فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال پنجم / شماره ۱۹/ زمستان ۱۳۸۷/ صفحات ۴۹ - ۲۳

بررسی اقتصادی تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) برای ایران

منصور خلیلی عراقی

استاد دانشکده‌ی اقتصاد دانشگاه تهران khalili@ut.ac.ir

علی وطنی

دانشیار دانشکده‌ی فنی دانشگاه تهران avatani@ut.ac.ir

آمنه حاجی حیدری

کارشناس ارشد توسعه‌ی اقتصادی و برنامه‌ریزی، دانشکده‌ی اقتصاد دانشگاه تهران am.heidari@yahoo.com

زینب کسرائی

کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده‌ی اقتصاد دانشگاه تهران zkasraei@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۸۸/۳/۲۰ تاریخ پذیرش:۸۸/۵/۱۷

چکیده

با توجه به نام‌گذاری قرن حاضر به‌عنوان قرن گاز و جایگاه ایران به‌عنوان دومین دارنده‌ی ذخایر گازی جهان و لزوم بهره‌برداری بهینه از این موهبت الهی، به‌منظور افزایش توان صادرات گاز کشور در راستای تحقق اهداف سند چشم‌انداز بیست ساله برای قرار گرفتن در مقام سومین تولیدکننده‌ی گاز در جهان با سهم ۱۰ درصد از تجارت جهانی گاز، در این پژوهش، اجرای پروژه‌ی تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) به‌عنوان یکی از مناسب‌ترین راه‌های صادرات گاز طبیعی برای ایران، بررسی شده است.

بنابر نتایج به‌دست آمده از ارزیابی اقتصادی طرح، که از طریق روش تحلیل هزینه- فایده و با استفاده از نرم افزار اکسل انجام گرفته است، اجرای این طرح کاملاً اقتصادی بوده و علاوه بر این از سودآوری مطلوب و نرخ بازده‌ی داخلی بالایی نیز برخوردار است. با انجام تحلیل حساسیت، مشخص شد که حساس‌ترین پارامتر در این پروژه، قیمت فروش LNG با رابطه‌ی مستقیم است و پس از آن هزینه‌ی سرمایه‌ای البته با رابطه‌ی معکوس بیش‌ترین تأثیر را بر IRR پروژه دارد. قیمت گاز خوراک نیز به‌صورت معکوس تأثیر قابل توجه‌ای بر نرخ بازده‌ی داخلی پروژه داراست.

طبقه‌بندی JEL: D61, L71, O30, Q40, Q43

کلید واژه: گاز طبیعی، گاز طبیعی مایع شده، فن‌آوری‌های تبدیل گاز طبیعی، تحلیل هزینه- فایده، تحلیل حساسیت

۱- مقدمه

یکی از مشکلات اساسی کشور ما وابستگی اقتصادی شدید به درآمدهای نفتی است. این مسئله رشد اقتصادی کشور را به‌ویژه در زمان بروز بحران‌های نفتی ناشی از کاهش قیمت نفت، آسیب‌پذیر می‌کند، لذا برای رهایی از این وابستگی لازم است زمینه‌های مختلف دیگری را در عرصه‌ی صادرات مورد بررسی قرار دهیم. ایران در ارتباط با طرح‌های صدور و دالان منطقه‌ای و بین‌المللی گاز طبیعی از شرایط ویژه‌ای برخوردار است که ناشی از حجم ذخایر، توان فنی و نیز موقعیت ژئواستراتژیک آن می‌باشد که به هر دو بازار آسیا و اروپا به‌طور یکسان دسترسی دارد.

مجموع ذخایر گاز شناخته شده در جهان براساس گزارش BP [1] در سال ۲۰۰۸، بالغ بر ۶۲۶۳/۳۴ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده است، که روسیه ۲۵/۲ درصد، ایران ۱۵/۷ درصد و قطر حدود ۱۴/۴ درصد از ذخایر عمده‌ی گاز را در اختیار دارند و لذا ایران پس از روسیه در مقام دوم جهان و در میان کشورهای اوپک دارای رتبه‌ی اول است[۱۲]، این در حالی است که روسیه در زمینه‌ی تولید کماکان در رتبه‌ی اول است، ولی ایران به مقام چهارم بسنده کرده است و به این دلیل فرصت‌های بسیار و درآمدهای ارزی گسترده‌ای را از دست داده است.

از سوی دیگر، باید اذعان داشت که توسعه‌ی اقتصادی و اجتماعی هر کشور و به‌همراه آن گسترش فرایند رشد صنعتی، مستلزم فراهم بودن سه عامل نیروی کار، سرمایه و انرژی است. هرچند تعیین درجه‌ی اهمیت این سه عامل به‌راحتی میسر نیست، ولی برای کشوری مانند ایران که از جمله کشورهای غنی در زمینه‌ی انرژی به‌شمار می‌رود، نقش انرژی با اهمیت‌تر و قراردادن آن به‌عنوان موتور محرکه‌ی توسعه، منطقی‌تر به‌نظر می‌رسد. در نتیجه با برنامه‌ریزی برای توسعه‌ی منابع گازی و استفاده‌ی بهینه از آن، نه تنها می‌توان سوختی پاک و ارزان را برای مصرف داخلی فراهم آورد، بلکه می‌توان در بخش تجارت بین‌المللی گاز نیز تغییرات عمده و مثبتی ایجاد کرد. بیش‌تر کشورهای تولیدکننده و صادرکننده‌ی گاز، با توجه به تحولات بازار گاز طبیعی که پیش‌بینی می‌شود تقاضای جهانی آن تا سال ۲۰۳۰ به ۴/۷ میلیارد مترمکعب در روز برسد (بیان‌گر رشد سالانه‌ی ۲ درصدی در تقاضای گاز که بیش از رشد تقاضای دیگر منابع انرژی مانند نفت، ذغال سنگ، یا حتی انرژی هسته‌ای و سوخت‌های حیاتی

1 - British Petroleum.

(بیوماس) می‌باشد)، بر توسعه‌ی فن‌آوری‌های تبدیل گاز با هدف فراهم کردن بستر لازم برای صادرات و ارزش افزوده‌ی بیش‌تر، تأکید دارند. باتوجه به عمل تأسف‌آوری که امروزه در کشور انجام می‌شود، یعنی سوزاندن گازهای همراه نفت، ضرورت توجه بیش‌تر به بخش گاز با وضوح بیش‌تری آشکار می‌شود.

علاوه بر این، از آن‌جا که قراردادهای گازی غالباً بلندمدت هستند، چنان‌چه اکنون سیاست‌های مناسب برای ورود به بازارهای جهانی اتخاذ نشود، در آینده نیز کشور ما نخواهد توانست نقش فعالی را در بازار جهانی گاز ایفا کند. البته باید توجه داشت تنها به دلیل این‌که ایران دارای ذخایر عظیم گاز طبیعی است، نمی‌توان هر پروژه گازی را عملی دانست و برای اجرای موفقیت‌آمیز یک طرح، باید اقتصادی بودن آن مورد مطالعه قرار گیرد. با توجه به گزینه‌های مختلفی که برای استفاده از منابع گاز طبیعی کشور متصور است، در این مقاله به مقوله‌ی گاز طبیعی مایع شده(LNG)[1] پرداخته می‌شود و امکان تولید آن در ایران از لحاظ اقتصادی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

در ادامه در بخش ۲، فن آوری های استفاده از گاز طبیعی، پروژه های LNG در ایران و ارزیابی اقتصادی آن ها، در بخش های۳ و ۴، ذکر چند نکته قابل توجه در ارزیابی پروژه های گازی در بخش ۵، بخش های ۶ و ۷، ارزیابی اقتصادی و تحلیل حساسیت و در بخش ۸، نتیجه گیری مقاله ارائه می گردد.

۲- فن‌آوری‌های استفاده از گاز طبیعی

به‌منظور استفاده‌ی بهتر از گاز طبیعی که به‌دلیل ماهیت گازی آن با محدودیت‌هایی مواجه است، تلاش‌های بسیاری انجام گرفته که نتیجه‌ی آن دست‌یابی به فن‌آوری‌های تبدیلات گازی است. این فن‌آوری‌ها را می‌توان از لحاظ روش به‌کار رفته در آن به چهار دسته تقسیم کرد:

الف) تبدیلات فیزیکی شامل گاز طبیعی جذب شده(ANG)[2]، گاز طبیعی فشرده شده (CNG)[3]، گاز طبیعی مایع شده (LNG)، تبدیل گاز به جامد (GTS[4]) و هیدرات گازی(NGH[5])

1 - Liquefied Natural Gas.
2 -Adsorbed Natural Gas.
3- Compressed Natural Gas.
4- Gas To Solids .
5- Natural Gas Hydrates.

ب) تبدیلات شیمیایی شامل گاز سنتز[۱]، تبدیل گاز به مایع (GTL[۲])، زوج شدن اکسایشی متان (OCM[۳])، تبدیل گاز طبیعی به اتیلن (GTE[۴])، تبدیل گاز طبیعی به متانول (GTM[۵])، فرایند تبدیل متانول به اولفین (MTO[۶]) یا پروپیلن (MTP[۷]) و گازوئیل (MTG[۸])، تبدیل گاز طبیعی به دی‌متیل‌اتر (DME[۹]) و تبدیل گاز طبیعی به به هیدروژن[۱۰]

ج) تبدیل به نیرو[۱۱] مانند تبدیل گاز به برق GTW [۱۲]

د) تبدیل به کالاها و محصولات فیزیکی GTC[۱۳]

در هر حال هدف از این تبدیلات را به‌طور کلی می‌توان در دو کاربرد متصور برای گاز طبیعی خلاصه کرد:

۱) پالایش گاز طبیعی و استفاده از آن به‌عنوان سوخت و وارد شدن به بازار تجارت جهانی گاز طبیعی

۲) استفاده از گاز طبیعی ضمن تبدیل آن به فراورده‌های با ارزش

هر کدام از این شیوه‌ها مزایا و معایب خاص خود را دارند و هر کشوری باید با توجه به شرایط ویژه‌ی خود، یک یا ترکیبی از این گزینه‌ها را برگزیده و به‌کار بندد. در ایران برای صادرات گاز طبیعی، ترکیبی از هر دو گزینه‌ی خط‌لوله و LNG انتخاب شده و نیز راه‌اندازی و تکمیل واحدهای پتروشیمی متعددی در دستور کار قرار گرفته، که نشان‌دهنده‌ی صادرات فراورده به‌جای خام‌فروشی است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1- Syn Gas.
2- Gas To Liquids .
3- Oxidative Coupling of Methane .
4- Gas To Ethylen .
5- Methanol .
2- Methanol To Olefin .
7- Methanol To Propilen.
1- Methanol To Gasoil .
2- Dimethyl ether .
10- Hydrogen .
11 -GTP or Gas To Power .
12- Gas To Wire .
13- Gas To Commodity.

۳- معرفی گاز طبیعی مایع شده و بازار آن

چنان‌چه گاز طبیعی در فشار اتمسفر تا دمای ۱۶۱- درجه‌ی سانتی‌گراد، یا ۲۶۰- درجه‌ی فارنهایت سرد شود، به حالت مایع تبدیل و LNG تولید می‌شود که از لحاظ شیمیایی تفاوتی با گاز طبیعی ندارد. LNG مایعی روشن، بی‌بو، بی‌رنگ، غیرسرطان‌زا و غیرسمی و حجم آن یک‌ششصدم حجم گاز طبیعی است.

برای تهیه، حمل‌ونقل و مصرف LNG باید در زمینه‌ها و مراحل مختلفی سرمایه‌گذاری و فعالیت کرد. این مراحل که شامل اکتشاف و تولید گاز تا رسیدن LNG به مقصد نهایی است، زنجیره‌ی ارزش یا حلقه‌ی LNG[1] نامیده می‌شود (صرف‌نظر از خطوط لوله‌ی ارتباطی) عبارتند از: اکتشاف و تولید[2]، شیرین‌سازی و گرفتن ناخالصی‌ها، ناخالصی‌ها، مایع‌سازی[3]، ذخیره‌سازی و بارگیری، حمل‌ونقل دریایی[4] و ذخیره‌سازی در پایانه‌های دریافت (تخلیه و بارگیری) و تبخیر دوباره‌ی LNG[5].

گاز طبیعی مایع شده بیش از ۴۵ سال است که به‌عنوان سوختی ایمن، پاک و سازگار با محیط‌زیست مطرح می‌شود. در حال حاضر ۳۱ کشور در عرصه‌ی تجارت بین‌المللی LNG فعال هستند، که ۱۵ کشور قطر، مالزی، اندونزی، امارات متحده‌ی عربی، عمان، الجزایر، نیجریه، ترینیداد و توباگو، مصر، گینه استوایی، لیبی، برونئی، استرالیا، نروژ و امریکا در زمره‌ی صادرکنندگان گاز طبیعی مایع شده قرار دارند. این ۱۵ کشور تولیدکننده‌ی LNG جهان، در سال ۲۰۰۷ بیش از ۲۲۶ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی را به‌صورت LNG به بازارهای جهانی انرژی عرضه کردند، که در این میان سه منطقه‌ی عمده‌ي تولیدکننده‌ی LNG جهان در این سال، آسیای جنوب شرقی، آفریقای شمالی و خاورمیانه بوده‌اند.

در مقابل ۱۷ کشور چین، هند، ژاپن، کره‌یجنوبی و تایوان درآسیا، بلژیک، فرانسه، یونان، ایتالیا، پرتغال، اسپانیا، ترکیه و انگلستان در اروپا، ایالات متحده امریکا، مکزیک، جمهوری دومنیکن و پرتوریکو در قاره‌ی امریکا جزء واردکنندگان و مصرف‌کنندگان عمده‌ی گاز مایع هستند، که در این میان کشورهای آسیایی عضو OECD (ژاپن و کره

1- LNG Value Chain.
2- Exploration &Production .
3- Liquefaction.
4- Shipping.
5- Regasification & Storage.

جنوبی) با ۵۴/۴ درصد و سپس هشت کشور اروپایی با واردات ۲۴ درصد، بزرگ‌ترین واردکنندگان LNG جهان بوده‌اند.

لازم به‌ذکر است که تولید LNG طی دهه‌ی گذشته، دو برابر شده و با رسیدن به مرز ۲۲۶/۴۱ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۷، حدود ۷/۷۵ ٪ از مصرف گاز طبیعی جهان (از کل ۲۹۲۱/۹ میلیارد مترمکعب) را به‌خود اختصاص داده است[۱۲] . بیش‌تر کارشناسان سازمان بین‌المللی انرژی[1] و شرکت BP پیش‌بینی کرده‌اند، تولید LNG که هنوز به‌طور محدود انجام می‌گیرد، از بیش از ۲۲۶ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۷ میلادی، به ۲۵۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۰ و سپس به ۴۷۰ میلیارد مترمکعب یا حتی ۶۰۰ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۵ افزایش یابد. هم‌چنین انتظار می‌رود تا سال ۲۰۱۵ میزان تجارت گاز طبیعی مایع به حدود ۱۳ درصد از مجموع مصرف گاز طبیعی جهان برسد و این امر به این معناست که میزان تجارت گاز مایع سالانه ۸ ٪ افزایش خواهد داشت.

طبق بررسی‌های انجام شده توسط مؤسسه‌ي وود مکنزی[2]، احتمالاً تقاضای گاز طبیعی مایع شده در ۶ یا ۷ سال آینده افزایش می‌یابد، خواهد یافت که این مسئله منجر به افزایش قیمت‌های LNG برای خریداران آسیایی و سایر خریداران خواهد شد. لذا برآورد می‌شود که تا سال ۲۰۱۴- ۲۰۱۳، تقاضای LNG بیش از مقدار عرضه‌ي آن باشد. هر چند که اگر خریدار توان پرداخت قیمت را داشته باشد، عموماً LNG برای خرید موجود است.

هم‌چنین پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۱۰، تقاضای LNG آسیا به ۱۲۶ میلیون تن برسد، این امر به این معنی است که ۲۳ میلیون تن یا بیش از ۲۰ درصد از تقاضای سال ۲۰۰۶ بیش‌تر خواهد بود. عرضه‌ی LNG در آسیا نیز ۸۷ میلیون تن خواهد بود که ۲۳ میلیون تن یا نزدیک به۳۴ درصد نسبت به سال ۲۰۰۶ افزایش خواهد یافت. بنابراین تقاضا به میزان ۳۹ میلیون تن بیش‌تر از عرضه این منطقه خواهد بود.

در صورت محقق شدن مسئله‌ی شکاف عرضه‌ی LNG، حضور و فعالیت کشورهای تولیدکننده‌ی تازه وارد به صنعت LNG، با اطمینان بیش‌تری همراه خواهد شد. زیرا براساس اصول اولیه‌ی اقتصاد، هرگاه تقاضا در درازمدت بیش از عرضه‌ی یک محصول یا

1- IEA (International Energy Agency).
2 - Wood Mackenzie.

کالا باشد، تولیدکنندگان آن محصول در بازار از وضعیت بهتری برخوردار بوده و بنگاه‌ها با اطمینان بیش‌تری وارد چرخه‌ی تولید می‌شوند. ایران از نظر برخورداری از ذخایر بی‌کران گاز، با به‌کارگیری فن‌آوری LNG، می‌تواند صادرات گاز به مناطق دوردست را دنبال کند. علاوه بر این، ایران از نظر جغرافیایی از مزایایی برخوردار است که می‌تواند به راحتی نیاز بازار اروپا،هند، آسیا و حتی ایالات متحده‌ی امریکا را تأمین کند. اگر چه رقابت برای عرضه به این بازارها سخت است، اما صاحب‌نظران بر این عقیده‌اند که اگر مقیاس و کیفیت منابع عظیم گازی ایران،با یک برنامه‌ریزی منسجم همراه شود، از شرکای قوی و باسابقه استفاده و از فناوری روز بهره‌گیری شود، ایران در موقعیت مناسبی در رقابت موجود قرار خواهد گرفت.

۴- پروژه‌های LNG در ایران

طرح مقوله‌ی صادرات گاز به‌صورت LNG در ایران سابقه‌ای نسبتاً طولانی دارد که به اواسط دهه‌ی ۱۹۷۰ میلادی بر می‌گردد، که البته پس از انقلاب و بروز جنگ تحمیلی عراق علیه ایران، اجرای طرح به‌دست فراموشی سپرده شد. پس از آن در اوایل دهه‌ی ۲۰۰۰ میلادی با شروع طرح‌های توسعه‌ی میدان مشترک پارس جنوبی، دوباره طرح‌های جدیدی تعریف و به‌مرور به تعداد و حجم تولید آن‌ها اضافه شد. پروژه‌های LNG ایران از نظر جذب سرمایه‌گذاری خارجی، انتقال فن‌آوری مایع‌سازی به‌داخل کشور و ورود ایران به بازارهای جهانی از اهمیت ویژه‌ای برخوردارند. این طرح‌ها را می‌توان در دو گروه طبقه‌بندی کرد:

۱- طرح‌های صادرات LNG که بر پایه‌ی استفاده از برخی فازهای میدان گازی پارس جنوبی تعریف شده‌اند و شامل پروژه‌ی IRAN LNG، پروژه‌ی PARS LNG و پروژه‌ی PERSIAN LNG هستند.

۲- طرح‌های نوظهوری که از اواخر سال ۲۰۰۶ یا اوایل سال ۲۰۰۷ به‌صورت تفاهم‌نامه‌ی اولیه با برخی از شرکت‌ها به امضا رسیده‌اند، که عبارتند از: طرح QESHM LNG، طرح تولید و صادرات LNG از میادین گازی گلشن و فردوسی و در نهایت طرح تولید و صادرات LNG از میدان گازی پارس شمالی.

۵- ارزیابی اقتصادی پروژه‌های LNG در ایران

یکی از پیش‌شرط‌های اساسی برای اجرای موفقیت‌آمیز یک طرح، توجیه اقتصادی آن است و ارزیابی هزینه‌ها و منافع حاصل از پروژه برای تصمیم‌گیری در جهت اجرا یا عدم اجرای پروژه‌ی ضرورتی انکار ناپذیر می‌باشد. صرف این‌که ایران دارای ذخایر عظیم گاز طبیعی است، نمی‌توان هر پروژه‌ی گازی را عملی دانست و باید اقتصادی بودن طرح مورد مطالعه قرار گیرد. به‌همین منظور برای ارزیابی طرح‌های صادرات گاز طبیعی مایع شده، می‌بایست ابتدا هزینه‌ی سرمایه‌گذاری سلسله عملیات لازم برای گاز طبیعی مایع شده (LNG) را بررسی کنیم و سپس با محاسبه‌ی درآمدهای قابل استحصال، به تحلیل هزینه- فایده‌ی طرح بپردازیم.

ارائه‌ی هزینه‌های سرمایه‌ای تأسیسات گاز طبیعی مایع بسیار دشوار است. زیرا این هزینه‌ها به‌عوامل مختلفی از جمله محل تأسیسات و میزان تأسیسات زیر بنایی 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 شده، حجم ذخیره‌سازی که تابع ظرفیت و تعداد مخازن، مقررات و شرایط بارگیری است و فرایند مایع‌سازی و کیفیت و فشار گاز تحویلی به تأسیسات بستگی دارند. هر چه‌اندازه تأسیسات گاز طبیعی مایع شده بزرگ‌تر باشد، تأسیسات مذکور اقتصادی‌تر خواهند شد. از آن‌جا که حجم سرمایه‌گذاری برای ذخیره‌سازی و بارگیری تا حد زیادی قابل تغییر است، لذا در این صنعت، بازدهی نسبت به مقیاس، فزاینده خواهد بود (خضر، ۱۳۸۵). هزینه‌ی تولید هر واحد LNG را می‌توان در جدول زیر مشاهده کرد:

جدول ۱- هزینه‌ی تولید هر واحد LNG (زنجیره‌ی LNG)

فرایند	دامنه‌ی هزینه (دلار به‌ازای هر MMBtu)
تولید گاز (بالاسری)	۰/۵-۰/۷۵
فراوری و مایع سازی گاز	۱/۳-۱/۸
حمل با کشتی (۸۰۰۰-۱۰۰۰ کیلومتر)	۰/۴-۱/۰
هزینه‌ی LNG تحویلی	۲/۲-۳/۵
ذخیره‌سازی و تبدیل مجدد LNG به گاز	۱/۰-۱/۵
کل هزینه‌ی LNG	۳/۲۰-۵/۰۵

منبع : Chandra, P.66,2006

غالباً در کشورهای تولیدکننده‌ی LNG، با آغاز احداث تأسیسات LNG، برنامه‌ریزی مدونی به‌منظور تولید گاز در بخش بالادستی، از طریق مشارکت در تولید انجام می‌گیرد و معمولاً شرکای احداث تأسیسات مایع‌سازی، در فعالیت‌های بخش بالادستی (توسعه‌ی میدان گازی) نیز مشارکت دارند. به‌عبارتی، توسعه‌ی میدان گازی، انجام فرآورش گاز و نیز تبدیل آن به LNG توسط شرکا به‌صورت یکپارچه انجام می‌شود. اما در مواردی نیز ممکن است، شرکای پروژه‌ی LNG بدون توسعه‌ی یک میدان گازی، درصدد خرید گاز از شرکت یا دولت دارنده‌ی منابع گازی باشند (پروژه‌های غیر یک‌پارچه). بنابراین در محاسبات اقتصادی دو ساختار برای پروژه‌های LNG درنظرگرفته می‌شود:

۱- ساختار یک‌پارچه

۲- ساختار مجزا و غیریک‌پارچه

در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های یک‌پارچه، با فرض ارزش ذاتی برای هر واحد گاز، همه‌ی هزینه‌های تولید، انتقال گاز تا محل تأسیسات LNG و نیز هزینه‌های فرآورش و مایع‌سازی، در محاسبات آورده می‌شود. در این روش، تولید احتمالی مایعات گازی حاصل از توسعه‌ی میدان گازی نیز در قسمت درآمدها باید منظور شود، چرا که در مواردی، درآمد حاصل از فروش مایعات گازی تأثیر به‌سزایی بر اقتصادی بودن طرح‌های LNG دارد. بدیهی است در چنین طرح‌هایی باید نرخ تورم برای بخش‌های درآمدی و هزینه‌ای لحاظ شود.

اما در پروژه‌های غیر یک‌پارچه، با فرض تعیین قیمت مشخص برای گاز طبیعی به ازای هر واحد، تنها هزینه‌ها (هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی) و درآمدهای مربوط به تأسیسات LNG در محاسبات آورده می‌شود. روشن است که در این طرح‌ها نیز باید نرخ تورم را برای بخش‌های درآمدی و هزینه‌ای لحاظ کرد.

پس از تعیین ساختار پروژه (یک‌پارچه یا غیریک‌پارچه)، می‌توان با استفاده از روش تحلیل هزینه – فایده، در مورد اقتصاد طرح اظهار نظر کرد. به‌طور کلی در زمینه‌ی ارزیابی اقتصادی یک طرح، می‌توان از سه روش کلی بازگشت سرمایه[1]، ارزش خالص فعلی(NPV)[2] و نرخ بازده‌ی داخلی یا سرمایه(IRR)[3]، بهره گرفت.

1- Payback .
2- Net Present Value.
3- Internal Rate Of Return .

در روش اول، بازگشت سرمایه ملاک ارزش‌یابی طرح‌ها قرار می‌گیرد و هر چه طرح در مدت زمان کوتاه‌تری اصل سرمایه اولیه را برگرداند، جذابیت بیش‌تری خواهد داشت. به این ترتیب اگر طرحی اصل سرمایه را در مدت زمانی بیش از مدت زمان مورد نظر سرمایه‌گذار برگرداند، غیرقابل قبول شناخته می‌شود و اگر طرحی اصل سرمایه را در مدت زمان مساوی یا کم‌تر از زمان مورد نظر سرمایه‌گذار برگرداند، طرحی قابل قبول تلقی می‌شود.

در روش ارزش خالص فعلی، ابتدا تمام درآمدهای آینده با یک نرخ تنزیل مناسب به معادل درآمدها در زمان شروع پروژه تبدیل و سپس سرمایه‌ی اولیه‌ی مورد نیاز پروژه از آن کسر می‌شود. عدد حاصل، همان شاخص NPV است. در این شیوه، اگر مقدار NPV برای یک طرح مثبت باشد، آن طرح قابل قبول و سودآور و اگر مقدار NPV عددی منفی باشد، آن طرح غیر قابل‌قبول و زیان‌آور شناخته می‌شود.

نرخ بازده‌ی داخلی طرح، روشی برای تعیین و انتخاب اقتصادی‌ترین پروژه‌هاست. هدف این روش، یافتن نرخ بهره‌ای است که اگر تمام درآمدهای آینده با آن نرخ بهره به زمان اول پروژه (زمان سرمایه‌گذاری) تنزیل شود، آن‌گاه درآمد تنزیل شده با میزان سرمایه‌گذاری برابر باشد، این میزان بهره را نرخ بازده‌ی داخلی می‌نامند. بر اساس این شیوه‌ی ارزیابی، اگر نرخ بازده‌ی یک طرح از نرخ بهره‌ی سرمایه بیش‌تر باشد، آن‌گاه طرح سودآور شناخته می‌شود و اگر کم‌تر باشد، آن‌گاه طرح زیان‌آور ارزیابی خواهد شد.

مهم‌ترین ملاک‌های تصمیم‌گیری برای اجرای یک پروژه‌ی LNG، نرخ بازده‌ی داخلی و ارزش حال خالص درآمد هستند، که به‌صورت زیر محاسبه می‌شوند. با فرض این‌که کل درآمد سالیانه‌ی پروژه LNG را با R، کل هزینه‌های سالیانه‌ی تولید را با C، طول عمر اقتصادی طرح را با n و سال‌های مختلف طرح را از ۰ تا n با t نمایش دهیم، خواهیم داشت:

$$PV = \text{درآمدها} \quad R_0 + \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \frac{R_3}{(1+r)^3} + \ldots + \frac{R_n}{(1+r)^n} \qquad (1)$$

$$PV = \text{هزینه‌ها} \quad C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \ldots + \frac{C_n}{(1+r)^n} \qquad (2)$$

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+r)^n} - \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} \qquad (3)$$

IRR، نرخ بازدهی است که ارزش حال درآمدها را با ارزش حال هزینه‌ها برابر و NPV طرح را صفر می‌کند. بنابراین رابطه‌ی زیر به‌دست خواهد آمد:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{R_t}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} \qquad (۴)$$

از آن‌جاکه درآمد هر پروژه‌ی LNG، معادل حاصل ضرب ظرفیت تولید و قیمت هر واحد LNG است، بنابراین به‌راحتی با فرض نرخ‌های بازده‌ی داخلی متفاوت برای پروژه، می‌توان قیمت و هزینه‌ی تولید هر واحد LNG را برای کشور محاسبه کرد. چنان‌چه P را قیمت تمام شده‌ی هر واحد LNG در نظر بگیریم، به‌گونه‌ای که در نرخ تنزیل مورد نظر، ارزش فعلی پروژه صفر شود و ظرفیت سالانه‌ی تولید را با Q و کل هزینه‌ی سالیانه طرح را با C نمایش دهیم، می‌توان گفت:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^{n} \frac{P_t \times Q_t}{(1+r)^n} \qquad (۵)$$

که با فرض ثابت بودن مقدارP، می‌توان آن‌را از علامت $\sum$ خارج کرد:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^n} = P \times \sum_{t=0}^{n} \frac{Q_t}{(1+r)^n} \qquad (۶)$$

حال با فرض مقادیر مختلف برای r (همان ROR) می‌توان به مقدار P دست یافت. برای سهولت محاسبات در این زمینه می‌توان از نرم افزارهای کامفار[1] و اکسل[2] استفاده کرد، اما به‌دلیل محدودیت در دسترسی به اطلاعات جزئی لازم برای به‌کارگیری نرم‌افزار کامفار، در این تحقیق (پروژه‌ی تولید LNG در ایران)، از نرم افزار اکسل استفاده شده است. بهتر است تحلیل اقتصادی تأسیسات تولید LNG و به‌دست آوردن قیمت هر واحد تولید، بهتر است در سناریوهای مختلف به بحث گذاشته شود. با این شیوه می‌توان تأثیر متغیرهای گوناگون بر هر سناریو را بهتر درک کرده و الگوی کامل‌تری برای تحلیل خود به دست آورد.

1- COMFAR .
2- EXCEL .

۶- چند نکته‌ی قابل توجه در ارزیابی پروژه‌های گاز

عوامل بسیار زیادی که در اقتصادی بودن یا نبودن یک پروژه گاز نقش دارند، اما به‌سختی محاسبه می‌شوند. در این مقاله بیش‌تر تمرکز روی پروژه‌های گازی میدان گازی پارس جنوبی است. نکته قابل‌توجه در مورد منابع مشترک، پدیده‌ی مهاجرت است. به‌این معنا که طرفی که بیش‌تر از دیگری برداشت کند، سبب کاهش فشار گاز در منطقه‌ی خود می‌شود، در نتیجه گاز به‌سمت قسمتی که برداشت بیش‌تر است، مهاجرت می‌کند، که این امر برداشت وی را افزایش می‌دهد.

کشور قطر در حدود ۱۰ سال زودتر از ایران شروع به استفاده از منبع گازی پارس جنوبی کرده است. البته در حال حاضر با توسعه‌ی فازهای مختلف پارس جنوبی، ادعا می‌شود که برداشت ایران با قطر برابر است. اما حتی با فرض درست بودن این ادعا نیز تساوی برداشت، قادر به جبران عقب‌افتادگی ۱۰ ساله‌ی ما در برداشت از این منبع نخواهد بود. بنابراین سرمایه‌گذاری هر چه بیش‌تر در پروژه‌های استخراج گاز می‌تواند چه در کوتاه‌مدت و چه در بلندمدت پیامدهای دیگر اقتصادی را نیز به همراه داشته باشد و تنها پایین بودن IRR یک پروژه نمی‌تواند ملاک کافی برای عدم انجام آن باشد، زیرا عدم انجام پروژه دارای یک هزینه‌ی فرصت است و باید مسائل جانبی این‌گونه پروژه‌ها را نیز درنظرگرفت.

نکته‌ی بسیار مهم دیگر وجود خطر (ریسک) و عدم اطمینان در بازار نفت و گاز است، به‌طوری‌که یک پروژه ممکن است در قیمت‌های فعلی بازار جهانی کاملاً اقتصادی و مقرون به صرفه باشد. اما پروژه‌های گاز غالباً دارای سرمایه‌ی اولیه بسیار بالا و بازدهی زمانی طولانی‌اند. در نتیجه نباید تنها به قیمت‌های کنونی اکتفا کرد، زیرا ممکن است زمان بهره‌برداری پروژه قیمت‌ها کاملاً متفاوت باشد، به‌همین دلیل دقت در قراردادها می‌تواند تا حد زیادی از عدم اطمینان بکاهد. ریسک نیز در پروژه‌های گازی بسیار اهمیت دارد، چرا که به‌عنوان مثال پروژه‌های خط‌لوله شاید از نظر اطمینان قیمت‌ها در سطح بهتری نسبت به سایر پروژه‌ها قرار داشته باشند، اما در صورت وجود چند کشور طرف قرارداد خطر ریسک آن‌ها بسیار بالاست. مثلاً خط لوله‌ی هند و پاکستان، به‌علت اختلاف زیاد دو کشور دارای ریسک بسیار بالایی است. با توجه به نکات مطرح شده، می‌توان دریافت که اعداد خام در پروژه‌هایی به این پیچیدگی تنها معیار مقایسه نخواهند بود، زیرا بسیاری از عوامل دیگر نیز وجود دارند که توسط روش‌های اقتصاد

مهندسی قابل محاسبه نیستند، اما در پروژه‌های مذکور بسیار حائز اهمیت‌اند. البته این نکات دلیلی بر عدم قابلیت ارزیابی و مقایسه بین پروژه‌ها نیست، بلکه پیچیدگی هر چه بیش‌تر این مقایسه‌ها و تحلیل‌های لازم را نشان می‌دهد.

صادرات گاز طبیعی غالباً از طریق خط لوله یا به‌صورت گاز طبیعی مایع شده (LNG)، توسط کشتی انجام می‌گیرد. در این تحقیق فرض می‌کنیم که گاز طبیعی از میدان گازی پارس جنوبی استخراج شده و پس از انجام عملیات فنی آماده‌سازی مانند شیرین‌سازی و نم‌زدایی و عملیات مایع‌سازی، از طریق کشتی‌های حمل LNG به کشور مقصد منتقل می‌شود که البته برای استفاده در کشور مقصد باید به کمک تسهیلات تبدیل مجدد به گاز، دوباره به‌شکل گاز طبیعی درآید.

در این پروژه‌ها، جریان هزینه‌ای شامل هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه‌ی بخش بالادستی[1] میدان گازی، هزینه‌های عملیاتی بخش بالادستی، هزینه‌های سرمایه‌ای واحدهای شیرین‌سازی و نم‌زدایی و مایع‌سازی برای پروژه‌های LNG و هزینه‌های عملیاتی مربوط به آن، هزینه‌های انتقال (هزینه‌های مربوط به کشتی‌های مخصوص حمل LNG برای صادرات LNG) و هزینه‌های عملیاتی مربوطه و هم‌چنین هزینه‌های تبدیل مجدد گاز مایع شده به گاز قابل مصرف، برای پروژه‌های LNG و هزینه‌های عملیاتی مربوط به آن، است.

فرض می‌کنیم هزینه‌های سرمایه‌ای مربوط به تمام بخش‌های فوق در طی یک دوره‌ی چهار ساله در ابتدای پروژه (دوره ساخت) انجام می‌شوند. جریان درآمدی این پروژه‌ها از حاصل ضرب قیمت محصولات در مقدار گاز صادر شده در طول دوره‌های بهره‌برداری (یعنی ۲۵ سال)، به‌دست می‌آید. جریان درآمدی حاصله، به نوسانات قیمت در طی دوره‌ی مورد مطالعه بستگی دارد. از این‌رو برآورد دقیق‌تر متغیر قیمت از اهمیت فوق‌العاده‌ای در برنامه‌ریزی تخصیص بهینه برخوردار است.

مهم‌ترین عوامل مؤثر بر اقتصاد طرح‌های LNG را می‌توان در ساختار اجرای پروژه (یک‌پارچه بودن بالادستی و پایین‌دستی)، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌ی گاز خوراک، قیمت نفت خام، قیمت LNG، امنیت تأمین گاز مورد نیاز پروژه، دوره‌ی ساخت و دوره‌ی راه‌اندازی[2]، طول دوره‌ی بهره‌برداری، استهلاک، مدت زمان

1- Upstream
2 - Build-up.

کارکرد سامانه، نرخ تورم، میزان دریافت یا پرداخت (TOP)[1] مشخص شده در قرارداد، میزان بدهی یا سهام و نحوه‌ی تامین مالی پروژه، مالیات و رژیم مالی دولت‌های حاکم، خلاصه کرد.

با توجه به مطالب بیان شده، در این قسمت تلاش می‌شود، هزینه‌ی تولید هر واحد LNG با توجه به ظرفیت تولید و قیمت گاز در کشور ایران محاسبه شود.

۷- ارزیابی پروژه‌ی تولید LNG در ایران

آمار و ارقام مورد استفاده برای ارزیابی طرح تولید LNG ایران متعلق به یکی از پروژه‌های پارس جنوبی است، که با کمک کارشناسان مربوطه، حذف نام پروژه و رعایت محرمانه بودن اطلاعات به‌دست آمده است. البته با توجه به افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و از آن‌جاکه رقم دقیق هزینه‌های سرمایه‌گذاری چنین طرحی در ایران در دسترس نیست، ارزیابی آن‌را با هزینه‌های سرمایه‌گذاری متفاوت انجام خواهیم داد، تا تصویر روشن‌تری از تغییر هزینه‌ها در پروژه و میزان تأثیرگذاری آن برای تصمیم‌گیران حاصل شود. بنابراین پس از طراحی سناریوی پایه و بررسی نتایج حاصل، با معرفی سایر سناریوها، به تفسیر نتایج حاصل از آن‌ها خواهیم پرداخت. مفروضات محاسبات اقتصادی طرح‌های LNG ایران در سناریوی پایه به‌صورت زیر خواهد بود:

- هزینه‌ی سرمایه‌ای احداث تأسیسات مایع‌سازی ۸۰۰ تا ۱۱۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت سالانه‌ی تولید است (ویروچ[2]، ۲۰۰۷)، که ۵۰ درصد آن به‌صورت آورده سهام‌داران و ۵۰ درصد مابقی از طریق وام تأمین می‌شود.
- بدهی ۵۰ ٪ کل هزینه‌ی سرمایه‌ای مورد نیاز و نرخ بهره‌ی وام، ۶ درصد در سال در نظر گرفته می‌شود، که همان نرخ بهره‌ی لایبر[3] به اضافه‌ی ۱/۵ است. باز پرداخت از سال اول بهره‌برداری، با در نظر گرفتن شش ماه استراحت، در طی ۸ سال انجام می‌گیرد[4].

1 - Take or Pay.
2 - Weirauch.
3- LIBOR .
۴- طبق قانون برنامه‌ی چهارم توسعه‌ی اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران در مورد ایجاد حساب ذخیره‌ی ارزی حاصل از عواید نفت و نحوه‌ی مصرف آن.

جدول ۲- مفروضات مدل ارزیابی پروژه‌ی تولید LNG در ایران

ظرفیت واحد	۱۰۰۰۰۰۰۰ تن در سال
هزینه‌ی سرمایه‌ای	۹۰۰۰۰۰۰۰۰ $
هزینه‌های عملیاتی	۳ درصد هزینه‌ی سرمایه‌ای
قیمت گاز	۱ $/MMBtu
استهلاک	۴ درصد
استقراض	۵۰ درصد
نرخ بهره‌ی استقراض	۶ درصد
نرخ تورم	۲ درصد
مالیات	۲۵ درصد
عملکرد	۹۵ درصد
قیمت نفت خام	۵۰ $/bbl
قیمت فرآورده جانبی NGL	۵۵ $/bbl
قیمت فرآورده جانبی LPG	۵۲ $/bbl
میزان تولید محصولات جانبی	۱۰ درصد گاز خوراک
طول عمر پروژه	۲۵ سال
طول دوره‌ی ساخت	۴ سال

منبع: اطلاعات دریافتی و یافته‌های تحقیق

- ظرفیت تولید سالانه‌ی طرح، ۱۰میلیون تن گاز طبیعی مایع شده است که از دو خط تولید[1] تشکیل می‌شود، به‌طوری‌که ظرفیت آن‌ها با هم برابر است و در سال اول بهره‌برداری، ۵۰ درصد ظرفیت خط اول، در سال دوم، ۷۰ ٪ و در سال سوم ۱۰۰٪ ظرفیت خط اول به بهره‌برداری خواهد رسید. در مورد خط دوم، بهره‌برداری از سال دوم آغاز می‌شود، که تا سال چهارم به‌ترتیب ۵۰ ٪، ۷۰ ٪ و ۱۰۰ ٪ ظرفیت خط دوم نیز به بهره‌برداری می‌رسد. به‌طورکلی میزان عملکرد تولید، ۹۵ درصد ظرفیت اسمی خواهد بود.

- از آن‌جاکه هزینه‌ی تولید گاز از بیش‌تر میدان‌های گازی ایران، کم‌تر از ۵۰ سنت به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو و قیمت گاز تحویلی به واحدهای پتروشیمی‌کشور نیز (در

1- Train .

سال ۱۳۸۶)، ۱۱۰ریال به ازای هر مترمکعب معادل ۳۰ سنت در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده[۱] و در عین حال هزینه‌ی استحصال گازهای همراه میادین نفتی نیز ۲۰ سنت در هر میلیون بی‌تی‌یو است[۲]، بنابراین قیمت گاز خوراک برای واحد تولید LNG در سناریوی پایه، معادل یک دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو در نظر گرفته می‌شود.

- در این طرح علاوه بر محصول اصلی (LNG)، ۷۲۰ هزار تن LPG و ۳۰۰ هزار تن NGL نیز به‌عنوان محصولات جانبی تولید خواهد شد[۶]. برای تعیین قیمت گاز مایع LPG و مایعات گازی NGL، با بررسی قیمت‌های ارائه شده در سایت معتبر Petroleum Argus، از نیمه دوم سال ۲۰۰۴ تا پایان سال ۲۰۰۶ که قیمت نفت و LPG و NGL روند طبیعی داشته‌اند، این نتیجه به‌دست آمد که همواره به‌طور متوسط قیمت LPG به میزان ۲ دلار و قیمت NGL به میزان ۵ دلار بیش‌تر از قیمت نفت بوده است. با این روش می‌توان در سناریوهای مختلف با تغییر قیمت نفت، اثر تغییر قیمت LPG و NGL (محصولات جانبی) را بر سودآوری طرح بررسی کرد.

- دوره‌ی احداث، چهار سال در نظر گرفته می‌شود و طرح از سال پنجم به بهره‌برداری می‌رسد (ویروچ، ۲۰۰۷).

- طول عمر پروژه ۲۵ سال خواهد بود و از آن‌جا که فن‌آوری به‌کار رفته در طرح از سطح بالایی برخوردار است، در پایان دوره‌ی ارزش اسقاط صفر خواهد بود.

هزینه‌ی عملیاتی و نگهداری، ضریبی برابر ۳ ٪ هزینه‌ی سرمایه‌ای در سال است. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های بیمه، هزینه‌های کارکنان، هزینه‌های تعمیر و نگهداری تأسیسات و هزینه‌های احتمالی ناشی از اتفاقات غیر منتظره در عملیات تولید است.

- نرخ تورم ۲ درصد در سال (معادل نرخ تورم جهانی) فرض می‌شود[۳]. این تورم در طی سال‌های عمر پروژه بر همه‌ی هزینه‌های پروژه اعم از هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی اثر گذاشته است.

- مالیات به میزان ۲۵ درصد فروش، با فرض ۱۰ سال معافیت مالیاتی است[۴].

۱- حسابداری فروش مدیریت مالی شرکت ملّی گاز ایران

۲- بر اساس نظر کارشناسان صنعت نفت

۳- از آن‌جا که طرح به‌صورت دلاری بررسی می‌شود، لذا می‌بایست نرخ تورم جهانی لحاظ شود، که نرخ تورم ۲٪ تقریباً معادل نرخ تورم اعلام شده توسط پایگاه اقتصادی و مالی بلومبرگ در نظر گرفته شده است.

۴- بر اساس ماده‌ی ۱۰۵ قانون مالیات‌های مستقیم.

- نرخ تنزیل ۱۱٪ درنظرگرفته شده است.[۱]

- بر اساس قانون مالیات غیر مستقیم، نرخ استهلاک ۱۰٪ هزینه‌ی سرمایه‌ای و به‌صورت خطی درنظرگرفته می‌شود.

- تأمین گاز خوراک مورد استفاده در تأسیساتLNG، بر پایه‌ی استفاده از مخزن گازی مشترک پارس جنوبی بنا می‌شود. برای تولید ۱۰ میلیون تن LNG، به حدود ۱۵ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی نیاز داریم. قیمت گاز خوراک، ۱ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود.

- قیمت نفت‌خام ۵۰ دلار به ازای هر بشکه درنظرگرفته می‌شود. قیمت LPG و NGL، یعنی محصولات جانبی، با قیمت نفت رابطه دارد، به‌همین دلیل قیمت نفت را نیز در محاسبات وارد می‌کنیم.

- قیمت متوسط فروش LNG تحویل روی اسکله یا به‌صورت FOB[۲]، حدود ۱۰ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو است.

۸- نتایج حاصل از ارزیابی اقتصادی

ارزش حال خالص داخلی پروژه (NPV) در سناریوی پایه حدود ۱۶ میلیارد و۹۱۷ میلیون دلار و نرخ بازده‌ی داخلی پروژه ۳۴/۸ درصد است، که به‌معنای اقتصادی و سودآور بودن پروژه‌ی تولید LNG برای ایران در این شرایط است. هم‌چنین پروژه، کل سرمایه‌ی تخصیص یافته را در سال چهارم بهره‌برداری به سرمایه‌گذاران بر می‌گرداند و از این منظر نیز بسیار حائز اهمیت و جذاب است. علاوه بر این، شاخص NPV/I نیز نشان می‌دهد که به ازای هر یک دلار سرمایه‌گذاری شده در این طرح، پروژه ۲/۳۶ دلار برمی‌گرداند. در این پروژه قیمت تمام شده‌ی هر واحد LNG تولیدی ۲/۳۰ دلار خواهد بود.

حال می‌توان سناریوهای مختلفی را با تغییر مهم‌ترین عوامل اثر گذار بر اقتصاد پروژه‌های LNG، از جمله هزینه‌های سرمایه‌گذاری، قیمت گاز خوراک و نیز قیمت LNG، تعریف و اثرات حاصل از تغییرات پارامترهای اصلی را بر نتایج مدل بررسی کرد.

---

۱ - معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور، راهنمای تهیه گزارش توجیه فنی، مالی، اقتصادی و اجتماعی طرح، نشریه ۳۱۲۲، صفحه ۴۶۸.

2 - Free on Board.

بر این اساس با هزینه‌ی سرمایه‌گذاری ۸۰۰، ۹۰۰ و ۱۱۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت تولید[1]، قیمت‌های گاز خوراک مطرح در شرایط گوناگون؛ ۲۰ سنت ($۰/۲)، معادل هزینه‌ی استخراج گاز طبیعی مربوط به شرایطی که پروژه بخواهد از گازهایی که سر چاه‌های نفت سوزانده می‌شوند، استفاده کند، در حقیقت این گازها رایگان هستند و تنها باید هزینه‌ی استحصال و جمع‌آوری پرداخته شود. ۳۰ سنت، معادل قیمت گاز تحویلی به پالایشگاه‌هاست، که البته با یارانه همراه است و در صورت آزادسازی قیمت‌های حامل‌های انرژی، قیمت آن هفت برابر خواهد شد و از ۰/۳، به ۲/۱ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو افزایش خواهد یافت. هم‌چنین قیمت فروش LNG را در دامنه‌ی قیمتی ۸ تا ۱۴ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو درنظرمی‌گیریم.

جدول ۳- نتایج ارزیابی اقتصادی سناریوهای مختلف پروژه‌ی تولید LNG برای ایران

هزینه‌ی سرمایه‌ای ($/T)	قیمت گاز خوراک ($/MBtu)	قیمت LNG ($/MBtu)	NPV (میلیون دلار)	IRR (درصد)
۸۰۰	۰/۲	۸	۱۴/۶۲۸	۳۴/۴
		۱۰	۱۹/۷۶۴	۴۰/۴
		۱۲	۲۴/۹۰۰	۴۵/۷
		۱۴	۳۰/۰۳۷	۵۰/۵
	۰/۳	۸	۱۴/۳۸۲	۳۴/۱
		۱۰	۱۹/۵۱۹	۴۰/۱
		۱۲	۲۴/۶۵۵	۴۵/۴
		۱۴	۲۹/۷۹۱	۵۰/۲
	۱	۸	۱۲/۶۶۳	۳۱/۸
		۱۰	۱۷/۷۹۹	۳۸/۱
		۱۲	۲۲/۹۳۶	۴۳/۶
		۱۴	۲۸/۰۷۲	۴۸/۶
	۲/۱	۸	۹/۹۶۲	۲۷/۹
		۱۰	۱۵/۰۹۸	۳۴/۶
		۱۲	۲۰/۲۳۴	۴۰/۵
		۱۴	۲۵/۳۷۱	۴۵/۸

۱- با توجه به پیش‌بینی کارشناسان صنعت گاز.

۹۰۰	۰/۲	۸	۱۳/۷۴۶	۳۱/۳
		۱۰	۱۸/۸۸۲	۳۷
		۱۲	۲۴/۰۱۸	۴۲/۱
		۱۴	۲۹/۱۵۵	۴۶/۷
	۰/۳	۸	۱۳/۵۰۰	۳۱
		۱۰	۱۸/۶۳۶	۳۶/۸
		۱۲	۲۳/۷۷۳	۴۱/۸
		۱۴	۲۸/۹۰۹	۴۶/۴
	۱	۸	۱۱/۷۸۱	۲۸/۸
		۱۰	۱۶/۹۱۷	۳۴/۸
		۱۲	۲۲/۰۵۴	۴۰/۱
		۱۴	۲۷/۱۹۰	۴۴/۸
	۲/۱	۸	۹/۰۸۰	۲۵/۲
		۱۰	۱۴/۲۱۶	۳۱/۶
		۱۲	۱۹/۳۵۲	۳۷/۲
		۱۴	۲۴/۴۸۹	۴۲/۲
۱۱۰۰	۰/۲	۸	۱۱/۹۸۱	۲۶/۴
		۱۰	۱۷/۱۱۸	۳۱/۶
		۱۲	۲۲/۲۵۴	۳۶/۳
		۱۴	۲۷/۳۹۰	۴۰/۶
	۰/۳	۸	۱۱/۷۳۶	۲۶/۱
		۱۰	۱۶/۸۷۲	۳۱/۴
		۱۲	۲۲/۰۰۸	۳۶/۱
		۱۴	۲۷/۱۴۵	۴۰/۳
	۱	۸	۱۰/۰۱۷	۲۴/۲
		۱۰	۱۵/۱۵۳	۲۹/۶
		۱۲	۲۰/۲۸۹	۳۴/۵
		۱۴	۲۵/۴۲۶	۳۸/۹
	۲/۱	۸	۷/۳۱۵	۲۰/۹
		۱۰	۱۲/۴۵۲	۲۶/۷
		۱۲	۱۷/۵۸۸	۳۱/۸
		۱۴	۲۲/۷۲۴	۳۶/۴

منبع: یافته‌های تحقیق

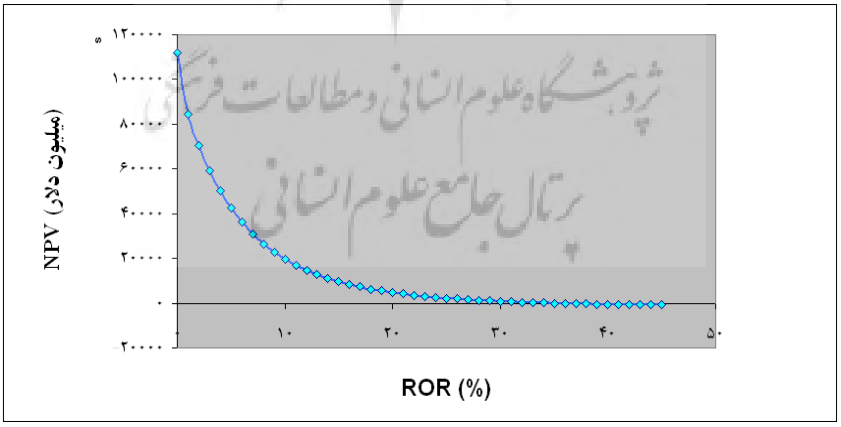
سناریوی خوش بینانه

در بهترین حالت می‌توان LNG را با هزینه‌ی سرمایه‌ای ۸ میلیارد دلار و با قیمت ۱۴ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو و قیمت گاز خوراک ۲۰ سنت به ازای هر میلیون بی تی یو تولید و صادر کرد که در این صورت NPV پروژه در حدود ۳۰ میلیارد و ۳۷ میلیون دلار و IRR آن ۵۰/۵ ٪ خواهد بود.

سناریوی بدبینانه

بدترین حالت برای این طرح زمانی است که هزینه‌های سرمایه‌گذاری افزایش یافته و به ۱۱۰۰ دلار به ازای هر تن LNG برسد و از سوی دیگر با آزادسازی قیمت‌های انرژی و حذف یارانه‌ها، قیمت گاز خوراک تحویلی به‌چنین پروژه‌هایی به ۲/۱ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو برسد. هم‌چنین قیمت‌های فروش LNG در بازارهای جهانی کاهش و به ۸ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو تنزل یابد، که در این‌صورت نیز می‌توان نتیجه گرفت که از نظر اقتصادی تأسیس واحد تولید LNG برای ایران به صرفه خواهد بود، چراکه IRR پروژه در بدبینانه‌ترین حالت ۲۰/۹ ٪ و ارزش حال خالص آن نیز مثبت (۷/۳۱۵ میلیارد دلار) است.

شکل زیر ارزش حال خالص پروژه را در نرخ‌های بازده مختلف نشان می‌دهد، که در نرخ ۳۴/۸ درصد (نرخ بازده‌ی داخلی،IRR)، ارزش حال خالص پروژه (NPV) صفر و از آن به بعد منفی می‌شود و لذا اجرای پروژه غیر اقتصادی است.



نمودار ۱- ارزش حال خالص پروژه در نرخ‌های بازده‌ی مختلف

منبع: یافته‌های تحقیق

علاوه بر این سناریوها، برای بررسی دقیق‌تر پروژه در شرایط مختلف، قیمت‌های مختلفی برای گاز خوراک در دامنه ۰/۲ تا ۸ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو گاز طبیعی درنظرگرفته شد، که در قیمت ۷/۸۸۹ دلار، NPV طرح منفی شده و اجرای طرح در این شرایط و قیمت‌های بالاتر از آن از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر نخواهد بود. هم‌چنین با درنظرگرفتن دامنه‌ی قیمتی۳ تا ۱۶ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو برای فروش LNG، در قیمت ۳/۴۱۲۶ دلار، NPV طرح منفی شده و در حقیقت طرح غیراقتصادی خواهد بود، اما در تمامی قیمت‌های بالاتر ازآن طرح سودآور است.

از آن‌جا که در سال‌های اخیر با وجود کاهش هزینه‌های تولید LNG به‌دلیل پیشرفت‌های فن‌آوری، هزینه‌ی سرمایه‌ای آن افزایش یافته و از ۲۵۰ تا ۳۰۰ دلار، به ۸۰۰ تا ۱۱۰۰ دلار به ازای هر تن LNG رسیده است، به‌منظور دست‌یابی به ارزیابی دقیق‌تر، با لحاظ شرایط متفاوت کاهش این هزینه‌ها یا ادامه‌ی روند افزایش آن‌ها، سناریوهایی در قالب هزینه‌های سرمایه‌ای از ۷۰۰ تا ۱۲۰۰ دلار به ازای هر تن LNG، بررسی شد، که در همه‌ی موارد NPV طرح، مثبت و حتی در بدترین شرایط نیز IRR آن ۲۷/۵٪ به‌دست آمد.

هم‌چنین با در نظر گرفتن ظرفیت تولید ۵ تا ۱۲ میلیون تن LNG در سال، مشاهده شد که افزایش ظرفیت تولید موجب صرفه‌های ناشی از مقیاس تولید می‌شود و لذا ارزش حال خالص طرح افزایش می‌یابد. در نتیجه احداث واحدهای تولید LNG با ظرفیت بالا، از لحاظ اقتصادی سودآورتر خواهد بود (اما شایان ذکر است‌که از لحاظ امنیتی احداث چند واحد کوچک‌تر در مکان‌های متفاوت، بهتر خواهد بود).

به‌دلیل کاهش ناگهانی قیمت نفت خام در ماه‌های اخیر و در نتیجه تغییر روند طبیعی قیمت‌های نفت، لازم است که تغییرات قیمت نفت را در چند سناریو در دامنه‌ی قیمتی ۳۰ تا ۱۰۰ دلار به ازای هر بشکه، بررسی کنیم. نتایج حاصل بیان‌گر رابطه‌ی مستقیم قیمت نفت با افزایش سودآوری این طرح است.

۷- تحلیل حساسیت

تحلیل حساسیت با هدف ارزیابی اثر تغییرات پارامترهای مورد بررسی بر روی شاخص‌های عمده‌ی سودآوری طرح انجام می‌گیرد. چنان‌چه بروز تغییر کوچکی در یک پارامتر سبب تغییر چشم‌گیر در نتایج شود، به این معنی است که طرح نسبت به آن

پارامتر حساسیت دارد و آن پارامتر، یک پارامتر حساس است و در هنگام برآورد آن باید دقت بیش‌تری به‌کار رود. در جداول زیر نتـایج حاصـل از بررسـی رابطـه‌ی قیمـت گـاز خوراک، قیمت فروش LNG، ظرفیت تولید، هزینه‌ی سـرمایه‌ای و قیمـت نفـت بـا نـرخ بازده‌ی داخلی پروژه نشان داده شده است.

جدول ۴- تحلیل حساسیت قیمت گاز (P_{gas})، قیمت فروش LNG(P_{lng})، ظرفیت تولید (Cap)، هزینه‌ی سرمایه‌ای (Capex) و قیمت نفت (P_{oil}) و IRR

IRR	قیمت گاز	درصد تغییر
۳۴.۲	۱.۲	۲۰
۳۴.۵	۱.۱	۱۰
۳۴.۸	۱	۰
۳۵.۱	۰.۹	-۱۰
۳۵.۴	۰.۸	-۲۰

IRR	قیمت LNG	درصد تغییر
۴۰.۱	۱۲	۲۰
۳۷.۵	۱۱	۱۰
۳۴.۸	۱۰	۰
۳۱.۹	۹	-۱۰
۲۸.۸	۸	-۲۰

IRR	ظرفیت	درصد تغییر
۳۴.۵	۱۲۰۰۰۰۰۰	۲۰
۳۴.۷	۱۱۰۰۰۰۰۰	۱۰
۳۴.۸	۱۰۰۰۰۰۰۰	۰
۳۴.۹	۹۰۰۰۰۰۰	-۱۰
۳۵	۸۰۰۰۰۰۰	-۲۰

IRR	هزینه سرمایه ای	درصد تغییر
۳۰.۱	۱۰۸۰	۲۰
۳۲.۳	۹۹۰	۱۰
۳۴.۸	۹۰۰	۰
۳۷.۷	۸۱۰	-۱۰
۴۱.۱	۷۲۰	-۲۰

IRR	قیمت نفت	درصد تغییر
۳۵.۲	۶۰	۲۰
۳۵	۵۵	۱۰
۳۴.۸	۵۰	۰
۳۴.۶	۴۵	-۱۰
۳۴.۴	۴۰	-۲۰

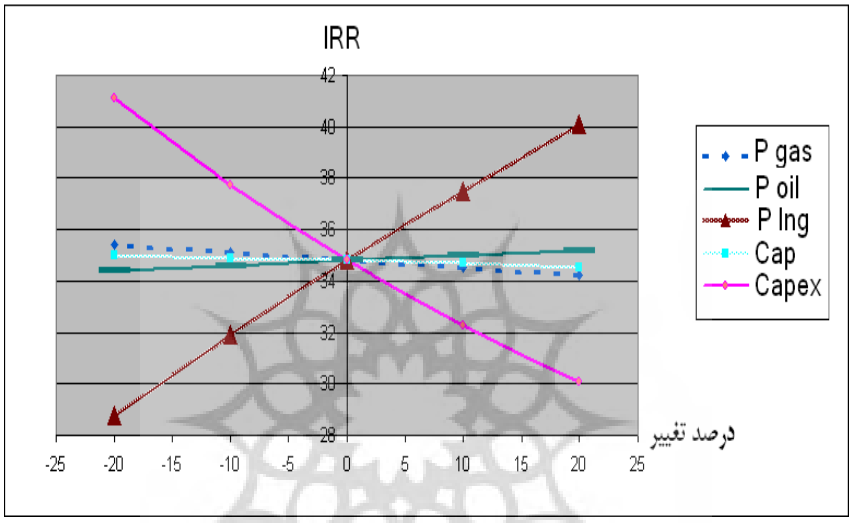
منبع : یافته‌های تحقیق

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

به‌منظور بررسی حساسیت پروژه به پارامترهای اصلی مؤثر بر اقتصاد طرح، از نمـودار حساسیت[1] استفاده می‌شود و تأثیر تغییرات مساوی در پارامترهای اصلی بر نرخ بازدهی داخلی پروژه سنجیده می‌شود. صعود یا نزول بیش‌تر یک خط، نشان‌دهنده‌ی حساسـیت بیش‌تر طرح نسبت به آن عامل است. چنان‌چه مشاهده می شود، حساس‌تـرین پـارامتر،

1- Sensitivity Graph.

قیمت فروش LNG است، چرا که نمودار آن دارای بیش‌ترین شیب با علامت مثبت است، که رابطه و اثر مستقیم این پارامتر بر نرخ بازده‌ی داخلی پروژه را نشان می‌دهد. پس از آن، هزینه‌ی سرمایه‌ای البته با رابطه‌ی معکوس، بیش‌ترین تأثیر را بر IRR پروژه دارد. قیمت گاز خوراک نیز به‌صورت معکوس تأثیر قابل توجه‌ای را بر نرخ بازده‌ی داخلی پروژه داراست.



نمودار ۲- مقایسه‌ی حساسیت نرخ بازدهی داخلی به تغییر، در مهم‌ترین عوامل اثرگذار بر اقتصاد پروژه

منبع: یافته‌های تحقیق

۸- نتیجه‌گیری

۱- همان‌گونه‌که در نیم قرن گذشته، نفت و مسائل مرتبط با آن تعیین‌کننده‌ی مناسبات سیاسی- اقتصادی جهان بوده است، در سده‌ی کنونی گاز این نقش را ایفا خواهد کرد، چراکه ذخایر نفتی جهان در آینده‌ای نه‌چندان دور به‌پایان خواهد رسید و تقاضای جهانی به‌سوی انرژی‌های جایگزین سوق می‌یابد. ایران با در اختیار داشتن بالغ بر ۱۵/۷٪ از کل ذخایر اثبات شده‌ی گاز طبیعی جهان (معادل ۲۷/۸ تریلیون متر مکعب)، پس از روسیه در جایگاه دومین دارنده‌ی گاز طبیعی قرار دارد. اما برخورداری از این موهبت الهی، ایران را با چالش‌های بسیاری رو به‌رو کرده است. در حوزه‌ی داخلی، نحوه‌ی مصرف انرژی و تخصیص آن به بخش‌های مختلف اقتصادی، نیاز به‌تصمیم‌گیری

و برنامه‌ریزی دقیق دارد و در حوزه‌ی خارجی نیز صادرات انرژی به عنوان یکی از بهترین راه‌های نفوذ به مناطق مختلف جهان، کسب درآمدهای ارزی، برقراری ارتباط دیپلماتیک با کشورهای گوناگون و زمینه‌ای برای ایجاد روابط عمیق سیاسی و اقتصادی مطرح است. ایران از نظر تولید گاز، مقام چهارمین تولیدکننده‌ی گاز جهان را به‌خود اختصاص داده و از سوی دیگر، در مقام سومین مصرف‌کننده‌ی جهانی گاز قرار دارد. بنابر این تقریباً تمام گاز تولیدی کشور به مصرف داخل می‌رسد.

۲- نکته‌ی دیگر، مسئله‌ی سوزاندن گازهای همراه است، که قدمت زیادی در ایران دارد و از همان آغاز شکل‌گیری صنعت نفت وجود داشته است و متأسفانه هنوز با گذشت این همه سال و پیشرفت‌های وسیعی که در فن‌آوری‌های مربوط به صنعت نفت و گاز به‌وجود آمده است، روزانه در حدود ۴۰ میلیون مترمکعب گاز سوزانده و به‌این ترتیب بخش هنگفتی از این ثروت ملی نابود می‌شود [۶].در حالی‌که با روش‌های گوناگون می‌توان آن‌ها را جمع‌آوری کرد و برای تزریق مجدد به چاه‌های نفت، ذخیره‌سازی، تبدیل به فراورده‌های میان‌تقطیر، تبدیل به گاز مایع شده و یا مصارف دیگر، به‌کاربرد.

۳- مسئله‌ی دیگری که در مورد ایران و بهره‌برداری از ذخایر گازی مطرح است، وجود میادین گازی مشترک با سایر کشورهاست. در چنین مواردی، ضروری است که بهره‌برداری با حداکثر توان ممکن انجام گیرد، حتی اگر بازار مناسب برای فروش آن وجود نداشته باشد، باید گاز را استخراج کرده و ذخیره‌سازی کرد، چراکه در غیر این صورت کشور مشترک در مخزن، آن‌را استخراج کرده و به این ترتیب بخشی از منابع کشور از دست خواهد رفت.

۴- در این پژوهش با معرفی راه‌های انتقال و صادرات گاز به‌شکل خط‌لوله، گاز طبیعی مایع شده (LNG)، گاز طبیعی فشرده شده (CNG)، تبدیل گاز به جامد (GTS) یا هیدرات‌ها (NGH)، تبدیل گاز به مایعات با ارزش (GTL)، تبدیل گاز به اتیلن (GTE) و تبدیل گاز به برق (GTW)، به‌دلیل مزایا و کاربرد گسترده LNG نسبت به روش‌های دیگر، به‌طور ویژه به بررسی این شیوه‌ی صادرات پرداخته شد. با توجه به نتایج حاصل از تحلیل بازار جهانی LNG، که حاکی از رشد تقاضا و رونق چشم‌گیر آن در سال‌های اخیر است، ضرورت ورود ایران به این بازار، به وضوح مشخص می‌شود. لذا این پژوهش به‌منظور بررسی تولید LNG در ایران از دیدگاه اقتصادی انجام شد و نتیجه‌ی آزمون فرضیه به شرح زیر به‌دست آمد:

سناریوی پایه (با هزینه‌ی سرمایه‌ای ۹ میلیارد دلار برای واحدی با ظرفیت ۱۰ میلیون تن LNG در سال و با نرخ تنزیل ۱۱٪)، به‌عنوان مبنای ارزیابی اقتصادی طرح

تولید LNG برای ایران در نظر گرفته شد، که بر اساس نتایج حاصل از ارزیابی اقتصادی (ارزش حال خالصی معادل ۱۶/۹۱۷ میلیارد دلار، نرخ بازدهی داخلی ۳۴/۸ ٪ و نسبت ارزش حال به سرمایه ۲/۳۶)، احداث این پروژه از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر و علاوه بر آن از سودآوری بالایی نیز برخوردار خواهد بود. لذا فرضیه‌ی این پژوهش مبنی بر مقرون به صرفه‌ی اقتصادی بودن مایع‌سازی گاز طبیعی یا تولید LNG برای ایران قابل قبول است. نتایج تحلیل حساسیت طرح بر اساس سناریوی واقع‌بینانه مبین این مطلب است که در بحث آنالیز حساسیت، شاخص‌های اصلی ارزیابی طرح نسبت به قیمت فروش LNG، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و نیز قیمت گاز خوراک حساسیت بیش‌تری از خود نشان می‌دهند. نتایج ارزیابی نشان می دهد که حتی در بدترین شرایط متصور در پژوهش نیز این طرح اقتصادی و سودآور است و لذا اجرای آن با توجه به مطالب ذکر شده از نظر ذخایر گاز کشور و نیز شرایط بازار جهانی گاز، کاملاً ضروری به‌نظر می‌رسد.

۵- نتایج ارزیابی، حاکی از اقتصادی بودن پروژه با نرخ بازدهی داخلی۳۴/۸ درصد است، از این‌رو در نرخ‌های تنزیل بالا نیز اقتصادی خواهد بود و هم‌چنین به‌دلیل شرایط بازار آن، سرمایه‌گذاران خارجی نیز انگیزه‌ی لازم برای همکاری در این پروژه را دارند، در نتیجه در شرایطی که منابع داخلی کافی نیست، اجرای این پروژه امکان‌پذیرتر از پروژه‌های دیگر در زمینه‌ی گاز است و باید از این فرصت به‌خوبی استفاده کرد.

۶- با توجه به‌این‌که سوزاندن گازهای همراه را می‌توان یک فاجعه در رابطه با منبع پایان‌پذیر گاز طبیعی دانست، لازم‌است‌که با به‌کارگیری روش‌هایی که در کشورهای دیگر عملی شده‌اند، از این فاجعه جلوگیری کرد. (البته سوزاندن بخش کوچکی از این گازها از لحاظ فنی، اجتناب ناپذیر است، اما صحبت ما بر سر بخش بزرگی است که می‌تواند سوزانده نشود). هم‌چنین با توجه به مصرف بی‌رویه و اتلاف انرژی در کشور که به آن اشاره شد، لازم است که فرهنگ‌سازی برای مصرف بهینه‌ی انرژی به عنوان یک عزم ملی، مطرح و از طریق روش‌های فرهنگی، آموزشی و اقتصادی عملی شود.

تقدیر و تشکر

نویسندگان مقاله مراتب قدردانی خود را از شرکت محترم ملی گاز ایران (NIGC) به‌سبب حمایت‌های اطلاعاتی و مالی در راستای انجام این پژوهش اعلام می‌دارند.

فهرست منابع

ابراهیمی، ایلناز (۱۳۸۶)، صادرات گاز ایران، فرصت‌ها و تهدیدها، مؤسسه‌ی تحقیقاتی تدبیر اقتصادی.

ادیبی، سیامک (۱۳۸۱)، ارزیابی اقتصادی تولید و صادرات گاز طبیعی مایع برای کشور ایران، رساله‌ی کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران مرکزی، دانشکده‌ی اقتصاد و حسابداری.

ادیبی، سیامک (بهمن۱۳۸۱)، بررسی وضعیت طرح‌های LNG در ایران، اقتصاد انرژی، شماره‌ی ۹۹، صفحه ۴۸ – ۴۳ .

اسکونژاد، محمد مهدی (۱۳۷۶)، اقتصاد مهندسی، دانشگاه صنعتی امیر کبیر.

بولتن ماهانه‌ی تحولات بازارهای نفت و گاز (بهمن ۱۳۸۷)، مؤسسه‌ی مطالعات بین‌المللی انرژی.

ترازنامه‌ی انرژی کشور (۱۳۸۴ و ۱۳۸۵)، وزارت نیرو.

خضر، پیمان (۱۳۸۵)، بررسی اقتصادی گزینه‌های مختلف استفاده از منابع گازی کشور ایران، با تأکید بر منبع گازی پارس جنوبی، رساله‌ی کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، دانشکده‌ی اقتصاد.

رام، منصوره (۱۳۸۶)، مقایسه‌ی ارزیابی اقتصادی صادرات گاز از طریق خطلوله و LNG با صادرات فرآورده‌های پتروشیمی، رساله‌ی کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، دانشکده‌ی اقتصاد.

رحیمی، غلامعلی (۱۳۸۶)، نگاهی به صنعت LNG در جهان، مؤسسه‌ی مطالعات بین‌المللی انرژی.

مجموعه‌ی مقالات دومین همایش بین‌المللی صادرات گاز ایران، (مهر۱۳۸۷) .

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور، راهنمای تهیه‌ی گزارش توجیه فنی، مالی، اقتصادی و اجتماعی طرح، نشریه‌ی ۳۱۲۲، صفحه‌ی ۴۶۸.

BP Statistical Review World Energy 2006 , 2007 , 2008.

Denys. P. (2007) , Indar Energy , Evolution Of The Role Of LNG As The Natural Gas Market Arbitrage Tool (Atlantic Basin) , 3rd Annual Lloyds List Middle East LNG and LPG Shipping Forum, Doha (Qatar).

Didier. H. (2008) APEC Energy Trade and Investment Roundtable, Enhancing Investment in the Energy Sector, An IEA Perspective, Energy Markets and Security , International Energy Agency, OECD/IEA.

EIA (Energy Information Administration), Annual Energy Outlook 2007, 2008.

EIA, International Energy Outlook 2007, 2008.

IEA, International Energy Agency, Natural Gas Information, 2007 Edition.

IEA, World Energy Outlook 2007, 2008.

Wood Mackenzie (2004), Prospects for a Globally Traded LNG Market, Global Insights - Local Knowledge.

Weirauch .W. (2007), LNG likely to be in short supply by 2013, Hydrocarbon Processing , July 2007.

www.Nigc.ir

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی