مدل‌سازی خرده‌فروش در بازار ظرفیت

حسن جلیلی[۱]، محمدکاظم شیخ‌الاسلامی[۲]، محسن پارسامقدم[۳]

[۱]گروه مهندسی برق، واحد رودهن، دانشگاه آزاد اسلامی، رودهن، ایران

[۲،۳]دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس

h.jalili@riau.ac.ir[1], aleslam@modares.ac.ir[2], parsa@modares.ac.ir[3]

چکیده: منابع مدیریت مصرف همواره به عنوان گزینه‌ای مهم در برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم قدرت مورد مطالعه قرار گرفته است. مطالعاتی پیرامون بکارگیری این منابع در تامین ظرفیت شبکه در برخی از سیستم‌ها انجام شده و برخی از این سیستم‌ها نظیر PJM در بازار ظرفیت خود از آنها به صورت محدود استفاده کرده‌اند. آنچه که حائز اهمیت است اینست که ابتدا مدلی جامع از این منابع در بازار ظرفیت ارائه شده و سپس ساختاری مناسب به منظور بکارگیری آنها تعریف شود.

مشارکت کارا و پایدار منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت به دلایل مدیریتی و اقتصادی تنها با حضور نهادهای تجاری نظیر خرده-فروش‌ها به عنوان نمایندگان این منابع امکان‌پذیر است. از اینرو ابتدا می‌بایست مدلی از کالای ظرفیت این نهادها ارائه شده و سپس پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار آنها و نحوه تعامل آنها با دو بخش بازار (بهره‌بردار مستقل سیستم) و مشترکین در هر دو سمت بازار مدل‌سازی شود. این مدل‌سازی از یکسو سبب مشارکت سودآور خرده‌فروش در بازار ظرفیت شده و از سوی دیگر منافع مشترکین و شبکه را نیز به دنبال دارد. از اینرو، در این مقاله رفتار خرده‌فروش به منظور مشارکت در بازار ظرفیت به طور جامع مطالعه و مدل-سازی شده است. نتایج عددی کارایی مدل ارائه شده را نشان داده است.

واژه‌های کلیدی: بازار ظرفیت، رفتار خرده‌فروش، مدل‌سازی ظرفیت و عدم دسترس‌پذیری

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۶/۰۴/۱۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۰۱

نام نویسنده مسئول: دکتر حسن جلیلی

نشانی نویسنده مسئول: رودهن- دانشگاه آزاد اسلامی واحد رودهن- گروه مهندسی برق

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

فهرست علائم اختصاری

شاخص‌ها

شمارنده باس‌های شبکه	$i, i*$
شمارنده خطوط شبکه	l
شمارنده کالاهای ظرفیت	j
شمارنده مشترکین	ii
شمارنده تجهیزات	k, m
شمارنده سناریو	W

پارامترها

سود کل مشترک از مبادله ظرفیت	P
درآمد کل مشترک از مبادله ظرفیت	B_{net}
هزینه کل مشترک از مبادله ظرفیت	C_{net}
ارزش ظرفیت اولیه خریداری‌شده توسط مشترک از دید مشترک یا درآمد مشترک از ظرفیت اولیه خریداری‌شده	$B(d_0)$
ظرفیت خریداری‌شده توسط مشترک از خرده‌فروش	d_0
میزان مشارکت مشترک در برنامه پاسخگویی بار	Δd_1
میزان نیاز کالای ظرفیت در شبکه	$DEMAND$
میزان مشارکت مشترک در برنامه بازدهی انرژی	Δd_2
قیمت پرداختی از سوی خرده‌فروش به مشترک بازای واحد ظرفیت انجام برنامه بازدهی انرژی و پاسخگویی بار	ρ_{EE}, ρ_{DR}
هزینه برنامه‌های پاسخگویی بار برای مشترک	C_{DR}
تقاضا پس از اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی	d_1, d_2
هزینه برنامه‌های بازدهی انرژی برای مشترک	C_{EE}
مقدار فزونی ζ از سود واقعی	η_W
قیمت ظرفیت خریداری‌شده از خرده‌فروش توسط مشترک	ρ_0^r
پارامترهای تابع هزینه برنامه پاسخگویی بار	A_1, B_1, C_1
پارامترهای تابع هزینه برنامه بازدهی انرژی	A_2, B_2, C_2
سطح قرارداد برنامه بازدهی انرژی و پاسخگویی بار	CL_{EE}, CL_{DR}
درصد عدم اجرای تعهدات برنامه‌های پاسخگویی بار توسط مشترک	α_1
درصد عدم اجرای تعهدات برنامه‌های بازدهی انرژی توسط مشترک	α_2
هزینه افزایشی برنامه بازدهی انرژی و پاسخگویی بار	IC_{EE}, IC_{DR}
احتمال عدم دسترس‌پذیری مشترکین بدلیل تغییرات دما	FOR_1
ماکزیمم میزان مشارکت مشترکین در برنامه‌های مدیریت مصرف	MM
جریمه لحاظ شده از سوی خرده‌فروش، بازای واحد ظرفیت عدم انجام تعهدات برنامه‌های بازدهی انرژی و پاسخگویی بار	pen_{EE}, pen_{DR}
کالای برنامه بازدهی انرژی در باس i در سناریوی W	$UCAP_{EE,i}^W$
جریمه پرداختی به بهره‌بردار به دلیل عدم اجرای تعهدات در سناریوی W	C_{PENm}^W

پارامتر مساحت	S
شیب مثبت شکل ظرفیت- دما	$m1$
شیب منفی شکل ظرفیت- دما	$m2$
تعداد خطوط شبکه	Nl
پارامتر ظرفیت	s
پارامترهای شکل ظرفیت- دما	a, b, c, d, e, f
مساحت‌های مشخص‌شده در شکل ظرفیت- دما	A, B
پارامتر دما	T
تعداد کالاهای ظرفیت قابل ارائه توسط خرده‌فروش	Nj
تعداد باس‌های از شبکه	Ni
قیمت فروش ظرفیت به مشترک در باس i در سناریوی W	$\rho_{0i}^{r,W}$
هزینه‌های تولید خودی خرده‌فروش در سناریوی W	C_{SG}^W
پارامترهای تابع هزینه تولید خودی خرده‌فروش	A_3, B_3, C_3
هزینه‌های نصب زیرساخت‌های اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در باس i در سناریوی W	$C_{R-DR,i}^W$
قیمت اجرای واحد برنامه پاسخگویی بار در باس i در سناریوی W	$\rho_{DR,i}^W$
قیمت اجرای واحد برنامه بازدهی انرژی در باس i در سناریوی W	$\rho_{EE,i}^W$
تعداد مشترکین	NC
الاستیسیته بازار (کشش‌پذیری قیمت بازار ظرفیت به تغییرات ظرفیت)	E_M
مجموع کالای ظرفیت خرده‌فروش	$UCAP_{RE}$
تابع مدل‌سازی ریسک	$CVaR$
احتمال دستیابی به سود مشخص	α
متغیر نشان‌دهنده مقدار مشخصی سود (شاخص VaR)	ζ
احتمال رخ دادن هر سناریو	π_W
تعداد سناریوها	NW
تابع سود خرده‌فروش	OF
درآمد خرده‌فروش در مبادله ظرفیت	R
هزینه‌های خرده‌فروش در مبادله ظرفیت	C
ضریب وزن‌دهی میان تابع سود و شاخص ریسک	β
کالای ظرفیت j در باس i در سناریوی W	$UCAP_{ij}^W$
قیمت بازار در باس i در سناریوی W	ρ_i^W
متغیر نشان‌دهنده پذیرش یا عدم‌پذیرش کالای j در باس i در سناریوی W در بازار ظرفیت	γ_{ij}^W
جریمه عدم اجرای تعهدات در باس i در سناریوی W	$C_{PENd,i}^W$
کالای برنامه پاسخگویی بار در باس i در سناریوی W	$UCAP_{DR,i}^W$
نرخ جریمه تعیین‌شده از سوی بهره‌بردار در سناریوی W	pen_r^W
درصد عدم اجرای تعهد خرده‌فروش در باس i در سناریوی W	$\alpha_{r,i}^W$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

۱- مقدمه

با تجدید ساختار در صنعت برق، این خدمت شکل تجاری به خود گرفت و به عنوان یک کالا مطرح شد. از مهم‌ترین ویژگی‌های کالای برق عدم امکان ذخیره‌سازی آن در حجم زیاد و تقاضای به شدت متغیر آن حتی در دوره‌های کوتاه‌مدت است. بنابراین حفظ قابلیت-اطمینان مطلوب شبکه به صورت اقتصادی بسیار حائز اهمیت است. به این منظور بازارهای جانبی نظیر بازار ظرفیت[۱] شکل گرفتند. بازار ظرفیت با تامین کفایت منابع و جبران پول از دست رفته سرمایه-گذاران در بلندمدت، سبب بهبود قابلیت‌اطمینان و حفظ جذابیت تجارت توسعه تولید شده است. اما از آنجا که در طرح راهبردی مدیریت سمت مصرف آژانس بین‌المللی انرژی بیان شده است که اولین گزینه در تمامی سیاست‌گذاری‌های انرژی به منظور دستیابی به سیستم‌های پایدار و قابل‌اطمینان، فعالیت‌های مدیریت سمت مصرف است، بحث حضور بار در بازار ظرفیت مطرح شد. در ادامه در دو بخش به مرور ادبیات موضوع پرداخته شده است. ابتدا به موضوع بار و انواع مدل‌های آن پرداخته شده و در ادامه بکارگیری بار در بازار ظرفیت مورد مطالعه قرار گرفته است.

موضوع مدل‌سازی بار در شبکه برق موضوع بسیار وسیعی است که در مقالات مختلف در مورد آن صحبت شده است. مدل‌های ارائه شده بار با توجه به نوع و سطح مطالعات در شبکه برق متفاوت است. در این مقاله به منظور ارائه مدل خرده‌فروش به عنوان نماینده بار به منظور مشارکت در بازار ظرفیت، انواع مختلف مدل‌های بار مطالعه شده تا نهایتا مدل جامعی از بار در بازار ظرفیت ارائه شود. این مدل‌ها تحت عناوین مدل‌های فنی بار، مدل پیش‌بینی بار و مدل‌های اقتصادی بار در این مقاله دسته‌بندی شده‌اند.

مدل‌های فنی بار به دو دسته مدل‌های استاتیکی و دینامیکی تقسیم شده‌اند. مدل‌های استاتیکی شامل مدل‌های امپدانس ثابت، جریان ثابت، توان ثابت، مدل‌های ترکیبی و مدل‌های EPRI[۲] [۱-۲] هستند. مدل‌های دینامیکی نیز به دو دسته مدل‌های بر مبنای تجهیز [۳] و بر مبنای اندازه‌گیری [۴] تقسیم شده‌اند. در روش‌های بر مبنای تجهیز اجزای تشکیل‌دهنده وسایل الکتریکی شناسایی‌شده و برای هر یک از آنها مدل و معادلی از نوع سلف، مقاومت یا خازن در نظر گرفته می-شود. از این روش زمانیکه رفتار یک تجهیز خاص مد نظر است استفاده می‌شود. از روش بر مبنای اندازه‌گیری نیز زمانی‌که مدل‌سازی بار به منظور ارزیابی رفتار آن بر عملکرد سیستم مد نظر باشد استفاده می-شود. در این روش با اعمال ورودی و تحلیل خروجی مدل بار شناسایی می‌شود.

مدل‌های پیش‌بینی بار همانطور که از نام آنها مشخص است برای پیش‌بینی میزان پیک بار در سطح یک منطقه بکار می‌روند. در این مدل‌ها ابتدا پارامترهای تاثیرگذار بر مدل بار نظیر میزان جمعیت، تولید ناخالص ملی، تعداد روزهای گرم و سرد سال، درآمد سرانه کشور و قیمت برق شناسایی و سپس با استفاده از داده‌های گذشته شبکه تاثیر این پارامترها بر میزان بار پیک شبکه سنجیده شده که منجر به تعیین ضرایب تاثیر این پارامترها در مدل بار می‌شود. با تعیین ضرایب مربوطه و پیش‌بینی مقدار پارامترها، میزان بار پیک شبکه در آینده تخمین زده می‌شود [۵-۶].

مدل‌های اقتصادی بار نیز در این مقاله به دو دسته مدل‌های بدون مفهوم کشش‌پذیری و با مفهوم کشش‌پذیری تقسیم‌بندی شده است. مدل‌های نوع اول بسیار ساده بوده و به صورت ضرب میزان کاهش بار در قیمت برنامه پاسخگویی بار[۳] یا بازدهی انرژی[۴] بیان می‌شوند [۷-۸]. مدل‌های نوع دوم بر اساس مفهوم کشش‌پذیری و بسط تیلور تابع تقاضا ارائه شده‌اند. این مدل‌ها برای برنامه‌های پاسخگویی بار [۹-۱۰] و بازدهی انرژی [۱۱] به صورت جداگانه ارائه شده‌اند.

بهره‌برداران مستقل شبکه‌های مختلف دنیا در زمینه بکارگیری بار در بازار ظرفیت به سه دسته تقسیم شده‌اند. برخی از این بهره‌برداران همانند بهره‌برداران مناطق کالیفرنیا [۱۲] و بریتانیا [۱۳] در حال مطالعه و طراحی ساختار مناسب بازار ظرفیت به منظور بکارگیری برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی هستند. این بهره‌برداران همچنان نیاز به مطالعه بیشتر و بهره‌گیری از تجربیات سایر بازارها در بکارگیری منابع مدیریت مصرف را ضروری می‌دانند. دسته دوم بهره-برداران نظیر بهره‌برداران مناطق نیویورک (NYISO[۵]) و میدوست[۶] (MISO[۷]) ایالات متحده، از برنامه‌های مدیریت مصرف به منظور تامین کفایت منابع و ارائه کالای ظرفیت بهره می‌برند اما ساختاری رقابتی به منظور رقابت میان مشترکین در فروش کالای ظرفیت فراهم نیاورده‌اند [۱۲]. بهره‌بردار نیویورک در زمان کمبود رزرو به تامین‌کننده‌های

[۱] بازار ظرفیت یکی از سازوکارهای تامین ظرفیت در شبکه است. هدف این بازار اینست که در زمان هدف، ظرفیت کافی در شبکه برای تامین بار وجود داشته باشد.

[2] Electric Power Research Institute

[3] Demand Response (DR)
[4] Energy Efficiency
[5] New York Independent System Operator
[6] Midwest
[7] Midwest Independent System Operator

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

منابع مدیریت مصرف پیام مشارکت اجباری می‌دهد. این تامین-کنندگان در ازای تعهد مشارکت در زمان نیاز، به صورت ماهانه مبلغی دریافت می‌کنند. بهره‌بردار منطقه میدوست نیز به دو روش از این منابع در ارائه کالای ظرفیت بهره می‌برد. روش اول بکارگیری برنامه-های پاسخگویی بار اضطراری به منظور تامین کفایت منابع است. این بهره بردار قیمتی برابر با بالاترین پیشنهاد ارائه‌دهندگان، به تمامی مشارکت‌کنندگان پرداخت می‌کند. از این نوع برنامه پاسخگویی بار در حدود ۸۰۰ مگاوات در این منطقه وجود دارد. روش دوم نیز بکارگیری این برنامه‌ها به منظور اصلاح بار شرکت‌های توزیع است، که به این شرکت‌ها اجازه می‌دهد تا به منظور تعهد ظرفیت ماهانه خود بار مشترکین را کاهش دهند. در این برنامه به مشترکین بر مبنای قراردادی که با شرکت‌های توزیع دارند پرداخت می‌شود. از این نوع برنامه پاسخگویی بار در حدود ۶۰۰۰ مگاوات در این منطقه وجود دارد [۱۲]. اما دسته سوم بهره‌برداران نظیر بهره‌برداران مناطق نیوانگلند[1] و PJM[2] از برنامه‌های مدیریت مصرف به شیوه‌ای رقابتی بهره می‌برند. در این دو منطقه رقابت میان منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیتی مجزا موسوم به بازار ثانویه و به منظور ایجاد تعادل میان تقاضا و ارائه ظرفیت انجام می‌شود [۱۳]. بهره‌بردار PJM سه نوع کالای DR شامل: Limited DR، Extended summer DR و Annual DR به منظور مشارکت در بازار ظرفیت تعریف کرده است [۱۴]. این مشارکت در حراج‌های اولیه و اضافی بازار ظرفیت PJM به ترتیب در مراجع [۱۵] و [۱۶] معرفی و مدل‌سازی شده است. تامین‌کننده سرویس قطع[3] (CSP) از جانب بهره‌بردار PJM مسئول ارزیابی پتانسیل ارائه‌دهندگان کالای ظرفیت و نظارت بر اجرای دقیق مشارکت آنها است [۱۷]. بازار ظرفیت نیوانگلند نیز دو نوع کالای ظرفیت DR تعریف کرده است [۱۲]. نتایج مرجع [۱۸] نشان داده است که حضور منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت نیوانگلند به دلیل ایجاد کاهش نیاز به ظرفیت نیروگاه‌ها، سبب کاهش قیمت ظرفیت شده است.

نگاه به منابع مدیریت سمت مصرف، حتی در دسته سوم بهره‌برداران که پیشروترین بهره‌برداران در بکارگیری این منابع در بازار ظرفیت هستند نیز ناکامل است؛ زیرا در گام اول نگاه به این منابع همانند سایر منابع ارائه‌دهنده ظرفیت نیست؛ از یک سو رقابت میان این منابع را در حراجی مستقل از حراج ظرفیت نیروگاه‌ها برگزار کرده‌اند (بازار ثانویه) و از سوی دیگر تعهداتی متفاوت از تعهدات نیروگاه‌ها برای منابع سمت مصرف در نظر گرفته‌اند [۱۲،۱۴] و در گام دوم مدلی از ارائه‌دهندگان منابع مدیریت مصرف شامل برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی که بیان کننده کالای ظرفیت آنها و نحوه تعامل آنها در دو سمت بازار ظرفیت باشد، ارائه نشده است.

در این مقاله به عنوان نوآوری، ابتدا مدلی از کالای ظرفیت خرده‌فروش به عنوان ارائه‌دهنده منابع مدیریت مصرف به بازار ظرفیت ارائه شده و سپس نحوه تعامل او با مشترکین و بازار در هر دو سمت معامله ظرفیت (به عنوان فروشنده و خریدار) فرمول‌بندی و ارزیابی شده است. بخش ۲ به مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش به عنوان ارائه‌دهنده منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت پرداخته است. ساختار تعامل خرده‌فروش با مشترکین و بازار در هر دو سمت معامله ظرفیت (به عنوان فروشنده و خریدار) در بخش ۳ فرمول‌بندی و ارزیابی شده است. روش حل مسئله، مطالعه موردی و نتیجه‌گیری نیز به ترتیب در بخش-های ۴ تا ۶ بیان شده است.

۲- مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش

۲-۱- نوآوری‌های مدل ارائه‌شده

در این بخش به مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش به عنوان نماینده بار در بازار ظرفیت پرداخته شده است. کالای ظرفیت خرده-فروش شامل منابع مدیریت مصرف نظیر برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی است، بنابراین می‌بایست از مدل‌های اقتصادی این منابع به منظور مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش استفاده کرد. خرده-فروش می‌بایست رفتار مشترکین در ارائه ظرفیت را پیش‌بینی کرده و متناسب با آن در بازار ظرفیت مشارکت کند. نوآوری‌هایی که در این مقاله برای مدل نهایی کالای ظرفیت خرده‌فروش ارائه شده، در ادامه اشاره شده است:

- مطالعات انجام شده در زمینه مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی به طور جداگانه به مدل‌سازی این برنامه‌ها پرداخته‌اند. این در حالی است که مدل نهایی کالای ظرفیت خرده‌فروش می‌بایست به طور همزمان این دو برنامه را شامل شود.
- در مدل‌های برنامه‌های پاسخگویی بار ارائه شده در مقالات، تنها مفهوم کشش‌پذیری بار نسبت به قیمت برق در نظر گرفته شده است و صحبتی از کشش‌پذیری اجرای این برنامه-ها نسبت به هزینه‌های اجرای آنها نشده است. این مسئله که می‌تواند تاثیر قابل توجهی در اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار

[1] New England
[2] Pennsylvania-Jersey-Maryland
[3] Curtailment Service Provider (CSP)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

داشته باشد می‌بایست در مدل نهایی کالای ظرفیت خرده-فروش لحاظ گردد.

- در مدل برنامه‌های بازدهی انرژی تنها مفهوم کشش‌پذیری اجرای این برنامه‌ها نسبت به هزینه‌های پیاده‌سازی آنها در نظر گرفته شده و تاثیر مبالغ تشویقی و جریمه در آن دیده نشده است. بنابراین با توجه به تاثیر این دو پارامتر در میزان مشارکت مشترکین این مسئله نیز می‌بایست در مدل نهایی کالای ظرفیت خرده‌فروش در نظر گرفته شود.
- دمای هوا یک پارامتر مهم در تغییر رفتار مشترکین است. به منظور مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش می‌بایست تغییرات دمای هوا و تاثیر آن بر تغییر رفتار مشترکین نیز مد نظر قرار گرفته و مدل‌سازی شود.

بنابراین ابتدا مدل‌های برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی مشترکین با استفاده از تابع سود مشترکین، به عنوان مدل کالای ظرفیت مشترکین ارائه شده و سپس تاثیر تغییرات دمای هوا به عنوان نرخ خروج اجباری مشترکین (FOR[1]) مدل‌سازی خواهد شد. پس از ارائه مدل نهایی کالای ظرفیت مشترکین، مدل کالای ظرفیت خرده-فروش به صورت مجموع کالای ظرفیت خریداری شده از مشترکین به دست خواهد آمد. میزان کالای ظرفیت خریداری شده توسط خرده-فروش از مشترکین نیز، تابع سود خرده‌فروش از تعامل با مشترکین و بازار ظرفیت است که در بخش ۳ تحت عنوان، ساختار تعامل خرده-فروش با مشترکین و بازار، ارائه خواهد شد. در این مدل عدم‌قطعیت-هایی که خرده‌فروش با آنها مواجه است نیز در نظر گرفته شده و با استفاده از شاخص ریسک CVaR[2] سعی در ماکزیمم‌سازی سود خرده-فروش شده است.

۲-۲- مدل‌سازی کالای ظرفیت مشترکین

کالای ظرفیت مشترکین ترکیبی از ظرفیت ارائه‌شده توسط آنها و میزان دسترس‌پذیری این ظرفیت است. ابتدا به مدل‌سازی ظرفیت ارائه شده توسط مشترکین پرداخته شده است.

۲-۲-۱- مدل‌سازی ظرفیت مشترک

مدل نهایی ظرفیت مشترک با ماکزیمم‌سازی سود او از مبادله ظرفیت حاصل می‌شود. سود مشترک تابعی از ظرفیت ارائه شده توسط او به صورت برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی است که در رابطه (۱) آورده شده است. در این رابطه هزینه‌های مشترک از درآمدهای او کم شده است. در این رابطه C_{net} هزینه‌های کل مشترک، B_{net} درآمدهای کل او و $P(d_1,d_2)$ سود کل مشترک از مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی است. رابطه (۲) میزان مشارکت مشترک در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی را نشان داده است. در این رابطه Δd_1 میزان مشارکت مشترک در برنامه پاسخگویی بار و Δd_2 میزان مشارکت او در برنامه‌های بازدهی انرژی است. رابطه (۳) درآمد کل مشترک و رابطه (۴) هزینه‌های کل مشترک از مبادله ظرفیت را نشان داده است. پارامترهای بیان شده در رابطه (۱) در این دو رابطه تشریح شده‌اند. درآمد کل مشترک در رابطه (۳) شامل ارزش کالای ظرفیت از دیدگاه او و درآمدهای او از مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی است. همچنین هزینه‌های مشترک در رابطه (۴) شامل هزینه‌های پیاده‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی، جرایم ناشی از عدم اجرای تعهدات و هزینه‌های خرید ظرفیت در سمت دوم بازار ظرفیت است. روابط (۵) و (۶) نیز به ترتیب توابع هزینه اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار [۱۹] و بازدهی انرژی [۱۱] توسط مشترک را نشان داده‌اند. رابطه (۷) نیز جریمه ناشی از عدم اجرای تعهدات را بیان کرده است.

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

$$\Delta d_1 = d_1 - d_0 \quad (۲)$$

$$\Delta d_2 = d_2 - d_0$$

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

$$C_{net} = C_{DR} + C_{EE} + C_{PENd} + d.\rho \quad (۴)$$

$$C_{DR} = A_1.\Delta d_1^2 + B_1.\Delta d_1 + C_1, \quad (۵)$$

$$B_1^2 - 4A_1.C_1 \le 0, \quad A_1 > 0, \quad C_1 \ge 0$$

$$C_{EE} = A_2.\Delta d_2^2 + B_2.\Delta d_2 + C_2, \quad (۶)$$

$$B_2^2 - 4A_2.C_2 \le 0, \quad A_2 > 0, \quad C_2 \ge 0$$

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

$$pen_{EE}.\left[CL_{EE} - (d_0 - d_2)\right]$$

با توجه به اینکه هدف اصلی مشترکین از ارتباط با شبکه برق، مصرف برق است، میزان مشارکت آنها همواره محدود می‌باشد. این محدودیت در اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف در رابطه (۸) بیان شده است، که معمولا کمتر از ۱۰ درصد ظرفیت کل مشترک در نظر گرفته می‌شود. به‌عبارت دیگر ماکزیمم میزان مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی توسط پارامتر MM نمایش داده شده است.

$$\Delta d_1, \Delta d_2 \le MM \quad (۸)$$

[1] Forced Outage Rate
[2] Conditional Value at Risk

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

با توجه به آزمون مشتق برای توابع با دو متغیر مستقل ($\Delta d_1, \Delta d_2$)، به منظور ماکزیمم‌سازی سود مشترک از مبادله ظرفیت، در روابط (۹) تا (۱۴) داریم (Δd_1 و Δd_1 کوچکتر از صفر به مفهوم مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی است و Δd_1 و Δd_1 بزرگتر از صفر برابر صفر در نظر گرفته خواهند شد):

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

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

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

رابطه (۱۰) تابع سود مشترک را با جزئیات کامل بیان کرده است. شرط ماکزیمم‌سازی سود مشترک نیز با تابع بیان‌شده در رابطه (۱۰) در رابطه (۱۱) ارائه شده است. از سوی دیگر با در نظر گرفتن بسط تیلور تابع B و شرایط اولیه این تابع در روابط (۱۲) و (۱۳) داریم:

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

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

در نهایت رابطه نهایی مدل مشارکت مشترکین در برنامه پاسخگویی بار در (۱۴) به دست آمده است.

$$\rho_0 + d_0.\frac{\partial \rho}{\partial d_1} = \rho_{DR} + \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} + pen_{DR} + \rho + d_1\frac{\partial \rho}{\partial d_1} \rightarrow (d_1 - d_0)\frac{\partial \rho}{\partial d_1} = \rho_0 - \rho - \rho_{DR} - pen_{DR} + IC_{DR} \xrightarrow{E_M = \frac{d_0}{\rho_0}\frac{\partial \rho}{\partial d_1}} \quad (۱۴)$$

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

مشابه روابط (۱۱) و (۱۴)، برای برنامه بازدهی انرژی نیز داریم. رابطه نهایی برنامه بازدهی انرژی در رابطه (۱۵) بیان شده است:

$$d_2 = \begin{cases} d_0\left(1 + \dfrac{\rho_0 - \rho - \rho_{EE} - pen_{EE} + IC_{EE}}{\rho_0.E_M}\right), & if\ \ \rho_{EE} \geq IC_{EE} \\ 0, & if\ \ \rho_{EE} < IC_{EE} \end{cases} \quad (۱۵)$$

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

۲-۲-۲- مدل‌سازی عدم‌دسترس‌پذیری ظرفیت مشترک

پارامتری که بر مدل ظرفیت مشترک تاثیرگذار بوده و سبب عدم دسترس‌پذیری آن می‌شود در ادامه بیان و مدل‌سازی شده ستد.

۲-۲-۲-۱- مدل‌سازی تغییرات دمای هوا

با توجه به تغییرات سالانه دمای هوا و برگزاری حراج این بازارها از چند سال پیش‌تر، پارامتر دما اولین پارامتری است که در مدل‌سازی عدم دسترس‌پذیری ظرفیت مشترکین می‌بایست به آن پرداخت [۲۰]. بطورکلی هدف مشترک از ارتباط با شبکه برق، مصرف برق بوده و به دنبال تامین برق مورد نیاز خود با هزینه‌ای منطقی است، بنابراین اولویت مشترکین حفظ رفاه و سپس معامله ظرفیت است. یکی از عواملی که رفاه مشترکین را تحت تاثیر قرار می‌دهد، دمای هواست. از یکسو با بالارفتن دمای هوا مشترکین از وسایل سرمایشی و با پایین آمدن آن از وسایل گرمایشی استفاده می‌کنند و از سوی دیگر تجربیات بکارگیری بار در برنامه‌های پاسخگویی بار و مدیریت مصرف نشان می‌دهد که تجهیزات گرمایشی- سرمایشی بیشترین میزان بکارگیری در این برنامه‌ها را داشته‌اند [۲۱-۲۲]. بنابراین این مسئله پاسخگویی مشترکین به تعهداتشان را کمرنگ می‌کند [۲۳]. با کاهش ظرفیت ارائه شده به خرده‌فروش به طور طبیعی خرده‌فروش نیز از انجام تعهدات خود در بازار ظرفیت ناتوان مانده و مشمول جریمه خواهد شد. بنابراین خرده‌فروش می‌بایست پیشاپیش این کاهش ظرفیت را پیش‌بینی نموده و متناسب با آن در بازار ظرفیت مشارکت کند. این کاهش ظرفیت مشترکین پارامتری است که عدم‌دسترس‌پذیری مشترکین را بیان کرده و تحت عنوان FOR_1 معرفی شده است.

پیش از این به طور عمومی مدل‌هایی از تاثیر دما بر مصرف مشترکین ارائه شده است که نیاز به اطلاعات ۱۰ تا ۳۰ سال گذشته سیستم دارند [۲۴-۲۵]. دستیابی به این اطلاعات خصوصا در کشورهای در حال توسعه بسیار مشکل است. مدل ارائه شده در این مقاله دارای دو ویژگی بسیار مهم است:

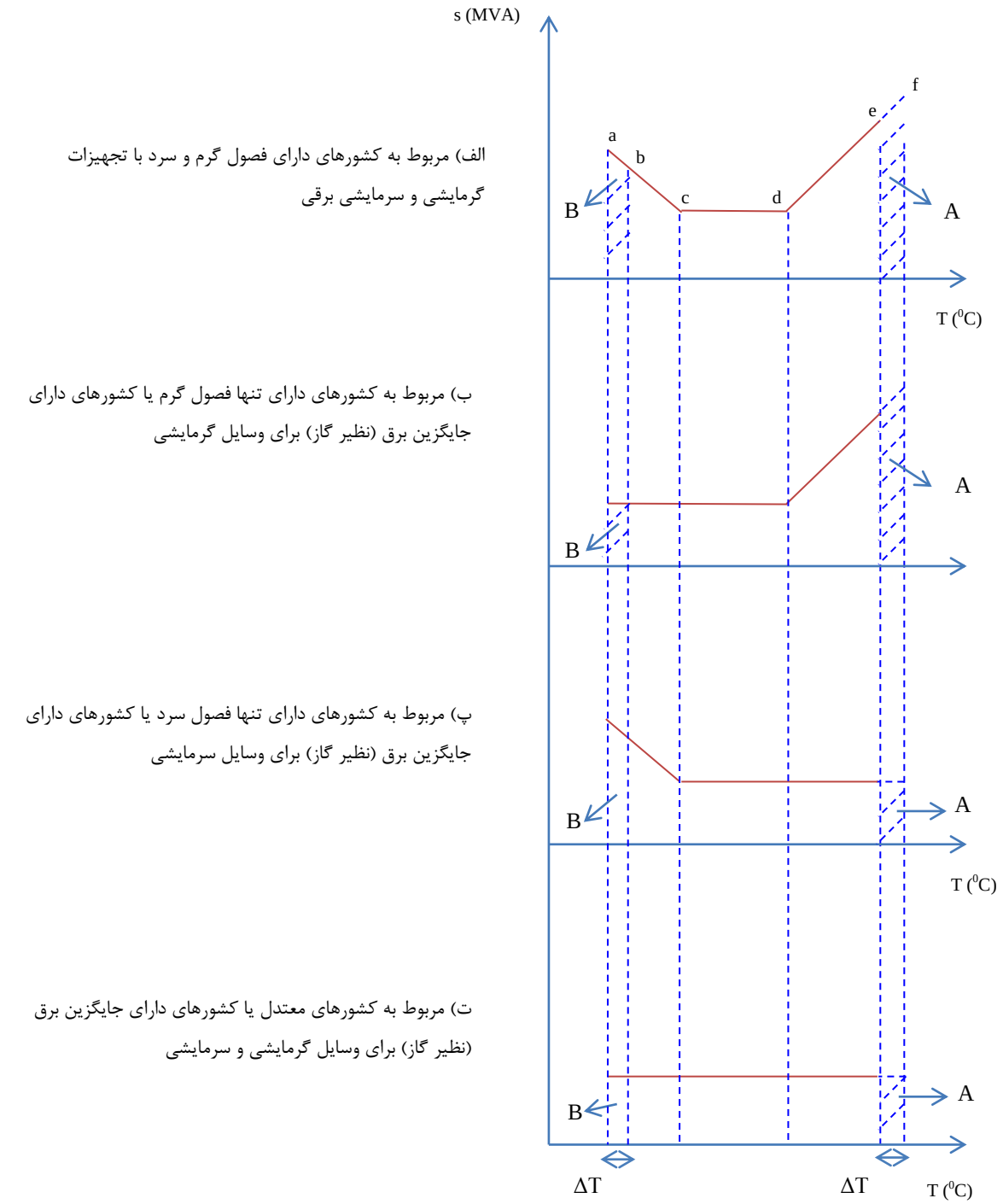
- مدلی جامع است که در تمامی کشورها قابل بکارگیری است.
- نیازی به اطلاعات پیشین سیستم ندارد و تنها با اطلاعات سال جاری که توسط خود خرده‌فروش نیز قابل اندازه‌گیری است، فرمول‌بندی شده است.

وابستگی مصرف مشترکین به دما در بسیاری از کشورهای دنیا ارزیابی و در این مطالعات وابستگی U شکل مصرف مشترکین به دما تایید شد [۲۶-۳۰]. نمودار عمومی وابستگی مصرف به دما در کشورهای مختلف U شکل است، اما این نمودار حالت‌های دیگری نیز می‌تواند داشته

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

باشد، که در ادامه به آنها اشاره شده است. مدلی که در این مقاله ارائه شده است نیز مستقل از شکل وابستگی مصرف به دماست. به همین دلیل است که ویژگی جامع بودن به آن نسبت داده شده است. انواع شکل‌های وابستگی مصرف مشترکین به دما در شکل (۱) آورده شده است.



الف) مربوط به کشورهای دارای فصول گرم و سرد با تجهیزات گرمایشی و سرمایشی برقی

ب) مربوط به کشورهای دارای تنها فصول گرم یا کشورهای دارای جایگزین برق (نظیر گاز) برای وسایل گرمایشی

پ) مربوط به کشورهای دارای تنها فصول سرد یا کشورهای دارای جایگزین برق (نظیر گاز) برای وسایل سرمایشی

ت) مربوط به کشورهای معتدل یا کشورهای دارای جایگزین برق (نظیر گاز) برای وسایل گرمایشی و سرمایشی

شکل ۱. انواع نمودارهای مصرف- دما مربوط به مشترکین کشورها با شرایط آب‌وهوایی مختلف [۳۰]

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

تمامی کشورهای دنیا از چهار دسته اشاره شده در شکل (۱) خارج نیستند و منحنی مصرف- دما نیز برای تمامی کشورها مشابه این شکل است. با افزایش دما نسبت به سال حراج، مساحت A به مصرف متوسط، اضافه و مساحت B از آن کم می‌شود. روابط مربوط به مدل-سازی مصرف مشترکین نسبت به تغییرات دما در ادامه آورده شده است. در صورتیکه تغییرات دما مثبت باشد، با توجه به شکل (۱-الف) داریم:

$$\Delta S = S_2 - S_1 = S_A - S_B = \frac{(sf + se)(\Delta T)}{2} - \frac{(sb + sa)(\Delta T)}{2} \qquad (۱۶)$$

در رابطه (۱۶) S_2 مساحت منحنی U شکل پس از تغییر دما و S_1 مساحت این منحنی پیش از تغییر دماست.

در صورتیکه روابط برای سایر نمودارهای شکل (۱) نیز نوشته شود، مجددا به رابطه (۱۶) خواهیم رسید. از سوی دیگر با نوشتن معادله دو خط شیب‌دار شکل (۱-الف) روابط (۱۷) و (۱۸) نتیجه می‌شوند:

$$sf - se = m1(\Delta T) \Rightarrow sf = se + m1(\Delta T) \qquad (۱۷)$$

$$sb - sa = m2(\Delta T) \Rightarrow sb = sa + m2(\Delta T) \qquad (۱۸)$$

با ترکیب روابط (۱۶) تا (۱۸) خواهیم داشت (همچنین می‌دانیم $\Delta T = T - T_e$):

$$\Delta S = \frac{\Delta T}{2} \times \left((m1 - m2)\Delta T + 2se - 2sa\right) = \frac{(T - Te)}{2} \times \left((m1 - m2)(T - Te) + 2se - 2sa\right) = \frac{(m1 - m2)(T - Te)^2}{2} + (se - sa)(T - Te) = \left(\frac{m1 - m2}{2}\right)\left(T^2 + Te^2 - 2T \times Te\right) + (se - sa)T - (se - sa)Te \Rightarrow \Delta S = \left(\frac{m1 - m2}{2}\right)T^2 + \left(se - sa - m1 \times Te + m2 \times Te\right)T + \begin{Bmatrix} \left(\frac{m1 - m2}{2}\right)Te^2 - \\ (se - sa)Te \end{Bmatrix}, \quad \Delta T > 0 \qquad (۱۹)$$

در این رابطه Te دمای ماکزیمم سال جاری، sa میزان مصرف توان در دمای مینیمم سال جاری، se میزان مصرف توان در دمای ماکزیمم سال جاری، m1 الاستیسیته فصل تابستان و m2 الاستیسیته فصل زمستان مشترکین مورد نظر خرده‌فروش است. در صورتیکه تغییرات دما منفی باشد، داریم:

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

با ترکیب روابط (۲۰)، (۱۷) و (۱۸) خواهیم داشت (همچنین می‌دانیم $\Delta T = T - T_e$):

$$\Delta S = \frac{\Delta T}{2} \times \left((m2 - m1)\Delta T + 2sa - 2se\right) = \frac{(T - Te)}{2} \times \left((m2 - m1)(T - Te) + 2sa - 2se\right) = \frac{(m2 - m1)(T - Te)^2}{2} + (sa - se)(T - Te) = \left(\frac{m2 - m1}{2}\right)\left(T^2 + Te^2 - 2T \times Te\right) + (sa - se)T - (sa - se)Te \Rightarrow \Delta S = \left(\frac{m2 - m1}{2}\right)T^2 + \left(se - sa - m2 \times Te + m1 \times Te\right)T + \begin{Bmatrix} \left(\frac{m2 - m1}{2}\right)Te^2 - \\ (sa - se)Te \end{Bmatrix}, \quad \Delta T < 0 \qquad (۲۱)$$

FOR_1 با استفاده از رابطه (۲۲) به دست می‌آید.

$$FOR_1 = \begin{cases} \frac{\Delta S}{S_1} & if \quad \Delta S > 0 \\ 0 & if \quad \Delta S \le 0 \end{cases} \qquad (۲۲)$$

FOR_1 به یک اندازه از مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی خواهد کاست.

۲-۳- مدل‌سازی کالای ظرفیت خرده‌فروش

همانطور که بیان شد کالای ظرفیت خرده‌فروش مجموع کالاهای ظرفیت مشترکینی است که خرده‌فروش با آنها قرارداد دارد. بنابراین کالای ظرفیت خرده‌فروش از رابطه (۲۳) به دست می‌آید.

$$UCAP_{RE} = \sum_{ii=1}^{NC} \left\{UCAP_{DR}^{ii} + UCAP_{EE}^{ii}\right\} + UCAP_{SG} = \sum_{ii=1}^{NC} \begin{Bmatrix} \Delta d_1^{ii} \times \left(1 - FOR_{1,DR}^{ii}\right) + \\ \Delta d_2^{ii} \times \left(1 - FOR_{1,EE}^{ii}\right) \end{Bmatrix} + UCAP_{SG} \qquad (۲۳)$$

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

۳- ساختار تعامل خرده‌فروش با مشترکین و بازار ظرفیت

همانطور که می‌دانیم بنا به دلایل اقتصادی و مدیریتی حضور بار در بازار ظرفیت تنها با مشارکت نماینده مجموعه‌ای از بارها که در این

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

مقاله خرده‌فروش در نظر گرفته شده است، امکان‌پذیر است. از جمله این دلایل می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- به منظور بهره‌گیری موثرتر از ظرفیت مشترکین حتما می‌بایست در ساختار بازار از آنها استفاده کرد که این امر جز با کاهش تعداد مشترکین و بکارگیری خرده‌فروشان در بازار میسر نیست.
- عدم قطعیت‌های پاسخگویی خرده‌فروش به تعهداتش به دلیل داشتن تولید خودی کمتر است.
- فلسفه ایجاد خرده‌فروش تجارت است بر خلاف مشترک؛ بنابراین خرده‌فروش حضور کم‌نوسان‌تر و موثرتری خواهد داشت.

خرده‌فروش به منظور کسب سود در بازار ظرفیت با دو بخش در ارتباط است؛ مشترکین که ارائه‌دهندگان ظرفیت به خرده‌فروش هستند و بازار ظرفیت که محل فروش ظرفیت خرده‌فروش است. بنابراین سود خرده‌فروش در گرو عملکرد او در ارتباط با این دو بخش است. عملکرد خرده‌فروش به منظور مشارکت در بازار ظرفیت نیز تابع سود خرده‌فروش از مشارکت در این بازار است که در ادامه آورده شده است.

۳-۱- مدل‌سازی ریسک

برای محاسبه فراریت سود خرده‌فروش در مدل، از تابع CVaR استفاده شده است (رابطه (۲۴)) [۳۱].

$$CVaR = Max_{\zeta,\eta_W} \quad \zeta - \frac{1}{1-\alpha}\sum_{W=1}^{NW}\pi_W\eta_W \tag{۲۴}$$

$$\eta_W = Max\{\zeta - Profit(W),0\} \tag{۲۵}$$

قیود تابع شاخص ریسک نیز مطابق روابط (۲۶) و (۲۷) هستند.

$$\zeta - Profit(W) \le \eta_W \quad \forall W \tag{۲۶}$$

$$\eta_W \ge 0 \quad \forall W \tag{۲۷}$$

۳-۲- تابع هدف خرده‌فروش

تابع هدف مسئله تابع سود خرده‌فروش همراه با در نظر گرفتن ریسک است که در رابطه (۲۸) آورده شده است.

$$OF = (1-\beta)\times(R-C) + \beta\times CVaR \quad \beta\in[0,1] \tag{۲۸}$$

۳-۲-۱- درآمدهای خرده‌فروش

درآمدهای خرده‌فروش از مبادله ظرفیت شامل دو بخش است. درآمدهای خرده‌فروش به عنوان ارائه‌دهنده ظرفیت به بازار و درآمد خرده‌فروش به عنوان فروشنده ظرفیت به مشترکین. بخش اول درآمدهای او از فروش ظرفیت در بازار ظرفیت و بخش دوم درآمد او از فروش ظرفیت در سمت دیگر بازار به مشترکین است. بخش اول درآمدهای خرده‌فروش شامل فروش ظرفیت در بازار ظرفیت و جریمه‌های دریافتی از مشترکین به دلیل عدم اجرای تعهداتشان است. این درآمدها در رابطه (۲۹) آورده شده است.

$$R_{ff} = \sum_{W=1}^{NW}\pi_W\cdot\left[\sum_{i=1}^{Ni}\left(\sum_{j=1}^{Nj}(\gamma_{ij}^{W}.\rho_i^{W}.UCAP_{ij}^{W}) + C_{PENd,i}^{W}\right)\right] \tag{۲۹}$$

بخش دوم درآمدهای خرده‌فروش شامل فروش ظرفیت به مشترکین است. این درآمد در رابطه (۳۰) آورده شده است. درآمد کلی خرده‌فروش از مبادله ظرفیت نیز در رابطه (۳۱) آورده شده است.

$$R_{ss} = \sum_{W=1}^{NW}\pi_W\sum_{i=1}^{Ni}\rho_{0i}^{r,W}.UCAP_i^W \tag{۳۰}$$

$$R = R_{ff} + R_{ss} = \sum_{W=1}^{NW}\pi_W\cdot\left[\sum_{i=1}^{Ni}\left(\sum_{j=1}^{Nj}(\gamma_{ij}^{W}.\rho_i^{W}.UCAP_{ij}^{W}) + C_{PENd,i}^{W} + \rho_{0i}^{r,W}.UCAP_i^W\right)\right] \tag{۳۱}$$

۳-۲-۲- هزینه‌های خرده‌فروش

هزینه‌های خرده‌فروش از مبادله ظرفیت نیز شامل دو بخش است. هزینه‌های خرده‌فروش به عنوان ارائه‌دهنده ظرفیت به بازار و هزینه‌های خرده‌فروش به عنوان فروشنده ظرفیت به مشترکین. بخش اول هزینه‌های او از مبادله ظرفیت به عنوان ارائه‌دهنده این کالا در بازار ظرفیت و بخش دوم هزینه‌های او از مبادله ظرفیت در سمت دیگر بازار با مشترکین به عنوان فروشنده ظرفیت است. بخش اول هزینه‌های خرده‌فروش شامل خرید ظرفیت از مشترکین، هزینه نصب برخی زیرساخت‌های اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار، هزینه تولید خودی و جریمه‌های پرداختی او به بهره‌بردار مستقل سیستم به دلیل عدم اجرای تعهداتش است. این هزینه‌ها در رابطه (۳۲) آورده شده است.

$$C_{ff} = \sum_{W=1}^{NW}\pi_W\cdot\left[\sum_{i=1}^{Ni}\left(\begin{matrix}C_{R-DR,i}^{W} + \rho_{DR,i}^{W}.UCAP_{DR,i}^{W} + \\ \rho_{EE,i}^{W}.UCAP_{EE,i}^{W}\end{matrix}\right) + C_{PENm}^{W} + C_{SG}^{W}\right] \tag{۳۲}$$

$$C_{PENm}^{W} = \left[\sum_{i=1}^{Ni} pen_r^{W}.\alpha_{r,i}^{W}.UCAP_{r,i}^{W}\right] \tag{۳۳}$$

$$C_{SG}^{W} = A_3.(P_{SG}^{W})^2 + B_3.P_{SG}^{W} + C_3, \qquad B_3^2 - 4A_3.C_3 \le 0, \quad A_3 > 0 \quad C_3 \ge 0 \tag{۳۴}$$

بخش دوم هزینه‌های خرده‌فروش نیز شامل خرید ظرفیت از بازار است. این هزینه در رابطه (۳۵) آورده شده است. هزینه‌های کلی خرده‌فروش از مبادله ظرفیت نیز در رابطه (۳۶) آورده شده است.

$$C_{ss} = \sum_{W=1}^{NW}\pi_W\sum_{i=1}^{Ni}\rho_i^{W}.UCAP_i^W \tag{۳۵}$$

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

$$C = C_{ff} + C_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\begin{array}{l} \sum_{i=1}^{Ni} \left(C^W_{R-DR,i} + \rho^W_{DR,i} . UCAP^W_{DR,i} + \right. \\ \left. \rho^W_{EE,i} . UCAP^W_{EE,i} + \rho^W_i . UCAP^W_i \right) + \\ C^W_{PENm} + C^W_{SG} \end{array} \right] \quad (۳۶)$$

قیود مسئله در ادامه آورده شده است.

۳-۳- قیود مسئله

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

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

این قیود در روابط (۳۷) و (۳۸) بیان شده‌اند.

$$\gamma^W_{ij} \in \{0,1\} \quad (۳۷)$$

$$\gamma^W_{ij} = \begin{cases} 1 & if \quad UCAP^W_{ij} \; be \; a \; winner \; in \; the \; market \\ 0 & else \end{cases} \quad (۳۸)$$

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

$$B_i^2 - 4 A_i . C_i \le 0, \qquad A_i > 0, \qquad C_i \ge 0 \qquad i \in \{1,2,3\} \quad (۳۹)$$

این قیود بیان‌کننده محدودیت‌های پارامترهای توابع هزینه منابع مدیریت مصرف و تولید خودی خرده‌فروش هستند.

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

$$\Delta d_1, \Delta d_2 \le MM \quad (۴۰)$$

این قید بیان می‌کند که مشترکین به صورت محدود در برنامه‌های مدیریت مصرف شرکت می‌کنند. میزان MM معمولا ۱۰ درصد ظرفیت مشترک در نظر گرفته می‌شود.

۳-۳-۴- قید محدودکننده مشارکت ژنراتورها

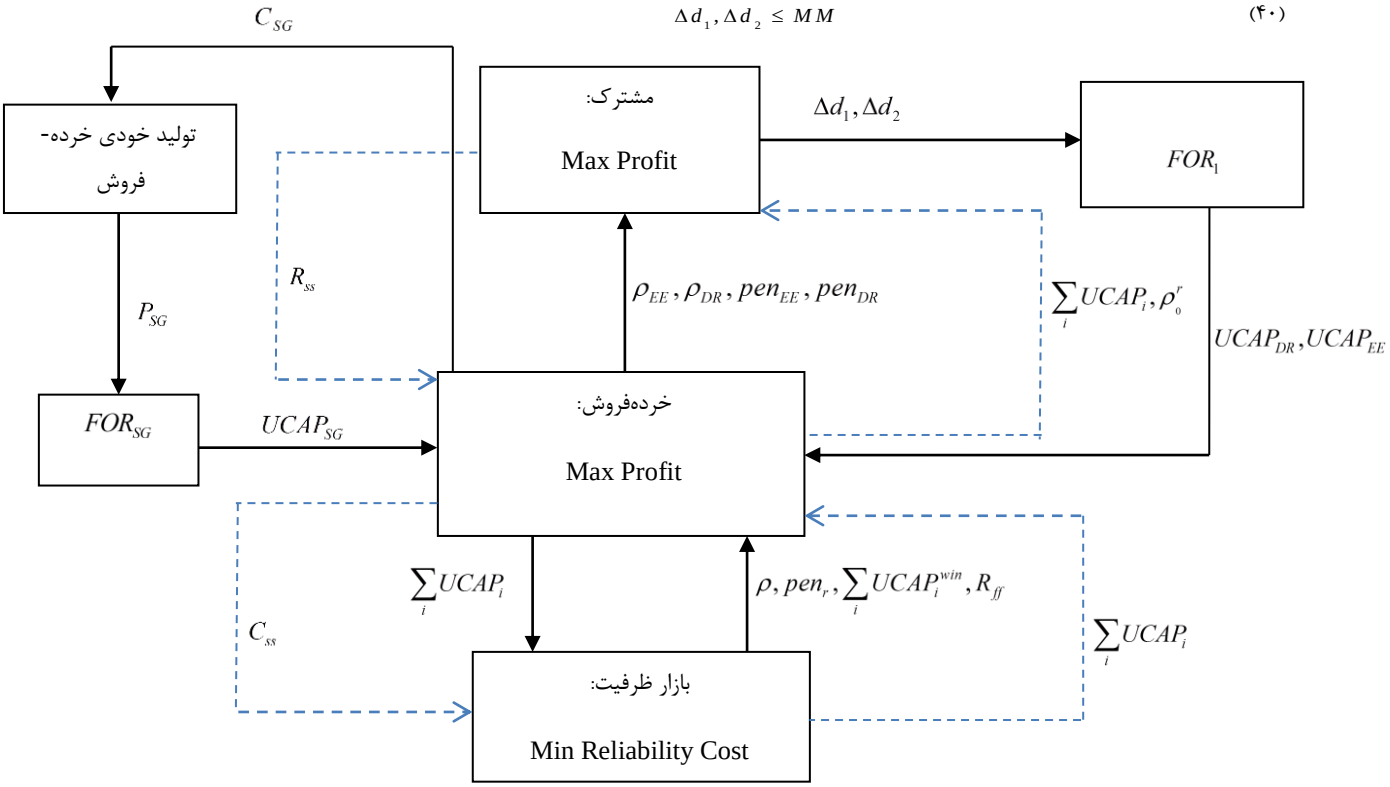
$$P^W_{G,\min} \le P^W_G \le P^W_{G,\max} \quad (۴۱)$$

این قید بیان کننده محدودیت مشارکت ژنراتورها در بازار ظرفیت است.

۳-۳-۵- قید سناریوبندی در حل مسئله

$$\sum_{W=1}^{NW} \pi_W = 1 \quad , \quad \forall W \in NW \quad (۴۲)$$

این قید بیان می‌کند که مجموع احتمال رخداد تمامی سناریوها برابر یک است.



شکل ۲. ساختار کلی تعامل خرده‌فروش با بخش‌های مختلف در مبادله ظرفیت

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

۳-۳-۶- قیود تابع شاخص ریسک

این قیود که در روابط (۲۶) و (۲۸) ذکر شده‌اند، مجددا در روابط (۴۳) و (۴۴) بازنویسی شده‌اند.

$$\zeta - \left(\left\{ \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\sum_{j=1}^{Nj} (\gamma_{ij}^W . \rho_i^W . UCAP_{ij}^W) + C_{PENd,i}^W + \rho_{0i}^{r,W} . UCAP_i^W \right) \right] \right\} - \left(\left\{ \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\rho_{DR,i}^W . UCAP_{DR,i}^W + \rho_{EE,i}^W . UCAP_{EE,i}^W + \rho_i^W . UCAP_i^W + C_{R-DR,i}^W \right) \right] \right\} + \left[C_{PENm}^W + C_{SG}^W \right] \right) \right) \leq \eta_W \quad \forall W \tag{۴۳}$$

$$\eta_W \geq 0 \quad \forall W \tag{۴۴}$$

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

$$P_{i \to i^*}^W \leq P_{i \to i^*}^{l,\max} \qquad ,\{i, i^*\} \in Ni \qquad ,l \in Nl \tag{۴۵}$$

این قید بیان می‌کند که عامل محدودکننده در انتقال ظرفیت از باسی به باس دیگر حد انتقال توان خطوط است.

۳-۳-۸- قید ارائه و نیاز ظرفیت در شبکه

$$\sum_{i=1}^{Ni} UCAP_i^W \geq DEMAND^W \tag{۴۶}$$

این قید بیان می‌کند که میزان ارائه کالای ظرفیت همواره می‌بایست بیشتر از نیاز این کالا در شبکه باشد. در نهایت، ساختاری که خرده-فروش در مبادله ظرفیت با آن روبروست در شکل (۲) آورده شده است. در این شکل بخش اول مبادلات ظرفیت با خطوط توپر و بخش دوم با خط‌چین مشخص شده است.

۴- روش حل مسئله

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

۴-۱- سناریوبندی

برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت برخی پارامترهای مسئله از روش سناریوبندی استفاده شده است. اولین پارامتری که عدم‌قطعیت آن با استفاده از این روش مدل‌شده، قیمت بازار ظرفیت است. خرده‌فروش با توجه به قیمت‌های احتمالی بازار ظرفیت، برای کالای ظرفیت خود قیمت‌های مختلفی را پیشنهاد می‌کند. پارامتر دوم قیمت بازار روزفروش است. در صورتیکه خرده‌فروش نتواند در سال تحویل به تعهدات خود عمل کند از طرف بهره‌بردار سیستم جریمه خواهد شد. بیشترین قیمت بازار روزفروش در فصل فراخوانی، به عنوان جریمه خرده‌فروش در نظر گرفته خواهد شد [۳۲]. دما پارامتر سوم دارای عدم‌قطعیت است. عدم پاسخگویی به تعهدات پاسخگویی بار و بازدهی انرژی توسط مشترکین نیز دو پارامتر دیگری هستند که با استفاده از این روش مدل شده‌اند.

۴-۲- روندنمای حل مسئله

روندنمای حل مسئله در شکل (۳) آورده شده است. به منظور انتخاب بهینه متغیرهای تصمیم‌گیری با هدف ماکزیمم‌سازی سود خرده‌فروش از الگوریتم ژنتیک استفاده شده است. در بلوک ۱ پارامترهای اولیه مسئله مورد مطالعه مقداردهی شده‌اند. این پارامترها همانطور که در شکل آورده شده شامل پارامترهای تولید خودی، برنامه پاسخگویی بار و بازدهی انرژی مشترک، پارامترهای ریسک و FOR خرده‌فروش است. همچنین سناریوهای پارامترهای دارای عدم‌قطعیت نیز تعیین و درخت سناریو تشکیل شده است. بلوک ۲ به تولید تصادفی متغیرهای تصمیم‌گیری خرده‌فروش پرداخته است. این متغیرها شامل قیمت پیشنهادی به برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی مشترکین، قیمت ارائه ظرفیت به بازار و میزان تولید خودی است. شمارنده‌های تکرارهای الگوریتم، اعضای جمعیت اولیه الگوریتم و سناریوها نیز به ترتیب در بلوک‌های ۳ تا ۵ آورده شده است. در بلوک ۶، قیمت‌ها و جریمه‌های پیشنهادی خرده‌فروش به مشترکین به منظور مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی عرضه شده است. بر اساس پیشنهادهای ارائه شده و همچنین در نظر گرفتن عدم‌قطعیت‌های مشارکت مشترکین در ارائه ظرفیت، کالای ظرفیت مشترکین در بلوک ۷ محاسبه شده است. در بلوک ۸، کالای ظرفیت خرده‌فروش به صورت ترکیبی از کالای ظرفیت مشترکین و تولید خودی خرده‌فروش به منظور مشارکت در بازار ظرفیت ارائه شده است.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]



شکل ۳. روندنمای حل مسئله

با در نظر گرفتن درآمدها و هزینه‌های خرده‌فروش از تعامل با مشترکین و بازار ظرفیت و همچنین در نظر گرفتن میزان شاخص ریسک، تابع هدف مسئله در بلوک ۹ محاسبه شده است. پس از چک کردن در نظر گرفتن تمامی سناریوها، تابع هدف کلی خرده‌فروش در

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

بلوک ۱۰ محاسبه شده است. روال بیان شده برای تمامی اعضای جمعیت اولیه الگوریتم ژنتیک انجام خواهد شد. پس از چک کردن عضو آخر الگوریتم، اعضای برتر انتخاب و سایر اعضا با استفاده از عملگرهای برش و جهش بهبود می‌یابند (بلوک ۱۱). در نهایت روال بیان شده به تعداد (تکرار) مشخصی انجام و بهترین عضو جمعیت به عنوان عضو بهینه انتخاب خواهد شد (بلوک ۱۲). این عضو شامل پیشنهادهای بهینه خرده‌فروش به مشترکین به منظور مشارکت آنها در ارائه ظرفیت، پیشنهاد قیمت خرده‌فروش به بازار ظرفیت و میزان تولید خودی بهینه خرده‌فروش است. این مقادیر به گونه‌ای انتخاب شده‌اند که بیشترین سود از تعامل با مشترکین و بازار ظرفیت را برای خرده-فروش به دنبال داشته‌اند.

۵- مطالعه موردی

۵-۱- بیان اطلاعات مسئله

در این بخش مطالعات مربوط به مدل‌سازی خرده‌فروش و تعامل او با مشترکین و بازار ظرفیت با هدف ماکزیمم‌سازی سود، انجام شده است. اطلاعات بسیار محدودی در ارتباط با توابع هزینه برنامه‌های مدیریت مصرف و سناریوهای پارامترهای دارای عدم‌قطعیت، برای انجام شبیه-سازی‌ها در دسترس است [۱۱،۱۹،۳۲]. در این مقاله سعی شده است در موارد عدم وجود اطلاعات کافی، تخمین‌های قابل قبولی در نظر گرفته شود. اطلاعات مربوط به پارامترهای تولید خودی و منابع مدیریت مصرف برای مشترکین مرتبط با خرده‌فروش مد نظر، در جدول (۱) و سناریوهای پارامترهای دارای عدم قطعیت در جدول (۲) بیان شده است. در مجموع درخت سناریو شامل ۲۴۳ سناریو خواهد بود. مقادیر جریمه در نظر گرفته‌شده از سوی خرده‌فروش‌ها برابر با جریمه در نظر گرفته‌شده از سوی بهره‌بردار فرض شده است. در محاسبه شاخص CVaR میزان α برابر ۰/۸ در نظر گرفته شده است، اما برای پارامتر β مقدار مشخصی فرض نشده و نتایج شبیه‌سازی‌ها برای مقادیر مختلف این پارامتر با یکدیگر مقایسه شده‌اند. نمودار مصرف- دما نیز به صورت شکل (۴) در نظر گرفته شده است.

جدول ۱. اطلاعات منابع مدیریت مصرف و تولید خودی [۱۱،۱۹]

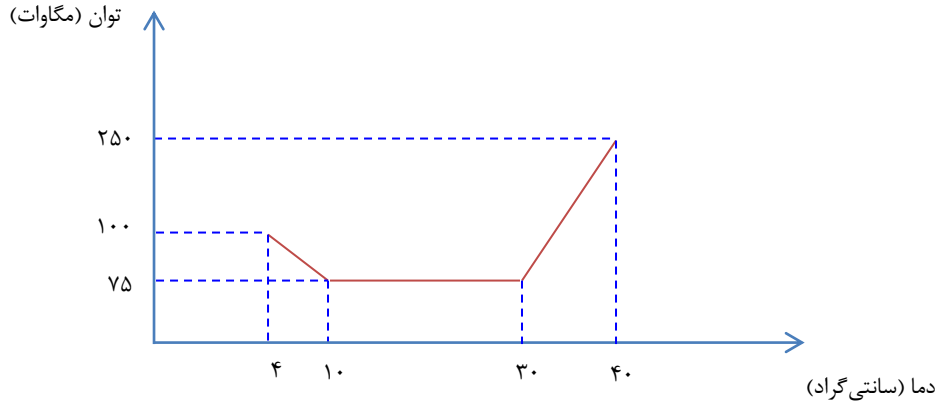
ارائه‌دهنده ظرفیت	ماکزیمم میزان مشارکت (مگاوات)	IC_{DR} (دلار بر مگاوات روز)	ارائه‌دهنده ظرفیت	ماکزیمم میزان مشارکت (مگاوات)	IC_{EE} (دلار بر مگاوات روز)
DR1	۱۰	۱۵/۲۲	EE1	۲۰	۱۲/۶
DR2	۸	۱۵/۲۵	EE2	۱۶	۱۶/۱
DR3	۹	۴۰/۱۵	EE3	۱۸	۲۶/۴
DR4	۲۳	۱۸/۴۱	EE4	۴۶	۳۳/۷
DR5	۹	۳۵/۳۵	EE5	۱۸	۴۳/۱۹
DR6	۹	۱۸/۲۷	EE6	۱۸	۷۰/۷
DR7	۱۲	۲۰/۵۴	EE7	۲۴	۹۰/۳
ارائه‌دهنده ظرفیت		ماکزیمم میزان مشارکت (مگاوات)	پارامترهای توابع هزینه [Ai-Bi]		FOR
تولید خودی خرده‌فروش		۴۰	[۰/۰۰۷۵ -۱۴/۱۴۰]		۰/۰۲

جدول ۲. اطلاعات سناریوبندی پارامترهای دارای عدم قطعیت [۳۷]

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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]



شکل ۴. نمودار مصرف- دما در مطالعه موردی

۵-۲- نتایج شبیه‌سازی‌ها

نتایج شبیه‌سازی‌ها در این بخش گزارش شده است. از آنجا بهره‌مندی تمامی بازیگران مرتبط با هر سیاست لازمه پایدار ماندن آن سیاست است، نتایج مرتبط با سه بخش مشترکین، خرده‌فروش و ISO[۱۳] ارائه شده تا کارایی ایده مقاله به اثبات رسد. به این منظور با در نظر گرفتن ۴ حالت مختلف برای β، متوسط تابع سود، شاخص ریسک و تابع هدف از دید خرده‌فروش، متوسط تابع سود و میزان مشارکت در دو حالت برنامه پاسخگویی بار و بازدهی انرژی از دید مشترکین و کاهش میزان آلودگی‌های زیست‌محیطی و قدرت بازار از دید ISO محاسبه شده است. روابط مربوط به میزان آلودگی‌های زیست‌محیطی و شاخص ظرفیت اجبارا در مدار (شاخص قدرت بازار) به ترتیب در مراجع [۳۴] و [۳۵] آورده شده است. ابتدا نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها از نگاه خرده-فروش در جدول (۳) و سپس از نگاه مشترکین در جدول (۴) آورده شده است.

به منظور ارزیابی منافع ISO ابتدا میزان کاهش آلودگی‌های زیست محیطی در اثر مشارکت خرده‌فروش در بازار ظرفیت محاسبه شده است. همانطور که از نتایج جداول (۳) و (۴) مشخص است میزان کالای ظرفیت خرده‌فروش در بازار ظرفیت برابر با ۲۲۲/۷۲۶۴ مگاوات است. از آنجا که در صورت عدم مشارکت خرده‌فروش، ژنراتورها این میزان ظرفیت را ارائه می‌دهند، سبب ایجاد آلودگی‌های زیست‌محیطی می‌شوند. با در نظر گرفتن ضرایب ۰/۰۰۴۷۰ (Ton/MW^{2}h)، ۰/۳۹۸۶۴- (Ton/MWh) و ۳۶/۰۰۰۱۲ (Ton/h) به منظور محاسبه میزان آلودگی [۳۴]، میزان آلودگی کاهش یافته برابر با ۱۸۰/۳۶۵۴ (Ton/h) خواهد بود. به منظور محاسبه کاهش قدرت بازار نیز، شبکه ۵۷ شین استاندارد IEEE در نظر گرفته شده است [۳۶]. میزان شاخص ظرفیت اجبارا در مدار در این شبکه برابر با ۰/۲۶۷۴ پریونیت است. با توجه به اینکه مقدار کل بار این شبکه ۱۲۵۰ مگاوات بوده و مقدار کالای ظرفیت خرده‌فروش در مقابل کل بار این شبکه بسیار بزرگ است، به صورت مجزا به کاهش شاخص قدرت بازار در اثر مدیریت مصرف در این شبکه پرداخته شده است. نتایج این ارزیابی در جدول (۵) ارائه شده است. در این جدول، مکان بهینه حضور منابع مدیریت مصرف و تاثیر حضور آنها در کاهش شاخص قدرت بازار تعیین شده است. شبکه ۵۷ شین استاندارد IEEE دارای ۴۲ شین بار است. بنابراین ۴۲ مکان به منظور بکارگیری منابع مدیریت مصرف در شبکه وجود دارد.

همانطور که در جدول (۵) بیان شده است، با حضور منابع مدیریت مصرف در ارائه کالای ظرفیت، رقابت افزایش و شاخص قدرت بازار در شبکه کاهش یافته است. مکان بهینه این منابع در هر یک از شبیه-سازی‌ها تعیین و میزان بهبود شاخص قدرت بازار نیز مشخص شده است. مقدار شاخص مد نظر تا حضور ۱۰ خرده‌فروش کاهش یافته و حضور تعداد بیشتر خرده‌فروشان تاثیری بر آن نداشته است. به عبارت دیگر با حضور ۱۰ خرده‌فروش در شبکه، رقابت به حد قابل قبولی ارتقا یافته و افزایش بیشتر رقابت نیازمند حضور چندین خرده‌فروش در هر یک از شین‌های شبکه است. نتایج جدول (۵) بازای قابلیت حضور تنها یک خرده‌فروش در هر شین حاصل شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها بازای مقادیر دیگر β در جداول (۶) و (۷) ارائه شده است.

[13] Independent System Operator

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

جدول ۳: نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها در حالت $\beta = 0$ از نگاه خرده‌فروش

پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخگویی بار (دلار بر مگاوات روز)	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار ظرفیت (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
۴۶	۹۰	۱۱۶	۴۰
تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص VaR (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)
۳۱۱۰۶	۲۶۴۲۹	۲۵۰۳۲	۳۱۱۰۶

جدول ۴: نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها در حالت $\beta = 0$ از نگاه مشترکین

مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم	مشترک پنجم	مشترک ششم	مشترک هفتم
میزان مشارکت در برنامه پاسخگویی بار (مگاوات)	۷/۳۹۹۴	۵/۹۱۸۶	۵/۶۷۶۷	۱۶/۷۲۷۷	۵/۸۷۱۵	۶/۵۵۰۶	۸/۶۲۶۱
میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱۷/۸۲۲۵	۱۴/۱۱۱۰	۱۵/۳۳۹۵	۳۸/۱۵۰۸	۱۴/۳۷۹۷	۱۲/۴۶۰۰	۱۴/۴۹۲۳
سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۶۹/۹	۱۰۰۷/۵	۱۰۶۴/۵	۲۷۴۶/۱	۱۰۱۶/۷	۹۳۴/۸	۱۱۲۴/۴

جدول ۵: نتایج بکارگیری منابع مدیریت مصرف (خرده‌فروشان) در کاهش شاخص قدرت بازار در شبکه

تعداد خرده‌فروش جابایی شده	شین‌های بهینه به منظور بکارگیری	میزان شاخص ظرفیت اجبارا در مدار	تعداد خرده‌فروش جابایی شده	شین‌های بهینه به منظور بکارگیری	میزان شاخص ظرفیت اجبارا در مدار
۰	-	۰/۲۶۷۴	۸	شین‌های ۱۲، ۸، ۶، ۹، ۱، ۱۷، ۱۶، ۱۳	۰/۲۴۷۱
۱	شین ۱۲	۰/۲۵۹۷	۹	شین‌های ۱۲، ۸، ۶، ۹، ۱، ۱۷، ۱۶، ۳، ۴۷	۰/۲۴۶۴
۲	شین‌های ۱۲، ۸	۰/۲۵۳۱	۱۰	شین‌های ۱۲، ۸، ۶، ۹، ۱، ۱۷، ۱۶، ۳، ۴۷، ۱۳	۰/۲۴۶۱
۳	شین‌های ۱۲، ۸، ۱۷	۰/۲۵۲۴	۰	۰	۰
۴	شین‌های ۱۲، ۸، ۲۷، ۹	۰/۲۵۰۷	۰	۰	۰
۵	شین‌های ۱۲، ۸، ۳، ۹، ۱	۰/۲۴۸۸	۰	۰	۰
۶	شین‌های ۱۲، ۸، ۶، ۹، ۱، ۵۰	۰/۲۴۸۳	۰	۰	۰
۷	شین‌های ۱۲، ۸، ۶، ۹، ۱، ۱۶، ۱۳	۰/۲۴۷۹	۴۲	شین‌های ۱۲، ۸، ۶، ۹، ۱، ۱۷، ۱۶، ۳، ۴۷، ۱۳	۰/۲۴۶۱

جدول ۶: نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها در حالت $\beta \in \{0.5, 0.8, 1\}$ از نگاه خرده‌فروش

	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخگویی بار (دلار بر مگاوات روز)	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار ظرفیت (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
$\beta = 0.5$	۴۸	۹۰	۱۵۱	۴۰
	تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص VaR (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)
	۲۸۰۷۰	۲۶۴۳۳	۲۵۰۳۵	۳۱۱۰۵
$\beta = 0.8$	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخگویی بار (دلار بر مگاوات روز)	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار ظرفیت (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
	۴۹	۹۰	۱۱۳	۴۰
	تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص VaR (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)
	۲۶۲۴۹	۲۶۴۳۴	۲۵۰۳۶	۳۱۱۰۵
$\beta = 1$	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخگویی بار (دلار بر مگاوات روز)	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار ظرفیت (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)
	۴۹	۹۰	۹۷	۴۰
	تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص VaR (دلار بر روز)	شاخص CVaR (دلار بر روز)	سود متوسط (دلار بر روز)
	۲۵۰۳۶	۲۶۴۳۴	۲۵۰۳۶	۳۱۱۰۴

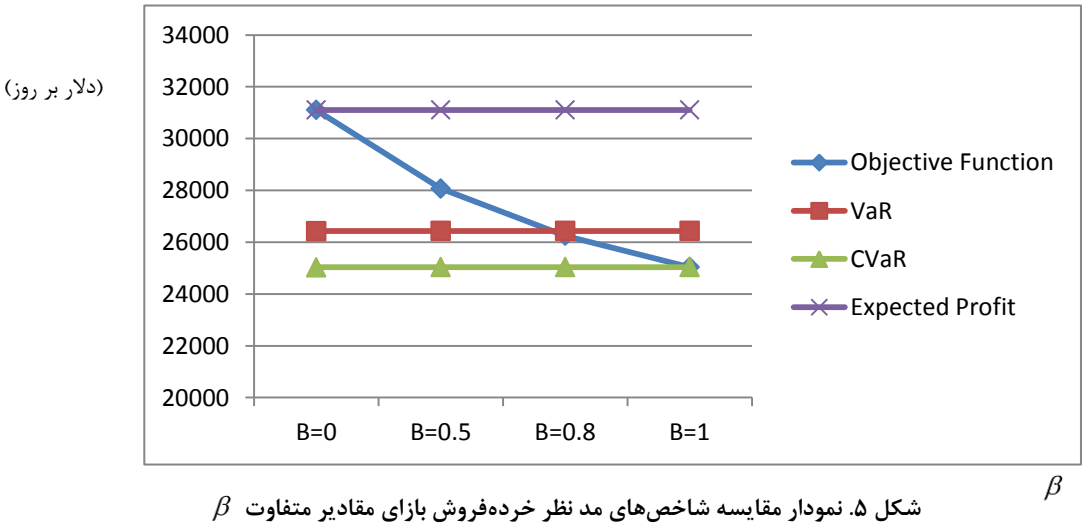
[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

جدول ۷: نتایج اجرای شبیه‌سازی‌ها در حالت $\beta \in \{0.5, 0.8, 1\}$ از نگاه مشترکین

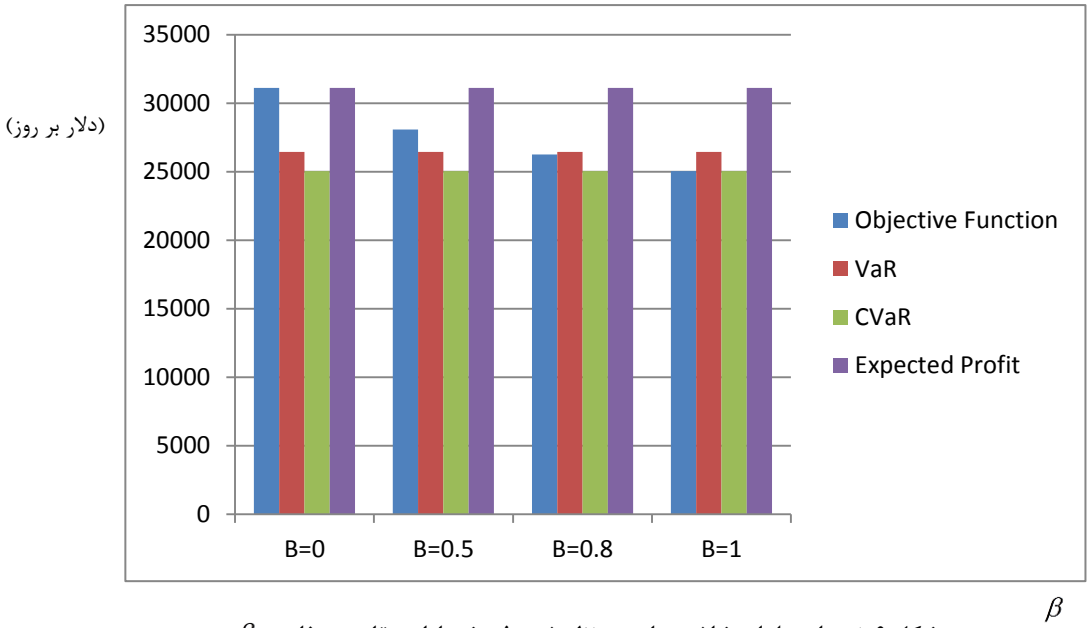
	مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم	مشترک پنجم	مشترک ششم	مشترک هفتم
$\beta = 0.5$	میزان مشارکت در برنامه پاسخگویی بار (مگاوات)	۷/۴۶۹۲	۵/۹۷۴۴	۵/۷۴۸۱	۱۶/۸۸۸۲	۵/۹۴۲۹	۶/۶۱۳۴	۸/۷۰۹۹
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱۷/۸۲۲۵	۱۴/۱۱۱۰	۱۵/۳۳۹۵	۳۸/۱۵۰۸	۱۴/۳۷۹۷	۱۲/۴۶۰۰	۱۴/۴۹۲۳
	سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۸۵/۸	۱۰۲۰/۲	۱۰۷۷/۴	۲۷۸۲/۰	۱۰۲۹/۹	۹۴۸/۹	۱۱۴۳/۰
$\beta = 0.8$	مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم	مشترک پنجم	مشترک ششم	مشترک هفتم
	میزان مشارکت در برنامه پاسخگویی بار (مگاوات)	۷/۴۹۶۳	۵/۹۹۶۱	۵/۷۷۵۹	۱۶/۹۵۰۶	۵/۹۷۰۷	۶/۶۳۷۸	۸/۷۴۲۴
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱۷/۸۲۲۵	۱۴/۱۱۱۰	۱۵/۳۳۹۵	۳۸/۱۵۰۸	۱۴/۳۷۹۷	۱۲/۴۶۰۰	۱۴/۴۹۲۳
	سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۹۲/۰	۱۰۲۵/۲	۱۰۸۲/۵	۲۷۹۶/۲	۱۰۳۵/۲	۹۵۴/۴	۱۱۵۰/۳
$\beta = 1$	مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم	مشترک پنجم	مشترک ششم	مشترک هفتم
	میزان مشارکت در برنامه پاسخگویی بار (مگاوات)	۷/۵۰۴۱	۶/۰۰۲۳	۵/۷۸۳۸	۱۶/۹۶۸۴	۵/۹۷۸۶	۶/۶۴۴۸	۸/۷۵۱۷
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱۷/۸۲۲۵	۱۴/۱۱۱۰	۱۵/۳۳۹۵	۳۸/۱۵۰۸	۱۴/۳۷۹۷	۱۲/۴۶۰۰	۱۴/۴۹۲۳
	سود متوسط (دلار بر روز)	۱۲۹۳/۸	۱۰۲۶/۶	۱۰۸۴/۰	۲۸۰۰/۲	۱۰۳۶/۶	۹۵۶/۰	۱۱۵۲/۴

مقادیر کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی بازای پارامتر β برابر ۰/۵، ۰/۸ و ۱ به ترتیب برابر ۱۸۱/۳۴۲۵، ۱۸۱/۷۲۳۱ و ۱۸۱/۸۳۳۶ (Ton/h) به دست آمد. تاثیر حضور خرده‌فروشان بر کاهش شاخص ظرفیت اجبارا در مدار نیز همانطور که پیش از این بیان شد، همانند جدول (۵) است. شکل‌های (۵) و (۶) شاخص‌های مد نظر خرده‌فروش و شکل‌های (۷) و (۸) شاخص‌های مد نظر مشترکین را بازای حالات مختلف β را مقایسه کرده‌اند. شکل‌های (۵) و (۶) نتایج مشابهی را نشان داده‌اند. تنها تفاوت این دو شکل در نحوه نمایش نتایج است. شکل (۵) به‌صورت خطی و شکل (۶) به‌صورت میله‌ای نتایج را نشان داده‌اند. نتایج این دو شکل شامل تابع هدف خرده‌فروش، متوسط سود او و شاخص‌های درنظرگرفتن ریسک VaR و CVaR برای خرده‌فروش است. این شاخص‌ها برای مقادیر متفاوت β نمایش داده شده‌اند. هر چه مقدار پارامتر β افزایش یابد نشان می‌دهد که خرده‌فروش مدنظر محتاط‌تر بوده و قابلیت ریسک او کمتر است. چنین نتایجی برای مشترکین نیز در شکل‌های (۷) و (۸) ارائه شده است.

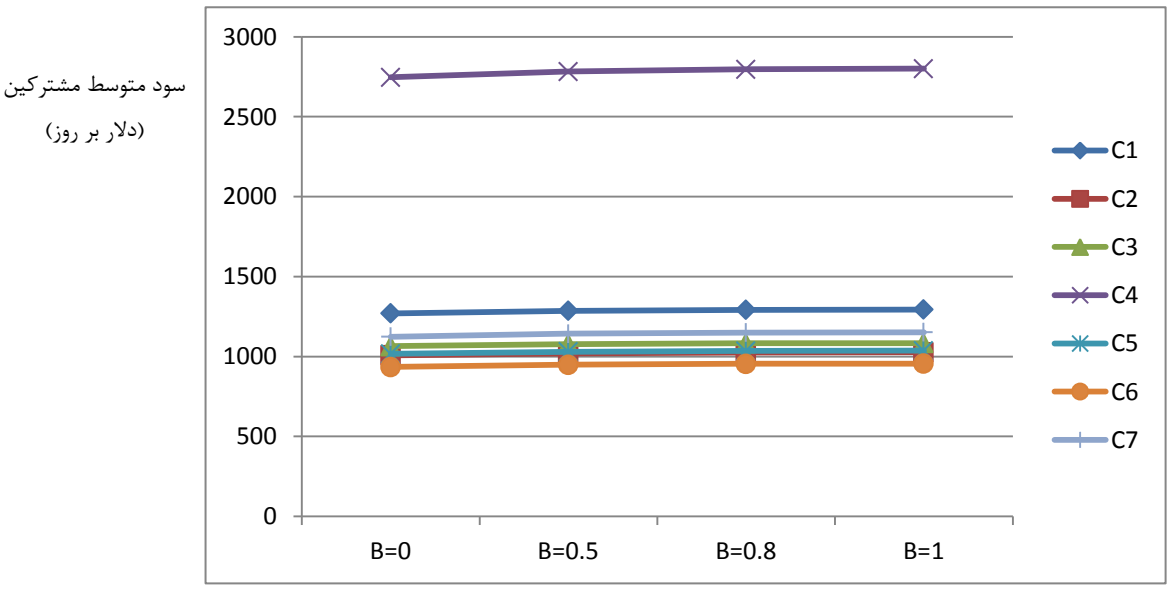


شکل ۵. نمودار مقایسه شاخص‌های مد نظر خرده‌فروش بازای مقادیر متفاوت β

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]



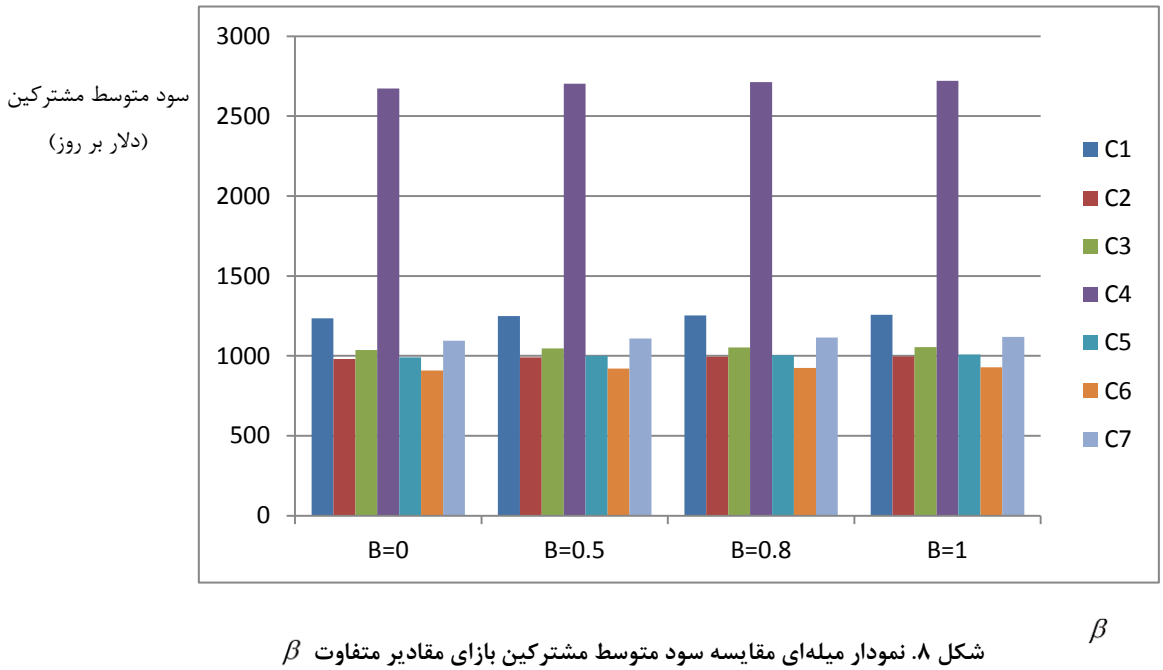
شکل ۶. نمودار میله‌ای شاخص‌های مد نظر خرده‌فروش بازای مقادیر متفاوت β



شکل ۷. نمودار مقایسه سود متوسط مشترکین بازای مقادیر متفاوت β

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]



شکل ۸. نمودار میله‌ای مقایسه سود متوسط مشترکین بازای مقادیر متفاوت β

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله بیان شد که کاراترین شکل بکارگیری منابع مدیریت مصرف در بازار ظرفیت، بکارگیری آنها توسط خرده‌فروشان است. همچنین بیان شد که به منظور بهره‌وری هر چه بیشتر حضور خرده-فروشان در ارائه کالای ظرفیت، می‌بایست آنها در کنار ژنراتورها در یک حراج شرکت کرده و رقابت کنند. بنابراین ابتدا مدلی از کالای ظرفیت خرده‌فروش شامل مدل ظرفیت و عدم‌دسترس پذیری آن ارائه و سپس فرمول‌بندی مسئله با هدف ماکزیمم‌سازی سود با در نظر گرفتن شاخص مناسب ریسک، به منظور مشارکت خرده‌فروش در بازار ظرفیت و تعامل او با مشترکین و بازار در هر دو سمت بازار توسعه یافت.

در ادامه به منظور ارزیابی نتایج، چندین حالت مختلف برای شاخص β فرض و نتایج شبیه‌سازی‌ها در این حالات با یکدیگر مقایسه شد. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که تمامی بازیگران مرتبط با موضوع شامل مشترکین، خرده‌فروشان و ISO از ایده ارائه شده در این مقاله سود برده‌اند که این امر پایداری سیاست اتخاذ شده را به اثبات رسانده است.

مراجع

[1] J. C. Lee, "Load representation for dynamic performance analysis," IEEE Transaction on Power Systems, vol. 8, pp. 472-482, 1993.

[2] P. Ju, "Load Modeling in China -- Research, Applications & Tendencies," IEEE Conference, 2008.

[3] P. Ju, "Load modeling for wide area power system," Electric Power and Energy Systems, vol. 33, pp. 909-917, 2011.

[4] M. Yi, "Research on Synthesis Load Modeling with Online Statistical Measurement-Based Method" IEEE Conference, pp. 674-677, 2011.

[5] V. Mtembo, G. A. Taylor, A. Ekwue, "A novel econometric model for peak demand forecasting," International Universities Power Engineering Conference, pp. 1-6, 2014.

[6] M. F. Hung, T. H. Huang, "Dynamic demand for residential electricity in Taiwan under seasonality and increasing block pricing," Energy Economics, vol. 48, p. 168-177, 2015.

[7] N. Li, L. Chen, M. A. Dahleh, "Demand response using linear supply function bidding," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, pp. 1827-1838, 2015.

[8] H. Safamehr, A. R. Kian, "A cost-efficient and reliable energy management of a micro-grid using intelligent demand response program," Energy, vol. 91, pp. 283-293, 2015.

[9] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, G.R. Yousefi, "Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs," Applied Energy, vol. 87, pp. 243-250, 2010.

[10] H.A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, G.R. Yousefi, "Evaluation of nonlinear models for time-based rates demand response programs," Electrical Power and Energy Systems, vol. 65, pp. 282-290, 2015.

[11] A. Ghaderi, M. Parsa Moghaddam, M. K. Sheikh-El Eslami, "Energy efficiency resource modeling in generation expansion planning," Energy, vol. 68, pp. 529-537, 2014.

[12] D. Hurley, P. Peterson, M. Whited, "Demand response as a power system resource," The Regulatory Assistance Project (RAP), pp. 1-76, 2013. Available: www.raponline.org/document/id/6597.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]

[13] R. McNamara, M. Rudd, "Energy bill: demand side response and the capacity market in focus," An Initial Report by Smart grid GB, pp. 1-32, 2013.
[14] "Retail electricity consumer opportunities for demand response in PJM's wholesale markets" PJM, 2012. Available: www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx.
[15] Y. Xiao, Q. Su, B. C. Chiu, J. Bastian, A. Angle, "Demand response modeling in PJM capacity market," IEEE General Meeting on Power and Energy Society, pp. 1-7, 2012.
[16] Y. Xiao, Y. Y. Lee, F. S. Bresler, J. Bastian, A. Angle, "Integration of demand response into PJM capacity market incremental auction," IEEE General Meeting on Power and Energy Society, pp. 1-5, 2013.
[17] "Load management performance report 2011/2012" PJM, 2011. Available: www.pjm.com/~/media/markets-ops/dsr/load-management-performance-report-2011-2012.ashx.
[18] C. Neme, R. Cowart, "Energy efficiency participation in electricity capacity markets-The US experience," The Regulatory Assistance Project (RAP), pp. 1-22, 2014. Available: www.raponline.org/document/download/id/7303.
[19] H. G. Kwag, J. Kim, "Optimal combined scheduling of generation and demand response with demand resource constraints," Applied Energy, vol. 96, pp. 161-170, 2012.
[20] M. D. Felice, A. Alessandri, F. Catalano, "Seasonal climate forecasts for medium term electricity demand forecasting," Applied Energy, vol. 137, pp. 435-444, 2015.
[21] C. Yan, WX. Xue, S. Wang, B. Cui, "A novel air-conditioning system for proactive power demand response to smart grid," Energy Conversion and Management, vol. 102, pp. 239-246, 2015.
[22] Z. Sun, L. Li, F. Dababneh, "Plant-level electricity demand response for combined manufacturing system and heating, venting, and air-conditioning (HVAC) system," Journal of Cleaner Production, vol. xxx, pp. 1-8, 2016.
[23] J. M. Carcedo, J. P. Garcia, "Temperature effects on firms' electricity demand: An analysis of sectorial differences in Spain," Applied Energy, vol. 142, pp. 407-425, 2015.
[24] C. L. Hor, S. J. Watson , S. Majithia, "Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, pp. 2078-2085, 2005.
[25] C. Christy, Y. Zhu, "The application of simple thermal models to improve dynamic load models," International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, pp. 1-5, 2013.
[26] C. C. Lee, Y. B. Chiu, "Electricity demand elasticities and temperature: Evidence from panel smooth transition regression with instrumental variable approach," Energy Economics, vol. 33, pp. 896-902, 2011.
[27] G. H. Chen, T. T. Lie, "the impact of climate change on new Zealand's electricity demand," International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, pp. 808-813, 2010.
[28] M. Hekkenberg, R. M. J. Benders, et. al., "Indications for a changing electricity demand pattern: The temperature dependence of electricity demand in the Netherlands," Energy Policy, vol. 37, pp. 1542-1551, 2009.
[29] B. Psiloglou, C. Giannakopoulos, S. Majithia, M. Petrakis, "Factors affecting electricity demand in Athens Greece and London, UK: a comparative assessment," Energy, vol. 34, pp. 1855-1863, 2009.
[30] C. L. Hor, S. J. Watson , S. Majithia, "Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, pp. 2078-2085, 2005.
[31] A. J. Conejo, M. Carrion, J. M. Morales, *Decision making under uncertainty in electricity markets* New York: Springer, 2010.
[32] Daily day-ahead LMP, 2014. Available: www.pjm.com/markets-and-operations/energy/day-ahead/lmpda.aspx.
[33] R. Nesaei Kalati, M. K. Sheikh-El-Eslami, "Determination of DSM strategy to participate in the capacity market (in Persian)," M. S. Thesis, Tarbiat Modares University, 2015.
[34] A. Abdollahi, M. Parsa Moghaddam, M. Rashidinejad, M. K. Sheikh-El-Eslami, "Investigation of economic and environmental-driven demand response measures incorporating UC," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, pp. 12-25, 2012.
[35] P. Wang, Y. Xiao, Y. Ding, "Nodal Market Power Assessment in Electricity Markets," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 1373-1379, 2004.
[36] University of Washington Electrical Engineering, http://www.ee.washington.edu/research/pstca/.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-29]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1396.6.2.9.8]