فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفدهم / شماره ۷۰/ پاییز ۱۴۰۰/ صفحات ۵۴-۳۵

قیمت‌گذاری گاز طبیعی برای نیروگاه‌های تولید برق

میرحسین موسوی
دانشیار گروه اقتصاد دانشگاه الزهرا، تهران، ایران hmousavi@alzahra.ac.ir

جلال دهنوی
استادیار گروه اقتصاد دانشگاه الزهرا، تهران، ایران، j.dehnavi@alzahra.ac.ir

نگین نعمتیان[۱]
کارشناسی ارشد اقتصاد، دانشگاه الزهرا، تهران، ایران، Nematian.negin@yahoo.com
تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۸/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۴/۰۸

چکیده

تولید، عرضه و قیمت‌گذاری گاز طبیعی در ایران در انحصار دولت (وزارت نفت) است و با توجه به اینکه نیروگاه‌های تولید برق تقاضای مشتقه دارند (یعنی از برق به‌عنوان نهاده استفاده می‌کنند تا نیاز مصرف‌کنندگان نهایی برق را پاسخ دهند)، قیمت‌گذاری گاز طبیعی برای نیروگاه‌ها حائز اهمیت فراوانی است. این مطالعه به دنبال ارائه روشی برای قیمت‌گذاری بهینه گاز طبیعی برای نیروگاه‌های ایران است. در روش پیشنهادی شرایط تولید گاز و بازار نهایی مصرف برق در نظر گرفته می‌شود و سپس با استفاده از روش قیمت‌گذاری رمزی، قیمت گاز محاسبه و برای دوره زمانی ۱۳۶۸ تا ۱۳۹۵ برآورد می‌شود. تجزیه و تحلیل داده‌ها شامل سه بخش است: اول، تخمین کشش قیمتی تقاضای گاز نیروگاه. دوم، محاسبه بازدهی مقیاس تولید گاز طبیعی و محاسبه هزینه نهایی تولید گاز طبیعی و سوم، محاسبه قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه‌ها. قیمت عرضه هر مترمکعب گاز طبیعی به نیروگاه‌ها در سال ۱۳۹۴ معادل ۸۰۰ ریال بوده است. درحالی‌که در این مطالعه، قیمت گاز طبیعی برای سال‌های ۱۳۹۴ و ۱۳۹۵ برای نیروگاه‌ها به ترتیب برابر با ۸۵۸۹,۷۱ و ۹۳۷۷,۹۱ ریال بر مترمکعب برآورده شده است، در نتیجه قیمت‌های جاری برای گاز طبیعی در بخش نیروگاه‌های برق فاصله زیادی با قیمت‌های بهینه دارد.

طبقه‌بندی **JEL**: L95, C61, Q41

کلیدواژه‌ها: گاز طبیعی، نیروگاه برق، قیمت‌گذاری رمزی، تقاضای مشتقه

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

۱- مقدمه

گاز طبیعی دارای فواید زیست‌محیطی فراوان به‌ویژه کاهش بالقوه انتشار دی‌اکسید کربن و کاهش آلودگی هوا هست، همچنین این منبع عاری از دی‌اکسید گوگرد بوده و مقدار بسیار اندکی از اکسید نیتروژن را در هنگام سوختن منتشر می‌کند؛ بنابراین با اطمینان می‌توان گفت که نقش این منبع انرژی در بخش تولید برق توسط نیروگاه‌ها پررنگ‌تر می‌شود. بر اساس آمارهای جهانی، خاورمیانه بیشترین ذخایر گاز را در خود جای داده است که بیش‌ترین ذخایر این منطقه متعلق به ایران است. پس از ایران اروپا و اوراسیا از بیشترین ذخایر گازی برخوردارند.

از سوی دیگر طرح‌های توسعه گاز نیازمند سرمایه‌گذاری هنگفت و قابل توجه در زمان‌های مشخص است. لذا مکانیسم قیمت‌گذاری در صنعت گاز طبیعی بایستی به‌گونه‌ای تعریف شود که بتواند جواب‌گوی تمام و یا بخشی از این سرمایه‌گذاری‌ها باشد.

قیمت‌گذاری گاز طبیعی یکی از مباحث بسیار مهم و اساسی در اقتصاد یک کشور به شمار می‌رود. نگه‌داری و استفاده مناسب از منابع هیدروکربوری (با درنظر گرفتن حق آیندگان) مقوله‌ای است که حساسیت نسبت به قیمت‌گذاری گاز در سطح کلان را بیشتر می‌نماید، زیرا منافع حاصل از قیمت‌گذاری مناسب گاز طبیعی در هر یک از بخش‌های مصرف‌کننده نه تنها بر منافع صنعت گاز بلکه بر منافع ملی کشور نیز تأثیر قطعی خواهد داشت.

اما قیمت‌گذاری انرژی با هدف حصول به کارایی اقتصادی با اهداف توزیعی جامعه مغایرت دارد. این امر با عنوان "شکست بازار[1]" در اقتصاد مشهور می‌باشد. سیاست‌گذاران انرژی کشور می‌توانند در مرحله دوم تنظیم مکانیسم قیمت‌گذاری، از طریق ابزارهای مناسب مالی و پولی این مغایرت‌ها را تا حد امکان به حداقل برسانند (بهینه دوم[2]).

روش قیمت‌گذاری رمزی که در این مطالعه از آن استفاده شده و در ادامه بیان خواهد شد، یکی از روش‌های بهینه‌سازی نوع دوم است که در آن رفاه اقتصادی در شرایطی به حداکثر می‌رسد که در عین حال صنعت از سود (حداقل یا صفر) اقتصادی برخوردار باشد. اگر تقاضای کالای تولیدی صنعت به زمان بستگی نداشته باشد،

1. Market Failure
2. Second Best Pricing

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

قیمت‌های رمزی به‌سادگی از حداکثر سازی مازاد مصرف‌کننده (CS)[1] در کاربردهای مختلف و مازاد تولیدکننده (PS)[2] به‌دست می‌آید.

در این مطالعه هدف بررسی ساختار تقاضای گاز طبیعی توسط نیروگاه‌ها، بررسی ساختار قیمت‌گذاری گاز طبیعی با تأکید بر بخش نیروگاه‌ها و استخراج قیمت بهینه گاز طبیعی برای بخش نیروگاه‌ها است. بنابراین مطالعه حاضر به‌صورت زیر ساماندهی شده است: در قسمت اول مبانی نظری قیمت‌گذاری رمزی مورد تحلیل قرار می‌گیرد. برای اعمال این روش قیمت‌گذاری به کشش‌های تقاضای گاز و هزینه نهایی تولید گاز نیاز داریم. لذا برای به دست آوردن کشش تقاضای گاز سیستم معادلات همزمان تقاضای مشتقه گاز نیروگاهی تصریح و مدل برآورد می‌شود. در قسمت دوم جهت برآورد تابع تولید گاز طبیعی از مطالعه صادقی یگانه (۱۳۹۰) که با حمایت شرکت ملی گاز ایران به انجام رسیده است، استفاده می‌شود. پس از به دست آوردن کشش نهاده نیروی کار، سرمایه و خوراک پالایشگاه‌های تولید گاز مقدار بازدهی نسبت به مقیاس به دست می‌آید. با استفاده از اطلاعات سازمان انرژی‌های نو هزینه تمام شده هر مترمکعب گاز بر مقدار بازدهی نسبت به مقیاس تقسیم شده تا هزینه نهایی تولید گاز طبیعی به دست آید.

در بخش آخر با استفاده از مقدار به دست آمده برای هزینه نهایی تولید گاز، قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه‌ها محاسبه می‌شود.

۲- حقایق آشکار شده

در ایران گاز طبیعی، از منظر بخش عرضه، تولید و استخراج گاز از میادین در قالب یک ساختار انحصاری انجام می‌پذیرد و دولت متصدی امور تولید و استخراج گاز است. توزیع گاز در میان مشترکین مصرف‌کننده نهایی و مشتقه گاز نیز به عهده شرکت ملی گاز ایران است.

روند قیمت‌های اعمالی روی گاز تحویلی به نیروگاه‌های کشور دارای دو بخش است که بخش اول از سال ۱۳۷۰ تا ۱۳۸۸ و بخش دوم از سال ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۵ یعنی پس از قانون هدفمندسازی یارانه‌ها را در برمی‌گیرد. قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها از ۳ ریال برای هر مترمکعب در سال ۱۳۷۰ به ۱۱ ریال در سال ۱۳۷۶ و ۴۹ ریال در سال ۱۳۸۶

1. Consumer Surplus
2. Producer Surplus

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

رسیده است. اما از سال ۱۳۸۹ و با اعمال قیمت حامل‌های انرژی بر اساس قانون هدفمندسازی یارانه‌ها، به‌استثنای سال ۱۳۹۰ و قیمت ۷۰۰ ریالی، در باقی سال‌ها قیمت ۸۰۰ ریال برای هر مترمعکب گاز تحویلی به نیروگاه‌ها اعمال شده است. بر اساس ارقام ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۵، پیش از سال ۱۳۸۹، قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها با متوسط نرخ رشد سالانه ۱۷,۸۲ درصد افزایش یافته است.

اگر قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها را با گاز تحویلی به سایر مصرف‌کنندگان مقایسه کنیم آنگاه مشاهده می‌شود که این قیمت نسبت به سایر بخش‌ها، قیمت پایین‌تری است. بر اساس آمارهای ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۵ بالاترین قیمت متوسط فروش گاز طبیعی به بخش حمل‌ونقل با قیمت ۴۵۰۰ ریال بر مترمعکب و کمترین قیمت متوسط بعد از نیروگاه‌ها برای بخش‌های آموزشی، ورزشی و مذهبی با قیمت ۸۰۵ ریال بر مترمکعب بوده است. لذا می‌توان نتیجه گرفت که دولت به‌مثابه متصدی انحصاری تولید، انتقال و تحویل گاز طبیعی، از سیاست اعمال تبعیض قیمتی استفاده می‌کند که ملاحظات تقویت پیامدهای مثبت خارجی (مانند اعمال تعرفه پایین برای بخش آموزشی و ورزشی)، ملاحظات حمایتی (مانند تعرفه پایین سازمان‌های خیریه) و ملاحظات توزیعی یا حمایتی سوبسیدی (مانند قیمت به نسبت کمتر برای نانوایی‌های سنتی) در اتخاذ این رویکرد مؤثرند. قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها نیز از منظر جایگاه گاز طبیعی به‌عنوان نهاده مورد نیاز آن‌ها برای تولید برق قابل تحلیل است. در جدیدترین رویکرد قیمت‌گذاری گاز کشور برای بخش تولید برق، بر اساس مصوبه جلسه هیئت وزیران به تاریخ ۱۳۹۶/۱۲/۲۷ به پیشنهاد وزارت نفت و به استناد ماده اول قانون هدفمندی یارانه‌ها (مصوب ۱۳۸۸)، قیمت عرضه هر مترمکعب گاز طبیعی موضوع بندهای ۳ و ۱ تصویب‌نامه شماره ۲۶۰۹۶ ت ۱۹۳۰ ه مورخ ۴ اردیبهشت سال ۱۳۹۴، به میزان پانزده درصد افزایش یافت.

۳- پیشینه پژوهش

اصلاح قیمت گاز طبیعی و سایر حامل‌های انرژی چند سالی است که از مهم‌ترین چالش‌های اقتصادی کشور به شمار می‌رود. در این راستا مطالعات متعددی در خصوص قیمت‌گذاری گاز طبیعی، برق، آب و ... به روش‌های مختلف از جمله روش رمزی جهت استفاده در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده صورت گرفته است که در ادامه خلاصه‌ای از آن‌ها بیان می‌شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

جدول ۱. برخی از مطالعات انجام شده در زمینه قیمت‌گذاری گاز طبیعی

محقق	سال	عنوان	شرح
صادقی یگانه	۱۳۹۰	مقایسه شیوه قیمت‌گذاری رمزی، حداکثر ظرفیت و تعیین آزادانه در بخش گاز طبیعی	ابتدا تقاضای گاز بخش خانگی، صنعت و بخش تجاری- عمومی برآورد شده است سپس تابع تولید گاز برآورد شده است و در نهایت قیمت رمزی به دست آمده و با قیمت حداکثر ظرفیت و تعیین آزادانه قیمت مقایسه شده است.
نادری	۱۳۹۵	قیمت‌گذاری بهینه گاز طبیعی ایران با استفاده از مدل رمزی و روش تخمین رگرسیون فازی	ابتدا به ارائه الگوی تحلیلی توابع تقاضای گاز طبیعی در بخش خانگی و صنعت کشور پرداخته شده است سپس بخش عرضه گاز تحلیل و با استفاده از هزینه نهایی قیمت رمزی محاسبه شده است.
لیو و کبودان[1]	۲۰۰۴	پیش‌بینی تقاضا برای گاز طبیعی در ایالات‌متحده	ابتدا با استفاده از برنامه‌ریزی ژنتیک/ سیستم رگرسیون معادلات همزمان تقاضای کوتاه‌مدت گاز طبیعی پیش‌بینی شده است. عرضه گاز به چهار بخش مصرف‌کننده تقسیم شده و با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی تقاضای گاز برآورد می‌شود.
چدید، کابروسلی و قجر[2]	۲۰۰۶	مدل عرضه نفت خام و گاز طبیعی در خاورمیانه	عرضه نفت خام و گاز طبیعی برای ۹ کشور در خاورمیانه بین سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۰۱ به دست آورده شده و براساس این اطلاعات تولید تا سال ۲۰۱۰ تخمین زده شده است.
زو، چی ژائو، تیان و ژانگ[3]	۲۰۱۶	هزینه و استراتژی‌های توسعه صنعت تولید انرژی از گاز طبیعی چین	برای تخمین هزینه تولید انرژی از گاز هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه استهلاک و هزینه سوخت نیروگاه‌ها در نظر گرفته شده است و برای کاهش قیمت گاز طبیعی پیشنهاد شده که بازار به‌جای دولت قیمت را تعیین کند.

1. Kaboudan, Liu
2. Chedid, Kobrosly and Ghajar
3. Zhu, Zhao, Tian and Zhang

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

۴- مبانی نظری

از لحاظ نظری ثابت شده که اگر شرایط بهینگی اول در سایر بخش‌های اقتصاد برقرار باشد، آنچه رفاه را به حداکثر می‌رساند، روش قیمت‌گذاری هزینه نهایی است. به این معنی که اگر قیمت، مساوی هزینه نهایی برقرار شود، اضافه رفاه به معنی مجموع مازاد مصرف‌کننده و مازاد تولیدکننده در حداکثر است (محمدی، ۱۳۷۹). ولی مشکل این شیوه قیمت‌گذاری این است که در صورتی رفاه در قالب این روش به حداکثر می‌رسد که تمام شرایط بهینه پارتو در بخش‌های دیگر اقتصاد تأمین‌شده باشد (اسپلبر، ۱۹۹۹)[1]. نظریات اقتصاد خرد خاطر نشان می‌سازد که انحصارگر تمایل دارد تا قیمت کالایش را بالاتر از هزینه نهایی تولید آن تعیین کند و مقادیر کمتری نسبت به حالت رقابتی کالا عرضه کند زیرا در غیر این صورت سودش کاهش خواهد یافت. بر اساس این نظریات وقتی می‌توان بنگاهی را وادار نمود که قیمت کالای خود را برابر هزینه نهایی تولید قرار دهد که دارای شرایط رقابتی باشد (امامی میبدی، ۱۳۷۸). صنایعی که انحصاری هستند و از طرفی شرایط بهینه پارتو در تمام بخش‌های اقتصاد فراهم نیست، بنگاه‌ها ناگزیر به اعمال شیوه‌هایی از قیمت‌گذاری هستند که ضمن عدم زیان‌دهی، رفاه اجتماعی را نیز حداکثر نماید. به این منظور راه‌حلی که پیشنهاد می‌شود اضافه کردن یک قید بودجه است به‌طوری‌که بنگاه در نقطه سر به سر قرار گیرد. به بیانی دیگر، تدوین‌کنندگان مقررات باید یک مجموعه بهینه از قیمت‌ها را به نام "قیمت‌های بهینه دوم" با توجه به قید سر به سری تعیین نمایند (بری، ۲۰۰۰)[2]. این قیمت‌ها به قیمت‌های رمزی معروف شده‌اند. با توجه به صنایع گاز، فرض می‌شود که صنعت گاز گروهی از مصرف‌کنندگان را شامل می‌شود و تقاضای هر گروه به هم وابسته نیستند، از این‌رو کشش‌های متقاطع تقاضا صفر می‌باشند. قیمت‌های رمزی نیازمند داشتن هزینه نهایی و همچنین کشش قیمتی تقاضاست. توجه به توضیحات بالا نشان می‌دهد که در این تحقیق توجه به اهداف و انگیزه‌های طرف‌های سه‌گانه ذیربط در اقتصاد گاز یعنی: تولید (و توزیع) کننده گاز (شرکت‌های ملی نفت و گاز)، مصرف‌کننده گاز (بخش‌های مصرفی مانند خانوار، صنعت،

1. Spulber
2. Berry, S.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

پتروشیمی، برق، تجاری، کشاورزی و صادرات) و نیز سیاست‌گذار (در اینجا دولت به‌عنوان مالک منابع گاز به نمایندگی از سوی مردم ایران) در چارچوب مبانی نظری اقتصاد منابع پایان‌پذیر (در اینجا گاز طبیعی) و تجربیات جهانی قیمت‌گذاری گاز، در نظر گرفته شده است.

روش قیمت‌گذاری رمزی، ۱۹۲۷[1]، روشی است که در آن رفاه اقتصادی در شرایطی به حداکثر می‌رسد که در عین حال صنعت از سود (حداقل یا صفر) اقتصادی برخوردار باشد. اگر تقاضای کالای تولیدی صنعت به زمان بستگی نداشته باشد، قیمت‌های رمزی به‌سادگی از حداکثر سازی مازاد مصرف‌کننده (CS)[2] در کاربردهای مختلف و مازاد تولیدکننده (PS)[3] به دست می‌آید.

در این مطالعه از یکی از شکل‌های شناخته شده رمزی استفاده می‌شود که در آن فرض بر کشش‌های متقاطع قیمتی صفر است تا بتوان قواعد قیمت‌گذاری را به راحتی استخراج کرد. همچنین فرض می‌گردد که گاز موردنظر مشمول مقررات است و به‌وسیله مصرف‌کنندگان برای هدف تولید برق توسط نیروگاه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. کاربردهای مختلف کالا را با q_i نشان می‌دهیم که $i = ۱,۲,۳...,m$ است. تابع مطلوبیت مصرف‌کننده i به شکل $U_i = U(q_i)$ است.

تابع تقاضای بازار برای گاز با کاربردهای مختلف را می‌توان به شکل زیر نوشت:

$$Q_i^D = Q_i(p_i) \qquad (۱)$$

که در آن Q_i^D تقاضای گاز در بخش i و p_i قیمت گاز در بخش i است. اضافه رفاه مصرف‌کننده که به میزان Q_i گاز خریداری کرده است را می‌توان به شکل زیر نشان داد:

$$CS_i = \int_{۰}^{q_i} p_i(q_i)dq_i - p_i q_i \qquad (۲)$$

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

$$CS^T = \sum_{i=۱}^{m}\left(\int_{۰}^{q_i} p_i(q_i)dq_i - p_i q_i\right) \qquad (۳)$$

1. Ramsey
2. Consumer Surplus
3. Producer Surplus

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

از طرفی تابع هزینه کل بنگاه تولیدکننده کالای q به شکل زیر تعریف می‌شود:

$$TC = TC(q_1, q_2, \ldots, q_m) \quad (۴)$$

فرض می‌شود که تابع هزینه مشتق‌پذیر و برحسب Q فزاینده بوده و نشان‌دهنده بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس است.

$$Q = (q_1, q_2, \ldots, q_m) \quad (۵)$$

بنابراین برای هر سطح گاز هزینه‌ها به‌وسیله قیمت‌گذاری هزینه نهایی پوشش داده نمی‌شود به‌طوری‌که داریم:

$$\sum_{i=1}^{m} q_i . MC(q_i) \leq TC(Q) \quad (۶)$$

بنابراین سود برای بنگاه به شکل زیر تعریف می‌شود. از طرفی این مقدار همان مازاد تولیدکننده است.

$$\pi = PS^T = \sum_{i=1}^{m} p_i . q_i - TC\ (q_1, q_2, q_3, \ldots\ q_m) \quad (۷)$$

ازاین‌رو رفاه کل[1] (TW) به‌عنوان مجموع کل منافع خالص مصرف‌کننده و تولیدکننده به شکل زیر تعریف می‌شود:

$$TW = PST + CST \quad (۸)$$

$$TW = \sum_{i=1}^{m}[\int_0^{q_i} p_i(q_i)dq_i - p_I . q_i] + \sum_{i=1}^{m} p_I . q_i - TC\ (q_1, q_2, q_3, \ldots\ q_m) \quad (۹)$$

در این صورت قیمت‌های بهینه دوم و منحصر به فرد آنهایی هستند که رفاه کل را مشروط به قید سر به سری ($\pi = 0$) حداکثر می‌نمایند. به بیان دیگر داریم:

$$MAX: TW = \sum_{i=1}^{m}[\int_0^{q_i} p_i(q_i)dq_i - p_i . q_i] + \sum_{i=1}^{m} p_i . q_i - TC\ (q_1, q_2, q_3, \ldots\ q_m) \quad (۱۰)$$

$$s.t\ (\pi = 0)$$

که با ساده‌سازی داریم:

$$MAX: TW = \sum_{i=1}^{m} \int_0^{q_i} p_i(q_i)dq_i - TC\ (q_1, q_2, q_3, \ldots\ q_m) \quad (۱۱)$$

مشروط به این‌که:

$$\sum_{i=1}^{m} p_i . q_i = TC\ (q_1, q_2, q_3, \ldots\ q_m) \quad (۱۲)$$

با تشکیل تابع لاگرانژ داریم:

$$MAX: L = \sum_{i=1}^{m} \int_0^{q_i} p_i(q_i)dq_i - TC\ (q_1, q_2, q_3, \ldots\ q_m) + \quad (۱۳)$$

1. Total Welfare

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

$\theta \sum_{i=1}^{m} p_i \cdot q_i - TC\ (q_1, q_2, q_3, \dots\ q_m)$

شرط مرتبه اول برای حداکثر سازی L برحسب q_i با مشتق‌گیری جزئی به دست می‌آید:

$$\frac{\partial L}{\partial q_i} = P_i(q_i) - MC_i(q_i) + \theta\left[p_i + q_i.\frac{\partial p_i}{\partial q_i} - MC_i(q_i)\right] = 0 \qquad (۱۴)$$

$$[P_i(q_i) - MC_i(q_i)](1+\theta) + q_i.\frac{\partial p_i}{\partial q_i}.\theta = 0 \qquad (۱۵)$$

با مرتب‌سازی داریم:

$$[P_i(q_i) - MC_i(q_i)](1+\theta) = -q_i.\frac{\partial p_i}{\partial q_i}.\theta \qquad (۱۶)$$

و با تقسیم هر دو طرف بر $(1+\theta)$ و P_i داریم:

$$\frac{\theta}{1+\theta} = E_i\left(1 - \frac{MC_i(q_i)}{P_i}\right) \qquad (۱۷)$$

به عبارت دیگر:

$$P_i = MC_i(q_i) \times \frac{(1+\theta)\times E_i}{(1+\theta)\times E_i - \theta} \qquad (۱۸)$$

قیمت p_i، بهینه دوم یا قیمت رمزی برای کالای موردنظر مربوط به مصرف‌کننده i می‌باشد.

۴- یافته‌های تحقیق

هدف از انجام مطالعه حاضر، محاسبه قیمت رمزی برای گاز ورودی به نیروگاه‌های تولید برق است که قلمروی مکانی آن، کل کشور و قلمروی زمانی آن در دوره ۱۳۶۸ تا ۱۳۹۵ است. نوع پژوهش ماهیتی اکتشافی برای قیمت رمزی دارد. محاسبه قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه‌ها نیازمند آمارهای مقدار گاز تحویلی به نیروگاه‌ها و قیمت آن است. ازاین‌روی، نیروگاه‌های گازسوز کشور، جامعه آماری این تحقیق را تشکیل می‌دهد. نمونه آماری به‌صورت تمام‌شماری انتخاب می‌شود. لیست نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی کشور و مشخصات آن‌ها در پیوست آورده شده است.

برای گردآوری داده‌های پژوهش حاضر، از روش اسنادی استفاده می‌شود که پایگاه آماری ترازنامه انرژی کشور، ابزار گردآوری اطلاعات آن است. البته مهم‌ترین محدودیت درباره دسترسی به اطلاعات و داده‌ها، کمبود داده‌ها به‌صورت سری زمانی است

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

به‌طوری‌که داده مربوط به قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها و گاز مصرفی آنها از سال ۱۳۶۸ موجود است و از همین روی، طول دوره زمانی برابر با ۲۸ سال است.

۵- تصریح و برآورد مدل

تصریح مدل

با استفاده از رویکرد کبودان (۲۰۰۴) الهام بگیریم می‌توان فرم کلی سیستم معادلات همزمان تقاضای مشتقه گاز نیروگاهی را به شرح معادله ۷ تصریح کرد:

$$\begin{aligned} PGD_t &= f\left(FUD_t, PGP_t, PMZ_t, GDP_t, POP_t\right) \\ FUD_t &= f\left(AVP_t, MST_t, VA_t, TMP_t\right) \end{aligned} \qquad (۷)$$

در مجموعه معادلات ۷، PGD معرف تقاضای گاز نیروگاه، FUD معرف جمع تقاضای برق بخش‌های صنعت، کشاورزی، خانگی و تجاری، PGD، قیمت گاز تحویلی به نیروگاه، PMZ قیمت مازوت به‌عنوان قیمت نهاده جانشین، GDP تولید ناخالص داخلی و POP جمعیت کشور است. متغیرهای AVP معرف متوسط قیمت برق مصرفی بخش‌های صنعتی، تجاری، خانگی، کشاورزی، MST تعداد مشترکان برق، VA ارزش افزوده و TMP میانگین درجه حرارت دمای سالانه کشور را نمایش می‌دهد.

در سیستم معادلات تقاضا، ارتباط ساختاری بین معادلات آنها را در یک دستگاه قرار می‌دهد و به روش FIML[1] تخمین زده می‌شوند. روش حداکثر درستنمایی با اطلاعات کامل از کل سیستم معادلات استفاده می‌کند. اگر توزیع جملات خطا، نرمال باشد روش FILM کاراتر از هر تخمین دیگری است. تخمین زننده FILM تمام معادلات و پارامترها را به‌صورت یک‌جا در نظر می‌گیرد، در واقع از تابع احتمال جملات خطای تمام معادلات استخراج می‌شود. با حداکثرسازی این تابع، تخمین‌زننده حداکثر درستنمایی به دست می‌آید.

پیش از انجام تخمین‌های رگرسیونی لازم است تا مانایی متغیرهای اصلی تحقیق سنجیده شود. یک سری زمانی در صورتی مانا‌ست که میانگین، واریانس، کوواریانس و در نتیجه ضریب همبستگی آن در طول زمان ثابت باقی بماند و مهم نباشد که در چه

1. Full information maximum likelihood

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

مقطعی از زمان این شاخص‌ها را محاسبه کنیم. این شرایط تضمین می‌کنند که رفتار یک سری مانا در هر مقطع متفاوتی از زمان منظور شده باشد. در جدول ۱، نتیجه آزمون مانایی متغیرهای اصلی تحقیق به نمایش درمی‌آید.

جدول ۱. آزمون مانایی متغیرهای تحقیق

متغیر	مانایی متغیرها	آمارهADF	احتمال
AVP	مانایی در تفاضل اول	-۴,۰۷۷	۰,۰۰۴۷
FUD	مانا در سطح	-۳,۸۰۳۰	۰,۰۳۶۰
GDP	مانا در تفاضل اول	-۳,۷۲۱۴	۰,۰۰۹۸
MST	مانا در سطح	-۵,۰۹۶۱	۰,۰۰۲۸
PGD	مانا در سطح	-۴,۷۷۵۷	۰,۰۰۴۱
PGP	مانا در تفاضل اول	-۵,۵۲۷۱	۰,۰۰۰۱
PMZ	مانا در تفاضل اول	-۴,۹۷۷۳	۰,۰۰۰۵
POP	مانا در تفاضل اول	-۳,۷۸۵۵	۰,۰۰۸۴
TMP	مانا در تفاضل اول	-۴,۹۳۴۱	۰,۰۰۰۶
VA	مانا در سطح	-۳,۸۶۱۶	۰,۰۳۳۱

منبع: یافته‌های تحقیق

جدول ۱ نشان می‌دهد که هیچ یک از متغیرهای تحقیق، به‌استثنای FUD، MST، PGD، VA در سطح مانا نیستند و باقی متغیرها در تفاضل اول مانا می‌شوند. ارزیابی آزمون هم‌انباشتگی هنگامی ضرورت پیدا می‌کند که دو متغیر مانا نباشند و ازاین‌رو احتمال رگرسیون کاذب بین آنها افزایش یابد؛ اما چنانچه ترکیب خطی از متغیرهای توضیحی و وابسته مدل، از مرتبه صفر ساکن باشد آنگاه آنها را هم‌انباشته تلقی می‌کنیم؛ یعنی دو متغیر روی طول موج یکسانی هستند. در واقع، هم‌انباشتگی به این معناست که متغیرهای توضیحی و وابسته، روندزدایی می‌شوند. حتی اگر متغیرها به تنهایی مانا نبود اما هم‌انباشته باشند آنگاه رگرسیون بین آنها معنادار است و خطر رگرسیون کاذب از میان می‌رود (گجراتی، ۱۳۷۸).

جدول ۲، نتیجه آزمون هم‌انباشتگی برای متغیرهای مربوط به تخمین کشش قیمتی تقاضای مشتقه گاز نیروگاهی را بیان می‌کند. بر اساس جدول، مقدار آماره

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

آزمون یوهانسون تقاضا برابر با ۱۷۹,۷۸ و احتمال آن برابر صفر است. از این‌رو می‌توان نتیجه گرفت که (با ۹۵ درصد اطمینان) از هم‌انباشتگی برخوردارند و می‌توان برآورد کشش قیمتی تقاضای مشتقه گاز نیروگاهی را بر اساس آن‌ها انجام داد؛ به عبارت دیگر، رگرسیون آن‌ها کاذب نیست و رابطه آن‌ها در بلندمدت می‌تواند معتبر باشد.

جدول ۲. آزمون هم‌انباشتگی متغیرهای تحقیق

	آزمون	مقدار	احتمال
گروه تقاضا	یوهانسن	۱۷۹,۷۸	۰

منبع: یافته‌های تحقیق

از سال ۱۳۸۹ و در نتیجه اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها، قیمت گاز تزریقی به نیروگاه‌ها از ۴۹ ریال برای هر مترمکعب گاز به ۸۰۰ ریال برای هر متر مکعب گاز افزایش یافته است. این تغییر می‌تواند عاملی برای شکست ساختاری در معادلات و در نتیجه ناکارایی تخمین کشش قیمتی باشد. برای این منظور، آزمون شکست ساختاری Chow برای سال ۱۳۸۹ اجرا شد و نتیجه آن به شرح جدول ۳ است.

جدول ۳. نتیجه آزمون شکست ساختاری Chow

آماره	مقدار آماره	مقدار احتمال
F	۲۷,۰۷	۰,۰۰۰۱
نسبت راست‌نمایی	۲۲,۹۵	۰
والد	۲۷,۰۷۹	۰

منبع: یافته‌های تحقیق

بر اساس نتایج آزمون Chow در جدول ۳، یعنی مقادیر احتمال کوچک‌تر از ۰,۰۵ هر سه آماره، شکست ساختاری در سال ۱۳۸۹ تأیید می‌شود و لازم است تا تخمین رگرسیون بر اساس احتساب این شکست ساختاری و افزودن متغیر Dummy با مقادیر صفر برای سال‌های پیش از ۱۳۸۹ و ۱ برای سال‌های بعد از ۱۳۸۹ انجام پذیرد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

برآورد مدل

در این قسمت، مقاله کبودان (۲۰۰۴)، مبنای تخمین کشش قیمتی تقاضای گاز است. معادلات ۸ بر اساس معادله ۷ تصریح شده‌اند. معادله اول، تقاضای مشتقه گاز نیروگاهی بر اساس قیمت گاز تحویلی به نیروگاه و مجموع تقاضای خانگی، صنعتی، کشاورزی و تجاری برق است. معادله دوم به مجموع تقاضای برق خانگی، صنعتی، کشاورزی و تجاری بر اساس یک قیمت میانگین و مقدار گذشته مصرف برق این بخش‌ها اختصاص دارد.

$$\begin{aligned} LPGD_t &= \alpha + \beta_1 LPGP_t + \beta_2 LFUD_t + \beta_3 DUM_t + \beta_4 LGDP_t \\ &\quad + \beta_5 LPOP_t + \beta_6 LPMZ_t + \varepsilon_t \\ LFUD_t &= \gamma + \theta_1 LFUD_{t-1} + \theta_2 LAVP_t + \theta_3 LMST_t \\ &\quad + \theta_4 LVA_t + \theta_5 LTMP_t + \omega \end{aligned} \qquad (۸)$$

در معادلات بالا، متغیرها عبارتند از:

LPGD = لگاریتم تقاضای گاز نیروگاه

LPGP = لگاریتم قیمت گاز تحویلی به نیروگاه

LFUD = لگاریتم تقاضای نهایی برق

DUM = متغیر دامی مربوط به شکست ساختاری اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها

LGDP = لگاریتم تولید ناخالص داخلی

LPOP = لگاریتم جمعیت

LPMZ = لگاریتم قیمت مازوت

LAVP = لگاریتم میانگین قیمت برق برای تقاضای بخش‌های خانگی، صنعتی، تجاری و کشاورزی

LMST = لگاریتم مشترکان برق

LVA = لگاریتم ارزش افزوده

LTMP = لگاریتم میانگین دمای سالانه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

۳- برآورد تابع تقاضای گاز نیروگاه‌ها

در جدول ۴ کشش قیمتی تقاضای گاز نیروگاهی با احتساب شکست ساختاری در سال ۱۳۸۹ نشان داده شده است. این کشش بر اساس FIML تخمین زده شده است تا تمامی اطلاعات داده‌ها به کار گرفته شوند. کشش قیمتی تقاضای نیروگاه‌ها برای گاز تزریقی برابر با ۰,۰۴- است که با منطق تئوری تقاضا نیز سازگاری دارد و برای محاسبه قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه‌ها استفاده خواهد شد.

جدول ۴. کشش قیمتی تقاضای گاز نیروگاه بر اساس معادلات همزمان ۴- ۲

	ضریب	آماره t	مقدار احتمال
LPGP	۰,۰۴-	۴,۶۹-	۰,۰۰۶۴
آماره R^2	۰,۹۹		

منبع: یافته‌های تحقیق

برآورد بخش عرضه گاز طبیعی

نتیجه تخمین آلفا، بتا و بازدهی مقیاس تولید گاز در قالب تابع کاب- داگلاس به شرح جدول ۴ است.

$$Q = AL^{\alpha}K^{\beta}E^{\mu} \qquad (۹)$$

اگر از طرفین معادله لگاریتم گرفته شود آنگاه معادله به‌صورت زیر درآمده و قابل تخمین به روش OLS خواهد بود:

$$LQ = LA + \alpha LL + \beta LK + \mu LE + U \qquad (۱۰)$$

که در این رابطه:

LQ: لگاریتم میزان تولید گاز طبیعی برحسب میلیون مترمکعب

LM: عدد ثابت (بهره‌وری کل عوامل تولید)

LL: لگاریتم میزان نیروی کار بگرفته شده برحسب نفر در سال

LK: لگاریتم سرمایه به‌کار رفته در تأسیس، نگهداری پالایشگاه‌ها و ایجاد شبکه خطوط انتقال و توزیع

LM: لگاریتم میزان خوراک پالایشگاه‌های کشور

U: جمله خطای تصادفی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

صادقی یگانه (۱۳۹۰) پس از گردآوری اطلاعات لازم از جمله سرمایه، نیروی کار، خوراک به‌کار رفته در پالایشگاه‌ها و میزان تولید گاز طبیعی پالایشگاه‌های مختلف از شرکت ملی گاز ایران مربوط به سال ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۶ تابع تولید گاز طبیعی را برای پالایشگاه‌های کشور با استفاده از روش داده‌های ترکیبی برآورد کرده است. نتایج حاصل از این برآورد در جدول ۵ ارائه شده است.

جدول ۵. نتایج برآورد تابع تولید گاز طبیعی

تابع تولید	**Constant**	کشش تولید نسبت به نیروی کار	کشش تولید نسبت به سرمایه	کشش تولید نسبت به سوخت مصرفی	**DW**	درجه بازدهی به مقیاس
اثرات ثابت LSDV	۰,۸۹۳	۰,۱۳۸	۰,۱۹۰	۰,۷۴۳	۱,۸۹	۱,۰۷
اثرات تصادفی RE	-۱,۵۲۴	-۰,۰۴۶	۰,۳۰	۰,۸۱۵	۱,۰۷	۱,۰۶
آماره F Leamer ۰,۰۱۳۶(۴/۵۲)				آماره هاسمن (۰,۰۰۳۲)(۳)		

منبع: زهرا صادقی یگانه (۱۳۹۰)

نتایج آزمون F لیمر و هاسمن نشان‌دهنده این است که تابع تولید گاز طبیعی از الگوی ثابت پیروی می‌کند و نتایج مربوط به اثرات ثابت نشان می‌دهد که ضرایب متغیرها از نظر آماری معنادار بوده و از علامت مورد انتظار تئوریک پیروی می‌کند.

همچنین میزان بازدهی نسبت به مقیاس $(\alpha+\beta+\gamma)$ که از جمع کشش نهاده‌های نیروی کار، سرمایه و خوراک پالایشگاه‌ها حاصل گردیده برابر ۱/۰۷ بوده که تأکید بر بازدهی نسبت به مقیاس فزاینده تابع تولید و برقراری شرایط انحصار طبیعی می‌باشد که البته جهت اطمینان از درستی این امر از آزمون والد استفاده شده است. می‌دانیم که متناظر با هر تابع تولیدی یک تابع هزینه وجود دارد که از حل همزمان سه معادله‌ی زیر به دست می‌آید:

اول: تابع تولید

دوم: مسیر توسعه

سوم: معادله‌ی هزینه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

از حل این سه معادله به‌صورت هم‌زمان، تابع هزینه به شکل زیر به دست می‌آید:

$$TC = Br_1^{\frac{\alpha}{\delta}} \times r_2^{\frac{\beta}{\delta}} \times Br_3^{\frac{\gamma}{\delta}} \times Q^{\frac{1}{\delta}} \quad (11)$$

r_1: قیمت هر واحد نیروی کار به ریال

r_2: قیمت هر واحد سرمایه به ریال

r_3: قیمت هر واحد خوراک به ریال

β: عدد ثابت

بوده و $\alpha+\beta+\gamma=\delta$ برابر بازدهی نسبت به مقیاس می‌باشد. چنانچه از تابع هزینه فوق لگاریتم بگیریم خواهیم داشت:

$$\ln TC = \ln\beta + \frac{\alpha}{\delta}\ln r_1 + \frac{\beta}{\delta}\ln r_2 + \frac{\gamma}{\delta}\ln r_3 + \frac{1}{\delta}\ln Q \quad (12)$$

بنابراین کشش نهاده نسبت به ستاده برابر خواهد بود با:

$$E_Q = \frac{MC}{AC} = \frac{1}{\delta} \quad (13)$$

و

$$MC = \frac{1}{\delta} AC \quad (14)$$

در سال ۱۳۹۴، سید محمد صادق‌زاده مدیرعامل سازمان انرژی‌های نو هزینه تمام‌شده هر مترمکعب گاز طبیعی را ۲۳ سنت اعلام کرده است که این مبلغ معادل ۷،۸۴۱ ریال می‌باشد؛ و با تقسیم این عدد بر بازدهی نسبت به مقیاس، می‌توان به هزینه نهایی دست یافت.

$$MC = \frac{۷۸۴۱}{۱/۰۷} = ۷۳۲۸/۰۳ \quad (15)$$

براساس نتایج فوق با افزایش یک مترمکعب تولید گاز طبیعی مقدار هزینه‌ها ۷۳۲۸,۰۳ ریال افزایش می‌یابد.

حال با توجه به این‌که برای سال ۱۳۹۵ هزینه متوسط تولید یک مترمکعب گاز طبیعی به‌طور مشخصی موجود نمی‌باشد، بنابراین ما با توجه به هزینه متوسط سال ۱۳۹۴ که برابر ۷,۸۴۱ ریال و نرخ تورم در سال ۱۳۹۵ که برابر ۹ درصد می‌باشد هزینه متوسط هر مترمکعب گاز در این سال را برابر ۸،۵۴۹ ریال در نظر می‌گیریم.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

$$MC = \frac{۸۵۴۹}{۱.۰۷} = ۷۹۸۹.۷۱ \qquad (۱۶)$$

محاسبه قیمت رمزی گاز تزریقی به نیروگاه‌ها

محاسبه قیمت رمزی برای گاز تزریقی به نیروگاه‌ها یک بهینه‌سازی نوع دوم است که افزون بر فرض‌های محاسباتی که در فصل سوم تشریح شد، فرض مهم دیگری درباره نیروی کار به آن افزوده شد؛ حداقل دستمزد سالانه نیروی کار به تصویب شورای عالی تعیین دستمزد. دستمزد واقعی با این میزان فاصله دارد و به دلیل عدم دسترسی به این آمار از شرکت گاز ایران، امکان محاسبه هزینه کل واقعی فراهم نبود. با این وجود، هزینه محاسبه‌شده مبتنی بر شرایط بهینه تولید و کارایی تخصیص منابع از جمله در تابع تولید کاب-داگلاس است. افزون بر این، برای محاسبه قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه‌ها، مقدار مصرف و کشش قیمتی تقاضای نهایی گاز طبیعی نیز احتساب شده است. به این ترتیب، احتساب همزمان تقاضای مشتقه و تقاضای نهایی گاز طبیعی، امکان برآورد بهتری از قیمت رمزی را به دست می‌دهد. نادری (۱۳۹۲) کشش قیمتی تقاضای نهایی گاز طبیعی را برابر با ۰٫۵۸- برآورد کرده است که این رقم در اینجا به‌عنوان کشش تقاضای نهایی و رقم ۰٫۳۷- به‌عنوان کشش تقاضای واسطه در محاسبه قیمت رمزی به کار می‌رود. نتیجه محاسبه قیمت رمزی برای سال‌های ۱۳۹۴ و ۱۳۹۵ برای گاز تزریقی به نیروگاه‌ها به شرح جدول ۶ است.

جدول ۶. نتیجه محاسبه قیمت رمزی گاز تزریقی به نیروگاه با نرم‌افزار Maple

سال	قیمت جاری	قیمت رمزی
۱۳۹۴	۸۰۰	۸۵۸۹٫۷۱
۱۳۹۵	۸۰۰	۹۳۷۷٫۹۱

منبع: یافته‌های تحقیق / ارقام: ریال به مترمکعب

۶- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

هدف از این مطالعه بررسی روند قیمتی و یارانه‌ای موجود در صنعت گاز ایران و مشکلات و محدودیت هایی است که استقرار این سیستم قیمت‌گذاری، کشور را با آن مواجه ساخته است. در این میان کشور ما به دلیل داشتن شرایط خاص جغرافیایی،

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

فرهنگی، اجتماعی و اقتصادی و نیز شرایط خاص منابع انرژی از جمله کشورهایی است که هیچ گونه فشاری را برای افزایش کارایی چه از سمت بخش تولید و چه از طرف بخش مصرف آن احساس نمی‌کند. از طرف دیگر اعطای یارانه‌های دولتی برای مصرف‌کنندگان این کالا در کنار افزایش جمعیت مشکلات را چندین برابر کرده و بخش تولید آن را با چالشی جدی همراه نموده است. این تحقیق در طول روند خود به دنبال راه حلی بود که این مشکل صنعت گاز را با استفاده از یک روش قیمت‌گذاری عملی حل کند. در این میان با توجه به تصمیم دولت برای اجرای طرح هدفمند کردن یارانه‌ها و پرداخت نقدی آن برای عادلانه کردن دسترسی تمام اقشار جامعه به این یارانه‌ها و مهم تر از همه اصلاح الگوی مصرف لازم می‌نماید تا روشی را برای قیمت‌گذاری این کالا اتخاذ کنیم. روش پیشنهادی "قیمت‌گذاری رمزی" است قیمت‌گذاری رمزی یکی از متدهای رایج در قیمت‌گذاری کالاهای عمومی است که تولیدکننده آن از بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس برخوردار است و تقریباً دارای انحصار است. از طرف دیگر نتایج مطالعه حاضر نیز داشتن بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس این صنعت را تأیید می‌کند، لذا می‌توان گفت که ما مجوز استفاده از روش قیمت‌گذاری رمزی برای صنعت گاز را داریم.

طبق نتایج حاصل از فصل چهارم تولید گاز در کشور بازدهی صعودی به مقیاس دارد و کشش قیمتی تقاضای گاز نیروگاه‌ها برای تولید برق، منفی است که با منطق تئوری تقاضا سازگاری دارد و برای محاسبه قیمت رمزی گاز تحویلی به نیروگاه‌ها استفاده شد.

با مقایسه قیمت‌های رمزی و قیمت‌های جاری مشاهده شد که قیمت‌های جاری هم‌چنان با قیمت‌های رمزی اختلاف دارند. قیمت‌ها قبل و بعد از هدفمندی یارانه‌ها کمتر از قیمت‌های رمزی می‌باشند و این اختلاف از جانب دولت پرداخت می‌گردد.

منابع

آمار نامه شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران، فصل چهاردهم

تراز نامه انرژی کشور ۱۳۹۴

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

تراز نامه هیدروکربوری ایران ۱۳۹۴

دهنوی جلال (۱۳۹۱) پیش‌بینی مکانیسم قیمت‌گذاری گاز طبیعی با نگاهی به تحولات اخیر بازار گاز، اقتصاد انرژی نفت و گاز، شمار ۱۵۱ و ۱۵۲، صص ۱۳-۵

جوان افشین، محمدی تیمور، غنیمی فرد حجت الله، تکلیف عاطفه (۱۳۹۵) 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. فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی. ۱۲ (۴۸): ۶۳-۹۱.

صادقی یگانه (۱۳۹۰)،" مقایسه شیوه‌های قیمت گذاری رمزی، حداکثر ظرفیت و تعیین آزادانه در بخش گاز طبیعی مطالعه موردی ایران "، وزارت علوم و تحقیقات و فناوری، دانشگاه تربیت مدرس.

مروری بر ۲۹ سال آمار انرژی کشور (۱۳۹۵-۱۳۶۷)، معاونت امور برق و انرژی وزرات نیرو، دفتر برنامه‌ریزی و اقتصاد کلان برق و انرژی.

موسوی میرحسین (۱۳۹۲)، " قیمت‌گذاری بهینه بنزین و نفت گاز با لحاظ هزینه‌های خارجی در بخش حمل و نقل ایران"، فصلنامه حمل و نقل، سال دهم، شماره اول، بهار، صص ۱۰۴-۸۹.

نادری رسول، پورکاظمی محمدحسین، حاتمی مهدی، (۱۳۹۵)، "قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بخش صنعت با استفاده از مدل رمزی و روش تخمین رگرسیون فازی"، نشریه علمی پژوهشی مهندسی و مدیریت انرژی، سال ششم، شماره اول، صص ۶۹-۵۲.

Bigerna,S., Bollino, C.A. (2015), “Ramsey prices in the Italian electricity market” Energy Policy.

Chedid, R. and Kobrosly, M. and Ghajar, R. (2006). “A supply model for crude oil and natural gas in the Middle East”. Energy Policy 35, 2069-2109.

Hu Aolin, Dong Qing, “Natural Gas Industry”, B 2 (2015) PAGE: 374-382.

Liu. Y, Yun. L, and Yu X. (2018), “Gas Supply Pricing Mechanism and the Economics of Power Generation in China”. Energies, 11, 1058- 1-34.

Ramsey, F. P. (1927), “A Contribution to the Theroty of Taxation”, Economic Journal of Economics, 68-98.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

Sen Anupama, (2015) “Gas Pricing Reform in India”, Oxford Institute for Energy Studies, No. 286084.Kaboudan, M.A. and Liu, Q.W., (2004). “Forecasting quarterly us demand for natural gas”.

Tian R, Zhang Q, Wang G. (2015). “Market Analysis of Natural Gas for Power Generation in China”. Energy Predicta 75 (2015) 2718-2723.

Zhu, N. Zhao, Q. Tian, L. Zhang,Q. (2016) “Cost analysis and development strategies for China' natural gas power generation industry under the situation of energy price's reformation”. Energy Procedia 104, 203-208.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]

Natural Gas Pricing for Power Plants

Mir Hossein Mousavi
Associate Professor Department of Economics, Alzahra University,Tehran,
hmousavi@alzahra.ac.ir

Jalal Dehnavi
Assistant Professor, Department of Economics, AlZahra University, Tehran, Iran, j.dehnavi@alzahra.ac.ir

Negin Nematian[1]
MSc. Student in Energy Economics, Alzahra University,Tehran
nematian.negin@yahoo.com
Received: 2020/11/18 Accepted: 2021/06/29

Abstract

The production and supply of natural gas in Iran is monopolized in the hands of the Ministry of Petroleum and prices are set by administrative decisions. However, given that gas based power plants use it as an input to meet the needs of end users of electricity, optimal price of natural gas is related to the final price of electricity. We use time series data for the period 1989 to 2016 to estimate the price elasticity of gas demand. We first estimate the price elasticity of gas demand. We then calculate the efficiency of natural gas production at scale and calculate the final cost of the natural gas produced. We then calculate the coded price of gas delivered to power plants. The actual cost of supplying one cubic meter of natural gas to power plants in 2015 was 800 Rials. The natural gas prices based on estimated Ramsey price for the years 2015 and 2016 for the gas delivered to the power plants are 8589.71 and 9377.91 Rials per cubic meter respectively. We can thus conclude that current administrative prices for natural gas in the power plants sector are not optimal.

JEL Classification: L95, C61, Q41

Keywords: Natural gas, Power Plant, Ramsey pricing, Derived Demand

1. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-08]