

محاسبه قیمت سایه‌ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران

داوود منظور^۱

حسین رضائی^۲

تاریخ دریافت: ۱۳۸۹/۰۹/۲۰

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۱/۰۲/۱۷

چکیده

هدف از این پژوهش تعیین قیمت بهینه برق در فضای تجدیدساختار صنعت برق است. در این راستا تابع رفاه اجتماعی را نسبت به قید تعادل بازار، حداکثر توان تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، حداکثر تقاضای گروه‌های مختلف مصرف‌کننده و توان صادرات و واردات به حداکثر می‌رسانیم. ضمن اینکه مدل مذکور را در دو بازه زمانی ماهانه و یک ساله در سال ۱۳۸۶ با کمک نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS اجراء می‌کنیم. قیمت سایه‌ای در بازه زمانی یک‌ساله در این سال برای هر کیلووات ساعت ۳۷۱/۲ ریال محاسبه شده است. در راستای رسیدن به نتایج دقیق‌تر، مدل را به تفکیک هر ماه نیز اجراء می‌کنیم. که نتایج آن از کاهش قیمت برق در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم حکایت دارد، زیرا هزینه نهایی تامین برق در زمستان، به‌علت مصرف گازوئیل و سوخت‌های مایع به جای سوخت گاز طبیعی به همراه استفاده نکردن از نیروگاه‌های برق آبی افزایش می‌یابد. برای دوره زمانی سالیانه و ماهیانه، قیمت واقعی در بازار برق ایران، انحراف معناداری از قیمت بهینه دارد.

واژگان کلیدی: بازار برق، قیمت سایه‌ای، هزینه نهایی، تولید بهینه، ارزش بار ازدست رفته.

JEL: D43, D50, C63, P22, C61

۱- مقدمه

انرژی برق در افزایش رفاه و توسعه اقتصادی کشورها سهم انکارناپذیری دارد. این حامل انرژی به سبب ماهیت ویژه؛ یعنی لزوم تعادل لحظه به لحظه بازار و عدم امکان ذخیره‌سازی در حجم بالا، از سایر حامل‌ها متمایز است. به دلیل هزینه‌های سنگین ناشی از قطع برق، تأمین مطمئن آن همواره از اهداف متعالی مدیران این بخش است. به همین دلیل سازوکار و عوامل تاثیرگذار در این بازار باید به گونه‌ای تنظیم شود تا به سمت افزایش کارایی، تولید و تقاضای بهینه رهنمون شود.

۱. دانشیار دانشکده اقتصاد - دانشگاه امام صادق، Email: manzoor@isu.ac.ir

۲. دانشجوی دکتری دانشکده اقتصاد - دانشگاه امام صادق، Email: Hrezaee313@gmail.com

ماهیت برخی از بازارها بویژه برق به گونه‌ای است که امکان ایجاد و بسط رقابت کامل در آن منتفی است. ضمن اینکه نوسان تقاضا ساعت به ساعت متغیر و هزینه‌های تولیدی هر نیروگاه متفاوت است؛ بطوری که برخی نیروگاه‌ها فقط در ساعات اوج مصرف وارد مدار می‌شوند و برخی فقط بار پایه را تأمین می‌کنند. لذا به دلیل اهمیت فوق‌العاده تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا، نگاه یکسویه به عملکرد بازار به تنهایی کارشناسانه و اعتمادبرانگیز نیست. پس در جهت حداکثر کردن منفعت حاصل از این اقدامات، مدیریت مرکزی باید رفاه عمومی را نسبت به تعادل بازار و برخی قیود حداکثر کند تا در پی آمدن، نتایج مثبت رقابت آزاد حاصل شود.

گرین (۱۹۹۸)^۱ قیمت بهینه بازار برق انگلستان و ولز را با در نظر گرفتن محدودیت و تلفات شبکه انتقال محاسبه کرده است. در این مقاله تابع رفاه عمومی نسبت به قیود تعادل بازار، محدودیت شبکه خطوط انتقال، تولید هر تولیدکننده و تولید کل شبکه، حداکثر شده است. مدل مذکور برای سیزده نقطه مختلف از شبکه انتقال این دو کشور اجراء می‌شود و نتایج نشان می‌دهد که با عرضه‌ی قیمت بهینه در هر نقطه رفاه عمومی حداکثر می‌شود.

بوتروود و دیگران^۲ (۲۰۰۲) با حداکثر کردن تابع رفاه اجتماعی - اقتصادی در کوتاه‌مدت نسبت به قیود مؤثر در بازار رقابتی؛ از جمله تعادل بازار، محدودیت در ظرفیت تولیدی هر نوع نیروگاه، تقاضای بخش‌های مختلف و حداکثر ظرفیت خطوط انتقال مبادلات بین‌المللی که همگی قیود مدل هستند، قیمت بهینه را محاسبه نموده‌اند. ضمن اینکه وی بدون در نظر گرفتن پیچیدگی‌های شبکه انتقال، قیمت واحدی برای کل بازار محاسبه کرده است. تولید، تقاضا، صادرات و واردات بهینه از دیگر نتایج حاصل از اجرای مدل است.

بر اساس بررسی محققین، تاکنون مطالعه‌ای برای محاسبه قیمت سایه‌ای برق در کشور انجام نشده و مطالعات قیمت‌گذاری برق عمدتاً به محاسبه قیمت تمام‌شده یا هزینه‌های بلندمدت تولید آن اختصاص داشته است که می‌توان به مطالعه محمدی و پژویان (۱۳۷۹)، حیدری (۱۳۸۳)، بای و پارسا مقدم (۱۳۸۷)، لاجوردی و محدث (۱۳۸۹) اشاره کرد.

این مقاله ابتدا به تشریح چارچوب ساختار کلی مدل بهینه‌یابی قیمت برق در بازار تجدید ساختار شده نظر دارد. معرفی داده‌های مورد استفاده و استخراج کردن پارامترهای اساسی مدل مانند هزینه‌های نیروگاه‌ها و هزینه بار ازدست رفته در مرحله‌ی دوم است. در پایان نتایج حاصل از اجرای مدل و تجزیه و تحلیل آن را بیان می‌کنیم.

1. Richard Green, 1998

2. Audun Botterud., et al, 2002.

۲- ساختار کلی الگو

در بازارهای رقابتی که قیمت از تعادل بازار و رفاه عمومی حداکثر می‌شود. ماهیت بازارهایی همچون برق شرایط ایجاد رقابت کامل را منتفی می‌کند. انرژی الکتریکی قابل ذخیره‌سازی در مقیاس زیاد نیست. اهمیت این انرژی در صنعت، تجارت و کل اقتصاد به گونه‌ای است که باید بین عرضه و تقاضا توازن برقرار باشد در غیر این صورت قطعی برق محرز و یقینی است. در این شرایط بازیابی شبکه در برخی کشورها ممکن است ساعت‌ها تأخیر داشته باشد. لذا با توجه به پی‌آمدهای منفی اقتصادی و اجتماعی هزینه قطع برق یا اختلال در شبکه‌ی انتقال، هرگونه سرمایه‌گذاری برای جلوگیری از رویدادهای احتمالی توجیه‌پذیر است. در همین راستا به دلیل اهمیت فوق‌العاده تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا نمی‌توان به عملکرد بازار به تنهایی اعتماد کرد.

با این توجه که مصرف‌کنندگان، انرژی الکتریکی مورد نیاز را از شرکت‌های تولیدی خریداری می‌کنند. پس لازم است پیش‌بینی دقیقی از مصرف خود در بازه زمانی آتی داشته باشند. برنامه‌ریزی مولدها نیز باید به گونه‌ای باشد که در دوره‌ی زمانی مورد توافق، انرژی قابل عرضه را به بازار هدف برسانند. این شرایط همیشه ایده‌آل نیست. خطاها و رخداد‌های پیش‌بینی نشده، میان تولید و مصرف شکافی ایجاد می‌کند که باید برای حفظ و یکپارچگی سیستم، به سرعت برطرف شود. بازار آزاد مدیریت نشده، کارایی مؤثری در کنترل و پیشبرد اهداف این بازار پیچیده و حساس ندارد. لذا مدیریت در بازار برق ضرورتی فراگیر است که زمینه‌ی بازدهی افزون‌تر را فراهم می‌کند.

قیمت تعادلی در بازار انرژی الکتریکی نه از طریق تعامل مستقیم مصرف‌کننده و تولیدکننده بلکه به واسطه‌ی مدیریت مرکزی که تعادل بین عرضه و تقاضا را حفظ می‌کند، تعیین می‌شود. با هدف حداکثر کردن منفعت حاصل از این اقدامات، مدیریت مرکزی باید رفاه عمومی را با توجه به تعادل بازار و برخی قیود، حداکثر کند تا در این هم‌افزایی نتایج مثبت رقابت آزاد حاصل شود.

برای جلوگیری از پیچیدگی مدل، تلفات شبکه انتقال برای کلیه نیروگاه‌ها (به صورت کلی) در نظر گرفته شده است و از محاسبه میزان تلفات به تفکیک هر نیروگاه با در نظر گرفتن فاصله آن نیروگاه و محل مصرف خودداری شده است. براین اساس قیمت برق تولیدی برای تمامی نیروگاه‌ها در شبکه یکسان محاسبه می‌شود.

بازار هدف و تقاضای انرژی برق؛ شامل خانگی، تجاری-عمومی و صنعتی می‌شود. که در این میان مقوله‌های بخش کشاورزی و حمل‌ونقل در گروه تقاضای صنعتی قرار دارد. که به ترتیب با D_3 , D_2 , D_1 نشان داده می‌شود. بخش عرضه به پنج گروه؛ نیروگاه‌های حرارتی گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و

سیکل ترکیبی و نیروگاه برق آبی تقسیم می‌شود. که به ترتیب با G_1, G_2, G_3, G_4, G_5 نشان داده می‌شود. این نیروگاه‌ها براساس هزینه نهایی تولید، وارد مدار می‌شوند. مجموع کل صادرات و واردات بدون تفکیک کشورهای مقصد و مبدا لحاظ می‌شود.

$$\text{Max} \\ Z = \sum_{j=1}^n (D_j \times pd_j) - \sum_{i=1}^m (G_i \times mc_i) + (X \times px) - (M \times pm) \quad (1)$$

Subject to

$$\sum_{j=1}^n D_j - \sum_{i=1}^m G_i + (X - M) = 0 \quad (2)$$

$$GG_i \leq gc_i \quad i=1,2,3,4,5 \quad (3)$$

$$D_i \leq dc_j \quad j=1,2,3 \quad (4)$$

$$M \leq em \quad (5)$$

$$X \leq ex \quad (6)$$

$$D_j, G_i, M, X \geq 0 \quad \forall i, j$$

که در آن G_i تولید گروه نیروگاه‌های i ام در دوره زمانی مورد نظر، D_j تقاضای گروه مصرف‌کنندگان نوع j ام در دوره زمانی مورد نظر و X حجم صادرات و M واردات متغیرهای این مدل هستند. Pd_j حداکثر تمایل به پرداخت گروه مصرف‌کنندگان نوع j ام، mc_i هزینه نهایی گروه نیروگاه‌های نوع i ام، px و pm قیمت واردات و صادرات، gc_i حداکثر ظرفیت تولیدی گروه نیروگاه‌های نوع i ام و dc_j حداکثر تقاضای گروه مصرف‌کنندگان نوع j ام و ex و em حداکثر ظرفیت صادرات و واردات، از پارامترهای مدل هستند که با بودن تغییر در مقادیر آنها در دوره‌های مختلف زمانی، این پارامترها در فرایند زمانی طول دوره زمانی مدل (یک‌سال یا یک‌ماه) ثابت فرض می‌شوند هرچند ممکن است مقادیر این پارامترها در دوره‌های مختلف زمانی تغییر کند. قیمت برق که با P نشان داده می‌شود، همان ضریب لاگرانژ متناظر با قید تعادل بازار برق در مساله بهینه‌یابی فوق است که از حل مدل بدست می‌آید. با فرض یکسان بودن تلفات شبکه در مناطق مختلف و با فرض وجود یک نود^۱ تولید و مصرف، قیمت سایه‌ای برق در کل شبکه یکسان خواهد بود. این مدل که یک مساله برنامه‌ریزی خطی^۲ است، توسط نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS حل می‌شود. علاوه بر قیمت سایه‌ای، مقادیر بهینه تقاضای بخش‌های مختلف، تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، مقدار صادرات و واردات در هر دوره زمانی (سال و ماه) نیز از حل این مدل بدست می‌آید.

1. Node

2. Linear Programming

۳- داده‌های مورد استفاده و تعیین مقادیر پارامترهای الگوی پیشنهادی

قبل از اجرای مدل لازم است مقادیر پارامترهای مورد استفاده در آن با توجه به شرایط حاکم بر صنعت برق کشور در دوره مورد نظر تعیین شود. البته مدل را به صورت سالیانه و بر اساس اطلاعات آمار تفصیلی صنعت برق کشور در سال ۱۳۸۶ اجراء می‌کنیم.

۳-۱- حداکثر ظرفیت تولید برق (gci)

هر چند قدرت نامی یک دستگاه توربین بر روی پلاک مشخصات آن ثبت می‌شود ولی برای محاسبه ظرفیت تولید در یک دوره زمانی باید از میانگین قدرت عملی هر نوع نیروگاه استفاده شود. قدرت عملی بیانگر بیشترین توانی است که توربین با توجه به عوامل محیطی (ارتفاع از سطح دریا، دمای محیط و رطوبت نسبی) قادر به تولید آن است. مقدار قدرت عملی در فصول سرد بیش از فصول گرم سال است. برای محاسبه حداکثر تولید یک نیروگاه در یک دوره زمانی معین، از دستور زیر استفاده می‌شود:

$$GP_i = CF_i \times T \times P_i \quad \text{Gwh/yr} \quad (7)$$

که در آن GP_i کل انرژی تولیدی نیروگاه آم در طول دوره مورد نظر (تولید ناویژه)، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه آم، T طول دوره مورد نظر بر حسب ساعت، P_i میانگین تولید عملی نیروگاه آم است. هر نیروگاه بخشی از انرژی تولیدی خود را برای مصارف داخلی استفاده می‌کند. تولید ویژه نیروگاه‌ها از تفاضل تولید ناویژه از مصارف داخلی آن حاصل می‌شود. اگر از تولید ویژه نیروگاه‌ها میزان تلفات انتقال و توزیع کسر شود، میزان تولید خالص عرضه شده در بازار بدست می‌آید که آن را با gc_i نشان می‌دهیم. مقادیر پارامترهای gc_i در سال ۱۳۸۶ برای نیروگاه‌های گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و سیکل ترکیبی بر حسب گیگاوات ساعت در جدول (۲) گزارش شده است.

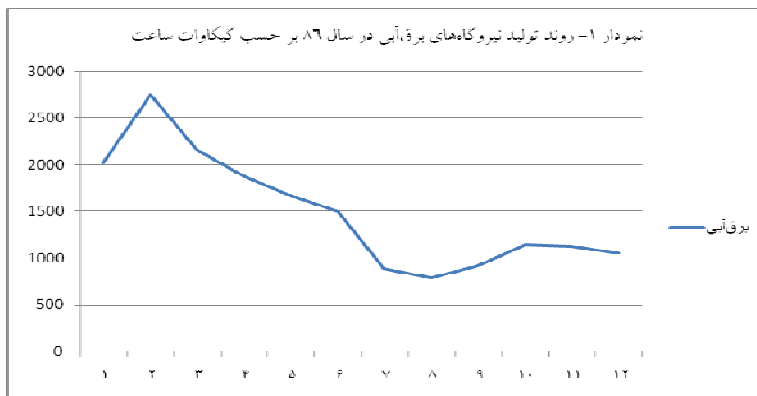
۳-۲- هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت انواع نیروگاه‌ها (mc_i)

هزینه‌های نهایی کوتاه‌مدت در بازار برق، عامل اصلی تعیین‌کننده قیمت و انتخاب یک نیروگاه برای ورود به مدار محسوب می‌شود. در نوع رقابتی این بازار، هر نیروگاه قیمت خود را با توجه به میزان هزینه نهایی تولید آن پیشنهاد می‌دهد. نیروگاه‌ها بر اساس قیمت پیشنهادی به ترتیب صعودی و تجمعی مرتب می‌شوند. در ابتدا نیروگاه‌هایی که هزینه نهایی کمتری دارند وارد شبکه شده، سپس نیروگاه‌هایی با هزینه نهایی بالاتر در ساعات اوج مصرف وارد شبکه می‌شوند. به هر حال، قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها لزوماً برابر هزینه نهایی تولید آن نیست و چه‌بسا قیمت پیشنهادی نیروگاه‌ها بالاتر از هزینه نهایی تولید آنها است.

تقاضای انرژی الکتریکی مانند سایر حامل‌های انرژی دارای تغییرات قابل پیش‌بینی متناوب در طی روز، هفته یا سال است. مع الوصف تفاوت عمده انرژی الکتریکی با دیگر حامل‌ها در آن است که انرژی

الکتریکی باید همزمان با تولید مصرف شود. به همین دلیل شبکه‌ی تولید باید با حفظ انسجام، نسبت به تغییرات سریع و اساسی در بازار مصرف، قدرت برطرف کردن نیازها را داشته باشد در این شرایط همه مولدها در همه اوقات فعال نیستند و واحدهایی با بهره‌وری پایین تر فقط در زمان اوج مصرف وارد مدار می‌شوند. بنابراین، نوسانات بار سبب می‌شود تولیدکنندگان نهایی در زمانهای مختلف تغییر کنند در نتیجه شاهد تغییرات متناوب هزینه نهایی سیستم^۱ طی یک دوره هستیم.

نحوه ورود نیروگاه‌های برق آبی و بادی (تجدیدپذیر) به بازار با نیروگاه‌های حرارتی کاملاً متفاوت است. ذخایر آبی پشت سدها و زمان وزش باد مهمترین عامل تعیین‌کننده تولید برق توسط این نیروگاه‌ها است و قیمت بازار برق تاثیر چندانی در وارد مدار شدن این گونه نیروگاه‌ها ندارد. هدف اصلی استفاده از نیروگاه‌های برق آبی تنظیم فرکانس شبکه در هنگام افزایش بار تحمیل شده به شبکه است از طرف دیگر به دلیل ماهیت ویژه ای که این نوع نیروگاه‌ها دارند به سرعت وارد مدار شده، هر زمان که لازم باشد از مدار خارج شوند. در ایران، میزان ذخایر آبی پشت سدها به بارندگی‌های فصلی وابسته است به همین دلیل ذخایر سدها در اواخر تابستان و پاییز به شدت کاهش می‌یابد. آمار تولید برق آبی نشان می‌دهد که در اردیبهشت ماه، بیشترین تولید نیروگاه‌های برق آبی انجام می‌شود و از اردیبهشت تا آبان‌ماه تولید برق آبی کاهش می‌یابد. از اواخر آبان و شروع بارش نزولات آسمانی، روند مثبت تولید شروع می‌شود.^۲



تیمودار ۱- روند تولید نیروگاه‌های برق آبی در سال ۱۳۸۶ بر حسب گیکوات ساعت

منبع: آمار تفصیلی (۱۳۸۶)

1. system marginal cost

۲. با توجه به آمار موجود در سایت توانیر، این موضوع منحصر به سال ۸۶ نیست بلکه برای سال‌های دیگر مانند ۸۵، ۸۷ و ۸۸ نیز صادق است

هزینه تولید برق در کوتاه مدت با هزینه‌ی عملیاتی نیروگاه برابر است. ضمن اینکه هزینه‌های عملیاتی و تعمیر و نگهداری، دو عامل تعیین کننده هزینه‌ی نهایی نیروگاهها در کوتاه مدت هستند. در این میان هزینه‌ی سوخت تحویلی به نیروگاهها مهم ترین بخش هزینه‌های عملیاتی است.

$$SRMC_i = O\&M_i / (T \times CF_i) + OC_i \quad (\text{Rial/GWh}) \quad (8)$$

$$OC_i = (fc/re_i) \quad (\text{Rial/GWh}) \quad (9)$$

که در آن SMC_i هزینه‌های کوتاه مدت تولید برق توسط نیروگاه نوع i ام، $O\&M_i$ هزینه تعمیر و نگهداری برحسب ریال بر کیلووات، T تعداد ساعات سال، CF_i ضریب بهره‌برداری نیروگاه‌های نوع i ام، OC_i هزینه‌های سوخت تحویلی به نیروگاه و re_i راندمان نیروگاه‌های حرارتی گروه i ام است. هزینه‌های عملیاتی (OC_i) هر نوع نیروگاه از نسبت هزینه سوخت برای هر گیگاوات ساعت تولید برق به راندمان حرارتی نیروگاه محاسبه می‌شود. طبیعتاً هزینه سوخت نیروگاه‌های تجدیدپذیر مانند برق آبی و بادی صفر است.

داده‌های مربوط به هزینه‌های تعمیر و نگهداری برای انواع مختلف نیروگاه‌ها در جدول (۱) گزارش شده است. براساس این داده‌ها و به کمک روابط (۸) و (۹) هزینه‌های عملیاتی و هزینه نهایی تولید یک کیلووات ساعت برق در انواع مختلف نیروگاه‌ها در جدول (۲) محاسبه شده است به دلیل عدم دسترسی به میزان مصرف سوخت نیروگاه‌های گازی کوچک، هزینه سوخت نیروگاه‌های گازی کوچک و بزرگ را یکسان در نظر گرفته‌ایم. نرخ ارز یورو براساس آمار سایت بانک مرکزی ۱۳۰۳۰/۶ ریال در نظر گرفته شده است

جدول ۱- هزینه تعمیر و نگهداری انواع مختلف نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۶

نیروگاه	عمر (سال)	ضریب قابلیت دسترسی (درصد)	هزینه‌های تعمیر و نگهداری (بدون سوخت)		
			هزینه‌های ثابت	هزینه‌های متغیر	
			RIAL/KW	euro/KW	RIAL/KWh
گازی کوچک	۲۰	۹۷	۴۷۳۷۲/۸	۰/۰۳	۲/۳
گازی بزرگ	۱۲	۸۴	۱۷۲۸۱/۲	۰/۰۳	۰/۹۱
بخاری	۳۰	۷۸	۶۳۲۴۵/۹	۰/۰۱	۱/۹۵
سیکل ترکیبی	۳۰	۸۲	۲۹۲۶۹/۸	۰/۰۲	۱/۰۵
برق آبی	۵۰	۹۴	۲۲۶۶۸/۸	۰/۰۰۵۴	۲/۱۳

ماخذ: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

سقف قیمت پیشنهادی نیروگاه‌ها در سال ۸۶ به ازای هر کیلو وات ساعت بین ۳۲ تا ۶۰ ریال بوده است. علاوه بر این به هر نیروگاه جدای از اینکه در فرایند تولید قرار دارد یا خیر، مبلغی با عنوان نرخ آمادگی برای

پوشش هزینه‌های سرمایه‌گذاری پرداخت می‌شود. این مبلغ برای تمام نیروگاهها یکسان است. این نرخ در سال ۸۶ به ازای هر کیلووات ساعت ۷۷ ریال است. که این مقدار در یک ضریبی که تابع ساعات روز، ایام هفته و ماه‌های سال است ضرب می‌شود.

براین اساس قیمت پیشنهادی هر گروه از نیروگاه‌ها برابر هزینه نهایی کوتاه‌مدت آنها و قیمت نهایی برای محاسبه قیمت تعادلی بازار از مجموع قیمت پیشنهادی و نرخ آمادگی حاصل می‌شود.

جدول ۲- محاسبه حداکثر ظرفیت تولید بر حسب گیگاوات ساعت، هزینه نهایی کوتاه‌مدت و قیمت ارائه شده نیروگاه‌های کشور بر حسب ریال بر کیلووات ساعت

نیروگاه	حداکثر ظرفیت تولید (گیگاوات ساعت) ^۱	هزینه سوخت	هزینه عملیاتی	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه نهایی کوتاه‌مدت	قیمت ارائه شده در بازار برق
گازی کوچک	۵۵۹/۹۱	۱۷/۷	۶۱/۵	۱۸/۷	۸۲/۲۶	۱۷۴/۹
گازی بزرگ	۳۱۳۱۹/۹	۱۷/۷	۶۱/۵	۶/۷۳	۷۰/۲۴	۱۴۴/۹
بخاری	۷۰۳۹۷/۱	۱۱/۲	۳۰/۹	۱۲/۱۴	۴۳/۴۱	۱۱۹/۹
سیکل ترکیبی	۳۲۹۰۷/۸۱	۱۱/۸	۲۶/۵	۶/۱۱	۳۴/۲۷	۱۰۹/۶
برق‌آبی	۱۷۵۰۴/۹۸	۰	۰	۱۱/۰۵	۱۱/۰۵	۸۸/۰۵

ماخذ ۱: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۲- شرکت توانیر

۳-۳- حداکثر تقاضای بخش‌های مختلف (dc)

بازار هدف یا تقاضای انرژی الکتریکی بطور عمده شامل چهار بخش: خانگی، تجاری، عمومی و صنعتی است. مصارف بخش‌های کشاورزی و حمل‌ونقل از مقوله‌های تقاضای صنعتی است.

حداکثر تقاضای بخش‌های چهارگانه از مجموع تقاضای تامین شده و خاموشی تحمیل شده به هر بخش بدست می‌آید. طبق آمار منتشر شده، میانگین زمان خاموشی هر مشترک در سال ۸۶، ۲/۵ دقیقه در روز برآورد شده است^۱. با توجه به آمار خاموشی هر بخش در سال ۸۶ و مقدار تقاضای آن بخش بر حسب گیگاوات ساعت، مقدار خاموشی تحمیل شده به هر یک از بخش‌های تقاضا در سال ۸۶ بر حسب گیگاوات ساعت برآورد و در جدول (۳) گزارش شده است. براساس این جدول، کل خاموشی شبکه سراسری ۲۶۰

۱. آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۸۷

گیگاوات ساعت است که از این مقدار ۸۶/۹ گیگاوات ساعت سهم بخش خانگی و سهم بخشهای تجاری، عمومی و صنعتی به ترتیب ۱۵/۹، ۴۲/۳ و ۱۱۵ گیگاوات ساعت است.

جدول ۳- حداکثر تقاضای سالیانه و حداکثر تمایل پرداخت مصرف کنندگان

تقاضای سالیانه	مصارف خانگی	مصارف تجاری و عمومی	مصارف صنعتی (شامل کشاورزی و حمل و نقل)
خاموشی در سال ^۱ (گیگاوات ساعت)	۸۶/۹	۱۵۷/۳	۱۵/۹
حداکثر تقاضای سالیانه (گیگاوات ساعت)	۵۱۱۴۵/۹	۹۵۴۵۳	۹۳۴۶/۴
ارزش هر گیگاوات ساعت عرضه نشده (میلیون ریال بر گیگاوات ساعت)	۱۶۵۷۵/۷	۲۵۶۰۷/۷	۳۸۲۷۰/۰۸

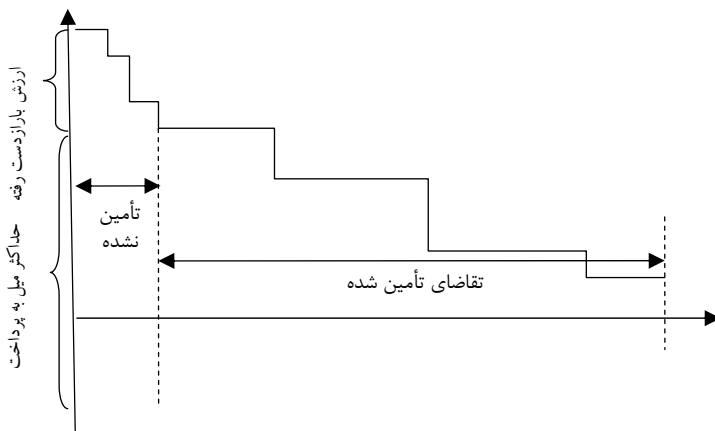
ماخذ: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۶)

۳-۴- حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان (pdj)

تقاضای برق هر مشترک، به معنای حداکثر مقدار است که وی در قیمت‌های داده شده حاضر به خرید آن است. اگر در این بخشی از تقاضای مشترک به دلایلی تأمین نشود و مشمول خاموشی تحمیل شده قرار گیرد، احتمال اختلال در شبکه‌ی توزیع، توجیهی منطقی است تا مشترک مبلغی را به عنوان ارزش بار ازدست رفته^۱ که بالاتر از قیمت رایج بازار است بپردازد تا مشمول خاموشی تحمیل شده نباشد. طبیعی است که متقاضیان، این هزینه را فقط در زمان خاموشی متحمل خواهند شد. بر روی منحنی تقاضای برق می‌بایست مقدار خاموشی تحمیل شده به هر گروه از تقاضاکنندگان را متناظر با ارزش بار ازدست رفته مربوط به آن به طور مشخص نشان داد. چنانچه منحنی تقاضای کل را به صورت پله‌ای (برحسب گروه‌های مصرف کننده) نشان دهیم، پله‌های اول مربوط به مقادیر خاموشی و پله‌های بعدی مربوط به تقاضای تأمین شده خواهد بود (نمودار ۲).

در تحقیقی با عنوان «هزینه‌های قطع برق در ایران» (صادقی، ۱۳۷۴)، ارزش هر کیلو وات ساعت برق تأمین نشده برای بخش‌های مختلف خانگی، تجاری، صنایع بزرگ و کوچک محاسبه و برآورد شده است، که با تعدیل این ارزش‌ها بر اساس نرخ تورم، ارزش بار ازدست رفته برحسب سال ۱۳۸۶ تعدیل شده است (جدول ۳).

۱. *value of lost load* بهایی است که مصرف کنندگان برای جلوگیری از قطع برق در قراردادهای خود حاضر به پرداخت آن هستند. هزینه تحمیل شده به سبب این قطع بار تابع هزینه زیان مصرف کننده (CDF) است. مقدار این زیان (بر حسب ریال بر کیلووات) به مدت زمان قطع برق، فصل سال، زمان آن در شبانه روز بستگی دارد.



نمودار ۲ - ارزش بار از دست رفته و حداکثر تمایل به پرداخت گروه‌های مختلف مصرف‌کننده انرژی الکتریکی

(چوینوسکی^۱، ۲۰۰۲)، (لیم و جنکینز^۲، ۲۰۰۰) و (بانک جهانی، ۱۹۹۶) حداکثر قیمتی که متقاضیان برق در هر دوره زمانی برای تأمین بار می‌توانند بپردازند را معادل قیمت تمام شده شیوه‌های جایگزین تأمین نیاز مصرفی مورد نظر فرض کرده‌اند. به عنوان مثال، برای یک خانوار هزینه تأمین گرما و روشنایی در صورت استفاده از وسایل نفت‌سوز و نیز برای یک کشاورز، هزینه سوخت مصرفی یک دستگاه پمپ آب دیزلی می‌تواند نشان‌دهنده بالاترین سطح تمایل به پرداخت باشد. به همین ترتیب، هزینه تولید هر کیلووات ساعت با استفاده از ژنراتورهای شخصی کوچک می‌تواند نشانگر بالاترین سطح تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برق باشد.

جدول ۴ - حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان میلیون ریال بر هر گیگاوات ساعت

نیروگاه	هزینه متغیر ^۱ (ریال بر کیلووات ساعت)	هزینه ثابت ^۲ (ریال بر کیلووات ساعت)	حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برای هر کیلووات ساعت (ریال)
۱ مگاواتی بخش خانگی	۵۲۳/۱	۶/۴	۵۲۹/۶
۱ مگاواتی بخش تجاری و عمومی	۵۳۹/۴	۱۹/۳	۵۵۸/۷
۱۵ مگاواتی بخش صنعت	۲۶۵	۱۰۶	۳۷۱/۲

ماخذ ۱، ۲: وزارت نیرو

1 . Peter Choynowski

2 . Henry B.F. Lim and Glenn P. Jenkins

برای سهولت، حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان را معادل قیمت تمام شده تولید برق توسط ایشان در نظر می‌گیریم. برای تولید برق در مقیاسهای کوچک می‌توان از نیروگاه‌های گازی استفاده کرد. فرض می‌شود مشترکین برای مصارف تجاری، عمومی و خانگی از نیروگاه‌های ۱ مگاواتی و برای مصارف صنعتی از نیروگاه ۱۵ مگاواتی استفاده نمایند. ضریب بهره‌برداری مولدهای خانگی، تجاری و عمومی به ترتیب ۱۰، ۳۰ و ۴۰ درصد^۱ و ضریب بهره‌برداری مولدهای بخش صنعت با توجه به تنوع نوبت کاری (یک، دو و سه شیفت کاری) به طور میانگین ۶۰ درصد لحاظ می‌شود. ضرایب بهره‌برداری در تبدیل توان مولد به انرژی تولید آن حائز اهمیت است. انتظار می‌رود با افزایش ضریب بهره‌برداری، هزینه تولید هر کیلووات ساعت برق کاهش یابد. براساس این فروض، برق تولیدی توسط گروه‌های مختلف مصرف‌کننده، به عنوان حداکثر تمایل به پرداخت این مصرف‌کنندگان محاسبه و در جدول ۴ گزارش شده است.

۳-۵- مبادلات انرژی الکتریکی

ایران از طریق اتصال برون‌مرزی شبکه‌های برق‌رسانی از سالهای گذشته با همسایگان خود به مبادله انرژی الکتریکی پرداخته است. مبادلات برق با دو کشور ارمنستان و آذربایجان به منظور استفاده از تفاوت ساعات اوج مصرف انجام می‌شود و طی چند سال اخیر تا حدودی موازنه مبادله برق با این کشورها حفظ شده است، به گونه‌ای که طی ۶ سال گذشته با توجه به آمار شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۴۴۰۰ هزار گیگاوات ساعت واردات و ۴۲۰۰ هزار گیگاوات ساعت صادرات به ارمنستان شده است و در مبادله با کشور آذربایجان ۴۲۰۰ هزار گیگاوات ساعت خرید و ۴۱۰۰ هزار گیگاوات ساعت فروش انجام شده است^۲. ایران در راستای مبادله متوازن برق با کشورهای آذربایجان و ارمنستان و ترانزیت برق ترکمنستان به ترکیه، به کشورهای پاکستان، افغانستان و عراق صادرات و از ترکمنستان برق وارد می‌کند. در سال ۱۳۸۶ صادرات برق به کشورهای افغانستان، پاکستان و عراق ۱۴۷۲/۱ گیگاوات ساعت و واردات برق از کشور ترکمنستان ۵۶۶/۱ گیگاوات ساعت بوده است.

با توجه به قراردادهای منعقد شده میان ایران و کشورهای نام‌برده حداکثر ظرفیت مبادلات برق با آنها در جدول (۵) ذکر شده است. متوسط قیمت برق صادراتی و وارداتی بر حسب ریال با توجه به وزن هر یک از کشورها در کل صادرات و واردات و ارزش دلار در سال موردنظر ۹۳۰۴ ریال محاسبه شده است.

۱. براساس نظرات کارشناسی دفتر تنظیم مقررات و توسعه رقابت در بازار آب و برق، معاونت برنامه‌ریزی و امور اقتصادی وزارت نیرو

۲. دفتر روابط برون‌مرزی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران

جدول ۵- ظرفیت صادرات و واردات در سال ۸۶

قیمت (ریال بر کیلووات ساعت)	انرژی الکتریکی (مگاوات)	نوع
۴۶۰	۷۲۹	حداکثر توان صادرات کل
۲۳۲/۶	۳۲۰	حداکثر توان واردات کل

ماخذ: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

۴- اجرای مدل و نتایج حاصل از آن

۴-۱- بازه سالانه

با جایگذاری مقادیر پارامترها بر اساس داده‌های سال ۱۳۸۶ در مدل پیشنهادی خواهیم داشت:

Max

$$Z = (1316/4)D_1 + (461/7)D_2 + (371/2)D_3 + (159/2)G_1 + (147/2)G_2 + (113/4)G_3 + (104/2)G_4 + (88/5)G_5 + (460/0.89)X - (232/6)M \quad (10)$$

Subject to

$$\sum_{j=1}^n D_j - \sum_{i=1}^m G_i + (X-M) = 0 \quad (11)$$

$$G_1 \leq 559/9 \quad (12)$$

$$G_2 \leq 31319/9 \quad (13)$$

$$G_3 \leq 70397/1 \quad (14)$$

$$G_4 \leq 37007/9 \quad (15)$$

$$G_5 \leq 13409/8 \quad (16)$$

$$D_1 \leq 53281 \quad (17)$$

$$D_2 \leq 35984 \quad (18)$$

$$D_3 \leq 95453 \quad (19)$$

$$M \leq 2803 \quad (20)$$

$$X \leq 6368 \quad (21)$$

$$D_j, G_i, M, X \geq 0 \quad \forall i, j$$

در مدل فوق، قیمت‌ها و هزینه‌های نهایی بر حسب میلیون ریال بر گیگاوات ساعت و گروه‌های تولیدکننده و تقاضاکننده بر حسب گیگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.

اجرای مدل سالیانه فوق با استفاده از نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS، قیمت سایه‌ای برق در سال ۱۳۸۶ برای هر کیلووات ساعت ۳۷۱/۲ ریال محاسبه می‌شود، که عملاً همان مقدار ضریب لاگرانژ متناظر با قید (۱۰) در جواب بهینه مدل است (پیوست ۱). مقدار تولید هر یک از انواع نیروگاه‌ها در عرضه کل و مقدار تقاضای هر یک از گروه‌های مصرف‌کننده در جواب بهینه بر حسب تراوات ساعت و قیمت بر حسب ریال بر کیلووات ساعت در جدول ۶ گزارش شده است:

جدول ۶- قیمت سایه‌ای بر حسب کیلووات ساعت و گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده

بر حسب تراوات ساعت

متغیرها	Pr	G ₁	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	D ₁	D ₂	D ₃	X	M
مقادیر جواب بهینه	۳۷۱/۲	۰/۵۶	۳۱/۳	۷۰/۴	۳۷	۱۳/۴	۵۳/۲	۳۵/۹	۵۹/۸	۶/۳۸	۲/۸

ماخذ: نتایج مدل

با مراجعه به آمار تفصیلی صنعت برق (جدول ۷) ملاحظه می‌شود قیمت سایه‌ای محاسبه شده در مدل تفاوت معناداری با مقادیر قیمت تحقق یافته در بازار برق در سال ۱۳۸۶ دارد. همچنین از مقایسه ظرفیت بهینه صادرات- واردات برق با مقادیر واقعی مبادلات برق با سایر کشورها پرواضح است که ایران در مبادلات بین‌المللی خود با سایر، فرصت‌های قابل توجهی دارد که در عمل، استفاد بهینه از آنها نمی‌شود.

جدول ۷- مقادیر محقق شده قیمت (ریال بر کیلووات ساعت)، گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و

تقاضاکننده (تراوات ساعت) در سال ۱۳۸۶

متغیرها	Pr ¹	G ₁	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	D ₁	D ₂	D ₃	X	M
مقادیر جواب بهینه	۱۴۴/۶	۰/۵۶	۲۶/۰۵	۷۰/۹۵	۴۱/۳۲	۱۳/۸	۵۱/۱۴	۶۷/۷	۳۴/۲	۲/۱	۱/۱

ماخذ: ۱- شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ۲- مقادیر عرضه و تقاضای گروه‌های مختلف: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۷)

۴-۲- بازه ماهیانه

تقاضای برق پیوسته در یکی از سه حالت پرباری، میان‌باری یا کم‌باری قرار دارد. لذا در زمان محاسبه قیمت بهینه برق در طول یک دوره زمانی باید به این تفاوت‌ها توجه کرد. بدین ترتیب برای حصول نتایج دقیق‌تر، بازه زمانی یک‌ساله را به دوره‌های کوچکتر (ماهانه) تقسیم می‌کنیم. فرض می‌شود برخی پارامترهای مدل مانند: هزینه نهایی (mc_i)، حداکثر تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان (Pd_j)، قیمت صادرات (px) و واردات (pm) در طول دوازده ماه ثابت است. حداکثر تولید نیروگاه‌ها (gc_i)، حداکثر تقاضای بخش‌های مختلف (dc_j)، صادرات (ex) و واردات (em) به تفکیک هر ماه متغیرهای مدل هستند.

از اجرای مدل براساس داده‌های ماهانه سال ۱۳۸۶، با استفاده از نرم‌افزار بهینه‌یابی GAMS، قیمت سایه‌ای و ترکیب بهینه تولید و مصرف برق به تفکیک هر ماه محاسبه و در جدول (۸) گزارش شده است که نشان دهنده کاهش قیمت سایه‌ای در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم سال است

جدول ۸- قیمت سایه‌ای (ریال بر کیلووات ساعت) و ترکیب بهینه تولید و مصرف برق (گیگاوات ساعت) به تفکیک هر یک از ماه‌های سال ۱۳۸۶

متغیرها	P	G1	G2	G3	G4	G5	D1	D2	D3	D4	X	M
فروردین	۱۳۲/۶	۵۷/۱۵	۱۶۷/۵	۵۰/۳۱	۳۰۰/۸۱	۱۰۹۰/۱۴	۳۵۲۹/۴	۶۹۰/۸۸	۶۶۷/۵	۱۶۴۰/۴	۵۴۲/۴	۱۳۱/۳
اردیبهشت	۰	۰	۳۳۶/۵	۵۳۵/۴	۳۵۲/۷	۱۱۹۸/۳۶	۴۱۸/۶	۸۲۰	۵۴۵/۳	۱۸۶/۶	۵۴۲/۴	۰
خرداد	۱۳۲/۶	۶۷/۶	۳۱۷/۲	۶۶۹/۳۸	۳۶۸/۳	۱۳۱۴/۹	۶۸۳/۸	۹۴۶	۶۳۶/۸	۲۱۳۳/۵	۵۴۲/۴	۱۲۷/۹
تیر	۱۳۲/۶	۱۲۶/۶	۳۸۱/۲/۸	۷۰۷/۲/۹	۱۶۶/۱	۱۳۱۹/۴/۸	۵۲۹/۴۶	۱۰۲۳/۶	۶۹۲/۱۸۵	۳۳۴/۷	۵۴۲/۴	۱۷۷/۷
مرداد	۱۳۲/۶	۶۹/۱	۴۱۷/۰	۷۱۰/۸/۱۹	۳۶۰/۷	۱۳۰۶/۷	۵۳۵/۹	۱۰۴۴/۴۵	۷۰۶/۲/۶	۲۵۳/۸	۵۴۲/۴	۲۳۸/۱
شهریور	۱۳۲/۶	۶۳/۸	۴۰۶/۰/۱	۶۵۳/۶	۳۶۷/۱	۱۲۵۷/۹	۵۰۶/۳/۶	۹۹۱/۱/۵	۶۷۰/۲/۲	۲۰۰/۱/۷	۵۴۲/۴	۲۲۴/۴
مهر	۳۵۴/۸	۵۴/۱	۲۸۷۴/۷	۵۱۸/۱	۲۸۱۶/۷	۱۰۲۴/۴	۴۰۹۵/۷	۸۰۰/۱/۷	۵۴۱/۱	۱۳۳۶/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
آبان	۳۵۴/۸	۵۲/۶	۳۳۰/۵/۷	۴۹۵/۳	۲۷۱۳/۴	۹۸۳/۳	۳۸۰/۵/۳	۷۴۴/۹	۵۰۳/۶/۷	۱۴۰/۲/۸	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
آذر	۳۵۴/۸	۵۰/۵	۱۶۳۳/۷	۵۸۹/۸	۲۶۱۲/۲	۹۴۶/۷	۳۸۳۳/۹	۷۴۸/۵	۵۰۶/۱/۷	۱۲۴/۵	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
دی	۳۵۴/۸	۵۷/۱۵	۱۵۵۵/۵	۵۸۶/۹	۲۶۰/۸	۹۵۷	۳۶۱/۷	۷۳۶/۳	۴۹۷/۹	۱۲۸/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
بهمن	۳۵۴/۸	۶۲/۴	۱۸۷۸/۹	۵۷۶/۵	۲۶۶/۶	۹۵۱/۶	۳۸۰/۵/۸	۷۴۴/۹	۵۰۳/۳/۳	۱۳۳۶/۹	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴
اسفند	۳۵۴/۸	۵۱/۵۳	۲۰۵۲/۶	۵۱۹/۸	۲۶۶/۹	۹۵۹/۲	۳۶۷/۸/۸	۷۱۸/۹/۳	۴۸۶/۵	۱۱۹۲/۳	۵۲۴/۹	۲۳۰/۴

ماخذ: نتایج مدل

از مقایسه عملکرد ماهانه بازار برق در سال ۱۳۸۶ (جدول ۹) با نتایج حاصل از بهینه‌یابی، همان برآیند سالیانه تکرار می‌شود: قیمت بهینه در ماه‌های مختلف به مراتب بیش از قیمت تحقق‌یافته در بازار برق است و صادرات و واردات بهینه نیز بیش از مقادیر تحقق‌یافته آن است. این جدول نشان دهنده کاهش قیمت‌های تحقق‌یافته برق در بازار و در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم است.

جدول ۹- مقادیر محقق شده قیمت در بازار عمده‌فروشی (ریال بر کیلووات ساعت) و گروه‌های مختلف عرضه‌کننده و تقاضاکننده (گیگاوات ساعت) به تفکیک هر یک از ماه‌های سال ۱۳۸۶

متغیرها	P	G1	G2	G3	G4	G5	D1	D2	D3	D4	X	M
فروردین	۱۳۷/۴	۵۷/۱۵	۱۶۷/۰/۶	۵۰/۵۱	۲۵۹۳	۱۵۱۹	۳۵۲۹/۴	۶۹۰/۸۵	۶۶۷/۵	۱۶۴۰/۴	۱۷۳۳/۵	۵۹۴/۵
اردیبهشت	۱۳۹	۶۶/۶۴	۳۳۶/۵/۸	۵۳۸/۴/۱	۲۸۳۰	۲۰۶۷	۴۱۸/۶	۸۲۰	۵۴۵/۳۳	۱۹۸/۱/۲	۱۵۵/۸۵۰	۱۲۵/۱۴۰
خرداد	۱۴۱	۶۷/۶۳	۳۱۷/۲	۶۶۹/۳/۸	۳۳۹	۱۶۲۰	۶۸۳/۸/۳	۹۴۶	۶۳۶/۸	۲۱۹/۲/۲	۱۵۲	۱۴۶/۵۰
تیر	۱۴۳	۷۳/۶	۳۸۱/۲/۸	۷۱۷/۲/۹	۳۵۹	۱۴۰۹	۵۲۹/۵	۱۰۳۳/۶	۶۹۲/۱/۸	۲۴۸/۰/۳	۱۴۹/۳۳۰	۱۱۳/۳۶۰
مرداد	۱۴۴	۶۹/۱	۴۱۷/۰	۷۱۸/۳/۹	۳۶۷/۱	۱۲۵۷	۵۳۶/۶	۱۰۴۴	۷۰۶/۲/۷	۲۵۳/۸	۱۷۷۰/۲	۱۰۳۴/۰
شهریور	۱۴۴/۶	۶۳/۸	۴۰۶/۰/۱	۶۵۳/۶	۳۶۱/۲	۱۱۲۲	۵۰۶/۳/۶	۹۹۱/۲/۲	۶۷۰/۲/۲	۲۴۰/۱/۷	۱۵۲/۹۲۰	۱۵۸/۴۲۰
مهر	۱۴۵/۶	۵۴/۱۵	۲۸۷۴/۷	۵۱۸/۱	۳۶۹	۶۶۶	۴۰۹۵/۷	۸۰۰/۱/۷	۴۹۷/۹	۱۹۴/۶	۱۵۶/۵۰	۱۴۱/۶۵۰
آبان	۱۴۶/۳	۵۲/۶	۳۳۰/۵/۷	۴۹۵/۳	۳۱۵	۵۹۴	۳۸۰/۵/۳	۷۴۸/۵	۵۰۳/۶/۷	۱۸۰/۴/۸	۱۵۴/۶۰	۱۳۱/۲۱۰
آذر	۱۴۶/۹	۵۰/۵	۱۶۳۳/۷	۵۸۹/۹	۲۸۱	۶۹۹	۳۶۱/۷	۷۴۵/۳	۵۰۶/۱/۳	۱۸۱/۳/۷	۲۱۱/۹۰	۱۰۸/۵۸۰
دی	۱۴۸/۱	۵۷/۱	۱۵۵۵/۵	۵۸۶/۹	۳۵۹	۸۵۹	۳۶۱/۷	۷۳۶/۳	۴۹۷/۹	۱۷۸/۴/۲	۲۰۵/۲۰۷	۷۳/۵۰
بهمن	۱۴۹	۶۲/۴	۱۸۷۸/۹	۵۷۶/۵	۲۷۰	۸۴۹	۳۸۰/۵/۸	۷۴۴/۹	۵۰۳/۳/۳	۱۸۰/۵	۱۱۵/۸۵۰	۱۶۱
اسفند	۱۵۱	۵۱/۵	۲۰۵۲/۶	۵۱۹/۸	۲۸۲/۴	۷۹۴	۳۶۷/۸/۸	۷۱۸/۹/۳	۴۸۶/۵	۱۷۴/۲	۱۳۶/۱۰	۱۴۴/۰

ماخذ: ۱- آمار مربوط به قیمت: شرکت مدیریت شبکه برق ایران

۲- آمار مربوط به تولید نیروگاه‌ها و گروه‌های مختلف تقاضاکننده: آمار تفصیلی صنعت برق (۱۳۸۷)

۵- نتیجه‌گیری

انرژی الکتریکی از حامل‌های مهم انرژی به شمار می‌رود. عدم امکان ذخیره‌سازی و لزوم تعادل لحظه به لحظه بین عرضه و تقاضا از ویژگی‌های منحصر به فرد آن است. به همین دلیل ایجاد بازار مدیریت شده در این خصوص ضرورت دارد. در کشورهایی که تجدیدساختار را بطور جدی در صنعت برق ایجاد کرده‌اند، این بازار جایگزین سیستم برنامه‌ریزی متمرکز شده است. در ساختار مقررات‌زدایی شده، برنامه‌ریز مرکزی از بهینه‌سازی رفاه عمومی، تخصیص بهینه را انجام می‌دهد لیکن در بازار برق رقابت بین تولیدکنندگان و مکانیسم بازار مبنای تخصیص است.

در این مقاله، برای دستیابی به نتایج بهینه در بازار برق، با در نظر گرفتن تعادل بازار به همراه دیگر محدودیت‌های فنی و اقتصادی؛ از جمله تولید هر گروه از نیروگاه‌ها، تقاضای گروه‌های مختلف مصرفی و میزان صادرات و واردات، رفاه عمومی را حداکثر می‌کنیم. بازار هدف را در انرژی الکتریکی به سه گروه خانگی، تجاری-عمومی و صنعتی تقسیم می‌کنیم. ضمن اینکه بخش کشاورزی و حمل و نقل از ملحقات تقاضای صنعتی است. بخش عرضه به پنج گروه نیروگاه‌های حرارتی گازی کوچک، گازی بزرگ، بخاری و سیکل ترکیبی و نیروگاه برق آبی تقسیم می‌شود. نیروگاه‌ها براساس هزینه نهایی تولید هر مگاوات ساعت، وارد بازار می‌شوند. مجموع کل صادرات و واردات بدون تفکیک کشورهای مقصد و مبدا لحاظ می‌شود. مقادیر بهینه قیمت، عرضه و تقاضا، صادرات و واردات در سال ۸۶ از اجرای این مدل استخراج گردید.

پیش از بیان نتایج مدل باید به این نکته اشاره نمود که برای جلوگیری از پیچیدگی مدل، تلفات شبکه انتقال را برای کلیه نیروگاه‌ها (به صورت کلی) لحاظ شده است و از محاسبه میزان تلفات به تفکیک هر نیروگاه با در نظر گرفتن فاصله آن نیروگاه تا محل مصرف خودداری شده است. بر این اساس قیمت برق تولیدی برای تمامی نیروگاه‌ها براساس این مفروضات محاسبه شده است و در صورت استناد به نتایج این مدل باید به این مفروضات توجه شود.

این مقاله کوشیده است عمکرد بازار برق کشور در تعیین قیمت برق را با قیمت بهینه‌ای که از یک مدل بهینه‌یابی بدست می‌آید، مقایسه و میزان انحراف آن را بسنجد. براساس نتایج بدست آمده، در حالی که قیمت متوسط بازار برق در سال مورد بررسی ۱۴۴/۶ ریال بوده است، در حالی که قیمت بهینه ۳۷۱/۲ ریال برآورد شده است. علت این تفاوت به سقف و کف قیمت تعیین شده در بازار برق توسط هیات نظارت بر بازار برق باز می‌گردد. به نظر می‌رسد هیات نظارت صرفاً بر مبنای هزینه‌های تمام شده نیروگاه‌ها، بازه مجاز قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها را تعیین می‌کند و به طرف تقاضای بازار که همان حداکثر تمایل به پرداخت گروه‌های مختلف مشترکین توجه نمی‌کند. ضمن اینکه ظرفیت‌ها و فرصت‌های ایران در مناسبات بین‌المللی

فراتر از دیگر کشورها است که از آنها استفاده بهینه نمی‌شود. این نتایج حاکی از ضرورت بازنگری در مکانیزم‌های تنظیم، برای رسیدن به یک بازار برق کارا است.

به دلیل نوسانات زیاد در بازار برق، برای حصول نتایج دقیق‌تر، مدل را به تفکیک ماه‌های مختلف سال اجراء می‌کنیم. که برآوردها از کاهش قیمت بهینه در شش ماهه اول نسبت به شش ماهه دوم حکایت دارد. که علل آن افزایش هزینه نهایی تامین برق در زمستان به خاطر مصرف گازوئیل و سوخت‌های مایع به جای سوخت گاز طبیعی و عدم استفاده از نیروگاه‌های برق آبی است.

منابع و مآخذ

- آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷، توانیر
- بایی ناصر؛ پارسا مقدم محسن (۱۳۸۷) «پیشنهاد قیمت بهینه در بازار برق با استفاده از تئوری بازی‌ها»، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، سال ۶، شماره ۳
- پژویان جمشید؛ تیمور محمدی (۱۳۷۹). «قیمت‌گذاری بهینه برای صنعت برق». پژوهش‌های اقتصادی ایران، سال ۶، شماره ۳، صفحه ۳۹-۶۲.
- ترازنامه انرژی ۱۳۸۶، وزارت نیرو
- حیدری کیومرث (۱۳۸۱) «بررسی قیمت‌گذاری در صنعت برق با اعمال روش رمزی با استفاده از هزینه نهایی ناشی از بکارگیری نرم‌افزار LOGOS»، هفدهمین کنفرانس بین‌المللی برق. دفتر برنامه‌ریزی و تولید، شرکت توانیر، ۱۳۸۶.
- دفتر خصوصی سازی صنعت برق، وزارت نیرو
- دفتر روابط برون‌مرزی، شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- صادقی، حسین (۱۳۷۴) «هزینه قطع برق در ایران»، طرح مطالعاتی، به سفارش شرکت توانیر، دانشگاه تربیت مدرس.
- لاجوردی، حسن؛ محدث نسرین (۱۳۸۸) «مقایسه هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق در شیوه‌های مختلف قیمت‌گذاری»، هفتمین کنفرانس بین‌المللی انرژی.

Alvarado, FL, J. Meng, et al. (2000). "Dynamic coupling between power markets and power systems". Proceedings of the IEEE 2000 summer meeting, Seattle, WA, USA.

Botterud, Audun, korpas magnus, Klaus-Ole Vogstad, Ivar Wangensteen (2002). "A System Dynamics Model for Long-Term Analysis of the Power Market", 14th PSCC, Seilla, 24-28 June 2002

Bunn, D. W. (2006). "Modelling prices in competitive electricity markets", By Derek W. Bunn, John Wiley & Sons, Ltd.

Choynowski, P. (2002). "Measuring willingness to pay for electricity", Asian Development Bank.

Garcia, R., J. Contreras, et al. (2005). "A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices.", *IEEE transactions on power systems* 20(2): 867-874.

Green, R. (1998). "Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong." Power Working Paper PWP-058, University of California Energy Institute.

Harris, C. (2006). *Electricity Markets Pricing, Structures and Economics*, Chris John Wiley & Sons td, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England.

Kirschen, D. and G. "Strbac Fundamentals of Power", 2004.

Lim, H. and G. Jenkins (2000). "Electricity Demand And Electricity Value." Development Discussion Papers.

Vogstad, K. (2005). "A System Dynamics Analysis of the Nordic Electricity Market: The Transition from Fossil Fuelled Towards a Renewable Supply Within a Liberalised Electricity Market", NTNU

World Bank, "Orissa Power Sector Restructuring Project", Staff Appraisal Report, India, April 19, 1996.

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/overview/index.html>

<http://www.pep.moe.org.ir>

<http://www.tavanir.org.ir>

پیوست:

خروجی نرم افزار GAMS در اجرای مدل:

SOLVE SUMMARY				
MODEL	Welfare	OBJECTIVE	z	
TYPE	LP	DIRECTION	MAXIMIZE	
SOLVER	CPLEX	FROM LINE	53	
***SOLVER STATUS	1 NORMAL COMPLETION			
***MODEL STATUS	1 OPTIMAL			
***OBJECTIVE VALUE	93530840.1610			
RESOURCE USAGE, LIMIT	0.000	1000.000		
ITERATION COUNT, LIMIT	1	10000		
GAMS/Cplex Feb 14, 2007 WIN.CP.NA 22.4 033.036.041.VIS For Cplex 10.1				
Cplex 10.1.1, GAMS Link 33				
Optimal solution found.				
Objective : 93530840.161000				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---EQU OBJ	-INF	.	1.000	
---EQU EQL	.	.	371.200	
---EQU SUP				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1 -	INF	559.900	559.900	211.940
2 -	INF	31319.900	31319.900	223.960
3 -	INF	70397.100	70397.100	257.800
4 -	INF	37007.900	37007.900	266.930
5 -	INF	13409.800	13409.800	283.150
---EQU DEM				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1 -	INF	53281.000	53281.000	945.200
2 -	INF	35984.000	35984.000	90.500
3 -	INF	59846.600	95453.000	.
---EQU EXPORT				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1 -	INF	6386.000	6386.000	88.889
---EQU IMPORT				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
NF	2803.000	2803.000	138.600	