

## مدل سازی برنامه های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش پذیری کارا

حسن جلیلی<sup>۱</sup>، محمد کاظم شیخ‌الاسلامی<sup>۲</sup>، محسن پارسا مقدم<sup>۳</sup>

دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس

[h.jalili@modares.ac.ir](mailto:h.jalili@modares.ac.ir)<sup>۱</sup>, [aleslam@modares.ac.ir](mailto:aleslam@modares.ac.ir)<sup>۲</sup>, [parsa@modares.ac.ir](mailto:parsa@modares.ac.ir)<sup>۳</sup>

چکیده: بکارگیری بار در مسائل بهره‌برداری سیستم قدرت همواره مورد نظر بهره‌برداران شبکه بوده و اقتصاد اولین گزینه به منظور افزایش انگیزه مشارکت بار مطرح شده است. مشارکت کوتاه‌مدت بار با ایجاد انگیزه‌های اقتصادی تحت عنوان برنامه‌های پاسخگویی بار مطالعه شده است. بکارگیری این برنامه‌ها کاهش هزینه‌های قابلیت‌اطمینان، کاهش تراکم خطوط، کاهش قیمت برق، به تعویق افتادن سرمایه‌گذاری در توسعه تولید و کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی را به دنبال دارد. اما آنچه که حائز اهمیت است اینست که به منظور بهره‌گیری هر چه بیشتر از این برنامه‌ها، ابتدا می‌بایست مدلی جامع و کارا از آنها ارائه داد تا با استفاده از آن، برنامه‌ریزی به منظور بکارگیری هر چه بیشتر این برنامه‌ها انجام شده و انگیزه مشترکین به منظور مشارکت در آنها افزایش یابد. مدل‌های مختلفی از برنامه‌های پاسخگویی بار ارائه شده که در این مقاله تحت عنوانی مدل‌های استاتیکی و دینامیکی دسته‌بندی شده‌اند. در مدل‌های دینامیکی، از مفهوم کشش پذیری بار به قیمت برق استفاده شده که ناکارامد است. همانطور که می‌دانیم این کشش پذیری به تعداد مشترکین، متفاوت است؛ این مسئله سبب می‌شود که به دلیل کمبود داده، تخمین این کشش پذیری دشوار و با کم‌دقیقی انجام شود؛ بنابراین دقت مدل‌سازی کاهش یافته و برنامه‌ریزی به منظور توسعه برنامه‌های پاسخگویی بار با چالش جدی مواجه می‌شود.

در این مقاله مدلی جامع و کارا از برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم جدیدی از کشش پذیری ارائه شده که کارایی و دقت مدل را افزایش داده است. در این مدل از کشش پذیری قیمت برق در بازار انرژی به تقاضای کل مشترکین استفاده شده که برای تمامی مشترکین حوزه بازار انرژی برگزار شده، یکسان است؛ بنابراین چالش کمبود داده و کم‌دقیقی، در مدل ارائه شده مطرح نیست. نتایج عددی کارایی مدل ارائه شده را نشان داده است.

**واژه‌های کلیدی:** برنامه‌های پاسخگویی بار، مفهوم کشش پذیری کارا، مدل اقتصادی بار

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۱۲/۱۵

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۰۶/۰۳

نام نویسنده مسئول: دکتر محمد کاظم شیخ‌الاسلامی

نشانی نویسنده مسئول: تهران- بزرگراه جلال آل احمد- پل نصر- دانشگاه تربیت مدرس- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

## ۱- مقدمه

برنامه‌های پاسخگویی بار زمان محور شامل برنامه‌های زمان استفاده<sup>۹</sup>، قیمتدهی آنی<sup>۱۰</sup> و قیمت‌گذاری پیک بحرانی<sup>۱۱</sup> هستند [۷]. اولین قدم در برنامه‌ریزی به منظور توسعه این برنامه‌ها، مدل‌سازی آنها و تحلیل تاثیر آنها در شبکه است. مدل‌های برنامه‌های پاسخگویی بار به دو دسته کلی مدل‌های بدون در نظر گرفتن مفهوم کشش‌پذیری و مدل‌های با در نظر گرفتن مفهوم کشش‌پذیری تقسیم‌بندی شده‌اند که در ادامه به آنها پرداخته شده است.

### ۱-۱- مدل برنامه‌های پاسخگویی بار بدون در نظر گرفتن مفهوم کشش‌پذیری

این مدل بسیار ساده بوده و به صورت ضرب میزان کاهش بار در قیمت برنامه پاسخگویی بار بیان شده است. مقالاتی که از این مدل استفاده کرده‌اند عمدتاً به موضوع دیگری غیر از مدل‌سازی این برنامه‌ها پرداخته‌اند و تنها تاثیر این برنامه‌ها بر موضوع مورد نظر را با استفاده از این مدل مطالعه کرده‌اند. لی و همکاران [۸] الگوریتمی به منظور اتوماسیون برنامه‌های پاسخگویی بار در منازل ارائه کرده‌اند. هدف این مقاله کمینه‌سازی مجموع هزینه‌های مصرف انرژی است. در مرجع [۹] از الگوریتمی تکراری برای تعیین برنامه‌های پاسخگویی بار بهینه در شبکه استفاده شده است. مرجع [۱۰] رویکردی به منظور مدیریت پایدار انرژی در میکروگردیدها ارائه کرده است. به منظور دستیابی به اهداف این رویکرد در این مقاله به صورت بهینه از برنامه پاسخگویی بار استفاده شده است. مرجع [۱۱] به بهره‌برداری بهینه از ریزشبکه‌ها پرداخته است. به منظور مطالعه جامع مسئله بهره‌برداری از ریزشبکه مسائلی نظری برای پاسخگو نیز در نظر گرفته شده است. در ادامه به مقالاتی که در آنها از مدل‌های برنامه‌های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن مفهوم کشش‌پذیری استفاده شده، پرداخته شده است.

### ۱-۲- مدل‌های برنامه‌های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن مفهوم کشش‌پذیری

مقالات این بخش به خود موضوع مدل‌سازی بار پاسخگو پرداخته‌اند. در مرجع [۱۲] کشش‌پذیری بار به قیمت برق مطرح شده است. در این مرجع مدلی ارائه شده است که در آن مشترک با توجه به قیمت برق و کشش‌پذیری خود نسبت به قیمت، بار خود را تغییر می‌دهد. با استفاده از مدل مرجع [۱۲] در مراجع [۱۳-۱۵] به مدل‌سازی برنامه‌های EDRP و TOU پرداخته شده است. مدل‌های برنامه‌های I/C و CAP نیز در مراجع [۱۶-۱۷] آورده شده است. در این مراجع مبالغ تشویقی

پس از تجدیدساختار، صنعت برق از حالت یکپارچه خارج و به بخش-های مجزا که دارای مدیریت‌های مستقلی هستند، تبدیل شد. تجدید ساختار اگر چه با ایجاد شفافیت و افزایش مسئولیت‌ها، کارایی صنعت برق را افزایش داد، اما نارسانی‌ها و مشکلاتی را نیز به دنبال داشت. از جمله این مشکلات تراکم شبکه انتقال [۱] و جهش‌های قیمت برق [۲] بود که مورد اول رقابت‌گریزی در بازار برق و مورد دوم نارضایتی-های اجتماعی را به دنبال داشت. برای حل این مشکلات راه حل‌هایی اندیشه‌یده شد. ابتدا اجماع بر توسعه زیرساخت‌های تولید و انتقال و افزایش ظرفیت‌ها به منظور عدم رویارویی با شرایط فوق بود، روشنی که موثر بود اما هزینه‌های بسیار بالایی به دنبال داشت. به تدریج با توسعه تفکر مدیریت سمت تقاضا، اجماع بر فعال‌سازی بار و مصرف‌کنندگان شکل گرفت که با کمترین هزینه ممکن مشکلات بازار برق را حل می‌نمود. این راه حل سبب شد که فن‌آوری‌ها و روش‌های مختلف پاسخگویی بار توسعه بیشتری پیدا کنند، بطوریکه مصرف‌کنندگان بتوانند بیش از پیش در بازار برق فعال باشند و نقش موثر خود به عنوان سریع‌ترین، ارزانترین و قابل اعتمادترین ابزار برای حل مشکلات بازار برق را ایفا کنند [۳-۴]؛ همانطور که در طرح راهبردی مدیریت سمت مصرف آژانس بین‌المللی انرژی نیز بیان شده است که اولین گزینه در تمامی سیاست‌گذاری‌های انرژی به منظور دستیابی به سیستم‌های پایدار و قابل‌اطمینان فعالیت‌های مدیریت سمت مصرف است [۵]. پاسخگویی بار طبق تعریف دپارتمان انرژی<sup>۱</sup>، به تغییرات مصرف انرژی الکتریکی مصرف‌کنندگان نهایی، نسبت به الگوی مصرف نرمال آنها گفته می‌شود که در پاسخ به تغییرات قیمت برق یا به علت دریافت مشوق‌هایی که به منظور کاهش مصرف برق در زمان افزایش قیمت بازار عمده‌فروشی یا زمان به خطر افتادن قابلیت‌اطمینان شبکه پرداخت می‌شود، انجام می‌گیرد [۶]. برنامه‌های پاسخگویی بار، در دو دسته برنامه‌های تشویق محور و زمان محور تقسیم‌بندی شده‌اند [۷]. برنامه‌های پاسخگویی بار<sup>۲</sup> تشویق‌محور شامل برنامه‌های کنترل مستقیم بار<sup>۳</sup>، سرویس قطع و وقفه<sup>۴</sup>، پیشنهاد مصرف/بازخرید<sup>۵</sup>، پاسخگویی بار اضطراری<sup>۶</sup>، بازار ظرفیت<sup>۷</sup> و بازار خدمات جانبی<sup>۸</sup> و

1 Department Of Energy (DOE)

2 Demand Response (DR)

3 Direct Load Control (DLC)

4 Interruptible/Curtailable (I/C) Service

5 Demand Bidding/Buyback (DB)

6 Emergency Demand Response Program (EDRP)

7 Capacity Market Program (CAP)

8 Ancillary Services Market Programs (A/S)

9 Time of Use (TOU)

10 Real Time Pricing (RTP)

11 Critical Peak Pricing (CPP)

$$E(i,i) = \frac{\rho_0(i)}{d_0(i)} \frac{\partial d(i)}{\partial \rho(i)} \quad (1)$$

این رابطه برای بیان کشش‌پذیری بار در دوره  $i$  نسبت به قیمت در دوره  $j$  نیز توسط رابطه (۲) بیان می‌شود (کشش‌پذیری متقابل).

$$E(i,j) = \frac{\rho_0(j)}{d_0(i)} \frac{\partial d(i)}{\partial \rho(j)} \quad (2)$$

در روابط (۱) و (۲)  $d$  میزان تقاضا و  $\rho$  قیمت برق در ساعت  $i$  است.  $E(i,i)$  کشش‌پذیری خودی و  $E(i,j)$  کشش‌پذیری متقابل است. میزان تقاضا و قیمت پیش از تغییر قیمت برق نیز با اندیس صفر در نظر گرفته شده است. از آنجا که کشش‌پذیری بار مشترکین به قیمت برق، به تعداد آنها می‌تواند متفاوت باشد و از سوی دیگر پایگاه داده بسیار وسیعی به منظور تخمین مقادیر دقیق این کشش‌پذیری‌ها نیاز است که عمدتاً نیز موجود نیست، دقت مدل ارائه شده برای برنامه‌های پاسخگویی بار بسیار کم بوده که منجر به تحلیل‌ها و برنامه‌ریزی‌های اشتباه می‌شود. از اینرو در این مقاله به منظور مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار، از مفهوم کشش‌پذیری قیمت بازار نسبت به تقاضای کل استفاده شده است. منظور از کشش‌پذیری کارا، کشش‌پذیری قیمت بازار نسبت به تقاضای کل است که مقدار آن برای تمامی مشترکین حوزه برگزاری بازار انرژی یکسان بوده و چالش کم‌دقیقی مدل را سبب نمی‌شود. از اینرو با استفاده از مدل ارائه شده در این مقاله می‌توان به تحلیل دقیق‌تری از تاثیر برنامه‌های پاسخگویی بار بر شبکه دست یافت و برنامه‌ریزی‌های آگاهانه‌تری ارائه کرد. کشش‌پذیری کارا، در دو رویکرد خودی و متقابل در روابط (۳) و (۴) بیان شده است.

$$E^e(i,i) = \frac{d_0(i)}{\rho_0(i)} \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \quad (3)$$

$$E^e(i,j) = \frac{d_0(i)}{\rho_0(j)} \frac{\partial \rho(j)}{\partial d(i)} \quad (4)$$

در روابط (۳) و (۴) نیز  $E^e(i,i)$  و  $E^e(i,j)$  کشش‌پذیری خودی و متقابل کارا هستند. با افزایش تقاضا در ساعت  $i$  قیمت بازار در این ساعت نیز افزایش یافته یا تغییر نخواهد کرد؛ بنابراین کشش‌پذیری خودی کارا نامنفی است. از سوی دیگر در صورت وجود قابلیت جابجایی بار در ساعات شبانه‌روز، با افزایش تقاضا در ساعت  $i$  از میزان تقاضا در ساعت  $j$  کاسته شده و قیمت بازار در این ساعت کاهش یافته یا تغییر نخواهد کرد؛ بنابراین کشش‌پذیری متقابل کارا نامثبت است. در ادامه به مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار بر اساس کشش‌پذیری

و جریمه‌های ناشی از عدم اجرای تعهدات نیز به مدل مرجع [۱۲] اضافه شده است. در مرجع [۱۸] ویژگی‌های رفتاری مشترکین نیز به مدل اضافه شده است. مدل‌های غیرخطی برنامه‌های پاسخگویی بار نیز در مرجع [۱۹] ارائه شده‌اند. این مدل‌ها شامل مدل‌های توانی، نمایی و لگاریتمی هستند. مدل‌سازی انعطاف‌پذیر برنامه‌های پاسخگویی بار نیز بر اساس مفهوم کشش‌پذیری انعطاف‌پذیر در مرجع [۷] ارائه شده است.

مدل‌های نوع اول همانطور که بیان شد از ضرب توان کاهش یافته در قیمت پیشنهادی برای کاهش توان، حاصل شده‌اند، در حالی که مدل‌های نوع دوم کشش‌پذیری بار مشترک نسبت به قیمت را در نظر گرفته‌اند. بنابراین اگر مدل‌های نوع اول را مدل‌های استاتیکی بنامیم، مدل‌های نوع دوم مدل‌های دینامیکی نام خواهند گرفت. در مدل‌های نوع دوم از کشش‌پذیری بار مشترک به قیمت برق استفاده شده است. همانطور که می‌دانیم این کشش‌پذیری، متناسب با تعداد مشترکین، متفاوت است؛ این مسئله سبب می‌شود که به دلیل کمبود داده، تخمین کشش‌پذیری دشوار و با کم‌دقیقی انجام شود؛ بنابراین دقت مدل‌سازی کاهش یافته و برنامه‌ریزی به منظور توسعه برنامه‌های پاسخگویی بار با چالش جدی مواجه می‌شود. به منظور اصلاح این ضعف، در این مقاله به مدل‌سازی دینامیکی برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا پرداخته شده است. این مفهوم، کشش‌پذیری قیمت برق در بازار انرژی را نسبت به کل تقاضای بازار بیان می‌کند که برای تمامی مشترکین حوزه بازار انرژی، مشترک است. بنابراین این مدل مشکل کمبود داده را نداشته و از دقت مناسبی برخوردار است. سایر بخش‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا ارائه شده است. تمامی روابط مربوط به مدل‌سازی در این بخش آورده شده و در مورد مفهوم کشش‌پذیری کارا نیز بحث شده است. روش حل مسئله و مطالعات عددی نیز به ترتیب در بخش‌های ۳ و ۴ آورده شده‌اند. در بخش ۵ نیز نتیجه‌گیری ارائه شده است.

## ۲- مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا

همانطور که در مقدمه بیان شد، پیش از این برای مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار از مفهوم کشش‌پذیری بار به قیمت همانطور که در رابطه (۱) بیان شده است، استفاده می‌شود [۱۹-۱۲]. رابطه (۱) کشش‌پذیری بار در دوره  $i$  نسبت به قیمت در همان دوره را نشان داده است (کشش‌پذیری خودی).

$$\begin{aligned} \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} &= \frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)} \rightarrow \rho(i) + d(i) \cdot \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} = \\ \rho_0(i) + d_0(i) \cdot \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} &\rightarrow \rho_0(i) - \rho(i) = \\ [d(i) - d_0(i)] \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} &\rightarrow d(i) = d_0(i)(1 + \frac{\rho_0(i) - \rho(i)}{\rho_0(i)E(i,i)}) \end{aligned} \quad (10)$$

در صورتیکه مشترک در برنامه‌های تشویق‌محور اختیاری نظیر DLC مشارکت کند، بازی هر کیلووات ساعت مشارکت مبلغ تشویقی  $A(i)$  نیز به او پرداخت می‌شود. بنابراین مبلغ دریافتی مشترک از مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اختیاری ( $P(\Delta d(i))$ ) برابر است با [۱۶]:

$$P(\Delta d(i)) = A(i) \cdot [d_0(i) - d(i)] \quad (11)$$

مشترک با مشارکت در برنامه‌های تشویق‌محور اجرایی نیز چنین مبلغ تشویقی را دریافت می‌کند؛ اما در صورت عدم انجام تعهدات جریمه نیز خواهد شد. میزان جریمه پرداختی از سوی مشترک در صورت عدم انجام تعهدات ( $PEN(\Delta d(i))$ ) مطابق رابطه (۱۲) است. در این رابطه  $IC(i)$  سطح قرارداد و  $pen(i)$  میزان جریمه به ازای هر کیلووات ساعت عدم انجام تعهدات است [۱۶].

$$PEN(\Delta d(i)) = pen(i) \cdot \{IC(i) - [d_0(i) - d(i)]\} \quad (12)$$

با بازنویسی رابطه سود مشترک با در نظر گرفتن روابط (۱۱) و (۱۲) مدل کامل تک‌پریودی برنامه‌های پاسخگویی بار مطابق با رابطه (۱۳) به دست خواهد آمد.

$$d(i) = d_0(i) \left(1 + \frac{\rho_0(i) - \rho(i) - A(i) - pen(i)}{\rho_0(i)E(i,i)}\right) \quad (13)$$

در ادامه مدل چند پریودی برنامه‌های پاسخگویی بار نیز آورده شده است.

۲-۲-۱- مدل سازی چندپریودی برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا با بسط رابطه (۱۳) در ساعت شب‌نهار مدل چندپریودی برنامه‌های پاسخگویی بار نیز حاصل خواهد شد. در رابطه (۱۴) این مدل ارائه شده است.

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} \frac{\rho_0(j) - \rho(j) - A(j) - pen(j)}{\rho_0(j)E(i,j)} \right\} \quad (14)$$

۲-۲-۲- مدل نهایی برنامه‌های پاسخگویی بار با ترکیب روابط (۱۳) و (۱۴) مدل نهایی برنامه‌های پاسخگویی بار حاصل شده است. رابطه (۱۵) این مدل را بیان کرده است.

خودی و متقابل کارا پرداخته شده است. در مدل برنامه‌های پاسخگویی بار زمان محور نظیر TOU پارامتر تاثیرگذار بر رفتار مشترک، کشش‌پذیری است. در مدل برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اختیاری نظیر DLC پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار مشترک، کشش‌پذیری و مبلغ تشویقی و در مدل برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اجرایی نظیر CAP نیز پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار مشترک، کشش‌پذیری، مبلغ تشویقی و مبلغ جریمه هستند. بنابراین این سه پارامتر تاثیرگذار بر رفتار مشترک می‌باشند در مدل سازی لحاظ شود. مدل سازی تک-پریودی برنامه‌های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار مشترک در ادامه ارائه شده است.

۲-۲-۱- مدل سازی تک‌پریودی برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا

میزان تغییر بار مشترک با میزان مشارکت در برنامه‌های پاسخگویی بار ( $\Delta d(i)$ ) در رابطه (۵) آورده شده است.

$$\Delta d(i) = d(i) - d_0(i) \quad (5)$$

حال به منظور ارائه مدل نهایی تک‌پریودی برنامه‌های پاسخگویی بار، از تابع سود مشترک ( $S(i)$ ) استفاده می‌کنیم. با مشتق‌گیری از تابع سود مشترک به منظور ماکزیمم‌سازی سود او، مدل برنامه‌های پاسخگویی بار یا میزان اجرای برنامه پاسخگویی بار بهینه حاصل می‌شود. روابط مربوطه در ادامه آورده شده است. در این روابط ( $B(d(i))$  میزان درآمد مشترک از برق خریداری شده یا ارزش کالای خریداری شده از نگاه مشترک است.

$$S(i) = B(d(i)) - d(i) \cdot \rho(i) \quad (6)$$

$$\frac{\partial S(i)}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) - d(i) \cdot \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} = 0 \rightarrow \quad (7)$$

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i) + d(i) \cdot \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \quad (8)$$

با قراردادن مقادیر اولیه بار مشترک در رابطه (۷) داریم:

$$\frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)} = \rho_0(i) + d_0(i) \cdot \frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \quad (8)$$

از سوی دیگر بسط تیلور تابع درآمد برابر است با:

$$B(d(i)) = B(d_0(i)) + \frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)}(d(i) - d_0(i)) \quad (9)$$

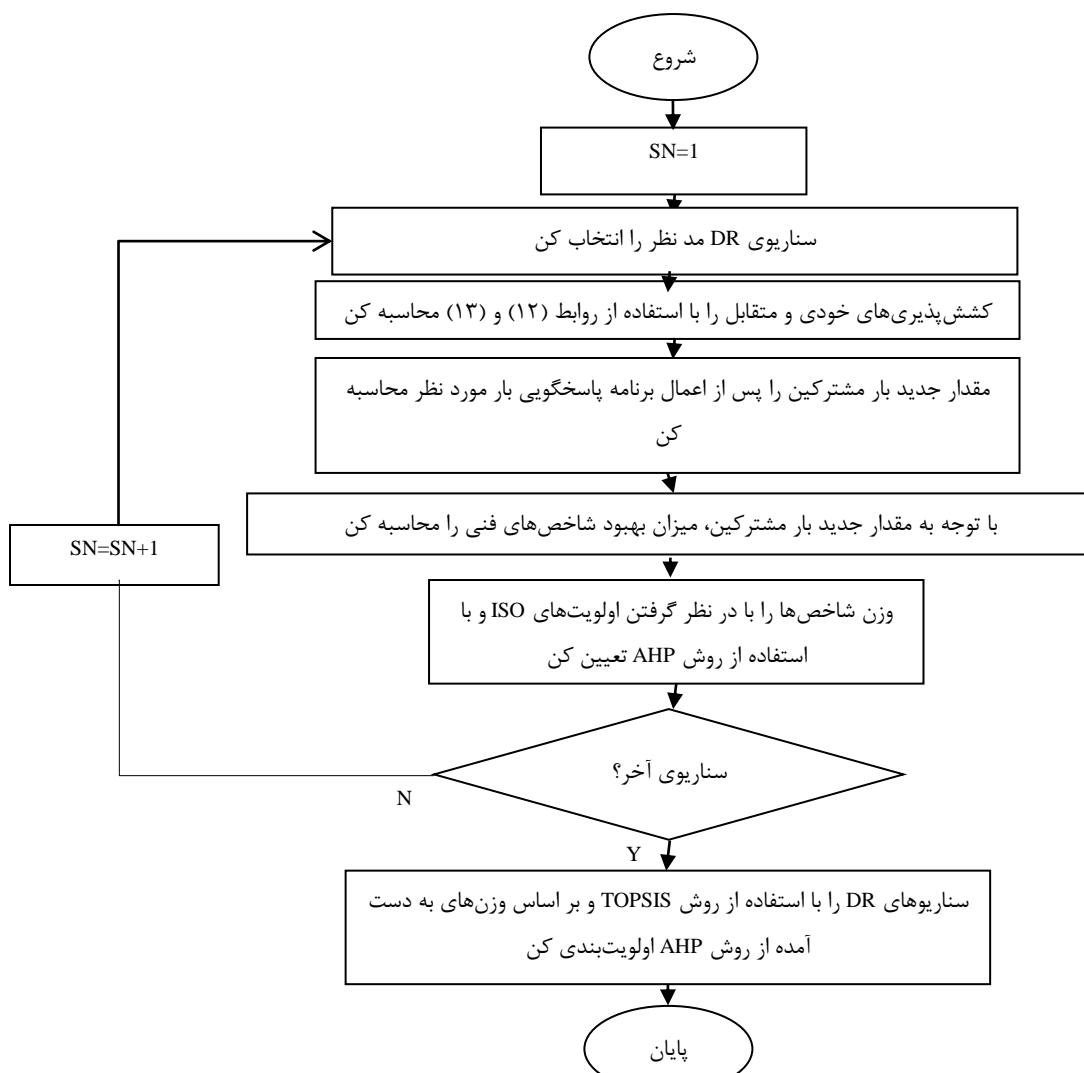
با مشتق‌گیری از رابطه (۹) و با استفاده از روابط (۳)، (۷) و (۸) داریم:

### ۳- روش حل مسئله

به منظور ارزیابی مدل، چند سناریو از اجرای برنامه های پاسخگویی بار در نظر گرفته شده است. به منظور مقایسه این سناریوها نیز چند شاخص فنی لحاظ شده است. این شاخص ها شامل کاهش پیک بار، کاهش انرژی مصرفی، ضریب مصرف و فاصله پیک تا دره هستند. روش حل مسئله، تحلیل و مقایسه این سناریوها در شکل (۱) آورده شده است.

$$d(i) = d_0(i) \cdot \begin{cases} 1 + \frac{\rho_0(i) - \rho(i) - A(i) - pen(i)}{\rho_0(i)E(i,i)} + \\ \sum_{j=1, j \neq i}^{24} \frac{\rho_0(j) - \rho(j) - A(j) - pen(j)}{\rho_0(j)E(i,j)} \end{cases} \quad (15)$$

رابطه (۱۵) مقدار بهینه مشترکین در برنامه های پاسخگویی بار را نشان داده است. در صورتیکه برنامه پاسخگویی بار از نوع زمان محور باشد مقادیر تشویقی و جریمه صفر در نظر گرفته می شوند و در صورتیکه برنامه پاسخگویی بار از نوع تشویق محور اختیاری باشد مقدار جریمه صفر در نظر گرفته می شود.



شکل ۱. روند نمای حل مسئله

اولویت بندی شده است. بدین منظور ابتدا سناریوی برنامه پاسخگویی بار مد نظر انتخاب شده است. سپس مقادیر کشش پذیری خودی و متقابل برای سه حالت بار پیک (peak)، میان باری (off-peak) و کم-

در این بخش با توجه به شکل (۱) تک تک سناریوهای برنامه های پاسخگویی بار تحلیل و در نهایت از دیدگاه بهره بدار مستقل شبکه<sup>۱</sup>

<sup>1</sup> Independent System Operator (ISO)

را نشان داده است. در این رابطه  $W_k$  مقادیر وزنها و  $V_{lk}$  عناصر ماتریس نرمالیزه شده موزون هستند.

$$V_{lk} = W_k \times r_{lk} \quad (17)$$

در گام چهارم مقادیر ایده‌آل ( $V_k^+$ ) و ضد ایده‌آل ( $V_k^-$ ) محاسبه می‌شوند. این مقادیر توسط روابط (۱۸) و (۱۹) محاسبه می‌شوند.

$$V_k^+ = (\max_{l=1, \dots, m} V_{lk} \mid k \in k^+, \min_{l=1, \dots, m} V_{lk} \mid k \in k^-) \quad (18)$$

$$V_k^- = (\min_{l=1, \dots, m} V_{lk} \mid k \in k^+, \max_{l=1, \dots, m} V_{lk} \mid k \in k^-) \quad (19)$$

گام پنجم به محاسبه فاصله هر سناریو از مقادیر ایده‌آل ( $SS_l^+$ ) و ضد ایده‌آل ( $SS_l^-$ ) مطابق روابط (۲۰) و (۲۱) می‌پردازد.

$$SS_l^+ = \sqrt{\sum_{k=1}^n (V_{lk} - V_k^+)^2} \quad l = 1, \dots, m \quad (20)$$

$$SS_l^- = \sqrt{\sum_{k=1}^n (V_{lk} - V_k^-)^2} \quad l = 1, \dots, m \quad (21)$$

گام ششم فاصله متوسط میان هر سناریو و مقدار ضد ایده‌آل را محاسبه می‌کند (رابطه (۲۲)).

$$C_l = \frac{SS_l^-}{SS_l^+ + SS_l^-} \quad l = 1, \dots, m \quad (22)$$

با توجه به مقادیر به دست آمده در رابطه (۲۲)، گام هفتم سناریوها را بر اساس مقادیر  $C_l$  اولویت‌بندی می‌کند. هر سناریو که  $C_l$  بزرگتری داشته باشد در اولویت بالاتری قرار می‌گیرد. این پارامتر ضریب اولویت نام دارد.

### ۲-۳ روش AHP

این روش یکی از روش‌های تصمیم‌گیری چند منظوره است و زمانیکه عمل تصمیم‌گیری با چند سناریو و چند معیار تصمیم‌گیری روبروست استفاده می‌گردد. مراحل انجام این روش برای وزن‌دهی معیارها در ادامه آورده شده است [۲۱]:

گام اول مقایسات زوجی است. بر این اساس معیارهای مسئله به صورت دو به دو نسبت به یکدیگر اولویت‌بندی شده و درجه اهمیت آنها نسبت به هم با یک عدد مشخص می‌شود.

گام دوم تشکیل ماتریس مقایسات زوجی است. تعداد سطرها و ستون‌های این ماتریس به تعداد معیارهای است. میزان اولویت هر معیار نسبت

باری (low load) محاسبه شده‌اند. در ادامه با توجه به مقادیر کشش-پذیری و سناریوی انتخاب شده، مقدار جدید بار مشترکین با استفاده از رابطه (۱۵) به دست آمده است. این رابطه نشان داده است که مقدار جدید بار مشترکین به تغییرات قیمت بازار انرژی، کشش‌پذیری این قیمت و مشوق‌ها و جریمه‌های برنامه‌های پاسخگویی بار وابسته است. پس از این مرحله، نمودار شباهتر روزی بار مشترکین پس از اجرای برنامه پاسخگویی بار انتخاب شده، رسم شده است. در مرحله بعد با توجه به نمودار جدید بار مشترکین، میزان بهبود شاخص‌های فنی مورد نظر محاسبه شده است. در ادامه به منظور ارزیابی کارایی هر یک از سناریوهای برنامه‌های پاسخگویی بار در بهبود شاخص‌های فنی مد نظر ISO، می‌بایست این شاخص‌ها وزن‌دهی شوند. به منظور وزن‌دهی شاخص‌ها از روش<sup>۱</sup> AHP استفاده شده است. بدین منظور ابتدا ارجحیت این شاخص‌ها نسبت به یکدیگر از دیدگاه ISO تعیین شده و سپس وزن‌دهی مربوط به هر یک از آنها در تعیین اولویت برنامه‌های پاسخگویی بار انجام می‌شود. در انتها نیز با استفاده از روش<sup>۲</sup> TOPSIS سناریوهای مختلف برنامه‌های پاسخگویی بار اولویت‌بندی شده و سناریوهای برتر تعیین می‌شوند. روش‌های TOPSIS و AHP در ادامه تشریح شده‌اند.

### ۱-۳ روش TOPSIS

روش TOPSIS با استفاده از  $n$  معیار به ارزیابی  $m$  سناریو می‌پردازد. اساس کار این روش به اینصورت است که می‌بایست در آن هر سناریو مینیمم فاصله را از نقطه ایده‌آل و ماکزیمم فاصله را از نقطه ضد ایده‌آل داشته باشد [۲۰]. به این منظور مطابق زیر عمل می‌شود [۱۷]:

گام اول تشکیل ماتریس تصمیم برای  $n$  معیار و  $m$  سناریو است. این ماتریس دارای  $m$  سطر و  $n$  ستون است.

گام دوم نرمالیزه کردن ماتریس تصمیم با استفاده از رابطه (۱۶) است. در این رابطه  $X_{lk}$  عناصر ماتریس تصمیم و  $r_{lk}$  عناصر ماتریس نرمالیزه شده تصمیم هستند.

$$r_{lk} = \frac{X_{lk}}{\sqrt{\sum_{l=1}^m X_{lk}^2}} \quad (16)$$

گام سوم تشکیل ماتریس نرمال موزون بر اساس وزن معیارهای است. بنابراین می‌بایست پیش از بکارگیری روش TOPSIS با استفاده از روشی نظیر AHP شاخص‌ها وزن‌دهی شده باشند. رابطه (۱۷) این گام

<sup>1</sup> Analytical Hierarchy Process

<sup>2</sup> Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution

درصد از میزان باز خود به منظور مشارکت در برنامه پاسخگویی باز است. منحنی باز شبکه نیز مطابق منحنی باز شبکه ایران در تاریخ ۱۳۸۹/۰۴/۲۲ در شکل (۲) ارائه شده است [۲۲]. پارامترهای دیگری که به منظور ارزیابی کارایی مدل ارائه شده نیاز هستند شامل قیمت واقعی انرژی و قیمت مورد انتظار مشترکین [۲۳] در سه دوره باز پیک ۱۳:۰۰ تا ۱۸:۰۰ - ۲۱:۰۰ تا ۲۴:۰۰، میان باری (۰۹:۰۰ تا ۱۳:۰۰)، کم باری (۲۱:۰۰ تا ۱۸:۰۰) و کم باری (۰۰:۰۰ تا ۰۹:۰۰)، کشش پذیری خودی و متقابل قیمت به تقاضای کل در این سه دوره و همچنین اولویت شاخص های فنی شبکه نسبت به یکدیگر از نگاه ISO [۱۷] که به ترتیب در جداول (۲) تا (۴) آورده شده اند. در جدول (۴) به منظور تعیین میانگین هندسی این شاخص ها و وزن مربوط به آنها در اولویت بندی سناریوها از روش AHP استفاده شده است.

به معیار دیگر عدد درایه سطر و ستون مربوطه را در ماتریس مقایسات زوجی تشکیل می دهد.

گام سوم تعیین وزن هر معیار با میانگین هندسی اعداد سطر مربوطه است. به منظور تعیین وزن هر معیار، میانگین هندسی سطر مربوطه آن معیار بر مجموع میانگین هندسی تمامی معیارها تقسیم می شود. مطالعه عددی در ادامه آورده شده است.

#### ۴- مطالعات عددی

به منظور ارزیابی کارایی مدل ارائه شده، ده سناریو از اجرای برنامه های پاسخگویی باز در نظر گرفته شده و تغییرات ناشی از اجرای آنها بر منحنی باز شبکه تحلیل شده است. این سناریوها شامل برنامه های زمان محور نظیر TOU، برنامه های تشویق محور اختیاری نظیر DLC و تشویق محور اجباری نظیر CAP هستند. این سناریوها در جدول (۱) آورده شده اند. در تمامی این سناریوها مشترک موظف به کاهش ۱۰

جدول ۱. سناریوهای اجرای برنامه های پاسخگویی باز

$\rho_0$ و $\rho$	کشش پذیری قیمت	مبلغ تشویقی (دلار بر مگاوات ساعت)	مبلغ جریمه (دلار بر مگاوات ساعت)	شماره سناریو
همانند جدول (۲)	.	.	.	۱
$\rho = \rho_0$	.	.	۳	۲
همانند جدول (۲)	.	۶	۳	۳
همانند جدول (۲)	۳	۳	۴	۴
همانند جدول (۲)	۴	۲	۵	۵
همانند جدول (۲)	۱,۵	۱,۵	۶	۶
همانند جدول (۲)	۶	۶	۷	۷
همانند جدول (۲)	۲,۵	۵	۸	۸
دو برابر مقادیر جدول (۳)	۶	۶	۹	۹
دو برابر مقادیر جدول (۳)	۴	۸	۱۰	۱۰

جدول ۲. قیمت واقعی بازار و قیمت مورد انتظار مشترکین در سه دوره مختلف باز شبکه

قیمت بازار ( $\rho$ ) (دلار بر مگاوات ساعت)	قیمت مورد انتظار ( $\rho_0$ ) (دلار بر مگاوات ساعت)	بار پیک
۴۲	۴۵	بار پیک
۳۰	۳۰	میان باری
۱۸	۱۸	کم باری

جدول ۳. کشش پذیری خودی و متقابل قیمت به تقاضای کل در سه دوره مختلف باز شبکه

بار پیک	میان باری	کم باری	بار پیک
-۷۵	-۹۰	۲۰	۷۵
-۱۰۰	۲۰	-۹۰	۱۰۰
۲۰	-۱۰۰	-۷۵	۲۰

جدول ۴. اولویت شاخص‌های فنی شبکه از نگاه ISO

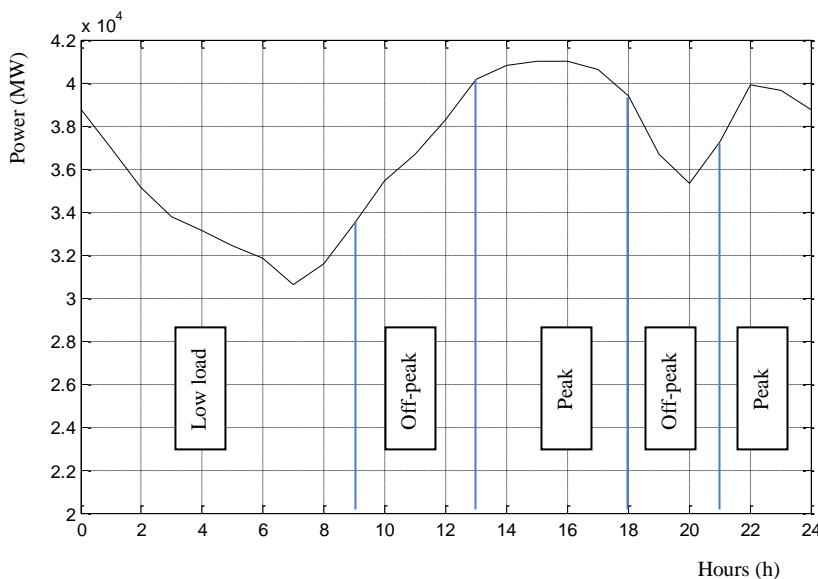
$W_k$	میانگین هندسی	پیک به دره	ضریب بار	کاهش انرژی	کاهش پیک	کاهش پیک
۰,۵۴۰	۲,۰۶	۲	۴	۱۱	۱	کاهش پیک
۰,۰۴۵	۰,۲۶	۱/۶	۱/۳	۱	۱/۱۱	کاهش انرژی
۰,۱۴۰	۰,۷۸	۱/۲	۱	۳	۱/۴	ضریب بار
۰,۲۷۵	۱,۵۶	۱	۲	۶	۱/۲	پیک به دره

سناریوی ۲: در این سناریو میزان تشویقی که معادل با افزایش قیمت بار پیک قادر به کاهش بار پیک شبکه است، در نظر گرفته شده است، بنابراین برنامه‌هایی از پاسخگویی بار قابل قبول هستند که تا ۱۰٪ بار کل شبکه را کاهش دهند. سناریوهای مختلف اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در زیر آورده شده‌اند.

سناریوی ۱: این سناریو از نوع برنامه‌های پاسخگویی بار زمان محور نظیر TOU است. تنها عامل کاهش بار پیک در این سناریو بیشتر بودن قیمت بازار انرژی از قیمت مورد انتظار مشترکین است. میزان بار دوره‌های میان باری و کم باری نیز به دلیل جابجایی بار تا حدودی افزایش می‌یابد. در این سناریو میزان بار دو ساعت پیک شبکه (۱۵:۰۰ و ۱۶:۰۰) به اندازه ۱۱۶۸ مگاوات (۰,۲۸۵٪) کاهش یافت. تغییرات بار شبکه در این سناریو در شکل (۳) ترسیم شده است.

پتانسیل اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار تا ۱۰٪ بار کل در نظر گرفته شده است، بنابراین برنامه‌هایی از پاسخگویی بار قابل قبول هستند که تا ۱۰٪ بار کل شبکه را کاهش دهند. سناریوهای مختلف اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در زیر آورده شده‌اند.

سناریوی ۱: این سناریو از نوع برنامه‌های پاسخگویی بار زمان محور نظیر TOU است. تنها عامل کاهش بار پیک در این سناریو بیشتر بودن قیمت بازار انرژی از قیمت مورد انتظار مشترکین است. میزان بار دوره‌های میان باری و کم باری نیز به دلیل جابجایی بار تا حدودی افزایش می‌یابد. در این سناریو میزان بار دو ساعت پیک شبکه (۱۵:۰۰ و ۱۶:۰۰) به اندازه ۱۱۶۸ مگاوات (۰,۲۸۵٪) کاهش یافت. تغییرات بار شبکه در این سناریو در شکل (۳) ترسیم شده است.



شکل ۲. منحنی بار شبکه ایران در ۱۳۸۹/۰۴/۲۲

سناریوی ۴ و ۵: این دو سناریو از نوع برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق محور اجرای نظیر CAP هستند. هدف از ارائه این دو سناریو ارزیابی تاثیر میزان مبلغ تشویقی و جریمه در تغییرات بار شبکه است. با توجه به اینکه در رابطه (۱۵) میزان مبلغ تشویقی و جریمه به یک اندازه در تغییرات بار شبکه تاثیرگذار هستند، میزان تغییرات ناشی از این دو سناریو نیز مشابه سناریوی ۳ بدست آمده است. شکل (۳) این تغییرات را نشان داده است. قابل ذکر است که از دیدگاه شاخص‌های

سناریوی ۳: در این سناریو میزان مبلغ تشویقی را دو برابر کرده (۶ دلار بر مگاوات ساعت) و اثر آن در کاهش بار پیک سنجیده شده است. از آنجا که تغییرات قیمت بازار انرژی و قیمت مورد انتظار مشترکین نیز در این سناریو مجدداً لحاظ شده، به اندازه ۳ برابر سناریوی ۲ از بار ساعت پیک شبکه کاسته شده است. بنابراین میزان کاهش بار ساعت پیک شبکه ۳۵۱۳ مگاوات معادل ۸,۵۷٪ بدست آمده است.

شاخص‌های فنی شبکه با اجرای سناریوهای مختلف باز در جدول (۵) و تحلیل‌های اقتصادی در جدول (۶) آورده شده است. مطابق با داده‌های جدول (۵) سناریوی ۱ به عنوان سناریوی زمان محور، قابلیت مناسبی در بهبود شاخص‌های فنی شبکه از خود نشان داده است. در این سناریو باز پیک شبکه به اندازه ۱/۳۵٪، انرژی مصرفی شبکه به اندازه ۰/۵۹٪، ضریب باز به اندازه ۷۷٪ و فاصله قله تا دره نیز به اندازه ۷/۵۹٪ بهبود یافته است. بنابراین این سناریو توانسته است که تمامی شاخص‌های فنی شبکه را بهبود دهد. سناریوی دوم نیز که از نوع برنامه‌های پاسخگویی باز تشویق‌محور اختیاری است به دلیل در نظر گرفتن مبلغ تشویقی ۳ دلاربرمگاوات ساعت و در نظر نگرفتن افزایش قیمت انرژی در ساعت‌های پیک، تاثیر مشابهی با سناریوی ۱ در بهبود شاخص‌های فنی شبکه از خود نشان داده است.

در سناریوهای ۳، ۴ و ۵ مجموع مبلغ تشویقی و جریمه نسبت به دو سناریوی قبل افزایش یافته است. در این سناریوها باز بیشتری در ساعت‌های پیک کم شده و به همین دلیل در ساعت‌های میان‌باری باز بیشتری افزایش یافته است. این مسئله سبب بروز پیک دیگری در ساعت‌های میان‌باری شده و به همین دلیل میزان کاهش پیک در این سه سناریو کمتر از دو سناریوی گذشته است. با در نظر گرفتن ساعت ۱۳:۰۰ در پروفیل باز پایه، به عنوان ساعت باز پیک و در نظر گرفتن مبالغ تشویقی و جریمه برای این ساعت، از رخداد پیک جدید در این ساعت جلوگیری می‌شود. اما میزان انرژی مصرفی کل در این سه سناریو نسبت به دو سناریوی گذشته بیشتر کاهش یافته است. شاخص‌های ضریب باز و فاصله قله تا دره نیز که مرتبط با باز پیک شبکه هستند، به دلیل رخداد پیک جدید در این سه سناریو نسبت به دو سناریوی گذشته شرایط نامناسب‌تری دارند، بطوریکه میزان بهبود شاخص ضریب باز در این سه سناریو عدد منفی را نشان داده است. در سناریوی ۶ نیز تمامی شاخص‌ها به جز ضریب باز شبکه، نسبت به حالت پایه بهبود یافته است. سناریوی ۷ همانطور که پیش از این نیز بیان شد، به دلیل غیرقابل اجرا بودن در این جدول آورده نشده است. سناریوی ۸ بیشترین درصد بکارگیری برنامه‌های پاسخگویی باز (۱۰٪) را ارائه داده است. این سناریو بیشترین میزان کاهش باز در ساعت‌های پیک و بیشترین میزان افزایش باز در دیگر ساعت‌ها را سبب شده است. از این‌رو در ساعت ۱۳:۰۰ پیک جدید شبکه نسبت به پیک باز پایه افزایش یافته و میزان کاهش پیک در این سناریو منفی شده است. همانطور که در مورد سناریوهای ۳، ۴ و ۵ نیز بیان شد با در نظر گرفتن ساعت ۱۳:۰۰ در پروفیل باز پایه، به عنوان ساعت باز پیک و در

فنی شبکه مطرح در این مقاله این سه سناریو مشابه هستند و قطعاً تراکنش‌های مالی این سه سناریو میان تولیدکننده، مشترک و بهره‌بردار متفاوت است.

سناریوی ۶: در این سناریو میزان مبلغ تشویقی و جریمه مشابه ۱/۵ دلاربرمگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. با استدلالی مشابه سناریوهای ۴ و ۵، میزان کاهش باز ساعت‌های پیک شبکه در این سناریو مشابه سناریوی ۲ است.

سناریوی ۷: برنامه پاسخگویی باز این سناریو نیز از نوع برنامه‌های پاسخگویی باز تشویق‌محور اختیاری است. میزان مبلغ تشویقی و جریمه در این سناریو (۶ دلاربرمگاوات ساعت) در نظر گرفته شده است که منجر به کاهش باز ساعت‌های پیک شبکه به اندازه ۱۴٪ شده است. از آنجا که ماکریمیم میزان مشارکت برنامه‌های پاسخگویی باز ۱۰٪ فرض شده، این سناریو قابل پیاده‌سازی نبوده و از آن صرف‌نظر خواهد شد. به دلیل غیرقابل اجرا بودن این سناریو، میزان تغییرات باز شبکه در نتیجه اجرای آن در شکل (۳) و جدول (۵) آورده نشده است.

سناریوی ۸: به منظور تعیین میزان مبلغ تشویقی و جریمه بهینه برای دستیابی به کاهش باز حدکشی (۱۰٪)، در این سناریو مجموع میزان تشویقی و جریمه (۷/۵ دلاربرمگاوات ساعت) تعیین شد. از آنجا که نحوه تقسیم این عدد میان مبالغ تشویقی و جریمه تاثیری بر شاخص‌های فنی مد نظر مقاله ندارد، ۵ دلاربرمگاوات ساعت برای مبلغ تشویقی و ۲/۵ دلاربرمگاوات ساعت برای مبلغ جریمه لحاظ شد.

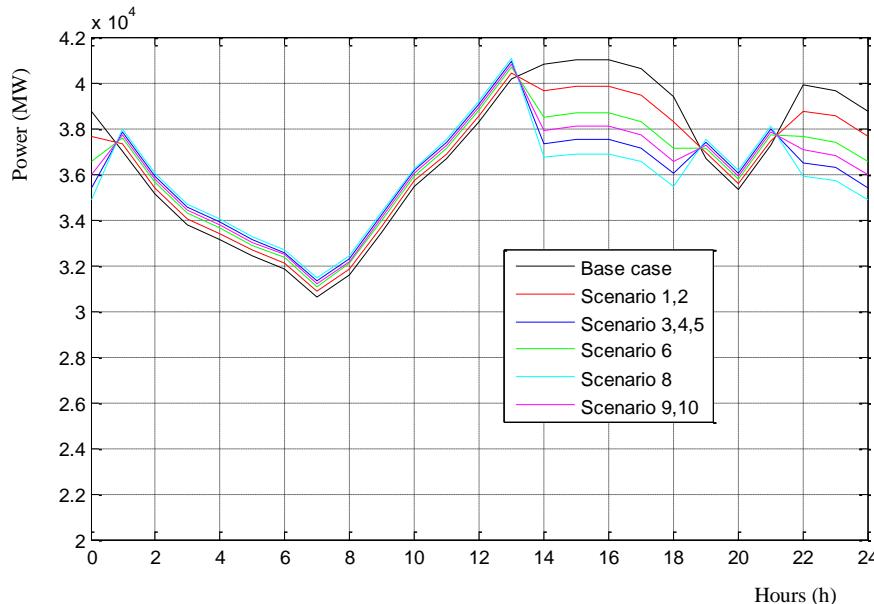
سناریوی ۹ و ۱۰: در این دو سناریو مجموع مبالغ تشویقی و جریمه در برنامه‌های پاسخگویی باز تشویق‌محور اختیاری افزایش یافته و مشابه سناریوی ۷ در نظر گرفته شده است. به منظور قابل‌اجراسازی این برنامه‌ها، میزان کشش‌پذیری خودی و متقابل آنها نیز دو برابر شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داد که در صورت بکارگیری این دو سناریو میزان کاهش باز ساعت‌های پیک شبکه به اندازه مشابه ۲۹٪ کاهش خواهد یافت. شکل (۳) میزان تغییرات باز مگاوات (۷/۱۴٪) کاهش خواهد یافت. شبکه در اثر اجرای ۹ سناریوی مختلف اجرای برنامه‌های پاسخگویی باز را نشان داده است. تغییرات شاخص‌های فنی شبکه نیز در جدول (۵) آورده شده است.

#### ۴-۱- تحلیل نتایج

تاثیر سناریوهای مختلف اجرای برنامه‌های پاسخگویی باز بر پروفیل باز در شکل (۳) آورده شده است. همانطور که در این شکل مشخص است در مقایسه با پروفیل باز شبکه، از میزان باز شبکه در ساعت‌های پیک کاسته و بر باز ساعت‌های میان‌باری و کم باز افزوده شده است. تحلیل

نامناسب است. در دو سناریوی ۹ و ۱۰ نیز میزان شاخص‌های فنی شبکه به جز ضریب بار بهبود یافته است. اولویت بندی سناریوها در بهبود شاخص‌های فنی شبکه در ادامه آورده شده است.

نظر گرفتن مبالغ تشویقی و جریمه برای این ساعت، از رخداد پیک جدید در این ساعت جلوگیری می‌شود. شرایط شاخص‌های ضریب بار و فاصله قله تا دره که با پیک بار مرتبط هستند نیز در این سناریو



شکل ۳. تأثیر سناریوهای مختلف برنامه پاسخگویی بار بر منحنی بار

جدول ۵: مقایسه شاخص‌های فنی شبکه در سناریوهای مختلف

شماره سناریو	بار پیک (مگاوات)	درصد کاهش بار پیک	فاصله پیک تا دره	درصد کاهش فاصله پیک تا دره	ضریب بار	ضریب بار	انرژی انرژی	درصد کاهش انرژی مصرفی (مگاوات- ساعت)	درصد کاهش بار پیک
حالات پایه	۴۱۰۰۱	۰	۱۰۳۷۷	۰	۸۹/۴۳	۰	۸۸۰۰۴۱	۰	۰
۱	۴۰۴۴۶	۱/۳۵	۹۵۸۹	۰/۷۷	۹۰/۱۲	۰/۵۹	۸۷۴۸۰۰	۱/۳۵	۷/۵۹
۲	۴۰۴۴۶	۱/۳۵	۹۵۸۹	۰/۷۷	۹۰/۱۲	۰/۵۹	۸۷۴۸۰۰	۱/۳۵	۷/۵۹
۳	۴۰۹۵۷	۰/۱	۹۶۳۴	-۱/۶۸	۸۷/۹۲	۱/۷۹	۸۶۴۲۸۰	۰/۱	۷/۱۶
۴	۴۰۹۵۷	۰/۱	۹۶۳۴	-۱/۶۸	۸۷/۹۲	۱/۷۹	۸۶۴۲۸۰	۰/۱	۷/۱۶
۵	۴۰۹۵۷	۰/۱	۹۶۳۴	-۱/۶۸	۸۷/۹۲	۱/۷۹	۸۶۴۲۸۰	۰/۱	۷/۱۶
۶	۴۰۷۰۳	۰/۷۲	۹۶۱۴	-۰/۴۷	۸۹/۰۱	۱/۱۹	۸۶۹۵۵۰	۰/۷۲	۷/۳۵
۸	۴۱۰۸۵	-۰/۲	۹۶۴۷	-۲/۲۹	۸۷/۳۸	۲/۰۸	۸۶۱۶۵۰	-۰/۲	۷/۰۳
۹	۴۰۸۲۸	۰/۴۲	۹۶۲۲	-۱/۰۷	۸۸/۴۷	۱/۴۹	۸۶۶۹۰۰	۰/۴۲	۷/۲۷
۱۰	۴۰۸۲۸	۰/۴۲	۹۶۲۲	-۱/۰۷	۸۸/۴۷	۱/۴۹	۸۶۶۹۰۰	۰/۴۲	۷/۲۷

جدول ۶: مقایسه اقتصادی سناریوها

شماره سناریو	صورتحساب مشترک (دلار)	مبالغ تشویقی DR (دلار)	سود مشترک DR (دلار)	درآمد شرکت برق (دلار)
حالات پایه	۲۷,۶۲۹,۹۷۹	۰	۰	۲۷,۶۲۹,۹۷۹
۱	۲۷,۳۰۸,۱۹۱	۳۲۱,۷۸۸	۰	۲۷,۳۰۸,۱۹۱
۲	۲۷,۳۰۸,۱۹۱	۳۴۹,۲۴۳	۰	۲۷,۳۰۸,۱۹۱
۳	۲۶,۴۹۷,۰۴۹	۱,۱۳۴,۵۸۸	۰	۲۶,۴۹۷,۰۴۹
۴	۲۶,۵۳۳,۷۲۲	۱,۰۳۶,۰۲۷	۱۳,۷۷۵	۲۶,۵۳۳,۷۲۲
۵	۲۶,۶۲۵,۰۳۴	۱,۰۰۴,۰۱۴	۱۸,۳۶۷	۲۶,۶۲۵,۰۳۴
۶	۲۶,۹۷۸,۰۹۷	۶۵۱,۰۸۲	۲۰,۶۶۳	۲۶,۹۷۸,۰۹۷
۸	۲۶,۳۴۰,۷۲۴	۱,۰۲۸,۹۰۲	۰	۲۶,۳۴۰,۷۲۴
۹	۲۶,۷۴۱,۰۷۰	۸۸۸,۷۰۹	۵۵,۰۱۰	۲۶,۷۴۱,۰۷۰
۱۰	۲۶,۶۷۷,۰۴۹	۹۵۲,۹۳۰	۳۶,۷۳۵	۲۶,۶۷۷,۰۴۹

این موضوع نیز وابستگی بیشتر سه شاخص دیگر به پیک بار شبکه و رخداد پیک جدید در اثر افزایش بار شبکه در ساعت ۱۳:۰۰ است. همانطور که در جدول (۷) بیان شده سناریوهای ۱ و ۲ در این سه شاخص در اولویت اول، سناریوی ۶ در اولویت دوم، سناریوی ۹ و ۱۰ در اولویت سوم، سناریوی ۳، ۴ و ۵ در اولویت چهارم و سناریوی ۸ در اولویت پنجم هستند. سناریوی ۷ نیز به دلیل غیرقابل اجرا بودن در این اولویت‌بندی آورده نشده است. در مورد شاخص کاهش انرژی نیز سناریوی ۸ اولویت اول، سناریوهای ۳، ۴ و ۵ در اولویت دوم، سناریوهای ۹ و ۱۰ در اولویت سوم، سناریوی ۶ در اولویت چهارم و سناریوهای ۱ و ۲ نیز در اولویت پنجم هستند. شکل‌های (۴) تا (۷) نیز اولویت‌بندی سناریوهای برنامه پاسخگویی بار را در بهبود شاخص‌های فنی شبکه نشان داده‌اند.

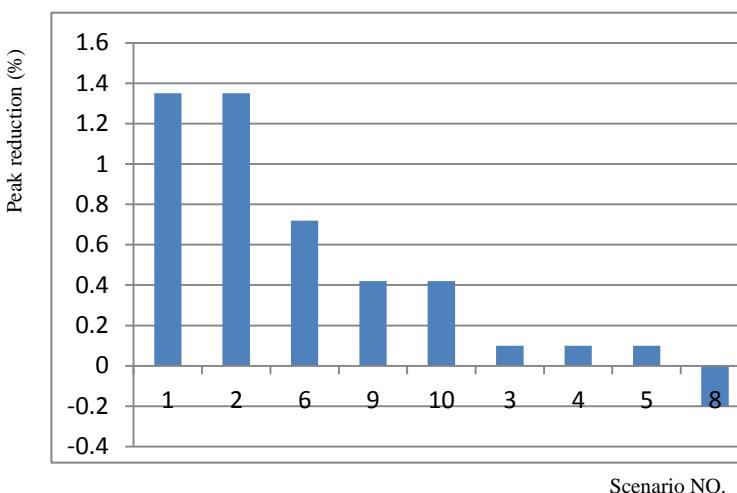
## ۴-۲- انتخاب سناریوی بهینه

اولویت‌بندی سناریوهای انجام برنامه‌های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن سه دوره مختلف برای پروفیل بار شبکه مطابق شکل (۲) در جدول (۷) ارائه شده است. این اولویت‌بندی به شرایط سناریوها و انتخاب ساعت شباهتر روز در دوره‌های مختلف به شدت وابسته است. همانطور که پیش از این نیز بیان شد، اگر ساعت ۱۳:۰۰ به جای ساعت میان باری به عنوان ساعت بار پیک شبکه لحاظ می‌شود، با تاثیر میزان مبالغ تشویقی و جریمه و کشش‌پذیری بار در اثر افزایش قیمت در این ساعت، قطعاً میزان شاخص‌های فنی شبکه مقادیر متفاوتی می‌داشت و اولویت‌بندی سناریوهای مختلف برنامه پاسخگویی بار نیز متفاوت می‌بود.

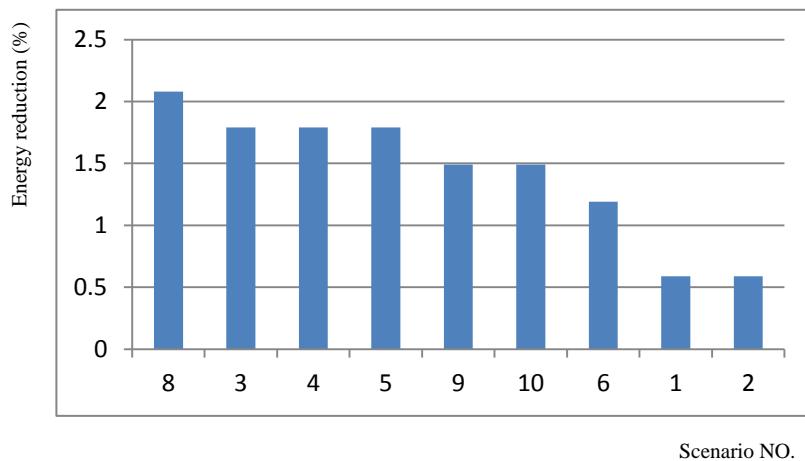
آنگونه که از جدول (۷) مشخص است روند تاثیرگذاری سناریوها در شاخص کاهش انرژی مصرفی متفاوت از سه سناریوی دیگر است. علت

جدول ۷. اولویت‌بندی سناریوهای برنامه پاسخگویی بار در بهبود شاخص‌های فنی شبکه

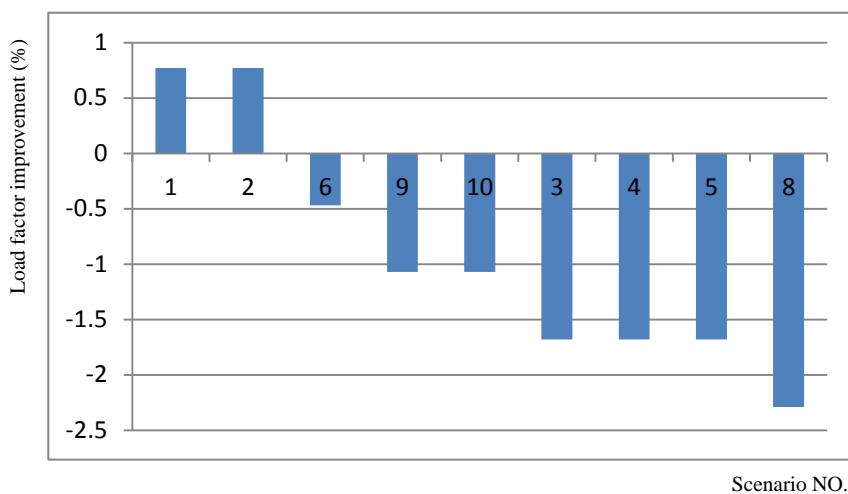
سناریو	شماره	درصد کاهش پیک	اولویت	درصد کاهش انرژی	اولویت	درصد بهبود ضریب بار	اولویت	درصد کاهش فاصله پیک تا دره	اولویت
۱	۱	۰,۵۹	۱	۰,۷۷	۵	۰,۵۹	۱	۱,۳۵	۱
۱	۲	۰,۵۹	۱	۰,۷۷	۵	۰,۵۹	۱	۱,۳۵	۲
۴	۳	۰,۱۶	۴	-۱,۶۸	۲	۱,۷۹	۴	۰,۱	۳
۴	۴	۰,۱۶	۴	-۱,۶۸	۲	۱,۷۹	۴	۰,۱	۴
۴	۵	۰,۱۶	۴	-۱,۶۸	۲	۱,۷۹	۴	۰,۱	۵
۲	۶	۰,۳۵	۲	-۰,۴۷	۴	۱,۱۹	۲	۰,۷۲	۶
۵	۸	۰,۰۳	۵	-۲,۳۹	۱	۲,۰۸	۵	-۰,۲	۸
۳	۹	۰,۲۷	۳	-۱,۰۷	۳	۱,۴۹	۳	۰,۴۲	۹
۳	۱۰	۰,۲۷	۳	-۱,۰۷	۳	۱,۴۹	۳	۰,۴۲	۱۰



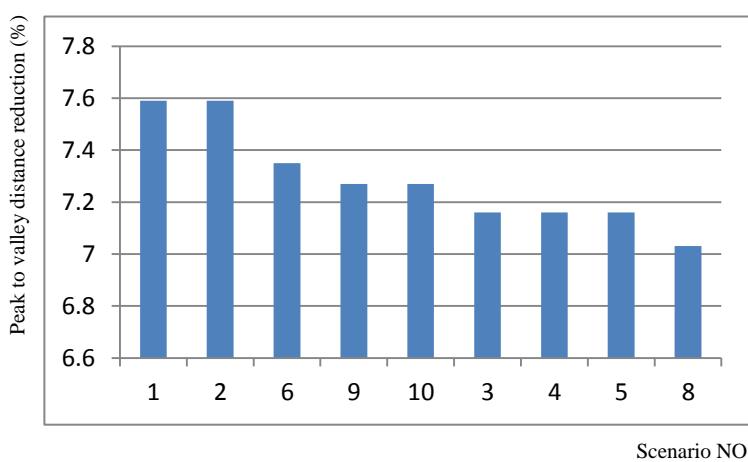
شکل ۴. اولویت سناریوها در کاهش پیک بار



شکل ۵. اولویت سناریوها در کاهش انرژی



شکل ۶. اولویت سناریوها در بهبود ضریب بار



شکل ۷. اولویت سناریوها در کاهش فاصله پیک تا دره

حال به منظور تعیین اولویت اجرای سناریوهای برنامه‌های پاسخگویی بار در بهبود مجموعه شاخص‌های فنی شبکه، ابتدا این شاخص‌ها با

استفاده از روش AHP در جدول (۴) وزن دهی شده و سپس نتایج این اولویت بندی از نگاه ISO، با استفاده از روش TOPSIS در جدول (۸)

جدول ۸: اولویت بندی سناریوهای برنامه پاسخگویی بار در بهبود شاخص های فنی شبکه

اولویت	$C_l$	$SS_l^-$	$SS_l^+$	شماره سناریوها
۱	۰,۹۶۴۷	۰,۴۰۳۹	۰,۰۱۴۸	۱
۱	۰,۹۶۴۷	۰,۴۰۳۹	۰,۰۱۴۸	۲
۴	۰,۱۹۵۶	۰,۰۷۹۲	۰,۳۲۵۷	۳
۴	۰,۱۹۵۶	۰,۰۷۹۲	۰,۳۲۵۷	۴
۴	۰,۱۹۵۶	۰,۰۷۹۲	۰,۳۲۵۷	۵
۲	۰,۵۹۳۳	۰,۲۳۹۸	۰,۱۶۴۴	۶
۵	۰,۰۳۵۳	۰,۰۱۴۸	۰,۴۰۳۹	۸
۳	۰,۴۰۰۰	۰,۱۶۱۷	۰,۲۴۲۵	۹
۳	۰,۴۰۰۰	۰,۱۶۱۷	۰,۲۴۲۵	۱۰

[4] Marwan M, Ledwich G, Ghosh A. Demand-side response model to avoid spike of electricity price. Journal of Process Control; 2014;24: 782-789.

[5] IEA. Strategic plan for the IEA-demand side management program 2004-2009. <<http://www.iea.org>>.

[6] U. S. Department of Energy. Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them. Section 1252 of the report. Energy policy act of 2005; 2006.

[7] Parsa Moghaddam M, Abdollahi A, Rashidinejad M. Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets. Applied Energy; 2011;88: 3257-3269.

[8] Ying L, Boong Loong N, Trayer M, Lingjia L. Automated residential demand response: Algorithmic implications of pricing models. IEEE Transactions on Smart Grid; 2012;3: 1712-1721.

[9] Na L, Lijun C, Dahleh M.A. Demand response using linear supply function bidding. IEEE Transactions on Smart Grid; 2015;6: 1827-1838.

[10] Safamehr H, Rahimi Kian A. A cost-efficient and reliable energy management of a micro-grid using intelligent demand response program. Energy; 2015;91: 283-293.

[11] Aghajani G.R, Shayanfar H.A, Shayegani H. Presenting a multi-objective generation scheduling model for pricing demand response rate in micro-grid energy management. Energy Conversion and Management; 2015;106: 308-321.

[12] Scheppe F.C, Caramanis M.C, Tabors R.D, Bohn R.E. Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers; 1989, Appendix E.

[13] Aalami H.A, Yousefi G.R, Parsa Moghaddam M. Demand response model considering EDRP and TOU programs. IEEE, PES, T&D Conference; 2008.

[14] Yu N, Yu J. Optimal TOU decision considering demand response model. IEEE, International Conference on Power System Technology; 2006; 1-5.

[15] Yousefi A, Aalami H.A, Shayesteh E, Parsa Moghaddam M. Enhancement of spinning reserve capacity by means of optimal utilization of EDRP program. Proceeding of the Fourth IASTED International Conference, Power and Energy Systems; 2008.

## ۵-نتیجه گیری

در این مقاله مدل جدیدی از برنامه های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش پذیری کارا ارائه شد. مزیت این مدل نسبت به مدل های پیشین در مفهوم کشش پذیری بکار گرفته شده در مدل بود. مفهوم کشش پذیری کارا به دلیل یکسان بودن برای تمامی مشترکین حوزه برگزاری بازار انرژی، در مدل سازی برنامه های پاسخگویی بار بسیار موثرتر از کشش پذیری مرسوم در مدل های پیشین برنامه های پاسخگویی بار است. علت کارایی بالاتر این مفهوم نیز عدم نیاز به پایگاه داده بسیار وسیع و تخمین کم دقت برای تک تک مشترکین است.

در نهایت، با استفاده از مدل ارائه شده در این مقاله به ارزیابی تاثیر سناریوهای مختلف برنامه های پاسخگویی بار در بهبود شاخص های فنی شبکه پرداخته و اولویت اجرای این سناریوها در بهبود شاخص های مد نظر به صورت جداگانه تعیین شد. همچنین در ادامه شاخص های مد نظر با استفاده از روش AHP وزن دهی و با استفاده از روش TOPSIS اولویت سناریوها در بهبود مجموعه این شاخص ها تعیین شد.

## مراجع

- Pillay A, Prabhakar Karthikeyan S, Kothari D. Congestion management in power systems – A review. Electrical Power and Energy Systems; 2015;70: 83-90.
- Prabhakar Karthikeyan S, Jacob Ragled I, Kothari D. A review on market power in deregulated electricity market. Electrical Power and Energy Systems; 2013;48: 139-147.
- Smith V, Kiesling L. A market-based model for ISO-sponsored demand response programs. In: A white paper prepared for the multi-client study; 2005.

- [20] Cirio D, Demartini G, Massucco S, Monni A, Scaler P, Silvestvo F, Vimercati G. Load control for improving system security and economics. IEEE, Power Tech Conference; 2003;4: 1-8.
- [21] Saaty T. The analytic hierarchy processes. New York: McGraw Hill; 1980.
- [22] Iran Power Industry Statistics, <<http://amar.tavanir.org.ir/latin>>.
- [23] Aalami H.A. Demand response modeling based on demand price elasticity coefficients (In Persian). Ph.D. dissertation, Department of Electrical and Computer Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran; 2010.
- [16] Aalami H.A, Parsa Moghaddam M, Yousefi G.R. Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs. Applied Energy; 2010;87: 243-250.
- [17] Aalami H.A, Parsa Moghaddam M, Yousefi G.R. Modeling and prioritizing demand response programs in power markets. Electric Power Systems Research; 2010;80: 426-435.
- [18] Mohajeryami S, Schwarz P, Teimourzadeh Baboli P. Including the behavioral aspects of customers in demand response model: Real time pricing versus peak time rebate. North American Power Symposium (NAPS); 2015.
- [19] Aalami H.A, Parsa Moghaddam M, Yousefi G.R. Evaluation of nonlinear models for time-based rates demand response programs; 2015;65: 282-290.