

Optimizing Energy and Ancillary Services Markets in Transmission and Distribution Networks Through a Two-Stage Optimal Framework Considering Flexible Loads, Electric Vehicles, and Storage Systems

Azadeh Arezooye Araghi¹, Ph.D. student, Amir Ahmarinejad², Assistant Professor, Mohsen Alizadeh¹, Assistant professor, Mojtaba Babaei¹, Assistant professor

¹ Department of Electrical Engineering, Yadegar-E-Imam Khomeini (RAH) Shahre Rey Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

² Department of Electrical Engineering, Central Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Abstract:

In this article, a comprehensive two-stage framework for conducting competitive energy and ancillary services markets in transmission and distribution networks is presented. In the first and second stages of the proposed framework, energy and ancillary services markets are held, respectively. In the proposed framework, the suppliers of spinning reserve market capacities are conventional thermal units, while the suppliers of regulation market capacities are fast response generators, energy storage systems, electric vehicles, and demand response aggregators. A linear AC power flow program is included in the proposed framework to verify the applicability of the simulation results in real operating conditions. The introduced framework is modeled as a linear optimization problem in which the objective function of each stage is solved separately. This framework is implemented on a test system that includes a 30-bus transmission network connected to four 8-bus distribution networks, and the CPLEX solver in GAMS software is used to simulate it. The simulation outputs clearly confirm that the participation of resources within the distribution networks in providing spinning reserve capacities significantly reduces the share of expensive thermal units in the market and thereby lowers the daily costs of the system. Moreover, the simulation outputs indicate that the participation of demand response aggregators, energy storage systems and electric vehicles in providing regulation market capacities, not only lowers the costs of this market but also significantly improves technical indicators such as voltage characteristics.

Keywords: Transmission and distribution networks, Renewable energy, Energy storage systems, Electric vehicles, Demand response program.

Received: 22 December 2020

Revised: 25 February 2021

Accepted: 13 March 2021

Corresponding Author: Dr. Amir Ahmarinejad, a.ahmarinejad@iauctb.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1986699.1074>



بهینه‌سازی بازارهای انرژی و خدمات جانبی در شبکه‌های انتقال و توزیع از طریق یک چارچوب دو سطحی بهینه با در نظر گرفتن بارهای منعطف، خودروهای الکتریکی و سیستم‌های ذخیره‌ساز

آزاده آرزوی عراقی^۱، دانشجوی دکتری، امیر احمدی نژاد^۲، استادیار، محسن علیزاده^۱، استادیار، مجتبی بابایی^۱، استادیار
۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، واحد یادگار امام خمینی (ره) شهری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
۲- دانشکده فنی و مهندسی، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

چکیده: در این مقاله یک چارچوب جامع دو سطحی برای برگزاری بازارهای رقابتی انرژی و خدمات جانبی در شبکه‌های انتقال و توزیع ارائه می‌شود. در سطوح اول و دوم چارچوب پیشنهادی به ترتیب بازارهای انرژی و خدمات جانبی برگزار می‌شوند. در چارچوب پیشنهادی، تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار رزرو چرخان، واحدهای حرارتی معمولی بوده، در حالی که تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار تنظیم ژنراتورهای با عکس‌العمل سریع، سیستم‌های ذخیره‌ساز، خودروهای الکتریکی و تجمیع‌کنندگان پاسخ تقاضا هستند. یک برنامه پخش بار AC خطی در چارچوب پیشنهادی گنجانده شده تا قابل اجرا بودن نتایج شبیه‌سازی در شرایط بهره‌برداری واقعی را تأیید کند. چارچوب معرفی شده به صورت یک مسئله بهینه‌سازی خطی مدل می‌شود که تابع هدف هر سطح آن مجزا است. این چارچوب بر روی یک سیستم تست که شامل یک شبکه انتقال ۳۰ شینه متصل به چهار شبکه توزیع ۸ شینه پیاده‌سازی شده، و برای شبیه‌سازی آن از حل‌کننده CPLEX در نرم‌افزار GAMS استفاده می‌شود. خروجی‌های به دست آمده از شبیه‌سازی به وضوح تأیید می‌کنند که مشارکت منابع درون شبکه‌های توزیع در تأمین ظرفیت‌های رزرو چرخان، سهم واحدهای حرارتی گران را در بازار به طور قابل توجهی کاهش داده و از این طریق هزینه‌های روزانه سیستم را پایین می‌آورند. علاوه بر این خروجی‌های شبیه‌سازی نشان می‌دهند که مشارکت تجمیع‌کننده‌های پاسخگویی تقاضا، سیستم‌های ذخیره‌ساز و خودروهای الکتریکی در تأمین ظرفیت‌های مورد نیاز بازار تنظیم، نه تنها هزینه‌های این بازار را پایین آورده بلکه شاخص‌های فنی همچون مشخصه ولتاژ را به طور چشمگیری بهبود می‌دهد.

واژه های کلیدی: شبکه‌های انتقال و توزیع، انرژی‌های تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی، خودروهای الکتریکی، برنامه پاسخگویی تقاضا.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۲/۳۱

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۳/۲۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۵/۲۳

نویسنده مسئول: دکتر امیر احمدی نژاد، a.ahmarinejad@iauctb.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1986699.1074>





۱- مقدمه

در دو دهه اخیر و با تغییر ساختار سیستم قدرت نقش سیستم‌های توزیع از غیرفعال^۱ به فعال^۲ تبدیل شده است. این موضوع باعث شده که نقش‌ها و وظایف جدیدی برای بهره‌برداران سیستم توزیع تعریف شده تا از حداکثر ظرفیت آن‌ها برای دستیابی به بهره‌برداری بهینه استفاده شود. برای مثال سیستم‌های توزیع می‌توانند با تغییر الگوی مصرف خود به مدیریت تراکم^۳ و یا کاهش تلفات در سیستم انتقال کمک کنند. مشارکت فعال سیستم‌های توزیع در بازارهای انرژی و خدمات جانبی^۴ از طرفی منجر به افزایش سود این سیستم‌ها شده و از طرف دیگر، انعطاف بیشتری را برای سیستم انتقال فراهم می‌کند. به طور کلی بهره‌برداری هماهنگ میان سیستم‌های توزیع و انتقال یک چشم‌انداز جدید است که باید جنبه‌های مختلف فنی، اقتصادی و امنیتی در آن در نظر گرفته شوند. در سالیان اخیر و با افزایش نفوذ منابعی با رفتار غیرقطعی همچون منابع انرژی تجدیدپذیر و خودروهای الکتریکی^۵ در سیستم‌های توزیع، نیاز به هماهنگی بین این سیستم‌ها و شبکه انتقال بیش از پیش احساس می‌شود، زیرا بهره‌بردار سیستم انتقال باید برنامه‌ریزی نهایی سیستم را با در نظر گرفتن تمامی عدم قطعیت‌های موجود انجام دهد. مجهز بودن سیستم‌های انتقال و توزیع به سیستم‌های ذخیره‌ساز می‌تواند تا حد زیادی تأثیر عدم قطعیت‌های بهره‌برداری را خنثی کند. علاوه بر این سیستم‌های توزیع می‌توانند با اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضا و همچنین تشویق خودروهای الکتریکی برای ارائه سرویس‌های خودرو-به-شبکه^۶ (V2G)، انعطاف قابل توجهی را برای بهره‌بردار سیستم انتقال فراهم کنند.

افزایش روز افزون اتصال انرژی تجدیدپذیر به سیستم‌های قدرت در دهه اخیر، علی‌رغم فواید متعدد آن‌ها همچون کاهش انتشار، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و کاهش تلفات سیستم، هماهنگی میان سیستم‌های انتقال و توزیع را به دلیل خروجی نوسانی‌شان با چالش‌های فراوانی مواجه کرده است. از این رو بسیاری از پژوهشگران به بررسی تأثیر منابع انرژی تجدیدپذیر بر بهره‌برداری هماهنگ از سیستم‌های انتقال و توزیع پرداخته‌اند [۱]. در این راستا نویسندگان در [۲] به منظور مدیریت بازارهای انرژی و رزرو چرخان^۷ میان شبکه‌های انتقال و توزیع، یک چارچوب برنامه‌ریزی مخروطی مرتبه دوم^۸ ارائه کرده، که در آن عدم قطعیت‌های ناشی از توان خروجی منابع تجدیدپذیر توسط روش تصادفی در مدل گنجانده شده‌اند. مدل پیشنهادی در قالب دو سطح مدل شده که در سطح اول مسئله برنامه‌ریزی سیستم انتقال و در سطح دوم مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع مدل می‌شود. نتایج شبیه‌سازی آشکار می‌کنند که گنجاندن عدم قطعیت‌ها در مدل منجر به دستیابی به یک برنامه‌ریزی مطمئن‌تر می‌شود. در [۳] به منظور برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های انتقال و توزیع یک مدل جدید ارائه شده که در آن عدم قطعیت‌های مرتبط با واحدهای تجدیدپذیر قرار گرفته در سیستم توزیع از طریق یک روش تصادفی مبتنی بر سناریو در مدل گنجانده شده‌اند. عدم قطعیت‌های بهره‌برداری مرتبط با سیستم انتقال نیز از طریق روش مقاوم در نظر گرفته شده‌اند. مسئله برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های توزیع و انتقال در قالب یک مدل دو سطحی فرموله شده و به منظور حل آن از یک الگوریتم فرا ابتکاری استفاده شده است. نتایج این تحقیق نشان می‌دهند که ارائه یک مدل هماهنگ برای برنامه‌ریزی توسعه^۹ شبکه‌های توزیع و انتقال منجر به کاهش هزینه‌ها شده است. نویسندگان در [۴] به منظور بهره‌برداری هماهنگ سیستم‌های انتقال و توزیع در بازارهای روز بعد و زمان حقیقی یک مدل بهینه ارائه داده که از روش تصادفی برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بهره‌برداری استفاده شده است. به منظور تأمین انعطاف مورد نیاز سیستم انتقال از واحدهای حرارتی با عکس‌العمل سریع^{۱۰} قرار گرفته در سیستم‌های توزیع تأمین شده و مدل پیشنهادی توسط روش تجزیه بندرز در دو سطح حل شده است. در نهایت نتایج این مطالعه تأثیر مثبت مدل پیشنهادی را بر ارتقای شاخص رفاه اجتماعی^{۱۱} نشان می‌دهند.

برگزاری بازارهای انرژی و خدمات جانبی رقابتی میان شبکه‌های انتقال و توزیع، یکی دیگر از مسائلی که در طی دهه اخیر مورد توجه قرار پژوهشگران گرفته است [۵]. در [۶] بازارهای انرژی و خدمات جانبی میان شبکه‌های انتقال و توزیع را به صورت یک مسئله دو مرحله‌ای فرموله کرده، که در مرحله اول بازارهای انرژی و انعطاف‌پذیری مربوط به شبکه انتقال مدل شده و در سطح دوم بازار انرژی شبکه توزیع مدل می‌شود. در این تحقیق، از روش (KKT)^{۱۲} برای تبدیل فرمولاسیون دو مرحله‌ای به تک مرحله‌ای استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی منعکس می‌کنند که رفتار مشترکین به طور مستقیم بر قیمت تسویه بازار تأثیر می‌گذارد. در [۷] نیز نویسندگان به منظور برگزاری بازار انرژی میان شبکه‌های انتقال و توزیع یک مدل هماهنگ معرفی کرده‌اند. در مدل پیشنهادی، بهره‌بردار سیستم توزیع، تعادل انرژی سیستم را تضمین کرده و نتایج شبیه‌سازی نشان‌دهنده تأثیر بالای انعطاف‌پذیری منابع تولیدی بر کاهش تراکم خطوط هستند. در [۸] به منظور تشکیل یک بازار هماهنگ میان شبکه‌های انتقال و توزیع یک چارچوب سلسله مراتبی معرفی شده



است. در مدل پیشنهادی بهره‌بردار سیستم توزیع برنامه‌ریزی تولید خود را با هدف حداکثرسازی سود انجام داده و استراتژی نهایی خود را برای بهره‌بردار سیستم انتقال ارسال می‌کند. سپس بهره‌بردار سیستم انتقال برنامه‌ریزی نهایی سیستم را با توجه به استراتژی بهره‌بردار سیستم توزیع انجام می‌دهد. نتایج این تحقیق نشان می‌دهند که مدل پیشنهادی منجر به دستیابی به یک نقطه تعادل بهینه شده است. مرجع [۹] نشان می‌دهد که عملکرد هماهنگ شبکه‌های انتقال و توزیع منجر به استفاده مقرون به صرفه‌تر از واحدهای تولیدی می‌شود. همچنین این مطالعه نشان می‌دهد که هر چه رفتار مشترکین شبکه توزیع منعطف‌تر باشد، قیمت تسویه بازار کاهش می‌یابد. در [۱۰] نویسندگان نشان داده‌اند که عملکرد هماهنگ شبکه‌های انتقال و توزیع منجر به تخصیص بهینه سرویس‌های خدمات جانبی و در نتیجه کاهش هزینه‌ها می‌شود.

اخیراً، پژوهش‌های متعددی نشان داده‌اند که می‌توان از ظرفیت خودروهای الکتریکی متصل به شبکه، سیستم‌های ذخیره‌ساز و برنامه‌های پاسخگویی تقاضا برای ارتقای انعطاف‌پذیری و کاهش تراکم سیستم استفاده کرد. در این راستا نویسندگان در مرجع [۱۱] از پتانسیل سیستم‌های ذخیره‌ساز هوای فشرده و برنامه‌های پاسخگویی تقاضا برای مدیریت تراکم در سیستم انتقال استفاده کرده‌اند. در این تحقیق یک چارچوب دو سطحی برای برنامه‌ریزی شبکه ارائه شده و در آن عدم قطعیت‌های ناشی از منابع تجدیدپذیر توسط روش شانس-مقید در مدل گنجانده شده‌اند. نتایج این تحقیق نشان می‌دهند که سیستم‌های ذخیره‌ساز هوای فشرده و برنامه‌های پاسخگویی تقاضا نه تنها تراکم خطوط را کاهش داده بلکه شاخص رفاه اجتماعی را بهبود داده‌اند. در [۱۲] از برنامه‌ریزی مجدد واحدهای تولیدی و سیستم‌های ذخیره‌ساز برای مدیریت تراکم یک شبکه انتقال ۳۰ شینه استفاده شده است. مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله بهینه‌سازی خطی فرموله شده و تابع هدف آن حداقل‌سازی تراکم سیستم است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهند که سیستم‌های ذخیره‌ساز علاوه بر کاهش تراکم منجر به ارتقای شاخص قابلیت اطمینان شده‌اند. در [۱۳] برنامه‌ریزی زمان حقیقی یک سیستم توزیع ۱۱۸ شینه متشکل از چندین ریزشبکه توسط یک روش چند سطحی انجام شده، که در آن خودروهای الکتریکی و یک برنامه پاسخگویی تقاضا مبتنی بر تشویق^{۱۳} در نظر گرفته شده‌اند. در سطح اول محدوده سرویس‌دهی^{۱۴} ریزشبکه‌ها با هدف حداکثرسازی تاب‌آوری سیستم انجام می‌شود. در سطح دوم استراتژی ریزشبکه‌ها تعیین شده و در سطح سوم برنامه‌ریزی شبکه سراسری با در نظر گرفتن استراتژی‌های ارسالی انجام می‌شود. نتایج این مطالعه نشان می‌دهند که مدل پیشنهادی با استفاده از خدمات خودروهای الکتریکی و همچنین اجرای یک برنامه پاسخگویی تقاضا مبتنی بر تشویق، نه تنها انعطاف بهره‌برداری را افزایش داده بلکه هزینه‌های سیستم را کاهش می‌دهد. در [۱۴] یک چارچوب تصادفی خطی برای برنامه‌ریزی سیستم‌های توزیع ارائه شده، که در آن از سیستم‌های ذخیره‌ساز و بارهای منعطف انعطاف مورد نیاز سیستم توزیع را تأمین می‌کنند. مدل پیشنهادی از طریق به کارگیری حل‌کننده CPLEX در نرم‌افزار گمز حل شده و نتایج آن نشان می‌دهند که بارهای منعطف و سیستم‌های ذخیره‌ساز منجر به اصلاح الگوی مصرف سیستم شده و از این طریق انعطاف‌پذیری بهره‌برداری را ارتقا داده‌اند. در [۱۵] نیز نویسندگان تأثیر برنامه‌های پاسخگویی تقاضا و سیستم‌های ذخیره‌ساز را بر ارتقای انعطاف و کاهش هزینه‌ها نشان داده‌اند. در این مطالعه نشان داده شده که عملکرد هماهنگ سیستم‌های ذخیره‌ساز و برنامه پاسخگویی تقاضا منجر به کاهش چشمگیر هزینه‌های بهره‌برداری سیستم توزیع می‌شود. در [۱۶] یک مدل مبتنی بر سناریو برای بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های توزیع ارائه شده که در آن سیستم‌های ذخیره‌ساز و برنامه‌های پاسخگویی تقاضا در نظر گرفته شده‌اند. مدل پیشنهادی بر روی شبکه‌های توزیع ۳۳ و ۱۱۸ شینه پیاده‌سازی شده و برای حل آن از حل‌کننده GUROBI استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهند که سیستم‌های ذخیره‌ساز و برنامه‌های پاسخگویی تقاضا نه تنها منجر به کاهش تراکم خطوط شده بلکه قیمت حاشیه‌ای محلی را کاهش می‌دهند. در [۱۷] یک مدل متمرکز برای بهره‌برداری بهینه از یک سیستم توزیع در حضور هاب‌های انرژی ارائه شده است. در مدل پیشنهادی خودروهای الکتریکی و سیستم‌های ذخیره‌ساز با تغییر برنامه شارژ/دشارژ خود، منجر به تأمین بخش قابل توجهی از بار سیستم در ساعات پیک شده و از این طریق انعطاف شبکه را ارتقاء داده‌اند.

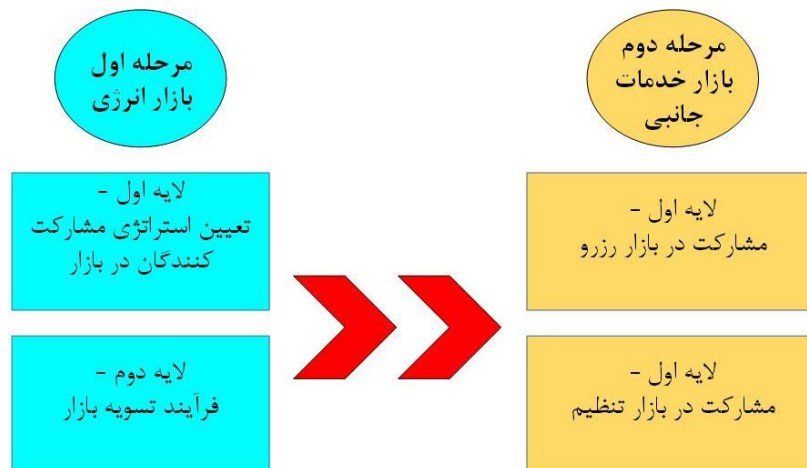
در جدول (۱) یک مقایسه جامع میان مدل پیشنهادی این مقاله با مدل‌های ارائه شده در مقالات اخیر انجام شده است. ارزیابی پژوهش‌های انجام گرفته در سالیان اخیر، آشکار می‌کند که خلاء یک چارچوب بهینه‌سازی جامع که در آن به طور همزمان از ظرفیت‌های خودروهای الکتریکی، سیستم‌های ذخیره‌ساز و تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا برای ارتقای شاخص‌های فنی و اقتصادی سیستم در بازارهای تنظیم و رزرو استفاده شده باشد، به چشم می‌خورد. برای مقابله با این چالش، این مقاله یک چارچوب بهینه‌سازی جامع دو سطحی برای برگزاری بازارهای انرژی و انعطاف‌پذیری رقابتی در شبکه‌های انتقال و توزیع ارائه می‌دهد، که در آن از پتانسیل تمامی موارد بالا برای ارتقای شاخص‌های فنی و اقتصادی سیستم استفاده می‌شود. نوآوری‌های این مقاله در زیر خلاصه می‌شوند:



- معرفی یک چارچوب خطی دو سطحی برای برگزاری بازارهای انرژی و خدمات جانبی با بهره‌گیری همزمان از ظرفیت‌های خودروهای الکتریکی، سیستم‌های ذخیره‌ساز و تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا
- ارزیابی تأثیر سیستم‌های ذخیره‌ساز، تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا و خودروهای الکتریکی بر کاهش هزینه‌های بازار تنظیم
- کاهش قیمت حاشیه‌ای محلی در سیستم و بهبود منحنی مشخصه ولتاژ در دوره پیک از طریق پیاده‌سازی چارچوب پیشنهادی

جدول (۱): مقایسه مدل پیشنهادی در این مقاله با سایر مدل‌های ارائه شده در مقالات اخیر

| مرجع | تابع هدف | پخش بار | برنامه‌های پاسخگویی تقاضا | خودروهای الکتریکی | سیستم‌های ذخیره‌ساز | منابع تجدیدپذیر | بازار رزرو | بازار تنظیم | عدم قطعیت‌ها |
|-----------|---|---------|---------------------------|-------------------|---------------------|-----------------|------------|-------------|--------------|
| [۱۸] | هزینه بهره‌برداری انحراف ولتاژ قابلیت اطمینان | ✓ | × | × | × | × | × | × | × |
| [۱۹] | هزینه تراکم | × | × | × | ✓ | ✓ | ✓ | × | × |
| [۲۰] | رفاه اجتماعی | ✓ | × | × | × | ✓ | × | × | ✓ |
| [۱۴] | هزینه بهره‌برداری هزینه بهره‌برداری شاخص رفاه | ✓ | ✓ | × | ✓ | ✓ | × | × | ✓ |
| [۲۱] | هزینه | ✓ | × | × | ✓ | × | × | ✓ | × |
| [۷] | هزینه‌های بازار | × | × | × | ✓ | ✓ | × | ✓ | ✓ |
| [۲۲] | هزینه‌های بازار | ✓ | × | × | ✓ | ✓ | ✓ | × | ✓ |
| [۲۳] | هزینه‌های بازار | × | × | × | ✓ | ✓ | × | ✓ | ✓ |
| [۲۴] | هزینه بهره‌برداری | ✓ | × | × | × | × | × | × | × |
| [۲۵] | هزینه بهره‌برداری | ✓ | × | × | ✓ | × | × | × | × |
| [۲۶] | انحراف ولتاژ فلوی توان | ✓ | × | × | × | ✓ | × | × | ✓ |
| [۱۵] | هزینه بهره‌برداری شاخص اوج به متوسط انتشار آلودگی | ✓ | ✓ | × | ✓ | ✓ | × | × | ✓ |
| [۲۷] | سود | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | × | × | ✓ |
| [۲۸] | هزینه بهره‌برداری | ✓ | ✓ | × | ✓ | ✓ | × | × | ✓ |
| [۲۹] | سود | ✓ | × | × | × | × | × | × | × |
| این مقاله | هزینه‌های بهره‌برداری هزینه‌های بازارهای مختلف | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |



شکل (۱): ساختار مدل دو سطحی پیشنهادی



۲- فرمولاسیون چارچوب چندسطحی پیشنهادی

نمای کلی مدل بهینه‌سازی دو سطحی پیشنهادی در شکل (۱) نشان داده شده است. مطابق شکل، این مدل در قالب یک مسئله دو سطحی مدل شده که هر سطح آن نیز متشکل از دولایه است. در سطح اول استراتژی هر یک از مشارکت‌کنندگان بازار و قیمت تسویه بازار تعیین شده در حالی که در سطح دوم بازار خدمت جانبی برگزار می‌شود. به منظور تضمین پایداری مدل پیشنهادی، عدم قطعیت‌های تقاضای بار، تابش و سرعت باد توسط روش تصادفی مبتنی بر سناریو در مدل گنجانده می‌شوند.

۲-۱- سطح اول

۲-۱-۱- لایه اول

معادلات (۱) تا (۴) لایه اول از سطح اول مدل پیشنهادی را مدل می‌کنند. در این لایه هر مشارکت‌کننده پیشنهادات خرید/فروش خود را تعیین کرده و به بازار حوضچه می‌فرستد. تابع هدف لایه اول در معادله (۱) ارائه شده که در آن هزینه بهره‌برداری هر یک از بازیگران در بازار کمینه‌سازی می‌شود. معادله (۱) از دید هر کدام از بازیگران بازار شامل شبکه‌های توزیع و انتقال حل می‌شود؛ در معادله (۲) تعادل توان سیستم‌های توزیع و انتقال به طور جداگانه محاسبه می‌شود. توجه شود که معادله (۲) در ۲۰ تکرار و برای بیست تبادل توان هر بازیگر حل شده و مقدار مرزی آن برابر با قیمت حاشیه‌ای هر بازیگر می‌باشد. بنابراین هر بازیگر ۲۰ قرارداد با ۲۰ قیمت حاشیه‌ای مختلف را در هر ساعت می‌سازد. مقدار تبادل توان هر بازیگر در هر گام از طریق معادله (۳) تعیین می‌شود، که تابعی از ظرفیت خط ارتباطی شبکه‌های توزیع/ شبکه انتقال است. از طریق رابطه (۴)، متغیر تبادل توان هر بازیگر با توجه به علامت آن در یکی از پارامترهای توان پیشنهادات/ مناقصات در بازار ذخیره می‌شود. در جدول (۲) تعاریف مربوط به هر پارامتر ارائه شده است.

$$\min OC_{k,s} = \sum_t \left(\sum_{g \in \Delta_k^g} C_{g,t,s}^{TU} + \sum_{g' \in \Delta_k^{g'}} C_{g',t,s}^{TU} + \sum_{pv \in \Delta_k^{pv}} C_{pv,t,s}^{PV} + \sum_{w \in \Delta_k^w} C_{w,t,s}^W \right) \quad (1)$$

$$\sum_{g \in \Delta_k^g} P_{g,t,s}^{TU} + \sum_{g' \in \Delta_k^{g'}} P_{g',t,s}^{TU} + \sum_{pv \in \Delta_k^{pv}} P_{pv,t,s}^{PV} + \sum_{w \in \Delta_k^w} P_{w,t,s}^W = P_{k,t,s}^{Market} + \sum_{n \in \Delta_k^n} P_{n,t,s}^{Load}, \lambda_{k,t,s}^{MC} \quad (2)$$

$$P_{k,t,s,it}^{Market} = -P_k^{Tie-Line} + \left(\frac{it-1}{it^{Max}-1} \right) (2P_k^{Tie-Line}) \quad (3)$$

$$\text{if } P_{k,t,s}^{Market} \leq 0 \rightarrow \begin{cases} P_{k,i=it,t,s}^{Buy} = |P_{k,t,s,it}^{Market}| \\ \lambda_{k,i=it,t,s}^{Buy} = \lambda_{k,t,s}^{MC} \end{cases} \quad (4)$$

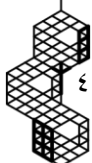
$$\text{if } P_{k,t,s}^{Market} \geq 0 \rightarrow \begin{cases} P_{k,j=it,t,s}^{Sell} = P_{k,t,s,it}^{Market} \\ \lambda_{k,j=it,t,s}^{Sell} = \lambda_{k,t,s}^{MC} \end{cases}$$

۲-۱-۲- لایه دوم

در لایه دوم از سطح اول مدل پیشنهادی، قیمت تسویه بازار با در نظر گرفتن پیشنهادات خرید/فروش بازیگران بازار تعیین می‌شود. در این راستا، معادله (۵) قیمت تسویه بازار را با هدف حداکثرسازی شاخص رفاه اجتماعی محاسبه می‌کند. معادله (۶) بیانگر تفاضل میان فروش و خرید هر بازیگر است. قیود (۷) و (۸) قراردادهای نهایی را به پیشنهادات ارسالی بازیگران محدود می‌کنند. در نهایت قید (۹) تأیید همزمان قراردادهای خرید و فروش یک بازیگر را ممنوع می‌کند. در نهایت قید (۱۰) تعادل میان خرید و فروش‌ها در بازار را برقرار می‌کند.

$$\max SW = \sum_s \omega_s \sum_t \sum_k \left(\sum_i \lambda_{k,i,t,s}^{Buy} P_{k,i,t,s}^{Buy} - \sum_j \lambda_{k,j,t,s}^{Sell} P_{k,j,t,s}^{Sell} \right) \quad (5)$$

$$\sum_j P_{k,j,t,s}^{Sell} - \sum_i P_{k,i,t,s}^{Buy} = P_{k,t,s}^{Market} \quad (6)$$





$$P_{k,j,t,s}^{Sell} \leq P_{k,j,t,s}^{Sell} I_{k,j,t,s}^{Sell} \quad (7)$$

$$P_{k,i,t,s}^{Buy} \leq P_{k,i,t,s}^{Buy} I_{k,i,t,s}^{Buy} \quad (8)$$

$$\sum_j I_{k,j,t,s}^{Sell} + \sum_i I_{k,i,t,s}^{Buy} \leq 1 \quad (9)$$

$$\sum_k P_{k,t,s}^{Market} = 0 \quad (10)$$

جدول (۲): واژه‌نامه

| متغیر | توضیح |
|--|--|
| k | شاخص بازیگران بازار |
| t | شاخص زمان |
| s | شاخص سناریو |
| g / g' | شاخص‌های واحدهای حرارتی معمولی و سریع |
| $C_{g,t,s}^{TU} / C_{g',t,s}^{TU}$ | هزینه بهره‌برداری از واحدهای حرارتی معمولی و سریع |
| $C_{e,t,s}^{EES}$ | هزینه بهره‌برداری سیستم‌های ذخیره‌ساز |
| $C_{pv,t,s}^{PV}$ | هزینه بهره‌برداری سیستم‌های خورشیدی |
| $C_{w,t,s}^w$ | هزینه بهره‌برداری مزارع بادی |
| $C_{n,t,s}^{Shed}$ | جریمه مربوط به بار تأمین نشده |
| $P_{k,t,s}^{Market}$ | تبادل توان هر بازیگر |
| $\lambda_{k,t,s}^{MC}$ | هزینه حاشیه‌ای بازیگر بازار در حلقه تکرار (\$/MWh) |
| $P_{n,t,s}^{Load}$ | تقاضای اکتیو (MW) |
| $P_k^{Tie-Line}$ | ظرفیت خط اصلی خط توزیع (MW) |
| it^{Max} | حداکثر تعداد در حلقه پیشنهادات |
| $\lambda_{k,i=it,t,s}^{Buy} / \lambda_{k,j=it,t,s}^{Sell}$ | قیمت پیشنهاد/ مناقصات در بازار (\$/MWh) |
| $P_{k,i=it,t,s}^{Buy} / P_{k,j=it,t,s}^{Sell}$ | توان پیشنهادات/ مناقصات در بازار (\$/MWh) |
| ω_s | سناریوی احتمالی (درصد) |
| $I_{k,i,t,s}^{Buy} / I_{k,j,t,s}^{Sell}$ | حالت‌های پیشنهادات/ مناقصات مورد پذیرش در بازار انرژی |
| $Res_{g,t,s}$ | نرخ مشارکت واحد حرارتی در بازار ذخیره چرخان (MW) |
| λ_g^{Res} | هزینه واحد حرارتی معمولی برای مشارکت بازار ذخیره چرخان (\$/MWh) |
| $Res_{t,s}^{Req}$ | تنظیم مورد نیاز برای سیستم انتقال (MW) |
| $\lambda_g^{Reg} / \lambda_g^{Reg}$ | هزینه واحد حرارتی معمولی/ پاسخ سریع برای تنظیم مشارکت بازار (\$/MWh) |
| $Reg_{g',t,s}^{Up} / Reg_{g',t,s}^{Dn}$ | نرخ مشارکت واحد حرارتی معمولی/ پاسخگویی سریع در تنظیم بازار (MW) |



نرخ مشارکت سیستم ذخیره‌سازی انرژی در تنظیم بازار (MW)

نرخ مشارکت خودروی برقی در تنظیم بازار (MW)

مقدار بار قابل تغییر در تنظیم بازار (MW)

مقدار بار قابل کاهش در بازار تنظیم (MW)

حالت‌های واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع

حالت‌های روشن کردن واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع

حالت‌های خاموش کردن واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع

تولید توان راکتیو واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (MVAR)

حداقل تولید توان اکتیو واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (MW)

حداکثر تولید توان اکتیو واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (MW)

حداقل تولید توان راکتیو واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (MVAR)

حداکثر تولید توان راکتیو واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (MVAR)

هزینه روشن کردن واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (\$)

هزینه خاموش کردن واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع (\$)

هزینه نیروگاه فتوولتائیک برای مشارکت بازار انرژی (\$/MW)

هزینه واحد حرارتی معمولی / پاسخگویی سریع برای مشارکت بازار انرژی (\$/MW)

هزینه مزرعه بادی برای مشارکت بازار انرژی (\$/MW)

سرعت بادی (m/s)

سرعت متصل / مجاز / قطع (m/s)

تابش انتشار خورشید در شرایط استاندارد (W / m^2)

بهره‌وری نیروگاه فتوولتائیک (درصد)

توان‌های تولید شده توسط واحدهای حرارتی و مزارع بادی

توان تزریق شده به خط l

تقاضای بار گره n و سیستم توزیع d

توان راکتیو تولید شده توسط واحد g

توان راکتیو تزریق شده در خط l ، توان راکتیو درخواستی گره n و توان راکتیو درخواستی سیستم توزیع d

سوسپتانس و کندوکتانس خط l

اندازه و زاویه ولتاژ در باس n

حداقل و حداکثر مقدار ولتاژ (pu)

حداقل و حداکثر زاویه ولتاژ (rad)

$Reg_{e,t,s}^{Up} / Reg_{e,t,s}^{Dn}$

$Reg_{ev,t,s}^{Up} / Reg_{ev,t,s}^{Dn}$

$Reg_{n,t,s}^{Up,SL} / Reg_{n,t,s}^{Dn,SL}$

$Reg_{n,t,s}^{Up,CL}$

$I_{g,t,s} / I_{g',t,s}$

$I_{g,t,s}^{SU} / I_{g',t,s}^{SU}$

$I_{g,t,s}^{SD} / I_{g',t,s}^{SD}$

$Q_{g,t,s}^{TU} / Q_{g',t,s}^{TU}$

$P_g^{TU,Min} / P_{g'}^{TU,Min}$

$P_g^{TU,Max} / P_{g'}^{TU,Max}$

$Q_g^{TU,Min} / Q_{g'}^{TU,Min}$

$Q_g^{TU,Max} / Q_{g'}^{TU,Max}$

$SUC_g / SUC_{g'}$

$SDC_g / SDC_{g'}$

π_{pv}^{PV}

$\pi_g^{TU} / \pi_{g'}^{TU}$

π_w^W

$v_{t,s}$

$v_{ci} / v_r / v_{co}$

G^{STC}

η^{PV}

$P_{g,t,sc}^T / P_{w,t,sc}^{WT}$

$P_{l,t,sc}^{line}$

$P_{n,t,sc}^{load} / P_{d,t,sc}^{ADN}$

$Q_{g,t,sc}^T$

$Q_{l,t,sc}^{line} / Q_{n,t,sc}^{load} / Q_{d,t,sc}^{ADN}$

B_l / G_l

$V_{n,t,s} / \theta_{n,t,s}$

V^{Min} / V^{Max}

$\theta^{Min} / \theta^{Max}$



| | |
|--|---|
| تلفات توان اکتیو (MW) | $P_{l,t,s}^{Loss}$ |
| ضریب تأثیر جهت جریان خط | $K_{l,n}$ |
| سطح انرژی سیستم ذخیره‌ساز در ساعت قبل | $E_{e,t-1,s}$ |
| میزان شارژ و دشارژ در ساعت t | $P_{e,t,s}^{Ch} / P_{e,t,s}^{Dch}$ |
| توان‌های اختصاص داده شده به تنظیم بالارونده و پایین‌رونده | $Reg_{e,t,s}^{Up} / Reg_{e,t,s}^{Dn}$ |
| تعیین وضعیت شارژ و دشارژ | $I_{e,t,s}^{Ch} / I_{e,t,s}^{Dch}$ |
| انرژی اولیه سیستم ذخیره‌سازی انرژی (MWh) | $E_e^{Initial}$ |
| بهره‌وری شارژ و دشارژ سیستم ذخیره‌سازی (درصد) | η^{Ch} / η^{Dch} |
| حداقل و حداکثر سطح انرژی سیستم ذخیره‌سازی انرژی (MWh) | E_e^{Min} / E_e^{Max} |
| حداکثر محدودیت توان شارژ و دشارژ سیستم ذخیره‌سازی انرژی (MW) | $P_e^{Ch,Max} / P_e^{Dch,Max}$ |
| انرژی اولیه خودروی برقی (MWh) | $E_{e,s}^{Initial}$ |
| شارژ خودروهای برقی در زمان خروج (درصد) | α^d |
| حالت‌های کاهش و افزایش تغییر بار پاسخگویی بار | $I_{n,t,s}^{SL-} / I_{n,t,s}^{SL+}$ |
| حالت‌های بار قابل کاهش | $I_{n,t,s}^{CL}$ |
| حداکثر سطح بار قابل تغییر (درصد) | $\alpha_n^{SL,Max}$ |
| حداقل و حداکثر سطح بار قابل کاهش (درصد) | $\alpha_n^{CL,Min} / \alpha_n^{CL,Max}$ |
| مقدار بار قابل تغییر در بازار تنظیم (MW) | $Reg_{n,t,s}^{Up,SL} / Reg_{n,t,s}^{Dn,SL}$ |

۲-۲- سطح دوم

۲-۲-۱- لایه اول

مرحله اول از سطح دوم مدل پیشنهادی توسط معادلات (۱۱) و (۱۲) مدل شده است. بازارهای رزرو و تنظیم^{۱۵} نیز به ترتیب در مراحل اول و دوم این سطح برگزار می‌شوند. تابع هدف مرحله اول در معادله (۱۰) ارائه شده که حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های بهره‌برداری بازیگران بازار و رزرو سیستم است. معادله (۱۱) بیان می‌کند که رزرو سیستم باید از طریق واحدهای حرارتی معمولی تأمین شود. توجه شود که مسئله برنامه‌ریزی روز بعد هر بازیگر بار با توجه به قیمت تسویه بازار محاسبه شده در سطح اول و با گام زمانی یک ساعته حل می‌شود.

$$\min TC^{Res} = \sum_s \omega_s \sum_t \left(\sum_g \lambda_g^{Res} Res_{g,t,s} \right) \quad (11)$$

$$\sum_g Res_{g,t,s} = Res_{t,s}^{Req} \quad (12)$$

۲-۲-۲- لایه دوم

معادلات (۱۳) و (۱۴) مرحله دوم از سطح دوم مدل را مدل می‌کنند. در این مرحله مسئله برنامه‌ریزی در آفق روز جاری و با گام یک ساعته حل می‌شود. معادله (۱۳) تابع هدف مرحله دوم را نشان می‌دهد که مشابه با تابع هدف مرحله اول بوده با این تفاوت که در این



مرحله بازار تنظیم نیز در نظر گرفته شده است. قید (۱۴) نشان می‌دهد که ژنراتورهای با عکس‌العمل سریع، سیستم‌های ذخیره‌ساز، بارهای منعطف و خودروهای الکتریکی در بازار تنظیم مشارکت می‌کنند.

$$\min TC^{Reg} = \sum_s \omega_s \sum_t \left(\sum_{g'} \left[\lambda_{g'}^{Reg} (Reg_{g',t,s}^{Up} + Reg_{g',t,s}^{Dn}) \right] + \lambda^{Reg,ESS} \sum_e (Reg_{e,t,s}^{Up} + Reg_{e,t,s}^{Dn}) \right) + \lambda^{Reg,EV} \sum_{ev} (Reg_{ev,t,s}^{Up} + Reg_{ev,t,s}^{Dn}) + \lambda^{Reg,DR} \sum_n (Reg_{n,t,s}^{Up,CL} + Reg_{n,t,s}^{Up,SL} + Reg_{n,t,s}^{DN,SL}) \quad (13)$$

$$\sum_{g' \in \Delta_k^g} (Reg_{g',t,s}^{Up} - Reg_{g',t,s}^{DN}) + \sum_{e \in \Delta_k^e} (Reg_{e,t,s}^{Up} - Reg_{e,t,s}^{DN}) + \sum_{ev \in \Delta_k^{ev}} (Reg_{ev,t,s}^{Up} - Reg_{ev,t,s}^{DN}) + \sum_{n \in \Delta_k^n} (Reg_{n,t,s}^{Up,CL} + Reg_{n,t,s}^{Up,SL} - Reg_{n,t,s}^{DN,SL}) = Reg_{t,s}^{Req} \quad (14)$$

۲-۳- قیود مسئله

• واحدهای تولیدی

بهره‌برداری از واحدهای حرارتی از طریق معادلات (۱۵) تا (۲۲) انجام می‌گیرد. قیود (۱۵) و (۱۶) بیان می‌کنند که مجموع تولید و ظرفیت ارائه شده برای رزرو/ تنظیم باید درون محدوده مجاز واحد حرارتی باشند. قید (۱۷) توان راکتیو را محدود به ظرفیت واحد حرارتی می‌کند. محدودیت‌های رمپ بالارونده^{۱۶} و رمپ پایین‌رونده^{۱۷} واحدهای حرارتی به ترتیب توسط روابط (۱۸) و (۱۹) مدل شده‌اند. پرچم^{۱۸} خاموش/ روشن شدن واحد حرارتی در زمان t از طریق معادله (۲۰) تعیین می‌شود. قید (۲۱) به واحد حرارتی اجازه روشن و خاموش شدن همزمان را نمی‌دهد. در نهایت، هزینه بهره‌برداری واحد حرارتی از طریق معادله (۲۲) محاسبه شده که تابعی از میزان توان تولید شده، هزینه‌های راه‌اندازی و توقف و همچنین ضرایب تولید است. معادله (۲۳) نشان می‌دهد که توان تولید شده توسط توربین‌های بادی قرار گرفته در شبکه انتقال از طریق یک تابع سه قسمتی و با توجه به سرعت باد در ساعت جاری محاسبه می‌شود. این معادله همچنین بیان می‌کند که اگر سرعت باد کمتر از سرعت $Cut-in$ و یا بیشتر از سرعت $Cut-out$ باشد توربین بادی از مدار خارج می‌شود. هزینه بهره‌برداری توربین‌های بادی از طریق معادله (۲۴) به دست می‌آید. توان تولید شده توسط پنل‌های خورشیدی قرار گرفته در شبکه‌های توزیع از طریق معادله (۲۵) محاسبه شده که تابعی از تابش خورشید در ساعت جاری است. در نهایت هزینه بهره‌برداری پنل‌های خورشیدی از طریق معادله (۲۶) به دست می‌آید.

$$P_{\{g,g'\},t,s}^{TU} + Reg_{g',t,s}^{Up} + Res_{g,t,s} \leq P_{\{g,g'\}}^{TU,Max} I_{\{g,g'\},t,s} \quad (15)$$

$$P_{\{g,g'\},t,s}^{TU} - Reg_{g',t,s}^{Dn} \geq P_{\{g,g'\}}^{TU,Min} I_{\{g,g'\},t,s} \quad (16)$$

$$Q_{\{g,g'\},t,s}^{TU,Min} I_{\{g,g'\},t,s} \leq Q_{\{g,g'\},t,s}^{TU} \leq Q_{\{g,g'\}}^{TU,Max} I_{\{g,g'\},t,s} \quad (17)$$

$$P_{\{g,g'\},t,s}^{TU} - P_{\{g,g'\},t-1,s}^{TU} + Reg_{g',t,s}^{Up} + Res_{g,t,s} \leq RU_{\{g,g'\}} \left(1 - I_{\{g,g'\},t,s}^{TU} \right) + P_{\{g,g'\}}^{TU,Min} I_{\{g,g'\},t,s}^{SU} \quad (18)$$

$$P_{\{g,g'\},t-1,s}^{TU} - P_{\{g,g'\},t,s}^{TU} + Reg_{g',t,s}^{Dn} \leq RD_{\{g,g'\}} \left(1 - I_{\{g,g'\},t,s}^{SD} \right) + P_{\{g,g'\}}^{TU,Min} I_{\{g,g'\},t,s}^{SD} \quad (19)$$

$$I_{\{g,g'\},t,s}^{SU} - I_{\{g,g'\},t,s}^{SD} = I_{\{g,g'\},t,s} - I_{\{g,g'\},t-1,s} \quad (20)$$

$$I_{\{g,g'\},t,s}^{SU} + I_{\{g,g'\},t,s}^{SD} \leq 1 \quad (21)$$

$$C_{\{g,g'\},t,s}^{TU} = \pi_{\{g,g'\}}^{TU} P_{\{g,g'\},t,s}^{TU} + SUC_{\{g,g'\}} I_{\{g,g'\},t,s}^{SU} + SDC_{\{g,g'\}} I_{\{g,g'\},t,s}^{SD} \quad (22)$$



$$P_{w,t,s}^W = \begin{cases} 0 & , v_{t,s} < v_{ci} \text{ Or } v_{t,s} \geq v_{co} \\ P_w^{W,r} \frac{v_{t,s} - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & , v_{ci} \leq v_{t,s} < v_r \\ P_w^{W,r} & , v_r \leq v_{t,s} < v_{co} \end{cases} \quad (23)$$

$$C_{w,t,s}^W = \pi_w^W P_{w,t,s}^W \quad (24)$$

$$P_{pv,t,s}^{PV} = \frac{\eta^{PV} P_{pv,t,s}^{PV,r} G_{t,s}^{PV}}{G_{STC}} \quad (25)$$

$$C_{pv,t,s}^{PV} = \pi_{pv}^{PV} P_{pv,t,s}^{PV} \quad (26)$$

• قیود پخش بار شبکه انتقال

در مدل پیشنهادی یک برنامه پخش بار AC خطی که بر روی شبکه‌های انتقال و توزیع اجرا می‌شود. برنامه اجرا شده بر روی شبکه انتقال توسط معادلات (27) تا (35) مدل می‌شود. در این راستا قیود (27) و (28) به ترتیب تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو را در هر باس تضمین می‌کنند. سمت راست این معادلات مربوط به تولید بوده در حالی که سمت چپ آن‌ها مربوط به مصرف است. معادلات (28) و (29) به ترتیب فلوی توان‌های اکتیو و راکتیو خط l را در زمان t محاسبه می‌کنند. مطابق این معادلات، فلوی توان‌های اکتیو و راکتیو به اندازه و زاویه ولتاژ دو سر خط وابسته است. قید (30) محدودیت توان ظاهری هر خط را مدل می‌کند. تلفات توان از طریق معادله (31) محاسبه می‌شود. معادله (32) میزان تقاضای توان در نقاط متصل به سیستم‌های توزیع را محاسبه می‌کند. اندازه و زاویه ولتاژ توسط قیود (33) و (34) محدود می‌شود. در نهایت جریمه مربوط به قطع بار اجباری از طریق معادله (35) محاسبه می‌شود.

$$\sum_{g \in \Delta_{TSO}^g} P_{g,t,s}^{TU} + \sum_{w \in \Delta_{TSO}^w} P_{w,t,s}^W + \sum_{pv \in \Delta_{TSO}^{pv}} P_{pv,t,s}^{PV} = \sum_{l \in \Delta_n^l} \kappa_{l,n} P_{l,t,s}^{Line} + P_{n,t,s}^{Load} + \sum_{d \in \Delta_n^d} P_{d,t,s}^{DN} \quad (27)$$

$$\sum_{g \in \Delta_{TSO}^g} Q_{g,t,s}^{TU} = \sum_{l \in \Delta_n^l} \kappa_{l,n} Q_{l,t,s}^{Line} + Q_{n,t,s}^{Load} + \sum_{d \in \Delta_n^d} Q_{d,t,s}^{DN} \quad (28)$$

$$P_{l,t,s}^{Line} = G_l (V_{n,t,s} - V_{m,t,s}) + B_l (\theta_{n,t,s} - \theta_{m,t,s}) + \frac{P_{l,t,s}^{Loss}}{2} \quad (29)$$

$$Q_{l,t,s}^{Line} = B_l (V_{n,t,s} - V_{m,t,s}) - G_l (\theta_{n,t,s} - \theta_{m,t,s}) \quad (30)$$

$$(P_{l,t,s}^{Line})^2 + (Q_{l,t,s}^{Line})^2 \leq (S_l^{max})^2 \quad (31)$$

$$P_{l,t,s}^{Loss} = r_l \left((P_{l,t,s}^{Line})^2 + (Q_{l,t,s}^{Line})^2 \right) \quad (32)$$

$$P_{d,t,s}^{DN} = \sum_i P_{d,i,t,s}^{Buy} - \sum_j P_{d,j,t,s}^{Sell} \quad (33)$$

$$V^{Min} \leq V_{n,t,s} \leq V^{Max} \quad (34)$$

$$\theta^{Min} \leq \theta_{n,t,s} \leq \theta^{Max} \quad (35)$$

• قیود پخش بار شبکه توزیع

همانطور که اشاره شد برنامه فلوی توان AC خطی شده بر روی شبکه توزیع نیز اجرا شده است. فرمولاسیون برنامه اجرا شده بر روی شبکه توزیع مشابه با شبکه انتقال بوده با این تفاوت که معادلات تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو به‌روزرسانی می‌شوند. این معادلات به ترتیب در (36) و (37) ارائه شده و تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو را در تمامی گره‌های سیستم توزیع تضمین می‌کنند.

$$P_{d,t,s}^{DN} \Big|_{n=1} + \sum_{g \in \Delta_{d,n}^g} P_{g,t,s}^{TU} + \sum_{pv \in \Delta_{d,n}^{pv}} P_{pv,t,s}^{PV} = \sum_{l \in \Delta_{d,n}^l} \kappa_{l,n} P_{l,t,s}^{line} + P_{n,t,s}^{load} \quad (36)$$

$$Q_{d,t,s}^{DN} \Big|_{n=1} + \sum_{g \in \Delta_{d,n}^g} Q_{g,t,s}^{GT} = \sum_{l \in \Delta_{d,n}^l} \kappa_{l,n} Q_{l,t,s}^{line} + Q_{n,t,s}^{load} \quad (37)$$



• سیستم‌های ذخیره‌ساز

سیستم‌های ذخیره‌ساز توسط معادلات (۳۸) تا (۴۳) مدل می‌شوند. معادله (۳۸) سطح انرژی سیستم ذخیره‌ساز را در سناریو s و زمان t محاسبه می‌کند. قید (۳۹) محدوده مجاز انرژی سیستم ذخیره‌ساز را مدل می‌کند. معادله (۴۰) بیان می‌کند که کل ظرفیت اختصاص داده شده به شارژ و بازار تنظیم پایین‌رونده باید از یک مقدار مجاز کمتر باشد. به طور مشابه، قید (۴۱) این محدودیت را بر روی دشارژ و تنظیم بالا‌رونده اعمال می‌کند. معادله (۴۲) بیان می‌کند که سطوح انرژی در ساعات اول و آخر باید برابر با یک مقدار از پیش تعیین شده باشد. قید (۴۳) ممنوعیت شارژ و دشارژ همزمان را نشان می‌کند. معادله (۴۴) هزینه بهره‌برداری سیستم ذخیره‌ساز را محاسبه کرده که تابعی از انرژی‌های شارژ شده و دشارژ شده آن و همچنین ضریب هزینه (π_e^{EES}) می‌باشد.

$$E_{e,t,s} = E_{e,t-1,s} + \left(\eta^{Ch} Reg_{e,t,s}^{Dn} - \frac{Reg_{e,t,s}^{Up}}{\eta^{Dch}} \right) \Delta t \quad (38)$$

$$E_e^{Min} \leq E_{e,t,s} \leq E_e^{Max} \quad (39)$$

$$Reg_{e,t,s}^{Dn} \leq P_e^{Ch,Max} I_{e,t,s}^{Ch} \quad (40)$$

$$Reg_{e,t,s}^{Up} \leq P_e^{Dch,Max} I_{e,t,s}^{Dch} \quad (41)$$

$$E_{e,t=0,s} = E_{e,t=24,s} = E_e^{Initial} \quad (42)$$

$$0 \leq I_{e,t,s}^{Ch} + I_{e,t,s}^{Dch} \leq 1 \quad (43)$$

$$C_{e,t,s}^{EES} = \pi_e^{EES} (Reg_{e,t,s}^{Up} + Reg_{e,t,s}^{Dn}) \quad (44)$$

• خودروهای الکتریکی

روابط مورد نیاز برای مدل‌سازی پارکینگ‌های خودروهای الکتریکی در (۴۵) تا (۵۱) مدل می‌شوند. توجه شود که خودروهای الکتریکی می‌توانند در بازار تنظیم مشارکت کنند. قید (۴۵) محدودیت مربوط به سطح انرژی باتری هر خودرو را مدل می‌کند. سطح انرژی باتری هر خودرو الکتریکی در ساعت t از طریق معادله (۴۶) تعیین می‌شود. قیود (۴۷) و (۴۸) محدودیت‌های شارژ/دشارژ و تخصیص توان به بازارهای تنظیم بالا‌رونده و پایین‌رونده را مدل می‌کنند. معادله (۴۹) بیان می‌کند که سطح انرژی هر خودرو الکتریکی در زمان رسیدن به پارکینگ مطابق با سناریوهای ورودی است. قید (۵۰) بیان می‌کند که سطح انرژی هر خودرو الکتریکی در هنگام ترک پارکینگ نباید از یک مقدار از پیش تعیین شده کمتر باشد. قید (۵۱) از شارژ و دشارژ همزمان خودرو الکتریکی جلوگیری می‌کند.

$$E_{ev}^{Min} \leq E_{ev,t,s} \leq E_{ev}^{Max} \quad (45)$$

$$E_{ev,t,s} = E_{ev,t-1,s} + \left(\eta^{Ch} Reg_{ev,t,s}^{Dn} - \frac{Reg_{ev,t,s}^{Up}}{\eta^{Dch}} \right) \Delta t \quad (46)$$

$$Reg_{ev,t,s}^{Dn} \leq P_{ev}^{Ch,Max} I_{ev,t,s}^{Ch} \quad (47)$$

$$Reg_{ev,t,s}^{Up} \leq P_{ev}^{Dch,Max} I_{ev,t,s}^{Dch} \quad (48)$$

$$E_{ev,t=T_{ev}^a,s} = E_{e,s}^{Initial} \quad (49)$$

$$E_{ev,t=T_{ev}^d,s} = \alpha^d E_{ev}^{Max} \quad (50)$$

$$0 \leq I_{ev,t,s}^{Ch} + I_{ev,t,s}^{Dch} \leq 1 \quad \left(t \geq T_{ev}^a \text{ and } t < T_{ev}^d \right) \quad (51)$$



• تجمیع‌کننده‌های پاسخگویی تقاضا

معادلات (۵۲) تا (۵۷) تجمیع‌کننده‌های پاسخگویی تقاضا^{۱۹} را مدل می‌کنند. در مدل پیشنهادی، تجمیع‌کننده‌های پاسخگویی تقاضا در بازار تنظیم مشارکت می‌کنند. برای این هدف، از طریق اجرای دو برنامه پاسخگویی تقاضای بارهای قابل انتقال^{۲۰} و بارهای قابل قطع^{۲۱} بخشی از بار مشترکین را خریداری و با قیمت بالاتر در بازار تنظیم می‌فروشند. معادله (۵۲) بیان می‌کند که مجموع توان کاهش یافته توسط برنامه بارهای قابل قطع و توان اختصاص داده شده به بازار تنظیم باید در یک محدوده مجاز باشد. $I_{n,t,s}^{LC}$ متغیر باینری می‌باشد که در صورت اجرای برنامه بارهای قابل قطع بر روی n مقدار آن برابر با یک می‌شود. قید (۵۳) بیان می‌کند که برنامه بارهای قابل قطع تنها یک بار در دوره بهره‌برداری بر روی هر گره اعمال می‌شود. قیود (۵۴) و (۵۵) به ترتیب محدودیت‌های مربوط به کاهش و افزایش بار توسط برنامه بارهای قابل انتقال را مدل می‌کنند. قید (۵۶) ممنوعیت افزایش و کاهش همزمان بار را نشان می‌دهد. قید (۵۷) بیان می‌کند که مجموع افزایش و مجموع کاهش بار در دوره بهره‌برداری باید با هم برابر باشند.

$$\alpha_n^{CL,Min} P_{n,t,s}^{Load} I_{n,t,s}^{CL} \leq Reg_{n,t,s}^{Up,CL} \leq \alpha_n^{CL,Max} P_{n,t,s}^{Load} I_{n,t,s}^{CL} \quad (52)$$

$$\sum_t I_{n,t,s}^{CL} \leq 1 \quad (53)$$

$$Reg_{n,t,s}^{Dn,SL} \leq \alpha_n^{SL,Max} P_{n,t,s}^{Load} I_{n,t,s}^{SL+} \quad (54)$$

$$Reg_{n,t,s}^{Up,SL} \leq \alpha_n^{SL,Max} P_{n,t,s}^{Load} I_{n,t,s}^{SL-} \quad (55)$$

$$I_{n,t,s}^{SL+} + I_{n,t,s}^{SL-} \leq 1 \quad (56)$$

$$\sum_t Reg_{n,t,s}^{Up,SL} = \sum_t Reg_{n,t,s}^{Dn,SL} \quad (57)$$

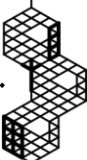
۳- روش اجرای مدل پیشنهادی

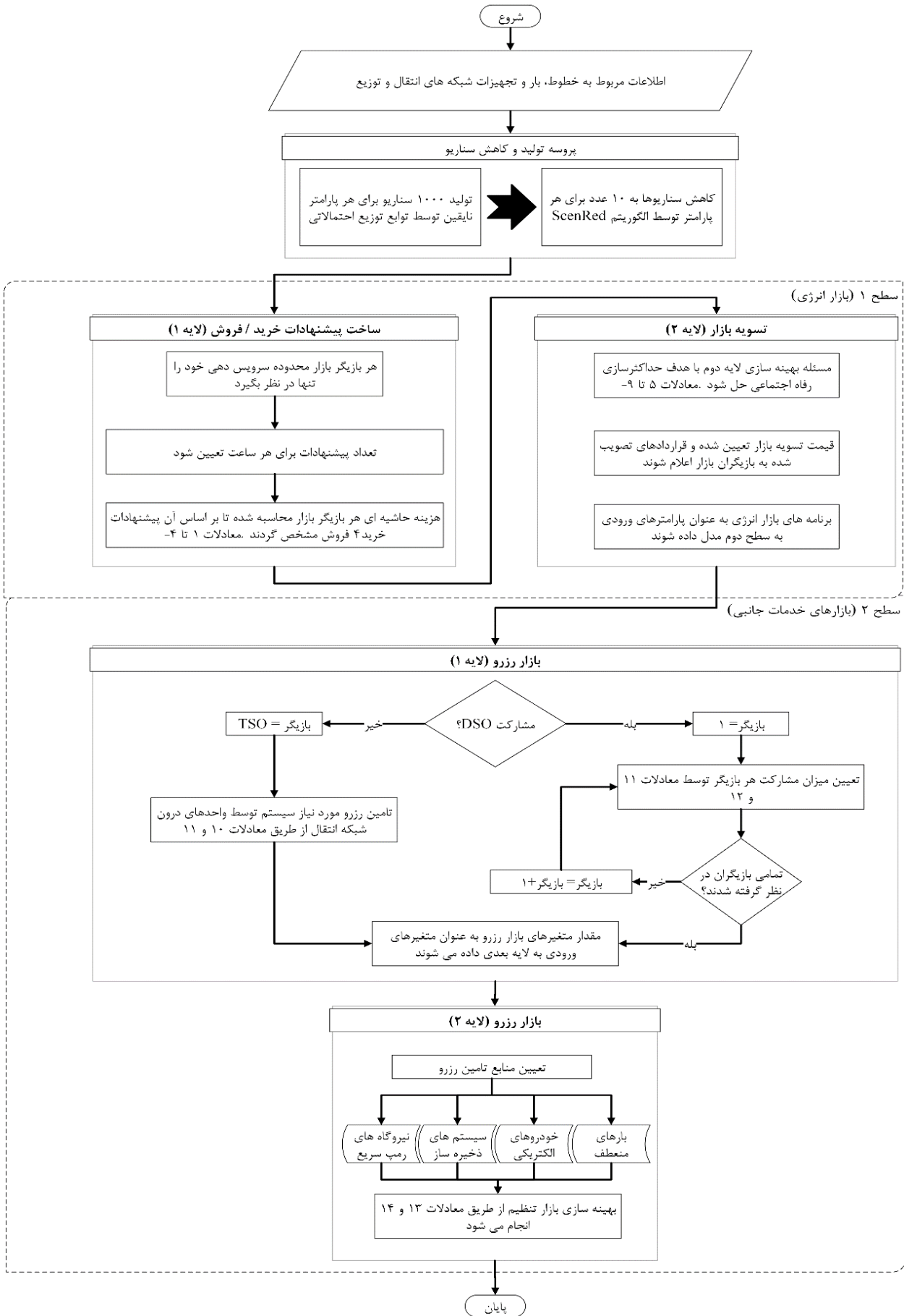
در ابتدا باید اشاره کرد که مدل پیشنهادی در نرم‌افزار گمز شبیه‌سازی شده و توسط حل‌کننده CPLEX حل می‌شود. شکل (۲) روش پیاده‌سازی مدل دو سطحی پیشنهادی را نشان می‌دهد. مطابق این شکل در گام اول باید عملیات ساخت سناریوها صورت بگیرند. برای این هدف تعداد ۱۰۰۰ سناریو برای تقاضای بار، تابش و سرعت باد به ترتیب توسط توابع توزیع احتمالاتی نرمال، بتا و ویبول تولید شده و سپس توسط الگوریتم SCENRED از میان سناریوهای اولیه، ۱۰ سناریو برای هر پارامتر انتخاب می‌شود. روند تولید سناریو به شرح زیر می‌باشد:

فرآیند تولید سناریو با استفاده از توابع توزیع نرمال، بتا و ویبول شامل ایجاد مجموعه‌ای از سناریوهای فرضی است که عدم قطعیت و تغییرپذیری یک سیستم یا یک متغیر خاص مورد علاقه را نشان می‌دهد. هر تابع توزیع، توزیع احتمال متفاوتی را نشان می‌دهد و ویژگی‌های خاص خود را دارد که شکل و گسترش سناریوهای تولید شده را مشخص می‌کند. در معادله (۵۸) تابع توزیع نرمال ارائه شده است. μ و σ به ترتیب میانگین و انحراف معیار می‌باشند. فرآیند تولید سناریو شامل نمونه برداری تصادفی مقادیر از توزیع نرمال بر اساس میانگین و انحراف استاندارد است. سناریوهای حاصل حول میانگین جمع می‌شوند و از یک منحنی زنگ‌شکل پیروی می‌کنند، که با گسترش مقادیر توسط انحراف استاندارد تعیین می‌شود.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (58)$$

معادله (۵۹) تابع توزیع بتا را نشان می‌دهد. توزیع بتا یک توزیع احتمال انعطاف‌پذیر است که می‌تواند اشکال مختلفی از جمله متقارن، اریب یا U شکل داشته باشد. شکل توزیع بتا توسط دو پارامتر شکل که اغلب به صورت α و β نشان داده می‌شوند، تعیین می‌شود. این پارامترها به ترتیب چولگی^{۲۲} و کشیدگی^{۲۳} توزیع را کنترل می‌کنند. برای تولید سناریوها با استفاده از توزیع بتا، مقادیر تصادفی از توزیع بر اساس پارامترها و کران‌های شکل مشخص شده نمونه‌برداری می‌شوند.





شکل (۲): فلوچارت اجرای مدل پیشنهادی در این مقاله

$$g(x) = \frac{1}{B(\alpha, \beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1} \quad (59)$$

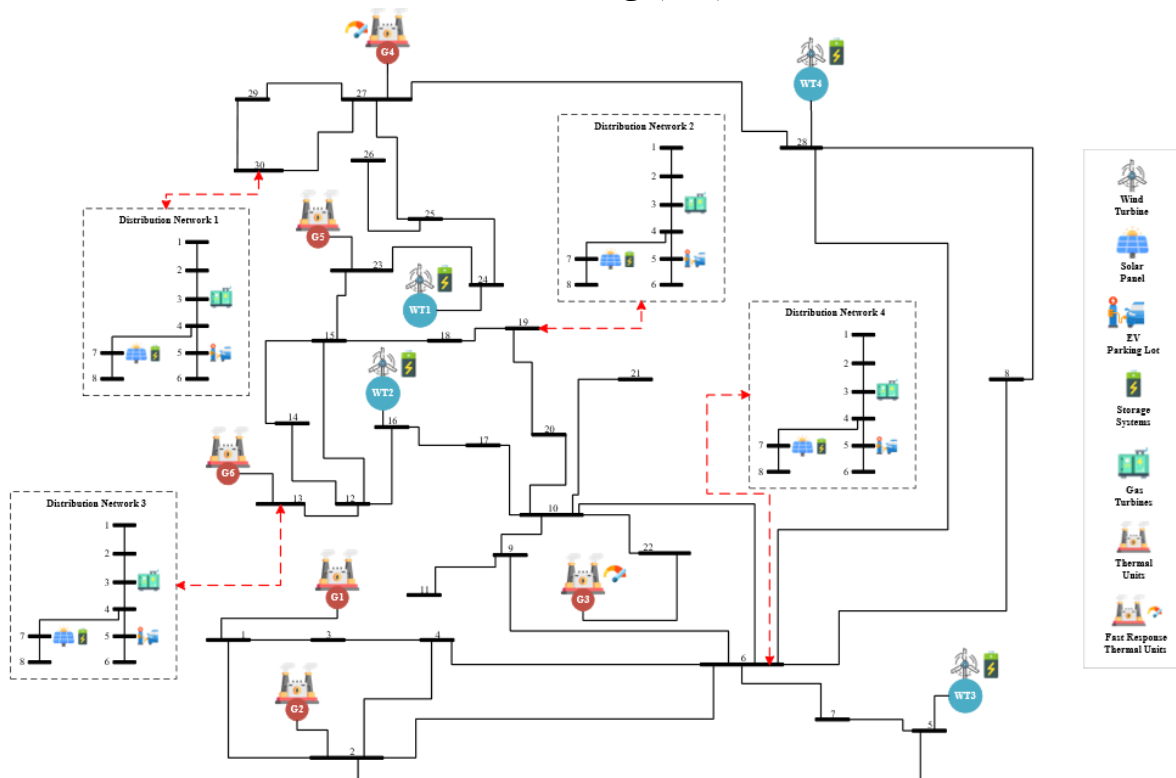
در معادله (۶۰) تابع توزیع ویبول نشان داده شده است. توزیع ویبول با یک پارامتر شکل (k) و یک پارامتر مقیاس (λ) مشخص می‌شود. پارامتر شکل، ساختار توزیع را تعیین می‌کند، در حالی که پارامتر مقیاس، گستردگی آن را تعیین می‌کند.

$$h(x) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} \quad (60)$$

در ادامه سناریوهای تولید شده توسط الگوریتم SCENRED در نرم‌افزار گمز به ۱۰ عدد برای هر پارامتر کاهش داده می‌شوند. این الگوریتم تعداد سناریوها را در یک مدل برنامه‌نویسی تصادفی کاهش می‌دهد. برنامه‌نویسی تصادفی با تصمیم‌گیری تحت عدم قطعیت سر و کار دارد، که در آن سناریوهای متعددی در نظر گرفته می‌شوند تا حالت‌های مختلف ممکن سیستم را نشان دهند. به عبارت دیگر، SCENRED مکانیزی را برای کاهش بار محاسباتی مرتبط با حل مدل‌های برنامه‌نویسی تصادفی با تعداد زیادی سناریو فراهم می‌کند. با انتخاب زیرمجموعه‌ای از سناریوها که به طور مؤثر تنوع و عدم قطعیت مسئله را نشان می‌دهد، به ساده‌سازی فرآیند مدل‌سازی و حل کمک می‌کند. به طور کلی فرآیند SCENRED در نرم‌افزار گمز معمولاً چهار مرحله است: ۱- تعریف مجموعه سناریوها، ۲- تعیین تابع هدف و محدودیت‌ها، ۳- اجرای الگوریتم (SCENRED)، ۴- حل مدل کاهش یافته

تجزیه و تحلیل و اعتبارسنجی نتایج: پس از حل مدل کاهش یافته، نتایج به دست آمده را تجزیه و تحلیل کنید و کیفیت آنها را از نظر دقت و کارایی محاسباتی ارزیابی کنید. نتایج را با نتایج مدل اصلی مقایسه کنید تا مطمئن شوید که سناریوهای کاهش یافته به اندازه کافی تغییرپذیری و عدم قطعیت سیستم را نشان می‌دهند.

در گام بعد سطح اول مدل پیشنهادی اجرا می‌شود. در لایه اول این سطح هر بازیگر بازار شامل شبکه‌های انتقال و توزیع پیشنهادات خرید/فروش خود را به بازار حوضچه ارسال کرده و در لایه دوم آن قیمت تسویه بازار با توجه به پیشنهادات ارسالی توسط بازیگران بازار تعیین می‌شود. پس از تعیین قیمت تسویه بازار در سطح اول، بازارهای خدمات جانبی شامل بازارهای رزرو و تنظیم در سطح دوم برگزار می‌گردند. همانطور که از فلوجارت می‌توان دید در لایه اول از سطح دوم بازار رزرو برای روز بعد و با گام زمانی ۱ ساعته برگزار می‌شود. تمامی مقادیر به دست آمده برای متغیرهای مسئله در لایه اول به عنوان پارامترهای ورودی به لایه دوم داده می‌شوند. در نهایت، در لایه دوم برنامه‌ریزی روز جاری با در نظر گرفتن بازار تنظیم انجام می‌شود.



شکل (۳): شبکه‌های انتقال و توزیع تحت بررسی در این مقاله

۴- شبیه‌سازی مدل پیشنهادی

شکل (۳) ساختار شبکه‌های انتقال و توزیع به هم پیوسته تحت مطالعه در این مقاله را نشان می‌دهد. همانطور که می‌توان دید سیستم تحت مطالعه یک شبکه انتقال ۳۰ شینه IEEE است که به چهار شبکه توزیع ۸ شینه متصل است. اطلاعات شبکه ۳۰ شینه انتقال از جعبه ابزار MATPOWER استخراج شده و اطلاعات شبکه‌های توزیع ۸ شینه نیز از مرجع [۲۲] استخراج شده است. بر روی شبکه انتقال شش واحد حرارتی قرار گرفته که دو واحد آن‌ها دارای عکس‌العمل سریع هستند. علاوه بر این دو مزرعه بادی و چهار سیستم ذخیره‌ساز نیز بر روی شبکه انتقال قرار گرفته است. مطابق شکل، سیستم‌های توزیع نیز به توربین‌های گازی، سیستم‌های فتوولتائیک و سیستم‌های ذخیره‌ساز مجهز است. همچنین هر شبکه توزیع دارای یک پارکینگ خودروهای الکتریکی بوده که به صورت دو طرفه با شبکه تبادل توان می‌کند.

در این بخش تأثیرگذاری مدل پیشنهادی از طریق اجرا بر روی پنج مورد مطالعاتی مختلف ارزیابی می‌شود. جزئیات این موارد مطالعاتی به شرح زیر است:

مورد مطالعاتی اول: در این مورد مطالعاتی واحدهای حرارتی معمولی شبکه انتقال تأمین‌کننده ظرفیت‌های بازار رزرو چرخان بوده، در حالی که واحدهای حرارتی سریع تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار تنظیم هستند.

مورد مطالعاتی دوم: در این مورد مطالعاتی واحدهای حرارتی معمولی شبکه انتقال و توربین‌های گازی سیستم‌های توزیع، تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار رزرو چرخان بوده، در حالی که واحدهای حرارتی سریع شبکه انتقال تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار تنظیم هستند.

جدول (۳): اطلاعات مربوط به واحدهای تولیدی قرار گرفته در شبکه‌های توزیع و انتقال

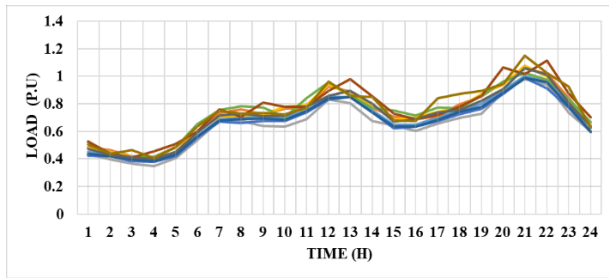
| واحدهای حرارتی | | | | | |
|----------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------------|-------------------------|
| مکان | P_{min} (kW) | P_{max} (kW) | شیب بالارونده (kW) | شیب پایین‌رونده (kW) | هزینه حاشیه‌ای (\$/kWh) |
| ۱ | ۰ | ۵۰۰۰۰ | ۲۰۰۰۰ | ۲۰۰۰۰ | ۰/۰۰۲ |
| ۲ | ۰ | ۵۰۰۰۰ | ۲۰۰۰۰ | ۲۰۰۰۰ | ۰/۰۰۱۷۵ |
| ۲۲ | ۰ | ۳۱۲۵۰ | ۱۲۵۰۰ | ۱۲۵۰۰ | ۰/۰۰۱ |
| ۲۷ | ۰ | ۳۴۳۷۵ | ۱۳۷۵۰ | ۱۳۷۵۰ | ۰/۰۰۳۲۵ |
| ۲۳ | ۰ | ۱۸۷۵۰ | ۷۵۰۰ | ۷۵۰۰ | ۰/۰۰۳ |
| ۱۳ | ۰ | ۲۵۰۰۰ | ۱۰۰۰۰ | ۱۰۰۰۰ | ۰/۰۰۳ |
| توربین‌های گازی | | | | | |
| مکان | ظرفیت (kW) | | | | |
| ۳۳ | ۱۰۰۰ | | | | |
| ۴۱ | ۱۰۰۰ | | | | |
| ۴۹ | ۱۰۰۰ | | | | |
| ۵۷ | ۱۰۰۰ | | | | |
| توربین‌های بادی | | | | | |
| مکان | ظرفیت (kW) | | | | |
| ۲۴ | ۳۰۰۰ | | | | |
| ۱۶ | ۳۰۰۰ | | | | |
| ۵ | ۲۰۰۰ | | | | |
| ۲۸ | ۳۰۰۰ | | | | |
| سیستم‌های فتوولتائیک | | | | | |
| مکان | ظرفیت (kW) | | | | |
| ۳۷ | ۷۰۰ | | | | |
| ۴۵ | ۱۰۰۰ | | | | |
| ۵۳ | ۵۰۰ | | | | |
| ۶۱ | ۷۰۰ | | | | |



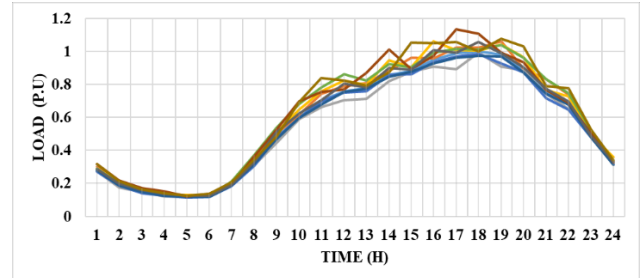


جدول (۴): اطلاعات مربوط به پارامترهای مورد نیاز برای شبیه‌سازی

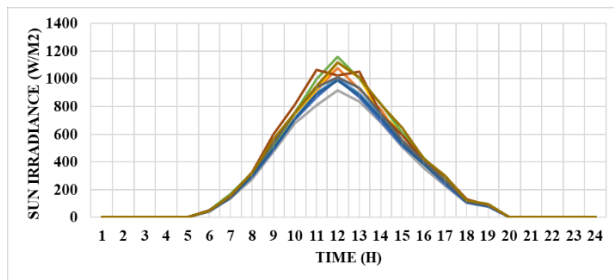
| پارامتر | مقدار | پارامتر | مقدار | پارامتر | مقدار |
|-----------------------|---------------|-------------|----------|----------------|--------------------|
| η_e^{ch} | ۹۵ درصد | E_e^{min} | ۳۰ درصد | V^{Max} | ۱/۱ (pu) |
| η_e^{dch} | ۹۵ درصد | E_e^{max} | ۹۰ درصد | θ^{Min} | $-\pi$ |
| $E_e^{initial}$ | ۵۰ درصد | v_i | ۲ (m/s) | θ^{Max} | π |
| π^{ESS} | ۰/۰۲ (\$/kWh) | v_r | ۱۴ (m/s) | η^{PV} | ۹۵ درصد |
| $P_{e,t,s}^{ch,Max}$ | ۴۰ درصد | v_o | ۲۵ (m/s) | G_{std} | ۱۰۰۰ (W / m^2) |
| $P_{e,t,s}^{dch,Max}$ | ۴۰ درصد | V^{Min} | ۰/۹ (pu) | i_t^{Max} | ۲۰ |



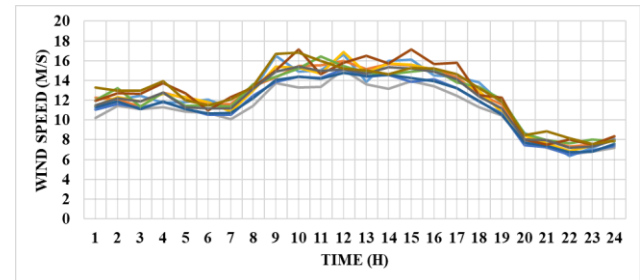
(ب): بار شبکه انتقال



(الف): بار شبکه‌های توزیع



(د): تابش خورشید



(ج): سرعت باد

شکل (۴): سناریوهای مربوط به پارامترهای ورودی مسئله

مورد مطالعاتی سوم: در این مورد مطالعاتی واحدهای حرارتی معمولی شبکه انتقال و توربین‌های گازی سیستم‌های توزیع، تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار رزرو چرخان بوده، در حالی که واحدهای حرارتی سریع درون شبکه انتقال و سیستم‌های ذخیره‌ساز تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار تنظیم هستند.

مورد مطالعاتی چهارم: در این مورد مطالعاتی واحدهای حرارتی معمولی شبکه انتقال و توربین‌های گازی سیستم‌های توزیع، تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار رزرو چرخان بوده، در حالی که واحدهای حرارتی سریع درون شبکه انتقال، سیستم‌های ذخیره‌ساز و تجمیع‌کنندگان خودروهای الکتریکی تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار تنظیم هستند.

مورد مطالعاتی پنجم: در این مورد مطالعاتی واحدهای حرارتی معمولی شبکه انتقال و توربین‌های گازی سیستم‌های توزیع، تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار رزرو چرخان بوده، در حالی که واحدهای حرارتی سریع درون شبکه انتقال، سیستم‌های ذخیره‌ساز، تجمیع‌کنندگان خودروهای الکتریکی و تجمیع‌کنندگان بارهای منعطف تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های بازار تنظیم هستند.

در جدول (۳) اطلاعات مربوط به تجهیزات شبکه‌های انتقال و توزیع ارائه شده و در جدول (۴) مقادیر پارامترهای مورد نیاز برای شبیه‌سازی مسئله داده شده است. شکل‌های (۴، الف) تا (۴، د) سناریوهای تقاضای بار، سرعت باد و تابش خورشید را ارائه می‌کنند.

۴-۱- نتایج شبیه‌سازی موارد مطالعاتی اول و دوم

در این زیربخش نتایج عددی حاصل از موارد مطالعاتی اول و دوم ارائه شده‌اند. در مورد مطالعاتی اول تنها واحدهای حرارتی قرار گرفته در سیستم انتقال رزرو را تأمین کرده در حالی که در مورد مطالعاتی دوم سیستم‌های توزیع نیز در تأمین رزرو مشارکت می‌کنند. نتایج به دست آمده از موارد مطالعاتی اول و دوم به ترتیب در جداول (۵) و (۶) ارائه شده‌اند. مطابق این نتایج، مشارکت سیستم‌های توزیع در



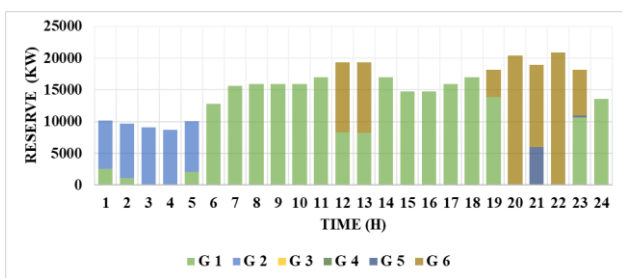
بازار رزرو منجر به افزایش درآمد و در نتیجه کاهش هزینه‌های برنامه‌ریزی آن‌ها شده است. علاوه بر این نتایج عددی نشان می‌دهند که مجموعه هزینه‌های رزرو سیستم در مورد مطالعاتی دوم نسبت به مورد مطالعاتی اول به طور قابل توجهی کاهش یافته است که دلیل این امر هزینه تولید پایین‌تر واحدهای حرارتی قرار گرفته در سیستم‌های توزیع در مقایسه با واحدهای حرارتی قرار گرفته در شبکه انتقال است. در شکل‌های (۵، الف) و (۵، ب) به ترتیب واحدهای تأمین‌کننده رزرو در مورد مطالعاتی اول و دوم نشان داده شده و آنالیز آن‌ها نشان می‌دهد که میزان مشارکت واحدهای حرارتی گران در مورد مطالعاتی دوم به طور قابل توجهی نسبت به مورد مطالعاتی اول کاهش یافته است. به منظور بررسی تأثیر بازار تنظیم بر تراکم خطوط شبکه انتقال، مسئله بهره‌برداری یکبار بدون در نظر گرفتن بازار تنظیم و یکبار با در نظر گرفتن این بازار حل شده و نتایج به دست آمده در شکل‌های (۶، الف) و (۶، ب) ارائه شده‌اند. تأمین‌کنندگان رزرو تنظیم در این مورد مطالعاتی ژنراتورهای سریع قرار گرفته در شبکه انتقال هستند. ارزیابی شکل‌های (۶، الف) و (۶، ب) نشان می‌دهد که برگزار نکردن بازار تنظیم منجر به متراکم شدن خط‌های شماره ۱۰، ۲۹، ۳۰ و ۳۳ در ساعت پیک (ساعت ۲۱) شده و در مقابل، برگزاری بازار منجر به کاهش چشمگیر تراکم شده است. در شکل (۷) نیز تأثیر بازار تنظیم بر مشخصه ولتاژ شبکه انتقال در ساعت پیک بررسی شده است. همانطور که می‌توان دید برگزار شدن بازار تنظیم منجر به افزایش سطح ولتاژ در ساعت پیک شده و در نتیجه شاخص‌های فنی و امنیتی سیستم را بهبود می‌دهد.

جدول (۵): نتایج بهره‌برداری بدست آمده از مورد مطالعاتی اول

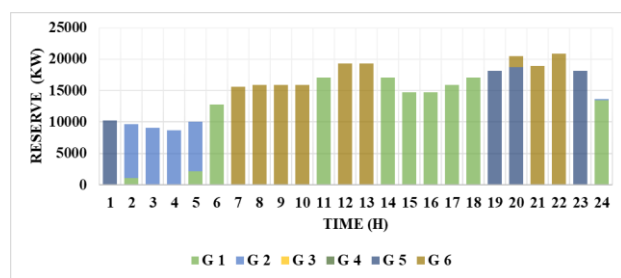
| مجموع | تبادلات روزانه (دلار) | | | تجهیزات (دلار) | بازیگران بازار |
|------------|-----------------------|------------------|-------------|----------------|--------------------|
| | بازار تنظیم | بازار رزرو چرخان | بازار انرژی | | |
| -۲۲۱۴۵۰/۲ | -۹۸۶۰۳/۳۷ | -۱۱۳۶۶۳/۳۴ | -۹۱۸۳/۴۹ | ۵۲۹۶/۱۸ | شبکه انتقال |
| ۲۹۸۸/۸۷ | . | . | ۲۹۸۸/۸۷ | ۳۵۶/۱۴ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۷۶۹/۵۹ | . | . | ۷۶۹/۵۹ | ۴۶۰/۳۴ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۵۸۵۰/۸۴ | . | . | ۵۸۵۰/۸۴ | ۳۸۲/۵۳ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۳۰۴۹/۷۷ | . | . | ۳۰۴۹/۷۷ | ۶۲۱/۵۹ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۲۰۸۷۹۱/۱۳ | -۹۸۶۰۳/۳۷ | -۱۱۳۶۶۳/۳۴ | ۳۴۷۵/۵۸ | ۷۱۱۶/۷۸ | کل (دلار) |

جدول (۶): نتایج بهره‌برداری بدست آمده از مورد مطالعاتی دوم

| مجموع | تبادلات روزانه (دلار) | | | تجهیزات (دلار) | بازیگران بازار |
|------------|-----------------------|------------------|-------------|----------------|--------------------|
| | بازار تنظیم | بازار رزرو چرخان | بازار انرژی | | |
| -۲۱۵۲۲۸/۳۹ | -۹۸۶۰۳/۳۷ | -۱۰۷۹۸۰/۱۷ | -۸۶۴۴/۸۴ | ۵۲۹۹/۵۹ | شبکه انتقال |
| ۲۴۶۱/۹۴ | . | -۳۷۰/۹۸ | ۲۸۳۲/۹۲ | ۳۶۴/۱۲ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۳۸۹/۸۸ | . | -۴۰۲/۳۳ | ۷۹۲/۲۱ | ۴۶۰/۳۴ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۵۰۱۶/۹۱ | . | -۳۸۶/۶۵ | ۵۴۰۳/۵۶ | ۳۹۸/۱۳ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۲۶۹۰/۱۲ | . | -۳۸۱/۴۳ | ۳۰۷۱/۵۵ | ۶۲۱/۵۹ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۲۰۴۶۶۹/۵۴ | -۹۸۶۰۳/۳۷ | -۱۰۹۵۲۱/۵۶ | ۳۴۵۵/۴ | ۷۱۴۳/۷۷ | کل (دلار) |

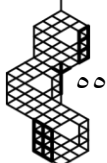


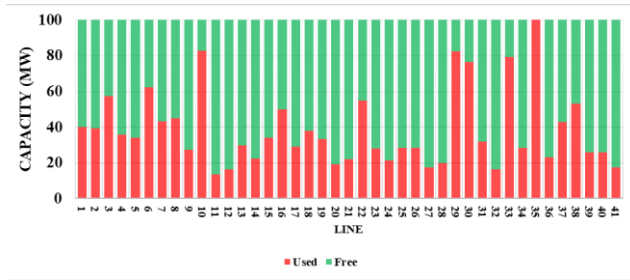
(ب): مورد مطالعاتی دوم



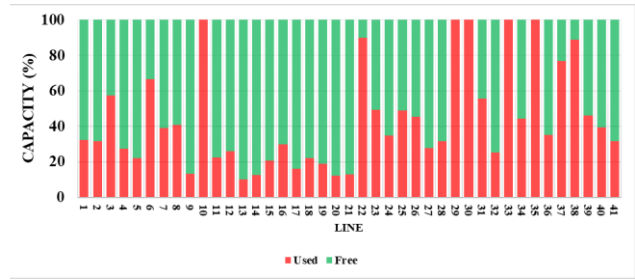
(الف): مورد مطالعاتی اول

شکل (۵): تأمین‌کنندگان ظرفیت‌های رزرو چرخان در موارد مطالعاتی اول و دوم



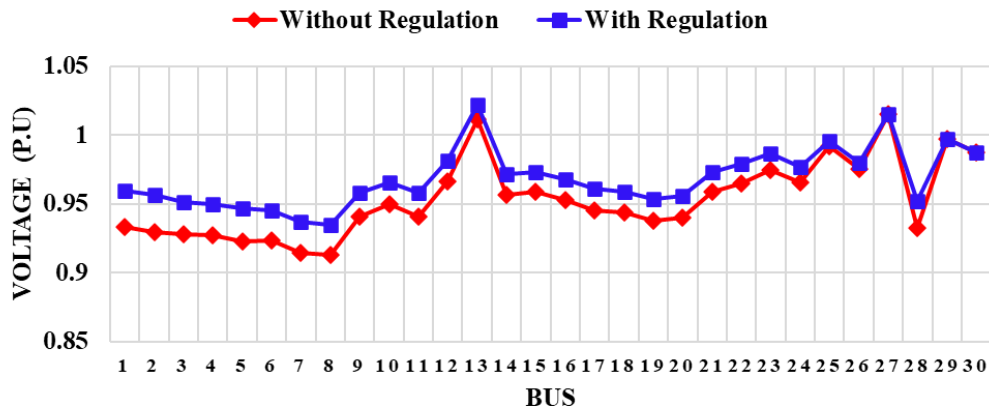


(ب): تراکم خطوط با اجرای بازار تنظیم



(الف): تراکم خطوط بدون اجرای بازار تنظیم

شکل (۶): وضعیت تراکم خطوط بدون و با اجرای بازار تنظیم



شکل (۷): منحنی ولتاژ شبکه انتقال در ساعات پیک بار بدون و با اجرای بازار تنظیم

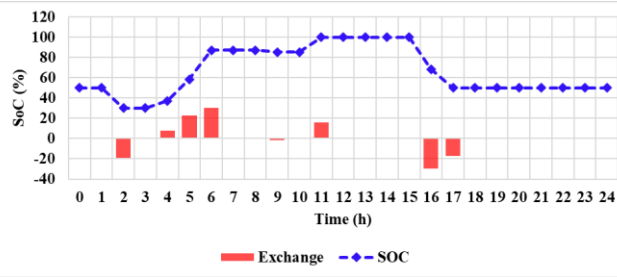
۴-۲- نتایج شبیه‌سازی موارد مطالعاتی سوم تا پنجم

در این زیربخش نتایج موردهای مطالعاتی سوم تا پنجم ارائه شده‌اند. در مورد مطالعاتی سوم مدل پیشنهادی با در نظر گرفتن مشارکت سیستم‌های ذخیره‌ساز در بازار تنظیم حل شده و نتایج آن در جدول (۷) ارائه شده‌اند. نتایج جدول نشان می‌دهند که مجموع هزینه‌های بازار تنظیم در مورد مطالعاتی سوم در مقایسه با مورد مطالعاتی دوم کاهش یافته است که دلیل این امر مشارکت سیستم‌های ذخیره‌ساز در بازار تنظیم است. عملکرد سیستم‌های ذخیره‌ساز در شکل‌های (۸، الف) تا (۸، د) نشان داده شده است که می‌توان دید این سیستم‌ها در دوره پیک دشارژ شده و بخشی از انرژی خود را به بازار تنظیم اختصاص داده‌اند. علاوه بر این آنالیز نقطه کار سیستم‌های ذخیره‌ساز نشان می‌دهد که این سیستم‌ها با ذخیره کردن انرژی در ساعات ابتدایی روز و تزریق آن به شبکه در دوره پیک، نه تنها منجر به افزایش انعطاف‌پذیری شده بلکه هزینه‌های بهره‌برداری را کاهش می‌دهند.

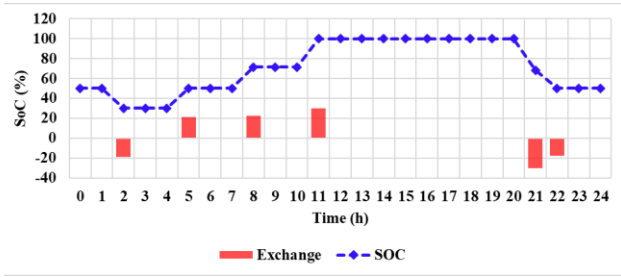
جدول (۷): نتایج بهره‌برداری بدست آمده از مورد مطالعاتی سوم

| مجموع | تبادلات روزانه (دلار) | | | تجهیزات (دلار) | بازیگران بازار |
|------------|-----------------------|------------------|-------------|----------------|--------------------|
| | بازار تنظیم | بازار رزرو چرخان | بازار انرژی | | |
| -۱۹۷۷۹۷/۹۴ | -۷۹۱۸۵/۷۶ | -۱۰۸۱۲۱/۳۵ | -۱۰۴۹۰/۸۴ | ۵۲۹۲/۳۸ | شبکه انتقال |
| ۲۶۹۳/۰۳ | -۲۷۸/۲۳ | -۳۷۰/۹۸ | ۳۳۴۲/۲۴ | ۳۳۸/۱۴ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۴۳۰/۹۶ | -۳۰۱/۷۵ | -۴۰۲/۳۳ | ۱۱۳۵/۰۳ | ۴۳۶/۳۴ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۵۵۱۲/۰۸ | -۲۸۹/۹۹ | -۳۸۶/۶۵ | ۶۱۸۸/۷۲ | ۳۶۶/۹۳ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۲۷۱۶/۷۳ | -۲۸۶/۰۷ | -۳۸۱/۴۳ | ۳۳۸۴/۲۳ | ۵۹۱/۵۹ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۱۸۶۴۴۵/۱۴ | -۸۰۳۱۴/۸ | -۱۰۹۶۶۲/۷۴ | ۳۵۵۹/۳۸ | ۷۰۲۵/۳۸ | کل (دلار) |

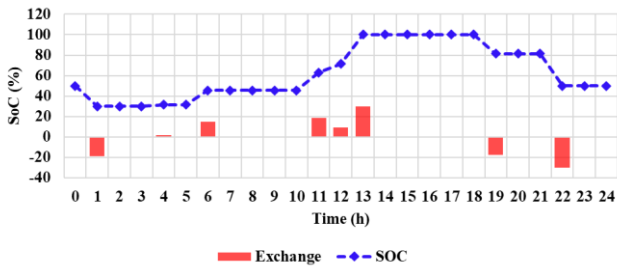




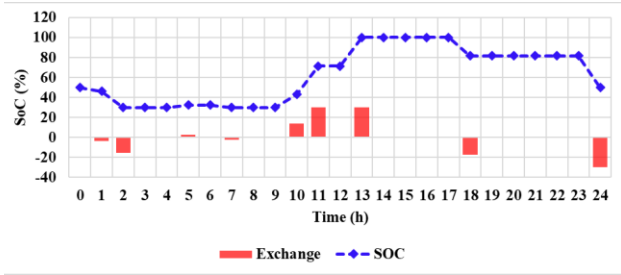
(ب): سیستم ذخیره‌ساز روی باس ۱۶



(الف): سیستم ذخیره‌ساز روی باس ۵



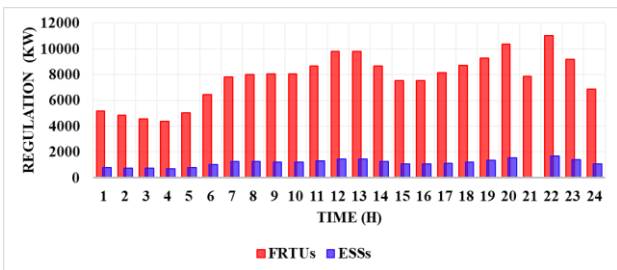
(د): سیستم ذخیره‌ساز روی باس ۲۸



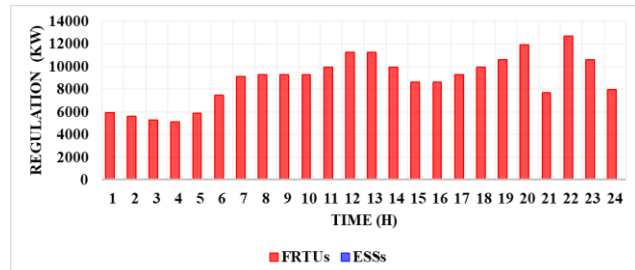
(ج): سیستم ذخیره‌ساز روی باس ۲۴

شکل (۸): نقطه کار سیستم‌های ذخیره‌ساز در مورد مطالعاتی سوم

شکل‌های (الف، ۹) و (ب، ۹) به ترتیب تأمین‌کنندگان ظرفیت تنظیم را در موردهای مطالعاتی دوم و سوم نشان می‌دهند. این شکل‌ها نشان می‌دهد که در مورد مطالعاتی دوم تمامی ظرفیت تنظیم توسط نیروگاه‌های سریع تأمین شده در حالی که در مورد مطالعاتی سوم بخش قابل توجهی از ظرفیت تنظیم توسط سیستم‌های ذخیره‌ساز تأمین شده است. در همین راستا، در شکل (۱۰) قیمت حاشیه‌ای محلی شبکه در موردهای مطالعاتی دوم و سوم با هم مقایسه شده است. مقایسه قیمت‌های حاشیه‌ای محلی در این شکل نشان می‌دهد مشارکت سیستم‌های ذخیره‌ساز در بازار تنظیم منجر به کاهش قیمت حاشیه‌ای محلی در مورد مطالعاتی سوم شده، که به دلیل هزینه پایین‌تر تزریق توان این سیستم‌ها در مقایسه با ژنراتورهای سریع است. در نهایت در شکل (۱۱) تأثیر مشارکت سیستم‌های ذخیره‌ساز در بازار تنظیم بر مشخصه ولتاژ در ساعت پیک بررسی شده است. ارزیابی این شکل نشان می‌دهد که سیستم‌های ذخیره‌ساز سطح ولتاژ باس‌های محل استقرار خود را افزایش داده‌اند.

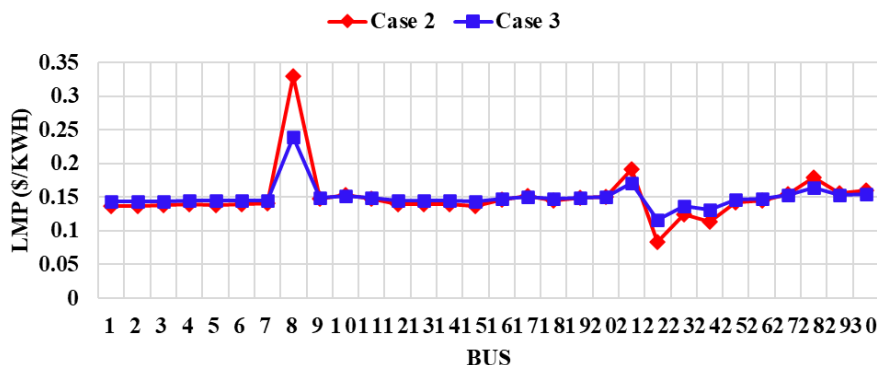


(ب): مورد مطالعاتی سوم

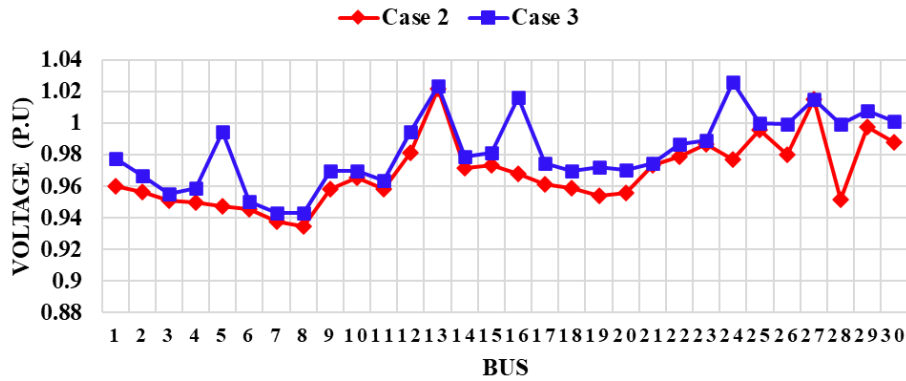


(الف): مورد مطالعاتی دوم

شکل (۹): تأمین‌کنندگان بازار تنظیم در موردهای مطالعاتی دوم و سوم



شکل (۱۰): قیمت حاشیه‌ای محلی در موردهای مطالعاتی دوم و سوم

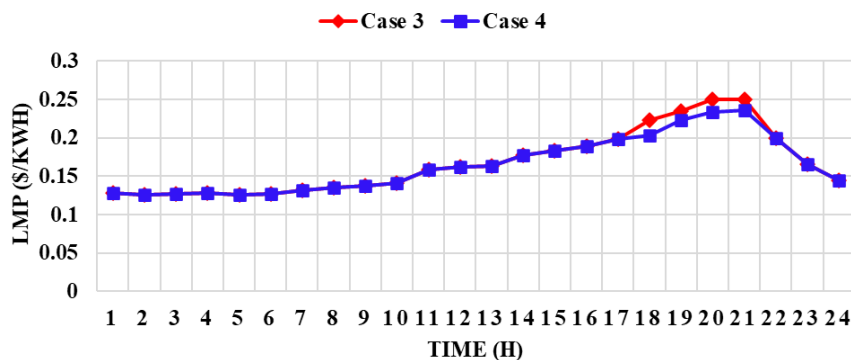


شکل (۱۱): منحنی‌های ولتاژ در موردی مطالعاتی دوم و سوم

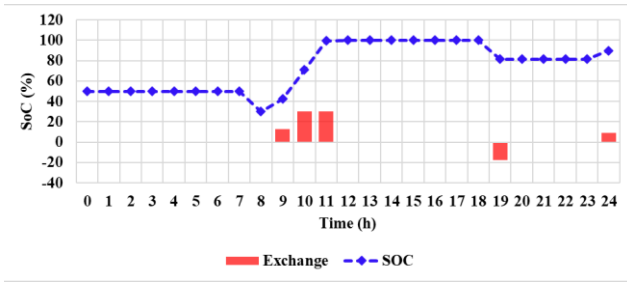
جدول (۸) نتایج مورد مطالعاتی چهارم را ارائه می‌دهد. در این مورد مطالعاتی علاوه بر ژنراتورهای سریع و سیستم‌های ذخیره‌ساز، پارکینگ‌های خودروهای الکتریکی نیز در بازار تنظیم مشارکت می‌کنند. نتایج عددی به دست آمده از مورد مطالعاتی چهارم نشان می‌دهد که مشارکت خودروهای الکتریکی در بازار تنظیم منجر به کاهش چشمگیر هزینه‌های بازار تنظیم نسبت به مورد مطالعاتی سوم شده است. علاوه بر این، مقایسه قیمت‌های حاشیه‌ای محلی به دست آمده برای موردی مطالعاتی سوم و چهارم در شکل (۱۲) نشان می‌دهد که مشارکت خودروهای الکتریکی منجر به کاهش نسبی قیمت حاشیه‌ای در ساعت پیک شده است. در شکل‌های (۱۳، الف) تا (۱۳، د) منحنی عملکرد پارکینگ‌های قرار گرفته در سیستم‌های توزیع نشان داده شده است. همانطور که می‌توان دید این پارکینگ‌ها در دوره‌های پیک انرژی قابل توجهی را دشارژ کرده و به بازار تنظیم اختصاص داده‌اند. در ضمن خودروهای الکتریکی بابت مشارکت در تأمین ظرفیت تنظیم از پارکینگ پاداش دریافت می‌کنند. شکل (۱۴) تأمین‌کنندگان ظرفیت تنظیم را در مورد مطالعاتی چهارم نشان می‌دهد. مطابق این شکل، ژنراتورهای سریع بیشترین سهم را در تأمین ظرفیت تنظیم داشته، که دلیل این امر ظرفیت بالای این واحدها است. این شکل نشان می‌دهد که بخش قابل توجهی از ظرفیت مورد نیاز بازار تنظیم توسط سیستم‌های ذخیره‌ساز و خودروهای الکتریکی تأمین شده است.

جدول (۸): نتایج بهره‌برداری بدست آمده از مورد مطالعاتی چهارم

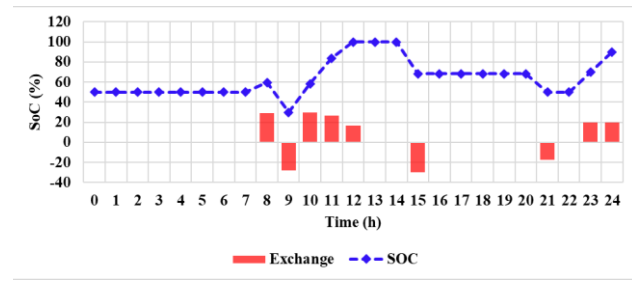
| مجموع | تبدلات روزانه (دلار) | | | تجهیزات (دلار) | بازیگران بازار |
|------------|----------------------|------------------|-------------|----------------|--------------------|
| | بازار تنظیم | بازار رزرو چرخان | بازار انرژی | | |
| -۲۱۰۳۹۰/۷ | -۹۲۰۲۹/۸۲ | -۱۰۷۹۸۰/۱۷ | -۱۵۶۸۰/۵۹ | ۵۲۹۹/۸۸ | شبکه انتقال |
| ۴۷۸۱/۳۷ | -۳۲۴/۶۱ | -۳۷۰/۹۸ | ۵۱۲۰/۸۲ | ۳۵۶/۱۴ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۱۸۲۲/۵۷ | -۳۵۲/۰۴ | -۴۰۲/۳۳ | ۲۱۱۶/۶ | ۴۶۰/۳۴ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۶۷۲۳/۹۲ | -۳۳۸/۳۲ | -۳۸۶/۶۵ | ۷۰۶۶/۳۶ | ۳۸۲/۵۳ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۵۰۶۲/۴۸ | -۳۳۳/۷۵ | -۳۸۱/۴۳ | ۵۱۵۶/۰۷ | ۶۲۱/۵۹ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۱۹۲۰۰۰/۳۶ | -۹۳۳۷۸/۵۴ | -۱۰۹۵۲۱/۵۶ | ۳۷۷۹/۲۶ | ۷۱۲۰/۴۸ | کل (دلار) |



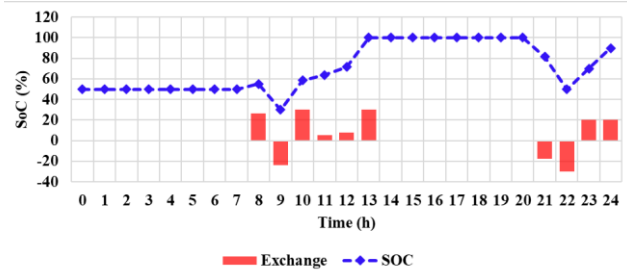
شکل (۱۲): قیمت حاشیه‌ای محلی در موردی مطالعاتی سوم و چهارم



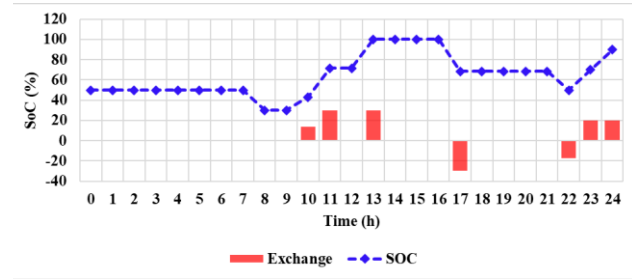
(ب): پارکینگ قرار گرفته در شبکه توزیع شماره ۲



(الف): پارکینگ قرار گرفته در شبکه توزیع شماره ۱

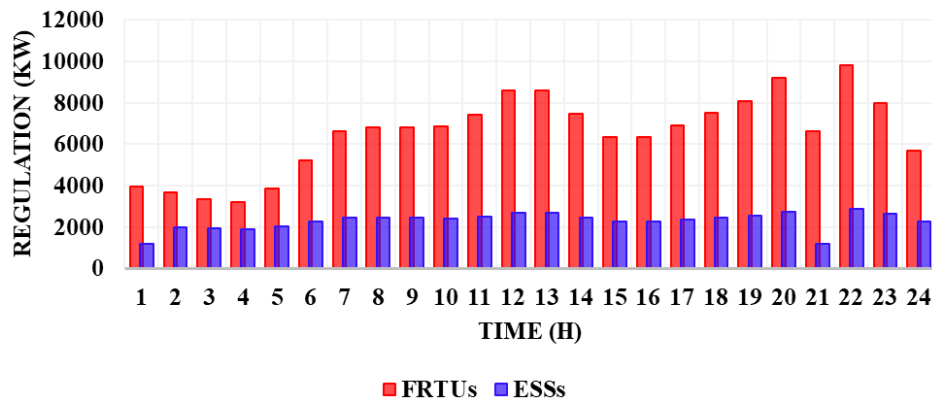


(د): پارکینگ قرار گرفته در شبکه توزیع شماره ۴



(ج): پارکینگ قرار گرفته در شبکه توزیع شماره ۳

شکل (۱۳): نقطه کار پارکینگ‌های خودروهای الکتریکی

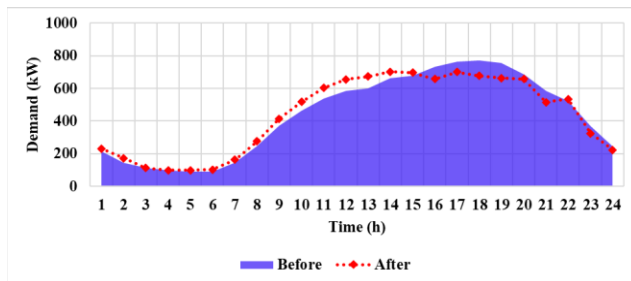


شکل (۱۴): تأمین‌کنندگان ظرفیت تنظیم در مورد مطالعاتی چهارم

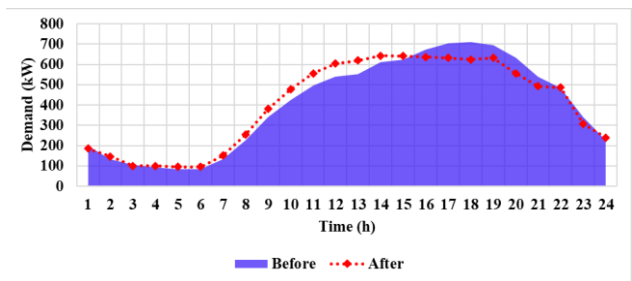
نتایج مورد مطالعاتی پنجم در جدول (۹) ارائه شده‌اند. در این مورد علاوه بر ژنراتورهای سریع و خودروهای الکتریکی، تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا^{۲۴} نیز در بازار تنظیم مشارکت می‌کنند. برای این هدف، تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا بخشی از بار مشترکین را از طریق دو برنامه بار قابل انتقال و بار قابل قطع خریداری کرده و با قیمت بالاتر در بازار تنظیم ارائه می‌کنند. نتایج جدول نشان می‌دهند که هزینه‌های بازار تنظیم در مورد مطالعاتی پنجم نسبت به مورد مطالعاتی چهارم به طور چشمگیری کاهش یافته که دلیل این امر مشارکت تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا در بازار تنظیم است. شایان ذکر است که این تجمیع‌کنندگان سرویس‌های تنظیم را با قیمت بسیار پایین‌تری در مقایسه با ژنراتورهای سریع ارائه می‌دهند. در شکل‌های (الف، ۱۵) تا (د، ۱۵)، منحنی تقاضای سیستم‌های توزیع قبل و بعد از اجرای برنامه‌های پاسخگویی تقاضا نشان داده شده که ارزیابی آن‌ها نشان‌دهنده کاهش قابل توجه تقاضا در دوره پیک است. شکل (۱۶) نشان می‌دهد که در مورد مطالعاتی پنجم قیمت حاشیه‌ای محلی شبکه انتقال در مقایسه با مورد مطالعاتی چهارم کاهش یافته که دلیل این امر کاهش تقاضا در دوره پیک است. مقایسه نتایج عددی نشان می‌دهد که مشارکت همزمان سیستم‌های ذخیره‌ساز، خودروهای الکتریکی و تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا در بازار تنظیم در مورد مطالعاتی پنجم منجر به کاهش ۱۵٪ هزینه‌های بازار تنظیم در مقایسه با مورد مطالعاتی چهارم (عدم مشارکت آن‌ها در بازار) شده است. در نهایت در شکل (۱۷) پروفیل ولتاژ در موردهای مطالعاتی چهارم و پنجم مقایسه شده که آنالیز آن نشان‌دهنده تأثیر بالای مشارکت برنامه‌های پاسخگویی تقاضا بر افزایش سطح ولتاژ شبکه انتقال است. به طور کلی نتایج نشان می‌دهند که مشارکت منابع مختلف در بازار تنظیم منجر به ارتقای انعطاف بهره‌برداری و همچنین کاهش هزینه‌های بازار می‌شود.

جدول (۹): نتایج بهره‌برداری بدست آمده از مورد مطالعاتی پنجم

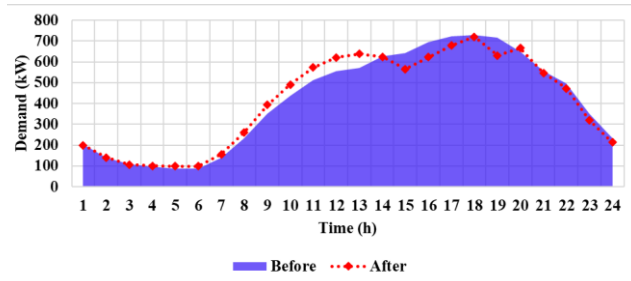
| مجموع | تبادلات روزانه (دلار) | | | تجهیزات (دلار) | بازیگران بازار |
|--|-----------------------|------------------|-------------|----------------|--------------------|
| | بازار تنظیم | بازار رزرو چرخان | بازار انرژی | | |
| -۲۰۶۳۳۳/۱۴ | -۹۳۵۵۴/۰۳ | -۱۰۸۸۲۸/۱۵ | -۹۲۱۴/۹۴ | ۵۲۷۳/۹۸ | شبکه انتقال |
| ۲۶۱۴/۴۸ | -۳۲۴/۶۱ | -۳۷۰/۹۸ | ۳۰۲۱/۹۴ | ۲۸۸/۱۳ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۳۶۶/۱۱ | -۳۵۲/۰۴ | -۴۰۲/۳۳ | ۷۶۲/۳۵ | ۳۵۸/۱۳ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۵۴۷۷/۵۶ | -۳۳۸/۳۲ | -۳۸۶/۶۵ | ۵۸۶۱/۴۴ | ۳۴۱/۰۹ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۲۸۴۰/۶۸ | -۳۳۳/۷۵ | -۳۸۱/۴۳ | ۳۰۴۸/۴۹ | ۵۰۷/۳۷ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۱۹۵۰۲۴/۳۱ | -۹۴۹۰۲/۷۵ | -۱۱۰۳۶۹/۵۴ | ۳۴۷۹/۲۸ | ۶۷۶۸/۷ | کل (دلار) |
| نتایج حاصل از پیاده‌سازی مدل پیشنهادی در مرجع [۷] | | | | | |
| -۲۲۸۱۴۵/۷۷ | -۱۰۱۷۱۷/۵۷ | -۱۲۲۵۱۱/۱۰ | -۹۷۱۶/۱۱ | ۵۷۹۹/۰۱ | شبکه انتقال |
| ۲۹۱۲/۵۲ | -۱۸۸/۱۲ | -۳۰۶/۷۹ | ۳۱۷۸/۰۲ | ۲۲۹/۴۱ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۶۸۲/۲ | -۲۰۱/۷۷ | -۳۵۵/۶۶ | ۹۰۱/۴۷ | ۳۳۸/۱۶ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۶۱۲۵/۹۵ | -۱۸۱/۲۹ | -۳۲۶/۰۲ | ۶۳۳۱/۰۹ | ۳۰۲/۱۷ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۳۴۸۸/۳۳ | -۲۰۲/۴۶ | -۳۴۴/۴۹ | ۳۵۸۸/۲۰ | ۴۴۷/۰۸ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۲۱۴۹۳۶/۷۷ | -۱۰۲۴۹۱/۲۱ | -۱۲۳۸۴۴/۰۶ | ۴۲۸۲/۶۷ | ۷۱۱۵/۸۳ | کل (دلار) |
| نتایج حاصل از پیاده‌سازی مدل پیشنهادی در مرجع [۲۲] | | | | | |
| -۲۳۰۹۹۲/۲ | -۱۰۳۱۶۶/۸۰ | -۱۲۳۷۹۹/۳۱ | -۹۸۹۲/۱۰ | ۵۸۶۶/۰۱ | شبکه انتقال |
| ۲۹۶۰/۱۶ | -۱۶۲/۰۳ | -۲۹۳/۴۴ | ۳۲۰۹/۰۲ | ۲۰۶/۶۱ | شبکه توزیع شماره ۱ |
| ۷۳۰/۸۱ | -۱۸۵/۱۱ | -۳۳۸/۲۸ | ۹۳۳/۸۷ | ۳۲۰/۳۳ | شبکه توزیع شماره ۲ |
| ۶۲۱۱/۷۵ | -۱۶۳/۲۲ | -۲۹۹/۱۷ | ۶۳۸۲/۳۳ | ۲۹۱/۸۱ | شبکه توزیع شماره ۳ |
| ۳۵۲۸/۵۷ | -۱۸۹/۱۱ | -۳۲۶/۷۵ | ۳۶۱۲/۶۶ | ۴۳۱/۷۷ | شبکه توزیع شماره ۴ |
| -۲۱۷۵۶۰/۷۳ | -۱۰۳۸۶۶/۲۷ | -۱۲۵۰۵۶/۹۵ | ۴۲۴۵/۹۶ | ۷۱۱۶/۵۳ | کل (دلار) |



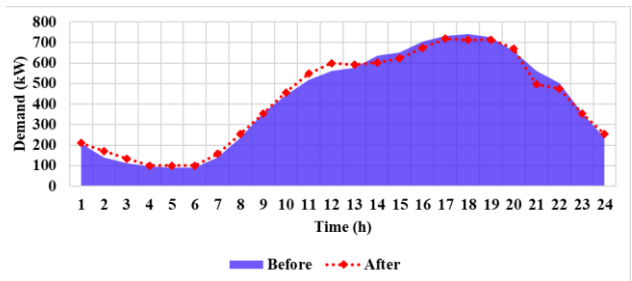
(ب): منحنی مصرف شبکه توزیع شماره ۲



(الف): منحنی مصرف شبکه توزیع شماره ۱



(د): منحنی مصرف شبکه توزیع شماره ۴

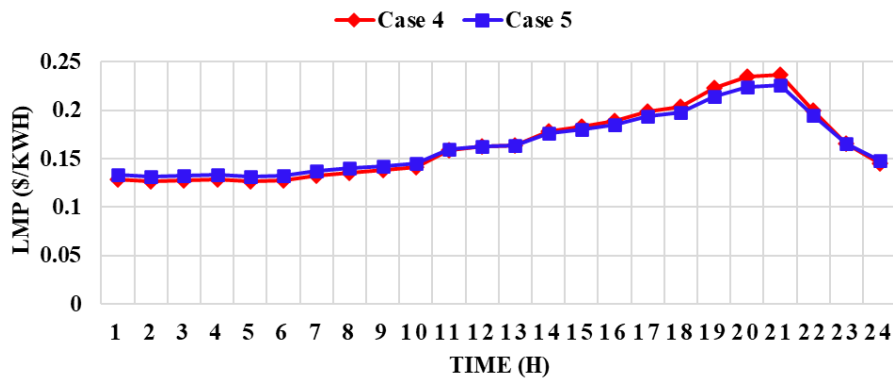


(ج): منحنی مصرف شبکه توزیع شماره ۳

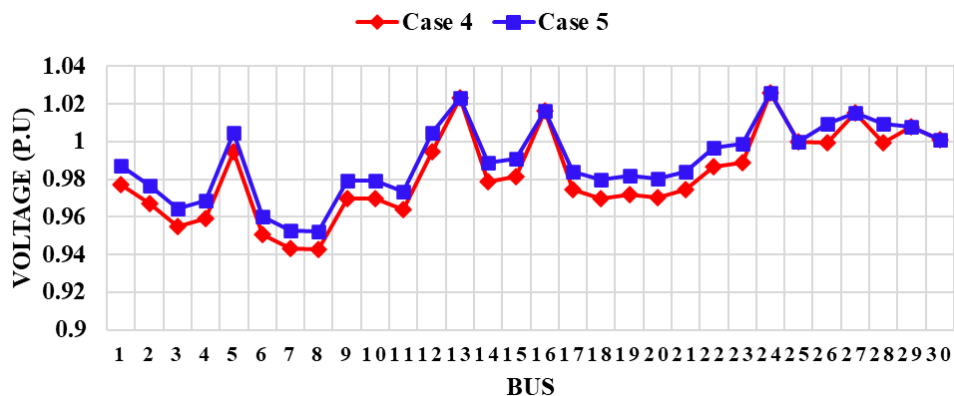
شکل (۱۵): تأثیر اجرای برنامه پاسخگویی تقاضا بر روی منحنی مصرف در شبکه‌های توزیع

به منظور ارزیابی تأثیرگذاری مدل پیشنهادی در این مقاله، مورد مطالعاتی پنجم با روش‌های ارائه شده در مراجع [۷] و [۲۲] مقایسه شده و نتایج آن‌ها در جدول (۹) ارائه شده است. مطابق نتایج جدول، هزینه‌های شبکه‌های توزیع در هنگام استفاده از مدل پیشنهادی

در مقایسه با مدل‌های ارائه شده در مراجع مذکور کاهش یافته است که دلیل این امر بهره‌گیری مدل پیشنهادی از برنامه‌های پاسخگویی تقاضا و خودروهای الکتریکی برای تأمین بازار تنظیم است. به وضوح می‌توان دید که در هنگام اجرای مدل پیشنهادی سیستم‌های توزیع سود بسیار بیشتری از بازارهای رزرو و تنظیم کسب می‌کنند. علاوه بر این، نتایج عددی نشان می‌دهند که در هنگام اجرای مدل پیشنهادی هزینه‌های بهره‌برداری تجهیزات شبکه‌های توزیع نسبت به دو روش دیگر بالاتر بوده که این به معنای مشارکت بیشتر واحدهای گازی درون سیستم‌های توزیع در بازارهای رزرو و تنظیم است. این موضوع منجر به مشارکت کمتر واحدهای حرارتی گران‌قیمت انتقال در بازارهای رزرو و تنظیم شده و متعاقباً هزینه‌های هر دو بازار را کاهش داده است. بطور کلی، نتایج ارائه شده تأثیرگذاری مدل پیشنهادی در بهره‌گیری از منابع درون شبکه‌های توزیع برای کاهش هزینه‌های بازارهای رزرو و تنظیم را اثبات می‌کند.



شکل (۱۶): قیمت حاشیه‌ای محلی در موردهای مطالعاتی چهارم و پنجم



شکل (۱۷): منحنی مشخصه ولتاژ در موردهای مطالعاتی چهارم و پنجم

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک مدل دو سطحی جامع برای برنامه‌ریزی هماهنگ بازارهای انرژی و خدمات جانبی در شبکه‌های انتقال و توزیع در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر ارائه شد. مدل پیشنهادی در قالب دو سطحی مدل شد که در سطح اول بازار انرژی و در سطح دوم بازارهای خدمات جانبی برگزار شد. این مدل بر روی یک شبکه انتقال ۳۰ شینه متصل به چهار شبکه توزیع ۸ شینه پیاده‌سازی شد و توسط حل‌کننده CPLEX در نرم‌افزار گمز شبیه‌سازی گردید. نتایج شبیه‌سازی نشان دادند که مشارکت شبکه‌های توزیع در بازار رزرو منجر به کاهش سهم واحدهای حرارتی گران از بازار و در نتیجه کاهش هزینه‌ها شد. همچنین نتایج نشان دادند که برگزاری بازار تنظیم نه تنها تراکم خطوط را به طور چشمگیری کاهش داد بلکه پروفیل ولتاژ را بهبود بخشید. همچنین نتایج منعکس کردند که برگزاری بازار تنظیم منجر به کاهش قیمت حاشیه‌ای محلی در دوره اوج مصرف شد. در ادامه، نتایج شبیه‌سازی نشان دادند که مشارکت سیستم‌های ذخیره‌ساز و خودروهای الکتریکی در بازار تنظیم باعث شد که بخشی از ظرفیت تنظیم به جای ژنراتورهای سریع گران از طریق این منابع تأمین شده و در نتیجه هزینه‌های بازار به طور چشمگیری کاهش یابد. علاوه بر این نتایج تأثیر مثبت این منابع را بر کاهش قیمت حاشیه‌ای محلی و بهبود پروفیل ولتاژ اثبات کردند. در مدل پیشنهادی تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا از طریق دو



برنامه بار قابل قطع و بار قابل انتقال بخشی از بار مشترکین را خریداری کرد و در بازار تنظیم ارائه داد. نتایج نشان دادند که این عملکرد به طور چشمگیری منجر به اصلاح پیک بار شد. علاوه بر این نتایج عددی نشان دادند که مشارکت تجمیع‌کنندگان پاسخگویی تقاضا در بازار تنظیم نه تنها منجر به کاهش قیمت حاشیه‌ای محلی در دوره پیک شده بلکه هزینه‌های بازار را کاهش می‌دهد.

مراجع

- [1] S. A. Mansouri and M. S. Javadi, "A robust optimisation framework in composite generation and transmission expansion planning considering inherent uncertainties," *Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence.*, vol. 29, no. 4, pp. 717–730, Nov 2017, doi: 10.1080/0952813X.2016.1259262.
- [2] M. Habibi, V. Vahidinasab, and M. S. Sepasian, "A privacy-preserving approach to day-ahead TSO-DSO coordinated stochastic scheduling for energy and reserve," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 16, no. 1, pp. 163–180, Jan. 2022, doi:10.1049/gtd2.12286.
- [3] J. Liu, Z. Tang, P. P. Zeng, Y. Li, and Q. Wu, "Distributed adaptive expansion approach for transmission and distribution networks incorporating source-contingency-load uncertainties," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, pp. 107711, Mar 2022, doi:10.1016/j.ijepes.2021.107711.
- [4] A. Hermann, T. V. Jensen, J. Østergaard, and J. Kazempour, "A complementarity model for electric power transmission-distribution coordination under uncertainty," *European Journal of Operational Research*, vol. 299, no. 1, pp. 313–329, May 2022, doi:10.1016/j.ejor.2021.08.018.
- [5] M. A. El-Meligy, M. Sharaf, and A. T. Soliman, "A coordinated scheme for transmission and distribution expansion planning: A Tri-level approach," *Electric Power Systems Research*, vol. 196, pp. 107274, Jul 2021, doi:10.1016/j.epsr.2021.107274.
- [6] T. Jiang, C. Wu, R. Zhang, X. Li, H. Chen, and G. Li, "Flexibility Clearing in Joint Energy and Flexibility Markets Considering TSO-DSO Coordination," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 14, pp. 1376-1387, Mar 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3153634.
- [7] S. I. Vagropoulos, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, "Market-based TSO-DSO coordination for enhanced flexibility services provision," *Electric Power Systems Research*, vol. 208, pp. 107883, Jul 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107883.
- [8] A. Papalexopoulos, R. Frowd, and A. Birbas, "On the development of organized nodal local energy markets and a framework for the TSO-DSO coordination," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, pp. 106810, Dec 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106810.
- [9] P. Betancourt-Paulino, H. R. Chamorro, M. Soleimani, F. Gonzalez-Longatt, V. K. Sood, and W. Martinez, "On the perspective of grid architecture model with high TSO-DSO interaction," *IET Energy Systems Integration*, vol. 3, no. 1, pp. 1–12, Mar 2021, doi:10.1049/esi2.12003.
- [10] M. Rossi, G. Migliavacca, G. Viganò, D. Siface, C. Madina, I. Gomez, I. Kockar, and A. Morch, "TSO-DSO coordination to acquire services from distribution grids: Simulations, cost-benefit analysis and regulatory conclusions from the SmartNet project," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, pp. 106700, Dec 2020, doi:10.1016/j.epsr.2020.106700.
- [11] A. Abdolahi, F. S. Gazijahani, A. Alizadeh, and N. T. Kalantari, "Chance-constrained CAES and DRP scheduling to maximize wind power harvesting in congested transmission systems considering operational flexibility," *Sustainable Cities and Society*, vol. 51, pp. 101792, Nov 2019, doi:10.1016/j.scs.2019.101792.
- [12] E. Dehnavi, F. Aminifar, and S. Afsharnia, "Congestion management through distributed generations and energy storage systems," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 6, pp. e12018, Jun 2019, doi:10.1002/2050-7038.12018.
- [13] F. Sheidaei and A. Ahmarinejad, "Multi-stage stochastic framework for energy management of virtual power plants considering electric vehicles and demand response programs," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, pp. 106047, Sep 2020, doi:10.1016/j.ijepes.2020.106047.
- [14] S. A. Mansouri, A. Ahmarinejad, E. Nematbakhsh, M. S. Javadi, A. Esmaeel Nezhad, and J. P. S. Catalão, "A sustainable framework for multi-microgrids energy management in automated distribution network by considering smart homes and high penetration of renewable energy resources," *Energy*,



- pp. 123228, Apr 2022, doi:10.1016/j.energy.2022.123228.
- [15] S. A. Mansouri, A. Ahmarinejad, E. Nematbakhsh, M. S. Javadi, A. R. Jordehi, and J. P. S. Catalão, "Energy Management in Microgrids including Smart Homes: A Multi-objective Approach," *Sustainable Cities and Society*, pp. 102852, Jun 2021, doi:10.1016/j.scs.2021.102852.
- [16] F. Sheidaei, A. Ahmarinejad, M. Tabrizian, and M. Babaei, "A stochastic multi-objective optimization framework for distribution feeder reconfiguration in the presence of renewable energy sources and energy storages," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, pp. 102775, Aug 2021, doi:10.1016/j.est.2021.102775.
- [17] S. Amir Mansouri, M. S. Javadi, A. Ahmarinejad, E. Nematbakhsh, A. Zare, and J. P. S. Catalão, "A coordinated energy management framework for industrial, residential and commercial energy hubs considering demand response programs," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, pp. 101376, Oct 2021, doi:10.1016/j.seta.2021.101376.
- [18] A. Singh and A. K. Bohre, "Congestion Management of System with N-1 Contingency by Optimal Placement of TCSC Using PSO," *Advances in Energy Technology*, vol. 766, pp. 409-422, Jul 2022, doi: 10.1007/978-981-16-1476-7_38.
- [19] X. Wang, T. Xu, Y. Mu, Z. Wang, Y. Deng, T. Zhang, Q. Jiang, Y. Zhang, and H. Jia, "Congestion management under peer-to-peer energy trading scheme among microgrids through cooperative game," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 59-66, Apr 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.130.
- [20] S. Ahmad, "Interactive FACTS and demand response program as an incremental welfare consensus for maximizing wind power penetration," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 30, pp. e12526, Oct 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12526/v1/review3.
- [21] X. Wang, T. Zhao, and A. Parisio, "Frequency regulation and congestion management by Virtual Storage Plants," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 29, pp. 100586, Mar 2022, doi: 10.1016/j.segan.2021.100586.
- [22] H. Chen, D. Wang, R. Zhang, T. Jiang, and X. Li, "Optimal participation of ADN in energy and reserve markets considering TSO-DSO interface and DERs uncertainties," *Applied Energy*, vol. 308, pp. 118319, Feb 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118319.
- [23] L. Wang, J. Kwon, N. Schulz, and Z. Zhou, "Evaluation of Aggregated EV Flexibility With TSO-DSO Coordination," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1-12, Oct 2022, doi: 10.1109/TSTE.2022.3190199.
- [24] M. Roustaei, A. Letafat, M. Sheikh, A. chabok, R. Sadoughi, and M. Ardeshiri, "A cost-effective voltage security constrained congestion management approach for transmission system operation improvement," *Electric Power Systems Research*, vol. 203, pp. 107674, Feb 2022, doi: 10.1016/j.eprsr.2021.107674.
- [25] N. Tarashandeh and A. Karimi, "Utilization of energy storage systems in congestion management of transmission networks with incentive-based approach for investors," *Journal of Energy Storage*, vol. 33, pp. 102034, Jan 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.102034.
- [26] K. Paul, "Modified grey wolf optimization approach for power system transmission line congestion management based on the influence of solar photovoltaic system," *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, Vol. 13, pp. 751-767, Jan 2022, doi: 10.1007/s40095-021-00457-2.
- [27] B. Javanmard, M. Tabrizian, M. Ansarian, and A. Ahmarinejad, "Energy management of multi-microgrids based on game theory approach in the presence of demand response programs, energy storage systems and renewable energy resources," *Journal of Energy Storage*, vol. 42, pp. 102971, Oct 2021, doi:10.1016/j.est.2021.102971.
- [28] A. A. Safaie, M. Alizadeh Bidgoli, and S. Javadi, "A multi-objective optimization framework for integrated electricity and natural gas networks considering smart homes in downward under uncertainties," *Energy*, vol. 239, pp. 122214, Jan 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122214.
- [29] Y. Chen, A. Casto, F. Wang, Q. Wang, X. Wang, and J. Wan, "Improving Large Scale Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment Performance," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4732-4743, Nov 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2530811.



-
- 1 passive
 - 2 Active
 - 3 Congestion
 - 4 Ancillary services
 - 5 Electric vehicles
 - 6 Vehicle to grid services
 - 7 Spinning reserve
 - 8 Second-order cone programming (SOCP)
 - 9 Expansion planning
 - 10 Fast-response thermal units
 - 11 Social welfare
 - 12 Karush-Kuhn-Tucker
 - 13 Incentive-based
 - 14 Service area
 - 15 Regulation
 - 16 Upward ramp
 - 17 Downward ramp
 - 18 Flag
 - 19 Demand response aggregators
 - 20 Shiftable load
 - 21 Curtailable load
 - 22 Skewness
 - 23 Kurtosis
 - 24 Demand response aggregators

