پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال ششم، شماره 24، پائیز 1396، صفحات 88-57

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه موردی شرکت توانیر*

فرهاد رهبر[1]
کیومرث حیدری[2]
هادی قهرمانی[3]

تاریخ دریافت:1396/11/02 تاریخ پذیرش:1397/06/20

چکیده

قیمت‌گذاری صحیح نیروی برق از مهم‌ترین ابزارها جهت برنامه‌ریزی جامع برای استفاده صحیح و کارا از برق (بهینگی مصرف) و هدایت صحیح سرمایه‌گذاری‌ها برای تأمین تقاضای برق (بهینگی تولید) به‌حساب می‌آید. هدف کارایی، قیمت‌گذاری بر اساس بهینه اول (قیمت برابر با هزینه نهایی) را توجیه می‌کند. از سویی دیگر، اگر صنعت موردبررسی با صرفه‌های نسبت به مقیاس مواجه باشد، قیمت‌گذاری بر اساس هزینه نهایی، موجب ایجاد کسری برای بنگاه اقتصادی می‌شود که باید پوشش داده شود. در مطالعه حاضر، تابع هزینه کل بلندمدت برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی 1393-1370 به فرم ترانسلوگ و به‌صورت مستقیم (با استفاده از قیمت نهاده‌ها و ستاده صنعت) تخمین زده‌شده است. در ادامه با استخراج قیمت بهینه بر اساس سناریوهای مختلف، کسری حاصل از این نوع قیمت گذاری محاسبه گردیده و سهم کسری هر کدام از بخش‌های تولید انتقال و توزیع مشخص گردیده است. قیمت‌گذاری رمزی، قیمت‌گذاری بلوکی، بازپرداخت تسهیلات اخذشده از دولت در مقابل تعهدات دولت بابت تفاوت نرخ، استفاده از ظرفیت خصوصی‌سازی و اقساط بخش خصوصی با طلب آنان در مقابل فروش برق به شرکت‌های مادر تخصصی دولتی ازجمله عمده‌ترین راه‌حل‌هایی می‌باشند که به‌منظور جبران کسری، پیشنهاد گردیده است.

طبقه‌بندی JEL: Q41، D24، F12

کلیدواژه‌ها: قیمت بهینه برق، هزینه نهایی، صرفه‌های نسبت به مقیاس

---

* این مقاله برگرفته از پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد آقای هادی قهرمانی می‌باشد.

1. استاد، عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران
frahbar@ut.ac.ir
2. استادیار، عضو هیئت علمی و مدیر گروه اقتصاد برق و انرژی پژوهشگاه نیرو
kheydari@nri.ac.ir
3. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران (نویسنده مسئول)
ghahramani.ha@ut.ac.ir

1. مقدمه

انرژی برق به‌عنوان یکی از مهم‌ترین حامل‌های انرژی با نقش روزافزون و روبه‌رشد خود در اقتصاد جهانی و نقش چندگانه به صورت کالای نهایی و یا به صورت کالای واسطه‌ای (به عنوان عامل تولید)، روزبه‌روز از اهمیت خاصی برخوردار می‌گردد. هم‌چنین به دلیل عدم امکان ذخیره‌سازی اقتصادی برق، باید در تمام اوقات، نرخ لحظه‌ای[1] تولید برق برابر با نرخ لحظه‌ای تقاضای آن باشد.

در دنیای واقعی بسیاری از کالاها و خدمات عملاً تحت شرایط رقابت کامل تولید و مصرف نمی‌شوند. به عنوان مثال بیشتر تأسیسات عمومی مثل آب، برق، گاز و تلفن تحت شرایط انحصاری یا رقابت انحصاری اداره می‌شوند. تعیین قیمت بهینه برای کالاها و خدماتی که تولید و مصرف آن‌ها در شرایط بازار رقابت کامل صورت نمی‌گیرد، از مباحث مهم علم اقتصاد می‌باشد. قیمت‌گذاری بهینه نیروی برق از مهم‌ترین ابزارها جهت برنامه‌ریزی جامع برای استفاده صحیح و کارا از برق (بهینگی مصرف) و هدایت صحیح سرمایه‌گذاری‌ها برای تأمین تقاضای برق (بهینگی تولید) به‌حساب می‌آید. زیرا قیمت یک تکنیک به‌اصطلاح نرم برای مدیریت تقاضا در بلندمدت است و ثانیاً بهترین علامت برای هدایت سرمایه‌گذاری‌ها می‌باشد. می‌توان گفت که قیمت برق بر مدیریت مصرف مشترکان، تحلیل هزینه-فایده نیروگاه‌ها و تأسیسات برق مؤثر بوده و بقا و دوام صنعت درگرو تنظیم دقیق قیمت‌های برق و متعاقباً نتایج مطلوب اجتماعی و اقتصادی آن می‌باشد. هم‌چنین اهمیت قیمت‌گذاری بهینه از آن جهت که بخش خصوصی با گذشت زمان و با حمایت‌هایی که از آن صورت می‌گیرد در حال قوی‌تر شدن و ورود به بسیاری از عرصه‌های صنعتی و دولتی کشورمان است، دوچندان می‌گردد زیرا از اولین ملزومات تشکیل بازار برای هر محصولی (یا ورود بخش خصوصی به آن) شفافیت بازار و وجود یک مکانیزم قیمتی قابل پیش‌بینی (و بنابراین قابل مدل‌سازی) است. برای برقراری قیمت بهینه در این شرایط باید کنترل‌های مناسبی را اعمال نمود. در کشورهای در حال توسعه از جمله

1. Instantaneous Rate

کشور ایران که دولت اکثر این تأسیسات را به صورت انحصاری در اختیار دارد، راحت‌تر و با اصطکاک کمتری می‌توان کنترل‌های لازم را برای تعیین قیمت بهینه و دارای کارایی اقتصادی انجام داد (امامی میبدی، 1378؛ فلاحی فصیح، 1389؛ گلدانی، 1390 و اردلانی، 1390). هدف از این مطالعه، در مرحله اول محاسبه قیمت نیروی کار، قیمت سرمایه و قیمت سوخت بر اساس اطلاعات دریافتی و سپس تعیین قیمت بهینه برق برای صنعت برق کشور با بهره‌گیری از مبانی اقتصاد خرد می‌باشد.

2. مبانی نظری و مروری بر مطالعات تجربی

قیمت بهینه باید تضمین‌کننده حداکثر کارایی باشد. براین‌اساس منظور از قیمت‌گذاری بهینه برق، آن قیمت‌هایی است که به بالاترین سطح ممکن رفاه اجتماعی منجر شود و منظور از رفاه نیز حداکثر نمودن مازاد مصرف‌کننده و تولیدکننده می‌باشد. هم‌چنین قیمت بهینه در صنعت برق باید تأمین‌کننده پایداری عرضه برق باشد. به‌منظور پایداری عرضه، باید تمام زیان بنگاه تولیدکننده برق پوشش داده شود و در حداکثر کارایی بر مبنای هزینه نهایی، دولت مابه‌التفاوت را پرداخت کند.

در شرایط رقابت کامل که بازار بهینه اقتصادی برقرار می‌باشد، قیمت تعادلی بازار، فراهم‌کننده شرایط کارایی نیز می‌باشد. «کارایی مصرف» درنتیجه تخصیص بهینه مصرف میان مصرف‌کنندگان و «کارایی تولید» درنتیجه تخصیص بهینه نهاده‌ها در بخش تولید و «کارایی بازار» درنتیجه برقراری همزمان کارایی در تولید و کارایی در مصرف حاصل می‌شود (فلاحی فصیح، 1389). ویژگی‌های حاکم بر صنعت برق کشور از قبیل سرمایه‌بر بودن و وجود صرفه‌های به مقیاس (هزینه سرمایه‌گذاری و ریسک بالا در احداث تأسیسات برق) و وجود آثار خارجی عملاً مانع از حصول شرایط رقابتی شده و موجب گردیده که تمام و یا حداقل بخشی از عرضه برق به مصرف‌کنندگان، به‌صورت انحصاری باشد. باوجود هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم در صنعت برق کشور و درنتیجه انتقال مالکیت و کنترل این صنایع به دولت، سیاست قیمت‌گذاری در این صنایع موضوع تصمیم‌گیری

دولت قرار می‌گیرد (محمودی و همکاران، 1394؛ پرمن و همکاران، 1387 و شرکت توانیر، 1385).

قیمت‌گذاری برق بایستی با توجه به اهداف خاصی که در چارچوب اقتصاد کلان و اقتصاد دوبخشی (بخش برق و به‌طورکلی بخش انرژی) موردحمایت قرار می‌گیرند، انجام پذیرد. اهداف قیمت گذاری به طور کلی شامل کارایی اقتصادی، اهداف اجتماعی، اهداف مالی، هدف رشد اقتصادی، هدف صرفه‌جویی انرژی، هدف ثبات قیمت‌ها، اهداف درآمدی دولت، هدف تحرک منابع و اهداف زیست‌محیطی می‌باشد. یک ساختار قیمت‌گذاری مناسب، انعطاف‌پذیر و جامع بایستی ارتباط میان اهداف را پذیرفته و بهترین ترکیب از اهداف را با توجه به ساختار اقتصاد کلان جامعه برگزینند (متعاقب، 1391).

بر اساس تئوری اقتصاد خرد، اثبات می‌شود که اگر قیمت‌ها برابر هزینه نهایی تعیین گردد، رفاه اجتماعی به حداکثر می‌رسد (ویلیامسون[1]، 1996، براون و سیبلی[2]، 1986). این نظریه، بر اساس نظریه قیمت‌گذاری کالاهای عمومی[3] است که دلالت بر این دارد که قیمت‌ها باید برابر با هزینه نهایی در کوتاه‌مدت باشد. این نظریه سابقه‌ای طولانی دارد و ازنظر تاریخی به مطالعه هاتلینگ (1938) برمی‌گردد. این نظریه با یک رابطه ساده ریاضی قابل‌اثبات است و نشان می‌دهد که در حالت تساوی قیمت با هزینه نهایی، رفاه اجتماعی به حداکثر می‌رسد.

رابطه زیر را با توجه به تعریف رفاه اجتماعی در نظر بگیریم:

مازاد مصرف‌کننده + مازاد تولیدکننده =رفاه اجتماعی

$$W = TR - TC + S$$
$$W = TR + S - TC \qquad (1)$$

که در رابطه (1)، w رفاه اجتماعی، TR درآمد کل، TC هزینه کل و S مازاد مصرف‌کننده می‌باشد. اگر از تابع رفاه اجتماعی نسبت به سطح تولید مشتق بگیریم خواهیم داشت:

1. Williamson, (1996)
2. Brown & Sibley (1986)
3. Theory of Public Utility Pricing

$$\frac{dW}{dQ} = \frac{d}{dQ}(TR + S) - \frac{d}{dQ}(TC) = 0 \rightarrow P = MC \qquad (2)$$

پشتوانه منطقی قیمت‌گذاری هزینه نهایی، حداکثرسازی رفاه اجتماعی است. در اقتصاد، قیمت‌گذاری بر اساس تساوی با هزینه نهایی به معنای انتخاب نخستین راه برتر می‌باشد که بانک جهانی نیز قیمت‌گذاری برق در کشور را بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت پیشنهاد می‌دهد (امامی میبدی، 1387). در ابعاد نظری، کاربرد قیمت‌گذاری بر اساس هزینه نهایی در صنعت برق را می‌توان در مطالعات کشاوا[1] در سال 1990 جستجو نمود.

در این روش کارایی اقتصادی درنظر گرفته می‌شود زیرا مصرف‌کنندگان هزینه آخرین واحد تولید را می‌پردازند. قیمت بدست آمده در این روش شامل کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای در طول زمان بوده و هنگامی که تقاضا در حال رشد بوده و سرمایه‌گذاری درارتباط با تقاضای رشد یافته مدنظر می‌باشد، این روش منطقی است. در چنین حالتی می‌توان در یک اقتصاد در حال رشد و در بلندمدت، سیستم را به طور بهینه برنامه‌ریزی کرد و آن را توسعه و گسترش داد. هم‌چنین می‌توان آن را به عنوان قیمت منابع اقتصادی در آینده تفسیر نمود. در این روش طی یک دوره کوتاه‌مدت تنها چند عامل قابل تغییر هستند درحال که در بلندمدت تمامی عوامل قابل تغییر هستند؛ بدین معنی که هزینه نهایی به طول مدت برنامه‌ریزی بستگی دارد (اردلانی، 1390). هزینه نهایی کوتاه مدت (SRMC)[2] دو مؤلفه را دربر می‌گیرد. هزینه انرژی مورد نیاز برای تولید یک واحد کالای اضافی و هزینه انرژی عرضه نشده؛ در حالی که هزینه نهایی بلندمدت (LRMC)[3] ارزش فعلی هزینه تکمیلی برای تولید یک واحد اضافی محصول در آینده است. بنابراین علاوه بر مؤلفه‌های هزینه نهایی کوتاه مدت، هزینه توسعه ظرفیت را نیز شامل می‌شود. در رابطه با برابری هر یک از متغیرهای هزینه (هزینه نهایی بلندمدت یا کوتاه‌مدت) با قیمت، دیدگاه‌های مختلفی در بین اقتصاددانان وجود دارد که برخی برای تولیداتی که نیازمند سرمایه‌گذاری‌های کلان باشد

1. Keshava
2. Short-Run Marginal Cost
3. Long-Run Marginal Cost

برابری قیمت با هزینه نهایی بلندمدت و برخی دیگر، هزینه نهایی کوتاه‌مدت را توجیه می‌کند (جولیوس و مشایخی[1]، 1990: 115-120).

برمبنای ساختار هزینه صنعت، بازدهی نسبت به مقیاس تولید می‌تواند فزاینده یا ثابت باشد. اگر بازدهی صعودی نسبت به مقیاس وجود داشته باشد، LAC نزولی شده و در این وضعیت اصطلاحاً گفته می‌شود که صرفه‌های نسبت به مقیاس وجود دارد[2] (فرجی دیزجی، 1392). اگر بازدهی نسبت به مقیاس تولید فزاینده باشد و قیمت از برابری با هزینه نهایی تولید حاصل گردد، تولیدکننده مواجه با کسری در تولید خواهد بود. این کسری ناشی از ناکارایی نبوده بلکه ناشی از بازدهی نسبت به مقیاس تولید و ساختار هزینه صنعت می‌باشد. کسری بوجود آمده در این حالت باید به روش‌ها و راهکارهای مختلف ازجمله بازپرداخت تسهیلات اخذشده از دولت در مقابل تعهدات دولت بابت تفاوت نرخ، استفاده از ظرفیت خصوصی‌سازی و اقساط بخش خصوصی با طلب آنان در مقابل فروش برق به شرکت‌های مادر تخصصی دولتی جبران گردد.

3. پیشینه پژوهش

از مهم‌ترین مطالعات انجام شده در زمینه تحلیل صنعت برق می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

پژویان و محمدی (1379) در مطالعه‌ای با عنوان «قیمت‌گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران» روش قیمت‌گذاری رمزی برای صنعت برق ایران را مورد آزمون تجربی قرار داده‌اند. در این مطالعه، قیمت‌های رمزی خدمات برق، برای کاربری‌های مختلف خانگی، صنعتی، کشاورزی، تجاری و عمومی محاسبه شده و به‌وسیله محاسبه تغییرات رفاه، میزان افزایش رفاه ناشی از حرکت از قیمت‌های فعلی به قیمت‌های رمزی برآورد گردیده است.

1.Julius and Mashayehki (1990)

2.در بلندمدت پس از تعدیل بهینه تمامی نهاده‌ها، به دو دلیل تخصص و تقسیم نیروی کار و عوامل تکنولوژیکی، هزینه واحد تولید می‌تواند به‌وسیله افزایش اندازه کارخانه کاهش یابد.

سوری و مردانی (1386) با استفاده از مدل رفتاری پیشنهاد بهینه، و با بکارگیری داده-های آماری بازار برق، تابع هزینه نهایی دو واحد نیروگاهی نکا از نوع بخاری و گازی را برآورد نموده‌اند. نتایج پژوهش نشان داده است که منحنی هزینه نهایی واحدهای گازی و بخاری نیروگاه نکا، مقعر و افزایشی می‌باشد، که با شکل تجربی آن در بازارهای برق مختلف سازگاری دارد. با توجه به منحنی‌های هزینه نهایی واحدهای گازی و بخاری، اگر مدیر یا بهره‌بردار نیروگاه نکا عقلایی رفتار کند، برای واحد گازی بهترین استراتژی قیمت-دهی این است که یا اصلاً پذیرفته نشود و یا اگر پذیرفته شد در حداکثر ظرفیت واحد تولید کند و برعکس برای واحدهای بخاری طوری قیمت بدهد که همیشه در مدار بوده و در حداقل ظرفیت تولید کند.

مطالعه امامی میبدی (1387) بیانگر آن است که مسئله رقابت در صنعت برق ایران نمی‌تواند کارساز باشد و در صنعت برق کشور هنوز حالت انحصار طبیعی حاکم است. این مطالعه با بررسی ساختار صنعت برق کشور، پی به بازده صعودی نسبت به مقیاس عوامل تولید برده و با اندازه‌گیری کارایی، روش قیمت‌گذاری بر مبنای نظریه قیمت‌گذاری کالاهای عمومی و بر اساس فرمول مشهور رمزی پیشنهاد گردیده و قیمت‌گذاری برق در برابری با هزینه نهایی را قابل تجویز نمی‌داند.

اردلانی (1390)، در مطالعه‌ای با عنوان «اثرات رفاهی روش‌های متفاوت قیمت‌گذاری در توزیع برق (مطالعه موردی ایران)» به این نتیجه رسیده است که قیمت‌گذاری رمزی و هزینه نهایی برآورد شده با قیمت‌های برآوردی وزارت نیرو در این بخش تفاوت محسوسی دارد که می‌تواند به دلیل اختلاف در روش قیمت‌گذاری و محاسبه هزینه، اعمال سیاست‌های مدیریتی مانند انحراف از قیمت و محدودیت داده‌های مالی تحقیق باشد.

مطالعه‌ای که توسط سیفی و دهقان‌پور (1393) با عنوان «بررسی تقاضای نهاده‌ها، صرفه‌جوئی‌های ناشی از مقیاس و تغییرات فنی در صنعت تولید برق کشور طی دوره 1386-1350» انجام شده است، نشان‌دهنده تأیید شرط خوش‌رفتاری تابع هزینه ترانسلوگ و همچنین پذیرش فرض وجود صرفه‌جوئی‌های ناشی از مقیاس برای نیروگاه‌ها است.

آزمون حداکثر درست نمایی، تورش تغییرات فنی را برای نیروگاه‌های ایران مورد تأیید قرار داده است. نتایج حاصل از برآورد سهم نهاده‌ها در ترکیب هزینه نیروگاه‌ها، بیشترین سهم را به سوخت و کمترین سهم را به نیروی کار اختصاص داده است.

محمودی و همکاران (1394)، در مطالعه‌ای با عنوان «تعیین قیمت تمام‌شده برق بر اساس الگوریتم پیشنهادی LCOE منطبق با تکنولوژی‌های مختلف و مطالعه موردی آن در کشور ایران»، چهار تکنولوژی سیکل ترکیبی، زغال‌سنگ، هسته‌ای و بادی در کشور ایران از دیدگاه فنی و اقتصادی موردمطالعه قرار داده‌اند که قیمت تمام‌شده واقعی برق را با احتساب هزینه انتشار کربن در برداشته است. در این میان کم‌ترین هزینه تولید مربوط به تکنولوژی سیکل ترکیبی (6/53-7/60 ct/kWh)، سپس تکنولوژی زغال‌سنگ (ct/kWh 6/80-8/71)، هسته‌ای (8/34-10/53 ct/kWh) و بادی (8/38-12/15 ct/kWh) می‌باشد. در بخش تحلیل حساسیت، بیشترین تأثیر مربوط به پارامترهای هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه سوخت و ضریب بهره‌برداری بوده است که البته برای تکنولوژی بادی، هزینه سوخت عاملی بی‌تأثیر می‌باشد.

گرین[1] (1998) در مطالعه‌ای با عنوان «محاسبه قیمت بهینه بازار برق انگلستان و ولز با در نظر گرفتن محدودیت و تلفات شبکه انتقال» به این نتیجه رسیده است که با حرکت از قیمت‌های یکنواخت به سمت قیمت‌های بهینه، رفاه عمومی حداکثر می‌شود و آسیب‌پذیری قدرت بازار کاهش می‌یابد.

مالانی[2] (2001) در مطالعه ای با عنوان «تخمین تابع هزینه برق با استفاده از یک تعریف دوبعدی استفاده از ظرفیت» نشان می‌دهد که واحدهای با هزینه پایین‌تر، منجر به اقناع شدن بازار عمده‌فروشی رقابتی می‌شوند و هرچقدر که رقابت رشد می‌کند، بسیاری از واحدهای ناکارا در حاشیه عرضه قرار می‌گیرند. بااین‌حال، تفاوت هزینه بین واحدهایی که تمام‌وقت فعالیت دارند، بسیار زیاد نیست. بسیاری از تفاوت در هزینه مشاهده‌شده نیروگاه‌های برق

1. Green (1998)
2. Maloney (2001)

می‌تواند به استفاده از ظرفیت پایین نسبت داده شود که با قیمت‌گذاری رقابتی کاهش خواهد یافت.

کوپسکانگاس-ساوولانین[1] (2004) با به دست آوردن قیمت‌های شبکه تحت چهار روش هزینه نهایی، رمزی، FDC و قیمت‌گذاری بهینه به روش تعرفه دوقسمتی، به این نتیجه می‌رسد که اگر اصول قیمت‌گذاری تغییر کنند، رفاه می‌تواند بهبود یابد و استفاده از اصول قیمت‌گذاری بهینه اول و قیمت‌گذاری هزینه نهایی یا تعرفه دوقسمتی، بالاترین میزان رفاه را به همراه خواهد داشت.

از جمله مهم‌ترین وجه تمایزهای مطالعه حاضر با مطالعات مشابه انجام شده، آن است که تابع هزینه به طور غیرمستقیم از تابع تولید استخراج نشده، بلکه به‌طور مستقیم بر مبنای قیمت‌های محاسباتی و با استفاده از تابع هزینه کاملاً انعطاف‌پذیر ترانسلوگ برآورد گردیده است. لذا بهره‌گیری از اطلاعات دقیق و واقعی (استخراج‌شده از دفاتر مالی شرکت توانیر) می‌تواند نتایج بهتری درارتباط با تابع هزینه صنعت برق ارائه نماید. از دیگر دلایل انجام مطالعه، نیاز به بروز بودن اطلاعات می‌باشد، چراکه قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت یک روش قیمت‌گذاری آینده‌نگر می‌باشد.

4. تصریح مدل و تحلیل نتایج

4-1. تصریح مدل

در این پژوهش، از توابع هزینه به نام توابع هزینه انعطاف‌پذیر بهره برده شده است. توابع انعطاف‌پذیر[2] با داشتن تعداد کافی از پارامترها، هیچ‌گونه محدودیتی بر ساختار تولید اعمال نمی‌کنند، ضمن این‌که نواحی سه‌گانه تولید قابل تفکیک است و لذا می‌توان محدوده اقتصادی تولید را مشخص نمود. از انواع توابع هزینه می‌توان به تابع هزینه باکس-کاکس[3]،

1. Kopsakangas-Savolanien (2004)
2. Flexible Cost Function
3. Box-Cox Cost Function

تابع هزینه ترانسلوگ[1]، تابع هزینه درجه دوم تعمیم‌یافته[2] و تابع هزینه لئونتیف تعمیم‌یافته[3] اشاره نمود.

برنت و خالد[4] (1979) با به‌کارگیری یک تابع هزینه باکس-کاکس نشان دادند که توابع ترانسلوگ، درجه دوم تعمیم‌یافته و لئونتیف تعمیم‌یافته در حقیقت حالت خاصی از تابع باکس-کاکس می‌باشند. فرم کلی تابع هزینه باکس-کاکس به شرح زیر است.

$$C = [1+\gamma G(P))^{\frac{1}{\gamma}}][\prod_{K=1}^{K} Q_k \beta_k (Q,P)] \quad (3)$$

$$a) G(P) = \alpha_0 + \sum_{k=1}^{K} \alpha_i P_i(\gamma) + \sum_{i=1}^{N}\sum_{J=1}^{N} \delta_{ij} P_i(\gamma) P_J(\gamma) \quad (4)$$

$$b) \beta_K (Q,P) = \beta_K + \sum_{I=1}^{K} \frac{\theta KI}{2} LnQ_I + \sum_{i=1}^{N} \phi_{K_i} LnP_i \quad (5)$$

$$c) \mathrm{P}_i(\gamma) = \frac{(P_i^{\frac{\gamma}{2}} - 1)}{\frac{\gamma}{2}} \quad (6)$$

در روابط فوق، N تعداد نهاده، K تعداد محصول، P بردار قیمت نهاده‌ها و Q بردار مقادیر محصول می‌باشد. هم‌چنین شرط تقارن برای تابع هزینه تعمیم‌یافته باکس-کاکس به‌صورت زیر خواهد بود:

$$\delta_{ij} = \delta_{ji}, \theta_{IK} = \theta_{KI} \quad (7)$$

زمانی تابع همگن از درجه‌یک در قیمت نهاده‌ها خواهد بود که شروط زیر برقرار باشد:

$$a) \alpha_i = 1+\gamma\alpha_0, b) \sum_{j=1}^{N} \delta_{ij} = \frac{\gamma}{2}\alpha_i, c) \sum_{i=1}^{N} \phi_{Ki} = 0 \quad (8)$$

و درنهایت با اعمال شرط همگنی بر تابع هزینه تعمیم‌یافته باکس-کاکس، رابطه زیر به دست می‌آید:

1. Translog Cost Function
2. Generalized Square-Root Quadratic Cost Function
3. Generalized Leontief Cost Function
4. Berndt and Khaled (1979)

$$C = [\frac{2}{\gamma} \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} \delta_{ij} P_i^{\frac{\gamma}{2}} P_j^{\frac{\gamma}{2}}]^{\frac{1}{\gamma}} [\prod_{k=1}^{K} Q_k^{\beta_k (Q,P)}] \quad (9)$$

به‌منظور استخراج تابع هزینه ترانسلوگ از تابع هزینه انعطاف‌پذیر باکس-کاکس، محدودیت زیر بر مدل اصلی وارد می‌شود.

$$G(P) = \frac{[\frac{C}{\sum k\, Q_k^{\beta_k (Q,P)}}]^{\gamma-1}}{\gamma} \quad (10)$$

با مشتق‌گیری از رابطه (10)، زمانی که γ به سمت صفر میل می‌کند، فرم کلی تابع هزینه ترانسلوگ به صورت زیر به دست می‌آید:

$$LnC = \alpha_0 + \alpha_q LnQ + \frac{1}{2}\alpha_{qq} (LnQ)^2 + \sum_{i=1}^{n} \alpha_i LnP_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} \beta_{ij} LnP_i LnP_j + \sum_{i=1}^{n} \beta_{iq} LnP_i LnQ + u \quad (11)$$

تابع هزینه ترانسلوگ اولین بار در سال 1973 توسط کریستین سن، جورگنسون و لائو[1] معرفی گردید.

پس از معرفی مدل پژوهش، در ادامه به تعریف عملیاتی متغیرها پرداخته می‌شود:

- هزینه کل صنعت برق (میلیارد ریال) شامل حاصل‌جمع «هزینه کل بخش تولید، هزینه کل بخش انتقال و هزینه کل بخش توزیع» می‌باشد. هزینه کل بخش تولید شامل هزینه سوخت بخش تولید، هزینه بهره‌برداری بخش تولید، هزینه استهلاک بخش تولید، هزینه خرید از بخش خصوصی و هزینه خرید از برق‌آبی می‌باشد. هزینه کل بخش انتقال شامل هزینه بهره‌برداری بخش انتقال و هزینه استهلاک بخش انتقال می‌باشد. هزینه کل بخش توزیع شامل هزینه بهره‌برداری بخش توزیع و هزینه استهلاک بخش توزیع می‌باشد.
- ستاده کل صنعت برق (میلیون کیلووات ساعت) به‌صورت میانگین «ستاده بخش تولید، ستاده بخش انتقال و ستاده بخش توزیع» محاسبه گردیده است. ستاده بخش تولید شامل تولید ویژه وزارت نیرو و غیروزارت نیرو می‌باشد. ستاده بخش انتقال و فوق توزیع

1.Christensen, Jorgenson and Lau

به‌صورت کسر کردن تلفات شبکه انتقال و فوق توزیع از تولید ویژه وزارت نیرو و غیروزارت نیرو محاسبه شده و ستاده بخش توزیع نیز معادل با فروش انرژی برق درنظر گرفته‌شده است.

▪ اجاره سرمایه (میلیارد ریال بر مگاوات) به‌صورت هزینه کل استهلاک صنعت برق[1] (میلیارد ریال)/ظرفیت عملی نیروگاه‌های کشور (مگاوات) محاسبه گردیده است. هزینه کل استهلاک صنعت برق شامل هزینه استهلاک بخش تولید با احتساب خرید از بخش خصوصی و خرید از برق‌آبی، هزینه استهلاک بخش انتقال و هزینه استهلاک بخش توزیع می‌باشد. با توجه به این‌که هزینه خرید از بخش خصوصی از سال 87 به بعد در دفاتر مالی شرکت توانیر ثبت گردیده است، لذا هزینه استهلاک خرید از بخش خصوصی به‌صورت زیر استخراج گردیده است: ابتدا نسبت هزینه‌های استهلاک از کل هزینه‌های صنعت برق (بخش‌های تولید، انتقال و توزیع) بر مبنای پنج سال آخر (سال‌های 1382 تا 1386) محاسبه گردیده و سپس بر اساس این نسبت، سهم هزینه‌های استهلاک از کل هزینه خرید از بخش خصوصی استخراج گردیده است. هم‌چنین با توجه به این‌که هزینه خرید از برق آبی تا قبل از سال 1382 ناچیز بوده است، لذا هزینه استهلاک خرید از برق آبی به‌صورت زیر استخراج گردیده است: برای قبل از سال 1382، هزینه خرید از برق‌آبی عمدتاً شامل هزینه بهره‌برداری بوده و سهم هزینه استهلاک بسیار ناچیز بوده است. برای بعد از سال 1382، هزینه استهلاک صنعت برق به‌صورت «کسر کردن هزینه بهره‌برداری خرید از برق‌آبی از هزینه خرید از برق‌آبی (تعدیل‌شده بر مبنای سال پایه 1376) » محاسبه گردیده است.

▪ قیمت نیروی انسانی (میلیارد ریال به نفر) به‌صورت «هزینه کل نیروی انسانی صنعت برق (میلیارد ریال)/نیروی انسانی شاغل در صنعت برق (نفر)» محاسبه گردیده است. بر اساس نسبت‌های گزارش‌شده توسط شرکت توانیر، هزینه کل نیروی انسانی صنعت برق به‌صورت «سهم هزینه‌های پرسنلی از کل هزینه(0/42)*(هزینه بهره‌برداری بخش تولید با احتساب

1.آنچه که در مطالعه حاضر به عنوان هزینه های استهلاک درنظر گرفته شده است، هزینه‌های دفتری ثبت شده در دفاتر مالی می‌باشد.

خرید از بخش خصوصی و خرید از برق‌آبی+هزینه تعمیرات اساسی+هزینه خرید برون‌مرزی+هزینه بهره‌برداری بخش انتقال+هزینه بهره‌برداری بخش توزیع+هزینه‌های مالی و سایر) محاسبه گردیده است. هزینه بهره برداری خرید از بخش خصوصی و خرید از برق‌آبی به مانند هزینه استهلاک خرید از بخش خصوصی و برق‌آبی استخراج گردیده است.

- قیمت سوخت صنعت برق (ریال بر مترمکعب) بر اساس قیمت سوخت بخش تولید به‌صورت حاصل تقسیم هزینه سوخت بخش تولید با احتساب خرید از بخش خصوصی (میلیارد ریال) بر ارزش حرارتی سوخت‌های مصرف‌شده (میلیارد مترمکعب) محاسبه گردیده است. هزینه سوخت خرید از بخش خصوصی نیز به مانند هزینه بهره‌برداری خرید از بخش خصوصی استخراج گردیده است.

کل اطلاعات مربوط به هزینه ازجمله هزینه کل، هزینه استهلاک، هزینه نیروی انسانی و هزینه سوخت از صورت‌های مالی شرکت مادر تخصصی توانیر و اطلاعات مربوط به ستاده، ظرفیت عملی، نیروی انسانی شاغل و ارزش حرارتی سوخت‌های مصرفی از آمار 49 سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (1394) استخراج گردیده است.

4-2. تحلیل نتایج

4-2-1. آزمون پایایی متغیرها

در این مطالعه به منظور بررسی پایایی سری‌های موردنظر از آزمون فیلیپس پرون بهره خواهیم گرفت[1]. براساس نتایج آزمون مذکور که در جدول (1) آورده‌شده است، متغیرهای مدل در سطح پایا بوده و فرضیه صفر مبنی بر وجود ریشه واحد رد شده و یا با اولین تفاضل‌گیری پایا می‌شوند. حال با توجه به وجود متغیرها با مرتبه‌های هم‌انباشتگی متفاوت، لازم است که رابطه هم‌انباشتگی بین متغیرها بررسی شود. LnTC بیانگر لگاریتم

1.دوره زمانی مطالعه، 1393-1370 درنظر گرفته شده است.

هزینه کل، LnY لگاریتم ستاده صنعت، LnP_C، LnP_L و LnP_F نیز به ترتیب بیانگر لگاریتم اجاره سرمایه، لگاریتم قیمت نیروی کار و لگاریتم قیمت سوخت در صنعت برق می‌باشد.

جدول (1): نتایج آزمون ریشه واحد به منظور بررسی پایایی متغیرها

متغیر	آماره فیلیپس-پرون تعدیل شده	احتمال	نتیجه آزمون
LnTC	-5/4867	0/0002	I(1)
LnY	-3/4537	0/0198	I(1)
05*(LnY)^2	-4/1062	0/0047	I(1)
LnP_C	-5/1701	0/0004	I(1)
LnP_L	-4/7767	0/0010	I(1)
LnP_F	-4/8307	0/0009	I(1)
05*(LnP_C)^2	-5/0923	0/0005	I(0)
05*(LnP_L)^2	-14/9869	0/0000	I(0)
05*(LnP_F)^2	-5/1166	0/0005	I(1)
LnP_C*LnP_L	-5/9569	0/0001	I(0)
LnP_C*LnP_F	-2/9603	0/0539	I(0)
LnP_L*LnP_F	-2/7641	0/0791	I(0)
LnY*LnP_C	-5/3795	0/0003	I(1)
LnY*LnP_L	-4/6987	0/0013	I(1)
LnY*LnP_F	-4/7241	0/0012	I(1)

منبع: یافته‌های پژوهش

4-2-2. آزمون هم‌جمعی

تخمین مدل در حالت نامانا بودن متغیرها باعث ایجاد رگرسیون کاذب در مدل می‌شود. برای جلوگیری از اتکا به رگرسیون کاذب، روش‌های تفاضل گیری و آزمون هم‌انباشتگی وجود دارد، اما باید توجه داشت هنگام استفاده از تفاضل متغیرها در برآورد ضرایب الگو، اطلاعات ارزشمندی در رابطه با سطح متغیرها از دست می‌رود. نتایج آزمون انگل-گرنجر تعمیم‌یافته بیان‌گر آن است که متغیرهای مدل با یکدیگر هم‌جمعند و بنابراین می‌توان معادله را با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی برآورد نمود بدون آن‌که با مشکل رگرسیون کاذب مواجه باشد.

جدول (2): نتایج آزمون تشخیص هم‌جمعی انگل-گرنجر

	آماره t	احتمال
Argumented Dickey-Fuller Test Statistic (ADF)	-7/1821	0/00

منبع: یافته‌های پژوهش

3-2-4. تخمین و تحلیل تابع هزینه کل صنعت برق

در مطالعه حاضر به منظور تخمین تابع هزینه کل برای صنعت برق کشور و استخراج هزینه نهایی از آن، از فرم کلی تابع ترانسلوگ بهره گرفته‌شده است. تابع هزینه ترانسلوگ بسط-یافته برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی 1370 تا 1393[1] به روش حداقل مربعات معمولی (OLS[2]) به صورت زیر تصریح و برآورد گردیده است (کریستنسن و گرین[3]، 1976، ملانی[4]، 2001):

$$LnTC = \alpha_0 + \alpha_Y\ LnY\ + \frac{1}{2}\gamma_{YY}\ (LnY\ )^2 + \alpha_C\ LnP_C\ + \alpha_L\ LnP_L$$
$$+\alpha_F\ LnP_F\ + \frac{1}{2}\gamma_{CC}\ (LnP_C\ )^2 + \frac{1}{2}\gamma_{LL}\ (LnP_L\ )^2 + \frac{1}{2}\gamma_{FF}\ (LnP_F\ )^2 \qquad (12)$$
$$+\gamma_{CL}\ LnP_C\ LnP_L\ + \gamma_{CF}\ LnP_c\ LnP_F\ + \gamma_{LF}\ LnP_L\ LnP_F$$
$$+\gamma_{YC}\ LnY\ LnP_C\ + \gamma_{YL}\ LnY\ LnP_L\ + \gamma_{YF}\ LnY\ LnP_F$$

تابع هزینه ترانسلوگ، ساختار تولید را محدود به هموتتیک بودن نمی‌کند و هیچ محدودیتی بر کشش‌های جایگزینی وارد نمی‌سازد. هرچند این محدودیت‌ها می‌توانند ازنظر آماری مورد آزمون قرار گیرند. اگر هرکدام از محدودیت‌ها معتبر بودند، مناسب است که مدل ساده را اتخاذ کنیم. برای تابع هزینه ترانسلوگ، محدودیت‌های هموتتیک بودن، همگن بودن و کشش جایگزینی واحد به ترتیب زیر می‌باشد:

$$\gamma_{Yi}\ =0 \qquad (13)$$

1.با توجه به این‌که در زمان اطلاعات دریافتی از شرکت توانیر و وزارت نیرو، اطلاعات هزینه‌ای موردنیاز صنعت برای سال 1394 به‌صورت حسابرسی نشده بود، لذا داده‌های این سال، در قلمرو زمانی تحقیق وارد نگردیده است.

2. Ordinary Least Squares

3. Christensen and Greene (1976)

4. Maloney (2001)

$$\gamma_{Yi} = 0, \gamma_{YY} = 0 \quad (14)$$

$$\gamma_{ij} = 0 \quad (15)$$

نتایج مربوط به آزمون محدودیت‌های هموتتیک بودن، همگن بودن و محدودیت کشش واحد تابع هزینه در جدول (3) ارائه گردیده است:

جدول (3): نتایج آزمون‌های آماری هموتتیک بودن، همگن بودن و کشش جایگزینی واحد

	هموتتیک بودن	همگنی	کشش جایگزینی واحد	هموتتیک بودن و کشش جایگزینی واحد	همگنی و کشش جایگزینی واحد
χ^2	15/6069	23/4576	25/8078	49/7726	58/8677
احتمال	0/0014	0/0001	0/0002	0/0000	0/0000

منبع: یافته‌های پژوهش

با توجه به نتایج به‌دست‌آمده از جدول، فرضیه صفر مبنی بر صفر بودن ضرایب مربوط به اثر تقاطعی ستاده صنعت با اجاره سرمایه، قیمت نیروی کار و قیمت سوخت را می‌توان رد کرد. نتایج مربوط به آزمون همگن بودن نشان می‌دهد که ضرایب مربوط به اثر تقاطعی ستاده صنعت با اجاره سرمایه، قیمت نیروی کار و قیمت سوخت و توان دوم ستاده صنعت صفر نبوده و نمی‌توان این ضرایب را از مدل کنار گذاشت. نتایج مربوط به آزمون کشش جایگزینی واحد بیانگر آن است که فرضیه صفر مبنی بر صفر بودن ضرایب مربوط به اثر تقاطعی اجاره سرمایه با قیمت نیروی کار و قیمت سوخت، اثر تقاطعی قیمت نیروی کار با قیمت نیروی سوخت، توان دوم اجاره سرمایه، توان دوم قیمت نیروی کار و توان دوم قیمت سوخت را می‌توان رد کرد. در ادامه نتایج آزمون‌های آماری مربوط به هموتتیک بودن و کشش جایگزینی واحد ارائه گردیده است که نشان می‌دهد که این دو محدودیت را به‌طور هم‌زمان نمی‌توان بر مدل اعمال کرد. همچنین نتایج آزمون‌های آماری مربوط به همگن بودن و کشش جایگزینی واحد بیانگر آن است که این دو محدودیت نیز به‌طور همزمان قابل‌اعمال بر تابع هزینه نمی‌باشند. لذا می‌توان نتیجه‌گیری نمود که هیچ‌کدام از

محدودیت‌های هموتتیک بودن، همگن بودن و کشش جایگزینی واحد بودن را نمی‌توان بر مدل تابع هزینه ارائه‌شده اعمال نمود.

در ادامه نتایج مربوط به تخمین تابع هزینه کل ترانسلوگ در جدول (4) ارائه گردیده است. وجود تعداد قابل‌توجهی از متغیرهای معنی‌دار و نیز بالا بودن R^2 از نشانه‌های خوبی برازش الگو بوده است. بر اساس مقدار آماره دوربین-واتسون[1] استخراجی، الگوی برآورده شده مشکل خودهمبستگی نداشته است.

جدول (4): نتایج تخمین تابع هزینه کل صنعت برق (متغیر وابسته: لگاریتم هزینه کل برق)

متغیر	ضریب مربوطه	انحراف معیار	آماره t	احتمال
C	-459/1524	185/5306	-2/4748	0/0353
LnY	167/6936	66/5289	2/5206	0/0327
05*(LnY)^2	-29/8082	11/9346	-2/4976	0/0340
LnP_C	9/8771	2/7736	3/5611	0/0061
LnP_L	-56/6939	19/0445	-2/9769	0/0155
LnP_F	2/9818	1/2394	2/4059	0/0395
$05*(LnP_C)^2$	0/3251	0/1381	2/3537	0/0430
$05*(LnP_L)^2$	-2/9970	1/0053	-2/9809	0/0154
$05*(LnP_F)^2$	0/0020	0/0151	0/1332	0/8969
LnP_C*LnP_L	0/1295	0/1885	0/6868	0/5095
LnP_C*LnP_F	0/0422	0/0317	1/3312	0/2159
LnP_L*LnP_F	0/0928	0/0552	1/6825	0/1268
$LnY*LnP_C$	-1/6741	0/5029	-3/3210	0/0088
$LnY*LnP_L$	10/1497	3/4262	2/9623	0/0159
$LnY*LnP_F$	-0/5167	0/2154	-2/3981	0/0400
ضریب تعیین	0/9999			
ضریب تعیین تعدیل شده	0/9998			
آماره F	9291/36			
آماره دوربین-واتسون	2/61			

منبع: یافته‌های پژوهش

1. Durbin-Watson

نتایج برآورد حاکی از آن است که ستاده صنعت برق به‌عنوان یکی از متغیرهای توضیحی مهم در سطح اطمینان 95 درصد، اثر مثبت و معنادار بر هزینه کل صنعت برق دارد. این نتیجه مطابق با تئوری است، بدین‌صورت که منحنی هزینه کل تابعی صعودی از سطح ستاده می‌باشد. افزایش سطح تولید نیازمند بکارگیری میزان بیشتری از نهاده‌های تولید می‌باشد. به‌کارگیری عوامل تولید بیشتر، منجر به افزایش مخارج انجام‌شده بر روی آن نهاده گردیده و لذا با افزایش سهم مخارج انجام‌شده بر روی آن نهاده، هزینه کل افزایش می‌یابد. توان دوم ستاده صنعت برق دارای اثر منفی و معنادار بر سطح هزینه کل بوده است. اجاره سرمایه به‌عنوان یکی دیگر از متغیرهای توضیحی مهم، رابطه مثبت با سطح هزینه کل دارد. این رابطه مثبت در سطح اطمینان 99 درصد معنادار می‌باشد. نتیجه به‌دست‌آمده در ارتباط با این متغیر نیز مطابق با تئوری می‌باشد که بیان می‌کند تابع هزینه کل نسبت به قیمت نهاده‌ها، تابعی غیرنزولی است. افزایش اجاره سرمایه باعث افزایش سهم هزینه سرمایه از هزینه کل شده و لذا هزینه کل افزایش می‌یابد. همچنین ازآنجاکه سرمایه ازجمله عوامل تولید مهم اثرگذار در صنعت برق می‌باشد، لذا تغییرات در اجاره سرمایه می‌تواند اثرات مستقیم قابل‌توجهی بر هزینه کل صنعت برق داشته باشد. استقراض از بازار پول با هزینه بالا به‌منظور پوشش هزینه‌های اجرایی و درعین‌حال الزام به پرداخت اصل و جرائم تسهیلات اخذشده منجر به افزایش در اجاره سرمایه شده و زمینه‌های افزایش در هزینه کل صنعت برق را فراهم می‌سازد. قیمت نیروی کار با اثر منفی و معنادار بر هزینه کل همراه است. یکی از انگیزه‌های بسیار قوی جهت افزایش بهره‌وری، پرداخت به نیروی انسانی بر اساس توانایی‌های اوست. به‌عبارت‌دیگر اگر پرداخت به هر فرد بر اساس میزان تلاش او باشد، افراد انگیزه بیشتری در جهت افزایش بهره‌وری خواهد داشت. با توجه به تعدیل نیروی صورت گرفته در مجموعه برق و کاهش نیروی انسانی شاغل، استدلال بر این است که پرداخت‌ها بیشتر در جهت افزایش بهره‌وری نیروی کار بوده است. بالا بودن بهره‌وری به‌خصوص بهره‌وری نیروی کار، منشأ اصلی رشد اقتصادی، رفاه ملی و کاهش هزینه‌هاست. ازاین‌رو افزایش قیمت نیروی کار از طریق افزایش بهره‌وری نیروی کار،

می‌تواند زمینه‌های کاهش در هزینه کل را فراهم آورد. قیمت سوخت به‌عنوان یکی دیگر از متغیرهای توضیحی مهم تابع هزینه، اثر مثبت و معنادار بر هزینه کل در سطح اطمینان 95 درصد داشته است. ازآنجاکه عمده‌ترین هزینه تشکیل‌دهنده هزینه کل در بخش تولید، هزینه سوخت می‌باشد، لذا عامل تولید سوخت نیز در کنار سرمایه ازجمله مهم‌ترین عوامل تولید اثرگذار در ساختار صنعت برق کشور محسوب می‌گردد. نتیجه به‌دست‌آمده در ارتباط با این متغیر نیز مطابق با تئوری اقتصادی می‌باشد که بیان می‌کند تابع هزینه کل نسبت به قیمت نهاده‌ها، تابعی غیرنزولی است. به همین ترتیب افزایش قیمت سوخت باعث افزایش سهم هزینه سوخت از هزینه کل شده و لذا هزینه کل افزایش می‌یابد. توان دوم اجاره سرمایه و توان دوم قیمت نیروی کار به ترتیب با تأثیر مثبت و منفی بر روی هزینه کل صنعت برق همراه بوده است. اثر این متغیرها در سطح اطمینان 95 درصد معنی‌دار می‌باشد. ضریب مربوط به متغیر تقاطعی اجاره سرمایه و قیمت نیروی کار در مدل بی‌معنی می‌باشد. این نتیجه بیانگر آن است که افزایش اجاره سرمایه در صنعت برق کشور اثر قابل‌توجهی بر میزان انتقال افزایش قیمت نیروی کار بر شاخص هزینه کل نداشته است. هم‌چنین ضریب مربوط به متغیر تقاطعی اجاره سرمایه و قیمت سوخت در مدل بی‌معنی بوده است. این نتیجه نیز بیانگر آن است که افزایش اجاره سرمایه تأثیری بر میزان انتقال افزایش قیمت سوخت بر شاخص هزینه کل نداشته است. به همین ترتیب ضریب مربوط به متغیر تقاطعی قیمت نیروی کار و قیمت سوخت در مدل بی‌معنی بوده است. این نتیجه نیز بیانگر آن است که افزایش قیمت نیروی کار تأثیری بر میزان انتقال افزایش قیمت سوخت بر شاخص هزینه کل نداشته است.

نتایج مربوط به ضرایب اثرات تقاطعی ستاده با قیمت عوامل تولید نشان‌گر تأثیر منفی و معنادار ضریب مربوط به متغیر تقاطعی ستاده صنعت برق و اجاره سرمایه بر هزینه کل در سطح اطمینان 99 درصد می‌باشد. این نتیجه بیانگر آن است که افزایش ستاده صنعت برق اثر تضعیف‌کننده‌ای بر میزان انتقال افزایش اجاره سرمایه بر شاخص هزینه کل دارد. هم‌چنین ضریب مربوط به متغیر تقاطعی ستاده صنعت برق و قیمت نیروی کار تأثیر مثبت بر

هزینه کل در سطح اطمینان 99 درصد داشته است. هم‌چنین استدلال می‌شود که افزایش ستاده صنعت برق اثر تشدیدکننده بر میزان انتقال افزایش اجاره سرمایه بر شاخص هزینه کل دارد. درنهایت ضریب مربوط به متغیر تقاطعی ستاده صنعت برق و قیمت سوخت تأثیر منفی بر هزینه کل در سطح اطمینان 99 درصد داشته است. بنابراین می‌توان گفت که افزایش ستاده صنعت برق اثر تضعیف‌کننده بر میزان انتقال افزایش قیمت سوخت بر شاخص هزینه کل دارد. در ادامه به بررسی آزمون‌های مربوط به مدل‌های رگرسیون کلاسیک انجام‌شده می‌پردازیم.

4-2-4. آزمون‌های مدل

بر اساس نتایج بدست آمده در جدول (5)، نتیجه به‌دست‌آمده برای آماره جارک-برا[1] و احتمال مربوطه نشان می‌دهد که فرضیه صفر مبنی بر نرمال بودن جملات پسماند رد نمی‌شود. نتایج ارائه‌شده برای آزمون بروش-پاگان-گادفری[2] حاکی از عدم وجود ناهمسانی واریانس در مدل می‌باشد. بر اساس نتایج مربوط به آزمون بروش-گادفری[3]، این مدل خود همبستگی ندارد. در نهایت، آماره F و احتمال‌های مربوط به آزمون RESET رمزی نشان می‌دهد که فرم تابعی درست می‌باشد.

جدول (5). نتایج آزمون‌های نرمال بودن جملات پسماند، واریانس ناهمسانی، خودهمبستگی و RESET رمزی

آزمون نرمال بودن جملات پسماند	احتمال	آماره جارک-برا
	0/4922	1/4176
آزمون واریانس ناهمسانی: بروش-پاگان-گادفری	احتمال	آماره F
	0/7206	0/7184
آزمون خودهمبستگی سریالی بروش-گادفری	احتمال	آماره F
	0/3559	4/3416
آزمون RESET رمزی	احتمال	آماره F
	0/62326	0/2469

منبع: یافته‌های پژوهش

1.Jarque-Bera
2.Breusch-Pagan-Godfrey
3.Breusch-Godfrey

5-2-4. استخراج تابع هزینه نهایی، قیمت بهینه و تحلیل سود و زیان صنعت برق

هدف مطالعه حاضر از تخمین تابع هزینه کل صنعت برق، دستیابی به هزینه نهایی و تعیین قیمت بهینه برق می‌باشد. در این مدل به‌منظور رسیدن به هزینه نهایی، از کشش هزینه کل نسبت به تولید استفاده شده است. کشش هزینه کل نسبت به تولید بیان می‌کند که به ازای یک درصد افزایش در تولید، مقدار هزینه تولیدکننده چند درصد افزایش می‌یابد و از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\varepsilon_{LTC,q}=\frac{\%\Delta LTC}{\%\Delta q}=\frac{dLn(LTC)}{dLnq}=\frac{dLTC}{dq}.\frac{q}{LTC}=\frac{\frac{dLTC}{dq}}{\frac{LTC}{q}}=\frac{LMC}{LAC} \qquad (16)$$

حال اگر از لگاریتم تابع هزینه کل تخمین زده شده، نسبت به لگاریتم ستاده مشتق بگیریم خواهیم داشت:

$$\varepsilon_{LTC,q}=\frac{dLn(LTC)}{dLnq}=167/69-29/80LnY+-1/67LnP_C+10/14LnP_L$$
$$-0/51LnP_F \qquad (17)$$

اگر مقادیر لگاریتم ستاده، لگاریتم اجاره سرمایه، لگاریتم قیمت نیروی کار و لگاریتم قیمت سوخت برای سال 1393 را در تابع مربوط به کشش جایگذاری نمائیم، مقدار عددی کشش هزینه کل بلندمدت نسبت به تولید برابر با 0/52 خواهد بود. بنابراین داریم:

$$\varepsilon_{LTC,q}=\frac{LMC}{LAC}=\frac{LMC}{\frac{LTC}{q}}=0/52 \qquad (18)$$

$$LMC=(0/52)(\frac{LTC}{q}) \qquad (19)$$

با توجه به آن‌که هزینه نهایی بلندمدت پایین‌تر از هزینه متوسط بلندمدت می‌باشد لذا LAC نزولی بوده و اصطلاحاً می‌توان گفت برای کل صنعت کشور، «صرفه‌های نسبت به مقیاس» وجود دارد. البته لازم به ذکر است که صرفه‌های نسبت به مقیاس ممکن است برای هرکدام از نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی، دیزلی، برق‌آبی، اتمی و تجدیدپذیر

که در نقاط مختلف کشور واقع گردیده و با ظرفیت‌های متفاوتی در چرخه قرار می‌گیرند، متفاوت با بازدهی صعودی نسبت به مقیاس تخمین زده‌شده برای کل صنعت برق باشد.

حال موضوعی که در تعیین میزان بهای تمام‌شده برق فروخته‌شده صنعت برق مطرح می‌شود این است که آنچه در تأمین زیان بنگاه اقتصادی اهمیت دارد، توجه به تعهدات غیرقابل‌اجتناب شرکت‌های دولتی عرضه برق در مقابل هزینه‌های اقتصادی تولید و عرضه برق می‌باشد. به‌عنوان نمونه، آنچه به‌عنوان استهلاک در دفاتر مالی شرکت برق ثبت می‌شود به‌منظور ذخیره استهلاک بوده به‌گونه‌ای که بنگاه بتواند اصل سرمایه‌گذاری انجام‌شده (آورده سرمایه‌گذار و وام دریافتی از بانک) را تأمین نماید. حال اگر بخشی از وام ارائه‌شده به بنگاه تولیدکننده برق از طریق دولت، فروش حق انشعاب و یا از طریق منابع داخلی خود بنگاه تأمین گردد، آنچه‌که باید به‌عنوان هزینه استهلاک در دفاتر مالی در نظر گرفته شود، مبلغ سررسید شده بابت تسهیلات مالی دریافتی است. تأمین‌کنندگان تسهیلات مالی دریافتی شرکت توانیر بانک‌ها و مؤسسات اعتباری، اوراق مشارکت، قراردادهای ماده 62 اعتبارات اسنادی بانک مرکزی و صندوق ذخیره ارزی و بانک توسعه اسلامی می‌باشد. بهای تمام‌شده درآمدهای عملیاتی شرکت توانیر بر مبنای تعهدات غیرقابل‌اجتناب، برای سال مالی منتهی به 29 اسفند 1393 در جدول (6) ارائه گردیده است.

جدول (6): بهای تمام‌شده درآمدهای عملیاتی برای سال مالی منتهی به 29 اسفند 1393 (بر مبنای تعهدات غیرقابل‌اجتناب)

شرکت‌های برق منطقه‌ای و تولید برق	**54.153.086 میلیون ریال**
شرکت‌های توزیع نیروی برق	**21.102.991 میلیون ریال**
شرکت‌های مدیریت تولید	**6.841.324 میلیون ریال**
برق خریداری‌شده از مدیریت شبکه	0
برق خریداری‌شده از شرکت‌های آب منطقه‌ای و سازمان آب و برق خوزستان	**11.065.518 میلیون ریال**
برق خریداری‌شده از شرکت‌های خصوصی	**74.891.198 میلیون ریال**
برق خریداری‌شده از کشورهای همجوار	1.362.317
برق خریداری‌شده از صانیر	1.673.568

سایر هزینه‌ها	122.029
بهای تمام‌شده برق فروخته‌شده	171.212.031

منبع: صورت‌های مالی شرکت توانیر

اقلام تشکیل‌دهنده بهای تمام‌شده درآمدهای عملیاتی شرکت‌های برق منطقه‌ای و تولید، توزیع نیروی برق و مدیریت تولید نیز بر مبنای تعهدات غیرقابل‌اجتناب در جدول (7) گزارش گردیده است:

جدول (7): اقلام تشکیل‌دهنده بهای تمام‌شده درآمدهای عملیاتی شرکت‌های برق منطقه‌ای و تولید، توزیع نیروی برق و مدیریت تولید (بر مبنای تعهدات غیرقابل‌اجتناب)

	برق منطقه‌ای و تولید	توزیع نیروی برق	مدیریت تولید
حقوق و دستمزد	6.254.634	6.064.618	3.296.547 میلیون ریال
مواد مصرفی	112.543	1.315.402	728.739 میلیون ریال
خدمات قراردادی			1.371.625 میلیون ریال
سوخت	33.211.243		
تسهیلات مالی دریافتی[1]	9.082.404	7.068.091	8425 میلیون ریال
قراردادهای تولید برق و تعمیرات دوره‌ای بلندمدت	2.198.440		661.321 میلیون ریال
برق خریداری‌شده از بورس انرژی		1.919.329	
هزینه برق خریداری‌شده از سدها		15.895	
بهای تمام‌شده خدمات ارائه‌شده		424.087	
سایر	3.293.822	4.295.569	774.667 میلیون ریال
جمع کل	54.153.086	21.102.991	6.841.324 میلیون ریال

منبع: صورت‌های مالی شرکت توانیر

1.مبلغ این قلم برای سال 1393، برابر با 16158920 میلیون ریال می‌باشد که بر اساس سهم هرکدام از بخش‌های برق منطقه‌ای و تولید، توزیع نیروی برق و مدیریت تولید از هزینه‌های استهلاک، بین این سه بخش تفکیک‌شده است.

بعد از مشخص شدن میزان هزینه کل، می‌توان هزینه هر واحد تولید (کیلووات ساعت) را نیز مشخص نمود. از آنجا که میزان کل تولید برق در سال 1393، 171.212.031 میلیون ریال می‌باشد، لذا هزینه تولید متوسط هر کیلووات ساعت برق تولیدی حدود 520 ریال خواهد بود. به منظور رسیدن به قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت، باید میزان سطح q موردنظر را مشخص نمود. برای محاسبه میزان q، می‌توان سه سناریو تعریف کرد:

سناریو اول: مبنای محاسبه میزان سطح q، تولید ویژه انرژی برق کل کشور در نظر گرفته شود.

سناریو دوم: مبنای محاسبه میزان سطح q، فروش انرژی برق کل کشور در نظر گرفته شود.

سناریو سوم: مبنای محاسبه میزان سطح q، فروش انرژی برق کل کشور بر اساس درصد تلفات قابل‌قبول از طرف بخش دولتی در نظر گرفته شود[1].

حال هزینه نهایی به‌دست‌آمده بر اساس هرکدام از سناریوهای مطرح‌شده با توجه به اطلاعات سال 1393، عبارت خواهند بود از:

الف) هزینه نهایی محاسبه‌شده بر اساس سناریو اول (ریال بر کیلووات ساعت):

$$LMC = (0/52)(\frac{LTC}{q}) = (0/52)(\frac{171212031}{266056}) = 334$$

ب) هزینه نهایی محاسبه‌شده بر اساس سناریو دوم:

$$LMC = (0/52)(\frac{LTC}{q}) = (0/52)(\frac{171212031}{219653}) = 405$$

ج) هزینه نهایی محاسبه‌شده بر اساس سناریو سوم:

1..مقایسه میزان تولید ویژه انرژی برق با میزان فروش انرژی برق برای سال 1393، بیانگر میزان تلفات 21 درصدی در شبکه برق می‌باشد، این در حالی است که درصد تلفات قابل‌قبول از طرف بخش دولتی برای شبکه برق، معادل 14 درصد می‌باشد. حال بر اساس درصد تلفات 14 درصد، میزان فروش انرژی برق برابر خواهد بود با (میلیارد کیلووات ساعت):

$$\frac{226 - x}{x} = 14\% \rightarrow x = 223$$

$$LMC = (0/52)(\frac{LTC}{q}) = (0/52)(\frac{171212031}{233382}) = 382$$

اگر قیمت را برابر با هزینه نهایی بلندمدت درنظر بگیریم، تفاوت متوسط کل نرخ فروش انرژی برق در سال موردنظر با قیمت محاسبه شده بر مبنای هزینه نهایی، نشان‌دهنده میزان کسری حاصل خواهد بود. حال می‌توان میزان کسری (زیان) به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نتیجه قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت را مشخص نمود.

جدول (8): کسری برآورد شده حاصل از قیمت‌گذاری هزینه نهایی بلندمدت هر کیلووات ساعت بر اساس سناریوهای مختلف[1]

کسری بر اساس سناریو سوم	کسری بر اساس سناریو دوم	کسری بر اساس سناریو اول
143	120	191 ریال بر کیلووات ساعت

منبع: محاسبات پژوهش

در ادامه در جدول (9) سهم زیان برآورد شده هرکدام از بخش‌های تولید، انتقال و توزیع بر اساس اطلاعات سال 1393 گزارش‌شده است. در مطالعه حاضر به‌منظور به دست آوردن سهم هر بخش از کل کسری (زیان) به‌دست‌آمده بعد از اعمال قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت، از سهم هر بخش از کل سرمایه‌گذاری انجام‌شده در صنعت برق استفاده گردیده است. بدین ترتیب بر اساس سرمایه‌گذاری انجام‌شده طی سال‌های 1370 تا 1393، سهم هرکدام از بخش‌های تولید، انتقال و توزیع از کل زیان به‌دست‌آمده به ترتیب 40 درصد، 27 درصد و 33 درصد می‌باشد.

پرتال جامع علوم انسانی

1.متوسط نرخ فروش انرژی برق به قیمت‌های جاری در سال 1393، 525 ریال بر کیلووات ساعت بوده است.

جدول (9): **تفاوت زیان و سهم زیان برآوردی بخش‌های صنعت برق با اعمال قیمت‌گذاری هزینه نهایی بلندمدت**

	سناریو اول	سناریو دوم	سناریو سوم
تفاوت زیان ریال بر کیلووات ساعت	191	120	143
زیان برآوردی بخش تولید ریال بر کیلووات ساعت	76/4	48	57/2
زیان برآوردی بخش انتقال ریال بر کیلووات ساعت	51/57	32/4	38/61
زیان برآوردی بخش توزیع	63/03	39/6	47/19

منبع: محاسبات پژوهش

5. نتیجه‌گیری و ارائه توصیه‌های سیاستی

در مطالعه حاضر به‌منظور دستیابی به هزینه نهایی بلندمدت، تابع هزینه کل بلندمدت برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی 1393-1370 به فرم ترانسلوگ و به‌صورت مستقیم (با استفاده از قیمت نهاده‌ها و ستاده صنعت) تخمین زده‌شده است. هدف مطالعه حاضر از تخمین تابع هزینه کل صنعت برق، دستیابی به هزینه نهایی و تعیین قیمت بهینه برق می‌باشد. در این مدل به‌منظور رسیدن به هزینه نهایی، از کشش هزینه کل نسبت به تولید استفاده می‌گردد. حال اگر از تابع هزینه کل نسبت به ستاده مشتق بگیریم و مقادیر لگاریتم ستاده، لگاریتم اجاره سرمایه، لگاریتم قیمت نیروی کار و لگاریتم قیمت سوخت برای سال 1393 را در تابع مربوط به کشش جایگذاری نمائیم، مقدار عددی کشش هزینه کل بلندمدت نسبت به تولید برابر با 0/52 خواهد بود.. با توجه به آن‌که هزینه نهایی بلندمدت پایین‌تر از هزینه متوسط بلندمدت می‌باشد لذا LAC صعودی بوده و اصطلاحاً می‌توان گفت برای کل صنعت کشور، «صرفه‌های نسبت به مقیاس» وجود دارد. در ارتباط با هزینه کل صنعت برق، آنچه باید به‌عنوان هزینه استهلاک در دفاتر مالی در نظر گرفته شود، مبلغ سررسید شده بابت تسهیلات مالی دریافتی است. چراکه آنچه در تأمین زیان بنگاه اقتصادی اهمیت دارد، توجه به تعهدات غیرقابل‌اجتناب شرکت‌های دولتی عرضه برق در مقابل هزینه‌های اقتصادی تولید و عرضه برق می‌باشد.

پبعد از مشخص شدن میزان هزینه کل در رابطه مربوط به هزینه نهایی بلندمدت، باید میزان سطح q موردنظر را مشخص کرد. برای محاسبه میزان q، می‌توان سه سناریو تعریف کرد: مبنای محاسبه میزان سطح q بر اساس سناریو اول، تولید ویژه انرژی برق کل کشور و بر اساس سناریو دوم، فروش انرژی برق کل کشور و بر مبنای سناریو سوم، فروش انرژی برق کل کشور بر اساس درصد تلفات قابل‌قبول از طرف بخش دولتی در نظر گرفته شود. هزینه نهایی محاسبه‌شده بر اساس سناریوهای اول، دوم و سوم، به ترتیب برابر به 334، 405 و 382 ریال بر کیلووات به‌دست‌آمده است.

در مرحله بعد، کسری برآورد شده حاصل از قیمت‌گذاری بر اساس هزینه نهایی بر اساس سناریوهای مختلف و سهم زیان برآورد شده هرکدام از بخش‌های تولید، انتقال و توزیع بر اساس اطلاعات سال 1393، گزارش گردیده است.

پیشنهادهای سیاستی به‌منظور پوشش (جبران) زیان حاصله به شرح زیر می باشد:

- یکی از روش‌های پیشنهادی به‌منظور جبران کسری برآورد شده که می‌تواند بر مبنای تئوری‌های اقتصادی باشد، حرکت به سمت قیمت‌گذاری رمزی است. در روش رمزی، قیمت از برابری با هزینه نهایی به دست می‌آید. تنها یک قید به آن اضافه‌شده است و آن این‌که، هزینه‌ها پوشش داده شود. لذا قیمت آن‌قدری بالابرده می‌شود که بنگاه، حداقل ضرر نکند. البته این روش منجر به عدم تحقق قیمت‌گذاری بر اساس بهینه اول و حرکت به سمت قیمت‌گذاری بر اساس بهینه دوم خواهد شد. به‌کارگیری این روش در صورتی مناسب است که با سایر روش‌های پیشنهادی و در دسترس، نتوان کسری بوجود آمده را جبران نمود. در روش قیمت‌گذاری رمزی هوشمند، قیمت‌های بهینه در بازار مختلف بر اساس کشش قیمتی تقاضا در آن بازار، تعیین می‌شود. در این روش مشترکین دارای کشش قیمتی بالاتر، رشد قیمتی کمتر و مشترکین دارای کشش قیمتی پایین‌تر، رشد قیمتی بالاتری خواهند داشت. بنابراین با برقراری این قیمت‌های تبعیضی برای مشترکین، می‌توان بخشی از زیان واردشده را جبران نمود.

▪ پیشنهاد دیگر به‌منظور جبران کسری برآورد شده، بهره‌گیری از سایر سیاست‌های تبعیض در صورت امکان ازجمله یارانه متقاطع می‌باشد. این تبعیض قیمت می‌تواند بر اساس معیارهای جغرافیایی (مثلاً استانی)، معیارهای تولیدی (نوع صنعت)، معیارهای سیاستی (الگوی بخش مصرف) و سایر معیارها شکل گیرد. به‌عنوان‌مثال یکی از این معیارها، در نظر گرفتن واقعیت‌های اقتصادی، اقلیمی و درآمدی استان‌های مختلف کشور می‌باشد. ازاین‌رو می‌توان از متفاوت بودن تولید ناخالص داخلی، سطح جمعیت، بهره‌مندی از زیرساخت‌های رشد و سایر عوامل تأثیرگذار بر عدم تعادل‌های منطقه‌ای و جغرافیای بهره گرفت و با اعمال قیمت بالاتر بر استان‌های با درجه توسعه‌یافتگی و رفاه بیشتر و اعمال قیمت‌های پایین‌تر بر استان‌های با درجه توسعه‌یافتگی و رفاه کمتر، در راستای جبران زیان‌های تحمیل‌شده ناشی از قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی گام برداشت. البته این الگو را می‌توان در هر استان نیز با طبقه‌بندی مناطق شهر به مناطق با رفاه بالاتر و مناطق با رفاه پایین‌تر اجرا نمود. ازاین‌رو انجام تحقیقات گسترده به‌منظور تقسیم‌بندی مناطق کشور ازنظر رفاه ضروری است. هم‌چنین به عنوان یک گامِ جلوتر، می‌توان شهرها را بر اساس کیفیت زندگی تقسیم‌بندی نموده و قیمت‌های تبعیضی را اعمال نمود.

▪ بهره‌گیری از قیمت‌گذاری بلوکی و یا پلکانی از دیگر راهکارهای پیشنهادی به‌منظور جبران کسری صنعت برق می‌باشد. آن نوع از تعرفه پله‌ای که می‌تواند به‌منظور جبران زیان برآوردشده مورداستفاده گردد، تعرفه افزایشی است. بدین‌صورت که با افزایش مصرف برق، قیمت استفاده بیشتر شود. در توجیه این روش باید گفت که برای صرفه‌جویی در مصرف و جلوگیری از فشار بر شبکه و نیروگاه‌ها، نیاز به افزایش قیمت انرژی همراه با افزایش مصرف می‌باشد. با توجه به محدود بودن منابع تجدید ناپذیر و از سویی دیگر آثار خارجی ناشی از مصرف انرژی هم‌چون آلودگی ناشی از مصرف، افزایش دمای کره زمین و وابستگی کشورهای واردکننده نفت به کشورهای صادرکننده انرژی، اعمال تعرفه افزایشی نه‌تنها می‌تواند به جبران زیان حاصله کمک کند، بلکه با ایجاد حساسیت‌های اجتماعی و اقتصادی در مورد استفاده بی‌رویه از انرژی، بخش صنعت و هم‌چنین بخش

خانگی نیز به دنبال راهکارهایی جهت بهینه‌سازی در تولید و مصرف انرژی خواهند بود. آن‌چه که در قیمت‌گذاری بلوکی مهم می‌باشد کل مصرف است، این درحالی است که می‌توان از قیمت‌گذاری زمان پیک (اوج مصرف) نیز بهره برد به گونه‌ای که مصرف اوج بار مهم باشد. یکی از راهکارهای پیشنهادی به‌منظور پوشش زیان از طریق قیمت‌گذاری زمان پیک، در دستور کار قرار دادن بهره‌مندی تمامی مشترکین برق از کنتورهای دیجیتالی (کنتورهای چند تعرفه‌ای) می‌باشد. به‌کارگیری این کنتورها در راستای مدیریت مصرف و با هدف کاهش خاموشی و افت ولتاژ صورت می‌گیرد. بروز خاموشی در شبکه و افت ولتاژ می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری بالایی را برای صنعت برق به همراه داشته باشد. با توجه به آن‌که تعرفه بهای برق در هر یک از زمان‌ها دارای تفاوت چشمگیری است، لذا برنامه‌ریزی برای استفاده بیشتر از انرژی برق در ساعات کم باری، تأمین‌کننده منافع مشترک (مشترکین و توزیع‌کننده برق) خواهد بود.

- بازپرداخت تسهیلات اخذشده از دولت در مقابل تعهدات دولت بابت تفاوت نرخ، از دیگر روش‌های پیشنهادی به‌منظور جبران کسری می‌باشد. در همین راستا صنعت برق می‌تواند به‌اندازه زیان ایجادشده، تعهدات خود به بانک‌ها را به بخش دولتی واگذار نماید.
- استفاده از ظرفیت خصوصی‌سازی و تسویه اقساط بخش خصوصی به دولت که ناشی از خرید نیروگاه‌های دولتی است، با طلب آنان در مقابل فروش برق به شرکت‌های مادر تخصصی دولتی ازجمله دیگر راهکارهای پیشنهای است. در توضیح می‌توان گفت که با اعمال قیمت‌های تکلیفی (قیمت برمبنای هزینه نهایی) بر نیروگاه‌های واگذارشده به بخش خصوصی، شرکت مادر تخصصی می‌تواند برق بخش خصوصی را به قیمت تکلیفی خریداری نموده و زیان به وجود آمده درنتیجه مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و قیمت تمام‌شده (یا قیمت روز بازار) که به‌نوعی بدهی شرکت مادر تخصصی به نیروگاه خصوصی تولیدکننده برق خواهد بود در قبال بدهی شرکت‌های بخش خصوصی به بخش دولتی تسویه گردد.

- یکی دیگر از روش‌های جبران، افزایش هزینه اتصال به شبکه در نواحی و خطوط پرتراکم است. افزایش حق آبونمان و حق انشعاب برای مشترکین از اقداماتی است که در این زمینه پیشنهاد می‌گردد.

6. منابع

الف) منابع فارسی

اردلانی، محمدابراهیم (1390)، اثرات رفاهی روش‌های متفاوت قیمت‌گذاری در توزیع برق (مطالعه موردی ایران)، پایان‌نامه کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد و مدیریت دانشگاه تربیت مدرس.

امامی میبدی، علی (1387)، روش قیمت‌گذاری برق بر مبنای ساختار صنعت برق کشور، *مجله برنامه و بودجه*، شماره 37 ، صص 56-37.

سوری، داود و مردانی، حسن (1386). تخمین تابع هزینه نهایی نیروگاه نکا با استفاده از قیمت و مقدار توان پیشنهاد شده به بازار برق، *مطالعات اقتصاد انرژی*، سال چهارم، شماره 14، صص 96-77.

پرمن، راجز؛ مک گیل ری، جیمز و یوما (1387)، *اقتصاد محیط‌زیست و منابع طبیعی*، ترجمه حمیدرضا ارباب، نشر نی.

پژویان، جمشید و محمدی، تیمور (1379)، قیمت‌گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران. *پژوهش‌های اقتصادی ایران*، دوره 3، شماره 6، صص 61-39.

سیفی، احمد و دهقان پور، محمدرضا (1393)، بررسی تقاضای نهاده‌ها، صرفه‌های ناشی از مقیاس و تغییرات فنی در صنعت تولید برق کشور طی دوره 1386-1350، مجله *سیاست‌گذاری اقتصادی*، سال ششم، شماره دوازدهم، صص 80-47.

شرکت توانیر (1385)، تدوین اطلس آلودگی نیروگاه‌های کشور، دفتر امور تحقیقات برق.

صورت‌های مالی شرکت مادر تخصصی توانیر (1393-1370)، معاونت بودجه و برنامه-ریزی.

فرجی دیزجی، سجاد (1392). *تئوری اقتصاد خرد*، تهران: نشر فوژان.

فلاحی فصیح، کوکب (1389)، قیمت‌گذاری بهینه رمزی و آزمون آن برای صنعت برق ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد رشته علوم اقتصادی، دانشکده علوم اجتماعی و تربیتی دانشگاه رازی.

گلدانی، مهدی (1390)، ارزیابی روش‌های قیمت‌گذاری خدمات انتقال برق و معرفی روشی مناسب برای صنعت برق ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد اقتصاد، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی.

متعاقب، پریسا (1391)، روش‌های قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بخش‌های خانگی تجاری، عمومی و صنعتی در استان تهران با استفاده از مدل رمزی، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی.

محمودی، سعید؛ برهمندپور، همایون و حیدری، کیومرث (1394)، تعیین قیمت تمام‌شده برق بر اساس الگوریتم پیشنهادی LCOE منطبق با تکنولوژی‌های مختلف و مطالعه موردی آن در کشور ایران، سی‌امین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران، ایران.

آمارنامه 48 سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (1393-1346)، تهران: وزارت نیرو- شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت منابع انسانی و تحقیقات.

ب) منابع انگلیسی

Berndt, E. R. and Khaled, M. S. (1979). Parametric Productivity Measurement and Choice Among Flexible Functional Forms, *Journal of Political Economy*, Vol.87, Issue.6, pp. 1220-1245.

Brown, S. J., and Sibley, D. S. (1986). The Theory of Public Utility Pricing, Camberidge University Press.

Christensen, L., & Green, W. (1976). Economies of Scale in U.S Electric Power Generation, *Journal of Political Economy*, Vol.84, pp. 655-676.

Christensen, L. R., Jorgenson, D. W., & Lau, L. J. (1973). Transcendental Logarithmic Production Frontiers, *the Review of Economics and Statistics*, Vol.55, Issue.1, pp. 28-45.

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.

Julius, D. and Mashayekhi, A. (1990). *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*. Oxford University Press: Oxford, UK.

Keshava, G. P. (1990). A Review of the Theory of Electricity, *Journal of Economic*, vol lxx.

Kopssakangas-Savolainen, M. (2004). The Welfare Effects of Different Pricing Schemes for Electricity Distribution in Finland, *Energy Policy*, Vol.32, pp. 1429-1435.

Maloney, M. T. (2001). Economies and Diseconomies: Estimating Electricity Cost Function, *Review of Industrial Organization*, Vol.19, Issue.2, pp. 165-180.

Williamson, O. E. (1996). Peak Load Pricing and Optimal Capacity Under Indivisibility Constraints in Turvey, R(ed). Public Enterprice. UK 1968.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی