

مدیریت بهینه ریزشبه‌ها به همراه استراتژی قیمت‌گذاری بر پایه روش تئوری بازی با در نظر گرفتن ائتلاف منابع تولید

- معصومه جوادی^۱، کارشناسی ارشد، موسی مرزبند^۲، استادیار، سیدمازیار میرحسینی مقدم^۴، استادیار
 ۱- گروه مهندسی برق- قدرت، پردیس علوم و تحقیقات گیلان، دانشگاه آزاد اسلامی، رشت، ایران - javadi.masoomeh@gmail.com
 ۲- گروه مهندسی برق- قدرت، واحد رشت، دانشگاه آزاد اسلامی، رشت، ایران
 ۳- گروه مهندسی برق- قدرت، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران - m.marzband@liau.ac.ir
 ۴- گروه مهندسی برق- قدرت، واحد لاهیجان، دانشگاه آزاد اسلامی، لاهیجان، ایران - m.mirhosseini@liau.ac.ir

چکیده: تشکیل ائتلاف واحدهایی با مقیاس کوچک برای حداکثرسازی رفاه اجتماعی، یکی از موضوعات کلیدی در سیستم‌های چندعاملی می‌باشد. در این مقاله، مدل‌سازی ائتلاف مابین منابع تولید و مصرف در بازار برق مبتنی بر عامل، با استفاده از قابلیت الگوریتم رهاسازی و تابع نیکایدو-ایزودا صورت گرفته است. در ساختار ائتلاف پیشنهادی، منابع تولید داخلی ریزشبه بر اساس ویژگی‌ها و استراتژی‌های خود با یکدیگر مذاکره می‌نمایند تا ضمن به اشتراک‌گذاری انرژی در داخل ریزشبه و عرضه آن در بازار محلی، منافع فردی خود را حداکثر نمایند. از این رو برای مدیریت تعامل میان اعضای هر ائتلاف و چگونگی پیوستن به ائتلاف، تسهیلات و مکانیسم‌های ویژه‌ای تعیین شده است، به طوری که ضمن بررسی امکان تشکیل ائتلاف‌های مختلف بین اعضای شرکت‌کننده، بهترین توپولوژی ائتلافی انتخاب شود. عامل‌های واحد نظارت در حین توجه به جنبه‌های مختلف توپولوژی هر منبع تولید و همچنین با توجه به مکانیسم خودسازمانده و شکل‌گیری ائتلاف پویا مابین اعضا، به تشکیل ائتلاف‌هایی برای واحدهای عرضه و تقاضای سیستم قدرت در بازارهای برق اقدام می‌نمایند. علاوه بر این، مطالعه صورت‌گرفته بر روی سیستم مورد مطالعه و نتایج حاصل از آن در بازار برق محلی، مؤید آن است که روش پیشنهادی ضمن مقایسه و تجزیه و تحلیل ائتلاف‌های مختلف، به تعریف استراتژی‌های سازگار و مناسب منجر خواهد شد.

واژه‌های کلیدی: ریزشبه، مدیریت بهینه انرژی، بازار برق، تشکیل ائتلاف، بار پاسخگو، مدیریت سمت تقاضا، تئوری بازی، تابع نیکایدو-ایزودا و الگوریتم رهاسازی، استراتژی قیمت‌گذاری.

Optimal energy management of microgrids in the retail market with bidding strategy based on game theory approach considering coalition formation among generation units

M. Javadi, MSc^{1,2}, M. Marzband³, Assistant professor, S. M. Mirhosseini Moghaddam⁴, Assistant professor

- 1- Dept. of Electrical Power Engineering, Guilan Science and Research Branch, Islamic Azad University, Rasht, Iran
 2- Dept. of Electrical Power Engineering, Rasht Branch, Islamic Azad University, Rasht, Iran, javadi.masoomeh@gmail.com
 3- Dept. of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran, m.marzband@liau.ac.ir
 4- Dept. of Electrical Engineering, Lahijan Branch, Islamic Azad University, Lahijan, Iran, m.mirhosseini@liau.ac.ir

Abstract: Coalition formation for small scale units is a key topic for social welfare maximization in multi-agent systems. This paper presents an agent-based electricity market environment using Nikaido-Isoda/relaxation algorithm, taking advantage of its ability to provide a platform to seek a coalition partner among generation and consumption units. In the proposed coalitional topology, generation units in the microgrid are capable of negotiating both in the market, and internally, with their neighbours, in order to combine and manage their individual specific characteristics and goals considering the strategy and objectives of the microgrid itself. Another new feature is the development of particular individual facilitators to manage the communications amongst the members of each coalition. On the other hand, the possibility of different coalitions among members is investigated to select the best coalitional topology. This paper provides a formal model for a self-organization mechanism allowing unit supervising agents to dynamically form coalitions for the supply and demand of power products on electricity markets while taking topology-related aspects into account. In addition, a global study on the results of the local electricity market is performed, to compare and analyze different coalitions might occur for defining consistent and adequate strategies to integrate into the agents.

Keywords: Microgrid, optimal energy management, electricity market, coalition formation, responsive load, demand side management, game theory, nikaido-isoda function and relaxation algorithm, bidding strategy.

تاریخ ارسال مقاله: ۹۴/۰۹/۱۸

تاریخ اصلاح مقاله: ۹۴/۱۱/۲۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۵/۲/۴

نام نویسنده مسئول: موسی مرزبند

نشانی نویسنده مسئول: ایران - لاهیجان - خیابان کاشف‌شرقی - انتهای خیابان شقایق - دانشگاه آزاد اسلامی واحد لاهیجان - دانشکده فنی و مهندسی

۱- مقدمه

روش‌های متفاوت و ارزیابی عوامل پویایی بازار، برای دستیابی به اهداف خود اقدام نمایند. در یک سناریو، مثلاً بازیگران بازارهای برق باید آنچه را که منجر به رسیدن به آمادگی بهتر در برخورد با تغییرات می‌شود، پیش‌بینی نمایند. از این رو بایستی در برخورد با بازارهای برق، به‌منظور رسیدن به درک بهتری از چگونگی دستیابی به بهترین نتایج در هنگام مذاکره در بازار و همچنین در راستای توانمندی در تعیین رفتار استراتژیک مناسب، روش‌های مختلفی مورد سنجش قرار گیرد [۹-۱۱]. تجزیه و تحلیل و مطالعات شبیه‌سازی در درک اینکه چگونه یک بازیگر و یا رفتار دیگر بازیگران، می‌تواند بر مذاکرات و استراتژی‌های سایر بازیگران تأثیرگذار باشد، از اهمیت به‌سزایی برخوردار است. بدین ترتیب می‌توان بر استراتژی‌های مذاکره تمرکز نمود و اینکه چگونه راه‌های مختلف بازی در بازار، دستیابی به نتایج بهتر را برای بازیگران در موقعیت‌های مختلف امکان‌پذیر می‌سازد، قابل درک است [۲-۴] و [۱۲، ۱۱].

اخیراً مقالات بسیاری برای مطالعه و مدل‌سازی رفتار شرکت‌کنندگان بازار برق با استفاده از روش‌های تئوری بازی ارائه شده، اما تفاوت عمده کارهای صورت‌پذیرفته عمدتاً بر روی متدولوژی پیاده‌سازی شده، شبکه تحت مطالعه، کاربرد آن و نوع مدل بازار می‌باشد. علاوه بر این، کار تحقیقاتی ارائه‌شده در این مقاله، ادامه مقالات ارائه‌شده توسط نویسندگان بوده [۲۱-۱۳]، به‌نحوی که منجر به ارائه چهارچوبی جامع به‌منظور بررسی تأثیرگذاری بازیگران مختلف با اهداف متضاد بر روی ساختار بازار با انضمام بررسی امکان تشکیل ائتلاف شود. بازیگران در این ساختار اهداف مشخص خود را دنبال نموده و گاهی این اهداف با اهداف سایر بازیگران در تضاد است. به‌عبارت دیگر، در حالی که بازیگران تولیدکننده به دنبال افزایش سود شخصی خود تحت ساختارهای متفاوت ائتلاف (با افزایش قیمت الکتریسیته) می‌باشند، بازیگران مصرف‌کننده به دنبال کاهش قیمت بازار هستند. به اختصار تفاوت مقالات ارائه‌شده توسط نویسندگان و سایر مراجع از دیدگاه مدل‌سازی ریاضی، مدل بازار و الگوریتم پیشنهادی در جدول ۱ ارائه شده است.

در این مقاله، بازیگران تولیدکننده توان می‌توانند از تجمیع مجموعه‌ای از تولیدکنندگان برپایه منابع انرژی توزیع شده (DER) تجدیدپذیر و غیرقابل تجدیدپذیر تشکیل شوند که امکان پیش‌بینی کافی از طریق افزایش استفاده از DERها و مشارکتشان در زمینه بازارهای برق رقابتی با تشکیل ائتلاف بینشان را فراهم می‌نماید. سیستم مدیریت انرژی پیاده‌سازی شده مسئول مدیریت تشکیل ائتلاف مابین تولیدکنندگان بوده و از وظایفی شامل مذاکره در بازار انرژی از طریق تشکیل ائتلاف و مذاکره داخلی با اعضای آن‌ها برخوردار می‌باشد تا تضمین نمایند که شرایط قرارداد هر یک از اعضا در برابر ویژگی‌ها و اهداف منابع DER عادلانه و شایسته است. الگوریتم پیشنهادی همچنین این اجازه را به سیستم کنترل مرکزی می‌دهد تا تصمیم بگیرند که در هر بازه زمانی کدام DER به مجموعه اضافه شود و

تجدیدساختارهای اخیر بازارهای انرژی که توسط افزایش روزافزون رقابت بین بازیگران در این بخش مشخص شده، به تغییرات مرتبط با بهره‌برداری نهاد‌های شرکت‌کننده منجر شده است؛ که با برخی از مشکلات و مسائل جدیدی که باید به آن‌ها رسیدگی شود، همراه است [۱، ۲]. برخی از مهم‌ترین مشکلات ناشی از این واقعیت، هماهنگی مابین موضوعات اقتصادی و فنی است که این مسائل را بسیار پیچیده‌تر نموده است [۳]. در بهره‌برداری بازار برق بایستی قیود فیزیکی سیستم‌های قدرت، قوانین و مسائل مالی بهره‌برداری بازار توانمند مد نظر قرار گیرد. الزامات فنی سیستم‌های قدرت همیشه به اندازه کافی با قوانین بازار برق مور توجه قرار نگرفته‌اند. که این مسئله عمدتاً به دو عامل اصلی شامل (۱) تجربه بهره‌برداری بازارهای رقابتی برق و (۲) پیچیدگی روابط مدل‌سازی بین سیستم‌های قدرت و بهره‌برداری بازار، مرتبط می‌باشد. این موضوع نه تنها مستلزم زمینه‌های اقتصادی و مالی قوی است، بلکه همچنین به پیش‌زمینه فیزیکی سیستم قدرت و درک روشنی از تأثیر فیزیکی سیستم‌های قدرت در پویایی بازار و بالعکس نیازمند است. بازارهای برق تجدیدساختار شده در دنیای واقعی دربرگیرنده‌ی بازی‌های بی‌انتهای متوالی شرکت‌کنندگان متعدد در تجارت توان الکتریکی با یکدیگر به‌صورت روزانه می‌باشند. بازیگران و تنظیم‌کنندگان بازار به پیش‌بینی رفتار بازار و دیگر بازیگران بسیار علاقه‌مند می‌باشند. در این جهت، تنظیم‌کنندگان، قوانین را قبل از اجرای آن‌ها تست می‌کنند و ناکارآمدی‌های بازار را تشخیص می‌دهند؛ بازیگران بازار نیز با درک رفتار بازار در جهت حداکثر رساندن سود خود در آن مشارکت می‌نمایند.

نقش هر بازیگر در یک بازار برق دربرگیرنده اهداف شخصی خودش است و بایستی به‌منظور دستیابی به این اهداف از استراتژی‌های مناسب استفاده نماید، به‌نحوی که رفتار استراتژیک آن، تعیین‌کننده موفقیتش در بازار مورد نظر خواهد بود [۴]. یک بازیگر مشارکت‌کننده در بازار سعی دارد تا به کمک دانش خود و تصحیح آن به پیش‌بینی رفتار پیچیده‌ی دینامیکی سایر بازیگران بپردازد.

به‌طور کلی، محیط‌های رقابتی موجود نیازمند ابزارهایی قدرتمند و هوشمند به‌منظور اتخاذ تصمیمات مناسب توسط بازیگران برای مواجهه با استراتژی سایر بازیگران می‌باشند. پژوهش‌های مرتبط در این زمینه در رابطه با مدل‌سازی و شبیه‌سازی استراتژی بازیگران، قیمت‌گذاری استراتژیک و پیش‌بینی از تصمیم‌گیری آن‌ها صورت گرفته است [۵-۸]. مسئله حائز اهمیت این است که در بازارهایی با ساختارهای پیچیده، بایستی مطالعه عوامل دینامیکی داخلی به علت رفتار استراتژیک و تعامل بازیگران با یکدیگر توأمان در نظر گرفته شود. به همین دلیل، ارائه راهکارهای هوشمند به‌منظور کمک به بازیگران برای بررسی امکان تشکیل ائتلاف و یا تعیین بهترین ساختار ائتلاف ممکنه با دیگر بازیگران می‌تواند گره‌گشا باشد. بنابراین با در نظر گرفتن بازارهای برق شدیداً رقابتی موجود، روزانه هریک از بازیگران نیاز دارند تا به کمک

قیمت پیش‌بینی شده خرید الکتریسیته توسط شبکه (SBP) از MG و قیمت پیش‌بینی شده فروش الکتریسیته توسط شبکه (SSP) به MG؛ مرحله ۲: تولید سناریوهای عدم قطعیت با توجه به داده‌های پیش‌بینی مرحله ۱ به همراه احتمال وقوع مربوطه؛ مرحله ۳: انتخاب میانگین وزنی توان‌ها و قیمت‌های الکتریسیته مرحله قبل، برنامه‌ریزی قطعی مشارکت واحدها و قیمت‌گذاری بهینه تأمین و تبادل الکتریسیته برای شرکت در تئوری بازی به انضمام تعیین نقطه تعادل نش (ظرفیت بهینه مشارکت) در تسویه قیمت بازار با رویکرد بهینه‌سازی تصادفی مبتنی بر محاسبه مقدار تابع نیکایدو-ایزودا و الگوریتم رهاسازی؛ مرحله ۴: تعیین ظرفیت بهینه بازیگران جهت شرکت در بازار، تعیین قیمت تسویه بازار و محاسبه تابع منفعت بازیگران.

۳- شبکه قدرت تحت مطالعه

به منظور تست قابلیت روش پیشنهادی، یک MG در تعامل با شبکه توزیع با در نظر گرفتن ائتلاف بین منابع تولید در محیط شبیه‌سازی نرم‌افزار MATLAB توسعه داده شده است. مشخصات مربوط به DERها در بخش ضمیمه در جدول A.1 ارائه شده است. شکل ۲ پیکربندی سیستم تحت مطالعه استفاده شده در این مطالعه را نشان می‌دهد. MG تحت مطالعه دربرگیرنده مجموعه‌ای از منابع تولید شامل PV، WT، میکروتوربین (MT) و ES و نیز مصرف‌کنندگان شامل NRL و RLD می‌باشد. داده‌های پیش‌بینی شده برای تقاضای بار، WT و PV نیز از [۱۴-۱۶] اخذ شده‌اند.

به منظور بررسی عملکرد الگوریتم REM-NIRA، تحلیل حساسیت با اعمال سناریوهای اعمال شده بر روی شبکه تحت مطالعه به شرح زیر انجام شده است (مقدار اولیه حالت شارژ باتری (SOC) در تمامی سناریوها برابر ۵۰٪ تنظیم شده است):

۱- سناریوی #۱ (ائتلاف مابین ES و MT)

Player #1: {WT}
Player #2: {PV}
Player #3: {MT @ ES}
Player #4: { RLD+, RLD-}
Player #5: {Grid+, Grid-}

۲- سناریوی #۲ (ائتلاف مابین ES، MT و PV)

Player #1: {WT}
Player #2: {PV @ MT @ ES}
Player #3: { RLD+, RLD-}
Player #4: {Grid+, Grid-}

۳- سناریوی #۳ (ائتلاف منابع ES با MT و ائتلاف منابع PV و WT)

Player #1: {WT @ PV}
Player #2: { MT @ ES}
Player #3: { RLD+, RLD-}
Player #4: {Grid+, Grid-}

۴- سناریوی #۴ (ائتلاف منابع ES، MT و WT)

Player #1: { PV}
Player #2: { WT @ MT @ ES}
Player #3: { RLD+, RLD-}
Player #4: {Grid+, Grid-}

یا از یک ائتلاف خارج شود. علاوه بر این، توزیع عادلانه سود بین اعضای شرکت‌کننده در ائتلاف نیز مدنظر قرار گرفته شده است و به هر عضوی متناسب با میزان مشارکتش در تشکیل ائتلاف سود تعلق می‌گیرد.

جدول ۱: تفاوت مقاله ارائه شده و مراجع دیگر

عنوان	مقاله ارائه شده	[۱۲]	[۲۰-۱۳]	[۲۱]
ساختار خانه سبز	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
پخش بار	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
مدل کارنو	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
مدل تابع عرضه	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
متغیر تصمیم‌گیری کمیت	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
متغیر تصمیم‌گیری قیمت پیشنهادی	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
بررسی عدم قطعیت	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
روش بهینه‌سازی قطعی	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
روش بهینه‌سازی تصادفی	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
مدیریت توان	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
مدیریت انرژی	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
برنامه‌ریزی مشارکت منابع	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
قیود شارژ و دشارژ باتری	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
هزینه شارژ باتری	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
مدل سازی بار پاسخگو	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
استراتژی قیمت‌گذاری	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
چندهدفه	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
تئوری بازی همکارانه	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
تئوری بازی غیرهمکارانه	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
ساختارهای متفاوت ائتلاف منابع تولید	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

۲- فلوچارت ساختار پیشنهادی برای پیوستن بازیگران به بازار

ساختار بازار پیشنهادی راه‌حلی را برای نفوذ بالای تولیدکنندگان پراکنده در کاهش قیمت تمام‌شده الکتریسیته و افزایش سود آن‌ها ناشی از تشکیل ائتلاف در کنار همکاری مؤثر و مداوم آن‌ها با مصرف‌کنندگان ارائه می‌دهد. در ساختار پیشنهادی ریزشکه‌ها (MG) به صورت محلی دارای منابع DER شامل منابع انرژی تجدیدپذیر غیرقابل کنترل، منابع قابل کنترل، سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی (ES)، بارهای پاسخگو (RLD) و بارهای غیرپاسخگو (NRL) می‌باشند که می‌توانند به طور مستقل و یا متصل به شبکه بالادست بارهای محلی خود را تغذیه نمایند. مجموعه منابع تولید در دسته بازیگران تولیدکننده تحت ساختار ائتلاف و مجموعه منابع مصرف در MG در زمره بازیگران مصرف‌کننده قرار می‌گیرند و هر یک از آن‌ها به دنبال برآورده نمودن تابع هدف مربوط به خود می‌باشند. به طوری که بازیگران تولیدکننده به دنبال حداکثرسازی سود خود بوده و بازیگران مصرف‌کننده نیز به دنبال حداقل نمودن هزینه خود می‌باشند.

ساختار پیشنهادی در شکل ۱ نشان داده شده که شامل چهار

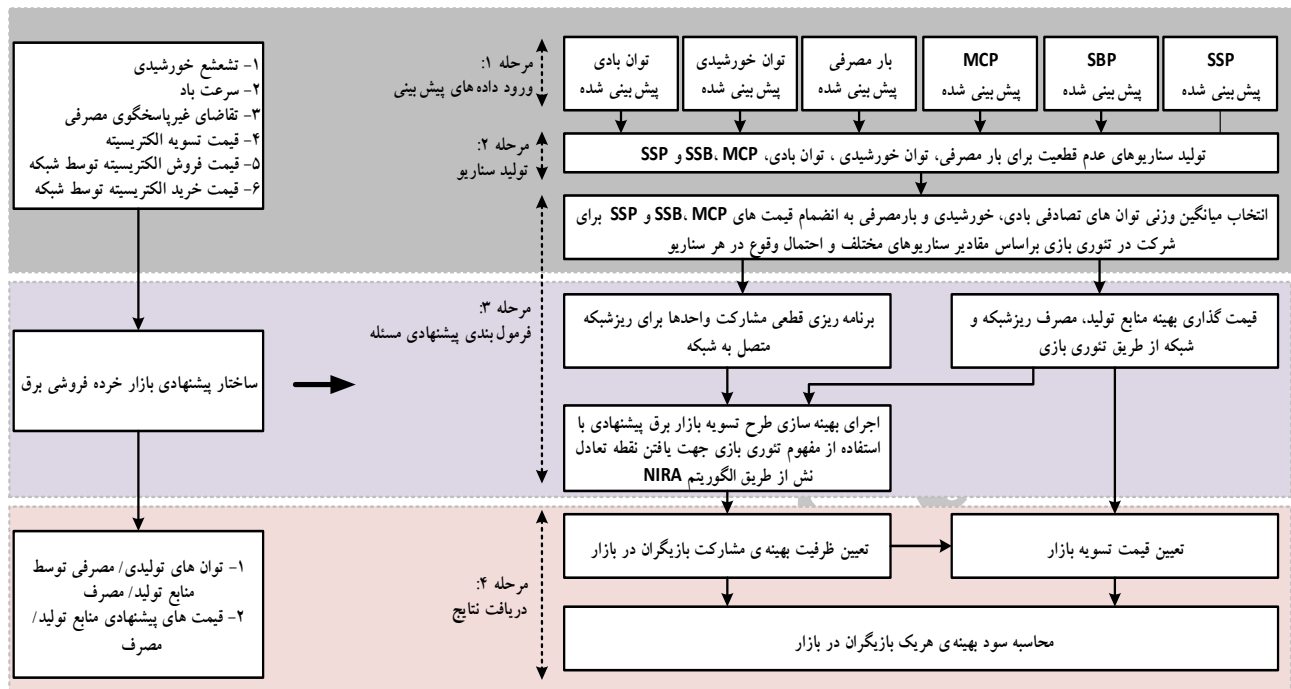
مرحله به شرح زیر می‌باشد:

مرحله ۱: ورود داده‌های پیش‌بینی توان بادی (WT)، خورشیدی (PV)، بار مصرفی، قیمت پیش‌بینی شده تسویه بازار برق (MCP)،

۵- سناریوی #۵ (ائتلاف بزرگ)

Player #1: { WT @ PV @ MT @ ES }
 Player #2: { RLD+, RLD- }
 Player #3: { Grid+, Grid- }

@ در این روابط بیانگر تشکیل ائتلاف مابین منابع انرژی توزیع شده در بازیگر مربوطه می‌باشد. در سناریوی #۵، ائتلاف بزرگ یعنی ائتلاف مابین تمامی منابع تولیدکننده در شبکه تحت مطالعه رخ داده است.



شکل ۱: ساختار بازار پیشنهاد شده

۴-۱-۱-۴- توابع هدف و قیود مسئله

سناریوهای در نظر گرفته شده، در برگیرنده حالات متفاوتی از ائتلاف مجموعه‌های تولید با یکدیگر بوده که توابع هدف و قیود مسئله برای هر یک از آن‌ها و همچنین بازیگران مجموعه مصرف و شبکه می‌تواند به صورت زیر تعریف شود.

۴-۱-۱-۴- تابع هدف

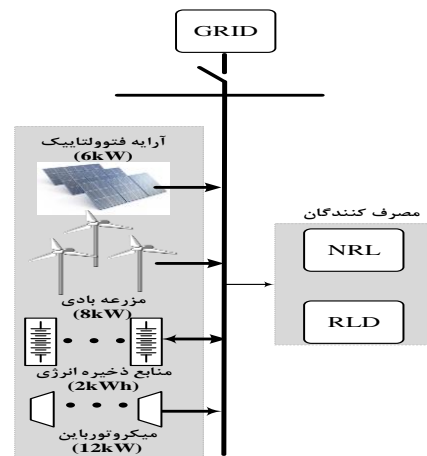
۴-۱-۱-۴-۱-۱-۴- سناریوی #۱

بازیگر #۱ / بازیگر #۲: سود حاصل از فروش توان تولیدی منابع غیرقابل کنترل (در این مطالعه WT و PV) در ساعت t ام به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i \Big|_{i \in \{1,2\}} = R_t^i - C_t^i, t = \{1, 2, \dots, 24\} \quad (1)$$

$$R_t^i = \pi_t^{WT/PV} \times P_t^{WT/PV} \times \Delta t, 0 \leq \pi_t^{WT/PV} \leq \mu_t^{MCP} \quad (2)$$

با توجه به وجود سناریوهای عدم قطعیت قیمت الکتریسیته در بازار از مقدار میانگین وزنی سناریوها به عنوان حداکثر قیمت پیش‌بینی شده مجاز در قیود استفاده شده که طبق رابطه زیر محاسبه می‌شود:



شکل ۲: شماتیک سیستم تحت مطالعه

۴- پیاده‌سازی ریاضی مسئله

در این بخش، فرمول‌بندی ریاضی مسئله با استفاده از مؤلفه‌های کلیدی در بازار خرده‌فروشی پیشنهادی با در نظر گرفتن چندین سناریوی ائتلاف در بین منابع تولید ارائه شده است. چهارچوب کلی به راحتی با دیگر سیستم‌های توزیع برق با سطوح بالای مشارکت مشتری‌ها قابل بسط و تنظیم می‌باشد.

۴-۱-۱-۳- سناریوی #۲

بازیگر #۱: سود حاصل از فروش توان WT (یعنی $J_t^i|_{i=1}$) در ساعت t در این سناریو نیز مطابق با رابطه (۱) محاسبه می‌شود.

بازیگر #۲: سود حاصل از فروش توان تولیدی ائتلاف منابع PV، MT و ES در ساعت t به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i|_{i=2} = R_t^i - C_t^i \quad (14)$$

$$R_t^i|_{i=2} = \pi_t' \times (P_t^{PV} + P_t^{MT} + P_t^{ES-}) \times \Delta t, \quad MC_t^{MT} \leq \pi_t' \leq \mu_t^{MCP} \quad (15)$$

در این رابطه π_t' نیز قیمت بهینه‌ی فروش الکتریسیته ناشی از ائتلاف منابع PV، MT و ES به سایر بازیگران است. تابع هزینه بازیگر دوم نیز با توجه به ناچیز بودن هزینه تولید PV در مقایسه با سایر منابع طبق رابطه (۷) تعیین می‌شود.

بازیگر #۳: سود بازیگر سوم در این سناریو (یعنی $J_t^i|_{i=3}$) طبق رابطه (۸) محاسبه می‌شود.

بازیگر #۴: $J_t^i|_{i=4}$ سود حاصل از تبادل توان شبکه توزیع در ساعت t از طریق رابطه (۱۱) قابل دستیابی است.

۴-۱-۱-۴- سناریوی #۳

بازیگر #۱: سود حاصل از فروش توان تولیدی ائتلاف منابع WT و PV در ساعت t به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i|_{i=1} = R_t^i - C_t^i \quad (16)$$

$$R_t^i|_{i=1} = \pi_t' \times (P_t^{WT} + P_t^{PV}) \times \Delta t, \quad 0 \leq \pi_t' \leq \mu_t^{MCP} \quad (17)$$

در این رابطه π_t' نیز قیمت بهینه فروش الکتریسیته، حاصل از ائتلاف WT و PV به سایر بازیگران است. تابع هزینه بازیگر دوم نیز با توجه به ناچیز بودن هزینه تولید منابع تجدیدپذیر برابر با صفر در نظر گرفته شده است ($C_t^i|_{i=1} = 0$).

بازیگر #۲: سود حاصل از فروش توان تولیدی ائتلاف منابع MT و ES (یعنی $J_t^i|_{i=2}$) در این سناریو نیز مانند سناریوی #۱ از رابطه (۴) تعیین می‌شود.

بازیگر #۳: سود بازیگر سوم در این سناریو (یعنی $J_t^i|_{i=3}$) طبق رابطه (۸) حاسبه می‌شود.

بازیگر #۴: $J_t^i|_{i=4}$ سود حاصل از تبادل توان شبکه توزیع در ساعت t از طریق رابطه (۱۱) قابل دستیابی است.

۴-۱-۱-۵- سناریوی #۴

بازیگر #۱: سود حاصل از فروش توان PV (یعنی $J_t^i|_{i=1}$) در ساعت t در این سناریو نیز مطابق با رابطه (۱) محاسبه می‌شود.

بازیگر #۲: سود حاصل از فروش توان تولیدی ائتلاف منابع WT، MT و ES (یعنی $J_t^i|_{i=2}$) در ساعت t به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i|_{i=2} = R_t^i - C_t^i \quad (18)$$

$$\mu_t^\sigma = \frac{\sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{\sigma,s} \times \pi_t^{\sigma,s}}{\sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{\sigma,s}} \quad (3)$$

$$\sigma \in \{SBP, SSP, MCP\}$$

از آنجایی که، هزینه تولید منابع انرژی تجدیدپذیر در مقایسه با منابع دیگر قابل چشم‌پوشی است؛ در نتیجه تابع هزینه WT و PV برابر با صفر در نظر گرفته شده است.

بازیگر #۳: سود حاصل از فروش توان تولیدی ائتلاف منابع MT و ES در ساعت t به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i|_{i=3} = R_t^i - C_t^i \quad (4)$$

$$R_t^i|_{i=3} = \pi_t' \times (P_t^{MT} + P_t^{ES-}) \times \Delta t \quad (5)$$

π_t' نیز قیمت بهینه فروش الکتریسیته ناشی از ائتلاف مابین منابع MT و ES می‌باشد. π_t' بایستی قید زیر را برآورده نماید:

$$MC_t^{MT} \leq \pi_t' \leq \mu_t^{MCP}, \quad MC_t^{MT} = \pi_t' \frac{P_t^{MT}}{\xi} \times \Delta t \quad (6)$$

تابع هزینه بازیگر سوم به صورت زیر بیان می‌شود:

$$C_t^i|_{i=3} = MC_t^{MT} + (\pi_t^{ES+} \times P_t^{ES+} \times \Delta t), \quad 0 \leq \pi_t^{ES+} \leq \mu_t^{MCP} \quad (7)$$

بخش اول رابطه فوق مربوط به هزینه تولید MT بوده و بخش دوم هزینه شارژ ES می‌باشد.

بازیگر #۴: هدف بازیگر RLD، حداقل نمودن هزینه بهره‌برداری از طریق مدیریت بارهای قابل توزیع (RLD+) و افزایش درآمد از طریق انتقال تقاضا (RLD-) است، تأمین تقاضا برعهده تولیدات MG بوده و اگر MG در این امر با کمبود مواجه شود باید نیاز خود را با خرید از شبکه پوشش دهد. از این رو سود حاصله در ساعت t به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i|_{i=4} = R_t^i - C_t^i \quad (8)$$

$$R_t^i|_{i=4} = \pi_t^{RLD-} \times P_t^{RLD-} \times \Delta t, \quad 0 \leq \pi_t^{RLD-} \leq \mu_t^{MCP} \quad (9)$$

$$C_t^i|_{i=4} = \pi_t^{RLD+} \times P_t^{RLD+} \times \Delta t, \quad 0 \leq \pi_t^{RLD+} \leq \mu_t^{MCP} \quad (10)$$

بازیگر #۵: این مجموعه در برگیرنده میزان مشارکت شبکه‌ی توزیع در خرید توان مازاد از MG و نیز فروش توان به MG در صورت رویارویی اش با کمبود است. این بازیگر با هدف برقراری قید تعادل توان و تشویق MG به تولید بیشتر و نیز مشارکت در بازار خرده‌فروشی به تبادل توان اقدام می‌نماید. سود حاصل از تبادل توان شبکه توزیع در ساعت t می‌تواند به صورت رابطه زیر محاسبه شود:

$$\max J_t^i|_{i=5} = R_t^i - C_t^i \quad (11)$$

$$R_t^i|_{i=5} = \pi_t^{SSP} \times P_t^{Grid-} \times \Delta t, \quad 0 \leq \pi_t^{SSP} \leq \mu_t^{SSP} \quad (12)$$

$$C_t^i|_{i=5} = \pi_t^{SBP} \times P_t^{Grid+} \times \Delta t, \quad 0 \leq \pi_t^{SBP} \leq \mu_t^{SBP} \quad (13)$$

منبع MT

$$P_t^{MT} \leq P_t^{MT} \leq \bar{P}^{MT}, \quad \forall t \quad (26)$$

منبع ES: الگوریتم پیشنهادی، ES را در زمان داده شده t با توجه به حالت شارژ (1) یا دشارژ (0) $(X_t^{ES+} = 0)$ با رعایت قیود زیر مورد بهره‌برداری قرار می‌دهد [۱۴]:

$$0 \leq P_t^{ES+} \leq \bar{P}^{ES+} \times X_t^{ES+}, \quad 0 \leq P_t^{ES-} \leq \bar{P}^{ES-} (1 - X_t^{ES+}), \quad \forall t \quad (27)$$

برای جلوگیری از شارژ و تخلیه بیش از حد، وقتی که SOC بالاترین و پایین‌ترین حد برسد، ES به حالت آماده‌باش، تغییر وضعیت می‌دهد [۱۷-۱۹].

$$SOC_t = \frac{E_t}{E_{Tot}} \quad (28)$$

SOC_t برابر با حاصل تقسیم مقدار انرژی ذخیره‌شده در باتری در لحظه t (E_t) بر روی مقدار ظرفیت کل باتری (E_{Tot}) برحسب kWh می‌باشد [۲۲].

$$SOC \leq SOC_t \leq \bar{SOC} \quad (29)$$

$$SOC_{t+1} - SOC_t = (P_t^{ES+} - P_t^{ES-}) \times \Delta t / ES_{Tot} \quad (30)$$

مؤلفه RLD: مقدار توان تقاضای قابل انتقال $(X_t^{RLD-} = 1)$ در هر بازه زمانی در روابط زیر صدق می‌نماید.

$$P_t^{RLD-} \leq k_\epsilon \times P_t^n \times X_t^{RLD-}, \quad -k_\delta \leq P_t^{RLD-} - P_{t-1}^{RLD-} \leq k_\delta \quad (31)$$

مقدار توان پاسخ تقاضا $(X_t^{RLD-} = 0)$ ، در هر بازه زمانی در روابط زیر صدق می‌نماید.

$$P_t^{RLD+} \leq k_\epsilon \times P_t^n \times (1 - X_t^{RLD-}), \quad -k_t \leq P_t^{RLD+} - P_{t-1}^{RLD+} \leq k_t \quad (32)$$

شبکه بالادست: میزان ظرفیت مشارکت شبکه بالادست در خرید $(X_t^{Grid+} = 1)$ و فروش توان $(X_t^{Grid+} = 0)$ منوط به برآورده شدن قیود زیر انتخاب می‌شود.

$$0 \leq P_t^{Grid+} \leq \bar{P}_t^{Grid+} \times X_t^{Grid+} \quad (33)$$

$$0 \leq P_t^{Grid-} \leq \bar{P}_t^{Grid-} \times (1 - X_t^{Grid+}) \quad (34)$$

در روابط فوق، \bar{P}_t^{Grid+} و \bar{P}_t^{Grid-} به ترتیب مقادیر حاصل از واحد برنامه‌ریزی مشارکت واحدها برای مشارکت شبکه در صورت مواجهه با کمبود و یا مازاد تولید در ساعت t ام (kW) می‌باشد.

۵- پیاده‌سازی الگوریتم REM-NIRA

فلوچارت پیشنهادی برای پیاده‌سازی الگوریتم REM-NIRA در شکل ۳ ارائه شده است. همان‌طوری که از شکل مشاهده می‌شود، این فلوچارت از شش واحد اصلی بنام‌های واحد TOAT، واحد میانگین وزنی، واحد UCDR، واحد BSCG، واحد NIRA و واحد MCP تشکیل شده است. نحوه پیاده‌سازی هر یک از این واحدها به همراه وظیفه و هدف پیاده‌سازی آن‌ها در ادامه تشریح شده است. به‌عنوان نمونه اطلاعات ورودی برای ساختار بازی پیشنهادی در سناریوی #۱ در بخش ضمیمه در جدول B.1 لیست شده است.

$$R_t^i \Big|_{i=2} = \pi_t' \times (P_t^{WT} + P_t^{MT} + P_t^{ES-}) \times \Delta t, \quad MC_t^{MT} \leq \pi_t' \leq \mu_t^{MCP} \quad (19)$$

در این رابطه π_t' نیز قیمت بهینه‌ی فروش الکتریسته، حاصل از ائتلاف WT، MT و ES به سایر بازیگران است. تابع هزینه بازیگر دوم نیز با توجه به ناچیز بودن هزینه تولید WT در مقایسه با سایر منابع طبق رابطه (۷) تعیین می‌شود.

بازیگر #۳: سود بازیگر سوم در این سناریو (یعنی $J_t^i \Big|_{i=3}$) طبق رابطه (۸) محاسبه می‌شود.

بازیگر #۴: $J_t^i \Big|_{i=4}$ سود حاصل از تبادل توان شبکه توزیع در ساعت t از طریق رابطه (۱۱) قابل دستیابی است.

۴-۱-۱-۶- سناریوی #۵

بازیگر #۱: سود حاصل از فروش توان تولیدی ائتلاف منابع WT، PV، MT و ES در ساعت t ام به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\max J_t^i \Big|_{i=1} = R_t^i - C_t^i \quad (20)$$

$$R_t^i \Big|_{i=1} = \pi_t' \times (P_t^{WT} + P_t^{PV} + P_t^{MT} + P_t^{ES-}) \times \Delta t \quad (21)$$

$$MC_t^{MT} \leq \pi_t' \leq \mu_t^{MCP}$$

در این رابطه π_t' نیز قیمت بهینه فروش الکتریسته، حاصل از ائتلاف WT، PV، MT و ES به سایر بازیگران است.

تابع هزینه بازیگر اول نیز با توجه به ناچیز بودن هزینه تولید منابع تجدیدپذیر در مقایسه با سایر منابع طبق رابطه (۷) تعیین می‌شود.

بازیگر #۲: سود بازیگر دوم در این سناریو (یعنی $J_t^i \Big|_{i=2}$) طبق رابطه (۸) محاسبه می‌شود.

بازیگر #۳: $J_t^i \Big|_{i=3}$ سود حاصل از تبادل توان شبکه توزیع در ساعت t از طریق رابطه (۱۱) قابل دستیابی است.

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

۴-۱-۲- قیود محلی و کلی

قید تعادل

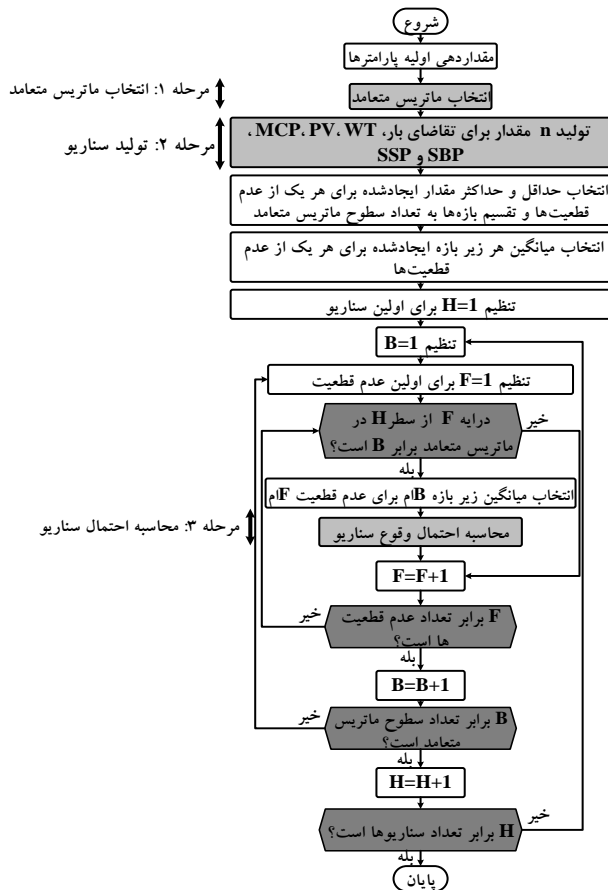
$$\begin{cases} P_t^{MT} + P_t^{WT} + P_t^{PV} + P_t^{ES-} + P_t^{Grid-} = \\ P_t^n + P_t^{ES+} + P_t^{RLD+} - P_t^{RLD-} + P_t^{Grid+} \end{cases} \quad (22)$$

$$P_t^n = \mu_t^{NRL} = \frac{\sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{NRL,s} \times P_t^{NRL,s}}{\sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{NRL,s}} \quad (23)$$

منابع غیرقابل کنترل (PV و WT)

$$0 \leq P_t^{WT/PV} \leq \mu_t^{WT/PV}, \quad \forall t \quad (24)$$

$$\mu_t^{WT/PV} = \frac{\sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{WT/PV,s} \times P_t^{WT/PV,s}}{\sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^{WT/PV,s}} \quad (25)$$



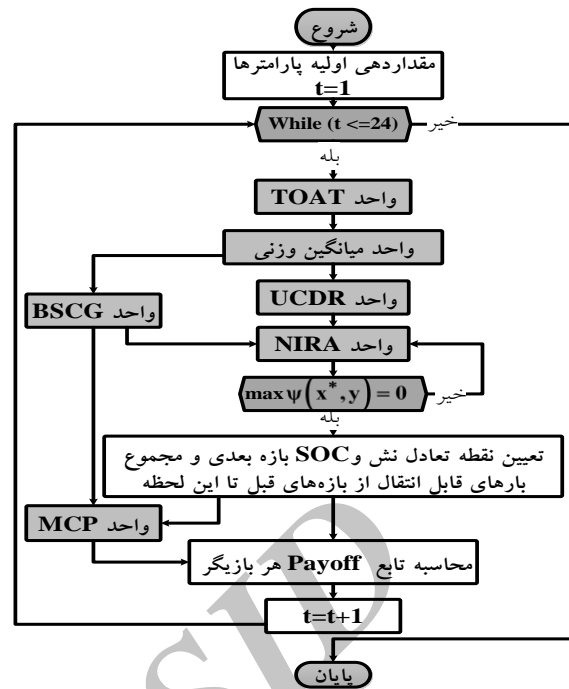
شکل ۴: واحد عدم قطعیت بر پایه روش TOAT

۵-۲- واحد میانگین وزنی

از طریق این واحد، مقدار میانگین وزنی سناریوهای عدم قطعیت توان و قیمت محاسبه می‌شود. در واقع با توجه به تولید سناریوهای عدم قطعیت تولید شده توسط الگوریتم تاگوچی، برای هر المان توان و قیمت چندین مقدار وجود دارد. به منظور انجام فرآیند بهینه‌سازی در مراحل بعدی، به انتخاب یک مقدار به عنوان مقدار بهینه و مؤثر نیاز است.

۵-۳- واحد UCDR

برای تعیین نقطه تنظیم توان مربوط به منابع تولید و مصرف از الگوریتم UCDR مطابق شکل ۵ استفاده شده است. در حقیقت این واحد مبتنی بر مقادیر میانگین وزنی سناریوهای عدم قطعیت واحد TOAT (WT, PV, NRL و MCP)، مقادیر اولیه را برای تمامی متغیرهای تعریف شده بر اساس قیود فنی و اقتصادی مربوط به هر المان برای واحد NIRA تعیین می‌نماید. هرچند در [۲۱-۱۳] مدل RLD تنها به مقدار توان منابع تولیدی وابسته بوده است؛ با این وجود مدل RLD پیشنهادی هم به مقدار MCP، توان تولیدی و هم به میزان سود کسب شده توسط بازیگران حساس می‌باشد. در هر بازه زمانی ابتدا مقدار MCP که عدم قطعیت نیز بر روی آن اعمال شده است بررسی می‌شود. اگر چنانچه، مقدار MCP نسبت به نقطه تنظیم بزرگ باشد، الگوریتم



شکل ۳: الگوریتم پیشنهاد شده برای پیاده‌سازی REM-NIRA

۵-۱- واحد TOAT

این واحد برای لحاظ نمودن عدم قطعیت مربوط به تقاضای بار و تأثیر تغییر شرایط محیطی بر روی توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر و نیز قیمت‌های تأمین و تبادل الکتریسته در بازار با استفاده از روش تست آرایسه متعامد تاگوچی (TOAT) پیشنهاد شده است [۱۳]. 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 [۲۳، ۲۴]. برای مدل‌های مختلفی ثابت شده است که از بین تمامی سناریوهای ممکن TOAT توانایی انتخاب سناریوی بهینه را دارا می‌باشد [۲۵].

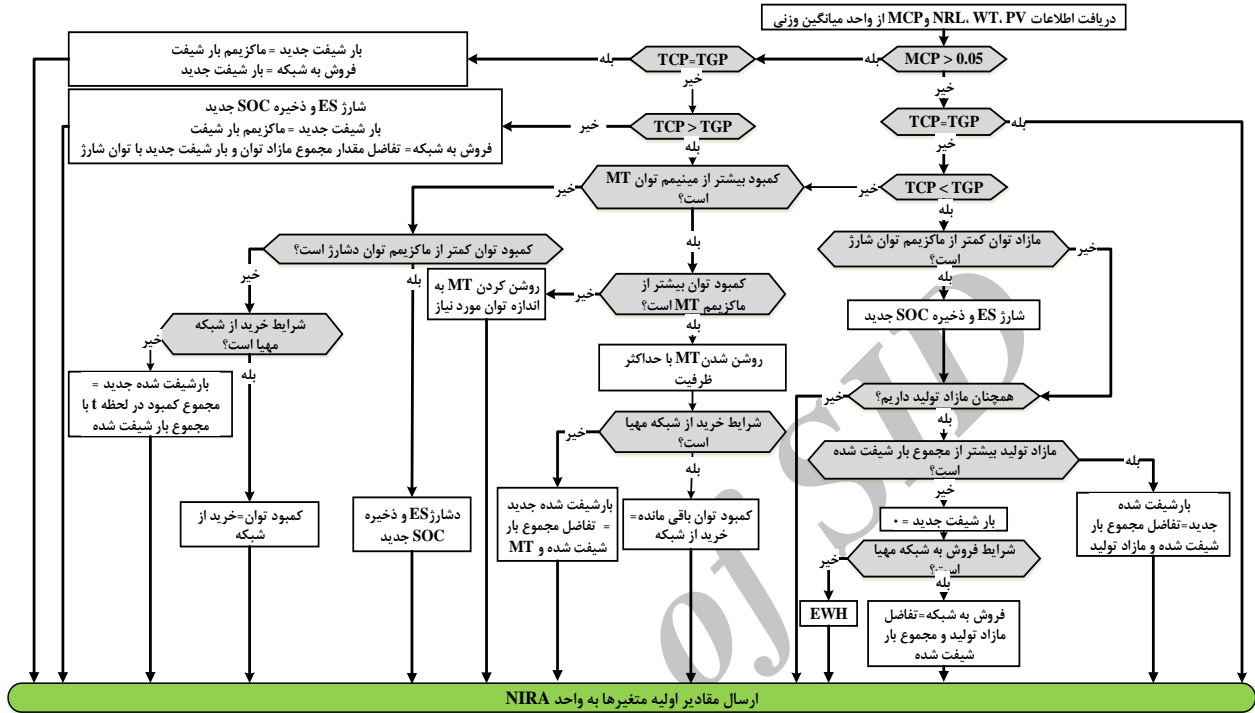
عدم قطعیت‌های موجود در مسئله مطرح شده با سناریوهای ایجاد شده مطابق با فلوجارت شکل ۴ پیاده‌سازی شده است. ساختار پیشنهاد شده شامل سه مرحله اصلی به شرح زیر می‌باشد:

مرحله ۱: انتخاب ماتریس متعامد با توجه به تعداد عدم قطعیت‌های موجود در سیستم؛

مرحله ۲: ایجاد n مقدار برای تقاضای بار، MCP، SBP و SSP با استفاده از تابع توزیع نرمال [۲۶، ۲۷] برای WT با استفاده از تابع توزیع ویبول [۲۸، ۲۹] و برای PV با استفاده از تابع تابش [۳۰]؛

مرحله ۳: محاسبه احتمال وقوع سناریو ایجاد شده با استفاده از توابع توزیع مربوط به قیمت الکتریسته، بار، WT و تابع تابش مربوط به PV.

- ۱- مقدار کل توان تولیدی برابر با مقدار کل مصرفی باشد؛
 - ۲- مقدار کل توان تولیدی بیش تر از مقدار کل مصرفی باشد؛
 - ۳- مقدار کل توان تولیدی کم تر از مقدار کل مصرفی باشد؛
- متناسب با هر یک از حالت‌های رخ داده الگوریتم، استراتژی‌هایی مطابق با فلوجارت ارائه شده در شکل ۵ اتخاذ می‌شود.



شکل ۵: فلوجارت پیاده‌سازی شده برای مدل‌سازی RLD

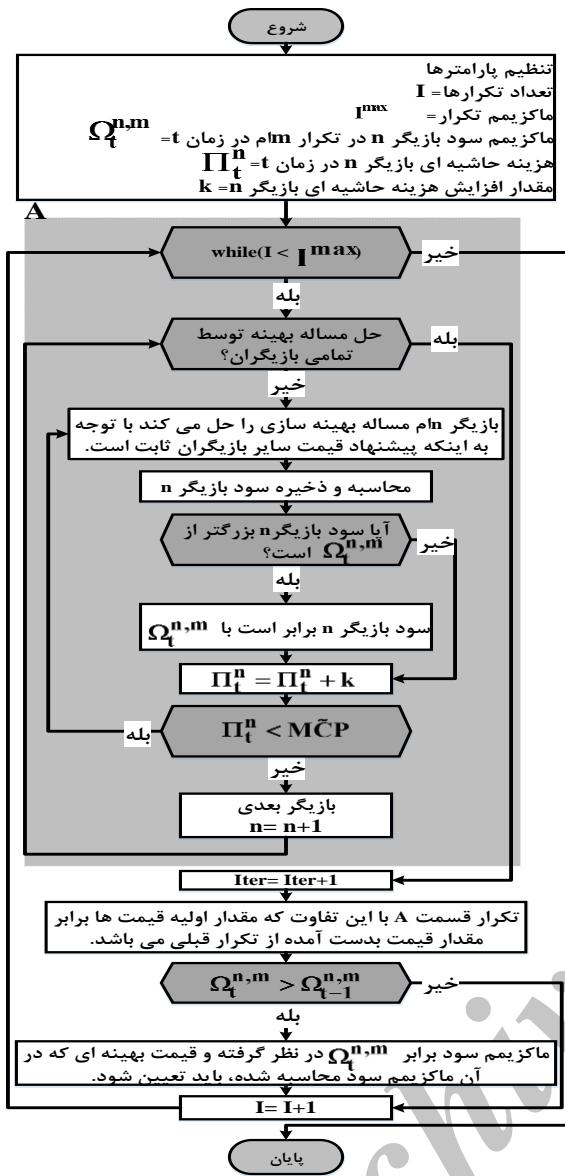
تعداد بازیگران، افزایش پیدا نماید. از آنجایی که توابع منفعت بازیگران در هر مجموعه از استراتژی‌های انتخاب شده مستقل از مجموعه استراتژی‌های دیگر بازیگران می‌باشد، بنابراین توابع منفعت می‌تواند با استفاده از پردازش موازی محاسبه شود. در نتیجه، برای ساختارهایی با تعداد بسیار زیادی بازیگر می‌توان از روش‌های پردازش موازی به منظور کاهش زمان محاسبه استفاده نمود.

از این رو عملکرد این واحد بر پایه تئوری بازی مطابق با فلوجارت شکل ۷ برای n بازیگر سیستم قدرت پیاده‌سازی شده است. با اجرای این واحد بر پایه مقادیر میانگین وزنی سناریوهای عدم قطعیت قیمت می‌توان قیمت‌های بهینه را تعیین نمود. چهار چوب پیشنهادی برای یافتن تعادل نش در بازی‌های اطلاعات ناکامل با قیود بازیگران، قابل استفاده می‌باشد. به محض اینکه توابع منفعت بازیگران برای تمامی استراتژی‌ها اجرا شود، بهترین استراتژی هر بازیگر برای تعیین بهترین استراتژی دیگر بازیگران در مرحله بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرد. بهترین مجموعه استراتژی بازیگران بیانگر تعادل نش می‌باشد.

منظور از Π_n در شکل ۷ هزینه نهایی بازیگر n است که از طریق اجرای مکرر تئوری بازی با گام k در محدوده مجاز قیمت‌های الکتریسیته که در بخش فرمول‌بندی ریاضی مسئله مشخص شده‌اند، تعیین می‌شود. در این فرایند با محاسبه سود بازیگر n در هر تکرار و مقایسه آن با تکرار قبلی، قیمت بهینه منابع برای تأمین و تبادل

۴-۵- واحد BSCG

به منظور تعیین پیشنهادهای قیمت شرکت کنندگان در بازار پیشنهادی در خصوص تأمین، خرید و فروش الکتریسیته از واحد استراتژی قیمت‌گذاری بر پایه بازی همکارانه (BSCG) استفاده شده است. تعادل نش در این واحد بیانگر استراتژی‌های ماکزیمم/مینیمم برای مشارکت کنندگان در بازار است یعنی منفعت واقعی برای هر بازیگر تولیدکننده ماکزیمم شود در حالی که هزینه عملکرد سیستم در یک بازی غیرهمکارانه مینیمم شود [۳۱]. شکل ۶، درخت تصمیم طریقه تعیین استراتژی بهینه قیمت‌گذاری برای n بازیگر مشارکت کننده در بازار با m استراتژی را نشان می‌دهد. در این شکل G_m^n بیانگر استراتژی m برای بازیگر مشارکت کننده n می‌باشد. G_n^n نیز بیانگر استراتژی بهینه بازیگر n می‌باشد. در مرحله ۱ استراتژی بهینه هر مشارکت کننده بازار با ثابت نگه داشتن استراتژی سایر بازیگران تعیین می‌شود. نقطه تعادل نش برای بازیگران به وسیله استراتژی‌های بهینه‌شان برای ماکزیمم نمودن توابع منفعت متناظر این استراتژی تعریف می‌شود. در مراحل بعدی، استراتژی بهینه به دست آمده برای یک بازیگر در مرحله قبلی برای سایر بازیگران مورد استفاده قرار می‌گیرد. پیچیدگی محاسباتی به تعداد مشارکت کنندگان در بازار و استراتژی‌های آن‌ها وابسته می‌باشد. مقیاس مسئله به صورت نمایی می‌تواند با افزایش



شکل ۷: واحد BSCG

۴-۲- واحد MCP

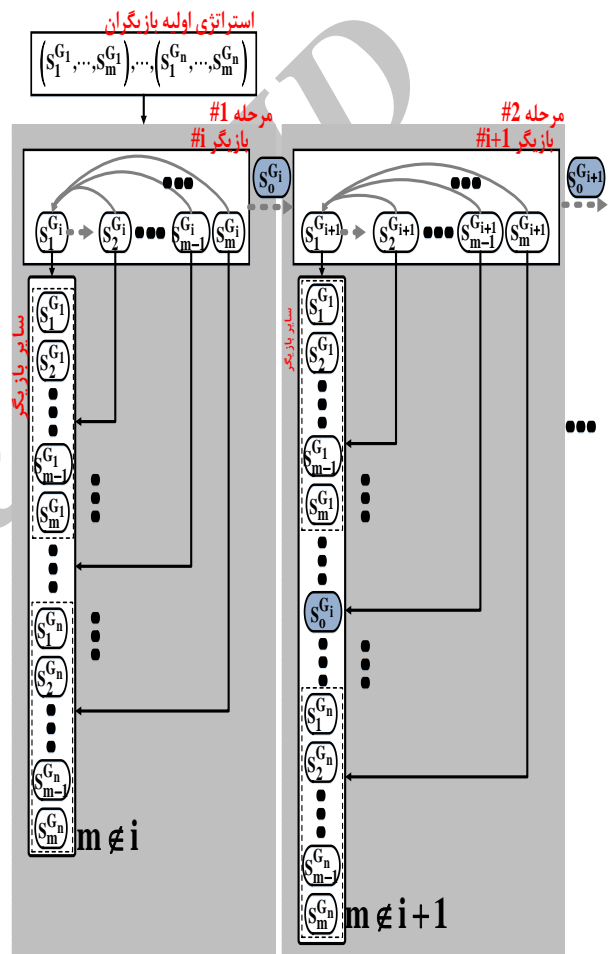
این واحد با استفاده از نقطه تعادل نش یعنی همان توان‌های بهینه مشارکت در بازار که از طریق واحد NIRA حاصل شده و همچنین با استفاده از قیمت‌های بهینه به دست آمده از واحد BSCG، تعیین مقدار MCP را ممکن می‌سازد. توضیحات پیش‌تر در این خصوص در مرجع [۳۲] ارائه شده است.

۵- بحث و بررسی نتایج

مقدار توان تولیدی توسط منابع DER در شکل ۸ نشان داده شده است. همان طوری که از شکل مشاهده می‌شود، در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم، با اعمال عدم قطعیت بر روی توان تولیدی منابع WT و PV با توجه به اینکه در سناریوی ۱ # سیستم با مینیمم مقدار توان تولیدی توسط این منابع مواجه شده است، بنابراین از منابع جایگزین MT و ES برای تأمین مابقی کمبود توان مورد نیاز استفاده شده است.

الکتریسیته مشخص می‌شود. μ^{MCP} حد بالایی محدوده مجاز قیمت بازیگر nام می‌باشد. مراحل اجرای الگوریتم به شرح زیر است:

- ۱- ثابت نگه داشتن استراتژی تمامی بازیگران در مقدار مینیمم قیمت پیشنهادی و یافتن ماکزیمم مقدار تابع منفعت یک بازیگر با توجه به استراتژی انتخاب شده؛
- ۲- تغییر استراتژی بازیگر مربوطه به همراه ثابت نگه داشتن استراتژی دیگر بازیگران و محاسبه مقدار تابع منفعت بازیگر مربوطه در هر مرحله؛
- ۳- تعیین استراتژی با ماکزیمم مقدار منفعت به عنوان استراتژی بهینه برای بازیگر مربوطه؛
- ۴- تکرار آیت‌های ۱-۳ برای تمامی بازیگران.



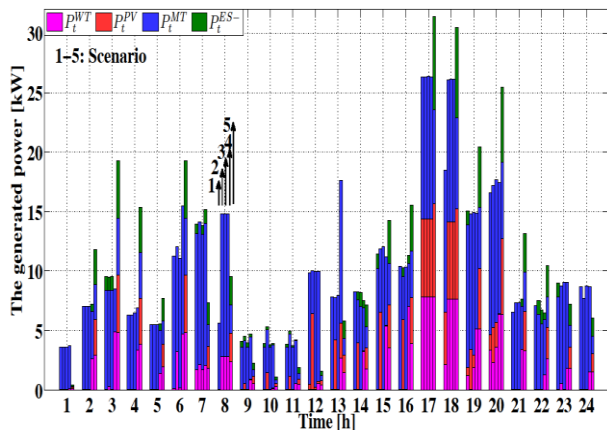
شکل ۶: تعیین نقطه تعادل نش برای n بازیگر مشارکت کننده

۴-۱- واحد NIRA

این واحد دو وظیفه مهم دربرگیرنده دو زیر مسئله شامل (۱) پیشینه کردن تابع Nikaido-Isoda (۲) اعمال الگوریتم رهاسازی و بهبود تابع پاسخ بهینه را برعهده دارد. هر دوی این وظایف مکرراً توسط واحد NIRA دنبال می‌شود تا زمانی که اختلاف تابع پاسخ بهینه در رابطه بین دو تکرار مجاور به اندازه کافی کوچک شود [۱۲]. توضیحات پیش‌تر در این خصوص در مرجع [۳۲] ارائه شده است.

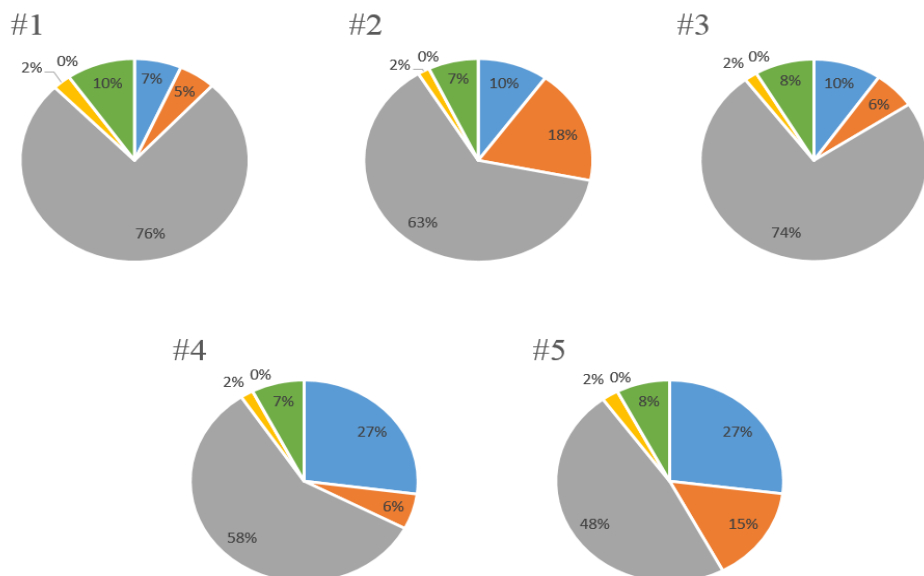
یکسانی رخ داده است و تنها مقدار و اندازه آن‌ها تحت سناریوی‌های مختلف تغییر کرده است. عمدتاً در ساعتی از روز که مقدار MCP بالا بوده (در طول غروب تا نیمه‌شب)، RLD- رخ داده است و ساعات اولیه روز که مقدار MCP پایین‌تر است و نیز میزان توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر روبه‌افزایش است، RLD+ اتفاق افتاده است. نتیجه این عمل کاهش چشمگیر در قیمت الکتریسیته پرداخت شده توسط مصرف‌کنندگان را به دنبال خواهد داشت.

در شکل ۱۱ مقدار MCP در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم نشان داده شده است. همان طوری که از شکل مشاهده می‌شود، مقدار MCP عمدتاً در ائتلاف بزرگ در بیش‌تر بازه‌های زمانی نسبت به سناریوهای دیگر کاهش بیش‌تری از خود نشان داده است. دلیل آن می‌تواند افزایش مقدار انتقال بار از بازه‌های زمانی با مقدار MCP بالا به بازه‌هایی با MCP پایین باشد و در نتیجه افزایش مقدار RLD+ در بازه‌هایی است که علاوه بر پایین بودن MCP، امکان تغذیه آن با مدیریت مناسب دیگر منابع نیز وجود داشته است.



شکل ۸: توان تولیدشده توسط منابع DER

- WT
- PV
- MT
- ES-
- Grid-
- RLD-

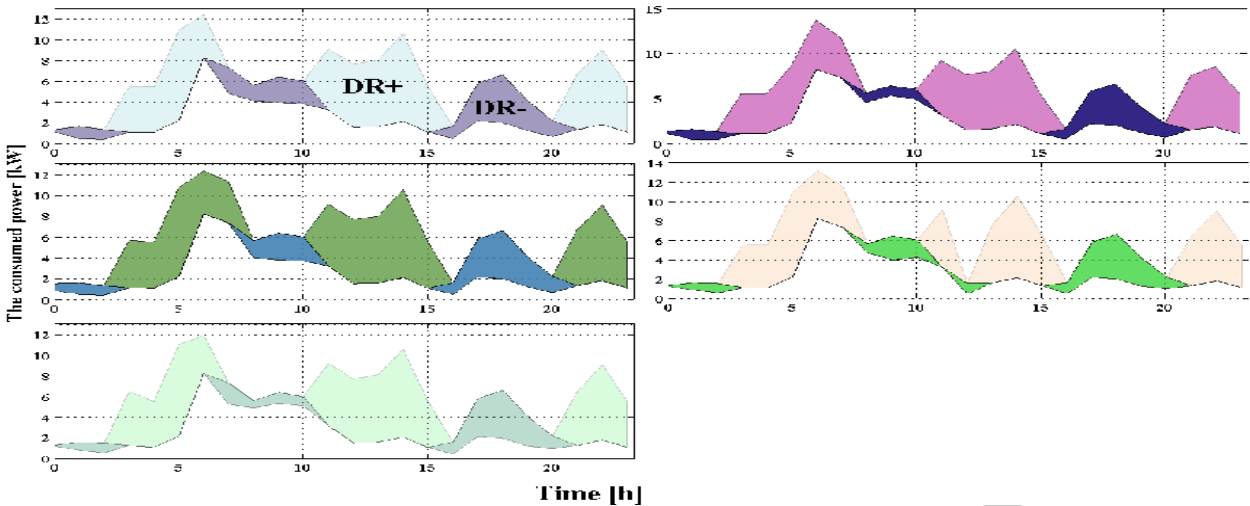


شکل ۹: درصد مشارکت هر منبع تولید در مقدار TGP

در سناریوی #۲ با توجه به افزایش ۷۳٪ در میزان توان تولیدی PV مقدار کل توان تولیدی توسط MT در حدود ۱۳٪ کاهش یافته است. از آنجایی که مقدار قیمت پیشنهادی PV به مراتب پایین‌تر از مقدارش برای MT می‌باشد، این قضیه در مجموع تأثیر مثبتی بر روی مقدار MCP در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم خواهد گذاشت. تأثیر افزایش میزان توان تولیدی توسط PV بر روی میزان کل دشارژ ES نیز مشهود است و مقدارش در حدود ۴۴٪ کاهش نشان داده است که این خود می‌تواند در بهبود وضعیت SOC در طول عملکرد سیستم تأثیرگذار باشد. مقدار کل توان تولیدشده (TGP) در سناریوی #۴ ماکزیمم مقدار خود را دارا بوده و به ترتیب به میزان ۱۲٪، ۵/۶٪، ۵/۲٪ و ۸/۳٪ نسبت به سناریوهای #۱، #۲، #۳ و #۵ افزایش نشان داده است. تحت این شرایط الگوریتم پیشنهادی سعی در افزایش انتقال بار از یک بازه زمانی به بازه زمانی دیگر نموده و مازاد توان تولیدشده را به شبکه بالادست فروخته است. علاوه بر این، در سناریوی #۴ مقدار RLD+ از سایر سناریوها کم‌تر شده است.

در شکل ۹ میزان درصد مشارکت منابع تولید و نیز میزان انتقال بار از یک بازه زمانی به بازه زمانی دیگر نشان داده شده است. همان طوری که از شکل مشاهده می‌شود، مقدار توان تولیدشده توسط منابع تجدیدپذیر (WT یا PV) در سناریوهای تحت ائتلاف با MT افزایش یافته و به همین ترتیب میزان توان تولیدشده توسط MT با کاهش روبه‌رو بوده که این حالت، به کاهش هزینه تولیدکنندگان مجموعه ائتلاف و افزایش درآمد آن‌ها منجر شده است. علاوه بر این، همان طوری که از شکل مشاهده می‌شود، در تمامی ائتلاف‌های تشکیل شده نیازی به خرید توان از شبکه بالادست نمی‌باشد.

شکل ۱۰ مقدار RLD+ و RLD- در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم را نشان می‌دهد. همان طوری که از شکل مشاهده می‌شود، برای سناریوهای مختلف RLD+ و RLD- عمدتاً در طول روز در ساعات



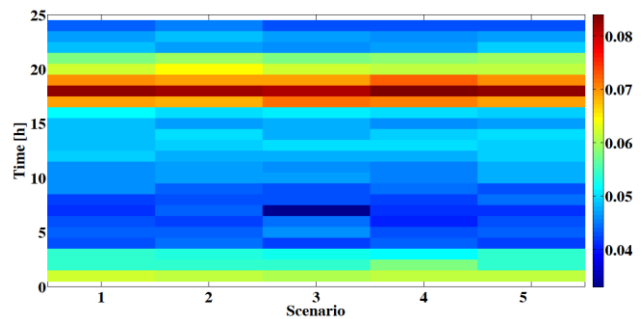
شکل ۱۰: مقدار RLD+ و RLD- در هر بازه زمانی در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم

تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر با در نظر گرفتن عدم قطعیت تحت این شرایط، سهم سود MT در تأمین تقاضای کل کاهش یافته و در نتیجه مقدار درآمد منفی شده است. با توجه به افزایش تولید منابع تجدیدپذیر در سناریوهای #۴ و #۵ مقدار درآمد آن‌ها نیز در نتیجه بیش‌تر از سایر سناریوها شده است.

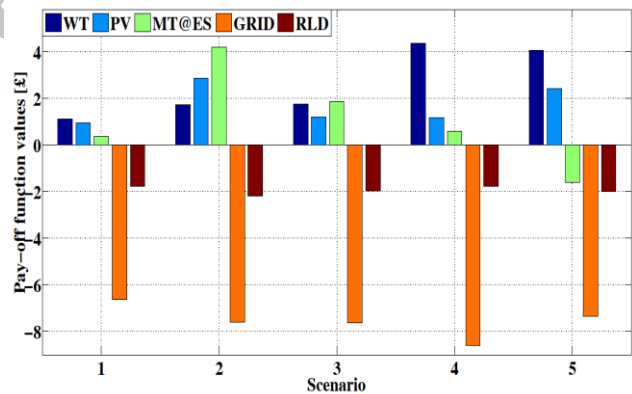
۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، الگوریتمی برای شکل‌گیری ساختار ائتلاف بر مبنای روش بازی‌های همکارانه و غیرهمکارانه پیاده‌سازی شده که ممکن است، ارزش یک ائتلاف تحت تأثیر تنظیمات همکارانه سایر بازیگران قرار بگیرد و تغییر نماید. علاوه بر این، رابطه ساختارهای مختلف تشکیل ائتلاف مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و بر روی یک شبکه نمونه اعمال شده است. بر طبق سناریوهای لحاظ‌شده، می‌توان نتیجه گرفت که الگوریتم ارائه‌شده در مدل‌سازی بازیگران بازار و شبیه‌سازی بهره‌برداری آن‌ها در بازار توانمند است. چون بازیگران بازار، نهادهای پیچیده‌ای با ویژگی‌ها و نیازهای خاص خودشان هستند و هر یک اهداف منحصربه‌فرد خود را دنبال می‌نمایند، هر یک بایستی تصمیمات خود را در حین تعامل با دیگر بازیگران اتخاذ نمایند. از این‌رو، از یک معماری چند عاملی کارآمد استفاده شده که شامل آموزش قابلیت‌ها می‌باشد به طوری که بازیگران قادر هستند مجدداً استراتژی‌های خود را با توجه به تجربه گذشته خود و با توجه به رفتار و استراتژی دیگر بازیگران مشخص نمایند.

تمرکز اصلی این مقاله بر شکل‌گیری یک بازار محلی با تجمیع تولیدکنندگان الکتریسیته موجود در MG با احتساب بهره‌گیری از مزیت‌های مکانیسم پیشنهادی و نیز مطالعه و پیاده‌سازی برخی از استراتژی‌های اتخاذ‌شده در بازار توسط بازیگران بوده است. بدین ترتیب شبیه‌سازی این مکانیسم، بهره‌بردار را در پیش‌بینی میزان تولید و مصرف در هنگام تشکیل ائتلاف به ویژه در بهره‌برداری زمان حقیقی، پیش و پس از تسویه بازار توان می‌سازد. این در حالی است که بایستی



شکل ۱۱: مقدار MCP در طول عملکرد ۲۴ ساعته سیستم



شکل ۱۲: مقدار درآمد منابع تولید و مصرف در سناریوهای مختلف

مقدار درآمد منابع تولید و مصرف تحت سناریوهای مختلف در شکل ۱۲ نشان داده شده است. در تمامی سناریوها GRID و RLD درآمد منفی داشته و تحت سناریوهای #۱ و #۴ مقدار درآمد منفی برای RLD از سناریوهای دیگر کم‌تر بوده است. دلیل آن این است که تحت این سناریوها الگوریتم تصمیم گرفته است که مقدار بار مصرفی بیش‌تری را به بازه‌های زمانی دیگر انتقال دهد. در سناریوی #۲ نیز به دنبال افزایش زیاد در مقدار TGP سهم بیش‌تری از توان تولیدشده برای تغذیه RLD اختصاص داده شده است. ائتلاف MT@ES در سناریوی #۵ ضرر کرده است، بدین معنی که با توجه به افزایش توان

- Conference on Artificial Intelligence*, pp. 156-161, 2008.
- [12] 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.
- [13] M. Marzband, N. Parhizi, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, "Distributed smart decision-making for a multimicrogrid system based on a hierarchical interactive architecture," *IEEE Trans., Energy Conversion*, vol. PP, no. 99, pp. 1-12, 2015.
- [14] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García, 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.
- [15] M. Marzband, A. Sumper, A. Ruiz-álvarez, J. L. Domínguez-García, 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.
- [16] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper, and J. L. Domínguez-García, "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.
- [17] M. Marzband, E. Yousefnejad, A. Sumper, and J. L. Domínguez-García, "Real time experimental implementation of optimum energy management system in standalone Microgrid by using multi-layer ant colony optimization," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 75, pp. 265-274, 2016.
- [18] M. Marzband, N. Parhizi, and J. Adabi, "Optimal energy management for stand-alone microgrids based on multi-period imperialist competition algorithm considering uncertainties: Experimental validation," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 122-131, 2015.
- [19] M. Marzband, F. Azarnejadian, M. Savaghebi, and J. M. Guerrero, "An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with markov chain," *IEEE Syst. J.*, vol. PP, no. 99, pp. 1-11, 2015.
- [۲۰] نرگس پرهیزی، موسی مرزبند، سیدمازیار میرحسینی مقدم، بهنام محمدی ایواتلو و فاطمه آذری‌نژادیان، «پایاده‌سازی عملی یک سیستم مدیریت انرژی برای یک ریزشبكة متصل به شبکه سراسری با استفاده از الگوریتم رقابت استعماری چندبعدی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۱، صفحه ۲۵-۴۰، ۱۳۹۵.
- [۲۱] معصومه جوادی، سیدمازیار میرحسینی مقدم و موسی مرزبند، «مدیریت بهینه انرژی ریزشبكة‌ها در بازار خرده‌فروشی بر پایه روش تنوری بازی غیرهمکارانه با در نظر گرفتن عدم قطعیت»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۱، صفحه ۶۳-۷۴، ۱۳۹۵.
- [22] M. Marzband, *Experimental Validation of Optimal Real-time Energy Management System for Microgrids*, Ph.D. dissertation, Dept. d'Enginyeria Elèctrica, EU d'Enginyeria Tècnica Ind. de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Spain, 2013.
- [23] R. Chatthaworn, and S. Chaitusaney, "Transmission network expansion planning considering renewable energy target with Taguchi's orthogonal array testing," *IEEJ Trans.*
- منابع دخیل در تشکیل ائتلاف برای مجموعه‌ای از وظایف خود از جمله مدیریت ذخیره توان الکتریکی، قیمت‌گذاری استراتژیک و پرداخت تولیدکنندگان پاسخگو باشند. در باب مکانیسم پیشنهادی، یعنی طبقه‌بندی و مدیریت تشکیل ائتلاف، ثابت شده که روش پیشنهادی ویژگی‌ای ارائه می‌دهد که در محیط عدم قطعیت، بازیگران از انتخاب‌های بیش‌تری در جهت بهبود مقدار تابع منفعت خود برخوردار می‌باشند.
- از مطالعات صورت گرفته نسبت به استراتژی‌های اتخاذ شده توسط بازیگران برای مذاکره در بازار، می‌توان نتیجه گرفت که استراتژی‌هایی برای بازیگران وجود دارد که در نهایت منجر به دستیابی به نتایج مطلوب‌تر برای این بازیگران خواهد شد و آن‌ها را قادر به تأثیرگذاری بر روی پیشنهاد قیمت دیگر بازیگران و در نهایت قیمت بازار خواهد نمود. در این راستا، بهبود مذاکرات در داخل ائتلاف نیز مدنظر قرار گرفته و این موضوع اجازه می‌دهد که با امکان تغییر در اعضای ائتلاف، این قبیل مذاکرات برای تمامی اجزاء عادلانه‌تر باشد و استراتژی‌های مختلف در نظر گرفته شوند.
- ### مراجع
- [1] L. Meeus, K. Purchala, and R. Belmans, "Development of the Internal Electricity Market in Europe," *Electr. J.*, vol. 18, no. 6, pp. 25-35, 2005.
- [2] I. Praça, C. Ramos, Z. Vale, and M. Cordeiro, "Mascem: A multiagent system that simulates competitive electricity markets," *IEEE Intell. Syst.*, vol. 18, pp. 54-60, 2003.
- [۳] سعید عبابور، کاظم زارع و بهنام محمدی ایواتلو، «ارزیابی جنبه‌های فنی و اقتصادی شبکه توزیع با هدف توسعه DG بر مبنای کاربرد مدیریت اکتیو در شبکه»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۴، شماره ۴، صفحه ۳۵-۴۵، ۱۳۹۳.
- [4] Z. Vale, T. Pinto, I. Praca, and H. Morais, "MASCEM - electricity markets simulation with strategically acting players," *IEEE Intell. Syst.*, 2011.
- [5] M. J. North, and C. M. Macal, *Managing Business Complexity: Discovering Strategic Solutions with Agent-Based Modeling and Simulation*, vol. I, no. 3, 2007.
- [6] H. Li, S. Member, and L. Tesfatsion, "The AMES wholesale power market test bed: A computational laboratory for research, teaching and training," *Journal of Energy*, pp. 1-8, 2009.
- [7] A. Somani, and L. Tesfatsion, "An agent-based test bed study of wholesale power market performance measures," *IEEE Comput. Intell. Mag.*, vol. 3, no. 4, pp. 56-72, 2008.
- [8] F. Azevedo, Z. A. Vale, and P. B. de Moura Oliveira, "A decision-support system based on particle swarm optimization for multiperiod hedging in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 995-1003, 2007.
- [9] N. Amjady, and A. Daraeepour, "Design of input vector for day-ahead price forecasting of electricity markets," *Expert Syst. Appl.*, vol. 36, no. 10, pp. 12281-12294, 2009.
- [10] I. Praca, C. Ramos, Z. Vale, and M. Cordeiro, "Intelligent agents for negotiation and game-based decision support in electricity markets," *Int. J. Eng. Intell. Syst.*, vol. 13, pp. 147-154, 2005.
- [11] T. Rahwan, and N. R. Jennings, "Coalition structure generation: dynamic programming meets anytime optimisation," *Proceedings of the Twenty-Third AAAI*

ادامه جدول A-1: مشخصات نامی DERها

۰	\underline{p}^{PV}	مینیمم توان لحظه‌ای (kW)
سیستم WT		
۸	\bar{p}^{WT}	ماکزیمم توان لحظه‌ای (kW)
۰/۴۵	\underline{p}^{WT}	مینیمم توان لحظه‌ای (kW)
سیستم MT		
۱۲	\bar{p}^{MT}	ماکزیمم توان لحظه‌ای (kW)
۳/۶	\underline{p}^{MT}	مینیمم توان لحظه‌ای (kW)
۰/۰۱۲۰۷۶	π_t^f	پیشنهاد قیمت سوخت در لحظه t (€/kWh)
۰/۱۶۵	ξ	راندمان الکتریکی MT
RLD		
۰/۷	k_ϵ	نرخ بین حداکثر تقاضای قابل انتقال و تقاضای ثابت NRL برای تمامی دوره‌های زمانی
۲/۵	k_δ	ماکزیمم مقدار تقاضای قابل انتقال بین دو دوره‌ی متوالی برای تمامی دوره‌های زمانی (kW)
۴	k_ϵ	نرخ بین حداکثر تقاضای RLD و NRL برای تمامی دوره‌های زمانی
۶	k_τ	ماکزیمم مقدار تقاضای RLD بین دو دوره متوالی برای تمامی دوره‌های زمانی (kW)

ضمیمه B- اطلاعات در خصوص ساختار بازی پیاده‌سازی شده

جدول B.1: اطلاعات ورودی برای ساختار بازی پیشنهاد شده در سناریوی #۱

مقدار	داده ورودی
۱	تعداد ریزشکده‌ها
۵	تعداد بازیگران
دینامیکی	نوع بازی واحد BSCG
استاتیکی	نوع بازی واحد NIRA
[۱،۱،۲،۲،۲]	بردار ابعاد بازیگران
∞	کران بالای فعالیت بازیگران
۰	کران پایین فعالیت بازیگران
$1e^{-5}$	تولرانس دقت
۱۰۰	حداکثر تعداد تکرارهای مجاز الگوریتم

Electr. Electron. Eng., vol. 9, no. 6, pp. 588-599, 2014.

- [24] B. Alizadeh, and S. Jadid, "Uncertainty handling in power system expansion planning under a robust multi-objective framework," *Gener. Transm. Distrib. IET*, vol. 8, no. 12, pp. 2012-2026, 2014.
- [25] 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.
- [26] M. Fotuhi-Firuzabad, M. Rastegar, A. Safdarian, F. Aminifar, R. Billinton, A. Bonaert, and A. Koivo, *Probabilistic Home Load Controlling Considering Plug-in Hybrid Electric Vehicle Uncertainties*, 5th Ed., vol. 1, no. 4. Springer, India, 2014.
- [27] R. Billinton, A. Bonaert, and A. Koivo, *Power System Reliability Evaluation*, 5th Ed., vol. 1, no. 4. New York, Gordon and Breach, 1971.
- [28] A. R. Daniel, and A. A. Chen, "Stochastic simulation and forecasting of hourly average wind speed sequences in Jamaica," *Solar Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 1-11, 1991.
- [29] B. S. Borowy, and Z. M. Salameh, "Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system," *IEEE Transaction. Energy Convers.*, vol. 9, no. 3, pp. 482-488, 1994.
- [30] G. Tina, S. Gagliano, and S. Raiti, "Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment," *Sol. Energy*, vol. 80, no. 5, pp. 578-588, 2006.
- [31] M. E. Khodayar, and M. Shahidepour, "Optimal strategies for multiple participants in electricity markets," *IEEE Transaction. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 986-987, 2014.

[۳۲] معصومه جوادی، چهارچوب بازار خرده‌فروشی الکتریسیته برپایه تئوری بازی برای سیستم‌های همسایه با مالکیت چندگانه، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد رشت، رشت، ۱۳۹۴.

ضمایم

ضمیمه A- اطلاعات در خصوص مشخصات منابع تولید

جدول A.1: مشخصات نامی DERها

پارامتر	نماد	مقدار
سیستم ES		
ولتاژ (V)	V_t^{ES}	۲۴
ظرفیت در ۲۵ درجه سانتی‌گراد (Ah)	C^{ES}	۸۴
ولتاژ شارژ کامل (V)	V_{Float}	۲۶
ولتاژ دشارژ (V)	V_{Cutoff}	۲۱
ماکزیمم جریان پیوسته شارژ (A)	\bar{I}_t^{ES+}	۳۴
ماکزیمم جریان پیوسته دشارژ (A)	\bar{I}_t^{ES-}	۱۶۰
ماکزیمم توان ES در طول مد شارژ (kW)	\bar{p}^{ES+}	۰/۸۱۶
ماکزیمم توان ES در طول مد دشارژ (kW)	\bar{p}^{ES-}	۳/۸۴
مقدار اولیه SOC (%)	SOC_I	۵۰
ماکزیمم مقدار SOC (%)	\overline{SOC}	۸۰
مینیمم مقدار SOC (%)	\underline{SOC}	۲۰
مقدار اولیه انرژی ذخیره‌شده در ES (kW)	E_I^{ES}	۱
ماکزیمم ظرفیت ES (kW)	E_{Tot}^{ES}	۲
سیستم PV		
ماکزیمم توان لحظه‌ای (kW)	\bar{p}^{PV}	۶

علامت اختصاری

توضیحات	نام کمیت
استراتژی قیمت‌گذاری بر مبنای بازی همکارانه	Bidding strategy based on cooperative game (BSCG)
منابع قابل کنترل / غیر قابل کنترل	Dispatchable/non-dispatchable resources
منابع توزیع شده انرژی	Distributed energy resource (DER)
ذخیره‌کننده انرژی	Energy storage (ES)
ائتلاف بزرگ	Grand coalition
قیمت تسویه بازار	Market clearing price (MCP)
هزینه حاشیه‌ای	Marginal cost
ریزشبکه	Microgrid (MG)
میکروتوربین	Microturbine (MT)
بار غیر پاسخگو	Non-responsive load (NRL)
فتوولتائیک	Photovoltaic (PV)
بار پاسخگو	Responsive load demand (RLD)
بازار خرده‌فروشی تابع نیکایدو-ایزودا و الگوریتم رهاسازی	Retail electricity market/Nikaido-Isoda/Relaxation algorithm (REM-NIRA)
وضعیت شارژ	State-of-charge (SOC)
قیمت خرید/فروش سیستم	System buy/sell price (SBP/SSP)
تست آرایه متعامد تاگوچی	Taguchi's orthogonal array testing (TOAT)
مقدار کل توان تولیدشده	Total generated power (TGP)
برنامه‌ریزی مشارکت واحدها بر پایه پاسخگویی بار	Unit commitment based on demand response (UCDR)
توربین بادی	Wind turbine (WT)
هزینه حاشیه‌ای مربوط به MT در لحظه t (£)	MC_t^{MT}
خرید و فروش توان توسط شبکه از/ به MG	Grid+, Grid-
اضافه‌شدن/انتقال توان به/ از بار پاسخگو	RLD+, RLD-
شارژ/دشارژ سیستم ذخیره انرژی (باتری)	ES+, ES-
تابع درآمد/هزینه/هدف بازیگر i در زمان t (£)	$R_t^i / C_t^i / J_t^i, i \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$
توان خروجی/پیشنهاد قیمت منبع A/ شبکه در زمان t (kW, £/kWh)	P_t^A, π_t^A
توان خروجی/پیشنهاد قیمت منبع A/ شبکه در زمان t تحت سناریوی s (kW, £/kWh)	$P_t^{A,s}, \pi_t^{A,s}$
بازه زمانی	Δt
احتمال وقوع سناریوی s برای توان/ قیمت منبع A/ شبکه در زمان t	$\rho_t^{A,s}$
تعداد سناریوهای عدم قطعیت	N_s
قیمت بهینه‌ی خرید/فروش الکتریسیته توسط شبکه توزیع از/ به MG (£/kWh)	π_t^{SBP}, π_t^{SSP}
حداقل/حداکثر توان خروجی A (kW)	$\underline{P}^A, \bar{P}^A$
راندمان الکتریکی منابع غیر قابل کنترل A (%)	ζ
قیمت پیشنهادی سوخت در لحظه t (£/kWh)	π_t^f
مقدار میانگین وزنی سناریوهای عدم قطعیت A	μ_t^A
وضعیت شارژ باتری در لحظه t	SOC_t
حداقل و حداکثر وضعیت باتری در حالت شارژ و دشارژ	$\underline{SOC}, \overline{SOC}$
ماکزیمم RLD+ / RLD- بین دو دوره متوالی برای تمامی دوره‌های زمانی (kW)	k_o, k_t
نرخ بین حداکثر RLD+ / RLD- و تقاضای ثابت NRL برای تمامی دوره‌های زمانی	k_e, k_e
متغیر باینری شارژ باتری در هر بازه زمانی	X_t^{ES+}
متغیر باینری توان تقاضای قابل انتقال در هر بازه زمانی	X_t^{DR-}
متغیر باینری شبکه در خرید توان از MG در هر بازه زمانی	X_t^{Grid+}