Semnan University

Journal of Modeling in Engineering

Journal homepage: https://modelling.semnan.ac.ir/

ISSN: 2783-2538



Research Article

Energy Resources and Storage Planning in Energy Hubs with Optimal Siting in Electrical and Thermal Networks Based on Stochastic Optimization

Morteza Jadidoleslam *

Department of Electrical Engineering, Sirjan University of Technology, Sirjan, Iran

UNCORRECTED PROOF

PAPER INFO

Paper history:

Received: 2025-03-13
Revised: 2025-05-12
Accepted: 2025-10-19

Keywords:

Energy hub planning;
Energy management system;
Electrical and thermal networks;
Renewable resources;
Energy storages;
Stochastic optimization.

ABSTRACT

This paper presents the planning and management of energy hubs in integrated electrical and thermal networks. The proposed energy hub integrates renewable energy sources, including wind, solar, and biomass, alongside non-renewable resources such as boilers and combined heat and power (CHP) systems. Additionally, the hub incorporates electrical and thermal energy storage systems. The objective of the proposed plan is to minimize both the capital cost of generation and storage units within the energy hubs and the expected operational costs. This optimization is subject to the constraints of optimal power flow in electrical and thermal networks, as well as the planning and operational equations governing energy resources and storage devices within the hub. To account for uncertainties in load demand, renewable power generation, and energy prices, a scenario-based stochastic optimization approach is employed. Numerical results from various case studies demonstrate the effectiveness of the proposed plan in enhancing the economic performance of energy hubs and improving the operational efficiency of energy networks. By determining the optimal size and location of resources and storage units within optimally located energy hubs, along with an optimized energy management strategy, the proposed approach improves network performance by approximately 23%–50% compared to traditional load flow studies. Specifically, it achieves reductions of approximately 23.2% in energy losses, 50% in maximum voltage drop, and 43.8% in temperature compared to conventional load flow analysis. These findings highlight the capability of the proposed framework to optimize the integration and operation of energy hubs within electrical and thermal networks.

© 2024 Published by Semnan University Press.
This is an open access article under the CC-BY 4.0 license.(https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

*** Corresponding author.**
E-mail address: jadidoleslam@sirjantech.ac.ir

How to cite this article:

مقاله پژوهشی

برنامه‌ریزی منابع انرژی و ذخیره‌سازها در هاب انرژی همراه با تعیین مکان بهینه برای هاب‌ها در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی مبتنی بر بهینه‌سازی تصادفی

مرتضی جدیدالاسلام[۱،*]

اطلاعات مقاله

دریافت مقاله: ۱۴۰۴/۰۱/۰۱
بازنگری مقاله: ۱۴۰۴/۰۱/۰۱
پذیرش مقاله: ۱۴۰۴/۰۱/۰۱

واژگان کلیدی:
برنامه‌ریزی هاب انرژی،
سیستم مدیریت انرژی،
شبکه‌های برق و حرارت،
منابع تجدیدپذیر،
ذخیره‌سازهای انرژی،
بهینه سازی تصادفی.

چکیده

در این مقاله، برنامه‌ریزی و مدیریت هاب انرژی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی ارائه می‌شود. هاب انرژی دارای منابع تجدیدپذیر بادی، خورشیدی و زیست‌توده است. همچنین شامل منابع تجدیدناپذیر مانند بویلر و سیستم‌های ترکیبی برق و حرارت نیز می‌باشد. در هاب انرژی از ذخیره‌سازهای انرژی الکتریکی و حرارتی استفاده شده است. طرح پیشنهادی کمینه‌سازی هزینه احداث منابع تولید و ذخیره‌سازها در قالب هاب انرژی به‌علاوه هزینه مورد انتظار بهره‌برداری هاب‌ها را بر عهده دارد. طرح بهینه نهایی مقید به معادلات پخش توان بهینه در شبکه‌های انرژی الکتریکی و حرارتی و همچنین معادلات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری منابع و ذخیره‌سازها در قالب هاب انرژی خواهد بود. در مدل پیشنهادی عدم‌قطعیت‌های بار، توان‌های تولیدی تجدیدپذیر و قیمت انرژی در نظر گرفته شده است. این مقاله از بهینه‌سازی تصادفی مبنی بر سناریو برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها استفاده می‌کند. نتایج عددی به‌دست آمده از موارد مطالعاتی مختلف بیان‌گر قابلیت چارچوب پیشنهادی در ارتقاء وضعیت اقتصادی هاب‌ها و بهبود شرایط بهره‌برداری با مدیریت انرژی و برنامه‌ریزی بهینه هاب‌ها در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی است. به‌طوری که با تعیین اندازه بهینه برای منابع و ذخیره‌سازها در هاب-های مستقر شده در مکان‌های بهینه و مدیریت انرژی بهینه آن‌ها، وضعیت بهره‌برداری شبکه‌های انرژی در حدود ۲۳٪ تا ۵۰٪ نسبت به مطالعات پخش توان بهبود یافته‌اند. همچنین طرح بهینه به‌دست آمده توانسته است تلفات انرژی، حداکثر افت ولتاژ و دما را به ترتیب در حدود ۲۳/۲٪، ۵۰٪ و ۴۳/۸٪ نسبت به مطالعات پخش توان کاهش دهد.

DOI: https://doi.org/10.22075/jme.2024.31282.2495

© 2024 Published by Semnan University Press.
This is an open access article under the CC-BY 4.0 license.(https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

UNCORRECTED PROOF

۱-مقدمه[۱]

به‌منظور کاهش آلایندگی‌های زیست‌محیطی و ارتقاء وضعیت اقتصادی و فنی شبکه‌های توزیع انرژی، سازمان‌های مدیریت انرژی پیشنهاد استفاده از تولیدات پراکنده (DGها)[۱]، ذخیره‌سازهای انرژی و طرح‌های پاسخ‌گویی بار (DRPها)[۲] را در مناطق مصرف ارائه داده‌اند [۱]. DGها در دو نوع تجدیدپذیر و تجدیدناپذیر وجود دارند. منابع انرژی تجدیدپذیر (RESها)[۳] از پدیده‌های

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: jadidoleslam@sirjantech.ac.ir
۱. دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی سیرجان، سیرجان، ایران

استناد به این مقاله: نحوه استناد فارسی در اینجا درج گردد.

طبیعی برای تولید انرژی استفاده می‌کنند. به‌عنوان مثال، توربین بادی (WT)[۴] از انرژی جنبشی باد برای تولید انرژی الکتریکی استفاده می‌کند. پنل‌های فتوولتائیک (PV)[۵] برای تولید انرژی الکتریکی از انرژی تابشی خورشید استفاده می‌کنند [۲]. واحد زیست‌توده (BU)[۶] از مصرف زباله‌های زیست‌محیطی برای تولید گاز متان استفاده می‌کند. از سویی دیگر، منابع تجدیدناپذیر برپایه تبدیل یک انرژی به انرژی دیگر هستند. مانند توربین گازی که از سوخت‌های فسیلی همچون گاز طبیعی برای تولید انرژی الکتریکی استفاده می‌کند. سیستم ترکیبی برق و حرارت (CHP)[۷] برای ارتقاء راندمان تبدیل انرژی با استفاده همزمان از انرژی‌های الکتریکی و حرارتی تولیدی مورد استفاده قرار می گیرد. از این‌رو بین شبکه‌های توزیع انرژی ساختار یافته وابستگی به وجود می‌آید. به‌عنوان مثال، با وجود CHP، توان اکتیو (حرارتی) در شبکه توزیع الکتریکی (حرارتی) وابسته به شبکه گاز خواهد بود [۳]. از این‌رو، افزایش بازدهی انرژی مستلزم مدیریت انرژی شبکه‌های مختلف به‌صورت همزمان است. به‌منظور مدیریت انرژی بهینه در شبکه‌ها، در ابتدا لازم است که یک واحد مجتمع برای منابع، ذخیره‌سازها و DRPها در نظر گرفته شود [۴]. این واحد در واقع یک هاب انرژی (EH)[۸] است که نقش تجمیع، مدیریت و هماهنگی DGها، ESها و DRPها را به‌عهده دارد و می‌تواند در انتقال و ذخیره‌سازی انرژی‌های مختلف مشارکت مؤثری داشته باشد [۵]. از سوی دیگر، به‌منظور ایجاد شرایط اقتصادی و فنی بهینه در شبکه‌های مختلف با مدیریت هاب انرژی، لازم است که EHها در مکان بهینه‌ای از شبکه‌های انرژی قرار گرفته باشند. همچنین اندازه و ظرفیت بهینه‌ای برای منابع و ذخیره‌سازها در EH تعیین شده باشد. به‌عبارتی، دست‌یابی به شرایط اقتصادی و فنی بهینه و مطلوب در شبکه‌های انرژی با برنامه‌ریزی بهینه EHها در گام اول، و سپس با اجرای مدیریت انرژی بهینه در EHها قابل انتظار است.

در زمینه مدیریت انرژی و برنامه‌ریزی EHها در شبکه‌های مختلف انرژی، مطالعات و تحقیقات مختلفی انجام شده است. در [۶] یک طرح مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی برای مدیریت هماهنگ EHها در بازار روز آینده ارائه شده است. در این طرح، سیستم‌های برق، گاز و گرما از طریق در نظر گرفتن گاز و برق برای ورودی هاب و برق و گرما برای خروجی هاب به هم متصل می‌شوند. در [۷] مدلی از شهر هوشمند ارائه می‌شود که اجزای مختلفی از جمله سیستم حمل و نقل هوشمند، ریزشبکه و EH هوشمند را با قابلیت تبدیل انرژی در نظر می‌گیرد. مدل پیشنهادی به بهره‌برداری جزیره‌ای یک شهر هوشمند می‌پردازد که آن را به یک جزیره هوشمند تبدیل می‌کند. این جزیره حامل‌های انرژی برق، گرما، گاز و آب را همزمان به کار می‌گیرد. مرجع [۸] یک هاب انرژی طراحی کرده است که چندین منبع انرژی و روش‌های ذخیره انرژی را ادغام می‌کند. دو مسیر، برق به گاز به برق (P2X2P) و زیست‌توده به گاز به برق (B2X2P)، که از هیدروژن و آمونیاک به‌عنوان حامل انرژی استفاده می‌کنند، برای هاب انرژی پیشنهاد شده است. با توجه به انعطاف‌پذیری و سودآوری هاب انرژی، بهره‌برداری هاب با استفاده از برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط مبتنی بر مدل و روش‌های یادگیری عمیق بدون مدل کنترل ارائه می‌شود. مرجع [۹] یک سیستم هاب انرژی داری منابع تجدیدپذیر پیشنهاد داده است که با تأسیسات برق به آمونیاک مبتنی بر اثر حرارتی-الکتروشیمیایی ادغام می‌شود. متعاقباً، مدیریت انرژی EH پیشنهادی به یک مسئله بهینه‌سازی هماهنگ چند عاملی تبدیل می‌شود، که هدف آن به حداقل رساندن هزینه بهره‌برداری و انتشار دی‌اکسید کربن است در حالی که محدودیت‌ها فنی را برآورده می‌کند. در [۱۰]، یادگیری تقویتی، یک رویکرد مبتنی بر هوش مصنوعی، برای بهینه‌سازی سیستم مدیریت انرژی یک EH پیشنهاد شده است. این EH شامل منابع تجدیدپذیر، CHP و کوره گاز است. مرجع [۱۱] یک

[1] Distributed generation
[2] Demand response programs
[3] Renewable energy sources
[4] Wind turbine
[5] Photovoltaic
[6] Bio-waste unit
[7] Combined heat and power
[8] Energy hub

UNCORRECTED PROOF

رویکرد جدید برای مدیریت انرژی خانگی از طریق توسعه یک میکرو هاب معرفی می‌کند. این هاب به طور ماهرانه منابع انعطاف‌پذیر را در چندین خانه جمع‌آوری می‌کند و با مدل‌سازی دقیق ویژگی‌های آن‌ها، افزایش دقت مدیریت انرژی پشتیبانی می‌شود. در [۱۲]، مطالعه مدیریت انرژی انعطاف‌پذیر هاب‌های انرژی متصل به شبکه‌های الکتریکی و حرارتی ارائه می‌شود. در EH، سیستم‌های بادی و فتوولتائیک تولیدکننده انرژی الکتریکی هستند و واحدهای زیست‌توده برای تولید همزمان برق و حرارت استفاده می‌شوند. ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده و ذخیره‌سازی حرارتی انعطاف‌پذیری هاب‌ها را کنترل می‌کنند. مرجع [۱۳] یک چارچوب مدیریت انرژی مقاوم و پایدار را برای مدل‌سازی EH توسعه می‌دهد. یک مدل بهینه‌سازی مقاوم استاتیک برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها توسعه داده شده است. علاوه بر این، یک برنامه پاسخ‌گویی بار منعطف، خودروهای الکتریکی و ذخیره‌ساز هوای فشرده برای افزایش انعطاف‌پذیری EH یکپارچه شده‌اند. مرجع [۱۴]، یک رویکرد بهینه‌سازی تصادفی را معرفی می‌کند که محدودیت‌های ریسک را برای EH، با در نظر گرفتن عدم‌قطعیت‌های مربوط به تولید انرژی‌های تجدیدپذیر و تقاضای بار، در بر می‌گیرد. روش پیشنهادی از تکنیک ارزش شرطی در معرض ریسک برای ارزیابی و کمی‌سازی ریسک‌ها استفاده می‌کند. مرجع [۱۵] یک روش بهره‌برداری بهینه دو مرحله ای منابع تجدیدپذیر را برای ریزشبکه‌های مبتنی بر هاب‌های انرژی هوشمند پیشنهاد می‌کند. با هدف به حداقل رساندن هزینه تولید برق در ساعت‌ها یا روزهای بعد و همچنین کاهش آلودگی محیط زیست یک مدل بهینه‌سازی برای EH در [۱۶] ارائه شده است. در [۱۷] ساختار دو سطحی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری بهینه EH بر اساس عدم‌قطعیت تقاضا و RES ارائه شده است. برنامه‌ریزی بهینه براساس مدل‌های تصادفی در سطح اولیه و بهره‌برداری بهینه براساس مدل‌های تصادفی در سطح ثانویه انجام می‌شود.

براساس پیشینه تحقیق ارائه شده، شکاف‌های تحقیقاتی عمده در زمینه بهره‌برداری و برنامه‌ریزی EHها در شبکه انرژی وجود دارد. در یک شکاف تحقیقاتی، در بیشتر تحقیقات مانند [۶-۱۴] تنها مدیریت انرژی EHها در شبکه‌های انرژی مختلف مد نظر بوده است. این در حالی است که برای ایجاد شرایط بهینه اقتصادی و فنی در شبکه‌های انرژی، لازم است که برنامه‌ریزی و بهره‌برداری هاب‌ها به‌طور همزمان مورد توجه قرار گیرد [۱۵-۱۷]. اگرچه مدیریت انرژی بهینه می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر بهره‌برداری هاب انرژی داشته باشد اما مکان و اندازه بهینه EH می‌تواند اثرگذاری مثبت این مدیریت انرژی بر روی شبکه انرژی را بیش از بیش افزایش دهد. در برنامه‌ریزی، مکان بهینه برای هاب‌ها به‌دست می‌آید و سپس اندازه بهینه منابع و ذخیره‌سازهای آن مشخص می‌شود. در ادامه مدیریت هاب انرژی در شبکه انرژی انجام می‌شود. این موضوع در تحقیقات اندکی مانند [۱۵-۱۷] بررسی شده است، که [۱۵] نیز تنها جایابی و بهره‌برداری هاب‌ها را در نظر گرفته است. در بیشتر تحقیقات در زمینه برنامه‌ریزی و بهره‌برداری هاب انرژی استفاده از باتری‌ها در EH مرسوم بوده است. اگرچه باتری دارای چگالی توان و راندمان بالا است، ولی عمر مفید آن پایین است، هزینه سرمایه‌گذاری آن بالا است و همچنین دسترسی به ظرفیت‌های بزرگ برای آن دشوارتر است. برای جبران این موضوع، برخی از تحقیقات مانند [۸، ۱۵-۱۶] استفاده از ذخیره‌ساز هیدروژنی را پیشنهاد داده‌اند. ولی این ذخیره‌سازی در بخش پیل سوختی دارای راندمان کاری پایین در حدود ۵۰٪ است [۱۸]. به‌عبارتی تلفات انرژی این ذخیره‌ساز بالا است. گزینه مناسب دیگر استفاده از ذخیره-ساز هوای فشرده در هاب است. این نوع ذخیره‌سازی دارای راندمان قابل توجهی در حدود ۸۰٪ است، عمر مفید آن بالا است، هزینه احداث آن نسبت به باتری و ذخیره‌ساز هیدروژنی پایین‌تر است و دسترسی به ظرفیت بالا برای آن دشوار نیست [۱۹]. با وجود این، استفاده از ذخیره‌ساز هوای فشرده در کمتر تحقیقاتی مانند [۱۲-۱۳] مورد توجه بوده است. علاوه بر این موضوع، واحد زیست‌توده (BU) نیز یک منبع تجدیدپذیر است که با مصرف زباله‌های زیست‌محیطی قادر است که گاز متان در خروجی خود تولید کند. همچنین اگر این واحد در خروجی خود از توربین گازی یا CHP استفاده کند، می‌تواند در تولید انرژی الکتریکی و حرارتی نقش داشته باشد [۱۲]. این در حالی است که در بیشتر تحقیقات در حوزه هاب انرژی، استفاده از منابع تجدیدپذیر بادی و خورشیدی مرسوم بوده است. علیرغم اینکه BU با مصرف زباله‌های زیست‌محیطی نقش مؤثری در کاهش آلایندگی زیست‌محیطی می تواند داشته باشد، استفاده از آن در EH در کمتر تحقیقاتی مانند [۸ و ۱۲] مد نظر بوده

UNCORRECTED PROOF

استناد به این مقاله: نحوه استناد فارسی در اینجا درج گردد.

است.

در این مقاله، به‌منظور جبران شکاف‌های تحقیقاتی مطرح شده، چارچوبی برای جایابی و اندازه‌یابی بهینه هاب‌های انرژی با در نظر گرفتن سیستم مدیریت انرژی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی ارائه می‌شود. هاب انرژی پیشنهادی دارای منابع تجدیدپذیر بادی، خورشیدی و زیست‌توده است. توربین بادی (WT) و فتوولتائیک‌ها (PVها) برای تولید انرژی الکتریکی در EH استفاده می‌شوند و BU برای تولید گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. در هاب انرژی پیشنهادی CHP نیز وجود دارد که گاز را به انرژی الکتریکی و حرارتی تبدیل می‌کند. همچنین هاب مورد نظر شامل بویلر نیز می باشد که از آن برای تولید حرارت و پاسخ به بارهای حرارتی استفاده می‌شود. علاوه بر این، در هاب پیشنهادی از ذخیره‌ساز الکتریکی (ES) بر پایه ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده و ذخیره‌ساز حرارتی (TS)[3] استفاده شده است. ES برای ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی استفاده می‌شود و TS برای ذخیره‌سازی انرژی حرارتی مورد استفاده قرار گرفته است. طرح پیشنهادی کمینه‌سازی مجموع هزینه احداث و بهره‌برداری سالانه EHها را برعهده دارد. هزینه احداث EH شامل هزینه نصب منابع تجدیدپذیر، CHP، بویلر و ذخیره‌سازهای انرژی است. هزینه بهره‌برداری EH نیز برابر هزینه خرید انرژی EH از شبکه‌های انرژی است. مجموع هزینه احداث و بهره‌برداری هاب انرژی به‌عنوان هزینه برنامه‌ریزی شناخته می‌شود. این مسئله مقید به معادلات پخش توان بهینه در شبکه‌های انرژی الکتریکی و حرارتی و مدل بهره‌برداری و برنامه‌ریزی منابع و ذخیره‌سازهای مختلف ذکر شده در قالب هاب انرژی است. مدل پیشنهادی عدم‌قطعیت‌های بار، قیمت انرژی و توان تولیدی منابع تجدیدپذیر را در نظر می‌گیرد. در این مقاله از بهینه‌سازی تصادفی مبتنی بر سناریو (SBSO)[4] برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های یاد شده استفاده می‌شود. در نهایت با مقایسه چارچوب پیشنهادی و پیشینه تحقیق، نوآوری‌های این مقاله به‌صورت زیر هستند:

- جایابی و اندازه‌یابی بهینه هاب‌های انرژی به‌صورت همزمان در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن سیستم مدیریت انرژی؛
- استفاده از ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده در هاب انرژی به‌منظور افزایش راندمان انرژی و کاهش هزینه برنامه‌ریزی هاب‌ها؛
- استفاده از واحد زیست‌توده در هاب انرژی به‌منظور تولید گاز و کاهش آلایندگی‌های زیست‌محیطی با مصرف زباله‌های زیست‌محیطی.

در بخش دوم، فرمول‌بندی مسئله برنامه‌ریزی و بهره‌برداری EHها در شبکه‌های انرژی ارائه شده است. سپس در بخش سوم، مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها مبنی بر SBSO انجام شده است. نتایج عددی به‌دست آمده برای موارد مطالعاتی مختلف در بخش چهارم آورده شده است. در نهایت بخش پنجم به جمع‌بندی و بیان نتایج به‌دست آمده می‌پردازد.

۲-مدل‌سازی مسئله برنامه‌ریزی و بهره‌برداری هاب‌های انرژی متصل به شبکه

در این بخش به مسئله برنامه‌ریزی و بهره‌برداری بهینه EHها در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی پرداخته می‌شود. این مسئله به‌صورت یک مدل برنامه‌ریزی-بهره‌برداری فرمول‌بندی شده است که در آن هدف کمینه‌سازی هزینه‌های احداث و بهره‌برداری EHها است و معادلات پخش توان بهینه شبکه‌های الکتریکی و حرارتی به‌عنوان قیود مسئله در نظر گرفته شده‌اند. در ادامه مدل پیشنهادی برای مسئله آورده شده است.

تابع هدف مسئله توسط رابطه (۱) بیان شده است. سطر اول این رابطه بیان‌گر کمینه‌سازی هزینه احداث سالانه عناصر موجود در هاب مانند CHP، بویلر، WT، PV، BU، ES و TS است. هزینه سالانه احداث هر المان برابر حاصل-ضرب اندازه بهینه المان مورد نظر در قیمت واحد احداث آن است [۱۹]. در سطر دوم رابطه (۱)، کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری سالانه[5] EHها بیان شده است که به کمینه‌سازی هزینه خرید انرژی از شبکه‌های الکتریکی و حرارتی اشاره دارد. هزینه انرژی یک هاب در هر شبکه برابر

[3] Thermal storage
[4] Scenario based stochastic optimization
[5] Annual operation cost

UNCORRECTED PROOF

حاصل‌ضرب انرژی دریافتی از شبکه مورد نظر و قیمت انرژی در آن شبکه است [۵]. مجموع هزینه احداث و بهره‌برداری هاب‌ها که توسط رابطه (۱) نشان داده شده است تحت عنوان هزینه برنامه‌ریزی بیان می‌شود. در سطر سوم رابطه (۱)، عبارت ۳۶۵ بیان‌گر تعداد روزها در یک سال است. داده‌های مسئله از قبیل پروفیل بار و توان تولیدی منابع تجدیدپذیر برای روزهای مختلف متفاوت است. لذا ضریب CF در رابطه (۱) استفاده شده، که بیان‌گر درصد مشابهت داده‌های مسئله در کل روزهای یک سال با داده‌های استفاده شده در طرح است [۱۹].

$$\min\ AHC=\sum_{i}\begin{pmatrix}AC_{Ci}C_{Ci}+AC_{Bi}C_{Bi}+AC_{WTi}C_{WTi}\\+AC_{PVi}C_{PVi}+AC_{BUi}C_{BUi}\\+AC_{ESi}C_{ESi}+AC_{TSi}C_{TSi}\end{pmatrix}+365\times CF\times\sum_{i,t,s}\left(\gamma_{Et,s}P_{Hi,t,s}+\gamma_{Ht,s}H_{Hi,t,s}+\gamma_{Gt,s}G_{Hi,t,s}\right) \quad (۱)$$

قیود (۲)-(۱۳) نشان دهنده مدل پخش توان بهینه در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی است. مدل بیان شده برای شبکه الکتریکی در روابط (۲)-(۸) نشان داده شده است [۱۸]. معادلات پخش توان این شبکه متناظر با قیدهای (۲)-(۵) است، که به ترتیب بیان‌گر تعادل توان اکتیو و راکتیو در باس‌های شبکه، توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط توزیع الکتریکی هستند [۳]. محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه توزیع متناظر با روابط (۶)-(۸) است. در قیود (۶) و (۷) به ترتیب محدودیت توان ظاهری عبوری از خطوط و پست توزیع بیان شده است [۵]. محدودیت دامنه ولتاژ در باس‌های شبکه توسط رابطه (۸) در نظر گرفته شده است. معادلات پخش توان بهینه شبکه حرارتی در روابط (۹)-(۱۳) نمایش داده شده است. قیود (۹) و (۱۰) بیان‌گر معادلات پخش توان شبکه مذکور است، که به ترتیب اشاره به تعادل توان حرارتی در گره‌های مختلف و توان حرارتی عبوری از خطوط لوله دارد [۴-۵]. محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه حرارتی شامل محدودیت توان حرارتی عبوری از خطوط لوله و پست‌های حرارتی، و محدودیت دما در گره‌های مختلف به ترتیب در روابط (۱۱)-(۱۳) ارائه شده است [۱۲].

$$P_{Sb,t,s}+\sum_{i}I_{Eb,i}P_{Hi,t,s}+\sum_{k}J_{Eb,k}P_{Lb,k,t,s}=P_{Db,t,s};\forall b,t,s \quad (۲)$$

$$Q_{Sb,t,s}+\sum_{k}J_{Eb,k}Q_{Lb,k,t,s}=Q_{Db,t,s};\ \forall b,t,s \quad (۳)$$

$$P_{Lb,k,t,s}=g_{Lb,k}\left(V_{b,t,s}\right)^2-V_{b,t,s}V_{k,t,s}\left\{g_{Lb,k}\cos\left(\alpha_{b,t,s}-\alpha_{k,t,s}\right)+b_{Lb,k}\sin\left(\alpha_{b,t,s}-\alpha_{k,t,s}\right)\right\};\forall b,k,t,s \quad (۴)$$

$$Q_{Lb,k,t,s}=-b_{Lb,k}\left(V_{b,t,s}\right)^2+V_{b,t,s}V_{k,t,s}\left\{b_{Lb,k}\cos\left(\alpha_{b,t,s}-\alpha_{k,t,s}\right)-g_{Lb,k}\sin\left(\alpha_{b,t,s}-\alpha_{k,t,s}\right)\right\};\forall b,k,t,s \quad (۵)$$

$$\sqrt{\left(P_{Lb,k,t,s}\right)^2+\left(Q_{Lb,k,t,s}\right)^2}\le\bar{S}_{Lb,k};\ \forall b,k,t,s \quad (۶)$$

$$\sqrt{\left(P_{Sb,t,s}\right)^2+\left(Q_{Sb,t,s}\right)^2}\le\bar{S}_{Sb};\ \forall b,t,s \quad (۷)$$

$$\underline{V}\le V_{b,t,s}\le\bar{V};\ \forall b,t,s \quad (۸)$$

$$H_{Sn,t,s}+\sum_{i}I_{Hn,i}H_{Hi,t,s}+\sum_{k}J_{Hn,k}H_{Ln,k,t,s}=H_{Dn,t,s};\forall n,t,s \quad (۹)$$

$$H_{Ln,k,t,s}=C_{Ln,k}\left(T_{n,t,s}-T_{k,t,s}\right);\forall n,k,t,s \quad (۱۰)$$

$$\left|H_{Ln,k,t,s}\right|\le\bar{H}_{Ln,k};\forall n,k,t,s \quad (۱۱)$$

$$\left|H_{Sn,t,s}\right|\le\bar{H}_{Sn};\forall n,t,s \quad (۱۲)$$

$$\underline{T}\le T_{n,t,s}\le\bar{T};\forall n,t,s \quad (۱۳)$$

در قیود (۱۴)-(۳۶) مدل بهره‌برداری و اندازه‌یابی منابع و ذخیره‌سازها در قالب EH ارائه شده است. توان اکتیو و حرارتی خروجی هاب (از دیدگاه شبکه انرژی) به ترتیب از روابط (۱۴) و (۱۵) به‌دست می‌آید. توان اکتیو یک هاب برابر مجموع توان اکتیو تولیدی CHP، WT، PV و ES در مد دشارژ منهای مجموع توان اکتیو مصرفی بار پسیو و ES در مد شارژ است. توان حرارتی در یک هاب برابر مجموع توان حرارتی تولیدی CHP، بویلر و TS در مد دشارژ منهای توان حرارتی مصرفی بار پسیو و TS در مد شارژ است. در این مقاله فرض شده است که گاز ورودی CHP و بویلر توسط گاز تولیدی BU نصب شده در هاب تأمین می‌شود. این موضوع در رابطه (۱۶) مدل‌سازی شده است. فرمول‌بندی CHP در قیود (۱۷) و (۱۸) ظاهر شده است. در قید (۱۷)، محدودیت توان اکتیو تولیدی CHP ارائه شده است [۳] و محدودیت ظرفیت بهینه CHP در قید (۱۸) بیان شده است. CHP در ورودی خود گاز دریافت می‌کند، و در خروجی انرژی الکتریکی و حرارتی تولید می‌کند. میزان توان حرارتی تولیدی این منبع براساس رابطه (۱۵) توسط عبارت $\frac{\left(1-\eta^T\right)\eta^H}{\eta^T}P_C$ محاسبه می‌شود، که این توان ضریبی از توان اکتیو CHP است. گاز ورودی CHP نیز براساس رابطه (۱۶) از عبارت $\frac{1}{\eta^T}P_C$ محاسبه می‌شود [۵]. مدل بویلر توسط قیود (۱۹) و (۲۰) نشان داده شده است،

UNCORRECTED PROOF

که این‌روابط به ترتیب بیان‌گر محدودیت توان حرارتی تولیدی بویلر [۵] و محدودیت اندازه بهینه این منبع در EH است. گاز ورودی بویلر نیز براساس رابطه (۱۶) توسط عبارت $\frac{1}{\eta^B}H_B$ قابل محاسبه است [۵].

فرمول‌بندی منابع تجدیدپذیر مانند سیستم بادی، فتوولتائیک و واحد زیست‌توده در روابط (۲۱)-(۲۶) ارائه شده است [۱۹]. به‌طوری که توان اکتیو تولیدی WT و PV و گاز تولیدی BU به ترتیب از روابط (۲۱)، (۲۳) و (۲۵) محاسبه می‌شوند. براساس این‌روابط، حداکثر توان هر منبع تجدیدپذیر برابر حاصل‌ضرب ظرفیت منبع و نرخ توان تولیدی منبع مذکور است. محدودیت ظرفیت بهینه WT، PV و BU در هاب انرژی به ترتیب با قیود (۲۲)، (۲۴) و (۲۶) نشان داده شده است. در منبع زیست‌توده، گاز BU توسط رابطه (۲۵) محاسبه می‌شود.

$$P_{Hi,t,s}=P_{Ci,t,s}+P_{WTi,t,s}+P_{PVi,t,s}+\left(P_{DISi,t,s}-P_{CHi,t,s}\right)-P_{Di,t,s};\forall i,t,s \quad (۱۴)$$

$$H_{Hi,t,s}=\frac{\left(1-\eta^T\right)\eta^H}{\eta^T}P_{Ci,t,s}+H_{Bi,t,s}+\left(H_{DISi,t,s}-H_{CHi,t,s}\right)-H_{Di,t,s};\forall i,t,s \quad (۱۵)$$

$$G_{BUi,t,s}-\frac{1}{\eta^T}P_{Ci,t,s}-\frac{1}{\eta^B}H_{Bi,t,s}=0;\forall i,t,s \quad (۱۶)$$

$$0\le P_{Ci,t,s}\le C_{Ci};\forall i,t,s \quad (۱۷)$$

$$0\le C_{Ci}\le \bar{C}_{Ci};\forall i \quad (۱۸)$$

$$0\le H_{Bi,t,s}\le C_{Bi};\forall i,t,s \quad (۱۹)$$

$$0\le C_{Bi}\le \bar{C}_{Bi};\forall i \quad (۲۰)$$

$$P_{WTi,t,s}\le C_{WTi}\varphi_{WTi,t,s};\forall i,t,s \quad (۲۱)$$

$$0\le C_{WTi}\le \bar{C}_{WTi};\forall i \quad (۲۲)$$

$$P_{PVi,t,s}\le C_{PVi}\varphi_{PVi,t,s};\forall i,t,s \quad (۲۳)$$

$$0\le C_{PVi}\le \bar{C}_{PVi};\forall i \quad (۲۴)$$

$$G_{BUi,t,s}\le C_{BUi}\varphi_{BUi,t,s};\forall i,t,s \quad (۲۵)$$

$$0\le C_{BUi}\le \bar{C}_{BUi};\forall i \quad (۲۶)$$

مدل برنامه‌ریزی-بهره‌برداری ES توسط روابط (۲۷)-(۳۱) بیان شده است [۲۰]. روابط (۲۷) و (۲۸) به ترتیب بیان‌گر محدودیت نرخ شارژ و دشارژ در ES هستند. نرخ شارژ و دشارژ ضریبی از ظرفیت بهینه ES می‌باشد. در این‌روابط، τ_{ch} بیان‌گر مدت شارژ ES است. به‌عبارتی τ_{ch} اشاره به مدت زمانی دارد که عملکرد شارژ ذخیره‌ساز می‌تواند ES را پر از انرژی الکتریکی کند. τ_{dch} معرف مدت دشارژ ES است، که برابر مدت زمانی است که عملکرد دشارژ ذخیره‌ساز می‌تواند ES را از انرژی الکتریکی تخلیه کند [۲۰]. علاوه بر این، ES همزمان در دو مد شارژ و دشارژ قرار نمی‌گیرد. این موضوع توسط قید (۲۹) بیان شده است. در قید (۳۰) نیز محدودیت انرژی ذخیره شده در ES بیان شده است. براساس این رابطه، انرژی ذخیره شده در ES برای ساعت t برابر مجموع انرژی اولیه ES و انرژی دریافتی در مد شارژ ES تا ساعت t منهای انرژی تخلیه شده در مد دشارژ ES تا ساعت t است. حداقل انرژی ذخیره شده در ES ($\delta\times C_{ES}$) و انرژی اولیه ES ($\chi\times C_{ES}$) ضریبی از اندازه بهینه ES هستند [۲۰]. محدودیت ظرفیت بهینه ES در هاب انرژی متناسب با قید (۳۱) است. فرمول‌بندی TS نیز برپایه قیود (۳۲)-(۳۶) است [۲۱]. محدودیت نرخ شارژ و دشارژ این ذخیره‌ساز به ترتیب توسط قیدهای (۳۲) و (۳۳) بیان شدند. حداکثر نرخ شارژ و دشارژ در TS ضریبی از اندازه بهینه TS در هاب انرژی است. قید (۳۴) از عملکرد همزمان شارژ و دشارژ در TS جلوگیری می‌کند. محدودیت انرژی ذخیره شده در TS (قید ۳۵) نیز همانند قید (۳۰) است، که در آن انرژی حرارتی ذخیره شده در ساعت t برابر مجموع انرژی اولیه و انرژی حرارتی دریافتی در مد شارژ تا ساعت t منهای انرژی کاهش یافته در مد دشارژ تا ساعت t است. محدودیت اندازه بهینه TS در هاب انرژی نیز از قید (۳۶) تبعیت می‌کند.

$$0\le P_{CHi,t,s}\le \frac{C_{ESi}}{\tau_{ch}};\forall i,t,s \quad (۲۷)$$

$$0\le P_{DISi,t,s}\le \frac{C_{ESi}}{\tau_{dch}};\forall i,t,s \quad (۲۸)$$

$$P_{CHi,t,s}P_{DISi,t,s}=0;\forall i,t,s \quad (۲۹)$$

$$\delta_i C_{ESi}\le \chi_i C_{ESi}+\sum_{h=1}^{t}\left(\eta^{CH}P_{CHi,h,s}-\frac{1}{\eta^{DIS}}P_{DISi,h,s}\right)\le C_{ESi};\forall i,t,s \quad (۳۰)$$

$$0\le C_{ESi}\le \bar{C}_{ESi};\forall i \quad (۳۱)$$

$$0\le H_{CHi,t,s}\le \frac{C_{TSi}}{\tau_{ch}};\forall i,t,s \quad (۳۲)$$

$$0\le H_{DISi,t,s}\le \frac{C_{TSi}}{\tau_{dch}};\forall i,t,s \quad (۳۳)$$

$$H_{CHi,t,s}H_{DISi,t,s}=0;\forall i,t,s \quad (۳۴)$$

UNCORRECTED PROOF

$$\delta_i C_{TSi} \le \chi_i C_{TSi} + \sum_{h=1}^{t}\left(\eta^{CH} H_{CH\,i,h,s} - \frac{1}{\eta^{DIS}} H_{DIS\,i,h,s}\right) \le C_{TSi}\,;\forall i,t,s \quad (۳۵)$$

$$0 \le C_{TSi} \le \bar{C}_{TSi}\,;\forall i \quad (۳۶)$$

۳- مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها

طرح پیشنهادی که در بخش قبل توسط روابط (۱)-(۳۶) مدل سازی شد، دارای عدم‌قطعیت در بارهای مختلف، شامل P_D، Q_D و H_D، قیمت انرژی الکتریکی و حرارتی یعنی γ_E وγ_H و نرخ توان تولیدی در WT، PV و BU یعنی φ_{WT}، φ_{PV} و φ_{BU} است. در اینجا از روش بهینه‌سازی تصادفی مبنی بر سناریو (SBSO) برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های ذکر شده استفاده می‌شود. روش SBSO مبنی بر ترکیب مکانیزم چرخ رولت (RWM)[6] و روش برگشت هم‌زمانی (SBM)[7] است [۲۲]. RWM یک تکنیک تولید سناریو است به گونه‌ای که توسط آن تعداد زیادی سناریو تولید می‌شود. میزان عدم‌قطعیت‌های بار، قیمت انرژی و نرخ توان تولیدی منابع تجدیدپذیر در هر سناریو براساس مقدار میانگین و انحراف معیار خودشان تعیین می‌شود. سپس از تابع احتمال نرمال برای محاسبه احتمال عدم‌قطعیت‌های مختلف در هر سناریو استفاده می‌شود. احتمال وقوع یک سناریو نیز برابر حاصل‌ضرب احتمال عدم‌قطعیت‌ها در آن سناریو است. SBM یک تکنیک کاهش سناریو است که تعداد مشخصی از سناریوهای تولید شده را انتخاب می‌کند که دارای کمترین فاصله نسبت به یکدیگر هستند. سناریوهای منتخب به مسئله (۱)-(۳۶) اعمال می‌شوند. نحوه کار این‌روش در مرجع [۲۲] ارائه شده است. در نهایت، احتمال وقوع هر سناریو نهایی برابر احتمال آن سناریو تقسیم برای مجموع احتمال سناریوهای منتخب توسط SBM است.

۴-نتایج عددی

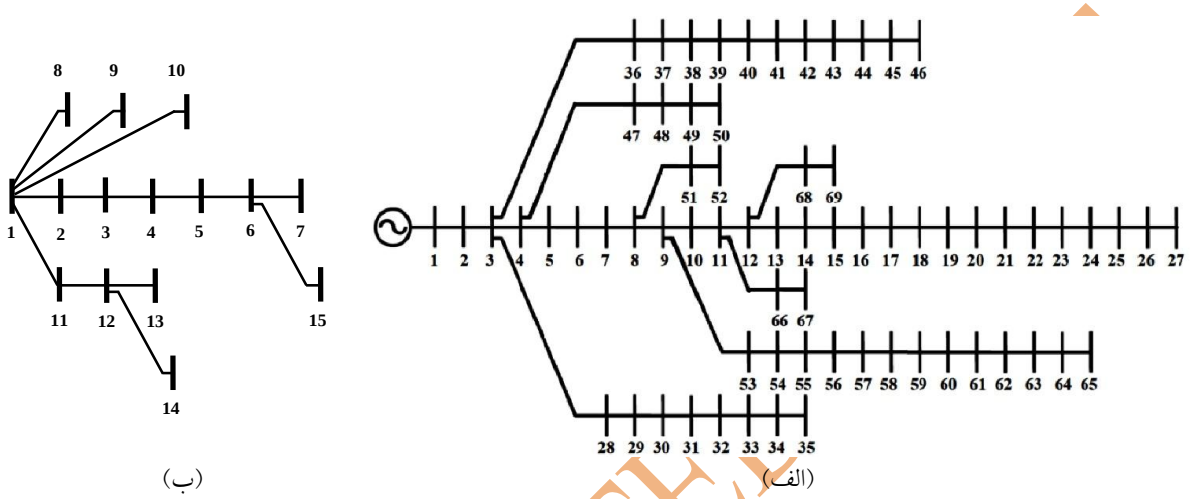
۴-۱-داده‌ها

در این بخش، چارچوب برنامه‌ریزی و بهره‌برداری پیشنهادی برروی سیستم مورد مطالعه که در شکل (۱) نشان داده شده است، اعمال می‌شود. سیستم مورد مطالعه شامل یک شبکه الکتریکی ۶۹ باسه IEEE [۲۳] و شبکه حرارتی ۱۴ گره‌ای [۲۴] است. سیستم الکتریکی دارای توان مبنا ۱ MVA است و ولتاژ مبنای آن برابر ۱۲/۶۶ kV است. باس یک به‌عنوان باس مرجع شناخته می‌شود، که دامنه و زاویه ولتاژ در این باس به ترتیب برابر ۱ p.u. و صفر رادیان است. مشخصات خطوط توزیع و پست‌ها به همراه داده‌های پیک بار مصرف‌کننده‌ها برای این شبکه در [۲۳] ارائه شده است. در سیستم حرارتی، توان مبنا برابر ۱ MW است و دمای مبنا برابر 100^{0C} می‌باشد. گره مرجع برابر گره ۱ است. در این گره، دما برابر ۱ p.u. است. داده‌های لوله‌ها، پست‌ها و پیک بار در [۲۴] بیان شده است. محدوده مجاز [۰/۹۵ ۱/۰۵] پریونیت برای دامنه ولتاژ و دما در نظر گرفته شده است. میزان بار در هر ساعت برابر حاصل‌ضرب پیک بار و ضریب بار است. منحنی روزانه ضریب بار مورد انتظار در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در شکل (۲) ترسیم شده است. قیمت انرژی برای شبکه‌های مختلف در [۵] بیان شده است. براساس این مرجع، قیمت انرژی برای شبکه الکتریکی در ساعت‌ها ۱:۰۰-۷:۰۰ و ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰ به ترتیب برابر ۱۷/۶ $/MWh و ۳۳ $/MWh است و در دیگر ساعت‌ها، برابر ۲۶/۴ $/MWh است. قیمت انرژی در شبکه حرارت برای ساعت‌ها ۵:۰۰-۱۵:۰۰ برابر ۳۰ $/MWh است و در دیگر ساعت‌ها برابر ۲۲ $/MWh است. ضریب همزمانی (CF) برابر ۰/۷ در نظر گرفته شده است [۲۵]. انحراف معیار عدم‌قطعیت‌های بار، نرخ توان تجدیدپذیر و قیمت انرژی برابر ۱۰٪ در نظر گرفته شده است. در شبکه مذکور فرض شده که ۴۴ هاب انرژی می‌تواند نصب شود، که مکان پیشنهادی آنها در جدول (۱) ارائه شده است. در این جدول، مکان پیشنهادی هاب‌ها در ابتدا، وسط و انتهای فیدر لحاظ شده است. ابتدا و انتهای فیدر به علت اینکه دارای ظرفیت خطوط بالا هستند، پیشنهاد شدند. انتهای فیدر به‌منظور ارتقاء پروفیل ولتاژ و دما پیشنهاد شده است. هزینه احداث WT، PV، BU، CHP و بویلر در هر هاب به ترتیب برابر ۰/۱۶ M$/year.MW، ۰/۲۴، ۰/۳۲، ۰/۱۱ و ۰/۰۸ است [۱۹، ۲۵]. هزینه احداث ES و TS نیز برابر ۰/۳ M$/year.MWh و ۰/۲۵ است [۱۹، ۲۵]. در این

[6] Roulette wheel mechanism (RWM)
[7] Simultaneous backward method (SBM)

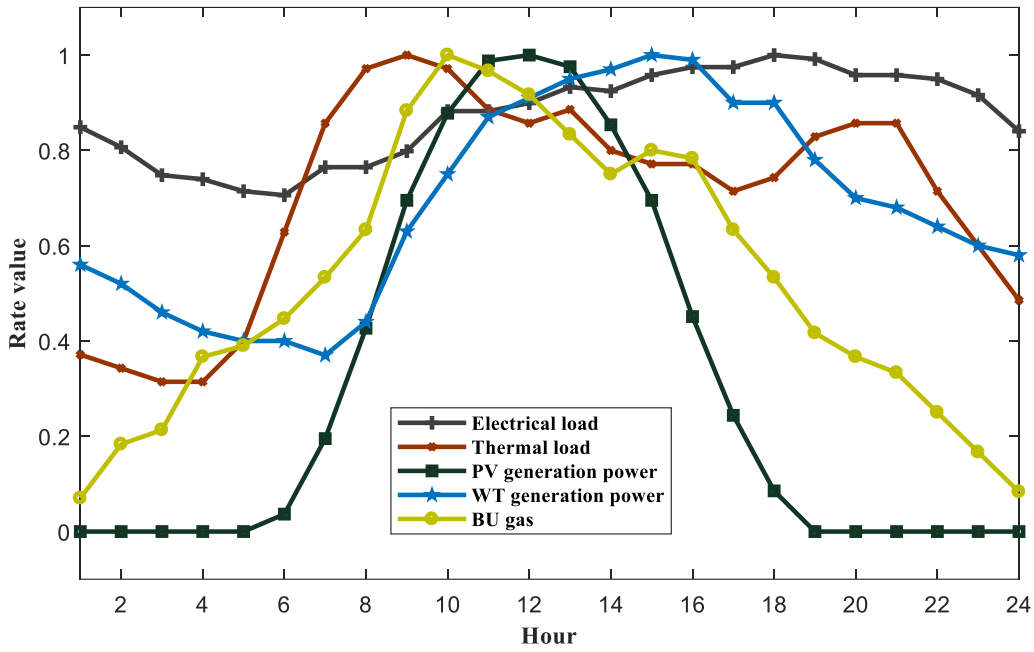
UNCORRECTED PROOF

مقاله ES مبنی بر ذخیره‌سازی هوای فشرده است. این ذخیره‌ساز دارای راندمان کاری خوب و هزینه احداث پایین‌تری است، عمر مفید آن نیز زیاد است. حداکثر ظرفیت قابل نصب برای منابع برابر ۲ MW لحاظ شده است و برای ذخیره‌سازها برابر ۴ MWh است. راندمان بویلر برابر ۸۰٪ است، η_T و η_H در CHP به ترتیب برابر ۳۷٪ و ۳۹٪ هستند. راندمان شارژ و دشارژ در ES به ترتیب برابر ۷۹٪ و ۷۸٪ است. راندمان شارژ و دشارژ در TS به ترتیب برابر ۸۰٪ و ۷۹٪ است. در ذخیره‌سازها، زمان شارژ و دشارژ برابر ۳ ساعت فرض شده است. حداقل انرژی و انرژی اولیه برابر ۱۰٪ ظرفیت ذخیره‌ساز هستند. منحنی روزانه مورد انتظار نرخ توان تولیدی برای WT، PV و BU در شکل (۲) ارائه شده است. میزان بار هر هاب برابر ۵۰٪ بار در مکان نصب هاب انرژی است.



(ب) (الف)

شکل ۱- سیستم مورد مطالعه، الف) شبکه الکتریکی شعاعی ۶۹ باسه IEEE [۲۳]، ب) شبکه حرارتی ۱۵ گره‌ای [۲۴]



شکل ۲- منحنی روزانه مقدار نسبی بارهای الکتریکی و حرارتی و توان تولیدی منابع تجدیدپذیر [۵، ۱۹]

جدول (۱): مکان‌های پیشنهادی برای نصب هاب‌های انرژی

هاب	مکان (b, n)	هاب	مکان (b, n)	هاب	مکان (b, n)	هاب	مکان (b, n)
۱	۳، -	۱۲	۳۷، -	۲۳	۷، -	۳۴	۲۹، ۲
۲	۴، -	۱۳	۴۰، -	۲۴	۱۲، -	۳۵	۳۲، ۶
۳	۱۰، -	۱۴	۴۵، -	۲۵	۱۳، -	۳۶	۳۵، ۱۲
۴	۱۱، -	۱۵	۴۸، -	۲۶	۲، ۳	۳۷	۳۷، ۳
۵	۱۸، -	۱۶	۵۴، -	۲۷	۳، ۴	۳۸	۴۰، ۷
۶	۱۹، -	۱۷	۵۸، -	۲۸	۶، ۱۰	۳۹	۴۵، ۱۳
۷	۲۶، -	۱۸	۶۴، -	۲۹	۷، ۱۱	۴۰	۴۸، ۶
۸	۲۷، -	۱۹	۶۵، -	۳۰	۱۲، ۱۸	۴۱	۵۴، ۲
۹	۲۹، -	۲۰	۲، -	۳۱	۱۳، ۱۹	۴۲	۵۸، ۳
۱۰	۳۲، -	۲۱	۳، -	۳۲	۱۲، ۲۶	۴۳	۶۴، ۷
۱۱	۳۵، -	۲۲	۶، -	۳۳	۱۳، ۲۷	۴۴	۶۵، ۱۳

۴-۲-نتایج به‌دست آمده

چارچوب برنامه‌ریزی و بهره‌برداری بهینه هاب انرژی پیشنهادی متناسب با داده‌های بخش ۴-۱ در محیط نرم افزار GAMS کدنویسی شده‌اند. مسئله مذکور دارای مدل غیرخطی است، لذا از حل‌گر IPOPT برای حل آن استفاده شده است [۲۶]. در مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها، با استفاده از RWM تعداد ۲۵۰۰ سناریو تولید شده و سپس با استفاده از تکنیک SBM تعداد ۸۰ سناریو انتخاب و به مسئله پیشنهادی اعمال می‌شوند. روند انتخاب سناریوها به این صورت است که SBM در ابتدا ۲۰ سناریو انتخاب می‌کند و با استفاده از آن‌ها، نتایج به‌دست آمده از حل مساله ارزیابی می‌شود. در قدم‌های بعدی تعداد سناریوهای SBM با گام ۱۰ سناریو افزایش می‌یابد. با افزایش تعداد سناریوها، اختلاف نتایج عددی به‌دست آمده کمتر می‌شود. این اختلاف نتایج به ازای سناریوهای بیش از ۸۰ عدد خیلی نزدیک به نتایج عددی برای تعداد ۸۰ سناریو است. بنابراین، از آنجایی که افزایش بیشتر تعداد سناریوها زمان محاسبات را افزایش می‌دهد و تأثیر ناچیزی بر نتایج به‌دست آمده دارد، در نهایت تعداد ۸۰ سناریو برای حل مسئله در نظر گرفته شده است.

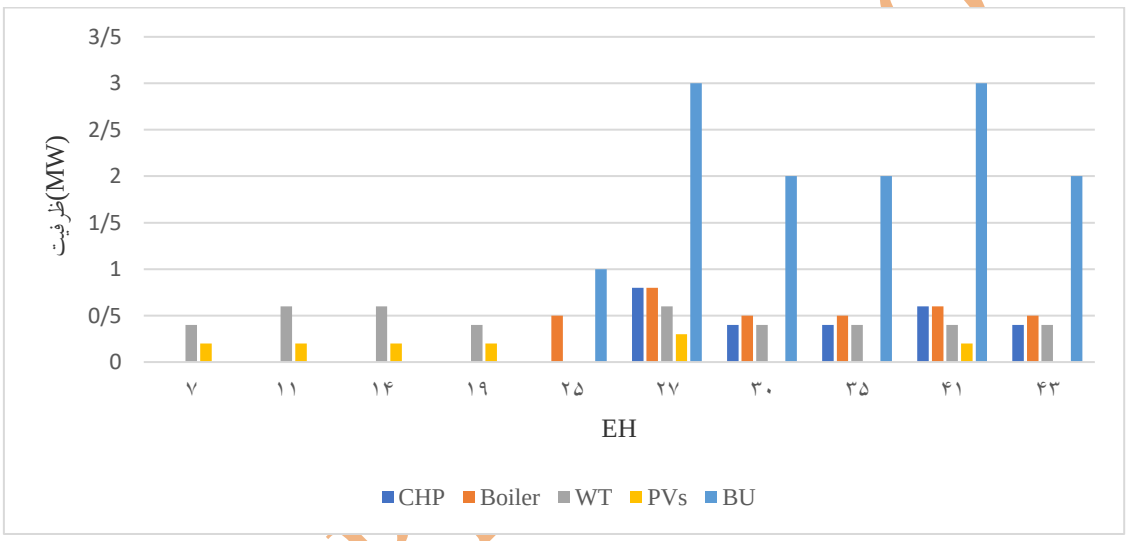
الف) برنامه‌ریزی و بهره‌برداری بهینه EHها در شبکه‌های انرژی: در شکل (۳) نتایج به‌دست آمده از برنامه‌ریزی بهینه هاب‌ها در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی نشان داده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود، تعداد ۱۰ هاب انرژی در شبکه نصب شده است. مکان‌های نصب هاب‌ها موقعیت‌های شماره ۷، ۱۱، ۱۴، ۱۹، ۲۵، ۲۷، ۳۰، ۳۵، ۴۱ و ۴۳ هستند، که موقعیت‌های بهینه از بین مکان‌های پیشنهادی جدول (۱) می‌باشند. قابل توجه است که ظرفیت منابع و ذخیره¬سازها در هاب‌های دیگر نزدیک به صفر بوده است. این موضوع به این معنی است که نصب هاب‌های دیگر در شبکه اقتصادی نیست. براساس جدول (۱)، هاب‌های ۷، ۱۱، ۱۴ و ۱۹ تنها در شبکه الکتریکی مستقر می‌شوند که عموماً در انتهای فیدر هستند. از این‌رو، انتظار می‌رود که هاب‌های مذکور توانایی قابل توجهی در بهبود پروفیل ولتاژ داشته باشند و وضعیت شاخص‌های بهره‌برداری شبکه الکتریکی ارتقاء یابد. این هاب‌ها براساس شکل (۳) دارای WT، PV و ES هستند. ظرفیت PVها و ESها در هاب‌های یاد شده یکسان است، ولی ظرفیت WTها متفاوت است. این موضوع ناشی از متفاوت بودن ظرفیت خطوط الکتریکی متصل به مکان هاب‌ها است. همچنین، با توجه به هزینه نصب کمتر WT نسبت به PV، برنامه‌ریز تمایل بیشتر به احداث WT دارد. هاب شماره ۲۵ به شبکه حرارتی متصل است که دارای بویلر، BU و TS است. این هاب براساس جدول (۱) در انتهای فیدر شبکه حرارتی مستقر است که به‌منظور ارتقاء پروفیل دما استفاده شده است. در این هاب، بویلر می‌تواند گاز ورودی خود را از BU تامین کند. هاب‌های ۲۷، ۳۰، ۳۵، ۴۱ و ۴۳ به هر دو شبکه الکتریکی و حرارتی متصل هستند. آنها عموماً به ابتدا و وسط فیدرها متصل هستند. این هاب‌ها دارای ظرفیت بالاتری برای منابع و ذخیره‌سازهای خود نسبت به دیگر هاب‌ها هستند. زیرا خطوط و لوله‌های متصل به مکان این باس‌ها یا گره‌ها از ظرفیت بالایی برخوردار است. ظرفیت بالای هاب‌ها می‌تواند در بهبود شاخص‌های بهره‌برداری

UNCORRECTED PROOF

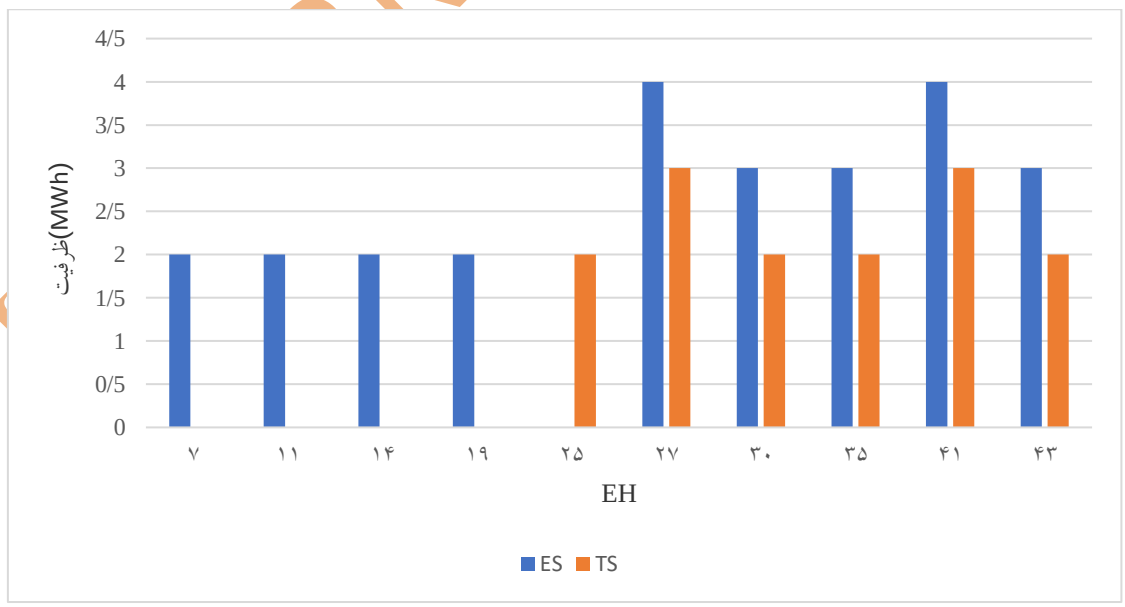
استناد به این مقاله: نحوه استناد فارسی در اینجا درج گردد.

مانند کاهش تلفات انرژی در شبکه‌های انرژی مفید باشد. در این هاب‌ها، در صورتی که مجموع ظرفیت بویلر، CHP، WT و PVها زیاد باشد، ظرفیت BU و ذخیره‌سازها نیز زیاد خواهد بود. به‌عبارتی ظرفیت BU و ذخیره‌سازها براساس ظرفیت بویلر، CHP، WT و PVها تعیین شده است.

در شکل (۴-الف)، هزینه سالانه احداث، بهره‌برداری و برنامه‌ریزی هاب‌ها نشان شده است. هزینه برنامه‌ریزی برابر مجموع هزینه احداث و بهره‌برداری است. هزینه بهره‌برداری در این هاب‌ها دارای مقدار منفی است. این بدین معنی است که هاب‌ها در بیشتر ساعت‌ها انرژی به شبکه‌های انرژی تزریق کرده‌اند. از این‌رو نه تنها بهره‌برداری آن‌ها هزینه‌ای ندارد، بلکه از فروش انرژی درآمد کسب می‌کنند. با توجه به شکل (۴-الف) هاب‌هایی که دارای ظرفیت زیاد منابع و ذخیرساز هستند، از هزینه احداث، درآمد و هزینه برنامه‌ریزی بالاتری برخوردار هستند. در شکل (۴-ب)، میزان هزینه سالانه احداث، بهره‌برداری و برنامه‌ریزی تمامی هاب‌ها بیان شده است. براساس این شکل، هزینه احداث کل برای هاب‌های منتخب برابر ۱۴/۶۲۲ M$/year است، درآمد هاب‌ها نیز برابر ۳/۴۱ M$/year است. در نهایت هزینه خالص برنامه‌ریزی برای هاب‌های منتخب برابر ۱۱/۲۱۲ M$/year است.

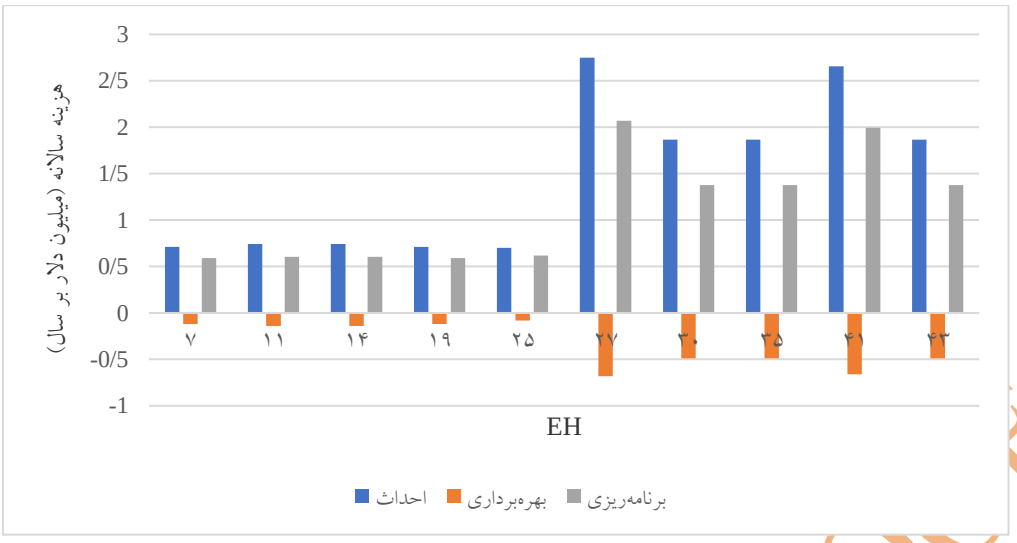


(الف)

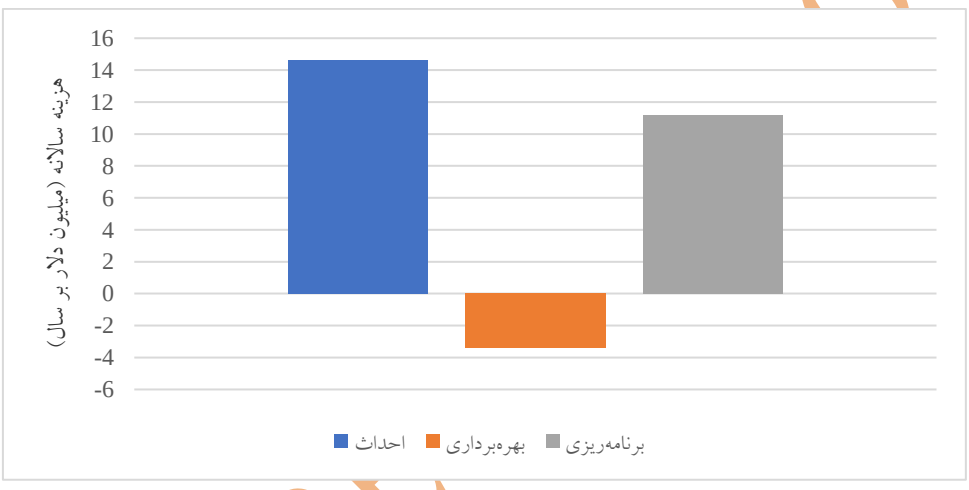


(ب)

شکل ۳- اندازه بهینه، الف) منابع، ب) ذخیره‌سازها در مکان‌های بهینه احداث هاب‌های انرژی



(الف)



(ب)

شکل ۴- میزان هزینه‌های سالانه احداث، بهره‌برداری و برنامه‌ریزی برای الف) هاب‌های منتخب، ب) کل هاب‌ها

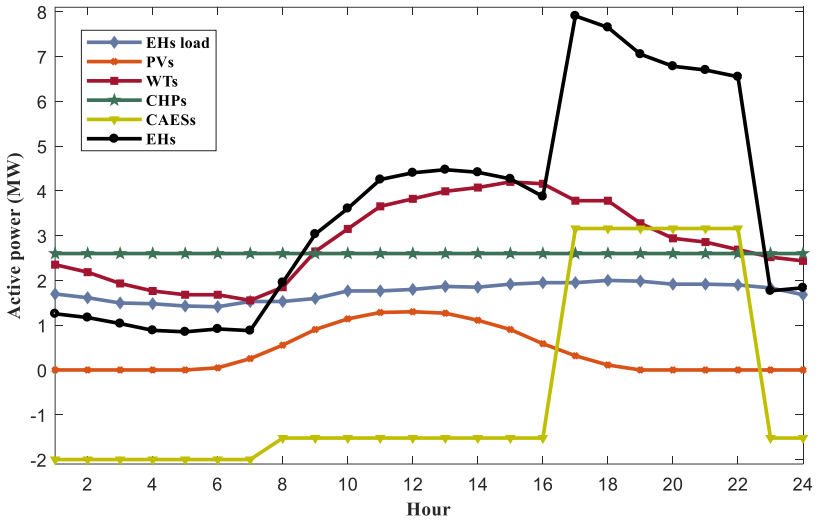
ب) بررسی عملکرد منابع و ذخیره‌سازها در هاب‌های انرژی: در شکل‌های (۵) و (۶) منحنی روزانه توان اکتیو و حرارتی مورد انتظار هاب‌ها و عناصر آن‌ها ترسیم شده است. براساس شکل (۵)، توان اکتیو WTها و PVها متناسب با حاصل‌ضرب ظرفیت خودشان و نرخ توان تولیدی آن‌ها در شکل (۲) است. به‌عبارتی، این منابع تجدیدپذیر در تمامی ساعت‌ها توان اکتیوی برابر با حداکثر ظرفیت خود متناسب با شرایط آب و هوایی را به هاب‌ها تزریق کرده‌اند. CHPها در تمامی ساعت‌ها بهره‌برداری توان اکتیوی برابر با حداکثر ظرفیت خود را به EHها تزریق می‌کنند. زیرا قیمت انرژی الکتریکی زیاد است و به ازای گاز دریافتی از BUها هزینه‌ای پرداخت نمی‌کنند. ESها در ساعت‌های که قیمت انرژی الکتریکی ارزان است، در مد شارژ قرار گرفتند و در دیگر ساعت‌ها در مد شارژ هستند. به‌عبارتی در ساعت‌های ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰ که قیمت انرژی الکتریکی بیشترین مقدار خود را دارد، ESها انرژی الکتریکی به هاب تزریق می‌کند. ولی در دیگر ساعت‌ها، ESها مصرف‌کننده انرژی الکتریکی است. با توجه به شکل (۶)، توان حرارتی CHPها در تمامی ساعت‌ها مانند توان الکتریکی تولیدی آن‌ها ثابت است. بویلرها نیز توان حرارتی برابر با حداکثر ظرفیت خود را به هاب‌ها تزریق می‌کنند. زیرا قیمت انرژی حرارتی در تمامی ساعت‌ها زیاد است. همچنین بویلرها به ازای گاز دریافتی از BUها هزینه‌ای را پرداخت نمی‌کنند. TSها نیز در ساعت‌های ۵:۰۰-۱۵:۰۰ در مد دشارژ هستند و انرژی حرارتی به هاب تزریق می‌کنند. چون در این ساعت‌ها قیمت انرژی حرارتی بیشترین مقدار خود را دارد. همچنین با توجه به قیمت پایین انرژی حرارتی در ساعت‌های دیگر، TSها مصرف‌کننده انرژی حرارتی در این ساعت‌ها هستند. در

UNCORRECTED PROOF

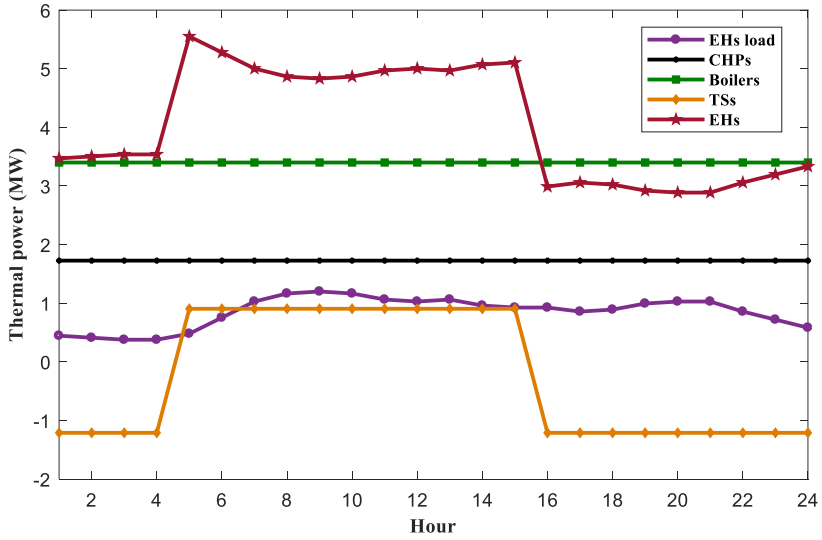
استناد به این مقاله: نحوه استناد فارسی در اینجا درج گردد.

مورد تعادل گاز در هاب انرژی، براساس شکل (۵) و (۶) می‌توان بیان کرد که توان گازی CHPها و بویلرها در تمامی ساعت‌ها یکسان است. راندمان بویلر برابر ۸۰٪ است و با توجه به شکل (۶) توان حرارتی برابر با ۳/۴ MW را به هاب‌ها تزریق می‌کنند. بنابراین مقدار گاز مصرفی بویلرها در هاب‌های انرژی معادل ۴/۲۵ MW (۰/۸۰ ÷ ۳/۴) است. براساس رابطه (۱۵) و شکل (۵)، گاز مصرفی CHPها برابر ۷/۰۲۷ MW است. بنابراین، BUها در هر ساعت بهره‌برداری گازی برابر با ۱۱/۲۷۷ MW تولید می‌کنند.

در شکل‌های (۵) و (۶)، میزان توان اکتیو و حرارتی هاب‌ها (P_H و H_H) در روابط ۱۴ و ۱۵) برابر صفر نیست و دارای مقدار مثبت هستند. به‌عبارت دیگر، با توجه به روابط (۱۴) و (۱۵) مشاهده می‌شود که توان تولیدی در هاب‌ها بیشتر از توان مصرفی است. بنابراین برای تعادل انرژی در هاب‌ها، مازاد انرژی تولیدی به شبکه الکتریکی و حرارتی تزریق می‌شود.



شکل ۵- منحنی روزانه توان اکتیو مورد انتظار منابع، ذخیره‌سازها و هاب‌ها



شکل ۶- منحنی روزانه توان حرارتی مورد انتظار منابع، ذخیره‌سازها و هاب‌ها

ج) بررسی وضعیت بهره‌برداری شبکه‌های انرژی: در جدول (۲) میزان شاخص‌های بهره‌برداری شامل تلفات انرژی سالانه[8]، حداکثر افت ولتاژ[9] و دما[10]، حداکثر اضافه ولتاژ[11] و دما[12] به ازای نتایج پخش بار[13] (مورد ۱) و نتایج

[8] Annual energy loss
[9] Maximum voltage drop
[10] Maximum temperature drop
[11] Maximum over voltage
[12] Maximum over temperature
[13] Load flow

طرح بهینه پیشنهادی (مورد ۲) گزارش شده است. همان‌طور که دیده می‌شود، بیشترین مقدار تلفات انرژی، افت ولتاژ و دما در مورد ۱ وجود دارد. این در حالی است که طرح بهینه پیشنهادی توانسته است تلفات انرژی، حداکثر افت ولتاژ و دما را به ترتیب در حدود ۲۳/۲٪، ۵۰٪ و ۴۳/۸٪ نسبت به مطالعات پخش بار کاهش دهد. این نتایج به ازای افزایش حداکثر اضافه ولتاژ و دما به ترتیب در حدود ۰/۰۱۲ و ۰/۰۰۸ پریونیت بدست آمده‌اند که این مقادیر کمتر از مقدار مجاز، یعنی ۰/۰۵ = ۱ − ۱/۰۵ = ۰/۹۵ − ۱، هستند.

جدول ۲- مقادیر شاخص‌های بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در موارد مطالعاتی مختلف

شاخص	مورد ۱	مورد ۲
تلفات انرژی سالانه (GWh)	۲/۳۷	۱/۸۲
حداکثر افت ولتاژ (p.u.)	۰/۰۹۲	۰/۰۴۶
حداکثر اضافه ولتاژ (p.u.)	۰	۰/۰۱۲
حداکثر افت دما (p.u.)	۰/۰۷۳	۰/۰۴۱
حداکثر اضافه دما (p.u.)	۰	۰/۰۰۸

۵-نتیجه‌گیری

در این مقاله، مسئله برنامه‌ریزی و مدیریت انرژی بهینه هاب‌های انرژی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی به طور همزمان مورد توجه قرار گرفته است. تابع هدف کمینه‌سازی مجموع هزینه احداث و بهره‌برداری هاب‌ها در نظر گرفته شده است. این مسئله مقید به معادلات پخش توان بهینه در شبکه‌های انرژی الکتریکی و حرارتی و همچنین مدل و قیود بهره‌برداری و برنامه‌ریزی منابع و ذخیره‌سازهای مختلف در قالب هاب انرژی است. روش بهینه‌سازی تصادفی مبتنی بر سناریو برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های بار، توان تجدیدپذیر و قیمت انرژی مورد استفاده قرار گرفت. براساس نتایج عددی مشاهده شد که مکان‌های بهینه برای نصب هاب‌های انرژی در ابتدا، وسط و انتهای فیدر هستند. ظرفیت هاب‌های نصب شده در انتهای فیدر کمتر است و عمدتا منجر به بهبود پروفیل ولتاژ و دما به ترتیب در شبکه‌های انرژی الکتریکی و حرارتی شدند. هاب‌های انرژی با ظرفیت بیشتر در گره‌های ابتدا و وسط فیدر قرار گرفتند. این هاب‌ها توانایی قابل توجهی در کاهش تلفات انرژی شبکه‌ها دارند. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که طرح بهینه پیشنهادی قادر است وضعیت بهره‌برداری شبکه‌های انرژی الکتریکی و حرارتی را در حدود ۲۳٪-۵۰٪ نسبت به مطالعات پخش بار بهبود دهد. به‌طوری که تلفات انرژی، حداکثر افت ولتاژ و دما به ترتیب در حدود ۲۳/۲٪، ۵۰٪ و ۴۳/۸٪ نسبت به مطالعات پخش بار کاهش یافته‌اند.

در بخش مدل‌سازی شبکه حرارتی، توجه شود که پخش حرارت به‌صورت خطی در نظر گرفته شده است که در آن تنها توان حرارتی در بخش‌های مختلف و افت دما در گره‌های مختلف لحاظ شده است. درحالی‌که انتقال حرارت در شبکه‌های حرارتی معمولاً غیرخطی و تابعی از دبی، افت فشار، تلفات خط و دمای محیط است. بنابراین در نظر گرفتن مدل غیرخطی شبکه حرارتی می تواند به‌عنوان یکی از کارهای پیشنهادی آینده در نظر گرفته شود.

فهرست علامت‌ها و اختصارات

اندیس‌ها

b, n	باس، گره حرارتی و گره گازی
i	هاب انرژی
k	اندیس کمکی متناظر با باس و گره حرارتی
t, s	ساعت و سناریو

پارامترها

$AC_C, AC_B, AC_{WT}, AC_{PV}, AC_{BU}, AC_{CAES}, AC_{TS}$	هزینه احداث سالانه CHP، بویلر، WT، PV، BU بر حسب $/year.MW، و ES و TS بر حسب $/year.MWh
b_L, g_L	سوسپتانس و رسانایی خط توزیع الکتریکی (p.u)
$\bar{C}_C, \bar{C}_B, \bar{C}_{WT}, \bar{C}_{PV}$	حداکثر ظرفیت CHP، WT، PV، BU بر حسب MW، ES و TS بر حسب MWh
$\bar{C}_{BU}, \bar{C}_{CAES}, \bar{C}_{TS}$	
CF	ضریب همزمانی
C_L	ثابت حرارتی خط لوله (p.u.)
H_D	توان حرارتی بار (MW)
$\bar{H}_L, \bar{H}_S$	توان حرارتی عبوری از لوله و پست حرارتی (MW)
I_E	ماتریس تلاقی EH و باس در شبکه الکتریکی
I_H	ماتریس تلاقی EH و گره در شبکه حرارتی
J_E	ماتریس تلاقی باس و خط در شبکه الکتریکی
J_H	ماتریس تلاقی گره و لوله در شبکه حرارتی
P_D, Q_D	توان اکتیو (MW) و راکتیو (MVAr) بار
$\bar{S}_L, \bar{S}_S$	حداکثر توان ظاهری عبوری از خط و پست الکتریکی (MVA)
$\underline{T}, \bar{T}$	حداقل و حداکثر مقدار مجاز دما (p.u.)
$\underline{V}, \bar{V}$	حداقل و حداکثر مقدار مجاز دامنه ولتاژ (p.u.)
χ	نسبت انرژی اولیه و ظرفیت ذخیره‌ساز
δ	نسبت حداقل انرژی و ظرفیت ذخیره‌ساز
γ_E, γ_H	قیمت انرژی در شبکه الکتریکی و حرارتی و گازی ($/MWh)

UNCORRECTED PROOF

استناد به این مقاله: نحوه استناد فارسی در اینجا درج گردد.

راندمان بویلر	η^{B}
راندمان شارژ و دشارژ در ذخیره‌ساز	η^{CH}, η^{DIS}
راندمان توربین و حرارتی در CHP	η^{T}, η^{H}
نرخ توان تولیدی WT، PV و BU	$\varphi_{WT}, \varphi_{PV}, \varphi_{BU}$
احتمال وقوع سناریو	ρ
مدت شارژ و دشارژ در ذخیره‌ساز	τ_{ch}, τ_{dch}

متغیرها

هزینه برنامه‌ریزی سالانه هاب‌های انرژی (EHها) بر حسب $/year	AHC
ظرفیت سیستم ترکیبی برق و حرارت (CHP)، بویلر، توربین بادی (WT)، فتوولتائیک (PV)، واحد زیست‌توده (BU) بر حسب MW، و ظرفیت ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی (ES) و حرارتی (TS) بر حسب MWh	$C_C, C_B, C_{WT}, C_{PV}, C_{BU}, C_{CAES}, C_{TS}$
گاز متان تولیدی BU (m^3)	G_{BU}
توان حرارتی و اکتیو EH از دیدگاه شبکه انرژی بر حسب MW	H_H, P_H
توان حرارتی بویلر (MW)	H_B
توان حرارتی TS در مد شارژ و دشارژ (MW)	H_{CH}, H_{DIS}
توان حرارتی در پست و لوله حرارتی (MW)	H_S, H_L
توان اکتیو CHP، WT و PV (MW)	P_C, P_{WT}, P_{PV}
توان اکتیو شارژ و دشارژ در ES (MW)	P_{CH}, P_{DIS}
توان اکتیو (MW) و راکتیو (MVAr) در خط توزیع الکتریکی	P_L, Q_L
توان اکتیو (MW) و راکتیو (MVAr) در پست توزیع الکتریکی	P_S, Q_S
دما در گره حرارتی، و دامنه ولتاژ در باس الکتریکی بر حسب پریونیت (p.u.)	T, V
زاویه ولتاژ (رادیان)	α

تعارض منافع

نویسندگان اعلام می‌کنند که در مورد انتشار این مقاله تعارض منافع وجود ندارد.

تاییدیه اخلاقی

نویسندگان متعهد می شوند که مطالب این مقاله را در هیچ مجله دیگری به چاپ نرسانده‌اند.

مشارکت های نویسندگان

مرتضی جدیدالاسلام: ایده و نوآوری، مرور کارهای گذشته، انجام شبیه‌سازی‌ها، تحلیل نتایج و نگارش مقاله.

مراجع

[1] S. M. Nosratabadi, A. Peivand, and M. Jadidoleslam. “Risk-Based Multi-Stage Model Employment in the Multi-Objective Optimal Scheduling Process of Micro-Energy Grid Using Augmented Epsilon-Constrained Concept”. *Journal of Modeling in Engineering* 23, no. 1 (2024): 15-42. (in Persian)

[2] M. Jadidoleslam, and Z. Moradi-Shahrbabak. “Siting and Sizing of Renewable Virtual Power Plants with Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-Power Technologies in the Active Distribution Network”. *Computational Intelligence in Electrical Engineering* 15, no. 1 (2025): 51-66. (in Persian)

[3] J. Hu, Y. Zou, et al. “A multilevel optimization approach for daily scheduling of combined heat and power units with integrated electrical and thermal storage”. *Expert Systems with Applications* 250, no. 1 (2024): 123729.

[4] H. Zafarani, S. A. Taher, and M. Shahidehpour. “Robust operation of a multicarrier energy system considering EVs and CHP units”. *Energy* 192, no. 1 (2020): 116703.

[5] M. AkbaiZadeh, T. Niknam, and A. Kavousi-Fard. “Adaptive robust optimization for the energy management of the grid-connected energy hubs based on hybrid meta-heuristic algorithm”. *Energy* 235, (2021): 121171.

[6] S. Gu, C. Rao, et al. “Day-Ahead market model based coordinated multiple energy management in energy hubs”. *Solar Energy* 262, (2023): 111877.

[7] K. Esapour, F. Moazzen, et al., “A novel energy management framework incorporating multi-carrier energy hub for smart city”. *IET Generation, Transmission & Distribution* 17, no. 3 (2023): 655-666.

[8] D. Wen, and M. Aziz. “Data-driven energy management system for flexible operation of hydrogen/ammonia-based energy hub: A deep reinforcement learning approach”. *Energy Conversion and Management* 291, (2023): 117323.

[9] K. Xiong, W. Hu, et al. “Coordinated energy management strategy for multi-energy hub with thermo-electrochemical effect based power-to-ammonia: A multi-agent deep reinforcement learning enabled approach”. *Renewable Energy* 214, (2023): 216-232.

[10] Z. Yadollahi, R. Gharibi, et al. “Optimal energy management of energy hub: A reinforcement learning approach”. *Sustainable Cities and Society* 102, (2024): 105179.

UNCORRECTED PROOF

[11] G. Wang, Y. Zhou., et al. “Robust energy management through aggregation of flexible resources in multi-home micro energy hub”. *Applied Energy* 357, (2024): 122471.

[12] X. W. Zhang, and A. Pirouzi. “Flexible energy management of storage-based renewable energy hubs in the electricity and heating networks according to point estimate method”. *Energy Reports* 11, (2024): 1627-1641.

[13] S. Tiwari, J. G. Singh, and A. Garg. “A static robust energy management approach for modelling low emission multi-vectored energy hub including emission markets and power-to-gas units”. *Energy* 294, (2024): 130827.

[14] C. Yang, Z. Wu, et al. “Risk-constrained stochastic scheduling for energy hub: Integrating renewables, demand response, and electric vehicles”. *Energy* 288, (2024): 129680.

[15] G. Abdulnasser, A. Ali, et al. “Optimal resource allocation and operation for smart energy hubs considering hydrogen storage systems and electric vehicles”. *Energy* 295, (2024): 130826.

[16] G. Zhang, Y. Ge, et al. “Multi-objective planning of energy hub on economic aspects and resources with heat and power sources, energizable, electric vehicle and hydrogen storage system due to uncertainties and demand response”. *Journal of Energy Storage* 57, (2023): 106160.

[17] A. I. Mobarakeh, and R., Sadeghi. “Optimal planning and operation of energy hub by considering demand response algorithms and uncertainties based on problem-solving approach in discrete and continuous space”. *Electric Power Systems Research* 214, (2023): 108859.

[18] K. Basaran, and H. Öztürk. “Optimal expansion planning of electrical energy distribution substation considering hydrogen storage”. *International Journal of Hydrogen Energy* 75, (2024): 450-465.

[19] F. Khalafian, N. Iliaee, et al. “Capabilities of compressed air energy storage in the economic design of renewable off-grid system to supply electricity and heat costumers and smart charging-based electric vehicles”. *Journal of Energy Storage* 78, (2024): 109888.

[20] Z. Yang, M. Ghadamyari, et al. “Robust multi-objective optimal design of islanded hybrid system with renewable and diesel sources/stationary and mobile energy storage systems”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 148, (2021): 111295.

[21] M. Zadehbagheri, M. J. Kiani, and O. Kohansal. “Wholesale and retail energy markets model for the energy networks in the presence of the energy hubs”. *Energy Reports* 9, (2023): 2839-2851.

[22] A. Kavousi-Fard, and A. Khodaei. “Efficient integration of plug-in electric vehicles via reconfigurable microgrids”. *Energy* 111, (2016): 653-663.

[23] A. F. A. Kadir, A. Mohamed, et al. “Optimal placement and sizing of distributed generations in distribution systems for minimizing losses and THD_v using evolutionary programming”. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences* 21, no. 8 (2013): 2269-2282.

[24] S. Parhoudeh, P. Eguía López, et al. “Stochastic Coordinated Management of Electrical–Gas–Thermal Networks in Flexible Energy Hubs Considering Day-Ahead Energy and Ancillary Markets”. *Sustainability* 15, no. 13 (2023): 10744.

[25] S. A. Nowdeh, A. Naderipour, et al. Stochastic optimization–based economic design for a hybrid sustainable system of wind turbine, combined heat, and power generation, and electric and thermal storages considering uncertainty: A case study of Espoo, Finland”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 183, (2023): 113440.

[26] Generalized Algebraic Modeling Systems (GAMS). [Online]. Available: http://www.gams.com

UNCORRECTED PROOF