

## تأثیر کشش قیمتی بر مدل سازی برنامه های پاسخگویی بار در شبکه هوشمند برق (مطالعه موردی شهر تهران)

\*علی ناظمی<sup>۱</sup>، سید فرید قادری<sup>۲</sup>، سکینه تجار<sup>۳</sup>

۱. استادیار گروه اقتصاد انرژی و منابع، دانشکده اقتصاد، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲. استاد گروه مهندسی سیستم های اقتصادی و اجتماعی، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۳. کارشناس ارشد مهندسی سیستم های اقتصادی اجتماعی، گرایش برنامه ریزی سیستم های انرژی، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

(دریافت: ۱۴۰۰/۲/۱۴ پذیرش: ۱۴۰۰/۸/۱۶)

## The Effect of Price Elasticity on Modeling Demand Response Programs in the Smart electricity Grid (Case study of Tehran)

\*Ali Nazemi<sup>1</sup>, Seyed Farid Ghaderi<sup>2</sup>, Sakineh Tojar<sup>3</sup>

1. Assistant Professor, Faculty of Economics, Kharazmi University, Tehran, Iran

2. Professor, Faculty of Industrial Engineering, Tehran University, Tehran, Iran

3. M.A. in Socio-Economic Systems engineering, Planning of Energy systems, Kharazmi University, Tehran, Iran

(Received: 4/May/2021 Accepted: 7/Nov/2021)

### Abstract:

Various researches and experiences of electrical energy markets show that the active participation of the demand-side in the electricity market makes the markets more competitive, increases the efficiency of these markets, and ultimately improves their performance. Also, participation in demand response programs leads to decreasing electricity prices, elimination of transmission line density, increasing network security, and improving market liquidity. For more usage of these programs, first, an economic model should be presented and using it, the necessary planning should be done, and the subscribers' motivation for participating in them increases.

In this study, an economic model of demand response based on the price elasticity of demand and the subscribers' utility function is simulated. Since the demand for electricity depends on various decision elements, such as the price of electricity, level of subscribers' participation, the value of specified incentives and penalties in the demand response programs, it has been attempted to simulate them in a proposed economic model. The proposed model is evaluated using the city of Tehran data and the results of the simulation are presented in different scenarios.

The results show that time-oriented programs are not sensitive to elasticity, and in any case, changing elasticity is not a determining factor in choosing the optimal policy for market decision-makers; only by changing the elasticity, technical and economic indicators can be improved. But incentive-oriented and combined programs are sensitive to elasticity, and changing elasticity, in addition to improving technical and economic indicators, is a determining factor in choosing the optimal policy for market decision-makers.

**Keywords:** Demand Response, Smart Grid, Price Elasticity, Economic Model.

**JEL:** C81 ,L94 ,Q41 ,C63.

### چکیده:

تحقیقات و تجارب گوناگون در زمینه بازارهای انرژی الکتریکی نشان می دهد، شرکت فعال سمت تقاضا در بازار برق، باعث رقابتی تر شدن و افزایش بازده این بازارها و در نهایت بهبود عملکرد آنها می شود. همچنین مشارکت در برنامه های پاسخگویی بار منجر به کاهش قیمت برق، رفع تراکم خطوط انتقال، افزایش امنیت شبکه و بهبود نقدینگی بازار می شود. بر این اساس و به منظور بهره گیری هر چه بیشتر از این برنامه ها، ابتدا می بایست مدلی اقتصادی از این برنامه ها ارائه داد سپس با استفاده از آن، برنامه ریزی های لازم برای بکارگیری هر چه بیشتر این برنامه ها انجام شود و انگیزه مشتریان برای مشارکت در آنها افزایش یابد. در تحقیق حاضر شبیه سازی یک مدل اقتصادی پاسخگویی بار بر اساس کشش قیمتی تقاضا و تابع مطلوبیت مشتریان انجام گرفته است. از آنجا که تقاضای مشتریان به علائم تصمیم گیری متفاوتی، از قبیل قیمت برق، سطح مشارکت مشتریان، ارزش مشوق ها و جریمه های تعیین شده در برنامه های پاسخگویی بار بستگی دارد تلاش شده است که در یک مدل پیشنهادی اقتصادی این علائم شبیه سازی شود. مدل پیشنهادی با استفاده از داده های مربوط به شهر تهران مورد ارزیابی قرار گرفته و نتایج حاصل از شبیه سازی در سناریوهای مختلف ارائه گردیده است. نتایج نشان می دهد برنامه های زمان محور به کشش حساس نیستند و در هر حال تغییر کشش عامل تعیین کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم گیرندگان بازار نیست و صرفا با تغییر کشش، می توان شاخص های فنی و اقتصادی را بهبود بخشید. ولی برنامه های تشویق محور و ترکیبی به کشش حساس هستند و تغییر کشش علاوه بر بهبود شاخص های فنی و اقتصادی، عامل تعیین کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم گیرندگان بازار است.

**واژه های کلیدی:** پاسخگویی بار، شبکه هوشمند، کشش قیمتی، مدل اقتصادی.

**طبقه بندی JEL:** C81 ,L94 ,Q41 ,C63.

\* نویسنده مسئول: علی ناظمی

E-mail: a\_nazemi78@yahoo.com

\*Corresponding Author: Ali Nazemi

## ۱- مقدمه

را بیش از پیش به سمت اهمیت دادن به مدیریت سمت تقاضا<sup>۱</sup> (DSM) و تکنیک‌های تغییر الگوی بار سوق داده‌اند. از این رو پرداختن به دیدگاه‌های جدید در رابطه با برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا برای بسیاری از کشورهایی که در حال حاضر مواجه با موضوع تغییر ساختار صنعت برق می‌باشند حائز اهمیت است. پس از تجدیدساختار در صنعت برق، برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا (DSM) به دو دسته تقسیم شد (دپارتمان انرژی آمریکا)<sup>۲</sup> (DOE)، (۲۰۰۶):

(۱) برنامه‌های افزایش بهره‌وری انرژی<sup>۳</sup> (EE)

(۲) برنامه‌های پاسخگویی بار<sup>۴</sup> (DR)

امروزه برنامه‌های پاسخگویی بار (DR) به عنوان راه حلی مناسب برای رفع برخی مشکلات سیستم‌های قدرت تجدیدساختاریافته مطرح می‌باشند (اژانس بین‌المللی انرژی<sup>۵</sup>، ۲۰۰۹-۲۰۰۴). از این رو چنانچه بهره‌بردار سیستم بتواند رفتار مصرف‌کنندگان را به درستی و تا حد امکان دقیق مدل سازی نماید، می‌تواند به بهترین نحو به بهره‌برداری از سیستم قدرت و در نظر گرفتن مشترکان به عنوان عضوی فعال در مراودات سیستم قدرت بپردازد.

در این مقاله هدف طراحی مدل اقتصادی پاسخگویی بار بر اساس کشش قیمتی تقاضا و تابع مطلوبیت مشترکین است تا با شبیه‌سازی سناریوهای متفاوت و تحلیل حساسیت، تاثیر کشش بر برنامه‌های پاسخگویی بار، شاخص‌های مدیریت مصرف و در نهایت انتخاب سیاست بهینه توسط اپراتور مستقل سیستم<sup>۶</sup> (ISO) بررسی شود.

با توجه به اینکه مشکل اصلی برق در ایران، عدم جوابگویی منابع تولیدی در زمان پیک است که کشور را در تابستان‌های گرم با خاموشی‌های گسترده مواجه می‌کند، لذا به منظور کاهش اوج مصرف و مدیریت بار، مدل بهینه‌ای برای برنامه ریزی مصرف در شبکه هوشمند پیشنهاد می‌شود که ضمن مدیریت و کاهش بار، هزینه‌های پرداختی دوره‌های مختلف را کاهش می‌دهد. وجه تمایز مطالعه حاضر در مقایسه با مطالعات انجام شده در این حوزه به مدل‌سازی موضوع بر اساس کشش تقاضای مصرف‌کننده بازمی‌گردد، که به بررسی تاثیر کشش بر انتخاب سیاست بهینه تصمیم‌گیرندگان بازار می‌پردازد. تعیین کشش مناسب و هوشمندانه برای هر برنامه

توسط اپراتور سیستم، منجر به پیک سایی بیشتر بار شبکه و افزایش قابلیت اطمینان شبکه قدرت می‌شود به عبارت دیگر بهره‌بردار سیستم می‌تواند با توجه به کشش و اهداف موردنظر خود (شاخص‌های فنی و اقتصادی) نسبت به اولویت‌بندی برنامه‌های پاسخگویی بار تصمیم‌گیری نماید. این نتایج می‌تواند مانند یک جدول راهنما در اختیار بهره‌بردار مستقل سیستم قرار گرفته و در مواقع لزوم و با توجه به اهداف موردنظر برنامه پاسخگویی بار مناسب را انتخاب کرده و اجرا نماید.

ادامه مقاله به شرح زیر است: بخش دوم برنامه‌های پاسخگویی بار و مبانی نظری به اختصار بیان شده و بخش سوم مروری بر مطالعات انجام شده دارد، در بخش چهارم مدل سازی اقتصادی پاسخگویی بار انجام شده است. بخش پنجم به مطالعات عددی اختصاص یافته است که در آن تاثیر برنامه‌های DR بر روی منحنی بار در روز اوج بار شبکه برق تهران در سال ۲۰۱۵ مورد بررسی قرار گرفته است و در پایان و در بخش ششم تحلیل نتایج صورت گرفته است.

## ۲. مبانی نظری

### ۲.۱. برنامه‌های پاسخگویی بار

تا پیش از ظهور شبکه‌های قدرت هوشمند عموم مشترکین در بازار حضور فعالی نداشتند و تصمیم‌گیرندگان اصلی شرکت‌های تولید برق، شرکت‌های انتقال، هیئت‌های تنظیم بازار و قانون-گذاران صنعت برق بودند؛ زیرا مصرف‌کنندگان نه از مزایا و سود بازار بهره‌مند بودند و نه اطلاعات و مهارت لازم برای حضور در بازارهای پیچیده برق را داشتند. به همین دلیل صنعت برق به مصرف‌کنندگان به‌عنوان عناصر غیرفعال و صرفاً بارهای ساده‌ای که باید تقاضای آن‌ها برآورده شود نگاه می‌کرد و بنا به ساختار سنتی صنعت برق، مشترکین نیز علاقه‌مند به دریافت برق باقیمت ثابت بدون توجه به نوسانات بازار بودند (پالنسکی<sup>۷</sup>، ۲۰۱۱). این نگرش موجب بروز مشکلاتی از قبیل وقوع جهش‌های قیمت در زمان پیک مصرف و تراکم خطوط گردید و عدم حضور مشترکین در بازار و عدم حساسیت آن‌ها به قیمت برق در زمان‌های پیک در بسیاری از بازارها منجر به فروپاشی بازار و اعمال خاموشی‌های گسترده شد (سنتوللا<sup>۸</sup>، ۲۰۱۰). در گفتمان جدید حاکم بر صنعت برق و با توجه به افزایش مصرف انرژی الکتریکی، بهره‌برداری از سیستم قدرت با در نظر گرفتن مشترکان به‌عنوان عضوی پویا و فعال در آن به مقوله‌ای ناگریز تبدیل شده است.

1 Demand Side Management (DSM)

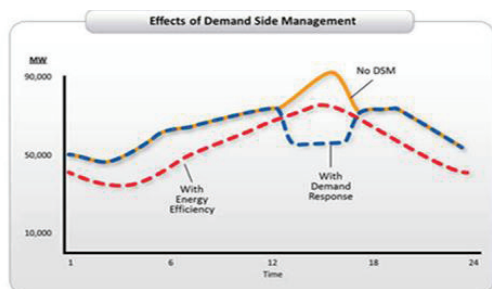
2 US Department of Energy (DOE)

3 Energy Efficiency (EE)

4 Demand Response (DR)

5 International Energy Agency (IEA)

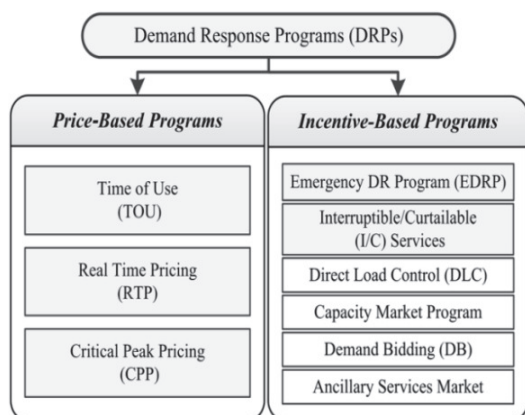
6 Independent System Operator (ISO)



شکل ۱. تاثیر برنامه های پاسخگویی بار بر منحنی بار مصرفی مشتریان

ماخذ: ولینگهاف، ۲۰۰۶

پاسخگویی بار را می‌توان به دو دسته عمده و چند زیر شاخه تقسیم کرد که در شکل (۲) نشان داده شده است. (کمیسون تنظیم مقررات انرژی فدرال<sup>۳</sup>، ۲۰۰۹-۲۰۰۶).



شکل ۲. تقسیم بندی برنامه های پاسخگویی بار

ماخذ: کمیسیون تنظیم مقررات انرژی فدرال، ۲۰۰۹-۲۰۰۶

مدل سازی ریاضی این برنامه‌ها به مجریان، سیاست‌گذاران و قانون‌گذاران بازارهای برق این امکان را می‌دهد تا رفتار مصرف‌کنندگان را در قبال برنامه‌های مختلف ارزیابی کرده و اثرات برنامه‌های پاسخگویی بار بر کاهش قیمت‌ها و افزایش قابلیت اطمینان سیستم را بررسی کنند. اپراتورهای بازار برق می‌توانند با استفاده از مدل اقتصادی پاسخگویی بار مشخصات جدید پروفیل مصرف را با حضور برنامه‌های پاسخگویی بار تخمین زده و بر اساس آن برای بهره‌برداری سیستم قدرت برنامه‌ریزی نمایند. چنانچه بهره‌بردار سیستم رفتار مصرف‌کنندگان را به‌درستی و تا حد امکان دقیق مدل‌سازی نماید می‌تواند به بهترین نحو به بهره‌برداری از سیستم قدرت با در نظر گرفتن مشتریان به‌عنوان عضوی کلیدی در تبادلات سیستم قدرت بپردازد.

روش‌های مختلفی برای مشارکت مشتریان به‌عنوان عضوی پویا در تبادلات سیستم قدرت پیش‌بینی شده است که توسط قانون‌گذار شبکه طراحی و با همکاری زنجیره‌ای از تمامی نهادهای مؤثر در سیستم قدرت اجرا می‌گردند. در این میان برنامه‌های پاسخگویی بار به‌عنوان ابزاری مناسب برای استفاده از پتانسیل مشتریان در مدیریت بهینه شبکه و جبران کاستی‌های آن مهم‌ترین و فراگیرترین زمینه حضور فعال مشتریان در تبادلات سیستم قدرت هوشمند را فراهم می‌آورند. ظهور شبکه‌های قدرت هوشمند موجب گردیده است تا برنامه‌های پاسخگویی بار نقش فزاینده‌ای در تسهیل عملیات بازار برق بازی کنند و درصد قابل‌توجهی از رشد بار و تقاضای مصرف را جبران نمایند. تا آنجا که آژانس بین‌المللی انرژی از این برنامه‌ها به‌عنوان نخستین گزینه و راهکار در سیاست‌گذاری صنعت برق در آینده نام برده است. از این‌رو شناخت نقش قابل‌توجه این برنامه‌ها در رفع مشکلات بازارهای برق امری ضروری است. در حال حاضر به‌منظور جلوگیری از جهش قیمت‌ها و افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های قدرت، در بسیاری از بازارهای برق دنیا برنامه‌های پاسخگویی بار اجرا می‌شود.

پاسخگویی بار بطور کلی به‌عنوان مشارکت مصرف‌کنندگان کوچک در بازار برق، روبروشدن آنها با قیمت‌های لحظه‌ای بازار و پاسخگویی به آن تعریف می‌شود. مطابق تعریف وزارت انرژی ایالات متحده (DOE) پاسخگویی بار عبارت است از توانایی مشتریان (صنعتی، تجاری، مسکونی و ...) برای بهبود الگوی مصرف انرژی الکتریکی در زمان زمان‌های پیک بار به‌منظور نیل به قیمت‌های مناسب و افزایش قابلیت اطمینان (دپارتمان انرژی آمریکا (DOE)، ۲۰۰۶).

به‌طور کلی DR قادر است شکل مصرف انرژی الکتریکی را به نحوی تغییر دهد که بیشترین بازده مصرف در طی ساعت‌های اوج بار به دست آید، بارها مدیریت شده، اوج‌بار سیستم کاهش یافته و در صورت لزوم منابع تولید پراکنده<sup>۱</sup> (DG) وارد مدار شوند (ولینگهاف<sup>۲</sup>، ۲۰۰۶). شکل (۱) تاثیر برنامه‌های پاسخگویی بار بر منحنی بار مصرفی مشتریان را نشان می‌دهد.

1 Distributed Generation (DG)

2 Wellinghoff

3 Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

### ۳- مروری بر مطالعات انجام شده

شواپ و همکاران<sup>۱</sup> (۱۹۸۸) اصول قیمت گذاری لحظه ای برق را با فرض اینکه مصرف کنندگان می توانند مصرف خود را متناسب با قیمت های لحظه ای افزایش یا کاهش دهند، فرمول بندی کرده و توسعه دادند. آنها مدلی اقتصادی به منظور بررسی واکنش بار در قبال تغییرات قیمت در بازارهای برق ارائه دادند. این مدل ها بر اساس کشش قیمتی تقاضا و تابع سودمندی مشترک به دست آمده اند. سپس کیرشن و همکاران<sup>۲</sup> (۲۰۰۰) از این مدل ها به منظور بررسی کاهش قیمت برق در یک شبکه تست IEEE استفاده کرده و همچنین نظرات ارزشمندی در مورد کشش و واکنش مشتریان در قبال برنامه های مدیریت بار ارائه نمود.

اعلمی و همکاران (۲۰۰۷) در پژوهشی با عنوان "تاثیر برنامه های پاسخگویی بار بر منحنی مصرف برق روزانه کشور" به بررسی دو روش از روش های نه گانه پاسخگویی بار، برنامه قیمت زمان استفاده<sup>۳</sup> (TOU) و برنامه ی پاسخگویی بار اضطراری<sup>۴</sup> (EDRP)، پرداخته و مدل ریاضی آن را (مدل های تک پریودی، چندپریودی و نهایی) با توجه به ضرایب حساسیت تقاضا - قیمت استخراج کردند، مدل موردنظر با لحاظ سناریوهای مختلف بر روی منحنی بار روزانه کشور ایران مورد تست و ارزیابی قرار گرفت و منحنی های مصرف جدید، میزان انرژی مصرفی، درصد کاهش پیک، مبلغ درآمد شرکت برق، میزان جایزه پرداختی و مقدار سود مشتری در هر سناریو محاسبه شد. بررسی سناریوهای مختلف نشان داد که تغییرات منحنی بار نسبت به اجرای EDRP و TOU به عواملی چون کشش بار، شکل منحنی بار، قیمت دوره های TOU، نرخ پاداش EDRP و نحوه ی تقسیم بندی منحنی بار به حالت های پیک، میانه و دره و پتانسیل اجرای برنامه ها بستگی دارد. نتایج این پژوهش نشان داد که چگونه مدیریت شبکه برق می تواند با انتخاب هوشمندانه پارامترهای مزبور ضمن دسترسی به مقادیر بهینه شاخص های مدیریت مصرف (با حفظ درآمد خود) به مشتری نیز سود برساند.

البادی و السعدانی<sup>۵</sup> (۲۰۰۸)، بر روی مقاله ای با عنوان "خلاصه ای از برنامه های پاسخگویی بار در بازار های برق" کار کردند. که در آن به تعریف و طبقه بندی برنامه های DR، همچنین مزایای بالقوه و اجزای هزینه همراه پرداخته شده است. همچنین در پژوهش مذکور موارد زیر بررسی شدند:

۱) شایع ترین شاخص مورد استفاده برای اندازه گیری و ارزیابی DR برجسته شده است.

۲) ذکر تجارب برخی از تاسیسات با برنامه پاسخگویی بارهای مختلف

۳) شبیه سازی اثر پاسخگویی بار در قیمت برق با استفاده از یک مطالعه موردی

اعلمی و همکاران<sup>۶</sup> (۲۰۱۰) در پژوهشی با عنوان "مدل سازی برنامه های پاسخگویی بار با در نظر گرفتن بارهای قابل قطع/کاهش و برنامه های بازار ظرفیت" برنامه های مبتنی بر تشویق بارهای قابل قطع/کاهش<sup>۷</sup> (I/C) و برنامه های بازار ظرفیت<sup>۸</sup> (CAP) را مدل سازی نمودند. آنها اثرات تغییر پارامترهای مختلف از جمله نرخ پاداش و جریمه های مختلف و همچنین مقادیر متفاوت ماتریس کشش را بر مشخصات منحنی بار و هزینه بررسی نموده و در پایان برنامه های مختلف را با توجه به شاخص های موفقیت استراتژی<sup>۹</sup> (SSI) اولویت بندی نمودند.

خواجوی و همکاران<sup>۱۰</sup> (۲۰۱۰) در مقاله ای با عنوان اصلاح پروفیل بار از طریق برنامه های پاسخگویی بار در شبکه هوشمند به رویکرد بهبود برنامه های زمان استفاده (TOU) پرداختند. در شبکه ی هوشمند مورد بررسی آنها از روش قیمت گذاری زمان واقعی برای بارهای چند دوره ای استفاده شده است. در مقاله ی مذکور اثر شبکه هوشمند روی پروفیل بار و همچنین توازن بازار برق نیز شبیه سازی شده است. سرانجام منحنی یک روزه شبکه برق ایران برای بررسی اثرات قیمت گذاری زمان واقعی انتخاب شده است. همچنین مدل پیشنهادی با نمونه معمولی قیمت گذاری زمان استفاده مقایسه شده است.

پالنسکی و دیتریچ<sup>۱۱</sup> (۲۰۱۱) در پژوهشی با عنوان "مدیریت سمت تقاضا: پاسخگویی بار، سیستم های انرژی هوشمند و شبکه های هوشمند" به بررسی و تحلیل اثرات مدیریت سمت تقاضا به عنوان یک استراتژی بهینه برای کاهش هزینه الکتریسیته، افزایش رفاه اجتماعی، و افزایش قابلیت اطمینان شبکه پرداختند. آنها با در نظر گرفتن شبکه های هوشمند، انواع برنامه های مدیریت سمت تقاضا را بررسی و آخرین پژوهش های صورت گرفته در این زمینه را مورد تحلیل و بررسی قرار دادند.

6 Aalami et al.

7 Interruptible/Curtailable Service (I/C)

8 Capacity Market Programs (CAP)

9 strategy success index

10 Khajavi et al.

11 Palensky & Dietrich

1 Schweppe et al.

2 Kirschen et al.

3 Time of Use (TOU)

4 Emergency Demand Response Program (EDRP)

5 Albadi & El-saadany

بار ارائه کرده جهت جامعیت مدل، انواع برنامه های پاسخگویی بار شامل برنامه بار قابل قطع، قیمت گذاری پیک بحرانی و بار قابل شیفت مورد توجه قرار گرفته اند. بارهای قبل قطع طبق تعرفه از پیش تعیین شده تشویقی دریافت نموده و بارهای قابل شیفت طبق میزان الاستیسیته قیمتی شان زمان مصرف خود را تعیین می کنند، که در آن قیمت گذاری پیک بحرانی برای اولین بار توسط مدل کاب داگلاس با توجه به میزان بار مصرفی، دمای هوا و قیمت برق در لحظه پیک تعیین شده و عمل پیکسایبی انجام می گیرد. بهینه سازی مورد استفاده در این مقاله روش بهینه سازی اجتماع ذرات مبتنی بر روش آموزش است. مطالعات عددی بر روی یک سیستم مطالعاتی با در نظر گرفتن ۴ مورد مطالعاتی انجام شده است تا تاثیر هر یک از برنامه ها در توابع هدف تجزیه و تحلیل گردد.

کاظم پور و همکاران (۲۰۱۹) در پژوهشی با عنوان "اجرای بهینه برنامه پاسخگویی بار TOU با ارائه یک مدل اقتصادی مربوط به رفتار مشترکین برق خانگی" با کمک تئوری انتخاب مصرف کننده و دو ابزار مهم آن یعنی تابع مطلوبیت و قید بودجه از مدل جدیدی به نام مدل نسل های همپوش<sup>۲</sup> (OLG) و تابع CRRA<sup>۳</sup> که یکی از توابع مورد علاقه اقتصاددانان است بهره گرفتند تا بتوان بر مشکل مدل های پیشین که ناشی از فرض رفتار منطقی همه ی مصرف کنندگان است غلبه نماید. در این مطالعه مشخص شد با تنظیم ثابت ریسک گریزی و ضرایب جایگزینی مصرف کننده علاوه بر کاهش هزینه های مصرف کننده پروفیل بار صافی ایجاد خواهد شد همچنین از طریق این مدل کارایی نامناسب برنامه پاسخگویی بار TOU در تهران نشان داده شد.

کریمی و جدید (۲۰۲۰) در پژوهشی با عنوان "تعیین قیمت بهینه برای برنامه های پاسخگویی بار با هدف بهبود همزمان سود مصرف کنندگان و ضریب بار شبکه" یک طرح قیمت گذاری زمان حقیقی و پویا برای برنامه های پاسخگویی بار پیشنهاد کردند که بطور همزمان سود مصرف کنندگان و نهاد خدمت رسان بار<sup>۴</sup> (LSE) را افزایش می دهد و علاوه بر آن ضریب بار شبکه بهبود می یابد. این امکان برای مصرف کنندگان وجود دارد که انرژی مورد نیاز خود را از بازار خرده فروشی خریداری نمایند یا در طرح ارایه شده توسط LSE مشارکت نمایند و قیمتی که LSE ارایه می دهد را برای

کامل ترین کار در زمینه ی مدل سازی DR را اعلمی و همکاران (۲۰۱۵) در مقاله ای با عنوان "ارزیابی مدل های غیرخطی برنامه های پاسخگویی بار مبتنی بر قیمت" انواع مدل های خطی و غیر خطی برنامه های مبتنی بر قیمت را استخراج و تاثیر هر مدل را بر کاهش هزینه و افزایش قابلیت اطمینان شبکه بررسی نمودند. تمرکز آنها بیشتر بر انواع مدل های خطی، توانی، نمایی و لگاریتمی برنامه ی زمان استفاده TOU بود. آنها مدل های خطی و غیر خطی TOU را بر چهار سیستم مطالعاتی بار ایران در سال ۲۰۰۸، IEEE-RTS PJM Market و یک استان کشور چین اعمال نمودند. سپس تاثیر مدل ها، کشش و قیمت های مختلف را بر هزینه و منحنی بار بررسی نمودند. آنها تنها برنامه های مبتنی بر قیمت را در نظر گرفتند. به عبارت دیگر مدل های استخراجی آنها فقط قابل اعمال به برنامه های مبتنی بر قیمت بود و قابل اعمال به برنامه های مبتنی بر تشویق نبود.

پریرا و همکاران<sup>۱</sup> (۲۰۱۶) در پژوهشی با عنوان "مدل پاسخگویی بار با رویکرد خوشه کاهشی فازی" یک مدل توسعه یافته پاسخگویی بار بر اساس تکنیک های خوشه کاهشی فازی و تجزیه و تحلیل رفتار این مدل برای حمایت از تصمیم مصرف کنندگان در مدیریت بار پیشنهاد می کنند. توسعه مدل، تصمیم گیری مصرف کننده داخلی را در مدیریت بارهای قابل کنترل با توجه به نیازهای مصرف مشترکان و شکل بار مناسب و یا تغییر زمان به منظور دستیابی به منافع اقتصادی امکان پذیر پشتیبانی می کند؛ که در آن تجزیه و تحلیل حالات مختلف، با توجه به برق در دسترس و قیمت انرژی الکتریکی ارائه شده است. مدل در چهار حالت شبیه سازی شده است:

- ✓ ارائه نمودار مصرف برق بدون اعمال مدل پاسخگویی بار جهت مقایسه با نتایج نمودارهای مصرف سایر مدل های DR
- ✓ ارائه مدل پاسخگویی بار با مشخصات مصرف متوسط
- ✓ ارائه مدل پاسخگویی بار با مشخصات مصرف ایده آل
- ✓ تجزیه و تحلیل مدل پاسخگویی بار در حالت احتمالی معصومی میری و کیالاشکی (۲۰۱۹) در پژوهشی با عنوان "طراحی بهینه برنامه پاسخگویی بار در شبکه هوشمند با هدف کمینه سازی هزینه و حداکثر سازی سطح رفاه مشترکین" مدلی جهت کمینه سازی هزینه تامین برق و حداکثرسازی سطح آسایش مشترکین جهت طراحی بهینه برنامه پاسخگویی

2 Overlapping generations model

3 Constant relative risk aversion

4 Load Serving Entity

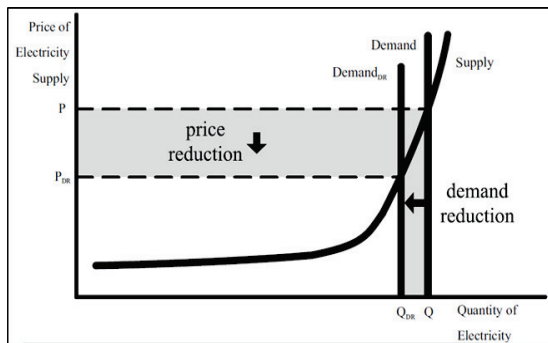
1 Pereira et al



یابد در پی آن مقدار تقاضا در دیگر زمان ها افزایش پیدا می کند (کیرشن و استریک<sup>۱</sup>، ۲۰۰۴)  
 بیان ریاضی کشش خودی و متقابل به صورت زیر است:

$$E(i,j) = \frac{p_0(i)}{d_0(i)} \cdot \frac{\partial d(i)}{\partial p(j)}$$

$$\begin{cases} E(i,j) \leq 0 & \text{if } i = j, \text{ self elasticity} \\ E(i,j) \geq 0 & \text{if } i \neq j, \text{ cross elasticity} \end{cases}$$



شکل ۳. تاثیر کشش بار بر قیمت برق  
 ماخذ: (کیرشن و همکاران، ۲۰۰۰)

#### ۱.۴. مدل تک دوره‌ای

فرض می‌شود مقدار باری که شرکت‌کننده در برنامه‌های تشویق محور مانند I/C یا CAP تعهد داده است که در دوره  $\Delta m$  بر حسب KWh کاهش دهد  $IC(i) \geq 0$  باشد، چنانچه مشترک مصرف را از  $d_0(i)$  (مقدار اولیه) به  $d(i)$  تغییر دهد و  $d(i)$  از  $IC(i)$  بزرگتر باشد و  $A(i)$  میزان تشویقی بابت بار کاهش یافته و  $pen(i)$  میزان تنبیهی بابت بار کاهش نیافته و تخطی از سقف قرارداد باشد (بر حسب Rials/KWh) مقدار تشویقی و تنبیهی کل به صورت ذیل به دست می‌آید.

$$\Delta d(i) = |d_0(i) - d(i)| \quad (\text{MWh}) \quad (2)$$

میزان تشویقی پرداختی در دوره  $\Delta m$  به ازای  $A(i) \geq 0$  عبارتست از:

$$INC(\Delta d(i)) = A(i) \cdot \Delta d(i) \quad \text{Rials} \quad (3)$$

مقدار باری که مشترک برخلاف تعهد، کاهش نداده است و باید جریمه شود عبارتست از:

$$IC(i) - \Delta d(i) \quad \text{KWh} \quad (4)$$

جریمه کل مشترک بابت عدم اجرای برنامه I/C یا CAP طبق رابطه ذیل به دست می‌آید:

$$PEN(\Delta d(i)) = pen(i) \cdot [IC(i) - \Delta d(i)] \quad \text{Rial} \quad (5)$$

مصرف انرژی خود پرداخت نمایند. از طرفی LSE برای تشویق مصرف کنندگان به شرکت در طرح پیشنهادی و حداکثرسازی سود خود، به مصرف کنندگان تضمین می‌دهد که قیمت پویایی که توسط این نهاد تعیین می‌شود در هر ساعت کمتر یا برابر با قیمت بازار خرده فروشی خواهد بود. از طرفی LSE تلاش می‌کند تا قیمت ارایه شده از ایجاد اوج بار جدید در زمان هایی با قیمت برق پایین جلوگیری نماید، سطح بالای بهینه سازی بصورت چند هدفه می‌باشد و به حداکثرسازی سود LSE و بهبود ضریب بار شبکه می‌پردازد و در سطح پایین بهینه سازی سود مصرف کنندگان مدل شده است.

#### ۴- مدل سازی اقتصادی پاسخگویی بار

تقاضا برای یک کالا با کاهش قیمت آن افزایش می‌یابد و این تغییر عموماً خطی نیست. به این مفهوم کشش قیمتی تقاضا گفته می‌شود. به بیانی دیگر، کشش قیمتی تقاضا برابر است با تغییرات نسبی بار در ازای تغییرات نسبی قیمت. و مطابق با رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$E = \frac{p_0}{d_0} \cdot \frac{\partial d}{\partial p}$$

که در این رابطه E کشش تقاضا، d میزان تقاضا (بار) بر حسب MWh، p قیمت انرژی بر حسب Rials/KWh است. شکل (۳) نشان می‌دهد به دلیل کشش بار نسبت به قیمت، چگونه کاهش اندکی در طرف تقاضا، به مقدار زیادی بر قیمت انرژی الکتریکی اثر می‌گذارد (کیرشن و همکاران، ۲۰۰۰).

هنگامی که قیمت برق در زمان های مختلف متفاوت باشد، بار ممکن است دو نوع واکنش نشان دهد. نخست آنکه بارهایی که نمی‌توانند در زمان جابه‌جا شوند و فقط می‌توانند روشن یا خاموش شوند (مانند بارهای روشنایی). این نوع واکنش بار در مقابل قیمت را حساسیت تک‌پریودی می‌نامند و به کشش آن، کشش خودی می‌گویند. مقدار این ضریب همواره نامثبت است، زیرا هنگامی که قیمت افزایش می‌یابد مقدار تقاضا در همان بازه زمانی نیز کم می‌شود. دوم آنکه، بارهایی که می‌توانند در زمان جابه‌جا شوند. یعنی مصرف می‌تواند از زمان اوج به زمان میان‌باری یا کم‌باری منتقل شود (مانند بارهای سرمایشی و گرمایشی و یا فرآیندی...). این نوع واکنش بار در مقابل قیمت، حساسیت چندپریودی نامیده می‌شود و به کشش آن، کشش متقابل می‌گویند. این ضریب همواره نامنفی است، زیرا هنگامی که در یک بازه زمانی خاص قیمت افزایش می‌

#### ۲.۴. مدل چند دوره ای

چنانچه قبلا ذکر شد، کشش متقابل،  $\frac{\partial d(i)}{\partial p(j)}$ ، بیان می‌کند که میزان بار در دوره  $i$ ام به مقدار قیمت در تک‌تک دوره‌های دیگر وابسته است، لذا برای یک دوره ثابت ( $i$ )، کشش نسبت به تمامی دوره‌ها ( $j=1, 2, \dots, 24$ ) باید محاسبه شود. اگر پاداش و جریمه ناشی از برنامه‌های تشویق محور اجباری در دوره‌های  $i$ ام، در آیتیم قیمت لحاظ شود خواهیم داشت:

$$\Delta p(j) = p(j) - p_0(j) + A(j) + \text{pen}(j) \quad (۱۳)$$

لذا مدل چند دوره‌ای مصرف مشترک با توجه به قیمت در دوره‌های مختلف و پاداش تشویقی و جریمه اعمالی عبارتست از:

$$d(i) = d_0(i) + \sum_{j=1, j \neq i}^{24} E(i, j) \frac{d_0(i)}{p_0(j)} [p(j) - p_0(j) + A(i) + \text{pen}(i)] \quad (۱۴)$$

$$d(i) = d_0(i) + \sum_{j=1, j \neq i}^{24} E(i, j) \frac{d_0(i)}{p_0(j)} [p(j) - p_0(j) + A(i) + \text{pen}(i)]$$

#### ۳-۴- مدل ترکیبی پاسخگویی بار

چنانچه فرمول (۱۴) که تابع مصرف مشترک با توجه به کشش بار است با فرمول (۱۲) که تابع سودمندی مشترک است تلفیق شود، میزان مصرفی که در آن سود مشترک حداکثر می‌شود (فرمول ۱۵) به دست می‌آید. همانگونه که در این رابطه مشاهده می‌شود میزان مصرف بهینه مشتری با توجه به میزان تشویق، تنبیه و قیمت برق در هر دوره تعیین می‌شود.

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \frac{E(i)[p(i) - p_0(i) + A(i) + \text{pen}(i)]}{p_0(i)} + \sum_{j=1, j \neq i}^{24} E(i, j) \frac{[p(j) - p_0(j) + A(j) + \text{pen}(j)]}{p_0(j)} \right\} \quad (۱۵)$$

#### ۵. نتایج حاصل از اجرای مدل عددی

به منظور بررسی و شبیه‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار، پیک بار شبکه سراسری برق شهر تهران در سال ۱۳۹۴ که در مورخ ۲۰۱۵/۰۷/۱۱ محقق شده است، انتخاب و منحنی بار مربوطه مورد مطالعه قرار گرفته است (شکل ۴). این منحنی به سه بازه جداگانه کم‌باری (۱ الی ۹ صبح)، میان‌بار (۹ الی ۱۲ و ۱۸ الی ۲۴)، و پر بار (۱۲ الی ۱۸) تقسیم شده است. میانگین قیمت فروش هر کیلووات ساعت برق در سال ۱۳۹۴، ۶۱۹/۹۰ ریال بر اساس آمار صنعت برق ایران می‌باشد. مطابق با این آمار قیمت در زمان پیک بار معادل ۸۴۵/۳۰ ریال، قیمت در زمان

برای محاسبه مدل ریاضی پاسخگویی بار بایستی سود مشتری را تعیین نموده و آن را حداکثر کرد.

$$S(d(i)) = B(d(i)) - d(i) \cdot p(i) + \text{INC}(\Delta d(i)) - \text{PEN}(\Delta d(i)) \quad \text{Rial} \quad (۶)$$

در فرمول فوق جمله اول نشان دهنده درآمد مشترک از فروش کالا (ارزش ریالی برق از دید مشترک)، جمله دوم هزینه برق مصرفی، جمله سوم پاداش به میزان کاهش بار و جمله چهارم مقدار جریمه به میزان عدم کاهش بار می‌باشد. برای ماکزیمم شدن سود مشترک، بایستی مشتق تابع سود را برابر با صفر قرار داد:

$$\frac{\partial S}{\partial d(i)} = \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - p(i) + \frac{\partial \text{INC}(\Delta d(i))}{\partial d(i)} - \frac{\partial \text{PEN}(\Delta d(i))}{\partial d(i)} \quad (۷)$$

بنابراین:

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} - p(i) - A(i) - \text{pen}(i) = 0$$

$$\Rightarrow \frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = p(i) + A(i) + \text{pen}(i) \quad (۸)$$

تابع سود مشتری معمولاً یک تابع درجه دوم از توان مصرفی در نظر گرفته می‌شود.

$$B(d(i)) = B_0(i) + p_0(i) [d(i) - d_0(i)] \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{2E(i) \cdot d_0(i)} \right\} \quad (۹)$$

با مشتق‌گیری از (۸)

$$\frac{\partial B(d(i))}{\partial d(i)} = p_0(i) \left\{ 1 + \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i) \cdot d_0(i)} \right\} \quad (۱۰)$$

با جایگذاری رابطه (۸) در رابطه (۱۰)، رابطه ذیل حاصل می‌شود.

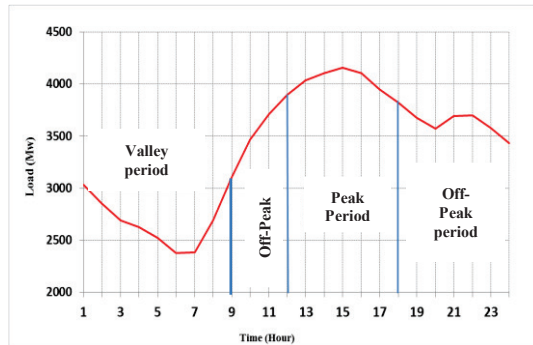
$$P(i) - p_0(i) + A(i) + \text{pen}(i) = p_0(i) \cdot \frac{d(i) - d_0(i)}{E(i) \cdot d_0(i)} \quad (۱۱)$$

با ساده‌سازی رابطه فوق، در نهایت مصرف کننده با توجه به جریمه معین و جایزه تشویقی و قیمت انرژی، به میزانی مصرف می‌کند که سودش ماکزیمم گردد. لذا مدل تک‌دوره‌ای مصرف مشترک به شرح ذیل به دست می‌آید:

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left\{ 1 + \frac{E(i)[p(i) - p_0(i) + A(i) + \text{pen}(i)]}{p_0(i)} \right\} \quad (۱۲)$$

در فرمول (۱۱) چنانچه  $A(i) = 0$  و  $\text{pen}(i) = 0$  باشد، یعنی تشویق و تنبیهی در کار نباشد و قیمت برق نیز تک‌نرخه باشد  $p(i) = p_0(i)$  مقدار بار تغییر نمی‌کند، به عبارت دیگر  $d(i) = d_0(i)$

منظور از شاخص های اقتصادی صورت حساب مشتریان، درآمد شرکت برق، سود، پاداش و جریمه است، این نتایج در جداول ۳ و ۴ آمده است. حالت مینا: ردیف اول جداول ۳ و ۴ بار اولیه را نشان می دهد که هیچکدام از برنامه های DR بر روی آن اجرا نشده است و به عنوان مینا، و جهت مقایسه است.



شکل ۴. منحنی بار پیک شبکه سراسری مورخ ۲۰۱۵/۰۷/۱۱  
ماخذ: نمونه آماری از شرکت های برق منطقه ای، توانیر و توزیع

میان باری معادل ۶۱۹/۹۰ ریال و قیمت در زمان دره معادل ۵۰۵/۸۰ ریال در نظر گرفته شده است (تعرفه سه قسمتی). با توجه به اینکه بازار خرده فروشی و به تبع آن اطلاعات کشش قیمتی بار در داخل کشور وجود ندارد، لذا مقادیر کشش بار را معادل نصف مقادیر کشش بازار انگلستان و ولز (مطابق جدول ۱) فرض می کنیم (کیرشن و همکاران، ۲۰۰۰).

جدول ۱. کشش خودی و متقابل در سه دوره متفاوت

دوره	میان بار	پیک	پیک
پیک	۰/۰۱۶	-۰/۱	۰/۰۱۲
میان بار	-۰/۱	۰/۰۱۶	۰/۰۱
دره	۰/۰۱	۰/۰۱۲	-۰/۱

#### ماخذ: کیرشن و همکاران، ۲۰۰۰

با استفاده از مدل به دست آمده برای برنامه های پاسخگویی بار و مقادیر ذکر شده در جدول (۲) و نیز استفاده از نرم افزار MATLAB شبیه سازی سناریوهای مختلف روی منحنی تقاضای اولیه مشترکین اجرا شده است. نتایج بر اساس دو دسته شاخص فنی و اقتصادی ارایه و مقایسه انجام می گیرد. منظور از شاخص های فنی در این مطالعه کاهش انرژی، پیک، کاهش پیک، تغییر پیک، ضریب بار، فاصله پیک تا دره و

جدول ۲. جزئیات برنامه های پاسخگویی بار

شماره برنامه	نوع برنامه	قیمت الکتریسیته (ریال/کیلو وات ساعت)	پاداش (ریال/کیلو وات ساعت)	جریمه (ریال/کیلو وات ساعت)
۰	حالت مینا	۶۱۶/۹ در تمام ساعات	۰	۰
۱	TOU	۶۱۶/۹ در تمام ساعات	۰	۰
۲	CPP	۵۰۵/۸، ۶۱۶/۹، ۸۴۵/۳ در ساعات کم مصرف، میان مصرف و اوج مصرف	۰	۰
۳	RTP	۱۰۵۰/۳، ۱۴۰۵/۱۶ ساعات و در بقیه ساعات ۶۱۶/۹	۰	۰
۴	TOU+CPP	۳۸۰/۹، ۵۹۰/۱۸، ۵۹۰/۵۹۰، ۸۰/۵۹۰، ۸۰/۱۸۰، ۶۱۶/۹، ۶۱۶/۹، ۳۸۰/۹، ۳۸۰/۹، ۳۸۰/۹، ۹۰۰/۲۰، ۹۰۰/۲۰، ۸۴۵/۳۰، ۸۴۵/۳۰، ۶۱۶/۹۰، ۶۱۶/۹۰، ۸۴۵/۳۰، ۸۴۵/۳۰، ۹۰۰/۲۰، ۶۱۶/۹۰، ۷۲۰/۶۰، ۷۲۰/۶۰، ۶۱۶/۹۰، ۶۱۶/۹۰	۰	۰
۵	DLC	۶۱۶/۹ در تمام ساعات	۲۵۰	۰
۶	EDRP	۶۱۶/۹ در تمام ساعات	۴۳۷/۳۵	۰
۷	CAP	۶۱۶/۹ در تمام ساعات	۳۵۲/۶۰	۱۷۶/۳۰
۸	I/C	۶۱۶/۹ در تمام ساعات	۶۲۵/۶۰	۳۲۵/۶۰
۹	TOU+DLC	۵۰۵/۸، ۶۱۶/۹، ۸۴۵/۳۰ در ساعات کم مصرف، میان مصرف و اوج مصرف	۲۵۰	۰
۱۰	TOU+I/C	۵۰۵/۸، ۶۱۶/۹، ۸۴۵/۳۰ در ساعات کم مصرف، میان مصرف و اوج مصرف	۶۲۵/۳۰	۳۵۲/۶۰



۱۷۶/۳۰	۳۵۲/۶۰	۳۸۰/۹، ۵۹۰/۸۰، ۵۹۰/۵۹۰، ۸۰/۵۹۰، ۸۰/۸۰ ۶۱۶/۹، ۶۱۶/۹، ۳۸۰/۹، ۳۸۰/۹، ۳۸۰/۹، ۹۰۰/۲۰، ۹۰۰/۲۰، ۸۴۵/۳۰، ۸۴۵/۳۰، ۶۱۶/۹۰ ، ۶۱۶/۹۰، ۸۴۵/۳۰، ۸۴۵/۳۰، ۹۰۰/۲۰، ، ۶۱۶/۹۰، ۷۲۰/۶۰، ۷۲۰/۶۰، ۶۱۶/۹۰ ۲۴ به ترتیب از ساعت ۱ تا ۲۴	RTP+CAP	۱۱
.	۴۳۷/۳۵	۱۴،۱۵،۱۶ ساعات و در بقیه ساعات ۱۶/۹	CPP+EDRP	۱۲

**جدول ۳. مقایسه فنی برنامه‌های پاسخگویی بار**

شماره برنامه	انرژی مصرفی (Mwh)	کاهش انرژی (%)	پیک (Mw)	کاهش پیک (%)	تغییر پیک (%)	ضریب بار (%)	پیک تا دره (Mw)
۰	۸۱۱۸۸/۰۹	---	۴۱۵۸/۶۶	---	---	۸۱/۳۴	۱۷۸۳/۱۸
۱	۸۱۲۷۴	-۰/۱۱	۴۰۳۴/۷	۱۴/۸۱	۲/۹۸	۸۳/۹۳	۱۴۶۱/۲
۲	۷۹۵۸۸	۱/۹۷	۴۰۲۷/۶	۱۴/۰۵	۳/۱۵	۸۲/۳۴	۱۵۹۲/۱
۳	۸۰۲۹۰	۱/۱۱	۳۷۱۰/۶	۱۵/۷۸	۱۰/۷۷	۹۰/۱۶	۱۰۵۵/۲
۴	۸۰۵۱۷	-۰/۸۳	۴۰۹۶/۹	۲۱/۴۶	۱/۴۹	۸۱/۸۹	۱۴۹۴/۹
۵	۷۸۸۶۸	۲/۸۶	۴۰۴۷/۸	۱۶/۲۱	۲/۶۶	۸۱/۱۸	۱۶۰۳
۶	۷۷۱۲۹	۵	۴۱۶۱/۴	۲۸/۳۶	-۰/۰۷	۷۷/۲۳	۱۸۴۳/۹
۷	۷۶۳۳۱	۶	۴۲۱۶/۹	۳۴/۲۹	-۱/۴۰	۷۵/۴۱	۲۲۱۶/۹
۸	۷۵۵۴۲	۶/۹۵	۴۴۸۹/۲	۵۱/۹۱	-۷/۹۵	۷۰/۱۲	۲۴۸۹/۲
۹	۷۸۹۵۳	۲/۷۵	۴۱۸۶/۳	۳۱/۰۲	-۰/۶۷	۷۸/۶	۲۰۲۹/۸
۱۰	۷۸۲۰۳	۳/۶۸	۴۶۲۷/۷	۵۱/۹۱	-۱۱/۲۸	۷۰/۴	۲۶۲۷/۷
۱۱	۷۶۸۸۵	۵/۳۰	۴۰۳۱/۳	۵۰/۰۸	۳/۰۶	۷۹/۵	۲۰۳۱/۳
۱۲	۷۶۲۷۸	۶/۰۵	۴۲۹۲/۸	۴۲/۴۱	-۳/۲۳	۷۴/۰۴	۲۲۹۲/۸

**ماخذ: یافته‌های پژوهش**

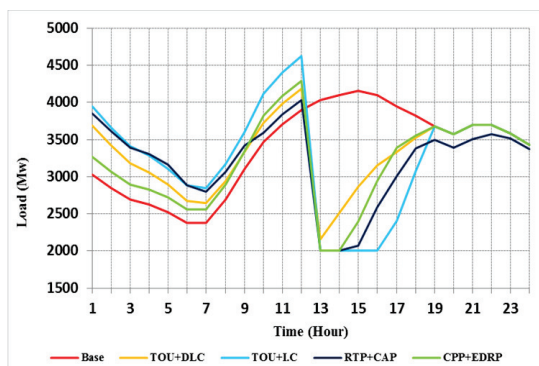
**جدول ۴. مقایسه اقتصادی برنامه‌های پاسخگویی بار**

شماره برنامه	صورت حساب مشترک (ریال)	درآمد شرکت برق (ریال)	پاداش (ریال)	جریمه (ریال)	سود مشترک (ریال)
۰	۵۰۰۸۴۹۳۲/۱	۵۰۰۸۴۹۳۲/۱	.	.	.
۱	۵۱۹۲۱۰۰۰	۵۱۹۲۱۰۰۰	.	.	-۱۸۳۵۷۰۰
۲	۵۳۷۰۴۰۰۰	۵۳۷۰۴۰۰۰	.	.	-۳۶۱۹۵۰۰
۳	۵۳۷۸۳۰۰۰	۵۳۷۸۳۰۰۰	.	.	-۳۶۹۷۸۰۰
۴	۵۳۱۲۳۰۰۰	۵۳۱۲۳۰۰۰	.	.	-۳۰۴۸۲۰۰
۵	۴۸۶۵۴۰۰۰	۴۷۷۸۹۰۰۰	۸۶۴۹۹۰	.	۲۲۹۶۴۰۰
۶	۴۷۵۸۱۰۰۰	۴۴۹۲۴۰۰۰	۲۶۴۷۲۰۰	.	۵۱۵۱۴۰۰
۷	۴۷۰۸۲۰۰۰	۴۴۵۲۶۰۰۰	۲۵۶۶۴۰۰	۹۶۰۹/۱	۵۵۵۹۴۰۰
۸	۴۶۶۰۱۷۳۶	۴۰۲۸۴۰۰۰	۶۳۱۸۱۰۰	.	۹۸۰۱۳۰۰
۹	۴۹۶۲۰۰۰۰	۴۷۶۹۵۰۰۰	۱۶۵۵۳۰۰	.	۲۱۱۹۹۰۰
۱۰	۴۷۹۹۸۰۰۰	۴۱۳۱۴۰۰۰	۶۶۸۴۵۰۰	.	۸۷۷۰۹۰۰
۱۱	۵۰۰۵۸۰۰۰	۴۶۸۴۶۰۰۰	۳۲۱۲۰۰۰	.	۳۲۳۸۰۰۰
۱۲	۵۰۲۳۶۰۰۰	۴۶۷۸۴۰۰۰	۳۴۵۱۶۰۰	.	۳۳۰۰۷۰۰

**ماخذ: یافته‌های پژوهش**

با استفاده از مالیاتی که بر انرژی الکتریکی بسته می شود پرداخت می شود). ولی به دلیل ایجاد پیک بار جدید در شبکه (ساعت ۱۲) سایر شاخص های مدیریت مصرف نسبت به بار پایه بهبودی نداشته اند که برای رفع این مشکل قیمت ها را تعدیل می کنند. (به استثنای برنامه های زمان محور و برنامه DLC از برنامه های تشویق محور).

به منظور ارزیابی تاثیر کشش بر روی برنامه های پاسخگویی بار، مدل بر اساس مقادیر مختلف کشش اجرا شده است. تا از این مسیر حساسیت و یا تغییر نتایج در کشش های مختلف برآورد و مقایسه شود. شکل (۸) نتایج شبیه سازی شده بر روی منحنی بار پایه در مقایسه با اجرای برنامه TOU با کشش های مختلف را نشان می دهد. بر اساس نتایج فنی به دست آمده در جدول (۵) در  $0.06E$  - کمترین مقدار پیک بار  $(3951/6)$  و بالاترین میزان تغییر پیک  $(4/98\%)$  و ضریب بار  $(85/64\%)$  بدست آمده است و هر چه این میزان کشش افزایش یا کاهش داشته باشد از بهبود شاخص های فنی کاسته خواهد شد. همچنین در این کشش کمترین مقدار مصرف انرژی  $(81222)$  اتفاق خواهد افتاد و کاهش انرژی بالاترین مقدار  $(0.04\%)$  را داراست. شکل (۹) نتایج شبیه سازی شده بر روی منحنی بار پایه در مقایسه با اجرای برنامه DLC با کشش های مختلف را نشان می دهد. بر اساس نتایج فنی به دست آمده در جدول (۶) در  $0.07E$  - کمترین مقدار پیک بار  $(3956/4)$  و بالاترین میزان تغییر پیک  $(4/86\%)$  و ضریب بار  $(84/77\%)$  بدست آمده است و هر چه این میزان کشش افزایش یا کاهش داشته باشد از بهبود شاخص های فنی کاسته خواهد شد. همچنین در این کشش کمترین مقدار شاخص پیک تا دره  $(1560/1)$  اتفاق خواهد افتاد.

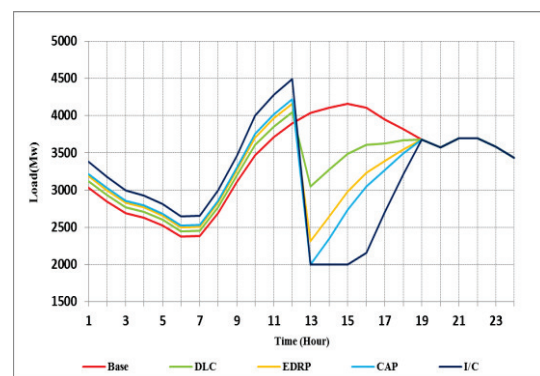


شکل ۷. تاثیر برنامه های ترکیبی بر منحنی بار شبکه

ماخذ: یافته های پژوهش

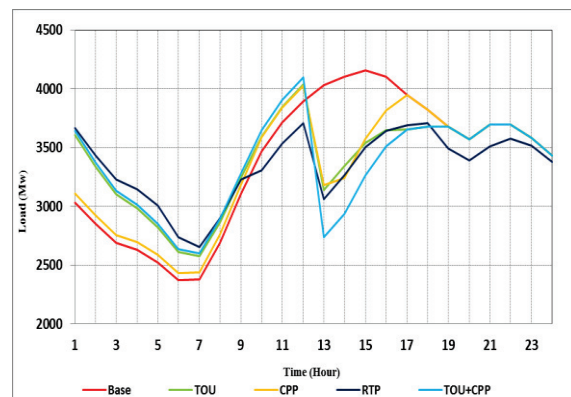
همانطور که در شکل های (۵) تا (۷) مشخص شده اجرای برنامه های پاسخگویی بار سبب کاهش مصرف در ساعات اوج بار شده و بر میزان مصرف در ساعات کم بار و میان بار افزوده است.

کلیه برنامه های پاسخگویی بار از قابلیت مناسبی برای کاهش انرژی مصرفی شبکه برخوردار هستند، و توانسته اند انرژی مصرفی را از  $0.83\%$  درصد (در برنامه TOU+CPP) تا  $6/95\%$  درصد (در برنامه I/C) کاهش دهند؛ که این امر منجر به کاهش صورت حساب مشتریان در بهترین حالت تا  $3483196/1$  ریال نسبت به حالت بار پایه شده است.



شکل ۵. تاثیر برنامه های زمان محور بر منحنی بار شبکه

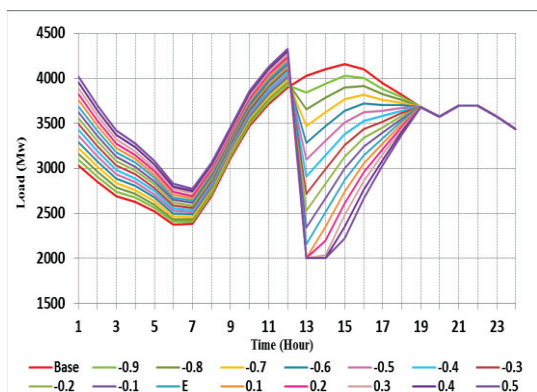
ماخذ: یافته های پژوهش



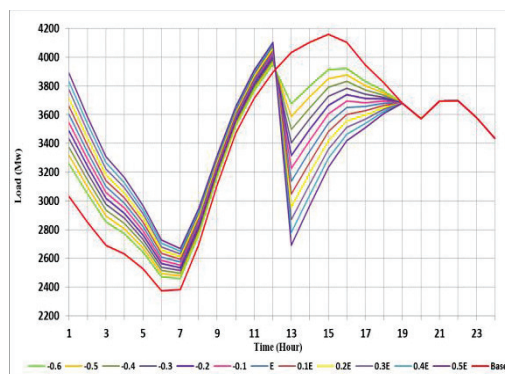
شکل ۶. تاثیر برنامه های تشویق محور بر منحنی بار شبکه

ماخذ: یافته های پژوهش

همچنین این کاهش میزان مصرف و انتقال بار پیک به ساعات کم بار و میان بار سبب دریافت پاداش به میزان  $6318100$  ریال در برنامه I/C و افزایش سودی برابر با  $9801300$  ریال برای مشترک می شود و متقابلاً این پرداخت پاداش سبب کاهش  $19/5\%$  درصدی درآمد شرکت برق می شود؛ که این هزینه باید از سوی متولیان بازار جبران گردد و گر نه انگیزه لازم برای اجرای برنامه های پاسخگویی بار از بین می رود (معمولاً این هزینه ها

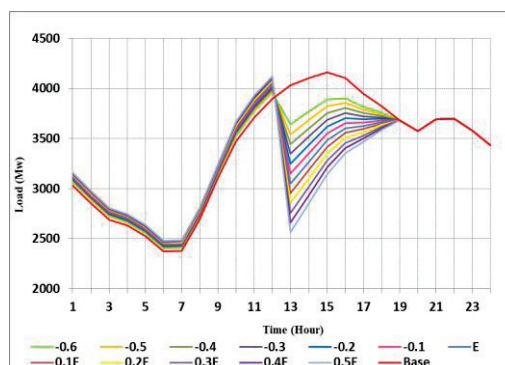


شکل ۱۰. تاثیر برنامه TOU+ DLC بر منحنی بار شبکه با کاهش‌های متفاوت



شکل ۸. تاثیر برنامه TOU بر منحنی بار شبکه با کاهش‌های متفاوت

روند مقایسه کاهش‌های مختلف با بار پایه برای برنامه TOU+ DLC در شکل ۱۰ نشان داده شده است. بر اساس نتایج فنی به دست آمده در جدول (۷) در  $-0.1E$  کمترین مقدار پیک بار ( $3954/3$ ) و بالاترین میزان تغییر پیک ( $4/91\%$ ) و ضریب بار ( $85/1$ ) به دست آمده است و هر چه این میزان کاهش افزایش یا کاهش داشته باشد از بهبود شاخص‌های فنی کاسته خواهد شد. همچنین در این کاهش کمترین مقدار شاخص پیک تا دره ( $1520/6$ ) اتفاق خواهد افتاد.



شکل ۹. تاثیر برنامه DLC بر منحنی بار شبکه با کاهش‌های متفاوت

جدول ۵. مقایسه فنی برنامه TOU با کاهش‌های متفاوت

کاهش	انرژی مصرفی (Mwh)	کاهش انرژی (%)	پیک (Mw)	کاهش پیک (%)	تغییر پیک (%)	ضریب بار (%)	پیک تا دره (Mw)
-0.6E	81222	-0.04	3951.6	5.92	4.98	85.64	1493.4
-0.5E	81231	-0.05	3965.5	7.40	4.64	85.35	1488.1
-0.4E	81240	-0.06	3979.3	8.89	4.31	85.06	1482.7
-0.3E	81248	-0.07	3993.2	10.37	3.98	84.78	1477.3
-0.2E	81257	-0.08	4007	11.85	3.65	84.49	1472
-0.1E	81265	-0.10	4020.9	13.33	3.31	84.21	1466.6
E	81274	-0.11	4034.7	14.81	2.98	83.93	1461.2
0.1E	81282	-0.12	4048.6	16.29	2.65	83.65	1455.9
0.2E	81291	-0.13	4062.4	17.77	2.31	83.38	1450.5
0.3E	81300	-0.14	4076.3	19.25	1.98	83.10	1445.1
0.4E	81308	-0.15	4090.1	20.73	1.65	82.83	1439.8
0.5E	81317	-0.16	4104	22.21	1.31	82.56	1434.4

ماخذ: یافته‌های پژوهش

جدول ۶. مقایسه فنی برنامه DLC با کاهش های متفاوت

کشش	انرژی مصرفی (Mwh)	کاهش انرژی (%)	پیک (Mw)	کاهش پیک (%)	تغییر پیک (%)	ضریب بار (%)	پیک تا دره (Mw)
-۰/۷E	۸۰۴۹۲	۰/۸۶	۳۹۵۶/۴	۴/۸۶	۴/۸۶	۸۴/۷۷	۱۵۶۰/۱
-۰/۶E	۸۰۲۶۰	۱/۱۴	۳۹۵۶/۹	۶/۴۸	۴/۸۵	۸۴/۵۲	۱۵۵۳/۷
-۰/۵E	۸۰۰۲۸	۱/۴۳	۳۹۷۲	۸/۱۱	۴/۴۹	۸۳/۹۵	۱۵۶۱/۹
-۰/۴E	۷۹۷۹۶	۱/۷۱	۳۹۸۷/۲	۹/۷۳	۴/۱۲	۸۳/۳۹	۱۵۷۰/۱
-۰/۳E	۷۹۵۶۴	۲	۴۰۰۲/۴	۱۱/۳۵	۳/۷۶	۸۲/۸۳	۱۵۷۸/۴
-۰/۲E	۷۹۳۳۲	۲/۲۹	۴۰۱۷/۵	۱۲/۹۷	۳/۳۹	۸۲/۲۸	۱۵۸۶/۶
-۰/۱E	۷۹۱۰۰	۲/۵۷	۴۰۳۲/۷	۱۴/۵۹	۳/۰۳	۸۱/۷۳	۱۵۹۴/۸
E	۷۸۸۶۸	۲/۸۶	۴۰۴۷/۸	۱۶/۲۱	۲/۶۶	۸۱/۱۸	۱۶۰۳
-۰/۱E	۷۸۶۳۶	۳/۱۴	۴۰۶۳	۱۷/۸۳	۲/۳۰	۸۰/۶۴	۱۶۱۱/۳
-۰/۲E	۷۸۴۰۴	۳/۴۳	۴۰۷۸/۱	۱۹/۴۵	۱/۹۴	۸۰/۱۱	۱۶۱۹/۵
-۰/۳E	۷۸۱۷۲	۳/۷۲	۴۰۹۳/۳	۲۱/۰۷	۱/۵۷	۷۹/۵۷	۱۶۲۷/۷
-۰/۴E	۷۷۹۴۰	۴	۴۱۰۸/۵	۲۲/۶۹	۱/۲۱	۷۹/۰۴	۱۶۳۵/۹
-۰/۵E	۷۷۷۰۸	۴/۲۹	۴۱۲۳/۶	۲۴/۳۲	-۰/۸۴	۷۸/۵۲	۱۶۴۴/۲

ماخذ: یافته های پژوهش

جدول ۷. مقایسه فنی برنامه TOU+DLC با کاهش های متفاوت

کشش	انرژی مصرفی (Mwh)	کاهش انرژی (%)	پیک (Mw)	کاهش پیک (%)	تغییر پیک (%)	ضریب بار (%)	پیک تا دره (Mw)
-۰/۸E	۸۰۷۴۱	۰/۵۵	۳۹۵۴/۳	۶/۲۰	۴/۹۱	۸۵/۱	۱۵۲۰/۶
-۰/۷E	۸۰۵۱۸	۰/۸۳	۳۹۸۳/۳	۹/۳۱	۴/۲۲	۸۴/۲	۱۵۳۳/۴
-۰/۶E	۸۰۲۹۴	۱/۱۰	۴۰۱۲/۳	۱۲/۴۱	۳/۵۲	۸۳/۴	۱۵۲۶/۳
-۰/۵E	۸۰۰۷۱	۱/۳۸	۴۰۴۱/۳	۱۵/۵۱	۲/۸۲	۸۲/۶	۱۵۲۹/۱
-۰/۴E	۷۹۸۴۷	۱/۶۵	۴۰۷۰/۳	۱۸/۶۱	۲/۱۲	۸۱/۷	۱۵۳۲
-۰/۳E	۷۹۶۲۴	۱/۹۳	۴۰۹۹/۳	۲۱/۷۱	۱/۴۳	۸۰/۹	۱۵۳۴/۸
-۰/۲E	۷۹۴۰۰	۲/۲۰	۴۱۲۸/۳	۲۴/۸۲	۰/۷۳	۸۰/۱	۱۵۹۶/۵
-۰/۱E	۷۹۱۷۷	۲/۴۸	۴۱۵۷/۳	۲۷/۹۲	۰/۰۳	۷۹/۴	۱۸۱۳/۱
E	۷۸۹۵۳	۲/۷۵	۴۱۸۶/۳	۳۱/۰۲	-۰/۶۷	۷۸/۶	۲۰۲۹/۸
-۰/۱E	۷۸۷۶۱	۲/۹۹	۴۲۱۵/۳	۳۴/۱۲	-۱/۳۶	۷۷/۹	۲۲۱۵/۳
-۰/۲E	۷۸۷۲۵	۳/۰۳	۴۲۴۴/۳	۳۷/۲۲	-۲/۰۶	۷۷/۳	۲۲۴۴/۳
-۰/۳E	۷۸۶۹۰	۳/۰۸	۴۲۷۳/۳	۴۰/۳۳	-۲/۷۶	۷۶/۷	۲۲۷۳/۳
-۰/۴E	۷۸۷۷۸	۲/۹۷	۴۳۰۲/۳	۴۲/۴۳	-۳/۴۶	۷۶/۳	۲۳۰۲/۳
-۰/۵E	۷۸۹۰۱	۲/۸۲	۴۳۳۱/۳	۴۶/۵۳	-۴/۱۵	۷۵/۹	۲۳۳۱/۳

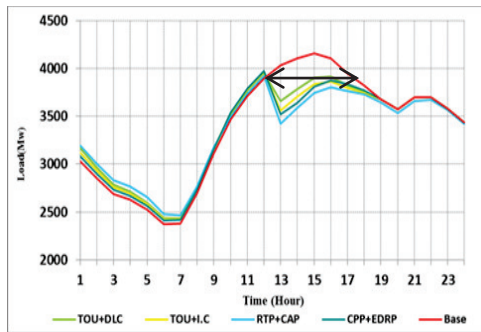
ماخذ: یافته های پژوهش

جدول ۸. مقایسه فنی برنامه های پاسخگویی بار با کاهش منتخب ISO

شماره برنامه	انرژی مصرفی (Mwh)	کاهش انرژی (%)	پیک (Mw)	کاهش پیک (%)	تغییر پیک (%)	ضریب بار (%)	پیک تا دره (Mw)
۰	۸۱۱۸۷/۰۹	---	۴۱۵۸/۶۶	---	---	۸۱/۳۴	۱۷۸۳/۱۸
۱	۸۱۲۷۴	-۰/۰۴	۳۹۵۱/۶	۵/۹۲	۴/۹۸	۸۵/۶۴	۱۴۹۳/۴
۲	۷۹۵۸۸	-۰/۹۹	۳۹۶۱/۹	۷/۰۳	۴/۷۳	۸۴/۵۴	۱۵۵۶/۴
۳	۸۰۲۹۰	۱/۱۱	۳۷۱۰/۶	۱۵/۷۸	۱۰/۷۷	۹۰/۱۶	۱۰۵۵/۲
۴	۸۰۵۱۷	-۰/۲۵	۳۹۵۶/۴	۶/۴۴	۴/۸۶	۸۵/۲۹	۱۵۰۸/۹
۵	۷۸۸۶۸	۱/۱۴	۳۹۵۶/۹	۶/۴۸	۴/۸۵	۸۴/۵۲	۱۵۵۳/۷
۶	۷۷۱۲۹	۱	۳۹۴۹/۳	۵/۶۷	۵/۰۳	۸۴/۸۰	۱۵۴۹/۶
۷	۷۶۳۲۱	۱/۲۱	۳۹۶۰/۴	۶/۸۶	۴/۷۷	۸۴/۳۸	۱۵۵۵/۶
۸	۷۵۵۴۲	۱/۱۲	۳۹۵۵/۵	۶/۳۴	۴/۸۸	۸۴/۵۷	۱۵۵۳
۹	۷۸۹۵۳	-۰/۵۵	۳۹۵۴/۳	۶/۲۰	۴/۹۱	۸۵/۱	۱۵۲۰/۶
۱۰	۷۸۲۰۳	۱/۱۱	۳۹۶۹/۴	۷/۸۲	۴/۵۵	۸۴/۳	۱۵۴۳/۴
۱۱	۷۶۸۸۵	۱/۴۳	۳۹۲۳/۳۰	۱۰/۰۲	۵/۶۶	۸۵	۱۴۵۷/۷
۱۲	۷۶۲۷۸	۱/۳۹	۳۹۷۵/۶	۸/۴۸	۴/۴۰	۸۳/۹۱	۱۵۶۳/۸

ماخذ: یافته های پژوهش

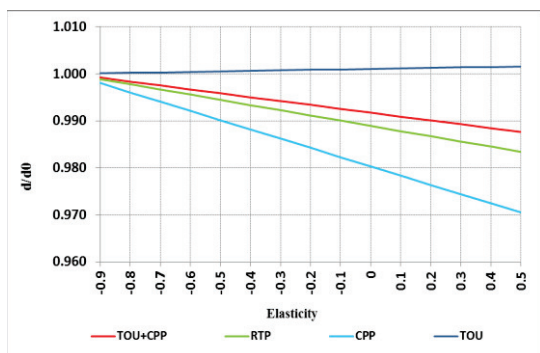
بیشترین تغییرات در میزان بار (خوشبینانه‌ترین حالت) و برنامه TOU کمترین تغییرات (بدبینانه‌ترین حالت) را نشان می‌دهند. به عبارت دیگر برنامه TOU محافظه‌کارترین برنامه است.



شکل ۱۳. مقایسه تاثیر تغییر کثش بر برنامه‌های پاسخگویی بار ترکیبی

ماخذ: یافته‌های پژوهش

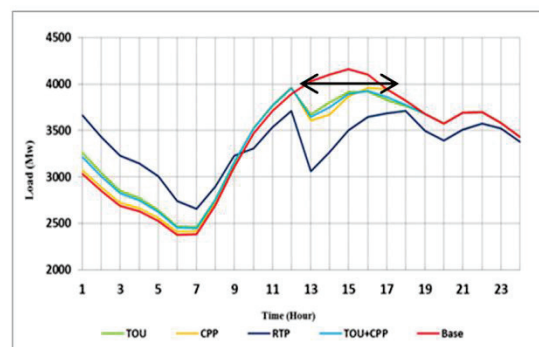
بررسی تاثیر کثش‌های مختلف بر برنامه‌های زمان‌محور نشان می‌دهد که در تمامی مقادیر کثش، همچنان برنامه CPP بیشترین کاهش انرژی را به خود اختصاص داده است و برنامه RTP در سایر شاخص‌های فنی برنامه منتخب ISO است. بنابراین نتیجه می‌گیریم که برنامه‌های زمان‌محور به کثش حساس نیستند و تغییر کثش عامل تعیین‌کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم‌گیرندگان بازار نیست و صرفاً با تغییر کثش می‌توان شاخص‌های فنی و اقتصادی را بهبود بخشید و با توجه به اولویت تصمیم‌گیری کرد (جدول ۸).



شکل ۱۴. نسبت مصرف به مصرف اولیه به ازای کثش‌های مختلف (برنامه‌های زمان‌محور) ماخذ: یافته‌های پژوهش

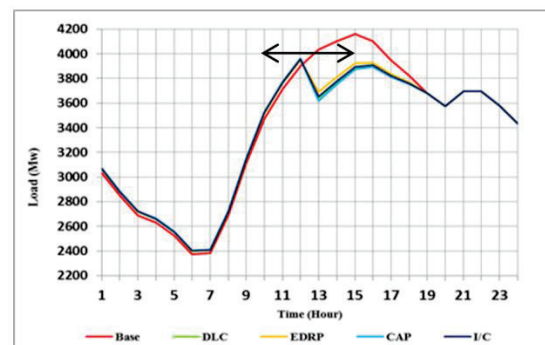
در شکل ۱۵ مقدار بار (نسبت بار به بار اولیه) در برنامه‌های مختلف تشویق‌محور به ازای مقادیر مختلف کثش به ترتیب

شکل‌های (۱۱)، (۱۲) و (۱۳) نمودارهای اجرای مجدد برنامه‌های پاسخگویی بار با اعمال کثشی که مطلوب‌ترین حالت را به لحاظ فنی برای ISO ایجاد می‌نماید، نشان می‌دهد. این امر منجر به بهبود همه شاخص‌های فنی می‌شود. این نتایج در جدول (۸) ذکر شده است. همچنین پیک سایه و صاف‌تر شدن بیشتر منحنی بار نسبت به حالت قبل شده و بهبود ضریب بار و افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های قدرت را به دنبال خواهد داشت. در این حالت فاصله بین مقادیر ماکزیمم و مینیمم بار به



شکل ۱۱. مقایسه تاثیر تغییر کثش بر برنامه‌های پاسخگویی بار تشویق‌محور

ماخذ: یافته‌های پژوهش



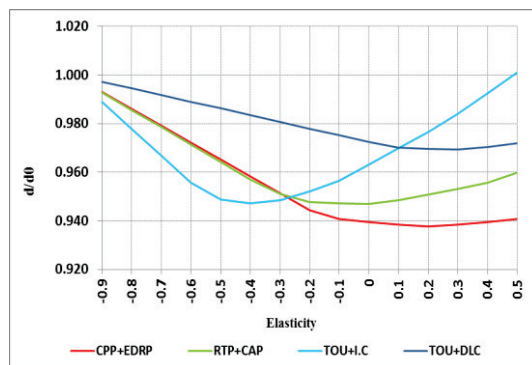
شکل ۱۲. مقایسه تاثیر تغییر کثش بر برنامه‌های پاسخگویی بار زمان‌محور

ماخذ: یافته‌های پژوهش

در شکل ۱۴ مقدار بار (نسبت بار به بار اولیه) در برنامه‌های مختلف زمان‌محور به ازای مقادیر مختلف کثش به ترتیب رسم شده‌اند. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش مقادیر کثش (با هر موردی که باعث فاصله مصرف از نقطه اولیه گردد  $d_0(i) \gg d(i)$ )، اولاً فاصله بین نتایج برنامه‌ها افزایش یافته (نتایج واگرا می‌شوند) و ثانیاً برنامه CPP



رسم شده‌اند. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش مقادیر کشش (یا هر موردی که باعث فاصله مصرف از نقطه اولیه گردد  $[d(i) \gg d_0(i)]$ ، فاصله بین نتایج برنامه‌ها افزایش یافته و نتایج واگرا می‌شوند (به استثنای برنامه I/C از کشش  $0/4$  و  $0/3$  CAP از کشش  $0/1$ ) که در آنها فاصله نتایج کاهش می‌یابد و نتایج همگرا می‌شوند. بنابراین برنامه I/C تا کشش  $0/4$  - بیشترین تغییرات در میزان بار (خوشبینانه‌ترین حالت) را دارد ولی در ادامه کاهش یافته تا جایی که در کشش  $0/2$  با برنامه CAP و در  $0/3$  با برنامه EDRP برابر می‌شود و با ادامه روند کاهشی بعد از برنامه DLC در رتبه دوم قرار می‌گیرد، کمترین تغییرات (بدبینانه‌ترین حالت) مربوط به برنامه DLC است. به عبارت دیگر برنامه DLC محافظه-کارترین برنامه است.



شکل ۱۶. نسبت مصرف به مصرف اولیه به ازای کشش‌های مختلف (برنامه های ترکیبی)

ماخذ: یافته های پژوهش

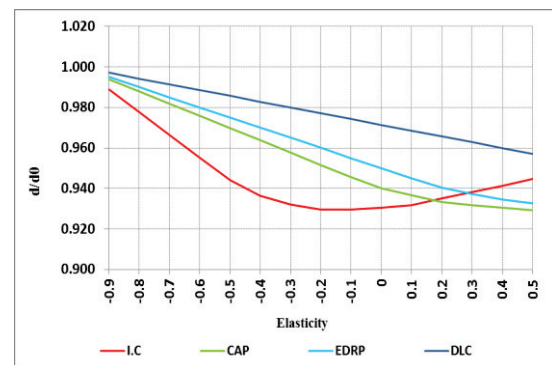
بنابراین نتیجه می‌گیریم که برنامه‌های ترکیبی به کشش حساس هستند و تغییر کشش علاوه بر بهبود شاخص‌های فنی و اقتصادی، عامل تعیین کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم‌گیرندگان بازار است و بهره‌بردار سیستم می‌تواند با توجه به کشش و اهداف مورد نظر خود (شاخص‌های فنی و اقتصادی) نسبت به اولویت‌بندی برنامه‌های پاسخگویی بار تصمیم‌گیری نماید.

## ۶- نتیجه گیری

برنامه های پاسخگویی بار به عنوان ابزاری مناسب برای استفاده از پتانسیل مشترکین در مدیریت شبکه و جبران کاستی های آن، مهم ترین و فراگیرترین زمینه حضور فعال مشترکین در بهبود عملکرد سیستم قدرت را فراهم می آورند. در این مقاله مدل اقتصادی برنامه‌های پاسخگویی بار بر اساس کشش تقاضا و تابع سودمندی مشترکین ارائه شد و با استفاده از مدل ریاضی و شبیه سازی نرم افزاری بر روی منحنی بار روزانه شهر تهران (بار روزانه پیک سال ۲۰۱۵) مورد آزمایش و بررسی قرار گرفت و در نهایت با استفاده از مدل ارائه شده به ارزیابی تاثیر کشش بر بهبود شاخص‌های فنی و اقتصادی پرداخته شد. این بررسی نشان داد که برنامه‌های زمان‌محور به کشش حساس نیستند و در هر حال تغییر کشش عامل تعیین

رسم شده‌اند. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش مقادیر کشش (یا هر موردی که باعث فاصله مصرف از نقطه اولیه گردد  $[d(i) \gg d_0(i)]$ ، فاصله بین نتایج برنامه‌ها افزایش یافته و نتایج واگرا می‌شوند (به استثنای برنامه I/C از کشش  $0/4$  و  $0/3$  CAP از کشش  $0/1$ ) که در آنها فاصله نتایج کاهش می‌یابد و نتایج همگرا می‌شوند. بنابراین برنامه I/C تا کشش  $0/4$  - بیشترین تغییرات در میزان بار (خوشبینانه‌ترین حالت) را دارد ولی در ادامه کاهش یافته تا جایی که در کشش  $0/2$  با برنامه CAP و در  $0/3$  با برنامه EDRP برابر می‌شود و با ادامه روند کاهشی بعد از برنامه DLC در رتبه دوم قرار می‌گیرد، کمترین تغییرات (بدبینانه‌ترین حالت) مربوط به برنامه DLC است. به عبارت دیگر برنامه DLC محافظه-کارترین برنامه است.

بنابراین نتیجه می‌گیریم که برنامه‌های تشویق محور به کشش حساس هستند و تغییر کشش علاوه بر بهبود شاخص‌های فنی و اقتصادی، عامل تعیین کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم‌گیرندگان بازار است و بهره‌بردار سیستم می‌تواند با توجه به کشش و اهداف مورد نظر خود (شاخص‌های فنی و اقتصادی) نسبت به اولویت‌بندی برنامه‌های پاسخگویی بار تصمیم‌گیری نماید.



شکل ۱۵. نسبت مصرف به مصرف اولیه به ازای کشش‌های مختلف (برنامه های تشویق محور)

ماخذ: یافته های پژوهش

در شکل ۱۶ مقدار بار (نسبت بار به بار اولیه) در برنامه‌های مختلف ترکیبی به ازای مقادیر مختلف کشش به ترتیب رسم شده‌اند. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش مقادیر کشش (یا هر موردی که باعث فاصله مصرف از نقطه اولیه گردد  $[d(i) \gg d_0(i)]$ ، فاصله بین نتایج برنامه‌ها افزایش یافته و نتایج واگرا می‌شوند (به استثنای برنامه TOU+I/C از کشش  $0/6$  و  $0/3$  RTP+CAP از کشش  $0/3$ ) که در آنها فاصله نتایج کاهش می‌یابد و نتایج همگرا می‌شوند. بنابراین برنامه TOU+I/C تا کشش  $0/5$  - بیشترین تغییرات در میزان

و مطالعات را می‌طلبد و بدون شک بررسی همه‌جانبه یک موضوع در قالب یک پژوهش امکان‌پذیر نیست و برای این منظور باید پژوهش‌های دیگری صورت گیرد. از آنجا که در مدل‌سازی برنامه‌های پاسخگویی بار به فاکتورهای خاص شبکه‌های جدید نظیر قیمت انرژی و محرک‌های تشویق و تنبیه پرداخته می‌شود، بررسی تأثیر سایر عوامل همچون وجود مکمل و جایگزین انرژی که بر شیب تابع تقاضا تأثیر می‌گذارد به‌عنوان پیشنهاد ادامه تحقیق بیان می‌گردد. همچنین بررسی برنامه‌های پاسخگویی بار به تفکیک هر یک از بخش‌های مختلف (مسکونی، تجاری، صنعتی، ...) و با اعمال کشش خاص هر بخش، قابل‌اجراست و بدون شک با نگاه جزءنگرانه و بخشی به این موضوع نتایج از دقت بیشتری برخوردار خواهند بود.

کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم‌گیرندگان بازار نیست و صرفاً با تغییر کشش، می‌توان شاخص‌های فنی و اقتصادی را بهبود بخشید. لذا تعیین کشش مناسب و هوشمندانه برای هر برنامه توسط اپراتور سیستم، منجر به پیک سایی بیشتر بار شبکه و افزایش قابلیت اطمینان شبکه قدرت می‌شود ولی برنامه‌های تشویق‌محور و ترکیبی به کشش حساس هستند و تغییر کشش علاوه بر بهبود شاخص‌های فنی و اقتصادی، عامل تعیین‌کننده در انتخاب سیاست بهینه برای تصمیم‌گیرندگان بازار است. این نتایج می‌تواند مانند یک جدول راهنما در اختیار بهره‌بردار مستقل سیستم قرار گرفته و در مواقع لزوم و با توجه به اهداف موردنظر برنامه پاسخگویی بار مناسب را انتخاب کرده و اجرا نماید.

بهره‌برداری از سیستم قدرت در حضور منابع پاسخگویی بار دارای پیچیدگی‌های خاصی است و سیر گسترده‌ای از تحقیقات

## منابع

کریمی، حمید و شهرام جدید (۱۳۹۹)، "تعیین قیمت بهینه برای برنامه‌های پاسخگویی بار با هدف بهبود همزمان سود مصرف‌کنندگان و ضریب بار شبکه"، نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، دوره هفدهم، شماره دوم.

معصومی میری، علی و امیرحسین کیلاشکی (۱۳۹۸)، "طراحی بهینه برنامه پاسخگویی بار در شبکه هوشمند با هدف کمینه سازی هزینه و حداکثر سازی سطح رفاه مشترکین"، سومین کنفرانس بین‌المللی نوآوری و تحقیق در علوم مهندسی.

اعلمی، حبیب‌الله؛ یوسفی، غلامرضا و محسن پارسا مقدم (۱۳۸۷)، "تأثیر برنامه‌های پاسخگویی بار بر منحنی مصرف برق کشور"، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، سال ششم، شماره چهارم، صص ۳۱۶-۳۰۸.

کاظم پور، سید مهدی؛ اشکان عبدالی، سوسن و زهرا عابدی (۱۳۹۸)، "اجرای بهینه برنامه پاسخگویی بار TOU با ارائه یک مدل اقتصادی مربوط به رفتار مشترکین برق خانگی"، نشریه انرژی ایران، دوره بیست و یک، شماره یک، صص ۲۷-۵.

Aalami, H. A., Parsa Moghaddam, M., & Yousefi, G. R. (2015). "Evaluation of Nonlinear Models for Time-Based Rates Demand Response Programs". *Electric Power and Energy Systems*, 65:282-290.

Aalami, H. A.; Parsa Moghaddam, M & G. R. Yousefi (2010), "Demand Response Modeling Considering Interruptible/Curtailable Loads and Capacity Market Programs", *Applied Energy*, 87:243-250

Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008 ). "A summary of demand response in electricity markets". *Electric Power Systems Research*, 78(11).

Centolella, P. (2010). "The Integration of Price Responsive Demand in to Regional Transmission Organization (RTO) Wholesale Power Markets and System Operations". *Energy*, 35(4), pp. 1568-1574.

Federal Energy Regulatory Commission Staff, (2006-2009). "Assessment of Demand Response and Advanced Metering", *Federal Energy Regulatory Commission, FERC*.

FERC, (2006). "Regulatory Commission Survey on Demand Response and Time Based Rate Programs/Tariffs". <<http://www.ferc.gov>>.

- IEA (2004-2009), Strategic Plan for the IEA Demand Side Management Program. <<http://www.iea.org>>.
- Khajavi, P., Monsef, H., & Abniki, H. (2010). "Load Profile Reformation Through Demand Response Programs Using Smart Grids". *Modern Electric Power Systems (MEPS) Proceedings of the International System*, 1-6.
- Kirschen, D. S., Strbac, G. (2004). "Fundamentals of Power System Economics". John Wiley & Sons.
- Kirschen, D. S., Strbac, G., & Cumperayot, p. (2000). "Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Price". *IEEE Transactions Power Systems*, 15(2): 612-617.
- Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy System, and Smart Load". *IEEE Transactions on Industrial Information*, 7(3): 381-388
- Pereira, R., Fagundes, A., Melício, R., Mendes, V. M. F., Figueiredo, J., Martins, J., & Quadrado, J.C. (2016). "A Fuzzy Clustering Approach to a Demand Response Model". *Electrical Power and Energy Systems*, 81:184-192.
- Schweppe, F. c., Caramanis, F. C., Tabors, R. D. A., & Bohn, R. E. (1988). "Spot Pricing of Electricity". Boston, MA: Kluwer Academic Publishers.
- U. S. Department of Energy, Energy Policy Act of 2005. (2006). Section 1252, 372-375.
- Wellinghoff, J., (2006). "Collaborative Dialog on Demand Response", 12, <<http://www.ferc.gov>>.