JIPET

Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology
Vol. 16/ No. 62/ Summer 2025
P-ISSN: 2322-3871, E-ISSN: 2345-5594, http://sanad.iau.ir/journal/jipet

Doi: 10.71666/jipet.2024.998281

Research Article

Participation of Renewable Energy Hubs Including Hydrogen, Thermal and Compressed Air Storages in the Energy Market based on Energy Management System

Reza Sepahvand, ***Assistant Professor***

Faculty of Engineering and Flight- Imam Ali University, Tehran, Iran
sepahvand@iamu.ac.ir

Abstract

This paper concerns the participation of renewable energy hubs equipped with wind farms, bio-waste units, and hydrogen, thermal, and compressed air storage systems in the energy market based on the market clearing price model. Hubs are simultaneously present in both electrical and thermal networks. The bio-waste unit is equipped with combined heat and power technology, so it produces electrical and thermal energy. The proposed design is in the form of bi-level optimization. Its upper level formulates the maximization of the hub's expected profit considering the operational constraints of the mentioned resources and storage devices. The market clearing price strategy is included at the lower formulation level, considering minimizing the expected operation cost of electricity and thermal power generation units subject to the optimal power flow equations of electrical and thermal networks. The Karush-Kuhn-Tucker method obtains a single-level formulation for the design. The stochastic optimization is used to model uncertainties of load and renewable resources. Finally, the obtained numerical results indicate the proposed design's ability to improve the operation and economic status of energy networks compared with optimal power flow studies (the hub-less network), along with optimal power scheduling of hubs in accordance with improving their economic status. So, hydrogen, compressed air, and heat storage devices lead to an 11.2% enhancement in the economic status of the renewable hub. Optimal energy management of renewable hubs based on the storage system has led to a 27% enhancement in energy network operation status compared to optimal power flow studies.

Keywords: compressed-air, energy hub, storage, thermal storage

Received: 6 May 2023
Revised: 28 June 2023
Accepted: 5 September 2023

Corresponding Author: Dr. Reza Sepahvand

Citation: R. Sepahvand, "Participation of renewable energy hubs including hydrogen, thermal and compressed air storages in the energy market based on energy management system", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 16, no. 62, pp. 157-176, June 2025 (in Persian).

Doi: 10.71666/jipet.2024.998281

مقاله پژوهشی

مشارکت هاب‌های انرژی تجدیدپذیر دارای ذخیره‌سازهای هیدروژنی، حرارتی و هوای فشرده در بازار انرژی مبنی بر سیستم مدیریت انرژی

رضا سپه‌وند، استادیار

دانشکده مهندسی و پرواز- دانشگاه افسری امام علی (ع)، تهران، ایران
sepahvand@iamu.ac.ir

چکیده: این مقاله به مشارکت هاب‌های انرژی تجدیدپذیر مجهز به مزارع بادی و واحدهای بیوگاز، و ذخیره‌سازهای هیدروژنی، حرارتی و هوای فشرده در بازار انرژی مبنی بر مدل تسویه قیمت بازار می‌پردازد. هاب‌ها هم‌زمان در دو شبکه الکتریکی و حرارتی حضور دارند. واحد بیوگاز مجهز به فناوری ترکیبی برق و حرارت است، به طوری که آن هم‌زمان در تولید انرژی الکتریکی و حرارتی نقش دارد. طرح پیشنهادی در قالب بهینه‌سازی دوسطحی است. سطح بالای آن بیشینه‌سازی سود مورد انتظار هاب با در نظر گرفتن قیود بهره‌برداری منابع و ذخیره‌سازهای مذکور را فرمول‌بندی می‌کند. در سطح پایین فرمول‌بندی استراتژی تسویه قیمت بازار لحاظ شده که آن کمینه‌سازی هزینه مورد انتظار واحدهای تولید الکتریکی و حرارتی مقید به معادلات پخش توان بهینه شبکه‌های الکتریکی و حرارتی را در نظر می‌گیرد. در ادامه روش کراش کان تاکر یک فرمول‌بندی تک‌سطحی برای طرح پیشنهادی به دست می‌آورد. بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های بار و منابع تجدیدپذیر استفاده می‌شود. در نهایت نتایج عددی به‌دست آمده بیانگر قابلیت طرح پیشنهادی در ارتقای وضعیت اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های انرژی نسبت به مطالعات پخش بار بهینه (شبکه بدون هاب) در کنار استخراج زمان‌بندی بهینه انرژی هاب‌ها متناسب با ارتقای وضعیت اقتصادی آنها است. به طوری که ذخیره‌سازهای هیدروژنی، هوای فشرده و حرارتی منجر به ارتقای ۱۱/۲ درصد وضعیت اقتصادی هاب تجدیدپذیر می‌شوند. مدیریت بهینه انرژی هاب‌های تجدیدپذیر مبنی بر ذخیره‌ساز باعث ارتقای ۲۷ درصد وضعیت اقتصادی یا بهره‌برداری شبکه‌های انرژی نسبت به مطالعات پخش بار بهینه شده است.

کلمات کلیدی: ذخیره‌سازی، ذخیره‌سازی حرارتی، هاب انرژی، هوای فشرده

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۲/۱۶
تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۴/۷
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۶/۱۴

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر رضا سپه‌وند
نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران- خیابان امام خمینی(ره)- دانشگاه افسری امام علی(ع)- دانشکده مهندسی و پرواز

۱- مقدمه

به‌منظور کاهش آلایندگی‌های زیست‌محیطی ناشی از مصرف بالای سوخت‌های فسیلی، استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر[۱] (RESها) در سیستم قدرت افزایش یافته است [۱]. پروفیل توان تولید RESها و بار متفاوت است. لذا به‌منظور پوشش فاصله بین این دو پروفیل جهت کمینه‌سازی هزینه انرژی از سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی[۲] (ESSها) استفاده می‌شود [۲]. البته مدیریت انرژی بهینه منابع و ذخیره‌سازها در سیستم قدرت علاوه بر بهبود وضعیت زیست‌محیطی می‌تواند در ارتقای وضعیت فنی و اقتصادی شبکه قدرت نیز مؤثر باشد. این شرایط در صورت اجرای یک سیستم مدیریت انرژی[۳] (EMS) مناسب در سیستم قدرت حاصل می‌شود [۳]. در قدم اول نیاز به یک قالب مجتمع هماهنگ‌کننده برای منابع و ذخیره‌سازها مانند نیروگاه مجازی برق[۴] (VPP) یا هاب انرژی[۵] (EH) است. EHها به علت مدیریت انرژی هم‌زمان چندین نوع انرژی مختلف قادر هستند که راندمان انرژی را نیز ارتقای دهند ولی در VPP تنها یک نوع انرژی مدیریت می‌شود. لذا انتظار می‌رود که EH قالب مناسبی برای مجتمع نمودن منابع و ذخیره‌سازها باشد. به‌منظور برقراری EMS مناسب، منابع و ذخیره‌سازها در EH تحت مدیریت اپراتور EH قرار می‌گیرند. همچنین اپراتور EHها در هماهنگی دو طرفه با اپراتور سیستم قدرت قرار دارد. در این شرایط انتظار می‌رود که EMS بتواند شرایط فنی و اقتصادی مطلوبی در سیستم قدرت و EHها ایجاد کند، به‌طوری که در این EMS می‌توان اهداف اپراتور EHها و اپراتور سیستم قدرت را در نظر گرفت [۴]. به‌عنوان نکته دیگر، در EH منابع و ذخیره‌سازهای مختلف وجود دارد. عملکرد بهینه این عناصر می‌تواند در برخی ساعات بهره‌برداری نقش تولیدکننده به EH بدهد. از این‌رو پیش‌بینی می‌شود که حضور EHها در بازار انرژی بتوان وضعیت مالی مطلوبی را برای منابع و ذخیره‌سازها به‌دست آورد [۵]. البته تمامی اهداف بیان شده در گرو ارائه یک فرمول‌بندی مناسب برای EMS است که پیرو آن بتوان اهداف اپراتورهای شبکه و EHها را در ارتقای وضعیت اقتصادی و فنی بهینه کرد.

در زمینه بهره‌برداری هاب‌های انرژی تحقیقاتی گوناگونی انجام شده است. در مرجع [۶] مدل‌سازی تصادفی مشارکت EHهای متصل به شبکه در بازار انرژی روز-بعد[۶] (DA) مطالعه شده که در آن EH به‌منظور هماهنگی RES، سیستم ترکیبی برق و حرارت[۷] (CHP)، پارکینگ خودروهای الکتریکی[۸] (EVها)، باتری و طرح پاسخ‌گویی بار[۹] (DRP) استفاده شده است. همچنین به‌منظور دستیابی به راه‌حل بهینه در زمان محاسباتی پایین از مدل تقریب خطی استفاده شده و بر اساس نتایج به‌دست آمده، قالب هماهنگ‌کننده منابع و بارهای اکتیو[۱۰] (ALها) مختلف در چارچوب EH توانسته منفعت مالی بیشتری برای این منابع نسبت به مدیریت مستقل آنها در شبکه‌های انرژی به‌دست آورد. همچنین زمان‌بندی بهینه EHها نیز بسیار مؤثر در بهبود شاخص‌های بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارت بوده به‌طوری که تلفات انرژی نسبت به مطالعات پخش توان کاهش یافته و پروفیل ولتاژ، فشار و دما صاف‌تر شده است. ولی چنانچه میزان توان اکتیو (حرارتی) REH در ساعاتی منفی باشد، REH در نقش مصرف‌کننده قرار دارد و خریدار انرژی از بازار انرژی الکتریکی (حرارتی) است. بنابراین در این ساعات، رابطه (۱) محاسبه‌گر هزینه مورد انتظار REHها در بازار مذکور است [۶]. در مرجع [۷] نیز EH به‌منظور هماهنگی RES، باتری و CHP استفاده شده که حضور آن در شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارت مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین بخش الکتریکی آن در بازار انرژی در دو مدل حوضچه توان و قرارداد دوطرفه مشارکت دارد. نتایج به‌دست‌آمده مرجع [۷] حاصل از تأییدکننده قابلیت EH در بهبود شاخص‌های بهره‌برداری شبکه‌های یاد شده در کنار بهبود وضعیت اقتصادی خودشان است. در مرجع [۸] نیز مدل بهره‌برداری تصادفی EH شامل منابع تجدیدپذیر، سیستم ترکیب برق، گرمایش و سرمایش[۱۱] (CCHP) و ذخیره‌سازهای مختلف به‌خصوص چیلر و DRP مدنظر قرار گرفته به‌طوری که استفاده ذخیره‌سازی در طرح مذکور باعث کاهش هزینه بهره‌برداری EH شده است. طرحی همانند مرجع [۸] در مرجع [۹] مورد بررسی قرار گرفته با این تفاوت که در آن اتصال EHها به ریزشبکه در نظر گرفته شده است. در ادامه در مرجع [۹] به‌منظور دستیابی به راه‌حل بهینه از مدل تقریب خطی برای مسئله اصلی استفاده شده که این مدل خطای محاسباتی پایین را برای مسئله مذکور داشته و به‌طوری که بیشترین خطای محاسباتی برای توان اکتیو و راکتیو است که در حوالی ۲ الی ۲/۵ درصد است. در مرجع [۱۰] مدل‌سازی برنامه‌ریزی و بهره‌برداری EHها ارائه شده است. مدل برنامه‌ریزی جهت دستیابی به اندازه منابع برای منابع و ذخیره‌سازهای EH استفاده می‌شود. مدل بهره‌برداری نیز برای دستیابی به زمان‌بندی بهینه[۱۲] توان عناصر در EH متناسب با

کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری استفاده می‌گردد. در مرجع [۱۱]، بهره‌برداری EHها با در نظر گرفتن تنظیم انعطاف‌پذیری شبکه‌های الکتریکی و حرارتی بیان شده است. در این EH، منابع تجدیدپذیر شامل بیوگاز و مزارع بادی نقش تولید انرژی را بر عهده دارند و باتری‌های ذخیره‌سازی حرارتی در نقش ذخیره‌ساز بازی می‌کنند. ولی در کمتر تحقیقاتی مانند مرجع [۱۱] مدل‌سازی این نوع RES در نظر گرفته شده است. همچنین اگر این منبع به تکنولوژی CHP مجهز شود، آن هم‌زمان می‌تواند در تولید انرژی الکتریکی و حرارتی نقش داشته باشد و از راندمان انرژی بالاتری برخوردار باشد. این موضوع در کمتر تحقیقاتی مانند مرجع [۱۱] لحاظ شده است. در مرجع [۱۲] اپراتور EH با پیشنهادهای بهینه هم‌زمان در بازارهای انرژی الکتریکی و گازی سود خود را بیشینه می‌کند. در این طرح قیمت انرژی متغیر است که برابر متغیر دوگان قیود تعادل توان اکتیو گازی لحاظ شده است. ولی در کمتر تحقیقاتی مانند مرجع [۱۲] اثرگذاری EHها بر روی قیمت انرژی مبنی بر مدل MCP لحاظ شده است. در مرجع [۱۳] از ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده[۱۳] (CAES) برای بهبود انعطاف‌پذیری هاب انرژی دارای منبع تجدیدپذیر استفاده شده است. همچنین در مرجع‌های [۱۴] و [۱۵] قابلیت ذخیره‌ساز هیدروژنی[۱۴] (HS) در بهبود وضعیت بهره‌برداری EH بررسی شده است.

بر اساس پیشینه تحقیق، در زمینه بهره‌برداری هاب‌های انرژی متصل به شبکه شکاف‌های تحقیقاتی عمده‌ای وجود دارد. به‌عنوان یک شکاف تحقیقاتی، بیشتر تحقیقات مانند مرجع [۱۵] قیمت انرژی به‌صورت یک پارامتر لحاظ شده که عموماً آن مبنی بر مدل زمان استفاده[۱۵] (TOU) است. به‌طوری که قیمت انرژی متناسب با میزان تقاضای بارهای پسیو شبکه در بازه‌های زمانی مختلف مقادیر متفاوتی دارد. ولی توجه شود که عملکرد EH در شبکه منجر به تغییر پروفیل روزانه تقاضای آن می‌شود. اما قیمت انرژی متناسب با تقاضای انرژی است، لذا احتمال دارد که با حضور EHها در شبکه، پروفیل روزانه قیمت انرژی نیز تغییر یابد. بنابراین قیمت انرژی یک متغیر است که این موضوع در مدل تسویه قیمت بازار[۱۶] (MCP) لحاظ می‌شود. به‌عنوان شکاف تحقیقاتی دیگر، یک نوع از RESها می‌تواند واحد بیوگاز[۱۷] (BU) باشد. در این نوع RES، زباله‌های زیست‌محیطی به گاز تبدیل می‌شود. سپس این گازی می‌توان به انرژی دیگری مانند انرژی الکتریکی یا حرارتی تبدیل شود. از این‌رو پیش‌بینی می‌شود این RES با مصرف زباله‌ها بتواند نقش بسزایی در کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی داشته باشد. علاوه بر این، در کمتر تحقیقاتی قابلیت بهره‌برداری ذخیره‌سازهای هیدروژنی و هوای فشرده مدل‌سازی شده است. عموماً تحقیقات از باتری‌ها به‌عنوان ذخیره‌سازی در EH استفاده کرده‌اند. ولی HS و CAES دارای هزینه نصب، عمر طولانی‌تر، ظرفیت بزرگ‌تر و شرایط زیست‌محیطی مطلوب‌تر نسبت به باتری هستند [۱۵]. بنابراین نصب آنها در EH نسبت به باتری از نظر اقتصادی به‌صرفه‌تر است، ولی مدل قابلیت آنها در EHها در کمتر تحقیقاتی مطرح بوده است.

به‌منظور جبران شکاف‌های تحقیقاتی مطرح شده، این مقاله مدیریت انرژی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر[۱۸] (REHها) دارای ذخیره‌ساز هیدروژنی (HS)، ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده و ذخیره‌ساز انرژی حرارتی[۱۹] (TES) در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی را ارائه می‌دهد. به‌منظور جبران شکاف تحقیقاتی دوم، REHها برای تولیدی انرژی الکتریکی از مزرعه بادی[۲۰] (WF) و BU استفاده می‌کنند. همچنین BU مجهز به فناوری CHP است، لذا REH از BU برای تولید انرژی حرارتی نیز استفاده می‌کند. REHها برای کسب منفعت مالی در بازار انرژی مشارکت دارند. در جهت جبران شکاف تحقیقاتی اول، مدل بازار انرژی مبنی بر فرمول‌بندی تسویه قیمت بازار است. طرح پیشنهادی در قالب بهینه‌سازی دوسطحی مدل‌سازی می‌شود. سطح بالای آن اشاره به مشارکت REHها هم‌زمان در بازار الکتریکی و حرارتی را دارد. به‌طوری که تابع هدف آن برابر با بیشینه‌سازی سود مورد انتظار REHها در بازار مذکور است، و قیود آن شامل مدل بهره‌برداری منابع تجدیدپذیر و ذخیره‌سازهای یاد شده است. قیمت بازار انرژی متناسب با تقاضای شبکه‌های انرژی الکتریکی و حرارتی متغیر است، و آن برابر متغیر دوگان تعادل توان اکتیو و حرارتی است. لذا به‌منظور محاسبه این متغیر، مسئله MCP در فرمول‌بندی سطح پایین قرار دارد. MCP با توجه به تعادل بین تولید و عرضه در باس‌های مختلف شبکه، قیمت حاشیه محلی[۲۱] (LMP) را محاسبه می‌کند. تابع هدف آن برای ارتقای رفاه اجتماعی برابر کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری مورد انتظار واحدهای تولید الکتریکی[۲۲] (EGUها) و واحدهای تولید حرارتی[۲۳] (HGUها) است. MCP نیز مقید به معادلات پخش توان بهینه[۲۴] (OPF) در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی است. در ادامه روش کراش-کان-تاکر[۲۵] (KKT) یک فرمول‌بندی تک‌سطحی برای طرح پیشنهادی به‌دست می‌آورد. همچنین بهینه-

سازی تصادفی[۲۶] برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های بار اکتیو و حرارتی، سرعت باد و گاز ناشی از زباله‌های زیست‌محیطی استفاده می‌شود. در نهایت با مقایسه راه‌کار پیشنهادی و پیشینه تحقیق، نوآوری‌های زیر برای طرح پیشنهادی قابل‌بیان است:

- بررسی اثرگذاری هاب‌های انرژی تجدیدپذیر دارای HS، CAES و TES بر روی قیمت انرژی الکتریکی و حرارتی در راستای ارتقای رفاه اجتماعی با در نظر گرفته مدل تسویه قیمت بازار و ...
- در نظر گرفتن تولید انرژی الکتریکی و حرارتی در هاب انرژی تنها با استفاده از منابع تجدیدپذیر متناسب با مجهز بودن BU به فناوری CHP.

در ادامه، بخش دوم اشاره به فرمول‌بندی دوسطحی تصادفی مدیریت انرژی REHها در بازار انرژی مبنی بر مدل MCP دارد. در بخش سوم، مدل تک‌سطحی طرح پیشنهادی بر پایه KKT ارائه می‌گردد. نتایج عددی حاصل از موارد مطالعاتی مختلف در بخش چهارم بررسی می‌شود، در نهایت نتیجه‌گیری‌ها در بخش پنجم ذکر می‌شوند.

۲- فرمول‌بندی بهره‌برداری هاب‌های انرژی تجدیدپذیر در بازار انرژی

۲-۱- مدل‌سازی دوسطحی طرح پیشنهادی

در این بخش فرمول‌بندی مشارکت اقتصادی REHهای دارای CAES، HS و TES در بازار انرژی بر پایه بهینه‌سازی تصادفی بیان می‌شود. بهینه‌سازی دوسطحی برای در نظر گرفتن اهداف REHهای مذکور و اپراتور شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در نظر گرفته می‌شود. به‌طوری که در سطح بالای آن بیشینه‌سازی سود مورد انتظار REHها هم‌زمان در بازار انرژی الکتریکی و حرارتی مبنی بر رعایت قیود بهره‌برداری منابع تجدیدپذیر و ذخیره‌سازهای یاد شده فرمول‌بندی می‌شود. همچنین مدل‌سازی MCP متناسب با افزایش رفاه اجتماعی با در نظر گرفتن کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری EGUها و HGUها مقید به معادلات OPF در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در مسئله سطح پایین ارائه می‌شود. بنابراین فرمول‌بندی طرح پیشنهادی به شرح زیر قابل نگارش است:

$$\max \quad POEH = \sum_{w}\pi_{w}\sum_{h}\left(\sum_{b}\rho^{E}_{b,h,w}\sum_{i}A^{E}_{i,b}P^{EH}_{i,h,w}+\sum_{n}\rho^{H}_{n,h,w}\sum_{i}A^{H}_{i,n}H^{EH}_{i,h,w}\right) \tag{۱}$$

به شرطی که:

$$P^{EH}_{i,h,w}=P^{WF}_{i,h,w}+P^{BU}_{i,h,w}+\left(P^{FC}_{i,h,w}-P^{EL}_{i,h,w}\right)+\left(P^{G}_{i,h,w}-P^{M}_{i,h,w}\right)-P^{L}_{i,h,w} \quad \forall i,h,w \tag{۲}$$

$$H^{EH}_{i,h,w}=H^{BU}_{i,h,w}+\left(H^{D}_{i,h,w}-H^{C}_{i,h,w}\right)-H^{L}_{i,h,w} \quad \forall i,h,w \tag{۳}$$

$$P^{WF}_{i,h,w}=N^{WT}_{i}P^{R}_{i}\times\begin{cases}0 & v^{co}_{i}<v_{i,h,w}\ \&\ v_{i,h,w}<v^{ci}_{i}\\ \dfrac{v_{i,h,w}-v^{ci}_{i}}{v^{R}_{i}-v^{ci}_{i}} & v^{ci}_{i}\le v_{i,h,w}\le v^{R}_{i}\\ 1 & v^{R}_{i}<v_{i,h,w}\le v^{co}_{i}\end{cases} \quad \forall i,h,w \tag{۴}$$

$$P^{BU}_{i,h,w}=\eta^{BU}_{i}\gamma^{CH_4}_{i}LHV^{CH_4}_{i}G^{BU}_{i,h,w} \quad \forall i,h,w \tag{۵}$$

$$H^{BU}_{i,h,w}=\frac{\left(1-\eta^{BU}_{i}-\eta^{L}_{i}\right)\eta^{H}_{i}}{\eta^{BU}_{i}}P^{BU}_{i,h,w} \quad \forall i,h,w \tag{۶}$$

$$0\le P^{EL}_{i,h,w}\le\overline{P}^{EL}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۷}$$

$$0\le P^{FC}_{i,h,w}\le\overline{P}^{FC}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۸}$$

$$P^{EL}_{i,h,w}P^{FC}_{i,h,w}=0 \quad \forall i,h,w \tag{۹}$$

$$E^{HT}_{i,h,w}=\hat{E}^{HT}_{i}+\sum_{t=1}^{h}\left(\eta^{EL}_{i}P^{EL}_{i,t,w}-\frac{1}{\eta^{FC}_{i}}P^{FC}_{i,t,w}\right) \quad \forall i,h,w \tag{۱۰}$$

$$\underline{E}^{HT}_{i}\le E^{HT}_{i,h,w}\le\overline{E}^{HT}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۱۱}$$

$$0\le P^{M}_{i,h,w}\le\overline{P}^{M}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۱۲}$$

$$0 \le P^{G}_{i,h,w} \le \bar{P}^{G}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۱۳}$$

$$P^{M}_{i,h,w} P^{G}_{i,h,w} = 0 \quad \forall i,h,w \tag{۱۴}$$

$$E^{CAT}_{i,h,w} = \hat{E}^{CAT}_{i} + \sum_{t=1}^{h} \left(\eta^{M}_{i} P^{M}_{i,t,w} - \frac{1}{\eta^{G}_{i}} P^{G}_{i,t,w} \right) \quad \forall i,h,w \tag{۱۵}$$

$$\underline{E}^{CAT}_{i} \le E^{CAT}_{i,h,w} \le \bar{E}^{CAT}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۱۶}$$

$$0 \le H^{C}_{i,h,w} \le \bar{H}^{C}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۱۷}$$

$$0 \le H^{D}_{i,h,w} \le \bar{H}^{D}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۱۸}$$

$$H^{C}_{i,h,w} H^{D}_{i,h,w} = 0 \quad \forall i,h,w \tag{۱۹}$$

$$E^{TES}_{i,h,w} = \hat{E}^{TES}_{i} + \sum_{t=1}^{h} \left(\eta^{C}_{i} H^{C}_{i,t,w} - \frac{1}{\eta^{D}_{i}} H^{D}_{i,t,w} \right) \quad \forall i,h,w \tag{۲۰}$$

$$\underline{E}^{TES}_{i} \le E^{TES}_{i,h,w} \le \bar{E}^{TES}_{i} \quad \forall i,h,w \tag{۲۱}$$

$$\rho^{E}_{b,h,w}, \rho^{H}_{n,h,w} \in \arg \left\{ \min \quad COGU = \sum_{w} \pi_{w} \sum_{h} \left(\sum_{b} \alpha^{E}_{b} P^{EGU}_{b,h,w} + \sum_{n} \alpha^{H}_{n} H^{HGU}_{n,h,w} \right) \right. \tag{۲۲}$$

به شرطی که:

$$P^{EGU}_{b,h,w} + \sum_{i} A^{E}_{i,b} P^{EH}_{i,h,w} + \sum_{l} B^{E}_{l,b} P^{TL}_{l,h,w} = P^{L}_{b,h,w} : \rho^{E}_{b,h,w} \quad \forall b,h,w \tag{۲۳}$$

$$P^{TL}_{l,h,w} = b^{TL}_{l} \sum_{b} B^{E}_{l,b} \varphi_{b,h,w} : \rho^{pl}_{l,h,w} \quad \forall l,h,w \tag{۲۴}$$

$$\varphi_{b,h,w} = 0 : \rho^{\varphi}_{b,h,w} \quad \forall b = \text{Slack bus}, h, w \tag{۲۵}$$

$$H^{HGU}_{n,h,w} + \sum_{i} A^{H}_{i,n} H^{EH}_{i,h,w} + \sum_{p} B^{H}_{p,n} H^{PL}_{p,h,w} = H^{L}_{n,h,w} : \rho^{H}_{n,h,w} \quad \forall n,h,w \tag{۲۶}$$

$$H^{PL}_{p,h,w} = \kappa^{PL}_{p} \sum_{n} B^{H}_{p,n} T_{n,h,w} : \rho^{hl}_{p,h,w} \quad \forall p,h,w \tag{۲۷}$$

$$T_{n,h,w} = T_{ref} : \rho^{T}_{n,h,w} \quad \forall n = \text{Slack node}, h, w \tag{۲۸}$$

$$\underline{P}^{EGU}_{b} \le P^{EGU}_{b,h,w} \le \bar{P}^{EGU}_{b} : \underline{\mu}^{p}_{b,h,w}, \bar{\mu}^{p}_{b,h,w} \quad \forall b,h,w \tag{۲۹}$$

$$-RD^{EGU}_{b} \le P^{EGU}_{b,h,w} - P^{EGU}_{b,h-1,w} \le RU^{EGU}_{b} : \underline{\mu}^{er}_{b,h,w}, \bar{\mu}^{er}_{b,h,w} \quad \forall b,h,w \tag{۳۰}$$

$$\underline{H}^{HGU}_{n} \le H^{HGU}_{n,h,w} \le \bar{H}^{HGU}_{n} : \underline{\mu}^{h}_{n,h,w}, \bar{\mu}^{h}_{n,h,w} \quad \forall n,h,w \tag{۳۱}$$

$$-RD^{HGU}_{n} \le H^{HGU}_{n,h,w} - H^{HGU}_{n,h-1,w} \le RU^{HGU}_{n} : \underline{\mu}^{hr}_{n,h,w}, \bar{\mu}^{hr}_{n,h,w} \quad \forall n,h,w \tag{۳۲}$$

$$\underline{\varphi} \le \varphi_{b,h,w} \le \bar{\varphi} : \underline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w}, \bar{\mu}^{\varphi}_{b,h,w} \quad \forall b,h,w \tag{۳۳}$$

$$-\bar{P}^{TL}_{l} \le P^{TL}_{l,h,w} \le \bar{P}^{TL}_{l} : \underline{\mu}^{pl}_{l,h,w}, \bar{\mu}^{pl}_{l,h,w} \quad \forall l,h,w \tag{۳۴}$$

$$\underline{T} \le T_{n,h,w} \le \bar{T} : \underline{\mu}^{T}_{n,h,w}, \bar{\mu}^{T}_{n,h,w} \quad \forall n,h,w \tag{۳۵}$$

$$\left. -\bar{H}^{PL}_{p} \le H^{PL}_{p,h,w} \le \bar{H}^{PL}_{p} : \underline{\mu}^{hl}_{p,h,w}, \bar{\mu}^{hl}_{p,h,w} \quad \forall p,h,w \right\} \tag{۳۶}$$

الف- فرمول‌بندی سطح بالا: این مسئله در رابطه‌های (۱) الی (۲۱) ارائه شده‌اند. گفتنی است رابطه (۱) بیانگر تابع هدف مسئله سطح بالا است، که آن برابر با مجموع سود مورد انتظار REHها در بازار انرژی الکتریکی (بخش اول رابطه) و حرارتی (بخش دوم رابطه) است. در این رابطه، چنانچه توان اکتیو (حرارتی) REH در ساعاتی مثبت باشد، بدین معنی است که REH در بازار انرژی الکتریکی (حرارتی) موفق به فروش انرژی است. لذا در این ساعات برای REH درآمد یا سود از بازار مذکور دریافت می‌شود. قیود مسئله سطح بالا در رابطه‌های (۲) الی (۲۱) ظاهر شده است. در رابطه‌های (۲) و (۳) به ترتیب اشاره به تعادل توان اکتیو و حرارتی در REH دارند. توان اکتیو REH مبنی بر توان اکتیو تولیدی مزرعه بادی و BU، توان اکتیو قابل کنترل

CAES و HS، و توان اکتیو بار پسیو بر اساس رابطه (۲) است. فرض شده است که BU نیز مجهز به تکنولوژی CHP است، ازاین‌رو بر اساس رابطه (۳) BU تنها تولیدکننده توان حرارتی در REH است. TES برای کنترل توان حرارتی در REH استفاده می‌شود و بارهای پسیو نیز توان حرارتی در REH مصرف می‌کنند. مدل بهره‌برداری WF در رابطه (۴) ارائه شده است. این مزرعه شامل N^{WT} توربین بادی است که دارای توان نامی P^R هستند. در این رابطه، فرض شده است که سرعت باد برای تمامی توربین‌های یکسان است. چنانچه سرعت باد کمتر (بیشتر) از سرعت باد آستانه وصل/قطع[۲۷] (v^{ci}/v^{co}) باشد، توربین بادی خاموش است، لذا توان اکتیو WF برابر صفر است. ولی چنانچه سرعت باد بیشتر (کمتر) از v^{ci} (سرعت نامی[۲۸] v^R) باشد، توان تولیدی WF به‌صورت خطی با سرعت باد افزایش می‌یابد. سرعت باد اگر مابین v^R و v^{co} قرار داشته باشد، توربین بادی توان ثابتی برای توان نامی خود تولید می‌کند، از این‌رو توان اکتیو تولیدی WF برابر $N^{WT}P^R$ خواهد بود [۱]. مدل بهره‌برداری BU بر پایه CHP در رابطه‌های (۵) و (۶) ظاهر شده است [۱۶]. بر اساس رابطه (۵)، توان اکتیو تولیدی BU ضریبی از توان گاز تولیدی حاصل از زباله‌های زیست‌محیطی است. در این رابطه، عبارت‌های η^{BU}، γ^{CH4} و LHV^{CH4} به ترتیب بیانگر راندمان BU، نرخ متان در گاز[۲۹] و مقدار حرارت پایین متان[۳۰] هستند [۱۶]. بر اساس رابطه (۶) نیز توان حرارتی BU ضریبی از توان اکتیو BU است، که عبارت‌ها η^L و η^H به ترتیب اشاره به راندمان تلفاتی و حرارتی در BU دارند. در ادامه مدل بهره‌برداری ذخیره‌ساز هیدروژنی در رابطه‌های (۷) الی (۱۱) نگارش شده است [۱۵،۱۷]. HS دارای الکترولایزر[۳۱] (EL)، تانک هیدروژنی[۳۲] (HT) و پیل سوختی[۳۳] (FC) است. EL انرژی الکتریکی را به هیدروژن تبدیل می‌کند و هیدروژن تولید شده در HT ذخیره می‌شود. FC نیز هیدروژی از HT دریافت می‌کند و آن را به انرژی الکتریکی مبدل می‌کند. به عبارتی HS با فعالیت EL (FC) در مد شارژ (دشارژ) قرار دارد، با این شرط که FC و EL هم‌زمان نمی‌توانند فعالیت کنند. پیرو این موضوع، محدویت ظرفیت EL و FC به ترتیب در رابطه‌های (۷) و (۸) فرمول‌بندی شده است. قابل ذکر است که رابطه (۹) نیز از عملکرد هم‌زمان FC و EL جلوگیری می‌کند. بر اساس این رابطه، در هر ساعت یا توان FC برابر صفر یا توان EL برابر صفر است. انرژی هیدروژنی (انرژی حاصل شده از هیدروژن) ذخیره شده در HT از رابطه (۱۰) محاسبه می‌شود. بر اساس این رابطه، انرژی هیدروژنی در ساعت h برابر مجموع انرژی هیدروژنی اولیه HT و مجموع انرژی هیدروژنی حاصل شده از عملکرد EL در ساعات h و قبل از آن (≤h) منهای مجموع انرژی هیدروژنی تخلیه شده در اثر عملکرد FC در ساعات ≤h است. در قید رابطه (۱۱) نیز محدودیت انرژی هیدروژنی ذخیره شده در HT بیان شده است [۱۸]. در رابطه‌های (۱۲) الی (۱۶) فرمول‌بندی عملکرد CAES بیان شده است [۱۳]. در CAES یک موتور انرژی الکتریکی را به هوای فشرده تبدیل می‌کند، سپس هوای فشرده در یک مخزن تحت عنوان مخرن هوای فشرده[۳۴] (CAT) ذخیره می‌شود. در CAES نیز یک ژنراتور وجود دارد که هوای فشرده را از CAT دریافت کرده و آن را به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کند. عملکرد موتور (ژنراتور) در CAES متناسب با وضعیت شارژ (دشارژ) یک ذخیره‌ساز است، با این شرط که موتور و ژنراتور هم‌زمان کار نمی‌کنند. بر این اساس، قیدهای (۱۲) و (۱۳) به ترتیب اشاره به محدودیت ظرفیت موتور و ژنراتور دارند. قید (۱۴) از عملکرد هم‌زمان شارژ و دشارژ CAES جلوگیری می‌کند. در رابطه (۱۵) انرژی بادی (انرژی حاصل از هوایی فشرده) ذخیره شده در CAT فرمول‌بندی می‌شود. انرژی بادی در ساعت h برابر مجموع انرژی بادی اولیه و مجموع انرژی بادی حاصل از عملکرد موتور در ساعات ≤h منهای انرژی بادی تخلیه شده CAT ناشی از عملکرد ژنراتور در ساعات ≤h است. محدودیت انرژی بادی ذخیره شده در CAT در رابطه (۱۶) مدل‌سازی شده است [۱۳]. عملکرد TES در رابطه‌های (۱۷) الی (۲۱) ارائه شده است [۶،۱۱]. در قیدهای (۱۷) و (۱۸) به ترتیب محدودیت نرخ شارژ و دشارژ حرارتی برای TES ظاهر شده است. قید (۱۹) از عملکرد هم‌زمان شارژ و دشارژ TES جلوگیری می‌کند. انرژی حرارتی ذخیره شده در TES مبنی بر رابطه (۲۰) است، که محدودیت آن در قید (۲۱) لحاظ شده است.

ب- فرمول‌بندی سطح پایین: در رابطه (۱)، قیمت بازار انرژی الکتریکی و حرارتی، ρ^E و ρ^H، برابر متغیر دوگان توان اکتیو حرارتی در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی هستند [۱۸]. برای محاسبه این متغیرها، فرمول‌بندی MCP در مسئله سطح پایین ارائه می‌شود. در MCP، اپراتور بازار باتوجه‌به میزان تولید EGUها و HGUها و تقاضای شبکه‌های مذکور و REHها میزان LMP در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در باس‌ها یا گره‌های مختلف شبکه را تعیین می‌کند [۱۹]. در این مقاله، MCP به‌منظور افزایش رفاه اجتماعی، کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری مورد انتظار EGUها (بخش اول رابطه) و HGU (بخش دوم

رابطه) متناسب با رابطه (۲۲) را به‌عنوان تابع هدف در نظر می‌گیرد. قیود MCP در رابطه‌های (۲۳) الی (۳۶) ظاهر شده است. در رابطه‌های (۲۳) الی (۲۵) فرمول‌بندی پخش توان DC در شبکه انتقال الکتریکی بیان شده است [۱۹]، به‌طوری که این روابط به ترتیب بیانگر تعادل توان اکتیو در باس‌های مختلف، توان اکتیو عبوری از خط انتقال، و میزان زاویه ولتاژ باس مرجع[۳۵] هستند. مدل پخش توان شبکه حرارت در قیدهای (۲۶) الی (۲۸) ارائه شده است. تعادل توان حرارتی در گره‌های مختلف مبنی بر رابطه (۲۶) است، توان حرارتی عبوری از خط لوله از رابطه (۲۷) محاسبه می‌شود، و میزان دما در گره مبنا بر پایه قید (۲۸) است. در قید (۲۹) منحنی قابلیت EGU فرمول‌بندی شده است [۲۰] که آن اشاره به محدودیت توان اکتیو تولیدی EGU دارد. قید (۳۰) نیز محدودیت‌های نرخ شیب بالا و پایین[۳۶] را لحاظ کرده است، به‌طوری‌که حد بالا (پایین) این رابطه به ترتیب اشاره به محدودیت نرخ شیب بالا (پایین) دارد [۲۰]. در رابطه‌های (۳۱) و (۳۲) نیز به ترتیب محدودیت توان حرارتی تولیدی HGU و محدودیت‌های نرخ شیب بالا و پایین برای HGU مدل‌سازی شده است. محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه‌های انرژی در قیدهای (۳۳) الی (۳۶) ارائه شده است.

قید (۳۳) محدودیت زاویه ولتاژ باس‌های شبکه الکتریکی را در نظر می‌گیرد. در این قید، به‌منظور حفظ پایداری زاویه‌ای شبکه الکتریکی، حد بالا و پایین زاویه ولتاژ به ترتیب برابر $\pi/6$ و $-\pi/6$ در نظر گرفته می‌شود [۲۱]. شایان‌ذکر است که $\partial L/\partial\mu=0$ (μ معرف متغیر دوگان قید نامساوی $a\leq b$) دارای دو مدل است. در مدل اول آن همان قید نامساوی $a\leq b$ را به‌دست می‌آورد که این موضوع در رابطه (۳۸) برقرار است. در مدل دوم، رابطه $\mu.(a-b)$ استخراج می‌گردد [۲۱]. محدودیت توان عبوری خط انتقال الکتریکی متناسب با رابطه (۳۴) است. در قید (۳۵)، محدودیت دما در گره‌های مختلف شبکه حرارتی مدل‌سازی شده است، قید (۳۶) اشاره به محدودیت توان حرارتی عبوری از خط لوله دارد. در نهایت عبارت‌های ρ و μ به ترتیب معرف متغیر دوگان قید مساوی و نامساوی در مسئله سطح پایین هستند. ρ^E و ρ^H نیز به ترتیب برابر متغیر دوگان قید تعادل توان اکتیو، رابطه (۲۳) و حرارتی رابطه (۲۶) هستند.

۲-۲- مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها

در مسئله پیشنهادی، رابطه‌های (۱) الی (۳۶)، بار اکتیو حرارتی، P^L و H^L، سرعت باد، v، و بیوگاز، G^{BU} به‌صورت پارامتر عدم‌قطعیت هستند. در این مقاله از بهینه‌سازی تصادفی مبنی بر ترکیب مکانیزم چرخ رولت و روش کانترویچ برای مدل‌سازی این عدم‌قطعیت‌ها استفاده می‌شود [۲۲]. در این تکنیک، ابتدا مکانیزم چرخ رولت تعداد بالایی سناریو برای عدم‌قطعیت‌های مذکور تولید می‌کند. در هر سناریو، میزان پارامترهای عدم‌قطعیت بر اساس مقدار میانگین و انحراف معیار خودشان تعیین می‌شود. احتمال پارامترهای بار و بیوگاز از تابع چگالی احتمال نرمال محاسبه می‌شود و احتمال سرعت باد مبنی بر تابع چگالی احتمال ویبول است. سپس احتمال هر سناریوی تولید شده (π^0) برابر با حاصل‌ضرب احتمال پارامترهای عدم‌قطعیت است. در ادامه روش کانترویچ به‌عنوان تکنیک کاهش سناریو تعداد مشخصی از سناریوهای تولید شده که فاصله کمینه‌ای نسبت به هم دارند را انتخاب می‌کند و به مسئله اعمال می‌کند [۲۲]. احتمال هر سناریو جدید (π) برابر میزان π^0 این سناریو تقسیم بر مجموع π^0 سناریوهای انتخاب شده است.

۳- مدل تک‌سطحی طرح پیشنهادی مبنی بر کراش کان تاکر

فرمول‌بندی طرح پیشنهادی در بخش ۲-۱ در قالب بهینه‌سازی دوسطحی است. در این مقاله برای حل مسئله مذکور با حل-کننده‌های مرسوم در نرم‌افزارهای بهینه‌سازی مانند گمز [۲۳]، یک مدل تک‌سطحی برای طرح پیشنهادی استخراج می‌شود. از آنجاکه مسئله سطح پایین دارای فرمول‌بندی محدب است (زیرا تابع هدف و قیود آن دارای روابط خطی هستند) و همچنین نیاز به محاسبه هم‌زمان متغیرهای اصلی و دوگان مسئله سطح پایین است، لذا در این مقاله از روش KKT در مرجع [۲۱] برای استخراج مدل تک‌سطحی برای طرح پیشنهادی استفاده می‌شود. در این روش، فرمول‌بندی تک‌سطحی شامل مدل سطح بالا، رابطه‌های (۱) الی (۲۱)، و قیود KKT برای مسئله سطح پایین است. برای استخراج قیود KKT، ابتدا تابع لاگرانژ (L) مسئله سطح پایین فرمول‌بندی می‌شود. تابع L برابر مجموع تابع هدف مسئله سطح پایین، رابطه (۲۲)، و مجموع توابع جریمه

قیود فرمول‌بندی سطح پایین، رابطه‌های (۲۳) الی (۳۶)، است [۲۱]. تابع جریمه برای قیود مساوی a=b و نامساوی a≤b به ترتیب به‌صورت ρ.(b–a) و μ.max(0,a–b) است [۱۶]. عبارت‌های ρ∈(-∞,+∞) و μ≥0 به ترتیب معرف متغیر دوگان قیود مساوی و نامساوی هستند. سپس قیود KKT از برابری مشتق تابع L به متغیرهای اصلی و دوگان مسئله سطح پایین با صفر به‌دست می‌آیند. بنابراین مدل‌سازی تک‌سطحی طرح پیشنهادی به شرح زیر است:

$\partial L/\partial \rho = 0$ و $\partial L/\partial \mu = 0$ (۳۸)

$$\rho^{E}_{b,h,w} + \underline{\mu}^{p}_{b,h,w} - \overline{\mu}^{p}_{b,h,w} + \left(\underline{\mu}^{er}_{b,h,w} - \underline{\mu}^{er}_{b,h+1,w}\right) - \left(\overline{\mu}^{er}_{b,h,w} - \overline{\mu}^{er}_{b,h+1,w}\right) = \pi_w \alpha^{E}_{b} : \frac{\partial L}{\partial P^{EGU}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۳۹}$$

$$\rho^{pl}_{l,h,w} + \underline{\mu}^{pl}_{l,h,w} - \overline{\mu}^{pl}_{l,h,w} + \sum_{b} B^{E}_{l,b} \rho^{E}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial P^{TL}_{l,h,w}} = 0 \quad \forall l,h,w \tag{۴۰}$$

$$\rho^{\varphi}_{b=\text{Slack bus},h,w} + \underline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w} + \overline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w} - \sum_{l} b^{TL}_{l} B^{E}_{l,b} \rho^{pl}_{l,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \varphi_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۴۱}$$

$$\rho^{H}_{n,h,w} + \underline{\mu}^{h}_{n,h,w} - \overline{\mu}^{h}_{n,h,w} + \left(\underline{\mu}^{hr}_{n,h,w} - \underline{\mu}^{hr}_{n,h+1,w}\right) - \left(\overline{\mu}^{hr}_{n,h,w} - \overline{\mu}^{hr}_{n,h+1,w}\right) = \pi_w \alpha^{H}_{n} : \frac{\partial L}{\partial H^{HGU}_{n,h,w}} = 0 \quad \forall n,h,w \tag{۴۲}$$

$$\rho^{T}_{n=\text{Slack bus},h,w} + \underline{\mu}^{T}_{n,h,w} + \overline{\mu}^{T}_{n,h,w} - \sum_{p} \kappa^{PL}_{p} B^{H}_{p,n} \rho^{hl}_{p,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial T_{n,h,w}} = 0 \quad \forall n,h,w \tag{۴۳}$$

$$\rho^{hl}_{p,h,w} + \underline{\mu}^{hl}_{p,h,w} - \overline{\mu}^{hl}_{p,h,w} + \sum_{n} B^{H}_{p,n} \rho^{H}_{n,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial H^{PL}_{p,h,w}} = 0 \quad \forall p,h,w \tag{۴۴}$$

$$\left(\underline{P}^{EGU}_{b} - P^{EGU}_{b,h,w}\right) \underline{\mu}^{p}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}^{p}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۴۵}$$

$$\left(P^{EGU}_{b,h,w} - \overline{P}^{EGU}_{b}\right) \overline{\mu}^{p}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \overline{\mu}^{p}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۴۶}$$

$$\left(-RD^{EGU}_{b} - \left(P^{EGU}_{b,h,w} - P^{EGU}_{b,h-1,w}\right)\right) \underline{\mu}^{er}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}^{er}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۴۷}$$

$$\left(\left(P^{EGU}_{b,h,w} - P^{EGU}_{b,h-1,w}\right) - RU^{EGU}_{b}\right) \overline{\mu}^{er}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \overline{\mu}^{er}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۴۸}$$

$$\left(\underline{H}^{HGU}_{n} - H^{HGU}_{n,h,w}\right) \underline{\mu}^{h}_{n,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}^{h}_{n,h,w}} = 0 \quad \forall n,h,w \tag{۴۹}$$

$$\left(H^{HGU}_{n,h,w} - \overline{H}^{HGU}_{n}\right) \overline{\mu}^{h}_{n,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \overline{\mu}^{h}_{n,h,w}} = 0 \quad \forall n,h,w \tag{۵۰}$$

$$\left(-RD^{HGU}_{n} - \left(H^{HGU}_{n,h,w} - H^{HGU}_{n,h-1,w}\right)\right) \underline{\mu}^{hr}_{n,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}^{hr}_{n,h,w}} = 0 \quad \forall n,h,w \tag{۵۱}$$

$$\left(\left(H^{HGU}_{n,h,w} - H^{HGU}_{n,h-1,w}\right) - RU^{HGU}_{n}\right) \overline{\mu}^{hr}_{n,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \overline{\mu}^{hr}_{n,h,w}} = 0 \quad \forall n,h,w \tag{۵۲}$$

$$\left(\underline{\varphi} - \varphi_{b,h,w}\right) \underline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۵۳}$$

$$\left(\varphi_{b,h,w} - \overline{\varphi}\right) \overline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \overline{\mu}^{\varphi}_{b,h,w}} = 0 \quad \forall b,h,w \tag{۵۴}$$

$$\left(-\overline{P}^{TL}_{l} - P^{TL}_{l,h,w}\right) \underline{\mu}^{pl}_{l,h,w} = 0 : \frac{\partial L}{\partial \underline{\mu}^{pl}_{l,h,w}} = 0 \quad \forall l,h,w \tag{۵۵}$$

$$\left(P_{l,h,w}^{TL}-\bar{P}_{l}^{TL}\right)\bar{\mu}_{l,h,w}^{pl}=0:\frac{\partial L}{\partial\bar{\mu}_{l,h,w}^{pl}}=0\quad\forall l,h,w \tag{۵۶}$$

$$\left(\underline{T}-T_{n,h,w}\right)\underline{\mu}_{n,h,w}^{T}=0:\frac{\partial L}{\partial\underline{\mu}_{n,h,w}^{T}}=0\quad\forall n,h,w \tag{۵۷}$$

$$\left(T_{n,h,w}-\bar{T}\right)\bar{\mu}_{n,h,w}^{T}=0:\frac{\partial L}{\partial\bar{\mu}_{n,h,w}^{T}}=0\quad\forall n,h,w \tag{۵۸}$$

$$\left(-\bar{H}_{p}^{PL}-H_{p,h,w}^{PL}\right)\underline{\mu}_{p,h,w}^{hl}=0:\frac{\partial L}{\partial\underline{\mu}_{p,h,w}^{hl}}=0\quad\forall p,h,w \tag{۵۹}$$

$$\left(H_{p,h,w}^{PL}-\bar{H}_{p}^{PL}\right)\bar{\mu}_{p,h,w}^{hl}=0:\frac{\partial L}{\partial\bar{\mu}_{p,h,w}^{hl}}=0\quad\forall p,h,w \tag{۶۰}$$

$$\rho\in\left(-\infty,+\infty\right),\ \mu\geq 0 \tag{۶۱}$$

که رابطه (۳۷) شامل مدل سطح بالا، رابطه‌های (۱) الی (۲۱) است. به عبارتی تابع هدف مسئله تک‌هدفه برابر با تابع هدف مسئله سطح بالا، رابطه (۱) است. قیود KKT مسئله سطح پایین برای پیشنهادی در رابطه‌های (۳۸) الی (۶۱) بیان شده که رابطه (۳۸) شامل قیود مسئله سطح پایین، رابطه‌های (۲۳) الی (۳۶) است که این قیود از برابری مشتق تابع لاگرانژ به متغیرهای دوگان با صفر حاصل می‌شود. برابری مشتق تابع لاگرانژ به متغیرهای اصلی مسئله سطح پایین P^{EGU}، P^{TL}، φ، H^{HGU}، H^{PL} و T با صفر در رابطه‌های (۳۹) الی (۴۴) ظاهر شده است. مدل دوم در رابطه (۴۵) الی(۶۰) ظاهر شده است. در نهایت در رابطه (۶۱) محدودیت متغیرهای دوگان ارائه شده است.

۴- نتایج عددی

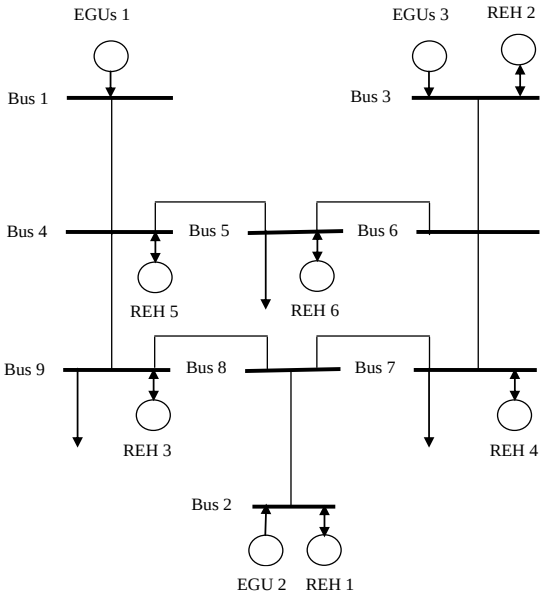
۴-۱- حالت‌های مطالعه

طرح پیشنهادی در این بخش بر روی شبکه انتقال الکتریکی ۹ باسه IEEE و شبکه حرارت ۱۴ گره‌ای مانند شکل (۱) اعمال می‌شود. در شبکه الکتریکی باس ۱ به‌عنوان باس مرجع، توان مبنا برابر ۱۰۰ مگاوات است. مشخصات خطوط انتقال در مرجع [۲۴] ارائه شده است. در این شبکه سه EGU وجود دارد که مکان آنها در شکل (۱-الف) مشخص است. حد بالای توان اکتیو این EGUها به ترتیب برای ۱۲۵، ۱۵۰ و ۱۳۵ مگاوات است و حد پایین آن برابر صفر است [۲۴]. قیمت سوخت (α^E) برای EGUهای اول الی سوم به ترتیب برابر ۱۹/۷، ۱۷ و ۲۴/۵ دلار بر مگاوات-ساعت است [۲۴]. مقدار نرخ شیب بالا (پایین) برای هر EGU برابر ۵۰ مگاوات ۵۰ است. بارهای پسیو در باس‌های ۵، ۷ و ۹ توزیع شده‌اند، که مقدار پیک‌بار آنها به ترتیب برابر ۹۰، ۱۰۰ و ۱۲۵ مگاوات است [۲۴]. در شبکه الکتریکی، حداقل و حداکثر زاویه ولتاژ به‌منظور حفظ پایداری شبکه به ترتیب برابر $\pi/6$ و $-\pi/6$ در نظر گرفته می‌شود [۲۱]. در شبکه حرارت، دمای مبنا ۱۰۰ درچه سانتیگراد است و توان مبنا برابر ۱۰۰ مگاوات است. حدود پایین و بالا دما به ترتیب برابر ۰/۹۵ و ۱/۰۵ پریونیت است به‌طوری که دما در گره مرجع (گره ۱) برابر یک پریونیت است. مشخصات لوله‌های انتقال در مرجع [۲۵] گزارش شده است. این شبکه دارای چهار HGU است که مکان آنها در شکل (۱-ب) نمایش داده شده است. حد بالا (پایین) توان حرارتی تولیدی هر HGU برابر MW ۵۰ (صفر) است. قیمت بهره‌برداری (α^H) برای HGUهای اول الی چهارم به ترتیب برابر ۱۱/۴، ۱۳/۴، ۱۵/۱ و ۱۸/۲ دلار بر مگاوات-ساعت است [۲۵]. نرخ شیب بالا (پایین) برای هر HGU برابر ۱۵ مگاوات (صفر) است. گره‌های ۳، ۴، ۸، ۹، ۱۲ دارای پیک‌بار حرارتی ۱۶ مگاوات هستند. پیک‌بار حرارتی ۲۴ مگاوات در گره‌های ۷، ۱۰ و ۱۴ قرار دارد. گره ۱۳ نیز شامل پیک‌بار ۴۰ مگاوات است [۲۵]. بار ساعتی برابر حاصل‌ضرب پیک‌بار و ضریب بار است. منحنی روزانه مورد انتظار ضریب بار الکتریکی و حرارتی در شکل (۲-الف) رسم شده است [۶،۱۱]. شش REH در این شبکه‌ها وجود دارند، که مکان آنها در شکل (۱) مشخص است. فرض شده است که بار هر REH برابر ۲۵ درصد بار باسی است که REH به آن باس وصل است. در هاب‌های ۱ و ۵ تنها RES از نوع WF دارای ۳۰ توربین بادی با ظرفیت MW ۱ وجود دارد. در هاب ۲ و ۶ تنها RES از نوع BU وجود دارد که ظرفیت آن برابر MW ۳۰ است. در هاب‌های ۳ و ۴ نیز WF و BU نصب شده است، که ظرفیت BU برابر ۳۰ مگاوات است و WF دارای ۳۰ توربین

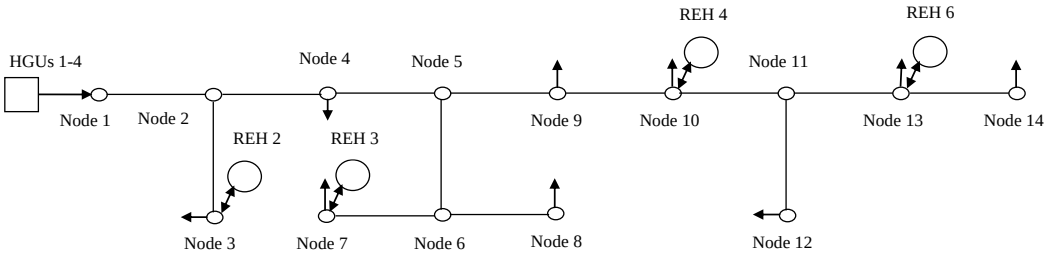
بادی با ظرفیت یک مگاوات است. عبارت‌های η^{BU}، η^{L} و η^{H} برای BU به ترتیب برابر ۳۵، ۱۵ و ۵۰ درصد است [۱۱]. در BU، پارامترهای LHV^{CH4} و γ^{CH4} به ترتیب برابر ۰/۰۱ و ۶۵ درصد مگاوات-ساعت بر مترمکعب است [۱۱]. منحنی روزانه مورد انتظار گاز حاصل از زباله‌های زیست‌محیطی در شکل (۲-ب) رسم شده است [۱۶]. منحنی روزانه مورد انتظار سرعت باد در شکل (۲-ج) رسم شده است [۱۶]. سرعت نامی، آستانه وصل و آستانه قطع برای توربین بادی به ترتیب برابر ۱۰، ۲/۵ و ۱۳ متر بر ثانیه است [۱]. REHهای که دارای BU هستند، شامل TES نیز هستند. HSها در REHهای ۱-۳ قرار دارند، و CAESها در REHهای ۴-۶ مستقر هستند. ظرفیت EL و FC در HS، و ظرفیت موتور و ژنراتور در CAES برابر ۲۰ MW است. نرخ شارژ و دشارژ حرارتی TES برابر ۱۲ MW است. با در نظر گرفتن مدت شارژ ۴ ساعته برای HS و CAES، ظرفیت (حداکثر انرژی قابل‌ذخیره در ذخیره‌ساز) در HT و CAT برابر ۸۰ MWh لحاظ می‌گردد. ظرفیت TES نیز برابر ۴۸ مگاوات-ساعت است. راندمان FC (EL) برابر ۵۱ درصد (۷۵ درصد) است [۱۶]. راندمان موتور و ژنراتور برابر ۸۰ درصد است. راندمان شارژ و دشارژ TES نیز برابر ۷۵ درصد است [۱۱]. حداقل انرژی و انرژی اولیه برای ذخیره‌سازهای یاد شده در حدود ۱۰ درصد ظرفیت ذخیره‌ساز در نظر گرفته شده است.

۴-۲- نتایج شبیه‌سازی

در این بخش فرمول‌بندی تک‌سطحی طرح پیشنهادی متناسب با داده‌های بخش ۴-۱ در محیط نرم‌افزار بهینه‌سازی گمز کدنویسی می‌شود. سپس از حل‌کننده IPOPT برای حل مسئله مذکور استفاده می‌گردد [۲۳].



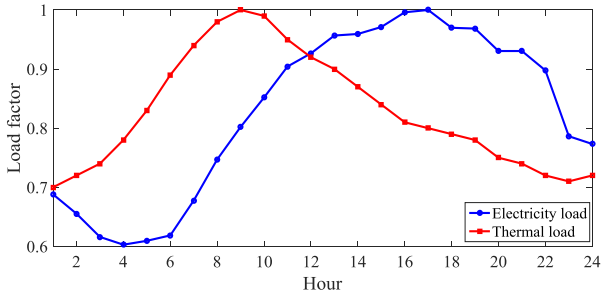
(الف) شبکه انتقال ۹ باسه IEEE [۲۴]



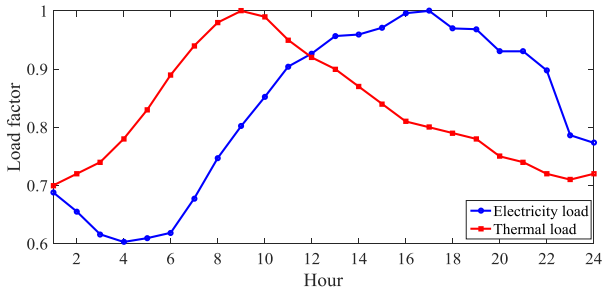
(ب) شبکه حرارت ۱۴ گره‌ای [۲۵]

شکل (۱): دیاگرام تک خطی سیستم مورد مطالعه

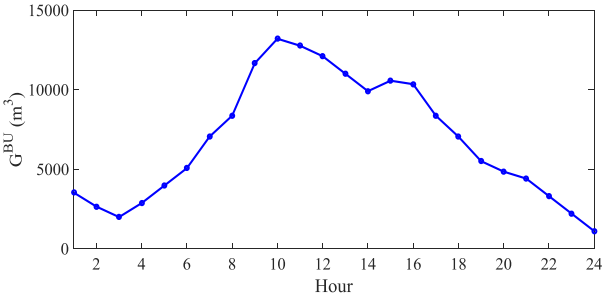
Figure (1): Single line diagram of the system of interest, a) IEEE's 9 bus network [24], b) 14 nodes thermal network [25]



(الف) ضریب بار الکتریکی و حرارتی در طول ۲۴ ساعت [۶،۱۱]



(ب) بیوگاز [۱۶]

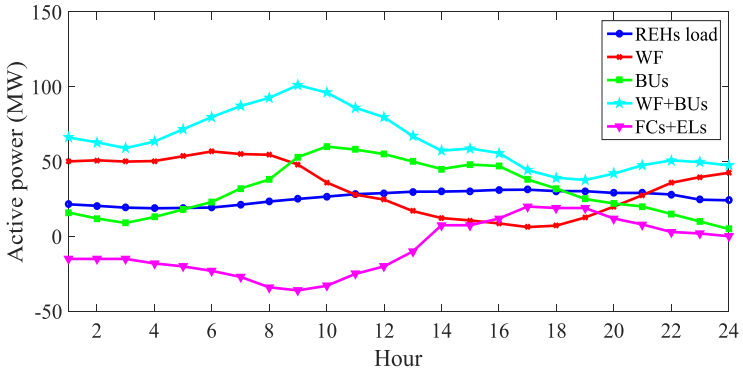


(ج) سرعت باد [۱۶]

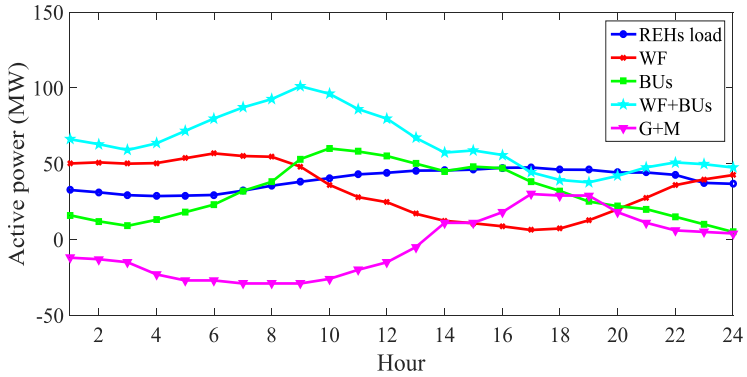
شکل (۲): منحنی روزانه مورد انتظار ضریب بار الکتریکی و حرارتی، گاز حاصل از زباله‌های زیست‌محیطی و سرعت باد

Figure (2): Expected daily curve, a) Electrical and thermal load coefficient [6,11], b) Biogas [16], c) Wind speed [16]

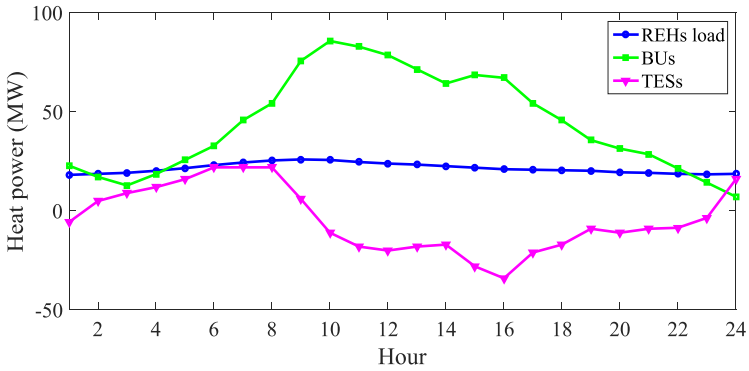
الف- عملکرد بهینه منابع تجدیدپذیر و ذخیره‌سازهای انرژی در EH: در شکل (۳) منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو و حرارتی منابع و ذخیره‌سازهای مختلف در REHها ترسیم شده است. در شکل (الف-۳) منحنی روزانه توان اکتیو BUها، WFها و HSها (FC و EL) برای REHهای بخش ۱-۳ ارائه شده است. منحنی روزانه توان اکتیو WF و BUها با مقایسه شکل‌های (الف-۳)، (ب-۲) و (ج-۲) به ترتیب همانند منحنی روزانه سرعت باد و گاز عبوری از BU است. زیرا که بر اساس رابطه‌های (۴) و (۵)، توان اکتیو WF (BU) ضریبی از سرعت باد (گاز BU) است. حداکثر توان اکتیو تولیدی BUها (WFها) در REHهای بخش ۱-۳ بر اساس شکل (الف-۳) در حدود ۶۰ MW است. زیرا که بر اساس بخش ۴-۱، REHهای ۱ و ۳ مجموعاً دارای ۶۰ توربین بادی با ظرفیت ۱ MW هستند، و BU با ظرفیت ۳۰ MW در REHها ۲ و ۳ نصب شده است. در مورد عملکرد HSها در REHهای بخش ۱-۳، ELها در ساعات ۱۳:۰۰-۱:۰۰ فعال هستند و از REHها توان اکتیو دریافت می‌کنند. این توان به‌صورت هیدروژن در HT ذخیره می‌شود. همچنین FCها در ساعات ۲۴:۰۰-۱۴:۰۰ فعال شدند تا اینکه هیدروژن ذخیره شده در HT را به توان اکتیو تبدیل کنند و این توان را به REHها تزریق نمایند. با مقایسه منحنی روزانه بار REHهای بخش ۱-۳ و منحنی روزانه توان اکتیو مجموع منابع تجدیدپذیر در این REHها، مشاهده می‌شود که زمانی که فاصله دو منحنی نسبت به هم بالا است، ELها فعال می‌شوند.



(الف) توان اکتیو منابع و ذخیره‌سازها در هاب‌های انرژی تجدیدپذیر ۱ و ۳



(ب) هاب‌های انرژی تجدیدپذیر ۴ و ۶



(ج) توان حرارتی منابع و ذخیره‌سازها در تمامی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر

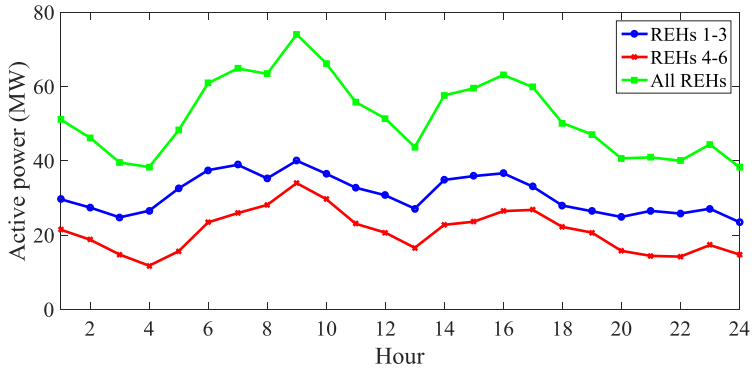
شکل (۳): منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو و حرارتی منابع و ذخیره‌سازهای مختلف در هاب‌های انرژی تجدیدپذیر

Figure (3): Expected daily curve, a) Resources and storages active power in 1-3 REH's, b) 4-6 REH's, c) Resources and storages thermal power in all of the REH's

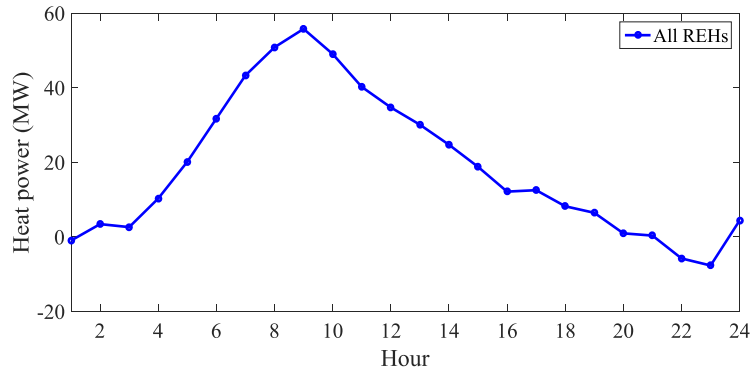
اما در ساعاتی که فاصله دو منحنی مذکور پایین‌تر است، FCها وارد مدار می‌شوند. این موضوع نتیجه در عملکرد ELها (FCها) در بازه کم‌باری (پرباری) الکتریکی بر اساس شکل‌های (الف-۳) و (الف-۲) است. در شکل (ب-۳) منحنی روزانه توان اکتیو BUها، WFها و CAESها (ژنراتورها (Gها) و موتورها (Mها)) برای REHها ۴-۶ ظاهر شده است. در این REHها، ظرفیت مجموع BUها (WFها) بر اساس بخش ۴-۱ برابر ۶۰ مگاوات است. ازاین‌رو بر اساس شکل (ب-۳)، هرکدام از آنها قادر هستند در REHهای بخش ۴-۶ حداکثر توان اکتیوی برابر با ۶۰ مگاوات تولید کند. عملکرد CAES نیز همانند HS است. به عبارتی Mها در CAESها در ساعات ۱:۰۰-۱۳:۰۰ روشن هستند و انرژی الکتریکی را به هوای فشرده در CATها ذخیره می‌کنند. اما در ساعات ۱۴:۰۰-۲۴:۰۰، Gها هوای فشرده را از CATها دریافت می‌کنند و آن را به‌صورت انرژی الکتریکی به REHهای ۴-۶ تحویل می‌دهند. عملکرد CAESها نیز همانند HSها متناسب به فاصله توان تولیدی مجموع منابع تجدیدپذیر و بار است. در نهایت منحنی توان حرارتی BUها و TESها در REHها (REHهای بخش ۲-۴، ۶ بر اساس شکل (ب-۱) در شکل (ج-۳)

ترسیم شده است. بر اساس (۶)، توان حرارتی BUها ضریبی از توان اکتیو آنها است. ازاین‌رو منحنی روزانه توان حرارتی آنها در شکل (ج-۳) همانند منحنی روزانه توان اکتیو BUها در شکل‌های (الف-۳) و (ب-۳) است، با این تفاوت که مقدار عددی آنها متفاوت است. بر اساس شکل (ج-۳)، BUها در کل REHها قادر هستند حداکثر توان حرارتی ۸۵ MW را تولید کنند. عملکرد TESها نیز نزدیک به عملکرد HSها و CAESها است. به عبارتی در ساعات ۱۰:۰۰-۲۳:۰۰ که فاصله توان تولیدی BUها و توان مصرفی بارهای حرارتی تقریباً بالا است، TESها در مد شارژ قرار می‌گیرند، و انرژی حرارتی را در خود ذخیره می‌کنند. ولی در دیگر ساعات بهره‌برداری که فاصله توان BUها و بارها پایین است، TESها در مد دشارژ قرار دارند و انرژی حرارتی به REHها تزریق می‌نمایند.

در شکل (۴)، منحنی روزانه توان اکتیو و حرارتی مجموع REHها ارائه شده است. توان اکتیو و حرارتی REHها از رابطه‌های (۲) و (۳) محاسبه می‌شوند. بر اساس شکل (الف-۴)، عملکرد بهینه BUها، WFها و HSها در REHهای شکل (الف-۳) باعث شده است که این REHها همواره تولیدکننده انرژی الکتریکی باشند. این وضعیت برای REHهای شکل (۴) الی (۶) توان BUها، WF و CAESها نیز به‌دست‌آمده است. بر اساس بخش ۴-۱، میزان پیک‌بار اکتیو در REHهای شکل(۴) الی (۶) نسبت به REHهای شکل (الف-۳) بیشتر است. ازاین‌رو در کلیه ساعات بهره‌برداری، توان اکتیو تولیدی REHهای شکل (ب-۳) بیشتر از REHهای شکل (الف-۴) است. در نهایت تمامی REHها بر اساس شکل (الف-۴) در نقش تولیدکننده انرژی الکتریکی بازی می‌کنند. در شکل (ب-۴) منحنی روزانه توان حرارتی REHها ترسیم شده است. بر اساس این شکل، در بیشتر ساعات بهره-برداری، یعنی ۱:۰۰-۲۱:۰۰ و ۲۴:۰۰، REHها متناسب با عملکرد بهینه BUها و TESها در شکل (ج-۳) توانسته‌اند در نقش تولیدکننده انرژی حرارتی باشند. در ساعات ۲۲:۰۰-۲۳:۰۰، آنها مصرف‌کننده انرژی حرارتی هستند. زیرا که بر اساس شکل (ج-۳)، در این ساعات، توان حرارتی TESها در مد شارژ بیشتر از توان تولیدی BUها است. لذا REHها در این ساعات از شبکه انرژی حرارتی دریافت کرده‌اند و TESها را شارژ کرده‌اند.



(الف) توان اکتیو هاب‌های انرژی تجدیدپذیر



(ب) توان حرارتی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر

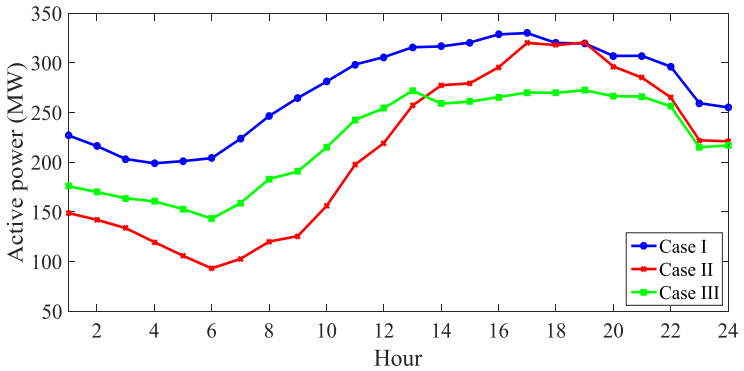
شکل (۴): منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو و حرارتی مجموع هاب‌های انرژی تجدیدپذیر

Figure (4): Expected daily curve, a) Active power, b) REH's thermal power

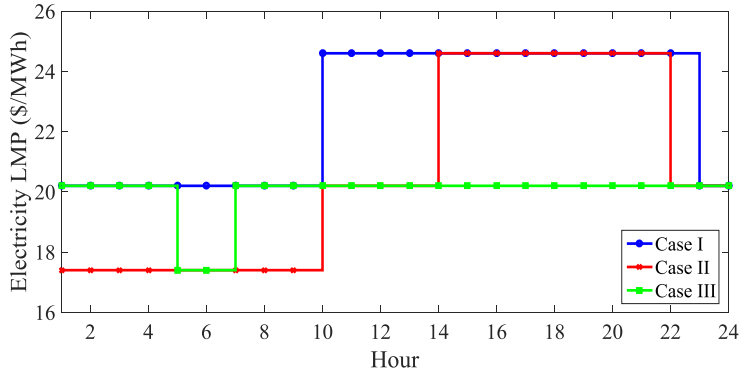
ب) بررسی عملکرد بازار انرژی مبنی بر تسویه قیمت بازار: در شکل‌های (۵) و (۶) منحنی روزانه مورد انتظار توان واحدهای تولید و میانگین LMP ارائه شده است. این شکل‌ها به‌ازای سه حالت مطالعاتی زیر بیان شده‌اند:

- حالت اول: پخش بار بهینه شبکه‌های انرژی بدون REHها
- حالت دوم: در نظر گرفتن حضور تنهای منابع تجدیدپذیر در REHها
- حالت سوم: حضور منابع تجدیدپذیر و ذخیره‌سازهای هیدروژنی، هوای فشرده و حرارتی در REHها

بر اساس شکل (۵-الف)، REHها در حالت ۲ (دارای تنها منابع تجدیدپذیر) نسبت به حالت ۱ توانسته‌اند که توان اکتیو تولیدی مجموع EGUها را در ساعات ۱:۰۰-۱۳:۰۰ کاهش چشم‌گیری دهند. ولی در دیگر ساعات کاهش توان EGUها نسبت به حالت ۱ پایین‌تر است. ولی REHها در حالت ۳ نسبت به حالت ۱ در کلیه ساعات بهره‌برداری توان اکتیو قابل‌توجهی از EGUها را کاهش می‌دهند. به عبارتی بر اساس شکل‌های (۳-الف) و (۳-ب)، فاصله توان اکتیو مجموع BUها و WFها با بار اکتیو REHها در ساعات ۱۴:۰۰-۲۴:۰۰ نسبت به ساعات ۱:۰۰-۱۳:۰۰ بسیار پایین‌تر است. از این‌رو حضور تنهای منابع تجدیدپذیر در REHها قادر نیست که سطح توان اکتیو بالایی از EGUها به‌منظور کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری شبکه‌ها همانند رابطه‌ی (۲۲) در ساعات ۱۴:۰۰-۲۴:۰۰ را کاهش دهد. ولی بر اساس شکل‌های (الف-۳) و (ب-۳)، HSها و CAESها در ساعات مذکور در مد دشارژ هستند و توان اکتیو بالایی را به REHها تزریق می‌کنند. از این‌رو REHها در حالت ۳ قادر هستند که در کلیه ساعات سطح توان قابل‌توجهی همانند شکل (الف-۵) را از EGUها نسبت به حالت ۱ کاهش دهند. اثرگذاری عملکرد REHها بر روی قیمت انرژی الکتریکی در شکل (ب-۵) مشخص است. در این شکل منحنی روزانه مورد انتظار میانگین LMP الکتریکی (مجموع LMP تمامی باس‌ها تقسیم بر تعداد باس‌های شبکه الکتریکی) ارائه شده است. بر اساس این شکل، میانگین LMP الکتریکی در ساعات ۱:۰۰-۹:۰۰ و ۲۳:۰۰-۲۴:۰۰ به‌ازای حالت ۱ در حدود ۲۰ دلار بر مگاوات-ساعت است. در این ساعات بر اساس شکل (۵-الف)، مجموع توان تولیدی EGUها کمتر از مجموع ظرفیت EGUهای ۱ و ۲ (مجموع ۱۵۰ و ۱۲۵ مگاوات به عبارت دیگر ۲۷۵ مگاوات بر اساس بخش ۴-۱) است. لذا EGUهای ۱ و ۲ به ترتیب با هزینه سوخت ۱۷ دلار بر مگاوات-ساعت و ۱۹/۷ دلار بر مگاوات-ساعت در این ساعت روشن هستند و EGU با هزینه سوخت گران‌تر، یعنی EGU 3 با هزینه سوخت ۲۴/۵ دلار بر مگاوات-ساعت، در این ساعات خاموش است. پیرو این موضوع LMP الکتریکی در حدود ۲۰ دلار بر مگاوات-ساعت خواهد بود. ولی در ساعات ۱۴:۰۰-۲۲:۰۰، توان تولیدی EGUها بیش از ۲۷۵ مگاوات است، لذا EGU 3 در ساعات وارد مدار می‌شود. این امر منجر به افزایش میانگین LMP الکتریکی همانند شکل (ب-۵) به حوالی ۲۴/۶ دلار بر مگاوات-ساعت در ساعات مذکور در حالت ۱ می‌شود. اضافه شدن REHها متناسب با حالت ۲ به شبکه‌های انرژی باعث می‌شود که LMP در ساعات ۱:۰۰-۹:۰۰ نسبت به حالت ۱ به ۱۷/۲ دلار بر مگاوات-ساعت کاهش یابد. یعنی در این ساعات تنها EGU 1 در مدار حضور دارد، زیرا که در این ساعات مجموع توان EGUها کمتر از ظرفیت EGU 1 (۱۵۰ مگاوات) است. در ساعات ۱۰:۰۰-۱۳:۰۰ و ۲۲:۰۰، REHهای دارای تنها منابع تجدیدپذیر قادر هستند LMP الکتریکی را نسبت به حالت ۱ کاهش دهند. ولی در دیگر ساعات LMP در حالت‌های ۱ و ۲ یکسان است. حضور HSها و CAESها در REHها (حالت ۳) باعث شده که قیمت انرژی الکتریکی در بیشتر ساعات بهره‌برداری در حدود ۲۰ دلار بر مگاوات-ساعت باشد. تنها در ساعات ۶:۰۰-۵:۰۰، LMP در حالت ۳ به ۱۷/۲ دلار بر مگاوات-ساعت می‌رسد. این نتیجه نسبت به حالت ۱ مطلوب‌تر است. در حالت مقایسه حالت‌های ۲ و ۳، مشاهده می‌شود که در ۷ ساعت، LMP الکتریکی در حالت ۲ نسبت به حالت ۳ کمتر است، به‌طوری که فاصله قیمت در دو حالت در حدود ۲/۸ دلار بر مگاوات-ساعت (۱۷/۲-۲۰) است. ولی در ۸ ساعات LMP الکتریکی در حالت ۳ کمتر از حالت ۲ است، به‌طوری‌که فاصله قیمت در حدود ۴/۶ دلار بر مگاوات-ساعت (۲۰-۲۴/۶) است. وضعیت بازار انرژی حرارتی در شکل (۶) ارائه شده است. منحنی روزانه توان حرارتی HGUها برای حالت‌های ۱ الی ۳ در شکل (الف-۶) ترسیم شده است. بر اساس این شکل، حضور منابع تجدیدپذیر در REHها (حالت ۲) نسبت به حالت ۱ منجر به کاهش سطح توان تولیدی HGUها در بیشتر ساعات بهره‌برداری می‌شود. ولی در ساعات ۲:۰۰-۴:۰۰ و ۲۳:۰۰-۲۴:۰۰ به علت اینکه مصرف توان حرارتی REHها بیش از توان تولیدی منابع تجدیدپذیر است، سطح توان حرارتی تولیدی HGUها در حالت ۲ نسبت به حالت ۱ افزایش دارد.



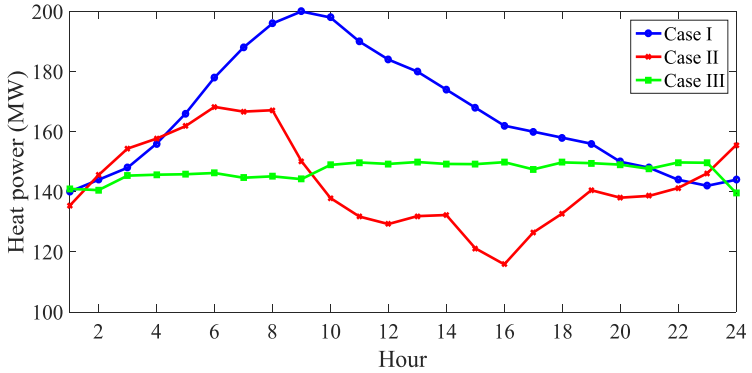
(الف) توان اکتیو واحدهای تولیدی الکتریکی



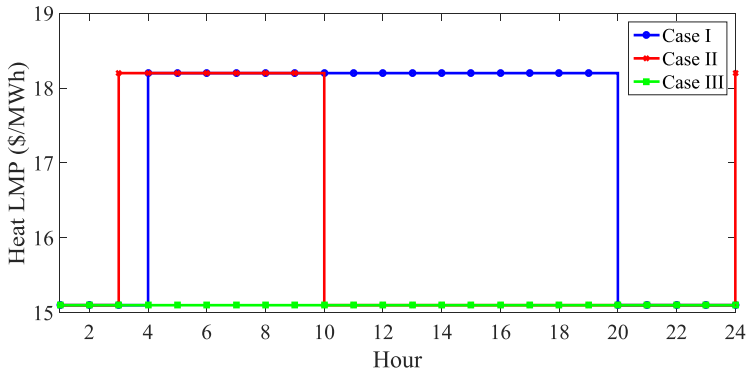
(ب) میانگین قیمت حاشیه محلی حرارتی

شکل (۵): منحنی روزانه حالت انتظار انرژی الکتریکی در حالت‌های مطالعاتی مختلف

Figure (5): Expected electrical energy daily curve, a) EGU's reactive power, b) Average electrical LMP in various studied cases



(الف) توان واحدهای تولیدی حرارتی



(ب) میانگین قیمت حاشیه محلی حرارتی

شکل (۶): منحنی روزانه حالت انتظار انرژی حرارتی در حالت‌های مطالعاتی مختلف

Figure (6): Expectd heat energy daily curve, a) HGU's thermal power, b) Average thermal LMP in various studied cases

حضور ذخیره‌سازها در حالت ۳ باعث شده که پروفیل توان حرارتی تقریباً تخت برای HGUها به‌دست آید.

در حالت ۳، تنها در ساعات ۲۲:۰۰-۲۳:۰۰، توان حرارتی HGUها بیش از حالت ۱ است. در شکل (ب-۶)، میانگین LMP حرارتی ارائه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود LMP حرارتی برای ساعات ۱:۰۰-۳:۰۰ و ۲۰:۰۰-۲۴:۰۰ به‌ازای حالت ۱ در حدود ۱۵/۱ دلار بر مگاوات-ساعت است. در این ساعات بر اساس شکل (الف-۶)، توان حرارتی HGUها کمتر از MW ۱۵۰ (مجموع ظرفیت HGUهای شکل(ج-۳) است. لذا در این ساعات HGUهای شکل (ج-۳) به ترتیب با قیمت سوخت ۱۱/۴ دلار بر مگاوات-ساعت، ۱۳/۴ دلار بر مگاوات-ساعت و ۱۵/۱ دلار بر مگاوات-ساعت در شبکه حرارت حضور دارند و HGU 4 با قیمت سوخت بالا، یعنی ۱۸/۲ دلار بر مگاوات-ساعت، خاموش است. بنابراین میانگین LMP حرارتی در ساعات ۳:۰۰-۱:۰۰ و ۲۰:۰۰-۲۴:۰۰ در حدود ۱۵/۱ دلار بر مگاوات-ساعت خواهد بود.

ولی در دیگر ساعات، توان حرارتی HGUها بیش از MW ۱۵۰ است. در این شرایط HGU 4 وارد مدار می‌شود. لذا قیمت انرژی حرارتی در این ساعات به‌ازای مورد ۱ بر اساس شکل (ب-۶) به ۱۸/۲ دلار بر مگاوات-ساعت افزایش می‌یابد. حضور REHها متناسب با مورد ۲ در ساعات ۳:۰۰ و ۲۴:۰۰ منجر به افزایش قیمت انرژی حرارتی نسبت به حالت ۱ می‌شود، ولی در ساعات ۱۰:۰۰-۲۰:۰۰ عکس این موضوع برقرار است. REHهای دارای منابع تجدیدپذیر و ذخیره‌سازها (حالت ۳) باعث شده است که قیمت انرژی حرارتی در کلیه ساعات بهره‌برداری به ۱۵/۱ دلار بر مگاوات-ساعت تنظیم گردد. زیرا که بر اساس شکل (ب-۶)، توان حرارتی مجموع HGUها کمتر از MW ۱۵۰ است، لذا HGU 4 در مدار نیست.

ج) ارزیابی وضعیت اقتصادی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر و شبکه‌های انرژی: در جدول (۱) سود مورد انتظار REHها در بازارهای انرژی مختلف و هزینه بهره‌برداری مورد انتظار واحدهای تولید (EGUها و HGUها) به‌ازای حالت‌های مطالعاتی ۱ الی ۳ گزارش شده است. بر اساس این جدول، REHهای دارای تنها BU و WF (مورد ۲) سود ۳۳۰۶۲ دلار می‌توانند از بازار انرژی دریافت کنند، به‌طوری که ۲۲/۴ درصد (۷۷/۶ درصد) آن از بازار انرژی حرارتی (الکتریکی) دریافت می‌شود. در حالت ۳، ذخیره‌سازها، یعنی HS، CAES و TES در REHها باعث می‌شوند که سود REHها نسبت به حالت ۲ در حدود ۱۱/۲ درصد افزایش داشته باشد.

در جدول (۱)، هزینه بهره‌برداری کل EGUها و HGUها نیز گزارش شده است. بر اساس جدول (۱)، هزینه کل واحدهای تولید در مورد ۱ برابر ۲۱۸۷۹۱ دلار است. سهم شبکه حرارت از این هزینه برابر ۳۱/۴ درصد است و سهم شبکه الکتریکی در حدود ۶۸/۶ درصد است. حضور REHها دارای تنها منابع تجدیدپذیر (حالت ۲) در شبکه‌های انرژی منجر به کاهش ۲۷/۴ درصد (۱۸/۹ درصد) هزینه بهره‌برداری EGUها (HGUها) نسبت به حالت ۱ می‌شوند. به عبارتی در حالت ۲ نسبت به حالت ۱، هزینه بهره‌برداری کل واحدهای تولید در حدود ۲۴/۸ درصد کاهش داشته است. حضور HS، CAES و TES در کنار منابع تجدیدپذیر (حالت ۳) باعث شده است که REHها بتوانند هزینه بهره‌برداری کل را در حدود ۲۷ درصد نسبت به حالت ۱ کاهش دهند.

Table (1): REHs profit and operation cost of generation units in the different cases

جدول (۱): سود هاب‌های انرژی تجدیدپذیر و هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید در موارد مطالعاتی مختلف

حالت	سود مورد انتظار هاب‌های انرژی تجدیدپذیر برحسب دلار		
	بازار الکتریکی	بازار حرارتی	تمامی بازارها
۲	۲۵۶۳۹	۷۴۲۳	۳۳۰۶۲
۳	۲۸۷۱۱	۸۵۳۱	۳۷۲۴۲
حالت	هزینه بهره‌برداری مورد انتظار برحسب دلار		
	واحدهای تولید الکتریکی	واحدهای تولید حرارتی	واحدهای تولید الکتریکی و حرارتی
۱	۱۵۰۰۶۰	۶۸۷۳۱	۲۱۸۷۹۱
۲	۱۰۸۹۳۰	۵۵۷۱۷	۱۶۴۵۴۷
۳	۱۰۶۳۹۲	۵۳۳۶۱	۱۵۹۷۵۳

۵- نتیجه‌گیری

مدیریت انرژی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر مبنی بر ذخیره‌سازهای هیدروژنی، هوای فشرده و حرارتی و منابع تجدیدپذیر بادی و بیوگاز در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی با در نظر گرفتن مشارکت این هاب‌ها در بازار انرژی مبنی بر مدل تسویه قیمت بازار در این مقاله ارائه شد. این طرح متناسب با بهینه‌سازی دوسطحی مدل‌سازی شد. به‌طوری که سطح بالای آن مشارکت هاب‌ها در بازار انرژی متناسب با بیشینه‌سازی سود مورد انتظار هاب‌ها مقید به مدل بهره‌برداری منابع و ذخیره‌سازهای مذکور را در نظر می‌گیرد. برای محاسبه قیمت انرژی در باس‌های مختلف شبکه، فرمول‌بندی تسویه قیمت بازار در مسئله سطح پایین استفاده شد. این مسئله کمینه‌سازی هزینه مورد انتظار بهره‌برداری واحدهای تولید مقید به معادلات پخش توان بهینه شبکه-های یاد شده را مدل‌سازی کرد. روش کراش کان تاکر در قدم بعدی یک مدل تک‌سطحی برای طرح پیشنهادی استخراج کرد. بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های بار، سرعت باد و بیوگاز استفاده شد. در ادامه بر اساس نتایج عددی مشاهده شود که چنانچه فاصله توان تولیدی منابع تجدیدپذیر و بار هاب‌ها بالا باشد، ذخیره‌سازها در مد شارژ هستند. ولی اگر فاصله توان تجدیدپذیر و بار هاب‌ها پایین باشد، ذخیره‌سازها در مد دشارژ هستند. این موضوع باعث می‌شود که هاب‌های تجدیدپذیر در بیشتر ساعات بهره‌برداری در نقش تولیدکننده انرژی الکتریکی و حرارتی بازی کنند. در ادامه هاب‌های مذکور قادر هستند که قیمت انرژی الکتریکی و حرارتی را در برخی ساعات نسبت به مورد بدون هاب‌ها کاهش دهند که این موضوع در جهت ارتقای رفاه اجتماعی است. علاوه بر این استفاده از ذخیره‌سازهای هیدروژنی، هوای فشرده و حرارتی در کنار منابع تجدیدپذیر منجر به افزایش ۱۱/۲ درصد سود هاب‌ها نسبت به مورد هاب بدون ذخیره‌ساز می‌گردد. همچنین هاب‌های تنها دارای منابع تجدیدپذیر هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید را در حدود ۲۴/۸ درصد کاهش می‌دهد. ولی اگر ذخیره‌سازهای یاد شده در کنار منابع تجدیدپذیر در هاب‌ها استفاده شوند، هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید کاهش ۲۷ درصد دارد.

سپاسگزاری

این مقاله مستخرج از طرح تحقیقاتی در دانشگاه افسری امام علی (ع) نیروی زمینی ارتش ج.ا.ا است. نویسنده بر خود لازم می‌داند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

References

مراجع

[1] F. Khalafian, "Robust planning of the islanded hybrid system including renewable and non-renewable sources and stationary and mobile storages", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 53, pp. 15-32, Sept. 2022 (in Persian) (dor: 20.1001.1.23223871.1402.14.53.2.6).

[2] K. Bradbury, L. Pratson, D. Patiño-Echeverri, "Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time US electricity markets", Applied Energy, vol. 114, pp. 512-519, Feb. 2014 (doi: 10.1016/j.rser.2019.04.069).

[3] C. Iris, J.S. Lam, "A review of energy efficiency in ports: Operational strategies, technologies and energy management systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 112, pp. 170-182, Sept. 2019 (doi: 10.1016/j.rser.2019.04.069).

[4] M. Kazemi, T. Niknam, B.B. Firouzi, M. Nafar, "Energy hub flexibility, energy network, energy and reserve market, stochastic programming", Journal of Novel Researches on Electrical Power, vol. 4, no. 4, pp. 49-59, Dec. 2019 (in persian) (dor: 20.1001.1.23222468.1399.9.4.5.9).

[5] H.R. Zafarani, S.A. Taher, M. Shahidehpour, "Robust operation of a multicarrier energy system considering EVs and CHP units", Energy, vol. 192, pp.1-12, Feb. 2020 (doi: 10.1016/j.energy.2019.116703).

[6] A. Dini, S. Pirouzi, M.A. Norouzi, M. Lehtonen, "Grid-connected energy hubs in the coordinated multi-energy management based on day-ahead market framework", Energy, vol. 188, pp. 1-12, Dec. 2019 (doi: 10.1016/j.energy.2019.116055).

[7] K. Afrashi, B. Bahmani-Firouzi, M. Nafar, "Multicarrier energy system management as mixed integer linear Programming", Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering, vol. 45, pp. 619-631, June 2021 (doi: 10.1007/s40998-020-00373-x).

[8] A. Heidari, S.S. Mortazavi, R.C. Bansal, "Stochastic effects of ice storage on improvement of an energy hub optimal operation including demand response and renewable energies", Applied Energy, vol. 261, Article Number: 114393, Mar. 2020 (doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114393).
[9] M. Jalili, M. Sedighizadeh, A. Sheikhi-Fini, "Stochastic optimal operation of a microgrid based on energy hub including a solar-powered compressed air energy storage system and an ice storage conditioner", Journal of Energy Storage, vol. 33, Article Number: 102089, Jan. 2021 (doi: 10.1016/j.est.2020.102089).
[10] S. Geng, M. Vrakopoulou, I.A. Hiskens, "Optimal capacity design and operation of energy hub systems", Proceedings of the IEEE, vol. 108, no. 9, pp. 1475-1495, Sept. 2020 (doi: 10.1109/JPROC.2020.3009323).
[11] E. Akbari, S.F. Mousavi-Shabestari, S. Pirouzi, M. Jadidoleslam, "Network flexibility regulation by renew able energy hubs using flexibility pricing-based energy management", Renewable Energy, vol. 206, pp. 295-308, Feb. 2023 (doi :10.1016/j.renene.2023.02.050).
[12] A. Heidari, R.C. Bansal, J. Hossain, J. Zhu, "Strategic risk aversion of smart energy hubs in the joined energy markets applying a stochastic game approach", Journal of Cleaner Production, vol. 349, Article Number: 131386, May 2022 (doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131386).
[13] A.R. Daneshvar-Garmroodi, F. Nasiri, F. Haghighat, "Optimal dispatch of an energy hub with compressed air energy storage: A safe reinforcement learning approach", Journal of Energy Storage, vol. 57, Article Number: 106147, Jan. 2023 (doi: 10.1016/j.est.2022.106147).
[14] G. Zhang, Y. Ge, Z. Ye, M. Al-Bahrani, "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, vol. 57, pp. 106160, Jan. 2023 (doi: 10.1016/j.est.2022.106160).
[15] S.A.A. Ghappani, A. Karimi, "Optimal operation framework of an energy hub with combined heat, hydrogen, and power (CHHP) system based on ammonia", Energy, vol.266, pp. 126407, Mar. 2023 (doi: 10.1016/j.energy.2022.126407).
[16] M.R. Jokar, S. Shahmoradi, A.H. Mohammed, L.K. Foong, B.N. Le, S. Pirouzi, "Stationary and mobile storages-based renewable off-grid system planning considering storage degradation cost based on information-gap decision theory optimization", Journal of Energy Storage, vol. 58, Article Number: 106389, Feb. 2023 (doi: 10.1016/j.est.2022.106389).
[17] M. Karami, M. Zadehbagheri, M.J. Kiani, S. Nejatian, "Retailer energy management of electric energy by combining demand response and hydrogen storage systems, renewable sources and electric vehicles", International Journal of Hydrogen Energy, vol. 48, no. 49, pp. 18775-18794, June 2023 (doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.285).
[18] A.R. Azarhooshang, D. Sedighizadeh, M. Sedighizadeh, "Two-stage stochastic operation considering day-ahead and real-time scheduling of microgrids with high renewable energy sources and electric vehicles based on multi-layer energy management system", Electric Power Systems Research, vol. 201, Article Number: 107527, Dec. 2021 (doi: 10.1016/j.epsr.2021.107527).
[19] W. Shi, X. Han, X.Y. Wang, J. Li, "Optimization scheduling strategy with multi-agent training data rolling enhancement for regional power grid considering operation risk and reserve availability", Proceeding of the IEEE/ACPEE, pp. 177401781, Tianjin, China, April 2023 (doi: 10.1109/ACPEE56931.2023.10135875).
[20] D. Bertsimas, E. Litvinov, X.A. Sun, J. Zhao, T. Zheng, "Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 1, pp. 52-63, Feb. 2013 (doi: 10.1109/TPWRS.2012.2205021).
[21] H.R. Hamidpour, J. Aghaei, S. Dehghan, S. Pirouzi, T. Niknam, "Integrated resource expansion planning of wind integrated power systems considering demand response programmes", IET Renewable Power Generation, vol. 13, no. 4, pp. 519-529, Mar. 2019 (doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5835).
[22] J. Aghaei, M. Barani, M. Shafie-khah, A.A.S. Nieta, J.P.S. Catalão, "Risk-Constrained offering strategy for aggregated hybrid power plant including wind power producer and demand response provider", IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 7, no. 2, pp. 513-525, April 2016 (doi: 10.1109/TSTE.2015.2500539).
[23] D. Chattopadhyay, "Application of general algebraic modeling system to power system optimization", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 15-22, Feb. 1999 (doi: 10.1109/59.744462).
[24] I. Abdulrahman, "MATLAB-based programs for power system dynamic analysis", IEEE Open Access Journal of Power and Energy, vol. 7, pp. 59-69, Nov. 2019 (doi: 10.1109/OAJPE.2019.2954205).
[25] A. Shabanpour-Haghighi, A.R. Seifi, "Multi-objective operation management of a multi-carrier energy system", Energy, vol. 88, pp. 430-442, Aug. 2015 (doi: 10.1016/j.energy.2015.05.063).

زیرنویس‌ها

1. Renewable energy sources (RESs)
2. Energy storage systems (ESSs)
3. Energy management system (EMS)
4. Virtual power plant (VPP)

5. Energy hub (EH)
6. Day-ahead (DA)
7. Combined heat and power (CHP)
8. Electric vehicles (EVs)
9. Demand response program (DRP)
10. Active loads (ALs)
11. Combined cooling, heat & power (CCHP)
12. Optimal scheduling
13. Compressed air energy storage (CAES)
14. Hydrogen storage (HS)
15. Time of use (TOU)
16. Market clearing price (MCP)
17. Bio-gas unit (BU)
18. Renewable energy hubs (REHs)
19. Thermal energy storage (TES)
20. Wind farm (WF)
21. Local marginal price (LMP)
22. Electrical generation units (EGUs)
23. Heat generation units (HGUs)
24. Optimal power flow (OPF)
25. Karush-Kuhn-Tucker (KKT)
26. Stochastic optimization
27. Cut-in / cut-out wind speed
28. Rated speed
29. The rate of methane in the gas
30. The lower heating value of methane
31. Electrolyzer (EL)
32. Hydrogen tank (HT)
33. Fuel cell (FC)
34. Compressed air tank (CAT)
35. Slack
36. Up and down ramp rate

ضمیمه

سمبل	متغیر
COEN	هزینه بهره‌برداری مورد انتظار واحدهای تولید (دلار)
E^{CAT}	انرژی بادی ذخیره شده در مخزن هوای فشرده (مگاوات-ساعت)
E^{HT}	انرژی هیدروژنی ذخیره شده در HT بر حسب (مگاوات-ساعت)
E^{TES}	انرژی حرارتی ذخیره شده در TES بر حسب (مگاوات-ساعت)
H^{D}, H^{C}	نرخ دشارژ و شارژ حرارتی در TES (مگاوات)
H^{PL}	توان حرارتی عبوری از خط لوله (مگاوات)
P^{BU}, H^{BU}	توان اکتیو و حرارتی تولیدی BU بر حسب (مگاوات)
P^{EGU}, H^{HGU}	توان اکتیو EGU و توان حرارتی HGU بر حسب (مگاوات)
P^{EH}, H^{EH}	توان اکتیو و حرارتی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر (مگاوات)
P^{FC}, P^{EL}	توان اکتیو FC و EL بر حسب (مگاوات)
P^{G}, P^{M}	توان اکتیو ژنراتور و موتور در CAES بر حسب (مگاوات)
POEH	سود مورد انتظار REHها ($)
P^{TL}	توان اکتیو عبوری از خط انتقال الکتریکی (مگاوات)
P^{WF}	توان اکتیو تولیدی مزارع بادی (مگاوات)
T	دما (پریونیت)
φ	زاویه ولتاژ (رادیان)
ρ, μ	متغیر دوگان قیود مساوی و نامساوی (پریونیت)
ρ^{E}, ρ^{H}	قیمت انرژی الکتریکی و حرارتی (دلار بر مگاوات-ساعت)

سمبل	نام اندیس	سمبل	نام اندیس
B	باس الکتریکی	N	گره حرارتی
H	ساعت بهره‌برداری	P	خط لوله حرارتی
I	شماره هاب انرژی	W	سناریو
L	خط انتقال الکتریکی		

پارامتر	سمبل
ماتریس تلاقی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر و باس الکتریکی، ماتریس تلاقی هاب‌های انرژی تجدیدپذیر و گره حرارتی	A^E, A^H
ماتریس تلاقی خط انتقال و باس الکتریکی (اگر یک خط انتقال با باس وصل باشد، و جهت توان اکتیو فرضی به خارج (داخل) باس باشد، درایه مذکور برابر ۱ (۱-) است. اگر اتصالی برقرار نباشد، درایه مذکور برابر صفر است.)	B^E
ماتریس تلاقی خط لوله و گره حرارتی (اگر یک خط لوله با گره وصل باشد، و جهت توان حرارتی فرضی به خارج (داخل) گره باشد، درایه مذکور برابر ۱ (۱-) است. اگر اتصالی برقرار نباشد، درایه مذکور برابر صفر است.)	B^H
سوسپتانس خط انتقال (پریونیت)	b^{TL}
انرژی بادی اولیه، حداقل و حداکثر انرژی بادی قابل‌ذخیره در CAT (مگاوات-ساعت)	$\hat{E}^{CAT}, \underline{E}^{CAT}, \overline{E}^{CAT}$
ثابت حرارتی خط لوله (پریونیت)	κ^{PL}
احتمال رخداد سناریو	π
انرژی هیدروژنی اولیه، حداقل و حداکثر انرژی هیدروژنی قابل‌ذخیره در HT (مگاوات-ساعت)	$\hat{E}^{HT}, \underline{E}^{HT}, \overline{E}^{HT}$
انرژی حرارتی اولیه، حداقل و حداکثر انرژی حرارتی قابل‌ذخیره در TES (مگاوات-ساعت)	$\hat{E}^{TES}, \underline{E}^{TES}, \overline{E}^{TES}$
گاز تولیدی در BU حاصل از زباله زیست‌محیطی (متر مکعب)	G^{BU}
حداقل و حداکثر توان حرارتی تولیدی HGU (مگاوات)	$\overline{H}^{D}, \overline{H}^{C}$
حداکثر توان حرارتی عبوری از خط لوله (مگاوات)	$\overline{H}^{PL}$
مقدار حرارت پایین متان و نرخ متان در گاز	γ^{CH_4} ، LHV^{CH_4}
تعداد توربین‌های بادی در WF	N^{WT}
حداقل و حداکثر توان اکتیو تولیدی EGU (مگاوات)	$\underline{P}^{EGU}, \overline{P}^{EGU}$
حداکثر توان اکتیو مصرفی EL و تولیدی FC (مگاوات)	$\overline{P}^{EL}, \overline{P}^{FC}$
حداکثر توان اکتیو مصرفی موتور و تولیدی ژنراتور در CAES (مگاوات)	$\overline{P}^{G}, \overline{P}^{M}$
بار اکتیو و حرارتی (مگاوات)	P^L, H^L
توان نامی توربین بادی (مگاوات)	P^R
حداکثر توان اکتیو عبوری از خط انتقال الکتریکی (مگاوات)	$\overline{P}^{TL}$
نرخ شیب پایین و بالا برای EGU (مگاوات)	RD^{EGU}, RU^{EGU}
نرخ شیب پایین و بالا برای HGU (مگاوات)	RD^{HGU}, RU^{HGU}
حداقل و حداکثر مقدار دما (پریونیت)	$\underline{T}, \overline{T}$
دمای مبنا (پریونیت)	T_{ref}
سرعت باد (متر بر ثانیه)	v
سرعت باد آستانه وصل، آستانه قطع و نامی (متر بر ثانیه)	v^{ci}, v^{co}, v^R
قیمت سوخت EGU و HGU (دلار بر مگاوات-ساعت)	α^E, α^H
راندمان توربین، تلفاتی و حرارتی در BU	$\eta^{BU}, \eta^L, \eta^H$
راندمان دشارژ و شارژ در TES	η^D, η^C
راندمان FC و EL	η^{FC}, η^{EL}
راندمان ژنراتور و موتور در CAES	η^G, η^M
حداقل و حداکثر مقدار زاویه ولتاژ (رادیان)	$\overline{\varphi}, \underline{\varphi}$