

برنامه‌ریزی بهینه انرژی و ذخیره یک ریزشبکه جزیره‌ای با در نظر گرفتن بارهای پاسخ‌گو و قیود امنیتی

مصطفی واحدی‌پور دهرائی^۱، دانشجوی دکتری؛ هما رشیدی‌زاده کرمانی^۲، دانشجوی دکتری؛ حمیدرضا نجفی^۳، دانشیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه بیرجند- بیرجند- ایران - vahedipour_m@birjand.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه بیرجند- بیرجند- ایران - rashidi_homa@birjand.ac.ir

۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر- دانشگاه بیرجند- بیرجند- ایران - h.r.najafi@birjand.ac.ir

چکیده: در این مقاله، یک مدل احتمالاتی برای برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و ذخیره (چرخان و غیرچرخان) یک ریزشبکه جزیره‌ای با در نظر گرفتن برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و قیود امنیتی پیشنهاد شده است. هدف مسئله شامل بیشینه‌کردن سود بهره‌بردار ریزشبکه با در نظر گرفتن قیود امنیتی ولتاژ و فرکانس است. وجود منابع دارای عدم قطعیت مانند منابع تولید تجدیدپذیر و بارها ماهیت مسئله برنامه‌ریزی را احتمالاتی کرده که لازم است در یک مدل مبتنی بر سناریو فرمول‌بندی و حل شود. در مدل پیشنهادی، از شاخص مقدار شرطی در ریسک (CVaR) برای تعدیل اثرات منفی سناریوهای نامطلوب در مدل احتمالاتی استفاده شده است. در این روش حساسیت سود بهره‌بردار و حاشیه‌های امنیت ریزشبکه در حالت‌های با و بدون مشارکت بارهای پاسخ‌گو نسبت به شاخص ریسک ارزیابی شده است. استفاده از این روش بهره‌بردار را قادر می‌سازد تا با انتخاب ضریب ریسک مناسب ضمن بیشینه‌کردن سود خود، حاشیه امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشبکه را نیز بهبود بخشد. هم‌چنین، در این مدل برای ارزیابی واقعی‌تر امنیت سیستم و تعیین دقیق انحرافات فرکانس و ولتاژ در هر سناریو، از روش پخش توان بهینه AC (AC-OPF) استفاده شده است. در نظر گرفتن قیود امنیتی فرکانس و ولتاژ به صورت هم‌زمان (برای هر ساعت) یک مزیت این روش است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، پخش توان بهینه AC (AC-OPF)، مقدار شرطی در ریسک (CVaR)، ریزشبکه جزیره‌ای، منابع تولید تجدیدپذیر.

Optimal Energy and Reserve Scheduling of an Islanded Microgrid Considering Responsive Loads and Security

M. Vahedipour-Dahraie¹, Ph.D Student; H. Rashidizadeh-Kermani², Ph.D Student; H. Najafi³, Associate professor

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, Email: vahedipour_m@birjand.ac.ir

2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, Email: rashidi_homa@birjand.ac.ir

3- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran, Email: h.r.najafi@birjand.ac.ir

Abstract: In this paper, a probabilistic model for joint scheduling of energy and reserve (spinning and non-spinning) of an islanded microgrid is proposed considering demand response programs and security constraints. The objective of the problem is to maximize the expected profit of the microgrid operator with considering voltage and frequency security constraints. The presence of stochastic sources such as renewable resources and loads made the nature of the scheduling problem stochastic which is required to be formulated and solved in a scenario-based model. In the proposed method, to minimize the adverse effects of unfavorable scenarios, the conditional value at risk (CVaR) criteria is used in the probabilistic model. In this method, the sensitivity of operator's profit and the microgrid security margin in the cases with/ without the participation of responsive loads are assessed with considering risk criteria. Using this method, makes the operator capable to choose a proper risk factor as well as maximizing its expected profit and improving the security margin of voltage and frequency of the microgrid. In addition, in order to assess the system security more precisely and to determine the voltage and frequency deviations in each scenario, the AC optimal power flow (AC-OPF) is applied. Considering the security constraints of voltage and frequency simultaneously (at each hour) is a benefit of this method.

Keywords: Energy and reserve scheduling, demand response programs, AC optimal power flow (AC-OPF), conditional value at risk (CVaR), islanded microgrid, renewable resources.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۴/۰۳

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۳۰، ۱۳۹۶/۰۹/۰۴ و ۱۳۹۶/۱۰/۰۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۱۲/۰۷

نام نویسنده مسئول: حمیدرضا نجفی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - بیرجند - شوکت آباد - دانشگاه بیرجند- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر.

علائم

توان تولیدی واحد توربین بادی w در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$P_{w,t} (P_{w,t,s})$	تعداد واحدهای تولیدی قابل برنامه‌ریزی مجموعه شماره بارها	N_G N_J
توان تولیدی واحد فتوولتائیک v در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$P_{v,t} (P_{v,t,s})$	تعداد سناریوها	N_S
بیشینه (کمینه) ظرفیت تولیدی واحد x	$P_x^{max} (P_x^{min})$	تعداد واحدهای توربین بادی	N_W
ذخیره چرخان بالارونده برنامه‌ریزی شده توسط واحد i (بار j) در دوره زمانی t	$R_{i,t}^U (R_{j,t}^U)$	تعداد واحدهای فتوولتائیک	N_V
توان راکتیو تولیدی واحد i در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$Q_{i,t} (Q_{i,t,s})$	اندیس واحدهای تولیدی از ۱ تا N_G	i
توان راکتیو مصرفی بار j در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$Q_{j,t} (Q_{j,t,s})$	اندیس بارها از ۱ تا N_J	j
توان راکتیو واحد بادی در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$Q_{v,t} (Q_{v,t,s})$	اندیس دوره‌های زمانی از ۱ تا N_T	t
ذخیره چرخان پایین‌رونده برنامه‌ریزی شده توسط واحد i (بار j) در دوره زمانی t	$R_{i,t}^D (R_{j,t}^D)$	اندیس سناریوها از ۱ تا N_S	s
ذخیره غیرچرخان برنامه‌ریزی شده توسط واحد i در دوره زمانی t	$R_{i,t}^{NS}$	اندیس واحدهای تولید بادی از ۱ تا N_W	w
ذخیره چرخان بالارونده تأمین شده توسط واحد i (بار j) در دوره زمانی t	$r_{i,t,s}^U (r_{j,t,s}^U)$	اندیس واحدهای تولید فتوولتائیک از ۱ تا N_V	v
ذخیره چرخان پایین‌رونده تأمین شده توسط واحد i (بار j) در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$r_{i,t,s}^D (r_{j,t,s}^D)$	اندیس‌های شین‌های سیستم	b, n, r
ذخیره غیرچرخان تأمین شده توسط واحد i در دوره زمانی t	$r_{i,t,s}^{NS}$	سود مشتری در دوره زمانی t	$B(t)$
درآمد مشترک ناشی از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار در دوره زمانی t	$S(t)$	قیمت انرژی پیشنهادی توسط واحد توربین بادی w (فتوولتائیک v) در دوره زمانی t	$C_{w,t} (C_{v,t})$
زاویه ولتاژ شین n در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$\delta_{n,t} (\delta_{n,t,s})$	ذخیره چرخان پایین‌رونده (بالارونده) اختصاص یافته توسط واحد i در دوره زمانی t	$C_{i,t}^{R^D} (C_{i,t}^{R^U})$
اندازه ولتاژ (مقدار RMS) در شین n و دوره زمانی t (و سناریوی s)	$V_{n,t} (V_{n,t,s})$	ذخیره غیرچرخان اختصاص یافته توسط واحد i در دوره زمانی t	$C_{i,t}^{R^{NS}}$
متغیر باینری، اگر واحد i برنامه‌ریزی شود تا در دوره زمانی t (و سناریوی s) برابر ۱ وگرنه برابر ۰ است	$u_{i,t} (u_{i,t,s})$	ذخیره چرخان پایین‌رونده (بالارونده) اختصاص داده شده توسط گروه بار j در دوره زمانی t	$C_{j,t}^{R^D} (C_{j,t}^{R^U})$
متغیر باینری، اگر واحد i در دوره زمانی t (و سناریوی s) روشن شود برابر ۱ وگرنه برابر ۰ است	$y_{i,t} (y_{i,t,s})$	تقاضای بار j در دوره زمانی t	$D_{j,t}$
متغیر باینری، اگر واحد i در دوره زمانی t (و سناریوی s) روشن شود برابر ۱ وگرنه برابر ۰ است	$z_{i,t} (z_{i,t,s})$	تقاضای بار j پس از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار در دوره زمانی t	$D_{j,t}^{DR}$
احتمال رخداد سناریوی s	π_s	الاستیسیته خودی (متقابل) گروه بار j	$E_{t,t}^j (E_{t,h}^j)$
ضریب خطر گریزی (ضریب ریسک)	β	شارش توان اکتیو از شین n به r در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$f_{n,r,t}^P (f_{n,r,t,s}^P)$
		شارش توان راکتیو از شین n به r در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$f_{n,r,t}^Q (f_{n,r,t,s}^Q)$
		کندوکتانس (سوسپتانس) بین شین n و r	$G_{n,r} (B_{n,r})$
		هزینه خاموشی واحد i در دوره زمانی t	$SDC_{i,t}$
		هزینه روشن شدن واحد i در دوره زمانی t	$SUC_{i,t}$
		قیمت انرژی برای مشترکین j در دوره t	$\rho_{j,t}$
		قیمت خرید/فروش توان در بازار تعادل از/به گروه بار j (واحد x) در دوره زمانی t	$\rho_{j,t}^{Dep} (\rho_{x,t}^{Dep})$
		توان اکتیو برنامه‌ریزی شده واحد i در دوره زمانی t (و سناریوی s)	$P_{i,t} (P_{i,t,s})$

۱- مقدمه

بهره‌برداری ریزشبهه است، عدم قطعیت‌های بار و تولیدات تجدیدپذیر در نظر گرفته شده است.

با این حال در مراجعی که مرور شد، تأثیر برنامه‌های مختلف DR روی امنیت ریزشبهه جزیره‌ای، که با عدم قطعیت‌های شدیدتری هم از ناحیه تولید و هم از جانب بارهای پاسخ‌گو مواجه است، بررسی نشده است. در میان تحقیقات فراوانی که در زمینه برنامه‌های DR انجام شده است، مطالعات محدودی تأثیر برنامه‌های مختلف DR روی امنیت ریزشبهه‌های جزیره‌ای را بررسی کرده‌اند [۱۰-۱۴]. در [۱۰] به منظور دستیابی به منافع اقتصادی و کاهش قطع بار اجباری در یک ریزشبهه، یک مدل برنامه‌ریزی احتمالاتی دومرحله‌ای با وجود عدم قطعیت‌های مختلف ارائه شده است. در این مطالعه روش احتمالاتی با روش برنامه‌ریزی قطعی مقایسه شده که نتایج برتری روش احتمالاتی در کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و قطع بار اجباری را نشان می‌دهد. در این مرجع مسائل مربوط به امنیت استاتیکی فرکانس و ولتاژ بررسی نشده است.

در [۱۱] یک ساختار چندهدفه احتمالاتی برای کمینه‌کردن هزینه‌های بهره‌برداری ریزشبهه ارائه شده است. در این روش، که از پخش بار AC و قیود پخش توان بهینه AC (AC-OPF) استفاده شده است، شاخص‌هایی برای تعیین حاشیه امنیت سیستم تعریف و براساس آن‌ها امنیت ریزشبهه بررسی شده است. با این وجود، تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در این مرجع مطالعه نشده است. هم‌چنین، در [۱۲] یک روش مدیریت انرژی برای بررسی امنیت فرکانس حالت ماندگار ریزشبهه پیشنهاد شده است. این مرجع نیز کاستی‌های مرجع قبلی را دارد و تأثیر DR بر امنیت ولتاژ در آن مطالعه نشده است. در [۱۳] نیز روش دیگری برای مدیریت انرژی با هماهنگی بین بارهای پاسخ‌گو و واحدهای تولیدی ارائه شده است. براساس این روش، امنیت استاتیکی و دینامیکی فرکانس ریزشبهه در برنامه‌ریزی مورد بررسی قرار گرفته اما وضعیت امنیت ولتاژ و نیز تأثیر عدم قطعیت‌های بارهای پاسخ‌گو بر روی امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشبهه مطالعه نشده است.

در [۱۴] نیز روشی برای مدیریت انرژی و ذخیره سیستم با هدف دسترسی به بیشینه منافع اقتصادی هم‌زمان با بهبود وضعیت امنیت ریزشبهه ارائه شده است. در این مرجع نقش منابع ذخیره روی امنیت استاتیکی فرکانس ریزشبهه بررسی شده است اما تأثیر برنامه‌های مختلف پاسخ‌گویی بار روی امنیت ریزشبهه به‌ویژه امنیت ولتاژ آن مطالعه نشده است.

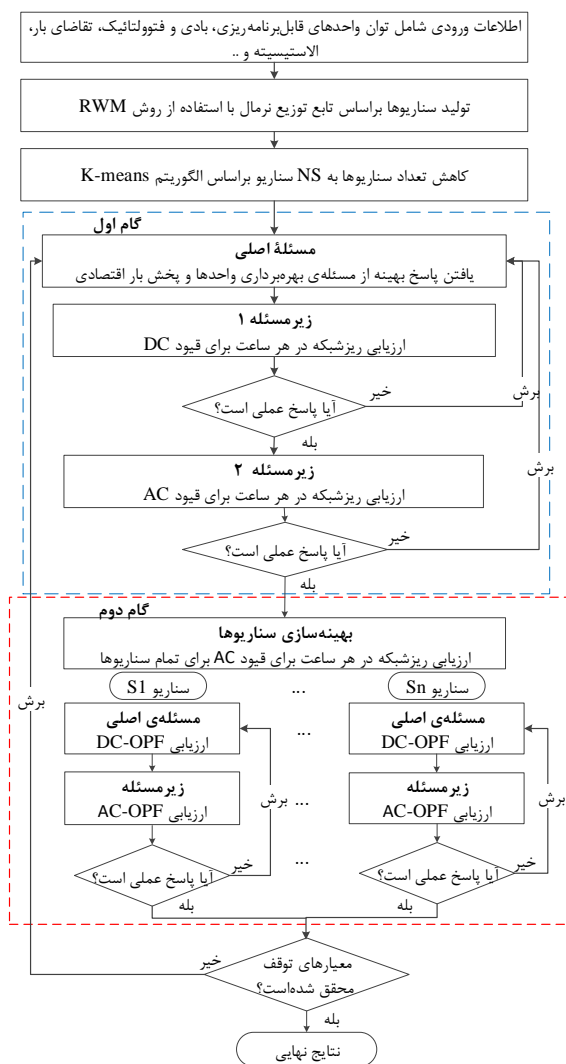
بنابراین، همان‌طوری که اشاره شد، بسیاری از تحقیقاتی که هم‌زمان منافع اقتصادی و تأثیر فنی برنامه‌های DR روی امنیت ریزشبهه را مورد مطالعه قرار داده‌اند، از پخش بار DC در فرایند حل مسئله بهینه‌سازی استفاده کرده‌اند و تنها به مسئله امنیت استاتیکی فرکانس توجه داشتند. هم‌چنین، در بیشتر این مطالعات بارهای پاسخ‌گو با ارائه پیشنهاداتی برای کاهش مصرف یا تأمین ذخیره

به‌کارگیری منابع انرژی تجدیدپذیر، مانند باد و خورشید، به‌عنوان منابع تولید پراکنده در سطح شبکه توزیع به‌سرعت در حال گسترش است. در حال حاضر سهم قابل‌توجهی از انرژی الکتریکی موردنیاز مصرف‌کنندگان در بسیاری از کشورها از این منابع تأمین می‌شود. با نفوذ بیشتر این منابع در سیستم‌های قدرت، با توجه با ماهیت تناوبی تولید آن‌ها، برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره سیستم دستخوش تغییراتی شده است. از طرفی، ظهور شبکه‌های هوشمند و تجهیزات اندازه‌گیر پیشرفته، انعطاف‌پذیری بیشتری برای مصرف‌کنندگان جهت مشارکت در بازار برق فراهم ساخته است [۱]. در ساختار شبکه‌های هوشمند، مصرف‌کنندگان قادرند به سیگنال‌های قیمت برق پاسخ دهند و با مشارکت فعال خود در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار (DR)، با شبکه تعامل بیشتری برقرار نمایند [۲،۳]. با مشارکت مصرف‌کنندگان در بازار برق، برنامه‌ریزی انرژی و ذخیره این سیستم‌ها به‌شدت تحت تأثیر میزان نحوه مشارکت آن‌ها در برنامه‌های DR قرار می‌گیرد. از این‌رو، برنامه‌ریزی انرژی با مشارکت مصرف‌کنندگان به‌ویژه در ریزشبهه‌ها، با توجه به گسترش روزافزون این شبکه‌ها و نیز عدم قطعیت‌های شدید ناشی از بارهای پاسخ‌گو و منابع تولید تجدیدپذیر در آن‌ها، بسیار حائز اهمیت و نیازمند بررسی بیشتری است.

در سال‌های اخیر، تحقیقات زیادی پیرامون تأثیر برنامه‌های DR بر روی برنامه‌ریزی انرژی در ریزشبهه‌ها تحت عدم قطعیت‌های مختلف انجام و گزارش شده است [۴-۹]. در [۴] یک ساختار بازار روز آینده ارائه شده است که در آن بارهای پاسخ‌گو قادرند ذخیره موردنیاز شبکه را در هنگام رخداد پیشامدهای احتمالاتی از طریق یک روش مناقصه بار تأمین نمایند. در [۵] یک برنامه DR مبتنی بر قیمت جهت ارائه خدمات ذخیره تحت عدم قطعیت‌های توان بادی پیشنهاد شده است. در این مرجع عدم قطعیت‌های بارها که به مراتب شدیدتر هستند، در نظر گرفته نشده است. در [۶] نیز نحوه برنامه‌ریزی تولید یک ریزشبهه و تأثیر برنامه‌های DR در برنامه‌ریزی انرژی بازار روز آینده بررسی شده است. اگرچه این مرجع عدم قطعیت‌های بارها و نیز رخدادهایی مانند از دست رفتن واحدهای تولیدی در سناریوهای بهره‌برداری مختلف را در نظر گرفته اما در مورد برنامه‌ریزی ذخیره سیستم گزارشی ارائه نداده است.

در [۷] نیز یک سیستم مدیریت انرژی با هدف تأمین توان یک ریزشبهه با کمترین هزینه پیشنهاد شده که وظیفه آن برنامه‌ریزی بهینه واحدهای تولیدی ریزشبهه با در نظر گرفتن مشارکت سمت تقاضا است. هم‌چنین، در [۸] برنامه‌ای برای مدیریت بهینه انرژی ریزشبهه در بازار خرده‌فروشی برپایه روش تئوری بازی ارائه شده که در آن عدم قطعیت‌های مختلف در نظر گرفته شده است. در [۹] نیز روشی برای مدیریت انرژی ریزشبهه جزیره‌ای با حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و منابع ذخیره‌ساز انرژی پیشنهاد شده است. در این روش که هدف آن بهره‌برداری بهینه از منابع انرژی با کمینه‌کردن هزینه‌های

ساختار کلی برنامه پیشنهادی در شکل ۱ نشان داده شده است. ورودی برنامه شامل داده‌های قطعی و آماری سیستم شامل اطلاعات شبکه، تقاضای بار، قیمت انرژی، توان تولیدی واحدهای تجدیدپذیر و... است. تقاضای بار، که تابعی از رفتار مشترکین است و نیز توان تولید واحدهای بادی و خورشیدی که به ترتیب تابعی از سرعت باد و تابش خورشید می‌باشند، همگی دارای عدم قطعیت هستند. معمولاً در برنامه‌ریزی روز آینده، که زمان برنامه‌ریزی کوتاه مدت است، می‌توان از تابع چگالی احتمال^۵ (PDF) نرمال برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از این منابع استفاده کرد [۱۳-۱۰]. بنابراین، در این مطالعه، عدم قطعیت‌های هر پارامتر با استفاده از تابع PDF آن پارامتر و با به کارگیری روش چرخ گردان (RWM) [۱۵] مدل‌سازی شده است. برای کاهش حجم محاسباتی برنامه، سناریوهای تولید شده با استفاده از روش $K\text{-means}$ [۱۶]، به تعداد محدودتری کاهش داده شده‌اند. براساس این روش، سناریوهای مشابه باهم ترکیب و سناریوهای دارای احتمال کم حذف می‌شوند تا زمان حل برنامه کاهش یابد.



شکل ۱: ساختار کلی برنامه پیشنهادی

مورد نیاز سیستم در بازار برق مشارکت داده شده‌اند و از مدل اقتصادی کاملی برای مشارکت بارهای پاسخ‌گو در بازار استفاده نشده است. از این رو، انجام مطالعه کامل تری برای برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و ذخیره یک ریزشکه جزیره‌ای، با در نظر گرفتن امنیت فرکانس و ولتاژ می‌تواند بسیار مفید و کاربردی باشد.

از این رو در این مقاله یک برنامه‌ریزی احتمالاتی دومرحله‌ای برای برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و ذخیره یک ریزشکه جزیره‌ای با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های منابع تجدیدپذیر و بارها ارائه شده است. در برنامه پیشنهادی از شاخص مقدار شرطی در ریسک (CVaR) در برنامه‌ریزی استفاده شده تا امکان اتخاذ تصمیم مناسب با در نظر گرفتن سطح امنیت مورد انتظار بهره‌بردار ریزشکه و بیشینه سود وی فراهم شود. بنابراین، نوآوری‌های مقاله به صورت خلاصه عبارت است از:

- ارائه مدلی برای برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و ذخیره یک ریزشکه جزیره‌ای هم‌زمان با بهبود امنیت آن با در نظر گرفتن CVaR برای مقابله با عدم قطعیت‌ها،
- بررسی تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار روی امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشکه جزیره‌ای با به کارگیری AC-OPF،
- بررسی تأثیر ضریب ریسک روی حاشیه امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشکه.

ادامه این مقاله بدین صورت سازمان‌دهی شده است؛ در بخش ۲ مسئله پیشنهادی تعریف و ساختار آن شرح داده شده است. در بخش ۳ مسئله پیشنهادی مدل‌سازی شده است. در بخش ۴ مدل ارائه شده روی یک ریزشکه جزیره‌ای اجرا شده و نتایج عددی آن تجزیه و تحلیل شده است. در نهایت، در بخش ۵ نتیجه این تحقیق ارائه شده است.

۲- تعریف مسئله

به خاطر وجود عدم قطعیت‌های منابع تجدیدپذیر و بارها، که با استفاده از مفهوم سناریوها مدل می‌شوند، مسئله برنامه‌ریزی ریزشکه ماهیت احتمالاتی دارد. در ساختار پیشنهادی این مقاله فرض شده است که بهره‌بردار ریزشکه مسئول برنامه‌ریزی ریزشکه باشد و به تمام اطلاعات شامل اطلاعات واحدهای تولیدی، آب و هوا، مصرف‌کنندگان و شبکه دسترسی دارد. هدف برنامه پیشنهادی بیشینه کردن سود بهره‌بردار و تعیین حاشیه امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشکه با حضور بارهای پاسخ‌گو با نظر گرفتن شاخص ریسک است. دوره برنامه‌ریزی نیز روز پیش‌رو (۲۴ ساعت آینده) و در بازه‌های زمانی ساعتی در نظر گرفته شده است. از آنجایی که دقت اطلاعات در دوره‌های مختلف تصمیم‌گیری متفاوت است، بهره‌بردار از تصمیم‌گیری دومرحله‌ای در برنامه احتمالاتی استفاده می‌کند. در مرحله اول، تصمیمات قبل از فرآیندهای احتمالاتی و براساس مقادیر پیش‌بینی شده اتخاذ می‌شوند. چنین تصمیماتی به تحقق فرآیند یا مراحل احتمالاتی بستگی ندارند (وابسته به سناریوها نیستند). در مرحله دوم، تصمیم‌گیری بهره‌بردار در لحظه نزدیک به زمان واقعی انجام می‌شود و در نتیجه اطلاعات کافی برای تصمیم‌گیری دقیق‌تر او براساس اطلاعات واقعی‌تر وجود دارد.

ریسک در نظر گرفته نشود امید ریاضی مجموع سناریوها با توجه به نوع مسئله بیشینه یا کمینه می‌شود اما هیچ تضمینی برای عدم وقوع حالات نامطلوب در تصمیم‌گیری وجود ندارد. به عبارت دیگر، در یک مسئله بیشینه‌سازی همواره احتمال رخداد سناریوهایی با میزان سود نامطلوب وجود دارد. در چنین شرایطی برای تعدیل و کاهش این اثرات نامطلوب، معیاری از ریسک در مسئله بهینه‌سازی لحاظ می‌شود و به تابع هدف اضافه می‌گردد. این کار سبب می‌شود تا واریانس سود یا هزینه سناریوها کاهش پیدا کند.

۳- مدل‌سازی مسئله پیشنهادی با در نظر گرفتن مشارکت بارهای پاسخ‌گو

هدف مسئله پیشنهادی بیشینه‌کردن سود مورد انتظار بهره‌بردار یک ریزشبه‌جزییره‌ای و کمینه‌کردن هزینه انرژی مشترکین است. به علاوه، حاشیه امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشبه‌جزییره نیز به صورت ساعتی در برنامه‌های DR مختلف توسط متغیرهای تصمیم این برنامه تعیین می‌شوند. مشترکین براساس مدل اقتصادی که در ادامه ارائه می‌شود، در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مشارکت می‌کنند.

۳-۱- مدل اقتصادی بارهای پاسخ‌گو

برای مدل‌سازی دقیق بارها، کل مشترکین ریزشبه‌جزییره براساس شرایط خود (مانند محل اتصال به ریزشبه‌جزییره، شرایط اقتصادی و فرهنگی خانوارها و ...) به N_I گروه مشترک تقسیم شده‌اند. بار هر گروه از مشترکین شامل بارهای پاسخ‌گو و غیرپاسخ‌گو است. بارهای پاسخ‌گو شامل بارهای قابل قطع و قابل شیف‌ت می‌باشند. برای مدل‌سازی بارهای قابل قطع و قابل شیف‌ت به ترتیب از مدل تک‌دوره‌ای و چنددوره‌ای استفاده شده است. تابع سود مشترکین به‌ازای مشارکت آن‌ها در برنامه‌های DR زمان‌محور از رابطه (۱) به دست می‌آید [۱۸].

$$S(D_{j,t}^{CDR}) = B(D_{j,t}^{CDR}) - D_{j,t}^{CDR} \cdot \rho_{j,t} \quad (1)$$

که اندیس CDR بیانگر بارهای پاسخ‌گویی قابل قطع است. برای دست‌یابی به سود بیشینه، باید مشتق تابع سود برابر صفر شود.

$$\frac{\partial S(D_{j,t}^{CDR})}{\partial D_{j,t}^{CDR}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial B(D_{j,t}^{CDR})}{\partial D_{j,t}^{CDR}} = \rho_{j,t} \quad (2)$$

با بسط مرتبه دوم سری تیلور، تابع توانی درآمد از رابطه (۳) به دست می‌آید [۱۸].

$$B(D_{j,t}^{CDR}) = B_{j,t}^0 + \frac{\rho_{j,t}^0 \cdot D_{j,t}^{CDR}}{1 + E_{j,t}^{-1}} \times \left[\left(\frac{D_{j,t}^{CDR}}{D_{j,t}} \right)^{E_{j,t}^{-1}} - 1 \right] \quad (3)$$

با مشتق‌گیری از رابطه (۳) نسبت به $D_{j,t}^{CDR}$ رابطه (۴) حاصل می‌شود:

سپس، اطلاعات قطعی و آماری به دست آمده از پیش‌بینی‌ها به عنوان ورودی یک برنامه دومرحله‌ای در نظر گرفته می‌شوند. در مرحله اول این برنامه، انرژی و ذخیره به طور هم‌زمان برای برقراری تعادل توان در سیستم برنامه‌ریزی می‌شود. متغیرهای این مرحله وابسته به هیچ سناریو خاصی نیستند و شامل میزان تولید واحدها، وضعیت درمداربودن واحدها، میزان مصرف بارها و میزان ذخیره چرخان و غیرچرخان سیستم هستند که یک روز قبل و براساس پیش‌بینی میزان تولید و مصرف برنامه‌ریزی می‌شوند. همان طوری که از شکل ۱ مشاهده می‌شود برنامه مرحله اول شامل یک مسئله اصلی و دو زیرمسئله است. در مسئله اصلی نحوه بهمدارآمدن واحدهای قابل برنامه‌ریزی و بهره‌برداری اقتصادی سیستم مطرح است. در زیرمسئله (۱) ارزیابی فنی سیستم انجام می‌شود و با استفاده از پخش بار DC، عملی بودن تصمیم گرفته شده بررسی می‌شود. اگر پاسخ‌های این قسمت، قیدهای شبکه (شامل قیدهای تعادل توان اکتیو و ... که در بخش بعدی بیان می‌شوند) را نقض کنند باید تصمیم جدیدی اتخاذ شود و اگر پاسخ مسئله اصلی عملی و قابل قبول باشد، در زیرمسئله (۲) با استفاده از AC-OPF ارزیابی دقیق‌تری روی آن صورت می‌گیرد. بنابراین، اگر در زیرمسئله (۱) یا (۲) جواب عملی و قابل قبول حاصل نشود (برای مثال یک یا چند قید محقق نشود)، مجدداً حل کننده به مسئله اصلی بازگشته و اصطلاحاً به مسئله اصلی برش داده می‌شود. در چنین شرایطی مسئله اصلی برای تحقق پاسخ فیزیکی و قابل قبول در زیرمسئله‌ها مجدداً حل می‌شود. می‌توان نشان داد که ارزیابی در دو مرحله و به ترتیبی که بیان شد سرعت حل مسئله را بالا می‌برد. در واقع ارزیابی دومرحله‌ای قیود DC-OPF و سپس AC-OPF سبب می‌شود پاسخ‌های غیرعملی در مرحله DC-OPF حذف شوند و در نتیجه لازم نیست تا برای تمام حالت‌های ممکن از AC-OPF که زمان حل مسئله را افزایش می‌دهد استفاده شود. تصمیمات اتخاذ شده در مرحله اول وارد مرحله دوم، که بهره‌برداری زمان واقعی ریزشبه‌جزییره را نمایش می‌دهند، می‌شوند. در واقع متغیرهای تصمیم مرحله دوم شامل میزان تولید توان واقعی هر واحد، وضعیت درمداربودن واحدها، میزان مصرف بارها و پاسخ‌گویی آن‌ها به برنامه‌های مختلف و نیز میزان ذخیره تأمین شده توسط واحدها یا مشارکت بارهای پاسخ‌گو در هر کدام از سناریوها می‌باشند. در این مرحله نیز همان طوری که مشاهده می‌شود، برای تمام سناریوهای کاهش یافته مانند مرحله اول ارزیابی‌های فنی و اقتصادی انجام می‌گیرد. شایان ذکر است که استفاده از روش AC-OPF برای ارزیابی امنیت استاتیکی فرکانس و ولتاژ سیستم و تأثیر برنامه‌های مختلف روی آن پاسخ‌های واقعی‌تری را به دست می‌دهد.

در مسائل برنامه‌ریزی احتمالی که تصمیم‌گیرنده در فرآیند تصمیم‌گیری با داده‌های عدم قطعی مواجه است و هدف نیز بیشینه‌کردن سود یا کمینه‌کردن هزینه است، پاسخ مسئله به صورت امید ریاضی مجموعه‌ای از سناریوها است [۱۷]. اگر در چنین مسائلی

ریسک یا CVaR است. این شاخص در یک سطح اطمینان معین α (ریسک CVaR)، در یک مسئله بیشینه‌سازی به معنی امید ریاضی سودهای کمتر از مقدار $(1-\alpha) \times 100\%$ است. همچنین، در یک مسئله کمینه‌سازی نیز مقدار CVaR به معنی $(1-\alpha) \times 100\%$ از سناریوها با بزرگ‌ترین مقدار هزینه است [۱۹].

شاخص‌های VaR و CVaR در شکل ۲ که نمودار چگالی احتمال سود بهره‌بردار در سناریوهای مختلف را نشان می‌دهد نمایش داده شده‌اند. همان‌طوری که مشاهده می‌شود، VaR با یک خط عمودی (خط چین) که حد سودهای نامطلوب را تعیین می‌کند مشخص شده و تنها یک مقدار دارد. در حالی که CVaR علاوه بر تعیین حد سودهای نامطلوب، امید ریاضی آن‌ها (سودهای سمت چپ خط VaR در شکل) را نیز بیان می‌کند. بنابراین، VaR مقدار سودهای نامطلوب و CVaR علاوه بر آن، امید ریاضی سودهای نامطلوب را به دست می‌دهد.

در مسئله بیشینه‌سازی سود، مقدار CVaR به طور تقریبی بیان می‌کند که سود مورد انتظار بهره‌بردار در $(1-\alpha) \times 100\%$ از سناریوها کمترین مقدار را داشته باشد. مقدار CVaR در مسئله بیشینه‌سازی سود از رابطه زیر به دست می‌آید [۱۷]:

$$\alpha - CVaR = \max_{\xi, \eta_s} \left(\xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \eta_s \right) \quad (10)$$

s. t.

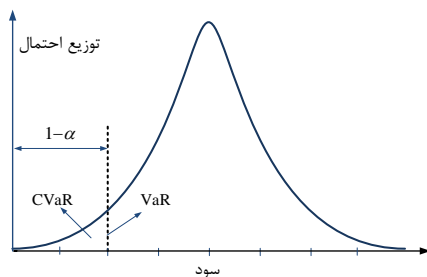
$$\eta_s + profit_s - \xi \geq 0$$

$$\eta_s \geq 0$$

که در آن $profit_s$ میزان سود در سناریو s و η_s یک متغیر کمکی غیرمنفی است که برابر اختلاف بین متغیر کمی ξ و $profit_s$ است وقتی که $profit_s$ کمتر از ξ است. در این مقاله، $\alpha - CVaR$ با یک ضریب وزنی که به ضریب خطرگریزی یا ضریب ریسک (β) موسوم است، به مسئله بیشینه‌سازی اضافه شده‌است. در چنین حالتی تابع هدف مسئله به صورت زیر بیان می‌شود [۱۷]:

$$\max = \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \cdot profit_s + \beta \cdot \left(\xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \eta_s \right) \quad (11)$$

قیدهای اشاره‌شده در رابطه (۱۰) برای رابطه (۱۱) نیز برقرارند.



شکل ۲: نمایش VaR و CVaR روی تابع توزیع احتمال سود

$$\frac{\partial B(D_{j,t}^{CDR})}{\partial D_{j,t}^{DR}} = \frac{\rho_{j,t}^0}{1 + E_{j,t,t}^{-1}} \times \left[\left(\frac{D_{j,t}^{CDR}}{D_{j,t}} \right)^{E_{j,t,t}^{-1}} - 1 \right] \quad (4)$$

$$+ \frac{\rho_{j,t}^0 \cdot D_{j,t}^{CDR}}{1 + E_{j,t,t}^{-1}} \times \left[E_{j,t,t}^{-1} \cdot \frac{1}{D_{j,t}} \left(\frac{D_{j,t}^{CDR}}{D_{j,t}} \right)^{E_{j,t,t}^{-1}-1} \right]$$

جایگذاری رابطه (۴) در رابطه (۲) نتیجه می‌دهد:

$$(1 + E_{j,t,t}^{-1}) \times \frac{\rho_{j,t}^0}{\rho_{j,t}} = \left[\left(\frac{D_{j,t}^{CDR}}{D_{j,t}} \right)^{E_{j,t,t}^{-1}} - 1 \right] + \left[E_{j,t,t}^{-1} \cdot \left(\frac{D_{j,t}^{CDR}}{D_{j,t}} \right)^{E_{j,t,t}^{-1}} \right] \quad (5)$$

$$\frac{\rho_{j,t}^0}{\rho_{j,t}} = \left(\frac{D_{j,t}^{CDR}}{D_{j,t}} \right)^{E_{j,t,t}^{-1}} - \frac{1}{1 + E_{j,t,t}^{-1}} \quad (6)$$

بنابراین، میزان مصرف مشترکین گروه j با اجرای برنامه DR تنها با گزینه قطع بار (مدل تک‌دوره‌ای) از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$D_{j,t}^{CDR} = D_{j,t} \cdot \left(\frac{\rho_{j,t}}{\rho_{j,t}^0} + \frac{1}{1 + E_{j,t,t}^{-1}} \right)^{E_{j,t,t}} \quad (7)$$

مشابه تابع خطی و با استفاده از الاستیسیته متقابل می‌توان مدل چنددوره‌ای تابع توانی را به صورت زیر نوشت [۱۶]:

$$D_{j,t}^{SDR} = D_{j,t} \cdot \prod_{\substack{t=1 \\ t \neq h}}^{N_T} \left(\frac{\rho_{j,t,h}}{\rho_{j,t,h}^0} + \frac{1}{1 + E_{j,t,h}^{-1}} \right)^{E_{j,t,h}} \quad (8)$$

که اندیس SDR بیانگر بارهای پاسخ‌گوی قابل شیف است. در نهایت، ترکیب روابط (۷) و (۸)، مدل کامل بارهای پاسخ‌گو به صورت زیر به دست می‌آید [۱۸]:

$$D_{j,t}^{DR} = D_{j,t} \cdot \prod_{t=1}^{N_T} \left(\frac{\rho_{j,t,h}}{\rho_{j,t,h}^0} + \frac{1}{1 + E_{j,t,h}^{-1}} \right)^{E_{j,t,h}} \quad (9)$$

درحقیقت یک مشترک در مواجهه با تغییر قیمت با استفاده از هر دو گزینه قطع و شیف بار در برنامه DR مشارکت کرده و تلاش می‌کند تا در مجموع هزینه برق خود را کمینه کند. بنابراین، مدل کامل پاسخ‌گویی بار حاصل جمع مدل تک‌دوره‌ای و مدل چنددوره‌ای است.

۲-۳- مدل ریسک

معیارهای مختلفی برای سنجش ریسک وجود دارد [۱۷]. در این مقاله از دو شاخص مقدار در ریسک (VaR) و CVaR استفاده شده است. VaR مقدار ارزشی را که ممکن است در اثر عدم قطعیت‌های موجود در یک بازه زمانی خاص و با یک احتمال مشخص از دست برود، تخمین می‌زند. این احتمال مفروض، سطح اطمینان (α) نامیده می‌شود که میزان قطعیت VaR را نشان می‌دهد. مقدار α که معمولاً برابر ۹۵٪ در نظر گرفته می‌شود بدین معنی است که برای مثال در یک مسئله بیشینه‌سازی ۹۵٪ از مواقع وقوع حالت‌های نامطلوب در سود دارای مقداری کمتر از VaR است. همچنین، اگر مسئله کمینه‌سازی هزینه‌ها باشد، در آن احتمال میزان هزینه‌هایی که بیشتر یا مساوی ξ است، کوچک‌تر یا مساوی $(1-\alpha)$ است [۱۷]. شاخص دیگر مقدار شرطی در

۳-۳-۳ مدل منابع عدم قطعیت

بهره‌بردار ریزشکه همواره برای تصمیم‌گیری با عدم قطعیت‌های مختلفی در اطلاعات ورودی روبروست. تولید توان بادی و خورشیدی که به ترتیب تابعی از سرعت باد و تابش خورشید می‌باشند، به دلیل تغییرات جوی دارای عدم قطعیت هستند. هم‌چنین، میزان تقاضای بار و مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار که تابعی از رفتار مشترکین است، با عدم قطعیت زیادی همراه است. این سه پارامتر در این مقاله به عنوان عوامل ایجادکننده عدم قطعیت در نظر گرفته شده‌اند.

۳-۳-۱-۱ مدل عدم قطعیت تقاضای بار

عوامل متعددی از جمله شرایط آب‌وهوایی، تعطیلات و ... باعث ایجاد عدم قطعیت در بار می‌شوند. هم‌چنین، پاسخ مشترکین به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار نیز به خاطر رفتار مشترکین دارای عدم قطعیت زیادی است [۲۰]. در یک ریزشکه به خاطر محدودتر بودن تعداد وسایل برقی و تعداد مشترکین، اثر عدم قطعیت‌های بار به مراتب بیشتر از یک شبکه بزرگ است. در این مطالعه، برای یک روز پیش‌رو برنامه‌ریزی انجام می‌شود. بنابراین بازه برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت است و می‌توان برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های ناشی از بار از تابع توزیع نرمال استفاده کرد [۱۰-۱۱].

$$F_N(D) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-(D-\mu)^2/2\sigma^2} \quad (12)$$

که D ، μ و σ به ترتیب بیانگر میزان تقاضا، میانگین و انحراف معیار بار هستند. مقادیر این پارامترها با داده‌های آماری و اطلاعات پیش‌بینی بار مشترکین ریزشکه به دست می‌آیند.

۳-۳-۲-۲ مدل عدم قطعیت تولیدات تجدیدپذیر

در این مطالعه برای مدل‌کردن ماهیت تصادفی باد و در نتیجه تولید توان بادی از تابع چگالی احتمال وایبل استفاده شده است. براساس این مدل تابع سرعت باد به صورت زیر فرمول‌بندی می‌شود [۲۱]:

$$PDF(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (13)$$

که v ، k و c به ترتیب سرعت باد، ضریب شکل و ضریب مقیاس هستند. توان خروجی توربین نیز از رابطه زیر به دست می‌آید [۱۳]:

$$P_w(v) = P_w^r \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{in} \text{ and } v \geq v_{out} \\ a + bv^3 & v_{in} \leq v \leq v_r \\ 1 & v_r \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (14)$$

که v_{in} ، v_r و v_{out} به ترتیب سرعت نامی، سرعت حد پایین و سرعت حد بالای باد و P_w^r نیز توان نامی توربین بادی است. هم‌چنین، پارامترهای a و b نیز از رابطه (۱۵) محاسبه می‌شوند.

$$a = \frac{v_{in}^3}{v_{in}^3 - v_r^3}; \quad b = \frac{1}{v_r^3 - v_{in}^3} \quad (15)$$

برای مدل‌سازی خطای ناشی از پیش‌بینی تابش خورشید و در نتیجه توان خورشیدی نیز از تابع چگالی احتمال نرمال مشابه رابطه (۱۲) استفاده شده است [۱۰-۱۱].

۳-۳-۴ تابع هدف

تابع هدف شامل بیشینه‌کردن سود بهره‌بردار ریزشکه جزیره‌ای با در نظر گرفتن معیار ریسک به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\begin{aligned} & \left[\begin{aligned} & \sum_{j=1}^{N_j} \rho_{j,t} \cdot D_{j,t} \\ & - \sum_{i=1}^{N_i} \left[(A_i \cdot u_{i,t} + B_i \cdot P_{i,t}) + SUC_{i,t} \cdot y_{i,t} + SDC_{i,t} \cdot z_{i,t} \right. \\ & \left. + (C_{i,t}^{RD} \cdot R_{i,t}^D + C_{i,t}^{RU} \cdot R_{i,t}^U + C_{i,t}^{RNS} \cdot R_{i,t}^{NS}) \right] \\ & - (C_{j,t}^{RD} \cdot R_{j,t}^D + C_{j,t}^{RU} \cdot R_{j,t}^U) \\ & - \sum_{w=1}^{N_w} \rho_{w,t} \cdot P_{w,t} + \sum_{v=1}^{N_v} \rho_{v,t} \cdot P_{v,t} \end{aligned} \right] \Leftrightarrow Part A \\ & \left[\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{N_i} \left[SUC_{i,t} \cdot (y_{i,t,s} - y_{i,t}) + SDC_{i,t} \cdot (z_{i,t,s} - z_{i,t}) \right. \\ & \left. + \rho_{i,t}^{Dep} \cdot (r_{i,t,s}^U - r_{i,t,s}^D) \right] \\ & + \sum_{j=1}^{N_j} \rho_{j,t}^{Dep} \cdot (r_{j,t,s}^U - r_{j,t,s}^D) \\ & + \sum_{w=1}^{N_w} \rho_{w,t}^{Dep} \cdot \Delta P_{w,t,s} + \sum_{v=1}^{N_v} \rho_{v,t}^{Dep} \cdot \Delta P_{v,t,s} \\ & + VOLL \times L_{j,t,s}^{shed} \end{aligned} \right] \Leftrightarrow Part B \\ & + \left[\beta \cdot (\xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \cdot \eta_s) \right] \Leftrightarrow Part C \end{aligned} \quad (16)$$

همان‌طوری که مشاهده می‌شود، تابع هدف شامل سه بخش است. بخش اول شامل اختلاف درآمد ناشی از فروش برق به مشترکین و هزینه‌های بهره‌برداری شامل هزینه تولید واحدها، هزینه روشن‌و خاموش‌شدن واحدها، هزینه ظرفیت ذخیره اختصاص‌یافته توسط واحدهای DG و بارهای پاسخ‌گو و هزینه خرید انرژی از واحدهای تولید تجدیدپذیر بادی و خورشیدی است. قسمت دوم بیانگر هزینه بهره‌برداری در سناریوهای کاری سیستم است که از اختلاف مقادیر برنامه‌ریزی‌شده و مقادیر واقعی در هر سناریو به دست می‌آید. این هزینه‌ها شامل هزینه روشن و خاموش شدن واحدها در هر سناریو، ذخیره تأمین‌شده توسط واحدهای DG و بارهای پاسخ‌گو در هر سناریو، هزینه ناشی از میزان اختلاف توان تجدیدپذیر در هر سناریو نسبت به میزان برنامه‌ریزی‌شده و نیز هزینه انرژی تأمین‌نشده بارها در هر سناریو می‌باشد. قسمت سوم نیز میزان CVaR وزن‌دهی‌شده را نشان می‌دهد که جهت برقراری مصالحه بین سود ریزشکه و ریسک تصمیم‌گیری بر آن افزوده شده است.

۳-۵ محدودیت‌های مسئله

محدودیت‌های مسئله شامل دو بخش است. در بخش اول که در آن سناریوهای سیستم در نظر گرفته نمی‌شوند و تنها قیدهای مربوط به برنامه‌ریزی در حالت پایه وجود دارند که شامل:

بیشینه تقاضای آن‌ها در هر دوره و تقاضای واقعی آن‌ها در آن دوره بیشتر باشد (رابطه (۲۸)).

$$D_{j,t}^{\min} \leq D_{j,t} \leq D_{j,t}^{\max} \quad (26)$$

$$0 \leq R_{j,t}^U \leq D_{j,t} - D_{j,t}^{\min} \quad (27)$$

$$0 \leq R_{j,t}^D \leq D_{j,t}^{\max} - D_{j,t} \quad (28)$$

محدودیت‌های مربوط به روشن‌خاموش شدن واحدهای تولیدی قابل‌برنامه‌ریزی: یک واحد تولیدی در یک ساعت نمی‌تواند هم‌زمان روشن و خاموش شود. بنابراین، برای جلوگیری از فرمان روشن‌خاموش شدن هم‌زمان واحدهای تولیدی قابل‌برنامه‌ریزی، محدودیت‌های زیر باید اعمال شود [۲۳].

$$y_{i,t} - z_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1} \quad (29)$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} - 1 \leq 0 \quad (30)$$

قیدهای مربوط به هزینه راه‌اندازی واحدهای تولیدی قابل‌برنامه‌ریزی: هزینه راه‌اندازی تنها در هر دوره که واحد روشن می‌شود به آن تعلق می‌گیرد و مربوط به واحدهای تولیدی قابل‌برنامه‌ریزی است. روابط زیر قیدهای مربوط به هزینه راه‌اندازی هر واحد را نشان می‌دهند [۲۳].

$$SUC_{i,t} \geq \lambda_{i,t}^{SU} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \quad (31)$$

$$SUC_{i,t} \geq 0 \quad (32)$$

محدودیت‌های تولید توان تجدیدپذیر: واحدهای تجدیدپذیر بادی و خورشیدی نیز در محدوده معینی قادر به تأمین توان هستند [۲۳].

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_w^{\max} \quad (33)$$

$$0 \leq P_{v,t} \leq P_v^{\max} \quad (34)$$

محدودیت‌های بخش دوم نیز مشابه محدودیت‌های بخش اول می‌باشند که برای تمام سناریوها لحاظ می‌شوند که برای جلوگیری از تکرار از بیان آن‌ها پرهیز شده‌است.

۴- نتایج عددی شبیه‌سازی

نمودار تک‌خطی ریزش‌بکه مورد مطالعه در شکل ۳ نشان داده شده‌است. این سیستم دارای پنج واحد تولیدی قابل برنامه‌ریزی، سه واحد توربین بادی و دو واحد فتوولتائیک است. واحدهای قابل‌برنامه‌ریزی سیستم شامل دو میکروتوربین (MT₁ و MT₂)، دو سیستم پیل سوختی (FC₁ و FC₂) و یک واحد موتور گازی (GE) است که اطلاعات آن‌ها از [۲۳] استخراج شده‌است. ظرفیت تولیدی هر واحد بادی و فتوولتائیک نیز به ترتیب ۸۰ و ۷۰ کیلووات فرض شده‌است که توان ساعتی پیش‌بینی شده آن در دوره برنامه‌ریزی در شکل ۴ آورده شده است [۲۳]. در این مطالعه فرض شده است که ضریب توان واحدهای فتوولتائیک برابر واحد و ضریب توان واحدهای بادی ۰/۹۵ پس‌فاز باشد. همچنین، برای مدل‌سازی بار ریزش‌بکه فرض شده‌است که کل بار به صورت هشت گروه بار تجمیع شده به شین‌های مختلف ریزش‌بکه متصل باشند (شکل ۳). برای مدل‌سازی واقعی‌تر، بارها با ضریب توان ۰/۹۵ پس‌فاز و وابسته به ولتاژ و فرکانس در نظر

روابط پخش توان اکتیو و راکتیو: در هر زمان میزان توان اکتیو و راکتیو تولیدی باید برابر با مقدار توان اکتیو و راکتیو مصرفی باشد. بنابراین، روابط حاکم بر توان اکتیو و راکتیو شین‌های مختلف ریزش‌بکه را می‌توان به صورت زیر نوشت [۲۲]:

$$\sum_{i:(i,n) \in M_r(t)} P_{i,t} + \sum_{w:(w,n) \in M_w(t)} P_{w,t} + \sum_{v:(v,n) \in M_v(t)} P_{v,t} - \sum_{j:(j,n) \in M_D(t)} D_{j,t} - \sum_{r:(n,r) \in \Lambda(t)} f_{n,r,t}^P = 0 \quad (17)$$

$$\sum_{i:(i,n) \in M_r(t)} Q_{i,t} + \sum_{w:(w,n) \in M_w(t)} Q_{w,t} + \sum_{v:(v,n) \in M_v(t)} Q_{v,t} - \sum_{j:(j,n) \in M_D(t)} Q_{j,t} - \sum_{r:(n,r) \in \Lambda(t)} f_{n,r,t}^Q = 0 \quad (18)$$

در روابط بالا، M وضعیت اتصال واحدها و بارهای مختلف به هر شین را نشان می‌دهد. $f_{n,r,t}^Q$ و $f_{n,r,t}^P$ نیز به ترتیب بیانگر شارش توان اکتیو و راکتیو از شین n به شین r در زمان t هستند که با استفاده از روابط زیر محاسبه می‌شوند:

$$f_{n,r,t}^P = G_{n,r} (V_{n,t}^2 - V_{r,t} V_{r,t} \cos(\delta_{n,t} - \delta_{r,t})) - B_{n,r} V_{n,t} V_{r,t} \sin(\delta_{n,t} - \delta_{r,t}) \quad (19)$$

$$f_{n,r,t}^Q = -B_{n,r} (V_{n,t}^2 - V_{n,t} V_{r,t} \cos(\delta_{n,t} - \delta_{r,t})) - G_{n,r} V_{n,t} V_{r,t} \sin(\delta_{n,t} - \delta_{r,t}) \quad (20)$$

محدودیت‌های توان تولیدی واحدها: توان تولیدی هر واحد نباید از بیشینه توان آن واحد منهای ذخیره بالارونده اختصاص داده شده توسط آن واحد بیشتر باشد. همچنین، این توان نباید از مجموع کمینه توان تولیدی واحد و ذخیره پایین‌رونده کمتر باشد. بنابراین، محدودیت‌های توان واحدها را می‌توان به صورت روابط زیر نوشت [۲۲]:

$$P_{i,t} \leq P_i^{\max} u_{i,t} - R_{i,t}^U \quad (21)$$

$$P_{i,t} \geq P_i^{\min} u_{i,t} + R_{i,t}^D \quad (22)$$

محدودیت‌های مربوط به ظرفیت ذخیره چرخان و غیرچرخان برنامه‌ریزی شده واحدهای تولیدی قابل برنامه‌ریزی: در صورتی که واحد روشن باشد می‌توان به آن ظرفیت ذخیره چرخان اختصاص داد و اگر خاموش باشد برای تأمین ذخیره غیرچرخان برنامه‌ریزی شود. در روابط زیر محدودیت‌های ذخیره واحدها بیان شده که در آن‌ها، $u_{i,t} = 1$ نشان‌دهنده روشن بودن واحد i در زمان t است [۲۲].

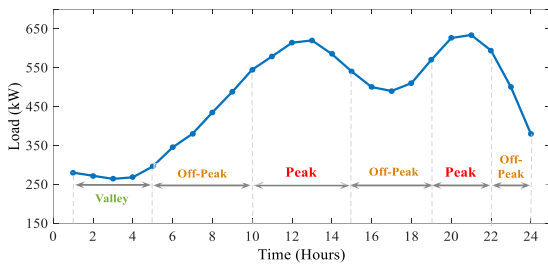
$$0 \leq R_{i,t}^U \leq R_{i,t}^{U,\max} u_{i,t} \quad (23)$$

$$0 \leq R_{i,t}^D \leq R_{i,t}^{D,\max} u_{i,t} \quad (24)$$

$$0 \leq R_{i,t}^{NS} \leq R_{i,t}^{NS,\max} (1 - u_{i,t}) \quad (25)$$

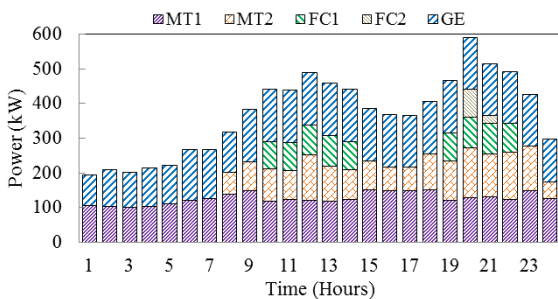
محدودیت‌های تقاضا و ظرفیت ذخیره برنامه‌ریزی شده هر گروه از بارها: هر گروه از بارهای پاسخ‌گو می‌توانند در یک محدوده مشخصی (بین مقدار بیشینه و کمینه خود) تغییر کنند. همچنین، مقدار ظرفیت بالارونده‌ای که بارهای پاسخ‌گو می‌توانند اختصاص دهند نباید از اختلاف مقدار تقاضای واقعی آن‌ها در هر دوره و کمینه تقاضای آن‌ها در آن دوره بیشتر باشد (رابطه (۲۷)). همین‌طور، مقدار ظرفیت ذخیره پایین‌رونده‌ای که این بارها می‌توانند اختصاص دهند نباید از اختلاف

مدت‌زمان حل، که در مسئله بهره‌برداری اهمیت زیادی نیز دارد، به‌ترتیب برای روش‌های مذکور برابر ۱۹۲، ۲۲۱۷ و ۳۳۴ ثانیه است.

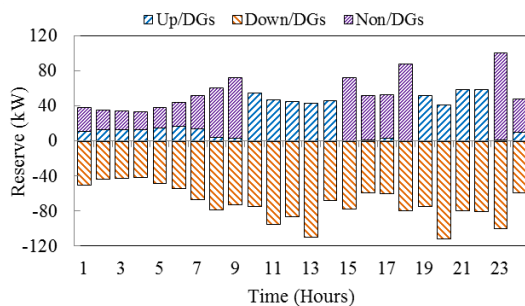


شکل ۵: بار ساعتی ریزشکه در دوره برنامه‌ریزی

برای ارزیابی کارایی مدل پیشنهادی، نتایج برنامه‌ریزی ریزشکه در دو حالت با و بدون DR ارزیابی شده‌است. میزان سود، شاخص ریسک و منحنی ولتاژ و فرکانس در حالت‌های مختلف تحلیل شده‌است. برای بررسی تأثیر اجرای DR روی برنامه پیشنهادی، میزان انرژی و ظرفیت ذخیره سیستم در حالت با و بدون DR به‌دست‌آمده در شکل‌های ۶ و ۷ نمایش داده‌شده است.



(الف)

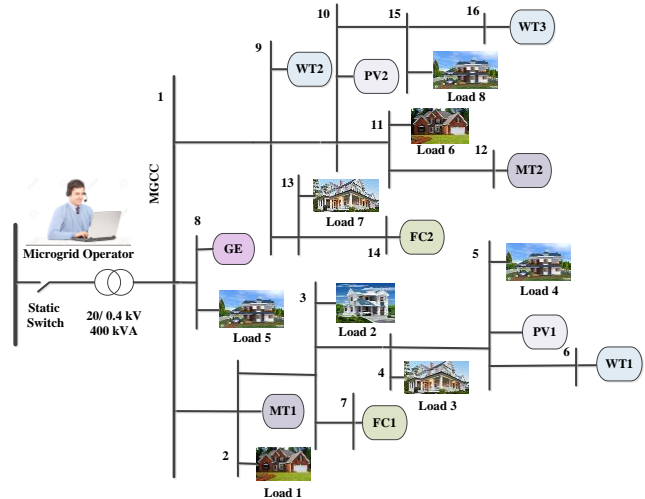


(ب)

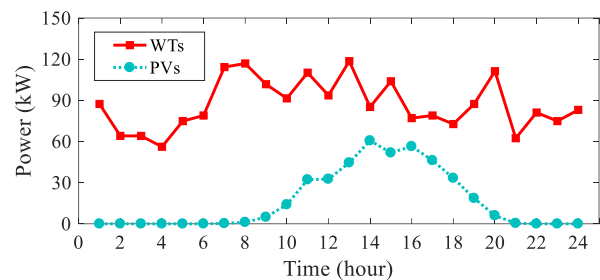
شکل ۶: توان برنامه‌ریزی شده و ظرفیت ذخیره واحدهای تولیدی بدون مشارکت بارهای پاسخ‌گو، (الف) توان و (ب) ظرفیت ذخیره.

برای دستیابی به سود بیشینه، بهره‌بردار ریزشکه باید هزینه‌های واحدها را با به‌کارگیری واحدهای ارزان‌تر کمینه کند. اما همان‌طوری‌که از شکل ۶-الف مشاهده می‌شود، در حالت بدون DR واحدهای گران‌تر (مانند FC₂) وارد مدار شده که باعث افزایش هزینه بهره‌برداری می‌شود. ظرفیت ذخیره نیز تنها توسط واحدهای DG

گرفته شده‌اند. شکل ۵ کل بار ساعتی جمع‌شده ریزشکه را در دوره برنامه‌ریزی نمایش می‌دهد. در این مطالعه از برنامه مبتنی بر قیمت زمان واقعی ارائه‌شده در مرجع [۲۳] استفاده شده‌است. همچنین، مقادیر الاستیسیته قیمتی تقاضا نیز از این مرجع استخراج شده‌است.

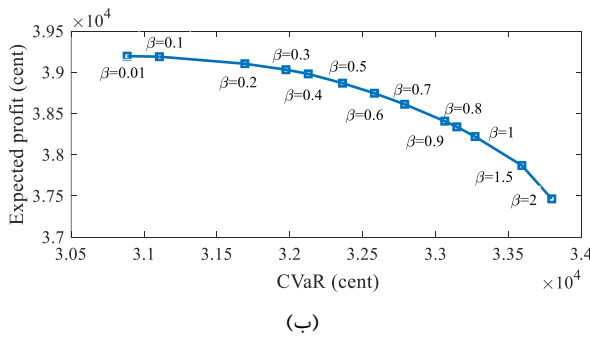
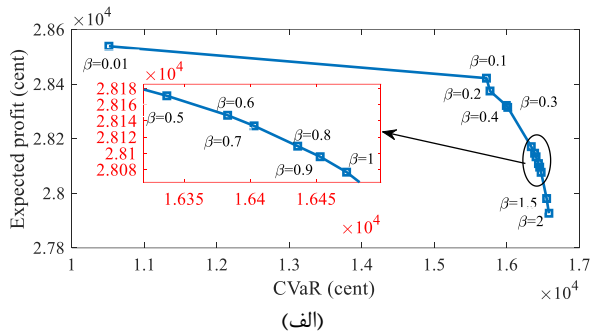


شکل ۳: نمودار تک‌خطی ریزشکه مورد مطالعه



شکل ۴: توان ساعتی پیش‌بینی شده واحدهای بادی و خورشیدی

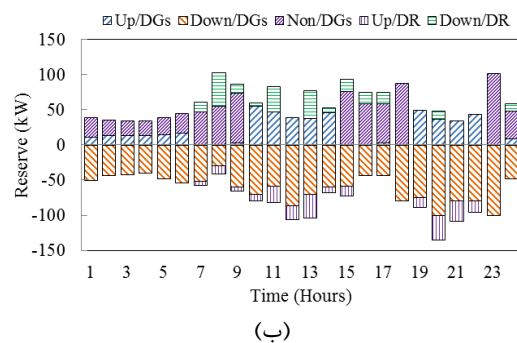
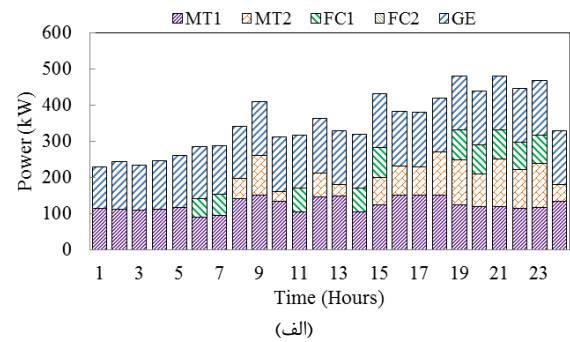
افق برنامه‌ریزی در این مطالعه، ۲۴ ساعت یک شبانه‌روز با دوره‌های یک‌ساعته در نظر گرفته شده‌است. برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مربوط به منابع تجدیدپذیر و تقاضای بارها، ابتدا با به‌کارگیری تابع چگالی احتمال وایبل برای سرعت باد و تابع چگالی احتمال نرمال برای تابش خورشید و تقاضای بار مدل شده‌است. ابتدا با استفاده از RWM برای هر پارامتر ۲۰۰۰ سناریو تولید شده‌است و سپس برای کاهش تعداد سناریوها به تعداد محدودی سناریو که بتوانند به‌طور مؤثری عدم قطعیت‌ها را مدل کنند، از الگوریتم K-means استفاده شده‌است. سناریوهای کاهش‌یافته در یک برنامه‌ریزی خطی عدد مختلط پیشنهادی مبتنی بر بهینه‌سازی، جهت پیشینه‌کردن سود بهره‌بردار ریزشکه استفاده شده‌است. مسئله بهینه‌سازی به‌دست‌آمده با استفاده از حل‌کننده تجاری CPLEX از نرم‌افزار GAMS حل شده‌است [۲۴]. شایان ذکر است که برنامه بهینه‌سازی با استفاده از روش‌های DC-OPF، AC-OPF و روش پیشنهادی این مقاله یعنی روش دومرحله‌ای DC-OPF و سپس AC-OPF ارزیابی و از نظر سرعت حل مسئله باهم مقایسه شده‌اند.



شکل ۸: منحنی مرز کارا نسبت به پارامتر β ، الف) بدون مشارکت DR و ب) با مشارکت DR

مرسوم است که سود را برحسب CVaR نمایش می‌دهند که به منحنی حاصله منحنی مرز کارا گفته می‌شود [۱۵]. این منحنی ابزار بسیار مناسبی برای تصمیم‌گیری است و به بهره‌بردار کمک می‌کند تا تصمیمات مناسب‌تری اتخاذ نماید و میزان تغییرات سود و CVaR را هم‌زمان با تغییرات β در اختیار داشته‌باشد. درواقع، منحنی مرز کارا نشان می‌دهد که وقتی CVaR افزایش می‌یابد، سود با چه روندی تغییر می‌کند. منحنی مرز کارا به‌ازای مقادیر مختلف β در دو حالت با و بدون DR در شکل ۸ نمایش داده‌شده است. شکل ۸-الف نشان می‌دهد که وقتی β از ۰/۱ به ۰/۱ افزایش می‌یابد، اگر چه سود تغییر چندانی نمی‌کند و کاهش چشم‌گیری ندارد، اما CVaR به میزان قابل‌ملاحظه‌ای افزایش پیدا می‌کند. اما بعد از آن و با افزایش بیشتر β ، سود به‌طور قابل‌توجهی کم می‌شود ولی CVaR تغییر چندانی نمی‌کند. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که بدون اجرای برنامه DR، مقادیر کوچک β (مثلاً $\beta = 0/1$) می‌تواند انتخاب مناسبی برای بهره‌بردار ریزشکبه باشد، زیرا با افزایش بیشتر آن هزینه زیادی به‌ازای بهبود اندکی در امنیت سیستم پرداخت نماید. به‌عبارت‌دیگر، بهره‌بردار ریزشکبه برای بهبود اندکی در امنیت ریزشکبه مجبور است میزان سود بیشتری از دست دهد. در مقابل شکل ۸-ب نشان می‌دهد که امنیت ریزشکبه با افزایش β ، با یک روند منظم‌تری بهبود می‌یابد و میزان سود نیز با یک روند ملایم‌تری کم می‌شود. علت این امر را می‌توان در مشارکت بارهای پاسخ‌گو در اختصاص ظرفیت ذخیره و وجود منابع بیشتر برای تأمین ذخیره سیستم دانست. در این شرایط، مقادیر متوسط β (مثلاً $\beta = 0/5$) می‌تواند انتخاب مناسب‌تری برای بهره‌بردار ریزشکبه باشد. زیرا به‌ازای این مقادیر هم سود بهره‌بردار و

تأمین‌شده که سهم هر واحد در ایجاد ذخیره چرخان بالارونده، پائین‌رونده و ذخیره غیرچرخان در شکل ۶-ب نشان داده‌شده است. مقایسه شکل‌های ۶-الف و ۷-الف نشان می‌دهد که در ساعات پیک بار، با اجرای برنامه‌های DR توان تولیدی واحدهای DG کاهش پیدا کرده است. درواقع، با مشارکت مشترکین منحنی بار هموارتر شده و لازم نیست واحدهای تولیدی پرهزینه وارد مدار شوند. همان‌طوری‌که مشاهده می‌شود واحد گران FC₂ در حالت با DR در هیچ دوره‌ای وارد مدار نشده است. هم‌چنین، با اجرای DR، ظرفیت ذخیره به‌طور مناسبی به بارهای پاسخ‌گو و واحدهای تولیدی اختصاص پیدا می‌کند تا سود بهره‌بردار بیشینه شود. بنابراین، همان‌طوری‌که از شکل ۷-ب مشاهده می‌شود، بارها عمدتاً در ساعات پیک بار در برنامه‌ریزی ذخیره شرکت می‌کنند. علت این است که در این ساعات، واحدهای DG با ظرفیت بالایی در حال تولید هستند و اختصاص ذخیره توسط آن‌ها در این ساعات نسبت به اختصاص ذخیره توسط بارهای پاسخ‌گو پرهزینه‌تر است. به بیان دیگر، در چنین شرایطی صاحب واحد تولیدی بیشتر علاقه‌مند به فروش انرژی است تا اختصاص ذخیره. علاوه براین، ممکن است میزان تقاضا به حدی بالا باشد که ظرفیت ذخیره اختصاص‌یافته توسط واحدهای DG کافی نباشد. در این صورت بارها می‌توانند نقش پررنگ‌تری در اختصاص ذخیره سیستم ایفا نمایند. در مقابل، در دوره کم‌باری هیچ ظرفیت ذخیره‌ای توسط بارهای پاسخ‌گو اختصاص داده نشده است. زیرا در این دوره واحدهای DG ارزان به‌تنهایی از عهده تأمین ظرفیت ذخیره موردنیاز سیستم برمی‌آیند.



شکل ۷: توان برنامه‌ریزی‌شده و ظرفیت ذخیره واحدهای تولیدی با مشارکت بارهای پاسخ‌گو، الف) توان و ب) ظرفیت ذخیره.

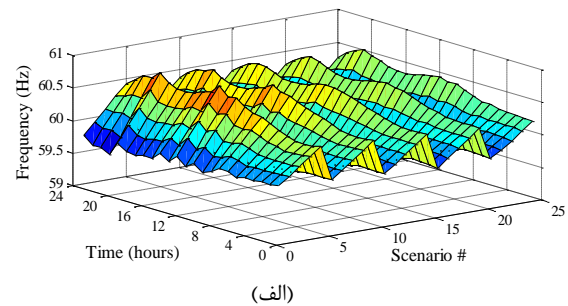
از طرفی، وقتی بارهای پاسخ‌گو در برنامه DR شرکت می‌کنند، بهره‌بردار با یک بازار رقابتی‌تر مواجه است. اگر خرید ظرفیت ذخیره از واحدهای تولیدی برای او گران تمام شود، از بارهای پاسخ‌گو ظرفیت ذخیره خریداری می‌کند. در این صورت با صرف هزینه کمتری، ذخیره بیشتری خریداری می‌کند. به عبارت دیگر، در این حالت وقتی ضریب β افزایش می‌یابد، بهره‌بردار با کمی هزینه اضافه‌تر، ظرفیت ذخیره نسبتاً بیشتری خریداری نموده و در نتیجه، تغییر این پارامتر تأثیر بیشتری روی حاشیه امنیت سیستم می‌گذارد. باین حال، تغییر ضریب β در شکل فرکانس در دوره‌های غیرپیک و به‌ویژه در دوره دره تغییر زیادی ایجاد نمی‌کند. زیرا در دوره‌های کم‌باری بارهای پاسخ‌گو تمایل کمتری به اختصاص ظرفیت ذخیره دارند. در حقیقت، در این ساعات واحدهای تولیدی به‌تنهایی قادرند ظرفیت ذخیره سیستم را تأمین نمایند و ضرورتی برای خرید ظرفیت ذخیره از بارها وجود ندارد.

وقتی تقاضای بار کم است، واحدهای تولیدی ظرفیت آزاد بیشتری دارند که سبب می‌شود حتی در ضریب β کم نیز بهره‌بردار به حد کافی ظرفیت ذخیره خریداری نماید و در نتیجه، انحراف فرکانس در این ساعات در هر دو حالت کم است. بنابراین، به‌عنوان یک نتیجه مهم می‌توان گفت که با افزایش ضریب β میزان انحراف فرکانس از مقدار نامی در تمام سناریوها کاهش یافته و حاشیه امنیت فرکانس ریزش‌بکه (به‌ویژه در ساعات پرباری) بهبود پیدا کرده است.

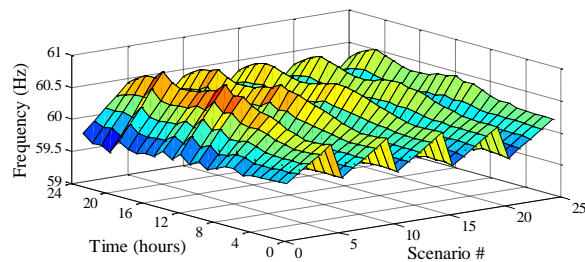
در ادامه جهت بررسی بیشتر، امنیت فرکانس ریزش‌بکه برای سناریوی ۵ در مقادیر مختلف β بررسی شده و نتایج با و بدون DR باهم مقایسه شده‌است. علت انتخاب این سناریو این است که بیشترین انحرافات مربوط به این سناریو است. در این جا لازم است اشاره شود که سناریو ۵ مربوط به حالتی است که تولید تجدیدپذیر بیشترین و بار کمترین مقدار خود را در سناریوها دارند، در نتیجه انحراف فرکانس در این سناریو بیش از سناریوهای دیگر است. اگرچه احتمال وقوع این سناریو خیلی کم است (۰/۰۱۴)، ولی در مسئله برنامه‌ریزی با در نظر گرفتن امنیت باید از حاشیه امنیت سیستم در صورت وقوع بدترین سناریو نیز اطمینان حاصل شود. بیشینه محدوده مجاز تغییرات فرکانس نیز بین ۵۹/۲۰ تا ۶۰/۸۰ هرتز در نظر گرفته شده‌است. شکل ۱۱ تغییرات فرکانس ساعتی در سناریو ۵ را به‌ازای مقادیر مختلف β نشان می‌دهد. در مورد این شکل دو نکته مهم قابل اشاره است؛ اول این‌که با اجرای DR امنیت فرکانس بهبود پیدا کرده است و ریزش‌بکه از مرز ناپایداری به حاشیه مطمئنی از امنیت رسیده است. نکته دوم و مهم‌تر این‌که با افزایش β وضعیت امنیت ریزش‌بکه در هر دو حالت بهبود پیدا کرده است و فرکانس در محدوده امن‌تری تغییر می‌کند. به‌خصوص، در حالت با DR فرکانس به‌ازای $\beta \approx 0$ بین ۶۰ تا ۶۰/۵۸ هرتز تغییر می‌کند که با افزایش پارامتر در $\beta = 2$ این تغییرات بین ۵۹/۶۷ تا ۶۰/۴ هرتز قرار گرفته است. به عبارت دیگر، در $\beta \approx 0$ حاشیه امنیت (فاصله بیشترین انحراف از مرز ناپایداری) برابر ۰/۲۵ هرتز و در $\beta = 2$ این حاشیه به ۰/۴۵ هرتز رسیده است، که نشان

هم امنیت ریزش‌بکه وضعیت مطلوبی دارند. با افزایش بیشتر β اگرچه امنیت فرکانس و ولتاژ بهبود می‌یابد ولی از سود بهره‌بردار به‌میزان زیادی کاسته می‌شود.

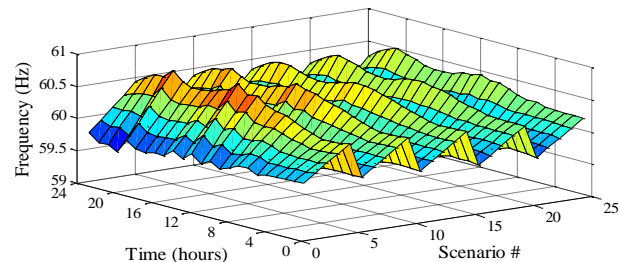
جهت بررسی تأثیر ریسک روی فرکانس، تغییرات ساعتی فرکانس به‌ازای مقادیر مختلف β (یعنی؛ $\beta \approx 0$ ، $\beta = 1/5$ و $\beta = 2$) بدون اعمال DR و با اجرای آن، به‌ترتیب در شکل‌های ۹ و ۱۰ نشان داده شده است. مشاهده می‌شود در هر دو حالت با و بدون اجرای DR، با افزایش ضریب β ، انحراف فرکانس از مقدار نامی در تمام سناریوها کاهش پیدا کرده است. البته میزان این کاهش در حالت بدون DR کمتر است، زیرا در این حالت افزایش ضریب ریسک تأثیر کمتری روی CVaR دارد و این به‌منزله بهبود کمتر حاشیه امنیت فرکانس تلقی می‌شود. به عبارت دیگر، در صورت عدم مشارکت بارها، بهره‌بردار مجبور است تنها از واحدهای تولیدی ظرفیت ذخیره خریداری نماید که این عمل هزینه بیشتری به بهره‌بردار تحمیل می‌کند. بنابراین، در چنین شرایطی خیلی به‌صرفه نیست تا ذخیره بیشتری خریداری شود و بهره‌بردار در این حالت کمتر به خرید ظرفیت اضافه‌تر (ایجاد حاشیه امنیت بیشتر) نسبت به حالتی که بارهای پاسخ‌گو نیز در تأمین ذخیره مشارکت می‌کنند، تمایل نشان می‌دهد.



(الف)



(ب)



(ج)

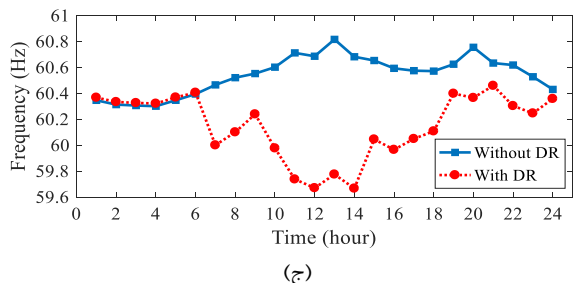
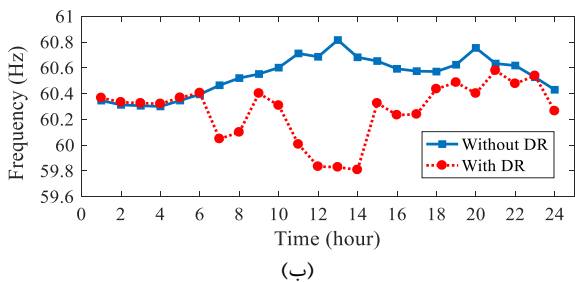
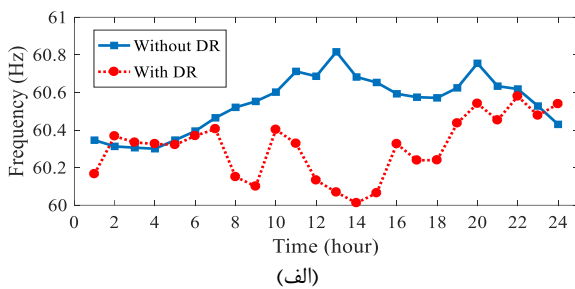
شکل ۹: تغییرات ساعتی فرکانس در سناریوها بدون DR، (الف) $\beta \approx 0$ ،

(ب) $\beta = 1/5$ و (ج) $\beta = 2$.

شین ۱۳، که یک شین بار است، با تغییرات ضریب β در شکل ۱۲ نمایش داده شده است. به‌طور کلی، در یک شین بسته به تغییرات توان راکتیو تولیدی و مصرفی در آن شین، دامنه ولتاژ آن شین در دوره‌های مختلف برنامه‌ریزی تغییر می‌کند. از آنجایی که میزان جذب یا تزریق توان راکتیو به یک شین تعیین‌کننده دامنه ولتاژ آن شین است، در نتیجه، معمولاً با اجرای DR، دامنه ولتاژ در شین‌های بار تغییرات بیشتری را تجربه می‌کنند. از این‌رو شین بار ۱۳ برای بررسی جزئی‌تر در نظر گرفته شده است. محدوده مجاز برای نوسانات ولتاژ در این مطالعه ۵٪ مقدار نامی آن فرض شده است.

جدول ۱: ولتاژ شبکه با و بدون اجرای DR در ضرایب ریسک مختلف.

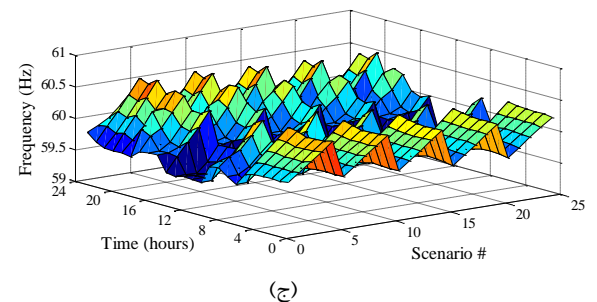
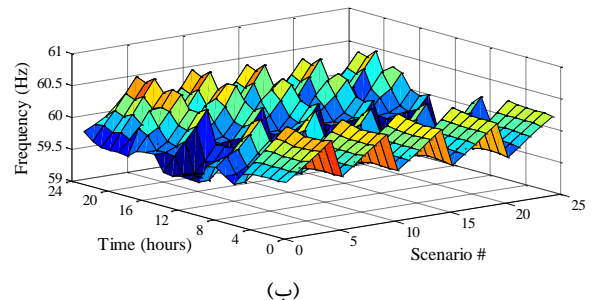
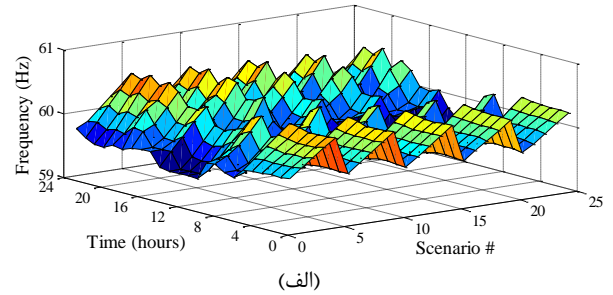
حالت	پارامتر	$\beta=0$	$\beta=0.5$	$\beta=2$
بدون DR	میانگین	۰/۹۸۲	۰/۹۸۶	۰/۹۸۹
	انحراف معیار	۰/۳۳۱	۰/۳۳۲	۰/۳۰۷
با DR	میانگین	۰/۹۸۷	۰/۹۹۰	۰/۹۹۲
	انحراف معیار	۰/۲۲۹	۰/۲۱۸	۰/۲۱۱



شکل ۱۱: تغییرات ساعتی فرکانس در سناریو ۵، الف) $\beta \approx 0$ ، ب) $\beta = 0.5$ ، ج) $\beta = 2$

مقایسه قسمت‌های مختلف این شکل نشان می‌دهد با اجرای DR انحراف ولتاژ این شین در دوره دره (یعنی ساعات ۰:۰۰ تا ۵:۰۰) و در برخی از ساعات میان‌باری (یعنی ساعات ۱۵:۰۰ تا ۱۸:۰۰) تغییر

می‌دهد حاشیه امنیت بیشتری ایجاد شده است. در مورد حالت بدون DR نیز مشاهده می‌شود که حاشیه امنیت با افزایش ضریب ریسک بهبود یافته اما میزان این بهبود بسیار کمتر از زمانی است که بارهای پاسخ‌گو در برنامه DR شرکت می‌کنند.



شکل ۱۰: تغییرات ساعتی فرکانس در سناریوها با اجرای DR. الف) $\beta \approx 0$ ، ب) $\beta = 0.5$ و ج) $\beta = 2$

در این قسمت تغییرات دامنه ولتاژ شین‌های مختلف ریز شبکه مطالعه شده و تأثیر ضریب ریسک بر روی وضعیت امنیت ولتاژ بررسی شده است. با توجه به میزان توان راکتیو خالص تزریق شده و جذب شده توسط واحدها و بارها، می‌توان تغییرات اندازه ولتاژ شین‌های ریز شبکه را در فرآیند اجرای برنامه DR تحلیل کرد. در جدول ۱ وضعیت ولتاژ شبکه در ضرایب ریسک مختلف در دو حالت با و بدون مشارکت بارها در برنامه DR آورده شده است. همان‌طوری که مشاهده می‌شود، با اجرای برنامه DR میانگین ولتاژ به مقدار نامی (یک پریونیت) نزدیک‌تر شده و انحراف معیار آن نیز کاهش یافته است. هم‌چنین، با افزایش β میانگین ولتاژ شین‌ها بیشتر و انحراف معیار آن‌ها کم‌تر شده است که نشان‌دهنده بهبود پروفیل ولتاژ است. نتایج نشان می‌دهد با افزایش ضریب β ، در دامنه ولتاژ بیشتر شین‌ها تغییر زیادی ایجاد نمی‌شود. باین‌حال، انحراف دامنه ولتاژ در برخی از شین‌ها با افزایش β به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای کم می‌شود. برای تحلیل بیشتر، وضعیت دامنه ولتاژ

بارها می‌تواند کم یا زیاد شود. در صورتی که ذخیره بالارونده اجرا شده بیش از ذخیره پایین‌رونده اجرا شده باشد، توان راکتیو مصرفی بارها نیز کاهش می‌یابد که نتیجه آن افزایش ولتاژ شین است. از سوی دیگر، واحدهای تولیدی نیز با افزایش ریسک ملزم به تأمین توان راکتیو بیشتری هستند. نتیجه مجموع این فرایندها باعث بهبود دامنه ولتاژ، به خصوص در ساعات پرباری می‌شود.

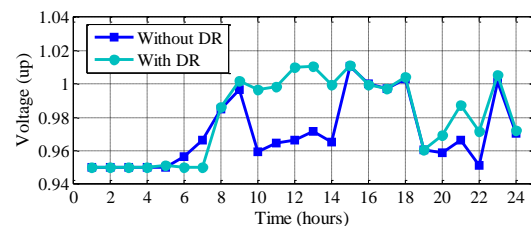
۵- نتیجه

در این مقاله، یک مسئله بهینه‌سازی احتمالاتی دومرحله‌ای برای برنامه‌ریزی هم‌زمان انرژی و ذخیره یک ریزشبهک جزیره‌ای ارائه شد. با به‌کارگیری این روش برنامه‌ریزی، بهره‌بردار ریزشبهک ضمن بیشینه‌کردن سود مورد انتظار خود، از حاشیه امنیت فرکانس و ولتاژ ریزشبهک در مواجهه با عدم قطعیت‌های بهره‌برداری اطمینان حاصل می‌کند. در این مدل، عدم قطعیت‌های بهره‌برداری ناشی از منابع تجدیدپذیر و بارهای پاسخ‌گو نیز با استفاده از الگوریتم RWM و K-means مدل شد. از معیار α -CVaR، نیز برای برقراری مصالحه بین سود بیشینه و حاشیه امنیت سیستم استفاده گردید. عملکرد مدل پیشنهادی در دو حالت با و بدون اجرای برنامه‌های DR و برای سطوح مختلف ریسک‌پذیری بر روی سود بهره‌بردار و امنیت ریزشبهک بررسی شد. نتایج عددی نشان می‌دهد که با مشارکت مشتریان در برنامه DR، سود مورد انتظار بهره‌بردار و حاشیه امنیت ولتاژ و فرکانس افزایش می‌یابد. در دوره‌های کم‌باری، واحدهای تولیدی ظرفیت آزاد بیشتری دارند. از این رو، حتی در ضریب ریسک کم نیز بهره‌بردار به حد کافی ظرفیت ذخیره خریداری نموده و در نتیجه، انحراف فرکانس در این ساعات در هر دو حالت با و بدون DR کم است. اما در ساعات پرباری با افزایش ضریب ریسک میزان انحرافات فرکانس و ولتاژ به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای کاهش یافته و حاشیه امنیت ریزشبهک بهبود پیدا کرده است.

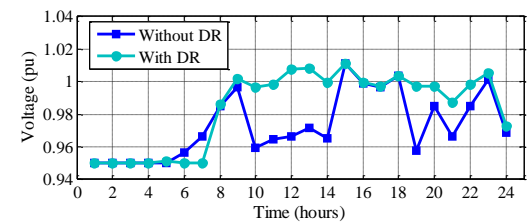
مراجع

- [1] J. S. Vardakas, N. Zorba, and C. V. Verikoukis, "A survey on demand response programs in smart grids: pricing methods and optimization algorithms," *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152 – 178, 2015.
- [2] K. McKenna, and A. Keane, "Residential load modeling of price-based demand response for network impact studies," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2285 – 2294, 2016.
- [3] N. G. Paterakis, A. Taşcıkaraoğlu, O. Erdinç, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalão, "Assessment of demand-response-driven load pattern elasticity using a combined approach for smart households," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 4, pp:1529 – 1539, 2016.
- [4] E. Karangelos, and F. Bouffard, "Towards full integration of demand-side resources in joint forward energy/reserve electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 280-289, 2010.
- [5] J. Shan, A. Botterud, and S. M. Ryan, "Impact of demand

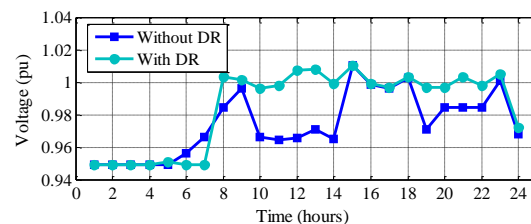
محسوسی نکرده است. زیرا در این ساعات میزان تغییر در جذب توان راکتیو توسط بارها و تولید آن توسط واحدها در صورت مشارکت بارها به یک اندازه تغییر کرده و در نتیجه اندازه ولتاژ ثابت مانده است. هم‌چنین، مشاهده می‌شود که با اجرای DR انحراف ولتاژ این شین برخی از ساعات به‌ویژه در ساعات پیک بار کاهش یافته و پروفیل ولتاژ بهبود پیدا کرده است. این امر به دلیل نسبتاً زیاد مصرف بارهای پاسخ‌گو در ساعات پرباری و در نتیجه کاهش توان راکتیو جذب‌شده از ریزشبهک است. در واقع، در ساعات‌های پرباری، گرچه با اجرای DR تولید توان راکتیو واحدها ممکن است کمی کاهش یابد، اما جذب توان راکتیو توسط بارها با کاهش بیشتری مواجه می‌شود که نتیجه آن بهبود وضعیت ولتاژ است. هم‌چنین، مقایسه حالت‌های $\beta = 0$ ، $\beta = 0.5$ و $\beta = 2$ در شکل ۱۲ نشان می‌دهد که با افزایش ضریب ریسک، انحراف ولتاژ از مقدار نامی در هر دو حالت با و بدون DR، در بیشتر ساعات کاهش یافته است. به بیان دیگر، با افزایش ضریب ریسک، امنیت ولتاژ به‌طور نسبی بهبود پیدا کرده است. برای توجیه این اتفاق می‌توان گفت، وقتی بارها در برنامه DR شرکت می‌کنند، باید در ساعات پیک، مصرف توان اکتیو خود را کاهش دهند.



(الف)



(ب)



(ج)

شکل ۱۲: تغییرات ساعتی دامنه ولتاژ در شین بار ۱۳ (الف) $\beta = 0$ ،

(ب) $\beta = 0.5$ و (ج) $\beta = 2$.

از طرفی، در تأمین ذخیره بالارونده و پایین‌رونده نیز باید سهمی به خود اختصاص دهند. در نتیجه، به‌خاطر ضریب توان ثابت، با تأمین ذخیره اکتیو، ذخیره توان راکتیو نیز تأمین می‌شود. البته، بستگی به تأمین ذخیره بالارونده یا پایین‌رونده در هنگام اجرا، توان راکتیو مصرفی

- Demand Response for Voltage and Frequency Support of MV Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 506-516, 2016.
- [15] J. Aghae, M. Karami, K.M. Muttaqi, H.A. Shayanfar, nd A. Ahmadi, "MIP-based stochastic security-constrained daily hydrothermal generation scheduling," *IEEE Syst J.* vol. 9, no. 2, pp. 615-628, 2015.
- [16] D. Arthur, S. Vassilvitskii, "K-means++: The advantages of careful seeding," *In Proc. 18th Annu. ACM-SIAM Symp. Discrete Algorithms (SODA '07), New Orleans, LA, USA*, pp. 1027-1035, 2007.
- [17] A. J. Conejo, M. Carrion, and J. M. Morales, "Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets," *New York, NY, USA: Springer*, 2010.
- [۱۸] اعلمی، حبیب الله، "مدل‌سازی پاسخ‌گویی بار مبتنی بر ضرایب حساسیت قیمتی تقاضا"، پایان‌نامه دکتری، دانشگاه تربیت مدرس، ۱۳۸۹.
- [19] M. Alipour, B. Mohammadi-Ivatloo, and K. Zare, "Stochastic risk-constrained short-term scheduling industrial cogeneration systems in the presence of demand response programs," *Applied Energy*, vol. 136, pp. 393-404, 2014.
- [20] A. Moshari, A. Ebrahimi, M. Fotuhi-Firuzabad, "Short-term impacts of DR programs on reliability of wind integrated power systems considering demand-side uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 2481-2490, 2016.
- [21] A. Zakariazadeh, S. Jadid, and P. Siano, "Smart microgrid energy and reserve scheduling with demand response using stochastic optimization," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 523-533, 2014.
- [22] N.G. Paterakis, O. Erdinc, A.G. Bakirtzis, and J.P.S. Catalão, "Load-Following Reserves Procurement Considering Flexible Demand-Side Resources under High Wind Power Penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, pp. 1337-1350, 2015.
- [23] M. Vahedipour-Dahraie, H.R. Najafi, A. Anvari-Moghaddam, J.M. Guerrero, "Study of the effect of time-based rate demand response programs on stochastic day-ahead energy and reserve scheduling in islanded residential microgrids", *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 4, pp. 1-19, 2017.
- [24] "The General Algebraic Modeling System (GAMS) Software," online available at: <http://www.gams.com>, accessed on 15 September 2016.
- response on thermal generation investment with high wind penetration," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, pp. 2374-2383, 2013.
- [6] X. Peng, and P. Jirutitijaroen, "A stochastic optimization formulation of unit commitment with reliability constraints," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, pp. 2200-2008, 2013.
- [7] N. Parhizi, M. Marzband, S. M. Mirhosseini Moghaddam, B. Mohammadi Ivatloo, and F. Azarnejadian, "The experimental implementation of an energy management system for a grid connected microgrid by using a multi-period imperialist competition algorithm", *Tabriz Journal of Electrical Eng.*, vol. 46, no. 1, 2016.
- [8] M. Javadi, S. M. Mirhosseini Moghaddam, and M. Marzband, "Optimal energy management of microgrids in the retail market based on non-cooperative game theory considering the uncertainty," *Tabriz Journal of Electrical Eng.*, vol. 46, no. 1, 2016.
- [۹] علی مهدی‌زاده، نوید تقی‌زادگان کلانتری، "برنامه‌ریزی تصادفی ریزشکه جزیره‌ای در حضور سیستم ذخیره‌ساز هیدروژنی و برنامه‌ریزی پاسخ‌گویی بار" *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، صفحات ۷۱۱-۷۲۵، جلد ۴۷، شماره ۲، ۱۳۹۵.
- [10] S. Talari, M. Yazdaninejad, and M. R. Haghifam, "Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 12, pp. 1498 – 1509, 2015.
- [11] N. Amjady, J. Aghaei, and H. A. Shayanfar, "Stochastic multiobjective market clearing of joint energy and reserves auctions ensuring power system security," *IEEE Trans. Power Syst.* vol. 24, pp. 1841-1854, 2009.
- [12] N. Rezaei, and M. Kalantar, "Stochastic frequency-security constrained energy and reserve management of an inverter interfaced islanded microgrid considering demand response programs," *Int. J. Electr Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 273-286, 2015.
- [13] N. Rezaei, and M. Kalantar, "Smart microgrid hierarchical frequency control ancillary service provision based on virtual inertia concept: An integrated demand response and droop controlled distributed generation framework," *Energy Conversion and Management*, vol. 92, pp. 287-301, 2015.
- [14] M. Bayat, K. Sheshyekani, M. Hamzeh, and A. Rezazadeh, "Coordination of Distributed Energy Resources and

زیر نویس‌ها

- ¹ Demand response
- ² Bidding procedure
- ³ AC- optimal power flow
- ⁴ Conditional value-at-risk
- ⁵ Probability density functions
- ⁶ Roulette wheel mechanism
- ⁷ Value-at-risk
- ⁸ Risk aversion factor
- ⁹ Weibull probability density function
- ¹ Efficient frontier 0