نشریه علمی (فصلنامه) «انرژی ایران»
دوره ۲۱، شماره ۴، زمستان ۱۳۹۷، صفحه ۱۶۰ – ۱۳۵

برنامه‌ریزی مدیریت انرژی روز بعد یک ریزشبکه، شامل منابع انرژی تجدیدپذیر و CHP با درنظر گرفتن پاسخ گویی بار

[۱] غلامعلی ترابی *، [۲] احمد قاسمی

تاریخ دریافت:
۱۳۹۸/۸/۷

تاریخ پذیرش:
۱۳۹۸/۹/۱۰

کلمات کلیدی:
ریزشبکه،
شبکه‌های هوشمند،
منابع انرژی تجدیدپذیر،
پاسخ‌گویی‌بار،
تولید هم‌زمان برق و حرارت

چکیده

گرم شدن کره زمین، آلودگی محیط زیست، کاهش منابع فسیلی، افزایش تقاضا و قیمت حامل‌های انرژی، تبعات اجتماعی و سیاسی بین‌المللی مختلف، از معضلات سیستم تولید و پخش انرژی به‌صورت سنتی است. در سیستم‌های تولید سنتی حدود دوسوم از انرژی هدر میرود و حضور منابع انرژی پراکنده مانند فتوولتاییک، مزارع بادی وتولید همزمان برق و حرارت، می تواند سبب کاهش مصرف سوخت، کاهش تلفات و بهره‌وری بالای ریزشبکه‌ها باشد. این امر جز با تغییر سیاستگذاری‌های مصرف انرژی و استفاده از پتانسیل خصوصی‌سازی، در تولید، انتقال، و توزیع انرژی، محقق نمی‌شود. در این پژوهش، بهینه‌سازی مدیریت انرژی ۲۴ ساعته یک ریز شبکه شامل منابع انرژی پراکنده فتوولتاییک، بادی با رعایت عدم قطعیت و تولید همزمان برق و حرارت در کنار برنامه پاسخگویی بار در یک ریزشبکه ۳۳ باسه، متصل به شبکه اصلی بررسی شده است. نتایج نشان میدهد با اجرای برنامه پاسخگوئی بار و در حالت‌های روشن بودن منابع همزمان برق و حرارت، سود ۷۰ درصدی در طول سال نصیب ریزشبکه شده است و استفاده از یک چنین واحدهایی در کنار هم علاوه برصرفه‌جویی انرژی وکاهش هزینه مصرف‌کننده‌ها، سبب کاهش قطعی‌ها، پاسخگویی مناسب به تقاضای بار و در نتیجه رضایت‌مندی مشتریان برق و حرارت شود.

۱. کارشناسی ارشد مهندسی برق و کامپیوتر (نویسنده مسئول) ghtorabi@jsu.ac.ir
۲. استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی جندی شاپور دزفول aghasemi@jsu.ac.ir

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

۱. مقدمه

پیشرفت روز افزون علم و تکنولوژی در دنیای امروز سبب تغییر و نگرش جدید بشر به منابع و انرژی‌های موجود شده است. در نیروگاه‌های حرارتی که سهم عمده‌ای در تأمین نیاز انرژی برق جوامع مختلف دارند، به‌طور متوسط تنها یک‌سوم از انرژی سوخت ورودی، به انرژی مفید الکتریسیته تبدیل می‌شود، در این نوع نیروگاه‌ها، مقدار زیادی انرژی حرارتی از طرق مختلف نظیر کندانسور، دیگ بخار، برج خنک‌کن، پمپ‌ها و سیستم لوله کشی موجود در تأسیسات، به هدر می‌رود. که از این انرژی حرارتی می‌توان در مصارف دیگری مانند گرم کردن واحدهای مسکونی در فصول سرما استفاده کرد. در ایران سرمایه گذاری در شبکه برق هوشمند بیشتر معطوف به نصب کنتورهای هوشمند سیستم‌های توزیع شده است و در عمل از تعرفه‌های تشویقی و تنبیهی استفاده در ساعات کم باری و اوج مصرف استفاده نمی‌شود و لازم است در راستای هوشمندسازی سیستم تولید وانتقال و توزیع و استفاده از منابع تولید انرژی‌های نو و پاک اقدام مؤثرتری توسط مسئولین مربوطه در وزارت نیرو صورت پذیرد. همچنین حضور واحدهای تولید هم‌زمان برق و حرارت CHP[1] به همراه برنامه پاسخ‌گویی بار (DR[2]) در ریزشبکه‌ها می‌تواند کمک شایانی به صرف‌جوئی انرژی و منجرشدن به انرژی‌های قابل اعتماد، هزینه کم و سازگار با محیط زیست باشد. که در این مقاله با مدل‌سازی ریزشبکه ۳۳ باسه و بیشینه‌سازی سود آن در حضور منابع تجدیدپذیر و CHP و عدم قطعیت بادی و خورشیدی به‌همراه برنامه پاسخ‌گوئی بار به آن پرداخته شده است. در این پژوهش به منظور نزدیک شدن به شرایط واقعی و بهره‌وری هرچه بیشتر، برنامه‌ریزی مدیریت انرژی روز بعد یک ریزشبکه شامل استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر و منابع تولید هم‌زمان برق و حرارت در کنار برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در حالت متصل به شبکه اصلی، ارائه شده است. هدف از این برنامه، افزایش بهره‌وری به گونه‌ای که علاوه بر تأمین برق

1. Combined Heat &Power
2. Demand Response

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

و حرارت مورد نیاز مشترکین ریزشبکه، مشکلات ناشی از عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های مبتنی بر انرژی تجدیدپذیر غیر قطعی را کاهش دهد.

بنابراین نوآوری‌های ارائه شده در این مقاله به شرح زیر می‌باشد:

- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و تولید هم‌زمان برق و حرارت به‌صورت هم‌زمان در مدیریت یک ریزشبکه مبتنی بر انرژی تجدیدپذیر غیرقطعی در نظر گرفته شده است.
- علاوه بر شاخص‌های اقتصادی، شاخص‌های فنی مبتنی بر پخش بار در شبکه مورد نظر، لحاظ شده است.

مدل‌سازی تولید این نیروگاه‌ها با روش تخمین نقطه‌ای صورت گرفته که برای حل بهینه از برنامه‌ریزی غیرخطی صحیح مختلط MINLP با حل گر SBB در نرم افزار گمز (GAMS) مدل‌سازی و استفاده شده‌است.

در ادامه مقاله در بخش سه، مدل‌سازی کامل اجزای ریزشبکه و منابع موجود در آن با حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار ارائه شده است. در بخش ۳ فرمول نویسی ریاضی مربوط به بهینه‌سازی مدیریت انرژی ریزشبکه مذکور ارائه می‌شود و در بخش ۴، مدل پیشنهادی توسط سیستم تست مورد مطالعه اعمال شده و تأثیر اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و واحدهای تولید همزمان برق و حرارت بررسی شده و نتایج نمونه‌های مطالعاتی با یکدیگر در بخش ۵ مقایسه شده است. در ادامه به بحث و بررسی شاخص‌های فنی و اقتصادی پرداخته شده است و تأثیر سود حاصل از فروش توان الکتریکی و حرارت ریزشبکه به مشترکین و شبکه اصلی بررسی شده است. در پایان، نتیجه‌گیری نهایی و پیشنهادات، ارائه شده است.

۲. مروری بر کارهای پیشین

مقاله تحقیقاتی ملاحت پیک حرفه، در سال ۲۰۱۳ به‌همراه همکاران با موضوع "برنامه‌ریزی یک نیروگاه مجازی تحت عدم‌قطعیت برای پیشنهاد در یک بازار روز پیش با استفاده از روش تخمین نقطه‌ای" است. در این مقاله یک رویکرد احتمالی مبتنی بر مشارکت واحدها با استفاده از روش برآورد نقطه برای مدل‌کردن عدم قطعیت قیمت بازار و منابع تولیدی جهت مشارکت یک VPP در بازار برق پیش رو در یک سیستم ۱۸ باسه استفاده شود [۱۰]. زیالونگ جین و همکاران در سال ۲۰۱۴ به بررسی و تحلیل توزیع اقتصادی و هماهنگ با ریزشبکه مبتنی بر CHP با منابع انرژی تجدیدپذیر پرداخته

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

است. آنها در مرحله اول، یک مدل ریاضی از ریزشبکه مبتنی بر CHP با تابع هزینه آن ارائه کرده‌اند. [۱۴]. "تحلیل یک مدل جامع برای برنامه‌ریزی یک هاب انرژی برای تأمین نیازهای خنک کننده، گرمایش و الکتریکی ساختمان" توسط ایمان گرامی مقدم و همکاران نیز در سال ۲۰۱۵ پرداخته شده است. در هاب انرژی ارائه شده شامل عناصر مختلفی نظیر گرما و برق، پمپ الکتریکی، دیگ بخار، سرد کننده جذبی و ذخیره انرژی الکتریکی و حرارتی است [۶]. "بررسی پخش ترکیب گرما و توان با در نظر گرفتن ذخیره سازی انرژی خط لوله شبکه گرمایش منطقه‌ای" و شبیه‌سازی برای چندین سیستم آزمایشی توسط زیگانگ لی و همکاران در سال ۲۰۱۵ مورد بررسی قرار گرفته تا فواید بالقوه روش پیشنهادی از نظر بهره‌برداری اقتصادی، استفاده از توان بادی، و همچنین فواید بالقوه برای سیستم‌های واقعی را بازگو کنند [۱۵]. علیپور و محمدی ایوتلو نیز مقاله " زمان‌بندی تصادفی ریزشبکه‌های تجدیدپذیر و مبتنی بر CHP" را در سال ۲۰۱۵ ارائه نموده‌اند. دراین مقاله، تأثیر برنامه‌ریزی ریزشبکه مبتنی بر CHP در حالات متصل به شبکه، جزیره‌ای و نیز اثربخشی کاربرد برنامه‌ی پاسخ‌گویی‌بار پیشنهادی در مطالعات مورد بررسی قرار داده‌اند [۴].

سید مصطفی نصرت آبادی و همکاران در سال ۲۰۱۷ "مروری کلی بر بررسی جامع مفاهیم ریزشبکه و نیروگاه‌های مجازیVPP برای مدیریت توزیع منابع انرژی در سیستم‌های قدرت" پرداخته، در این مقاله، مدیریت برنامه‌ریزی DERها از جنبه‌های مختلف مانند تکنیک‌های مدل‌سازی، روش‌حل، قابلیت اطمینان، آلودگی، عدم‌قطعیت، پایداری ، پاسخ‌گویی بار، و دیدگاه چند هدفه در چارچوب ریزشبکه و شبکه‌های مجازی مورد مطالعه قرار گرفته است [۹]. همچنین آقایی و علیزاده نیز به برنامه پاسخ به تقاضا در شبکه‌های هوشمند مجهز به منابع انرژی تجدیدپذیر در سال ۲۰۱۳پرداخته‌اند [۳]. مسئله‌ی برنامه‌ریزی امنیت – مقید مشارکت واحدها، یکی از وظایف حساس در عملیات سیستم قدرت می‌باشد که با افزایش چشمگیر تولید انرژی الکتریکی از طریق منابع انرژی تجدیدپذیر مانند باد و برنامه‌های بارهای پاسخگو، با مشکلاتی همچون عدم قطعیت‌های تولید و بار روبرو می‌باشد. این موضوع توسط آقایی و همکاران در سال ۹۷ بررسی شده است [۱].

۳. مدل‌سازی ریز شبکه

ساختار زیر ریزشبکه n باسه مورد مطالعه در شکل ۳-۱ نمایش داده شده است. در این ساختار، دیزل‌ژنراتور، میکرو توربین، توربین بادی، سلول‌های خورشیدی، بارهای الکتریکی و حرارتی و

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

کنترل‌کنندهٔ مرکزی ریزشبکه درحالت جزیره‌ای و متصل به شبکه توسط کنترل‌کننده شبکه در نظر گرفته می‌شوند.

۳-۱. تابع هدف

تابع هدف مسئله مورد نظر، حداکثرسازی سود ریزشبکه با برقراری تأمین بار کل الکتریکی و حرارتی بوده که در واقع برابر با اختلاف مقدار درآمد و هزینه می‌باشد. تابع هزینه شامل هزینه تولید توان DGهای قابل برنامه‌ریزی، هزینه مبادلات توان با بازار عمده فروشی برق و هزینه تولید توان توسط منابع انرژی تجدیدپذیر می‌باشد. تابع درآمد نیز مقدار توان فروخته شده به مصرف کنندگان نهایی است.

$$profit = \sum_{t} (\mathrm{Re}venue^{t} - \mathrm{cost}^{t}) \quad (۱)$$

$$\mathrm{Re}venue^{t} = C^{P}_{D_{i,t}} + C^{H}_{D_{i,t}} \quad (۲)$$

$$\mathrm{Cost}^{t} = C^{P}_{DG_{i,t}} + C^{CHP}_{i,t} \pm C^{p}_{Grid_{i,t}} \quad (۳)$$

$C^{P}_{D_{i,t}}$ و $C^{H}_{D_{i,t}}$ در معادله (۲) بترتیب درآمد حاصل از فروش توان الکتریکی و توان حرارتی، $C^{P}_{DG_{i,t}}$ ، $C^{CHP}_{i,t}$ ، $\pm C^{p}_{Grid_{i,t}}$ در معادله (۳) نیز بترتیب هزینه حاصل از مصرف توان الکتریکی، توان حرارتی و خرید از شبکه اصلی می‌باشد. علامت مثبت این متغیر به این معناست که ریزشبکه از شبکه بالادست خود توان خریداری کرده و علامت منفی به این معناست که ریزشبکه به شبکه بالا دست توان می‌فروشد.

۳-۲. قیود و محدودیت‌های شبکه

به طور کلی قیودی که می‌بایست در طی زمان بهینه‌سازی مسئله در نظر گرفته شوند، شامل موارد ذیل می‌باشد:

- قیود مربوط به محدودیت‌های شبکه و پخش بار AC

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

- قیود مربوط به امنیت درستی جواب‌های به‌دست آمده از مسئله بهینه‌سازی و تلفات
- قیود تولیدات پراکنده واحدهای تجدیدپذیر
- قیود واحدهای تولید توان حرارت CHP
- قیود برنامه پاسخ‌گویی بار و مدیریت سمت تقاضا

ـ قیود پخش بار AC شبکه

محدودیت‌های شبکه که در این مقاله مورد توجه قرار می‌گیرند عبارتند از: معادلات پخش بار شبکه، قیود ولتاژ و زاویه باس و ظرفیت اتصال به شبکه اصلی که به‌صورت معادلات زیر بیان می‌گردند.

$$P_{G,i}^{t} - P_{D,i}^{t} = \sum_{j} \left|V_i^{\,t}\right| \left|V_j^{\,t}\right| \left|Y_{ij}^{\,t}\right| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^t + \delta_j^t) \quad (۴)$$

$$Q_{G,i}^{t} - Q_{D,i}^{t} = \sum_{j} \left|V_i^{\,t}\right| \left|V_j^{\,t}\right| \left|Y_{ij}^{\,t}\right| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^t + \delta_j^t) \quad (۵)$$

$$P_{G,i}^{t} = P_{i,t}^{DG} + P_{i,t}^{chp} + P_{i,t}^{grid} + P_{i,t}^{sun} + P_{i,t}^{wind} \quad (۶)$$

$$Q_{G,i}^{t} = Q_{i,t}^{DG} + Q_{i,t}^{chp} + Q_{i,t}^{grid} + Q_{i,t}^{sun} + Q_{i,t}^{wind} \quad (۷)$$

$$V_{\min} \le V_i \le V_{\max} \quad (۸)$$

$$-\delta_{\min} \le \delta_{i,t} \le \delta_{\max} \quad (۹)$$

$$-Trc_i \le P_{i,t}^{grid} \le Trc_i \quad (۹)$$

$$-Trc_i \le Q_{i,t}^{grid} \le Trc_i \quad (۱۰)$$

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

در روابط (۴) و (۵) مقادیر $P_{G,i}^{t}$ و $P_{D,i}^{t}$ توان‌های اکتیو و راکتیو تولیدی توسط ژنراتورها و $Q_{G,i}^{t}$ و $Q_{D,i}^{t}$ بارهای مصرفی اکتیو و راکتیو در ریزشبکه می‌باشند. همچنین مقادیر V_i^t ،V_j^t و δ_i^t و δ_j^t مقدار اندازه و زاویه ولتاژ شینه‌های i و j می‌باشند. متغیر Y_{ij}^t و θ_{ij} نیز اندازه و زاویه ادمیتانس خط i به j تعریف گشته‌اند. درمعادلات (۶) و (۷) $P_{i,t}^{grid}$ و $Q_{i,t}^{grid}$ توان انتقالی ریز شبکه با شبکه اصلی $P_{i,t}^{sun}$ و $P_{i,t}^{wind}$ توان تولیدی واحدهای خورشیدی و بادی در زمان t و Trc_i[1] در معادلات (۱۰) و (۱۱) ظرفیت انتقالی توان الکتریکی در باس iام با شبکه اصلی است.

ـ قیود امنیت و درستی جواب

محاسبه تلفات شبکه از معادلات زیر حاصل شده:

$$P_{loss}^{t} = S_{base} * \sum_{i}\sum_{j} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (۱۱)$$

$$P_{loss}^{t} = S_{base} * \sum_{i}\sum_{j} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (۱۲)$$

$$Q_{loss}^{t} = S_{base} * \sum_{i}\sum_{j} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (۱۳)$$

معادلات تعادل توان تولدی مصرفی با تلفات شبکه:

$$P_{loss}^{t} = P_{G,i}^{t} - P_{i,t}^{DG} + P_{i,t}^{chp} + P_{i,t}^{grid} + P_{i,t}^{sun} + P_{i,t}^{wind} \quad (۱۴)$$

$$Q_{loss}^{t} = Q_{G,i}^{t} - Q_{i,t}^{DG} + Q_{i,t}^{chp} + Q_{i,t}^{grid} + Q_{i,t}^{sun} + Q_{i,t}^{wind} \quad (۱۵)$$

در معادلات فوق $P_{i,t}^{chp}$ توان الکتریکی تولیدی واحد CHP در باس iام در زمان t می‌باشد.

1. Transportion capacity

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

ـ قیود تولیدات پراکنده واحدهای DG

با توجه به ظرفیت تولید واحدهای DG محدودیت‌های ذیل در نظر گرفته می‌شود:

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{DG} &\le P_{i,t\ \max}^{DG} * I^{DG} \\ P_{i,t}^{DG} &\ge P_{i,t\ \min}^{DG} * I^{DG} \\ Q_{i,t}^{DG} &\le Q_{i,t\ \max}^{DG} * I^{DG} \\ Q_{i,t}^{DG} &\ge Q_{i,t\ \min}^{DG} * I^{DG} \end{aligned} \qquad (۱۶)$$

$$Rdn^{DG} \le P_{i,t}^{DG} - P_{i,t-1}^{DG} \le Rup^{DG} \qquad (۱۷)$$

Rup برابر با نرخ شیب افزایشی و Rdn نرخ شیب کاهشی تولید واحدهای DG و I^{DG} ضریب باینری معادلات که نشان‌دهنده مشارکت واحدها در تولید می‌باشد.

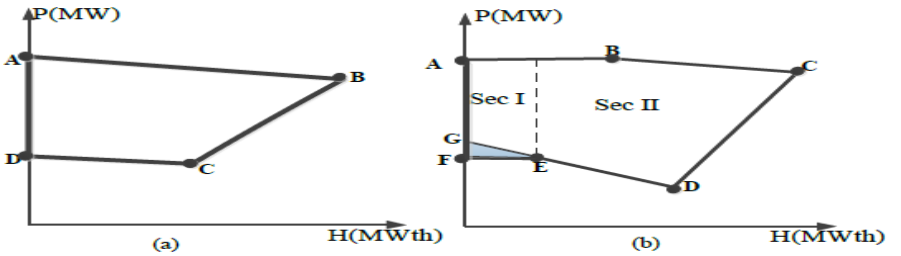
ـ قیود و محدودیت‌های سیستمCHP

در سیستم CHP، برق و گرما به طور مستقل تولید نمی‌شود، بلکه تولید هر یک از آن‌ها بر روی دیگری تأثیر می‌گذارد. این وابستگی با استفاده از یک منطقه قابل اجرا برای هر CHP نشان داده می‌شود. در واقع، سیستم CHP می‌تواند تولید برق و حرارت را در این منطقه کنترل کند. شکل (۳-۲) نشانگر ناحیه عملکرد قابل بهره برداری (FOR)[1] تولید هم‌زمان واحد پیشنهادی مورد استفاده قرارمی‌گیرد. نقاط A-F گوشه‌های منطقه قابل بهره‌برداری است که نقاط کار سیستم CHP رخ می‌دهد. از آن‌جا که این منطقه FOR در شکل (۳-b۲) به عنوان غیر محدب در نظر گرفته شده است. بنابراین، نمی‌توان آن را با محدودیت خطی معمول توصیف کرد. روش‌های تقسیم‌بندی برای مدل‌سازی مناطق غیر محصور شامل روش برشگوش استفاده می‌شود [۷]، که در آن ناحیه غیر محدب به چند قسمت محدب تقسیم می‌شود. این روش نیز توسط مرجع [۱۱] استفاده شده است. معادلات

1. Fsaible operating region

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

خطی خاص محدوده قابل بهره‌برداری را توصیف می‌کنند. محدوده بهره‌برداری غیر محدب سیستم CHP به دو ناحیه محدب، I,II تقسیم می‌شوند.



شکل ۳-۲ ناحیه کارکرد توان – حرارت برای یک واحد CHP، a) نوع ۱، b) نوع ۲.

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,A}^{CHP} - \frac{P_{i,A}^{CHP} - P_{i,B}^{CHP}}{H_{i,A}^{CHP} - H_{i,B}^{CHP}}(H_{i,t}^{CHP} - H_{i,A}^{CHP}) \le 0 \qquad (۱۸)$$

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,B}^{CHP} - \frac{P_{i,B}^{CHP} - P_{i,C}^{CHP}}{H_{i,B}^{CHP} - H_{i,C}^{CHP}}(H_{i,t}^{CHP} - H_{i,B}^{CHP}) \ge -M \qquad (۱۹)$$

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,C}^{CHP} - \frac{P_{i,C}^{CHP} - P_{i,D}^{CHP}}{H_{i,C}^{CHP} - H_{i,D}^{CHP}}(H_{i,t}^{CHP} - H_{i,C}^{CHP}) \ge -M \qquad (۲۰)$$

$$0 \le H_{i,t}^{CHP} \le H_{i,B}^{CHP} \qquad (۲۱)$$

$$0 \le P_{i,t}^{CHP} \le P_{iA}^{CHP} \qquad (۲۲)$$

که در آن، M نشان دهنده یک عدد بوده و اندیس‌های A، B، C و D چهار نقطه‌ی حاشیه‌ای FOR در نوع اول از واحد CHP می‌باشند. معادله‌ی (۱۸)، ناحیه‌ی زیر منحنی را فرمول‌بندی می‌کند. معادله (۱۹) ناحیه‌ی زیر منحنی BC را مدل‌سازی می‌کند، و ناحیه بالای منحنی CD، پیاده‌سازی معادله(۲۰) را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۳b-۲ دیده می‌شود، FOR نوع دو، غیرمحدب است و می‌تواند

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

به دو زیرناحیه‌ی محدب I و II تقسیم شود. نوع ۲ از FOR، در ناحیه‌ی مرزی ABCDEFG محصور شده است. در این مورد با پیاده‌سازی فرمول‌بندی سنتی، مانند اولین نوع فرمول‌بندی FOR، ناحیه‌ی خاکستری (FEG) در نظر گرفته نمی‌شود. بنابراین، FOR غیرمحدب به دو زیرناحیه‌ی محدب I و II تقسیم خواهد شد. معادلات (۲۳-۳۰) زیر برای مدل‌سازی FOR واحد CHP نوع ۲ در مسأله‌ی زمان‌بندی در نظر گرفته شده‌اند [۵]:

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,B}^{CHP} - \frac{P_{i,B}^{CHP} - P_{i,C}^{CHP}}{H_{i,B}^{CHP} - H_{i,C}^{CHP}} (H_{i,t}^{CHP} - H_{i,B}^{CHP}) \le 0 \quad (۲۳)$$

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,C}^{CHP} - \frac{P_{i,C}^{CHP} - P_{i,D}^{CHP}}{H_{i,C}^{CHP} - H_{i,D}^{CHP}} (H_{i,t}^{CHP} - H_{i,C}^{CHP}) \ge 0 \quad (۲۴)$$

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,E}^{CHP} - \frac{P_{i,E}^{CHP} - P_{i,F}^{CHP}}{H_{i,E}^{CHP} - H_{i,F}^{CHP}} (H_{i,t}^{CHP} - H_{i,E}^{CHP}) \ge -M \quad (۲۵)$$

$$P_{i,t}^{CHP} - P_{i,E}^{CHP} - \frac{P_{i,D}^{CHP} - P_{i,E}^{CHP}}{H_{i,D}^{CHP} - H_{i,E}^{CHP}} (H_{i,t}^{CHP} - H_{i,D}^{CHP}) \ge -M \quad (۲۶)$$

$$H_{i,t}^{CHP} - H_{i,E}^{CHP} \ge -M \quad (۲۷)$$

$$H_{i,t}^{CHP} - H_{i,E}^{CHP} \le M \quad (۲۸)$$

$$0 \le H_{i,t}^{CHP} \le H_{i,C}^{CHP} \quad (۲۹)$$

$$0 \le P_{it}^{CHP} \le P_{i,A}^{CHP} \quad (۳۰)$$

در نوع دوم، اندیس‌های A، B، C، D، E و F، نقاط گوشه‌ای FOR مربوط به شکل b- ۲-۱ را نشان می‌دهند. معادله‌ی (۲۳) ناحیه زیر منحنی BC را نشان می‌دهد. ناحیه بالای CD با استفاده از معادله

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

(۲۴) تشریح شده است. ناحیه بالای منحنی‌های EF و DE با استفاده از (۲۵) و (۲۶) تعریف می‌شوند. همچنین معادلات (۲۷) و (۲۸) کارکرد CHP در ناحیه I و II نوع غیر محدب را مشخص می‌کند.

ـ تابع هزینه سیستم CHP

تابع هزینه سیستم CHP برای برق و تولید گرما بر اساس [۱۲] به عنوان معادله (۳۱) در نظر گرفته شده است.

$$F_{CHP}(t)=f\,(P^{CHP},H^{CHP},t)=a.(P^{CHP}(t))^2+b.(P^{CHP}(t))+c.(H^{CHP}(t))^2+d.H^{CHP}(t)\ +e.P^{CHP}(t).H^{CHP}(t)+g \qquad (۳۱)$$

۳-۳. مدل‌سازی تعادل بار الکتریکی با در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی بار

برنامه‌پاسخ‌گویی بار امکان تغییر زمان مصرف توان الکتریکی از زمان‌های قیمت بالا به زمان‌های قیمت کم را فراهم می‌کند. تعادل بار الکتریکی در زمان برنامه‌ریزی پس از اعمال برنامه پاسخ‌گویی بار (P_{DR}^{t}) به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$P_{DR}^{t}=P_{load}^{t}+ldr^{t} \qquad (۳۲)$$

$$ldr^{t}=DR^{t}\times P_{load}^{t} \qquad (۳۳)$$

که P_{load}^{t} بار مصرفی ریز شبکه قبل از برنامه پاسخ‌گویی بار، DR^{t} درصد تغییر بار مجاز می‌باشند. مجموع تغییر مصرف توان الکتریکی ldr^{t} در طول بازه زمانی برنامه‌ریزی شده صفر است که به صورت معادله زیر بیان می‌شود:

$$\sum_{t}^{24} ldr^{t}=0 \qquad (۳۴)$$

همچنین میزان تغییر مصرف توان الکتریکی در هر یک از بازه‌های زمانی برنامه‌ریزی به مقادیر کمینه و بیشینه خود محدود می‌شود:

$$DR_{\min}^{t}\langle DR^{t}\langle DR_{\max}^{t} \qquad (۳۵)$$

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

۳-۴. مدل‌سازی عدم قطعیت مرتبط با تولید DGهای اتفاقی

روش تخمین نقطه‌ای به‌عنوان یک روش مدل‌سازی عدم قطعیت کارا و مقاوم که دارای سطح قابل قبولی از سادگی و دقت است شناخته می‌شود [۱۳]. در این روش تنها برخی گشتاورهای احتمالاتی مانند (میانگین، واریانس و ...) مورد استفاده قرار می‌گیرند. اطلاعات آماری فراهم‌شده به وسیلهٔ این گشتاورهای اولیه نقاط تمرکز نامیده می‌شوند. با استفاده از این نقاط و تابعی که متغیرهای ورودی و خروجی را به هم مربوط می‌کند، اطلاعات عدم قطعیت مربوط به متغیرهای تصادفی خروجی مسئله به‌دست می‌آید. یک نوع خاص از این روش به‌نام روش تخمین دو نقطه‌ای تنها نیاز به ۲×m بار شبیه‌سازی جهت مدل‌سازی m پارامتر غیر قطعی دارد [۸]. بر مبنای این روش به ازای هر یک از m پارامتر غیر قطعی، دو نقطه تمرکز در نظر گرفته می‌شود. سپس مسئله بهینه‌سازی ۲×m بار به‌صورت قطعی حل می‌شود. در هر بار حل، یک نقطه تمرکز مربوط به یکی از پارامترهای غیر قطعی به‌همراه مقدار میانگین سایر پارامترهای غیر قطعی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در نهایت اطلاعات آماری مربوط به متغیرهای خروجی استخراج می‌شود. روند مدل‌سازی پارامترهای غیر قطعی با جزئیات در زیر آمده است. فرض کنید $X=\{x1, x2,\ldots, xl,\ldots, xm\}$ یک متغیر تصادفی با مقدار میانگین μ_{x_l} و انحراف معیار σ_{x_l} می‌باشد. Z یک کمیت تصادفی تابع X است $Z = F(X)$. هرکدام از نقاط تمرکز متغیرهای x_l می‌توانند به‌وسیلهٔ یک مکان ($x_{l,s}$) و یک وزن ($w_{l,s}$) تعریف شوند. در تخمین دونقطه‌ای تابع F تنها می‌بایست s بار برای هر x_l در نقاط شامل sامین مکان x_l و میانگین متغیرهای باقی‌مانده (μ_{x_l}) محاسبه شود. بنابراین، مجموع تعداد محاسبات تابع F برابر با ۲×m خواهد بود.

$$x_{l,s} = \mu_{x_l} + \zeta_{l,s}.\sigma_{x_l} \quad (۳۶)$$

$$\zeta_{l,1} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} + \sqrt{m + (\frac{\lambda_{l,3}}{2})^2} \quad , \zeta_{l,2} = \frac{\lambda_{l,3}}{2} - \sqrt{m + (\frac{\lambda_{l,3}}{2})^2} \quad (۳۷)$$

$$w_{l,1} = -\frac{\zeta_{l,2}}{m(\zeta_{l,1} - \zeta_{l,2})} \quad , \quad w_{l,2} = \frac{\zeta_{l,1}}{m(\zeta_{l,1} - \zeta_{l,2})} \quad (۳۸)$$

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

که در آن $\lambda_{l,3}$ مقدار عدم تقارن متغیر x_l را نشان می‌دهد:

$$\lambda_{l,3}=\frac{E\left[\left(x_l-\mu_{x_l}\right)^3\right]}{\left(\sigma_{x_l}\right)^3} \quad (۳۹)$$

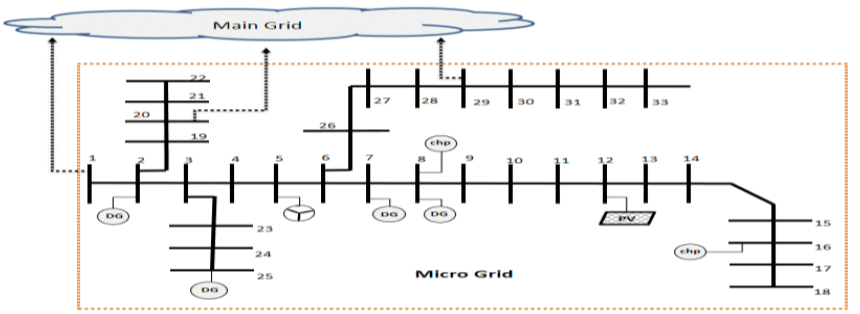
در هر محاسبه، یکی از متغیرها به‌همراه یکی دیگر از متغیرها انتخاب شده و اطلاعات آماری و متغیر خروجی به‌دست می‌آیند. $Z_{l,3}=F(x_{l,1},x_{l,2},...,x_{l,s},...,x_{m,s})$ که $Z_{l,3}$ بردار متغیرهای خروجی تصادفی مربوط به S امین نقطهٔ تمرکز متغیر ورودی تصادفی بوده نشان دهندهٔ رابطهٔ غیر خطی بین متغیرهای ورودی و خروجی است. شرایط اولیهٔ متغیرهای تصادفی خروجی که باید تعیین شوند عبارتند از:

$$E(Z)\cong E(Z)+\sum_s w_{l,s}.Z_{l,s} \quad (۴۰)$$

۴. شبیه‌سازی و نتایج عددی

جدول ۱. حداکثر ظرفیت تبادلی بار الکتریکی ریزشبکه با شبکه اصلی

BUS(i)	Transportation capacity (Trci) Mw
۱	۲
۲۰	۰/۴
۲۹	۰/۶



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

شکل ۴-۱. شماتیک ریز شبکه ۳۳ باسه مورد مطالعه

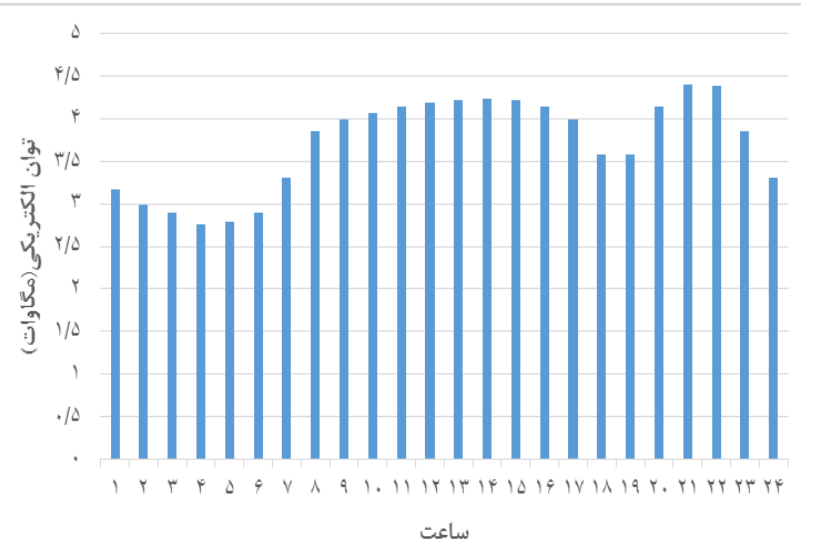
در این مقاله بهینه‌کردن برنامه‌ریزی ۲۴ ساعته شبکه توزیع ۳۳ باسه مطابق استاندارد IEEE 33 BUS SYSTEM DATA [۱۵] در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر، با پاسخ‌گویی بار بررسی شده است. واحدهای تولیدی ریز شبکه مورد مطالعه شامل چهار دستگاه تولید توان الکتریکی DG، دو دستگاه نیروگاه تولید همزمان برق و حرارت (CHP)، یک نیروگاه بادی و یک نیروگاه خورشیدی (فتوولتائیک) که ریزشبکه از باس‌های ۲۰، ۱ و ۲۹ به شبکه اصلی متصل می‌باشد. شکل ۴-۱ شبکه مورد نظر که به صورت متصل به شبکه سراسری در نظر گرفته شده است را نشان می‌دهد که امکان فروش توان الکتریکی یا خرید آن را از بازار برق دارد. جدول ۱ محدودیت‌های انتقال توان الکتریکی ریزشبکه با شبکه اصلی را نشان می‌دهد. ۴ واحد تولید پراکنده DG در در باس‌های ۲،۷،۸و ۲۵ ریزشبکه دیده شده که اطلاعات فنی و اقتصادی آن‌ها در جدول ۲ نشان داده شده است. همچنین برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در برنامه‌ریزی بهینه شبکه متصل به بازار برق مطالعه شده و تأثیر آن روی نتایج حاصل بررسی شده است. رفتار تولیدهای تصادفی این واحدها در فرمول‌سازی برنامه با استفاده از روش برآورد دو نقطه‌ای درطول ۲۴ساعت در جدول ۳ نشان داده می‌شود. که St.De میزان انحراف معیار واحدها در هر ساعت را بیان می‌کند. با اضافه و کم نمودن انحراف معیار واحدها در ساعات مختلف طول روز احتمال حد بالا و پایین تولید هر واحد در هر ساعت به‌دست می‌آید. نمودارهای (۴-۲) و (۴-۳) میزان بار الکتریکی مورد نیاز و قیمت آن در ۲۴ ساعت را نشان می‌دهد.

جدول۲. مشتخصه واحدهای تولید پراکنده الکتریکیDG

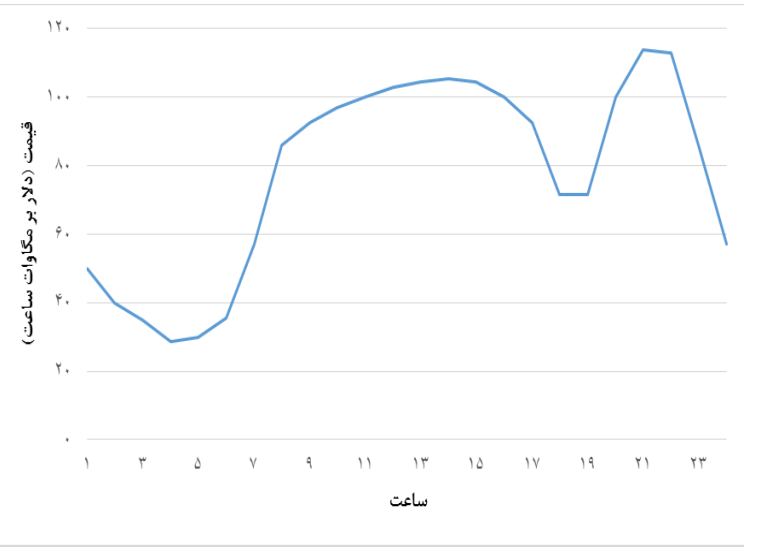
باس	Pmin (MW)	Pmax (MW)	CDG ($/MWH)	Rup (MW/H)	Rdn (MW/H)	SUc ($)	SDc ($)
۲	۰/۰۵	۰/۴	۲۷	۰/۲	۱	۲۰	۲۵
۷	۰/۰۴	۰/۵	۴۵	۰/۲۵	۰/۲۵	۲۰	۲۵
۸	۰/۰۲	۰/۵۵	۳۵	۰/۲۵	۰/۲۵	۵۰	۲۵
۲۵	۰/۰۵	۰/۷	۵۰	۰/۷۰	۰/۷۰	۰	۰

مأخذ: نتایج تحقیق

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



نمودار۴-۳. قیمت بار الکتریکی ساعتی پیش بینی شده ریزشبکه



نمودار ۴-۲. تقاضای بار الکتریکی ساعتی ریزشبکه روز

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

جدول ۳. ظرفیت تولید توان الکتریکی و انحراف معیار در نیروگاه‌های بادی و فتوولتائیک

زمان	توان واحد بادی Pwind		توان واحد خورشیدی (Psun)		زمان	توان واحد بادی Pwind		توان واحد خورشیدی (Psun)	
	P(kw)	St.De (kw)	P(kw)	St.De (kw)		P(kw)	St.De (kw)	P(kw)	St.De (kw)
۱	۴۳	۹	۰	۰	۱۳	۵۷	۱/۲	۸۷	۱/۷۴
۲	۴۳	۹	۰	۰	۱۴	۶۷	۱/۴	۹۵	۱/۹
۳	۴۳	۹	۰	۰	۱۵	۹۰	۱/۸	۸۸	۱/۹
۴	۳۲	۷	۰	۰	۱۶	۹۷	۱/۸	۷۹	۱/۶
۵	۳۷	۷	۰	۰	۱۷	۹۶	۱/۸	۵۳	۱/۳
۶	۴۲	۸۵	۰	۰	۱۸	۱۰۰	۲/۱	۵۳	۱/۳
۷	۴۸	۱	۰	۰	۱۹	۹۸	۱/۸	۳	۱
۸	۴۲	۹	۱۱	۸۵	۲۰	۹۸	۱/۸	۰	۰
۹	۴۲	۹	۳۰	۹	۲۱	۱۰۰	۲/۱	۰	۰
۱۰	۵۷	۱/۵	۴۹	۹	۲۲	۱۰۰	۲/۱	۰	۰
۱۱	۴۸	۱	۶۷	۱/۴	۲۳	۱۰۰	۲/۱	۰	۰
۱۲	۵۷	۱/۵	۶۹	۱/۵	۲۴	۱۰۰	۲/۱	۰	۰

مأخذ: نتایج تحقیق

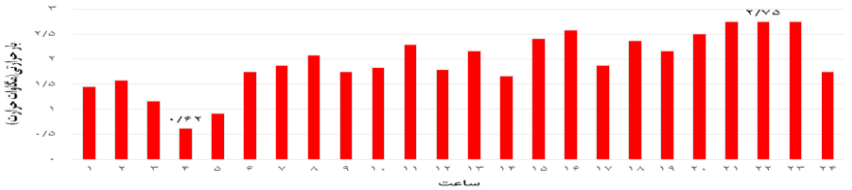
که SUc, SDcدر جدول (۲) به‌ترتیب هزینه روشن شدن و هزینه خاموش شدن، Rup, Rdn نیز نرخ شیب افزایشی و کاهشی تولید واحدها و Pmin ,Pmax حداکثر و حداقل توان الکتریکی واحدهای DG در ریزشبکه می‌باشد. با توجه به ظرفیت محدود CHPها حداقل و حداکثر میزان تولید برق و حرارت این دو CHP در جدول ۴ داده شده است. درجدول ۵ ضرایب ثابت تابع هزینه واحدهای تولید همزمان برق و حرارت در باس‌های ۸ و ۱۶ داده شده است. هزینه هر مگاوات حرارتی بطور ثابت برابر ۱۰ واحد در طول ۲۴ ساعت در نظر گرفته شده است. واحدهای تجدیدپذیر فتوولتائیک و بادی دو واحد با تولید غیرقطعی می‌باشند. یعنی با وزش باد یا تابش خورشید تولید آنها تعیین می‌شود. نمودار ۴-۴ میزان بار حرارتی پیش بینی شده مشترکین در طول یک شبانه روز داده شده است [۶]. طبق این نمودار، پیک مصرف حرارتی (Hmax) با پیک بار الکتریکی در نمودار (۴-۲) همزمان می‌باشند.

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

جدول ۴. محدوده توان واحدهای CHP تولید همزمان برق و حرارت

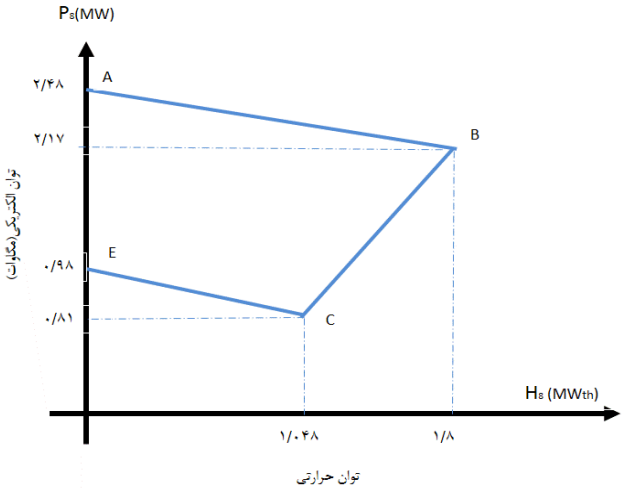
CHPi	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Hmax (MWth)
۸	۰/۸۱	۲/۴۷	۱/۸
۱۶	۰/۴۰	۱/۲۵۸	۱/۳۵۶

مأخذ: نتایج تحقیق



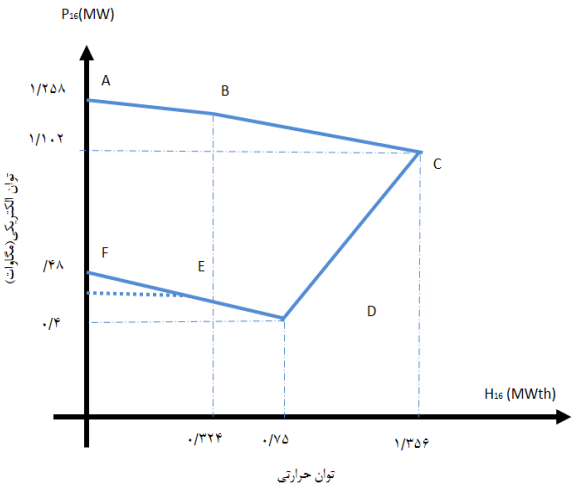
نمودار۴-۴. تقاضای بارحرارتی پیش‌بینی شده در یک شبانه‌روز

نمودارهای ۴-۵ و ۴-۶ بترتیب مشخصه ناحیه کارکرد دو نوع واحد CHP نوع محدب و غیرمحدب در باس‌های ۸ و ۱۶ ریزشبکه نمایش داده می‌شوند. همان طور که در نمودارها نشان داده شده است حداکثر توان حرارتی CHP متصل به باس‌های ۸ و ۱۶ بترتیب ۱/۸ و ۱/۳۵۶ مگاوات‌ترمال و حداکثر توان الکتریکی هر دو باس نیز بترتیب ۲/۴۸ و ۱/۲۵۶ مگاوات می‌باشد.



شکل۴-۶. ناحیه کارکرد توان – حرارت برای واحد CHP متصل به باس ۱۶

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



شکل۴ -۵. ناحیه کارکرد توان – حرارت برای واحد CHP متصل به باس ۸

جدول ۵. ضرایب تابع هزینه واحدهای تولید همزمان برق و حرارت

CHP(i)	a	b	c	d	e	F
۸	۰/۰۴۳۵	۳۶	۱۲/۵	۰/۰۲۷	۰/۶	۰/۰۱۱
۱۶	۰/۰۳۴۵	۱۴/۵	۲۶/۵	۰/۰۳	۴/۲	۰/۰۳۱

مأخذ: نتایج تحقیق

۵. سناریوها

در این مقاله در ۴ حالت زیر، بررسی سناریوهای مختلف صورت گرفته است. که حالت‌های مختلف با و بـدون وجود chpها و پاسخ‌گویی‌بار در بازه‌های مختلف، افزایش وکاهش انحـراف معیـار از میـزان تولیـد واحـدهای خورشیدی و بادی بررسی می‌گردد. نتایج سود حاصل شرایط مختلف در جدول ۶ آورده شده است.

۱. حالت اول: بدون در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی‌بار و بدون درمدار بودن منابع CHP

۲. حالت دوم: بدون در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی‌بار و با درمدار بودن منابع CHP

۳. حالت سوم: با در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی‌بار و بدون درمدار بودنمنابع CHP

۴. حالت چهارم: با در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی‌بار و با درمدار بودنمنابع CHP

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

۵-۱. حالت اول بدون پاسخ‌گویی بار و بدون CHP

با توجه به جدول ۳ در هر۴ حالت مختلف میزان تولید برای واحد فتوولتائیک و بادی با انحراف معیار آن در نظر گرفته شده است. در حالت اول بدون حضور CHP و بدون برنامه پاسخ‌گویی بار، ماکزیمم سود ریزشبکه به میزان ۲۱۸۵/۷۱۳۳ واحد به‌دست آمده است. نمودار ۵-۱ زیر میزان مشارکت واحدها و خرید توان الکتریکی از شبکه اصلی را در این حالت نشان می‌دهد. طبق این نمودار ریزشبکه تمایل دارد بیشترین میزان بار را در زمان پیک مصرف از شبکه اصلی از طریق باس ۱ خریداری نماید. همچنین حضور منبع بادی و فتوولتائیک در طول ۲۴ ساعت به‌طور قابل قبولی تولید دارند. در این وضعیت با توجه به بازده بالای منبع خورشیدی در طول روز از ساعت ۸ صبح تا ۱۷ تولید توان الکتریکی در باس ۱۲ داشته است.

۵-۲. حالت دوم بدون پاسخ‌گویی بار و با CHP

نمودار (۵-۲) زیر میزان مشارکت واحدها و خرید توان الکتریکی از شبکه اصلی را در حالت دوم با حضور CHPها و بدون برنامه پاسخ‌گویی بار را نشان می‌دهد. در این حالت با توجه به حضور CHPها با بازده بالا در باس‌های ۸ و ۱۶، ریز شبکه تمایل به فروش توان اکتیو الکتریکی به شبکه اصلی با درآمد ۲۶۸۱/۵۵ واحد داشته و طبق جدول جدول ۶ میانگین تولید در نیروگاه‌ها، بیشترین سود به میزان ۵۶۰۷/۰۲۵۶ واحد حاصل می‌شود. میزان درآمد حاصل از فروش بار توان اکتیو و بار حرارتی طبق جدول ۷ به ترتیب برابر ۷۴۹۲/۰۰ و ۴۸۲/۴۰ واحد می‌باشد.

۵-۳. حالت سوم با پاسخ‌گویی بار و بدون CHP

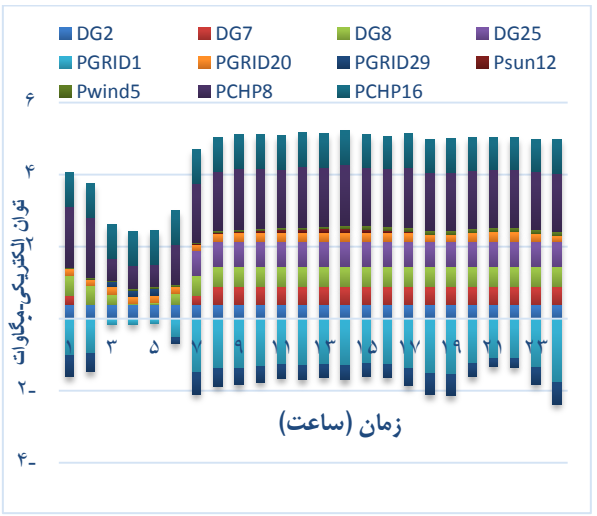
در حالت سوم ریزشبکه، منابع CHP خاموش بوده ولی ریزشبکه از برنامه پاسخ‌گویی بار استفاده می‌کند. نمودار (۵-۳) میزان تولیدات منابع در این حالت را نشان می‌دهد. شکل (۵-۵) نمودار بار مصرفی با اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار را که تغذیه بار با تغییر الگوی مصرف و شیفت پیدا کردن منحنی بار سبب مسطح شدن میزان مصرف بار در ۲۴ ساعت شده است را نشان می‌دهد. با توجه به این شکل پیک‌سایی به‌صورتی که هزینه ریزشبکه بهینه شود صورت گرفته و بار ساعات اوج مصرف توان الکتریکی از ساعات ۲۱ الی ۲۳ کاهش یافته است. در مقایسه حالت سوم با حالت اول میزان

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

درآمد ریز شبکه با اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار به ۲۱۹۴/۴۲۴۳ واحد افـزایش داشـته کـه سـبب سـود ۸/۷۱۱ واحدی نسبت به حالت اول می‌باشد.

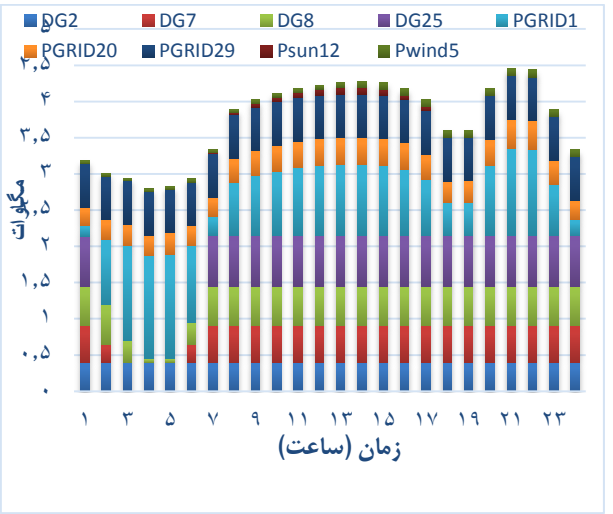
۵-۴. حالت چهارم با برنامه پاسخ‌گویی بار و با در مدار بودن CHP

در حالت کلی ریز شبکه یعنی با حضور منابع CHPها و با اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار نمـودار میلـه‌ای طبق شکل (۵-۴) صورت می‌پذیرد. در این حالت با توجه به تولید منابع CHPها با بازده بالا، ریز شبکه تمایل بیشتری به فروش بار الکتریکی به شبکه اصلی دارد. در این مورد میزان سود ریزشبکه مـاکزیمم شده و طبق جدول ۶ میانگین سود ۵۶۱۷/۷۰۶ واحدی به‌دست آمده است که مقادیر سود و هزینه ایـن حالت در جدول ۶ قابل مقایسه می‌باشند. میزان مشارکت واحدهایCHP تولیـد حـرارت طبـق نمـودار (۵-۶) بیشترین سهم تولید مربوط به CHP باس ۸ به‌علت پایین بودن هزینه تولید آن می‌باشد. میـزان میانگین ولتاژ باس‌هادر ۲۴ ساعت و تلفات ریز شبکه نیز در این حالت در مدار بودن تمامی واحـدها بـا اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار در نمودارهای ۵-۷ و ۵-۸ قابل مشاهده می‌باشد. طبق نمودار ۵-۷ حتـی در پیک مصرف بار الکتریکی ولتاژ ریزشبکه از ۰/۹۸ پریونیت پایین‌تـر نرفتـه اسـت. همچنـین میـزان تلفات ریزشبکه با اجرای پخش‌باراقتصادی آن به‌طور متوسط در محدوده ۳/۵ درصد قرار دارد.

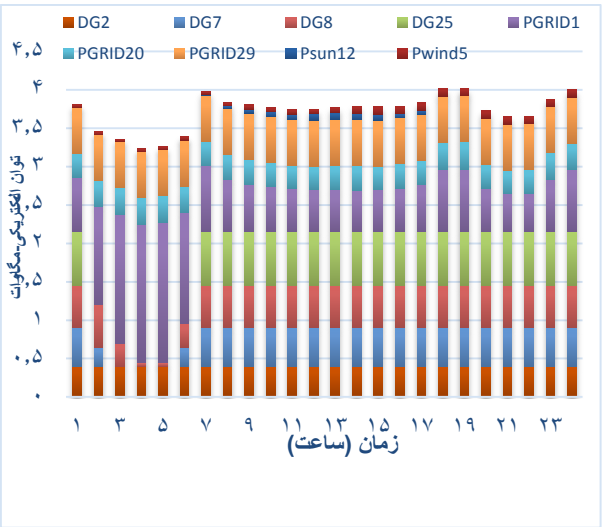


شکل ۵-۱. میانگین مشارکت تأمین بار الکتریکی واحدها بدون حضور منابع CHP و بدون اجرای برنامه پاسخ‌گوئی بار

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

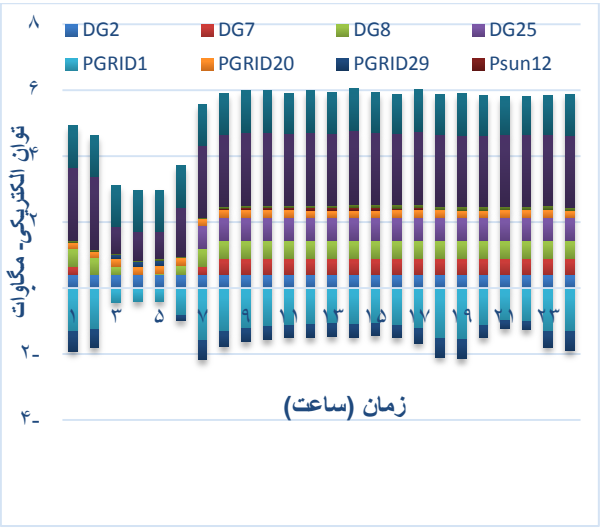


شکل ۵-۲. نمودارمیانگین مشارکت تأمین بار الکتریکی واحدها با منابع CHP و بدون برنامه پاسخ‌گوئی بار

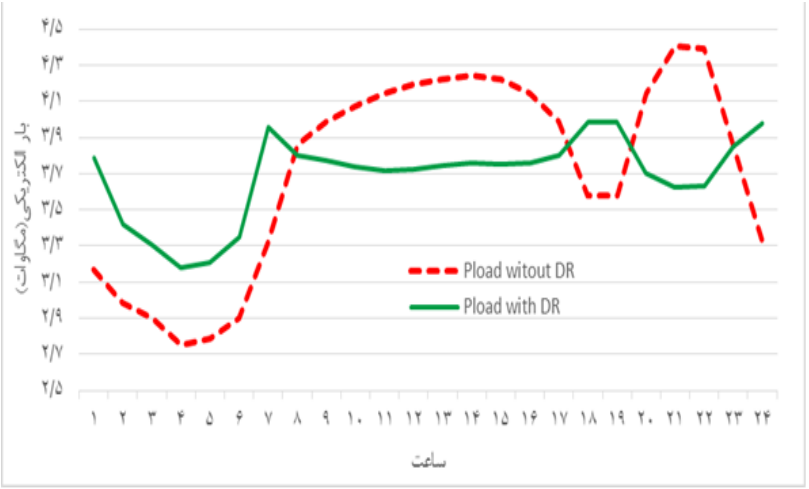


شکل ۵-۳. نمودارمیانگین مشارکت تأمین بار الکتریکی واحدها بدون منابع CHP و با برنامه پاسخ‌گوئی بار

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

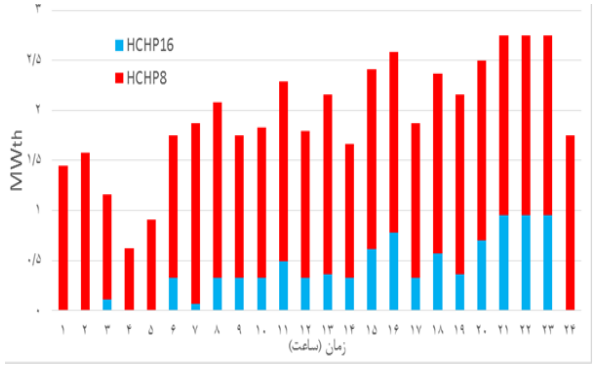


شکل ۵-۴. نمودارمیانگین مشارکت تأمین بار الکتریکی واحدها با حضور منابع CHP و با برنامه پاسخ‌گوئی بار

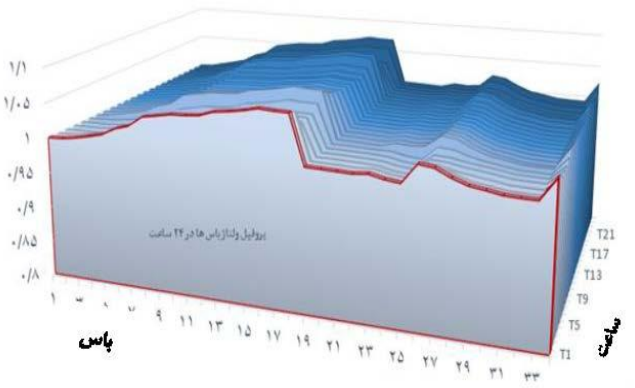


شکل ۵-۵. نمودار بار مصرفی در ۲۴ ساعت با اجرای برنامه پاسخ‌گوئی بار

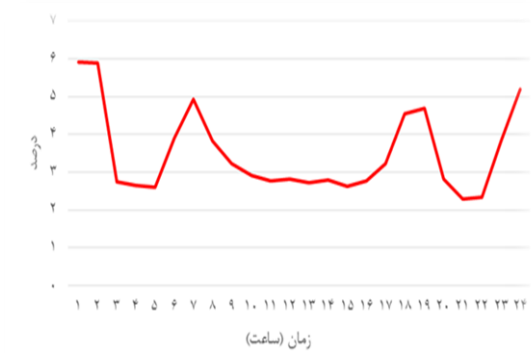
[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-22]



شکل ۵-۶. مشارکت واحدهای CHP باس‌های ۸ و ۱۶ در تأمین بار حرارتی



شکل ۵-۷. میانگین ولتاژ باس‌ها به پریونیت در ۲۴ساعت



شکل ۵-۸. درصد تلفات ریزشبکه

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

جدول ۶. نتایج سود حاصله ریزشبکه در ۴ حالت

حالت مورد مطالعه	۱	۲	۳	۴
سود ریزشبکه	۲۱۸۵/۷۱۳۳	۵۶۰۷/۲۵۶	۲۱۹۴/۴۲۴۳	۵۶۱۷/۷۰۶۷

جدول۷. هزینه‌ها و درآمد حاصل در حالات مختلف ریزشبکه در ۲۴ ساعت

STUDY CASES	Load Income($)	Heat Income($)	Grid Cost($)	DG Cost($)	CHP Cost($)
۱	۷۴۹۲	_	۳۴۳۶/۱۰	۱۸۷۰/۱۹	_
۲	۷۴۹۲	۴۸۲/۴۰	−۲۶۸۱/۵۵	۱۷۳۵/۱۰	۳۲۹۵/۸۳
۳	۷۱۸۵/۸۱	_	۳۱۲۰/۱۴	۱۸۷۱/۲۵	_
۴	۷۶۱۶/۲۹	۴۸۲/۴۰	۲۵۶۷/۹۴	۱۷۳۵/۱۰	۳۲۹۵/۸۳

با توجه به جدول۶ طبق انتظار در حالت تولید CHPها و با برنامه پاسخ‌گویی بار و درنظر گرفتن انحراف معیار تولید واحد بادی، و فتوولتائیک بیشترین سود، و در حالت خاموش بودن واحدهای CHP و بدون برنامه پاسخ‌گویی بار، کمترین سود حاصل نصیب ریزشبکه می‌گردد. میزان هزینه و درآمد نتایج پخش بار در سناریوهای مختلف در جدول ۷ داده شده است. با مقایسه حالت چهارم با مورد دوم یعنی در مداربودن CHPها مشاهده می‌شود که با اجرای برنامه پاسخ گویی بار به میزان ۱۰/۶۸۱۱ واحد به سود ریزشبکه اضافه می‌گردد که Load Income درآمد حاصل از فروش بار الکتریکی، Heat Income درآمد فروش بار حرارتی، Grid Cost هزینه مبادله ریزشبکه با شبکه اصلی است که عدد منفی در برخی سناریوها نتیجه خرید شبکه اصلی از ریزشبکه است که سبب افزایش درآمد ریزشبکه گردیده است. همچنین DG Cost و CHP Cost به ترتیب میزان هزینه تولید DG و CHPها می‌باشد.

۶. نتیجه‌گیری

مدیریت انرژی یک ریزشبکه که از منابع انرژی تجدیدپذیر و CHP برای تأمین برق و حرارت خود بهره می‌برد می‌تواند موضوع مهمی باشد. در نظر گرفتن تولید پراکنده تجدیدپذیر در کنار CHP

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

می‌تواند سبب کاهش آلودگی، گازهای گلخانه‌ای، گرم شدن زمین و علاوه بر استفاده بهینه از منابع انرژی، سبب کاهش هزینه مصرف کننده‌ها، پایداری بیشتر شبکه و کاهش قطعی‌ها، پاسخ‌گویی مناسب به تقاضای بار و رضایت‌مندی مشتریان برق و حرارت مصارف مختلف مثل صنایع شود. در این پژوهش تابع هدف بیشینه کردن سود ریزشبکه با رویکرد اصلاح الگوی مصرف انرژی با توجه به متغییر بودن قیمت انرژی الکتریکی در یک شبانه روز است. در نتایج حاصل از شبیه‌سازی ریزشبکه ۳۳ باسه مورد مطالعه مشاهده گردید که تولید هم‌زمان برق و حرارت به گونه‌ای است که علاوه بر تأمین برق و حرارت مورد نیاز مشترکین ریزشبکه، مشکلات ناشی از عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های مبتنی بر انرژی تجدیدپذیر غیر قطعی بادی و فتوولتائیک را کاهش می‌دهد. در نتایج حضور برنامه پاسخ‌گویی‌بار در کنار منابع تولید هم‌زمان برق و حرارت علاوه بر اصلاح الگوی مصرف، سود ریزشبکه را در محدوده مجاز ولتاژ و درصد مجاز تلفات شبکه، به میزان قابل قبولی افزایش داده است. در مقایسه ریزشبکه در حالت ۳ و نسبت به حالت ۱ مورد مطالعه، نتایج نشان می‌دهد با اجرای برنامه پاسخگوئی بار سود سالانه به ۱۴۵٪ افزایش یافته و حالت‌های روشن بودن منابع CHP برنامه پاسخ‌گوئی بار در مقایسه حالت ۲ و ۴ سود ۷۰ درصدی در طول سال نصیب ریزشبکه شده است. درنتیجه، طراحی و توسعه یک چارچوب بهینه‌سازی جهت مدیریت انرژی روز بعد یک ریزشبکه با حضور منابع تولید پراکنده غیرقطعی، تولید هم‌زمان برق و حرارت و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، علاوه بر کاهش هزینه‌های بهره‌برداری سبب افزایش بهره‌وری ریزشبگه گردیده است. لذا ریزشبکه موجود علاوه بر تأمین بار مشترکین، بخشی از بار شبکه اصلی را بگونه‌ای که رعایت حدود مجاز ولتاژ و محدودیت‌های انتقال بهینه شود، تأمین می‌کند. تغییر سیاست‌گذاری‌های مصرف انرژیدر راستای هوشمند سازی و استفاده از پتانسیل خصوصی‌سازی، در تولید، انتقال و توزیع انرژی از الزامات شبکه‌های سنتی کنونی می‌باشد و می‌طلبد در استفاده از منابع تولید انرژی‌های نو و پاک اقدام مؤثرتری توسط مسئولین مربوطه در سطح جهانی بخصوص در کشورهای درحال توسعه صورت پذیرد.

منابع

[۱] آقایی، جمشید؛ رحیمی رضایی، امین و محمد رضاکریمی (۱۳۹۷). "هماهنگی نیروگاه‌های بادی و دستگاه‌های ذخیره‌ساز سیستم قدرت در مسئله برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها با استفاده از بهینه‌سازی استوار"، نشریه مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۶، شماره ۵۳.

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

[۲] کریم آبادی، علـی(۱۳۹۳). "جایـابی دی جـی و خـازن فشارمتوسـط در شـبکه توزیـع ۳۳باسـه". کنفرانس ملی علوم مهندسی.

[3] AghaeiJ, AlizadehM-I (2013). "Demand Response in Smart Electricitygrids Quipped with Renewable Energy Sources: Areview".

[4] Alipour M. and Mohammadi ivatloob (2015). "Stochastic Scheduling of Renewable and CHP based Microgrids", IEEE.

[5] Angevine G. and D. Hrytzak-Lieffers (2007). "Ontario Industrial Electricity Demand Responsiveness to Price", The Fraser Institute.

[6] Gerami Moghaddam I., Saniei M. and E. Mashhour (2015). "A Comprehensive Model for Self-scheduling an Energy hub to Supply Cooling, Heating and Electrical Demands of a building".

[7] Hare J., Shi X., Gupta S. and A. Bazzi (2016), "Fault Diagnostics in Smart Microgrids:A survey". Renew Sustain Energy.

[8] Hong H.P. (1995). "An Optimal Point Estimate Method for Uncertainty Studies", *Applied Mathematical Modelling*., Vol.19, No. 8.

[9] Nosratabadi S., Hooshmand M. and E. Gholipour (2017), "A Comprehensive Review on Microgrid and Virtual Power Plant Concepts Employed for Distributed Energy Resources Scheduling in Power Systems", pp. 341-363.

[10] Peik-Herfeh M., Seifi H. and M.K. Sheikh-El-Eslami (2013),"Decision Making of a Virtual Power Plant under Uncertainties for Bidding in a day-ahead Market using Point Estimate Method".

[11] Romo R. and O. Micheloud (2015). "Power Quality of Actual Grids with Plug-inelectric Vehicles in Presence of Renewables and Micro-grids". *Renew Sustain Energy*.

[12] Siddaiah R. and R.P. Saini (2016). "A Review on Planning, Configurations Modeling and Optimization Techniques of Hybrid Renewable Energy Systems for off Grid Applications". *Renew Sustain Energy*.

[13] Verbi G. and C.A. Ca˜nizares (2006). "Probabilistic Optimal Power Flow in Electricity Markets based on a Two-point Estimate Method", IEEE Transactions on power Systems., Vol. 21.

[14] Xiaolong J., Haifeng Li., Tao Jin, Xiandong X., Mingshen W. and M. Jian (2014). "Economical and Coordinated Dispatch of CHP Based Microgrid with Renewable Energy Resources".

[15] Zhigang Li, Wenchuan Wu and M. Shahidehpour (2015). "Combined Heat and Power Dispatch Considering Pipeline Energy Storage of District Heating Network".

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