



Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article

(2024) 3(2):62-82

Presenting a Multi-Objective Stochastic Integrated Energy Management Model in Electrical and Thermal Microgrids by Locating CHP and Battery Sources, Thermal Storage and Demand Side Management

Elmira Akhavan Maroofi¹, PhD Student, Mahmoud Samiei Moghaddam², Assistant Professor, Azita Azarfar¹, Assistant Professor, Reza Davarzani¹, Assistant Professor, Mojtaba Vahedi¹, Assistant Professor

¹ Department of Electrical Engineering, Shahrood Branch, Islamic Azad University, Shahrood, Iran

² Department of Electrical Engineering, Damghan Branch, Islamic Azad University, Damghan, Iran

Abstract:

In this paper, an optimization model based on stochastic quadratic mixed integer programming to provide an integrated energy management of electricity and heat in electrical and thermal microgrids, taking into account the uncertainty of renewable energy sources, location of electricity generation sources and combined heat and power (CHP) along with energy and thermal storage systems and demand side management are provided in island operation and connected to the grid. A multi-objective function including minimization of energy loss, voltage deviation, cost of resource utilization, as well as reduction of renewable energy sources and reduction of installation cost is considered. The IEEE 69 bus distribution network was selected for analysis and coding was done in MATLAB software and CVX optimization package. The proposed model is also solved by the most powerful existing solver called Gurobi. The obtained results show the performance and accuracy of the proposed model.

Keywords: Microgrid, Battery, Demand side management, Renewable energy sources.

Received: 31 October 2023

Revised: 3 February 2024

Accepted: 25 February 2024

Corresponding Author: Dr. Mahmoud Samiei Moghaddam, samiei@damghaniau.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/TEEGES.2024.904761>





..مقاله پژوهشی...

فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

ارائه یک مدل مدیریت انرژی یکپارچه تصادفی چندهدفه در ریزشبکه‌های برقی و حرارتی با جایابی منابع CHP و باتری، ذخیره‌ساز حرارتی و مدیریت سمت تقاضا

المیرا اخوان معروفی^۱، دانشجوی دکتری، محمود سمیعی مقدم^۲، استادیار، آزیتا آذرفر^۱، استادیار، رضا داورزنی^۱، استادیار، مجتبی واحدی^۱، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد شاهرود، دانشگاه آزاد اسلامی، شاهرود، ایران

۲- دانشکده مهندسی برق، واحد دامغان، دانشگاه آزاد اسلامی، دامغان، ایران

چکیده: در این مقاله یک مدل بهینه‌سازی بر اساس برنامه‌ریزی درجه دوم عدد صحیح مختلط تصادفی برای ارائه یک مدیریت انرژی یکپارچه برق و حرارت در ریزشبکه‌های برقی و حرارتی با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر، جایابی منابع تولید برق و حرارت همزمان به همراه سیستم‌های ذخیره انرژی و حرارتی و مدیریت سمت تقاضا در بهره‌برداری جزیره‌ای و متصل به شبکه ارائه شده است. یک تابع چند هدفه شامل کمینه‌سازی تلفات انرژی، انحراف ولتاژ، هزینه بهره‌برداری منابع و همچنین کاهش قطع منابع انرژی تجدیدپذیر و کاهش هزینه نصب در نظر گرفته شده است. شبکه توزیع IEEE ۶۹ باس برای تجزیه و تحلیل انتخاب شده و کدنویسی در نرم‌افزار MATLAB و با بسته بهینه‌سازی CVX انجام شده است. مدل پیشنهادی نیز توسط قوی‌ترین حل‌کننده موجود به نام Gurobi حل شده است. نتایج بدست آمده نشان از عملکرد و دقت مدل پیشنهادی می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: ریزشبکه، باتری، مدیریت سمت تقاضا، منابع انرژی تجدیدپذیر.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۰۹

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۱۱/۱۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۱۲/۰۶

نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمود سمیعی مقدم، samiei@damghaniau.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/TEEGES.2024.904761>



ریزشبکه‌های برقی و حرارتی قابلیت این را دارند که علاوه بر تامین بارهای الکتریکی محلی بتوانند بارهای حرارتی را توسط منابعی مانند CHP^1 تامین نمایند. از چالش‌های اصلی در ریزشبکه‌ها مدیریت بهینه توان یا تعادل بین بار و تولید^۲ می‌باشد، به طوری که علاوه بر تامین مستمر بار بتوان شاخص‌های مرتبط با شبکه مثل تلفات، ولتاژ و هزینه‌ها را بهبود بخشید. ریزشبکه‌های برقی و حرارتی با توجه به اینکه می‌بایست دو قید تعادل توان الکتریکی و حرارتی را در نظر گرفت با پیچیدگی‌هایی همراه می‌باشد که شدنی شدن مثل را سخت می‌کند. لذا ارائه یک مدل بهینه‌سازی برای مدیریت مستمر توان الکتریکی و حرارتی در ریزشبکه‌ها^۳ با هر نوع بهره‌برداری جزیره‌ای یا متصل به شبکه به طوری که جواب‌های بهینه سراسری تضمین شده باشد از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. به منظور بررسی ادبیات موضوع و کاستی‌های انجام نشده در ریزشبکه‌های برقی و حرارتی مراجعی که اخیراً چاپ شده‌اند بررسی شده است.

در مرجع [۱] یک مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیحی برای مدیریت انرژی ریزشبکه‌های ایزوله با در نظر گرفتن بارهای حرارتی، منابع تولید برق و حرارت همزمان و ذخیره‌سازهای حرارتی ارائه نموده است. در مرجع [۲] یک مدل غیرخطی برای جایابی بهینه منابع CHP را در شبکه‌های توزیع به منظور افزایش بازیابی حرارتی منابع ارائه نمودند. نویسندگان در [۳] یک مدل غیرمتمرکز برای جایابی بهینه منابع CHP و سیستم‌های حرارتی به منظور مدیریت شبکه و افزایش انعطاف‌پذیری سیستم ارائه نمودند. در [۴] یک مدل برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم برای مدیریت انرژی و مدیریت سمت تقاضا با هدف کاهش پیک بار با در نظر گرفتن منابع انرژی تجدیدپذیر و منابع CHP پیشنهاد شده است. در مرجع [۵] یک روش مبتنی بر جستجوی هارمونی را برای جایابی بهینه سیستم ذخیره انرژی در ریزشبکه متصل به شبکه به منظور کاهش هزینه انرژی پیشنهاد شده است. در [۶] نویسندگان یک مدل ترکیبی مبتنی بر کنترل پیش‌بینی کننده غیرمتمرکز با در نظر گرفتن ابرخازن‌ها در ریزشبکه‌های DC به منظور کنترل ولتاژ و پایداری ریزشبکه ارائه شده است. در مرجع [۷] نویسندگان یک الگوریتم فراابتکاری را برای بهینه‌سازی ریزشبکه‌های ایزوله با در نظر گرفتن بارهای تغییرپذیر و ذخیره‌ساز انرژی با هدف کاهش هزینه سالانه ریزشبکه، نسبت تامین انرژی دیزل و نرخ کمبود تقاضا پیشنهاد شده است. در [۸] مسئله مدیریت انرژی در ریزشبکه‌ها را با استفاده از مسئله مدیریت سمت تقاضا با اعمال شارژ و دشارژ بهینه خودروهای برقی و سیستم‌های ذخیره انرژی ارائه کرده است. در [۹] نویسندگان یک رویکرد مبتنی بر بهینه‌سازی دو سطحی استوار برای مدیریت انرژی در ریزشبکه‌های خوشه‌ای و ترکیبی DC/AC با هدف کاهش هزینه، تلفات و گازگلخانه‌ای پیشنهاد کردند. در [۱۰] یک مدل بهینه‌سازی برای تخصیص بهینه سیستم‌های ذخیره انرژی ترکیبی در ریزشبکه‌ها به منظور کاهش هزینه سالانه و هموارسازی نوسانات توان در ریزشبکه‌ها پیشنهاد شده است. در [۱۱] یک الگوریتم تکامل دیفرانسیل برای زمان‌بندی بهینه منابع CHP ، ذخیره‌سازها و منابع انرژی تجدیدپذیر با در نظر گرفتن خودروهای برقی^۴ به منظور کاهش هزینه ریزشبکه ارائه شده است. در [۱۲] یک استراتژی بهینه مبتنی بر الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات^۵ برای مدیریت ریزشبکه با منابع CHP ، باتری، منابع تجدیدپذیر و مدیریت سمت تقاضا ارائه شده است. در [۱۳] نویسندگان یک بهینه‌ساز چند-هدفه تصادفی پویا برای بهینه‌سازی ریزشبکه‌های جزیره‌ای پیشنهاد دادند. در [۱۴] یک توزیع اقتصادی مبتنی بر پخش بار AC برای بهینه‌سازی ریزشبکه‌ها در حضور منابع CHP ارائه شده است. در [۱۵] یک مدل کنترل پیش‌بینی تصادفی^۶ مبتنی بر برنامه‌ریزی خطی عدد صحیحی مرکب برای بهره‌برداری بهینه ریزشبکه‌ها در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر، منابع CHP ، ذخیره‌سازهای باتری^۷ و حرارتی و برنامه مدیریت سمت تقاضا^۸ ارائه شده است. نویسندگان در [۱۶] یک رویکرد مبتنی بر برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مرکب برای بهینه‌سازی ریزشبکه‌های الکتریکی و حرارتی در حضور برنامه مدیریت سمت تقاضا و ذخیره‌سازهای حرارتی و الکتریکی با هدف کاهش آلاینده‌گی و هزینه ارائه کردند. نویسندگان در [۱۷] یک رویکردی مبتنی بر استراتژی بهینه‌سازی متوالی برای اختصاص بهینه منابع توزیع شده اکتیو و راکتیو در حضور عدم قطعیت بارهای شبکه ارائه شده است. در [۱۸] نویسندگان الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات را برای حل مسئله جایابی بهینه سیستم‌های CHP در ریزشبکه‌ها به منظور کاهش تلفات و بهبود ولتاژ پیشنهاد کرده‌اند. در مرجع [۱۹] نویسندگان یک چارچوب سلسله مراتبی برای مدیریت بهینه حرارت و برق در ریزشبکه‌های جزیره‌ای به منظور کنترل افت ولتاژ و پایداری ریزشبکه هنگام قطع بار با در نظر گرفتن اینورترهای موازی شبکه ارائه نمودند. در [۲۰] نویسندگان مطالعه‌ای بر عملکرد تصادفی چند مرحله‌ای زمان واقعی ریزشبکه‌های چند انرژی (برق/حرارت) متصل به شبکه را از طریق کنترل پیش‌بینی مدل ترکیبی و رویکرد برنامه‌ریزی پویا تقریبی





انجام دادند. نویسندگان در [۲۱] یک برنامه یکپارچه انرژی مبتنی بر الگوریتم تکاملی برای مدیریت بهینه منابع تولید همزمان، پمپ‌های حرارتی، ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی و تجهیزات ذخیره‌سازی انرژی حرارتی برای یک سیستم چند ریزشبکه‌ای با هدف کاهش هزینه و کاهش ریسک ریزشبکه ارائه نموده‌اند. در مرجع [۲۲] نویسندگان یک مدل مدیریت انرژی بهینه برای هاب انرژی با در نظر گرفتن مدیریت سمت تقاضا و منابع انرژی تجدیدپذیر ارائه دادند. در [۲۳] نویسندگان یک مدل خطی عدد صحیح برای مدیریت بهینه انرژی در شبکه‌های چند ناحیه انرژی پیشنهاد کردند.

در جدول (۱) مقایسه‌ای این مقاله با مراجع مشابه انجام شده است. همانطور که مشاهده می‌گردد، در این مقاله برای اولین بار جایابی بهینه همزمان باتری، منابع ذخیره حرارتی و منابع CHP در ریزشبکه‌های جزیره‌ای یا متصل به شبکه به همراه مدیریت سمت تقاضا با ارائه یک تابع چند-هدفه مبتنی بر سناریو پیشنهاد شده است.

جدول (۱): مقایسه بین روش و رویکرد این مقاله با سایر مطالعات پیشین

مراجع	مدل	جایابی جایابی CHP	جایابی باتری	جایابی ذخیره‌ساز حرارتی	مدیریت سمت تقاضا	تصادفی	چند هدفه	بار حرارتی
این مطالعه	MIQP ⁹	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
[۱]	MILP ¹⁰	×	×	×	×	×	✓	✓
[۲]	NLP ¹¹	✓	×	×	×	×	×	✓
[۳]	MIQP	✓	×	✓	✓	×	✓	✓
[۴]	MISOCP	✓	×	✓	✓	×	✓	✓
[۵]	NLP	×	✓	×	×	×	×	×
[۶]	NLP	×	✓	×	×	×	✓	×
[۷]	NLP	×	✓	×	✓	×	✓	×
[۸]	MILP	×	✓	×	✓	✓	×	×
[۹]	MILP	×	×	×	×	✓	✓	×
[۱۰]	NLP	×	✓	×	×	×	✓	×
[۱۱]	MINLP	✓	✓	×	×	✓	×	✓
[۱۲]	NLP	×	×	×	✓	✓	✓	✓
[۱۳]	MINLP	×	×	×	×	✓	✓	✓
[۱۴]	NLP	×	×	×	×	✓	✓	✓
[۱۵]	MILP	×	×	×	✓	✓	✓	✓
[۱۶]	MILP	×	×	×	✓	✓	✓	✓
[۱۷]	MILP	✓	×	×	✓	✓	✓	✓
[۱۸]	MINLP	✓	×	×	×	×	✓	✓
[۱۹]	NLP	×	×	×	×	✓	✓	✓
[۲۰]	LP	×	✓	×	×	✓	✓	✓
[۲۱]	NLP	×	×	✓	×	✓	✓	✓
[۲۲]	MILP	×	×	×	✓	✓	✓	✓
[۲۳]	MILP	×	×	×	✓	×	✓	✓

در زیر با توجه به مراجعی که بررسی شد، نوآوری‌های این مقاله به شرح زیر می‌باشد:

- ارائه یک مدل مدیریت انرژی یکپارچه برق و حرارت برای ریزشبکه‌های برقی و حرارتی با هر نوع بهره‌برداری به منظور بهبود تلفات انرژی، ولتاژ، هزینه بهره‌برداری و نصب و عدم قطع منابع انرژی تجدیدپذیر.
- مدل‌سازی جایابی بهینه منابع CHP، باتری، سیستم حرارتی و برنامه مدیریت سمت تقاضا به همراه شارژ و دشارژ بهینه سیستم ذخیره انرژی و ذخیره‌سازهای حرارتی.



۳- ارائه یک مدل برنامه‌ریزی درجه دوم عدد صحیح مرکب تصادفی برای مدیریت انرژی الکتریکی و حرارتی در ریزشبکه‌های جزیره‌ای و متصل به شبکه به طوری که جواب‌های بهینه سراسری تضمین شده می‌باشد. در بخش بعدی مقاله مدل‌سازی پیشنهادی ارائه خواهد شد. در بخش سوم شبکه مورد مطالعه معرفی و نتایج شبیه‌سازی تجزیه و تحلیل می‌شود و در بخش نهایی نتیجه‌گیری ارائه شده است.

۲- مدل بهینه‌سازی پیشنهادی

در این بخش مدل تابع هدف مسئله و همچنین قیود حاکم بر مسئله ارائه می‌شود. همانطور که در فصل اول بیان شد، تابع هدف در نظر گرفته شده یک تابع چند هدفه شامل کاهش هزینه تلفات انرژی، کاهش انحراف ولتاژ، هزینه اقتصادی و نصب منابع CHP، باتری، ذخیره‌ساز حرارتی و کاهش قطع منابع انرژی تجدیدپذیر می‌باشد. تابع چند هدفه ارائه شده در رابطه (۱) ارائه شده است.

$$\begin{aligned} \min \omega_1 \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} v_{n,t}^T G_L v_{n,t} + \omega_2 \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} |1 - v_{n,t}| + \omega_3 \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} c^{chp} p_{n,t}^{chp} \quad (1) \\ + \omega_4 \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (p_{n,t}^{chp}) I^{chp} + \omega_5 \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (e_{n,t}) I^{ess} + \omega_6 \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (E_{n,t}) I^{th} \\ + \omega_7 \sum_{s \in S} \sigma_s \left(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (\tilde{p}_{n,t,s}^r - p_{n,t}^r) \right) \end{aligned}$$

همانطور که مشاهده می‌گردد، تابع چند هدفه (۱) دارای هفت جمله می‌باشد. جمله اول نشان‌دهنده تلفات انرژی در ریزشبکه $(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} v_{n,t}^T G_L v_{n,t})$ می‌باشد. جمله دوم کاهش انحراف ولتاژ $(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} |1 - v_{n,t}|)$ در ریزشبکه می‌باشد، جمله بعدی کاهش هزینه بهره‌برداری $(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} c^{chp} p_{n,t}^{chp})$ از منابع CHP در شبکه می‌باشد، جمله $(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (p_{n,t}^{chp}) I^{chp})$ نشان‌دهنده هزینه نصب CHP می‌باشد. جمله پنجم $(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (e_{n,t}) I^{ess})$ هزینه سرمایه‌گذاری باتری را نشان می‌دهد. جمله ششم $(\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (E_{n,t}) I^{th})$ نشان‌دهنده هزینه نصب سیستم ذخیره حرارتی می‌باشد. در نهایت جمله نهایی کاهش قطع توان منابع انرژی تجدیدپذیر $(\sum_{s \in S} \sigma_s (\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} (\tilde{p}_{n,t,s}^r - p_{n,t}^r)))$ در هر سناریو می‌باشد که به صورت روش مبتنی بر سناریو در نظر گرفته شده است. در این رابطه به دلیل غیر واحد بودن توابع هدف مدل‌سازی شده ضرایب وزنی برای مدل‌سازی تابع چند هدفه در نظر گرفته شده است. به ترتیب ω_1 الی ω_7 ضرایب وزنی مدل شده برای هر یک از اهداف موجود در تابع هدف مسئله می‌باشد.

ماهیت تصادفی منابع انرژی تجدیدپذیر از طریق مجموعه‌های محدودی از سناریوها توصیف می‌شود. عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر (در نظر گرفته شده به عنوان بار منفی) با استفاده از یک رویکرد سناریوی گسسته در نظر گرفته می‌شود. برای سادگی و معرفی عدم قطعیت‌های بی‌اهمیت به مدل، فرض می‌شود که تولید انرژی‌های تجدیدپذیر می‌تواند تا $\pm 20\%$ نسبت به سطح پایه فرضی متفاوت باشند. برای مدل‌سازی عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر، فرض کردیم که توان منابع توزیع احتمال یکنواخت را نشان می‌دهند و می‌توانند $\pm 20\%$ از پیش‌بینی اسمی انحراف داشته باشند. با انجام این کار، ۱۰ سناریوی مشابه برای محاسبه تغییرات غیرقابل پیش‌بینی ایجاد شد.

در این رابطه به ترتیب s, n و t شاخص مربوط به سناریوها، باس شبکه و زمان می‌باشد، که به ترتیب مجموعه‌های آن برابر است با S, N و T . متغیر $v_{n,t}^T$ برابر ولتاژ باس n م ریزشبکه در زمان t ام می‌باشد و G_L برابر ماتریس کاندوکتانس ریزشبکه می‌باشد، که شامل تمام اثرات خط مقاومتی می‌باشد. متغیر $p_{n,t}^{chp}$ برابر توان الکتریکی منابع CHP در باس n م در زمان t ام می‌باشد و c^{chp} برابر هزینه تولید توان الکتریکی واحدهای CHP می‌باشد. σ_s برابر احتمال هر سناریو می‌باشد. $\tilde{p}_{n,t,s}^r$ برابر تولید توان واقعی منابع تجدیدپذیر در باس n م در زمان t ام و در سناریو s ام می‌باشد، همچنین $p_{n,t}^r$ برابر توان بهره‌برداری شده از واحد تجدیدپذیر n م در زمان t ام می‌باشد. شایان ذکر است که انتخاب ضرایب وزنی با استفاده از روش جبهه پارتو انجام شده و بهترین راه حل توسط این تکنیک بدست می‌آید. با معرفی تابع هدف مسئله و جمله‌های آن در بخش بعدی قیود حاکم بر مسئله را شرح می‌دهیم. رابطه (۲) و (۳) به ترتیب رابطه بین تعادل توان الکتریکی و حرارتی در ریزشبکه را نشان می‌دهد.



$$p_{n,t}^{chp} + p_{n,t}^r + p_{n,t}^{dis} = d_{n,t}^{dsm} + p_{n,t}^{ch} + [D(v)][G_L + G_N]v_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (2)$$

$$\sum_{n \in N} h_{n,t}^{chp} + h_{n,t}^{dis} \geq \sum_{n \in N} dh_{n,t} + h_{n,t}^{ch} \quad \forall t \in T \quad (3)$$

در رابطه (۲) که تعادل بین توان الکتریکی در ریزشبکه می‌باشد، می‌بایست بار و تولید در هر باس باهم برابر باشد، بدین منظور $p_{n,t}^{dis}$ برابر توان دشارژ باتری در باس n در زمان t می‌باشد، $d_{n,t}^{dsm}$ برابر توان بار تغییر یافته در باس n در زمان t در برنامه مدیریت سمت تقاضا می‌باشد، $p_{n,t}^{ch}$ برابر توان شارژ باتری در باس n در زمان t می‌باشد، همچنین $D(v)$ برابر ماتریس مثبت قطری است، به طوری که D_{ii} برابر v_i است و D_{ij} برابر صفر و $i \neq j$ می‌باشد. همچنین G_N برابر ماتریس کاندوکتانس شامل بارهای مقاومتی ثابت می‌باشد.

در رابطه (۳) $h_{n,t}^{chp}$ برابر حرارت تولید شده توسط CHPها در باس n در زمان t می‌باشد، همچنین $dh_{n,t}$ برابر بار حرارتی ریزشبکه در باس n در زمان t می‌باشد. متغیرهای $h_{n,t}^{ch}$ و $h_{n,t}^{dis}$ به ترتیب توان حرارتی شارژ و دشارژ شده ذخیره‌ساز گرمایی می‌باشد.

رابطه (۴) الی (۵) روابط مربوط به تبدیل توان الکتریکی به حرارتی در منابع CHP را نشان می‌دهد.

$$\theta_n = \frac{hr}{3600} \eta_{it} \eta_{ex} \quad \forall n \in N \quad (4)$$

$$h_{n,t}^{chp} = \theta_n p_{n,t}^{chp} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (5)$$

در رابطه (۴) θ_n نشان‌دهنده ثابت تناسب می‌باشد، hr برابر نرخ حرارتی و به ترتیب η_{it} و η_{ex} برابر راندمان حرارتی و راندمان بهره‌وری مبدل می‌باشد.

رابطه‌های (۶) و (۷) نشان‌دهنده روابط مربوط به ولتاژ ریزشبکه می‌باشد. در رابطه (۷) به ترتیب v_n^{min} و v_n^{max} برابر حداقل ولتاژ و حداکثر ولتاژ در نظر گرفته شده برای باس ریزشبکه می‌باشد.

$$v_n^{min} \leq v_{n,t} \leq v_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (6)$$

$$v_{n,t} = 1 \quad \forall n = \alpha, t \in T \quad (7)$$

در رابطه (۷) α برابر باسی است که دستگاه کنترل ولتاژ در آن قرار دارد و ولتاژ آن باس برابر با ۱ می‌باشد.

رابطه (۸) و (۹) به ترتیب حد بهره‌برداری از منابع CHP و منابع انرژی تجدیدپذیر را نشان می‌دهد. در این رابطه p_n^{min} برابر کمترین حد بهره‌برداری و p_n^{max} برابر بیشترین حد بهره‌برداری از منابع CHP می‌باشد. متغیر باینری y_n نشان‌دهنده وضعیت وجود CHP در باس n می‌باشد، که اگر برابر ۱ باشد یعنی CHP در آن باس وجود دارد و اگر برابر ۰ باشد یعنی CHP در آن باس وجود ندارد.

$$p_n^{min} y_n \leq p_{n,t}^{chp} \leq p_n^{max} y_n \quad \forall n \in N, t \in T \quad (8)$$

$$0 \leq p_{n,t}^r \leq \check{p}_{n,t,s} \quad \forall n \in N, t \in T, s \in S \quad (9)$$

رابطه (۱۰) و (۱۱) روابط مربوط به برنامه مدیریت سمت تقاضا در ریزشبکه را نشان می‌دهد. در رابطه (۱۰) $d_{n,t}$ برابر بار اولیه شبکه و تغییرنیافته در باس n در زمان t است، این رابطه تضمین می‌کند که هیچگونه حذف باری در ریزشبکه پس از برنامه مدیریت سمت تقاضا نداشته باشیم. در رابطه (۱۱) تغییرات بار در برنامه مدیریت سمت تقاضا نشان داده شده است، که γ برابر مقدار درصد تغییر بار مورد نظر می‌باشد [۳۸].

$$\sum_{n \in N} d_{n,t}^{dsm} = \sum_{n \in N} d_{n,t} \quad \forall t \in T \quad (10)$$

$$d_{n,t} - d_{n,t}\gamma \leq d_{n,t}^{dsm} \leq d_{n,t} + d_{n,t}\gamma \quad \forall n \in N, t \in T \quad (11)$$



روابط بعدی روابط حاکم بر سیستم ذخیره انرژی یا باتری در ریزشبکه می‌باشد. رابطه (۱۲) محدودیت توان دشارژ و رابطه (۱۳) محدودیت توان شارژ باتری را نشان می‌دهد، در این رابطه x_n برابر ظرفیت باتری n ام و $z_{n,t}$ برابر وضعیت شارژ و دشارژ باتری می‌باشد، که اگر برابر ۱ باشد بدین معنی است که باتری در حال دشارژ و اگر صفر باشد باتری در حال شارژ است. رابطه (۱۴) محدودیت بهره‌برداری انرژی موجود در باتری را نشان می‌دهد، که در این رابطه $e_{n,t}$ برابر وضعیت انرژی باتری در باس n ام در ساعت t ام می‌باشد و γ_n^{ess} برابر متغیر باینری وجود باتری در باس n ام می‌باشد، که اگر برابر صفر بود یعنی باتری در آن باس وجود ندارد در غیر اینصورت باتری در باس n ام وجود دارد.

رابطه (۱۵) نشان می‌دهد که وضعیت انرژی در ساعت جدید برابر است با وضعیت انرژی در ساعت قبل به علاوه شارژ در ساعت جدید منهای دشارژ در ساعت جدید، در اینجا η_n^{ess} برابر راندمان باتری می‌باشد. رابطه (۱۶) نشان‌دهنده وضعیت انرژی اولیه موجود در باتری می‌باشد که در این رابطه t برابر با ۱ می‌باشد و k نشان‌دهنده مقدار انرژی موجود اولیه در باتری می‌باشد.

$$0 \leq p_{n,t}^{dis} \leq x_n z_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (12)$$

$$0 \leq p_{n,t}^{ch} \leq x_n (1 - z_{n,t}) \quad \forall n \in N, t \in T \quad (13)$$

$$0 \leq e_{n,t} \leq x_n \gamma_n^{ess} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (14)$$

$$e_{n,t} = e_{n,t-1} + p_{n,t}^{ch} \eta_n^{ess} - \frac{p_{n,t}^{dis}}{\eta_n^{ess}} \quad (15)$$

$$e_{n,t} = k \quad \forall n \in N, t = 1 \quad (16)$$

روابط بعدی روابط حاکم بر سیستم ذخیره حرارتی در ریزشبکه می‌باشد. رابطه (۱۷) محدودیت حرارت تزریق شده به شبکه و رابطه (۱۸) محدودیت حرارت دریافت شده را نشان می‌دهد، در این رابطه α_n برابر ظرفیت سیستم حرارتی n ام و $z_{n,t}$ برابر وضعیت سیستم ذخیره حرارتی می‌باشد. رابطه (۱۹) محدودیت بهره‌برداری توان حرارتی موجود در سیستم ذخیره حرارتی را نشان می‌دهد، که در این رابطه $E_{n,t}$ برابر توان حرارتی موجود در سیستم ذخیره حرارتی در باس n ام در ساعت t ام می‌باشد و γ_n^{th} برابر متغیر باینری وجود سیستم ذخیره حرارتی در باس n ام می‌باشد، که اگر برابر صفر بود یعنی سیستم حرارتی در آن باس وجود ندارد در غیر اینصورت وجود دارد.

رابطه (۲۰) نشان می‌دهد که وضعیت توان حرارتی در ساعت جدید است در اینجا η_n^{th} برابر راندمان سیستم ذخیره حرارتی می‌باشد. رابطه (۲۱) نشان‌دهنده وضعیت توان حرارتی اولیه موجود در سیستم ذخیره حرارتی می‌باشد که در این رابطه t برابر با ۱ می‌باشد و k نشان‌دهنده مقدار اولیه در سیستم ذخیره حرارتی می‌باشد.

$$0 \leq h_{n,t}^{dis} \leq \alpha_n z_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (17)$$

$$0 \leq h_{n,t}^{ch} \leq \alpha_n (1 - z_{n,t}) \quad \forall n \in N, t \in T \quad (18)$$

$$0 \leq E_{n,t} \leq \alpha_n \gamma_n^{th} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (19)$$

$$E_{n,t} = E_{n,t-1} + h_{n,t}^{ch} \eta_n^{th} - \frac{h_{n,t}^{dis}}{\eta_n^{th}} \quad (20)$$

$$E_{n,t} = k \quad \forall n \in N, t = 1 \quad (21)$$

از آنجایی که مکان‌یابی بهینه سیستم ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی و حرارتی و CHP نیز در این مقاله انجام شده است، لذا حداکثر تعداد باتری و سیستم حرارتی و CHP که می‌بایست مکان‌یابی گردد باید در نظر گرفته شود. رابطه (۲۲) الی (۲۴) به ترتیب حداکثر تعداد منابع CHP و باتری و سیستم حرارتی را در مسئله نشان می‌دهد که باید نصب گردد. در رابطه (۲۲) A برابر تعداد منابع CHP است که باید جایابی شود و B و C به ترتیب برابر تعداد باتری و سیستم حرارتی است که باید در ریزشبکه جایابی گردد.



$$\sum_{n \in N} y_n \leq A \quad (22)$$

$$\sum_{n \in N} y_n^{ess} \leq B \quad (23)$$

$$\sum_{n \in N} y_n^{th} \leq C \quad (24)$$

معادلات (۱) الی (۲۴) برای بهره‌برداری از ریزشبکه‌ها به صورت جزیره‌ای می‌باشد. برای بهره‌برداری به صورت متصل به شبکه نیز می‌بایست تزریق توان به ریزشبکه از طریق پست فوق توزیع یا همان باس مرجع نیز مدل‌سازی گردد و قید مربوط به پست فوق توزیع هم اضافه شود. بدین منظور برای بهره‌برداری به صورت متصل به شبکه به جای رابطه (۲) از رابطه (۲۵) استفاده کرده و رابطه (۲۶) هم به قیود اضافه می‌کنیم. در رابطه (۲۵) $p_{n,t}^{sub}$ برابر توان پست توزیع در ساعت t ام می‌باشد و n نیز در اینجا برابر با باسی از شبکه است که پست فوق توزیع روی آن قرار دارد. رابطه (۲۶) محدودیت بهره‌برداری از پست توزیع را نشان می‌دهد و $\overline{p_n^{sub}}$ برابر حداکثر توان قابل بهره‌برداری پست n ام در شبکه توزیع است. متغیر باینری $q_{n,t}$ برای تعیین تعداد پست‌ها و همچنین کنترل ساعات تزریق توان از پست توزیع به ریزشبکه می‌باشد.

$$p_{n,t}^{sub} + p_{n,t}^{chp} + p_{n,t}^r + p_{n,t}^{dis} + p_{n,t}^{ev} = d_{n,t}^{dsm} + p_{n,t}^{ch} + [D(v)][G_L + G_N]v_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (25)$$

$$0 \leq p_{n,t}^{sub} \leq \overline{p_n^{sub}} q_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (26)$$

همانطور که در ابتدا بیان شد تولید سناریو برای منابع انرژی تجدیدپذیر و مثل بادی و PV به صورت تابع توزیع نرمال در برنامه MATLAB بدست آمده است که به صورت روابط زیر می‌باشد بدست آمده است.

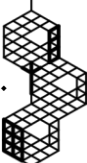
رابطه (۲۷) تابع توزیع نرمال منابع PV می‌باشد، که μ_t^{PV} برابر مقدار متوسط و σ انحراف استاندارد می‌باشد، همچنین l برابر میزان تابش می‌باشد. رابطه (۲۸) توان واقعی PV را نشان می‌دهد، که $P_{PV,n}$ برابر ظرفیت PV در باس n ام می‌باشد. رابطه (۲۹) تابع توزیع برای منابع بادی در شبکه می‌باشد، در این رابطه τ_{ci} ، τ_r و τ_{co} به ترتیب برابر حداکثر، مقدار و حداقل نرخ سرعت باد می‌باشد و $p_{n,r}$ برابر نرخ توان خروجی منبع بادی در باس n ام می‌باشد [۲۳].

$$f_{PV,t} = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(l - \mu_t^{PV})^2}{2\sigma^2}\right) \quad \forall t \in T \quad (27)$$

$$\overline{P}_{n,t}^{PV} = f_{PV,t} P_{PV,n} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (28)$$

$$\overline{P}_{n,t}^{WD} = \begin{cases} 0, \tau < \tau_{ci} \\ \frac{p_{n,r}\tau^3}{\tau_r^3 - \tau_{ci}^3} - \frac{p_{n,r}\tau_{ci}^3}{\tau_r^3 - \tau_{ci}^3}, \tau_{ci} < \tau < \tau_r \\ p_{n,r}, \tau_r < \tau < \tau_{co} \\ 0, \tau > \tau_{co} \end{cases} \quad (29)$$

همانطور که مشاهده گردید یک مدل بهینه‌سازی بر مبنای برنامه‌ریزی درجه دوم عدد صحیح ارائه شد، که برای حل آن می‌توانیم از حل‌کننده قدرتمند Gurobi استفاده کنیم، اگر فرم و ساختار مسئله به صورت استاندارد، یعنی شامل تابع هدف و مجموعه قیود باشد. در بخش بعدی نتایج شبیه‌سازی ارائه می‌شود.



جدول (۲): داده‌های بار الکتریکی و حرارتی ریزشبکه

باس	بار الکتریکی (کیلووات)	بار حرارتی (کیلووات گرما)	باس	بار الکتریکی (کیلووات)	بار حرارتی (کیلووات گرما)
۱	۰	۰	۳۶	۲۶	۱۸.۶
۲	۰	۰	۳۷	۰	۱۸.۶
۳	۰	۰	۳۸	۲۴	۰
۴	۰	۰	۳۹	۲۴	۱۷
۵	۰	۰	۴۰	۱.۲	۱۷
۶	۲.۶	۲.۲	۴۱	۰	۱
۷	۴۰.۴	۳۰	۴۲	۶	۰
۸	۷۵	۵۴	۴۳	۰	۴.۳
۹	۳۰	۲۲	۴۴	۳۹.۲	۰
۱۰	۲۸	۱۹	۴۵	۳۹.۲	۲۶.۳
۱۱	۱۴۵	۱۰.۴	۴۶	۰	۲۶.۳
۱۲	۱۴۵	۱۰.۴	۴۷	۷۹	۰
۱۳	۸	۵.۵	۴۸	۳۸۴.۷	۵۶.۴
۱۴	۸	۵.۵	۴۹	۳۸۴.۷	۲۷۴.۵
۱۵	۰	۰	۵۰	۴۰.۵	۲۷۴.۵
۱۶	۴۵.۵	۳۰	۵۱	۳۶	۲۸.۳
۱۷	۶۰	۳۵	۵۲	۴۳	۲.۷
۱۸	۶۰	۳۵	۵۳	۲۶.۴	۳.۵
۱۹	۰	۰	۵۴	۲۴	۱۹
۲۰	۱	۰.۶	۵۵	۰	۱۷
۲۱	۱۱۴	۸۱	۵۶	۰	۰
۲۲	۵.۳	۳.۵	۵۷	۰	۰
۲۳	۰	۰	۵۸	۱۰۰	۰
۲۴	۲۸	۲۰	۵۹	۰	۷۲
۲۵	۱۴	۰	۶۰	۱۲۴۴	۸۸۸
۲۶	۱۴	۱۰	۶۱	۳۲	۲۳
۲۷	۲۶	۱۰	۶۲	۰	۰
۲۸	۲۶	۱۸.۶	۶۳	۲۲۷	۱۶۲
۲۹	۰	۱۸.۶	۶۴	۵۹	۴۲
۳۰	۰	۰	۶۵	۱۸	۱۳
۳۱	۰	۰	۶۶	۱۸	۱۳
۳۲	۱۴	۰	۶۷	۲۸	۲۰
۳۳	۱۹.۵	۱۰	۶۸	۲۸	۲۰
۳۴	۶	۱۴	۶۹	۲۸	۲۰
۳۵	۲۶	۴			

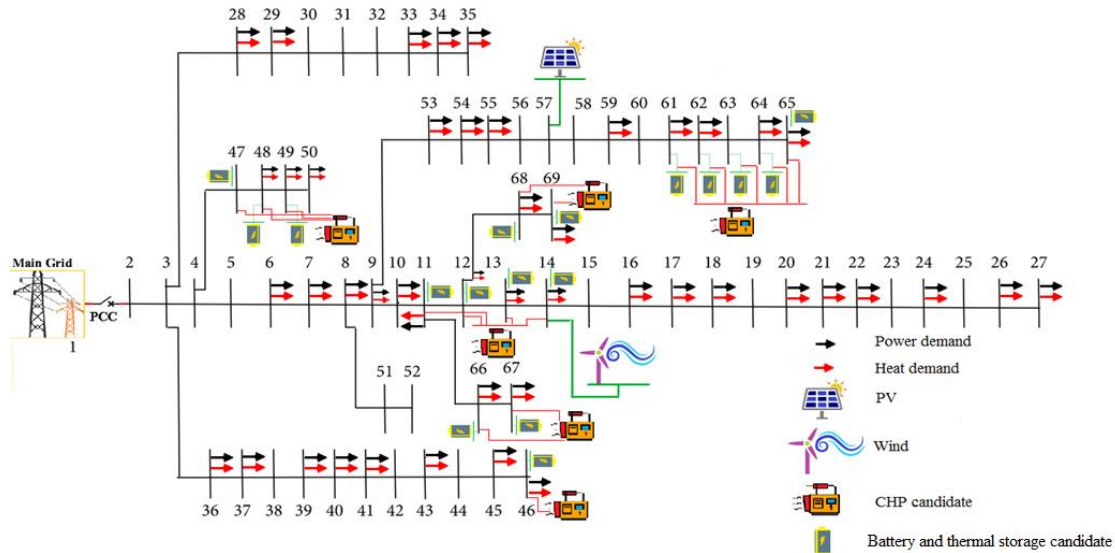
۳- نتایج شبیه‌سازی

در این بخش نتایج مربوط به شبیه‌سازی ارائه شده است. برای نشان دادن کارایی مدل پیشنهادی، ریزشبکه ۶۹ باس مطابق شکل (۱) در نظر گرفته شده است. این ریزشبکه دارای ۶۹ باس و ۶۸ خط می‌باشد که از طریق باس ۱ به شبکه بالا دستی متصل است. ولتاژ مبنا این ریزشبکه ۱۲.۶۷ کیلوولت می‌باشد. محدودیت ولتاژ بین ۰.۹۵ الی ۱.۰۵ پیرونیت در نظر گرفته شده است. همانطور که مشاهده می‌شود بارهای الکتریکی با فلش مشکلی و بارهای حرارتی با فلش قرمز رنگ در شکل نشان داده شده است. منابع انرژی

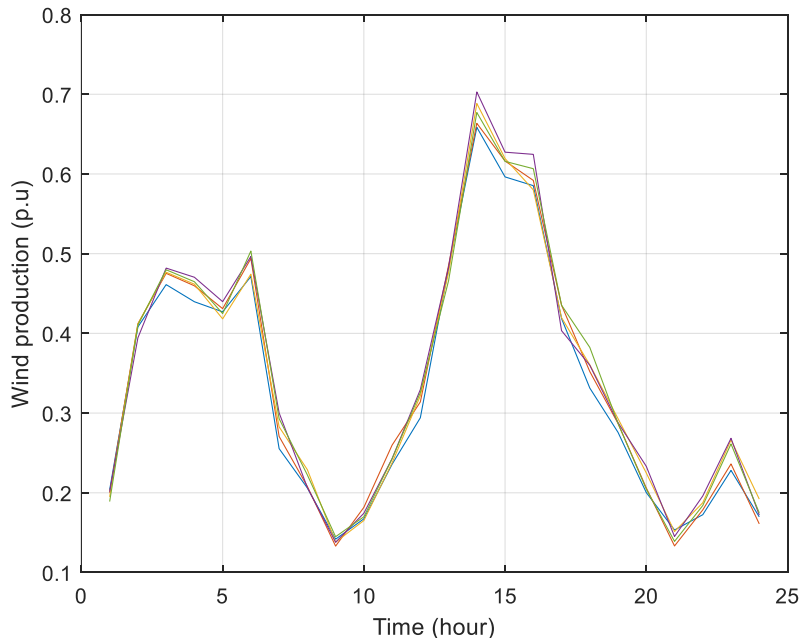




تجدیدپذیر فتوولتائیک و بادی در باس‌های ۱۴ و ۵۷ نصب شده است و حداکثر ظرفیت خروجی توان آن‌ها در بهترین شرایط ۱ مگاوات می‌باشد. باس‌های کاندید برای نصب CHP، باتری و ذخیره‌ساز حرارتی به ترتیب برابر باس‌های ۱۱ الی ۱۴، ۴۶ الی ۴۹ و ۶۱ الی ۶۹ می‌باشد. حداکثر ظرفیت منابع CHP برابر ۵ مگاوات می‌باشد. به منظور تجزیه و تحلیل و راستی‌آزمایی بهتر مدل پیشنهادی دو حالت بهره‌برداری جزیره‌ای و متصل به شبکه انجام شده است. راندمان باتری ۹۰ درصد و از نوع لیتیومی در نظر گرفته شده است و حداکثر ظرفیت باتری‌ها برابر ۱.۵ مگاوات ساعت می‌باشد. میزان مجاز تغییر بار در برنامه مدیریت سمت تقاضا ۵ درصد در نظر گرفته شده است. در هر دو حالت در نظر گرفته شده، تعداد ۳ واحد CHP، ۳ واحد باتری و ذخیره‌ساز حرارتی نیز برای جایابی بهینه در نظر گرفته شده است. شبیه‌سازی‌ها با استفاده از CVX و نرم‌افزار MATLAB پیاده‌سازی شده و با حل‌کننده Gurobi حل شده است.



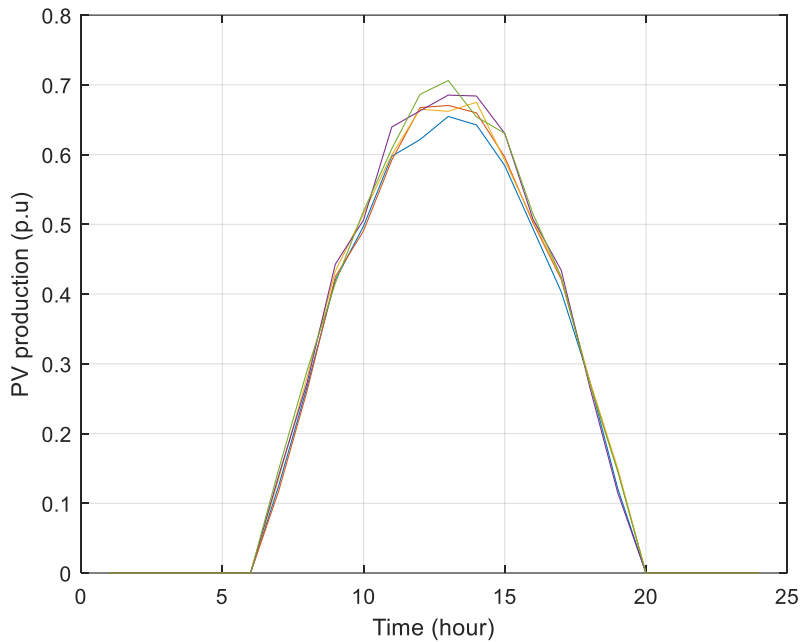
شکل (۱): ریزشبکه در نظر گرفته شده



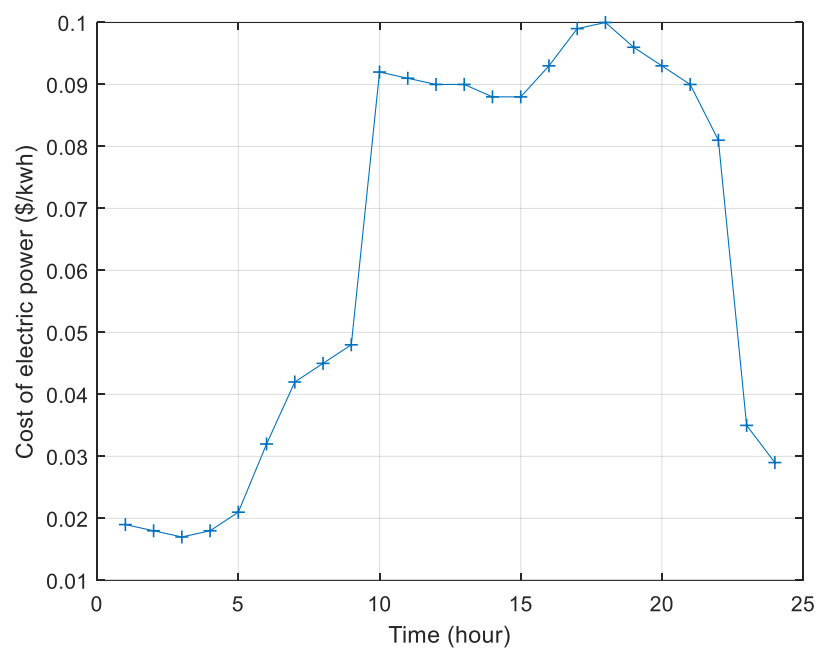
شکل (۲): سناریوهای تولید شده برای توربین بادی



شکل (۲) و (۳) به ترتیب نشان‌دهنده سناریوهای در نظر گرفته شده برای توربین بادی و PV می‌باشد. همچنین شکل (۴) نشان‌دهنده قیمت انرژی در یک روز و شکل (۵) بارهای حرارتی و الکتریکی ریزشبه را در یک روز نشان می‌دهد. در جدول (۲) داده‌های مربوط به ریزشبه استفاده شده ذکر شده است.

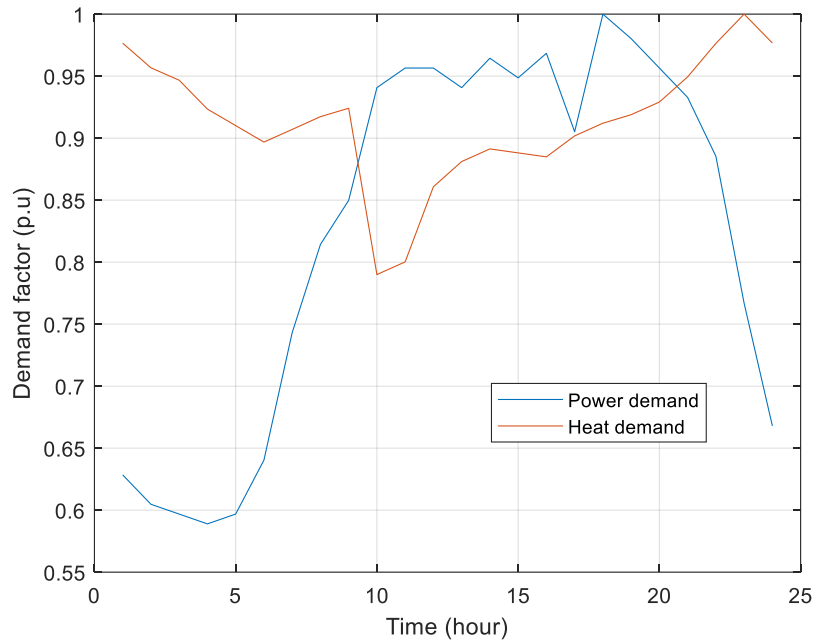


شکل (۳): سناریوهای تولید شده برای منبع PV



شکل (۴): قیمت انرژی الکتریکی در یک دوره ۲۴ ساعته





شکل (۵): بارهای حرارتی و الکتریکی ریزشبکه

۳-۱- بهره‌برداری جزیره‌ای

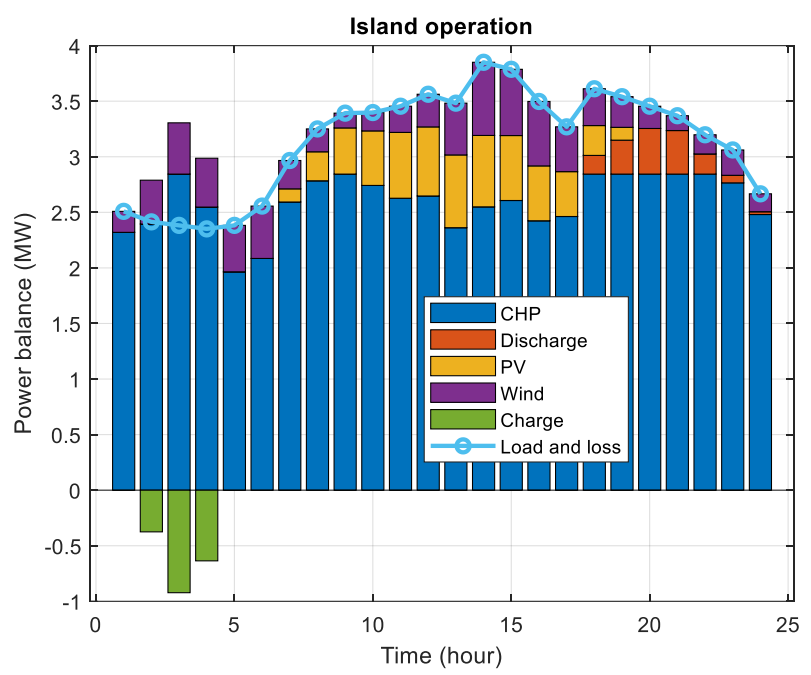
در این بخش نتایج مربوط به بهره‌برداری جزیره‌ای ریزشبکه ارائه شده است. جدول (۳) نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی را در بهره‌برداری جزیره‌ای ریزشبکه نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود در این حالت تلفات انرژی در طول روز برای یک دوره ۲۴ ساعته ۱۵۱۶ کیلووات ساعت شده است، همچنین کمترین ولتاژ شبکه در طول دوره برابر ۰.۹۹۰۳ پریونیت می‌باشد. هزینه تولید توان در منابع CHP نیز برابر ۴۰۰۰ دلار برای یک روز شده است. مکان بهینه برای نصب CHP برابر با ۴۷، ۴۹ و ۶۱ شده است که به ترتیب حداکثر ظرفیت بهینه آن برابر ۶۷۰، ۷۳۰ و ۱۵۰۰ کیلووات می‌باشد. به همین ترتیب مکان بهینه باتری با ۶۴، ۶۷ شده است که حداکثر ظرفیت آن برابر ۷۳۰ و ۱۰۲۰ کیلووات ساعت می‌باشد. در حالت جزیره‌ای نیز هیچگونه سیستم ذخیره انرژی حرارتی نصب نشده است. زمان حل مسئله برابر ۱۶۰ ثانیه می‌باشد.

جدول (۳): نتایج بهره‌برداری جزیره‌ای در ریزشبکه ۶۹ باس

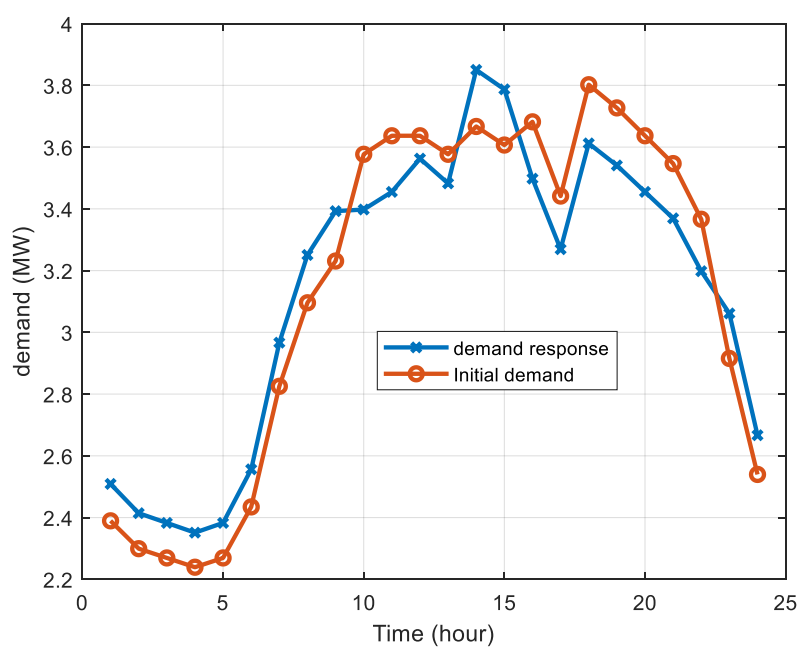
۱۵۱۶	تلفات انرژی (کیلووات ساعت)
۰.۹۹۰۳	کمترین ولتاژ شبکه (پریونیت)
۴۰۰۰	هزینه تولید (دلار)
۴۷ (۶۷۰)	مکان بهینه CHP (حداکثر اندازه: کیلووات)
۴۹ (۷۳۰)	
۶۱ (۱۵۰۰)	
۶۴ (۷۳۰)	مکان بهینه باتری (حداکثر ظرفیت: کیلووات ساعت)
۶۷ (۱۰۲۰)	
۱۶۰	مدت زمان حل مسئله (ثانیه)

شکل (۶) نشان‌دهنده توان منابع به همراه بار تغییر یافته و تلفات ریزشبکه می‌باشد. همانطور که مشاهده می‌گردد؛ در ساعات ۲ الی ۵ که قیمت انرژی ارزان است باتری شارژ شده و در ساعاتی که قیمت انرژی گران است دشارژ شده است. شکل (۷) مقایسه‌ای بین بارهای اولیه ریزشبکه با بار تغییر یافته در برنامه مدیریت سمت تقاضا نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که پیک بار از ساعت ۱۸

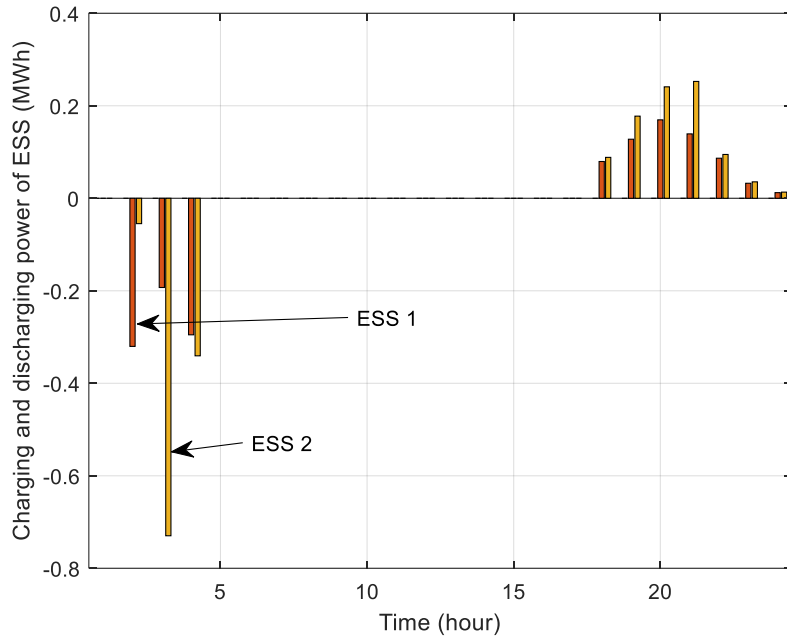
که مقدار ۳.۸ مگاوات بود به ساعت ۱۴ با مقداری کمتر ۳.۸ مگاوات منتقل شده است. شکل (۸) و شکل (۹) به ترتیب نمودار بهینه شارژ و دشارژ باتری و ذخیره‌ساز حرارتی را در طول دوره ۲۴ ساعته نشان می‌دهد.



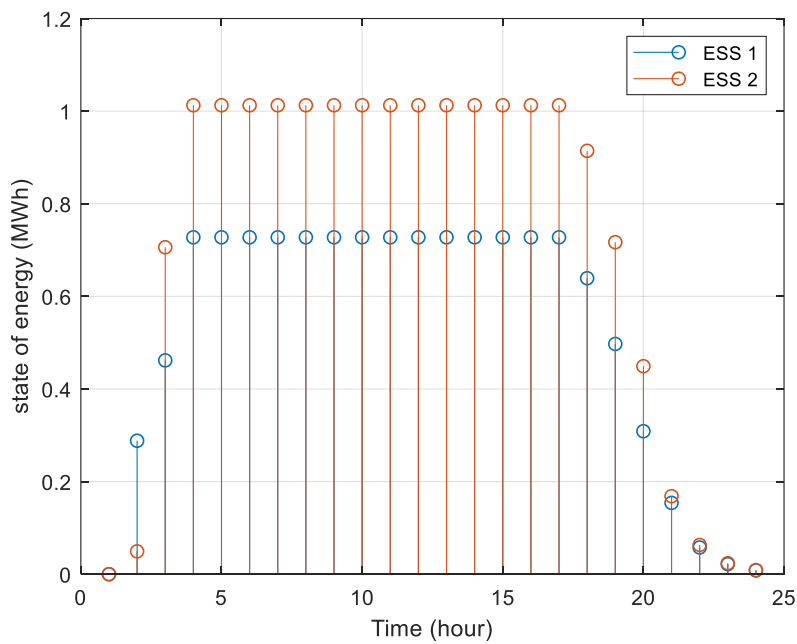
شکل (۶): تعادل بار در ریزشبکه ۶۹ باس در حالت بهره‌برداری جزیره‌ای



شکل (۷): مقایسه بار اولیه و بار تغییریافته در مدیریت سمت تقاضا در حالت جزیره‌ای



شکل (۸): شارژ و دشارژ بهینه باتری‌ها در بهره‌برداری جزیره‌ای



شکل (۹): وضعیت انرژی باتری‌ها در بهره‌برداری جزیره‌ای

۳-۲- بهره‌برداری متصل به شبکه

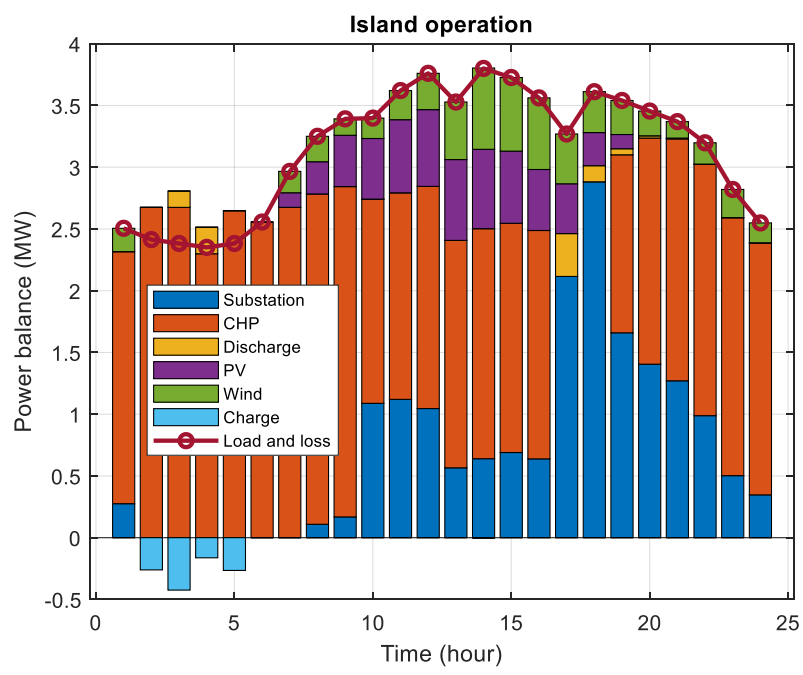
در این بخش نتایج مربوط به بهره‌برداری متصل به ریزشبکه ارائه شده است. جدول (۴) نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی را در بهره‌برداری جزیره‌ای ریزشبکه نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود در این حالت تلفات انرژی در طول روز برای یک دوره ۲۴ ساعته ۱۵۶۷ کیلووات ساعت شده است، همچنین کمترین ولتاژ شبکه در طول دوره برابر ۰.۹۶۴۱ پریونیت می‌باشد که در حدود ۰.۰۳ پریونیت از حال جزیره‌ای کمتر می‌باشد. هزینه تولید توان در منابع CHP نیز برابر ۲۵۸۵ دلار برای یک روز شده است که از مقدار بهره‌برداری جزیره‌ای کمتر می‌باشد. مکان بهینه برای نصب CHP برابر با ۱۴، ۴۹ و ۶۱ شده است که به ترتیب حداکثر ظرفیت

بهینه آن برابر ۴۴۰، ۸۵۰ و ۱۴۰۰ کیلووات می باشد. به همین ترتیب مکان بهینه باتری باس های ۶۱ و ۶۲ شده است که حداکثر ظرفیت آن برابر ۳۹۰ و ۲۳۵ کیلووات ساعت می باشد. مکان بهینه سیستم ذخیره ساز حرارتی نیز باس های ۶۴، ۶۶ و ۶۹ می باشد که ظرفیت بهینه آن برابر ۸۶۵، ۲۵۰۰ و ۳۰۰۰ کیلووات گرما ساعت می باشد. زمان حل مسئله برابر ۲۶۸۶ ثانیه می باشد.

جدول (۴): نتایج بهره برداری متصل به شبکه در ریز شبکه ۶۹ باس

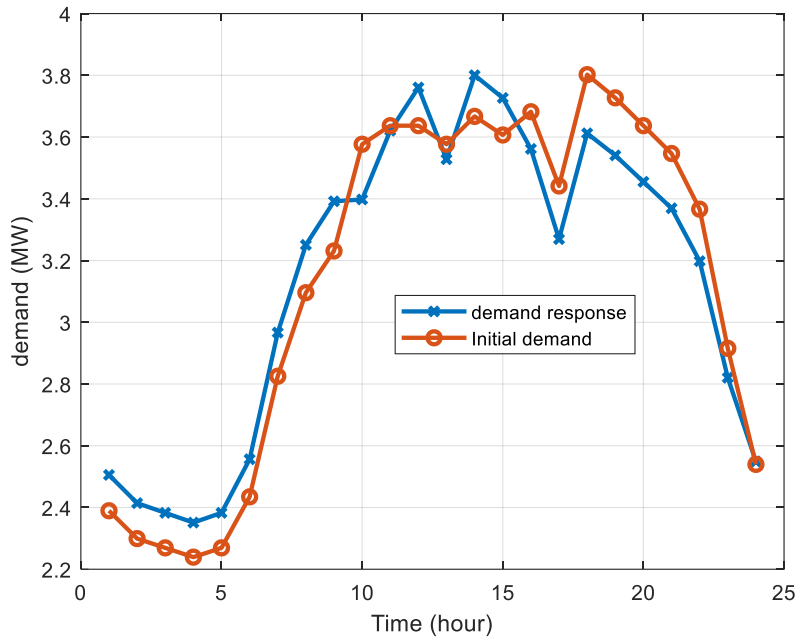
۱۵۶۷	تلفات انرژی (کیلووات ساعت)
۰.۹۶۴۱	کمترین ولتاژ شبکه (پریونیت)
۲۵۸۵	هزینه تولید (دلار)
(۴۴۰) ۱۴	مکان بهینه <i>CHP</i> (حداکثر اندازه: کیلووات)
(۸۵۰) ۴۹	
(۱۴۰۰) ۶۱	
(۳۹۰) ۶۱	مکان بهینه باتری (حداکثر ظرفیت: کیلووات ساعت)
(۲۳۵) ۶۲	
(۸۶۵) ۶۴	مکان بهینه ذخیره ساز حرارتی (حداکثر ظرفیت: کیلووات گرما ساعت)
(۲۵۰۰) ۶۶	
(۳۰۰۰) ۶۹	
۲۶۸۶	مدت زمان حل مسئله (ثانیه)

شکل (۱۰) نشان دهنده توان های موجود در ریز شبکه به همراه بار تغییر یافته و تلفات می باشد. در این شکل توان خریداری شده از ایستگاه توزیع نیز نشان داده شده است. شکل (۱۱) مقایسه بار تغییر یافته با بار اولیه شبکه نشان داده شده است. توجه شود که تغییرات بار به منظور بهبود تلفات انرژی، انحراف ولتاژ، هزینه خرید انرژی و هزینه عدم قطع منابع انرژی تجدیدپذیر در نظر گرفته شده است. شکل (۱۲) شارژ و دشارژ بهینه باتری را نشان می دهد و شکل (۱۳) توان حرارتی سیستم ذخیره ساز حرارتی را نشان می دهد.

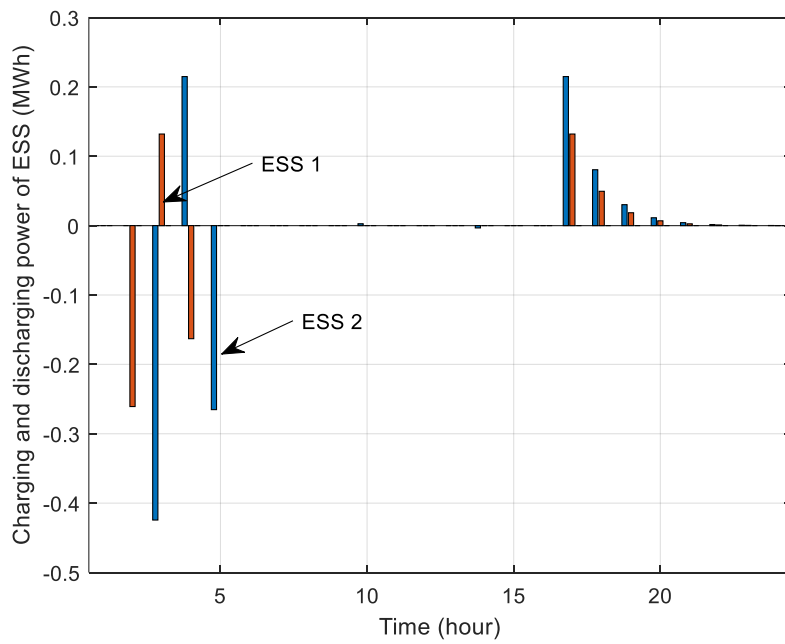


شکل (۱۰): تعادل بار در ریز شبکه ۶۹ باس در حالت بهره برداری متصل به شبکه

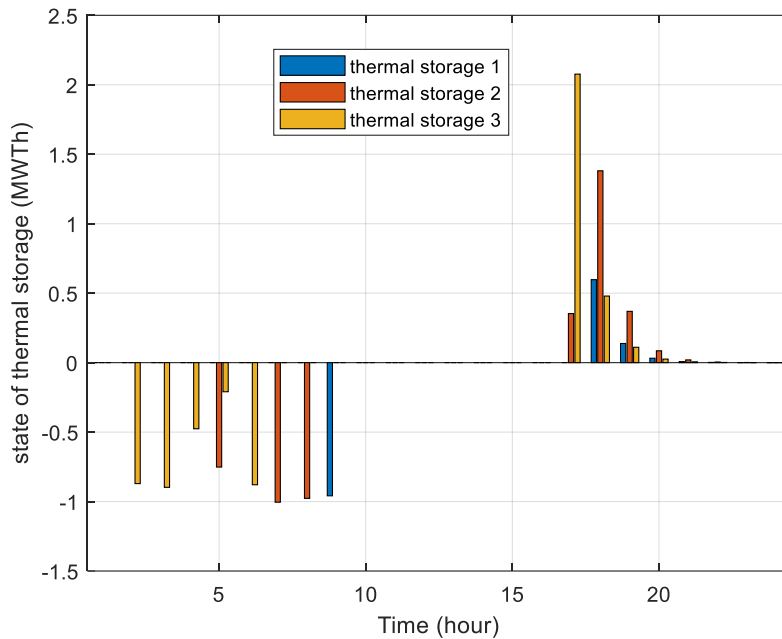




شکل (۱۱): مقایسه بار اولیه و بار تغییر یافته در مدیریت سمت تقاضا در حالت متصل به شبکه



شکل (۱۲): شارژ و دشارژ بهینه باتری‌ها در بهره‌برداری متصل به شبکه



شکل (۱۳): وضعیت ذخیره‌ساز حرارتی در بهره‌برداری متصل به شبکه

۳-۳- مقایسه

در این بخش به منظور نشان دادن عملکرد رویکرد پیشنهادی، چندین رویکرد دیگر مثل الگوریتم ژنتیک، الگوریتم ازدحام ذرات، الگوریتم جایا و الگوریتم آموزش و یادگیری با روش پیشنهادی مقایسه شده است. جدول (۵) نتایج مربوط به بهره‌برداری به صورت جزیره‌ای را نشان می‌دهد. مقایسه با یک سیستم کامپیوتری یکسان انجام شده است و تمامی پارامترهای ریزشبکه برای هر الگوریتم برابر می‌باشد تا در شرایط یکسانی مقایسه انجام شده باشد. شایان ذکر است که از آنجایی که الگوریتم‌های تکاملی برای پایه جستجوی تصادفی در ابتدا راه‌اندازی می‌شوند لذا برای اینکه بهترین جواب گزارش شود هر الگوریتم چندین مرتبه اجرا شده است. طبق جدول (۵) رویکرد پیشنهادی با تلفات انرژی کمتری (۱۵۱۶ کیلووات ساعت) نسبت به الگوریتم ژنتیک، الگوریتم ازدحام ذرات، الگوریتم جایا، و الگوریتم یادگیری و آموزش دیگر، به عنوان یک اندیکاتور مهم برای بهبود کارایی الگوریتم معرفی شده است. رویکرد پیشنهادی با کمترین ولتاژ شبکه (۰.۹۹۰۳ پیرونیت) نسبت به سایر الگوریتم‌ها به نظر می‌رسد، که این امر می‌تواند به بهبود استحکام و پایداری شبکه انرژی کمک کند. رویکرد پیشنهادی با هزینه تولید کمتری (۴۰۰۰ دلار) نسبت به سایر الگوریتم‌ها، به ویژه الگوریتم ازدحام ذرات و الگوریتم یادگیری و آموزش، نشان می‌دهد. این امر می‌تواند به مدیران سیستم‌های انرژی کمک کند تا اقتصادی‌ترین تصمیمات را در زمینه تولید انرژی بگیرند. رویکرد پیشنهادی با مدت زمان حل مسئله کمتر (۱۶۰ ثانیه) نسبت به الگوریتم ژنتیک و الگوریتم یادگیری و آموزش، به نظر می‌رسد. این نشانگر از سرعت و کارایی الگوریتم معرفی شده است. بر اساس نتایج این جدول، رویکرد پیشنهادی در مقایسه با الگوریتم‌های تکاملی دارای عملکرد بهتری در تلفات انرژی، پایداری و قابلیت بهره‌وری اقتصادی است. این موارد می‌توانند در ارتقاء کارایی سیستم‌های انرژی متمرکز و بهبود در مدیریت منابع انرژی مؤثر باشند.

جدول (۵): مقایسه نتایج بهره‌برداری جزیره‌ای رویکرد پیشنهادی با الگوریتم‌های تکاملی

رویکرد پیشنهادی	الگوریتم ژنتیک	الگوریتم ازدحام ذرات	الگوریتم جایا	الگوریتم یادگیری و آموزش
تلفات انرژی (کیلووات ساعت)	۱۵۴۱	۱۵۳۲	۱۵۵۴	۱۵۹۸
کمترین ولتاژ شبکه (پیرونیت)	۰.۹۹۱۰	۰.۹۸۷۴	۰.۹۸۸۸	۰.۹۸۹۱
هزینه تولید (دلار)	۴۰۵۹	۴۰۹۸	۴۰۲۹	۴۰۶۷
مدت زمان حل مسئله (ثانیه)	۳۲۴	۲۴۱	۱۸۰	۱۹۷



۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر برنامه‌ریزی اعداد صحیح درجه دوم مختلط برای مدیریت انرژی در ریزشبکه‌های جزیره‌ای یا متصل به شبکه ارائه شد. مدل پیشنهادی مکان و عملکرد بهینه منابع CHP و همچنین سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی و حرارتی را فراهم می‌کند. در این مقاله یک تابع چند هدفه شامل کاهش هزینه بهره‌برداری و نصب، تلفات، انحراف ولتاژ و کاهش قطعی برق منابع انرژی تجدیدپذیر مانند باد و خورشید ارائه شده است. در مدل پیشنهادی، مسئله مدیریت سمت تقاضا نیز در نظر گرفته شده است، تا بتوان مدیریت بهتر بار و انرژی در ریزشبکه برقی/حرارتی را در دو حالت عملیاتی مختلف به خوبی انجام داد. منابع انرژی تجدیدپذیر در این تحقیق به صورت غیر قطعی و مبتنی بر سناریو در نظر گرفته شده است. مدل‌سازی پیشنهادی با استفاده از حل‌کننده قدرتمند Gurobi حل شده است که راه‌حل‌های بهینه سراسری را تضمین می‌کند. شبکه استاندارد ۶۹ باس برای تجزیه و تحلیل انتخاب شده است و حالت‌های مختلف بهره‌برداری در نظر گرفته شده است و نتایج کارایی مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد.

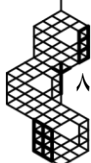
مراجع

- [1] W. Violante, C. A. Cañizares, M. A. Trovato and G. Forte, "An Energy Management System for Isolated Microgrids With Thermal Energy Resources," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2880-2891, July 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2973321.
- [2] X. Zhang, G. G. Karady and S. T. Ariaratnam, "Optimal Allocation of CHP-Based Distributed Generation on Urban Energy Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 246-253, Jan. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2013.2278693.
- [3] N. Blaauwbroek, P. H. Nguyen, M. J. Kongsman, H. Shi, R. I. G. Kamphuis and W. L. Kling, "Decentralized Resource Allocation and Load Scheduling for Multicommodity Smart Energy Systems," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1506-1514, Oct. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2441107.
- [4] J. Wei, Y. Zhang, J. Wang and L. Wu, "Distribution LMP-Based Demand Management in Industrial Park via a Bi-Level Programming Approach," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 3, pp. 1695-1706, July 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3062044.
- [5] N. A. Ashtiani, M. Gholami and G. B. Gharehpetian, "Optimal allocation of energy storage systems in connected microgrid to minimize the energy cost," in *2014 19th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, 2014, pp. 25-28, doi: 10.1109/EPDC.2014.6867493.
- [6] M. Zhang, Q. Xu, C. Zhang, L. Nordström and F. Blaabjerg, "Decentralized Coordination and Stabilization of Hybrid Energy Storage Systems in DC Microgrids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 1751-1761, May 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3143111.
- [7] Y. Song, Y. Liu, R. Wang and M. Ming, "Multi-Objective Configuration Optimization for Isolated Microgrid With Shiftable Loads and Mobile Energy Storage," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 95248-95263, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2928619.
- [8] M. H. K. Tushar, A. W. Zeineddine and C. Assi, "Demand-Side Management by Regulating Charging and Discharging of the EV, ESS, and Utilizing Renewable Energy," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 117-126, Jan. 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2755465.
- [9] Y. Fu, Z. Zhang, Z. Li and Y. Mi, "Energy Management for Hybrid AC/DC Distribution System With Microgrid Clusters Using Non-Cooperative Game Theory and Robust Optimization," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1510-1525, March 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2939586.
- [10] X. Feng, J. Gu and X. Guan, "Optimal allocation of hybrid energy storage for microgrids based on multi-attribute utility theory," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 107-117, January 2018, doi: 10.1007/s40565-017-0310-3.
- [11] H. Eskandari, M. Kiani, M. Zadehbagheri, T. Niknam, "Optimal scheduling of storage device, renewable resources and hydrogen storage in combined heat and power microgrids in the presence



- plug-in hybrid electric vehicles and their charging demand,” in *Journal of Energy Storage*, vol. 50,104558, 2022. doi.org/10.1016/j.est.2022.104558
- [12] 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,” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 108, pp. 355-368, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.04.001
- [13] P. Pourghasem, F. Sohrabi, M. Abapour, B. Mohammadi-Ivatloo, “Stochastic multi-objective dynamic dispatch of renewable and CHP-based islanded microgrids,” in *Electric Power Systems Research*, vol. 173, pp. 193-201, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.04.021
- [14] F. Nazari-Heris, B. Mohammadi-ivatloo, D. Nazarpour, “Network constrained economic dispatch of renewable energy and CHP based microgrids,” in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 110, pp. 144-160, 2019. doi: 10.12785/ijeds/1110135
- [15] Y. Zhang, F. Meng, R. Wang, B. Kazemtabrizi, J. Shi, “Uncertainty-resistant stochastic MPC approach for optimal operation of CHP microgrid,” in *Energy*, vol. 179, pp. 1265-1278, 2019. doi:10.1016/j.energy.2019.04.151
- [16] M. A. Jirdehi, M. Shaterabadi, V. Sohrabi Tabar, A. R. Jordehi, “Impact of diverse penetration levels of thermal units on a hybrid microgrid energy management considering the time of use and function priority,” in *Applied Thermal Engineering*, vol. 217, 119164, 2022. doi:10.1016/j.applthermaleng.202.119164
- [17] N. B. Roy, D. Das, “Optimal allocation of active and reactive power of dispatchable distributed generators in a droop controlled islanded microgrid considering renewable generation and load demand uncertainties,” in *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27,100482, 2021. doi: 10.24425/ae.2023.147416
- [18] A. Naderipour, Z. Abdul-Malek, S. A. Nowdeh, V. K. Ramachandaramurthy, A. Kalam, J. M. Guerrero, “Optimal allocation for combined heat and power system with respect to maximum allowable capacity for reduced losses and improved voltage profile and reliability of microgrids considering loading condition,” in *Energy*, vol. 196, 117124, 2020. doi:10.1016/j.energy.2020.117124
- [19] Y. Wang, P. Liu, D. Liu, F. Deng and Z. Chen, “Enhanced Hierarchical Control Framework of Microgrids With Efficiency Improvement and Thermal Management,” in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 36, no. 1, pp. 11-22, March 2021, doi: 10.1109/TEC.2020.3002670.
- [20] Z. Li, L. Wu, Y. Xu, S. Moazeni and Z. Tang, “Multi-Stage Real-Time Operation of a Multi-Energy Microgrid With Electrical and Thermal Energy Storage Assets: A Data-Driven MPC-ADP Approach,” in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 213-226, Jan. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3119972.
- [21] L. Yang, L. Tianyu and H. Shusen, “Coordination and Optimization of CCHP Microgrid Group Game Based on the Interaction of Electric and Thermal Energy Considering Conditional Value at Risk,” in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 88664-88673, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3089591.
- [22] Bidgoli MM, Karimi H, Jadid S, Anvari-Moghaddam A. “Stochastic electrical and thermal energy management of energy hubs integrated with demand response programs and renewable energy: A prioritized multi-objective framework,” in *Electric Power Systems Research*. Vol. 1;196:107183, 2020. doi:10.1016/j.epsr.2020.107183
- [23] Hormozi, M.A., Bahmani Firouzi, B. & Niknam, T. “A Novel Strategy for Multi-area Dynamic Energy Management,” in *Iran J Sci Technol Trans Electr Eng*, vol. 45, pp. 115–129, 2021, doi: 10.1007/s40998-020-00340-6

زیر نویس ها

¹ Combined heat and power (CHP)² Power balance³ Microgrid



- ⁴ Electric vehicle
- ⁵ Particle swarm optimization (PSO)
- ⁶ Stochastic
- ⁷ Energy storage
- ⁸ Demand side management
- ⁹ Mixed integer quadratic programming (MIQP)
- ¹⁰ Mixed integer linear programming (MILP)
- ¹¹ Non-linear programming (NLP)

