

برنامه‌ریزی میان مدت مصرف‌کننده‌های راهبردی انرژی الکتریکی در بازارهای رقابتی برق و در شرایط عدم قطعیت

تقی بارفروشی^۱، استادیار، محی‌الدین گنجیان^۲، دانشجوی دکتری

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - بابل - ایران - barforoshi@nit.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - بابل - ایران - m.ganjan@stu.nit.ac.ir

چکیده: در این مقاله، چهارچوبی به منظور تدوین برنامه میان مدت مصرف‌کننده در بازار آینده و لحظه‌ای در شرایط عدم قطعیت ارائه می‌شود. رفتار راهبردی موردنظر برای مصرف‌کننده راهبردی در این مقاله، تعیین تقاضا بر اساس قیمت پیشنهادی به بازار و خرید مقداری مناسب از بازار آینده می‌باشد. عدم قطعیت در ارائه پیشنهاد قیمت توسط تولیدکنندگان نیز به صورت مجموعه‌ای از سناریوها مدل شده است. مسئله برنامه‌ریزی موردنظر، در قالب مسئله بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای و دوسطحی مدل سازی شده، که در مرحله اول مقدار تقاضای خریداری شده در قرارداد آینده و در مرحله دوم تعاملات بازار لحاظ می‌شود. با به کارگیری روابط مناسب KKT، مسئله دومرحله‌ای دوسطحی اولیه به یک مسئله تک مرحله‌ای دوسطحی شده و سپس به یک مسئله یک سطحی موسوم به برنامه‌ریزی ریاضی با قیود تعادل تبدیل می‌شود. به منظور ارزیابی عملکرد مدل ارائه شده، بر روی شبکه برق منطقه مازندران و گلستان اعمال شده و نتایج آن در حالت‌های مختلف گزارش و تحلیل شده است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی ریاضی با قیود تعادل؛ عدم قطعیت؛ قرارداد آینده؛ مصرف‌کننده‌های راهبردی.

Medium term Planning of Strategic Consumer in Competitive Electricity Markets Under Uncertainty

T. Barforoshi, Assistant Professor¹, M. Ganjan, PhD Student²

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Power system Research Laboratory, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran, Email: barforoshi@nit.ac.ir

2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, Babol Noshirvani University of Technology, Babol, Iran, Email: m.ganjan@stu.nit.ac.ir

Abstract: This paper proposes a novel framework for medium term planning of strategic consumer in both the future and spot market under uncertainty. The strategic behavior of a strategic consumer is determined based on optimal bidding to the spot market and the best selling in the future market to maximize expected profit. The uncertainty in procedures offer curves is also modeled via sets of scenarios. The problem is modeled as a two-stage bi-level stochastic optimization problem, where in the first stage the demand purchased from the future market is obtained and in the second stage the required demands which should be purchased from the spot market, are calculated as stochastic variable. The primary two stage bi-level problem is changed to a single stage bi-level optimization problem by using KKT conditions, that renders to a single level problem that known as a mathematical program with equilibrium constraints (MPEC). In order to assess the proposed framework, the proposed model is examined on the transmission network of MAZANDARAN regional electric company (MREC) and results are reported and discussed in several cases.

Keywords: MPEC, uncertainty, future contract, strategic consumers.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۰۷/۲۱

تاریخ اصلاح مقاله: ۹۴/۱۰/۱۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۴/۱۲/۴

نام نویسنده مسئول: تقی بارفروشی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - بابل - خیابان شریعتی - دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

۱- مقدمه

در یک شبکه بزرگ مصرف‌کنندگان زیادی وجود دارند که هر یک می‌توانند با توجه به اهداف از پیش تعیین‌شده خود، در مبادلات بازار رفتاری خاص داشته باشند. معمولاً در هر شبکه شرکت‌هایی با مصرف‌کنندگان راهبردی وجود دارند که سهم بزرگی از تقاضای شبکه را به خود اختصاص داده و با رفتار خود (منحنی قیمت پیشنهادی) می‌توانند متغیرهای بازار را تحت تأثیر قرار دهند، به آن‌ها مصرف‌کنندگان راهبردی^۱ اطلاق می‌شود و از قدرت بازار نیز برخوردار هستند.

بهره‌بردار بازار با دریافت منحنی‌های پیشنهاد قیمت بازیگران سمت تولید و مصرف توان و با هدف افزایش رفاه اجتماعی بازار را تسویه نموده که خروجی آن میزان تولید، مصرف و قیمت تسویه بازار می‌باشد. این دسته از مصرف‌کننده‌ها باید از مدل‌ها و رویکردهای مؤثری برای تأمین تقاضای موردنیاز و به‌منظور دستیابی به حداکثر سود در میان‌مدت استفاده نمایند. در حقیقت این مصرف‌کننده با اتخاذ تصمیمی راهبردی، بازار (قیمت تسویه بازار) را در جهت تأمین منافع خود هدایت می‌کند.

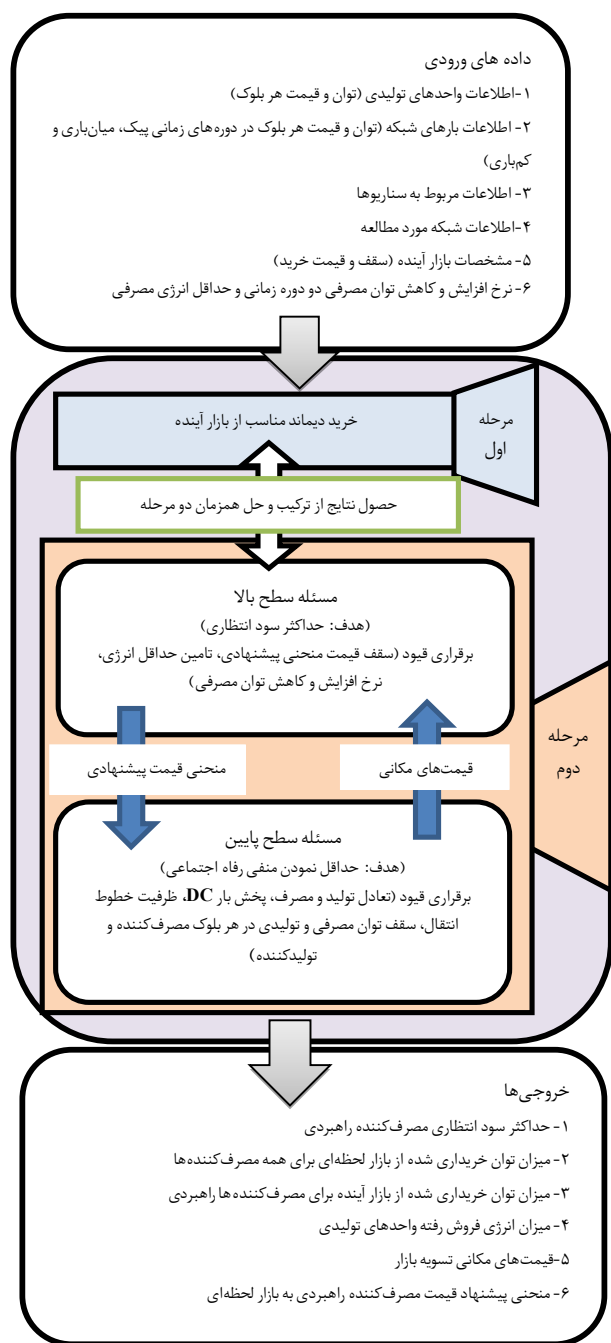
مصرف‌کننده بزرگ راهبردی حتماً باید دارای کشش‌پذیری کافی باشد تا بتواند نقش راهبردی در بازار ایفا نماید، بنابراین لازم نیست تا به‌طور کامل تمام انرژی مصرفی خود را تأمین نماید، درحالی‌که می‌تواند با اتخاذ استراتژی مناسب بهره‌وری خود را بیشینه نماید. همچنین در این مقاله تنها یک مصرف‌کننده بزرگ راهبردی وجود داشته و رفتار مابقی مصرف‌کنندگان به‌درستی قابل‌شناسایی می‌باشد. در تحقیقات گذشته برای تعیین رفتار مصرف‌کنندگان در هر شبکه روش‌های مختلفی در نظر گرفته شده است. در [۱] منحنی‌های پیشنهاد قیمت برای مصرف‌کنندگان غیرراهبردی با روش ریسک‌گریزی بالا ارائه شده است. روشی هم برای تعیین میزان خرید و قیمت دهی مصرف‌کنندگان عادی در [۲] مورد بررسی قرار گرفته است. در [۳] با استفاده از شبیه‌سازی تصادفی مونت‌کارلو منحنی‌های متفاوت پیشنهاد قیمت برای شرکت‌های موجود در یک کارتل به دست آمده است. در [۴] تعیین منحنی بهینه پیشنهاد قیمت برای مصرف‌کنندگان راهبردی تنها در بازار توان در نظر گرفته شده است. در [۵، ۶] منحنی‌های پیشنهاد قیمت مصرف‌کنندگان از دید خرده‌فروشان و با به‌کارگیری روش‌های برنامه‌ریزی خطی در بهترین حالت ارائه شده است. در [۷، ۸] به بررسی تأثیر رفتار سمت تقاضا بر قیمت محلی^۲ تسویه بازار و کارایی آن می‌پردازد. در [۹] استراتژی بهینه قیمت‌دهی از سوی خرده‌فروشان تنها با هدف کمینه نمودن هزینه و بدون درنظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود در یک بازه زمانی یک هفته‌ای در حوضچه توان با الگوریتم ژنتیک تعیین شده است. در [۱۰] تهیه و خرید بلندمدت توان با استفاده از برنامه‌ریزی تصادفی مطالعه شده است. در [۱۱] و [۱۲] روش برنامه‌ریزی تصادفی مرتبه دوم با هدف کمینه نمودن هزینه‌های خرید انرژی از بازار در یک دوره میان‌مدت سه‌ماهه برای مصرف‌کنندگان

بزرگ صنعتی با وجود عدم قطعیت مربوط به خروج واحدها ارائه شده است. در [۱۳] رفتار تمامی خریداران انرژی الکتریکی در بازار لحظه‌ای با حل برنامه پخش بار بهینه با هدف بیشینه نمودن رفاه اجتماعی در دو حالت قطعی و تصادفی تعیین شده است که در آن منحنی پیشنهاد قیمت واحدهای تولیدی ثابت بوده و خریداران هم به‌صورت فردی و هم به‌صورت تشکیل تعاونی در بازار شرکت می‌کنند. در [۱۴] استراتژی تهیه و خرید انرژی الکتریکی موردنیاز مصرف‌کننده بزرگ با به‌کارگیری مدیریت ریسک تعیین می‌گردد. قیمت حوضچه توان تنها به‌صورت یک متغیر با عدم قطعیت در مسئله مدل شده که در [۱۵] تأثیر برنامه پاسخ‌گویی بار نیز در نظر گرفته شده است. در [۱۶] استراتژی مناسب جهت خرید انرژی الکتریکی به‌صورت تعیین منحنی قیمت پیشنهادی به بازار لحظه‌ای با هدف حداکثر سود انتظاری و با به‌کارگیری مدل برنامه‌ریزی تصادفی دوسطحی و با وجود عدم قطعیت ارائه شده است.

اکثر تحقیقات انجام‌شده قبلی که برای تعیین رفتار بهینه مصرف‌کننده راهبردی انجام گرفته است، با هدف کمینه نمودن هزینه‌های تهیه و خرید انرژی الکتریکی بوده که در آن‌ها میزان توان مصرفی با توجه به نوسانات قیمتی موجود در بازار (حوضچه توان) تعیین می‌گردد. به‌منظور کاهش ریسک از منابع دیگر ارائه‌دهنده انرژی الکتریکی استفاده شده است.

نکته بسیار مهم مربوط به نقش کلیدی و تأثیرگذار مصرف‌کننده راهبردی بر بازار و قیمت تسویه آن می‌باشد که با ارائه منحنی قیمت پیشنهادی مناسب به بازار لحظه‌ای به حداکثر سود انتظاری دست یابد. یک مصرف‌کننده بزرگ راهبردی که تنها انرژی موردنیاز خود را از طریق بازار لحظه‌ای تأمین می‌نماید، به علت عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های موجود، معمولاً انرژی را با قیمت بالایی خریداری می‌نماید و به همین علت مایل است با امضای قراردادهای دوجانبه مانند بازار آینده قیمت بالا و ریسک تأمین انرژی را رفع و مطلوبیت خود را حداکثر نماید. چهارچوب پیشنهادی در این مقاله علاوه بر مدل‌سازی کامل تمامی شرکت‌کنندگان در بازار لحظه‌ای که روزانه تسویه می‌گردد، میزان توان مشخصی را هم در قالب بازار آینده با هدف بیشینه نمودن بهره‌وری انتظاری خود با برقراری تمامی شرایط و قیود ارائه می‌نماید. به علت آنکه زمان تصمیم‌گیری جهت شرکت در بازار لحظه‌ای و بازار آینده متفاوت بوده، چهارچوب موردنظر مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای^۳ در یک دوره زمانی میان‌مدت با وجود عدم قطعیت می‌باشد. در مرحله اول میزان دیماند خریداری شده از بازار آینده مشخص می‌گردد که در تمام مدت زمان مورد مطالعه ثابت بوده، درحالی‌که در مرحله دوم به تسویه بازار لحظه‌ای از طریق دریافت منحنی‌های قیمت پیشنهادی مصرف‌کننده راهبردی، مصرف‌کنندگان دیگر و تولیدکنندگان به بازار لحظه‌ای، انجام می‌گیرد که خود وابسته به تصمیم مرحله اول مصرف‌کننده بزرگ راهبردی و سناریوهای همین مرحله می‌باشد.

یا چند مرحله‌ای باشند [۱۹]. عدم قطعیت‌ها در این مسائل توسط مجموعه‌ای از سناریوها مدل می‌گردند. متغیر تصمیم‌گیری اول قبل از تحقق مقدار واقعی فرآیند تصادفی تعیین شده و در حالی که مقدار متغیر تصمیم‌گیری دوم کاملاً وابسته به تحقق فرآیند تصادفی و متغیر تصمیم‌گیری اول می‌باشد. در حقیقت می‌توان این دو نوع متغیر تصمیم‌گیری را از هم به طور کامل جدا نمود. تصمیمات مرحله اول (همین‌جا و الان) که مستقل از فرآیندهای تصادفی بوده و تصمیمات مرحله دوم (منتظر باش و ببین) وابسته به تصمیم مرحله اول و تحقق فرآیند تصادفی است. با استفاده از روابط ریاضی در [۱۹، ۲۰]، مسئله دوم مرحله‌ای به یک مسئله تک مرحله‌ای تبدیل می‌گردد. شکل ۱ چهار چوب پیشنهادی را نشان می‌دهد.



شکل ۱: چهار چوب دوسطحی پیشنهادی

در اکثر مسائل مربوط به بازار برق، همواره دو سمت نقش دارند. یک سمت مربوط به تولید یا مصرف و سمت دیگر مربوط به بهره بردار بازار و فرایند تسویه بازار بوده، به طوری که که تصمیم گیرنده های سمت تولید یا مصرف (سطح یک) و سمت مربوط به فرایند تسویه بازار (سطح دو) بدون توجه به اهداف طرف دیگر، تابع هدف خود را بهینه می نمایند. در [۱۸-۱۶] برخلاف مدل های دیگر که تنها به یک سطح بسنده نموده و اثر فرایند تسویه بازار تنها به صورت یک مجموعه از قیمت ثابت یا نوسانی مدل می شود، مدل دوسطحی استفاده شده است تا اثر فرایند تسویه بازار لحظه ای به طور پویا و همزمان در قالب مسئله سطح پایین در نظر گرفته شود. بنابراین در این مقاله که تأثیر رفتار مصرف کننده راهبردی بر بازار مورد مطالعه و بررسی قرار می گیرد، از مدل دوسطحی که هر دو سطح بر هم تأثیر مستقیم دارند استفاده می گردد. در حقیقت مرحله دوم، خود یک مسئله دوسطحی^۴ است که در سطح اول آن حداکثر نمودن سود انتظاری مصرف کننده راهبردی و در سطح دوم، فرایند تسویه بازار لحظه ای مدنظر می باشد. مسئله سطح بالای مرحله دوم از طریق منحنی پیشنهاد قیمت بر مسئله سطح پایین تأثیر می گذارد و مسئله سطح پایین از طریق قیمت تسویه بازار بر مسئله سطح بالا اثر می گذارد. در نتیجه با حل همزمان این دو سطح، منحنی قیمت پیشنهادی بهینه و قیمت تسویه بازار مورد نظر به دست خواهد آمد.

۲- نقاط برجسته مقاله

نوآوری های این مقاله به شرح زیر است:

الف- ارائه مدلی برنامه ریزی دوسطحی با در نظر گرفتن امکان مشارکت مصرف کننده در بازار آینده علاوه بر بازار لحظه ای در جهت کاهش ریسک در میان مدت. در تحقیقات پیشین، در مدل برنامه ریزی مصرف کنندگان راهبردی، امکان مشارکت در بازار آینده لحاظ نشده است.

ب- مدل ارائه شده در مرجع [۱۶] با افزودن امکان خرید برق مصرف کننده از بازار آینده و قیود مربوطه و تغییر بازه برنامه ریزی به میان مدت، توسعه یافته است. لذا در این مقاله، مدل سازی ریاضی و تبدیل مسئله غیر خطی دوسطحی به یک مسئله MPEC، و نهایتاً تبدیل آن به یک مسئله تک سطحی انجام شده است.

ج- اعمال چهار چوب مورد نظر بر قسمتی از شبکه واقعی برق ایران با اعمال عدم قطعیت و تراکم خطوط انتقال و انجام تحلیل حساسیت.

۳- معرفی چهار چوب پیشنهادی

در شرایط عدم قطعیت، تصمیم سازها باید تصمیمات بهینه را در یک افق برنامه ریزی معین و تحت شرایط اطلاعات ناکامل اتخاذ نمایند. بدین منظور، در طول افق برنامه ریزی، مراحل تعریف می شوند که در آن هر مرحله نشان دهنده نقطه ای از زمان است که عدم قطعیت ها به صورت جزئی و یا کاملاً حذف می شوند. این نوع مسائل می توانند دو مرحله ای و

از قیود متناظر با خود را نشان می‌دهد. متغیرهای اولیه سطح پایین شامل $\theta_{wtin}, P_{wtib}, D_{wtik}^O, D_{wtik}^L$ و متغیرهای دوگان این سطح هم عبارت‌اند از: $\lambda_{wtin}, \psi_{wtib}^{\min}, \psi_{wtib}^{\max}, v_{wtik}^{O\min}, v_{wtik}^{O\max}, \eta_{wtik}^{L\min}, \eta_{wtik}^{L\max}, \mu_{wtid}^{\max}, \xi_{wtin}, \delta_{wt}^1$. متغیرهای سطح بالا علاوه بر متغیرهای اولیه و دوگان سطح پایین شامل $y_{wstd}, Pc_d, \beta_{wtik}^L$ نیز می‌باشند که در سطح بالا به عنوان متغیر بوده ولی در سطح پایین مقادیر آن‌ها مشخص می‌باشد. تابع هدف در سطح بالا به صورت حداکثر نمودن سود انتظاری حاصل از مصرف انرژی در نظر گرفته شده است.

$$\text{Max} \sum_w \phi_w \left[\underbrace{\sum_{tdk} D_{wtik}^L (MU_{tdk}^L - \lambda_{wtid \in n})}_{(I)} \right] - \underbrace{Pc_d \times \pi_d^f}_{(II)} \quad (1)$$

$$0 \leq \beta_{wtik}^L \leq \beta^{cap} \quad \forall w, \forall t, \forall d \in D^L, \forall k \quad (2)$$

$$\beta_{wtik}^L \leq \beta_{wtik}^{L(k+1)} \quad \forall w, \forall t, \forall d \in D^L, \forall k \quad (3)$$

$$\sum_{tdk} D_{wtik}^L + \sum_t Pc_d \geq E_d \quad (4)$$

$$\sum_k D_{wt(t+k)d}^L - \sum_k D_{wtik}^L \leq R_d^{up} \quad (5)$$

$$\sum_k D_{wtik}^L - \sum_k D_{wt(t+k)d}^L \leq R_d^{lo} \quad (6)$$

$$(y_{wstd} - 1) \times M \leq [\lambda_{wtin} - \lambda_{wtid}] \leq y_{wstd} \times M \quad \forall t, \forall d, \forall w, \forall s > w \quad (7)$$

$$(y_{wstd} - 1) \times M \leq \left[\sum_k D_{wtik}^L - \sum_k D_{wtik}^L \right] \leq y_{wstd} \times M \quad \forall t, \forall d, \forall w, \forall s > w \quad (8)$$

$$y_{wstd} \in \{0, 1\} \quad \forall t, \forall d, \forall w, \forall s > w \quad (9)$$

روابط مربوط به سطح پایین نیز به تعاملات بازار وابسته می‌باشد.

$$\lambda_{wtin}, D_{wtik}^L \in \arg \min \text{imize} \left\{ \sum_{ib} \alpha_{wtib} P_{wtib} - \sum_{dk} \beta_{wtik}^L D_{wtik}^L - \sum_{qk} \beta_{wtik}^O D_{wtik}^O \right\} \quad (10)$$

$$\text{subject to:} \quad \sum_{dk} D_{wtik}^L + \sum_{qk} D_{wtik}^O - \sum_{ib} P_{wtib} + \sum_m B_{nm} (\theta_{wtin} - \theta_{wtim}) = 0, \lambda_{wtin}, \forall n \quad (11)$$

$$0 \leq P_{wtib} \leq P_{tib}^{\max}; \psi_{wtib}^{\min}, \psi_{wtib}^{\max}, \forall i, \forall b \quad (12)$$

$$0 \leq D_{wtik}^O \leq D_{tik}^{O\max}; v_{wtik}^{\min}, v_{wtik}^{\max}, \forall q, \forall k \quad (13)$$

$$0 \leq D_{wtik}^L \leq D_{tdk}^{L\max}; \eta_{wtik}^{\min}, \eta_{wtik}^{\max}, \forall d, \forall k \quad (14)$$

$$\sum_k D_{wtik}^L + Pc_d \leq \sum_k D_{tdk}^{L\max}; \mu_{wtid}^{\max}, \forall t, \forall d \quad (15)$$

$$B_{nm} (\theta_{wtin} - \theta_{wtim}) \leq C_{nm}^{\max}, \xi_{wtin}, \forall n, \forall m \quad (16)$$

داده‌های ورودی مسئله شامل اطلاعات واحدهای تولیدی، بارهای مصرفی شبکه، اطلاعات فیزیکی شبکه، مشخصات بازار آینده و نرخ‌های افزایشی و کاهششی توان مصرفی دو دوره زمانی متوالی و حداقل انرژی مصرفی می‌باشد. در سطح بالا سود انتظاری مصرف‌کننده به همراه تعدادی از قیود مدل می‌شوند و سطح پایین مسئله تسویه بازار در شرایط عدم قطعیت، با هدف حداکثر نمودن رفاه اجتماعی است. با توجه به اینکه قیمت بازار آینده فاقد عدم قطعیت می‌باشد، عبارت مربوط به هزینه خرید از بازار آینده فاقد عدم قطعیت بوده و لذا وابسته به تحقق سناریوها نمی‌باشد. بنابراین متغیر تصمیم توان خریداری شده از بازار آینده، متغیر تصمیم مرحله اول محسوب می‌گردد. از طرف دیگر تمامی متغیرهای تصمیم موجود در سطح بالا و پایین که وابسته به تحقق سناریوها می‌باشند، نظیر منحنی پیشنهاد مصرف‌کننده، قیمت‌های مکانی، متغیرهای تصمیم مرحله دوم هستند. مسئله سطح بالا از طریق منحنی قیمت پیشنهادی بر سطح پایین تأثیر گذاشته و مسئله سطح پایین از طریق قیمت تسویه بازار، سطح بالا را متأثر خواهد نمود. بهره‌بردار با جمع‌آوری پیشنهادهای خرید و فروش و با استفاده از مدل پخش بار مستقیم شبکه DC، میزان دیماند و قیمت مکانی را در هر دوره تعیین می‌نماید. در تعیین میزان توان مصرفی مصرف‌کننده راهبردی علاوه بر تابع هدف، قیود مختلفی از قبیل نرخ افزایش و کاهش توان مصرفی در بازه‌های زمانی متوالی، حداقل انرژی مصرفی در کل دوره زمانی و ... نیز دخیل بوده که باید تأمین شوند. خروجی‌های چهارچوب، شامل میزان سود انتظاری، میزان انرژی فروخته‌شده و خریداری‌شده در بازارها، قیمت‌های تسویه بازار و منحنی قیمت پیشنهادی مصرف‌کننده راهبردی است. در میان عدم قطعیت‌های مختلف، عدم قطعیت متناظر با پیشنهاد قیمت سمت تولید در این مقاله در نظر گرفته شده است.

۴- فرمول‌بندی ریاضی

در این بخش مدل ریاضی چهارچوب پیشنهادی ارائه می‌شود. با توجه به برنامه‌ریزی میان مدت و وجود بازار (دیماند متغیر) و قراردادهای آینده، هدف حداکثر نمودن سود مصرف‌کننده راهبردی است. شایان ذکر است در ابتدا مدل دوسطحی به یک مسئله تک‌مرحله‌ای دوسطحی تبدیل شده و در نهایت با استفاده از تئوری دوگان و اعمال شرایط KKT به یک مسئله تک‌سطحی و در قالب برنامه‌ریزی ریاضی با قیود تعادل^۵ توصیف می‌گردد [۱۶].

۴-۱- مدل دومرحله‌ای دوسطحی

روابط (۱) تا (۹) مدل ریاضی مسئله سطح بالا که ترکیبی از تصمیم مرحله اول (II) و بخشی از تصمیم مرحله دوم (I) می‌باشد را نشان می‌دهند. عبارت اول رابطه (۱) مطلوبیت انتظاری مصرف‌کننده راهبردی است و عبارت دوم این رابطه، هزینه خرید برق از بازار آینده را توسط این مصرف‌کننده نشان می‌دهد. همچنین روابط (۱۰) تا (۱۷) مربوط به مسئله سطح پایین بوده که متغیرهای دوگان مربوط به هر یک

$$0 \leq D_{wtqk}^O \perp v_{wtqk}^{\min} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall q, \forall k \quad (26)$$

$$0 \leq (D_{tqk}^{O\max} - D_{wtqk}^O) \perp v_{wtqk}^{\max} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall q, \forall k \quad (27)$$

$$0 \leq D_{wt dk}^L \perp \eta_{wt dk}^{\min} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall d, \forall k \quad (28)$$

$$0 \leq (D_{tdk}^{L\max} - D_{wt dk}^L) \perp \eta_{wt dk}^{\max} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall d, \forall k \quad (29)$$

$$0 \leq \left(\sum_k D_{tdk}^{L\max} - \sum_k D_{wt dk}^L - P_{cd} \right) \perp \mu_{wt dk}^{\max} \geq 0, \quad \forall w, \forall t, \forall d \quad (30)$$

$$0 \leq [C_{nm}^{\max} - B_{nm}(\theta_{wtm} - \theta_{wtm})] \perp \xi_{wtm}^{\max} \geq 0, \quad \forall w, \forall t, \forall n, \forall m \quad (31)$$

روابط (۱۸) و (۱۹) مربوط به قیود مسئله سطح بالا و معادلات (۲۰) تا (۳۱) مربوط به قیود تساوی و نامساوی با اعمال شرایط بهینگی KKT بر مسئله سطح پایین است.

۴-۳- خطی‌سازی روابط غیرخطی

الف) عبارت غیرخطی $D_{wt dk}^L \times \lambda_{wt dk} \in$ که با استفاده از تئوری دوگان و بعضی از شرایط بهینگی KKT مطابق با روش خطی‌سازی دقیق ارائه شده در [۲۰] خطی می‌گردد. بنابراین با استفاده از مسئله سطح پایین:

$$\begin{aligned} \sum_{dk} \beta_{wt dk}^L D_{wt dk}^L &= \sum_{ib} \alpha_{wt ib} P_{wt ib} - \sum_{qk} \beta_{wt qk}^O D_{wt qk}^O \\ &+ \sum_{ib} \psi_{wt ib}^{\max} P_{wt ib}^{\max} + \sum_{qk} v_{wt qk}^{\max} D_{wt qk}^{O\max} + \sum_{dk} \eta_{wt dk}^{\max} D_{wt dk}^{L\max} \\ &+ \sum_{dk} \mu_{wt dk}^{\max} \left(\sum_k D_{tdk}^{L\max} - P_{cd} \right) + \sum_{nm} \xi_{wt nm}^{\max} C_{nm}^{\max} \end{aligned} \quad (32)$$

با به‌کارگیری (۲۱) و ضرب $D_{wt dk}^L$ در این رابطه به (۳۳) تبدیل می‌گردد.

$$\begin{aligned} \sum_{dk} \beta_{wt dk}^L D_{wt dk}^L &= \sum_{dk} \lambda_{wt dk} D_{wt dk}^L + \sum_{dk} \eta_{wt dk}^{\max} D_{wt dk}^{L\max} \\ &- \sum_{dk} \eta_{wt dk}^{\min} D_{wt dk}^L + \sum_{dk} \mu_{wt dk}^{\max} D_{wt dk}^{L\max} \end{aligned} \quad (33)$$

با استفاده از (۲۸) خواهیم داشت:

$$\sum_{dk} D_{wt dk}^L \eta_{wt dk}^{\min} = 0, \forall w, \forall t, \forall d, \forall k \quad (34)$$

با به‌کارگیری (۳۳) و (۳۴) و ادغام آن‌ها با هم، روابط (۳۵) و (۳۶) به دست خواهد آمد

$$\sum_{dk} \eta_{wt dk}^{\max} D_{wt dk}^L = \sum_{dk} \eta_{wt dk}^{L\max} D_{wt dk}^{L\max}, \forall w, \forall t, \forall d, \forall k \quad (35)$$

$$\sum_{dk} \mu_{wt dk}^{\max} D_{wt dk}^L = \sum_{dk} \mu_{wt dk}^{\max} \left(\sum_k D_{tdk}^{L\max} - P_{cd} \right), \forall w, \forall t, \forall d \quad (36)$$

عبارت غیرخطی $D_{wt dk}^L \times \lambda_{wt dk} \in$ با استفاده از (۳۲) تا (۳۶) به معادله (۳۷) تبدیل خواهد شد.

$$\begin{aligned} \sum_{dk} D_{wt dk}^L \times \lambda_{wt dk} &= \sum_{ib} \alpha_{wt ib} P_{wt ib} - \sum_{qk} \beta_{wt qk}^O D_{wt qk}^O + \sum_{ib} \psi_{wt ib}^{\max} P_{wt ib}^{\max} \\ &+ \sum_{qk} v_{wt qk}^{\max} D_{wt qk}^{O\max} + \sum_{nm} \xi_{wt nm}^{\max} C_{nm}^{\max} \end{aligned} \quad (37)$$

$$\theta_{wt(n=)} = 0, \delta_{wt}^1 \} \quad \forall w, \forall t \quad (17)$$

روابط (۲) و (۳) به منظور برقراری شرط مثبت بودن قیمت هر بلاک و روند نزولی قیمت دو پله متوالی است. به جهت مصرف حداقل توان در هر دوره و برای هر یک از دیماندهای مصرف‌کننده راهبردی، باید حداقل انرژی تأمین گردد که (۴) این شرط را برآورده می‌سازد. قیود نرخ افزایشی و کاهشی در میزان توان مصرفی دیماندهای مصرف‌کننده راهبردی هم در (۵) و (۶) مشاهده می‌شود. معادلات (۷) و (۸) شرط مصرف بیش‌تر را به ازای قیمت تسویه بازار کم‌تر برقرار می‌نماید.

مسئله سطح پایین مربوط به تعاملات تسویه بازار لحظه‌ای در هر سناریو و در هر زمان بوده که تابع هدف آن کمینه‌نمودن منفی رفاه اجتماعی بوده که در (۱۰) مشاهده می‌گردد. در این سطح منحنی قیمت پیشنهادی مصرف‌کننده راهبردی یک پارامتر مشخص و ثابت می‌باشد. معادله (۱۱) بیانگر تعادل توان در هر شین و در هر زمان و در هر سناریو بوده که متغیر دوگان آن به قیمت محلی تسویه بازار مربوط است. محدوده توان‌های تولیدی و مصرفی هر یک از بازیگران بازار هم در (۱۲) تا (۱۴) نشان داده شده است. مجموع توانی که از بازار لحظه‌ای و توانی خریداری که از قرارداد آینده تهیه می‌گردد، باید از سطح بار هر دیماند متعلق به مصرف‌کننده راهبردی در هر زمان و در هر سناریو کم‌تر باشد که این شرط در (۱۵) به نمایش درآمده است. رابطه (۱۶) هم شرط محدودیت توان عبوری از هر خط را بیان کرده و رابطه (۱۷) بیانگر زاویه ولتاژ شین مرجع (شین ۱) می‌باشد.

۴-۲- تبدیل به مسئله یک‌سطحی (اعمال شرایط KKT)

یکی از روش‌های حل مسائل دوسطحی، تبدیل آن به مسائل تک‌سطحی با اعمال شرایط بهینگی KKT بر مسئله سطح پایین است. شایان‌ذکر است شرط مهم آن محذب بودن مسئله سطح پایین می‌باشد. لذا با توجه به خطی بودن مسئله سطح پایین، این امکان وجود دارد، به شرح زیر:

$$\text{Max} \sum_w \phi_w \left[\sum_{dk} D_{wt dk}^L (MU_{dk}^L - \lambda_{wt dk}) \right] - P_{cd} \times \pi_d^f \quad (18)$$

$$(19) - (2) \quad (19)$$

$$\alpha_{wt ib} - \lambda_{wtm ei} + \psi_{wt ib}^{\max} - \psi_{wt ib}^{\min} = 0, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (20)$$

$$-\beta_{wt dk}^L + \lambda_{wtm ei} + \mu_{wt dk}^{\max} + \eta_{wt dk}^{\max} - \eta_{wt dk}^{\min} = 0, \quad \forall w, \forall t, \forall d, \forall k \quad (21)$$

$$-\beta_{wt dk}^O + \lambda_{wtm ei} + v_{wt dk}^{\max} - v_{wt dk}^{\min} = 0, \forall w, \forall t, \forall q, \forall k \quad (22)$$

$$\sum_m B_{nm} (\lambda_{nmw} - \lambda_{nmw}) + \sum_m B_{nm} (\xi_{wtm nm} - \xi_{wtm nm}) + \delta_{wt}^1 = 0, \quad \forall w, \forall t, \forall n \quad (23)$$

$$0 \leq P_{wt ib} \perp \psi_{wt ib}^{\min} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (24)$$

$$0 \leq (P_{wt ib}^{\max} - P_{wt ib}) \perp \psi_{wt ib}^{\max} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (25)$$

ج- دوره کم‌باری: در ۳/۳۳٪ از زمان برابر با ۷۲۰ ساعت (۳۰ روز) تقاضا معادل ۷۰٪ دوره پیک و ارزش حدی هم ۸۵٪ ارزش حدی دوره پیک در نظر گرفته شده است.

جدول ۱: اطلاعات واحدهای تولید

واحد	ظرفیت (مگاوات)		قیمت (دلار بر مگاوات ساعت)	
	بلاک اول	بلاک دوم	بلاک اول	بلاک دوم
نکا ۴-شین ۲-G1	۱۰۰۰	۷۶۰	۱۱/۴۶	۱۲/۷
نکا ۲-شین ۹-G2	۱۰۰	۱۷۵	۱۹/۲	۲۱/۱
نکا ۲-شین ۹-G2	۱۰۰	۶۰	۱۲/۳۲	۱۳/۵
علی‌آباد-شین ۵-G3	۴۰۰	۵۶۰	۱۸/۶	۲۰/۴

جدول ۲: اطلاعات بارها در پیک بار

بار	ظرفیت (مگاوات)		ارزش حدی (دلار بر مگاوات ساعت)	
	پله اول	پله دوم	پله اول	پله دوم
D1-شین ۵	۱۹۰	۱۰۰	۳۵/۷۵	۳۰/۴
D2-شین ۶	۱۸۶	۹۸	۳۵/۷۵	۳۰/۴
D3-شین ۱۲	۲۳۰	۱۲۰	۳۵/۷۵	۳۰/۴
D4-شین ۱۴	۱۲۳	۶۵	۳۵/۷۵	۳۰/۴
D5-شین ۱۵	۲۰۴	۱۰۷	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q1-شین ۵	۶۵	۳۵	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q2-شین ۷	۱۱۰	۶۰	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q3-شین ۸	۱۱۸	۶۳	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q4-شین ۱۰	۷۹	۴۲	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q5-شین ۱۱	۷۱	۳۸	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q6-شین ۱۲	۱۹/۵	۱۰/۵	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q7-شین ۱۳	۷۷	۴۲	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q8-شین ۱۷	۹۵/۵	۵۱/۵	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q9-شین ۱۶	۸۳	۴۵	۳۵/۷۵	۳۰/۴
Q10-شین ۴	۱۲	۷	۳۵/۷۵	۳۰/۴

تعداد بارهای متعلق به مصرف‌کننده راهبردی ۵ می‌باشد که میزان مجموع توان آن‌ها در حالت پیک ۱۴۲۳ مگاوات بوده که برابر با ۵۵ درصد کل تقاضای شبکه در حالت پیک می‌باشد. همچنین ظرفیت کل تولید ژنراتورهای شبکه برابر ۳۱۵۵ مگاوات است. پارامترهای بازار آینده شامل قیمت و سقف توان خریداری شده می‌باشد که به ترتیب برابر با ۱۲ دلار بر مگاوات ساعت و ۱۰۰ مگاوات تعیین شده است. همچنین سقف قیمت‌دهی (β^{cap}) ۱۰۰ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. نرخ افزایش و کاهش توان مصرفی دوره‌های متوالی (R_d^{lo} ، R_d^{up}) و حداقل انرژی مصرفی تقاضاهای متعلق به مصرف‌کننده بزرگ راهبردی (E_d) به ترتیب برابر با $\sum_k D_{wtdk}^L / 5$ و $\sum_{ik} D_{wtdk}^L / 73$ فرض شده است.

ب) قیود مکمل غیرخطی (۲۴) تا (۳۱): هر شرط مکمل خطی را می‌توان به صورت ترکیبی از ۴ شرط نوشت [۱۳]. به عنوان مثال برای (۲۴):

$$P_{wib} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (38)$$

$$\psi_{wib}^{\min} \geq 0, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (39)$$

$$P_{wib} \leq (1 - \omega_{wib}^{\min}) \times M, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (40)$$

$$\psi_{wib}^{\min} \leq \omega_{wib}^{\min} \times M, \forall w, \forall t, \forall i, \forall b \quad (41)$$

در روابط فوق M عدد مثبت بزرگ و $\omega_{wib}^{\min}$ متغیر باینری است. در نهایت مسئله مکمل ریاضی با قیود تعادلی بعد از خطی شدن به یک برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح آمیخته و قابل حل تبدیل شده است.

۵- مطالعات عددی

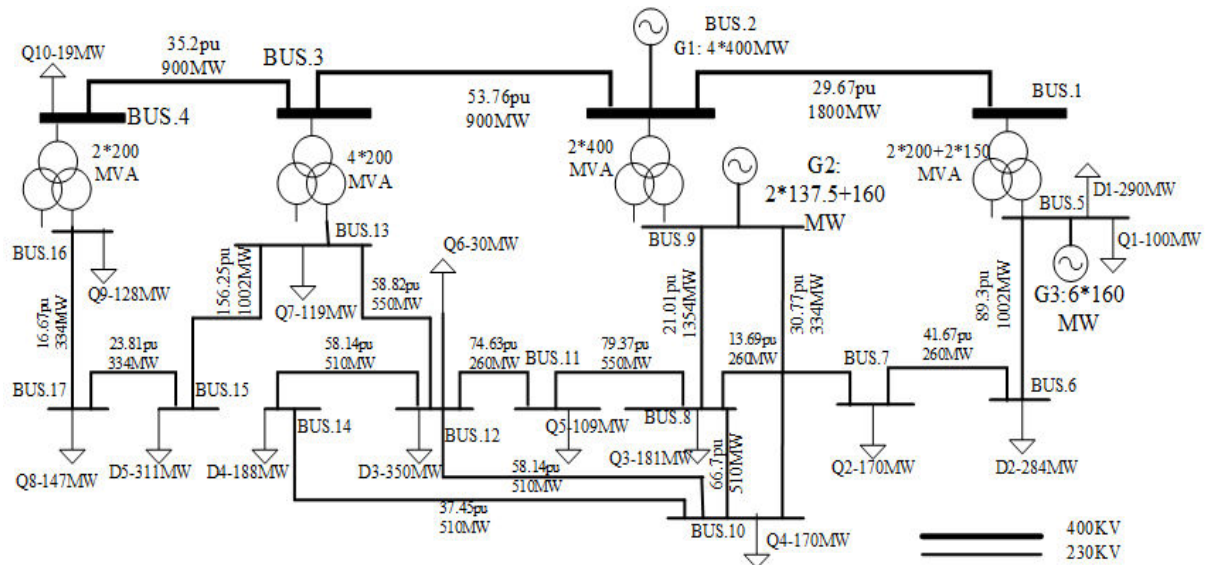
در این بخش جهت بررسی روش ارائه شده از شبکه انتقال برق منطقه‌ای مازندران در دو حالت راهبردی و غیرراهبردی و بدون تراکم و با تراکم استفاده شده است. تمام روابط در قالب برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط در محیط GAMS 24.1.3 پیاده‌سازی شده است. شکل ۲ شبکه مورد مطالعه را نشان می‌دهد. به منظور صحت‌سنجی نتایج شبیه‌سازی، مدل پایه‌ای بر مبنای [۱۶] توسعه یافته و شبیه‌سازی‌ها بر اساس آن انجام شده است. نتایج شبیه‌سازی و مقایسه آن با نتایج [۱۶] نشان داده است که نتایج مدل پیاده‌سازی شده برای برنامه‌ریزی کوتاه مدت مصرف‌کننده راهبردی معتبر است.

۵-۱- اطلاعات شبیه‌سازی

بارهای متعلق به مصرف‌کننده بزرگ راهبردی و بارهای متعلق به مجموعه غیر از بارهای مصرف‌کننده بزرگ راهبردی (با عنوان بارهای دیگر) در شکل ۲ به نمایش درآمده است [۲۱]. تعداد بارهای متعلق به هر مجموعه به ترتیب برابر با ۵ و ۱۰ می‌باشد. همچنین سه مجموعه نیروگاه در شین‌های ۲، ۵ و ۹ وجود دارد. برخلاف واحدهای متعلق به نکا ۴ و علی‌آباد، دو واحد نیروگاهی نکا ۲ موجود در شین ۹، دارای منحنی قیمت پیشنهادی متفاوتی می‌باشند. تمام اطلاعات مربوط به توان بلوک‌ها و ارزش حدی بارها و ژنراتورها در جداول ۱ و ۲ مشخص شده است. مدت زمان مورد مطالعه در بازه زمانی میان مدت ۳ ماهه بوده و در این بازه فرض می‌شود که تصمیم خرید از بازار آینده در ابتدای دوره برای کل دوره زمانی سه ماهه اتخاذ می‌شود. اطلاعات مربوط به دوره‌های مختلف زمانی به صورت زیر می‌باشد:

الف- دوره پیک: در ۱۶/۷٪ از زمان برابر با ۳۶۰ ساعت (۱۵ روز)، تقاضا در حداکثر خود در نظر گرفته شده است.

ب- دوره میان‌باری: در ۵۰٪ از زمان برابر با ۱۰۸۰ ساعت برابر با (۴۵ روز)، تقاضا معادل ۸۵٪ دوره پیک می‌باشد. همچنین ارزش حدی در این حالت ۹۰٪ ارزش حدی دوره پیک است.



شکل ۲: شبکه برق منطقه‌ای مازندران و گلستان [۲۱]

با توجه به اطلاعات جدول ۴ می‌توان مشاهده نمود در حالتی که مصرف‌کننده راهبردی منحنی قیمت خود را بر اساس ارزش حادی واقعی به بازار پیشنهاد می‌دهد، سود انتظاری آن ۲۷/۳۵ میلیون دلار بوده، درحالی‌که در حالت راهبردی و بدون وجود تراکم این مقدار، برابر ۳۳/۲ میلیون دلار شده است. در حالت راهبردی و با وجود تراکم به علت اعمال محدودیت در ظرفیت خطوط انتقال، میزان سود انتظاری با کاهش ۱۳ درصدی نسبت به حالت بدون اثر تراکم به میزان ۲۸/۷۹ بدون لحاظ اثر تراکم خطوط و با در نظر گرفتن اثر تراکم خطوط نسبت به حالت غیرراهبردی به ترتیب ۲۱/۴ و ۵/۳ درصد افزایش دارد. سطر سوم جدول ۴ میزان انرژی خریداری نشده (دراختیار قرار نگرفته به علت رفتار راهبردی خرید انرژی) را نشان می‌دهد که در حالت غیرراهبردی این عدد برابر با ۱۵۷۲۱۹ مگاوات ساعت برابر با ۶/۲ درصد از کل انرژی ۲۵۳۳۷۸۶ مگاوات ساعت بوده درحالی‌که در حالت راهبردی بدون اثر تراکم این کمیت به ۱۲/۸ درصد از کل ظرفیت خود رسیده است.

مهم‌ترین متغیر سود انتظاری واحد انرژی (دلار بر مگاوات ساعت) می‌باشد. هرچند در حالت راهبردی بدون تراکم هرچند به میزان کم‌تری انرژی نسبت به حالت غیرراهبردی مصرف نموده است، اما با افزایش ۳۰/۱ درصدی از عدد ۱۱/۵ (دلار بر مگاوات ساعت) به عدد ۱۵/۰۲ (دلار بر مگاوات ساعت) تغییر یافته است. خرید از بازار آینده تنها در حالت راهبردی با وجود اثر تراکم برای مصرف‌کننده راهبردی انجام شده است. مصرف‌کننده راهبردی به علت محدودیت ظرفیت خطوط انتقالی، در تقاضای شماره ۴ (D_4) خود که به شین ۱۴ متصل است، به میزان ۱۳/۲ (مگاوات) برای کل دوره میان‌مدت از بازار آینده خریداری نموده است و سبب شده است سود انتظاری واحد انرژی با حالت راهبردی بدون اثر تراکم یکسان شود. همچنین مصرف‌کننده راهبردی با رفتار مناسب، قیمت‌های تسویه بازار را در هر سه حالت

تنها عدم قطعیت در نظر گرفته شده مربوط به منحنی قیمت پیشنهادی واحدهای تولیدی بوده که از طریق ده سناریو مختلف (w_1 تا w_{10}) با احتمال متفاوت برای هر سناریو توصیف شده که در مقادیر آن در جدول ۳ نشان داده شده است.

جدول ۳: ضرایب سناریو متناظر با پیشنهاد قیمت سمت تولید

سناریو	پیک	میان بار	کم باری	احتمال هر سناریو
w_1	۱	۱	۱	۰/۱۱
w_2	۱/۱	۱/۰۵	۱/۰۲	۰/۰۹
w_3	۱/۲	۱/۱	۱/۰۴	۰/۱۰۵
w_4	۱/۳	۱/۱۵	۱/۰۶	۰/۱
w_5	۱/۴	۱/۲	۱/۰۸	۰/۱۱
w_6	۱/۵	۱/۲۵	۱/۱	۰/۱۲
w_7	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۰/۰۸۵
w_8	۱/۲	۱/۲	۱/۱۵	۰/۰۹
w_9	۱/۳	۱/۳	۱/۲	۰/۱
w_{10}	۱/۵	۱/۵	۱/۴	۰/۰۹

۵-۲- ارائه و تحلیل نتایج شبیه‌سازی

در این بخش نتایج حاصل از شبیه‌سازی در دو حالت اصلی راهبردی و غیرراهبردی (پیشنهاد قیمت مصرف‌کننده بزرگ بر اساس ارزش حادی) ارائه می‌گردد. همچنین تأثیر تراکم خطوط انتقال بر بررسی می‌شود. همان‌طور که از جدول ۴ مشاهده می‌گردد مقادیر تابع هدف در حالت راهبردی بیش‌تر از غیرراهبردی بوده و همچنین در حالت عدم وجود تراکم نسبت به حالت دارای تراکم بیش‌تر است. در سطر دوم جدول ۴ سود انتظاری به ازای هر مگاوات ساعت را برای مصرف‌کننده راهبردی نشان می‌دهد.

مگاوات ساعت انتخاب گردد که به‌طور دلخواه برابر با بالاترین قیمت تسویه بازار تعیین شده است. بلاک سوم هم به میزان ۱۰۰ مگاوات ساعت در کم‌ترین قیمت تسویه بازار برابر با ۱۳/۸ دلار بر مگاوات ساعت پیشنهاد می‌شود و در نتیجه منحنی قیمت پیشنهادی مشابه شکل ۳ خواهد بود.

جدول ۵: نتایج تسویه بازار برای تقاضای D_1 در پیک بار در سناریوهای مختلف

سناریو	قیمت تسویه بازار (دلار بر مگاوات ساعت)	بلاک اول (مگاوات)	بلاک دوم (مگاوات)
w_1	۱۳/۸	۱۹۰	۱۰۰
w_2	۱۳/۹۷	۱۵۹	۰
w_3	۱۵/۲۴	۱۵۹	۰
w_4	۱۶/۵	۱۵۹	۰
w_5	۱۷/۷۸	۱۵۹	۰
w_6	۱۹/۰۵	۱۵۹	۰
w_7	۱۳/۹۷	۱۵۹	۰
w_8	۱۵/۲۴	۱۵۹	۰
w_9	۱۷/۷۸	۱۵۹	۰
w_{10}	۱۹/۰۵	۱۵۹	۰



شکل ۳: منحنی پیشنهاد قیمت برای بار D_1 در بار پیک با رفتار راهبردی و با وجود تراکم

۶- تحلیل حساسیت

به‌منظور بررسی تأثیر رفتار مصرف‌کننده راهبردی بر روی تعاملات بازار، نتایج حاصل از تغییر پارامترهایی مانند ارزش حدی و ظرفیت خطوط انتقال، بررسی می‌شود.

۶-۱- تأثیر ارزش حدی مصرف‌کننده

نتایج تأثیر تغییرات ارزش حدی در جدول ۶ نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که با افزایش و کاهش دو درصدی ارزش حدی، میزان سود انتظاری به ترتیب ۴/۶ و ۵ درصد افزایش و کاهش یافته است. همچنین سود انتظاری بر واحد انرژی مصرفی به ترتیب ۴/۵ و ۳/۷ درصد افزوده و کاسته شده است. تغییر در سود بر واحد انرژی مصرفی در حالت افزایش ارزش حدی، برابر با تغییر در سود انتظاری می‌باشد.

پیک بار، میان باری و کم باری به ترتیب در حالت بدون وجود تراکم و با وجود آن به‌طور متوسط ۱۳ و ۱۶/۶ درصد نسبت به حالت غیرراهبردی کاهش دهد. اعداد مربوط به قیمت‌های تسویه بازار لحظه‌ای در ردیف آخر جدول ۴ آورده شده است.

جدول ۴: نتایج عددی روش ارائه‌شده با هدف حداکثر سود

حالت	راهبردی و بدون تراکم	راهبردی و بدون تراکم	راهبردی و با تراکم
سود انتظاری (میلیون دلار)	۲۷/۳۵	۳۳/۲	۲۸/۷۹
سود انتظاری بر واحد انرژی مصرف‌کننده راهبردی (دلار بر مگاوات ساعت)	۱۱/۵	۱۵/۰۲	۱۵
انرژی انتظاری به خدمت گرفته نشده (درصد از کل ظرفیت)	۶/۲	۱۲/۸	۲۵/۳
توان خریداری‌شده از بازار آینده (مگاوات)	۰	۰	$PC(d4)=13/2$
متوسط قیمت مکانی	۲۰/۱	۱۷/۲	۱۶/۳
پیک بار میان باری کم باری	۱۸/۵	۱۶/۴۷	۱۵/۵۲
(دلار بر مگاوات ساعت)	۱۶/۸۵	۱۴/۴	۱۴/۴

در غیاب مشارکت مصرف‌کننده در بازار آینده، با در نظر گرفتن اثر تراکم، میزان سود انتظاری ۲۸/۱ میلیون دلار بوده که سود انتظاری بر واحد انرژی ۱۴/۸ دلار بر مگاوات ساعت خواهد بود، که نسبت به حالتی که مشارکت در بازار آینده برای مصرف‌کننده وجود دارد، به ترتیب به میزان ۲/۴ درصد در سود انتظاری و ۱/۳ درصد در سود انتظاری بر واحد انرژی کاهش داشته و همچنین متوسط قیمت‌های محلی هم افزایش خواهد داشت. همان‌طوری که در تحلیل شبیه‌سازی‌ها آمده است، با وجود امکان مشارکت در بازار آینده، مطلوبیت مصرف‌کننده بهبود یافته است.

۵-۳- تعیین منحنی قیمت پیشنهادی

جدول ۵ مقادیر قیمت تسویه بازار و میزان مصرف انرژی تقاضای D_1 در زمان پیک بار و تمامی سناریوها نشان می‌دهد. به‌منظور تعیین منحنی مناسب پیشنهاد قیمت این تقاضا که متعلق به مصرف‌کننده راهبردی است، می‌توان از نتایج جدول ۵ استفاده نمود. مشاهده می‌شود که برای تمامی سناریوها به میزان ۱۵۸ مگاوات ساعت تغذیه شده و ۳۲ مگاوات ساعت از بلوک اول از سناریو w_2 تا w_{10} تغذیه نشده است. مصرف‌کننده ۱۵۸ مگاوات ساعت را بین بالاترین قیمت تسویه بازار که برابر با ۱۹/۰۵ دلار بر مگاوات ساعت) به دست آمده و β^{cap} پیشنهاد خواهد داد که این مقدار در بلاک اول (۱۵۸ مگاوات ساعت) به‌طور دلخواه ۲۱ دلار بر مگاوات ساعت انتخاب شده است. ۳۲ مگاوات ساعت انرژی باقی‌مانده از بلاک اول باید در قالب بلاک دوم و بین بالاترین و پایین‌ترین قیمت تسویه بازار ۱۹/۰۵ و ۱۳/۸ دلار بر

متفاوت بار پیک‌بار، میان‌بار و کم‌باری نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که با تغییر ۲ درصد در ارزش حدی مصرف‌کننده راهبردی، قیمت مکانی متوسط کل مصرف‌کنندگان حدود ۰/۵ درصد تغییر می‌نماید که این حقیقت بیانگر نقش مصرف‌کننده راهبردی در تعیین قیمت بازار می‌باشد.

۶-۲- تأثیر ظرفیت خطوط انتقال

نتایج حاصل از تغییر در ظرفیت خطوط انتقال در جدول ۷ آورده شده است. ملاحظه می‌شود با کاهش ظرفیت خطوط انتقال به میزان یک درصد، سود انتظاری به میزان ۱/۵ درصد نسبت به حالت پایه کاهش یافته است. شایان‌ذکر است عمده دلیل این کاهش، تراکم در خط بین باس ۹ و ۱۰ با ظرفیت ۳۳۴ مگاوات بوده که از تمام ظرفیت خط استفاده شده است. میزان انرژی تغذیه نشده و سود انتظاری بر واحد انرژی مصرفی در حالت افزایش و کاهش ظرفیت خطوط نسبت به حالت پایه به ترتیب به میزان ۳/۳ و ۱ درصد افزایش و کاهش یافته‌اند. در حالت کاهش ظرفیت خطوط، انرژی کمتری در حدود یک درصد از جدول ۷: نتایج شبیه‌سازی با تغییر در ظرفیت خطوط انتقال با وجود تراکم

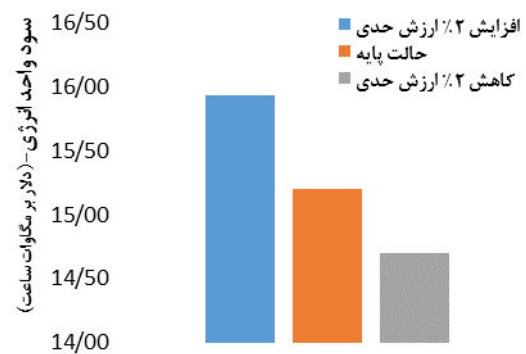
حالت	کاهش ظرفیت خطوط به میزان ۱٪	افزایش ظرفیت خطوط به میزان ۱٪
سود انتظاری (میلیون دلار)	۲۸/۳۴	۲۹/۱۸
سود انتظاری بر واحد انرژی (دلار بر مگاوات ساعت)	۱۴/۹	۱۵/۵۲
انرژی انتظاری به خدمت گرفته نشده (درصد از کل ظرفیت)	۲۵/۳	۲۵/۸۸
توان خریداری شده از بازار آینده (مگاوات)	PC(d4)=۲۰	PC(d4)=۶/۴
متوسط قیمت مکانی (دلار بر مگاوات ساعت)	۱۶/۲	۱۶/۳۲
پیک بار	۱۵/۵۶	۱۵/۴۹
میان بار	۱۴/۴۹	۱۴/۴۳۷
کم بار		

بازار لحظه‌ای خرید شده است.

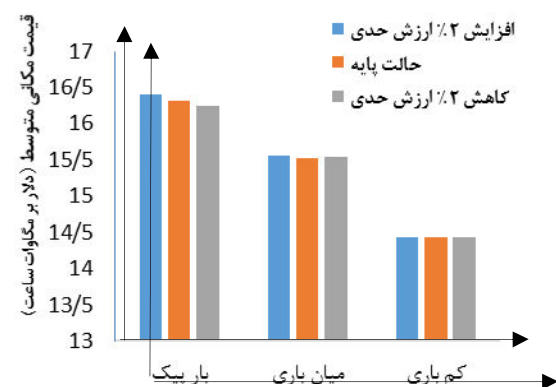
میزان خرید از بازار آینده با افزایش ۵/۵ درصد نسبت به حالت پایه به عدد ۲۰ مگاوات رسیده است. در صورتی که ظرفیت کل خطوط انتقال به میزان یک درصد افزایش یابد، سود انتظاری در حدود ۱/۳ درصد افزایش یافته و میزان انرژی تغذیه نشده ۲/۳ درصد نسبت به حالت پایه افزایش پیدا کرده و سود انتظاری بر واحد انرژی مصرفی با افزایش ۳/۴ درصد به عدد ۱۵/۵۲ دلار بر مگاوات ساعت رسیده است. در این حالت از بازار آینده با کاهش ۴۸/۵ درصد نسبت به حالت پایه به میزان ۶/۴ مگاوات خریداری نموده که این کاهش در خرید از بازار آینده موجب افزایش میزان انرژی تغذیه نشده در دوره مورد نظر شده است. شکل ۶ سود بر واحد انرژی مصرفی را در حالت پایه به همراه دو حالت تغییر در ظرفیت خطوط انتقال به میزان یک درصد افزایش و کاهش نشان می‌دهد. هر چند انتظار آن بود که در دو حالت تغییر در ظرفیت خطوط انتقال، تأثیرات مشابهی حاصل شود، اما در حالت

در حالت کاهش ارزش حدی، هر چند سود انتظاری به میزان ۵ درصد کاهش یافته است، اما میزان انرژی خریداری نشده هم به میزان ۳/۵ درصد افزایش یافته است و در نتیجه سود انتظاری بر واحد انرژی با ۳/۶ درصد کاهش به ۱۴/۷ دلار بر مگاوات ساعت رسیده است. جدول ۶: تغییرات در ارزش حدی مصرف‌کننده راهبردی با وجود تراکم

حالت	کاهش ارزش حدی به میزان ۲٪	افزایش ارزش حدی به میزان ۲٪
سود انتظاری (میلیون دلار)	۲۷/۶	۲۹/۹۵
سود انتظاری بر واحد انرژی (دلار بر مگاوات ساعت)	۱۴/۷	۱۵/۹۳
انرژی انتظاری به خدمت گرفته نشده (درصد از کل ظرفیت کل)	۲۵/۸	۲۵/۸۷
توان خریداری شده از بازار آینده (مگاوات)	PC(d4)=۱۳/۲	
متوسط قیمت مکانی (دلار بر مگاوات ساعت)	۱۶/۲۳	۱۶/۴۱
پیک بار	۱۵/۵۴	۱۶/۵۶
میان بار	۱۴/۴۴	۱۴/۴۳
کم بار		



شکل ۴: سود بر واحد انرژی مصرفی با تغییرات در ارزش حدی



شکل ۵: قیمت مکانی متوسط (LMP) نسبت به تغییرات در ارزش حدی مصرف‌کننده راهبردی - (دلار بر مگاوات ساعت)

میزان خرید از بازار آینده در هر دو حالت برابر با ۱۳/۲ مگاوات می‌باشد. شکل ۴ سود بر واحد انرژی مصرفی را برای مصرف‌کننده راهبردی را نشان می‌دهد. شکل ۵ قیمت مکانی متوسط مکانی را نسبت به تغییر در ارزش حدی مصرف‌کننده راهبردی در سه دوره

✓ در حالت رفتار غیرراهبردی از سوی مصرف‌کننده، میزان توان بیش‌تری مصرف شده است اما قیمت تسویه بازار بیشتر و سود کاهش یافته است.

✓ در شرایط وجود تراکم در شبکه انتقال، هرچند مصرف‌کننده به سود انتظاری کم‌تری دست یافته است، اما با رفتار مناسب در بازار لحظه‌ای و آینده، سود انتظاری بر واحد انرژی با حالت بدون وجود تراکم تقریباً برابر شده است.

✓ در صورتی که مصرف‌کننده راهبردی امکان مشارکت در بازار آینده را ندارد، سود انتظاری و سود انتظاری بر مگاوات ساعت به ترتیب ۲/۴ و ۱/۳ درصد کاهش یافته است. بنابراین با وجود امکان مشارکت در بازار آینده، مطلوبیت مصرف‌کننده بهبود یافته است.

✓ تغییرات در ارزش حدی مصرف‌کننده راهبردی نشان داد که رفتار مصرف‌کننده راهبردی بر روی تعاملات بازار و کل مصرف‌کننده‌ها تأثیر چشم‌گیری دارد.

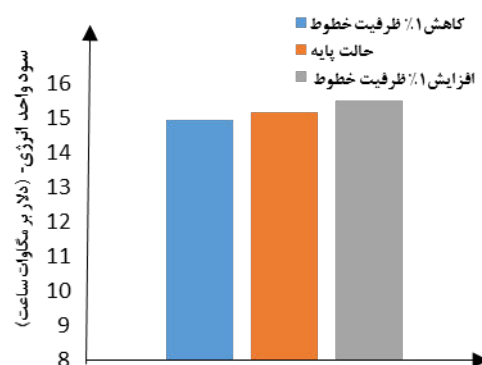
✓ مشاهده گردید هرچند با کاهش ظرفیت خطوط انتقال، سود انتظاری نسبت به حالت پایه کاهش می‌یابد، اما سود انتظاری بر واحد انرژی به دلیل امکان مشارکت در بازار آینده برای مصرف‌کننده به میزان نامحسوسی کاهش یافته است.

علائم

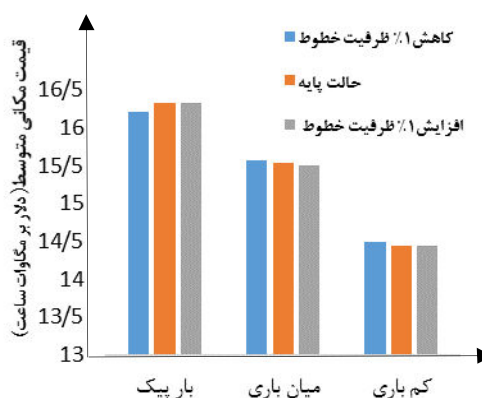
جدول الف: معرفی شاخص‌ها، ثوابت و متغیرها

شاخص‌ها و مجموعه‌ها	
i	علامت مربوط به ژنراتورها از ۱ تا N_i
d	علامت مربوط به بارهای مصرف‌کننده راهبردی از ۱ تا N_d
q	علامت مربوط به مصرف‌کننده‌های دیگر از ۱ تا N_q
t	علامت مربوط به دوره‌های زمانی از ۱ تا T
b	شاخص بلاک‌های قیمت‌دهی برای تولیدکنندگان از ۱ تا N_b
k	شاخص بلاک‌های قیمت‌دهی برای مصرف‌کننده‌ها از ۱ تا N_k
n, m	شاخص مربوط به شماره شین‌ها از ۱ تا N_n و N_m
w, s	شاخص متناظر با سناریوها در مسئله از ۱ تا N_w و N_s
D^L	بیانگر مجموعه متناظر با دیماندهای مصرف‌کننده راهبردی
D^O	بیانگر مجموعه متناظر با مصرف‌کنندگان دیگر
G	بیانگر مجموعه متناظر با واحدهای تولیدی
ثوابت	
β_{iqk}^O	قیمت پیشنهادی در بلاک k در زمان t برای دیگر مصرف‌کننده‌ها (دلار بر مگاوات ساعت)
MU_{dk}^L	ارزش حدی بلاک k در زمان t برای دیمانده d مصرف‌کننده راهبردی (دلار بر مگاوات ساعت)
α_{wtib}	قیمت پیشنهادی بلاک b برای سناریو w در زمان t برای ژنراتور i (دلار بر مگاوات ساعت)
π_d^f	قیمت خرید از بازار آینده (دلار بر مگاوات ساعت)
β^{cap}	سقف قیمت‌دهی مصرف‌کننده‌ها (دلار بر مگاوات ساعت)
ϕ_w	احتمال هر سناریو
E_d	کمترین سطح مصرف انرژی در کل بازه زمانی برای کل دیماندهای متعلق به مصرف‌کننده راهبردی (مگاوات ساعت)

کاهش در ظرفیت خطوط انتقال، به علت رفتار مناسب در بازار لحظه‌ای و امکان مشارکت در بازار آینده، سود انتظاری بر واحد انرژی تنها یک درصد کاهش یافته است. شکل ۷ تغییر در قیمت مکانی متوسط را برای کل مصرف‌کنندگان نشان می‌دهد به‌طوری که تغییر محسوسی در این پارامتر مشاهده نمی‌گردد.



شکل ۶: سود بر واحد انرژی مصرفی با تغییرات در ظرفیت خطوط



شکل ۷: قیمت متوسط مکانی (LMP) با تغییر در ظرفیت خطوط (دلار بر مگاوات ساعت)

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله مدلی دوسطحی مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی برای مصرف‌کننده‌های راهبردی به‌منظور مشارکت در بازارهای آینده و لحظه‌ای در شرایط عدم قطعیت ارائه شده است. مدل ارائه شده با استفاده از تکنیک‌های تبدیل مسئله دوسطحی به یک‌سطحی، و باخطی‌سازی، به یک مسئله برنامه‌ریزی عدد صحیح آمیخته تبدیل شده است و با حل آن، منحنی پیشنهاد قیمت مصرف‌کننده راهبردی تعیین و رفتار آن در تعیین قیمت بازار مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داده‌اند:

✓ با به‌کارگیری چهارچوب پیشنهادی، مصرف‌کننده راهبردی با ارائه منحنی پیشنهاد قیمت و خرید از بازار آینده، منجر به کاهش قیمت تسویه بازار و افزایش سود انتظاری خود شده است.

جدول ب: مشخصات تولید و مصرف شبکه MREC

شماره باس	بار (MW)	تولید (MW)
۱	۰	۰
۲	۰	۱۶۰۰
۳	۰	۰
۴	۱۹	۰
۵	۳۹۰	۹۶۰
۶	۲۸۴	۰
۷	۱۷۰	۰
۸	۱۸۱	۰
۹	۰	۴۳۵
۱۰	۱۷۰	۰
۱۱	۱۰۹	۰
۱۲	۳۵۰	۰
۱۳	۱۱۹	۰
۱۴	۱۸۸	۰
۱۵	۳۱۱	۰
۱۶	۱۲۸	۰
۱۷	۱۴۷	۰

جدول ج: مشخصات خطوط شبکه MREC

از باس	به باس	راکتانس (pu)	ظرفیت خط (MW)
۱	۲	۲۹/۶۷	۱۸۰۰
۲	۳	۵۳/۷	۹۰۰
۳	۴	۳۵/۲	۹۰۰
۱	۵	۲۰	۷۰۰
۵	۶	۸۹/۳	۱۰۰۲
۶	۷	۴۱/۶۷	۲۶۰
۷	۸	۱۳/۶۹	۲۶۰
۸	۹	۲۱/۰۱	۱۳۵۴
۸	۱۰	۶۶/۷	۵۱۰
۹	۱۰	۳۰/۷۷	۳۳۴
۹	۲	۲۰	۸۰۰
۸	۱۱	۷۹/۳۷	۵۵۰
۱۱	۱۲	۷۴/۶۳	۲۶۰
۱۲	۱۳	۵۸/۸۲	۵۵۰
۱۲	۱۴	۵۸/۱۴	۵۱۰
۱۲	۱۰	۵۸/۱۴	۵۱۰
۱۳	۳	۲۰	۸۰۰
۱۳	۱۵	۱۵۶/۲۵	۱۰۰۲
۱۴	۱۰	۳۷/۴۵	۵۱۰
۱۵	۱۷	۲۳/۸۱	۳۳۴
۱۶	۱۷	۱۶/۶۷	۳۳۴
۱۷	۴	۲۰	۴۰۰

مراجع

- [1] K. Zare, A. J. Conejo, M. Carrión, and M. P. Moghaddam, "Multi-market energy procurement for a large consumer using a risk-aver-sion procedure," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 1, pp. 63-70, 2010.

ادامه جدول الف مربوط به علائم	
R_d^{up}	نرخ افزایش مصرف توان دو دوره زمانی متوالی (مگاوات بر ساعت)
R_d^{lo}	نرخ کاهش مصرف توان دو دوره زمانی متوالی (مگاوات بر ساعت)
D_{tdk}^{Lmax}	ظرفیت هر بلاک k متناظر با دیمانند d مصرف‌کننده راهبردی در زمان t (مگاوات)
D_{tdk}^{Omax}	ظرفیت هر بلاک k متناظر با دیمانند q مصرف‌کننده‌های دیگر در زمان t (مگاوات)
C_{nm}^{max}	ظرفیت خط انتقال بین شین m و n (مگاوات)
B_{nm}	سوسپتانسی خط انتقال بین شین m و n (pu)
متغیرها	
D_{wtdk}^L	توان مصرف شده در بلاک k در سناریو w و در زمان t برای دیمانند d مصرف‌کننده راهبردی (مگاوات)
D_{wtdk}^O	توان مصرف شده در بلاک k در سناریو w و در زمان t برای مصرف‌کننده‌های دیگر (مگاوات)
P_{wtib}	توان تولید شده بلاک b در سناریو w و در زمان t ژنراتور i (مگاوات)
β_{wtdk}^L	قیمت پیشنهادی بلاک k در سناریو w و در زمان t برای دیمانند d مصرف‌کننده راهبردی (دلار بر مگاوات ساعت)
P_{Cd}	توان خریداری شده از بازار آینده دیمانند d مصرف‌کننده راهبردی (مگاوات)
θ_{wm}	زاویه ولتاژ شین n در سناریو w و در زمان t (rad)
λ_{wm}	قیمت تسویه بازار محلی شین n در زمان t و در سناریو w (دلار بر مگاوات ساعت)
Ψ_{wtib}^{min}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری توان تولیدی ژنراتورها (بزرگتری) در سناریو w بلاک b زمان t ژنراتور i
Ψ_{wtib}^{max}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری توان تولیدی ژنراتورها (کوچکتری) در سناریو w بلاک b زمان t ژنراتور i
ν_{wtqk}^{Omin}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری توان مصرفی بارهای دیگر (بزرگتری) در سناریو w بلاک k زمان t بارهای دیگر q
ν_{wtqk}^{Omax}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری (کوچکتری) توان مصرفی بارهای دیگر در سناریو w بلاک k زمان t بارهای دیگر q
η_{wtdk}^{Lmin}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری (بزرگتری) توان مصرفی خریداری شده از بازار لحظه‌ای بارهای مصرف‌کننده بزرگ در سناریو w بلاک k زمان t بارهای دیگر d
η_{wtdk}^{Lmax}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری (کوچکتری) توان مصرفی خریداری شده از بازار لحظه‌ای بارهای مصرف‌کننده بزرگ در سناریو w بلاک k زمان t بارهای دیگر d
μ_{wtd}^{max}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری (کوچکتری) توان مصرفی بارهای مصرف‌کننده بزرگ در سناریو w زمان t بارهای دیگر d
ξ_{wtm}	متغیر دوگان متناظر با قید نابرابری (کوچکتری) ظرفیت خطوط انتقال در سناریو w زمان t بین دو شین m و n
δ_{wt}^1	متغیر دوگان متناظر با قید تساوی مرجع ولتاژ در سناریو w و زمان t
P_{tib}^{max}	ظرفیت بلاک b متناظر با دیمانند i ژنراتورها در زمان t (مگاوات)

- [20] C. Ruiz, and A. J. Conejo, "Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 1855-1866, 2009.
- [21] J. Valinejad, and T. Barforoushi, "Generation expansion planning in electricity markets: A novel framework based on dynamic stochastic MPEC," *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 108-117, 2015.
- [2] Y. Liu, and X. Guan, "Purchase allocation and demand bidding in electric power markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp.106-112, 2003.
- [3] D. Menniti, F. Costanzo, N. Scordino, and N. Sorrentino, "Purchase-bidding strategies of an energy coalition with demand-response capabilities," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1241-1255, 2009.
- [4] A. B. Philpott, and E. Pettersen, "Optimizing demand-side bids in day-ahead electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp.488-498, 2006.
- [5] M. Carrión, A. B. Philpott, A. J. Conej, and J. M. Arroyo, "A stochastic programming approach to electric energy procurement for large consumers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 744-754, 2007.
- [6] D. S. Kirschen, "Demand-side view of electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 520-527, 2003.
- [7] E. Bompard, Y. Ma, R. Napoli, and G. Abrate, "The demand elasticity impacts on the strategic bidding behavior of the electricity producers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 188-197, 2007.
- [8] K. Spees, and L. B. Lave, "Demand response and electricity market efficiency," *Electricity J.*, vol. 20, no. 3, 2007.
- [9] R. Herranz, A. M. J. Roque, J. Villar, and F. A. Campos, "Optimal demand-side bidding strategies in electricity spot markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1204-1213, 2012.
- [10] S. A. Gabriel, A. J. Conejo, J. D. Fuller, B. F. Hobbs, and C. Ruiz, *Complementarity Modeling in Energy Markets*, ser. International Series in Operations Research & Management Science, New York, NY, USA, Springer, 2012.
- [11] M. Zarif, M. H. Javidi, and M. S. Gazizadeh, "Electricity procurement for large consumers with second order stochastic dominance constraints," *Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering*, vol. 8, no. 2, 2012.
- [12] M. Zarif, M. H. Javidi, and M. S. Gazizadeh, "Self-scheduling of large consumers with second-order stochastic dominance constraints," *IEEE Trans on Power Syst*, vol. 28, no. 1, 2013.
- [13] D. Srinivasan, L. T. Trung, and C. Singh, "Bidding and cooperation strategies for electricity buyers in power markets," *IEEE Systems Journal*, vol. PP, pp.1-12, 2014.
- [14] K. Zare, M. Parsa Moghaddam, and M. K. Sheikh-el-Eslami, "Risk-based electricity procurement for large consumers," *IEEE Trans on Power Syst*, vol. 26, no. 4, 2011.
- [15] S. Nojavan, H. Ghesmati, and K. Zare, "Robust optimal offering strategy of large consumer using IGDT considering demand response programs," *Electric Power Systems Research*, vol. 130, pp. 46-58, 2016.
- [16] S. Jalal Kazempour, Antonio J. Conejo, and Carlos Ruiz, "Strategic bidding for a large consumer," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 30, no. 2, 2015.

زیرنویس

1. Strategic Consumer
2. Locational Marginal Price
3. Two Stage Stochastic Programming
4. Bi-level Problem
5. Mathematical Program with Equilibrium constraints

[۱۷] جابر ولی نژاد و تقی بارفروشی، «ارزیابی تاثیر مشوق‌های سرمایه‌گذاری تحت شرایط عدم قطعیت روی برنامه‌ریزی توسعه تولید در بازارهای رقابتی برق»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۱، صفحه ۳۶۸-۳۵۷، ۱۳۹۵.

[۱۸] ارسلان نجفی، حمید فلقی و مریم رضائی، «تصمیم‌گیری خرید انرژی الکتریکی برای مصرف‌کنندگان بزرگ در حضور توربین‌های بادی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۶، شماره ۳، صفحه ۳۴۰-۳۲۹، ۱۳۹۵.

- [19] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, New York, Dordrecht Heidelberg, London, 2010.