

مدیریت بهینه انرژی ریزشبکه‌ها در بازار خرده‌فروشی بر پایه روش تئوری بازی غیر همکارانه با در نظر گرفتن عدم قطعیت

معصومه جوادی^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد؛ سیدمازیار میرحسینی مقدم^۲، استادیار؛ موسی مرزبند^۳، استادیار

۱- گروه مهندسی برق قدرت - دانشگاه آزاد اسلامی واحد رشت - رشت - ایران - javadi.masoomeh@gmail.com

۲- گروه مهندسی برق - دانشگاه آزاد اسلامی واحد لاهیجان - لاهیجان - ایران - m.mirhosseini@liau.ac.ir

۳- گروه مهندسی برق - دانشگاه آزاد اسلامی واحد لاهیجان - لاهیجان - ایران - m.marzband@liau.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک چهارچوب کلی برای پیاده‌سازی بازار خرده‌فروشی انرژی بر پایه الگوریتم Nikaido-Isoda/Relaxation (بر مبنای تئوری بازی غیر همکارانه^۱) با وجود نوسانات بالای تولید منابع تجدیدپذیر پراکنده (DRR^۲) و تقاضای مصرف‌کنندگان به‌همراه پیاده‌سازی مدیریت سمت تقاضا (DSM^۳) در ریزشبکه‌ها (MG^۴)، پیشنهاد شده است. ساختار ارائه‌شده بر اساس خاصیت اتصال و اجرای^۵ تعداد زیادی از منابع انرژی تجدیدپذیر (با در نظر گرفتن عدم قطعیت با استفاده از روش تست آرایه متعامد تاگوچی) و منابع ذخیره‌کننده انرژی توسعه داده شده است. در این ساختار، مصرف‌کنندگان قادرند تا به‌طور کامل در بازار مشارکت نموده و نه تنها به‌عنوان پذیرندگان قیمت نمی‌باشند؛ بلکه بارهای پاسخگو (RLD^۶) در کنار تولیدکنندگان برق به‌همراه بهره‌برداری محلی و مدیریت منابع تولید پراکنده (DG^۷) و منابع ذخیره انرژی (ES^۸) خود، می‌توانند به‌عنوان پیشنهاددهندگان قیمت نیز محسوب شوند. به‌عبارت دیگر، RLDها در ساختار پیشنهادی علاوه بر منابع تولید می‌توانند به‌وسیله عملکرد محلی و مدیریت منابع تولید توزیع‌شده و ادوات ذخیره انرژی سهم مهمی در تغییر استراتژی بازار انرژی ایفا نمایند. در ساختار پیشنهادی، بازیگران مربوط به منابع تولید در جهت حداکثرسازی سود و بازیگران مربوط به مصرف‌کنندگان نیز در جهت مینیمم‌سازی قیمت تسویه بازار تمامی تلاش خود را معطوف نموده و در ساختار بازی برای رسیدن به نقطه تعادل نش شرکت می‌نمایند. حاصل مطالعه صورت پذیرفته، تعیین میزان توان بهینه مشارکت بازیگران در بازار در جهت دستیابی به حداکثر سود اخذشده می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه، مدیریت بهینه انرژی، بازار انرژی الکتریکی، تئوری بازی، مدیریت سمت تقاضا، تابع Nikaido-Isoda و الگوریتم Relaxation، تعادل Nash، عدم قطعیت.

Optimal Energy Management of Microgrids in the Retail Market based on Non-cooperative Game Theory considering the Uncertainty

Masoomeh Javadi, MSc Student¹; Seyyed Maziar Mirhosseini Moghaddam², Assistant Professor; Mousa Marzband³, Assistant Professor

1- Dept. of Power Electric Eng., Islamic Azad University of Rasht Branch, Rasht, Iran, Email: javadi.masoomeh@gmail.com

2- Dept. of Electrical Eng., Islamic Azad University of Lahijan Branch, Lahijan, Iran, Email: m.mirhosseini@liau.ac.ir

3- Dept. of Electrical Eng., Islamic Azad University of Lahijan Branch, Lahijan, Iran, Email: m.marzband@liau.ac.ir

Abstract: In this paper, a general framework for implementing a retail energy market (REM) based on the Nikaido-Isoda/relaxation algorithm (termed REM-NIRA herein) is proposed for the next generation of the electricity market structure with the presence of high fluctuations of DRR resources and the demands of consumers considering DSM implementation. The presented structure is developed based on connection property and the execution of plug and play a large number of renewable energy resources (considering uncertainty based on Taguchi's orthogonal array testing approach) and energy storage devices. In this proposed structure, the consumers are able to participate in the market as prosumers (producer and consumer at the same time). In other words, the RLDs can have also an important share in the change of energy/price in the energy market in the proposed structure in addition to generation resources by local performance and the management of distributed generation resources and energy storage devices. The goal of the so-called generation players is to maximize profit, while players associated with consumers try to minimize market clearing price and participate in the game structure to reach Nash equilibrium point. By considering the related uncertainties, the DGs can maximize their expected payoff or profit by undertaking strategies through the price bidding strategy based on the proposed Nash equilibrium. The numerical results show the effectiveness and accuracy of the proposed framework determining the optimal power set-points of players participated in the market in order to achieve the aforementioned objectives.

Keywords: Microgrid, Optimal energy management, Electricity market, Game theory, Demand side management, Nikaido-isoda function and relaxation algorithm, Nash equilibrium, Uncertainty.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۳/۱۲/۰۶

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۴/۰۲/۱۷ و ۱۳۹۴/۰۳/۰۳

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۰۴/۲۱

نام نویسنده مسئول: سیدمازیار میرحسینی مقدم

نشانی نویسنده مسئول: ایران - لاهیجان - خیابان کاشف شرقی - انتهای خیابان شقایق - دانشگاه آزاد اسلامی واحد لاهیجان - گروه مهندسی برق.

۱- مقدمه

بازار خصوصی صنعت برق در بسیاری از کشورهای دنیا، از یک مالک سنتی که به تنهایی مسئول تأمین نیاز مصرف کنندگان است، به یک بازار آزاد تبدیل شده است. در این راستا، چنین ساختاری با چالش‌ها و تغییرات بسیاری بر روی فراهم کنندگان، تسهیلات دهندگان و استفاده کنندگان این صنعت، مواجه شده است. بخش‌های اصلی این ساختار بازار شامل منابع تولید، توزیع، عمده‌فروشان و خرده‌فروشان بوده که موجب افزایش قابل ملاحظه‌ای در تعداد بازیگران ساختار جدید شده است. این بازیگران در حال حاضر قادرند آزادانه وارد و یا از بازار برای اخذ فرصت‌های اقتصادی جدید خارج شوند. در بسیاری از کشورهایی که آزادسازی بازار در بخش الکتریسیته صورت گرفته، طبیعت رقابتی آن به روند تسریع پیشرفت تکنولوژی در این زمینه کمک شایان توجهی نموده است. مشارکت بخش‌های اصلی ساختار این بازار، عموماً بازار را به سمت کاهش هزینه و بالا بردن قابلیت اطمینان بازار سوق می‌دهد که در نهایت سود قابل توجهی را نصیب بازیگران آن می‌نماید [۱]. نتیجه این کار ارائه یک ساختار بازار به همراه رقابت شدید است که در آن تصمیم برای قیمت‌گذاری و تبادل توان الکتریکی بر پایه قدرت بازار اتخاذ می‌شود. در این ساختار، تمامی بازیگران، ارائه‌دهنده پیشنهاد قیمت هستند و بایستی قیمت تسویه بازار را به عنوان تصمیم نهایی بازار قبول نمایند [۲]. [۳] بر روی مینیمم نمودن قیمت حاشیه‌ای محلی خریداران با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی مختلف و اضافه نمودن یک ماژول تصمیم بر پایه تئوری بازی تمرکز نموده است. در [۴]، سناریوهای مختلف بازی به طور فردی یا با همکاری با دیگر بازیگران شبیه‌سازی شده است و نتایج نشان‌دهنده حصول مزایای عالی در همکاری بین اعضا می‌باشند.

تئوری بازی، روش‌ها و مفاهیم مهمی را در حین مطالعه تداخل منافع عامل‌های مختلف در بازار رقابتی، فراهم می‌آورد. یک تحلیل رقابتی جامع برای مقایسه مدل‌های مختلف تئوری بازی در [۵] ارائه شده است. در [۶]، نویسندگان یک الگوریتم ژنتیک برای تشکیل ائتلاف بهینه پیشنهاد داده‌اند و نتایج حاصله نشان‌دهنده پیشی گرفتن این الگوریتم‌ها نسبت به الگوریتم‌های تخمینی می‌باشد. هر دوی ساختار ائتلاف و توزیع منفعت در محیط‌های رقابتی در [۷] ارائه شده‌اند. بیشتر تحقیقات اخیر در یک محیط دینامیکی جایی که عدم قطعیت‌ها وجود داشته و نیز مقدار سود ناشی از ائتلاف ثابت نباشد، مدل شده‌اند [۸]، [۹]. در بازار رقابتی، خریداران الکتریسیته پذیرنده قیمت نیستند از آن جایی که آن‌ها قادر به تأثیرگذاری بر روی بازار با استفاده از استراتژی‌های قیمت‌گذاری مختلف همچنین همکاری با دیگر خریداران، نیستند. بنابراین، لازم است تا استراتژی‌های همکاری و فردی خریداران الکتریسیته مورد بررسی و توسعه قرار گیرد.

این مقاله در جستجوی راهی برای درک رفتار همکارانه خریداران الکتریسیته و کشف استراتژی‌هایی که منجر به ماکزیمم نمودن منفعت می‌شود، می‌باشد. استراتژی‌های همکاری و قیمت‌گذاری فروشندگان

توان در یک بازار آزاد توسط الگوریتم‌هایی بر پایه تئوری بازی غیر همکارانه در یک چهارچوب بر پایه عامل در این مقاله مطالعه شده است. علاوه بر این، در حالی که مقالات موجود بر روی ساده‌سازی مدل بازار با معرفی تنها تعداد کمی مشارکت‌کننده تمرکز نموده‌اند، مدل پیشنهاد شده می‌تواند به راحتی بر روی شبکه‌ای با تعداد زیادی از خریداران با احتساب کامل قیود فنی و فیزیکی به راحتی پیاده‌سازی شود و می‌تواند به آسانی برای در نظر گرفتن مدل‌های مختلف بازار توسعه داده شود.

نوآوری‌های این مقاله می‌تواند به صورت زیر لیست شود:

۱- پیشنهاد یک چهارچوب بازار الکتریسیته خرده‌فروشی در یک سیستم توزیع شامل تعداد زیادی از مصرف کنندگان/ تغذیه کنندگان انرژی؛
۲- اعمال الگوریتم تئوری بازی برای به دست آوردن قیمت بازار الکتریسیته خرده‌فروشی خصوصی ضمن برآورده نمودن تعدادی قیود کلی و محلی سیستم

در بخش‌های ۲ و ۳ به ترتیب پیاده‌سازی ساختار بازار پیشنهادی و شبکه قدرت تحت مطالعه معرفی شده‌اند. بخش ۴ به پیاده‌سازی ریاضی مسئله شامل فرمول‌بندی تابع هدف و قیود مسئله، مدل‌سازی ریاضی عدم قطعیت، معرفی تابع Nikaido-Isoda و الگوریتم Relaxation پرداخته است. پیاده‌سازی الگوریتم پیشنهاد شده (REM-NIRA) همراه با تشریح عملکرد واحدهای این الگوریتم در بخش ۵ ارائه شده است. در بخش ۶، بحث و بررسی نتایج موردی شبکه تحت مطالعه بیان شده و به دنبال آن نتیجه‌گیری در بخش پایانی ارائه شده است.

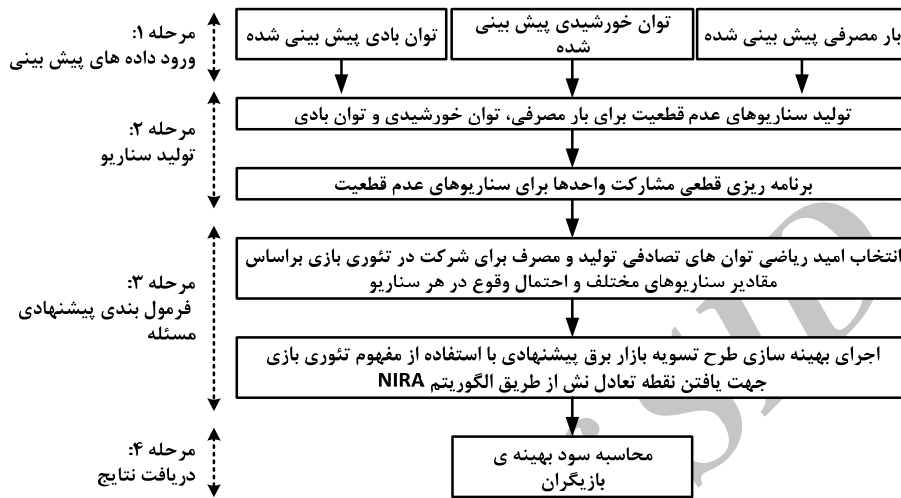
۲- فلوچارت مربوط به ساختار پیشنهاد شده برای پیوستن بازیگران به بازار

ساختار پیشنهادی بازار برق خرده‌فروشی، راه‌حلی برای فراهم نمودن سهم بالای مشارکت تولیدکنندگان پراکنده در کاهش قیمت تمام‌شده الکتریسیته و افزایش سود آن‌ها در کنار همکاری مؤثر و مداوم آن‌ها با مصرف کنندگان ارائه می‌دهد. چهارچوب در نظر گرفته شده این امکان را برای بهره‌برداران سیستم توزیع و مشتریان مسکونی فراهم می‌کند که به نحو شایسته‌ای منبع تأمین انرژی خود را با توجه به گزینه‌های مختلفی از قبیل انتخاب محدوده وسیعی از منابع انرژی تجدیدپذیر بر پایه هزینه تمام‌شده الکتریسیته گزینش نمایند. در چهارچوب پیشنهادی، مشتریان مسکونی نقش پررنگ‌تری را در بهره‌برداری و مدیریت منابع توزیع انرژی DER^{۱۱} (شامل مجموعه‌ای از DGها، ESها) و نیز RLD ایفا می‌کنند. DERها نیز می‌توانند ضمن مشارکت با یکدیگر در جهت تأمین تقاضای بارها تمامی تلاش خود را برای اخذ سود بیشتر معطوف نمایند. مصرف کنندگان نیز ضمن مشارکت با تولیدکنندگان برای مدیریت تقاضای خود در جهت کاهش قیمت برق تمام‌شده گام برمی‌دارند. ساختار پیشنهادی در شکل ۱ نشان داده شده که شامل چهار مرحله به شرح زیر می‌باشد:

مرحله ۱: ورود داده‌های پیش‌بینی توان بادی (WT^{12})، خورشیدی (PV^{13}) و بار مصرفی؛

مرحله ۲: تولید سناریوهای عدم قطعیت با توجه به داده‌های پیش‌بینی
مرحله ۱: به‌همراه احتمال وقوع مربوطه و برنامه‌ریزی قطعی مشارکت
واحدهای سناریوها؛
مرحله ۳: انتخاب امید ریاضی توان‌های تصادفی تولید و مصرف برای
شرکت در تئوری بازی و تعیین نقطه تعادل نش بهینه ظرفیت مشارکت

در تسویه قیمت بازار با رویکرد بهینه‌سازی تصادفی مبتنی بر محاسبه
مقدار تابع Nikaido-Isoda و الگوریتم Relaxation؛
مرحله ۴: تعیین ظرفیت بهینه بازیگران جهت شرکت در بازار و محاسبه
تابع سود هریک از آن‌ها.

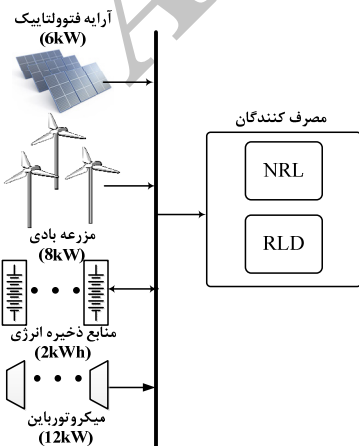


شکل ۱: فرآیند پیاده‌سازی ساختار بازار پیشنهادی

۳- شبکه قدرت تحت مطالعه

۱- سناریوی #1 افزایش ناگهانی (به‌میزان ۱۰٪) در مقدار توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر؛
۲- سناریوی #2: مقدار اولیه حالت شارژ باتری (SOC^i) در مقدار ماکزیمم؛
۳- سناریوی #3 (شرایط نرمال): مقدار اولیه SOC در مقدار متوسط؛
۴- سناریوی #4: مقدار اولیه SOC در مقدار مینیمم؛
۵- سناریوی #5 کاهش ناگهانی (به‌میزان ۱۰٪) در مقدار توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر؛
در سناریوهای #1، #3 و #5 مقدار SOC در شرایط اولیه برابر مقدار متوسط آن (یعنی ۵۰٪) تنظیم شده است.

به‌منظور تست قابلیت روش پیشنهادی، یک شبکه MG جزیره‌ای در محیط شبیه‌سازی نرم‌افزار MATLAB توسعه داده شده است. مشخصات کل سیستم و اصول طرح کنترلی هریک از DERها به‌طور مفصل در [۱۰-۱۲] تشریح شده است. شکل ۲ پیکربندی سیستم تحت مطالعه استفاده‌شده در این مطالعه را نشان می‌دهد. MG تحت مطالعه دربرگیرنده مجموعه‌ای از منابع تولید شامل PV، WT، میکروتوربین (MT^{14}) و ES و نیز مصرف‌کنندگان شامل بارهای غیر پاسخگو (NRL^{15}) و RLD می‌باشد. داده‌های پیش‌بینی‌شده برای تقاضای بار، WT و PV نیز از [۱۰-۱۲] اخذ شده‌اند. مجموعه منابع تولید به‌عنوان بازیگر ۱ و RLD نیز به‌عنوان بازیگر ۲ منظور شده است. ضرایب هزینه، سود و قیمت تأمین توان بازیگران ۱ و ۲ در جدول ۱ خلاصه شده است [۱۳، ۱۱].



شکل ۲: شماتیک سیستم تحت مطالعه

جدول ۱: ضرایب هزینه و سود بازیگران ۱ و ۲

| a | b | c | θ | β | ζ | π^{ES-} | π^{ES+} |
|--------|--------|------|----------|---------|---------|-------------|-------------|
| \$/kWh | \$/kWh | \$/h | \$/kWh | \$/h | | \$ | \$ |
| ۶۰۰ | ۰.۰۱ | ۰ | ۰.۰۰۱ | ۳.۴ | ۶۰ | ۰.۱۲۵ | ۰.۱۴۵ |

به‌منظور بررسی عملکرد الگوریتم REM-NIRA، آنالیز حساسیت با اعمال سناریوهای اعمال‌شده بر روی شبکه تحت مطالعه به شرح زیر انجام شده است:

۴- پیاده‌سازی ریاضی مسئله

در این بخش، فرمول‌بندی ریاضی مسئله با استفاده از مؤلفه‌های کلیدی در بازار خرده‌فروشی پیشنهادی ارائه شده است. چهار چوب کلی به‌راحتی با دیگر سیستم‌های توزیع برق با سطوح بالای مشارکت مشتری‌ها قابل بسط و تنظیم می‌باشد.

۴-۱- توابع هدف و قیود مسئله

مؤلفه‌های کلیدی بازار پیشنهادی دربرگیرنده دو بازیگر شامل مجموعه‌های تولید (Player-1) و مصرف (Player-2) در MG می‌باشند که توابع هدف برای هر یک از آن‌ها می‌تواند به‌صورت زیر تعریف شود:

Player-1: منابع تولید در شبکه تحت مطالعه متشکل از واحدهای MT،

WT، PV و ES می‌باشد. $J_t^{Player-1}$ سود حاصل از مجموعه‌های تولید (Player-1) در ساعت t ام می‌تواند به‌صورت رابطه زیر محاسبه شود:

$$\max J_t^{Player-1} = R_t^{Player-1} - C_t^{Player-1} \quad (1)$$

در این رابطه $R_t^{Player-1}$ و $C_t^{Player-1}$ به‌ترتیب توابع درآمد و هزینه بازیگر ۱ در زمان t می‌باشند. تابع درآمد $R_t^{Player-1}$ می‌تواند به‌صورت زیر بیان شود:

$$R_t^{Player-1} = \lambda(P_n) \times [P_t^{MT} + P_t^{WT} + P_t^{PV} + P_t^{ES-} - P_t^n] \quad (2)$$

در رابطه فوق P_t^{MT} توان خروجی MT، P_t^{WT} توان خروجی WT، P_t^{PV} توان خروجی سیستم PV و P_t^{ES-} توان دشارژ ES در ساعت t ام و برحسب kW می‌باشد. برای سادگی بیشتر، قیمت برق خرده‌فروشی برای تمام بازیگران در یک سیستم توزیع منفرد یکسان فرض شده است. بنابراین، رابطه زیر می‌تواند ارائه شود [۱۳].

$$\lambda(P_n) = (-\theta \times P_t^n) + \beta, \quad \theta > 0 \quad (3)$$

در رابطه فوق، θ و β ضرایب منحنی تقاضای بار، λ قیمت برق یکسان برحسب $\$/kWh$ و P_t^n کل تقاضای بار داده‌شده سیستم MG برحسب kW در ساعت t ام است. تابع هزینه $C_t^{Player-1}$ برحسب $\$$ به‌صورت زیر قابل بیان است:

$$C_t^{Player-1} = C_t^{MT} + C_t^{WT} + C_t^{PV} + C_t^{ES-} + C_t^{ES+} \quad (4)$$

زراتورهای WT و PV به‌عنوان واحدهای غیر قابل توزیع بوده و توان خروجی آن‌ها به شرایط آب و هوایی وابسته است. از آن جایی که هزینه تولید منابع تجدیدپذیر در مقایسه با منابع دیگر قابل چشم‌پوشی است؛ در نتیجه $C_t^{WT} = 0$ و $C_t^{PV} = 0$ در نظر گرفته شده است. هزینه تولید MT به‌صورت یک تابع درجه دو به‌صورت رابطه زیر فرموله شده است [۱]:

$$C_t^{MT} = a \cdot (P_t^{MT})^2 + b \cdot P_t^{MT} + c, \quad a > 0 \quad (5)$$

در رابطه فوق، a ، b و c ضرایب تابع هزینه MT هستند. هزینه شارژ و دشارژ ES نیز از طریق روابط زیر قابل محاسبه می‌باشند [۱۱].

$$C_t^{ES-} = \pi^{ES-} \times P_t^{ES-} \quad (6)$$

$$C_t^{ES+} = \pi^{ES+} \times P_t^{ES+} \quad (7)$$

در روابط فوق، π^{ES-} و π^{ES+} به‌ترتیب قیمت تأمین ES در حالت شارژ و دشارژ می‌باشد و P_t^{ES-} و P_t^{ES+} نیز توان‌های حالت شارژ و دشارژ ES هستند.

Player-2: این بازیگر شامل بار RLD می‌باشد. هدف حداقل‌نمودن هزینه بهره‌برداری از طریق مدیریت بارهای قابل توزیع آن است که سود حاصله در ساعت t ام به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\min J_t^{Player-2} = \lambda(P_n) \times P_t^{RLD} \quad (8)$$

هریک از بازیگران فوق‌الذکر تصمیمات خود را بسته به قیود فنی و کلی سیستم اتخاذ می‌نمایند.

۴-۱-۱- قیود محلی و کلی

قید تعادل: بایستی تعادل توان تولیدشده توسط Player-1 با کل توان مصرفی توسط تقاضای بار معادل باشند که در رابطه زیر صدق می‌نماید:

$$P_t^{MT} + P_t^{WT} + P_t^{PV} + P_t^{ES-} = P_t^n + P_t^{ES+} + P_t^{RLD} \quad (9)$$

Player-1: MT در زمان داده‌شده t تحت شرایط زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد.

$$\underline{P}^{MT} \leq P_t^{MT} \leq \bar{P}^{MT}, \quad \forall t \quad (10)$$

که در آن \underline{P}^{MT} و \bar{P}^{MT} به‌ترتیب حداقل و حداکثر توان خروجی در زمانی است که MT در حال فعالیت باشد (kW). سیستم MG، WT و PV خود را با توجه به مقدار امید ریاضی حاصل از سناریوهای عدم قطعیت منوط به قیود زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌دهد:

$$0 \leq P_t^{WT} \leq EV_t^{WT} \quad (11)$$

$$0 \leq P_t^{PV} \leq EV_t^{PV} \quad (12)$$

در روابط فوق EV_t^{WT} و EV_t^{PV} به‌ترتیب امید ریاضی WT و PV در ساعت t ام (kW) می‌باشند که از مجموع حاصل ضرب احتمال وقوع هر یک از سناریوهای عدم قطعیت در مقدار آن سناریو مطابق روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$EV_t^{WT} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{WT,s} \times P_t^{WT,s} \quad (13)$$

$$EV_t^{PV} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{PV,s} \times P_t^{PV,s} \quad (14)$$

در روابط فوق، N_s تعداد سناریوهای عدم قطعیت و به‌ترتیب $\rho_t^{WT,s}$ و $\rho_t^{PV,s}$ احتمال وقوع هر یک از سناریوهای WT و PV در ساعت t ام و $P_t^{WT,s}$ و $P_t^{PV,s}$ نیز مقدار توان WT و PV در سناریوی مربوطه می‌باشد. الگوریتم پیشنهادی، ES را در زمان داده‌شده t با توجه به حالت شارژ یا دشارژ با رعایت قیود زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌دهد [۱۱]:

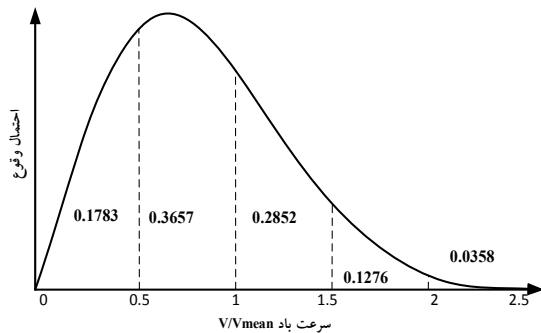
$$0 \leq P_t^{ES-} \leq \bar{P}^{ES-}, \quad \forall t \quad (15)$$

$$0 \leq P_t^{ES+} \leq \bar{P}^{ES+}, \quad \forall t \quad (16)$$

که در آن \bar{P}^{ES-} و \bar{P}^{ES+} به‌ترتیب حداکثر توان خروجی ES برحسب kW در حالت دشارژ یا شارژ باتری می‌باشند. برای جلوگیری از شارژ و تخلیه بیش از حد، وقتی که SOC به بالاترین و پایین‌ترین حد برسد، ES به حالت آماده‌باش^{۱۷}، تغییر وضعیت می‌دهد.

۴-۲-۲- توان تولیدشده توسط WT

با توجه به این که سرعت باد یک متغیر تصادفی است، برای محاسبه تغییرپذیری سرعت باد در طول ۲۴ ساعت از توزیع ویبول استفاده می‌شود و مقدار میانگین این توزیع، داده پیش‌بینی سرعت باد می‌باشد. مانند منحنی توزیع نرمال برای سادگی محاسبات ریاضی، می‌توان منحنی توزیع ویبول را به چند بخش مجزا تقسیم نمود. احتمال وقوع هر بازه از طریق مقدار سرعت باد متناظر با میانه هر بخش تعیین می‌شود. منحنی توزیع احتمال سرعت باد در این مطالعه با تابع چگالی احتمال پنج‌تکه‌ای به صورت شکل ۴ می‌باشد [۱۵، ۱۶].

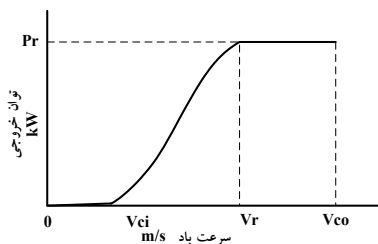


شکل ۴: توزیع احتمالی سرعت باد

توان تولیدی WT با سرعت باد تغییر می‌کند و توان خروجی آن می‌تواند با استفاده از رابطه تابع توان برحسب سرعت باد مطابق رابطه زیر محاسبه شود:

$$P_t^{WT} = \begin{cases} \left(\frac{P_r}{V_r - V_{ci}} \right) (v - V_{ci}) & V_{ci} \leq v \leq V_r \\ P_r & V_r \leq v \leq V_{co} \\ 0 & \text{others} \end{cases} \quad (21)$$

در رابطه فوق P_t^{WT} توان خروجی WT، v سرعت باد، P_r توان نامی WT، V_r سرعت نامی باد، V_{ci} سرعت وصل توربین و V_{co} سرعت قطع توربین می‌باشند. اگر توربین بادی در سرعت V_{ci} شروع به تولید توان نماید؛ توان خروجی متناسب با افزایش سرعت از V_{ci} تا V_r افزایش خواهد یافت. توان نامی P_r در زمانی تولید می‌شود که سرعت باد بین V_r و V_{co} متغیر باشد. به دلایل امنیتی، توربین در سرعت V_{co} خاموش خواهد شد و توان خروجی در سرعتی خارج از محدوده‌های مذکور صفر خواهد بود. منحنی توان خروجی باد مطابق شکل ۵ می‌باشد.



شکل ۵: منحنی توان خروجی WT

$$SOC_t = \frac{E_t}{E_{Tot}} \quad (17)$$

در رابطه فوق SOC حالت شارژ باتری است که در لحظه t (SOC_t) برابر با حاصل تقسیم مقدار انرژی ذخیره‌شده در باتری در لحظه t (E_t) بروی مقدار ظرفیت کل باتری (E_{Tot}) برحسب kWh می‌باشد.

$$\underline{SOC} \leq SOC_t \leq \overline{SOC} \quad (18)$$

$$SOC_{t+1} - SOC_t = (P_t^{ES+} - P_t^{ES-}) \times \Delta t / ES_{Tot} \quad (19)$$

در رابطه فوق \underline{SOC} و \overline{SOC} به ترتیب حداقل و حداکثر وضعیت باتری در حالت شارژ و دشارژ و Δt بازه زمانی است.

Player-2: شبکه متشکل از بارهای RLD و NRL می‌باشد. ارتباط مابین RLD و NRL در هر بازه زمانی در رابطه زیر صدق می‌نماید:

$$0 \leq P_t^{RLD} \leq \zeta \times P_t^n \quad (20)$$

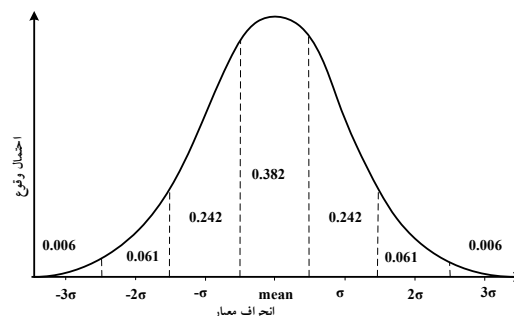
ζ ضریبی از بار NRL می‌باشد.

۴-۲-۲- مدل‌سازی ریاضی عدم قطعیت PV، WT و تقاضای بار

به منظور پشتیبانی از تصمیمات مبتنی بر اندازه‌گیری‌های واقعی مطابق با شرایط آب و هوایی، از عدم قطعیت استفاده می‌شود. از این رو، برآوردهای عدم قطعیت بایستی به صورت واقع‌گرایانه، روند اندازه‌گیری را منعکس نماید. فراهم‌نبودن پیش‌بینی دقیق و در نتیجه خطای پیش‌بینی، بهره‌برداری سیستم قدرت MG را با عدم قطعیت مواجه می‌سازد. در این مقاله، به منظور تطبیق داده‌های پیش‌بینی‌شده با واقعیت از مدل‌های احتمالاتی تقاضای بار مصرفی، WT و PV استفاده شده است. در ادامه نحوه مدل‌سازی پارامترهایی که متأثر از شرایط محیطی و اجتماعی می‌باشند؛ تشریح می‌شود.

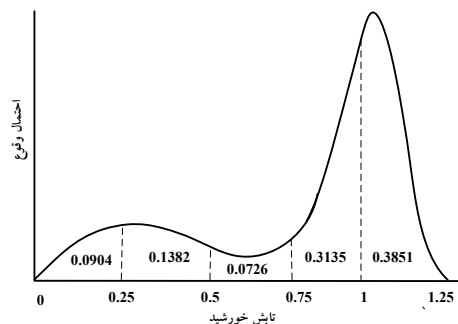
۴-۲-۱- تقاضای بار مصرفی

عدم قطعیت بار را می‌توان از طریق منحنی توزیع نرمال و با استفاده از پارامترهای میانگین و انحراف معیار مدل‌سازی نمود. مقدار میانگین در توزیع منحنی نرمال بار با بار پیش‌بینی‌شده در هر بازه زمانی برابر می‌باشد و انحراف معیار نیز از روش پیش‌بینی بار بر مبنای تجربه و الگوی مصرفی گذشته به دست می‌آید. برای ساده‌تر شدن محاسبات ریاضی، می‌توان منحنی توزیع نرمال را به چندین بخش تقسیم نمود که مساحت هر بخش، احتمال وقوع بار را با مقدار برابر با مقدار میانه آن بخش نشان می‌دهد. در این مطالعه از منحنی توزیع احتمال نرمال هفت‌تکه‌ای مطابق با شکل ۳ استفاده شده است [۱۴].



شکل ۳: منحنی توزیع احتمال نرمال هفت‌تکه‌ای

۴-۲-۳- توان تولیدشده توسط PV



شکل ۶: توزیع احتمالی تابش خورشید

مقدار تابش خورشیدی که به سطح زمین می‌رسد، علاوه بر حرکت روزانه و سالانه ظاهری خورشید، به موقعیت جغرافیایی (طول، عرض و ارتفاع) و شرایط آب و هوایی (به‌عنوان مثال، پوشش ابر) وابسته است. بسیاری از مطالعات نشان داده‌اند که پوشش ابر، عامل اصلی مؤثر در تفاوت بین مقادیر اندازه‌گیری شده تابش خورشید در خارج از جو و بر روی سطح زمین می‌باشد. از این رو، توان خروجی سطوح PV به‌میزان تابش خورشید به سطوح آن وابسته است. توزیع ساعتی تابش خورشید را می‌توان مشابه مدل توزیع ویبول برای سرعت باد به پنج بخش تقسیم نمود که به‌صورت شکل ۶ قابل نمایش است [۱۷]. توزیع توان سیستم PV بر پایه توزیع تابش به‌دست می‌آید. توان خروجی سیستم PV به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد:

$$P_t^{PV} = A_C \eta I_t^\beta \quad (22)$$

در این رابطه، A_C مساحت سطح آرایه‌های $[m^2]$ ، I_t^β میزان تابش خورشید بر روی یک سطح با شیب β به سطح افق $[kWhm^{-2}]$ ، η بازده سیستم PV در شرایط گزارش واقعی می‌باشند.

۴-۳- تابع Nikaido-Isoda

در بازار برق پیشنهادی، تمامی بازیگران از طریق تنظیم توان خروجی خود و تقاضای بار با یکدیگر به رقابت می‌پردازند. ماهیت بازار برق مطرح‌شده، متناسب با تئوری بازی با n شرکت‌کننده در یک بازی غیر تعاونی بوده که در آن هر بازیگر به‌دنبال حداکثرسازی سود خود از طریق یک فرآیند تصمیم‌گیری پراکنده می‌باشد. این بازی غیر تعاونی با n بازیگر می‌تواند مکرراً با استفاده از روش خاص تئوری بازی (تابع Nikaido-Isoda و الگوریتم Relaxation) حل شود. در یک بازی غیر تعاونی با n بازیگر، هر بازیگر ممکن است تا حدی یا کاملاً از منافع متضاد با دیگران برخوردار باشد [۱۳]. آن‌ها همه سعی می‌کنند رفاه خود را با تنظیم استراتژی‌هایشان به حداکثر برسانند. در یک فرم ریاضیاتی، یک بازی با n بازیگر با ساختار سه‌تایی $i \in N, \{N, X_i, \Phi_i\}$ تعریف می‌شود. هر بازیگر i نام متعلق به یک مجموعه بازیگران $N = \{1, 2, \dots, n\}$ است. X_i فضای استراتژی بازیگر i نام می‌باشد. مجموعه استراتژی‌های جمعی به‌صورت $X = X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n$ تعریف می‌شود. هر بازیگر با توجه به استراتژی خاص خود، اقدامی را از طریق یک بردار x_i انتخاب می‌نماید. مجموعه اقدام

جمعی به‌صورت $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ تعریف می‌شود. Φ_i تابع منفعت بازیگر i نام است که سود قابل کسب آن بازیگر را از طریق تنظیم استراتژی‌اش با توجه به فضای استراتژی دیگران محاسبه می‌کند. عبارت $(y_i | x)$ نشان‌دهنده عنصر $(x_1, \dots, x_{i-1}, y_i, x_{i+1}, \dots, x_n)$ می‌باشد و بیان می‌کند که بازیگر i نام رفتار y_i را در حالی اتخاذ کرده که سایر بازیگران $(x_1, \dots, x_{i-1}, x_{i+1}, \dots, x_n)$ در بازی حضور دارند. تعادل نش برای هر بازیگر i نام به‌عنوان یک نقطه $x^* = (x_1^*, \dots, x_n^*)$ تعریف می‌شود.

$$\Phi_i(x^*) = \max_{(x_i | x) \in X} \Phi_i(x_i | x) \quad (23)$$

به‌عبارت دیگر، یک تعادل نش موجود است اگر همواره برای همه

بازیگران و برای تمام X_i ها $\Phi_i(x_i^* | x^*) \geq \Phi_i(x_i | x^*)$ برقرار باشد. با توجه به این که استراتژی‌های سایر بازیگران ثابت است، هیچ بازیگری نمی‌تواند تابع منفعت خود را با تغییرات یک‌جانبه استراتژی خود بهبود ببخشد. روابط (۱) و (۸) می‌توانند به‌ترتیب به‌عنوان تابع منفعت در غالب رابطه (۲۰) در نظر گرفته شوند. تابع Nikaido-Isoda به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\Psi(x, y) = \sum_{i=1}^n [\Phi_i(y_i | x) - \Phi_i(x_i)] \quad (24)$$

عبارت $[\Phi_i(y_i | x) - \Phi_i(x_i)]$ در سمت راست رابطه فوق، نشان‌دهنده بهبود در تابع منفعت i نام در زمانی است که بازیگر i رفتار خود را از x_i به y_i تغییر داده، در حالی که استراتژی‌های دیگر بازیگران بدون تغییر باقی می‌ماند. x^* یک نقطه تعادل نرمالیزه نش است اگر:

$$\max_{(x, y) \in X} \Psi(x^*, y) = 0 \quad (25)$$

وقتی که تابع Nikaido-Isoda به صفر می‌رسد، هیچ بازیگری نمی‌تواند منافع خود را با تغییرات یک‌جانبه راهبردی افزایش دهد. یک نقطه تعادل نرمالیزه نش همچنین یک نقطه تعادل نش است اگر:

$$X = X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n \quad (26)$$

بنابراین تابع Nikaido-Isoda تقریباً می‌تواند به نقطه تعادل نش نزدیک شود. از این رو، تابع پاسخ بهینه به‌صورت حداکثر نتیجه تابع Nikaido-Isoda بیان می‌شود.

$$Z(x) = \arg \max_{y \in X} \Psi(x, y) \quad (27)$$

$$x, Z(x) \in X$$

تابع $\arg \max$ برای آرگومان حداکثر بوده و بیانگر مجموعه‌ای از مقادیر x می‌باشد که به‌ازای آن $\Psi(x, y)$ به بیشترین مقدار خود می‌رسد. هر بازیگر تلاش می‌کند تا به‌طور یک‌جانبه سود خود را حداکثر نماید.

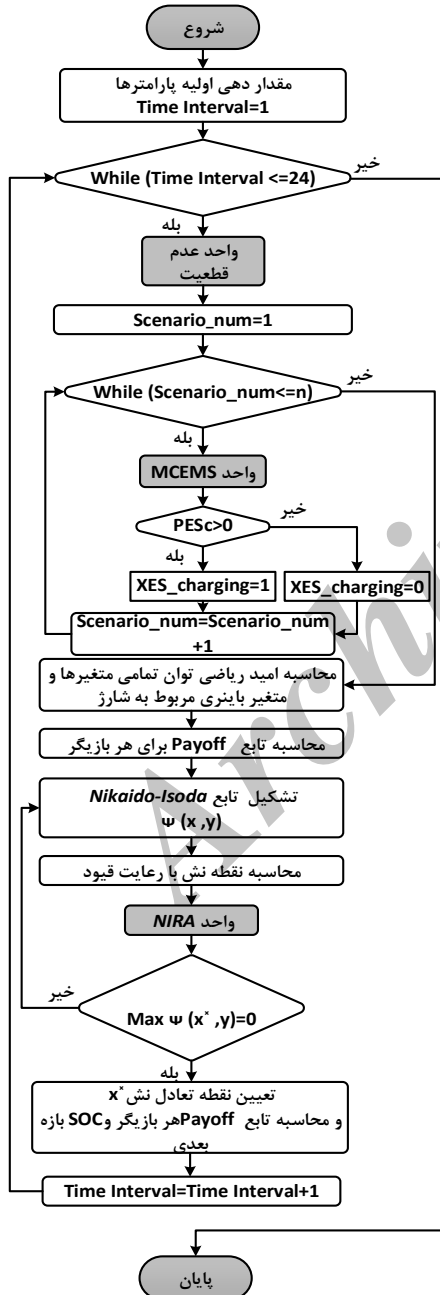
۴-۴- الگوریتم Relaxation

الگوریتم Relaxation تا زمانی که به یک نقطه تعادل نش x^* همگرا شود، مکرراً، تابع پاسخ بهینه را بهبود می‌بخشد. حدس اولیه x^0 بر پایه اطلاعات حاصل از سناریوهای عدم قطعیت و برنامه‌ریزی قطعی مشارکت واحدها انتخاب شده است. در این مقاله، x^0 بردار مقادیر امید ریاضی حاصل از سناریوهای عدم قطعیت EV_i^{ES} ، EV_i^{PV} ، EV_i^{WT} ، EV_i^{MT} و

محدب-مقعر ضعیف و مشتق‌پذیر پیوسته مرتبه دو است. بنابراین، یک نقطه تعادل منحصر به فرد وجود دارد تا الگوریتم Relaxation بتواند در آن همگرا شود [۱۸].

۵- پیاده‌سازی الگوریتم REM-NIRA

فلوچارت پیشنهاد شده برای پیاده‌سازی الگوریتم REM-NIRA در شکل ۷ ارائه شده است. همان‌طوری‌که از شکل مشاهده می‌شود، این فلوچارت از سه واحد اصلی بنام‌های واحد عدم قطعیت، واحد MCEMS و واحد NIRA تشکیل شده است. نحوه پیاده‌سازی هر یک از این واحدها به‌همراه وظیفه و هدف پیاده‌سازی آن‌ها در ادامه تشریح شده است.



شکل ۷: الگوریتم پیشنهاد شده برای پیاده‌سازی REM-NIRA

می‌باشد که مقادیر EV_t^{PV} و EV_t^{WT} از طریق روابط (۱۳) و (۱۴) قابل محاسبه هستند و با توجه به روابط زیر سایر مؤلفه‌های بردار x^0 را می‌توان تعیین نمود.

$$EV_t^{MT} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{MT,s} \times P_t^{MT,s} \quad (28)$$

در رابطه فوق به ترتیب EV_t^{MT} ، $\rho_t^{MT,s}$ و $P_t^{MT,s}$ مقادیر امید ریاضی، احتمال وقوع سناریو و توان MT در سناریوی مربوطه می‌باشند.

$$EV_t^{ES+} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{ES+,s} \times P_t^{ES+,s} \quad (29)$$

$$EV_t^{ES-} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{ES-,s} \times P_t^{ES-,s} \quad (30)$$

$$EV_t^{ES} = EV_t^{ES+} - EV_t^{ES-} \quad (31)$$

در روابط فوق، EV_t^{ES+} ، $\rho_t^{ES+,s}$ و $P_t^{ES+,s}$ مقادیر امید ریاضی، احتمال وقوع سناریو و توان سناریو در حالت شارژ ES بوده و به همین ترتیب EV_t^{ES-} ، $\rho_t^{ES-,s}$ و $P_t^{ES-,s}$ مقادیر امید ریاضی، احتمال وقوع سناریو و توان سناریو در حالت دشارژ ES می‌باشند. مقدار امید ریاضی مجموع حالت‌های شارژ و دشارژ ES است.

$$EV_t^{RLD} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{RLD,s} \times P_t^{RLD,s} \quad (32)$$

EV_t^{RLD} ، $\rho_t^{RLD,s}$ و $P_t^{RLD,s}$ به ترتیب مقادیر امید ریاضی RLD، احتمال وقوع سناریو و توان مصرفی RLD در سناریوی مربوطه می‌باشند. گام بعدی، بهبود مکرر تابع پاسخ بهینه با استفاده از الگوریتم Relaxation است [۱۳].

$$x^{k+1} = (1 - \alpha_k)x^k + \alpha_k Z(x^k) \quad (33)$$

$$k = 0, 1, 2, \dots$$

در رابطه فوق k ، گام تکرار و α_k وزن تخصیص داده شده به x^k و $Z(x^k)$ برای به دست آوردن x^{k+1} جدید در گام بعدی k می‌باشد. تابع پاسخ بهینه تا زمانی که شرط توقف به شرح زیر برآورده شود، مکرراً به روز می‌شود:

$$\max_{(x^k, y) \in X} \Psi(x^k, y) \leq \epsilon \quad (34)$$

ϵ یک مقدار کوچک تعریف شده توسط کاربر برای کنترل سرعت همگرایی است. همگرایی الگوریتم آرامش با یک ثابت α_k برای یک تابع محدب-مقعر، در زمانی که α_k شرایط زیر را برآورده نمایند، تضمین می‌شود:

$$\sum_{k=0}^{\infty} \alpha_k = \infty, \quad 0 < \alpha_k \leq 1, \quad \alpha_k \rightarrow 0, \quad k \rightarrow \infty \quad (35)$$

در هر تکرار k ، یک مقدار بهینه α_k از طریق حل تابع پاسخ بهینه زیر یافت می‌شود:

$$\alpha_k^* = \arg \min_{0 < \alpha_k \leq 1} \left[\max_{y^k \in X} \psi(x^{k+1}(\alpha_k), y^k) \right] \quad (36)$$

پس از چندین تکرار، الگوریتم آرامش به یک نقطه تعادل نش x^* همگرا می‌شود. یعنی X یک مجموعه فشرده محدب از فضای اقلیدسی است. تابع پاسخ بهینه $Z(x^k)$ یک مقدار تکین و پیوسته روی x^s می‌باشد. علاوه بر این، تابع Nikaido-Isoda (یعنی $\Psi(x, y)$) یک تابع

۱-۵- واحد عدم قطعیت

برای پیاده‌سازی عدم قطعیت می‌توان از روش شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده نمود ولی حجم بالای محاسبات و نیاز به اعمال سناریوهای زیاد از معایب این روش محسوب می‌شود [۱۹]. در صورتی که روش تاگوچی تعداد سناریوهای کمتری را مورد بررسی قرار داده و به کاهش حجم محاسبات و در نتیجه کاهش قابل توجهی در زمان در مقایسه با روش مونت کارلو منجر می‌شود [۲۰]. علاوه بر این، روش تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی در [۲۱] برای اعمال عدم قطعیت مورد بررسی قرار گرفته است. ساختارهایی بر مبنای مدل‌سازی فازی نیز در مراجع [۲۲، ۲۳] ارائه شده است.

طرح‌های تاگوچی به دلیل برآورد تأثیر عوامل بر پاسخ میانگین و تغییرات از آرایه‌های متعامد استفاده می‌نمایند. یک آرایه متعامد به معنی متعادل بودن طرح می‌باشد، به طوری که سطوح فاکتور از وزن‌دهی یکسانی برخوردارند. به همین دلیل، می‌توان هر عامل را مستقل از سایر عوامل مورد ارزیابی قرار داد؛ چرا که اثر یک عامل بر تخمین یک عامل متفاوت دیگر تأثیری ندارد. چگونگی انتخاب ماتریس آرایه‌های متعامد و توضیحات مفصل‌تر در خصوص روش تاگوچی به تفصیل در [۲۴] تشریح شده است.

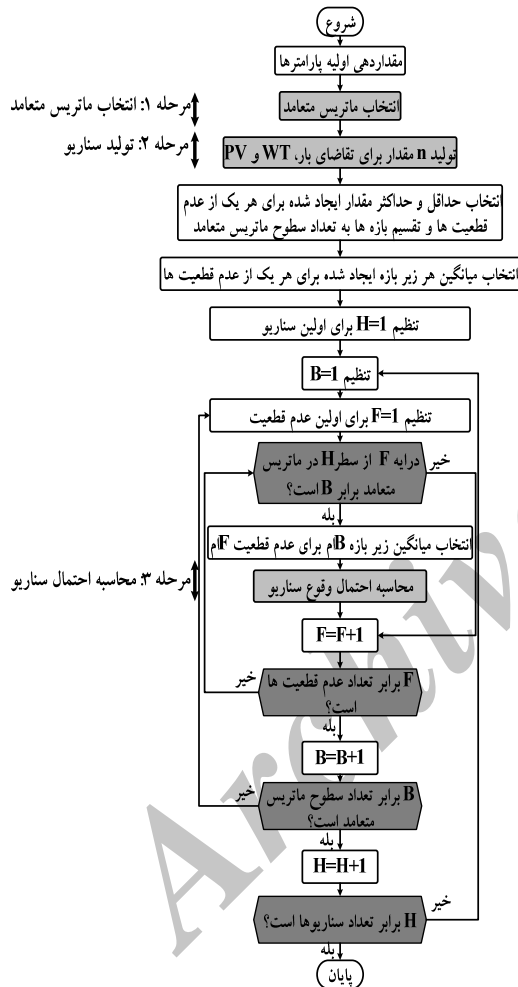
این واحد برای لحاظ نمودن عدم قطعیت مربوط به تقاضای بار و تأثیر تغییر شرایط محیطی بر روی تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر با استفاده از روش تست آرایه متعامد تاگوچی (TOAT^{۱۸}) پیشنهاد شده است. مرجع [۲۰] از روش TOAT برای به دست آوردن راه‌حل‌های قوی در مسائل آزمایشی طراحی تولید استفاده شده است. در بهره‌برداری با عدم قطعیت، TOAT با حداقل تعداد سناریو تضمین می‌کند که سناریوهای آزمایشی در نظر گرفته شده اطلاعات آماری خوبی را ارائه می‌دهند و به‌طور قابل توجهی تعداد تست را کاهش می‌دهد [۲۰، ۲۵]. برای مدل‌های مختلفی ثابت شده است که از بین تمامی سناریوهای ممکن TOAT توانایی انتخاب سناریوی بهینه را دارا می‌باشد [۲۴].

در مقایسه با روش مونت کارلو، TOAT سناریوهای تست بسیار کمتری ارائه می‌دهد و منجر به کاهش زمان محاسبات می‌شود [۲۵]. این روش قابلیت خود به‌عنوان یک الگوریتم بهینه‌سازی برای حل مسئله پخش بار و مسائل توزیع اقتصادی توان در سیستم‌های قدرت را به اثبات رسانده است [۲۰]. عدم قطعیت‌های موجود در مسئله مطرح شده با سناریوهای ایجاد شده مطابق با فلوجارت شکل ۸ پیاده‌سازی شده است. ساختار پیشنهاد شده شامل سه مرحله اصلی به شرح زیر می‌باشد:

مرحله ۱: انتخاب ماتریس متعامد با توجه به تعداد عدم قطعیت‌های موجود در سیستم؛
 مرحله ۲: ایجاد n مقدار برای تقاضای بار با استفاده از توزیع نرمال، برای WT با استفاده از توزیع ویبول و برای PV با استفاده از معادله تابش؛
 مرحله ۳: محاسبه احتمال وقوع سناریوی ایجاد شده با استفاده از توابع توزیع مربوط به بار، WT و تابع تابش مربوط به PV.

۲-۵- واحد MCEMS

برای تعیین نقطه تنظیم توان مربوط به منابع تولید و مصرف از الگوریتم سیستم مدیریت انرژی متداول اصلاح شده (MCEMS^{۱۹}) ارائه شده در [۱۲] استفاده شده است. در حقیقت این واحد مقادیر اولیه برای تمامی متغیرهای تعریف شده بر اساس قیود فنی و اقتصادی مربوط به هر المان را برای واحد NIRA تعیین می‌نماید. جزئیات در مورد نحوه پیاده‌سازی و چگونگی عملکرد این واحد با به‌طور کامل در [۱۲] تشریح شده است و خارج از حیطه بررسی این مقاله می‌باشد.



شکل ۸: واحد عدم قطعیت بر پایه روش TOAT

۳-۵- واحد NIRA

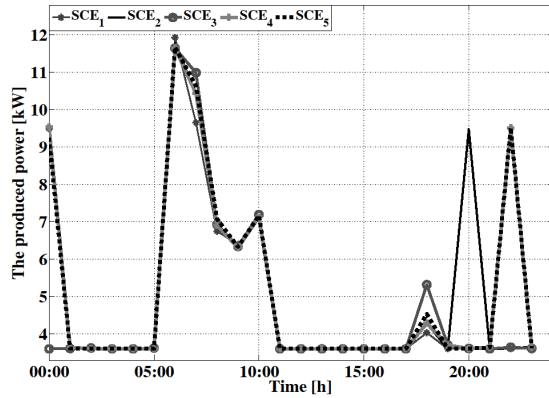
این واحد دو وظیفه مهم دربرگیرنده دو زیر مسئله شامل ۱- بهینه‌کردن تابع Nikaido-Isoda ۲- اعمال الگوریتم Relaxation و بهبود تابع پاسخ بهینه را بر عهده دارد. هر دوی این وظایف مکرراً توسط واحد NIRA دنبال می‌شود تا زمانی که اختلاف تابع پاسخ بهینه در رابطه (۲۷) بین دو تکرار مجاور به اندازه کافی کوچک شود [۱۳]. پس

شب همان طوری که از شکل ۱۳ مشاهده می‌شود، مشهود است. الگوریتم REM-NIRA در تمامی سناریوها MT را در حداقل مقدار ظرفیتی تولیدی به سرویس آورده و ضمن تغذیه توان تقاضای بار مورد نیاز مابه‌التفاوت توان تولیدی را صرف تغذیه RLD نموده است. در برخی مواقع نیز به دلیل افزایش ناگهانی در مقدار تقاضای بار، الگوریتم REM-NIRA به‌ناچار MT را با ظرفیتی به‌مراتب بالاتر از مواقع دیگر وارد سرویس نموده تا این‌که شبکه تحت مطالعه با توان تغذیه‌نشده مواجه نشود. شکل ۱۴ بیانگر وضعیت توان ES در طول ۲۴ ساعت است. همان طوری که از شکل ۱۵ مشاهده می‌شود، SOC در بیشتر مواقع به مقدار ماکزیمم تنظیم‌شده، رسیده است. در این بازه‌های زمانی از آن جایی که مقدار SOC در ES در تمامی سناریوها به ۸۰٪ رسیده است، لذا مقدار مازاد تولیدشده صرف تغذیه RLD شده است (مطابق شکل ۱۲). در سناریوی #1 با افزایش مقدار توان تولیدشده منابع تجدیدپذیر، مقدار SOC در حدود ۲۱٪ بازه‌های زمانی نسبت به شرایط نرمال (سناریوی #3) افزایش پیدا نموده است. به تدریج با افزایش مقدار SOC در طول عملکرد روزانه سیستم و رسیدن آن به ماکزیمم مقدار خود در تمامی سناریوهای اعمالی، الگوریتم پیشنهادی سعی در افزایش قابلیت اطمینان سیستم برای روز آینده در مواجهه با رویدادهای ناخواسته را دارد. مضاف بر آن، با توجه به شارژ کامل ES بعد از سپری شدن مدت‌زمانی (مطابق شکل ۱۴)، مقدار توان مازاد تولیدشده صرف تغذیه توان RLD شده و در سناریوی #5 به بالاترین مقدار خود (در حدود ۶۷٪ مواقع) نسبت به سناریوی #3 در مقایسه با سناریوهای دیگر رسیده است. در سناریوی #2 علاوه بر این‌که در ۳۳٪ بازه‌های زمانی مقدار SOC بیشتر از مقدارش در شرایط نرمال بوده است؛ همچنین در ۴۲٪ بازه‌های زمانی مقدار توان RLD نسبت به شرایط نرمال افزایش پیدا نموده است. این موضوع نشان‌دهنده این است که ES پس از شارژ کامل در ساعات اولیه عملکرد سیستم (مطابق شکل ۱۴)، مقدار SOC آن در بیشتر بازه‌های زمانی در مقدار ماکزیمم ثابت باقی‌مانده (مطابق شکل ۱۵) و توان مازاد تولیدشده عمدتاً صرف تغذیه RLD استفاده شده است. این روند تا لحظه‌های پایانی عملکرد سیستم که الگوریتم پیشنهادی تصمیم به دشارژ ES (مطابق شکل ۱۴) در تمامی سناریوها به‌جز سناریوی #3 نموده است، ادامه می‌یابد. در خصوص کل توان تولیدشده TCP₂₀ مشاهده تولیدشده توسط شبکه تحت مطالعه همان طوری که از شکل ۱۶ مشاهده می‌شود، تحت سناریوی #1 در بیشتر از ۵۸٪ بازه‌های زمانی مقدار آن بیشتر از مقدارش در سناریوی #3 شده که مابه‌التفاوت توان مصرف‌شده در حقیقت صرف تغذیه RLD و ES در بیشتر بازه‌های زمانی شده است. این وضعیت در سناریوی #2 به حدود ۵۴ درصد سناریوی #3 رسیده است و دلیل آن را می‌توان به تعداد دفعات بیشتر دشارژینگ ES (۱۰٪) (مطابق شکل ۱۵) تحت این سناریو نسبت به سناریوی #3 علی‌رغم افزایش ۴۵ درصدی در افزایش تغذیه RLD اشاره نمود.

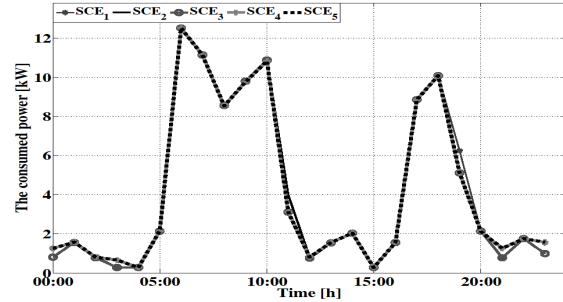
از مقداردهی اولیه، ابتدا بایستی رابطه (۲۴) برای پیدا کردن r با توجه به قیود محلی و کلی (۹) الی (۲۰)، بیشینه شود. سپس، به تدریج، راه‌حل به‌دست‌آمده از رابطه (۲۴) در اولین زیر مسئله، به یک حالت پایدار جدید همگرا می‌شود که نشان‌دهنده نتیجه مطلوب در حل زیر مسئله اول است. بعد از حل میانی پیدا شده در اولین زیر مسئله، به زیر مسئله دوم رفته تا الگوریتم Relaxation اجرا شود. در زیرمسئله دوم، الگوریتم Relaxation در رابطه (۳۳) اجرا شده تا فضای حل x^k را بهبود ببخشد. سپس برای به‌روز نمودن x^k ، الگوریتم Relaxation از طریق روابط (۳۳) و (۳۶) اجرا می‌شود. اگر مقادیر Nikaido-Isoda به صفر برسد، هیچ بازیگری نمی‌تواند به‌طور یک‌جانبه تابع منفعت خود را بهبود ببخشد. بنابراین یک پاسخ متعادل (تقریبی) برای تسویه بازار برق با رعایت قیود کلی و محلی (روابط (۹) - (۲۰)) یافت می‌شود. با بهبود مکرر تابع پاسخ بهینه در رابطه (۳۳)، به تدریج مقادیر تابع منفعت همه بازیگران به یک نقطه تعادل (تقریبی) همگرا می‌شود. با توجه به پاسخ متعادل پیدا شده از طریق حلقه‌های تکرار شونده به هم‌پیوسته، می‌توان قیمت بازار برق را برای یک سیستم MG با چندین مشتری تسویه نمود.

۶- بحث و بررسی نتایج

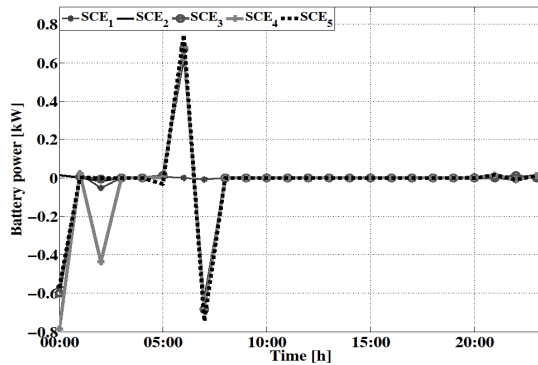
شکل ۹ مقادیر ورودی بار مصرفی در طول ۲۴ ساعت با اعمال عدم قطعیت را نشان می‌دهد. شکل‌های ۱۰ و ۱۱ بیانگر ظرفیت بهینه مشارکت تولیدات WT و PV در طول ۲۴ ساعت در راستای حداکثرسازی سود با اعمال عدم قطعیت می‌باشد. همان طوری که مشاهده می‌شود، تغییرات محسوسی بروی مقدار توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر با اعمال عدم قطعیت تحت سناریوهای مختلف مشهود است. به‌ویژه در سناریوی #1 مقدار افزایش توان تولیدی توسط WT در برخی از بازه‌های زمانی بیش از ۱۹٪ مقدارش در سناریوهای دیگر می‌باشد. همان طوری که از شکل ۹ مشاهده می‌شود، علی‌رغم اعمال سناریوهای مختلف، مقدار توان تقاضای بار در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم تغییر محسوسی نشان نداده است و عمده تأثیر تغییر شرایط سیستم بر روی مقدار توان مصرف‌شده توسط RLD خود را نشان می‌دهد. همان طوری که از شکل ۱۲ مشاهده می‌شود، در ساعات اولیه روز به غیر از سناریوهای #2 و #3 که مقدار توان تخصیص داده شده به RLD پایین می‌باشد، در سایر سناریوها از مقدار قابل ملاحظه‌ای برخوردار است. مقدار RLD در سناریوی #1 در بیش از ۶۲٪ بازه‌های زمانی از مقدارش در سناریوی #3 بیشتر می‌باشد. دلیل آن این است که در سناریوی #1 با افزایش توان تولیدشده توسط DRR، مقدار مازاد تولیدشده عمدتاً صرف تغذیه RLD شده و بخش ناچیزی از آن نیز برای شارژ ES استفاده شده است. در سناریوی #2، به دلیل این‌که از مقدار توان تولیدی DRR کاسته شده است؛ الگوریتم پیشنهادی در بیش از ۵۰٪ مواقع نسبت به سناریوی #3 از مقدار توان MT بیشتری برای تأمین توان مورد نیاز بار استفاده نموده است. این مورد به‌ویژه در ساعت پایانی



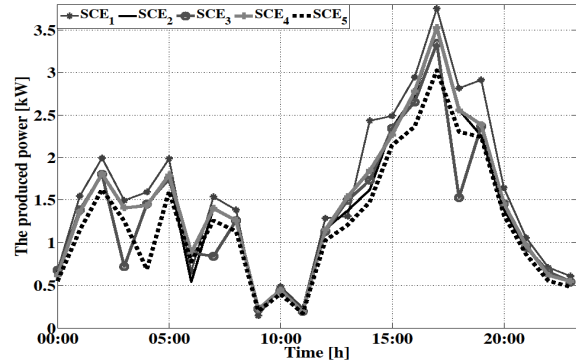
شکل ۱۳: پروفایل MT



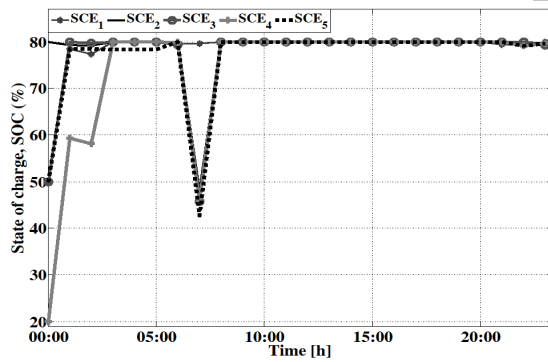
شکل ۹: پروفایل تقاضای بار



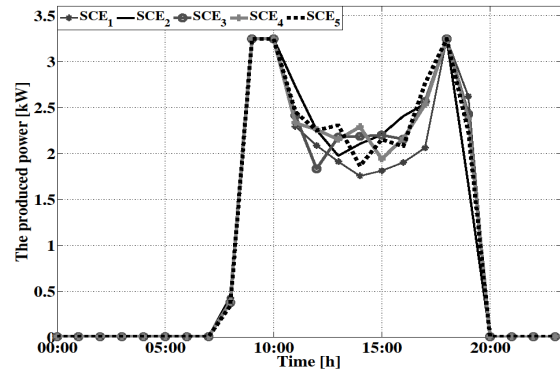
شکل ۱۴: پروفایل ES



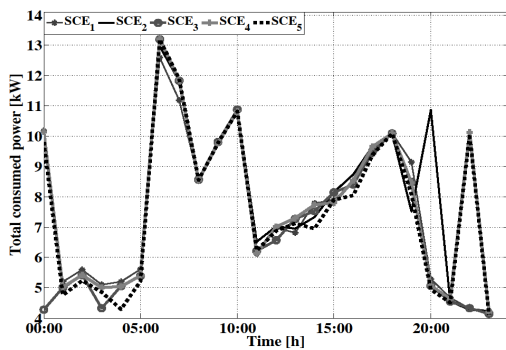
شکل ۱۰: پروفایل WT



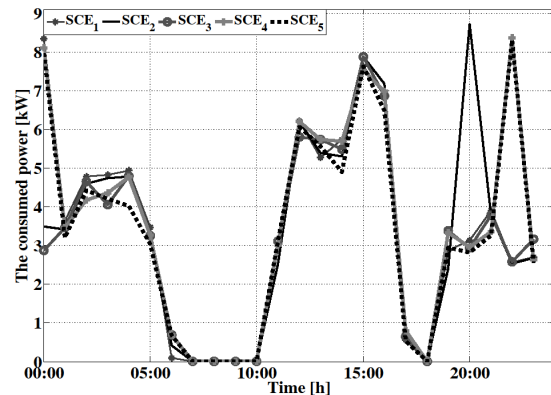
شکل ۱۵: پروفایل SOC



شکل ۱۱: پروفایل PV



شکل ۱۶: پروفایل TCP



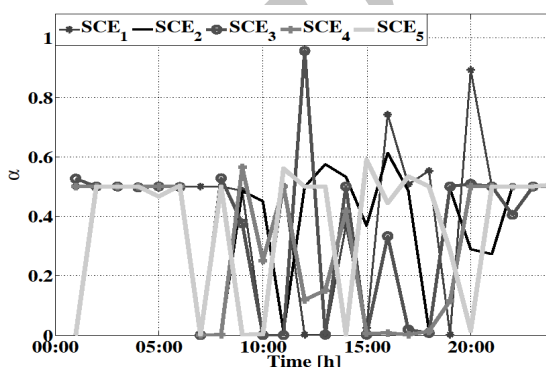
شکل ۱۲: پروفایل RLD

شکل‌های ۱۸ و ۱۹ مقادیر تابع منفعت همگرا شده برای بازیگران مصرف‌کننده و تولیدکننده در بهترین تکرار در هر بازه زمانی را نشان می‌دهند. همان‌طوری‌که از شکل‌ها مشاهده می‌شود، مقادیر تابع منفعت بازیگران در تمامی بازه‌های زمانی یکسان شده است. مقادیر تابع منفعت تمامی بازیگران به تدریج به نقطه تعادل نش با به‌روزرسانی به‌طور متناوب تابع پاسخ بهینه (رابطه ۲۷)، همگرا می‌شود. در نقطه تعادل نش، با توجه به این‌که استراتژی‌های دیگر بازیگران ثابت می‌باشد، هیچ بازیگری نمی‌تواند تابع منفعت خود را با تغییرات یک‌جانبه استراتژی‌اش بهبود ببخشد.

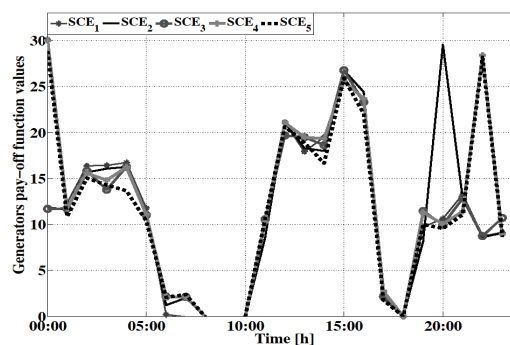
۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله، روشی برای پیاده‌سازی بازار بر پایه چهارچوبی رقابتی با توجه به کسب ماکزیم سود توسط واحدهای DER و مینیمم هزینه تمام‌شده الکتریسیته برای مصرف‌کنندگان پیشنهاد شده است. روش ارائه‌شده بر اساس الگوریتم Relaxation و با کمک تابع Nikaido-Isoda و بر مبنای تئوری بازی استوار می‌باشد. تولید مؤثر و توزیع مناسب منابع انرژی تجدیدپذیر برای بهره‌برداران و مشتریان سیستم توزیع برق از مزیت‌های مهم الگوریتم REM-NIRA می‌باشد. مشتریان در ساختار پیشنهادی نقش مهمی را از طریق بهره‌برداری و مدیریت DGها، ESها و بارهای RLD به‌طور محلی، نسبت به ساختارهای بازار متداول ایفا می‌کنند. این الگوریتم امکان ترکیب قیود شبکه و قیود انواع مختلف منابع تولید را فراهم نموده و قابلیت اضافه‌نمودن منحنی‌های تقاضای بار و پیش‌بینی‌های تولید منابع تجدیدپذیر در آن امکان‌پذیر می‌باشد. به‌منظور تعیین نقطه تعادل نش در بازار برق تجدید ساختاریافته با در نظر گرفتن تمامی قیود محلی و کلی، الگوریتمی بر پایه روش‌های تئوری بازی (الگوریتم NIRA) پیاده‌سازی شده است. الگوریتم پیشنهادی بر روی یک MG جزیره‌ای شامل منابع ES، DG، و بارهای پاسخگو و با ملاحظه تأثیر عدم قطعیت‌های تقاضای بار و تغییرات توان خروجی DRRها تست و مورد ارزیابی قرار گرفته است. مشاهده می‌شود که در ساختار ارائه‌شده، انگیزه‌های مؤثری از یک‌سو برای واحدهای DER در جهت تأمین بار و همکاری با یکدیگر برای اخذ سود بیشتر و از سوی دیگر برای مصرف‌کنندگان برای همکاری با یکدیگر به‌منظور کاهش هزینه الکتریسیته، فراهم شده است. مدل پیاده‌سازی‌شده همچنین می‌تواند به‌عنوان ابزار مفیدی برای تجزیه و تحلیل قدرت بازار و ارزیابی رفتار استراتژیک عوامل مؤثر در بازار رقابتی برق نیز عمل نموده و می‌تواند از طریق اپراتور مستقل سیستم در افزایش بازدهی بازار مورد استفاده قرار گیرد. برای ادامه کار، ساختار پیشنهادی برای سیستم‌های چندمالکیتی که هر یک از آن‌ها دارای چندین ES، DG، و بارهای پاسخگو مجزا بوده در حال توسعه می‌باشد. در سیستم پیشنهادی، منابع DER موجود در هر شبکه به‌طور مستقل با مصرف‌کنندگان وارد بازی شده و هدف خود را برای دستیابی سود بیشتر به‌همراه برآورده نمودن تمامی قیود تعریف‌شده، دنبال می‌نمایند. علاوه بر این، یک ساختار بازار بر پایه

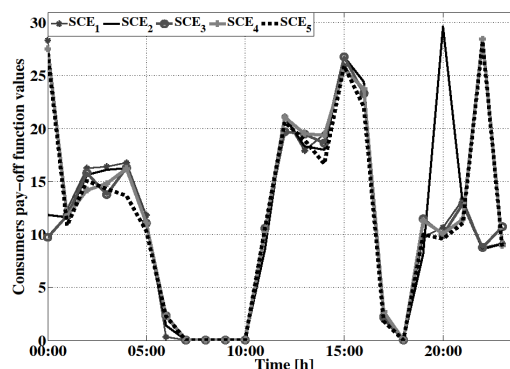
به‌منظور دستیابی به همگرایی در الگوریتم، هر توالی اندازه‌های پله (یعنی α_k) ممکن است مابین هر تکرار برای همگرایی به نقطه تعادل نش انتخاب شود. اندازه پله‌های مناسب ممکن است به‌وسیله سعی و خطا در حالی که مقدارش بین بازه $0 < \alpha < 1$ تغییر می‌نماید، بهبود پیدا نماید. در بسیاری از حالات، مشاهده شده که با استفاده از پله ثابت $\alpha_s = 0.5$ سریعاً به مقدار همگرایی سوق داده می‌شود. اگرچه اندازه پله‌ها می‌تواند توسط کاربر نیز انتخاب شود، با این حال در الگوریتم REM-NIRA پیشنهادی امکان پیدا نمودن مقدار بهینه α_k در طول عملیات شبیه‌سازی با کمک مکانیزمی وجود دارد. بدین منظور، با تعریف پارامتر کنترلی مقدار بهینه α_k نیز توسط الگوریتم برای پله بعدی تعیین می‌شود. مقدار بهینه α_k در طول بازه‌های زمانی در شکل ۱۷ نشان داده شده است.



شکل ۱۷: مقدار بهینه α



شکل ۱۸: پروفایل تابع منفعت منابع تولید



شکل ۱۹: پروفایل تابع منفعت مصرف‌کنندگان

- روش تئوری بازی همکارانه نیز بین مالکین مختلف برای افزایش سود اخذ شده خود نسبت به زمانی که به طور مستقل عمل می‌نمایند، توسعه داده می‌شود.
- مراجع**
- [1] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, Wiley-IEEE Press, vol. 9, 2002.
 - [2] L. Tesfatsion, *Agent-based Computational Economics: A constructive approach to economic theory*, Handbook of Computational Economics, Volume 2: Agent-Based Computational Economics, p. 55, 2005.
 - [3] D. Srinivasan, K.T. Chen, C. Wu, and C. L. Ah, "Evolving buyer's bidding strategies using game-theoretic co-evolutionary algorithm," *International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP, 2007*.
 - [4] D. Srinivasan, and L.T. Trung, "Co-evolutionary bidding strategies for buyers in electricity power markets," *IEEE Congress of Evolutionary Computation, CEC2011*, pp. 2519–2526, 2011.
 - [5] E. Bompard, Y.C. Ma, R. Napoli, G. Gross, and T. Guler, "Comparative analysis of game theory models for assessing the performances of network constrained electricity markets," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, p. 386, 2010.
 - [6] H.Y. Wu, and S. L. Hu, "A coalition structure generation algorithm based on partition cardinality structure," *Proceedings of IEEE International Conference on Intelligent Computing and Intelligent Systems, ICIS2010*, vol. 3, pp. 75–78, 2010.
 - [7] S. Ketchpel, "Forming coalitions in the face of uncertain rewards," *Proceedings of the Twelfth National Conference on Artificial Intelligence*, vol. 1, pp. 414–419, 1994.
 - [8] M. Klusch, and A. Gerber, "Dynamic coalition formation among rational agents," *IEEE Intell. Syst. their Appl.*, vol. 17, pp. 42–47, 2002.
 - [9] S. Beer, "A formal model for agent-based coalition formation in electricity markets," *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES*, pp. 1–5, 2013.
 - [10] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper, and J.L. Dominguez-Garcia, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode," *Appl. Energy*, vol. 128, pp. 164–174, 2014.
 - [11] M. Marzband, A. Sumper, J.L. Dominguez-Garcia, and R. Gumara-Ferret, "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP," *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, pp. 314–322, 2013.
 - [12] M. Marzband, A. Sumper, A. Ruiz-álvarez, J.L. Dominguez-Garcia, and B. Tomoiagá, "Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets," *Appl. Energy*, vol. 106, pp. 365–376, 2013.
 - [13] W. Su, and A. Q. Huang, "A game theoretic framework for a next-generation retail electricity market with high penetration of distributed residential electricity suppliers," *Appl. Energy*, vol. 119, pp. 341–350, 2014.
 - [14] *National Household Travel Survey*, [Online]. Available at: <http://nhts.ornl.gov/>.
 - [15] A.R. Daniel, and A.A. Chen, "Stochastic simulation and forecasting of hourly average wind speed sequences in Jamaica," *Solar Energy*, vol. 46, pp. 1–11, 1991.
 - [16] B.S. Borowy, and Z.M. Salameh, "Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 9, pp. 482–488, 1994.
 - [17] G. Tina, S. Gagliano, and S. Raiti, "Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment," *Sol. Energy*, vol. 80, pp. 578–588, 2006.
 - [18] S. Berridge, and J. Krawczyk, "Relaxation algorithm in finding nash equilibria," *Society for Computational Economics, Computing in Economics and Finance*, <http://ideas.repec.org/p/sce/scecf7/159.html>, 1997.
 - [19] A. Soroudi, R. Caire, N. Hadjsaid, and M. Ehsan, "Probabilistic dynamic multi-objective model for renewable and non-renewable distributed generation planning," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, no. 11, p. 1173, 2011.
 - [20] B. Alizadeh, and S. Jadid, "Uncertainty handling in power system expansion planning under a robust multi-objective framework," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 12, pp. 2012–2026, 2014.
 - [21] B. Mohammadi-Ivatloo, H. Zareipour, N. Amjady, and M. Ehsan, "Application of information-gap decision theory to risk-constrained self-scheduling of GenCos," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1093–1102, 2013.
 - [22] A. Soroudi, M. Ehsan, R. Caire, and N. Hadjsaid, "Possibilistic evaluation of distributed generations impacts on distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2293–2301, 2011.
 - [23] A. Soroudi, "Possibilistic-scenario model for DG impact assessment on distribution networks in an uncertain environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1283–1293, 2012.
 - [24] H. Yu, C.Y. Chung, and K.P. Wong, "Robust transmission network expansion planning method with Taguchi's orthogonal array testing," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1573–1580, 2011.
 - [25] R. Chatthaworn, and S. Chaitusaney, "Transmission network expansion planning considering renewable energy target with Taguchi's orthogonal array testing," *IEEE Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 9, no. 6, pp. 588–599, 2014.

زیرنویس‌ها¹¹ Distributed energy resources¹² Wind turbine¹³ Photovoltaic¹⁴ Microturbine¹⁵ Non-responsive load¹⁶ State-of-charge¹⁷ Stand-by mode¹⁸ Taguchi's orthogonal array testing¹⁹ Modified conventional energy management system²⁰ Total consumed power¹ Non-cooperative game theory² Distributed renewable resources³ Demand side management⁴ Microgrid⁵ Plug-and-play⁶ Responsive load demand⁷ Distributed generation⁸ Energy storage⁹ Agent¹⁰ REM based on NIRA