

برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای همزمان انرژی و رزرو در ریزشبکه‌های هوشمند مبتنی بر بهینه‌سازی چند هدفه

مهدی نیکزاد^۱ ابوذر صمیمی^۲

۱- استادیار- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه آزاد اسلامی واحد اسلامشهر - اسلامشهر- ایران

Mehdi.Nikzad@yahoo.com

۲- استادیار- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی اراک - اراک- ایران

a.samimi@arakut.ac.ir, abouzarsamimi@alumni.iust.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای مبتنی بر بهینه‌سازی چند هدفه به منظور بهره‌برداری بهینه ریزشبکه هوشمند با هدف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری و آلاینده‌های زیست محیطی با حضور منابع تجدیدپذیر و پاسخگویی بار پیشنهاد شده است. در مدل پیشنهادی، خطای پیش‌بینی توان منابع تجدیدپذیر به وسیله توابع چگالی احتمال مدلسازی شده و برنامه‌های پاسخ بار، جهت پوشش عدم قطعیت توان منابع تجدیدپذیر استفاده شده است. در مدل مسأله فرض می‌شود که بهره‌بردار ریزشبکه برای مدیریت بهینه شبکه، در دو حوزه بهره‌برداری در وضعیت پایه و حوزه مربوط به سناریوهای مختلف برای تولید منابع تجدیدپذیر، تصمیم‌گیری می‌کند. وضعیت پایه‌ی ریز شبکه، اشاره به حالتی است که توان منابع تجدیدپذیر برابر با مقادیر پیش‌بینی شده در نظر گرفته شوند. برای حل مسأله، از روش بهینه‌سازی چندهدفه ازدحام ذرات (MOPSO)^۱ و برای استخراج خروجی از فضای پرتو، از روش TOPSIS استفاده شده است. مدل پیشنهادی بر روی یک ریزشبکه هوشمند نمونه پیاده‌سازی شده و نتایج عددی نشان‌دهنده کارایی مدیریت سمت تقاضا در کاهش هزینه‌ها، آلاینده‌گی و پوشش عدم قطعیت ناشی از توان تولیدی منابع بادی و خورشیدی می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: ریز شبکه هوشمند، منابع تجدیدپذیر، عدم قطعیت، پاسخ بار، برنامه‌ریزی انرژی و رزرو، برنامه‌ریزی تصادفی

نوع مقاله: پژوهشی

DOI: 10.52547/jiaeee.19.1.75

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۸/۱۰/۲۲

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۹/۴/۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۴/۱۶

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر ابوذر صمیمی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران - اراک - خیابان دانشگاه - دانشگاه صنعتی اراک - دانشکده‌ی مهندسی برق

۱- مقدمه

ریز شبکه مجموعه‌ای از منابع تولید پراکنده برق و حرارت می‌باشد که در قالب یک شبکه با مقیاس کوچک و سطح ولتاژ پایین، بارهای الکتریکی و حرارتی را تغذیه می‌کند. بزرگترین مزیت ریزشبکه کنترل پذیر بودن و عملکرد آن به صورت یک نهاد مستقل کنترل شده در سیستم قدرت است. با توجه به ظرفیت پایین ریزشبکه‌ها، اتصال آنها به شبکه اصلی باعث تأثیر بر روی شبکه اصلی نخواهد شد. با این حال با افزایش سطح نفوذ منابع انرژی پراکنده و گسترش تعداد ریزشبکه‌ها، عکس‌العمل‌های دینامیکی بین ریز شبکه و شبکه اصلی مسئله‌ای مهم در بهره‌برداری خواهد بود و افزایش پایداری و قابلیت اطمینان شبکه اصلی جزء اهداف اتصال ریز شبکه‌ها می‌باشد.

بهره‌برداری مؤثر از ریزشبکه به گونه‌ای که با اهداف آن سازگاری داشته باشد، نیازمند یک سیستم مدیریت انرژی (EMS)^۲ کارآمد می‌باشد. عملکردهای EMS که با هدف تضمین امنیت، پایداری و بهره‌برداری بهینه اقتصادی و زیست‌محیطی ریزشبکه صورت می‌گیرند می‌تواند در یک چارچوب کنترل سلسله‌مراتبی ارائه شود [۴-۱]. EMS موظف است منابع انرژی و ذخیره را در ریزشبکه، به گونه‌ای مدیریت نماید که نیازمندی‌های مربوط به مدیریت بار-فرکانس و بهره‌برداری اقتصادی و زیست‌محیطی آن به طور همزمان فراهم گردد. در این میان، رابطه‌ی بسیار تنگاتنگی مابین کنترل فرکانس ریزشبکه و مدیریت دقیق منابع انرژی و ذخیره وجود دارد که نیازمند مدل‌سازی دقیق رفتار وابسته به فرکانس اجزای ریزشبکه در سیستم مدیریت انرژی است.

در مرجع [۵] مدلی برای سیستم مدیریت هوشمند انرژی ریزشبکه ارائه شده است. سیستم مدیریت انرژی دارای واحدهای پیش‌بینی بار و توان، مدیریت سیستم ذخیره‌ساز انرژی و بهینه‌سازی است. در مدل پیشنهادی این مرجع، واحد پیش‌بینی، توان مولدهای بادی را برای روز بعد پیش‌بینی می‌کند. به منظور برنامه‌ریزی واحدهای ذخیره‌ساز، قیمت ساعتی انرژی در برنامه‌ریزی لحاظ شده و با استفاده از الگوریتم ژنتیک، پاسخ بهینه به دست آمده است. در این مرجع ریزشبکه به صورت مستقل از شبکه برنامه‌ریزی شده و قابلیت مشارکت ریزشبکه در تأمین خدمات جانبی در نظر گرفته نشده است. در مرجع [۶] مدل مشارکت ریزشبکه‌ها در بازار انرژی مورد بررسی قرار گرفته است. مدل پیشنهادی بر اساس قیمت‌های لحظه‌ای بازار انرژی و پیشنهاد قیمت منابع ریزشبکه، برنامه زمان‌بندی بهینه تولید ریز شبکه را انجام می‌دهد. در این مرجع نیز از مشارکت ریزشبکه در بازار خدمات جانبی صرف‌نظر شده است. مدل برنامه‌ریزی بهره‌برداری بهینه از یک ریزشبکه مستقل مبتنی بر بحث آلودگی واحدهای فسیلی و قید محدودیت انتشار آلاینده‌ها در مرجع [۷] بررسی شده است. در این مرجع از عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر صرف‌نظر شده است. در مرجع [۸]، برنامه‌ریزی شارژ و دشارژ سیستم ذخیره‌ساز انرژی با روش

ایتکاری پیشنهاد شده است. با این حال، هماهنگی بین سیستم ذخیره‌ساز با سایر واحدها مد نظر قرار نگرفته است. در [۹] مسأله بهره‌برداری بهینه ۲۴ ساعته از ریز شبکه با تمرکز بر روی ذخیره‌ساز انرژی حل شده است و در آن به بررسی نوسانات واحدهای تجدیدپذیر پرداخته نشده است. در مدل مدیریت بهینه منابع ریزشبکه در مرجع [۱۰]، نوسانات منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر توسط ذخیره‌سازهای انرژی پوشش داده شده است.

در مرجع [۱۱]، یک سیستم EMS مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی برای منابع انرژی تجدیدپذیر، واحدهای CHP کوچک، بویلرهای کمکی و سیستمهای ذخیره‌ساز در ریز شبکه‌ها با در نظر گرفتن پاسخگویی بار ارائه شده است. هدف این مدل، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و افزایش قابلیت اطمینان ریزشبکه است. در مرجع [۱۲]، یک مدل تصادفی برای مدیریت بهینه ریزشبکه‌های مبتنی بر CHP ها با توجه به جنبه‌های اقتصادی، زیست محیطی و قابلیت اطمینان ارائه شده و عدم قطعیت‌های موجود در مسأله با برنامه‌ریزی تصادفی، مدل بهینه سازی مقاوم^۳ و IGDT مدل‌سازی شده است. مدل‌های مشابهی برای مدیریت توان و حرارت در مراجع [۱۴-۱۳]، برای ریزشبکه با حضور واحدهای توربین بادی (WT)^۴ و فتوولتائیک (PV)، ژنراتورهای مرسوم، بویلرها، سیستم ذخیره‌ساز انرژی و تانک ذخیره حرارتی پیشنهاد شده است. در این مراجع نیز، از قابلیت خدمات جانبی منابع ریزشبکه صرف‌نظر نشده است.

در مرجع [۱۵]، یک طرح قیمت‌گذاری زمان حقیقی و پویا برای برنامه‌های پاسخگویی بار پیشنهاد شده است که بطور همزمان سود مصرف‌کنندگان و نهاد خدمت‌رسان بار را افزایش می‌دهد و علاوه بر آن ضریب بار شبکه بهبود می‌دهد. در مرجع [۱۶] یک مدل همزمان ریسک و هزینه برای برنامه‌ریزی ۲۴ ساعته یک ریزشبکه‌ی هوشمند متصل به شبکه بر اساس ریسک مربوط به هزینه ریزشبکه مدل‌سازی شده است. برنامه‌ریزی بهینه اقتصادی در حوزه کوتاه‌مدت ریزشبکه در دو سطح روز بعد (سطح اول) برای تعیین بهینه تولید میکروتوربین‌ها، تعیین وضعیت مشارکت بارهای پاسخگو، مشخص شدن وضعیت شارژ و دشارژ منابع ذخیره‌ساز انرژی، میزان تبادل با شبکه بالادست و پیش‌بینی تولید منابع تجدیدپذیر و در ۱۵ دقیقه پیش‌رو (سطح دوم) با هدف کاهش خطای پیش‌بینی برنامه‌ریزی سطح اول در مرجع [۱۷] ارائه شده است.

در مرجع [۱۸]، یک روش پخش‌بار مبتنی بر الگوریتم رقابت استعماری با در نظر گرفتن تأثیر رفتارهای احتمالی و نوسانی منابع انرژی تجدیدپذیر و بار به‌صورت الگوریتم پخش‌بار احتمالی برای برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از ریزشبکه‌ها پیشنهاد شده است. مدل بازار همزمان اکتیو و راکتیو برای برنامه‌ریزی کوتاه مدت ریزشبکه چندگانه در مرجع [۱۹] پیشنهاد شده است. تابع هدف تسویه بازار بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی در نظر گرفته شده است.

- در نظر گرفتن بازار تعادل (متعادل سازی) در مدل پیشنهادی به منظور انجام تبادلات مابین ریز شبکه و آن، در مرحله دوم تصمیم‌گیری (همزمان با وقوع سناریوها).
- بهره‌گیری از روش بهینه‌سازی چند هدفه MOPSO برای حل مسأله و استخراج خروجی از فضای پرتو مبتنی بر روش TOPSIS.

در ادامه بخش‌های مختلف مقاله به صورت زیر آمده است:

در بخش دوم عدم قطعیت منابع تولید بادی و خورشیدی مدل‌سازی شده است. در بخش سوم، مدل‌سازی پیشنهادی مسأله بیان شده است. در بخش چهارم نتایج شبیه‌سازی و در بخش پنجم نتیجه‌گیری مقاله ارائه شده است.

۲- مدل سازی عدم قطعیت منابع تولید بادی و خورشیدی

در این مقاله، عدم قطعیت متناظر با توان تولیدی واحدهای WT و PV مدل‌سازی شده و از عدم قطعیت مربوط به دیماندر بار صرف‌نظر می‌شود. برای تولید سناریوهای مورد نظر، ابتدا لازم است که عدم قطعیت‌های مقادیر پیش‌بینی توان تولیدی واحدهای WT و PV را به صورت تابع توزیع احتمال^۸ (PDF) پیوسته از خطاهای پیش‌بینی سیستم مدل‌سازی کرد [۲۷-۲۴].

۲-۱- مدل‌سازی تولید و عدم قطعیت توربین بادی

به‌طور معمول برای توصیف توزیع احتمال توان تولیدی WT، از تابع وایبل (ریلی) استفاده می‌شود که تابعی از سرعت وزش باد بوده و مطابق رابطه (۱) است:

$$f_W(v) = \left(\frac{2v}{c^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (1)$$

که در آن c و v اندیس مقیاس و سرعت باد می‌باشد. اندیس مقیاس با اطلاعات گذشته باد قابل حصول است. اگر متوسط سرعت باد یعنی v_m معلوم باشد، اندیس مقیاس به صورت روابط (۲) و (۳) به دست می‌آید:

$$v_m = \int_0^\infty v f_W(v) dv = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \quad (2)$$

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} v_m \quad (3)$$

توان اکتیو تولیدی یک WT تابعی از سرعت باد بوده که توسط رابطه (۴) بیان می‌شود [۲۴]:

$$P_{WT} = P_{WT}^{rated} \times \begin{cases} 0 & v_m \leq v_{ci} \text{ or } v_m \geq v_{co} \\ \frac{v_m - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} \leq v_m \leq v_r \\ 1 & v_r \leq v_m \leq v_{co} \end{cases} \quad (4)$$

در مرجع [۲۰]، الگوریتم PSO بهبود یافته جهت برنامه‌ریزی تسهیم توان بهینه بین منابع تجدیدپذیر و واحدهای CHP با در نظر گرفتن عدم قطعیت بار استفاده شده است. مدل برنامه‌ریزی تصادفی مبتنی بر ریسک به روش CVaR^۵ برای مدیریت بهینه انرژی و رزرو ریز شبکه در [۲۱] بررسی شده است. در مرجع [۲۲]، مدل پیشنهاد قیمت بهینه یک ریز شبکه بر اساس روش نمونه برداری LHP^۶ برای مشارکت در بازار انرژی و رزرو چرخان با ملاحظه عدم قطعیت‌های قیمت بررسی شده است. مسأله مدیریت بهینه انرژی در ریز شبکه‌های مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر و مجهز به ایستگاه‌های شارژ خودروهای برقی با هدف کمینه‌سازی هزینه تأمین توان از ژنراتورهای محلی و تبادلات توان با بازار برق در مرجع [۲۳] پیشنهاد شده است. در این مقاله از یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای مبتنی بر بهینه‌سازی چند هدفه به منظور برنامه‌ریزی بهینه همزمان انرژی و رزرو ریز شبکه هوشمند با هدف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری و آلاینده‌های زیست محیطی با حضور منابع تجدیدپذیر و پاسخگویی بار پیشنهاد شده است. در مدل پیشنهادی عدم قطعیت منابع بادی و خورشیدی به صورت همزمان مورد ملاحظه قرار گرفته است. همچنین در فرمول‌بندی ارائه شده، تابع هدف اول که شامل هزینه‌های بهره‌برداری بوده و تابع هدف دوم که مرتبط با هزینه‌های آلاینده‌های زیست محیطی است، هر دو با رویکرد سناریو-محور و بر اساس مدل برنامه‌ریزی دو مرحله‌ای، طرح و فرمول‌بندی شده‌اند. در حالیکه در روشهای مشابه از جمله مرجع [۲۴]، تابع هدف آلاینده‌گی به صورت مدل برنامه‌ریزی قطعی^۷ در نظر گرفته شده و از مدل سازی هزینه‌های دارای عدم قطعیت در تابع هدف آلاینده‌گی چشم‌پوشی شده است.

نوآوری دیگر این مقاله، در نظر گرفتن بازار تعادل (متعادل سازی) در مدل پیشنهادی است که در مرحله دوم تصمیم‌گیری و مصادف با وقوع سناریوها به سراغ آن رفته ایم. ریز شبکه قابلیت خرید و فروش با این بازار را بر اساس سناریوهای محتمل دارد. در نهایت، برای حل چنین مسأله‌ای، برای اولین بار از روش MOPSO و برای استخراج خروجی از فضای پرتو، از روش TOPSIS استفاده شده است.

به طور خلاصه نوآوریهای مقاله عبارت است از:

- ارائه یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله‌ای مبتنی بر بهینه‌سازی چند هدفه به منظور برنامه‌ریزی بهینه همزمان انرژی و رزرو ریز شبکه هوشمند با هدف کمینه‌سازی همزمان هزینه بهره‌برداری به عنوان هدف اول و هزینه‌های آلاینده‌های زیست محیطی به عنوان هدف دوم.
- در نظر گرفتن رویکرد سناریو-محور (برای در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های منابع بادی و خورشیدی) و ساختار دو مرحله‌ای در مدل سازی تابع هدف دوم که شامل هزینه‌های آلاینده‌های زیست محیطی می‌باشد.

حال می‌توان با استفاده از رابطه (۱۰)، میزان تابش خورشید را به توان خورشیدی تبدیل کرد:

$$P_{PV}(S) = A_c \times \eta \times S \quad (10)$$

که در آن $P_{PV}(S)$ بیانگر میزان توان خروجی PV بر حسب kW برای میزان تابش S ، سطح آرایه‌ها بر حسب متر مربع و η بازده یا راندمان سیستم PV است. مشابه تولید باد، تابع توزیع احتمال به تعدادی بازه گسسته برای تولید حالت‌های تابش خورشید در هر ساعت، تقسیم می‌شود.

۲-۳- مدل سیستم ترکیبی انرژی بادی-خورشیدی

توان تولیدی هر ساعت به وسیله سیستم ترکیبی باد و خورشید برابر مجموع توان خروجی سیستم بادی و توان خروجی سیستم خورشیدی است:

$$P_h = P_W + P_{PV} \quad (11)$$

با فرض اینکه P_W و P_{PV} بصورت مستقل از هم عمل می‌کنند تابع چگالی برای متغیر تصادفی P_h به صورت کانولوشن بین تابع چگالی P_W و P_{PV} مطابق رابطه زیر است:

$$f_h(P_h) = f_W(P_W) * f_B(P_{PV}) \quad (12)$$

از آنجایی که وارد کردن تابع چگالی احتمال پیوسته در قالب ریاضی مشکل می‌باشد، در چنین مواردی از شبیه سازی مونت کارلو برای دستیابی به سناریوهای مختلف استفاده می‌شود؛ اما تولید سناریوهای مختلف نیز بر پیچیدگی‌های ریاضی مسئله می‌افزاید. راهکار مناسب برای پیچیدگی‌های ریاضیاتی، گسسته سازی تابع توزیع احتمال پیوسته با تقسیم آن به بازه‌های مختلف است. در این صورت سطح محصور در هر بازه بیانگر احتمال رخداد میانه آن بازه است. بنابراین در این مقاله، در مدل احتمالاتی پیشنهاد شده برای سیستم بادی و خورشیدی، تابع توزیع احتمال به هفت بازه تقسیم می‌شود. از آنجایی که این دو سیستم مستقل از هم فرض می‌شود، لذا احتمال وقوع هر سناریو حاصل ضرب احتمال وقوع این دو مشخصه در هر سناریو خواهد بود.

۳- فرمول‌بندی مسئله

در مدل سازی مسئله فرض شده است که بهره‌بردار ریز شبکه برای مدیریت شبکه تحت کنترل خود در بازه روزانه، می‌بایست در دو حوزه تصمیم بگیرد. اولی حوزه بهره برداری از شبکه در وضعیت پایه است. وضعیت پایه‌ی شبکه، مربوط به زمانی است که توان منابع تجدید پذیر برابر با مقادیر پیش بینی شده در نظر گرفته شوند. حوزه دوم تصمیم‌گیری، مربوط به وضعیتی است که در آن سناریوی مشخصی رخ داده باشد. به بیان دیگر، حوزه دوم تصمیم‌گیری مربوط

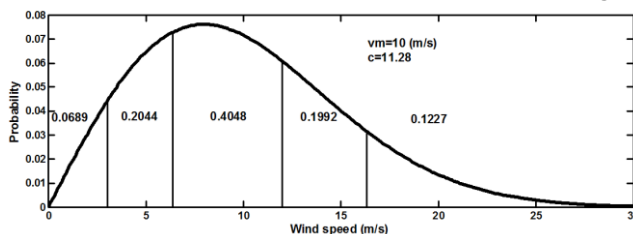
به ترتیب سرعت قطع پایین، قطع بالا و سرعت نامی WT می‌باشد. P_{WT}^{rated} توان نامی WT است.

برای مدل‌سازی عدم قطعیت سرعت باد به صورت ساعتی، تابع توزیع احتمال به تعدادی بازه گسسته تقسیم می‌شود. هر بازه معادل یک سناریو خاص تولید باد خواهد بود. احتمال سناریوی w ام، یعنی π_w و سرعت متوسط متناظر باد در آن سناریو یعنی v_w با استفاده از روابط (۵) و (۶) محاسبه می‌شود:

$$\pi_w = \int_{v_w^{min}}^{v_w^{max}} f_W(v) dv \quad (5)$$

$$v_w = \frac{1}{\pi_w} \int_{v_w^{min}}^{v_w^{max}} v f_W(v) dv \quad (6)$$

v_w^{min} و v_w^{max} حدود بازه سناریوی w ام باد است. در شکل (۱) توزیع وای بل تولید باد با ۵ بازه گسسته نشان داده شده است:



شکل (۱): تولید سناریوهای عدم قطعیت باد با استفاده از توزیع وای بل

۲-۲- مدل‌سازی تولید و عدم قطعیت سیستم‌های PV

توان خروجی سیستم PV عمدتاً وابسته به تابش خورشید است. با در نظر گرفتن رفتار تابش خورشید برای مدل‌سازی آن از تابع توزیع احتمالی بتا مطابق رابطه (۷) استفاده می‌شود [۲۷-۲۵]:

$$f_B(S) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} S^{\alpha-1} (1-S)^{\beta-1} & 0 \leq S \leq 1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (7)$$

که در آن S بیان‌کننده میزان تابش (kW/m^2)، α ، β پارامترهای توابع چگالی احتمال بتا است. به منظور محاسبه پارامترهای توابع چگالی احتمال، از میانگین μ و انحراف معیار σ متغیر تصادفی به صورت روابط (۸) و (۹) استفاده می‌شود:

$$\beta = (1 - \mu) \times \left(\frac{\mu \times (1 + \mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{\mu \times \beta}{1 - \mu} \quad (9)$$

بهره برداری در زمان وقوع سناریوهاست. همانگونه که در رابطه (۱۳) دیده می‌شود احتمال وقوع هر سناریو نیز در بخش دوم تابع هدف در نظر گرفته شده است:

$$Cost \#1: Z_1 = \sum_{t=1}^T \left(P_{grid}(t) \pi_{grid}(t) + \sum_{j=1}^J (SU_{DG}(j,t) + C_{DG}(j,t,0) + RC_{DG}(j,t)) + \sum_{i=1}^I [C_{DR}(i,t,0) + RC_{DR}(i,t)] \right) + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T prob(s) \left(P_{bal-buy}(t,s) \pi_{bal-buy}(t) - P_{bal-sell}(t,s) \pi_{bal-sell}(t) + \sum_{j=1}^J C_{DG}(j,t,s) + \sum_{i=1}^I C_{DR}(i,t,s) \right) \quad (13)$$

$P_{grid}(t)$ ، توان خریداری شده از بازار روز بعد در ساعت t ، $\pi_{grid}(t)$ ، قیمت بازار روز بعد (یا شبکه بالا دست) در ساعت t ، $RC_{DG}(j,t)$ ، هزینه رزرو خریداری شده از واحد تولیدی (DG) j در زمان t ، $SU_{DG}(j,t)$ ، هزینه راه اندازی واحد تولیدی (DG) j در زمان t ، $RC_{DR}(i,t)$ ، هزینه رزرو خریداری شده از فراهم کننده پاسخ بار i در زمان t ، $prob(s)$ ، احتمال سناریوی s ، $P_{bal-buy}(t,s)$ و $P_{bal-sell}(t,s)$ ، به ترتیب، توان خریداری شده و فروخته شده به بازار متعادل سازی در زمان t و سناریوی s ، $\pi_{bal-buy}(t)$ و $\pi_{bal-sell}(t)$ ، به ترتیب، قیمت برق خریداری شده و فروخته شده به بازار تعادل در زمان t ، $C_{DG}(j,t,s)$ ، هزینه تولید توان واحد DG j ام در زمان t و سناریوی s ، $C_{DR}(i,t,s)$ ، هزینه توان فراهم کننده پاسخ بار i در زمان t و سناریوی s می باشند. در دو مورد آخر، اگر $s=0$ منظور شود اشاره به مقادیر مورد نظر برای وضعیت پایه شبکه دارند. T ، I ، J ، NS ، به ترتیب، تعداد ساعت‌های بازه مورد مطالعه، تعداد منابع تولید پراکنده، تعداد فراهم کنندگان پاسخ بار و تعداد سناریوها می باشند.

به در نظر گرفتن سناریوهای مختلف برای تولید منابع تجدیدپذیر است. در حوزه اول تصمیم گیری، بهره بردار در آغاز هر روز باید در خصوص نحوه تأمین برق مصرف کنندگان در هر ساعت شبانه روز و در وضعیت پایه شبکه تصمیم بگیرد که شامل تصمیم گیری در مورد میزان خرید توان اکتیو هر ساعت از بازار روز بعد است. همچنین باید تصمیم بگیرد در هر ساعت از شبانه روز چه واحد های تولید پراکنده‌ای از شبکه خود را روشن کرده و از توان تولیدی آن ها برای تأمین برق مصرف کنندگان شبکه تحت مدیریتش استفاده نماید و نیز مقدار توان خریداری شده از فراهم کنندگان پاسخ بار نیز مشخص شود. در نهایت مقدار رزرو توان اکتیو لازم از منابع تولید پراکنده‌ی روشن و پاسخ بار را تعیین نموده و خریداری کند تا در حوزه دوم یعنی همزمان با وقوع سناریو ها از آنها بتواند استفاده کرده و برق متقاضیان را تأمین نماید.

حوزه دوم مربوط به تصمیمیاتی است که با فرض وقوع سناریو ها اتخاذ می شود. در زمان وقوع سناریو ها (تغییر تولید منابع تجدید پذیر در مقایسه با مقادیر پیش بینی شده) بهره بردار با دو حالت مواجه است کمبود و یا ازدیاد تولید. در هر دو حالت، بهره بردار می‌بایست با تغییر توان تولیدی واحد های روشن (چون واحد های خاموش را نمی تواند فوراً روشن کند)، متناسب با رزروی که در حوزه تصمیم‌گیری قبلی تعیین کرده و توانی که توسط تأمین کنندگان پاسخ بار می تواند تأمین شود (با توجه به میزان رزروی که در حوزه تصمیم گیری قبلی تعیین شده است) و نهایتاً با خرید کمبود توان باقیمانده از بازار تعادل و یا فروش برق مازاد به آن، به تأمین برق مصرف کنندگان بپردازد.

در تصمیم‌گیری در دو حوزه مطرح شده، دو هدف مطرح می‌باشد؛ اولی هدف اقتصادی و دومین هدف مربوط به محیط زیست است. بنابراین مسئله برنامه‌ریزی همزمان انرژی- رزرو به صورت یک مسئله دو هدفی احتمالاتی طرح‌ریزی شده که هر دو بخش تصمیم- گیری بهره بردار در آن گجانده می‌شود. مدل پیشنهادی به صورت یک مدل چند هدفه غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح فرمول‌بندی شده و با الگوریتم ازدحام ذرات چند هدفه حل می‌شود. در ادامه توابع هدف و قیود مدل مسئله بیان می‌شود:

۳-۱- توابع هدف

هدف اول شامل بهره برداری اقتصادی از ریز شبکه است که بخش اول آن مربوط به تصمیمات وضعیت پایه شبکه بوده و بخش دوم، مربوط به وضعیت تحت سناریوها بوده و برابر با متوسط هزینه

جدول (۱): بلوک‌های پیشنهادی فراهم کننده پاسخ بار i ام

مقدار	بلوک ۱	بلوک ۲	بلوک m	بلوک NB
	$L^1(i)$ تا $L^2(i)$	$L^2(i)$ تا $L^3(i)$	$L^m(i)$ تا $L^{m+1}(i)$	$L^{NB}(i)$ تا $L^{NB+1}(i)$
قیمت	$\pi_{DR}^1(i)$	$\pi_{DR}^2(i)$	$\pi_{DR}^m(i)$	$\pi_{DR}^{NB}(i)$

در این جا فرض شده است که فراهم کننده پاسخ بار یک پکیج m پله‌ای قیمت و مقدار پیشنهاد می‌کند که به شکل جدول (۱) بوده و صورت روابط (۱۹) تا (۲۱) مدل سازی شده‌اند.

$$0 \leq l^m(i) \leq L^{m+1}(i) - L^m(i) \quad m=1,2,\dots,NB \quad (19)$$

$$P_{DR}(i,t,s) = \sum_{m=1}^{NB} l^m(i) \quad (20)$$

$$C_{DR}(i,t,s) = \sum_{m=1}^{NB} l^m(i) \pi_{DR}^m(i) \quad (21)$$

NB تعداد بلوک های پیشنهادی است. $P_{DR}(i,t,s)$ و $C_{DR}(i,t,s)$ به ترتیب، توان و هزینه توان فراهم کننده پاسخ بار i در زمان t و سناریوی s می باشد.

۳-۲- قیود مسأله

(۱) تأمین توان مصرف کنندگان در وضعیت پایه شبکه:

$$P_d(t) = P_{grid}(t) + \sum_{j=1}^J P_{DG}(j,t,s) + \sum_{i=1}^I P_{DR}(i,t,s) \quad \forall s=0 \quad (22)$$

سناریوی $s=0$ اشاره به حالت پایه شبکه دارد که در آن مقادیر پیش بینی شده توان تولیدی منابع تجدیدپذیر در نظر گرفته شده‌اند. (۲) تأمین توان مصرف کنندگان در وضعیت تحت سناریوی شبکه:

$$P_{grid}(t) + P_{bal-buy}(t,s) - P_{bal-sell}(t,s) + \sum_{j=1}^J P_{DG}(j,t,s) + \sum_{i=1}^I P_{DR}(i,t,s) = P_d(t) \quad (23)$$

$$\forall s=1,2,\dots,NS$$

(۳) محدودیت تأمین توان از بازار روز بعد:

$$0 \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid-max} \quad (24)$$

(۴) محدودیت توان تولیدی منابع تولید پراکنده تجدید ناپذیر:

$$P_{DG-min}(j)u(j,t) \leq P_{DG}(j,t,s) \leq P_{DG-max}(j)u(j,t) \quad (25)$$

(۵) محدودیت خرید و فروش توان به بازار متعادل سازی:

$$0 \leq P_{bal-buy}(t,s) \leq P_{bal-buy-max} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{bal-sell}(t,s) \leq P_{bal-sell-max}$$

(۶) محدودیت رزرو واحد های تولیدی و فراهم کنندگان پاسخ بار:

هدف دوم کاهش میزان آلاینده هایی است که بواسطه خرید توان از شبکه بالادست و همچنین منابع تولید پراکنده تجدیدناپذیر بوجود می آیند. بخش اول آن مربوط به حوزه تصمیم گیری در وضعیت پایه ی شبکه بوده و بخش دوم برای زمان وقوع سناریوها می باشد.

$$Cost \#2 : Z_2 =$$

$$\sum_{t=1}^T \left[P_{grid}(t) E_{grid-CO_2}(t) + \sum_{j=1}^J P_{DG}(j,t,0) E_{DG-CO_2}(j,t) \right] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J prob(s) P_{DG}(j,t,s) E_{DG-CO_2}(j,t) \quad (14)$$

$E_{grid-CO_2}(t)$ ، نرخ آلاینده گی شبکه در ساعت t و $E_{DG-CO_2}(j,t)$ ، نرخ آلاینده گی منبع تولید پراکنده آلاینده i در ساعت t می باشند.

هزینه خرید رزرو از منابع تولید پراکنده مطابق رابطه زیر است.

$$RC_{DG}(j,t) = Pr_{DG}(j,t) \pi r_{DG}(j) \quad (15)$$

$Pr_{DG}(j,t)$ و $\pi r_{DG}(j)$ به ترتیب توان و قیمت رزرو خریداری شده از DG j ام (در ساعت t) می باشند. هزینه راه اندازی واحد تولید پراکنده تجدید ناپذیر به شکل زیر است:

$$SU_{DG}(j,t) = sc_j (u(j,t) - u(j,t-1)) \quad (16)$$

$$SU_{DG}(j,t) \geq 0$$

sc_j هزینه راه اندازی واحد j ، $u(j,t)$ متغیر باینری که وضعیت خاموش (۰) و روشن بودن (۱) واحد j در ساعت t را مشخص می کند.

هزینه رزرو خریداری شده از فراهم کننده پاسخ بار مطابق رابطه زیر است.

$$RC_{DR}(i,t) = Pr_{DR}(i,t) \pi r_{DR}(i) \quad (17)$$

$Pr_{DR}(i,t)$ و $\pi r_{DR}(i)$ به ترتیب توان و قیمت رزرو خریداری شده از فراهم کننده پاسخ بار i (در ساعت t) می باشند.

هزینه تولید توان منابع تولید پراکنده به صورت رابطه درجه دوم زیر است که a_j ، b_j و c_j ضرایب این رابطه هستند. همچنین $P_{DG}(j,t,s)$ ، توان تولیدی واحد j در زمان t و سناریوی s می باشد.

$$C_{DG}(j,t,s) = a_j + b_j P_{DG}(j,t,s) + c_j P_{DG}^2(j,t,s) \quad (18)$$

جدول (۲): مقادیر تقاضا

ساعت	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
تقاضا (kWh)	۱۵۰۰	۱۲۳۰	۱۱۷۰	۱۰۸۰	۱۰۵۰	۱۲۰۰	۱۲۶۰	۱۳۲۰
ساعت	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶
تقاضا (kWh)	۱۵۰۰	۱۸۰۰	۱۸۹۰	۲۱۰۰	۲۴۶۰	۲۷۳۰	۳۰۰۰	۲۸۵۰
ساعت	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
تقاضا (kWh)	۲۴۶۰	۲۱۹۰	۲۲۵۰	۲۴۰۰	۲۴۹۰	۲۴۰۰	۱۸۰۰	۱۵۶۰

جدول (۳): قیمت توان اکتیو شبکه بالا دست (بازار روز بعد)

ساعت	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
قیمت (\$/kWh)	۰/۰۳۳	۰/۰۲۷	۰/۰۲	۰/۰۱۷	۰/۰۱۷	۰/۰۲۹	۰/۰۳۳	۰/۰۵۴
ساعت	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶
قیمت (\$/kWh)	۰/۲۱۵	۰/۵۷۲	۰/۵۷۲	۰/۵۷۲	۰/۲۱۵	۰/۵۷۲	۰/۲۸۶	۰/۲۷۹
ساعت	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
قیمت (\$/kWh)	۰/۰۸۶	۰/۰۵۹	۰/۰۵	۰/۰۶۱	۰/۱۸۱	۰/۰۷۷	۰/۰۴۳	۰/۰۳۷

جدول (۴): ضرایب آلاینده‌گی شبکه

ساعت	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
آلاینده‌گی (kg/MWh)	۸۰	۸۰	۸۰	۸۰	۸۰	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲
ساعت	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶
آلاینده‌گی (kg/MWh)	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲
ساعت	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
آلاینده‌گی (kg/MWh)	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۴۶۲	۹۸۵	۹۸۵	۹۸۵	۹۸۵

بسته‌های پیشنهادی فراهم کنندگان پاسخ بار نیز در شکل (۲) نمایش داده شده است.

جدول (۵): ضرایب واحدهای تولید پراکنده

واحد	ضرایب هزینه			محدودیت های فنی			نرخ آلاینده‌گی
	a_j (\$)	b_j (\$/kWh)	c_j (\$/kWh ²)	هزینه راه اندازی (\$)	P_{min} (kW)	P_{max} (kW)	CO ₂ (kg/MWh)
دیزل	۳۸	۰/۰۵۸	۰/۰۰۰۲۵	۲	۵۰	۱۰۰۰	۸۹۰
سلول سوختی	۲۵	۰/۴۶۸	۰	۳	۱۰۰	۱۰۰۰	۴۵۰

گرفته شده است. قیمت‌های خرید رزرو در جدول (۶) داده شده است. همچنین قیمت خرید از بازار متعادل سازی، ۱۰ برابر قیمت‌های بازار روز بعد و قیمت فروش به آن، معادل ۲۵٪ قیمت‌های بازار روز بعد در نظر گرفته شده است. توان تولیدی پیش بینی شده ساعتی مدل ترکیبی توربین بادی و سیستم خورشیدی در شکل (۳) داده شده است.

جدول (۶): قیمت خرید رزرو

منبع رزرو	قیمت (\$/kWh)
دیزل	۰/۱۳۹۵
سلول سوختی	۰/۱۱۷۰
پاسخ بار مدل ۱	۱/۳۵
پاسخ بار مدل ۲	۲/۴

$$P_{DG}(j,t,s) - P_{DG}(j,t,0) \leq Pr_{DG}(j,t)$$

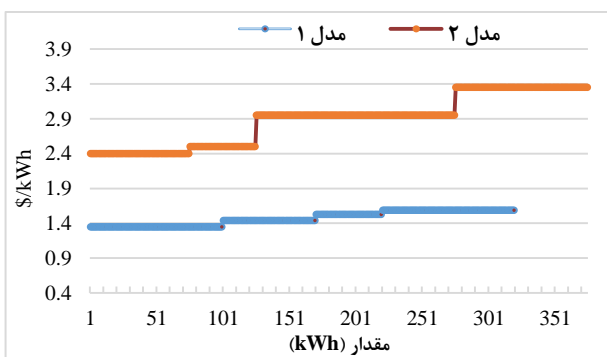
$$P_{DR}(i,t,s) - P_{DR}(i,t,0) \leq Pr_{DR}(i,t)$$

$$\forall s = 1, 2, \dots, NS$$

۴- نتایج شبیه سازی

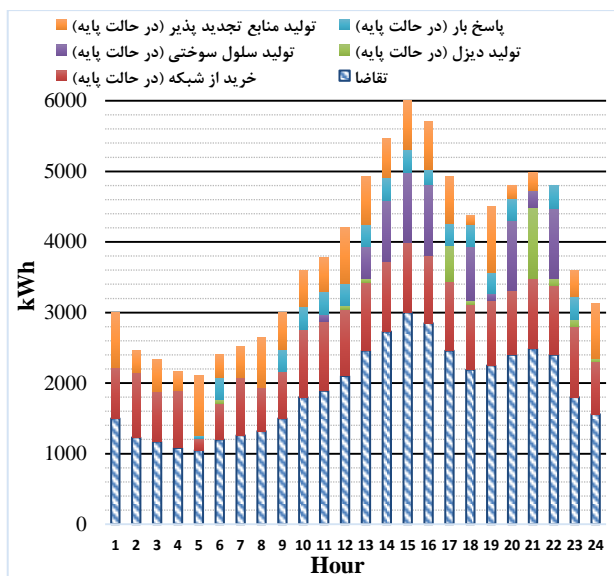
ریز شبکه مورد مطالعه دارای یک واحد دیزل ژنراتور، یک واحد پیل سوختی و همچنین یک توربین بادی و پنل خورشیدی به عنوان منابع تجدید پذیر است. ضریب توان واحدهای PV و WT یک فرض شده است.

مقادیر دیماندر مصرف کنندگان ریز شبکه در هر ساعت شبانه روز، قیمت توان اکتیو بازار روز بعد، ضرایب آلاینده‌گی شبکه بالادست در ساعات مختلف شبانه روز، مشخصات و پارامترهای لازم دیزل ژنراتور و پیل سوختی به ترتیب در جداول (۲) تا (۵) آورده شده است.

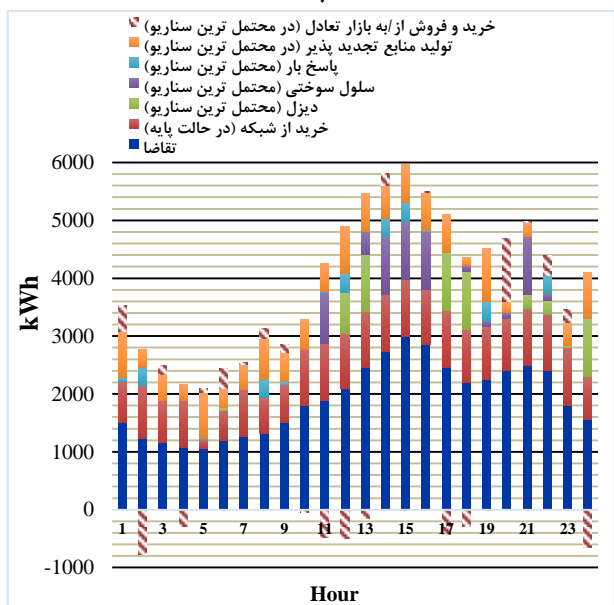


شکل (۲): مدل های پاسخ بار

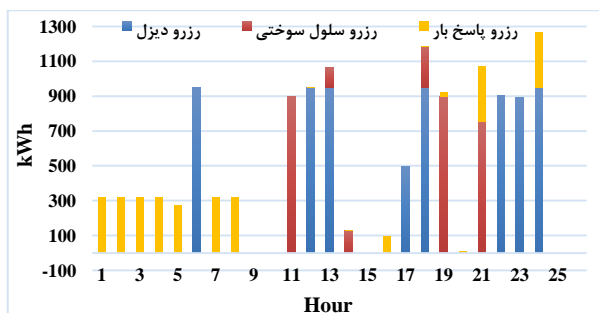
قیمت رزرو واحدهای دیزل و پیل سوختی برابر ۲۵ درصد قیمت ماکزیمم در حداکثر توان تولیدی هر واحد منظور شده است. قیمت رزرو بارهای پاسخگو معادل با پایین ترین قیمت پیشنهادی اش در نظر



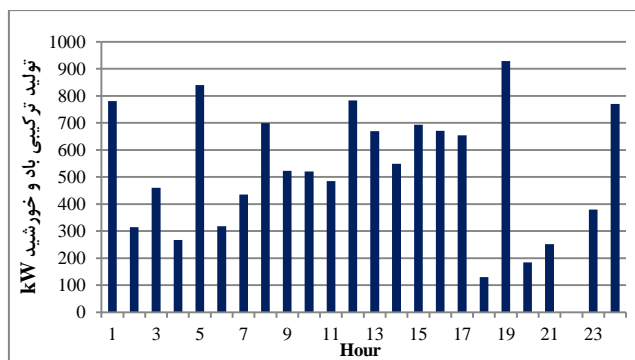
شکل (۴): نتایج برنامه‌ریزی توان اکتیو در مطالعه ۱ برای حالت پایه شبکه



شکل (۵): نتایج برنامه‌ریزی توان اکتیو در مورد مطالعه ۱ برای محتمل ترین سناریو در بازه شبانه روز



شکل (۶): مقادیر رزرو در مطالعه ۱



شکل (۳): تولید پیش‌بینی شده (حالت پایه) مدل ترکیبی واحدهای بادی و فتوولتاییک

برای حل مسأله از الگوریتم ازدحام ذرات چند هدفه استفاده شده است. برای استخراج خروجی از فضای پرتو، از روش Topsis استفاده شده است که در آن، برای ضرایب وزنی توابع هدف مقادیر مساوی ۰/۵ در نظر گرفته شده است.

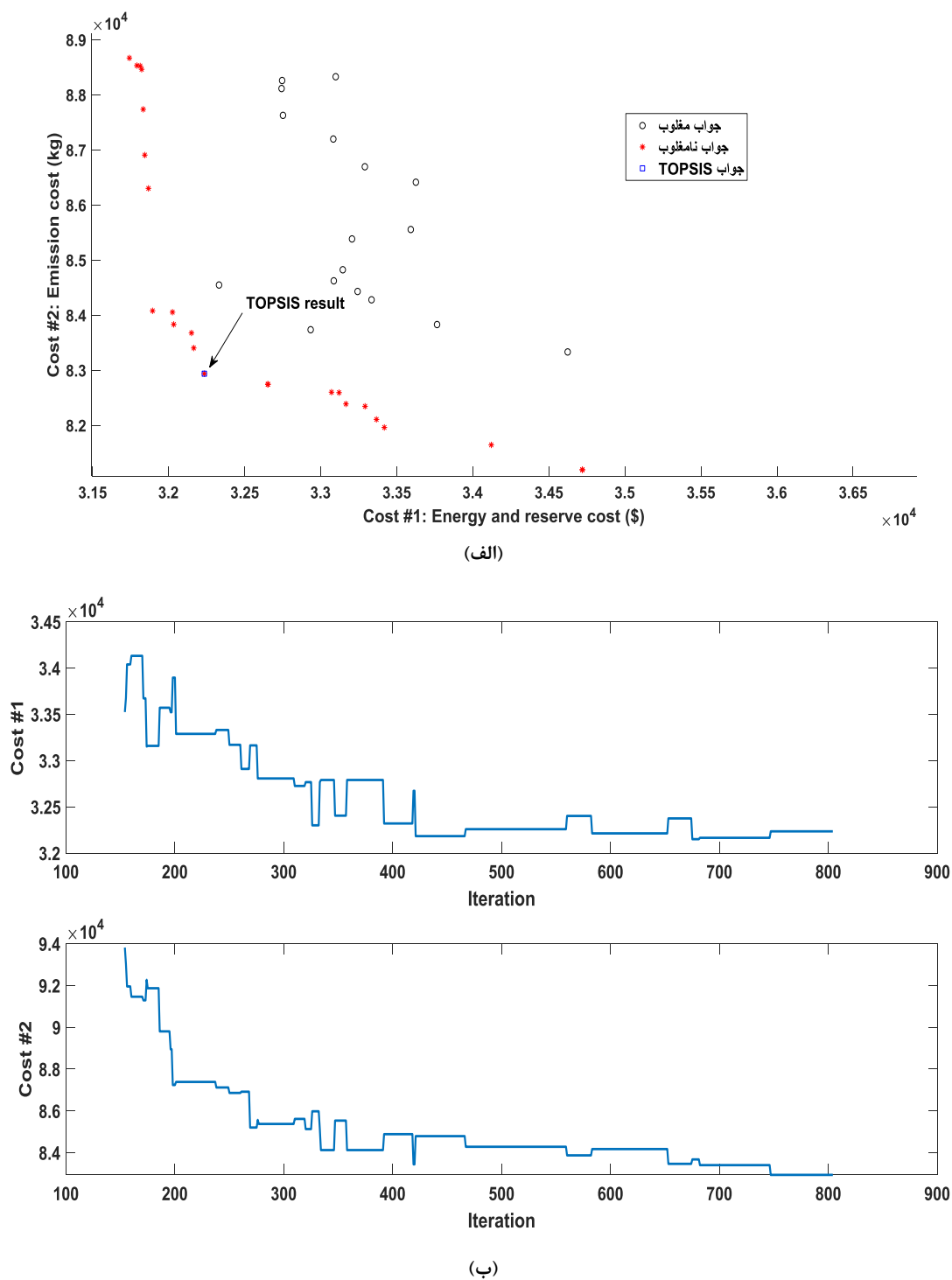
برای تحلیل و بررسی مدل‌سازی انجام شده، دو مورد مطالعاتی چند هدفه با پاسخ بار مدل ۱ و پاسخ بار مدل ۲ در نظر گرفته شده است.

مورد مطالعاتی ۱: بهینه سازی چند هدفه با پاسخ بار مدل ۱

نتایج توان‌های اکتیو برنامه‌ریزی شده‌ی مورد مطالعه ۱ برای حالت پایه و محتمل ترین سناریو، به ترتیب، در شکل‌های (۴) و (۵) نشان داده شده است. مقادیر رزرو مورد نیاز ریزش‌بکه در هر ساعت شبانه روز نیز در شکل (۶) نمایش داده شده است. شکل (۷) ذرات و اعضای فضای پرتو در آخرین تکرار به همراه روند همگرایی الگوریتم MOPSO در چند تکرار آخر را نشان می‌دهد. در نمودار بالایی شکل (۷)، دایره‌ها نمایش دهنده ذرات در فضای جستجو بوده؛ ضریب (های) قرمز رنگ نشان دهنده اعضای فضای پرتو و یکی از آنها که با مربع آبی رنگ نشان داده شده است، انتخاب روش Topsis از میان اعضای فضای پرتو می‌باشد. نمودار وسط و پایین، نشان دهنده نحوه تغییرات توابع هدف در هر تکرار در فرایند همگرایی الگوریتم است.

مورد مطالعاتی ۲: بهینه سازی چند هدفه با پاسخ بار مدل ۲

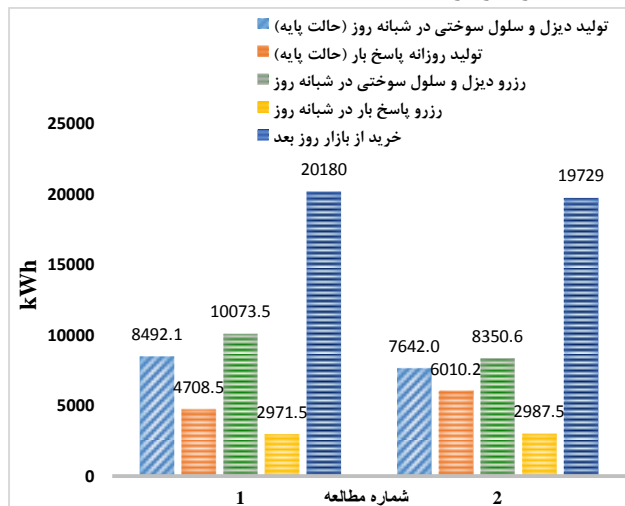
نتایج شبیه سازی برای برنامه‌ریزی بهینه تولید اکتیو در مورد مطالعاتی ۲ برای حالت پایه و محتمل ترین سناریو، به ترتیب، در شکل‌های (۸) و (۹) نشان داده شده است. نمودار شکل (۱۰) مقادیر رزرو مورد نیاز ریزش‌بکه در هر ساعت از شبانه روز را نمایش می‌دهد. ذرات و اعضای فضای پرتو در آخرین تکرار به همراه روند همگرایی الگوریتم MOPSO در چند تکرار آخر در مورد مطالعاتی ۲ در شکل (۱۱) نشان داده شده است.



شکل (۷): (الف) ذرات و اعضای فضای پرتو در آخرین تکرار، (ب) روند همگرایی الگوریتم برای هر یک از توابع هدف در ۶۵۰ تکرار آخر (مطالعه ۱)

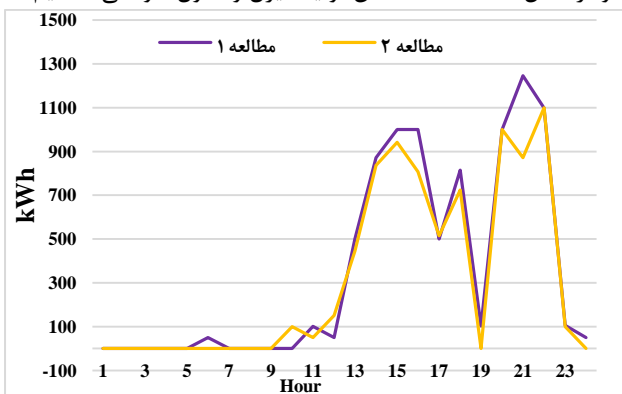
۴-۱- بحث و بررسی نتایج مطالعه ۱ و ۲

نتایج شبیه سازی مورد مطالعه ۱ و ۲ در قسمت‌های قبلی با جزئیات کامل و به همراه نمودارهای مربوطه ارائه شد. در این قسمت به تفسیر نتایج پرداخته شده است. مقدار تابع هدف هزینه $(Cost \#1)$ در مطالعه ۱ از 32234 \$ به مقدار 43103 \$ در مطالعه ۲ افزایش یافته است. همچنین مقدار تابع هدف آلاینده‌گی $(Cost \#2)$ در مطالعه ۱ از 82937 کیلوگرم به مقدار 94877 کیلوگرم افزایش یافته است که دلیل آن مدل پاسخ بار گران قیمت‌تری است که در مطالعه ۲ در نظر گرفته شده است.

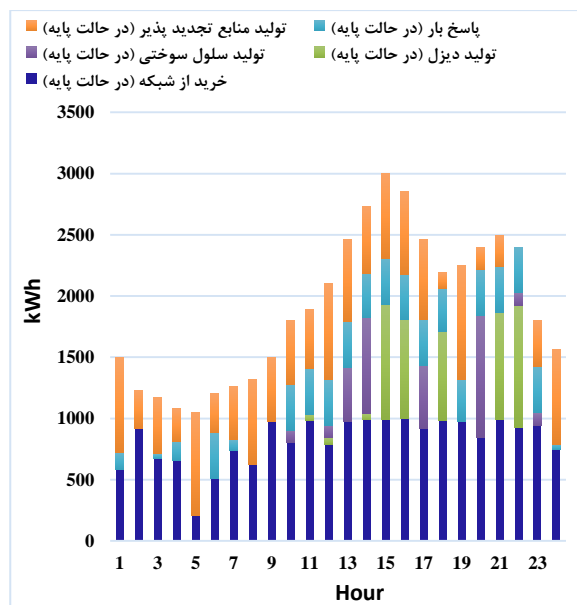


شکل (۱۲): نتایج شبیه سازی حالت پایه مطالعه ۱ و ۲

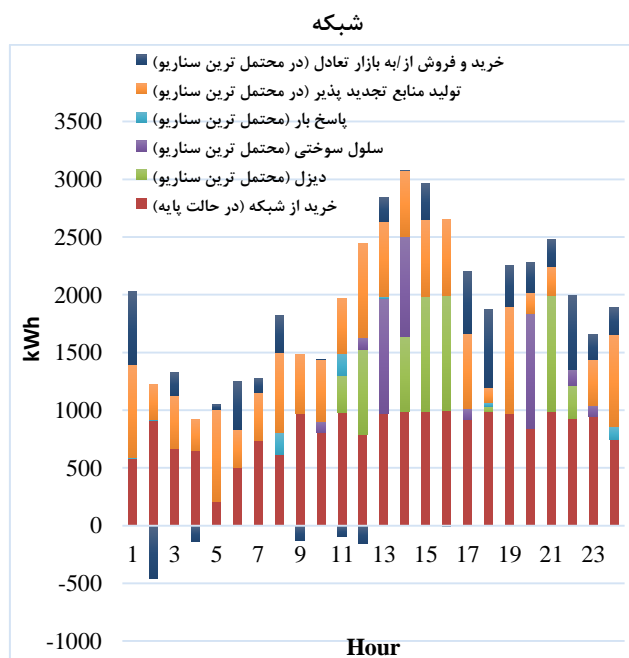
در شکل (۱۲) دیده می شود که در نتایج مطالعه ۲ نسبت به ۱، از دیزل و سلول سوختی در ساعات شبانه روز کمتر استفاده شده است. به طوری که در مطالعه ۱، مجموع تولید دیزل و سلول سوختی از 8492 کیلووات ساعت در شبانه روز به 7642 کیلووات ساعت در شبانه روز در مطالعه ۲ کاهش یافته است. نتایج حاصل نشان می‌دهد که گران شدن پاسخ بار نتوانسته موجب افزایش تولید دیزل و سلول سوختی شود که دلیل آن در نظر گرفتن تابع هدف دوم، یعنی آلاینده‌گی است. زیرا، افزایش تولید دیزل و سلول سوختی منجر به افزایش آلاینده‌گی می گردد که این مطلوب نبوده و لذا با توجه به نمودار شکل (۱۳) شاهد کاهش تولید دیزل و سلول سوختی هستیم.



شکل (۱۳): تولید دیزل و سلول سوختی در حالت پایه

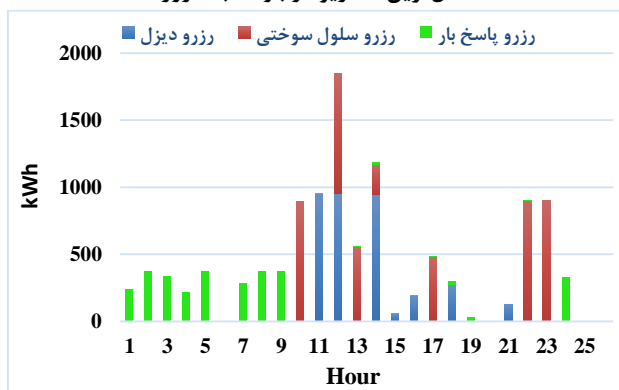


شکل (۸): نتایج برنامه‌ریزی توان اکتیو در مطالعه ۲ برای حالت پایه

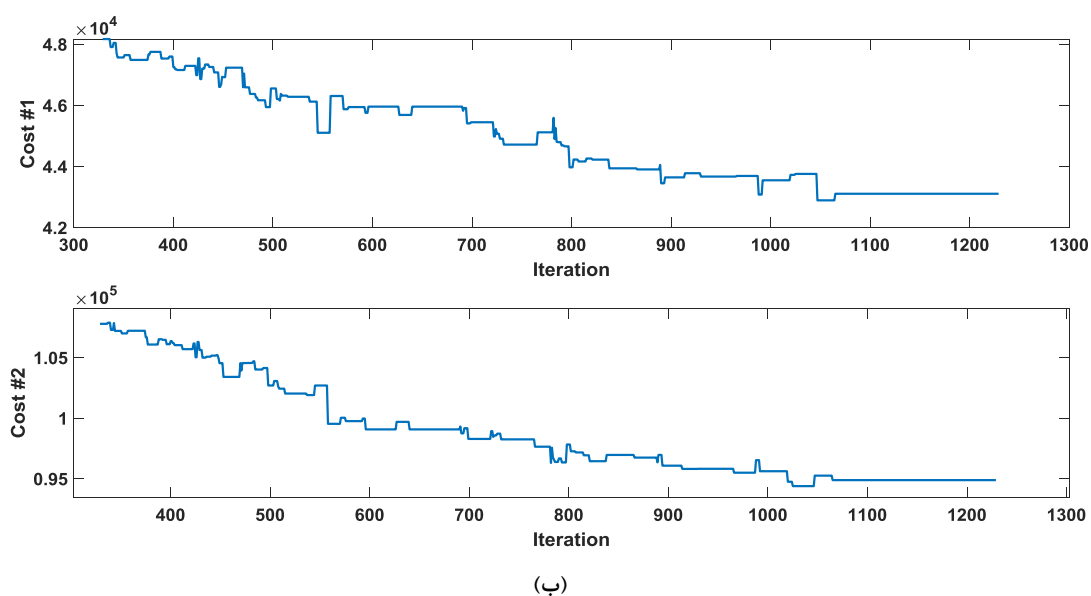
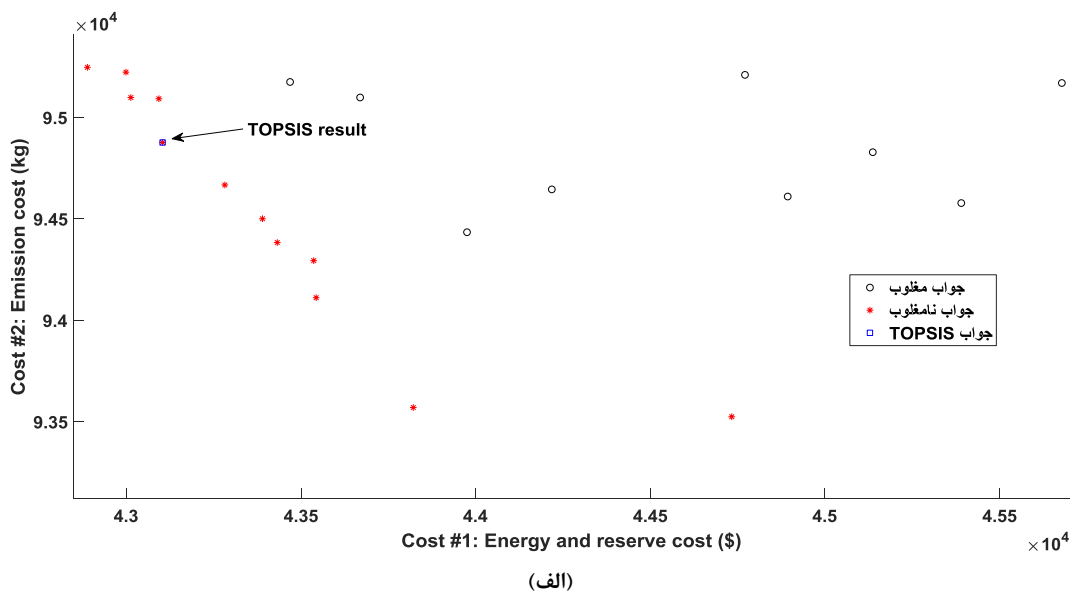


شکل (۹): نتایج برنامه‌ریزی توان اکتیو در مورد مطالعه ۲ برای

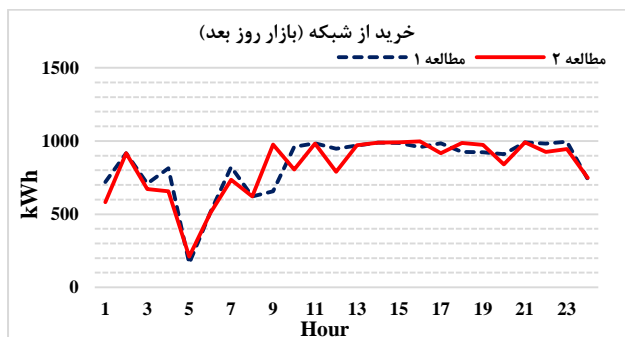
محتمل ترین سناریو در بازه شبانه روز



شکل (۱۰): مقادیر رزرو برنامه‌ریزی شده در مطالعه



شکل (۱۱): (الف) ذرات و اعضای فضای پرتو در آخرین تکرار، (ب) روند همگرایی الگوریتم برای هر یک از توابع هدف در ۹۰۰ تکرار آخر (مطالعه ۲)

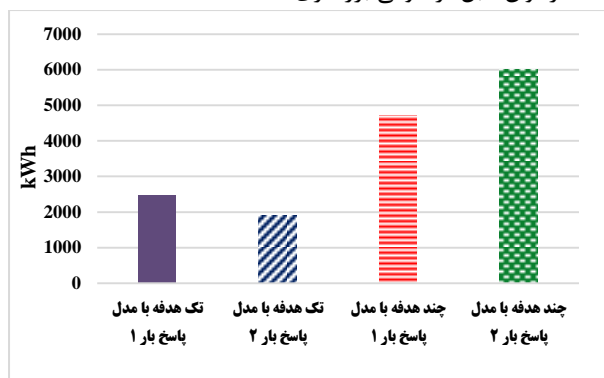


شکل (۱۴): خرید از شبکه بالا دست (بازار روز بعد)

پاسخ بار استفاده شده در مطالعه ۱ نسبت به ۲، از مقدار ۴۷۰۸ کیلووات ساعت به ۶۰۱۰ کیلووات ساعت در شبانه روز افزایش یافته است که با توجه به افزایش حداکثر توان پیشنهادی مدل پاسخ بار

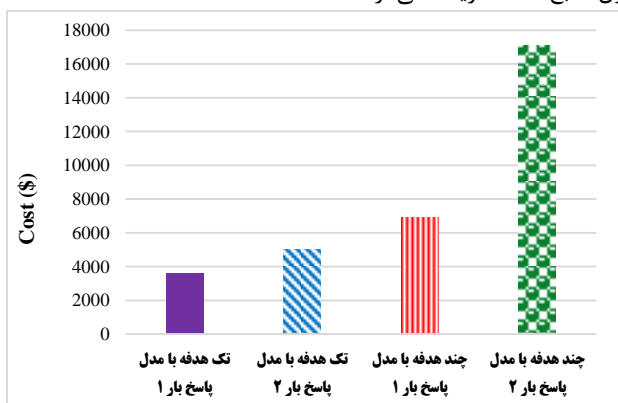
با توجه به شکل (۱۲) مشخص است که خرید از بازار روز بعد در مطالعه ۱ و ۲ تغییر محسوسی نداشته است. با در نظر گرفتن مدل پاسخ بار در نظر گرفته شده در مطالعه ۲ که در آن مقدار پاسخ بار بیشتری قابل فراهم شدن است، خرید توان از منابع پاسخ بار افزایش می‌یابد. همچنین پاسخ بار فاقد آلاینده‌گی است و این امر دلیل دیگری برای افزایش تولید پاسخ بار در ساعات مختلف برای مطالعه ۲ است. توان خریداری شده از بازار روز بعد، در ساعات مختلف شبانه روز در شکل (۱۴) نشان داده شده است.

مطالعه ۲، به این دلیل است که مدل پاسخ بار مطالعه ۲ دارای مقدار حداکثر توان قابل فراخوانی بزرگتری است.



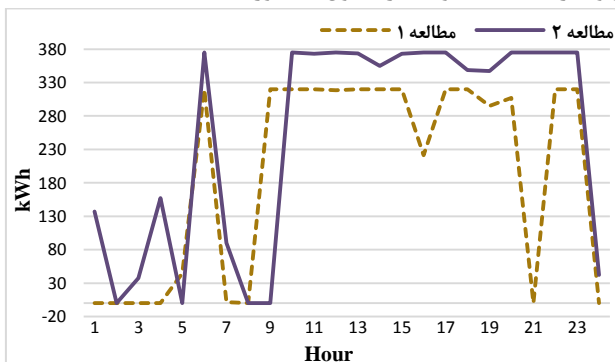
شکل (۱۶): پاسخ بار برنامه‌ریزی شده روزانه (حالت پایه)

هزینه تأمین پاسخ بار در شرایط مختلف برنامه‌ریزی در شکل (۱۷) نشان داده شده است. از شکل (۱۷) می‌توان دریافت که افزایش هزینه تأمین پاسخ بار در مطالعات مختلف منجر به افزایش تابع هدف اول (تابع هدف هزینه) می‌گردد.



شکل (۱۷): هزینه پاسخ بار روزانه (حالت پایه)

لحاظ شده در مطالعه ۲ و همچنین در نظر گرفتن تابع هدف آلاینده‌گی، این نتیجه منطقی می‌باشد. در شکل (۱۵) مشخص است که مقدار پاسخ بار مورد استفاده در وضعیت پایه شبکه، در مطالعه ۲ نسبت به مطالعه ۱ در ساعات مختلف افزایش قابل ملاحظه‌ای داشته است. روند مشابهی در نتایج حاصله برای سناریوها دیده می‌شود. به این معنی که سناریوهایی با کمبود تولید، افزایش پاسخ بار را به دنبال دارد. به طور خلاصه، متغیرهای اصلی تصمیم‌گیری الگوریتم بهینه سازی و مقادیر بهینه پیدا شده (بر اساس تصمیم‌گیری از روی منحنی پرتو) در مطالعات ۱ و ۲، در جدول (۷) آورده شده است.



شکل (۱۵): پاسخ بار در حالت پایه

۴-۲- مقایسه نتایج شبیه‌سازی از دیدگاه پاسخ

بار در شرایط مختلف

شکل (۱۶)، اطلاعات جامعی درباره پاسخ بار در شرایط مختلف برنامه‌ریزی نشان می‌دهد. با توجه به این شکل، در برنامه‌ریزی تصادفی تک هدفه انرژی- رزرو با تابع هدف هزینه ($Cost \#1$)، لحاظ نمودن مدل پاسخ بار گران قیمت منجر به کاهش استفاده از پاسخ بار می‌گردد. در حالی که در نظر گرفتن تابع هدف کمینه سازی آلاینده‌گی موجب افزایش پاسخ بار می‌گردد که در نتایج مطالعات شبیه سازی ۱ و ۲ مشهود است. دلیل این امر این است که پاسخ بار در قیاس با تولید دیزل و سلول سوختی فاقد آلاینده‌گی است و در نتیجه، استفاده از آن در قیاس با سایر منابع در اولویت قرار می‌گیرد. افزایش پاسخ بار در

جدول (۷): متغیرهای تصمیم الگوریتم بهینه سازی

متغیر تصمیم	تعریف متغیر تصمیم	مقدار بهینه در مطالعه ۱	مقدار بهینه در مطالعه ۲
$P_{grid}(t)$	توان خریداری شده از بازار روز بعد در زمان t	شکل (۴)	شکل (۸)
$P_{DG}(j, t, s)$	توان تولیدی واحد DG j ام در زمان t و سناریوی s	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۴) در محتمل ترین سناریو: شکل (۵)	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۸) در محتمل ترین سناریو: شکل (۹)
$P_{DR}(i, t, s)$	توان فراهم کننده پاسخ بار i در زمان t و سناریوی s	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۴) در محتمل ترین سناریو: شکل (۵)	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۸) در محتمل ترین سناریو: شکل (۹)
$P_{bal-buy}(t, s)$	توان خریداری شده از بازار متعادل سازی در زمان t و سناریوی s	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۴) در محتمل ترین سناریو: شکل (۵)	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۸) در محتمل ترین سناریو: شکل (۹)
$P_{bal-sell}(t, s)$	توان فروخته شده به بازار متعادل سازی در زمان t و سناریوی s	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۴)	در حالت پایه ($s=0$): شکل (۸)

	در محتمل ترین سناریو: شکل (۵)	در محتمل ترین سناریو: شکل (۹)
$Pr_{DG}(j, t)$	رژرو خریداری شده از واحد DG زام (در ساعت t)	شکل (۱۰)
$Pr_{DR}(i, t)$	رژرو خریداری شده از فراهم کننده پاسخ بار i (در ساعت t)	شکل (۱۰)
$u(j, t)$	وضعیت روشن و خاموش بودن واحد تولیدی (DG) زام در زمان t	نشان داده نشده است

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک مدل برنامه‌ریزی احتمالاتی دو مرحله‌ای برای ریز شبکه‌های هوشمند با حضور بارهای پاسخگو به‌عنوان پوشش دهنده عدم قطعیت ناشی از تولید منابع بادی و خورشیدی بر اساس بهینه‌سازی دو هدفه ارائه شده است. در مدل پیشنهادی امکان تبادل انرژی ریز شبکه با شبکه بالادستی وجود دارد. همچنین، مصرف کنندگان می‌توانند در برنامه‌های پاسخگویی بار، بر اساس بسته‌های پیشنهادی قیمت-مقدار انرژی، مشارکت داشته باشند. در مدل سازی مسأله فرض شده است که بهره‌بردار ریز شبکه برای مدیریت شبکه تحت کنترل خود در بازه روزانه، می‌بایست در دو حوزه تصمیم بگیرد. اولی حوزه بهره‌برداری از ریز شبکه در وضعیت پایه است. وضعیت پایه‌ی ریز شبکه، مربوط به زمانی است که توان منابع تجدید پذیر برابر با مقادیر پیش بینی شده در نظر گرفته شوند. حوزه دوم تصمیم‌گیری، مربوط به وضعیتی است که در آن سناریوی مشخصی رخ داده باشد. به بیان دیگر، حوزه دوم تصمیم‌گیری مربوط به در نظر گرفتن سناریوهای مختلف برای تولید منابع تجدیدپذیر است. جهت رسیدن به پاسخ بهینه از روش MOPSO و بر اساس بهره‌گیری از تکنیک TOPSIS استفاده گردیده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد که مشارکت سمت تقاضا در برنامه‌ریزی شبکه، امکان کاهش هزینه بهره‌برداری و آلاینده‌گی را به دنبال دارد. بطوریکه با نظر گرفتن همزمان هزینه بهره‌برداری و انتشار آلاینده‌گی در حضور بارهای پاسخگو، با کاهش قابل توجه هزینه بهره‌برداری و میزان آلاینده‌گی، بهترین نتایج را بدنبال دارد. مدل‌سازی برنامه‌ریزی انرژی و رژرو یکپارچه منابع تولید پراکنده با حضور ذخیره‌سازها و خودروهای برقی و برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی، رژرو و توان راکتیو در ریز شبکه‌های توزیع می‌تواند تحقیقات آتی در زمینه پژوهش این مقاله باشد.

مراجع

- [1] J. J. Justo, F. Mwasillu, J. Lee, J. W. Jung, "AC-micro-grids versus DC-micro-grids with distributed energy resources: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 24, pp. 387-405, 2013.
- [2] O. Palizban, K. Kauhaniemi, "Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 44, pp. 797-813, 2015.
- [3] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, P. Rodriguez, "Control of power converters in AC micro-grids", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 27, No. 11, pp. 4734-4749, 2012.

- [4] A. Bidram, A. Davoudi, "Hierarchical structure of micro-grids control system", *IEEE Transactions on Smart Grids*, Vol. 3, No. 4, pp. 1963-1976, 2012.
- [5] C. Chen, S. Duan, T. Cai, "smart energy management system for optimal microgrid economic operation", *IET Renewable power generation*, Vol. 5, pp. 258 - 267, 2011.
- [6] A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziaargyriou, "Centralized control for optimizing microgrids operation", *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, pp. 241-248, 2008.
- [7] M. Faisal and K. Heikki, "System Modelling And Online Optimal Management Of Microgrid Using Mesh Adaptive Direct Search", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 32, No. 5, pp. 398-407, 2010.
- [8] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, "Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, Vol. 58, No. 10, pp. 4583-4592, Oct. 2011.
- [9] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, and G. Hu, "Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids", *IEEE Trans. Power Electron.*, Vol. 26, No. 10, pp. 2762-2773, Oct. 2011.
- [10] D. Zhu, R. Yang, and G. Hug-Glanzmann, "Managing microgrids with intermittent resources: A two-layer multi-step optimal control approach", in *Proc. North American Power Symp.*, pp. 1-8, 2010.
- [11] P. Firouzmakan, R.A. Hooshmand, M. Bornapour, A. Khodabakhshian, "A comprehensive stochastic energy management system of micro-CHP units, renewable energy sources and storage systems in microgrids considering demand response programs", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 108, pp. 355-368, 2019.
- [12] F. Nazari-Heris, B. Mohammadi-ivatloo, D. Nazarpour, "Network constrained economic dispatch of renewable energy and CHP based microgrids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 110, pp. 144-160, 2019.
- [13] M. Nazari-Heris, S. Abapour, B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal economic dispatch of FC-CHP based heat and power micro-grids", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 114, pp. 756-769, 2017.
- [14] P. Pourghasem, F. Sohrabi, M. Abapour, B. Mohammadi-Ivatloo, "Stochastic multi-objective dynamic dispatch of renewable and CHP-based islanded microgrids", *Electric Power Systems Research*, Vol. 173, pp. 193-201, 2019.

- [۱۵] حمید کریمی، شهرام جدید، "تعیین قیمت بهینه برای برنامه‌های پاسخگویی بار با هدف بهبود همزمان سود مصرف کنندگان و ضریب بار شبکه"، *نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران*، جلد ۱۷، شماره ۲، ۱۳۹۹.
- [۱۶] اسماعیل جلال آبادی، اشکان رحیمی‌کیان، "بهره‌برداری بهینه و مدیریت ریسک یک ریز شبکه متصل به شبکه"، *نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران*، جلد ۱۱، شماره ۱، ۱۳۹۳.

[۱۷] محمد قلی نیا، مهران صفدری، سمیه حسن‌پور، "طرح روشی نوین در برنامه‌ریزی بهینه کوتاه مدت ریزشبکه"، نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، جلد ۱۵، شماره ۱، ۱۳۹۷.

[۱۸] نیما نیک مهر، سجاد نجفی روادانق، "ارائه روشی مبتنی بر الگوریتم‌های هوشمند برای حل پخش بار احتمالی جهت برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از ریزشبکه‌ها"، مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران، دوره ۱۳، شماره ۳، ۱۳۹۵.

[۱۹] محمد مهدی بامدادیان، حسین سیفی، محمدکاظم شیخ‌الاسلامی، "برنامه‌ریزی کوتاه مدت انرژی و توان راکتیو در میکروگرید چندگانه با در نظر گرفتن بازار بالادست"، مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران، دوره ۱۳، شماره ۱، ۱۳۹۵.

[20] K. Gholami, E. Dehnavi, "A modified particle swarm optimization algorithm for scheduling renewable generation in a micro-grid under load uncertainty", *Applied Soft Computing*, Vol. 78, pp. 496-514, 2019.

[21] S. Bahramara, P. Sheikahmadi, H. Golpîra, "Co-optimization of energy and reserve in standalone micro-grid considering uncertainties", *Energy*, Vol. 176, pp. 792-804, 2019.

[22] P. Fazlalipour, M. Ehsan, B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal participation of low voltage renewable micro-grids in energy and spinning reserve markets under price uncertainties", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 102, pp. 84-96, 2018.

[23] P. Aliasghari, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Alipour, M. Abapour, K. Zare, "Optimal scheduling of plug-in electric vehicles and renewable micro-grid in energy and reserve markets considering demand response program", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 186, pp. 293-303, 2018.

[24] A. Zakariazadeh, S. Jadid, P. Siano, "Economic-environmental energy and reserve scheduling of smart distribution systems: a multiobjective mathematical programming approach", *Energy Conversion and Management*, Vol. 78, pp. 151-64, 2014.

[25] L. Fan, J. Wang, R. Jiang and Y. Guan, "Min-max regret bidding strategy for thermal generator considering price uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 5, pp. 2169-2179, 2014.

[26] B. Vatani, S. Mohajeryami, S. Dehghan and N. Amjady, "Self-scheduling of generation companies via stochastic optimization considering uncertainty of units," in 2016 Power and Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1-5, IEEE, 2016.

[27] B. Vatani, N. Amjady and H. Zareipour, "Stochastic self-scheduling of generation companies in day-ahead multi-auction electricity markets considering uncertainty of units and electricity market prices," *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 7, No. 7, pp. 735-744, 2013.

زیر نویس‌ها

¹ Multi-Objective Particle Swarm Optimization

² Energy Management System

³ robust optimization method

⁴ Wind Turbine

⁵ Conditional Value at Risk

⁶ Latin Hypercube Sampling

⁷ deterministic

⁸ Probability Density Function

