مدیریت بهینه انرژی یک شبکه توزیع متصل شده به مجموعه ریزشبکه‌ها بر مبنای نظریه بازی‌ها

امیر فردینی[1]، علی احمدیان[2]، مسعود علی اکبر گلکار[3]

[1]کارشناس ارشد، گروه پژوهشی انرژی‌های تجدیدپذیر، جهاد دانشگاهی واحد خواجه نصیرالدین طوسی a.fardini@gmail.com

[2] استادیار، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه بناب ahmadian@bonabu.ac.ir

[3]استاد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی Golkar@ kntu.ac.ir

چکیده: امروزه با توجه به پیشرفت های تکنولوژی و ملاحظات زیست محیطی و اقتصادی، استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر و و لزوم مدیریت انرژی در سیستم‌های قدرت توجه زیادی به خود جلب کرده است. با توجه به اهمیت مدیریت انرژی در سیستم‌های قدرت و از طرفی لزوم کاهش آلایندگی تولیدکنندگان برق، مسئله بهره‌برداری از ریزشبکه‌ها با در نظر گرفتن این دو هدف، اهمیت قابل توجهی را به خود اختصاص داده است، همچنین رشد روز افزون ضریب نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر شیوه‌نوین بهره‌برداری از ریزشبکه‌ها را ملزم کرده است. تعاریف زیادی برای مدیریت انرژی وجود دارد ولی همه آن‌ها در هدف رسیدن به مصرف انرژی کمتر، بدون ازدست دادن کیفیت لازم از طریق به کارگیری مهارت‌های مدیریتی، فناوری و سرمایه گذاری، مشترک می‌باشند. در این مقاله، یک روش جدید برای اجرای مدیریت هماهنگ احتمالاتی انرژی بین شبکه توزیع و ریزشبکه‌های متصل شده بر مبنای نظریه بازی‌ها ارائه شده است. روال بهره‌برداری به عنوان یک بهینه‌سازی دو مرحله‌ای در نظر گرفته شده است که مرحله دوم آن توسط الگوریتم اجتماع ذرات حل شده و مرحله بالاتر با مدل‌سازی در فضای نظریه بازی‌ها حل شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان داده با پیاده‌سازی فضای همکاری میان ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع، هزینه‌های کل مجموعه کاهش پیدا کرده است.

واژه های کلیدی: بهره‌برداری بهینه، ریزشبکه، شبکه توزیع، مدیریت انرژی، نظریه بازی‌ها.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۷/۲/۱

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۷/۷/۱۱

نام نویسنده‌ی مسئول : علی احمدیان

نشانی نویسنده‌ی مسئول : بناب، بزرگراه ولایت، دانشگاه بناب، دانشکده فنی و مهندسی، اتاق ۲۳۱

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

۱- مقدمه

اهمیت بهره‌برداری بهینه از شبکه‌های توزیع با توجه به افزایش ضریب نفوذ منابع انرژی پراکنده در سطح ریزشبکه‌ها، دو چندان شده است. مطالعات گسترده‌ای در زمینه بهینه‌سازی بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع انرژی نیز صورت گرفته است. در مرجع [۱] الگوریتم بهبودیافته تجمع ذرات برای حل مسئله مدیریت انرژی در یک ریزشبکه نمونه اعمال شده است. ریزشبکه نمونه شامل منابع تولیدی تجدید پذیر، میکروتوربین، پیل سوختی و باتری‌ها بوده که برای افق زمانی ۲۴ ساعت به صورت بهینه برنامه‌ریزی شده است که در این مقاله اثر احتمالاتی بودن توان بادی و خورشیدی در نظر گرفته نشده است. در یک مطالعه مشابه در مرجع [۲] مسئله مدیریت انرژی در شبکه‌های توزیع در حضور توان بادی، صفحات خورشیدی و پیل سوختی ارائه شده است. در این مرجع از الگوریتم بهینه سازی اجتماع زنبوران عسل استفاده شده است و درنظرنگرفتن مدل احتمالاتی، ضعف این مقاله به حساب می‌آید. دیسپچ‌کردن توان اکتیو واحدهای تولید پراکنده در یک ریزشبکه در مرجع [۳] ارائه شده که در آن از یک الگوریتم پاسخ سریع برای کمینه‌کردن هزینه بهره‌برداری استفاده شده است. پاسخ سریع در این مقاله دلیل بر کاهش قابل توجه منابع محاسباتی مورد نیاز بوده، و اجازه می دهد تا هزینه‌های کنترلرها یا میکروکنترلرها برای دیسپچ توان اکتیو کاهش یابد. در مرجع [۴]، یک روال‌دقیق به منظور انجام یک مدیریت بهینه انرژی روی یک ریزشبکه نمونه با توجه به عدم قطعیت‌های مربوطه پیشنهاد شده است. برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های توان خورشیدی و توان بادی، روش تخمین نقطه‌ای به‌کارگرفته شده و نیز تکنیک بهینه‌سازی مقاوم برای مدل‌سازی عدم قطعیت باد استفاده گردیده است. در نهایت، مقایسه‌ای میان مدیریت احتمالاتی و قطعی در سناریوهای مختلف صورت گرفته و نتایج تحلیل و ارزیابی شده است. در [۵] یک مسئله مدیریت انرژی بهینه احتمالاتی برای یک ریزشبکه شامل تولیدات پراکنده تجدیدپذیر، به وسیله الگوریتم بهینه‌سازی θ-PSO حل شده است. ابتکار این مقاله ارائه روش نوین θ-PSO است که در آن از زاویه فاز بردارها برای بروز نمودن موقعیت و سرعت ذرات استفاده می‌شود به این ترتیب، همگرایی پایدار و سریع‌تری حاصل می‌شود. در [۶] یک سیستم مدیریت انرژی بر پایه راهکار افق پیما* برای ریزشبکه‌ای مبتنی بر منابع تولید تجدیدپذیر ارائه شده است. در این مقاله سیستم مدیریت انرژی، نقاط تنظیم کار را به صورت برخط برای هر واحد تولیدی و نیز سیگنال‌ها را برای مشتریان بر پایه مکانیزم مدیریت سمت تقاضا† فراهم می‌کند. با این حال مراجع [۱-۶] بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع را به‌صورت مستقل انجام داده‌اند و هماهنگی عملکرد میان چند ریزشبکه در آنها دیده نشده است. در مرجع [۷] دیسپچ توان یک ریزشبکه با تجدید ساختار شبکه به منظور سود آوری برای کل سیستم تلفیق شده است. الگوریتم‌های زیست محور برای حل مسئله سازگار شده است. در مقاله مذکور فرض شده که DG ها قابل کنترل و دیسپچ هستند، که صحیح نیست چون DGهای تولید تجدیدپذیر، اکثراً منابعی هستند که توان خروجی آنها غیر قابل دیسپچ بوده و خروجی متغیر دارند. در [۸]، یک بازار سرمایه‌گذاری برای مدیریت انرژی یک ریزشبکه معرفی شده که در آن ریزشبکه به صورت فعال به تغییرات قیمت برق توسط برنامه زمان‌بندی منابع کنترل پذیر خود پاسخ می‌دهد. در [۹] یک رویکرد بازی رقابتی غیر همکاری انرژی برای ساز و کار تجارت انرژی میان ریزشبکه ها در یک محیط قانون زدایی شده، ارائه شده است که از سیاست توزیع انرژی مبتنی بر مشارکت پیروی می‌کند. در مقاله [۱۰]، یک مدل بازار انرژی پاداش محور غیر دوره‌ای ارائه شده است، که در آن مشتری‌ها تقاضای انرژی داده و به پاداش‌های پست شده در مورد نیازمندی‌های آنها پاسخ می‌دهند. همچنین تامین کننده‌ها به پاداش‌های پست شده به وسیله تغییر پیشنهاد انرژی آنها پاسخ می‌دهند. در [۱۱] تولیدکننده‌های پراکنده و ذخیره سازهای انرژی درون ریزشبکه‌های مختلف بدون فرق‌گذاری با هدف بیشینه‌سازی سود در یک سطح از شبکه، برنامه‌ریزی شده‌اند. نتایج این مقاله نشان داده است که مشارکت میان ریزشبکه‌ها، مزایای زیادی نسبت به عملکرد مجزای آن‌ها دارد. در [۱۲] ریزشبکه‌های دارای مازاد تامین توان یا کمبود تامین توان به عنوان فروشندگان یا خریداران رقیب در یک بازار محلی تجارت انرژی، در جستجوی بهترین راهکار قیمت‌گذاری به منظور بیشینه نمودن سودهایشان معرفی شده‌اند. یک الگوریتم بر پایه نظریه بازی‌ها به منظور مدیریت شارش انرژی در [۱۳] ارائه شده است که در آن، تصمیم‌گیری سلسله مراتبی به صورت یک بازی چند-پیرو، چند-رهبر استکلبرگ‡ مطالعه شده است. در [۱۴] یک رویکرد تبادل انرژی غیرمتمرکز در میان ریزشبکه‌ها ارائه شده است. دو مقاله فوق بیشتر جنبه اقتصادی داشته و جنبه های فنی و نیز محدودیت‌های فنی در آن دیده نشده است.

در [۱۵] به منظور مطالعه استراتژی‌های نوین همکاری میان ریزشبکه‌های یک شبکه توزیع، از نظریه بازی ائتلاف استفاده شده است. در مقاله مذکور، بازی ائتلاف میان چند ریزشبکه که هر کدام گروهی از بارها یا یک ناحیه را تغذیه می‌کنند مدل شده است. الگوریتم ارائه شده برای تشکیل ائتلاف، به ریزشبکه‌ها به طور مستقل اجازه می‌دهد تا با تشخیص خودشان وارد یک بخشی متشکل از تعاونی ریزشبکه‌های مجزا شوند. در هر ائتلاف، ریزشبکه‌ها، تبادل توان میان خودشان را همچون تبادل با شبکه

* Rolling Horizon Strategy
† Demand Side Mechanism
‡ Stackelberg

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

بالادست هماهنگ می‌کنند. نتیجه این مقاله به صورت کاهش تلفات توان در خطوط توزیع انرژی حاصل شده است.

مقاله [۱۶] مشوق‌های اقتصادی را برای شرکت کنندگان در بازار به منظور توسعه یک ریزشبکه در یک شبکه برق کوچک که در قبال کاربری تنظیم شده خدمات می‌گیرد، مدل کرده است. ریزشبکه می‌تواند انرژی، خدمات کمکی، گرما و قابلیت اطمینان بیشتر را به مصرف کنندگان خود ارائه کند. با استفاده از چارچوب نظریه بازی همکاری، مشخص شده که چطور توسعه ریزشبکه بر هزینه‌ها، قیمت‌ها و سودمندی برای گروه ها در شبکه، تحت مجموعه فرضیات مشخصی تاثیر می‌گذارد.

در راستای مجتمع‌سازی ریزشبکه‌ها می‌توان با هم‌پوشانی عدم قطعیت در تولیدات پراکنده مختلف آنها و پروفیل‌های مختلف بار ناشی از سطوح رفاهی و فرهنگی مختلف و اجرای یک نظارت کلی از سمت نهاد بالادست، مجموعه را به سوی نقطه بهینه‌تری در مدیریت انرژی سوق داد. از طرفی به‌منظور حفظ پایایی سیستم‌های قدرت، مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از افزایش سطح نفوذ منابع تجدیدپذیر ضروری بوده و روش‌های سنتی تحلیل قطعی ناکارآمد می‌باشد.

در این مقاله، مسئله مدیریت هماهنگ احتمالاتی انرژی شبکه توزیع در تعامل با ریزشبکه‌های متصل شده ارائه شده است. هدف اصلی این راهکار، کوچکترکردن حجم بهینه‌سازی ریاضی و در نتیجه کاهش زمان بهینه‌سازی و نیز سوق دادن مجموعه‌ای از چند سیستم قدرت شامل شبکه توزیع و ریزشبکه‌های مرتبط، به نقطه‌ای بهینه‌تر با کاهش هزینه‌های تولید به روش شناسایی نیازهای متقابل این شبکه‌ها می‌باشد. در این روش به منظور هماهنگ‌سازی رفتار متقابل این شبکه‌ها از نظریه بازی‌ها استفاده شده است. در حالت ساده و بدون در نظر گرفتن نظریه بازی ها، می بایست تمام مجموعه ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع به صورت یکجا مورد بهینه‌سازی قرارگیرند که حجم محاسبات آن بسیار زیاد است. در واقع نوآوری این مقاله می‌تواند ترکیب فضای غیر پیوسته نظریه بازی‌ها (ماتریس‌های عایدی) و مسئله پیوسته ریاضی مدیریت انرژی باشد.

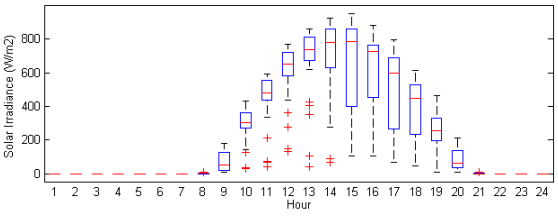
نوع بازی مورد استفاده در این مقاله، بازی همکاری می‌باشد. در بازی های همکاری به کلیت استراتژی‌های انتخاب هر بازیکن توجه می‌شود و بیشتر تمرکز معطوف به تحلیل ائتلاف‌هایی است که بازیکنان با هم به وجود می‌آورند و نتیجه استراتژی‌های آنان در این ائتلاف است. در واقع در نظریه بازی‌ها ماتریس عایدی بیانگر برآیند تصمیم‌گیری متقابل نهادهای مختلف می‌باشد که در این‌جا از این موضوع استفاده شده است که در ادامه به آن پرداخته خواهد شد.

۲- مدل‌سازی مسئله

۲-۱- مدل‌سازی عدم قطعیت توان خروجی واحدهای تولیدی تجدیدپذیر

دسترسی پذیری منابع اولیه انرژی نظیر سرعت باد و شدت تابش خورشید، مشخص‌کننده توان خروجی منابع انرژی تجدیدپذیر می‌باشد.

میزان تولید نیروگاه های فتوولتائیک به صورت مستقیم با میزان تابش خورشید روی سطح زمین تغییر می‌کند، که در اصل وابسته به محل نصب آن و شرایط آب و هوایی و ساعات روز می‌باشد. در این مقاله از روش تخمین نقطه ای و تابع بتا برای مدل‌سازی تابع چگالی احتمال تابش خورشید استفاده شده است [۱۷].



شکل (۱): توابع توزیع بتا مربوط به تابش خورشید [۲۳]

اطلاعات مربوط به تابش خورشید از [۲۳] برای سپتامبر ۲۰۱۵ در منطقه (Wyoming) استخراج شده است.

توان خروجی آرایه های فتوولتائیک به دمای سلول‌ها و شدت تابش خورشید در نقطه توان ماکزیمم وابسته است که طبق رابطه (۱) مشخص می‌شود [۱۸]:

(۱)

$$P_{PV}(t)=\left[P_{PV,STC}\times\frac{G_T(t)}{1000}\times\left[1-\gamma\times\left(T_j-25\right)\right]\right]\times N_{PVs}\times N_{PVp}$$

(۲)

$$T_j=T_{amb}+\frac{G_T}{G_{T,STC}}*(NOCT-20)$$

در این مقاله حداکثر توان قابل تولید هر مجموعه از PV برابر ۹۲ کیلووات در نظر گرفته شده است. در روابط (۱) و (۲)، P_{PV}، $P_{PV,STC}$، G_T، γ، T_j، N_{PVs} ، N_{PVp} و $NOCT$ به ترتیب توان خروجی ژنراتور در نقطه ماکزیمم توان ، توان نامی PV در نقطه ماکزیمم توان و شرایط استاندارد، میزان تابش در شرایط استاندارد، ضریب دمایی توان در نقطه ماکزیمم توان ، دمای سلول‌های خورشیدی، دمای عملکرد نامی سلول و تعداد ماژول‌های سری و موازی می‌باشند. همچنین برای مدل‌سازی عدم قطعیت بارهای مصرفی از روش تخمین نقطه‌ای استفاده شده و تابع نرمال به عنوان تابع چگالی احتمال بارهای مصرفی مورد استفاده قرار گرفته که انحراف معیار آن برای طرح دوم برابر ۰/۱ و برای طرح سوم برابر

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

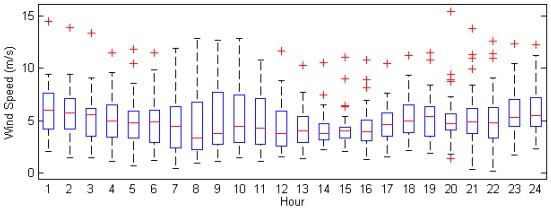
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

۰/۳ مقدار بار فرض شده است. در طرح اول نیز کلیه متغیرها قطعی و بدون عدم قطعیت در نظر گرفته شده است.

توان تولیدی توربین‌های بادی به سرعت باد بستگی دارد. تغییرات سرعت باد می‌تواند به صورت لحظه‌ای، ساعتی، روزانه و فصلی باشد. در نتیجه مدل سازی احتمالاتی سرعت باد، ضروری می‌باشد. در این مقاله برای مدل‌سازی عدم قطعیت سرعت باد برای دوره ۲۴ ساعته از روش تخمین نقطه‌ای PEM (2m+1) و تابع چگالی احتمال وایبول استفاده شده است که در رابطه (۳) آمده است [۱۷]:

$$f_w(V_{wind}) = \frac{k}{c}\left(\frac{V_{wind}}{c}\right)^{k-1} e^{\left[-\left(\frac{V_{wind}}{c}\right)^{k}\right]} \qquad (۳)$$

که در این رابطه k پارامتر شکل، c پارامتر مقیاس، V_{wind} سرعت باد و f_w تابع چگالی احتمال سرعت باد می‌باشد.



شکل (۲): توابع توزیع وایبول مربوط به سرعت باد [۲۴]

داده‌های مربوط به سرعت باد ماهانه از مرجع [۲۴] برای منطقه لوتک استخراج شده است. در شکل (۲) تابع توزیع احتمال سرعت باد برای منطقه لوتک سیستان در آپریل ۲۰۰۷ رسم شده است.

همچنین برای مدل‌سازی توان حقیقی تولید شده توسط توربین بادی از رابطه (۴) استفاد شده است [۱۹]:

(۴)

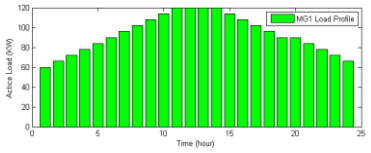
$$P_{wt}(v) = \begin{cases} 0 & if \quad v < V_{ci} \\ P_R(A + Bv + Cv^2) & if \quad V_{ci} < v < V_r \\ P_R & if \quad V_r < v < V_{co} \\ 0 & if \quad V_{co} < v \end{cases}$$

که در این رابطه V_{ci} ، V_{co} ، V_r ، P_R به ترتیب بیانگر سرعت قطع پایین و بالا، سرعت نامی توربین بادی، توان نامی توربین بادی هستند و A و B و C ضرایبی مربوط به توربین هستند که از [۲۰] استخراج شده اند. حداکثر توان قابل تولید توسط توربین بادی 250kW در نظر گرفته شده است.

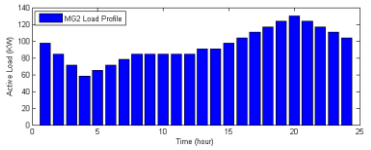
به دلیل در دسترس نبودن داده‌های مربوط به تابش خورشیدی و سرعت باد در یک ناحیه مشخص در زمان شبیه سازی مقاله، از ترکیب اطلاعات دو ناحیه مختلف برای این منظور استفاده شده است. بهتر است برای دقیق‌تر شدن این ارزیابی، از اطلاعات جامع برای یک ناحیه استفاده شود.

۲-۲- مدل‌سازی بارها و عدم قطعیت آن‌ها

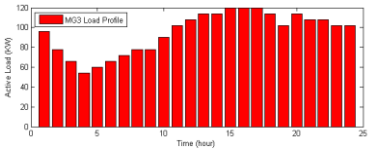
نوع بارهای مصرفی در این مقاله، اکتیو بوده و از بارهای راکتیو صرف نظر شده است. پروفایل بار در این سه ریزشبکه با هم متفاوت بوده و در ادامه آمده است. بارهای ریزشبکه‌ها به صورت یکنواخت بر روی شینه‌ها توزیع شده‌اند و مقادیر بیشینه آن‌ها برای ریزشبکه‌های اول، دوم و سوم به ترتیب برابر ۱۲۰، ۱۳۰ و ۱۲۰ کیلووات روی هر باس می‌باشد. شبکه توزیع دارای دو گروه بارهای مسکونی و تجاری در نظر گرفته شده‌اند. بارهای شینه‌های ۱ تا ۲۵ مسکونی و دارای بیشینه مقدار ۸۰ کیلووات برای هر باس می‌باشد. بارهای شینه‌های ۲۶ تا ۳۳ از نوع تجاری بوده و دارای بیشینه مقدار ۸۰ کیلووات برای هر باس می‌باشد. پروفیل بار ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع، در شکل (۳) آمده است. برای مدل‌سازی عدم قطعیت بارهای مصرفی از روش تخمین نقطه‌ای استفاده شده و تابع نرمال به عنوان تابع چگالی احتمال بارهای مصرفی مورد استفاده قرار گرفته که انحراف معیار آن برای طرح دوم برابر ۰/۱ و برای طرح سوم برابر ۰/۳ مقدار بار فرض شده است. در طرح اول نیز کلیه متغیرها قطعی و بدون عدم قطعیت در نظر گرفته شده است.



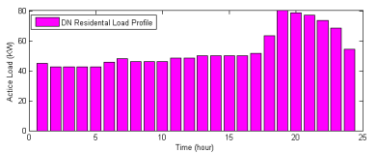
(الف)



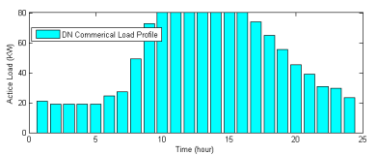
(ب)



(ج)



(د)



(ه)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

شکل (۳): پروفیل‌های بار مصرفی: الف) ریز شبکه اول، ب) ریز شبکه دوم، ج) ریز شبکه سوم، د) بار تجاری شبکه توزیع، ه) بار مسکونی شبکه توزیع

۲-۳- مدل‌سازی هزینه های واحدهای تولیدی سنتی

۳-۳-۱-مدل‌سازی هزینه‌های میکروتوربین

رابطه (۵) هزینه بهره‌برداری از میکروتوربین که شامل هزینه بهره‌برداری و هزینه آلایندگی میکروتوربین می‌باشد را مدل می‌کند [۲۰]:

$$C_{MT,t} = C_{MT,t}^{OP} + C_{MT,t}^{EM} \quad (۵)$$

در این رابطه $C_{MT,t}^{OP}$ هزینه بهره‌برداری از میکروتوربین و $C_{MT,t}^{EM}$ هزینه ناشی از آلایندگی میکروتوربین در هر بازه زمانی t می‌باشد. جزئیات این رابطه، مطابق مرجع [۲۰] مدل شده است.

۳-۳-۲- مدل‌سازی هزینه‌های دیزل ژنراتور

روابط (۶)، (۷)، (۸) و (۹) هزینه بهره‌برداری از دیزل ژنراتور را که شامل هزینه‌های سوخت و آلایندگی می‌باشد بیان می‌نماید [۲۳].

$$C_{Dg,t} = CF_{Dg,t}^{OPR} + CF_{Dg,t}^{EMI} \quad (۶)$$

$$CF_{Dg,t}^{OPR} = C_{Fuel,Dg} \quad (۷)$$

(۸)

$$C_{Fuel,mt} = \begin{cases} a_{Dg}P_{Dg}^2 + b_{Dg}P_{Dg} + c_{Dg} & if \quad 0 < P_{Dg} < P_{DG}^{rated} \\ 0 & if \quad P_{Dg} = 0 \end{cases}$$

(۹)

$$CF_{Dg,t}^{EMI} = (C_{CO_2} \times CO_{2_{Dg}} + C_{SO_2} \times SO_{2_{Dg}} + C_{NO_x} \times NO_{x_{Dg}}) \times P_{Dg}(t)$$

۳- فرموله کردن مدل بهره‌برداری از ریزشبکه با درنظرگرفتن عدم قطعیت‌ها

۳-۱- تابع هدف

تابع هدف مسئله شامل دو هدف مختلف است که در بخش زیر توضیح داده شده است.

۳-۲- تابع هدف مرحله دوم

در مرحله دوم تابع هدف، ابتدا هر یک از ریزشبکه‌ها هزینه‌های بهره‌برداری مربوط به خود را کمینه می‌کند و با تعیین میزان خرید از شبکه توزیع، سپس شبکه توزیع نیز بهینه‌سازی مربوط به هزینه‌های خود را انجام می‌دهد.

(۱۰)

$$f_i(X) = \sum_{t=1}^{T} OF_{t,i} \qquad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3, DNO$$

در رابطه (۱۰) ، t بازه تغییرات زمان بوده که از ۱ تا ۲۴ تغییر می‌کند و نشان‌دهنده ۲۴ ساعت روز آینده می‌باشد. در رابطه (۱۰) $X^T = [X_1, X_2, \dots, X_T]$ بردار متغیرهای حالت شامل توان اکتیو تولیدی DG ها، و همچنین میزان توان اکتیو دریافتی شبکه توزیع از شبکه بالادست و نیز ریزشبکه‌ها از شبکه توزیع می‌باشد. در رابطه (۱۰)، $OF_{t,i}$ تابع هزینه ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع بوده که در رابطه (۱۱) بیان شده است.

(۱۱)

$$OF_{t,i} = CF_{t,i}^{OPR} + CF_{t,i}^{EMI} \qquad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3, DNO$$

در رابطه (۱۱)، $CF_{t,i}^{OPR}$ هزینه بهره‌برداری از ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع، $CF_{t,i}^{EMI}$ هزینه‌های آلایندگی می‌باشد. هزینه بهره‌برداری از شبکه شامل موارد زیر می‌شود که در روابط (۱۲) و (۱۳) آورده شده است.

الف) هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولیدی شامل واحدهای تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر (جمله اول روابط (۱۲) و (۱۳)).

ب) هزینه انرژی مبادله شده با شبکه بالادست و ریزشبکه‌ها از دید شبکه توزیع (جمله دوم و سوم رابطه (۱۳))، و انرژی مبادله شده با شبکه توزیع از دید ریزشبکه‌ها (جمله دوم رابطه (۱۲)).

(۱۲)

$$CF_{t,i}^{OPR} = \sum_{n=1}^{N_{DG}} CF_{n,t,i}^{OPR} + C_{DNO,t,i}P_{DNO,t,i} \qquad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3$$

(۱۳)

$$CF_{t,DNO}^{OPR} = \sum_{n=1}^{N_{DG}} CF_{n,t,DNO}^{OPR} + C_{grid,t,DNO}P_{grid,t,DNO} + \sum_{MG=1}^{3} C_{DNO,t,MG}P_{DNO,t,MG}$$

هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولیدی به ترتیب شامل:

- هزینه بهره‌برداری میکروتوربین
- هزینه بهره‌برداری دیزل ژنراتور
- هزینه بهره‌برداری توربین بادی
- هزینه بهره‌برداری صفحات خورشیدی

می‌باشد.

در رابطه (۱۲)، $C_{DNO,t}$ قیمت واحد انرژی مبادله شده بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع در هر زیر بازه زمانی و $P_{DNO,t}$ توان

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

مبادله شده بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع می‌باشد. در رابطه (۱۳)، $C_{grid,t}$ قیمت واحد انرژی مبادله شده بین شبکه توزیع و شبکه انتقال بالادست در هر زیر بازه زمانی و $P_{grid,t}$ توان مبادله شده بین شبکه توزیع و شبکه بالادست می‌باشد.

در رابطه (۱۱)، جمله دوم، (CF_t^{EMI}) هزینه ناشی از آلایندگی را نشان می‌دهد (رابطه (۱۴)) که شامل موارد زیر می‌شود:

- جریمه تولید CO_2 توسط میکروتوربین
- جریمه تولید SO_2 توسط میکروتوربین
- جریمه تولید NO_x توسط میکروتوربین

و

- جریمه تولید CO_2 توسط دیزل ژنراتور
- جریمه تولید SO_2 توسط دیزل ژنراتور
- جریمه تولید NO_x توسط دیزل ژنراتور

می باشد.

(۱۴)

$$CF_{i,t}^{EMI} = \sum_{n=1}^{N_{DG}} CF_{i,t}^{EMI} \qquad \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3, DNO$$

۳-۳- تابع هدف مرحله اول

در مرحله اول تابع هدف طبق نقطه بهینه قبلی و روش پیشنهادی که در ادامه مطرح می‌شود، مجموع هزینه‌ها به یک نقطه بهینه کلی سوق پیدا می‌کنند.

(۱۵)

$$f(X) = \sum_{MG=1}^{3}\sum_{t=1}^{T} OF_{t,MG} + \sum_{t=1}^{T} OF_{t,DNO}$$

۳-۴- محدودیت‌های بهینه سازی

مسئله مدیریت بهینه انرژی تحت قیود سیستمی و واحدی انجام شده است که به‌صورت زیر فرمول بندی شده است.

(۱۶)

$$\sum_{n=1}^{N_{DG}} P_{G,i}(t) + P_{DNO,i}(t) = \sum_{k=1}^{N_L} P_{Lk,i}(t) + \sum_{f=1}^{N_F} P_{Loss,f,i} : \quad \forall t \in T \;\; \& \;\; \forall i \in MG_1, MG_2, MG_3$$

(۱۷)

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{G,DNO}(t) + P_{Grid,DNO}(t) + \sum_{MG=1}^{3} P_{MG,DNO}(t) = \sum_{k=1}^{N_L} P_{Lk,DNO}(t) + \sum_{f=1}^{N_F} P_{Loss,f,DNO}(t): \quad \forall t \in T$$

در رابطه (۱۶)، اگر ریزشبکه‌ها در حال خرید انرژی از شبکه توزیع باشند علامت $P_{DNO}(t)$ مثبت می‌باشد و اگر در حال انتقال توان به شبکه توزیع باشد علامت $P_{DNO}(t)$ منفی می‌باشد. و نیز در رابطه (۱۷)، اگر شبکه توزیع در حال خرید انرژی از شبکه انتقال بالادست باشد علامت $P_{Grid,DNO}(t)$ مثبت و در غیر این صورت منفی است. همچنین اگر شبکه توزیع در حال خرید انرژی از ریزشبکه‌ها باشد، علامت $P_{MG,DNO}(t)$ مثبت و در غیر این صورت منفی است.

(۱۸)

$$P_{Gi,min}(t) \le P_{Gi}(t) \le P_{Gi,max}(t) \quad : \quad \forall t \in T, \; \forall i \in N_{DG}$$

(۱۹)

$$P_{Grid,min}(t) \le P_{Grid}(t) \le P_{Grid,max}(t) \quad : \quad \forall t \in T$$

که در روابط ((۱۸) و (۱۹))، $P_{Gi,min}(t)$ و $P_{Grid,min}(t)$ به ترتیب توان‌های اکتیو مینیمم i امین DG و شبکه در زمان t می‌باشد. همچنین $P_{Gi,max}(t)$ و $P_{Grid,max}(t)$ به ترتیب توان‌های اکتیو ماکزیمم i امین DG و شبکه در زمان t می‌باشد. همچنین $P_{Gi}(t)$ و $P_{Grid}(t)$ توان‌های اکتیو تولیدشده به‌وسیله واحدهای مربوطه در زمان t می‌باشد.

در بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه ولتاژ شینه‌ها و جریان فیدرها نباید از مقدار مجاز تجاوز نماید. روابط ((۲۰) و (۲۱)) این شرط را فرموله می‌کند:

(۲۰)

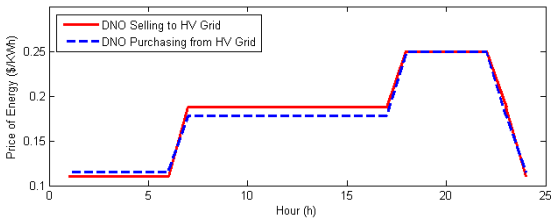
$$V_{bus,\min} \le V_{bus,k}(t) \le V_{bus,\max} \quad k = 1, 2, \ldots, N_{bus} \quad \forall t \in T$$

(۲۱)

$$0 \le I_{f,z}(t) \le I_{f,max} \qquad z = 1, 2, \ldots, N_F \qquad \forall t \in T$$

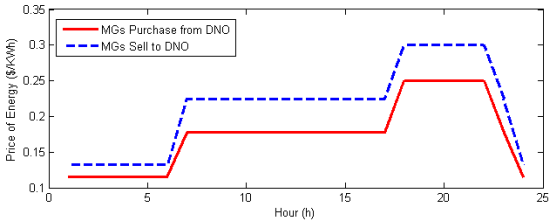
۳-۵- قیمت انرژی

در این شبیه‌سازی ریزشبکه‌ها توانایی تبادل دو طرفه انرژی با شبکه توزیع بالادست خود را دارا می‌باشند و شبکه توزیع نیز توانایی تبادل دو طرفه انرژی با شبکه انتقال بالادست خود را دارد.



شکل (۴): قیمت مبادله انرژی بین شبکه توزیع و شبکه انتقال بالادست

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

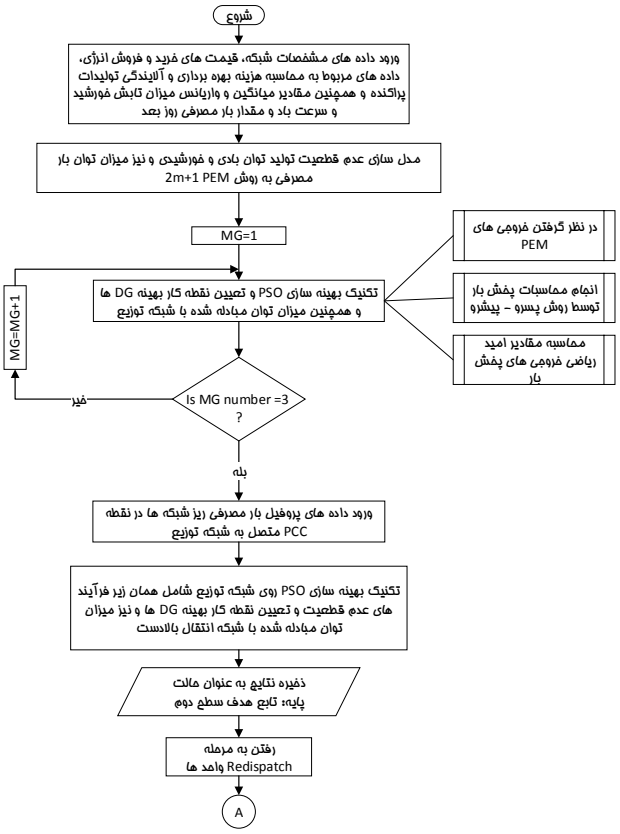


شکل (۵): قیمت مبادله انرژی بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع

نمودارهای ارائه شده بیانگر سه سطحی بودن قیمت انرژی می‌باشد و همان‌گونه که ملاحظه می شود قیمت انرژی در پیک مصرف، بین شبکه توزیع و سیستم انتقال برابر بوده و مقدار آن نیز 0.25 $/KWh می‌باشد. ریزشبکه‌ها نیز طبق همین نرخ، انرژی را از شبکه توزیع دریافت می‌کنند. در این میان قیمت فروش انرژی توسط ریزشبکه‌ها به شبکه توزیع، به منظور تشویق ریزشبکه‌ها در زمینه انرژی های نو، کمی بیشتر بوده و برابر 0.30 $/KWh فرض شده است. برای تعیین نمودار قیمت انرژی ارائه شده از مراجع [۴] و [۲۲] استفاده شده است.

۴- راهکار کلی حل مسئله

در این روش ابتدا ریز شبکه‌های ۱ و ۲ و ۳ بر اساس اطلاعات قیمت خرید و فروش انرژی بین خودشان و شبکه توزیع برنامه ریزی تولید بهینه واحدهای تحت تملک خود را توسط الگوریتم PSO انجام می‌دهند و هزینه‌های اولیه ریز شبکه‌ها ذخیره می‌گردد. سپس ابتدا شبکه توزیع بر اساس قیمت خرید و فروش انرژی بین خودش و بالادست برنامه‌ریزی بهینه تولید خودش اجرا می‌کند و نتیجه به عنوان هزینه حالت بدون مشارکت ریزشبکه‌ها برای شبکه توزیع ذخیره می‌گردد. سپس فرض شد سیستم توزیع از اطلاعات تولید انرژی (توابع هزینه واحدها) در ریز شبکه‌ها آگاه است. در این روش بهره‌بردار شبکه توزیع روی مقادیر به دست آمده مقادیر تولید ریزشبکه‌ها، مقدار قیمت حاشیه‌ای (هزینه آخرین واحد توان تولید شده توسط هر واحد) را با توجه به اطلاعات توابع هزینه به دست می‌آورد. حال از این جا با توجه به مقدار ظرفیت قابل افزایش و یا کاهش واحدها با توجه به وضعیت موجود که در حال فروش یا خرید برق است با مقایسه نرخ قیمت خرید یا فروش بین شبکه توزیع و بالادست (بسته به وضعیت) با قیمت حاشیه‌ای تا جایی که قیمت حاشیه‌ای با آن نرخ برابر گردد، اقدام به کاهش یا افزایش تولید واحدها می‌نماید (با گام های یک کیلووات). در این حالت نیز مقادیر به دست آمده برای تولید در ریز شبکه‌ها به عنوان حالت مشارکت کامل ریزشبکه‌ها ذخیره می‌گردد، سپس شبکه توزیع بر اساس این مقادیر و در نتیجه پروفایل جدید بار بهینه‌سازی مجددی به عنوان حالتی دیگر اجرا می‌کند و نتایج به عنوان حالت مشارکت کامل ذخیره می‌گردد.



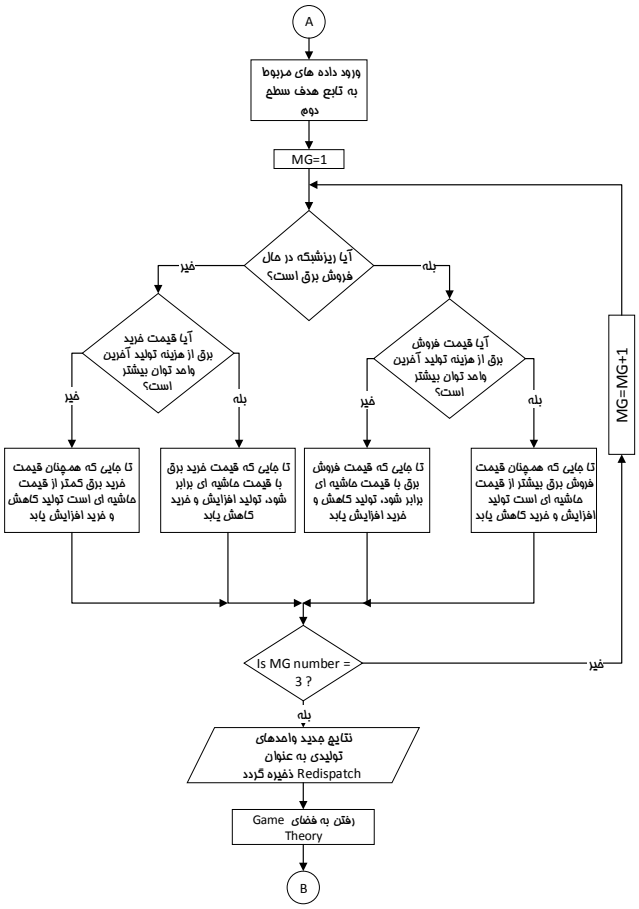
شکل (۶): روند نمای تابع هدف مرحله دوم

خروجی این مرحله از برنامه به قسمت مربوط به الگوریتم پخش بار مجدد وارد می‌شود که در اینجا به علت کمبود فضا با عنوان گام A آمده است. این خروجی شامل مقدار تولید واحدهای تولید پراکنده و میزان تبادل توان در نقطه اتصال مشترک ریزشبکه‌ها با شبکه توزیع و نیز شبکه توزیع با شبکه بالادست می‌باشد. در این صورت، وضعیت اولیه فروش یا خرید انرژی مشخص بوده که با توجه به قیمت انرژی و مقایسه آن با هزینه تولید، پیشنهاد تغییر دیسپچ ارائه خواهد شد.

در شکل (۷) روند نمای مربوط به الگوریتم باز تنظیم توان پیشنهادی که در واقع همان فرآیند یافتن پیشنهاد ممکن برای ریزشبکه‌ها و قسمت کلی تابع هدف در مرحله اول می‌باشد، آمده است. همان‌گونه که در این روند نما دیده می‌شود، بسته به نقطه کار DG مورد نظر، افزایش یا کاهش تولید می‌تواند پیشنهاد شود.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]



شکل (۷): روند نمای تابع هدف مرحله اول

۴-۱- مدل‌سازی مسئله بر اساس نظریه بازی‌ها

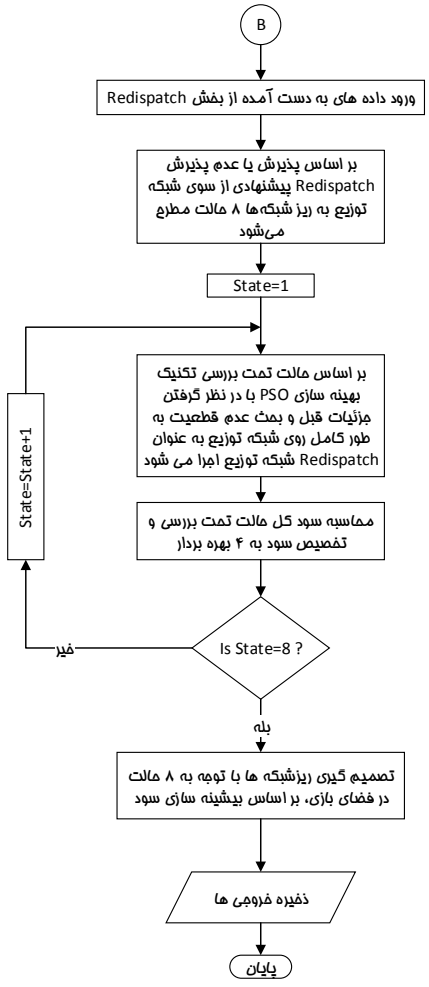
بر اساس نظریه بازی‌ها، با توجه به اینکه هر یک از این بازیگرها (بهره‌برداران ریزشبکه‌ها) چه اقدامی را اتخاذ خواهد کرد، ۸ حالت ممکن وجود خواهد داشت. شبکه توزیع هر یک از این حالت‌ها را پیش‌بینی نموده و بر اساس آن برای شبکه تحت مدیریت خود بهینه‌سازی انجام می‌دهد. البته دو حالت از این حالت‌ها (تحت عناوین بدون مشارکت یعنی حالت هشتم و مشارکت کامل یعنی حالت اول در جدول ۱) قبلاً محاسبه شد. هر یک از این حالت‌ها حاوی اطلاعاتی از قبیل هزینه، سود یا ضرر احتمالی، برنامه بهینه واحدها و غیره می‌باشد.

کاربرد نظریه بازی‌ها زمانی دارای مفهوم جامع‌تری می‌باشد که هر یک از این ریزشبکه‌ها در یک دوره ۲۴ ساعته، خودکفایی کامل تولید را داشته باشند و بر اساس مازاد توان موجود، پیشنهاد فروش و قیمت انرژی را ارائه کنند. در این مقاله این مسئله به صورت پیشنهاد فروش و قیمت در نظر گرفته نشده و بحث تغییر تنظیم پخش توان مدل شده است. با این حال، در مطالعه انجام شده، در حالت عادی شبکه توزیع مسئولیتی در قبال تنظیم توان عناصر داخلی ریزشبکه ندارد و فقط شارش توان نقطه PCC را مد نظر قرار می‌دهد، تنظیم توان اولیه توسط ریز شبکه‌ها انجام شده و پس از اعلام تقاضای ۲۴ ساعته PCC ، شبکه توزیع برای بهبود وضعیت موجود، پیشنهادی را به صورت این بازی همکاری ارائه می‌دهد.

جدول (۱): مدل‌سازی فضای بازی مسئله

	MG2 / MG1	پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش
پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد	حالت اول	حالت دوم
	عدم پذیرش	حالت سوم	حالت چهارم
MG3			
عدم پذیرش	پذیرش پیشنهاد	حالت پنجم	حالت ششم
	عدم پذیرش	حالت هفتم	حالت هشتم

در شکل (۸) روند نمای بخش مربوط به نظریه بازی‌ها که شامل تصمیم‌گیری نهادها بین گزینه‌های ممکن تصمیم‌گیری‌شان آورده شده است که در واقع در این مرحله الگوریتم جامع ارائه شده به پایان می‌رسد.



شکل (۸): روند نمای استراتژی کلی حل مسئله (بخش نهایی)

۴-۲- تسهیم سود یا ضرر احتمالی

بر اساس هر یک از حالت‌های مذکور در فضای بازی مسئله که در بالا ذکر شد و با فرض این که سود یا ضرر آن نسبت به حالت پایه (حالت هشتم) x_i باشد، تخصیص آن به هر نهاد، طبق جدول

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

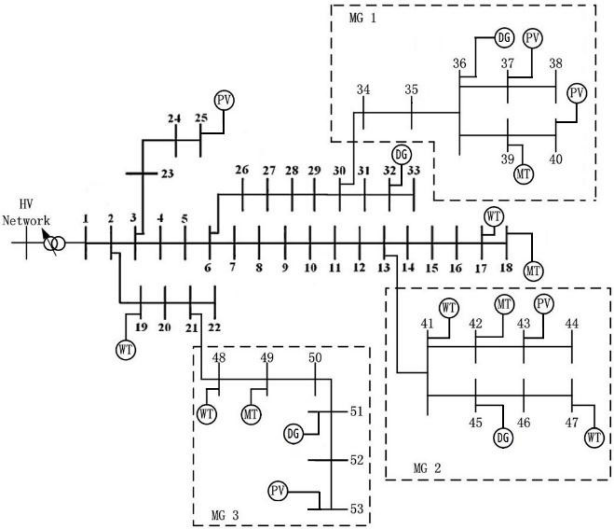
(۲) در نظر گرفته شده است. همان‌طور که در این جدول دیده می‌شود، سود هر نهاد در هر حالت به صورت ضریبی از سود آن حالت پیشنهاد شده است. همچنین به نهادهایی که پیشنهاد را نپذیرفته باشند، سودی تعلق نگرفته است. اگر در یک حالت دو یا سه ریزشبکه پیشنهاد را پذیرفته باشند، آنگاه سود میان آنها به طور مساوی تقسیم می‌شود. البته در هر یک از حالت‌ها سود در نظر گرفته شده برای شبکه توزیع، نسبت به ریزشبکه‌ها ضریب بزرگ‌تری دارد. البته بسته به شرایط ممکن است سود کل یک حالت، منفی نیز باشد. همان‌گونه که در این جدول دیده می‌شود، سود هر یک از حالت‌ها با پارامتر x مشخص شده است که اندیس آن شماره حالت مربوط به آن می‌باشد. مسئله تسهیم سود و ضررهای احتمالی به طور ویژه بهتر است با توجه به یکسان نبودن منابع تولید توان و مصارف انرژی ریزشبکه‌ها نسبت به هم، از ضرایب نابرابر دیگری تشکیل شده باشد. در این مقاله این مسئله به صورت ساده با ضرایب مشابه مدل شده است و ایجاد تمایز میان ریزشبکه از این دیدگاه در حیطه مطالعات این مقاله نیست.

جدول (۲): تخصیص سود یا ضرر احتمالی به هر بخش

نهاد / حالت	ریز شبکه ۱	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۳	شبکه توزیع
حالت اول	$(\frac{2}{15})x_1$	$(\frac{2}{15})x_1$	$(\frac{2}{15})x_1$	$0.6x_1$
حالت دوم	$0.2x_2$	0	$0.2x_2$	$0.6x_2$
حالت سوم	0	$0.2x_3$	$0.2x_3$	$0.6x_3$
حالت چهارم	0	0	$0.4x_4$	$0.6x_4$
حالت پنجم	$0.2x_5$	$0.2x_5$	0	$0.6x_5$
حالت ششم	$0.4x_6$	0	0	$0.6x_6$
حالت هفتم	0	$0.4x_7$	0	$0.6x_7$
حالت هشتم	0	0	0	0

۵- شبیه‌سازی و نتایج

ساختار شبکه پیشنهاد شده در این مقاله در شکل (۹) نشان داده شده است. این شبکه تقریباً شبکه مورد بررسی در مرجع [۲۲] می‌باشد ولی تغییراتی در مدل و مکان تولیدات پراکنده آن اعمال شده است. هر یک از ریزشبکه‌ها و نیز شبکه توزیع شامل دو واحد قابل دیسپچ میکروتوربین و دیزل ژنراتور می‌باشد. همچنین همان طور که در شکل (۹) مشاهده می‌شود ریزشبکه اول شامل دو واحد خورشیدی، ریز شبکه دوم شامل یک واحد خورشیدی و دو واحد بادی، ریزشبکه سوم شامل یک واحد خورشیدی و یک واحد بادی و نیز شبکه توزیع شامل یک واحد خورشیدی و دو واحد بادی هستند.



شکل (۹): ساختار شبکه پیشنهادی ([۲۲] با کمی تغییر).

همان گونه که از شکل (۹) مشخص است ساختار شامل ۵۳ شینه است که شبکه توزیع آن همان شبکه IEEE-33 bus می باشد که متصل به سه ریزشبکه شده است و نیز بر روی هر ۵۳ شینه بار نقطه‌ای قرار گرفته است.

۵-۱- خروجی نرم‌افزار

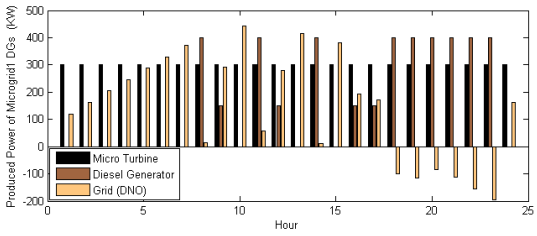
در این بخش خروجی برنامه بر پایه اطلاعات و فرضیات گفته شده آورده شده است. به منظور بررسی تاثیر عدم قطعیت‌ها بر جواب پیدا شده و هزینه، شبیه‌سازی در غالب سه طرح آورده‌شده‌است. خروجی ارائه شده حاصل از شبیه‌سازی، شامل میزان تولید واحدهای تولید پراکنده ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع و نیز خرید انرژی از بالادست برای هر یک از ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع می‌باشد. همچنین به منظور بررسی بیشتر، دامنه ولتاژ باس‌های مجموعه شبکه برای هر سه طرح و نیز میزان انحراف معیار آن‌ها برای طرح‌های دوم و سوم ارائه شده است.

۵-۱-۱- طرح اول

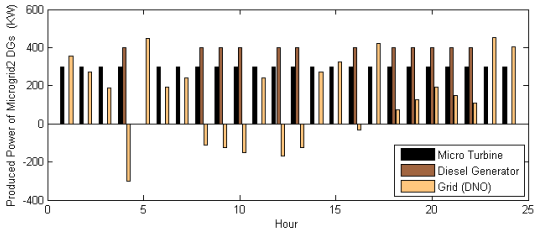
در طرح اول بهره‌برداری‌ها و هزینه‌ها به صورت قطعی و بدون عدم قطعیت انجام‌شده‌است یعنی در واقع، داده‌های مربوط به سرعت باد، میزان تابش خورشید و بار مصرفی به صورت اعداد مشخص وارد شده اند و نتایج نیز به صورت قطعی به دست آمده است. ابتدا نتایج حاصل از بهینه‌سازی جداگانه شبکه‌ها بدون همکاری در طرح اول، در غالب نقطه کار بهینه منابع تولید پراکنده هر یک و نیز خرید از شبکه بالادست خود آورده شده است. در مورد میزان خرید از شبکه یا فروش به آن، لازم به ذکر است که در صورت رو به بالا بودن ستون مربوط به Grid، خرید از بالادست صورت گرفته و در صورت رو به پایین بودن آن، شبکه مورد نظر در حال فروش انرژی به بالادست می‌باشد.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

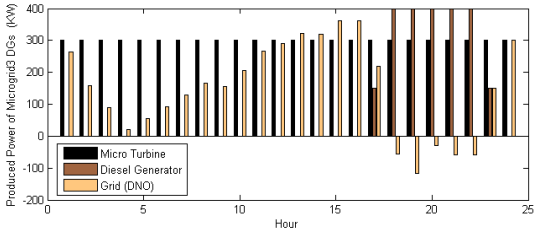
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]



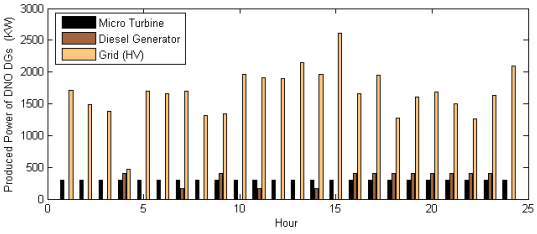
شکل (۱۰): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه اول قبل از باز تنظیم توان در طرح اول



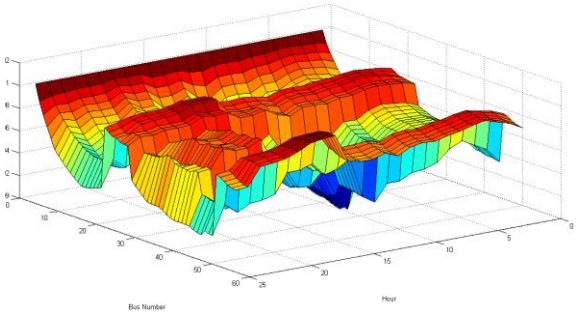
شکل (۱۱): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه دوم قبل از باز تنظیم توان در طرح اول



شکل (۱۲): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه سوم قبل از باز تنظیم توان در طرح اول



شکل (۱۳): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع قبل از باز تنظیم توان در طرح اول



شکل (۱۴): وضعیت اندازه ولتاژ ۵۳ باس شبکه قبل از باز تنظیم توان در طرح اول

همان‌گونه که ملاحظه می‌شود قبل از انجام باز تنظیم توان، الگوریتم PSO تا حد زیادی نقاط کار DG ها را بهینه نموده است. یعنی واحد با هزینه تولید پایین (میکروتوربین) را به‌کار گرفته و حتی‌المقدور از واحد با هزینه بالای تولید انرژی کمتر و در مواقع لزوم استفاده نموده است. همچنین در ساعت‌های اولیه و میانی روز به دلیل پایین‌تر بودن قیمت خرید انرژی، بنابر نیاز، میزان خرید انرژی ریزشبکه‌ها نسبت به ساعت‌های اوج مصرف بیشتر است به گونه‌ای که حتی در بعضی موارد در این ساعت‌های اوج مصرف اقدام به فروش انرژی نیز کرده‌اند. اما همان‌طور که ملاحظه می شود برای ریزشبکه اول و دوم در ساعت ۲۴، تولید میکروتوربین‌ها با وجود این که هزینه تولید آن بسیار پایین‌تر از قیمت خرید انرژی از DNO است خاموش مانده است. حتی در مورد ریزشبکه دوم در این ساعت دیزل ژنراتور هم با ظرفیت کامل در حال تولید است که هم هزینه تولید آن از هزینه تولید میکروتوربین بیشتر است و هم در آن ساعت از قیمت خرید انرژی از DNO بالاتر می‌باشد. این موارد همچنین ضعف الگوریتم های مبتنی بر تکرار را در یافتن نقطه بهینه سراسری آشکار می‌سازد. با تحلیل وضعیت اندازه ولتاژ کل شبکه مشخص می‌شود که در ساعت‌هایی که توان ورودی به ریزشبکه‌ها از سمت بالادست بیشتر است افت ولتاژ هم بیشتر می‌باشد. دلیل این امر هم افت ولتاژ در طول خطوط می‌باشد. اما در ساعت‌هایی که توان مورد نیاز ریزشبکه‌ها از داخل تامین شده است، میزان دامنه ولتاژ بالاتر است. همچنین از نظر توزیع ولتاژ روی شینه‌ها این مسئله آشکار می‌شود که در شینه‌های ۱ تا ۱۸ که در یک امتداد قرار دارند به دلیل عدم وجود منبع تولید انرژی که روی شینه‌ها قرار داشته باشد، در طول شینه‌های ۱ تا ۱۲ ولتاژ تقریباً به مرور کاهش پیدا نموده است. البته در باس ۱۳ که یک ریزشبکه به آن متصل است به طور معکوس تا باس شماره ۱۷ و ۱۸ که در آن‌ها منابع تولید انرژی قرار دارد، دامنه ولتاژ در حال افزایش است. همچنین در شاخه‌های دیگر شبکه توزیع ۳۳ شینه، در شینه‌هایی که از منابع تولید انرژی فاصله دارند، دامنه ولتاژ کاهش پیدا کرده است. همچنین شکل (۱۴) نشان می‌دهد که ولتاژها در محدوده مجاز خود قرار دارند.

هزینه های هر یک از نهاد ها در طرح اول در این شبکه قبل از باز تنظیم توان و همکاری از قرار جدول (۳) می‌باشد. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های بهره‌برداری از واحدهای تولیدی و نیز خرید و فروش انرژی آن‌ها در نقطه اتصال مشترک‌شان می‌باشد.

جدول (۳): هزینه های هر یک از بهره برداران قبل از باز تنظیم توان در طرح اول

شبکه توزیع	ریز شبکه ۳	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۱	نهاد
6517.5	1170.0	1617.2	1408.0	هزینه قبل از باز تنظیم توان ($)

پس از مدلسازی مسئله در فضای نظریه بازی ها و به دست آوردن سود هر یک از حالت‌ها ماتریس عایدی مسئله به صورت جدول (۴) تشکیل می شود. در این ماتریس در هر یک از حالت‌ها که پیش از این توصیف شد، یک بردار دارای چهار درایه وجود دارد که اعداد درایه های اول تا چهارم آن به ترتیب بیان گر سود

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

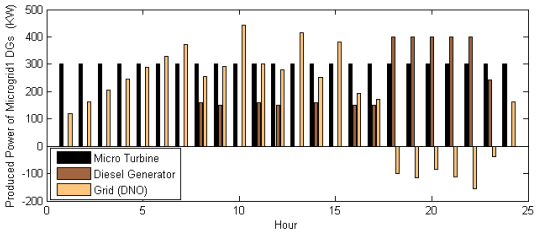
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

ریزشبکه اول، ریزشبکه دوم، ریزشبکه سوم و شبکه توزیع بـرای ۲۴ ساعت بهره‌برداری می‌باشد.

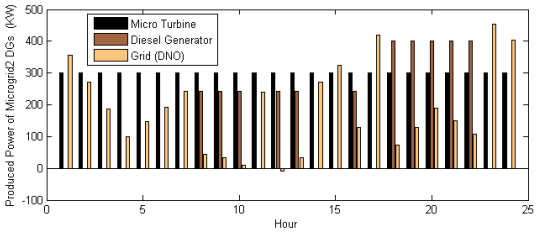
جدول (۴): مدل‌سازی سود بر حسب دلار برای مسئله در فضای نظریه بازی ها در طرح اول

MG3		MG2 / MG1	پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش
	پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد	(11.41,11.41,11.41,51.33)	(7.33,0,7.33,22.0)
		عدم پذیرش	(0,22.05,22.05,66.18)	(0,0,-18.78,-28.17)
	عدم پذیرش	پذیرش پیشنهاد	(-0.69,-0.69,0,-2.07)	(-25.98,0,0,-38.98)
		عدم پذیرش	(0,43.17,0,67.75)	(0,0,0,0)

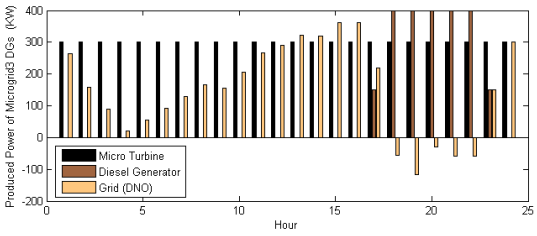
با توجه به این که در این بازی، برای بازیگرها در یک استراتژی خاص و در حالت های پذیرش پیشـنهاد، هـم عایـدی مثبـت و هـم عایدی منفی وجود دارد، بنابراین استراتژی غالب بـرای بازیگرهـا بـه طور مجزا وجود ندارد. از این رو، به منظور یافتن تعادل نش در ایـن بازی باید حالتی را یافت که در آن هـیچ یـک از بازیگرهـا بـا تغییـر استراتژی خود به تنهایی نتوانـد سـود خـود را بهبـود دهـد، چنـین ویژگی در حالت شماره ۱ ملاحظه مـی‌شـود. بـه ایـن ترتیـب نقطـه تعادل در این بازی در حالت ۱ خواهد بود که هر سه ریزشبکه در باز تنظیم توان شرکت می‌کنند. در جدول (۴) نتـایج حاصـل از تعـادل یعنی حالت اول در مدل بازی در طرح اول، در غالب نقطه کار بهینه منابع تولید پراکنده هر یک و نیز خرید از شبکه بالادست آورده شده است.



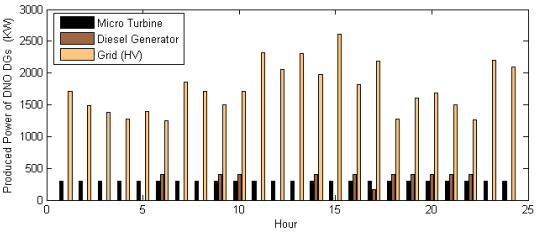
شکل (۱۵): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه اول بعد از باز تنظیم توان در طرح اول



شکل (۱۶): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه دوم بعد از باز تنظیم توان در طرح اول

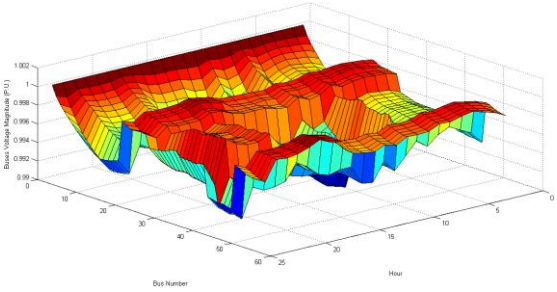


شکل (۱۷): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه سوم بعد از باز تنظیم توان در طرح اول



شکل (۱۸): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع بعد از باز تنظیم توان در طرح اول

ملاحظه میشود که پیشنهاد دهی شبکه توزیع به صورتی عمـل کرده است که را ریزشبکه‌ها به سمت استفاده کامل از ظرفیت تـوان میکروتوربین سوق داده و نیز استفاده از دیزل ژنراتـور را در سـاعات غیر پیک کاهش داده و ریزشبکه‌ها را به سمت خرید از شبکه توزیـع در ساعاتی که برق ارزان‌تر است هدایت کرده است که در نهایت خود شبکه توزیع نیـز در سـاعاتی کـه بـرق ارزان‌تـر اسـت سـعی نمـوده واحدهایش را خاموش کـرده یـا مقـدار تولیـد را کـاهش دهـد و در ساعاتی که برق قیمت بالاتری دارد با تولید بیشتر حتی توسط دیزل ژنراتور، و کاهش خرید از بالادسـت، هزینـه‌هـایش را کـاهش دهـد. همچنین ضعف‌های توضیح داده شده در مورد جواب به دست آمـده با الگوریتم PSO، توسط فرآیند باز تنظیم توان مرتفع گردید.



شکل (۱۹): وضعیت دامنه ولتاژ ۵۳ باس شبکه بعد از باز تنظیم توان در طرح اول

وضعیت دامنه ولتاژ باس‌هـای شـبکه در شـکل (۱۹) ملاحظـه می‌شود که همان تحلیل قبل از باز تنظیم توان در مورد آن بـر قـرار است که با توجه به تغییرات اندک نقاط کار ریزشـبکه‌هـا نمـی‌تـوان روی پروفایل ولتاژ میان این دو حالت مقایسه خاصی انجام داد. البته این نمودار نشان می‌دهد که دامنه ولتاژهای شبکه در محدوده مجـاز قرار دارد.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

هزینه های هر یک از نهاد ها در این شبکه بعد از باز تنظیم توان و همکاری در این طرح از قرار جدول (۵) می باشد. این هزینه ها شامل هزینه‌های بهره‌برداری از واحدهای تولیدی و نیز خرید و فروش انرژی آن‌ها در نقطه اتصال مشترک‌شان می‌باشد.

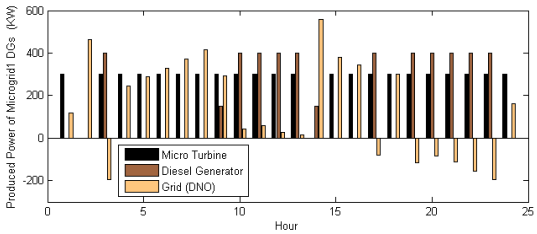
جدول (۵): هزینه های هر یک از بهره برداران بعد از باز تنظیم توان در طرح اول

شبکه توزیع	ریز شبکه ۳	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۱	نهاد
6466.2	1158.6	1605.8	1396.6	هزینه نهایی ($)

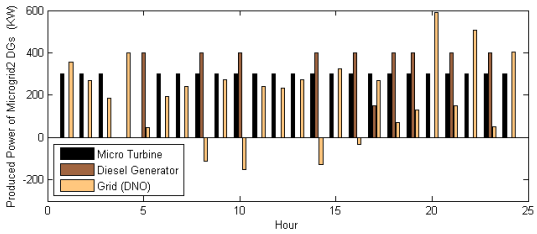
همان گونه که ملاحظه می شود بعد از باز تنظیم توان هزینه هر یک از نهادها کاهش یافته است. همچنین در حالت همکاری کامل که هر سه ریز شبکه در باز تنظیم توان شرکت کرده‌اند بیشترین سود کل اتفاق می افتد که برابر ۸۵/۵۶ دلار می باشد که با نسبت تشریح شده در جدول (۲) به هر بهره‌بردار تخصیص می‌یابد.

۵-۱-۲- طرح دوم

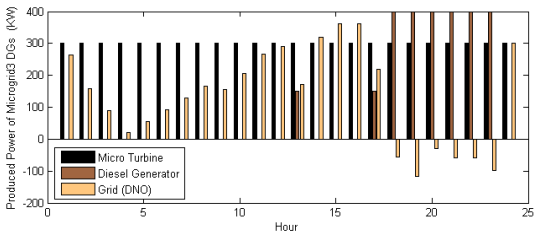
در طرح دوم به منظور مقایسه تاثیر کمیت‌های دارای عدم قطعیت بر جواب مسئله، تمام عدم قطعیت‌ها در محاسبه هزینه‌ها لحاظ‌شده‌است. در این طرح انحراف معیار بارهای مصرفی به اندازه ۰/۱ مقدار میانگین آن در نظر گرفته شده است.



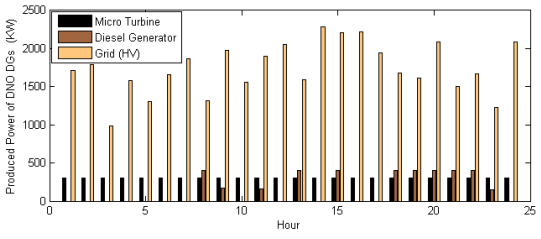
شکل (۲۰): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه اول قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم



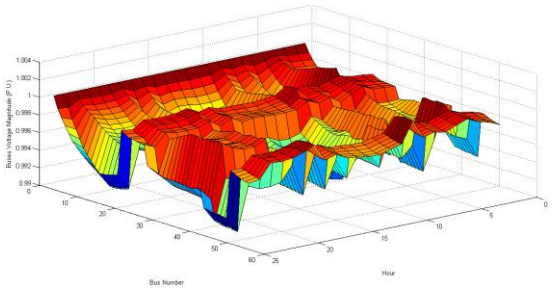
شکل (۲۱): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه دوم قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم



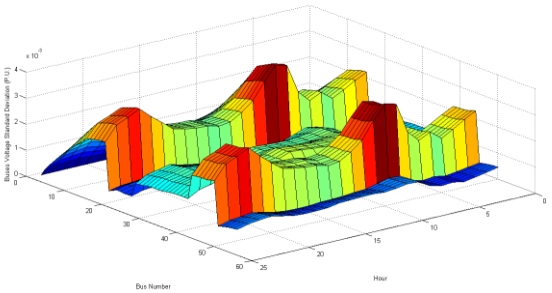
شکل (۲۲): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه سوم قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم



شکل (۲۳): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم



شکل (۲۴): وضعیت دامنه ولتاژ ۵۳ باس شبکه قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم



شکل (۲۵): وضعیت انحراف معیار ولتاژ ۵۳ باس شبکه قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم

ابتدا نتایج حاصل از بهینه‌سازی جداگانه شبکه‌ها بدون همکاری در طرح دوم، در غالب نقطه کار بهینه منابع تولید پراکنده هر یک و نیز خرید از شبکه بالادست خود آورده شده است.

در این طرح نیز همان‌گونه که ملاحظه می‌شود قبل از انجام باز تنظیم توان، الگوریتم PSO تا حد زیادی نقاط کار DG ها را بهینه نموده است. یعنی واحد با هزینه تولید پایین (میکروتوربین) را به‌کار گرفته و حتی‌المقدور از واحد با هزینه بالای تولید انرژی کمتر و در مواقع لزوم استفاده نموده است. همچنین در ساعت‌های اولیه و میانی روز به دلیل پایین‌تر بودن قیمت خرید انرژی، بنابر نیاز، میزان خرید انرژی ریزشبکه‌ها نسبت به ساعت‌های اوج مصرف بیشتر است به گونه‌ای که حتی در بعضی موارد در ساعت‌های اوج اقدام به فروش انرژی نیز کرده‌اند. با تحلیل وضعیت اندازه ولتاژ کل شبکه مشخص می‌شود که در ساعت‌هایی که توان ورودی به ریزشبکه‌ها از سمت بالادست بیشتر است افت ولتاژ هم بیشتر می‌باشد. دلیل این امر هم افت ولتاژ در طول خطوط می‌باشد. اما در ساعت‌هایی که توان مورد نیاز ریزشبکه‌ها از داخل تامین شده است، میزان دامنه ولتاژ بالاتر است. همچنین از نظر توزیع ولتاژ روی شینه‌ها این مسئله آشکار

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

می‌شود که در شینه‌های ۱ تا ۱۸ که در یک امتداد قرار دارند به دلیل عدم وجود منبع تولید انرژی که روی شینه‌ها قرار داشته باشد، در طول شینه‌های ۱ تا ۱۲ ولتاژ تقریباً به مرور کاهش پیدا نموده است. البته در باس ۱۳ که یک ریزشبکه به آن متصل است به طور معکوس تا باس شماره ۱۷ و ۱۸ که در آن‌ها منابع تولید انرژی قرار دارد، دامنه ولتاژ در حال افزایش است. همچنین در شاخه‌های دیگر شبکه توزیع ۳۳ شینه، در شینه‌هایی که از منابع تولید انرژی فاصله دارند، دامنه ولتاژ کاهش پیدا کرده است. همچنین شکل (۲۴) نشان می‌دهد که ولتاژها در محدوده مجاز خود قرار دارند. همچنین در شکل (۲۵) وضعیت انحراف معیار ولتاژ ۵۳ باس مشاهده می‌شود که به سبب طبیعت مسئله احتمالاتی ایجاد شده است. به نظر می رسد این انحراف معیار در باس‌هایی بیشتر است که در آن‌ها تاثیر گذاری عدم قطعیت تنها یک واحد تولیدی تجدیدپذیر روی آن زیاد است. یعنی در جاهایی که ترکیبی از عدم قطعیت‌های تولیدات تجدیدپذیر روی آن‌ها اثرگذار است، این انحراف معیار مقدار کمتری دارد.

هزینه های هر یک از نهاد ها در طرح دوم در این شبکه قبل از باز تنظیم توان و همکاری از قرار جدول (۶) می باشد.

جدول (۶): هزینه های هر یک از بهره برداران قبل از باز تنظیم توان در طرح دوم

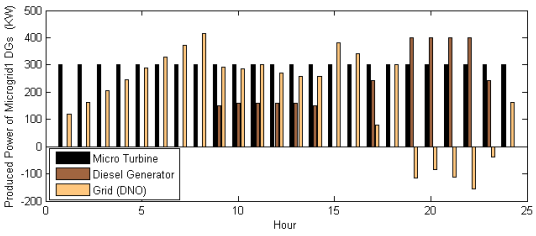
نهاد	ریز شبکه ۱	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۳	شبکه توزیع
هزینه قبل از باز تنظیم توان ($)	1532.4	1696.4	1160.2	6520.7

واضح است که در تحلیل ماتریس عایدی جدول (۷)، استراتژی غالب بازیگر شماره ۱، استراتژی پذیرش پیشنهاد باز تنظیم توان می باشد، چون در این استراتژی همواره سود مثبتی به ریزشبکه اول (بازیگر شماره ۱) نسبت به حالت بدون همکاری تعلق می گیرد اما در استراتژی عدم پذیرش سود ریزشبکه معادل صفر است.

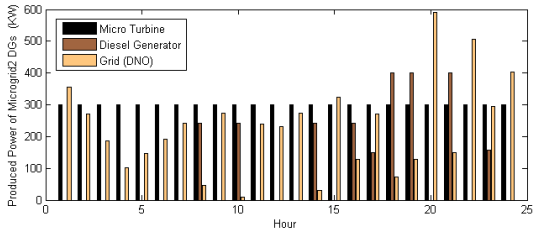
جدول (۷): مدل‌سازی سود بر حسب دلار برای مسئله در فضای نظریه بازی ها در طرح دوم

		MG2 / MG1	پذیرش پیشنهاد	عدم پذیرش
MG3	پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد	(25.11,25.11,25.11,112.97)	(12.94,0,12.94,38.82)
		عدم پذیرش	(0,4.63,4.63,13.89)	(0,0,-0.1,-0.16)
	عدم پذیرش	MG2 / MG1	پذیرش پیشنهاد	پذیرش پیشنهاد
		پذیرش پیشنهاد	(30.15,30.15,0,90.46)	(7.75,0,0,11.62)
		عدم پذیرش	(0,18.46,0,27.69)	(0,0,0,0)

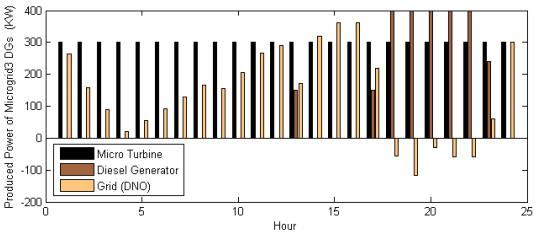
در مورد دو ریزشبکه دیگر نیز با همین تحلیل استراتژی غالب، استراتژی پذیرش پیشنهاد از سوی آن ها خواهد بود. به این ترتیب نقطه تعادل در این بازی در حالت ۱ خواهد بود که هر سه ریزشبکه در باز تنظیم توان شرکت می کنند. در ادامه نتایج حاصل از تعادل یعنی حالت اول در مدل بازی، در غالب نقطه کار بهینه منابع تولید پراکنده هر یک و نیز خرید از شبکه بالادست آورده شده است.



شکل (۲۶): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه اول بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم

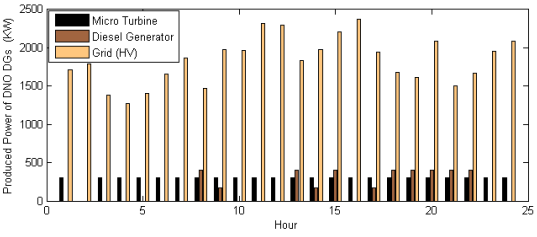


شکل (۲۷): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه دوم بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم



شکل (۲۸): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در ریزشبکه سوم بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم

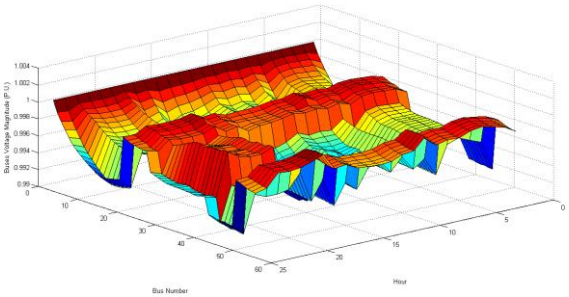
ملاحظه میشود که پیشنهاد دهی شبکه توزیع به صورتی عمل کرده است که را ریزشبکه‌ها به سمت استفاده کامل از ظرفیت توان میکروتوربین سوق داده و نیز استفاده از دیزل ژنراتور را در ساعات غیر پیک کاهش داده و ریزشبکه‌ها را به سمت خرید از شبکه توزیع در ساعاتی که برق ارزان‌تر است هدایت کرده است که در نهایت خود شبکه توزیع نیز در ساعاتی که برق ارزان‌تر است سعی نموده واحدهایش را خاموش کرده یا مقدار تولید را کاهش دهد و در ساعاتی که برق قیمت بالاتری دارد با تولید بیشتر حتی توسط دیزل ژنراتور، و کاهش خرید از بالادست، هزینه‌هایش را کاهش دهد.



شکل (۲۹): وضعیت تولید واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

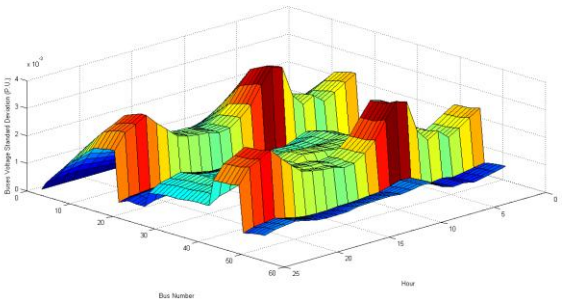
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]



شکل (۳۰): وضعیت دامنه ولتاژ ۵۳ باس بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم

وضعیت دامنه ولتاژهای ۵۳ شین ریزشبکه در شکل (۳۰) مشاهده می شود. همان طور که مشاهده می شود پس از باز تنظیم توان ، پروفایل ولتاژ شینه‌ها هموارتر شده است. یعنی دامنه ولتاژ هر شینه در ساعت‌های مختلف تغییرات کمتری دارد. همچنین تحلیل در مورد تغییرات ولتاژ در طول باس‌ها و نیز در ساعات مختلف بهره‌برداری مانند قبل برقرار است و از تکرار مجدد پرهیز شده است. همچنین مشخص است که ولتاژها در محدوده مجاز از پیش تعیین شده قرار دارند. همچنین در شکل (۳۱) وضعیت انحراف معیار ولتاژ ۵۳ باس مشاهده می‌شود که به سبب طبیعت مسئله احتمالاتی ایجاد شده است. به نظر می رسد این انحراف معیار در باس‌هایی بیشتر است که در آن‌ها تاثیر گذاری عدم قطعیت تنها یک واحد تولیدی تجدیدپذیر روی آن زیاد است، که پیک آن روی باس های ۱۹ و ۴۷ قرار دارد. یعنی در جاهایی که ترکیبی از عدم قطعیت‌های تولیدات تجدیدپذیر روی آن‌ها اثرگذار است، این انحراف معیار مقدار کمتری دارد. همچنین به نکته دیگری می توان اشاره کرد که این انحراف معیار در ساعات پیک مصرف بالاتر است که احتمالاً به این در این ساعت‌ها مثلاً فقدان سرعت خاصی از باد که در یک سناریو از PEM حاصل می‌شود، افت توان ایجاد کرده و به دلیل بالاتر بودن میزان بار مصرفی در آن ساعت، تغییرات ولتاژ ایجاد شده بیشتر بوده و به تبع آن، انحراف معیار بیشتری در آن ساعت ایجاد شده است.

هزینه های هر یک از نهاد ها در این شبکه بعد از باز تنظیم توان و همکاری در این طرح از قرار جدول (۸) می باشد. این هزینه ها شامل هزینه‌های بهره‌برداری از واحدهای تولیدی و نیز خرید و فروش انرژی آن‌ها در نقطه اتصال مشترک‌شان می‌باشد.



شکل (۳۱): وضعیت انحراف معیار ولتاژ ۵۳ باس شبکه بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم

جدول (۸): هزینه های هر یک از بهره برداران بعد از باز تنظیم توان در طرح دوم

شبکه توزیع	ریز شبکه ۳	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۱	نهاد
6407.7	1135.1	1671.3	1507.3	هزینه نهایی ($)

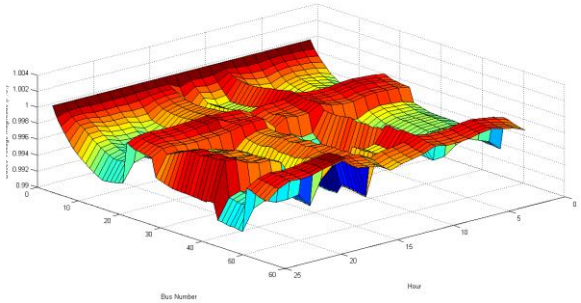
همان گونه که ملاحظه می شود بعد از باز تنظیم توان هزینه هر یک از نهاد ها کاهش یافته است. همچنین در حالت همکاری کامل که هر سه ریز شبکه در باز تنظیم توان شرکت کرده اند بیشترین سود کل اتفاق می افتد که برابر ۱۸۸/۲۹ دلار می باشد که با نسبت تشریح شده در جدول (۲) به هر بهره بردار تخصیص می یابد.

۵-۱-۳- طرح سوم

در طرح سوم به منظور بررسی عدم قطعیت میزان بار مصرفی روی هزینه و انحراف معیار ولتاژ باس‌ها، همان طرح دوم با تغییر انحراف معیار بار مصرفی به ۰/۳ مقدار متوسط بار، اجرا شده است. در نهایت مقایسه هزینه ها میان این سه طرح آورده شده است.

با مقایسه نتایج وضعیت دامنه ولتاژ و نیز انحراف معیار ولتاژ شینه‌ها در طرح های دوم و سوم می‌توان دریافت که:

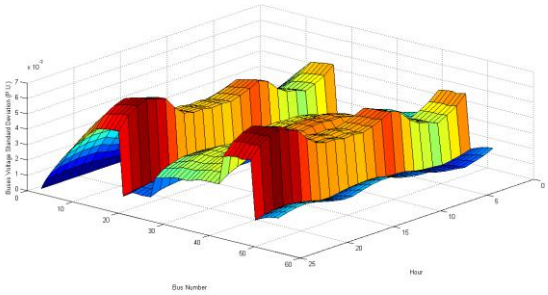
- پروفایل ولتاژ شینه‌ها پس از باز تنظیم توان در هر دو طرح هموارتر شده است.
- میزان انحراف معیار داده‌های غیر قطعی ورودی، روی انحراف معیار ولتاژ شینه‌ها تاثیر مستقیم داشته است و آن را افزایش داده است.
- این انحراف معیار در باس‌هایی بیشتر است که در آن‌ها تاثیر گذاری عدم قطعیت تنها یک واحد تولیدی تجدیدپذیر روی آن زیاد است.
- انحراف معیار ولتاژ در ساعت‌های پیک مصرف بیشتر است.



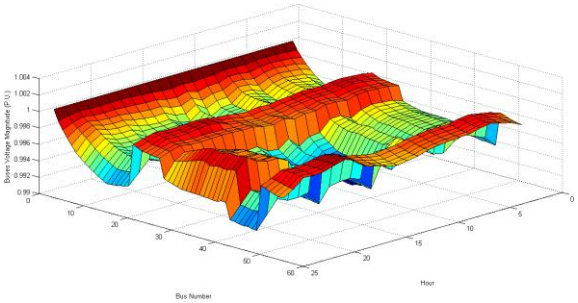
شکل (۳۲): وضعیت دامنه ولتاژ ۵۳ باس قبل از باز تنظیم توان در طرح سوم

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

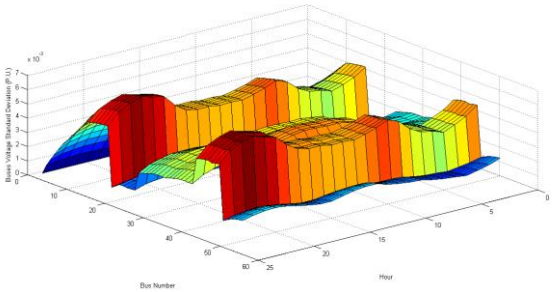
[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]



شکل (۳۳): وضعیت انحراف معیار ولتاژ ۵۳ باس قبل از باز تنظیم توان در طرح سوم



شکل (۳۴): وضعیت دامنه ولتاژ ۵۳ باس بعد از باز تنظیم توان در طرح سوم



شکل (۳۵): وضعیت انحراف معیار ولتاژ ۵۳ باس بعد از باز تنظیم توان در طرح سوم

۵-۱-۴- مقایسه هزینه های سه طرح

در جدول (۹) و جدول (۱۰) برای بررسی تاثیر عدم قطعیت‌ها بر هزینه‌ها، هزینه‌های سه طرح شامل هزینه های قبل و بعد از باز تنظیم توان آمده است.

جدول (۹): هزینه های هر یک از بهره برداران قبل از باز تنظیم توان در سه طرح

نهاد	ریز شبکه ۱	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۳	شبکه توزیع
هزینه قبل از باز تنظیم توان طرح اول ($)	1408.0	1617.2	1170.0	6517.5
هزینه قبل از باز تنظیم توان طرح دوم ($)	1532.4	1696.4	1160.2	6520.7
هزینه قبل از باز تنظیم توان طرح سوم ($)	1379.6	1548.9	1142.3	6557.9

جدول (۱۰): هزینه های هر یک از بهره برداران بعد از باز تنظیم توان در سه طرح

نهاد	ریز شبکه ۱	ریز شبکه ۲	ریز شبکه ۳	شبکه توزیع
هزینه نهایی طرح اول ($)	1396.6	1605.8	1158.6	6466.2
هزینه نهایی طرح دوم ($)	1507.3	1671.3	1135.1	6407.7
هزینه نهایی طرح سوم ($)	1368.0	1537.4	1130.8	6505.8

با مقایسه این دو جدول و نیز نقطه کار بهینه واحدها در طرح‌های مختلف، نکات زیر را می‌توان استخراج نمود:

- تاثیر عدم قطعیت‌ها بر روی هزینه، جهت‌گیری خاصی ندارد و می‌توان مشاهده نمود در بعضی موارد، هزینه را کاهش و جای دیگر افزایش داده است، اما به طور قطع می‌توان گفت که هزینه را تغییر می‌دهد. برای مثال در ریزشبکه‌های شماره ۱ و ۲ با افزایش میزان عدم قطعیت هزینه‌های بهره‌برداری رو به کاهش است؛ در حالی که در شبکه توزیع هزینه‌های بهره‌برداری با افزایش عدم قطعیت ابتدا افزایش و سپس کاهش یافته است ولی در هر دو طرح دوم و سوم که بهره‌برداری به صورت احتمالاتی است هزینه‌های شبکه توزیع نسبت به حالت بهره‌برداری قطعی بیشتر است.
- با اعمال مفهوم عدم قطعیت بر مسئله، تابع هدف کمی تغییر کرده و این امر نیز جواب مسئله را تغییر می‌دهد. در واقع در اجرای برنامه، داخل زیرتابع‌های هزینه، در حالت بهره‌برداری قطعی، اطلاعات میزان سرعت باد و تابش خورشید و نیز بار مصرفی به صورت ثابت وارد می‌شوند. در حالی‌که در بهره‌برداری احتمالاتی، این مقادیر روی نقاط مختلف با احتمال‌های متفاوت تکرار و محاسبه می‌شوند، و به نوعی می‌توان گفت که زیرتوابع هزینه نیز تغییرات جزیی دارند که این امر باعث تغییر جواب مسئله می‌گردد.

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدلی احتمالاتی از مدیریت هماهنگ انرژی بر پایه نظریه بازی‌ها در یک شبکه توزیع که سه ریزشبکه به آن متصل بود ارائه شد. این مدل به نوعی بهره‌برداری بهینه از یک مجموعه بزرگ را برای ۲۴ ساعت روز بعد را انجام می‌دهد. ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع که نهادهای مجزا هستند شامل منابع تولید پراکنده سنتی (میکروتوربین و دیزل ژنراتور) و تجدیدپذیر (توربین بادی و صفحات خورشیدی) می‌باشد. هر یک از ریزشبکه‌ها و نیز شبکه توزیع توانایی تبادل دو طرفه انرژی را در نقطه اتصال مشترک‌شان دارند. عدم قطعیت‌هایی که در این مقاله در نظر گرفته شده‌اند شامل عدم قطعیت توان بادی، خورشیدی و بار مصرفی در طول ۲۴ ساعت آینده می‌باشد، که همه آن‌ها توسط روش 2m+1 PEM مدل شده

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

است. در روش فوق برای هر متغیر احتمالاتی در هر ساعت بهره‌برداری، تابع چگالی احتمالاتی مربوطه در سه نقطه تمرکز می‌کند. به منظور بهینه سازی بهره‌برداری هر یک از نهادها، در مرحله دوم تابع هدف توسط الگوریتم اجتماع ذرات، به یک نقطه بهینه اولیه همگرا می‌شود. در مرحله اول تابع هدف نیز شبکه توزیع با بررسی قیمت آخرین کیلووات توان تولید شده توسط هر نهاد و تغییر پله‌ای توان واحدهای قابل دیسپچ و یافتن نقطه بهینه کلی، اقدام به پیشنهاد دهی تغییر دیسپچ مختص هر ریزشبکه به ریزشبکه‌ها می‌کند. هر یک از ریزشبکه‌ها می‌توانند این پیشنهاد را بپذیرند یا رد کنند که بر این اساس ۸ حالت مختلف پیش می‌آید و دارای سود کل خاصی بوده که بر پایه نظریه بازی‌ها تحلیل شد.

نتایج حاصل از مطالعات انجام شده در این مقاله به شرح زیر ارائه شده است:

- هماهنگی بین نهادهای تولیدی مانند ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع می‌تواند نقش مهمی در بالا بردن راندمان بهره برداری و استفاده بهتر از ظرفیت واحدهای تولیدی‌شان ایفا نماید.
- توسط روش بررسی شده بدون اجرای بهینه‌سازی وسیع برای کل مجموعه شبکه به طور یکجا، که روشی با زمان‌بری بیشتر است، امکان جهش از یک نقطه نسبتاً بهینه محلی به نقطه بهینه‌تر برای مجموعه فراهم شد.
- بهره‌برداری بهینه همواره در جهت استفاده کمتر از تولیدات آلاینده محیط زیست گام برداشته است.
- میزان انحراف معیار داده‌های غیر قطعی ورودی، روی انحراف معیار ولتاژ شینه‌ها تاثیر مستقیم داشته است و آن را افزایش داده است.
- تاثیر عدم قطعیت‌ها بر روی هزینه، جهت‌گیری خاصی ندارد و می‌توان مشاهده نمود در بعضی موارد، هزینه را کاهش و جای دیگر افزایش داده است، اما به طور قطع می‌توان گفت که هزینه را تغییر می‌دهد.

مراجع

[1] Moghaddam, Amjad Anvari, Alireza Seifi, Taher Niknam, and Mohammad Reza Alizadeh Pahlavani. "Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source." *Energy* 36, no. 11 (2011): 6490-6507.

[2] Niknam, Taher, Abdollah Kavousifard, Sajad Tabatabaei, and Jamshid Aghaei. "Optimal operation management of fuel cell/wind/photovoltaic power sources connected to distribution networks." *Journal of Power Sources* 196, no. 20 (2011): 8881-8896.

[3] Alvarez, Eduardo, Antonio M. Campos, Pablo Arboleya, and Antonio J. Gutiérrez. "Microgrid management with a quick response optimization algorithm for active power dispatch." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 43, no. 1 (2012): 465-473.

[4] Alavi, Seyed Arash, Ali Ahmadian, and Masoud Aliakbar-Golkar. "Optimal probabilistic energy management in a typical micro-grid based-on robust optimization and point estimate method." *Energy Conversion and Management* 95 (2015): 314-325.

[5] Baziar, Aliasghar, and Abdollah Kavousi-Fard. "Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices." *Renewable Energy* 59 (2013): 158-166.

[6] R. Palma-Behnke et al., "A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 4, no. 2, pp. 996–1006, Jun. 2013.

[7] T. Sicong, X. Jian-Xin, and S. K. Panda, "Optimization of distribution network incorporating distributed generators: An integrated approach," IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 3, pp. 2421–2432, Aug. 2013.

[8] J. Shen, C. Jiang, Y. Liu, X. Wang, "A Microgrid Energy Management System and Risk Management under an Electricity Market Environment," IEEE Access, vol. 4, pp. 2349 - 2356, 2016.

[9] Sangdon Park, Joohyung Lee, Sohee Bae, Ganguk Hwang and Jun Kyun Choi, "Contribution-Based Energy-Trading Mechanism in Microgrids for Future Smart Grid: A GameTheoretic Approach," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 63, Issue 07, pp. 4255 - 4265, 2016.

[10] Sangdon Park, Joohyung Lee, Ganguk Hwang and Jun Kyun Choi "Event-Driven Energy Trading System in Microgrids: Aperiodic Market Model Analysis with a Game Theoretic Approach," IEEE Access, vol. 5, pp. 26291 - 26302, 2017.

[11] A. Ouammi, H. Dagdougui, L. Dessaint, and R. Sacile, "Coordinated Model Predictive-Based Power Flows Control in a Cooperative Network of Smart Microgrids," Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 6, pp. 2233-2244, Sep. 2015.

[12] L. Joohyung, G. Jun, C. Jun Kyun, and M. Zukerman, "Distributed Energy Trading in Microgrids: A Game-Theoretic Model and Its Equilibrium Analysis," Industrial Electronics, IEEE Transactions on, vol. 62, pp. 3524-3533, Jun. 2015.

[13] J. Lee, J. Guo, J. K. Choi, and M. Zukerman, "Distributed energy trading in microgrids: A game-theoretic model and its equilibrium analysis," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 6, pp. 3524– 3533, June 2015.

[14] D. Gregoratti and J. Matamoros, "Distributed energy trading: The multiple-microgrid case," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 4, pp. 2551–2559, April 2015.

[15] Saad, Walid, Zhu Han, and H. Vincent Poor. "Coalitional game theory for cooperative micro-grid distribution networks." Communications Workshops (ICC), 2011 IEEE International Conference on. IEEE, 2011.

[16] Prete, Chiara Lo, and Benjamin F. Hobbs. "A cooperative game theoretic analysis of incentives for microgrids in regulated electricity markets." Applied Energy 169 (2016): 524-541.

[17] Atwa, Y. M., E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy. "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization." *IEEE*

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]

Transactions on Power Systems 25, no. 1 (2010): 360-370.

[18] Riffonneau, Yann, Seddik Bacha, Franck Barruel, and Stephane Ploix. "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries." *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2, no. 3 (2011): 309-320.

[19] Bagherian, Alireza, and SM Moghaddas Tafreshi. "A developed energy management system for a microgrid in the competitive electricity market."*PowerTech*, 2009 IEEE Bucharest (2009): 1-6.

[20] Gen, Ba. "Reliability and cost/worth evaluation of generating systems utilizing wind and solar energy." A Thesis for a degree of Doctor of philosophy, in the Department of Electrical Engineering University of Saskatcheven, Saskatoon 2005.

[21] Mohamed, Faisal A., and Heikki N. Koivo. "Microgrid online management and balancing using multiobjective optimization." In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 639-644. IEEE, 2007.

[22] Wang, Zhaoyu, Bokan Chen, Jianhui Wang, Miroslav M. Begovic, and Chen Chen. "Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems." *IEEE Transactions on Smart Grid* 6, no. 1 (2015): 45-53.

[23] Available at http://www.usbr.gov/pn/agrimet/webaghrread.html on 2017/1/1

[24] Available at http://www.suna.org.ir/ on 2017/1/1

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-22]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1397.7.2.4.0]