مشارکت پاسخ بار در برنامه ریزی تولید نیروگاه ها

ابراهیم زارعی محسن محمدیان علی اکبر قره ویسی

۱- بخش مهندسی برق، قدرت، دانشگاه شهید باهنرکرمان
Zareii.ebrahim@gmail.com
۲- بخش مهندسی برق، قدرت، دانشگاه شهید باهنرکرمان
M.Mohammadian@uk.ac.ir
۳- بخش مهندسی برق، قدرت، دانشگاه شهید باهنرکرمان
A_Gharaveisi@uk.ac.ir

چکیده: در این مقاله پاسخگویی بار به منظور بالا بردن امنیت سیستم و اهداف اقتصادی، در قالب یک مسئله بهینه سازی غیرخطی در برنامه مشارکت واحدها مدل سازی شده است. هدف مشارکت تقاضا در تسویه بازار به نحوی است که ضمن کاهش هزینه تولید، مشکلات تسویه بازار و تراکم خطوط بتواند منحنی بار مسطحی در زمان پر باری ایجاد کند. در حل این مسئله بارها به دو گونه ثابت و پاسخگو به تقاضای ساعتی، درنظر گرفته شده‌اند. زمانی که این بارها به بازار ساعتی برق وصل شوند، می‌توانند کاهش یابند یا به ساعت‌های دیگر انتقال پیدا کنند. مطالعات انجام گرفته با در نظر گرفتن امنیت سیستم سرعت و دقت بالاتر را در همگرایی مسئله، بیان می‌کند. همچنین پاسخگویی بار، پیک بار شبکه، هزینه عملیاتی سیستم، مصرف سوخت و ازدحام خطوط را کاهش می‌دهد. نتایج شبیه سازی‌های عددی بر روی شبکه‌ی ۶ باسه تاثیر گذاری روش مفروض را نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: پاسخگویی بار، قیمت زمان واقعی، تعهد مقید تولید، عدم قطعیت بازار برق.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۳/۰۴/۱۵

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۴/۰۸/۲۳

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۱۱/۰۸

نام نویسنده‌ی مسئول: ابراهیم زارعی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – کرمان – خیابان ۲۲ بهمن –دانشگاه شهید باهنر کرمان – دانشکده‌ی برق

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

۱- مقدمه

در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، بهره بردار مستقل سیستم(ISO[1]) منابع در دسترس را برای برآورده کردن بار ساعتی سیستم با حفظ امنیت و حداقل هزینه برنامه‌ریزی می‌کند[۱]. بر این اساس شرکت‌های تولید توان، پیشنهاد خود را برای برآورده کردن بار ساعتی پیش بینی شده‌ی روز بعد ارائه می‌دهند. در این میان قیمت تسویه‌ای بازار با توجه به قیمت حاشیه‌ای آخرین ژنراتور برنامه‌ریزی شده تنظیم می‌شود[۲،۳]. از این جهت، تقاضا در این بازار سهمی نخواهد داشت. نتیجه این عدم مشارکت، تغییرات ناگهانی قیمت، خطوط متراکم، مصرف سوخت بالاتر، آلایندگی و کمبود منابع کافی انرژی در ساعت مشخص پیک بار خواهد بود[۴-۸].

تغییرات ناگهانی قیمت زمانی اتفاق می‌افتد که تقاضا هیچ سهمی در تنظیم قیمت بازار نداشته باشد در نتیجه، ژنراتورها تمایلی برای ارائه پیشنهاد در نزدیکی قیمت حاشیه‌ای ندارند که این موضوع منجر به ارائه پیشنهادی بالاتر از قیمت واقعی می‌شود. این رفتار، بازاری با قیمت متغیر را بوجود می‌آورد که از بازار رقابتی به دور است. تغییر ناگهانی قیمت ممکن است در ساعاتی رخ دهد که رزرو ژنراتورها در ساعات پیک بار کم باشد. برای جبران این کمبود، از ژنراتورهایی با قیمت حاشیه‌ای بالاتر برای برآورده کردن تقاضا استفاده می‌شود. در این چنین چرخه‌ای، مشارکت سهم تقاضا می‌تواند، دوره‌ی پیک بار را کاهش دهد که روش اقتصادی خوبی برای غلبه بر محدودیت‌های خط انتقال است. زیرا نیاز به تولید و انتقال توان در ساعات پرباری کاهش یافته که کاهش تراکم خطوط، هزینه و آلایندگی را به دنبال خواهد داشت. افزایش مشارکت تقاضا در بازار می‌تواند سود همه جانبه را به دنبال داشته باشد که شامل: تولیدات پراکنده، سایت‌های ذخیره سازی و پاسخگویی بار می‌باشد. [۴،۵].

پاسخگویی بار در واقع کاهش مصرف ساعتی در پاسخ به قیمت بالا یا تمایل بازار است که شامل: پاسخگویی بار اضطراری(حساس) و اقتصادی می‌باشد. پاسخگویی بار اضطراری با توجه به شرایط شبکه، با درخواست بهره بردار مستقل سیستم، بار را موقتا کاهش می‌دهد که این نوع متناوبا" استفاده نمی‌شود. پاسخگویی بار اقتصادی، بار را به صورت داوطلبانه و با توجه به قیمت بازار کاهش می‌هد.

در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار یافته، قیمت در گره‌های مختلف با توجه به زمان و مکان‌های مختلف فرق می‌کند. بنابراین مشترکین باید منحنی بار خود را در پاسخ به تغییر قیمت بازار برق تنظیم کنند. در این شرایط مشترکین می‌توانند بار خود را کاهش دهند. از آنجایی که کاهش بار همیشه مطلوب نیست، مشترکین می‌توانند بار خود را به ساعت کم مصرف انتقال دهند[۹-۱۳]. بهرحال تمامی مشترکین، از قیمت پایین‌تر بازار سود می‌برند. این سود حاصل کاهش یا انتقال بار بین ۵٪-۱۰٪ در ساعت‌های پیک بار بوده که باعث ایجاد منحنی بار تقریبا مسطحی می‌گردد [۱۴].

بر این اساس، شرکت‌های تولید و انتقال اطلاعات خود را به بهره‌بردار مستقل سیستم ارائه می‌دهند. نهاد تنظیم بار(LSE[2])، داده‌های بار مشترکین را برای بهره‌بردار مستقل سیستم جمع‌آوری می‌کند. مشترکین به طور مستقیم در برنامه پاسخ بار شرکت نمی‌کنند و به جای آنها، فراهم کننده سرویس کاهنده (CSP[3]) عمل می‌کند. سرویس کاهنده اطلاعات کاهش بار را از مشترکین دریافت کرده و پیشنهاد مورد نظر را به بهره‌بردار مستقل سیستم ارائه می‌دهد. بعلاوه تحت این شرایط فرصت‌ها و انتخاب‌های مناسبی را برای مصرف کننده‌ها در بازار زمان واقعی روز آینده بوجود می‌آورد. البته نهاد اتظیم بار یا شرکت توزیع الکتریکی(EDC[4]) می‌تواند به عنوان سرویس کاهنده هم عمل کند. بهره‌بردار مستقل سیستم برای پیدا کردن بهترین برنامه زمان‌بندی تولید و بارها از مشارکت واحدها و محدودیت‌های غالب استفاده می‌کند. چالش این قسمت ترکیب پاسخگویی بار با فرآیند تسویه بازار برای دست‌یابی به بازار دینامیکی با بهترین کارایی است[۱۵-۱۷].

در مرجع شماره [۱۳] پاسخگویی بار با قانون مزایده و روش دست‌یابی تکراری ترکیب شده است که بارها به صورت گره‌ای تنظیم شده‌اند. در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته قیمت‌های گرهی بر اساس مکان و زمان مورد استفاده تغییر می‌کنند. در مرجع شماره [۱۷] یک الگوریتم مزایده‌ای به پاسخگویی بار اجازه‌ی رشد می‌دهد اما، دوره‌ی کاهش بار یا بهبود انرژی ذخیره شده ثابت است. برای بیشینه کردن رفاه اجتماعی، در مرجع [۱۸] یک سیستم تسویه بازار مفروض است که در آن مشتری‌ها پیشنهادهای خود را برای خرید انرژی ارائه می‌دهند. در این مدل، بازار برق با استخر مزایده مطرح گردیده است که هر کدام از خریداران یا فروشندگان پیشنهادهای خود را ارائه کرده و اداره مرکزی تصمیم گیری لازم را انجام می‌دهد. بهره‌بردار پیشنهادهای لازم را جمع کرده و مسئله تعهد تولید را حل می‌کند که هدف آن محاسبه کمترین هزینه برنامه‌ریزی بهینه برای توازن تولید و مصرف در هر زمان است. مهمترین هدف بهره‌بردار بیشینه کردن رفاه عمومی است که به عنوان مجموع مازاد مصرف کنندگان و مازاد تولیدکنندگان تعریف می‌شود.

در مرجع شماره [۱۹] یک الگوریتم حراجی چند جهته معرفی شده است که درآن شرکت کنندگان موجود در بازار به دنبال یک نقطه تعادل برای ارائه پیشنهاد خود هستند. نگاه متفاوت ارائه شده آن است که فروشندگان و تصمیم گیرندگان بازار با توجه به نیاز خود برای رسیدن به بیشترین سود فردی تلاش می‌کنند که تناقضاتی(برخوردهایی) بین هدف بیشینه‌کردن مرکزی و هدف حصول سود فروشندگان مستقل وجود دارد. تقاطع منابع و تقاضا ممکن است در یک مزایده چند زمانه استخر پایه، یک نقطه تعادل نباشد. در مرجع [۲۰] محدودیت‌های بار، با استفاده از یک سازوکار پیشنهاددهی ساعتی در مزایده روز بعد ترکیب می‌شود. بدین منظور، امنیت به عنوان یک سرویس فرعی در نظر گرفته شده است. سیگنالی که حالت

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]

خاموش و روشن شدن واحدها را مشخص می‌کند قیمت می‌باشد که شامل قیمت خرید سوخت، قیمت فروش انرژی ، قیمت فروش سرویس های فرعی و... می‌باشد. در این قسمت نیز هدف بیشینه‌کردن رفاه اجتماعی است. مرجع شماره [۲۱] اثرات پاسخگویی بار با رفتار انتقال بار بر بازار الکتریکی را بررسی می‌کند. همچنین تاثیر مشارکت پاسخگویی بار بر قابلیت اطمینان، فاکتور اقتصادی سیستم‌های قدرت و بازار رزرو نیز در نظر گرفته شده است. در مرجع شماره [۲۲]، از فرآیند تکرار برای یک‌پارچه سازی محاسبات قیمت بازار و تغییرات پاسخگویی بار استفاده نموده است. با توجه به منحنی بار درگذشته می‌توان، میزان و نحوه‌ی ترکیب پاسخگویی بار را در آینده تخمین زد. در مرجع شماره [۲۳] فرآیند تکرار تسویه بازار که در مرجع [۲۲] در نظر گرفته شد، مورد بازنگری قرار گرفته و همگرایی مسئله با فرآیند تکرار سبک‌تر شده است. در مرجع [۲۴] یک روش دست‌یابی کارآمد مشارکت واحدها با محدودیت های AC برای بدست آوردن کمترین هزینه عملکرد سیستم با در نظر گرفتن امنیت سیستم قدرت ارائه می‌دهد. روش مفروض مورد استفاده برای جداسازی ترکیب واحدها به مسئله اصلی و زیر مسئله از تکنیک بندرز استفاده کرده و با استفاده از تکنیک لاگرانژ تقویت شده مسئله را حل می‌کند.

به هر حال در فرآیند تسویه بازار با در نظر گرفتن پاسخگویی بار، از فرآیند تکراری[۵] یا دست یابی مستقیم[۶] استفاده می نماییم. روش دست یابی مستقیم از قابلیت کشسانی قیمت تقاضا برای تنظیم بازار استفاده می‌کند. اما همگرایی مسئله به جواب بهینه، به روش دست یابی تکراری احتیاج دارد که فرآیندی زمان گیر است. حتی دست‌یابی به یک جواب بهینه و عملی دشوار است.

روش دست‌یابی مستقیم جابجا شدن بارها را در فرآیند تسویه بازار به درستی مدل نمی‌کند، که می‌تواند تاثیر مشخصی در نتیجه تسویه بازار داشته باشد. در این مرحله محدودیت‌های عملیاتی پاسخگویی بار و خط انتقال در نظر گرفته نمی‌شود. در این مقاله از پاسخگویی بار به عنوان یکی از برنامه های مشارکت تقاضا در تسویه بازار استفاده شده است. بارهای پاسخگو طوری در نظر گرفته می‌شوند که بتوانند در شرایط اقتصادی کاهش پیدا کرده یا به ساعت‌های دیگر منتقل شوند. مشخصه‌های ساعتی و ذاتی بار به بهره‌بردار مستقل سیستم ارائه می‌گردد. در این فرآیند تاثیر پاسخگویی بار بر عملکرد، کنترل و محدودیت‌های سیستم قدرت برای دست‌یابی به نتیجه مطلوب در نظر گرفته می‌شود.

۲- مدل تسویه بازار روز بعد

۲-۱- فرآیند تسویه بازار

فرض می‌شود که شرکت‌های تولید توان و بارها پیشنهادهای خود را به بهره‌بردار مستقل سیستم، ارائه می‌دهند. پیشنهادهای بارها شامل پیشنهادهای چند قسمتی با محدودیت‌های موقتی یا ذاتی بارها است، که با درنظر گرفتن پیشنهادهای شرکت‌های تولیدی و بارها، فرآیند تسویه بازار در حالت متقابل انجام می‌شود. همچنین، احتمالات و محدودیت‌های خط انتقال نیز در حالت پایه در نظر گرفته می‌شود. تابع هدف، رفاه اجتماعی ($SW^{۷}$) را بیشینه می‌کند که برابر سود حاصل از فروش توان منهای هزینه تولید است. مشارکت واحدهای برنامه‌ریزی شده برای پیشنهادهای مختلف، وضعیت ترکیب و ارسال توان واحدهای تولیدی را شرح می‌دهد [۲۲-۲۳].

۲-۲- پیشنهاد بارها

پاسخگویی بار ساعتی از بارهای ثابت و پاسخگو تشکیل شده است. بارهای ثابت، بارهای غیر حساس به قیمت هستند که در فرآیند تسویه بازار مشخص می‌شوند. قیمت بار پاسخگو با افزایش میزان بار کاهش می‌یابد. پیشنهاد یک بار پاسخگو شامل: میزان ساعتی و قیمت بارها است که آنها را با محدودیت‌های زیر اعمال می‌کنیم:

حداقل زمان روشن و خاموش بودن، نرخ افزایش یا کاهش بار، حداقل کاهش ساعتی، بیشترین کاهش روزانه، حداقل زمان روشن بودن: بیانگر ساعت‌های متوالی هستند که بار پس از ورود به شبکه باید در مدار بماند و نمی‌تواند بلافاصله از مدار خارج شود. حداقل زمان خاموش بودن: بیانگر تعداد ساعت‌های متوالی است که بار پس از خروج از شبکه باید خاموش بماند و نمی‌تواند بلافاصله به مدار برگردد. نرخ افزایش یا کاهش بار: بیانگر حداکثر میزان تغییرات افزایشی یا کاهشی بار در یک دوره زمانی مشخص است (توانایی شیب در کاهش یا افزایش بار). این شیب نشان می‌دهد که مشتری با چه نرخی باید مصرف خود را افزایش یا کاهش دهد. حداقل کاهش ساعتی: حد پایین را برای کاهش ساعتی نشان می‌دهد. به عبارت دیگر، این حد معرف حد فیزیکی یا حداقل میزان باری است که می‌توانیم کاهش دهیم. یا می‌توان گفت: کاهش بار کمتر از این مقدار در فرآیند تسویه بازار توسط بهره‌بردار مستقل سیستم، شرکت داده نمی‌شود. بیشترین کاهش روزانه: کاهش نهایی بار را در ناحیه برنامه‌ریزی کنترل می‌کند و یک راه‌حل عملی برنامه‌ریزی ساعتی برای بارهای پاسخگو بوسیله محدودیت‌های فیزیکی به حساب می‌آید [۲۰-۲۳].

۳- فرمول نویسی مسئله با پاسخگویی بار

در این مقاله، مدل سازی مسئله تعهد مقید تولید با پاسخگویی بار در قالب یک مسئله بهینه سازی غیرخطی محدودیت دار بصورت زیر انجام یافته است. هدف این قسمت، برنامه‌ریزی تولید توان نیروگاه‌ها و بارها با غلبه بر محدودیت‌های موجود است به نحوی که تابع رفاه اجتماعی بیشینه گردد.

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

۳-۱- تابع هدف

تابع هدف (۱) یا همان رفاه اجتماعی برابر سود حاصل از فروش توان منهای هزینه تولید است که به صورت زیر بیان می‌گردد. مصرف کنندگان میزان تقاضای خود را در ساعت اوج مصرف با قیمت بالاتر کاهش داده و به ساعت کم مصرف با قیمت پایین‌تر انتقال می‌دهند. با انتقال تقاضا به ساعت کم مصرف از میزان تقاضای توان در اوج مصرف کاسته شده و علاوه بر آزادسازی ظرفیت انتقال ژنراتورهایی با قیمت حاشیه‌ای بالاتر از مدار خارج می‌شوند. این فرایند باعث کاهش قیمت تولید توان و ارائه در قیمت پایین‌تر می‌گردد که برای هر دو طرف سودمند است. مدلسازی انتقال بار پاسخگو از ساعتی به ساعت دیگر (در پاسخ به قیمت) در قسمت اول این رابطه مشاهده می‌شود. که از میزان تولید توان در زمان پر باری با قیمت بالاتر کاسته می‌شود. در نتیجه هزینه کل به علت این تغییر میزان تولید و قیمت کاهش می‌یابد. قسمت دوم این رابطه، معادله درجه دوم تولید توان واحدهای نیروگاهی است. ترکیب این دو قسمت یک مسئله بهینه‌سازی غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) را بوجود می‌آورد که صورت کلی این معادله با رابطه (۱) نشان داده شده است.

$$Max\left\{\sum_{t=1}^{NT}\sum_{b=1}^{NB}CB_{bt}\left(D_{bt}\right)-\sum_{t=1}^{NT}\sum_{i=1}^{NG}GC_{it}\left(P_{it}\right)\right\} \qquad (۱)$$

۳-۲- محدودیت‌های سیستم

محدودیت های سیستم شامل: محدودیت بالانس توان (۲) که برابری تولید توان و تقاضا را تضمین می‌کند. محدودیت رزرو چرخان و رزرو عملیاتی سیستم (۳)، (۴) که به صورت ظرفیت بزرگترین نیروگاه و درصدی از پیک بار در نظر گرفته می‌شود. محدودیت شیب افزایشی و کاهشی واحدها (۵)، (۶) بیانگر نرخ تغییراتی است که واحد می‌تواند تولید توان خود را افزایش یا کاهش دهد. محدودیت روشن و خاموش بودن واحد (۷)، (۸) که به مسئله اعمال می‌گردد تا خاموش و روشن شدن واحدها را محدود کند. زیرا هر واحد پس از خاموش شدن، به یک زمان مشخص برای خنک شدن، و قبل از روشن شدن به یک زمان مشخص برای گرم شدن احتیاج دارد و نمی‌تواند بلافاصله وارد مدار گردد. محدودیت تولید توان (۹)، که توان تولیدی هر واحد را در محدوده‌ی تولید توان ماکزیمم و مینیمم آن واحد قرار می‌دهد[۲۵، ۲۴].

$$\sum_{i=1}^{NG}P_{it}*I_{it}=\sum_{b=1}^{NB}D_{bt}+P_{L,t}\ \ (t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۲)$$

$$\sum_{i=1}^{NG}R_{S,it}*I_{it}\geq R_{S,t}\ \ (t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۳)$$

$$\sum_{i=1}^{NG}R_{o,it}*I_{it}\geq R_{o,t}\ \ (t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۴)$$

$$P_{it}-P_{i(t-1)}\leq\left[1-I_{it}\left(1-I_{i(t-1)}\right)\right]UR_i+I_{it}\left(1-I_{i(t-1)}\right)P_{i,min}$$
$$(i=1,2,\ldots,NG;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۵)$$

$$P_{i(t-1)}-P_{it}\leq\left[1-I_{i(t-1)}\left(1-I_{it}\right)\right]DR_i+I_{i(t-1)}\left(1-I_{it}\right)P_{i,min}$$
$$(i=1,2,\ldots,NG;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۶)$$

$$\left[X_{i(t-1)}^{on}-T_i^{on}\right]\left[I_{i(t-1)}-I_{it}\right]\geq 0$$
$$(i=1,2,\ldots,NG;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۷)$$

$$\left[X_{i(t-1)}^{off}-T_i^{off}\right]\left[I_{it}-I_{i(t-1)}\right]\geq 0$$
$$(i=1,2,\ldots,NG;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۸)$$

$$P_{i,min}*I_{it}\leq P_{it}\leq P_{i,max}*I_{it}$$
$$(i=1,2,\ldots,NG;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۹)$$

۳-۳- محدودیت بار باس

مدل سازی شین‌های بار در این مقاله مبتنی بر بارهای ثابت و پاسخگو است. در این میان بار ثابت باید کاملا برآورده شود اما بارهای پاسخگو می‌توانند کاهش پیدا کرده یا به ساعت‌های دیگر که انرژی الکتریکی قیمت کمتری دارد، انتقال پیدا کنند. در این قسمت سود حاصل از مصرف برای بارهای ثابت، صفر در نظر گرفته می‌شود. لذا تابع هدف مسئله مشارکت واحدها، تنها شامل بارهای پاسخگو می‌باشد.

محدودیت بار باسها (۱۰)، مجموع بارهای ثابت و پاسخگو در هر باس باید برابر مجموع کلی بار هر باس باشد. محدودیت حداقل کاهش بار (۱۱)، اگر بار کاهش پیدا کرده کمتر از حداقل کاهش بار باشد، بار پاسخگوی برنامه‌ریزی شده برابر بار پاسخگو منهای بار کاهش یافته خواهد بود. محدودیت نامنفی بودن بار پاسخگو (۱۲)، اگر بار مفروض کاهش یافته، بزرگتر از حداقل کاهش بار باشد این محدودیت اعمال می‌گردد. بار پاسخگوی پیشنهاد شده (۱۳)، اگر بار کاهش پیدا نکرده باشد، در این حالت بار پاسخگوی پیشنهاد شده برنامه‌ریزی می‌شود. محدودیت نرخ افزایشی یا کاهشی بار (۱۴)، (۱۵) که این دو محدودیت نرخ تغییرات بین دو ساعت موفق را محدود می‌کنند. محدودیت حداقل زمان روشن و خاموش بودن بار (۱۶)، (۱۷) این دو محدودیت بیانگر حداقل تعداد ساعت‌هایی است که بار می‌تواند کاهش یافته یا دوباره به مدار بازگردد.

محدودیت کاهش بار روزانه (۱۸) کاهش بار ساعتی، تفاوت بین بار پاسخگوی پیشنهاد شده و بار برنامه‌ریزی شده است [۲۰-۲۳].

$$D_{bt}=D_{bt}^{f}+D_{bt}^{r}\ \ (b=1,2,\ldots,NB;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۱۰)$$

$$\left[D_{bt}^{r,max}-DX_{bt}^{min}-D_{bt}^{r}\right]v_{bt}\geq 0$$
$$(b=1,2,\ldots,NB;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۱۱)$$

$$D_{bt}^{r}v_{bt}\geq 0\ \ (b=1,2,\ldots,NB;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۱۲)$$

$$\left[D_{bt}^{r}-D_{bt}^{r,max}\right]\left[1-v_{bt}\right]\geq 0$$
$$(b=1,2,\ldots,NB;t=1,2,\ldots,NT) \qquad (۱۳)$$

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]

$$D_{bt}^{r} - D_{b(t-1)}^{r} \le UR_b \ (b = 1,2,...,NB; t = 1,2,...,NT) \quad (۱۴)$$

$$D_{b(t-1)}^{r} - D_{bt}^{r} \le DR_b \ (b = 1,2,...,NB; t = 1,2,...,NT) \quad (۱۵)$$

$$\left[X_{b(t-1)}^{on} - UT_b\right]\left[v_{b(t-1)} - v_{bt}\right] \ge 0 \quad (b = 1,2,...,NB; t = 1,2,...,NT) \quad (۱۶)$$

$$\left[X_{b(t-1)}^{off} - DT_b\right]\left[v_{bt} - v_{b(t-1)}\right] \ge 0 \quad (b = 1,2,...,NB; t = 1,2,...,NT) \quad (۱۷)$$

$$\sum_{t=1}^{NT}\left(D_{bt}^{r,max} - D_{bt}^{r}\right) \le EX_b^{max} \quad (b = 1,2,...,NB; t = 1,2,...,NT) \quad (۱۸)$$

۴- شبیه سازی و نتایج عملی

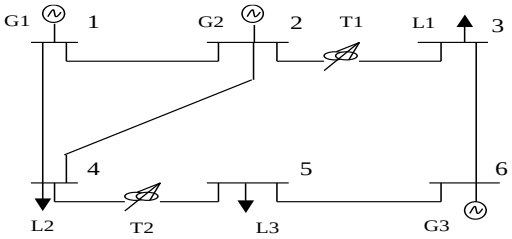
با استفاده از مدل بیان شده در قسمت قبل، برنامه مشارکت واحدها در حضور پاسخ بار، بر روی شبکه های ۶ باسه IEEE-RTS بسط داده شده است. درآنالیز اول، مسئله مشارکت واحدها بدون در نظر گرفتن پاسخ بار با هدف کمینه کردن تابع هزینه تولید توان با محدودیت‌های: توازن توان، رزرو چرخان، رزرو عملیاتی سیستم، نرخ افزایشی و کاهشی واحدهای تولید توان و حداقل زمان خاموش و روشن بودن واحدها مورد بررسی قرار گرفته است. در آنالیز دوم، مسئله مشارکت واحدها در حضور پاسخ بار با هدف، بیشینه کردن تابع رفاه عمومی بهمراه محدودیت‌های غالب از قبیل: محدودیت بالانس توان، محدودیت باس بار شامل بارهای ثابت و پاسخگو، محدودیت حداقل کاهش بار، حداقل زمان خاموش روشن شدن بودن نیروگاه‌ها، نرخ کاهشی یا افزایشی بار و..... مورد بررسی قرار گرفته است. تمام ساختارهای پیشنهادی در قالب یک مسئله بهینه‌سازی غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) می‌باشد که برای حل مدل از نرم‌افزار GAMS استفاده شده است.

مدل مدنظر با محدودیت‌های شماره ۱۰ الی ۱۸ به مسئله اعمال می‌شود. عامل تاثیر گذار در کاهش مصرف در ساعت پیک بار تغییر قیمت تقاضای ساعتی است. این تغییر قیمت در این مسئله با تغییر قیمت تک پله‌ای اعمال می‌گردد. در کلیه مطالعات انجام پذیرفته، شرایط زیر در نظر گرفته شده است:۱۰ درصد بار کل به عنوان بار پاسخگو و مابقی به عنوان بار ثابت، گام مصرف تک پله‌ای با مقدار پیشنهادی ۲۰ $/MWh برای بارهای پاسخگو، حداقل کاهش بار پاسخگوی ساعتی به میزان ۵ MW، حداکثر کاهش روزانه بار پاسخگوی ساعتی به میزان ۱۵۰ MW، حداقل و حداکثر زمان روشن و خاموش بودن بارها به میزان ۴ ساعت و نرخ افزایشی و کاهشی بارها به اندازه‌ی کافی بزرگ در نظر گرفته می‌شود تا به بارها اجازه داده شود بین دو ساعت موفق تغییر کنند.

۴-۱- شبکه‌ی ۶ باسه

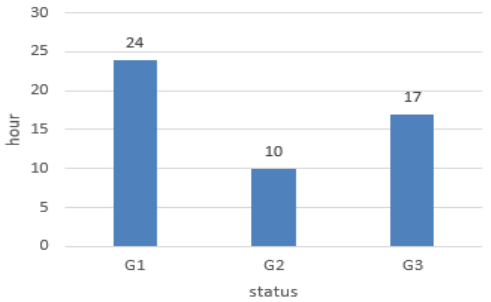
حالت اول: شبکه ۶ باسه بدون حضور پاسخ بار

این شبکه شامل ۳ ژنراتور، ۷ خط انتقال و ۲ ترانسفورماتور می‌باشد که درشکل(۱ ساختار این شبکه نشان داده شده است.



شکل(۱): ساختار شبکه ۶ باسه

هزینه عملیاتی کل محاسبه شده برابر ۱۳۷۴۹۱,۹۲۴ هزار دلار بدست می‌آید. دو واحد نیروگاهی در ساعت‌های مختلف شبانه‌روز با حالت ترکیبی زیر در برنامه شرکت کرده و بار را به طور کامل برآورده می‌کنند. واحد اول در تمام طول شبانه‌روز، واحد دوم به مدت ۱۰ ساعت و واحد سوم به مدت ۱۷ ساعت روشن خواهند بود. شکل و جدول (۱ حالت ترکیبی واحدها را در طول ۲۴ ساعت در حالت اول نشان می‌دهند. همانگونه که مشاهده می‌شود، در ساعت‌های اولیه که میزان‌تقاضا کم است، تنها واحد اول فعال می‌باشد و واحدهای دیگر غیر فعال هستند.



شکل(۲): حالت ترکیب واحدها در شبکه ۶ باسه حالت پایه

جدول (۱): توان تولیدی واحدها در شبکه ۶ باسه حالت پایه

ساعت	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
P1	۱۷۹	۱۶۸	۱۶۲	۱۵۷	۱۶۲	۱۷۹	۲۱۳	۲۲۰
P2	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
P3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱۰
ساعت	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
P1	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰
P2	۲۳/۶	۴۶	۵۷/۲	۶۰	۵۷/۲	۶۰	۶۰	۵۲
P3	۱۰	۱۱	۱۲/۳	۱۲/۷	۱۲/۳	۱۲/۷	۱۲/۷	۱۲
ساعت	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
P1	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۰۲
P2	۴۸/۸	۴۹	۰	۰	۰	۰	۰	۰
P3	۱۱/۵	۱۲	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰	۱۰

در ساعت‌های اولیه که میزان‌تقاضا کم است، تنها واحد اول فعال می‌باشد و واحدهای دیگر غیر فعال هستند. این واحد، میزان تولید خود را با شیب نزولی طی کرده تا در ساعت T۴، به دلیل افزایش تقاضا، تولید توان نیز افزایش داده تا به بیشینه ظرفیت خود می‌رسد. با ادامه این فرآیند و احتیاج به تولید توان، واحد اول در بیشینه ظرفیت

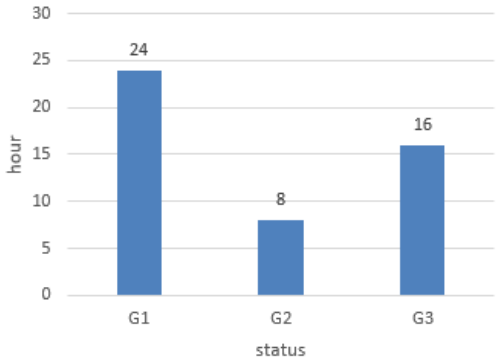
[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

خود باقی مانده و واحد سوم در ساعت T۸ وارد مدار می‌گردد. واحد دوم تولید توان خود را از ساعت T۹ با شیب صعودی شروع می‌کند. بعد از این ساعت با کاهش میزان تقاضا در ساعت T۱۹، میزان تولید توان واحد سوم نیز کاهش یافته و از مدار خارج شده و واحد های اول و دوم با نرخ تولید ثابت بار را تامین می‌کنند.

حالت دوم: شبکه ۶ باسه در حضور پاسخ بار

هزینه عملیاتی کل محاسبه شده در حضور پاسخ بار برابر ۱۲۴۴۲۱,۲۰۹ هزار دلار بدست می‌آید که نسبت به حالت قبل به میزان ۱۳۰۷۰,۷۱۵ هزار دلار کاهش هزینه را در پی داشته است. سه واحد نیروگاهی در ساعت‌های مختلف شبانه‌روز با حالت ترکیب زیر در برنامه شرکت کرده و بار را به طور کامل برآورده می‌کنند. بر طبق این برنامه، واحد اول در تمام طول شبانه‌روز، واحد دوم به مدت ۸ ساعت و واحد سوم به مدت ۱۶ ساعت روشن خواهند بود. حالت ترکیب واحدها درشکل (۲ و توان تولیدی در جدول (۲ نشان داده شده است.

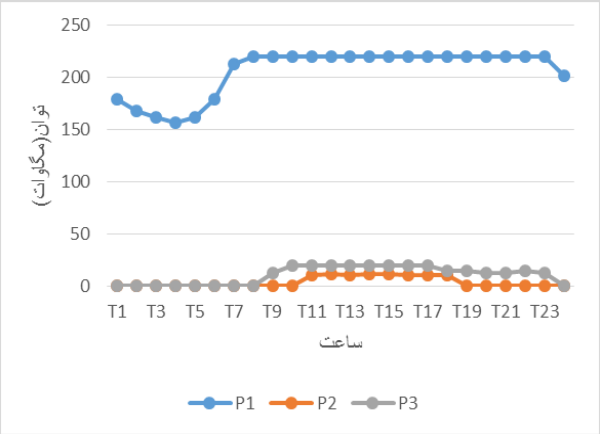


شکل (۲): ترکیب واحدها در شبکه ۶ باسه در حضور پاسخ بار

جدول (۲): توان تولیدی در شبکه ۶ باسه در حضور پاسخ بار

ساعت	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
P1	۱۷۹	۱۶۸	۱۶۲	۱۵۷	۱۶۲	۱۷۹	۲۱۳	۲۲۰
P2	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
P3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ساعت	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
P1	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰
P2	۰	۰	۱۰	۱۲	۱۰	۱۲	۱۲	۱۰
P3	۱۲/۵	۱۹/۴	۱۹/۵	۲۰	۱۹/۵	۲۰	۱۹/۵	۲۰
ساعت	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
P1	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰	۲۲۰
P2	۱۰	۱۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
P3	۲۰	۲۰	۱۴/۴	۱۴/۴	۱۲/۵	۱۲/۵	۱۴/۴	۱۲/۵

حالت ترکیب واحدها نسبت به حالت قبل تغییر کرده و تعداد ساعت‌های کل عملیاتی واحدها نسبت به حالت قبل از ۵۱ ساعت، به ۴۸ ساعت کاهش پیدا کرده است. همانگونه که مشاهده می‌شود مانند حالت قبل، در ساعت‌های اولیه که میزان‌تقاضا کم است، تنها واحد اول فعال می‌باشد و واحدهای دیگر غیر فعال هستند. این واحد، میزان تولید خود را با شیب صعودی طی کرده و در ساعت T۹-به دلیل افزایش تقاضا-تولید خود را تا بیشینه ظرفیت افزایش می‌دهد. با ادامه این فرآیند و احتیاج به تولید توان، واحد اول در بیشینه ظرفیت خود باقی مانده و واحد سوم نیز در ساعت T۹ وارد مدار می‌گردد. اما با افزایش تقاضا واحد اول که در حد بیشینه تولید توان خود بوده توانایی افزایش توان خود را نداشته لذا، به منظور عملکرد اقتصادی بهینه، واحد سوم ظرفیت خود را افزایش نداده و واحد دوم در ساعت T۱۱ وارد مدار می‌گردد. با کاهش مجدد تقاضا در ساعت T۱۸ واحد سوم تولید توان خود را با نرخ تغییرات جزئی حفظ کرده و واحد دوم از مدار خارج گردیده و واحد اول توان تولیدی خود را کاهش می‌هد. با توجه به موارد ذکر شده نحوه‌ی توزیع توان برای شبکه ۶ باسه در حضور پاسخ بار در شکل (۳ نشان داده شده است. این کاهش توان به علت کاهش تقاضا در زمان اوج مصرف رخ می‌دهد که نیاز به تولید توان را کاهش می‌دهد.



شکل (۳): نحوه‌ی توزیع توان برای شبکه ۶ باسه در حضور پاسخ بار

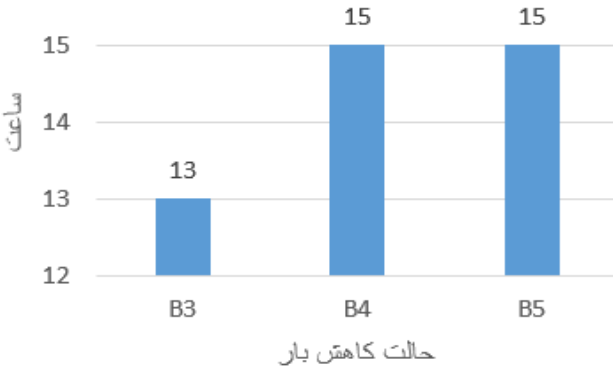
پس از حل مسئله تعهد مقید تولید، حالت بارهای کاهش یافته در باس‌ها و در ساعت‌های مختلف مشخص می‌گردد که عدد یک بیانگر کاهش بار و عدد صفر بیانگر حالت عدم کاهش بار در باس و ساعت مورد نظر است. حالت‌های مختلف کاهش یا عدم کاهش بارها در ساعت‌های مختلف را در جدول (۳ مشاهده می‌کنیم.

جدول (۳): حالت کاهش بارها در باس های مختلف شبکه‌ی ۶ باسه

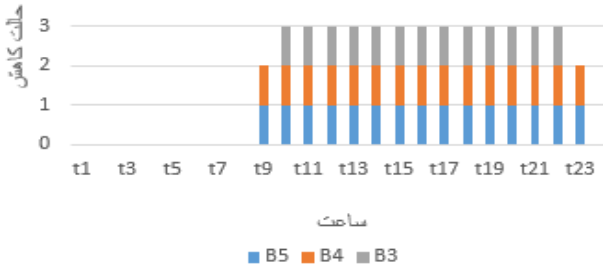
ساعت	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
B3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
B4	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
B5	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ساعت	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
B3	۰	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
B4	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
B5	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
ساعت	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
B3	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰	۰
B4	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰
B5	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۰

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]

همچنین، حالت کاهش بار در هر باس در شکل (۴ و حالت تجمعی کلی کاهش بار را در شکل (۵ مشاهده می‌کنیم. که شکل شماره ۶ حالت کاهش بار در باس‌های ۳،۴ و ۵ را به ازای ساعت‌های مختلف نشان می‌دهد. در ساعت‌های ۱ تا ۸ هیچگونه کاهش باری رخ نداده و این کاهش مربوط به ساعت‌های پر مصرف ۹ تا ۲۳ می‌باشد.



شکل (۴): نمودار حالت کاهش بارهادر شبکه ۶ باسه



شکل (۵): نمودار تجمعی کاهش بارها برای شبکه ۶ باسه

جدول (۴ میزانی از بارهای پاسخگو را نشان می‌دهدکه پس از شرکت در فرآیند کاهش بار در مدار باقی مانده‌اند. بارهای پاسخگو دامنه تغییراتی بین صفر تا ده درصد کل بارهای باس را تشکیل می‌دهند. در این جدول حالت کاهش این بارها را مشاهده می‌کنیم که صفر بیانگر شرکت کامل بارهای پاسخگو در برنامه کاهش بار است.

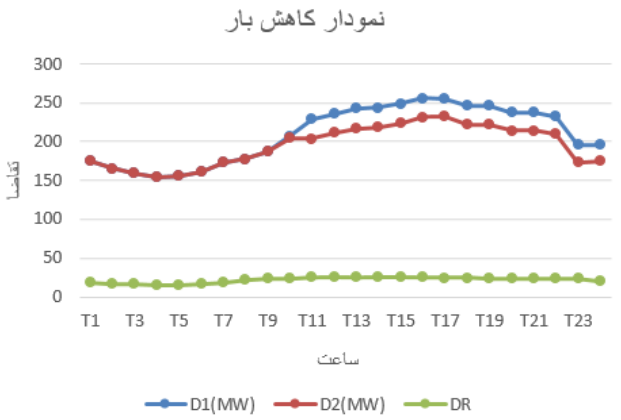
جدول (۴): میزان مشارکت بارهای پاسخگوی در شبکه ۶ باسه

ساعت	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
B3	۳/۵۸	۳/۳۶	۳/۲۵	۳/۱۴	۳/۱۴	۳/۲۵	۳/۵۵	۴/۲۶
B4	۷/۱۷	۶/۷۲	۶/۵	۶/۲۷	۶/۲۷	۶/۴۹	۷/۱۷	۸/۵۱
B5	۷/۱۷	۶/۷۲	۶/۵	۶/۲۷	۶/۲۷	۶/۴۹	۷/۱۷	۸/۵۱
ساعت	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
B3	۴/۸۷	۰/۱۲	۰	۰	۰	۰	۰	۰
B4	۹/۷۴	۰/۱۴	۰	۰	۰	۰	۰	۰
B5	۴/۷۴	۰/۳۵	۰	۰	۰	۰	۰	۰
ساعت	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
B3	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۴/۸۷	۴/۰۳
B4	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۱/۲۱	۸/۰۶
B5	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۴/۶۸	۸/۰۶

برای مقایسه حالت تاثیر این کاهش بار بر منحنی بار شبکه میزان کل تقاضا قبل از ترکیب و بعد از ترکیب مسئله مشارکت واحدها با پاسخگویی بار در جدول ۵ آورده شده است. همچنین، تاثیر ترکیب پاسخ بار بر کاهش پیک بار شبکه را در شکل ۷ می‌توانیم مشاهده کنیم.

جدول (۵): تغییرات تقاضا قبل و بعد از ترکیب با پاسخ بار در شبکه ۶ باسه

ساعت	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
D1(MW)	۱۷۵/۱۹	۱۶۵/۱۵	۱۵۸/۶۷	۱۵۴/۷۳	۱۵۵/۰۶	۱۶۰/۴۸	۱۷۳/۳۹	۱۷۷/۶
D2(MW)	۱۷۵/۱۹	۱۶۵/۱۵	۱۵۸/۶۷	۱۵۴/۷۳	۱۵۵/۰۶	۱۶۰/۴۸	۱۷۳/۳۹	۱۷۷/۶
DR(MW)	۱۷/۹۲	۱۶/۸	۱۶/۲۴	۱۵/۶۸	۱۵/۶۸	۱۶/۲۴	۱۷/۹۲	۲۱/۲۸
ساعت	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
D1(MW)	۱۸۶/۸۱	۲۰۶/۹۶	۲۲۸/۶۱	۲۳۶/۱	۲۴۲/۱۸	۲۴۳/۶	۲۴۸/۸۶	۲۵۵/۷۹
D2(MW)	۱۸۶/۸۱	۲۰۴/۸۶	۲۰۳/۶۶	۲۱۰/۹	۲۱۷/۲۳	۲۱۸/۴	۲۲۳/۶۶	۲۳۱/۳۵
DR(MW)	۲۳/۸۶	۲۳/۹۹۷	۲۴/۹۴۸	۲۵/۲	۲۴/۹۴۸	۲۵/۲	۲۵/۲	۲۴/۴۴۳
ساعت	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
D1(MW)	۲۵۶	۲۴۶/۷۴	۲۴۵/۹۷	۲۳۷/۳۵	۲۳۷/۳۱	۲۳۲/۶۷	۱۹۵/۹۱	۱۹۵/۶
D2(MW)	۲۳۱/۸۱	۲۲۲/۵۵	۲۲۲/۵۳	۲۱۴/۱۷	۲۱۴/۱۳	۲۰۹/۲۴	۱۷۲/۹۳	۱۷۵/۴۴
DR(MW)	۲۴/۱۹۲	۲۴/۱۹۲	۲۳/۴۳۶	۲۳/۱۸۴	۲۳/۱۸۴	۲۳/۴۳۶	۲۳	۲۰/۱۶



شکل (۶): تاثیر ترکیب پاسخ بار بر کاهش پیک بار شبکه ۶ باسه

D1 مقدار تقاضا قبل از ترکیب مسئله با پاسخ بار و D2 میزان تقاضا بعد از ترکیب مسئله با پاسخ بار می‌باشد. با دقت در نمودار می‌توان دریافت که پاسخ بار پیک منحنی را کاهش داده و منحنی بار را به یک منحنی بار مسطح‌تر، نسبت به حالت قبل نزدیک کرده است. منحنی بار مسطح می‌تواند در کاهش هزینه‌ی عملیاتی و... تاثیر چشمگیری داشته باشد.

بر این اساس با استفاده از مطالعه موردی مزایای پاسخگویی بار به صورت زیر است:

- کاهش پیک بار: این کاهش به خاطر کاهش یا انتقال پیک تقاضا به ساعت‌هایی است که پیک تقاضا وجود ندارد.
- کاهش در مقدار متوسط LMP[۸] سیستم: تغییر در پاسخگویی بار پایه و منحنی بار ساعتی می‌تواند مشارکت واحدها و جاری شدن توان را توصیف کرده و تبعه آن LMP باس را کاهش دهد. کاهش تقاضای توان در ساعات پرباری باعث می‌شود توان مورد نیاز توسط واحدهای ارزان در دسترس باشد و واحدهایی با هزینه حاشیه‌ای بالاتر نتوانند در برنامه ترکیب واحدها شرکت کنند و این دلیل

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.3- Fall 2016

کاهش LMP می‌باشد.

- سود کلی پاسخگویی بار: هرگونه استفاده از پاسخگویی بار در یک قسمت از باس می‌تواند به نفع سیستم قدرت و بازار باشد.
- استفاده از پاسخگویی بار باعث افزایش کارایی، انعطاف پذیری و بهبود عملکرد بازار می‌شود.
- استفاده از پاسخگویی بار در سطح بالاتر منجر به نتایج بهتر مشارکت واحدها و منحنی بار مسطح‌تر می‌شود.
- پاسخگویی بار در عملکرد سیستم قدرت باعث کاهش مصرف سوخت و آلایندگی در سیستم‌های قدرت می‌شود.

۵- نتیجه گیری

در این مقاله، یک روش فرمول‌نویسی جامع برای مدل کردن پاسخ تقاضا در فرآیند تسویه قیمت بازار فرض شده است. اعمال پاسخ تقاضا در برنامه مشارکت واحدها به طور موثری بارهای پاسخ‌گو را در فرآیند بازار روز بعد ترکیب می‌کند. ابتدا مدل غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح(MINLP) برای برنامه ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی ارائه شده است. در اولین ساختار بیان شده در محیط سنتی، مسئله مشارکت واحدها با قیدهای مورد نظر بیان گردیده است. تابع هدف، هزینه سوخت و هزینه روشن و خاموش کردن نیروگاه‌ها را با غلبه بر محدودیت‌های مورد نظر کمینه می‌کند. سپس در محیط هوشمند، ساختار مسئله در حضور منابع بار پاسخگو بیان گردیده است. برخورداری از قابلیت کاهش یا انتقال بار در ساعت پیک بار، هزینه‌های عملیاتی و احتیاج به ورود و خروج واحدها را کاهش می‌دهد. با اعمال محدودیت‌های مربوط به بارها و واحدهای تولیدی در برنامه مشارکت پاسخگویی بار، امنیت سیستم نیز در نظر گرفته شده است. همانگونه که ملاحظه گردید، پاسخگویی بار هزینه‌های عملیاتی سیستم، مصرف سوخت، آلایندگی و ترافیک خطوط انتقال بار را با پیکر بندی ساعتی دوباره منحنی بار کاهش می‌دهد. همچنین با انتقال بار به ساعات کم بار، مشکل کمبود توان در ساعات پرباری برطرف شده و با آزاد سازی ظرفیت خط انتقال در ساعات اوج مصرف امنیت سیستم نیز افزایش می‌یابد.

۶- فهرست وعلائم

b : زیرنویس باس

i : زیرنویس واحد ها

t: زیر نویس زمان

f: بالا نویس بار ثابت

r: بالا نویس بار پاسخگو

NB: تعداد باس ها

NG: تعداد ژنراتورها

NT: تعداد دوره‌های مطالعه (۲۴ ساعت)

DR_i: حد نرخ کاهشی واحد iام

G(0): محدودیت های تعمیم یافته شبکه

I_{it}: حالت الحاق واحد iام در زمان tام

$P_{D,t}$: تقاضای سیستم در زمان tام

$P_{L,t}$: تلفات سیستم در زمان tام

P_{it}: تولید واحد iام در زمان tام

$P_{i,max}, P_{i,min}$: کرانه‌های تولید واحد iام

$R_{S,t}$: رزرو چرخان مورد نیاز سیستم در زمان tام

$R_{O,t}$: رزرو چرخان عملیاتی مورد نیاز سیستم در زمان tام

$R_{S,it}$: رزرو چرخان سیستم واحد iام در زمان tام

$R_{O,it}$: رزرو چرخان عملیاتی سیستم واحد iام در زمان tام

T_i^{off}, T_i^{on}: حداقل زمان خاموش و روشن بودن واحد iام

$X_{it}^{off}, X_{it}^{on}$:زمان خاموش و روشن بودن واحد iام در زمان tام

UR_i: نرخ افزایشی واحد iام

D_{bt}^f : بار ثابت در باس bام در زمان tام

EX_b^{max}: بیشینه کاهش بار روزانه در باس bام

D_{bt}^r : بار پاسخگو در باس bام در زمان tام

$D_{bt}^{r,max}$: بار پاسخگوی پیشنهاد شده در باس bام در زمان tام

DX_{bt}^{min}: حداقل بار کاهش یافته در باس bام در زمان tام

DR_b: نرخ کاهش بار در باس bام

UR_b: نرخ افزایش بار در باس bام

UT_b: حداقل زمان وصل بودن بار در باس bام

DT_b: حداقل زمان قطع بودن بار در باس bام

X_{bt}^{on} : زمان وصل بودن بار در باس bام در زمان tام

X_{bt}^{off} : زمان قطع بودن بار در باس bام در زمان tام

CB_{bt}: سود حاصل از مصرف در باس bام در زمان tام

D_{bt}: میزان بار در باس bام در زمان tام

GC_{bt}: هزینه تولید واحد iام در زمان tام

v_{bt}: حالت کاهش بار در باس bام در زمان tام

۷- مراجع

[1] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, "Market operations in electric power systems, 2002," ed: John Wiley & Sons, Inc. New York.

[2] A. Conejo, E. Castillo, R. Minguez, and R. Garcia-Bertrand, "Decomposition techniques in mathematical programming. 2006," ed: Springer, New York.

[3] A. G. Bakirtzis, N. P. Ziogos, A. C. Tellidou, and G. A. Bakirtzis, "Electricity producer offering strategies in day-ahead energy market with step-wise offers," Power Systems, IEEE Transactions

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]

profit in self-scheduling for GenCos," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 19, pp. 2104-2106, 2004.
[18] J. M. A. a. A.J.Conejo, "Multi-period auction for a pool-based electricity market," IEEE transactions on power systems, vol. 19, pp. 1225-1231, Nov.2002.
[19] J. Contreras, O. Candiles, J. I. De La Fuente, and T. Gomez, "Auction design in day-ahead electricity markets," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 16, pp. 409-417, 2001.
[20] C. Su and D. Kirschen, "Direct participation of demand-side in a pool-based electricity market," Power System Technologiy Beijing, vol. 31, p. 7, 2007.
[21] D. S. Kirschen, G. Strbac, P. Cumperayot, and D. de Paiva Mendes, "Factoring the elasticity of demand in electricity prices," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 15, pp. 612-617, 2000.
[22] D. T. Nguyen, M. Negnevitsky, and M. de Groot, "Pool-based demand response exchange—concept and modeling," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, pp. 1677-1685, 2011.
[23] A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Bahramirad, "SCUC with hourly demand response considering intertemporal load characteristics," Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 2, pp. 564-571, 2011.
[24] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Security-constrained unit commitment with AC constraints," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 20, pp. 1001-1013, 2005.
[25] H. Wu, X. Guan, Q. Zhai, and H. Ye, "A systematic method for constructing feasible solution to SCUC problem with analytical feasibility conditions," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 27, pp. 526-534, 2012.
[26] GAMS solver manuals, http://www. gams.com/solvers.

زیرنویس‌ها

[1] Independent system operator
[2] Load serving entity
[3] Curtailment service provider
[4] Electric distribution company
[5] Iterative approach
[6] Direct approach
[7] Social welfare
[8] Local marginal price

on, vol. 22, pp. 1804-1818, 2007.
[4] Jadid, S., O. Homaee, and A. Zakariazadeh. "Voltage Control Approach in Smart Distribution Network with Renewable Distributed Generation." Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers 10.2 (2013).
[5] A. Hesami, F. Habibi, H. bevrani, “Robust control design for stabilizing of microgrid voltage in different operating conditions”, Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol. 10, No.1, pp. 23-32, 2013.
[6] A. C. Tellidou and A. G. Bakirtzis, "Demand response in electricity markets," in Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP'09. 15th International Conference on, 2009, pp. 1-6.
[7] S. J. Rassenti, V. L. Smith, and B. J. Wilson, "Controlling market power and price spikes in electricity networks: Demand-side bidding," Proceedings of the National Academy of Sciences, vol. 100, pp. 2998-3003, 2003.
[8] S. Borenstein, J. Bushnell, and F. Wolak, "Diagnosing market power in California's restructured wholesale electricity market," National Bureau of Economic Research2000.
[9] A. David and Y. Lee, "Dynamic tariffs: theory of utility-consumer interaction," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 4, pp. 904-911, 1989.
[10] L. Goel, Q. Wu, and P. Wang, "Reliability enhancement and nodal price volatility reduction of restructured power systems with stochastic demand side load shift," in Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007, pp. 1-8.
[11] A. David and Y. Li, "Effect of inter-temporal factors on the real time pricing of electricity," IEEE transactions on power systems, vol. 8, pp. 44-52, 1993.
[12] R. Rajaraman, J. V. Sarlashkar, and F. L. Alvarado, "The effect of demand elasticity on security prices for the poolco and multi-lateral contract models," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 12, pp. 1177-1184, 1997.
[13] L. Goel, Q. Wu, and P. Wang, "Nodal price volatility reduction and reliability enhancement of restructured power systems considering demand–price elasticity," Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 1655-1663, 2008.
[14] J. Colledge, "Demand Side Management: Power by the Minute," Power Economics, Feb, vol. 28, 2002.
[15] F. E. R. Commission, "Assessment of demand response and advanced metering," 2008.
[16] T. Li and M. Shahidehpour, "Strategic bidding of transmission-constrained GENCOs with incomplete information," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 20, pp. 437-447, 2005.
[17] H. Y. Yamin and S. M. Shahidehpour, "Risk and

[Downloaded from jiaeee.com on 2024-10-12]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.3.8.6]