

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای ایران

حمیدرضا ارباب¹

مرتضی یوسفی²

تاریخ پذیرش: 1397/06/20

تاریخ دریافت: 1396/08/02

چکیده:

قیمت‌گذاری کالاها و خدمات تولیدی همواره یکی از دغدغه‌ها و موضوعات بسیار مهم و حساس اقتصاد و تصمیمات سیاستی توسط دولت‌ها به شمار می‌رود؛ زیرا هر گونه تغییرات قیمتی می‌تواند بر رفاه مصرف‌کنندگان و از طرف دیگر بر کمیت و کیفیت تولید کالاها و خدمات و عرضه آن‌ها اثرگذار باشد. در بخش گاز طبیعی نیز انتخاب الگوی مناسب قیمت‌گذاری و نحوه اجرای آن با توجه به آن‌چه بیان گردید و همچنین ویژگی‌های خاص عرضه و ساختار بازار این بخش و از سویی اتکای اقتصاد ایران بر منابع طبیعی از جمله گاز طبیعی، بسیار حائز اهمیت می‌باشد. در این مقاله با بررسی بازار گاز طبیعی و با استفاده از تئوری‌های خرد در چارچوب اقتصاد بخش عمومی، با اثبات فرض عدم بهینگی قیمت فعلی گاز برای بخش صنایع کارخانه‌ای ایران و همچنین با توجه به شرایط انحصار طبیعی که بر بازار گاز طبیعی ایران حاکم می‌باشد، الگوی قیمت‌گذاری رمزی توجیه یافته و از روش رگرسیون فازی به دلیل عدم دارا بودن برخی محدودیت‌های حاکم بر رگرسیون کلاسیک و همچنین دقت بالا استفاده خواهد شد. همچنین به منظور تخمین تابع تولید و بازدهی نسبت به مقیاس و همچنین برای تخمین تابع تقاضا و کشش آن، از الگوی خودتوضیح برداری با وقفه‌های گسترده (ARDL) و داده‌های سال‌های 1356 تا 1393 استفاده شده است. در نهایت نیز الگوی بهینه قیمت‌گذاری گاز طبیعی برای بخش صنایع کارخانه‌ای ایران برآورد گردیده است.

طبقه‌بندی JEL: G01, G61, Q31

کلیدواژه‌ها: الگوی بهینه، قیمت‌گذاری، گاز طبیعی، صنایع کارخانه‌ای

1. دانشیار گروه اقتصاد بازرگانی، دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)

hamidrezaarbab@gmail.com

2. کارشناسی ارشد اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی

morteza.yousefi.03@gmail.com

1. مقدمه

قیمت گذاری کالاها و خدمات عمومی نظیر آب، برق، گاز و ...، یکی از مباحثی مهم و اساسی در قالب فعالیت های اقتصادی دولت به عنوان عرضه کننده این کالاها و خدمات بوده و نیز عاملی تعیین کننده در برنامه ریزی اینگونه فعالیت ها در بلندمدت به شمار می رود. نحوه و مقدار عرضه و تقاضای هر کالا و خدمت در بازار، مکانیسم قیمت گذاری حاکم بر فعالیت های مبادلاتی آن کالا یا خدمت را شکل می دهد. اما در مواردی که دولت به علل قابل توجیه از نظر اقتصادی، کالا یا خدمتی را عرضه می کند، مسأله قیمت گذاری اهمیت خاصی می یابد.

بنابراین تعیین قیمت بهینه در این شرایط بسیار مهم و حیاتی می باشد. از این جهت سیاست قیمت گذاری ضروری است با توجه به همه ابعاد تأثیر گذارنده بر آن به گونه ای تنظیم شود تا از ایجاد شوک های ناگهانی بر قیمت و در نتیجه تأثیر شدید بر تقاضای مصرف کنندگان جلوگیری به عمل آورد. بدین منظور استفاده از روشی که ضمن سازگاری با شرایط صنعت مورد نظر، موجبات کارایی اقتصادی را نیز فراهم کند، ضروری می یابد.

در این مقاله از الگوی قیمت گذاری رمزی به عنوان الگوی بهینه که دارای قابلیت های فوق است استفاده شده است. همچنین از میان توابع تولید، از تابع تولید کاب - داگلاس به دلیل سادگی و تصریح مناسب استفاده شده است.

2. پیشینه پژوهش

الگوی قیمت گذاری رمزی ابتدا توسط فرانک رمزی در سال 1927 مطرح و سپس توسط بویتکس در سال 1956 گسترش پیدا کرد. از آن زمان تاکنون در زمینه قیمت گذاری کالاها و خدمات عمومی و صنایع دارای بازدهی فزاینده نسبت مقیاس با استفاده از مدل رمزی کارهای زیادی صورت گرفته است. این تحقیقات در زمینه های آب، برق، گاز،

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 3

تلفن، حمل و نقل، ارتباطات و ... بوده است که در اینجا خلاصه‌ای از مهمترین تحقیقات صورت گرفته به ترتیب در داخل و خارج آورده می‌شود.

محمدی (1379) در رساله «قیمت گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران» با بررسی مبانی نظری قیمت گذاری، الگوی قیمت گذاری رمزی را برای صنعت برق ایران مورد تخمین قرار داده است. قیمت‌های رمزی خدمات برق برای بخش‌های مختلف خانگی، صنعتی، کشاورزی، تجاری - عمومی محاسبه شده و با محاسبه تغییرات رفاه، میزان افزایش رفاه ناشی از حرکت از قیمت‌های فعلی به قیمت‌های رمزی، محاسبه شده است.

لطفعلی پور و غمخوار (1388) در مقاله‌ای با عنوان «قیمت گذاری بهینه گاز طبیعی در شرکت گاز خراسان بزرگ با استفاده از روش رمزی»، قیمت‌های بهینه گاز طبیعی برای بخش‌های مختلف اقتصاد شامل بخش‌های خانگی، تجاری - عمومی و صنعتی از طریق روش قیمت گذاری رمزی محاسبه شده‌اند. در پایان پایین بودن قیمت گاز طبیعی در استان، موضوعی است که از مقایسه نتایج حاصل از تفاوت میان محاسبه قیمت گذاری رمزی و قیمت‌های جاری نتیجه شده است.

پور کاظمی و همکاران (1393) در تحقیقی با عنوان «ارائه الگوی قیمت گذاری رمزی برای گاز طبیعی در بخش خانگی و روش تخمین رگرسیون فازی» به دنبال قیمتی هستند که دولت در اجرای هدفمند کردن یارانه‌ها می‌تواند آن را به صورت گزینه‌ای مناسب در نظر بگیرد. قیمت‌هایی که هم رفاه اقتصادی جامعه (مجموع مازاد رفاه تولیدکننده و مازاد مصرف‌کننده) را حداکثر می‌نماید و هم مشکلی که تولیدکننده در تأمین هزینه‌های تولیدی خود (در روش قیمت گذاری هزینه نهایی) به دلیل بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس دارد، برطرف می‌نماید. در پایان با استفاده از رابطه قیمت گذاری رمزی که شامل ترکیب هزینه نهایی حاصل از تابع تولید و کشش قیمتی حاصل از تابع تقاضا است، قیمت رمزی استخراج شده است.

فانگ و همکاران¹ (2008) در تحقیق خود با عنوان «کاربرد قیمت گذاری رمزی در حل یارانه‌های مقطعی در تعرفه‌های صنعت برق چین»، بیان می‌کنند که تعرفه‌های برق چین بوسیله نرخ‌های بالا برای مصرف‌کنندگان صنعتی و تجاری مشخص می‌شود که این امر امکان استفاده از یارانه برای بخش‌های شهری را فراهم می‌کند. در این تحقیق برخی روش‌های اقتصادسنجی برای تخمین کشش‌های تقاضایی برای مصرف‌کنندگان شهری و صنعتی بر مبنای داده‌های 22 ایالت در چین برای سال‌های 2003 تا 2005 مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در ادامه تعرفه‌های برق رمزی در چین بدست آمده‌اند. مقایسه بین تعرفه‌های برق جاری و تعرفه‌های رمزی نشان می‌دهد که تعرفه‌های جاری، معیار شبه بهینه رمزی را ارضاء نمی‌کند.

3. مبانی نظری و الگوی قیمت گذاری رمزی

در این بخش ابتدا انواع الگوهای قیمت گذاری انرژی را معرفی و سپس مدل تحقیق و روش برآورد تشریح شده و در نهایت نیز به الگوهای تقاضا و عرضه پرداخته خواهد شد.

3-1. قیمت گذاری بر اساس هزینه متوسط²

یکی از الگوهای قیمت گذاری در زمینه کالاها و خدمات عمومی که موجب انتقال کل هزینه‌های خدماتی و تولیدی در هنگام فروش کالاها به مصرف‌کنندگان می‌گردد، روش قیمت گذاری بر اساس هزینه متوسط است. یعنی در این الگو، حداکثر توجه به سمت عرضه و هزینه‌های آن است. به عبارت دیگر هدف اصلی از تعیین قیمت‌ها، بازگشت هزینه‌های بخش صنعت است. روش‌های اجرایی شدن این الگو عبارتند از:

الف) قیمت گذاری کل هزینه³

ب) قیمت گذاری بر اساس نظریه بازی‌ها¹

1.Fang et al.

2.Average Cost Pricing

3.Total Cost (TC)

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 5

ج) قیمت گذاری بر اساس اصول توافق شده²

از مزایای این الگو می توان به عدم نیاز به اطلاعات گسترده، ساده بودن سازو کار استخراج قیمت ها و تضمین حصول هزینه های تولید اشاره نمود. در عین حال معایب این الگو از جمله عدم توجه به مواردی چون کارایی اقتصادی، رفاه اجتماعی و طرف تقاضا و ... ، سبب شده تا الگوهای مناسب تری برای قیمت گذاری ارائه گردند که از جمله این الگوها می توان به قیمت گذاری بر اساس هزینه نهایی اشاره کرد.

3-2. قیمت گذاری بر اساس هزینه نهایی³ (بهینه اول)

همانطور که در قیمت گذاری بر اساس هزینه متوسط بیان گردید، این الگو اصولاً سمت تقاضا را نادیده انگاشته و هدف اصلی از قیمت گذاری را تأمین هزینه های بخش عرضه در نظر می گیرد. در عین حال ثابت می شود در صورت نزدیک بودن قیمت ها به هزینه نهایی (MC)، مجموع مازاد رفاه تولید کننده و مصرف کننده نیز افزایش خواهد یافت. در حالت کلی تئوری های اقتصادی مبین این نکته هستند که در صورت برابری قیمت یک کالا با هزینه نهایی یا هزینه فرصت آن، شرایط لازم برای تحقق قیمت گذاری بر اساس بهینه اول فراهم و سود جامعه حداکثر و زیان به حداقل ممکن خواهد رسید. دلیل این امر نیز تمایل مصرف کنندگان به پرداخت بهای آخرین واحد عرضه شده یک کالا برابر با هزینه مورد نیاز برای تولید آن یک واحد اضافه است. در صورتیکه این مسئله محقق شود، تخصیص کالاها، خدمات و انرژی در چارچوب هر بخش و حتی کلیه بخش های اقتصادی کارا تر خواهد گردید.

1 Game Theory
2 Agreed Principles
3 Marginal Cost Pricing

3-3. قیمت‌گذاری بر اساس بهینه‌دوم¹

هدف کارایی اقتصادی به کارگیری مکانیزم قیمت‌گذاری بر اساس هزینه نهایی (MC) را توصیه می‌نماید. یک فرض قاطع زیربنای روش قیمت‌گذاری هزینه نهایی آن است که بقیه اقتصاد شرط لازم برای بهینگی مرتبه اول را تأمین می‌نمایند. واضح و شناخته شده است که در یک تعادل عمومی، بهینگی مرتبه اول نیازمند آن است که برای هر جفت محصولات، نرخ نهایی تبدیل (MRT)² برابر نرخ نهایی جانشینی (MRS)³ باشد. به علاوه کارایی تولیدی نیازمند آن است که تولیدات منطبق با هزینه نهایی عرضه گردند. اگر به دلیلی، کالایی کمتر یا بیشتر از هزینه نهایی قیمت‌گذاری شود، شرط بهینه اول به کلی منتفی می‌شود و قیمت‌گذاری کالا یک مسئله بهینه دوم خواهد شد. (محمدی، 1379)

4-3. قیمت‌گذاری بر اساس اولویت خدمات⁴

اختلاف قیمتی، ناشی از خصوصیات خدمات مختلف و یا تنوع در محصولات یا خدمات مختلفی است که بنگاه‌ها ارائه می‌نمایند. یکی از این خصوصیات، قابلیت اتکاست. زیرا ارزش آن بسته به ترجیحات مصرف‌کنندگان متفاوت است. حتی با ظرفیت‌های ذخایر بزرگ همیشه یک احتمال غیرصفر اختلال در عرضه انرژی وجود دارد (از کمبودهایی که به دلیل نقایص در سیستم توزیع یا انتقال است، صرف‌نظر می‌شود). بنابراین اگر مصرف‌کنندگان بر حسب تمایل پرداختشان برای قابلیت اتکاء متفاوت هستند، هر تخصیص کمبودها که ترجیحات مصرف‌کنندگان را در نظر می‌گیرد، نسبت به جیره‌بندی تصادفی از نظر رفاهی برتر خواهد بود. تحت شرایط ایده‌آل، جیره‌بندی کارا می‌توانست بوسیله بازارهای لحظه‌ای یا به عبارت دیگر قیمت‌گذاری حقیقی صورت بگیرد. اما در یک جهان ناقص، هزینه‌های مبادلاتی متناظر با این راهبردها می‌تواند مانع باشد. بنابراین در

-
1. Second Best Pricing
 2. Marginal Rate of Transformation
 3. Marginal Rate of Substitution
 4. Service Priority Pricing

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 7

ادبیات اخیر راجع به جیره‌بندی کارا توجه زیادی به مفهوم قیمت گذاری اولویت خدمات به عنوان گزینه‌ای دیگر نسبت به قیمت گذاری لحظه‌ای شده است.

3-5. قیمت گذاری بر اساس حداکثر بار¹

الگوی قیمت گذاری بر اساس حداکثر بار برای کالاهای عمومی به کار برده می‌شود که یک مورد خاص از تعادل لیندال² است. در این الگو به جای تقاضاهای متفاوت برای کالای عمومی یکسان، تقاضا برای کالای عمومی در دوره‌های زمانی مختلف از روز، ماه یا سال در نظر گرفته می‌شود، سپس ظرفیت بهینه (مقدار عرضه شده) را پیدا و پس از آن قیمت بهینه حداکثر بار به دست آورده می‌شود.

3-6. قیمت گذاری تبعیضانه

بعضی شرایط که ممکن است سود فراوانی را نیز برای انحصارگر به ارمغان بیاورد بدین گونه است که انحصارگر دو بازار مختلف و یا تعداد بیشتری از بازارهای مختلف کالای خود را از یکدیگر تفکیک نموده و بصورت مجزایی حفظ می‌نماید. در این شرایط انحصارگر در این بازارهای جداگانه، قیمت‌های جداگانه‌ای (تبعیضانه) را برای کالای خود در نظر می‌گیرد. برای امکان برقراری تبعیض قیمت‌ها دو شرط لازم است؛ اول انحصارگر باید بتواند بازارها را از یکدیگر تفکیک نماید، دوم کشش تقاضا در هر قیمتی باید در بازارهای مختلف تحت کنترل انحصارگر، متفاوت باشد (لفت و بیچ، 1387).

3-7. قیمت گذاری رمزی

همانطور که در بخش‌های قبلی بیان گردید، اگر شرایط بهینه اول در سایر بخش‌های اقتصاد برقرار باشد، الگوی قیمت گذاری بر اساس هزینه نهایی (MC)، موجب حداکثر

1. Peak Load Pricing
2. Lindahl Equilibrium

شدن رفاه می‌شود. به عبارتی اگر قیمت برابر هزینه نهایی ($P = MC$) باشد، کل مازاد رفاه یعنی مجموع مازاد مصرف‌کننده و مازاد تولیدکننده حداکثر خواهد شد. ولی ایراد این الگوی قیمت‌گذاری این است که در صورتی باعث به حداکثر رسیدن رفاه می‌شود که تمام شرایط بهینه پارتو در سایر بخش‌های اقتصاد تأمین شده باشد.

4. مدل پژوهش و روش برآورد

در این قسمت روش‌شناسی تحقیق بررسی می‌گردد. برای این منظور ابتدا جهت تخمین تابع تقاضای بخش صنایع کارخانه‌ای، مدل خودتوضیحی با وقفه‌های گسترده (ARDL)¹ که مورد استفاده می‌باشد را بیان و سپس منطق فازی که اساس تخمین تابع تولید است مورد بررسی قرار می‌گیرد. در ادامه نیز به ارائه مدل تحقیق که شامل بخش تابع تقاضای گاز صنایع کارخانه‌ای و توابع تولید و هزینه مرتبط با آن می‌باشد، پرداخته می‌شود. در نهایت با استفاده از رابطه قیمت‌گذاری رمزی که شامل ترکیب هزینه نهایی حاصل از تابع تولید و کشش قیمتی حاصل از تابع تقاضاست، قیمت رمزی بدست خواهد آمد.

4-1. ارائه الگو: تابع تقاضای گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای

یکی از راه‌های متداول برای تحلیل تقاضای انرژی، استفاده از روش‌های اقتصادسنجی به صورت تک معادلات و یا سیستم معادلات همزمان می‌باشد. بر اساس نظریه‌های اقتصاد خرد، مبانی نظریه رفتار مصرف‌کننده، ملاک اصلی مدل‌هایی است که بر اساس آن طراحی می‌شوند. این مدل‌ها، شکل سیستمی توابع تقاضا بوده و در واقع به مسأله تخصیص کل بودجه مصرف‌کننده به یک مجموعه از کالاهای مختلف مربوط می‌شوند که از طریق شرایط حداکثرسازی تابع مطلوبیت خاص و با توجه به قید بودجه مصرف‌کننده حاصل می‌شوند. توابع سیستمی تقاضا به طور همزمان، تقاضا برای هر کالا را در ارتباط با قیمتش و سایر کالاها و همچنین درآمد مورد بررسی قرار می‌دهند.

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 9

به لحاظ تجربی تابع تقاضای منفرد را می توان به فرم های گوناگون لگاریتمی، نیمه لگاریتمی و خطی نشان داد. در تحقیق حاضر از روش تقاضای منفرد یا تک معادله به منظور تخمین تابع تقاضای گاز طبیعی استفاده شده است. در واقع هدف اصلی از تخمین تابع تقاضا، محاسبه کشش قیمتی تقاضا می باشد، بنابراین در تخمین تابع از فرم لگاریتمی تابع تقاضا استفاده شده است. تقاضا برای گاز طبیعی به عنوان یک نهاده تولید به صورت زیر تعریف شود:

$$X_{e_i} = X_{e_i}(P_k, P_1, P_m, P_i, S) \quad (1)$$

تابع تقاضای گاز طبیعی در بخش صنایع در زمان t ، تابعی از قیمت گاز طبیعی، P_1 و دیگر انرژی های جایگزین، قیمت نهاده های غیر انرژی، P_k, P_1, P_m ، تولید یا ارزش افزوده بخش صنعت Q است. در این مورد ممکن است از عوامل دیگر مثل تغییرات تکنولوژی S نیز استفاده گردد. بر اساس مطالعه بکر و همکاران¹ (1989) در زمینه تقاضای برق، اگر یک بنگاه اقتصادی، گاز طبیعی، برق و دیگر عوامل تولید را مصرف کند، تابع تولید وی به این صورت تعریف می شود:

$$Q = Q(J, N) \quad (2)$$

که در آن N نشان دهنده مقدار انرژی مصرفی، شامل انرژی گاز طبیعی NG و انرژی های جایگزین دیگر $S(i=1,2)$ است و J سایر عوامل تولید است. همچنین تابع هزینه بنگاه به صورت زیر بیان می شود:

$$C = P_j J + P_{s_1} S_1 + P_{s_2} S_2 + P_g NG \quad (3)$$

مسئله بهینه سازی تولیدکننده، مستلزم حداقل کردن تابع هزینه در سطح معینی از تولید است. بنابراین با استفاده از تابع لاگرانژ خواهیم داشت:

$$L = P_j J + P_{s_1} S_1 + P_{s_2} S_2 + P_g NG + \mu [\bar{Q} - Q\{J, N(E, D)\}] \quad (4)$$

1. Baker et al.

که P_g قیمت خدمات انرژی گاز طبیعی، $P_{S_i} (i=1,2)$ قیمت خدمات انرژی های جایگزین و P_j قیمت سایر نهاده های تولید و μ ضریب تابع لاگرانژ است. با استخراج مقادیر NG، S_1 ، S_2 ، J از روابط بالا و برقراری وضعیت بهینه سازی بر اساس وضعیت مرتبه اول و مشتق گیری از تابع مورد نظر، در نتیجه تابع تقاضا برای انرژی گاز طبیعی به صورت زیر حاصل می شود:

$$NG = KP_{S_1}^{\gamma_1} P_{S_2}^{\gamma_2} P_g^{\gamma_3} P_j^{\gamma_4} \quad (5)$$

که در آن، $P_j^J = V_i$ است که V_i نشان دهنده ارزش افزوده بخش صنعت است. در نهایت تابع تقاضای گاز طبیعی در بخش صنعت به صورت زیر استخراج می شود:

$$NG = KP_{S_1}^{\gamma_1} P_{S_2}^{\gamma_2} P_g^{\gamma_3} V_i^{\gamma_4} \quad (6)$$

در اینجا برای تخمین تابع فوق فرض می شود که خدمات گاز طبیعی به مقدار گاز مصرفی و مقدار عرضه آن بستگی دارد. ارتباط عرضه گاز طبیعی در هر بخش با مصرف گاز در آن بخش به عنوان یک نهاده، از طریق ارزش خدماتی که بوجود می آورد، سنجیده می شود.

هر متر مکعب عرضه گاز طبیعی در هر بخش به اندازه P_g ارزش دارد، در حالیکه همان مقدار گاز طبیعی، P_x قیمت بازاری دارد. اگر مقدار ارزش خدمات گاز طبیعی در قیمت آن ضرب شود، یعنی $P_g NG$ ، در این صورت کل ارزش خدمات آن حاصل می شود که در وضعیت بهینه باید با مقدار مصرف گاز طبیعی ضرب در قیمت واقعی آن، برابر باشد:

$$P_g NG = P_x X_{ng} \quad (7)$$

با توجه به روابط (6)، (7) و برابر قرار دادن مقدار NG در روابط مذکور و جایگزینی مقدار P_x در آن و حل آن بر اساس X_{ng} وجود دارد:

$$NG = KP_{S_1}^{\gamma_1} P_{S_2}^{\gamma_2} P_g^{\gamma_3} V_i^{\gamma_4} \quad (8)$$

با گرفتن لگاریتم از دو طرف رابطه (8) خواهیم داشت:

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 11

$$\ln X_{ng} = \ln K + \gamma_1 \ln P_{S_1} + \gamma_2 \ln P_{S_2} + \gamma_3 \ln P_X + \gamma_4 \ln V_i \quad (9)$$

که در آن X_{ng} تقاضای گاز طبیعی در بخش صنایع، P_{S_1} قیمت واقعی برق، P_{S_2} قیمت واقعی فرآورده‌های نفتی، P_X قیمت واقعی گاز طبیعی و V_i ارزش افزوده بخش صنعت است. رابطه بدست آمده از (9) را می‌توان با اندکی تغییر به فرم دیگری نوشت:

$$\text{LogXNGM} = \text{INPT} + \beta_1 \text{LogRPNGM} + \beta_2 \text{LogRPEM} + \beta_3 \text{LogRPOP} + \beta_4 \text{LogVAM} \quad (10)$$

که در آن، LogXNGM لگاریتم تقاضای گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای کشور (میلیون بشکه معادل نفت خام)، LogRPNGM لگاریتم قیمت گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای کشور (ریال بر متر مکعب)، LogRPEM لگاریتم قیمت واقعی برق در بخش صنایع کارخانه‌ای کشور (کیلووات ساعت)، LogRPOP لگاریتم قیمت فرآورده‌های نفتی در بخش صنایع کارخانه‌ای کشور (لیتر بر ریال)، LogVAM لگاریتم ارزش افزوده واقعی بخش صنایع کارخانه‌ای کشور (میلیارد ریال) و INPT عرض از مبدأ است که برای تبدیل متغیرها به اندازه‌های واقعی از شاخص قیمت خرده‌فروشی سال 1376 استفاده شده است.

2-4. تابع تولید گاز طبیعی

تابع تولیدی که نقض‌کننده فرض کلاسیک (نظیر عدم همخطی بین متغیرهای توضیحی، عدم ناهمسانی واریانس، عدم خودهمبستگی بین اجزای اخلاص) نباشد و همچنین دارای ضرایب تعیین بالا و نیز ضرایب حاصله برای پارامترهای مدل از لحاظ آماری معنی‌دار و قابل توجیه باشند، مناسب است. با توجه به اینکه تابع تولید ترانسلوگ دارای همخطی بالا بین متغیرهای توضیحی و همچنین توابع با کشش جانشینی ثابت دارای پارامترهای

غیرخطی هستند، در این تحقیق از تابع تولید با کشش جانشینی واحد کاب - داگلاس¹ به دلیل سادگی و تصریح خوب آن استفاده شده است که به صورت زیر بیان می‌شود:²

$$Q = AL^\alpha K^\beta \quad (11)$$

فرم لگاریتمی تابع برای حالت دو نهاده‌ای کار و سرمایه عبارت است از:

$$\text{Log}Q = \text{Log}A + \alpha \text{Log}L + \beta \text{Log}K + U_t \quad (12)$$

$\text{Log}Q$ لگاریتم میزان تولید بر حسب میلیون متر مکعب، $\text{Log}L$ لگاریتم هزینه دستمزد نیروی کار بر حسب میلیون ریال، $\text{Log}K$ لگاریتم سطح سرمایه فیزیکی ثابت به میلیارد ریال و $\text{Log}A$ عدد ثابت (بهره‌وری کل عوامل تولید) می‌باشد.

با استفاده از تابع کاب - داگلاس فوق و با توجه به اینکه برای هر تابع تولیدی، یک تابع هزینه قرار دارد، می‌توان با استفاده از سه معادله زیر، تابع هزینه مورد نظر را استخراج نمود:

$$\begin{aligned} Q &= AL^\alpha K^\beta \\ MRTS_{ij} &= \frac{r_i}{r_j} \\ i, j &= 1, 2 \quad i \neq j \\ TC &= r_1L + r_2K \end{aligned} \quad (13)$$

در نتیجه:

$$\text{کشش ستانده به هزینه} = \frac{MC}{AC} = \frac{1}{\delta} \rightarrow MC = \frac{1}{\delta} AC \quad (14)$$

این نتیجه نشان می‌دهد که اگر ارقام مربوط به AC ، یعنی هزینه متوسط موجود باشد، می‌توان با تقسیم رقم حاصل بر درجه بازدهی نسبت به مقیاس، به رقم هزینه نهایی رسید.

1. Cobb_Douglas

2. البته لازم به ذکر است که در تابع تولید کاب - داگلاس امکان اضافه نمودن محدودیت ذخایر آبی گاز کشور وجود ندارد و لذا در تحقیقات آبی می‌توان با استفاده از توابع تولیدی دیگری که محدودیت فوق در آن لحاظ شده باشد، به تخمین‌های دقیق‌تری دست یافت.

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 13

5. داده‌ها و نتایج تجربی

در این بخش در گام اول قیمت بهینه رمزی مربوط به سال 1389 که طرح هدفمندی یارانه‌ها به اجرا در آمد به عنوان یک نقطه عطف در اقتصاد و به خصوص قیمت گذاری گاز طبیعی، محاسبه شده است و سپس به طریق مشابه قیمت بهینه رمزی گاز طبیعی صنایع کارخانه‌ای در سال 1393 محاسبه و در نهایت نیز با مقایسه قیمت‌ها نتیجه گیری صورت گرفته است. همچنین جهت تخمین توابع تقاضا و تولید، از آمارهای سری زمانی صورت‌های مالی شرکت ملی گاز ایران و ترازنامه‌های انرژی برای سال‌های 1356 تا 1393 استفاده شده است.

5-1. بخش تقاضای گاز صنایع کارخانه‌ای

در بخش قبلی، تابع تقاضای گاز طبیعی بخش صنایع کارخانه‌ای، به صورت زیر استخراج گردید:

$$\text{LogXNGM} = \text{INPT} + \beta_1 \text{LogRPNGM} + \beta_2 \text{LogRPEM} + \beta_3 \text{LogRPOP} + \beta_4 \text{LogVAM} \quad (15)$$

در این رگرسیون از متغیرهای تقاضای گاز طبیعی بر حسب میلیون بشکه معادل نفت خام (XNGM)، قیمت واقعی گاز طبیعی بر حسب ریال بر متر مکعب (RPNGM)، قیمت واقعی فرآورده‌های نفتی بر حسب ریال بر لیتر (RPOP) که بصورت میانگین وزنی قیمت سایر فرآورده‌های نفتی شامل نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره و ... محاسبه شده است و ارزش افزوده صنایع (VAM) استفاده شده است. لازم است در ابتدا برای پی بردن به مانایی¹ یا نامانایی² متغیرها، نتایج آزمون ریشه واحد مورد بررسی قرار گیرد.

1.Stationary

2.Non-Stationary

5-1-1. آزمون مانایی متغیرها

جدول (1): آزمون ریشه واحد دیکی - فولر تعمیم یافته

وضعیت	آزمون ریشه واحد		متغیر
	مقدار بحرانی	آماره آزمون	
نامانا	-2/9389	-1/9895	Log XNGM
نامانا	-2/9389	-2/1001	Log RPNGM
نامانا	-2/9389	-2/5748	Log RPEM
نامانا	-2/9411	-2/3769	Log RPOPM
نامانا	-2/9389	-0/6464	Log VAM

منبع: محاسبات پژوهش

نتایج مانایی (پایایی) متغیرهای مدل با استفاده از آزمون ریشه واحد دیکی - فولر¹ در جدول (1) نمایش داده شده است. در این جدول مشاهده می شود که لگاریتم متغیرها در سطح 5 درصد مانا نبوده و دارای ریشه واحد می باشند. برای رفع نامانایی، تفاضل گیری مرتبه اول انجام شده و متغیرها مانا شده اند. نتایج در جدول (2) آمده است.

جدول (2): آزمون ریشه واحد دیکی - فولر تعمیم یافته

وضعیت	آزمون ریشه واحد		متغیر
	مقدار بحرانی	آماره آزمون	
مانا	-2/9434	-5/6490	Δ Log XNGM
مانا	-2/9411	-4/8632	Δ Log RPNGM
مانا	-2/9411	-5/2699	Δ Log RPEM
مانا	-2/9411	-9/2602	Δ Log RPOPM
مانا	-2/9411	-5/5147	Δ Log VAM

منبع: محاسبات پژوهش

1. Dickey-Fuller Unit-Root Test

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 15

2-1-5. آزمون تجربی

جهت مشخص شدن روابط بلندمدت و تحلیل‌های هم‌انباشتگی¹، روش تک‌معادله‌ای پسران و همکاران² (1998) و پسران و شین³ (1999) مورد استفاده قرار گرفته است. در روش ARDL پسران و شین، فرآیند تخمین الگو در دو مرحله صورت می‌گیرد. در مرحله اول وجود هم‌انباشتگی بررسی می‌شود. به عبارتی وجود یک رابطه تعادلی بلندمدت در میان متغیرهای مدل آزمون می‌شود. در صورتی که چنین رابطه بلندمدتی وجود داشته باشد، حتی اگر برخی از متغیرها غیرساکن و مانا از درجه یک باشند، جمله باقی‌مانده حاصل از آن، مانا از درجه صفر خواهد بود. در چنین شرایطی تخمین‌های کارآمد و سازگاری را می‌توان از کشش تقاضای گاز در بخش صنایع نسبت به متغیرها به دست آورد. در مرحله دوم پویایی‌های کوتاه‌مدت با استفاده از تخمین مجموعه‌ای از کشش‌ها با ضرایب بلندمدت، الگوسازی می‌شوند. بدینوسیله دستیابی به رابطه تعادلی بلندمدت تضمین می‌شود. نتایج تخمین تابع تقاضای بخش صنایع از روش ARDL در جدول (3) آورده شده است

جدول (3): نتایج تخمین تابع تقاضای گاز بخش صنایع با استفاده از روش ARDL

T-Ratio [Prob]	Standard Error	Coefficient	Regressor
5/0516[0/000]	0/1070	0/5405	Log XNGM (-1)
-3/4854[0/003]	0/2207	-0/7694	Log RPNGM
1/4752 [0/161]	0/2137	0/3152	Log RPNGM (-1)
0/7918 [0/441]	0/1857	0/1470	Log RPNGM (-2)
-3/6409 [0/002]	0/2258	-0/8221	Log RPNGM (-3)
2/4074 [0/041]	0/2055	0/4948	Log RPOPM
1/8916 [0/078]	0/2398	0/4536	Log RPOPM (-1)
1/4467 [0/169]	0/2324	0/3363	Log RPOPM (-2)

1 Cointegration

2 Pesaran et al.

3 Pesaran and Shin

-3/0405 [0/008]	0/1757	-0/5343	Log RPOPM (-3)
2/5792 [0/021]	0/1800	0/4643	Log RPEM
2/7602 [0/015]	0/2128	0/5873	Log RPEM (-1)
-3/7657 [0/002]	0/1383	-0/5209	Log RPEM (-2)
8/9696 [0/000]	0/3452	0/0971	Log VAM
-4/0066 [0/001]	0/3946	-1/5811	Log VAM (-1)
-2/2879 [0/000]	0/3899	-2/0621	Log VAM (-2)
-0/2463 [0/809]	0/4305	-0/1060	Log VAM (-3)
7/4755 [0/000]	0/2603	1/9464	Log VAM (-4)
-6/1265 [0/000]	2/0985	-12/8565	INPT
2/5948 [0/020]	0/1606	0/4169	DU
0/7910 [0/441]	0/3770	0/2986	DU1
0/9969	R-Squared		
2/4495	DW-Statistic		

منبع: محاسبات پژوهش

همانطور که در جدول (3) ملاحظه می‌شود، ضرایب در سطح احتمال مورد قبول از لحاظ آماری معنادار هستند. از جهت خوبی برازش نیز ضرایب تعیین بیان‌کننده آن است که 99 درصد از تغییرات در مصرف گاز بخش صنایع توسط تغییرات در متغیرهای مستقل موجود در الگو توضیح داده می‌شود. حال باید به این سؤال پاسخ داده شود که آیا رابطه بلندمدت برای این رگرسیون وجود دارد یا خیر؟ برای این منظور از آماره $\hat{\alpha}_i$ بترجی، دولادو و مستر¹ بهره گرفته می‌شود. فرض می‌شود α_i ضرایب با وقفه متغیر وابسته و $S\hat{\alpha}_i$ انحراف معیارهای مربوط به این ضرایب و نیز $\hat{\beta}_{iq_i}$ ضرایب متغیرهای مستقل باشند، به این ترتیب اثبات می‌شود که ضرایب متغیرهای مستقل در رابطه بلندمدت از رابطه زیر به دست می‌آیند:

1. Banerjee, Dolado & Mestre

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 17

$$\hat{\theta} = \frac{\hat{\beta}_1 + \hat{\beta}_2 + \dots + \hat{\beta}_k}{1 - \hat{\alpha}_1 - \hat{\alpha}_2 - \dots - \hat{\alpha}_k}; i = 1, 2, \dots, k \quad (16)$$

برای اینکه این متغیرها قابل تعریف باشند، باید نامساوی زیر برقرار باشد:

$$\sum_{i=1}^p \alpha_i < 1 \quad (17)$$

سپس برای آزمون هم‌انباشتگی و وجود رابطه بلندمدت، باید فرضیه زیر آزمون شود:

$$H_0: \sum_{i=1}^p \alpha_i - 1 \geq 0$$

$$H_1: \sum_{i=1}^p \alpha_i - 1 < 0 \quad (18)$$

برای این آزمون نیز از آماره بنرجی، دولادو و و مستر به صورت زیر استفاده می‌شود:

$$t = \frac{\sum_{i=1}^p \hat{\alpha}_i - 1}{\sum_{i=1}^p S \hat{\alpha}_i} \quad (19)$$

برای اینکه فرضیه صفر رد و رابطه بلندمدت پذیرفته شود باید قدر مطلق t حاصل از

قدر مطلق مقادیر بحرانی ارائه شده توسط بنرجی، دولادو و مستر بزرگ‌تر باشد.

سپس بعد از تخمین معادله پویا باید وجود یا عدم وجود رابطه بلندمدت آزمون گردد. برای انجام این کار باید مجموع ضرایب با وقفه متغیر وابسته، از یک کم و بر انحراف معیارش تقسیم گردد. آماره محاسباتی برابر با $-4/23$ به دست می‌آید. مشاهده می‌شود که عدد حاصل از نظر قدر مطلق، از مقدار بحرانی جدول بنرجی، دولادو و مستر (4/18) بزرگ‌تر است، بنابراین فرضیه صفر مبنی بر عدم وجود رابطه بلندمدت رد شده و نتیجه می‌شود که رابطه تعادلی بلندمدت وجود دارد.

جدول (4): نتایج آزمون‌های شناختی

F Version	LM Version	Test Statistics
$F_{1,14} = [0/289]$	$CHSQ (1) = 2/7996 [0/094]$	Serial Correlation
$F_{1,14} = 1/6037 [0/226]$	$CHSQ (1) = 3/6034 [0/058]$	Functional Form
$F_{1,33} = 0/25615 [0/616]$	$CHSQ (1) = 0/26958 [0/604]$	Heteroscedasticity

منبع: محاسبات پژوهش

در جدول (4) می‌توان مشاهده کرد که رگرسیون مورد نظر از لحاظ همبستگی سریالی، فرم تابع مورد برآزش و ناهمسانی واریانس مشکلی نداشته و تمام آماره‌های به دست آمده رضایت‌بخش هستند.

3-1-5. بررسی تابع تقاضای گاز بخش صنایع کارخانه‌ای در بلندمدت

پس از اثبات وجود رابطه تعادلی بلندمدت، این تابع تخمین زده می‌شود که نتایج حاصل از آن در جدول (5) آمده است:

جدول (5): ضرایب تابع تقاضای گاز برای بلندمدت بخش صنایع کارخانه‌ای

T-Ratio [Prob]	Coefficient	Regressor
-2/4863 [0/025]	-2/4580	Log RPNGM
2/3314 [0/034]	0/96293	Log RPOPM
2/3007 [0/036]	1/1552	Log RPEM
4/1018 [0/007]	2/8168	Log VAM
-4/0174 [0/001]	-27/9840	INPT
2/2163 [0/043]	0/90747	DU
0/8515 [0/408]	0/6499	DU1

منبع: محاسبات پژوهش

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 19

همان گونه که در جدول (5) نشان داده شده است، ضرایب برآورد شده بلندمدت، معنادار بوده و علائم این متغیرها از لحاظ تئوریک صحیح هستند. می توان این ضرایب را به شرح زیر تفسیر نمود:

الف) ضریب متغیر قیمت بیان می کند که یک افزایش به مقدار یک درصد در قیمت گاز در بخش صنایع، باعث کاهش مصرف گاز در این بخش به مقدار $2/45$ درصد خواهد شد.

ب) ضریب قیمت سوخت های جانشین بیان می کند که یک درصد افزایش در قیمت سوخت های جانشین باعث افزایش مصرف گاز به مقدار $0/9629$ درصد خواهد شد که در واقع نشان دهنده کشش متقاطع قیمتی می باشد.

ج) ضریب قیمت برق بیان می کند که یک درصد افزایش در قیمت برق باعث افزایش مصرف گاز به مقدار $1/0461$ درصد خواهد شد.

د) ضریب VAM نیز بیان می کند که افزایش یک درصدی در ارزش افزوده صنایع (یعنی افزایش تولید در این بخش) منجر به افزایش $2/8168$ درصدی در مصرف گاز در این بخش خواهد شد.

4-1-5. بررسی تابع تقاضای گاز بخش صنایع کارخانه ای در کوتاه مدت

در ضرایب مربوط به برآورد الگوی تصحیح خطا¹ که بیانگر ارتباط میان متغیر مصرف گاز و متغیرهای مستقل در کوتاه مدت است، در جدول (6) ارائه شده است.

جدول (6): تحلیل کوتاه مدت تابع تقاضای گاز بخش صنایع کارخانه ای

T-Ratio [Prob]	Coefficient	Regressor
-3/4854 [0/002]	-0/7694	dLog RPNGM
2/4774 [0/041]	0/4948	dLog RPOPM
2/5792 [0/018]	0/4643	dLog RPEM

1. Error-Correction Model

8/9696 [0/000]	0/0971	dLog VAM
-6/1265 [0/000]	-12/8565	d INPT
2/5948 [0/078]	0/4169	d DU
-4/2932 [0/000]	-0/4594	Ecm (-1)
0/9506	R-Squared	
2/4495	DW	

منبع محاسبات پژوهش

ارقام جدول (6) بیان می‌کنند که تمام ضرایب در کوتاه‌مدت همانند بلندمدت معنادار بوده و علائم ضرایب نیز از لحاظ تئوریک و اقتصادی صحیح می‌باشند. از بین ضرایب مهم‌ترین ضریب که در کوتاه‌مدت تحلیل آن بسیار با اهمیت می‌باشد، ضریب (-1) Ecm بوده که سرعت حرکت از تعادل کوتاه‌مدت به سمت تعادل بلندمدت را بیان می‌کند. این ضریب در الگوی تخمینی برابر با -0/4594 شده است که در درجه اول از لحاظ علامت منفی است که صحیح می‌باشد و همچنین به این مطلب اشاره می‌کند که در هر دوره به این میزان از خطای موجود در دوره قبل تصحیح می‌شود. از لحاظ خوبی برازش نیز، ضریب تعیین (R^2) و آماره دوربین - واتسون (DW)¹ به ترتیب برابر با 0/9506 و 2/4495 بوده که مناسب هستند.

2-5. بخش عرضه گاز طبیعی

1-2-5. تابع تولید

با توجه به مباحثی که در فصول گذشته درباره مجموعه‌ها و رگرسیون فازی و همچنین تعریف الگوی تابع تولید ارائه گردید، در این بخش این تابع با استفاده از روش رگرسیون فازی تخمین زده خواهد شد. با توجه به تعریفی که برای تابع تولید صورت گرفت، این تابع عبارت است از:

$$Q = AL^\alpha K^\beta \quad (20)$$

1. Durbin-Watson

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 21

سپس از این تابع، لگاریتم می گیریم:

$$\text{Log}Q = \text{Log}A + \alpha \text{Log}L + \beta \text{Log}K \quad (21)$$

و به صورت فازی بازنویسی می کنیم:

$$\ln Q = (p_0, c_0) + (p_1, c_1) \ln K + (p_2, c_2) \ln L \quad (22)$$

مشاهده می شود که رگرسیون خطی فازی بالا، با ابهام در ضرایب به دست آورده می شود. سری زمانی مورد نظر در این تخمین، بازه زمانی سال های 1356 تا 1393 می باشد. متغیرهای لگاریتم نیروی کار و لگاریتم سرمایه به ترتیب متغیرهای مورد استفاده در این رابطه رگرسیونی هستند. به منظور استخراج ضرایب فازی بالا، مسئله برنامه ریزی خطی زیر برای حالت متقارن و $h = 0/5$ حل می شود:

$c(0)$: عرض از مبدا

$c(1)$: ظرفیت اسمی

$c(2)$: نیروی کار

$$\text{Min} \rightarrow 35 * c(0) - 74.886107 c(1) - 142.8887644 * c(2)$$

S.t.

$$P(0) + 1.851258 * P(1) + 3.742725 * P(2) - 0.5 * c(0) - 0.925629 * c(1) - 1.8713625 c(2) \leq 1.173142$$

$$P(0) + 1.556303 * P(1) + 3.7634279 * P(2) - 0.5 * c(0) - 0.7781515 * c(1) - 1.881713 c(2) \leq 0.970015$$

(23)

سی و سه محدودیت کوچکتر مساوی دیگر وجود دارد که به منظور رعایت اختصار از نوشتن آنها صرف نظر شده است. پس از تشکیل قیود و حل مسئله برنامه ریزی فوق، پارامترهای رگرسیون خطی فازی حاصل می گردند. در جدول زیر پارامترهای فازی به ازای h های متفاوت محاسبه شده است.

جدول (7): پارامترهای فازی در h های متفاوت، مثلثی متقارن

IC	(p_2, c_2)	(p_1, c_1)	(p_0, c_0)	H
0/7199	(0/75, 0)	(0/74, 0)	(-3/201, 0/217)	0/1
0/7647	(0/75, 0)	(0/74, 0)	(-3/201, 0/244)	0/2
0/8095	(0/75, 0)	(0/74, 0)	(-3/201, 0/279)	0/3

0/8529	(0/75,0)	(0/74,0)	(-3/201,0/326)	0/4
0/893003	(0/75,0)	(0/74,0)	(-3/201,0/391)	0/5
0/92857	(0/75,0)	(0/74,0)	(-3/201,0/488)	0/6
0/95856	(0/75,0)	(0/74,0)	(-3/201,0/651)	0/7
0/9811	(0/75,0)	(0/74,0)	(-3/201,0/977)	0/8
0/9952	(0/75,0)	(0/74,0)	(-3/201,1/954)	0/9

منبع: محاسبات پژوهش

همانطور که در گذشته بیان گردید، یکی از شاخص‌های ارزیابی رگرسیون فازی، شاخص اطمینان¹ است که با رابطه زیر نشان داده می‌شود:

$$IC = 1 - \frac{SSE}{SST} \quad (24)$$

معمولاً در انتخاب الگو، h های متفاوت را در نظر گرفته و الگویی انتخاب می‌شود که دارای IC بزرگ‌تری باشد. همچنین مقدار ابهام مدل نیز باید در نظر گرفته شود. نتایج حاصل از تعیین ضرایب در حالت متقارن در جدول (7) نمایش داده شده است. مشاهده می‌شود که با بزرگ شدن مقادیر h سطح اعتبار الگو یا همان IC که به نوعی نقش R^2 در رگرسیون کلاسیک را ایفا می‌نماید، بالا می‌رود و در عین حال، باعث افزایش ابهام کل مدل نیز می‌گردد. منظور از ابهام کل مدل، مقدار تابع هدف است که بیان‌کننده ابهام کلی است که می‌خواهیم حداقل گردد. بنابراین برای انتخاب h صحیح، باید به میزان ابهام کل نیز توجه داشت. البته می‌توان سطح اعتبار $h = 0/5$ را به منزله سطح اعتباری رایج و معقول در نظر گرفت.

در داده‌های موجود، سطح اعتبار $0/5$ درصد به سبب IC بالا و افزایش اندک ابهام مدل معقول بوده و همچنین امتیاز رگرسیون فازی در این است که فاقد فرض‌های محدودکننده رگرسیون کلاسیک می‌باشد. در نتیجه به نظر می‌رسد در نمونه‌های کوچک، به علت عدم مانایی فرض‌های رگرسیون کلاسیک، به کار بردن رگرسیون خطی فازی معقول‌تر باشد؛ اما با توجه به مقادیر بالا، با تغییر h میزان P_p ها ثابت مانده و تغییری نمی‌کند، و یعنی این

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 23

ضرایب به صورت دقیق بدست می آید. تغییر h تغییری در تخمین ها به وجود نمی آورد. برای بررسی ضرایب حالت نامتقارن، h برابر با مقدار یکسان در نظر گرفته شد و برای رسیدن به الگوی دلخواه، الگویی که IC (شاخص اطمینان) بالاتری داشته باشد نسبت به بقیه انتخاب می شود.

بررسی نتایج این تغییرات بیان می کند که با افزایش مقادیر، تغییر یا بهبودی در مقادیر تخمینی ایجاد نمی شود که باز هم این مسئله حاکی از دقیق بودن تخمین ها در حالت متقارن است. نتایج این حالت به دلیل غیر ضروری بودن در اینجا آورده نشده است.

در نهایت تخمین تابع تولید به صورت زیر استخراج می شود:

$$\ln Q = -3.201 + 0.75 \ln L + 0.74 \ln K \quad (25)$$

اگر تخمین بالا در نظر گرفته شود، علامت های ضرایب آن از لحاظ اقتصادی و تئوریک صحیح بوده و این ضرایب به شرح زیر تفسیر می گردند:

1) ضریب لگاریتم نیروی کار بیان می کند که یک درصد افزایش در مقدار نیروی کار در بخش تولید باعث افزایش 0/75 درصدی در تولید گاز شده که این مقدار کشش تولید را نسبت به نهاده نیروی کار نشان می دهد.

2) ضریب لگاریتم سرمایه بیان می کند که یک درصد تغییر در مقدار ظرفیت اسمی و سرمایه تولید باعث افزایش 0/74 درصدی در تولید شده که مقدار مطلق این ضریب نسبت به دیگر متغیرها مقدار قابل توجهی دارد که این نشان دهنده کشش تولیدی نهاده سرمایه و حساسیت بالای تابع نسبت به این متغیر است؛ دلیل آن نیز عمدتاً کمبود ظرفیت های تولید گاز و تقاضای بالای این محصول به دلیل برخی از سیاست های اشتباه در قیمت گذاری، رواج فرهنگ نامناسب در استفاده و ... می باشد.

در نهایت از آنجاییکه مجموع ضرایب عوامل تولید δ در تابع بالا نشان دهنده بازدهی نسبت به مقیاس این صنعت است، مقدار آن به صورت زیر تعریف می شود:

$$\delta = \alpha + \beta = 1.49 \quad (26)$$

این مقدار بزرگ‌تر از یک بوده و مهم‌ترین فرضی که اساس قیمت‌گذاری رمزی است، همین مسئله می‌باشد که بازدهی نسبت به مقیاس صنعت مورد نظر باید فزاینده باشد؛ زیرا در صورت وجود بازدهی ثابت یا کاهنده نسبت به مقیاس، قیمت‌گذاری هزینه نهایی، رفاه اجتماعی را حداکثر می‌نماید. پس با این نتیجه‌گیری استفاده از الگوی قیمت‌گذاری رمزی برای صنعت گاز معقول به نظر می‌رسد.

5-3. هزینه نهایی

همانطور که بیان گردید، هزینه نهایی مبنایی برای قیمت‌گذاری می‌باشد. برای این منظور تابع هزینه کل برآورد شده و سپس تابع هزینه نهایی از آن استخراج می‌شود؛ اما عدم دسترسی به اطلاعات هزینه بدلیل اینکه این آمار و اطلاعات اکثراً جزء اطلاعات محرمانه صنایع به شمار می‌روند و از طرفی عدم وجود اطلاعات کافی برای یک دوره نسبتاً طولانی، استفاده از این روش را دچار مشکل ساخته و ناچار به استفاده از روش‌های دیگری است تا ضمن محاسبه هزینه نهایی، به اطلاعات هزینه‌ای کمتری نیاز باشد.

می‌توان طبق رابطه هزینه نهایی را محاسبه نمود، مشروط به اینکه مقادیر δ و AC مشخص باشند؛

$$MC = \frac{AC}{\delta} \quad (27)$$

مقدار δ که همان بازده نسبت به مقیاس است، از روش تخمین تابع تولید قابل محاسبه می‌باشد. مقدار AC نیز از تقسیم هزینه‌های کل بر مقدار تولید صنایع حاصل می‌شوند؛

$$AC = \frac{TC}{Q} \quad (28)$$

با محاسبه مقدار کشش تولیدی نهاده‌های کار و سرمایه از طریق روش حداقل مربعات، نتایج زیر حاصل می‌شوند: هزینه متوسط بر حسب ریال برابر است با:

$$AC = \frac{TC}{Q} = 900 \quad (28)$$

هزینه نهایی نیز بر حسب ریال برابر است با:

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 25

$$MC = \frac{AC}{\delta} = 603.6 \quad (30)$$

نتایج بیان می کنند که اگر تولید گاز طبیعی یک متر مکعب افزایش یابد، مقدار هزینه ها 603/62 ریال افزایش می یابند. همچنین با توجه به اینکه مقدار هزینه نهایی از طریق تابع تولید بدست آمده است، می توان بر بلندمدت بودن آن تأکید نمود.

4-5. استخراج قیمت رمزی

در بخش های قبل تابع تقاضا برای بخش صنایع کارخانه ای تخمین زده شد و مقدار عددی کشش قیمتی به مقدار 2/45- بدست آمد. اینک با توجه به مقادیر محاسبه شده کشش تقاضا و همچنین مقدار هزینه نهایی که در قسمت قبل بدست آمد، با حل دستگاه معادلات غیر خطی می توان قیمت بهینه گاز طبیعی را به گونه ای که رفاه جامعه را حداکثر نماید، محاسبه نمود. برای استخراج قیمت رمزی از یک برنامه رایانه ای در محیط نرم افزار Maple استفاده شده است. نتایج حاصل از حل دستگاه معادلات به همراه قیمت های جاری گاز طبیعی مربوط به سال 1389 به صورت زیر است:

جدول (8): قیمت رمزی برای 9 ماهه اول سال 1389 برای بخش صنایع کارخانه ای (ریال)

بخش	قیمت جاری 1389	قیمت رمزی	نسبت جاری به رمزی (درصد)	تفاضل (Markup)
صنایع کارخانه ای	188/5	657/5	28/66	469/0

منبع: محاسبات پژوهش

بخش تولید به منظور پوشش هزینه های خود و حداکثر کردن رفاه اجتماعی، باید قیمت رمزی را در بالای هزینه نهایی تعیین کند که مقادیر به دست آمده بیان کننده همین امر می باشد.

در اینجا از قیمت‌های سال 1389 و قبل از طرح هدفمند کردن یارانه‌ها استفاده شده است. همانطور که از جدول (8) مشخص است، تفاوت زیادی بین قیمت جاری و قیمت رمزی وجود دارد. این اختلاف قیمت مشمول یارانه‌های دولتی شده و مصرف‌کنندگان درصد پایینی از این قیمت را پرداخت می‌نمایند.

در سال 1389 چون طرح هدفمند کردن یارانه‌ها از نیمه دوم سال شروع شده است، پس قیمت متوسط گاز نمی‌تواند بیان‌کننده قیمت‌ها پس از یارانه‌ها باشد، بنابراین قیمت متوسط سه ماهه آخر سال 1389 و قیمت متوسط سال 1393 را که تماماً مربوط به چند سال بعد از اجرای طرح هدفمندی یارانه‌ها می‌باشد، به عنوان قیمت غیر یارانه‌ای دولت در بخش گاز به کار می‌بریم.

جدول (9): قیمت‌های گاز طبیعی برای بخش صنایع کارخانه‌ای (ریال)

قیمت سال 1393	قیمت سال 1389		بخش
	3 ماهه آخر سال	9 ماهه اول سال	
1,000	700	188/5	صنایع کارخانه‌ای

منبع: ترازنامه انرژی سال‌های 1389 و 1393

حال نگاهی به مصرف گاز در جدول (10) می‌شود:

جدول (10): مصرف گاز طبیعی بخش صنایع کارخانه‌ای (میلیون بشکه معادل نفت خام)

مصرف کل 1393	مصرف کل 1389	بخش
241/9	187/2	صنایع کارخانه‌ای

منبع: اطلاعات ارائه شده از شرکت ملی گاز

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 27

با توجه به میزان مصرف بخش صنایع و سهم آن در 9 ماه اول سال (72/14 درصد) و 3 ماه آخر سال (27/85 درصد) نسبت به مصرف کل سال، متوسط قیمت سال 1389 برای بخش صنعت برابر 330/96 است که از قیمت رمزی محاسبه شده (675/5) کمتر است. حال با توجه به اینکه برای سال 1393 هزینه متوسط تولید یک متر مکعب گاز طبیعی به طور دقیق موجود نیست، بنابراین با توجه به هزینه متوسط و نرخ های تورم سال های قبل و سال 1393 که برابر با 15/6 درصد است، هزینه متوسط هر متر مکعب گاز در این سال برابر با 2218/7 ریال در نظر گرفته می شود.

$$AC = \frac{TC}{Q} = 2218.752 \quad (31)$$

هزینه نهایی نیز برابر مقدار زیر است:

$$MC = \frac{AC}{\delta} = 1488.097 \quad (32)$$

با توجه به مصرف گاز طبیعی سال 1393 که برای بخش صنایع کارخانه ای در جدول (10) نمایش داده شده است، قیمت رمزی برای این سال استخراج می شود:

جدول (11): قیمت استخراج شده رمزی سال 1393 برای بخش صنایع کارخانه ای (ریال)

بخش	قیمت سال 1393	قیمت رمزی	تفاضل (MarkUp)
صنایع کارخانه ای	1,000	1,665	665

منبع: محاسبات پژوهش

با مقایسه قیمت رمزی و قیمت جاری مشاهده می شود که قیمت جاری همچنان با قیمت رمزی اختلاف دارد. با توجه به محاسبات اخیر، قیمت های قبل و بعد از هدفمندی یارانه ها کمتر از قیمت های رمزی می باشند و این اختلاف قیمت همچنان از جانب دولت پرداخت می گردد.

6. نتیجه‌گیری و پیشنهادهای سیاستی

همان‌طور که بیان گردید با توجه به شرایط انحصار طبیعی که بر بازار گاز طبیعی ایران حاکم می‌باشد، الگوی قیمت‌گذاری رمزی توجیه یافته و بدین منظور از روش رگرسیون فازی به دلیل دقت بالا استفاده شد. همچنین برای برآورد تابع تولید و بازدهی نسبت به مقیاس و همچنین برآورد تابع تقاضا و کشش آن، از الگوی خودتوضیح برداری با وقفه‌های گسترده (ARDL) و داده‌های سال‌های 1356 تا 1393 استفاده گردید.

پس از انجام محاسبات و به دست آوردن قیمت‌های رمزی گاز طبیعی بخش صنایع کارخانه‌ای در سال‌های 1389 و 1393 مشاهده می‌شود که قیمت‌های جاری این سال‌ها نسبت به قیمت‌های رمزی پایین هستند. این نتایج در جدول زیر قابل مشاهده می‌باشند.

جدول (12): مقایسه قیمت‌های متوسط جاری و رمزی گاز طبیعی بخش صنایع کارخانه‌ای برای سال‌های 1389 و 1393 (ریال)

سال	قیمت جاری	قیمت رمزی	تفاضل (MarkUp)
1389	330/962	657/57	326/60
1393	1,000	1,665	665

منبع: یافته‌های پژوهش

بنابراین دولت با وجود اجرای طرح هدفمند کردن یارانه‌ها از سال 1389 باز هم تا سال 1393 تفاوت بین قیمت‌های جاری و رمزی (MarkUp) را به صورت یارانه پرداخت می‌نماید. در نتیجه، این بحث فرض عدم بهینگی قیمت‌های جاری را ثابت می‌کند. با توجه به نتایج حاصل از تحقیق، از برآورد تابع تولید معلوم شد که نیروی کار (α) و سرمایه (β) در تولید گاز مؤثر هستند و صنعت گاز از بازدهی صعودی نسبت به مقیاس برخوردار است. ($\delta = \alpha + \beta = 1.49$). از این رو پیشنهادهای زیر می‌تواند در جهت تحقیق ارائه شوند:

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 29

الف) صنعت گاز ایران تحت شرایط انحصاری است و همانطور که ثابت شد از شرایط بازدهی نسبت به مقیاس تولید برخوردار می‌باشد. بنابراین قیمت گذاری بر اساس هزینه نهایی، این صنعت را دچار کسری کرده و در نتیجه الگوی قیمت گذاری رمزی می‌تواند این مشکل را حل کند.

ب) ضریب برآوردی قیمت فرآورده‌های نفتی نسبت به مصرف گاز طبیعی معنادار بوده و علامت آن بیان‌کننده وجود رابطه مکملی بین گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی در بخش صنایع کارخانه‌ای می‌باشد. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که باید از قیمت واقعی فرآورده‌های نفتی، به عنوان یک ابزار سیاستی در جهت کنترل و هدایت مصرف گاز طبیعی در بخش صنایع مورد استفاده قرار گیرد.

ج) ضریب کشش درآمدی گاز طبیعی معنادار بوده و بیان‌کننده این نکته می‌باشد که تغییرات تولید و ارزش افزوده بخش صنایع کارخانه‌ای، تأثیر معناداری بر مصرف گاز طبیعی در این بخش دارد. اندازه ضریب فوق نشان دهنده آن است که در اقتصاد ایران افزایش مصرف گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای تابعی است از افزایش تولید. در واقع در این بخش همگام با افزایش تولید، مصرف انرژی نیز شدت گرفته و علت آن هم بالا بودن شدت انرژی در ایران نسبت به استانداردهای بین‌المللی می‌باشد. همچنین ضریب کشش درآمدی گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای، در کوتاه‌مدت نسبت به بلندمدت بزرگ‌تر بوده و دلیلش آن است که در بلندمدت، زمان و فرصت کافی جهت تغییر در شیوه‌های تولید و ارتقاء سطح تکنولوژی وجود دارد.

د) همچنین ضریب کشش درآمدی گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای بسیار زیاد می‌باشد؛ همانطور که بیان شد این مسئله نشان‌دهنده بالا بودن شدت انرژی در ایران و عدم بهره‌وری در صنایع کشور است. بنابراین برای اصلاح الگوی مصرف انرژی در صنایع باید تحولات ساختاری و تکنولوژیکی صورت گرفته و در این راه پیشنهاد می‌گردد تا به جای اعطای یارانه به قیمت حامل‌های انرژی در کشور، توسعه بهره‌وری در صنایع هدف گذاری گردد.

ه) نتایج این تحقیق بیان می‌کنند که قیمت فروش گاز طبیعی در بخش صنایع نسبت به قیمت رمزی مربوطه، کمتر بوده و در نتیجه توصیه می‌شود که قیمت گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای افزایش یافته تا به قیمت رمزی نزدیک شود.

و) یکی از اهداف دولت، بهینه‌سازی مقدار مصرف سوخت و جلوگیری از اتلاف انرژی در سطح جامعه می‌باشد، بنابراین پیشنهاد می‌گردد تا قیمت‌های محاسبه شده با قیمت‌های فعلی جایگزین شود تا دولت به سمت این هدف پیش رود. در نتیجه در صورتیکه هدف دولت کاهش مصرف از طریق بالا بردن قیمت‌ها باشد، بهترین انتخاب، وضع قیمت‌های رمزی می‌باشد. همچنین دولت می‌تواند از محل اعتبارات مربوط به یارانه‌ها و از طریق وضع سیاست‌های تشویقی برای صنایع، زمینه لازم را به منظور ارتقای کیفیت در راستای عدم اتلاف انرژی، فراهم آورد.

7. فهرست منابع

الف) فارسی

- پور کاظمی، محمدحسین و فراهانی‌راد، سعید و نادری، رسول (1393). «ارائه الگوی قیمت‌گذاری رمزی برای گاز طبیعی در بخش خانگی و روش تخمین رگرسیون فازی»، فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، شماره 18، صص 47-86.
- لطفعلی‌پور، محمدرضا و غمخوار، قاسم (1388). «قیمت‌گذاری بهینه گاز طبیعی در شرکت گاز خراسان بزرگ با استفاده از روش رمزی»، دانش و توسعه، شماره 27، صص 23-50.
- لفت ویج، ریچارد اچ. (1387). سیستم قیمت‌ها و تخصیص منابع تولیدی، ترجمه میرنظام سجادی، تهران: انتشارات دانشگاه علامه طباطبائی، چاپ دهم.
- محمدی، تیمور (1379). قیمت‌گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران، رساله دکتری رشته علوم اقتصادی، دانشگاه علامه طباطبائی.

تعیین الگوی بهینه قیمت گذاری گاز طبیعی... 31

نوفرستی، محمد (1395). ریشه واحد و هم‌جمعی در اقتصادسنجی، تهران، نشر رسا، چاپ ششم.

وزارت نیرو، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، ترازنامه انرژی سال‌های 93-1346.

ب) انگلیسی

Baker, P., Blundell, R. And Micklewright, J. (1989). Modeling Household Energy Expenditures Using Micro – Data. *The Economic Journal*, Vol.99, No. 397, pp. 720-738.

Fang, Qi, Zhang, L. and Wei; B. (2008). An Application of Ramsey Pricing in Solving the Cross Subsidies in Chinese Electricity Tariffs, Third International Conference On Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. pp. 442-447.

Pesaran, M. H., Smith R., and Akiyama T. (1998), *Energy Demand in Asian Developing Economics*, A World Bank Study, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford University Press.

Pesaran M. H. and Shin Y (1999). An Autoregressive Distributed Lag Modeling Approach to Cointegration Analysis. In: Strøm S (ed) *Econometrics and Economic Theory in the Twentieth Century: the Ragnar Frisch Centennial Symposium*. Cambridge University Press, Cambridge.

Archive