

مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG، با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی

دکتر فرهاد رهبر^۱ - منصوره رام^۲

چکیده

گاز طبیعی، علاوه بر اینکه یک کالای صادراتی است کاربرد وسیعی نیز در صنایع مختلف و بخش‌های تجاری و خانگی دارد. سوال این است که اختصاص گاز به کدام یک از بخش‌ها می‌تواند ارزش افزوده بالاتری را داشته باشد. در این مقاله با ارزیابی‌های اقتصادی که بر روی پروژه‌های صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG و همچنین صادرات متانول صورت گرفت، مشخص شد که اختصاص گاز به بخش پتروشیمی می‌تواند ارزش افزوده بالاتری ایجاد کند، ضمن اینکه صادرات گاز از دو طریق خط لوله و LNG نیز از توجیه اقتصادی برخوردار است.

واژه‌های کلیدی: صادرات گاز طبیعی، LNG، خط لوله، صادرات مواد پتروشیمی، متانول.

۱. مقدمه

طبق پیش‌بینی‌های آژانس بین‌المللی انرژی^۳، تقاضا برای گاز طبیعی در همه مناطق طی سال‌های ۲۰۳۰-۲۰۰۴ افزایش خواهد یافت به گونه‌ای که مصرف این حامل انرژی از ۲/۸

۱. عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران

۲. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی M_Raam@iies.net

3. International Energy Agency

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

تریلیون مترمکعب در سال ۲۰۰۴ به ۳/۶ تریلیون مترمکعب در سال ۲۰۱۵ و ۴/۷ تریلیون مترمکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید.^۱ طبق پیش‌بینی‌ها بیشترین افزایش تقاضا از سوی کشورهای خاورمیانه بخصوص چین، هند و منطقه آفریقا خواهد بود. کشورهای عضو سازمان توسعه و همکاری‌های اقتصادی (OECD)^۲ شمال آمریکا و اروپا همچنان بزرگترین متقاضیان گاز طبیعی تا سال ۲۰۳۰ باقی خواهند ماند.

علاوه بر این آژانس بین‌المللی انرژی افزایش تولید گاز را نیز پیش‌بینی کرده است که در این میان کشورهای خاورمیانه و آفریقا بیشترین افزایش تولیدات را خواهند داشت و بیشتر این افزایش تولیدات به کشورهای اروپایی و آمریکای شمالی صادر خواهد شد. براساس این پیش‌بینی‌ها، بیشترین تولیدات گاز مناطق خاورمیانه و آفریقا به صورت LNG صادر خواهد شد و این در حالی است که رشد صادرات LNG از ۹۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۴ به ۱۵۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۰ و ۴۷۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید.

ایران با در دست داشتن ۲۷/۵ تریلیون مترمکعب گاز طبیعی، دومین کشور دارنده گاز در جهان به شمار می‌رود که با وجود ذخایر عظیم گازی پارس جنوبی و اجرای فازهای مختلف توسعه، می‌توان علاوه بر تامین مصرف داخلی گاز و نیاز به تزریق در جهت ازدیاد برداشت، مقادیر متناسبی از گاز را برای صادرات مد نظر قرار داد.

در این مقاله به سئوالات زیر پاسخ داده خواهد شد:

- آیا صادرات گاز از طریق خط لوله، LNG و صادرات فرآورده‌های پتروشیمی هر کدام به تنهایی دارای صرفه اقتصادی هستند؟

- صادرات گاز از طریق خط لوله به صرفه‌تر است یا از طریق LNG؟

- صادرات گاز ارزش افزوده بالاتری را ایجاد می‌نماید یا صادرات فرآورده‌های

پتروشیمی؟

هدف مقاله حاضر اولویت‌بندی استفاده از گاز در پروژه‌های مختلف است که به وسیله ارزیابی اقتصادی و با استفاده از تکنیک‌هایی از قبیل NPV و IRR نشان داده می‌شود. از این رو در ابتدا با تحلیل قیمت گاز به ارزیابی اقتصادی صادرات گاز و LNG و در نهایت متانول پرداخته می‌شود که پس از این مرحله نتایج ارزیابی‌های صورت گرفته با یکدیگر مقایسه خواهد شد.

1. World Energy outlook 2006

2. Organisation For Economic Co-operation and Development

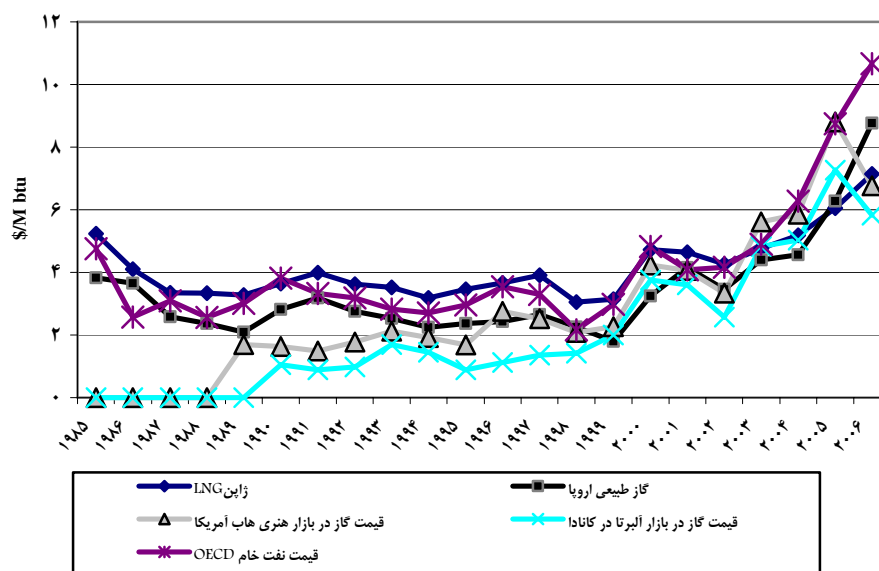
قیمت گاز طبیعی در بازارهای عمده جهان

گاز طبیعی در اروپا به استثنای انگلستان بر اساس نفت گاز و نفت کوره قیمت گذاری می شود زیرا در بخش صنعت و تجارت رقیب اصلی گاز، نفت گاز و نفت کوره است. در آسیا قیمت گذاری بر اساس نفت خام است از این رو روند تغییرات از روند بازار نفت پیروی می کند. در آمریکا در سال ۲۰۰۰، قیمت گاز به سرعت از ۵ دلار افزایش یافت و در سال ۲۰۰۶ میانگین قیمت ها حدود ۷ دلار به ازای یک میلیون بی تی یو و در بازار اروپا حدود ۸/۵ دلار در هر میلیون بی تی یو بوده است.

هزینه تمام شده گاز طبیعی

بهای تمام شده استحصال هر واحد گاز طبیعی غنی (قیمت سرچاه) و گاز طبیعی سبک شیرین و سایر فرآورده های گازی نظیر اتان، گاز مایع^۱ و میعانات گازی در خروجی پالایشگاه، ورودی خط لوله سراسری و ورودی پتروشیمی از شرکت ملی نفت ایران دریافت شده است.

نمودار ۱. رابطه بین میانگین قیمت نفت OECD و قیمت قراردادهای بلندمدت گاز در بازارهای اصلی جهان



Source: BP Statistical Review of World Energy June 2007

1. Liquefied Petroleum gas

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

لازم به ذکر است که در مرحله اول محاسبات شرکت نفت، محاسبه بهای تمام شده استحصال هر واحد گاز طبیعی غنی و گاز طبیعی سبک شیرین و سایر فرآورده‌های گازی، صرفاً براساس هزینه‌های سرمایه‌ای^۱، هزینه‌های بهره و هزینه‌های عملیاتی^۲ (بهره‌برداری) در کل دوره بهره‌برداری انجام گرفته است و سپس تعدیلات لازم در رابطه با افزایش ۳۰ درصدی هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های بهره به دلیل افزایش قیمت نفت خام از ۲۰ دلار به ۶۵ دلار در طی پنج سال گذشته انجام گرفته و بعد از آن محاسبات مذکور براساس سناریوهای مختلف هزینه‌های عملیاتی (بهره‌برداری)، مورد تعدیل قرار گرفته‌اند. نتایج حاصل از محاسبات در مرحله اول، نشان می‌دهد که بهای تمام شده استحصال هر واحد از گاز طبیعی و سایر فرآورده‌های گازی در رابطه با فازهای ۴ و ۵ میدان نفتی پارس جنوبی به شرح زیر می‌باشد:

با توجه به محاسبات انجام شده قیمت فروش گاز طبیعی سبک شیرین به ارزش حجمی در ورودی خط لوله سراسری براساس هزینه تمام شده در سناریوی محاسبه ۱۰ درصد هزینه‌های عملیاتی، هر مترمکعب ۳۱۳/۳۲ ریال یا حدود ۳/۴۵ سنت و در سناریوی محاسبه ۱۲ درصد هزینه‌های عملیاتی هر مترمکعب ۳۳۵/۱۲ ریال و یا حدود ۳/۷ سنت خواهد بود (بهره مالکانه ۱ سنت برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است). به همین ترتیب قیمت فروش هر مترمکعب استاندارد اتان به ارزش حجمی در ورودی پتروشیمی، در سناریوی محاسبه ۱۰ درصد هزینه‌های عملیاتی، هر مترمکعب ۸۱۴/۱۱ ریال، یا حدود ۹ سنت و در سناریوی محاسبه ۱۲ درصد هزینه‌های عملیاتی هر مترمکعب ۸۷۲/۶ ریال یا حدود ۹/۶ سنت محاسبه شده است.

ارزیابی اقتصادی گزینه‌های پیش‌رو

برای مقایسه ارزیابی اقتصادی صادرات گاز و صادرات فرآورده‌های پتروشیمی نیاز به استفاده از دو روش نرخ بازده داخلی و ارزش حال پروژه است. روشهای محاسبه در ضمیمه مقاله ارائه شده است.

در این مقاله سعی شده است با پرداختن به دو بخش صادرات گاز طبیعی به کشورهای دیگر و یا اختصاص گاز طبیعی به بخش صنعت پتروشیمی و بعد صادرات فرآورده‌های پتروشیمی، پروژه‌های مدنظر برای کشور در این دو بخش بررسی گردد و در

1. Capital Expenditure
2. Operating Costs

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

قالب سناریوهای مختلف اولویت بندی شود.

در پروژه‌های صادرات گاز طبیعی که به دو صورت صادرات از طریق خط لوله و صادرات به صورت گاز طبیعی مایع شده یا LNG صورت می‌گیرد، گاز طبیعی از میدان پارس جنوبی استخراج می‌شود و پس از انجام عملیات آماده‌سازی مانند نم‌زدایی^۱ و شیرین‌سازی^۲، یا از طریق خط لوله به کشور مقصد حمل می‌گردد و یا پس از انجام عملیات مایع‌سازی^۳، از طریق کشتی‌های حمل LNG به کشور مقصد منتقل می‌شود. البته باید در کشور مقصد به کمک تسهیلات تبدیل مجدد به گاز، مجدداً به صورت گاز طبیعی درآید. در این پروژه‌ها، جریان هزینه‌ای شامل هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه بخش بالادستی^۴ میدان گازی، هزینه‌های عملیاتی بخش بالادستی، هزینه‌های سرمایه‌ای واحدهای نم‌زدائی و شیرین‌سازی برای پروژه‌های خط لوله و نم‌زدائی و شیرین‌سازی و مایع‌سازی برای پروژه‌های LNG و هزینه‌های عملیاتی مربوطه، هزینه‌های انتقال (شامل هزینه‌های مربوط به احداث خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار) و هزینه‌های مربوط به کشتی‌های مخصوص حمل LNG برای صادرات (LNG) و هزینه‌های عملیاتی مربوطه برای پروژه‌های LNG است. علاوه بر این فرض می‌شود که هزینه‌های سرمایه‌ای مربوط به تمام بخش‌های فوق در ابتدای پروژه انجام گیرد.

ارزیابی پروژه خط لوله ایران به هند

جهت ایجاد امکان تحلیل اقتصادی در خصوص سرمایه‌گذاری در یک پروژه گاز طبیعی معمولاً هزینه‌ها به دو بخش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی تقسیم‌بندی می‌شوند. هزینه‌های سرمایه‌گذاری شامل مجموع هزینه‌های لازم جهت ایجاد ساختمان‌های مورد نیاز، نصب تجهیزات و هزینه‌های عملیات مهندسی، توپوگرافی، هزینه زمین و آماده‌سازی محیط برای لوله‌گذاری و هزینه تکنولوژی و تجهیزات از قبیل پمپ‌ها یا ایستگاه‌های تقویت فشار، هزینه روش‌ها و تکنولوژی‌های به کار گرفته شده، مسئله حفاظت کاتدیك لوله‌ها و نیز پوشش لوله‌ها می‌شود. هزینه‌های عملیاتی شامل مجموع هزینه‌های لازم جهت تداوم عملیات تولید، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های توزیع و فروش، هزینه‌های اداری، هزینه‌های مالی و استهلاک است.

1. Dehydration
2. Sweetening
3. Liquefaction
4. Upstream

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

در این قسمت با توجه به محرمانه بودن بیشتر اطلاعات، از نظرات کارشناسان شرکت ملی صادرات گاز استفاده شده است. برای احداث این خط لوله یک دوره ۵ ساله در نظر گرفته شده و عمر مفید پروژه ۲۵ سال است. بنا به نظر کارشناسان ظرفیت خط لوله ۶۰ میلیون مترمکعب در روز است. در صورتی که تعداد روزهای فعالیت در طول سال را ۳۵۰ روز در نظر بگیریم، سالانه ۲۱ میلیارد مترمکعب گاز از طریق این خط لوله قابل انتقال است. با توجه به این نکته که یک خط لوله انتقال گاز در تمام طول عمر خود با حداکثر ظرفیت فعالیت نمی‌کند، در اینجا فرض بر این است که در سال اول با ۲۰ درصد ظرفیت، در سال دوم با ۴۰ درصد، سال سوم با ۶۰ درصد، سال چهارم با ۸۰ درصد و در سال پنجم با ۹۰ درصد و از سال ششم به بعد نیز با تمام ظرفیت مشغول به فعالیت خواهد بود.

یکی دیگر از اطلاعات مورد نیاز در این قسمت، هزینه‌های پروژه است. اولین هزینه، هزینه‌های سرمایه‌ای است. این هزینه شامل طراحی، احداث و نصب تجهیزات خط لوله است. دومین هزینه، هزینه‌های عملیاتی است. با توجه به برآوردهای صورت گرفته توسط شرکت ملی صادرات گاز، هزینه‌های سرمایه‌گذاری پروژه ۳ میلیارد دلار در نظر گرفته شده است و هزینه‌های عملیاتی نیز پس از احداث، سالانه ۵ درصد است. این هزینه‌ها برای احداث خط لوله‌ای از بندر عسلویه تا مرز پاکستان است. هزینه احداث خط لوله از عسلویه تا هند نیز در حدود ۸ میلیارد دلار برآورد شده است که با توافقات صورت گرفته، هر کشور مسئول ساخت خط لوله در خاک خود می‌باشد. از این رو ساخت خط لوله ۱۱۷۰ متری عسلویه تا مرز پاکستان در حدود ۳ میلیارد دلار هزینه در بر دارد.

جدول ۱. اطلاعات مربوط به احداث خط لوله صادرات گاز ایران به هند

هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۳ میلیارد دلار
هزینه‌های عملیاتی	پس از احداث سالانه ۵٪
دوره ساخت	۵ سال
دوره بهره‌برداری	۲۵ سال (سال اول ۲۰٪، سال دوم ۴۰٪، سال سوم ۶۰٪، سال چهارم ۸۰٪، سال پنجم ۹۰٪ و از سال ششم به بعد با تمام ظرفیت)
میزان گاز صادراتی	۶۰ میلیون مترمکعب در روز یا ۲۱ میلیارد مترمکعب در روز
نرخ تنزیل	سناریوهای مختلف و براساس نرخ ۱۵ و ۱۷ درصد
قیمت	سناریوهای مختلف ۳/۵، ۴، ۴/۵ و ۵ دلار
قیمت گاز خوراک	بر اساس هزینه عملیاتی ۱۰ درصد ۳/۴۵، و بر اساس هزینه عملیاتی ۱۲ درصد ۳/۷ سنت برای هر مترمکعب

با توجه به مفروضات، قیمت گاز خریداری شده توسط هند در مرز پاکستان و ایران

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

۴/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود که برای انتقال آن، کشور هند ملزم به پرداخت حق ترانزیت به پاکستان است. در این حالت نرخ IRR به دست آمده ۲۸ درصد بوده و ارزش حال پروژه نیز ۵,۰۶۴,۴۵۲,۹۷۱ دلار خواهد بود. قیمت گاز خوراک بر اساس هزینه تمام شده گاز در حدود ۳/۴۵ سنت برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است که این رقم با توجه به هزینه‌های عملیاتی ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای برای اکتشاف، استخراج و برداشت گاز و همچنین شیرین‌سازی آن در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی در نظر گرفته شده است. نوع قراردادهای بای بک و بیع متقابل در صنعت نفت و گاز سبب شده است تا متوسط نرخ تنزیل در این قراردادها ۱۵ و ۱۷ درصد در نظر گرفته شود؛ هر چند که نرخ LIBOR کمتر از این میزان است.

با توجه به محاسبات صورت گرفته توسط نرم‌افزار EXCEL نتایج به صورت جدول ۲ ارائه شده است.

جدول ۲. نتایج ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خط لوله

هزینه گاز خوراک				قیمت گاز	
۳/۷ (سنت برای هر مترمکعب)		۳/۴۵ (سنت برای هر مترمکعب)			
نرخ تنزیل ۱۷	نرخ تنزیل ۱۵	نرخ تنزیل ۱۷	نرخ تنزیل ۱۵	IRR	۳/۵ (دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)
%۲۲	%۲۲	%۲۳	%۲۳	NPV	\$ ۲۰۳۸۱۸۶۸۱۰
%۲۵	%۲۵	%۲۵	%۲۵	IRR	\$ ۲۸۷۴۸۸۱۲۹۰
%۲۸	%۲۸	%۲۸	%۲۸	NPV	\$ ۳۷۱۶۳۲۹۷۱۶
%۳۰	%۳۰	%۳۰	%۳۰	IRR	\$ ۴۵۵۷۷۷۸۱۴۲

در جدول بالا بدینانه‌ترین حالت در صادرات گاز با قیمت ۳/۵ دلار در هر میلیون

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

بی‌تی‌یو و نرخ تنزیل ۱۷ درصد و هزینه گاز خوراک ۳/۷ سنت برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است که در این صورت IRR طرح ۲۲ درصد و ارزش حال پروژه ۲,۰۳۸,۱۸۶,۸۱۰ دلار خواهد بود.

خوشبینانه‌ترین حالت نیز زمانی است که قیمت گاز صادراتی ۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو و نرخ تنزیل ۱۵ درصد و هزینه گاز خوراک ۳/۴۵ دلار باشد که در این حالت نیز IRR طرح ۳۰ درصد و ارزش حال پروژه ۶,۱۰۳,۱۹۷,۹۳۴ دلار خواهد بود.

ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق LNG

ارائه هزینه‌های سرمایه‌ای تاسیسات گاز طبیعی مایع بسیار دشوار است. زیرا این هزینه‌ها به عوامل مختلفی بستگی دارند: از جمله محل تاسیسات و میزان تاسیسات زیربنایی مورد نیاز مجاور آن، شرایط محل کار، برآورد سرمایه‌گذاری به پول رایج محلی نسبت به سرمایه‌گذاری به پول خارجی، میزان تحقق واحدهای استحصال گاز مایع، حجم ذخیره‌سازی که تابع ظرفیت و تعداد تانکرها و مقررات و شرایط بارگیری است و بالاخره پروسه مایع‌سازی و کیفیت و فشار گاز تحویلی به تاسیسات را باید مدنظر داشت. هر اندازه تاسیسات گاز مایع بزرگ‌تر باشد، صرفه اقتصادی آن بیشتر است. یعنی در این صنعت خاص بازدهی فزاینده نسبت به مقیاس وجود دارد، و دلیل آن نیز ثابت بودن نسبی حجم سرمایه‌گذاری برای ذخیره‌سازی و بارگیری است. مهم‌ترین ملاک‌های تصمیم‌گیری برای اجرای یک پروژه LNG نرخ بازده داخلی و ارزش حال درآمد خالص است که به صورت زیر محاسبه می‌شود.

با فرض اینکه

$$R = \text{کل درآمد سالیانه طرح LNG}$$

$$C = \text{کل هزینه‌های سالیانه تولید}$$

$$t = \text{سال‌های مختلف } 0 \text{ تا } n$$

و n مساوی ۲۵ یا ۳۰ است (عمر اقتصادی طرح‌های LNG، ۲۵ یا ۳۰ سال فرض می‌گردد)

$$PV \text{ درآمدها} = R_1 + \frac{R_2}{(1+r)} + \frac{R_3}{(1+r)^2} + \frac{R_4}{(1+r)^3} + \dots + \frac{R_n}{(1+r)^n}$$

$$PV \text{ هزینه‌ها} = C_1 + \frac{C_2}{(1+r)} + \frac{C_3}{(1+r)^2} + \frac{C_4}{(1+r)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t}$$

نرخ بازده‌ای که ارزش حال درآمدها را با ارزش حال هزینه‌ها برابر می‌کند و NPV طرح را برابر صفر می‌سازد که به عبارت دیگر همان IRR است.

از همین طریق نیز، با فرض یک نرخ بازده داخلی فرضی برای پروژه می‌توان هزینه تولید هر واحد LNG را محاسبه نمود. درآمد هر پروژه LNG برابر با حاصلضرب ظرفیت تولید در قیمت هر واحد LNG است. از این رو به راحتی می‌توان با فرض نرخ‌های بازده داخلی قیمت هر واحد LNG را برای کشور به دست آورد.

با فرض اینکه:

P = قیمت هر واحد LNG

Q = ظرفیت سالیانه تولید

C = هزینه‌های سالیانه طرح

می‌توانیم بگوییم:

با فرض ثابت بودن p ، آن را می‌توان از علامت Σ خارج ساخت یعنی:

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{P_t \cdot Q_t}{(1+r)^t}$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = P \cdot \sum_{t=0}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}$$

حال به فرض مقادیر مختلف برای r (همان IRR) می‌توان به مقدار P دست یافت. با توجه به محرمانه بودن بیشتر گزارش‌های شرکت نفت و در دسترس نبودن اطلاعات آنها، آمار و ارقام مورد استفاده برای ارزیابی صادرات LNG متعلق به یکی از پروژه‌های LNG است که از سازمان مدیریت دریافت شده است. از طرف دیگر بحث تحریم و پرونده هسته‌ای ایران نیز بر میزان سرمایه‌گذاری این پروژه‌ها بی‌تأثیر نبوده است و هزینه‌های سرمایه‌گذاری را تا حد زیادی افزایش داده است به گونه‌ای که برخی گزارش‌ها نشان از افزایش ۳۰۰ تا ۴۰۰ درصدی هزینه‌های سرمایه‌گذاری دارد. از آنجایی که مذاکرات در مورد پروژه LNG در زمان نگارش این مقاله در حال انجام بود و رقم دقیقی از میزان افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری در دست نبود، ارزیابی این پروژه با هزینه‌های سرمایه‌گذاری متفاوت صورت گرفت تا تصویر دقیق تری از افزایش هزینه‌ها در پروژه و میزان تأثیرگذاری آن برای خواننده شکل گیرد.

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

با توجه به گزارش شرکت نفت به سازمان مدیریت، پروژه LNG مورد بررسی (که به دلیل محرمانه بودن از نام آن خودداری می‌شود) دو واحد تولیدی در بر دارد که در هر واحد آن سالانه ۴/۶ میلیون تن LNG تولید می‌شود. علاوه بر آن، سالانه ۳/۸ هزار تن LPG و ۱/۶ هزار تن میعانات گازی از هر واحد حاصل می‌شود. قیمت در نظر گرفته شده در این پروژه برای فروش LNG با توجه به آنچه که در مبحث تحلیل قیمت گفته شد و همچنین رابطه بین قیمت گاز طبیعی و LNG که قیمت فروش آن نیز مشابه قیمت فروش گاز طبیعی است؛ چنانکه روند افزایش قیمت بین گاز طبیعی و LNG نشان می‌دهد، افزایش تقریباً برابر داشته است. از آنجا که دسترسی به قیمت‌های فروش LNG ایران در قراردادهای وجود نداشت و از طرف دیگر قیمت‌های فروش LNG ایران نیز ممکن است در چند سال اول متفاوت با قیمت‌های فروش آن باشد، از این رو قیمت‌های فروش آن به صورت تخمینی به کار برده شده است.

این قیمت‌ها به منظور نشان دادن تصویر روشن‌تر، در دامنه قیمتی ۳/۵ تا ۵ دلار برای هر میلیون بی تی یو در نظر گرفته شده است. باید توجه کرد که این قیمت به صورت FOB و تحویل در خلیج فارس است. از این رو برای ارزیابی دقیق‌تر، قیمت‌های مختلف در هزینه‌های سرمایه‌گذاری مختلف در نظر گرفته می‌شود. دوره ساخت و یا احداث در این پروژه سه سال در نظر گرفته شده و دوره بهره‌برداری نیز ۲۵ ساله است.

لازم به ذکر است که گاز خوراک برای واحدهای LNG، گاز غنی و سرچاهی است که نیازی به شیرین‌سازی ندارد؛ لذا هزینه گاز خوراک برای تاسیسات LNG کمتر از هزینه گاز خط لوله است.

جدول ۳. اطلاعات مورد نیاز برای ارزیابی صادرات LNG

۳ میلیارد دلار	هزینه‌های سرمایه‌ای
۹/۲ میلیون تن در سال (سال اول ۵۰ درصد تولید)	ظرفیت تولید
سالانه ۳/۳ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای	هزینه‌های عملیاتی
۳ سال	دوره احداث
۲۵	طول عمر طرح
۲ درصد در سال	نرخ تورم
۷۲۰ هزار تن LPG و ۳۰۰ هزار تن LNG	سایر محصولات
سناریوهای مختلف ۴، ۳/۵، ۴، ۴/۵، ۵	قیمت LNG
۱/۵ و ۱/۳ سنت برای هر مترمکعب	قیمت گاز خوراک

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

نتیجه محاسبات مختلف و متعدد برای ارزیابی اقتصادی LNG به صورت جدول ۴ به دست آمده است.

در بهترین حالت می توان LNG را با هزینه سرمایه‌ای ۳ میلیارد دلار و با قیمت ۵ دلار و نرخ تنزیل ۱۵ درصد به فروش رساند که در این صورت IRR طرح ۵۶ درصد و ارزش حال پروژه ۱۵,۴۲۲,۳۶۴,۵۸۰ دلار خواهد بود؛ اما از آنجایی که هزینه‌های احداث واحد LNG به طور چشمگیری افزایش یافته است که بنا به گفته‌های کارشناسان شرکت ملی صادرات گاز ایران این هزینه‌ها حتی به بیش از ۱۰ میلیارد دلار هم رسیده است؛ بنابراین این سناریو چندان قابل اطمینان نیست و نتایج محاسبات نیز در جدول بالا ذکر نشده است. به نظر می رسد که هزینه‌های احداث یک واحد LNG بین ۹ تا ۱۱ میلیارد دلار باشد که می توان نتیجه گرفت از نظر اقتصادی تاسیس واحد LNG به صرفه است زیرا IRR

جدول ۴. نتایج ارزیابی اقتصادی صادرات LNG

قیمت گاز خوراک				قیمت LNG (دلار)	هزینه‌های سرمایه‌ای (میلیون دلار)	
۱/۳ (سنت برای هر مترمکعب)		۱/۱۵ (سنت برای هر مترمکعب)				
نرخ تنزیل ۱۷٪	نرخ تنزیل ۱۵٪	نرخ تنزیل ۱۷٪	نرخ تنزیل ۱۵٪			
%۲۵	%۲۵	%۲۵	%۲۵	IRR	۹۰۰۰	
۸۵۰۹۲۰۴۹۲۰	۱۰۷۹۶۲۴۳۱۷۴	۸۶۳۹۹۵۴۴۹۳	۱۰۹۵۰۶۹۵۱۳۹	NPV		
%۲۷	%۲۷	%۲۷	%۲۷	IRR		
۹۶۲۹۸۸۶۹۶۲	۱۲۱۲۰۰۸۳۴۲۰	۹۷۶۰۶۳۶۵۳۵	۱۲۲۷۴۵۳۵۳۸۵	NPV		
%۲۸	%۲۸	%۲۸	%۲۸	IRR		
۱۰۷۵۰۵۶۹۰۰۳	۱۳۴۴۳۹۲۳۶۶۷	۱۰۸۸۱۳۱۸۵۷۶	۱۳۵۹۵۳۷۵۶۳۲	NPV		
%۳۰	%۳۰	%۳۰	%۳۰	IRR		
۱۱۸۷۱۲۵۱۰۴۵	۱۴۷۶۷۷۶۳۹۱۳	۱۲۰۰۲۰۰۶۱۸	۱۴۹۲۲۲۱۵۸۷۸	NPV		
%۲۱	%۲۱	%۲۱	%۲۱	IRR		۱۱۰۰۰
۷۱۹۳۸۱۷۷۸۱	۹۴۴۱۳۴۵۴۲۸	۷۳۲۴۶۳۷۳۵۴	۹۵۹۵۷۹۷۳۹۳	NPV		
%۲۲	%۲۲	%۲۳	%۲۳	IRR		
۸۳۱۴۵۶۹۸۱۲۲	۱۰۷۶۵۱۸۵۶۷۴	۸۴۴۵۳۱۹۳۹۶	۱۰۹۱۹۶۳۷۶۳۹	NPV		
%۲۴	%۲۴	%۲۴	%۲۴	IRR		
۹۴۳۵۲۵۱۸۶۴	۱۲۰۸۹۰۲۵۹۲۱	۹۵۶۶۰۰۱۴۳۷	۱۲۲۴۳۴۷۷۸۸۵	NPV		
%۲۵	%۲۵	%۲۵	%۲۵	IRR		
۱۰۵۵۵۹۳۳۹۰۵	۱۳۴۱۲۸۶۶۱۶۷	۱۰۶۸۶۶۸۳۴۷۹	۱۳۵۶۷۳۱۸۱۳۲	NPV		

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

طرح در بدبینانه‌ترین حالت یعنی سرمایه‌گذاری در تاسیسات LNG مورد نیاز ۱۱ میلیارد دلار و قیمت فروش LNG ۳/۵ دلار است که نرخ بازده داخلی طرح ۲۱٪ درصد و ارزش حال پروژه نیز حدود ۷۸۱٫۷۸۷٫۸۸۷٫۹۳۷ دلار می‌شود.

بررسی بخش پتروشیمی

پتروشیمی یکی از بخش‌های اصلی وزارت نفت، و جزء صنایع بزرگ و مادر کشور است. این صنعت به عنوان یکی از گزینه‌های صادرات غیر نفتی، در زمینه شکوفایی و توسعه اقتصاد کشور، بومی نمودن فناوری و گسترش صنایع جانبی، بویژه پرهیز از خام‌فروشی، نقش مهمی بر عهده دارد. با افزایش قیمت نفت، صنعت پتروشیمی در کشورهای غیر نفت خیز مقرون به صرفه نخواهد بود و بنابراین کشورهایی نظیر کشور ما می‌توانند این صنعت را به صنعت اول خود تبدیل کنند.

به منظور مقایسه اقتصادی صادرات گاز با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی، از بین فرآورده‌های پتروشیمی سه محصول اوره، آمونیاک و متانول که رابطه مستقیم در کاربرد گاز طبیعی دارند، انتخاب شدند که با توجه به اختصاص یارانه مصرفی به دو محصول اوره و آمونیاک در داخل کشور، نتایج مورد بررسی برای این دو محصول چندان قابل اتکا نبود. از این رو به بررسی واحد متانول فن آوران با ظرفیت یک میلیون تن در روز پرداخته شد. از متانول یا متیل الکل به عنوان ماده اولیه برای تولید بسیاری از مواد دیگر و حتی به عنوان سوخت استفاده می‌شود. کارخانجاتی که اخیراً برای تولید متانول تأسیس می‌شوند، از گاز طبیعی به عنوان خوراک اولیه استفاده می‌کنند. هر چند که متانول از مواد اولیه غیر از گاز طبیعی نیز قابل استخراج است، ولی عمده‌تاً برای تولید آن از گاز طبیعی استفاده می‌شود. آمریکای جنوبی، آمریکای شمالی و عربستان عمده‌ترین تولیدکنندگان متانول در جهان هستند. از ۷/۲ میلیون تن افزایش ظرفیت متانول تا سال ۲۰۰۶، ایران با ۳۷ درصد بیشترین سهم را داراست و پس از آن آمریکای جنوبی، چین (با خوراک گاز سنتز حاصل از زغال‌سنگ) و عربستان به ترتیب با ۲۵ درصد، ۱۵ درصد و ۱۴ درصد در مقام‌های بعدی قرار می‌گیرند. ظرفیت متانول ایران از ۷۵۰ هزار تن در سال گذشته به ۳/۵ میلیون تن در سال جاری خواهد رسید که این مقدار، کمتر از ظرفیت فعلی عربستان است، ظرفیت این کشور در این دوره به ۵ میلیون تن خواهد رسید.^۱

۱. گزارش برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت پتروشیمی، آذرماه ۱۳۸۵

تحلیل قیمت متانول در داخل و خارج از کشور

محصولات پتروشیمی بجزء کودشیمیایی از جمله محصولاتی هستند که یارانه مستقیم به آنها تعلق نمی‌گیرد و دولت هیچ‌گونه بودجه و اعتباری بابت یارانه به مصرف‌کنندگان یا تولیدکنندگان این بخش پرداخت نمی‌کند. اما تفاوت عرضه محصولات پتروشیمی با سایر محصولات در ایران در قیمت واقعی محصولات با قیمت فروش آن است.

قیمت محصولات پتروشیمی در ایران تثبیتی است و توسط شورای اقتصاد تعیین می‌شود که در همه موارد پایین‌تر از قیمت‌های روز جهانی بوده و سبب شده است تا شرکت‌های تولیدکننده با ضررهای فراوانی از بابت فروش این محصولات در داخل کشور مواجه شوند. نظام تثبیت قیمتها برای محصولات پتروشیمی در حالی که قیمت جهانی این محصولات ظرف چند سال اخیر تغییرات زیادی داشته است و واردات و صادرات نیز آزاد بوده، هیچ‌گونه توجیه اقتصادی و بازرگانی در شرایط کنونی ندارد که این امر نیز مورد توجه مسئولان قرار گرفته و مدتی است شناورسازی قیمت‌های پتروشیمی آغاز شده است.

درحالی که قیمت متانول در بازارهای بین‌المللی بیش از ۲۰۰ دلار است و روند قیمت‌ها نیز در ماه‌های اخیر افزایشی بوده و به ۲۶۰ دلار در هر تن رسیده است، قیمت این محصول در بازار داخلی حدود ۱۱۰ دلار در هر تن است که تفاوت فاحشی با قیمت‌های بین‌المللی دارد، هر چند که قیمت خوراک متانول یا همان گازطبیعی نیز پایین‌تر از قیمت‌های بین‌المللی است. این محصول که به بازارهای شرق آسیا از جمله کشورهای هند، کره و کشورهای اروپایی صادر می‌شود در بازارهای داخلی نیز برای برخی از شرکت‌های پتروشیمی فعال به عنوان ماده اولیه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

از این رو اکثر کارشناسان معتقدند که برای رشد بیشتر صنعت پتروشیمی، شناورسازی قیمت‌ها می‌تواند توجیه مالی مناسب برای ایجاد زمینه مشارکت جدی‌تر بخش خصوصی در ساخت مجتمع‌های پتروشیمی فراهم سازد.

ارزیابی اقتصادی متانول

به‌منظور ارزیابی اقتصادی فرآورده‌های پتروشیمی، محصول متانول در نظر گرفته شد. از آنجایی که طرح‌های بزرگ احداث واحدهای پتروشیمی در خاورمیانه آغاز شده است، پیش‌بینی می‌شود که قیمت متانول در سال‌های آینده افزایش چشمگیری نداشته باشد و حتی ممکن است با روند نزولی روبه‌رو شود. قیمت متانول در بازارها در حال حاضر ۲۵۰ دلار برای هر تن است. از آنجایی که واحدهای متانول زیادی در خاورمیانه در حال

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

بهره‌برداری است و پیش‌بینی‌ها نیز نشان دهنده کاهش قیمت این محصول است از این رو قیمت ۱۵۰ دلار برای هر تن در ارزیابی‌های اقتصادی در نظر گرفته شده است. هزینه‌های سرمایه‌ای احداث واحد متانول فناوران ماهشهر در حدود ۲۰۰ میلیون دلار بوده است که این واحد در حدود ۶ سال پیش در فاز ساخت قرار گرفته و دو سال است که تولید خود را به بازارهای جهانی عرضه می‌نماید. اما از آنجایی که قیمت‌های ساخت و احداث خط لوله گاز و همچنین تاسیسات LNG قیمت‌های روز است، در نتیجه مقایسه این قیمت‌ها در ارزیابی‌ها نتیجه واقعی را حاصل نمی‌کند. بدین منظور قیمت‌های روز احداث یک واحد متانول به ظرفیت ۱/۷ میلیون تن در سال در نظر گرفته شد که هزینه‌های سرمایه‌ای ۴۰۰ میلیون دلار را در برداشت. البته این هزینه مربوط به احداث یک واحد متانول در حد و اندازه واحد متانول فناوران ماهشهر است که تاسیسات جانبی آن نیز موجود است. چنانچه بخواهیم یک واحد متانول در مکانی غیر از موقعیت‌های پتروشیمی کشور، احداث کنیم هزینه سرمایه‌ای آن در حدود ۷۰۰ میلیون دلار خواهد بود. هزینه گاز خوراک در نظر گرفته شده برای واحد متانول فناوران ماهشهر ۹ و ۹/۶ سنت برای هر مترمکعب است. البته باید توجه کرد که در حال حاضر گاز خوراکی که در اختیار شرکت‌های پتروشیمی قرار می‌گیرد در حدود ۱/۱ سنت برای هر مترمکعب است و توجه آن یارانه‌هایی است که همه ساله در کشور پرداخت می‌شود و شاید یکی از

جدول ۶. نتایج ارزیابی اقتصادی صادرات متانول

NPV	IRR	نرخ تنزیل	قیمت گاز خوراک (سنت)	میزان تولید متانول	هزینه سرمایه‌ای
۴۴۲۲۹۸۸۵۱	%۳۸	۱۵	۹	۱ میلیون تن در سال	۲۰۰ میلیون دلار
۳۷۱۷۵۰۱۰۸	%۳۸	۱۷			
۴۴۲۲۴۲۱۳۷	%۳۸	۱۵	۹/۶	۱/۷ میلیون تن در سال	۴۰۰ میلیون دلار
۳۷۱۶۹۹۰۱۰	%۳۸	۱۷			
۷۱۲۴۳۵۰۷۵	%۳۴	۱۵	۹	۱/۷ میلیون تن در سال	۷۰۰ میلیون دلار
۵۹۴۶۷۴۷۲۹	%۳۴	۱۷			
۷۱۲۳۷۸۳۶۱	%۳۴	۱۵	۹/۶	۱/۷ میلیون تن در سال	۷۰۰ میلیون دلار
۵۹۴۶۲۳۶۳۱	%۳۴	۱۷			
۴۹۵۱۹۹۴۵۹	%۲۳	۱۵	۹	۱/۷ میلیون تن در سال	۷۰۰ میلیون دلار
۳۸۹۵۵۷۹۲۲	%۲۳	۱۷			
۴۹۵۱۴۲۷۴۵	%۲۳	۱۵	۹/۶	۱/۷ میلیون تن در سال	۷۰۰ میلیون دلار
۳۸۹۵۰۶۸۲۴	%۲۳	۱۷			

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

مهم‌ترین دلایل کنترل قیمت متانول در بازار داخل است. در بهترین حالت صادرات متانول با قیمت ۱۵۰ دلار در هر تن صورت می‌گیرد و هزینه احداث ۲۰۰ میلیون دلار است (که این هزینه احداث واحد متانول فناوران ماهشهر در ۶ سال قبل است). IRR طرح ۳۸ درصد و ارزش حال پروژه در حدود ۴۴۲٫۲۹۸٫۸۵۱ دلار است که البته باید در نظر داشت احداث یک واحد متانول با هزینه ۴۰۰ میلیون دلار و ظرفیت تولید ۱/۷ میلیون تن در سال با قیمت گاز خوراک ۹ سنت در هر مترمکعب نرخ بازده داخلی ۳۴ درصد، ارزش حال پروژه ۰٫۷۵۰۳۵٫۷۱۲ دلار را دارد که بیشتر از ارزش حال پروژه اول متانول است؛ زیرا ظرفیت تولید بالاتری دارد. بدینانه‌ترین حالت مربوط به احداث یک واحد متانول در جایی غیر از مجتمع‌های فعلی و بدون هیچ تاسیسات جانبی است که با هزینه سرمایه‌ای ۷۰۰ میلیون دلار صورت می‌گیرد. در این صورت نیز طرح توجیه اقتصادی دارد و IRR طرح ۲۳ درصد و ارزش حال پروژه با نرخ تنزیل ۱۷ درصد، ۳۹۸٫۵۰۶٫۸۲۴ دلار خواهد بود. پس، می‌توان نتیجه گرفت که احداث واحدهای متانول و اختصاص گاز به این بخش از پتروشیمی می‌تواند ارزش افزوده بیشتری از سایر بخش‌ها ایجاد کند.

مقایسه اقتصادی گزینه‌ها

با ارزیابی‌های اقتصادی معلوم شد که صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG و همچنین صادرات متانول به عنوان بزرگترین بخش مصرف‌کننده گاز در صنعت پتروشیمی توجیه اقتصادی دارد. هرچند که در محاسبات اخیر مشخص شد بخش پتروشیمی بیشترین ارزش افزوده را از مصرف گاز ایجاد می‌نماید، اما باید توجه داشت که بسیاری از فاکتورهای مثبتی که احداث تاسیسات پتروشیمی می‌تواند ایجاد نماید، از جمله اشتغال‌زایی در نظر گرفته نشده است.

با این حال برای مقایسه سه پروژه با یکدیگر، ارزش فعلی پروژه‌ها در نرخ‌های بازده داخلی متفاوت در جداول صفحات قبل ارائه شده بود. از آنجایی که برای درک بهتر میزان تاثیرگذاری هزینه‌ها در یک پروژه و افزایش آن، موارد متفاوتی از پروژه در نظر گرفته شده بود، برای مقایسه ارزش فعلی سه پروژه با یکدیگر، معمول‌ترین و در حقیقت منطقی‌ترین هزینه‌ها در نظر گرفته می‌شود.

از این رو در پروژه صادرات گاز از طریق خط لوله، طبق آخرین گزارش‌ها از احداث این خط با هزینه سرمایه‌گذاری ۳ میلیارد دلار و با قیمت ۴/۵ دلار در هر میلیون

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

بی‌تی‌یو در نظر گرفته شده است زیرا نرخ بازده داخلی این پروژه ۲۸ درصد و ارزش حال آن ۵,۰۶۴,۴۵۲,۹۷۱ دلار می‌باشد. ضمن اینکه زمان بازگشت سرمایه در این پروژه ۷ سال است.

در پروژه صادرات گاز از طریق LNG، منطقی‌ترین سناریو احداث خط لوله با سرمایه ۱۱ میلیارد دلار است که هزینه سرمایه‌گذاری برای این پروژه به طور چشمگیری در چند ماهه اخیر از ۳ میلیارد دلار به ۹ تا ۱۱ میلیارد دلار افزایش یافته است. در هزینه‌های سرمایه‌گذاری ۱۱ میلیارد دلاری و قیمت فروش LNG ۴/۵ دلاری، نرخ بازده داخلی پروژه ۲۲ درصد و ارزش حال آن ۱۲,۰۸۹,۰۲۵,۹۲۱ دلار است که بازگشت سرمایه در این پروژه ۳/۵ سال می‌باشد.

در پروژه صادرات متانول و اختصاص گاز به بخش پتروشیمی، با توجه به اینکه پروژه مورد بررسی صادرات متانول واحد فناوران ماهشهر بود و این واحد طی چند سال اخیر احداث شده است و افزایش هزینه‌ها در این مدت در نظر گرفته نشده است، بررسی احداث یک واحد متانول جدید در همین منطقه صورت گرفت که با هزینه سرمایه‌گذاری آن ۴۰۰ میلیون دلار برآورد شد. نرخ بازده داخلی این پروژه با قیمت ۱۵۰ دلار، برابر ۳۲ درصد و ارزش حال پروژه ۶۸۰,۶۷۵,۳۳۸ دلار بود. مدت برگشت سرمایه در این پروژه ۱/۵ سال است.

از آنجایی که این آمار و ارقام تصویر روشنی از پروژه‌های مختلف به دست نمی‌دهد، برای مقایسه آنها باید نسبت ارزش حال پروژه‌ها به میزان سرمایه‌گذاری اولیه‌شان به دست آید.

همانطور که ملاحظه می‌شود این نسبت برای صادرات متانول و تولید آن بیشترین مقدار را دارد که طبق فرضیه به دلیل پایین بودن هزینه سرمایه‌گذاری این پروژه در قیاس با دو پروژه دیگر و قیمت مناسب صادرات متانول، ارزش افزوده این بخش بسیار بیشتر از سایر بخش‌ها بوده و در نتیجه علاوه بر اشتغال‌زایی و پیشرفت صنعت می‌تواند درآمد سرشاری را عاید کشور سازد.

جدول ۷. نسبت ارزش حال پروژه‌ها

نسبت ارزش حال به سرمایه اولیه	پروژه
۱/۶۸	خط لوله
۱/۰۹	LNG
۱/۷	متانول

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

پس از پروژه صادرات متانول، پروژه خط لوله دارای نرخ بازده داخلی بیشتری در قیاس با صادرات LNG است. افزایش هزینه‌های احداث LNG در چند ماه اخیر سبب شد که نرخ بازده داخلی این پروژه از ۵۸ درصد به ۲۱ درصد برسد که نشان می‌دهد ریسک احداث آن بالاست. از طرفی با سرمایه‌گذاری‌های فراوان کشورهای حوزه خلیج فارس در تاسیسات LNG این صنعت با مشکل دیگری در سال‌های آینده رو به‌رو خواهد شد و آن کمبود کشتی‌های مخصوص برای حمل LNG است؛ زیرا بیشتر کشتی‌هایی که قرار است در سال‌های آینده تولید شوند پیش‌فروش شده و قراردادهای مورد نظر در این بخش منعقد شده است. از طرفی افزایش هزینه‌های احداث تاسیسات LNG در یکی دو سال اخیر، نشان می‌دهد که احداث این تاسیسات از ریسک بالایی برخوردار است.

با این حال تمامی این پروژه‌ها دارای توجیه اقتصادی است و چنانچه بخواهیم بین دو پروژه صادرات گاز از طریق خط لوله و LNG یکی را انتخاب کنیم، صادرات گاز از طریق خط لوله ارزش افزوده بالاتری دارد. علاوه بر این احداث خط لوله می‌تواند زمینه همکاری کشورهای همسایه را به نفع ایران فراهم سازد. همچنین هزینه‌های سرمایه‌گذاری در خط لوله به مراتب کمتر از هزینه‌های احداث تاسیسات LNG است.

نتیجه‌گیری

پروژه صادرات متانول (پروژه صادرات فرآورده‌های پتروشیمی) از نرخ بازده داخلی بالایی در شرایط فعلی برخوردار است. پیش‌بینی استفاده از متانول در آینده به عنوان سوخت خودرو نیز وجود دارد که البته کارشناسان متخصص در این حوزه بر این اعتقادند که استفاده از متانول به عنوان سوخت تنها در صورتی اقتصادی است که قیمت متانول زیر ۱۰۰ دلار در هر تن باشد که ارزیابی‌های صورت گرفته در این مورد حاکی از نرخ بازده داخلی ۲۵ درصد و ارزش حال ۳۸۵ میلیون دلار است.

پروژه صادرات گاز با خط لوله با توجه به این که در بدترین شرایط نیز اقتصادی به‌نظر می‌رسد؛ از اهمیت خاصی در کشور برخوردار است.

در پروژه احداث تاسیسات LNG با توجه به افزایش هزینه‌های آن تا حدودی نرخ بازده داخلی کاهش می‌یابد اما از آنجایی که دوره ساخت این تاسیسات کم و در حدود ۳ سال است، جذابیت زیادی برای سرمایه‌گذاران خارجی دارد. در توسعه پروژه‌های آتی استفاده از گاز، علاوه بر ارزیابی‌های اقتصادی بهتر است ملاحظات سیاسی و متنوع‌سازی سبد سرمایه‌گذاری برای کاهش ریسک نیز مورد توجه سیاستگذاران قرار گیرد.

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

منابع

۱. علی صالحی مجرد (۱۳۸۴)، ضرورت تدوین استراتژی توسعه صنعت گاز و دیپلماسی گاز ایران، دومین همایش نفت و سیاست خارجی، وزارت امور خارجه
۲. منصوره رام (۱۳۸۵)، بررسی موانع سیاسی موجود در بازارهای صادرات گاز، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی
۳. پیمان خضر (۱۳۸۵)، بررسی اقتصادی گزینه‌های مختلف استفاده از منابع گازی کشور ایران - با تاکید بر منبع گازی پارس جنوبی، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، دانشکده اقتصاد
۴. مرتضی بهروزی فر (۱۳۸۵)، بازارهای بالقوه صادرات گاز ایران؛ ناشر: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی
۵. سیامک ادیبی (۱۳۸۱)، بررسی امکان تولید و صادرات LNG در ایران تا سال ۲۰۱۰، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد تهران
۶. چشم‌انداز بیست ساله تولید و مصرف گاز طبیعی، وزارت نفت
7. BP statistical Review of World Energy 2005
8. International Energy Agency, World Energy Outlook 2004 and 2006
9. Institute Francais Du petrol: The lies between natural Gas and Oil prices, Report 2006. www. IFP.FR.p2

پیوست

روش ارزش خالص فعلی

در این روش ابتدا تمامی درآمدهای آینده با یک نرخ تنزیل مناسب به معادل درآمدها در زمان شروع پروژه تبدیل می‌شوند و سپس سرمایه اولیه مورد نیاز پروژه آن کسر می‌شود. عدد به دست آمده به عنوان شاخص NPV در مقایسه‌ها شناخته می‌شود. رابطه زیر برای این منظور ارائه شده است.

$$NPV = \sum_{I=1}^N Pi - I$$

NPV : شاخص ارزش خالص فعلی

Pi : معادل فعلی درآمد خالص در دوره i ام (ماه i ام یا سال i ام)

I : میزان سرمایه‌گذاری در زمان حال

N : تعداد دوره (ماه یا سال) عمر مفید پروژه

در رابطه بالا مقدار Pi به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Pi = \frac{Fi}{(1 + K)^{ni}}$$

که در آن:

Fi : درآمد خالص کسب شده در دوره i ام

K : نرخ بهره بازار

N : زمان (تعداد دوره زمانی از زمان حال) کسب درآمد i ام

هستند. به این ترتیب رابطه‌های بالا را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$NPV = \left(\sum_{I=1}^N \frac{Fi}{(1 + K)^{ni}} \right) - I$$

در این روش ارزیابی، اگر مقدار NPV برای یک طرح عدد مثبتی باشد، آن طرح قابل قبول و سودآور شناخته می‌شود و اگر مقدار NPV عدد منفی باشد، آن طرح غیرقابل قبول و زیان‌آور ارزیابی می‌شود.

روش نرخ بازده داخلی

در این روش به دنبال نرخ بهره‌ای هستیم که اگر درآمدهای آینده را با آن نرخ بهره به زمان اول پروژه (زمان سرمایه‌گذاری) تنزیل کنیم، آنگاه درآمد تنزیل شده با میزان

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

سرمایه گذاری برابر شود. این میزان بهره را نرخ بازده داخلی می نامیم. بر اساس ارزیابی این روش، اگر نرخ بازده داخلی یک طرح از نرخ بهره سرمایه بیشتر باشد، آنگاه طرح سودآور شناخته می شود و اگر کمتر باشد، طرح زیان آور ارزیابی خواهد شد.

در این روش برای مقایسه دو طرح به شیوه زیر عمل می شود: ابتدا نرخ بازده داخلی برای دو طرح محاسبه می شود. سپس نرخ های به دست آمده با یکدیگر مقایسه می شوند. پروژه دارای نرخ بازده داخلی بیشتر نسبت به پروژه دارای نرخ بازده داخلی کمتر، در اولویت انتخاب قرار می گیرد یا به عبارت دیگر سودآورتر شناخته می شود.

برای تعیین نرخ بازده داخلی طرحی با سرمایه اولیه I و بازگشت سرمایه به میزان F_n تا F_N به صورت زیر عمل می کنیم:

ارزش معادل تعداد N در آمد به میزان F_n (که در آن $n = 1, 2, 3, \dots, N$) با نرخ بهره r در زمان شروع طرح برابر است با:

$$P = \sum_{I=1}^N F_N (1+r)^{-n}$$

و اگر سرمایه گذاری این طرح که در شروع پروژه صرف شده است را با I نشان دهیم، میزان نرخ بازده داخلی طرح (r) از حل معادله زیر به دست می آید:

$$f(r) = \left(\sum_{I=1}^N F_N (1+r)^{-n} \right) - I, f(r) = 0$$

معادله بالا یک معادله غیرخطی است که به راحتی از طریق روش های محاسبات عددی قابل حل بوده و از روی آن نرخ بازده داخلی طرح محاسبه می شود.

**ضمن دعوت از استادان و پژوهشگران ارجمند برای همکاری با فصل نامه، رعایت چارچوب
مورد نظر فصل نامه برای پذیرش و چاپ مقالات رسیده الزامی است**

- مقاله باید شامل بخش‌های چکیده فارسی، چکیده انگلیسی (در صورتی که مقاله فارسی باشد)، کلید واژه، مقدمه، متن، نتیجه و منابع باشد.
- چکیده مقاله حداکثر ۲۰۰ کلمه و در برگزیده خلاصه‌ای از محتوای مقاله، نتایج و همچنین کلمات کلیدی آن باشد.
- حجم مقاله حتی‌المقدور از ۲۰ صفحه بیشتر نباشد.
- عنوان مقاله، نام کامل نویسنده، عنوان شغلی یا علمی نویسنده، پست الکترونیکی نویسنده، نام و نشانی کامل مؤسسه‌ای که در آن پژوهش انجام شده، در صفحه اول مقاله نوشته شود.
- مقاله باید در محیط word، با فونت میترا ۱۴ و با فاصله سطر ۱/۵ تایپ شده و به صورت الکترونیکی به آدرس iiesj@iies.ac.ir ارسال شده یا به صورت دیسکت به آدرس مجله فرستاده شود.
- معادل واژه‌های تخصصی که در مقاله عنوان شده، به زبان اصلی در پانوشت بیاید.
- شکل‌ها و تصویرها علاوه بر این که در متن مقاله قرار می‌گیرد، باید فایل اصلی آن (Excel و ...) نیز ارایه شود.
- جدول‌ها باید به ترتیبی که در متن می‌آید، شماره‌گذاری شده باشد و نوع کمیت، همراه با واحد مربوط در بالای هر ستون نوشته شود. ضمناً تمام جدول‌ها باید دارای ماخذ باشند.
- برای ذکر منابع در پایان مقاله، باید الگوی زیر استفاده شود:
 - برای کتاب: نام خانوادگی و نام نویسنده (سال انتشار)، عنوان کتاب، نام مترجم، محل نشر، ناشر؛
 - برای مقاله: نام خانوادگی و نام نویسنده (سال انتشار)، عنوان مقاله (به صورت زیرخطدار)، عنوان نشریه، دوره یا جلد، شماره (سال)، صفحه یا صفحات؛
 - ضمناً در داخل متن مقاله، ذکر منابع به صورت خلاصه (نام خانوادگی یا نام سازمان، سال انتشار) نوشته شود.
- مقاله باید اصیل بوده و در جای دیگر به چاپ نرسیده باشد. در صورتی که به طور همزمان برای چاپ به جایی ارایه شده است، دفتر نشریه در جریان قرار گیرد.

مباحث و موضوعات مورد توجه نشریه

فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی با هدف ارتقا سطح دانش علمی محققان، سیاست‌گذاران و برنامه‌ریزان انرژی، مباحث و مقالاتی با موضوعات متعدد اقتصاد انرژی در سطوح ملی و بین‌المللی منتشر می‌کند. از آنجایی که این مجله دارای ارزش علمی - پژوهشی است، عموماً مقالاتی برخوردار از ویژگی‌های کاملاً فنی - دانشگاهی و مطابق با استانداردهای تعیین شده را می‌پذیرد. عمده‌ترین موضوعات مورد توجه نشریه به شرح زیر است:

- مدل‌سازی عرضه و تقاضای انرژی
- مدل‌های بهینه‌سازی انرژی
- بازار نفت و رفتار قیمت
- مدل‌سازی قیمت نفت و گاز
- تحلیل‌های هزینه - فایده اقتصادی طرح‌های انرژی
- مسائل زیست‌محیطی مصرف سوخت‌های فسیلی
- تحولات ساختاری در بخش انرژی ایران و جهان
- مبادلات الکترونیکی
- مباحث سیاسی، اجتماعی و حقوقی انرژی
- قراردادهای نفتی
- برنامه‌ریزی انرژی
- نهادهای بین‌المللی انرژی (IEA, ECT, OPEC)
- چشم‌اندازهای عرضه و تقاضای انرژی
- بازارهای مالی انرژی

فرم اشتراک فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی

برای اشتراک فصلنامه، وجه اشتراک را به حساب ۸۰۳۲۵۲۶۶ بانک تجارت شعبه ظفر (قابل پرداخت در کلیه شعب بانک تجارت سراسر کشور) واریز و اصل رسید آن را همراه با فرم تکمیل شده به نشانی زیر ارسال فرمایید.

نشانی: تهران، خیابان ولیعصر، خیابان سایه، شماره ۱۴، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی
 کد پستی ۱۹۶۷۷۴۳۷۱ - صندوق پستی ۴۷۵۷-۱۹۳۹۵
 □ تلفن: ۶۰-۲۲۰۲۹۳۵۱ □ نمابر: ۲۲۰۲۹۳۸۸
 پست الکترونیکی: iiesj@iies.ac.ir

نام و نام خانوادگی/شرکت/مؤسسه:

سمت:تعداد نسخ دریافتی: تاریخ شروع اشتراک:

نشانی:

پست الکترونیکی: کد پستی: صندوق پستی:

هزینه اشتراک برای یک سال (۴ شماره)	
ایران	چهل و پنج هزار ریال
کشورهای خاورمیانه	صد و هشتاد هزار ریال
اروپا	دویست هزار ریال
امریکا، کانادا و استرالیا	دویست و پنجاه هزار ریال

اشتراک برای استادان و دانشجویان داخلی ۵۰ درصد تخفیف دارد