



Introducing a New Scheme for Demand Response of a Smart Residential Community with a Variety of Demand Response Models

Navid Ahmadi Asl¹, Reza Effatnejad^{2*}, Mahdi Hedayati³, Peyman Hajihosseini⁴

¹PhD Student, Department of Electrical Engineering, Karaj Branch, Islamic Azad University, Karaj, Iran.

^{2,3,4}Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Karaj Branch, Islamic Azad University, Karaj, Iran.

ARTICLE INFO

Article Type:

Original Research

Received: 06.07.2021

Revised: 09.23.2021

Accepted: 10.30.2021

Keyword:

Smart Residential Community

Robust Optimization

Demand Response

Battery Storage

Electric Vehicles

Distributed Generation

Resources

*Corresponding Author:

Reza Effatnejad

Email: reza.efatnejad@kiaau.ac.ir

ABSTRACT

Using the capabilities of smart meters and smart grid technologies, a new demand response (DR) participant with considerable load flexibility was created from the residential side called the intelligent residential community. In this paper, smart residential loads were divided into three categories of shiftable, interruptible, and controllable loads and a new method based on binary particle swarm algorithm (BPSO) to solve the DR problem is presented. The type of load shedding was determined for different loads. Then, by solving the continuous variables of the problem, the amount of load shedding at different loads was determined. The proposed system uses distributed generation sources, battery storage, and electric vehicles. Furthermore, in the proposed model, a robust optimization method for dealing with uncertainties is presented using a variety of real-time pricing (RTP), time-of-use (TOU), and critical peak pricing (CPP) schemes in a robust design. A comparison of the different types of demand response schemes was made and the best design for optimal demand response was selected. To validate the proposed method, a simulation was performed on a test system and the results indicated the efficiency of the proposed method in planning and reducing users' consumption costs.



EXTENDED ABSTRACT

Introduction

In the demand response literature, there is no complete plan that provides demand response plans with electric cars, battery storage, distributed production sources and all kinds of smart home devices (cookers, lighting, and washing machines). There is no choice among the response plans. In this article, a new method for adjusting the hourly load level of the devices used in the smart home in response to the hourly electricity prices is presented. The purpose of this model was to minimize the electricity payment costs of consumers, reduce the peak load and reduce the peak to average. This model was realized in a simple linear programming algorithm that can be easily integrated into a home or small business energy management system. The main new contributions of this paper are as follows:

- Providing a new solution method for the demand response problem,
- Providing a solid plan to optimize demand response, and
- Providing a complete model by considering all types of loads and demand response models.

Methodology

In the proposed method, the energy management system solves modeling by receiving information from production sources and smart homes. The information on smart homes is transferred to the collector by smart meters and the Internet of Things. This information is divided into several different categories. For example, all the interruptible loads of the distribution system are grouped together. After categorizing and summing the total power by the collector, this information on the prioritized devices is transferred to the energy management system. By receiving this information as well as information related to distributed generation sources, batteries and electric vehicles in real time, the energy management system performs demand response management as shown in Figure 1. A two-step algorithm is used to solve the problem. After receiving the information, the energy management system checks whether there is a need to use the demand response plan as it may not be necessary to use the demand response plan in some hours. After the energy management system decides to participate in demand response, in the first step, the binary variables of the problem including determining the loads participating in demand response for each hour are obtained. Then, in the second step, by using the results obtained in the first step, the continuous variables of the problem including the burden of each prioritization are obtained. The binary particle swarm algorithm was used to solve the first step and the particle swarm algorithm was used to solve the second step.

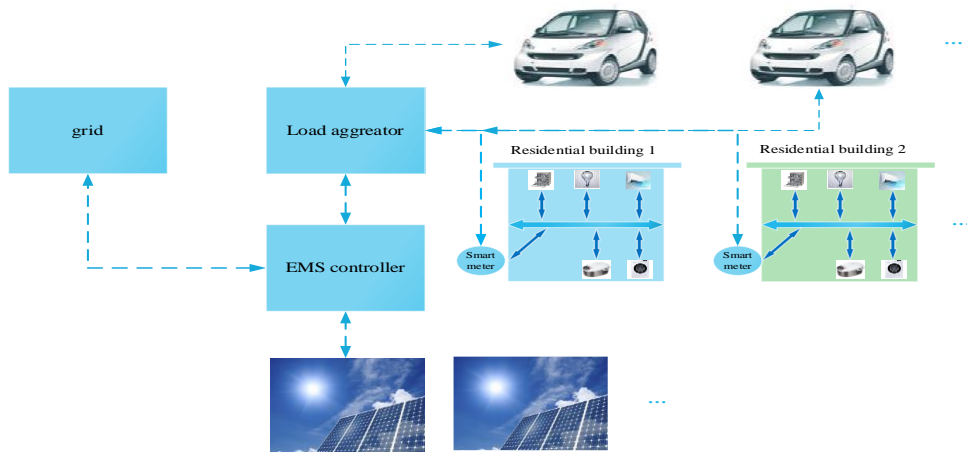


Figure 1. The structure of a smart residential community.

The objective function of the problem is also formulated as Equation (1).

$$p_{g,min} \leq p_t^g \leq p_{g,max} \quad (1)$$

Results and discussion

Figures 2-A, 2-B and 2-C show the total residential load with the IL program and for the TOU, CPP and RTP plans, respectively. In terms of consumption reduction, peak load reduction, and peak-to-average reduction, the RTP plan performs better. However, attention must be paid to the fact that with the reduction in the amount of consumption, the income of the electricity department decreases relatively. In Iran, where the price of electricity for consumers is very low, the RTP plan is very suitable, but in countries where electricity consumption is not subsidized, the RTP plan should be checked in terms of the amount of consumption reduction and whether it is suitable for the profit of the electricity department or not. The new peak load occurs in the TOU plan at 1:00 p.m. with 1,900 kilowatts, in the CPP plan at 1,700 kilowatts at 10 p.m., and in the RTP plan at 1,700 kilowatts at 3:00 p.m. Considering the new peak load, the TOU plan does not seem suitable. Although the new peak load created in the TOU scheme is lower than the previous peak load, the new peak load is higher than the RTP and CPP schemes.

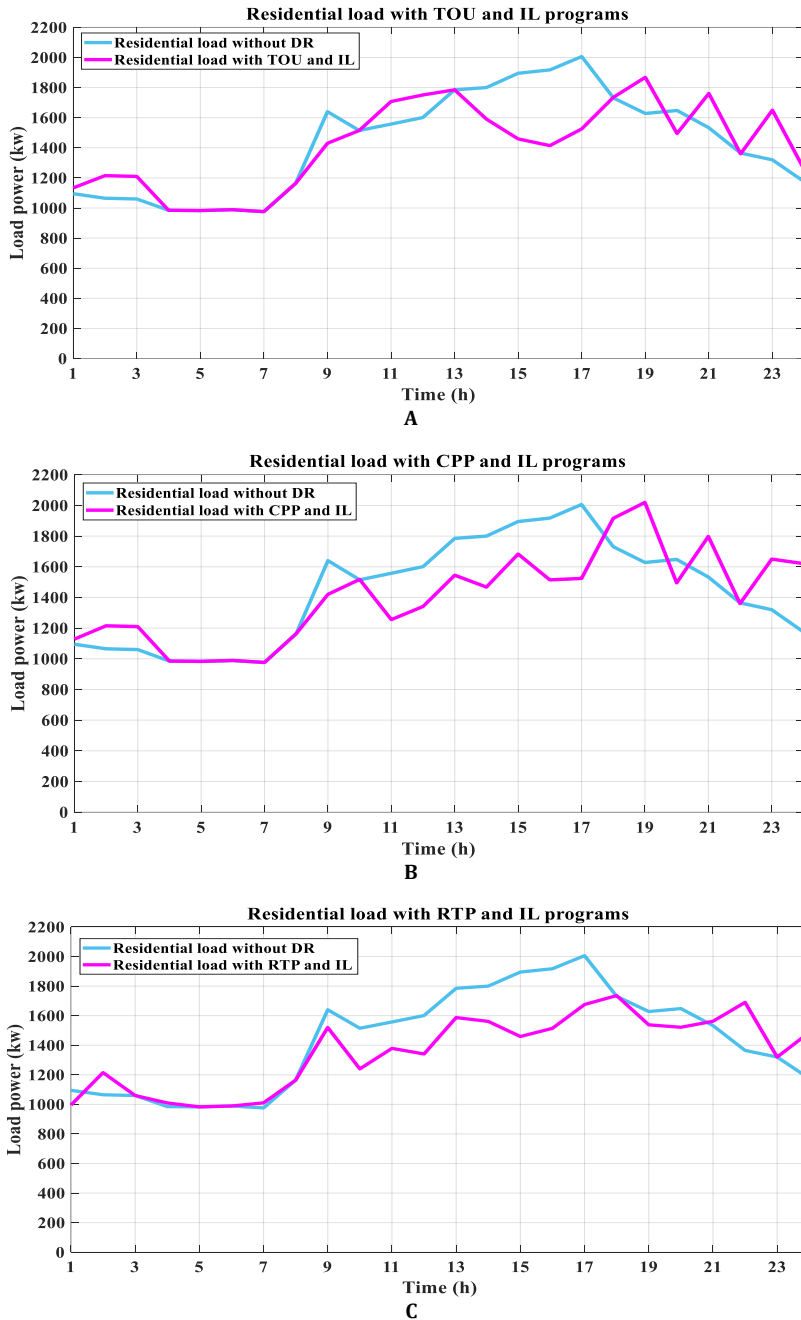


Figure 2. Residential load with A-TOU, B-CPP and C-RTP design.

Conclusion

Planning for the optimal management of interruptible, removable and adjustable loads was carried out using various price-based demand response plans to reduce the electricity costs of the residents. According to the results, the TOU plan has the lowest payment cost for customers. However, the RTP plan is superior to other plans in terms of reducing the peak load, reducing the peak to average and the low new peak. The chosen program in the proposed model to reduce the electricity costs of the residents is the TOU plan (due to the reduction of the costs paid by the consumers). But in Iran, due to reasons such as reducing peak load and peak to average, outages, the need for network development and investment, outages in summer and electricity production costs, the RTP plan is more suitable. The RTP plan also requires an initial investment because the communication and hardware infrastructures must be established for the communication between the electricity company and the subscribers to announce the real-time costs. To develop the work, optimization methods such as probabilistic optimization method and distributed robust optimization method can be used and the optimal plan can be presented to solve the problem of demand response. Furthermore, another suggestion of the authors to develop the present work is to add load distribution equations and line modeling to the proposed model to obtain more accurate results for solving the demand response problem.



ارائه طرحی جدید برای پاسخگویی بار یک جامعه مسکونی هوشمند با انواع مدل‌های پاسخگویی بار

نوید احمدی اصل^۱، رضا عفت‌نژاد^{۲*}، مهدی هدایتی^۳، پیمان حاجی حسینی^۴

۱- دانشجوی دکتری، گروه مهندسی برق، واحد کرج، دانشگاه آزاد اسلامی، کرج، ایران.
۲، ۳ و ۴- استادیار، گروه مهندسی برق، واحد کرج، دانشگاه آزاد اسلامی، کرج، ایران.

چکیده

اطلاعات مقاله

افزایش با استفاده از توانایی کنترلهای هوشمند و فناوری‌های شبکه هوشمند، یک شرکت‌کننده پاسخگویی بار (DR^۱) جدید با انعطاف‌پذیری بار قابل‌توجهی از سمت مسکونی ایجاد می‌شود که جامعه مسکونی هوشمند نام دارد. در این مقاله روشی جدید مبتنی بر الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات باینری (BPSO^۲) برای حل مسئله DR ارائه شده است. در ابتدا با به‌دست‌آوردن متغیرهای باینری برای برداشت بار، نوع برداشت بار برای بارهای مختلف تعیین می‌شود. سپس با استفاده از حل متغیرهای پیوسته، میزان برداشت بار در بارهای مختلف به‌دست می‌آید. در سیستم پیشنهادی از منابع تولید پراکنده (DG^۳)، ذخیره‌ساز باتری و خودروهای الکتریکی استفاده شده است. بارهای مسکونی هوشمند به سه دسته بارهای قابل وقفه (IL^۴)، قابل جابه‌جایی و قابل کنترل تقسیم می‌شوند. در مدل پیشنهادی، روش بهینه‌سازی مقاوم (RO^۵) برای مقابله با عدم قطعیت‌ها ارائه شده است. همچنین، انواع طرح‌های DR با قیمت‌گذاری زمان واقعی (RTP^۶)، زمان استفاده (TOU^۷) و قیمت‌گذاری پیک بحرانی (CPP^۸) در قالب یک طرح مقاوم به‌کار رفته‌اند. انواع طرح‌های DR با یکدیگر مقایسه و بهترین طرح برای DR انتخاب می‌شود. در طرح پیشنهادی برای اعتبارسنجی روش پیشنهادی، شبیه‌سازی روی یک سیستم آزمون انجام شد و نتایج نشان از کارایی روش پیشنهادی در برنامه‌ریزی و کاهش هزینه‌های مصرفی مشترکین دارند.

نوع مقاله: مقاله پژوهشی

دریافت مقاله: ۱۴۰۰/۰۳/۱۷

بازنگری مقاله: ۱۴۰۰/۰۷/۰۱

پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۰۸/۰۸

کلید واژگان:

جامعه مسکونی هوشمند
بهینه‌سازی استوار
DR
ذخیره‌ساز باتری
خودروهای الکتریکی
DG

* نویسنده مسئول: رضا عفت‌نژاد

پست الکترونیکی:

reza.efatnejad@kiauo.ac.ir

¹ Demand response

² Binary particle swarm optimization

³ Distributed generation

⁴ Interruptible load

⁵ Robust optimization

⁶ Real time pricing

⁷ Time of use

⁸ Critical peak pricing



مقدمه

DR، روش اصلی ارتباط بین شبکه برق و مشتریان در توسعه بازار برق است. در چشم‌انداز شرکت برق، DR می‌تواند مشخصات بار را به‌وسیله کاهش دادن پیک بار و اختلاف پیک به متوسط توسعه دهد؛ بنابراین، این طرح، هزینه‌های بهره‌برداری و فشار سرمایه‌گذاری شبکه را کاهش می‌دهد. از سوی دیگر، DR مصرف برق مشتریان را بدون تأثیرگذاری بر رضایت آنها کاهش می‌دهد. در [۱] نوعی استراتژی مدیریت بار بهینه برای مصرف‌کنندگان مناطق مسکونی ارائه شده است و از یک ساختار ارتباطی به‌صورت شبکه هوشمند استفاده می‌کند. در [۲]، پاسخگویی بار به‌طور رایج، برای تخصیص بهینه مصرف برق در یک مقیاس زمانی که از دقیقه تا چند ساعت به طول می‌انجامد، پیک اصلاح‌یافته را هدف قرار داده است. در این کار، یک مکانیزم DR غیرمتمرکز پیشنهاد شده است که برای توسعه اپراتورهای شبکه توزیع و ارائه خدمات جانبی به شبکه، با کنترل یکپارچه تعداد زیادی از لوازم الاستیک (انعطاف‌پذیر) مورد استفاده قرار می‌گیرد. برخلاف روش‌های کلاسیک DR، طرح پیشنهادی الزامات شبکه را از لحاظ کنترل ولتاژ، به‌طور مداوم پشتیبانی می‌کند. در [۳]، مدیریت DR زمان واقعی مبتنی بر قیمت را برای لوازم خانگی، به‌وسیله بهینه‌سازی احتمالاتی و رویکردهای بهینه‌سازی مقاوم، ارزیابی می‌کند. کاربرد DR زمان واقعی مبتنی بر قیمت این است که می‌تواند به کنترلهای هوشمند متصل شود و به‌صورت اتوماتیک به‌منظور تعیین بهره‌برداری بهینه لوازم خانگی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها به‌صورت آنلاین اجرا شود. در [۴]، استراتژی‌های تنظیم‌کننده قیمت زمان واقعی مورد استفاده در برنامه‌های پاسخگویی بار در شبکه‌های برق آینده بررسی می‌شوند. یکی از معضلات اصلی مصرف‌کنندگان این است که در ثابت‌های زمانی متفاوت، سطوح متنوعی از پاسخگویی به تنظیم قیمت‌ها دارند. در [۵]، یک مدل برنامه‌ریزی پاسخگویی بار برای جامعه مسکونی جدید که شامل شرایط کنونی و نیازهای آینده برنامه‌های پاسخگویی بار است را ارائه می‌دهد. در این مقاله بارهای مسکونی هوشمند با توجه به برنامه‌های پاسخگویی بار به دسته‌های مختلف طبقه‌بندی می‌شوند.

برنامه TOU به‌عنوان یکی از برنامه‌های DR مبتنی بر قیمت به‌عنوان ساختار نرخ پیش‌فرض توسط بسیاری از شرکت‌های برق اعمال شده است. برای جلوگیری از خطرات مالی و به‌حداکثر رساندن سود در بازار، شرکت‌های برق از TOU به‌عنوان یک راهبرد مؤثر برای تغییر الگوهای مصرف برق استفاده می‌کنند [۶]. در [۷]، از الگوریتم‌های بهینه‌سازی مبتنی بر آموزش و یادگیری و جهش ترکیبی قورباغه برای ارائه یک مدل بهینه‌سازی برای برنامه‌ریزی مصرف در شبکه هوشمند استفاده شده است. در [۸]، بارهای کنترل‌شده ترموستاتیک، مانند یخچال و فریزر، تهویه هوا و هیترها، توانایی قابل توجهی را برای مدولاسیون کوتاه‌مدت مصرف انرژی فراهم می‌کنند؛ این توانایی را می‌توان در اصل برای ارائه خدمات پاسخ فرکانسی استفاده کرد اما کنترل بسیاری از این دستگاه‌ها برای ارائه یک پاسخ جمعی چالش‌برانگیز است. در [۹]، تأثیر پاسخگویی بار دینامیکی در شبکه هوشمند آینده بررسی می‌شود و چگونگی یک مصالحه بین بهره‌وری و ریسک به‌وسیله معماری‌های مختلف بازار صورت می‌گیرد که در ابتدا عملکرد سیستم را تحت معماری بازار غیرمشارکتی و مشارکتی بررسی می‌کند. در [۱۰]، به‌کمک تخمین‌زن فازی، محل مناسب ادوات فکتس را معلوم می‌کنیم تا پایداری استاتیکی ولتاژ در بارها را افزایش دهیم. در [۱۱] که برای سیستم‌های گرمایش و تهویه مطبوع کنترل‌گر مقاوم تأخیرداری طراحی شده است، تأثیر عدم قطعیت‌ها و اغتشاش‌ها طی فرایند طراحی بررسی شده است.

در [۱۲]، مدیریت انرژی با استفاده از باتری‌های لیتیوم یونی مراکز داده را بهینه می‌کند. تابع هدف، صرفه‌جویی در هزینه را با اصلاح پیک تقاضا و طول عمر باتری در نظر می‌گیرد. در [۱۳]، طرحی برای تجمع پاسخگویی بار صنعتی ارائه شده است. یک رویکرد برنامه‌ریزی خودکار برای بهینه‌سازی زیرفرایندهای مختلف ایجاد شده است. این روش با کمترین هزینه، توان مشتری را فراهم می‌کند. در [۱۴]، برنامه DR برای خرده‌فروشان با سیستم ذخیره انرژی برنامه‌ریزی شده است. در [۱۵]، یک سیستم مدیریت انرژی با توجه به تولید و مصرف ایجاد می‌شود. مدل ریاضی در نظر گرفته شده با عدم قطعیت حل شده و کارایی روش RO نشان داده شده است. در [۱۶]، روش RO برای عدم قطعیت قیمت بازار پیشنهاد شده است. در [۱۷]، یک روش جدید DR برای کاهش نوسانات در انرژی‌های تجدیدپذیر در نظر گرفته

شده است. یک برنامه مقاوم چندمنظوره با انرژی تجدیدپذیر و عدم قطعیت DR ایجاد می‌شود. با این حال، به دلیل بار محاسباتی بسیار زیاد، این مقاله مناسب به نظر نمی‌رسد.

در مطالعات فوق، هیچ طرح کاملی که طرح‌های پاسخگویی بار را با وجود خودروهای الکتریکی، ذخیره‌ساز باتری، منابع تولید پراکنده و انواع وسیله‌های خانه هوشمند (پلوپز، روشنایی، ماشین لباسشویی و ...) ارائه دهد و بهترین طرح را از میان طرح‌های پاسخگویی بار انتخاب کند، وجود ندارد. در این مقاله، روشی جدید برای تنظیم سطح بار ساعتی وسیله‌های مورد استفاده در خانه هوشمند در پاسخ به قیمت‌های ساعتی برق ارائه شده است. هدف از این مدل به حداقل رساندن هزینه‌های پرداختی برق مصرف‌کننده‌ها، کاهش پیک بار و کاهش پیک به متوسط می‌باشد. این مدل در یک الگوریتم برنامه‌نویسی ساده خطی، تحقق می‌یابد که می‌توان به آسانی آن را در یک سیستم مدیریت انرژی خانه یا مشاغل کوچک، تلفیق کرد. مشارکت اصلی جدید این مقاله به شرح زیر است:

- ارائه روش حل جدید برای مسئله پاسخگویی بار
- ارائه طرحی استوار برای بهینه‌سازی پاسخگویی بار
- ارائه مدلی کامل با در نظر گرفتن انواع بارها و مدل‌های پاسخگویی بار

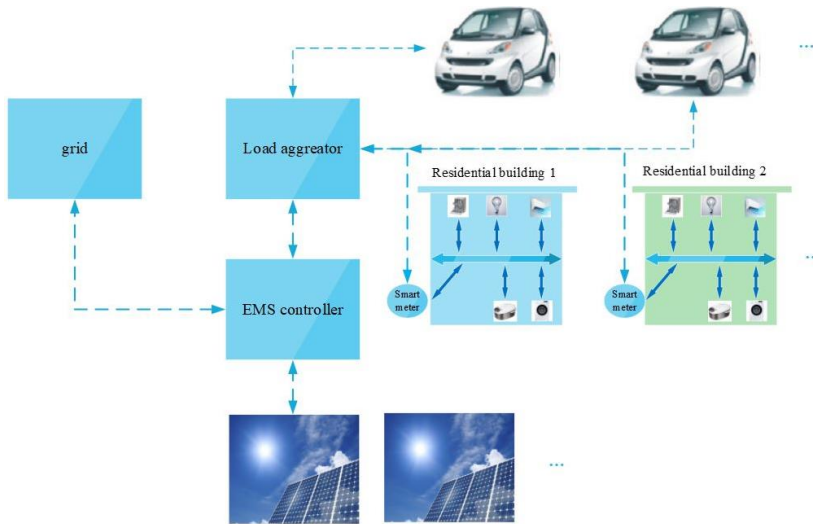
در بخش ۲ فرمول‌سازی ریاضی و در بخش ۳ الگوریتم پیشنهادی برای حل مسئله ارائه شده و در بخش ۴ اعتبارسنجی روش پیشنهادی، شبیه‌سازی روی یک سیستم آزمون اجرا شده است. در بخش آخر، نتیجه‌گیری و پیشنهادهایی برای طرح پیشنهادی ارائه شده است.

مدل‌سازی مسئله

در روش پیشنهادی سیستم مدیریت انرژی با دریافت اطلاعات از منابع تولید و خانه‌های هوشمند، به وسیله مدل پیشنهادی مدل‌سازی را حل می‌کند. اطلاعات خانه‌های هوشمند به وسیله کنتورهای هوشمند و اینترنات اشیا به جمع‌کننده انتقال می‌یابد. این اطلاعات در چندین دسته مختلف تقسیم می‌شوند. برای مثال کل بارهای قابل وقفه سیستم توزیع در یک دسته با یکدیگر جمع می‌شوند. پس از دسته‌بندی و جمع‌توان کل توسط جمع‌کننده، این اطلاعات وسایل اولویت‌بندی شده به سیستم مدیریت انرژی^۱ انتقال می‌یابند. سیستم مدیریت انرژی با دریافت این اطلاعات و همچنین اطلاعات مربوط به منابع تولید پراکنده، باتری‌ها و خودروهای الکتریکی در زمان واقعی، مدیریت پاسخگویی بار را همانند شکل ۱ انجام می‌دهد. برای حل مسئله از یک الگوریتم دو مرحله‌ای استفاده شده است که در شکل ۲ نشان داده شده است. پس از دریافت اطلاعات، سیستم مدیریت انرژی بررسی می‌کند که آیا به استفاده از طرح پاسخگویی بار نیاز است یا خیر. چون ممکن است در بعضی از ساعات، نیاز به استفاده از طرح پاسخگویی بار نباشد. پس از اینکه سیستم مدیریت انرژی تصمیم به شرکت در پاسخگویی بار گرفت، در مرحله اول متغیرهای باینری مسئله شامل تعیین بارهای شرکت‌کننده در پاسخگویی بار برای هر ساعت به دست می‌آیند. سپس در مرحله دوم با استفاده از نتایج به دست آمده در مرحله اول، متغیرهای پیوسته مسئله شامل برداشت بار هر اولویت‌بندی به دست می‌آید. برای حل مرحله اول از الگوریتم ازدحام ذرات باینری و برای حل مرحله دوم از الگوریتم ازدحام ذرات استفاده شده است.

دلیل استفاده از الگوریتم ازدحام ذرات، سرعت بالای این الگوریتم در حل مسائل خطی است. اپراتور اصلی در این الگوریتم، سرعت ذرات است. سرعت ذرات به دلیل دستیابی به جواب بهینه در ابتدا بالا و سپس با افزایش تعداد تکرار، سرعت را کاهش می‌دهیم تا با دقت بیشتری به دنبال رسیدن به جواب بهینه باشیم. در الگوریتم ازدحام ذرات، مقدار جدید هر ذره با استفاده از مقدار قبلی هر ذره و سرعت جدید ذرات به دست می‌آید. شرط توقف الگوریتم هم متناسب با مسئله انتخاب می‌شود. شرط توقف می‌تواند به وسیله تعداد تکرار، دقت جواب و ... تعیین شود.

¹ Energy Management System



شکل ۱. ساختار جامعه مسکونی هوشمند.

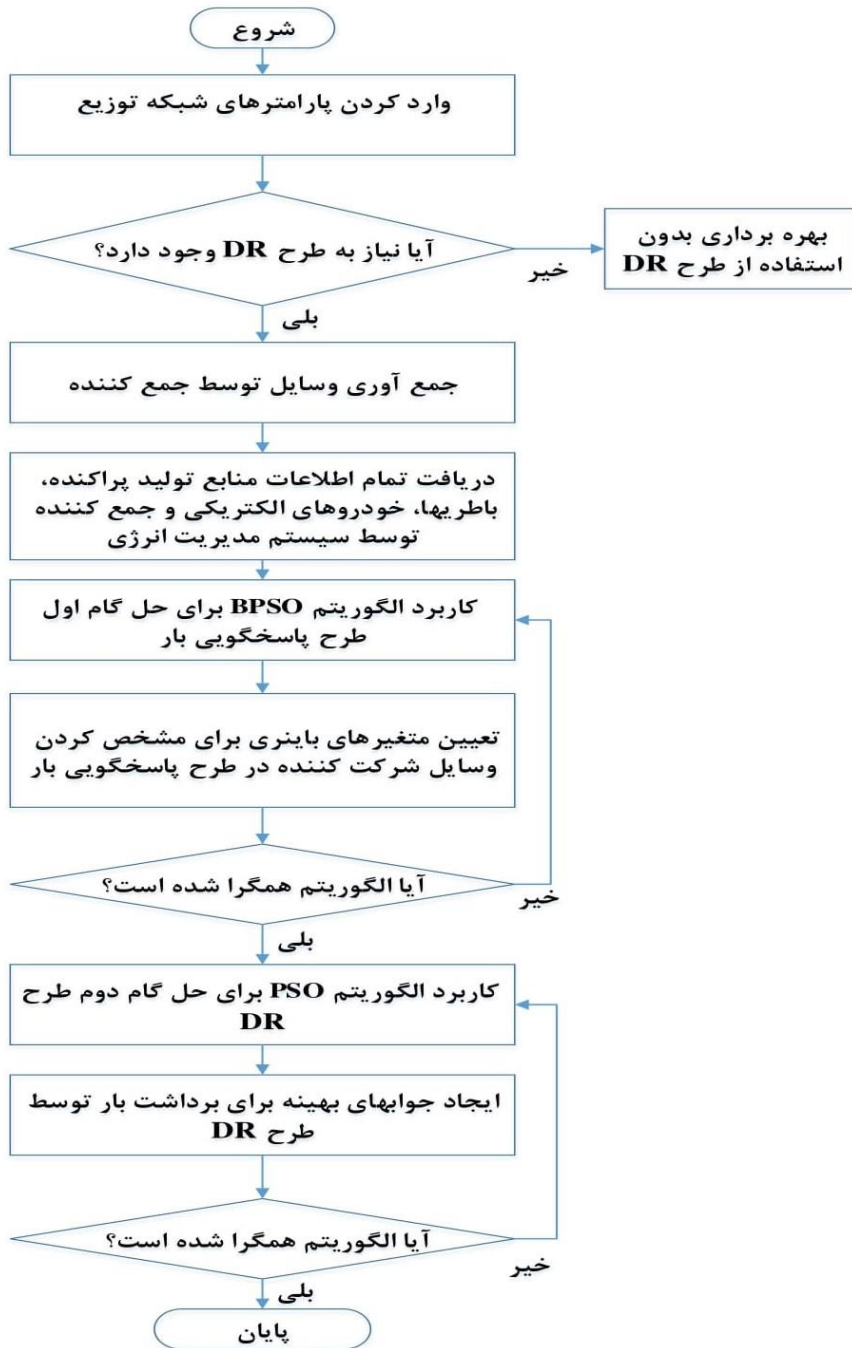
در این مقاله، بردار موقعیت که متغیرهای تصمیم‌گیر مسئله می‌باشند به صورت باینری و حقیقی تعریف شده‌اند. متغیرهای تصمیم‌گیر مسئله به ترتیب در بردار موقعیت عبارتند از: شاخص‌های وضعیت بار قابل وقفه $J_{j,t}^l$ در ساعت t ، توان شاخص‌های وضعیت جابه‌جایی بار $J_{j,t}^{BW}$ در ساعت t ، توان شاخص‌های وضعیت جابه‌جایی بار $J_{j,t}^{DR}$ در ساعت t ، توان شارژ EV K در ساعت t ، $P_{i,t}^l$ ، توان شارژ باتری i در ساعت t ، $P_{i,t}^d$ ، دشارژ باتری i در ساعت t ، $P_{i,t}^d$. با تعیین متغیرهای فوق، دیگر متغیرها به راحتی قابل تعیین هستند. در این برنامه به طور هم‌زمان از الگوریتم BPSO برای به‌روزرسانی قسمت باینری بردار موقعیت و از الگوریتم PSO برای به‌روزرسانی قسمت پیوسته بردار موقعیت استفاده شده است. مقداردهی اولیه بردار موقعیت به صورت تصادفی می‌باشد. در فرایندهای بعدی، موقعیت به صورت روش زیر، به‌روزرسانی می‌شود. به‌روزرسانی قسمت باینری بردار موقعیت طبق رابطه زیر به دست می‌آید:

$$V(i, j) = position(i, j) + rand([0,1])(position_{Local}(i, j) - position(i, j)) + rand([0,1]) * (position_{Global}(i, j) - position(i, j)) \quad (1)$$

$$E(i, j) = \frac{1}{(1 + \exp(-V(i, j)))} \quad (2)$$

پس از محاسبه $E(i, j)$ آن را با یک عدد تصادفی مقایسه می‌کنیم و اگر عدد تصادفی کمتر از آن باشد، مقدار ذره J بردار موقعیت i ام یک و در غیر این صورت صفر می‌شود. در اینجا $position_{Global}$ و $position_{Local}$ بهترین جواب برای جمعیت فعلی و بهترین جواب در بین کل جمعیت تا جمعیت فعلی می‌باشند. همچنین $rand$ یک عدد تصادفی حقیقی بین $[0, 1]$ است. به‌روزرسانی قسمت پیوسته بردار موقعیت، طبق رابطه زیر است:

$$position(i, j) = position(i, j) + rand([0,1]) * (position_{Local}(i, j) - position(i, j)) - (position_{Global}(i, j) - position(i, j)) \quad (3)$$



شکل ۲. طرح پیشنهادی برای حل مسئله پاسخگویی بار.

تمام این مراحل تا میزان ماکزیمم تکرار مشخص شده تکرار می‌شود. حال برای این بردار، موقعیت مقدار تناسب مربوطه، محاسبه می‌شود. برای یک تکرار مشخص، این روند ادامه پیدا می‌کند. تعیین دمای تهویه هوا به صورت زیر است:

$$T_{k,t+1} = \alpha_k T_{k,t} + (1 - \alpha_k)(T_{k,t}^a - T_{k,t}^g) \quad (۴)$$

$$\alpha_k = e^{-\Delta t / C_k R_k} \quad (۵)$$

$$T_{k,t}^g = \begin{cases} R_k \eta_k P_{k,t}^a & \text{حالت گرم کننده} \\ -R_k \eta_k P_{k,t}^a & \text{حالت خنک کننده} \end{cases} \quad (۶)$$

$$P_k^{min} \leq P_{k,t}^a \leq P_k^{max} \quad (۷)$$

$$T_{k,t} = T_{k,t}^s \quad (۸)$$

$$T_{k,t}^s = T_{k,t}^{s,base} (1 - I_{k,t}^a) + T_{k,t}^{s,max} I_{k,t}^a \quad (۹)$$

$$\varepsilon(\rho_t - \rho_{k,t}^{a,min}) < I_{k,t}^a \leq \varepsilon(\rho_t - \rho_{k,t}^{a,min}) + 1 \quad (۱۰)$$

دمای داخلی تهویه هوا در ساعت $t + 1$ به عنوان تابعی از دمای داخلی، دمای محیط و تنظیم دما در ساعت t در (۴) توصیف می‌شود. اینرسی سیستم تهویه مطبوع ak در (۵) تعریف شده است. تبدیل توان تهویه مطبوع به تنظیم دما در (۶) شرح داده شده است. توان تهویه مطبوع توسط حداکثر و حداقل مقدار (۷) محدود شده است. دمای داخلی تهویه مطبوع باید برابر با نقطه تنظیم درجه حرارت (۸) باشد. این مقاله یک کنترل تنظیم برای سیستم تهویه مطبوع در حالت خنک‌کنندگی براساس مدل فوق استفاده می‌کند و به صورت زیر فرمول‌سازی شده است که به راحتی می‌تواند برای حالت گرمای اصلاح شده نیز تغییر کند. هنگامی که قیمت ρ_t زمان واقعی بالاتر از آستانه قیمت $\rho_{k,t}^{a,min}$ باشد، شاخص وضعیت باینری تنظیم تهویه هوا $I_{k,t}^a = 1$ (۱۰) و نقطه تنظیم دما از $T_{k,t}^{s,base}$ به $T_{k,t}^{s,max}$ افزایش می‌یابد (۹). توان خریداری شده از شبکه در ساعت t P_t^g (کیلووات) توان خریداری شده نیز طبق رابطه ۱۱ به دست می‌آید. با داشتن مقادیر دیگر، رابطه در رابطه زیر مقدار P_t^g محاسبه می‌شود. اگر از حد معین، بیشتر یا کمتر باشد به تابع هدف جریمه اضافه می‌شود. این کار باعث می‌شود که توان خریداری شده در محدوده قرار گیرد.

$$\sum_i P_{i,t}^V - \sum_i P_{i,t}^S + P_t^g = \sum_j (P_{j,t}^L - P_{j,t}^I) + \sum_j P_{j,t}^a + \sum_k P_{k,t}^a + \sum_j P_{j,t}^b + \sum_k P_{k,t}^b \quad (۱۱)$$

برای جلوگیری از اینکه بخش بزرگی از بارها به ساعت‌های ارزان قیمت برنامه‌ریزی شده بروند و ممکن است پیک‌های جدید را ایجاد کنند، توان خریداری شده شبکه توسط (۱۲) محدود می‌شود. تابع هدف مسئله نیز همانند (۱۳) فرمول‌سازی شده است.

$$Pg,min \leq P_t^g \leq Pg,max \quad (۱۲)$$

$$\text{Min} \sum_t \rho_t P_t^g - \sum_t \sum_j \rho_j^l P_{j,t}^l \quad (۱۳)$$

در رابطه (۱۴) تابع چگالی احتمال برای خودروی الکتریکی ارائه شده است. در این مقاله، خودروی الکتریکی به عنوان مصرف کننده در نظر گرفته شده است و تنها برنامه ریزی برای شارژ خودروی الکتریکی انجام شده است. به عبارت دیگر، برنامه ریزی برای شارژ خودرو انجام نشده و صاحب خودرو نمی تواند در ساعات پیک با اتصال به سیستم و دشارژ شدن برق به سیستم بفروشد و تنها به عنوان مصرف کننده در نظر گرفته شده است. همچنین خودروی الکتریکی به همراه پلویز و ماشین لباسشویی به عنوان بار قابل جابه جایی در نظر گرفته شده اند و مدل پیشنهادی به خودروی الکتریکی اجازه شارژ شدن در ساعات پر بار نمی دهد. برای در نظر گرفتن عدم قطعیت خودروی الکتریکی، هیچ ساعت مشخصی برای شارژ شدن این خودرو در نظر گرفته نشده است و همچنین میزان شارژ شدن آن توسط تابع چگالی احتمالی و سناریوسازی تعیین می شود.

روش بهینه سازی استوار در پی پاسخ هایی است که نسبت به تغییرات موجود در آینده، کمتر حساس باشند. در این مقاله، مدل RO به صورت زیر فرموله شده است: با توجه به اینکه دو متغیر $E_{k,Ta}^b$ و Ta متغیرهای قطعی نیستند؛ بنابراین در این مسئله دو متغیر دارای عدم قطعیت داریم. از آنجایی که خودروی شارژی در برنامه DR به عنوان بار قابل جابه جایی می باشد؛ زمان Ta را می توان بدترین حالت ممکن در نظر گرفت ولی مقادیر $E_{k,Ta}^b$ مسئله رو تحت تأثیر قرار می دهد. در ضمن تابع چگالی احتمال $E_{k,Ta}^b$ به صورت زیر است.

$$f(E_{k,Ta}^b) = \frac{1}{\sqrt{2\pi D(1-E_{k,Ta}^b)}\sigma_d} \cdot \exp\left\{-\frac{[\ln(1-E_{k,Ta}^b)+\ln D-\mu_d]^2}{2\sigma_d^2}\right\} \quad (۱۴)$$

تابع هدف در روش RO به صورت زیر است.

$$\text{Min} \sum_{s \in \Omega} p_s \xi_s + \lambda \sum_{s \in \Omega} p_s (\xi_s - \sum_{s \in \Omega} p_s \xi_s)^2 + \omega \sum_{s \in \Omega} p_s (\sum_{i \in I} (Z_{1i}^s)^2 + \sum_{j \in J} (Z_{2j}^s)^2) \quad (۱۵)$$

که در آن s سناریو s ام، Ω مجموعه تمامی سناریوها، p_s احتمال رخداد سناریو s ام، ξ_s مقدار تابع هدف ساختاری مسئله در سناریو s ام (OF)، λ و ω مقادیر ثابت وزن دهی هستند. Z_{2i}^s و Z_{1i}^s با توجه به رابطه ۱۵ به دست می آیند:

$$z_{1i}^s = \begin{cases} 0 & \text{if } E_{k,t}^b \leq 1 \\ |E_{k,t}^b - 1| & \text{if } E_{k,t}^b > 1 \end{cases} \quad z_{2i}^s = |E_{k,Tb}^b - 1| \quad (۱۶)$$

البته در رابطه (۱۶) توان دوم Z_{2i}^s و Z_{1i}^s لحاظ نشده است؛ زیرا مقادیر آنها را به صورت قدر مطلق محاسبه کردیم و نیازی نیست توان دوم لحاظ شود. در ضمن مقادیر $E_{k,t}^b$ و $E_{k,Tb}^b$ به صورت پرنوینت هستند که در محاسبات Z_{2i}^s و Z_{1i}^s استفاده شده اند و با به توان دوم رسیدن خیلی کمتر می شوند.

$$E_{k,Tb}^b = 1 \quad (۱۷)$$

$$E_{k,t}^b \leq 1 \quad (۱۸)$$

در اینجا ده سناریو در نظر گرفته شده است که مقادیر احتمال هر سناریو از روی تابع چگالی E_{k,T_a}^b به دست آمده است. پنجره زمانی شارژ EV از زمان ورود به خانه از سفر نهایی در روز تا زمان خروج روز بعد است. از آنجایی که دوره شارژ واقعی EV کوتاه تر از پنجره زمانی است، تصمیم شارژ شدن یا نشدن و مقدار توان شارژ در هر ساعت را می توان در (۱۷) به دست آورد. حالت شارژ (SOC¹) EV در ساعت t به $E_{k,t}^b$ برابر با SOC در آخرین ساعت $E_{k,t-1}^b$ به اضافه توان شارژ (۱۸) است. EV قبل از زمان خروج مشتری باید به طور کامل شارژ شود (۱۹). SOC EV در هر ساعت با ظرفیت باتری آن، محدود می شود (۲۰).

$$P_k^{b,min} I_{k,t}^b \leq P_{k,t}^b \leq P_k^{b,max} I_{k,t}^b \quad (T_a \leq t \leq T_b) \quad (19)$$

$$E_{k,t}^b = E_{k,t-1}^b + P_{k,t}^b \Delta t / E_k^{max} \quad (20)$$

در طول ساعت های پیک بار، زمانی که منبع تغذیه شبکه برای تقاضای بار کافی نیست یا قیمت برق بسیار بالا است، مشتریان مایلند بخشی از بار را با توجه به قرارداد توافق IL کاهش دهند. محدودیت های مسئله DR بار قابل وقفه به شرح زیر مدل می شوند. محدودیت توان قطع شده در هر ساعت با (۲۱) مدل می شوند. محدودیت مجموع ساعت های کاهش نیز با (۲۲) محدود می شوند.

$$0 \leq P_{j,t}^l \leq I_{j,t}^l P_j^{l,max} \quad (21)$$

$$\sum_t I_{j,t}^l \leq X_j^{l,max} \quad (22)$$

بار روشنایی، روشنایی کم نور را به سطح از پیش تعیین شده و بار تهویه مطبوع نقطه درجه حرارت را برای کاهش توان تنظیم می کند. محدودیت های بار روشنایی مسئله DR به شرح زیر مدل می شوند:

$$P_{j,t}^a = P_{j,t}^{a,base} (1 - I_{j,t}^a) + P_{j,t}^{a,min} I_{j,t}^a \quad (23)$$

$$\varepsilon(\rho_t - \rho_{j,t}^{a,min}) < I_{j,t}^a \leq \varepsilon(\rho_t - \rho_{j,t}^{a,min}) + 1 \quad (24)$$

هنگامی که قیمت ρ_t زمان واقعی بالاتر از آستانه قیمت $\rho_{j,t}^{a,min}$ باشد، شاخص وضعیت باینری بار روشنایی $I_{j,t}^a = 1$ است (۲۴) و توان بار روشنایی از $P_{j,t}^{a,base}$ به $P_{j,t}^{a,min}$ کاهش می یابد (۲۳). پانل های خورشیدی سقفدار، DG غیر قابل کنترل هستند. از آنجایی که کل بار مسکونی به طور قابل توجهی بالاتر از تولید توان خورشیدی هستند، خروجی توان خورشیدی به عنوان یک ورودی ثابت برای مدل ارائه شده در این مقاله در نظر گرفته شده است. محدودیت های باتری ESS به شرح زیر است:

$$P_{i,t}^S = P_{d,i,t} - P_{c,i,t} \quad (25)$$

$$I_{d,i,t} + I_{c,i,t} \leq 1 \quad (26)$$

¹ State of charge

$$I_{c,i,t} P_{c,i}^{min} \leq P_{c,i,t} \leq I_{c,i,t} P_{c,i}^{max} \quad (27)$$

$$I_{d,i,t} P_{d,i}^{min} \leq P_{d,i,t} \leq I_{d,i,t} P_{d,i}^{max} \quad (28)$$

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} - \frac{(P_{d,i,t} \frac{1}{\eta_i^S} - \eta_i^S P_{c,i,t}) \Delta t}{E_i^{max}} \quad (29)$$

$$\frac{E_i^{min}}{E_i^{max}} \leq E_{i,t} \leq 1 \quad (30)$$

$$E_{i,0} = E_{i,NT} \quad (31)$$

زمانی که باتری دشارژ می‌شود، به عنوان یک منبع توان عمل می‌کند. از سوی دیگر، زمانی که شارژ می‌شود، به عنوان بار (۲۵) عمل می‌کند. باتری در یک زمان نمی‌تواند شارژ یا دشارژ شود (۲۶). توان شارژ و دشارژ ساعتی باتری به ترتیب توسط (۲۷) و (۲۸) محدود می‌شود. معادلات (۲۹) و (۳۰) محدودیت‌های SOC باتری هستند؛ یعنی، باتری نمی‌تواند زمانی که SOC آن به ۱ برسد، شارژ شود، یا هنگامی که SOC به حداقل مقدار می‌رسد، دشارژ شود. SOC اولیه برابر با SOC پایان ساعت برنامه‌ریزی (۳۱) است.

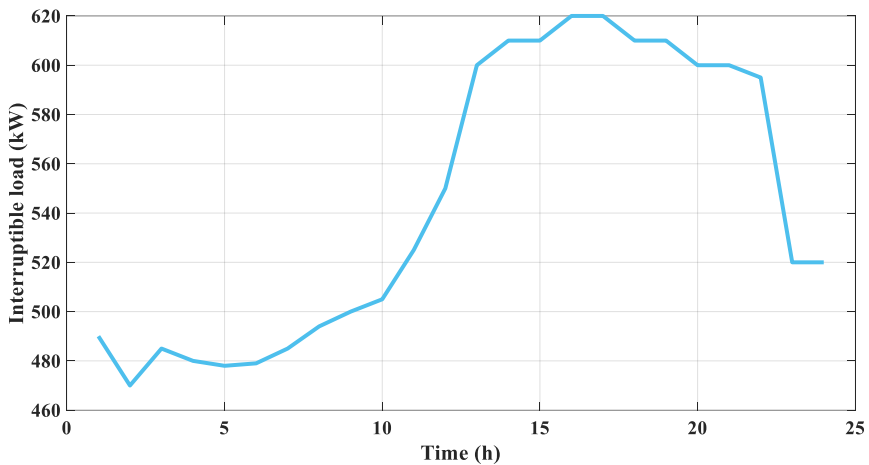
شبیه‌سازی و نتایج

هر خانه به ترتیب دارای ۳ عدد کنتور هوشمند متصل به سه دسته بار، یعنی بارهای قابل وقفه، بارهای قابل تنظیم و بارهای قابل جابه‌جایی است. داده‌های کل ۲۰۰ خانه برای شبیه‌سازی انتخاب می‌شوند. تعرفه قطع بار قابل وقفه $\rho^l = 15 (\$/kWh)$ است. حداکثر ساعات قطع $X^{l,max} = 2(h)$ است. حداکثر میزان توان قطع شده $P^{l,max} = 100(kWh)$ است. زمانی که قیمت ساعتی بالاتر از آستانه $\rho^{a,min} = 0.54 (\$/kWh)$ است، بار روشنایی در ساعت t ، توان خود را از $P_t^{a,base} (kW)$ را تا حداقل توان خود ۲۰ درصد $P_t^{a,min} (kW)$ کاهش می‌دهد. بار قابل وقفه اصلی، بار روشنایی اصلی و دمای روزانه به ترتیب در شکل‌های ۳ تا ۵ نشان داده شده است. اینرسی سیستم $\alpha = 0.82$ ، مقاومت حرارتی $R = 2(^{\circ}C/kW)$ ، فاکتور بارده کار $\eta = 1.5$ ، حداکثر و حداقل توان هر تهویه مطبوع به ترتیب ۰ (کیلو وات) و ۳.۵ (کیلووات) و درجه حرارت اصلی تنظیمی $T^{s,base} = 23 (^{\circ}C)$ است. زمانی که قیمت ساعتی بالاتر از آستانه $\rho^{a,min} = 0.54 (\$/kWh)$ است، حداکثر دما $T^{s,max} = 24 (^{\circ}C)$ است. تعداد سیستم‌های تهویه مطبوع ۳۰۰ است. تعداد دستگاه‌های پخت برنج و ماشین لباسشویی به ترتیب ۲۰۰ و اطلاعات دیگر در جدول ۱ بیان شده است. حداکثر و حداقل حداکثر توان بار $P_k^{b,max}$ ، $P_k^{b,min}$ به ترتیب برابر با ۰ و ۳.۳ (کیلووات)، ظرفیت باتری EV $E_k^{max} = 16(kWh)$ ، حداکثر مسافت پیموده شده روزانه EV $D = 40$ مایل و فاکتورهای تابع چگالی توزیع نرمال سالانه مسافت پیموده شده EVها، $\mu_d = 2.319$ و $\mu_d = 0.88$ هستند. EVها در زمان‌های مختلف با توجه به یک تابع توزیع احتمال نرمال با میانگین در ساعت ۱۷:۰۰ و واریانس ۰.۵ ساعت به خانه می‌رسند. پایان زمان شارژ T_b تا ۲۴ (ساعت) تنظیم شده و تعداد EVها ۱۰۰ است. توان خروجی برای نیروگاه خورشیدی در شکل ۶ نشان داده شده است [۵]. اطلاعات بار قابل جابه‌جایی و ذخیره‌ساز به ترتیب در جداول ۱ و ۲ نشان داده شده است. در این مقاله ۳ برنامه DR مبتنی بر قیمت که به ترتیب TOU، CPP و RTP هستند، بررسی شده‌اند. TOU: قیمت ساعات پیک (۱۳ تا ۱۸) $0.66 (\$/kWh)$ ، قیمت ساعات پیک متوسط (ساعت‌های ۸ تا ۱۴ و ۱۹ تا ۲۰) $0.45 (\$/kWh)$ ، قیمت ساعات غیرپیک (ساعت‌های دیگر) $0.21 (\$/kWh)$ است. CPP: قیمت ساعات پیک بحرانی

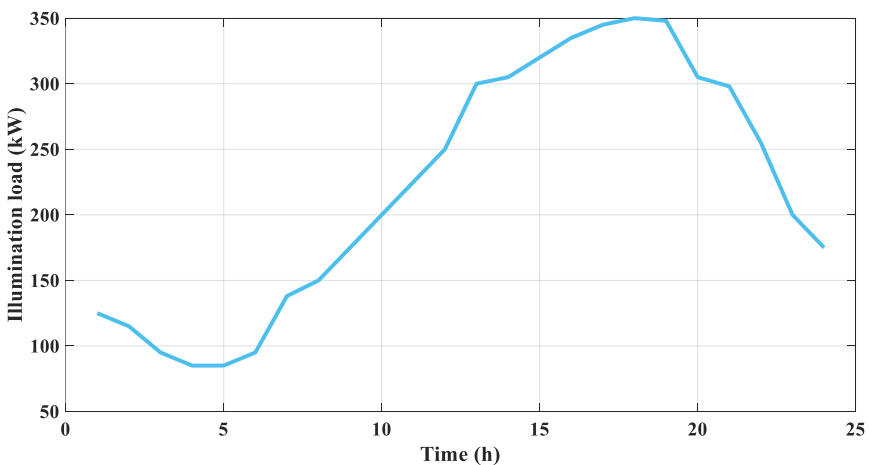
بین ساعت‌های ۱۵ تا ۱۸) $1.5 (\text{¥}/kWh)$ ، قیمت ساعات پیک (ساعت‌های ۱۲ تا ۱۴) $0.63 (\text{¥}/kWh)$ ، قیمت ساعت‌های پیک متوسط (۸ تا ۱۱ و ۱۹ تا ۲۰) $0.42 (\text{¥}/kWh)$ و قیمت ساعات غیرپیک (ساعت‌های دیگر) $0.18 (\text{¥}/kWh)$ است. قیمت لحظه‌ای RTP در شکل ۷ نشان داده شده است [۵].

جدول ۱. اطلاعات بار قابل جابه‌جایی

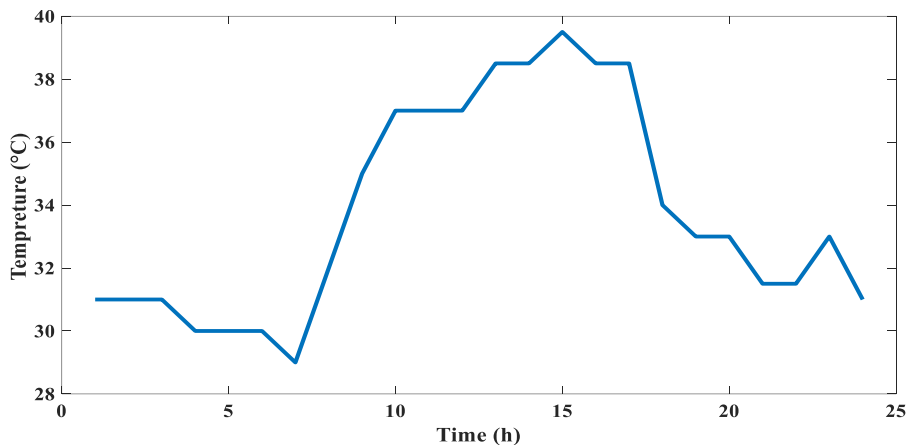
بار قابل جابه‌جایی	توان متوسط (کیلووات)	زمان دوره (ساعت)	پنجره زمانی تعریفی کاربر	
			زمان شروع (ساعت)	زمان پایان (ساعت)
پلوپز	۱.۵	۲	۱۶	۲۰
ماشین لباسشویی	۰.۶	۱	۹	۱۷



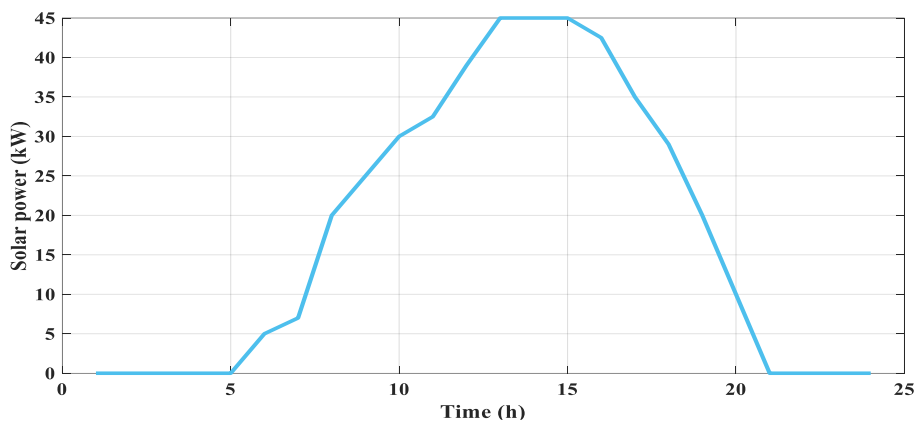
شکل ۳. بار قابل وقفه اصلی.



شکل ۴. بار روشنایی اصلی.



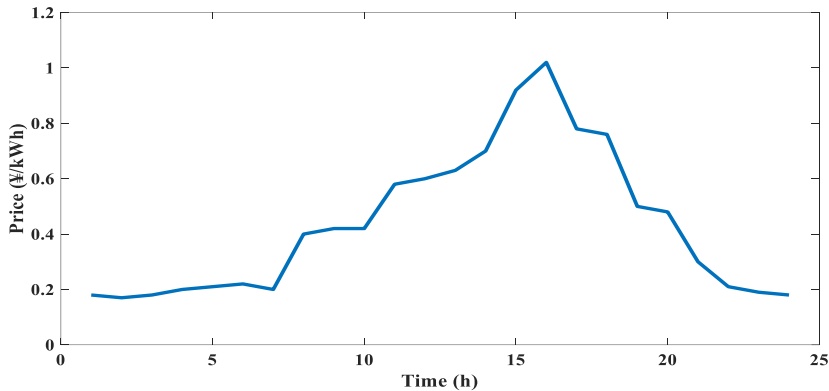
شکل ۵. دمای روزانه پیش‌بینی شده.



شکل ۶. خروجی توان خورشیدی.

جدول ۲. ذخیره‌ساز باتری.

۰	مینیمم شارژ و دشارژ (کیلووات)
۱۵۰	ماکزیمم شارژ و دشارژ (کیلووات)
۵۰۰	ماکزیمم انرژی ذخیره شده (کیلووات ساعت)
۱۰۰	مینیمم انرژی ذخیره شده (کیلووات ساعت)
۰.۴	SOC اولیه
۸۵ درصد	راندمان مبدل (شارژ و دشارژ)



شکل ۷. قیمت RTP.

مطالعه موردی

در جدول ۳ کل مصرف انرژی و هزینه کل توان خریداری شده و مقدار تابع هدف برای سه طرح پاسخگویی بار (TOU، CPP و RTP) نشان داده شده است. با مقایسه نتایج مشاهده می‌کنیم که طرح TOU از نظر هزینه کل توان خریداری شده و هزینه تابع هدف نسبت به دو طرح دیگر، مقدار کمتری دارد؛ بنابراین از نظر مصرف‌کننده‌ها طرح مناسب برای پاسخگویی بار به دلیل کاهش هزینه‌ها TOU است. اما از نظر کل مصرف انرژی طرح RTP کمترین مقدار را دارد؛ بنابراین طرح مناسب برای اداره برق به دلیل کاهش مناسب پیک بار طرح RTP است.

جدول ۳. کل مصرف انرژی و هزینه خرید توان سه مطالعه موردی.

مطالعات موردی	مقدار تابع هدف	کل مصرف انرژی (kWh)	هزینه کل توان خریداری شده (₹)
TOU	-	۳۴۳۷۵	۱۰۶۰۰
CPP	-	۳۳۷۸۰	۱۲۴۰۰
RTP	-	۳۳۴۳۵	۱۰۹۰۰
TOU	۱۰۰۱۸۶۹۱۸	۳۳۱۶۱۸۸	۱۳۰۱۸۶۹
CPP	۱۵۳۰۸۹۴۷۸	۳۲۹۶۲۹۲	۱۸۳۰۷۴۱
RTP	۱۱۷۵۴۸۶۰۸	۳۱۸۴۹۶۷	۱۴۷۵۴۸۶

در جدول ۴ مشارکت بار قابل‌وقفه در طرح‌های TOU، CPP و RTP در برنامه IL با بهینه‌سازی استوار نشان داده شده است که میزان بار قابل‌وقفه انتخابی برای طرح‌های مختلف، تقریباً برابر است اما باس‌های انتخابی متفاوت است. همچنین طرح TOU با حالت بدون عدم‌قطعیت نیز برای مقایسه نشان داده شده است. برنامه‌ریزی برای تعیین باس‌های انتخابی برای قطع با حالت بدون عدم‌قطعیت متفاوت ولی مقدار توان قطع شده در هر دو حالت برای طرح TOU یکسان است. در طرح TOU در ساعت‌های ۱۵ و ۱۶، در طرح CPP در ساعت‌های ۴ و ۱۹ و در طرح RTP در ساعت‌های ۱ و ۱۵ برای قطع بار قابل‌وقفه با روش بهینه‌سازی استوار انتخاب شده است.

جدول ۴. مشارکت بار قابل‌وقفه با طرح‌های TOU، CPP و RTP در برنامه IL.

نام طرح پاسخگویی بار استفاده شده	زمان قطع بار (ساعت)	توان قطع شده (کیلووات)
طرح TOU بدون عدم‌قطعیت	۱۷	۱۰۰
	۱۸	۱۰۰
طرح TOU با روش بهینه‌سازی مقاوم	۱۵	۱۰۰
	۱۶	۱۰۰
طرح CPP با روش بهینه‌سازی مقاوم	۹	۹۹.۸۹۸
	۱۴	۱۰۰
طرح RTP با روش بهینه‌سازی مقاوم	۱	۱۰۰
	۱۵	۱۰۰

در جدول ۵ مشارکت بار روشنایی در برنامه‌های TOU و CPP نشان داده شده است. در طرح TOU توان تنظیمی در ساعت‌های ۱۵، ۱۶، ۱۷ و ۱۸ به ترتیب به ۶۴، ۶۷، ۶۹ و ۷۰ کیلووات کاهش یافته است. در طرح CPP توان تنظیمی در ساعت‌های ۱۲ تا ۱۸ به ترتیب به ۵۰، ۶۰، ۶۱، ۶۴، ۶۷، ۶۹ و ۷۰ کیلووات کاهش یافته است. به دلیل اینکه نتایج طرح CPP و RTP تنها در ساعت ۱۱ متفاوت است، نتایج RTP در جدول ۵ نشان داده نشده است. در طرح RTP توان تنظیمی در ساعت‌های ۱۱ تا ۱۸ به ترتیب به ۴۵، ۵۰، ۶۰، ۶۱، ۶۴، ۶۷، ۶۹ و ۷۰ کیلووات کاهش یافته است. همچنین مشارکت بار روشنایی برای حالت بدون عدم‌قطعیت و بهینه‌سازی استوار در طرح TOU یکسان است.

جدول ۵. تنظیم مشارکت بار روشنایی در برنامه TOU و CPP برای حالت بهینه‌سازی استوار.

نام طرح پاسخگویی بار استفاده شده	زمان تنظیم بار (ساعت)	توان تنظیمی مشارکت بار روشنایی (کیلووات)
طرح TOU	۱۵	۶۴
	۱۶	۶۷
	۱۷	۶۹
	۱۸	۷۰
	۱۲	۵۰
	۱۳	۶۰
	۱۴	۶۱
	۱۵	۶۴
طرح CPP	۱۶	۶۷
	۱۷	۶۹
	۱۸	۷۰

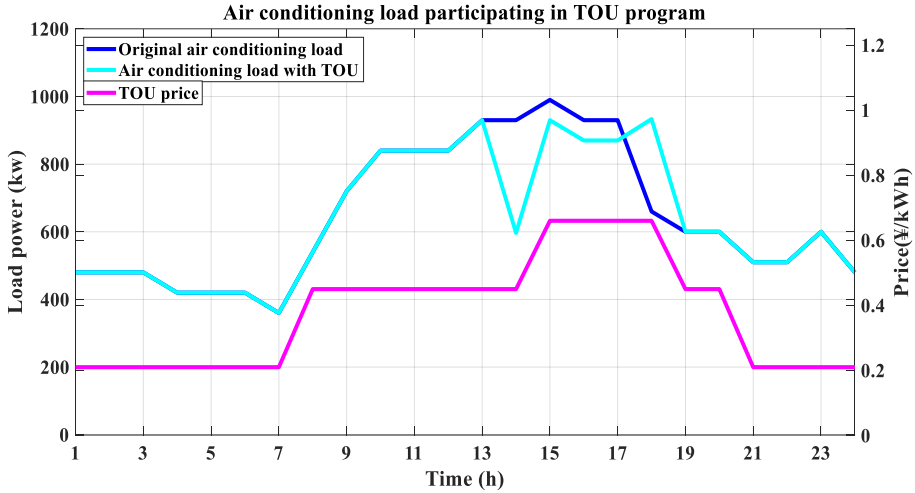
در جدول ۶ زمان جابه‌جایی پلویز و ماشین لباسشویی برای طرح‌های TOU، CPP و RTP نمایش داده شده است. بار اصلی پلویز برای ساعت ۱۶ تا ۱۷ به کار می‌رود. این بار در طرح TOU و RTP به ساعت ۱۷ تا ۱۸ و در طرح CPP به ساعت ۱۸ تا ۱۹ انتقال می‌یابد. همچنین در حالت بدون عدم‌قطعیت در طرح TOU بار پلویز به ساعت ۱۹ تا ۲۰ انتقال می‌یابد. در حالی که برای بهینه‌سازی استوار بار پلویز به ساعت ۱۷ تا ۱۸ انتقال می‌یابد. بار اصلی ماشین لباسشویی

در ساعت ۹ است. این بار در طرح TOU به ساعت ۱۴ انتقال می‌یابد اما در طرح‌های CPP، RTP و TOU بدون عدم قطعیت در همان ساعت ۹ برنامه‌ریزی شده است.

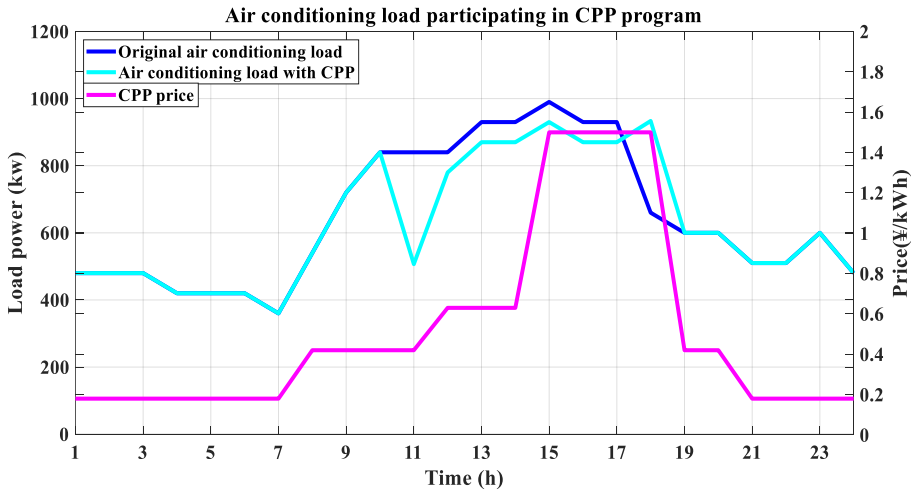
جدول ۶. زمان جابه‌جایی پلویز و ماشین لباسشویی در برنامه TOU.

نام طرح پاسخگویی بار	نام بار برنامه‌ریزی شده	شروع (ساعت)	پایان (ساعت)
بدون طرح پاسخگویی بار	بار اصلی پلویز	۱۶	۱۷
	بار اصلی ماشین لباسشویی	۹	۹
طرح TOU بدون عدم قطعیت	بار پلویز	۱۹	۲۰
	بار ماشین لباسشویی	۹	۹
طرح TOU با روش بهینه‌سازی استوار	بار پلویز	۱۷	۱۸
	بار ماشین لباسشویی	۹	۹
طرح CPP با روش بهینه‌سازی استوار	بار پلویز	۱۸	۱۹
	بار ماشین لباسشویی	۱۳	۱۳
طرح RTP با روش بهینه‌سازی استوار	بار پلویز	۱۷	۱۸
	بار ماشین لباسشویی	۱۱	۱۱

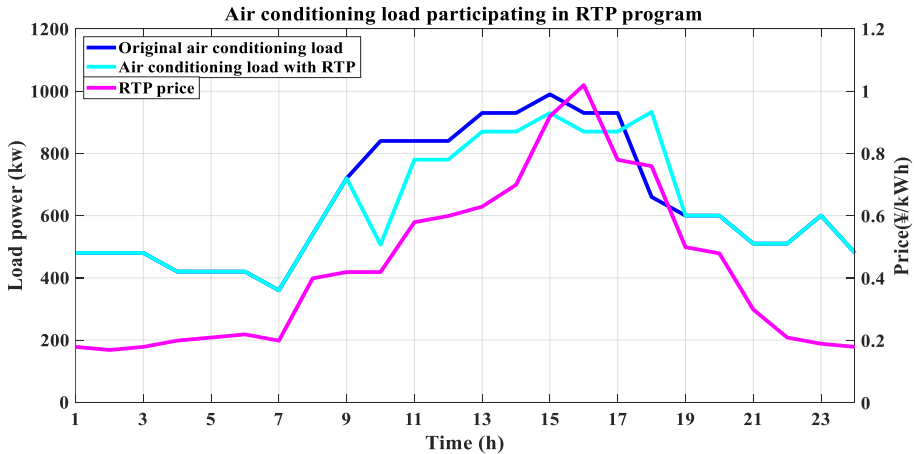
در شکل‌های ۸-الف، ۸-ب و ۸-پ مشارکت بار تهویه مطبوع به ترتیب در طرح‌های TOU، CPP و RTP نشان داده شده است. در بار تهویه مطبوع اصلی پیک بار در ساعت ۱۵ اتفاق می‌افتد اما با استفاده از هر سه طرح پیک بار در این ساعت کاهش یافته است. بار اصلی تهویه مطبوع و بار تهویه مطبوع در طرح TOU در ساعت‌های ۱ تا ۱۳ و ۱۹ تا ۲۴، در طرح CPP در ساعت‌های ۱ تا ۱۰ و ۱۹ تا ۲۴ و در طرح RTP در ساعت‌های ۱ تا ۹ و ۱۹ تا ۲۴ یکسان است. در طرح TOU در ساعت ۱۴، در طرح CPP در ساعت ۱۱ و در طرح RTP در ساعت ۱۰ میزان مصرف به شدت نسبت به بار اصلی کاهش یافته است. در این حالت میزان کاهش در طرح TOU منطقی‌تر به نظر می‌رسد؛ چون بار در ساعت ۱۴ نسبت به ساعت‌های ۱۱ و ۱۰ بیشتر است؛ بنابراین کاهش بار در زمان پرباری، منطقی‌تر است. همچنین پیک بار تهویه مطبوع در بار اصلی ساعت ۱۵، در طرح TOU ساعت‌های ۱۳، ۱۵ و ۱۸ البته با میزان کمتر نسبت به بار اصلی، در طرح CPP و RTP ساعت‌های ۱۵ و ۱۸ اتفاق می‌افتد.



الف



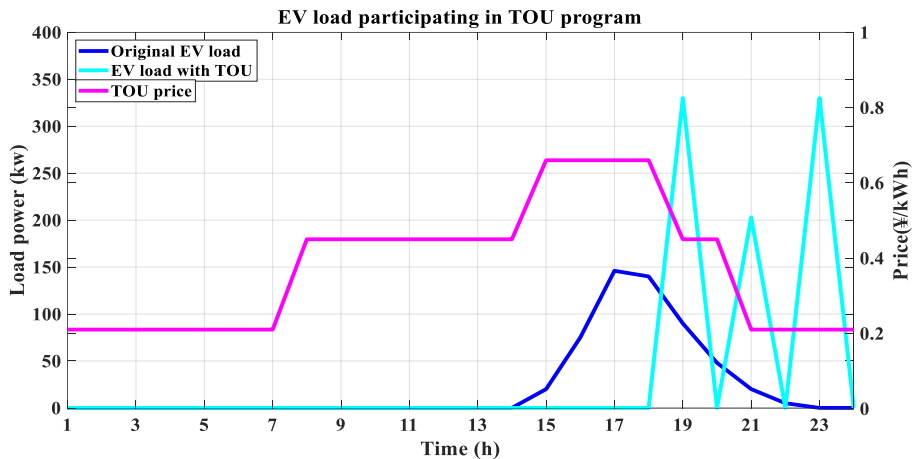
ب



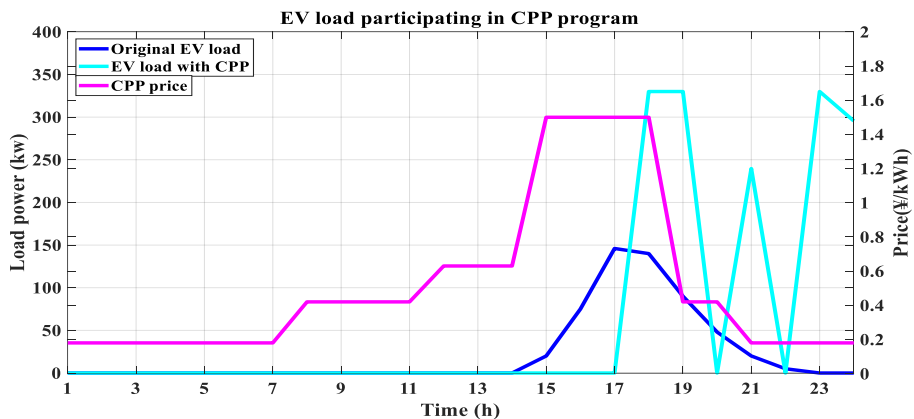
پ

شکل ۸. مشارکت بار تهویه مطبوع در الف- طرح TOU ب- طرح CPP پ- طرح RTP.

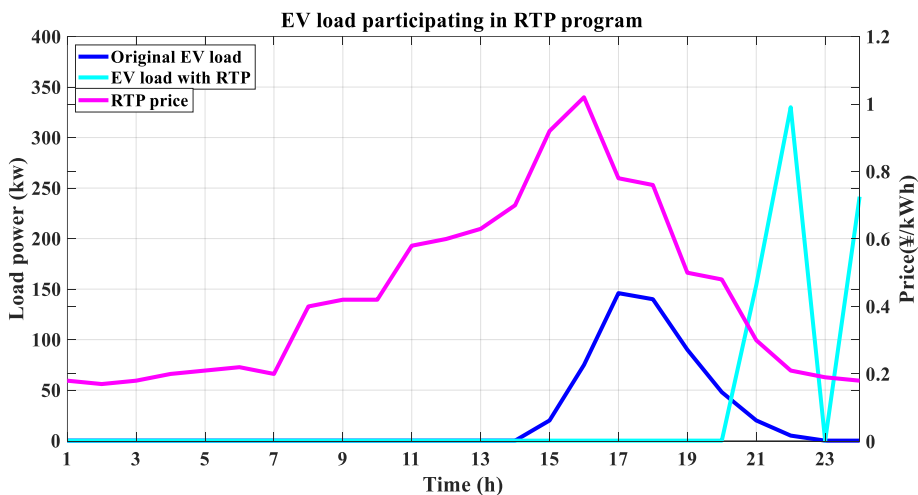
در شکل‌های ۹-الف، ۹-ب و ۹-پ مشارکت بار EV به ترتیب در طرح‌های TOU، CPP و RTP نشان داده شده است. بار اصلی EV در ساعت‌های ۱۴ تا ۲۳ به کار رفته است اما این بار در طرح TOU در ساعت‌های ۱۸ تا ۲۴ و در طرح CPP در ساعت‌های ۱۷ تا ۲۴ و در طرح RTP در ساعت‌های ۲۰ تا ۲۴ عمل می‌کند. در این بار، طرح RTP عملکرد بهتری دارد؛ زیرا در ساعت‌های پرباری دارای شیب و مقدار مصرف پایین‌تری است و به جای آن این مصرف کمتر در این ساعت را به ساعت ۲۳ تا ۲۴ که پیک بار کاهش پیدا می‌کند، منتقل کرده است.



الف



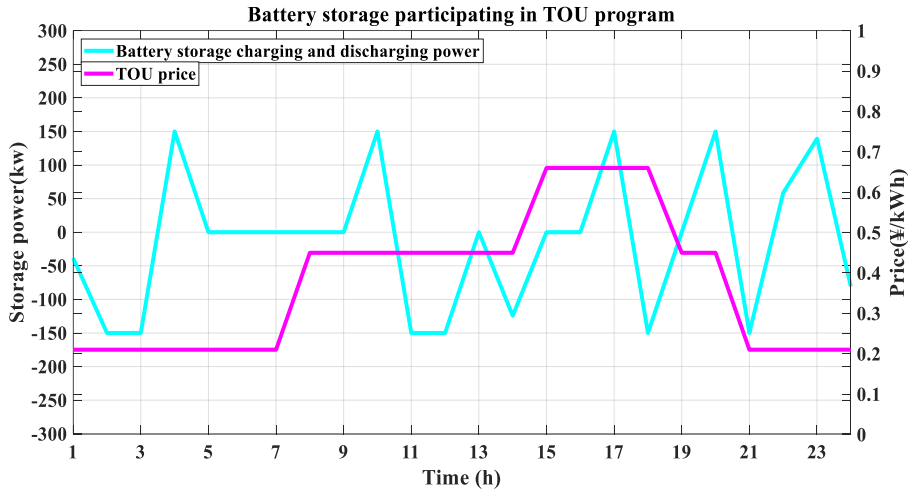
ب



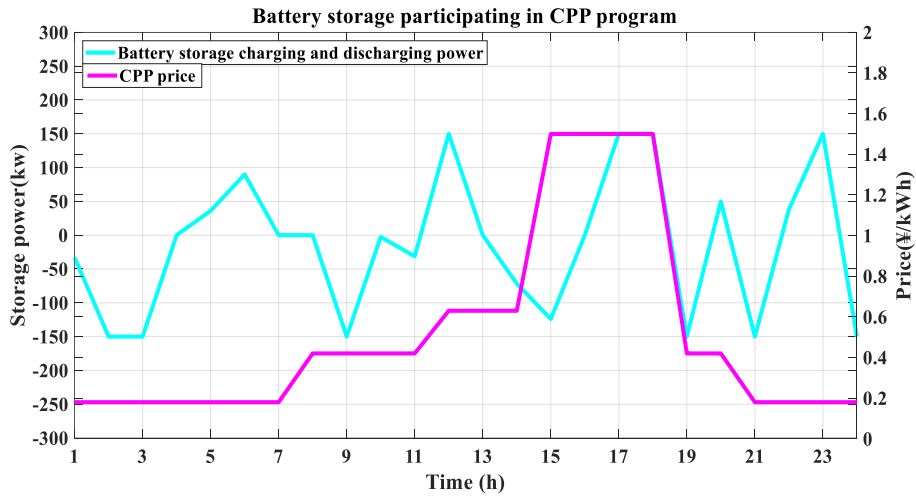
پ

شکل ۹. مشارکت بار EV در الف- طرح TOU ب- طرح CPP پ- طرح RTP.

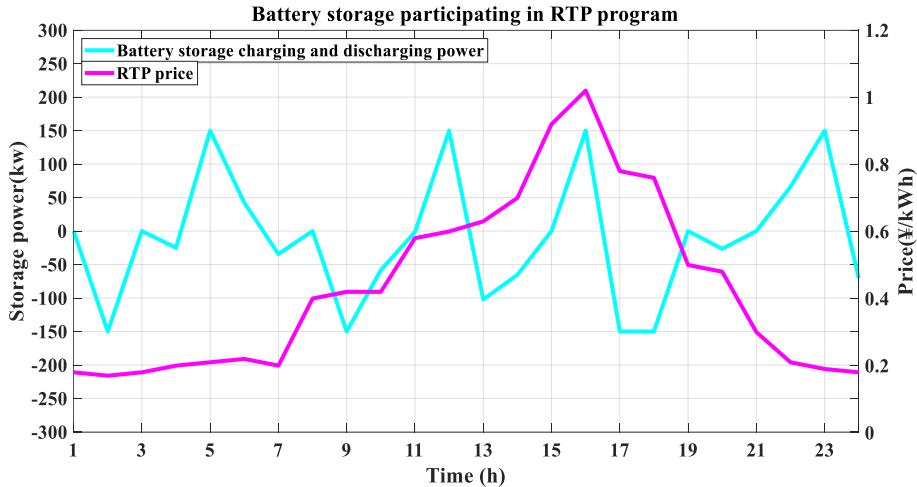
در شکل‌های ۱۰-الف، ۱۰-ب و ۱۰-پ مشارکت ذخیره‌ساز باتری به ترتیب در طرح‌های TOU، CPP و RTP ارائه شده است. توان‌های مثبت، نشان‌دهنده شارژ شدن و توان‌های منفی نشان‌دهنده دشارژ شدن باتری است.



الف



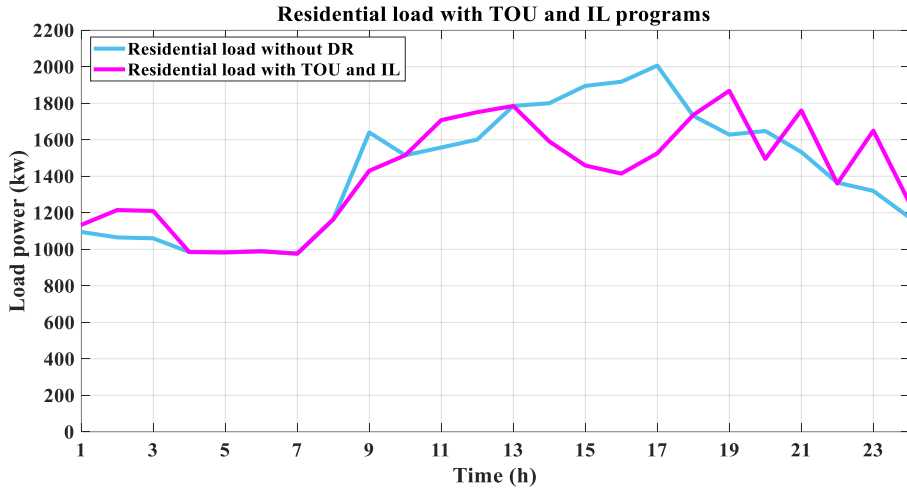
ب



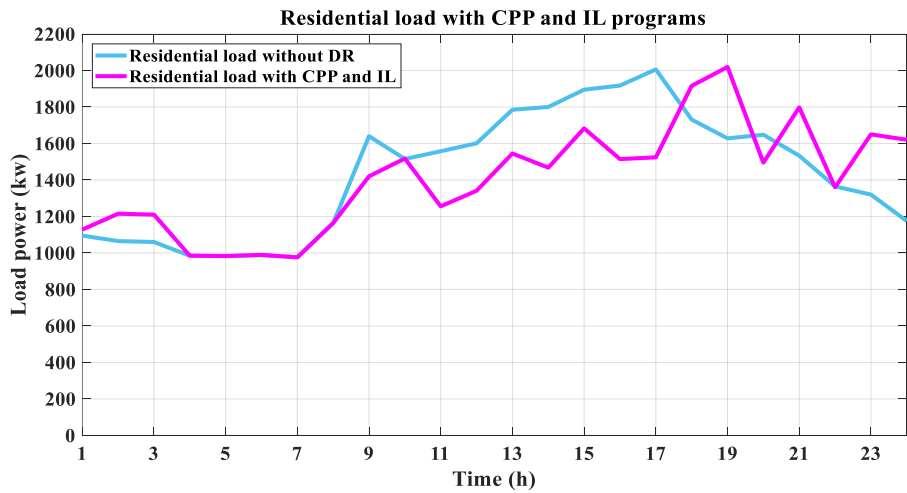
پ

شکل ۱۰. مشارکت ذخیره‌ساز باطری در الف-طرح TOU ب-طرح CPP پ-طرح RTP.

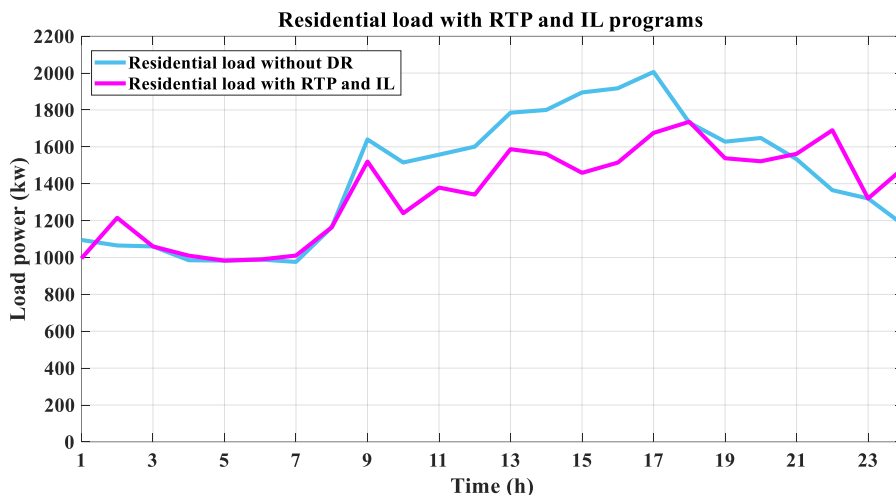
در شکل‌های ۱۱-الف، ۱۱-ب و ۱۱-پ کل بار مسکونی با برنامه IL و به ترتیب برای طرح‌های TOU، CPP و RTP نشان داده شده است. از نظر میزان کاهش مصرف و میزان کاهش پیک بار و کاهش پیک به متوسط طرح RTP عملکرد بهتری دارد اما باید به این نکته توجه کنیم که با کاهش میزان مصرف، درآمد اداره برق نسبتاً کم می‌شود. البته در ایران که قیمت برق برای مصرف‌کننده‌ها بسیار پایین است طرح RTP بسیار مناسب است اما در کشورهایی که به مصرف برق یارانه تعلق نمی‌گیرد، طرح RTP از نظر میزان کاهش مصرف باید بررسی شود که مناسب سودهی اداره برق است یا خیر. پیک بار جدید در طرح TOU در ساعت ۱۳ با میزان ۱۹۰۰ کیلووات، در طرح CPP با میزان ۱۷۰۰ کیلووات در ساعت ۲۲ و در طرح RTP با میزان ۱۷۰۰ کیلووات در ساعت ۱۵ اتفاق می‌افتد. با توجه به پیک بار جدید، طرح TOU مناسب به نظر نمی‌رسد. پیک بار جدید ایجاد شده در طرح TOU با اینکه از پیک بار قبلی کمتر است ولی پیک بار جدید نسبت به طرح RTP و CPP دارای مقدار بیشتری است.



الف



ب



پ

شکل ۱۱. بار مسکونی با طرح الف-TOU، ب-CPP و ج-RTP.

برای مقایسه و اعتبارسنجی روش پیشنهادی در حالت TOU در این مقاله با روش [۸] (بدون عدم قطعیت) مقایسه شده است که در جداول ۴ تا ۷ نشان داده شده است. با توجه به نتایج، از نظر میزان مصرف کل انرژی، روش پیشنهادی در هر سه طرح مقدار کمتری دارد اما از نظر هزینه کل توان خریداری شده در هر سه طرح روش مورد استفاده در [۸] مناسبتر است اما چون هیچ عدم قطعیتی در [۸] وجود ندارد؛ بنابراین روش [۸] کاربرد عملی ندارد. همچنین با توجه به اینکه در ایران به مشتریان برای هزینه پرداختی، یارانه زیادی به برق تعلق می‌گیرد این افزایش پرداختی، محسوس نیست. با توجه به اینکه یکی از معضلات کشور ایران، میزان مصرف زیاد و وجود پیک بار به خصوص در تابستان‌ها است (که منجر به قطعی‌های مکرر می‌شود)، طرح پیشنهادی در این مقاله به دلیل کاهش مصرف، کاهش پیک بار، کاهش پیک به متوسط و کاهش قطعی‌ها در ایران و کشورهای همانند ایران، بسیار مناسب است.

نتیجه‌گیری

برنامه‌ریزی برای مدیریت بهینه بارهای قابل وقفه، قابل جابه‌جایی و قابل تنظیم با استفاده از انواع طرح‌های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت و با هدف کاهش هزینه‌های برق خریداری شده ساکنان انجام شده است. با توجه به نتایج، طرح TOU دارای کمترین هزینه پرداختی برای مشتریان است اما طرح RTP از نظر کاهش پیک بار، کاهش پیک به متوسط و کم بودن پیک جدید نسبت به سایر طرح‌ها برتری دارد. برنامه انتخابی در مدل پیشنهادی برای کاهش هزینه‌های برق خریداری شده ساکنان، طرح TOU (به دلیل کاهش هزینه‌های پرداختی مصرف‌کننده‌ها) است. اما در ایران با توجه به دلایلی همچون کاهش پیک بار و پیک به متوسط، کاهش قطعی‌ها، کاهش نیاز به توسعه و سرمایه‌گذاری شبکه، کاهش قطعی‌ها در تابستان و کاهش هزینه‌های تولید برق، طرح RTP مناسب‌تر است. البته طرح RTP نیز نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه دارد؛ چون باید زیرساخت‌های ارتباطی و سخت‌افزاری برای ارتباط بین شرکت برق و مشترکین برای اعلام زمان واقعی هزینه‌ها ایجاد شود. برای توسعه کار می‌توان از روش‌های بهینه‌سازی همچون روش بهینه‌سازی احتمالاتی و روش بهینه‌سازی مقاوم توزیعی استفاده کرد و طرح بهینه را برای حل مسئله پاسخگویی بار ارائه داد. همچنین، یکی دیگر از

پیشنهاد‌های نویسندگان برای توسعه کار حاضر، افزودن معادلات پخش بار و مدل‌سازی خطوط به مدل پیشنهادی و به‌دست آوردن نتایج دقیق‌تر برای حل مسئله پاسخگویی بار است.

References

- [1] Lujano-Rojas, J. M., Monteiro, C., Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2012). Optimum residential load management strategy for real time pricing (RTP) demand response programs. *Energy Policy*, 45, 671-679. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.019>
- [2] Christakou, K., Tomozei, D. C., Boudec, J. Y. L., & Paolone, M. (2014). GECN: Primary Voltage Control for Active Distribution Networks via Real-Time Demand-Response. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 5(2), 622-631. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2275004>
- [3] Chen, Z., Wu, L., & Fu, Y. (2012). Real-Time Price-Based Demand Response Management for Residential Appliances via Stochastic Optimization and Robust Optimization. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 3(4), 1822-1831. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2212729>
- [4] Kim, S. J., & Giannakis, G. B. (2017). An Online Convex Optimization Approach to Real-Time Energy Pricing for Demand Response. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 8(6), 2784-2793. <https://doi.org/10.1109/TS G.2016.2539948>
- [5] Nan, S., Zhou, M., & Li, G. (2018). Optimal residential community demand response scheduling in smart grid. *Applied Energy*, 210, 1280-1289. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.066>
- [6] Zhao, L., Yang, Z., & Lee, W. J. (2017). The Impact of Time-of-Use (TOU) Rate Structure on Consumption Patterns of the Residential Customers. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Industry Applications*, 53(6), 5130-5138. <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2734039>
- [7] Derakhshan, G., Shayanfar, H. A., & Kazemi, A. (2016). The optimization of demand response programs in smart grids. *Energy Policy*, 94, 295-306. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.009>
- [8] Tindemans, S. H., Trovato, V., & Strbac, G. (2015). Decentralized Control of Thermostatic Loads for Flexible Demand Response. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Control Systems Technology*, 23(5), 1685-1700. <https://doi.org/10.1109/TCST.2014.2381163>
- [9] Huang, Q., Roozbehani, M., & Dahleh, M. A. (2015). Efficiency-Risk Tradeoffs in Electricity Markets with Dynamic Demand Response. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Smart Grid*, 6(1), 279-290. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2326614>
- [10] Alipour, M. (2017). Optimal allocation of SVC and TCSC in power system by means of fuzzy estimator with the approach of increasing the static stability of the voltage. *Karafan Quarterly Scientific Journal*, 14(2), 95-121. https://karafan.tvu.ac.ir/article_100507.html?lang=en
- [11] AlinaghizadehArdestani, M., & Vakili, A. (2020). Output feedback Controller design for HVAC system with delayed based Robust control approach. *Karafan Quarterly Scientific Journal*, 17(1), 85-95. <https://doi.org/10.48301/kssa.2020.112758>
- [12] Mamun, A. A., Narayanan, I., Wang, D., Sivasubramaniam, A., & Fathy, H. K. (2018). A Stochastic Optimal Control Approach for Exploring Tradeoffs between Cost Savings

- and Battery Aging in Datacenter Demand Response. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Control Systems Technology*, 26(1), 360-367. <https://doi.org/10.1109/TCST.2016.2643569>
- [13] Golmohamadi, H., Keypour, R., Bak-Jensen, B., Pillai, J. R., & Khooban, M. H. (2020). Robust Self-Scheduling of Operational Processes for Industrial Demand Response Aggregators. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Industrial Electronics*, 67(2), 1387-1395. <https://doi.org/10.1109/TIE.2019.2899562>
- [14] Ju, L., Wu, J., Lin, H., Tan, Q., Li, G., Tan, Z., & Li, J. (2020). Robust purchase and sale transactions optimization strategy for electricity retailers with energy storage system considering two-stage demand response. *Applied Energy*, 271, 115155. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115155>
- [15] Melhem, F. Y., Grunder, O., Hammoudan, Z., & Moubayed, N. (2018). Energy Management in Electrical Smart Grid Environment Using Robust Optimization Algorithm. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Industry Applications*, 54(3), 2714-2726. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2803728>
- [16] Nojavan, S., Nourollahi, R., Pashaei-Didani, H., & Zare, K. (2019). Uncertainty-based electricity procurement by retailer using robust optimization approach in the presence of demand response exchange. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 105(93), 237-248. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.08.041>
- [17] Yi, W., Zhang, Y., Zhao, Z., & Huang, Y. (2018). Multiobjective Robust Scheduling for Smart Distribution Grids: Considering Renewable Energy and Demand Response Uncertainty. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Access*, 6, 45715-45724. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2865598>

فهرست علائم و اختصارات

اندیس‌ها

l	بار قابل وقفه
a	بار قابل تنظیم
b	بار قابل جابه‌جایی
i	شاخصی برای توان واحد تولیدی
j, k	شاخصی برای واحد بار پارامترها و متغیرها
$P_{j,t}^l$	توان قطع شده برای بار قابل وقفه j در ساعت t
$P_{j,t}^L$	توان بار اصلی برای بار j در ساعت t
$I_{j,t}^l$	شاخص وضعیت باینری برای بار قابل وقفه j در ساعت t
$P_{j,t}^a$	توان بار روشنایی j در ساعت t
$P_{j,t}^{a,base}$	توان اصلی بار روشنایی برای بار j در ساعت t

$P_{j,t}^{a,min}$	توان تنظیم شده بار روشنایی برای بار j در ساعت t
ρ_t	قیمت توان شبکه در ساعت t
$\rho_{j,t}^{a,min}$	قیمت بار روشنایی برای بار j در ساعت t
$I_{j,t}^a$	شاخص وضعیت باینری برای بار روشنایی قابل تنظیم j در ساعت t
$T_{k,t}$	دمای هوای تهویه مطبوع k در ساعت t
$T_{k,t}^s$	نقطه تنظیم حرارتی تهویه مطبوع k در ساعت t
$T_{k,t}^a$	دمای محیط تهویه مطبوع k در ساعت t
$T_{k,t}^g$	دمای تنظیمی تهویه مطبوع k در ساعت t
$T_{k,t}^{s,base}$	نقطه تنظیم حرارتی اصلی برای تهویه مطبوع k در ساعت t
$T_{k,t}^{s,max}$	نقطه تنظیم حرارتی تنظیم شده برای تهویه مطبوع k در ساعت t
R_k	مقاومت حرارتی تهویه مطبوع k
$P_{k,t}^a$	توان بار تهویه مطبوع k در ساعت t
C_k	کاپاسیتانس تهویه مطبوع k
Δt	بازه کنترل
p_k^{max}	حداکثر توان تهویه مطبوع k
p_k^{min}	حداقل توان تهویه مطبوع k
$\rho_{k,t}^{a,min}$	آستانه قیمت تهویه مطبوع k در ساعت t
$P_{j,t}^b$	توان بار قابل جابجایی j در ساعت t
$P_{k,t}^b$	توان شارژ EV شماره k در ساعت t
$p_k^{b,min}$	حداقل توان شارژ EV شماره k
$p_k^{b,max}$	حداکثر توان شارژ EV شماره k
$E_{k,t}^b$	حالت شارژ EV شماره k در ساعت t
P_t^g	توان خریداری شده از شبکه در ساعت t
$P_{i,t}^v$	تولید توان خورشیدی واحد i در ساعت t
$P_{i,t}^s$	توان شارژ/دشارژ باتری i در ساعت t