

Research Paper

Optimal Scheduling of demand response resources and distributed energy resources for peak management

Reza Ghaffarpour*, Saeid Zamanian

Department of Electrical Engineering, Faculty and Research Institute of Passive Defense and Engineering, Imam Hossein University, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

Article History:

Received 12 January 2022

Revised 29 January 2022

Accepted 26 March 2022

Keywords:

Emergency demand response
Incentive-based demand response
Critical peak pricing
Distributed energy resources
Peak load management

ABSTRACT

With the warming of the weather conditions and significant load growth in the distribution sector, peak management in power systems has become an essential issue in hot seasons, and demand response programs are one of the most suitable common methods for managing peak. In this article, the authors propose a new approach to network peak management in critical conditions by the distribution company. This approach is the optimal scheduling of distributed energy sources and various demand response resources to reduce the network's peak consumption during critical peak hours and with the lowest cost. Demand response resources in this article include the three critical peak pricing, incentive-based load curtailment, and emergency load response, which the distribution company implements. The problem is optimized using a robust complex number linear programming and considering the power uncertainty of renewable resources. Providing a peak price 14% larger than the peak price of the normal tariff can bring a suitable load impact from the critical peak program customers in the network. The participation of customers in the load curtailment program in the beginning and end hours of peak management is equal to 30% and 20% of the customer's baseline. Considering the risk related to solar production, power contribution in this program increases by 117 and 74 kilowatts for the same hours. Adopting a risk-averse strategy increases the cost by 745 \$ for the distribution company and the reason is the increase in curtailment of 120 kW through the emergency demand response program.

Introduction

Since peak power management is an important challenge in hot seasons of the year, demand response programs have become the most suitable conventional methods for distribution companies (DISCOs). The authors of this paper propose a new approach for network peak management in critical situations by DISCO. This approach is the optimal scheduling of distributed energy resources and various demand response resources to reduce the network peak at critical peak hours in a low-cost manner. Demand response resources in this paper consists of three programs; critical peak pricing (CPP), incentive-based load curtailment (ILC), and emergency demand response (EDR), which the

distribution company adopts. Robust mathematical programming is implemented to optimize this problem concerning the uncertainty of energy production of renewable resources.

Model description

The main approach of this paper is to present a MILP Robust scheduling model to maintain the peak load under a certain level besides maximizing DISCO's profit. The distributed energy resources include photovoltaic (PV), battery energy storage, and diesel generator (DG). The production model of all these energy resources is formulated with respective constraints, and the PV's generation uncertainty is concerned with the Robust approach. This MILP scheduling is modeled in GAMS software using CPLEX solver.

* Corresponding Author, Email: rgaffarpour@ihu.ac.ir

Results and discussions

The two demand response programs, ILC and EDR, have different individual event periods and a maximum number of events per day that has to be called by DISCO. Taking the risk-neutral strategy shows that the DG operates at full capacity during the hours with a higher energy price than the fuel price. Also, the battery units provide the discharge service in critical peak hours to mitigate the peak load. A three-level energy price with a critical peak price of about 0.160-0.168 \$/kWh is obtained for the CPP customers through the K-means clustering method. About the ILC program, the load impact of different customers is affected by the incentive price and the limitations defined for event calls. As the ILC customers have to fulfill the least curtailment of 15% (of base load), large consumers can have an effective load impact in direction with peak management. In this simulation, the density of interruption numbers during the peak shaving period is different for EDR customers. However, the highest density amount belongs to hour 10, in which the network faces the cap of peak load. By taking the risk-averse strategy, DISCO incurs a cost of 5290 \$. This increase refers to the consideration of PV generation worst-case scenario and affects the dispatch of energy resources. Especially the EDR customers that, unlike the ICL and CPP customers, provide a high generation capacity in certain event hours. Increasing the budget of uncertainty results in enhancing the interruption numbers and, consequently, the payment amount to

the EDR customers. In addition, the critical peak price was determined between 9-17 for CPP customers. Although three hours of this period is outside the specified peak management horizon, the CPP program is not the only energy option. Choosing this time for critical pricing can reduce the cost according to the scheduling of other energy sources.

The results show that providing a suitable critical peak price not only reduces the consumption of elastic loads but also affects the demand response manner of other customers who participated in the incentive-based and emergency programs. Due to the determined incentive price, it was observed that the bars participating in the ILC program could effectively reduce consumption by participating during certain hours. In addition, implementing the EDR program showed that the absence of this program can impose higher costs if the capacity of distributed energy resources and CPP and ILC resources are insufficient in peak shaving. This program's application shows that EDR load interruption is the ultimate solution for the operator to reach the capped peak. Furthermore, adopting a risk aversion strategy by the operator increases the expected peak management cost and implies more demand response resources capacity. However, considering the worst-case scenario lessens the risk of failure in meeting a successful peak shaving. At the same time, it should be noted that the risk aversion of the operator and the uncertainty enhance the load impact.

فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: <https://ses.ut.ac.ir>

مقاله پژوهشی

برنامه‌ریزی بهینه منابع پاسخ‌گویی بار و منابع انرژی پراکنده برای مدیریت اوج بار

رضا غفارپور^{۱*}، سعید زمانیان^۲

^۱ استادیار دانشکده و پژوهشکده مهندسی و پدافند غیرعامل، دانشگاه جامع امام حسین (ع)

^۲ مربی دانشکده و پژوهشکده مهندسی و پدافند غیرعامل، دانشگاه جامع امام حسین (ع)

اطلاعات مقاله	چکیده
تاریخ‌های مقاله: تاریخ دریافت ۱۴۰۰/۱۰/۲۲ تاریخ بازنگری ۱۴۰۰/۱۱/۰۹ تاریخ تصویب ۱۴۰۱/۰۱/۰۶	با گرم شدن شرایط آب‌وهوایی و رشد بار قابل توجه در بخش توزیع، مدیریت اوج سیستم قدرت در فصول گرما به یک مسئله مهم تبدیل شده است و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار یکی از مناسب‌ترین روش‌های متداول برای مدیریت اوج بار شبکه است. نویسندگان در این مقاله رویکرد نوینی را برای مدیریت اوج شبکه در شرایط بحرانی و توسط شرکت توزیع پیشنهاد می‌دهند. این رویکرد، برنامه‌ریزی بهینه منابع انرژی پراکنده و منابع متنوع پاسخ‌گویی بار در راستای کاهش اوج مصرف شبکه در ساعات اوج بحرانی و با کمترین هزینه است. منابع پاسخ‌گویی بار در این مقاله شامل سه برنامه قیمت‌گذاری اوج بحرانی، کاهش بار تشویقی و پاسخ‌گویی بار اضطراری است که توسط شرکت توزیع اجرا می‌شود. بهینه‌سازی این مسئله به واسطه یک برنامه‌ریزی ریاضی مقاوم و با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید منابع تجدیدپذیر صورت می‌پذیرد. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد ارائه قیمت اوج بحرانی مناسب نه تنها بر کاهش مصرف بارهای الاستیک، بلکه بر نحوه همکاری سایر مشترکین در برنامه‌های کاهش بار و اضطراری نیز تأثیر می‌گذارد. همچنین، برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری با در اختیار قرار دادن ظرفیت انرژی مناسب در ساعات محدود، نقش مهمی در مدیریت بار اوج دارد. تأثیر بار پیش‌بینی‌شده از سوی شرکت توزیع برای بازه ساعتی مدیریت اوج مقداری مثبت و برای زمان‌های غیر اوج منفی می‌شود. ضمن اینکه باید توجه داشت ریسک‌گریزی اپراتور و دخالت دادن عدم قطعیت موجب افزایش تأثیر بار می‌شود.

مقدمه

افزایش مصرف مشترکان در روزهای گرم سال و مدیریت اوج بار، یکی از مشکلات بسیار مهمی است که شرکت‌های برق با آن مواجه هستند [۱]. در این راستا و با توجه به محدودیت ظرفیت تولید در بخش انتقال، مدیریت مصرف و ارائه برنامه‌های پاسخ‌گویی بار یکی از روش‌های متداول شرکت‌های برق است [۲]. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار زیادی تا کنون معرفی شده‌اند، ولی در کل، این برنامه‌ها به دو

دسته پاسخ‌گویی بار مبتنی بر قیمت و پاسخ‌گویی بار مبتنی بر بهای تشویقی تقسیم می‌شوند [۳]. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبتنی بر قیمت شامل برنامه‌های معروف زمان استفاده [۴]، زمان واقعی [۵] و یا قیمت‌گذاری پیک بحرانی [۶] می‌شود و برای بارهای الاستیک کاربرد دارند. اساس برنامه‌های تشویقی نیز مشوق ارائه‌شده از سوی شرکت توزیع است و از برنامه‌های شناخته‌شده آن، یکی برنامه

1. Time of Use
2. Real-Time Pricing (RTP)
3. Critical Peak Pricing (CPP)

* نویسنده مسئول

Email: rghaffarpour@ihu.ac.ir

انرژی‌های پراکنده و خودروهای برقی به منظور اصلاح اوج بار ارائه داد. در [۳۳] پاسخ شبکه توزیع دو ناحیه‌ای به اصلاح اوج تصادفی مورد ارزیابی قرار گرفت. آگوستین و همکاران در [۳۴] مطالعه‌ای در خصوص مدیریت اوج شبکه محلی توزیع با در نظر گرفتن تنظیم کنتور هوشمند مشترکان و با هدف افزایش سود شرکت ارائه داد. همچنین، سینگ و همکاران در [۳۵] به بررسی نقش کاهش ولتاژ محافظه‌کارانه^۳ و ذخیره‌سازهای انرژی در مدیریت اوج شبکه پرداختند.

اما در کار پیش رو، رویکرد جدیدی معرفی خواهد شد که در پژوهش‌های گذشته تا به حال به آن اشاره نشده است. زمانی که در برخی ساعات‌های روزهای بسیار گرم، اوج مصرف بیش از حد بالا می‌رود و شبکه را با خطرات جدی مواجه می‌کند، شبکه‌های توزیع موظف هستند تا این اوج را با اعمال برنامه‌های پاسخ‌گویی بار کاهش بدهند. شرکت‌های معتبر جهان مانند PG&E دارای برنامه‌های متنوع پاسخ‌گویی بار است که در این برنامه‌ها، مشترکان می‌توانند به طور مستقیم و یا به واسطه تجمیع‌کننده‌ها مشارکت داشته باشند. از طرفی، ایجاد هماهنگی بین این برنامه‌ها و برنامه‌ریزی صحیح آن‌ها می‌تواند در کاهش هزینه‌های شرکت تأثیر بسیار مثبتی داشته باشد. هر سه برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی، کاهش بار و پاسخ‌گویی بار اضطراری که توضیحاتشان داده شد، در امر کاهش مصرف و در شرایط بحرانی یادشده مؤثر هستند. یادآوری این نکته ضروری است که برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری مورد بحث در اینجا تنها شامل قطع بار اضطراری است. دو برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی و کاهش بار می‌توانند مشترکان را هم به طور مستقیم و هم به واسطه نهاد تجمیع‌کننده مشارکت دهند، ولی مشترکان پاسخ‌گویی بار اضطراری مجاز هستند تا تنها به طور مستقیم شرکت کنند. بارهایی که در هیچ برنامه پاسخ‌گویی مشارکت ندارند، به عنوان بارهای ثابت در نظر گرفته شده‌اند.

نکته مهم دیگری که باید به آن اشاره شود این است که شرکت توزیع دارای منابع انرژی پراکنده است که این منابع شامل انرژی‌های تجدیدپذیر مانند فتوولتائیک^۴، دیزل ژنراتور^۵ با سوخت فسیلی و باتری ذخیره‌ساز است.

کاهش بار^۱ و دیگری پاسخ‌گویی بار اضطراری^۲ است [۷]. برنامه پاسخ‌گویی بار قیمت‌گذاری پیک بحرانی برای شرایط بحرانی شبکه و زمانی که اوج مصرف برای شرکت توزیع نگران‌کننده است، بسیار مؤثر بوده و با ارائه یک قیمت بسیار زیاد نسبت به تعرفه عادی، مشترک را وادار به کاهش بار در ساعت‌های اوج می‌کند [۸]. برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی روی انواع بارها قابل اجرا است، هر چند اجرای این برنامه روی مشترکین کم‌درآمد با بار کم و آسیب‌پذیری آن‌ها جای بحث دارد [۹]. در سال‌های اخیر، به‌کارگیری این برنامه در ساختمان‌ها و خانه‌های هوشمند به واسطه سیستم مدیریت انرژی ساختمان امکان‌پذیر شده است [۱۰] و [۱۱]. به علاوه، اینکه بارهای سرمایه‌ی به عنوان سهم اصلی مصرف اوج و کاهش آن‌ها توسط کنترل سیستم‌های تهویه هوا می‌تواند متأثر از همکاری در برنامه باشد [۱۲]. همچنین، برنامه‌ریزی بهینه ریزشک‌ها و نیز در نظر گرفتن قابلیت اطمینان آن‌ها به واسطه برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی میسر است [۱۳ و ۱۴].

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تشویقی به خلاف برنامه‌های مبتنی بر قیمت دارای مکانیزم متفاوتی بوده و تعداد و میزان همکاری روزانه مشترکان عموماً توسط شرکت و طی قرارداد یا تعرفه، مقید می‌شود. به واسطه برنامه‌های کاهش بار، مشترکان می‌توانند به صورت مستقیم و یا غیر مستقیم در بازارهای برق شرکت کنند [۱۵-۲۰]. شیوه پیاده‌سازی برنامه‌های کاهش بار روی بارهای خانگی و تعیین بهای تشویقی در [۲۱ و ۲۲] بحث شده است. [۲۳-۲۶] به کاربرد روش‌های داده‌کاوی و یادگیری ماشین در برنامه‌های تشویقی پرداخته‌اند. در خصوص برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری، این برنامه بیشتر برای ایجاد تعادل بین تولید و مصرف در شبکه بالادستی و برای شرایط اضطراری کاربرد دارد [۲۷ و ۲۸]. در [۲۹]، برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری مطابق با داده‌های زمان واقعی به منظور بهره‌برداری شبکه گرمایشی و ریزشک انجام گرفت. در [۳۰] مراکز داده مورد نیاز و مکانیزم تشویقی مناسب برای اجرای پاسخ‌گویی بار اضطراری مورد بحث قرار گرفت.

در رابطه با بحث مدیریت اوج، [۳۱ و ۳۲] مرور جامعی را در رابطه با سه استراتژی مدیریت مصرف،

3. Conservation voltage reduction (CVR)

4. Photovoltaic (PV)

5. Diesel generator (DG)

1. Load Curtailment Demand Response

2. Emergency Demand Response

تشریح خواهد شد. در بخش سوم نتایج شبیه‌سازی مربوط به مدل پیشنهادی ارائه و تحلیل شده است. در نهایت نیز در بخش چهارم نتیجه‌گیری ارائه شده است.

مدل‌سازی مسئله و روابط حاکم

در این بخش، فرمول‌نویسی و مدل برنامه‌ریزی ریاضی مسئله بیان شده مطرح خواهد شد. در مسئله مدیریت اوج، هدفی که اپراتور شرکت توزیع آن را دنبال می‌کند، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری ۲۴ ساعته به همراه کاهش بار شبکه است. همان‌طور که در بخش قبل گفته شد، شرکت توزیع در این مسئله سه نوع برنامه پاسخ‌گویی بار را در دستور کار خود دارد که شامل قیمت‌گذاری پیک بحرانی، کاهش بار و پاسخ‌گویی بار اضطراری است. همچنین، شبکه توزیع مورد مطالعه دارای منبع انرژی تجدیدپذیر فتوولتائیک، دیزل ژنراتور و منبع ذخیره‌ساز باتری است. با این فرض، باس‌ها یا گره‌های شبکه توزیع به صورت زیر و بر اساس مجموعه‌ها و شاخص‌های جدول ۱ دسته‌بندی شده‌اند.

باید توجه کرد که سیستم‌های فتوولتائیک به عنوان یکی از منابع مرسوم انرژی پراکنده تجدیدپذیر در دنیا شناخته می‌شوند که بسیار مورد توجه شرکت‌های توزیع قرار بوده و می‌توانند در کاهش اوج تأثیرگذار باشند [۳۶]. بنابراین، برای مدیریت اوج بار و کاهش آن تا میزان مد نظر، شرکت توزیع دارای گزینه‌های متفاوتی از منابع انرژی پراکنده و منابع پاسخ‌گویی بار است که برنامه‌ریزی بهینه آن‌ها کاهش هزینه به مراتب کمتری را نسبت به حالتی که نگاه جامعی نسبت به این منابع وجود ندارد، به دست می‌دهد. رویکرد اصلی این مقاله، ارائه یک مدل برنامه‌ریزی ۲۴ ساعته جامع منابع تولیدی اعم از انرژی پراکنده و پاسخ‌گویی بار با هدف مدیریت ساعت‌های اوج بحرانی است. همچنین این برنامه‌ریزی، عدم قطعیت موجود در منابع انرژی تجدیدپذیر را نیز دخالت می‌دهد و در این راستا یک بهینه‌سازی مقاوم^۱ در قالب برنامه‌ریزی خطی عدد مختلط^۲ پیشنهاد خواهد شد.

این مقاله در چهار بخش تنظیم شده است. در بخش دوم، مدل‌سازی مسئله و فرمول‌نویسی آن به طور کامل

جدول ۱. مجموعه‌ها و شاخص‌های مرتبط

مجموعه و شاخص	متعلق به	مجموعه و شاخص	متعلق به
i, j, Ω_B	باس	$s(i), \Omega_{ST}$	واحدهای باتری
$f(i), \Omega_F$	بارهای ثابت	$d(i), \Omega_{DG}$	واحدهای دیزل ژنراتور
$n(i), \Omega_{CDR}$	بارهای برنامه کاهش بار	$a(i), \Omega_{PV}$	واحدهای فتوولتائیک
$k(i), \Omega_{CPP}$	بارهای برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی	$m(i), \Omega_{EDR}$	بارهای برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری

$$\Psi^{CPP} = \sum_{h=1}^{Tf} \sum_{k \in \Omega_{CPP}} \lambda_{k,h} X_{k,h}^p \quad (4)$$

$$\Psi^{EDR} = \sum_{h=1}^{Tf} \sum_{m \in \Omega_{EDR}} \left[\rho_h^{sell} Z_{m,h}^p - \rho^{int} (1 - u_{m,h}^{int}) \right] \quad (5)$$

$$\Phi^G = \sum_{h=1}^{Tf} \rho_h^G P_h^G \quad (6)$$

$$\Phi^{DG} = \sum_{h=1}^{Tf} \rho_d^{DG} P_{d,h}^{DG} \quad (7)$$

تابع هدف ارائه‌شده با عنوان سود مورد انتظار شرکت توزیع دارای ۶ جزء کلی است که شامل دریافتی شرکت از فروش انرژی به مشترکان بار ثابت Ψ^F ، پرداختی Ψ^{CDR} مرتبط با مشترکان همکار در برنامه کاهش بار، پرداختی

با^۱ توجه به اینکه برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی روی سود شرکت تأثیرگذار است، تابع هدف مسئله با هدف بیشینه‌سازی سود Π به صورت زیر و از ۱-۷ فرمول‌نویسی شده است.

$$\max \Pi = \Psi^F + \Psi^{CDR} + \Psi^{CPP} + \Psi^{EDR} - \Phi^G - \Phi^{DG} \quad (1)$$

که در آن

$$\Psi^F = \sum_{h=1}^{Tf} \sum_{f \in \Omega_F} \rho_h^{sell} P_{f,h}^F \quad (2)$$

$$\Psi^{CDR} = \sum_{h=1}^{Tf} \sum_{n \in \Omega_{CDR}} \left[\rho_h^{sell} Y_{n,h}^p - \rho^{inc} \Delta y_{n,h}^{p+} \right] \quad (3)$$

1. Robust optimization
2. Mixed integer linear programming (MILP)

قیود مسئله

قیود مسئله مدیریت بهینه اوج، دو دسته را در بر می‌گیرد که یکی قیود فنی بهره‌برداری شبکه است و دیگری قیود مربوط به شیوه پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار است. این قیود به شکل زیر فرمول‌بندی شده‌اند.

$$u_{d,h}^{DG} P_d^{DG, \min} \leq P_{d,h}^{DG} \leq u_{d,h}^{DG} P_d^{DG, \max} \quad (8)$$

$$u_{s,h}^{ch} P_s^{ST, \min} \leq P_{s,h}^{ch} \leq u_{s,h}^{ch} P_s^{ST, \max} \quad (9)$$

$$u_{s,h}^{dc} P_s^{ST, \min} \leq P_{s,h}^{dc} \leq u_{s,h}^{dc} P_s^{ST, \max} \quad (10)$$

$$u_{s,h}^{ch} + u_{s,h}^{dc} \leq 1 \quad (11)$$

$$C_{s,h} = C_{s,h-1} + \eta_s P_{s,h}^{ch} - P_{s,h}^{dc} / \eta_s \quad (12)$$

$$C_{s,h} \leq C_s^{\max} \quad (13)$$

$$u_h^{ch} - u_{h-1}^{ch} \leq \frac{1}{MCT_s} \sum_{h=h+1}^{h-1+MCT_s} u_{s,h}^{ch} \quad (14)$$

$$u_h^{dc} - u_{h-1}^{dc} \leq \frac{1}{MDT_s} \sum_{h=h+1}^{h-1+MDT_s} u_{s,h}^{dc} \quad (15)$$

$$Y_{n,h}^p = P_{n,h}^F - \Delta y_{n,h}^{p+} + \Delta y_{n,h}^{p-} \quad (16)$$

$$\delta_{n,h}^+ A_n^{min,+} \leq \Delta y_{n,h}^{p+} \leq \delta_{n,h}^+ A_n^{max,+} \quad (17)$$

$$\Delta y_{n,h}^{p-} \leq \delta_{n,h}^- A_n^{max,-} \quad (18)$$

$$\delta_{n,h}^+ + \delta_{n,h}^- \leq 1 \quad (19)$$

$$\sum_{h=1}^{yr} Y_{n,h}^p \geq E_n^{min} \quad (20)$$

$$\sum_{h=T^{CDR, start}}^{T^{CDR, end}} \delta_{n,h}^+ \leq N_{event}^{CDR} \quad (21)$$

$$X_{k,h}^p = P_{k,h}^F \left(1 + \varepsilon_k \frac{\lambda_{k,h} - \rho_h^{Sell}}{\rho_h^{Sell}} \right) \quad (22)$$

$$X_{k,h}^q = Q_{k,h}^F \left(1 + \varepsilon_k \frac{\lambda_{k,h} - \rho_h^{Sell}}{\rho_h^{Sell}} \right) \quad (23)$$

Ψ^{CPP} مرتبط با مشترکان همکار در برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی، پرداختی Ψ^{EDR} مرتبط با مشترکان همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری، هزینه Φ^G مربوط به خرید انرژی از شبکه بالادستی و نیز Φ^{DG} است که هزینه بهره‌برداری واحدهای دیزل ژنراتور است. فروش انرژی به مشترکان بار ثابت، کاهش بار و پاسخ‌گویی بار اضطراری در تعرفه معمول شرکت ρ_h^{Sell} انجام می‌گیرد. $P_{f,h}^F$ بیانگر متوسط انرژی مصرفی ساعتی یا بار پایه مشترکان است که معادل میانگین مصرف ۱۰ روز مشابه گذشته در ساعاتی متناظر به غیر از روزهای تعطیل و همکاری در برنامه است. متغیر $Y_{n,h}^p$ مصرف پیش‌بینی‌شده مشترکان کاهش بار تحت تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار است و Δy^{p+} میزان کاهش بار در ساعات‌های همکاری است که میزان پرداختی تشویقی از سوی شرکت را با توجه به بهای تشویقی ρ^{inc} تعیین می‌کند.

متغیر $\lambda_{k,h}$ قیمت زمان واقعی فروش انرژی برای مشترکان برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی است. مصرف پیش‌بینی‌شده این بارها ناشی از همکاری و با توجه به قیمت فروش تعیین‌شده با $X_{k,h}^p$ نشان داده شده است. نکته‌ای که باید به آن اشاره شود این است که تعرفه قیمت‌گذاری پیک بحرانی این مشترکان پس از به دست آوردن قیمت زمان واقعی λ و تبدیل آن به تعرفه مناسب قیمت‌گذاری پیک بحرانی انجام می‌گیرد. بار مصرفی اکتیو متأثر از همکاری مشترکان پاسخ‌گویی بار اضطراری در برنامه و اجرای قطع بار از سوی شرکت با $Z_{m,h}^p$ نشان داده شده است و حالت قطع بار این مشترکان با متغیر باینری u^{int} تعریف شده است. همچنین، میزان جریمه پرداختی از سوی شرکت به ازای قطع در هر ساعت با ρ^{int} تعیین می‌شود. شرکت توزیع، توان مورد نیاز خود از شبکه بالادستی P_h^G را با قیمت بازار مورد انتظار ρ_h^G دنبال و خریداری می‌کند. هر چند می‌تواند در صورت امکان، مازاد توان خود را به بازار بفروشد. معادله ۷ نیز هزینه بهره‌برداری واحدهای دیزل ژنراتور را بر اساس توان خروجی $P_{d,h}^{DG}$ و قیمت بهره‌برداری ρ_d^{DG} هر واحد تعیین می‌کند.

می‌کند که در ساعت معین رویداد کاهش بار انجام خواهد گرفت یا نه. به بیان دیگر، برای ساعتی که شرکت توزیع رویداد کاهش بار را اعلام می‌کند، مشترک باید حداقل میزانی از کاهش بار را برآورد کند که این میزان عموماً از ۱۰-۱۵ درصد متوسط قدرت مصرفی تعیین می‌شود.

نامعادله ۱۸ نیز افزایش مصرف این مشترکان در ساعت‌های غیر بحرانی را بر اساس متغیر باینری $\delta_{n,h}^-$ تعیین می‌کند. قید ۱۹ تضمین می‌کند که این مشترکان در هر ساعت تنها می‌توانند در یکی از حالت‌های کاهش یا افزایش بار خود باشند. حداقل انرژی مصرفی ۲۴ ساعته E_n^{min} در نامعادله ۲۰ بررسی می‌شود. در برنامه‌های کاهش بار برای مشترکان، یک محدوده زمانی روزانه از سوی شرکت یا نهاد پاسخ‌گویی بار تعیین می‌شود. در این محدوده ساعتی، شرکت توزیع می‌تواند تا تعدادی معین، اعمال رویداد کند. قید ۲۱ بیانگر این موضوع است که در آن برنامه کاهش بار به بازه ساعتی $[T^{CDR,start} - T^{CDR,end}]$ و به تعداد N_{event}^{CDR} محدود می‌شود.

معادلات ۲۲ و ۲۳ تأثیر تغییرات قیمت فروش انرژی را بر بارهای الاستیک همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار قیمت‌گذاری پیک بحرانی نشان می‌دهند. این تغییر مصرف پیش‌بینی شده نسبت به بار خط پایه وابسته به الاستیسیته هر مشترک ϵ_k است. نامعادله ۲۴ انرژی مصرفی شبانه‌روزی پیش‌بینی شده را محدود می‌کند. نامعادله ۲۵ توان مصرفی مشترکان همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری را در هر ساعت تعیین می‌کند. در صورتی مشترک برای رویداد قطعی در یک ساعت معین فراخوان شود، بار مصرفی آن ساعت برابر صفر است و در غیر این صورت، بار آن با درصد کمی (e) می‌تواند تغییر کند، زیرا این بارها الاستیسیته بسیار پایینی دارند. نامعادله ۲۶ مشابه قید ۲۱ برای مشترکان برنامه کاهش بار، بازه زمانی فراخوان $[T^{EDR,start} - T^{EDR,end}]$ و حداکثر تعداد فراخوان در این محدوده ساعتی N_{event}^{EDR} را برای مشترکان EDR مشخص می‌کند. معادلات ۲۷-۲۹ مربوط به قیود پخش بار شبکه توزیع می‌شوند.

در این معادلات که مدل خطی‌سازی شده پخش بار غیر خطی AC هستند [۳۷]، $V_{i,h}$ و $\theta_{i,h}$ به ترتیب ولتاژ و زاویه ساعتی هر گره، $\mu_{i,h}^{PV}$ مقدار مورد انتظار توان خروجی فتوولتائیک و S_b قدرت پایه شبکه هستند. پارامترهای $\alpha_{i,j}$

$$E_k^{min} \leq \sum_{h=1}^{24} X_{k,h}^p \leq E_k^{max} \quad (24)$$

$$(1-e) \cdot u_{m,h}^{int} \cdot P_{m,h}^F \leq Z_{m,h}^p \leq (1+e) \cdot u_{m,h}^{int} \cdot P_{m,h}^F \quad (25)$$

$$\sum_{h=T^{EDR,start}}^{T^{EDR,end}} u_{m,h}^{int} \leq N_{event}^{EDR} \quad (26)$$

$$\left[P_h^G + P_{i,h}^{DG} + \mu_{i,h}^{PV} + P_{i,h}^{ch} - (P_{i,h}^F + Y_{i,h}^p + X_{i,h}^p + Z_{i,h}^p + P_{i,h}^{dc}) \right] / S_b = \sum_{j \in \Omega_B} \alpha_{i,j} \cdot g_{i,j} (V_{i,h} - V_{j,h}) + \beta_{i,j} \cdot b_{i,j} (\theta_{i,h} - \theta_{j,h}) \quad (27)$$

$$\left[Q_h^G + Q_{i,h}^{DG} - (Q_{i,h}^F + Y_{i,h}^q + X_{i,h}^q + Z_{i,h}^q) \right] / S_b = \sum_{j \in \Omega_B} \beta_{i,j} \cdot g_{i,j} (V_{i,h} - V_{j,h}) - \alpha_{i,j} \cdot b_{i,j} (\theta_{i,h} - \theta_{j,h}) \quad (28)$$

$$\alpha_{i,j} = \frac{g_{i,j} b_{i,j}}{g_{i,j}^y + b_{i,j}^y}, \beta_{i,j} = \frac{g_{i,j}^y}{g_{i,j}^y + b_{i,j}^y} \quad (29)$$

$$P_h^G \leq D_h^{peak} \quad (30)$$

نامعادله ۸ محدودیت توان خروجی دیزل ژنراتور را نشان می‌دهد که در آن، $u_{d,h}^{DG}$ ، $P_d^{DG,max}$ و $P_d^{DG,min}$ به ترتیب حالت دیسپاچ دیزل ژنراتور، بیشینه و کمینه توان دیزل ژنراتور هستند. مشابه این قید، نامعادلات ۹ و ۱۰ به ترتیب بیانگر محدوده توان‌های شارژ و دشارژ ذخیره‌ساز باتری هستند. مطابق با نامعادله ۱۱ ذخیره‌ساز در هر ساعت می‌تواند در یکی از حالت‌های شارژ، دشارژ و یا به اصطلاح بیکار باشد (در صورتی که هر دوی $u_{s,h}^{dc}$ و $u_{s,h}^{ch}$ برابر صفر باشند). معادله ۱۲ ظرفیت ذخیره‌ساز را در هر ساعت و با توجه به بازه هر واحد η_s به‌روزرسانی می‌کند. این ظرفیت نباید از میزان حداکثر نامی خود عبور کند (۱۳). قیود ۱۴ و ۱۵ به ترتیب حداقل زمان ماندن باتری ذخیره‌ساز در حالات شارژ و دشارژ را تضمین می‌کنند.

پارامترهای MCT و MDT حداقل ساعت مورد نیاز برای باقی ماندن در حالات شارژ و دشارژ هستند. معادله ۱۶ بار تأثیر یافته از برنامه کاهش بار را نسبت به متوسط انرژی مصرفی ساعتی و با در نظر گرفتن کاهش توان $\Delta y_{n,h}^{p+}$ و افزایش توان $\Delta y_{n,h}^{p-}$ محاسبه می‌کند. مطابق با نامعادله ۱۷ میزان کاهش قدرت ساعتی هر نقطه بار n محدود به مقادیر $A_n^{max,+}$ و $A_n^{min,+}$ است و متغیر باینری $\delta_{n,h}^+$ تعیین

۳۱-۳۴ فرم بازنویسی شده اجزای غیرخطی هستند که خطی سازی شده‌اند [۳۸].

$$L_{k,h}^{\min} = (1 - \varepsilon_k) P_{k,h}^F \lambda_{k,h}^{\min} + \varepsilon_k P_{k,h}^F \frac{\lambda_{k,h}^{\min}}{\rho_h^{\text{Sell}}} \quad (31)$$

$$X_{k,h}^p = P_{k,h}^F \left(1 + \varepsilon_k \frac{\lambda_{k,h}^{\min} + \sum_{\ell=1}^{N_\ell} \lambda_{\ell,k,h} - \rho_h^{\text{Sell}}}{\rho_h^{\text{Sell}}} \right) \quad (32)$$

$$X_{k,h}^q = Q_{k,h}^F \left(1 + \varepsilon_k \frac{\lambda_{k,h}^{\min} + \sum_{\ell=1}^{N_\ell} \lambda_{\ell,k,h} - \rho_h^{\text{Sell}}}{\rho_h^{\text{Sell}}} \right) \quad (33)$$

$$\Psi^{CPP} = \sum_{h=k \in \Omega_{CPP}} \sum \left(L_{k,h}^{\min} + \sum_{\ell=1}^{N_\ell} \xi_{k,h} \lambda_{\ell,k,h} \right) \quad (34)$$

پس از خطی سازی و به دست آوردن یک مدل برنامه ریزی خطی عدد مختلط می توان مدل برنامه ریزی مقاوم را مدیریت بهینه مبتنی بر ریسک اوج شبکه ارائه داد. مطابق با آنچه نوجوان و همکاران در [۳۹] ارائه دادند، دخالت دادن عدم قطعیت توان خروجی فتوولتائیک در مسئله مد نظر به شکل زیر روی قیود پخش بار خود را نشان می دهد.

$$\left[P_h^G + P_{i,h}^{DG} + \mu_{i,h}^{PV} - \gamma \Gamma - \tau_h + P_{i,h}^{ch} - (P_{i,h}^F + Y_{i,h}^p + X_{i,h}^p + Z_{i,h}^p + P_{i,h}^{dc}) \right] / S_b = \quad (35)$$

$$\sum_{j \in \Omega_B} \alpha_{i,j} \cdot g_{i,j} (V_{i,h} - V_{j,h}) + \beta_{i,j} \cdot b_{i,j} (\theta_{i,h} - \theta_{j,h}) \quad (36)$$

$$\gamma + \tau_h \geq (P_h^{PV,max} - P_h^{PV,min}) \sigma_h \quad (37)$$

در این قیود بازنویسی شده و اضافه شده، Γ به عنوان پارامتر کنترل کننده ریسک شناخته می شود که میزان ریسک گریزی تصمیم گیرنده را تعیین می کند. حداکثر و حداقل توان خروجی فتوولتائیک با $P_h^{PV,max}$ و $P_h^{PV,min}$ نشان داده شده اند و γ ، τ_h و σ_h نیز متغیرهای کمکی برای مدل سازی برنامه ریزی مقاوم هستند. در صورتی که $\Gamma = 0$ باشد، یک برنامه ریزی قطعی خواهیم داشت و $\Gamma = 1$ میزان حداکثر ریسک گریزی را نشان می دهد.

شبیه سازی و تحلیل نتایج

در این بخش به منظور ارزیابی نگرش پیشنهادی و تایید مدل برنامه ریزی خطی عدد مختلط ارائه شده، شبکه توزیع

و $\beta_{i,j}$ نیز در روابط (۲۹) تعریف شده اند که بر اساس کنداکتانس $g_{i,j}$ و سوسپیتانس $b_{i,j}$ هر شاخه محاسبه می شوند. در نهایت، نکته مهمی که باید به آن اشاره شود این است که در یک دوره معین، اوج شبکه بیش از حد مجاز تعیین شده از سوی شرکت مادر D_h^{peak} می شود و شرکت توزیع موظف است تا بار مصرفی خالص خود را نسبت به این مقدار کاهش دهد [۳۰].

بهینه سازی مقاوم

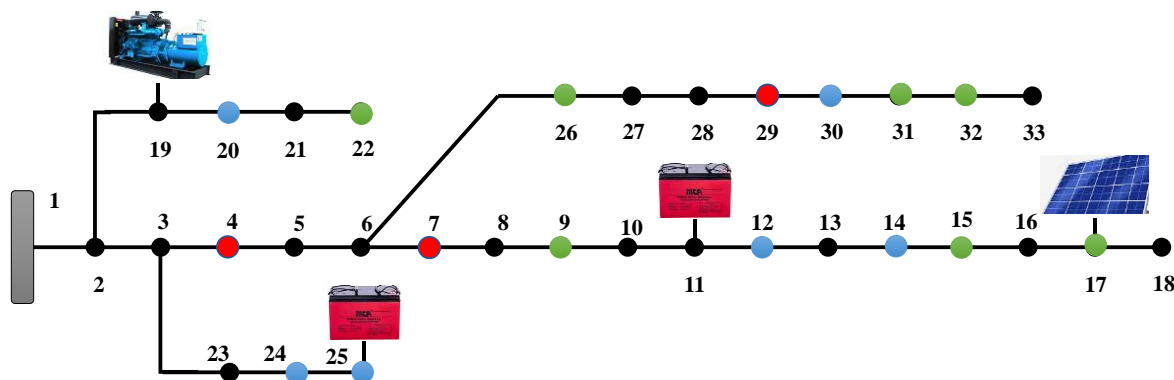
بهینه سازی مقاوم یک روش بهینه سازی مبتنی بر ریسک است که در آن به جای مدل سازی احتمالاتی تغییر تصادفی، سعی بر نشان دادن تأثیر تغییرات متغیر تصادفی بر مسئله بهینه سازی است. به رغم مدل سازی قطعی بار شبکه در این مسئله، توان خروجی فتوولتائیک دارای عدم قطعیت بالایی است و مدل سازی قطعی آن می تواند ارزش جواب نهایی مسئله را با چالش مواجه کند. هر چند مدل سازی احتمالاتی این متغیر می تواند کارساز باشد، ولی این موضوع نیازمند داده های تاریخی زیاد و تعیین دقیق سناریوهای مرتبط با تابش خورشید است. بهینه سازی مقاوم روشی است که می تواند با در نظر گرفتن بازه تغییرات توان خروجی فتوولتائیک، تأثیر این تغییرات را همراه با هدف پیشینه کردن سود شرکت افزایش دهد. در حقیقت، یک مدل دوسطحه به وجود می آید که هدف آن پیشینه کردن تأثیر عدم قطعیت توان فتوولتائیک در راستای پیشینه کردن سود شرکت است. این مدل دوسطحه با پیاده سازی روش دوگان گیری می تواند به یک مدل تک سطح تبدیل شده تا مسئله پیشینه سازی با اعمال ریسک به شکل خیلی راحت تری حل شود. در این میان، یک مشکل جدی وجود دارد و آن مدل غیر خطی مسئله بیان شده در زیر بخش قبل است. این مدل که یک برنامه ریزی غیر خطی عدد صحیح مختلط^۱ است، ناشی از جزء پرداختی مربوط به مشترکان CCP است و حل مسئله با این تعداد قیود را به شدت سخت می کند. به منظور راحتی کار در این مقاله از روش خطی سازی تکه ای^۲ استفاده شده است که به وسیله آن مدل ارائه شده به یک برنامه ریزی خطی عدد مختلط تبدیل خواهد شد. معادلات

1. Mixed-integer nonlinear programming
2. Piecewise linearization method

غفارپور و زمانیان: برنامه‌ریزی بهینه منابع پاسخ‌گویی بار و منابع انرژی پراکنده برای مدیریت اوج بار

برنامه کاهش بار (رنگ سبز) و همکار در پاسخ‌گویی بار اضطراری (رنگ قرمز) می‌شود. الاستیسیته بارهای مشارکت‌کننده در برنامه پاسخ‌گویی بار قیمت‌گذاری پیک بحرانی به ترتیب شماره باس به ترتیب از راست به چپ برابر $\{-0/43, -0/50, -0/30, -0/35, -0/40, -0/31\}$ است. بهای تشویقی همکاری در برنامه کاهش بار این شرکت توزیع برابر ۰/۱۶۰ دلار بر کیلووات ساعت است و گزینه مشارکت آن برای دوره ۸ ساعته صبح تا ۲ بعد از ظهر برای مشترک/تجمع‌کننده تعیین شده است.

تست معروف IEEE ۳۹ باسه [۴۰] در نظر گرفته شده است که در شکل ۱ نشان داده شده است. در این شبکه، یک واحد دیزل ژنراتور به باس ۱۹، دو واحد باتری ذخیره‌ساز به باس‌های ۱۱ و ۲۵ و نیز یک سیستم فتوولتائیک به باس ۱۷ متصل شده‌اند. اطلاعات مربوط به منابع انرژی پراکنده در جدول ۲ آورده شده است. علاوه بر این، شبکه توزیع مد نظر دارای سه نوع بار مشارکت‌کننده در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار است که شامل بارهای همکار در برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی (رنگ آبی)، همکار در



شکل ۱. شماتیک شبکه ۳۳ باسه

جدول ۲. اطلاعات مورد نیاز مربوط به منابع انرژی پراکنده

مقدار	پارامتر منبع انرژی	مقدار	پارامتر منبع انرژی
۰/۰۸۵	قیمت بهره‌برداری دیزل ژنراتور (\$/kWh)	۵۰	حداقل ظرفیت دیزل ژنراتور (kW)
۲۰۰	ظرفیت فتوولتائیک (kW)	۳۰۰	حداکثر ظرفیت دیزل ژنراتور (kW)
۲۰۰	حداکثر توان باتری (kW)	۱۲۰۰	ظرفیت باتری-۱۱ (kWh)
۱۵۰	حداکثر توان باتری (kW)	۹۰۰	ظرفیت باتری-۲۵ (kWh)

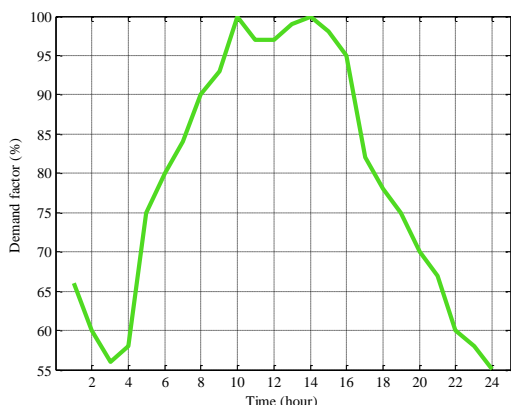
شکل ۲-ب، ضریب دیماند ۲۴ ساعته را نشان می‌دهد و فرض شده است که ضرب حداکثر بار شبکه در این ضریب، مصرف ۲۴ ساعته را می‌دهد.

همچنین، فرض شده است که بار شبکه به میزان ۱۲۰ درصد نسبت به میزان بار متوسط شبکه افزایش یافته است. پیش‌بینی شده است که شبکه قدرت از ساعت ۸ صبح تا ۲ بعد از ظهر تحت فشار اضافه بار قرار گیرد و شرکت توزیع موظف است تا در این بازه، بار مصرفی خالص خود P^G را کمتر از میزان اوج تعیینی ۳ مگاوات نگه دارد. همچنین، شکل ۳ بازه تغییرات توان فتوولتائیک و نیز مقدار مورد انتظار را نمایش می‌دهد. دو مطالعه موردی به منظور ارزیابی بهتر مبحث ارائه‌شده در نظر گرفته شده است که اولی

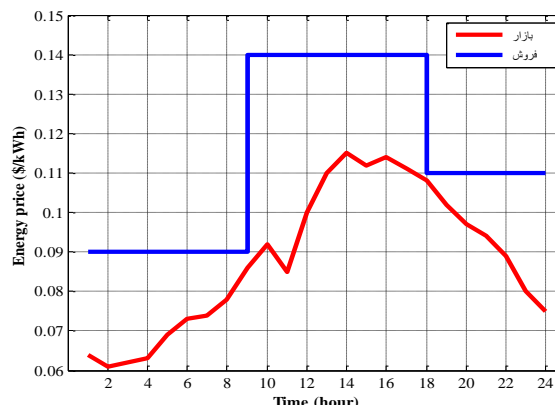
همچنین، مشترک/تجمع‌کننده موظف است تا در ساعت‌های فراخوان این برنامه، بار خود را تا حداقل ۱۵ درصد متوسط قدرت مصرفی خود کاهش دهد. به علاوه، اینکه شرکت توزیع حداکثر می‌تواند در مجموع روزانه تا ۴ ساعت فراخوان کاهش بار بدهد. در خصوص بارهای همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری نیز بهای هر ساعت قطع بار برابر ۷۰۰ دلار در نظر گرفته شده است. محدوده فراخوان این برنامه مشترکان مربوطه از ساعت ۹ صبح تا ۲ بعد از ظهر در نظر گرفته شده است و تعداد فراخوان مجاز از سوی شرکت برابر ۶ ساعت است. قیمت انرژی پیش‌بینی‌شده بازار برق و نیز تعرفه سه‌سطحی فروش انرژی به مشترکان در شکل ۲-الف نشان داده شده‌اند.

بحث شده است. ضمن اینکه باید ذکر شود، مسئله شرح داده شده در نرم‌افزار GAMS مدل‌سازی شده و توسط حل‌کننده CPLEX نیز حل شده است.

مدیریت اوج با نادیده گرفتن ریسک موجود و دومی مدیریت اوج همراه با اعمال استراتژی ریسک‌گریزی را دنبال می‌کند. نتایج مربوط به این دو مطالعه موردی در زیر

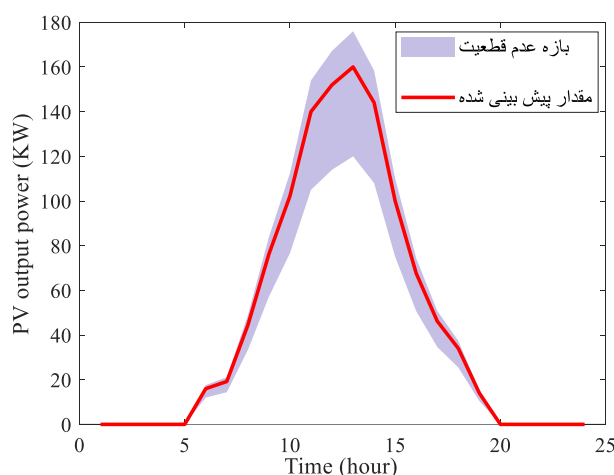


(ب)



(الف)

شکل ۲. الف) قیمت‌های بازار برق و فروش انرژی ۲۴ ساعته ب) ضریب دیمانند ۲۴ ساعته شبکه



شکل ۳. بازه تغییرات توان فتوولتائیک و میزان پیش‌بینی شده

این واحد تولیدی با حداکثر ظرفیت خود کار می‌کند. شکل ۴-ب، برنامه‌ریزی توان خروجی دو واحد باتری ذخیره‌ساز را برای روز رویداد و در قالب تجمعی نمایش می‌دهد. با توجه به این شکل، ملاحظه می‌شود که هر دو واحد باتری در ساعات‌های اولیه غیر اوج تقریباً با حداکثر توان خود شارژ می‌شوند. با پر کردن ظرفیت خود، این واحدهای ذخیره‌ساز در ساعات‌های اوج بحرانی به مدت ۶ ساعت و از ساعت ۸ تا ۱۳ در حالت دشارژ می‌مانند تا در پایین آوردن اوج کمک کنند.

در رابطه با بارهای شرکت‌کننده در برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی، قیمت فروش انرژی زمان واقعی به‌دست‌آمده

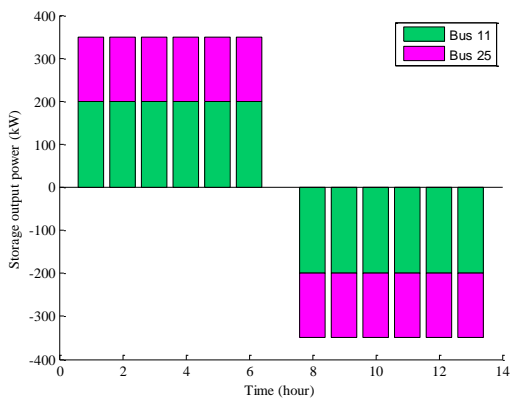
برنامه‌ریزی قطعی بدون اعمال ریسک

در این مطالعه موردی، مدیریت بهینه اوج بدون اعمال ریسک و در نظر گرفتن $\Gamma = 0$ انجام گرفته شده است. شکل ۴-الف، دیسپاچ ۲۴ ساعته واحد دیزل ژنراتور را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، واحد دیزل ژنراتور در ساعات‌های ابتدایی روز و نیز ساعات‌های انتهایی شب که جزء زمان‌های غیر اوج محسوب می‌شوند خاموش شده است، زیرا هزینه بهره‌برداری با توجه به پایین بودن بار شبکه و نزدیک بودن آن به هزینه خرید انرژی از شبکه بالادستی به‌صرفه نیست. در ساعات‌های اوج نیز به دلیل بالا بودن دیمانند و نیاز به پایین آوردن بار خالص شبکه،

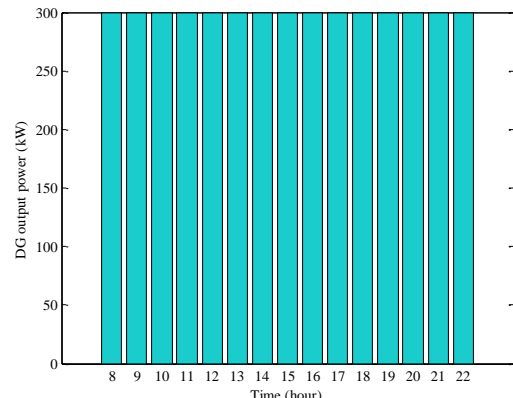
می‌توان از روش‌های متفاوتی نظیر خوشه‌بندی K-means استفاده کرد.

به این صورت می‌توان یک تعرفه سه‌سطحی را با گرفتن میانگین از هر خوشه به دست آورد که این موضوع در شکل ۵-ب و برای بار گره ۱۴ نشان داده شده است. یک پارامتری در اینجا تعریف شده است که در گزارش‌های شرکت‌های معتبر پیشگام در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار با نام تأثیر بار شناخته می‌شود. این پارامتر، نسبت تغییرات بار بر اثر اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار به متوسط انرژی مصرفی ساعتی است. تأثیر بار پیش‌بینی شده بارهای شرکت‌کننده در برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی در شکل ۶-الف و به صورت تجمعی نمایش داده شده است. ملاحظه می‌شود در ساعت‌هایی که قیمت نسبت به تعرفه معمول کاهش پیدا کرده، تأثیر بار منفی (افزایش بار) و ساعت‌هایی که قیمت افزایش پیدا کرده، تأثیر بار مثبت (کاهش بار) مشاهده می‌شود.

برای هر یک در شکل ۵-الف آورده شده است. مشاهده می‌شود که از ساعت ۹ صبح تا ۵ بعد از ظهر، قیمت بسیار زیادی (حدود ۰/۱۶۸ - ۰/۱۶۰ دلار بر کیلووات ساعت) برای این بارها به دست آمده است که به عنوان قیمت اوج بحرانی عنوان می‌شود. این بازه زمانی اگرچه حدود سه ساعتش خارج از محدوده زمانی مدیریت اوج و کاهش بار شرکت است، ولی یک مفهوم مهم را می‌رساند. اینکه برنامه قیمت‌گذاری پیک بحرانی تنها یکی از گزینه‌های انرژی در اختیار شرکت توزیع است. شرکت توزیع بنا به صلاح دید خود، یک بازه زمانی را برای کاهش قطعی اوج در نظر گرفته است، اما از طرف دیگر هم انتخاب این بازه زمانی برای قیمت‌گذاری بحرانی می‌تواند با توجه برنامه‌ریزی سایر منابع انرژی موجب افزایش سود و کاهش هزینه شود. در باقی ساعت‌ها، قیمت ارائه شده برابر یا کمتر از تعرفه مصوب عادی شرکت برای مشتریان است. به منظور رسیدن به یک تعرفه قیمت‌گذاری پیک بحرانی،

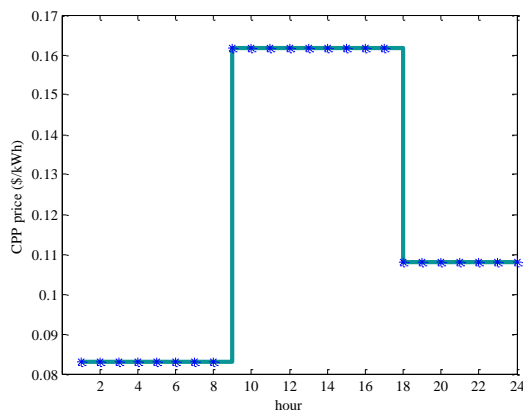


(ب)

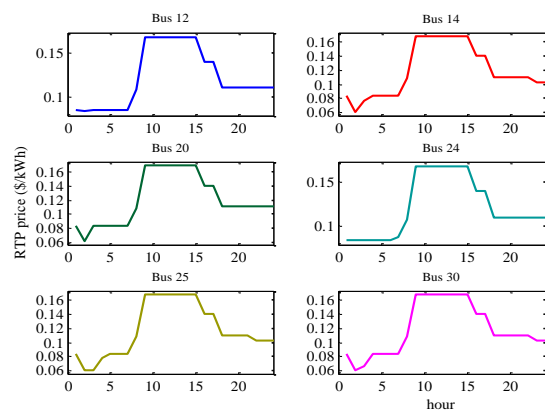


(الف)

شکل ۴. توان‌های خروجی (الف) دیزل ژنراتور و (ب) واحدهای ذخیره‌ساز



(ب)

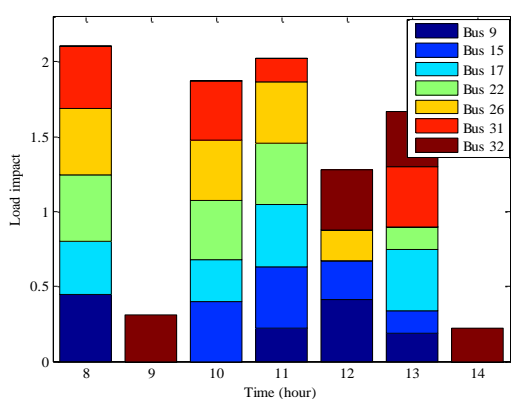


(الف)

شکل ۵. الف) قیمت‌های زمان واقعی بارهای همکار در قیمت‌گذاری پیک بحرانی و (ب) قیمت سه‌سطحی بار گره ۱۴

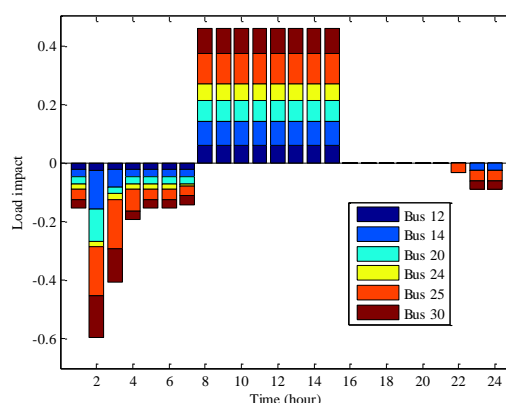
سبب تأثیر زیاد طی اجرای برنامه دارد و نیز در ساعت ۱۰ بالاترین تعداد قطع بار را شاهد هستیم.

در نهایت نیز شکل ۷ توان خریداری شده از شبکه بالادستی را نمایش می‌دهد که نشان می‌دهد مدل برنامه‌ریزی به کار گرفته شده توانسته است اوج شبکه را در بازه تعیین شده در محدوده مجاز نگه دارد. مطابق با نتایج بحث شده در رابطه با منابع انرژی پراکنده و منابع پاسخ‌گویی بار، سود به دست آمده برای شرکت حدود ۴۵۴۵- دلار معادل هزینه تحمیلی به شرکت می‌شود که مقدار منفی آن ناشی از پرداخت تشویقی‌ها و جریمه قطع بار است.



(ب)

شکل ۶-ب، میزان تجمعی تأثیر بار مشترکان همکار در برنامه کاهش بار را برای بازه ۸ صبح تا ۲ بعد از ظهر نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که در ساعت‌های ۸ و ۱۱، تأثیر بار بالایی پیش‌بینی می‌شود، در حالی که در ساعت‌های ۹ و ۱۴، کمترین میزان کاهش بار صورت گرفته است. ضمن اینکه محدودیت تعداد فراخوان هر نقطه بار، بر نتایج ساعتی تأثیرگذار است. جدول ۳، حالت‌های قطع بار را برای مشترکان همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری نشان می‌دهد. بر اساس نتایج این جدول، بار متصل به گره شماره ۷ بیشترین فراخوان را به

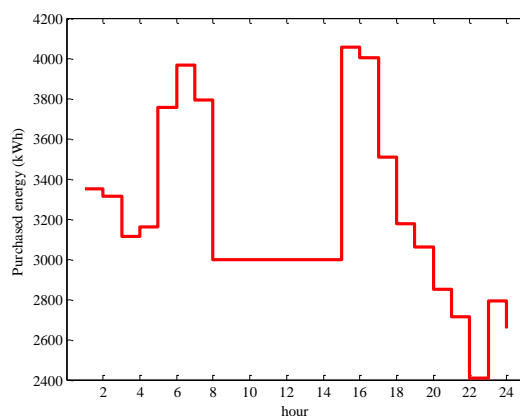


(الف)

شکل ۶. تأثیر بار تجمعی (الف) بارهای همکار در قیمت‌گذاری پیک بحرانی و (ب) بارهای همکار در برنامه کاهش بار

جدول ۳. فراخوان‌های قطع بار پیش‌بینی شده برای مشترکان همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری با استراتژی ریسک‌پذیری: ۱ به معنای عدم قطع و ۰ به معنای قطع بار

شماره باس	ساعت				
	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳
۴	۰	۰	۱	۱	۱
۷	۰	۰	۰	۰	۰
۲۹	۱	۰	۱	۱	۱

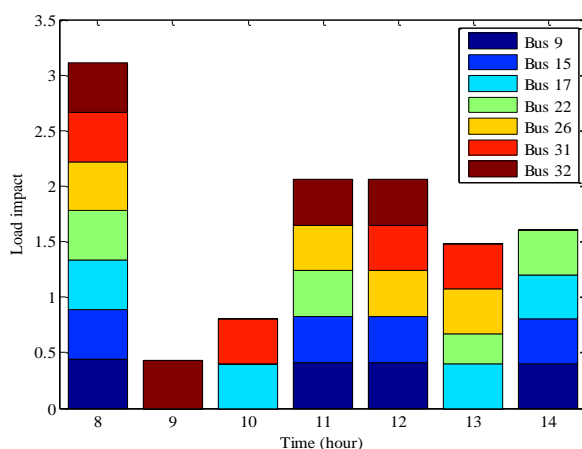


شکل ۷. میزان مورد انتظار توان خریداری شده از شبکه بالادستی با اعمال مدیریت اوج بار

برنامه‌ریزی مقاوم با اعمال ریسک‌گریزی

این مطالعه موردی، استراتژی ریسک‌گریزی را برای اصلاح بهینه اوج و با انتخاب $\Gamma = 1$ در نظر می‌گیرد. با انتخاب این استراتژی، اپراتور بدترین سناریو را درباره توان خروجی فتوولتائیک در برنامه‌ریزی ۲۴ ساعته اعمال می‌کند. سود مورد انتظار شرکت در این حالت حدود ۵۲۹۰- دلار به دست می‌آید که این افزایش هزینه ناشی از کمبود توان تولیدی داخلی شبکه توزیع و استفاده بیشتر از ظرفیت منابع پاسخ‌گویی بار است. شکل ۸ تأثیر بار مشترکان/تجمیع‌کننده‌های همکار در

برنامه کاهش بار را در ساعت‌های همکاری و به صورت تجمعی نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که در مجموع، میزان تأثیر بار ساعتی نسبت به حالت بدون ریسک افزایش دارد. همچنین، جدول ۴ نحوه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری را در این مطالعه موردی نشان می‌دهد. آنچه نمایان است، تعداد قطعی‌ها نسبت نتیجه به دست آمده در برنامه‌ریزی بدون ریسک افزایش یافته است و همین موضوع، یکی از عوامل اصلی در افزایش هزینه مورد انتظار تحمیلی به شرکت است.



شکل ۸. تأثیر بار تجمعی مشترکان همکار در برنامه کاهش بار برای حالت اتخاذ استراتژی ریسک‌گریزی

جدول ۴. فراخوان‌های قطع بار پیش‌بینی شده برای مشترکان همکار در برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری با استراتژی ریسک‌گریزی: ۱ به معنای عدم قطع و ۰ به معنای قطع بار

شمارهٔ باس	ساعت						
	۱۴	۱۳	۱۲	۱۱	۱۰	۹	۸
۴	۰	۱	۱	۱	۰	۱	۰
۷	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۲۹	۰	۱	۱	۱	۰	۱	۰

نتیجه‌گیری

بحرانی، کاهش بار و پاسخ‌گویی بار اضطراری، سه نوع برنامه پاسخ‌گویی بار هستند که شرکت توزیع از آن‌ها استفاده می‌کند. هدف اصلی این مسئله، کاهش اوج به واسطه این منابع و برای یک بازه زمانی محدود بود و ملاحظه شد که امکان مدیریت اوج در این بازه ساعتی هر چند با تحمیل هزینه زیاد، ولی بدون قطع بارهای ثابت وجود دارد. در این مسئله توانسته شد تا تعرفه سه‌سطحی مناسب برای بارهای همکار در برنامه قیمت‌گذاری پیک

در این مقاله، برنامه‌ریزی بهینه ۲۴ ساعته منابع پاسخ‌گویی بار و منابع انرژی پراکنده به منظور مدیریت اوج در شرایط بحرانی سیستم قدرت ارائه شد. منابع پاسخ‌گویی بار، سه نوع برنامه را شامل می‌شدند که جامع هستند و می‌توانند در کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و اوج شبکه اثرگذار باشند و انعطاف‌پذیری زیادی در مدیریت منابع به اپراتور می‌دهد. برنامه‌های قیمت‌گذاری پیک

- distribution company in wholesale and retail electricity markets considering demand response and real-time pricing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020;117:105701.
- [6]. Albadi M, El-Saadany E. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*. 2008;78(11):1989-1996.
- [7]. Alasserri R, Tripathi A, Joji Rao T, Sreekanth K. A review on implementation strategies for demand side management (DSM) in Kuwait through incentive-based demand response programs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;77:617-635.
- [8]. Li Y, Gao W, Ruan Y, Ushifusa Y. Demand response of customers in Kitakyushu smart community project to critical peak pricing of electricity. *Energy and Buildings*. 2018;168:251-260.
- [9]. Cappers P, Spurlock C, Todd A, Jin L. Are vulnerable customers any different than their peers when exposed to critical peak pricing: Evidence from the U.S. *Energy Policy*. 2018;123:421-432.
- [10]. Aslam S, Iqbal Z, Javaid N, Khan Z, Aurangzeb K, Haider S. Towards Efficient Energy Management of Smart Buildings Exploiting Heuristic Optimization with Real Time and Critical Peak Pricing Schemes. *Energies*. 2017;10(12):2065.
- [11]. Javaid N, Ahmed A, Iqbal S, Ashraf M. Day Ahead Real Time Pricing and Critical Peak Pricing Based Power Scheduling for Smart Homes with Different Duty Cycles. *Energies*. 2018;11(6):1464.
- [12]. Monfared H, Ghasemi A, Loni A, Marzband M. A hybrid price-based demand response program for the residential micro-grid. *Energy*. 2019;185:274-285.
- [13]. Gazijahani F, Salehi J. Reliability constrained two-stage optimization of multiple renewable-based microgrids incorporating critical energy peak pricing demand response program using robust optimization approach. *Energy*. 2018;161:999-1015.
- [14]. Monfared H, Ghasemi A, Loni A, Marzband M. A hybrid price-based demand response program for the residential micro-grid. *Energy*. 2019;185:274-285.
- [15]. Yu M, Hong S. Incentive-based demand response considering hierarchical electricity market: A Stackelberg game approach. *Applied Energy*. 2017;203:267-279.

بحرانی و به واسطه مدل‌سازی RTP ارائه شود تا به این وسیله، مصرف پیش‌بینی‌شده این بارهای الاستیک در ساعت‌های اوج کنترل شود. به واسطه بهای تشویقی تعیین‌شده، مشاهده شد که بارهای شرکت‌کننده در برنامه کاهش بار می‌توانند با همکاری در ساعت‌های مشخص، در کاهش مصرف مؤثر باشند. همچنین، اعمال برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری نشان داد در صورتی که ظرفیت منابع انرژی پراکنده و منابع پاسخ‌گویی بار قیمت‌گذاری پیک بحرانی و کاهش بار در کاهش اوج کافی نباشد، نبود این برنامه می‌تواند هزینه‌های بیشتری را تحمیل کند. به‌کارگیری این برنامه نشان‌دهنده این است که برای رسیدن به اوج مجاز، قطع بار مشترکان پاسخ‌گویی بار اضطراری راه حل نهایی برای اپراتور است. نکته مهم دیگری که در این مقاله به آن پرداخته شد، دخالت دادن ریسک کاهش توان خروجی واحد فتوولتائیک در مسئله به وسیله برنامه‌ریزی مقاوم است. این برنامه‌ریزی نیازمند ارائه یک مدل بهینه‌سازی برنامه‌ریزی خطی عدد مختلط بود و به وسیله آن نشان داده شد که اتخاذ استراتژی ریسک‌گریزی توسط اپراتور، هزینه مورد انتظار مدیریت اوج را افزایش می‌دهد و ظرفیت بیشتری از منابع پاسخ‌گویی بار را درگیر می‌کند. با این وجود، در نظر گرفتن بدترین سناریو می‌تواند از بروز اتفاقات بدتر جلوگیری کند.

منابع

- [1]. Pavani P, Bak-Jensen B, Pillai J. Impact of demand side management in active distribution networks. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2017.
- [2]. O'Connell N, Pinson P, Madsen H, O'Malley M. Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014;39:686-699.
- [3]. Jordehi A. Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019;103:308-319.
- [4]. Gamil M, Senjyu T, Takahashi H, Hemeida A, Krishna N, Lotfy M. Optimal multi-objective sizing of a residential microgrid in Egypt with different ToU demand response percentages. *Sustainable Cities and Society*. 2021;75:103293.
- [5]. Moghimi F, Barforoushi T. A short-term decision-making model for a price-maker

- [16]. Lu X, Ge X, Li K, Wang F, Shen H, Tao P et al. Optimal Bidding Strategy of Demand Response Aggregator Based On Customers' Responsiveness Behaviors Modeling Under Different Incentives. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2021;57(4):3329-3340.
- [17]. Liu D, Sun Y, Li B, Xiangying X, Yudong L. Differentiated Incentive Strategy for Demand Response in Electric Market Considering the Difference in User Response Flexibility. *IEEE Access*. 2020;8:17080-17092.
- [18]. Zalzar S, Bompard E. An Incentive-Based Settlement Mechanism for Participation of Flexible Demands in Day-ahead Markets. 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST). 2019.
- [19]. Shahryari E, Shayeghi H, Mohammadi-ivatloo B, Moradzadeh M. An improved incentive-based demand response program in day-ahead and intra-day electricity markets. *Energy*. 2018;155:205-214.
- [20]. Alasseri R, Rao T, Sreekanth K. Institution of incentive-based demand response programs and prospective policy assessments for a subsidized electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020;117:109490.
- [21]. Wang Z, Li H, Deng N, Cheng K, Lu B, Zhang B et al. How to effectively implement an incentive-based residential electricity demand response policy? Experience from large-scale trials and matching questionnaires. *Energy Policy*. 2020;141:111450.
- [22]. Astriani Y, Shafiullah G, Shahniah F. Incentive determination of a demand response program for microgrids. *Applied Energy*. 2021;292:116624.
- [23]. Lu R, Hong S. Incentive-based demand response for smart grid with reinforcement learning and deep neural network. *Applied Energy*. 2019;236:937-949.
- [24]. Luo Z, Hong S, Ding Y. A data mining-driven incentive-based demand response scheme for a virtual power plant. *Applied Energy*. 2019;239:549-559.
- [25]. Wen L, Zhou K, Li J, Wang S. Modified deep learning and reinforcement learning for an incentive-based demand response model. *Energy*. 2020;205:118019.
- [26]. Kong X, Kong D, Yao J, Bai L, Xiao J. Online pricing of demand response based on long short-term memory and reinforcement learning. *Applied Energy*. 2020;271:114945.
- [27]. Ju P, Jiang T, Chung C, Gong Y, Zhou H. Incorporating demand response in two-stage frequency emergency control. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021;131:107122.
- [28]. Sahebi MM, Duki EA, Kia M, Soroudi A, Ehsan M. Simultaneous emergency demand response programming and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts. *IET generation, transmission & distribution*. 2012;6(7):605-11.
- [29]. Cui H, Xia W, Yang S, Wang X. Real-time emergency demand response strategy for optimal load dispatch of heat and power micro-grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020;121:106127.
- [30]. Monfared HJ, Ghasemi A, Loni A, Marzband M. A hybrid price-based demand response program for the residential micro-grid. *Energy*. 2019;185:274-85.
- [31]. Kamarulazam F, Bashir S, Subramaniam R, Kasi R, Ashok Sharma SS. Review of Peak Shaving Features of the Power Box. *Energy Technology*. 2022:2101055.
- [32]. Silva BN, Khan M, Han K. Futuristic sustainable energy management in smart environments: A review of peak load shaving and demand response strategies, challenges, and opportunities. *Sustainability*. 2020;12(14):5561.
- [33]. Tang H, Liu C, Cao Y, Lv K, Zhang Q. Hierarchical scheduling learning optimisation of two-area active distribution system considering peak shaving demand of power grid. *Discrete Event Dynamic Systems*. 2021;31(3):439-68.
- [34]. de la Nieta AA, Ilieva I, Gibescu M, Bremdal B, Simonsen S, Gramme E. Optimal midterm peak shaving cost in an electricity management system using behind customers' smart meter configuration. *Applied Energy*. 2021;283:116282.
- [35]. Alboaouh KA, Mohagheghi S. Impact of rooftop photovoltaics on the distribution system. *Journal of Renewable Energy*. 2020;2020.
- [36]. Fathi, A., Salehi, M., Komarizadeh, A., Choubineh, K., Golkar, S., Ghahremani, L. Evaluating a Dual-Axis Solar Tracker's Performance on Cloudy and Partly Cloudy Days. *Journal of sustainable Energy Systems*, 2021; 1(1): 71-81. [*Persian*]
- [37]. Yuan H, Li F, Wei Y, Zhu J. Novel linearized power flow and linearized OPF models for active distribution networks with

- application in distribution LMP. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016;9(1):438-48.
- [38]. Safdarian A, Fotuhi-Firuzabad M, Lehtonen M. Integration of price-based demand response in DisCos' short-term decision model. IEEE Transactions on Smart Grid. 2014;5(5):2235-45.
- [39]. Nojavan S, Akbari-Dibavar A, Farahmand-Zahed A, Zare K. Risk-constrained scheduling of a CHP-based microgrid including hydrogen energy storage using robust optimization approach. International Journal of Hydrogen Energy. 2020;45(56):32269-84.
- [40]. Vita V. Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks. Energies. 2017;10(9):1433.