بررسی اقتصادی مایع سازی گاز طبیعی جهت پیک سایی (اوج زدایی) در شبکه انتقال گاز ایران

محمد علی خطیب*

رویا جبینی اصلی**

چکیده

در سال‌های اخیر افت فشار شبکه مصرف گاز کشور بویژه در فصل سرما دغدغه ای بوده است که دولـت و وزارت نفت را متأثر نموده و در مواردی مردم کشورمان بشدت دچار مشکل شده اند که کاهش شدید مصرف نیروگاهها و بعضاً توقف صادرات گاز برای کاهش بحران بعنوان راه حل به کار رفته است. بنابراین تمهیـدات و تـدابیری بـرای برقـراری پایداری در راستای امنیت شبکه توزیع و انتقال امری مهم وضروری می باشد. اختلاف چشمگیر بین مصارف تابسـتانی و زمسـتانی با توجه به دوری مبادی تولیـد تا نواحی عمده مصرف در زمسـتان، ایجاب می کند که ایجاد ذخایر نزدیک به مراکز عمده مصرف بیش از پیش مورد توجه قرارگیرد و تنها به سیستم تولید و انتقال و تأمین گاز به صورت مستقیم اکتفا نکرد. احداث واحدهای کوچک تولید LNG و مخازن مربوط به آن در مجاورت نواحی پرمصرف برای اوج زدایی مصرف روزانه در زمستان مناسب است. در این مجتمع های کوچک، در طول ماههای گرم سال می توان گاز را به مایع تبدیل و به هنگـام ضرورت در روزهای سرد زمستان تبخیر و به شبکه گازرسانی تزریق کرد. البته این واحدها می توانند حتی در مواقعی از فصل زمستان، که میزان مصرف نسبت به تولید و عرضه از مبادی اصلی کاهش نسبی می یابد، مازاد گاز را از خطوط لوله دریافت و به مایع تبـدیل و ذخـیره کـنند و بدین ترتیـب ذخـیره مخـازن LNG حتـی المـقدور بازسازی و حفظ می‌شوند. ضمن آنکه نقش کلیدی و استراتژیک گاز مایع در برآورده ساختن نیـاز فزاینـده بـه انـرژی و کمـبود دانش فنـی در این خصوص از دیـگر ضـرورت هایـی اسـت که لـزوم توجـه به آن به چـشم می خورد.

واژگان کلیدی: ذخیره سازی، پیک سایی، گاز طبیعی مایع شده (LNG)، اوج مصرف، امنیت سیستم گاز رسانی، دانش و فناوری

طبقه بندی JEL: Q34 E69 D61 C59

---

* استادیار دانشکده اقتصاد و حسابداری دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی،

E.Mail:MA_Khatib@jauctb.ac.ir

** کارشناس ارشد اقتصاد گرایش اقتصاد انرژی E.Mai:Roya_jabini@yahoo.co.uk

Archive of SID

www.SID.ir

مقدمه

باتوجه به رشد روزافزون مصرف گازطبیعی و گسترش شبکه انتقال آن در کشور و به جهت مقابله با اوج مصرف به ویژه در روزهای بسیار سرد سال و یا درمواقع ایجاد اختلال در شبکه گازرسانی کشور باید چاره ای اندیشید. از میان گزینه های موجود، گاز طبیعی مایع شده (LNG) از پتانسیل بسیار خوبی در جهت برآورده ساختن نیازهای روبه رشد بخش انرژی برخوردار است. ذخیره سازی گاز طبیعی به صورت گاز مایع در قالب یک طرح جامع در برگیرنده انواع روش های ذخیره سازی برای پوشش دهی افزایش مصارف در زمستان، اوج زدایی مصرف در روزهای سرد این فصل و همچنین به منظور مقابله با شرایط بروز اختلال و نوسان در تولید و انتقال می تواند پاسخگوی این نیاز باشد. بنابر تغییر تقاضای روزانه گاز در فصول مختلف، اگر گاز با نرخ متوسط سالیانه به شهر وارد شود، جوابگوی تقاضا در ماههای زمستان نخواهد بود. بنابراین مازاد گازدرتابستان ذخیره شده و برای جبران کمبود در فصل زمستان استفاده می شود.

گاز طبیعی مایع (LNG) و تولید آن

LNG مایعی است بی بو، شفاف،غیر سمی با وزن مخصوص حدود ۴۵/ ۰ گرم بر سانتی متر مکعب که با میعان گاز طبیعی در حدود ۱۶۰- درجه سانتی گراد، در فشار حدود یک اتمسفر تولید می شود. با میعان گاز طبیعی، حجم آن تا ۶۰۰ بار کاهش می یابد و به همین دلیل جاذبهٔ خاصی در حمل و نقل و ذخیره سازی گاز طبیعی به صورت مایع به وجود می آورد. این نسبت کاهش حجم در مورد LPG حدود ۲۵۰ بار و گاز CNG حدود ۲۰۰ بار است. LNG همانند گاز طبیعی عمدتا از متان تشکیل شده و درآن مقادیر کمی اتان، پروپان و سایر هیدروکربنهای سنگین تر وجود دارد. عمل " مایع سازی " یعنی تبدیل حالت گاز به مایع به خاطر سهولت حمل و ذخیره آن است چرا که حجم آن به یک ششصدم گاز اولیه کاهش می یابد. عمل سردسازی سیال، براساس پدیده ژول تامسون اتفاق می افتد. بدین صورت که با عبور این سیال از یک شیر انبساط و کاهش ناگهانی فشار، دمای سیال نیز ناگهان افت می یابد. سپس مجددا توسط کمپرسور متراکم می گردد و این چرخه مرتبا تکرار می شود. LNG تولیدی نهایتاً در یک یا چند مرحله از طریق سیکل های تکمیلی بیشتر سرد می‌شود تا ذخیره سازی آن در فشار بالای فشار اتمسفر براحتی امکان پذیر شود. LNG را در محل مصرف آن مجددا تبدیل به گاز کرده و به مصرف می رسانند. پس ازدریافت LNG در زمان پیک تقاضا، لازم است که LNG تبخیر شود تا بتواند در شبکه های گاز محل مصرف تزریق شود.

انواع تکنولوژی های تبخیر مجدد LNG عبارتند از:

گرمکن احتراقی با سیال واسطه آب / اتیلن گلیکل، احتراق غوطه ور، تبخیرکننده شبکه باز با استفاده از آب دریا، برج گرمایش با آب واسطه، تکنولوژی های تبخیر مولد توربین گازی، سیکل مولد توربین بخار

Archive of SID

www.SID.ir

روش‌های ذخیره سازی گاز طبیعی

طرح ایجاد امنیت در سیستم گازرسانی کشور، ترکیبی از چند فرایند ذخیره سازی گاز طبیعی است که هر یک به اقتضای شرایط روند مصرف و با دو هدف عمده اوج زدایی مصرف زمستان و مقابله با بحران در شرایط اضطرار نقش موثر و کارآمدی دارند.

مهمترین این فرآیندها به شرح ذیل می باشند:

فرایند۱: ذخیره سازی در مخازن زیرزمینی

فرایند۲: تولید و ذخیره LNGدر مقیا سهای کوچک در نقاط مناسب

فرایند۳: احداث مخازن CNGدر مجاورت نقاط پرمصرف

فرایند۴: احداث خطوط لوله انتقال با فشار طراحی بالا و ایجاد Line Pack

احداث واحدهای کوچک تولید LNGو مخازن مربوط به آن در مجاورت نواحی پرمصرف برای اوج زدایی مصرف روزانه در زمستان مناسب است. در این مجتمع های کوچک، در طول ماههای گرم سال می توان گاز را به مایع تبدیل و به هنگام ضرورت در روزهای سرد زمستان تبخیر و به شبکه گازرسانی تزریق کرد. البته این واحدها می توانند حتی در مواقعی از فصل زمستان، که میزان مصرف نسبت به تولید و عرضه از مبادی اصلی کاهش نسبی می یابد، مازاد گاز را از خطوط لوله دریافت و به مایع تبدیل و ذخیره کنند و بدین ترتیب ذخیره مخازن LNG حتی المقدور بازسازی و حفظ می شوند. ضمن آنکه نقش کلیدی و استراتژیک گاز مایع در برآورده ساختن نیاز فزاینده به انرژی و کمبود دانش فنی در این خصوص از دیگر ضرورت هایی است که لزوم توجه به آن به چشم می خورد.

ایجاد تأسیسات LNG جهت پیک سایی هرچند به نظر می رسد بدلیل هزینه بر بودن آن در مقایسه با دیگر روش های ذخیره سازی فعلی در اولویت نباشد اما در روش ذخیره سازی به صورتLNG ویژگی هایی متصور است که در دیگر روش ها کمتر به چشم می خورد.

روش ذخیره سازی گاز طبیعی از طریق مایع سازی در مقایسه با ذخیره سازی درمخازن زیر زمینی مزایایی دارد از آن جمله میتوان به موارد زیر اشاره کرد:

ریسک پایین تر

امکان احداث چنین واحدهایی در هر منطقه جغرافیایی، این در حالی است که پروژه های ذخیره سازی در مخازن زیر زمینی نیاز به مطالعات مقدماتی و تفصیلی مهندسی مخازن و طراحی تاسیسات سطح الارضی دارد.

هزینه سرمایه گذاری اولیه بسیار کمتر

عدم قطعیت موجود در پروژه های ذخیره سازی در مخازن زیر زمینی

عدم نیاز به حفر چا ههای جدید، تاسیسات سطح الارضی، کمپرسور

امکان انتقال دانش و فناوری

Archive of SID

www.SID.ir

بسیاری از تاسیسات مایع سازی که جهت اوج زدایی مصرف به کار میروند نیازمند تکنولوژیهای به مراتب ساده تری نسبت به زمانیکه صادراتLNG مد نظر است می باشند.

امکان تولید گاز مایع در ایستگاه های تقلیل فشار

در گستره وسیع نفت و گاز طبیعی در کشور، آن هم با شرایط اقلیمی خاص وتفاوت چشمگیر دمای هوا در تابستان و زمستان که بر میزان مصرف گاز تأثیر مستقیم دارند، ضروری است برای ارتقای ضریب اطمینان و مصون کردن سیستم گازرسانی به موازات، تمهیداتی اندیشیده و راهکارهایی ارائه گردد .ذخیره سازی گاز طبیعی به صورت گاز مایع در قالب یک طرح جامع در برگیرنده انواع روش های ذخیره سازی برای پوشش دهی افزایش مصارف در زمستان، اوج زدایی مصرف در روزهای سرد این فصل و همچنین به منظور مقابله با شرایط بروز اختلال و نوسان در تولید و انتقال می تواند پاسخگوی این نیاز باشد.

محل ذخیره سازی گاز مایع در پنج حوزه میتواند مناسب باشد:

مخازن فلزی دو جداره بالا زمینی

محازن بتونی پیش تنیده

ذخیره سازی درون زمینی سرمای عمیق (گودال های منجمد)

غارهای مصنوعی

ذخیره سازی در حجم کم

– مخازن فلزی دو جداره بالا زمینی

مخازن فلزی دوجداره بالا زمینی از اوایل دهه پنجاه تا کنون با موفقیت درحال استفاده اند. این مخازن معمولاً شامل کف مسطح، جدار استوانه ای، سقف گنبدی با پوسته بیرونی فولاد کربنی و مخزن درونی فولاد نیکل یا آلومینیوم هستند. عایق بین دو پوسته معمولاً شامل پرلیت (مادهای خنثی، غیرآلی، غیرقابل اشتعال) در محیط نیتروژن یا گازطبیعی است. مخزن درونی که در تماس با LNG است از مواد مناسب برای ذخیره سازی گازطبیعی مایع و دمای حدود ۱۶۲- درجه طراحی و ساخته میشود. هدف اصلی از کاربرد مخزن بیرونی، نگهداری مواد عایق و فشار گازی است که مخزن درونی را احاطه میکند. همچنین حفاظی را برای سیستمهای عایق بندی در برابر عوامل خارجی مانند آتش، ضربه و مهمتر از همه هوا و رطوبت فراهم می نماید. مخزن بیرونی مانع ورود بخار است به طوریکه فشار گاز درونی را در سطح مطلوب حفظ نموده و مانع از انتقال رطوبت محیط به مواد عایق می شود.

– مخازن بتونی پیش تنیده

بتون پیش تنیده مادهای است که معمولاً در دمای محیط استفاده میشود اما در سرمای عمیق نیز قابل استفاده است. اجرای رضایتبخش بتون پیش تنیده در محیط های سرمای عمیق که به خواص ساختمانی آن مرتبط است، این ماده را برای کاربردهای متنوع ذخیره سازی دما پایین و سازه های محافظ اطراف مخازن

Archive of SID

www.SID.ir

فلزیLNG، ایده آل ساخته است. مخازن بتونی پیش تنیده را می توان در بالا یا زیر زمین و با ساختمان یک یا دوجداره ساخت.

– ذخیره سازی درون زمینی سرمای عمیق

تحقیقات گسترده و تحلیل تئوری نشان داد که خاک منجمد میتواند بـرای گنجـایش مـایع $^{\circ}$۱۶۱– مناسـب باشد. در این روش گودالی در صخره یا خاکی که سیراب شده حفر می‌شود تا حلقه‌ای از خاک با گـردش مبـرد از میان یک سری از لوله‌های هم مرکز دفن شده، منجمد شود. در نوع خاصی از این روش می‌توان از سفره‌های آبی یا مخازن نمکی برای این منظور استفاده نمود. این گودال ها در برابر بمباران هوایی، سقوط هواپیما وآتش سوزی دارای امنیت بالایی بوده و کمترین اثرات تخریبی زیست محیطی را دربردارند که چنین عواملی در تصمیم گیـری برای بسیاری از کشورها حائز اهمیت است.

– غارهای مصنوعی

در این روش غارهایی به وسیله شفتهای عمودی در سنگ آهک، گرانیت، گچ، سنگ رسی و دولومیـت حفـر می شود. این شیوه برای ذخیره سازی میعانات نفتی در دمای محیط از اواخر دهه پنجاه استفاده می شد. مطالعات نظری و آزمایشگاهی نشان داد که ذخیره سازی LNG در چنین غارهایی عملی است.

– ذخیره سازی تحت فشار و در حجم کم

چنانچه خط لوله توانایی لازم در تأمین گاز کافی به هنگام اوج مصـرف را نداشـته باشـد، بـه جـای ساخـت خـطوط تغذیه بزرگتر، از سیـستم فشـار پاییـن استـفاده می شود تا گـاز اضـافی را تهیـه کنـد. عوامـل غالـب در برآورد هزینه سیستم‌های پیک سایی سیار، اندازه مخزن LNG و ظرفیت سیستم بیرون دهی است.

تحلیل هزینه- فایده اقتصادی مایع سازی گاز طبیعی جهت پیک سایی (اوج زدایی) در شبکه انتقال گاز ایران

طرح‌های صنایع نفت و گاز علی رغم دارا بودن شرایط ، ویژگی ها و پیچیدگی های خاص خود از نقطه نظـر اقتصادی باید دارای توجیه لازم در سطحی باشد که با توجه به فاکتورهای مطرح در علم ارزیابی اقتصـادی طـرح های سرمایه گذاری بتوان به آن به عنوان یک طرح، سودآوری تجاری را اطلاق نمود. ماهیت سـرمایه بـر بـودن پروژه های دخیره سازی گاز طبیعی و از این نظر نیاز به استفاده از امکانات مالی سرمایه گذاران خصوصی کـه در پروژه های بخش انرژی فعالیت دارند شرایطی را فراهم می کند که تحقق هر طرح ذخیره سـازی گـاز طبیعـی را مستلزم برخورداری از توجیه مناسب اقتصادی و سودآوری قابل قبول می سازد.

مهم ترین عامل تعیین کننده در فرآیند تحلیل اقتصادی یک طرح سرمایه گذاری ، مسـئله تعیـین سـودآوری تجاری آن می باشد. درواقع اقدام به تصمیم گیری جهت سرمایه گذاری در یک پروژه اقتصـادی در درجه اول با توجه به مسئله سودآوری تجاری آن انجام می گیرد. در فرآیند مذکور ، نتایج مالی طرح شامل مجموع هزینه های سرمایه گذاری و تولید و درآمدهای حال و آتی حاصل از فعالیت پروژه محاسبه شده و با استفاده از برخی تکنیک‌ها کـه

Archive of SID

www.SID.ir

مهم ترین آنها در ادامه مورد بررسی قرار خواهـــــد گرفت درخصوص مطلوبیت یا عدم مطلوبیت تجـاری طـرح تصمیم گیری می شود.

عمـده ترین روش های مورد استـفاده جهت ارزشـیابی سودآوری تجـاری طرح ها را می تـوان در دو دسـته روش های ساده یا ایستا و روش های مبتنی بر تنزیل جریان نقدینگی طبقه بندی نمود. نرخ بازده سـاده سـرمایه گذاری و دوره بازگشت سرمایه، مهم ترین تکنیک هـای موجـود جهـت ارزیـابی سـودآوری تجـاری یـک طـرح اقتصادی بر مبنای روش های ایستا و ارزش فعلی خالص طرح NPV و نرخ بازده سـرمایه گـذاری IRR (نـرخ بازده داخلی) عمده ترین تکنیک های مورد استفاده به همین منظور بر مبنای روش های مبتنی بر تنزیل جریـان نقدینگی هستند. درادامه به ارزیابی اقتصادی مایع سازی گاز طبیعی جهت پیک سایی (اوج زدایی) در شبکه انتقال گاز ایران پرداخته خواهد شد که دراین راستا از دو روش NPV و IRR استفاده خواهد شد.

روش ارزش فعلی(NPV)

تکنیک‌های بسیاری برای مقایسه پروژه های گاز طبیعی مایع وجود دارد که یکـی از آنهـا روش ارزش فعلـی می‌باشد. که از مهمترین ودرضمن ساده ترین تکنیکهای اقتصاد مهندسی است. محاسبه ارزش فعلی یـک فرآینـد مالی، تبدیل ارزش آینده کلی هزینه هاوپرداختها به ارزش فعلی در زمان حال یا مبـدأ پـروژه مـی‌باشـد. چنانچـه ارزش فعلی خالص به ازای حداقل نرخ بازگشت سرمایه یاحداقل نرخ جذب کننده که برای یک طرح سرمایه‌گـذار حاضر است درازای آن نرخ سرمایه گذاری کند، برای یک پروژه کوچکتر از صفرباشد آن پـروژه غیراقتصـادی ودر غیراین صورت اقتصادی خواهد بود. چنانچه $NPV<0$ مشخص کننده این حقیقت است که ارزش فعلی هزینه‌ها بیش از ارزش فعلی درآمدها می‌باشد و چنانچه $NPV>0$ باشد ارزش فعلی هزینه ها کمتریا مساوی ارزش فعلی درآمد بوده وپروژه اقتصادی است. درمقایسه اقتصادی چندپروژه به روش ارزش فعلی، پـروژه ای کـه دارای ارزش فعلی خالص بیشتری باشد اقتصادی ترین خواهد بود.

نحوه محاسبه ارزش فعلی پروژه بدین صورت می باشد:

$$NPV = \frac{R_1 - C_1}{1+r} + \frac{R_2 - C_2}{(1+r)^2} + \ldots + \frac{Rn - Cn}{(1+r)^n}$$

R_i: درآمد سالiام C_i: هزینه سالiام r: نرخ تنزیل n:عمر طرح

روش نرخ بازده داخلی(IRR)

نرخ بهره ای که بتواند درآمد و هزینه طرحهای گاز طبیعی مایع را متعادل ساخته و کارایی نهـایی سـرمایه را به دست دهد، نرخ بازدهی داخلی(IRR)نام دارد. به بیان دیگر IRR نرخی از تنزیل است که در آن نرخ مجموع جبری ارزش فعلی درآمدها و هزینه ها را برابر با صفر می شود.

نرخ بازدهی داخلی را می توان با استفاده از فاصلهٔ بین نرخ بهـره ای کـه درآمـد را بزرگتـر از هزینـه و نـرخ

Archive of SID

www.SID.ir

دیگری که هزینه را بزرگتر از درآمد نشان می دهد، تعیین کرد. اهمیت ویژه این روش درآن است کـه در شـرایط نبود بازار متشکل مالی و نرخ تنزیل واحد در اقتصاد، نرخ بازدهی داخلی را می توان به کار گرفت.

اگر فرایند مالی پروژه ای در طی N سال عمر خود از جریانات ورودی R_t، جریانات خروجی C_t، تشکیل شـده باشد، حل رابطهٔ زیر، r که همان نرخ بازده داخلی است را مشخص می نماید:

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

اگر ارزش خالص پروژه ای مثبت باشد، چنین نتیجه می شود که نرخ بازدهی داخلی آن پروژه از نرخ بـازدهی قابل قبولی که برای سرمایه گذاری به کار برده شده است، بیشتر است و بالعکس، اگر ارزش فعلی خـالص پـروژه ای منفی باشد، نرخ بازده داخلی آن از نرخ مورد قبول کمتر است و نیز اگر ارزش خالص پروژه ای صفر باشد، می توان نتیجه گرفت که تمام سرمایهٔ به کار گرفته در پروژه به انضمام بهره های متعلقه در هـر سـال برگشـت داده شده و نرخ بازده داخلی پروژه معادل نرخ بازدهی مورد قبول است.

از مزایای این روش قابل فهم تر بودن آن برای افرادی است که آشنایی کافی با مفـاهیم ارزیـابی طـرح هـا ندارند. نقطه ضعف این روش آنست که برای بدست آوردن IRR نیاز به استفاده از روش های درونیابی است که موجب بروز خطاهای محاسباتی می شود.

مفروضات لازم برای ارزیابی طرح

۱- دوره احداث تاسیسات LNG، یک دوره ۴ ساله در نظر گرفته شده است که بهره برداری ازایـن طـرح از سال پنجم می باشد.

۲- معمولاً طول عمر طرح‌های LNG بین ۲۵ الی ۳۰ سال در نظر گرفته میشود که در این مورد طول عمر طرح ۳۰ سال منظور شده است.

۳- هزینه سرمایه ای احداث یک واحد تولید و ذخیره سازی LNG در حـدود ۲۳۸ الـی ۴۵۰ میلیـون دلار می‌باشد ولی در این طرح با فرض احداث یک واحد MINI LNG با ظرفیت ۱۰۰ هزار متـر مکعـب در سـال، هزینه احداث حدود ۴۰ میلیون دلار مدنظر قرار گرفته است .سرمایه گذاری در این طرح طی ۴ سال صورت می‌گیرد و نحوه تقسیم بندی هزینه سرمایه ای در طول دوره اجرایی پروژه به صورت ۲۵ درصد درسال در نظر گرفته شده است.

۴- هزینه عملیـــاتی در طول دوره فعالیـــت طرح معمولا در قالب درصدی از هزینه های سـرمایه گـذاری منظور می شود. این رقم بسته به نوع واحد عملیاتی بین ۵-۳ درصد است که دراین طرح، ۵ درصد منظور شده است.

۵- ارزش حرارتی یک تن LNG معـــــادل ۵۲ تریلیون بی تی یو در نظر گرفته شده است .

۶- دراین طرح فرض شده است که تاسیسات تولید و ذخیره LNG، در ۸ ماه ابتدای سال معـادل ۲۴۰ روز درسال، مشغول به کار است و به مدت ۱۰ سال از شروع کار، هیچگونه مالیاتی به آن تعلق نمی گیرد امـا پـس از ۱۰ سال بنا بر شـرطی به شرح زیر، طرح مشـمول ۲۵ درصد مالیات می شود:

Archive of SID

www.SID.ir

اگر ۰ > ۰,۲۵× [(هزینه سوخت گاز + استهلاک + هزینه عملیاتی) – درآمد] برقرار باشد، مالیات صفر در نظرگرفته می شود، درغیراینصورت ۲۵ درصد مالیات اعمال می شود.

۷- استهلاک در ۲۰ سال بعد از شروع طرح، با فرض ارزش اسقاط صفر ۵٪ در نظرگرفته شده است.

۸- دراین طرح نرخ تنزیل مورد استفاده ۱۶ درصد معادل نرخ خرید دین اعلام شده توسط بانک مرکزی در سال ۱۳۸۸درنظر گرفته شده است.

۹- قیمت گاز خوراک (FeedGas) برای تاسیسات LNG ، ۳۵ درصد قیمت فروش LNG در نظر گرفته شده است و ۷ درصد از گاز خوراک برای تامین سوخت گاز در نظر گرفته شده است.

۱۰- آخرین وضعیت قیمت فروش LNG در منطقه خاورمیانه ۱۳/۵ دلار می‌باشدکه این رقم با استناد به اعلام شرکت ملی گاز و وزیر نیرو در نظر گرفته شده است.

۱۱ – بر اساس توصیه سازمان توسعه صنعتی ملل متحد مبنی بر عدم دخالت دادن تورم در ارزیابی مالی طرح ها،تورم در سال های بهره برداری از طرح صفر در نظر گرفته شده است.بنابراین محاسبات بدون در نظر لحاظ تورم و با در نظر گرفتن نرخ تنزیل گفته شده انجام شده است.

سناریوی مرجع طرح تولید و ذخیره LNG:

براساس روش " ارزش حال خالص " برای ارزیابی اقتصادی یک طرح باید طرف های درآمدی و هزینه ای پروژه در طول مدت عمر آن مشخص شده و این درآمدها و هزینه ها براساس نرخ تنزیل منطقی به نرخ روز تعدیل شوند. در این صورت چنانچه طرف درآمدی بزرگتر یا مساوی طرف هزینه ای بود، پروژه به لحاظ اقتصادی موجه می باشد.

در این سناریو در طرف هزینه ای ۴ نوع هزینه داریم که عبارتند از هزینه های سرمایه گذاری (Capex)، هزینه عملیاتی (Opex)، مالیات (Tax) و هزینه گاز خوراک و سوخت گاز (Feed Gas & Fuel Gas Cost) و در طرف درآمدی نیز درآمد پروژه که عبارتست از حاصل ضرب حجم تولید و ذخیره LNGناشی از اوج زدایی مصرف در یک سال ضرب در قیمت LNG.

هزینه سرمایه گذاری ($) Capex :

($) تخصیص هزینه سرمایه گذاری درهرسال=

LNG کل هزینه سرمایه گذاری ($) اولیه برای تولید و ذخیره سازی × ۰,۲۵ = ۴۰ ×۱۰۶ × ۰,۲۵ = ۱۰ × ۱۰۶

مجموع کل هزینه های سرمایه گذاری(برای ۴ سال) = (Total Capex ($)) ۴۰ ×۱۰۶

هزینه عملیاتی ($) Opex :

هزینه های عملیاتی سالانه = ۵٪ LNG × هزینه سرمایه گذاری ($) برای تولید و ذخیره سازی = ۵٪ ×۴۰ ×۱۰۶ = ۱۰۶ × ۲

مجموع کل هزینه های عملیاتی = (Total Opex ($)) ۱۰۶ × ۵۲

Archive of SID

www.SID.ir

مالیات Tax :

برای بدست آوردن مالیات، مجموع هزینه عملیاتی ، استهلاک و هزینه سوخت گاز خوراک محاسبه می شود و حاصل از درآمد کسر می گردد. اگر نتیجه پس از ضرب در عدد ۲۵ درصد (مالیات)، کوچکتر از صفر بود مالیات صفر در نظر گرفته می شود در غیراین صورت ۲۵ درصد مالیات به شرحی که گفته شد اعمال می شود، به عبارتی دیگر :

If [درآمد – (هزینه عملیاتی + استهلاک + هزینه سوخت گاز)] × ٪۲۵ <۰; Tax = ۰

If not , Tax = [درآمد – (هزینه عملیاتی + استهلاک + هزینه های عملیاتی + هزینه سوخت گاز و گاز خوراک)] × ٪۲۵

میزان استهلاک درسال = ٪۵ × Total Capex

میزان استهلاک درسال = ٪۵ × ۴۰ × ۱۰۶ =۲٫۰۰۰٫۰۰۰

هزینه گاز خوراک و سوخت گاز Feed Gas & Fuel Gas Cost ($) :

(متر مکعب) مقدار گاز خوراک در سال

= ظرفیت تاسیسات ال ان جی درسال × (۳۶۰/تعداد روز مشغول به کار یک تاسیسات LNG) = ۵۲×

(۲۴۰/۳۶۰) × ۵۲ × ۱۰۰٫۰۰۰ = ۳٫۴۶۶٫۶۶۶

= قیمت گاز خوراک × [(۱+٪۷) × مقدار گاز خوراک] = هزینه گاز خوراک و سوخت گاز درسال ($)

۳٫۴۶۶٫۶۶۶ × (۱+٪۷) × ۴/۷ = ۲۷٫۶۹۸٫۶۶۱

درآمد INCOME ($) :

= قیمت فروش LNG × مقدار LNGدرسال =درآمد سالیانه پروژه

۳٫۴۶۶٫۶۶۶ × ۱۳/۵ = ۴۶٫۷۹۹٫۹۹۱ $

نتایج سناریوی مرجع

براساس نتایج استخراج شده در این بررسی ، نرخ بازگشت سرمایه طرح رقمی معادل ۴۲/۸ درصد است. همچنین ارزش فعلی خالص طرح معادل ۶۵٫۶۳۸٫۳۱۰ دلار است.

بررسی شاخص های فوق نشان می دهد طرح تولید و ذخیره LNG ایران با در نظرگرفتن مفروضات فوق الذکر دارای توجیه و سودآوری قابل ملاحظه ای است. بالاتر بودن نرخ بازگشت سرمایه (IRR) در مقایسه با نرخ تنزیل نشان دهنده سودآوری و توجیه پذیری طرح مزبور است. همچنین رقم قابل ملاحظه ارزش فعلی خالص پروژه نشان دهنده جذابیت طرح از دیدگاه شرکا و تامین کنندگان مالی است. بنابراین شاخص های طرح در مجموع نشان دهنده سودآوری قابل ملاحظه آن می باشد.

Archive of SID

www.SID.ir

تحلیل حساسیت

تحلیل حساسیت با هدف ارزیابی اثر تغییرات مشخص در پارامترهای مورد بررسی برروی شاخص های عمده سودآوری طرح صورت می گیرد . لذا در این بخش به منظور تحلیل حساسیت این مدل ، آن را نسبت به تغییر چند متغیر مهم تطبیق می دهیم تا اقتصادی بودن یا نبودن پروژه در حالتهای مختلف مورد بررسی قرار گرفته باشد.

سناریوی اول

دراین سناریو با فرض ثابت بودن سایر شرایط ، تغییر نرخ تنزیل و اثر آن بر ارزش حال خالص پروژه بررسی می گردد. نرخ بهره یکی از هزینه های عمده زیرساختی پروژه های بلندمدت را تشکیل می دهد که هرگونه تغییر در آن سودآوری پروژه را مستقیما تحت تاثیر قرار می دهد و بالطبع کاهش آن موجب افزایش کارایی اقتصادی و بهبود سوددهی آن خواهد شد. تغییر در نرخ تنزیل اثر خود را در مرحله نهایی محاسبات آشکار می سازد و فقط در مرحله محاسبه جریان نقدینگی تنزیل یافته نمایان می شود . بدین صورت که با افزایش این نرخ جریان نقدینگی تنزیل یافته و به تبع آن، ارزش حال خالص پروژه کاهش می یابد. در نتیجه با در نظر داشتن این موضوع که نرخ بهره مورد قبول شرکتهای بین المللی برای سرمایه گذاری در صنایع نفت و گاز عموما نرخی بین ۱۵ ، ۱۲ درصد می باشد . براین اساس در این سناریو نرخ تنزیل ۱۲٪ و ۱۴٪ درنظر گرفته شده است و جدول زیر تحلیل اثر نرخ بهره در ارزش خالص فعلی پروژه را نشان می دهد.

ارزش فعلی(NPV)	نرخ بهره (r)
۹۷۷۵۴۳۵۹	٪۱۲
۷۹۷۵۴۸۷۰	٪۱۴
۶۵۶۳۸۳۱۰	٪۱۶

سناریوی دوم

هزینه های عملیاتی طرح بخش مهمی از هزینه ها را تشکیل می دهد که سهم قابل ملاحظه ای در تعیین شاخص های سودآوری طرح دارد. دراین پروژه هزینه های عملیاتی معادل ۵ درصد در نظر گرفته شده است. با توجه به تنوع ترکیب هزینه های عملیاتی و افزایش احتمال تغییر در این هزینه ها، این سناریو به بررسی شرایطی پرداخته است که در آن هزینه های عملیاتی طرح کاهش و افزایشی ۲ درصدی را شاهد خواهد بود، لذا هزینه های عملیاتی طرح در این سناریو رقمی معادل ۳ و ۷ درصد منظور شده است. بااعمال این تغییرات شاخص های سودآوری طرح همانگونه که انتظار می رود افزایش سودآوری را در کاهش ۲ درصدی هزینه های عملیاتی و

Archive of SID

www.SID.ir

کاهش سودآوری را در افزایش ۲ درصدی نشان می دهند و نرخ بازگشت سرمایه و ارزش فعلی خالص مطابق جدول زیر خواهد بود.

نرخ بازده داخلی(IRR)	ارزش فعلی(NPV)	هزینه های عملیاتی (opex)
۴۴/۸	۷۰۵۸۰۰۶۹	X۰/۳=۱۲۰۰۰۰۰ هزینه سرمایه گذاری
۴۲/۸	۶۵۶۳۸۳۱۰	X۰/۵=۲۰۰۰۰۰۰ هزینه سرمایه گذاری
۴۰/۸	۶۰۶۹۶۵۴۵	X۰/۷=۲۸۰۰۰۰۰ هزینه سرمایه گذاری

سناریوی سوم

در این سناریو اثر افزایش ۲۰ درصدی در هزینه های سرمایه گذاری برروی شاخص های سودآوری طرح مورد بررسی قرار می گیرد. براین اساس هزینه های سرمایه گذاری طرح با ۲۰ درصد افزایش نسبت به سناریوی مرجع معادل ۴۸ میلیون دلار درنظر گرفته شده است.

در این سناریو با در نظرگرفتن این تغییر شاخص سودآوری طرح کاهش یافته است به گونه ای که نرخ بازگشت سرمایه از۴۲/۸ درصد در سناریوی مرجع به ۲۴/۸ درصد در این سناریو کاهش یافته است. همچنین ارزش فعلی خالص طرح دراین حالت معادل ۵۵,۱۶۷,۴۲۴ دلار می باشد.

شاخص های اقتصادی طرح نشان می دهد با وجود کاهش در میزان سودآوری، با افزایش ۲۰ درصدی در هزینه های سرمایه گذاری، طرح همچنان از سودآوری برخوردار است.

نتیجه گیری

با توجه به حمل آسان و آلایندگی کم انرژی، وجود ذخایر عظیم گازی در کشور ، ضرورت کاهش اوج مصرف در زمان پیک تقاضا ، سرمایه گذاریهای هرچه بیشتر در زمینه تولید و ذخیره سازی LNG، دور از انتظار نخواهد بود و توانمندیهای کشور در این امر بیش از پیش موردتوجه است. احداث واحد های کوچک تولید LNG و مخازن ذخیره سازی آن به منظور اوج زدایی مصرف و تامین امنیت عرضه می تواند به عنوان پایلوتی جهت وارد شدن به این صنعت را برای کشور فراهم آورد. ایجاد واحدهای کوچک مایع سازی گاز نیاز به تکنولوژی ساده تری می باشد و در نتیجه جذب آن برای کشور ساده تر از تکنولوژی واحدهای بزرگ است. لذا شناخت مخازن ذخیره سازی گاز به صورت Lng و انجام مطالعات و بررسیهای کارشناسانه در این زمینه گامی است در راستای

Archive of SID

www.SID.ir

مرتفع سازی نیاز داخل به امر ذخیره سازی گاز. ذخیره سازی گاز طبیعی در نیروگاهها نیاز به مصرف گازوئیل را منتفی خواهد نمود و لذا بدلیل کاهش واردات گازوئیل، هزینه های ارزی کشور کاهش پیدا خواهدکرد .ذخیره سازی گاز طبیعی بصورت مایع باعث صرفه جویی درهزینه های سرمایه گذاری و جاری نیروگاهها خواهد شد وتوقف تولید برق یا اختلال در عملکرد نیروگاه ناشی از تعویض سوخت و یا عدم تامین به موقع سوخت مایع را به صفر خواهد رساند.به لحاظ زیست محیطی ذخیره سازی گاز و عدم مصرف سوخت مایع به نفع کشور خواهد بود.

پیشنهادات

ذخیره سازی گاز طبیعی به شکلLNG برای نیروگاهها یک طرح امکان پذیر و اقتصادی است که منافع گوناگونی نصیب وزارت نفت، وزارت نیرو و کل کشور می نماید.

– ارائه راه حلهای مناسب جهت کاهش هرچه بیشتر هزینه های سرمایه گذاری و عملیاتی تولید و ذخیره سازی LNG و انتخاب راهبردهای مناسب جهت ذخیره سازی و تلاش جهت برطرف کردن موانع احتمالی پیش رو.

– بنابرآنچه بیان شد و نظر به اهمیت رفع مشکلات و موانع پیشرو در ذخیره سازی گاز ، با توجه به منابع عظیم گازی که کشور داراست، لزوم توجه هرچه بیشتر مسئولین به تدوین طرح جامع بلند مدت و استراتژی معین درتوسعه صنعت نفت و گاز و نتیجتاً هدفمندسازی و شفاف سازی برنامه ها و سیاستهای اجرایی مربوطه؛ همکاری متخصصین و نهادهای علمی و تشکیل نهاد متولی، سرمایه گذاری بیشتر در بخشهای R&D (تحقیق و توسعه)، بالابردن سطح آگاهی مدیران و تربیت و بکارگیری نیروی انسانی متخصص، ازجمله موارد و اقدامات مهمی است که درتوسعه صنعت گاز به چشم می خورد.

Archive of SID

www.SID.ir

منابع

۱. احمدی، عباس و موسوی، الهام سادات، نقش انرژی فسیلی در ژئوپلیتیک جهانی انرژی، ۱۳۸۶، خبرگزاری فارس

۲. ادیبی، سیامک، بررسی امکان تولید و صادرات LNG در ایران، ۱۳۸۱، پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی

۳. استقلال مطلق، عباس، ارزیابی مقایسه ای هزینه های تولید انرژی باد و انرژیهای فسیلی، تابستان ۱۳۸۶، پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی

۴. اطلاعات دریافتی از کارشناسان شرکت ملی صادرات گاز ایران

۵. ال باسبی، ربکا، گاز طبیعی به زبان غیرفنی، ۱۳۸۰، ترجمه علیرضا حمیدی یونسی، موسسه مطالعات بین المللی انرژی

۶. پردلی، بی‌بی‌ناز، تحلیل هزینه – فایده اقتصادی اثرات تبدیل گاز طبیعی به LNG در حوزه پارس جنوبی با تاکید بر اولویت های صادراتی، ۱۳۸۷، پایان نامه کارشناسی ارشد دانشکده اقتصاد و حسابداری دانشگاه آزاد اسلامی واحد مرکزی

۷. پایگاه اطلاع رسانی سازمان منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس

۸. پیمان پاک ، علیرضا ، چالشها و راهکارهای توسعه صنعت گاز، اندیشگاه نفت و گاز کانون تحلیل گران تکنولوژی

۹. تحولات جهانی بازار گاز، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، ژانویه ۲۰۱۰

۱۰. تحولات جهانی بازار گاز، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، نوامبر ۲۰۰۹

۱۱. ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۸

۱۲. ترازنامه هیدروکربری ۱۳۸۸

۱۳. حافظ نیا، محمدرضا، اصول و مفاهیم ژئوپلیتیک، چاپ اول، مشهد، انتشارات پاپلی (پژوهشکده امیرکبیر)

۱۴. خبر گذاری ایلنا

۱۵. خبر گذاری فارس

۱۶. خبرگذاری وزارت نفت (شانا)

۱۷. رحیمی، غلامعلی، نگاهی به صنعت LNG در جهان، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، سال ۱۳۸۶

۱۸. شبکه تحلیل گران تکنولوژی ایران (ITAN)

۱۹. شکیبائی، علیرضا، اقتصاد انرژی، ۱۳۸۱، انتشارات دانشکده شهید باهنر کرمان، صفحه ۱۱

۲۰. شرکت پتروپارس ،گزارش LNG

Archive of SID

www.SID.ir

۲۱. فتاحی، طیبه و مقدسی، علیرضا، بررسی انتقال گاز از طریق فناوری هیدراتهای گازی (Gts) و مقایسه آن با انتقال به شکل CNG و LNG، اولین همایش ملی تخصصی گاز ایران (۱۳۸۵)

۲۲. کارگاه تخصصی LNG، دومین همایش گاز ایران، سال ۱۳۸۹

۲۳. ماهنامه اقتصاد ایران، آبان ۸۹

۲۴. ماهنامه اقتصاد ایران، شهریور۸۹

۲۵. نجفی، حمید، امکان سنجی صادرات LNG از ایران به چین، ۱۳۸۳، پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی

۲۶. نسیمی، همایون، مزیتهای استفاده از LNG به جای CNG به عنوان سوخت، ۱۳۸۱

۲۷. هادی پور، بیتا، بررسی رابطه هزینه تولید گاز طبیعی و بازارهای جهانی، تابستان ۱۳۸۶، پایان نامه کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد اسلامی

28. BP Statistical Review of World Energy June 2007 at www.bp.com/statistical review

29. EIA,International Energy

30. Energy Markets Magazine SEPTEMBER 2010

31. Evaluating Liquified Natural Gas (LNG) Option for the State Of Hwaii , April 2009

32. FACTS GLOBAL ENERGY GROUP

33. International Energy Outlook , EIA , (2004 – 2007)

34. LNG Today , Fully updated and expandeed , Andy Flower , June 2010

35. New Energy Technologies in the Natural Gas Sectors, The James A. Baker III Institute For Public Policy, Rice University- November 2001.

36. OIL & GAS JOURNAL (1997-2010)

37. Technical Proposal for Kalingas LNG project Kangan – IRAN , March 1998 vol : 10

38. World Gas Intelligence

39. Worldwide Look at Reserves and Production. Oil & Gas JOURNAL.VOL 103.NO 47, (DECEMBER 18, 2006),HTTP://GREENWOOD OPP 22-23

40. Worldwide Oil and Gas at a Glance (1980-1993)

41. www.aftab.ir/articles/economy_marketing_business/oil_gas

42. www.assaluyeh.com

43. www.bbc.co.uk/Persian

44. www.civilica.com

45. www.farsnews.com

Archive of SID

www.SID.ir

46. www.Gtionline.org
47. "Introduction to LNG Vehicle Safety", GRI 992/0465. Gas Research Institute, Chicago.
48. "LNG Weather Effects-Theoretical and Empirical", GRI-92/0464, 1992.

Archive of SID

www.SID.ir