اجرای هم‌زمان برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) و برنامه مشارکت واحدها با قید امنیت (SCUC)

محسن کیا، مهرداد ستایش‌نظر و محمدصادق سپاسیان

چکیده: نیاز روزافزون دنیا به ویژه کشورهای صنعتی به منابع انرژی و کاهش توان ذخایر منابع فسیلی نگرانی هرچه بیشتر جهان در مورد عرضه انرژی را برانگیخته است. راه حل‌های مدیریت سمت تقاضا به عنوان راهکاری برای کاهش مصرف انرژی به کار گرفته شده‌اند. با تثبیت تجدید ساختار در سیستم‌های قدرت، افزایش قیمت سوخت و افزایش بهای انرژی الکتریکی در بعضی ساعات روز برنامه مدیریت سمت بار از سوی مصرف‌کنندگان مورد توجه بیشتری قرار گرفته است. در این مقاله تأثیر اجرای بهینه برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده به عنوان یکی از روش‌های برنامه پاسخ‌گویی بار، بر کاهش هزینه برنامه تصادفی مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قید امنیت بررسی شده است. عدم قطعیت‌های موجود در سیستم قدرت همچون خروج بدون برنامه (وقفه) خطوط و واحدهای تولید، در این مقاله لحاظ شده است. با توجه به این که اجرای هم‌زمان برنامه تصادفی مشارکت واحدها با قید امنیت و برنامه پاسخ‌گویی بار یک مسأله پیچیده غیر خطی با متغیرهای پیوسته و گسسته می‌باشد، از تکنیک برنامه‌ریزی خطی اعداد صحیح و غیر صحیح استفاده شده است. برای این بهینه‌سازی از برنامه GAMS و روش CPLEX که در حل مسایل مخلوط با عدد صحیح بسیار کارا می‌باشد، استفاده شده است. روش پیشنهادی در یک شبکه ۳باسه ساده و شبکه ۲۴باسه IEEE RTS استاندارد اجرا شده و نتایج در انتها آورده شده‌اند.

کلید واژه: **برنامه‌ریزی تصادفی، برنامه زمان استفاده، مدیریت سمت بار، مشارکت واحدها با قید امنیت.**

۱- مقدمه

محدودبودن منابع اولیه انرژی که قابل تبدیل به انرژی الکتریکی بوده و پایین‌بودن راندمان پروسه تبدیل در نیروگاه‌ها، دست اندر کاران امور انرژی را به سیاست‌های بهینه‌سازی و مدیریت مصرف رهنمون کرده است، لذا مدیریت مصرف انرژی حائز اهمیت بوده و هر اقدامی برای بهینه‌سازی مصرف، دقیقاً در راستای حفظ سرمایه‌های ملی و تأمین رفاه عمومی و کاهش قیمت کالاهای تولیدی و نیز کاهش آلودگی محیط زیست و ارتقای کیفی شرایط زندگی خواهد شد. بعد از تحول تجدید ساختار در سیستم‌های قدرت، جنبه‌های اقتصادی سیستم‌های قدرت موضوعِ تحقیقات زیادی در زمینه مهندسی قدرت بوده است زیرا تغییرات مختلف و سریع در ساختار اجتماعی- اقتصادی این سیستم‌ها منجر به تحولات شگفت‌انگیزی در جنبه‌های فنی بهره‌برداری، کنترل و مدیریت آنها شده است. امروزه در اکثر کشورهای دنیا مبادلات توان الکتریکی از طریق بازار برق صورت می‌گیرد و بهره‌بردار سیستم موظف به حفظ سطح قابل قبولی از امنیت در این سیستم‌هاست. در عین حال عملکرد اقتصادی سیستم‌های قدرت مطلبی است که شدیداً مد نظر بهره‌بردار قرار می‌گیرد. استراتژی‌های گوناگونی برای حداقل‌کردن هزینه واحدهای تولید انرژی الکتریکی پیشنهاد شده که برنامه‌ریزی مشارکت واحدها و پخش بار اقتصادی جزو بهترین راه‌ها برای تأمین برق باکیفیت برای مشتری در یک حالت اقتصادی و امن می‌باشد [۱]. تأمین امنیت شبکه معمولاً از طریق ایجاد ظرفیت‌های رزرو چرخشی که به راحتی قابل دسترس از طریق بارهای محلی باشند حاصل می‌گردد. حداقل‌کردن هزینه از طریق مشارکت واحدهای کم‌هزینه ضمن رعایت محدودیت‌های مربوط و همچنین به کارگیری اقتصادی آنها امکان‌پذیر است. در این نوع از مشارکت واحدها سه ویژگی تأمین بار، حداکثرسازی امنیت و حداقل‌سازی هزینه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است [۲] و تجدید ساختار در صنعت برق اهداف مدیریت مصرف را نیز دچار دگرگونی‌هایی ساخت و شکل جدیدی از برنامه‌های سمت مصرف که تأکید بر پاسخ‌گویی مشترک به تغییرات قیمت برق داشت، به وجود آمد. تأکید اصلی برنامه‌های سمت مصرف در محیط بازار برق، پاسخ‌گویی مشترک به تغییرات قیمت برق است.

مدیریت بار به اعمال روش‌های مدیریتی بر مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی از طریق کاهش اوج بار سیستم و یا افزایش ضریب بار شبکه (که حتی‌الامکان ضربه‌ای به تولید وارد نکند) با توجه به متغیربودن میزان مصرف در ساعات شبانه‌روز و در فصول مختلف گویند. از طرفی زمان وقوع اوج مصرف در کشورهای مختلف با توجه به شرایط اجتماعی، فرهنگی، اقتصادی و اقلیمی متفاوت کشورها با همدیگر متفاوت است [۳]. در ایران فقط چندین ساعت در شبانه‌روز، شرایط اوج مصرف اتفاق می‌افتد و مصرف در سایر ساعات شبانه‌روز حتی به یک‌سوم مصرف زمان اوج می‌رسد و عملاً از ظرفیت‌ها و سرمایه‌گذاری‌های موجود استفاده مطلوب نمی‌شود [۴]. در ادامه مروری بر کارهای انجام‌شده در زمینه مدیریت سمت بار می‌آید.

در [۵] مدلی برای پاسخ‌دهی سمت بار با در نظر گرفتن بارهای قابل قطع ارائه شده و [۶] به روش‌های مختلف پاسخ‌دهی بار مانند برنامه زمان مصرف برق و پاسخ‌گویی بار اضطراری پرداخته است. در [۷] تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار بر مصرف برق روزانه آمده و در [۸] برنامه بهینه اجرای زمان مصرف (TOU)[1] برای شبکه ایران به دست آورده شده است. مرجع [۹] از برنامه پاسخ‌دهی بار جهت تأمین رزرو با در نظر گرفتن قیود قابلیت اطمینان استفاده کرده و [۱۰] به اثر پاسخ‌دهی بار بر روی قابلیت اطمینان در سیستم‌های تجدید ساختار شده پرداخته است. در [۱۱] و [۱۲] معرفی

این مقاله در تاریخ ۲۱ اردیبهشت ماه ۱۳۹۲ دریافت و در تاریخ ۴ دی ماه ۱۳۹۲ بازنگری شد.

محسن کیا، دانشجوی دکتری برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: mohsenkia@stu.pwut.ac.ir).

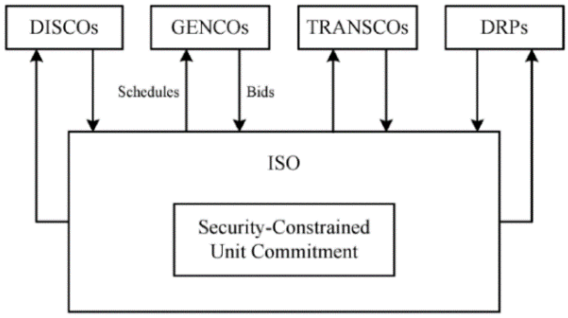
مهرداد ستایش‌نظر، استادیار، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: msnazar@pwut.ac.ir).

محمدصادق سپاسیان، استادیار، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: Sepasian@pwut.ac.ir).

1. Time of Use

Archive of SID

www.SID.ir



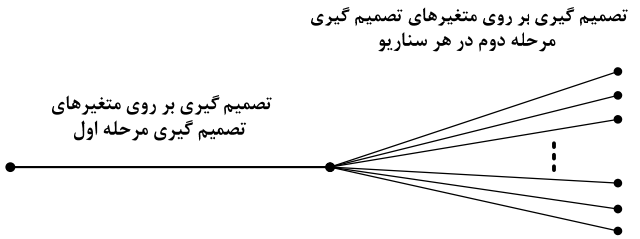
شکل ۱: ارتباط بین ISO و مشارکت‌کنندگان اصلی بازار [۹].

روش‌های مختلف کنترل بار در بازارهای برق آمده و در [۱۳] به بررسی همسویی پاسخ‌دهی بار با استفاده از تکنولوژی‌های بالا پرداخته شده است. مرجع [۱۴] به ارزیابی تأثیر استفاده از کنتور هوشمند بر روش‌های مدیریت سمت بار پرداخته و [۱۵] به اجرای مسئله هم‌زمان پاسخ‌گویی بار اضطراری و مشارکت واحدها به صورت بلندمدت پرداخته و نتایج آن را با قراردادهای بارهای قابل قطع مقایسه کرده است. در [۱۶] به بررسی میزان تعرفه جهت مدیریت پیک مصرف و در [۱۷] و [۱۸] به تعیین مقدار بهینه پاداش برنامه پاسخ‌گویی بار پرداخته شده است. در [۱۹] و [۳] مسئله مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری به طور هم‌زمان آمده و مسئله مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در [۲۰] در نظر گرفته شده است.

این مقاله به مسئله تصادفی مشارکت واحدها با قید امنیت (SCUC)[1] و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده به طور هم‌زمان پرداخته است. مدل پیشنهادی برای برنامه TOU مدل اقتصادی با در نظر گرفتن الاستیسیته مصرف‌کننده به قیمت است. مسئله مورد بررسی یک مسئله غیر خطی مختلط با اعداد صحیح می‌باشد که در این مقاله با خطی‌سازی توابع و قیود این مسئله، به سرعت اجرای برنامه کمک شده است. مسئله تصادفی SCUC کوتاه‌مدت میزان تولید انرژی و رزروهای چرخان هر واحد و همچنین میزان رزرو ایجادشده به وسیله برنامه پاسخ‌گویی بار TOU را به دست می‌آورد. مدل در نظر گرفته شده در این مقاله از یک مدل برنامه‌ریزی مختلط با اعداد صحیح دومرحله‌ای برای فرمولاسیون مسئله در نظر گرفته شده است. در مرحله اول که حالت پایه نامیده می‌شود، مربوط به تصمیمات لازم برای مشارکت واحدها، برنامه تولید انرژی و رزرو هر یک از واحدها می‌باشد اما بررسی امنیت سیستم در مرحله دوم انجام می‌گیرد که شامل تعیین رزرو مصرفی سیستم، رزرو سمت بار مصرفی و نیز قطع بار ناخواسته در هر سناریو می‌باشد. در واقع هزینه بهره‌برداری از سیستم شامل هزینه بخش پایه و نیز هزینه تأمین امنیت می‌باشد. در این مقاله نیز وقوع رخدادهای ناگهانی[2] بررسی و سپس حادترین حوادث محتمل شبکه انتخاب گردیده و در این شبیه‌سازی استفاده شده است.

در ادامه بخش‌های زیر بیان می‌شود: بخش ۲ به تعریف مسئله و بخش ۳ به مدیریت بار و مدل اقتصادی مورد استفاده برای پاسخ‌گویی بار زمان استفاده می‌پردازد. فرمولاسیون پیشنهادی مسئله بهینه‌سازی در بخش ۴ بیان شده و بخش ۵ به مطالعه موردی و ارائه نتایج در دو شبکه نمونه پرداخته است. در نهایت نتیجه‌گیری از مدل پیشنهادی در بخش ۶ آورده شده است.

1. Security Constraint Unit Commitment
2. Contingency



شکل ۲: توالی تصمیم‌گیری در حل مسئله مشارکت واحدها با قید امنیت (SCUC) [۹].

۲- تعریف مسأله

این مقاله به برنامه‌ریزی رزرو پاسخ‌گویی بار (DR)[3] با مدل اقتصادی برای پاسخ‌گویی بار زمان استفاده می‌پردازد. فرض شده که برنامه‌ریزی رزرو بهره‌برداری را بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO)[4] اجرا می‌کند. رزرو تأمین‌شده توسط فراهم‌کننده‌های پاسخ‌گویی بار (DRPs)[5] همانند رزرو چرخشی بالارونده فراهم‌شده توسط واحدهای تولیدی می‌باشد. شرکت‌کننده در این برنامه مصرف خود را در زمان از پیش تعیین شده جهت فراهم‌کردن این سرویس کاهش خواهد داد.

در مدل اقتصادی در نظر گرفته شده در این مقاله، میزان تمایل مشارکت‌کننده‌ها در برنامه پاسخ‌گویی بار از پیش تعیین می‌گردد، سپس ISO با استفاده از روش بهینه‌سازی پیشنهادی میزان پرداخت تشویقی بهینه به مشارکت‌کننده‌ها در DR را تعیین می‌نماید. با مبلغ تشویقی بهینه به دست آمده توسط ISO هم مشترک حاضر به کاهش مصرف خود در زمان پیک خواهد بود و هم مشکل شبکه در ساعات اوج مصرف حل می‌گردد. شکل ۱ ارتباط بین ISO و مشارکت‌کنندگان اصلی بازار را نشان می‌دهد.

هدف مشارکت واحدها با قید امنیت (SCUC) تعیین برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با حداقل هزینه بدون از دست دادن امنیت سیستم است [۲۱] و [۲۲] یعنی جواب به دست آمده در حالت پایه و حالت وقوع پیشامد قیود فلوی عبوری خطوط و تأمین بار شبکه را ارضا می‌نماید. پیشامد تابعی از خروج تصادفی واحدهای تولیدی و خطوط و عدم قطعیت پیش‌بینی بار می‌باشد.

روش بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای در شکل ۲ نشان داده شده که در مرحله اول که در واقع پیش از وقوع سناریوها می‌باشد، وضعیت واحدهای تولید، برنامه‌ریزی میزان تولید واحد و میزان رزرو چرخان برای هر ساعت تعیین می‌گردد. برنامه‌ریزی رزرو DRP و میزان پرداخت تشویقی بهینه نیز در مرحله اول انجام می‌گیرد. سپس در مرحله دوم تأمین قیود امنیت سیستم پس از وقوع سناریوهای سیستم بررسی می‌گردد. تصمیمات در این مرحله شامل تعیین رزرو چرخشی، مقدار قطع بار ناخواسته، میزان رزرو DRP و میزان پرداخت تشویقی بهینه در هر سناریو می‌باشد. هزینه اجرای SCUC شامل هزینه حالت پایه و هزینه مورد انتظار تأمین امنیت می‌باشد. اهداف در نظر گرفته شده در این مدل بهینه‌سازی تصادفی به صورت زیر بیان می‌گردد:

- تعیین مشارکت واحدها و تسویه بازار انرژی
- برنامه‌ریزی رزرو چرخان هر یک از واحدها (تسویه هم‌زمان بازار انرژی و رزرو چرخان)

3. Demand Response
4. Independent System Operator
5. Demand Response Providers

Archive of SID

www.SID.ir

جدول ۱: منافع اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف.

ردیف	منافع مشترکین	منافع جامعه	منافع شرکت برق
۱	تأمین تقاضای برق	کاهش ضایعات زیست‌محیطی	هزینه سرویس‌دهی کمتر
۲	کاهش و ثبات قیمت برق	حفاظت از محیط زیست جهانی	بهبود کارایی و بهره‌وری سیستم
۳	بهبود سطح خدمات (مثلاً بهبود ولتاژ)	حداکثرسازی رفاه اجتماعی	بهبود سرویس‌دهی به مشترکین
۴	حفظ و ارتقای الگوی زندگی و بهره‌وری	---	کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری

- برنامه‌ریزی رزرو DRP
- تعیین قیمت جدید برق در هر ساعت پس از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده
- در نظر گرفتن خروج تصادفی واحدهای تولیدی خطوط انتقال
- تغییرات توان تولیدی در هر سناریو در مقایسه با حالت پایه، اندازه‌گیری و با استفاده از متغیرهای رزرو به هزینه تبدیل می‌گردد.
- قطع بارهای ناخواسته به عنوان ابزارهای اصلاحی در نظر گرفته می‌شود.

۳- مدیریت سمت بار

مصرف به مجموعه فعالیت‌هایی که برای تأثیرگذاری بر روی کاهش تقاضای انرژی الکتریکی طراحی و تعریف می‌شوند، گویند به نحوی که موجب حصول سود متقابل برای مشترکین و شرکت‌های برق گردد. این فعالیت‌ها از سوی شرکت‌های برق طراحی و اعمال شده و مشترکین با اجرای داوطلبانه آنها به مزایای خاص خود مانند مزایای اقتصادی و قابلیت اطمینان شبکه نایل می‌شوند و شرکت‌های برق نیز سود خویش را از قبیل تعویق در سرمایه‌گذاری تولید، انتقال و ... به دست می‌آورند. پاسخ‌گویی سمت بار یکی از مواردی است که هم‌زمان با تجدید ساختار در بحث‌های بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت مطرح شده و به صورت "تغییرات مصرف انرژی توسط مشترکین در پاسخ به تغییرات قیمت برق در طول زمان و یا تغییرات مصرف انرژی در پاسخ به پرداخت‌های انگیزشی که به هدف کاهش مصرف در ساعات پرباری و یا ساعات بحرانی از نظر قابلیت اطمینان به آنها اعطا می‌شود" تعریف شده است [۲۳]. مدیریت سمت تقاضا را می‌توان به عنوان استراتژی کاهش مصرف اوج بار تلقی کرد که روش‌های صرفه‌جویی، تولید مشترک و استفاده از تکنولوژی‌های کارآمد به لحاظ مصرف انرژی را در بر می‌گیرد. در جدول ۱ منافع اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف برای مشترکین، جامعه و شرکت برق بیان شده است.

۳-۱ برنامه پاسخ‌گویی بار

پاسخ‌گویی بار عبارت از توانایی مشترکین صنعتی، تجاری و مسکونی برای بهبود الگوی مصرف انرژی الکتریکی در زمان‌های پیک بار به منظور دستیابی به قیمت‌های مناسب و بهبود قابلیت اطمینان شبکه می‌باشد و می‌تواند شکل مصرف انرژی الکتریکی را تغییر دهد به نحوی که بارها مدیریت شوند، پیک سیستم کاهش یابد و یا مصارف به ساعات غیر پیک منتقل شوند.

برنامه‌های مدیریت بار به دو دسته کلی زیر تقسیم می‌شوند [۳]:

الف) برنامه‌های تشویقی

ب) برنامه‌های تعرفه زمانی

برنامه‌های تشویقی شامل برنامه‌هایی است که در آن با پرداخت یک میزان پاداش معین به مشترکینی که حاضر به مشارکت در برنامه مدیریت بار می‌باشند، انگیزه می‌دهند. این پاداش‌ها در زمان پیک مصرف یا زمان‌های بحرانی از نظر قابلیت اطمینان پرداخت می‌گردد. متداول‌ترین این برنامه‌ها شامل کنترل مستقیم بار، سرویس قطع بار، برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری، برنامه بازار ظرفیت و بازار سرویس‌های جانبی می‌باشند [۳].

۳-۲ مدل برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده

بهره‌بردار مستقل شبکه با اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار به کمک اطلاعات قیمت و پیش‌بینی بار کوتاه‌مدت قصد دارد تا حدودی بار پیک شبکه را کاهش دهد [۲۴]. در برنامه TOU قیمت فروش انرژی الکتریکی در هر ساعت وابسته به هزینه تولید در همان ساعت است و بنابراین قیمت انرژی الکتریکی در زمان کم‌باری ارزان، در زمان میان‌باری متوسط و در زمان اوج بار گران خواهد بود. اجرای برنامه TOU باعث می‌شود مشترکین مصرف خود را با قیمت انرژی الکتریکی تطبیق داده و بار خود را از ساعات گران‌قیمت به ساعات دیگر منتقل کنند [۲۵] و [۲۶] و در نتیجه با اجرای این برنامه، پیک بار سیستم کاهش یافته و بسیاری از شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه بهبود می‌یابد [۲۷].

در یکی از ایالت‌های چین، اپراتور مستقل سیستم توانسته با اجرای برنامه TOU و انتخاب قیمت‌های مناسب برای دوره‌های متفاوت بار شبکه، پیک بار را به میزان ۲ مگاوات و فاصله پیک بار تا دره را به میزان ۵ مگاوات کاهش دهد که در شکل ۳ نمایش داده شده است [۲۸].

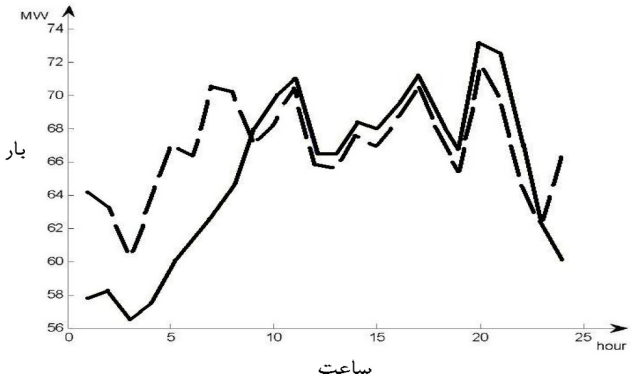
در سال‌های اول تجدید ساختار در صنعت برق، عمده بازیگران بازار برق تولیدکنندگان مستقل توان، شرکت‌های منطقه‌ای خطوط انتقال و قانون‌گذاران بازار بودند و مصرف‌کنندگان کمترین مشارکت را در بازار داشتند. مصرف‌کنندگان از سود بازار بهره‌ای نداشتند و از اخبار آن مطلع نمی‌شدند و از سوی دیگر راضی بودند که قیمت برق مصرفی آنها تحت تأثیر نوسانات بازار قرار نگرفته و محاسبات آنها را به هم نزند. اما در حال حاضر قیمت برق به طور مستقیم از میزان تقاضا تأثیر می‌پذیرد و مشترکین، مصرف خود را با قیمت برق تنظیم می‌کنند. کشش عبارتست از حساسیت تقاضا نسبت به تغییرات قیمت [۱] که در (۱) آمده است

$$E=\frac{\partial q}{\partial p}=\frac{p_{.}}{q_{.}}\cdot\frac{\mathrm{d}q}{\mathrm{d}p} \qquad (۱)$$

در این رابطه کشش تقاضا E، میزان تقاضا q بر حسب MWh، قیمت انرژی p بر حسب \$/MWh، میزان تقاضای اولیه $q_{.}(i)$ و قیمت اولیه انرژی $p_{.}(i)$ می‌باشد. بر اساس تعریف فوق، کشش تقاضای بازه iام نسبت به بازه jام به صورت (۲) تعریف می‌شود [۲۹] که بیانگر نحوه تغییرات مصرف در بازه iام نسبت به تغییرات قیمت در بازه jام می‌باشد. هنگامی که در یک بازه قیمت افزایش می‌یابد، تمایل مصرف‌کنندگان به استفاده از انرژی در آن بازه کاهش یافته و از سوی دیگر مصرف‌کنندگان تمایل دارند بار خود را در صورت امکان به ساعات و بازه‌های دیگر منتقل نمایند، لذا کشش خودی همواره منفی و کشش متقابل همواره مثبت است [۳]

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۳: اجرای برنامه TOU بر روی بار شبکه در یکی از ایالت‌های چین [۲۸].

$$E(i,j)=\frac{\partial q(i)}{\partial p(j)}=\frac{p_{.}(j)}{q_{.}(i)}.\frac{\mathrm{d}q(i)}{\mathrm{d}p(j)} \qquad (۲)$$

شکل ۴ تأثیر کشش تقاضا بر روی قیمت انرژی الکتریکی را نشان داده که مشاهده می‌شود به دلیل حساسیت بار نسبت به قیمت، چگونه کاهش اندکی در طرف تقاضا به مقدار زیادی بر قیمت انرژی الکتریکی اثر می‌گذارد. بارها در رویارویی با تغییرات قیمت دو عکس‌العمل از خود نشان می‌دهند [۳۰]:

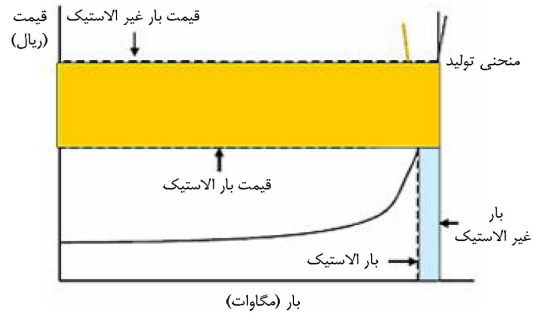
- بارهای با "حساسیت تک‌پریودی" بارهایی هستند که تنها با حساسیت خودی سنجیده می‌شوند، امکان جابه‌جایی در بازه‌های مختلف را نداشته و تنها عکس‌العمل آنها در مقابل تغییرات قیمت، خاموش‌شدن و یا روشن‌ماندن آنها است. علامت کشش خودی همواره منفی می‌باشد زیرا هنگامی که در یک پریود قیمت افزایش می‌یابد مقدار تقاضا در همان پریود کم می‌شود و بالعکس [۳].
- بارهای با "حساسیت چندپریودی" بارهایی هستند که با حساسیت متقابل سنجیده می‌شوند، امکان جابه‌جایی در بازه‌های مختلف را داشته و مصرف‌کننده می‌تواند مصرف خود را از زمان پیک به زمان غیر پیک منتقل کرده و هزینه‌های خود را کاهش دهد. علامت این کشش متقابل همواره مثبت است زیرا هنگامی که در یک پریود خاص قیمت افزایش می‌یابد، مقدار تقاضا در سایر پریودها افزایش می‌یابد. کشش خودی و کشش متقابل به صورت (۳) تعریف می‌شوند [۳]

$$E(i,i)=\frac{\Delta d_i}{\Delta \rho_i}\le 0$$
$$E(i,j)=\frac{\Delta d_i}{\Delta \rho_i}\ge 0 \qquad (۳)$$

در روابط بالا $E(i,i)$ الاستیسیته خودی، بیان‌گر تغییرات بار در پریود i به تغییرات قیمت در همان پریود و $E(i,j)$ الاستیسیته متقابل، بیانگر تغییرات بار در پریود i به تغییرات قیمت در پریود j می‌باشد.

۳-۳ مدل اقتصادی برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده

به دلیل ویژگی خاص انرژی الکتریکی، مصرف‌کنندگان کوچک به سختی به تغییرات قیمت آن پاسخ می‌دهند و در دسته اول قرار می‌گیرند. از طرفی مصرف‌کنندگان صنعتی به منظور کاهش هزینه‌های خود مایل به کاهش بار خود در هنگام پیک بار و افزایش مصرف در هنگام کم‌باری و میان‌باری بوده و در دسته دوم جای می‌گیرند. مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی هنگامی که با قیمت‌های گران انرژی الکتریکی در پریود اوج بار و قیمت‌های ارزان انرژی الکتریکی در زمان‌های کم‌باری مواجه می‌شوند،



شکل ۴: تأثیر کشش تقاضا بر روی قیمت انرژی الکتریکی [۷].

سعی می‌کنند مصرف خود را با قیمت انرژی الکتریکی تطبیق داده و بار خود را از ساعات گران‌قیمت به ساعات ارزان‌قیمت منتقل کنند. مشترکین با مصرف انرژی الکتریکی کالای خود را تولید و برای خود درآمدزایی کرده و صورت حساب هزینه برق را پرداخت می‌کنند، بنابراین تابع مازاد خالص مصرف‌کننده (NCS)[1] به صورت (۴) خواهد بود

$$NCS=\{(GCS_{PD_t^{new}})-(PD_t^{new}.price_t^{new})\} \qquad (۴)$$

مقدار مازاد ناخالص مصرف‌کننده (GCS)[2] بیانگر درآمد مشترکین به دلیل تولید کالا در اثر مصرف انرژی الکتریکی می‌باشد. ماکسیمم سود خالص مصرف‌کننده زمانی حاصل می‌شود که مشتق تابع سود خالص مصرف‌کننده نسبت به بار مصرفی صفر شود [۲۹] که در (۵) نشان داده شده است

$$\frac{\partial NCS}{\partial PD_t}=0\Rightarrow\frac{\partial NCS}{\partial PD_t^{new}}=\frac{\partial GCS_{PD_t^{new}}}{\partial PD_t^{new}}-price_t^{new}=0\Rightarrow$$
$$\frac{\partial GCS_{PD_t^{new}}}{\partial PD_t^{new}}=price_t^{new} \qquad (۵)$$

عبارت مازاد ناخالص مصرف‌کننده معمولاً به صورت یک تابع درجه دوم از مقدار بار مصرفی در نظر گرفته می‌شود [۲۹] که در (۶) نشان داده شده است

$$GCS_{PD_t^{new}}=GCS_{PD_t^{old}}+price_t^{old}\times(PD_t^{new}-PD_t^{old})\times$$
$$(1+\frac{PD_t^{new}-PD_t^{old}}{2PD_t^{old}\times\sum_{t'=1}^{N_t}E_{t,t'}}) \qquad (۶)$$

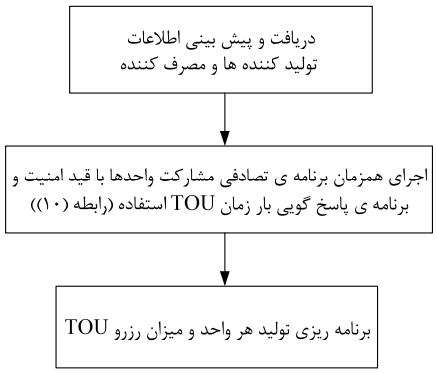
در این صورت با مشتق‌گیری از (۶) و جایگذاری در (۵) میزان بار مصرف‌کننده به صورت (۷) به دست خواهد آمد

$$PD_t^{new}=PD_t^{old}\times(1+\frac{price_t^{new}-price_t^{old}}{price_t^{old}}\sum_{t'=1}^{N_t}E_{t,t'}) \qquad (۷)$$

در این رابطه PD_t^{new} و PD_t^{old} بار مصرفی پس و قبل از شرکت در برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، $price_t^{new}$ و $price_t^{old}$ قیمت انرژی الکتریکی بعد و قبل از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، t' بازه مصرف که شامل سه بخش اوج بار، غیر پیک و کم‌باری و N_t تعداد ساعات یک شبانه‌روز است. همان طور که در (۷) مشخص است، اگر قیمت انرژی الکتریکی در پریودهای مختلف یکسان باشد، مصرف‌کننده تمایلی برای انتقال بار مصرفی خود از اوج بار به دوره کم‌باری نخواهد داشت.

1. Net Consumer's Surplus
2. Gross Consumer's Surplus

Archive of SID
www.SID.ir



شکل ۵: الگوریتم پیاده‌سازی شده در این مقاله برای اجرای همزمان برنامه مشارکت واحدها با قید امنیت و برنامه TOU.

هزینه اجرای برنامه TOU برای شرکت تولید (GenCo) به خاطر تغییرات قیمت انرژی الکتریکی و تغییرات بار شبکه می‌باشد. به عبارت دیگر این هزینه برابر با تغییرات درآمد GenCon است که به صورت (۸) به دست می‌آید

$$C_t^{TOU} = PD_t^{old}.price_t^{old} - PD_t^{new}.price_t^{new} = PD_t^{old} \times (price_t^{old} - price_t^{new})(1 + \frac{price_t^{new}}{price_t^{old}} \sum_{t'=1}^{N_t} E_{t,t'}) \quad (8)$$

همان طور که مشاهده می‌شود، هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار TOU توسط GenCo با C_t^{TOU} نمایش داده شده که تابع پارامترهایی همچون کشش تقاضا، میزان مصرف شبکه و قیمت انرژی الکتریکی در دو حالت قبل و بعد از اجرای برنامه TOU می‌باشد. مطابق تعریف، نحوه طراحی برنامه زمان استفاده، تغییر قیمت فروش انرژی الکتریکی در زمان‌های مختلف شبانه‌روز می‌باشد. در این مقاله قیمت انرژی الکتریکی توسط متغیر تغییر داده می‌شود که در (۹) آمده است

$$\mu = \begin{cases} price_{peak,t}^{new} \geq price_{peak,t}^{old} + m \\ price_{valley,t}^{old} \leq price_{off-peak,t}^{new} \leq price_{peak,t}^{old} \\ price_{valley,t}^{new} \leq price_{valley,t}^{old} - m \end{cases} \quad (9)$$

که $price_{peak,t}^{new}$، $price_{off-peak,t}^{new}$ و $price_{valley,t}^{new}$ قیمت انرژی الکتریکی بعد از اجرای برنامه TOU به ترتیب در پریودهای پیک، میان‌باری و کم‌باری می‌باشد. در [۲۰] از علامت مساوی استفاده شده ولی بهتر است که برای آزادسازی قیود مسئله از قیود نامساوی پیشنهادی در این مقاله استفاده کرد و همچون [۳۱] از قیمت‌های متفاوت برای هر ساعت که متناسب با وضعیت شبکه بهینه می‌شود، استفاده نمود.

۴- فرمولاسیون مسئله

فرمولاسیون مسئله شامل بخش‌های تابع هدف، قیود مرحله اول و قیود مرحله دوم می‌باشد.

۴-۱ تابع هدف

تابع هدف به صورت مسئله بهینه‌سازی دومرحله‌ای تصادفی استاندارد می‌باشد [۷] و از دو جزء تشکیل شده است: بخش اول که حالت پایه نامیده می‌شود شامل تصمیمات لازم برای مشارکت واحدها، برنامه تولید انرژی و رزرو هر یک از واحدها می‌باشد. اما بررسی امنیت سیستم در بخش دوم انجام می‌گیرد که شامل تعیین رزرو مصرفی سیستم، رزرو سمت بار مصرفی و نیز قطع بار ناخواسته در هر سناریو می‌باشد. در واقع هزینه بهره‌برداری از سیستم شامل هزینه بخش پایه و نیز هزینه تأمین امنیت می‌باشد. در شکل ۵ الگوریتم پیشنهادی در این مقاله برای اجرای هم‌زمان برنامه مشارکت واحدها با قید امنیت و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) نمایش داده شده است. خروجی این برنامه، متغیرهای حالت پایه می‌باشد به طوری که امنیت سیستم در بخش دوم حفظ شود. البته با در نظر گرفتن قید مینیمم هزینه، تابع هزینه برنامه مشارکت واحدها به روش تصادفی دومرحله‌ای با در نظر گرفتن رزرو ژنراتورها و رزرو سمت بار به صورت (۱۰) می‌باشد. خط اول در تابع هزینه مسئله بهینه‌سازی (رابطه (۱۰)) بیانگر هزینه تولید انرژی، هزینه راه‌اندازی و هزینه خاموش‌شدن واحد، هزینه برنامه‌ریزی رزرو چرخشی بالارونده و پایین‌رونده و هزینه برنامه‌ریزی رزرو TOU می‌باشد و خط دوم هزینه مورد انتظار تأمین امنیت در سناریوها را نشان می‌دهد که $SC_{s,t}$ نشان‌دهنده مرحله دوم تابع از بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای است. هزینه امنیت بر حسب سناریوی s در (۱۱) نشان داده می‌شود

$$SC_{s,t} = \sum_{i=1}^{N_g} (Q_{i,t}^{up} r_{i,t,s}^{u} + Q_{i,t}^{dn} r_{i,t,s}^{d}) + \sum_{j=1}^{N_d} EC_{j,t,s}^{TOU} + \sum_{j=1}^{N_d} ILC_{j,t} LS_{j,t,s} \quad (11)$$

بخش اول (۱۱) بیانگر هزینه رزروهای چرخان بالا و پایین‌رونده در سناریوی s می‌باشد، بخش دوم، هزینه رزرو TOU در سناریوی s و هزینه قطع بار ناخواسته در سناریوی s در بخش سوم آمده است. به بیان دیگر در این مقاله هزینه امنیت سیستم که جهت حفظ امنیت سیستم در خروج تجهیزات می‌باشد، هزینه‌های به کار رفته برای رزرو چرخان، رزرو TOU و قطع بار ناخواسته در نظر گرفته شده‌اند.

۴-۲ قیود مرحله اول

قیود مرحله اول مرتبط به حالت پایه بوده که شامل (۱۲) تا (۲۸) است:

- قیود پخش بار DC

$$\forall t : \sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t} - \sum_{j=1}^{N_d} PD_{j,t}^{new} = \sum_{\ell=1}^{N_l} lf_{\ell,t} \quad (12)$$

$$\forall l,t : lf_{\ell,t} = \frac{1}{X_l}(\delta_{\ell,s} - \delta_{\ell,r}) \quad (13)$$

- محدودیت‌های فلوی عبوری از خطوط

$$\forall l,t : -LF_{\ell,t}^{\max} \leq lf_{\ell,t} \leq LF_{\ell,t}^{\max} \quad (14)$$

- قیود مربوط به راه‌اندازی و خاموشی واحدها

$$\begin{cases} \forall i,t : y_{i,t} - z_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1} \\ \forall i,t : y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1 \end{cases} \quad (15)$$

- قیود توان حقیقی تولیدی

$$\begin{cases} \forall i,t : P_{i,t} = P_i^{\min} u_{i,t} + \sum_{seg=1}^{N_{seg}} P_{i,t}^{seg} \\ \forall i,t : 0 \leq P_{it}^{seg} \leq P_{it}^{seg,\max} \end{cases} \quad (16)$$

$$\min TC = \sum_{t=1}^{N_t} (\sum_{i=1}^{N_g} (F_{C,i}(P_{i,t}^{\min}) u_{i,t} + \sum_{seg=1}^{N_{seg}} s_{i,t,seg} P_{i,t,seg} + y_{i,t} SU_{i,t} + z_{i,t} SD_{i,t}) + \sum_{i=1}^{N_g} (Q_{i,t}^{up} R_{i,t}^{u} + Q_{i,t}^{dn} R_{i,t}^{d}) + \sum_{j=1}^{N_d} C_{j,t}^{TOU} + \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s SC_{s,t}) \quad (10)$$

Archive of SID
www.SID.ir

$$\forall i,t: P_{i,t}+R^{u}_{i,t} \le P^{\max}_{i} u_{i,t} \quad (۱۷)$$

$$\forall i,t: P_{i,t}-R^{d}_{i,t} \ge P^{\min}_{i} u_{i,t} \quad (۱۸)$$

– محدودیت‌های رزرو چرخشی بالا و پایین‌رونده

$$\forall i,t: ۰ \le R^{u}_{i,t} \le \tau \times RU_i \quad (۱۹)$$

$$\forall i,t: ۰ \le R^{d}_{i,t} \le \tau \times RD_i \quad (۲۰)$$

– محدودیت حداقل و حداکثر زمان در مدار بودن واحد

$$\forall i,t: (X^{on}_{i,t-۱}-T^{\min}_{on,i}).(u_{i,t-۱}-u_{i,t}) \ge ۰ \quad (۲۱)$$

$$\forall i,t: (X^{off}_{i,t-۱}-T^{\min}_{off,i}).(u_{i,t}-u_{i,t-۱}) \ge ۰ \quad (۲۲)$$

– محدودیت‌های شیب افزایشی و کاهشی واحد

$$\forall i,t: P_{i,t}-P_{i,t-۱} \le [۱-u_{i,t}.(۱-u_{i,t-۱})].RU_i + u_{i,t}.(۱-u_{i,t-۱}).P^{\min}_{i} \quad (۲۳)$$

$$\forall i,t: P_{i,t-۱}-P_{i,t} \le [۱-u_{i,t-۱}.(۱-u_{i,t})].RD_i + u_{i,t-۱}.(۱-u_{i,t}).P^{\min}_{i} \quad (۲۴)$$

– محدودیت‌های رزرو TOU

$$\forall j,t: PD^{new}_{j,t} = PD^{old}_{j,t}\,(۱+\frac{price^{new}_{t}-price^{old}_{t}}{price^{old}_{t}}\sum_{t'=۱}^{N_t}E_{t,t'}) \quad (۲۵)$$

$$\forall j,t: C^{TOU}_{j,t} = PD^{old}_{j,t}\times(price^{old}_{t}-price^{new}_{t})\times (۱+\frac{price^{new}_{t}}{price^{old}_{t}}\sum_{t'=۱}^{N_t}E_{t,t'}) \quad (۲۶)$$

$$\mu=\begin{cases} price^{new}_{peak,t} \ge price^{old}_{peak,t}+m \\ price^{old}_{valley,t} \le price^{new}_{off-peak,t} \le price^{old}_{peak,t} \\ price^{new}_{valley,t} \le price^{old}_{valley,t}-m \end{cases} \quad (۲۷)$$

$$\begin{cases} \forall t: price_t = pr_{\min}+\sum_{seg=۱}^{N_{seg}} pr^{seg}_{t} \\ \forall t: ۰ \le pr^{seg}_{t} \le pr^{seg,\max}_{t} \\ \forall t: price^{۲}_{t} = pr^{۲}_{\min}+\sum_{seg=۱}^{N_{seg}} Slop^{seg}\times pr^{seg}_{t} \end{cases} \quad (۲۸)$$

۴-۳ قیود مرحله دوم

قیود مرحله دوم که در سناریوهای سیستم در نظر گرفته شده شامل (۲۹) تا (۴۰) می‌باشد:

– قیود مربوط به توان عبوری از خطوط[1] در هر سناریو

$$\forall \ell,t,s: \sum_{i=۱}^{N_g}\chi_{i,s}P_{i,t}+\sum_{i=۱}^{N_g}\chi_{i,s}r^{u}_{i,t,s}-\sum_{i=۱}^{N_g}\chi_{i,s}r^{d}_{i,t,s}-\sum_{j=۱}^{N_d}PD^{new}_{j,t,s}+\sum_{j=۱}^{N_d}LS_{j,t,s}=\sum_{\ell=۱}^{N_\ell}lf_{\ell,t,s} \quad (۲۹)$$

– محدودیت فلوی خطوط در سناریوها

$$\begin{cases} lf_{\ell,t,s}=\chi_{l,s}(\frac{۱}{X_l}(\delta^{s}_{\ell,s}-\delta^{s}_{\ell,r})) \\ -\chi_{l,s}LF^{\max}_{l} \le lf_{\ell,t,s} \le \chi_{l,s}LF^{\max}_{\ell} \end{cases} \quad , \quad \forall \ell,t,s \quad (۳۰)$$

– قیود مربوط به رزرو چرخان بالارونده و پایین‌رونده در هر سناریو

$$\forall \ell,t,s: ۰ \le r^{u}_{i,t,s} \le \chi_{i,s}R^{u}_{i,t} \quad (۳۱)$$

$$\forall \ell,t,s: ۰ \le r^{d}_{i,t,s} \le \chi_{i,s}R^{d}_{i,t} \quad (۳۲)$$

– قیود مربوط به رزرو سمت بار در هر سناریو

$$\forall j,t,s: \quad PD^{new}_{j,t,s} = PD^{old}_{j,t}\times(۱+\frac{price^{new}_{t,s}-price^{old}_{t}}{price^{old}_{t}}\sum_{t'=۱}^{N_t}E_{t,t'}) \quad (۳۳)$$

$$\forall s: \sum_{t'=۱}^{N_t}\sum_{j=۱}^{N_d}PD^{new}_{j,t,s}=\sum_{t'=۱}^{N_t}\sum_{j=۱}^{N_d}PD^{old}_{j,t} \quad (۳۴)$$

$$\forall s: \sum_{t'=۱}^{N_t}\sum_{j=۱}^{N_d}PD^{new}_{j,t}\ge\sum_{t'=۱}^{N_t}\sum_{j=۱}^{N_d}PD^{new}_{j,t,s} \quad (۳۵)$$

$$\forall j,t,s: EC^{TOU}_{j,t,s} = PD^{old}_{j,t}\times(price^{old}_{t}-price^{new}_{t,s})\times (۱+\frac{price^{new}_{t,s}}{price^{old}_{t}}\sum_{t'=۱}^{N_t}E_{t,t'}) \quad (۳۶)$$

$$\mu_s=\begin{cases} price^{new}_{peak,t,s} \ge price^{old}_{peak,t}+m \\ price^{old}_{valley,t} \le price^{new}_{off-peak,t,s} \le price^{old}_{peak,t} \\ price^{new}_{valley,t,s} \le price^{old}_{valley,t}-m \end{cases} \quad (۳۷)$$

$$\forall t,s: price^{new}_{t,s} < price^{new}_{t} \quad (۳۸)$$

$$\begin{cases} \forall t,s: price_{t,s} = pr_{\min}+\sum_{seg=۱}^{N_{seg}} pr^{seg}_{t,s} \\ \forall t,s: ۰ \le pr^{seg}_{t,s} \le pr^{seg,\max}_{t} \\ \forall t,s: price^{۲}_{t,s} = pr^{۲}_{\min}+\sum_{seg=۱}^{N_{seg}} Slop^{seg}\times pr^{seg}_{t,s} \end{cases} \quad (۳۹)$$

– حذف بار ناخواسته

$$\forall j,t,s: ۰ \le LS_{j,t,s} \le LS^{\max}_{j,t} \quad (۴۰)$$

به منظور نشان‌دادن خروج تصادفی واحدهای تولید و خطوط انتقال از پارامتر χ_s استفاده شده که به ۲ دسته $\chi_s=\{\chi_{i,s},\chi_{l,s}\}$ تقسیم می‌شود. مدل دوحالته مارکوف برای هر تجهیز در نظر گرفته شده و عناصر این ۲ بردار متغیرهای باینری تصادفی هستند که ۱ در آن بیانگر وضعیت سلامت تجهیز و ۰ بیانگر خرابی تجهیز است.

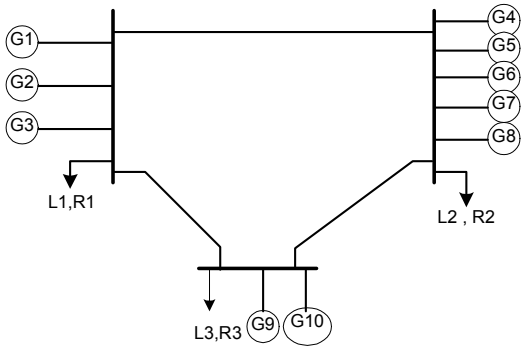
در هر سناریو ممکن است ژنراتوری یا خطی از مدار خارج شود و در این صورت برای برقراری سیستم و تأمین توان، از رزروهای سیستم بهره می‌گیریم به طوری که میزان تولید واحدها که در حالت پایه تعیین شده است (در صورت در مدار بودن این واحد در این سناریو) به اضافه رزرو گردان آنها و نیز رزرو سمت بار باید بار را تأمین نماید:

در مدل تصادفی دومرحله‌ای مورد استفاده، تصمیم‌گیری وضعیت مشارکت واحدهای تولید در مرحله اول به دست می‌آید، همچنین میزان توان تولیدی واحدها در حالت پایه باید به اندازه‌ای باشد که قیود پخش بار (۱۲) و (۱۳) ارضا شود. متغیر توان تولیدی واحدها $P_{i,t}$ در هیچ یک از سناریوهای s تغییر نمی‌نماید ولی پارامترهای $r^{d}_{i,t,s}$، $r^{u}_{i,t,s}$، $PD^{new}_{j,t,s}$ و $LS_{j,t,s}$ به گونه‌ای تعیین می‌گردد که رابطه پخش بار DC وابسته به سناریو (رابطه (۲۹)) در هر سناریو ارضا گردد. برای از بین بردن اثر نامطلوب خروج‌های واحدهای تولیدی و خطوط انتقال، بهینه‌ترین

1. DC Load Flow

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۶. شبکه ۳باسه نمونه مورد مطالعه.

وضعیت از نظر سود اقتصادی انتخاب می‌گردد. ارتباط بین متغیرهای مرحله اول و دوم در (۳۱)، (۳۲) و (۳۶) آمده است. روابط (۳۱) و (۳۲) بیان می‌کند که در سناریوی s تنها واحدهای تولیدی سالم می‌تواند در تأمین رزرو چرخان شرکت کنند.

۵- نتایج شبیه‌سازی

در این مقاله جهت اجرای هم‌زمان برنامه مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده که فرمولاسیون آنها در قسمت‌های قبل به تفصیل آمده است، از تکنیک برنامه‌ریزی خطی اعداد صحیح و غیر صحیح (MILP) استفاده شده است. برای اجرای بهینه‌سازی از برنامه GAMS ۲۳.۶ که برنامه‌ای بسیار قوی در امر بهینه‌سازی می‌باشد، استفاده گردیده [۳۲] و در حل این مسئله از روش CPLEX که یکی از روش‌های کارا در حل مسایل MIP می‌باشد استفاده شده است [۳۳]. شبیه‌سازی‌های ارائه‌شده بر روی یک لپ‌تاپ مدل Dell Vostro ۱۵۲۰ با ۴ گیگابایت RAM و پردازشگر Core۲duo اجرا شده است. این روش ابتدا بر روی یک شبکه ۳باسه نمونه اعمال شده و سپس بر روی شبکه ۲۴باسه استاندارد IEEE RTS شبیه‌سازی شده است.

۵-۱ شبیه‌سازی شبکه ۳باسه

شبکه ۳باسه مورد مطالعه در شکل ۶ نمایش داده شده که شامل سه ناحیه و ده واحد تولیدی می‌باشد. بارها و مقدار رزرو هر ناحیه در تمام ساعات دوره مطالعه (۲۴ ساعت یا یک شبانه‌روز) متفاوت است. محدودیت خطوط انتقال توان نیز در شبکه وجود دارد و اطلاعات مورد نیاز شبکه مذکور در [۳] آمده است. در این شبیه‌سازی از ساعت ۱ تا ۱۰ کم‌باری، از ساعت ۱۱ تا ۱۸ میان‌باری و از ساعت ۱۹ تا ۲۴ پیک می‌باشد و هزینه انرژی در ساعات کم‌باری ۸ دلار بر مگاوات ساعت، در ساعات میان‌باری ۱۶ دلار بر مگاوات ساعت و در ساعات پیک بار ۲۶ دلار بر مگاوات ساعت و ارزش قطع بار ناخواسته ۸۰۰۰ دلار در نظر گرفته شده است. جدول ۲ اطلاعات مربوط به الاستیسیته خودی و متقابل در سه دوره متفاوت را برای شبکه ۶باسه نشان می‌دهد. در جدول پ- ۱ نیز اطلاعات مربوط به منحنی بار این شبکه در ۲۴ ساعت یک شبانه‌روز آورده شده است.

ایجاد سناریوها و کاهش تعداد سناریوها بر اساس روش‌های ریاضی صورت می‌گیرد که توپولوژی شبکه در آنها دیده نمی‌شود، با این وجود در مقالات زیادی مورد توجه بوده، ولی به نظر می‌آید روش‌هایی که در ایجاد سناریوهای مختلف، حوادث محتمل شبکه دیده می‌شود و یک بهینه‌سازی برای انتخاب حوادث ناگهانی محتمل از تمام حوادث موجود صورت می‌گیرد نتایج بهتر و واقعی‌تری را در شبیه‌سازی‌ها ارائه می‌دهد. در این مقاله نیز وقوع رخدادهای ناگهانی همچون [۳۴] به صورت $n-1$ بررسی

جدول ۲: اطلاعات مربوط به الاستیسیته شبکه ۶باسه.

	کم‌باری ۰۱:۰۰ – ۱۰:۰۰	میان‌باری ۱۱:۰۰ – ۱۸:۰۰	پیک ۱۹:۰۰ – ۲۴:۰۰
کم‌باری	-۰٫۱۰۰	۰٫۰۰۵	۰٫۰۰۸
میان‌باری	۰٫۰۱۰	-۰٫۱۰۰	۰٫۰۱۲
پیک	۰٫۰۱۶	۰٫۰۲۴	-۰٫۱۰۰

جدول ۳: اطلاعات مربوط به الاستیسیته شبکه ۲۴باسه.

	کم‌باری ۰۱:۰۰ – ۰۸:۰۰	پیک ۰۹:۰۰ – ۱۹:۰۰	میان‌باری ۲۰:۰۰ – ۲۴:۰۰
کم‌باری	-۰٫۱۰۰	۰٫۰۱۶	۰٫۰۱۲
پیک	۰٫۰۱۶	-۰٫۱۰۰	۰٫۰۱۰
میان‌باری	۰٫۰۱۲	۰٫۰۱۰	-۰٫۱۰۰

و حادترین حوادث محتمل شبکه انتخاب گردیده که در این شبیه‌سازی استفاده شده است. از بین همه حوادث احتمالی در نظر گرفته شده به عنوان ورودی برنامه انتخاب حوادث تنها خروج واحدهای شماره ۱۰ و شماره ۴ و خط انتقال ۱-۲ در نظر گرفته شده و این حوادث در حالت ۳ در نظر گرفته شده و نتایج آن نمایش داده شده است.

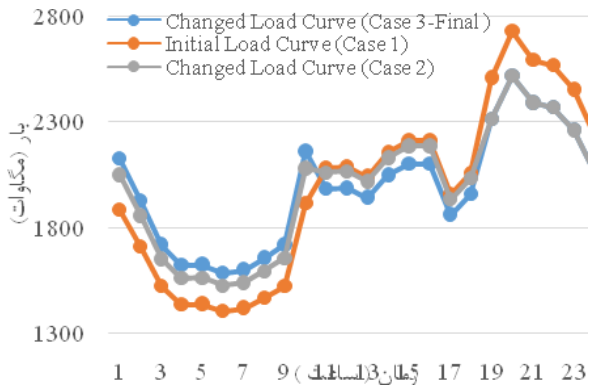
در این مقاله با استفاده از روش معرفی‌شده، در سه حالت زیر نتایج با هم مقایسه شده و زمان اجرای این برنامه در هر یک از حالات کمتر از ۱ ثانیه بوده است. نتایج مطالعات عددی در سه حالت مختلف زیر مقایسه شده است:

- حالت ۱، برنامه مشارکت واحدها با قید امنیت بدون اجرای برنامه‌ریزی پاسخ‌گویی بار
- حالت ۲، برنامه مشارکت واحدها با قید امنیت با اجرای بهینه برنامه‌ریزی پاسخ‌گویی بار زمان استفاده
- حالت ۳، برنامه تصادفی مشارکت واحدها با قید امنیت با اجرای بهینه برنامه‌ریزی پاسخ‌گویی بار زمان استفاده

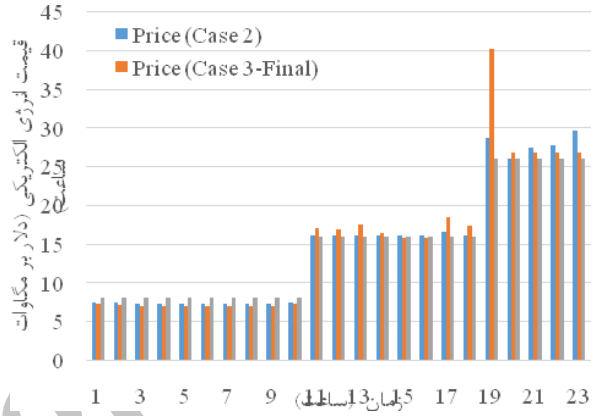
ابتدا بدون در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی بار، برنامه تصادفی مشارکت واحدها با قید امنیت اجرا شده که در این حالت هزینه کل، شامل هزینه برنامه مشارکت واحدهای نیروگاهی می‌باشد. در حالت دوم برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده هم‌زمان با برنامه مشارکت واحدهای تولید با قید امنیت اجرا می‌شود. در این حالت هزینه کل شامل هزینه برنامه مشارکت واحدهای نیروگاهی و هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده می‌باشد. در حالت سوم برنامه تصادفی مشارکت واحدهای تولید با قید امنیت هم‌زمان پاسخ‌گویی بار زمان استفاده اجرا می‌شود. در این حالت هزینه کل شامل هزینه برنامه مشارکت واحدهای نیروگاهی و هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده می‌باشد که در این حالت خروج بدون برنامه واحدهای تولید و خطوط انتقال در نظر گرفته شده است. نتایج منحنی بار و قیمت انرژی الکتریکی در شکل ۷ و ۸ ارائه شده و همچنین نتایج هزینه‌های مختلف این شبیه‌سازی به طور مختصر در جدول ۳ آورده شده است.

همان طور که در بخش فرمولاسیون بیان شد، در این مقاله سعی شده که از قیمت‌های فازی در هر ساعت استفاده شود به این معنی که کسی که در ساعت ۲۰ بارش را تغییر می‌دهد با کسی که بارش را در ساعت ۲۲ تغییر می‌دهد با توجه به وضعیت شبکه در هر ساعت، قیمت متفاوتی را باید برای انرژی الکتریکی پرداخت کند که در [۳۱] بیشتر به آن اشاره شده است. نتایج قیمت‌های برق با توجه به ماهیت شبکه به صورت نمودار

Archive of SID
www.SID.ir



شکل ۷: منحنی بار اولیه و تغییریافته با اجرای برنامه زمان استفاده در شبکه ۳باسه نمونه.



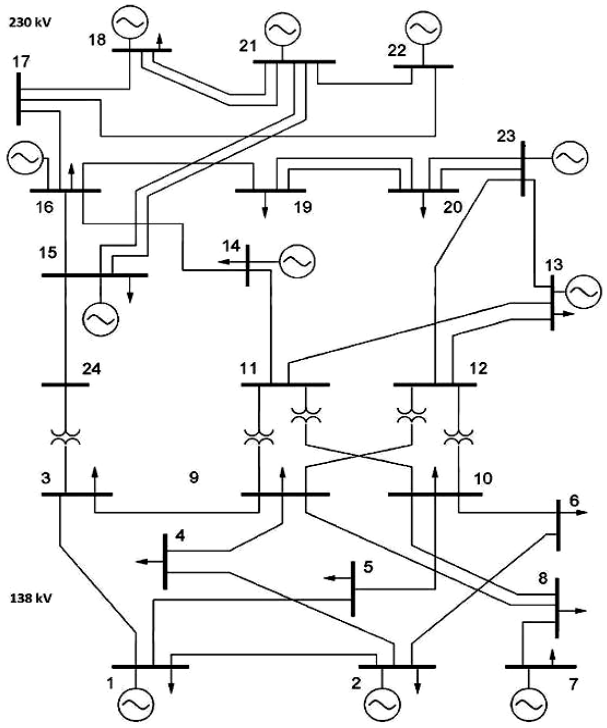
شکل ۸: نمودار قیمت انرژی الکتریکی پس از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در شبکه ۳باسه نمونه.

شکل ۸ به دست آمده است. همان طور که در جدول ۴ مشاهده می‌شود برنامه مشارکت واحدها با قید فلوی عبوری از خطوط انتقال برای این شبکه ۳باسه غیر قابل اجرا بوده است. برای برطرف کردن این مسئله راه‌های مختلفی وجود دارد که یکی از این راه‌ها توسعه شبکه انتقال است که نیازمند هزینه و صرف زمان بسیاری می‌باشد. در این مقاله به کمک برنامه پاسخ‌گویی بار این مشکل حل شده و ضریب بار شبکه را از ۷۲٫۶۵ به ۷۸٫۸۰ درصد و نسبت بار پیک به دره را از ۱٫۹۴ به ۱٫۶۴ درصد بهبود داده است. همچنین هزینه بهره‌برداری از سیستم با به تعویق انداختن هزینه سرمایه‌گذاری برای توسعه خط انتقال کاهش یافته است.

در حالت سوم عدم قطعیت‌های خروج تولید و خط در کنار برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده مدل شده که این حالت به وضعیت عملی سیستم نزدیک‌تر است. در نتایج ارائه‌شده مشاهده می‌شود که ضریب بار سیستم نیز به ۷۸٫۸۰ درصد و همچنین نسبت پیک به دره به ۱٫۵۸ بهبود یافته است. یکی دیگر از مسایلی که از این نتایج می‌توان دریافت، این است که با اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده به نوعی امکان توسعه سیستم را به تعویق انداخته و از ظرفیت موجود بهینه‌تر استفاده می‌شود.

۲-۵ شبیه‌سازی شبکه ۲۴باسه استاندارد IEEE RTS

روش پیشنهادشده در این مقاله بر روی شبکه ۲۴شینه IEEE RTS پیاده‌سازی شده است (شکل ۹). همه اطلاعات مورد نیاز این شبکه مانند هزینه راه‌اندازی و هزینه خاموشی واحدها، محدوده مجاز توان تولیدی واحدها، شیب افزایش و کاهشی توان تولیدی واحدها، حداقل زمان خاموش و روشن‌بودن واحدها و سایر اطلاعات مربوط از [۳۵] گرفته شده



شکل ۹: دیاگرام شبکه ۲۴باسه استاندارد IEEE RTS.

است. در این مقاله همچون سایر مطالعات مشارکت واحدهای کوتاه‌مدت، واحدهای آبی موجود در این شبکه در نظر گرفته نمی‌شود. بار ساعتی مورد استفاده متناسب با یک روز تابستان با بار پیک ۲۸۵۰ مگاوات در نظر گرفته شده است.

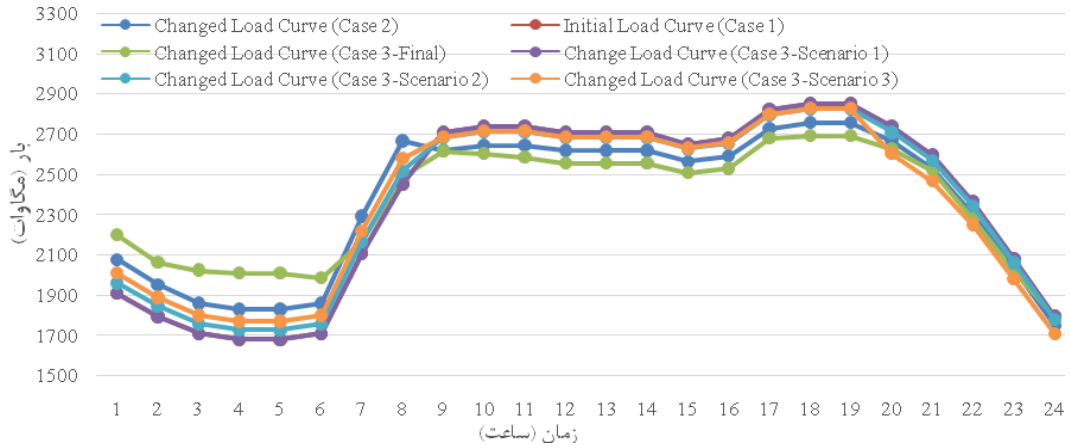
مدت زمان مورد مطالعه به صورت ۲۴ساعته (یک شبانه‌روز) می‌باشد و هزینه قطع بار ناخواسته در تمام ساعات مبلغ ۸۰۰۰ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. فرض شده که پاسخ‌گویی بار در تمامی شین‌های دارای مصرف‌کننده (۱۷ شین) پیاده‌سازی می‌شود. جدول ۳ اطلاعات مربوط به الاستیسیته خودی و متقابل شبکه ۲۴باسه در سه دوره متفاوت را نشان می‌دهد. تفاوتی که بین اطلاعات شبکه در [۳۵] و [۳۴] وجود دارد، تغییردادن حد توان قابل عبور از خطوط شبکه نسبت به شبکه IEEE RTS استاندارد می‌باشد، بدین صورت که حد توان قابل عبور از خطوط ۱۳-۱۱، ۱۶-۱۵ و ۲۴-۱۵ از مقدار معرفی‌شده در [۳۵] به ترتیب به ۱۷۵، ۶۰ و ۱۷۵ مگاوات کاهش داده شده است [۳۴].

در شبیه‌سازی‌های فوق از ساعت ۱ تا ۸ کم‌باری، از ساعت ۹ تا ۱۹ پیک و از ساعت ۲۰ تا ۲۴ میان‌باری می‌باشد. هزینه انرژی در ساعات کم‌باری ۸ دلار بر مگاوات ساعت، در ساعات میان‌باری ۱۶ دلار بر مگاوات ساعت و در ساعات پیک ۲۴ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. شبکه ۲۴باسه IEEE-RTS، ۲۴ باس، ۲۶ واحد تولید حرارتی، ۱۷ بار و ۳۸ خط انتقال را شامل می‌شود.

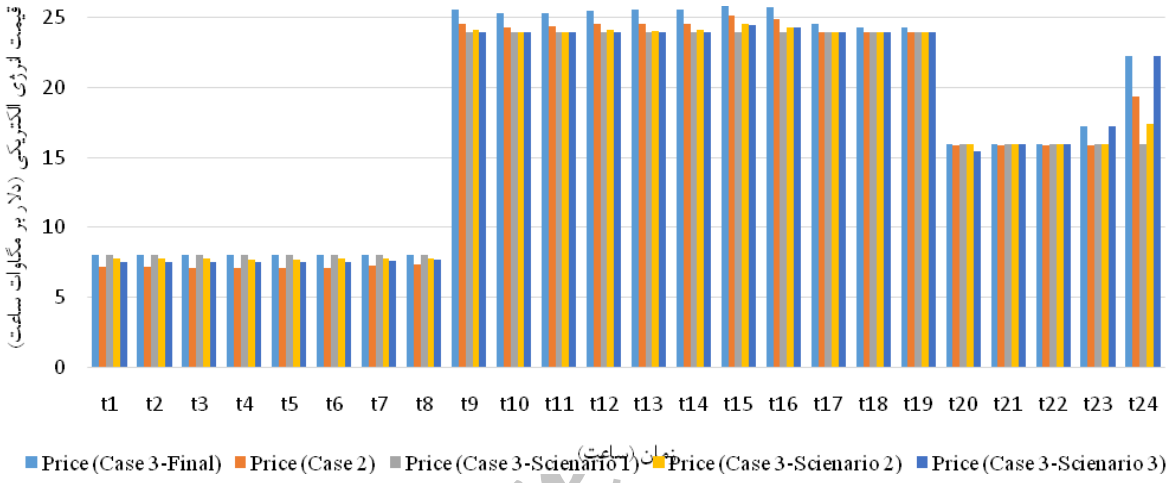
در این شبیه‌سازی نیز وقوع رخدادهای ناگهانی مثل [۳۴] به صورت $n-1$ بررسی و حادترین حوادث محتمل شبکه انتخاب گردیده که در این شبیه‌سازی استفاده شده و در واقع حوادث محتمل در نظر گرفته شده از خروجی برنامه انتخاب حوادث وخیم می‌باشند. لازم به ذکر است که نتایج بهره‌برداری به دست آمده از این حوادث محتمل انتخاب‌شده[1] تمام حوادث دیگر را نیز پوشش می‌دهد [۳۴]. از همه حوادث احتمالی در نظر گرفته شده به عنوان ورودی برنامه انتخاب حوادث تنها خروج واحدهای

1. Contingency Selection

Archive of SID
www.SID.ir



شکل ۱۰: منحنی بار اولیه و تغییریافته برای شبکه ۲۴باسه IEEE-RTS با اجرای پاسخ‌گویی بار زمان استفاده.



شکل ۱۱: نمودار قیمت انرژی الکتریکی تغییریافته با اجرای پاسخ‌گویی بار زمان استفاده.

جدول ۴: نتایج شبیه‌سازی برنامه هم‌زمان مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در شبکه ۳باسه نمونه.

	حالت ۱		حالت ۲	حالت ۳
	بدون قید فلوی خطوط انتقال	با قید فلوی خطوط انتقال		
هزینه کل ($)	۹۷۰۹۲۳/۴۰۷	بار تأمین نمی‌شود	۱۱۰۲۸۸۰/۷۹۵	۱۱۹۵۵۹۵/۵۱۲
هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار ($)	---		۷۱۱۲۴/۶۱۳	۱۰۰۶۴۶/۰۸۵
ضریب بار (درصد)	۷۲/۶۵		۷۸/۸۰	۷۸/۸۰
نسبت پیک به دره	۱/۹۴		۱/۶۴	۱/۵۸

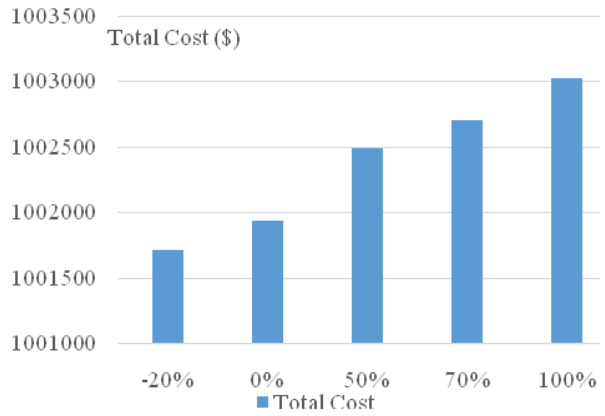
جدول ۵: نتایج شبیه‌سازی برنامه هم‌زمان مشارکت واحدها و برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در شبکه ۲۴باسه IEEE RTS.

	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۳
هزینه کل ($)	۱۰۶۳۱۰۶/۲۶۹	۱۰۳۰۵۲۰/۴۲۲	۱۰۰۱۹۳۸/۵۸۸
هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار ($)	---	۳۳۲/۶۳۵	۱۰۱۵/۱۳۸
ضریب بار (درصد)	۸۳/۰۰	۸۵/۸۷	۸۷/۸۷
نسبت پیک به دره	۱/۶۹	۱/۵۷	۱/۴۹
زمان اجرای برنامه	کمتر از ۱ ثانیه	کمتر از ۱ ثانیه	کمتر از ۲۴۰ ثانیه

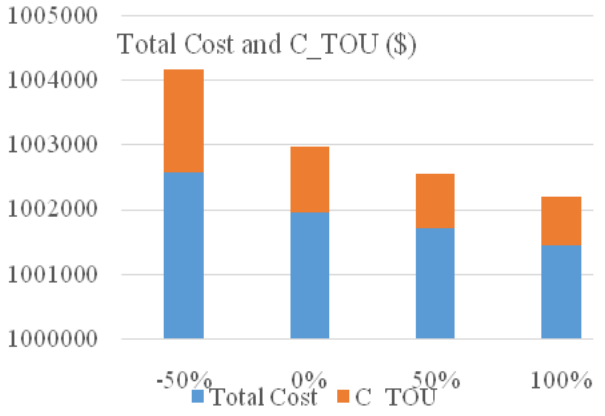
U۳۵۰ ۲۳ و U۴۰۰ ۲۱ و خط ۱۶-۱۴ منجر به فعال‌شدن قیود DC-LF خواهند شد. بنابراین همانند [۳۴] این حوادث به ترتیب به عنوان حوادث ۱، ۲ و ۳ در نظر گرفته می‌شوند که نتایج در حالت ۳ برای این سه حادثه نمایش داده شده است.

نتایج مطالعات عددی در این شبکه نیز همانند بخش قبل می‌باشد و در سه حالت به بررسی نتایج پرداخته می‌شود. ابتدا بدون در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی بار، برنامه تصادفی مشارکت واحدها با قید امنیت اجرا شده است. در حالت دوم برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده هم‌زمان با برنامه مشارکت واحدهای تولید با قید امنیت اجرا می‌شود. در حالت سوم برنامه تصادفی مشارکت واحدهای تولید با قید امنیت هم‌زمان با پاسخ‌گویی بار زمان استفاده اجرا می‌شود. نتایج منحنی بار و قیمت انرژی الکتریکی در شکل ۱۰ و ۱۱ ارائه شده و همچنین نتایج هزینه‌های مختلف این شبیه‌سازی به طور مختصر در جدول ۵ آورده شده است. لازم به ذکر است که حالت ۱ با سناریوی ۱ از حالت ۳ منطبق شده که بیانگر

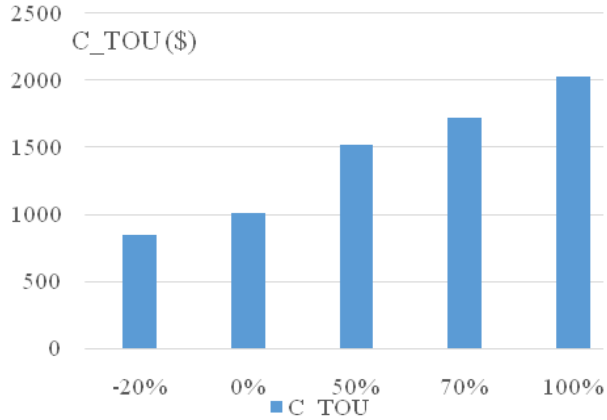
Archive
www.SID.ir



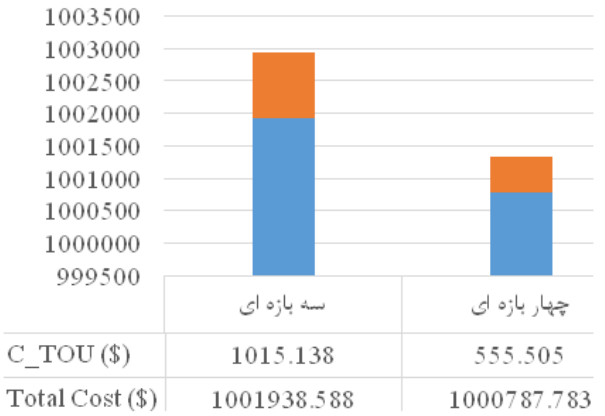
شکل ۱۲: نمودار هزینه کل بهینه‌سازی با اجرای پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در ازای تعرفه‌های مختلف انرژی الکتریکی.



شکل ۱۴: نمودار هزینه کل بهینه‌سازی و هزینه اجرای TOU در ازای الاستیسیته‌های مختلف.



شکل ۱۳: نمودار هزینه اجرای پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در ازای تعرفه‌های مختلف انرژی الکتریکی.



شکل ۱۵: نمودار هزینه کل بهینه‌سازی و هزینه اجرای TOU در ازای چندبازه‌ای کردن تعرفه‌های انرژی الکتریکی.

این است که یکی از سناریوهای مورد بررسی هیچ تأثیری در تغییر بار ندارد و شرایط پیش‌آمده ناشی از آن سناریو مانع انتقال بار می‌شود.

با پیاده‌سازی فرمولاسیون تصادفی ارائه‌شده در این مقاله کمک شده تا رفتار طبیعی سیستم قدرت که ماهیت وجود تجهیزات به صورت تصادفی می‌باشد، مدل‌سازی شود. در جدول ۵ مشاهده می‌شود اجرای برنامه مشارکت واحدها همزمان با برنامه پاسخ‌گویی بار موجب کاهش هزینه سیستم از ۱۰۶۳۱۰۶/۲۶۹ دلار به ۱۰۳۰۵۲۰/۴۲۲ دلار شده که در اثر مشارکت مصرف‌کنندگان در رزرو TOU بوده است. در حالت ۲ همان طور که مشاهده می‌شود ضریب بار و نسبت بار پیک به دره نیز به ترتیب به ۸۵/۸۷ درصد و ۱/۵۷ درصد بهبود یافته است. در حالت سوم که به دلیل مدل‌کردن عدم قطعیت‌ها به وضعیت عملی سیستم نزدیک‌تر است مشاهده می‌شود که ضریب بار سیستم به ۸۷/۸۷ درصد نسبت به ۸۳ درصد اولیه بهبود یافته و همچنین نسبت پیک به دره از ۱/۶۹ به ۱/۴۹ درصد بهبود یافته است. در حالت ۳ همچنین مشاهده می‌شود که علی‌رغم افزایش هزینه اجرای برنامه TOU، هزینه بهره‌برداری کل کاهش می‌یابد. همان‌طور که در قسمت قبل بیان شد اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده، سبب استفاده بهینه‌تر از ظرفیت تولید موجود در شبکه می‌شود.

ارائه فرمولاسیون تصادفی برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده با مدل اقتصادی برای نحوه برخورد مشترکین با قیمت انرژی الکتریکی، یک بهینه‌سازی نزدیک به واقعیت را به همراه خواهد داشت. در شکل ۱۲ و ۱۳ نمودارهای هزینه کل بهره‌برداری (تابع هدف) و هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در ازای تعرفه‌های مختلف انرژی الکتریکی نشان داده شده، بدین صورت که مقدار افزایش قیمت انرژی الکتریکی در سه دوره پیک، میان‌باری و کم‌باری به میزان درصدی از قیمت پایه انرژی الکتریکی (۸ دلار کم‌باری، ۱۶ دلار میان‌باری و ۲۴ دلار پیک) افزایش یا کاهش یافته و نتایج سناریوهای مختلف نشان داده شده است. همان طور که در شکل ۱۲ و ۱۳ مشاهده می‌شود، با افزایش میزان قیمت انرژی الکتریکی هزینه کل بهره‌برداری و هزینه اجرای برنامه TOU افزایش می‌یابد.

در شکل ۱۴ نیز نمودارهای هزینه کل بهره‌برداری (تابع هدف) و هزینه اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده در ازای الاستیسیته‌های مختلف نشان داده شده، بدین صورت که اطلاعات مربوط به الاستیسیته خودی و متقابل شبکه ۲۴باسه در سه دوره پیک، میان‌باری و کم‌باری که در جدول ۳ آورده شده تغییر داده شده است. این میزان تغییر به میزان درصدی از الاستیسیته پایه افزایش و یا کاهش یافته و نتایج سناریوهای مختلف نشان داده شده است. در شکل ۱۴ مشاهده می‌شود که با افزایش میزان الاستیسیته هزینه کل بهره‌برداری و هزینه اجرای برنامه TOU کاهش می‌یابد.

شکل ۱۵ نشان می‌دهد که با تغییر بازه‌های تعرفه‌های انرژی از سه دوره به چهار دوره زمانی، مسئله همزمان برنامه‌ریزی تولید SCUC با

Archive
www.SID.ir

جدول پ- ۱: بار ساعتی شبکه ۳باسه مورد مطالعه در یک شبانه‌روز.

ساعت	باس ۱	باس ۲	باس ۳
۱	۱۱۷۸	۴۷۰	۲۳۵
۲	۶۴۰	۵۳۳	۵۳۳
۳	۶۰۸	۳۸۰	۵۳۳
۴	۶۰۸	۴۴۲	۳۸۷
۵	۵۳۰	۵۳۰	۳۷۸
۶	۵۴۰	۵۰۳	۳۶۰
۷	۴۷۳	۵۵۰	۳۹۳
۸	۴۳۲	۶۰۴	۴۳۲
۹	۵۸۶	۴۶۸	۴۶۸
۱۰	۷۳۷	۵۸۹	۵۸۹
۱۱	۹۲۷	۵۷۸	۵۷۸
۱۲	۹۲۹	۵۸۰	۵۸۰
۱۳	۱۲۷۷	۵۱۰	۲۵۵
۱۴	۸۰۸	۶۷۴	۶۷۴
۱۵	۸۸۴	۵۵۲	۷۷۳
۱۶	۹۳۶	۶۸۰	۵۹۵
۱۷	۷۲۰	۷۲۰	۵۱۴
۱۸	۷۹۱	۷۳۹	۵۲۷
۱۹	۸۳۶	۹۷۶	۶۹۷
۲۰	۸۰۲	۱۱۲۴	۸۰۲
۲۱	۹۹۸	۷۹۸	۷۹۸
۲۲	۹۸۸	۷۹۰	۷۹۰
۲۳	۱۰۹۰	۶۸۲	۶۸۲
۲۴	۹۹۴	۶۲۲	۶۲۲

برنامه TOU با کاهش هزینه‌ها همراه شده است.

این مدل‌سازی نشان می‌دهد با برنامه‌ریزی دقیق‌تر تعرفه‌های زمانی و تقسیم‌بندی ساعتی یک شبانه‌روز از اهمیت خاصی برخوردار بوده و نقشی اساسی در کاهش یا افزایش هزینه‌های بهره‌برداری خواهد داشت. ضمن این که افزایش این دوره‌های زمانی به سمتی که به نوعی برنامه‌ریزی TOU به صورت دوره‌های ساعتی مدل شود، به واقعیت شبکه‌های هوشمند که آینده سیستم قدرت می‌باشند نزدیک‌تر خواهد بود.

٦- نتیجه‌گیری

با توجه به افزایش بهای انرژی الکتریکی در بعضی ساعات روز، مدیریت سمت بار در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته از اهمیت ویژه‌ای برخوردار شده است. در این مقاله از یک مدل اقتصادی- تصادفی برای برنامه‌ریزی رزرو منابع پاسخ‌گویی بار زمان استفاده شده که در کنار مسئله تصادفی مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قید امنیت به صورت هم‌زمان اجرا می‌شود. مدل برنامه‌ریزی مورد استفاده یک مدل تصادفی مختلط با اعداد صحیح دومرحله‌ای است که در مرحله اول مشارکت واحدهای تولید و در مرحله دوم قیود امنیت و میزان رزروهای واحدهای تولید و رزروهای پاسخ‌گویی بار به دست می‌آیند. در این مقاله با خطی‌سازی تابع هدف و قیود مسئله به افزایش سرعت اجرای برنامه کمک شده و با استفاده از انتخاب محتمل‌ترین حوادث خروج بدون برنامه واحدهای تولید و خطوط انتقال در نظر گرفته شده است. روش پیشنهادی در این مقاله بر روی دو شبکه تست پیاده‌سازی شد و نتایج آن در گام اول در سه حالت مورد بررسی قرار گرفت و در گام دوم آنالیز حساسیتی پارامترهای مختلف روی نتایج صورت گرفت. در گام اول شبیه‌سازی‌ها، مشاهده شد که اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده سبب بهبود ضریب بار و کاهش هزینه‌ها شده است. در گام دوم، تأثیر میزان قیمت انرژی الکتریکی (تعرفه‌ها) در هر دوره زمانی، میزان الاستیسیته در هر دوره زمانی و همچنین تأثیر افزایش تعداد دوره‌های یک شبانه‌روز در هزینه‌های کل بهره‌برداری و قیمت جدید انرژی الکتریکی مورد بررسی قرار گرفت.

همان طور که در ابتدای مقاله بیان شد برنامه‌های پاسخ‌گویی بار انواع زیادی داشته که بررسی و مدل‌کردن سایر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در کنار برنامه‌های بهره‌برداری سیستم قدرت و تأثیر این برنامه‌ها بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان به عنوان ادامه این تحقیق می‌باشد که می‌توان در آینده به آن پرداخت.

۷- سپاس‌گزاری

لازم می‌دانیم که از آقایان دکتر حبیب‌اله اعلمی، دکتر محمدصادق قاضی‌زاده و دکتر محمود فتوحی فیروزآباد به خاطر هم‌فکری‌هایی که داشته‌اند، تشکر نماییم. همچنین پیشاپیش از اساتید محترم که نشریه را در ارتقای کیفی آن یاری می‌کنند، سپاس‌گزاریم.

پیوست

جدول بار ۲۴ ساعتی مورد استفاده در شبکه ۳باسه در یک شبانه‌روز در جدول پ- ۱ نمایش داده شده است.

مراجع

[1] N. P. Padhy, "Unit commitment using hybrid models: a comparative study for dynamic programming, expert system, fuzzy system and genetic algorithms," *Int. J. of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 23, no. 8, pp. 827-836, Feb. 2001.

[2] M. Madrigal and V. H. Quintana, "A security - constrained energy and spinning reserve markets clearing system using an interior - point method," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1410-1416, Nov. 2000.

[3] M. Kia, M. R. Sahebi, E. Abedini, and S. H. Hosseini, "Simultaneous implementation of optimal demand response and security constrained unit commitment," in *Proc. 16th Conf. on Electrical Power Distribution Networks, EPDC*, 5 pp., Apr. 2011.

[۴] *ترازنامه انرژی*، وزارت نیرو، ۱۳۸۷.

[5] H. A. Alami, M. Parsa Moghaddam, and G. Yousefi, "Demand response modeling considering interuptible/curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, vol. 87, no. 1, pp. 243-250, Jan. 2010.

[6] H. A. Alami, G. Yousefi, and M. Parsa Moghaddam, "Demand response model considering EDRP and TOU programs," *IEEE/PES*, 6 pp., 21-24 Apr. 2008.

[۷] ح. اعلمی، غ. یوسفی و م. پارسامقدم، "تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر منحنی مصرف برق روزانه کشور،" *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران*، سال ۶، شماره ۴، صص. ۳۱۶-۳۰۸، زمستان ۱۳۸۷.

[8] H. A. Alami, M. Parsa Moghaddam, and G. Yousefi, "Optimum time of use program proposal for Iranian power systems," *Electric Power and Energy Conversion Systems*, 6 pp., 10-12 Nov. 2009.

[9] M. Parvania and M. Fotuhi Firuzabad, "Demand response scheduling by stochastic SCUC," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 89-98, Jun. 2010.

[10] R. Azami, A. H. Abbasi, J. Shakeri, and A. Fard Faraji, "Impact of EDRP on composite reliability of restructured power systems," in *Proc. IEEE Bucharest Power Tech Conf.*, 6 pp. 28 Jun.-2 Jul. 2009.

[۱۱] م. سیماب و م. پارسامقدم، "مروری بر برنامه‌های کنترل بار در بازارهای برق،" *ششمین همایش ملی انرژی*، خرداد ۱۳۸۶.

Archive of SID

www.SID.ir

[۱۲] ن. بانی‌راد و م. هاشمی، "مدیریت بار و مصرف در سمت تقاضای انرژی الکتریکی،" *هشتمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق*، انجمن مهندسی برق و الکترونیک، اردیبهشت ۱۳۸۲.

[۱۳] ح. مدائنی و م. پارسامقدم، "بررسی هم‌سویی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و کارایی انرژی به منظور ارزیابی اقتصادی،" *سیزدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق*، اردیبهشت ۱۳۸۷.

[۱۴] م. دوستی‌زاده و ح. قاسمی، "ارزیابی تأثیر کنتورهای هوشمند و برنامه‌های پاسخ تقاضا بر بازار برق،" *بیست و پنجمین کنفرانس بین‌المللی برق*، ۱۳۸۹.

[15] M. R. Sahebi, E. Abedini Duki, M. Kia, A. Soroudi, and M. Ehsan, "Simultaneous EDRP and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 7, pp. 605-611, Jul. 2012.

[۱۶] م. انصاری، "بررسی تعرفه مخفف انرژی در مدیریت مصرف ساعات پیک مشترکین عمده،" *هشتمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق، انجمن مهندسی برق و الکترونیک*، اردیبهشت ۱۳۸۲.

[۱۷] ا. شایسته، ج. کاظم‌پور و ح. اعلمی، "اختصاص میزان تشویقی بهینه صنایع حاضر در برنامه پاسخ‌دهی بار با استفاده از ارزیابی اقتصادی در ایران،" *چهاردهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق*، اردیبهشت ۱۳۸۸.

[۱۸] ح. اعلمی، م. پارسامقدم و غ. یوسفی، "تعیین مقدار بهینه پاداش برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری با استفاده از مدل DR،" *بیست و دومین کنفرانس بین‌المللی برق*، ۱۳۸۶.

[۱۹] م. ر. اندبیلی و م. پارسامقدم، "کاهش هزینه مشارکت واحدهای نیروگاهی با اجرای هوشمندانه برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری با استفاده از الگوریتم سردشدن فلزات تدریجی فلزات،" *بیست و پنجمین کنفرانس بین‌المللی برق*، ۱۳۸۹.

[۲۰] م. ر. اندبیلی، م. پارسامقدم، ح. اعلمی و م. ص. اندبیلی، "اجرای هوشمندانه برنامه زمان استفاده (TOU) توسط یک شرکت تولیدکننده (GenCo) به منظور کمینه‌سازی هزینه مشارکت واحدهای نیروگاهی،" *بیست و ششمین کنفرانس بین‌المللی برق*، ۱۳۹۰.

[21] M. Shahidehpour and Z. Li, Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management, New York, Apr. 2002.

[22] M. Shahidehpour, W. F. Tinney, and Y. Fu, "Impact of security on power system operation," *IEEE Proceedings*, vol. 93, no. 11, pp. 2013-2025, Nov. 2005.

[23] U. S. Department of Energy, *Energy Policy Act of 2005*, Section 1252, Feb. 2006.

[24] M. Fahliglu and F. L. Alvarado, "Designing incentive compatible contracts for effective demand management," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1255-1260, Nov. 2000.

[25] FERC Report, Regulatory Commission Survey on Demand Response and Time Based Rate Programs/Tariffs, Aug. 2006, Available at www.ferc.gov.

[26] Y. Li and F. Peter, "Deregulated power prices: changes over time," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 565-572, May 2005.

[27] Y. Tang, H. Song, and F. Ho, "Investigation on TOU pricing principles," in *IEEE TBD Conf.*, vol. 1, pp. 1-9, Dec. 2005.

[28] N. Yu and J. Yu, "Optimal TOU decision considering demand response model," in *Proc. Int. Conf. on Power System Technology*, 5 pp., Jun. 2006.

[29] J. G. Roos and I. E. Lane, "Industrial power demand response analysis for one port real time pricing," *IEEE Trans. on Power System*, vol. 13, no. 1, pp. 159-164, Feb. 1998.

[30] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamenals of Power System Economics*, Willey 2004.

[۳۱] ر. مینوچهر و م. ح. یغمایی مقدم، "پیشنهاد روش قیمت‌گذاری در برنامه‌های پاسخ تقاضا،" *شانزدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق*، فروردین ۱۳۹۰.

[32] GAMS User Guide Available at http://www.GAMS.com.

[33] "CPLEX 11.0 Manual," IBM Corporation, Armonk, NY, 2010.

[34] J. M. Arroyo and F. D. Galiana, "Energy and reserve pricing in security and network - constrained electricity markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 634-643, May 2005.

[35] C. Grigg *et al.*, "The IEEE reliability test system-1996: a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.

محسن کیا در سال ۱۳۸۸ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه بیرجند و در سال ۱۳۹۰ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه صنعتی شریف دریافت نمود و از سال ۱۳۹۰ دانشجوی دکترای مهندسی برق قدرت دانشگاه شهید بهشتی است. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم قدرت، قابلیت اطمینان شبکه، تولیدات پراکنده، میکروگریدها و بهینه‌سازی می‌باشد.

مهرداد ستایش نظر در سال ۱۳۷۳ مدرک کارشناسی مهندسی برق قدرت خود را از دانشگاه علم و صنعت ایران و در سال ۱۳۷۵ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه تربیت مدرس دریافت نمود و در سال ۱۳۷۹ موفق به اخذ درجه دکتری در مهندسی برق قدرت از دانشگاه مذکور گردید. دکتر ستایش نظر از سال ۱۳۷۸ در دانشکده مهندسی برق دانشگاه صنعت آب وبرق تهران مشغول به فعالیت گردید و اینک نیز عضو هیأت علمی پردیس شهید عباسپور دانشگاه شهید بهشتی می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه نام‌برده شامل بازار برق، مدیریت انرژی الکتریکی و شبکه‌های هوشمند می‌باشد.

محمد صادق سپاسیان تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی و کارشناسی ارشد برق قدرت به‌ترتیب در سال‌های ۱۳۶۹ و ۱۳۷۲ از دانشگاه تبریز و دانشگاه تهران و در مقطع دکتری برق قدرت از دانشگاه تربیت مدرس در سال ۱۳۷۹ به پایان رسانده است و هم‌اکنون دانشیار دانشکده مهندسی برق دانشگاه شهید بهشتی می‌باشد زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت و توزیع، مطالعات توان راکتیو و مطالعات پایداری ولتاژ می‌باشد.

Archive of SID

www.SID.ir