

مدل سازی خرده فروش در بازار ظرفیت

حسن جلیلی^۱، محمد کاظم شیخ الاسلامی^۲، محسن پارسامقدم^۳
^۱گروه مهندسی برق، واحد رودهن، دانشگاه آزاد اسلامی، رودهن، ایران
^{۲،۳}دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس
h.jalili@riau.ac.ir^۱، aleslam@modares.ac.ir^۲، parsa@modares.ac.ir^۳

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 خرده‌فروش‌ها 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 مدل سازی شود. این مدل سازی از یکسو سبب مشارکت سودآور خرده فروش در بازار ظرفیت شده و از سوی دیگر منافع مشترکین و شبکه را نیز به دنبال دارد. از اینرو، در این مقاله رفتار خرده فروش 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 خرده فروش، مدل سازی ظرفیت و عدم دسترس پذیری

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

		فهرست علائم اختصاری	
S	پارامتر مساحت		
$m1$	شیب مثبت شکل ظرفیت- دما		شاخص‌ها
$m2$	شیب منفی شکل ظرفیت- دما	i, i^*	شمارنده باس‌های شبکه
Nl	تعداد خطوط شبکه	l	شمارنده خطوط شبکه
s	پارامتر ظرفیت	j	شمارنده کالاهای ظرفیت
a, b, c, d, e, f	پارامترهای شکل ظرفیت- دما	ii	شمارنده مشترکین
A, B	مساحت‌های مشخص شده در شکل ظرفیت- دما	k, m	شمارنده تجهیزات
T	پارامتر دما	W	شمارنده سناریو
Nj	تعداد کالاهای ظرفیت قابل ارائه توسط خرده‌فروش		پارامترها
Ni	تعداد باس‌های از شبکه	P	سود کل مشترک از مبادله ظرفیت
$\rho_{0i}^{r,w}$	قیمت فروش ظرفیت به مشترک در باس i در سناریوی W	B_{net}	درآمد کل مشترک از مبادله ظرفیت
C_{SG}^w	هزینه‌های تولید خودی خرده‌فروش در سناریوی W	C_{net}	هزینه کل مشترک از مبادله ظرفیت
A_3, B_3, C_3	پارامترهای تابع هزینه تولید خودی خرده‌فروش	$B(d_0)$	ارزش ظرفیت اولیه خریداری شده توسط مشترک از دید مشترک یا درآمد مشترک از ظرفیت اولیه خریداری شده ظرفیت خریداری شده توسط مشترک از خرده‌فروش
$C_{R-DR,i}^w$	هزینه‌های نصب زیرساخت‌های اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در باس i در سناریوی W	d_0	میزان مشارکت مشترک در برنامه پاسخگویی بار
$\rho_{DR,i}^w$	قیمت اجرای واحد برنامه پاسخگویی بار در باس i در سناریوی W	Δd_1	میزان نیاز کالای ظرفیت در شبکه
$\rho_{EE,i}^w$	قیمت اجرای واحد برنامه بازدهی انرژی در باس i در سناریوی W	$DEMAND$	میزان مشارکت مشترک در برنامه بازدهی انرژی
NC	تعداد مشترکین	Δd_2	قیمت پرداختی از سوی خرده‌فروش به مشترک برای واحد ظرفیت انجام برنامه بازدهی انرژی و پاسخگویی بار
E_M	الاستیسیته بازار (کشش‌پذیری قیمت بازار ظرفیت به تغییرات ظرفیت)	ρ_{EE}, ρ_{DR}	هزینه برنامه‌های پاسخگویی بار برای مشترک
$UCAP_{RE}$	مجموع کالای ظرفیت خرده‌فروش	C_{DR}	تقاضا پس از اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی
$CVAR$	تابع مدل‌سازی ریسک	d_1, d_2	هزینه برنامه‌های بازدهی انرژی برای مشترک
α	احتمال دستیابی به سود مشخص	C_{EE}	مقدار فزونی α از سود واقعی
ζ	متغیر نشان‌دهنده مقدار مشخصی سود (شاخص VaR)	η_w	قیمت ظرفیت خریداری شده از خرده‌فروش توسط مشترک
π_w	احتمال رخ دادن هر سناریو	ρ_0^r	پارامترهای تابع هزینه برنامه پاسخگویی بار
NW	تعداد سناریوها	A_1, B_1, C_1	پارامترهای تابع هزینه برنامه بازدهی انرژی
OF	تابع سود خرده‌فروش	A_2, B_2, C_2	سطح قرارداد برنامه بازدهی انرژی و پاسخگویی بار
R	درآمد خرده‌فروش در مبادله ظرفیت	CL_{EE}, CL_{DR}	درصد عدم اجرای تعهدات برنامه‌های پاسخگویی بار توسط مشترک
C	هزینه‌های خرده‌فروش در مبادله ظرفیت	α_1	درصد عدم اجرای تعهدات برنامه‌های بازدهی انرژی توسط مشترک
β	ضریب وزندهی میان تابع سود و شاخص ریسک	α_2	هزینه افزایشی برنامه بازدهی انرژی و پاسخگویی بار
$UCAP_{ij}^w$	کالای ظرفیت j در باس i در سناریوی W	IC_{EE}, IC_{DR}	احتمال عدم دسترس‌پذیری مشترکین بدلیل تغییرات دما
ρ_i^w	قیمت بازار در باس i در سناریوی W	FOR_1	ماکزیمم میزان مشارکت مشترکین در برنامه‌های مدیریت مصرف
γ_{ij}^w	متغیر نشان‌دهنده پذیرش یا عدم‌پذیرش کالای j در باس i در سناریوی W در بازار ظرفیت	MM	جریمه لحاظ شده از سوی خرده‌فروش، برای واحد ظرفیت عدم انجام تعهدات برنامه‌های بازدهی انرژی و پاسخگویی بار
$C_{PENd,i}^w$	جریمه عدم اجرای تعهدات در باس i در سناریوی W	pen_{EE}, pen_{DR}	کالای برنامه بازدهی انرژی در باس i در سناریوی W
$UCAP_{DR,i}^w$	کالای برنامه پاسخگویی بار در باس i در سناریوی W	$UCAP_{EE,i}^w$	جریمه پرداختی به بهره‌بردار به دلیل عدم اجرای تعهدات در سناریوی W
pen_r^w	نرخ جریمه تعیین شده از سوی بهره‌بردار در سناریوی W	C_{PENm}^w	
$\alpha_{r,i}^w$	درصد عدم اجرای تعهد خرده‌فروش در باس i در سناریوی W		

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 نهایتاً 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 شناسایی شده و برای هر یک از آنها مدل و معادلی از نوع سلف، مقاومت یا خازن در نظر گرفته می-

^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.

^۲ Electric Power Research Institute

شود. از این روش زمانیکه رفتار یک تجهیز خاص مد نظر است استفاده می‌شود. از روش بر مبنای اندازه‌گیری نیز زمانی که مدل‌سازی بار به منظور ارزیابی رفتار آن بر عملکرد سیستم مد نظر باشد استفاده می‌شود. 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 کسش‌پذیری و با مفهوم کسش‌پذیری 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 کسش‌پذیری 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 بهره‌برداران 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

^۳ Demand Response (DR)

^۴ Energy Efficiency

^۵ New York Independent System Operator

^۶ Midwest

^۷ Midwest Independent System Operator

مصرف در نظر گرفته‌اند [۱۲، ۱۴] و در گام دوم مدلی از ارائه‌دهندگان منابع مدیریت مصرف شامل برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی که بیان‌کننده 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 بخش‌های 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 خرده‌فروش 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. خرده‌فروش می‌بایست رفتار مشترکین در ارائه ظرفیت را پیش‌بینی کرده و متناسب با آن در بازار ظرفیت مشارکت کند. نوآوری‌هایی که در این مقاله برای مدل‌نهایی 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 مدل‌نهایی 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 برنامه‌ها نسبت به هزینه‌های اجرای آنها نشده است. این مسئله که می‌تواند تاثیر قابل توجهی در اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار

منابع مدیریت مصرف پیام مشارکت اجباری می‌دهد. این تامین‌کنندگان 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 برنامه‌های پاسخگویی بار اضطراری به منظور تامین کفایت منابع است. این بهره‌بردار 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^۱ و PJM^۲ 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^۳ (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

¹ New England

² Pennsylvania-Jersey-Maryland

³ Curtailment Service Provider (CSP)

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.

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

$$\Delta d_1 = d_1 - d_0 \quad (۲)$$

$$\Delta d_2 = d_2 - d_0 \quad (۳)$$

$$B_{net} = B(d) + (d_0 - d_1) \cdot \rho_{DR} + (d_0 - d_2) \cdot \rho_{EE} \quad (۴)$$

$$C_{net} = C_{DR} + C_{EE} + C_{PENd} + d \cdot \rho \quad (۵)$$

$$C_{DR} = A_1 \cdot \Delta d_1^2 + B_1 \cdot \Delta d_1 + C_1, \quad (۶)$$

$$B_1^2 - 4A_1 \cdot C_1 \leq 0, \quad A_1 > 0, \quad C_1 \geq 0$$

$$C_{EE} = A_2 \cdot \Delta d_2^2 + B_2 \cdot \Delta d_2 + C_2, \quad (۷)$$

$$B_2^2 - 4A_2 \cdot C_2 \leq 0, \quad A_2 > 0, \quad C_2 \geq 0$$

$$C_{PENd} = pen_{DR} \cdot [CL_{DR} - (d_0 - d_1)] + \quad (۸)$$

$$pen_{EE} \cdot [CL_{EE} - (d_0 - d_2)]$$

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 معمولاً کمتر از ۱۰ درصد ظرفیت کل مشترک در نظر گرفته می‌شود. به عبارت دیگر ماکزیمم میزان مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی توسط پارامتر MM نمایش داده شده است.

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

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 عدم قطعیت-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.

۲-۲-۲ 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

¹ Forced Outage Rate

² Conditional Value at Risk

۲-۲-۲- مدل سازی عدم دسترس پذیری ظرفیت مشترک پارامتری که بر مدل ظرفیت مشترک تاثیر گذار بوده و سبب عدم دسترس پذیری آن می شود در ادامه بیان و مدل سازی شده ست.

۲-۲-۲-۱- مدل سازی تغییرات دمایی هوا با توجه به تغییرات سالانه دمایی هوا و برگزاری حراج این بازارها از چند سال پیش تر، پارامتر دما اولین پارامتری است که در مدل سازی عدم دسترس پذیری ظرفیت مشترکین می بایست به آن پرداخت [۲۰].

بطور کلی هدف مشترک از ارتباط با شبکه برق، مصرف برق بوده و به دنبال تامین برق مورد نیاز خود با هزینه ای منطقی است، بنابراین اولویت مشترکین حفظ رفاه و سپس معامله ظرفیت است. یکی از عواملی که رفاه مشترکین را تحت تاثیر قرار می دهد، دمای هواست. از یکسو با بالا رفتن دمای هوا مشترکین از وسایل سرمایشی و با پایین آمدن آن از وسایل گرمایشی استفاده می کنند و از سوی دیگر تجربیات بکارگیری بار در برنامه های پاسخگویی بار و مدیریت مصرف نشان می دهد که تجهیزات گرمایشی - سرمایشی بیشترین میزان بکارگیری در این برنامه ها را داشته اند [۲۱-۲۲]. بنابراین این مسئله پاسخگویی مشترکین به تعهداتشان را کم رنگ می کند [۲۳]. با کاهش ظرفیت ارائه شده به خرده فروش به طور طبیعی خرده فروش نیز از انجام تعهدات خود در بازار ظرفیت ناتوان مانده و مشمول جریمه خواهد شد. بنابراین خرده فروش می بایست پیشاپیش این کاهش ظرفیت را پیش بینی نموده و متناسب با آن در بازار ظرفیت مشارکت کند. این کاهش ظرفیت مشترکین پارامتری است که عدم دسترس پذیری مشترکین را بیان کرده و تحت عنوان FOR_1 معرفی شده است.

پیش از این به طور عمومی مدل هایی 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 خرده فروش نیز قابل اندازه گیری است، فرمول بندی 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 حالت های دیگری نیز می تواند داشته

با توجه به آزمون مشتق برای توابع با دو متغیر مستقل $(\Delta d_1, \Delta d_2)$ ، به منظور ماکزیم سازی سود مشترک از مبادله ظرفیت، در روابط (۹) تا (۱۴) داریم Δd_1 و Δd_2 کوچکتر از صفر به مفهوم مشارکت در برنامه های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی است و Δd_1 و Δd_2 بزرگتر از صفر برابر صفر در نظر گرفته خواهند شد):

$$\frac{\partial P}{\partial (d_1)} = \frac{\partial P}{\partial (d_2)} = 0 \quad (9)$$

$$P(d_1, d_2) = B(d) + \rho_{DR} \cdot (d_0 - d_1) + \rho_{EE} \cdot (d_0 - d_2) - C_{DR} - C_{EE} - pen_{DR} \cdot [CL_{DR} - (d_0 - d_1)] - pen_{EE} \cdot [CL_{EE} - (d_0 - d_2)] - d \cdot \rho \quad (10)$$

$$\frac{\partial P}{\partial d_1} = \frac{\partial B}{\partial d_1} - \rho_{DR} - \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} - pen_{DR} - \rho - d \frac{\partial \rho}{\partial d_1} = 0 \rightarrow \quad (11)$$

$$\frac{\partial B}{\partial d_1} = \rho_{DR} + \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} + pen_{DR} + \rho + d_1 \frac{\partial \rho}{\partial d_1}$$

رابطه (۱۰) تابع سود مشترک را با جزئیات کامل بیان کرده است. شرط ماکزیم سازی سود مشترک نیز با تابع بیان شده 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:

$$B(d) = B(d_0) + \frac{\partial B(d_0)}{\partial d_1} (d_1 - d_0) \rightarrow \frac{\partial B(d)}{\partial d_1} = \frac{\partial B(d_0)}{\partial d_1} \quad (12)$$

$$\frac{\partial B(d_0)}{\partial d_1} = \rho_0 + d_0 \cdot \frac{\partial \rho}{\partial d_1} \quad (13)$$

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

$$\rho_0 + d_0 \cdot \frac{\partial \rho}{\partial d_1} = \rho_{DR} + \frac{\partial C_{DR}}{\partial d_1} + pen_{DR} + \rho + d_1 \frac{\partial \rho}{\partial d_1} \rightarrow$$

$$(d_1 - d_0) \frac{\partial \rho}{\partial d_1} = \rho_0 - \rho - \rho_{DR} - pen_{DR} + IC_{DR} \xrightarrow{E_M = \frac{d_0 \cdot \partial \rho}{\rho_0 \cdot \partial d_1}} \quad (14)$$

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

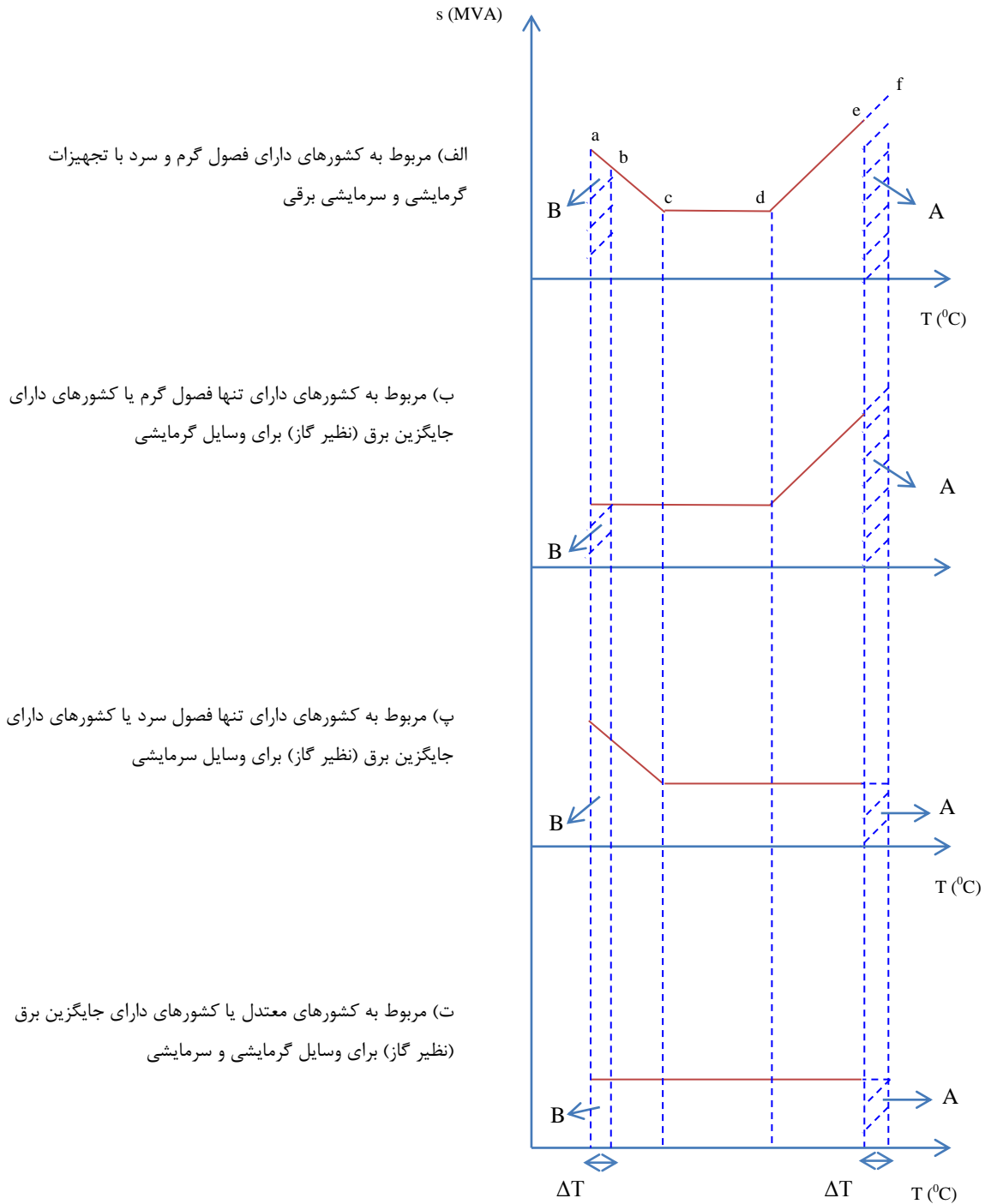
مشابه روابط (۱۱) و (۱۴)، برای برنامه بازدهی انرژی نیز داریم. رابطه نهایی برنامه بازدهی انرژی در رابطه (۱۵) بیان شده است:

$$d_2 = \begin{cases} d_0 \left(1 + \frac{\rho_0 - \rho - \rho_{EE} - pen_{EE} + IC_{EE}}{\rho_0 \cdot E_M} \right), & \text{if } \rho_{EE} \geq IC_{EE} \\ 0, & \text{if } \rho_{EE} < IC_{EE} \end{cases} \quad (15)$$

در ادامه به مدل سازی عدم دسترس پذیری ظرفیت مشترک به منظور ارائه مدل نهایی کالای ظرفیت مشترک پرداخته شده است.

شکل‌های وابستگی مصرف مشترکین به دما در شکل (۱) آورده شده است.

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



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

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

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

$$\Delta S = \frac{\Delta T}{2} \times ((m2 - m1)\Delta T + 2sa - 2se) = \frac{(T - Te)}{2} \times ((m2 - m1)(T - Te) + 2sa - 2se) = \frac{(m2 - m1)(T - Te)^2}{2} + (sa - se)(T - Te) = \left(\frac{m2 - m1}{2}\right)(T^2 + Te^2 - 2T \times Te) + (sa - se)T - (sa - se)Te \Rightarrow \Delta S = \left(\frac{m2 - m1}{2}\right)T^2 + (sa - se)T - \left(\frac{m2 - m1}{2}\right)Te^2 - (sa - se)Te \quad (21)$$

$$\Delta T < 0$$

FOR₁ با استفاده از رابطه (۲۲) به دست می‌آید.

$$FOR_1 = \begin{cases} \frac{\Delta S}{S_1} & \text{if } \Delta S > 0 \\ 0 & \text{if } \Delta S \leq 0 \end{cases} \quad (22)$$

FOR₁ به یک اندازه از مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار و بازدهی انرژی خواهد کاست.

۳-۲ مدل سازی 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.

$$UCAP_{RE} = \sum_{ii=1}^{NC} \{UCAP_{DR}^{ii} + UCAP_{EE}^{ii}\} + UCAP_{SG} = \sum_{ii=1}^{NC} \left\{ \Delta d_1^{ii} \times (1 - FOR_{1,DR}^{ii}) + \Delta d_2^{ii} \times (1 - FOR_{1,EE}^{ii}) \right\} + UCAP_{SG} \quad (23)$$

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

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:

$$\Delta S = S_2 - S_1 = S_A - S_B = \frac{(sf + se)(\Delta T)}{2} - \frac{(sb + sa)(\Delta T)}{2} \quad (16)$$

در رابطه (۱۶) مساحت منحنی U شکل پس از تغییر دما و S₁ مساحت این منحنی پیش از تغییر دماست.

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

$$sf - se = m1(\Delta T) \Rightarrow sf = se + m1(\Delta T) \quad (17)$$

$$sb - sa = m2(\Delta T) \Rightarrow sb = sa + m2(\Delta T) \quad (18)$$

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

$$\Delta S = \frac{\Delta T}{2} \times ((m1 - m2)\Delta T + 2se - 2sa) = \frac{(T - Te)}{2} \times ((m1 - m2)(T - Te) + 2se - 2sa) = \frac{(m1 - m2)(T - Te)^2}{2} + (se - sa)(T - Te) = \left(\frac{m1 - m2}{2}\right)(T^2 + Te^2 - 2T \times Te) + (se - sa)T - (se - sa)Te \Rightarrow \Delta S = \left(\frac{m1 - m2}{2}\right)T^2 + (se - sa)T - \left(\frac{m1 - m2}{2}\right)Te^2 - (se - sa)Te \quad (19)$$

$$\Delta T > 0$$

در این رابطه Te دمای ماکزیمم سال جاری، sa 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:

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.

$$R_{ff} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\sum_{j=1}^{Nj} (\gamma_{ij}^W \cdot \rho_i^W \cdot UCAP_{ij}^W) + C_{PENd,i}^W \right) \right] \quad (29)$$

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.

$$R_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \sum_{i=1}^{Ni} \rho_{0i}^{r,W} \cdot UCAP_i^W \quad (30)$$

$$R = R_{ff} + R_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\sum_{j=1}^{Nj} (\gamma_{ij}^W \cdot \rho_i^W \cdot UCAP_{ij}^W) + C_{PENd,i}^W + \rho_{0i}^{r,W} \cdot UCAP_i^W \right) \right] \quad (31)$$

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.

$$C_{ff} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(C_{R-DR,i}^W + \rho_{DR,i}^W \cdot UCAP_{DR,i}^W + \rho_{EE,i}^W \cdot UCAP_{EE,i}^W \right) + C_{PENm}^W + C_{SG}^W \right] \quad (32)$$

$$C_{PENm}^W = \left[\sum_{i=1}^{Ni} pen_r^W \cdot \alpha_{r,i}^W \cdot UCAP_{r,i}^W \right] \quad (33)$$

$$C_{SG}^W = A_3 \cdot (P_{SG}^W)^2 + B_3 \cdot P_{SG}^W + C_3, \quad (34)$$

$$B_3^2 - 4A_3 \cdot C_3 \leq 0, \quad A_3 > 0 \quad C_3 \geq 0$$

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.

$$C_{ss} = \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \sum_{i=1}^{Ni} \rho_i^W \cdot UCAP_i^W \quad (35)$$

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

$$CVaR = \text{Max}_{\zeta, \eta_w} \left\{ \zeta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{w=1}^{NW} \pi_w \eta_w \right\} \quad (24)$$

$$\eta_w = \text{Max} \{ \zeta - \text{Profit}(W), 0 \} \quad (25)$$

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

$$\zeta - \text{Profit}(W) \leq \eta_w \quad \forall W \quad (26)$$

$$\eta_w \geq 0 \quad \forall W \quad (27)$$

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.

$$OF = (1 - \beta) \times (R - C) + \beta \times CVaR \quad \beta \in [0, 1] \quad (28)$$

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

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

۳-۳-۴- قید محدودکننده مشارکت ژنراتورها

$$P_{G,\min}^W \leq P_G^W \leq P_{G,\max}^W \quad (41)$$

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

۳-۳-۵- قید سناریوبندی در حل مسئله

$$\sum_{W=1}^{NW} \pi_W = 1, \quad \forall W \in NW \quad (42)$$

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

$$C = C_{ff} + C_{ss} = \quad (36)$$

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

قیود مسئله در ادامه آورده شده است.

۳-۳-۳- قیود مسئله

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

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

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

$$\gamma_{ij}^W \in \{0,1\} \quad (37)$$

$$\gamma_{ij}^W = \begin{cases} 1 & \text{if } UCAP_{ij}^W \text{ be a winner in the market} \\ 0 & \text{else} \end{cases} \quad (38)$$

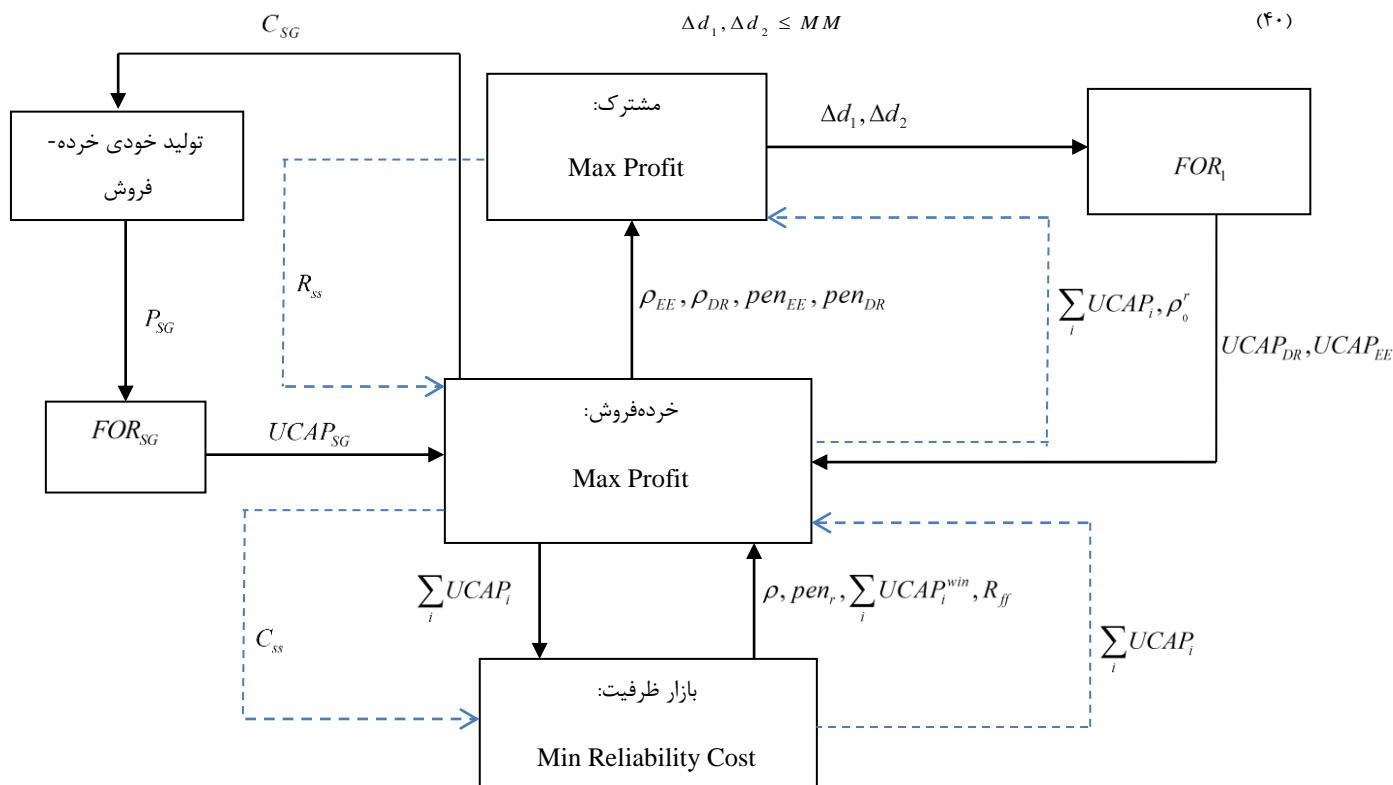
۳-۳-۲- قیود حاکم بر توابع هزینه منابع مدیریت مصرف و تولید خودی خرده‌فروش

$$B_i^2 - 4A_i \cdot C_i \leq 0, \quad A_i > 0, \quad C_i \geq 0 \quad i \in \{1,2,3\} \quad (39)$$

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

$$\Delta d_1, \Delta d_2 \leq MM \quad (40)$$



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

۳-۳-۶- قیود تابع شاخص ریسک

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

$$\left(\left\{ \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\gamma_{ij}^W \cdot \rho_i^W \cdot UCAP_{ij}^W + C_{PENd,i}^W + \rho_{0i}^{r,W} \cdot UCAP_i^W \right) \right] \right\} - \left\{ \sum_{W=1}^{NW} \pi_W \cdot \left[\sum_{i=1}^{Ni} \left(\rho_{DR,i}^W \cdot UCAP_{DR,i}^W + \rho_{EE,i}^W \cdot UCAP_{EE,i}^W + \rho_i^W \cdot UCAP_i^W + C_{R-DR,i}^W \right) \right] + \left[C_{PENm}^W + C_{SG}^W \right] \right\} \right) \leq \eta_W \quad \forall W \quad (43)$$

$$\eta_W \geq 0 \quad \forall W \quad (44)$$

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

$$P_{i \rightarrow i^*}^W \leq P_{i \rightarrow i^*}^{l,max} \quad , \{i, i^*\} \in Ni \quad , l \in Ni \quad (45)$$

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

$$\sum_{i=1}^{Ni} UCAP_i^W \geq DEMAND^W \quad (46)$$

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

۴- روش حل مسئله

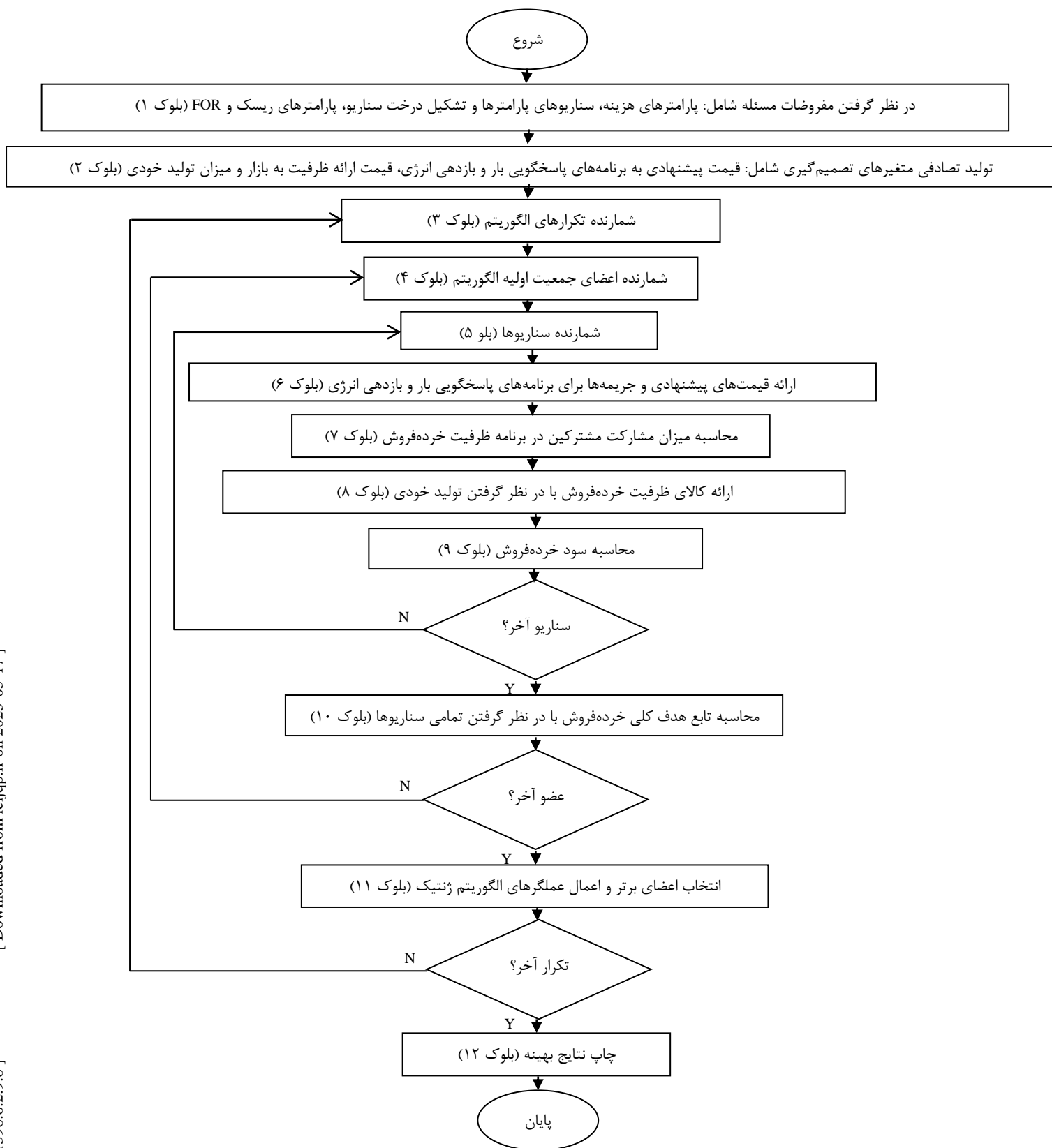
مدل ارائه‌شده در این مقاله، مدل رفتار خرده‌فروش به منظور مشارکت در بازار ظرفیت است. خرده‌فروش با ارائه کالای ظرفیت خود (که ترکیبی از منابع پاسخگویی بار، بازدهی انرژی و تولید خودی است) به بازار ظرفیت از یکسو و تامین ظرفیت مورد نیاز مشترکین در سوی دیگر سعی در ماکزیم‌سازی سود خود دارد. در سمت اول بازار 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 عدم قطعیت 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 عدم قطعیت برخی پارامترهای مسئله از روش سناریوبندی استفاده شده است. اولین پارامتری که عدم قطعیت آن با استفاده از این روش مدل شده، 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 عدم قطعیت 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 ماکزیم‌سازی 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 عدم قطعیت 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 پیشنهادی ارائه شده و همچنین در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های 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.



شکل ۳. روندنمای حل مسئله

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

اطلاعات بسیار محدودی در ارتباط با توابع هزینه برنامه‌های مدیریت مصرف و سناریوهای پارامترهای دارای عدم قطعیت، برای انجام شبیه‌سازی‌ها 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 گرفته شده از سوی خرده‌فروش‌ها برابر با جریمه در نظر گرفته شده 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.

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 خرده‌فروش به دنبال داشته‌اند.

۵- مطالعه موردی

۵-۱- بیان اطلاعات مسئله

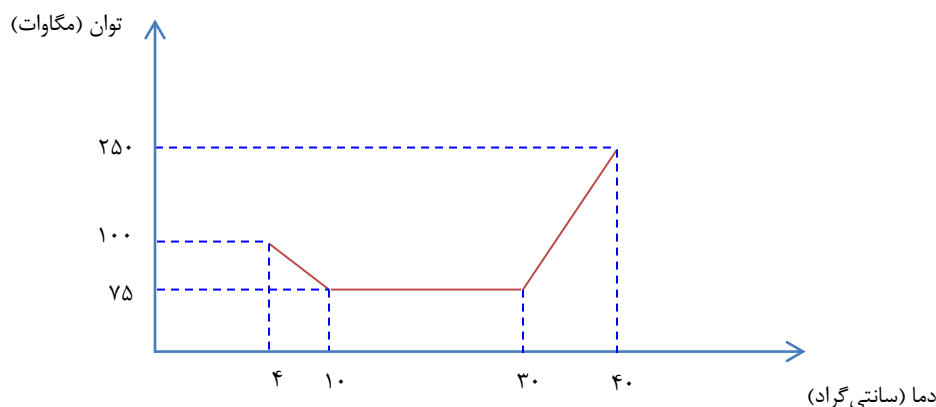
در این بخش مطالعات مربوط به مدل‌سازی خرده‌فروش و تعامل او با مشترکین و بازار ظرفیت با هدف ماکزیم‌سازی سود، انجام شده است.

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

ارائه‌دهنده ظرفیت	ماکزیم میزان مشارکت (مگاوات)	IC _{DR} (دلار بر مگاوات روز)	ارائه‌دهنده ظرفیت	ماکزیم 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	ماکزیم میزان مشارکت (مگاوات)	پارامترهای توابع هزینه [Ai-Bi]	FOR		
تولید خودی خرده‌فروش	۴۰	[۰/۰۰۷۵ - ۱۴/۱۴۰]	۰/۰۲		

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

سناریوهای عدم پاسخگویی به تعهدات EE توسط مشترکین	سناریوی اول	سناریوی دوم	سناریوی سوم	سناریوهای قیمت بازار روز	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



شکل ۴. نمودار مصرف-دما در مطالعه موردی

۵-۲- نتایج شبیه‌سازی‌ها

توجه به اینکه مقدار کل بار این شبکه ۱۲۵۰ مگاوات بوده و مقدار کلای 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 کلای ظرفیت، رقابت افزایش و شاخص قدرت بازار در شبکه کاهش یافته است. مکان بهینه این منابع در هر یک از شبیه‌سازی‌ها 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) بازی قابلیت حضور تنها یک خرده‌فروش در هر شین حاصل شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها بازی مقادیر دیگر β در جداول (۶) و (۷) ارائه شده است.

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 خرده‌فروش در جدول (۳) و سپس از نگاه مشترکین در جدول (۴) آورده شده است.

به منظور ارزیابی منافع ISO ابتدا میزان کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی در اثر مشارکت خرده‌فروش در بازار ظرفیت محاسبه شده است. همانطور که از نتایج جداول (۳) و (۴) مشخص است میزان کلای 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 $0/00470$ (Ton/MW²h)، $0/39864$ (Ton/MWh) و $36/00012$ (Ton/h) به منظور محاسبه میزان آلودگی [۳۴]، میزان آلودگی کاهش یافته برابر با $180/3654$ (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 $0/2674$ پریونیت است. با

¹³ Independent System Operator

جدول ۳: نتایج اجرای شبیه سازی ها در حالت $\beta = 0$ از نگاه خرده فروش

پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخگویی بار (دلار بر مگاوات روز)	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه 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 شبیه سازی ها 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 (خرده فروشان) در کاهش شاخص قدرت بازار در شبکه

تعداد خرده فروش جایابی شده	شین های بهینه به منظور بکارگیری	میزان شاخص ظرفیت اجبارا در مدار	تعداد خرده فروش جایابی شده	شین های بهینه به منظور بکارگیری	میزان شاخص ظرفیت اجبارا در مدار
۰	-	۰/۲۴۷۱	۸	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۹، ۰.۰۶، ۰.۰۱، ۰.۱۷، ۰.۱۳، ۰.۱۶	۰/۲۴۷۱
۱	شین ۱۲	۰/۲۴۶۴	۹	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۹، ۰.۰۶، ۰.۰۱، ۰.۱۷، ۰.۰۳، ۰.۱۶، ۰.۰۴۷	۰/۲۴۶۴
۲	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۸	۰/۲۴۶۱	۱۰	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۹، ۰.۰۶، ۰.۰۱، ۰.۱۷، ۰.۰۳، ۰.۱۶، ۰.۰۴۷	۰/۲۴۶۱
۳	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۸، ۰.۱۷
۴	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۸، ۰.۰۲۷، ۰.۰۹
۵	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۸، ۰.۰۳، ۰.۰۹، ۰.۰۱
۶	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۸، ۰.۰۶، ۰.۰۹، ۰.۰۱، ۰.۰۵
۷	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۸، ۰.۰۶، ۰.۰۹، ۰.۰۱، ۰.۱۶، ۰.۱۳	۰/۲۴۶۱	۴۲	شین های ۰.۱۲، ۰.۰۹، ۰.۰۶، ۰.۰۱، ۰.۱۷، ۰.۰۳، ۰.۱۶، ۰.۰۴۷	۰/۲۴۶۱

جدول ۶: نتایج اجرای شبیه سازی ها در حالت $\beta \in \{0.5, 0.8, 1\}$ از نگاه خرده فروش

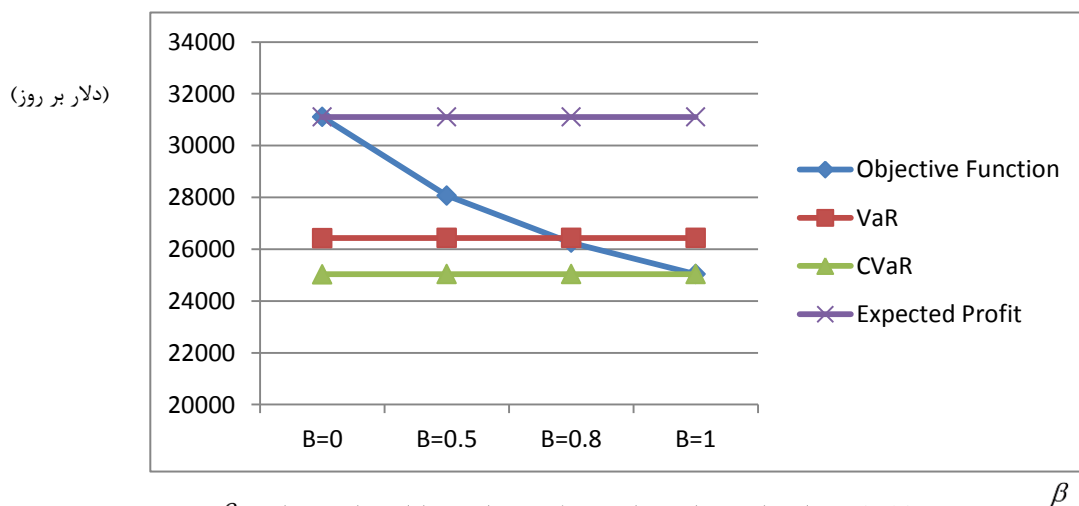
پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه پاسخگویی بار (دلار بر مگاوات روز)	پیشنهاد قیمت بهینه برای مشارکت برنامه بازدهی انرژی (دلار بر مگاوات روز)	قیمت بهینه برای ارائه به بازار ظرفیت (دلار بر مگاوات روز)	مشارکت بهینه تولید خودی (مگاوات)	$\beta = 0.5$
۴۸	۹۰	۱۵۱	۴۰	
تابع هدف (دلار بر روز)	شاخص VaR (دلار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

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

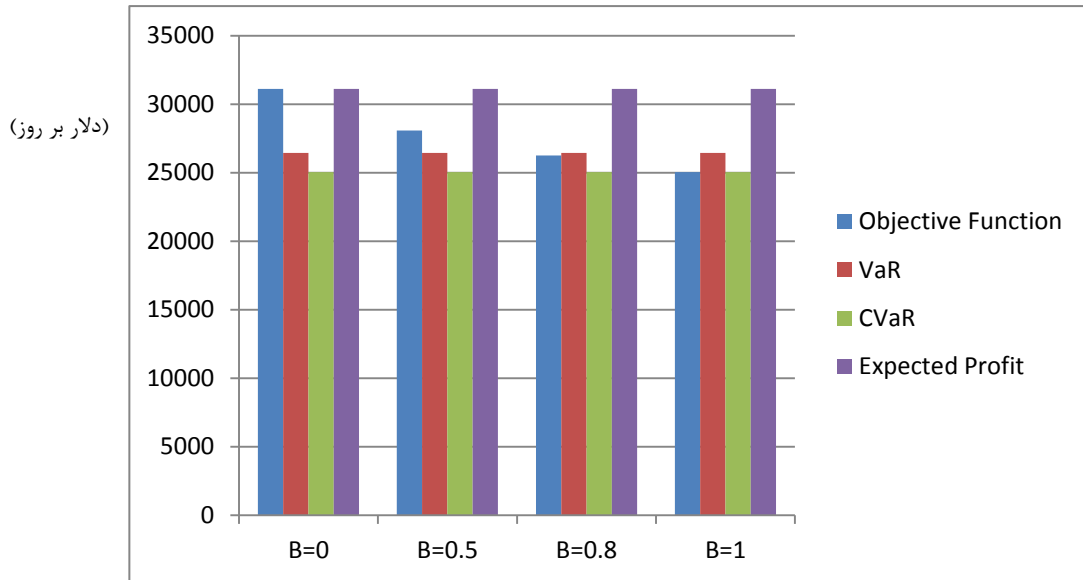
مشترکین	مشترک اول	مشترک دوم	مشترک سوم	مشترک چهارم	مشترک پنجم	مشترک ششم	مشترک هفتم
$\beta = 0.5$	میزان مشارکت در برنامه پاسخگویی بار (مگاوات)	۷/۴۶۹۲	۵/۹۷۴۴	۵/۷۴۸۱	۱۶/۸۸۸۲	۵/۹۴۲۹	۶/۶۱۳۴
	میزان مشارکت در برنامه بازدهی انرژی (مگاوات)	۱۷/۸۲۲۵	۱۴/۱۱۱۰	۱۵/۳۳۹۵	۳۸/۱۵۰۸	۱۴/۳۷۹۷	۱۲/۴۶۰۰
	سود متوسط (دلار بر روز)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

شکل (۵) به صورت خطی و شکل (۶) به صورت میله‌ای نتایج را نشان داده‌اند. نتایج این دو شکل شامل تابع هدف خرده‌فروش، متوسط سود او و شاخص‌های در نظر گرفتن 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.

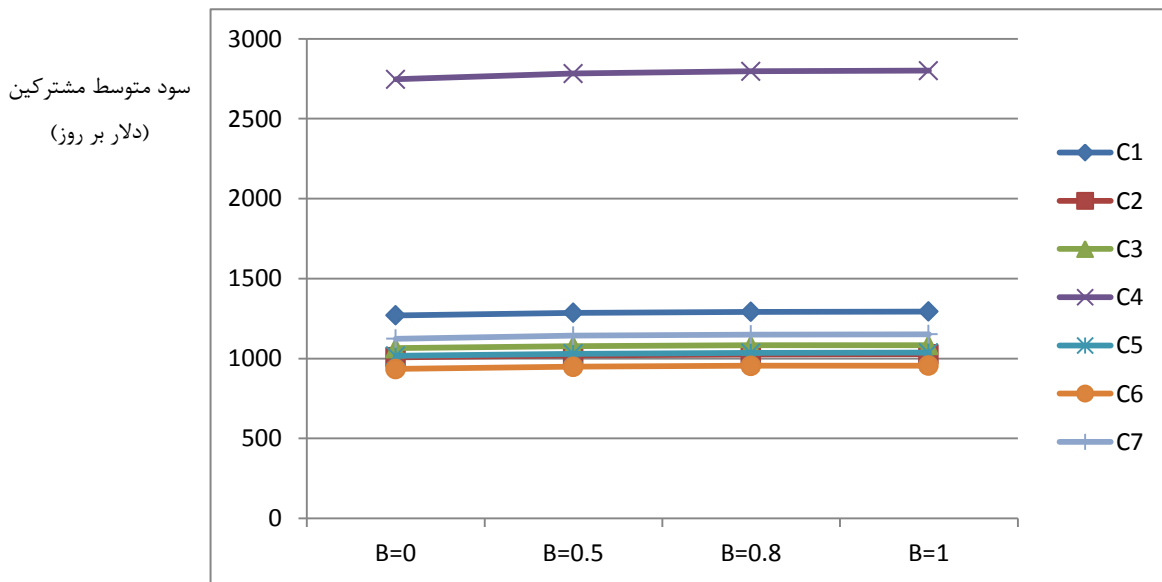
مقادیر کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی بازاری پارامتر β برابر ۰/۵، ۰/۸ و ۱ به ترتیب برابر ۱۸۱/۳۴۲۵، ۱۸۱/۷۲۳۱ و ۱۸۱/۸۳۳۶ (Ton/h) به دست آمد. تاثیر حضور خرده‌فروشان بر کاهش شاخص ظرفیت اجبارا در مدار نیز همانطور که پیش از این بیان شد، همانند جدول (۵) است. شکل‌های (۵) و (۶) شاخص‌های مد نظر خرده‌فروش و شکل‌های (۷) و (۸) شاخص‌های مد نظر مشترکین را بازاری 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.



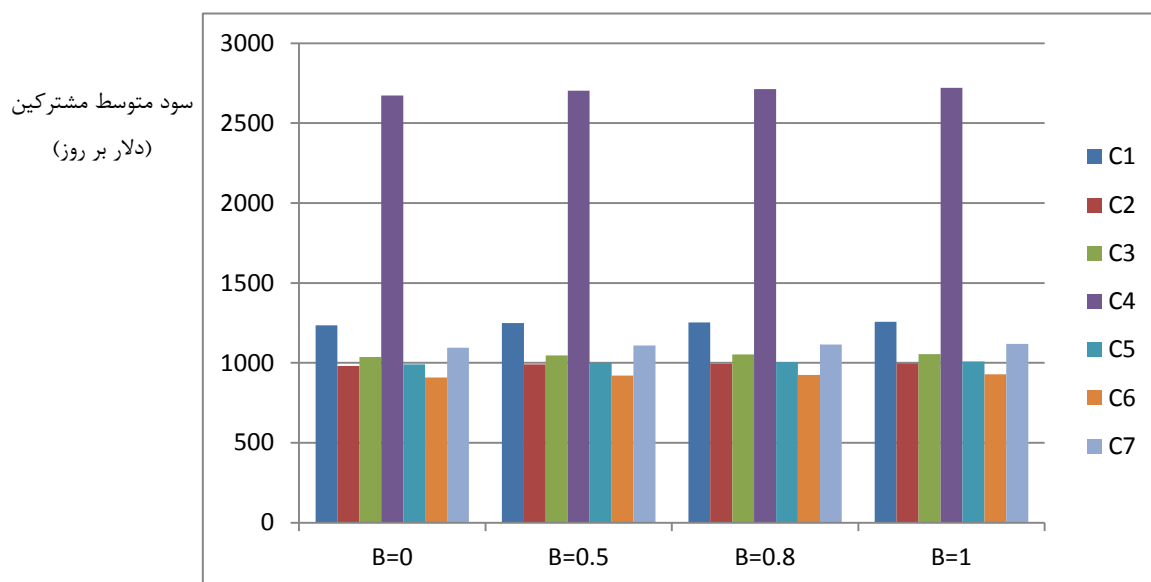
شکل ۵. نمودار مقایسه شاخص‌های مد نظر خرده‌فروش بازاری مقادیر متفاوت β



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



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



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 خرده‌فروشان 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 ماکزیم‌سازی 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

- [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.raonline.org/document/id/6597.

- [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.

- [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/impda.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/>.
- [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, W. X. 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.