JIPET

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

Doi: 10.71666/jipet.2024.998610

Research Article

Modeling the Retailer in Optimal and Resilient Capacity Planning of Smart Grids, Considering the Demand Side Management Resources and Uncertainties

Ehsan Khoshkerdar, *Ph.D. Student*, Abdollah Rastgou, *Assistant Professor*, Saeed Kharrati, *Assistant Professor*

Department of Electrical Engineering- Kermanshah Branch, Islamic Azad University, Kermanshah, Iran
ekhoshkerdar@gmail.com, abdollah.rastgou@iau.ac.ir, saeed.kharrati@iau.ac.ir

Abstract

Every year, many blackouts occur all over the world as a result of natural disasters which cause many economic losses and impose a lot of costs on electricity network in order to restore the network. Therefore, definition of resilience concept and efforts for the resilient performance of power grids intensified. One of the important things in the design of resilient power networks is to provide the required capacity of the system by considering the issue of resilience, which is considered in this paper. Considering the economic reasons, the presence of more capacity providers will create competition and improve the efficiency of the market, so demand-side management resources should also be used in the capacity market. Considering that the stable and efficient presence of demand-side management resources in the capacity market is possible only with the participation of load supplying companies, which are considered retailers in this paper, the parameters affecting their behavior and how they interact with the two market segments (market management and consumers) should be modeled on both sides of the market. Therefore, in this paper, it has been modeled and evaluated how the retailer's participation in the capacity market is and to what extent it can be effective in reducing reliability and resilience costs in the capacity market. It is natural that the retailer's profit in this business should also be calculated and it should be ensured that the retailer will be present in this market with an acceptable profit so that the network will also benefit from his presence. Numerical results have shown that using the retailer as a provider of demand-side resources in the capacity market will reduce outage costs by 1.5%, equivalent to saving $297,638 per year. Meanwhile, the retailer will also benefit from this business on an average of $3716 per day.

Keywords: capacity modeling, resiliency, retailer, smart grid.

Received: 15 May 2023
Revised: 21 july 2023
Accepted: 6 September 2023

Corresponding Author: Dr. Abdollah Rastgou

Citation: E. Khoshkerdar, A. Rastgou, S. Kharrati, "Modeling the retailer in optimal and resilient capacity planning of smart grids, considering the demand side management resources and uncertainties", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 16, no. 62, pp. 129-156, June 2025 (in Persian).

Doi: 10.71666/jipet.2024.998610

مقاله پژوهشی

مدل‌سازی خرده‌فروش در برنامه‌ریزی بهینه و تاب آور ظرفیت شبکه‌های هوشمند، با درنظرگرفتن منابع مدیریت سمت تقاضا و عدم‌قطعیت‌ها

احسان خوش‌کردار، دانشجوی دکتری، عبداله راستگو، استادیار، سعید خراطی، استادیار

گروه مهندسی برق- واحد کرمانشاه، دانشگاه آزاد اسلامی، کرمانشاه، ایران
ekhoshkerdar@gmail.com, abdollah.rastgou@iau.ac.ir, saeed.kharrati@iau.ac.ir

چکیده: هر ساله در سراسر جهان خاموشی‌های بسیاری به‌دلیل فجایع طبیعی رخ می‌دهند که هزینه‌های بسیاری به‌منظور بازیابی شبکه تحمیل می‌کنند. از این‌رو مفهوم تاب‌آوری تعریف و تلاش‌ها برای عملکرد تاب‌آور شبکه‌های برق شدت گرفت. یکی از موارد مهم در طراحی شبکه‌های برق تاب‌آور، تامین ظرفیت مورد نیاز سیستم با در نظرگرفتن موضوع تاب‌آوری است که مدنظر این مقاله است. از آنجا که با توجه به دلایل اقتصادی حضور بیشتر ارائه دهندگان ظرفیت سبب ایجاد رقابت و بهبود کارایی بازار می‌شود، باید از منابع مدیریت سمت مصرف نیز در بازار ظرفیت استفاده شود. با توجه به این‌که حضور پایدار و کارای منابع مدیریت سمت مصرف در بازار ظرفیت تنها با مشارکت شرکت‌های تامین‌کننده بار، که در این مقاله شرکت‌های خرده‌فروشی در نظر گرفته شده‌اند، امکان‌پذیر است، باید پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار آنها و نحوه تعامل آنها با دو بخش بازار (مدیریت بازار و مشترکین) در هر دو سمت بازار مدل‌سازی شود. از این‌رو در این مقاله مدل‌سازی و ارزیابی شده است که مشارکت خرده‌فروش در بازار ظرفیت چگونه است و تا چه میزان می‌تواند بر کاهش هزینه‌های قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری در بازار ظرفیت موثر باشد. طبیعی است که باید سود خرده‌فروش در این تجارت نیز محاسبه شود و اطمینان حاصل شود که خرده‌فروش با کسب سود قابل قبول در این بازار حضور خواهد یافت تا شبکه نیز از حضور او بهره‌مند شود. نتایج عددی نشان داده است که به‌کارگیری خرده‌فروش به عنوان نماینده منابع سمت مصرف در بازار ظرفیت سبب کاهش هزینه‌های خاموشی به اندازه ۱/۵ درصد معادل با صرفه جویی ۲۹۷۶۳۸ دلار در سال خواهد شد، این در حالی است که خرده‌فروش نیز از این تجارت به‌طور متوسط روزانه حدود ۳۷۱۶ دلار سود خواهد برد.

کلمات کلیدی: تاب‌آوری، خرده‌فروش، شبکه هوشمند، مدل‌سازی ظرفیت

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۲/۲۵
تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۶/۱۸
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۶/۱۵

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر عبداله راستگو
نشانی نویسنده‌ی مسئول: کرمانشاه- دانشگاه آزاد اسلامی واحد کرمانشاه- دانشکده فنی و مهندسی

۱- مقدمه

شبکه برق زیرساخت اساسی زندگی بشر است به‌گونه‌ای که عملکرد سایر زیرساخت‌ها نظیر حمل‌ونقل، آب، گاز و مخابرات وابسته به عملکرد صحیح و مداوم آن است. بنابراین اختلال در عملکرد شبکه‌های برق نتایج فاجعه‌باری به همراه خواهد داشت [۱]. از سوی دیگر در قرن اخیر حوادث طبیعی و آب و هوایی نظیر طوفان، زلزله و سیل از نظر فراوانی و شدت رخداد افزایش چشم‌گیری داشته‌اند. از آنجا که شبکه‌های برق در معرض این حوادث هستند، از وقوع آنها تاثیر پذیرفته و آسیب دیده و متحمل خاموشی‌ها و هزینه‌های بسیاری می‌شوند. این چالش‌ها ضرورت مطالعه به‌منظور طراحی تاب‌آور از شبکه‌های برق را بیش از پیش بیان می‌کنند [۲]. اگر چه اجماع چندانی در ارتباط با تعریف تاب‌آوری وجود ندارد، این واژه به‌طور کلی به ظرفیت و توانایی یک سیستم یا ساختار برای بقا، انطباق و بازیابی سریع از اختلالات خارجی اشاره دارد. یکی از بهترین تعاریف واژه تاب‌آوری در ارتباط با سیستم‌های قدرت در مرجع [۳] ارائه شده است. در این مرجع آمده که تاب‌آوری توانایی یک سیستم قدرت برای مقاومت در برابر حوادث با احتمال وقوع کم اما با شدت خرابی‌های بالا نظیر حوادث آب‌وهوایی شدید، بهبود سریع از آنها و انطباق ساختار و عملکرد شبکه برای جلوگیری یا کاهش تاثیر رویدادهای مشابه در آینده است.

مطالعات بسیاری در ارتباط با بهبود تاب‌آوری در کشورهای مختلف انجام شده است. به این منظور پروژه‌ای تحت عنوان بهبود تاب‌آوری شبکه برق آلاسکا با استفاده از اتوماسیون، کنترل و تحلیل شبکه و همچنین ذخیره‌سازهای انرژی توسط سازمان انرژی ایالات‌متحده تعریف و در سال‌های ۲۰۱۷ تا ۲۰۲۰ به انجام رسید. در این پروژه با استفاده از مفهوم ریزشبکه‌های شبکه-شده یک ساختار تاب‌آور در مقابل حملات سایبری تعریف و با استفاده از پایش و کنترل آنی و به‌کارگیری هماهنگ ذخیره-سازها به بهبود تاب‌آوری سیستم کمک شد. نتایج این پژوهش نشان داد که می‌توان از مزایای به‌کارگیری چنین ساختاری علاوه بر منطقه آلاسکا در تمامی مناطق ایالات‌متحده نیز بهره برد [۴]. در پژوهش دیگری با عنوان افزایش تاب‌آوری شبکه برق با استفاده از منابع انرژی سمت توزیع و زیرساخت ریزشبکه به بهبود تاب‌آوری شبکه برق پرداخته شد. در این پروژه به-منظور بهبود تاب‌آوری در بخشی از کالیفرنیای جنوبی، استفاده از منابع انرژی سمت توزیع با کنترل توزیع شده و بازآرایی شبکه برای کنترل سیستم توزیع پیشنهاد شد که تاثیر قابل توجهی در بهبود تاب‌آوری منطقه داشت [۵]. پژوهش دیگری نیز توسط سازمان انرژی ایالات‌متحده با عنوان یکپارچه‌سازی بارهای پاسخ‌گوی خانگی به‌منظور مدیریت سیستم توزیع با هدف بهبود تاب‌آوری شبکه توزیع انجام شد. این پروژه با بهره‌گیری از روند رو به رشد تجهیزات کوچک متصل به اینترنت، تاب‌آوری سیستم توزیع را بهبود بخشید. بر اساس نتایج این پروژه شرکت‌ها قادر خواهند بود با استفاده از یکپارچه‌سازی بارهای خانگی به ارائه خدمات ارتقای تاب‌آوری و کاهش هزینه‌ها به مشترکین خود بپردازند. راه‌کار مطرح در این پروژه به ابزاری مهم و جدید برای تعادل عرضه و تقاضا حتی در زمان رخداد حوادث غیرمترقبه تبدیل خواهد شد [۶]. همچنین پژوهشگران دانشگاه منچستر در ارتباط با دینامیک فعالیت‌های تاب‌آوری و نحوه برخورد با رویدادهای مخرب، پژوهشی ارائه کردند [۷]. در این پژوهش نمودار مفهومی تاب‌آوری ترسیم و فازهای یک سیستم برق‌رسانی، از نظر سطح تاب‌آوری، مدت زمان فاز مربوطه و فعالیت‌های مورد نیاز به‌منظور انجام در هر فاز جهت ارتقای تاب‌آوری، در ارتباط با یک رویداد مخرب تشریح شد. همچنین در پژوهش دیگری که توسط پژوهشگران آزمایشگاه ملی سندیا در ایالت کالیفرنیا انجام شد، گام‌های انجام یک پروژه به‌منظور ارزیابی و ارتقای تاب‌آوری شبکه در مقابل ابرطوفان سندی معرفی و تشریح شد [۸].

از سوی دیگر علاوه بر بهبود تاب‌آوری، حفظ قابلیت‌اطمینان مطلوب شبکه به‌صورت اقتصادی نیز بسیار حائز اهمیت است. به این منظور سازوکارهای ظرفیت نظیر بازار ظرفیت شکل گرفتند. بازار ظرفیت با تامین کفایت منابع و جبران پول از دست رفته سرمایه‌گذاران در بلندمدت، سبب بهبود قابلیت اطمینان و حفظ جذابیت تجارت توسعه تولید خواهد شد. در بازار ظرفیت، ظرفیت مورد نیاز شبکه برای تامین انرژی مورد نیاز مشترکین در آینده تامین می‌شود. در این بازار علاوه بر نیروگاه‌ها، منابع مدیریت سمت مصرف و خرده‌فروش‌ها نیز امکان تجارت دارند. برنامه‌ریزان شبکه‌های مختلف دنیا در زمینه به‌کارگیری منابع مدیریت سمت مصرف در بازار ظرفیت به سه دسته تقسیم شده‌اند. برخی از این برنامه‌ریزان همانند مناطق کالیفرنیا [۹] و بریتانیا [۱۰] در حال مطالعه و طراحی ساختار مناسب بازار ظرفیت به‌منظور به‌کارگیری برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی هستند. این برنامه‌ریزان همچنان نیاز به مطالعه بیشتر و بهره‌گیری از تجربیات سایر بازارها در به‌کارگیری منابع مدیریت

مصرف را ضروری می‌دانند. دسته دوم برنامه‌ریزان نظیر مناطق نیویورک و میدوست[1] ایالات‌متحده، از برنامه‌های مدیریت مصرف به‌منظور تامین کفایت منابع و ارائه کالای ظرفیت بهره می‌برند اما ساختاری رقابتی به‌منظور رقابت میان مشترکین در فروش کالای ظرفیت فراهم نیاورده‌اند [۹]. اما دسته سوم برنامه‌ریزان نظیر نیوانگلند[2] و پی‌جی‌ام[3] از برنامه‌های مدیریت مصرف به‌شیوه‌ای رقابتی بهره می‌برند. در این دو منطقه رقابت میان منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیتی مجزا موسوم به بازار ثانویه و به منظور ایجاد تعادل میان تقاضا و ارائه ظرفیت انجام می‌شود [۱۰]. برنامه‌ریزان پی‌جی‌ام سه نوع کالای مدیریت سمت مصرف شامل: برنامه پاسخ‌گویی بار محدود، پاسخ‌گویی بار تابستانه و پاسخ‌گویی بار سالانه را به‌منظور مشارکت در بازار ظرفیت تعریف کرده است [۱۱]. این مشارکت در حراج‌های اولیه و اضافی بازار ظرفیت پی‌جی‌ام به‌ترتیب در مرجع‌های [۱۲] و [۱۳] معرفی و مدل‌سازی شده است. تامین‌کننده سرویس قطع[4] از جانب بهره‌بردار پی‌جی‌ام مسئول ارزیابی پتانسیل ارائه‌دهندگان کالای ظرفیت و نظارت بر اجرای دقیق مشارکت آنها است [۱۴]. نتایج مرجع [۱۵] نشان داده که حضور منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت نیوانگلند به‌دلیل ایجاد کاهش نیاز به ظرفیت نیروگاه‌ها، سبب کاهش قیمت ظرفیت شده است.

با توجه به مطالعات گذشته، دو شاخص قابلیت اطمینان و تاب‌آوری در زمره مهم‌ترین شاخص‌های شبکه‌های برق هستند که باید برنامه‌ریزی شبکه‌های برق با در نظر گرفتن آنها انجام شود. در این مقاله همان‌طور که بیان شد به‌دنبال مدل‌سازی خرده-فروش به‌عنوان نماینده سمت مصرف به‌منظور مشارکت در بازار ظرفیت جهت بهبود قابلیت اطمینان و تاب‌آوری در شبکه برق هستیم. در ادامه ابتدا مراجعی که با به‌کارگیری منابع سمت توزیع به بهبود تاب‌آوری در شبکه‌های برق پرداخته‌اند، مرور شده-اند و سپس نوآوری‌های مقاله حاضر بیان شده است.

در مرجع [۱۶] از برنامه‌ریزی مجدد منابع انرژی سمت توزیع و مدیریت خودروهای برقی در زمان رخداد حوادث طبیعی برای بهبود تاب‌آوری در شبکه استفاده شده است. در این مقاله شاخص‌های انرژی ازدست‌رفته و هزینه‌های بهره‌برداری شبکه به-منظور ارزیابی روش مدنظر مقاله در نظر گرفته شده است. بهبود تاب‌آوری شبکه‌های برق در مقابل طوفان در مرجع [۱۷] مورد مطالعه قرار گرفته است. در این مقاله از رویکرد بهینه‌سازی چندهدفه به‌منظور بهبود تاب‌آوری استفاده شده است. رویکرد پیشنهادی به‌منظور بهبود تاب‌آوری شامل نصب ژنراتورهای متحرک، به‌کارگیری منابع مدیریت سمت مصرف و ژنراتورهای محلی است. از سوی دیگر برنامه‌ریزی به‌منظور توسعه شبکه‌های دارای چندین حامل انرژی با درنظرگرفتن مسئله تاب‌آوری در [۱۸] مورد مطالعه قرار گرفته است. در این مطالعه شرایط مختلف آب‌وهوایی و بار شبکه به‌منظور مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های مسئله در مدل پیشنهادی در نظر گرفته شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داده که در نظر گرفتن مسئله تاب‌آوری در برنامه‌ریزی هاب‌های انرژی با مدل‌سازی عدم‌قطعیت‌های مسئله اگرچه سبب افزایش ۲۶ درصدی هزینه‌های سرمایه‌گذاری شده است، اما با کاهش هزینه‌های خاموشی، در نهایت سود بیشتری نصیب شبکه کرده است. در مرجع [۱۹] از پتانسیل پارکینگ خودروهای برقی ساختمان‌های مسکونی و تجاری به‌منظور بهبود تاب‌آوری شبکه‌های توزیع استفاده شده است. همچنین به‌منظور پوشش عدم‌قطعیت‌های تخلیه باتری خودروهای برقی این ساختمان‌ها، از برنامه‌های مدیریت مصرف نیز در آنها استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی‌های این مقاله نشان داده است که به‌کارگیری همزمان پارکینگ خودروهای برقی و مدیریت مصرف در ساختمان‌ها تا ۲۵ درصد سبب کاهش هزینه‌های تاب‌آوری در شبکه‌های توزیع خواهد شد. در مرجع [۲۰] کارایی ریزشبکه‌ها در ارتقای تاب‌آوری شبکه‌های توزیع ارزیابی شده است. منابع مورد استفاده در این مطالعه شامل منابع انرژی توزیع شده، ذخیره‌سازها و پارکینگ خودروهای برقی است. نتایج مطالعات این مقاله نشان داده که در نظر گرفتن شاخص‌های تاب‌آوری در توزیع انرژی ریزشبکه‌ها، هزینه‌های بهره‌برداری آنها را تا ۲۵ درصد افزایش داده و این در حالی است که شاخص‌های تاب‌آوری شبکه تا ۷۰ درصد بهبود یافته است. هدف مرجع [۲۱] نیز ارزیابی تاب‌آوری سیستم‌های بزرگ‌اندازه دارای چندریزشبکه در مواجهه با مخاطرات طبیعی شدید است. ارزیابی انجام شده در این مقاله به‌صورت کمی بوده و شاخص-های مختلفی در ارتباط با تاب‌آوری سیستم نظیر شکنندگی و نوع و شدت آسیب را ارائه داده است. همچنین این ارزیابی، عمومی بوده و قابل پیاده‌سازی در سایر سیستم‌ها و در مواجهه با سایر مخاطرات طبیعی است. مرجع [۲۲] نیز یک روش دوسطحی برای بازیابی بارهای حساس پس از وقوع مخاطرات طبیعی ارائه کرده است. در این مرجع با استفاده از هماهنگی تمامی منابع دردسترس سمت توزیع و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به بازیابی بارهای حساس پرداخته شده است. در این روش با

هدف بیشینه‌سازی بازیابی بارهای از دست‌رفته، در گام اول به بازآرایی شبکه توزیع پرداخته شده و سپس در گام دوم میزان تولید منابع دردسترس سمت توزیع و بارهای پاسخ‌گو تعیین شده است. در مرجع [۲۳] نیز رویکردی ارائه شده است تا بهره‌برداران قادر باشند از میان چندین راهبرد بازآرایی شبکه، بهترین گزینه را به‌منظور افزایش تاب‌آوری انتخاب کنند. در مرجع [۲۴] با استفاده از توزیع بهینه توان تولیدات پراکنده و تجدیدپذیرها و به‌کارگیری ذخیره‌سازها به بهبود تاب‌آوری شبکه، تحت شرایط و سناریوهای مختلف پرداخته شده است. هدف این مقاله بهبود شرایط فنی و اقتصادی شبکه و کاهش از دست رفتن بارهای حساس، تحت رخدادهای مختلف است. در ادامه در مرجع‌های [۲۵]، [۲۶] و [۲۷] نیز به اقدامات سطح بهره‌برداری پرداخته شده است. از جمله اقدامات بهبود تاب‌آوری در سطح بهره‌برداری می‌توان به بازیابی شبکه، برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید پراکنده به‌منظور بهره‌برداری بهتر از آنها و استفاده از فن‌آوری‌های شبکه‌های هوشمند اشاره کرد. در مرجع [۲۵] چارچوب مدیریت فعالی پیشنهاد شده که تا جایی که ممکن است بیشترین میزان بار، حفظ شده و کمترین خطوط شبکه دچار آسیب شوند. چارچوب تعریف‌شده، بهره‌برداری در شرایط عادی شبکه را نیز درنظرگرفته است تا در این شرایط نیز بهره‌برداری بهینه صورت گیرد. در چارچوب ارائه‌شده در این مقاله اقداماتی نظیر بازآرایی شبکه، برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید به‌منظور بهره‌برداری بهینه از آنها، تنظیم ولتاژ شین‌ها، تنظیم بهینه پارامترهای تجهیزات موجود در شبکه، به‌کارگیری منابع سمت مصرف و بهره‌برداری بهینه از منابع پشتیبان در نظر گرفته شده است. به‌منظور ارزیابی کارایی پیشنهادات ارائه شده، شاخص آسیب‌پذیری تعریف و پیشنهادات بر اساس این شاخص اولویت‌بندی شده‌اند. در مرجع‌های [۲۶] و [۲۷] نیز با مناسب‌سازی و تطبیق ساختار ریزشبکه و تقسیم‌بندی شبکه توزیع به چند ریزشبکه با قابلیت خودکفایی، سعی در بهبود تاب‌آوری شبکه شده است. در این مراجع از تجهیزاتی نظیر ذخیره‌سازها، برنامه‌های مدیریت سمت مصرف و منابع تولید پراکنده به‌منظور ارتقای تاب‌آوری شبکه استفاده شده است. در مرجع [۲۸] نیز مروری بر راهبردهای بهبود تاب‌آوری در سیستم‌های برق دارای منابع تجدیدپذیر شده است. در مرجع [۲۹] مطالعه‌ای بر سیستم برق اروپا انجام شده است تا پیشنهادهایی به‌منظور بهبود تاب‌آوری آن در مقابل حوادث آب‌وهوایی ارائه شود. به این منظور داده‌های آب‌وهوایی چند دهه اخیر اروپا تحلیل شده و بر مبنای آنها برنامه‌ریزی به‌منظور توسعه ظرفیت ارائه شده است. در نتیجه تحلیل‌های انجام شده، پیشنهاد شده که به‌منظور افزایش تاب‌آوری شبکه باید توسعه واحدهای بادی ساحلی و واحدهای فتوولتاییک افزایش یابد. در نهایت در مرجع [۳۰] تحلیلی بر رابطه میان سن تجهیزات و تاب‌آوری آنها در مقابل طوفان ارائه شده است. از این‌رو در این مقاله به مدل‌سازی احتمال رخداد خرابی در خطوط هوایی و زمان بازیابی خطوط آسیب دیده پرداخته شده است. همچنین تحلیل شکست زیرساخت‌های سیستم برق نیز با توجه به طول عمر آنها انجام و تاب‌آوری تجهیزات بررسی شده است. در نهایت به‌منظور اثبات کارایی روش پیشنهادی، شبیه‌سازی‌ها بر شبکه ۶۹ شین استاندارد توزیع انجام شده است.

با توجه به مطالعات انجام شده، مسئله به‌کارگیری منابع مدیریت سمت مصرف به‌منظور تامین ظرفیت مورد نیاز مشترکین در بازار ظرفیت با هدف بهبود تاب‌آوری و قابلیت‌اطمینان مورد مطالعه قرار نگرفته است. از این‌رو در این مقاله به‌عنوان نوآوری، ابتدا مدل بلندمدتی از کالای ظرفیت خرده‌فروش با درنظرگرفتن رفتار مشترکین به‌عنوان ارائه دهنده منابع مدیریت سمت مصرف به بازار ظرفیت ارائه شده و سپس نحوه تعامل او با مشترکین و بازار در هر دو سمت معامله ظرفیت (به‌عنوان فروشنده و خریدار) فرمول‌بندی شده است. تجارت خرده‌فروش در این بازار خرده‌خریداری ظرفیت از مصرف‌کنندگانِ ارائه دهنده کالای ظرفیت پاسخ‌گویی بار و بهره‌وری انرژی، به‌منظور فروش در بازار ظرفیت در یک سو و همچنین در سوی دیگر، خریداری ظرفیت از بازار ظرفیت و خرده‌فروشی ظرفیت به مصرف‌کنندگان است. در این تجارت هدف خرده‌فروش کسب بیشینه سود ممکن است. از سوی دیگر هدف برنامه‌ریزان و سیاست‌گذاران شبکه، کاهش هزینه‌های قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری در بازار ظرفیت با مشارکت ظرفیت‌های خرد نظیر ظرفیت‌های ارائه شده توسط خرده‌فروش است. از این‌رو رفتار خرده‌فروش به‌منظور مشارکت او در بازار ظرفیت در این مقاله مدل شده و ارزیابی شده است که حضور او و رقابت او با سایر ارائه‌دهندگان ظرفیت نظیر نیروگاه‌ها و سایر خرده‌فروشان تا چه میزان می‌تواند بر کاهش هزینه‌های قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری در بازار ظرفیت موثر باشد. طبیعتا برنامه‌ریزان شبکه به‌دنبال ایجاد شرایطی به‌منظور تامین سود خرده‌فروش با هدف اطمینان از حضور او در بازار ظرفیت به‌منظور کمینه‌سازی هزینه‌های قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری هستند. بخش دوم این مقاله به مدل‌سازی کالای ظرفیت

خرده‌فروش به‌عنوان ارائه‌دهنده منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت پرداخته است. ساختار تعامل خرده‌فروش با مشترکین و بازار در هر دو سمت معامله ظرفیت (به عنوان فروشنده و خریدار) در بخش سوم فرمول‌بندی و ارزیابی شده است. روش حل مسئله، مطالعه موردی و نتیجه‌گیری نیز به‌ترتیب در بخش‌های چهارم الی ششم بیان شده است.

۲- مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش

کالای ظرفیت خرده‌فروش با در نظر گرفتن رفتار مشترکین در این بخش در بازار ظرفیت مدل شده است. از آنجایی که کالای ظرفیت خرده‌فروش شامل منابع پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی است، در این مقاله از روابط اقتصادی این منابع با در نظر گرفتن رفتار مشترکین به‌منظور مدل‌سازی آن استفاده شده است. خرده‌فروش باید مدل مشارکت مشترکین در ارائه ظرفیت را پیش‌بینی کرده و متناسب با آن در بازار ظرفیت مشارکت کند. بنابراین ابتدا مدل‌های برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی مشترکین با استفاده از تابع سود مشترکین، به‌عنوان مدل کالای ظرفیت مشترکین ارائه شده و سپس تاثیرات تغییرات دمای هوا، خرابی تجهیزات پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی، پیاده‌سازی همزمان برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی و برنامه‌های پربیننده تلویزیونی و دید و بازدیدها به‌عنوان نرخ خروج اجباری[۵] مشترکین مدل‌سازی خواهند شد. از آنجا که مشترکین متفاوت رفتارهای متفاوتی در مقابل مبالغ مربوط به قیمت‌های مشارکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی دارند، فاکتور رفتار مشترکین نیز در این مقاله در مدل مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی درنظرگرفته شده است. پس از ارائه مدل نهایی کالای ظرفیت مشترکین، مدل کالای ظرفیت خرده‌فروش به‌صورت مجموع کالای ظرفیت خریداری‌شده از مشترکین به‌دست خواهد آمد. میزان کالای ظرفیت خریداری‌شده توسط خرده‌فروش از مشترکین نیز، تابع سود خرده‌فروش از تعامل با مشترکین و بازار ظرفیت است که در بخش سوم تحت عنوان، ساختار تعامل خرده‌فروش با مشترکین و بازار، ارائه خواهد شد. در این مدل عدم‌قطعیت‌هایی که خرده‌فروش با آنها مواجه است نیز در نظر گرفته شده و با استفاده از شاخص مقدارِ ارزشِ درمعرض ریسکِ شرطی[۶] سعی در بیشینه‌سازی سود خرده‌فروش شده است.

۲-۱- مدل‌سازی کالای ظرفیت مشترکین

کالای ظرفیت مشترکین به دو عامل وابسته است؛ عامل اول میزان ظرفیت مشارکت آنها و عامل دوم میزان دسترس‌پذیری این ظرفیت است. در ادامه ابتدا به مدل‌سازی ظرفیت ارائه شده توسط مشترکین پرداخته شده است.

۲-۱-۱- مدل‌سازی ظرفیت مشترک

به‌منظور ارائه مدل نهایی ظرفیت مشترک، باید تابع سود او از تجارت ظرفیت بیشینه‌سازی شود. تابع سود مشترک از تفاضل درآمدها و هزینه‌های او از مشارکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی به‌دست می‌آید که در رابطه (۱) معرفی شده است. همچنین رابطه (۲) میزان مشارکت مشترک در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی را بیان کرده است. در ادامه رابطه (۳) بیان‌کننده درآمد مشترک و رابطه (۴) نیز بیان‌کننده هزینه‌های مشترک است. از سوی دیگر رابطه‌های (۵) و (۶) نیز به‌ترتیب توابع هزینه اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار [۳۱] و بازدهی انرژی [۳۲] توسط مشترک را نشان داده‌اند. همچنین رابطه (۷) نیز هزینه ناشی از عدم اجرای تعهدات را بیان کرده است.

$$P(d_1,d_2)=B_{net}-C_{net} \tag{۱}$$

$$\Delta d_1=d_1-d_0,\ \Delta d_2=d_2-d_0 \tag{۲}$$

$$B_{net}=B(d)+(d_0-d_1).\rho_{DR}+(d_0-d_2).\rho_{EE} \tag{۳}$$

$$C_{net}=C_{DR}+C_{EE}+C_{PENd}+d.\rho \tag{۴}$$

$$C_{DR}=A_1.\Delta d_1^2+B_1.\Delta d_1+C_1,\ B_1^2-4A_1.C_1\le 0,\ A_1>0,\ C_1\ge 0 \tag{۵}$$

$$C_{EE}=A_2.\Delta d_2^2+B_2.\Delta d_2+C_2,\ B_2^2-4A_2.C_2\le 0,\ A_2>0,\ C_2\ge 0 \tag{۶}$$

$$C_{PENd}=pen_{DR}.\left[CL_{DR}-(d_0-d_1)\right]+pen_{EE}.\left[CL_{EE}-(d_0-d_2)\right] \tag{۷}$$

با توجه به این‌که هدف اصلی مشترکین از ارتباط با شبکه برق، مصرف برق است، میزان مشارکت آنها همواره محدود است. این محدودیت در اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف در رابطه (۸) بیان شده است، که معمولا کمتر از ۲۰ درصد ظرفیت کل مشترک در نظر گرفته می‌شود.

$$\Delta d_1, \Delta d_2 < MM \tag{۸}$$

به‌منظور بیشینه‌سازی سود مشترک از مبادله ظرفیت، در رابطه‌های (۹) تا (۱۱) داریم (تغییرات بار بیان‌شده در رابطه (۸) در صورتی‌که کوچکتر از صفر باشند به‌مفهوم مشارکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی است و مقادیر این متغیرها در صورتیکه بزرگتر از صفر باشند برابر صفر در نظر گرفته خواهند شد):

$$\frac{\partial P}{\partial (d_1)} = \frac{\partial P}{\partial (d_2)} = 0 \tag{۹}$$

$$P(d_1,d_2)=B(d)+\rho_{DR}.(d_0-d_1)+\rho_{EE}.(d_0-d_2)-C_{DR}-C_{EE}-pen_{DR}.\left[CL_{DR}-(d_0-d_1)\right]-pen_{EE}.\left[CL_{EE}-(d_0-d_2)\right]-d.\rho \tag{۱۰}$$

$$\frac{\partial P}{\partial d_1} = \frac{\partial B}{\partial d_1} - \rho_{DR} - \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} - pen_{DR} - \rho - d\frac{\partial \rho}{\partial d_1} = 0 \rightarrow \frac{\partial B}{\partial d_1} = \rho_{DR} + \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} + pen_{DR} + \rho + d_1\frac{\partial \rho}{\partial d_1} \tag{۱۱}$$

از سوی دیگر با در نظر گرفتن بسط تیلور تابع B و شرایط اولیه این تابع در رابطه‌های (۱۲) و (۱۳) داریم:

$$B(d) = B(d_0) + \frac{\partial B(d_0)}{\partial d_1}(d_1 - d_0) \rightarrow \frac{\partial B(d)}{\partial d_1} = \frac{\partial B(d_0)}{\partial d_1} \tag{۱۲}$$

$$\frac{\partial B(d_0)}{\partial d_1} = \rho_0 + d_0.\frac{\partial \rho}{\partial d_1} \tag{۱۳}$$

در نهایت رابطه نهایی اقتصادی برای مشارکت مشترکین در برنامه پاسخ‌گویی بار در رابطه (۱۴) به‌دست آمده است. با در نظر گرفتن رفتار مشترکین، رابطه نهایی برای مشارکت مشترکین در برنامه پاسخ‌گویی بار به‌صورت رابطه (۱۵) به‌دست خواهد آمد. ضریب مربوط به رفتار مشترکین برای مشترکینِ بسیار حساس به قیمت، بزرگتر از ۱، برای مشترکین معمولی ۱ و برای مشترکین کمترحساس به قیمت کمتر از ۱ است.

$$\rho_0 + d_0.\frac{\partial \rho}{\partial d_1} = \rho_{DR} + \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} + pen_{DR} + \rho + d_1\frac{\partial \rho}{\partial d_1} \rightarrow (d_1 - d_0)\frac{\partial \rho}{\partial d_1} = \rho_0 - \rho - \rho_{DR} - pen_{DR} + IC_{DR} \xrightarrow{E_M = \frac{d_0}{\rho_0}\frac{\partial \rho}{\partial d_1}}$$

$$d_1 = \begin{cases} d_0\left(1 + \frac{\rho_0 - \rho - \rho_{DR} - pen_{DR} + IC_{DR}}{\rho_0.E_M}\right), & \text{if } \rho_{DR} \geq IC_{DR} \\ 0, & \text{if } \rho_{DR} < IC_{DR} \end{cases} \tag{۱۴}$$

$$d_1 = \begin{cases} d_0\left(1 + \frac{\rho_0 - \rho - \lambda_{CB}.\rho_{DR} - pen_{DR} + IC_{DR}}{\rho_0.E_M}\right), & \text{if} \rho_{DR} \geq IC_{DR} \\ 0, & \text{if } \rho_{DR} < IC_{DR} \end{cases} \tag{۱۵}$$

مشابه رابطه (۱۵)، برای برنامه بازدهی انرژی نیز داریم. رابطه نهایی برنامه بازدهی انرژی در رابطه (۱۶) بیان شده است:

$$d_2 = \begin{cases} d_0\left(1 + \frac{\rho_0 - \rho - \lambda_{CB}.\rho_{EE} - pen_{EE} + IC_{EE}}{\rho_0.E_M}\right), & \text{if} \rho_{EE} \geq IC_{EE} \\ 0, & \text{if } \rho_{EE} < IC_{EE} \end{cases} \tag{۱۶}$$

در ادامه به مدل‌سازی عدم‌دسترس‌پذیری ظرفیت مشترک به‌منظور ارائه مدل نهایی کالای ظرفیت مشترک پرداخته شده است.

۲-۱-۲- مدل‌سازی عدم‌دسترس‌پذیری ظرفیت مشترک

پارامترهایی که بر مدل ظرفیت مشترک تاثیرگذار بوده و سبب عدم دسترس‌پذیری آن می‌شود در ادامه بیان و مدل‌سازی شده‌اند.

الف- مدل‌سازی تغییرات دمای هوا: دما مهمترین متغیری است که در مدل‌سازی عدم دسترس‌پذیری ظرفیت مشترکین باید مدنظر قرار گیرد. مشترکین تا آنجایی در برنامه‌های مدیریت مصرف مشارکت می‌کنند که رفاه مدنظرشان حفظ شود. از آنجایی‌که یکی از مهمترین عامل‌های حفظ رفاه مشترکین حفظ دمای مطلوب است این عامل باید در مدل نهایی دسترس-پذیری مشترکین در نظر گرفته شود. بنابراین این موضوع پاسخ‌گویی مشترکین به تعهداتشان را کمرنگ می‌کند. با کاهش ظرفیت ارائه شده به خرده‌فروش به‌طور طبیعی خرده‌فروش نیز از انجام تعهدات خود در بازار ظرفیت ناتوان مانده و مشمول جریمه خواهد شد. بنابراین خرده‌فروش باید پیشاپیش این کاهش ظرفیت را پیش‌بینی نموده و متناسب با آن در بازار ظرفیت مشارکت کند. این کاهش ظرفیت مشترکین اولین پارامتری است که عدم دسترس‌پذیری مشترکین را بیان کرده و تحت عنوان FOR1 معرفی شده است. وابستگی مصرف مشترکین به دما در بسیاری از کشورهای دنیا ارزیابی و در این مطالعات وابستگی U شکل مصرف مشترکین به دما تایید شد [۳۳].

نمودار عمومی وابستگی مصرف به دما در کشورهای مختلف U شکل است، اما این نمودار حالت‌های دیگری نیز می‌تواند داشته باشد، که در ادامه به آنها اشاره شده است. مطابق شکل (۱) با افزایش دما نسبت به سال حراج، مساحت A به مصرف متوسط، اضافه و مساحت B از آن کم می‌شود. رابطه‌های مربوط به مدل‌سازی مصرف مشترکین نسبت به تغییرات دما در ادامه آورده شده است. در صورتی‌که تغییرات دما مثبت باشد، با توجه به شکل (۱-الف) داریم:

$$\Delta S=S_2-S_1=S_A-S_B=\frac{(sf+se)(\Delta T)}{2}-\frac{(sb+sa)(\Delta T)}{2} \tag{۱۷}$$

که در آن S2 مساحت منحنی U شکل پس از تغییر دما و S1 مساحت این منحنی پیش از تغییر دماست. در صورتی‌که رابطه-ها برای سایر نمودارهای شکل (۱) نیز نوشته شود، مجددا رابطه (۱۷) به‌دست خواهد آمد. از سوی دیگر با نوشتن معادله دو خط شیب‌دار شکل (۱-الف) رابطه‌های (۱۸) و (۱۹) نتیجه می‌شوند:

$$sf-se=m1(\Delta T)\Rightarrow sf=se+m1(\Delta T) \tag{۱۸}$$

$$sb-sa=m2(\Delta T)\Rightarrow sb=sa+m2(\Delta T) \tag{۱۹}$$

با ترکیب رابطه‌های (۱۷) تا (۱۹) در رابطه (۲۰) خواهیم داشت:

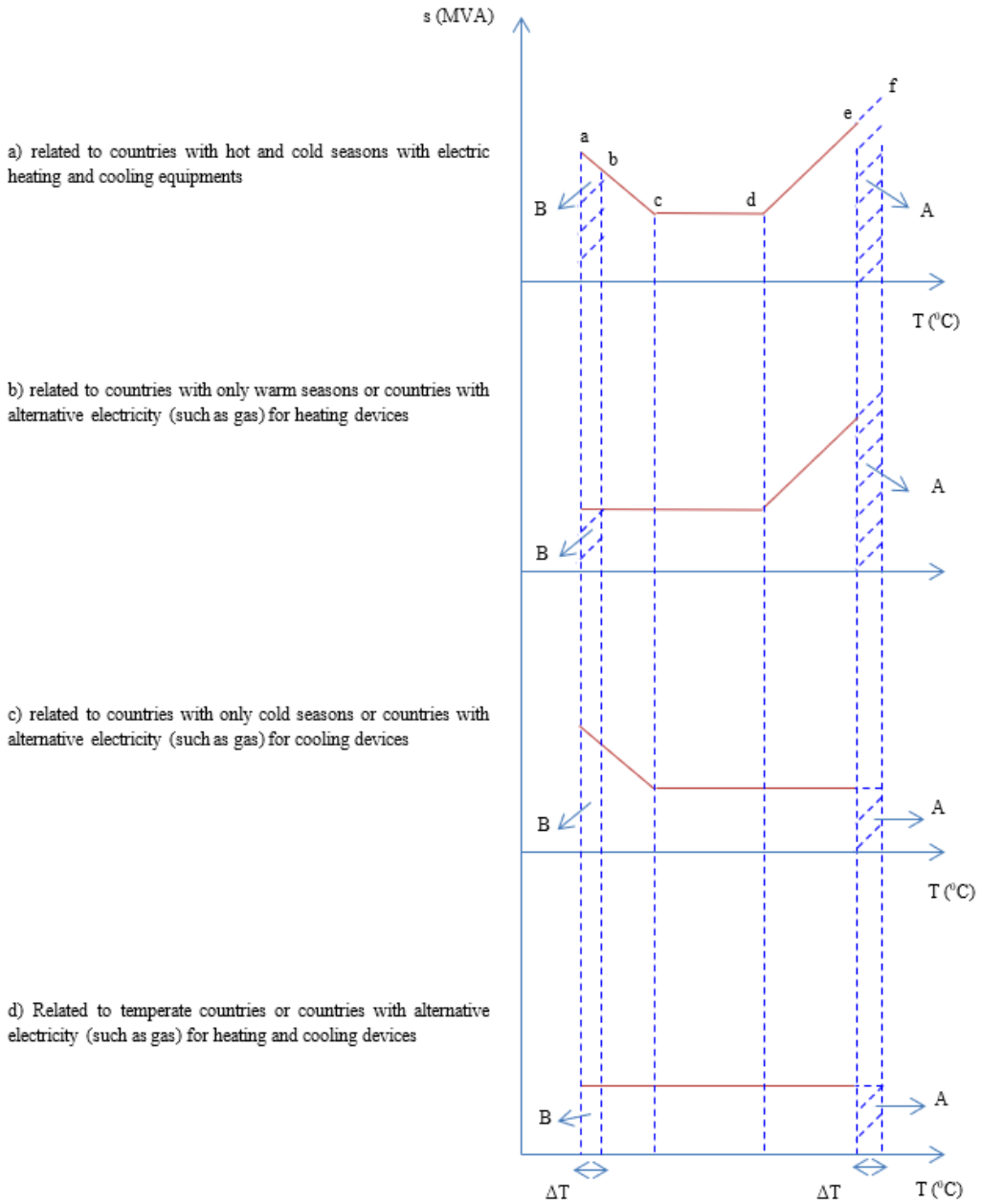
$$\begin{aligned}\Delta S&=\frac{\Delta T}{2}\times\left((m1-m2)\Delta T+2se-2sa\right)=\frac{(T-Te)}{2}\times\left((m1-m2)(T-Te)+2se-2sa\right)\\&=\frac{(m1-m2)(T-Te)^2}{2}+(se-sa)(T-Te)=\left(\frac{m1-m2}{2}\right)\left(T^2+Te^2-2T\times Te\right)+(se-sa)T-(se-sa)Te\\\Rightarrow\Delta S&=\left(\frac{m1-m2}{2}\right)T^2+(se-sa-m1\times Te+m2\times Te)T+\left(\begin{array}{l}\left(\frac{m1-m2}{2}\right)Te^2-\\(se-sa)Te\end{array}\right),\ \Delta T>0\end{aligned} \tag{۲۰}$$

که در آن Te بیشینه دمای سال جاری، sa میزان مصرف توان در کمینه دمای سال جاری، se میزان مصرف توان در بیشینه دمای سال جاری، m1 کشش‌پذیری فصل تابستان و m2 کشش‌پذیری فصل زمستان مشترکین مورد نظر خرده‌فروش است. در صورتی‌که تغییرات دما منفی باشد، در رابطه (۲۱) داریم:

$$\Delta S=S_2-S_1=S_B-S_A=\frac{(sb+sa)(\Delta T)}{2}-\frac{(sf+se)(\Delta T)}{2} \tag{۲۱}$$

با ترکیب رابطه‌های (۲۱)، (۱۸) و (۱۹) در رابطه (۲۲) خواهیم داشت:

$$\begin{aligned}\Delta S&=\frac{\Delta T}{2}\times\left((m2-m1)\Delta T+2sa-2se\right)=\frac{(T-Te)}{2}\times\left((m2-m1)(T-Te)+2sa-2se\right)\\&=\frac{(m2-m1)(T-Te)^2}{2}+(sa-se)(T-Te)=\left(\frac{m2-m1}{2}\right)\left(T^2+Te^2-2T\times Te\right)+(sa-se)T-(sa-se)Te\\\Rightarrow\Delta S&=\left(\frac{m2-m1}{2}\right)T^2+(se-sa-m2\times Te+m1\times Te)T+\left(\begin{array}{l}\left(\frac{m2-m1}{2}\right)Te^2-\\(sa-se)Te\end{array}\right),\ \Delta T<0\end{aligned} \tag{۲۲}$$



شکل (۱): انواع نمودارهای مصرف- دما مربوط به مشترکین کشورها با شرایط آب‌وهوایی مختلف [۳۴]

Figure (1): Types of temperature-consumption graphs related to consumers of countries with different weather conditions [34]

FOR1 با استفاده از رابطه (۲۳) به‌دست می‌آید.

$$FOR_1 = \begin{cases} \dfrac{\Delta S}{S_1} & \text{if} \quad \Delta S > 0 \\ 0 & \text{if} \quad \Delta S \le 0 \end{cases} \qquad (۲۳)$$

FOR1 به یک اندازه از مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی خواهد کاست. عدم‌دسترس‌پذیری مشترکین در اثر خرابی تجهیزات پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی، تحت عنوان FOR2 در ادامه مدل‌سازی شده است.

ب- مدل‌سازی خرابی تجهیزات: روش مشابهی در مدل‌سازی خرابی تجهیزات در عدم دسترس‌پذیری برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی مشترکین وجود دارد. در این رویکرد هر تجهیز از زنجیره اعمال برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی با دو

حالت مواجه است: حالت عملکرد و عدم عملکرد (شکل (۲)). در این رویکرد احتمال عملکرد سیستم شامل N تجهیز، در حالت st از رابطه (۲۴) به دست می‌آید.

$$Pr_{st} = \prod_{k\in U} Pr_k . \prod_{m\in D} q_m \quad (۲۴)$$

با فرض اینکه برای پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار یا بازدهی انرژی می‌بایست تمامی تجهیزات (N تجهیز برای هر یک از برنامه‌ها) در حالت عملکرد خود باشند، احتمال دسترس‌پذیری هر یک از این برنامه‌ها با استفاده از (۲۵) بیان می‌شود.

$$Pr_{UP} = \prod_{k\in N} Pr_k \quad (۲۵)$$

بنابراین با توجه به رابطه (۲۵) احتمال عدم‌دسترس‌پذیری برنامه‌های برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی به‌دلیل خرابی تجهیزات مربوطه (FOR2) از رابطه (۲۶) به دست می‌آید.

$$FOR_2 = 1 - P_{UP} = 1 - \prod_{k\in N} P_k \quad (۲۶)$$

در ادامه عدم‌دسترس‌پذیری مشترکین در اثر به‌کارگیری همزمان برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی، تحت عنوان FOR3 مدل‌سازی شده است.

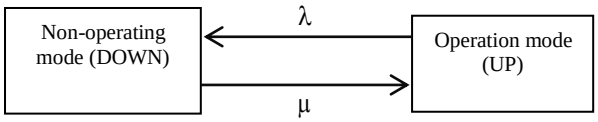
ج- مدل‌سازی به‌کارگیری همزمان برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی: در صورتیکه مشترک قصد مشارکت در هر دو برنامه پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی را داشته باشد، مشارکت او در هر یک از این برنامه‌ها تحت تاثیر مشارکت او در برنامه دیگر قرار می‌گیرد. علت این امر آن است که برنامه‌های بازدهی انرژی با افزایش بهره‌وری مشترک می‌توانند به‌طور دائم میزان تقاضای مشترک و به‌تبع آن قدرت پاسخ‌گویی به کاهش بار مشترک را کاهش دهند. همچنین برنامه‌های پاسخ‌گویی بار نیز می‌توانند میزان مصرف مشترکین را کاهش دهند که این به معنی کاهش پتانسیل اعمال برنامه‌های بازدهی انرژی است. این کاهش پتانسیل انجام برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی در اثر به‌کارگیری همزمان آنها تحت عنوان FOR3 در رابطه‌های (۲۷) و (۲۸) مدل شده است.

$$FOR_{3EE} = \alpha\alpha_1 . \Delta d_1 \quad (۲۷)$$

$$FOR_{3DR} = \alpha\alpha_2 . \Delta d_2 \quad (۲۸)$$

در ادامه FOR4 که تاثیر برنامه‌های پربیننده تلویزیونی و دیدوبازدیدهای خانوادگی در عدم‌دسترس‌پذیری مشترکین است، بیان و مدل‌سازی شده است.

د- مدل‌سازی برنامه‌های پربیننده تلویزیونی و دیدوبازدیدهای خانوادگی: برنامه‌های پربیننده تلویزیونی نظیر مسابقات المپیک، جام‌های جهانی ورزشی و سریال‌های پربیننده تلویزیونی و همچنین دیدوبازدیدهای خانوادگی نیز می‌توانند در عدم پاسخ‌گویی مشترکین به تعهداتشان تاثیرگذار باشند. احتمال عدم پاسخ‌گویی در این قسمت با FOR4 بیان شده است. مدت زمان انجام بازی‌های المپیک حدود ۱۵ روز است که به طور متوسط ۴ ساعت در روز برای تماشای مسابقات در نظر گرفته شده است. مدت زمان انجام بازی‌های جام‌جهانی فوتبال حدود ۲۰ روز در نظر گرفته شده است که به طور متوسط ۴ ساعت در روز برای تماشای این مسابقات نیز در نظر گرفته شده است. برای سریال‌های تلویزیونی پربیننده هم که در برنامه‌های مشترکین در نظر گرفته نشده‌اند ۳۰ روز در نظر گرفته شده که در هر روز ۲ ساعت به این برنامه‌ها اختصاص داده شده است. برای دیدوبازدیدهای خانوادگی نیز ۲۰ دیدوبازدید هر یک به مدت ۴ ساعت در مدت زمان ۴ سال در نظر گرفته شده است. بنابراین با توجه به موارد اشاره شده و اینکه مشترکین خانگی تقریبا یک‌سوم کل مشترکین را تشکیل می‌دهند، FOR4 مطابق رابطه (۲۹) مدل‌سازی شده است.



شکل (۲): دیاگرام فضای حالت یک تجهیز دوحالته [۳۵]

Figure (2): State space diagram of a two-mode device [35]

$$FOR_4 = \frac{15\times4+20\times4+30\times2+20\times4}{8760\times4\times3} = 0.0027 \quad (۲۹)$$

همان‌طور که مشاهده می‌شود برنامه‌های تلویزیونی و دیدوبازدیدهای خانوادگی که عدم‌قطعیت کم‌اهمیت‌تری نسبت به سایر موارد است، تاثیر نسبتا کمی نیز در عدم دسترس‌پذیری مشترکین دارد. در ادامه مدل نهایی کالای ظرفیت خرده‌فروش به منظور مشارکت در بازار ظرفیت آورده شده است.

۲-۲- مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش

همان‌طور که بیان شد کالای ظرفیت خرده‌فروش مجموع کالاهای ظرفیت مشترکینی است که خرده‌فروش با آنها قرارداد دارد. بنابراین کالای ظرفیت خرده‌فروش از رابطه (۳۰) به‌دست می‌آید.

$$UCAP_{RE} = \sum_{ii=1}^{NC}\left\{UCAP_{DR}^{ii} + UCAP_{EE}^{ii}\right\} + UCAP_{SG} == \sum_{ii=1}^{NC}\left\{\begin{array}{l}\Delta d_1^{ii}\times\left(1-\sum_{jj=1}^{4}FOR_{jj,DR}^{ii}\right)+\\ \Delta d_2^{ii}\times\left(1-\sum_{jj=1}^{4}FOR_{jj,EE}^{ii}\right)\end{array}\right\} + UCAP_{SG} \quad (۳۰)$$

همان‌طور که پیش از این نیز بیان شد، میزان کالای ظرفیت خریداری‌شده توسط خرده‌فروش، خروجی بیشینه‌سازی سود او در تعامل با مشترکین و بازار ظرفیت است.

۳- ساختار تعامل خرده‌فروش با مشترکین و بازار ظرفیت

ساختار تجارت خرده‌فروش با دو بخش بازار ظرفیت و مشترکین در این بخش ارائه شده است. هدف مشترکین کسب حداکثر سود و هدف بازار ظرفیت تامین قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری مطلوب در شبکه است. در ساختار این تجارت، خرده‌فروش نیز به دنبال کسب بیشینه سود ممکن است.

۳-۱- مدل‌سازی ریسک

برای محاسبه فراریت سود خرده‌فروش در مدل، از تابع ارزشِ در معرضِ ریسک شرطی در رابطه (۳۱) استفاده شده است [۳۶].

$$CVaR = Max_{\zeta,\eta_W} \quad \zeta - \frac{1}{1-\alpha}\sum_{W=1}^{NW}\pi_W\eta_W \quad (۳۱)$$

$$\eta_W = Max\left\{\zeta - Profit(W), 0\right\} \quad (۳۲)$$

قیود تابع شاخص ریسک نیز مطابق رابطه‌های (۳۳) و (۳۴) هستند.

$$\zeta - Profit(W) \le \eta_W \quad \forall W \quad (۳۳)$$

$$\eta_W \ge 0 \quad \forall W \quad (۳۴)$$

۳-۲- تابع هدف خرده‌فروش

تابع هدف مسئله تابع سود خرده‌فروش همراه با در نظر گرفتن ریسک است که در رابطه (۳۵) آورده شده است.

$$OF = (1-\beta)\times(R-C) + \beta\times CVaR \quad \beta\in[0,1] \quad (۳۵)$$

۳-۲-۱- درآمدهای خرده‌فروش

درآمدهای خرده‌فروش از مبادله ظرفیت شامل دو بخش است. درآمدهای خرده‌فروش به عنوان ارائه دهنده ظرفیت به بازار و درآمد خرده‌فروش به عنوان فروشنده ظرفیت به مشترکین. بخش اول درآمدهای او از فروش ظرفیت در بازار ظرفیت و بخش دوم درآمد او از فروش ظرفیت در سمت دیگر بازار به مشترکین است. بخش اول درآمدهای خرده‌فروش شامل فروش ظرفیت

در بازار ظرفیت و جریمه‌های دریافتی از مشترکین به‌دلیل عدم اجرای تعهداتشان است. این درآمدها در رابطه (۳۶) آورده شده است.

$$R_{ff} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W . \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\sum_{j=1}^{Nj} (\gamma_{ij}^{W} . \rho_i^{W} . UCAP_{ij}^{W}) + C_{PENd,i}^{W} \right) \right] \quad (۳۶)$$

بخش دوم درآمدهای خرده‌فروش شامل فروش ظرفیت به مشترکین است. این درآمد در رابطه (۳۷) آورده شده است. درآمد کلی خرده‌فروش از مبادله ظرفیت نیز در رابطه (۳۸) آورده شده است.

$$R_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \sum_{i=1}^{Ni} \rho_{0i}^{r,W} . UCAP_i^{W} \quad (۳۷)$$

$$R = R_{ff} + R_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W . \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\sum_{j=1}^{Nj} (\gamma_{ij}^{W} . \rho_i^{W} . UCAP_{ij}^{W}) + C_{PENd,i}^{W} + \rho_{0i}^{r,W} . UCAP_i^{W} \right) \right] \quad (۳۸)$$

۲-۲-۳- هزینه‌های خرده‌فروش

هزینه‌های خرده‌فروش از مبادله ظرفیت نیز شامل دو بخش است. هزینه‌های خرده‌فروش به‌عنوان ارائه‌دهنده ظرفیت به بازار و هزینه‌های خرده‌فروش به‌عنوان فروشنده ظرفیت به مشترکین. بخش اول هزینه‌های او از مبادله ظرفیت به‌عنوان ارائه‌دهنده این کالا در بازار ظرفیت و بخش دوم هزینه‌های او از مبادله ظرفیت در سمت دیگر بازار با مشترکین به‌عنوان فروشنده ظرفیت است. بخش اول هزینه‌های خرده‌فروش شامل خرید ظرفیت از مشترکین، هزینه نصب برخی زیرساخت‌های اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، هزینه تولید خودی و جریمه‌های پرداختی او به بهره‌بردار مستقل سیستم به‌دلیل عدم اجرای تعهداتش است. این هزینه‌ها در رابطه (۳۹) آورده شده است. متغیرهای بیان‌شده در رابطه (۳۹)، در رابطه‌های (۴۰) و (۴۱) مدل شده‌اند.

$$C_{ff} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W . \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(C_{R-DR,i}^{W} + \rho_{DR,i}^{W} . UCAP_{DR,i}^{W} + \rho_{EE,i}^{W} . UCAP_{EE,i}^{W} \right) + C_{PENm}^{W} + C_{SG}^{W} \right] \quad (۳۹)$$

$$C_{PENm}^{W} = \left[\sum_{i=1}^{Ni} pen_r^{W} . \alpha_{r,i}^{W} . UCAP_{r,i}^{W} \right] \quad (۴۰)$$

$$C_{SG}^{W} = A_3 . (P_{SG}^{W})^2 + B_3 . P_{SG}^{W} + C_3, \qquad B_3^2 - 4A_3 . C_3 \le 0, \qquad A_3 > 0 \quad C_3 \ge 0 \quad (۴۱)$$

بخش دوم هزینه‌های خرده‌فروش نیز شامل خرید ظرفیت از بازار است. این هزینه در رابطه (۴۲) آورده شده است. هزینه‌های کلی خرده‌فروش از مبادله ظرفیت نیز در رابطه (۴۳) آورده شده است.

$$C_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \sum_{i=1}^{Ni} \rho_i^{W} . UCAP_i^{W} \quad (۴۲)$$

$$C = C_{ff} + C_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W . \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(C_{R-DR,i}^{W} + \rho_{DR,i}^{W} . UCAP_{DR,i}^{W} + \rho_{EE,i}^{W} . UCAP_{EE,i}^{W} + \rho_i^{W} . UCAP_i^{W} \right) + C_{PENm}^{W} + C_{SG}^{W} \right] \quad (۴۳)$$

قیود مسئله در ادامه آورده شده است.

۳-۳- قیود مسئله

قیود مسئله به سه دسته قیود حاکم بر منابع، قیود ریسک و قیود شبکه تقسیم شده‌اند.

۱-۳-۳- قیود باینری حاکم بر منابع مدیریت مصرف

این قیود در رابطه‌های (۴۴) و (۴۵) بیان شده‌اند.

$$\gamma_{ij}^{W} \in \{0,1\} \quad (۴۴)$$

$$\gamma_{ij}^{W} = \begin{cases} 1 & \text{if} \quad UCAP_{ij}^{W} \text{be a winner in the market} \\ 0 & \text{else} \end{cases} \tag{۴۵}$$

۲-۳-۳- قیود حاکم بر توابع هزینه منابع مدیریت مصرف و تولید خودی خرده‌فروش

این قید بیان‌کننده محدودیت‌های پارامترهای توابع هزینه منابع مدیریت مصرف و تولید خودی خرده‌فروش است که در رابطه (۴۶) بیان شده است.

$$B_i^2 - 4A_i.C_i \le 0, \qquad A_i > 0, \qquad C_i \ge 0 \quad i \in \{1,2,3\} \tag{۴۶}$$

۳-۳-۳- قید محدودکننده مشارکت مشترکین در مدیریت مصرف

این قید که در رابطه (۴۷) مدل شده است بیان می‌کند که مشترکین به‌صورت محدود در برنامه‌های مدیریت مصرف شرکت می‌کنند. میزان MM معمولا ۱۰ درصد ظرفیت مشترک در نظر گرفته می‌شود.

$$\Delta d_1, \Delta d_2 \le MM \tag{۴۷}$$

۴-۳-۳- قید محدودکننده مشارکت ژنراتورها

این قید که در رابطه (۴۸) مدل شده است بیان‌کننده محدودیت مشارکت ژنراتورها در بازار ظرفیت است.

$$P_{G,min}^{W} \le P_{G}^{W} \le P_{G,max}^{W} \tag{۴۸}$$

۵-۳-۳- قید سناریوبندی در حل مسئله

این قید که در رابطه (۴۹) مدل شده است بیان می‌کند که مجموع احتمال رخداد تمامی سناریوها برابر یک است.

$$\sum_{W=1}^{NW} \pi_W = 1 \quad , \quad \forall W \in NW \tag{۴۹}$$

۶-۳-۳- قیود تابع شاخص ریسک

این قیود که در رابطه‌های (۳۳) و (۳۴) ذکر شده‌اند، مجددا در رابطه‌های (۵۰) و (۵۱) بازنویسی شده‌اند.

$$\zeta - \left(\begin{array}{l} \left\{ \sum_{W=1}^{NW} \pi_W . \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\sum_{j=1}^{Nj} (\gamma_{ij}^{W} . \rho_i^{W} . UCAP_{ij}^{W}) + C_{PENd,i}^{W} + \rho_{0i}^{r,W} . UCAP_i^{W} \right) \right] \right\} - \\ \left\{ \sum_{W=1}^{NW} \pi_W . \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\rho_{DR,i}^{W} . UCAP_{DR,i}^{W} + \rho_{EE,i}^{W} . UCAP_{EE,i}^{W} + \rho_i^{W} . UCAP_i^{W} + C_{R-DR,i}^{W} \right) + C_{PENm}^{W} + C_{SG}^{W} \right] \right\} \end{array} \right) \le \eta_W \quad \forall W \tag{۵۰}$$

$$\eta_W \ge 0 \quad \forall W \tag{۵۱}$$

۷-۳-۳- قید حداکثر میزان انتقال ظرفیت از خطوط شبکه

این قید که در رابطه (۵۲) مدل شده است بیان می‌کند که عامل محدودکننده در انتقال ظرفیت از شینی به شین دیگر حد انتقال توان خطوط است.

$$P_{i \to i*}^{W} \le P_{i \to i*}^{l,max} \qquad , \{i, i*\} \in Ni \qquad , l \in Nl \tag{۵۲}$$

۸-۳-۳- قید ارائه و نیاز ظرفیت در شبکه

این قید که در رابطه (۵۳) مدل شده است بیان می‌کند که میزان ارائه کالای ظرفیت همواره می‌بایست بیشتر از نیاز این کالا در شبکه باشد. در نهایت، ساختاری که خرده‌فروش در مبادله ظرفیت با آن روبروست در شکل (۳) آورده شده است. در این شکل بخش اول مبادلات ظرفیت با خطوط توپر و بخش دوم با خط‌چین مشخص شده است.

$$\sum_{i=1}^{Ni} UCAP_i^W \geq DEMAND^W \tag{۵۳}$$

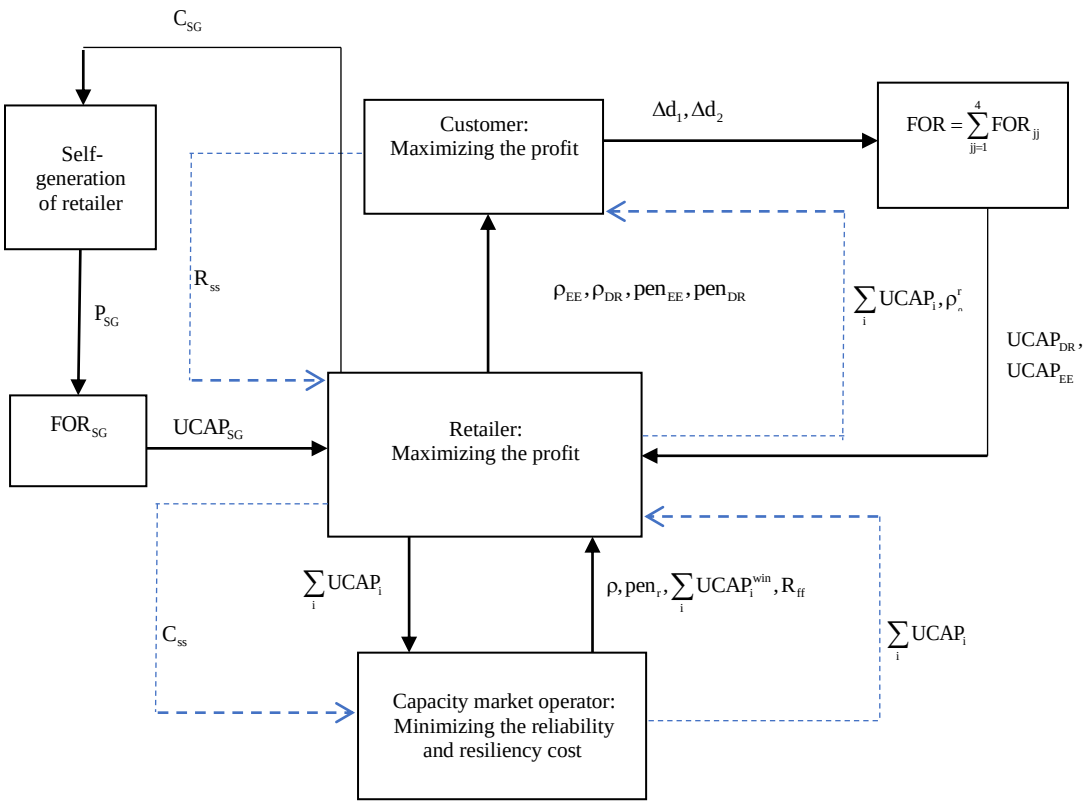
۴-۳- مسئله بهره‌بردار بازار ظرفیت

تابع هدف بهره‌بردار بازار ظرفیت کمینه‌سازی هزینه‌های تامین شاخص مطلوب قابلیت اطمینان و تاب‌آوری شبکه است که در (۵۴) مدل شده است. همانطور که در رابطه (۵۴) بیان شده است، هدف کمینه‌سازی مجموع هزینه‌های خرید ظرفیت از ژنراتورها و منابع سمت مصرف و همچنین هزینه‌های خاموشی است. در این رابطه، τ احتمال رخداد حوادث آب‌وهوایی و از دست رفتن بخشی از خطوط شبکه است که به‌منظور درنظرگرفتن شرایط ارزیابی تاب‌آوری لحاظ شده است. قید بهره‌بردار نیز در رابطه (۵۵) ارائه شده است. همان‌طور که در این قید مشخص است، بهره‌بردار به دنبال کاهش احتمال خاموشی‌ها در شرایط نرمال و رخداد حوادث آب‌وهوایی به کمتر از حد مشخصی است.

$$\begin{aligned} CC = (1-\tau)\times\left(\sum_{gg=1}^{N_{GG}} UCAP_{gg}^{no}.CP_{gg} + \sum_{dd=1}^{N_{DD}} UCAP_{RE}^{no}.CP_{RE} + EOC^{no}\right) + \\ \tau\times\left(\sum_{gg=1}^{N_{GG}} UCAP_{gg}^{res}.CP_{gg} + \sum_{dd=1}^{N_{DD}} UCAP_{RE}^{res}.CP_{RE} + EOC^{res}\right) \quad \tau\in[0,1] \end{aligned} \tag{۵۴}$$

$$LOLE \leq LOLE^* \tag{۵۵}$$

۴- روش حل مسئله



شکل (۳): ساختار کلی تعامل خرده‌فروش با بخش‌های مختلف در مبادله ظرفیت

Figure (3): The overall structure of the retailer's trade with different players in capacity exchange

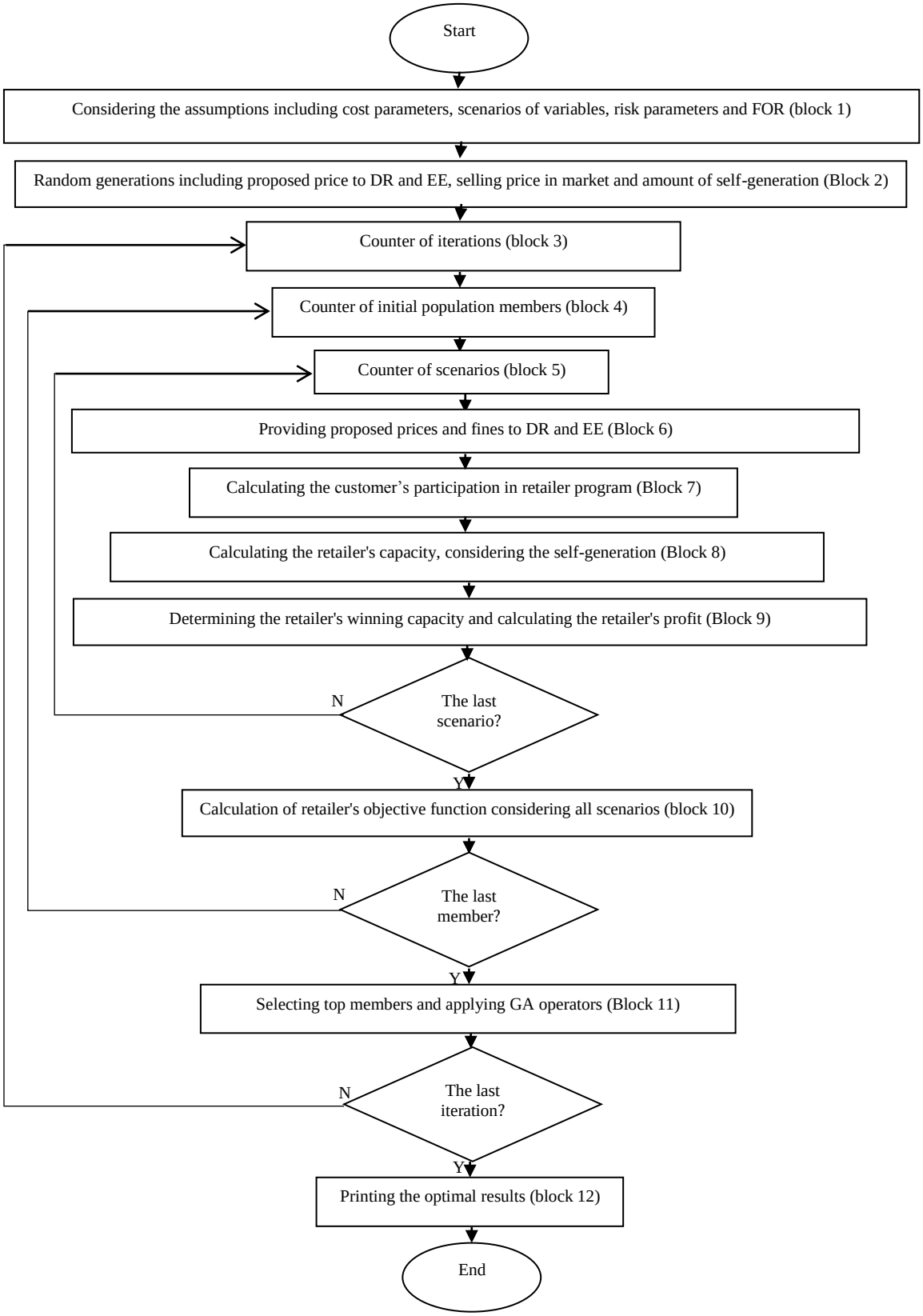
در مطالعه مدنظر این مقاله خرده‌فروش قابلیت تجارت ظرفیت در دو سمت بازار ظرفیت را دارد. خرده‌فروش با ارائه کالای ظرفیت خود (که ترکیبی از منابع پاسخ‌گویی بار، بازدهی انرژی و تولید خودی است) به بازار ظرفیت از یکسو و تامین ظرفیت مورد نیاز مشترکین در سوی دیگر سعی در بیشینه‌سازی سود خود دارد. در سمت اول بازار تعامل خرده‌فروش به منظور خرید ظرفیت از مشترکین و فروش آن در بازار ظرفیت مد نظر قرار گرفته و در سمت دوم بازار خرید ظرفیت از بازار ظرفیت و فروش آن به مشترکین به منظور تامین ظرفیت مورد نیاز آنها مدل‌سازی شده است. از آنجا که مدل‌سازی از دید خرده‌فروش انجام شده، پارامترهایی که از نگاه او دارای عدم‌قطعیت هستند، به دو دسته تقسیم‌بندی شده‌اند. دسته اول با فرمول‌بندی (بخش ۲-۲-۱) و دسته دوم با روش سناریوبندی مدل شده‌اند.

۴-۱- سناریوبندی

برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت برخی پارامترهای مسئله از روش سناریوبندی استفاده شده است. اولین متغیری که عدم‌قطعیت آن با استفاده از این روش مدل‌شده، فاکتور رفتار مشترکین است. قیمت بازار ظرفیت دیگر متغیری است که عدم‌قطعیت آن مدل شده است. خرده‌فروش با توجه به قیمت‌های احتمالی بازار ظرفیت، برای کالای ظرفیت خود قیمت‌های مختلفی را پیشنهاد می‌کند. متغیر سوم قیمت بازار روزفروش است. در صورتی‌که خرده‌فروش نتواند در سال تحویل به تعهدات خود عمل کند از طرف بهره‌بردار جریمه خواهد شد. بیشترین قیمت بازار روزفروش در فصل فراخوانی، به‌عنوان جریمه خرده‌فروش در نظر گرفته خواهد شد [۳۷]. دما متغیر چهارم دارای عدم‌قطعیت است. عدم پاسخ‌گویی به تعهدات پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی توسط مشترکین نیز دو متغیر دیگری هستند که با استفاده از این روش مدل شده‌اند.

۴-۲- روندنمای حل مسئله از نگاه خرده‌فروش

روندنمای حل مسئله در شکل (۴) آورده شده است. در این مقاله از الگوریتم ژنتیک به‌منظور حل مسئله بهینه‌سازی استفاده شده است [۳۹-۳۸]. در بلوک ۱ داده‌های اولیه مسئله مدنظر مقاله مقداردهی شده‌اند. این پارامترها شامل پارامترهای تولید خودی خرده‌فروش، برنامه پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی مشترک، پارامترهای ریسک و FOR هستند. در ادامه به‌منظور مدل-سازی عدم‌قطعیت‌های متغیرهای مسئله، سناریوها تعیین و درخت سناریو تشکیل شده است. متغیرهای تصمیم مسئله بهینه-سازی در بلوک ۲ به‌صورت تصادفی تولید شده‌اند. این متغیرها شامل قیمت پیشنهادی به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی مشترکین، قیمت ارائه ظرفیت به بازار و میزان تولید خودی است. در بلوک‌های ۳ تا ۵ این شکل شمارنده‌ها آورده شده-اند. مقدار قیمت‌های پیشنهادی خرده‌فروش به مشترکین و همچنین جریمه‌های مدنظر او برای تجارت با مشترکین در بلوک ۶ ارائه شده است. در ادامه کالای ظرفیت مشترکین در بلوک ۷ محاسبه شده است. در بلوک ۸، کالای ظرفیت خرده‌فروش به صورت ترکیبی از کالای ظرفیت مشترکین و تولید خودی خرده‌فروش به‌منظور مشارکت در بازار ظرفیت ارائه شده است. در بلوک ۹ بازار ظرفیت با هدف تامین میزان مطلوب قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری شبکه اجرا شده و میزان ظرفیت برنده شرکت خرده‌فروش در این بازار تعیین خواهد شد. بنابراین در همین بلوک میزان درآمدها و هزینه‌های خرده‌فروش و همچنین تابع هدف مسئله محاسبه خواهد شد. پس از چک‌کردن درنظرگرفتن تمامی سناریوها، تابع هدف کلی خرده‌فروش در بلوک ۱۰ محاسبه شده است. روال بیان‌شده برای تمامی اعضای جمعیت اولیه الگوریتم ژنتیک انجام خواهد شد. پس از چک‌کردن عضو آخر الگوریتم، اعضای برتر انتخاب و سایر اعضا با استفاده از عملگرهای برش و جهش بهبود می‌یابند (بلوک ۱۱). در نهایت روال بیان‌شده به تعداد (تکرار) مشخصی انجام و بهترین عضو جمعیت به‌عنوان عضو بهینه انتخاب خواهد شد (بلوک ۱۲). این عضو شامل پیشنهادهای بهینه خرده‌فروش به مشترکین به‌منظور مشارکت آنها در ارائه ظرفیت، پیشنهاد قیمت خرده‌فروش به بازار ظرفیت و میزان تولید خودی بهینه خرده‌فروش است. این مقادیر به‌گونه‌ای انتخاب شده‌اند که بیشترین سود از تعامل با مشترکین و بازار ظرفیت را برای خرده‌فروش به‌دنبال داشته‌اند. همچنین میزان شاخص مطلوب قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری شبکه نیز تامین شده است.



شکل (۴): روندنمای حل مسئله از دیدگاه خرده‌فروش

Figure (4): The flowchart of problem solving from the retailer's viewpoint

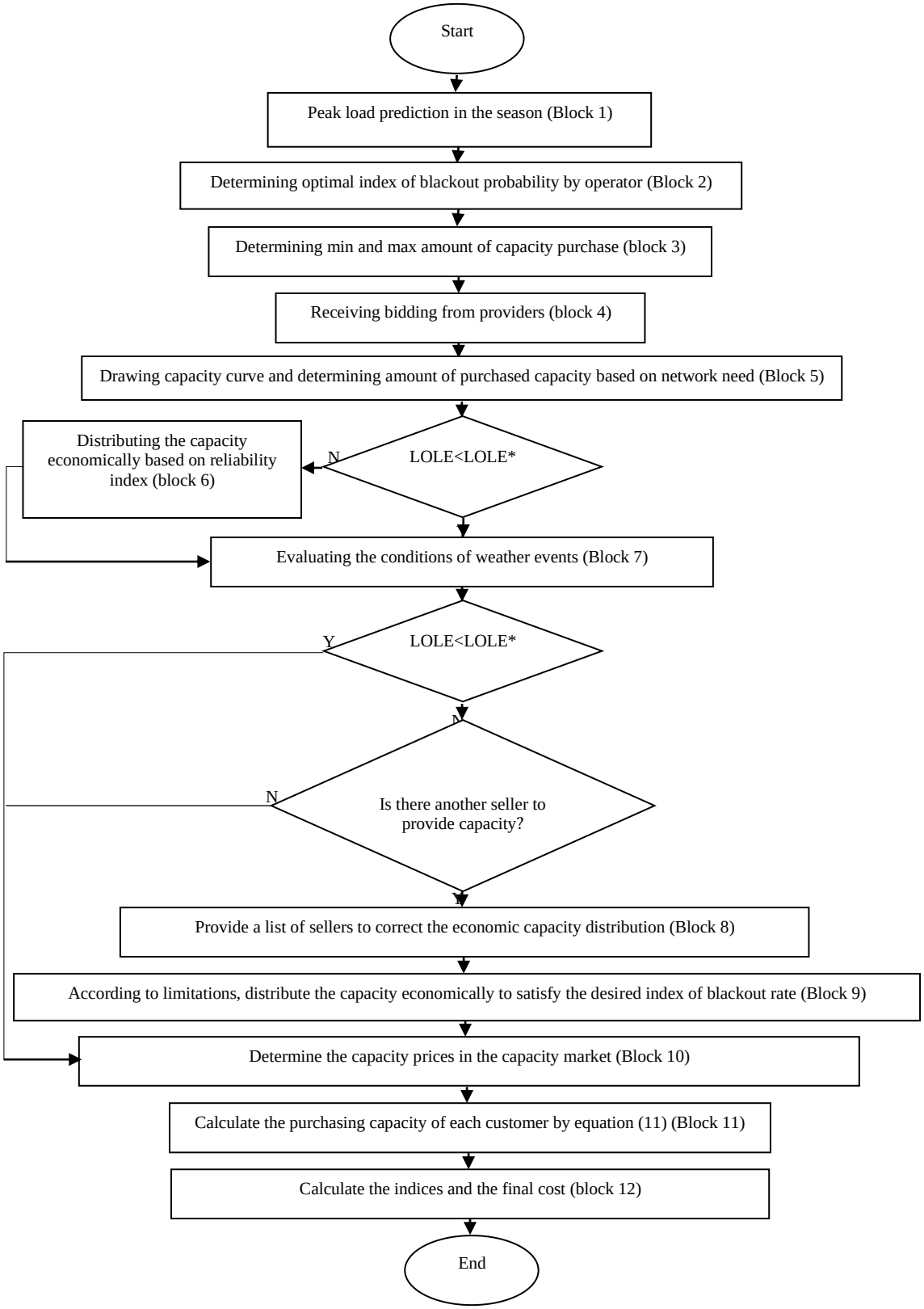
۳-۴- روندنمای حل مسئله از نگاه بهره‌بردار بازار ظرفیت

روندنمای حل مسئله از نگاه بهره‌بردار بازار ظرفیت در شکل (۵) ارائه شده است. همان‌طور که در این شکل آورده شده است، ابتدا میزان بار پیک شبکه در فصل مورد نظر در بلوک اول تخمین زده شده است. در بلوک دوم نیز میزان شاخص مطلوب قابلیت اطمینان و تاب‌آوری تعیین شده است. این شاخص بر اساس میزان خاموشی‌های قابل‌قبول شبکه از نگاه بهره‌بردار تعیین شده است. به این منظور معمولا از شاخص LOLE استفاده می‌شود. در ادامه بر اساس شاخص مطلوب LOLE، میزان حداقل و حداکثر ظرفیتی که می‌بایست در بازار ظرفیت خریداری شود تعیین می‌شود. بر اساس این پارامترها و همچنین میزان متوسط هزینه سرمایه‌گذاری و ثابت ژنراتورها، منحنی خرید ظرفیت ترسیم می‌شود (بلوک سوم). در ادامه در بلوک چهارم پیشنهادهای ارائه‌دهندگان ظرفیت دریافت می‌شود. این پیشنهادها شامل میزان کالای ظرفیت ارائه‌دهندگان ظرفیت و قیمت‌های پیشنهادی آنها است. بر اساس پیشنهادهای ارائه‌دهندگان ظرفیت، منحنی کلی ارائه‌دهندگان ظرفیت به‌صورت پله-ای ترسیم و میزان ظرفیت موردنیاز شبکه تعیین می‌شود (بلوک پنجم). در ادامه شاخص احتمال رخداد خاموشی در شبکه با درنظرگرفتن محدودیت توان عبوری از خطوط و ظرفیت تعیین‌شده در بازار محاسبه و با میزان مورد انتظار این شاخص مقایسه می‌شود. در صورت عدم تامین پایایی مطلوب شبکه، در بلوک ششم توزیع اقتصادی ظرفیت اصلاح می‌شود. برای تعیین میزان کالای ظرفیت رزرو، می‌بایست شرایط رخداد حوادث آب‌وهوایی تحلیل شود. به‌این‌منظور در بلوک هفتم شرایط رخداد حوادث شدید آب‌وهوایی شبکه ارزیابی شده است. بلوک هفتم تعیین می‌کند که آیا با ظرفیت‌های به‌دست‌آمده از حراج نهایی، شاخص مطلوب در شرایط رخداد حوادث آب‌وهوایی نیز فراهم است؟ روش حل مسئله در صورت مثبت یا منفی‌بودن پاسخ سوال قبل، توسط بلوک‌های شرطی تعیین شده است. در بلوک‌های شرطی، چک شده است که آیا در شرایط رخداد حوادث آب‌وهوایی نیز شاخص مدنظر تامین شده است و در صورتی‌که پاسخ منفی است آیا ارائه دهنده ظرفیت دیگری برای تامین شاخص مدنظر در شبکه وجود دارد. در ادامه، در بلوک هشتم ارائه‌دهندگان ظرفیت دیگر شبکه برای اصلاح توزیع اقتصادی ظرفیت لیست و در بلوک نهم توزیع اقتصادی به‌منظور تامین شاخص مطلوب در شرایط رخداد حوادث آب‌وهوایی انجام شده است. در ادامه در بلوک دهم قیمت‌های ظرفیت محاسبه شده است. در ادامه در بلوک یازدهم به فروش ظرفیت به مشترکین پرداخته شده و در بلوک دوازدهم نتایج نهایی محاسبه شده است.

۵- مطالعه موردی

۵-۱- بیان اطلاعات مسئله

در این بخش مطالعات مربوط به مدل‌سازی خرده‌فروش و تعامل او با مشترکین و بازار ظرفیت با هدف بیشینه‌سازی سود، انجام شده است. اطلاعات بسیار محدودی در ارتباط با توابع هزینه برنامه‌های مدیریت مصرف و سناریوهای پارامترهای دارای شرایط عدم‌قطعیت، برای انجام شبیه‌سازی‌ها در دسترس است [۴۰]. در این مقاله سعی شده است در موارد عدم وجود اطلاعات کافی، تخمین‌های قابل قبولی در نظر گرفته شود. اطلاعات مربوط به پارامترهای تولید خودی و منابع مدیریت مصرف برای مشترکین مرتبط با خرده‌فروش مدنظر، در جدول (۱) و سناریوهای متغیرهای دارای عدم‌قطعیت در جدول (۲) بیان شده است. در مجموع درخت سناریو شامل ۷۲۹ سناریو خواهد بود. مقادیر جریمه درنظرگرفته‌شده از سوی خرده‌فروش‌ها برابر با جریمه درنظرگرفته‌شده از سوی بهره‌بردار فرض شده است. مقادیر $\alpha\alpha1$ و $\alpha\alpha2$ نیز برای تمامی مشترکین به ترتیب برابر ۰٫۰۲ و ۰٫۰۱ در نظر گرفته شده است. مقدار FOR2 نیز برای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی ۰٫۰۱ در نظر گرفته شده است. همچنین میزان α برابر ۰٫۸ در نظر گرفته شده است، اما برای پارامتر β مقدار مشخصی فرض نشده و نتایج شبیه‌سازی‌ها برای مقادیر مختلف این پارامتر با یکدیگر مقایسه شده‌اند. نمودار مصرف- دما نیز به صورت شکل (۶) در نظر گرفته شده است. همچنین به‌منظور انجام شبیه‌سازی‌ها از شبکه ۳۰ شین استاندارد استفاده شده است. اطلاعات این شبکه در جدول‌های (۳) تا (۶) ارائه شده است. مقدار مطلوب شاخص قابلیت‌اطمینان نیز ۱۲ روز در سال در نظرگرفته شده است. هزینه بار تامین‌نشده نیز ۱۰۰۰ دلار بر مگاوات‌ساعت در نظرگرفته شده است. مدت زمان تامین‌نشدن بار شبکه به‌منظور محاسبه شاخص قابلیت-اطمینان نیز ۵ ساعت درنظرگرفته شده است [۳۴]. به‌منظور مدل‌سازی فاجعه طبیعی مربوط به حوادث آب‌وهوایی نیز فرض شده است که خطوط هشتم و نهم در اثر وقوع یک فاجعه طبیعی از مدار خارج شده و شین هفتم جزیره‌ای می‌شود.



شکل (۵): روندنمای اجرای بازار توسط بهره‌بردار بازار ظرفیت

Figure (5): The flowchart of market operation by capacity market operator

احتمال رخداد فاجعه طبیعی ۰/۰۵ و احتمال بهره‌برداری از شبکه در شرایط معمولی ۰/۹۵ درنظرگرفته شده است. به‌منظور حل مسئله بهینه‌سازی نیز از الگوریتم ژنتیک با ۱۰۰ عضو جمعیت اولیه و ۵۰۰ تکرار استفاده شده است. احتمال جهش ۰/۰۴

و احتمال برش نیز ۱ درنظرگرفته شده است. همچنین نیمی از جمعیت به‌عنوان والد از هر نسل به نسل بعدی منتقل می‌شوند. برای انجام شبیه‌سازی‌ها نیز از کامپیوتر با مشخصات پردازنده ۵ هسته‌ای با فرکانس پایه ۲٫۵ گیگاهرتز، با ظرفیت حافظه با دسترس‌رسی تصادفی هشت گیگابایت و ظرفیت حافظه داخلی یک ترابایت استفاده شده است.

۲-۵- نتایج شبیه‌سازی‌ها

نتایج شبیه‌سازی‌ها در این بخش گزارش شده است. از آنجا بهره‌مندی تمامی بازیگران مرتبط با هر سیاست لازمه پایدارماندن آن سیاست است، نتایج مرتبط با سه بخش مشترکین، خرده‌فروش و بهره‌بردار شبکه ارائه شده تا کارایی ایده مقاله به اثبات رسد. به این منظور با درنظرگرفتن سه حالت مختلف برای β، متوسط تابع سود، شاخص ریسک و تابع هدف از دید خرده-فروش، متوسط تابع سود و میزان مشارکت در دو حالت برنامه پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی از دید مشترکین و تامین شاخص مناسب قابلیت‌اطمینان و تاب‌آوری از دید حاکمیت محاسبه شده است. در ادامه نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها از نگاه خرده‌فروش در جدول (۷)، از نگاه مشترکین در جدول (۸) و از نگاه بهره‌بردار در جدول (۹) آورده شده است. همانطور که از نتایج جدول-های (۷) و (۸) مشخص است میزان کالای ظرفیت خرده‌فروش در بازار ظرفیت برابر با ۱۶٫۱۱ مگاوات به‌دست آمده است. همچنین از آنجا که شین شماره ۷ در اثر رخداد فجایع طبیعی از شبکه جدا می‌شود بهترین مکان با هدف به‌کارگیری خرده-فروش در بازار ظرفیت شین شماره ۷ به دست آمده است.

Table (1): The characteristics of DSM resources and self-generations [34]

جدول (۱): اطلاعات منابع مدیریت مصرف و تولید خودی [۳۴]

ارائه‌دهنده ظرفیت	ماکزیمم میزان مشارکت (مگاوات)	IC_{DR} (دلار بر مگاوات روز)	ارائه‌دهنده ظرفیت	ماکزیمم میزان مشارکت (مگاوات)	IC_{EE} (دلار بر مگاوات روز)
DR1	۱	۱۵٫۲۲	EE1	۲	۱۲٫۶
DR2	۰٫۸	۱۵٫۲۵	EE2	۱٫۶	۱۶٫۱
DR3	۰٫۹	۴۰٫۱۵	EE3	۱٫۸	۲۶٫۴
DR4	۲٫۳	۱۸٫۴۱	EE4	۴٫۶	۳۳٫۷
ارائه‌دهنده ظرفیت		ماکزیمم میزان مشارکت (مگاوات)	پارامترهای توابع هزینه [Ai-Bi]		FOR
تولید خودی خرده‌فروش		۴	[۰٫۰۰۷۵ -۱۴٫۱۴۰]		۰٫۰۲

Table (2): The characteristics of scenarios about parameters with uncertainties

جدول (۲): اطلاعات سناریوبندی پارامترهای دارای عدم قطعیت

سناریوهای عدم پاسخ‌گویی به تعهدات EE توسط مشترکین	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوهای قیمت بازار روز قروش	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم
درصد عدم عمل به تعهد (از مشارکت کل)	۰	۲۰	۴۰	قیمت (دلار بر مگاوات روز)	۱۰۵	۱۱۸	۱۵۵
احتمال	۰٫۲	۰٫۳	۰٫۵	احتمال	۰٫۲	۰٫۳	۰٫۵
سناریوهای عدم پاسخ‌گویی به تعهدات DR توسط مشترکین	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوهای قیمت بازار ظرفیت	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم
درصد عدم عمل به تعهد (از مشارکت کل)	۰	۱۰	۲۰	قیمت (دلار بر مگاوات روز)	۱۲۰	۱۳۰	۱۷۰
احتمال	۰٫۶	۰٫۲۵	۰٫۱۵	احتمال	۰٫۲	۰٫۳	۰٫۵
سناریوهای تغییرات دما در سال تعهد نسبت به زمان مشارکت	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوهای ضریب مربوط به رفتار مشترکین	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم
تغییرات دما (سانتیگراد)	-۱	۰	۱	مقدار ضریب	۰٫۸	۱	۱٫۲
احتمال	۰٫۲	۰٫۳	۰٫۵	احتمال	۰٫۲	۰٫۵	۰٫۳

Table (3): The characteristics of generators in 30-buses IEEE standard test system

جدول (۳): اطلاعات ژنراتورهای شبکه ۳۰ شینه

نام ژنراتورها	شماره شین	ظرفیت (مگاوات)	قیمت (دلار بر مگاوات-روز)	FOR	نام ژنراتورها	شماره شین	ظرفیت (مگاوات)	قیمت (دلار بر مگاوات-روز)	FOR
S1	۱	۱۴۰	۱۳۰	۰/۰۲	S4	۸	۵۰	۱۴۲	۰/۰۲
S2	۲	۸۰	۱۳۶	۰/۰۲	S5	۱۱	۴۰	۱۴۵	۰/۰۲
S3	۵	۶۰	۱۳۸	۰/۰۲	S6	۱۳	۵۰	۱۴۸	۰/۰۲

Table (4): The characteristics of loads in 30-buses IEEE standard test system

جدول (۴): اطلاعات بارهای شبکه ۳۰ شینه

عنوان بار	شماره شین	ظرفیت (مگاوات)	عنوان بار	شماره شین	ظرفیت (مگاوات)	عنوان بار	شماره شین	ظرفیت (مگاوات)	عنوان بار	شماره شین	ظرفیت (مگاوات)
LO1	۲	۲۵/۱۴	LO7	۱۰	۶/۱۴	LO13	۱۸	۳/۳۲	LO19	۲۶	۴/۱۹
LO2	۳	۲/۶۸	LO8	۱۲	۱۳/۴۸	LO14	۱۹	۱۰/۰۹	LO20	۲۹	۲/۵۶
LO3	۴	۷/۷۷	LO9	۱۴	۶/۴	LO15	۲۰	۲/۳۱	LO21	۳۰	۱۰/۷۷
LO4	۵	۸۹/۱	LO10	۱۵	۸/۵۷	LO16	۲۱	۲۰/۷۸			
LO5	۷	۲۵/۲۷	LO11	۱۶	۳/۹۴	LO17	۲۳	۳/۵۸			
LO6	۸	۴۲/۴۳	LO12	۱۷	۱۰/۷۱	LO18	۲۴	۱۰/۹۸			

Table (5): The characteristics of lines in 30-buses IEEE standard test system

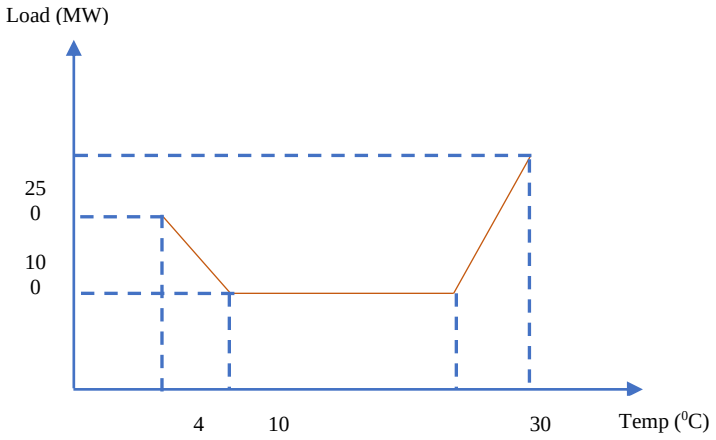
جدول (۵): اطلاعات خطوط شبکه ۳۰ شینه

شماره خط	بین شین‌های	راکتانس (پریونیت)	FOR	شماره خط	بین شین‌های	راکتانس (پریونیت)	FOR	شماره خط	بین شین‌های	راکتانس (پریونیت)	FOR
L1	۱-۲	۰/۰۵۷۵	۰/۰۱	L15	۴-۱۲	۰/۲۵۶۰	۰/۰۱	L29	۲۱-۲۳	۰/۰۲۳۶	۰/۰۱
L2	۱-۳	۰/۱۶۵۲	۰/۰۱	L16	۱۲-۱۳	۰/۱۴۰۰	۰/۰۱	L30	۱۵-۲۳	۰/۲۰۲۰	۰/۰۱
L3	۲-۴	۰/۱۷۳۷	۰/۰۱	L17	۱۲-۱۴	۰/۲۵۵۹	۰/۰۱	L31	۲۲-۲۴	۰/۱۷۹۰	۰/۰۱
L4	۳-۴	۰/۰۳۷۹	۰/۰۱	L18	۱۲-۱۵	۰/۱۳۰۴	۰/۰۱	L32	۲۳-۲۴	۰/۲۷۰۰	۰/۰۱
L5	۲-۵	۰/۱۹۸۳	۰/۰۱	L19	۱۲-۱۶	۰/۱۹۸۷	۰/۰۱	L33	۲۴-۲۵	۰/۳۲۹۲	۰/۰۱
L6	۲-۶	۰/۱۷۶۳	۰/۰۱	L20	۱۴-۱۵	۰/۱۹۹۷	۰/۰۱	L34	۲۵-۲۶	۰/۳۸۰۰	۰/۰۱
L7	۴-۶	۰/۰۴۱۴	۰/۰۱	L21	۱۶-۱۷	۰/۱۹۲۳	۰/۰۱	L35	۲۵-۲۷	۰/۲۰۸۷	۰/۰۱
L8	۵-۷	۰/۱۱۶۰	۰/۰۱	L22	۱۵-۱۸	۰/۲۱۸۵	۰/۰۱	L36	۲۷-۲۸	۰/۳۹۶۰	۰/۰۱
L9	۶-۷	۰/۰۸۲۰	۰/۰۱	L23	۱۸-۱۹	۰/۱۲۹۲	۰/۰۱	L37	۲۷-۲۹	۰/۴۱۵۳	۰/۰۱
L10	۶-۸	۰/۰۴۲۰	۰/۰۱	L24	۱۹-۲۰	۰/۰۶۸۰	۰/۰۱	L38	۲۷-۳۰	۰/۶۰۲۷	۰/۰۱
L11	۶-۹	۰/۲۰۸۰	۰/۰۱	L25	۱۰-۲۰	۰/۲۰۹۰	۰/۰۱	L39	۲۹-۳۰	۰/۴۵۳۳	۰/۰۱
L12	۶-۱۰	۰/۵۵۶۰	۰/۰۱	L26	۱۰-۱۷	۰/۰۸۴۵	۰/۰۱	L40	۸-۲۸	۰/۲۰۰۰	۰/۰۱
L13	۹-۱۱	۰/۲۰۸۰	۰/۰۱	L27	۱۰-۲۱	۰/۰۷۴۹	۰/۰۱	L41	۶-۲۸	۰/۰۵۹۹	۰/۰۱
L14	۹-۱۰	۰/۱۱۰۰	۰/۰۱	L28	۱۰-۲۲	۰/۱۴۹۹	۰/۰۱				

Table (6): Load scenarios in 30-buses IEEE standard test system

جدول (۶): سناریوهای بار در شبکه ۳۰ شینه

کل بار شبکه (مگاوات)	تعداد روز در سال
۳۱۰/۲۳	۴۰
۲۳۸/۸۸	۱۰۰
۱۶۷/۵۲	۲۲۵



شکل (۶): نمودار مصرف- دما در مطالعه موردی

Figure (6): The curve of consumption-temperature in the case study

قیمت‌های بهینه پیشنهادی خرده‌فروش به مشارکت کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی، قیمت بهینه مشارکت در بازار ظرفیت و همچنین میزان تولید واحد تولیدی خرده‌فروش نیز در جدول (۷) ارائه شده است. میزان تابع هدف بهینه خرده‌فروش، سود و شاخص ریسک او نیز در همین جدول بیان شده است. با توجه به نتایج این جدول، قیمت بهینه فروش ظرفیت به بازار ظرفیت ۱۴۱٫۹۹ دلار بر مگاوات-روز به دست آمده است. از آنجا که گران‌ترین ظرفیت نیروگاهی که بهره‌بردار بازار مجبور به خرید ظرفیت از آن است ۱۴۲ دلار بر مگاوات-روز است، این قیمت برای پیشنهاد فروش ظرفیت از سوی خرده‌فروش به بهره‌بردار بازار منطقی است. همچنین از آنجا که احتمال عدم دسترس‌پذیری برنامه‌های بهره‌وری انرژی بیشتر از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار است و بنابراین احتمال اعمال جرائم بیشتری از مشارکت آنها وجود دارد، مشترکین تقاضای قیمت‌های بالاتری برای مشارکت این برنامه‌ها داشته‌اند.

Table (7): Simulation results from the retailer's viewpoint

جدول (۷): نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها از نگاه خرده‌فروش

$\beta=0$	قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخ‌گویی بار (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
	۴۶٫۱۲	۹۰٫۳۲	۱۴۱٫۹۹	۴
	تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)	
	۳۷۱۵٫۸۲	۳۰۳۹٫۱۶	۳۷۱۵٫۸۲	
$\beta=0.5$	قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخ‌گویی بار (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
	۴۷٫۵	۹۰٫۴۸	۱۴۱٫۹۹	۴
	تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)	
	۳۳۸۰٫۶۲	۳۰۴۴٫۸۴	۳۷۱۶٫۴۱	
$\beta=1$	قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخ‌گویی بار (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
	۴۷٫۵	۹۰٫۳۲	۱۴۱٫۹۹	۴
	تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)	
	۳۰۴۵٫۲۱	۳۰۴۵٫۲۱	۳۷۱۵٫۹۴	

Table (8): Simulation results from the consumers' viewpoint

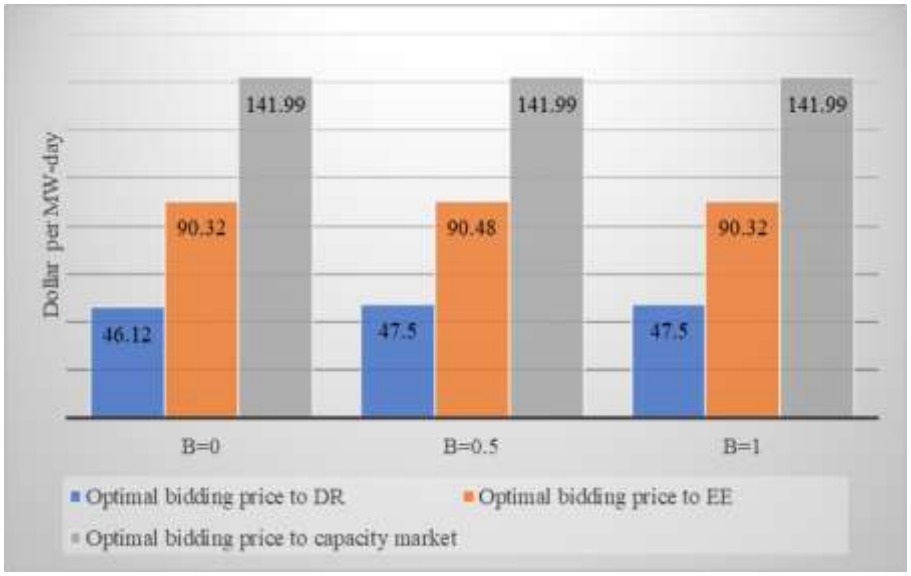
جدول (۸): نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها از نگاه مشترکین

	مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم
$\beta=0$	میزان مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار (مگاوات)	۰/۷۴	۰/۵۹	۰/۵۷	۱/۶۸
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱/۷۸	۱/۴۱	۱/۵۳	۳/۸۱
	سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۲/۵۹	۹۸/۲۷	۱۰۲/۷۴	۲۶۶/۴۵
$\beta=0.5$	مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم
	میزان مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار (مگاوات)	۰/۷۴	۰/۵۹	۰/۵۷	۱/۶۹
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱/۷۸	۱/۴۱	۱/۵۳	۳/۸۱
	سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۴/۲۳	۹۹/۶۱	۱۰۴/۰۸	۲۶۷/۹۵
$\beta=1$	مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم
	میزان مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار (مگاوات)	۰/۷۵	۰/۶	۰/۵۷	۱/۶۹
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱/۷۸	۱/۴۱	۱/۵۳	۳/۸۱
	سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۴/۱۲	۹۹/۳۳	۱۰۳/۸۵	۲۶۷/۵۲

Table (9): Simulation results from the operator's viewpoint

جدول (۹): نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها از نگاه بهره‌بردار

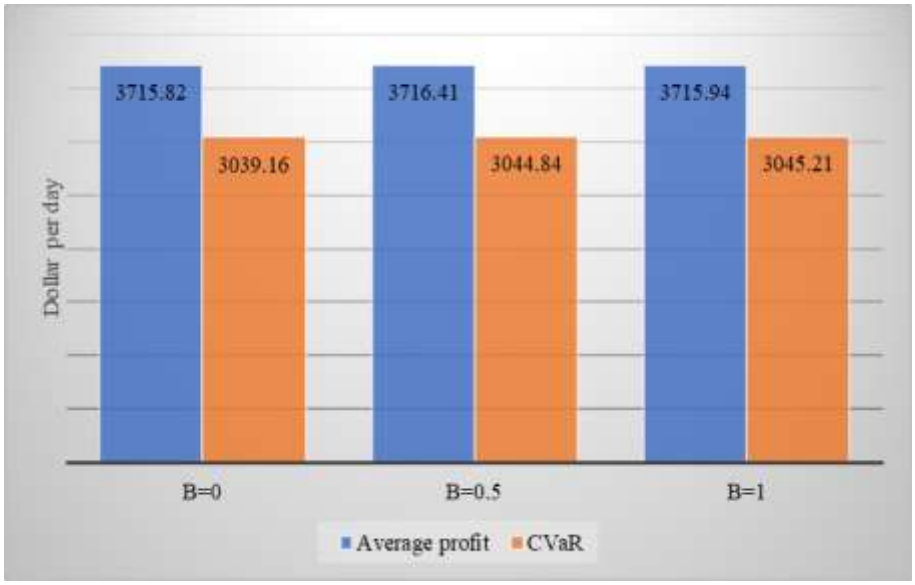
هزینه ظرفیت (دلار در روز)	قیمت ظرفیت (دلار بر مگاوات‌روز)	شاخص LOLE (روز در سال)	ظرفیت (مگاوات)
۴۴۰۵۲.۶۶	۱۴۲	۹.۵۴	۳۱۰/۲۳
هزینه تامین شاخص مطلوب خاموشی (دلار در سال)	**شاخص EOC (دلار در سال)**	**شاخص EENS (مگاوات‌ساعت در سال)**	**هزینه ظرفیت (دلار در سال)**
۱۸۸۲۵۳۲۱	۲۷۴۶۱۰۰	۲۷۴۶/۱	۱۶۰۷۹۲۲۱



شکل (۷): قیمت‌های بهینه تجارت خرده‌فروش در بازار ظرفیت در تجارت با مشترکین و بهره بردار بازار

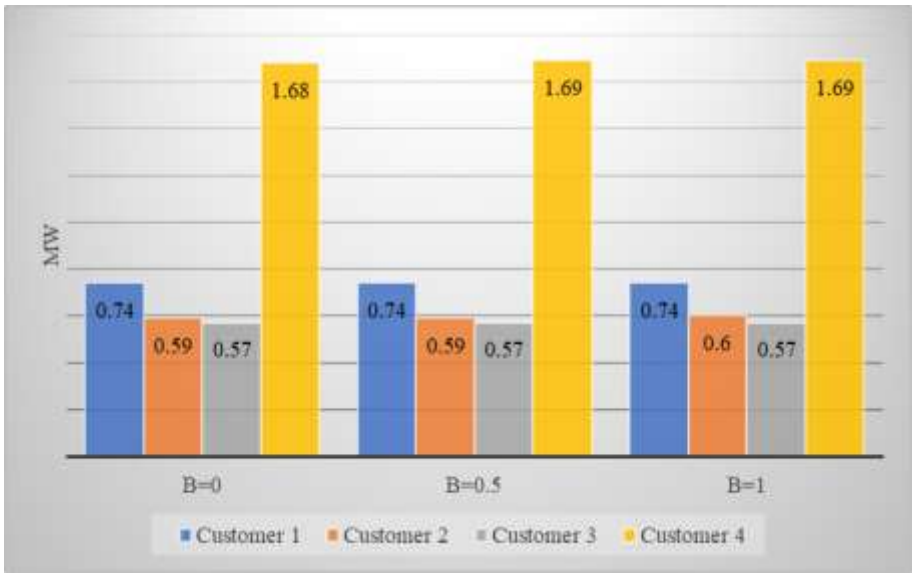
Figure (7): Optimal price of retailer in the capacity market in trade with consumers and market operator

از سوی دیگر نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها از دیدگاه مشترکین و مشارکت‌کنندگان در برنامه‌های مدیریت مصرف در جدول (۸) بیان شده است. مطابق این جدول چهار مشترک به‌منظور مشارکت در برنامه‌های مدیریت مصرف وجود دارد که میزان مشارکت و سود متوسط آنها در جدول (۸) ارائه شده است. با توجه به داده‌های ثبت‌شده در جدول‌های (۷) و (۸) هم شرکت خرده‌فروش و هم مشترکین از مشارکت در بازار ظرفیت سود برده‌اند.



شکل (۸): میزان سود و شاخص ریسک خرده‌فروش در تجارت با مشترکین و بهره بردار بازار

Figure (8): The amount of profit and risk index of retailer in trade with consumers and market operator

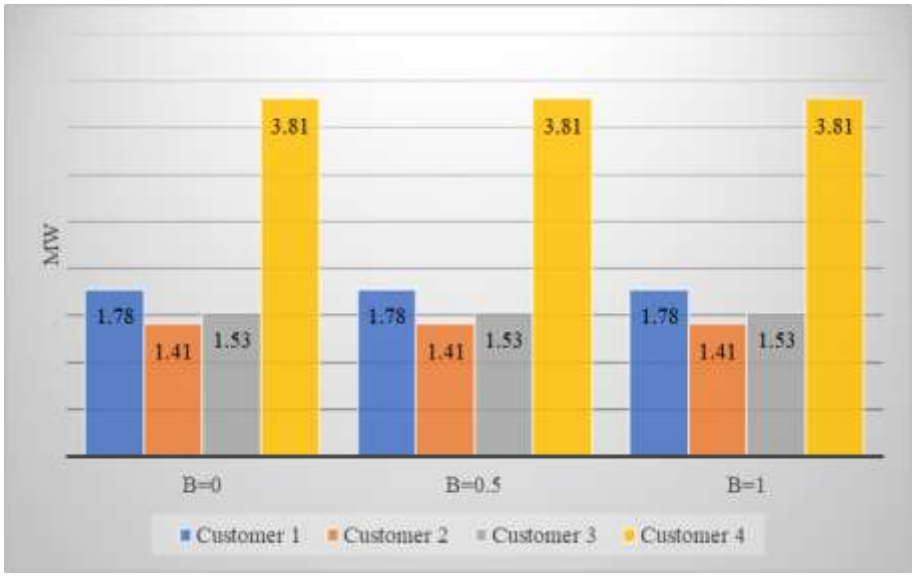


شکل (۹): میزان مشارکت مشترکین در برنامه پاسخ‌گویی بار

Figure (9): The amount of consumers' participation in demand response program

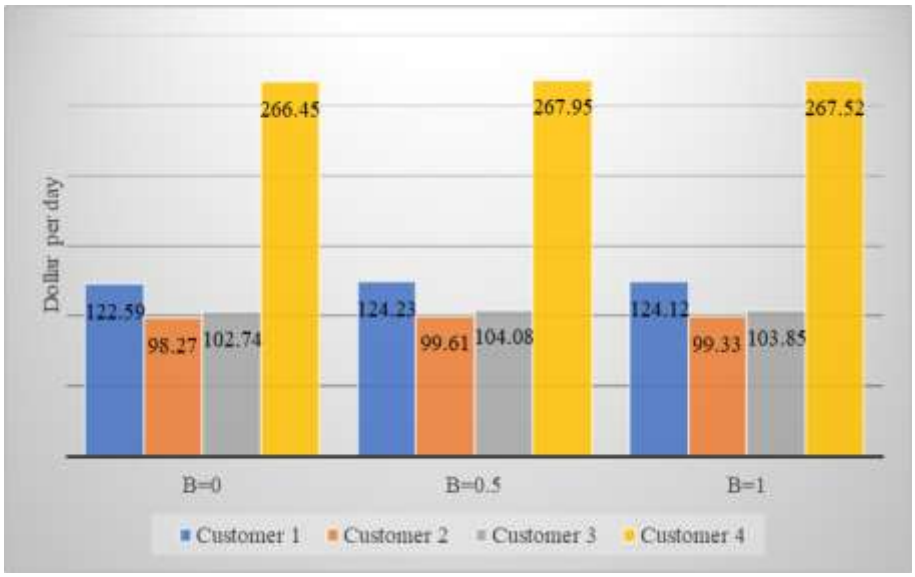
جدول (۹) نیز شاخص‌های مدنظر بهره‌بردار بازار ظرفیت را نمایش داده است. همانطور که در این جدول ثبت شده است، بهره-بردار نیز به شاخص بیشینه میزان خاموشی مطلوب خود دست یافته است. بیشینه میزان مجاز این شاخص ۱۲ روز در سال درنظرگرفته شده بود که بهره‌بردار با خرید ظرفیت مناسب از نیروگاه‌ها و خرده‌فروش به مقدار مطلوب ۹٫۵۴ روز در سال دست یافته است. در این جدول سایر نتایج شبیه‌سازی‌ها نظیر مقدار و قیمت ظرفیت خریداری شده از سوی بهره‌بردار و سایر شاخص‌های مربوط به بیشینه میزان مجاز خاموشی در شبکه ارائه شده است. با توجه به اینکه میزان شاخص قابلیت‌اطمینان بدون به‌کارگیری خرده‌فروش ۹٫۶۸ روز در سال به دست آمده، به‌کارگیری خرده‌فروش سبب بهبود شاخص‌قابلیت اطمینان و تاب‌آوری به اندازه ۱.۵ درصد شده است. این میزان بهبود به مفهوم صرفه جویی ۲۹۷۶۳۸ دلار در سال است. در ادامه اطلاعات مربوط به جدول‌های (۷) تا (۹) در شکل‌های (۷) تا (۱۱) ارائه شده است.

در این بخش به‌منظور اثبات کارایی روش ارائه شده در بهبود تاب‌آوری، نتایج مقاله با نتایج رویکرد به‌کار رفته در مقاله پایه مرجع [۳۴] مقایسه شده است.



شکل (۱۰): میزان مشارکت مشترکین در برنامه بهره‌وری انرژی

Figure (10): The amount of consumers' participation in energy efficiency program



شکل (۱۱): میزان سود مشترکین از فروش ظرفیت به خرده‌فروش

Figure (11): The amount of consumers' profit in trade with retailer

در مقاله پایه از منابع ارائه دهنده ظرفیت تنها به‌منظور تامین شاخص مطلوب قابلیت اطمینان استفاده شده است و مسئله تاب‌آوری در مدل‌سازی‌های آن درنظر گرفته نشده است. بنابراین در زمان رخداد حوادث طبیعی با احتمال رخداد کم اما با میزان تاثیرگذاری بالا بر خاموشی‌های شبکه، ظرفیت کافی در شین ۷ فراهم نبوده و شبکه دچار خاموشی می‌شود. در ادامه در جدول (۱۰) نتایج روش مورد استفاده در این مقاله با مقاله پایه مقایسه شده است. همان‌طور که در جدول مشخص است، به دلیل در نظر گرفتن شاخص تاب‌آوری در مقاله حاضر، برنامه‌ریزان شبکه متحمل خرید ظرفیت بیشتر به اندازه ۲۲۸۷ دلار بر روز شده‌اند. این در حالی است که در مقاله پایه به دلیل در نظر نگرفتن مسئله تاب‌آوری در خرید ظرفیت در بازار ظرفیت، هیچ هزینه اضافی به شبکه تحمیل نشده است. اما از سوی دیگر با رخداد حوادث طبیعی و خاموشی‌های ناشی از آنها، میزان هزینه تحمیل‌شده اضافی در رویکرد مدنظر مقاله پایه ۱۹۳۳۲ دلار بر روز بوده است. این مقایسه نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن مسئله تاب‌آوری در خرید ظرفیت از ارائه دهندگان ظرفیت در بازار ظرفیت، می‌توان صرفه‌جویی به اندازه ۱۷۰۴۵ دلار بر روز داشت که کارایی رویکرد مدنظر مقاله حاضر را به اثبات می‌رساند.

Table (10): Results comparison with [34]

جدول (۱۰): مقایسه نتایج مقاله با مرجع [۳۴]

مرجع	تحمیل هزینه در خرید ظرفیت به دلیل درنظرگرفتن تاب‌آوری (دلار بر روز)	تحمیل هزینه به دلیل رخداد خاموشی ناشی از حوادث طبیعی مربوط به تاب‌آوری (دلار بر روز)	مجموع هزینه تحمیل شده (دلار بر روز)
مرجع [۳۴]	۰	۱۹۳۳۲	۱۹۳۳۲
مقاله حاضر	۲۲۸۷	۰	۲۲۸۷

Table (11): Results comparison between GA and other optimization algorithms

جدول (۱۱): مقایسه نتایج الگوریتم ژنتیک و دیگر الگوریتم‌های بهینه‌سازی

عنوان الگوریتم	تابع هدف خرده‌فروش در حالت β برابر صفر (دلار بر روز)	تابع هدف خرده‌فروش در حالت β برابر ۰/۵ (دلار بر روز)	تابع هدف خرده‌فروش در حالت β برابر یک (دلار بر روز)
الگوریتم تجمعی ذرات	۳۷۱۲٫۲۴	۳۳۶۶٫۷۵	۳۰۲۱٫۲۲
الگوریتم برنامه‌ریزی خطی	۳۷۱۵٫۸۲	۳۳۸۰٫۶۲	۳۰۴۵٫۲۱
الگوریتم ژنتیک (مقاله حاضر)	۳۷۱۵٫۸۲	۳۳۸۰٫۶۲	۳۰۴۵٫۲۱

در ادامه نیز به‌منظور اطمینان از صحت نتایج به‌دست آمده از الگوریتم ژنتیک، مطالعه مدنظر مقاله با الگوریتم تجمعی ذرات و برنامه‌ریزی خطی نیز حل شد که نتایج آن در جدول (۱۱) ارائه شده است. با توجه به نتایج این جدول مشخص است که نتایج الگوریتم ژنتیک و برنامه‌ریزی خطی مشابه بوده و نتایج الگوریتم ژنتیک تا حدود ۰٫۸ درصد نیز توانسته است که بهتر از الگوریتم تجمعی ذرات باشد. از آنجا که مسئله مدنظر مقاله خطی است و حل مسئله توسط الگوریتم برنامه‌ریزی خطی قطعا منجر به حصول پاسخ بهینه می‌شود، نتایج این مقایسه نشان می‌دهد که الگوریتم ژنتیک نیز توانسته است به پاسخ بهینه سراسری دست یابد.

۶- نتیجه‌گیری

کاراترین شکل به‌کارگیری منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت، به‌کارگیری آنها توسط خرده‌فروشان است. از سوی دیگر به منظور بهره‌وری هرچه بیشتر حضور خرده‌فروشان در ارائه کالای ظرفیت، باید آنها در کنار ژنراتورها در یک حراج ظرفیت شرکت کرده و رقابت کنند. از این‌رو در این مقاله ابتدا مدلی از کالای ظرفیت خرده‌فروش با در نظر گرفتن ضریب رفتار مشترکین ارائه شد. در ادامه فرمول‌بندی مسئله با هدف بیشینه‌سازی سود او با در نظر گرفتن شاخص مناسب ریسک، به‌منظور تجارت در بازار ظرفیت توسعه یافت. از آنجا که در مسئله بهینه‌سازی مدنظر مقاله سه بازیگر متفاوت شامل خرده‌فروش، مشترکین و بهره‌بردار بازار ظرفیت تاثیرگذار هستند، نتایج شبیه‌سازی‌ها برای هر سه دسته ارائه شد. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که مشارکت خرده‌فروش در بازار ظرفیت هم برای خرده‌فروش و مشترکین و هم برای کاهش هزینه‌های بازار ظرفیت و دستیابی به شاخص مطلوب قابلیت اطمینان و تاب‌آوری سودمند بوده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که به‌کارگیری شرکت خرده‌فروش به‌عنوان نماینده منابع سمت مصرف در بازار ظرفیت سبب کاهش هزینه‌های خاموشی به اندازه ۱/۵ درصد شد که معادل با صرفه‌جویی ۲۹۷۶۳۸ دلار در سال است.

References

مراجع

[1] M. Doostizadeh, H. Jalili, A. Babaei, "A decentralized framework to improve resilience in microgrids based on peer-to-peer transactions, considering independence and privacy", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 15, no. 57, pp. 31-50, June 2024 (in Persian) (dor: 20.1001.1.23223871.1403.15.-57.3.2).

[2] G. Hou, K.K. Muraleetharan, V. Panchalogaranjan, P. Moses, A. Javid, H. Al-Dakheeli, R. Bulut, R. Campos, P.S. Harvey, G. Miller, K. Boldes, M. Narayanan, "Resilience assessment and enhancement evaluation of power distribution systems subjected to ice storms", Reliability Engineering and System Safety, vol. 230, Article Number: 108964, Feb. 2023 (doi: 10.1016/j.ress.2022.108964).

[3] M. Panteli, P. Mancarella, "Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies", Electric Power Systems Research, vol. 127, pp. 259-270, Oct. 2015 (doi: 10.1016/j.epsr.2015.06.012).
[4] A. Ankit, Zh. Liu, S. B. Miles, Y. Choe, "U.S. resilience to large-scale power outages in 2002-2019", Journal of Safety Science and Resilience, vol. 3, pp. 128-135, June 2022 (doi: 10.1016/j.jnlssr.2022.02.002).
[5] Y. Yao, W. Liu, R. Jain, B. Chowdhury, J. Wang R. Cox, "Quantitative metrics for grid resilience evaluation and optimization", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 14, pp. 1244-1258, April 2023 (doi: 10.1109/TSTE.2022.3230019).
[6] Z. M. Haider, Kh. Kh. Mehmood, M. K. Rafique, S. U. Khan, S. J. Lee, Ch. H. Kim, "Water-filling algorithm-based approach for management of responsive residential loads", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 6, pp. 118-131, Jan. 2018 (doi: 10.1007/s40565-017-0340-x).
[7] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, N. D. Hatziargyriou, "Power systems resilience assessment: Hardening and smart operational enhancement strategies", IEEE Proceedings, vol. 105, pp. 1202-1213, July. 2017 (doi: 10.1109/JPROC.2017.2691357).
[8] H. Xie, X. Sun, Ch. Chen, Zh. Bie, J. P. S. Catalao, "Resilience metrics for integrated power and natural gas systems", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 13, pp. 2483-2486, Jan. 2022.
[9] T. Cheng, Zh. Tan, H. Zhong, "Exploiting flexibility of integrated demand response to alleviate power flow violation during line tripping contingency", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Early Access, pp. 1-11, Feb. 2022 (10.35833/MPCE.2021.000535).
[10] X. Lambin, "Integration of demand response in electricity market capacity mechanisms", Utilities Policy, vol. 64, Article Number: 101033, June 2020 (doi: 10.1016/j.jup.2020.101033).
[11] B. F. Hobbs, M. Hu, J. G. Inon, S. E. Stoft, M. P. Bhavaraju, "A dynamic analysis of a demand curve-based capacity market proposal: The PJM reliability pricing model", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, pp. 3-14, Jan. 2007 (doi: 10.1109/TPWRS.2006.887954).
[12] Y. Xiao, Q. Su, B. C. Chiu, J. Bastian, A. Angle, "Demand response modeling in PJM capacity market", IEEE General Meeting on Power and Energy Society, pp. 1-7, Nov. 2012 (doi: 10.1109/PESGM.2012.6345733).
[13] Y. Xiao, Y. Y. Lee, F. S. Bresler, J. Bastian, A. Angle, "Integration of demand response into PJM capacity market incremental auction", IEEE General Meeting on Power and Energy Society, pp. 1-5, Mar. 2013 (doi: 10.1109/PESGM.2013.6342514).
[14] J. Ma, B. Venkatesh, "New real-time demand response market co-optimized with conventional energy market", IEEE Systems Journal, vol. 16, pp. 6381-6392, Jan. 2022 (doi: 10.1109/JSYST.2021.3132786).
[15] C. L. Anderson, J. B. Cardell, "A decision framework for optimal pairing of wind and demand response resources", IEEE Systems Journal, vol. 8, pp. 1104-1111, June 2014 (doi: 10.1109/JSYST.2014.2326898).
[16] A. Roudbari, et. al., "Resilience oriented operation of smart grids by rescheduling of energy resources and electric vehicles management during extreme weather condition", Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 28. Article Number: 100547, Dec. 2021 (doi: 10.1016/j.segan.2021.100547).
[17] B. Kashanizadeh, H. M. Shourkaei, M. Fotuhi-Firuzabad, "Short-term resilience-oriented enhancement in smart multiple residential energy system using local electrical storage system, demand side management and mobile generators", Journal of Energy Storage, vol. 52, Article Number: 104825, Aug. 2022 (doi: 10.1016/j.est.2022.104825).
[18] S. Rahgozar, A. Zare, P. Siano, "A resilience-oriented planning of energy hub by considering demand response program and energy storage systems", Journal of Energy Storage, vol. 52, Article Number: 104841, Aug. 2022 (doi: 10.1016/j.est.2022.104841).
[19] M. W. Tian, P. Talebizadehsardari, "Energy cost and efficiency analysis of building resilience against power outage by shared parking station for electric vehicles and demand response program", Energy, vol. 215, Article Number: 119058, Jan. 2021 (doi: 10.1016/j.energy.2020.119058).
[20] A. Younesi, H. Shayeghi, P. Siano, A. Safari, "A multi-objective resilience economic stochastic scheduling method for microgrid", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 131, Article Number: 106974, Oct. 2021 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106974).
[21] A. Younesi, H. Shayeghi, A. Safari, P. Siano, "Assessing the resilience of multi microgrid based widespread power systems against natural disasters using Monte Carlo Simulation", Energy, vol. 207, Article Number: 118220, Sep. 2020 (doi: 10.1016/j.energy.2020.118220).
[22] A. Shakeri Kahnamouei, S. Lotfifard, "Enhancing resilience of distribution networks by coordination microgrids and demand response programs in service restoration", IEEE Systems Journal, vol. 16, pp. 1-12, June 2021 (doi: 10.1109/JSYST.2021.3097263).
[23] S. Chanda, A. K. Srivastava, "Defining and enabling resilience of electric distribution systems with multiple microgrids", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 7, pp. 2859-2868, May 2016 (doi: 10.1109/TSG.2016.2561303).

[24] H. Masrur, A. Sharifi, M. R. Islam, M. A. Hossain, T. Senjyu, “Optimal and economic operation of microgrids to leverage resilience benefits during grid outages”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 132, Article Number: 107137, Nov. 2021 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107137).
[25] M. H. Amirioun, F. Aminifar, H. Lesani, “Resilience oriented proactive management of microgrids against windstorms”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 33, pp. 4275-4284, July 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2017.2765600).
[26] K. S. A. Sedzro, A. J. Lamadrid, L. F. Zuluaga, “Allocation of resources using a microgrid formation approach for resilient electric grids”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 33, pp. 2633-2643, May 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2017.2746622).
[27] S. Mousavizadeh, M. R. Haghifam, M. H. Shariatkhah, “A linear two stage method for resiliency analysis in distribution systems considering renewable energy and demand response resources”, Applied Energy, vol. 211, pp. 443-460, Feb. 2018 (doi: 10.1016/j.apenergy.2017.11.067).
[28] Y. Xu, Y. Xing, Q. Huang, J. Li, G. Zhang, O. Bamisile, Q. Huang, “A review of resilience enhancement strategies in renewable power system under HILP events”, Energy Reports, vol. 9, pp. 200-209, May 2023 (doi.org/10.1016/j.egyr.2022.12.128).
[29] A. Grochowicz, K. V. Greevenbroek, F. E. Benth, M. Zeyringer, “Intersecting near-optimal spaces: European power systems with more resilience to weather variability”, Energy Economics, vol. 118, Aiticle Number: 106496, Feb. 2023 (doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106496).
[30] F. Dehghani, M. Mohammadi, M. Karimi, “Age-dependent resilience assessment and quantification of distribution systems under extreme weather events”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 150, Article Number: 109089, Aug. 2023 (doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109089).
[31] H. G. Kwag, J. Kim, “Optimal combined scheduling of generation and demand response with demand resource constraints”, Applied Energy, vol. 96, pp. 161-170, Aug. 2012 (doi: 10.1016/j.apenergy.2011.12.075).
[32] A. Ghaderi, M. Parsa Moghaddam, M. K. Sheikh-El Eslami, “Energy efficiency resource modeling in generation expansion planning”, Energy, vol. 68, pp. 529-537, April 2014 (doi: 10.1016/j.energy.2014.02.028).
[33] M. Hekkenberg, R. M. J. Benders, H. C. Moll, A. J. M. Schoot Uiterkamp, “Indications for a changing electricity demand pattern: The temperature dependence of electricity demand in the Netherlands”, Energy Policy, vol. 37, pp. 1542-1551, April 2009 (doi: 10.1016/j.enpol.2008.12.030).
[34] H. Jalili, M.K. Sheikh-El-Eslami, M.P. Moghaddam, P. Siano, "Modeling of retailer’s behavior for participation in the capacity market", International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 29, pp. 1-29, June 2019 (doi: 10.1002/2050-7038.12056).
[35] Y. Ding, P. Wang, "Reliability and price risk assessment of a restructured power system with hybrid market structure”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 1, pp. 108-116, Feb. 2006 (doi: 10.1109/TPWRS.2005.857835).
[36] R. Nesaei Kalati, M. K. Sheikh-El-Eslami, “Determination of DSM strategy to participate in the capacity market (in Persian)”, M. S. Thesis, Tarbiat Modares University, 2015.
[37] A. Abdollahi, M. Parsa Moghaddam, M. Rashidinejad, M. K. Sheikh-El-Eslami, “Investigation of economic and environmental-driven demand response measures incorporating UC”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, pp. 12-25, Dec. 2012 (doi: 10.1109/TSG.2011.2172996).
[38] A. Askarizadeh, E. Mashhour, M. Saniei, "A multi-objective optimization model based on genetic algorithm for voltage management of radial distribution networks in tropical areas of south of Iran using a combination of fixed capacitors and voltage regulators", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 15, no. 60, pp. 171-194, March 2025 (in Persian).
[39] M. Karimi, M. Ehasan, F. Faghihi, "Coordination of protection equipment in synchronous generator-based microgrids with regards to maintaining first swing stability", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 54, pp. 91-108, June 2023 (in Persian) (dor: 20.1001.1.23223871.1402.14.54.6.2).
[40] P. Wang, Y. Xiao, Y. Ding, “Nodal Market Power Assessment in Electricity Markets”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 19, pp. 1373-1379, Aug. 2004 (doi: 10.1109/TPWRS.2004.831695).

زیرنویس‌ها

1. Midwest
2. New England
3. Pennsylvania-jersey-maryland
4. Curtailment service provider (CSP)
5. Forced outage rate
6. Conditional value at risk

ضمیمه

اندیس‌ها و مجموعه‌ها

اندیس و مجموعه	نماد	اندیس و مجموعه	نماد
شمارنده شین‌های شبکه	i, i^*	شمارنده مشترکین	ii
شمارنده خطوط شبکه	l	شمارنده احتمال عدم دسترس‌پذیری	jj
شمارنده کالاهای ظرفیت	j	شمارنده تجهیزات	k, m
شمارنده سناریوها	W		

پارامترها

پارامتر	نماد	پارامتر	نماد
پارامترهای تابع هزینه برنامه پاسخ‌گویی بار	A_1, B_1, C_1	تعداد کالاهای ظرفیت قابل ارائه توسط خرده‌فروش	Nj
پارامترهای تابع هزینه برنامه بازدهی انرژی	A_2, B_2, C_2	تعداد باس‌های از شبکه	Ni
سطح قرارداد برنامه بازدهی انرژی و پاسخ‌گویی بار	CL_{EE}, CL_{DR}	پارامترهای تابع هزینه تولید خودی خرده‌فروش	A_3, B_3, C_3
درصد عدم اجرای تعهدات برنامه‌های پاسخ‌گویی بار توسط مشترک	α_1	تعداد ژنراتورهای تامین کننده ظرفیت در بازار ظرفیت	N_{GG}
درصد عدم اجرای تعهدات برنامه‌های بازدهی انرژی توسط مشترک	α_2	تعداد خرده‌فروشان تامین کننده ظرفیت در بازار ظرفیت	N_{DD}
ماکزیمم میزان مشارکت مشترکین در برنامه‌های مدیریت مصرف	MM	درصد عدم اجرای تعهد خرده‌فروش در باس i در سناریوی W	$\alpha_{r,i}^{W}$
پارامترهای شکل ظرفیت- دما	a, b, c, d, e, f	ضریب مربوط به رفتار مشترکین در مدل مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی	λ_{CB}
مساحت‌های مشخص‌شده در شکل ظرفیت- دما	A, B	احتمال رخداد حوادث آب‌وهوایی مربوط به مسئله تاب‌آوری	τ
پارامتر دما	T	احتمال عملکرد سیستم در حالت st	Pr_{st}
پارامتر مساحت	S	پارامتر ظرفیت	s
شیب مثبت شکل ظرفیت- دما	m1	مجموعه تجهیزات با عملکرد صحیح	U
شیب منفی شکل ظرفیت- دما	m2	مجموعه تجهیزات با عدم عملکرد	D
تعداد خطوط شبکه	Nl	مجموعه کل تجهیزات	N
احتمال عملکرد برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی	Pr_{UP}	احتمال عملکرد تجهیز k	Pr_k
نرخ تعمیر	μ	احتمال عدم عملکرد تجهیز m	q_m
تعداد مشترکین	NC	نرخ خرابی	λ
الاستیسیته بازار (کشش‌پذیری قیمت بازار ظرفیت به تغییرات ظرفیت)	E_M	احتمال دستیابی به سود مشخص	α
ضریب تاثیر اجرای برنامه‌های بازدهی انرژی بر عدم دسترس‌پذیری برنامه‌های پاسخ‌گویی بار	$\alpha\alpha_2$	احتمال رخ دادن هر سناریو	π_W
ضریب تاثیر اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر عدم دسترس‌پذیری برنامه‌های بازدهی انرژی	$\alpha\alpha_1$	تعداد سناریوها	NW
ضریب وزن‌دهی میان تابع سود و شاخص ریسک	β		

متغیرها

متغیر	نماد	متغیر	نماد
تقاضا پس از اعمال برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی	d_1, d_2	قیمت پرداختی از سوی خرده‌فروش به مشترک بازای واحد ظرفیت انجام برنامه بازدهی انرژی و پاسخ‌گویی بار	ρ_{EE}, ρ_{DR}
درآمد کل مشترک از مبادله ظرفیت	B_{net}	هزینه برنامه‌های پاسخ‌گویی بار برای مشترک	C_{DR}
هزینه کل مشترک از مبادله ظرفیت	C_{net}	سود کل مشترک از مبادله ظرفیت	P
ظرفیت خریداری‌شده توسط مشترک از خرده‌فروش	d_0	هزینه برنامه‌های بازدهی انرژی برای مشترک	C_{EE}
ارزش ظرفیت اولیه خریداری‌شده توسط مشترک از دید مشترک یا درآمد مشترک از ظرفیت اولیه خریداری‌شده	$B(d_0)$	جریمه لحاظ شده از سوی خرده‌فروش، بازای واحد ظرفیت عدم انجام تعهدات برنامه‌های بازدهی انرژی و پاسخ‌گویی بار	pen_{EE}, pen_{DR}
میزان مشارکت مشترک در برنامه پاسخ‌گویی بار	Δd_1	قیمت ظرفیت خریداری‌شده از خرده‌فروش توسط مشترک	ρ_0^r
میزان نیاز کالای ظرفیت در شبکه	DEMAND	هزینه افزایشی برنامه بازدهی انرژی و پاسخ‌گویی بار	IC_{EE}, IC_{DR}
میزان مشارکت مشترک در برنامه بازدهی انرژی	Δd_2	احتمال عدم دسترس‌پذیری مشترکین بدلیل تغییرات دما	FOR_1
قیمت فروش ظرفیت به مشترک در باس i در سناریوی W	$\rho_{0i}^{r,W}$	کالای ظرفیت ژنراتورها در شرایط حوادث آب‌وهوایی	$UCAP_{gg}^{res}$
هزینه‌های تولید خودی خرده‌فروش در سناریوی W	C_{SG}^W	کالای ظرفیت ارائه شده از سوی خرده‌فروش (شرایط نرمال)	$UCAP_{RE}^{no}$
هزینه‌های نصب زیرساخت‌های اجرای برنامه‌های پاسخ-گویی بار در باس i در سناریوی W	$C_{R-DR,i}^W$	قیمت ظرفیت ارائه شده از سوی خرده فروش	CP_{RE}
قیمت اجرای واحد برنامه پاسخ‌گویی بار در باس i در سناریوی W	$\rho_{DR,i}^W$	هزینه خاموشی در شرایط نرمال	EOC^{no}
قیمت اجرای واحد برنامه بازدهی انرژی در باس i در سناریوی W	$\rho_{EE,i}^W$	هزینه خاموشی در شرایط حوادث آب‌وهوایی	EOC^{res}
هزینه ظرفیت خریداری شده توسط بهره‌بردار بازار	CC	احتمال عدم‌دسترس‌پذیری مشترکین به‌دلیل خرابی	FOR_2
کالای ظرفیت ارائه شده از سوی ژنراتورها در شرایط نرمال	$UCAP_{gg}^{no}$	احتمال عدم‌دسترس‌پذیری مشترکین به دلیل به-کارگیری همزمان برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و بازدهی انرژی	FOR_3
قیمت ظرفیت ارائه شده از سوی ژنراتورها	CP_{gg}	احتمال عدم‌دسترس‌پذیری برنامه پاسخ‌گویی بار به دلیل به‌کارگیری برنامه بازدهی انرژی	FOR_{3DR}
کالای ظرفیت خرده‌فروش در شرایط حوادث آب‌وهوایی	$UCAP_{RE}^{res}$	احتمال عدم‌دسترس‌پذیری برنامه بازدهی انرژی به دلیل به‌کارگیری برنامه پاسخ‌گویی بار	FOR_{3EE}
مجموع کالای ظرفیت خرده‌فروش	$UCAP_{RE}$	درآمد خرده‌فروش در مبادله ظرفیت	R
متغیر نشان‌دهنده مقدار مشخصی سود (شاخص VaR)	ζ	متغیر نشان‌دهنده پذیرش یا عدم‌پذیرش کالای j در باس i در سناریوی W در بازار ظرفیت	γ_{ij}^W
تابع مدل‌سازی ریسک	CVaR	جریمه عدم اجرای تعهدات در باس i در سناریوی W	$C_{PENd,i}^W$
مقدار فزونی ζ از سود واقعی	η_W	کالای برنامه پاسخ‌گویی بار در باس i در سناریوی W	$UCAP_{DR,i}^W$
تابع سود خرده‌فروش	OF	کالای برنامه بازدهی انرژی در باس i در سناریوی W	$UCAP_{EE,i}^W$
احتمال عدم دسترس‌پذیری مشترکین به دلیل برنامه-های پربیننده تلویزیونی و دیدوبازدیدهای خانوادگی	FOR_4	جریمه پرداختی به بهره‌بردار به دلیل عدم اجرای تعهدات در سناریوی W	C_{PENm}^W
هزینه‌های خرده‌فروش در مبادله ظرفیت	C	نرخ جریمه تعیین‌شده از سوی بهره‌بردار در سناریوی W	pen_r^W
کالای ظرفیت j در باس i در سناریوی W	$UCAP_{ij}^W$	قیمت بازار در باس i در سناریوی W	ρ_i^W
هزینه افزایشی برنامه پاسخگویی بار	IC_{DR}	هزینه افزایشی برنامه بازدهی انرژی	IC_{EE}