فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال دوازدهم / شماره ۴۸/ بهار ۱۳۹۵/ صفحات ۹۱-۶۳

قیمت‌گذاری بهینه گاز طبیعی در ایران و مقایسه آن با افزایش قیمت ناشی از هدفمند کردن یارانه‌ها: رویکرد داده‌های تابلویی پویا و بهینه رمزی- بواتو[1]

افشین جوان[2]
دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی و عضو هئیت علمی مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، af_javan@yahoo.co.uk

تیمور محمدی
استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، atmahamadi@gmail.com

حجت الله غنیمی‌فرد
استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه صنعت نفت،ghanimifard@opec.org

عاطفه تکلیف
استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، at.taklif@gmail.com
تاریخ دریافت: ۹۴/۰۴/۱۵ تاریخ پذیرش: ۹۴/۱۱/۰۱

چکیده

در این مقاله با استفاده از مدل داده‌های تابلویی پویا در چهار منطقه اقلیمی ایران و براساس تقسیم شرکت ملی گاز ایران، کشش‌های قیمتی و درآمدی تقاضای گاز محاسبه شده است. براساس محاسبات انجام شده، مجموع ضرایب تابع تولید کاب داگلاس بزرگتر از یک بوده و وجود انحصار در شرکت ملی گاز ایران مشاهده شده است. همچنین هزینه نهایی پالایش و انتقال گاز با استفاده از ضرایب تابع‌کاب داگلاس به‌دست آمده و مدل قیمت‌گذاری بهینه رمزی – بوآتو[3] استخراج و سناریونویسی شده است. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که افزایش قیمت‌های اخیر گاز (تا سال ۱۳۹۳) ناشی از هدفمند کردن یارانه‌های گاز طبیعی با قیمت بهینه رمزی - بوآتو با فرض نرخ بازگشت داخلی سرمایه ۱۷ الی ۲۵ درصد مطابقت دارد و هر افزایشی بیش از این سطوح باعث کاهش رفاه مصرف‌کنندگان گاز طبیعی خواهد شد.

طبقه‌بندی JEL: Q31، Q43، P28، G01، G02، G23، G61، G87، G88

کلید واژه‌ها: داده‌های تابلویی پویا، حداقل مربعات معمولی کاملاً اصلاح شده، قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو

۱- این مقاله برگرفته از بخشی از رساله دکتری افشین جوان با عنوان «مدل شبیه سازی پویای قیمت‌گذاری گازطبیعی ایران به منظور تشکیل هاب منطقه‌ای» می باشد.

۲- نویسنده مسئول

3- Boiteux–Ramsey Pricing Model

Natural Gas in Iran Compared to Prices Resulting from Implementation of Iran,s Subsidies Removal Policy (Dynamic Panel Data and Boiteux–Ramsey Pricing Model Approaches)

Afshin Javan[1]
Oil and Gas economy PHD Student in Allameh Tabatabaie Iniversity (ATU) and member of Iran International Energy of Information (IIES), af_javan@yahoo.co.uk

Tymour Mohammadi
Assistant Professor of Economics, Allameh Tabatabaie University (ATU)- mahamadi@gmail.com

Hojatollah Ghanimifard
Assistant Professor of Economics, Petroleum University of Technology, (ATU) –hanimifard@opec.org

Atefeh Taklif
Assistant Professor of Economics, Allameh Tabatabaie University (ATU)- at.taklif@gmail.com
Received: 2015/07/06 Accepted: 2015/01/21

Abstract

In this paper we use dynamic panel data methodology to estimate income and price elasticities of demand for gas in the four Iranian climatic regions as delineated by the National Iranian Gas Company (NIGC). Our results indicate a Cobb-Douglas production function where the sum of coefficients is higher than one, indicating monopolistic behavior by NIGC. We calculate the total cost of gas treatment and transmission using factors obtained from the Cobb-Douglas function. The study then proceeds to develop a Boiteux–Ramsey pricing model. Our estimated prices ndicate that the increase in gas prices observed up to 2014 are consistent with optinal Boiteux–Ramsey prices that produce an internal rate of return in the range of 17% to 25%. We note than any increase beyond this range would lead to welfare losses for natural gas consumers.

JEL Classification: Q31, Q43, P28, G01, G02, G23, G61, G87, G88
KeyWords: Dynamice Panel Data, FMOLS, Boiteux –Ramsey Optimal Pricing

1 - Corresponding Author

۱- مقدمه

قیمت‌گذاری انرژی درکشورهای مختلف از اهمیت ویـژه‌ای برخـوردار اسـت و دارای ابعاد گوناگونی نیز می‌باشد. میان مباحـث قیمـت‌گـذاری در نظریـه و قیمـت‌گـذاری در شرایط واقعی، تفاوت‌های چشمگیری مشاهده می‌شـود[۱]. بـه عبـارت دیگـر، از پیشـنهاد قیمت و ساخت مدل قیمت‌گذاری می‌توان به‌عنـوان مباحـث نظـری قیمـت‌گـذاری و از مذاکره و چانه‌زنی به‌عنوان قیمت‌گذاری واقعی در قراردادهای بلندمدت گاز طبیعی نـام برد. قیمت‌گذاری گاز طبیعی فرآیندی پیچیده و همراه با ریسک است و وجود معنـی‌دار متغییرهای تصادفی در فرآیند قیمت‌گذاری، قدرت ارزیابی را از قضاوت‌کننده می‌گیـرد، زیرا قیمت‌گذاری گاز براساس شرایط و عوامل خاص و در زمان مشخص انجام می‌شـود. در قیمت‌گذاری گاز طبیعی عامل ریسک به‌عنوان یک متغیر غیرقابل کنترل و یـا عامـل برون‌زا، گریبان‌گیر خریدار و فروشنده است.

سازوکارهای قیمت‌گذاری گاز طبیعی را می‌توان به‌صورت زیر طبقه‌بندی نمود:

۱- قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بازار داخلی.

۲- قیمت‌گذاری بین‌المللی یا سیاست قیمت‌گذاری بین‌المللی کـه شـامل دو حالـت است.

به طور قطع شکل منحنی عرضه و تقاضا در بازار گاز و میـزان حساسـیت (کشـش) عرضه و تقاضا نسبت به تغییرات قیمت، عاملی تعیین کننـده بـرای قیمـت گـاز اسـت. غیرقابل تقسیم بودن سرمایه در بخش انرژی، به این معناست که گسترش ظرفیت تنهـا در مقیاس خاصی صورت می‌گیرد و سرمایه‌گذاری ماهیت یک جا دارد. به عبارت دیگـر، افزایش و توسعه واحدهای تولید تنها در اندازه‌های استاندارد امکان پذیر است و افزایش تدریجی در مقیاس تولید میسر نیست. از این رو افزایش ظرفیت تولید زمان‌بر، پرهزینه و سرمایه‌بر است. در نهایت می‌توان این گونه نتیجه گرفت که منحنی تقاضا در بازار گاز مشابه سایر بازارها می‌باشد هر چند به دلایل مختلف مصـرف‌کننـدگان نمـی‌تواننـد در کوتاه مدت به سرعت تقاضای خود را تغییـر دهنـد. از سـوی دیگـر منحنـی عرضـه در کوتاه‌مدت کاملاً بی‌کشش و به صورت عمودی است. در نتیجه می‌تـوان ادعـا کـرد کـه عامل اصلی نوسانات قیمتی در بازار گاز، بی‌کشش بودن عرضه در کوتاه‌مدت و شکسته

۱- برای مطالعه بیشتر به مقاله، جوان افشین "بررسی تئوریک مدل‌های قیمت گذاری گـاز طبیعـی"، فصـل‌نامـه مطالعات اقتصاد انرژی، بهار ۱۳۸۵ رجوع شود.

بودن منحنی عرضه در بلندمدت است. در همین حال کشش قیمتی تقاضا براساس درجه حرارت هوا نیز متفاوت است. سرمایه بر بودن و صرفه‌های مقیاس باعث می‌شود که هزینه‌های نهایی نسبت به هزینه‌های متوسط کمتر باشند، در نتیجه قیمت‌گذاری براساس هزینه نهایی به صرفه‌های مالی منجر می‌شود. در عمل تا جایی که بنگاه قادر به پوشش هزینه‌های متغیر خود باشد، عملیات تولید را، به امید پوشش هزینه سرمایه در آینده، توسعه می‌دهد.

ماهیت صنعت گاز طبیعی در ایران انحصاری است و سرمایه بر بودن بخش انرژی باعث می‌شود که این بخش، نیازمند سرمایه‌گذاری زیادی باشد و از آنجایی که تجهیزات بیشتر، صرفه‌های اقتصادی را تأمین می‌کند، تعداد محدودی از عرضه کنندگان بزرگ کنترل بازار را در دست خواهند داشت. قیمت حداکثر کننده سود (بهینه) برای یک تولیدکننده انحصاری، قیمتی است که در آن قیمت، هزینه نهایی با درآمد نهایی برابر باشد. اما از آنجایی که انحصارگر با منحنی تقاضای نزولی روبه رواست، درآمد نهایی کمتر از قیمت خواهد بود.

در این مقاله، در بخش دوم، پیشینه تحقیق و در بخش سوم، مبانی نظری استخراج توابع تولید، تقاضا و هزینه‌های نهایی گاز طبیعی بیان شده است. معرفی داده‌ها و نتایج مدل، موضوع بخش چهارم است و در بخش پنجم نیز تجزیه و تحلیل و سناریونویسی مدل مطرح شده است. در خاتمه نیز به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری در بخش ششم پرداخته‌ایم.

۲- مروری بر ادبیات پژوهش

مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۸۳) در تحقیقی تحت عنوان «الگوی قیمت‌گذاری گاز در بخش خانگی» به بررسی تاریخی سیاست قیمت‌گذاری گاز در بخش خانگی برای ایران و جهان به تفکیک کشورهای منتخب پرداخته و روش مناسب برای قیمت پایه گاز و مدل‌سازی قیمت‌گذاری گاز در بخش خانگی را ارائه ننموده است. در این تحقیق، استان‌های مختلف براساس تراکم جمعیت، شرایط آب و هوایی، تولید ناخالص داخلی سرانه ثابت سال ۱۳۷۶ و هزینه تمام شده عرضه گاز به بخش خانگی، رتبه‌بندی شده‌اند. سپس، اهمیت هر یک از این چهار عامل با توجه به تأمین اهدافی از قبیل تمایل مصرف‌کنندگان در زمینه پیوستن به شبکه گازرسانی، تأمین منابع مالی برای شرکت عرضه‌کننده، کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی، افزایش رفاه و ایجاد امنیت

عرضه، از طریق یک رابطه ریاضی غیر خطی (که به‌وسیله آن می‌توان چگونگی تأثیرگذاری یک عامل را تحت کنترل قرار داد) محاسبه شده است.

از مهمترین تحقیقات در زمینه به‌کارگیری قیمت‌گذاری رمزی- بوآتو می‌توان به محمدی (۱۳۷۹) اشاره نمود. این مطالعه با تحلیل و تخمین تابع کاب داگلاس، عرضه برق در ایران در دو حالت خارج اوج و اوج به تخمین مدل پرداخته است. در حالت خارج اوج سهم عامل سرمایه در تولید این بخش به طور متوسط برابر ۰.۱۲، سهم نیروی کار ۰.۰۸ و سهم انرژی ۰.۹۹ و در حالت اوج سهم عامل سرمایه ۰.۰۸، سهم نیروی کار ۰.۰۷ و سهم انرژی ۰.۹۳ می‌باشد.

لطفعلی پور و غمخوار (۱۳۸۸)، ابتدا قیمت‌های بهینه گاز طبیعی برای بخش‌های مختلف اقتصاد شامل خانگی، تجاری- عمومی و صنعتی را از طریق روش قیمت‌گذاری رمزی محاسبه و سپس کشش‌های قیمتی تقاضا برای بخش‌های مختلف اقتصادی را محاسبه نموده‌اند، با توجه به این که قیمت‌گذاری رمزی براساس شرط بازده صعودی نسبت به مقیاس می‌باشد و یکی از پیش فرض‌های آن انحصار طبیعی است، پس از برآورد تابع تولید گاز طبیعی، مسئله وجود بازده صعودی نسبت به‌قیاس در این صنعت بررسی شده است.

امامی‌میبدی و قاسمی (۱۳۸۸)، ضمن شناسایی عوامل مؤثر بر تعیین قیمت گاز در بخش خانگی، به اولویت‌بندی این عوامل با استفاده از روش تحلیل سلسله مراتبی پرداخته و سپس به تعیین قیمت در استان‌های مختلف اقدام نموده‌اند. نتایج به‌دست آمده حاکی است متغیر دما تأثیرگذارترین متغیر در تعیین قیمت گاز در بخش خانگی در ایران می‌باشد.

در بعد بین‌المللی نیز جوان (۱۳۸۵) با در پیش گرفتن یک نگرش مفهومی، فلسفه قیمت‌گذاری گاز طبیعی را مورد تجزیه و تحلیل تئوریک قرار داده است. در این تحقیق به این نکته اشاره شده که قیمت‌گذاری گاز طبیعی، فرآیندی پیچیده و همراه با ریسک است و وجود معنی‌دار متغییرهای تصادفی در فرآیند قیمت‌گذاری قدرت ارزیابی در رابطه با این مسئله را از قضاوت‌کننده می‌گیرد. به عبارتی قیمت‌گذاری گاز براساس شرایط و عوامل خاص و در زمان مشخص صورت می‌گیرد و اگر کارشناسی در خارج از شرایط زمانی در رابطه با فرمول، قضاوت کند، کاری ساده‌انگارانه انجام داده است. به‌عبارتی یک فرمول قیمت‌گذاری گاز می‌تواند جنبه‌های خوب و بد، با نگرش‌های توجه به خریدار و فروشنده را با توجه به پویایی زمان داشته باشد.

حیدری و همکاران (۲۰۱۳) ابتدا به بررسی نقش گاز طبیعی در رشد اقتصادی ایران می‌پردازند و در ادامه نتیجه می‌گیرند که آزادسازی قیمت گاز طبیعی بر رشد اقتصادی تأثیر منفی دارد و سیاست‌گذاران در استفاده از این سیاست باید با دقت، عمل کنند.

۳- روش شناسی تخمین توابع تقاضا و تولید گاز طبیعی و استخراج هزینه‌های نهایی

ادبیات موضوعی این مقاله در سه بخش قابل بررسی است که به صورت جداگانه در هر بخش به آن پرداخته می‌شود. ابتدا به تخمین تابع تقاضای پویای گاز طبیعی از روش داده‌های تابلوئی می‌پردازیم، سپس تخمین توابع تولید صورت گرفته و در نهایت بازده نسبت به مقیاس و استخراج عامل بازدهی نسبت به مقیاس به‌عنوان داده‌ای مهم در تعیین قیمت‌گذاری بهینه در مدل رمزی- بوآتو و استخراج قیمت‌های بهینه گاز طبیعی بررسی می‌شود.

این مقاله با بررسی تقاضای داخلی گاز طبیعی کشور با استفاده ازحداقل مربعات معمولی کاملاً اصلاح شده (FMOLS) به تخمین کشش‌های قیمتی و درآمدی پرداخته است. در این حالت به بررسی تقاضای داخلی گاز طبیعی کشور و استخراج کشش‌های بلندمدت از روش پنل هم‌جمعی و تخمین‌زننده حداقل مربعات کاملاً اصلاح شده می‌پردازیم. دلیل استفاده از این روش، وجود رابطه بلندمدت بین متغیرها و میان بردارهای مصرف گاز، درآمد ناخالص حقیقی داخلی، درجه حرارات و قیمت اسمی نسبی می‌باشد. این روش توسط پدرونی[1] برای تخمین روابط بلندمدت هم‌جمعی پنل معرفی شده که گاهی بر روش‌های نرلو[2] و حداقل مربعات معمولی پویا برتری دارد.

ابتدا درجه هم انباشتگی متغیرهای مدل با استفاده از آزمون‌های ریشه واحد پنل تعیین می‌گردند. مفهوم هم انباشتگی این است که اگر از یک سری زمانی یک مرتبه تفاضل گرفته شود (تفاضل مرتبه اول) و این سری تفاضل گرفته شده ایستا باشد، آنگاه سری زمانی اصلی (انباشته از مرحله اول) می‌باشد و به صورت I (۱) نشان داده می‌شود. به طور کلی اگر از یک سری زمانی d مرتبه تفاضل گرفته شود، انباشته از مرتبه d یا I(d) می‌باشد. لذا اگر یک سری زمانی انباشته از مرتبه یک یا بالاتر باشد سری زمانی غیرایستا خواهد بود. به‌طور متعارف اگر d=0 باشد، در نتیجه فرآیند I(۰) نشان دهنده

1- Pedroni
2- Nerlove

یک فرآیند ایستا می‌باشد. به همین علت نیز یک فرآیند ایستا به‌صورت I(۰) مورد استفاده قرار می‌گیرد.

$$Log\ (qi,t) = \alpha + \beta1*Log(qi,t-1) + \beta2i*Log(GDPi,t) + \beta3i*Log(Pt) + \beta4iLog(temp) + \beta5iTrend + \delta i + \gamma t + \varepsilon it$$

در این مدل

qi,t = مصرف گاز طبیعی در هریک از استان‌ها (i) در زمان (t)

GDPi,t = سهم درآمد ناخالص داخلی حقیقی هر یک از استان‌ها

Pt = قیمت نسبی گاز طبیعی (از سال ۱۳۸۹ قیمت منطقه‌ای بر اساس قانون هدفمندی یارانه‌ها)

temp = میانگین درجه حرارت ماهیانه در هر یک از استان‌های

β2i و β3i = کشش بلندمدت درآمدی و قیمتی می‌باشند

در این جا از چهار نوع آزمون ریشه واحد مختلف برای بررسی ایستایی متغیرها استفاده شده است. این آزمون‌ها عبارتند از: آزمون لوین، لوین و چو[1] (۲۰۰۲)، آزمون ایم، پسران و شین[2] (۲۰۰۳)، آزمون دیکی‌فولر تعمیم‌یافته فیشر (۱۹۹۹) و آزمون فیلیپ- پرون- فیشر. مرحله بعد انجام آزمون‌های هم‌جمعی برای پرهیزاز وقوع رگرسیون کاذب و نیز تعیین رابطه‌های بلندمدت بین متغیرها می‌باشد. هم‌جمعی را می‌توان به منزله یک روش برآورد ضرایب تعادلی بلندمدت الگویی که متغیرهای آن دارای ریشه واحد و در نتیجه ناایستا هستند تلقی کرد.

هرچند شرط ایستایی متغیرهای سری زمانی را می‌توان از طریق تفاضل‌گیری تأمین نمود ولی این کار باعث از دست رفتن اطلاعات ارزشمندی در رابطه با سطح متغیرها می‌شود. از این رو، با کمک روش هم‌جمعی می‌توان رگرسیونی را بدون هراس از کاذب بودن آن، بر اساس متغیرهای سری زمانی برآورد نمود. آزمون‌های متعدد با چهارچوب‌های کاملاً متفاوت برای آزمودن هم‌جمعی، ارائه شده‌اند، از آن جمله می‌توان به آزمون‌های پدرونی (۲۰۰۴) و کائو[3] (۱۹۹۹) اشاره کرد.

1- Levin-Chow
2- Iem-Pesaran-Shin
3- Kao

هفت آماره‌ای که پدرونی برای آزمون هم‌جمعی پنل به کاربرد عبارتند از گروه اول آماره‌های آزمون درون بعدی شامل آماره پنلγ، آماره‌های پنل P از نوع فلیپس- پرون[1] و آماره پنل t از نوع فیلیپس- پرون، آماره پنل از نوع دیکی- فولرتعمیم یافته. گروه دوم آماره‌های آزمون بین بعدی شامل آماره‌های P از نوع فلیپس- پرون گروهی و آماره t فیلیپس- پرون گروهی، آماره ADFt گروهی.

کائو (۱۹۹۹) نیز آزمون هم‌جمعی تعمیم یافته دیکی فولر را با فرض همگن بودن بردارهای هم‌جمعی در هر مقطع، ارائه کرده است. با فرض تأیید وجود هم‌جمعی پنل، گام بعدی تخمین بردار هم‌جمعی پنل است. یک رویکرد برای تخمین، استفاده از روش حداقل مربعات اصلاح شده است که توسط پدرونی (۲۰۰۰) برای تخمین روابط بلندمدت هم‌جمعی پنل معرفی شده است.

بررسی تابع تولید

در این مقاله و با بررسی اشکال مختلف تابع تولید، با توجه به خصوصیت صنعت گاز کشور و نتایج مطلوب تجربی، شکل تبعی کاب – داگلاس به صورت زیر مد نظر قرار گرفته است. این تابع بهترین و مناسب‌ترین تابع تولید شناخته شده است، به‌طوری‌که علاوه بر آنکه نقض کننده فروض کلاسیک (نظیر عدم هم‌خطی بین متغیرهای توضیحی، عدم‌ناهمسانی واریانس، عدم‌خودهمبستگی بین اجزاء اختلال نمی‌باشد، دارای ضرایب تعیین بالاتری بوده و ضرایب به‌دست آمده برای پارامترهای مدل نیز از لحاظ آماری معنی‌دار و قابل توجیه هستند. با توجه به هم‌خطی بالا بین متغیرهای توضیحی در تابع تولید ترانسلوگ و وجود پارامترهای غیرخطی در توابع با کشش جانشینی ثابت، در این مقاله به‌دلیل سادگی از تابع کاب داگلاس استفاده شده است.

ذکر این مسئله ضروری است که قیمت‌گذاری رمزی- بوآتو تنها در شرایط خاصی که صنعت دارای شرایط انحصاری باشد، صدق می‌کند هم‌چنین نیازمند رقم هزینه نهایی می‌باشد. با توجه به این موضوع به تحلیل بخش عرضه در صنعت گاز ایران می‌پردازیم.

$$Q = AL^{\alpha} K^{\beta} E^{\gamma} e^{u}$$

که در آن:

Q= میزان تولید گاز طبیعی سبک برحسب میلیون متر مکعب در سال

1- Philips-Peron

L= تعداد مشترکین گاز

K= موجودی سرمایه خالص ماشین آلات به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۸۳ برحسب میلیارد ریال

E= مصارف سوخت واحدهای فرآوری گاز بر حسب میلیون متر مکعب در سال

u = جمله خطای تصادفی

مدل رمزی – بوآتو

الگوی قیمت‌گذاری رمزی- بوآتو تاکنون به اشکال مختلف ارائه شده است. در یکی از انواع شناخته شده این الگو، کشش‌های متقاطع قیمتی صفر فرض می‌شود تا بتوان قواعد قیمت‌گذاری را به راحتی استخراج کرد یا برای نشان دادن یک حالت خاص، از آن بهره گرفت.

همانطور که گفته شد یکی از فروض این بود که تابع تقاضای گاز در هر منطقه، تابعی از قیمت حقیقی است پس:

$$Qi^D = Qi(Pi)$$

که Qi^D تقاضای گاز طبیعی در منطقه i و Pi قیمت گاز طبیعی در همان منطقه است. البته در این مقاله و بر اساس واقعیت، تفاوت بین قیمت در اقلیم‌های مختلف فقط پس از هدفمندی یارانه‌ها و در دو سال اخیر لحاظ شده است. اضافه رفاه مصرف‌کننده i که به میزان qi از محصول خریداری کرده را به صورت زیر می‌توان نشان داد.

$$CSi = \int_0^{qi} Pi(qi)dqi - piqi$$

بنابراین مجموع اضافه رفاه مصرف‌کننده‌ها از CS^T عبارت است:

$$CS^T = \sum_{i=1}^{m} [\int_0^{qi} Pi(qi)dqi\text{-}piqi] = \int_0^{qi} \sum_{i=1}^{m} qi\, dpi = U(q1,q2,\dots,qn) - \sum_{i=1}^{m} piqi$$

تابع هزینه کل بنگاه نیز عبارت است از:

$$TC = TC(q1, q2, q3, \dots . qm)$$

با فرض مشتق پذیر بودن تابع هزینه و با توجه به توضیحات گذشته (یعنی وجود انحصار در صنعت گاز ایران و فزاینده بودن بازدهی نسبت به مقیاس) هزینه‌های تولید در صنعت گاز با هزینه نهایی پوشش داده نمی‌شود:

$$\sum_{i=1}^{m} qi.\, MC(qi) \leq TC(Q)$$

به عبارتی تابع سود یا همان مازاد تولید کننده به‌صورت ذیل به‌دست می‌آید.

$$\pi = PS^T = \sum_{i=1}^{m} piqi - TC(q1, q2, q3, \dots, qn)$$

در روابط بالا pi قیمت گاز طبیعی، qi مقدار مصرف و یا تولید گاز طبیعی، U تابع مطلوبیت مصرف‌کننده، TC تابع هزینه و اندیس i نشان‌دهنده اقلیم‌های مختلف مصرف‌کننده گاز طبیعی در کشور می‌باشد. با توجه به اینکه تابع رفاه، مجموع کل منافع خالص تولیدکننده و مصرف‌کننده است پس داریم:

$$TW = PS^T + CS^T$$

با بسط این معادله از روابط بالا داریم:

$$TW = \sum_{i=1}^{m}[\int_0^{qi} Pi(qi)dqi - piqi] + \sum_{i=1}^{m} piqi - TC(q1, q2, q3, \dots, qn)$$

$$= \sum_{i=1}^{m} \int_0^{qi} Pi(qi)dqi - TC(q1, q2, q3, \dots, qn)$$

با بیشینه کردن فرمول $TW = PS^T + CS^T$ و نیل به قیمت‌های بهینه دوم داریم:

$$MAX: TC = \sum_{i=1}^{m} \int_0^{qi} Pi(qi)dqi - TC(q1, q2, q3, \dots, qn)$$

مشروط به:

$$\sum_{i=1}^{m} piqi = TC(q1, q2, q3, \dots, qn)$$

حال تابع لاگرانژ را تشکیل می‌دهیم:

$$MAX: L = \sum_{i=1}^{m} \int_0^{qi} Pi(qi)dqi - TC(q1, q2, q3, \dots, qn) + \lambda\left(\sum_{i=1}^{m} piqi - TC(q1, q2, q3, \dots, qn)\right)$$

برای احراز شرط مرتبه اول از L بر حسب qi مشتق جزئی می‌گیریم:

$$\frac{\partial L}{\partial qi} = Pi(qi) - MC(qi) + \lambda\left[pi + qi\frac{\partial y}{\partial x} - MC(qi)\right] = 0$$

با مرتب سازی و تقسیم دو طرف معادله بر (۱+λ) و pi داریم:

$$\frac{Pi(qi) - MC(qi)}{Pi} = -\frac{\lambda}{1+\lambda} \cdot \frac{qi}{pi} \cdot \frac{\partial pi}{\partial qi}$$

با توجه به اینکه کشش تقاضای یک کالا برابر است با:

$$\varepsilon q, p = \frac{\partial q}{\partial p} \cdot \frac{p}{q} \leq 0$$

حال با جایگذاری دو مدل بالا داریم:

$$\frac{Pi(qi) - MC(qi)}{Pi} = -\frac{\lambda}{1+\lambda} \cdot \frac{1}{\varepsilon i}$$

به‌عبارت دیگر:

$$Pi = MCi(qi).\frac{(1+\lambda).\varepsilon i}{(1+\lambda).\varepsilon i-\lambda}$$

لازم به ذکر است که در این فرمول‌ها، درآمد نهایی (MR) برابر است با:

$$MR = Pi(1+\frac{1}{\varepsilon})$$

قیمت Pi در رابطه بالا همان قیمت بهینه دوم یا قیمت بهینه رمزی-بوآتو-بـویتکس است که برای هریک از مناطق چهارگانه اقلیمی‌در نظر گرفته می‌شود.

۴- داده‌ها و نتایج مدل

در میزان مصرف گاز طبیعی استانی به‌صورت ماهانه و برحسب میلیون متر مکعب از سال ۱۳۸۳ تا سال ۱۳۹۱ از اطلاعات روزانه و ماهانه شرکت ملی گاز ایـران جمـع‌آوری شده است.[۱]

قیمت گاز طبیعی به‌عنوان یک متغیر مهـم و مـؤثر برتقاضـای گـازطبیعی شـناخته می‌شود. برای استفاده از متغیر قیمت اقدام به ساخت شاخص قیمت حقیقی کردیم و به عبارتی با تورم‌زدایی از قیمت‌های اسمی، دو شاخص محاسبه شده است. در ساخت ایـن شاخص‌ها از روش شناسی زیر استفاده شده است:

از سال ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۱ بر اساس سری‌های زمانی ماهانه بـرای کـل مصـرف کشـور، سهم هر یک از بخش‌های خانگی- تجاری، صنعت، نیروگـاه و سـایر بخـش‌هـا تعیـین و سپس این سهم در محاسبه وزنی قیمت گاز طبیعی اسمی در هـر سـال محاسـبه شـده است.

$$Pt = \sum_{k=1}^{4}(w1 * p1t) + (w2 * p2t) + (w3 * p3t) + (w4 * p4t)$$

در این معادله:

P_t= قیمت وزنی اسمی‌گاز طبیعی بر حسب ریال در هر متر مکعب

$w4، w3، w2، w1$ = وزن قیمت در هریک از بخش‌ها

و $p4، p3، p2، p1$= قیمت اسمی‌گاز طبیعی بر حسب ریال در هـر متـر مکعـب در هریک از بخش‌ها می‌باشد.

۱- از ۳۱ استان ایران تنها داده‌های ۲۷ استان ذکر شده است، به این دلیل که مصرف گاز طبیعی سـایر اسـتان‌هـا ناچیز می باشد.

برای تبدیل قیمت اسمی به قیمت حقیقی از شاخص قیمت عمده فروشی استفاده شده است[۱].

$$P't = Pt/WPI$$

که $P't$ = قیمت وزنی حقیقی گاز طبیعی بر حسب ریال در هر متر مکعب می‌باشد.

حال برای ساختن شاخص قیمت حقیقی ریالی با در نظر گرفتن سال پایه ۱۳۹۰، قیمت حقیقی را بر قیمت سال ۱۳۹۰ تقسیم می‌کنیم.

$$Pindex = \frac{P't}{P'(1390)}$$

بخش خانگی- تجاری یکی از بزرگترین بخش‌های مصرف‌کننده گاز طبیعی است. مهم‌ترین عامل اثرگذار بر مصرف گاز طبیعی به خصوص در بخش خانگی – تجاری دمای هوا می‌باشد. در فصول گرم، گاز طبیعی خانگی به‌منظور پخت‌وپز و گرم کردن آب جهت شست وشو به‌کار می‌رود، اما با سرد شدن هوا استفاده از گاز طبیعی برای گرم کردن محیط با وسایل گرمایشی گازسوز به شدت مصرف گاز طبیعی را افزایش می‌دهد. در ایران مصرف وسایل گرمایشی تا حدی در فصول سرد افزایش می‌یابد که حتی گاهی دولت مجبور به قطع گاز نیروگاه‌ها جهت تأمین گاز مورد نیاز بخش خانگی می‌شود. این موضوع اهمیت اثر دمای هوا را بر مصرف گاز طبیعی نشان می‌دهد. در همین حال الگوی مصرف در مناطق گرمسیر کشور از این روند تبعیت نمی‌کند و تقریباً بر عکس است. به همین دلیل حساسیت مصرف در این مناطق به مراتب بیش از سایر مناطق بوده و این مسئله در تعیین قیمت بهینه مؤثر است.

داده‌های مربوط به دمای هوا برای ۲۷ استان کشور به عنوان متغیر مستقل در مدل در نظر گرفته شده است.

---

۱ - علت استفاده از این شاخص به‌جای شاخص خرده فروشی جواب بهتر در مدل‌های اقتصاد سنجی مورد مطالعه است

جدول۱- قیمت متوسط اسمی‌فروش گازطبیعی در سال‌های ۹۱-۱۳۸۴ (ریال به ازای هر مترمکعب)

متوسط فروش	۱۳۹۱		تعرفه ۱۳۹۰		تعرفه ۱۳۸۹		۱۳۸۸(۱و۲)	۱۳۸۷ (۱و۲)	۱۳۸۶ (۱ و۲)	۱۳۸۵	۱۳۸۴	۱۳۸۳	نوع مصرف
	۵ ماه آخر سال	۷ ماه اول سال	۵ ماه آخر سال	۷ ماه اول سال	۳ ماه آخر سال(۳)	۹ ماهه اول سال							
۶۸۳	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰			۱۶۲	۱۵۹	۱۱۰	۹۰	۹۰	۹۱	مجتمع‌های پتروشیمی
۱۲۸۴	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۷۲۰	۶۹۰	۶۹۰	۶۹۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	عمومی
۱۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۸۷۱	۲۸۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	تجاری
۷۱۰	۶۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۶۰۰	۷۹	۴۹	۴۹	۴۹	۳۵	۳۵	۳۵	تجاری ویژه
۲۴۴۶	۲۶۰۰	۲۶۰۰	۲۶۰۰	۲۶۰۰			۸۰	۸۰	۸۰	۶۰	۶۰	۶۰	حمل و نقل
۵۳۲	۷۰۰	۱۲۰۰	۷۰۰	۱۲۰۰	۵۲۷	۱۳۲	۸۲	۱۱۳	۱۱۳	۸۰	۸۰	۸۰	خانگی (متوسط)
۶۹۶	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۱۸۹	۱۵۹	۱۵۹	۱۵۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	صنعتی
۷۰۹	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰			۱۵۹	۱۵۹	۶۰	۴۰	۴۰	۴۰	خوراک مجتمع‌های پتروشیمی‌تولید کود اوره
۷۱۱	۶۰۰	۱۰۰۰	۶۰۰	۱۰۰۰			۱۶۸		۱۵۹				کشاورزی

- در سال‌های ۱۳۸۶ و ۱۳۸۷ از مساجد روستایی گاز بها دریافت نشده است.

- متوسط کل فروش گازطبیعی در سال‌های ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به ترتیب ۹۸/۲، ۱۰۲/۹ و ۱۰۴/۵ ریال به ازای هر مترمکعب بوده است.

- قیمت فروش گازطبیعی در سال ۱۳۸۹ پس از اجرای طرح هدفمند سازی یارانه‌ها می‌باشد.

منبع: شرکت ملی گاز ایران و ترازنامه انرژی

مدل تقاضای داده‌های تابلویی پویا

براساس مبانی تئوری، یک رابطه علت و معلولی بین مصرف گاز طبیعی، درآمد ناخالص حقیقی، قیمت حقیقی و درجه حرارت وجود دارد.

همانگونه که از نتایج آزمون‌ها مشاهده می‌شود، در کلیه پنل‌ها فرضیه داشتن ریشه واحد به طور قوی رد شده و در اکثر آزمون‌ها نشان داده شده که کلیه پنل‌ها مانا هستند. نتایج کلی در جدول ذیل قابل مشاهده است:

جدول ۲- خلاصه نتایج آزمو نهای مانایی و ریشه واحد پانل‌ها(متغیر روند و عرض از مبداء) مقایسه با مقادیر بحرانی شوارتز

فرض صفر	آزمون	LQ	LGDP	LP	LT
وجود ریشه واحد	Levin Lin & Chu t*	۰.۶۸۵۵۲ (۰.۷۵۳۵)	-۰.۲۱۳ (۰.۴۱۵)	-۳.۳۴۸ (۰.۰۰۹)	۵۶.۰۷ (۰.۰۰۰)
	Breitung t-stat	۰.۶۸۵۵۶ (۰.۰۰۰)	۱.۴۸۸ (۰.۹۲۶)	-۱۰.۳۷۵ (۰.۰۰۰)	۰.۰۹۰ (۰.۵۳۰)
	Im, Pesaran, Shin W-stat	-۱۹.۳۳۷ (۰.۰۰۰)	-۳.۷۱۵ (۰.۰۰۰)	-۶.۸۲۳ (۰.۰۰۰)	-۲۱.۴۷۰ (۰.۰۰۰)
	ADF- Fisher Chi-sq	۵۳۰.۵۹ (۰.۰۰۰)	۹۴.۳۲۰ (۰.۰۰۰)	۱۲۵.۳۴۹ (۰.۰۰۰)	۶۰۶.۴۰۰ (۰.۰۰۰)
	PP- Fisher Chi-sq	۴۷.۵۱ (۰.۰۰۰)	۱۰۱.۹۳ (۰.۰۰۰)	۴۷.۹۶۰ (۰.۰۰۰)	۴۰۱.۷۲ (۰.۰۰۰)

منبع: یافته های تحقیق

در اینجا باید فرض ترکیب پذیری مورد آزمون قرار گیرد تا به این نتیجه برسیم که آیا باید از پولینگ استفاده کنیم و یا استفاده از پنل تأیید می‌شود و فرض صفر مبنی بر پولینگ رد می‌شود.

جدول۳- خلاصه نتیجه آزمو ن ترکیب پذیری[1] بین گروه‌ها

	آماره	درجه آزادی	احتمال
آزمونF مقاطع	۱۱.۰۰۱۱	(۲۶.۲۷۷)	۰.۰۰۰

1- Poolability

جدول ۴- نتایج آزمون هم‌جمعی پدرونی

آماره آزمون	با عرض از مبداء بدون روند (وزنی)	با عرض از مبداء بدون روند	با عرض از مبداء و روند (وزنی)	با عرض از مبداء و روند
درون بعدی				
آماره پنل	-۳.۹۰ (۱.۰۰)	-۳.۶۵ (۰.۹۹)	۲.۳۴ (۰.۰۰)	۱.۵۹ (۰.۰۵)
آماره پنل P از نوع فیلیپس - پرون	-۳.۰۱ (۰.۰۰)	-۲.۱۷ (۰.۰۱)	-۲.۲۴ (۰.۰۱)	-۲.۸۹ (۰.۰۰)
آماره پنل t از نوع فیلیپس - پرون	-۳.۱۳ (۰.۰۰)	-۲.۵۳ (۰.۰۰)	-۳.۱۱ (۰.۰۰)	-۳.۹۸ (۰.۰۰)
آماره پنل از نوع دیکی فولر	-۰.۷۷ (۰.۲۱۹)	-۰.۶۸ (۰.۲۴۸)	-۱.۲۸ (۰.۰۹)	-۰.۲۸ (۰.۳۸)
بین بعدی				
آماره P فیلیپس - پرون گروهی		-۳.۲۹ (۰.۰۰)		-۱.۷۷ (۰.۰۳)
آماره t فیلیپس - پرون گروهی		-۲.۸۷ (۰.۰۰)		-۲.۹۶ (۰.۰۰)
آماره t (ADF) گروهی		-۰.۲۴ (۰.۴۰)		-۱.۱۳ (۰.۱۳)

منبع: یافته های تحقیق

آزمون هم‌جمعی نتیجه آزمون کائو نیز حاکی از آن است که فرض صفر مبتنی بر عدم وجود بردار همجمعی با قدرت رد می‌شود. آماره این آزمون برابر است با ۱.۳۵ و P معنی‌دار می‌باشد، بنابراین در اینجا نیز می‌توان گفت یک رابطه بلندمدت بین متغیرهای مدل وجود دارد.

جدول ۵- نتایج آزمون هم‌جمعی کائو

آزمون دیکی فولر تعدیل یافته	آزمون t	دامنه احتمال
	۱.۳۵۴	۰.۰۸۷
واریانس پسماند	۰.۰۰۲	
سازگار با واریانس ناهمسانی و خودهمبستگی	۰.۰۰۲	

منبع: یافته های تحقیق

در این‌جا و با توجه به نتایج، مدل را تخمین میزنیم که نتایج آن به‌شرح زیر است:

جدول ۶- تخمین ضرائب پنل به روش حداقل مربعات کاملاً اصلاح شده
(متغیر وابسته مصرف ماهیانه گاز طبیعی)

منطقه سردسیر ۱					
متغیرهای (مستقل)	ضرایب	انحراف معیار	آماره t	p	مجذور R
					۰.۹۰
LGDP	۲.۰۲	۰.۰۴	۲.۰۳	۰.۰۸۲	
LP	-۰.۰۶	۰.۱۸	-۱.۷۴	۰.۰۰۰	
Lt	-۰.۴۵	۰.۰۴	-۱۱.۹۵	۰.۰۰۰	
منطقه سردسیر ۲					
متغیرهای (مستقل)	ضرایب	انحراف معیار	آماره t	p	مجذور R
					۰.۹۰
LGDP	۰.۲۷	۰.۱۵	۱.۷۹	۰.۰۷۳	
LP	-۰.۱۹	۰.۰۴۶	-۴.۰۱	۰.۰۰۰	
Lt	-۰.۴۹	۰.۰۶	-۸.۸۲	۰.۰۰۰	
منطقه سردسیر ۳					
متغیرهای (مستقل)	ضرایب	انحراف معیار	آماره t	p	مجذور R
					۰.۸۸
LGDP	۰.۷۸	۰.۰۲	۱۰۷.۳	۰.۰۰۰	
LP	-۰.۰۷	۰.۰۰۷	-۴.۴۱	۰.۰۰۰	
Lt	-۰.۲۱	۰.۰۲	-۹.۷۲	۰.۰۰۰	
منطقه گرمسیر					
متغیرهای (مستقل)	ضرایب	انحراف معیار	آماره t	p	مجذور R
					۰.۸۹
LGDP	۰.۵۳	۰.۰۱۵	۳۳.۷۸	۰.۰۰۰	
LP	-۰.۶۵	۰.۰۳	-۲۲.۰۰	۰.۰۰۰	
Lt	۰.۳۱	۰.۰۴	۸.۶۰	۰.۰۰۰	
مدل کلی برای ۲۷ استان					
متغیرها (مستقل)	**ضرایب**	**انحراف معیار**	**آماره t**	**p**	مجذور R
					۰.۸۵
LGDP	۰.۷۱	۰.۰۰۶	۱۱۵.۴۴	۰.۰۰۰	
LP	-۰.۳۵	۰.۰۰۹	-۱۰۳.۹۷	۰.۰۰۰	
Lt	-۱.۳۰	۰.۰۱۲	-۳۸.۰۸	۰.۰۰۰	

منبع: یافته های تحقیق

بر اساس گزارشات شرکت ملی گاز ایران ۸ ماه اول سال به عنوان ماه‌های گرم و ۴ ماه بعد ماه‌های سرد در نظر گرفته می‌شود. به همین دلیل و با توجه به اثر فصلی بودن که مسئله مهمی برای ذخیره‌سازی گاز و قیمت‌گذاری فصلی گاز می‌باشد از روش حداقل مربعات کاملاً اصلاح شده برای مدل کلی استانی استفاده شده است.

جدول ۷- تخمین ضرائب پنل به روش حداقل مربعات کاملاً اصلاح شده
(متغیر وابسته مصرف ماهیانه گاز طبیعی) برای ۸ ماهه گرم و ۴ ماهه سرد سال

مدل کلی برای ۲۷ استان (مدل ۸ ماه گرم سال) متغیر مجازی برای ۸ ماه اول سال هر مقطع ۱ و برای ۴ ماه سرد صفر (رگرسیون از پیش تعیین شده)					
متغیرها (مستقل)	ضرایب	انحراف معیار	آماره t	p	مجذور R
LGDP	۰.۹۱	۰.۰۰۵	۱۷۱.۲۲	۰.۰۰۰	۰.۸۸
LP	-۰.۱۷	۰.۰۱۹	-۵۱.۹۰	۰.۰۰۰	
Lt	-۱.۰۰	۰.۰۰۸	-۲۰.۰۵	۰.۰۰۰	

منبع: یافته های تحقیق

مدل کلی برای ۲۷ استان (مدل ۴ ماه سرد سال) متغیر مجازی برای ۸ ماه اول سال هر مقطع صفر و برای ۴ ماه سرد ۱(رگرسیون از پیش تعیین شده)					
متغیرها (مستقل)	ضرایب	انحراف معیار	آماره t	p	مجذور R
LGDP	۰.۹۰	۰.۰۰۵	۱۶۹.۸۰	۰.۰۰۰	۰.۸۹
LP	-۰.۰۹	۰.۰۱۹	-۱۱.۲۰	۰.۰۰۰	
Lt	-۰.۷۱	۰.۰۰۸	-۳۶.۷۱	۰.۰۰۰	

منبع: یافته های تحقیق

با بررسی نتایج بالا می‌توان نتیجه گرفت کرد که در ۴ ماه سرد سال در کل استان‌ها حساسیت تقاضا نسبت به قیمت کاهش می‌یابد، یعنی به‌دلیل سرما تغییر در قیمت تأثیر منفی کمتری بر تقاضای گاز طبیعی می‌گذارد، زیرا نیاز به استفاده از گاز طبیعی بیشتر است. در همین حال ۱٪ تغییر در درجه حرارت هوا در فصول سرد ۰.۷۱٪ مصرف گاز را کاهش می‌دهد در حالی‌که در فصول گرم مصرف گاز طبیعی ۱٪ تغییر می‌یابد.

مدل تابع تولید

در برخی از بازارهای صنعتی رابطه بین سطح تولید و هزینهٔ واحد، به‌گونه‌ای است که کاهش هزینهٔ واحد در سطح بسیار وسیعی از تولید ادامه می‌یابد. معمولا در این صنایع تعداد اندکی بنگاه فعال‌اند و حتی در شرایط خاص ممکن است فقط یک بنگاه بر بازار مسلط باشد.

معمولاً از صرفه‌های مقیاس به عنوان یکی از موانع ورود به بازار یاد می‌شود، زیرا در صنایع با صرفه‌های مقیاس بزرگ، تنها یک یا چند بنگاه محدود قادر به تأمین مالی ایجاد تشکیلات بسیار بزرگ می‌باشند. در عرصه تجارت بین‌الملل، یکی از علل تفوق و برتری شرکت‌ها و کشورها، برخورداری آنها از صرفه‌های مقیاس است (مایکل پورتر، ۱۹۸۰، ۱۹۸۶ و ۱۹۹۰). به طور عمده، صرفه‌های مقیاس در اقتصادهای بزرگ تحقق می‌یابند. به دلیل تأثیر انکارناپذیر صرفه‌های مقیاس در عملکرد بنگاه، بازار و اقتصاد و تأثیر قاطع آن بر رقابت‌پذیری کشورها در صحنهٔ تجارت بین‌الملل، این مفهوم مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است. در کشورهای مختلف سیاست‌های قیمت‌گذاری متفاوتی برای فعالیت‌های بخش عمومی‌که غالباً از شرایط بنگاه‌های انحصاری تبعیت می‌کنند، طراحی شده است.

جدول ۸- نتایج برآورد تابع تولید عرضه گاز ایران

تابع تولید	عرض از مبداء	کشش تولید نسبت به L	کشش تولید نسبت به K	کشش تولید نسبت به E	R^2	تعدیلی R^2	DW	F	درجه بازدهی نسبت به مقیاس
کاب داگلاس	-۴.۹۷	۰.۶۱	۰.۵۱	۰.۲۰	۰.۹۹۷	۰.۹۹۳	۲.۷	۲۴۹	۱.۳۲

منبع: یافته های تحقیق

با توجه به مدل برآورد شده ضرایب هر سه نهاده K، L وE هرسه در سطح اطمینان ۹۵٪ معنی‌دار است. در تابع تولید کاب- داگلاس α ،β و γ که ضرایب سه نهاده K، L و E هستند به ترتیب ضرایب جزیی تولید نسبت به عوامل سرمایه، کار و انرژی می‌باشند. به عبارتی مجموع این ضرایب که همان بازدهی نسبت به مقیاس را نشان می‌دهد در این تابع برابر ۱.۳۲ است.

$$\alpha + \beta + \gamma = 1.32$$

با توجه به اینکه مقدار بازده نسبت به مقیاس برای یک نمونه (و نه برای کل جامعه) محاسبه شده است، بنابراین صحت یا رد آن از طریق اعمال آزمون فرضیه بررسی می‌شود.

آزمون نسبت درستنمایی روش دیگری برای آزمون فرض آماری است که نشان‌داده شده در حالت حدی با آزمون والد برابر است که در اینجا به آن نمی‌پردازیم. نتایج آزمون والد برای تابع عرضه گاز در جدول زیر آمده است.

جدول ۹- نتایج برآورد آزمون والد برای ضرائب تابع تولید عرضه گاز ایران

آزمون‌های آماری	ارزش	درجه آزادی	احتمال
آماره F	۵۶.۲۶	(۲ ،۵)	۰.۰۰۰
آزمون چی	۱۱۲.۵۳	۲	۰.۰۰۰

منبع: یافته های تحقیق

اگر احتمال این آماره از ۵ درصد کمتر باشد، فرضیه H0 رد و در غیر این‌صورت پذیرفته می‌شود. در مطالعه هانر این احتمال از ۰/۰۵ کمتر است، بنابراین فرضیه H0 رد می‌شود و به‌عبارتی بازدهی نسبت به مقیاس تابع تولید تخمینی ثابت نیست.

بررسی مدل هزینه- فایده

با توجه به فروض عنوان شده در قسمت بالا فرمول‌بندی پویای مدل فرآوری به‌صورت زیر است:

$$\sum_{i=1}^{n}(\mathrm{Cis}/(1+\mathrm{r})^{n}) = \sum_{i=1}^{n}(\mathrm{Ps}*\mathrm{Q}/(1+\mathrm{r})^{n})$$

Cis = کل هزینه سرمایه‌گذاری بلندمدت مرحله‌ای برای شیرین‌سازی و فرآوری گاز طبیعی بر حسب میلیارد دلار

r= نرخ داخلی بازگشت سرمایه (۱۳ الی ۱۷ درصد)

n =طول عمر قدیمی‌ترین واحد فرآوری کشور (حدود ۴۰ سال) و

Ps= هزینه متوسط بلندمدت فرآوری بر حسب دلار به ازای هر ۱۰۰۰ متر مکعب می‌باشد.

حال از مدل بالا Ps را استخراج می‌کنیم (چون جزء ثابت است پس از انتگرال بیرون می‌آید) پس:

$$Ps = [\sum_{i=1}^{n}((\mathrm{Cis})/(1+\mathrm{r})^{n})]/[\sum_{i=1}^{n}(\mathrm{Q}/(1+\mathrm{r})^{n})]$$

اگر فرض ساده بالا را به‌صورت پیوسته تعمیم دهیم پس:

$$Ps = (\int_{1=1}^{n}(Cis)e^{(1+r)}dt)/(\int_{1=1}^{n}(Q)e^{(1+r)}dt)$$

با ادغام دو مدل هزینه متوسط بلندمدت کل که تابعی از تغییرات نرخ بازگشت داخلی سرمایه است به‌صورت زیر استخراج می‌شود:

$$AC=(\int_{1=1}^{n}(Chp+Clp+Ccshp+Ccslp)e^{(1+r)}dt)/(\int_{1=1}^{n}(Q)e^{(1+r)}dt)$$
$$+(\int_{1=1}^{n}(Cis)e^{(1+r)}dt)/(\int_{1=1}^{n}(Q)e^{(1+r)}dt)$$

از فرمول بالا و با فروض زیر مدل اقتصادی فرآوری گاز ایران شبیه سازی می‌شود.

فروض ثابت مدل

- هزینه تجمعی سرمایه‌گذاری با لحاظ نرخ تنزیل برای ۱۲ واحد فرآوری حدود ۱۶ میلیارد دلار بر اساس هزینه‌های منتشر شده در ژورنال نفت و گاز (شماره‌های مختلف).
- زمان ساخت هر واحد فرآوری حدود ۳ سال است.
- کل مقدار گاز طبیعی فرآوری شده حدود ۲۰۰ میلیارد متر مکعب در سال می‌باشد.
- فاز بندی هزینه سرمایه‌گذاری برای سال اول، دوم و سوم به‌ترتیب ۳۰٪، ۴۰٪ و ۳۰٪ در نظر گرفته شده است.

تنها فرض غیر ثابت مدل نرخ بازگشت داخلی سرمایه بین ۱۳٪ تا ۱۷٪ می‌باشد.

بدین‌ترتیب با توجه به نرخ‌های بازگشت سرمایه مختلف، هزینه واحد طرح به دست می‌آید. سپس از هزینه واحد برای مقایسه قیمت در بازارها استفاده می‌گردد.

جدول ۱۰ - هزینه متوسط تولید -پالایش و انتقال در کشور (دلار به ازای هر میلیون بی تی یو)

نرخ تنزیل	پالایش و توسعه	انتقال	توزیع	کل(AC)
٪۱۷	۰.۳۲۸	۰.۴۸۶	۰.۰۰۱۹	۰.۸۱۵
٪۲۰	۰.۴۰۰	۰.۶۳۱	۰.۰۰۲۳	۱.۰۳۴
٪۲۵	۰.۵۱۳	۰.۹۲۸	۰.۰۰۳۲	۱.۴۶۲
متوسط	۰.۴۲۰	۰.۶۸۱	۰.۰۰۲۵	۱.۱۰۴

***ارقام از مدل هزینه فایده شبیه سازی شده در این مقاله به‌دست آمده است.**

**** ارقام نرخ تنزیل بر اساس سناریوهای محتمل بر اساس نرخ تنزیل بانکی تورم زدایی شده در نظر گرفته شده است.**

جدول ۱۱ - هزینه متوسط تولید -پالایش و انتقال در کشور (دلار به ازای هر ۱۰۰۰متر مکعب)

کل (AC)	توزیع	انتقال	پالایش و توسعه	نرخ تنزیل
۲۲.۹	۰.۰۵۲	۱۳.۶	۹.۲۱	٪۱۳
۲۹.۰	۰.۰۶۵	۱۷.۷	۱۱.۲۴	٪۱۵
۴۱.۱	۰.۰۹۰	۲۶.۱	۲۶.۱	٪۱۷
۳۱.۰۰	۰.۰۷	۱۹.۱۴	۱۱.۷۹	متوسط

***ارقام از مدل هزینه فایده طراحی شده در این مقاله به‌دست آمده است.**

**** ارقام نرخ تنزیل بر اساس سناریوهای محتمل بر اساس نرخ تنزیل بانکی تورم زدایی شده در نظر گرفته شده است.**

نرخ بازگشت داخلی سرمایه به‌عنوان یکی از متغیرهای اصلی این شبیه سازی است که دامنه آن ۱۷، ۲۰ و ۲۵ درصد برای آن در نظر گرفته شده است. با توجه به اینکه زمانی طرح اقتصادی توجیه‌پذیر است که نرخ بازگشت داخلی سرمایه بیش از آن باشد، بنابراین سناریوها با توجه به نرخ تورم منتشر شده توسط بانک مرکزی انتخاب شده است. به‌طوری‌که براساس گزارشات بانک مرکزی نرخ تورم از ۳۱.۹٪ در بهمن و اسفند ماه ۱۳۹۲ به ۱۴.۶۱٪ در آبان و آذرماه ۱۳۹۳ رسیده است. در همین حال نرخ دلار از عوامل دیگری است که نوسان آن بر روی قیمت اسمی و حقیقی انرژی اثر می‌گذارد و می‌تواند سیاست‌های قیمت‌گذاری را بی اثر کند.

قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو

قیمت‌گذاری رمزی- بوآتو تنها در شرایط خاصی که صنعت دارای شرایط انحصاری باشد، صدق می‌کند و همچنین نیازمند رقم هزینه نهایی است. برای محاسبه قیمت رمزی- بوآتو اطلاع از هزینه نهایی و همچنین کشش‌های قیمتی تقاضا ضروری می‌باشد. که این موارد، با توجه به برآورد توابع تقاضا (بخش قبل) و تابع تولید (که به آن پرداخته می‌شود) به‌دست می‌آید. با تقسیم بندی بخش‌های چهارگانه، قیمت بهینه دوم یا قیمت

بهینه رمزی- بوآتو - بویتکس به صورت زیر استخراج می‌شود. براساس حل سیستم، پنج معادله و پنج مجهول زیر در حالت‌های مختلف در نرم افزار متلب به‌دست می‌آید:

$$\left(\frac{p1 - MC}{p1}\right) * \varepsilon 11 = \left(\frac{\lambda}{1+\lambda}\right)$$
$$\left(\frac{p2 - MC}{p2}\right) * \varepsilon 22 = \left(\frac{\lambda}{1+\lambda}\right)$$
$$\left(\frac{p3 - MC}{p3}\right) * \varepsilon 33 = \left(\frac{\lambda}{1+\lambda}\right)$$
$$\left(\frac{p4 - MC}{p4}\right) * \varepsilon 44 = \left(\frac{\lambda}{1+\lambda}\right)$$

قید بودجه: $p1 * q1 + p2 * q2 + p3 * q3 + p4 * q4 = y$

رابطه بالا شرط استخراج قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو در مناطق اقلیمی‌چهارگانه کشور را با فرض معلوم بودن MR و ε ها نشان می‌دهد. در این بخش به بررسی سناریوهای مختلف که به اعداد متفاوت برای قیمت بهینه رمزی- بوآتو می‌شود، می‌پردازیم.

۵- تجزیه – تحلیل و سناریو نویسی مدل

با بسط مدل بالا و جایگذاری MC از بخش محاسبات اقتصاد مهندسی، شبیه‌سازی مدل بر اساس سناریوهای زیر به‌دست می‌آید.

گزینه اول

در این حالت با توجه به نرخ بازگشت سرمایه ۱۷٪ و کشش‌های قیمتی تقاضای استخراج شده از مدل حداقل مربعات کاملا اصلاح شده،MC را به‌دست می‌آوریم. با توجه به اینکه بازده نسبت به مقیاس به‌دست آمده از تابع کاب داگلاس برابر ۱.۳۲ بود پس:

MC=AC/۱.۳۲-> MC=۱۷.۳

با حل معادلات رمزی- بوآتو در نرخ بازگشت سرمایه ۱۷٪ و فرض قیمت مبنای ۳۱ هزار ریال به ازای هر دلار، نتایج به‌دست آمده از قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو برابر است با:

جدول ۱۲ – قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو در نرخ بازگشت داخلی سرمایه ۱۷٪

مناطق	قیمت بهینه رمزی- بوآتو $/1000 CUM	قیمت بهینه رمزی- بوآتو ریال/ مترمکعب	قیمت متوسط در کشور ریال/مترمکعب (۱۳۹۱) ۸ ماه اول سال	قیمت متوسط در کشور ریال/مترمکعب (۱۳۹۱) ۴ ماه آخر سال	قیمت متوسط در کشور ریال/مترمکعب (۱۳۹۲) ۸ ماه اول سال	قیمت متوسط در کشور ریال/مترمکعب (۱۳۹۲) ۴ ماه آخر سال
منطقه سردسیر ۱	۱۷.۴۱	۵۴۰	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
منطقه سردسیر ۲	۱۸.۶۱	۵۷۷	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
منطقه سردسیر ۳	۱۷.۶۹	۵۴۸	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
منطقه گرمسیر	۴۰.۷۶	۱۲۶۴	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
متوسط	۲۲.۲۵	۶۸۹	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱

منبع: یافته های تحقیق

برای تبدیل دلار به ازای ۱۰۰۰ متر مکعب از نرخ تبدیل ارز هر دلار برابر ۳۲۰۰۰ ریال استفاده شد

گزینه دوم

در این حالت با توجه به نرخ بازگشت سرمایه ۲۵٪ و کشش‌های قیمتی تقاضای حاصل از مدل حداقل مربعات کاملا اصلاح شده MC را به‌دست می‌آوریم. با توجه به اینکه بازده نسبت به مقیاس به‌دست آمده از تابع کاب داگلاس برابر ۱.۳۲ بود پس:

$MC=AC/1.32 \rightarrow MC=17.3$

با حل معادلات رمزی- بوآتو در نرخ بازگشت سرمایه ۲۵٪ و فرض قیمت مبنای ۳۱۰۰۰ ریال به ازای هر دلار نتایج به‌دست آمده از قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو برابر است با:

جدول ۱۳ – قیمت‌های بهینه رمزی- بوآتو در نرخ بازگشت داخلی سرمایه ۲۵٪

مناطق	قیمت بهینه رمزی- بوآتو $/1000 CUM	قیمت متوسط در کشور ریال / مترمکعب (۱۳۹۱) ۸ ماه اول سال	قیمت متوسط در کشور ریال/متر مکعب (۱۳۹۱) ۴ ماه آخر سال	قیمت متوسط در کشور ریال/مترمکعب (۱۳۹۲) ۸ ماه اول سال	قیمت متوسط در کشور ریال/مترمکعب (۱۳۹۲) ۴ ماه آخر سال
منطقه سردسیر ۱	۳۱.۲۹	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
منطقه سردسیر ۲	۳۳.۴۵	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
منطقه سردسیر ۳	۳۱.۸۰	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
منطقه گرمسیر	۷۲.۹۹	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱
متوسط	۴۰	۱۱۱۳	۷۵۷	۱۰۸۱	۸۲۱

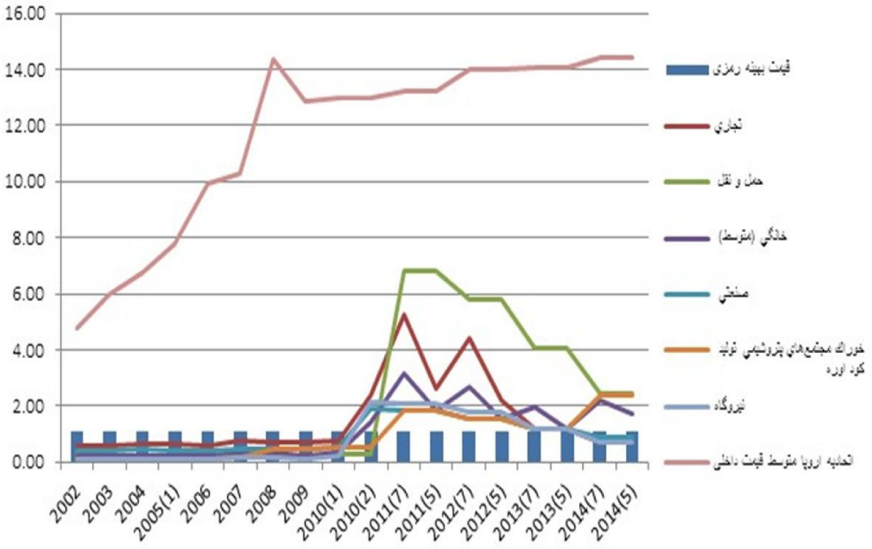
منبع: یافته های تحقیق

برای تبدیل دلار به ازای ۱۰۰۰ متر مکعب از نرخ تبدیل ارز هر دلار برابر ۳۲ هزار ریال استفاده شد

یکی از دلایل تفاوت فاحش میان قیمت در مناطق گرمسیر و سایر نقاط، بالا بودن کشش تقاضای کوتاه مدت و بلند مدت حاصل از تخمین توابع تقاضای گاز طبیعی در این مناطق است به‌عبارتی در مناطق گرمسیر تغییر در قیمت بسرعت باعث کاهش تقاضا ی گاز طبیعی می‌شود به‌عبارتی الگوی مصرف به‌خصوص در ۴ ماه سرد سال با سایر نقاط متفاوت می‌باشد.

نمودارهای زیر به مقایسه نتایج سناریوی دوم و با مد نظر قرار دادن حداکثر قیمت بهینه رمزی با سایر نقاط جهان پرداخته شده است. در مقایسه با قیمت گاز طبیعی در اتحادیه اروپا، قیمت‌های داخلی و بهینه به مراتب پائین تر می‌باشد. دلیل عمده آن واردات حجم بالای گاز طبیعی این اتحادیه از روسیه و سایر نقاط دنیا به‌صورت خط لوله و LNG است. بیشتر قرار دادها نیز به‌صورت بلند مدت و تابع قیمت نفت خام می‌باشد،

از طرف دیگر کشورهای اروپائی مالیات‌های سنگینی را به مصرف کننده نهـائی بـر روی گاز وارداتی تحمیل می‌کنند.



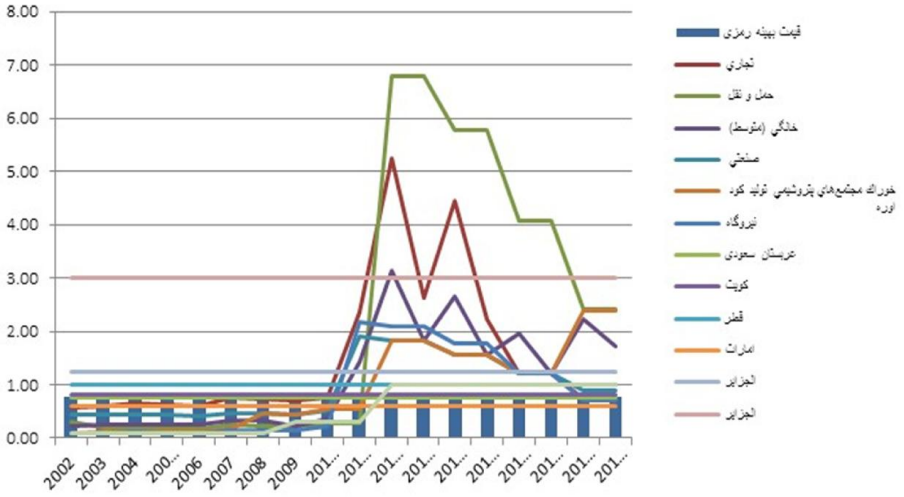
منبع : ترازنامه انرژی ۹۱۸۳-۱۳۸۳ و گزارشات شرکت ملی گاز ایران و ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲

Source EU: Energy Intelligence - World Gas IntelligenceEnergy Intelligence (WGI) May 2000- May 2014, ICE (time Series)

شکل ۱- مقایسه قیمت بهینه رمزی- بوآتو با نرخ بازگشت داخلی سرمایه با قیمت‌های اسمی گاز در بخش‌های مختلف ایران و متوسط قیمت اسمی گاز در اروپا (دلار به ازای هر میلیون بی تی یو)

(قیمت بهینه رمزی- بوآتو ۱.۱۲دلار به ازای هر میلیون بی تی یو و با نرخ بازگشت داخلی سرمایه ۲۵٪ محاسبه شده است)

سطح قیمت گاز طبیعی در ایران در مقایسه با سایر کشورهای منطقـه و کشـورهای حوزه خلیج فارس به‌خصوص پس از قانون هدفمند کردن یارانه‌ها بـالاتر اسـت ولـی در مقایسه با متوسط بهینه رمزی، در سطح یکسان قرار دارد.



منابع : ترازنامه انرژی ۱۳۸۳-۱۳۸۳ و گزارشات شرکت ملی گاز ایران و ۱۳۹۱و۱۳۹۲

Source MENA:Hakim Darbouche"Issues in the pricing of domestic and internationally-traded gas in MENA and sub-Saharan Africa"-Jun 2012 Oxford NG 64

شکل۲- مقایسه قیمت بهینه رمزی- بوآتو با نرخ بازگشت داخلی سرمایه با قیمت‌های اسمی گاز در بخش‌های مختلف ایران و متوسط قیمت اسمی گاز در کشورهای حوزه خلیج فارس و شمال آفریقا (دلار به ازای هر میلیون بی تی یو) (قیمت بهینه رمزی- بوآتو ۱.۱۲ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو و با نرخ بازگشت داخلی سرمایه ۲۵٪ محاسبه شده است)

توضیح – به‌دلیل نوسان بسیار کم بین نرخ برابری دلار و سعار مختلف در حوزه خلیج فارس، نرخ برابری در نظر گرفته نشده است.

همانطور که ملاحظه شد در بازار انحصاری گاز ایران، برای استخراج هزینه متوسط بلندمدت می‌بایست اطلاعات هزینه را از سایر منابع استخراج کنیم و دلیل آن عدم شفافیت و در دسترس بودن چنین اطلاعاتی است، ولی با شبیه سازی انجام شده تا حدودی به ساختار سرمایه‌گذاری در این صنعت پی‌بردیم. نکته مهم مقدار نرخ بازگشت داخلی سرمایه بود که مجبور به سناریو نویسی برای آن شده و دلیل آن عدم اطلاع کافی از این نرخ است. به عبارتی اگر نرخ تورم بالا رود باید نرخ بازگشت داخلی سرمایه از نرخ تورم بالاتر باشد تا طرح دارای توجیه اقتصادی باشد، ولی این سئوالات مطرح است که چقدر باید بالاتر باشد؟ و چه ضابطه‌ای برای کنترل آن وجود دارد؟ این مسئله از نکات مهم در بازارهای انحصاریست که تحقیقات زیادی صورت گرفته است.

۶- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

نتایج بررسی‌ها نشان می‌دهد که متوسط بهینه رمزی- بوآتو در صورت افزایش قدرت انحصار کاهش می‌یابد و آنچه باعث افزایش تبعیض قیمتی بین مناطق است افزایش انحصار است. به‌عبارتی در این اختلاف کشش‌های قیمتی تقاضا بر روی قیمت بهینه منطقه‌ای بسیار مؤثر است. در همین حال و در بررسی گزینه اول، مقایسه اعداد نشان می‌دهد که متوسط بهینه رمزی- بوآتو در حالت رقابتی کمی بالاتر از حالت پایه می‌باشد و آنچه تغییر کرده این ست که تبعیض قیمتی بین مناطق از بین رفته است. به‌عبارتی در حالت رقابت کامل، اختلاف کشش‌های قیمتی تقاضا بر روی قیمت بهینه اثری ندارد. البته باید به این نکته اشاره شود که روش شناسی رمزی- بوآتو برای ساختار بازار با رقابت کامل کاربرد ندارد زیرا در چنین بازارهایی عوامل بنیادی بازار در تعیین قیمت نقش اساسی دارند.

در گزینه دوم همانطور که ملاحظه شد از سال ۱۳۹۰ به بعد، قیمت اسمی‌گاز طبیعی بیش از قیمت بهینه رمزی- بوآتو با نرخ بازگشت سرمایه ۲۰٪ است. در همین حال نوسانات ارز باعث تغییرات قیمت اسمی‌دلاری گاز در بخش‌های مختلف ایران شده است. در بررسی آخرین گزینه از سال ۱۳۹۰ به بعد، قیمت اسمی‌گاز طبیعی کمی بیش از قیمت بهینه رمزی- بوآتو با نرخ بازگشت سرمایه ۲۵٪ است ولی به نظر می‌رسد که قیمت‌های کنونی در نقطه بهینه قرار دارند.

با توجه به بررسی‌های صورت گرفته همانطور که ملاحظه شد در بازار انحصاری گاز ایران برای استخراج هزینه متوسط بلندمدت مجبور بودیم که اطلاعات هزینه را از سایر منابع استخراج کنیم. دلیل آن عدم شفافیت و در دسترس بودن چنین اطلاعاتی است ولی با شبیه‌سازی انجام شده تا حدودی به ساختار سرمایه‌گذاری در این صنعت پی‌بردیم. نکته مهم مقدار نرخ بازگشت داخلی سرمایه بود که مجبور به سناریونویسی برای آن شدیم و دلیل آن عدم اطلاع کافی از این نرخ است. به عبارتی اگر نرخ تورم افزایش یابد، باید نرخ بازگشت داخلی سرمایه از نرخ تورم بالاتر باشد تا طرح دارای توجیه اقتصادی باشد ولی چقدر باید بالاتر باشد؟ چه ضابطه‌ای برای کنترل آن وجود دارد؟ این مسئله از نکات مهم در بازارهای انحصاری است که تحقیقات زیادی در مورد آن صورت گرفته است.

در همین حال به نظر می‌رسد که افزایش صورت گرفته در قیمت‌های گاز طبیعی، در حال حاضر کمابیش در باند رمزی قرار دارد و افزایش بیش از آن می‌تواند رفاه

مصرف‌کننده را به مخاطره بیاندازد. همچنین قیمت بهینه رمزی را می‌توان به‌عنوان بخشی از قیمت پایه گاز طبیعی در صادرات و یا تجارت گاز در نظر گرفت.

در بعد بین‌المللی باید اذعان کرد که به دلیل ساختار متفاوت اقتصادی با کشورهای اروپائی و نقش پررنگ سیاست‌های مالی از جمله مالیات بالای لحاظ شده بر انرژی، قیمت‌ها در داخل کشور حتی با توجه به باند بالای قیمت رمزی در سطح بسیار پایین تری نسبت به اتحادیه اروپا قرار دارد در همین حال در کشورهای عضو اتحادیه اروپا سطح رفاه اجتماعی نیز در سطح بالاتری از کشور ما قرار دارد ولی در مقایسه با کشورهای حوزه خلیج فارس، باند بالای قیمت بهینه رمزی از بسیاری از کشورهای این منطقه بالاتر است. پس از اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها در کشور سطح عمومی قیمت‌های گاز طبیعی در بخش‌های مختلف به مراتب از قیمت گاز طبیعی در این کشورها بالاتر است.

فهرست منابع

امامی میبدی، قاسمی، گلچین فر "عوامل مؤثر بر قیمت گاز مصرفی در بخش خانگی کشور" فصلنامه پژوهش و سیاست‌های اقتصادی

محمدی، تیمور (۱۳۷۹) پایان نامه دکتری "قیمت‌گذاری بهینه رمزی- بوآتو برای صنعت برق ایران" اساتید راهنما دکتر جمشید پژویان و دکتر حمید ناظمان.

دبرتین، د. ال. (۱۳۷۶)، اقتصاد تولید کشاورزی، ترجمه موسی نژاد و نجارزاده، مؤسسه تحقیقات اقتصادی دانشگاه تربیت مدرس.

جوان افشین- "بررسی تئوریک مدل‌های قیمت گذاری گاز طبیعی"، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، بهار ۱۳۸۵.

دهمرده، نظر؛ صفدری، مهدی و شهیکی تاش، مهیم (۱۳۸۹)، "تأثیر شاخص‌های کلان بر توزیع درآمد در ایران (۱۳۸۶-۱۳۴۰)، " فصلنامه پژوهشنامه بازرگانی، صفحه ۵۵-۲۵.

شرکت ملی گاز ایران آمار ماهانه ۱۳۸۳ الی ۱۳۹۱.

شرکت ملی گاز ایران گزارش چشم‌انداز ۱۴۰۴(۱۳۸۷).

عباس امینی فرد، محمدعلی فنی، مرتضی خورسندی (۱۳۸۴). قیمت‌گذاری بهینه رمزی برای شرکت برق منطقه‌ای فارس دانشگاه شیراز و شرکت برق منطقه‌ای فارس ایران- بیستمین کنفرانس بین‌المللی برق.

فطرس، محمدحسن؛ آقازاده، اکبر و جبراییلی، سودا (۱۳۹۰). "تأثیر رشد اقتصادی بر مصرف انرژی تجدیدپذیر مقایسه تطبیقی کشورهای منتخب عضو سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه و غیرعضو (شامل ایران)"، فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی، شماره ۶۰.

محمدرضا لطفعلی پور و قاسم غمخوار (۱۳۸۸). قیمت‌گذاری گاز طبیعی در شرکت گاز خراسان بزرگ با استفاده از روش رمزی- بوآتو، مجله دانش و توسعه، سال شانزدهم، شماره ۲۷.

مشخصات عمومی استان‌ها براساس تقسیمات کشوری در پایان اسفند ۱۳۸۵ (فارسی).

میرحسین موسوی (۱۳۹۲). قیمت‌گذاری بهینه بنزین و نفت گاز با لحاظ هزینه‌های خارجی در بخش حمل و نقل ایران، پژوهشنامه حمل و نقل، سال دهم، شماره اول.

Baumol, W. J., and D. F. Bradford (1970): “Optimal Departures from Marginal Cost Pricing”. American Economic Review Vol. 60 (june),pp. 265-283.

Belloumi, M., (2009),”Energy Consumption and GDP in Tunesia: Cointegration and Causality Analysis”,Energy Policy 37,2745-2753.

Cermeno Rodolfo, K. Grier (2005). Conditional Heteroskedasticity and Cross-Sectional Dependence in Panel Data: An Empirical Study of Inflation Uncertainty in the G7 countries, Contributions in Economic Analysis, Badi H. Baltagi, Ed., North-Holland.

Dierker, E. (1991), “The Optimality of Boiteux –Ramsey pricing” Econometrica, vol. 59 no. 1 pp. 99-121.

Guido Pepermans and Bert Willems, (June 30, 2005) "Ramsey Pricing in a Congested Network with Market Power in Generation: A Numerical Illustration for Belgium". Center for the Study of Energy Markets. Paper CSEMWP-145.

IHS “Oil and Gas Upstream Capital Cost Index Quarterly Time Series” - 2014.

IHS “Oil and GasUpstream Operating Cost Index Quarterly Time Series” - 2014.

Jean-Jaques Laffont,Jean Tirole "Creating Competition Through Interconnection:Theory and Practice"-Journal of Regulatory Economics;10: 227-256 (1996).

Kao, C. & Chiang, M. H. (2000), "On the estimation and inference of a cointegrated regression in panel data", Advances in Econometrics 15, pp. 179–222.

Kuo Y. Chen P. Constructing performance appraisal indicators for mobility of the service industries using Fuzzy Delphi Method. Expert Systems with Applications 2006; 35: 1930-39.

Mohan Munasinghe and Jeremy J. Warford. " Electricity pricing : theory and case studies" Baltimore : Published for the World Bank [by] Johns Hopkins University Press, c1982.

Natural gas construction plans. Oil and Gas Journal (September 3), 66–80.

Paul L. Joskow "Regulation Of Natural Monoplies" August 29,2009-Hand Book of Law and Economics

Pedroni P. Panel cointegration, Asymptotic and Finite Sample Properties of Pooled Time Series Tests With and application to the PPP Hypothesis. Econometric Theory 2004; 20: 597-625.

Peter Pedroni "Fully Modeified OLS for Heterogeneous Cointegration Panels" Nonstationary Panels, Panel Cointegration and Dynamic Panels, Volume 15, pages 93–130. Copyright © 2000 by Elsevier Science Inc.

pipeline companies, more gas capacity planned. Oil and Gas Journal (September 16), 52–75.

Ramsey F. P. (1927), "A Contribution to the Theory of Taxation," Economic Journal, Vol. 37, No 145, pp. 47–61

Sailor, D. J., Rosen, J. N., Ricardo, j., (1997)," Natural Gas Consumption and Climate: a Comperhensive set of predictive state-Level Models for the United States", Energy 23 (2), 10-91.

Sanford V. Berg "Basic of Rate Desighn:Pricing Principles and Self – Selecting Two part Tariffs"-University of Florida 1998.

True, W. R., 2003. U. S. pipeline companies solidly profitable in 2002, scale back construction plans. Oil and Gas Journal (September 8), 60–90.

True, W. R., Stell, J., 2004. U. S. construction plans slide; pipeline companies experience flat 2003, continue mergers. Oil and Gas Journal (August 23), 52–67.

Natural Gas in Iran Compared to Prices Resulting from Implementation of Iran,s Subsidies Removal Policy (Dynamic Panel Data and Boiteux–Ramsey Pricing Model Approaches)

Afshin Javan[1]
Oil and Gas economy PHD Student in Allameh Tabatabaie Iniversity (ATU) and member of Iran International Energy of Information (IIES), af_javan@yahoo.co.uk

Tymour Mohammadi
Assistant Professor of Economics, Allameh Tabatabaie University (ATU)- mahamadi@gmail.com

Hojatollah Ghanimifard
Assistant Professor of Economics, Petroleum University of Technology, (ATU) –hanimifard@opec.org

Atefeh Taklif
Assistant Professor of Economics, Allameh Tabatabaie University (ATU)- at.taklif@gmail.com
Received: 2015/07/06 Accepted: 2015/01/21

Abstract

In this paper we use dynamic panel data methodology to estimate income and price elasticities of demand for gas in the four Iranian climatic regions as delineated by the National Iranian Gas Company (NIGC). Our results indicate a Cobb-Douglas production function where the sum of coefficients is higher than one, indicating monopolistic behavior by NIGC. We calculate the total cost of gas treatment and transmission using factors obtained from the Cobb-Douglas function. The study then proceeds to develop a Boiteux–Ramsey pricing model. Our estimated prices ndicate that the increase in gas prices observed up to 2014 are consistent with optinal Boiteux–Ramsey prices that produce an internal rate of return in the range of 17% to 25%. We note than any increase beyond this range would lead to welfare losses for natural gas consumers.

JEL Classification: Q31, Q43, P28, G01, G02, G23, G61, G87, G88
KeyWords: Dynamice Panel Data, FMOLS, Boiteux –Ramsey Optimal Pricing

1 - Corresponding Author