

Two-Objective Participation of Energy Hubs and Distribution Networks in the Wholesale and Retail Energy Markets Based on Fuzzy Decision**Omid Kohansal, M.Sc, Mahmoud Zadehbagheri, Assistant Professor, Mohammad Javad Kiani, Assistant Professor, Samad Nejatian, Associate Professor**Department of Electrical Engineering- Yasuj Branch, Islamic Azad University, Yasuj, Iran
omid.kohansal@iau.ac.ir, ma.zadehbagheri@iau.ac.ir, mj.kiani@iau.ac.ir, s.nejatian@iau.ac.ir**Abstract**

This paper presents the optimal participation of distribution networks and energy hubs in the day-ahead wholesale and retail energy markets. The proposed scheme is a two-objective optimization model. In one objective function, it minimizes the energy cost of electricity, gas, and heating network as private distribution companies in the mentioned markets. In another objective function, it minimizes the energy cost (equal to the difference between selling and purchasing energy) of hubs in the retail market. This scheme is subject to optimal power flow formulation in the mentioned networks, and the operation model of sources and active loads in a hub format. Then, the Pareto optimization based on the weighted functions method according to the fuzzy decision is used to achieve the optimal compromise solution. Finally, by implementing the proposed scheme on a system test, the obtained simulation results confirm the capabilities of the scheme in improving the economy of energy hubs and the economic and operation situation of the mentioned networks.

Keywords: day-ahead energy market, fuzzy decision, grid-connected energy hub, private distribution company, two-objective optimization, wholesale and retail markets**Received:** 31 July 2022**Revised:** 12 October 2022**Accepted:** 29 November 2022**Corresponding Author:** Dr. Mahmoud Zadehbagheri**Citation:** O. Kohansal, M. Zadehbagheri, M.J. Kiani, S. Nejatian, "Two-objective participation of energy hubs and distribution networks in the wholesale and retail energy markets based on fuzzy decision", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 15, no. 58, pp. 67-84, September 2024 (in Persian).

<https://dorl.net/dor/20.1001.1.23223871.1403.15.58.5.6>

مقاله پژوهشی

مشارکت دو هدفه هاب‌های انرژی و شبکه‌های توزیع در بازارهای عمده و خرده‌فروشی انرژی مبنی بر تصمیم‌گیری فازی

امید کهنسال، دانشجوی دکتری، محمود زاده‌باقری، استادیار، محمدجواد کیانی، استادیار، صمد نجاتیان، دانشیار

دانشکده فنی و مهندسی - واحد یاسوج، دانشگاه آزاد اسلامی، یاسوج، ایران
omid.kohansal@iau.ac.ir, ma.zadehbagheri@iau.ac.ir, mj.kiani@iau.ac.ir, s.nejatian@iau.ac.ir

چکیده: این مقاله مشارکت بهینه هم‌زمان شبکه‌های انرژی و هاب‌های انرژی در بازارهای انرژی روز-بعد در دو طرح عمده‌فروشی و خرده‌فروشی را ارائه می‌دهد. طرح پیشنهادی در قالب بهینه‌سازی دو هدفه بیان می‌شود. در یک تابع هدف کمینه‌سازی هزینه انرژی شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی به صورت شرکت‌های توزیع خصوصی در بازارهای یادشده مدنظر است. در تابع هدف دیگر، کمینه‌سازی هزینه انرژی (برابر با ما تفاوت خرید و فروش انرژی) هاب‌ها در بازار خرده‌فروشی به عنوان تابع هدف منظور می‌شود. این طرح مقید به معادلات پخش توان بهینه شبکه‌های مذکور و مدل بهره‌برداری منابع و بارهای اکتیو در قالب هاب انرژی است. سپس بهینه‌سازی پارتو مبنی بر روش توابع وزن‌دار بر پایه تصمیم‌گیری فازی یک راه‌حل مصالحه بهینه استخراج می‌کند. در نهایت با اجرای طرح پیشنهادی بر روی سیستم تست نمونه، نتایج عددی به دست آمده تأییدکننده قابلیت طرح پیشنهادی در بهبود وضعیت اقتصادی هاب‌های انرژی و بهبود هم‌زمان شرایط اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های بیان شده است.

کلمات کلیدی: بازار انرژی روز-بعد، بازار عمده‌فروشی و خرده‌فروشی، بهینه‌سازی دو هدفه، تصمیم‌گیری فازی، شرکت توزیع خصوصی، هاب انرژی متصل به شبکه

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۵/۹

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۷/۲۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۹/۸

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمود زاده‌باقری

نشانی نویسنده‌ی مسئول: یاسوج- بله‌زار- دانشگاه آزاد اسلامی واحد یاسوج- دانشکده فنی و مهندسی - گروه مهندسی برق

۱- مقدمه

امروزه به علت پیشرفت تکنولوژی‌های تولید توان مانند سیستم‌های ترکیبی برق و حرارت^۱ (CHP) و منابع انرژی تجدیدپذیر^۲ (RESها)، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی^۳ (ESSها) مانند خودروهای الکتریکی^۴ (EVها)، برنامه‌های مدیریتی مناسب برای صرفه‌جویی در مصرف انرژی مانند طرح پاسخ‌گویی بار^۵ (DRP) که دوستدار محیط‌زیست هستند، لذا این منابع و بارهای اکتیو^۶ (ALها) قادرند که با حضور در سیستم قدرت قابلیت‌های مناسبی در بهبود وضعیت فنی و اقتصادی شبکه‌های انرژی فراهم کنند [۱]. به‌عنوان مثال، حضور RESها در شبکه الکتریکی به علت اینکه آن‌ها دارای هزینه بهره‌برداری ناچیزی هستند، موجب می‌شود که هزینه بهره‌برداری شبکه کاهش‌یافته و همچنین قیمت انرژی نیز کاهش یابد که این امر متناسب با افزایش رفاه اجتماعی است [۲]. علاوه بر این موضوع، افزایش تعداد این عناصر در شبکه‌های انرژی^۷ (ENها) مانند شبکه الکتریکی، گازی و حرارتی باعث می‌شود که حجم اطلاعات ارسال‌شده به اپراتور شبکه انرژی^۸ (ENO) بالا باشد که این امر موجب پیچیدگی تصمیم‌گیری ENO خواهد شد. برای رفع این موضوع، تئوری شبکه هوشمند پیشنهادی می‌دهد که منابع و ALها مختلف در قالب تجمیع‌کننده‌های مختلف مانند هاب انرژی^۹ (EH)، نیروگاه مجازی برق^{۱۰} (VPP) و یا ریزشبکه^{۱۱} (MG) مدیریت شوند [۳]. اما از آنجاکه EH قادر است چندین نوع انرژی را به‌صورت هم‌زمان مدیریت کند، بنابراین بازدهی انرژی بیشتری نسبت به VPP و MG خواهد داشت. زیرا که VPP و MG عموماً تنها دارای انرژی الکتریکی هستند [۳]. در ادامه، به‌منظور برقراری مدیریت انرژی مناسب در شبکه‌های انرژی، منابع و ALها با اپراتور EH هماهنگی دوطرفه خواهند داشت. همچنین اپراتور EHها نیز در هماهنگی با ENOها قرار می‌گیرند [۴]. شایان‌ذکر است که EHها قادر هستند که در ساعاتی از بهره‌برداری به شبکه‌های مختلف انرژی تزریق کنند؛ لذا با مشارکت آن‌ها در بازار انرژی، آن‌ها می‌توانند منفعت مالی مناسبی را از بازار مذکور دریافت کنند [۵]. علاوه بر این، هر EN نیز می‌تواند به‌عنوان یک شرکت توزیع خصوصی^{۱۲} (DisCo) عمل کند، به‌طوری‌که انرژی از شبکه بالادست خریداری و آن را به مصرف‌کنندگان و EHهای متصل به خود تحویل دهد. درنهایت پیش‌بینی می‌شود که ENها نیز در این استراتژی بتوانند منفعت مالی مناسبی را برخوردار باشند؛ بنابراین با برقراری یک چارچوب بهره‌برداری مناسب برای ENها در حضور EHها می‌توان در راستای ارتقای شاخص‌های فنی و اقتصادی مختلف قدم برداشت. تحقیقات و کارهای مختلفی در زمینه مدیریت انرژی و بهره‌برداری بهینه هاب‌های انرژی در ENهای مختلف صورت گرفته است. در مرجع [۶] بهره‌برداری استوار EHها دارای EVها و CHP ارائه شده است. طرح مذکور کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری هاب‌های انرژی در شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی را به‌عنوان تابع هدف در نظر گرفته است. همچنین روش فوق مقید به معادلات پخش توان در شبکه‌های مختلف و محدودیت‌های بهره‌برداری این شبکه‌ها و مدل بهره‌برداری EHهای مذکور است. در ادامه به‌منظور دستیابی به راه‌حل بهینه در کمترین زمان ممکن، مدل تقریب خطی را برای مسئله مذکور به‌دست آمده است. در این روش، دامنه ولتاژ و رابطه گاز عبوری از لوله با استفاده از روش تکه خطی، خطی‌سازی می‌شوند. همچنین محدودیت ظرفیت خطوط توزیع که به‌صورت صفحه دایره‌ای است، نیز به یک چند ضلعی منتظم تقریب زده می‌شود. درنهایت با اجرای روش بر روی یک سیستم تست، نتایج به‌دست آمده بیانگر این است که مدل تقریب خطی دارای خطای محاسباتی ناچیزی نسبت به مدل واقعی مسئله است. همچنین عملکرد بهینه CHP و EVها در قالب EH توانسته است که تلفات انرژی کاهش دهد و پروفیل ولتاژ، فشار و دمای صاف‌تری به‌دست آمده آورد. در مرجع [۷] EH داری RES، DRP و ذخیره‌ساز انرژی است. در این مرجع اثرات ذخیره‌سازی مذکور بر وضعیت بهره‌برداری EH مورد ارزیابی قرار گرفته است، به‌طوری‌که آن با ذخیره انرژی در ساعات کم‌باری و تخلیه آن در ساعات پرباری توانسته است باعث پیک سایی در EH شود. در مرجع [۸] نیز بهره‌برداری استوار EHهای متصل به ریز شبکه‌های الکتریکی و گازی مدل‌سازی شده که برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های توان تولیدی RES و بارها از بهینه‌سازی استوار تطبیقی استفاده می‌کند که درنهایت یک مسئله Min Max Min برای طرح مذکور به‌دست می‌آید. سپس برای دستیابی به راه‌حل بهینه از روش تجزیه بندرز استفاده می‌کند. این روش دارای دو بخش است: مسئله اصلی^{۱۳} و زیرمسئله^{۱۴}. در بخش مسئله اصلی، مدل مشارکت واحدها حل می‌شود، در زیر مسئله نیز بهره‌برداری ریز شبکه‌ها در حضور EHها حل می‌شود. در مرجع [۹] بهره‌برداری تصادفی ریز شبکه‌ها در حضور EH شامل پنل خورشیدی، ذخیره‌سازی هوای فشرده ارائه شده که عملکرد بهینه EHها موجب کاهش تلفات انرژی و هزینه انرژی در ریز شبکه‌ها می‌شود. در مرجع [۱۰] نیز بهره‌برداری بهینه هاب‌های انرژی متصل به شبکه مقید به شرایط زیست‌محیطی پاک

ارائه شده است. نشان داده شده که هاب انرژی با استفاده از RESها مانند پنل‌های خورشیدی و سیستم‌های بادی می‌توان علاوه بر بهبود شاخص‌های بهره‌برداری، در تأمین انرژی پاک نقش بسیار مؤثری داشته باشد. در مرجع [۱۱] قابلیت هاب‌های انرژی در بهبود وضعیت قابلیت اطمینان سیستم در صورت وقوع پیشامد $N-1$ بررسی شده است، که براساس نتایج به دست آمده، هاب انرژی به علت قرارگیری در نقاط مصرف قادر هستند میزان خاموشی در پیشامد مذکور به شدت کاهش دهند. این موضوع متناسب با توانایی بالای هاب انرژی در بهبود قابلیت اطمینان سیستم است. در زمینه مدل مشارکت هاب‌های انرژی در بازار برق، تحقیقات مختلف ارائه شده است. در مرجع‌های [۱۲] و [۱۳] مشارکت بخش الکتریکی هاب انرژی در بازار انرژی در مدل‌های قرارداد دوطرفه و حوضچه توان بیان شده است. در مرجع [۱۲] مدل قطعی برای طرح پیشنهادی ارائه شده ولی در مرجع [۱۳] مدل استوار برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های قیمت انرژی الکتریکی، بار و توان تولیدی RES استفاده شده است. براساس نتایج به دست آمده در این دو مرجع، هاب انرژی با مدیریت زمان‌بندی منابع و ALها خود می‌تواند حتی در بدترین مورد سناریو حاصل از عدم قطعیت‌های مذکور منفعت مالی مناسبی به دست آورد. در مرجع [۱۴] نیز مشارکت EHهای متصل به شبکه در بازار انرژی الکتریکی، گازی و حرارتی مطرح شده است. در این طرح عموماً EHها مصرف‌کننده انرژی گازی به علت دارا بودن CHP و بویلر هستند، لذا آن‌ها به بازار انرژی گازی هزینه مصرف انرژی پرداخت می‌کنند. ولی آن‌ها در بازار الکتریکی و حرارتی در بیشتر ساعات تولیدکننده انرژی هستند، لذا EHها از این دو بازار منفعت مالی کسب می‌کنند. در مرجع‌های [۱۲]، [۱۳] و [۱۴] قیمت انرژی به صورت یک پارامتر در نظر گرفته شده است ولی توجه شود که قیمت انرژی برای باس‌های مختلف سیستم قدرت متفاوت است. لذا قیمت انرژی به صورت یک متغیر است که از مسئله قیمت تسویه بازار^{۱۵} (MCP) قابل استخراج است. این موضوع در مرجع [۱۵] در بازارهای انرژی الکتریکی و حرارتی اجرا شده است. در مرجع [۱۶] نیز مانند مرجع [۱۵] مدل مناقصه بهینه EHها در بازاری انرژی ارائه شده است. همچنین در مرجع [۱۷] برنامه‌ریزی دینامیک تصادفی^{۱۶} (SDP) برای بهره‌برداری بهینه هاب انرژی تسویه استفاده شده است. در مرجع [۱۸]، بهره‌برداری هاب‌های انرژی متصل شده به شبکه مقید به قابلیت اطمینان و انعطاف‌پذیری شبکه‌های الکتریکی، حرارتی و گازی بیان شده است. برای ارزیابی قابلیت اطمینان از شاخص انرژی مورد انتظار تغذیه نشده استفاده کرده است و برای بررسی انعطاف‌پذیری، شاخص انرژی انعطاف‌پذیری را محاسبه کرده است. در مرجع [۱۹] بهره‌برداری استوار هاب‌های انرژی در شبکه‌های مختلف بیان شده و از بهینه‌سازی استوار تطبیقی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار، توان تجدیدپذیر و قیمت انرژی استفاده کرده است. در مرجع [۲۰] بهره‌برداری هاب انرژی در مقیاس مسکونی مطرح شده و حضور خودروهای الکتریکی در هاب را لحاظ کرده است و قابلیت‌های آن‌ها را در هاب انرژی استخراج کرده است. در مرجع [۲۱] هاب انرژی در خودروهای الکتریکی و ذخیره‌ساز هیدروژنی است. همچنین از مدل ترکیبی تصادفی - استوار برابر عدم قطعیت‌های بار، توان تجدیدپذیر و پارامترهای تجمیع خودروهای الکتریکی استفاده کرده است. براساس پیشینه تحقیق، عموماً بیشتر تحقیقات بهره‌برداری هاب‌های انرژی را مورد ارزیابی قرار داده‌اند و کمتر در مورد مشارکت آن‌ها در بازار انرژی صحبت کرده‌اند. همچنین برخی از تحقیقات که مدل بازار انرژی برای آن‌ها در نظر گرفتند، عموماً این مدل را یا برای شبکه‌های انرژی در نظر نگرفته‌اند و آن را برای EHها استفاده کرده‌اند. ولی توجه شود که در محیط رقابتی که منجر به کسب منفعت مالی برای بازیگران آن و افزایش رفاه اجتماعی می‌شود، مناسب این است که عملکرد هم‌زمان شرکت‌های توزیع (DisCo) و EHها در بازار انرژی ارزیابی شود؛ لذا انتظار می‌رود که تمامی بازیگران طرح پیشنهادی علاوه بر بهبود وضعیت شاخص‌های بهره‌برداری شبکه‌های مختلف، منفعت مالی مناسبی نیز از بازار انرژی دریافت کنند. لذا برای برطرف کردن این موضوع، این تحقیق مدل‌سازی بازار انرژی عمده‌فروشی و خرده‌فروشی را برای شبکه‌های انرژی مختلف مانند شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی در حضور EHها پیشنهاد می‌دهد. در این طرح هماهنگی منابع و ALها با اپراتور EHها مدنظر است. همچنین هماهنگی اپراتور EHها با ENOها در نظر گرفته شده است. در این طرح، شبکه‌های مذکور به صورت شرکت توزیع خصوصی (DisCo) در بازار عمده‌فروشی مشارکت می‌کنند و از آن انرژی خریداری می‌کنند. همچنین انرژی خریداری شده را در محیط بازار انرژی خرده‌فروشی بین مصرف‌کنندگان و EHهای متصل به خود به اشتراک می‌گذارد. طرح مذکور به صورت یک مسئله بهینه‌سازی دو هدفه بیان می‌شود. تابع هدف آن برابر کمینه‌سازی مجموع وزن‌دار هزینه انرژی DisCoها در بازارهای عمده‌فروشی و خرده‌فروشی، و هزینه انرژی EHها در بازار خرده‌فروشی است. این مسئله مقید به قیدهای پخش توان بهینه در شبکه‌های مذکور، و مدل بهره‌برداری منابع و ALهای

مختلف در قالب EH است. در ادامه بهینه‌سازی پارتو مبنی بر تصمیم‌گیری فازی یک راه‌حل مصالحه بهینه به دست می‌آورد. به‌طور خلاصه نوآوری طرح مذکور را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

- مدل‌سازی بازار انرژی عمده‌فروشی و خرده‌فروشی برای شبکه‌های انرژی مختلف به صورت DisCo در حضور هاب‌های انرژی
- کسب منفعت مالی به صورت هم‌زمان برای DisCoها و EHها
- مدل‌سازی هم‌زمان شاخص‌های بهره‌برداری و اقتصادی در طرح مدیریت انرژی، انرژی EHها در شبکه‌های انرژی مختلف.

سازمان‌دهی مقاله در ادامه به این شرح است. در بخش دوم مدل ریاضی طرح پیشنهادی بیان می‌شود. در بخش سوم روند استخراج راه‌حل مصالحه براساس تصمیم‌گیری فازی ذکر می‌شود. در نهایت نتایج عددی و نتیجه‌گیری به ترتیب در بخش‌های چهارم و پنجم ارائه می‌شود.

۲- مدل طرح پیشنهادی

در این بخش بهره‌برداری بهینه شبکه‌های انرژی در حضور EHها با در نظر گرفتن مشارکت آن‌ها در بازار انرژی فرمول‌بندی می‌شود. تابع هدف کمینه‌سازی مجموع وزن‌دار هزینه انرژی شبکه‌ها و EHها را بر عهده دارد و باید قید پخش توان بهینه شبکه‌ها و مدل منابع و بارهای اکتیو در قالب EH را رعایت کند؛ لذا فرمول‌بندی این طرح به شرح زیر است:

$$\min v_1 \text{Cost}_{\text{ENS}} + v_2 \text{Cost}_{\text{EHS}} \quad (1)$$

به شرطی که:

$$\text{Cost}_{\text{ENS}} = \sum_{t \in \Pi_{\text{OH}}} (\lambda_{\text{EWt}} P_{\text{ESr,t}} + \lambda_{\text{HWt}} H_{\text{HSr,t}} + \lambda_{\text{GWt}} G_{\text{GSr,t}}) + \sum_{t \in \Pi_{\text{OH}}} \sum_{i \in \Pi_{\text{EH}}} (\lambda_{\text{EWt}} P_{\text{EHi,t}}^+ + \lambda_{\text{HWt}} H_{\text{EHi,t}}^+ + \lambda_{\text{GWt}} G_{\text{EHi,t}}^+) \quad (2)$$

$$\text{Cost}_{\text{EHS}} = \sum_{t \in \Pi_{\text{OH}}} \sum_{i \in \Pi_{\text{EH}}} \left\{ (\lambda_{\text{ERt}} P_{\text{EHi,t,s}}^- + \lambda_{\text{HRt}} H_{\text{EHi,t}}^- + \lambda_{\text{GRt}} G_{\text{EHi,t}}^-) - (\lambda_{\text{EWt}} P_{\text{EHi,t}}^+ + \lambda_{\text{HWt}} H_{\text{EHi,t}}^+ + \lambda_{\text{GWt}} G_{\text{EHi,t}}^+) \right\} \quad (3)$$

$$P_{\text{ESe,t}} - P_{\text{De,t}} + \sum_{i \in \Pi_{\text{EH}}} A_{\text{Ee,i}} (P_{\text{EHi,t}}^+ - P_{\text{EHi,t}}^-) = \sum_{j \in \Pi_{\text{EN}}} B_{\text{Ee,j}} P_{\text{Le,j,t}} \quad \forall e,t \quad (4)$$

$$Q_{\text{ESe,t}} - Q_{\text{De,t}} + \sum_{i \in \Pi_{\text{EH}}} A_{\text{Ee,i}} Q_{\text{EHi,t}} = \sum_{j \in \Pi_{\text{EN}}} B_{\text{Ee,j}} Q_{\text{Le,j,t}} \quad \forall e,t \quad (5)$$

$$P_{\text{Le,j,t}} = GL_{\text{e,j}} (V_{\text{e,t}})^2 - V_{\text{e,t}} V_{\text{j,t}} \{ GL_{\text{e,j}} \cos(\varphi_{\text{e,t}} - \varphi_{\text{j,t}}) + BL_{\text{e,j}} \sin(\varphi_{\text{e,t}} - \varphi_{\text{j,t}}) \} \quad \forall e,j,t \quad (6)$$

$$Q_{\text{Le,j,t}} = -BL_{\text{e,j}} (V_{\text{e,t}})^2 + V_{\text{e,t}} V_{\text{j,t}} \{ BL_{\text{e,j}} \cos(\varphi_{\text{e,t}} - \varphi_{\text{j,t}}) - GL_{\text{e,j}} \sin(\varphi_{\text{e,t}} - \varphi_{\text{j,t}}) \} \quad \forall e,j,t \quad (7)$$

$$G_{\text{GSg,t}} - G_{\text{Dg,t}} + \sum_{i \in \Pi_{\text{EH}}} A_{\text{Gg,i}} (G_{\text{EHi,t}}^+ - G_{\text{EHi,t}}^-) = \sum_{j \in \Pi_{\text{GN}}} B_{\text{Gg,j}} G_{\text{Lg,j,t}} \quad \forall g,t \quad (8)$$

$$G_{\text{Lg,j,t}} = \kappa_{\text{g,j}} \text{sign}(\rho_{\text{g,t}}, \rho_{\text{j,t}}) \sqrt{\text{sign}(\rho_{\text{g,t}}, \rho_{\text{j,t}}) \left((\rho_{\text{g,t}})^2 - (\rho_{\text{j,t}})^2 \right)} \quad (9)$$

$$H_{\text{ESH,t}} - H_{\text{Dh,t}} + \sum_{i \in \Pi_{\text{EH}}} A_{\text{Hh,i}} (H_{\text{EHi,t}}^+ - H_{\text{EHi,t}}^-) = \sum_{j \in \Pi_{\text{EN}}} B_{\text{Hh,j}} H_{\text{Lh,j,t}} \quad \forall h,t \quad (10)$$

$$H_{\text{Lh,j,t}} = v_{\text{h,j}} (T_{\text{h,t}} - T_{\text{j,t}}) \quad "h, j, t \quad (11)$$

$$\underline{V}_{\text{e}} \leq V_{\text{e,t}} \leq \bar{V}_{\text{e}} \quad \forall e,t \quad (12)$$

$$\sqrt{(P_{\text{Le,j,t}})^2 + (Q_{\text{Le,j,t}})^2} \leq \bar{S}_{\text{Le,j}} \quad \forall e,j,t \quad (13)$$

$$\sqrt{(P_{\text{ESe,t}})^2 + (Q_{\text{ESe,t}})^2} \leq \bar{S}_{\text{ESe}} \quad \forall e=r,t \quad (14)$$

$$\underline{\rho}_{\text{g}} \leq \rho_{\text{g,t}} \leq \bar{\rho}_{\text{g}} \quad \forall g,t \quad (15)$$

$$-\bar{G}_{\text{Lg,j}} \leq G_{\text{Lg,j,t}} \leq \bar{G}_{\text{Lg,j}} \quad \forall g,j,t \quad (16)$$

$$-\bar{G}_{\text{GSg}} \leq G_{\text{GSg,t}} \leq \bar{G}_{\text{GSg}} \quad \forall g=r,t \quad (17)$$

$$\underline{T}_{\text{h}} \leq T_{\text{h,t}} \leq \bar{T}_{\text{h}} \quad \forall h,t \quad (18)$$

$$-\bar{H}_{\text{Lh,j}} \leq H_{\text{Lh,j,t}} \leq \bar{H}_{\text{Lh,j}} \quad \forall h,j,t \quad (19)$$

$$\bar{H}_{HS,h} \leq H_{HS,h,t} \leq \bar{H}_{HS,h} \quad \forall h=r,t \quad (20)$$

$$P_{EH,i,t}^+ - P_{EH,i,t}^- = P_{C,i,t} + P_{R,i,t} + P_{DR,i,t} + (P_{DIS,i,t} - P_{CH,i,t}) - P_{D,i,t} \quad \forall P_{EH,i,t}^+, P_{EH,i,t}^- \geq 0 \ \&i,t \quad (21)$$

$$Q_{EH,i,t} = Q_{C,i,t} + Q_{R,i,t} + Q_{E,i,t} - Q_{D,i,t} \quad \forall i,t \quad (22)$$

$$H_{EH,i,t}^+ - H_{EH,i,t}^- = H_{C,i,t} + H_{B,i,t} + H_{DR,i,t} - H_{D,i,t} \quad \forall H_{EH,i,t}^+, H_{EH,i,t}^- \geq 0 \ \&i,t \quad (23)$$

$$G_{EH,i,t}^+ - G_{EH,i,t}^- = G_{DR,i,t} - G_{C,i,t} - G_{B,i,t} - G_{D,i,t} \quad \forall G_{EH,i,t}^+, G_{EH,i,t}^- \geq 0, \ \&i,t \quad (24)$$

$$H_{C,i,t} = P_{C,i,t} \left(\frac{1 - \eta_T - \eta_L}{\eta_T} \cdot \eta_H \right) \quad \forall i,t \quad (25)$$

$$G_{C,i,t} = \frac{1}{\eta_T} \cdot P_{C,i,t} \quad \forall i,t \quad (26)$$

$$\sqrt{(P_{C,i,t})^2 + (Q_{C,i,t})^2} \leq \bar{S}_{Ci} \quad \forall i,t \quad (27)$$

$$0 \leq H_{C,i,t} \leq \bar{H}_{Ci} \quad \forall i,t \quad (28)$$

$$G_{B,i,t} = \frac{1}{\eta_B} \cdot H_{B,i,t} \quad \forall i,t \quad (29)$$

$$0 \leq H_{B,i,t} \leq \bar{H}_{Bi} \quad \forall i,t \quad (30)$$

$$0 \leq P_{CH,i,t} \leq CR_i \quad \forall i,t \quad (31)$$

$$0 \leq P_{DIS,i,t} \leq DR_i \quad \forall i,t \quad (32)$$

$$E_i \leq E_{Ti} + \sum_{\tau=1}^t \left(\eta_{CH} P_{CH,i,\tau} - \frac{1}{\eta_{DIS}} P_{DIS,i,\tau} \right) \leq \bar{E}_i \quad \forall i,t \quad (33)$$

$$\sqrt{(P_{DIS,i,t} - P_{CH,i,t})^2 + (Q_{E,i,t})^2} \leq \bar{S}_{Ei} \quad \forall i,t \quad (34)$$

$$\sqrt{(P_{R,i,t})^2 + (Q_{R,i,t})^2} \leq \bar{S}_{Ri} \quad \forall i,t \quad (35)$$

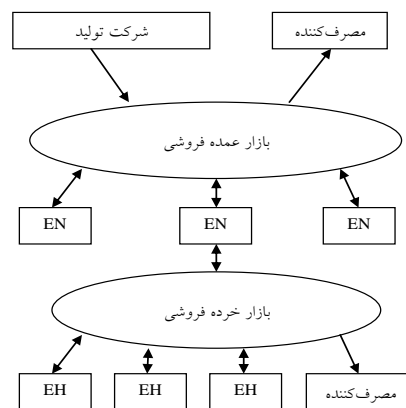
$$-v_i P_{D,i,t} (H_{D,i,t} \text{ or } G_{D,i,t}) \leq P_{DR,i,t} (H_{DR,i,t} \text{ or } G_{DR,i,t}) \leq v_i P_{D,i,t} (H_{D,i,t} \text{ or } G_{D,i,t}) \quad \forall i,t \quad (36)$$

$$\sum_{t \in \Pi_{OH}} P_{DR,i,t} (H_{DR,i,t} \text{ or } G_{DR,i,t}) = 0 \quad \forall i \quad (37)$$

تابع هدف مسئله در رابطه (۱) ارائه شده که برابر مجموع وزن دار هزینه انرژی شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارت در بازارهای عمده‌فروشی و خرده‌فروشی انرژی (Cost_{ENS})، و هزینه انرژی EHها در بازار خرده‌فروشی (Cost_{EHs}) است. توجه شود که مدل مشارکت شبکه‌های انرژی (ENها) و EHها در بازار انرژی به صورت شکل (۲) است [۲۲]. براساس این شکل، ENها انرژی را از بازار عمده‌فروشی انرژی خریداری می‌کنند و آن در بازار خرده‌فروشی انرژی بین مصرف‌کننده‌ها و EHها به اشتراک می‌گذارد. اما از آنجاکه EHها دارای واحدهای تولید و ذخیره انرژی هستند، لذا مدیریت انرژی آن‌ها امکان دارد که منجر به نقش تولیدکننده برای EH شود. پس EHها می‌توانند در بازار خرده‌فروشی انرژی به ENها بفروشند. از این رو براساس رابطه (۲)، هزینه ENها شامل هزینه خرید انرژی از بازار عمده‌فروشی (مؤلفه اول رابطه) و خرید انرژی از EHها در بازار خرده‌فروشی (مؤلفه دوم رابطه) است. مؤلفه دوم رابطه (۲) یک مورد تشویقی برای EH توسط ENها است. در رابطه (۳) فرمول‌بندی Cost_{EHs} ارائه شده که براساس شکل (۱) و توضیحات بیان شده برابر ما تفاوت هزینه انرژی خریداری شده EHها و انرژی فروخته شده آن‌ها در بازار خرده‌فروشی است. قیدهای شبکه‌های انرژی در رابطه‌های (۴) الی (۲۴) آمده است [۱۲، ۶]. در این بین، رابطه‌های (۴) الی (۷) معرف معادلات پخش توان AC در شبکه الکتریکی هستند که به ترتیب معرف تعادل توان اکتیو و راکتیو در باس‌های الکتریکی، توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط توزیع هستند [۱۳]. همچنین قیدهای پخش توان شبکه گازی در رابطه‌های (۸) و (۹) ارائه شده است. قید (۸) اشاره به تعادل توان گازی در گرگ گازی دارد و میزان توان گازی عبوری از لوله گازی در رابطه (۹) فرمول‌بندی شده است [۱۲]. در رابطه‌های (۱۰) و (۱۱) نیز مدل پخش توان شبکه حرارت بیان شده است. رابطه (۱۰) فرمول‌بندی تعادل توان حرارتی در گرگ حرارتی را ارائه داده و میزان توان حرارتی عبوری از لوله حرارتی در قید (۲۰) محاسبه می‌شود [۱۳]. محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارت به ترتیب در قیدهای (۱۲) الی (۱۴)، (۱۵) الی (۱۷) و (۱۸) الی

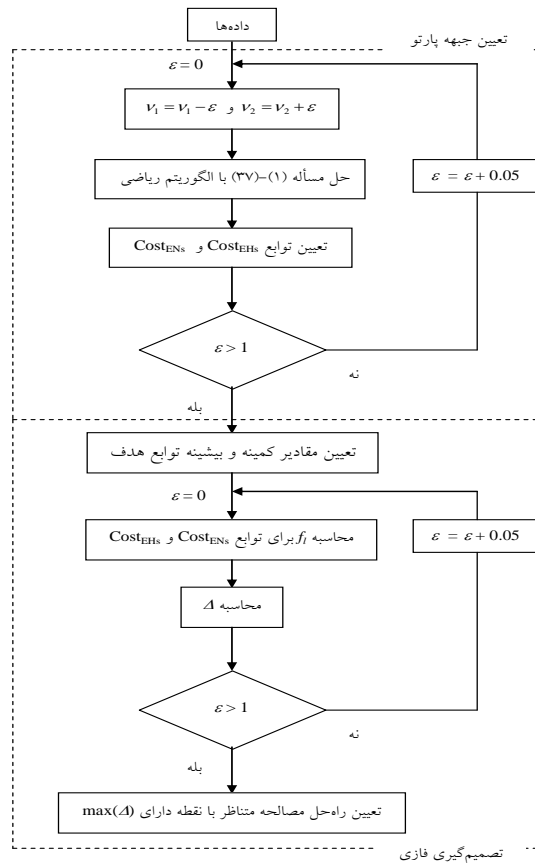
(۲۰) مدل‌سازی شده است [۶]. در قیده‌های (۱۲) الی (۱۴) به ترتیب محدودیت دامنه ولتاژ باس الکتریکی، محدودیت توان ظاهری عبوری از خط و پست توزیع ارائه شده است. قیده‌های (۱۵) الی (۱۷) نیز به ترتیب اشاره به محدودیت فشار گره گازی، و محدودیت توان گازی عبوری از لوله و پست گازی دارد. در نهایت محدودیت دما گره حرارت بعلاوه محدودیت توان حرارتی عبوری از لوله و پست حرارتی به ترتیب در رابطه‌های (۱۸) الی (۲۰) مشخص شده‌اند. مدل بهره‌برداری منابع و بارهای اکتیو (ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌ده) در قیده‌های (۲۱) الی (۳۷) ارائه شده است. در این رابطه‌ها، قیده‌های (۲۱) الی (۲۴) به ترتیب اشاره به تعادل توان‌های اکتیو، راکتیو، حرارتی و گازی در EH دارند. در این رابطه‌ها اندیس + و - برای توان‌های اکتیو، حرارتی و گازی اشاره به مدل عملکرد تولید و مصرف EHها برای توان‌های مذکور است. در قیده‌های (۲۵) الی (۲۸) مدل بهره‌برداری CHP بیان شده است [۲۳]. در رابطه‌های (۲۵) و (۲۶)، میزان توان حرارتی و گازی CHP به ترتیب محاسبه می‌شوند که هر کدام ضریبی از توان اکتیو CHP هستند. همچنین محدودیت‌های خروجی CHP در بخش الکتریکی و حرارتی به ترتیب در قیده‌های (۲۷) و (۲۸) مدل‌سازی شده‌اند که به ترتیب معرف محدودیت توان ظاهری و حرارتی تولیدی CHP هستند. در قیده‌های (۲۹) و (۳۰) نیز مدل بهره‌برداری بویلر ارائه شده که به ترتیب اشاره به رابطه محاسباتی توان گازی بویلر و محدودیت توان حرارتی تولید بویلر دارند [۲۳]. مدل عملکرد ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی در رابطه‌های (۳۱) الی (۳۴) مشخص شده است [۲۴]. در این رابطه‌ها، محدودیت نرخ شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز به ترتیب در قیده‌های (۳۱) و (۳۲) بیان شده است. محدودیت انرژی ذخیره‌ساز در این ذخیره‌ساز همانند قید (۳۳) مدل‌سازی می‌گردد. سپس محدودیت توان ظاهری عبوری از شارژر ذخیره‌ساز دارای مدلی مانند (۳۴) است. رابطه‌های (۳۱) الی (۳۴) بر ذخیره‌ساز سیار مانند تجمع خودروهای الکتریکی (EVها) صادق است [۲۶، ۲۵]. ولی باید به این نکته توجه داشت که تعداد و نوع EVهای متصل شده به EH در هر ساعت بهره‌برداری متفاوت است.

میزان DR ، CR ، SE هر لحظه به ترتیب برابر با مجموع نرخ شارژ، نرخ دشارژ و ظرفیت شارژ EVهای متصل به EH است، میزان E_t در هر لحظه برابر مجموع انرژی اولیه EVهای تازه متصل شده به EH است و میزان E نیز برابر مجموع انرژی نهایی EVهای قطع شده از EH هستند [۲۵]. در این مقاله فرض می‌شود که هر EV باتری خود را کامل شارژ می‌کند [۲۶]. در ادامه، محدودیت توان ظاهری تولید منبع تجدیدپذیر در قید (۳۵) فرمول‌بندی شده است [۲۵]. در نهایت مدل عملکرد DRP برای بارهای الکتریکی، حرارتی و گازی در قیده‌های (۳۶) و (۳۷) مدل‌سازی شده است [۲۷]. این DRP مبنی بر مدل تشویقی است و توان خود را بر اساس سیگنال قیمت مشخص می‌کند. به طوری که اگر قیمت انرژی ارزان (گران) باشد، مصرف‌کننده‌های مشارکت کرده در این DRP توان مصرفی خود را افزایش (کاهش) می‌دهند. از آنجاکه قیمت انرژی در ساعات پرباری (کم‌باری) بالا (پایین) است، پس این DRP موجب شیفت انرژی مصرفی در ساعات پرباری به ساعات کم‌باری می‌گردد. متناسب با این عملکرد، قید (۳۶) محدوده توان کنترلی مصرف‌کننده‌ها در طرح DRP پیشنهادی است. همچنین در قید (۳۷) تضمین می‌شود که کلیه انرژی مصرفی کاهش یافته در ساعات پرباری در ساعات کم‌باری از EH دریافت شود [۲۶].



شکل (۱): طرح مشارکت شبکه‌های انرژی و هاب‌های انرژی در بازار انرژی عمده‌فروشی و خرده‌فروشی [۲۲]

Figure (1): Participation plan of ENs and EHs in wholesale and retail energy market [22]



شکل (۲): روند نمای حل مسئله پیشنهادی

Figure (2): The process of solving the proposed problem

۳- تعیین راه‌حل مصالحه مبنی بر تصمیم‌گیری فازی

در رابطه (۱)، پارامترهای v_1 و v_2 معرف ضرایب وزنی توابع $Cost_{EHS}$ و $Cost_{ENS}$ هستند که براساس مرجع [۲۸]، مجموع آن‌ها باید برابر ۱ باشد. لذا با انتخاب مقادیر مختلف برای این پارامترها، میزان‌های متفاوتی برای توابع $Cost_{EHS}$ و $Cost_{ENS}$ استخراج می‌گردد که رسم آن‌ها در یک مختصات دوبعدی بیانگر جبهه پارتو برای طرح پیشنهادی است. در ادامه جهت دریافت یک راه‌حل مصالحه بهینه بین توابع مذکور، از تصمیم‌گیری فازی استفاده می‌شود [۲۳]. در این روش ابتدا، مسئله (۱) الی (۳۷) به‌ازای دو مورد مطالعاتی v_1 و v_2 برابر ۱ حل می‌شود که خروجی این دو مسئله منجر به استخراج کمینه (f^{min}) و بیشینه (f^{max}) مقدار توابع $Cost_{EHS}$ و $Cost_{ENS}$ می‌گردد. سپس به‌ازای یک مقدار مشخص ضرایب وزنی، میزان تابع عضویت خطی (f_i) برای $Cost_{ENS}$ و $Cost_{EHS}$ محاسبه می‌شود. میزان f_i برای یک تابع f برابر ۱ (۰) است، اگر میزان تابع کمتر (بیشتر) از مقدار کمینه (بیشینه) خود باشد. در غیر این صورت، f_i برابر $(f - f^{max}) / (f^{min} - f^{max})$ است. در ادامه مقدار کمینه f_i به‌دست‌آمده برای توابع $Cost_{EHS}$ و $Cost_{ENS}$ محاسبه می‌شود که در اینجا با حرف Δ مشخص می‌گردد. در نهایت راه‌حل مصالحه متناظر با نقطه‌ای (دارای v_1 و v_2 مشخص) است که دارای بیشترین مقدار باشد. مراحل اجرای تصمیم‌گیری فازی به‌صورت زیر است:

۱- محاسبه f^{min} و f^{max} برای توابع $Cost_{EHS}$ و $Cost_{ENS}$ به‌ازای دو مورد مطالعاتی v_1 و v_2 برابر ۱.

۲- v_1 برابر یک و v_2 برابر صفر.

۳- محاسبه f_i برای توابع $Cost_{EHS}$ و $Cost_{ENS}$.

۴- محاسبه $\Delta = \min(f_i(Cost_{ENS}), f_i(Cost_{EHS}))$.

۵- $v_1 = v_1 - \epsilon$ و $v_2 = v_2 + \epsilon$ که دارای یک گام مشخص مانند ۰/۰۵ است.

۶- اجرای مرحله‌های ۳ و ۴.

۷- اگر v_1 برابر یک باشد، مرحله ۸ اجرا شود، در غیر این صورت بازگشت به مرحله ۵.

۸- تعیین راه‌حل مصالحه متناظر با نقطه دارای $\max(\Delta)$.
در نهایت روند نمای حل مسئله در شکل (۲) ارائه شده است.

۴- نتایج عددی

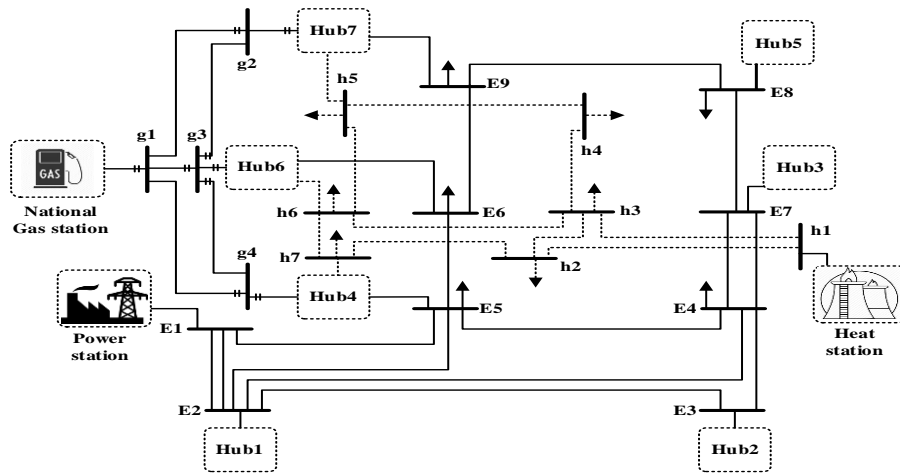
۴-۱- داده‌های مسئله

در این بخش طرح پیشنهادی روی یک سیستم تست نمونه مانند شکل (۳) اعمال می‌شود که دارای یک شبکه الکتریکی ۹ باسه، شبکه گازی ۴ گرهای و شبکه حرارت ۷ گرهای است. توان مینا در شبکه الکتریکی برابر یک مگاوات - آمپر است و در شبکه‌های گازی و حرارتی برابر یک مگاوات است. همچنین ولتاژ، فشار و دمای مینا به ترتیب برابر یک کیلوولت، ۱۰ بار و ۱۰۰ سانتی‌گراد است و محدودیت مجاز آن‌ها نیز برابر با بازه $[0/9 \ 1/1]$ پرینیت است. مشخصات خطوط توزیع و لوله‌های گازی و حرارتی در مرجع [۱۴] ارائه شده است. داده‌های پیک-بار الکتریکی و حرارتی در مرجع [۱۴] گزارش شده است. در شبکه گازی نیز CHP و بویلر تنها مصرف‌کننده هستند و میزان بار پسیو گازی برابر صفر است. داده‌های ساعتی بار نیز برابر با حاصل ضرب پیک-بار و ضریب بار است که منحنی روزانه مورد انتظار ضریب بار برای شبکه‌های الکتریکی برای بازه‌های زمانی ۱:۰۰-۷:۰۰، ۸:۰۰-۱۶:۰۰ و ۲۳:۰۰-۲۴:۰۰ به ترتیب برابر ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰، ۲۴:۰۰-۲۶:۰۰ دلار بر مگاوات - ساعت است. قیمت انرژی حرارتی (گازی) برای بازه‌های ۱:۰۰-۴:۰۰، ۴:۰۰-۱۰:۰۰ و ۱۰:۰۰-۲۴:۰۰ (۲۳:۰۰-۲۴:۰۰)، و ۵:۰۰-۱۵:۰۰ (۲۲:۰۰-۲۳:۰۰) به ترتیب برابر ۲۲ دلار بر مگاوات - ساعت (۱۲) و ۳۰ دلار بر مگاوات - ساعت (۲۲) است [۱۴]. فرض بر این است که ENها برای کسب سود، قیمت انرژی در بازار خرده‌فروشی را نسبت به بازار عمده‌فروشی ۲۰ درصد افزایش می‌دهند، یعنی $\lambda_R = 1.2 \times \lambda_W$. این شبکه دارای ۷ هاب است که مکان آن‌ها در ENهای مختلف در شکل (۳) مشخص شده و میزان بار آن‌ها در مرجع [۱۴] ارائه شده است. EHهای ۱-۳ و ۵ دارای منابع و ALهای الکتریکی یعنی RES، EV، باتری و بارهای پاسخ‌ده الکتریکی هستند. در EH چهار نیز CHP، بویلر و بارهای پاسخ‌ده حرارتی مستقر هستند. هاب‌های ۶ و ۷ نیز شامل تمامی عناصر یادشده هستند. CHP دارای حداکثر خروجی الکتریکی و حرارتی به ترتیب برابر ۱ مگاوات-آمپر و ۱ مگاوات است که میزان η_T ، η_L و η_H به ترتیب برابر ۴۰ درصد، ۹ درصد و ۴۰ درصد هستند [۲۳]. بویلر با راندمان ۸۰ درصد نیز دارای حداکثر خروجی حرارتی ۰/۳ مگاوات است. در هاب‌های دارای RES، فتوولتائیک ۰/۲۵ مگاوات-آمپر و سیستم بادی ۰/۲ مگاوات-آمپر استفاده می‌شود. توان ساعتی RES نیز برابر با حاصل ضرب ظرفیت خود و نرخ توان تولیدی است که منحنی روزانه مورد انتظار نرخ توان تولیدی برای فتوولتائیک‌ها و سیستم‌های بادی در مرجع [۲۱] ارائه شده است. باتری با راندمان شارژ و دشارژ ۰/۸۸ و ظرفیت ۲ مگاوات-ساعت در هاب‌های ۱-۳ و ۵-۷ نصب شده است. این باتری دارای نرخ شارژ و دشارژ ۰/۵ مگاوات و ظرفیت شارژ ۰/۶ مگاوات - آمپر است. حداقل انرژی قابل ذخیره در آن و انرژی اولیه آن نیز برابر ۰/۲ مگاوات-ساعت هستند [۱۴]. در هر کدام از EHهای ۱-۳ و ۵-۷ تعداد شصت EV می‌توانند متصل شوند که مشخصات هر EV شامل نرخ شارژ/دشارژ، ظرفیت شارژ و موارد دیگر در مرجع‌های [۲۶] و [۲۷] ارائه شده است. تعداد EVهای متصل شده به EH در هر ساعت متناسب با حاصل ضریب تعداد کل EVها در پارکینگ و نرخ نفوذ EVها به پارکینگ است. منحنی روزانه مورد انتظار نرخ نفوذ خودروهای الکتریکی^{۱۷} نیز در شکل (۴) ترسیم شده است [۲۶]. فرض بر این است که هاب‌های با نرخ ۳۰ درصد در طرح DRP شرکت می‌کنند.

۴-۲- نتایج

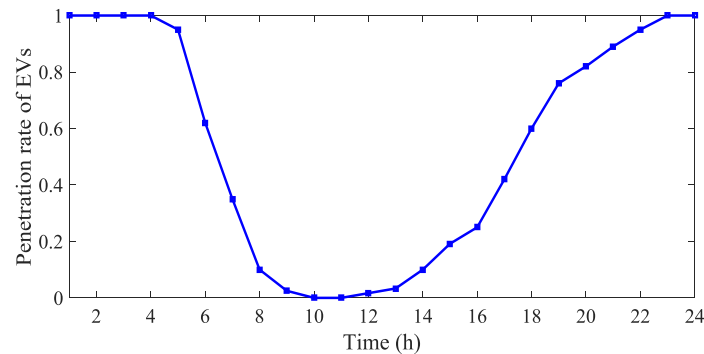
در این بخش طرح پیشنهادی اعمال شده روی داده‌های بخش قبل در محیط نرم‌افزار گمز شبیه‌سازی می‌شود، سپس از حل‌کننده بهینه‌ساز نقطه داخلی^{۱۸} (IPOPT) برای حل مسئله استفاده می‌شود [۲۹]. در ادامه جزئیات نتایج عددی حاصل از موارد مطالعاتی مختلف ارائه می‌شود.

الف- تعیین راه‌حل مصالحه طرح پیشنهادی: در شکل (۵) منحنی جبهه پارتو برای طرح پیشنهادی ترسیم شده است. براساس این شکل دیده می‌شود که کمینه و بیشینه مقدار $COST_{ENS}$ به ترتیب برابر ۵۷۷۸/۵ دلار و ۲۳۰۳۹/۶ دلار است. این مقادیر برای $COST_{EHS}$ به ترتیب برابر ۵۳/۹۳۱ دلار و ۴۵/۰۷۱ دلار است.



شکل (۳): سیستم تست مورد مطالعه [۱۴]

Figure (3): The studied test system [14]



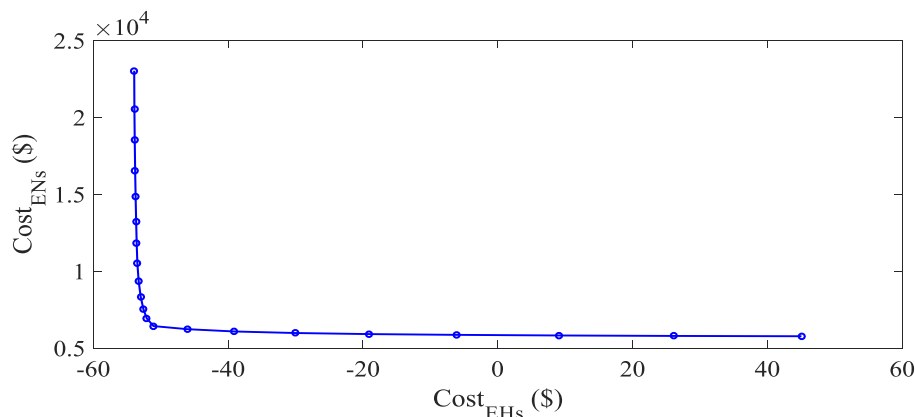
شکل (۴): منحنی روزانه نرخ نفوذ خودروهای الکتریکی [۲۶]

Figure (4): The daily curve of penetration rate of EVs [26]

بنابراین، دامنه تغییرات $Cost_{EHs}$ و $Cost_{ENs}$ به ترتیب برابر ۱۷۲۶۱/۱ دلار (۵۷۷۸/۵ - ۲۳۰۳۹/۶) و ۹۹/۰۲ دلار است. همچنین براساس شکل (۵) دیده می‌شود که روند تغییرات توابع $Cost_{EHs}$ و $Cost_{ENs}$ از نظر افزایش و کاهش مخالف هم است. یعنی افزایش $Cost_{ENs}$ متناسب با کاهش $Cost_{EHs}$ است. زیرا که براساس رابطه (۳) برای این که کمینه مقدار $Cost_{EHs}$ حاصل شود، باید هاب‌ها انرژی بیشتری را تولید کنند. از آنجاکه این انرژی تولید در بازار خرده‌فروشی به ENها فروخته می‌شود، پس براساس رابطه (۲)، $Cost_{ENs}$ بالا خواهد بود. در نهایت تصمیم‌گیری فازی یک راه‌حل مصالحه برای طرح پیشنهادی به دست می‌آورد که گزارش آن در جدول (۱) برای حل‌کننده‌های مختلف مانند IPOPT، CONOPT، DISOPT، KNITRO و OQNLP [۲۹] ارائه شده است. براساس این جدول دیده می‌شود که دو الگوریتم KNITRO و DISOPT قادر به استخراج راه‌حل بهینه نیستند. راه‌حل استخراج‌شده در دیگر الگوریتم‌ها نیز یکسان نیست. این موضوع به دلیل ماهیت غیر محدب مسئله پیشنهادی حاصل از قیود پخش توان در شبکه الکتریکی و گازی است. در این میان نتایج الگوریتمی مورد تأیید است که نقطه بهینه‌تری (کمینه‌تری برای طرح پیشنهادی) را به دست آورد. زیرا که انتظار می‌رود آن یک نقطه بهینه محلی را به دست آورده که نسبت به دیگر الگوریتم‌ها نزدیک‌تر به نقطه بهینه مطلق است؛ بنابراین، در این الگوریتم‌های IPOPT، CONOPT و OQNLP، حل‌کننده IPOPT بهینه‌ترین نقطه (کمینه مقدار $Cost_{EHs}$ و $Cost_{ENs}$) را دارد. پس این الگوریتم برای حل مسئله پیشنهادی مناسب است. همچنین این الگوریتم نسبت به دیگر الگوریتم‌ها دارای تکرار همگرایی و زمان محاسباتی پایینی است. در ادامه با توجه میزان توابع $Cost_{ENs}$ و $Cost_{EHs}$ در نقطه مصالحه حاصل از بهینه‌ساز نقطه داخلی و مقایسه آن با شکل (۵) می‌توان بیان کرد که تصمیم‌گیری فازی یادشده قادر است مقادیر برای توابع هدف پیشنهادی به دست آورد، به طوری که میزان آن به کمینه مقدارشان نزدیک باشد. به‌عنوان مثال $Cost_{ENs}$ در نقطه مصالحه از کمینه مقدار خود در حدود ۳/۸ درصد $(17261/1 - 5778/5) / (5778/5 - 6437/4)$ فاصله دارد. این عدد برای $Cost_{EHs}$ در حدود ۲/۹ درصد است. در نهایت توجه شود که قیودهای (۶)، (۷)، (۹)، (۱۳)، (۱۴)، (۲۷)، (۳۴) و (۳۷)

در طرح پیشنهادی دارای قالبی غیرخطی هستند که قیدهای (۱)، (۷) و (۹) نیز غیرمحدب هستند؛ بنابراین فرمول‌بندی مسئله پیشنهادی در قالب بهینه‌سازی غیرخطی غیرمحدب است. براساس مرجع‌های [۲] الی [۴]، [۱۲] الی [۱۴]، [۱۹] و [۲۴] الی [۲۷] مشاهده شده است که حل‌کننده‌های ریاضی در نرم‌افزار بهینه‌سازی گمز قادر هستند یک راه‌حل بهینه برای مسئله غیرخطی و غیرمحدب پخش توان بهینه در شبکه انرژی به دست آورند. از این رو در این بخش حل مسئله براساس چندین حل‌کننده ریاضی مختلف بررسی شد. براساس جدول (۱) مشاهده شد که برخی از الگوریتم‌ها قادر به استخراج راه‌حل نیستند، و در دیگر الگوریتم راه‌حل‌های بهینه مختلفی حاصل شده است. به عبارتی راه‌حل یکتا نیست. این موضوع ناشی از غیرمحدب بودن مسئله است، به طوری که هر الگوریتم نقطه بهینه محلی مختلفی را استخراج کرده است. در چنین شرایطی بهترین حل‌کننده، الگوریتمی است که دارای نقطه بهینه‌تری باشد. این موضوع در الگوریتم IPOPT موجود است.

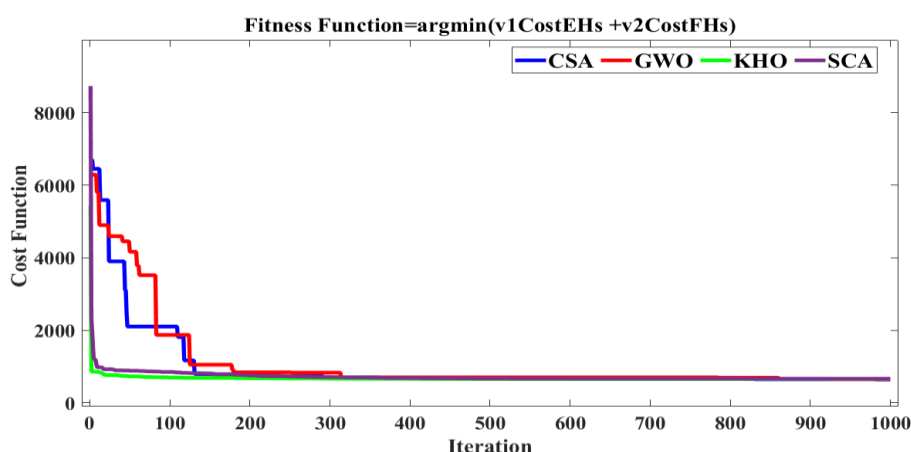
در جدول (۱) نتایج حاصل از حل مسئله با الگوریتم‌های تکاملی یا هوشمند مانند بهینه‌سازی گرگ خاکستری^{۱۹} (GWO) [۳۰]، الگوریتم سینوس-کوسینوس^{۲۰} (SCA) [۳۱]، الگوریتم جستجوی کلاغ‌ها^{۲۱} (CSA) [۳۲] و بهینه‌سازی دسته میگوها^{۲۲} (KHO) [۳۳] ارائه شده است. همچنین در شکل (۶) نمودار همگرایی این حل‌کننده‌های نیز نمایش داده شده است. در این حل‌کننده‌ها اندازه جمعیت و حداکثر تکرار همگرایی به ترتیب برابر ۸۰ و ۱۰۰۰ در نظر گرفته شده است. دیگر پارامترهای تنظیم این الگوریتم‌ها براساس مرجع‌های [۳۰] الی [۳۳] است. حل مسئله با هر الگوریتم ۲۰ بار تکرار شده است و در جدول (۱) و شکل (۶) نتایج آخرین بار حل ارائه شده است. در حل این مسئله توجه شود که الگوریتم‌های مذکور مقادیر متغیرهای تصمیم‌گیری از قبیل P_C ، Q_C ، H_{DR} و P_{DR} ، Q_R ، Q_E ، P_{DIS} ، P_{CH} ، H_B ، Q_C بهنگام‌سازی می‌کند. سپس میزان متغیرهای وابسته (شامل ولتاژ، دما، فشار، توان عبوری از خطوط ولوله‌ها، توان پست‌ها، توان‌ها هاب‌ها و عناصر آن و هزینه‌ها) از قیدهای (۲) - (۱۱)، (۲۱) - (۲۶) و (۲۹) محاسبه می‌شوند. محدودیت‌های فنی شبکه‌ها، (۱۲) - (۲۰)، محدودیت حرارتی CHP، (۲۸)، محدودیت انرژی ذخیره‌ساز، (۳۳)، و قید DRP، (۳۷)، براساس تابع جریمه برآورد می‌شوند [۱]. در این روش تابع برازندگی برابر مجموع تابع هدف و توابع جریمه است. جزئیات کامل حل مسئله با الگوریتم تکاملی در مرجع [۱] بیان شده است. در نهایت براساس جدول (۱) و شکل (۶) دیده می‌شود که الگوریتم CSA راه‌حل بهینه‌تری در زمان محاسباتی پایین‌تر نسبت به GWO، KHO و SCA به دست آورده است. البته نتایج راه‌حل بهینه آن نزدیک به IPOPT است، ولی زمان محاسباتی آن نسبت به IPOPT بیشتر است. توجه شود که در شکل (۶)، محور عمودی بیانگر میزان تابع هدف [رابطه (۱)] است که براساس رابطه (۱) برابر مجموع وزن‌دار $Cost_{EHs}$ و $Cost_{ENS}$ است و به مقادیر $Cost_{EHs}$ ، $Cost_{ENS}$ و ضرایب وزنی v_1 و v_2 وابسته است. مقادیر این پارامترها در جدول (۱) گزارش شده است. با محاسبه تابع هدف براساس مقادیر $Cost_{EHs}$ ، $Cost_{ENS}$ و ضرایب وزنی v_1 و v_2 گزارش شده در جدول (۱)، مقدار تابع هدف کمتر از ۱۰۰۰ خواهد بود که این موضوع در نقطه نهایی محور افقی شکل (۶) قابل مشاهده است. همچنین مقدار $Cost_{EHs}$ منفی است، به عبارت دیگر هاب‌ها در بازار انرژی هزینه‌ای ندارند و آن‌ها دارای درآمد هستند. از این رو مقدار $Cost_{EHs}$ منفی خواهد بود. به عبارتی براساس رابطه (۱)، فروش انرژی هاب‌ها به شبکه‌ها بیشتر از خرید انرژی آن‌ها از شبکه‌ها است.



شکل (۵): جبهه پارتو طرح پیشنهادی
Figure (5): Pareto front of the proposed plan

Table (1): The compromise point of the proposed plan obtained from fuzzy decision making based on different solution algorithms
 جدول (۱): نقطه مصالحه طرح پیشنهادی به دست آمده از تصمیم‌گیری فازی مبنی بر الگوریتم‌های حل مختلف

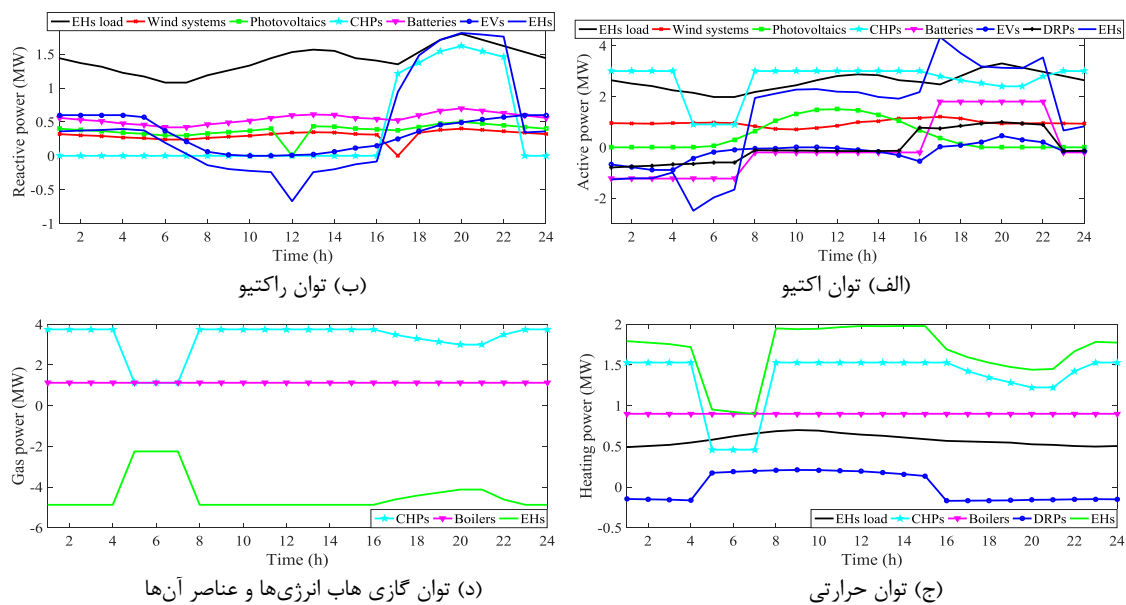
الگوریتم	ضرایب وزنی v_1 و v_2	$Cost_{EHs}$ (\$)	$Cost_{ENs}$ (\$)	تابع هدف (CF)	تکرار همگرایی	زمان محاسباتی (ثانیه)
IPOPT	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۵۱/۰۶۳	۶۴۳۷/۳	۶۶۲/۶۶	۵۶	۲۷/۴
CONOPT	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۴۸/۸۷۱	۶۵۰۸/۵	۶۷۲/۴۲	۷۱	۲۹/۹
DISOPT	عدم توانایی در استخراج راه حل بهینه					
KNITRO	عدم توانایی در استخراج راه حل بهینه					
OQNLP	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۴۳/۵۶۶	۶۶۱۲/۱	۶۸۸/۶۱	۹۸	۳۳/۵
GWO	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۴۸/۸۲۱	۶۵۰۱/۶	۶۷۱/۷۳	۸۷۲	۴۵/۶
SCA	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۴۹/۰۰۸	۶۴۸۷/۴	۶۶۹/۹۹	۹۱۱	۴۶/۲
CSA	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۵۰/۴۹۹	۶۴۳۹/۱	۶۶۳/۳۶	۷۳۵	۴۱/۳
KHO	۰/۸۹ و ۰/۱۱	-۴۸/۰۱۲	۶۵۱۳/۷	۶۷۳/۷۸	۹۸۷	۴۸/۸



شکل (۶): نمودار همگرایی حل مسئله پیشنهادی با الگوریتم‌های تکاملی
 Figure (6): Convergence diagram of solving the proposed problem with evolutionary algorithms

ب- ارزیابی عملکرد هاب‌های انرژی: منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو، راکتیو، حرارت و گازی EHها و منابع و بارهای اکتیو آن‌ها در شکل (۷) ترسیم شده است. براساس شکل (۷-الف) مشاهده می‌شود که RESها مانند فتوولتائیک‌ها و سیستم‌های بادی باتوجه به داده‌های نرخ تولید توان منبع تجدیدپذیر در مرجع [۱۴] و داده‌های بخش ۴-۱ در کلیه ساعت بهره‌برداری توان اکتیوی برابر با حداکثر توان اکتیو متناسب با شرایط آب‌وهوایی را به EHها تزریق می‌کنند. زیرا که هزینه بهره‌برداری آن‌ها ناچیز است (در این مقاله برابر صفر است)، از این رو EHها به منظور کمینه‌سازی هزینه انرژی خود در بازار خرده‌فروشی همانند رابطه (۳) تمایل به استفاده بالا از توان اکتیو تولیدی RESها دارند. در زمینه CHP مشاهده می‌شود که آن‌ها در ساعاتی که براساس داده‌های بخش ۴-۱ قیمت انرژی الکتریکی بیشتر از قیمت انرژی گازی است، آن‌ها توان اکتیو بالایی را به EHها تزریق می‌کنند. به طوری که در ساعات ۱:۰۰-۴:۰۰، ۸:۰۰-۱۶:۰۰ و ۲۳:۰۰-۲۴:۰۰ توان اکتیوی برابر با حداکثر ظرفیت خود، یعنی ۳ مگاوات (ظرفیت هر CHP برابر ۱ مگاوات امپر و سه EH دارای CHP است)، را به EHها تزریق می‌کنند. همچنین براساس مرجع [۱۴] و شکل (۶-الف)، پیک-بار الکتریکی در ساعات ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰ وجود دارد، یعنی میزان توان اکتیو و راکتیو مصرفی در این ساعات بالا است. از این رو این امکان وجود دارد که افت ولتاژ در ساعات بالا باشد؛ لذا CHPها در این ساعات علاوه بر تزریق توان اکتیو تمایل به تزریق توان راکتیو نیز دارند، لذا در ساعات مذکور توان اکتیو تولیدی CHPها کمتر از حداکثر ظرفیت خودشان است. همچنین براساس بخش ۴-۱، در ساعات ۵:۰۰-۷:۰۰ قیمت انرژی گازی بیشتر از قیمت انرژی الکتریکی است؛ لذا CHPها به منظور کمینه‌سازی هزینه انرژی EHها در این ساعات توان اکتیو پایینی را تولید می‌کنند، ولی آن‌ها خاموش نمی‌شوند. علت خاموش‌نشدن این منابع در ساعات مذکور ناشی از این موضوع است که CHPها در خروجی خود توان حرارتی نیز تولید می‌کنند

که میزان آن وابسته به توان اکتیو CHPها است. از آنجاکه براساس بخش ۴-۱ دیده می‌شود، در ساعات ۵:۰۰-۷:۰۰ قیمت انرژی حرارتی از قیمت انرژی گازی بیشتر است؛ لذا CHP با لحاظ کردن رابطه (۳) تمایل به تولید توان حرارتی دارد که لازمه آن براساس رابطه (۲۵) تولید توان اکتیو است. در زمینه ALها مانند باتری‌ها، EVها و DRPها دیده می‌شود که آن‌ها در ساعات قیمت انرژی الکتریکی ارزان، یعنی بازه ۱:۰۰-۱۰:۰۰ و ۲۳:۰۰-۲۴:۰۰ براساس بخش ۴-۱، عملیات شارژ را انجام می‌دهند. در بازه زمانی پیک‌بار که قیمت انرژی الکتریکی بالاترین مقدار را براساس بخش ۴-۱ دارد، آن‌ها عملیات دشارژ را انجام می‌دهند و توان اکتیو به EHها تزریق می‌کنند. در نهایت براساس رابطه (۲۱)، منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو EHها به صورت نمودار آبی-رنگ در شکل (۷-الف) خواهد بود. آن‌ها به علت مصرف بالای ALها و تولید پایین منابع در ساعات ۱:۰۰-۸:۰۰ به صورت مصرف‌کننده انرژی الکتریکی در ENها ظاهر می‌شوند. ولی در ساعات دیگر به صورت یک تولیدکننده انرژی الکتریکی هستند. در زمینه منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو EHها براساس شکل (۷-ب) می‌توان مشاهده کرد که RESها و باتری‌ها دارای نمودار زمانی همانند منحنی روزانه بار اکتیو هستند. فقط در ساعت ۱۲:۰۰ که فتوولتائیک‌ها توان اکتیو بالایی را به EHها براساس شکل (۶-الف) تزریق می‌کنند، لذا توان اکتیو تزریقی آن‌ها به EHها تا حد صفر کاهش می‌یابد. چنین شرایطی برای سیستم‌های بادی در ساعت ۱۷:۰۰ وجود دارد. CHPها نیز تنها در بازه پرباری الکتریکی، ۱۷:۰۰-۲۲:۰۰، توان اکتیو به EHها تزریق می‌کنند تا اینکه در تأمین بخش از توان اکتیو مصرفی بالای EHها سهیم باشند. EVها نیز در ساعات ۱:۰۰-۷:۰۰ و ۱۸:۰۰-۲۴:۰۰ توان اکتیو بالایی را به EHها تزریق می‌کنند. زیرا که در ساعات ۱:۰۰-۷:۰۰ و ۲۳:۰۰-۲۴:۰۰ براساس شکل (۶-الف)، EVها توان اکتیو بالایی را از شبکه الکتریکی دریافت می‌کنند که امکان دارد که افت ولتاژ شدیدی در شبکه به وجود آید؛ لذا آن‌ها در این ساعات توان اکتیو بالایی را به شبکه الکتریکی تزریق می‌کنند تا اینکه میزان افت ولتاژ پایینی در این ساعات برای شبکه مذکور به دست آید. همچنین در ساعات ۱۸:۰۰-۲۲:۰۰ میزان بار مصرفی (اکتیو و راکتیو) در EHها بالا است، لذا EVها نیز به منظور کاهش توان راکتیو درخواستی EHها از شبکه بالادست در این ساعات، توان راکتیو بالایی را تولید می‌کنند. با توجه به این نوع عملکرد منابع و ALها، EHها توانسته‌اند که در بیشتر ساعات بهره‌برداری توان راکتیو به شبکه الکتریکی تزریق نمایند. منحنی روزانه مورد انتظار توان حرارتی CHPها، بویلرها، DRPها و EHها در شکل (۷-ج) قابل مشاهده است. براساس این شکل، منحنی روزانه توان حرارتی CHPها دارای روند تغییراتی همانند نمودار زمانی توان اکتیو CHPها در شکل (۷-الف) دارد. زیرا که براساس رابطه (۱)، توان حرارتی ضربی از توان اکتیو در CHP است.



شکل (۷): منحنی روزانه مجموع توان، الف) توان اکتیو ب) توان راکتیو ج) توان حرارتی د) توان گازی هاب انرژی‌ها

Figure (7): Daily curve of total power, a) Active, b) Reactive, c) Thermal, d) Gaseous EHs and their elements

بویلرها نیز در کلیه ساعات بهره‌برداری توان حرارتی برابر با حداکثر ظرفیت خود، یعنی $0/9$ مگاوات (ظرفیت هر بویلر برابر $0/3$ مگاوات و سه هاب دارای بویلر هستند)، به EHها تزریق می‌کنند. زیرا که براساس بخش ۴-۱، قیمت انرژی حرارتی همواره بیشتر از قیمت انرژی گازی هستند. از این رو به منظور کمینه‌سازی رابطه (۳)، بویلرها توان حرارتی بالایی را به EHها تزریق می‌نمایند. DRPها نیز در ساعات قیمت انرژی حرارتی ارزان ($1:00-4:00$ و $16:00-24:00$)، در مد شارژ هستند و توان حرارتی از EHها دریافت می‌کنند. ولی عکس این قضیه در ساعات قیمت انرژی حرارتی گران ($5:00-15:00$) وجود دارد. در نهایت باتوجه به انواع عملکرد منابع و ALهای مذکور، EHها قادرند که در کلیه ساعات بهره‌برداری براساس شکل (۷-ج) توان حرارتی به بازارهای خرده‌فروشی تزریق نمایند. در ادامه منحنی روزانه مورد انتظار توان گازی CHP، بویلر و EHها در شکل (۷-د) ارائه شده است. نمودار زمانی توان گازی CHPها و بویلرها دارای روند تغییرات یکسانی با توان حرارتی آن‌ها در شکل (۷-ج) دارد که این موضوع در رابطه‌های (۲۶) و (۲۹) مورد تأیید است. علاوه بر این، براساس داده‌های بخش ۴-۱، تنها مصرف‌کننده‌های شبکه گازی CHPها و بویلرها هستند، از این رو مانند شکل (۷-د)، توان گازی EHها برابر با توان گازی مصرفی این منابع در کلیه ساعات شبیه‌سازی خواهد بود.

ج- ارزیابی اقتصادی EHها: وضعیت اقتصادی EHها به‌ازای ۵ حالت مطالعاتی مختلف در شکل (۸) گزارش شده است که این موارد به شرح زیر هستند:

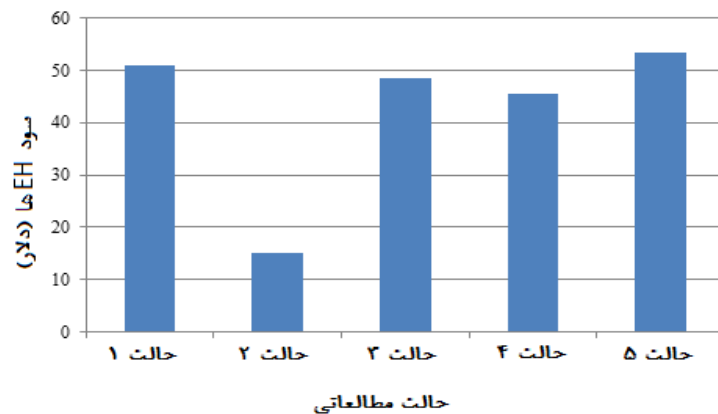
- حالت ۱: طرح پیشنهادی متناسب با مسئله (۱) - (۳۷) است
 - حالت ۲: حالت اول با فرض این‌که قیمت خرید و فروش انرژی برای EHها در بازار خرده‌فروشی یکسان بوده و آن برابر λ_R است.

- حالت ۳: حالت اول با فرض این‌که قیمت خرید و فروش انرژی برای EHها در بازار خرده‌فروشی در کلیه ساعات بهره‌برداری ثابت است. در این شرایط قیمت خرید انرژی الکتریکی، حرارتی و گازی به‌ترتیب برابر ۳۲ دلار بر مگاوات - ساعت ۳۰۰ دلار بر مگاوات - ساعت و ۱۸ دلار بر مگاوات - ساعت هستند و قیمت فروش انرژی ۲۰ درصد کمتر از قیمت خرید است.

- حالت ۴: حالت سوم با فرض کاهش ۱۰ درصد در قیمت خرید و فروش انرژی در بازار خرده‌فروشی.
 - حالت ۵: حالت سوم با فرض افزایش ۲۰ درصد در قیمت خرید و فروش انرژی در بازار خرده‌فروشی.

در ادامه براساس شکل (۸) مشاهده می‌شود که با در نظر گرفتن متفاوت بودن قیمت خرید و فروش انرژی EHها در بازارهای خرده‌فروشی در حالت اول نسبت به حالت دوم، درآمد بالاتری در حالت اول برای EHها به‌دست آمده است. در حالت دوم، از آنجا قیمت خرید و فروش در بازار خرده‌فروشی یکسان است و عموماً آن دارای مقدار بالاتری از قیمت انرژی در بازار عمده‌فروش است، لذا ENها تمایلی به خرید انرژی از EHها ندارند. مگر این‌که در شرایط بحرانی مانند ساعات پیک - بار که امکان وجود افت ولتاژ، حرارت و فشار بالایی وجود دارد، آن‌ها از EHها انرژی خریداری کنند. از این رو درآمد EHها مانند شکل (۸) در حالت دوم کمترین مقدار را دارد. در حالت‌های سوم، چهارم و پنجم، مشاهده می‌شود که به‌ازای قیمت انرژی بالایی (حالت ۵) می‌توان برای EHها درآمد بیشتری نسبت به حالت اول به‌دست آورد. این موضوع گرچه رفاه اجتماعی مطلوبی برای EHها دارد. ولی آن برای مصرف‌کنندگان دارای رفاه اجتماعی پایینی است، زیرا که آن‌ها باید انرژی را با قیمت بالایی خریداری کنند؛ لذا در زمینه در نظر گرفتن رفاه اجتماعی هم‌زمان تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان براساس شکل (۸) مطلوب آن است که قیمت انرژی دارای تغییرات زمانی باشد.

د- بررسی وضعیت اقتصادی و بهره‌برداری ENها: در جدول (۲)، مقادیر شاخص‌های اقتصادی و بهره‌برداری ENها برای طرح پیشنهادی (حالت اول) و مطالعات پخش بار (حالت ششم) گزارش شده است. شاخص‌های بهره‌برداری شامل تلفات انرژی در ENهای مختلف، حداکثر افت ولتاژ، فشار و دما، و حداکثر اضافه ولتاژ، فشار و دما است. در زمینه شاخص اقتصادی نیز عبارت $COST_{ENS}$ ارائه شده است. براساس این جدول مشاهده می‌شود که در مطالعات پخش بار ENها، هزینه انرژی شبکه‌ها در حدود $7184/8$ دلار است، در صورتی‌که طرح پیشنهادی با مدیریت مناسب EHها توانسته است که آن را به $6437/3$ دلار کاهش دهد. به عبارتی دیگر حالت اول در حدود $10/4$ درصد $[7184/8 - 6437/3] / 7184/8$ وضعیت اقتصادی ENها را نسبت به مطالعات پخش بار ارتقا داده است.



شکل (۸): میزان سود هاب انرژی‌ها در حالت‌های مطالعاتی مختلف

Figure (8): The amount of benefit of EHs (-CostEHs) in different study cases

Table (2): Values of economic indicators and exploitation of ENs in different study cases

جدول (۲): مقادیر شاخص‌های اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های انرژی در حالت‌های مطالعاتی مختلف

حالت اول	حالت ششم	حالت مطالعاتی
۶۴۳۷/۳	۷۱۴۸/۸	سود (دلار)
۲/۴۳	۳/۷۸	تلفات انرژی در شبکه الکتریکی (مگاوات - ساعت)
۱/۹۴	۲/۸۳	تلفات انرژی در شبکه حرارتی (مگاوات - ساعت)
۱/۴۴	۰	تلفات انرژی در شبکه گازی (مگاوات - ساعت)
۵/۸۱	۶/۶۱	کل تلفات انرژی (مگاوات - ساعت)
۰/۰۵۲	۰/۱۱۲	حداکثر افت ولتاژ (پریونیت)
۰/۰۷۹	۰/۱۱۶	حداکثر افت دما (پریونیت)
۰/۰۳۸	۰	حداکثر افت فشار (پریونیت)
۰/۰۱۲	۰	حداکثر اضافه ولتاژ (پریونیت)
۰/۰۰۸	۰	حداکثر اضافه دما (پریونیت)
۰	۰	حداکثر اضافه فشار (پریونیت)

در زمینه بهره‌برداری، دیده می‌شود که هیچ اضافه ولتاژ، فشار و دمایی در حالت ششم برای ENها وجود ندارد. همچنین از آنجاکه در این حالت مصرف‌کننده‌های انرژی گازی (EHهای دارای CHP و بویلر) حضور ندارند، لذا تلفات انرژی و افت فشار نیز برای شبکه گازی برابر صفر است. اما در حالت دوم، حداکثر افت ولتاژ و دما به ترتیب برابر ۰/۱۱۲ و ۰/۱۱۶ پریونیت هستند، در صورتی که حد بالای مجاز آنها برابر ۰/۱ پریونیت (۰/۹ الی ۱) است. همچنین شبکه‌های الکتریکی و حرارتی در حالت مطالعاتی مذکور به ترتیب دارای تلفات انرژی بیش از ۳/۷ مگاوات - ساعت و ۲/۸ مگاوات-ساعت هستند. اما در حالت اول، با وجود این که تلفات انرژی در شبکه گازی به ۱/۴۴ مگاوات - ساعت افزایش یافته است، ولی تلفات انرژی در شبکه الکتریکی و حرارتی به ترتیب نسبت به حالت ششم در حدود ۳۵/۷۱ درصد $[(3/87 - 2/43) \div 3/87]$ و ۳۱/۴۵ درصد $[(2/83 - 1/94) \div 2/83]$ کاهش یافته‌اند. این امر موجب شده است که مجموع تلفات انرژی در ENهای یادشده از ۶/۶۱ مگاوات - ساعت در حالت ششم به ۵/۸۱ مگاوات - ساعت در حالت دوم کاهش یابد. پس طرح پیشنهادی قادر است که در حدود ۱۲/۱ درصد تلفات انرژی را نسبت به مطالعات پخش بار شبکه‌ها کاهش دهد. همچنین در حالت اول با وجود این که حداکثر اضافه ولتاژ و دما به حوالی ۰/۱ پریونیت افزایش یافته‌اند و حداکثر افت فشار به ۰/۰۳۸ پریونیت افزایش یافته است، ولی حداکثر افت ولتاژ و دما به ترتیب دارای مقادیر ۰/۰۵۲ و ۰/۰۷۹ هستند. بنابراین طرح پیشنهادی توانسته است که حداکثر افت ولتاژ و دما را به ترتیب در حدود ۵۳/۷ درصد و ۳۱/۹ درصد نسبت به حالت ششم کاهش دهد.

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله مسئله مشارکت هم‌زمان شبکه‌های انرژی و هاب‌های انرژی در بازارها انرژی روز بعد ارائه شد. به طوری که ENها انرژی را از بازار انرژی عمده‌فروشی خریداری می‌کنند و آن را در بازارهای انرژی خرده‌فروشی در اختیار EHها و مصرف‌کنندگان قرار می‌دهند. پیرو این موضوع طرح پیشنهادی در قالب بهینه‌سازی دو هدفه بیان شد که یک تابع هدف آن کمینه‌سازی هزینه انرژی ENها در بازارهای یادشده لحاظ می‌کند و تابع هدف دیگر کمینه‌سازی هزینه انرژی EHها در بازار خرده‌فروشی را در نظر گرفته بود. آن مقید به معادلات پخش توان بهینه شبکه‌های انرژی، و مدل بهره‌برداری منابع و ALها در قالب EH بود. از تکنیک بهینه‌سازی پارتو مبنی بر روش مجموع توابع وزن‌دار بر پایه تصمیم‌گیری فازی برای دستیابی به یک راه‌حل مصالحه استفاده گردید. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد که طرح پیشنهادی بالاترین سود را برای EHها متناسب باقیمت انرژی متغیر بازمان به‌دست می‌آورد. همچنین مدیریت بهینه انرژی EHها به کاهش حدود ۱۰ درصدی هزینه انرژی شبکه‌های انرژی در مقایسه با مطالعات پخش بار کمک می‌کند. همچنین قادر به کاهش تلفات انرژی شبکه‌های انرژی و حداکثر افت ولتاژ و دما به ترتیب در حدود ۱۲ درصد، ۵۳ درصد و ۳۲ درصد در مقایسه با مطالعات پخش بار با اتخاذ زمان‌بندی بهینه برای EHها است. علاوه بر این تصمیم‌گیری فازی راه‌حل مصالحه‌ای را انتخاب کرد که میزان توابع هدف یادشده نزدیک به کمینه مقدارشان باشد. به طوری هزینه انرژی ENها و EHها به ترتیب در نقطه مصالحه نسبت به کمینه مقدار خود در حدود ۳/۸ درصد و ۲/۹ درصد فاصله دارند. الگوریتم IPOPT قادر است که طرح پیشنهادی با سرعت همگرایی بالایی (تکرار همگرایی و زمان محاسباتی پایین) به‌دست آورد، به طوری که راه‌حل به‌دست‌آمده آن در بین الگوریتم‌های حل ریاضی دیگر بهینه‌ترین است. استخراج راه‌حل بهینه توسط حل‌کننده‌های ریاضی برای مسائل غیرخطی - غیرمحدب پیچیده است، به طوری که براساس نتایج عددی مشاهده شد که برخی از الگوریتم‌های ریاضی قادر به استخراج راه‌حل بهینه نیستند. این موضوع با الگوریتم‌های تکاملی می‌تواند حل شود؛ لذا حل مسئله پیشنهادی با الگوریتم‌های تکاملی به‌عنوان تحقیق آینده لحاظ می‌شود.

ضمیمه

متغیرها

هزینه انرژی مورد انتظار هاب‌های انرژی (EHها) برحسب دلار	$Cost_{EHs}$
هزینه انرژی مورد انتظار شبکه‌های انرژی برحسب دلار	$Cost_{ENS}$
توان گازی و حرارتی بویلر برحسب مگاوات	G_B, H_B
توان گازی و حرارتی سیستم ترکیبی برق و حرارت (CHP) برحسب مگاوات	G_C, H_C
توان گازی و حرارتی طرح پاسخ‌گویی بار (DRP) برحسب مگاوات	G_{DR}, H_{DR}
توان گازی تولیدی و مصرفی EH برحسب مگاوات	G_{EH}^+, G_{EH}
توان گازی پست گاز و توان حرارتی پست حرارت برحسب مگاوات	G_{GS}, H_{HS}
توان گازی و حرارتی عبوری از لوله برحسب مگاوات	G_L, H_L
توان حرارتی تولیدی و مصرفی EH برحسب مگاوات	H_{EH}^+, H_{EH}
توان اکتیو و راکتیو CHP به ترتیب برحسب مگاوات و مگاوار	P_C, Q_C
توان اکتیو شارژ و دشارژ سیستم ذخیره‌ساز انرژی (ESS) برحسب مگاوات	P_{CH}, P_{DIS}
توان اکتیو DRP برحسب مگاوات	P_{DR}
توان اکتیو و راکتیو پست الکتریکی به ترتیب برحسب مگاوات و مگاوار	P_{ES}, Q_{ES}
توان اکتیو و راکتیو عبوری از خط توزیع الکتریکی به ترتیب برحسب مگاوات و مگاوار	P_L, Q_L
توان اکتیو تولید و مصرفی EH برحسب مگاوات	P_{EH}^+, P_{EH}
توان راکتیو شارژر ESS برحسب مگاوار	Q_E
توان راکتیو EH برحسب مگاوار	Q_{EH}
توان راکتیو منبع انرژی تجدیدپذیر (RES) برحسب مگاوار	Q_R
دما برحسب پیونیت	T
دامنه و زاویه ولتاژ به ترتیب برحسب پیونیت و رادیان	V, ϕ
فشار گازی برحسب پیونیت	ρ

ثابت‌ها

ماتریس تلاقی باس و EH، گره گازی و EH، و گره حرارتی و EH	A_E, A_G, A_H
ماتریس تلاقی باس و خط الکتریکی، گره و لوله گازی، و گره و لوله حرارتی	B_E, B_G, B_H
نرخ شارژ و دشارژ ESS برحسب مگاوات	CR, DR
حداقل و حداکثر انرژی قابل ذخیره در ESS برحسب مگاوات- ساعت	E, \bar{E}
انرژی اولیه ESS برحسب مگاوات- ساعت	E_i
بار گازی و حرارتی برحسب مگاوات	G_D, H_D
حداکثر ظرفیت گازی پست و لوله گازی برحسب مگاوات	$L\bar{G}_{gs}, \bar{G}$
رسانایی و سوسپتانس خط توزیع الکتریکی برحسب پریونیت	GL, BL
حداکثر ظرفیت حرارتی CHP و بویلر برحسب مگاوات	\bar{H}_C, \bar{H}_B
حداکثر ظرفیت حرارتی پست و لوله حرارت برحسب مگاوات	\bar{H}_{HS}, \bar{H}_L
بار اکتیو و راکتی و به ترتیب برحسب مگاوات و مگاوار	P_D, Q_D
توان اکتیو RES برحسب مگاوات	P_R
حداکثر ظرفیت (توان ظاهری) CHP، ESS و RES برحسب مگاوات- آمپر	$\bar{S}_C, \bar{S}_E, \bar{S}_R$
حداکثر ظرفیت (توان ظاهری) پست و خط الکتریکی برحسب مگاوات - آمپر	\bar{S}_{ES}, \bar{S}_L
تابع علامت (اگر ρ_g دارای مقداری بیشتر از ρ_j باشد، این تابع دارای مقدار یک است، در غیر این صورت آن دارای مقدار منفی یک است)	$\text{sign}(\rho_g, \rho_j)$
حداقل و حداکثر مقدار مجاز دما برحسب پریونیت	T, \bar{T}
حداقل و حداکثر مقدار مجاز دما و ولتاژ برحسب پریونیت	V, \bar{V}
راندمان بویلر	η_B
راندمان شارژ و دشارژ ESS	η_{CH}, η_{DIS}
راندمان توربین، تلفاتی و حرارت در CHP	η_T, η_L, η_H
ثابت لوله گازی برحسب پریونیت	κ
قیمت انرژی الکتریکی، گازی و حرارتی در بازار خرده‌فروشی برحسب دلار بر مگاوات - ساعت	$\lambda_{ER}, \lambda_{GR}, \lambda_{HR}$
قیمت انرژی الکتریکی، گازی و حرارتی در بازار عمده‌فروشی برحسب دلار بر مگاوات - ساعت	$\lambda_{EW}, \lambda_{GW}, \lambda_{HW}$
احتمال رخداد سناریو	π
حداقل و حداکثر مقدار مجاز فشار برحسب پریونیت	$\rho, \bar{\rho}$
نرخ مشارکت بارهای EH در DRP	υ
ثابت لوله حرارتی برحسب پریونیت	ϖ

اندیس‌ها و مجموعه‌ها

اندیس باس الکتریکی	e
اندیس گره گازی	g
اندیس گره حرارتی	h
اندیس هاب انرژی	i
اندیس کمکی برای نمایانگر باس یا گره	j
اندیس ساعت بهره‌برداری	t
باس (گره) مرجع	r
مجموعه هاب‌های انرژی	Π_{EH}
مجموعه باس الکتریکی	Π_{EN}
مجموعه گره گازی	Π_{GN}
مجموعه گره حرارتی	Π_{HN}
مجموعه ساعت بهره‌برداری	Π_{OH}

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] O. Kohansal, M. Zadehbagheri, M.J. Kiani, S. Nejatian, "Participation of grid-connected energy hubs and energy distribution companies in the day-ahead energy wholesale and retail markets constrained to network operation indices", *International Trans. on Electrical Energy Systems*, vol. 2022, Article Number: 2463003, Aug. 2022 (doi: 10.1155/2022/2463003).
- [3] M. Kazemi, T. Niknam, B. Bahmani-Firouzi, M. Nafar, "Coordinated energy management strategy in scheme of flexible grid-connected hubs participating in energy and reserve markets", *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, vol. 41, no. 2, pp. 4005-4020, May 2021 (doi: 10.3233/JIFS-201284).
- [4] M. Enayati, G. Derakhshan, S.M. Hakimi, "Optimal energy scheduling of storage-based residential energy hub considering smart participation of demand side", *Journal of Energy Storage*, vol. 49, Article Paper: 104062, May 2022 (doi: 10.1016/j.est.2022.104062).
- [5] Y. Zhou, M. Shahidehpour, Z. Wei, G. Sun, S. Chen, "Multistage robust look-ahead unit commitment with probabilistic forecasting in multi-carrier energy systems", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 70-82, Jan. 2021 (doi: 10.1109/TSTE.2020.2979925).
- [6] H. Zafarani, S.A. Taher, M. Shahidehpour, "Robust operation of a multicarrier energy system considering EVs and CHP units", *Energy*, vol. 192, Article Number: 116703, Feb. 2020 (doi: 10.1016/j.energy.2019.116703).
- [7] 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: 14393, March 2020 (doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114393).
- [8] M.H. Shams, M. Shahabi, M.M. Lakouraj, M.R. Shafie-khah, J.P.S. Catalao, "Adjustable robust optimization approach for two-stage operation of energy hub-based microgrids", *Energy*, vol. 222, Article Number: 119894, May 2021 (doi: 10.1016/j.energy.2021.119894).
- [9] M. Jalilia, M. Sedighzadeha, A. SheikhiFinib, "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] M. Zare-Oskouei, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Abapour, M. Shafiee, A. Anvari-Moghaddam, "Techno-economic and environmental assessment of the coordinated operation of regional grid-connected energy hubs considering high penetration of wind power", *Journal of Cleaner Production*, vol. 280, Article Number: 124275, Jan. 2021 (doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124275).
- [11] J. Faraji, H. Hashemi-Dezaki, A. Ketabi, "Stochastic operation and scheduling of energy hub considering renewable energy sources uncertainty and N-1 contingency", *Sustainable Cities and Society*, vol. 65, Article Number: 102578, Feb. 2021 (doi:10.1016/j.scs.2020.102578).
- [12] 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).
- [13] K. Afrashi, B. Bahmani-Firouzi, M. Nafar, "IGDT-based robust optimization for multicarrier energy system management", *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, vol. 45, pp. 155-169, March 2021 (doi:10.1007/s40998-020-00356-y).
- [14] 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 Dec. 2019 (doi: 10.1016/j.energy.2019.116055).
- [15] R. Li, W. Wei, S. Mei, Q. Hu and Q. Wu, "Participation of an energy hub in electricity and heat distribution markets: An MPEC approach", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3641-3653, July 2019 (doi: 10.1109/TSG.2018.2833279).
- [16] T. Zhao, X. Pan, S. Yao, C. Ju, L. Li, "Strategic bidding of hybrid AC/DC microgrid embedded energy hubs: A two-stage chance constrained stochastic programming approach", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 116-125, Jan. 2020 (doi: 10.1109/TSTE.2018.2884997).
- [17] S. Moazeni, A.H. Miragha, B. Defourny, "A risk-averse stochastic dynamic programming approach to energy hub optimal dispatch", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2169-2178, May 2019 (doi: 10.1109/TPWRS.2018.2882549).
- [18] M.R. AkbaziZadeh, T. Niknam, A. Kavousi-Fard, "Adaptive robust optimization for the energy management of the grid-connected energy hubs based on hybrid meta-heuristic algorithm", *Energy*, vol. 235, Article Number: 12117, Nov. 2021 (doi:10.1016/j.energy.2021.121171).
- [19] A. Dini, A.R. Hassankashi, S. Pirouzi, M. Lehtonen, B. Arandian, A.A. Baziar, "A flexible-reliable operation optimization model of the networked energy hubs with distributed generations energy storage systems and

- demand response”, Energy, vol. 239, Article Number: 121923, Jan. 2022 (doi: 10.1016/j.energy.2021.121-923).
- [20] S.M.H. Zanjani, H. Shahinzadeh, Z. Pourmirza, E. Kabalci, S.M. Muyeen, M. Benbouzid, “Optimal operation of a residential energy hub in the presence of an electric vehicle using whale optimization algorithm”, Proceeding of the EPDC, pp. 84-89, Tehran, Iran, May 2022 (doi: 10.1109/EPDC56235.2022.9817265).
- [21] M. Kafeaei, D. Sedighzadeh, M. Sedighzadeh, A.R. Sheikhi Fini, “An IGDT/scenario based stochastic model for an energy hub considering hydrogen energy and electric vehicles: A case study of Qeshm Island, Iran”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 135, Article Number: 107477, Feb. 2022 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107477).
- [22] S. Wogrin, D.F. Gayme, “Optimizing storage siting, sizing and technology portfolios in transmission-constrained networks”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 30, no. 6, pp. 3304-3313, Nov. 2015 (doi: 10.1109/TPWRS.2014.2379931).
- [23] R. Homayoun, B. Bahmani-Firouzi, T. Niknam, “Multi-objective operation of distributed generations and thermal blocks in microgrids based on energy management system”, IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 15, no. 9, pp. 1451-1462, May 2021 (doi: 10.1049/gtd2.12112).
- [24] P. Fortenbacher, A. Ulbig, G. Andersson, “Optimal placement and sizing of distributed battery storage in low voltage grids using receding horizon control strategies”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 2383-2394, May 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2017.2746261).
- [25] H. Kiani, K.L. Hesami, A. Azarhooshang, Pirouzi, S. Safaei, “Adaptive robust operation of the active distribution network including renewable and flexible sources”, Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 26, Article Number: 100476, June 2021 (doi: 10.1016/j.segan.2021.100476).
- [26] S. Abrisham, L. Bagherzadeh, S. Pirouzi, M. Norouzi, “A new two-layer model for energy management in the smart distribution network containing flexi-renewable virtual power plant”, Electric Power Systems Research, vol. 194, Article Number: 107085, May 2021 (doi:10.1016/j.epr.2021.107085).
- [27] H. Hamidpour, J. Aghaei, S. Dehghan, S. Pirouzi, T. Niknam, “Integrated resource expansion planning of wind integrated power systems considering demand response programmers”, IET Renewable Power Generation, vol. 13, no. 4, pp. 519-529, Jan. 2019 (doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5835).
- [28] W. Jakob, C. Blume, “Pareto optimization or cascaded weighted sum: A comparison of concepts”, Algorithms, vol. 7, pp. 166-185, July 2014 (doi: 10.3390/a7010166).
- [29] Z. Zhidong, O. Suzuki, N.H. March, “Clifford algebra approach of 3D Ising model”, Advances in Applied Clifford Algebras, vol. 29, no. 1, pp. 1-28, Dec. 2019 (doi:10.1007/s00006-018-0923-2).
- [30] S.A. Mirjalili, S.M. Mirjalili, A. Lewis, “Grey wolf optimizer”, Advances in Engineering Software, vol. 69, pp. 46-61, 2014 (doi:10.1016/j.advengsoft.2013.12.007).
- [31] K. Sarwagya, P.K. Nayak, S. Ranjan, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in complex distribution networks using sine cosine algorithm”, Electric Power Systems Research, vol. 187, Article Number: 106435, Oct. 2020 (doi: 10.1016/j.epr.2020.106435).
- [32] A. Askarzadeh, “A novel metaheuristic method for solving constrained engineering optimization problems: Crow search algorithm (CSA)”, Computers and Structures, vol. 169, pp. 1-12, June 2016 (doi: 10.1016/j.com-struct.2016.03.001).
- [33] R. Rani, D. Ramyachitra, “Krill Herd Optimization algorithm for cancer feature selection and random forest technique for classification”, Proceeding of the IEEE/ICSESS, pp. 109-113, Beijing, China, Nov. 2017 (doi: 10.1109/ICSESS.2017.8342875).

زیر نویس ها

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1. Combined heat and power (CHP) | 12. Distribution company (DisCo) |
| 2. Renewable energy sources (RESs) | 13. Master problem |
| 3. Energy storage systems (ESSs) | 14. Sub-problem |
| 4. Electric vehicles (EVs) | 15. Market clearing price (MCP) |
| 5. Demand response program (DRP) | 16. Stochastic dynamic programming (SDP) |
| 6. Active loads (ALs) | 17. EVs penetration rate |
| 7. Energy networks (ENs) | 18. Interior point optimizer (IPOPT) |
| 8. Energy network operator (ENO) | 19. Grey wolf optimization (GWO) |
| 9. Energy hub (EH) | 20. Sine cosine algorithm (SCA) |
| 10. Virtual power plant (VPP) | 21. Crow search algorithm (CSA) |
| 11. Micro-grid (MG) | 22. Krill herd optimization (KHO) |