مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا

حسن جلیلی[۱]، محمد کاظم شیخ الاسلامی[۲]، محسن پارسامقدم[۳]
دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس
h.jalili@modares.ac.ir[1], aleslam@modares.ac.ir[2], parsa@modares.ac.ir[3]

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 تعویق‌افتادن سرمایه‌گذاری در توسعه تولید و کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی را به دنبال دارند. 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 عناوین مدل‌های استاتیکی و دینامیکی دسته‌بندی شده‌اند. در مدل‌های دینامیکی، از مفهوم کشش‌پذیری بار به قیمت برق استفاده شده که ناکارامد است. همانطور که می‌دانیم این کشش‌پذیری به تعداد مشترکین، متفاوت است؛ این مسئله سبب می‌شود که به دلیل کمبود داده، تخمین این کشش‌پذیری دشوار و با کم‌دقتی 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 کشش‌پذیری ارائه شده که کارایی و دقت مدل را افزایش داده است. در این مدل از کشش‌پذیری 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 کم‌دقتی، در مدل ارائه شده مطرح نیست. نتایج عددی کارایی مدل ارائه شده را نشان داده است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌های پاسخگویی بار، مفهوم کشش‌پذیری کارا، مدل اقتصادی بار

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۱۲/۱۵
تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۰۶/۰۳

نام نویسنده مسئول: دکتر محمدکاظم شیخ‌الاسلامی

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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

۱- مقدمه

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 نارسایی‌ها 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 راه‌حل‌هایی اندیشیده شد. ابتدا اجماع بر توسعه زیرساخت‌های تولید و انتقال و افزایش ظرفیت‌ها به منظور عدم رویارویی با شرایط فوق بود، روشی 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 می-نمود. این راه‌حل 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[1]، 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[2] تشویق‌محور شامل برنامه‌های کنترل مستقیم بار[3]، سرویس قطع و وقفه[4]، پیشنهاد مصرف/بازخرید[5]، پاسخگویی بار اضطراری[6]، بازار ظرفیت[7] و بازار خدمات جانبی[8] و برنامه‌های پاسخگویی بار زمان محور شامل برنامه‌های زمان استفاده[9]، قیمت‌دهی آنی[10] و قیمت‌گذاری پیک بحرانی[11] 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 مدل-های 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 عمدتا 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 میکروگریدها 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 نظیر بارهای 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 TOU و EDRP پرداخته شده است. مدل‌های برنامه‌های I/C و CAP نیز در مراجع [۱۶-۱۷] آورده شده است. در این مراجع مبالغ تشویقی

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)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

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 حالی‌که 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 کم‌دقتی 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 مقاله در ادامه آورده شده است. در بخش ۲ مدل‌سازی برنامه‌های 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 می‌شد [۱۲-۱۹]. رابطه (۱) کشش‌پذیری بار در دوره i نسبت به قیمت در همان دوره را نشان داده است (کشش‌پذیری خودی).

$$E(i,i)=\frac{\rho_0(i)}{d_0(i)}\frac{\partial d(i)}{\partial \rho(i)} \quad (۱)$$

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

$$E(i,j)=\frac{\rho_0(j)}{d_0(i)}\frac{\partial d(i)}{\partial \rho(j)} \quad (۲)$$

در روابط (۱) و (۲) d میزان تقاضا و ρ 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 عمدتا 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 کم‌دقتی 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.

$$E^e(i,i)=\frac{d_0(i)}{\rho_0(i)}\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \quad (۳)$$

$$E^e(i,j)=\frac{d_0(i)}{\rho_0(j)}\frac{\partial \rho(j)}{\partial d(i)} \quad (۴)$$

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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

خودی و متقابل کارا پرداخته شده است. در مدل برنامه‌های پاسخگویی بار زمان‌محور نظیر TOU پارامتر تاثیرگذار بر رفتار مشترک، کشش-پذیری 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 اجباری نظیر CAP نیز پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار مشترک، کشش‌پذیری، مبلغ تشویقی و مبلغ جریمه هستند. بنابراین این سه پارامتر تاثیرگذار بر رفتار مشترک می‌بایست در مدل‌سازی لحاظ شود. مدل‌سازی تک-پریودی برنامه‌های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن پارامترهای تاثیرگذار بر رفتار مشترک در ادامه ارائه شده است.

۲-۱- مدل‌سازی 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.

$$\Delta d(i) = d(i) - d_0(i) \qquad (۵)$$

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 می-شود. 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.

$$S(i) = B(d(i)) - d(i).\rho(i) \qquad (۶)$$

$$\frac{\partial S(i)}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - \rho(i) - d(i).\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} = 0 \rightarrow \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \rho(i) + d(i).\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \qquad (۷)$$

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

$$\frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)} = \rho_0(i) + d_0(i).\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \qquad (۸)$$

از سوی دیگر بسط تیلور تابع درآمد برابر است با:

$$B(d(i)) = B(d_0(i)) + \frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)}(d(i) - d_0(i)) \qquad (۹)$$

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

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d_0(i))}{\partial d(i)} \rightarrow \rho(i) + d(i).\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} = \rho_0(i) + d_0(i).\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \rightarrow \rho_0(i) - \rho(i) = \left[d(i) - d_0(i)\right]\frac{\partial \rho(i)}{\partial d(i)} \rightarrow d(i) = d_0(i)\left(1 + \frac{\rho_0(i) - \rho(i)}{\rho_0(i)E(i,i)}\right) \qquad (۱۰)$$

در صورتیکه مشترک در برنامه‌های تشویق‌محور اختیاری نظیر DLC مشارکت کند، بازای هر کیلووات‌ساعت 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]:

$$P(\Delta d(i)) = A(i).\left[d_0(i) - d(i)\right] \qquad (۱۱)$$

مشترک با مشارکت در برنامه‌های تشویق‌محور اجباری 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].

$$PEN(\Delta d(i)) = pen(i).\left\{IC(i) - \left[d_0(i) - d(i)\right]\right\} \qquad (۱۲)$$

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.

$$d(i) = d_0(i)\left(1 + \frac{\rho_0(i) - \rho(i) - A(i) - pen(i)}{\rho_0(i)E(i,i)}\right) \qquad (۱۳)$$

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

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

با بسط رابطه (۱۳) در ساعات شبانه‌روز مدل چندپریودی برنامه‌های پاسخگویی بار نیز حاصل خواهد شد. در رابطه (۱۴) این مدل ارائه شده است.

$$d(i) = d_0(i).\left\{1 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} \frac{\rho_0(j) - \rho(j) - A(j) - pen(j)}{\rho_0(j)E(i,j)}\right\} \qquad (۱۴)$$

۲-۳- 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.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

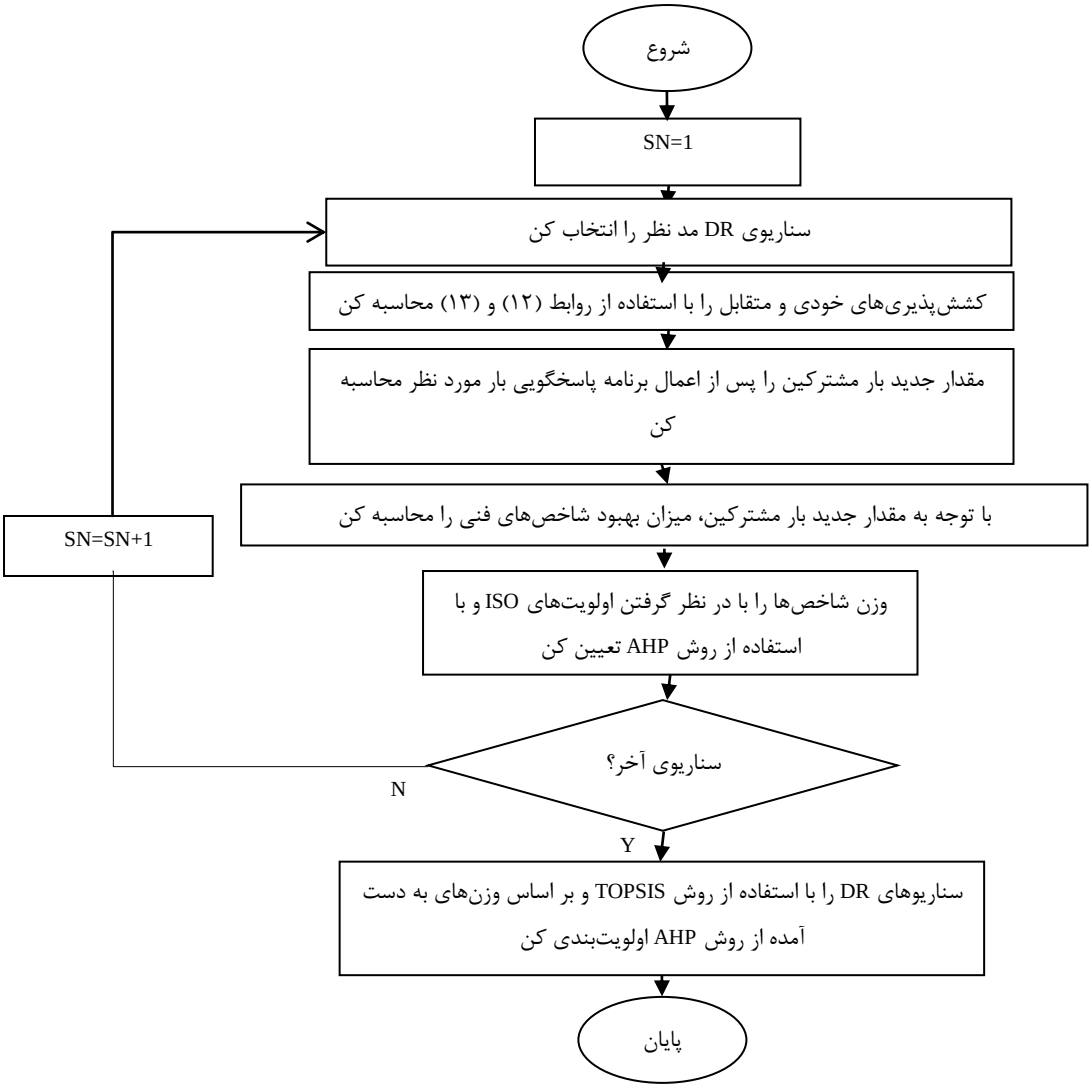
[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

$$d(i) = d_0(i).\left\{1+\frac{\rho_0(i)-\rho(i)-A(i)-pen(i)}{\rho_0(i)E(i,i)}+\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{24}\frac{\rho_0(j)-\rho(j)-A(j)-pen(j)}{\rho_0(j)E(i,j)}\right\} \quad (۱۵)$$

رابطه (۱۵) مقدار بهینه مشارکت مشترکین در برنامه‌های پاسخگویی بار را نشان داده است. در صورتیکه برنامه پاسخگویی بار از نوع زمان محور باشد مقادیر تشویقی و جریمه صفر در نظر گرفته می‌شوند و در صورتیکه برنامه پاسخگویی بار از نوع تشویق‌محور اختیاری باشد مقدار جریمه صفر در نظر گرفته می‌شود.

۳- روش حل مسئله

به منظور ارزیابی مدل، چند سناریو از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در نظر گرفته شده است. به منظور مقایسه این سناریوها نیز چند شاخص فنی لحاظ شده است. این شاخص‌ها 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.



شکل ۱. روندنمای حل مسئله

در این بخش با توجه به شکل (۱) تک‌تک سناریوهای برنامه‌های پاسخگویی بار تحلیل و در نهایت از دیدگاه بهره‌بردار مستقل شبکه[1] اولویت‌بندی شده است. بدین منظور ابتدا سناریوی برنامه پاسخگویی بار مد نظر انتخاب شده است. سپس مقادیر کشش‌پذیری خودی و متقابل برای سه حالت بار پیک (peak)، میان‌باری (off-peak) و کم-

1 Independent System Operator (ISO)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

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 شبانه‌روزی بار مشترکین پس از اجرای برنامه پاسخگویی بار انتخاب‌شده، 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 AHP[1] 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 TOPSIS[2] سناریوهای مختلف برنامه‌های پاسخگویی بار اولویت‌بندی شده و سناریوهای برتر تعیین می‌شوند. روش‌های TOPSIS و AHP در ادامه تشریح شده‌اند.

۳-۱- 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 ایده-آل 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 نرمالیزه‌شده تصمیم هستند.

$$r_{lk} = \frac{X_{lk}}{\sqrt{\sum_{l=1}^{m} X_{lk}^2}} \qquad (۱۶)$$

گام سوم تشکیل ماتریس نرمال موزون بر اساس وزن معیارهاست. بنابراین می‌بایست پیش از بکارگیری روش TOPSIS با استفاده از روشی نظیر AHP شاخص‌ها وزن‌دهی شده باشند. رابطه (۱۷) این گام را نشان داده است. در این رابطه W_k مقادیر وزنها و V_{lk} عناصر ماتریس نرمالیزه‌شده موزون هستند.

$$V_{lk} = W_k \times r_{lk} \qquad (۱۷)$$

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

$$V_k^+ = (\max\ V_{lk} \ \left| k \in k^+ \right|, \min\ V_{lk} \ \left| k \in k^- \right|) \qquad (۱۸)$$
$$l = 1,...,m$$

$$V_k^- = (\min\ V_{lk} \ \left| k \in k^+ \right|, \max\ V_{lk} \ \left| k \in k^- \right|) \qquad (۱۹)$$
$$l = 1,...,m$$

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

$$SS_l^+ = \sqrt{\sum_{k=1}^{n} (V_{lk} - V_k^+)^2} \quad l = 1,...,m \qquad (۲۰)$$

$$SS_l^- = \sqrt{\sum_{k=1}^{n} (V_{lk} - V_k^-)^2} \quad l = 1,...,m \qquad (۲۱)$$

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

$$C_l = \frac{SS_l^-}{SS_l^+ + SS_l^-} \qquad l = 1,...,m \qquad (۲۲)$$

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.

۳-۲- 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 ستون-های این ماتریس به تعداد معیارهاست. میزان اولویت هر معیار نسبت

1 Analytical Hierarchy Process
2 Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

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

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

۴- مطالعات عددی

به منظور ارزیابی کارایی مدل ارائه‌شده، ده سناریو از اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار در نظر گرفته شده و تغییرات ناشی از اجرای آنها بر منحنی بار شبکه تحلیل شده است. این سناریوها شامل برنامه‌های زمان محور نظیر TOU، برنامه‌های تشویق‌محور اختیاری نظیر DLC و تشویق‌محور اجباری نظیر CAP هستند. این سناریوها در جدول (۱) آورده شده‌اند. در تمامی این سناریوها مشترک موظف به کاهش ۱۰ درصد از میزان بار خود به منظور مشارکت در برنامه پاسخگویی بار است. منحنی بار شبکه نیز مطابق منحنی بار شبکه ایران در تاریخ ۱۳۸۹/۰۴/۲۲ در شکل (۲) ارائه شده است [۲۲]. پارامترهای دیگری که به منظور ارزیابی کارایی مدل ارائه‌شده نیاز هستند شامل قیمت واقعی انرژی و قیمت مورد انتظار مشترکین [۲۳] در سه دوره بار پیک (۱۳:۰۰ تا ۱۸:۰۰- ۲۱:۰۰ تا ۲۴:۰۰)، میان باری (۰۹:۰۰ تا ۱۳:۰۰- ۱۸:۰۰ تا ۲۱:۰۰) و کم باری (۰۰:۰۰ تا ۰۹:۰۰)، کشش‌پذیری خودی و متقابل قیمت به تقاضای کل در این سه دوره و همچنین اولویت شاخص‌های فنی شبکه نسبت به یکدیگر از نگاه ISO [۱۷] که به ترتیب در جداول (۲) تا (۴) آورده شده‌اند. در جدول (۴) به منظور تعیین میانگین هندسی این شاخص‌ها و وزن مربوط به آنها در اولویت-بندی سناریوها از روش AHP استفاده شده است.

جدول ۱. سناریوهای اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار

شماره سناریو	مبلغ تشویقی (دلار بر مگاوات‌ساعت)	مبلغ جریمه (دلار بر مگاوات‌ساعت)	کشش‌پذیری قیمت	ρ و ρ_0
۱	۰	۰	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۲	۳	۰	همانند جدول (۳)	$\rho = \rho_0$
۳	۶	۰	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۴	۳	۳	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۵	۲	۴	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۶	۱٫۵	۱٫۵	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۷	۶	۶	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۸	۵	۲٫۵	همانند جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۹	۶	۶	دو برابر مقادیر جدول (۳)	همانند جدول (۲)
۱۰	۸	۴	دو برابر مقادیر جدول (۳)	همانند جدول (۲)

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

	قیمت بازار (ρ) (دلار بر مگاوات‌ساعت)	قیمت مورد انتظار (ρ_0) (دلار بر مگاوات‌ساعت)
بار پیک	۴۵	۴۲
میان باری	۳۰	۳۰
کم باری	۱۸	۱۸

جدول ۳. کشش‌پذیری خودی و متقابل قیمت به تقاضای کل در سه دوره مختلف بار شبکه

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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

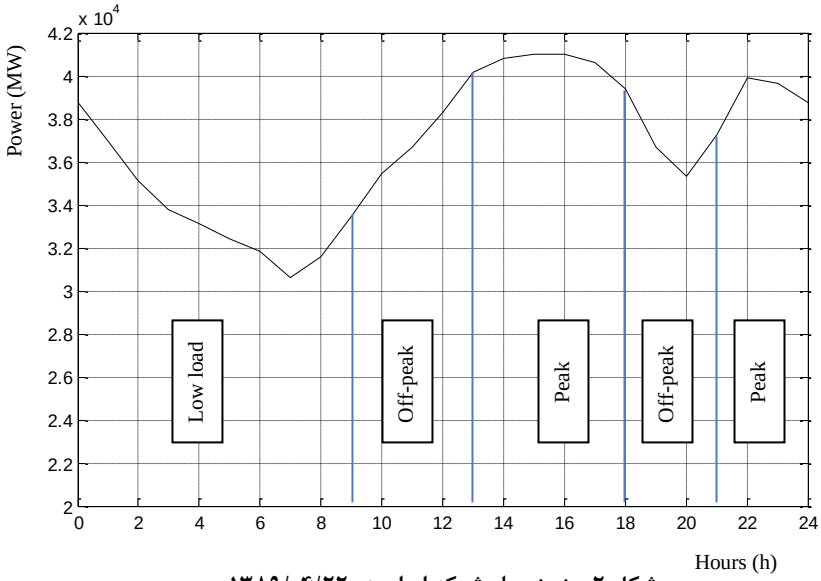
جدول ۴. اولویت شاخص‌های فنی شبکه از نگاه ISO

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

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 دوره-های 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 (۲٫۸۵٪) کاهش یافت. تغییرات بار شبکه در این سناریو در شکل (۳) ترسیم شده است.

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. با توجه به رابطه (۱۵)، از آنجا که مجموع میزان تشویقی و جریمه، معادل با اختلاف قیمت بازار انرژی از قیمت مورد انتظار مشترکین قادر به تغییر بار شبکه است، میزان تشویقی برابر با اختلاف این دو قیمت در نظر گرفته شده است. بنابراین در این سناریو نیز به اندازه سناریوی ۱ میزان بار دو ساعت پیک شبکه کاهش یافت. تغییرات بار شبکه در این سناریو نیز در شکل (۳) آورده شده است. این سناریو از برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اختیاری نظیر DLC است.



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

سناریوی ۳: در این سناریو میزان مبلغ تشویقی را دو برابر کرده (۶ دلاربرمگاوات‌ساعت) 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 مجددا لحاظ شده، به اندازه ۳ برابر سناریوی ۲ از بار ساعات پیک شبکه کاسته شده است. بنابراین میزان کاهش بار ساعات پیک شبکه ۳۵۱۳ مگاوات معادل ۸٫۵۷٪ بدست آمده است.

سناریوی ۴ و ۵: این دو سناریو از نوع برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اجباری 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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

فنی شبکه مطرح در این مقاله این سه سناریو مشابه هستند و قطعا تراکنش‌های مالی این سه سناریو میان تولیدکننده، مشترک و بهره-بردار متفاوت است.

سناریوی ۶: در این سناریو میزان مبلغ تشویقی و جریمه مشابه (۱٫۵ دلاربرمگاوات‌ساعت) در نظر گرفته شده است. با استدلالی مشابه سناریوهای ۴ و ۵، میزان کاهش بار ساعات پیک شبکه در این سناریو مشابه سناریوی ۲ است.

سناریوی ۷: برنامه پاسخگویی بار این سناریو نیز از نوع برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اجباری است. میزان مبلغ تشویقی و جریمه در این سناریو (۶ دلاربرمگاوات‌ساعت) در نظر گرفته شده است که منجر به کاهش بار ساعات پیک شبکه به اندازه ۱۴٫۲۸٪ شده است. از آنجا که ماکزیمم میزان مشارکت برنامه‌های پاسخگویی بار ۱۰٪ فرض شده، این سناریو قابل پیاده‌سازی نبوده و از آن صرفنظر خواهد شد. به دلیل غیرقابل اجرا بودن این سناریو، میزان تغییرات بار 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 بار حداکثری (۱۰٪)، در این سناریو مجموع میزان تشویقی و جریمه (۷٫۵ دلاربرمگاوات‌ساعت) تعیین شد. از آنجا که نحوه تقسیم این عدد میان مبالغ تشویقی و جریمه تاثیری بر شاخص-های فنی مد نظر مقاله ندارد، ۵ دلاربرمگاوات‌ساعت برای مبلغ تشویقی و ۲٫۵ دلاربرمگاوات‌ساعت برای مبلغ جریمه لحاظ شد.

سناریوی ۹ و ۱۰: در این دو سناریو مجموع مبالغ تشویقی و جریمه در برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور اجباری 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 بار ساعات پیک شبکه به اندازه مشابه ۲۹۲۷ مگاوات (۷٫۱۴٪) کاهش خواهد یافت. شکل (۳) میزان تغییرات بار شبکه در اثر اجرای ۹ سناریوی مختلف اجرای برنامه‌های پاسخگویی بار 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 بار بر پروفیل بار در شکل (۳) آورده شده است. همانطور که در این شکل مشخص است در مقایسه با پروفیل بار پایه شبکه، از میزان بار شبکه در ساعات پیک کاسته و بر بار ساعات میان باری و کم باری افزوده شده است. تحلیل شاخص‌های فنی شبکه با اجرای سناریوهای مختلف بار در جدول (۵) و تحلیل‌های اقتصادی در جدول (۶) آورده شده است. مطابق با داده-های جدول (۵) سناریوی ۱ به عنوان سناریوی زمان محور، قابلیت مناسبی در بهبود شاخص‌های فنی شبکه از خود نشان داده است. در این سناریو بار پیک شبکه به اندازه ۱٫۳۵٪، انرژی مصرفی شبکه به اندازه ۰٫۵۹٪، ضریب بار به اندازه ۰٫۷۷٪ 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 بار تشویق‌محور اختیاری است به دلیل در نظر گرفتن مبلغ تشویقی ۳ دلاربرمگاوات‌ساعت و در نظر نگرفتن افزایش قیمت انرژی در ساعات 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 بار بیشتری در ساعات پیک کم شده و به همین دلیل در ساعات میان‌باری بار بیشتری افزایش یافته است. این مسئله سبب بروز پیک دیگری در ساعات میان باری 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 بار پایه، به عنوان ساعت بار پیک و در نظر گرفتن مبالغ تشویقی و جریمه برای این ساعت، از رخداد پیک جدید در این ساعت جلوگیری می‌شد. اما میزان انرژی مصرفی کل در این سه سناریو نسبت به دو سناریوی گذشته بیشتر کاهش یافته است. شاخص‌های ضریب بار و فاصله قله تا دره نیز که مرتبط با بار 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 بار در این سه سناریو عدد منفی را نشان داده است.

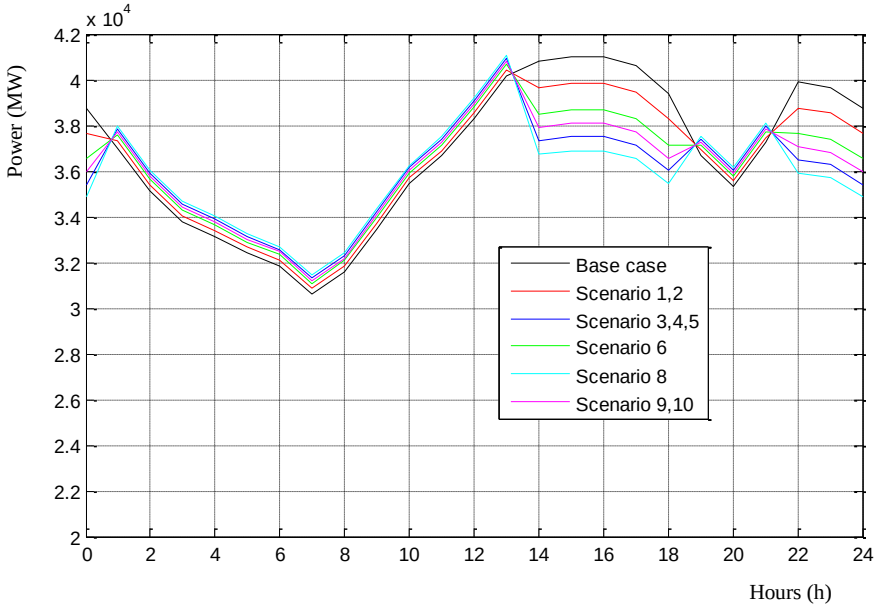
در سناریوی ۶ نیز تمامی شاخص‌ها به جز ضریب بار شبکه، نسبت به حالت پایه بهبود یافته است. سناریوی ۷ همانطور که پیش از این نیز بیان شد، به دلیل غیرقابل اجرا بودن در این جدول آورده نشده است.

سناریوی ۸ بیشترین درصد بکارگیری برنامه‌های پاسخگویی بار (۱۰٪) را ارائه داده است. این سناریو بیشترین میزان کاهش بار در ساعات پیک و بیشترین میزان افزایش بار در دیگر ساعات را سبب شده است. از اینرو در ساعت ۱۳:۰۰ پیک جدید شبکه نسبت به پیک بار 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 بار پایه، به عنوان ساعت بار پیک و در

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

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



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

جدول ۵: مقایسه شاخص‌های فنی شبکه در سناریوهای مختلف

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

جدول ۶: مقایسه اقتصادی سناریوها

شماره سناریو	صورتحساب مشترک (دلار)	مبالغ تشویقی DR (دلار)	مبالغ جریمه DR (دلار)	سود مشترک (دلار)	درآمد شرکت برق (دلار)
حالت پایه	۲۷.۶۲۹.۹۷۹	۰	۰	۰	۲۷.۶۲۹.۹۷۹
۱	۲۷.۳۰۸.۱۹۱	۰	۰	۳۲۱.۷۸۸	۲۷.۳۰۸.۱۹۱
۲	۲۷.۳۰۸.۱۹۱	۲۷.۴۵۵	۰	۳۴۹.۲۴۳	۲۷.۲۸۰.۷۳۶
۳	۲۶.۶۶۲.۵۰۴	۱۶۵.۱۱۳	۰	۱.۱۳۲.۵۸۸	۲۶.۴۹۷.۳۹۱
۴	۲۶.۶۶۲.۵۰۴	۸۲.۵۵۷	۱۳.۷۷۵	۱.۰۳۶.۲۵۷	۲۶.۵۹۳.۷۲۲
۵	۲۶.۶۶۲.۵۰۴	۵۵.۰۳۷	۱۸.۳۶۷	۱.۰۰۴.۱۴۵	۲۶.۶۲۵.۸۳۴
۶	۲۶.۹۸۵.۷۳۷	۲۷.۵۰۳	۲۰.۶۶۳	۶۵۱.۰۸۲	۲۶.۹۷۸.۸۹۷
۸	۲۶.۵۰۱.۲۷۷	۱۶۰.۵۵۳	۰	۱.۲۸۹.۲۵۵	۲۶.۳۴۰.۷۲۴
۹	۲۶.۸۲۳.۷۳۰	۱۳۷.۵۶۲	۵۵.۱۰۲	۸۸۸.۷۰۹	۲۶.۷۴۱.۲۷۰
۱۰	۲۶.۸۲۳.۷۳۰	۱۸۳.۴۱۶	۳۶.۷۳۵	۹۵۲.۹۳۰	۲۶.۶۷۷.۰۴۹

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

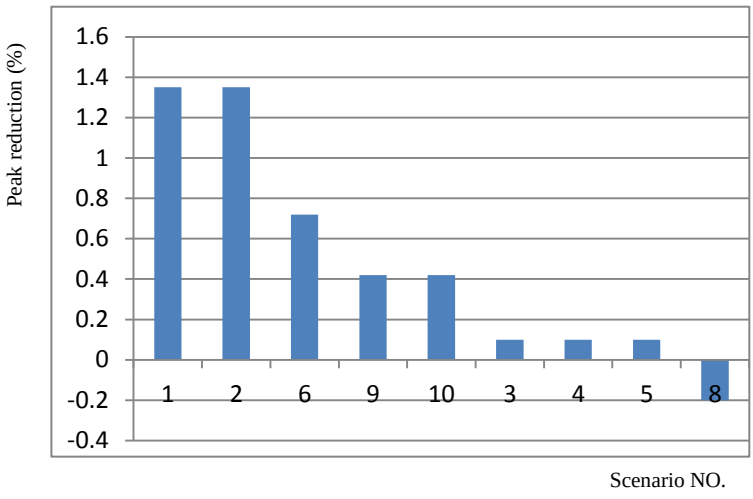
۴-۲- انتخاب سناریوی بهینه

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 ساعات شبانه‌روز 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 ساعات بار پیک شبکه لحاظ می‌شد، با تاثیر میزان مبالغ تشویقی و جریمه و کشش‌پذیری بار در اثر افزایش قیمت در این ساعت، قطعا 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 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.

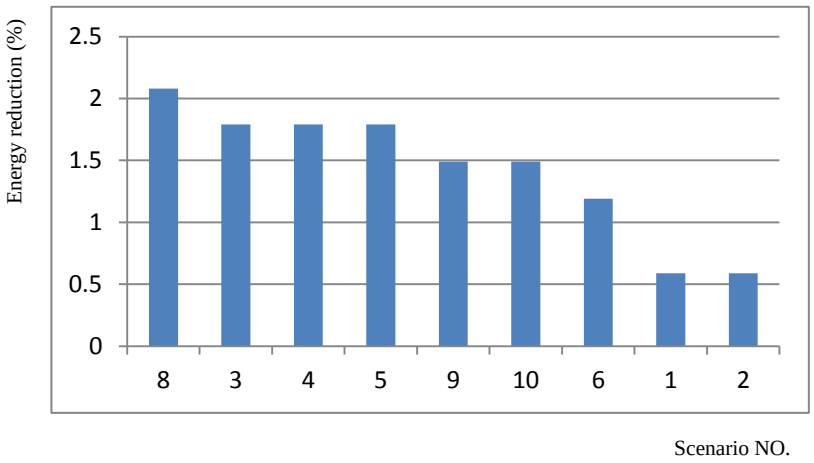
جدول ۷. اولویت‌بندی سناریوهای برنامه پاسخگویی بار در بهبود شاخص‌های فنی شبکه

شماره سناریو	درصد کاهش پیک	اولویت	درصد کاهش انرژی	اولویت	درصد بهبود ضریب بار	اولویت	درصد کاهش فاصله پیک تا دره	اولویت
۱	۱٫۳۵	۱	۰٫۵۹	۵	۰٫۷۷	۱	۷٫۵۹	۱
۲	۱٫۳۵	۱	۰٫۵۹	۵	۰٫۷۷	۱	۷٫۵۹	۱
۳	۰٫۱	۴	۱٫۷۹	۲	-۱٫۶۸	۴	۷٫۱۶	۴
۴	۰٫۱	۴	۱٫۷۹	۲	-۱٫۶۸	۴	۷٫۱۶	۴
۵	۰٫۱	۴	۱٫۷۹	۲	-۱٫۶۸	۴	۷٫۱۶	۴
۶	۰٫۷۲	۲	۱٫۱۹	۴	-۰٫۴۷	۲	۷٫۳۵	۲
۸	-۰٫۲	۵	۲٫۰۸	۱	-۲٫۲۹	۵	۷٫۰۳	۵
۹	۰٫۴۲	۳	۱٫۴۹	۳	-۱٫۰۷	۳	۷٫۲۷	۳
۱۰	۰٫۴۲	۳	۱٫۴۹	۳	-۱٫۰۷	۳	۷٫۲۷	۳

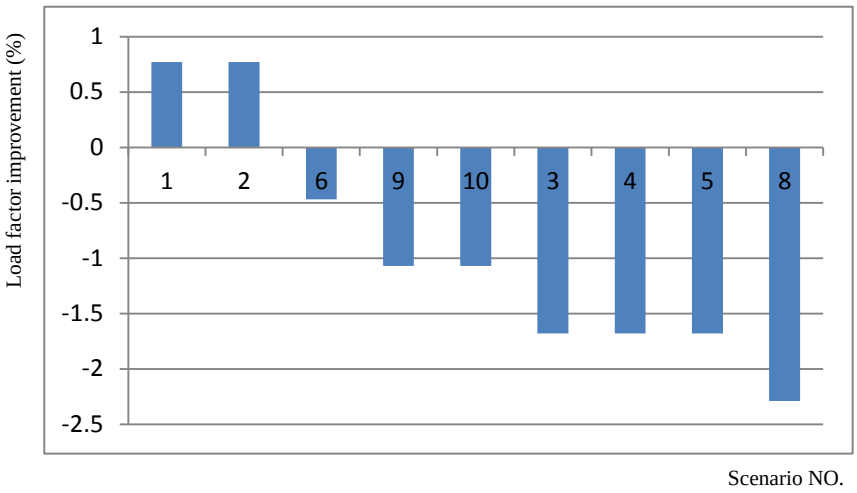


شکل ۴. اولویت سناریوها در کاهش پیک بار

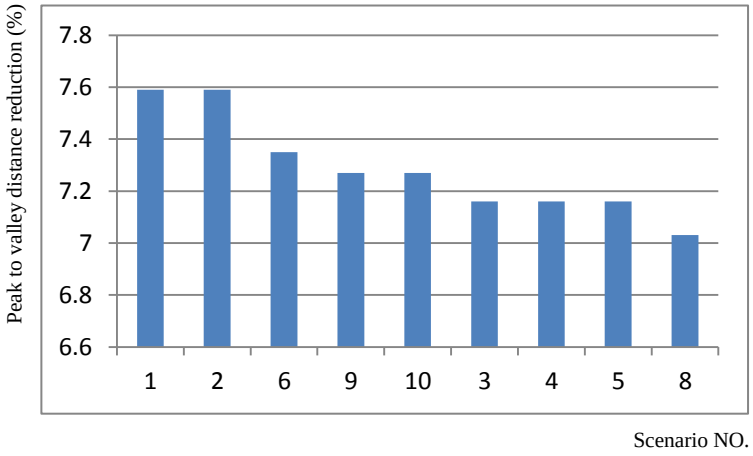
[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]
[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]



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

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

استفاده از روش AHP در جدول (۴) وزن‌دهی شده و سپس نتایج این اولویت‌بندی از نگاه ISO، با استفاده از روش TOPSIS در جدول (۸) ارائه شده است.

جدول ۸: اولویت‌بندی سناریوهای برنامه پاسخگویی بار در بهبود شاخص‌های فنی شبکه

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

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدل جدیدی از برنامه‌های پاسخگویی بار با استفاده از مفهوم کشش‌پذیری کارا ارائه شد. مزیت این مدل نسبت به مدل‌های پیشین در مفهوم کشش‌پذیری بکارگرفته شده در مدل بود. مفهوم کشش‌پذیری کارا به دلیل یکسان بودن برای تمامی مشترکین حوزه برگزاری بازار انرژی، در مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار بسیار موثرتر از کشش‌پذیری مرسوم در مدل‌های پیشین برنامه‌های پاسخگویی بار است. علت کارایی بالاتر این مفهوم نیز عدم نیاز به پایگاه داده بسیار وسیع و تخمین کم‌دقت برای تک‌تک مشترکین است.

در نهایت، با استفاده از مدل ارائه شده در این مقاله به ارزیابی تاثیر سناریوهای مختلف برنامه‌های پاسخگویی بار در بهبود شاخص‌های فنی شبکه پرداخته و اولویت اجرای این سناریوها در بهبود شاخص‌های مد نظر به صورت جداگانه تعیین شد. همچنین در ادامه شاخص‌های مد نظر با استفاده از روش AHP وزن‌دهی و با استفاده از روش TOPSIS اولویت سناریوها در بهبود مجموعه این شاخص‌ها تعیین شد.

مراجع

[1] Pillay A, Prabhakar Karthikeyan S, Kothari D. Congestion management in power systems – A review. Electrical Power and Energy Systems; 2015;70: 83-90.

[2] 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.

[3] 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.

[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] Schweppe 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.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]

[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.
[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.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-10-30]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1395.5.2.8.0]