Archive of SID

ساختاری مبتنی بر نظریه بازی جهت مدیریت تراکم بر اساس برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها و اجرای پاسخ‌گویی بار

محمدحسن مرادی، علیرضا رئیسی و سیدمهدی حسینیان

چکیده: در این مقاله الگوریتمی جهت مدیریت تراکم بر اساس برنامه‌ریزی مجدد تولید و مصرف پیشنهاد می‌شود. الگوریتم پیشنهادی شامل دو بخش می‌باشد: ۱) برنامه‌ریزی مجدد تولید و ۲) مدیریت سمت مصرف. در الگوریتم پیشنهادی مدیریت سمت مصرف بر اساس پاسخ‌گویی بار می‌باشد و اجرای آن بر اساس مکانیزم بازار ارائه می‌شود که منفعت خرده‌فروشان نیز در آن لحاظ می‌گردد. بر اساس الگوریتم پیشنهادی دو شرط جهت مدیریت تراکم بررسی می‌شود: نخست جهت تأمین امنیت شبکه اپراتور مستقل سیستم (ISO) قیود خطوط را بررسی می‌کند که آیا نقضی رخ داده است؟ در صورتی که پاسخ مثبت باشد برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها انجام می‌شود. در مرحله بعدی ISO بررسی می‌کند که آیا جهش قیمتی رخ داده است؟ در صورتی که پاسخ مثبت باشد ISO با استفاده از سیگنال‌های اقتصادی خرده‌فروشان را جهت کاهش تقاضایشان در باس‌های مشخص، تشویق و راهنمایی می‌کند. خرده‌فروشان در واکنش به سیگنال‌های اقتصادی و جهت بیشینه‌کردن درآمدشان، در معامله پاسخ‌گویی بار با DRAs شرکت می‌کنند و تقاضاهای جدیدشان را برای ISO ارسال می‌کنند. جهت مدل‌سازی رفتار شرکت‌کنندگان در معامله پاسخ‌گویی بار از تئوری بازی استکلبرگ استفاده می‌شود که در آن خرده‌فروشان به عنوان بازیکن‌های پیشرو، بر اساس سیگنال‌های اقتصادی اپراتور بازار مقادیر کاهش تقاضا و قیمت خرید پاسخ‌گویی بار را مشخص می‌کنند و DRAs به عنوان بازیکن‌های پیرو جهت بیشینه‌کردن سودشان بر اساس استراتژی خرده‌فروشان با هم رقابت می‌کنند. در این مقاله الگوریتم پیشنهادی برای شبکه ۱۴باس اجرا می‌شود. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که مدیریت تراکم بر اساس الگوریتم پیشنهادی ضمن کاهش تراکم شبکه سبب افزایش منفعت خرده‌فروشان نیز می‌گردد.

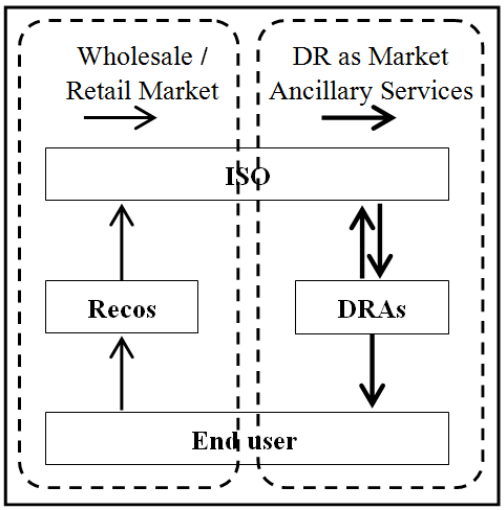
کلیدواژه: **مدیریت تراکم، پاسخ‌گویی بار، خرده‌فروشان، مکانیزم بازار.**

۱- مقدمه

با مطرح‌شدن دسترسی آزاد به شبکه انتقال در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده، موضوع تراکم خطوط انتقال پیچیده‌تر شده و رخداد آن از حالت معین و ثابت در سیستم‌های سنتی به وضعیتی نامعین، غیر دقیق و خطرپذیر تغییر یافته است. با توجه به محدودیت‌های ساخت خطوط انتقال جدید و افزایش چشم‌گیر تبادل توان در بازارهای رقابتی برق، حفظ امنیت سیستم به یکی از دغدغه‌های اصلی فعالان بازار و بهره‌برداران سیستم تبدیل شده است. در شرایط جدید، بهره‌بردار شبکه

این مقاله در تاریخ ۴ تیر ماه ۱۳۹۵ دریافت و در تاریخ ۲۷ اردیبهشت ماه ۱۳۹۶ بازنگری شد.

محمدحسن مرادی، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، (email: mh_moradi@yahoo.co.uk).
علیرضا رئیسی، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، (email: ali_reza_reisi@yahoo.com).
سیدمهدی حسینیان، گروه عمران، دانشکده مهندسی، دانشگاه بوعلی سینا، همدان، (email: s.hosseinian@basu.ac.ir).



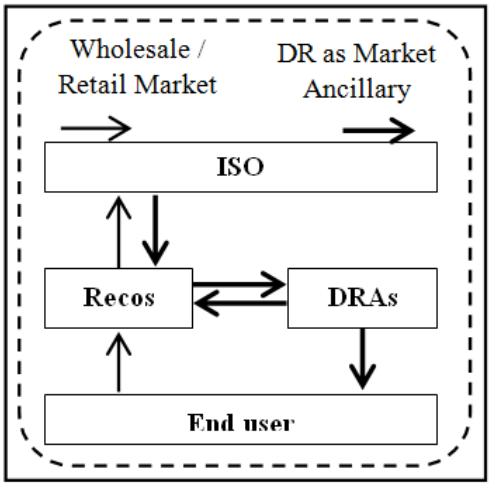
شکل ۱: ساختار اجرای پاسخ‌گویی بار در استرالیا.

برای کاهش تراکم خطوط با محدودیت‌های بسیاری نسبت به گذشته روبه‌رو بوده و این به پیدایش روش‌های نوین و متفاوت مدیریت تراکم انجامیده است [۱]. از جمله این روش‌ها برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها و اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌باشند که اخیراً در بیشتر بازارها جهت مدیریت تراکم استفاده می‌شوند.

به عنوان یک مثال، ISO در بازار استرالیا مدیریت تراکم اقدامات مختلفی شامل ترکیب‌بندی مجدد شبکه [۲]، تنظیم عملکرد ادوات FACTs [۳] در سطح شبکه، پخش بار مجدد ژنراتورها [۴] و اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار [۵] در سطح بازار را انجام می‌دهد. در این حالت پاسخ‌گویی بار مطابق ساختار شکل ۱ [۵] از طریق ارتباط مستقیم با ISO انجام می‌شود. این امر منجر به بهبود قابلیت اطمینان شبکه و کاهش قیمت برق خواهد شد اما خرده‌فروشان منفعتی از این کاهش قیمت نخواهند داشت. علت این است که قیمت تسویه برای خرده‌فروشان، همان قیمت برق قبل از اجرای پاسخ‌گویی بار (قیمت متناسب با تقاضای اولیه خرده‌فروشان) می‌باشد و درآمد حاصل از اختلاف قیمت برق و قیمت تسویه خرده‌فروشان، صرف هزینه‌های اجرای پاسخ‌گویی بار می‌شود [۵]. این در حالی است که خرده‌فروشان در ارتباط مستقیم با مصرف‌کنندگان بوده و اگر اطلاعات ISO از شبکه با آنها به اشتراک گذاشته شود بهتر می‌توانند مدیریت سمت مصرف و در نتیجه مدیریت تراکم و کاهش قیمت برق را انجام دهند. عدم هماهنگی و همکاری بین خرده‌فروشان و ISO منجر به عدم کسب درآمد از اجرای برنامه پاسخ‌گویی بار برای خرده‌فروشان شده و این امر به نوبه خود منجر به افزایش هزینه برق مصرف‌کنندگان در بلندمدت خواهد شد. علت این افزایش قیمت این است که خرده‌فروشان جهت مدیریت ریسک و به دست آوردن حداقل درآمد قابل قبول در قراردادهای آتی با مصرف‌کنندگان، تعرفه فروش برق را افزایش خواهند داد.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۲: ساختار پیشنهادی اجرای پاسخ‌گویی بار جهت مدیریت تراکم.

مأموریت ISO تسهیل روند یک بازار کارامد است. در این خصوص اپراتور مستقل سیستم برای شرایط مختلف شبکه راه حل‌هایی را انتخاب می‌کند که در کوتاه‌مدت و بلندمدت در راستای کارآمدتر شدن و افزایش راندمان شبکه باشد. در همین راستا ISO در موارد مختلفی با شرکت‌کنندگان بازار همکاری دارد. به عنوان مثال، جهت مدیریت تراکم از طریق برنامه‌ریزی مجدد تولید، ISO سیگنال مربوط را برای GENCOs ارسال می‌کند و آنها با لحاظ‌کردن قید امنیت مقید واحدها (SCUC) تقاضاهای جدید آنها را برای ISO می‌فرستند. این فرایند در بازارهای NEPOOL، IMO و UK اجرا می‌شود. به عنوان مثال دیگر، تنظیم ادوات FACTs، ترکیب‌بندی مجدد شبکه و غیره بر اساس همکاری با Transcos و اطلاعات ارسالی آنها انجام می‌شوند. همچنین در برخی از کشورها یک بازار جداگانه جهت معامله DR بین ISO و DARs جهت تأمین امنیت شبکه ایجاد شده است یا در آمریکا DR مانند یک کالا بین ISO و DARs در یک بازار جداگانه معامله می‌شود.

اخیراً پاسخ‌گویی بار به عنوان یکی از راه حل‌های مهم و مؤثر در مسئله مدیریت تراکم بیشتر مورد توجه محققین قرار گرفته است [۶]. امکان مدیریت تراکم بر اساس اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به الاستیسیته بار بستگی دارد و مقالات مختلفی این موضوع را بررسی کرده‌اند [۷] تا [۱۲]. در [۷] بومپارد و همکاران، تأثیرات الاستیسیته بار بر مدیریت تراکم و قیمت را بررسی کرده و نشان داده‌اند که اثر تراکم بر قیمت با افزایش الاستیسیته بار کاهش می‌یابد. در [۸] نشان داده شده که تراکم منجر به جابه‌جایی بارهای حساس به قیمت، از بازه زمانی قیمت بالا به بازهای زمانی قیمت پایین می‌شود. در [۹] الاستیسیته پاسخ‌دهی بار به عنوان یک متغیر تأثیرگذار بر مدیریت تراکم معرفی شده است. در [۱۰] اثر الاستیسیته بار بر تراکم خطوط انتقال با یک روش تحلیلی بررسی شده و در [۱۱] این اثر در پخش بار اقتصادی مدل شده است. در [۱۲] الگوریتمی جهت مدیریت تراکم با استفاده از ترکیب پاسخ‌گویی بار و ادوات FACTs ارائه شده که در آن، بازار در دو مرحله تسویه می‌شود. در مرحله اول با هدف بیشینه‌کردن رفاه اجتماعی بازار تسویه می‌شود و در مرحله دوم اگر قیود شبکه نقض شده و تراکم رخ دهد، پس از انجام برنامه‌ریزی مجدد تولید و بهینه‌سازی هم‌زمان اجرای پاسخ‌گویی بار و عملکرد ادوات FACTs برای کاهش تراکم خطوط، تسویه بازار مجدداً انجام می‌شود.

مشارکت خرده‌فروشان در پاسخ‌گویی بار جهت کاهش ریسک تأمین برق می‌باشد و آنها استراتژی‌ای را دنبال می‌کنند که منجر به جابه‌جایی مصرف از پیک تقاضا (که قیمت برق زیاد است) به ساعات دیگر شود. به عبارت دیگر هدف خرده‌فروشان جهت اجرای پاسخ‌گویی بار کاهش قیمت برق نمی‌باشد. رفع تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار به وسیله خرده‌فروشان، نیاز به هماهنگی آنها با دیگر اقدامات انجام‌شده توسط ISO، همچون تنظیم ادوات FACTs، ترکیب‌بندی مجدد شبکه و برنامه‌ریزی مجدد تولید دارد.

مطالعه مقالات موجود نشان می‌دهد که چالش هماهنگی و همکاری بین خرده‌فروشان و ISO در اجرای پاسخ‌گویی بار و همچنین مشارکت مؤثر خرده‌فروشان در رفع تراکم کمتر مورد بررسی قرار گرفته است. به عنوان تنها تلاش در این زمینه می‌توان به [۱۳] اشاره کرد که در آن مدیریت تراکم در شبکه توزیع بر اساس هماهنگی بین اپراتور سیستم توزیع و تجمیع‌کنندگان یا خرده‌فروشان، جهت اجرا پاسخ‌گویی بار است. در [۱۳] متأسفانه در راستای مدیریت تراکم در شبکه سراسری راه حلی که منجر به مشارکت خرده‌فروشان در مدیریت تراکم شود ارائه نشده است.

در این مقاله ساختار جدیدی (شکل ۲) جهت مدیریت تراکم در شبکه سراسری بر اساس مکانیزم بازار ارائه می‌شود که در آن پاسخ‌گویی بار بر اساس هماهنگی و همکاری ISO و خرده‌فروشان انجام می‌شود. مطابق روش پیشنهادی ISO از طریق سیگنال‌های اقتصادی، خرده‌فروشان را جهت کاهش تقاضا در باس‌های مشخص تشویق و راهنمایی می‌کند. یکی از سیگنال‌های اقتصادی، ماتریس الاستیسیته تراکم می‌باشد که مقدار کاهش تراکم شبکه به ازای پاسخ‌گویی بار در باس‌های مختلف را مشخص می‌کند. خرده‌فروشان با استفاده از این ماتریس می‌توانند منفعتشان از کاهش تقاضا در هر باس را محاسبه کنند. با توجه به این سیگنال‌های اقتصادی، خرده‌فروشان از طریق DRAs[1] اقدام به کاهش تقاضایشان می‌کنند. سپس برای تقاضاهای جدید خرده‌فروشان، ISO تراکم شبکه را مجدداً بررسی می‌کند. این فرایند چندین بار تکرار می‌شود تا نقطه تعادل نش که نشان‌دهنده مقدار بهینه کاهش تراکم و منفعت خرده‌فروشان است به دست آید.

در ساختار پیشنهادی از نظریه بازی استکلبرگ جهت مدل‌سازی اثرهای متقابل تصمیم‌های خرده‌فروشان و DRAs در اجرای پاسخ‌گویی بار استفاده می‌شود. در این بازی استراتژی خرده‌فروشان به عنوان بازیکن‌های پیشرو، تعیین کمترین مقدار کاهش بار و قیمت خرید DR می‌باشد. این قیمت بر اساس تابع سود[2] خرده‌فروشان که با کاهش تراکم متناسب است و همچنین اطلاع آنها از رفتار DRAs تعیین می‌شود. استراتژی DRAs به عنوان بازیکن‌های پیرو، تعیین مقدار کاهش بار است که بر اساس تابع سود که متناسب با قیمت پیشنهادی خرده‌فروشان است مشخص می‌گردد.

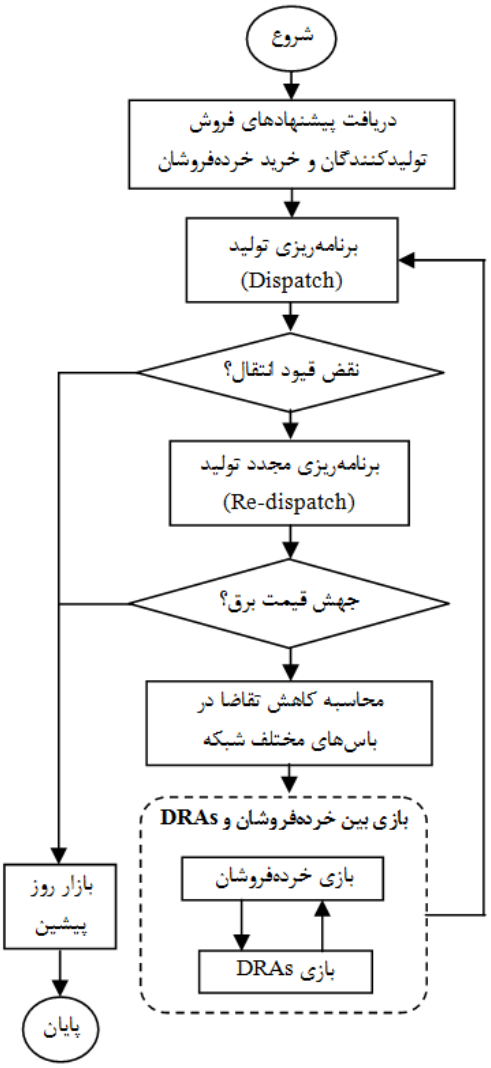
نوآوری‌های این مقاله به شرح زیر است:

- الگوریتمی مبتنی بر نظریه بازی برای سازمان‌دهی خرده‌فروشان توسط اپراتور بازار، جهت شرکت در پاسخ‌گویی بار با هدف کاهش تراکم شبکه ارائه می‌شود.
- بازی بین خرده‌فروشان و DRAs به گونه‌ای فرمول‌بندی می‌شود که نقطه تعادل نش بازی، نقطه بهینه هر یک از آنها باشد.
- جهت مشخص‌کردن اثر پاسخ‌گویی بار در باس‌های مختلف بر کاهش تراکم شبکه، ماتریس الاستیسیته تراکم معرفی می‌گردد.

1. Demand Response Aggregator
2. Pay off

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۳: الگوریتم پیشنهادی.

۲- ساختار پیشنهادی

در شبکه‌های تجدید ساختار شده یکی از بازارهای برق عمده‌فروشی بازار روز پیشین می‌باشد. در این بازار قیمت‌های ساعتی برق بر اساس مزایده/ مناقصه تقاضاهای فروشندگان/ خریداران برای ۲۴ ساعت آینده تعیین می‌شود و در زمانی مشخص (مثلاً ساعت یک ظهر) توسط اپراتور بازار اعلام عمومی می‌شود. شرکت‌کنندگان در بازار روز پیشین باید تقاضاهای اولیه خود را چند ساعت قبل از زمان اعلام عمومی به اپراتور بازار اعلام کنند تا امکان اعمال مکانیسم‌های بازار در صورت نیاز جهت مدیریت تراکم فراهم باشد.

به طور مثال در بازار روز پیشین استرالیا، اپراتور بازار نخست بدون لحاظ قیود شبکه با اجرای برنامه پخش بار، قیمت‌های بهینه برق را مشخص و در مرحله دوم اپراتور بازار با لحاظ قیود شبکه قیمت‌های برق را محاسبه می‌کند. در صورتی که اختلاف بین نتایج این دو حالت کم باشد، قیمت‌های حالت دوم به عنوان نتیجه نهایی به بازار اعلام می‌شود اما اگر اختلاف بین نتایج این دو حالت زیاد باشد، تراکم رخ داده است. در این شرایط، چنان که قبلاً بیان شد، اپراتور بازار جهت مدیریت تراکم اقدام خواهد کرد و جهت اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار از طریق DRAs عمل می‌کند و بارهای قابل قطع را مستقیماً کنترل می‌کند. اگرچه این کار سبب کاهش پیک تقاضا و قیمت نقدی شبکه می‌شود اما برای خرده‌فروشان، قیمت برق در خط روند تقاضای آنها محاسبه می‌شود و اختلاف هزینه بین این دو حالت صرف تأمین هزینه‌های پاسخ‌گویی بار می‌گردد [۱].

در این مقاله ساختار جدیدی بر اساس مکانیزم بازار برای مدیریت بهینه تراکم از دیدگاه خرده‌فروشان که در هر دو بازار عمده‌فروشی و خدمات جانبی حضور دارند پیشنهاد می‌شود که در آن منفعت خرده‌فروشان نیز تأمین می‌شود. شکل ۳ الگوریتم پیشنهادی جهت مدیریت تراکم شامل برنامه‌ریزی هم‌زمان تولید و مصرف را نشان می‌دهد. طبق شکل ۳، ISO قبل از بسته‌شدن بازار روز پیشین و اعلام قیمت‌های نهایی، قیود شبکه را بررسی می‌کند و در صورتی که یکی از قیود نقض شده باشد برنامه‌ریزی تولید را مجدد انجام می‌دهد. این کار اگرچه سبب افزایش قیمت برق می‌شود اما جهت تأمین امنیت شبکه لازم است. در گام بعد اگر جهش قیمت برق قابل توجه باشد، ISO جهت کاهش هزینه تأمین برق، اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را پیگیری می‌کند. فرایند اجرای پاسخ‌گویی بار در این الگوریتم بر اساس هماهنگی بین ISO و خرده‌فروشان می‌باشد.

مطابق با الگوریتم پیشنهادی (شکل ۳) اپراتور بازار جهت اجرای پاسخ‌گویی بار، کاهش تقاضاها در باس‌های مختلف که منجر به رفع تراکم می‌شود را به همراه قیمت جدید برق هر باس و همچنین ماتریس الاستیسیته تراکم محاسبه کرده و به عنوان سیگنال اقتصادی به خرده‌فروشان اعلام می‌کند. خرده‌فروشان با لحاظ‌کردن اطلاعات دریافتی از اپراتور بازار بر مقدار درآمدشان، تقاضاهای جدید خود را از بازار عمده‌فروشی محاسبه کرده و به اپراتور بازار اعلام می‌کنند. در حقیقت آنها بخشی از تقاضای خود را از بازار عمده‌فروشی کاهش می‌دهند و آن را از بازار خدمات جانبی و در معامله پاسخ‌گویی بار تأمین می‌کنند. اگرچه خرده‌فروشان برای محاسبه تقاضاهای جدید که متناسب با درآمد می‌باشد، از قیمت برق جدید و قیمت‌های خرید پاسخ‌گویی بار در بازار خدمات جانبی آگاه می‌باشند اما از تصمیم دیگر خرده‌فروشان بی‌اطلاع هستند. به عبارت دیگر از آنجا که سود هر خرده‌فروش وابسته به تصمیم دیگر خرده‌فروشان می‌باشد و همچنین تصمیمات خرده‌فروشان نیز متأثر از رفتار DRAs حاضر در بازار خدمات جانبی است، لذا مشخص‌شدن تصمیم نهایی خرده‌فروشان منجر به انجام یک بازی بین آنها خواهد شد.

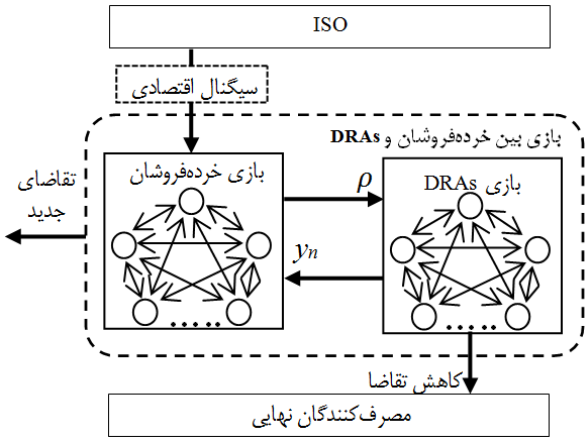
۲-۱ بازی بین خرده‌فروشان و DRAs

اگرچه منفعت کلی خرده‌فروشان در اجرای پاسخ‌گویی بار است اما هر خرده‌فروش ضمن توجه به رفع تراکم، تلاش می‌کند که سهم کمتری از کاهش بار مشخص‌شده توسط ISO را داشته باشد، چون بابت این کاهش متعهد به پرداخت هزینه است. خرده‌فروشان جهت اجرای پاسخ‌گویی بار باید تصمیم بگیرند چه مقدار و با چه قیمتی پاسخ‌گویی بار را بخرند تا بیشترین سود را داشته باشند. در گام بعد DRAs که فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار هستند با توجه به تصمیم خرده‌فروشان، جهت بیشینه‌کردن سودشان با هم رقابت می‌کنند. در نگاهی وسیع‌تر می‌توان یک تقابل بین سود خرده‌فروشان و سود DRAs را نیز مشاهده کرد. یعنی سود خرده‌فروشان و همچنین سود DRAs به قیمت خرید و فروش پاسخ‌گویی بار وابسته می‌باشد، لذا مشخص‌شدن نقطه تعادل شرکت‌کنندگان در پاسخ‌گویی بار منجر به انجام بازی بین دسته‌ای از خرده‌فروشان و دسته‌ای از DARs می‌شود که در شکل ۴ نشان داده شده است.

در این مقاله از نظریه بازی استکلبرگ برای مدل‌کردن رفتار خرده‌فروشان و DRAs استفاده می‌شود. نظریه بازی استکلبرگ، یک الگوی تصمیم‌گیری با دو دسته بازیکن پیشرو و پیرو می‌باشد. با توجه

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۴: بازی بین خرده‌فروشان و DRAs.

به این که اجرای پاسخ‌گویی بارها از دیدگاه خرده‌فروشان است و خرده‌فروشان واسطه بین مصرف‌کنندگان و بازار عمده‌فروشی می‌باشند جهت بررسی تأثیر پاسخ‌گویی بار در هر دو بخش مصرف‌کنندگان و بازار عمده‌فروشی از الگوریتم استکلبرگ استفاده می‌شود. در این فرایند نخست بازیکن‌های پیشرو، خرده‌فروشان، استراتژی‌شان که تعیین مقدار و قیمت خرید پاسخ‌گویی بار است را انتخاب می‌کنند. سپس بازیکن‌های پیرو، DRAs، بر اساس تصمیم خرده‌فروشان جهت بیشینه‌کردن سودشان با هم رقابت می‌کنند و استراتژی‌شان، تعیین مقدار فروش پاسخ‌گویی بار، را انتخاب می‌کنند. نقش اصلی DRAs به عنوان بازیکن پیرو، مدل‌سازی پاسخ‌گویی بار از دید خرده‌فروشان می‌باشد. چنان که آنها بر اساس تصمیم خرده‌فروشان و جهت بیشینه‌کردن سودشان عمل می‌کنند بر تصمیم خرده‌فروشان اثرگذار خواهند بود. در ادامه ساختار این بازی و چگونگی محاسبه نقطه تعادل آن شرح داده می‌شود.

بازیکن‌ها: مجموعه‌ای از خرده‌فروشان (k) و مجموعه‌ای از DRAs (n) که در بازار پاسخ‌گویی بار ثبت نام کرده‌اند.

استراتژی‌ها: استراتژی خرده‌فروشان و DRAs به ترتیب انتخاب مقدار خرید (x_k) و فروش (y_n) پاسخ‌گویی بار به قیمت ρ می‌باشد به گونه‌ای که اولاً رابطه $\sum_{k=1}^{K} x_k = \sum_{n=1}^{N} y_n$ برقرار باشد، ثانیاً سودشان بیشینه شود و ثالثاً شرط ISO برای رفع تراکم که کاهش تقاضا به مقدار مشخصی می‌باشد، تأمین شود.

سود: محاسبه مقادیر توابع سود خرده‌فروشان $S_K(x_k, x_{-k})$ و DRAs $S_d(y_n, y_{-n})$ که x_{-k} نشان‌دهنده برداری شامل تمام خرده‌فروشان به جز خرده‌فروش k می‌باشد و به همین ترتیب y_{-n} نیز برای DRAs تعریف می‌شود. با توجه به این که در بازی استکلبرگ بازیکن‌های پیشرو از استراتژی بازیکن‌های پیرو مطلع هستند، لذا در ادامه، نخست نحوه محاسبه سود DARs بیان و سپس نحوه محاسبه سود خرده‌فروشان بر اساس استراتژی DARs ارائه می‌شود.

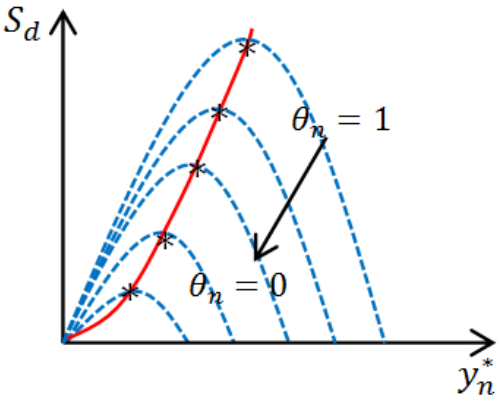
– محاسبه سود DARs

DRAs بر اساس قیمت خرید پاسخ‌گویی بار توسط خرده‌فروشان و با لحاظ‌کردن ارزش قطع بار مصرف‌کنندگان (C_{DR}) سودشان از شرکت در پاسخ‌گویی بار را به صورت (۱) محاسبه می‌کنند

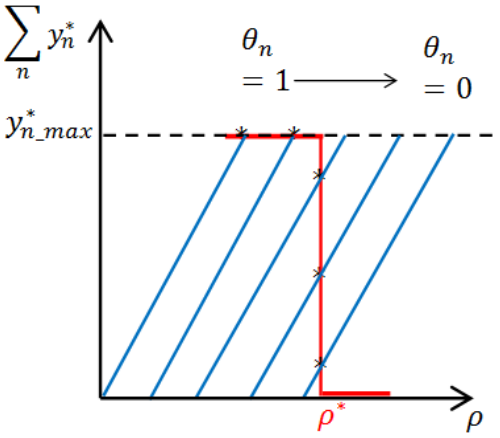
$$S_d(y_n) = u_n[\rho y_n - C_{DR}(y_n)] \quad (۱)$$

$$C_{DR}(y_n) = a y_n^2 + b(1-\theta_n) y_n \quad (۲)$$

$$u_n = \begin{cases} 1 & , \quad \rho \geq b(1-\theta_n) \\ 0 & , \quad \rho < b(1-\theta_n) \end{cases} \quad (۳)$$



شکل ۵: منحنی‌های سود DRAs (_ _ _ _) و منحنی سود متناظر با نقطه تعادل نش DRA (_____).



شکل ۶: منحنی‌های نقطه تعادل DRAs بر حسب قیمت فروش.

که در آن a و b ضرایب ثابت به ترتیب بر حسب $\$/MW^2$ و $\$/MW$، y_n مقدار پاسخ‌گویی بار، θ_n تمایل مشترک nام جهت شرکت در پاسخ‌گویی بار که مقداری بین صفر تا یک دارد و u_n ضریب باینری نشان‌دهنده تصمیم DRAs جهت شرکت در پاسخ‌گویی بار می‌باشد. مقدار یک، بیانگر سودآور بودن و مقدار صفر بیانگر ضررآور بودن اجرای پاسخ‌گویی بار است. شکل ۵ منحنی‌های سود DRAs را نشان می‌دهد که اکیداً محدب هستند، لذا بر اساس [۱۴] نقطه تعادل نش DRAs، نقطه بهینه تابع سود آنها می‌باشد. با مشتق‌گیری از تابع سود (S_d) و برابر صفر قرار دادن آن، نقطه تعادل نش بازی DRAs که بیانگر مقدار بهینه فروش پاسخ‌گویی بار DRAs nام می‌باشد با استفاده از (۴) محاسبه می‌شود

$$y_n^*(\rho) = \begin{cases} \dfrac{\rho - b(1-\theta_n)}{2a} & , \quad \rho \geq b(1-\theta_n) \\ 0 & , \quad \rho < b(1-\theta_n) \end{cases} \quad (۴)$$

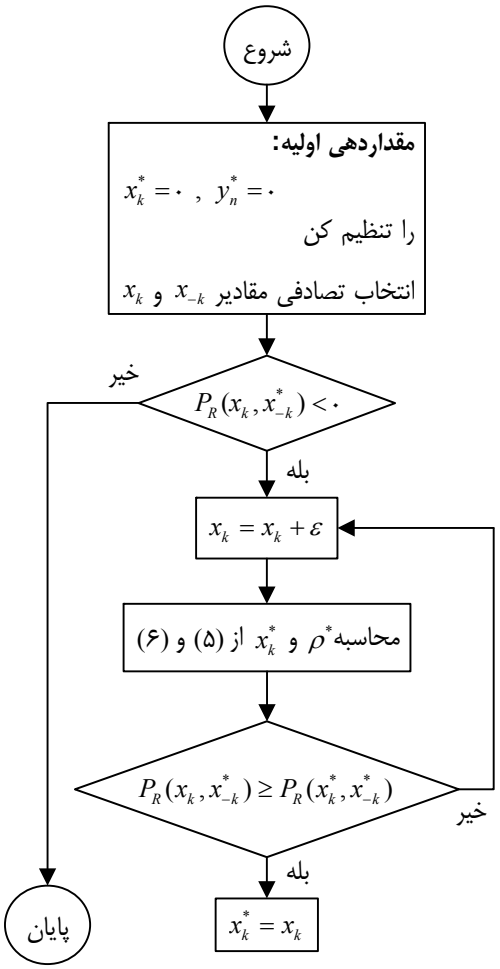
با جمع مقادیر y_n^* تابع فروش مقدار پاسخ‌گویی بار بر حسب قیمت خرید پاسخ‌گویی بار به دست می‌آید

$$f(\rho) = \sum_n y_n^*(\rho) \quad (۵)$$

شکل ۶ مقادیر نقطه تعادل DRAs بر اساس (۴) را نشان می‌دهد که این مقادیر تابعی از قیمت خرید پاسخ‌گویی بار خرده‌فروشان است. خرده‌فروشان بر اساس (۵) قیمت خرید پاسخ‌گویی بار (ρ^*) و مقادیر y_n^* را مشخص می‌کنند و با جایگذاری این مقادیر در (۱)، مقادیر بهینه سود DRAs محاسبه می‌شوند.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۷: الگوریتم محاسبه نقطه تعادل نش بازی استکلبرگ.

- محاسبه سود خرده‌فروشان

هر خرده‌فروش با اطلاع از تابع قیمت پاسخ‌گویی بار بر حسب مقدار آن (رابطه (۵)) و با دانستن استراتژی دیگر خرده‌فروشان، x_{-k}، مقدار بهینه خرید پاسخ‌گویی بارش، x_k^*، در هر ساعت، h، و هر باس، i، را چنان انتخاب می‌کند که سودش بیشینه شود

$$\begin{aligned} &\text{Maximize}: S_k(x_k, x_{-k}) = \sum_i \sum_h S_{Ki,h} \\ &\text{subject to}: \sum_{k=1}^{K} x_{ki,h} = \sum_{n=1}^{N} y_{n,h}^* \end{aligned} \quad (۶)$$

سود خرده‌فروشان در (۶) برابر با اختلاف درآمدشان قبل و بعد از اجرای پاسخ‌گویی بار می‌باشد

$$S_K = \sum_i \sum_h (B_{Ki}^{after}(D_{ki,h}^{after}) - B_{Ki}^{before}(D_{ki,h}^{before})) \quad (۷)$$

درآمد خرده‌فروش kام در باس i و در ساعت h، قبل از اجرای پاسخ‌گویی بار از (۸) محاسبه می‌شود

$$I_{Ki,h}^{before}(D_{ki,h}^{before}) = [\pi_{ki,h} - \lambda(\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{before})]D_{ki,h}^{before} \quad (۸)$$

که در آن π تعرفه قیمت فروش برق به مشترکین، D^{before} تقاضای اولیه برق خرده‌فروش قبل از اجرای پاسخ‌گویی بار و $\lambda\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{before}$ قیمت نقدی برق (قیمت برق در بازار عمده‌فروشی) برای تقاضا در باس i و ساعت h می‌باشد. با اجرای پاسخ‌گویی بار، تقاضای خرده‌فروش kام در ساعت h به مقدار $x_{ki,h}$ و قیمت برق به مقدار $\lambda_C\sum_{k=1}^{K} x_{k,h}$ کاهش خواهند یافت، لذا تقاضا و قیمت جدید برق و درآمد حاصل از آن برای خرده‌فروش برابر خواهند شد با

$$D_{ki,h}^{after} = D_{ki,h}^{before} - x_{ki,h} \quad (۹)$$

$$\lambda\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{after} = \lambda\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{before} - \lambda_C\sum_{k=1}^{K} x_{ki,h} \quad (۱۰)$$

$$I_{ki,h}^{after}(D_{ki,h}^{after}) = [\pi_{ki,h} - \lambda\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{after}]D_{ki,h}^{after} - \rho_{ih}x_{ki,h} \quad (۱۱)$$

با جایگذاری (۸) و (۱۱) در (۷) سود خرده‌فروش kام از اجرای پاسخ‌گویی بار در باس i و ساعت h برابر خواهد شد با

$$S_{ki,h} = D_{ki,h}^{before}\lambda_c\sum_{k=1}^{K} x_{ki,h} - [\pi_{ki,h} + \rho_{ih}^* - \lambda\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{after}]x_{ki,h} \quad (۱۲)$$

۲-۲ ماتریس الاستیسیته تراکم شبکه

هنگامی که تراکم در خط بین دو باس رخ دهد، قیمت برق نه تنها در باس دریافت‌کننده توان بلکه در باس‌های دیگر مجاورش نیز افزایش می‌یابد. در این حالت پاسخ‌گویی بار در هر یک از باس‌هایی که قیمتشان افزایش یافته است بر کاهش تراکم و در نتیجه کاهش قیمت دیگر باس‌ها نیز تأثیر خواهد داشت. میزان تأثیر پاسخ‌گویی بار هر یک از باس‌ها بر تراکم با مقدار افزایش قیمت برق ناشی از تراکم در آن باس متناسب است [۸] تا [۱۰]. در این حالت خرده‌فروشان برای مشارکت در پاسخ‌گویی بار باید از تأثیر کاهش تقاضا در هر باس بر تراکم آگاه باشند. در این مقاله جهت مدل‌کردن اثر پاسخ‌گویی بار در هر باس بر تراکم شبکه، ماتریس الاستیسیته تراکم معرفی می‌شود که نشان‌دهنده حساسیت کاهش قیمت برق نسبت به پاسخ‌گویی بار در هر باس می‌باشد. این ماتریس به صورت (۱۳) تعریف می‌شود

$$E_{ij} = \frac{D_j}{\lambda c_i}\frac{\partial\lambda c_i}{\partial D_j} \quad (۱۳)$$

که در آن E_{ij} بیانگر کاهش قیمت باس iام به ازای پاسخ‌گویی بار در باس jام در یک شبکه با N باس می‌باشد. با توجه به این که پاسخ‌گویی بار برای بارهای اکتیو انجام می‌شود پس لازم نیست که بارهای راکتیو نیز لحاظ شوند. چنان که ذکر شد تأثیر پاسخ‌گویی بار بر قیمت در یک باس محدود نمی‌شود لذا طبق این رابطه، تأثیر کاهش بار در باس j به مقدار X_j بر قیمت باس i برابر با کاهش بار به مقدار $E_{ij}\times X_j$ در باس i می‌باشد. این اثر کاهش تراکم و در نتیجه کاهش قیمت در یک باس ناشی از کاهش تقاضا در باس‌های مختلف را مدل می‌کند. ماتریس فوق توسط ISO محاسبه می‌شود و بر اساس آن خرده‌فروشان که معمولاً در چند باس حضور دارند می‌توانند کاهش قیمت در یک باس، ناشی از کاهش تقاضایشان در باس‌های دیگر را نیز محاسبه کنند و آن را در سود نهایی‌شان لحاظ کنند. بر این اساس و با توجه به (۱۲)، سود خرده‌فروش kام در باس i و در ساعت h از اجرای پاسخ‌گویی بار به مقدار x_{kj} در باس jام برابر خواهد شد با

$$\begin{aligned} S_{ki,h} = {} & D_{ki,h}^{before}\lambda_{ci}(\sum_{k=1}^{K} x_{ki,h} + \sum_{j=1,j\neq i}^{N} E_{ij}\sum_{k=1}^{K} x_{kj,h}) - \\ & [\pi_{ki,h} + \rho_{ih}^* - \lambda\sum_{k=1}^{K} D_{ki,h}^{after}]x_{ki,h} \end{aligned} \quad (۱۴)$$

در این رابطه برای محاسبه مقدار λ_{ci} مشارکت تمام خرده‌فروشان و همچنین تأثیر کاهش تقاضای آنها در باس‌های دیگر نیز با استفاده از ماتریس E_{ij} لحاظ می‌شود و نهایتاً سود خرده‌فروش kام از پاسخ‌گویی بار در کل شبکه برابر $S_k = \sum_i S_{ki}$ است.

شکل ۷ الگوریتم نحوه محاسبه نقطه تعادل نش را بر اساس توابع سود هر یک از بازیکن‌های پیشرو و پیرو نشان می‌دهد.

www.SID.ir

Archive of SID

۳- شبیه‌سازی

در این بخش جهت ارزیابی روش پیشنهادی، شبکه IEEE ۱۴-bus استفاده می‌شود [۱۵]. این شبکه شامل ۵ ژنراتور که ضرایب توابع هزینه‌شان در جدول ۱ داده شده و ۱۸ خط انتقال با حداکثر ظرفیت ۱۰۰ MW است. پروفایل بار شبکه برای ساعات پیک تقاضا در جدول ۲ ارائه شده است.

در این شبکه، سه خرده‌فروش حضور دارد که تقاضای باس‌های مختلف شبکه را طبق جدول ۳ تأمین می‌کنند. تعرفه فروش برق توسط خرده‌فروشان در دوره شبانه ۱۳۰ $/MWh لحاظ شده [۱۶] و همچنین پارامترهای پاسخ‌گویی بار، مربوط به (۳) به صورت جدول ۴ می‌باشند [۱۶].

۳-۱ اجرای الگوریتم پیشنهادی

بر اساس ساختار بازار بیان‌شده در بخش ۲، ISO در آغاز برای تقاضاهای اولیه خرده‌فروشان برنامه پخش بار اقتصادی (OPF) را اجرا می‌کند. در این حالت اگر نقض قیود خطوط انتقال اتفاق افتاده باشد، جهت رفع تراکم ISO اقدام می‌کند. در این شبکه قید خطوط ۱ و ۲ نقض شده است، بنابراین ISO همراه با ترکیب‌بندی مجدد شبکه و تنظیم ادوات FACTs، برنامه‌ریزی مجدد تولید را با هماهنگی GENCOs انجام می‌دهد. اگر این اقدام سبب افزایش قابل ملاحظه قیمت برخی از باس‌ها شود تراکم در شبکه وجود دارد. جداول ۵ و ۶ نتایج اجرای OPF و برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰ را نشان می‌دهند.

برنامه‌ریزی مجدد تولید در بازار انرژی برق با لحاظ‌کردن SCUC [۱۶] بر اساس یک هماهنگی ایجادشده بین ISO و GENCOs انجام می‌شود. در هنگام تراکم، ISO سیگنال برنامه‌ریزی مجدد تولید را برای GENCOs می‌فرستد، سپس GENCOs پیشنهاد قیمت جدید را برای ISO می‌فرستند. در این حالت ISO تلاش خواهد کرد که با لحاظ‌کردن پیشنهادهای جدید GENCOs، به همراه دیگر اقدام‌های مدیریت تراکم، تراکم شبکه را با هزینه کمتر کاهش دهد. چنان که نتایج جدول ۵ نشان می‌دهند برنامه‌ریزی مجدد تولید سبب افزایش قیمت برخی از باس‌ها خواهد شد و بنابراین ISO جهت کاهش هزینه تأمین برق برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را اجرا می‌کند.

۳-۲ سناریوی اول: حالت پایه

در الگوریتم استرالیا قیمت نهایی برق برای خرده‌فروشان قیمت محاسبه‌شده در جدول ۵ پس از انجام برنامه‌ریزی مجدد تولید می‌باشد و خرده‌فروشان درآمدشان را بر اساس همین قیمت محاسبه می‌کنند، I^{before}. در مقایسه بر طبق الگوریتم پیشنهادی، خرده‌فروشان با همکاری ISO پاسخ‌گویی بار را اجرا می‌کنند و با لحاظ‌کردن سیگنال اقتصادی شامل بردار کاهش تقاضا در باس مرجع تراکم، ماتریس الاستیسیته تراکم و ماتریس قیمت جدید برق، تقاضاهایشان را اصلاح می‌کنند و درآمدشان، I^{after} را بر اساس قیمت‌های جدید محاسبه می‌کنند (رابطه (۱۵)).

$$X_{[i=۳,h]} = [۰ \quad ۹٫۲ \quad ۱۲٫۹ \quad ۱۵٫۷ \quad ۱۴٫۶ \quad ۷٫۵ \quad ۰ \quad ۰]$$

$$E = \begin{bmatrix} ۰ & -۰٫۲۰ & -۰٫۲۲ & ۰٫۱۸ & ۰٫۰۶ & ۰٫۰۷ & ۰ & ۰ & ۰٫۱۵ & ۰٫۰۵ & ۰٫۰۲ & ۰٫۰۴ & ۰٫۰۹ & ۰٫۰۹ \\ ۰ & ۱٫۲۹ & ۴٫۸۹ & ۲٫۱۵ & ۰٫۳۱ & ۰٫۴۶ & ۰ & ۰ & ۱٫۳۰ & ۰٫۳۹ & ۰٫۱۵ & ۰٫۲۶ & ۰٫۵۷ & ۰٫۶۶ \\ ۰ & ۱٫۳۶ & ۵٫۸۱ & ۲٫۳۹ & ۰٫۳۴ & ۰٫۵۱ & ۰ & ۰ & ۱٫۴۵ & ۰۴۴ & ۰٫۱۷ & ۰٫۲۸ & ۰٫۶۴ & ۰٫۷۳ \\ ۰ & ۱٫۴۷ & ۵٫۸۶ & ۲٫۷۶ & ۰٫۳۹ & ۰٫۵۹ & ۰ & ۰ & ۱٫۶۸ & ۰٫۵۱ & ۰٫۱۹ & ۰٫۳۳ & ۰٫۷۳ & ۰٫۸۵ \\ ۰ & ۱٫۵۸ & ۶٫۳۲ & ۲٫۹۷ & ۰٫۴۴ & ۰٫۶۶ & ۰ & ۰ & ۱٫۸۱ & ۰٫۵۵ & ۰٫۲۱ & ۰٫۳۷ & ۰٫۸۲ & ۰٫۹۳ \\ ۰ & ۱٫۵۴ & ۶٫۱۴ & ۲٫۸۸ & ۰٫۴۳ & ۰٫۶۸ & ۰ & ۰ & ۱٫۶۸ & ۰٫۵۲ & ۰٫۲۱ & ۰٫۳۷ & ۰٫۸۲ & ۰٫۸۹ \\ ۰ & ۱٫۴۸ & ۵٫۹۴ & ۲٫۸۰ & ۰٫۴۰ & ۰٫۵۸ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۴ & ۰٫۵۲ & ۰٫۱۹ & ۰٫۳۲ & ۰٫۷۳ & ۰٫۸۷ \\ ۰ & ۱٫۴۸ & ۵٫۹۴ & ۲٫۸۰ & ۰٫۴۰ & ۰٫۵۸ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۴ & ۰٫۵۲ & ۰٫۱۹ & ۰٫۳۲ & ۰٫۷۳ & ۰٫۸۷ \\ ۰ & ۱٫۴۹ & ۵٫۹۸ & ۲٫۸۱ & ۰٫۴۰ & ۰٫۵۸ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۸ & ۰٫۵۳ & ۰٫۲۰ & ۰٫۳۲ & ۰٫۷۳ & ۰٫۸۸ \\ ۰ & ۱٫۵۰ & ۶٫۰۱ & ۲٫۸۳ & ۰٫۴۱ & ۰٫۵۹ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۷ & ۰٫۵۹ & ۰٫۲۱ & ۰٫۳۳ & ۰٫۷۴ & ۰٫۸۸ \\ ۰ & ۱٫۵۲ & ۶٫۰۷ & ۲٫۸۵ & ۰٫۴۲ & ۰٫۶۳ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۳ & ۰٫۵۶ & ۰٫۲۴ & ۰٫۳۵ & ۰٫۷۸ & ۰٫۸۹ \\ ۰ & ۱٫۵۴ & ۶٫۱۲ & ۲٫۸۷ & ۰٫۴۳ & ۰٫۶۷ & ۰ & ۰ & ۱٫۶۸ & ۰٫۵۲ & ۰٫۲۱ & ۰٫۵۰ & ۰٫۸۷ & ۰٫۹۱ \\ ۰ & ۱٫۵۳ & ۶٫۱۱ & ۲٫۸۷ & ۰٫۴۲ & ۰٫۶۶ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۰ & ۰٫۵۲ & ۰٫۲۰ & ۰٫۳۹ & ۰٫۹۶ & ۰٫۹۶ \\ ۰ & ۱٫۵۱ & ۶٫۰۴ & ۲٫۸۴ & ۰٫۴۱ & ۰٫۶۱ & ۰ & ۰ & ۱٫۷۵ & ۰٫۵۳ & ۰٫۲۰ & ۰٫۳۵ & ۰٫۸۳ & ۱٫۱۸ \end{bmatrix}$$

$$\lambda^{after}_{[i\times h]} = \begin{bmatrix} ۱۰۵ & ۱۰۸ & ۱۱۱ & ۱۱۲ & ۱۱۱ & ۱۱۰ & ۱۰۶ & ۱۰۵ \\ ۱۰۸ & ۱۱۲ & ۱۱۵ & ۱۱۶ & ۱۱۶ & ۱۱۴ & ۱۱۰ & ۱۰۸ \\ ۱۱۴ & ۱۱۷ & ۱۲۱ & ۱۲۳ & ۱۲۲ & ۱۲۰ & ۱۱۵ & ۱۱۴ \\ ۱۱۲ & ۱۱۵ & ۱۱۹ & ۱۲۰ & ۱۱۹ & ۱۱۸ & ۱۱۳ & ۱۱۲ \\ ۱۱۰ & ۱۱۴ & ۱۱۷ & ۱۱۹ & ۱۱۸ & ۱۱۶ & ۱۱۲ & ۱۱۰ \\ ۱۱۰ & ۱۱۳ & ۱۱۷ & ۱۱۹ & ۱۱۸ & ۱۱۶ & ۱۱۲ & ۱۱۰ \\ ۱۱۲ & ۱۱۵ & ۱۱۹ & ۱۲۰ & ۱۲۰ & ۱۱۸ & ۱۱۳ & ۱۱۲ \\ ۱۱۲ & ۱۱۵ & ۱۱۹ & ۱۲۰ & ۱۲۰ & ۱۱۸ & ۱۱۳ & ۱۱۲ \\ ۱۱۲ & ۱۱۵ & ۱۱۹ & ۱۲۱ & ۱۲۰ & ۱۱۸ & ۱۱۴ & ۱۱۲ \\ ۱۱۲ & ۱۱۶ & ۱۱۹ & ۱۲۱ & ۱۲۰ & ۱۱۸ & ۱۱۴ & ۱۱۲ \\ ۱۱۱ & ۱۱۵ & ۱۱۸ & ۱۲۰ & ۱۱۹ & ۱۱۸ & ۱۱۳ & ۱۱۱ \\ ۱۱۲ & ۱۱۵ & ۱۱۹ & ۱۲۰ & ۱۲۰ & ۱۱۸ & ۱۱۳ & ۱۱۲ \\ ۱۱۲ & ۱۱۶ & ۱۱۹ & ۱۲۱ & ۱۲۰ & ۱۱۸ & ۱۱۴ & ۱۱۲ \\ ۱۱۴ & ۱۱۸ & ۱۲۲ & ۱۲۳ & ۱۲۲ & ۱۲۱ & ۱۱۶ & ۱۱۴ \end{bmatrix}_{[i\times h]}$$

(۱۵)

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱: ضرایب توابع هزینه ژنراتورها.

Generator	C_2	C_1	C_0	P_{max} [MW]
G۱	۰٫۲۵	۳۰	۳۰۰	۲۰۰
G۲	۱٫۶۳	۴۰	۳۵۰	۱۰۰
G۳	۱٫۶۰	۵۰	۳۵۰	۱۰۰
G۴	۱٫۳۰	۵۰	۳۵۰	۱۰۰
G۵	۱٫۲۰	۵۰	۳۵۰	۱۰۰

جدول ۲: پروفایل بار شبکه برای ساعات پیک تقاضا.

Hour	Total demand	Hour	Total demand
۱۷	۲۳۳٫۲	۲۱	۲۵۶٫۵
۱۸	۲۴۳٫۵	۲۲	۲۵۱٫۳
۱۹	۲۵۳٫۹	۲۳	۲۳۸٫۳
۲۰	۲۵۹٫۱	۲۴	۲۳۳٫۲

جدول ۳: خرده‌فروشان و مشترکین در قراردادشان در هر باس.

Bus	D (MW)	Recos ۱	Recos ۲	Recos ۳	Bus	D (MW)	Recos ۱	Recos ۲	Recos ۳
۲	۲۲	۲۰	۶۰	۲۰	۱۰	۹	۱۰۰	۰	۰
۳	۹۴	۵۰	۳۰	۲۰	۱۱	۳٫۵	۰	۱۰۰	۰
۴	۴۷٫۸	۳۰	۳۰	۴۰	۱۲	۶٫۱	۰	۰	۱۰۰
۵	۷٫۶	۰	۰	۱۰۰	۱۳	۱۳٫۵	۰	۰	۱۰۰
۶	۱۱٫۲	۷۵	۲۵	۰	۱۴	۱۴٫۹	۰	۵۰	۵۰
۹	۲۹٫۵	۲۰	۶۰	۲۰					

جدول ۴: پارامترهای پاسخ‌گویی بار.

Variable	Value
y_{n-max}	20% of initial demand of Bus n
M	۳
a	۳۰ \$/(MWh)^2
b	۴۰ \$/(MWh)
θ_n	$(n-1)/80$ $1 \le n \le 14$

جدول ۵: اجرای OPF در ساعت ۲۰.

Bus No.	Without constraint	With constraint	Bus No.	Without constraint	With constraint
۱	۱۱۲٫۰	۱۰۲٫۶	۸	۱۲۰٫۵	۱۳۱٫۴
۲	۱۱۶٫۴	۱۳۳٫۰	۹	۱۲۰٫۶	۱۳۱٫۴
۳	۱۲۲٫۸	۱۳۶٫۸	۱۰	۱۲۱٫۰	۱۳۱٫۶
۴	۱۲۰٫۳	۱۳۱٫۵	۱۱	۱۲۰٫۱	۱۳۰٫۴
۵	۱۱۸٫۸	۱۲۸٫۱	۱۲	۱۲۱٫۵	۱۳۰٫۵
۶	۱۱۸٫۵	۱۲۸٫۳	۱۳	۱۲۱٫۱	۱۳۱٫۳
۷	۱۲۰٫۵	۱۳۱٫۴	۱۴	۱۲۳٫۴	۱۳۱٫۱

جدول ۶: برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰.

G No.	Dispatch (MW)	Re-dispatch (MW)	Δp (MW)
۱	۱۶۴٫۰۴	۱۴۵٫۱۹	−۱۸٫۸۵
۲	۲۳٫۴۴	۲۸٫۵۲	۵٫۰۹
۳	۲۲٫۷۵	۲۷٫۱۱	۴٫۳۶
۴	۲۶٫۳۵	۳۰٫۱۱	۳٫۷۶
۵	۲۹٫۳۵	۳۳٫۹۰	۴٫۵۵

مقادیر مختلف درآمد خرده‌فروشان برای الگوریتم استرالیا و الگوریتم پیشنهادی و همچنین مقادیر کاهش تقاضا، هزینه اجرای DR و سود خرده‌فروشان در جداول ۷ و ۸ است. چنان که مشاهده می‌شود خرده‌فروش اول بیشترین زیان از تراکم و بیشترین منفعت از اجرای پاسخ‌گویی بار را دارد. با توجه به ماتریس الاستیسیته تراکم مشاهده می‌شود که پاسخ‌گویی در باس‌های مختلف بر کاهش قیمت باس‌های ۳ و ۴ بیشترین تأثیر را

جدول ۷: درآمد خرده‌فروشان.

Recos	With constraint Income (\$) I^{before}	With constraint Income (\$) I^{after}	Without constraint Income (\$)
۱	۳۷۰۲٫۵	۲۶۳۰٫۸	۸۷۸۶٫۶
۲	۳۸۲۵٫۵	۶۱۸۹٫۴	۸۶۴۳٫۷
۳	۴۲۹۸٫۹	۶۷۶۴٫۳	۸۷۲۰٫۲

جدول ۸: کاهش تقاضا، هزینه پاسخ‌گویی بار و سود خرده‌فروشان.

Recos	Demand reduction (MW)	DR Cost (\$)	Payoff (\$)
۱	۲۴٫۳	۳۱۷۸	۲۵۲۸٫۳
۲	۲۱٫۷	۲۸۱۶	۲۳۶۳٫۹
۳	۲۲٫۰	۲۸۶۰	۲۴۶۵٫۴

جدول ۹: برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰.

G No.	Dispatch (MW)	Re-dispatch (MW)	Δp (MW)
۱	۱۶۴٫۰۴	۱۴۴٫۸۹	−۱۹٫۱۵
۲	۲۳٫۴۴	۲۴٫۴۲	۰٫۹۸
۳	۲۲٫۷۵	۲۳٫۱۸	۰٫۴۳
۴	۲۶٫۳۵	۲۶٫۰۶	−۰٫۲۹
۵	۲۹٫۳۵	۲۹٫۲۲	−۰٫۱۳

دارد. با بررسی ستون ۳ و ۴ این ماتریس مشخص می‌شود که کاهش تقاضا در باس‌های انتهایی (۱۰، ۱۱، ۱۲ و غیره) نسبت به کاهش تقاضا در باس‌های ۳ و ۴ بر رفع تراکم مؤثرتر می‌باشند. در این حالت تراکم با اجرای پاسخ‌گویی بار کامل رفع می‌شود و الگوریتم در تکرار سوم همگرا می‌گردد. برنامه‌ریزی تولید مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰ در جدول ۹ است.

۳-۳ سناریوی دوم: الاستیسیته بار زیاد

در این حالت فرض شده که الاستیسیته بار کم می‌باشد، لذا تمایل مصرف‌کنندگان نسبت به کاهش یا تغییر زمان مصرفشان کم است، پس

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱۰: مقایسه درآمد و سود خرده‌فروشان در دو سناریوی یک و دو.

Recos	Scenario ۱ Higher load elasticity $(\frac{\sum y_n}{\sum C_{DR}}\Big\|_{Nash}=۰٫۰۱۳۲)$		Scenario ۲ Lower load elasticity $(\frac{\sum y_n}{\sum C_{DR}}\Big\|_{Nash}=۰٫۰۰۴۳)$	
	I^{after} ($)	Payoff ($)	I^{after} ($)	Payoff ($)
۱	۶۲۰۳٫۸	۲۵۲۸٫۳	۵۳۶۰٫۸	۱۶۵۸٫۳
۲	۶۹۸۷٫۴	۲۳۶۳٫۹	۵۴۰۳	۱۵۷۷٫۵
۳	۶۷۶۴٫۳	۲۴۶۵٫۴	۵۹۰۳٫۸	۱۶۰۴٫۹

قیمت خرید پاسخ‌گویی بار زیاد می‌باشد و در نتیجه، هزینه اجرای پاسخ‌گویی بار در این سناریو زیادتر می‌باشد و بدین منظور ضرایب a و b دو برابر حالت قبل (یعنی به ترتیب $a=۶۰\$/(\text{MWh})^{۲}$ و $b=۸۰\$/\text{MWh}$) لحاظ شده‌اند.

نتایج اجرای الگوریتم پیشنهادی در جدول ۱۰ ارائه شده است. چنان که مشاهده می‌شود در این حالت، درآمد و سود خرده‌فروشان نسبت به حالت قبل مقدار کمتری است. علت آن افزایش هزینه اجرای پاسخ‌گویی بار می‌باشد، در این حالت تراکم شبکه با اجرای پاسخ‌گویی بار کامل رفع نمی‌شود و در نقطه تعادل بین باس‌ها اختلاف قیمت وجود خواهد داشت. الگوریتم پیشنهادی در تکرار پنجم همگرا می‌گردد و همچنین برنامه‌ریزی تولید مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰ به صورت جدول ۱۱ می‌باشد. در این حالت بخشی از تراکم بر اساس پاسخ‌گویی بار کاهش یافته و جهت رعایت قیود خطوط و با در نظر گرفتن SCUC برنامه‌ریزی مجدد تولید انجام شده است.

۴-۳ بحث

- الاستیسیته تراکم

در این مقاله مفهوم الاستیسیته تراکم، تأثیر پاسخ‌گویی بار در باس‌های مختلف بر رفع تراکم شبکه، معرفی شد. مقدار الاستیسیته تراکم به آرایش شبکه وابسته است. اگر مقدار الاستیسیته تراکم شبکه‌ای بزرگ باشد، یعنی حالتی که بخشی از بار باس‌های دیگری توسط خط در تراکم تأمین شود و یا خطوط دیگری از ژنراتورهای با تولید برق ارزان‌تر به باس‌های مجاور خط در تراکم وجود نداشته باشند، مشارکت خرده‌فروشان جهت پاسخ‌گویی بار بر سود آنها تأثیر بیشتری می‌گذارد. به عبارت دیگر در این حالت تراکم، افزایش قیمت برق در باس‌های بیشتری را سبب می‌شود پس کاهش تقاضا بین باس‌های بیشتری تقسیم خواهد شد، لذا در این حالت رقابت بیشتری بین DRAs وجود خواهد داشت. اما اگر مقدار الاستیسیته تراکم کم می‌باشد، یعنی حالتی که تراکم در یکی از خطوط، فقط بر قیمت باس متصل به آن خط تأثیرگذار باشد، کاهش تقاضا بر عهده خرده‌فروشان حاضر در همان باس است. در این حالت سود خرده‌فروشان از مشارکت در پاسخ‌گویی بار جهت رفع تراکم کمتر از حالت قبل است، ولی DRAs سود بیشتری خواهند داشت چرا که خرده‌فروشان گزینه‌های مختلفی برای خرید پاسخ‌گویی بار ندارند و در نتیجه رقابت کمتری بین آنها خواهد بود.

- توسعه الگوریتم

با توجه به این که رفع تراکم علاوه بر خرده‌فروشان منفعت سایر نهادهای بازار را نیز دربردارد و همچنین اجرای پاسخ‌گویی بار بر دیگر خدمات جانبی مانند انرژی‌های نو، تأثیر متقابل دارد، لذا الگوریتم پیشنهادی را می‌توان به سطوح بیشتری گسترش داد. در بازار عمده‌فروشی

جدول ۱۱: برنامه‌ریزی مجدد ژنراتورها در ساعت ۲۰.

G No.	Dispatch (MW)	Re-dispatch (MW)	Δp (MW)
۱	۱۶۴٫۰۴	۱۴۵٫۱۹	-۱۸٫۸۵
۲	۲۳٫۴۴	۲۶٫۷۹	۳٫۳۵
۳	۲۲٫۷۵	۲۵٫۴۹	۲٫۷۴
۴	۲۶٫۳۵	۲۸٫۳۲	۱٫۹۷
۵	۲۹٫۳۵	۳۱٫۸۶	۲٫۵۱

رفع تراکم علاوه بر کاهش هزینه تأمین برق، منجر به افزایش قابلیت اطمینان شبکه نیز می‌شود، پس می‌توان الگوریتم پیشنهادی را گسترش داد و قابلیت اطمینان را نیز در آن لحاظ کرد. همچنین می‌توان شرکت‌های دیگر ذی‌نفع از رفع تراکم را همراه با خرده‌فروشان در دسته اول بازیکن‌ها لحاظ کرد. شرکت‌های بهره‌برداری از شبکه از جمله این شرکت‌ها می‌باشند که منفعت آنها از رفع تراکم افزایش قابلیت اطمینان شبکه است. بدین منظور بازی مطرح‌شده در [۱۷] را می‌توان با تعریف تابع سود این شرکت‌ها بر اساس قابلیت اطمینان به الگوریتم پیشنهادی اضافه کرد. در سطح بازیکن‌های پیرو هم می‌توان سطوح بازی را افزایش داد و علاوه بر پاسخ‌گویی بار تولیدات پراکنده، انرژی‌های نو و مشابه آن را نیز لحاظ کرد که این امر منجر به انجام بازی‌های دیگر جهت مشخص‌شدن نقطه تعادل این بازیکن‌ها خواهد شد. مثلاً با اضافه‌شدن انرژی‌های نو، انجام بازی تعریف‌شده در [۱۸]، بین تجمیع‌کنندگان و انرژی‌های نو، جهت تعیین نقطه تعادل بین آنها لازم است.

۴- نتیجه‌گیری

منفعت اجرای پاسخ‌گویی بار هنگام تراکم برای خرده‌فروشان، کاهش قیمت برق می‌باشد اما از آنجا که امکان منحصرکردن این منفعت به خرده‌فروشان شرکت‌کننده در پاسخ‌گویی بار نیست، لذا سازمان‌دهی (مشارکت) تمام خرده‌فروشان ذی‌نفع از اجرای پاسخ‌گویی بار ضروری است. بدین منظور در این مقاله پیشنهاد شد که اجرای پاسخ‌گویی بار با نظارت و هدایت اپراتور بازار و بر اساس مکانیزم بازار صورت گیرد. بدین منظور از دیدگاه خرده‌فروشان ساختاری پیشنهاد شد که در آن نخست اپراتور جهت رفع تراکم، مقدار کاهش تقاضا و قیمت جدید برق در هر باس را به عنوان سیگنال اقتصادی به خرده‌فروشان اطلاع می‌دهد. سپس خرده‌فروشان با توجه به سیگنال اقتصادی دریافتی در معامله پاسخ‌گویی بار با DRAs مقدار کاهش تقاضایشان را بر اساس منفعتشان مشخص کرده و تقاضای جدیدش را به اپراتور اعلام می‌کنند. در این مقاله جهت مدل‌سازی رفتار متقابل خرده‌فروشان و DRAs در معامله پاسخ‌گویی بار از تئوری بازی استکلبرگ استفاده شد که در آن استراتژی خرده‌فروشان به عنوان بازیکن‌های پیشرو، تعیین کاهش تقاضایشان در هر باس است. با مشخص‌شدن استراتژی خرده‌فروشان، قیمت خرید پاسخ‌گویی بار در هر باس تعیین می‌شود، سپس DRAs به عنوان بازیکن‌های پیرو با توجه به قیمت خرید پاسخ‌گویی بار، جهت حداکثرکردن سودشان با هم رقابت می‌کنند. در این مقاله همچنین جهت تعیین تأثیر پاسخ‌گویی بار در باس‌های مختلف بر تراکم، ماتریس الاستیسیته تراکم معرفی شد که امکان محاسبه منفعت خرده‌فروشانی که در چند باس حضور دارند و در پاسخ‌گویی بار باس‌های مختلف شرکت می‌کنند فراهم گردید. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که مشارکت خرده‌فروشان در مدیریت تراکم بر اساس سیگنال‌های اقتصادی اپراتور بازار سبب بهبود درآمدشان می‌شود. همچنین با بررسی این نتایج در سناریوهای مختلف مشاهده

www.SID.ir

Archive of SID

شد که الاستیسیته بار و الاستیسیته تراکم تأثیر مستقیمی بر منفعت خرده‌فروشان دارند.

مراجع

[1] M. A. F. Ghazvini, J. Soares, N. Horta, R. Neves, R. Castro, and Z. Vale, "A multi-objective model for scheduling of short-term incentive-based demand response programs offered by electricity retailers," *Applied Energy*, vol. 151 no. 1 pp. 102–118, Aug. 2015.

[2] M. Heidarifar and H. Ghasemi, "A network topology optimization model based on substation and node-breaker modeling," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 247-255, Jan. 2016.

[3] A. Mishra and G. V. Nagesh Kuma, "Congestion management of power system with interline power flow controller using disparity line utilization factor and multi-objective differential evolution," *CSEE J. of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 3, pp. 76-85, Sept. 2015.

[4] L. S. Vargas, G. Bustos-Turu, and F. Larrain, "Wind power curtailment and energy storage in transmission congestion management considering power plants ramp rates," *IEEE Trans. on Power Systems*, , vol. 30, no. 5, pp. 2498-2506, Sept. 2015.

[5] T. S. Chung, D. Z. Fang, and X. Y. Kong, "Power market congestion management incorporating demand elasticity effects," *WSEAS Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 7, pp. 1378-1382, 2006.

[6] M. Carrion, A. J. Conejo, and J. M. Arroyo, "Forward contracting and selling price determination for a retailer," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2105-2114, 2007.

[7] L. Chen, N. Li, S. H. Low, and J. C. Doyle, "Two market models for demand response in power networks," in *Proc. IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun, SmartGridComm'10*, pp. 397-402, Gaithersburg, MD, USA, 4-6 Oct. 2010.

[8] R. Plink, *DR to Alleviate National Congestion in the Dutch Power System*, Technical University of Delft, 2013.

[9] I. J. Perez-Arriaga and L. Olmos, "A plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the european union," *Utilities Policy*, vol. 13, no. 2, pp. 117-134, Jun. 2005.

[10] S. Nojavan, B. Mohammadi-Ivatloo, and K. Zare, "Optimal bidding strategy of electricity retailers using robust optimisation approach considering time-of-use rate demand response programs under market price uncertainties," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 4, pp. 328-338, 2015.

[11] M. Zugno, J. M. Morales, P. Pinson, and H. Madsen, "A bilevel model for electricity retailers' participation in a demand response market environment," *Energy Economics*, vol. 36, no. 1, pp. 182-197, Mar. 2013.

[12] A. Yousefi, T. T. Nguyen, H. Zareipour, and O. P. Malik, "Congestion management using demand response and FACTS devices," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 78-85, May 2012.

[13] W. Liu, Q. Wu, F. Wen, and J. Østergaard, "Day-ahead congestion management in distribution systems through household demand response and distribution congestion prices," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2739-2747, Nov. 2014.

[14] S. Surender Reddy, "Multi-objective based congestion management using generation rescheduling and load shedding," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 32, no. 99, pp. 852-863, May 2016.

[15] Power Systems Test Cases Archive, Aug. 1999, [Online]. Available: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/.

[16] D. T. Nguyen, M. Negnevitsky, and M. D. Groot, "Market-based demand response scheduling in a deregulated environment," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1948-1956, Dec. 2013.

[17] S. M. Sadr and H. R. Mashhadi, "Evaluation of price-sensitive loads' impacts on transmission network congestion using an analytical approach," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 6, pp. 523-530, Apr. 2015.

[18] E. Nekouei, T. Alpcan, and D. Chattopadhyay, "Game-theoretic frameworks for demand response in electricity markets," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 748-758, Mar. 2015.

محمدحسن مرادی در سال‌های ۱۳۶۹ و ۱۳۷۲ مدرک کارشناسی و کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را به‌ترتیب از دانشگاه صنعتی شریف و دانشگاه تربیت مدرس دریافت نمود. از سال ۱۳۷۲ نام‌برده در گروه برق دانشکده مهندسی دانشگاه بوعلی سینا همدان به‌عنوان عضو هیأت علمی مشغول به فعالیت گردید. دکتر مرادی در سال ۱۳۷۷ به دوره دکترای مهندسی برق در دانشگاه استراسکلاید در گلاسکو اسکاتلند وارد گردید و در سال ۱۳۸۱ موفق به اخذ درجه دکترا در مهندسی برق از دانشگاه مذکور گردید. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان متنوع بوده و شامل موضوعاتی مانند انرژی‌های نو، ریز شبکه، مدل‌سازی، شبیه‌سازی و کنترل نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و پروسه‌های صنعتی، کیفیت توان و اتوماسیون می‌باشد.

علیرضا رئیسی در سال‌های ۱۳۸۸، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۶ هر سه مدرک کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکتری خود را از دانشگاه بوعلی سینا دریافت نمود، زمینه‌های عملی مورد علاقه نام‌برده شامل: انرژی‌های نو، کیفیت توان، الکترونیک قدرت و بازار برق می‌باشد.

سیدمهدی حسینیان در سال‌های ۱۳۷۸ و ۱۳۸۰ مدرک کارشناسی و کارشناسی ارشد مهندسی عمران خود را به‌ترتیب از دانشگاه‌های شیراز و صنعتی اصفهان دریافت نمود. از سال ۱۳۸۱ نام‌برده در گروه عمران دانشکده مهندسی دانشگاه بوعلی سینا همدان به‌عنوان عضو هیأت علمی مشغول به فعالیت گردید. دکتر حسینیان در سال ۱۳۸۹ به دوره دکترای مهندسی عمران در دانشگاه نیوسالت ولز در سیدنی استرالیا وارد گردید و در سال ۱۳۹۲ موفق به اخذ درجه دکترا در مهندسی عمران از دانشگاه مذکور گردید. زمینه‌های علمی مورد علاقه نام‌برده شامل موضوعاتی مانند مدیریت، برنامه‌ریزی، مدل‌سازی، شبیه‌سازی، اقتصاد مهندسی و بهینه‌سازی می‌باشد.

www.SID.ir