برنامه زمان‌بندی بهینه سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی با مالک خصوصی مبتنی بر بهینه سازی ترکیبی تصادفی– مقاوم در بازارهای انرژی و خدمات جانبی

محمد فراهانی[۱]، ابوذر صمیمی[۲،*] و حسین شاطری[۳]

اطلاعات مقاله

دریافت مقاله: ۱۴۰۰/۱۲/۰۱

پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۲/۰۱

واژگان کلیدی:

بازار برق

بهینه‌سازی ترکیبی مقاوم-تصادفی

ذخیره‌ساز انرژی

عدم قطعیت

بازار خدمات جانبی

چکیده

در این مقاله، مسأله مشارکت یک ذخیره‌ساز باتری (BES)[۱]، در بازار روز آتی (DAM)[۲] و زمان واقعی (RTM)[۳] در سه حالت بازار همزمان انرژی و توان راکتیو (JERPM)[۴]، بازار انرژی (EM)[۵] و بازار انرژی- رزرو (ERM)[۶]، با رویکرد ترکیبی بهینه‌سازی تصادفی- مقاوم (SRO)[۷] مدل‌سازی شده و سعی بر حداکثرسازی سود ذخیره‌ساز در مواجه با عدم‌قطعیت قیمت‌ها دارد. در مدل پیشنهادی، در مرحله اول تصمیم‌گیرنده یا مالک BES، قیمت‌های انرژی، رزرو و توان راکتیو در هر بازار را با توجه به اطلاعات شبکه پیش‌بینی می‌کند. در مرحله دوم، با تعیین بازه عدم‌قطعیت قیمت‌ها برای DAM و RTM، بهینه‌سازی مقاوم با هدف بیشینه‌سازی سود مالک BES با استفاده از روش تشکیل همتای مقاوم تابع هدف و تئوری دوگان اجرا می‌شود. در مرحله بعد، با تعریف سناریوهای مختلف برای بودجه مقاوم، برنامه‌ریزی تصادفی (SP)[۸] به هریک از این سناریوها، احتمالی را تخصیص می‌دهد. سپس، سود نهایی هر بازار از طریق وزن‌دهی احتمالاتی محاسبه شده و در نهایت بازار با سود بیشتر بعنوان بازار مشارکت، انتخاب می‌گردد. فرمول‌بندی پیشنهادی بر اساس مدل برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح (MINLP)[۹] در محیط نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی شده و نتایج نشان‌دهنده حداکثر سودآوری BES در EM بوده (۲۱٪ بیشتر) و همچنین نشان می‌دهد مشارکت در تأمین خدمات جانبی مانند رزرو جهت تأمین امنیت در پیشامدهای شبکه و توان راکتیو جهت حفظ پایداری و کاهش هزینه و تلفات، علیرغم کاهش سود، منجر به خنثی‌سازی تأثیر منفی عدم‌قطعیت‌ها در سود BES می‌شود.

۱- مقدمه

۱-۱- مرور موضوع و مطالعات قبلی

رعایت امنیت و قابلیت اطمینان سیستم از مهم‌ترین وظایف بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO)[۱۰] است که از طریق تأمین AS جهت انتقال امن و پایدار انرژی، به آن دست می‌یابد. رزرو و توان راکتیو یکی از مهم‌ترین AS هستند که بازیگران اصلی شبکه قدرت همچون مولد سنکرون و عناصر نوظهور بازار می‌توانند با مشارکت فعال در این زمینه، کسب درآمد کنند. مهم‌ترین اثر تأمین درست و بجای توان راکتیو، حفظ پایداری ولتاژ و کاهش تلفات شبکه است. در اکثر مطالعات، تأکید بر تأمین محلی توان راکتیو و روش پرداخت به ازای پیشنهاد است [۱-۳].

1- Battery Energy Storage (BES)
2- Day Ahead Market (DAM)
3- Real Time Market (RTM)
4- Join Energy and Reactive Power Market (JERPM)
5- Energy Market (EM)
6- Energy and Reserve Market (ERM)
7- Stochastic-Robust Optimization (SRO)
8- Stochastic Programming (SP)
9- Mix Integer Non-Linear Programming (MINLP)
10- Independent System Operator (ISO)

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: abouzarsamimi@alumni.iust.ac.ir

۱. کارشناسی‌ارشد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی اراک

۲. استادیار، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی اراک

۳. استادیار، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی اراک

UNCORRECTED PROOF

یکی از مهم‌ترین ابزارهای حفظ امنیت و قابلیت اطمینان سیستم، نظارت بر شاخص‌های امنیتی، پایداری ولتاژ و کنترل رزرو موجود در شبکه می‌باشد. تغییر ناگهانی تقاضا و پیشامدهای شبکه، امنیت سیستم را در معرض خطر قرار می‌دهد. لذا برای بهره‌برداری ایمن و مطمئن از شبکه قدرت، در نظرگرفتن مقداری از ظرفیت تولید مولدها بعنوان رزرو ضروری است [۴]. با داشتن رزرو مناسب، هزینه و ریسک ناشی از عدم تعادل تولید-بار به دلیل خروج مولدها، تغییرات توان منابع انرژی تجدیدپذیر (RES)[1] و پیشامدهای شبکه کاهش میابد. رزرو عملیاتی به دو دسته رزرو چرخان[2] و رزرو غیرچرخان[3] دسته‌بندی می‌شود [۵]. رزرو تأمین‌شده توسط BES بدلیل سرعت بالای عرضه، رزرو چرخان محسوب می‌شود. RES، ماهیتی غیرقابل برنامه‌ریزی و کنترل دارند. عدم تأمین انرژی اعلام شده در برنامه‌ریزی بازار، منجر به پرداخت جریمه و کاهش سود و یا حتی ضرر منابع تجدیدپذیری چون باد و خورشید می‌شود. در مرجع [۶]، مشارکت هماهنگ واحدهای برق حرارتی و منابع تجدیدپذیر بادی برای شرکت در ERM با رویکردی فازی و در چارچوب برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح (MIP)[4] پیشنهاد شده است. عدم‌قطعیت‌های مورد بررسی در این تحقیق، قیمت‌های DAM، RTM، رزرو و میزان تولید توان بادی می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی این مقاله، حاکی از افزایش سود در حالت عملکرد مشترک دارد. برای نیل به اهداف مختلف و گاه متضاد چون کاهش هزینه بهره‌برداری، کاهش میزان آلودگی و افزایش قابلیت اطمینان، سیستم‌های ترکیبی RES، بهمراه عناصری چون ذخیره‌ساز انرژی (ESS)[5] و دیزل ژنراتور مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. مرجع [۷]، با بهره‌گیری از الگوریتم ازدحام ذرات و شناور کردن حدود بالا و پائین میزان ظرفیت (SOC)[6] در ساعات مختلف، مدیریتی کارا در کاهش هزینه تولید برق، قابلیت اطمینان و مسائل زیست‌محیطی ارائه داده است. افزایش مشارکت RES و اعمال برنامه پاسخ‌گوئی تقاضا (DRP)[7] و رفتار غیرقطعی بارها، ISO را در تصمیم‌گیری‌های خود با چالش روبرو می‌کند. در مرجع [۸]، این عدم‌قطعیت‌ها در مسأله برنامه‌ریزی امنیت-مقید مشارکت واحدها با بهره‌گیری از RO دو مرحله‌ایی بدون بازگشت بررسی شده است. در این مرجع، در کنار RES، از BES بعنوان عنصر کمک‌کننده در مدیریت عدم‌قطعیت شبکه استفاده شده است. روش حل RO در این مرجع، بهره‌گیری از تجزیه بندرز بوده و اثبات برتری RO نسبت به SP در این نوع مسائل از دیگر نتایج این مرجع است.

مرجع [۹] با یک مدل دو سطحی مبتنی بر سناریو، مشارکت نیروگاه‌های مجازی (VPP)[8] در ERM را فرمول‌بندی کرده است. در سطح بیرونی مسأله، امکان افزودن عناصری چون ESS و منابع سنتی و تجدیدپذیر به VPP و در سطح درونی، تسویه بازار تحت شرایط مختلف و با هدف حداکثرسازی سود انجام می‌شود. عدم‌قطعیت‌های RES با روش خوشه‌بندی اصلاح شده و عدم‌قطعیت‌های رزرو مورد نیاز شبکه، تحت سناریوهای مختلف مدل شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد تغییر رفتار VPP از یک عنصر پذیرنده قیمت به تعیین‌کننده قیمت، باعث افزایش سود ۱۰۸٪ شده و همچنین مشارکت در ERM نسبت به EM، افزایش ۲۶٪ درآمد را در پی داشته است.

روند بازار برق و شبکه قدرت، باعث افزایش حضور مشترکان فعالی شده است که مایل به مشارکت دو سویه تولید/مصرف با شبکه هستند. مرجع [۱۰] با درنظرگرفتن مشترکان مقیاس کوچک دارای RES و DRP، به ارائه مدلی دو سطحی جهت مشارکت یکپارچه‌ساز این مشترکان در ERM پرداخته است. تابع هدف سطح بیرونی و سطح درونی به ترتیب حداکثرسازی سود یکپارچه‌ساز و رفاه اجتماعی با توجه به اقناع انواع بارهای حرارتی، تهویه و... و همچنین بهره‌برداری بهینه از ESS است. بکارگیری شرایط KKT[9] و اعمال معادلات دوگانی باعث تبدیل مسأله دو سطحی به تک سطحی شده و نتایج شبیه‌سازی حاکی از کارایی مدل معرفی شده است. مرجع [۱۱]، با درنظرگرفتن عدم‌قطعیت RES و قیمت‌های بازار، در RO با اهداف چندگانه، به بررسی تأثیر انواع DRP پرداخته است. افق زمانی مدنظر نویسندگان این مرجع، به صورت روزانه و ماهانه بوده و ESS این مطالعه، ذخیره‌ساز هیدروژنی یکپارچه با سلول خورشیدی است. هزینه مشترکان با DRP

1- Renewable Energy Sources (RES)
2- Spinning Reserve
3- Non-Spinning Reserve
4- Mix Integer linear Programming (MIP)
5- Energy Storage System (ESS)
6- State Of Charge (SOC)
7-Demand Response Program (DRP)
8-Virtual Power Plant (VPP)
9-Karush-Kuhn-Tucker (KKT)

UNCORRECTED PROOF

و بدون توجه به مقاوم بودن یا نبودن مدل، کاهش داشته (۸٪ تا ۹٪) و بهره‌گیری از ذخیره‌ساز منجر به پیک‌سائی و جابجایی بار شبکه از نتایج شبیه‌سازی های این مرجع است. نویسندگان مرجع [۱۲] عدم‌قطعیت توربین بادی را با بهره‌گیری از توزیع ویبال و رفتار غیرقطعی بار شبکه را با متغیرهای تصادفی و گوسی مدل کرده و JERPM را در شبکه توزیع هوشمند با بهره‌گیری از مدل SP فرمول بندی کرده‌اند.

یکی از مؤثرترین روش‌های کاهش ناترازی تولید و مصرف، استفاده از ESS است. در بین انواع ESS، انتظار بر رشد سریع BES تا سال آینده و تا ظرفیت ۱۲ GW است [۱۳]. اولین مورد استفاده ESS در اروپا بکارگیری واحدهای تلمبه‌ذخیره آبی برای تسطیح بار بود [۱۴]. مرجع [۱۵] با معرفی چارچوب مقاوم برنامه‌ریزی ESS، به بررسی مشارکت ESS در افق زمانی DAM پرداخته است. کارایی روش معرفی شده در این مرجع از دید ISO کاهش تلفات و از دید مالک ESS تضمین سود مشارکت است. ESS مورد بررسی در این مرجع، به علت ظرفیت بالای خود در دسته تعیین‌کننده قیمت قرار می‌گیرند. مرجع [۱۶] با در نظرگرفتن عدم‌قطعیت‌های بار، تولید و قیمت، یک مدل RO دومرحله‌ای جهت برنامه‌ریزی و پیشنهاددهی ESS را فرمول‌بندی کرده‌است. در این مرجع سلول‌های خورشیدی به عنوان منبع اصلی RES در بازار شرکت می‌کند. در مرجع [۱۷] جهت تسویه مقاوم ERM از دو روش تجزیه بندرز و الگوریتم برش صفحه استفاده شده است، در ادامه الگوریتم برش صفحه، به دلیل همگرایی سریع‌تر، به عنوان روش تسویه بازار انتخاب شده است.

در مرجع [۱۸] تسویه بازار با مدل‌سازی عدم‌قطعیت قیمت‌های RTM بر اساس روش RO و عدم‌قطعیت قیمت‌های DAM با SP اجرا شده است. در مرجع [۱۹]، مدل خطی تسویه هماهنگ بازارهای رقابتی- تعاملی برق و گاز ارائه شده است. ISO، تصمیمات شبکه برق برای DAM را با توجه به قیمت تسویه شده در بازار گاز، اخذ می‌کند. بازار گاز نیز متأثر از میزان مصرف نیروگاه‌های گازسوز بوده که از تسویه بازار برق به دست می‌آید. مدل ارائه شده باعث عملکرد هماهنگ بازارهای برق و گاز شده و کاهش هزینه‌ها و قیمت‌های مکانی برق و گاز را به دنبال دارد. در مرجع [۲۰]، مدل تصادفی دومرحله‌ای برای شرکت در بازار اشتراکی و قراردادهای دوجانبه EM ارائه شده است. در این مدل، قیمت انرژی به عنوان پارامتر عدم‌قطعیت در نظر گرفته شده و شاخص ارزش در معرض ریسک شرطی (CVaR)[1]، به عنوان معیاری برای ریسک‌گریزی بازیگران بازار بررسی شده است. در مرجع [۲۱]، استراتژی پیشنهاددهی بهینه قیمت‌دهی برای یک سیستم ترکیبی شامل مزرعه بادی، ذخیره‌ساز هوای فشرده و تکنولوژی برق به گاز مورد بررسی قرار گرفته است. عدم‌قطعیت‌های ناشی از توان بادی با SP و قیمت DAM با RO مدل می‌شوند. در مرجع [۲۲] با در نظر گرفتن ۳ سناریو برای مالکین بخش خصوصی و خطی‌سازی منحنی کاری، مشارکت BES در JERPM بررسی شده است. این مرجع نشان دهنده تأثیر مثبت مشارکت BES در کاهش تلفات و هزینه، علاوه بر کسب سود است.

۱-۲- روش پیشنهادی و نوآوری‌ها

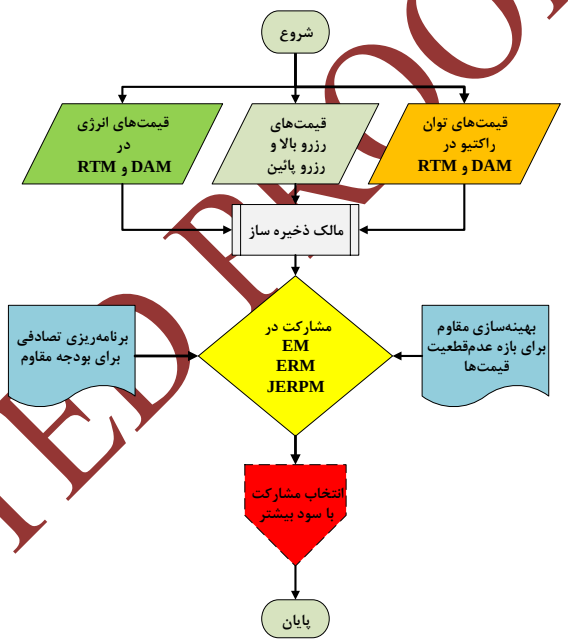
با وجود مطالعات وسیع صورت گرفته در رابطه با ESS، در هیچ یک از مراجع مذکور، مشارکت ESS در بازار برق تحت مالکیت بخش خصوصی با ملاحظه عدم‌قطعیت قیمتی و زمانی بررسی نشده است. برای رفع این خلاء، در این مقاله عدم‌قطعیت قیمتی (انحراف از قیمت پیش‌بینی) تحت سناریوهای بازه عدم‌قطعیت[2] و با بهره‌گیری از RO دومرحله‌ای و عدم‌قطعیت زمانی (بازه‌های احتمالی وقوع عدم‌قطعیت) با رویکردی سناریو- محور و تصادفی مورد بررسی قرار گرفته است. در این مقاله با در دست داشتن اطلاعات گذشته شبکه و علاقه‌مندی‌های مالک، RO در مرحله اولیه، تحلیل حساسیت را بر بازه‌های عدم‌قطعیت قیمت مدل کرده و بهینه‌سازی ابتدائی را انجام می‌دهد. در مدل پیشنهادی فرض می‌شود که محدودیت‌های مدل باتری برآورده شده است. قابلیت پشتیبانی توان راکتیو BES با استفاده از مرجع [۲۲] مدل شده است. در مرحله بعدی با تعریف ۵ سناریو روی توزیع بودجه مقاوم[3] (ریسک‌گریز، معقول، میانه‌رو، محافظه‌کار و سودمحور) تابع هدف برابر با میانگین وزن‌دار احتمالی تصمیم گیرنده در نظر گرفته می‌شود. در نهایت تأثیر بازه و بودجه عدم‌قطعیت در هر بازار بررسی شده و بازاری که حداکثر سود را در پی دارد، به عنوان بستر مناسب مشارکت BES انتخاب

1- Conditional Value at Risk (CVaR)
2- Uncertainity Intervals
3- Uncertainity Budget

UNCORRECTED PROOF

می‌شود. روندنمایه پیشنهادی این مقاله در شکل (۱) نشان داده شده است. به طور خلاصه می‌توان نوآوری‌های مقاله را به صورت زیر بیان کرد:

- بهینه‌سازی ترکیبی تصادفی-مقاوم پیشنهاددهی
- در نظر گرفتن عدم‌قطعیت مرتبط با DAM و RTM
- بررسی تأثیر تأمین خدمات جانبی بر سود
- تحلیل حساسیت بودجه مقاوم و بازه عدم‌قطعیت بر سود هر بازار



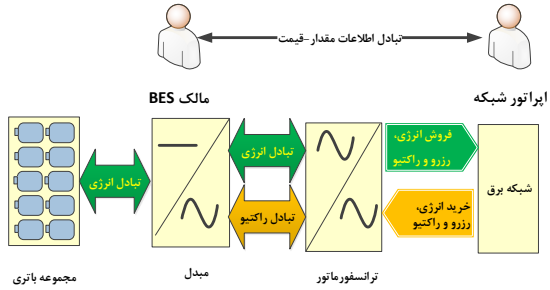
شکل ۱- روندنمایه مدل پیشنهادی

بخش‌های مختلف مقاله به صورت زیر است: در بخش ۲ مدل عمومی BES و قیود آن و بررسی نحوه پیشنهاددهی آن آمده است. بخش ۳ شامل شبیه‌سازی مدل پیشنهادی و تحلیل نتایج حاصل از آن است. در پایان نتیجه‌گیری مقاله در بخش ۴ ارائه شده‌است.

۲- فرمول‌بندی

۲-۱- مدل‌سازی باتری و مدل قیمت دهی

در این بخش، ابتدا مدل‌سازی مرسوم BES معرفی می‌شود. با توجه به افق زمانی مسأله (۲۴ ساعت)، نیازی به در نظرگرفتن هزینه استهلاک و کلیدزنی وجود ندارد. در مرحله پیشنهاددهی، مالک BES نیاز به جمع‌آوری اطلاعات قیمت‌های بازار در هر دوره زمانی DAM و RTM دارد. سپس با معرفی RO و کاربرد آن در پیشنهاددهی باتری، مدل مقاوم برای پیشنهاددهی BES (نحوه شارژ-دشارژ) در بازار فرمول‌بندی می‌شود. در ادامه سناریوهای مورد نظر برای بودجه مقاوم تحت SP به مدل اضافه شده و تابع هدف وزن‌دهی می‌شود. در شکل (۲)، طرحواره نحوه ارتباط بخش خصوصی با شبکه و اجزای داخلی BES نمایش داده شده است. فرض می‌شود محدودیت‌های ترانسفورماتور و کانورتر (مبدل) در تمام دوره‌ها رعایت شده است. مالک با در نظر گرفتن اطلاعات قیمتی کسب شده از عملکرد بازار و همچنین ملاحظات فنی خود، اقدام به خرید و فروش (شارژ/دشارژ) در بازار می‌نماید.



شکل ۲- نحوه تبادل فنی و اقتصادی یک BES با ISO

معادلات عمومی مربوط به مدل یک BES به شرح زیر است [۲۲-۲۳]:

$$SOC_{t_{24}} = SOC_{t_0} \quad (۱)$$

$$SOC_{t_i} = SOC_{t_0} + \sum_{t\in T} P_{CH,t} \times \eta^{ch} - \sum_{t\in T} P_{DIS,t} \div \eta^{dis} \quad (۲)$$

$$0 \le SOC_t \le SB^{rated} \quad (۳)$$

$$U_t^{PCH} + U_t^{PDIS} \le 1 \quad (۴)$$

$$U_t^{QCH} + U_t^{QDIS} \le 1 \quad (۵)$$

$$P_{DIS,t} \le U_t^{PDIS} \times SB^{rated} \quad (۶)$$

$$P_{CH,t} \le U_t^{PCH} \times SB^{rated} \quad (۷)$$

$$Q_{DIS,t} \le U_t^{QDIS} \times SB^{rated} \quad (۸)$$

$$Q_{CH,t} \le U_t^{QCH} \times SB^{rated} \quad (۹)$$

$$\sum_{t\in T} U_t^{PCH} + U_t^{PDIS} \le SL \quad (۱۰)$$

که در این روابط SOC_{t_0} انرژی اولیه BES در ابتدای دوره برنامه‌ریزی است که طبق رابطه (۱) باید برای انتهای دوره، دوباره به همین میزان ظرفیت برسد. SOC_t ظرفیت BES در زمان t است که طبق رابطه (۲)، وابسته به SOC_{t_0} و

UNCORRECTED PROOF

$$JERPM^{profit} = \sum_{s\epsilon S} \min \sum_{t\epsilon T} \rho_s \times \begin{bmatrix} Z_0 \times \Gamma_s + a_t - \left[\rho_t^{RTM} \times \left(P_{DIS,t}{}^{RTM} - P_{CH,t}{}^{RTM}\right)\right] + \\ W_0 \times \Gamma_s + c_t - \left[\rho_t^{DAM} \times \left(P_{DIS,t}{}^{DAM} - P_{CH,t}{}^{DAM}\right)\right] + \\ Y_0 \times \Gamma_s + b_t - \left[v_t^{DAM} \times \left(Q_{DIS,t}{}^{RTM} - Q_{CH,t}{}^{RTM}\right)\right] + \\ X_0 \times \Gamma_s + d_t - \left[v_t^{DAM} \times \left(Q_{DIS,t}{}^{DAM} - Q_{CH,t}{}^{DAM}\right)\right] \end{bmatrix} \quad (۱۱)$$

$$EM^{profit} = \sum_{s\epsilon S} \min \sum_{t\epsilon T} \rho_s \times \begin{bmatrix} Z_0 \times \Gamma_s + a_t - \left[\rho_t^{RTM} \times \left(P_{DIS,t}{}^{RTM} - P_{CH,t}{}^{RTM}\right)\right] + \\ W_0 \times \Gamma_s + c_t - \left[\rho_t^{DAM} \times \left(P_{DIS,t}{}^{DAM} - P_{CH,t}{}^{DAM}\right)\right] \end{bmatrix} \quad (۱۲)$$

$$ERM^{profit} = \sum_{s\epsilon S} \min \sum_{t\epsilon T} \rho_s \times \begin{bmatrix} Z_0 \times \Gamma_s + a_t - \left[\rho_t^{RTM} \times \left(P_{DIS,t}{}^{RTM} - P_{CH,t}{}^{RTM}\right)\right] + \\ W_0 \times \Gamma_s + c_t - \left[\rho_t^{DAM} \times \left(P_{DIS,t}{}^{DAM} - P_{CH,t}{}^{DAM}\right)\right] + \\ V_0 \times \Gamma_s + e(t) - [\varrho_t \times (UR_t - DR_t)] \end{bmatrix} \quad (۱۳)$$

برنامه‌ریزی (خرید/فروش) انرژی BES در دوره‌های قبل است. طبق رابطه (۳)، ظرفیت انرژی در هر دوره نباید از توان نامی BES فراتر رود. در روابط (۴) و (۵) برای جلوگیری از شارژ و دشارژ همزمان در هر دوره زمانی، تنها یکی از متغیرهای باینری U_t^{QDIS}، U_t^{QCH}، U_t^{PDIS} و U_t^{PCH} انتخاب می‌شوند. η^{ch} و η^{dis} به ترتیب بازده شارژ و دشارژ باتری را مشخص می‌کنند. حداکثر ظرفیت مجاز برای شارژ/دشارژ برای انرژی و توان راکتیو در هر دوره زمانی، طبق روابط (۶)-(۹) برابر با ظرفیت BES در نظر گرفته می‌شود. رابطه (۱۰) حداکثر تعداد کلیدزنی مجاز در طی دوره را برابر با SL[1] در نظر می‌گیرد.

۲-۲- پیشنهاددهی در JERPM، EM و ERM

مدل پیشنهاددهی BES را می‌توان به صورت زیر بیان کرد. سود BES ناشی از برنامه‌ریزی‌های سه بازار با $JERPM^{profit}$، EM^{profit} و ERM^{profit} در رابطه‌های (۱۱)-(۱۳) مشخص می‌شود که برای JERPM شامل چهار بخش هزینه برنامه‌ریزی انرژی در DAM، هزینه برنامه‌ریزی انرژی در RTM، هزینه برنامه‌ریزی توان راکتیو در DAM و هزینه برنامه‌ریزی توان راکتیو در RTM و تحت قیود (۱)-(۱۰) و (۱۴)-(۲۷) می‌باشد. در مورد EM تابع هدف (۱۲) تنها شامل هزینه برنامه‌ریزی انرژی در DAM و هزینه برنامه‌ریزی انرژی در RTM و تحت قیود (۱)-(۱۰) و (۱۴)، (۱۵)، (۱۸)، (۱۹)، (۲۴) و (۲۶) است. در نهایت در مورد ERM، تابع هدف (۱۲) شامل هزینه برنامه‌ریزی انرژی در DAM، هزینه برنامه‌ریزی انرژی در RTM و برنامه‌ریزی رزرو افزایشی (UR)[2] و رزرو کاهشی (DR)[3] تحت قیود (۱)-(۱۰) و (۲۳) و (۲۸) می‌باشد. در نهایت رابطه (۲۹) تعلق بازه‌های عدم‌قطعیت به مجموعه U را بیان می‌کند. در این مقاله این بازه از ۰ تا ۲۵٪ در نظر گرفته شده‌است.

$$Z_0 + a_t \geq \Delta\rho_t^{RTM} \times z_t \quad (۱۴)$$

$$P_{DIS,t}{}^{RTM} - P_{CH,t}{}^{RTM} \leq z_t \quad (۱۵)$$

$$Y_0 + b_t \geq \Delta v_t^{RTM} \times y_t \quad (۱۶)$$

$$Q_{DIS,t}{}^{RTM} - Q_{CH,t}{}^{RTM} \leq y_t \quad (۱۷)$$

$$W_0 + c_t \geq \Delta\rho_t^{DAM} \times w_t \quad (۱۸)$$

$$P_{DIS,t}{}^{DAM} - P_{CH,t}{}^{DAM} \leq w_t \quad (۱۹)$$

$$X_0 + d_t \geq \Delta v_t^{DAM} \times x_t \quad (۲۰)$$

$$Q_{DIS,t}{}^{DAM} - Q_{CH,t}{}^{DAM} \leq x_t \quad (۲۱)$$

$$V_0 + e_t \geq \Delta\varrho_t \times v_t \quad (۲۲)$$

$$UR_t - DR_t \leq v_t \quad (۲۳)$$

$$Z_0, a_t, z_t \geq 0 \quad (۲۴)$$

$$Y_0, b_t, y_t \geq 0 \quad (۲۵)$$

$$W_0, c_t, w_t \geq 0 \quad (۲۶)$$

$$X_0, d_t, x_t \geq 0 \quad (۲۷)$$

$$V_0, e_t, v_t \geq 0 \quad (۲۸)$$

1- Switching Limit (SL)
2- Up Reserve (UR)
3- Down Reserve (DR)

UNCORRECTED PROOF

$$in\ (14)to(28): \forall\ a_t, b_t, c_t, d_t, e_t \in [U] \qquad (۲۹)$$

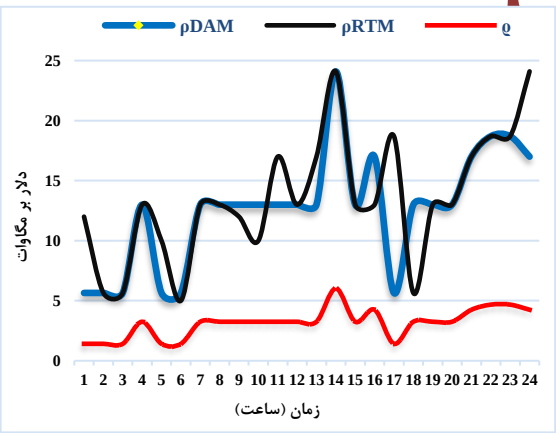
در مرحله بعد، احتمال تصمیم‌گیری در مورد بودجه عدم‌قطعیت در هر سناریو (Γ_s) وارد مدل‌سازی می‌شود. احتمال هر سناریو (ρ_s) در مقدار بهینه مقاوم ضرب شده و مجموع وزن‌دهی شده سود، میزان سود تضمین شده در بدترین شرایط بازار (بیشترین بازه عدم‌قطعیت قیمت) و تصمیم‌گیری مالک (اتخاذ رویکرد نامناسب در Γ_s) به دست می‌آید. در این رویکرد، هر اتفاق غیرمترقبه و تصمیم نادرست نیز مانع دستیابی مالک به این سود نخواهد شد. تحت هر شرایطی (وقوع بدترین سناریو)، سود مالک برابر یا بیشتر از مقدار به دست آمده از روابط (۱۱)-(۱۳) خواهد بود. جزئیات فرمول‌بندی و نحوه اعمال RO به تفضیل در مرجع [۲۲] آمده است. در مقایسه با این مرجع، بودجه عدم‌قطعیت دو بازار، یکسان در نظر گرفته شده است و تمرکز بیشتر بر بازه عدم‌قطعیت (انحراف از میزان پیش‌بینی شده) است. $\Delta\rho_t^{DAM}$، $\Delta\rho_t^{RTM}$، Δv_t^{DAM} و Δv_t^{RTM} به ترتیب حداکثر اختلاف قیمت انرژی و توان راکتیو را در دوره زمانی t در DAM و RTM نشان می‌دهد. $\Delta\varrho_t$ نیز تفاوت میان حداکثر و حداقل قیمت رزرو را در دوره زمانی t نشان می‌دهد. Γ نشان دهنده بودجه مقاوم (تعداد دوره‌های زمانی وقوع عدم‌قطعیت) برای دوره‌های زمانی بازار می‌باشد. هر چه مقدار این پارامتر بیشتر باشد، رویکرد ریسک‌گریزی (محافظه‌کاری) BES بیشتر می‌شود، بدین معنی که مالک در تصمیم‌گیری خود، احتمال بیشتری برای وقوع انحراف از پیش‌بینی قیمت‌ها را در نظر می‌گیرد. در این مقاله مقدار این پارامتر در سناریوهای مختلف به ترتیب از ۰٪ (در هیچ ساعتی انحرافی رخ نمی‌دهد) تا ۱۰۰٪ (در تمام ۲۴ساعت ممکن است انحراف از مقدار پیش‌بینی رخ دهد)، تغییر می‌کند.

۳- شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

اولین قدم در شبیه سازی، اعمال قیمت‌ها به تصمیم‌گیرنده است. قیمت‌های RTM به دلیل پیشامدهای شبکه و تغییر وضعیت عناصر بازار، عموماً بالاتر بوده و مشارکت BES در RTM بیشتر به صورت دشارژ خواهد بود. قیمت‌های انرژی و توان راکتیو طبق مرجع [۲۲] و قیمت رزرو طبق مرجع [۲۴] انتخاب شده است. افق برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده در این مقاله، ۲۴ ساعت بوده که در صورت افزایش دوره، لازم است هزینه‌های تعمیر، نگهداری و استهلاک ناشی از کلیدزنی نیز در نظر گرفته شود [۲۵]. شکل‌های (۳) و (۴) به ترتیب قیمت‌های انرژی-رزرو و توان راکتیو را در DAM و RTM نشان می‌دهند. با توجه به قیمت پائین رزرو، BES در ERM رزرو پائین را می‌خرد (شارژ) و انرژی می‌فروشد (دشارژ). مدل پیشنهادی با استفاده از نرم‌افزار GAMS[1] در چارچوب MINLP و روش حل شاخه و کرانه استاندارد (SBB)[2] اجرا شده است [۲۶]. در جدول (۱) مشخصات BES شامل ظرفیت، توان، بازده در حالات شارژ و دشارژ و پارامترهای مرتبط با مدل بیان شده است.

جدول ۱- پارامترهای BES مورد مطالعه

BES	
ظرفیت	۱۰ مگاوات‌ساعت
حداکثر توان	۱۰ مگاوات
بازده شارژ	۰٫۹۷
بازده دشارژ	۰٫۹۲
بازه عدم‌قطعیت DAM	۰- ٪۲۵
بازه عدم‌قطعیت RTM	۰- ٪۲۵
تعداد مجاز کلیدزنی	۱۵ بار

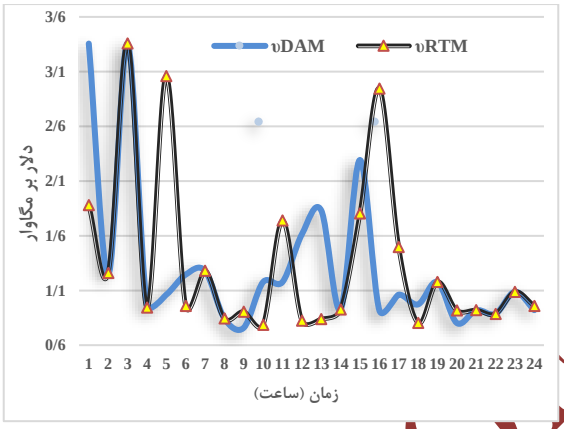


شکل ۳- قیمت انرژی و رزرو در شبانه‌روز مورد نظر

1- General Algebraic Modeling System (GAMS)

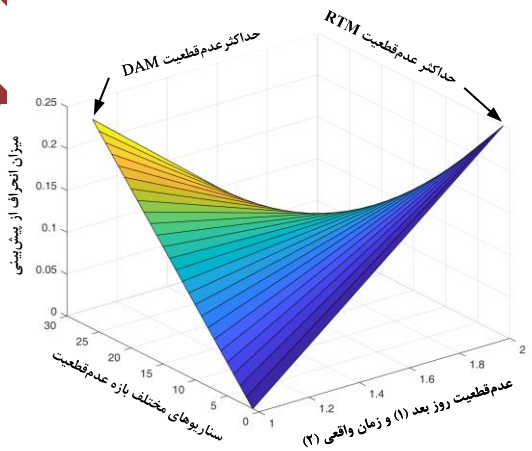
2- Standard Branch and Bound (SBB)

UNCORRECTED PROOF



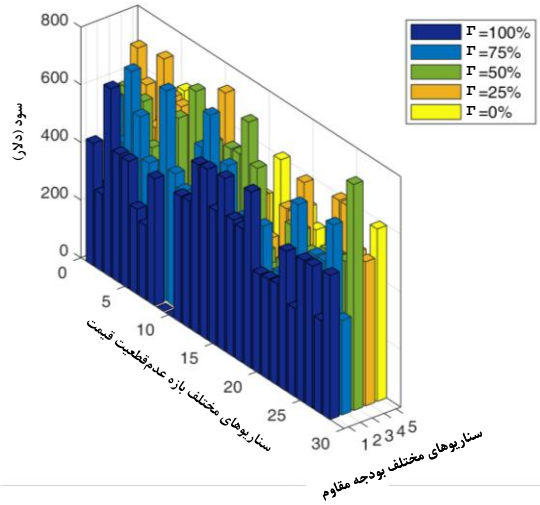
شکل ۴- قیمت توان راکتیو در شبانه‌روز مورد نظر

بازه‌های عدم‌قطعیت دو بازار، فضایی از عدم‌قطعیت را در دو بازار پدیدار می‌سازند. شکل (۵) فضای عدم‌قطعیت مسأله را نشان می‌دهد. ارتفاع هر سناریو، نشان دهنده میزان انحراف از پیش‌بینی قیمت است. عرض نشان از شماره سناریو قیمت و طول بازار مورد نظر را مشخص می‌کند. دومین مرحله، تخصیص احتمال به هر سناریو برای بودجه عدم‌قطعیت است.



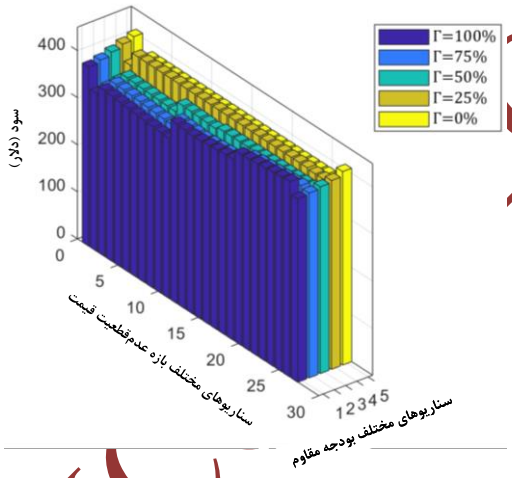
شکل ۵- سناریوهای تشکیل دهنده فضای عدم‌قطعیت مسأله

با در دست داشتن اطلاعات فوق و طی شبیه‌سازی اولیه، شکل‌های (۶)-(۸) به ترتیب سود ناشی از مشارکت در هر بازار را نشان می‌دهند.



شکل ۶- سود ناشی از مشارکت در EM

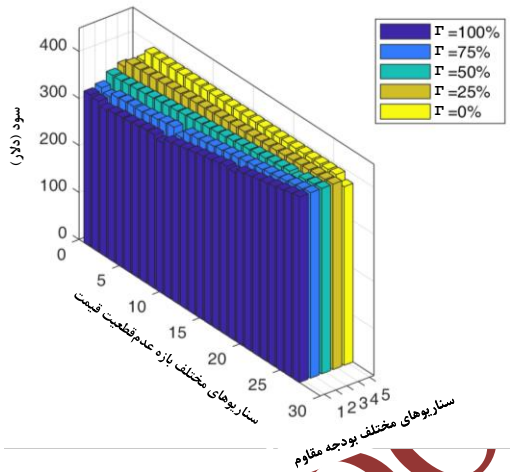
مطابق شکل (۶)، با افزایش بودجه مقاوم و بازه عدم‌قطعیت، عموماً سود کاهش می‌یابد. به دلیل نوسانات قیمتی انرژی، هیچ الگوی خاصی برای سود BES متصور نیست. به خاطر رویکرد ریسک‌گریز، مالک در سناریو اول (Γ=100%) در یک مرحله خاص، سود به صفر می‌رسد.



شکل ۷- سود ناشی از مشارکت در JERPM

در شکل (۷) با مشارکت در تأمین توان راکتیو، تأثیر عدم‌قطعیت‌های زمانی (Γ) و قیمتی (بازه عدم‌قطعیت) کاهش می‌یابد. در JERPM، حداکثر سود در بازه‌های عدم‌قطعیت صفر و Γ=0% کسب می‌شود. سود در سناریو ۴، حساسیتی نسبت به تغییرات فضای مسأله ندارد. در این بازار، در اکثر دوره‌ها، مالک توان راکتیو را می‌فروشد.

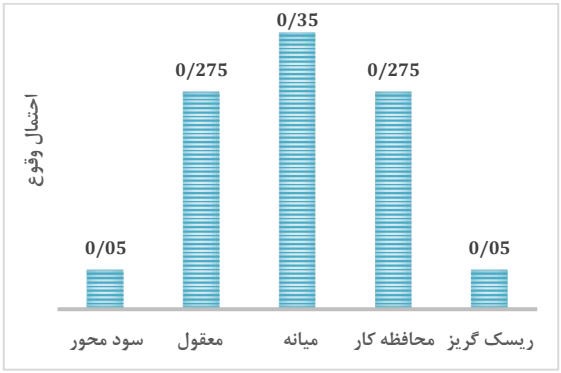
UNCORRECTED PROOF



شکل ۸- سود ناشی از مشارکت در ERM

مطابق شکل (۸) علیرغم کاهش سود نسبت به بازار انرژی، مشارکت در ERM، تأثیر عدم‌قطعیت را تا حد زیادی خنثی می‌کند. الگوی تغییرات سود نسبت به Γ کاملاً منطقی بوده: با کاهش بودجه و بازه عدم‌قطعیت سود افزایش می‌یابد. طی سناریوهای ۳، ۴ و ۵ (متناظر با تحقق عدم‌قطعیت در بیشتر از ۱۲ ساعت) سود تقریباً ثابت می‌ماند.

در مرحله دوم و سطح بالایی حل، نیاز به ورود SP به عنوان وزن‌دهنده در مورد هر سناریو می‌باشد. در این مقاله احتمال وقوع هر بازه زمانی مطابق شکل (۹) در نظر گرفته شده‌است. مجموع احتمالات برابر با واحد بوده و تقارن گوسی بر شکل حاکم است. بیشترین احتمال مرتبط با ۱۲ ساعت است.



شکل ۹- تخصیص احتمال سناریوهای پنج‌گانه

در جدول (۲)، عنوان و احتمال عددی هر سناریو نیز آمده است.

جدول ۲- سناریو و احتمال وقوع

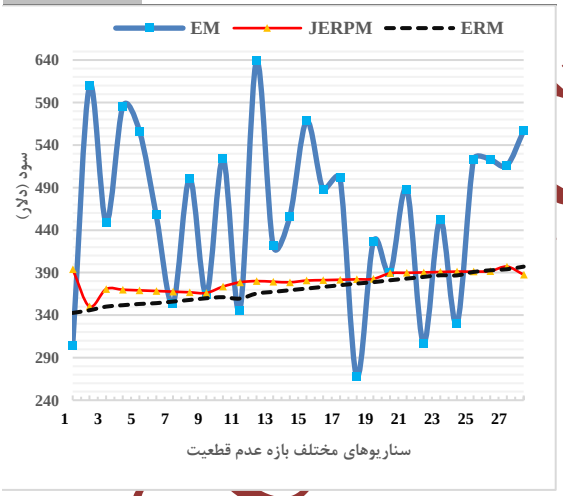
احتمال وقوع	تعداد ساعات	Γ	عنوان سناریو
۰٫۰۵۰	۰	٪۰	سودمحور
۰٫۲۷۵	۶ ساعت	٪۲۵	معقول
۰٫۳۵۰	۱۲ ساعت	٪۵۰	میانه
۰٫۲۷۵	۱۸ ساعت	٪۷۵	محافظه‌کار
۰٫۰۵۰	۲۴ ساعت	٪۱۰۰	ریسک‌گریز

با اعمال مرحله دوم و وزن‌دهی بر اساس احتمالات فوق، شکل (۱۰) میزان سود مالک بر حسب سناریوهای بازه قیمتی را نشان می‌دهد.

در جدول (۳)، متوسط تعداد کلیدزنی BES در شبانه‌روز مورد نظر و با احتساب وزن‌دهی سناریوها آمده است ($\overline{SL}$). کسب سود بیشتر در EM، به طور متوسط مستلزم ۲ بار کلیدزنی بیشتر در شبانه‌روز است که در افق زمانی طولانی، می‌تواند باعث تحمیل هزینه قابل توجهی شود.

جدول ۳- متوسط تعداد کلیدزنی در هر بازار

	ERM	JERPM	EM
$\overline{SL}$	۱۱٫۲	۱۱٫۵	۱۳٫۴



شکل ۱۰- مقایسه سود مالک از مشارکت در بازارهای مختلف

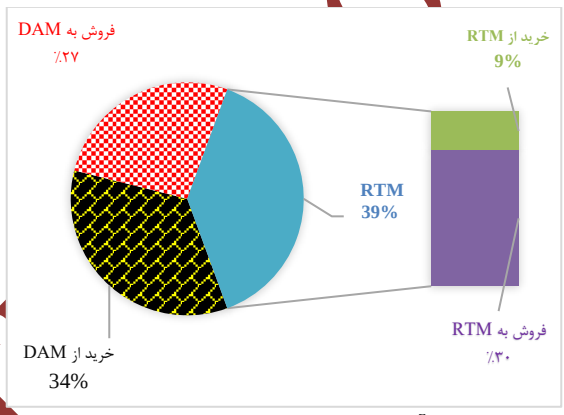
سود مشارکت در ERM و JERPM با کاهش بازه عدم‌قطعیت DAM، افزایش می‌یابد. ولی در EM در بازه‌های عدم‌قطعیت بالای RTM سود بیشتری نصیب مالک می‌شود. کسب میانگین سود بالاتر در EM مستلزم ریسک بالاتر است، همانگونه که در شکل (۱۰) مشخص است در ۵ سناریو، سود EM کمتر از دو بازار دیگر است ولی در نهایت مطابق جدول (۴)، متوسط سود مشارکت در این بازار بالاتر است. برای دقت در میزان درآمد مالک در EM، می‌توان به شکل (۱۱) دقت نمود. میزان تبادل انرژی مالک با RTM و DAM به ترتیب ٪۳۹ و ٪۶۱ است، در

UNCORRECTED PROOF

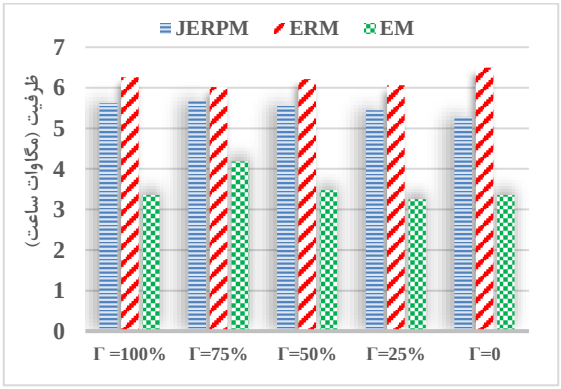
حالیکه درآمد مالک از RTM و DAM به ترتیب ۳۰٪ و ۲۷٪ نشان از نسبت درآمد به انرژی ($\frac{profit}{Energy}$) بالاتر در RTM دارد. نحوه تصمیم‌گیری مالک مبتنی بر خرید در DAM و فروش در RTM است.

جدول ۴- شاخص آماری سود سه بازار

	EM	JERPM	ERM
واریانس	۹۷۶۰٫۴۸	۱۲۲٫۸۴	۲۵۰٫۸۳
میانگین	۴۶۰٫۸۳	۳۷۹٫۷۳	۳۷۰٫۲۵
انحراف معیار	۹۷٫۰۱	۱۰٫۸۸	۱۵٫۵۵



شکل ۱۱- درآمد EM بر حسب خرید و فروش (شارژ/دشارژ)



شکل ۱۲- SOC در بازارهای مختلف و سناریوهای گوناگون

در شکل (۱۲) میانگین ظرفیت BES در شبانه روز و طی هر سناریو مشاهده می‌شود. طبیعی است که برای کسب سود بالاتر، مالک در EM تا حد ممکن ظرفیت خود را برای شارژ و دشارژ در معرض ریسک بهره‌برداری قرار می‌دهد، ولی در دو بازار دیگر از طریق خرید رزرو و فروش راکتیو، ظرفیت باقی مانده خود را تقویت می‌کند.

۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله با بهره‌گیری از ترکیب دو روش بهینه‌سازی در فضای عدم‌قطعیت، فضای غیرقطعی مسأله پیشنهاددهی یک BES در بازارهای مختلف بررسی شد. RO برای بازه عدم قطعیت و SP برای تعیین بودجه مقاوم بکار گرفته شد. BES در نظرگرفته شده در این مقاله، قابلیت شارژ/دشارژ توان راکتیو و خرید و فروش رزرو را در کنار تأمین انرژی دارا بوده و بعنوان بازیگری مستقل و پذیرنده قیمت در بازار شرکت می‌کند. نتایج شبیه سازی نشان از ۲۱٪ سود بیشتر در مشارکت BES در EM نسبت به ERM و JERPM دارد. علیرغم سود بیشتر، مشارکت در این بازار با ریسک بالاتری همراه بوده و بازارهای خدمات جانبی می‌توانند بخوبی تأثیر هر دو نوع عدم قطعیت زمانی و قیمتی را تا حد قابل قبول، خنثی کند. شاخص‌های آماری سود سه بازار مورد مطالعه، حاکی از ثبات سود در ERM و JERPM نسبت به EM دارند. در ادامه می‌توان از دید ISO تأثیر مشارکت BES را بررسی کرد. تعیین بهینه جایابی BES در کنار منابع تجدیدپذیر برای دستیابی همزمان به اهدافی چون کاهش هزینه بهره‌برداری، کسب حداکثر سود مالک و کاهش تلفات از دیگر کارهای پیش‌رو است. بدیهی است بررسی و تلفیق دیگر روش های بهینه سازی و بررسی عدم قطعیت می‌تواند باعث کسب دیدگاه واقع بینانه‌تری از روند تصمیم‌سازی در بازار برق شود.

فهرست پارامترها و متغیرها

Γ_s : بودجه مقاوم در سناریو s

$P_{DIS,t}^{RTM}, P_{DIS,t}^{DAM}$: انرژی فروخته شده در RTM و DAM در t

$P_{CH,t}^{RTM}, P_{CH,t}^{DAM}$: انرژی خریداری شده در RTM و DAM در t

$Q_{DIS,t}^{RTM}, Q_{DIS,t}^{DAM}$: توان راکتیو فروخته شده در RTM و DAM در t

$Q_{CH,t}^{DAM}, Q_{CH,t}^{RTM}$: توان راکتیو خریداری شده در RTM و DAM در t

UR_t, DR_t : رزرو بالا و پائین در t

$\rho_t^{RTM}, \rho_t^{DAM}$: قیمت انرژی در t در RTM و DAM

v_t^{RTM}, v_t^{DAM} : قیمت توان راکتیو در t در RTM و DAM

ϱ_t : قیمت رزرو در t

ρ_s : احتمال سناریو s

a_t, b_t, c_t, d_t, e_t : بازه عدم‌قطعیت قیمت‌های انرژی، راکتیو و رزرو

Z_0, z_t, W_0, w_t : متغیرهای کمکی خطی‌سازی و دوگانی انرژی

Y_0, y_t, X_0, x_t : متغیرهای کمکی خطی‌سازی و دوگانی توان راکتیو

V_0, v_t : متغیرهای کمکی خطی‌سازی و دوگانی رزرو

$[U]$: بازه عدم‌قطعیت

UNCORRECT PROOF

مراجع

[1] N. Amjady, A. Rabiee, and H. A. Shayanfar, "Pay-as-bid based reactive power market," *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 2, pp. 376–381, 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2009.10.012.

[2] O. Gandhi *et al.*, "Local reactive power dispatch optimisation minimising global objectives," *Appl. Energy*, vol. 262, no. January, p. 114529, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114529.

[3] H. Ahmadi and A. Akbari Foroud, "Improvement of the simultaneous active and reactive power markets pricing and structure," *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0261.

[4] K. Afshar, M. Ehsan, M. Fotuhi-Firuzabad, and N. Amjady, "Cost-benefit analysis and MILP for optimal reserve capacity determination in power system," *Appl. Math. Comput.*, vol. 196, no. 2, pp. 752–761, Mar. 2008, doi: 10.1016/J.AMC.2007.07.009.

[5] Z. L. M. Shahidehpour, H. Yamin, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. John Wiley & Sons, 2002.

[6] mehrnoosh khaji, maghsoud amiri, and M. taghi Taghavifard, "Co-optimized bidding strategy of an integrated wind-thermal system in electricity day ahead and reserve market under uncertainties," *J. Model. Eng.*, 2023, doi: 10.22075/jme.2023.29307.2376.

[7] A. Ebrahimi, A. Dideban, and R. Keypour, "A novel control strategy for solar-wind hybrid energy systems based on optimal battery charge and discharge limits in various time domain," *J. Model. Eng.*, vol. 16, no. 55, pp. 163–173, 2018, doi: 10.22075/jme.2018.5924.

[8] J. Aghaei, A. Rahimi Rezaei, and M. Karimi, "Coordination of Wind Power Plants and Energy Storage Devices in Security-Constrained Unit Commitment Problem Using Robust Optimization," *J. Model. Eng.*, vol. 16, no. 53, pp. 207–220, 2018, doi: 10.22075/jme.2017.5881.

[9] S. Maiz, L. Baringo, and R. García-Bertrand, "Expansion planning of a price-maker virtual power plant in energy and reserve markets," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 32, 2022, doi: 10.1016/j.segan.2022.100832.

[10] G. Sun, S. Shen, S. Chen, Y. Zhou, and Z. Wei, "Bidding strategy for a prosumer aggregator with stochastic renewable energy production in energy and reserve markets," *Renew. Energy*, vol. 191, pp. 278–290, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.066.

[11] R. Khalili, A. Khaledi, M. Marzband, A. F. Nematollahi, B. Vahidi, and P. Siano, "Robust multi-objective optimization for the Iranian electricity market considering green hydrogen and analyzing the performance of different demand response programs," *Appl. Energy*, vol. 334, p. 120737, Mar. 2023, doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.120737.

[12] A. Samimi, "Probabilistic day-ahead simultaneous active/reactive power management in active distribution systems," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 6, pp. 1596–1607, 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0535-4.

[13] M. Kazemi, H. Zareipour, N. Amjady, W. D. Rosehart, and M. Ehsan, "Operation Scheduling of Battery Storage Systems in Joint Energy and Ancillary Services Markets," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1726–1735, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2706563.

[14] H. Mehrjerdi, R. Hemmati, and E. Farrokhi, "Nonlinear stochastic modeling for optimal dispatch of distributed energy resources in active distribution grids including reactive power," *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 94, no. October 2018, pp. 1–13, 2019, doi: 10.1016/j.simpat.2019.01.005.

[15] A. Barbry, M. F. Anjos, E. Delage, and K. R. Schell, "Robust self-scheduling of a price-maker energy storage facility in the New York electricity market," *Energy Econ.*, vol. 78, no. 2019, pp. 629–646, 2019, doi: 10.1016/j.eneco.2018.11.003.

[16] Z. Wang, A. Negash, and D. S. Kirschen, "Optimal scheduling of energy storage under forecast uncertainties," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 17, pp. 4220–4226, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0037.

[17] M. Zugno and A. J. Conejo, "A robust optimization approach to energy and reserve dispatch in electricity markets," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 247, no. 2, pp. 659–671, 2015, doi: 10.1016/j.ejor.2015.05.081.

[18] A. Akbari-dibavar, K. Zare, and S. Nojavan, "A hybrid stochastic-robust optimization approach for energy storage arbitrage in day- ahead and real-time markets " *Sustain. Cities Soc.*, p. 101600, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101600.

[19] E. Abedini and M. Jafari nokandi, "Clearing for Coordinated Electricity and Gas Markets," *J. Model. Eng.*, vol. 19, no. 64, pp. 53–66, 2021, doi: 10.22075/jme.2020.20308.1895.

[20] Amjady, Vatani, and Sharifzadeh, "OPTIMUM STOCHASTIC SELF-SCHEDULING FOR GENCOS CONSIDERING POOL AUCTION AND BILATERAL CONTRACTS," *J. Model. Eng.*, vol. 9, no. 24, pp. 21–28, 2011, doi: 10.22075/jme.2017.1578.

[21] A. Hosseini, A. Sadeghi Yazdan, M. Hemmati, and M. Abapour, "Hybrid Robust Stochastic Bidding Strategy for Wind Farms Integrated with Compressed Air Energy Storage and Power to Gas Technology," *J. Model. Eng.*, vol. 19, no. 65, pp. 137–148, 2021, doi: 10.22075/jme.2021.21985.2007.

UNCORRECTED PROOF

[22] M. Farahani, A. Samimi, and H. Shateri, “Robust bidding strategy of battery energy storage system (BESS) in joint active and reactive power of day-ahead and real-time markets,” *J. Energy Storage*, vol. 59, no. January, 2023, doi: 10.1016/j.est.2022.106520.
[23] H. Mehrjerdi and R. Hemmati, “Modeling and optimal scheduling of battery energy storage systems in electric power distribution networks,” *J. Clean. Prod.*, vol. 234, pp. 810–821, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.06.195.
[24] A. Zakariazadeh, S. Jadid, and P. Siano, “Economic-environmental energy and reserve scheduling of smart distribution systems: A multiobjective mathematical programming approach,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 78, pp. 151–164, Feb. 2014, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2013.10.051.
[25] C. Opathella, A. Elkasrawy, A. A. Mohamed, and B. Venkatesh, “Optimal Scheduling of Merchant-Owned Energy Storage Systems With Multiple Ancillary Services,” *IEEE Open Access J. Power Energy*, vol. 7, no. January, pp. 31–40, 2020, doi: 10.1109/oajpe.2019.2952811.
[26] GAMS Development Corporation, “General Algebraic Modeling System,” *Gams*, vol. 34973/3545, 1998, [Online]. Available: http://www.gams.com/

UNCORRECTED PROOF

Optimal scheduling of energy storage systems with private ownership based on a stochastic-robust hybrid optimization model in energy and ancillary services markets

Mohammad Farahani, Abouzar Samimi*, Hossien Shateri

Department of Electrical Engineering, Arak University of Technology, Arak, Iran

*Corresponding Author: Abouzar Samimi, abouzarsamimi@alumni.iust.ac.ir

ARTICLE INFO

Keywords:
Electricity Market
Stochastic-Robust
Hybrid Optimization
Energy-Storage System
Uncertainty
Ancillary Services
Markets

ABSTRACT

In this paper, the problem of participation of a Battery Energy Storage (BES) in the Day-Ahead Market (DAM) and Real-Time Market (RTM) in three cases including Joint Energy and Reactive Power Market (JERPM), Energy Market (EM) and Energy and Reserve Market (ERM) is modeled based on a hybrid Stochastic Robust Optimization (SRO) model and it tries to maximize the profit of the BES owner in the face of uncertainty pertaining to the market prices. In the proposed model, in the first step, the decision maker or BES owner predicts energy, reserve and reactive power prices in each market according to historical network information. In the second step, by determining the uncertainty interval of prices for DAM and RTM, robust optimization is implemented aiming at maximizing the profit of the BES owner using a model of forming a robust counterpart of the objective function and dual theory.

In the next step, by defining some different scenarios for the robust budget, Stochastic Programming (SP) assigns a probability to each scenario. Then, the final profit of each market is calculated through probabilistic weighting, and finally the market with more profit is opted as considered participation market. The proposed formulation based on the Mixed Integer Nonlinear Programming (MINLP) model is implemented in the GAMS software environment and the results demonstrate the maximum profitability of BES in EM (21% more) and also show participation in providing ancillary services, such as reserve to provide security in incidents and reactive power to maintain stability and reduce cost and losses, despite the decrease in profit, leads to neutralizing the negative impact of uncertainties in the BES profit.

UNCORRECTED PROOF