

برنامه‌ریزی امنیت - مقید واحدهای تولیدی و بارهای پاسخ‌گو

حمیدرضا آراسته^۱ و حبیب‌اله اعلمی^۲

۱- دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق - دانشگاه شهید بهشتی - تهران - ایران

hr.arasteh@yahoo.com

۲- استادیار، دانشکده مهندسی برق - دانشگاه جامع امام حسین (ع) - تهران - ایران

halami@ihu.ac.ir

چکیده: در این مقاله، مسأله برنامه‌ریزی امنیت- مقید مشارکت واحدهای تولیدی در حضور منابع پاسخ‌گویی بار ارایه می‌شود. همچنین، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به عنوان کالایی تجاری در کنار سایر منابع تولیدی شبکه مدل‌سازی می‌شوند. در واقع، هدف اصلی این مقاله، ارایه چارچوبی به منظور برنامه‌ریزی امنیت- مقید مشارکت و تولید واحدهاست که در بر دارنده پتانسیل بارهای پاسخ‌گو به عنوان منابعی در دسترس و ضروری در شبکه است. بنابراین، طی مدل ارایه شده، با ترکیب منابع سمت تولید و منابع سمت تقاضا، مسأله برنامه‌ریزی امنیت- مقید مشارکت واحدها و بارهای پاسخ‌گو طرح می‌شود. حل این مسأله، برنامه‌ریزی همزمان تولید واحدها و عرضه DR را به شکل بهینه و با هدف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری از شبکه با در نظر داشتن قیود امنیت نتیجه خواهد داد. شبکه استاندارد ۲۴- شینه IEEE برای انجام شبیه‌سازی‌های مورد نیاز استفاده شده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی که با استفاده از نرم افزار GAMS انجام شده است، نشان‌دهنده کارایی و مزیت بالای روش پیشنهادی است.

واژه های کلیدی: برنامه‌ریزی امنیت- مقید، منابع پاسخ‌گویی بار، مشارکت واحدهای تولیدی.

۱- مقدمه

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اقدامات کوتاه‌مدتی هستند که توسط مصرف‌کننده‌ها برای تعدیل مصرف انرژی انجام می‌شوند [۱]. در برنامه راهبردی آژانس بین‌المللی انرژی، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به علت منافی که در سطوح بهره‌برداری و اقتصادی دارند، به عنوان نخستین انتخاب در تمامی سیاست‌های انرژی معرفی شده‌اند [۲]. همان‌طور که در شکل (۱) نشان داده شده است، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را می‌توان در قالب سه دسته کلی گروه‌بندی کرد:

برنامه‌های زمان‌محور^۱ (TBPs)، برنامه‌های تشویق‌محور^۲ (IBPs) و برنامه‌های مبتنی بر بازار^۳ (MBPs) [۳]. در برنامه‌های زمان‌محور، قیمت برق در دوره‌های مختلف تغییر می‌کند. بنابراین، مصرف‌کننده‌ها باید میزان مصرف خود را مطابق با تعرفه‌های موجود تعدیل سازند. در برنامه‌های تشویق‌محور، مصرف‌کننده‌ها توسط بهره‌بردار مستقل سیستم و یا شرکت‌های دیگر، تشویق می‌شوند که میزان مصرف خود را کاهش دهند. در برنامه‌های مبتنی بر بازار، تمامی بازیگران بازار به دو گروه تقسیم می‌شوند: خریداران DR و فراهم‌کنندگان DR (DRSP^۴). خریداران DR برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم و تجارت وابسته به برق خود به DR احتیاج دارند. فراهم‌کنندگان DR ظرفیت لازم برای شرکت در این برنامه‌ها را دارند و با مشارکت در برنامه‌های DR به منافی از نظر اقتصادی می‌رسند.

حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، می‌تواند در تولید توان و همچنین عرضه آن تأثیرگذار باشد. تأمین بار و رزرو،

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۳/۱۱/۰۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۰۴/۱۳

نام نویسنده مسئول: حبیب‌اله اعلمی

نشانی نویسنده مسئول: تهران - دانشگاه جامع امام

حسین (ع) - دانشکده مهندسی برق

تأثیر منفی بر قابلیت اطمینان سیستم است. قابلیت اطمینان یک سیستم به شکل برآورده کردن دو تابع کفایت و امنیت تفسیر می‌شود. مقدار کافی از ظرفیت منابع برای تأمین تقاضای بیشینه باید موجود باشد (کفایت) و سیستم باید بتواند تغییرات و پیشامدها را بر مبنای روزانه و ساعتی تحمل کند (امنیت).

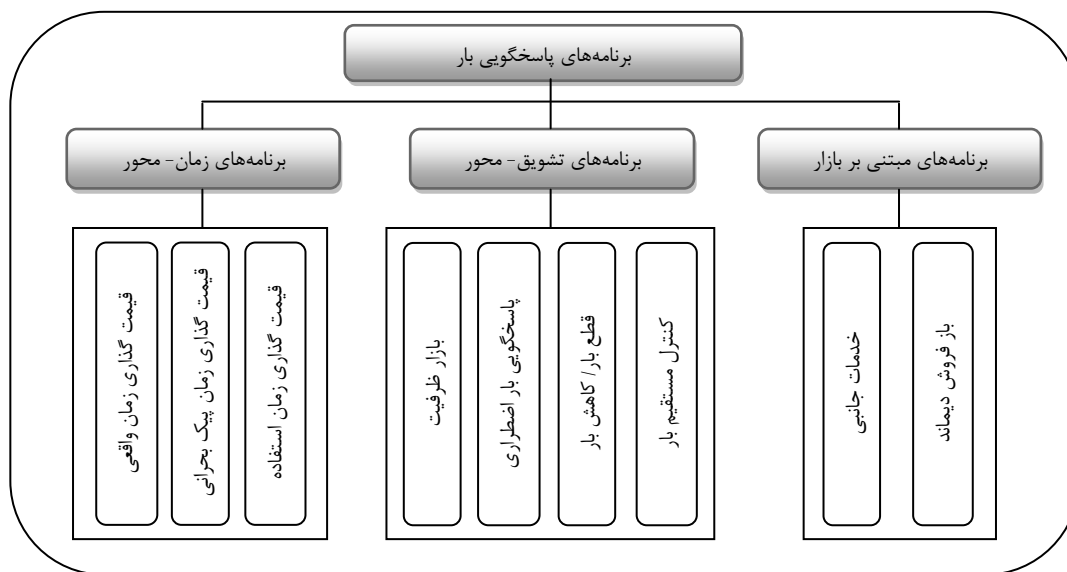
SCUC را می‌توان به شکل یک مسأله بهینه‌سازی بیان کرد که در آن هزینه‌های بهره‌برداری بر اساس هزینه‌های افزایشی حاصل از واحدهای تولید، کمینه می‌شود. تابع هدف این مسأله همانند مسأله UC است و تنها تفاوت این مسأله با مسأله UC در تعداد قیودی است که بررسی می‌شوند.

تأمین بار و ذخیره مورد نیاز شبکه، به عنوان یک مسأله اساسی در برنامه‌ریزی تولید مطرح است. همان‌طور که اشاره شد، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار ابزاری مفید برای ISO هستند و می‌توانند در مدت‌زمان کمابیش کوتاه فراخوانی شوند. بنابراین، استفاده از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌تواند برای رفع برخی از نگرانی‌های مربوط به تأمین بار و ذخیره در شبکه استفاده شوند. در سال‌های اخیر، مدل اقتصادی TBP و IBP ها در پژوهش‌های زیادی مورد توجه قرار گرفته‌اند [۲۱-۲۸]. والرو و همکارانش [۲۱] سیاست‌های مربوط به DR و مشتریان را در بازارهای برق بررسی کرده‌اند. در مراجع [۲۲ و ۲۳] مدل اقتصادی بارهای پاسخ‌گو به قیمت^{۱۲} بر اساس مقادیر ثابت الاستیسیته^{۱۳} بار ارایه شده است. برنامه‌های تسویه بازار^{۱۴} با در نظر گرفتن منافع اقتصادی آن‌ها در مرجع [۲۴] بحث شده‌اند. در مطالعاتی که در مراجع [۲۵-۲۸] انجام شده است، مدل اقتصادی بارهای پاسخ‌گو به قیمت بررسی شده‌اند. در مرجع [۲۹]، ساختار خطی با ضرایب ثابت برای منحنی فروش DRSP ها برای شرکت در برنامه‌های مبتنی بر بازار ارایه شده است. با توجه به پتانسیل برنامه‌های DR، نیاز به طرح مسأله‌ای که طی آن، مقدار بهینه توان تولیدی واحدها و DR فراخوانی شده در کنار هم محاسبه شوند، ضروری به نظر می‌رسد؛ زیرا حل این مسأله، می‌تواند علاوه بر به تعویق انداختن نیاز به ساخت زیربنای تولیدی جدید، موجب کاهش هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه شود.

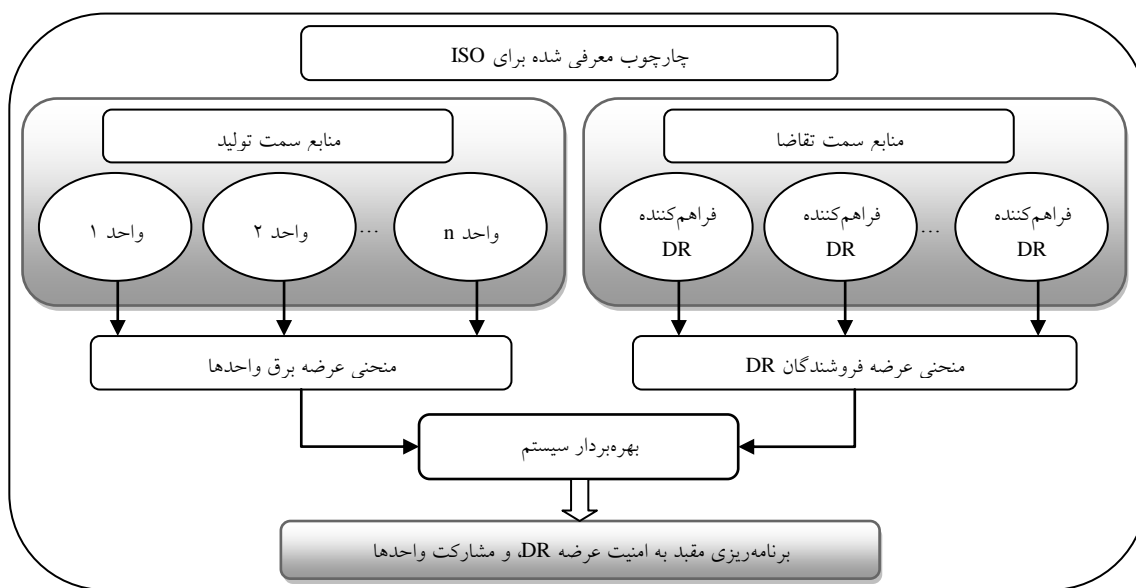
همواره یکی از مهم‌ترین دغدغه‌ها در سیستم قدرت بوده است. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌توانند برای تأمین مقدار بار و ذخیره مورد نیاز شبکه استفاده شوند. این برنامه‌ها ابزاری مفید برای بهره‌بردار مستقل سیستم^{۱۵} (ISO) هستند و می‌توانند در شرایط بحرانی شبکه فراخوانی شوند. مسأله مشارکت واحدها^{۱۶} (UC) و برنامه‌ریزی تولید^{۱۷} همواره به‌عنوان مسأله‌ای اساسی در سیستم قدرت مطرح بوده است. UC حالات روشن و خاموش بودن واحدها و همچنین، میزان تولید آن‌ها را به منظور تأمین بار پیش‌بینی شده در یک افق زمانی مشخص، تعیین می‌کند [۴]. برنامه بهینه تولید باید هزینه بهره‌برداری از شبکه در مدت‌زمان بهره‌برداری از آن را در حین تأمین بار، نیازهای مرتبط با ذخیره چرخان و تمامی قیود شبکه کمینه کند [۵-۸]. در دهه‌های اخیر، روش‌های قطعی^{۱۸}، ابتکاری^{۱۹}، و سایر روش‌های ترکیبی^{۱۰} برای حل مسأله مشارکت واحدها ارایه شده است. در حالت کلی، در صورتی که اندازه مسأله بهینه‌سازی متوسط و یا بزرگ باشد، روش‌های قطعی قادر به یافتن جواب مسأله در مدت‌زمان لازم نخواهند بود [۹ و ۱۰]. این محدودیت‌ها به معرفی روش‌های ابتکاری منجر شد [۱۱-۱۶]. الگوریتم‌های بهینه‌سازی ابتکاری برای حل مسائل بهینه‌سازی پیچیده، مزایایی نسبت به الگوریتم‌های حل قطعی دارند، اما مشکل اساسی این روش‌ها این است که لزوماً به بهترین جواب ممکن نمی‌رسند و ممکن است نقطه بهینه محلی را به جای جواب بهینه کلی ارایه دهند. برای بهبود روش‌های حل مسأله مشارکت واحدها، الگوریتم‌های ترکیبی معرفی و استفاده شده‌اند [۱۷-۲۰].

اگر در حل مسأله برنامه‌ریزی مشارکت واحدها، حفظ امنیت مورد تأکید باشد، مسأله جدید را برنامه‌ریزی مقید به امنیت مشارکت واحدها^{۱۱} (SCUC) می‌نامند. در این نوع برنامه‌ریزی، تأمین بار قیدی سخت و اجباری است. حداکثرسازی امنیت نیز بیشتر توسط رزروها و خدمات جانبی مطرح می‌شود. حداقل سازی هزینه نیز با مشارکت دادن واحدهای ارزان تر و در عین حال با ارضای قیود مربوطه انجام می‌شود.

هدف از برنامه ریزی امنیت-مقید مشارکت واحدها، برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با کم‌ترین هزینه تولید بدون



شکل (۱): تقسیم‌بندی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار



شکل (۲): چارچوب کلی تجارت برنامه‌های پاسخ‌گویی بار از دیدگاه بهره‌بردار مستقل سیستم

[۳۱]، مسأله مشارکت واحدها با در نظر داشتن عدم قطعیت در تولید توان واحدهای بادی و نیز حضور بارهای پاسخ‌گو مدل‌سازی شده است. در این مرجع، هدف بهره‌بردار مستقل سیستم بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی تحت بدترین حالات ممکن تولید توان بادی و مشارکت DR است. مسأله پیشنهادی در [۳۱]، به کمک روش تجزیه بندرز حل شده است. در مرجع [۳۲]، برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با در نظر داشتن برنامه‌های زمان-محور پاسخ‌گویی بار و نیز

همان‌طور که بیان شد، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار قابلیت فراخوانی و اجرا در مدت زمان کمابیش کوتاه را دارند [۳۰] و از این‌رو می‌توانند به عنوان ابزاری مفید در اختیار بهره‌بردار سیستم قرار گیرند. در مرجع [۲۵]، مدل‌های اقتصادی بارهای پاسخ‌گو براساس کشش قیمتی تقاضا^{۱۵} و تابع سود مشتریان^{۱۶} توسعه یافته‌اند. برنامه‌های قطع بار و پاسخ‌گویی بار اضطراری در این مرجع مطالعه و اثر آن‌ها در برنامه‌ریزی مشارکت واحدها بررسی شده است. در مرجع

توابع هزینه تولید واحدهای نیروگاهی قرار می‌گیرد. بنابراین، یک تابع هدف واحد برای بهره‌بردار مستقل سیستم حاصل می‌شود که با حل آن، مقدار توان تولیدی واحدها به طور هم‌زمان با مقدار فعال‌سازی DR مشخص می‌شود. بنابراین، در این مقاله، مسأله برنامه‌ریزی امنیت-مقید واحدهای تولیدی و بارهای پاسخ‌گو^{۱۹} ($SCDRUC$) طرح می‌شود که ضمن آن، منحنی‌های عرضه DR مدل‌سازی شده و به عنوان کالایی تجاری در کنار منحنی‌های تولید توان ژنراتورها برای حل مسأله مشارکت واحدها قرار می‌گیرند. نتایج حاصل، برنامه‌ریزی بهینه تولید واحدها را به طور هم‌زمان با میزان بهینه اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، در حین برآورد امنیت سیستم تعیین خواهد کرد.

در ادامه این مقاله، ابتدا در بخش ۲، چارچوب کلی مسأله معرفی شده بیان می‌شود. در بخش ۳، مسأله پیشنهادی مقاله بیان و فرمول‌بندی می‌شود. این بخش، شامل بیان روابط مربوط به ترم‌های مختلف تابع هدف و قیود مسأله پیشنهادی است. سپس، نتایج حاصل از شبیه‌سازی و انجام مطالعات عددی در بخش ۴ ارائه می‌شود. در پایان، نتایج حاصل در بخش ۵ بیان می‌شود.

۲- چارچوب کلی مسأله

در شکل (۲)، تصویر کلی چارچوب ارائه شده نشان داده شده است. شکل (۲)، نشان‌دهنده ارتباط ایجاد شده بین منابع پاسخ‌گویی بار^{۲۰} (DRR_s) و منابع سمت تولید است، به طوری که بهره‌بردار مستقل سیستم، این منابع را از سمت تولید و تقاضا جمع‌آوری کرده و با هدف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری از شبکه در حین حفظ امنیت سیستم، مقدار توان تولیدی ژنراتورها و نیز مقدار DR فعال‌سازی شده در هر لحظه را تعیین می‌کند.

همان‌طور که در شکل (۲) مشاهده می‌شود، طی چارچوب پیشنهادی، ابتدا رفتار فراهم‌کنندگان DR ، به عنوان منابعی مجازی و در دسترس مدل‌سازی شده است. در این راستا، برنامه‌های مبتنی بر بازار پاسخ‌گویی بار مد نظر قرار گرفته‌اند که در آن، فراهم‌کنندگان DR ، منحنی عرضه خود را به بهره‌بردار مستقل سیستم ارائه می‌دهند. از طرف دیگر، بهره‌بردار سیستم، منحنی عرضه توان واحدهای تولیدی را

مزارع بادی مدل‌سازی شده است. در مرجع [۳۳]، شاخص‌هایی برای ارزیابی پاسخ مشتریان معرفی شده‌اند. سپس، برنامه‌ریزی تولید و پاسخ‌گویی بار در این مرجع بررسی شده است. در مرجع [۳۴]، نحوه مشارکت فراهم‌کنندگان DR و مکانیزم قیمت‌دهی آن‌ها در شبکه مدل‌سازی شده است. در مرجع [۳]، روشی پویا برای مشارکت مشتریان در پاسخ‌گویی بار پیشنهاد شده است. سپس، برنامه‌ریزی مشارکت واحدها در حضور بارهای پاسخ‌گو بحث شده است. مرجع [۳۵]، به برنامه‌ریزی مشارکت واحدها در حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری و مقایسه آن با قراردادهای قطع بار پرداخته است. در مرجع [۳۶]، برنامه‌ریزی تصادفی مشارکت واحدها در حضور منابع پاسخ‌گویی بار معرفی شده است. در مرجع [۳۷] تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار قیمت زمان پیک بحرانی در مسأله برنامه‌ریزی مشارکت واحدها بررسی شده است. در مراجع [۳۸ و ۳۹] نیز برنامه‌های پاسخ‌گویی بار قیمت زمان واقعی در کنار برنامه‌ریزی مشارکت واحدها لحاظ شده‌اند. مرجع [۴۰] اثر پاسخ‌گویی بار در برنامه‌ریزی تولید در بازار روز-پیش^{۱۷} را بررسی کرده است. در مرجع [۴۱]، اثر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار قیمت زمان واقعی در تغییر الگوی بار مشترکین و برنامه‌ریزی مشارکت واحدها بررسی شده است. در این مرجع، استفاده از پتانسیل برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در پوشش خطای پیش‌بینی تولید نیروگاه بادی نیز بررسی شده است. در مرجع [۴۲]، مدل اقتصادی بارهای پاسخ‌گو با استفاده از مفهوم کشش قیمتی تقاضا استخراج و اثر منابع سمت تقاضا در برنامه‌ریزی تولید بررسی شده است. مرور و بررسی کارهای انجام شده، نشان می‌دهد که تاکنون مطالعه جامعی به شکل مدل‌سازی برنامه‌های مبتنی بر بازار پاسخ‌گویی بار^{۱۸} و تجمیع مناسب آن با مسأله برنامه‌ریزی امنیت-مقید مشارکت واحدها انجام نشده است. بنابراین، نوآوری اصلی این مقاله، مدل‌سازی برنامه‌های مبتنی بر بازار پاسخ‌گویی بار به شکل منابعی در دسترس و ترکیب آن در دل مسأله برنامه‌ریزی امنیت-مقید مشارکت واحدهاست. در این راستا، با مدل‌سازی برنامه‌های مبتنی بر بازار پاسخ‌گویی بار، منحنی عرضه پاسخ‌گویی بار حاصل شده و توابع هزینه آن‌ها به طور هم‌زمان در کنار

هزینه سوخت واحدهای تولیدی بیشتر به شکل تابعی درجه دوم در نظر گرفته می شود که در رابطه (۲) نشان داده شده است [۴۳].

$$F_{j,t}(p_{j,t}) = \alpha_j + \beta_j \times p_{j,t} + \gamma_j \times (p_{j,t})^2 \quad (2)$$

$$\forall j=1, 2, \dots, N, t=1, 2, \dots, T$$

α_j ، β_j و γ_j ضرایب ثابت در توابع مربوط به هزینه سوخت واحد j ام هستند.

در این مقاله، منحنی خطی مطابق رابطه (۳) به عنوان منحنی عرضه DR در هر کدام از باس‌های حاوی بار پاسخ‌گو در نظر گرفته می شود.

$$DP_{i,t} = a_i \times I_{i,t}^{DR} + b_i(1 - \chi_i) \quad (3)$$

$$\forall i=1, \dots, N^{DRSP}, t=1, 2, \dots, T$$

در رابطه (۳)، شاخص $DP_{i,t}$ قیمت اجرای DR از سوی عرضه‌کننده i ام را بر حسب ($\$/MWh$) در هر ساعت نشان می‌دهد و ضریب χ_i ، "ضریب تمایل" نام دارد که مشخص‌کننده نوع مصرف‌کننده است. این ضریب میزان تمایل مصرف‌کنندگان برای شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را نشان می‌دهد. χ_i ضریبی بین ۰ تا ۱ است. افزایش مقدار ضریب χ_i ، نشان‌دهنده افزایش تمایل فراهم‌کننده i ام برای شرکت در برنامه‌های DR است؛ زیرا افزایش این ضریب، مطابق رابطه (۳)، موجب کاهش هزینه فعال‌سازی DR می‌شود. همچنین، a_i و b_i ضرایبی ثابت هستند [۲۹]. با توجه به رابطه (۳)، هزینه DR به شکل رابطه (۴) خواهد بود [۲۹].

$$F_{i,t}^{DR}(I_{i,t}^{DR}) = \frac{1}{2} \left(a_i \times (I_{i,t}^{DR})^2 \right) + b_i(1 - \chi_i) I_{i,t}^{DR}, \quad (4)$$

$$\forall i=1, \dots, N^{DRSP}, t=1, 2, \dots, T$$

هزینه در مدار آمدن واحدها نیز به شکل (۵) تعریف می‌شود:

$$SUC_{j,t} = \begin{cases} HSC_j, & \text{if } MDT_j \leq T_j^D \leq MDT_j + CST_j \\ CSC_j, & \text{if } T_j^D \geq MDT_j + CST_j \end{cases} \quad (5)$$

$$\forall j=1, 2, \dots, N$$

در ادامه، قیودی که مسأله عرضه DR و مشارکت واحدها با آن‌ها مواجه است بیان می‌شود.

نیز دریافت می‌کند. طی مسأله پیشنهادی مقاله، بهره‌بردار سیستم قدرت منحنی عرضه پاسخ‌گویی بار را همانند واحدهایی تولیدی در نظر می‌گیرد که می‌توانند در برآورد بار و قیود شبکه سهیم باشند. به این طریق، ظرفیت پاسخ‌گویی بار را می‌توان به عنوان منابعی در نظر گرفت که در کنار سایر واحدهای تولیدی در اختیار بهره‌بردار سیستم قرار می‌گیرند.

۳- فرمول‌بندی مسأله

در این بخش، بیان ریاضی مسأله پیشنهادی بیان می‌شود که شامل تابع هدف مسأله و قیود آن است. تابع هدف، هزینه‌های مربوط به تولید توان ژنراتورها و فعال‌سازی DR را در بر دارد. قیود مسأله نیز تمامی قیود شبکه، بهره‌برداری، DR و امنیت را شامل می‌شود.

۳-۱- تابع هدف

در مسأله $SCUDRC$ پیشنهادی، هزینه اجرای DR به عنوان بخشی از کل هزینه بهره‌برداری، در کنار هزینه مربوط به تولید توان واحدها در نظر گرفته خواهد شد. با این روش، بهترین ترکیب ممکن از مقدار توان تولیدی واحدها و مقدار DR مبادله شده در هر ساعت به دست می‌آید. بنابراین، تابع هدف، شامل هزینه سوخت واحدهای تولیدی، هزینه روشن^{۲۱} و نیز خاموش شدن^{۲۲} واحدها و همچنین، هزینه مربوط به مقدار فعال‌سازی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار خواهد بود. هزینه روشن شدن واحدها می‌تواند تحت دو حالت مد نظر قرار گیرد: هزینه با راه‌اندازی گرم و هزینه با راه‌اندازی سرد. هزینه خارج شدن واحدها نیز ثابت در نظر گرفته می‌شود. بنابراین، تابع هدف به کمک رابطه (۱) بیان می‌شود:

$$\text{Minimize } \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N F_{j,t}(p_{j,t}) \times u_{j,t} \right\} + \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N SUC_{j,t} \times u_{j,t} \times (1 - u_{j,t-1}) \right\} + \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N SDC_{j,t} \times u_{j,t-1} \times (1 - u_{j,t}) \right\} + \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N^{DRSP}} F_{i,t}^{DR}(I_{i,t}^{DR}) \times u_{i,t} \right\} \quad (1)$$

$$\forall t=1, 2, \dots, T,$$

$$j=1, 2, \dots, N,$$

$$i=1, 2, \dots, N^{DRSP}$$

و بیشتر برابر با ظرفیت بزرگ‌ترین واحد و یا درصدی از بار پیش‌بینی شده است [۴۴]. به طور ریاضی‌وار، ذخیره چرخان شبکه در هر ساعت، برابر با بیش‌ترین ظرفیت ممکن تولید توان واحدهای روشن منهای کل توان تولیدی واحدها در آن لحظه است. رابطه (۹) این قید را با در نظر گرفتن حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار نشان می‌دهد:

$$\sum_{j=1}^N \overline{p_{j,t}} \times u_{j,t} + \sum_{i=1}^{N^{DRSP}} DR_{i,t}^{max} \times u_{i,t} \geq D_t + SR_t \quad (9)$$

$$\forall 1 \leq t \leq T, j=1, \dots, N, i=1, \dots, N^{DRSP}$$

قید مربوط به نرخ افزایش و کاهش واحدها

نرخ تغییر تولید توان ژنراتورها یکی دیگر از محدودیت‌هایی است که باید در برنامه‌ریزی تولید شبکه مد نظر قرار گیرد. طبق این قید، واحد قادر به تغییر مقدار توان خروجی با هر سرعت دلخواه نیست. مقدار تغییر در خروجی واحدها با محدودیتی روبروست که به قید مربوط به نرخ افزایش و کاهش واحدها^{۲۵} موسوم است و به ترتیب توسط معادلات (۱۰) و (۱۱) بیان می‌شوند:

$$\begin{cases} \overline{p_{j,t}} \leq \overline{p_{j,t}} \\ \overline{p_{j,t}} = \text{Min}\{\overline{p_{j,t-1}} + RUR_j, \overline{p_j}\} \\ 1 \leq t \leq T, j=1, \dots, N \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} \underline{p_{j,t}} \geq \underline{p_{j,t}} \\ \underline{p_{j,t}} = \text{Max}\{\underline{p_{j,t-1}} - RDR_j, \underline{p_j}\} \\ 1 \leq t \leq T, j=1, \dots, N \end{cases} \quad (11)$$

قید مربوط به حالات روشن یا خاموش شدن واحدها

هیچ کدام از واحدها نمی‌توانند در آن واحد هم روشن و هم خاموش شوند. در نتیجه [۲۵]:

$$\begin{aligned} SUI(j,t) + SDI(j,t) &\leq 1 \\ \forall j=1, \dots, N, 1 \leq t \leq T \end{aligned} \quad (12)$$

از آن‌جا که شاخص‌های SUI و SDI متغیرهایی دودویی هستند که فقط مقادیر صفر و یا یک را دارند، رابطه (۱۲) بیان‌کننده این موضوع است که این شاخص‌ها، نمی‌توانند به طور همزمان یک باشند؛ یعنی هر واحد نمی‌تواند به طور همزمان هم روشن و هم خاموش شود.

۳-۲- قیود مسأله

در این بخش، قیودی که مسأله پیشنهادی با آن‌ها مواجه است معرفی می‌شوند.

شرایط اولیه

شرایط اولیه واحدهای تولیدی شامل تعداد ساعتی که یک واحد به طور پیوسته روشن و یا خاموش بوده و همچنین، مقدار توان تولیدی واحدها یک ساعت قبل از برنامه‌ریزی^{۲۳} تولید است.

شرط تعادل توان

مجموع توان تولیدی واحدها و مقدار DR فعال‌شده در هر لحظه باید با مقدار بار شبکه در آن ساعت برابر باشد.

$$\sum_{j=1}^N p_{j,t} \times u_{j,t} + \sum_{i=1}^{N^{DRSP}} l_{i,t}^{DR} \times u_{i,t} = D_t \quad (6)$$

$$\forall 1 \leq t \leq T, j=1, \dots, N, i=1, \dots, N^{DRSP}$$

محدودیت مقدار توان تولیدی واحدها و مشارکت $DRSP$

تمامی واحدها مقدار مشخصی را به عنوان کم‌ترین و بیشترین مقدار ممکن توان تولیدی خود دارند. در حقیقت، واحدهای تولیدی قادر به تولید توان بیشتر از یک حد بالایی و همچنین، کمتر از یک حد پایین نیستند. محدودیت تولید به شکل (۷) بیان می‌شود:

$$\underline{p_{j,t}} \times u_{j,t} \leq p_{j,t} \times u_{j,t} \leq \overline{p_{j,t}} \times u_{j,t} \quad (7)$$

$$\forall 1 \leq t \leq T, j=1, \dots, N$$

به طور مشابه، محدودیت در مقدار فراخوانی DR به شکل (۸) بیان می‌شود:

$$l_{i,t}^{DR} \times u_{i,t} \leq DR_{i,t}^{max} \times u_{i,t} \quad (8)$$

$$\forall 1 \leq t \leq T, i=1, \dots, N^{DRSP}$$

ذخیره چرخان

مقدار ذخیره چرخان^{۲۴} مورد نیاز شبکه باید برای اجتناب از هر گونه قطع بار ناخواسته، حاصل از رخدادهای متفاوت سیستم قدرت و یا افزایش غیر منتظره تقاضای بار، کافی باشد. ذخیره چرخان مقداری از پیش تعیین شده است

ناحیه عملکرد ممنوع

$$\begin{cases} \underline{p}_j \leq p_j \leq p_{j,1}^{Lower} \\ p_{j,n-1}^{Upper} \leq p_j \leq p_{j,n}^{Lower} \\ p_{j,PZ_j}^{Upper} \leq p_j \leq \bar{p}_j \end{cases} \quad (13)$$

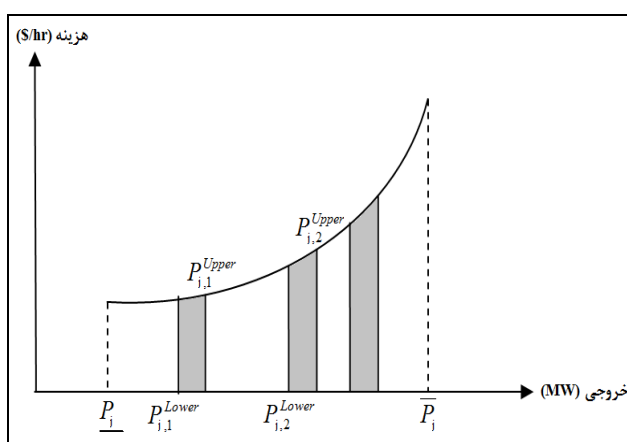
$$\forall n=2, \dots, PZ_j, j=1, \dots, N$$

همان‌طور که در شکل (۳) نشان داده شده است،

ژنراتور قادر به تولید توان در بازه‌هایی که با رنگ تیره

مشخص شده است، نمی‌باشد.

ژنراتورها با محدودیت‌هایی در مقدار تولید مواجه هستند که بر اساس آن قادر به تولید توان در مقادیر خاصی از خروجی نیستند [۴۵]. نواحی عملکرد ممنوع^{۲۶} واحدها با رابطه (۱۳) بیان می‌شود و در شکل (۳) نشان داده شده است.



شکل (۳): نواحی عملکرد ممنوع واحدها و محدودیت تولید توان ژنراتورها

که در آن $f_i(t)$ توان عبوری از خط l در دوره t ام و حداکثر توان مجاز عبوری از خط l است.

قیود ولتاژ شین‌ها

ولتاژ شین‌های شبکه باید در محدوده مجاز باشد.

$$V_{b,min} \leq V_{b,t} \leq V_{b,max}, \quad \forall b=1, \dots, NB, 1 \leq t \leq T \quad (17)$$

پیشامد مرتبه اول (معیار $N-1$)^{۲۸}

یکی از متداول‌ترین روش‌ها در بررسی امنیت شبکه، استفاده از معیار $N-1$ است. این معیار نشان می‌دهد که اگر بنا به علتی، تجهیز از شبکه خارج شود، تجهیزات دیگر هم‌چنان قادر به تأمین بار شبکه در حین حفظ قیود شبکه هستند و دچار اضافه بار نیز نمی‌شوند. در واقع، مطابق با این معیار، از دست رفتن هر تجهیز در شبکه، موجب شکست سیستم نمی‌شود.

شایان ذکر است، قیودی از قبیل آلودگی و سوخت از

قیود مربوط به حداقل زمان روشن و خاموش بودن واحدها (MUT/MDT^{27})

حداقل زمان فعالیت یک واحد، کم‌ترین مدت‌زمانی است که واحد پس از روشن شدن، باید به طور پیوسته روشن باقی بماند. این قید توسط رابطه (۱۴) نشان داده می‌شود.

$$MUT_j \leq T_j^U, \quad \forall j=1, \dots, N \quad (14)$$

قید حداقل زمان توقف، کم‌ترین مدت زمانی است که واحدی پس از خاموش شدن باید به طور پیوسته در وضعیت خاموش باقی بماند و با رابطه (۱۵) بیان می‌شود.

$$MDT_j \leq T_j^D, \quad \forall j=1, \dots, N \quad (15)$$

قید حداکثر جریان مجاز خطوط

تراکم خطوط به این معناست که توان عبوری از خط نباید بیشتر از حداکثر مجاز بارپذیری خط شود.

$$-f_i^{max} \leq f_i(t) \leq f_i^{max}, \quad \forall 1 \leq t \leq T \quad (16)$$

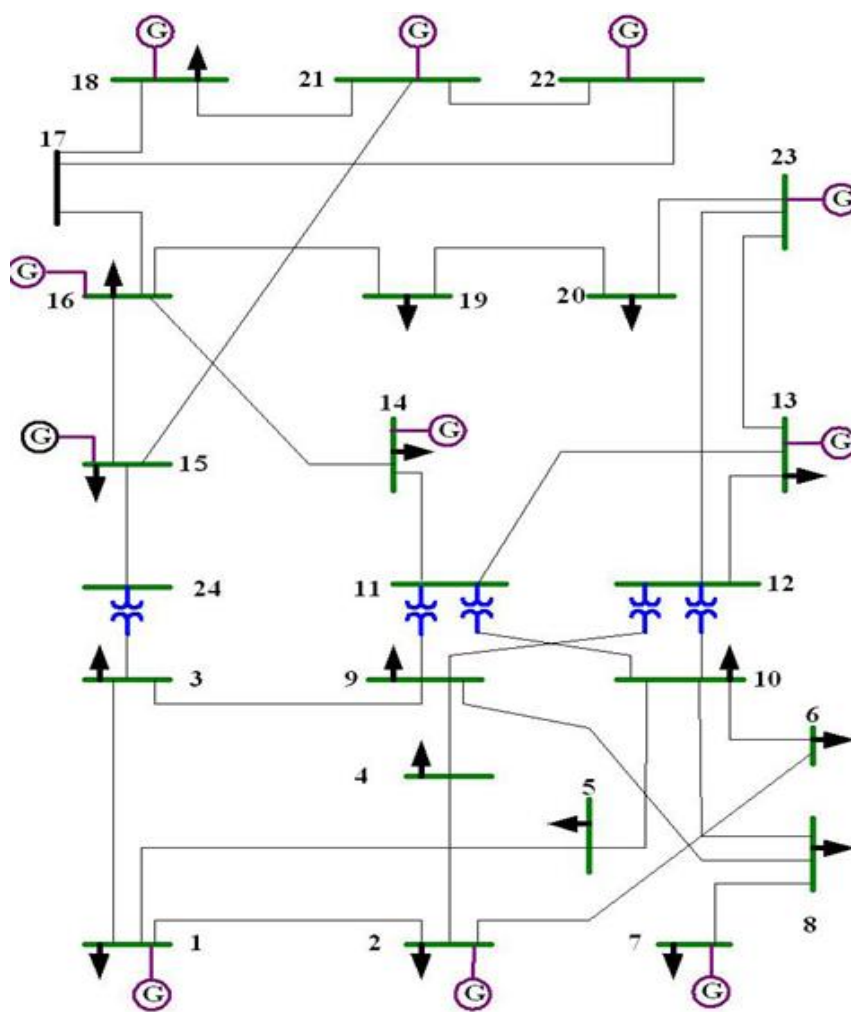
ژنراتورها و مقدار DR فعال شده توسط $DRSP$ ها در هر ساعت تعیین شود.

۴- مطالعات عددی

در این بخش، سیستم RTS (۲۴ شینه $IEEE$) برای مطالعات شبیه‌سازی در طی افق برنامه‌ریزی ۲۴ ساعته بررسی می‌شود [۴۶]. در این مقاله، از نرم‌افزار $GAMS$ برای انجام شبیه‌سازی‌های لازم استفاده شده است. شکل (۴) تصویر کلی شبکه RTS را نشان می‌دهد که شامل ۲۴ باس، ۳۴ خط و ۳۳ واحد تولیدی است.

جمله مواردی هستند که می‌توانند در مسأله برنامه‌ریزی مشارکت واحدها در نظر گرفته شوند. از آن‌جا که هدف اصلی این مقاله مدل‌سازی برنامه‌های مبتنی بر بازار پاسخ‌گویی بار و ارایه مسأله $SCUDRC$ پیشنهادی است، برای سادگی بیش‌تر و با حفظ کلیت و اعتبار مسأله، این قبیل قیود لحاظ نشده‌اند.

در مسأله $SCUDRC$ پیشنهادی، تابع هدف مسأله که با رابطه (۱) فرمول‌بندی شد، باید در طول دوره برنامه‌ریزی با رعایت قیود مختلف، کمینه شود. بنابراین، منابع پاسخ‌گویی بار برای کمتر کردن هزینه‌های بهره‌برداری، از سوی بهره‌بردار مستقل سیستم در کنار تابع تولید توان ژنراتورها قرار می‌گیرند تا بهترین ترکیب ممکن از مقدار توان تولیدی



شکل (۴): تصویر کلی شبکه RTS

جدول (۱): مشخصات فراهم‌کنندگان منابع DR

شماره های حاوی بارهای پاسخ‌گو	فراهم‌کننده DR مربوطه	بیشینه ظرفیت DR (MW)
۳	DRSP1	۱۵
۵	DRSP2	۵
۸	DRSP3	۱۰
۱۵	DRSP4	۳۰
۱۶	DRSP5	۵
۱۸	DRSP6	۲۰
۱۹	DRSP7	۴۰
۲۰	DRSP8	۱۰

جدول (۲): مشخصات سناریوها

شماره حالت‌ها	نوع مسأله	قیود امنیت	ظرفیت منابع DR	هزینه بهره‌برداری (\$)
۱	UC	-	-	۳۱۳۷۹۰/۴۷
۲	UDRC ^۲	-	✓	۲۹۶۴۲۰/۸۸
۳	SCUC	✓	-	۳۲۷۱۷۲/۳۸
۴	SCUDRC	✓	✓	۳۱۳۷۸۴/۲۴

که بیان شد، منابع DR به شکل واحدهای تولیدی مجازی با شماره‌های ۳۴ تا ۴۱ نشان داده شده‌اند. نتایج مربوط به نحوه فراخوانی منابع پاسخ‌گویی بار، در شکل (۵) نیز به شکل گرافیکی نشان داده شده‌اند. در شکل (۵)، میزان DR فعال شده و زمان فراخوانی این منابع، در طی افق برنامه‌ریزی نشان داده شده‌است. در شکل (۵)، مقدار مورد نیاز مشارکت هر DRSP بر اساس مقدار بیشینه توان قابل عرضه آن نرمالیزه شده است. مقدار مبنای عرضه DRSP ها، در جدول (۴) نشان داده شده‌است. همان‌طور که مشاهده

می‌شود، هر کدام از فروشندگان DR با توجه به ضریب در جدول (۳) مشاهده می‌شود، با وجود این که منحنی عرضه تمامی DRSP ها یکسان فرض شد، عرضه‌کنندگان ۲، ۵ و ۸، در ساعات بیش‌تری جهت شرکت در DR فراخوانی شده‌اند. این مسأله به علت مکان قرارگیری این منابع است. در واقع، با توجه به ویژگی‌های مکان هر کدام از DRSP ها، منابعی که بیش‌تر به برآورده شدن قیود سیستم کمک می‌کنند، بیش‌تر فراخوانی می‌شوند. به‌علاوه، در ساعات پربراری شبکه لازم شده که از تمامی عرضه‌کنندگان DR استفاده شود. حضور و مشارکت منابع پاسخ‌گویی بار می‌تواند موجب خاموشی واحدهای کم‌بازده انرژی و بهبود

در این قسمت، ۸ فراهم‌کننده DR در نظر گرفته می‌شود. در جدول (۱)، باس‌های حاوی منابع پاسخ‌گویی بار و مقدار بیشینه ظرفیت DR نشان داده شده است. مقدار ضرایب a_i و b_i برای تمامی فراهم‌کنندگان DR به ترتیب برابر با ۱ و ۷ فرض شده است. شایان ذکر است که در ادامه، نتایج خروجی با در نظر گرفتن مقادیر مختلف ضرایب عرضه DR نیز بررسی و تحلیل می‌شوند. زمان اجرای برنامه برای شبکه مورد نظر، با استفاده از رایانه شخصی با RAM 4 GB و CPU 2GHz ۳۲ دقیقه بوده است. شایان ذکر است، زمان اجرا بر روی شبکه‌های بزرگ، نیاز به زمان به مراتب بیش‌تر و استفاده از سیستم‌های قوی‌تر خواهد داشت.

در جدول (۲)، مقدار هزینه بهره‌برداری از سیستم تحت چهار حالت مقایسه شده‌اند. همان‌طور که در جدول (۲) مشاهده می‌شود، در نظر داشتن ظرفیت منابع پاسخ‌گویی بار موجب کاهش ۱۷۳۶۹/۵۹ و ۱۳۳۸۸/۱۴ دلاری هزینه به ترتیب در سناریوی ۲ نسبت به ۱ و در سناریوی ۴ نسبت به ۳ می‌شود.

جدول (۳)، نتایج برنامه‌ریزی عرضه پاسخ‌گویی بار حاصل از حل مسأله SCUDRC را نشان می‌دهد. همان‌طور

DR می‌شود. در واقع، افزایش ضرایب عرضه DR نشان دهنده تمایل کمتر DRSP ها برای شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار است. اگر ضرایب عرضه DR افزایش بیشتری داشته باشد، ممکن است DRSP ها نقشی در تأمین بار نداشته باشند. در این شرایط، هزینه بهره‌برداری با هزینه بهره‌برداری در صورت عدم حضور منابع پاسخ‌گویی بار برابر می‌شود.

مقدار سود عرضه‌کنندگان DR بر حسب مقادیر مختلف ضرایب a_i و b_i نیز در شکل (۸) رسم شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با افزایش مقادیر این ضرایب، ابتدا مقدار سود فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار افزایش و سپس، دوباره کاهش می‌یابد. علت این مسأله این است که، در ابتدا که ضرایب b_i مقدار کوچکی دارند، قیمت فروش DR کم است و در نتیجه DRSP ها سود کمی را از شرکت در برنامه‌های DR می‌برند. در ادامه با افزایش ضرایب b_i قیمت اجرای DR افزایش یافته و سود بیشتری نصیب فراهم‌کنندگان DR می‌شود؛ ولی در صورتی که مقدار b_i افزایش بیشتری داشته باشد، اجرای DR به علت هزینه کمابیش زیاد آن، از دید ISO مقرون به صرفه نبوده و مقدار کمتری از برنامه‌های DR فراخوانی می‌شوند. در واقع در این حالت، کاهش مقدار DR عرضه شده، نسبت به افزایش قیمت آن، عامل تأثیرگذارتری است که با توجه به کم شدن مقدار عرضه، سود DRSP ها نیز کاهش یافته است. مطابق شکل (۸)، با افزایش زیاد مقادیر ضرایب عرضه DR، سود فراهم‌کنندگان DR به سمت صفر میل می‌کند.

تغییرات درآمد، هزینه و سود فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار بر حسب ظرفیت نفوذ DR در شبکه در جدول (۶) نشان داده شده است.

شایان ذکر است، زمان اجرای برنامه برای شبکه مورد نظر، به کمک رایانه شخصی با CPU 2GHz و RAM 4 GB در حدود ۲ ساعت بوده است. زمان اجرا بر روی شبکه‌های بزرگ، نیازمند زمان به مراتب بیشتر و استفاده از سیستم‌های قوی‌تر خواهد بود.

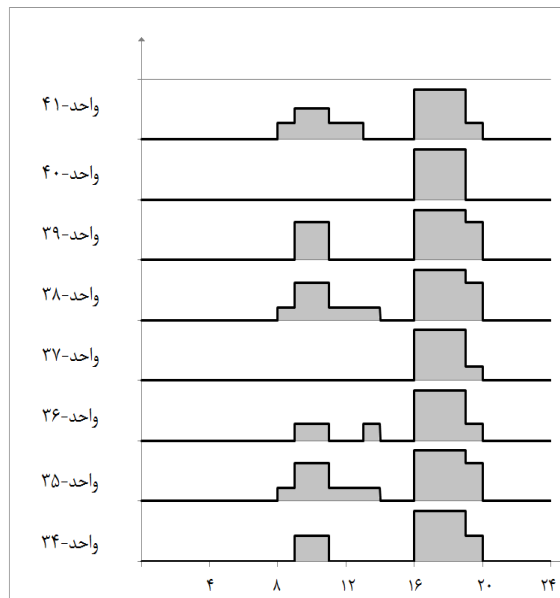
کارایی سیستم شود. در واقع، با در نظر گرفتن منابع پاسخ‌گویی بار در کنار منابع سمت تولید، واحدهای کم‌بازده خاموش می‌شوند و مقدار بار لازم توسط عرضه DR فراهم می‌شود. این در حالی است که در صورت عدم حضور منابع پاسخ‌گویی بار، این واحدها باید در ساعاتی در دوره زمانی بهره‌برداری روشن شده و با توجه به قید حداقل زمان در مدار بودن، تا ساعاتی نیز در مدار بمانند. بالا بودن هزینه تولید این واحدها، در کل موجب افزایش هزینه بهره‌برداری از شبکه می‌شود. با طرح مسأله SCUDRC و در نتیجه با در نظر گرفتن پاسخ‌گویی بار به عنوان منبعی برای تأمین بار، این قبیل شرایط نامطلوب در بهره‌برداری از سیستم حذف شده و کاهش در خور توجهی در هزینه‌ها ایجاد می‌شود.

باید دقت شود که کاهش هزینه مطابق جدول (۲)، به ازای مقدار خاصی از ظرفیت DR حاصل شده است. در صورت وجود ظرفیت‌های متفاوت منابع پاسخ‌گویی بار، منافع حاصل از آن‌ها نیز تغییر می‌کند. شکل (۶)، تغییر در مقدار هزینه بهره‌برداری از سیستم را بر حسب مقادیر مختلف ظرفیت DR در شبکه نشان می‌دهد. در شکل (۶) مقادیر متناظر با ظرفیت DR در جدول (۲) به عنوان مقادیر پایه (یک پروپونیت^۳) فرض شده‌اند. در شکل (۶)، تغییر در هزینه بهره‌برداری بر حسب ظرفیت‌های مختلف DR در شبکه، با در نظر گرفتن مقادیر صفر، ۲ و ۴ به عنوان ضرایب فراهم‌کنندگان DR نشان داده شده است. در جدول (۵)، درصد تغییرات هزینه بهره‌برداری نسبت به حالت مرسوم برنامه‌ریزی مشارکت واحدها (یعنی بدون در نظر داشتن ظرفیت منابع پاسخ‌گویی بار)، نشان داده شده است.

تغییر در مقدار هزینه بهره‌برداری از سیستم بر حسب مقادیر مختلف ضرایب عرضه DR نیز در شکل (۷) رسم شده است. افزایش مقدار ضرایب a_i و b_i در منحنی‌های عرضه DR، موجب افزایش هزینه بهره‌برداری از سیستم خواهد شد. این مسأله به علت کاهش میزان تمایل مشتریان برای شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در پی افزایش مقادیر این ضرایب است که موجب افزایش هزینه اجرای

جدول (۳): مقدار DR فعال شده در طول ساعات برنامه‌ریزی

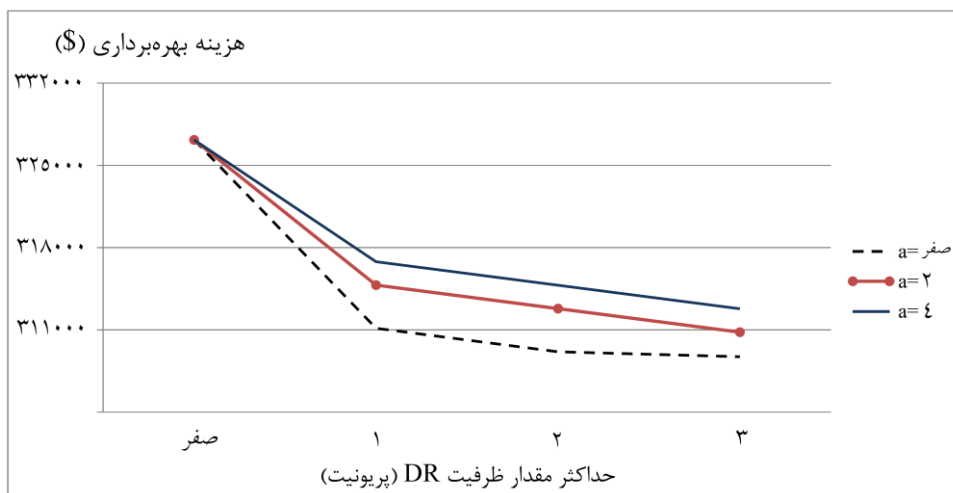
شماره واحدها	فراهم کننده‌ها	ساعات (۱-۲۴)																																			
۳۴	DRSP 1																✓	✓							✓	✓	✓	✓									
۳۵	DRSP 2									✓	✓	✓	✓	✓	✓												✓	✓	✓	✓							
۳۶	DRSP 3																✓	✓				✓				✓	✓	✓	✓								
۳۷	DRSP 4																									✓	✓	✓	✓								
۳۸	DRSP 5									✓	✓	✓	✓	✓	✓												✓	✓	✓	✓							
۳۹	DRSP 6										✓	✓															✓	✓	✓	✓							
۴۰	DRSP 7																									✓	✓	✓									
۴۱	DRSP 8										✓	✓	✓	✓	✓												✓	✓	✓	✓							



شکل (۵): مقدار عرضه DR در طول روز

جدول (۴): مقادیر مبنا در نمودار عرضه DR

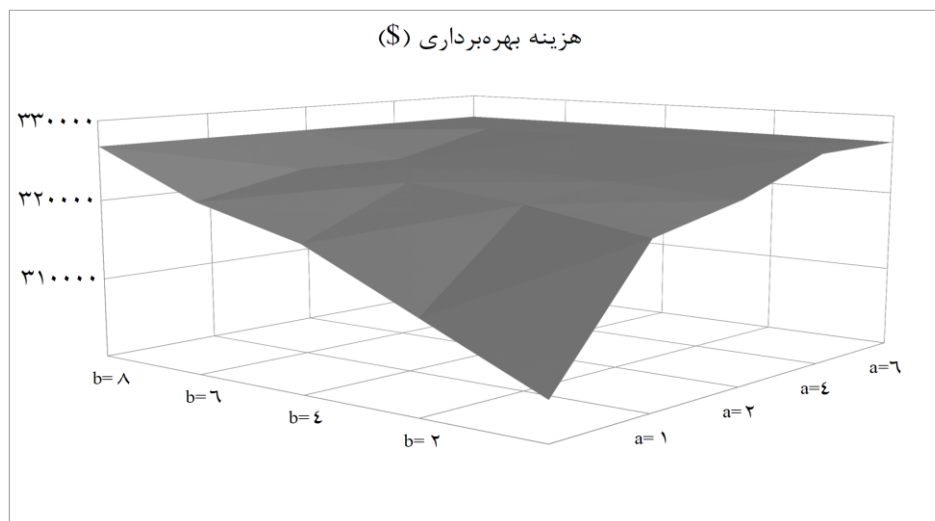
واحدها	مقادیر مبنا (MW)	واحدها	مقادیر مبنا (MW)
واحدها ۳۴-۳۵	۷/۵	واحدها ۳۸-۳۹	۵
واحدها ۳۶-۳۷	۵	واحدها ۴۰-۴۱	۶/۶
واحدها ۳۶-۳۷	۷/۵	واحدها ۴۰-۴۱	۱۰
واحدها ۳۷-۳۸	۷/۵	واحدها ۴۱-۴۰	۷/۵



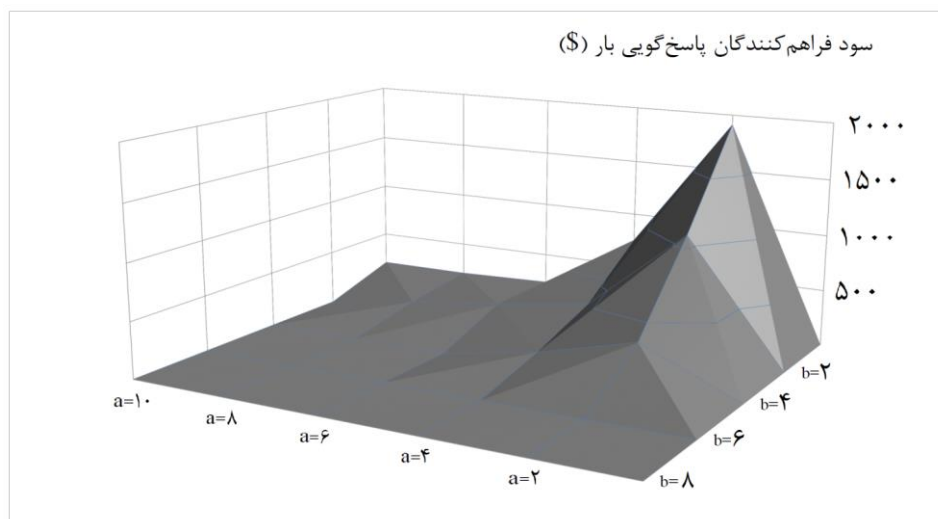
شکل (۶): هزینه بهره‌برداری بر حسب مقادیر مختلف ظرفیت DR

جدول (۵): تغییرات هزینه بهره‌برداری به ازای مقادیر مختلف ظرفیت DR

بیشینه ظرفیت DR (p.u)	درصد ظرفیت DR به پیک بار	درصد کاهش هزینه در نتیجه حضور منابع پاسخ‌گویی بار		
		a=صفر	a=۲	a=۴
۱	۴/۷	۴/۹	۳/۸	۳/۲
۲	۹/۵	۵/۵	۴/۴	۳/۸
۳	۱۴/۲	۵/۶	۵/۰	۴/۴



شکل (۷): تغییر در مقدار هزینه بهره‌برداری بر حسب ضرایب عرضه DR



شکل (۸): سود عرضه کنندگان DR بر حسب مقادیر مختلف ضرایب عرضه DR

جدول (۶): تغییرات درآمد، هزینه و سود فراهم کنندگان پاسخ گویی بار بر حسب ضرایب a و b

مقدار ضریب b	درآمد فراهم کنندگان پاسخ گویی بار		هزینه فراهم کنندگان پاسخ گویی بار		سود فراهم کنندگان پاسخ گویی بار	
	a=۲	a=۴	a=۲	a=۴	a=۲	a=۴
b=صفر	۳۸۲۵	۱۵۰۰	۱۹۱۲/۵	۷۵۰	۱۹۱۲/۵	۷۵۰
b=۲	۲۸۹۵	۸۹۷/۰	۱۸۰۷/۵	۵۴۸/۴	۱۰۸۷/۵	۳۴۹
b=۴	۱۴۷۰	۵۴۰	۱۰۹۵	۳۹۰	۳۷۵	۱۵۰

موجب کاهش قابل توجه هزینه بهره برداری از شبکه شده است. همچنین، تغییر مقدار هزینه بهره برداری بر حسب میزان نفوذ پاسخ گویی بار در شبکه نیز بررسی و مشاهده شد که با افزایش مقدار پتانسیل DR، هزینه بهره برداری از شبکه کاهش در خور توجهی خواهد داشت. بنابراین، بهره بردار مستقل سیستم با استفاده از طرح پیشنهادی این مقاله قادر به کاهش قابل توجه هزینه بهره برداری از سیستم خواهد بود.

۵- نتیجه گیری

در این مقاله، به منظور بررسی اثر DR بر سمت تولید در بازارهای برق، مسأله برنامه ریزی امنیت-مقید واحدهای تولیدی و بارهای پاسخ گو مطرح شد. در مسأله ارایه شده، منابع پاسخ گویی بار به عنوان کالایی تجاری مدل شدند که می توانند به طور همزمان در کنار ژنراتورها برای تأمین بار و ذخیره مورد نیاز شبکه به کار روند. نتایج حاصل از ایده پیشنهادی مقاله، مقدار و زمان عرضه DR را در کنار برنامه تولید سایر واحدهای تولیدی شبکه مشخص می کند. به منظور بررسی نتایج عملی از شبکه استاندارد RTS استفاده شد. مقایسه نتایج حاصل از حل مسأله SCUDRC با نتایج مسأله SCUC مرسوم، تأثیر زیاد حضور این منابع را در کاهش هزینه بهره برداری از شبکه نشان داد. در ادامه، نتایج عددی با بررسی مقادیر مختلف ظرفیت DR در شبکه و نیز به ازای مقادیر مختلف ظرفیت پاسخ گویی بار نیز بررسی و تحلیل شد. همان طور که ملاحظه شد، مدل سازی DR به عنوان منابع مجازی و استفاده از روش پیشنهادی این مقاله،

۶- واژه نامه

شاخص ها

b	نشانگر باس های شبکه
i	نشانگر تعداد فراهم کنندگان DR
j	نشانگر تعداد ژنراتورها
n	نشانگر تعداد نواحی عملکرد ممنوع ژنراتورها
t	نشانگر تعداد ساعات در طول دوره برنامه ریزی

متغیرهای حقیقی

NT	تعداد باس‌های شبکه	$l_{i,t}^{DR}$	مقدار DR فروخته شده توسط فراهم‌کننده i ام
\underline{p}_j	کم‌ترین مقدار مجاز تولید توان واحد j ام	$p_{j,t}$	توان خروجی واحد j ام در ساعت t [MW]
\overline{p}_j	بیش‌ترین مقدار مجاز تولید توان واحد j ام	T_j^D	مدت زمانی که واحد j ام به طور مداوم خاموش بوده است [hour]
$\underline{p}_{j,t}$	کم‌ترین مقدار مجاز تولید توان واحد j ام در زمان t [MW]	T_j^U	مدت زمانی که واحد j ام به طور مداوم روشن بوده است [hour]
$\overline{p}_{j,t}$	بیش‌ترین مقدار مجاز تولید توان واحد j ام در زمان t [MW]	$V_{b,t}$	ولتاژ باس b در لحظه t [p.u]
$p_{j,n}^{Lower}$	حد پایین بازه n ام از ناحیه عملکرد ممنوع واحد j ام [MW]	SDI	نشانه‌گر مربوط به حالت خاموش شدن واحد
$p_{j,n}^{Upper}$	حد بالای بازه n ام از ناحیه عملکرد ممنوع واحد j ام [MW]	SUI	نشانه‌گر مربوط به حالت روشن شدن واحد
PZ_j	تعداد نواحی عملکرد ممنوع واحد j ام	$u_{i,t}$	نشانه‌گر مربوط به وضعیت فراخوانی عرضه‌کننده i ام DR که در صورت فراخوانی برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر است
RDR_j	نرخ کاهش تولید توان واحد j ام [MW/hour]	$u_{j,t}$	نشانه‌گر وضعیت روشن/خاموش بودن واحد j ام در ساعت t که در صورت روشن بودن برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر است
RUR_j	نرخ افزایش تولید توان واحد j ام [MW/hour]		
$SDC_{i,t}$	هزینه خاموش شدن واحد j ام در ساعت t [\$/each switching]		
$SUC_{i,t}$	هزینه روشن شدن واحد j ام در ساعت t [\$/each switching]	a_i, b_i	ضرایب ثابت تابع عرضه DR مربوط به فروشنده i ام (a_i بر حسب [\$/MW ² h] و b_i بر حسب [\$/MWh])
SR_j	مقدار ذخیره چرخان مورد نیاز در ساعت t [MW]	CSC_j	هزینه روشن شدن ژنراتور به شکل سرد [\$/each cold start- up]
T	افق زمانی برنامه‌ریزی [hour]	CST_j	مدت زمان لازم برای در مدار آمدن ژنراتور j ام در صورت راه‌اندازی به شکل سرد [hour]
$V_{b,max}$	بیشینه ولتاژ مجاز شین b ام [p.u]	D_t	مقدار تقاضای بار در ساعت t [MW]
$V_{b,min}$	کمینه ولتاژ مجاز شین b ام [p.u]	$DR_{i,t}^{max}$	مقدار بیشینه ظرفیت DR فراهم‌کننده i ام در ساعت t [MW]
	توابع	HSC_j	هزینه روشن شدن ژنراتور به شکل گرم [\$/each hot start- up]
$F_{j,t}$	تابع هزینه تولید توان ژنراتور j ام	MDT_j	کم‌ترین مدت زمان برای خاموش ماندن ژنراتور j ام [hour]
$F_{i,t}^{DR}$	تابع هزینه عرضه DR فراهم‌کننده i ام	MUT_j	کم‌ترین مدت زمان برای روشن ماندن ژنراتور j ام [hour]
		N	تعداد ژنراتورها
		N^{DRSP}	تعداد فراهم‌کنندگان DR

۷- مراجع

- [1] Parvania M., Fotuhi Firuzabad M., "Demand response scheduling by stochastic SCUC", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 1, pp. 89-98, 2010.
- [2] IEA, 'Strategic plan for the IEA demand- side management program 2008- 2012', (IEA Press 2008), Available at, <http://www.iea.org>, accessed March 2012.
- [3] Arasteh HR., Parsa Moghaddam M., Sheikh- El-Eslami MK., Abdollahi A., "Integrating

- using self- learning group search optimizer”, Energy, In Press, 2015.
- [16] Gjorgiev B., Kančev D., Čepin M., Volkanovski A., “Multi- objective unit commitment with introduction of a methodology for probabilistic assessment of generating capacities availability”, Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol. 37, pp. 236–249, 2015.
- [17] Samiee M, Amjady N, Sharifzadeh H, “Security constrained unit commitment of power systems by a new combinatorial solution strategy composed of enhanced harmony search algorithm and numerical optimization”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 44, No. 1, pp. 471–481, 2013.
- [18] Pakkhesal A. R., Aalami H. A., Ebrahimzadeh E., “Control and Management of Electrical Propulsion and Optimal Consumption despite Multiple Electrical and Hybrid Sources”, ISEE, Vol. 5, No. 4, pp. 1-14, 2015.
- [19] Abdoli M., Hatami A., “Dynamic economic emission dispatch incorporating wind farms using modified co-evolutionary particle swarm optimization meta-heuristic algorithm”, ISEE, Vol. 5, No. 4, pp. 31-44, 2015.
- [20] Giftson Samuel G., Christober Asir Rajan C., “Hybrid: Particle Swarm Optimization–Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization–Shuffled Frog Leaping Algorithm for long- term generator maintenance scheduling”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 65, pp. 432–442, 2015.
- [21] Valero S., Ortiz M., Senabre C., Alvarez C., Franco FJG., Gabaldon A., “Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 1, No. 1, pp. 104- 110, 2007.
- [22] Aalami H.A., Parsa Moghaddam M., Yousefi GR., “Evaluation of nonlinear models for time- based rates demand response programs”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 65, pp. 282–290, 2015.
- [23] CL S., Kirschen D., “Quantifying the effect of demand response on electricity markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 3, pp. 1199- 207, 2009.
- [24] Khodaei A., Shahidehpour M., Bahramirad S., “SCUC with hourly demand response considering intertemporal load characteristics”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, No. 3, pp. 564–571, 2011.
- [25] Abdollahi A., Parsa Moghaddam M., Rashidinejad M., Sheikh - El- Eslami MK., “Investigation of economic & environmental - driven demand response measures incorporating UC”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No. 1, pp. 12- 25, 2012.
- [26] Aalami H.A., Parsa Moghaddam M., Yousefi GR., “Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs”, Applied Energy, Vol. 87, No. 1, pp. 243- 250, 2010.
- commercial demand response resources with unit commitment,” Elect. Power & Energy Systems, Vol. 51, pp. 153- 161, 2013.
- [4] Bai X., Wei H., “Semi- definite programming- based method for security- constrained unit commitment with operational and optimal power flow constraints”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 3, No. 2, pp. 182–197, 2009.
- [5] Daneshi H., Srivastava AK., “Security- constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 6, No. 2, pp. 167–175, 2012.
- [6] Yang L., Jian J., Zhu Y., Dong Z., “Tight Relaxation Method for Unit Commitment Problem Using Reformulation and Lift- and- Project”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, No. 1, pp. 13 - 23, 2015.
- [7] An Y., Zeng B., “Exploring the Modeling Capacity of Two- Stage Robust Optimization: Variants of Robust Unit Commitment Model”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, No. 1, pp. 109 - 122, 2015..
- [8] Shafie- khah M., Parsa Moghaddam M., Sheikh- El- Eslami MK., “Unified solution of a non- convex SCUC problem using combination of modified Branch- and- Bound method with Quadratic Programming”, Energy Conversion and Management, Vol. 52, No. 12, pp. 3425–3432, 2011.
- [9] Inostroza JC., Hinojosa VH., “Short- term scheduling solved with a particle swarm optimizer”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 5, No. 11, pp. 1091–1104, 2011.
- [10] Ouyang Z., Shahidehpour SM., “An intelligent dynamic programming for unit commitment application”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, pp.1203–1209, 1991.
- [11] Zhang N., Hu Z., Han X., Zhang J., Zhou Y., “A fuzzy chance- constrained program for unit commitment problem considering demand response, electric vehicle and wind power”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 65, pp. 201–209, 2015.
- [12] Roy PK., Sarkar R., “Solution of unit commitment problem using quasi- oppositional teaching learning based algorithm”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 60, pp. 96–106, 2014.
- [13] Azarinejadian F., Mirhosseini Moghaddam S M., Marzband M., Parhizi N., “Optimal energy management system in grid connected Microgrid integrated with distributed generation by using the multi-period artificial bee colony”, ISEE, Vol. 5, No. 3, pp.1-14, 2014.
- [14] Baniassadi Z., Nezamabadi H., Maghfoori Farsangi M., “A multiobjective Solution of Gravitational Search Algorithm for Benchmark Functions and Placement of SVC”, ISEE, Vol. 1, No. 1, pp. 59- 78, 2011.
- [15] Zheng JH., Chen JJ., Wu QH., Jing ZX., “Reliability constrained unit commitment with combined hydro and thermal generation embedded

- load control demand response program in unit commitment problem", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 7, No. 7, pp. 681-690, 2013.
- [38] Conejo AJ, Morales JM., Baringo L, "Real-time demand response model", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 3, pp. 236-242, 2010.
- [39] Roscoe AJ, Ault G, "Supporting high penetrations of renewable generation via implementation of real time electricity pricing and demand response", Renewable Power Generation, Vol. 4, No. 4, pp. 369-382, 2010.
- [40] Magnago FH, Alemany J, Lin J, "Impact of demand response resources on unit commitment and dispatch in a day-ahead electricity market", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 68, pp. 142-149, 2015.
- [41] Jonghe CD, Hobbs BF, Belmans R, "Value of Price Responsive Load for Wind Integration in Unit Commitment", IEEE Transactions on power systems, Vol. 29, No. 2, pp. 675-685, 2014.
- [42] Rahmani-andebili M, "Investigating effects of responsive loads models on unit commitment collaborated with demand-side resources", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 7, No. 4, pp. 420-430, 2013.
- [43] Yuan X, Ji B, Yuan Y, Ikram RM, Zhang X, Huang Y, "An efficient chaos embedded hybrid approach for hydro-thermal unit commitment problem", Energy Conversion and Management, Vol. 91, pp. 225-237, 2015.
- [44] Shayesteh E, Yousefi A, Parsa Moghaddam M, "A probabilistic risk-based approach for spinning reserve provision using day-ahead demand response program", Energy, Vol. 35, No. 5, pp. 1908-1915, 2010.
- [45] Sabera AY, Chakraborty S, Abdur Razzak SM, Senjyub T, "Optimization of economic load dispatch of higher order general cost polynomials and its sensitivity using modified particle swarm optimization", Electric Power Systems Research, Vol. 79, No. 1, pp. 98-106, 2009.
- [46] Saebi J, Javidi MH, Oloomi Buygi M, "Toward mitigating wind-uncertainty costs in power system operation: A demand response exchange market framework," Electric Power Systems Research, Vol. 119, pp. 157-167, 2015.
- [27] Aalami H.A., Parsa Moghaddam M., Yousefi G.R., "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets", Electric Power Systems Research, Vol. 80, No. 4, pp. 426-435, 2010.
- [28] Parsa Moghaddam M, Abdollahi A, Rashidinejad M, "Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets", Applied Energy, Vol. 88, No. 9, pp. 3257-3269, 2011.
- [29] Nguyen DT, Negnevitsky M, de Groot M, "Pool-based demand response exchange—Concept and modeling", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 3, pp. 1677-1685, 2011.
- [30] Yousefi S, Yousefi G, "Retail Pricing and Day-Ahead Demand Response in Smart Distribution Networks", Intelligence Systems in Electrical Engineering, Vol. 4, No. 4, pp. 23-32, 2014.
- [31] Zhao C, Wang J, Watson JP, Guan Y, "Multi-Stage Robust Unit Commitment Considering Wind and Demand Response Uncertainties", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, pp. 2708-2717, 2013.
- [32] Kia M., Setayesh Nazar M., Sepasian M S., "Simultaneous Implementation of TOU and UC Programs Considering Wind Power with MILP Method", ISEE, Vol. 5, No. 3, pp. 69-80, 2014.
- [33] Kwag HG, Kim JO, "Optimal combined scheduling of generation and demand response with demand resource constraints", Applied Energy, Vol. 96, pp. 161-170, 2012.
- [34] Kamyab F, Amini M, Sheykha S, Hasanpour M, Jalali MM, "Demand Response Program in Smart Grid Using Supply Function Bidding Mechanism", IEEE Transactions on Smart Grid, IEEE Early Access Articles, 2015, DOI: 10.1109/TSG.2015.2430364.
- [35] Sahebi MM, Duki EA, Kia M, Soroudi A, Ehsan M, "Simultaneous emergency demand response programming and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 6, No. 7, pp. 605-611, 2012.
- [36] Wang Q, Wang J, Guan Y, "Stochastic Unit Commitment with Uncertain Demand Response", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 1, pp. 562-563, 2013.
- [37] Aghaei J, Alizadeh MI, "Critical peak pricing with

¹ Time-based programs

² Incentive-based programs

³ Market-based programs

⁴ Demand response service provider

⁵ Independent system operator

⁶ Unit commitment

⁷ Generation scheduling

⁸ Deterministic

⁹ Heuristic

¹⁰ Hybrid methods

¹¹ Security constraint unit commitment

¹² Price responsive loads

¹³ Elasticity

¹⁴ Market clearing programs

¹⁵ Price elasticity of demand

¹⁶ Customers' benefit function

- ¹⁷ Day-ahead
- ¹⁸ DR Exchange
- ¹⁹ Security constraint DR and unit commitment
- ²⁰ Demand response resources
- ²¹ Start-up cost
- ²² Shut-down cost
- ²³ Scheduling
- ²⁴ Spinning reserve
- ²⁵ Unit ramp-up/down constraint
- ²⁶ Prohibited operating zone
- ²⁷ Minimum up/down time limit
- ²⁸ N-1 contingency
- ²⁹ Unit and DR commitment
- ³⁰ Per-unit (p.u)

