فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفدهم / شماره ۷۰/ پاییز ۱۴۰۰/ صفحات ۸۴-۵۵

# قیمت‌گذاری گازطبیعی صادراتی ایران به اروپا: کاربردی از روش ارزش بازگشتی (Netback)

**منصوره رام**

**دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی، ram_310@yahoo.com**

**علی فریدزاد**[۱]

**دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، ali.faridzad@atu.ac.ir**

**عاطفه تکلیف**

**دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، a.taklif@atu.ac.ir**

**تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۴/۱۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۲/۱۳**

## چکیده

قیمت‌گذاری کالاها در بازار آزاد و رقابتی، بدون هیچ‌گونه اعمال فشار بر قیمت‌ها صورت می‌گیرد، اما ساختار بازار نفت و گاز، بر مکانیسم قیمت‌گذاری آن تأثیرگذار می‌باشد. با توجه به کالای راهبردی بودن نفت و گاز قیمت‌گذاری آن نیز تا حدودی متفاوت است. یکی از روش‌های قیمت‌گذاری گازطبیعی روش ارزش بازگشتی می‌باشد که در دهه‌های اخیر در بسیاری از قراردادهای بین‌المللی به‌کار رفته است. این روش قیمت‌گذاری با هدف ایجاد اطمینان خاطر برای مصرف‌کننده و تولیدکننده و به‌منظور رقابت‌پذیری با سوخت جایگزین و با کسر هزینه-های ترانزیت و انتقال گاز طبیعی از قیمت‌های بازاری سوخت در بازارهای هدف صورت می‌گیرد. در این پژوهش، پس از محاسبه ارزش بازاری گاز برای کشورهای هدف بازار صادراتی اروپا و همچنین عوارض عبور و هزینه انتقال، کمترین قیمت گاز صادراتی ایران به اروپا در مرز بازرگان برای کشور آلمان حدود ۳۰۰ دلار در هر هزار مترمکعب محاسبه گردیده است. مقایسه قیمت‌های محاسبه شده با قیمت‌های صادراتی کنونی ایران به ترکیه و عراق، نشان می‌دهد استفاده از روش قیمت‌گذاری ارزش بازگشتی برای بازار صادراتی اروپا کاملاً توجیه‌پذیر می‌باشد. این مقایسه تنها به محاسبه و برآورد قیمت در مرز ایران پرداخته و تنها از منظر اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. به‌منظور صادرات گاز به کشورهای اروپایی، افزون‌بر فراهم بودن شرایط قراردادی و قیمتی، شرایط سیاسی کشور نیز عامل بسیار مهمی در چانه‌زنی‌های بین‌المللی می‌باشد.

**طبقه‌بندی JEL:** D40, N50

**کلیدواژه‌ها:** قیمت‌گذاری، گازطبیعی، ارزش بازگشتی، صادرات

---

۱. نویسنده مسئول

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

**۱- مقدمه**

وجود مشخصاتی همچون عدم قطعیت در توسعه منابع و سرمایه‌گذاری‌های عظیم خاص در زنجیره انرژی از بخش تولید تا مصرف، خصوصیات منابع طبیعی، محدودیت منابع و تمرکز منابع در تعدادی محدودی[۱] از کشورها، مسائل میان دو بخش تصمیم گیرنده در حوزه تولید (شرکت‌های تولید کننده و صاحبان منابع)، کم‌کشش بودن تقاضای انرژی و اثر متقابل آن با تمرکز و محدودیت ظرفیت در بخش عرضه و همچنین ناکارایی و شکست بازار از قبیل پیامدهای خارجی اجتناب ناپذیر موجب شده است که بازار نفت و گاز از بازار سایر کالاها مجزا گردد و درنهایت قیمت‌گذاری آن همانند سایر کالاها نباشد.

قیمت‌گذاری گازطبیعی نیز با توجه به ویژگی‌های ساختار بخش گاز، ذخایر گاز، میزان دسترسی به گاز، رقابت منطقه‌ای، راهبرد کشورهای دارنده ذخایر گاز برای توسعه ذخایر و سرعت تخلیه مخازن و همچنین راهبرد سیاست‌گذاری انرژی برای توسعه طرح‌های خاص انرژی تعیین می‌گردد که بر اساس مذاکرات و چانه‌زنی‌هایی که بین کشورهای خریدار و فروشنده صورت می‌گیرد، قیمت گاز در نهایت بر اساس روش‌های مختلف تعیین گردد.

آزادسازی بازارهای گازطبیعی در ایالات‌متحده آمریکا و همچنین انگلستان و سپس گسترش آن در کشورهای اروپایی موجب شده که نحوه قیمت‌گذاری گازطبیعی و روش‌های مختلف آن در سال‌های اخیر تغییر زیادی داشته باشد و این امر افزایش تجارت گازطبیعی و رقابت در بازارهای مبادله در سطح خرده‌فروشی را به‌دنبال داشته است؛ اما عمده قراردادهای بین‌المللی که در قاره اروپا در سطح عمده‌فروشی منعقد شده یا به‌صورت مستقیم به قیمت نفت‌خام متصل بوده و یا با استفاده از روش بازگشتی[۲] به قیمت نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی وابسته بوده‌اند. شیوه قیمت‌گذاری بر اساس روش بازگشتی نمایانگر یکی از ویژگی‌های بازار گاز اروپا می‌باشد. قیمت گاز به روش بازگشتی همان قیمت پرداخت‌شده توسط شرکت واردکننده به تولیدکننده گاز در

---

۱. بر اساس آخرین گزارش شرکت بریتیش پترولیوم (BP2020) حدود ۶۴ درصد از ذخایر گاز طبیعی در پنج کشور روسیه، ایران، قطر، ترکمستان و آمریکا قرار دارد.

2. Netback

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

مرز آن کشور باتوجه به میانگین وزنی قیمت گاز بر اساس سوخت‌های جایگزین دیگر (عمدتاً نفت‌کوره و نفت‌گاز) در بازار مصرف‌کننده نهایی می‌باشد که پس از تعدیل قیمت بر اساس هزینه‌های انتقال، ذخیره‌سازی و مالیات در مرز صورت می‌گیرد. هدف از به‌کارگیری این روش، اطمینان از امکان رقابت گاز با سایر سوخت‌های جانشین در بازار هنگام فروش آن توسط خریدار عمده به مصرف‌کننده نهایی می‌باشد. این هدف با کم‌کردن[۱] تمام هزینه‌های حمل و نقل و سایر هزینه‌هایی که خریدار عمده گاز برای انتقال (تحویل) گاز به مصرف‌کننده نهایی متحمل می‌شود از قیمت گاز مصرفی توسط مصرف‌کننده نهایی تأمین می‌گردد. این روش برای اولین بار در سال ۱۹۶۸ توسط کشور هلند به‌منظور صادرات گاز به ایتالیا و سوئیس ابداع گردید و سپس توسط سایر کشورهای صادرکننده گازطبیعی مورد استفاده قرار گرفت. در حال حاضر گاز وارداتی اروپا از کشورهای روسیه و نروژ نیز از این طریق قیمت‌گذاری می‌گردد. ایتاک (۲۰۰۴)[۲]

کشورهای اروپایی با مصرف ۵۴۹ میلیارد مترمکعب در جایگاه چهارم بزرگ‌ترین مناطق مصرف‌کننده گاز در جهان پس از مناطق آسیا پاسیفیک، کشورهای مشترک‌المنافع[۳] و خاورمیانه قرار گرفته‌اند.[۴] واردات گازطبیعی اتحادیه اروپا از کشورهای خارج از مناطق ذکر شده در حدود ۳۱۵ میلیارد مترمکعب بوده است.[۵] ایران نیز با دارا بودن ۳۲ تریلیون مترمکعب گازطبیعی در پایان سال ۲۰۱۸، بعد از کشور روسیه[۶] در مقام دومین کشور دارنده گازطبیعی در جهان قرار گرفته است[۷]. این حجم عظیم ذخایر گازطبیعی ایران در بین کشورهای دارنده گاز، با توجه به میزان مصرف و میزان واردات گازطبیعی کشورهای اروپایی، هیچ‌گاه از منظر این کشورها غافل نبوده است. به‌گونه‌ای که متنوع‌سازی منابع واردات گاز در اروپا بر اساس گزارش پارلمان اروپا (۲۰۱۶)[۸]، برای کشورهای اروپایی یک الزام معرفی شده و از ایران به‌عنوان بهترین منبع

1. Netting back
2. Estache
3. CIS Countries
۴. میزان مصرف گاز طبیعی در مناطق آسیا پاسیفیک، کشورهای مشترک المنافع و خاورمیانه به ترتیب ۸۲۵، ۵۸۰ و ۵۵۳ میلیارد متر مکعب در پایان سال ۲۰۱۸ بوده است.
5. BP Statistical Review
۶. حجم ذخایر گاز طبیعی در پایان سال ۲۰۱۸، حدود ۳۹ تریلیون متر مکعب بوده است.
7. BP Statistical Review (2019)
8. European Commission (2016)

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

تأمین گاز این قاره در بین ۱۲ کشوری که امکان صادرات گاز به این کشورها را دارند، نام‌برده شده است.

در گزارش راهبرد گاز اروپا (۲۰۱۶)[1] اشاره شده است که ۷۱ درصد مصرف کل پازطبیعی اتحادیه اروپا از طریق واردات تأمین می‌شود که این رقم تا سال ۲۰۲۵ تغییر چندانی نخواهد داشت؛ اما از سال ۲۰۲۵ حدود ۱۰۰ میلیارد مترمکعب از قراردادهای بلندمدت این قاره منقضی می‌شود و علاوه بر آن، مصرف گازطبیعی نیز افزایش خواهد یافت. ازاین‌رو اتحادیه اروپا نیز به دنبال منابع جدید وارداتی به‌منظور ایجاد تنوع در سبد عرضه خود و قیمت مناسب گاز وارداتی تا سال ۲۰۲۵ می‌باشد.

بالا بودن حجم سرمایه‌گذاری برای ایجاد زیرساخت‌های انتقال و ذخیره‌سازی گازطبیعی به‌منظور واردات گازطبیعی توسط کشورهای اروپایی از ایران، موجب شده قیمت‌گذاری گازطبیعی برای این کشورها از اهمیت بسیاری برخوردار باشد. در این میان، افزایش توان صادراتی ایران با توجه به تکمیل فازهای ۲۴ گانه پارس جنوبی، بهره‌برداری از میادین جدید و اجرای سیاست‌های بهبود کارایی انرژی بخش‌های مختلف و مثبت‌شدن تراز گاز و همچنین ظرفیت بالای جذب گازطبیعی در کشورهای اروپایی فرصت مناسبی را برای افزایش تجارت گازطبیعی ایران فراهم آورده است تا سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده در بخش‌های تولید، پالایش و انتقال گازطبیعی از محل قیمت‌گذاری صحیح گاز و سودآوری آن در بلندمدت فراهم سازد.[2]

حجم عظیم واردات گاز توسط کشورهای اروپایی و همچنین منقضی‌شدن تعدادی از قراردادهای این اتحادیه با کشورهای صادرکننده گاز و نیاز این اتحادیه به انعقاد قرارداد با کشورهای مختلف به‌منظور متنوع سازی بازار واردات گاز خود، فرصتی را برای ورود ایران به بازار گاز اروپا فراهم نموده است. با توجه به قراردادهای منعقده این اتحادیه با کشورهای صادرکننده گاز، در این پژوهش، قیمت‌گذاری گاز صادراتی به مقصد اروپا بر اساس روش بازگشتی مورد بررسی و محاسبه قرار گرفته است. لازم به ذکر است تاکنون در مطالعات پیشین از این روش برای صادرات گاز ایران به مقاصد مختلف استفاده نشده

1. European Commission (2016)

۲. روند افت فشار میدان گازی پارس جنوبی و افت تولید از یک سو و رشد مصرف داخلی از سوی دیگر، منجر به مصرف گاز تولیدی در کشور گردیده است. اجرای سیاست های مصرف بهینه و اعمال سیاست‌های قیمتی به منظور کاهش مصرف داخلی، ظرفیت بالایی برای صادرات گاز فراهم می‌نماید.

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

است و از این رو، نتایج این پژوهش با توجه به محاسبات انجام شده برای ارزش بازاری گاز کشورهای اروپایی و همچنین محاسبه هزینه انتقال و ترانزیت گاز قابل توجه و حائز اهمیت می‌باشد. قیمت گازطبیعی در یک بازار، نه تنها به عوامل مستقیم از جمله هزینه‌های انتقال، میزان عوارض، ارزش بازاری گاز و مطالبات کشورهای ترانزیت‌کننده بستگی دارد بلکه قدرت چانه‌زنی کشورها نیز تأثیر به‌سزایی در ملاحظات قیمتی دارد. لذا در این پژوهش، هدف نهایی، یافتن حداکثر قیمت قابل عرضه به هر یک از کشورهای اروپایی در مرز ایران می‌باشد. بدیهی است قیمت فوق، بر اساس قیمت بازاری گازطبیعی کنونی در هر یک از این کشورها پس از کسر هزینه‌های عرضه گاز به این کشورها می‌باشد.

این پژوهش شامل پنج بخش است. پس از بیان مقدمه، در بخش دوم، مطالعات تجربی مورد بررسی قرار خواهد گرفت. مبانی نظری بر مبنای ارزش بازگشتی در بخش سوم مورد بررسی قرار گرفته است. در بخش چهارم ارزش بازاری گاز اروپا بر اساس ارزش سوخت‌های جایگزین برای ۵ کشور بزرگ مصرف‌کننده گاز محاسبه و سپس در همین بخش، هزینه انتقال و ترانزیت گاز از ایران به مقصد هر یک از کشورهای فوق محاسبه گردیده است. در نهایت ارزش بازگشتی گاز در مرز ایران- ترکیه برای هر یک از کشورهای فوق بر اساس ارزش بازاری گاز محاسبه‌شده در این کشورها و هزینه‌های ناشی از انتقال و ترانزیت گاز از ایران به آنها، محاسبه گردیده است[۱].

## ۲- مروری بر مطالعات تجربی

مطالعات بسیاری در سطح بین‌المللی در خصوص قیمت‌گذاری گازطبیعی و روش‌های مختلف آن صورت گرفته است. میلینگ (۲۰۱۰)[۲] در کتاب خود اشاره نموده که مکانیسم قیمت‌گذاری گاز طبیعی به دلیل محدودیت تجارت داخلی و بین‌المللی آن و همچنین منطقه‌ای بودن تولید و مصرف موجب شده از سایر کالاها و براساس

۱. شایان ذکر است این مقایسه صرفا به محاسبه قیمت و برآورد آن در مرز ایران پرداخته است و تنها از منظر اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. به منظور صادرات گاز به کشورهای اروپایی، علاوه بر فراهم بودن شرایط قراردادی و قیمتی، شرایط سیاسی و تأمین زیرساخت های لازم کشور نیز عامل بسیار مهمی در چانه‌زنی‌های بین‌المللی می‌باشد.

2. Melling

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

قیمت‌های تنظیم‌شده توسط دولت‌ها، قیمت‌های متصل به سوخت‌های جایگزین و قیمت‌گذاری در بازارهای آزاد متفاوت باشد. ازاین‌رو قیمت‌گذاری گازطبیعی براساس سوخت‌های جایگزین به‌ویژه فرآورده‌های نفتی ابتدا در دهه ۱۹۶۰ در کشورهای اروپایی و پس از آن در کشورهای آسیایی برای اولین بار صورت گرفت. هلندی‌ها برای صادرات مقادیر قابل‌توجهی گاز از طریق خط لوله، مذاکرات خود را در اوایل دهه ۱۹۶۰، با کشورهای آلمان، بلژیک و فرانسه آغاز نمودند و پس از آن صادرات گاز الجزایر به‌صورت گازطبیعی مایع‌شده[1] و همچنین صادرات گاز روسیه به اروپای شرقی و سپس به شمال غربی اروپا ادامه یافت. این رویکرد جدید قیمت‌گذاری گاز در هلند، در سال ۱۹۶۲، توسط وزیر معروف اقتصاد این کشور، آقای دپوس[2] به همراه شرکت‌های شل[3] و اسو[4] به‌منظور حداکثرسازی درآمد میدان گرونینگن[5]، بر اساس ارزش بازارای[6] و یا ارزش بازگشتی[7] به‌عنوان پایه‌ای برای بازاریابی گازطبیعی در مقابل روش جمع هزینه یا مبتنی بر هزینه[8] معرفی گردید.[9] در مقابل روش قیمت‌گذاری ارزش بازگشتی، روش جمع هزینه، قرار دارد. روش جمع هزینه‌ها یک روش افزودنی و روش ارزش بازاری یک روش کاهشی است. به‌گونه‌ای که در روش جمع هزینه، تمامی هزینه‌ها از جمله هزینه تولید، پالایش و انتقال گاز، هزینه‌های بالاسری و حاشیه سود برای بازار فروش محاسبه و با یکدیگر جمع می‌گردد. درحالی‌که در روش ارزش بازاری یا ارزش بازگشتی، قیمت سوخت جایگزین با لحاظ سهم آن در سبد سوخت مصرف‌کننده محاسبه و هزینه‌های انتقال تا بازار مصرف از آن کسر می‌گردد؛ اما در مقابل، ایالات‌متحده آمریکا پیشرو در قیمت‌گذاری بر اساس قیمت‌های هاب بود تا اینکه چشم‌انداز قیمت‌گذاری در دهه ۱۹۹۰ نیز در اروپا تغییر کرد (میلینگ، ۲۰۱۰).

1. Liquefied Natural Gas (LNG)
2. Jan Willem de Pous
3. Shell
4. Esso
5. Groningen field
6. market-value
7. netback value
8. Cost-plus
9. Energy Charter Secretariat (2007)

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

روش قیمت‌گذاری ارزش بازگشتی در حال حاضر در بسیاری از کشورها متداول است. این روش در سال ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ از سوی کشور روسیه برای صادرات گاز به اروپا نیز مورد استفاده قرار گرفت. به‌گونه‌ای که کشور اوکراین نیز ملزم به پرداخت قیمت گاز بر اساس روش فوق گردید.[۱] پیش از این، گاز کشورهای منطقه شوروی سابق توسط روسیه با روش قیمت‌گذاری بر اساس جمع هزینه، خریداری می‌نمود و همچنین به اوکراین بر اساس همین روش با لحاظ مقداری تخفیف گازطبیعی صادر می‌نمود. تغییر شیوه قیمت‌گذاری و صادرات آن بر اساس روش بازگشتی، عایدی بیشتری برای صادرکنندگان به همراه دارد؛ اما افزایش درآمدهای تولیدکنندگان، تغییر اولویت‌های صادراتی را نیز دربر دارد.[۲]

گازپروم روسیه در سال ۲۰۰۵ به‌منظور برقراری روابط مجدد خود با کشورهای همسایه و تأمین گاز آنها و ترانزیت گاز از طریق این کشورها به اروپای شرقی و همچنین کشورهای حوزه قفقاز از جمله بلغارستان و رومانی با هدف دستیابی به بازده مالی یکسان در همه بازارهای صادراتی اقدام به قیمت‌گذاری گاز بر اساس ارزش بازگشتی نمود. این شیوه قیمت‌گذاری صادرات گاز از طریق خط لوله بر اساس ارزش بازگشتی گاز برای هر کشور نبوده بلکه اساس قیمت، بازارهای اصلی در اتحادیه اروپا در انتهای خط لوله از جمله آلمان، فرانسه و ایتالیا به‌عنوان نقاط مرجع در نظر گرفته-است.[۳]

نگرانی‌ها از چگونگی نحوه تأمین گاز روسیه، دولت این کشور را ملزم به تصویب قانونی در سال ۲۰۰۷ نمود. بر اساس قانون فوق از سال ۲۰۱۱، این کشور ملزم به فروش گاز بر اساس قیمت‌های حاصل از ارزش بازگشتی صادرات گاز به اروپا گردید. به‌گونه‌ای که قیمت‌های داخلی این کشور در یک بازه زمانی بین سال‌های ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۱ معادل قیمت گاز صادراتی به اروپا پس از کسر مالیات بر صادرات، هزینه‌های انتقال و تعرفه‌های صادراتی باشد. این افزایش قیمت داخلی منجر به جلوگیری از کسری گاز از طریق کاهش تقاضای داخلی، افزایش سرمایه‌گذاری در صنعت گاز و افزایش تحرک بخش تولید می‌گردد. هر چند که این افزایش قیمت برای بخش خانگی

1. Postelnyak (2015)
2. Energy Charter Secretariat (2007)
3. Energy Charter secretariat (2007)

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

منظور نگردیده است و رشد قیمت در بخش خانگی به دلیل آسیب‌پذیری بسیار، کمتر خواهد بود. قیمت گاز برای مصرف‌کنندگان سایر کشورهای عضو اتحادیه شوروی سابق نیز بر اساس همین شیوه، قیمت‌گذاری می‌گردند؛ به‌گونه‌ای که سودآوری حاصل از صادرات گاز به این کشورها معادل سودآوری صادرات گاز به کشورهای اروپایی باشد. اولین تغییرات قیمتی برای کشورهای فوق در سال ۲۰۰۵ رخ داد به‌گونه‌ای که در این سال قیمت گاز صادراتی به اوکراین، مولداوی، ارمنستان و آذربایجان و در سال ۲۰۰۶ قیمت گاز صادراتی به گرجستان و در سال ۲۰۰۷ قیمت گاز صادراتی به بلاروس تغییر نمود (تیگانکووا، ۲۰۰۸)[1].

گزارش مؤسسه مطالعات انرژی اکسفورد[2]، افزایش قیمت‌های نفت در سال ۲۰۰۸ را به‌عنوان عاملی جهت تغییر زمان افزایش قیمت گاز در بازار روسیه در بازه ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۵ معرفی نموده است (هندرسون، ۲۰۱۱)[3].

در روسیه قیمت‌های بازگشتی که عمدتاً همان قیمت‌های بازاری خوانده می‌شود، در حقیقت نشان‌دهنده قیمت‌های بازار اروپاست. هر چند که مصرف‌کنندگان این کشور از بازار اروپا کاملاً مجزا می‌باشند، اما گازپروم از این طریق می‌تواند میزان گاز مصرفی و تولیدی را کنترل نماید و روسیه از این طریق می‌تواند تعادل در میزان عرضه و تقاضا را حفظ نماید (تیگانکووا، ۲۰۰۸).

مکانیسم قیمت‌گذاری گاز در قاره آسیا که بر اساس قیمت‌های مبتنی بر قیمت نفت‌خام بوده است به دلیل رقابت با قیمت گازطبیعی مایع‌شده، با چالش مواجه گردیده است. به دلیل عرضه نسبتاً پرهزینه گاز به بازار آسیا، این قاره با چالش‌های جدی روبرو خواهد شد و چاره‌ای جز تکیه روزافزون به این منابع عرضه پرهزینه ندارد. یکی از راههای پیشنهادی برای برون‌رفت از چالش‌های موجود در زمینه آزادسازی بازار گاز آسیا، استفاده از روش قیمت‌گذاری گاز بر اساس ارزش بازگشتی به‌جای قیمت‌گذاری همراه با یارانه‌های دولتی می‌باشد (جنسن، ۲۰۱۱)[4].

1. Marina Tsygankova
2. Oxford Institute for Energy Studies
3. Henderson
4. James T. Jensen

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

در خصوص قیمت‌گذاری گاز صادراتی در داخل کشور بیشتر مطالعات صورت گرفته روش‌ها و مکانیسم‌های مختلف قیمت‌گذاری را مورد بررسی قرار داده‌اند اما هیچ یک به بررسی و محاسبه قیمت گاز صادراتی ایران بر اساس روش ارزش بازگشتی نپرداخته‌اند.

از جمله مطالعات داخلی می‌توان به مطالعه رحیمی (۱۳۸۷) در خصوص ارزیابی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری صادرات گاز از طریق خط لوله (مطالعه موردی خط لوله گاز ایران به هند) اشاره نمود. در این مطالعه، پس از بررسی پیشنهادات ارائه شده در خصوص تعیین قیمت بر اساس قیمت مبتنی بر قیمت نفت و یا قیمت‌های LNG، پیشنهاد گردید قیمت گاز صادراتی به بازار هند نباید کمتر از قیمت عرضه شده به ترکیه باشد.

میدانی و همکاران (۱۳۹۵)، به بررسی مکانیسم قیمت‌گذاری مبتنی بر همکاری بین کشورهای تولیدکننده، مصرف‌کننده و انتقال‌دهنده گاز در تمام مناطق جهان پرداخته‌اند. نتایج حاصل از مدل‌های مختلف درباره تعیین قیمت، مقدار و تعرفه بهینه نشان می‌دهد که برای دوبازی همکارانه و غیرهمکارانه، منفعت کشورهای عضو در بازی همکارانه به‌مراتب بیش از بازی غیرهمکارانه است.

رحیمی (۱۳۸۶)، در بررسی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری گازطبیعی در مناطق مختلف با هدف بررسی شناخت روابط بین قیمت‌های گازطبیعی و نفت خام" و همچنین متغیرهای تأثیرگذار بر قیمت گاز در مناطق مختلف، رقابت شدید میان عرضه‌کنندگان جهت حفظ و تأمین بازارها منجر به تغییرات چشمگیری در فرمول سنتی قیمت‌گذاری LNG آسیا شده است. در بازار اروپا نیز عمدتاً قیمت‌گذاری بر اساس قراردادهای بلندمدت و مبتنی بر قیمت‌های سوخت‌های جایگزین می‌باشد.

جوان (۱۳۹۴)، قیمت‌های داخلی و افزایش‌های ناشی از هدفمندکردن یارانه‌های گاز طبیعی را بررسی کرد.

به‌طورکلی آنچه که در این بخش بیان گردید نشان می‌دهد که هرچند روش ارزش بازگشتی در دنیا متداول بوده و روسیه به‌عنوان بزرگ‌ترین صادرکننده گازطبیعی، برای قیمت‌گذاری گازطبیعی ازاین‌روش استفاده می‌نماید، اما در مطالعات داخلی، کمتر به آن پرداخته شده است. این پژوهش نسبت به پژوهش‌هایی که تاکنون در سطح بین‌المللی و داخلی صورت گرفته است از چند منظر حائز اهمیت می‌باشد:

- ارزش بازاری گاز طبیعی در کشورهای اروپایی محاسبه گردیده است.

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

- هزینه‌های ترانزیت گاز برای کشورهای اروپایی مشتمل بر هزینه‌های انتقال و عوارض عبور محاسبه شده است که تاکنون، مطالعه‌ای در این خصوص انجام نگردیده است.

- براساس اطلاعات منتشر شده توسط آژانس بین‌المللی انرژی و BP، قیمت صادراتی گاز به اروپا با روش ارزش بازگشتی تعیین گردیده است که پژوهش‌های پیش از این به آن نپرداخته‌اند.

- مطالعات پیشین، به بازارهای شرق و عمدتاً آسیا پرداخته‌اند، درحالی‌که در این مطالعه، بازار اروپا که بازاری با پتانسیل بالای واردات گاز از ایران می‌باشد مورد بررسی قرار گرفته است.

## ۳- مبانی نظری قیمت‌گذاری گازطبیعی بر مبنای ارزش بازگشتی

همان‌گونه که بیان شد قیمت‌گذاری گازطبیعی بر اساس روش بازگشتی برای اولین بار در کشور هلند به‌منظور صادرات گاز به کشورهای بلژیک و سوئیس مورد استفاده قرار گرفت. هدف از به‌کارگیری این روش، اطمینان از امکان رقابت گاز با سایر سوخت‌های جانشین در بازار هنگام فروش آن توسط خریدار عمده به مصرف‌کننده نهایی می‌باشد این هدف با کاهش تمام هزینه‌های انتقال و ذخیره سازی گاز طبیعی تأمین می‌گردد. بر اساس تعریف آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) قیمت‌گذاری از طریق روش خالص بازگشتی به‌منظور رقابت‌پذیری با سوخت جایگزین برای مشتری (با در نظرگرفتن هر گونه مالیات) و با لحاظ تعدیل هر گونه اختلاف در کارایی یا هزینه‌ها، محدودیت‌ها/استانداردهای زیست‌محیطی و کسر هزینه‌های ذیل صورت می‌گیرد (میاموتو، ۲۰۰۹).

به‌منظور قیمت‌گذاری بر اساس روش بازگشتی یا ارزش خالص بازاری (NMV)[1] از قیمت سوخت‌های جایگزین در یک بازار خاص با احتساب سهم آن استفاده می‌گردد که به‌صورت رابطه (۱) می‌باشد:

$$NMV = \sum_{i,j}(WFij * Pij) - C \qquad (۱)$$

به‌گونه‌ای که:

1. Netback Market Value

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

- NMV: ارزش بازاری گازطبیعی یا ارزش بازگشتی گاز که در بخش چهارم، قسمت اول این مطالعه محاسبه شده است.

- i: سوخت جایگزین

- j: بخش مصرف‌کننده

- WF[1]: فاکتور وزنی برای سوخت‌های جایگزین بر اساس میزان مصرف گاز طبیعی در بخش‌ها و سهم سوخت‌های جایگزین

- P[2]: قیمت سوخت جایگزین iام در بخش j

- C[3]: هزینه‌های عرضه گازطبیعی از جمله هزینه‌های انتقال، ذخیره‌سازی و مالیات بر گاز می‌باشد که در بخش چهارم قسمت دوم همین مطالعه، هزینه انتقال گاز طبیعی از کشورهای مختلف محاسبه شده است.

- هزینه انتقال گاز[4] از طریق دریا یا مرز

- هزینه‌های ذخیره سازی گاز[5] در صورت وجود

به‌منظور محاسبه ضریب WF می‌توان از رابطه (۲) استفاده نمود:

$$WFij = NGSj * CESij \qquad (۲)$$

که در آن:

- NGSj: سهم بخش j ام مصرف‌کننده از مصرف گازطبیعی

بخش‌های اصلی مصرف‌کننده گازطبیعی شامل بخش‌های نیروگاهی، صنعتی، مصارف خانگی و تجاری و خوراک گازطبیعی در بخش‌های مصرف‌کننده می‌باشد. جمع کلیه مصارف و به دست آوردن سهم هر یک از بخش‌ها باید به‌گونه‌ای باشد که جمع آن به ۱۰۰ درصد برسد.

- CESij: نشان‌دهنده سهم بازار سوخت جایگزین i در بخش j ام مصرف‌کننده گاز می‌باشد که با تعیین رقبای گازطبیعی در سهم انرژی رقیب از کل عرضه انرژی‌های رقیب محاسبه می‌گردد.

1. Weighting Factor
2. Price
3. Cost
4. Gas transit cost
5 Gas Storage cost

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

برای به دست آوردن ارزش بازاری گاز، ابتدا باید مهم‌ترین سوخت‌های جایگزین هر بخش مصرف‌کننده و میزان تأثیرگذاری سوخت جایگزین مورد بررسی قرار گیرد.

پس از به‌دست آوردن هر یک از ضرایب، ارزش بازاری گاز محاسبه می‌گردد. با محاسبه ارزش بازاری گاز برای هر یک از کشورها، می‌توان ارزش بازاری گاز در اتحادیه اروپا را نیز محاسبه نمود.

ارزش بازاری گازطبیعی برای اروپا به‌طور کل بر اساس رابطه (۳) محاسبه می‌گردد:

$$NMV(ALL) = \sum NMVi * Si \qquad (۳)$$

که در آن، NMV ارزش بازار گاز در یک کشور خاص و S سهم بازاری هر کشور از مصرف گازطبیعی کل مجموعه موردنظر که در اینجا اتحادیه اروپا می‌باشد.

ازاین‌رو به‌منظور محاسبه ارزش بازاری گاز اروپا، اطلاعات سهم سوخت‌های مصرفی در هر یک از کشورهای اروپایی، سهم هر یک از بخش‌ها از مصرف گاز طبیعی و سهم هر یک از سوخت‌ها در هر یک از بخش‌ها مورد نیاز می‌باشد. همچنین به‌منظور محاسبه هزینه انتقال گاز طبیعی از مرز ایران تا کشورهای اروپایی، به مشخصات فنی ملزومات مورد نیاز و همچنین فواصل آن نیاز می‌باشد. در نهایت بر اساس روابط فوق و هزینه‌های انتقال محاسبه شده، قیمت گاز صادراتی ایران به کشورهای اروپایی مشخص می‌گردد.

## ۴- محاسبه عملیاتی قیمت گاز صادراتی ایران به اروپا

به‌منظور محاسبه عملیاتی قیمت گاز صادراتی ایران به اروپا بر اساس مبانی نظری قیمت‌گذاری گاز صادراتی به روش بازگشتی که در بخش پیشین ذکر گردید، ابتدا سهم انرژی‌های مصرفی در اروپا محاسبه و سپس هزینه ترانزیت گاز در کشورهای مسیر صادراتی محاسبه می‌گردد.

### *بررسی سهم انرژی‌ها (سوخت‌های) مصرفی در اروپا*

بر اساس آخرین گزارش منتشر شده BP (۲۰۱۸) مهم‌ترین سوخت جایگزین

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

گازطبیعی در بازار اروپا[1]، نفت و فرآورده‌های نفتی بوده که سهم آن در سبد انرژی مصرفی اروپا در سال ۲۰۱۸ حدود ۳۶ درصد بوده است. بیش از ۵۰ درصد نفت و فرآورده‌های آن در پنج کشور فرانسه، ایتالیا، اسپانیا، آلمان و انگلستان استفاده می‌گردد.

**جدول ۱. سهم هر یک از انرژی‌ها در سبد انرژی کشورهای منتخب اروپایی / واحد: درصد**

| | نفت و فرآورده‌های نفتی | گاز طبیعی | زغال سنگ | انرژی هسته‌ای | برق آبی | تجدید پذیر |
|---|---|---|---|---|---|---|
| فرانسه | ۳۲,۵ | ۱۵,۱ | ۳,۵ | ۳۸,۵ | ۶ | ۴,۴ |
| آلمان | ۳۴,۹ | ۲۳,۵ | ۲۰,۵ | ۵,۳ | ۱,۲ | ۱۴,۶ |
| ایتالیا | ۳۹,۳ | ۳۸,۶ | ۵,۷ | ۰,۰ | ۶,۷ | ۹,۷ |
| اسپانیا | ۴۷,۱ | ۱۹,۲ | ۷,۹ | ۸,۹ | ۵,۶ | ۱۱,۳ |
| انگلستان | ۴۰,۱ | ۳۵,۳ | ۳,۹ | ۷,۷ | ۰,۶ | ۱۲,۴ |
| کل مصرف اروپا (میلیون تن معادل نفت‌خام) | ۷۴۲ | ۴۷۲ | ۳۰۷ | ۲۱۲ | ۱۴۵ | ۱۷۲ |

منبع: BP (۲۰۱۸)

۱. میزان مصرف گاز طبیعی در کشورهای اروپایی بر اساس آخرین گزارشات منتشر شده توسط بریتیش پترولیوم در پایان سال ۲۰۱۸ معادل ۵۴۹ میلیارد متر مکعب بوده است. مصرف گازطبیعی در قاره اروپا در سال ۲۰۱۰ ۶۲۲ میلیارد متر مکعب بوده که در سال ۲۰۱۸ به میزان ۷۳ میلیارد متر مکعب نسبت به سال۲۰۱۰ کاهش داشته است. علاوه بر مصرف گاز طبیعی در این قاره که روند کاهشی داشته، مقدار تولید گاز در این دوره نیز از سطح ۲۸۶ به ۲۵۱ میلیارد متر مکعب کاهش یافته است. در حال حاضر منبع اصلی تامین گازطبیعی اروپا از طریق کشورهای روسیه و قطر می‌باشد. صادرات گاز روسیه به اروپا در پایان سال ۲۰۱۸ از طریق خط لوله معادل ۱۹۴ میلیارد متر مکعب از طریق خط لوله و ۷ میلیارد متر مکعب از طریق گازطبیعی مایع‌شده یا LNG بوده است. پس از روسیه قطر با صادرات ۲۲ میلیارد متر مکعب در جایگاه دوم و الجزایر و نیجریه هر کدام با صادرات ۱۲ میلیارد متر مکعب از طریق LNG در رده‌های بعدی قرار داشته‌اند. آذربایجان نیز در حدود ۹ میلیارد متر مکعب گاز از طریق خط لوله به این قاره صادر نموده است. در مجموع این قاره حدود ۴۷۹ میلیارد متر مکعب گاز مورد نیاز خود را از طریق خط لوله و ۷۰ میلیارد متر مکعب از طریق LNG تأمین نموده است که در این میان روسیه با صادرات ۲۰۱ میلیارد متر مکعبی گاز طبیعی به اروپا، نقش اصلی در تامین ۳۷ درصد گاز مورد نیاز اروپا را داشته است. در گزارش راهبرد گاز اروپا به این نکته اشاره گردیده که واردات گازطبیعی این اتحادیه حدود ۷۱٪ مصرف آن است که تا سال ۲۰۲۵ تغییر چندانی نخواهد داشت؛ اما از سال ۲۰۲۵ حدود ۱۰۰ میلیارد متر مکعب از قراردادهای بلندمدت این قاره منقضی می‌شود و علاوه بر آن، مصرف نیز با افزایش مواجه خواهد گردید؛ از این رو اتحادیه اروپا به دنبال منابع جدید وارداتی به منظور ایجاد تنوع در سبد عرضه خود و قیمت مناسب گاز وارداتی تا سال ۲۰۲۵ می‌باشد. عامل مهمی که می‌تواند رشد آتی تقاضای اروپا برای گاز روسیه را مهار نماید وابستگی این قاره به واردات گاز روسیه است. با توجه به بحران سال ۲۰۰۶ کشور روسیه و اوکراین، اتحادیه اروپا بسیار محتاط گردیده است. سهم گاز روسیه در سبد گاز مصرفی این اتحادیه در سال ۲۰۰۶ حدود ۲۹ درصد بوده است اما در سال ۲۰۱۸ در حدود ۳۷ درصد گردیده است. مسیرهای اصلی انتقال گاز روسیه به اروپا از طریق کشور اوکراین و بلاروس می‌باشد که روسیه حدود ۸۰ درصد صادرات خود را از طریق شبکه انتقال گاز اوکراین به اروپا انتقال می‌دهد.

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

بیشترین سهم مصرف گاز طبیعی در سبد انرژی پنج کشور بزرگ اتحادیه اروپا متعلق به کشورهای ایتالیا و انگلستان به ترتیب با میزان ۳۸/۶ و ۳۵/۳ درصد می‌باشد. گاز طبیعی در سبد انرژی فرانسه نیز کمترین مقدار در بین کشورهای فوق و به میزان ۱۵/۱ درصد می‌باشد.

بیشترین سهم مصرف گازطبیعی در چهار کشور از پنج کشور اروپایی (به جزء اسپانیا) در بخش خانگی- تجاری می‌باشد که در فرانسه در حدود ۵۶ درصد، انگلستان ۵۲ درصد، آلمان ۵۰ درصد و ایتالیا ۴۲ درصد می‌باشد. سهم گازطبیعی در هر یک از بخش‌های مختلف مصرف‌کننده در پنج کشور اروپایی به شرح جدول ذیل می‌باشد:

**جدول ۲. سهم گازطبیعی در هر یک از بخش‌های مصرف‌کننده در کشورهای منتخب اروپایی**

**/ واحد: درصد**

| | فرانسه | ایتالیا | انگلستان | آلمان | اسپانیا |
|---|---|---|---|---|---|
| خانگی | ۵۵,۶ | ۴۱,۶ | ۵۲,۴ | ۴۹,۹ | ۲۷,۹ |
| صنعت | ۲۶,۳ | ۱۴,۸ | ۱۲,۴ | ۲۷,۶ | ۲۸,۹ |
| نیروگاه | ۱۷,۹ | ۴۱,۸ | ۳۵,۳ | ۲۱,۹ | ۴۱,۶ |
| حمل و نقل | ۰,۲ | ۱,۸ | ۰,۰ | ۰,۶ | ۱,۶ |

منبع: EIA (۲۰۱۸)

علاوه بر منظور نمودن سهم هر یک از انرژی‌ها در سبد انرژی مصرفی هر کشور، می‌بایست نوع سوخت‌های جایگزین و میزان آن نیز در هر یک از کشورها منظور گردد. ازاین‌رو به‌منظور محاسبه ارزش بازاری گاز در هر یک از این بازارها و محاسبه شاخص WF به تفکیک برای هر یک از کشورها استفاده گردیده است. به‌عنوان نمونه، سهم هر بخش از مصرف گازطبیعی در کشور فرانسه و سهم سایر سوخت‌ها در هر بخش به‌تفکیک عبارتند از:

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

**جدول ۳. سهم هر بخش و سوخت‌های جایگزین آن بخش در کشور فرانسه / واحد: درصد**

| بخش‌های مختلف مصرف‌کننده گاز | سهم هر بخش از مصرف گازطبیعی (NGS) | سهم سوخت‌های جایگزین در هر بخش مصرف‌کننده (CES) | | فاکتور وزنی بر اساس سهم هر بخش و سهم سوخت رقیب در هر بخش (WF) |
|---|---|---|---|---|
| | | نام سوخت | سهم | |
| خانگی- تجاری | ۵۵,۶ | زغال سنگ | ۱,۰ | ۰,۶ |
| | | فراورده‌نفتی | ۴۴,۶ | ۲۴,۸ |
| | | گازطبیعی | ۳۷,۸ | ۲۱,۰ |
| | | انرژی هسته‌ای | ۰,۰ | ۰,۰ |
| | | سوخت‌های زیستی | ۱۵,۷ | ۸,۷ |
| | | سایر | ۰,۹ | ۰,۵ |
| صنعت | ۲۶,۳ | زغال سنگ | ۱۵,۲ | ۴,۰ |
| | | فراورده نفتی | ۱۵,۱ | ۴,۰ |
| | | گازطبیعی | ۵۹,۷ | ۱۵,۷ |
| | | انرژی هسته‌ای | ۰,۰ | ۰,۰ |
| | | سوخت‌های زیستی | ۱۰,۱ | ۲,۶ |
| | | سایر | ۰,۰ | ۰,۰ |
| نیروگاه | ۱۷,۹ | زغال سنگ | ۲,۸ | ۰,۵ |
| | | فراورده‌نفتی | ۱,۳ | ۰,۲ |
| | | گازطبیعی | ۵,۲ | ۰,۹ |
| | | انرژی هسته‌ای | ۸۱,۵ | ۱۴,۶ |
| | | سوخت‌های زیستی | ۳,۴ | ۰,۶ |
| | | سایر | ۵,۸ | ۱,۰ |
| حمل و نقل | ۰,۲ | زغال سنگ | ۰,۰ | ۰,۰ |
| | | فراورده‌نفتی | ۹۲,۳ | ۱۶,۵ |
| | | گازطبیعی | ۰,۲ | ۰,۰ |
| | | انرژی هسته‌ای | ۰,۰ | ۰,۰ |
| | | سوخت‌های زیستی | ۷,۵ | ۱,۳ |
| | | سایر | ۰,۰ | ۰,۰ |

منبع: یافته‌های تحقیق

با توجه به اینکه سوخت گاز طبیعی، جایگزین سوخت‌های فسیلی می‌گردد درنتیجه، سهم جایگزینی گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی نرمال‌سازی شده و سپس

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

شاخص WF برای آن محاسبه می‌گردد. با استفاده از شاخص WF محاسبه‌شده و با توجه به قیمت‌های فرآورده و گاز طبیعی در هر یک از بخش‌ها، می‌توان ارزش بازاری گاز در هر یک از کشورها را محاسبه نمود. ارزش بازاری گاز در پنج کشور اتحادیه اروپا به شرح جدول ۴ می‌باشد:

**جدول ۴. محاسبه ارزش بازاری گازطبیعی در کشورهای منتخب** اروپا / دلار هر هزار مترمکعب

| | فرانسه | ایتالیا | انگلستان | آلمان | اسپانیا |
|---|---|---|---|---|---|
| ارزش بازاری گاز | ۸۷۵ | ۹۸۵ | ۶۱۷ | ۶۷۴ | ۷۴۰ |

منبع: یافته‌های تحقیق

همان‌گونه که در جدول بالا دیده می‌شود، ارزش بازاری گاز در کشور ایتالیا به نسبت سایر کشورهای منتخب اروپا در سطح بالاتر و در کشور انگلستان در سطح پایین‌تری قرار داد که این امر ناشی از سهم سوخت در آن بخش و قیمت سوخت‌های جایگزین می‌باشد.

سهم مصرف گازطبیعی اتحادیه اروپا در هر یک از پنج کشور فرانسه، ایتالیا، انگلستان، آلمان و ایتالیا به شرح جدول ۵ می‌باشد:

**جدول ۵. سهم هر یک از انرژی‌ها در سبد انرژی کشورهای منتخب اروپا**

| | **فرانسه** | **ایتالیا** | **انگلستان** | **آلمان** | **اسپانیا** | **اتحادیه اروپا** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| میزان مصرف گازطبیعی (میلیارد مترمکعب) | ۴۳ | ۶۹ | ۷۹ | ۸۸ | ۳۱ | ۵۴۹ |
| سهم از مصرف کل اتحادیه (درصد) | ۸ | ۱۳ | ۱۴ | ۱۶ | ۶ | ۵۶ |

منبع: یافته‌های تحقیق

به‌منظور محاسبه ارزش بازاری کل و با استفاده از فاکتورهای وزنی برای هر اقتصاد و همچنین با توجه به سهم مصرف گازطبیعی آن کشور از مصرف کل اتحادیه، ارزش بازاری گازطبیعی اتحادیه اروپا ۷۶۳ دلار به ازای هر هزار مترمکعب محاسبه می‌شود.

با توجه به محاسبات صورت گرفته، ارزش بازاری گاز در هر یک از کشورهای اروپایی محاسبه گردید. به‌منظور صادرات گاز ایران به کشورهای فوق، ضروری است تا

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

هزینه‌های انتقال و عوارض عبور گاز از کشورهای تراتزیت‌کننده محاسبه گردد تا پس از کسر این هزینه‌ها از ارزش بازاری گاز در کشورهای فوق، قیمت گاز برای هر یک از کشورها در مرز ایران - ترکیه مشخص گردد.

### *برآورد هزینه ترانزیت گاز در کشورهای مسیر صادراتی*

انتقال گاز طبیعی از طریق کشور ثالث تنها با پرداخت هزینه‌های انتقال امکان‌پذیر نیست، بلکه عوارض دولتی[1] نیز می‌بایست علاوه بر هزینه‌های انتقال پرداخت گردد.[2] درحالی‌که هزینه‌های انتقال صرفاً هزینه‌های سرمایه‌گذاری جهت احداث خط لوله، هزینه‌های تعمیرات و نگهداری از خط لوله و منظور نمودن سود متعارف را در بر می‌گیرد، هزینه‌های عوارض دولتی در حقیقت مالیاتی است که کشورهای انتقال دهنده به‌منظور فراهم‌نمودن حق استفاده از خاک آن کشور می‌بایست پرداخت نمایند. جمع دو هزینه عوارض عبور و هزینه‌های انتقال، هزینه ترانزیت گاز را تشکیل می‌دهد. ازاین‌رو به‌منظور انتقال گاز به کشورهای اروپایی و بر اساس روش قیمت‌گذاری خالص برگشتی، هزینه‌های ترانزیت گاز شامل موارد ذیل می‌گردد که می‌بایست برآورد گردد:

- عوارض عبور
- هزینه‌های انتقال

پس از محاسبه هزینه‌های فوق و کسر آن از ارزش بازاری گاز که بر اساس رابطه (۱) در بخش چهارم، قسمت اول محاسبه گردیده است، قیمت گاز طبیعی صادراتی ایران برای هر یک از کشورهای متقاضی در مرز ایران تعیین می‌گردد.

عوارض عبور از سیاست مشخص و از پیش تعیین‌شده‌ای پیروی نمی‌کند و همواره با قدرت چانه‌زنی میان کشورها ارتباط مستقیم دارد. عوارض عبور مالیاتی است که استفاده‌کننده بابت استفاده از حق حاکمیت سرزمین (حق راه، مسایل امنیتی و ...) به کشور انتقال دهنده پرداخت می‌کند و به‌صورت درصدی از حجم گاز و یا مبلغ آن می‌باشد. از آنجایی که عوارض عبور به‌شدت تحت تأثیر قدرت چانه‌زنی کشورها قرار

1. Government Charges
2. Energy Charter Secretariat (2012)

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

دارد، آمار و ارقام آن محرمانه بوده و تنها این آمار برای سه کشورتونس، مراکش و گرجستان در حال حاضر موجود بوده که بین ۵ تا ۷ درصد می‌باشد.

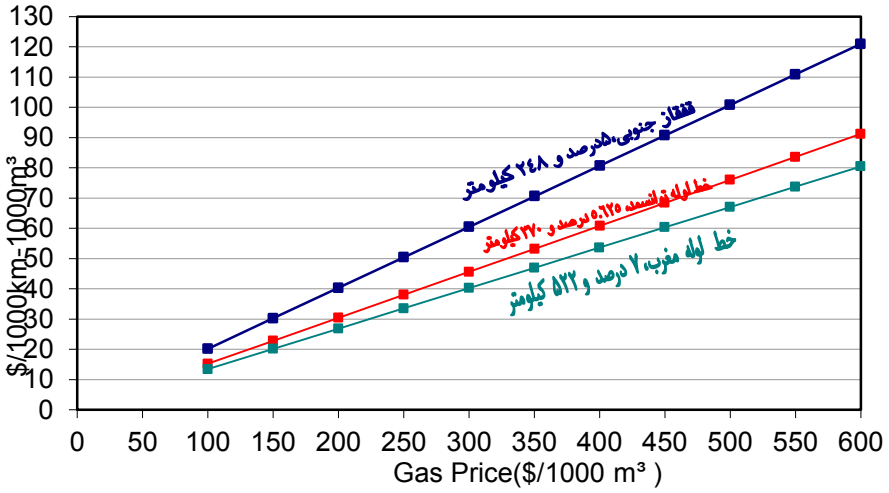
عوارض عبور منتشرشده برای کشورهای تونس، مراکش و گرجستان به شرح جدول ۶ می‌باشد:

**جدول ۶. عوارض عبور گازطبیعی صادراتی**

| نام خط لوله | نام کشور | طول (کیلومتر) | عوارض عبور (درصدی از حجم گاز عبوری) |
|---|---|---|---|
| خط لوله Transmed[1] | تانزانیا | ۳۷۰ | ۵,۶۲۵ |
| خط لوله مغرب | مراکش | ۵۲۲ | ۷ |
| خط لوله قفقاز جنوبی | گرجستان | ۲۴۸ | ۵ |

منبع: کتاب قیمت گذاری انرژی (۲۰۰۷)

بر اساس ارقام اعلامی عوارض عبور کشورها، میزان عوارض عبور در هر ۱۰۰۰ کیلومتر بر اساس قیمت گاز در بازه قیمتی ۱۰۰ تا ۶۰۰ دلار هر هزار مترمکعب به شرح نمودار ۱ می‌باشد:




منبع: یافته‌های تحقیق

**نمودار ۱. میزان عوارض عبور هزار مترمکعب گاز در هر هزار کیلومتر**

1. Domenico Dispenza (2002)

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

عوارض عبور فوق به‌صورت درصدی از قیمت گاز محاسبه می‌گردد. به‌عنوان مثال، چنانچه قیمت گاز ۳۰۰ دلار هر ۱۰۰۰ مترمکعب باشد، عوارض عبور بر اساس هر یک از خطوط قفقاز جنوبی، ترانسمد و خط لوله مغرب به ترتیب ۶۰، ۴۷ و ۴۰ می‌باشد. ازاین‌رو به‌منظور صادرات گاز ایران به کشورهای اروپایی، عوارض عبور از کشورهای عبوری می‌بایست محاسبه گردد.

مسیر عبور گاز صادراتی ایران به اروپا، بر اساس مطالعات صورت گرفته خطوط لوله پرشین و ITE، در نقشه زیر مشخص شده است.

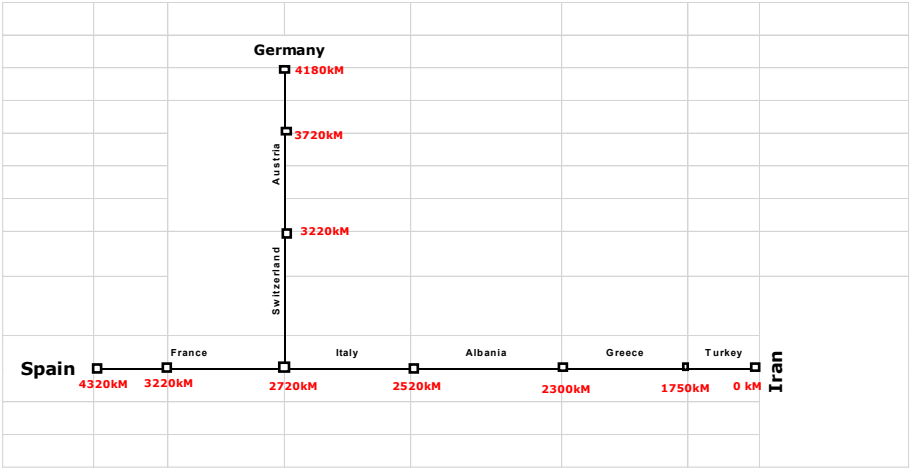
منبع: وبسایت SEBAPROJE

**نقشه ۱. خط لوله انتقال گاز ایران- ترکیه- اروپا موسوم به ITE**

گاز صادراتی ایران به اروپا، با توجه به خطوط لوله داخلی احداث شده و ظرفیت‌های موجود خط لوله ششم و نهم سراسری داخل کشور، از مرز بازرگان وارد ترکیه شده و پس از عبور از کشورهای ترکیه، یونان و آلبانی، می‌تواند در هر یک از کشورهای مصرف‌کننده بزرگ گاز طبیعی در اروپا، مصرف گردد.

بر اساس نقشه‌های موجود از مسیر پیش‌بینی شده و همچنین بررسی‌های صورت-گرفته توسط کارشناسان شرکت ملی گاز ایران، طول خطوط بر روی نقشه شماتیک نمایان گردیده است.

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




منبع: یافته‌های تحقیق

**نمودار ۲. نقشه شماتیک صادرات گاز ایران به اروپا**

به‌منظور محاسبه عوارض عبور در کشورهای فوق، قیمت گازطبیعی در بازار خرده-فروشی بر اساس آمارهای موجود به شرح جدول ۷ استخراج گردیده است:

**جدول ۷. متوسط قیمت گازطبیعی بخش خانگی و صنایع متوسط در کشورهای اروپایی**

| نام کشور | یورو هر کیلووات ساعت | دلار هر هزار مترمکعب |
|---|---|---|
| ترکیه | ۰/۰۱۹۶ | ۲۴۱ |
| یونان | ۰/۰۴۷۲ | ۵۸۰ |
| آلبانی* | ۰/۰۴۷۲ | ۵۸۰ |
| سوییس | ۰/۰۶۸۷ | ۸۴۵ |
| اتریش | ۰/۰۶۳۷ | ۷۸۳ |
| فرانسه | ۰/۰۶۶۶ | ۸۱۹ |
| آلمان | ۰/۰۵۳۶ | ۶۶۰ |
| ایتالیا | ۰/۰۷۳۸ | ۹۰۸ |
| اسپانیا | ۰/۰۵۸۶ | ۷۲۱ |

*به دلیل در دسترس نبودن اطلاعات قیمت نزدیکترین کشور، یونان در محاسبات منظور گردید.

منبع: بر اساس اطلاعات energy.eu در ژوئیه ۲۰۱۹

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

محاسبه عوارض عبور در کشورهای مختلف بر اساس قیمت گاز در آن کشور (قیمت‌های مندرج در جدول ۷) و بر اساس سه سناریوی عوارض عبوری مطرح شده در جدول ۶، با لحاظ کمترین مقدار (خط لوله مغرب)، سناریوی مرجع (خط لوله ترانسمد) و سناریوی بیشترین مقدار (خط لوله قفقاز جنوبی) و با توجه به طول خطوط لوله و همچنین قیمت گاز در هر یک از کشورهای فوق، محاسبه گردیده است که به شرح جدول ۸ می‌باشد:

**جدول ۸. عوارض عبور برای هر یک از کشورهای خریدار گاز ایران**

| کشور | عوارض عبور گاز بر حسب دلار هر هزار مترمکعب | | |
|---|---|---|---|
| | کمترین مقدار | سناریوی مرجع | بیشترین مقدار |
| ترکیه | ۰ | ۰ | ۰ |
| یونان | ۵۷ | ۶۴ | ۸۵ |
| آلبانی | ۹۹ | ۱۱۳ | ۱۴۹ |
| ایتالیا | ۱۲۴ | ۱۴۱ | ۱۸۷ |
| سوئیس | ۱۸۵ | ۲۱۰ | ۲۷۸ |
| اتریش | ۲۴۲ | ۲۷۴ | ۳۶۴ |
| آلمان | ۲۹۴ | ۳۳۴ | ۴۴۳ |
| فرانسه | ۱۸۵ | ۲۱۰ | ۲۷۸ |
| اسپانیا | ۲۴۰ | ۲۷۲ | ۳۶۱ |

منبع: یافته‌های تحقیق

عوارض عبور محاسبه‌شده در جدول ۸ نشان می‌دهد که هر یک از کشورهای خریدار، به چه میزان می‌بایست عوارض عبور را پرداخت نمایند. به‌عنوان نمونه، عوارض عبور گاز ایران در مرز کشورهای یونان و ایتالیا بر اساس سناریوی مرجع، به ترتیب ۶۴ و ۱۴۱ دلار هر هزار مترمکعب می‌باشد. به‌منظور انتقال گاز ایران به کشور یونان، این کشور تنها عوارض عبور از کشور ترکیه را پرداخت می‌نماید اما انتقال گاز ایران به ایتالیا، مستلزم پرداخت عوارض عبور به سه کشور ترکیه، یونان و آلبانی می‌باشد.

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

پس از محاسبه عوارض عبور، هزینه انتقال از کشورهای تزانزیت کننده می‌بایست مشخص گردد. هزینه انتقال، هزینه‌ای است که استفاده‌کننده به دارنده (متصدی) خط لوله برای استفاده از آن می‌پردازد که هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیاتی و نگهداری از خط لوله را پوشش می‌دهد. دو روش برای محاسبه هزینه انتقال گازطبیعی از طریق خط لوله وجود دارد. بر اساس مطالعه هو و دونگ (۲۰۱۵)[1] محاسبه هزینه انتقال در اروپا و آمریکا بر اساس روش مبتنی بر هزینه که در حقیقت محاسبه آن بر اساس هزینه خدمات محاسبه می‌گردد، متداول‌تر می‌باشد. روش دوم که روش ارزیابی در دوره بهره‌برداری می‌باشد برای خطوط لوله جدید در چین مورد استفاده قرار گرفته است. به‌طور خلاصه دو روش محاسبه هزینه انتقال عبارتند از:

- روش محاسبه مبتنی بر هزینه
- روش محاسبه هزینه انتقال مبتنی بر پروژه

همان‌گونه که بیان گردید انتقال گاز ایران به اروپا با احداث خطوط لوله با گذر از کشورهای ترکیه، یونان، آلبانی، ایتالیا، فرانسه، سوئیس و اتریش امکان‌پذیر می‌باشد. ازاین‌رو به‌منظور محاسبه هزینه انتقال هر مترمکعب گاز طبیعی از طریق کشورهای مسیر صادراتی گاز ایران به اروپا هزینه‌های ذیل می‌بایست برآورد و منظور گردد:

- هزینه‌های سرمایه‌گذاری احداث سیستم انتقال که شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری احداث خطوط لوله انتقال و ایستگاه‌های تقویت فشار می‌شود. عوامل تأثیرگذار بر هزینه سرمایه‌گذاری خط لوله، شامل قطر خط لوله، فشار عملیاتی و حجم گازی عبوری و عوامل تأثیرگذار بر هزینه ایستگاه تقویت فشار، تعداد کمپرسورهای ایستگاه و توان آن می‌باشد.
- هزینه‌های عملیاتی، تعمیراتی و بهره‌برداری[2] که هزینه‌های عملیاتی شامل دو بخش هزینه‌های متغیر و هزینه ثابت می‌باشد.
- سود مورد انتظار سرمایه‌گذار که انتظار دارد از سرمایه‌گذاری در احداث تأسیسات فوق به دست آورد که در این پژوهش ۸ درصد منظور گردیده است[3].

---

1. Hu and Dong

۲. هزینه‌های عملیاتی شامل دو بخش هزینه‌های متغیر و هزینه ثابت می‌باشد. هزینه‌های متغیر عملیاتی عمدتا هزینه‌های مصرف انرژی به منظور سوخت کمپرسورهای تقویت فشار و هزینه‌های منابع انسانی است. هزینه مواد و انرژی مصرفی، خدمات مانند تعمیرات و نگهداری، مالیات، بیمه و ... از جمله هزینه‌های عملیاتی محسوب می‌گردند.

۳. با توجه به مطالعه صورت گرفته در خصوص امکان سنجی خط انتقال گاز IAP زیر نظر بانک جهانی (۲۰۱۸)

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

هزینه سرمایه‌گذاری مهم‌ترین عامل تأثیرگذار در برآورد هزینه انتقال گاز طبیعی است. میزان سود مورد انتظار سرمایه‌گذار در جایگاه دوم و در نهایت هزینه‌های عملیاتی و نگهداری عوامل مؤثر در هزینه انتقال می‌باشد.

با لحاظ هزینه سرمایه‌گذاری احداث خطوط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار و ظرفیت گاز عبوری از هر یک از این کشورها، هزینه انتقال یک مترمکعب گاز در هر یک از این کشورها بر اساس رابطه ۴ محاسبه می‌گردد:

$$\text{Transmission cost} = \sum \left(\frac{\text{capex}}{y} + \text{opex}\right) / \text{volume} \qquad (۴)$$

که در این رابطه:

- Capex هزینه‌های سرمایه‌گذاری
- Opex هزینه‌های عملیاتی
- Y تعداد سال‌های بهره‌برداری که ۳۰ سال منظور گردیده است
- Volume حجم گاز انتقالی که با توجه به قطر خط لوله متفاوت می‌باشد.

محاسبه هزینه بامنظور نمودن دوره ساخت به مدت ۳ سال و نرخ تنزیل ۵/۵ درصد و مفروضات فنی ارائه شده در جداول ۹ و ۱۰ در نظر گرفته شده است:

**جدول ۹. مفروضات فنی**

| شرح | ترکیه | یونان | آلبانی | ایتالیا | سوئیس | اتریش | آلمان | فرانسه | اسپانیا |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| قطر خط لوله (اینچ) | ۵۶ | | ۴۸ | | | | | | |
| فشار طراحی (بار) | ۹۰ | | | | | | | | |
| حجم گاز انتقالی (میلیارد مترمکعب در سال) | ۳۵ | ۲۰ | ۱۴ | | | | | | |
| تعداد سال‌های بهره‌برداری | ۳۰ | | | | | | | | |
| طول خط لوله (کیلومتر) | ۱۷۵۰ | ۵۵۰ | ۳۲۰ | ۵۰۰ | ۵۰۰ | ۵۰۰ | ۴۶۰ | ۵۰۰ | ۱۱۰۰ |
| تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار | ۷ | ۲ | ۰ | ۲ | ۲ | ۲ | ۲ | ۲ | ۵ |
| توان هر ایستگاه تقویت فشار (مگاوات) | ۱۰۰ | | | | | | | | |

منبع: منابع آماری موجود در خصوص خط لوله انتقال گاز ایران- ترکیه - اروپا موسوم به ITE[1]

**جدول ۱۰. هزینه سرمایه‌گذاری و عملیات تأسیسات انتقال گاز**

1. http://en.turangtransit.com.tr/project-overview &
https://sebatproje.com.tr/en/portfolio/ite-anatolian-natural-gas-pipeline-project-ite/

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

| هزینه خط لوله | | | | هزینه ایستگاه تقویت فشار | |
|---|---|---|---|---|---|
| هزینه سرمایه‌گذاری* (دلار هر کیلومتر) | | | هزینه عملیات** | هزینه سرمایه‌گذاری* | هزینه عملیات** |
| ۵۶ اینچ | ۴۸ اینچ | زیردریایی | | | |
| ۱۲۰۰ | ۱۱۰۰ | ۲۱۶۰ | ۳ درصد هزینه سرمایه‌گذاری | ۷۶ میلیون دلار هر ۱۰۰ مگاوات | ۵ درصد هزینه سرمایه‌گذاری |

* هزینه‌های استعلام شده از شرکت ملی گاز ایران

** بر اساس استانداردهای بین‌المللی، هزینه عملیات ایستگاه‌های تقویت فشار به دلیل مصرف سوخت در ایستگاه‌ها بیش از هزینه عملیات خطوط لوله می‌باشد.

هزینه انتقال گازطبیعی تا هر یک از کشورهای فوق بر اساس رابطه ۴ و مفروضات فوق به شرح جدول ۱۱ می‌باشد:

**جدول ۱۱. برآورد هزینه انتقال گاز از مرز ایران تا مرز کشورهای منتخب اروپا**

| | ایتالیا | فرانسه | اسپانیا | آلمان |
|---|---|---|---|---|
| هزینه انتقال (دلار هر هزار مترمکعب) | ۱۶ | ۲۲ | ۲۷ | ۳۳ |

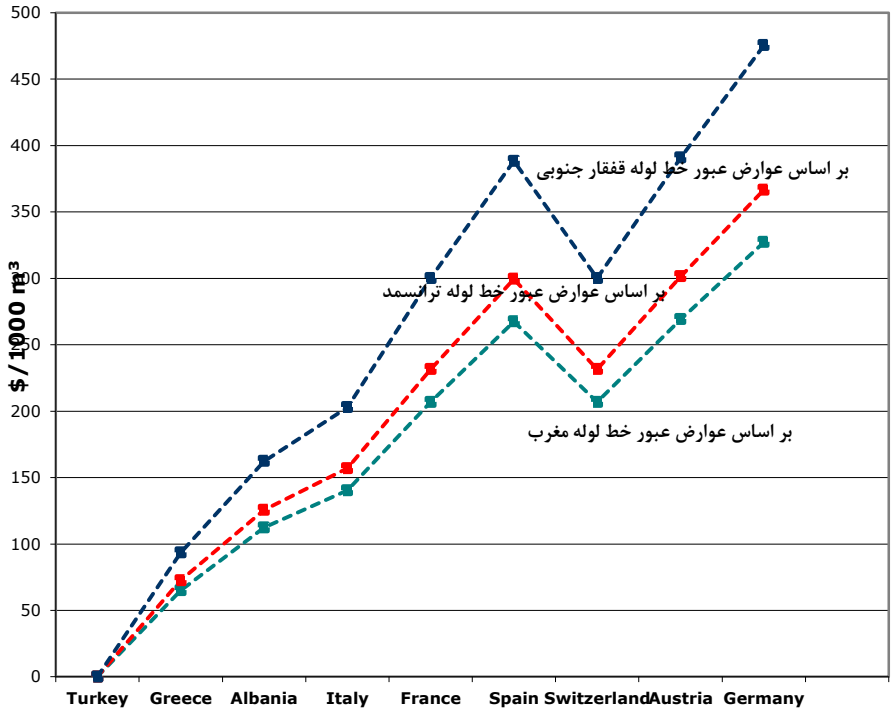
منبع: یافته های تحقیق

مقایسه هزینه‌های انتقال و عوارض عبور نشان می‌دهد، عوارض عبور به‌منزله عوارض، مالیات و یا حق استفاده از خاک یک کشور به‌مراتب بیش از هزینه‌های ناشی از احداث تأسیسات انتقال گاز می‌باشد.

مجموع عوارض عبور و هزینه انتقال گاز نیز بر اساس قیمت گاز در هر یک از این کشورها در سناریوهای مختلف محاسبه گردیده است که در نمودار ۳ نشان داده شده است:

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

**هزینه تمام شده انتقال گاز و عوارض عبور برای هر یک از کشورهای اروپا**




منبع: یافته‌های تحقیق

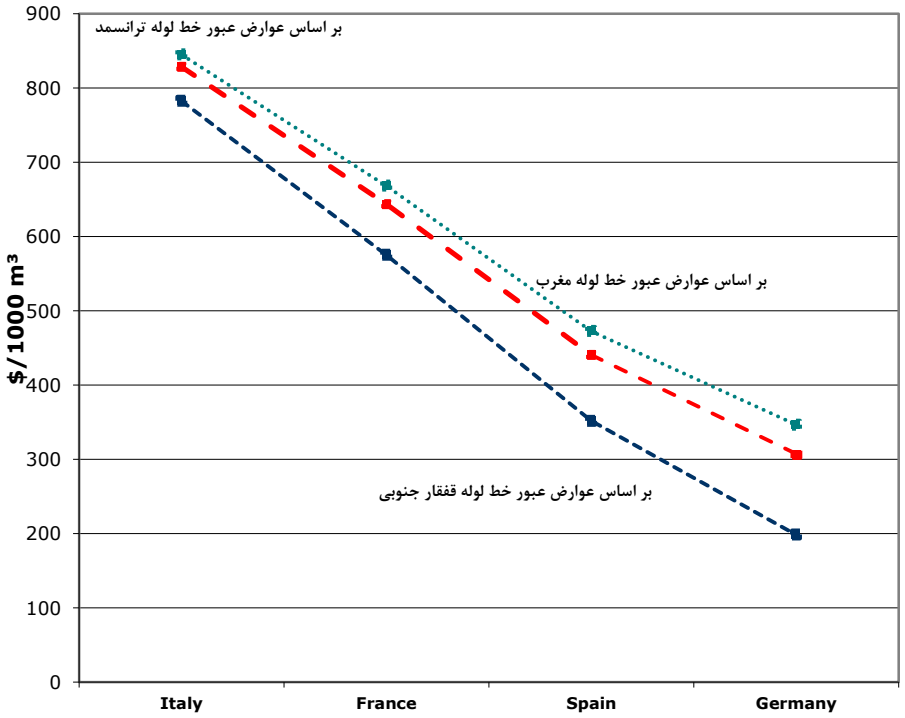
**نمودار ۳. برآورد هزینه انتقال و عوارض عبور برای هر یک از کشورهای مختلف اروپا**

در نمودار ۳، مجموع هزینه انتقال و عوارض عبور گاز ایران به‌منظور صادرات به هر یک از کشورهای فوق محاسبه گردیده است. به‌عنوان نمونه، مجموع هزینه‌های فوق برای صادرات گاز ایران به ایتالیا و آلمان بر اساس سناریوی مرجع به ترتیب، ۱۵۷ و ۳۶۷ دلار به ازای هر هزار مترمکعب می‌باشد.

با توجه به ارزش بازاری گازطبیعی در کشورهای مختلف و همچنین با توجه به مبالغ هزینه انتقال و عوارض عبور، قیمت گاز برای هر یک از کشورها در مرز ایران محاسبه گردیده است که در نمودار ۴ مشخص گردیده است:

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

**قیمت گاز در مرز ایران برای کشورهای اروپایی بر اساس نرخ عوارض عبور مختلف**




منبع: یافته‌های تحقیق

**نمودار ۴. برآورد قیمت گاز برای هر یک از کشورهای مختلف اروپا در مرز ایران**

مقایسه ارزش بازاری گاز در کشورهای مختلف و برآورد قیمت صادراتی گاز ایران برای این کشورها در مرز ایران نشان می‌دهد که پایین‌ترین قیمت صادراتی گاز ایران برای کشور آلمان برآورد گردیده است که رقم فوق به دلیل پایین بودن ارزش بازاری گاز در این کشور نسبت به سایر کشورها و فاصله بیشتر آن با ایران و در نتیجه هزینه ترانزیت بیشتر گاز طبیعی می‌باشد. هر چند که قیمت گاز صادراتی ایران به آلمان در مرز بازرگان، در سناریوی مرجع حدود ۳۰۷ دلار هر هزار مترمکعب برآورد گردیده است اما رقم فوق به نسبت قیمت کنونی گاز صادراتی ایران به ترکیه و عراق کاملاً توجیه‌پذیر بوده و به‌مراتب از قیمت کنونی صادراتی بیشتر می‌باشد و می‌تواند منافع اقتصادی ایران را به‌خوبی تأمین نماید. این مقایسه صرفاً به محاسبه قیمت و برآورد آن در مرز ایران

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

پرداخته است و تنها از لحاظ اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. به‌منظور صادرات گاز به کشورهای اروپایی، علاوه بر فراهم بودن شرایط قراردادی و قیمتی، شرایط سیاسی کشور نیز شرط بسیار مهمی در چانه‌زنی‌های بین‌المللی می‌باشد.

## ۵- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله به‌منظور تعیین قیمت گاز صادراتی ایران به مقصد اروپا بر مبنای روش ارزش بازگشتی، ارزش بازاری گاز در کشورهای اروپایی با توجه به سهم گاز طبیعی در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده و سهم هر یک از سوخت‌های مصرفی در آن بخش محاسبه گردیده است. با توجه به بالا بودن قیمت گاز طبیعی و همچنین قیمت فرآورده‌های نفتی در کشورهای اروپایی، ارزش بازاری گاز طبیعی برای چهار کشور ایتالیا، فرانسه، اسپانیا و آلمان به ترتیب ۹۸۵، ۸۷۵، ۷۴۰ و ۶۷۴ دلار هر هزار مترمکعب برآورد گردید.

پس از محاسبه ارزش بازاری گاز در کشورهای فوق و به‌منظور تعیین قیمت گاز طبیعی صادراتی ایران برای کشورهای اروپا بر اساس روش خالص برگشتی، هزینه‌های انتقال و عوارض عبور گاز طبیعی محاسبه و با کسر آن از ارزش بازاری گاز، قیمت گاز طبیعی در مرز ایران برای این کشورها محاسبه گردید.

هزینه‌های انتقال و عوارض عبور محاسبه شده نشان می‌دهد، عوارض و مالیات حق استفاده از حاکمیت هر کشور به‌مراتب بیشتر از هزینه‌های سرمایه‌گذاری جهت احداث زیرساخت‌های مورد نیاز انتقال گاز طبیعی می‌باشد. لذا قدرت چانه‌زنی در تعیین هزینه‌های ترانزیت نقش اساسی دارد. عوارض عبور و هزینه انتقال به ترتیب برای نزدیک‌ترین کشور (ایتالیا) و دورترین کشور (آلمان) برابر ۱۵۷ و ۳۶۷ دلار هر هزار مترمکعب می‌باشد. با توجه به ارزش بازاری گاز در کشورهای فوق و هزینه‌های انتقال و عوارض عبور محاسبه شده، قیمت گاز صادراتی به آلمان در مرز بازرگان بر اساس محاسبات انجام شده حدود ۳۰۷ دلار هر هزار مترمکعب محاسبه گردیده است. قیمت گاز صادراتی برای کشورهای فوق در مقابل قیمت‌های صادراتی کنونی ایران به ترکیه و عراق، توجیه‌پذیر می‌باشد.

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

## ۶- پیشنهادها و توصیه‌های سیاستی

بر اساس محاسبه صورت گرفته به‌منظور برآورد قیمت گاز صادراتی به اروپا در مرز ایران و مقایسه آن با قیمت‌های کنونی صادراتی گاز ایران به کشورهای ترکیه و عراق و توجیه‌پذیر بودن قیمت‌های برآوردی با قراردادهای کنونی ایران و همچنین نیاز کنونی اتحادیه اروپا به ذخایر قابل توجه گازطبیعی ایران، توصیه می‌گردد:

- از این فرصت برای شروع مذاکرات فروش گاز به اتحادیه اروپا استفاده گردد. بدیهی است با توجه به بالا بودن قیمت گاز در این اتحادیه، صادرات گاز به این منطقه می‌تواند منافع اقتصادی ایران را تأمین نماید.
- صادرات گاز ایران به اروپا، علاوه بر دستیابی به منافع اقتصادی، منجر به افزایش امنیت منطقه‌ای می‌گردد.
- با توجه به تقاضای گاز کشورهای اروپایی و سیاست‌های اتخاذ شده توسط اتحادیه اروپا مبنی بر تنوع بخشی به منابع انرژی، صادرات گاز ایران به این کشورها با امنیت تقاضا همراه می‌باشد. امنیت تقاضا در تجارت گاز طبیعی برای کشورهای صادرکننده از اهمیت بسزایی برخوردار می‌باشد.
- این مقایسه صرفاً به محاسبه قیمت و برآورد آن در مرز ایران پرداخته است و تنها از منظر اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته است. به‌منظور صادرات گاز به کشورهای اروپایی، علاوه بر فراهم بودن شرایط قراردادی و قیمتی، شرایط سیاسی کشور نیز عامل بسیار مهمی در چانه‌زنی‌های بین‌المللی می‌باشد. با توجه به اینکه، در این پژوهش صرفاً به بررسی و تعیین قیمت بر اساس پارامترهای اقتصادی پرداخته شده، پیشنهاد می‌گردد در مطالعات آتی، اثر متغیرهای سیاسی بر برآورد قیمت‌های صادراتی بررسی و مجدداً محاسبات انجام پذیرد.

## منابع

جوان افشین، محمدی تیمور، غنیمی فرد حجت‌الله، 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

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

رحیمی، غلامعلی (۱۳۸۷)، ارزیابی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری صادرات گاز از طریق خط لوله مطالعه موردی خط لوله گاز ایران به هند، فصلنامه اقتصاد انرژی، سال چهارم، زمستان ۱۳۸۶، (۱۵): ۱۰۹-۱۴۲.

رحیمی، غلامعلی (۱۳۸۶)، بررسی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری گاز طبیعی در مناطق مختلف، فصلنامه اقتصاد انرژی، سال چهارم، تابستان ۱۳۸۶، (۱۳):۹۶-۱۲۱.

ناجی میدانی، علی‌اکبر و رحیمی، غلامعلی (۱۳۹۵)، مدل قیمت‌گذاری صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله بر اساس نظریه بازی‌ها، فصلنامه مدل‌سازی اقتصادی، تابستان ۱۳۹۵، (۳۴): ۲۹-۴۹.

BP, B. P. (2019). Statistical Review of World Energy 2019.

Dispenza, D. (2002, March). International Pipelines Across the Mediterranean. *In International Energy Agency, Cross Border Gas Trade Issues Workshop.*

Economic Consulting Associates (2018). Final Report Task 2 – IAP Feasibility.

Energy Charter Secretariat (2007). PUTTING A PRICE ON ENERGY, Energy Charter Secretariat

Estache (2004). A. Long term gas contracts: principles and applications.

Henderson, James (2011). Domestic Gas prices in Russia–Towards export netback?, Oxford Institute for Energy Studies.

Hu, Aolin, and Qing Dong (2015). On natural gas pricing reform in China, Natural Gas Industry B, 2: 374-82.

Jensen, James T (2011). Asian natural gas markets supply infrastructure and pricing issues, Pacific Energy Summit on "Innovation Generation: Powering a Prosperous Asia.".

Konoplyanik, Andrey (2010). Russia has trumped Nabucco for Central Asian gas, Petroleum economist, 77: 24-25.

Melling, Anthony J (2010). Natural gas pricing and its future: Europe as the battleground, Carnegie Endowment for International Peace.

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

Miyamoto, Akira (2009). A new paradigm for natural gas pricing in Asia: a perspective on market value, Oxford Institute for Energy Studies.

Postelnyak, Anna (2015). Forced to be free? The consequences of the transition to European netback gas prices for Ukraine s energy dependency, Journal of Ukrainian Politics and Society, 1: 58-78.

Secretariat, E. C. (2012). Bringing Gas to the Market: Gas Transit and Transmission Tariffs in Energy Charter Treaty Countries-Regulatory Aspects and Tariff Methodologies. *Brussels: Energy Charter Secretariat*.

Spanjer, A. (2007). Russian gas price reform and the EU–Russia gas relationship: Incentives, consequences and European security of supply. Energy policy, 35(5), 2889-2898.

Tsygankova, M. (2008). *Netback pricing as a remedy for the Russian gas deficit* (No. 554). Discussion Papers.

http://en.turangtransit.com.tr/project-overview

https://sebatproje.com.tr/en/portfolio/ite-anatolian-natural-gas-pipeline-project-ite/

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

# Pricing of Iran's Natural Gas Exports to Europe: An Application of the Netback Pricing Method

**Mansoureh Ram**
**PhD Candidate in Oil and Gas Economics, Allameh Tabataba`i University, Tehran, Iran, raam@nigc.ir**

**Ali Faridzad**[1]
**Associate Professor of Energy Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba`i University, Tehran, Iran, ali.faridzad@atu.ac.ir**

**Atefeh Taklif**
**Associate Professor, Faculty of Economics, Allameh Tabataba`i University, Tehran, Iran, a.taklif@atu.ac.ir**
**Received: 2020/07/03 Accepted: 2021/05/03**

Natural gas prices do not follow the normal free market criteria where prices are established by the intersection of independent demand and supply curves. As a strategic good that is traded between major suppliers (normally sovereign countries) and market monopoly or oligopolies in the importing countries. One method that has been agreed between sellers and buyers is the buy back mechanism used in many long term contracts. This pricing method is designed to provide confidence for both consumer and producer that they are getting a fair price and to increase competitiveness with alternative fuels and reduce the costs of natural gas transmission from producing countries to target markets. In this study, we use the market value of gas in the target countries of the European export market, and deduct transit and transmission costs to arrive at the optimal price of potential Iranian gas exports to Europe at the Bazargan border with Turkey has been calculated as $ 300 per thousand cubic meters. The comparison of the calculated prices with the current export prices of Iranian gas to Turkey and Iraq reveals that the use of netback pricing method for the European export market is fully justified. Iranian access to the European gas market, however, in addition to economic factors is influenced by the state of political relations between Iran and European countries.

**JEL Classification:** D40, N50
**Keywords:** Pricing, Natural Gas, Netback, Export

1. Corresponding Author

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