آستانه تاثیرگذاری منفی برنامه‌های پاسخگویی بار در شبکه‌های توزیع

مهدی حسن نیا خیبری[۱] سید حمید حسینی[۲] سودابه سلیمانی[۳]

۱- دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه برق قدرت، تهران، ایران
Mahdi.hassannia@srbiau.ac.ir

۲- استاد- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران
hosseini@sharif.edu

۳- دانشیار، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه برق قدرت، تهران، ایران
S.soleymani@srbiau.ac.ir

چکیده: اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار زمانی مفید خواهد بود که ضمن انجام برنامه‌ریزی صحیح، با مشارکت قابل توجهی از مشترکین نیز همراه باشد. از این‌رو همواره شرکت‌های توزیع بر مشارکت بیشتر مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار تاکید داشته‌اند. اما عدم برنامه‌ریزی صحیح برای اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار ممکن است باعث کاهش فروش برق شده و یا آنکه تاثیرات منفی بر مشخصات فنی شبکه توزیع داشته باشد. در این بین آنچه که در اکثر مطالعات مربوط به پاسخگویی بار مورد توجه قرار نگرفته است، آهنگ تغییر بار و تاثیر انعطاف شبکه توزیع در کاهش تاثیرگذاری منفی برنامه‌های پاسخگویی بار می‌باشد. در این مقاله یک مدل پیشنهادی ارائه شده که با در نظر گرفتن طیف وسیعی از ویژگی‌های شبکه توزیع که در اثر جابجایی بار دچار تغییر می‌شوند، می‌تواند آستانه تاثیرگذاری منفی برای مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار را تعیین نماید. همچنین با در نظر گرفتن قابلیت انعطاف شبکه توزیع در تغییر آهنگ بارهای جابجا شده و معرفی شاخص‌های جدید، اولویت‌بندی مناسبی برای اعمال سیاست‌های تشویقی-تنبیهی یا اعمال تغییرات فنی لازم بر روی هر فیدر پیشنهاد می‌گردد. همچنین مدل پیشنهادی بر روی شبکه توزیع نمونه RBTS-BUS5 در نرم‌افزار MATLAB شبیه‌سازی شده که نتایج آن صحت مدل پیشنهادی را تایید می‌کند.

واژه‌های کلیدی: الگوی مصرف، پاسخگویی بار، تاثیرپذیری منفی، شبکه توزیع، محدوده مشارکت.

نوع مقاله: پژوهشی

DOI: 10.52547/jiaeee.18.2.107

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۷/۱۱/۲۲

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۸/۰۶/۰۹

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۸/۰۷/۰۱

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر سید حمید حسینی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – تهران – خیابان آزادی – دانشگاه صنعتی شریف – دانشکده‌ی مهندسی برق

۱- مقدمه

برنامه‌های پاسخگویی بار طیف وسیعی از اقدامات را شامل می‌شود که به واسطه آنها میزان و زمان مصرف انرژی الکتریکی مشترکین نسبت به الگوی مصرف معمولی آنها تغییر می‌کند؛ انگیزه این تغییر الگوی مصرف توسط اپراتور سیستم توزیع برای مشترکین ایجاد می‌گردد. عموماً این تغییر زمانی اتفاق می‌افتد که قیمت برق در بازار عمده فروشی تغییر نموده و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر باشد[۱]. بنابراین اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار با هدف تامین مطمئن برق مشترکین با حداقل هزینه و سرمایه‌گذاری مورد مطالعه قرار گرفته است[۲]. در این بین مطالعاتی که تاثیرپذیری شبکه توزیع در اثر اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار را در نظر نگرفته یا آنکه برگشت بارهای شرکت کننده در برنامه‌های پاسخگویی بار را لحاظ نکرده‌اند یا آنکه میزان مشارکت بارهای برگشت‌پذیر را به صورت محدود در نظر گرفته‌اند، همواره بر تاثیرگذاری مثبت برنامه‌های پاسخگویی بار تاکید دارند[۲, ۳].

بدیهی است که چنانچه در مطالعات تنها میزان مصرف مشترکین به صورت مستقل از نحوه برقرسانی در نظر گرفته شود، تمامی برنامه‌های پاسخگویی بار مفید بوده و هیچ مشکلی در اجرای آنها وجود نخواهد داشت. این در حالی است که در واقعیت، تامین برق مشترکین با محدودیت‌های فنی از جانب شبکه توزیع مواجه می‌باشد[۴]. علاوه بر این، راهکارهای پاسخگویی بار زمانی خواهد توانست بیشترین تاثیر را در شبکه ایجاد نماید که تاثیر اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار توسط مشترکین، در نیروگاه‌ها دیده شود و این مهم مستلزم بررسی تاثیر برنامه‌های پاسخگویی بار هم بر روی مشترکین و هم بر روی شبکه توزیع می‌باشد[۵].

تغییر الگوی مصرف مشترکین می‌تواند باعث تغییر مشخصات فنی شبکه توزیع گردیده و در صورتی که برنامه‌ریزی صحیحی برای این تغییر الگو انجام نپذیرد، ممکن است تغییر مشخصات فنی در راستای مطلوب نبوده و حتی تاثیرات منفی بر مشخصات فنی شبکه توزیع نیز داشته باشد[۶]. مطالعات محدودی در زمینه تاثیرات منفی ناشی از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار صورت پذیرفته که نشان از عدم پیش‌بینی‌های لازم به منظور مشارکت بالای عملی مصرف کنندگان در برنامه‌های پاسخگویی بار می‌باشد[۴, ۶]. از این‌رو ممکن است تغییر الگوی مصرف مشترکین، نتواند کاهش محسوسی در توان کشیده شده از شبکه انتقال ایجاد نموده یا مشکلاتی را نیز در شبکه توزیع ایجاد نماید. علاوه براین اعمال سیاست‌های تشویقی و تنبیهی در تمام فیدرهای شبکه توزیع به دلیل تفاوت در گروه‌های مصرف‌کننده متصل به هر فیدر باید متفاوت باشد.

بنابراین اهداف آرمانی برنامه‌های پاسخگویی بار صرفاً زمانی می‌تواند تحقق یابد که در کنار مطالعات مربوط به پاسخگویی بار، محدودیت‌های بهره برداری از شبکه توزیع نیز دیده شود. گروه‌های مصرف متفاوت و تنوع در بارهای متصل به هر فیدر باعث می‌شود که فیدرهای مختلف در یک شبکه توزیع رفتار متفاوتی را در مقابل اعمال سیاست‌های یکسان از برنامه‌های پاسخگویی بار از خود نشان دهند. از این رو در نظر گرفتن شرایط حاکم بر شبکه توزیع شامل پیک مصرف توان اکتیو و راکتیو در هر فیدر، نوع بارهای مصرف‌کننده در کنار محدودیت‌های تلفات و قابلیت اطمینان در مطالعات پاسخگویی بار، خواهد توانست دستیابی به نتایج واقعی‌تر را پیش روی شرکت‌های توزیع قرار دهد.

در این مقاله به استناد مطالعات انجام گرفته تاثیر برنامه‌های پاسخگویی بار بر مشخصات فنی شبکه توزیع مورد بررسی قرار گرفته است. در ادامه یک مدل جامع بر اساس ویژگی‌های فنی و اقتصادی شبکه توزیع پیشنهاد شده است که توانایی در نظر گرفتن ابعاد مختلف تاثیرگذاری برنامه‌های پاسخگویی بار بر شبکه توزیع را دارد. سپس یک روش و الگوریتم حل برای مدل پیشنهادی ارائه گردیده است. نهایتاً صحت مدل و روش پیشنهادی با شبیه‌سازی در نرم افزار MATLAB بررسی شده است.

۲- تاثیر برنامه‌های پاسخگویی بار بر شبکه توزیع

با ظهور منابع انرژی تجدیدپذیر و باتری‌ها در شبکه توزیع استفاده از برنامه‌های پاسخگویی بار در شبکه توزیع به بخش جدایی‌ناپذیر مطالعات مربوط به تامین توان مشترکین تبدیل شده و سرمایه‌گذاری و جهت‌دهی مطالعات در راستای افزایش بهره‌گیری از پتانسیل پاسخگویی بار روز به روز در حال افزایش است[۷]. این در حالی است که امروزه به دلیل حجم کم استقبال از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار[۸] از تاثیرات ناشی از اجرای این سیاست‌ها بر شبکه توزیع چشم‌پوشی می‌شود. اما با افزایش سیاست‌های بهره‌گیری از برنامه‌های پاسخگویی بار مسلماً حجم بارهای مشارکت‌کننده در این برنامه‌ها افزایش یافته و در صورتی که برنامه‌های پاسخگویی بار بتوانند تنها ۱۰ درصد از بار کل شبکه توزیع را شامل شوند، دیگر نمی‌توان از تاثیرات آن بر شبکه توزیع چشم‌پوشی نمود[۶]. در صورتی که در یک برنامه پاسخگویی بار موفق هدف‌گذاری برای تغییر ۱۰ تا ۳۰ درصدی پیک بار می‌باشد که نشان دهنده جابجایی حجم قابل توجهی از بار می‌باشد[۹].

تغییر بار در شبکه توزیع مسلماً می‌تواند بر مولفه‌های شبکه توزیع تاثیرگذار باشد که این مهم از دید محققان دور نمانده و در مطالعات مختلف به آن اشاره شده است. از مهم‌ترین مولفه‌های شبکه توزیع که در اثر جابجایی بار دچار تغییر می‌شود می‌توان به پروفیل ولتاژ شبکه توزیع[۲, ۱۰]، پایداری ولتاژ[۵]، تلفات شبکه توزیع[۸]، ظرفیت آزاد فیدرهای شبکه توزیع[۱۱]، ضرایب قابلیت اطمینان شبکه توزیع[۴, ۵]، و تغییر در عمر مفید تجهیزات شبکه[۱۲] اشاره کرد. بیشتر مطالعات صورت گرفته تا به امروز به دلیل عدم در نظر گرفتن زمان بازگشت بارها به شبکه یا تصور توزیع متناسب بارهای جابجا شده در

زمان غیر پیک، همواره بر تاثیرگذاری مثبت برنامه‌های پاسخگویی بار بر شبکه توزیع تاکید داشته‌اند[۲]. در این بین مطالعات محدودی در زمینه تاثیرات منفی ناشی از برنامه‌های پاسخگویی بار نیز انجام شده است[۴،۵]. این مطالعات نیز به بررسی سطحی مشکلات مربوط به سیستم توزیع پرداخته‌اند و بیشتر بر موانع تحقق برنامه‌های پاسخگویی بار متمرکز گردیده‌اند.

به طور کلی در اکثر مطالعات صورت گرفته تاثیرپذیری مشخصات فنی شبکه توزیع ناشی از جابجایی پیک بار به اثبات رسیده است، اما هر یک از مقالات منتشر شده به یک بعد کوچک از تاثیرپذیری مشخصات فنی شبکه توزیع پرداخته و هیچ یک به ارائه راهکار بهینه به منظور کاهش تاثیرپذیری منفی ناشی از برنامه‌های پاسخگویی بار نپرداخته‌اند. مطالعاتی نیز که در آنها به درستی به این نکته اشاره شده که اولویت‌های مربوط به کاهش توان با اولویت‌های مربوط به بهبود مشخصات فنی شبکه متفاوت است[۴, ۵]، محدوده بهینه‌ای را برای جابجایی بار معرفی نکرده‌اند.

اگر چه تاکنون مطالعاتی به منظور مدلسازی پاسخگویی بار با در نظر گرفتن محدویت‌های شبکه توزیع انجام پذیرفته و مدل‌های ارائه شده تا حدودی توانسته به واقعیت نزدیک باشد[۱۰, ۱۳]، اما همچنان نقاط ضعف پر رنگی در این مدل‌ها دیده می‌شود که موجب شده کارآیی لازم را نداشته باشند. در نظر نگرفتن تمامی مشخصات فنی موثر و تاثیرپذیر در اثر جابجایی بار، عدم تعیین بازه بهینه برای جابجایی بار در ساعات مختلف و عدم توجه به پیک مصرف توان اکتیو و راکتیو در هر فیدر از مهمترین مواردی است که در مطالعات صورت گرفته به آن کمتر توجه شده است.

۳- مدل پیشنهادی

از ابتدای پیدایش مطالعات مربوط به پاسخگویی بار روش‌های مختلفی برای این مطالعات بیان شده است که از بارزترین این روش‌ها استفاده از بحث قیمت‌گذاری دوره‌ای می‌باشد[۱۴]. در این روش به منظور تشویق مصرف‌کننده به جابجایی بار از زمان پیک مصرف به زمان‌های غیر پیک، قیمت برق را در دوره پیک مصرف افزایش داده و در دوره غیر از پیک مصرف قیمت برق را کاهش می‌دهند. از آنجا که در این مقاله صرفاً بارهای جابجایی‌پذیر مورد مطالعه قرار گرفته‌اند، لذا فرض بر آن است که میزان برق فروخته شده در بازه زمانی مورد مطالعه تغییر نکند، ولی با توجه به تغییرات قیمت، میزان درآمد حاصل از فروش دچار تغییر خواهد شد. از این رو از بهینه‌سازی تابع سود شرکت توزیع که در رابطه (۱) نشان داده شده استفاده گردیده است.

$$f = \max[\, f_{Inc} - f_{Exp} \,] \qquad (۱)$$

که در این رابطه f_{Inc} درآمد حاصل از خرید و فروش انرژی به مشترکین و f_{Exp} هزینه مخارج شبکه توزیع در دوره مطالعه می‌باشد. که به ترتیب در روابط (۲) و (۳) تعریف شده است.

$$f_{Inc} = \max\Big(\sum_{t=1}^{24}[C_{Sale}(t).S_{Sale}(t)] - [C_{Buy}(t).S_{Buy}(t)]\Big) \qquad (۲)$$

$$f_{Exp} = k + \min\Big(\sum_{t=1}^{24}\Big(\sum_{l=1}^{n_l} BCI(t)[C_{Buy}(t).S_{Loss,l}(t)] + C_P(t).EENS(t)\Big)\Big) \qquad (۳)$$

مقادیر مربوط به شاخص تعادل ظرفیت بارگذاری شبکه $BCI(t)$ توان تلف شده $S_{Loss,l}(t)$ و شاخص قابلیت اطمینان انرژی از دست رفته برای مشترکین $EENS(t)$ به ترتیب از روابط (۴) تا (۶) حاصل می‌شود.

$$BCI(t) = 1 + \sum_{i=1}^{3}\left|\frac{\Delta S_i}{S_{avg}(t)}\right| \qquad (۴)$$

$$S_{Loss,l}(t) = V_{SS}(t)\sum_{j\in SS}[(V_{SS}(t) - V_j(t))y_{ss,j}]^* - \sum_{j=1}^{n} S_j(t) \qquad (۵)$$

$$EENS(t) = \sum_{b=1}^{n_b} P_{outage b}(t).\Delta t \qquad (۶)$$

که در این روابط $S_{sale}(t)$ و $C_{sale}(t)$ به ترتیب میزان توان ظاهری و قیمت فروش آن به مشترکین، $S_{Buy}(t)$ و $C_{Buy}(t)$ به ترتیب میزان توان و قیمت خرید آن از شبکه بالادست بوده که به صورت مختلط تعریف می‌شود. k مربوط به هزینه‌های ثابت شبکه توزیع شامل هزینه پرسنلی و تعمیر و نگهداری و هزینه‌های مربوط به تامین توان راکتیو مجموعه مشترکین تک‌فاز ، $C_p(t)$ قیمت انرژی تامین نشده که با توجه به اهمیت بار و براساس ضریبی از یک تا چند برابر قیمت فروش توان تعیین می‌شود ، $S_{avg}(t)$ میانگین توان ظاهری عبوری از سه فاز فیدر در زمان t، $\Delta S_i(t)$ تفاضل بین ماکزیمم و مینیمم توان ظاهری عبوری از فیدر i ام در زمان t، $V_{ss}(t)$ ولتاژ گره بالا دست در زمان t، $V_j(t)$ ولتاژ گره j ام در زمان t، $y_{ss,j}$ ادمیتانس شاخه بین گره بالا دست و گره j ام، $S_j(t)$ توان ظاهری بار متصل به گره j ام در زمان t می‌باشد. $P_{outage,b}(t)$ توان اکتیو قطع شده گره b در زمان t و Δt مدت زمان آن می‌باشد.

تفکیک رابطه (۱) به روابط (۲) و (۳) باعث می‌گردد تا واکنش مشترکین به تغییرات قیمت و تغییر توان مصرفی در مدل پیشنهادی مورد بررسی قرار گیرد. رابطه (۲) مساله بهینه‌سازی را از دیدگاه شبکه توزیع و با هدف به حداکثر رساندن میزان درآمد مورد بررسی قرار داده و قیمت‌های بهینه را با توجه به قیود مساله برای دوره مطالعه پیشنهاد می‌دهد. قیمت‌های پیشنهادی در رابطه (۲) به مشترکین ابلاغ شده و مشترک با توجه به قیمت ارائه شده و کشش تقاضا، میزان مصرف خود را برای دوره مطالعه تعیین می‌کند. سپس با توجه به میزان توان مصرفی مشترکین، رابطه (۳) بهینه می‌شود. تاثیر متقابل خروجی روابط بر ورودی یکدیگر و امکان تغییر در شرایط و قیود در نظر گرفته شده برای هر کدام از روابط باعث می‌شود تا در هر بار اجرای مساله بهینه‌سازی، نتایج متفاوتی حاصل گردد. این روند تغییر نتایج آنقدر ادامه پیدا می‌کند تا مساله در دوبار تکرار متوالی به پاسخ‌های یکسان

برسد. استفاده از روش‌های کلاسیک برای انجام بهینه‌سازی، رسیدن به پاسخ بهینه جامع را تضمین می‌کند.

محدوده مصرف توان مشترکین با توجه به قیمت توان عرضه شده می‌تواند بین یک اندازه حداقل و حداکثر قرار گیرد. به این صورت که اگر قیمت توان عرضه شده حداقل ممکن باشد، میزان مصرف توان به حداکثر خود رسیده و در صورتی که قیمت توان عرضه شده حداکثر ممکن باشد، میزان مصرف توان در حداقل خود خواهد بود. بر این اساس میزان توان مصرف شده برای هر گروه از مصرف کننده‌ها در هر ساعت مطابق رابطه (۷) تعریف می‌شود.

$$P(t) = P_{\max}(t) - \frac{\Delta P(t)}{\Delta C(t)}(C_P(t) - C_{P,\min}(t)) \qquad (۷)$$

که در این رابطه $\Delta P(t)$ و $\Delta C(t)$ به ترتیب محدوده تغییرات توان اکتیو مصرف کننده و محدوده تغییرات قیمت توان عرضه شده در زمان t می‌باشد. $P_{max}(t)$ حداکثر میزان توان اکتیو مصرفی و $C_{p,min}(t)$ حداقل قیمت توان عرضه شده در زمان t است.

به منظور محاسبه قیمت توان ظاهری S لازم است تا قیمت توان راکتیو نیز تعیین گردد. از آنجا که نرخ توان راکتیو به صورت مبادله‌ای محاسبه می‌شود و به شرایط شبکه برای تامین توان راکتیو بستگی دارد، لذا می‌توان نرخ توان راکتیو را به صورت ضریبی از نرخ توان اکتیو و به صورت رابطه (۸) تعریف نمود.

$$C_Q(t) = B.C_P(t).|\sin\varphi| \qquad (۸)$$

که در این رابطه φ زاویه بار و B ضریب ثابت بوده که بر اساس ظرفیت شبکه در تامین توان راکتیو تعیین می‌گردد. ضریب B توسط اپراتور سیستم توزیع و براساس شرایط شبکه توزیع تعیین می‌گردد. در صورتی که شبکه برای تامین توان راکتیو محدودیتی نداشته باشد، اندازه ضریب B برابر یک خواهد بود. به هر میزان که شبکه برای تامین توان راکتیو با مشکل مواجه باشد، اندازه ضریب B بزرگتر انتخاب می‌شود. به منظور دست‌یابی به یک تابع محدب از بسط تیلور رابطه (۸) در تابع هدف استفاده شده است. البته تفکیک بارهای اکتیو و راکتیو برای شبکه توزیع و مصرف کنندگان امکان‌پذیر نمی‌باشد. اما با توجه به ضرایب بار مشترکین و گروه‌های مصرف کننده می‌توان اولویت مربوط به مشارکت بارها در برنامه‌های پاسخگویی بار را با توجه به شرایط شبکه تعیین نمود. به این ترتیب گروه‌های مصرفی که دارای ضریب بار کوچکتری می‌باشند می‌توانند تاثیر بیشتری بر تغییرات توان راکتیو شبکه داشته باشند. لذا با توجه به شرایط شبکه توزیع در تامین بار راکتیو، اولویت مشارکت این گروه از بارها تعیین می‌گردد. با تعریف تمام متغیرهای موجود در رابطه (۱)، یک معادله با یک مجهول S_j حاصل می‌شود.

برای رسیدن به مقدار بهینه رابطه (۱) قیود ذیل نیز در نظر گرفته شده است:

$$S_{Buy}(t) = S_{Sale}(t) + S_{Loss}(t) \qquad (۹)$$

$$S_L(1) = S_L(24) \qquad (۱۰)$$

$$\sum_{1}^{24} S_{L,after}(t) = \sum_{1}^{24} S_{L,Befor}(t) \qquad (۱۱)$$

$$P_{\min}(t) < P(t) < P_{\max}(t) \qquad (۱۲)$$

$$Q_{\min}(t) < Q(t) < Q_{\max}(t) \qquad (۱۳)$$

$$C_{P,\min}(t) < C_P(t) < C_{P,\max}(t) \qquad (۱۴)$$

$$C_{Q,\min}(t) < C_Q(t) < C_{Q,\max}(t) \qquad (۱۵)$$

$$V_{\min} < V(t) < V_{\max} \qquad (۱۶)$$

$$SAIDI^{new} \le SAIDI^{old} \qquad (۱۷)$$

$$SAIFI^{new} \le SAIFI^{old} \qquad (۱۸)$$

$$CAIDI^{new} \le CAIDI^{old} \qquad (۱۹)$$

روابط (۹) تا (۱۱) قیود تساوی بهینه‌سازی بوده که به ترتیب مربوط به برابر بودن توان خریداری شده از شبکه بالادست با توان فروخته شده و تلف شده در شبکه توزیع، برابر بودن بار در ساعت ۲۴ با ساعت۱ به منظور عدم جهش بار در ابتدا و انتهای دوره مطالعه و برابر بودن توان مصرفی مشترکین قبل و بعد از اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار در دوره مطالعه می‌باشد.

روابط (۱۲) تا (۱۶) قیود نامساوی مربوط به تعیین محدوده تغییرات توان اکتیو، توان راکتیو، قیمت توان اکتیو، قیمت توان راکتیو و دامنه ولتاژ می‌باشد. اگر چه محدودیت‌های مربوط به تغییرات توان راکتیو و دامنه ولتاژ به منظور حفظ پروفیل ولتاژ می‌باشد، اما محدودیت تغییرات توان راکتیو برای مشترکین و محدودیت دامنه ولتاژ برای شبکه توزیع اعمال می‌گردد.

روابط (۱۷) تا (۱۹) مربوط به شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم علاوه بر شاخص $EENS$ بوده که در هر مرحله از بهینه‌سازی با استفاده از روش مونت-کارلو[۱۵] محاسبه و با مقادیر قبل از اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار مقایسه می‌شود.

علاوه بر این برای حفظ پایداری ولتاژ و عدم ایجاد استرس بر روی سیستم‌های حفاظتی محدودیت افزایش و کاهش بار در نظر گرفته شده است. در این محدودیت آهنگ تغییرات توان در هر بازه زمانی در حالت اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار همواره باید کمتر حد مجاز تغییرات لحظه‌ای بار در حالت اولیه باشد. این محدودیت‌ها که برای تامین پایداری شبکه در نظر گرفته شده است، به صورت روابط (۲۰) و (۲۱) پیشنهاد می‌گردد.

$$\Delta P_{j,DR}(t) \le \alpha.\max\left(\frac{dp_j(t)}{dt_j}\right).\Delta t_j \qquad (۲۰)$$

$$\Delta Q_{j,DR}(t) \le \beta.\max\left(\frac{dQ_j(t)}{dt_j}\right).\Delta t_j \qquad (۲۱)$$

که در این روابط ضرایب α و β براساس توانایی شبکه در تحمل تغییرات ناگهانی بار می‌تواند به صورت مثبت یا منفی تعریف گردد. اندازه این ضرایب برای شبکه‌های غیرمنعطف برابر با یک بوده و در شرایطی که کاهش پیک بار نتواند محدودیت‌های تعریف شده را برآورده سازد، با فرض منعطف بودن شبکه توزیع، ضرایب به صورت درصدی تغییر می‌کنند. چنانچه تغییرات توان اکتیو یا راکتیو از یک ساعت به ساعت بعدی، شدیدتر از روند تغییر بار در دوره ۲۴ ساعته باشد، ضرایب α و β باید افزایش یابد تا نامساوی‌های (۲۰) و (۲۱) برقرار باشد. اما چنانچه تغییرات توان از یک ساعت به ساعت دیگر روند ملایم‌تری داشته باشند، تغییری در اندازه ضرایب ایجاد نخواهد شد. بنابراین با توجه به اندازه ضرایب α و β برای هر فیدر، اپراتور سیستم توزیع می‌تواند سیاست‌های تشویقی یا تنبیهی مناسب را برای مشترکین آن فیدر انتخاب نماید.

روابط (۲۰) و (۲۱) به همراه روابط (۷) و (۸) می‌توانند محدودیت‌های مربوط به میزان مصرف توان را به تفکیک هر گروه از مصرف‌کنندگان اعمال نمایند. معرفی هر مشترک متصل به شبکه توزیع با دو منحنی مصرف توان‌های اکتیو و راکتیو و عدم محدودیت در تعداد گروه‌های مصرف از ویژگی‌های مهم مدل پیشنهادی می‌باشد. با این ویژگی می‌توان هر نوع مشترک متصل به شبکه توزیع از جمله خودروهای الکتریکی، ایستگاه‌های شارژ و منابع تولید پراکنده را نیز در شبکه مدل نمود. با این تفاوت که در صورت تحویل توان به شبکه، این میزان باید با علامت منفی در مدل لحاظ گردد.

۴- الگوریتم حل مدل پیشنهادی

به منظور بهینه‌سازی تابع هدف پیشنهادی با محدودیت‌های تعریف شده از تابع CVX در محیط نرم‌افزاری MATLAB استفاده شده است. مراحل حل تابع هدف و رسیدن به پاسخ بهینه به صورت ذیل می‌باشد.

۱) ورود قیمت پایه و مشخصات شبکه.

۲) محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان اولیه به روش مونت-کارلو.

۳) تعیین ولتاژ گره‌ها، جریان شاخه‌ها و تلفات شبکه با استفاده از پخش‌بار به روش پسرو-پیشرو.

در صورتی که شبکه توزیع مورد مطالعه به صورت شعاعی نباشد، با در نظر گرفتن نقاطی، به شبکه‌های از یک سو تغذیه تفکیک می‌شود. برای شبکه‌های توزیع پیچیده‌تر نیز از روش‌های پخش بار پسرو-پیشرو تعمیم یافته می‌توان استفاده کرد. استفاده از این روش پخش بار به دلیل حجم کم محاسبات و سهولت در تحلیل شبکه توزیع مورد توجه می‌باشد. در مورد شبکه‌های توزیع خاص و پیچیده می‌توان روش‌های پخش بار دیگری را برای این مرحله به کار گرفت. از آنجا که محاسبات حداقل یک روز قبل از بهره‌برداری از شبکه انجام می‌شود، لذا مدت زمان انجام محاسبات در استفاده از روش‌های پخش بار پیچیده‌تر، مشکلی را در روند حل مساله ایجاد نمی‌کند.

۴) انجام بهینه‌سازی تابع درآمد شبکه f_{Inc} که در رابطه (۲) تعریف شده است با استفاده از تابع CVX به منظور تعیین قیمت بهینه توان اکتیو و راکتیو فروخته شده به مشترکین.

۵) استفاده از کشش قیمت و بهینه‌سازی تابع هزینه شبکه f_{Exp} در رابطه (۳) به منظور تعیین محدوده تغییرات توان اکتیو و توان راکتیو گروه‌های مصرف در شبکه توزیع.

- کشش قیمت مصرف کننده‌ها براساس گروه‌های مصرف و مطابق رابطه (۷) و خطی‌سازی شده رابطه (۸) تعیین می‌شود.
- شیب منحنی تغییرات توان مصرفی اکتیو و راکتیو بعد از بهینه‌سازی باید کمتر یا حداکثر مساوی شیب منحنی تغییرات توان مصرفی اکتیو و راکتیو اولیه باشد. به جز در مواردی که مجوز تغییر بازه آن توسط کاربر و با ضرایب α و β تعریف شده باشد.

۶) در این مرحله بررسی می‌گردد که با توجه به پتانسیل در نظر گرفته شده برای جابجایی بار در شبکه توزیع مورد مطالعه، آیا تغییرات توان اکتیو و توان راکتیو خروجی برنامه می‌تواند باعث کاهش پیک به اندازه ظرفیت پیش‌بینی شده گردد یا خیر؟

a) اگر پاسخ مثبت باشد الگوریتم ادامه پیدا کرده و به مرحله ۷ می‌رود.

b) اگر پاسخ منفی باشد بررسی می‌گردد که آیا علت عدم کاهش پیک به دلیل محدودیت تغییرات توان لحظه‌ای بوده یا خیر؟

i. اگر محدودیت تغییرات توان لحظه‌ای باعث عدم کاهش پیک شبکه شده باشد، محدوده آن با تغییر ضرایب α و β تغییر نموده و تغییرات آن در خروجی چاپ می‌شود، سپس الگوریتم به مرحله ۵ باز می‌گردد.

c) اگر پاسخ منفی باشد و علت آن محدودیت تغییرات توان لحظه‌ای نباشد، بررسی می‌گردد که آیا محدودیت تغییرات پروفیل ولتاژ باعث عدم تحقق کاهش پیک بوده است یا خیر؟

i. برای پروفیل ولتاژ دو محدودیت در نظر گرفته شده که یکی برای دامنه ولتاژ شبکه توزیع و دیگری برای تغییرات توان راکتیو مشترکین می‌باشد. اگر محدودیت تغییرات پروفیل ولتاژ باعث عدم تحقق کاهش پیک شبکه شده باشد، باید محدودیت مربوط به تغییرات توان راکتیو مشترکین تغییر نماید. لذا قیمت‌گذاری توان راکتیو در جهت بهبود پروفیل ولتاژ تغییر داده شده و به مرحله بعد می‌رود.

ii. بررسی می‌شود که آیا تغییر قیمت توان راکتیو از محدوده مجاز تعریف شده خارج می‌شود یا اندازه توان راکتیو مورد نیاز در محدوده مجاز تعریف شده نمی‌باشد؟ اگر از محدوده هر کدام خارج شود الگوریتم به مرحله 6-c-iii رفته و در غیر این صورت الگوریتم به مرحله ۴ باز می‌گردد.

iii. اگر محدودیت تغییرات پروفیل ولتاژ باعث عدم تحقق کاهش پیک شبکه نشده باشد، محدوده میزان کاهش پیک مد نظر مساله تغییر کرده و تغییرات آن در خروجی چاپ می‌شود، سپس الگوریتم به ۴ باز می‌گردد.

۷) محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان SAIFI، SAIDI، CAIDI و EENS با مقادیر جدید توان‌های اکتیو و راکتیو و تعیین تغییرات ایجاد شده در هر کدام از شاخص‌ها. چنانچه شاخص‌های قابلیت اطمینان نسبت به حالت قبل بدتر نشده باشد الگوریتم ادامه پیدا کرده و به مرحله ۸ می‌رود.

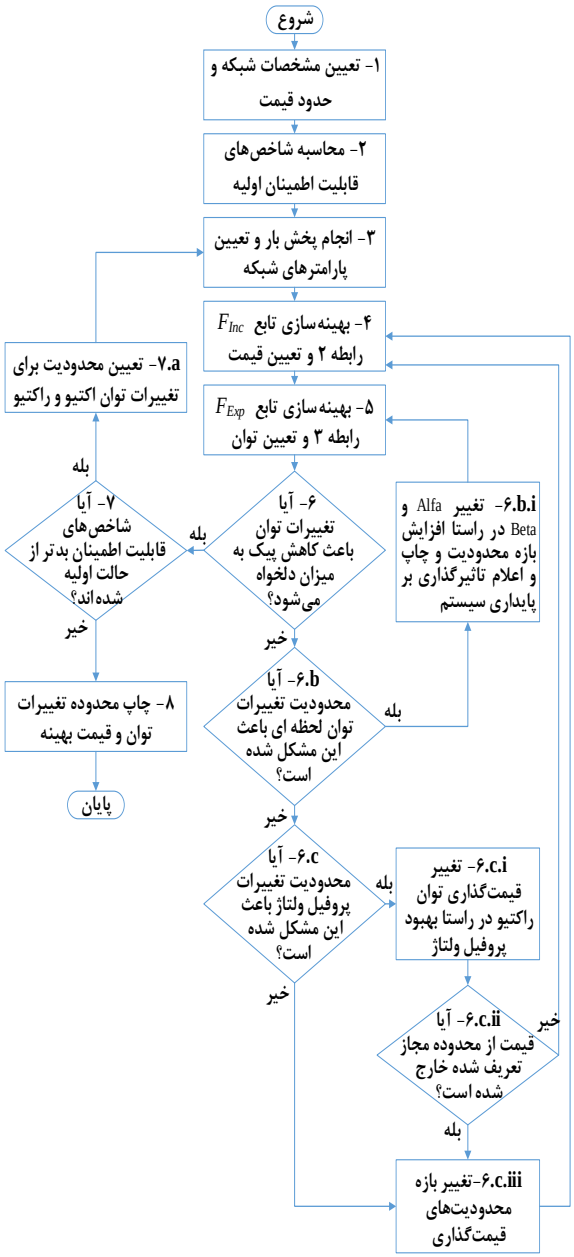
a) اگر شاخص‌های قابلیت اطمینان دچار تغییر محسوسی در جهت کاهش قابلیت اطمینان شده باشند یک محدودیت جدید برای بازه تغییرات توان تعریف شده و الگوریتم به مرحله ۳ بر می‌گردد. با توجه به اینکه برای محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان از روش مونت-کارلو استفاده می‌شود، تغییرات کمتر از یک درصد به عنوان خطای محاسبات لحاظ شده و به عنوان تغییر در شاخص‌های قابلیت اطمینان ناشی از تغییر بار شبکه نمی‌باشد.

۸) چاپ محدوده تغییرات توان و قیمت بهینه.

خروجی الگوریتم بهینه‌سازی در این مرحله شامل منحنی قیمت‌گذاری و منحنی‌های مصرف توان اکتیو و راکتیو اصلاح شده برای دوره مطالعه می‌باشد. علاوه بر این موارد، تغییرات ناشی از اصلاح قیود در نظر گرفته شده در مراحل ۶.b.i، ۶.c.iii و ۷.a که دچار تغییر شده‌اند نیز به عنوان خروجی الگوریتم چاپ می‌شود.

خروجی مربوط به تغییرات مصرف توان‌های اکتیو و راکتیو مربوط به مشترکین بوده که براساس آن مشترکین می‌توانند هزینه‌های خود را مدیریت نموده و اهداف مربوط به پاسخگویی بار در شبکه توزیع محقق می‌شود. برای دست‌یابی به این اهداف لازم است بهره‌بردار شبکه تغییرات مربوط به قیود بهره‌برداری و منحنی تغییرات قیمت را بر روی شبکه توزیع اعمال نماید.

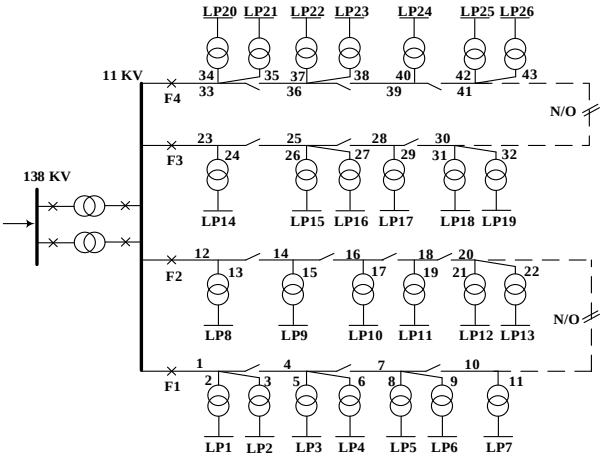
روندنمای مربوط به الگوریتم حل مدل پیشنهادی در شکل ۱ نشان داده شده است. تفکیک بهینه‌سازی رابطه (۱) به دو رابطه (۲) و (۳) باعث می‌شود الگوریتم از قالب یک بهینه‌سازی کلاسیک ساده با قیود خارج شود. با پیش‌بینی امکان تغییر در شاخص‌های بهره‌برداری شبکه و قرار گرفتن این شرایط در نقاط مرزی خود، شرایط مختلفی از بهره‌برداری شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد تا پاسخ بهینه تعیین گردد. روش‌های کلاسیک باعث می‌شود پاسخ بدست آمده، بهینه نسبی نبوده و بهینه مطلق باشد. اما به دلیل آنکه بهبود برخی از شاخص‌های بهره‌برداری شبکه توزیع با یکدیگر در تضاد می‌باشد[۴]، لذا طبیعی است که برخی از قیود در نقاط مرزی خود قرار گیرد. چرا که در روش بهینه‌سازی تفاوتی بین نقاطی که در بازه تغییرات قیود قرار می‌گیرد، با نقاطی که در مرز بازه تغییرات قیود قرار دارند وجود ندارد. زمانی که بهبود یکی از شاخص‌های بهره‌برداری شبکه توزیع به عنوان هدف اصلی مد نظر قرار می‌گیرد، بهبود این شاخص تا آنجا پیش می‌رود که شاخص‌های بهره‌برداری که در تضاد با آن می‌باشند در نقاط مرزی بازه مجاز تغییرات خود قرار گیرند. لذا منحنی‌های بدست آمده در واقع نشان دهنده آستانه تاثیرگذاری منفی برنامه‌های پاسخگویی بار بر عملکرد شبکه توزیع خواهند بود. بنابراین اعمال هر گونه تغییرات در پاسخ بدست آمده به منظور افزایش بهبود شاخص بهره‌برداری مد نظر، باعث خواهد شد شاخص‌های بهره‌برداری شبکه توزیع که در تضاد با این شاخص بوده و در پاسخ بهینه در محدوده‌ی مرزی بازه تغییرات خود قرار گرفته‌اند، از این محدوده خارج شده و تاثیرگذاری منفی بر عملکرد شبکه توزیع داشته باشند.



شکل(۱): روندنمای الگوریتم حل مدل پیشنهادی

۵- نتایج شبیه‌سازی

با استفاده از نرم‌افزار MATLAB مدل و الگوریتم پیشنهادی شبیه‌سازی شده و بر روی شبکه نمونه RBTS-BUS5 اجرا گردیده است. ساختار شبکه نمونه RBTS-BUS5 در شکل۲ نشان داده شده است [۱۶].



شکل(۲): شبکه نمونه RBTS-BUS5

بارهای متصل شده به شبکه توزیع نشان داده شده در شکل۲ در ۶ گروه مصرف شامل بارهای خانگی کم مصرف، خانگی با مصرف متوسط، خانگی پر مصرف، تجاری، دولتی و اداری دسته‌بندی می‌شوند که فراوانی هر گروه مصرف کننده به تفکیک هر فیدر در جدول۱ نشان داده شده است.

جدول(۱): تعداد مشترکین به تفکیک گروه‌های مصرف کننده

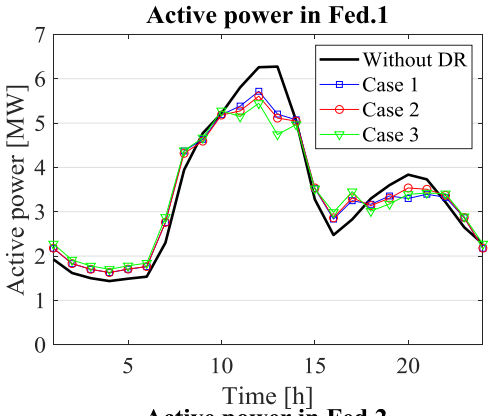
گروه‌های مصرف کننده	تعداد مشترکین به تفکیک هر فیدر			
	فیدر ۱	فیدر ۲	فیدر ۳	فیدر ۴
خانگی کم مصرف	۰	۷۸۰	۰	۱۹۵
خانگی مصرف متوسط	۴۸۰	۰	۲۴۰	۲۴۰
خانگی پرمصرف	۴۲۰	۰	۰	۴۲۰
دولتی	۲	۱	۱	۱
تجاری	۱۵	۰	۳۰	۳۰
اداری	۰	۱	۱	۰

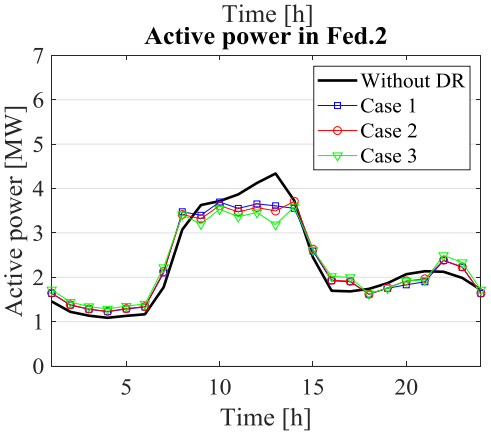
به منظور محاسبه کشش قیمت در رابطه (۷) برای شبکه نمونه، بازه جابجایی بار برای مشترکین بدون در نظر گرفتن سطح رفاه به اندازه ۳۰ درصد در نظر گرفته شده است[۹]. اما در مطالعاتی که سطح رفاه مشترکین نیز مد نظر قرار گرفته است، پتانسیل تغییر بار به مراتب کمتر از این میزان حاصل شده است[۱۷و۱۸]. در این مطالعه به منظور توجه به سطح رفاه مشترکین، برای بارهای خانگی حداکثر ۱۰ درصد و برای مشترکین تجاری، اداری و دولتی حداکثر ۲۰ درصد به عنوان محدوده مجاز برای تغییر بار در نظر گرفته شده است. البته در مورد بارهای دولتی و ساختمان‌های اداری در صورتی که امکان جابجایی بخشی از کار به شیفت خارج از وقت اداری امکان‌پذیر باشد، این میزان تا دو برابر برای ساعات محدودی می‌تواند تغییر کند.

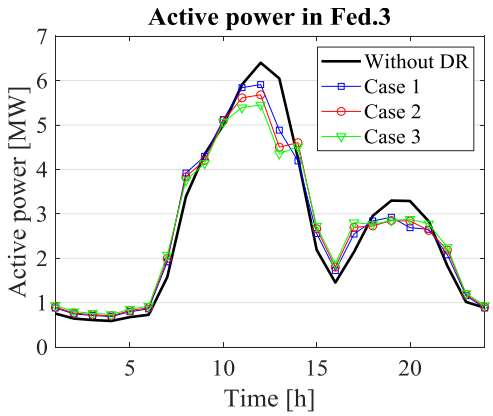
بازه تغییرات قیمت نیز از قیمت پایه که قیمت خرید برق از شبکه بالادستی به علاوه هزینه‌های شبکه می‌باشد تا حداکثر سه برابر قیمت پایه در نظر گرفته شده است[۹]. البته حداکثر در نظر گرفته شده برای قیمت با توجه به وضعیت اقتصادی مشترکین متصل به فیدر انتخاب می‌شود[۸]. تعیین حداکثر میزان برای قیمت فروش برق به عنوان تضمینی است که در این میزان از قیمت، مشترکین حداکثر تلاش خود را برای جابجایی بارهای جابجایی‌پذیر از زمان پیک به زمان غیر پیک انجام خواهند داد. در این مطالعه برای ضرایب α و β با توجه به شرایط حفاظتی شبکه به ترتیب بازه افزایش حداکثر ۱۰ و ۴۰ درصدی به عنوان محدوده مجاز در نظر گرفته شده است.

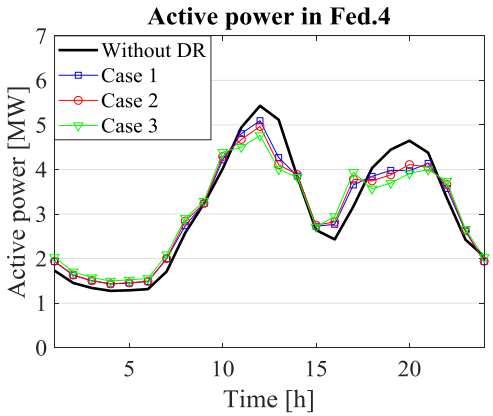
شبیه‌سازی برای سه حالت مختلف بر روی شبکه توزیع انجام گرفته و نتایج استخراج شده است. در حالت اول بهینه‌سازی تابع هدف رابطه (۱) با در نظر گرفتن محدودیت‌های فنی شبکه توزیع شامل کاهش پیک مصرف توان اکتیو و راکتیو، شاخص‌های قابلیت اطمینان، تلفات، حفظ پایداری شبکه و سطح رفاه مشترکین انجام گرفته است. در حالت دوم بهینه‌سازی بدون در نظر گرفتن پیک مصرف توان راکتیو انجام گرفته است. و در حالت سوم بهینه‌سازی بدون توجه به مصرف توان راکتیو و شاخص‌های قابلیت اطمینان انجام شده است.

تغییرات الگوی مصرف توان اکتیو و توان راکتیو مصرفی هر فیدر قبل و بعد از اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار به ترتیب در شکل‌های ۳ و ۴ نشان داده شده است.





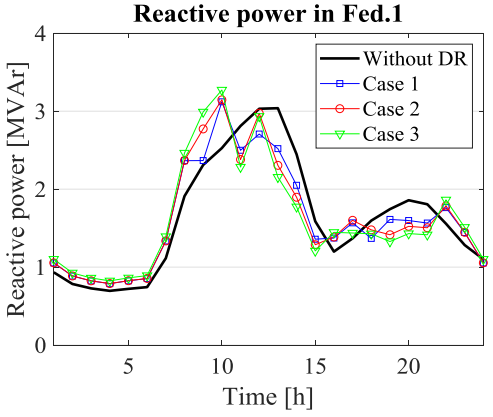


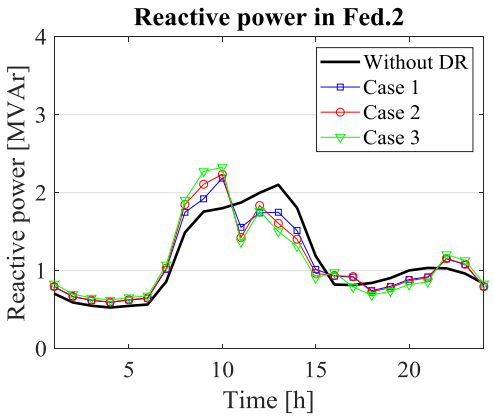


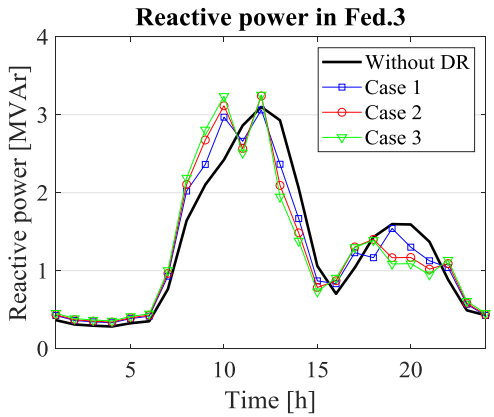
شکل(۳): تغییرات توان اکتیو قبل و بعد از پاسخگویی بار برای هر فیدر

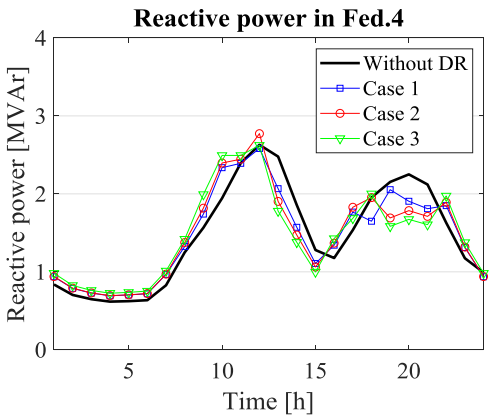
برای هر سه حالت کمترین میزان کاهش پیک توان اکتیو برای فیدر شماره ۴ و بیشترین میزان کاهش پیک توان اکتیو برای فیدر شماره ۲ اتفاق افتاده است. از مهم‌ترین دلایل این نتیجه می‌توان به تنوع بالای گروه‌های مصرف متصل به فیدر شماره ۴ در مقایسه با فیدر شماره ۲ اشاره کرد.

افزایش پیک مصرف توان راکتیو در فیدرهای شماره۱ و ۲ برای حالت شماره۱ مشکلی را ایجاد نمی‌کند، چرا که کاهش پیک مصرف توان راکتیو در فیدرهای شماره ۳ و ۴ در این حالت، باعث جبران این افزایش پیک شده و در مجموع پیک مصرف توان راکتیو شبکه افزایش نمی‌یابد. اما برای حالت‌های شماره ۲ و ۳ این اتفاق نمی‌افتد و پیک مصرف توان راکتیو شبکه توزیع پس از اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار افزایش می‌یابد.



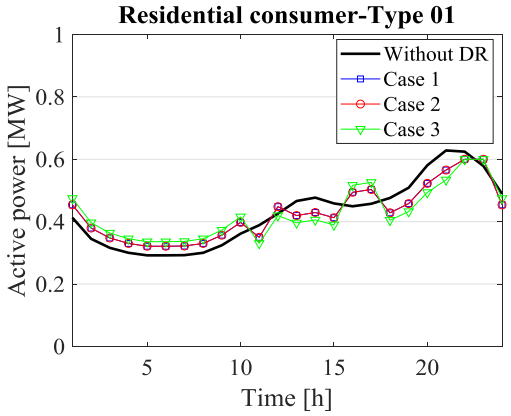


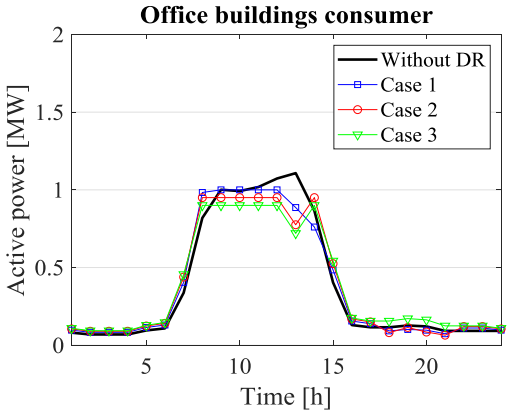




شکل (۴): تغییرات توان راکتیو قبل و بعد از پاسخگویی بار در هر فیدر

تغییرات الگو مصرف به تفکیک گروه‌های مصرف‌کننده متصل به فیدرهای شبکه نمونه در شکل ۵ نشان داده شده است.

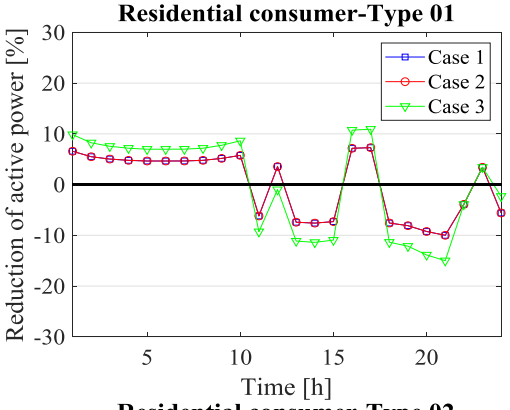


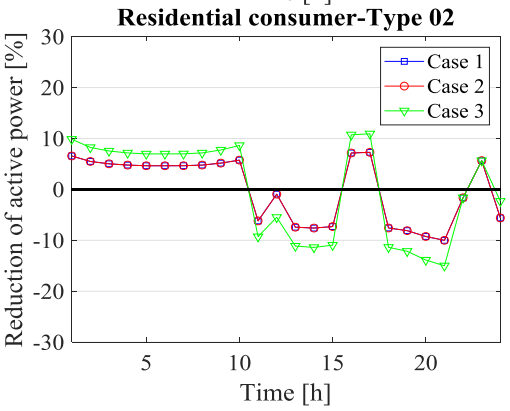


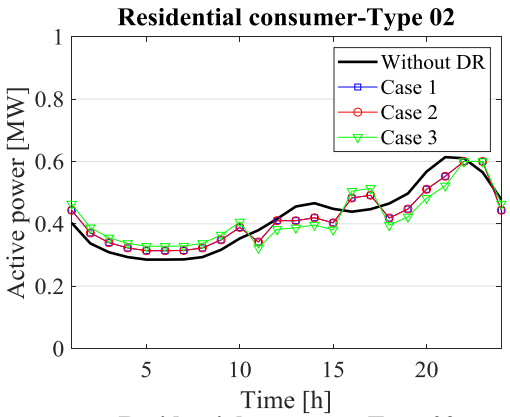
شکل (۵): تغییرات توان قبل و بعد از پاسخگویی بار در هر گروه بار

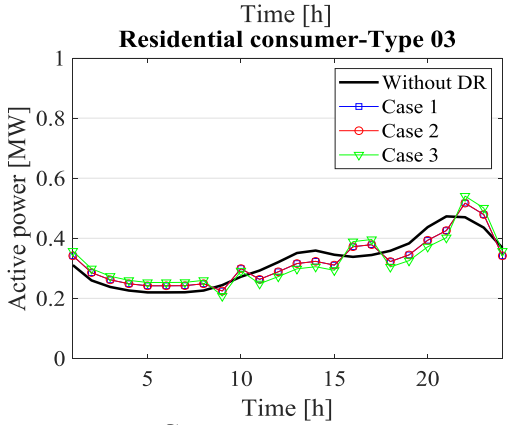
همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود پتانسیل‌های در نظر گرفته شده برای بارهای جابجایی‌پذیر در هر گروه از مصرف‌کنندگان از یک سو و تغییرات قیمت از سوی دیگر توانسته جابجایی بار در هر کدام از گروه‌های مصرف‌کننده را برای حالت شماره۱ محدود نماید. اما برای حالت‌های شماره ۲ و ۳ که سطح رفاه مشترکین و پتانسیل بارهای جابجایی‌پذیر برای هر گروه از مصرف‌کنندگان در نظر گرفته نشده است بازه تغییرات بار افزایش یافته است.

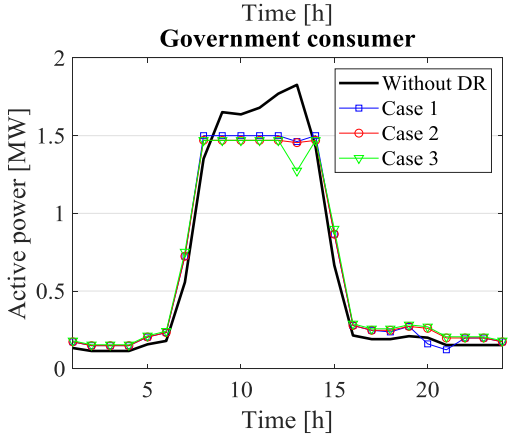
در شکل ۶ مثبت بودن منحنی به معنای درصد توان افزایش یافته و منفی بودن آن به معنا درصد توان کاهش یافته به الگوی مصرف می‌باشد.

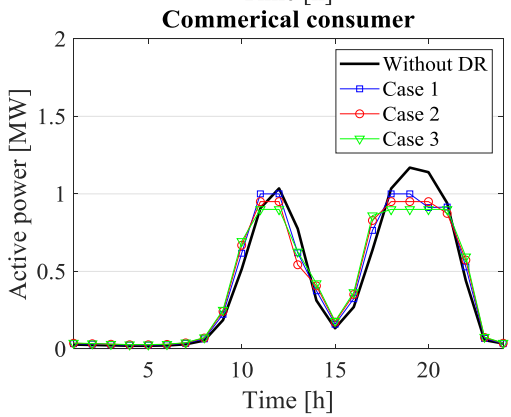


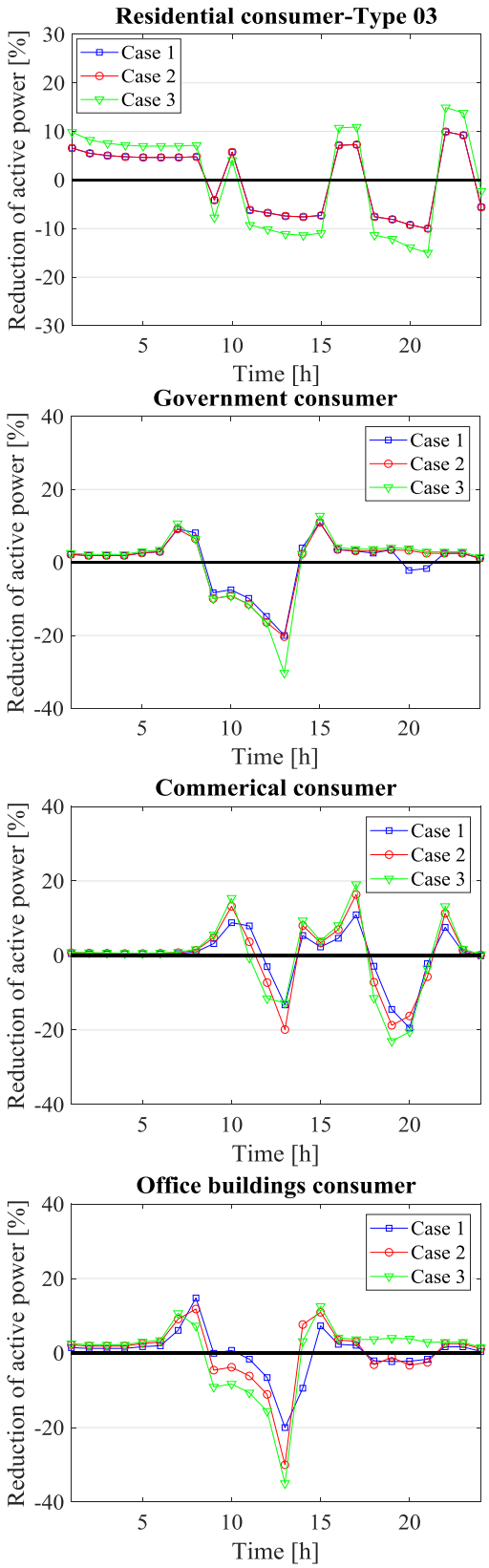








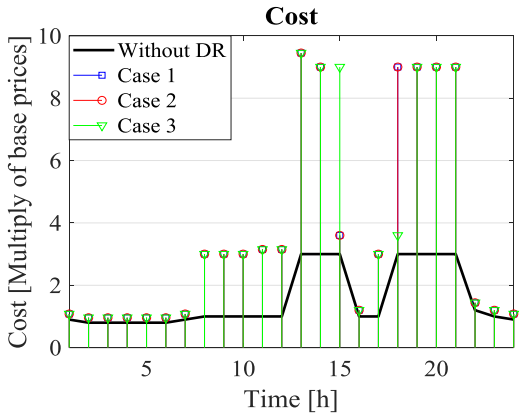




شکل(۶): درصد تغییر توان برای هر گروه از بارهای مصرف‌کننده

همانطور که از شکل ۶ مشخص است در تمام گروه‌های مصرف و برای تمام حالت‌های بهینه‌سازی، توان کاهش یافته از ساعات پیک عیناً به ساعات غیر پیک اضافه نشده است، بلکه با در نظر گرفتن محدودیت‌های مربوط به هر گروه مصرف در ساعات غیرپیک پخش شده است. ساختمان‌های اداری و دولتی کاهش چشمگیر توان را در برخی ساعات تجربه کرده‌اند که بیشتر از سطح رفاه در نظر گرفته شده می‌باشد. علت این مساله آن است که برای این گروه از بارها این امکان در نظر گرفته شده است که بخشی از خدمات خود را به پس از ساعت اداری و به ساعات ۱۵ تا ۲۱ منتقل نمایند. به این ترتیب این گروه از بارها پتانسیل بیشتری برای کاهش بار مصرفی خود در ساعات پیک می‌توانند داشته باشند. همچنین افزایش مصارف خانگی در ساعات نیمه شب تا ابتدای صبح بیشتر ناشی از کاهش دمای تجهیزات سرمایشی مانند یخچال و فریزر بوده که قبلاً نیز در این زمان در مدار بوده‌اند، اما برای مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار در زمان پیک اندکی دمای آنها افزایش یافته تا مصرف کمتری داشته باشند.

شکل ۷ نمودار قیمت پیشنهادی فروش برق در دوره ۲۴ ساعته بر اساس قیمت خرید برق، سود ماکزیمم شبکه و محدودیت‌های در نظر گرفته شده برای قیمت‌گذاری را نشان می‌دهد. این قیمت‌گذاری بر مبنای سیاست‌های تنبیهی برنامه پاسخگویی بار در نظر گرفته شده است. قیمت‌های نشان داده شده در شکل ۷ براساس ضرایبی از قیمت خرید برق از شبکه بالادست که به عنوان قیمت پایه شناخته می‌شود، تعریف شده است.



شکل (۷): قیمت خرید و پیشنهادی فروش توان اکتیو در هر ساعت

جدول۲: تغییرات شاخص‌های شبکه توزیع، قبل و بعد از پاسخگویی بار در یک دوره ۲۴ ساعته

ردیف		حالت‌ها	حالت ۱	حالت ۲	حالت۳
۱		P_{Max}	-۸/۲۸۰۴٪	-۱۰/۷۵۶۱٪	-۱۳/۹۳۴۵٪
۲		Q_{Max}	-۱/۳۶۸۵٪	**+۱/۲۲۹۹٪**	**+۵/۲۶۶۸٪**
۳		P_{Loss}	-۱/۳۷۹۶٪	-۱/۵۵۷۴٪	-۱/۶۱۹۵٪
۴		F	۸۸۹/۹۸۶	۹۰۳/۰۴۷	۹۲۹/۱۰۳
۵	فیدر ۱	P_{Max}	-۸/۸۷۲٪	-۱۰/۶۲۵۶٪	-۱۳/۲۲۳۵٪
		Q_{Max}	**+۲/۷۰۸۸٪**	**+۳/۵۳۶۳٪**	**+۷/۶۹۳۱٪**
		Alfa	۰	۰	۰
		Beta	۲۹/۴۱۹۳٪	۲۹/۵۸۲۸٪	۳۴/۵۸۸۶٪
۶	فیدر ۲	P_{Max}	-۱۴/۷۹۰۹٪	-۱۴/۴۲۱۳٪	-۱۷/۲۲۸۹٪
		Q_{Max}	**+۴/۰۴۷۷٪**	**+۶/۳۴۵۳٪**	**+۱۰/۶۲۵۹٪**
		Alfa	۶/۱۶۲۳٪	۰	۰
		Beta	۱۶/۳۶۵۵٪	۲۹/۶٪	۳۲/۰۴۹۵٪

۷	فیدر ۳	P_{Max}	-۷/۶۸۶۷٪	-۱۱/۲۷۹۱٪	-۱۴/۸۳۸۸٪
		Q_{Max}	-۱/۲۳۹۸٪	**+۴/۵۴۶۳٪**	**+۴/۹۷۹۸٪**
		Alfa	۱۰/۱۷۵۸٪	۱/۴۴۰۹٪	۰
		Beta	۲۴/۳۱۶۵٪	۲۹/۹۰۸٪	۳۴/۹۰۸۹٪
۸	فیدر ۴	P_{Max}	-۶/۱۴۷۲٪	-۸/۵۴۱۶٪	-۱۲/۲۴۵۹٪
		Q_{Max}	-۱/۸۱۹۴٪	**+۵/۴۴۰۷٪**	-۰/۲۳۰۲۹٪
		Alfa	۰	۰	۰
		Beta	۳۲/۱۸۶۷٪	۲۸/۵۷۷۸٪	۲۷/۱۷۰۴٪
۹	قابلیت اطمینان	SAIFI	۵/۶۲۸۵	۵/۶۲۶۲	۵/۶۳۱۱
		SAIDI	۸۱/۶۹۹۱	۸۱/۹۴۳۵	**۸۲/۴۸۵**
		CAIDI	۱۴/۶۰۰۸	۱۴/۶۴۴۲	**۱۴/۶۷۳۵**
		EENS	۲/۲۶۹۴	۲/۳۲۱۹	**۲/۳۳۴۴**

درصدهای نشان داده شده در جدول۲ درصد کاهش مشخصات فنی شبکه توزیع را برای سه حالت مختلف بهینه‌سازی نشان می‌دهد. از این‌رو درصدهایی که به صورت منفی نشان داده شده است به معنی کاهش مشخصه و درصدهایی که با علامت مثبت مشخص شده است به معنای افزایش مشخصه در اثر اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار می‌باشد. همچنین مشخصه‌هایی که از محدوده مجاز خارج شده‌اند به صورت پررنگ مشخص شده است.

ردیف‌های ۱ تا ۳ جدول ۲ به ترتیب تغییرات ایجاد شده در پیک توان اکتیو، پیک توان راکتیو و تلفات کل شبکه توزیع را نشان می‌دهد. ردیف ۴ اندازه تابع هزینه در رابطه (۱) را نشان می‌دهد. در هر یک از ردیف‌های ۵ تا ۸ مقادیر مربوط به تغییرات پیک توان اکتیو، پیک توان راکتیو، ضرایب α و β به تفکیک هر فیدر مشخص شده است. ردیف ۹ تغییرات ایجاد شده در شاخص‌های قابلیت اطمینان را نشان می‌دهد.

درصد افزایش α و β که به صورت جداگانه برای هر فیدر محاسبه شده است، نشان می‌دهد که مشارکت هوشمند مشترکین در واکنش به تغییر قیمت برق توانسته باعث ایجاد شوک‌های جزئی و بعضاً قابل توجهی به شبکه توزیع گردد. بدیهی است در شرایطی که مشترکین به صورت مستقل در برنامه‌های پاسخگویی بار مشارکت نموده و شبکه توزیع فاقد سیستم کنترل هوشمند متمرکز باشد توجه به سیستم حفاظتی و پایداری شبکه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار خواهد بود. صفر بودن تغییرات ضریب α و تغییر ضریب β در برخی فیدرها در حالت‌های مختلف شبیه‌سازی بترتیب نشان دهنده تغییرات ملایم بار اکتیو و نیاز به خازن‌گذاری در فیدر مورد مطالعه می باشد. به عبارتی در این شرایط با ادامه تمرکز بر برنامه‌های تشویقی و تنبیهی مشترکین متصل به این فیدرها نمی توان به جواب مطلوب رسید و نیاز به نصب تجهیزات بر روی فیدر می‌باشد. تقویت برنامه‌های پاسخگویی بار صرفاً در حالت‌هایی که ضرایب α و β صفر نبوده می‌تواند موثر باشد. در این شرایط فیدرهایی که دارای ضرایب α و β بزرگتری می‌باشند، نیازمند اعمال برنامه‌های تشویقی-تنبیهی قوی‌تری هستند. اعمال برنامه‌های پاسخگویی بار تا زمانی که ضرایب α و β کمتر از ماکزیمم محدوده تعریف شده باشند مشکلی برای حفاظت و پایداری سیستم ایجاد نخواهند کرد. اما زمانی که این ضرایب به ماکزیمم مجاز خود برسند نیاز به بررسی سیستم حفاظتی فیدر نیز خواهد بود.

بنابراین تاکید بر افزایش مشارکت برنامه‌های پاسخگویی بار به منظور کاهش هزینه‌ها و کاهش پیک توان اکتیو و بدون درنظر گرفتن سایر مشخصات فنی نتوانسته است باعث بهبود عملکرد شبکه توزیع نمونه شود. علاوه بر این عدم توجه به تغییرات توان راکتیو و محدودیت‌های فنی، باعث تاثیرگذاری منفی بر عملکرد شبکه توزیع نیز شده است. به طور کلی در نظر گرفتن محدودیت‌های مربوط به پیک توان راکتیو به اندازه ۲/۴۷ درصد و محدودیت‌های مربوط به شاخص‌های قابلیت اطمینان به اندازه ۳/۱۷ درصد توانسته تاثیر کاهش پیک توان اکتیو در شبکه نمونه را محدود نماید.

۶- نتیجه‌گیری

از جمله چالش‌های پیش‌روی شرکت‌های توزیع به منظور اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در شرایط واقعی، تعیین میزان مشارکت این برنامه‌ها در شبکه توزیع می‌باشد. چنانچه این میزان به صورت صحیح تعیین گردد، باعث کاهش پیک مصرف توان اکتیو و افزایش درآمد شبکه توزیع به صورت همزمان خواهد شد. علاوه بر این اولویت‌بندی فیدرها و تعیین میزان مشارکت هر کدام از گروه‌های مصرف در برنامه‌های پاسخگویی بار از مشکلات مهم در مسیر اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار می‌باشد. در این مقاله با در نظر گرفتن محدودیت‌های فنی شامل شاخص‌های قابلیت اطمینان، تلفات، پایداری شبکه توزیع، پیک مصرف توان اکتیو و راکتیو هر فیدر و همچنین توجه به میزان رفاه مشترکین و درآمد شبکه توزیع یک مدل جامع برای اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در شبکه توزیع پیشنهاد شده است. مدل پیشنهادی با در نظر گرفتن پتانسیل بارهای جابجایی‌پذیر و گروه‌های مصرف‌کننده، حداکثر میزان تاثیر برنامه‌های پاسخگویی بار در کاهش پیک مصرف توان اکتیو و حفظ درآمد شبکه توزیع را بدون تاثیرگذاری منفی بر سایر مشخصات فنی تعیین می‌کند. توجه به شرایط حاکم بر هر فیدر و نوع بارهای متصل به آن همزمان با مطالعه فیدرها در کنار هم و توجه به شرایط شبکه توزیع باعث شده نتایج واقع‌بینانه‌تری از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در شبکه توزیع حاصل گردد.

نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی مدل پیشنهادی بر روی شبکه نمونه نشان می‌دهد که همواره در نظر گرفتن تغییرات توان راکتیو و محدودیت‌های فنی شبکه توزیع در اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار می‌تواند بر میزان کاهش پیک مصرف توان اکتیو و کاهش درآمد شبکه توزیع تاثیرگذار باشد. همچنین مشخص شد اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار زمانی خواهد توانست حداکثر تاثیرگذاری مفید را بدون تاثیرگذاری منفی بر مشخصات فنی شبکه توزیع داشته باشد که در کنار اجرای سیاست‌های پاسخگویی بار به تغییرات فنی در شبکه توزیع مانند خازن‌گذاری یا در صورت نیاز تنظیم مجدد سیستم حفاظتی نیز توجه شود.

مراجع

[1] US Department of Energy, "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them", Report to the United States Congress, Feb. 2006.

[2] Mohagheghi S., Stoupis J., Zhenyuan W., Zhao L. and Kazemzadeh H., "Demand response architecture: Integration into the distribution management system", IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 501-506, Oct. 2011.

[۳] زارعی ابراهیم، محمدیان محسن، قره‌ویسی علی‌اکبر. "مشارکت پاسخ بار در برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌ها". مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران. دوره سیزدهم، شماره سوم، ص. ۷۳-۸۲، پاییز ۱۳۹۵.

[4] Nikzada M. and Mozafari B., "Reliability assessment of incentive- and priced-based demand response programs in restructured power systems", Electrical Power and Energy Systems, vol. 56, pp. 83–96. March 2014.

[5] Teimourzadeh Baboli P. and Parsa Moghaddam M., "Allocation of network- driven load-management measures using multiattribute decision making", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, pp. 1839-1845, July 2010.

[6] Medina J., Muller N. and Roytelman I., "Demand response and distribution grid operations: opportunities and challenges", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, pp. 193-198, Sept. 2010.

[7] Nainar, K., Pillai, J. R., Bak-Jensen, B. and Simpson-Porco, J.W., "Predictive Control of Flexible Resources for Demand Response in Active Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, pp. 2957-2969, Dec. 2019.

[8] Gutiérrez-Alcaraz G., Tovar-Hernández J.H. and Chan-Nan Lu, "Effects of demand response programs on distribution system operation", Electrical Power and Energy Systems, vol. 74, pp. 230–237, Jan. 2016.

[9] Jang D., Eom J., Kim M.G. and Rho J.J., "Demand responses of Korean commercial and industrial businesses to critical peak pricing of electricity", Journal of Cleaner Production, vol. 90, pp. 275-290, March 2015.

[10] Rabiee, A., Mohseni-Bonab, S. M., Parniani, M. and Kamwa, I. "Optimal Cost of Voltage Security Control Using Voltage Dependent Load Models in Presence of Demand Response", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 3, pp. 2383-2395, May 2019.

[11] Gouin, V., Herault, M. C. A. and Raison, B. "Stochastic integration of demand response and reconfiguration in distribution network expansion planning", IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 20, pp. 4536-4545, Nov. 2018.

[12] Sami, S. S., Cheng, M., Wu, J. and Jenkins, N. "A virtual energy storage system for voltage control of distribution networks", CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 4, no. 2, pp. 146-154, June 2018.

[۱۳] حسینی احسان، سپاسیان محمدصادق، آراسته حمیدرضا، وحیدی‌نسب وحید، "چهارچوب هماهنگ بازآرایی و کنترل مستقیم بار به منظور رفع چالش‌های بهره‌برداری شبکه‌های توزیع توسعه نیافته"، نشریه مهندسی برق و کامپیوتر ایران، الف-مهندسی برق، دوره ۱۴، شماره ۳، ص. ۱۷۹-۱۸۹، پاییز ۱۳۹۵

[۱۴] کریمی حمید، جدید شهرام. "طراحی قیمت زمان حقیقی با در نظرگیری عدم قطعیت منابع انرژی تجدیدپذیر و بارهای حرارتی در شبکه هوشمند"، مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران. دوره ۱۶، شماره۱، ص۱-۱۰، بهار ۱۳۹۸.

[۱۵] اخوان حجازی مریم، حریری علی محمد، گلردی رضا. "ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع شامل تولیدات پراکنده با معیار بی‌نظمی" . مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران. دوره ۱۵، شماره۳، ص۵۹-۶۹، پاییز ۱۳۹۷.

[16] Billinton R. and Jonnavithula S., "A test system for teaching overall power system reliability assessment", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 4, Nov. 1996.

[17] Cai H., Ziras Ch., You Sh., Li R., Honoré K. and W.Binder H., "Demand side management in urban district heating networks", Applied Energy, vol. 230, pp. 506–518, Nov. 2018.

[18] Karimi E. and Kazerani M., "Impact of demand response management on improving social welfare of remote communities through integrating renewable energy resources", IEEE 30th Canadian conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Windsor, Canada, April-May 2017.