

Participation of Grid-Connected Flexible Energy Hubs in Energy Market based on Market Clearing Price Model Considering Generation-Consumption Uncertainties

Ahmad Torabi Farsani¹, Mahmood Joorabian^{2*}, Seyed Saeidollah Mortazavi³

¹Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
deatf.68@gmail.com

²Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
mjoorabian@scu.ac.ir

³Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
mortazavi_s@scu.ac.ir

Keywords:

energy market
market price settlement model
flexible energy hub
social welfare
uncertainty modeling

Abstract: In this paper, the operation of electrical, heat and gas networks with flexible energy hubs is presented, where hubs is contributed in energy market that is based on market clearing price. This scheme maximizes the difference between energy hubs profit and operation cost of generation units subjected to operation model of sources, storages and responsible load in hub format, flexibility limits of hubs, and optimal power flow model of energy networks. This formulation is based on market clearing price model, so that it obtain value of energy price according to balancing between the generation and demand in different buses if energy networks. Penalty function method in this paper uses to calculate of primal variables and some dual variables (energy prices). In the following, the stochastic optimization uses to model the uncertainties of load and renewable power. Finally, the obtained numerical results show the capabilities of the proposed scheme in the improving flexibility and economic situations of hubs. Also, optimal operation of hubs is able to improve the economic and operation induces of energy networks in comparison to load flow study, and it improves the social welfare based on reducing of energy price. So that 100% flexibility condition obtains for Hubs. In this condition, the operation cost, energy loss, voltage drop and temperature drop are reduced about to 19.8%, 7.1%, 19.5% and 16.7%, respectively, with respect to load flow analysis, but the pressure drop increases about to 4.9%.

Original Research Article

Paper History:

Received: 12/06/2023

Revise: 14/11/2023

Accepted: 23/11/2023

How to cite this article: Torabi Farsani, A., Joorabian, M., Mortazavi, S.S. "Participation of Grid-Connected Flexible Energy Hubs in Energy Market based on Market Clearing Price Model Considering Generation-Consumption Uncertainties", Energy Engineering and Management, Vol. 13, No. 3, PP. 46-61, Autumn 2023.
<https://doi.org/10.22052/eem.2023.253095.1019>

© 2023 University of Kashan Press.

This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



Introduction

Energy hub (EH) is a coordinating framework for different consumers and producers at consumption points, which is capable of both energy transmission and energy storage. Several types of energy such as electricity, gas, heat, etc. can be simultaneously managed in an EH. Additionally, due to significant environmental

pollution caused by the uncontrolled consumption of fossil fuels, governments and various organizations encouraged energy consumers and producers to adopt environmentally-friendly energy power sources, storage facilities, and energy management programs. Therefore, the presence of renewable energy sources (RESs) such as wind and photovoltaics (PV) systems in the power system has grown significantly in recent years. Also,

storage devices and energy management programs such as demand response program (DRP) can assist in peak shaving and thus the energy demand from the upstream network or power plants is decreased, and this plays an effective role in reducing environmental pollutant emission from power plants.

Materials and methods

the formulation of the participation of flexible EHs in the DA energy market based on the MCP model is presented. OPF in different energy networks in terms of cost minimization of centralized producers is expressed as an MCP problem. Therefore, the formulation of this scheme can be written as follows:

$$\max \sum_w \rho_w \sum_t \left(\overbrace{\left(\sum_b \gamma_{b,t,w}^E \sum_i I_{i,b}^E P_{EHi,t,w} + \sum_n \gamma_{n,t,w}^H \sum_i I_{i,n}^H H_{EHi,t,w} + \sum_g \gamma_{g,t,w}^G \sum_i I_{i,g}^E G_{EHi,t,w} \right)}^{\text{Profit}} \right) - \sum_w \rho_w \sum_t \left(\underbrace{\left(\sum_b \beta_b^E P_{Gb,t,w} + \sum_n \beta_n^H H_{Gn,t,w} + \sum_g \beta_g^G G_{Gg,t,w} \right)}_{\text{Cost}} \right)$$

Result

The proposed scheme in this section is applied to the modified IEEE 6-bus electrical transmission network, 7-node gas network, and 14-node heating system.

The proposed scheme is simulated in GAMS optimization software environment, and CPLEX solver is used to extract the optimal solution.

In the paper, the expected daily curve of the active, thermal and gas power of the hubs is presented. At all hours, wind farms inject active power equal to their maximum capacity according to the weather conditions to the hub. Also, hubs tend to increase their profits in the three markets of electric, thermal and gas energy. Since CHP is a producer of electric-thermal energy and a consumer of gas energy, and also the price of using electric and thermal resources is higher than the fuel price of gas resources, so CHP injects high active power to EHs until the profit Maximize EHs. EESs and DRPs are in discharge mode during electrical peak hours and inject active power to EHs, but in other hours they are in charging mode and receive active power from EHs. Examining the prices shows that in the case without EHs, the price of electric energy varied between 13.8\$/MWh and 20.7\$/MWh. Because in this case it is necessary to use EGU with high fuel price (EGU2). But in the case where EHs are present, the price of electric energy is around 13.8 \$/MWh in most hours and decreases to 10.5 \$/MWh in off-peak hours. Such conditions also exist for the price of thermal energy. So, in the case without EHs, the price of thermal energy in all operating hours is around 15.1\$/MWh, because in this case HGU with high fuel price (HGU2) plays a role in providing thermal energy. But regarding the presence of

EHs, the price of thermal energy has decreased to 11.4 \$/MWh in some hours. However, it should be noted that the presence of EHs leads to an increase in the price of gas energy in some operating hours because EHs cause an increase in gas consumption in the gas network. Also, the amount of performance indicators such as energy losses, maximum voltage drop, pressure, temperature and maximum overvoltage, temperature and pressure for different values of flexibility tolerance have been reported. The highest energy losses in the electrical and thermal network, the highest voltage and temperature drops in the case without EHs. But the presence of EHs based on the proposed plan is able to increase the values of these indicators to about 41.5%, 40.8%, 19.5% and 16.7%, respectively, in conditions of 100% flexibility compared to reduce the case without EHs. These conditions correspond to the creation of maximum overvoltage and temperature respectively around 0.017p.u. and is 0.10p.u., which are less than their allowed value (0.05p.u. (1-1.05)). But in the gas network, the presence of EHs causes an increase in pressure drop energy losses. So that these indices have increased by 22.4% and 4.9%, respectively, compared to the case without EHs in the condition of 100% flexibility. The maximum overvoltage is also about 0.01p.u., which is less than the allowed value. It should be noted that with the mentioned conditions, the EHs corresponding to the proposed design have been able to reduce the total energy loss by about 7.1% compared to the case without EHs in high flexibility conditions.

Discussion and Conclusion

This paper presents the operation of electricity, gas, and heating networks in the presence of flexible energy hubs that participate in the day-ahead energy market based on the market clearing price model. The proposed problem of maximizing the profit difference of hubs in the mentioned markets and the cost of production units according to the performance of resources, storage devices and responsive loads in the form of hubs, the limitation of hubs and the power distribution model to the network. Energy was formulated. Stochastic optimization was used to model the uncertainties of load and power consumption. The penalty function algorithm obtained an integrated model for the simultaneous calculation of the main variables and some binary variables (energy price) for the proposed design. Finally, based on the numerical results, it was observed that the optimal management of resources, storage devices and responsive loads in EHs made EHs produce thermal and electrical energy most of the time. Therefore, in addition to the high profit for EHs from the energy market, the network operating cost was also reduced by 19.8% compared to the case without hubs in 100% flexibility conditions. Of course, the presence of hubs led to a reduction of 1.7% energy loss, 19.5% voltage drop and 16.7% compared to the case without EHs in high flexibility conditions. This situation corresponds to the increase of 9.4% pressure drop and the creation of overvoltage, pressure and temperature between 0.01p.u. to 0.02p.u.

مشارکت هاب‌های انرژی منعطف متصل به شبکه در بازار انرژی بر پایه مدل تسویه قیمت بازار با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های تولید و مصرف

احمد ترابی فارسانی^۱، محمود جورابیانی^{۲*}، سید سعیداله مرتضوی^۳

^۱ دانشجوی دکتری، گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

deatf.68@gmail.com

^۲ استاد، گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

mjoorabian@scu.ac.ir

^۳ استاد، گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

mortazavi_s@scu.ac.ir

چکیده: در این مقاله بهره‌برداری شبکه‌های الکتریکی، حرارتی و گازی در حضور هاب‌های انرژی منعطف شرکت‌کننده در بازار انرژی روز فروش مبتنی بر مدل تسویه قیمت بازار ارائه می‌شود. این طرح پیشنهادی اختلاف سود هاب‌های انرژی و هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید مقید به مدل بهره‌برداری منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو در قالب هاب، محدودیت انعطاف‌پذیری هاب‌ها و مدل پخش توان بهینه شبکه‌های انرژی اشاره دارد. این فرمول‌بندی مبنی بر مدل تسویه قیمت بازار است؛ به طوری که قیمت انرژی را متناظر با تعادل تولید و مصرف در باس‌های مختلف شبکه‌های انرژی به دست می‌آورد. روش تابع جریمه نیز در این مقاله به منظور محاسبه همزمان متغیرهای اصلی و متغیرهای دوگان (قیمت انرژی) استفاده می‌شود. در ادامه از بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار و توان تجدیدپذیر استفاده می‌گردد. در نهایت نتایج عددی به دست آمده بیانگر قابلیت طرح پیشنهادی در استخراج وضعیت بهینه انعطاف‌پذیری و اقتصادی برای هاب‌هاست. همچنین عملکرد بهینه هاب‌ها توانسته است که وضعیت اقتصادی و بهره‌برداری شبکه‌های انرژی را نسبت به مطالعات پخش بار ارتقا دهد که با کاهش قیمت انرژی موجب افزایش رفاه اجتماعی می‌شود، به طوری که شرایط انعطاف‌پذیری ۱۰۰٪ برای هاب‌ها به دست می‌آید. در این شرایط هزینه بهره‌برداری، تلفات انرژی، افت ولتاژ و افت دما به ترتیب در حدود ۱۹/۸٪، ۷/۱٪، ۱۹/۵٪ و ۱۶/۷٪ نسبت به مطالعات پخش بار کاهش دارند که متناسب با افزایش ۴/۹٪ افت فشار در شبکه گازی در شرایط مذکور است.

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۳/۲۲

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۲/۰۸/۲۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۲

۱. مقدمه

در بخش حرارتی می‌شود زیرا توان حرارتی *CHP* وابسته به توان اکتیو آن است و کنترل مستقلی بر روی توان حرارتی آن وجود ندارد. حال اگر *CHP* توان اکتیو خود را در بهره‌برداری زمان واقعی برای جبران نوسان توان تجدیدپذیر نسبت به بهره‌برداری *DA* تغییر دهد، نتایج بهره‌برداری روز فروش و زمان واقعی برای هاب انرژی در بخش حرارتی یکسان نخواهد بود که در صورت عدم حضور *FS*‌های حرارتی، کمبود انعطاف‌پذیری در بخش حرارتی ایجاد می‌شود. لذا در هاب نیاز به نصب *FS*‌های حرارتی مانند ذخیره‌ساز انرژی حرارتی^۹ (*TES*) یا بویلر است [۳]. بنابراین براساس موارد اشاره‌شده، در هاب منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو مختلفی وجود دارد که در صورت برقراری یک سیستم مدیریت انرژی^{۱۰} (*EMS*) مطلوب برای آن، هاب‌ها می‌توانند در بهبود شاخص‌های فنی و اقتصادی شبکه و خود نقش داشته باشند [۵]. همچنین می‌توانند انتقال انرژی داشته و فقط مصرف‌کننده انرژی نباشند [۵]. بنابراین می‌توانند از بازار چندحاملی انرژی کسب منفعت داشته باشند. البته علاوه بر این موضوع، از آنجاکه تولیدکننده‌های موجود در هاب دارای هزینه بهره‌برداری پایینی هستند (مانند منابع تجدیدپذیر که هزینه بهره‌برداری آن‌ها بسیار ناچیز است) [۱]. پس پیش‌بینی می‌شود که بتوانند در کاهش قیمت انرژی مؤثر باشند. این موضوع نیز موجب افزایش رفاه اجتماعی می‌گردد.

در زمینه بهره‌برداری هاب انرژی تحقیقات مختلفی انجام شده است. در مرجع [۶] مشارکت هاب‌های متصل شده به شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی در بازار انرژی الکتریکی مد نظر است. این بازار دارای دو مدل حوضچه توان و قرارداد دوجانبه است. هاب دارای منبع تجدیدپذیر، باتری و *CHP* است. طرح، کمیته‌سازی هزینه خرید انرژی شبکه‌های مذکور از شبکه بالادست را بر عهده دارد و قیود آن برابر معادلات پخش توان بهینه در شبکه‌های انرژی است. سپس مدل تقریب خطی به‌دست آمده و برنامه‌ریزی استوار برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها استفاده می‌گردد. در این روش مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها تنها یک سناریو وجود دارد که آن دارای بدترین حالت عدم قطعیت‌ها می‌باشد. لذا راه‌حل بهینه به‌دست آمده برای این سناریو مقاوم‌ترین راه‌حل در برابر خطای پیش‌بینی عدم قطعیت‌هاست. در مرجع [۷]، هماهنگی پارکینگ خودروهای الکتریکی^{۱۱} (*LEV*) و *CHP* در قالب هاب متصل شده به شبکه انرژی ارائه شده است. این طرح نیز کمیته‌سازی هزینه خرید انرژی شبکه‌های مذکور از شبکه بالادست را به‌عنوان تابع هدف در نظر می‌گیرد و از برنامه‌ریزی

هاب انرژی^۱ (*EH*) یک قالب هماهنگ‌کننده مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان مختلف در نقاط مصرف است که قادر است هم انتقال انرژی داشته باشد و هم ذخیره‌سازی انرژی انجام دهد که هم‌زمان چندین نوع انرژی مانند الکتریکی، گازی، حرارتی و موارد دیگر قابل مدیریت است [۱]. علاوه بر این موضوع، به‌علت وجود آلودگی فراوان زیست‌محیطی ناشی از مصرف سوخت فسیلی، دولت‌ها و سازمان‌های مختلف، مشتریان و تولیدکننده‌های انرژی را به استفاده از منابع، ذخیره‌سازها و برنامه‌های مدیریت انرژی دوستدار محیط زیست تشویق می‌کنند [۲]. بنابراین حضور منابع انرژی تجدیدپذیر^۲ (*RES*) مانند سیستم‌های بادی و فتوولتائیک‌ها در سیستم قدرت رشد قابل توجهی در سال‌های اخیر داشته است [۲]. همچنین ذخیره‌سازها و برنامه‌های مدیریت انرژی مانند طرح پاسخ‌گویی بار^۳ (*DRP*) با انجام پیک‌سایی قادر به کاهش تقاضای انرژی از شبکه بالادست یا نیروگاه‌ها هستند که این مورد نقش مؤثری در کاهش آلودگی زیست‌محیطی حاصل از نیروگاه‌ها دارد [۲]. همچنین هاب دارای سیستم ترکیبی برق و حرارت^۴ (*CHP*) نیز خواهد بود که با قابلیت تولید هم‌زمان انرژی الکتریکی و حرارتی می‌تواند بازده بالایی را دارا باشد. بنابراین تلفات انرژی کمتر و منجر به کاهش تقاضای انرژی گازی می‌گردد که به‌نوبه خود در کاهش آلودگی زیست‌محیطی مؤثر است [۳]. نکته دیگر اینکه حضور *RES* در یک سیستم موجب کاهش انعطاف‌پذیری آن سیستم می‌شوند؛ زیرا که توان تولیدی آنها دارای عدم قطعیت است، لذا این امکان وجود دارد که نتایج بهره‌برداری روز فروش^۵ (*DA*) و زمان واقعی^۶ (*RT*) سیستم برابر نباشد [۴]. در این صورت تعادل تولید و مصرف امکان دارد که در بهره‌برداری *RT* برآورده نشود. این موضوع تحت کمبود انعطاف‌پذیری سیستم شناخته می‌شود [۴]. بنابراین نیاز به نصب منابع انعطاف‌پذیری^۷ (*FS*) در سیستم مانند هاب است. این منابع بایستی قادر به کنترل توان خود باشند تا بتوانند نوسانات توان *RES* در بهره‌برداری زمان واقعی نسبت به بهره‌برداری روز فروش را جبران کنند. بنابراین منابع تجدیدناپذیر مانند *CHP*، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی^۸ (*ESS*) و *DRP* می‌توانند در هاب به‌عنوان *FS* عمل کنند [۱]؛ ولی *CHP* موجب کاهش انعطاف‌پذیری

1. Energy Hub (EH)
2. Renewable Energy Sources (Res)
3. Demand Response Program (DRP)
4. Combined Heat And Power (CHP)
5. Day-Ahead (DA)
6. Real Time (RT)
7. Flexible Sources (FSs)
8. Energy Storage Systems (ESSs)

9. Thermal Energy Storage (TES)
10. Energy Management System (EMS)
11. Electric Vehicles (EVs)

موارد دیگر استفاده شده است. در مراجع [۱۸ و ۱۹]، نویسندگان بهره‌برداری هاب‌های انرژی متصل به شبکه‌های انتقال انرژی را در نظر گرفتند که قابلیت هاب‌ها در کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری شبکه‌های انتقال و بهبود وضعیت شاخص‌های فنی مختلف مانند پروفیل ولتاژ، دما و فشار را بررسی کردند.

بر اساس پیشینه تحقیق ارائه‌شده در بخش قبل شکاف‌های تحقیقاتی عمده مختلفی در زمینه مسئله بهره‌برداری شبکه‌های انرژی دارای هاب وجود دارد. در یک مورد، هاب‌ها دارای منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو هستند که با مدیریت انرژی مطلوب آن‌ها در هاب پیش‌بینی می‌شود که هاب‌ها تنها مصرف‌کننده انرژی نباشند و بتوانند انرژی به شبکه بالادست خود تزریق کنند. بنابراین آن‌ها با حضور در بازار انرژی می‌توانند کسب منفعت مالی داشته باشند ولی توجه شود که در بیشتر تحقیقات عموماً مدل بهره‌برداری هاب‌ها بررسی شده و تنها هدف، کمینه‌سازی هزینه تغذیه انرژی هاب‌هاست. همچنین در کمتر تحقیقاتی مانند مرجع [۶] مدل مشارکت آن‌ها در بازار انرژی مد نظر بوده و قیمت انرژی به صورت ثابت مد نظر است. این در حالی است که قیمت یک کالا وابسته به میزان آن کالا است [۲۰]. بنابراین قیمت انرژی وابسته به میزان انرژی تقاضا شده در شبکه است که حضور هاب‌ها در شبکه موجب تغییر میزان این انرژی می‌گردد و از آنجاکه هزینه بهره‌برداری هاب‌ها به علت حضور RESها در آن پایین است، پیش‌بینی می‌شود که EH بتوانند قیمت انرژی را کاهش دهند. در شکاف تحقیقاتی دیگر بایستی توجه کرد که در EH ، منابع کنترل‌ناپذیر مانند منبع تجدیدپذیر در بخش الکتریکی و CHP در بخش حرارتی وجود دارد لذا آن‌ها موجب کاهش انعطاف‌پذیری EH خواهند شد. در بیشتر تحقیقات، حضور منابع انعطاف‌پذیری در کنار منابع کنترل‌ناپذیر پیشنهاد می‌شود، اما حضور تنهای آن‌ها منجر به بهبود انعطاف‌پذیری نمی‌شود. جهت اثرگذاری این منابع بر انعطاف‌پذیری هاب ایجاد مدل ریاضی مطلوب برای شاخص انعطاف‌پذیری آن سیستم در EMS است که این موضوع در کمتر تحقیقاتی در نظر گرفته شده است. به عبارتی توجه شود که حضور RES ها و CHP ها در هاب انرژی منجر به عدم یکسان بودن نتایج بهره‌برداری‌های زمان واقعی و روز فروش می‌گردد. این مورد به نوبه خود امکان دارد که منجر به عدم تعادل تولید و مصرف در بهره‌برداری زمان واقعی شود. این شرایط تحت کمبود انعطاف‌پذیری ذکر می‌شود ولی حضور عناصر کنترل‌پذیر مانند منابع تجدیدناپذیر، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو در کنار منابع کنترل‌ناپذیر می‌تواند نوسانات توان این منابع را جبران کنند و

تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها استفاده می‌کند. طرح همانند [۷] در مرجع [۸] ارائه شده است، با این تفاوت که در مرجع [۸]، قابلیت اطمینان شبکه‌های انرژی نیز لحاظ شده و تابع هدف آن برابر با کمینه‌سازی مجموع هزینه بهره‌برداری و هزینه قابلیت اطمینان شبکه‌های مذکور است. هزینه قابلیت اطمینان نیز برابر با حاصل ضرب انرژی مورد انتظار تغذیه‌نشده^۱ ($EENS$) و ارزش بار ازدست‌رفته^۲ ($VOLL$) است. در مرجع [۹] یک مدیریت انرژی مقید به ریسک برای هاب متشکل از فتوولتائیک، ذخیره‌ساز انرژی هوای فشرده^۳ ($CAES$) و پاسخ‌گویی بار بیان شده که در این مسئله از برنامه‌ریزی تصادفی برای مدل‌سازی پارامترهای عدم قطعیت فتوولتائیک‌ها و بارها استفاده و ذخیره‌ساز انرژی و پاسخ‌گویی بار به منظور افزایش انعطاف‌پذیری هاب انرژی در حضور منابع فتوولتائیک استفاده شده‌اند. در مرجع [۱۰] برنامه‌ریزی دینامیک تصادفی^۴ (SDP) برای بهره‌برداری بهینه هاب استفاده شده است. در مرجع [۱۱] مسئله مشارکت هاب در شبکه توزیع مبتنی بر برنامه پاسخ‌گویی بار ارائه شده است.

در زمینه بهره‌برداری هاب‌های انرژی، مدل‌سازی‌های مختلفی بیان شده که تفاوت این مدل‌سازی‌ها عموماً در ادوات استفاده شده در هاب انرژی است. در این زمینه، یک بهینه‌سازی احتمالاتی برای هاب انرژی دارای ایستگاه شارژ خودروهای الکتریکی، فتوولتائیک‌ها و ذخیره‌سازی هیدروژنی در مرجع [۱۲] بیان شده است. در مرجع [۱۳]، مدل‌سازی تصادفی برای EH های دارای پارکینگ EH ، DRP فتوولتائیک‌ها، ذخیره‌سازی هیدروژنی و پمپ حرارتی ارائه شده است. در مرجع [۱۴] نیز بهره‌برداری ترکیبی تصادفی-استوار هاب‌ها بیان شده که در این مرجع مدل‌سازی EH و پیل سوختی و ذخیره‌ساز هیدروژنی در مسئله مذکور ذکر شده است. در مرجع [۱۵] نیز مدل‌سازی فتوولتائیک‌ها، ذخیره‌سازی هوای فشرده، و ذخیره‌سازی سرمایشی در هاب مطرح بوده است. علاوه بر این موضوع، فرمول‌بندی بهره‌برداری EH در شبکه‌های انرژی غیرخطی است. در برخی از تحقیقات مانند [۶-۸] در ابتدا یک مدل تقریب خطی برای مسئله مذکور به دست آمده و سپس از حل‌کننده‌های مسئله خطی مانند سیمپلکس برای تعیین راه‌حل بهینه استفاده شده است. در برخی دیگر از تحقیقات مانند مرجع [۱۶-۱۷] از الگوریتم‌های تکاملی مانند ترکیب بهینه‌سازی شیرمورچه و بهینه‌سازی دسته میگوها [۱۶]، بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش و یادگیری اصلاح‌شده [۱۷] و

1. Expected Energy Not Supplied (EENS)
2. Value of Lost Load (VOLL)
3. Compressed air Energy Storage (CAES)
4. Stochastic Dynamic Programming (SDP)

ترکیب مکانیزم چرخ رولت و روش کانترویج استفاده می‌شود. در نهایت نوآوری‌های این تحقیق به شرح زیر خلاصه می‌گردد:

- مشارکت اقتصادی هاب‌های انرژی منعطف متصل شده به شبکه در بازار انرژی روز فروش بر پایه روش تسویه قیمت بازار؛
- ارائه مدل بازار کوپل شده برق، حرارت و گاز؛
- مدل‌سازی محدودیت انعطاف‌پذیری هاب‌های انرژی برای دستیابی به هاب منعطف در شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارت؛
- افزایش رفاه اجتماعی با کاهش قیمت انرژی توسط هاب‌ها. در ادامه، فرمول‌بندی طرح پیشنهادی به همراه مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها در بخش ۲ بیان می‌شود. سپس روند مبتنی بر تابع جریمه در بخش سوم ارائه می‌شود. نتایج عددی حاصل از طرح پیشنهادی در بخش ۴ گزارش می‌گردد. در نهایت نتیجه‌گیری‌ها در بخش ۵ بیان می‌شوند.

۲. بهره‌برداری اقتصادی EH‌ها منعطف

۱.۲. فرمول‌بندی طرح پیشنهادی

در این بخش فرمول‌بندی مشارکت EH‌های منعطف در بازار انرژی DA مبتنی بر مدل MCP ارائه می‌شود. این طرح مشارکت EH‌ها در بازار مذکور با در نظر گرفتن بیشینه‌سازی تفاوت سود هاب‌ها و هزینه واحدهای تولید مقید به مدل بهره‌برداری منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو در قالب هاب منعطف و مدل پخش توان بهینه شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی را لحاظ می‌کند. بنابراین فرمول‌بندی این طرح به شرح زیر قابل نگارش است:

$$\max \sum_w \rho_w \sum_t \left(\overbrace{\sum_b \gamma_{b,t,w}^E \sum_i I_{i,b}^E P_{EHi,t,w} + \sum_n \gamma_{n,t,w}^H \sum_i I_{i,n}^H H_{EHi,t,w} + \sum_g \gamma_{g,t,w}^G \sum_i I_{i,g}^E G_{EHi,t,w}}^{\text{Profit}} \right) - \sum_w \rho_w \sum_t \left(\overbrace{\sum_b \beta_b^E P_{Gb,t,w} + \sum_n \beta_n^H H_{Gn,t,w} + \sum_g \beta_g^G G_{Gg,t,w}}^{\text{Cost}} \right) \quad (1)$$

به شرطی که:

$$P_{EHi,t,w} = P_{WTi,t,w} + P_{CHPi,t,w} + (P_{DCHi,t,w} - P_{CHi,t,w}) + P_{DRi,t,w} - P_{Di,t,w} \forall i, t, w \quad (2)$$

در نهایت منجر به بهبود انعطاف‌پذیری هاب انرژی شوند. ولی این موضوع در گرو ارائه یک مدل ریاضی مناسب در مسئله بهره‌برداری هاب‌هاست؛ زیرا منجر به استخراج میزان انعطاف‌پذیری در مسئله خواهد شد که با آگاهی از میزان آن می‌توان به شرایط مطلوب یا نامطلوب انعطاف‌پذیری پی برد؛ ولی این مهم در کمتر تحقیقاتی مد نظر است.

برای جبران شکاف‌های تحقیقاتی مطرح‌شده، در این تحقیق مشارکت اقتصادی EH‌های منعطف در بازار انرژی روز فروش بر پایه روش تسویه قیمت بازار^۱ (MCP) ارائه می‌گردد. در این طرح هاب انرژی دارای CHP RES، ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی^۲ (EES)، TES و DRP است و به شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی متصل است. طرح پیشنهادی بیشینه‌سازی سود EH‌ها در بازار انرژی کوپل برق، گاز و حرارت و هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید را به‌عنوان تابع هدف در نظر می‌گیرد و مقید به مدل بهره‌برداری منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گوی یادشده در قالب هاب است. همچنین به‌منظور حذف شکاف تحقیقاتی دوم، محدودیت انعطاف‌پذیری هاب را در نظر می‌گیرد. در این محدودیت، کمینه انحراف توان اکتیو و حرارتی هاب در یک سناریو نسبت به سناریو متناظر با مدل قطعی (سناریویی که دارای داده‌های پیش‌بینی شده عدم قطعیت‌هاست) مد نظر است؛ به طوری که اگر این انحراف به صفر میل کند، انعطاف‌پذیری ۱۰۰٪ برای EH به دست می‌آید. قیود دیگر مسئله شامل مدل پخش توان بهینه^۳ (OPF) شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی است. این مسئله بر پایه MCP است. به عبارتی برای محاسبه سود EH نیاز به آگاهی از قیمت انرژی است. قیمت انرژی به‌ازای باس‌های شبکه متفاوت است و متناظر با تعادل انرژی در باس‌های شبکه است. به عبارتی قیمت انرژی الکتریکی، حرارتی و گازی به ترتیب برابر متغیر دوگان قید تعادل توان اکتیو، حرارتی و گازی است. مسئله‌ای که قیمت انرژی را متناظر با تعادل تولید و عرضه محاسبه می‌کند، به‌عنوان MCP شناخته می‌شود [۲۰]. این موضوع در طرح پیشنهادی در نظر گرفته می‌شود. پیرو این موضوع نیاز به محاسبه همزمان متغیرهای اصلی و برخی از متغیرهای دوگان است. به این منظور از روش تکنیک تابع جریمه استفاده می‌گردد. در این روش، تابع جریمه قیود تعادل توان که شامل متغیر دوگان است، به تابع هدف اضافه می‌شود. در این مقاله برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار و منابع تجدیدپذیر از بهینه‌سازی تصادفی مبتنی بر

1. Market Clearing Price (MCP)
2. Electricity Energy Storage (EES)
3. Optimal Power Flow (OPF)

$$\begin{aligned}
 H_{Gn,t,w} + \sum_i I_{l,n}^H H_{EHi,t,w} + & \quad (29) \quad H_{EHi,t,w} = H_{CHPi,t,w} + (H_{DCHi,t,w} - H_{CHi,t,w}) + \quad (3) \\
 \sum_l L_{l,n}^H H_{Ln,l,t,w} = H_{Dn,t,w} : \gamma_{n,t,w}^H \forall n, t, w & \quad H_{DRI,t,w} - H_{Di,t,w} \forall i, t, w \\
 H_{Ln,l,t,w} = \varpi_{n,l} (T_{n,t,w} - T_{l,t,w}) \forall n, l, t, w & \quad (30) \quad G_{EHi,t,w} = G_{DRI,t,w} - G_{CHPi,t,w} - G_{Di,t,w} \forall i, t, w \quad (4) \\
 T_{n,t,w} = 1 \forall n = \text{Slacknode}, t, w & \quad (31) \quad H_{CHPi,t,w} = \frac{(1 - \eta_{tu} - \eta_{lo}) \eta_{\square e}}{\eta_{tu}} P_{CHPi,t,w} \forall i, t, w \quad (5) \\
 \underline{T} \leq T_{n,t,w} \leq \bar{T} \forall n, t, w & \quad (32) \quad G_{CHPi,t,w} = \frac{1}{\eta_{tu}} P_{CHPi,t,w} \forall i, t, w \quad (6) \\
 -\bar{H}_{Ln,l} \leq H_{Ln,l,t,w} \leq \bar{H}_{Ln,l} \forall n, l, t, w & \quad (33) \quad \underline{P}_{CHPi} \leq P_{CHPi,t,w} \leq \bar{P}_{CHPi} \forall i, t, w \quad (7) \\
 \underline{H}_{Gn} \leq H_{Gn,t,w} \leq \bar{H}_{Gn} \forall n, t, w & \quad (34) \quad \underline{H}_{CHPi} \leq H_{CHPi,t,w} \leq \bar{H}_{CHPi} \forall i, t, w \quad (8) \\
 G_{Gg,t,w} + \sum_i I_{i,g}^G G_{EHi,t,w} + \sum_l L_{l,g}^G G_{Lg,l,t,w} = & \quad (35) \quad 0 \leq P_{CHi,t,w} \leq CR_{EESi} x_{EESi,t} \forall i, t, w \quad (9) \\
 G_{Dg,t,w} : \gamma_{g,t,w}^G \forall g, t, w & \quad (36) \quad 0 \leq P_{DCHi,t,w} \leq DR_{EESi} (1 - x_{EESi,t}) \forall i, t, w \quad (10) \\
 G_{Lg,l,t,w} = \delta_{g,l} \text{sign}(\kappa_{g,t,w}, \kappa_{l,t,w}) * & \quad \sum_{\square=1}^t (\eta_{ce} P_{CHi,\square,w} - \frac{1}{\eta_{de}} P_{DCHi,\square,w}) \leq \bar{E}_{EESi} \forall i, t, w \quad (11) \\
 \sqrt{\text{sign}(\kappa_{g,t,w}, \kappa_{l,t,w}) ((\kappa_{g,t,w})^2 - (\kappa_{l,t,w})^2)} & \quad 0 \leq H_{CHi,t,w} \leq CR_{TESi} x_{TESi,t} \forall i, t, w \quad (12) \\
 \kappa_{g,t,w} = 1 \forall g = \text{Slacknode}, t, w & \quad (37) \quad 0 \leq H_{DCHi,t,w} \leq DR_{TESi} (1 - x_{TESi,t}) \forall i, t, w \quad (13) \\
 \underline{\kappa} \leq \kappa_{g,t,w} \leq \bar{\kappa} \forall g, t, w & \quad (38) \quad \underline{E}_{TESi} \leq \hat{E}_{TESi} + \quad (14) \\
 -\bar{G}_{Lg,l} \leq G_{Lg,l,t,w} \leq \bar{G}_{Lg,l} \forall g, l, t, w & \quad (39) \quad \sum_{\square=1}^t (\eta_{ct} H_{CHi,\square,w} - \frac{1}{\eta_{dt}} H_{DCHi,\square,w}) \\
 \underline{G}_{Gg} \leq G_{Gg,t,w} \leq \bar{G}_{Gg} \forall g, t, w & \quad (40) \quad \leq \bar{E}_{TESi} \forall i, t, w \quad (15) \\
 & \quad -\psi_i P_{Di,t,w} (H_{Di,t,w} \text{ or } G_{Di,t,w}) \leq \quad (16) \\
 & \quad P_{DRI,t,w} (H_{DRI,t,w} \text{ or } G_{DRI,t,w}) \leq \\
 & \quad \psi_i P_{Di,t,w} (H_{Di,t,w} \text{ or } G_{Di,t,w}) \forall i, t, w \\
 & \quad \sum_t P_{DRI,t,w} (H_{DRI,t,w} \text{ or } G_{DRI,t,w}) = 0 \forall i, t, w \\
 -\varepsilon_F \leq P_{EHi,t,w} - P_{EHi,t,w=1} \leq \varepsilon_F \forall i, w & \quad (17) \\
 -\varepsilon_F \leq H_{EHi,t,w} - H_{EHi,t,w=1} \leq \varepsilon_F \forall i, w & \quad (18) \\
 P_{Gb,t,w} + \sum_i I_{i,b}^E P_{EHi,t,w} + & \quad (19) \\
 \sum_l L_{l,b}^E P_{Lb,l,t,w} = P_{Db,t,w} : \gamma_{b,t,w}^E \forall b, t, w & \quad (20) \\
 Q_{Gb,t,w} + \sum_l L_{l,b}^E Q_{Lb,l,t,w} = Q_{Db,t,w} \forall b, t, w & \quad (21) \\
 P_{Lb,l,t,w} = G_{Lb,l} (V_{b,t,w})^2 - & \quad (22) \\
 V_{b,t,w} V_{l,t,w} \left(G_{Lb,l} \cos(v_{b,t,w} - v_{l,t,w}) \right. & \quad \left. + B_{Lb,l} \sin(v_{b,t,w} - v_{l,t,w}) \right) \forall b, l, t, w \\
 Q_{Lb,l,t,w} = -B_{Lb,l} (V_{b,t,w})^2 + & \quad (23) \\
 V_{b,t,w} V_{l,t,w} \left(B_{Lb,l} \cos(v_{b,t,w} - v_{l,t,w}) - \right. & \quad \left. G_{Lb,l} \sin(v_{b,t,w} - v_{l,t,w}) \right) \forall b, l, t, w \\
 V_{b,t,w} = 1 \forall b = \text{Slackbus}, t, w & \quad (24) \\
 v_{b,t,w} = 0 \forall b = \text{Slackbus}, t, w & \quad (25) \\
 \underline{V} \leq V_{b,t,w} \leq \bar{V} \forall b, t, w & \quad (26) \\
 \sqrt{(P_{Lb,l,t,w})^2 + (Q_{Lb,l,t,w})^2} \leq \bar{S}_{Lb,l} \forall b, l, t, w & \quad (27) \\
 \underline{P}_{Gb} \leq P_{Gb,t,w} \leq \bar{P}_{Gb} \forall b, t, w & \quad (28) \\
 \underline{Q}_{Gb} \leq Q_{Gb,t,w} \leq \bar{Q}_{Gb} \forall b, t, w & \quad (29)
 \end{aligned}$$

فرمول‌بندی این مسئله در روابط (۱) تا (۴۳) بیان شده است. در رابطه (۱) تابع هدف مسئله ارائه شده برابر با بیشینه‌سازی تفاوت سود هاب‌ها در بازار انرژی روز فروش و هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید است [۶]. در سطر اول رابطه، درآمد هاب‌ها حاصل از فروش انرژی الکتریکی (بخش اول رابطه)، انرژی حرارتی (بخش دوم رابطه) و انرژی گازی (بخش سوم رابطه) است. در هر بخش، درآمد هاب‌ها برابر با حاصل ضرب قیمت انرژی محلی (قیمت انرژی در یک باس یا گره مشخص) و انرژی تولیدی هاب‌ها در آن بخش است. از آنجاکه در برخی ساعات امکان دارد که هاب در مد مصرف‌کننده قرار گیرد، هر بخش از سطر اول رابطه (۱) هزینه انرژی در آن بخش را محاسبه می‌کند. به عبارتی اگر مقدار توان (اکتیو، حرارتی و گازی) مقدار مثبت/ منفی داشته باشد، سطر اول رابطه (۱) محاسبه‌گر درآمد/ هزینه انرژی است. بنابراین سطر اول رابطه (۱) در افق بهره‌برداری به‌طور خالص سود هاب‌ها را محاسبه می‌کند. در سطر دوم رابطه (۱) کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید الکتریکی (بخش اول رابطه)، چاه‌های گازی (بخش دوم رابطه) و واحدهای تولید حرارتی (بخش سوم رابطه) مد نظر است [۲۰].

قیود هاب‌ها در روابط (۲) تا (۱۸) ارائه شده است. در قیود (۲)-(۴) به‌ترتیب تعادل توان اکتیو، حرارتی و گازی در هاب بیان شده است. براساس این روابط، هاب شامل مزرعه بادی، CHP، EES، TES و پاسخ‌گویی بار است. مدل بهره‌برداری CHP در قیود

نسبت به بهره‌برداری DA کمینه باشد. این موضوع را می‌توان بدین صورت نیز در نظر گرفت که انحراف توان اکتیو سیستم در سناریوهای مختلف نسبت به سناریو دارای مقدار پیش‌بینی شده توان تجدیدپذیر (در اینجا برابر سناریو ۱ است) کمینه باشد. این موضوع در رابطه (۱۷) لحاظ شده که پارامتر ϵ_F معرف تلرانس انعطاف‌پذیری و دارای مقدار پایینی است؛ به طوری که انتظار می‌رود اگر ϵ_F به صفر میل کند، انعطاف‌پذیری نیز به ۱۰۰٪ میل کند. علاوه بر این، بخش حرارتی CHP براساس رابطه (۵) کنترل مستقلی ندارد. پس هاب در بخش حرارتی نیاز به مدیریت انعطاف‌پذیری دارد؛ لذا محدودیت انعطاف‌پذیری هاب‌ها در بخش حرارتی به صورت رابطه (۱۸) خواهد بود.

قیود شبکه‌های انرژی در روابط (۱۹) تا (۴۳) ظاهر شده است. در این قیود، روابط (۱۹) تا (۲۴) بیانگر معادلات پخش توان AC در شبکه الکتریکی است که به ترتیب اشاره به تعادل توان اکتیو و راکتیو در باس‌ها، محاسبه توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط انتقال، میزان ولتاژ و زاویه ولتاژ در باس مرجع^۱ دارد [۶ و ۱۶]. در ادامه محدودیت بهره‌برداری شبکه الکتریکی در روابط (۲۵) تا (۲۸) ظاهر شده است. در قید (۲۵) محدودیت ولتاژ باس‌ها بیان شده است. در قید (۲۶) محدودیت توان ظاهری عبوری از خط توزیع ارائه شده است [۶]. در نهایت در قیود (۲۷) و (۲۸) به ترتیب محدودیت توان اکتیو تولیدی و محدودیت توان راکتیو قابل کنترل برای واحد تولید الکتریکی بیان شده است که این دو رابطه به عنوان محدودیت منحنی قابلیت واحد تولید الکتریکی شناخته می‌شوند [۲۳]. در روابط (۲۹) تا (۳۴) مدل پخش توان بهینه در شبکه حرارتی بیان شده است [۶ و ۱۶] که به ترتیب معرف تعادل توان حرارتی در گره‌های مختلف، توان حرارتی عبوری از خط لوله، میزان دما در گره مرجع، محدودیت دما در گره‌های مختلف، محدودیت توان حرارتی تولیدی واحد تولید حرارتی است. در قیود (۳۵) تا (۴۰) نیز فرمول‌بندی پخش توان بهینه در شبکه گازی بیان شده است [۶ و ۲۰]. قید (۳۵) بیانگر تعادل توان گازی در گره‌های مختلف است. در قید (۳۶) محاسبه توان حرارتی عبوری از خط لوله [۶ و ۲۰] بیان شده است. در ادامه میزان فشار در گره مرجع در رابطه (۳۷) بیان شده و در قیود (۳۸) تا (۴۰) محدودیت‌های بهره‌برداری شبکه گازی مدل‌سازی شده است که به ترتیب بیانگر محدودیت فشار گره‌ها، محدودیت توان گازی عبوری از خط لوله و محدودیت گاز استخراج‌شده از چاه گازی است. در نهایت توجه شود که قیمت

(۵) تا (۸) ارائه شده است [۳]. در روابط (۵) و (۶) به ترتیب توان حرارتی خروجی CHP و گاز ورودی CHP محاسبه می‌شوند که ضریبی از توان اکتیو خروجی CHP هستند. در قیود (۷) و (۸) محدودیت خروجی الکتریکی (توان اکتیو تولیدی) و حرارتی (توان حرارتی تولیدی) به ترتیب مدل‌سازی شده است. فرمول‌بندی بهره‌برداری EES در روابط (۹) تا (۱۱) ذکر شده [۲، ۲۱] و همچنین محدودیت نرخ شارژ و دشارژ آن به ترتیب در قیود (۹) و (۱۰) مدل‌سازی گردیده است. محدودیت انرژی قابل ذخیره در آن نیز متناسب با محدودیت (۱۱) است. بهره‌برداری TES در روابط (۱۲) تا (۱۴) مدل‌سازی شده [۳] که دارای فرمول‌بندی شبیه به مدل عملکردی EES دارد، با این تفاوت که در این رابطه متغیرهای توان حرارتی شارژ و دشارژ استفاده می‌شود. به عنوان نکته دیگر، در روابط (۹) تا (۱۴)، متغیر باینری x_{TES} / x_{EES} اشاره به مد عملکرد شارژ و دشارژ TES / EES دارد که از عملکرد هم‌زمان شارژ و دشارژ جلوگیری می‌کند؛ به طوری که اگر دارای مقدار صفر (۱) باشند یعنی اینکه ذخیره‌سازها دارای مد عملکرد دشارژ (شارژ) هستند. فرمول‌بندی DRP برای مصرف‌کننده‌های الکتریکی، حرارتی و گازی در EH به شرح قیود (۱۵) و (۱۶) است [۱]. توجه گردد که در این بخش، از DRP مبتنی بر تشویق استفاده شده که بر پایه سیگنال قیمت است؛ به طوری که اگر قیمت انرژی بالاترین (کمترین) مقدار را داشته باشد، مصرف‌کننده‌های مبتنی بر DRP انرژی مصرفی خود را نسبت به مورد بدون DRP کاهش (افزایش) می‌دهند. از آنجاکه قیمت انرژی بالا (پایین) متناظر با ساعات پرباری (کم‌باری) است [۲۲]، پس در DRP مصرف‌کننده‌ها انرژی مصرفی خود را از ساعات پرباری به ساعات کم‌باری انتقال می‌دهند. بنابراین قید (۱۵) بیانگر محدوده کنترل توان مصرف‌کننده‌ها در DRP است. در قید (۱۶) تضمین می‌شود که تمامی انرژی مصرفی کاهش‌یافته در ساعات پرباری در ساعات کم‌باری از هاب تأمین شود. در نهایت در قیود (۱۷) و (۱۸) محدودیت انعطاف‌پذیری هاب‌ها ذکر شده است. توجه شود که در سیستم (مانند هاب انرژی) دارای منبع تجدیدپذیر (مانند مزرعه بادی) امکان دارد که نتایج بهره‌برداری روز فروش و زمان واقعی یکسان نباشد [۴]. این موضوع منجر به عدم تعادل تولید و مصرف در بهره‌برداری زمان واقعی در سیستم می‌شود. این شرایط تحت انعطاف‌پذیری پایین سیستم شناخته می‌شود [۴]. این شرایط ناشی از عدم قطعیت در تولید توان منبع تجدیدپذیر است [۴]. پس برای اینکه اطمینان حاصل شود که سیستم دارای انعطاف‌پذیری مطلوبی است، لازم است که انحراف توان اکتیو سیستم در بهره‌برداری زمان واقعی

به‌عنوان تکنیک کاهش سناریو تعداد مشخصی از سناریوهای تولیدشده را انتخاب می‌کند و به مسئله اعمال می‌کند. در این روش سناریوهایی انتخاب می‌شوند که فاصله نزدیکی به هم داشته باشند. جزئیات کامل روش کانتروپچ در مرجع [۲۴] ارائه شده است.

براساس روش مذکور، ورودی‌های مدل تصادفی مذکور، مقادیر میانگین (مورد انتظار) و انحراف معیار پارامترهای G_D, H_D, Q_D, P_D و P_{WT} است. در خروجی مدل‌سازی تصادفی، مقادیر پارامترهای مذکور در سناریوهای مختلف و احتمال رخداد هر سناریو محاسبه می‌شود.

۳. روند حل مبنی بر تابع جریمه

در فرمول‌بندی (۱) تا (۴۰) براساس رابطه (۱) نیاز به محاسبه همزمان متغیرهای اصلی مانند توان، ولتاژ، دما، فشار و برخی از متغیرهای دوگان مانند قیمت انرژی است. قیمت انرژی در شبکه‌های الکتریکی، حرارتی و گازی به ترتیب برابر متغیرهای دوگان تعادل توان اکتیو (۱۹)، توان حرارتی (۲۹) و توان گازی (۳۵) است. متناسب با این موضوع، در این بخش برای یکپارچه کردن فرمول‌بندی مسئله از روش تابع جریمه استفاده می‌شود [۲۵]. در این روش، تابع هدف مسئله جدید برابر مجموع تابع هدف (۱) و مجموع توابع جریمه قیود (۱۹)، (۲۹) و (۳۵) است. تابع جریمه برابر قید $a = b$ به صورت $\gamma(b - a)$ بیان می‌شود. عبارت $\gamma \in (-\infty, +\infty)$ معرف متغیر دوگان است [۲۵]. با اضافه شدن تابع جریمه یک قید به تابع هدف، آن قید در بخش قیود مسئله حذف می‌شود. بنابراین نگرارش مسئله جدید به شرح زیر است:

$$\max \sum_w \rho_w \left(\sum_b \sum_i \left(\sum_j \beta_{b,i,w}^E P_{EH,i,w}^E + \sum_n \sum_j \beta_{n,i,w}^H H_{EH,i,w}^H + \sum_g \sum_j \beta_{g,i,w}^G G_{EH,i,w}^G \right) - \sum_b \sum_i \left(\sum_j \beta_{b,i,w}^E P_{GB,i,w}^E + \sum_n \sum_j \beta_{n,i,w}^H H_{GN,i,w}^H + \sum_g \sum_j \beta_{g,i,w}^G G_{G,i,w}^G \right) - \sum_{b,i,w} \left(P_{DB,i,w}^E - P_{GB,i,w}^E - \sum_i \beta_{i,b}^E P_{EH,i,w}^E - \sum_i \beta_{i,b}^E P_{LB,i,w}^E \right) - \sum_{n,i,w} \left(H_{DN,i,w}^H - H_{GN,i,w}^H - \sum_i \beta_{i,n}^H H_{EH,i,w}^H - \sum_i \beta_{i,n}^H H_{LN,i,w}^H \right) - \sum_{g,i,w} \left(G_{DG,i,w}^G - G_{GG,i,w}^G - \sum_i \beta_{i,g}^G G_{EH,i,w}^G - \sum_i \beta_{i,g}^G G_{LG,i,w}^G \right) \right) \quad (41)$$

به شرطی که:

$$\text{قیود (۲)-(۱۸)، (۲۰)-(۲۸)، (۳۰)-(۳۴) و (۳۶)-(۴۰)} \quad (42)$$

در مسئله بالا امکان دارد که راه‌حل نامحدود^۱ توسط حل‌کننده استخراج شود. این موضوع ناشی از تعیین مقدار بالا برای متغیر دوگان و عدم رعایت قیود تعادل توان است. برای رفع این موضوع از روش یک تکرار استفاده می‌شود. به عبارتی در این روش، ابتدا یک

انرژی محلی الکتریکی (P^E)، حرارتی (H^H) و گازی (P^G) برابر متغیر دوگان قیود (۱۹)، (۲۹) و (۳۵) است. از آنجاکه مسئله مذکور قیمت انرژی را متناظر با تعادل تولید و مصرف به دست می‌آورد، به‌عنوان مسئله MCP در شبکه‌های الکتریکی، گازی و حرارتی نام‌گذاری می‌گردد [۲۲].

در این مقاله فرض شده که مالکان هاب‌های خصوصی هستند که تمایل دارند در بازار انرژی شرکت کنند. آن‌ها تمایل دارند سود خود را در این بازار بیشینه کنند. پس تابع هدف اول و قیود (۳) تا (۱۸) مدل هاب‌ها در بازار را لحاظ می‌کنند. اما از آنجاکه قیمت انرژی در گروه‌های مختلف متفاوت است، نیاز به محاسبه قیمت انرژی است. این موضوع یک مسئله تسویه قیمت بازار است که بر عهده اپراتور بازار است. اپراتور بازار در این بخش مقید به محدودیت‌های شبکه است و همچنین کمینه‌سازی هزینه منابع تولید انرژی را بر عهده دارد. به عبارتی این منابع و شبکه‌ها تحت مالکیت اپراتور بازار است. در این شرایط مدل (۲) و (۱۹) تا (۴۰) برای مدل‌سازی تسویه بازار در طرح پیشنهادی استفاده گردید. قابل توجه است که در این مقاله فرض شده است که اپراتور هاب‌ها در هماهنگی دوطرفه با اپراتور بازار قرار دارد؛ به‌طوری‌که اپراتور هاب‌ها داده‌های خود را به اپراتور بازار می‌فرستد و اپراتور بازار براساس مدل شبکه، پروفیل بهینه توان هاب‌ها را تعیین می‌کند. با این فرض، هر هاب می‌تواند به‌طور مستقیم با اپراتور بازار ارتباط داشته باشد یا اینکه گروهی از هاب‌ها با انتخاب یک نماینده با اپراتور بازار در ارتباط دوطرفه باشد. اما در این مقاله فرض شده که هاب‌ها اپراتور بازار را به‌عنوان نماینده خود قرار دهند.

۲.۲. مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها

در طرح پیشنهادی پارامترهایی از قبیل بار، G_D, H_D, Q_D, P_D و توان تجدیدپذیر (P_{WT}) به‌صورت عدم قطعیت هستند. در این بخش برای ارزیابی دقیق انعطاف‌پذیری از بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مذکور استفاده می‌شود. برای این منظور از ترکیب مکانیزم چرخ رولت و روش کانتروپچ [۲۴] استفاده می‌گردد. در این روش، ابتدا مکانیزم چرخ رولت تعداد بالایی سناریو تولید می‌کند. در هر سناریو، میزان پارامترهای عدم قطعیت براساس مقدار میانگین و انحراف معیار خودشان به‌صورت تصادفی تعیین می‌شود. در هر سناریو مقادیر تمامی پارامترهای عدم قطعیت وجود دارد. سپس احتمال پارامترهای بار از تابع چگالی احتمال نرمال محاسبه می‌شود. تابع چگالی احتمال ویبول نیز برای محاسبه احتمال توان تجدیدپذیر سیستم بادی استفاده می‌شود. احتمال هر سناریوی تولیدشده برابر حاصل‌ضرب احتمال عدم قطعیت‌هاست. در ادامه روش کانتروپچ

حرارتی تولیدی 100 MW (صفر) است که مکان آن‌ها در شکل (۱) -۱) (ب) معین است. قیمت بهره‌برداری (β^H) برای HGU های اول و دوم به ترتیب برابر $11/4\ \$/MWh$ و $15/1\ \$/MWh$ است [۱۷]. گره‌های حرارتی ۳، ۴، ۸، ۹ و ۱۲ دارای پیک بار حرارتی 16 MW و پیک بار حرارتی در گره‌های ۷، ۱۰ و ۱۴ مقدار 24 MW و گره ۱۳ دارای پیک بار حرارتی 40 MW است [۱۷]. در شبکه گازی، فشار مینا برابر 100 bar و توان گازی مینا نیز برابر 1000 MW است. فشار در بازه مجاز $[0/95-1/05]$ قرار می‌گیرد و فشار در گره مرجع (۱) برابر $p.u.$ ۱ می‌باشد که مشخصات خط لوله‌ها در مرجع [۲۰] ذکر شده است. آن دارای ۳ چاه گازی $^3(GW)$ است که مکان آن‌ها در شکل (۱-ج) نمایش داده شده است. GW های اول تا سوم به ترتیب دارای حداکثر ظرفیت 3300 MW ، 3000 MW و 3000 MW است و حد پایین توان گازی تولیدی آن‌ها برابر صفر است. قیمت بهره‌برداری (β^G) آن‌ها نیز به ترتیب برابر $0/6\ \$/MWh$ ، $0/6\ \$/MWh$ و $0/8\ \$/MWh$ است [۲۰]. گره‌های گازی ۲، ۴ و ۵ دارای بار گازی هستند که به ترتیب دارای 50% ، 33% و 17% از بار کل مصرفی این شبکه‌اند. پیک بار کل در شبکه گازی برابر 5000 MW است. بار ساعتی از حاصل ضرب پیک بار و ضریب بار می‌شود. منحنی روزانه ضریب بار در سه شبکه یادشده در شکل (۲-الف) ترسیم شده است [۲۰ و ۶]. در این شبکه‌ها ۵ هاب انرژی وجود دارد که مشخصات آن‌ها و عناصرشان در جدول (۱) بیان شده است. فرض شده که بار EH ها برابر 50% بار موجود در مکان EH ها است. در این EH ها منبع تجدیدپذیر مانند مزارع بادی وجود دارد که توان اکتیو تولیدی در هر ساعت برابر حاصل ضرب ظرفیت آن و نرخ توان تولیدی آن است [۶]. منحنی روزانه مورد انتظار نرخ توان تولیدی این منبع تجدیدپذیر در شکل (۲-ب) ارائه شده است [۲۶]. در ادامه برای اینکه انعطاف‌پذیری بالایی برای EH ها حاصل شود، تفرانس انعطاف‌پذیری (ε_F) برابر $0/05\text{ MW}$ لحاظ شده است. برای حل مسئله پیشنهادی، مقدار اولیه قیمت انرژی در شبکه‌های مختلف برابر با کمترین قیمت سوخت واحدهای تولید لحاظ شده و همچنین گام بهنگام‌سازی قیمت انرژی برابر $0/05$ لحاظ می‌گردد. انحراف معیار عدم قطعیت‌ها برابر $1/10$ لحاظ شده است. مکانیزم چرخ رولت 1000 سناریو برای پارامترهای عدم قطعیت تولید می‌کند، سپس روش کانتروپج 40 سناریو تولیدشده را به مسئله اعمال می‌کند.

مقدار مشخص به متغیرهای دوگان داده می‌شود و سپس مسئله (۴۱) تا (۴۲) حل می‌گردد. در ادامه اگر قید تعادل توان ($a - b = 0$) برآورده شده بود، راه‌حل به دست آمده معرف نقطه بهینه است. در غیر این صورت میزان متغیرهای دوگان بایستی بهنگام‌سازی شود. برای این منظور اگر قیود $a - b$ مقدار بیشتر (کمتر) از صفر داشت، مقدار متغیر دوگان بایستی در مرحله بهنگام‌سازی نسبت به مرحله قبل با یک گام مشخص کاهش (افزایش) یابد. این مراحل تا برآورده شدن قید تعادل توان بایستی تکرار شوند. در برآورد قید تعادل فرض می‌شود که $\varepsilon \leq |a - b|$ حاصل شود، که ε برابر تفرانس روش تابع جریمه است که مقدار آن نزدیک به صفر است [۲۵].

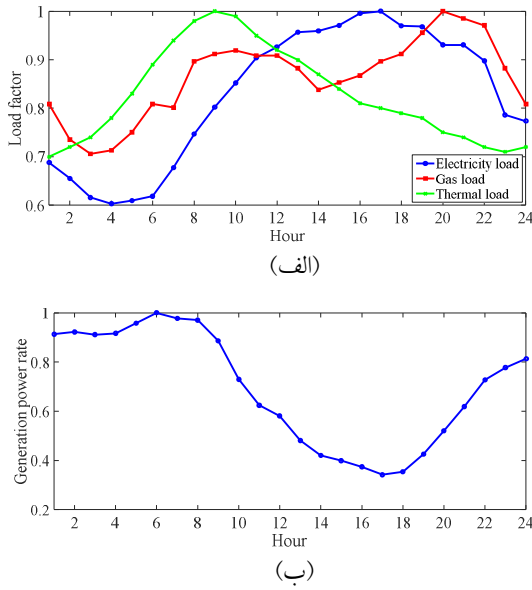
۴. نتایج عددی

۱.۴. داده‌ها

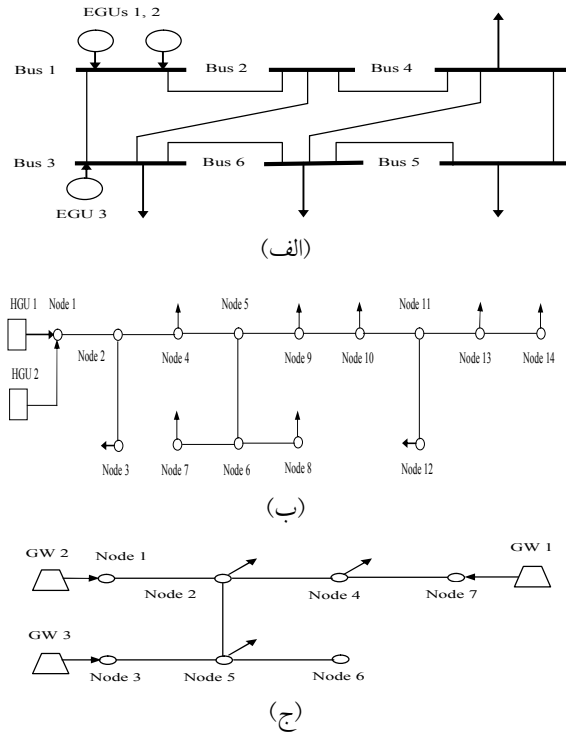
طرح پیشنهادی در این بخش بر روی شبکه انتقال الکتریکی ۶ باسه $IEEE$ اصلاح شده، شبکه گاز ۷ گرهی و سیستم حرارت ۱۴ گرهی همانند شکل (۱) اعمال می‌گردد. در شبکه الکتریکی باس ۱ به‌عنوان باس مرجع، ولتاژ مینا برابر 230 kV و توان مینا 100 MVA است. دامنه ولتاژ مجاز در بازه $[0/95-1/05]$ پیرویت قرار دارد. مشخصات خطوط انتقال در مرجع [۲۰] ارائه شده که مقاومت هر خط انتقال 10% راکتانس همان خط است. در این شبکه سه واحد تولید الکتریکی $^1(EGU)$ وجود دارد که مکان آن‌ها در شکل (۱-الف) مشخص است. حد بالای توان اکتیو تولیدی EGU های اول تا سوم به ترتیب برابر 155 MW ، 320 MW و 197 MW و حد پایین توان اکتیو آن‌ها برابر صفر است. حد بالا (پایین) توان راکتیو آن‌ها به ترتیب برابر 60 MVAR ، (-60) ، 130 MVAR ، (-130) و 80 MVAR ، (-80) و قیمت سوخت (β^E) آن‌ها نیز به ترتیب برابر $0/5\ \$/MWh$ ، $20/7\ \$/MWh$ و $13/8\ \$/MWh$ است [۲۰]. در این شبکه، باس‌های ۳ تا ۶ دارای بار مصرفی هستند که به ترتیب 19% ، 27% ، 27% و 27% از بار کل شبکه الکتریکی را به خود اختصاص می‌دهند. پیک بار اکتیو کل این شبکه برابر 400 MW است که دارای ضریب قدرت $0/95$ پس‌فاز است (پیک بار راکتیو در حدود $131/5\text{ MVAR}$ ($400 \times \tan(\cos^{-1}(0.95))$)). در شبکه حرارتی، دمای مینا برابر OC 100 و توان مینا 100 MW است. حد پایین و بالای دما برابر $p.u.$ $0/95$ و $1/05\text{ p.u.}$ و میزان دما در گره مرجع (۱) برابر $p.u.$ ۱ است. مشخصات خط لوله‌ها در مرجع [۱۷] بیان شده است. این شبکه نیز دارای دو واحد تولید حرارتی $^2(HGU)$ با حداکثر (حداقل) توان

1. Electricity Generation Unit (EGU)
2. Heat Generation Unit (HGU)

3. Gas Wells (GW)



شکل (۲): منحنی روزانه مورد انتظار، الف) ضریب بار [۶ و ۲۰]؛
ب) نرخ توان تولیدی مزرعه بادی [۲۶]



شکل (۱): سیستم مورد مطالعه، الف) شبکه انتقال ۶ باسه IEEE اصلاح شده [۲۰]؛ ب) شبکه حرارت ۱۴ گرهی [۱۷]؛ ج) شبکه گاز ۷ گرهی [۲۰]

جدول (۱): مشخصات عناصر EHها [۳، ۵-۷، ۲۰]

	مکان (b, n, g)	ظرفیت مزرعه (MW)	CHP data			ψ (%)
			η_{th}	η_{el}	η_{ch}	
۱	- - ۵	۴۰	-	-	-	۴۰
۲	- - ۶	۴۰	-	-	-	۴۰
۳	۷, ۱۳, ۴	-	۴۰, ۹, ۴۰	۰ / ۹۰	۰ / ۴۶	۴۰
۴	۵, ۱۰, ۳	-	۴۰, ۹, ۴۰	۰ / ۷۰	۰ / ۳۶	۴۰
۵	۴, ۷, ۲	۲۰	۴۰, ۹, ۴۰	۰ / ۶۰	۰ / ۳۰	۴۰
EH	EES data			TES data		
	η_{es}	η_{de} (%)	CR_{EES}, DR_{EES} (MWh)	$\underline{E}_{EES}, \bar{E}_{EES}, \hat{E}_{EES}$ (MWh)	η_{es}	η_{dt} (%)
۱	۹۰, ۹۰	۳۰, ۳۰	۱۰, ۹۰, ۱۰	-	-	-
۲	۹۰, ۹۰	۳۰, ۳۰	۱۰, ۹۰, ۱۰	-	-	-
۳	-	-	-	۷۶, ۷۶	۴۵, ۴۵	۱۵, ۱۳۰, ۱۵
۴	-	-	-	۷۶, ۷۶	۳۰, ۳۰	۱۰, ۹۰, ۱۰
۵	۹۰, ۹۰	۱۵, ۱۵	۵, ۵۰, ۵	۷۶, ۷۶	۲۰, ۲۰	۵, ۶۰, ۵

گازی EHها و عناصر آن به ازای $\epsilon_F = 0.05 MW$ ارائه شده است. براساس شکل (۳-الف) و مقایسه آن با شکل (۲-ب)، مزارع بادی در تمام ساعات، توان اکتیوی برابر حداکثر ظرفیت خود متناسب با شرایط آب و هوایی را به EH تزریق می کنند. برای مثال، براساس شرایط آب و هوایی، نرخ توان تولیدی مزارع بادی براساس شکل (۲-ب) در ساعت ۶:۰۰ برابر ۱ است. مجموع ظرفیت نصب شده مزارع

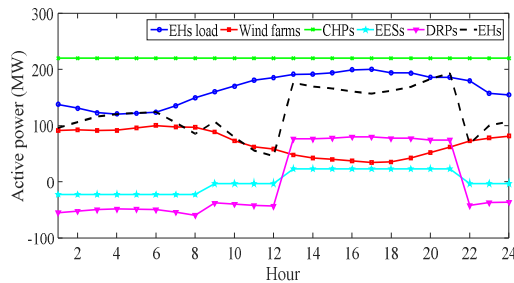
۲.۴. نتایج

طرح پیشنهادی با داده های بخش پیشین در محیط نرم افزار بهینه سازی GAMS شبیه سازی می شود و از حل کننده CPLEX برای استخراج راه حل بهینه استفاده می گردد [۲۷].

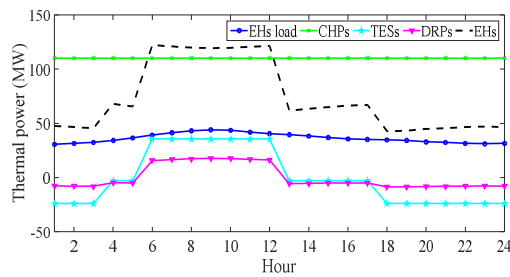
الف) بررسی وضعیت عملکرد EHها

در شکل (۳) منحنی روزانه مورد انتظار توان اکتیو، حرارتی و

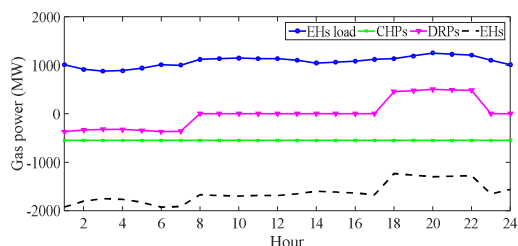
ساعات ثابت است. DRP در ساعات پرباری گازی (۱۸:۰۰-۲۲:۰۰ براساس شکل ۲-الف) در مد دشارژ هستند و در ساعات کم‌باری گازی (۱:۰۰-۷:۰۰ براساس شکل ۲-الف) در مد شارژ هستند. توجه شود که عملکرد ذخیره‌سازها و DRP متناسب با کمینه‌سازی هزینه انرژی و بیشینه‌سازی سود EH است. آن‌ها در ساعات کم‌باری در مد شارژ هستند؛ زیرا در این شرایط واحدهای تولیدی با قیمت سوخت پایین در شبکه حضور دارند. پس انتظار می‌رود قیمت انرژی پایین باشد [۲۲]. ولی عکس این موضوع در ساعات پرباری صادق است. در این شرایط عملکرد ذخیره‌سازی متناظر با بهبود شرایط اقتصادی EH و شبکه‌ها خواهد بود. در نهایت براساس شکل (۳-ج)، EH در تمام ساعات بهره‌برداری مصرف‌کننده انرژی گازی هستند، زیرا CHP مصرف‌کننده گاز است.



(الف)



(ب)



(ج)

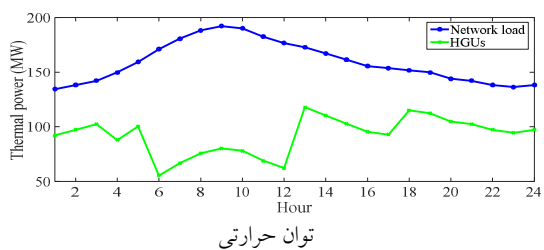
شکل (۳): منحنی روزانه مورد انتظار، الف) توان اکتیو؛ ب) توان

حرارتی؛ ج) توان گازی تمامی EH و عناصر آن‌ها با $\epsilon_F = 0.05$ MW

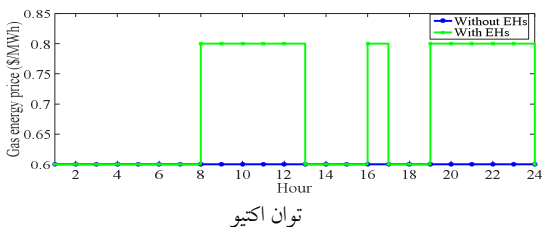
ب) بررسی وضعیت اقتصادی EH و شبکه‌های انرژی در شکل (۴) منحنی روزانه توان تولیدی EGU ، HGU و GW به همراه میانگین قیمت انرژی در شبکه‌های الکتریکی، گازی و

بادی در EH براساس جدول (۱) برابر 100 MW است. براساس شکل (۳-الف)، مزارع بادی در ساعت ۶:۰۰ در حدود 100 MW به EH تزریق می‌کنند. علاوه بر این، CHP نیز براساس شکل (۳-الف) توان اکتیوی برابر با حداکثر ظرفیت خود (220 MW ظرفیت نصب‌شده CHP در همه EH) به EH تزریق می‌کنند. براساس رابطه (۱)، EH تمایل دارند که سود خود را در سه بازار انرژی الکتریکی، حرارتی و گازی بالا ببرند. از آنجاکه CHP تولیدکننده انرژی الکتریکی-حرارتی و مصرف‌کننده انرژی گازی است و همچنین قیمت بهره‌برداری منابع الکتریکی و حرارتی نسبت به قیمت سوخت منابع گازی بالاتر است، CHP توان اکتیو بالایی را به EH تزریق می‌کند تا اینکه سود EH را بیشینه کند. براساس شکل (۳-الف)، EES و DRP در ساعات پرباری الکتریکی (۱۳:۰۰-۲۱:۰۰ براساس شکل (۲-الف)) در مد دشارژ هستند و توان اکتیو به EH تزریق می‌کنند ولی آن‌ها در ساعات دیگر در مد شارژ هستند و توان اکتیو از EH دریافت می‌کنند. براساس شکل (۲-الف)، بار مصرفی شبکه در ساعات ۱۳:۰۰-۲۱:۰۰ بالاست. توجه شود که منبع تجدیدپذیر مانند مزرعه بادی در تمام ساعات بهره‌برداری، توان اکتیو تولید می‌کند؛ پس نیاز است که در تمام ساعات انعطاف‌پذیری EH مدیریت شوند. بنابراین EES و DRP همواره توان اکتیو خود را کنترل می‌کنند تا اینکه انعطاف‌پذیری را ارتقا دهند. در نهایت منحنی مشکی چین‌دار در شکل (۳-الف) نمودار زمانی توان اکتیو EH را ارائه می‌دهد که از رابطه (۲) قابل استخراج است. براساس این منحنی، EH در تمام ساعات نقش تولیدکننده انرژی را دارند، به طوری که در ساعات پرباری توان بالاتری را تولید می‌کنند؛ زیرا در ساعات پرباری EES ، DRP و منابع به EH توان اکتیو تزریق می‌کنند.

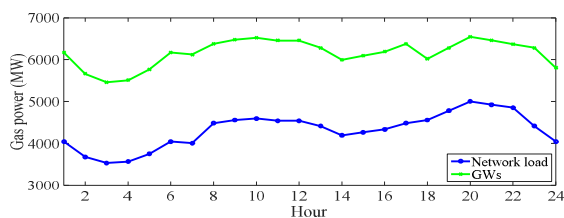
در شکل (۳-ب) منحنی توان حرارتی EH و عناصر آن رسم شده است. توان حرارتی CHP در تمام ساعات بهره‌برداری ثابت است؛ زیرا توان اکتیو آن براساس شکل (۳-الف) ثابت است. TES و DRP نیز در ساعات پرباری حرارتی (۶:۰۰-۱۲:۰۰ براساس شکل ۲-الف) در مد دشارژ هستند و در دیگر ساعات در مد شارژ قرار می‌گیرند. TES و DRP نیز در تمام ساعات کنترل توان حرارتی را بر عهده دارند. این موضوع در راستای ارتقای انعطاف‌پذیری EH در بخش حرارتی در حضور CHP است. براساس شکل (۳-ب)، EH در تمام ساعات بهره‌برداری تولیدکننده انرژی حرارتی هستند. در شکل (۳-ج) نیز منحنی عملکرد گازی EH و عناصر آن ارائه شده است. توان گازی CHP در تمام



(ب)



توان اکتیو



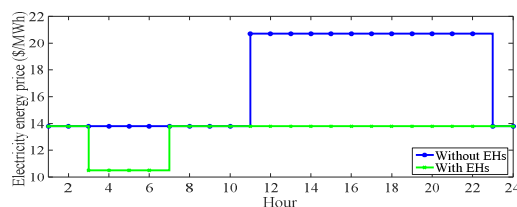
توان گازی

(ج)

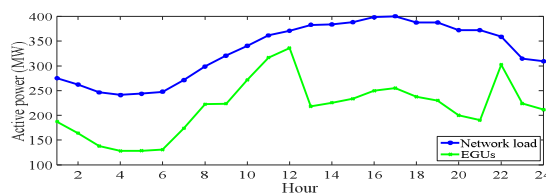
شکل (۴): منحنی روزانه مورد انتظار توان و میانگین قیمت انرژی در شبکه، الف) الکتریکی؛ ب) حرارتی؛ ج) گازی به ازای $\epsilon_F = 0.05 MW$

در جدول (۲) میزان سود EH و هزینه انرژی شبکه‌ها ($Cost$) به ازای مقادیر مختلف تیرانس انعطاف‌پذیری بیان شده است. براساس این جدول مشاهده می‌گردد که EH در دو بازار انرژی الکتریکی و حرارتی توانایی کسب درآمد دارند؛ زیرا براساس شکل (۳)، آن‌ها در تمام ساعات تولیدکننده انرژی‌های الکتریکی و حرارتی بوده‌اند. اما عکس این موضوع در بازار انرژی گازی برقرار است. به‌طور کلی EH در بازار انرژی توانسته‌اند که دارای سود باشند که میزان آن برای $\epsilon_F = 0.05 MW$ برابر $\$ 34429$ است. اما افزایش اهمیت انعطاف‌پذیری (کاهش ϵ_F) موجب کاهش انعطاف‌پذیری می‌گردد. زیرا در این شرایط، ذخیره‌سازها و DRP همانند شکل (۳) در بیشتر ساعات در مد شارژ خواهند بود، لذا سطح توان تولیدی EH کاهش می‌یابد. پیرو این موضوع سود آن‌ها کاهش خواهد یافت. علاوه بر این، در مورد بدون EH ، هزینه انرژی شبکه مقدار بالایی دارد؛ به‌طوری که میزان کل هزینه برابر $\$ 275642$ است ولی حضور EH منجر به کاهش این هزینه می‌شوند؛ به‌طوری‌که در شرایط انعطاف‌پذیری ۱۰۰٪ ($\epsilon_F = 0$) در حدود $\$ 220971$ است که نسبت به مورد بدون EH در حدود $19/8\%$ ($275642 - 220971$) -

حرارتی به ازای $\epsilon_F = 0.05 MW$ ترسیم شده است. براساس شکل (۴)، عملکرد بهینه EH متناسب با شکل (۳) باعث شده است که توان تولیدی EGU و HGU نسبت به مورد بدون EH کاهش یابد، ولی توان تولیدی GW در این شرایط افزایش می‌یابد؛ زیرا CHP در EH مصرف‌کننده انرژی گازی هستند. لذا EH همانند شکل (۳) مصرف‌کننده گاز هستند. در مورد بدون EH ، قیمت انرژی الکتریکی بین $\$ 13/8$ و $\$ 20/7$ متغیر بوده است؛ زیرا در این حالت به استفاده از EGU با قیمت سوخت بالا ($EGU2$) نیاز دارد. ولی در موردی که EH حضور دارند، قیمت انرژی الکتریکی در بیشتر ساعات در حدود $\$ 13/8$ است و ساعات کم‌باری مانند ۳:۰۰-۶:۰۰ به $\$ 10/5$ کاهش می‌یابد. چنین شرایطی برای قیمت انرژی حرارتی نیز وجود دارد؛ به‌طوری که در مورد بدون EH ، قیمت انرژی حرارتی در تمام ساعات بهره‌برداری در حدود $\$ 15/1$ می‌باشد، زیرا در این مورد HGU با قیمت سوخت بالا ($HGU2$) در تأمین انرژی حرارتی نقش دارد؛ ولی در مورد حضور EH ، قیمت انرژی حرارتی در برخی ساعات به $\$ 11/4$ کاهش یافته است. اما توجه شود که حضور EH منجر به افزایش قیمت انرژی گازی در برخی ساعات بهره‌برداری می‌شود، زیرا EH براساس شکل (۴) موجب افزایش گاز مصرفی در شبکه گاز می‌شوند.

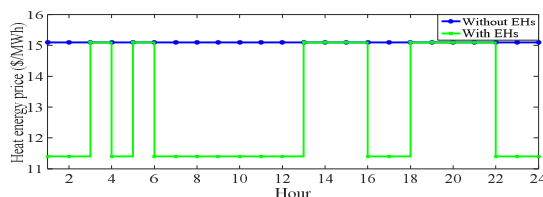


قیمت انرژی الکتریکی



توان اکتیو

(الف)



قیمت انرژی حرارتی

شرایط اهمیت انعطاف‌پذیری کاهش می‌یابد. لذا عملکرد EH ها برای بهبود وضعیت شاخص‌های اقتصادی و بهره‌برداری است. همچنین در شبکه گازی نیاز به مدیریت انعطاف‌پذیری نیست، لذا شاخص‌های آن به انعطاف‌پذیری وابسته نیستند.

جدول (۳): مقادیر شاخص‌های بهره‌برداری به‌ازای مقادیر مختلف ترانس

تابع	بدون هاب‌ها	با هاب‌ها		
		$\varepsilon F = 0$	$\varepsilon F = 0.05$ MW	$\varepsilon F = 0.1$ MW
تلفات انرژی الکتریکی	۳۹۶۸	۲/۳۲۲	۲/۰۳۱	۱/۹۱۱
شبکه حرارت (p.u.)	۲/۲۸۹	۱/۳۵۶	۱/۱۸۳	۱/۱۹۴
شبکه گازی	۷/۲۵۲	۸/۸۷۴	۸/۸۷۴	۸/۷۴۸
کل	۱۳/۵۰۹	۱۲/۵۵۲	۱۲/۰۸۸	۱۱/۹۷۹
حداکثر ولتاژ (p.u.)	۰/۰۴۱	۰/۰۳۳	۰/۰۳۲	۰/۰۳۰
دما (p.u.)	۰/۰۴۸	۰/۰۴۰	۰/۰۳۹	۰/۰۳۷
فشار (p.u.)	۰/۰۴۱	۰/۰۴۳	۰/۰۴۳	۰/۰۴۳
حداکثر ولتاژ (p.u.)	۰/۰۲۱	۰/۰۱۷	۰/۰۱۸	۰/۰۱۹
دما (p.u.)	۰	۰/۰۱۰	۰/۰۱۱	۰/۰۱۲
فشار (p.u.)	۰/۰۱۲	۰/۰۱۰	۰/۰۱۰	۰/۰۱۰

۵. نتیجه‌گیری

در این مقاله مشارکت هاب‌های انرژی منعطف متصل به شبکه در بازار انرژی روز فروش متناظر با مدل تسویه قیمت بازار ارائه گردید. مسئله پیشنهادی پیشنهادی بسط‌سازی اختلاف سود هاب‌ها در بازار مذکور و هزینه واحدهای تولیدی با رعایت قیود عملکرد منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو در قالب هاب، محدودیت انعطاف‌پذیری هاب‌ها و مدل پخش توان بهینه شبکه‌های انرژی فرمول‌بندی گردید. بهینه‌سازی تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار و توان تجدیدپذیر استفاده شد. الگوریتم تابع جریمه، یک مدل یکپارچه برای محاسبه همزمان متغیرهای اصلی و برخی از متغیرهای دوگان (قیمت انرژی) برای طرح پیشنهادی را به دست آورد. در نهایت براساس نتایج عددی مشاهده گردید که مدیریت بهینه منابع، ذخیره‌سازها و بارهای پاسخ‌گو در EH باعث شد که EH در بیشتر ساعات تولیدکننده انرژی حرارتی و الکتریکی باشند. بنابراین علاوه بر اینکه سود بالایی برای EH از بازار انرژی حاصل گردید، هزینه بهره‌برداری شبکه‌ها نیز در حدود ۱۹/۸٪ نسبت به مورد بدون هاب‌ها در شرایط انعطاف‌پذیری ۱۰۰٪ کاهش یافت. البته حضور هاب‌ها منجر به کاهش ۷/۱٪ تلفات انرژی، ۱۹/۵٪ افت ولتاژ و ۱۶/۷٪ نسبت به مورد بدون EH در شرایط انعطاف‌پذیری بالا گردید. این وضعیت متناسب با افزایش ۴/۹٪ افت فشار و ایجاد اضافه‌ولتاژ، فشار و دمای بین ۰/۱ p.u. تا ۰/۰۲ p.u. است.

کاهش دارد. با افزایش ترانس انعطاف‌پذیری (کاهش اهمیت انعطاف‌پذیری) هزینه نسبت به $\varepsilon F = 0$ کاهش می‌یابد؛ زیرا در این شرایط، EH قادرند که توان بیشتری تولید کنند. این موضوع باعث می‌گردد که سطح توان تولیدی واحدهای تولید کاهش یابد، لذا هزینه کاهش می‌یابد.

جدول (۲): مقدار شاخص‌های اقتصادی هاب‌های انرژی و شبکه‌های

تابع	بدون هاب‌ها	انرژی به‌ازای مقادیر مختلف ترانس انعطاف‌پذیری		
		$\varepsilon F = 0$	$\varepsilon F = 0.05$ MW	$\varepsilon F = 0.1$ MW
سود	-	۳۶۶۱۱	۳۹۴۷۷	۴۱۱۱۷
بازار حرارت	-	۱۹۲۵۱	۲۱۷۸۴	۲۲۹۸۵
بازار گازی	-	-۲۶۸۳۲	-۲۶۸۳۲	-۲۶۸۳۲
کل	-	۲۹۰۳۰	۳۴۴۲۹	۳۷۱۷۰
شبکه الکتریکی	۱۴۸۰۶۰	۸۱۳۶۷	۶۹۹۹۹	۶۵۴۱۷
شبکه حرارت	۶۱۰۶۴	۳۶۷۸۴	۲۸۷۹۶	۲۶۱۱۵
شبکه گازی	۶۶۵۱۸	۱۰۲۸۲۰	۱۰۲۸۲۰	۱۰۲۸۲۰
کل	۲۷۵۶۴۲	۲۲۰۹۷۱	۲۰۱۶۱۵	۱۹۴۳۵۲

ج) ارزیابی وضعیت بهره‌برداری شبکه‌های انرژی

در جدول (۳) میزان شاخص‌های بهره‌برداری مانند تلفات انرژی، حداکثر افت ولتاژ، فشار، دما و حداکثر اضافه ولتاژ، دما و فشار به‌ازای مقادیر مختلف ترانس انعطاف‌پذیری گزارش شده است. در این جدول مشاهده می‌شود که بیشترین تلفات انرژی در شبکه الکتریکی و حرارتی، بیشترین افت ولتاژ و دما در مورد بدون EH وجود دارد. ولی حضور EH مبتنی بر طرح پیشنهادی قادر است که مقادیر این شاخص‌ها را به ترتیب در حدود ۴۱/۵٪، ۴۰/۸٪، ۱۹/۵٪ و ۱۶/۷٪ در شرایط انعطاف‌پذیری ۱۰۰٪ ($\varepsilon F = 0$) نسبت به مورد بدون EH کاهش دهد. این شرایط متناظر با ایجاد حداکثر اضافه ولتاژ و دما به ترتیب در حدود ۰/۱۷ p.u. و ۰/۱۰ p.u. است که از مقدار مجاز خود (۰/۰۵ p.u. - ۱/۰۵) کمترند. ولی در شبکه گازی، حضور EH موجب افزایش تلفات انرژی افت فشار می‌شوند؛ به‌طوری‌که این شاخص‌ها به ترتیب در حدود ۲۲/۴٪ و ۴/۹٪ نسبت به مورد بدون EH در شرایط انعطاف‌پذیری ۱۰۰٪ افزایش داشته‌اند. حداکثر اضافه‌ولتاژ نیز در حدود ۰/۰۱ p.u. است که از مقدار مجاز کمتر است. توجه شود که با شرایط مذکور، EH متناظر با طرح پیشنهادی توانسته‌اند که کل تلفات انرژی را در حدود ۷/۱٪ نسبت به مورد بدون EH در شرایط انعطاف‌پذیری بالا کاهش دهند. علاوه بر این، افزایش ترانس انعطاف‌پذیری موجب بهبود وضعیت شاخص‌های بهره‌برداری در شبکه‌های الکتریکی و حرارتی می‌شوند و شاخص‌های بهره‌برداری در شبکه گاز بدون تغییرند؛ زیرا در این

فهرست علائم

حدافل و حداکثر توان حرارتی (MW) CHP	$\underline{H}_{CHP}, \bar{H}_{CHP}$	اندیس‌ها	b, n, g
حدافل و حداکثر توان حرارتی واحد تولید حرارتی (MW)	$\underline{H}_G, \bar{H}_G$	باس الکتریکی، گره حرارتی، گره گازی	i
حداکثر توان حرارتی عبوری از خط لوله (MW)	\bar{H}_L	اندیس کمکی متناظر باس الکتریکی، یا گره حرارتی یا گره گازی	l
ماتریس تلاقی EH و باس الکتریکی، EH و گره حرارتی، EH و گره گازی	I^E, I^H, I^G	ساعت بهره‌برداری و سناریو	t, w
ماتریس تلاقی باس و خط انتقال، ماتریس تلاقی گره و خط لوله حرارتی، ماتریس تلاقی گره و خط لوله گازی	L^E, L^H, L^G	متغیرها	
حدافل و حداکثر توان اکتیو تولیدی CHP (MW)	$\underline{P}_{CHP}, \bar{P}_{CHP}$	توان حرارتی TES در مد شارژ و دشارژ (MW)	H_{CH}, H_{DCH}
بار اکتیو (MW) ، راکتیو $(MVar)$ ، حرارتی (MW) و گازی (MW)	P_D, Q_D, H_D, G_D	توان اکتیو EES در مد شارژ و دشارژ (MW)	P_{CH}, P_{DCH}
حدافل و حداکثر توان اکتیو واحد تولید الکتریکی (MW)	$\underline{P}_G, \bar{P}_G$	توان اکتیو، حرارتی و گازی CHP برحسب MW	$P_{CHP}, H_{CHP}, G_{CHP}$
توان اکتیو تولیدی مزارع بادی (MW)	P_{WT}	توان اکتیو، حرارتی و گازی در DRP برحسب MW	P_{DR}, H_{DR}, G_{DR}
حدافل و حداکثر توان راکتیو واحد تولید الکتریکی $(MVar)$	$\underline{Q}_G, \bar{Q}_G$	توان اکتیو، حرارتی و گازی EH (MW)	P_{EH}, H_{EH}, G_{EH}
تابع علامت (اگر $\kappa_i > \kappa_j$ ، آن برابر ۱ است، در غیر این صورت آن برابر ۱- است.)	$sign(\kappa_i, \kappa_j)$	توان اکتیو (MW) و راکتیو $(MVar)$ واحد تولید الکتریکی، و توان گازی (MW) چاه گازی	P_G, Q_G, H_G, G_G
حداکثر توان ظاهری عبوری از خط انتقال (MVA)	\bar{S}_L	توان اکتیو (MW) و راکتیو $(MVar)$ خط انتقال، توان حرارتی (MW) و گازی (MW) عبوری از خط لوله	P_L, Q_L, H_L, G_L
حدافل و حداکثر دامنه ولتاژ $(p.u.)$	\underline{V}, \bar{V}	سود EH در بازار انرژی روز فروش (\$) دما و فشار برحسب پریونیت $(p.u.)$	$Profit$
حدافل و حداکثر دما $(p.u.)$	\underline{T}, \bar{T}	متغیر باینری مربوط به عملکرد شارژ/ دشارژ EES و TES	T, κ
قیمت سوخت واحدهای تولید الکتریکی، حرارتی و گازی $(\$/MWh)$	$\beta^E, \beta^H, \beta^G$	قیمت انرژی محلی الکتریکی، حرارتی و گازی ولتاژ $(p.u.)$ و زاویه ولتاژ (رادیان)	x_{EES}, x_{TES}
ثابت گازی خط لوله $(p.u.)$	δ		$\gamma^E, \gamma^H, \gamma^G$
تیرانس انعطاف‌پذیری (MW)	ϵ_F		V, ν
راندمان شارژ و دشارژ در ESS	η_{ce}, η_{de}	سوسپتانس و رسانایی خط انتقال $(p.u.)$	ثابت‌ها
راندمان شارژ و دشارژ در TES	η_{cb}, η_{dt}	نرخ شارژ و دشارژ EES (MW)	B_L, G_L
راندمان توربین، تلفات و حرارتی در CHP	$\eta_{nb}, \eta_{lo}, \eta_{he}$	نرخ شارژ و دشارژ TES (MW)	CR_{EES}, DR_{EES}
حدافل و حداکثر فشار $(p.u.)$	$\underline{\kappa}, \bar{\kappa}$	حدافل و حداکثر انرژی قابل ذخیره در EES و انرژی اولیه EES (MWh)	CR_{TES}, DR_{TES}
احتمال سناریو	ρ	حدافل و حداکثر انرژی قابل ذخیره در TES و انرژی اولیه TES (MWh)	$\underline{E}_{EES}, \bar{E}_{EES}, \hat{E}_{EES}$
ثابت حرارتی خط لوله $(p.u.)$	σ	حداکثر توان گاز عبوری از خط لوله (MW)	$\underline{E}_{TES}, \bar{E}_{TES}, \hat{E}_{TES}$
نرخ مشارکت مصرف‌کننده‌ها در DRP	ψ	حدافل و حداکثر توان گازی تولیدی چاه (MW)	$\bar{G}_L, \underline{G}_G, \bar{G}_G$

مراجع

- [1] Kohensal, O., Zadehbagheri, M., Kiani, M.J., Nejatian, S., "Fuzzy decision-based energy management of energy grids with hubs considering participation of hubs and

networks in the energy markets", International Journal of Energy Research, Vol. 2023, 2023. <https://doi.org/10.1155/2023/4321087>

- [2] Esmaeili Shayan, M., Najafi, Gh., Esmaeili Shayan, S., "Smart micro-grid electrical energy management: techno-economic assessment", Energy Engineering and Management, Vol.1, No.13, pp. 90-101, 2023. <https://doi.org/10.22052/jeem.2023.113605>
- [3] Kazemi, M., Yeganeh Salehpour, S., Shahbaazy, F., Behzadpoor, S., Pirouzi, S., Jafarpour, S., "Participation of energy storage-based flexible hubs in day-ahead reserve regulation and energy markets based on a coordinated energy management strategy", International Transactions on Electrical Energy Systems, Vol. 2022, PP. 17, 2022. <https://doi.org/10.1155/2022/6481531>
- [4] Bozhorvari, S. A., "Planning and flexible operation of stationary and mobile energy storage systems in smart distribution systems with photovoltaic sources", PhD Thesis, Shiraz University of Technology, 2017.
- [5] Afrashi, K.A., "Resistant exploitation of multi-carrier energy systems", PhD thesis, Islamic Azad University, Maroodasht branch, 2017 .
- [6] Afrashi, K., Bahmani-Firouzi, B., Nafar, M., "IGDT-Based Robust Optimization for Multicarrier Energy System Management", Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering, Vol. 45, pp. 155-169, 2021. <http://dx.doi.org/10.1007/s40998-020-00356-y>
- [7] Zafarani, H.R. Taher, S.A. Shahidehpour, M. "Robust operation of a multicarrier energy system considering EVs and CHP units", Energy, Vol. 192, pp.1-12, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116703>
- [8] Melekijavan, A., Aslinezhad M., Zafarani H.R., "Reliability-based Operation in Energy Hubs with Several Energy Networks", International Journal of Industrial Electronics, Control and Optimization, Vol. 4, pp. 433-444, 2021. <https://doi.org/10.22111/ieco.2021.36021.1310>
- [9] Jadidbonab, M. Dolatabadi, A. Mohammadi-Ivatloo, B. Abapour, M. Asadi, S., "Risk-constrained energy management of PV integrated smart energy hub in the presence of demand response program and compressed air energy storage", IET Renewable Power Generation, Vol. 13, No. 6, pp. 998-1008, 2019. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.6018>
- [10] Moazeni S., Miragha A. H., Defoumy B., "A Risk-Averse Stochastic Dynamic Programming Approach to Energy Hub Optimal Dispatch", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, No. 3, pp. 2169-2178, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2882549>
- [11] Majidi, M., Zare, K., "Integration of Smart Energy Hubs in Distribution Networks under Uncertainties and Demand Response Concept", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 34, nNo. 1, pp. 566-574, 2019. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2867648>
- [12] George-Williams, H., Wade, N., Carpenter, R.N., "A probabilistic framework for the techno-economic assessment of smart energy hubs for electric vehicle charging", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 162, pp. 112386, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112386>
- [13] Nasir, M., Rezaee Jordehi, A., Alavi Matin, S.A., Sohrabi Tabar, V., Tostado-Véliz, M., Mansouri, S.A., "Optimal operation of energy hubs including parking lots for hydrogen vehicles and responsive demands", Journal of Energy Storage, vVol. 50, pp. 104630, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104630>
- [14] Kafaei, M., Sedighzadeh, D., Sedighzadeh, M., Sheikhi Fini, A., "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 & Energy Systems, Vol. 135, pp. 107477, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107477>
- [15] Wen, P., Xie, Y., Huo, L., Tohidi, A., "Optimal and stochastic performance of an energy hub-based microgrid consisting of a solar-powered compressed-air energy storage system and cooling storage system by modified grasshopper optimization algorithm", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 47, pp. 13351-13370, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.081>
- [16] Akbaizadeh, M.R., Niknam, T., A. Kavousi-Fard, A., "Adaptive robust optimization for the energy management of the grid-connected energy hubs based on hybrid meta-heuristic algorithm", Energy, Vol. 235, pp. 121171, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121171>
- [17] Shabanpour-Haghighi, A., Seifi, A.R., Niknam, T., "A modified teaching-learning based optimization for multi-objective optimal power flow problem", Energy Conversion and Management, Vol. 77, pp. 597-607, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.09.028>
- [18] Shabanpour-Haghighi A., Seifi A.R., "Simultaneous integrated optimal energy flow of electricity, gas, and heat", Energy Conversion and Management, Vol. 101, pp. 579-591, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.002>
- [19] Shabanpour-Haghighi A., Seifi A.R., "Multi-objective operation management of a multi-carrier energy system", Energy, Vol. 88, pp. 430-442, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.063>
- [20] Baziar, A.A., Niknam, T., Simab, M., "Strategic offering of producers in the day-ahead coupled gas and electricity market including energy and reserve models", Electric Power Systems Research, Vol. 199, pp. 107376, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107376>
- [21] Fortenbacher, P., Ulbig, A., Andersson, G., "Optimal Placement and Sizing of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids using Receding Horizon Control Strategies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 33, No. 3, May 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2746261>
- [22] Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z., "Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management", Wiley-IEEE Press, 2002. <https://doi.org/10.1002/047122412X>
- [23] Abasi, M., Joorabian, M., Saffarian, A., Seifossadat, S.G.H., "A Comprehensive Review of Various Fault Location Methods for Transmission Lines Compensated by FACTS devices and Series Capacitors", Journal of Operation and Automation in Power Engineering, Vol.9, No. 3, PP. 213-225. 2021. <https://doi.org/10.22098/joape.2021.7774.1551>
- [24] Aghaei, J., Barani, M., Shafie-khah, M., Sánchez de la Nieta, A. A., Catalão, J. P. S., "Risk-Constrained Offering Strategy for Aggregated Hybrid Power Plant Including Wind Power Producer and Demand Response Provider", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 7, No. 2, pp. 513-525, 2016. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2500539>
- [25] Norouzi, M.A., Aghaei, J., Pirouzi, S., Niknam, T., Fotuhi-Firuzabad, M., "Flexibility pricing of integrated unit of electric spring and EVs parking in microgrids", Energy, Vol. 239, pp. 122080, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122080>
- [26] Nord Pool, <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [27] Generalized Algebraic Modeling Systems (GAMS). [Online]. Available: <http://www.gams.com>.