

## تعیین مبنای معاملات در بازار لحظه‌ای برق؛ مطالعه موردی بازار برق اصفهان

رحمان خوش اخلاق

استاد گروه اقتصاد، دانشکده‌ی علوم اداری و اقتصاد، دانشگاه اصفهان، اصفهان،  
ایران [Rahmankh44@yahoo.com](mailto:Rahmankh44@yahoo.com)

مصطفی عمادزاده

استاد گروه اقتصاد، دانشکده‌ی علوم اداری و اقتصاد، دانشگاه اصفهان، اصفهان،  
ایران [Emazin@istt.org](mailto:Emazin@istt.org)

علیمراد شریفی

استادیار گروه اقتصاد، دانشکده‌ی علوم اداری و اقتصاد، دانشگاه اصفهان، اصفهان،  
ایران [Asharifi@istt.org](mailto:Asharifi@istt.org)

مهدی صادقی شاهدانی

دانشیار گروه اقتصاد، دانشکده‌ی اقتصاد و معارف اسلامی دانشگاه امام صادق، تهران، ایران  
[Sadeghi@isu.ac.ir](mailto:Sadeghi@isu.ac.ir)

علی ناظمی\*

دانشجوی دکتری اقتصاد، دانشکده‌ی علوم اداری و اقتصاد، دانشگاه اصفهان، اصفهان، ایران  
[a\\_nazemi78@yahoo.com](mailto:a_nazemi78@yahoo.com)

تاریخ دریافت: ۸۷/۷/۱۳ تاریخ پذیرش: ۹۰/۲/۲۰

### چکیده

در بسیاری از کشورهای در حال توسعه، خصوصاً کشورهای آسیایی، خاورمیانه و کشورهای آفریقایی نقطه‌ی آغاز در فرایند تجدید ساختار ایجاد بازار لحظه‌ای برق می‌باشد. اما در ایجاد بازارهای برق سوالات متعددی همچون قوانین و طراحی بازار قابل طرح می‌باشد چرا که تحت ساختار جدید بنگاه‌های تولید کننده به عنوان یک بنگاه خصوصی مسئول تصمیمات خود بوده و در این راه نیازمند استفاده از مدل‌هایی هستند که بتواند مشکلات آن‌ها را برآورده نماید.

در مقاله‌ی حاضر یک مدل منطقه‌ای برای بازار برق تجدید ساختار شده که در آن تولیدکنندگان انرژی و شرکت‌های توزیع در یک بازار لحظه‌ای به تبادل با یکدیگر می‌پردازند ارائه شده است. مدل بر اساس برنامه‌ریزی ریاضی به محاسبه‌ی یک مبنای مناسب برای انجام معاملات در بازار برق، در حالتی که تقاضا به صورت مداوم در حال تغییر است و تولید توسط بنگاه‌های متفاوت صورت می‌گیرد، می‌پردازد.

مدل بر اساس حداقل‌سازی هزینه‌های متغیر با توجه به محدودیت‌های تولید و بازار اجرا می‌شود. بازار برق اصفهان بدین خاطر که یکی از مناطق اصلی برق کشور می‌باشد به عنوان یک بازار محلی مورد مطالعه قرار گرفته و حل مدل با استفاده از نرم افزار GAMS صورت گرفته است.

طبقه‌بندی JEL: C61, D49, L94

کلید واژه: تجدید ساختار، قیمت‌گذاری لحظه‌ای، بازار برق، هزینه‌ی نهایی کوتاه‌مدت، مدل برنامه‌ریزی غیرخطی.

## ۱- مقدمه

دو دهه‌ی اخیر شاهد به‌وجود آمدن تغییرات اساسی در ساختار<sup>۱</sup> و معماری<sup>۲</sup> سیستم‌های قدرت انرژی الکتریکی<sup>۳</sup> در کشورهای صنعتی جهان بوده است. این تغییرات اساسی که تحت فرایندی به نام تجدید ساختار<sup>۴</sup> صورت می‌پذیرد اصطلاحی است که به معنای تغییرات وسیع در قوانین و عملکرد بازارهای سنتی صنعت برق و حرکت به سمت ساختارهای نوین و ارتباط تنگاتنگ با مشترکین می‌باشد.

نیاز به سرمایه‌گذاری وسیع، وجود ریسک بالا و صرفه جویی‌های ناشی از مقیاس در صنعت برق، این صنعت را به یک بازار انحصاری تبدیل نموده است. در این بین هدف اصلی تجدید ساختار افزایش بهره‌وری نهاده‌های تولید و ایجاد رقابت بین تولیدکنندگان به منظور افزایش کارایی اقتصادی می‌باشد به عبارت دیگر سه هدف (الف) کارایی اقتصادی<sup>۵</sup>، (ب) مساوات<sup>۶</sup> و (ج) اعطای آزادی انتخاب برای مصرف‌کننده<sup>۷</sup>، سیاست‌گذاران را ناگزیر به حرکت به سمت بازارهای برق و تجدید ساختار در این صنعت نموده است. اکنون در پایان دهه‌ی دوم فرایند تجدید ساختار در کشورهای صنعتی هم‌چون انگلستان و ولز، اسکانداویجی، و نیوزیلند هستیم. ساختار صنعت برق در ایالات متحده و کشورهای اتحادیه اروپا به کلی دگرگون شده است و اکثر کشورها به سمت ایجاد ساختارهای رقابتی حرکت کرده و اقدام به تشکیل بازارهای برق نموده‌اند.

بدیهی است بررسی ابعاد مختلف برای ورود به فضای جدید نیازمند یک مطالعه کامل و همه‌جانبه می‌باشد. اما آن‌چه در این مقاله مورد بررسی قرار می‌گیرد بررسی مبنای معاملات در یک بازار برق می‌باشد. در همین راستا باید گفت معاملات در یک فضای رقابتی بدون لحاظ پارامترهای اقتصادی غیر ممکن است و سیستم‌های قدرت برای افزایش کارایی نیازمند استفاده از معادلات و روش‌های اقتصادی به عنوان یک بنگاه خصوصی هستند.

مقاله‌ی حاضر به ترتیب در بردارنده بخش‌های زیر است. بخش دوم به ارائه کلیاتی در مورد بازارهای برق و مکانیسم‌های بازار می‌پردازد سپس در بخش سوم مدل ریاضی تعیین قیمت و محدودیت‌های مدل مورد بررسی قرار می‌گیرد. در قسمت چهارم نتایج

---

1- Structure.  
2- Architecture.  
3- Power Systems.  
4- Restructuring.  
5- Economic Efficiency.  
6- Equity.  
7- Customer Freedom Of Choice.

تجربی اجرای مدل برای بازار برق منطقه‌ای اصفهان تحلیل خواهد شد و در بخش پایانی پیشنهاد برای مطالعات آینده و نتایج حاصل ارائه می‌گردد.

## ۲- مروری بر بازارهای برق و مطالعات انجام شده

در ساختارهای سنتی بازار برق مجموعه‌ای از وظایف بر عهده‌ی یک سازمان قرار داده شده است. مسئولیت‌هایی مثل قانون‌گذاری، تولید، انتقال، توزیع و خرید و فروش انرژی بر عهده یک ساختار عمودی و قانون‌گذار قرار داشت. اما از اواخر دهه‌ی هفتاد میلادی بحث‌های نظری پیرامون تغییر ساختار بازار از حالت متمرکز به غیر متمرکز آغاز شد. در ابتدا هدف اصلی از تغییر ساختار رسیدن به عدم تمرکز و مسئولیت در سیستم قدرت بود و در ادامه بحث داشتن بازارهایی که خرید و فروش انرژی بر اساس زمان و مکان صورت گیرد مطرح گردید. در این بازار هدف شرکت کنندگان رسیدن به حداکثر سود می‌باشد به همین دلیل برق نیز مانند دیگر کالاها وارد بازار شد تا بر اساس مکانیسم عرضه و تقاضا تخصیص بهینه یابد.

نظریات شووپ و همکاران وی<sup>۱</sup> که در سال‌های میانی و پایانی دهه‌ی هشتاد میلادی ارائه گردید نقطه‌ی عطفی در مدل‌های ارائه شده در زمینه بازارهای برق بود. آن‌ها با تاکید بر وجود بازارهای لحظه‌ای مدل خود را به منظور طراحی بازار، تحت ساختار جدید ارائه نمودند.

مدل pool co توسط «گاربر<sup>۲</sup>» در سال ۱۹۹۴ به صورت مدون ارائه شد. مبنای این مدل همان مدل شووپ بود در این مدل فرآیند خرید و فروش انرژی از طریق شبکه‌ی قدرت صورت می‌گیرد. در این جا اساس طراحی بازار بر ارائه پیشنهاد قیمتی از طرف تولیدکنندگان می‌باشد که بر اساس آن قیمت تسویه بازار تعیین شده و معاملات براساس آن صورت می‌گیرد. بعضی از طرفداران مدل گاربر معتقدند که تشدید رقابت در بازار باعث می‌گردد که شرکت‌ها پیشنهادات خود را بر مبنای هزینه‌های متغیر ارائه نمایند. [۱۰]

بازار برق هم‌چون دیگر بازارها از دو طرف عرضه و تقاضا تشکیل می‌شود. منحنی عرضه به شکل پله‌ای می‌باشد و نقطه‌ی تقاطع منحنی عرضه و تقاضا، قیمت تعادلی برای بازار را مشخص می‌کند. این قیمت تعیین می‌کند که کدام نیروگاه‌ها وارد مدار

---

1- Schweppe et al,1988.  
2- Garber.

شوند و سطح قیمت بازار چه مقدار خواهد بود. قبل از خصوصی سازی در صنعت برق، ساختارهای سنتی به صورت قانونمند برای زمان‌های طولانی عمل می‌کردند. و انعطاف لازم در مواجهه با اتفاقات بازار را نشان نمی‌دادند. قیمت‌ها ثابت و تولید کنندگان موظف به پوشش مقدار تقاضا در بازار بودند. سطح قیمت به گونه‌ای تعیین می‌شد که تولید کننده سطح هزینه‌های خود را پوشش دهد و مصرف کننده بر اساس نیاز خود مصرف کند.

قیمت‌گذاری حداکثر بار در مواجهه با خصوصیات کالاهای غیر قابل ذخیره‌سازی پدید آمده است. تئوری کلاسیک قیمت‌گذاری حداکثر بار توسط استینر (۱۹۵۷) و ویلیامسون (۱۹۶۶) فرموله شد. [۳۰] فرض آن‌ها این بود که تقاضا در یک دوره، از تقاضا در سایر دوره‌ها مستقل است. قیمت‌گذاری حداکثر بار در دوره‌ها و حالت‌های مختلف با تحلیل حداکثر سازی اضافه رفاه مصرف کننده و تولید کننده و با لحاظ قید ظرفیت انجام می‌گیرد. [۳۰]

روش دیگر قیمت‌گذاری زمان واقعی<sup>۱</sup> است. تئوری استفاده از مدل قیمت‌گذاری زمان واقعی متعلق به ویکری<sup>۲</sup> است که در سال ۱۹۷۱ معرفی گردید. پس از یک دهه از طرح مدل قیمت‌گذاری زمان واقعی توسط ویکری، شووپ و همکاران<sup>۳</sup> به ارائه این مدل در بازارهای برق پرداختند. در مدل معمول قیمت‌گذاری زمان واقعی، فرض می‌شود که عرضه و تقاضا را می‌توان با قطعیت پیش‌بینی کرد و بر این اساس قیمت‌ها از پیش تعیین می‌شوند. اما در عمل عرضه و تقاضا تصادفی است و بنابراین ممکن است مساوی نشوند. در حالت ایده آل یک تخصیص کارا تر خدمات می‌تواند از طریق تعدیل ساختار تعرفه‌ها (به طوری که عرضه و تقاضا را طی زمان مساوی گرداند) صورت بپذیرد این رهیافت " قیمت‌گذاری واکنش<sup>۴</sup> " یا " قیمت‌گذاری لحظه‌ای<sup>۵</sup> " نام دارد بدیهی است در صنعت برق، قیمت‌گذاری لحظه‌ای معادل قیمت‌گذاری زمان استفاده لحظه‌ای یا به عبارت دیگر " قیمت‌گذاری زمان واقعی " می‌باشد.

روش قیمت‌گذاری سر به سری خطی از دیگر مدل‌های متداول در صنعت برق می‌باشد. با توجه به این که صنعت برق یک انحصار طبیعی می‌باشد. بدیهی است که تولیدکنندگان در این بازار تمایل دارند قیمت را بالاتر از هزینه‌ی نهایی تولید تعیین

---

1- Real Time Pricing.

2- Vickery 1971.

3- Schewpe, Caramanis and Bohn (1982).

4- Responsive Pricing .

5- Spot Pricing .

نموده و مقادیر کمتری نسبت به بازار رقابتی کالا عرضه نمایند. این قیمت‌ها با توجه به کیلووات ساعت‌های تولید شده تغییر نمی‌یابند، ولی امکان خودکفایی مالی را برای مؤسسات عمومی فراهم می‌سازند. قیمت‌های خطی به دو حالت خاص تقسیم می‌گردند:

- ۱- قیمت‌های رمزی<sup>۱</sup> که بهینه دوم<sup>۲</sup> می‌باشند.
  - ۲- قیمت‌های قابل حفظ که در صورت وجود، هرگونه امکان ورود سودآور به بازارهای تحت عرضه‌ی تاسیسات عمومی را منتفی می‌سازند.
- قیمت‌گذاری رمزی نیز توسط بامول و برادفورد<sup>۳</sup> در سال ۱۹۷۰ مطرح گردید. در این روش قیمت‌گذاری رفاه اجتماعی با توجه به محدودیت حداقل سود کسب شده از سوی بنگاه عمومی، حداکثر می‌شود. [۱۱] در حالتی که به دلیل جلوگیری از ضرر و پوشش‌دهی هزینه‌ها تولیدکنندگان از قیمت‌گذاری براساس هزینه‌ی نهایی منحرف می‌شوند، راه حل بهینه دوم یعنی قیمت‌های خطی رمزی معنی پیدا می‌کند.

### ۳- ارائه مدل

مدلی که جهت تعیین قیمت لحظه‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرد بر اساس مدل ارائه شده توسط «شووپ و همکاران» می‌باشد. [۱۴]، [۲۴]، [۲۶]

#### ۳-۱- اجزای قیمت لحظه‌ای

قیمت لحظه‌ای برای  $K$  امین مصرف کننده در  $t$  امین بازه‌ی زمانی از جمع اجزای زیر تشکیل می‌شود:

هزینه‌ی نهایی سوخت

$$P_k(t) = \gamma_F(t)$$

هزینه‌ی نهایی تعمیر و نگهداری

$$+ \gamma_M(t)$$

کیفیت عرضه‌ی تولید کننده<sup>۴</sup>

$$+ \gamma_{QS}(t)$$

پوشش‌های درآمدی عرضه<sup>۵</sup>

$$+ \gamma_R(t)$$

1- Ramsey Pricing.

2- Second Best.

3- Baumol & Brad Ford.

۴- توضیحات در بخش (۳-۳)، ارائه شده است.

5- Revenue Reconciliation.

$$\begin{aligned}
 &+ \eta_{L,K_0}(t) && \text{هزینه‌ی نهائی تلفات} \\
 &+ \eta_{QS,K}(t) && \text{کیفیت عرضه‌ی شبکه}^1 \\
 &+ \eta_{R,K}(t) && \text{پوشش‌های درآمدی شبکه}
 \end{aligned}$$

اجزای ذکر شده در بالا برای هر سیستم با توجه به مقتضیات قابل تغییر می‌باشد. در یک تقسیم بندی می‌توان گفت  $\gamma_M(t)$  از مدل بالا قابل حذف است و علاوه بر این  $\gamma_R(t)$ ،  $\eta_{R,K}(t)$ ،  $\eta_{QS,K}(t)$ ،  $\gamma_{QS}(t)$ ، توسط مدیر سیستم تعیین می‌شود. به عبارت دیگر کیفیت عرضه، بعضاً به عنوان یک ضریب توسط مدیر سیستم اعلام می‌شود و این ضریب در هزینه‌ی نهائی عرضه‌ی منظور شده و قیمت لحظه‌ای را نتیجه می‌دهد.

با فرض آن‌که برای مصرف کننده  $k$  ام قیمت لحظه‌ای برابر با  $P_k(t)$  باشد، در طول زمان  $T_R$ ، درآمد تولید کننده به صورت زیر خواهد بود:

$$R(T_R) = \sum_{t=1}^{T_R} \sum_k P_k(t) d_k(t)$$

با فرض آن‌که کل هزینه‌های بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری<sup>۲</sup> برای بنگاه برابر با  $C(T_R)$  باشد، می‌توان  $\Delta(T_R)$  را به صورت زیر تعریف نمود:

$$\Delta(T_R) = C(T_R) - R(T_R)$$

منظور از پوشش‌های درآمدی تعیین مقداری است که  $\Delta(T_R)$  را به صفر نزدیک کند. پوشش‌های درآمدی در بازارهای مختلف بر اساس طراحی بازار متفاوت می‌باشد. در بعضی از بازارها، تولیدکنندگان در استراتژی قیمت‌گذاری خود که توسط ارائه فهرست‌های قیمتی به مدیر سیستم اعلام می‌شود یک حاشیه سود در نظر می‌گیرند، در نمونه‌های دیگر مدیر بازار با پرداخت یارانه به تولیدکنندگان این حاشیه سود را تضمین می‌کند. [۲۶]

### ۳-۲- محاسبه‌ی لامبدای سیستم

در این قسمت به تشریح مکانیسم قیمت‌های لحظه‌ای در بازار برق پرداخته می‌شود. با فرض این‌که تقاضا برای هر بازه‌ی زمانی ثابت و قابل پیش‌بینی است می‌توان گفت:

$$G_{j,F}[g_j(t)] : \text{هزینه‌ی سوخت تولید کننده } j \text{ ام برای تولید } g_j(t) \text{ در ساعت } t$$

۱- توضیحات در بخش (۳-۳)، ارائه شده است.

$G_{j,m}[g_j(t)]$ : هزینه‌های بهره‌برداری (تعمیر و نگهداری) تولید کننده  $j$  ام در سطح تولید  $g_j(t)$  در ساعت  $t$   
 $G_{j,FM}[g_j(t)] = G_{j,M}[g_j(t)] + G_{j,F}[g_j(t)]$ : کل هزینه‌ی سوخت و بهره‌برداری برای تولید کننده  $j$  ام در ساعت  $t$   
 $G_F[g(t)] = \sum_j G_{j,F}[g_j(t)]$ : کل هزینه‌ی سوخت در ساعت  $t$  برای تولید  $g(t)$   
 $G_M[g(t)] = \sum_{j,M} G_{j,M}[g_j(t)]$ : کل هزینه‌ی بهره‌برداری (تعمیر و نگهداری) در ساعت  $t$  برای تولید  $g(t)$   
 $G_{FM}[g(t)] = G_F[g(t)] + G_M[g(t)]$ : کل هزینه‌ی سوخت و بهره‌برداری در ساعت  $t$  برای تولید  $g(t)$   
 با توجه به این که هزینه‌های سرمایه‌گذاری و توسعه‌ی ظرفیت در این مدل نادیده گرفته می‌شود خواهیم داشت:

$$\text{کل هزینه} = \sum_{s=T_1}^{T_2} G_{FM}[g(s)] \quad (1)$$

بنابراین قیمت لحظه‌ای برای مصرف کننده  $k$  ام در چنین سیستمی (با توجه به فروض مدل) برابر خواهد بود با:

$$P_k(t) = \frac{\partial(TC)}{\partial d_k(t)}$$

در این جا  $TC$  هزینه‌ی کل است. با توجه به این که در این مدل کل مقدار تقاضا را به صورت تجمعی<sup>1</sup> دیدیم:

$$P(t) = \frac{\partial(TC)}{\partial d(t)} \quad (2)$$

با توجه به این که در این مدل بازه‌های زمانی یکسان و یک ساعته در نظر گرفته شده است. بنابراین می‌توان گفت:

$$P(t) = \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial d(t)} \quad (3)$$

---

1- Aggregate.

محدودیتی که مدل را تحت تأثیر قرار می‌دهد، تعادل عرضه و تقاضا می‌باشد. که در آن کل انرژی عرضه شده در ساعت  $t$  باید با کل مقدار تقاضا در ساعت  $t$  برابر باشد. با توجه به فرض نادیده گرفتن تلفات داریم:

$$g(t) = d(t) \quad (4)$$

$$P(t) = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) \quad (5)$$

$\gamma_F(t)$ : جزء سوخت قیمت لحظه‌ای

$\gamma_M(t)$ : جزء تعمیرات قیمت لحظه‌ای

$$\gamma_F(t) = \frac{\partial G_F[g(t)]}{\partial g(t)} \quad (6)$$

$$\gamma_M(t) = \frac{\partial G_M[g(t)]}{\partial g(t)} \quad (7)$$

مجموع دو قسمت بالا اصطلاحاً لامبدای سیستم  $\lambda(t)$  نامیده می‌شود [۲۴]

$$\lambda(t) = \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial g(t)} = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) \quad (8)$$

می‌توان نشان داد که  $P(t)$  به‌دست آمده از رابطه‌ی بالا نقطه‌ی بهینه‌ی اجتماعی است [۲۴].<sup>۲</sup>

### ۳-۳ - محاسبه‌ی جزء قابلیت اطمینان سیستم

جزء سوم در مدل تعیین قیمت لحظه‌ای قابلیت اطمینان مدل می‌باشد. این بخش با توجه به ویژگی‌های صنعت برق به مدل اضافه می‌شود. مهم‌ترین نقش این عامل برابر نمودن عرضه با تقاضای موجود در هر بازه‌ی زمانی است. عدم توانایی پیش‌بینی در مقدار مصرف، هم‌زمانی تولید و مصرف و وجود ریسک در بخش تولید از عوامل ایجاد اهمیت برای جزء قابلیت اطمینان می‌باشد. برای محاسبه‌ی این قسمت روش‌های متنوعی وجود دارد. اما در یک دسته‌بندی دو رویکرد متداول در این زمینه شناخته شده است. رویکرد اول به روش‌های متفاوتی هزینه‌ی کیفیت عرضه را محاسبه و از طریق آن به محاسبه‌ی هزینه‌ی نهایی کیفیت عرضه می‌پردازد. بنابراین می‌توان گفت:

$G_{QS}[g(t)]$ : هزینه (افزایش) کیفیت عرضه که برابر است با مقدار هزینه‌ای که مصرف‌کننده برای افزایش اطمینان در دسترسی به انرژی در ساعت  $t$  پرداخت می‌نماید

1- System lambda.

۲- توضیحات در پیوست ارائه شده است.



$\gamma_{QS}(t)$ : کیفیت عرضه‌ی انرژی

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}[g(t)]}{\partial g(t)} \quad (9)$$

بنابراین قیمت لحظه‌ای تعیین شده توسط مدیر بازار (شرکت T&D در مدل شوپ) از رابطه‌ی زیر به دست می‌آید:

$$P(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (10)$$

برای محاسبه‌ی هزینه افزایش کیفیت عرضه‌ی انرژی  $G_{QS}[g(t)]$  سه روش وجود دارد. [۲۴]

#### **الف) هزینه‌ی خرید فوری انرژی**

در این روش  $G_{QS}[g(t)]$  همان هزینه پرداخت شده توسط تولید کننده اول برای خرید انرژی است. هم‌چنین  $\gamma_{QS}(t)$  هزینه آخرین واحد انرژی خریداری شده توسط تولید کننده اول در زمان  $t$  می‌باشد.

#### **ب) هزینه‌ی مدیریت بار برای جبران مازاد تقاضا**

با افزایش مقدار تقاضا، عرضه کننده مجبور به اعمال مدیریت بار برای کاهش تقاضا یا جبران مازاد می‌باشد. هزینه‌ی مدیریت در این جا به عنوان مبنا لحاظ می‌شود.

#### **ج) هزینه‌ی توسعه‌ی ظرفیت**

در این فرآیند هزینه‌ی افزایش ظرفیت تولید برای نگه داشتن سیستم در یک سطح قابل اعتماد برای تولید، محاسبه می‌شود. این هزینه‌ی افزایش به عنوان قابلیت اطمینان منظور خواهد شد.

رویکرد دوم تسویه بازار<sup>۱</sup> می‌باشد. در این حالت سیستم به ناچار سطح قیمت را به گونه‌ای افزایش می‌دهد (اضافه شدن  $\gamma_{QS}(t)$ ) که از ایجاد مازاد تقاضا جلوگیری نماید.

$$P(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (11)$$

$\gamma_{QS}(t)$  جزئی از قیمت لحظه‌ای است که از افزایش  $(d(t))$  نسبت به  $g(t)$  جلوگیری می‌کند.

#### **۳-۴- قیمت لحظه‌ای با در نظر گرفتن تلفات**

در قیمت گذاری لحظه‌ای بر مبنای تلفات موجود در شبکه، جزء هزینه‌ی نهائی اتلاف شبکه و کیفیت عرضه‌ی شبکه نیز به اجزاء معرفی شده در قسمت قبل اضافه

---

1- Market clearing.

می‌شود. بر همین اساس در مسئله حداکثر سازی رفاه اجتماعی، با محدودیت جدید مواجه هستیم. به‌طور کلی دو روش برای ورود تلفات به قیود مسئله وجود دارد. روش اول روشی است که توسط کرچ مییر<sup>۱</sup> در سال ۱۹۸۵ ارائه شد [۴] در این روش تلفات تنها تابعی از توان خروجی نیروگاه می‌باشد. در روش دوم جهت در نظر گرفتن تلفات، معادلات مربوط به پخش بار<sup>۲</sup> به عنوان محدودیت وارد مسئله می‌شود. این روش به روش دوپزو<sup>۳</sup> معروف است [۴] در این‌جا از روش ارائه شده توسط مییر برای تلفات استفاده می‌شود.

$d_k(t)$ : تقاضای  $k$  امین مصرف کننده در  $t$  امین ساعت

$Z_t(t)$ : انرژی جاری در خط  $i$  شبکه در  $t$  امین ساعت

$L(t)$ : کل تلفات در طول ساعت  $t$

برای نشان دادن  $L(t)$  داریم:

$$L(t) = \sum_i L_i[Z_i(t)] \quad (۱۲)$$

$L_i[Z_i(t)]$ : تلفات در خط  $i$

$$L_i[Z_i(t)] = R_i Z_i^2(t) \quad (۱۳)$$

$R$ : مقاومت الکتریکی شبکه

با توجه به رابطه به‌دست آمده برای  $L(t)$  می‌توان جزء هزینه‌ی نهایی تلفات را مشخص نمود.  $\eta_{L,K}$  هزینه‌ی نهایی تلفات برای  $k$  امین مصرف کننده می‌باشد. با استفاده از حداقل‌سازی تابع هزینه با توجه به محدودیت‌های زیر امکان برآورد هزینه‌ی نهایی تلفات وجود خواهد داشت.

$$\sum_j g_j(t) = \sum_k d_k(t) + \sum_i L_i(t) \quad (۱۴)$$

$$g_i(t) \leq g_{critij}(t)$$

با حداقل‌سازی هزینه، رابطه‌ی زیر برای هزینه‌ی نهایی تلفات حاصل می‌شود. [۲۴]

$$\eta_{L,K}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L(t)}{\partial d_k(t)} \quad (۱۵)$$

با توجه به رابطه‌ی (۱۳) داریم:

1- Krich Mayer.  
2- Load Flow Equations.  
3- Dopezo.

$$\eta_{L,K}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \sum \gamma R_i Z_i(t) \frac{\partial Z_i(t)}{\partial d_k(t)} \quad (16)$$

$$Z(t) = d(t), \quad \frac{\partial Z(t)}{\partial d(t)} = 1, \quad L(t) = R Z^{\gamma}(t)$$

حال اگر فرض شود که صرفاً یک تولیدکننده، یک مصرف کننده و تنها یک جریان  $(Z(t))$  وجود دارد:

$$\eta_L(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \gamma R d(t) \quad (17)$$

$\eta_L$ : هزینه نهایی تلفات برای ساعت  $t$  ام

$\lambda(t)$ : هزینه نهایی عرضه (تولید)

$\gamma_{QS}(t)$ : کیفیت عرضه

$R$ : مقاومت الکتریکی شبکه‌ی انتقال (ضریب ثابت)

$d(t)$ : مقدار تقاضا در ساعت  $t$

باید توجه داشت که در این حالت ساده شده فرض می‌شود خطوط انتقال، ظرفیت مازاد دارند و مشکل تراکم<sup>۱</sup> در خطوط وجود ندارد. [۲۴]

### ۵-۳- تصریح مدل

با توجه به مطالب عنوان شده در بخش‌های قبل مشخص است که لحاظ کردن تمامی جنبه‌ها در یک مدل مشخص مسئله را بسیار پیچیده می‌سازد. مدل پیشنهادی در این مقاله براساس حداقل سازی هزینه‌های متغیر تولید با توجه به محدودیت‌های مختلف می‌باشد. اولین محدودیت وارد شده در مدل مربوط به برابری تولید و مصرف است. مسئله اصلی در این جا نوسانات ادواری بخش مصرف می‌باشد. این نوسانات غالباً به صورت روزانه، هفتگی، ماهانه، فصلی و سالانه قابل تفکیک است. برای اعمال این محدودیت از «منحنی تداوم بار<sup>۲</sup>» می‌شود که به طور اختصار LDC نامیده می‌شود. منحنی تداوم بار از منحنی بار به دست می‌آید. منحنی بار در یک دوره‌ی زمانی نشان‌دهنده‌ی میزان مصرف برق بر حسب مگاوات در هر لحظه از زمان است در حالی که منحنی تداوم بار نمایانگر نحوه‌ی توزیع بار در طی یک دوره‌ی زمانی است به عبارتی نموداری که مشخص می‌کند چند درصد از طول دوره‌ی زمانی به اوج مصرف و چند درصد آن به مصرف پایه اختصاص داشته است. دیگر محدودیت موجود در مدل به

1- Congestion .

2- Load Duration Curve.

سمت تولید باز می‌گردد. از آنجا که توان تولیدی نیروگاه در فاصله مشخصی قابل تغییر است بنابراین خروجی نیروگاه در هر یک از نواحی بار باید در این فاصله قرار گیرد. محدودیت حداقل تولید نیز بر اساس قوانین بازار برق اعمال می‌شود. تابع هدف مسئله رابطه هزینه می‌باشد. برای این منظور از یک رابطه‌ی درجه‌ی دوم بر حسب تولید نیروگاه که مشخصه ورودی - خروجی نیروگاه است استفاده می‌شود. بدین منظور با به‌کارگیری روش حداقل مربعات معمولی، حداقل انرژی مصرفی نیروگاه را بر روی تولید برازش نموده و بهترین تخمین برای منحنی تبادل انرژی نیروگاه‌ها به‌دست می‌آید.

بر این اساس، مدل برای  $N$  نیروگاه و  $M$  ناحیه بار به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\text{Min : TVC} = \sum \sum PF_i \times F_{ij}$$

$$\text{S.t } \sum (1 - \alpha_i) S_{ij} = D_j \quad J = 1, 2, \dots, M$$

$$\bar{S}_{ij.min} \leq S_i \leq \bar{S}_{ij.max} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

$$J = 1, 2, \dots, M$$

در این رابطه  $TVC$ ، مجموع هزینه‌ی سوخت را در نیروگاه‌های سیستم در طول دوره‌ی برنامه‌ریزی نشان می‌دهد. در این رابطه  $PF_i$  قیمت تمام شده سوخت در نیروگاه  $i$  ام می‌باشد که هزینه‌ی حمل و نقل سوخت به نیروگاه  $i$  ام را نیز شامل می‌شود.  $F_{ij}$  همان منحنی ورودی - خروجی مربوط به هر واحد تولیدی را بیان می‌کند. همچنین  $\alpha_i$  بیانگر مصرف داخلی نیروگاه  $i$  ام می‌باشد.

برای به‌دست آوردن هزینه‌ی نهائی تلفات از رابطه‌ی (۱۸) استفاده می‌شود.

$$\eta_L(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] R d(t)$$

برای محاسبه‌ی مقدار  $R$  از رابطه‌ی زیر استفاده می‌شود:

$$R = \frac{\theta \sum z(t)}{\sum Z^2(t)} \quad \theta: \text{تلفات سالانه خطوط انتقال}$$

$z(t)$ : جریان موجود در خطوط در ساعت  $t$

#### ۴- نتایج تجربی

در این قسمت مدل در بازه‌های مختلف زمانی با استفاده از اطلاعات نیروگاه‌های حرارتی شبکه‌ی برق منطقه‌ای اصفهان اجرا خواهد شد. بمنظور حل مسئله از نرم افزار

GAMS<sup>۱</sup> استفاده شده است. نرم افزار GAMS از روش «لاگرانژ مرحله‌ای»<sup>۲</sup> برای حل مسائل غیرخطی استفاده می‌کند<sup>۳</sup>. در این مدل فرض بر اینست که کل تقاضای برق منطقه‌ای اصفهان توسط دو نیروگاه اصفهان و منتظری، با ظرفیت اسمی به ترتیب ۸۳۰ و ۱۶۰۰ مگاوات پوشش داده می‌شود. برای اجرای مدل، مقدار تقاضا بر اساس پیش‌بینی مقدار تقاضایی که شرکت برق منطقه‌ای اصفهان به بازار برق ارائه می‌دهد، وارد مدل می‌شود. با توجه به آمار به دست آمده از نیروگاه‌های منتظری و اصفهان، متوسط مصرف داخلی نیروگاه حدود ۷ درصد از سطح تولید نیروگاه در هر بازه‌ی زمانی می‌باشد. بدیهی است تولید نیروگاه‌های سطح استان باید به گونه‌ای باشد که بتواند مقدار تقاضای موجود را پوشش دهد.

$$\sum_i (1 - 0.07) S_{iJ} = D_j \quad j=1, 2, \dots, 24$$

دیگر محدودیتی که وجود دارد محدودیت در عرضه‌ی برق است. از آن‌جا که توان تولیدی نیروگاه در فاصله مشخصی قابل تغییر است بنابراین خروجی نیروگاه در هر یک از نواحی بار ( $S_{iJ}$ ) باید در این فاصله قرار گیرد. اگر حداکثر توان تولیدی نیروگاه  $i$ ام  $S_{i,max}$  و حداقل آن  $\bar{S}_{i,min}$  باشد، محدودیت تولید برای  $N$  نیروگاه و  $M$  ناحیه بار به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\bar{S}_{i,min} \leq S_{iJ} \leq \bar{S}_{i,max} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

$$(MW) \quad (MW) \quad (MW) \quad J = 1, 2, \dots, M$$

تابع هدف مدل همان هزینه‌های متغیر نیروگاه می‌باشد. به این ترتیب که برای به دست آوردن رابطه‌ی هزینه از یک رابطه‌ی درجه‌ی دوم بر حسب تولید نیروگاه استفاده می‌شود که این رابطه‌ی مشخصه ورودی - خروجی<sup>۴</sup> نیروگاه نامیده می‌شود. برای تخمین این رابطه از اطلاعات مربوط به مقدار تولید بر حسب مگاوات و مقدار مصرف سوخت بر حسب متر مکعب گاز طبیعی استفاده می‌شود. اطلاعات در شرایطی استفاده می‌شوند که نیروگاه صرفاً از گاز به عنوان سوخت و در دمای حدود ۲۰ الی ۲۵

۱- نرم افزار GAMS مخفف General Algebraic Modeling System است که به منظور بهینه سازی انواع متفاوتی از مدل‌های ریاضی پیچیده توسعه داده شد. این نرم افزار از توانمندی بسیار بالایی در حل مدل‌های بزرگ برخوردار است و به راحتی می‌تواند با پایگاه‌های اطلاعاتی ارتباط برقرار کند. برای اطلاعات بیشتر می‌توان به آدرس زیر مراجعه نمود:  
<http://www.gams.com>

2- Projected Lagrangian.

۳- جزئیات حل مدل در پیوست ارائه شده است.

4- Input-Output Curve.

درجه فعالیت می‌کند. برای به‌دست آوردن نرخ حرارت ورودی (H) از ارزش حرارتی گاز که معادل  $8700 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3}$  (کیلو کالری بر متر مکعب) می‌باشد استفاده می‌شود. بدین صورت با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی، حداقل انرژی مصرفی نیروگاه را بر روی تولید برآزش می‌نماییم و بهترین تخمین برای منحنی تبادل انرژی نیروگاه‌ها (اصفهان و منتظری) به‌دست می‌آید.

در این قسمت بر اساس مدل ارائه شده در بالا نتایج برای بازار برق منطقه‌ای اصفهان ارائه می‌گردد. نتایج مربوط به چهار روز منتخب در سال ۱۳۸۸ است. روزهای مورد نظر بر مصرف‌ترین روز در طول یک فصل می‌باشد. بر این اساس به‌طور نمونه در فصل بهار روز ۲۰ خرداد به عنوان پر مصرف‌ترین روز این فصل مورد بررسی قرار گرفته است. دیگر روزها نیز شرایط مشابهی در فصول مختلف سال دارند. نتایج حاصل از تقریب منحنی ورودی-خروجی برای تخمین تابع هدف ( $F_{ij}$ ) با فرض ثابت بودن در تمامی نواحی بار به‌صورت زیر است.

منحنی تبادل انرژی (ورودی - خروجی) نیروگاه شهید محمد منتظری

$$f_1 \left( \frac{\text{Mcl}}{h} \right) = 3/947s_1^2 - 7/938s_1 + 6739139$$

$$(2/39) \quad (-1/95) \quad (2/72)$$

$$R^2 = \%91/2, \quad F = 52/2$$

منحنی تبادل انرژی (ورودی - خروجی) نیروگاه اصفهان

$$f_1 \left( \frac{\text{Mcl}}{h} \right) = 6/957s_1^2 - 8971/22s_1 + 4405884$$

$$(3/56) \quad (-3/16) \quad (4/30)$$

$$R^2 = \%86/9, \quad F = 66/8$$

از دیگر نکات قابل توجه در ارزیابی نتایج، ارزیابی شرایط بهینگی کلی<sup>۱</sup> است. برای این منظور از ویژگی‌های مسئله برنامه‌ریزی محدب<sup>۲</sup> استفاده شده است. مطابق با تعریف مدل‌های برنامه‌ریزی، یک مسئله برنامه‌ریزی ریاضی به صورت ذیل:

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} && F(x) \\ & \text{subject to} && f_t(x) \leq 0 \quad t=1,2,\dots,R \\ & && g_h(x) = 0 \quad h=1,2,\dots,K \quad x \geq 0 \end{aligned}$$

1- Global Optimality.  
2- Convex Programming.

یک مسئله برنامه‌ریزی محدب است اگر [۱۷]:

۱- تابع هدف مسئله حداقل سازی ( $F(x)$ ) محدب باشد

۲- قید نامساوی مسئله ( $f_t(x)$ ) محدب باشد.

۳- قید تساوی مسئله ( $g_h(x)$ ) خطی باشد.

بر این اساس در صورتی که بتوان نشان داد که مسئله بهینه‌سازی یک مسئله برنامه‌ریزی محدب است، می‌توان برای یک مسئله برنامه‌ریزی محدب موارد زیر را اثبات نمود [۱۷]:

- هر نقطه حداقل محلی<sup>۱</sup> از تابع هدف مسئله یک حداقل کلی از تابع هدف روی دامنه‌ی محدب تابع خواهد بود.

مجموعه‌ی نقاط بهینه به دست آمده از حل مسئله نیز محدب خواهد بود.

- نقطه‌ی حداقل هر تابع اکیدا محدب منحصر به فرد است.

در این جا می‌توان با استفاده از ویژگی‌های برنامه‌ریزی محدب مسئله پیش رو را بررسی کرد. همان‌گونه که نتایج حاصل از برآورد تابع هدف مسئله نشان می‌دهد، تابع هدف مسئله یک برآورد درجه‌ی دوم از تولید می‌باشد. با توجه به نامساوی زیر:

$$\frac{\partial^2 TVC}{\partial s_i^2} = \frac{\partial^2 F_i}{\partial s_i^2} \geq 0$$

تابع هدف در مسئله بهینه‌سازی مدل حاضر یک تابع محدب می‌باشد. از سوی دیگر با توجه به این که بهینه‌سازی تابع روی سطوح مختلف تولید انجام می‌شود و سطح تولید به صورت پیوسته و زیر مجموعه‌ی اعداد حقیقی معرفی شده است، فضای بهینه‌سازی نیز روی یک دامنه‌ی محدب از تابع انجام گرفته است. قید تساوی مسئله نیز خطی است. بر این اساس می‌توان گفت مدل حاضر یک مسئله برنامه‌ریزی محدب است و با توجه به ویژگی برنامه‌ریزی محدب، نتایج حاصل بهینه‌ی کلی و شرط لازم و کافی برای این منظور را منعکس می‌نماید.

---

1- Local Minimum.

جدول ۱- لامبداي سيستم براي روزهاي منتخب سال ۱۳۸۸ (ريال بر مگا وات ساعت)

	۲۴ اسفند	۱ مهر	۳۱ مرداد	۲۰ خرداد		۲۴ اسفند	۱ مهر	۳۱ مرداد	۲۰ خرداد
۱	۹.۸۵۵	۲۴.۰۷۸	۲۵.۷۶۵	۲۶.۰۷۶	۱۳	کم‌تر از ۱۰	۱۶.۵۷۸	۲۱.۳۷۱	۱۳.۹۹۲
۲	۱۰.۱۳۸	۲۵.۱۴۴	۲۰.۹۲۷	۲۵.۸۵۴	۱۴	کم‌تر از ۱۰	۱۱.۳۲۸	۱۳.۷۶۵	۱۱.۰۱۶
۳	۱۰.۹۰۳	۲۵.۱۴۰	۲۱.۷۷۱	۲۴.۷۸۹	۱۵	کم‌تر از ۱۰	۷.۷۸۶	۱۱.۷۵۳	۸.۷۷۸
۴	۱۱.۰۴۵	۲۴.۸۳۳	۲۰.۷۰۵	۲۵.۳۲۱	۱۶	کم‌تر از ۱۰	۶.۸۵۱	۱۱.۲۴۳	۷.۵۸۸
۵	۱۰.۷۶۱	۲۴.۸۳۳	۱۹.۵۵۲	۲۵.۴۱۰	۱۷	کم‌تر از ۱۰	۸.۲۴۰	۱۲.۲۳۵	۷.۴۴۶
۶	۱۰.۷۰۵	۲۴.۷۴۴	۱۷.۳۷۷	۲۵.۵۸۹	۱۸	کم‌تر از ۱۰	۹.۹۹۶	۱۰.۹۶۰	۷.۵۰۳
۷	۲۰.۵۷۲	۲۶.۲۹۸	۱۴.۸۴۲	۲۳.۹۹۰	۱۹	کم‌تر از ۱۰	۱۱.۸۱۰	۱۱.۱۵۸	کم‌تر از ۱۰
۸	۲۲.۳۹۲	۲۶.۰۷۶	۱۷.۴۲۱	۲۱.۳۷۱	۲۰	کم‌تر از ۱۰	۱۳.۸۷۸	۱۲.۰۹۳	۵.۲۷۱
۹	۱۸.۰۸۷	۲۴.۳۴۵	۲۵.۴۱۰	۲۶.۱۲۰	۲۱	۹.۳۴۵	۲۰.۶۱۷	۲۰.۳۹۵	۱۷.۰۲۲
۱۰	۱۶.۸۴۴	۲۳.۶۳۵	۲۶.۲۹۸	۲۶.۲۹۸	۲۲	۱۲.۰۹۳	۲۰.۷۰۵	۱۹.۸۶۲	۲۰.۱۷۳
۱۱	۱۳.۲۲۷	۱۸.۱۳۱	۲۲.۶۱۴	۲۶.۰۷۶	۲۳	۱۳.۵۹۵	۲۲.۳۹۲	۲۰.۳۹۵	۲۵.۵۴۳
۱۲	۸.۲۶۸	۱۳.۱۴۲	۱۷.۹۰۹	۲۳.۸۵۷	۲۴	۱۳.۶۸۰	۲۵.۰۵۵	۲۶.۲۵۳	۲۵.۸۹۸

جدول ۲- هزينه‌ي نهايي تلفات براي روزهاي منتخب سال ۱۳۸۸ (ريال بر مگاوات ساعت)

	۲۴ اسفند	۱ مهر	۳۱ مرداد	۲۰ خرداد		۲۴ اسفند	۱ مهر	۳۱ مرداد	۲۰ خرداد
۱	۴۱۵	۱.۰۱۱	۱.۰۹۹	۱.۱۱۵	۱۳	ناچيز	۶۴۷	۸۷۴	۵۲۸
۲	۴۲۷	۱.۰۶۶	۸۵۲	۱.۱۰۳	۱۴	ناچيز	۴۰۹	۵۱۸	۳۹۶
۳	۴۵۹	۱.۰۶۶	۸۹۴	۱.۰۴۸	۱۵	ناچيز	۲۶۴	۴۲۸	۳۰۳
۴	۴۶۵	۱.۰۵۰	۸۴۱	۱.۰۷۵	۱۶	ناچيز	۲۲۸	۴۰۵	۲۵۶
۵	۴۵۳	۱.۰۵۰	۷۸۶	۱.۰۸۰	۱۷	ناچيز	۲۸۲	۴۴۹	۲۵۱
۶	۴۵۰	۱.۰۴۵	۶۸۳	۱.۰۸۹	۱۸	ناچيز	۳۵۳	۳۹۳	۲۵۳
۷	۸۶۶	۱.۱۲۷	۵۶۸	۱.۰۰۶	۱۹	ناچيز	۴۳۰	۴۰۲	ناچيز
۸	۹۴۲	۱.۱۱۵	۶۸۵	۸۷۴	۲۰	ناچيز	۵۲۳	۴۴۲	۱۷۴
۹	۷۶۱	۱.۰۲۴	۱.۰۸۰	۱.۱۱۸	۲۱	۳۹۳	۸۳۷	۸۲۶	۶۶۷
۱۰	۷۰۹	۹۸۸	۱.۱۲۷	۱.۱۲۷	۲۲	۵۰۹	۸۴۱	۸۰۱	۸۱۶
۱۱	۵۵۶	۷۱۸	۹۳۶	۱.۱۱۵	۲۳	۵۷۲	۹۲۵	۸۲۶	۱.۰۸۷
۱۲	۳۴۸	۴۸۹	۷۰۸	۹۹۹	۲۴		۱.۰۶۱	۱.۱۲۵	۱.۱۰۶

در جدول (۳)، هزينه‌ي نهايي کوتاه‌مدت سيستم به عنوان مبناي تنظيم پيشنهادهات در بازار ارائه شده است.



جدول ۳- هزینه‌ی نهائی کوتاه مدت برای برق منطقه‌ای اصفهان (ریال بر کیلووات ساعت)

۲۴ اسفند	۱ مهر	۳۱ مرداد	۲۰ خرداد	
۱۸.۵	۲۶.۴	۲۴.۱	۲۶.۸	پر بار
۹	۲۱.۵	۲۸.۷	۲۵.۱	عادی
۶.۸	۱۵.۱	۱۳.۵	۸	کم باری

مطابق با آیین نامه معاملات در بازار برق ایران که در سال ۱۳۸۴ به تصویب رسیده است، فروشندگان انرژی در این بازار شرکت‌های برق منطقه‌ای و خریداران انرژی شرکت‌های توزیع در سطح استان‌ها می‌باشند. اما آنچه در عمل روی می‌دهد تا حدودی متفاوت است و شرایط ایجاد یک بازار رقابتی را فراهم نمی‌باشد. مقایسه نتایج حاصل برای قیمت‌های موجود در بازار برق ایران و هزینه‌ی نهایی کوتاه‌مدت، عدم وجود رقابت در این بازار را نشان می‌دهد.

برای بررسی دقیق‌تر، می‌توان بحث را بر روی منطقه‌ی مورد مطالعه متمرکز نمود. در بازار برق ایران در شرایط کنونی نیروگاه‌ها در ارائه قیمت به بازار، مینا را هزینه‌های متوسط قرار می‌دهند همین مسئله باعث می‌گردد بازار لحظه‌ای مفهوم اقتصادی خود را از دست بدهد. یکی از مهم‌ترین مزایایی که در بازارهای برق لحظه‌ای مد نظر قرار دارد امکان مدیریت تقاضا<sup>۱</sup> به واسطه واکنش هزینه‌های نهایی نسبت به تغییرات سیستم می‌باشد. که در شرایط کنونی بازار برق ایران از چنین ویژگی‌هایی برخوردار نیست. جدول (۴) این اختلاف بین متوسط قیمت‌های خرید برق توسط بازار و هزینه‌ی نهایی کوتاه‌مدت را در روزهای منتخب نشان می‌دهد.

جدول ۴- قیمت در روزهای منتخب (ریال بر کیلو وات ساعت)

۲۴ اسفند	۱ مهر	۳۱ مرداد	۲۰ خرداد	
۱۰۷/۱	۱۰۹/۶	۱۰۷/۲	۱۰۷	متوسط نرخ خرید برق
۱۴/۸	۱۹	۱۸/۴	۱۸/۷	هزینه‌ی نهایی کوتاه‌مدت

منبع: شرکت مدیریت شبکه‌ی برق ایران، معاونت بازار برق- محاسبات تحقیق

همان‌گونه که از مقایسه اعداد در جدول (۴) مشخص است، در روزهای منتخب متوسط قیمت نرخ خرید برق در بازار<sup>۱</sup> اختلاف قابل توجهی با هزینه‌ی نهایی تولید دارد.

## ۵- نتیجه‌گیری

بازار برق ایران در سال‌های ابتدایی خود قرار دارد و بدیهی است با مشکلات مختلفی از بعد ساختار و معماری مواجه باشد. در این مقاله تلاش گردیده است با استفاده از یک مدل بهینه‌سازی رفاه، با توجه به قیود موجود در سیستم، هزینه‌ی نهایی کوتاه‌مدت در یک سیستم قیمت‌گذاری لحظه‌ای که مبتنی بر تغییرات تقاضا است استخراج شود. در پایان در مورد بازار برق ایران و نتایج حاصل از این مقاله نکات زیر مورد توجه می‌باشد:

۱- تفاوت معناداری بین هزینه‌ی نهایی کوتاه‌مدت و هزینه‌ی متوسط متغیر تولید برق وجود دارد.<sup>۲</sup> با توجه به این‌که مبنای قیمت‌گذاری در بازار برق ایران هزینه‌ی متوسط متغیر است (آئین نامه بازار برق) و هدف قانون‌گذار ایجاد یک بازار رقابتی است که هزینه‌های فرصت تولید برق در آن مقوله حائز اهمیتی است بنابراین بازنگری مجدد در این بخش اجتناب ناپذیر به نظر می‌رسد.

۲- بدیهی است در شرایط انحصار طبیعی با توجه به محدودیت‌های بازار برق، استراتژی ارائه قیمت به بازار بسیار اهمیت دارد. چرا که از یک سو کاهش قیمت تا سطح هزینه‌ی نهایی، بنگاه‌ها را با زیان مالی مواجه می‌سازد و از سوی دیگر افزایش قیمت، ریسک عدم پذیرش از طرف بازار را به همراه دارد.

۳- در تمامی مدل‌های رایج در زمینه ارائه قیمت و استراتژی‌های قیمت‌گذاری، مبنای هزینه‌ی نهایی است. در چنین شرایطی بدون داشتن اطلاعات هزینه‌های نهایی تولید و انتقال، سیاست‌گذاری در زمینه سرمایه‌گذاری و گسترش ظرفیت تولید با فضایی مبهم مواجه خواهد بود.

---

۱ - متوسط نرخ خرید برق برابر است با متوسط مبلغ انرژی تولیدی توسط تولید کنندگان با توجه به خسارت‌های پیش‌بینی شده در آیین نامه خرید و فروش در بازار برق کشور.

۲- هزینه‌ی متوسط تولید در منطقه‌ی مورد مطالعه توسط برق منطقه ای اصفهان ۲۱۰۷ ریال بر کیلو و تا ساعت در سال ۸۵ گزارش شده است.

## فهرست منابع

- ۱- ترازنامه‌ی انرژی سال ۱۳۸۴ و ۱۳۸۳، دفتر برنامه‌ریزی وزارت نیرو، بخش برق.
- ۲- شرکت مادر تخصصی توانیر. آمار تفصیلی صنعت برق ایران (سال‌های مختلف).
- ۳- محمدی تیمور، (۱۳۷۸)، قیمت‌گذاری بهینه‌ی برق برای صنعت ایران، رساله‌ی دکتری، دانشکده‌ی اقتصاد، دانشگاه علامه.
- ۴- ولنبرگ اف، (۱۳۷۰)، تولید، بهره‌برداری و کنترل در سیستم‌های قدرت، ترجمه‌ی حسین سیفی، انتشارات دانشگاه تربیت مدرس (۱۳۷۱).
- ۵- یوسفی مجید، (۱۳۷۹)، بررسی روش قیمت‌گذاری رمزی در صنعت برق کشور، پایان‌نامه‌ی کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات.
- 6- Anersson, M. (1997). Cooperation in local electricity market, Division Of Energy System, Linkoping University, S-581 83.
- 7- Bagnall, J. and G. Smith. (2005). A multi-agent model of the UK market in electricity generation, Energy Economics, Vol.3, No.3, p.1-33.
- 8- Batten, D. and G. Grozey. (2005). Empirical Observations Of Bidding Patterns In Australias National Electricity Market, Energy Policy, No.33, P.2075-2086.
- 9- Borenstein, S, J. Bushnell, J. Kahn and E. Stoft. (1995). Market power in California electricity market, Utilities policy, Vol.5, No.3, pp.205-236.
- 10- Boucher, J. and Y. smeers. (1998). Alternative Models of Restructured Electricity Systems, Opreations Research, Vol. 49, No.6, P 821-834.
- 11- Brock, A. and D. Dechert. (1985). Dynamic Ramsey Pricing, International Economic Review, Vol .26, No 3, P 569-591.
- 12- Bunn, W. and M. Martoccia. (2000). Unilateral and Collusive Market Power In The Electricity Pool Of England and Wales, Energy Economics, No.27, P. 305-315.
- 13- Crew, A. and R. Kleindorfer. (1971). Recent Contributions theory Of Marginal Cost Pricing, The Economic Journal, Vol 81, No 81, P. 934-936.
- 14- Demanis, M., R. Bohn and F. Schweppe. (1992). optimal spot pricing: practice and theory, IEEE transactions on power apparatus and system, Vol.6, No.9, P. 60-70.
- 15- Halliwell, A. (1991). The single European energy market: the electricity supply sector, IEEE fifth conference.
- 16- Hsu, M. (1997). An introduction to the pricing of electric power transmission, Utilities policy, Vol.6, No. 3, p.125-148.
- 17- Luptacik, M. (2009). Mathematical Optimization and Economic Analysis, p.59-70, New York, Springer.
- 18- Mckinney, D. and A. Savitsky. (2006). Basic Optimization Models for Water and Energy Management, Technical Report, Center for Research in Water Resources, University of Texas.

- 19- Naughton, C. (1999). The Efficiency AND Equity Consequences of Two-Part Tariffs In Electricity Pricing, *The Review Of Economics and Statistics*, Vol.68, No.3, P.406-414.
- 20- Neuheld, L. (1987). Price Discrimination and the Adoption Of The Electricity Demand Chang, *The Journal Of Economic History*, Vol 47, No .3, P. 693-709.
- 21- Nguyen,T. (2000). The Problems Of Peak Loads And Inventories, *The Bell Journal Of Economics*, Vol.1, No 1, P. 242-248.
- 22- Ring, J. and E. Gratreed. (1996). Short Run Pricing in Competitive ElectricityMarkets, *The Canadian Journal Of Economic*, Vol .29, Special Issue: part 1, p 16-313 .
- 23- Rivier, M. (1990). A model for computation of spot prices in interconnected power system, 10<sup>th</sup> power system computation conference, p 254-261.
- 24- Schweppe, F., M. Caramanis and R. Bohn. (1984). Optimal pricing in electrical network over space and time, *Rand Journal Of Economics*, Vol.15, No.3, P 360-385.
- 25- Schweppe, F., M. Caramanis and R. Bohn. (1988). Spot pricing of electricity, Kluwer Academic Publisher, Boston.
- 26- Sonstegaard, H. (1989). Efficient Pricing And Badgetary Balance, *The Journal Of Political Economy*, Vol 97, No 1, P 244-249.
- 27- Stoft, S. (2003). Power system economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press.
- 28- Streifert, D. (1995). Multi-area economic dispatch with Tie line constraints, IEEE WM 179-2 PWRS.
- 29- Survey, A. (2001). The Theory of Peak-Load Pricing, *Journal Of Regulatory Economics*, No 8, P. 215 -248.
- 30- Wene, C. (1996). Energy economic analysis, linking the macroeconomic and system engineering approaches, *Energy Journal*, Vol.21, No.9, P.186-203.
- 31- Wernerus, J. (1995). A model for student related to deregulation of an electricity market, Licentiate of Technology Thesis, *Electronic Power System*, S-100 442.

## پیوست

### الف: بررسی شرایط بهینگی

همان‌گونه که در رابطه‌ی (۸) در متن اشاره شد، مجموع دو قسمت زیر اصطلاحاً لامبدای سیستم  $\lambda(t)$  نامیده می‌شود [۲۴]

$$\lambda(t) = \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial g(t)} = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) \quad (1)$$

در صورتی که قیمت بر مبنای برابری با لامبدای سیستم تعیین شود (همان برابری قیمت و هزینه نهایی) شرایط بهینگی نیز برقرار خواهد بود. بر این اساس اگر  $B[d(t)]$  کل سود به دست آمده توسط مصرف کننده در ازای مصرف  $d(t)$  کیلو واتساعت در ساعت  $t$  باشد.

$$B[d(t)] - P(t)d(t) = \text{هزینه اجتماعی} \quad (2)$$

قیمت لحظه‌ای  $P(t)$  که توسط مصرف کننده پرداخت می‌شود هزینه اجتماعی را حداقل می‌نماید. به عبارت دیگر مصرف کننده در ازای مصرف  $d(t)$  سود خود را حداکثر می‌نماید

$$B[d(t)] - P(t)d(t) \quad (3)$$

بنابراین داریم:

$$\frac{\partial B(d(t))}{\partial d(t)} = P(t) \quad (4)$$

با توجه به این که  $d(t) = d(P(t))$  با جایگزینی در رابطه (۲):

$$B[d(P(t))] - P(t)d(P(t)) = \text{هزینه اجتماعی} \quad (5)$$

حداقل هزینه اجتماعی با توجه به محدودیت  $g(t) = d(P(t))$  برابر است با:

$$\Omega(t) = G_{FM}[g(t)] - B[d(P(t))] + \mu_c[d(P(t)) - g(t)] \quad (6)$$

$$\frac{\partial \Omega}{\partial g(t)} = 0 \quad \rightarrow \quad \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial g(t)} - \mu_c = 0$$

با توجه به رابطه‌ی (۱) خواهیم داشت:

$$\mu_c = \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial g(t)} = \lambda(t)$$

در مرحله‌ی بعد بر حسب  $P(t)$  خواهیم داشت:

$$\frac{\partial \Omega(t)}{\partial P(t)} = 0$$

$$\left[ \mu_C(t) - \frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} \right] \frac{\partial d(t)}{\partial P(t)} = 0$$

$$\frac{\partial B[d(t)]}{\partial d(t)} = \lambda(t)$$

بنابراین:

$$P(t) = \lambda(t)$$

بنابراین مشخص است که سیستم قیمت گذاری لحظه‌ای قابلیت رسیدن به نقطه‌ی بهینه اجتماعی را دارد. [۲۴]

(ب) برنامه‌ی مورد استفاده در حل مسئله:

Ontext  
This model finds the short-run marginal cost for SFAHAN and MONTAZERI  
power plants (24 Esfand 88)  
\$Offtext

**OPTIONS** NLP=MINOS;

**Sets** I POWER PLANTS /sfahan,montazeri/  
J LOAD TIME / d1\*d24 /

**Parameters**

A(I) COEFITIONT OF INPUT-OUTPUT CURVE  
/SFAHAN 6.9573  
MONTAZERI 0.09 /

B(I) COEFITIONT OF INPUT-OUTPUT CURVE  
/SFAHAN -8971.224  
MONTAZERI 2127.1 /

C(I) COEFITIONT OF INPUT-OUTPUT CURVE  
/SFAHAN 4405884  
MONTAZERI 292313.6 /

D(J) DEMOND OF LOAD (MW)  
/D1 1753 D2 1661  
D3 1601 D4 1584  
D5 1589 D6 1602  
D7 1609 D8 1771  
D9 1982 D10 2079  
D11 2132 D12 2135  
D13 2000 D14 2010  
D15 2037 D16 2042  
D17 2032 D18 2030  
D19 2306 D20 2347  
D21 2250 D22 2222  
D23 2119 D24 1944 /

T(J) LENTH OF LOAD (HOUR)  
/D1 1

```

      :
      D24 1 /
Variables
      S(J,I) POWER GENERATION OF PLANTS
      TVC TOTAL VARIABLE COST IN SYSTEM
Positive Variables S ;

TABLE MINS(J,I) MINIMOM GENERATION IN PLANT I (MW)

      SFAHAN MONTAZERI
      D1 400 1160
      :
      D24 400 1160
TABLE MAXS(J,I) MAXIMOM POWER GENERATION IN PLANTS
(MW)

      SFAHAN MONTAZERI
      D1 835 1600
      :
      D24 835 1600
S.UP(J,I) = MAXS(J,I)
S.LO(J,I) = MINS(J,I)
Equations
      COST DEFINE OBJECTIVE FUNCTION
      DEMOND(J) SATISFY DEMOND OF EACH TIME
COST.. TVC=E= SUM((J,I),(49/8.7)*(A(I)*(S(J,I)**2)+B(I)*S(J,I)+C(I)));
DEMOND(J).. SUM(I,S(J,I))=g=D(J)
MODEL ECO /ALL
SOLVE ECO USING NLP MINIMIZING TVC
DISPLAY S.L

```

EQU: علامت اختصاری جهت نشان دادن محدودیت‌ها،

Lower: حد پایینی محدودیت یا متغیر

LEVEL: سطح بهینه محدودیت یا متغیر به طور مثال سطح بهینه تولید

نیروگاه‌ها، بر پوشش سطح تقاضای استان اصفهان

MARGINAL: متغیر دوگان یا قیمت‌های سایه برای محدودیت تقاضا.

DJ: ناحیه بار J، ام (در این جا ۲۴ ناحیه بار داریم)

Sj: سطح عرضه‌ی توسط نیروگاه j ام

S.L: سطح بهینه متغیر S (عرضه‌ی نیروگاه‌ها)

VAR: علامت اختصاری برای مشخص کردن متغیرهای سیستم

