

Research Article

Optimal Electrical-Thermal Scheduling of Virtual Power Plant with Probabilistic Approach, Comprehensive Demand Response and Risk Modeling**Fatemeh Fattahi-Ardakani¹, Ph.D. Student, Seyed Babak Mozafari¹, Associate Professor, Soodabeh Soleymani¹, Professor**Department of Electrical Engineering (Power and Control), Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
f_fattahi@aut.ac.ir, mozafari@srbiau.ac.ir, s.soleymani@srbiau.ac.ir**Abstract**

Virtual power plant is a novel approach for the integrated management of conventional and renewable units in order to meet the demand and benefit from participation in the electricity market. In this paper, an optimal model for day ahead scheduling of a virtual power plant is presented. In the present study, distributed renewable generation energy sources, fossil units and electric vehicles are planned in such a way that supplying electrical and thermal loads and maximum profit are achieved. Uncertainties related to wind and solar energy production, load uncertainty and market price are considered in a scenario-based approach. After generating scenarios using the probability density function of random parameters, linear mixed integer programming is used for scenario reduction and scenarios with higher probability are selected for optimal planning. The problem's model is non-linear intrinsically but the problem is modeled as a linear problem by using appropriate linear models for conventional generators and electric vehicle's charge profiles and a scenario-based model. Electricity and heat production and photovoltaic-thermal production units are planned simultaneously and optimally to supply thermal and electrical loads. Also, a comprehensive electrical and thermal demand response is provided to improve the system's performance. System risk is modeled by considering an additional uncertainty for the objective function as a robust model. The proposed model is implemented for the modified 33-bus IEEE distribution system for selected scenarios and the results are compared. The results show the proposed model has improved the system's load factor and profit and reduced load curtailment. Also, the amount of the system's profit is obtained with a lower risk by considering the larger robustness coefficient.

Keywords: comprehensive demand response, risk, robust model, stochastic, virtual power plant**Received:****Revised:****Accepted:** 11 February 2024**Corresponding Author:** Dr. Seyed Babak Mozafari

مقاله پژوهشی

برنامه‌ریزی بهینه الکتریکی - گرمایی نیروگاه مجازی با رویکرد احتمالاتی و مدل‌سازی پاسخ بار جامع و ریسک

فاطمه فتاحی-اردکانی، دانشجوی دکتری، سید بابک مظفری، دانشیار، سودابه سلیمانی، استاد

گروه مهندسی برق (قدرت و کنترل) - واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
f_fattahi@aut.ac.ir, mozafari@srbiau.ac.ir, s.soleymani@srbiau.ac.ir

چکیده: نیروگاه مجازی یک رویکرد نوین برای مدیریت یکپارچه واحدهای حرارتی و واحدهای تجدیدپذیر جهت تامین تقاضا و سود مشارکت در بازار است. در این مقاله یک مدل بهینه برای برنامه‌ریزی روزپیش یک نیروگاه مجازی ارائه شده است. در این مطالعه، منابع انرژی تولید پراکنده تجدیدپذیر و واحدهای تولید فسیلی و خودروهای الکتریکی به گونه‌ای برنامه‌ریزی می‌شوند که علاوه بر تامین بارهای الکتریکی و گرمایی از حداکثر سود مشارکت در بازار برق بهره‌مند شوند. عدم قطعیت‌های مربوط به تولید انرژی تجدیدپذیر باد و خورشید، عدم قطعیت بار و قیمت بازار طی یک رویکرد سناریو محور در نظر گرفته شده است. پس از تولید سناریوها با استفاده از تابع چگالی احتمال پارامترهای تصادفی، برای کاهش سناریو از روش بهینه‌سازی برنامه‌ریزی خطی آمیخته با اعداد صحیح استفاده شده و سناریوهای با احتمال بیشتر جهت برنامه‌ریزی بهینه انتخاب شده‌اند. مدل مساله ذاتاً به صورت غیرخطی است اما با استفاده از مدل‌های خطی مناسب برای منابع سنتی و منحنی شارژ خودروهای الکتریکی و استفاده از مدل سناریو محور، به صورت یک مساله خطی مدل شده است. منابع تولید همزمان برق و گرما و واحدهای تولیدی خورشیدی - گرمایی در تامین بارهای گرمایی و الکتریکی به صورت همزمان و بهینه برنامه‌ریزی شده است. همچنین پاسخ بار جامع الکتریکی - گرمایی جهت بهبود عملکرد سیستم ارائه شده است. ریسک سیستم با در نظر گرفتن یک عدم قطعیت اضافه به تابع هدف به صورت مقاوم مدل‌سازی شده است. مدل ارائه شده برای سیستم توزیع اصلاح شده ۳۳ شین IEEE برای سناریوهای منتخب پیاده‌سازی و نتایج مقایسه شده است. نتایج نشان‌دهنده بهبود ضریب بار سیستم، افزایش سود و کاهش قطع بار با در نظر گرفتن مدل پیشنهادی است. همچنین میزان سود سیستم با در نظر گرفتن ضریب مقاوم بیشتر، با ریسک کمتری حاصل شده است.

کلمات کلیدی: احتمالاتی، پاسخ بار جامع، ریسک، مدل مقاوم، نیروگاه مجازی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۰۹

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۹/۱۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۱۱/۲۲

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر سید بابک مظفری

نشانی نویسنده‌ی مسئول: تهران - انتهای بزرگراه شهید ستاری - میدان دانشگاه - دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات

۱- مقدمه

نیروگاه مجازی^۱ یکی از مفاهیمی است که در سیستم‌های قدرت برای مدیریت نفوذ منابع تولید پراکنده^۲ معرفی شده است [۱]. دیدگاه یکپارچه در نیروگاه مجازی، استفاده بهینه از منابع را امکان‌پذیر می‌کند [۲]. تجمیع بهینه منابع تولید پراکنده، منابع ذخیره انرژی و ظرفیت بارهای قابل کنترل و برآورده سازی نیاز مشترکین را می‌توان به عنوان اهداف اصلی یک نیروگاه مجازی ذکر نمود [۳،۴]. بهره‌بردار نیروگاه مجازی با استفاده از ظرفیت پاسخ بار و برنامه‌های قیمت‌گذاری مناسب در ساختارهای هوشمند، منحنی بار را بهبود می‌دهد [۵] و دوره زمانی اوج بار را مدیریت می‌کند [۶].

در سال‌های اخیر، مطالعه‌های متعددی در خصوص عملکرد بهینه نیروگاه مجازی انجام شده و تابع‌های هدف و اجزای مختلفی در مطالعه‌ها لحاظ شده است. در مرجع [۷] یک مدل برنامه‌ریزی دو مرحله‌ای داده محور را برای بازه زمانی روزپیش^۳ برای یک نیروگاه مجازی ارائه شده است. در مرجع [۸] یک تحلیل فنی اقتصادی با تابع هدف حداکثر کردن سود سیستم برای یک نیروگاه مجازی شامل تلمبه ذخیره انرژی^۴ و مزرعه بادی^۵ ارائه شده است. در مرجع [۹] به مطالعه یک نیروگاه مجازی با در نظر گرفتن یک مدل جدید برای توربین بادی^۶ اشاره شده است. در مطالعه انجام شده، عدم قطعیت‌های مربوط به توربین بادی، توان پانل‌های خورشیدی^۷ (PV)، بار و قیمت‌های بازار با لحاظ برنامه پاسخ بار مدل شده است. در مرجع [۱۰] یک روش بهینه‌سازی مقاوم^۸ تصادفی برای برنامه‌ریزی نیروگاه مجازی جهت مشارکت در بازار روزپیش انرژی و ذخیره ارائه شده است. در مرجع [۱۱] مساله بهینه‌سازی عملکرد نیروگاه مجازی با در نظر گرفتن بخش‌های الکتريکی، گرمایی و گازی بررسی شده که در آن هدف مساله، حداکثر شدن سود نیروگاه مجازی و حداقل شدن آلودگی در نظر گرفته شده است. در مرجع [۱۲] یک روش آموزش تقویتی عمیق بر اساس تئوری بازی استکلبرگ^۹ برای نیروگاه مجازی با ایستگاه‌های شارژ خودروی الکتريکی^{۱۰} بررسی شده است. در مرجع [۱۳]، یک طرح بهینه برای مدیریت منابع انرژی تجدیدپذیر در نیروگاه مجازی با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات باینری^{۱۱} ارائه شده است. در مرجع [۱۴] برنامه‌ریزی بهینه نیروگاه مجازی که دارای تولید باد و خودروهای الکتريکی است مورد بررسی قرار گرفته است. در مرجع [۱۵] یک مدل پیشنهاددهی بهینه برای یک نیروگاه مجازی شامل منابع انرژی تجدیدپذیر، ذخیره انرژی و خودروی الکتريکی ارائه شده است. مدل ریاضی پیشنهادی، یک مساله بهینه‌سازی مقاوم سلسله مراتبی چهار سطحی است. در مرجع [۱۶] یک مدل سلسله مراتبی^{۱۲} برای مدل‌سازی همزمان زمان‌بندی ریزشکه و مدیریت انرژی نیروگاه مجازی پیشنهاد شده است. در این مرجع از برنامه‌های پاسخ بار و خودروهای الکتريکی استفاده شده است. در مرجع [۱۷] یک سیستم مدیریت انرژی برای برنامه‌ریزی و راه‌اندازی بهینه یک نیروگاه مجازی شامل ایستگاه‌های شارژ وسایل نقلیه الکترونیکی، باتری‌های ثابت و منابع انرژی تجدیدپذیر پیشنهاد شده است. در مرجع [۱۸] برنامه‌هایی ارائه شده که می‌تواند توسط بهره‌بردار نیروگاه مجازی برای مقابله با عدم قطعیت از دیدگاه ریسک‌گریز^{۱۳} و سودجویانه^{۱۴} استفاده شود. در مرجع [۱۹]، یک مساله تصمیم‌سازی برای نیروگاه مجازی با استفاده از روش تقریبی متوسط نمونه مدل شده است. در مرجع [۲۰] یک رویکرد یادگیری عمیق^{۱۵} برای برنامه‌ریزی نیروگاه‌های مجازی با آلودگی صفر پیشنهاد شده است. در مرجع [۲۱] برنامه‌ریزی تصادفی برای یک نیروگاه مجازی برای تأمین بار گرمایی و الکتريکی مورد بررسی قرار گرفته است. در مرجع [۲۲]، به مساله پیشنهاد بهینه یک نیروگاه مجازی شرکت‌کننده در بازارهای روزپیش، زمان واقعی و ذخیره چرخان پرداخته شده است. در این مرجع، یک مساله تصادفی محدود کننده ریسک دو مرحله‌ای با هدف حداکثر سازی سود مدل شده است [۲۲]. مقایسه این مرجع‌ها به صورت خلاصه در جدول‌های (۱) و (۲) بیان شده است. پارامترهای تصادفی، نوع بار، روش حل و نوع مدل‌سازی در جدول (۱) و اجزای سیستم در جدول (۲) به صورت خلاصه بیان شده است.

با جمع‌بندی مطالعه‌های انجام گرفته و بررسی جدول‌های (۱) و (۲)، فقدان مطالعه‌های جامع با در نظر گرفتن مدل جامع شامل بار و منابع گرمایی و الکتريکی و همچنین ظرفیت پاسخگویی بار مشاهده می‌شود. مورد دیگری که در مقایسه مقاله‌های متفاوت است عدم قطعیت‌های در نظر گرفته شده و در نظر گرفتن اجزای سیستم در مدل‌سازی نیروگاه مجازی است که هر چه مدل توسعه یافته‌تر و کامل‌تر باشد قادر است جامعیت بیشتری در مدل‌سازی سیستم‌ها در واقعیت داشته باشد.

همچنین در تحقیق‌های انجام شده پارامترهای خودروی الکتريکی مانند ظرفیت باتری و نرخ شارژ توان به صورت ثابت در نظر گرفته شده است. در حالی که این دو مورد، عادت‌ها و زمان شارژ را تعیین می‌کند [۲۳]. مساله دیگری که در هیچ یک از مقاله‌ها

در جدول‌های (۱) و (۲) مورد بررسی قرار نگرفته، مدل واقعی شارژ باتری است. به علاوه پانل‌های خورشیدی گرمایی^{۱۶} (PVT) فقط در تعداد اندکی از مراجع‌ها در نظر گرفته شده است. بنابراین مدل جامع نیروگاه مجازی شامل منابع تولید تجدیدپذیر، تولید برق و حرارت و شامل بارهای الکتریکی و گرمایی و با پاسخ بار الکتریکی و گرمایی و با لحاظ عدم قطعیت‌های خودروی الکتریکی و مدل دقیق شارژ خودرو در هیچ یک از مراجع‌ها ارائه نشده که در این مقاله به صورت کامل مدل‌سازی شده است.

نوآوری‌های این مقاله را می‌توان به‌طور خلاصه عبارتند از:

۱- ارائه یک برنامه‌ریزی بهینه منابع تجدیدپذیر و فسیلی با در نظر گرفتن خودروهای الکتریکی در یک نیروگاه مجازی با در نظر گرفتن پاسخ بار جامع گرمایی و الکتریکی به صورت همزمان

۲- در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها به صورت سناریو محور مقاوم و لحاظ ریسک سیستم جهت تصمیم‌گیری بهینه برای بهره‌بردار نیروگاه مجازی

۳- بهبود منحنی و ضریب بار با استفاده از برنامه جابجایی بار در بخش بارهای الکتریکی و گرمایی نیروگاه مجازی

۴- لحاظ عدم قطعیت مربوط به ظرفیت باتری و نرخ شارژ توان و پارامترهای خودروی الکتریکی

۵- لحاظ عدم قطعیت هر مالک خودروی الکتریکی شامل زمان ورود، زمان خروج از پارکینگ، حالت اولیه شارژ خودرو در زمان ورود و ظرفیت باتری خودروها

۶- ارائه یک مدل مناسب برای شارژ و دشارژ باتری خودروی الکتریکی در پارکینگ با توجه به انتقال از حالت جریان ثابت به ولتاژ ثابت در نیروگاه مجازی

ساختار مقاله در ادامه به این شرح است. در بخش دوم، ساختار و مدل ریاضی نیروگاه مجازی ارائه شده که شامل مدل مربوط به اجزای نیروگاه مجازی، بار و پاسخگویی بار و تابع هدف است. در بخش سوم مدل تصادفی، تولید و کاهش سناریوها معرفی شده است. در بخش چهارم مدل مقاوم بیان شده است. شبیه‌سازی و مطالعه‌های عددی برای حالت‌های مختلف در بخش پنجم و نتیجه‌گیری در بخش ششم بیان شده است.

Table (1): Comparison of the studies done regarding the virtual power plant

جدول (۱): مقایسه مطالعه‌های انجام شده در خصوص نیروگاه مجازی

ریسک	پاسخ بار		نوع بار		پارامتر تصادفی			روش حل		مرجع	
	گرمایی	الکتریکی	گرمایی	الکتریکی	تابش خورشید	سرعت باد	قیمت	بار	ابتکاری		ریاضی
✓				✓		✓		✓		✓	[۷]
				✓		✓			✓		[۸]
				✓	✓	✓	✓	✓		✓	[۹]
		✓		✓		✓	✓			✓	[۱۰]
		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	[۱۱]
				✓		✓	✓			✓	[۱۲]
				✓					✓		[۱۳]
✓				✓		✓	✓			✓	[۱۴]
				✓		✓	✓			✓	[۱۵]
				✓		✓		✓		✓	[۱۶]
				✓		✓	✓			✓	[۱۷]
✓				✓						✓	[۱۸]
✓				✓		✓	✓			✓	[۱۹]
	✓	✓	✓	✓						✓	[۲۰]
			✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	[۲۱]
✓		✓		✓			✓	✓		✓	[۲۲]
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	این مطالعه

Table (2): Comparison of system components in the conducted studies
جدول (۲): مقایسه اجزاء سیستم در مطالعه‌های انجام شده

مرجع	پانل خورشیدی گرمایی	توربین بادی	پانل خورشیدی	سیستم ذخیره انرژی	میکرو توربین	ژنراتور سنتی	خودروی الکتریکی	واحد تولید برق و حرارت ترکیبی	دیگ بخار
[۷]		✓		✓	✓				
[۸]		✓							
[۹]		✓	✓	✓		✓			
[۱۰]		✓		✓		✓			
[۱۱]	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	
[۱۲]		✓		✓		✓	✓		
[۱۳]		✓	✓	✓		✓			
[۱۴]		✓				✓			
[۱۵]		✓					✓		
[۱۶]		✓		✓		✓	✓		
[۱۷]			✓	✓			✓		
[۱۸]		✓				✓	✓		
[۱۹]		✓			✓				
[۲۰]	✓		✓	✓			✓	✓	
[۲۱]	✓	✓	✓	✓		✓		✓	
[۲۲]		✓		✓		✓			
این مطالعه	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓

۲- ساختار و مدل ریاضی نیروگاه مجازی

در این مقاله، اجزای نیروگاه مجازی شامل ژنراتورهای سنتی^{۱۷}، پانل‌های خورشیدی، توربین‌های بادی، پانل‌های خورشیدی گرمایی، واحدهای تولید برق و حرارت ترکیبی^{۱۸} (CHP)، سیستم‌های ذخیره انرژی، دیگ بخار^{۱۹} و ایستگاه شارژ و دشارژ خودروهایی الکتریکی است که جهت بهره‌برداری بهینه نیروگاه مجازی، از ظرفیت پاسخ بار الکتریکی و گرمایی نیز در آن استفاده شده است. بخش گرمایی سیستم شامل دیگ بخار، CHP، PVT و بار گرمایی است [۲۱]. مدل ریاضی اجزای سیستم و رابطه‌های مربوط به هر جزء سیستم در ادامه بیان شده است.

۲-۱- توربین بادی

توان خروجی توربین بادی در هر سناریو با استفاده از رابطه (۱) تعیین می‌شود [۲۴].

$$p_{t,s}^{wt} = \begin{cases} 0 & V_{t,s}^w < V_{ci} \\ p_r^{wt} \times \left(\frac{V_{t,s}^w - V_{ci}}{V_{t,s}^w - V_{co}} \right)^3 & V_{ci} \leq V_{t,s}^w \leq V_{rated} \\ p_r^{wt} & V_{rated} \leq V_{t,s}^w \leq V_{co} \\ 0 & V_{t,s}^w \geq V_{co} \end{cases} \quad (1)$$

هزینه مربوط به تولید توان توسط توربین بادی از رابطه (۲) قابل محاسبه است [۲۱].

$$Cost_{t,s}^{wt} = \sum_{wt} \pi^{wt} \times p_{t,s}^{wt} \quad (2)$$

۲-۲- توان تولیدی پانل‌های خورشیدی

توان تولیدی پانل‌های خورشیدی وابسته به میزان تابش خورشید، تعداد و مساحت پانل‌ها و بازده آن‌هاست و با استفاده از رابطه‌های (۳) تا (۵) قابل محاسبه است [۲۱].

$$P_{t,s}^{PV} = n^{PV} A^{PV} G_{t,s} \eta_{t,s}^{elec,PV} \quad \forall t,s \quad (۳)$$

بازده الکتریکی پانل خورشیدی با استفاده از رابطه (۴) قابل محاسبه است [۲۱].

$$\eta_{t,s}^{elec,PV} = \eta^{r,PV} \eta^{pc} \left(1 - N^{T,PV} \left(T_{t,s}^{cell,PV} - T^{ref} \right) \right) \quad \forall t,s \quad (۴)$$

دمای سلول با استفاده از رابطه (۵) محاسبه می‌شود [۲۱].

$$T_{t,s}^{cell,PV} = T_t^{a,PV} + \left[\frac{NOCT - 20}{800} \right] G_{t,s} \quad \forall t \quad (۵)$$

هزینه مربوط به تولید توان توسط پانل‌های خورشیدی از رابطه (۶) به دست می‌آید [۲۱].

$$Cost_{t,s}^{PV} = \sum_{pv} \pi^{pv} \times p_{s,t}^{pv} \quad \forall t,s \quad (۶)$$

۲-۳- واحدهای تولید برق و حرارت ترکیبی

بازده انرژی CHP به دلیل استفاده همزمان از برق و گرما از واحدهای تولید سنتی بیشتر است [۲۵]. برای مدل‌سازی توان تولیدی CHP رابطه‌های (۷) تا (۱۴) مورد استفاده قرار گرفته است [۲۱].

$$F_{t,s}^{chp} = \alpha_f p_{t,s}^{chp} + \beta_f I_{t,s}^{chp} \quad \forall t,s \quad (۷)$$

$$Q_{t,s}^{chp} = \alpha_h p_{t,s}^{chp} + \beta_h I_{t,s}^{chp} \quad \forall t,s \quad (۸)$$

محدودیت‌ها و قیود مربوط به توان تولیدی CHP در رابطه‌های (۹) تا (۱۴) بیان شده است [۲۱].

$$I_{t,s}^{chp} \times p_{min}^{chp} \leq p_{t,s}^{chp} \leq I_{t,s}^{chp} \times p_{max}^{chp} \quad \forall t,s \quad (۹)$$

$$y_{t,s}^{chp} - z_{t,s}^{chp} = I_{t,s}^{chp} - I_{t-1,s}^{chp} \quad \forall t,s \quad (۱۰)$$

$$y_{t,s}^{chp} + z_{t,s}^{chp} \leq 1 \quad \forall t,s \quad (۱۱)$$

$$y_{t,s}^{chp}, z_{t,s}^{chp} \in \{0,1\} \quad \forall t,s \quad (۱۲)$$

$$p_{t,s}^{chp} - p_{t-1,s}^{chp} \leq (1 - y_{t,s}^{chp}) \times Rp_{up} + y_{t,s}^{chp} \times S_{up} \quad \forall t,s \quad (۱۳)$$

$$p_{t,s}^{chp} - p_{t-1,s}^{chp} \geq (z_{t,s}^{chp} - 1) \times Rp_{down} + z_{t,s}^{chp} \times S_{down} \quad \forall t,s \quad (۱۴)$$

هزینه مربوط به تولید توان توسط CHP از رابطه (۱۵) قابل محاسبه است [۲۱].

$$Cost_{t,s}^{chp} = F_{t,s}^{chp} \times \pi^{Gas} \quad \forall t,s \quad (۱۵)$$

۲-۴- واحدهای تولیدی سنتی

مدل ریاضی مربوط به واحدهای تولیدی سنتی، در رابطه‌های (۱۶) تا (۱۹) بیان شده است [۲۱].

$$p_{t,s}^{CG,min} \times I_{t,s}^{CG} \leq p_{t,s}^{CG} \leq p_{t,s}^{CG,max} \times I_{t,s}^{CG} \quad \forall t,s \quad (۱۶)$$

$$p_{t,s}^{CG} - p_{t-1,s}^{CG} \leq p_{t,s}^{CG,Ramp up} \quad \forall t,s \quad (۱۷)$$

$$p_{t-1,s}^{CG} - p_{t,s}^{CG} \leq p_{t,s}^{CG,Ramp down} \quad \forall t,s \quad (۱۸)$$

$$Cost_{t,s}^{CG,su} = (I_{t,s}^{CG} - I_{t-1,s}^{CG}) \times C^{CG,su}, C^{CG,su} \geq 0 \quad \forall t,s \quad (۱۹)$$

هزینه تولید توان واحد تولیدی سنتی با استفاده از یک تابع درجه دوم در رابطه (۲۰) بیان شده است [۲۱].

$$Cost_{t,s}^{CG} = \sum_{CG} a (p_{t,s}^{CG})^2 + b (p_{t,s}^{CG}) + c + Cost_{t,s}^{CG,su} \quad \forall t,s \quad (۲۰)$$

که در آن a و b و c ضرایب تابع هزینه واحدهای تولیدی سنتی هستند. با توجه به اینکه این قید تابع درجه دوم و غیر خطی است با استفاده از روش تکه‌ای خطی به یک قید خطی تبدیل می‌شود تا در حل مساله مورد استفاده قرار گیرد [۲۶].

۲-۵- پانل‌های خورشیدی گرمایی

مدل ریاضی مربوط به پانل‌های خورشیدی گرمایی در رابطه‌های (۲۱) تا (۲۵) بیان شده است. توان الکتریکی تولیدی PVT مطابق با رابطه (۲۱) محاسبه می‌شود [۲۱].

$$P_{t,s}^{PVT} = n^{PVT} A^{PVT} G_{t,s} \eta_{t,s}^{elec,PVT} \quad \forall t,s \quad (21)$$

بازده الکتریکی پانل با استفاده از رابطه (۲۲) به دست می‌آید [۲۱].

$$\eta_{t,s}^{elec,PVT} = \eta^{ref,PVT} \left(1 - \beta^{ref,PVT} (T_{t,s}^{cell,PVT} - T^{ref}) \right) \quad \forall t,s \quad (22)$$

دمای سلول از رابطه (۲۳)، توان گرمایی تولیدی PVT از رابطه (۲۴) و بازده گرمایی PVT با استفاده از رابطه (۲۵) قابل محاسبه هستند [۲۱].

$$T_{t,s}^{cell,PVT} = 30 + 0.0175(G_{t,s} - 300) + 1.14(T_t^{amb} - 25) \quad \forall t,s \quad (23)$$

$$Q_{t,s}^{PVT} = n^{PVT} A^{PVT} G_{t,s} \eta_{t,s}^{ther,PVT} \quad \forall t,s \quad (24)$$

$$\eta_{t,s}^{ther,PVT} = \tau^{PVT} (1 - \eta_{t,s}^{elec,PVT}) - \frac{U^{loss} (T_{t,s}^{cell,PVT} - T_t^{amb})}{G_{t,s}} \quad \forall t,s \quad (25)$$

هزینه تولید توان توسط PVT با استفاده از رابطه (۲۶) قابل محاسبه است [۲۱].

$$Cost_{t,s}^{PVT} = \sum_{pvt} \pi^{pvt} \times P_{t,s}^{PVT} \quad \forall t,s \quad (26)$$

۲-۶- دیگ بخار

مدل مربوط به دیگ بخار در رابطه‌های (۲۷) تا (۲۹) بیان شده است [۲۱].

$$F_{t,s}^{Boiler} = Q_{t,s}^{Boiler} / \eta^{Boiler} \quad \forall t,s \quad (27)$$

محدودیت توان دیگ بخار در رابطه (۲۸) بیان شده است [۲۱].

$$Q_{t,s}^{min} \leq Q_{t,s}^{Boiler} \leq Q_{t,s}^{max} \quad \forall t,s \quad (28)$$

هزینه تولید توان توسط دیگ بخار از رابطه (۲۹) قابل محاسبه است [۲۱].

$$Cost_{t,s}^{Boiler} = F_{t,s}^{Boiler} \times \pi^{Gas} \quad \forall t,s \quad (29)$$

۲-۷- سیستم ذخیره انرژی

معادله‌های مربوط به حالت شارژ سیستم ذخیره انرژی باتری در رابطه‌های (۳۰) و (۳۱) بیان شده است [۲۱].

$$SoC_{t,s}^{Battery} = SoC_{t-1,s}^{Battery} + p_{t,s}^{Ch} \eta^{Ch_battery} - p_{t,s}^{Disch} / \eta^{Disch_battery} \quad \forall t,s \quad (30)$$

$$SoC_{t,s}^{min} \leq SoC_{t,s}^{Battery} \leq SoC_{t,s}^{max} \quad \forall t,s \quad (31)$$

برای توان شارژ و دشارژ، رابطه‌های (۳۲) تا (۳۴) باید برقرار باشد [۲۱].

$$0 \leq p_{t,s}^{Ch} \leq p^{Battery,max} Y_{t,s}^{Ch} \quad \forall t,s \quad (32)$$

$$0 \leq p_{t,s}^{Disch} \leq p^{Battery,max} Y_{t,s}^{Disch} \quad \forall t,s \quad (33)$$

$$Y_{t,s}^{Ch} + Y_{t,s}^{Disch} \leq 1 \quad \forall t,s \quad (34)$$

۲-۸- مدل خودروی الکتریکی متصل

برای مدل‌سازی رفتار خودروی الکتریکی متصل^{۲۰} (PEV) به شبکه، عدم قطعیت‌های مرتبط با آن باید در نظر گرفته شود. این عدم قطعیت‌ها شامل زمان‌های ورود و خروج، حالت شارژ اولیه و ظرفیت باتری خودروهاست. تابع توزیع احتمال نرمال برش یافته^{۲۱} به این منظور استفاده شده است. [۲۷]. برای تولید سناریوهای مربوط به خودروی الکتریکی از رابطه‌های (۳۵) تا (۳۹) استفاده شده است [۲۷].

$$t^{arv} = f_{TG}(x; \mu_{arv}, \sigma_{arv}^2, (t^{arv,min}, t^{arv,max})) \quad (35)$$

$$t^{arv} \leq t^{dep} \quad (36)$$

$$t^{dep} = f_{TG}(x; \mu_{dep}, \sigma_{dep}^2, (\text{Max}(t^{dep,min}, t^{arv}), t^{dep,max})) \quad (37)$$

$$SOC^{0,PEV} = f_{TG}(x; \mu_{soc}, \sigma_{soc}^2, (soc^{PEV,min}, soc^{PEV,max})) \quad (38)$$

$$SOC^{min,PEV} \leq SOC^{0,PEV} \leq SOC^{max,PEV} \quad t = t^{arv} \quad (39)$$

رابطه (۳۵) برای تولید سناریوهای زمان ورود هر PEV با در نظر گرفتن توزیع نرمال برش یافته با میانگین μ_{arv} و انحراف معیار σ_{arv} است. [۲۷]. شاخص $PEV^{۲۲}$ مربوط به خودروی الکتریکی است. رابطه (۳۷) برای تولید سناریوهای زمان خروج هر PEV با در نظر گرفتن توزیع نرمال برش یافته با میانگین μ_{dep} و انحراف معیار σ_{dep} است [۲۷]. با توجه به رابطه (۳۶)، برای هر خودرو زمان ورود باید کوچکتر از زمان خروج باشد. رابطه (۳۸) بیانگر حالت شارژ اولیه خودرو است. [۲۷]. رابطه‌های (۳۸) و (۳۹) برای تولید سناریوهای شارژ اولیه هر PEV با در نظر گرفتن توزیع نرمال برش یافته با میانگین μ_{soc} و انحراف معیار σ_{soc} است [۲۸، ۲۷]. ظرفیت هر خودروی الکتریکی وابسته به طبقه‌بندی ظرفیت باتری آن است [۲۷]. ۲۴ طبقه‌بندی برای مدل کردن ظرفیت خودروها در نظر گرفته شده است [۲۷]. حالت شارژ خودروی الکتریکی برای زمان‌هایی که خودرو در پارکینگ است در رابطه (۴۰) بیان شده است [۲۸].

$$SOC_{t,s}^{PEV} = SOC_{t-1,s}^{PEV} + \frac{\eta_{Ch} P_{t-1,s}^{ch,PEV} \Delta t}{cap^{PEV}} - \frac{P_{t-1,s}^{Disch,PEV} \Delta t}{\eta_{Disch} cap^{PEV}} \quad (40)$$

محدودیت حالت شارژ در هر ساعت و هر سناریو با رابطه (۴۱) بیان شده است [۲۸].

$$SOC^{min,PEV} \leq SOC^{0,PEV} \leq SOC^{max,PEV} \quad t = t^{arv} \quad (41)$$

حالت شارژ نهایی خودرو از رابطه (۴۲) قابل محاسبه است [۲۸].

$$SOC_{t,s}^{PEV} = SOC_{sch_dep,PEV} \quad t = t^{dep} \quad (42)$$

در رابطه فوق، $SOC_{sch_dep,PEV}$ میزان شارژ برنامه‌ریزی شده در هنگام ترک پارکینگ است که در این مقاله ۹۰ درصد در نظر گرفته شده است. معادله‌های (۴۳) تا (۴۶) یک مدل خطی برای شارژ و دشارژ باتری خودروی الکتریکی در پارکینگ ارائه نموده است [۲۸]. تبدیل حالت شارژ باتری از حالت جریان ثابت به ولتاژ ثابت در این معادله‌ها در نظر گرفته شده است [۲۸].

$$0 \leq P_{t,s}^{ch,PEV} \leq P_{PEV,t,s}^{ch,PEV,max} \Psi_{PEV,t,s} \quad (43)$$

$$0 \leq P_{t,s}^{Disch,PEV} \leq \eta_{Disch} P_{PEV,t,s}^{disch,PEV,max} (1 - \Psi_{PEV,t,s}) \quad (44)$$

$$0 \leq P_{t,s}^{ch,PEV} \leq P_{PEV,t,s}^{ch,PEV,max} \left(\frac{1 - SOC_{t,s}^{PEV}}{1 - SOC_{sat,PEV}^{PEV}} \right) \Psi_{PEV,t,s} \quad (45)$$

$$0 \leq P_{t,s}^{Disch,PEV} \leq \eta_{Disch} P_{PEV,t,s}^{disch,PEV,max} \left(\frac{1 - SOC_{t,s}^{PEV}}{1 - SOC_{sat,PEV}^{PEV}} \right) (1 - \Psi_{PEV,t,s}) \quad (46)$$

در رابطه‌های فوق، $\Psi_{PEV,t,s}$ متغیر باینری است که نشان‌دهنده حالت شارژ خودروی الکتریکی است. این متغیر در حالت شارژ، برابر یک و در حالت دشارژ برابر با صفر است. $SOC_{sat,PEV}^{PEV}$ نماینده حالت شارژ مربوط به انتقال از حالت شارژ جریان ثابت به ولتاژ ثابت است و در این مطالعه برابر با ۸۰ درصد در نظر گرفته شده است. هزینه و درآمد مربوط به خودروی الکتریکی به ترتیب در رابطه‌های (۴۷) و (۴۸) بیان شده است [۲۸].

$$Cost_{t,s}^{Disch,PEV} = \sum_{PEV} \pi_{Disch,PEV} \times P_{t,s}^{Disch,PEV} \quad (47)$$

$$Revenue_{t,s}^{ch,PEV} = \sum_{PEV} \pi_{ch,PEV} \times P_{t,s}^{ch,PEV} \quad \forall t,s \quad (48)$$

در رابطه‌های فوق، $\pi_{ch,PEV}$ و $\pi_{disch,PEV}$ به ترتیب قیمت شارژ و دشارژ خودروی الکتریکی هستند.

یکی از عامل‌های ایجاد عدم قطعیت در سیستم، نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر و وابسته بودن آن به شرایط آب و هوایی است [۲۹]. به علاوه، بار و قیمت برق نیز عدم قطعیت‌های اجتناب‌ناپذیر هستند [۳۱،۳۰]. مدیریت سمت تقاضا روشی کارآمد برای مقابله با این عدم قطعیت‌هاست [۳۲]. مدیریت سمت تقاضا منجر به کاهش هزینه‌ها می‌شود [۳۳] و میزان ذخیره مورد نیاز سیستم را مدیریت می‌کند [۳۴]؛ همچنین آلودگی زیست محیطی را کاهش می‌دهد [۳۵] و قابلیت اطمینان سیستم را بهبود می‌بخشد [۳۶]. در سیستم‌های شامل برق و حرارت نیز برنامه‌های پاسخ بار، باعث بهبود عملکرد سیستم می‌شوند [۳۷]. برنامه‌های پاسخ بار را می‌توان به دو دسته برنامه‌های قیمت محور و تشویق محور تقسیم‌بندی نمود [۳۸]. یکی از برنامه‌های رایج پاسخگویی بار، برنامه جابجایی بار است [۳۹]. در این مقاله نیز از برنامه جابجایی بار استفاده شده است. در این روش بارهای انعطاف‌پذیر از زمان‌های اوج بار به زمان‌های کم باری منتقل می‌شوند [۴۰]. بار سیستم شامل دو جزء انعطاف‌پذیر و ثابت است که مطابق با رابطه (۴۹) تعریف شده است [۴۰].

$$p_{t,s,i}^{\text{Demand}} = p_{t,s,i}^{\text{Demand_flex}} + p_{t,s,i}^{\text{Demand_inflex}} \quad (49)$$

مدل پاسخ بار اعمال شده در رابطه‌های (۵۰) تا (۵۲) بیان شده است [۴۰].

$$p_{t,s,i}^{\text{Demand_flex}} = (1 - DR_{t,s,i}) p_{t,s,i}^{\text{Demand_flex_base}} + Ldr_{t,s,i} \quad \forall t,s,i \quad (50)$$

$$DR_{t,s,i}^{\min} \leq DR_{t,s,i} \leq DR_{t,s,i}^{\max} \quad \forall t,s,i \quad (51)$$

$$\sum_{t=1}^T Ldr_{t,s,i} = \sum_{t=1}^T DR_{t,s,i} p_{t,s,i}^{\text{Demand_flex_base}} \quad \forall t,s,i \quad (52)$$

لازم به ذکر است که معادله‌های مربوط به پاسخ بار گرمایی، مشابه معادله‌های بیان شده برای پاسخ بار الکتريکی در نظر گرفته شده است.

۱۰-۲- تابع هدف

تابع هدف به صورت حداکثرسازی سود مورد انتظار سیستم تعریف می‌شود. مدل‌سازی تابع هدف در رابطه‌های (۵۳) تا (۵۶) بیان شده است [۲۱].

$$\text{profit} = \sum_{s \in S} p_s \times F_s \quad (53)$$

سود هر با استفاده از رابطه (۵۴) قابل محاسبه است [۲۱].

$$F_s = \text{Revenue}_s - \text{Cost}_s \quad \forall s \quad (54)$$

درآمد هر سناریو در رابطه (۵۵) بیان شده است [۲۱].

$$\text{Revenue}_s = \sum_{t=1}^{24} \left(\pi^{\text{elec}} \times \sum_{i=1}^{N_{\text{bus}}} p_{t,s,i}^{\text{Demand}} + \pi_{t,s}^{\text{market}} \times p_{t,s}^{\text{sell}} + \pi^{\text{ther}} \times \sum_{i=1}^{N_{\text{bus}}} Q_{t,s,i}^{\text{Demand}} \right) + \text{Revenue}_{t,s}^{\text{ch,PEV}} \quad \forall s \quad (55)$$

هزینه هر سناریو را می‌توان با استفاده از رابطه (۵۶) محاسبه نمود [۲۱].

$$\text{Cost}_s = \sum_{t=1}^{24} \left(\text{Cost}_{t,s}^{\text{CG}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{pv}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{wt}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{pvt}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{chp}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{Boiler}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{Buy}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{curtail}} + \text{Cost}_{t,s}^{\text{Disch,PEV}} \right) \quad \forall s \quad (56)$$

این هزینه شامل هزینه مربوط به اجزای سیستم و هزینه خرید برق و هزینه قطع بار در هر سناریو است. تعادل توان گرمایی سیستم در رابطه (۵۷) بیان شده است [۲۱].

$$\sum_{\text{chp}} Q_{t,s}^{\text{chp}} + \sum_{\text{boiler}} Q_{t,s}^{\text{boiler}} + \sum_{\text{pvt}} Q_{t,s}^{\text{PVT}} \geq \sum_{i=1}^{N_{\text{bus}}} Q_{t,s,i}^{\text{Demand}} \quad \forall t,s \quad (57)$$

همبستگی بین توان گرمایی و توان الکتريکی در رابطه (۵۸) بیان شده است [۲۱].

$$Q_{t,s,i}^{\text{Demand}} = \alpha^{\text{PtoQ}} p_{t,s,i}^{\text{Demand}} \quad \forall t,s \quad (58)$$

تعادل توان الکتريکی سیستم در رابطه (۵۹) بیان شده است [۲۱].

$$\sum_{CG \in i} p_{t,s}^{CG} + \sum_{pv \in i} p_{t,s}^{pv} + \sum_{wt \in i} p_{t,s}^{wt} + \sum_{chp \in i} p_{t,s}^{chp} + \sum_{ess \in i} (p_{t,s}^{Disch} - p_{t,s}^{Ch}) + (p_{t,s}^{Buy} - p_{t,s}^{Sell}) - (p_{t,s,i}^{Demand} - p_{t,s,i}^{Curtil}) + \sum_{PEV \in i} (P_{t,s}^{Disch,PEV} - P_{t,s}^{ch,PEV}) = \sum_{j=1}^{N \text{ bus}} p_{i,j,t,s} \quad \forall t,s,i \quad (59)$$

معادله‌های مربوط به پخش بار AC در رابطه‌های (۶۰) تا (۶۲) بیان شده است [۲۱].

$$V_{min} \leq V_{i,t,s} \leq V_{max} \quad \forall t,s,i \quad (60)$$

که $V_{i,t,s}$ اندازه ولتاژ در شین i و V_{min} و V_{max} حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز است [۲۱].

$$p_{i,j,t,s} = V_{i,t,s} V_{j,t,s} |Y_{i,j}| \cos(\delta_{i,t,s} - \delta_{j,t,s} + \theta_{ij}) \quad \forall t,s,i,j \quad (61)$$

$$p_{i,j,t,s} \leq p_{i,j}^{max} \quad \forall t,s,i \quad (62)$$

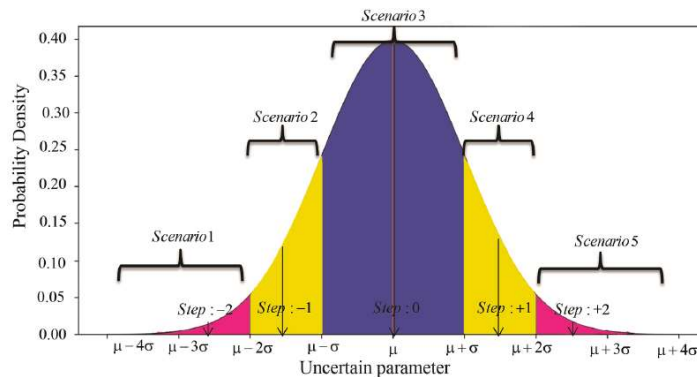
که $p_{i,j,t}$ توان اکتیوی است که در خطوط جریان دارد و $p_{i,j}^{max}$ حداکثر ظرفیت هر خط است. $|Y_{i,j}|$ و θ_{ij} اندازه و زاویه هر المان (i,j) در ماتریس ادمیتانس است. $V_{i,t,s}$ اندازه ولتاژ در شین i و $\delta_{j,t,s}$ زاویه آمین شین است [۲۱].

۳- مدل تصادفی سناریو محور

عدم قطعیت در سیستم‌های قدرت و نیروگاه مجازی امری اجتناب‌ناپذیر است. میزان تولید انرژی‌های تجدید پذیر بسیار وابسته به شرایط آب و هوایی است و قیمت بازار برق و بار الکتریکی و گرمایی وابسته به الگوی مصرف کنندگان، شرایط دمایی و پارامترهای اجتماعی است [۲۱]. مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها با توجه به تأثیری که روی شبیه‌سازی و مقدارهای پیش‌بینی شده دارد از اهمیت بسیاری برخوردار است. در این مقاله از روش سناریو محور برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها استفاده شده است. این روش شامل دو بخش تولید و کاهش سناریو است [۲۱].

۳-۱- تولید سناریو

برای تولید سناریوها، از تابع چگالی احتمال^{۲۳} (PDF) متغیرها استفاده شده است [۴۱]. ویژگی‌های عامل‌های غیرقطعی با استفاده از مدل احتمال استخراج می‌شود. تابع‌های چگالی احتمال رایج شامل تابع‌های چگالی احتمال نرمال، یکنواخت، ویبل^{۲۴} و نمایی است. این تابع‌ها بر اساس اطلاعات گذشته پارامترهای ورودی محاسبه می‌شوند. بر این اساس، تابع چگالی احتمال نرمال برای مدل کردن عدم قطعیت قیمت بازار و بار استفاده شده است [۴۲]. میانگین و انحراف معیار تابع چگالی احتمال بر اساس اطلاعات گذشته سیستم تعیین می‌شود [۴۳] و تابع‌های دیگری نظیر ویبل و بتا نیز برای مدل‌سازی عدم قطعیت باد و خورشید استفاده شده است [۴۴،۴۵]. سناریوها با تقسیم PDF به پنج قسمت ساخته می‌شوند. مرکز هر قسمت نماینده مقدار آن سناریو و احتمال سناریو مساحت مربوط به منحنی زیر نمودار آن قسمت است. مرکز سناریوی سوم هر پارامتر تصادفی برابر با مقدار پیش‌بینی شده در نظر گرفته شده است. چگالی احتمال نرمال برای پارامتر تصادفی در شکل (۱) نشان داده شده است [۲۱].



شکل (۱): تقسیم بندی تابع چگالی احتمال برای تولید سناریو [۲۱]

Figure (1): PDF discretization for scenario generation [21]

۳-۱-۱- بار سیستم و قیمت بازار

$$p_{i,j,t,s} \leq p_{i,j}^{\max} \quad \forall t,s,i \quad (62)$$

از PDF نرمال [مطابق رابطه (۶۳)] برای مدل کردن عدم قطعیت قیمت‌های بازار و بارها استفاده شده است.

$$PDF(x) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{x-\mu}{\delta}\right)^2} \quad (63)$$

μ نماینده میانگین و δ نماد انحراف معیار است [۲۱].

۳-۱-۲- سرعت باد

برای مدل کردن عدم قطعیت سرعت باد از تابع چگالی احتمال ویبل بر اساس رابطه (۶۴) استفاده شده است [۲۱].

$$PDF(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{when } k = \left(\frac{\delta}{\mu}\right)^{k-1}, \quad c = \frac{\mu}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (64)$$

که k پارامتر شکل و c پارامتر مربوط به مقیاس است. سناریوها با تقسیم PDF ویبل به پنج قسمت ساخته می‌شوند. مرکز هر قسمت به عنوان نماینده قسمت انتخاب می‌شود [۴۶].

۳-۱-۳- تابش خورشید

برای مدل کردن عدم قطعیت تابش خورشید از تابع چگالی احتمال بتا بر اساس معادله (۶۵) استفاده شده است [۲۱].

$$PDF(G) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha_G + \beta_G)}{\Gamma(\alpha_G)\Gamma(\beta_G)} G^{\alpha_G-1} (1-G)^{\beta_G-1}, & 0 \leq G \leq 1 \quad \alpha_G, \beta_G \geq 0 \\ 0, & \text{Otherwise} \end{cases} \quad (65)$$

این تابع چگالی احتمال بر اساس پارامترهای α_G و β_G تعریف می‌شود که از رابطه (۶۶) و (۶۷) قابل محاسبه هستند [۲۱].

$$\alpha_G = \frac{\mu \times \beta_G}{1 - \mu} \quad (66)$$

$$\beta_G = (1 - \mu) \times \left(\frac{\mu \times (1 + \mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \quad (67)$$

سناریوها با تقسیم PDF بتا به پنج قسمت ساخته می‌شوند. مرکز هر قسمت به عنوان نماینده قسمت انتخاب می‌شود [۴۷].

۳-۲- کاهش سناریو

با توجه به چهار متغیر تصادفی و تولید پنج سناریو برای هر متغیر، تعداد کل سناریوها در هر ساعت ۶۲۵ خواهد بود. تعداد سناریوهای زیاد، زمان اجرای شبیه‌سازی را افزایش می‌دهد و بار محاسباتی بالایی دارد. به همین دلیل، کاهش سناریو ضروری است. مدل کاهش سناریو در رابطه‌های (۶۸) تا (۷۶) بیان شده است [۲۱].

$$\text{Minimize OF}^{\text{Scen}} = \sum_{n_1=1}^{N_w} \sum_{n_2=1}^{N_p} \sum_{n_3=1}^{N_1} \sum_{n_4=1}^{N_G} \omega_{n_1, n_2, n_3, n_4} \quad (68)$$

که قیدهای مربوط به این بهینه‌سازی در ادامه بیان شده است [۲۱].

$$\sum_{n_2=1}^{N_p} \sum_{n_3=1}^{N_1} \sum_{n_4=1}^{N_G} \rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) = \rho_{w, n_1} \quad n_1 = 1, 2, \dots, N_w \quad (69)$$

$$\sum_{n_1=1}^{N_w} \sum_{n_3=1}^{N_1} \sum_{n_4=1}^{N_G} \rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) = \rho_{p, n_2} \quad n_2 = 1, 2, \dots, N_p \quad (70)$$

$$\sum_{n_1=1}^{N_w} \sum_{n_2=1}^{N_p} \sum_{n_3=1}^{N_G} \rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) = \rho_{1, n_3} \quad n_3 = 1, 2, \dots, N_1 \quad (71)$$

$$\sum_{n_1=1}^{N_w} \sum_{n_2=1}^{N_p} \sum_{n_3=1}^{N_1} \rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) = \rho_{G, n_4} \quad n_4 = 1, 2, \dots, N_G \quad (72)$$

$$\sum_{n_1=1}^{N_w} \sum_{n_2=1}^{N_p} \sum_{n_3=1}^{N_1} \sum_{n_4=1}^{N_G} \rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) = 1 \quad \forall n_1, n_2, n_3, n_4 \quad (73)$$

$$\rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) \leq \omega_{n_1, n_2, n_3, n_4} \quad \forall n_1, n_2, n_3, n_4 \quad (74)$$

$$0 \leq \rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4) \leq 1 \quad \forall n_1, n_2, n_3, n_4 \quad (75)$$

$$\omega_{n_1, n_2, n_3, n_4} \in \{0, 1\} \quad (76)$$

که در آن N_w, N_p, N_1, N_G به ترتیب تعداد سناریوهای تولید شده برای سرعت باد، قیمت بازار، بار الکتریکی و تابش خورشید هستند. $\omega_{n_1, n_2, n_3, n_4}$ یک متغیر باینری است که اگر برابر با یک باشد سناریوی مرتبط با آن پذیرفته است و در غیر این صورت سناریوی مربوطه انتخاب نخواهد شد. $\rho_s(n_1, n_2, n_3, n_4)$ احتمال سناریوهای انتخاب شده است.

۴- مدل مقاوم F4

یکی از رویکردهای مقابله با عدم قطعیت استفاده از بهینه‌سازی مقاوم است [۴۸]. رویکرد دیگر استفاده از مقدار شرطی ریسک^{۲۵} F5 و اضافه نمودن پارامترهای مرتبط با ریسک به تابع هدف است [۴۹]. در مدل مقاوم، پارامترهای نامشخص بر اساس اطلاعات موجود مشخص می‌شوند. با توجه به استفاده از رویکرد سناریو محور در نیروگاه مجازی در این مقاله، از یک مدل مقاوم سناریو محور استفاده شده است. مدل ارائه شده، با اضافه شدن یک عبارت به تابع هدف تعریف شده است. مدل مقاوم مطابق با رابطه (۷۷) تعریف شده است [۵۰].

$$\max \sum_{s=1}^{N_s} \rho_s \times F_s - \text{delta} \sum_{s=1}^{N_s} \left(\rho_s \times \sum_{s'=1}^{N_s} (\rho_{s'} \times F_{s'} - F_s)^2 \right) \quad (77)$$

بخش اول رابطه (۷۷) نشان‌دهنده میانگین راه‌حل سناریوها و بخش دوم مربوط به واریانس سناریوهاست. سناریوهایی که مقدار بدتر از حد متوسط دارند برای لحاظ ریسک سیستم دارای اهمیت هستند. با توجه به نکته ذکر شده، ریسک نزولی مطابق با رابطه (۷۸) قابل تعریف است [۵۰].

$$\text{Risk}_s = \begin{cases} \text{target} - F_s & \text{if target} \geq F_s \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (78)$$

که در آن target در واقع مقدار میانگین سود سناریوهاست. به منظور کنترل ریسک نزولی، مدل مقاوم به صورت رابطه‌های (۷۹) و (۸۰) اصلاح شده است [۵۰].

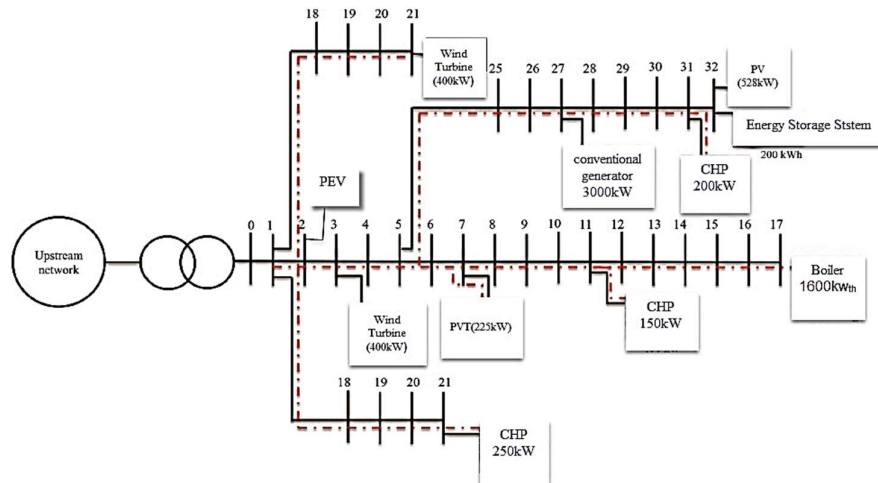
$$\max \sum_{s=1}^{N_s} \rho_s \times F_s - \text{delta} \sum_{s=1}^{N_s} \left(\rho_s \times \left(\sum_{s'=1}^{N_s} \rho_{s'} \times F_{s'} - F_s + u_{\text{robust}} \right)^2 \right) \quad (79)$$

$$\sum_{s=1}^{N_s} \rho_{s'} \times F_{s'} - F_s + u_{\text{robust}} \geq 0 \quad \forall s \quad (80)$$

در رابطه (۷۹)، عبارت دوم برای سناریوهای بدتر از میانگین در تابع هدف برای سناریوهایی که راه‌حل‌های بهتر از حد متوسط دارند صفر است و فقط انحراف از میانگین سناریوهای بدتر از میانگین راه‌حل‌ها را کاهش می‌دهد. در رابطه (۸۰)، F_s نشان‌دهنده سود تولید شده در هر سناریو و u_{robust} متغیر اضافه شده مقاوم است.

۵- شبیه‌سازی و مطالعه‌های عددی

از یک سیستم توزیع ۳۳ شین IEEE مطابق شکل (۲) برای پیاده‌سازی مدل پیشنهادی استفاده شده است [۲۱].



شکل (۲): سیستم توزیع ۳۳ شین IEEE اصلاح شده [۲۱]

Figure (2): The modified 33-bus IEEE distribution system [21]

اطلاعات مربوط به هر یک از اجزای سیستم متصل به سیستم توزیع ۳۳ شین IEEE شامل پانل خورشیدی، پانل خورشیدی حرارتی، توربین بادی، دیگ بخار، سیستم ذخیره انرژی و منابع تولید سنتی و خودروی الکتریکی در شبیه‌سازی اعمال شده و نتیجه برای حالت‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفته است. مقدار پارامترهای مربوط به قیمت‌های تبادل توان با شبکه، پانل‌های خورشیدی، توربین بادی، واحدهای تولید سنتی، CHP، PVT و سیستم ذخیره انرژی از مرجع [۲۱] گرفته شده است. هزینه قطع بار ۱/۱ برابر قیمت بازار در نظر گرفته شده است که باید توسط بهره‌بردار نیروگاه مجازی به بارها پرداخت شود. اطلاعات مربوط به خودروهای الکتریکی از مرجع [۲۷] گرفته شده است. مدل ریاضی در نرم‌افزار گمز^{۲۶} پیاده‌سازی شده که یک مدل آمیخته به اعداد صحیح است و از حل‌کننده CPLEX استفاده شده است. توجه به این نکته ضروری است که مساله بیان شده ذاتاً به صورت غیرخطی است که با توجه به نکات ذیل به یک مساله خطی تبدیل شده است:

۱- استفاده از روش سناریومحور و استفاده از مقدار سناریوهای منتخب تابع چگالی احتمال در شبیه‌سازی
 ۲- استفاده از مدل تکه‌ای خطی برای تبدیل قید غیرخطی مربوط به تولید منابع سنتی به قید خطی [۲۶]. [قید غیر خطی به صورت تابع درجه دوم که در رابطه (۲۰) بیان شده است].

۳- استفاده از یک مدل خطی برای منحنی مربوط به شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی
 استفاده از محدودیت‌های غیرخطی حل مساله را دشوار و باعث عدم اطمینان از یافتن مقدار بهینه سراسری می‌شود. به همین دلیل، قبل از حل، مساله به یک مدل خطی عدد صحیح مختلط تبدیل می‌شود. از مزایای مدل خطی نسبت به مدل غیرخطی، سادگی و سرعت در یافتن راه حل بهینه یکتا را می‌توان ذکر نمود. یکی از معایب استفاده از مدل خطی، عدم لحاظ قطعیت‌هاست که با استفاده از مدل سناریومحور این مساله تا حد زیادی حل شده است و بر اساس چگالی احتمال متغیرها، عدم قطعیت‌ها لحاظ شده است [۵۱]. سناریوهای تولید شده برای توان الکتریکی در شکل (۳) و سناریوهای مربوط به تابش خورشید در شکل (۴) به‌عنوان نمونه‌هایی از تولید سناریو برای پارامترهای تصادفی نمایش داده شده است [۲۱]. ظرفیت خودروها که بر اساس تابع توزیع احتمال برش یافته محاسبه شده است در شکل (۵) نشان داده شده است. مدل‌های مورد بررسی عبارتند از:

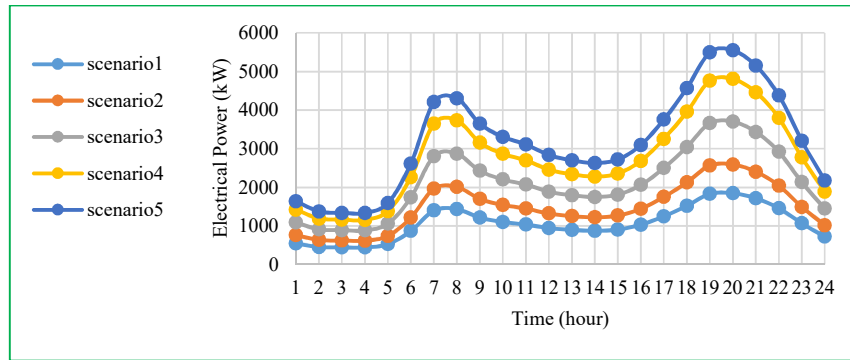
مدل اول- مدل قطعی: در نظر نگرفتن عدم قطعیت‌ها

مدل دوم- مدل تصادفی پایه: استفاده از مدل تصادفی با روش کاهش سناریو

مدل سوم- مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار الکتریکی: اعمال پاسخ بار الکتریکی به‌صورت جابجایی بار

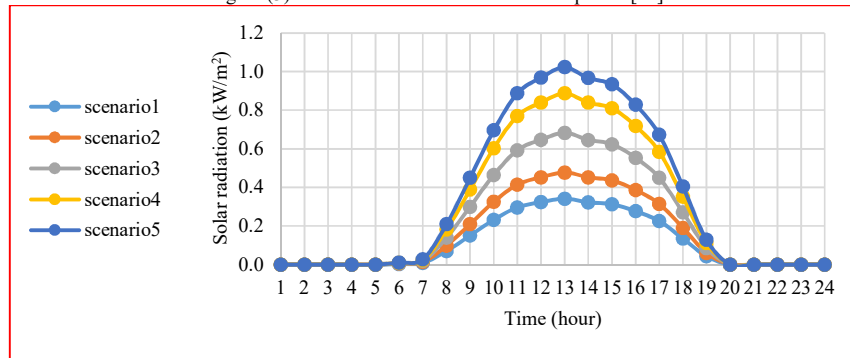
مدل چهارم- مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار جامع: اعمال پاسخ بار الکتریکی و گرمایی به‌صورت ترکیبی (جامع)

مدل پنجم- مدل مقاوم



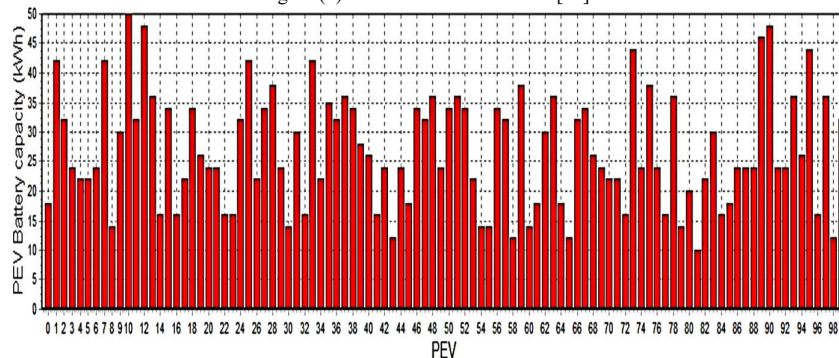
شکل (۳): سناریوهای تولید شده برای توان الکتریکی [۲۱]

Figure (3): Generated scenarios for electrical power [21]



شکل (۴): سناریوهای تابش خورشید [۲۱]

Figure (4): Solar radiation scenarios [21]



شکل (۵): ظرفیت باتریها در خودروهای الکتریکی

Figure (5): Capacity of batteries in electric vehicles

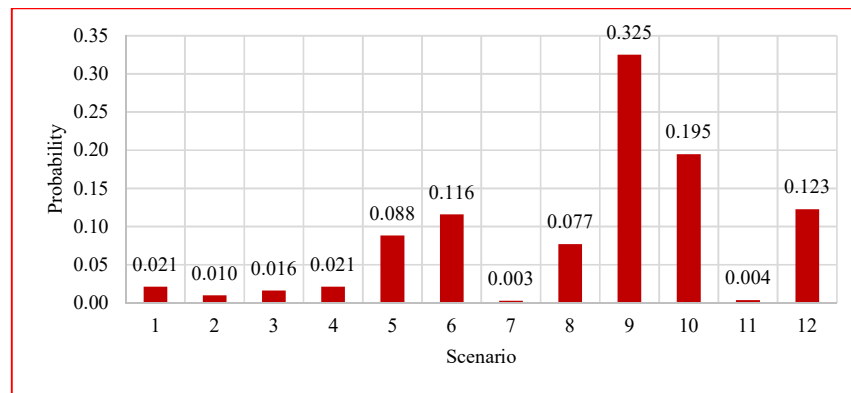
با توجه به اینکه تابع هدف سود سیستم در نظر گرفته شده است، مساله برای تمامی مدل‌های ذکر شده حل و نتایج آن جهت صحت سنجی و مقایسه ارائه شده است.

۵-۱- مدل اول - مدل قطعی

در این روش، هیچ یک از عدم قطعیت‌ها برای سیستم اعمال نمی‌شود و تمام مقادیر پیش‌بینی شده به عنوان مقادیر قطعی در نظر گرفته می‌شوند. سود حاصل از اجرای این روش ۱۶۸۲/۳۱ دلار است. با توجه به اینکه عدم قطعیت‌های مربوط به تولید از انرژی خورشید و باد و بار سیستم لحاظ نشده است، جهت مدل‌سازی نزدیک به واقعیت نیاز به اعمال این عدم قطعیت‌ها است که در مدل‌های بعدی اعمال شده است.

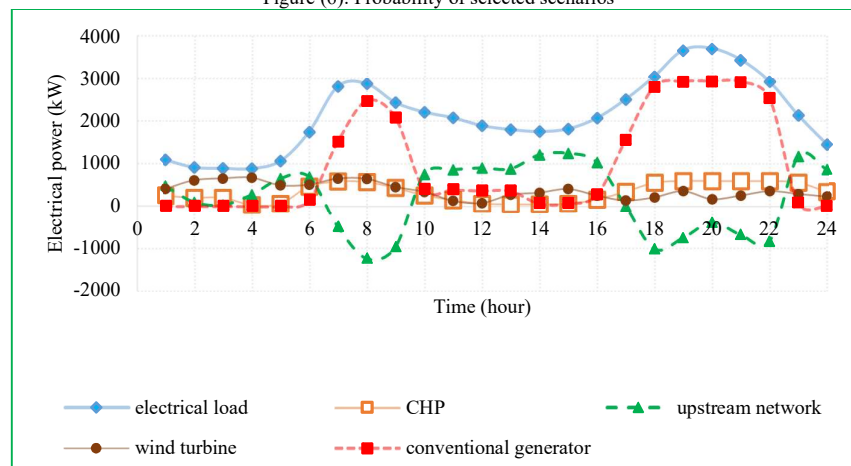
۲-۵- مدل دوم- مدل تصادفی پایه

با توجه به اینکه چهار توزیع تصادفی برای بار سیستم، سرعت باد، تابش خورشید و قیمت بازار برق در نظر گرفته شده است و هر تابع توزیع احتمال به ۵ قسمت تقسیم شده، تعداد ۶۲۵ سناریو تولید می‌شود. با توجه به روش کاهش سناریوی ارائه شده تعداد ۱۲ سناریو انتخاب می‌شوند و جهت بهینه‌سازی و محاسبه سود سیستم مورد استفاده قرار می‌گیرند. احتمال سناریوهای منتخب در شکل (۶) نشان داده شده است. در مدل دوم، سود سیستم ۱۸۵۸/۳۵ دلار است. برنامه‌ریزی توان الکتریکی با اعمال مدل تصادفی پایه در شکل‌های (۷) و (۸) نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل‌های (۷) و (۸) مشاهده می‌شود از ساعت یک تا شش، بار سیستم از طریق خرید برق از شبکه بالادست و توربین بادی تامین می‌شود و خودروها نیز در این زمان شارژ می‌شوند. در پنج ساعت بعد، با افزایش قیمت برق و ورود بارها به شبکه، میزان تولید نیروگاه مجازی افزایش می‌یابد. بار در این ساعت‌ها از طریق منابع تولید سنتی تامین می‌شود. در این زمان خودروهای الکتریکی دشارژ می‌شوند. در ساعت ۴ تا ۱۲ عصر، با افزایش تابش خورشید، میزان تولید پانل‌های خورشیدی و پانل‌های خورشیدی گرمایی افزایش می‌یابد. در این ساعت‌ها، شارژ خودروها انجام می‌شود. در ساعت‌های ۱۸ تا ۲۲، با توجه به بیشترین میزان بار، حداکثر تولید توسط واحدهای تولید سنتی و CHP انجام می‌شود. در دو ساعت پایانی شبانه روز نیز توان مورد نیاز از شبکه تامین می‌شود. با توجه به احتمال‌های مربوط به ورود و خروج خودروها و انرژی مورد نیاز آن‌ها و بهینه کردن سود نیروگاه مجازی منحنی شارژ و دشارژ خودروها در طول بازه روزانه محاسبه می‌شود. همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد، برای کاهش بار محاسباتی و زمان اجرای شبیه‌سازی، از روش کاهش سناریو استفاده شد. به منظور صحت سنجی میزان دقت روش کاهش سناریو و همچنین مقایسه زمان اجرای شبیه‌سازی، این مقایسه در جدول (۳) نشان داده شده است.



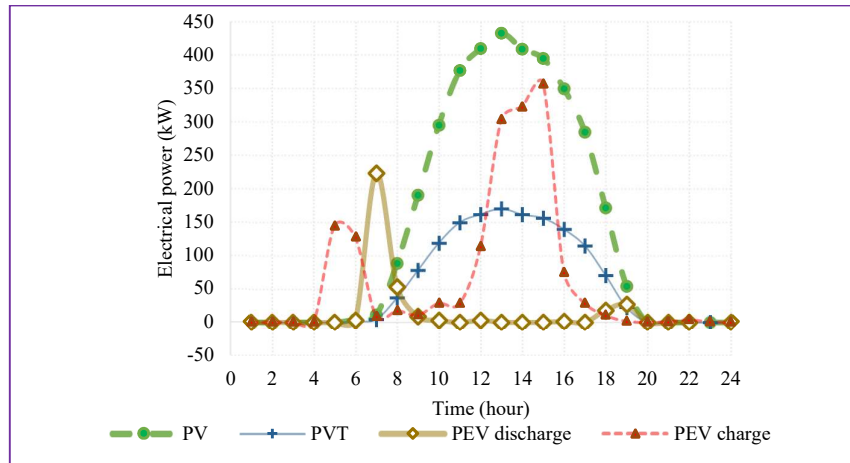
شکل (۶): احتمال سناریوهای منتخب

Figure (6): Probability of selected scenarios



شکل (۷): توان الکتریکی برنامه‌ریزی شده با استفاده از مدل تصادفی پایه

Figure (7): Electrical power planned using the basic stochastic model



شکل (۸): توان الکتریکی برنامه‌ریزی شده با استفاده از مدل تصادفی پایه

Figure (8): Electrical power planned using the basic stochastic model

با توجه به جدول (۳)، زمان اجرای شبیه‌سازی در روش کاهش سناریو نسبت به روش سناریومحور بسیار کمتر است. همچنین در خصوص دقت روش کاهش سناریو نسبت به در نظر گرفتن تمامی سناریوها میزان دقت محاسبه تابع هدف به میزان ۱/۵ درصد خطا دارد که با توجه به افزایش سرعت و سهولت اجرا قابل قبول است.

۳-۵- مدل سوم- مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار الکتریکی

با اعمال مدل مربوط به پاسخ بار الکتریکی و جابجایی بارهای انعطاف‌پذیر که قبلاً رابطه‌های ریاضی آن بیان شد، نتایج این بخش محاسبه می‌شود. ۲۵ درصد بار هر شین به عنوان بار انعطاف‌پذیر پایه در نظر گرفته شده است. نتیجه‌های مربوط به اعمال درصدهای مختلف پاسخ بار و سود نیروگاه مجازی در جدول (۴) نشان داده شده است. با مقایسه سود نیروگاه مجازی به دست آمده در جدول (۴) و مدل تصادفی پایه، مشاهده می‌شود که برای هر درصد افزایش درصد پاسخ بار، سود نیروگاه مجازی ۰/۳۶ درصد افزایش داشته است. همچنین، منحنی بار اصلاح شده کل سیستم پس از اعمال برنامه پاسخ بار در حالت مشارکت تا حد ۵۰ درصد بارهای انعطاف‌پذیر (Dr_{max} برابر ۵۰ درصد) در برنامه پاسخگویی بار در شکل (۹) نشان داده شده است. با توجه به شکل (۹)، با اجرای روش تصادفی با اعمال پاسخ بار، منحنی بار بهبود یافته و بار انعطاف‌پذیر سیستم از زمان اوج بار به زمان کم باری منتقل شده است.

Table (3): Comparison of the implementation of the scenario reduction method and the implementation of all scenarios method

جدول (۳): مقایسه اجرای روش کاهش سناریو و روش اجرای کامل تمام سناریوها

روش	تعداد سناریوها	زمان اجرا (ثانیه)	سود نیروگاه مجازی (دلار)
سناریو محور	۶۲۵	۲۳۱/۴	۱۸۸۸/۴۴
سناریو محور با کاهش سناریو	۱۲	۳/۸۷	۱۸۵۸/۳۵

Table (4): The profit of the virtual power plant using the stochastic model considering demand response

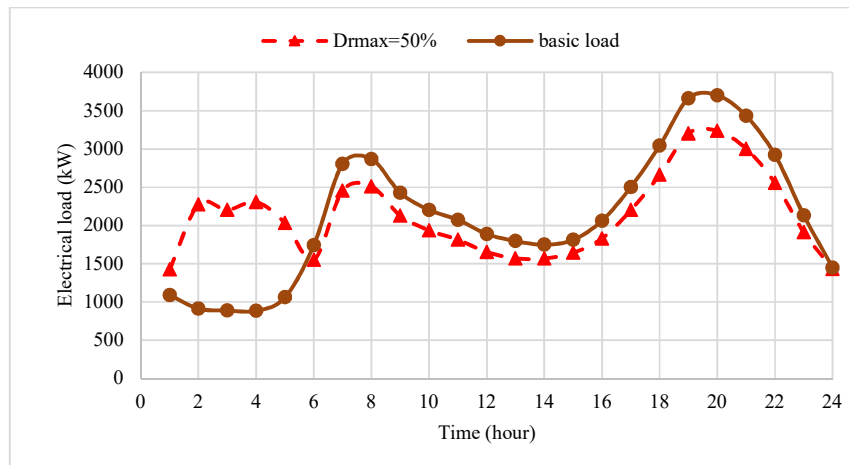
جدول (۴): سود نیروگاه مجازی با استفاده از مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار

حد اکثر درصد پاسخ بار	سود نیروگاه مجازی (دلار)
۱۰	۱۹۳۵/۱۹۹
۲۰	۲۰۱۱/۲۴۸
۳۰	۲۰۸۱/۹۲
۴۰	۲۱۴۸/۵۸۳
۵۰	۲۲۱۶/۰۳

Table (5): The load factor of the virtual power plant using the stochastic model considering demand response

جدول (۵): ضريب بار نيروگاه مجازی با اجرای مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار

حداکثر درصد پاسخ بار	ضريب بار نيروگاه مجازی
۰	۵۷/۵
۱۰	۵۹
۲۰	۶۰/۶
۳۰	۶۲/۲۶
۴۰	۶۳/۹۸
۵۰	۶۵/۸



شکل (۹): منحنی بار اصلاح شده با اجرای روش تصادفی با اعمال پاسخ بار

Figure (9): The modified load profile using the stochastic model considering demand response

با افزایش درصد مشارکت بارها در برنامه پاسخگویی بار، اصلاح منحنی بار بیشتر انجام می‌شود و در نتیجه سود نيروگاه مجازی نیز افزایش می‌یابد. جهت صحت سنجی این مطلب از شاخص ضريب بار استفاده شده است. ضريب بار به صورت نسبت متوسط به حداکثر بار تعريف می‌شود [۵۲]. شاخص ضريب بار در جدول (۵) برای مقادير مختلف اعمال پاسخ بار و مدل پایه تصادفی مقایسه شده است. هر چه درصد مشارکت بارها بیشتر باشد ضريب بار منحنی بار الکتريکی نسبت به مدل پایه تصادفی، بهبود بیشتری خواهد داشت.

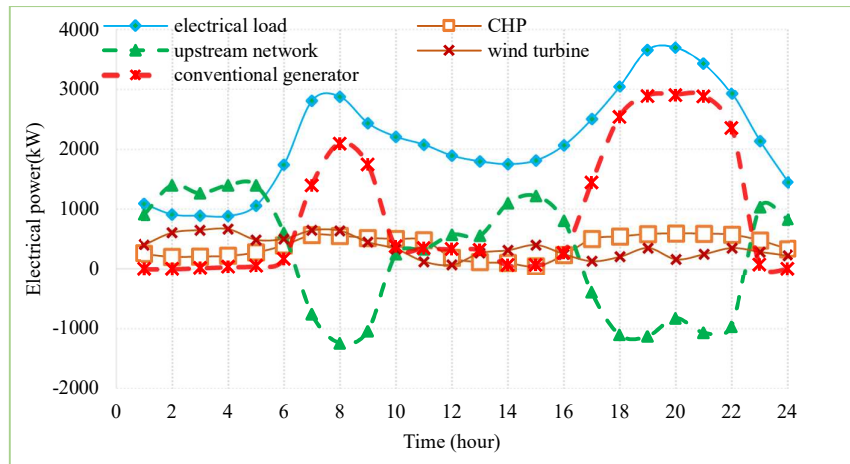
۴-۵- مدل چهارم- مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار جامع

در این مدل علاوه بر در نظر گرفتن پاسخ بار الکتريکی، پاسخ بار گرمایی نیز در نظر گرفته شده است. در مطالعه انجام شده، ۲۵ درصد بار الکتريکی و ۳۵ درصد بار گرمایی به عنوان بار انعطاف‌پذیر پایه در نظر گرفته شده است. درصد مشارکت در برنامه پاسخگویی بار در این مدل برای بار الکتريکی و گرمایی ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است. پس از اجرای شبیه‌سازی در نرم‌افزار گمز مشاهده می‌شود که سود نيروگاه مجازی ۲۲۷۶/۹۴ دلار به دست آمده که نسبت به مدل‌های قبل افزایش داشته است. در مقایسه با مدل تصادفی پایه، ۲۲/۵ درصد بهبود در سود نيروگاه مجازی حاصل شده است. برنامه‌ریزی توان الکتريکی با اعمال مدل تصادفی با اعمال پاسخ بار جامع (مدل چهارم) در شکل‌های (۱۰) و (۱۱) نشان داده شده است. شکل‌های (۱۰) و (۱۱) نشان داده شده است. نشان‌دهنده این است که میزان خرید از شبکه بالادست و تولید منابع تولید سنتی در بازه زمانی روزانه به نحوی اصلاح شده است که منحنی بار روزانه اصلاح شود و ضريب بار بهبود یابد. مقایسه قطع بار برای مدل‌های دوم و چهارم در شکل (۱۲) نشان داده شده است. همان‌طور که در شکل (۱۲) مشاهده می‌شود قطع بار با استفاده از مدل چهارم (پاسخ بار جامع) کاهش یافته است. باید توجه داشت که کاهش قطع بار اجباری، افزایش رضایت مصرف‌کنندگان را در پی خواهد داشت. مقایسه تبادل توان

با شبکه بالادست برای مدل‌های دوم و چهارم در شکل (۱۳) نشان داده شده است. با توجه به شکل (۱۳) مشاهده می‌شود تبادل نیروگاه مجازی با شبکه بالادست در مدل پاسخ بار جامع نسبت به مدل تصادفی پایه به گونه‌ای انجام شده است که سود بیشتری را حاصل نموده است. به این معنا که در ساعات کم باری، نیروگاه مجازی خرید توان بیشتری از شبکه بالادست و در ساعات پرباری، فروش توان بیشتری به شبکه بالادست داشته است. منحنی تبادل توان با توجه به منحنی بار اصلاح شده در شکل (۹) قابل توجیه است. مقایسه تولید منابع سنتی در دو حالت پاسخ بار جامع و مدل تصادفی پایه در شکل (۱۴) نشان داده شده است.

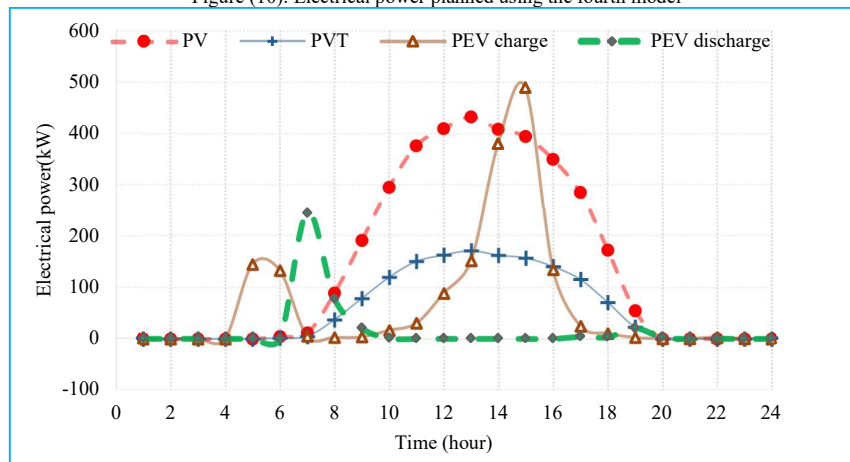
مقایسه مدل دوم و چهارم نشان می‌دهد تولید منابع سنتی در مدل پاسخ بار جامع نسبت به مدل تصادفی پایه کاهش یافته است که این به معنای کاهش تولید گازهای گلخانه‌ای است و بهبود روش است. مقایسه توان شارژ و دشارژ خودروهای الکتریکی برای مدل‌های دوم و چهارم به ترتیب در شکل‌های (۱۵) و (۱۶) نشان داده شده است. توان گرمایی دیگ بخار و CHP در مدل‌های دوم و چهارم به ترتیب در شکل‌های (۱۷) و (۱۸) نشان داده شده است.

شکل‌های (۱۷) و (۱۸) هموار شدن منحنی تولید توان گرمایی با اعمال پاسخ بار جامع را نشان می‌دهند. در مدل چهارم با توجه به اصلاح منحنی بار گرمایی، تولید بویلر کاهش یافته و منحنی تولید توان CHP نیز به صورت هموارتری نسبت به مدل دوم است.



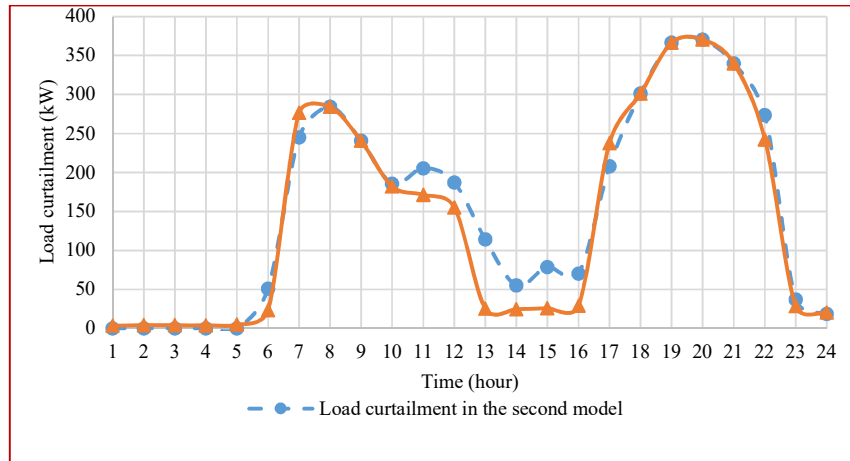
شکل (۱۰): توان الکتریکی برنامه‌ریزی شده با استفاده از مدل چهارم

Figure (10): Electrical power planned using the fourth model



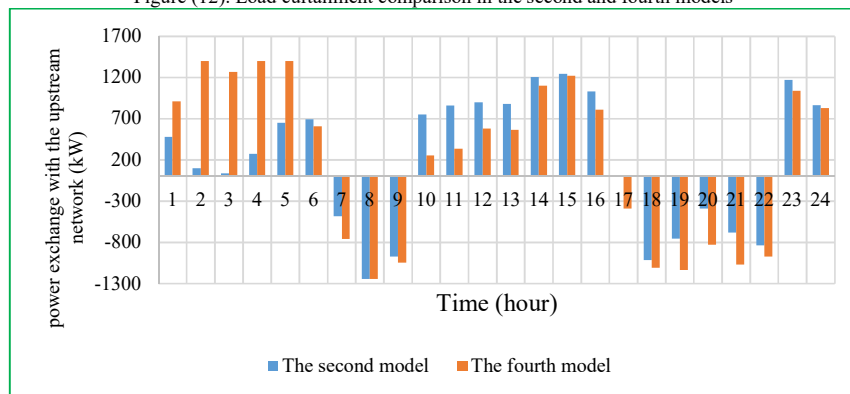
شکل (۱۱): توان الکتریکی برنامه‌ریزی شده با استفاده از مدل چهارم

Figure (11): Electrical power planned using fourth model



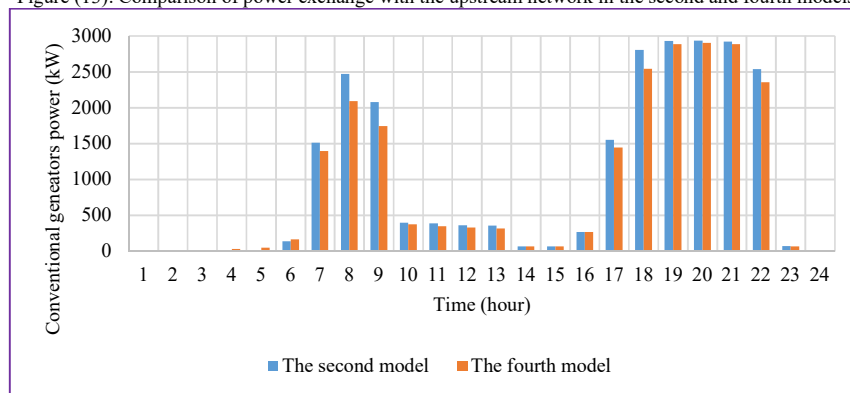
شکل (۱۲): مقایسه قطع بار در مدل‌های دوم و چهارم

Figure (12): Load curtailment comparison in the second and fourth models



شکل (۱۳): مقایسه تبادل توان با شبکه بالادست در مدل‌های دوم و چهارم

Figure (13): Comparison of power exchange with the upstream network in the second and fourth models



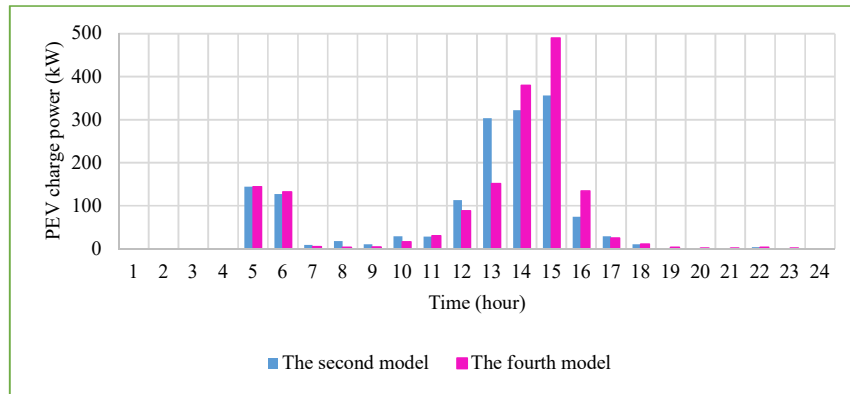
شکل (۱۴): مقایسه تولید توان منابع سنتی در مدل‌های دوم و چهارم

Figure (14): Comparison of conventional generators power in the second and fourth models

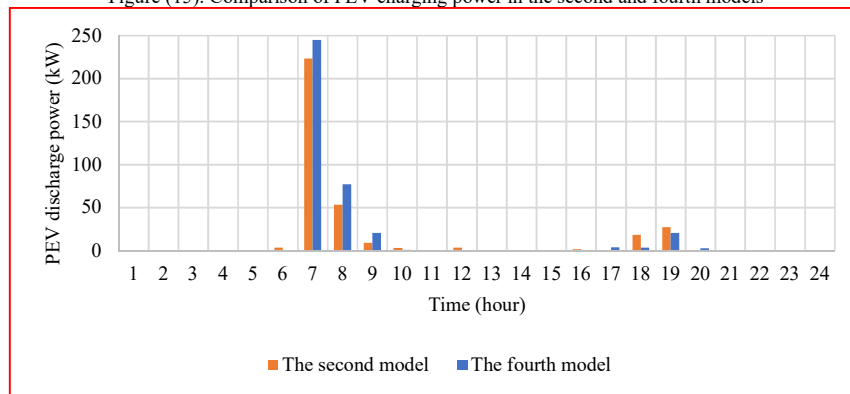
۵-۵- مدل پنجم- مدل مقاوم

نتیجه‌ها برای اجرای مدل مقاوم در دو حالت با قرار دادن ضریب مقاومت بهینه برابر با صفر و ۱۰ محاسبه و در شکل (۱۸) نشان داده شده است. ریسک نزولی برای مطالعه موردی اول (delta برابر صفر)، ۲۹۱۰/۲۶ و سود نیروگاه مجازی در این حالت ۲۰۶۵/۱۴۳ دلار محاسبه شده است. در حالت دوم، با در نظر گرفتن delta برابر ۱۰، سود بهینه نیروگاه مجازی به ۱۴۷۳/۴۴۷ دلار و مقدار ریسک نزولی به ۱۵۵۷/۱۹ کاهش یافته است. شکل (۱۹) اثر delta برابر ۱۰ را بر راه حل‌های سناریو و میانگین

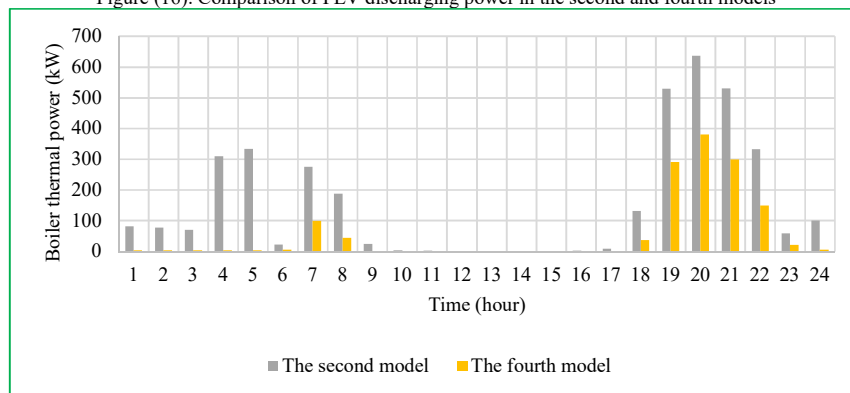
نشان می‌دهد. در این شکل مشاهده می‌شود نسبت به حالت delta برابر صفر تفاوت از میانگین برای سناریوها کاهش یافته و به همین دلیل، ریسک نیز کاهش یافته است.



شکل (۱۵): مقایسه توان شارژ خودروهای الکتریکی در مدل‌های دوم و چهارم
Figure (15): Comparison of PEV charging power in the second and fourth models



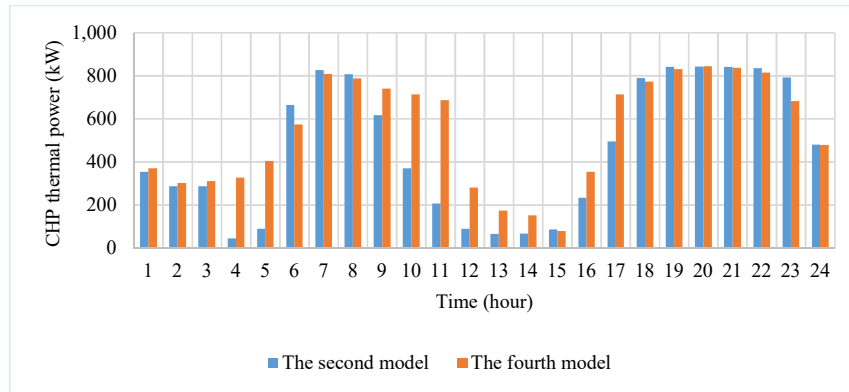
شکل (۱۶): مقایسه توان دشارژ خودروهای الکتریکی در مدل‌های دوم و چهارم
Figure (16): Comparison of PEV discharging power in the second and fourth models



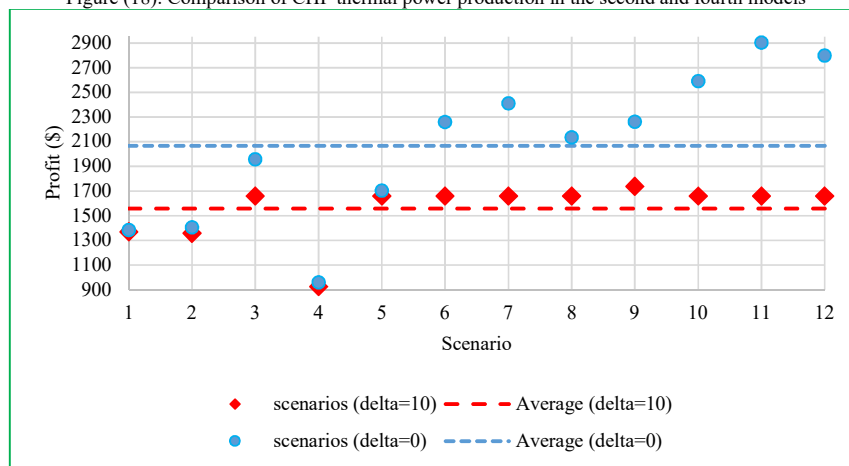
شکل (۱۷): مقایسه تولید توان گرمایی دیگ بخار در مدل‌های دوم و چهارم
Figure (17): Comparison of boiler thermal power production in the second and fourth models

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک مدل تصادفی بهینه سناریو محور مقاوم برای برنامه‌ریزی بهینه روزی یک نیروگاه مجازی با حضور منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر و تجدیدناپذیر ارائه شد. مساله برای حالت‌های مختلف مدل قطعی، مدل سناریو محور با پاسخ بار و مدل مقاوم سناریو محور حل شده است.



شکل (۱۸): مقایسه تولید توان گرمایی واحدهای تولید برق و حرارت ترکیبی در مدل‌های دوم و چهارم
Figure (18): Comparison of CHP thermal power production in the second and fourth models



شکل (۱۹): مقایسه سود با استفاده از ضریب‌های مقاوم متفاوت
Figure (19): Comparison of profit using different robust coefficients

نتایج برای تمامی حالت‌ها مقایسه شده است. نتایج نشان‌دهنده این است که سود نیروگاه مجازی در حالت اعمال پاسخ بار افزایش یافته که این مقدار با مشارکت بارهای انعطاف‌پذیر در برنامه پاسخگویی بار ارتباط مستقیم دارد. همچنین ضریب بار سیستم نیز رابطه مستقیم با درصد مشارکت در برنامه پاسخگویی بار دارد. در حالت حضور پاسخگویی بار جامع سود سیستم و اصلاح ضریب بار نسبت به حالت‌های دیگر بیشترین بهبود را داشته است. در رویکرد مقاوم، میزان سود سیستم با در نظر گرفتن ضریب مقاوم بیشتر، با ریسک کمتری به‌دست آمده است. نتایج این مقاله می‌تواند برای بهره‌بردار سیستم جهت برنامه‌ریزی موثر از دیدگاه‌های مختلف راه‌گشا باشد.

References

مراجع

- [1] F.H. Aghdam, M.S. Javadi, J.P. Catalão, "Optimal stochastic operation of technical virtual power plants in reconfigurable distribution networks considering contingencies", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 147, Article Number: 108799, May 2023 (doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108799).
- [2] X. Yang, Y. Zhang, "A comprehensive review on electric vehicles integrated in virtual power plants", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 48, Article Number: 101678, Dec. 2021 (doi: 10.1016/j.seta.2021.101678).
- [3] J.F. Venegas-Zarama, J.I. Muñoz-Hernandez, L. Baringo, P. Diaz-Cachinero, I. De Domingo-Mondejar, "A review of the evolution and main roles of virtual power plants as key stakeholders in power systems", *IEEE Access*, pp. 47937-47964, May 2022 (doi: 10.1109/ACCESS.2022.3171823).

- [4] S. Yin, Q. Ai, Z. Li, Y. Zhang, T. Lu, "Energy management for aggregate prosumers in a virtual power plant: A robust Stackelberg game approach", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 117, Article Number: 105605, May 2020 (doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105605).
- [5] C. Tan, J. Wang, S. Geng, L. Pu, Z. Tan, "Three-level market optimization model of virtual power plant with carbon capture equipment considering copula-CVaR theory", *Energy*, vol. 237, Article Number: 121620, Dec. 2021 (doi: 10.1016/j.energy.2021.121620).
- [6] L. Ju, Q. Tan, Y. Lu, Z. Tan, Y. Zhang, Q. Tan, "A CVaR-robust-based multi-objective optimization model and three-stage solution algorithm for a virtual power plant considering uncertainties and carbon emission allowances", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 107, pp. 628-643, May 2019 (doi: 10.1016/j.ijepes.2018.12.012).
- [7] H. Liu, J. Qiu, J. Zhao, "A data-driven scheduling model of virtual power plant using Wasserstein distributionally robust optimization", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 137, Article Number: 107801, May 2022 (doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107801).
- [8] G. Cavazzini, A. Benato, G. Pavesi, G. Ardizzon, "Techno-economic benefits deriving from optimal scheduling of a virtual power plant: pumped hydro combined with wind farms", *Journal of Energy Storage*, vol. 37, Article Number: 102461, May 2021 (doi: 10.1016/j.est.2021.102461).
- [9] M. Rahimi, F.J. Ardakani, O. Olatujoye, A.J. Ardakani, "Two-stage interval scheduling of virtual power plant in day-ahead and real-time markets considering compressed air energy storage wind turbine", *Journal of Energy Storage*, vol. 45, Article Number: 103599, Jan. 2022 (doi: 10.1016/j.est.2021.103599).
- [10] Y. Zhang, F. Liu, Z. Wang, Y. Su, W. Wang, S. Feng, "Robust scheduling of virtual power plant under exogenous and endogenous uncertainties", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 37, no. 2, pp. 1311-1325, Mar. 2022 (doi: 10.1109/TPWRS.2021.3105418).
- [11] F.G. Olanlari, T. Amraee, M. Moradi-Sepahvand, A. Ahmadian, "Coordinated multi-objective scheduling of a multi-energy virtual power plant considering storages and demand response", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 16, issue. 17, pp. 3539-3562, Sept. 2022 (doi: 10.1049/gtd2.12543).
- [12] J. Wang, C. Guo, C. Yu, Y. Liang, "Virtual power plant containing electric vehicles scheduling strategies based on deep reinforcement learning", *Electric Power Systems Research*, vol. 205, Article Number: 107714, Apr. 2022 (doi: 10.1016/j.epr.2021.107714).
- [13] M. Hannan, M.G. Abdolrasol, M. Faisal, P.J. Ker, R. Begum, A. Hussain, "Binary particle swarm optimization for scheduling MG integrated virtual power plant toward energy saving", *IEEE Access*, vol. 7, pp. 107937-107951, Aug. 2019 (doi: 10.1109/ACCESS.2019.2933010).
- [14] A. Alahyari, M. Ehsan, M. Mousavizadeh, "A hybrid storage-wind virtual power plant (VPP) participation in the electricity markets: A self-scheduling optimization considering price, renewable generation, and electric vehicles uncertainties", *Journal of Energy Storage*, vol. 25, Article Number: 100812, Oct. 2019 (doi: 10.1016/j.est.2019.100812).
- [15] A. Alahyari, M. Ehsan, D. Pozo, M. Farrokhifar, "Hybrid uncertainty-based offering strategy for virtual power plants", *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 13, pp. 2359-2366, Oct. 2020 (doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0249).
- [16] F. Sheidaei, 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 and Energy Systems*, vol. 120, Article Number: 106047, Sept. 2020 (doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106047).
- [17] D. Falabretti, F. Gulotta, D. Siface, "Scheduling and operation of RES-based virtual power plants with e-mobility: A novel integrated stochastic model", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 144, Article Number: 108604, Jan. 2023 (doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108604).
- [18] A. Alahyari, D. Pozo, "Performance-based virtual power plant offering strategy incorporating hybrid uncertainty modeling and risk viewpoint", *Electric Power Systems Research*, vol. 203, Article Number: 107632, Feb. 2022 (doi: 10.1016/j.epr.2021.107632).
- [19] R.M. Lima, A.J. Conejo, L. Giraldo, O.L. Maitre, I. Hoteit, O.M. Knio, "Sample average approximation for risk-averse problems: A virtual power plant scheduling application", *EURO Journal on Computational Optimization*, vol. 9, Article Number: 100005, Mar. 2021 (doi: 10.1016/j.ejco.2021.100005).
- [20] T.M. Alabi, L. Lu, Z. Yang, "Data-driven optimal scheduling of multi-energy system virtual power plant (MEVPP) incorporating carbon capture system (CCS), electric vehicle flexibility, and clean energy marketer (CEM) strategy", *Applied Energy*, vol. 314, Article Number: 118997, May 2022 (doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118997).
- [21] M. Rahimi, F.J. Ardakani, A.J. Ardakani, "Optimal stochastic scheduling of electrical and thermal renewable and non-renewable resources in virtual power plant", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 127, Article Number: 106658, May 2021 (doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106658).

- [22] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidzadeh-Kermani, M. Shafie-Khah, J.P. Catalão, "Risk-averse optimal energy and reserve scheduling for virtual power plants incorporating demand response programs", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 12, issue. 2, pp. 1405-1415, Mar. 2021 (doi: 10.1109/TSG.2020.3026971).
- [23] J. Dixon, W. Bukhsh, C. Edmunds, K. Bell, "Scheduling electric vehicle charging to minimise carbon emissions and wind curtailment", *Renewable Energy*, vol. 161, pp. 1072-1091, Dec. 2020 (doi: 10.1016/j.renene.2020.07.017).
- [24] A. Geletu, M. Klöppel, H. Zhang, P. Li, "Advances and applications of chance-constrained approaches to systems optimisation under uncertainty", *International Journal of Systems Science*, vol. 44, issue. 7, pp. 1209-1232, July 2013 (doi: 10.1080/00207721.2012.670310).
- [25] D. Zou, D. Gong, "Differential evolution based on migrating variables for the combined heat and power dynamic economic dispatch", *Energy*, vol. 238, Article Number: 121664, Jan. 2022 (doi: 10.1016/j.energy.2021.121664).
- [26] J. Wang, N.E. Redondo, F.D. Galiana, "Demand-side reserve offers in joint energy/reserve electricity markets", *IEEE Trans. on power systems*, vol. 18, issue. 4, pp. 1300-1306, Nov. 2003 (doi: 10.1109/TPWRS.2003.818593).
- [27] E. Heydarian-Forushani, M. E. Golshan, M. Shafie-khah, "Flexible interaction of plug-in electric vehicle parking lots for efficient wind integration", *Applied Energy*, vol. 179, pp. 338-349, Oct. 2016 (doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.145).
- [28] A. Gholami, T. Shekari, F. Aminifar, M. Shahidehpour, "Microgrid scheduling with uncertainty: The quest for resilience", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 7, issue. 6, pp. 2849-2858, Nov. 2016 (doi: 10.1109/TSG.2016.2598802).
- [29] A.T. Dahiru, D. Daud, C.W. Tan, Z.T. Jagun, S. Samsudin, A.M. Dobi, "A comprehensive review of demand side management in distributed grids based on real estate perspectives", *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 30, pp. 81984-82013, Jan. 2023 (doi: 0.1016/j.ijepes.2019.02.029).
- [30] R. Khalili, A. Khaledi, M. Marzband, A.F. Nematollahi, B. Vahidi, P. Siano, "Robust multi-objective optimization for the Iranian electricity market considering green hydrogen and analyzing the performance of different demand response programs", *Applied Energy*, vol. 334, Article Number: 120737, Mar. 2023 (doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120737).
- [31] H. Karimi, G. Gharehpetian, R. Ahmadihangar, A. Rosin, "Optimal energy management of grid-connected multi-microgrid systems considering demand-side flexibility: A two-stage multi-objective approach", *Electric Power Systems Research*, vol. 214, Article Number: 108902, Jan. 2023 (doi: 10.1016/j.epsr.2022.108902).
- [32] F. Zhao, Z. Li, D. Wang, T. Ma, "Peer-to-peer energy sharing with demand-side management for fair revenue distribution and stable grid interaction in the photovoltaic community", *Journal of Cleaner Production*, vol. 383, Article Number: 135271, Jan. 2023 (doi: 10.1016/j.jclepro.2022.135271).
- [33] A. Bayatian, A. Ahmarinejad, "A three-level framework for determining the optimal strategy of microgrids to participate in the day-ahead competitive market by considering electric vehicles and demand response programs", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 14, no. 56, pp. 97-118, Mar. 2024 (in persian).
- [34] G.G. Dranka, P. Ferreira, "Review and assessment of the different categories of demand response potentials", *Energy*, vol. 179, pp. 280-294, July 2019 (doi: 10.1016/j.energy.2019.05.009).
- [35] B. Park, J. Dong, B. Liu, T. Kuruganti, "Decarbonizing the grid: Utilizing demand-side flexibility for carbon emission reduction through locational marginal emissions in distribution networks", *Applied Energy*, vol. 330, Article Number: 120303, Jan. 2023 (doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120303).
- [36] F.F. Ardakani, S.B. Mozafari, S. Soleymani, "Scheduling energy and spinning reserve based on linear chance constrained optimization for a wind integrated power system", *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 13, Article Number: 101582, May 2022 (doi: 10.1016/j.asej.2021.09.009).
- [37] M. Zare, S.A. Saeed, H. Akbari, "Demand response programs modeling in multiple energy and structure management in microgrids equipped by combined heat and power generation", *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology*, vol. 14, no. 53, pp. 99-120, June 2023 (in Persian).
- [38] A.R. Jordehi, "Optimisation of demand response in electric power systems, a review", *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 103, pp. 308-319, Apr. 2019 (doi: 10.1016/j.rser.2018.12.054).
- [39] L. Wang, J. Lin, H. Dong, Y. Wang, M. Zeng, "Demand response comprehensive incentive mechanism-based multi-time scale optimization scheduling for park integrated energy system", *Energy*, Article Number: 126893, May. 2023 (doi: 10.1016/j.energy.2023.126893).
- [40] H. Karimi, S. Jadid, "Optimal energy management for multi-microgrid considering demand response programs: A stochastic multi-objective framework", *Energy*, vol. 195, Article Number: 116992, Mar. 2020 (doi: 10.1016/j.energy.2020.116992).
- [41] A.G. Zamani, A. Zakariyazadeh, S. Jadid, "Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant", *Applied Energy*, vol. 169, pp. 324-340, May 2016 (doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.011).

- [42] S. Yu, F. Fang, Y. Liu, J. Liu, "Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures", *Applied energy*, vol. 239, pp. 454-470, Apr. 2019 (doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.224).
- [43] A.G. Zamani, A. Zakariazadeh, S. Jadid, A. Kazemi, "Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 82, pp. 608-620, Nov. 2016 (doi: 10.1016/j.ijepes.2016.04.024).
- [44] M. Shafiekhani, A. Ahmadi, O. Homaei, M. Shafie-khah, J.P. Catalao, "Optimal bidding strategy of a renewable-based virtual power plant including wind and solar units and dispatchable loads", *Energy*, vol. 239, Article Number: 122379, Jan. 2022. (doi: 10.1016/j.energy.2021.122379).
- [45] S. Hadayeghparsat, A.S. Farsangi, H. Shayanfar, "Day-ahead stochastic multi-objective economic/emission operational scheduling of a large scale virtual power plant", *Energy*, vol. 172, pp. 630-646, Apr. 2019 (doi: 10.1016/j.energy.2019.01.143).
- [46] M. Nikzad, A. Samimi, "Integration of optimal time-of-use pricing in stochastic programming for energy and reserve management in smart micro-grids", *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, vol. 44, pp. 1449-1466, May 2020 (doi: 10.1007/s40998-020-00342-4).
- [47] M. Nikzad, A. Samimi, "Integration of designing price-based demand response models into a stochastic bi-level scheduling of multiple energy carrier microgrids considering energy storage systems", *Applied Energy*, vol. 282, Article Number: 116163, Jan. 2021 (doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116163).
- [48] J.M. Mulvey, R.J. Vanderbei, S.A. Zenios, "Robust optimization of large-scale systems", *Operations Research*, vol. 43, no. 2, pp. 264-281, Apr. 1995 (doi: 10.1287/opre.43.2.264).
- [49] K. Apornak, S. Soleymani, F. Faghihi, B. Mozafari, "Propose a model to maximize the retailer profit in electricity market contracts based on demand response and price elasticity while calculating the optimal value of the risk limitation", *Journal of Novel Researches on Smart Power Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 9-18, Sept. 2020 (in Persian).
- [50] M. Seyfi, M. Mehdinejad, B. Mohammadi-Ivatloo, H. Shayanfar, "Scenario-based robust energy management of CCHP-based virtual energy hub for participating in multiple energy and reserve markets", *Sustainable Cities and Society*, vol. 80, Article Number: 103711, May. 2022 (doi: 10.1016/j.scs.2022.103711).
- [51] N. Naval, J.M. Yusta, "Virtual power plant models and electricity markets-A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, Article Number: 111393, Oct. 2021 (doi: 10.1016/j.rser.2021.111393).
- [52] C. Crozier, K. Baker, "The effect of renewable electricity generation on the value of cross-border interconnection", *Applied Energy*, vol. 324, Article Number: 119717, Oct. 2022 (doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119717).

زیر نویس‌ها

- | | |
|--|---|
| 1. Virtual power plant | 14. Profit-saving |
| 2. Distributed energy resources | 15. Deep learning |
| 3. Day-ahead period | 16. Photovoltaic-thermal panels |
| 4. Pumped Hydro Energy Storage | 17. Conventional generators |
| 5. Wind farm | 18. Combined Heat and Power |
| 6. Wind turbine | 19. Boiler |
| 7. Photovoltaic panels | 20. Plug in Electric Vehicle |
| 8. Robust optimization method | 21. Truncated Gaussian probability distribution |
| 9. Stackelberg game theory | 22. Index |
| 10. Electric vehicle charging stations | 23. Probability Density Function |
| 11. Binary particle swarm optimization algorithm | 24. Weibull |
| 12. Hierarchical model | 25. Conditional Value at Risk |
| 13. Risk averse | 26. GAMS software |

ضمیمه

فهرست اندیس‌ها و مجموعه‌ها

اندیس شین‌ها	i, j
اندیس سناریوهای مربوط به سرعت باد، قیمت بازار، بار و تابش خورشید	$n_1/n_2/n_3/n_4$
اندیس سناریوها	s
اندیس بازه زمانی	t
اندیس زمان ورود خودروها	t^{arr}
اندیس زمان خروج خودروها	t^{dep}
اندیس خودروی الکتریکی	PEV

مجموعه سناریوها	S
مجموعه شین‌ها	N_{bus}
مجموعه سناریوهای سرعت باد	N_w
مجموعه سناریوهای قیمت بازار	N_p
مجموعه سناریوهای بار	N_l
مجموعه سناریوهای تابش خورشید	N_G

فهرست پارامترها (بخش اول)

ضرایب تابع هزینه واحدهای تولیدی سنتی (\$/kW)	a, b, c
مساحت پانل‌های خورشیدی (m^2)	A^{PV}
مساحت پانل‌های خورشیدی گرمایی (m^2)	A^{PVT}
پارامتر مقیاس در تابع توزیع احتمال ویبل	c
هزینه راه‌اندازی واحد تولید سنتی (\$)	$C^{CG, su}$
ظرفیت باتری خودروی الکتریکی (kW)	cap^{PEV}
حداکثر درصد پاسخ بار	DR^{max}
حداقل درصد پاسخ بار	DR^{min}
میزان تابش خورشید در بازه زمانی t و سناریوی s (kW/m^2)	$G_{t,s}$
پارامتر شکل در تابع توزیع احتمال ویبل	K
تعداد پانل‌های خورشیدی	n^{PV}
تعداد پانل‌های خورشیدی حرارتی	n^{PVT}
ضریب بازده حرارتی پانل خورشیدی	$N^{T,PV}$
دمای عملکرد نامی سلول خورشیدی ($^{\circ}C$)	NOCT
حداکثر توان منبع ذخیره انرژی (kW)	$p^{Battery,max}$
حداقل توان خروجی واحد تولید سنتی (kW)	$p^{CG,min}$
حداکثر توان خروجی واحد تولید سنتی (kW)	$p^{CG,max}$
محدودیت شیب کاهش واحد تولیدی سنتی (kW)	$p^{CG,Ramp\ down}$
محدودیت شیب افزایش واحد تولیدی سنتی (kW)	$p^{CG,Ramp\ up}$
حداقل و حداکثر خروجی CHP (kW)	$p_{min}^{chp} / p_{max}^{chp}$
بار پایه انعطاف‌پذیر در بازه زمانی t و سناریوی s در شین i (kW)	$P_{t,s,i}^{Demand_flex_base}$
بار غیرقابل انعطاف در بازه زمانی t و سناریوی s در شین i (kW)	$P_{t,s,i}^{Demand_inflex}$
بار الکتریکی/گرمایی شین i در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s,i}^{Demand} / Q_{t,s,i}^{Demand}$
توان تولیدی پانل‌های خورشیدی در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s}^{PV}$
توان خروجی الکتریکی PVT در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s}^{PVT}$
توان خروجی توربین بادی در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s}^{wt}$
توان نامی توربین بادی (kW)	p_r^{wt}
حداکثر ظرفیت هر خط (kW)	$P_{i,j}^{max}$

توان خروجی گرمایی PVT در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$Q_{t,s}^{PVT}$
حداقل توان تولیدی دیگ بخار (kW)	$Q_{t,s}^{min}$
حداکثر توان تولیدی دیگ بخار (kW)	$Q_{t,s}^{max}$
محدودیت‌های شیب افزایشی و کاهش CHP (kW/h)	Rp_{up} / Rp_{down}
سرعت راه‌اندازی و خاموش کردن CHP (kW/h)	S_{up} / S_{down}
حداقل و حداکثر نرخ شارژ منبع ذخیره انرژی (kWh)	SoC^{min} / SoC^{max}
شارژ اولیه خودرو الکتریکی	$SOC^{0,PEV}$
حداقل و حداکثر نرخ شارژ خودروی الکتریکی	$soc^{PEV,min}, soc^{PEV,max}$
حالت شارژ مربوط به انتقال از حالت شارژ جریان ثابت به ولتاژ ثابت در خودروی الکتریکی	$SOC^{sat,PEV}$
حالت شارژ برنامه‌ریزی شده خودروی الکتریکی در هنگام ترک پارکینگ	$SOC^{sch_dep,PEV}$
دمای محیط (°C)	T_t^{amb}
حد بالا و پایین تابع توزیع احتمال زمان ورود خودروها	$t_{arv,min} / t_{arv,max}$
حد بالا و پایین تابع توزیع احتمال زمان خروج خودروها	$t_{dep,min} / t_{dep,max}$

فهرست پارامترها (بخش دوم)

بازه زمانی در شارژ خودرو	Δt
دمای سلول خورشیدی در بازه زمانی s و سناریوی t در پانل خورشیدی (°C)	$T_{t,s}^{cell,PV}$
دمای سلول خورشیدی در بازه زمانی t و سناریوی s در پانل خورشیدی گرمایی (°C)	$T_{t,s}^{cell,PVT}$
دمای مرجع (°C)	T^{ref}
ضریب تلفات گرمایی PVT ($kW/m^2 K$)	U^{loss}
حداقل سرعت باد برای تولید توان الکتریکی توسط توربین بادی (m/s)	V_{ci}
حداکثر سرعت باد برای تولید توان الکتریکی توسط توربین بادی (m/s)	V_{co}
حداقل و حداکثر مقدار ولتاژ مجاز (V)	V_{min} / V_{max}
سرعت نامی باد برای توربین بادی (m/s)	V_{rated}
سرعت باد در بازه زمانی t و سناریوی s (m/s)	$V_{t,s}^w$
پارامترهای تابع توزیع احتمال بتا	α_G, β_G
پارامترهای واحد CHP	$\alpha_f / \beta_f / \alpha_h / \beta_h$
ضریب همبستگی بین توان بار گرمایی و الکتریکی	α^{PtoQ}
ضریب گرمایی توان PVT (°C ⁻¹)	$\beta^{ref,PVT}$
انحراف معیار تابع چگالی احتمال در تولید سناریوها	δ
انحراف معیار تابع توزیع احتمال (مربوط به ورود خودروها)	σ_{arv}
انحراف معیار تابع توزیع احتمال (مربوط به خروج خودروها)	σ_{dep}
انحراف معیار تابع توزیع احتمال (مربوط به شارژ خودروها)	σ_{soc}
بازده الکتریکی هر پانل خورشیدی در بازه زمانی t و سناریوی s	$\eta_{t,s}^{elec,PV}$
بازده دیگ بخار	η^{Boiler}
بازده شارژ و دشارژ منبع ذخیره انرژی (باتری)	$\eta_{Ch_battery} / \eta_{Disch_battery}$
ضریب تهویه	η^{pc}
ضریب مرجع مازول خورشیدی	$\eta^{r,PV}$
بازده الکتریکی و گرمایی پانل خورشیدی گرمایی در بازه زمانی t و سناریوی s	$\eta_{t,s}^{elec,PVT} / \eta_{t,s}^{ther,PVT}$
بازده الکتریکی مرجع پانل خورشیدی گرمایی	$\eta^{ref,PVT}$
بازده شارژ و دشارژ باتری خودروی الکتریکی	η_{Disch} / η_{Ch}
میانگین تابع توزیع چگالی احتمال	μ
میانگین تابع توزیع احتمال (مربوط به ورود خودروها)	μ_{arv}
میانگین تابع توزیع احتمال (مربوط به خروج خودروها)	μ_{dep}

میانگین تابع توزیع احتمال (مربوط به شارژ خودروها)	μ_{soc}
قیمت تامین بار الکتريکی / گرمایی (\$/kWh)	π^{elec} / π^{ther}
قیمت گاز (\$/kWh)	π^{Gas}
قیمت تبادل با شبکه بالادست در بازه زمانی t و سناریوی s (\$/kWh)	$\pi_{t,s}^{market}$
هزینه بهره‌برداری و نگهداری از پانل‌های خورشیدی به ازای واحد توان (\$/kW)	π^{pv}
هزینه بهره‌برداری و نگهداری از پانل‌های خورشیدی گرمایی به ازای واحد توان (\$/kW)	π^{pvt}
هزینه بهره‌برداری و نگهداری از توربین بادی به ازای واحد توان (\$/kW)	π^{wt}
قیمت شارژ خودروی الکتريکی (\$/kW)	$\pi^{ch,PEV}$
قیمت دشارژ خودروی الکتريکی (\$/kW)	$\pi^{Disch,PEV}$
احتمال سناریوی s	ρ_s
احتمال سناریوهای اولیه برای پارامترهای تصادفی سرعت باد، قیمت بازار، بار و تابش خورشید	$P_{w,n_1}, P_{p,n_2}, P_{l,n_3}, P_{G,n_4}$
ضریب جذب و انتقال گرمایی PVT	τ^{PVT}

فهرست متغیرها

هزینه نیروگاه مجازی در سناریوی s (\$)	$Cost_s$
هزینه دیگ بخار در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{Boiler}$
هزینه خرید توان از شبکه بالادست در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{Buy}$
هزینه راه‌اندازی واحد تولید سنتی در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{CG,su}$
هزینه توان تولیدی واحد تولید سنتی در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{CG}$
هزینه توان تولیدی CHP در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{chp}$
هزینه قطع بار در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{curtail}$
هزینه دشارژ خودروی الکتريکی (\$)	$Cost_{t,s}^{Disch,PEV}$
هزینه توان تولیدی پانل خورشیدی در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{pv}$
هزینه توان تولیدی پانل خورشیدی گرمایی در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{pvt}$
هزینه توان تولیدی توربین بادی در بازه زمانی t و سناریوی s (\$)	$Cost_{t,s}^{wt}$
درصد مشارکت بار در برنامه پاسخ بار در بازه زمانی t و سناریوی s در شین i	$DR_{t,s,i}$
سود خالص نیروگاه مجازی در سناریوی s (\$)	F_s
مصرف سوخت دیگ بخار در بازه زمانی t و سناریوی s (kWh)	$F_{t,s}^{Boiler}$
مصرف سوخت CHP در بازه زمانی t و سناریوی s (kWh)	$F_{t,s}^{chp}$
متغیر باینری نشان‌دهنده روشن یا خاموش بودن واحد تولید سنتی در زمان t و سناریوی s	$I_{t,s}^{CG}$
متغیر باینری نشان‌دهنده روشن یا خاموش بودن CHP در بازه زمانی t و سناریوی s	$I_{t,s}^{chp}$
مقدار بار جابجا شده از یک سطح بار به سطح بار دیگر در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$Ldr_{t,s,i}$
تابع هدف برای روش کاهش سناریو	OP^{Scen}
تابع هدف (سود سیستم)	profit
توان اکتیو بین شین‌های i و j در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{i,j,t,s}$
بار الکتريکی انعطاف‌پذیر در بازه زمانی t و سناریوی s در شین i (kW)	$P_{t,s,i}^{Demand_flex}$
توان شارژ و دشارژ منبع ذخیره انرژی در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s}^{Ch} / P_{t,s}^{Disch}$
توان فروخته شده یا خریداری شده از شبکه بالادست در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s}^{sell} / P_{t,s}^{buy}$
توان تولیدی واحد تولید سنتی در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$P_{t,s}^{CG}$
توان گرمایی دیگ بخار در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$Q_{t,s}^{Boiler}$
توان گرمایی CHP در بازه زمانی t و سناریوی s (kW)	$Q_{t,s}^{chp}$
سود نیروگاه مجازی در سناریوی s (\$)	Revenue _s
درآمد شارژ خودروی الکتريکی (\$)	Revenue _{t,s}^{ch,PEV}}

حالت شارژ منبع ذخیره انرژی در زمان t و سناریوی s (kWh)	$SoC_{t,s}^{Battery}$
حالت شارژ خودروی الکتریکی برای سناریوی s در زمان t	$SOC_{t,s}^{PEV}$
مقدار میانگین سود سناریوها	target
متغیر اضافه شده مقاوم	u_{robust}
اندازه ولتاژ شین i (V)	$V_{i,t,s}$
متغیرهای باینری و نماینده حالت شارژ و دشارژ منبع ذخیره انرژی	$Y_{t,s}^{Ch} / Y_{t,s}^{Disch}$
متغیر باینری نشان‌دهنده راه‌اندازی CHP در بازه زمانی t و سناریوی s	$y_{t,s}^{chp}$
متغیر باینری نشان‌دهنده خاموش شدن CHP در بازه زمانی t و سناریوی s	$z_{t,s}^{chp}$
متغیر باینری نشان‌دهنده حالت شارژ خودروی الکتریکی	$\Psi_{PEV,t,s}$
متغیر باینری برای پذیرفته شدن یا نشدن سناریو	$\omega_{n1,n2,n3,n4}$
احتمال سناریوهای انتخاب شده	$\rho_s(n_1,n_2,n_3,n_4)$