پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال ششم، شماره 24، پائیز 1396، صفحات 31-1

تعیین الگوی بهینه قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای ایران

حمیدرضا ارباب[1]

مرتضی یوسفی[2]

تاریخ دریافت:1396/08/02 تاریخ پذیرش:1397/06/20

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 عرضهٔ آن‌ها اثرگذار باشد. در بخش گاز طبیعی نیز انتخاب الگوی مناسب قیمت‌گذاری و نحوهٔ 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 بهینهٔ 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

قیمت‌گذاری کالاها و خدمات عمومی نظیر آب، برق، گاز و ... ، یکی از مباحثی مهم و اساسی در قالب فعالیت‌های اقتصادی دولت به عنوان عرضه‌کنندهٔ این کالاها و خدمات بوده و نیز عاملی تعیین‌کننده در برنامه‌ریزی اینگونه فعالیت‌ها در بلندمدت به شمار می‌رود. نحوه و مقدار عرضه و تقاضای هر کالا و خدمت در بازار، مکانیسم قیمت‌گذاری حاکم بر فعالیت‌های مبادلاتی آن کالا یا خدمت را شکل می‌دهد. اما در مواردی که دولت به علل قابل توجیه از نظر اقتصادی، کالا یا خدمتی را عرضه می‌کند، مسأله قیمت‌گذاری اهمیت خاصی می‌یابد.

بنابراین تعیین قیمت بهینه در این شرایط بسیار مهم و حیاتی می‌باشد. از این جهت سیاست قیمت‌گذاری ضروری است با توجه به همهٔ ابعاد تأثیرگذارنده بر آن به گونه‌ای تنظیم شود تا از ایجاد شوک‌های ناگهانی بر قیمت و در نتیجه تأثیر شدید بر تقاضای مصرف‌کنندگان 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 می‌یابد.

در این مقاله از الگوی قیمت‌گذاری رمزی به عنوان الگوی بهینه که دارای قابلیت‌های فوق است استفاده شده است. همچنین از میان توابع تولید، از تابع تولید کاب ـ داگلاس به دلیل سادگی و تصریح مناسب استفاده شده است.

2. پیشینه پژوهش

الگوی قیمت‌گذاری 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 قیمت‌گذاری کالاها و خدمات عمومی و صنایع دارای بازدهی فزاینده نسبت مقیاس با استفاده از مدل رمزی کارهای زیادی صورت گرفته است. این تحقیقات در زمینه‌های آب، برق، گاز،

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 رسالهٔ «قیمت‌گذاری بهینهٔ رمزی برای صنعت برق ایران» با بررسی مبانی نظری قیمت‌گذاری، الگوی قیمت‌گذاری رمزی را برای صنعت برق ایران مورد تخمین قرار داده است. قیمت‌های رمزی خدمات برق برای بخش‌های مختلف خانگی، صنعتی، کشاورزی، تجاری ـ عمومی محاسبه شده و با محاسبهٔ تغییرات رفاه، میزان افزایش رفاه ناشی از حرکت از قیمت‌های فعلی به قیمت‌های رمزی، محاسبه شده است.

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

پورکاظمی و همکاران (1393) در تحقیقی با عنوان «ارائه الگوی قیمت‌گذاری 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 قیمت‌گذاری هزینهٔ نهایی) به دلیل بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس دارد، برطرف می‌نماید. در پایان با استفاده از رابطهٔ قیمت‌گذاری رمزی که شامل ترکیب هزینهٔ نهایی حاصل از تابع تولید و کشش قیمتی حاصل از تابع تقاضا است، قیمت رمزی استخراج شده است.

فانگ و همکاران[1] (2008) در تحقیق خود با عنوان «کاربرد قیمت‌گذاری رمزی در حل یارانه‌های مقطعی در تعرفه‌های صنعت برق چین»، بیان می‌کنند که تعرفه‌های برق چین بوسیلهٔ 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 اقتصاسنجی 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. مقایسهٔ بین تعرفه‌های برق جاری و تعرفه‌های رمزی نشان می‌دهد که تعرفه‌های جاری، معیار شبه بهینهٔ رمزی را ارضاء نمی‌کند.

3. مبانی نظری و الگوی قیمت‌گذاری رمزی

در این بخش ابتدا انواع الگوهای قیمت‌گذاری 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. قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ متوسط[2]

یکی از الگوهای قیمت‌گذاری در زمینهٔ کالاها و خدمات عمومی که موجب انتقال کل هزینه‌های خدماتی و تولیدی در هنگام فروش کالاها به مصرف‌کنندگان می‌گردد، روش قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ 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) قیمت‌گذاری کل هزینه[3]

ب) قیمت‌گذاری بر اساس نظریهٔ بازی‌ها [1]

1.Fang et al.
2.Average Cost Pricing
3.Total Cost (TC)

ج) قیمت‌گذاری بر اساس اصول توافق شده [2]

از مزایای این الگو می‌توان به عدم نیاز به اطلاعات گسترده، ساده بودن سازوکار استخراج قیمت‌ها و تضمین حصول هزینه‌های 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 مناسب‌تری برای قیمت‌گذاری ارائه گردند که از جملهٔ این الگوها می‌توان به قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ نهایی اشاره کرد.

2-3. قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ نهایی[3] (بهینهٔ اول)

همانطور که در قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ متوسط بیان گردید، این الگو اصولاً سمت تقاضا را نادیده انگاشته و هدف اصلی از قیمت‌گذاری را تأمین هزینه‌های بخش عرضه در نظر می‌گیرد. در عین حال ثابت می‌شود در صورت نزدیک بودن قیمت‌ها به هزینهٔ نهایی (MC)، مجموع مازاد رفاه تولیدکننده و مصرف‌کننده نیز افزایش خواهد یافت. در حالت کلی تئوری‌های اقتصادی مبین این نکته هستند که در صورت برابری قیمت یک کالا با هزینهٔ نهایی یا هزینهٔ فرصت آن، شرایط لازم برای تحقق قیمت‌گذاری بر اساس بهینهٔ اول فراهم و سود جامعه حداکثر و زیان به حداقل ممکن خواهد رسید. دلیل این امر نیز تمایل مصرف‌کنندگان به پرداخت بهای آخرین واحد عرضه شدهٔ یک کالا برابر با هزینهٔ 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 کلیهٔ بخش‌های اقتصادی کاراتر خواهد گردید.

---

1 Game Theory
2 Agreed Principles
3 Marginal Cost Pricing

3-3. قیمت‌گذاری بر اساس بهینهٔ دوم[1]

هدف کارایی اقتصادی به کارگیری مکانیزم قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ نهایی (MC) را توصیه می‌نماید. یک فرض قاطع زیربنای روش قیمت‌گذاری هزینهٔ نهایی آن است که بقیهٔ اقتصاد شرط لازم برای بهینگی مرتبهٔ اول را تأمین می‌نمایند. واضح و شناخته شده است که در یک تعادل عمومی، بهینگی مرتبهٔ 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 هزینهٔ نهایی عرضه گردند. اگر به دلیلی، کالایی کمتر یا بیشتر از هزینهٔ نهایی قیمت‌گذاری شود، شرط بهینهٔ اول به کلی منتفی می‌شود و قیمت‌گذاری کالا یک مسئلهٔ بهینهٔ دوم خواهد شد. (محمدی، 1379)

4-3. قیمت‌گذاری بر اساس اولویت خدمات[4]

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 عرضهٔ 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 بوسیلهٔ 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

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

3-5. قیمت‌گذاری بر اساس حداکثر بار[1]

الگوی قیمت‌گذاری بر اساس حداکثر بار برای کالاهای عمومی به کار برده می‌شود که یک مورد خاص از تعادل لیندال[2] 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 بهینهٔ حداکثر بار به دست آورده می‌شود.

3-6. قیمت‌گذاری 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 ویچ، 1387).

3-7. قیمت‌گذاری رمزی

همانطور که در بخش‌های قبلی بیان گردید، اگر شرایط بهینهٔ اول در سایر بخش‌های اقتصاد برقرار باشد، الگوی قیمت‌گذاری بر اساس هزینهٔ نهایی (MC)، موجب حداکثر

1. Peak Load Pricing
2. Lindahl Equilibrium

شدن رفاه می‌شود. به عبارتی اگر قیمت برابر هزینهٔ 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 بهینهٔ 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 هزینهٔ مرتبط با آن می‌باشد، پرداخته می‌شود. در نهایت با استفاده از رابطهٔ قیمت‌گذاری رمزی که شامل ترکیب هزینهٔ 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 نظریهٔ رفتار مصرف کننده، 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.

---

1. Auto Regressive Distributed Model

به لحاظ تجربی تابع تقاضای منفرد را می‌توان به فرم‌های 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، محاسبهٔ کشش قیمتی تقاضا می‌باشد، بنابراین در تخمین تابع از فرم لگاریتمی تابع تقاضا استفاده شده است. تقاضا برای گاز طبیعی به عنوان یک نهادهٔ تولید به صورت زیر تعریف شود:

$$X_{e_i} = X_{e_i}(P_k, P_l, Pm, Pi, S) \qquad (1)$$

تابع تقاضای گاز طبیعی در بخش صنایع در زمان t، تابعی از قیمت گاز طبیعی، P_i و دیگر انرژی‌های جایگزین، قیمت نهاده‌های غیر انرژی، P_k, P_l, Pm، تولید یا ارزش افزودهٔ بخش صنعت Q است. در این مورد ممکن است از عوامل دیگر مثل تغییرات تکنولوژی S نیز استفاده گردد. بر اساس مطالعهٔ بکر و همکاران[1] (1989) در زمینهٔ تقاضای برق، اگر یک بنگاه اقتصادی، گاز طبیعی، برق و دیگر عوامل تولید را مصرف کند، تابع تولید وی به این صورت تعریف می‌شود:

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

که در آن N نشان‌دهندهٔ مقدار انرژی مصرفی، شامل انرژی گاز طبیعی NG و انرژی‌های جایگزین دیگر $S(i=1,2)$ است و J سایر عوامل تولید است. همچنین تابع هزینهٔ بنگاه به صورت زیر بیان می‌شود:

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

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

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

1.Baker et al.

که P_g قیمت خدمات انرژی گاز طبیعی، $P_{S_i}(i=1,2)$ قیمت خدمات انرژی‌های جایگزین و P_j قیمت سایر نهاده‌های تولید و μ ضریب تابع لاگرانژ است. با استخراج مقادیر NG، S_1، S_2، J از روابط بالا و برقراری وضعیت بهینه‌سازی بر اساس وضعیت مرتبهٔ اول و مشتق‌گیری از تابع مورد نظر، در نتیجه تابع تقاضا برای انرژی گاز طبیعی به صورت زیر حاصل می‌شود:

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

که در آن، $P_j^J = V_i$ است که V_i نشان‌دهندهٔ ارزش افزودهٔ بخش صنعت است. در نهایت تابع تقاضای گاز طبیعی در بخش صنعت به صورت زیر استخراج می‌شود:

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

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

هر متر مکعب عرضهٔ گاز طبیعی در هر بخش به اندازهٔ 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 می‌شود که در وضعیت بهینه باید با مقدار مصرف گاز طبیعی ضرب در قیمت واقعی آن، $P_x\ X_{ng}$، برابر باشد:

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

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:

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

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

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

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 افزودهٔ بخش صنعت است. رابطهٔ بدست آمده از (9) را می‌توان با اندکی تغییر به فرم دیگری نوشت:

$$LogXNGM = INPT + \beta_1 LogRPNGM + \beta_2 LogRPEM + \beta_3 LogRPOPM + \beta_4 LogVAM \quad (10)$$

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)، $LogRPOPM$ لگاریتم قیمت فرآورده‌های نفتی در بخش صنایع کارخانه‌ای کشور (لیتر بر ریال)، $LogVAM$ لگاریتم ارزش افزودهٔ 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.

4-2. تابع تولید گاز طبیعی

تابع تولیدی که نقض‌کنندهٔ فروض کلاسیک (نظیر عدم همخطی بین متغیرهای توضیحی، عدم ناهمسانی واریانس، عدم خودهمبستگی بین اجزای اخلال) 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 ـ داگلاس[1] به دلیل سادگی و تصریح خوب آن استفاده شده است که به صورت زیر بیان می‌شود: [2]

$$Q = AL^{\alpha}K^{\beta} \qquad (11)$$

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

$$LogQ = LogA + \alpha LogL + \beta LogK + U_t \qquad (12)$$

$LogQ$ لگاریتم میزان تولید بر حسب میلیون متر مکعب، $LogL$ لگاریتم هزینهٔ دستمزد نیروی کار بر حسب میلیون ریال، $LogK$ لگاریتم سطح سرمایهٔ فیزیکی ثابت به میلیارد ریال و $LogA$ عدد ثابت (بهره‌وری کل عوامل تولید) می‌باشد.

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

$$Q = AL^{\alpha}K^{\beta}$$
$$MRTS_{ij} = \frac{r_i}{r_j}$$
$$i, j = 1,2 \qquad i \neq j$$
$$TC = \eta L + r_2 K \qquad (13)$$

در نتیجه:

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

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

---

1. Cobb_Douglas

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

5. داده‌ها و نتایج تجربی

در این بخش در گام اول قیمت بهینهٔ رمزی مربوط به سال 1389 که طرح هدفمندی یارانه‌ها به اجرا در آمد به عنوان یک نقطهٔ عطف در اقتصاد و به خصوص قیمت‌گذاری گاز طبیعی، محاسبه شده است و سپس به طریق مشابه قیمت بهینهٔ رمزی گاز طبیعی صنایع کارخانه‌ای در سال 1393 محاسبه و در نهایت نیز با مقایسهٔ قیمت‌ها نتیجه‌گیری 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:

$$LogXNGM = INPT + \beta_1 LogRPNGM + \beta_2 LogRPEM + \beta_3 LogRPOPM + \beta_4 LogVAM \quad (15)$$

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 (RPOPM) که بصورت میانگین وزنی قیمت سایر فرآورده‌های نفتی شامل نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره و ... محاسبه شده است و ارزش افزودهٔ صنایع (VAM) استفاده شده است. لازم است در ابتدا برای پی بردن به مانایی[1] یا نامانایی[2] متغیرها، نتایج آزمون ریشهٔ واحد مورد بررسی قرار گیرد.

1.Stationary
2.Non-Stationary

1-1-5. آزمون مانایی متغیرها

جدول (1): آزمون ریشهٔ واحد دیکی ـ فولر تعمیم‌یافته

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

منبع: محاسبات پژوهش

نتایج مانایی (پایایی) متغیرهای مدل با استفاده از آزمون ریشهٔ واحد دیکی ـ فولر[1] در جدول (1) نمایش داده شده است. در این جدول مشاهده می‌شود که لگاریتم متغیرها در سطح 5 درصد مانا نبوده و دارای ریشهٔ واحد می‌باشند. برای رفع نامانایی، تفاضل‌گیری مرتبهٔ اول انجام شده و متغیرها مانا شده‌اند. نتایج در جدول (2) آمده است.

جدول (2): آزمون ریشهٔ واحد دیکی ـ فولر تعمیم‌یافته

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

منبع: محاسبات پژوهش

1.Dickey-Fuller Unit-Root Test

2-1-5. آزمون تجربی

جهت مشخص شدن روابط بلندمدت و تحلیل‌های هم‌انباشتگی[1]، روش تک‌معادله‌ای پسران و همکاران[2] (1998) و پسران و شین[3] (1999) مورد استفاده قرار گرفته است. در روش ARDL پسران و شین، فرآیند تخمین الگو در دو مرحله صورت می‌گیرد. در مرحلهٔ اول وجود هم‌انباشتگی بررسی می‌شود. به عبارتی وجود یک رابطهٔ تعادلی بلندمدت در میان متغیرهای مدل آزمون می‌شود. در صورتی که چنین رابطهٔ بلندمدتی وجود داشته باشد، حتی اگر برخی از متغیرها غیرساکن و مانا از درجهٔ یک باشند، جملهٔ باقی‌ماندهٔ حاصل از آن، مانا از درجهٔ 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 مرحلهٔ دوم پویایی‌های کوتاه‌مدت با استفاده از تخمین مجموعه‌ای از کشش‌ها با ضرایب بلندمدت، الگوسازی می‌شوند. بدینوسیله دستیابی به رابطهٔ 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 ضریب تعیین بیان‌کنندهٔ 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 رابطهٔ بلندمدت برای این رگرسیون وجود دارد یا خیر؟ برای این منظور از آمارهٔ بَنرجی، دولادو و مستر[1] بهره گرفته می‌شود. فرض می‌شود α_i ضرایب با وقفهٔ متغیر وابسته و $s_{\hat{\alpha}_i}$ انحراف معیارهای مربوط به این ضرایب و نیز $\ddot{\beta}_{i\hat{q}_i}$ ضرایب متغیرهای مستقل باشند، به این ترتیب اثبات می‌شود که ضرایب متغیرهای مستقل در رابطهٔ بلندمدت از رابطهٔ زیر به دست می‌آیند:

1.Banerjee,Dolado & Mestre

$$\hat{\theta}=\frac{\ddot{\beta}_{i_1}+\ddot{\beta}_{i_2}+\cdots+\ddot{\beta}_{i_{\hat{q}_i}}}{1-\hat{\alpha}_1-\hat{\alpha}_2-\cdots-\hat{\alpha}_i};i=1,2,...,k \quad (16)$$

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 رابطهٔ بلندمدت، باید فرضیهٔ 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 آمارهٔ 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 فرضیهٔ صفر رد و رابطهٔ 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 معادلهٔ پویا باید وجود یا عدم وجود رابطهٔ بلندمدت آزمون گردد. برای انجام این کار باید مجموع ضرایب با وقفهٔ متغیر وابسته، از یک کم و بر انحراف معیارش تقسیم گردد. آمارهٔ 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 فرضیهٔ صفر مبنی بر عدم وجود رابطهٔ بلندمدت رد شده و نتیجه می‌شود که رابطهٔ 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 برازش 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 رابطهٔ 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 [*0/001*]	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

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

الف) ضریب متغیر قیمت بیان می‌کند 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 سوخت‌های جانشین بیان می‌کند که یک درصد افزایش در قیمت سوخت‌های جانشین باعث افزایش مصرف گاز به مقدار 0/9629 درصد خواهد شد که در واقع نشان‌دهندهٔ کشش متقاطع قیمتی می‌باشد.

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

د) ضریب VAM نیز بیان می‌کند که افزایش یک درصدی در ارزش افزودهٔ 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 کارخانه‌ای در کوتاه‌مدت

درضرایب مربوط به برآورد الگوی تصحیح خطا[1] که بیانگر ارتباط میان متغیر مصرف گاز و متغیرهای مستقل در کوتاه‌مدت است، در جدول (6) ارائه شده است.

جدول (6): تحلیل کوتاه‌مدت تابع تقاضای گاز بخش صنایع کارخانه‌ای

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

dLog VAM	0/0971	8/9696 [*0/000*]
d INPT	-12/8565	-6/1265 [*0/000*]
d DU	0/4169	2/5948 [*0/018*]
Ecm (-1)	-0/4594	-4/2932 [*0/000*]
	R-Squared	0/9506
	DW	2/4495

منبع محاسبات پژوهش

ارقام جدول (6) بیان می‌کنند که تمام ضرایب در کوتاه‌مدت همانند بلندمدت معنادار بوده و علائم ضرایب نیز از لحظ تئوریک و اقتصادی صحیح می‌باشند.

از بین ضرایب مهم‌ترین ضریب که در کوتاه‌مدت تحلیل آن بسیار با اهمیت می‌باشد، ضریب Ecm (-1) 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 درجهٔ 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 دورهٔ قبل تصحیح می‌شود. از لحاظ خوبی برازش نیز، ضریب تعیین (R^2) و آمارهٔ دوربین - واتسون (DW)[1] به ترتیب برابر با 0/9506 و 2/4495 بوده که مناسب هستند.

2-5. بخش عرضهٔ گاز طبیعی

1-2-5. تابع تولید

با توجه به مباحثی که در فصول گذشته دربارهٔ 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:

$$Q = AL^{\alpha}K^{\beta} \qquad (20)$$

1.Durbin-Watson

سپس از این تابع، لگاریتم می‌گیریم:

$$LogQ = LogA + \alpha LogL + \beta LogK \quad (21)$$

و به صورت فازی بازنویسی می‌کنیم:

$$\ln Q = (p0, c0) + (p1, c1)\ln K + (p2, c2)\ln L \quad (22)$$

مشاهده می‌شود که رگرسیون خطی فازی بالا، با ابهام در ضرایب به دست آورده می‌شود. سری زمانی مورد نظر در این تخمین، بازهٔ زمانی سال‌های 1356 تا 1393 می‌باشد. متغیرهای لگاریتم نیروی کار و لگاریتم سرمایه به ترتیب متغیرهای مورد استفاده در این رابطهٔ رگرسیونی هستند. به منظور استخراج ضرایب فازی بالا، مسئلهٔ برنامه‌ریزی خطی زیر برای حالت متقارن و h = 0/5 حل می‌شود:

c(0) : عرض از مبداء

c(1) : ظرفیت اسمی

c(2) : نیروی کار

$$Min \rightarrow 35 * c(0) - 74.886107\,c(1) - 142.8887644 * c(2)$$

S.t.

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

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

(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 مسئلهٔ برنامه‌ریزی فوق، پارامترهای رگرسیون خطی فازی حاصل می‌گردند. در جدول زیر پارمترهای فازی به ازای h های متفاوت محاسبه شده است.

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

H	$(p0, c0)$	$(p1, c1)$	$(p2, c2)$	IC
0/1	(-3/201,0/217)	(0/74,0)	(0/75,0)	0/7199
0/2	(-3/201,0/244)	(0/74,0)	(0/75,0)	0/7647
0/3	(-3/201,0/279)	(0/74,0)	(0/75,0)	0/8095

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 اطمینان[1] است که با رابطهٔ زیر نشان داده می‌شود:

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

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 بیان‌کنندهٔ 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 منزلهٔ 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 محدودکنندهٔ 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_i ها ثابت مانده و تغییری نمی‌کند، و یعنی این

1.Index of Confidence

ضرایب به صورت دقیق بدست می‌آید. تغییر h تغییری در تخمین‌ها به وجود نمی‌آورد. 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 می‌شود.

بررسی نتایج این تغییرات بیان می‌کند که با افزایش مقادیر، تغییر یا بهبودی در مقادیر تخمینی ایجاد نمی‌شود که باز هم این مسئله حاکی از دقیق بودن تخمین‌ها 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 می‌شود:

$$LnQ = -3.201 + 0.75LnL + 0.74LnK \qquad (25)$$

اگر تخمین بالا در نظر گرفته شود، علامت‌های ضرایب آن از لحاظ اقتصادی و تئوریک صحیح بوده و این ضرایب به شرح زیر تفسیر می‌گردند:

1) ضریب لگاریتم نیروی کار بیان می‌کند 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 نهادهٔ نیروی کار نشان می‌دهد.

2) ضریب لگاریتم سرمایه بیان می‌کند که یک درصد تغییر در مقدار ظرفیت اسمی و سرمایهٔ تولید باعث افزایش 0/74 درصدی در تولید شده که مقدار مطلق این ضریب نسبت به دیگر متغیرها مقدار قابل توجهی دارد که این نشان‌دهندهٔ کشش تولیدی نهادهٔ سرمایه و حساسیت بالای تابع نسبت به این متغیر است؛ دلیل آن نیز عمدتاً کمبود ظرفیت‌های تولید گاز و تقاضای بالای این محصول به دلیل برخی از سیاست‌های اشتباه در قیمت‌گذاری، رواج فرهنگ نامناسب در استفاده و ... می‌باشد.

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

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

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 هزینهٔ نهایی، رفاه اجتماعی را حداکثر می‌نماید. پس با این نتیجه‌گیری استفاده از الگوی قیمت‌گذاری رمزی برای صنعت گاز معقول به نظر می‌رسد.

3-5. هزینهٔ نهایی

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

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

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

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؛

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

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

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

هزینهٔ نهایی نیز بر حسب ریال برابر است با:

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

نتایج بیان می‌کنند که اگر تولید گاز طبیعی یک متر مکعب افزایش یابد، مقدار هزینه‌ها 603/62 ریال افزایش می‌یابند. همچنین با توجه به اینکه مقدار هزینهٔ نهایی از طریق تابع تولید بدست آمده است، می‌توان بر بلندمدت بودن آن تأکید نمود.

4-5. استخراج قیمت رمزی

در بخش‌های قبل تابع تقاضا برای بخش صنایع کارخانه‌ای تخمین زده شد و مقدار عددی کشش قیمتی به مقدار 2/45- بدست آمد. اینک با توجه به مقادیر محاسبه شدهٔ کشش تقاضا و همچنین مقدار هزینهٔ نهایی که در قسمت قبل بدست آمد، با حل دستگاه معادلات غیر خطی می‌توان قیمت بهینهٔ گاز طبیعی را به گونه‌ای که رفاه جامعه را حداکثر نماید، محاسبه نمود. برای استخراج قیمت رمزی از یک برنامهٔ رایانه‌ای در محیط نرم‌افزار Maple استفاده شده است. نتایج حاصل از حل دستگاه معادلات به همراه قیمت‌های جاری گاز طبیعی مربوط به سال 1389 به صورت زیر است:

جدول (8): قیمت رمزی برای 9 ماههٔ اول سال 1389 برای بخش صنایع کارخانه‌ای (ریال)

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

منبع: محاسبات پژوهش

بخش تولید به منظور پوشش هزینه‌های خود و حداکثر کردن رفاه اجتماعی، باید قیمت رمزی را در بالای هزینهٔ نهایی تعیین کند که مقادیر به دست آمده بیان کنندهٔ همین امر می‌باشد.

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 نیمهٔ دوم سال شروع شده است، پس قیمت متوسط گاز نمی‌تواند بیان کنندهٔ قیمت‌ها پس از یارانه‌ها باشد، بنابراین قیمت متوسط سه ماههٔ 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)

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

منبع: ترازنامهٔ 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)

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

منبع: اطلاعات ارائه شده از شرکت ملی گاز

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 هزینهٔ متوسط تولید یک متر مکعب گاز طبیعی به طور دقیق موجود نیست، بنابراین با توجه به هزینهٔ متوسط و نرخ‌های تورم سال‌های قبل و سال 1393 که برابر با 15/6 درصد است، هزینهٔ متوسط هر متر مکعب گاز در این سال برابر با 2218/7 ریال در نظر گرفته می‌شود.

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

هزینهٔ نهایی نیز برابر مقدار زیر است:

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

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

جدول (11): قیمت استخراج شدهٔ رمزی سال 1393 برای بخش صنایع کارخانه‌ای (ریال)

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

منبع: محاسبات پژوهش

با مقایسهٔ قیمت رمزی و قیمت جاری مشاهده می‌شود که قیمت جاری همچنان با قیمت رمزی اختلاف دارد. با توجه به محاسبات اخیر، قیمت‌های قبل و بعد از هدفمندی یارانه‌ها کمتر از قیمت‌های رمزی می‌باشند و این اختلاف قیمت همچنان از جانب دولت پرداخت می‌گردد.

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): مقایسهٔ 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 نتایج تحقیق ارائه شوند:

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

ب) ضریب برآوردی قیمت فرآورده‌های نفتی نسبت به مصرف گاز طبیعی معنادار بوده و علامت آن بیان‌کنندهٔ وجود رابطهٔ 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 بیان کنندهٔ این نکته می‌باشد که تغییرات تولید و ارزش افزودهٔ بخش صنایع کارخانه‌ای، تأثیر معناداری بر مصرف گاز طبیعی در این بخش دارد. اندازهٔ ضریب فوق نشان دهندهٔ 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 نشان‌دهندهٔ 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، توسعهٔ بهره‌وری در صنایع هدف‌گذاری 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، زمینهٔ لازم را به منظور ارتقای کیفیت در راستای عدم اتلاف انرژی، فراهم آورد.

7. فهرست منابع

الف) فارسی

پورکاظمی، 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 86-47.

لطفعلی‌پور، محمدرضا و غمخوار، قاسم (1388). «قیمت گذاری بهینه گاز طبیعی در شرکت گاز خراسان بزرگ با استفاده از روش رمزی»، *دانش و توسعه*، شماره 27، صص 50-23.

لفت ویچ، ریچارد اچ. (1387). سیستم قیمت‌ها و تخصیص منابع تولیدی، ترجمهٔ میرنظام سجادی، تهران: انتشارات دانشگاه علامه طباطبایی، چاپ دهم.

محمدی، تیمور (1379). قیمت‌گذاری بهینهٔ رمزی برای صنعت برق ایران، رسالهٔ دکتری رشته علوم اقتصادی، دانشگاه علامه طباطبائی.

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

وزارت نیرو، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، ترازنامهٔ 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.