مطالعات کمّی در مدیریت، سال پنجم، شماره اول- بهار ۱۳۹۳- صص ۱۸- ۱

امکان سنجی اقتصادی سرمایه گذاری بخش خصوصی در خط لوله صادرات گاز طبیعی ایران به ترکیه جهت صادرات به اروپا

دکتر یداله رجائی [۱]
زهره کامیاب تیموری [۲]
عطیه حمیدی نژاد [۳]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۲/۱۰/۱
تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۱۲/٦

چکیده

این پژوهش بصورت کاربردی، توسط نرم افزار EXCEL به بررسی اقتصادی صادرات گازطبیعی از طریق خط لوله به اروپا از طریق کشور ترکیه توسط سرمایه گذاری بخش خصوصی، براساس پیش بینی زمان و هزینه اتمام پروژه از زمان ساخت تا دوره بهره برداری در جهت راهبرد و طرح ریزی اقدامات اساسی مدیریت پروژه پرداخته است.

باتوجه به انجام تغییرات درمتغیرهای موثر درسودآوری طرح که شامل؛ هزینه‌های سرمایه گذاری، هزینه‌های عملیات، قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران و قیمت فروش گاز صادراتی به کشورهای اروپایی و همچنین نتایج عینی که در نسبت فایده – هزینه(B/C)، ارزش خالص فعلی(NPV)، نرخ بازگشت سرمایه پروژه(IRR) در سناریوهای مختلف موردبررسی قرارگرفت، درتمامی تغییرات بعمل آمده در متغیرهای موثر بر طرح، پروژه همچنان سودآور مشاهده گردیده شد.

واژه‌های کلیدی : *صادرات گاز، خط لوله، سرمایه‌گذاری بخش خصوصی، ارزیابی اقتصادی*

طبقه بندی JEL : Q43، L95، G30، G11

---

۲. عضو هیئت علمی و رئیس دانشگاه آزاد اسلامی واحد ابهر، دانشیار، دکتری اقتصاد،
dr.yadollah.rajaei@gmail.com
۲. دانشجوی کارشناسی ارشد مدیریت بازرگانی-بازرگانی بین المللی ، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ابهر ،
zohrehkamyab@gmail.com
۲. کارشناس ارشد سیاستگذاری و فناوری شرکت ملی گاز ایران، کارشناس ارشد مهندسی سیستمهای انرژی،
hamidinejad@nigc.ir

Archive of SID
www.SID.ir

۱- مقدمه

براساس آخرین گزارش سالانه شرکت BP[1] در پایان سال ۲۰۱۲ میلادی، گاز طبیعی جهان حدود ۱۸۷,۳ تریلیون مترمکعب اعلام شده که از این مقدار کشورهای خاورمیانه حدود ٤۳ درصد و کشورهای ایران و روسیه در مجموع حدود ۳٦ درصد ذخایر اثبات شده گاز طبیعی را در اختیار دارند.با توجه به کاهش ذخایر گازطبیعی روسیه در آخرین گزارش سالانه شرکت BP در پایان سال ۲۰۱۲، ایران با ذخیره گازی ۳۳,٦ تریلیون مترمکعب، برای نخستین بار در طی دهه گذشته، بالاتر از روسیه و در صدر کشورهای دارنده ذخایر گازی قرار گرفت. (طباطبایی مرادی،۱۳۹۲) مقایسه از نظر میزان ذخایر و منابع و پایداری میادین گازی (زمان تخلیه شدن)، بجز روسیه و قطر، هیچ یک از کشورهای دنیا و یا کشورهای حاشیه خلیج فارس توان رقابت با ایران را ندارند. از طرفی مناطق اکتشاف نشده وسیعی در کشور موجود است که با شناسایی و اکتشاف آنها انتظار می‌رود ذخایر گازی کشور افزایش یابد.

جمهوری اسلامی ایران به عنوان اولین کشور دارای ذخایر اثبات شده گاز طبیعی در جهان براساس آخرین گزارش سالانه شرکت BP در پایان سال ۲۰۱۲، همواره به عنوان یکی از قطب‌های اصلی تامین نیازهای آتی گازطبیعی مصرفی در بازارهای اروپائی مطرح بوده است.

همچنین موقعیت جغرافیائی ایران و دسترسی به بازار اروپا که یکی ازمهم‌ترین و جذاب ترین بازارهای گازطبیعی در سطح بین المللی محسوب می‌شود، ظرفیت‌های فراوانی رابرای توسعه صادرات گازایران به این منطقه فراهم کرده است. در بازارهای صادرات گاز طبیعی (خط لوله،LNG[2]) بازارهای ترکیه و اروپا درروش صادرات گازطبیعی باخط لوله براساس اولویت صادرات به بازارهای دوردست موردتوجه قرار گرفته است.

در عین حال اجرای اصل ٤٤ قانون اساسی و ایجاد زمینه برای توسعه سهم بخش خصوصی درمجموعه فعالیت‌های اقتصادی، بخصوص درحوزه انرژی فضای مناسبی را برای ورود و حضورشرکت‌ها و سرمایه‌گذاران غیردولتی در طرح‌های تجاری صادرات گاز طبیعی فراهم کرده است. میزان و نحوه مشارکت بخش خصوصی در سرمایه‌گذاری در طرح‌های صادراتی گاز طبیعی و بررسی سودآوری یا عدم سودآوری آن به سبب فقدان سوابق اجرائی در اقتصاد ایران گام اول در جلب مشارکت بخش خصوصی در این حوزه است. این مطالعه به بررسی سودآوری اقتصادی طرح صادرات گازطبیعی ایران به اروپا ازطریق ترکیه می‌پردازد.

Archive of SID

www.SID.ir

۲- روش امکان سنجی اقتصادی مورد استفاده در طرح

مهمترین عامل تعیین کننده در فرآیند تحلیل اقتصادی یک طرح سرمایه گذاری، مسئله تعیین سودآوری تجاری آن می‌باشد. به همین منظور اقدام به تصمیم‌گیری جهت سرمایه گذاری در یک پروژه اقتصادی درابتدا، با توجه به مسئله سودآوری آن انجام می‌گیرد. در این فرآیند، با توجه به نرخ‌های بازگشت سرمایه فرضی و هزینه‌های سرمایه گذاری این مسئله صورت گرفته است. مدل بکار رفته در این طرح به گونه‌ای است که ارتباط دو جانبه بین ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی به وجود آمده است.

۳- ارزش خالص فعلی NPV[۳]

در این روش ابتدا تمامی درآمدهای آینده به 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 شناخته می‌شود. رابطه زیر برای این منظور ارائه شده است.

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

NPV = شاخص ارزش خالص فعلی

Pi = معادل فعلی درآمد خالص در دوره (ماه i م یا سال i م)

I = میزان سرمایه گذاری در زمان حال

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

در رابطه بالا مقدار Pi به صورت روبه رو محاسبه می‌شود:

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

که در آن :

Fi = درآمد خالص کسب شده در دوره i م

K = نرخ اجرا پول (که در بسیاری از موارد نرخ بهره بازار است) در هر دوره

N = زمان (تعداد دوره زمانی از زمان حال) کسب درآمد i م

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

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

Archive of SID

www.SID.ir

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

٤- روش نرخ بازده داخلی IRR[٤]

در این روش به دنبال نرخ بهره‌ای هستیم که اگر درآمدهای آینده را با نرخ بهره به زمان اول پروژه (زمان سرمایه گذاری) تنزیل کنیم، آنگاه درآمد تنزیل شده با میزان سرمایه گذاری برابر شود. این میزان بهره را نرخ بازده داخلی می‌نامیم.

براساس ارزیابی این روش، اگر نرخ بازده داخلی یک طرح از نرخ بهره سرمایه بیشتر باشد، آنگاه طرح سودآور شناخته می‌شود و اگر کمتر باشد، آنگاه طرح زیان آور ارزیابی خواهد شد.

در این روش برای مقایسه دو طرح به شیوه زیر عمل می‌شود:

ابتدا نرخ بازده داخلی برای دو طرح محاسبه می‌شود. سپس نرخ‌های بدست آمده با یکدیگر مقایسه می‌شوند. پروژه‌ای که دارای نرخ بازده داخلی بیشتر نسبت به پروژه‌ای که دارای نرخ بازده داخلی کمتری است، در اولویت انتخاب قرار می‌گیرد یا به عبارت دیگر سود آورتر شناخته می‌شود.

برای تعیین نرخ بازده داخلی طرحی با سرمایه اولیه I و N بازگشت سرمایه به میزان F1 تا FN به صورت زیر عمل می‌کنیم:

ارزش معادل تعداد N درآمد به میزان Fn (که n=1,2,3,…N) با نرخ بهره r در زمان شروع طرح برابر است با :

$$P = \sum_{i=1}^{N} \mathrm{FN}(1+\mathrm{r})^{-\mathrm{n}}$$

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

$$F(r) = (\sum_{i=1}^{N} \mathrm{FN}\,(1+\mathrm{r})^{-\mathrm{n}}) - \mathrm{I}\,,\mathrm{f(r)} = 0$$

معادله بالا یک معادله غیر خطی است که به راحتی توسط روش‌های محاسبات عددی قابل حل بوده و نرخ بازده داخلی طرح محاسبه می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

چند نکته مهم در ارزیابی پروژه‌های گاز

برای امکانسنجی اقتصادی پروژه محاسبه IRR و NPV ملاک مقایسه بسیار مهمی است.اگر IRR پروژه عدد کمتری نسبت به نرخ تنزیل نشان باشد، دلیل بر غیراقتصادی و غیرقابل قبول بودن پروژه می‌باشد.درصورتیکه IRR پروژه عددبیشتری نسبت به نرخ تنزیل باشد، پروژه اقتصادی و قابل قبول است. اگر NPV عددی مثبت باشد طرح اقتصادی و قابل قبول و اگر NPV عددی منفی باشد طرح غیراقتصادی می‌باشد. اگر نسبت B/C (فایده-هزینه) بالاتر از عدد یک باشد منافع بیشتر از هزینه و اگر نسبت B/C (فایده – هزینه)کمتر از عدد یک باشد منافع کمتر از هزینه است.

۵- ادبیات موضوع و سابقه انجام تحقیق

الف) واردات گاز از الجزایر از دهه۱۹۷۰ برای کشورهای اروپایی مطرح بوده است. به گونه‌ای که کشورها و شرکتهای انرژی مطالعات متعددی دراین خصوص انجام داده‌اند.دراوایل دهه ی ۱۹۷۰شرکت ایتالیایی انی[۵] احداث یک خط لوله از بستر دریای مدیترانه را مورد بررسی قرار داده است. اما در نهایت تصمیم گرفته شد تا خط لوله ی ترانسمد[۶] احداث شود که عملیات ساخت آن از سال ۱۹۸۳ آغاز شده است.[۷] صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله همواره به دلیل عبور از مرزهای بین المللی و هم چنین اقیانوس‌ها و دریاهای عمیق از نظر سیاسی، حقوقی، اقتصادی و تکنولوژیکی پیچیده بوده است. هر چقدر که تکنولوژی به سرعت رشد می‌کند. مذاکرات سخت تری درخصوص عوارض عبور بین کشورها انجام می‌گیرد؛ از جمله با افزایش قیمت‌های نفت، تعهدات انی در پروژه ی ترانسمد افزایش یافته و دولت تونس به دنبال استفاده از موقعیت جغرافیایی استراتژیک خود بوده و شرکت ایتالیایی انی را ملزم به انعقاد قرارداد جدیدی کرده است. (رشیدی، ویدا وهمکاران، زمستان ۱۳۹۱)

قرارداد سال ۱۹۷۷ مابین تونس و شرکت ایتالیایی انی، به جهت موقعیت استراتژیک کشور تونس در حاشیه ی کانال سیسیلی[۸]، فواید زیادی برای این کشور در بر دارد. سهم ٦ درصدی از کل گازی که از طریق این کشور انتقال داده می‌شود به عنوان عوارض عبور دریافت می‌شود، هر چند که این کشور هیچ گونه مشارکتی در احداث و یا سرمایه گذاری پروژه ی خط لوله نداشته است. میزان عوارض عبور واقعی که شرکت انحصاری گازپروم روسیه برای

Archive of SID

www.SID.ir

انتقال گاز به اروپا، به کشورهای تازه استقلال یافته[۹] پرداخت می‌کند، مشخص نیست. اما از دهه ی ۱۹۹۰، شرکت گازپروم برای حفظ موقعیت انحصاری خود بر منطقه، و هزینه‌های عبور را افزایش داده است.[۱۰]

قرارداد جدید انتقال بین شرکت ایتالیایی انی و تونس در سال ۱۹۹۷ به امضا رسیده، اما تونس تمایلی برای قراردادن سوناتراک[۱۱] در این پروژه نداشته است و سوناتراک باید گاز خود را در مرز تونس از طریق یک شرکت تازه تاسیس شده به انی بفروشد. ترانسمد اولین خط لوله سوناتراک است. خط لوله ترانسمد پس از ۵۵۰ کیلومتر عبور در خاک کشور الجزایر و ۳۷۰ کیلومتر در خاک کشور تونس و کانال سیسیلی(۱۵۵ کیلومتر)، گاز این منطقه را به ایتالیا منتقل می‌کند.

ب) طبق مطالعه دیگری؛ جرویس، آندراج، "سیاستهای دولت برای بخش خصوصی در رقابت در بخش صنعت گاز طبیعی و نکات اقتصادی و ظرفیت بازار خط لوله". (مقاله بانک جهانی، ۱۹۹۸)، به بررسی جذابیت سرمایه گذاری بخش خصوصی در صنعت گازطبیعی پرداخته است، همچنین در مورد رقابت و توسعه در بازارهای جدید تهیه و توزیع و ظرفیت خط لوله اشاره نموده است. در این مورد به موفقیتهای بدست آمده توسط کشورهای آمریکا و انگلستان در زمینه سرمایه گذاری بخش خصوصی و دولتی در بخش انتقال گاز از طریق خط لوله توسط بخش خصوصی پرداخته و همچنین از بازارهای خط لوله‌ای که این دو کشور در آن موفق بوده‌اند صحبت بعمل آمده است.

ج) در سال ۱۹۵۷ میلادی شرکت ملی نفت ایران در قالب قراردادی[۱۲] به همکاری با شرکت آجیپ[۱۳] پرداخت. به موجب این قرارداد طرفین نسبت به تاسیس شرکتی اقدام می‌کردند که هر کدام از طرفین نسبت به تامین پنجاه درصد از سرمایه آن اقدام نموده و سپس نوعی قرارداد مشارکت در تولید بین این شرکت و شرکت ملی نفت منعقد می‌شد و در نتیجه دولت میزبان هم پنجاه درصد از عوائد نفت تولیدی را دریافت می‌کرد و هم به موجب سهامداری در شرکت متصدی تولید، پنجاه درصد از سود شرکت را تصاحب می‌نمود و در نتیجه سهم پنجاه درصدی رایج در قراردادهای مشارکت در تولید آن زمان برای دولت میزبان به هفتاد و پنج درصد ارتقا می‌یافت.

Archive of SID

www.SID.ir

٦- مشارکت عمومی – خصوصی[١٤] :

عبارت مشارکت عمومی – خصوصی در سراسر دنیا دارای تعریف یکسانی نیست، زیرا از عرصه عمل وارد تئوری شده و هر مرجعی متناسب با مورد مد نظر خود نمونه‌ای را ارائه می‌دهد .ولی این مفهوم دارای کاربردهای مختلفی است که برخی از آن عبارت‌اند از:

PFI (private finance initiative)
GPPP (Global Public-Private Partnership)
PPCP (Public Private Community Partnership)
PPIP (Public – Private Investment Program For Legacy Assets)

عموما روش‌های " مشارکت عمومی - خصوصی " با پیچیدگی و صرف زمان همراهند، ضمن این که نرخ سودی که نصیب بخش خصوصی می‌کند از نرخ سود اوراق قرضه ی دولتی بالاتر است. لذا به ارزیابی نیازمند است تا معیارهایی را تعیین کند که از ان بتوان فهمید بخش دولتی به تنهایی نتیجه بهتری دارد یا مشارکت خصوصی – عمومی ؟

برای این سوال معمولا از روش " ارزش پول "[١٥] که بیان می‌کند لزوما ارائه خدمات در بخش PPPاز بخش دولتی ارزان تر نیست ولی پولی که صرف میشود باید ارزش هزینه کردن را داشته باشد. (مجله اقتصاد، ۱۳۹۱)

۷- اصول حاکم بر قراردادهای بیع متقابل، ارائه شده توسط وزارت نفت :

در تنظیم قراردادهای بیع متقابل باید اصول زیر رعایت گردند:

- حفظ حاکمیت ملی بر منافع نفت و گاز کشور.
- هماهنگی کامل با قوانین و مقرارت کشور به خصوص قانون نفت.
- سرمایه‌گذاری و فن‌آوری مدرن در توسعه میادین.
- آموزش و انتقال تکنولوژی.
- مدیریت مشترک ایرانی- خارجی.
- عملیات بهره‌برداری صد درصد توسط ایرانی.
- بهره‌گیری حداکثر از توان داخلی.
- حقوق نظارتی کامل برای شرکت ملی نفت ایران.
- مزایای اقتصادی در مقایسه با دیگر انواع قراردادهای نفتی.
- شفافیت ترتیبات مالی قرارداد.

Archive of SID

www.SID.ir

- ریسک کمبود و یا کاهش تولید با شرکت خارجی

ایران هم اکنون از قراردادهای بیع متقابل استفاده می‌نماید و البته درصدد بهتر نمودن اینگونه قراردادها جهت ایجاد انگیزه برای جلب شرکت‌های صاحب سرمایه و حداکثر نمودن منابع دولت می‌باشد.[۱۶]

۸- قراردادهای خرید خدمت[۱۷] :

در این شیوه شرکت سرمایه‌گذار کلیه هزینه‌های مورد نیاز برای انجام پروژه را تقبل می‌نماید و با آوردن تکنولوژی و تجهیزات لازم عملیات را به عهده می‌گیرد. پس از پایان یافتن پروژه، بازپرداخت هزینه‌ها آغاز می‌گردد. در این قراردادها حاکمیت و مالکیت با کارفرماست و شرکت تنها به عنوان پیمانکار وارد عمل می‌شود. این قراردادها به لحاظ پذیرش ریسک انواع مختلفی دارند. در ایران روش بیع‌متقابل رایج است که زیر مجموعه همین دسته از قراردادها می‌باشد. جهت آشنایی کلی با این نوع قراردادها به توضیحات مختصری در این زمینه می‌پردازیم.

۹- قراردادهای ساخت و انتقال[۱۸]

قراردادهای ساخت و انتقال مجموعه‌ای از قراردادها می‌باشند که طرف قرارداد که عموماً یک شرکت خارجی در کشورهای توسعه‌یافته می‌باشد، عملیات ساخت تشکیلات مورد نظر را به‌عهده می‌گیرد و سپس با توجه به نوع قرارداد ممکن است آنرا به مالکیت خود درآورده، بهره‌برداری کند اما در نهایت مالکیت آنرا به دولت میزبان منتقل می‌کند. دستیابی به توسعه و رشد اقتصادی تنها در پرتو سرمایه گذاری درطرحهای زیربنایی اقتصادی امکانپذیر است. طرحها و پروژه‌های زیربنایی به صورت سنتی در قلمرو بخش عمومی قرار داشته و توسط دولت تأمین مالی، ساخته و نهایتاً اجرا و مورد بهره برداری قرار می‌گرفته است .بسیاری از کشورهای در حال توسعه دیگر قادر نیستند به تقاضاهای روزافزون در بخش زیربنایی اقتصادی پاسخ دهند، چراکه آنها جهت ساخت پروژه‌های زیربنایی احتیاج به سرمایه کلان، ارز خارجی، تکنولوژی پیشرفته و مدیریت کارآمد دارند. بنابراین بدون حضور فعال طرفهای تجاری از کشورهای صنعتی وبدون مشارکت بخش خصوصی این دولتها قادر نیستند به تقاضای روبه تزاید در بخش زیربنایی اقتصادی پاسخ دهند. یکی از مکانیزمهایی که در جهت حل وفصل معضل سرمایه گذاری در

Archive of SID

www.SID.ir

پروژه‌های زیربنایی مورد توجه کشورهای در حال توسعه قرار گرفته است استفاده از قراردادهای ساخت می‌باشد که ذیلاً به بررسی انواع این قراردادها و خصوصیات آنها پرداخته می‌شود:

۱- ۹- قراردادهای ساخت، بهره برداری و انتقال (B.O.T)[۱۹]

در یک قرارداد متعارف (B.O.T) پروژه‌ای با مجوز دولت توسط یک شرکت خصوصی ساخته می‌شود و پس از انقضای مدت قرارداد پروژه به دولت طرف قرارداد منتقل می‌شود. به بیان دیگر دولت به یک کنسرسیوم خصوصی متشکل از شرکتهای خصوصی امتیاز می‌دهد تا کنسرسیوم مطابق قرارداد، تأمین مالی یک طرح زیر بنایی را عهده دار شده آن را بسازد و در ازای مخارجی که تقبل کرده برای مدتی از پروژه ساخته شده بهره برداری کند و پس از سپری شدن مدت قرارداد، پروژه و حق استفاده از آن را مجاناً به دولت منتقل نماید(شیروی، ۱۳۸۰).

۲- ۹- قراردادهای ساخت،تملک،بهره برداری وانتقال (B.O.O.T)[۲۰]

این روش را باید نوعی از قرارداد(B.O.O) (در شماره بعد می‌آید) با شرط انتقال به دولت میزبان دانست. همچنین شاید تفاوت عمده آن با (B.O.T) در حدود مالکیت آن باشد، حدودی از مالکیت که میزان سرمایه خارجی و حقوق قراردادی آن را تعیین می‌نماید.به نحوی که مالکیت کامل پروژه را در طول بهره برداری از آن را فراهم می‌نماید .نتیجه این تلقی را می‌توان در امکان واگذاری مالکیت به ثالث، امکان جانشینی، ایجاد و تنظیم تعرفه افزایش قیمت یا کاهش سرمایه و غیره دانست، لیکن تعهد به انتقال پروژه در پایان زمان امتیاز به دولت، جزئی لاینفک از قرارداد است.(احمدیان مقدم، ۱۳۸۰)

۳- ۹- قراردادهای ساخت، تملک و بهره برداری (B.O.O)[۲۱]

در این قرارداد کنسرسیوم مسئول ساخت و بهره برداری از پروژه است. بدون اینکه مجبور باشد پروژه ساخته شده را به دولت و یا بخش دولتی واگذار نماید مالکیت پروژه در اختیار کنسرسیوم خواهد بود و کنسرسیوم تعهدی ندارد که پس از طی مدتی پروژه را به دولت منتقل نماید، به عبارت دیگر بهره برداری کنسرسیوم از پروژه محدود به مدت معینی نیست. (شیروی،۱۳۸۰) دراینگونه قراردادها، تعهد انتقال پروژه به دولت میزبان، پس از پایان امتیاز موجود نمی باشد. چنین قراردادی که با عنصر "مال خود دانستن"[۲۲] همراه است. مالکیت حقوقی پروژه (یعنی

Archive of SID

www.SID.ir

عملاً تا پایان عمر مفید پروژه) در اختیار شرکت دارنده امتیاز باقی می‌ماند (مرحله مالکیت). ودولت در اینگونه پروژه‌ها صرفاً نقش خریدار محصولات یا خدمات حاصل از پروژه را خواهد داشت. در مواردی دولت حتی تا این حد نیز خود را در تقبل تعهدات ملزم نمی نمایند وشرکت پروژه را آزاد می‌گذارد تا محصول و خدمات حاصل ازپروژه را به دولت یا هرشخص ثالثی فروخته و درآمد حاصله را صرف بازپرداخت دیون و سرمایه گذاریهای انجام شده در پروژه نماید.(احمدیان مقدم، ۱۳۸۰) اینگونه پروژه‌ها در کشورهایی بوجود می‌آیند که:

الف) دارای حساسیت کمتری درارتباط باواگذاری امتیازاحداث وبهره برداری ازپروژه به سرمایه گذاران خارجی میباشند.

ب) چهارچوب سیاستگذاری روشنی جهت بهره‌گیری از سرمایه گذاری خصوصی تدوین نموده‌اند.

ج) قبلاً تجربه اجرای یک یا چند پروژه زیربنایی به روش(B.O.T) را کسب نموده باشند.

بعبارت دیگر شاید بتوان بطور ساده چنین اظهار کرد که اجرای پروژه‌های زیربنایی براساس الگوی (B.O.O) مرحله تکامل یافته و پیشرفته روند خصوصی سازی نسبت به روش(B.O.T) است.

٤-۹- قرارداهای ساخت، تملک، بهره برداری و فروش (B.O.O.S)[۲۳]

چنانچه درپروژه‌های ساخت،تملک وبهره برداری(B.O.O)کنسرسیوم متعهدشود پس ازانقضای مدت معینی پروژه را درقبال دریافت مبلغی به دولت مزبوربفروشدازعنوان ساخت تملک،بهره برداری وفروش استفاده میشود.(شیروی، ۱۳۸۰)

۵-۹- قراردادهای ساخت، اجاره، انتقال (B.L.T) یا (B.R.T)[۲٤]

چنانچه کنسرسیوم پروژه را بعد از ساخت تملک کند و آن را برای مدت معینی در مقابل مبلغی به دولت یا بخش خصوصی اجاره دهد و پس از سپری شدن مدت آن را بطور رایگان تملک کند از عنوان ساخت، اجاره و انتقال استفاده می‌شود.(همان منبع) در این شیوه، جریان درآمد مالی پروژه، مال الاجاره پرداختی از سوی مستأجرین است که حسب مورد می‌تواند دولت، شخص حقوقی داخلی یا خارجی باشد.واضح است در این طریق نیز قواعد و مقررات دولت میزبان و قرارداد پروژه باید ملحوظ نظر قرار گیرد.ضمن این که به نظرمی رسد ماهیت حقوقی اینگونه قراردادها شبیه به اجاره به شرط تملیک باشد.(احمدیان مقدم، ۱۳۸۰)

Archive of SID

www.SID.ir

۶-۹- قراردادهای ساخت، انتقال و بهره برداری (B.T.O)[۲۵]

اگر در یک قرارداد (B.O.T) طرفین بخواهند، تأکید کنند که مالکیت پروژه و همچنین مالکیت تأسیسات آن به محض اتمام به دولت منتقل خواهدشدوسپس دولت امتیازاستفاده انحصاری از پروژه را برای مدت مشخصی به کنسرسیوم اعطاکندازاصطلاح ساخت،انتقال وبهره برداری استفاده می‌شود. (شیروی، ۱۳۸۰).

۷-۹- قراردادهای بازسازی، بهره برداری و انتقال (R.O.T)[۲۶]

چنانچه پروژه‌ای و تأسیساتی که هم اکنون موجود است به بخش خصوصی واگذار تا توسط بخش خصوصی بازسازی شده و متقابلاً برای مدتی مورد بهره برداری بخش خصوصی قرار گیرد و سپس به دولت منتقل شود از اصطلاح بازسازی، بهره برداری وانتقال استفاده می‌شود. (شیروی، ۱۳۸۰)

۸-۹- قراردادهای مدرنیزه کردن، بهره برداری و انتقال (M.O.T)[۲۷]

چنانچه پروژه، زیربنایی موجودبه بخش خصوصی واگذار شودتا آن را به یک پروژه مدرن تبدیل کرده و در عوض برای مدتی موردبهره برداری قراردهدوسپس آن رابه طوررایگان به دولت انتقال دهداز اصطلاح مدرنیزه کردن، بهره برداری و انتقال استفاده می‌شود.(همان منبع)

نتیجه بدست آمده از این طرح براساس قراردادهای صدرالاشاره بدین صورت است، از آنجائیکه ابتدا تمامی هزینه‌های سرمایه گذاری طرح براساس اطلاعات اولیه ارائه شده توسط کارشناسان شرکت ملی گاز ایران برآورد گردیده شده است و همچنین هزینه سرمایه گذاری اولیه نیز سرمایه اندکی نمی باشد بدلیل سرمایه گذاری هنگفت، بخش خصوصی بطور کامل انجام این پروژه را متقبل خواهد شد، جهت سرمایه گذاری بخش خصوصی در این پروژه دولتی از قراردادهایی مانند؛ قراردادساخت، تملک و بهره برداری(B.O.O)-ساخت، بهره برداری و انتقال (B.O.T) می‌توان استفاده نمود.

۱۰- مشخصات و تحلیل کلی طرح انتقال گاز طبیعی ایران توسط خط لوله به اروپا از طریق ترکیه

۱- جهت انتقال گاز طبیعی از ایران به مرز بازرگان همجوار با کشور ترکیه، جهت صادرات به اروپا یک خط لوله خشکی(زمینی) به قطر ۵۶ اینچ در نظر گرفته شده است. مبدا خط لوله

Archive of SID

www.SID.ir

مذکور عسلویه می‌باشد و خط لوله پس از گذشتن از شهرهای اهـواز، کرمانشـاه، میانـدوآب در مرز بازرگان به خط لوله سراسری ناباکو کـه از کشـور ترکیـه مـی‌گـذرد تـا گـاز طبیعـی را بـه کشورهای اروپایی برساند متصل خواهد شد.مجموع طـول مسـیر از عسـلویه تـا مـرز بازرگـان ۱۸۶۳ کیلومتر محاسبه شده است. که تعداد ۱۷ ایستگاه تقویت فشـار(تقریبا بـه فاصـله هـر ۱۱۰ کیلومتر) که بطور معمول هر ایستگاه ۱۰۰ مگاوات که مجموعا ۱۷۰۰ مگاوات می‌گردد.

۲- دوره احداث خط لوله مذکور ۵ سال و عمر آن (دوره فعالیت پـروژه) معـادل ۲۵ سـال در نظر گرفته شده است.

۳-ظرفیت خط لوله مذکور ۱۱۰ (میلیون مترمکعب در روز) در نظر گرفته شده است که بـا در نظر گرفتن ۳۲۰ روز کاری در سال، میزان گـاز انتقـالی از طریـق خـط مـذکور معـادل ۳۵ (میلیارد مترمکعب درسال) خواهد بود.

٤-با توجه به فرض اینکه تمامی دستگاه‌های تقویت فشار و تمامی عوامل موجـود در سـاخت پروژه خط لوله جهت صادرات گازطبیعی به مرز بازرگان (ترکیه) جهت صادرات بـه اروپـا در طول ۵ سال احداث و راه اندازی می‌گردند بر اساس مشاهدات بعمـل آمـده و تحلیـل نرم افزاری EXCEL ظرفیت انتقال گاز از طریق خط لوله جهـت صـادرات گـاز بصـورت کامل (۱۰۰ درصد ظرفیت انتقال گاز) از سال شروع به بهره برداری می‌باشد.

۵-هزینه‌های پروژه در هر دوره از سه بخش عمده تشکیل شده است.

الف- هزینه‌های سرمایه‌ای[۲۸] که جهت طراحی، احداث خط لوله، نصـب تجهیـزات و احـداث تاسیسات و ساختمانهای مورد نیاز بدین منظور صرف می‌گردد.

ب- هزینه‌های عملیـاتی[۲۹]، ایـن هزینـه‌هـا شـامل هزینـه تعمیـرات و نگهـداری خـط لولـه و کمپرسـورها، هزینـه سـوخت مصـرفی کمپرسـورها، نگهـداری تاسیسـات و نهایتـاً مجمـوع هزینه‌هایی که جهت تداوم عملیات بهره برداری و فعالیت خط لوله صرف می‌شود می‌باشد.

ج- هزینه گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران جهت تزریق به خط لوله.

دراین بررسی،هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز بصورت فرضی می‌باشد که، برای احـداث خـط لولـه مذکور با توجه به نظر کارشناسان شرکت ملی گاز ایران، رقمی بالغ بـر ۱۰۳۲۵۰ میلیـارد ریـال در نظر گرفته شده است که باید در طول ۵ سال دوره اجرای پروژه صرف شود. نحـوه تقسـیم بندی هزینه سرمایه‌ای درطول دوره اجرایی بصورت۱۰٪ در سال اول، ۲۰٪ در سـال دوم، ۲۵٪ در سالهای سوم و چهارم و ۲۰٪ در سال پنجم اجرای پروژه در نظر گرفته شده اسـت.همچنین

Archive of SID

www.SID.ir

هزینه عملیاتی پروژه مذکور باتوجه به نظرات کارشناسان شرکت ملی گازایران، معادل ٤٪ هزینه سرمایه‌ای در نظر گرفته شده است و در نهایت قیمت فروش جهت صادرات گازطبیعی ازطریق ترکیه جهت انتقال به اروپا در سناریوی اصلی رقمی معادل (٤٥ Cent از دلار جهت هرمترمکعب گاز) در نظر شده است. با توجه به اینکه بررسی حاضر تنها سودآوری تجاری طرح را بررسی می‌کند و نیز این واقعیت که در هنگام انجام مطالعه امکان سنجی اقتصادی معمولاً فرض می‌شود که منابع مالی جهت اجرای پروژه در اختیار است فرض می‌شود که تامین مالی پروژه مذکورتوسط سرمایه گذار یا شرکاء سرمایه گذار انجام می‌پذیرد.

٦- نرخ تنزیل در محاسبات این تحقیق براساس نظریه کارشناسان شرکت ملی گاز ایران، میانگین نرخ تنزیل بازار و نرخ تنزیل بانکی درنظرگرفته شده که ۲۸٪ می‌باشد.

۷- قیمت فروش گاز به اروپا با توجه به قیمت واردات گاز طریق LNG به اروپا بطور متوسط ١٤,٤٢ دلار در هر میلیون بی تی یو می‌باشد. اما با توجه به داده‌های تحقیق قیمت گاز جهت صادرات توسط خط لوله به اروپا ٤٥ سنت در هر مترمکعب در نظر گرفته شده است.

۸- نحوه محاسبات جدول جریان نقدینگی به شرح زیر است:

از آنجا که هزینه سرمایه گذاری پروژه ۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال و هزینه عملیات پروژه جهت صادرات گاز ٤ درصد از هزینه سرمایه گذاری پروژه می‌باشد و همچنین حجم گازطبیعی صادراتی از طریق خط لوله بصورت سالانه ۳۵ میلیارد مترمکعب در هر سال با قیمت فروش ٤٥ سنت در هر مترمکعب گاز می‌باشد، درآمد بر اساس حجم گاز صادراتی و قیمت گاز صادراتی مورد محاسبه قرار گرفته و در نهایت NPV[۳۰] و IRR[۳۱] بر اساس فرمولهای EXCEL محاسبه گردیده است.برای امکان سنجی اقتصادی دقیق پروژه مذکور، با توجه به محرمانه بودن بیشتر اطلاعات از نظرات کارشناسان شرکت ملی گاز ایران که در این زمینه تخصص دارند استفاده گردیده است که اطلاعات اصلی بدست آمده بصورت جدول ۱ در ذیل می‌باشد.

جدول ۱ : اطلاعات مربوط به احداث خط لوله صادرات گاز ایران از طریق ترکیه جهت صادرات به اروپا

هزینه سرمایه گذاری اولیه	۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال
هزینه‌های عملیاتی	پس از احداث سالانه ٤٪
دوره ساخت	۵ سال
دوره بهره برداری	۲۵ سال
میزان گاز صادراتی	۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز یا ۳۵ میلیارد مترمکعب در سال
قیمت فروش گاز صادراتی	٤٥ سنت در هر مترمکعب

منبع : یافته‌های پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir

جهت امکانسنجی این پروژه براساس هزینه عملیات، هزینه سرمایه، قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران، قیمت فروش گاز صادراتی سناریوهای براساس جدول ۲ تنظیم گردیده است.

جدول ۲ : سناریوهای امکانسنجی صادرات گاز از طریق خط لوله جهت صادرات به اروپا از طریق ترکیه

هزینه سرمایه (میلیارد ریال)	۸۲۶۰۰	۱۰۳۲۵۰		۱۲۳۹۰۰
هزینه عملیات	٪ ۳	٪ ٤		٪ ۵
قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران (به ریال)	۷۰۰	۸۰۰	۹۰۰	۶۳۱۰
حجم گاز(میلیارد مترمکعب در سال)	۳۵			
نرخ تورم (سالانه)	٪ ۲۵			
نرخ افزایش قیمت گاز خریداری شده	٪ ۱۰			
نرخ تنزیل	٪ ۲۸			
هرمترمکعب Cent قیمت گاز صادراتی	٤۰	٤۵		۵۰
نرخ ارز جهت صادرات گاز (ریال هر دلار)	۳۰۰۰۰			
نرخ افزایش سالانه قیمت گاز جهت صادرات	٪ ٤,۰			

منبع : یافته‌های پژوهش

۱۱- جمع بندی نتایج سناریوها

براساس ده سناریو بدست آمده که شامل؛ یک سناریوی اصلی که براساس هزینه سرمایه ۱۰۳۲۵۰ میلیارد ریال، هزینه عملیات ٤٪، قیمت گاز خریداری شده از شرکت ملی گاز ایران به مبلغ ۷۰۰ ریال در هر مترمکعب گاز جهت صادرات از طریق خط لوله و قیمت فروش گاز صادارتی ٤۵ سنت در هر متر مکعب در مرز بازرگان، دو سناریوی کاهش و افزایش ۱٪ (۳٪ و ۵٪) در هزینه عملیات، دو سناریوی کاهش و افزایش ۲۰٪ در هزینه سرمایه گذاری، دو سناریوی افزایش و کاهش ۵ سنت (٤۰ و ۵۰ سنت) قیمت فروش گاز به کشورهای اروپایی، دو سناریوی افزایش ۱۰۰ و ۲۰۰ ریالی(۸۰۰ و ۹۰۰ ریال)به قیمت گاز خریداری شده و همچنین سناریوی نهایی که نقطه سربه سر قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران جهت صادرات می‌باشد که براساس محاسبات مبلغ ۶۳۱۰ ریال می‌باشد. این نتایج که طرح را از نظر اقتصادی با دارا بودن نرخ بازده داخلی ۸۹,۷۵٪ و ارزش فعلی ۶۳۹۶۰۰ میلیارد ریال طرحی مطلوب و قابل پذیرش ارزیابی می‌گردد. با افزایش ریسک پروژه و انجام محاسبات هزینه سرمایه گذاری پروژه با افزایش ۲۰٪ پروژه علی رغم کاهش سود نسبت به سناریوی اصلی کماکان در سطح مطلوبی از بازده قرار داشته و از نظر اقتصادی طرحی جذاب محسوب

Archive of SID

www.SID.ir

می‌گردد. از سوی دیگر افزایش قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران در هر دو سناریوی مورد نظر طرح را از نظر سوددهی در سطح بسیار مطلوبی قرار می‌دهد، در حالیکه اثر کاهش قیمت فروش گاز صادراتی از ٤٥ سنت به ٤٠ سنت در هر مترمکعب موجبات گرایش بیشتر خریداران اروپایی را به پروژه مذکور فراهم می‌کند، همچنین اثر افزایش قیمت فروش گاز ایران بر نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص پروژه را از ٦٣٩٦٠٠ میلیارد ریال در سناریوی مرجع به ٧٣٨١٩٤ میلیارد ریال افزایش داده و جذابیت آنرا برای سرمایه گذاران و تامین کنندگان مالی پروژه افزایش می‌دهد از سوی دیگر افزایش قیمت گاز شرکت ملی گاز ایران به ۹۰۰ ریال در هر متر مکعب در دو حالت مورد بحث قابل بررسی است. حالت نخست وضعیتی است که اثر افزایش قیمت مزبور بر نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص پروژه اعمال شود. در این صورت نرخ بازده داخلی پروژه نیز از ۸۹,۷۵٪ در سناریوی مرجع به ۸۸,۷۷٪ خواهدرسید و ارزش خالص فعلی پروژه نیز از ٦٣٩٦٠٠ میلیارد ریال به ٦١٦٧٩٦ میلیارد ریال خواهد رسید. پروژه در این حالت نیزعلیرغم کاهش سوددهی نسبت به سناریوی مرجع ازنظر اقتصادی کماکان مطلوب وقابل پذیرش می‌باشد.

در نهایت جهت تعیین حداکثر قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران جهت صادرات (نقطه سر به سر قیمت خرید گاز) به اروپا می‌توان این قیمت را قیمتی در نظر گرفت که در آن نسبت فایده–هزینه[۳۲] پروژه برابر صفر گردد. قیمت مذکور ٦٣١٠ ریال در هر مترمکعب گاز صادراتی می‌باشد که امکان خرید گاز به قیمتی بالاتر از این قیمت با در نظر گرفتن ملاحظات مربوط به سودآوری تجاری طرح وجود ندارد. جدول ۳ نشان دهنده تغییرات بعمل آمده درمتغیرهای سناریوی مرجع می‌باشد.

Archive of SID

www.SID.ir

جدول۳ : تغییرات سناریوها براساس سناریوی مرجع

سناریوی تغییر هزینه سرمایه گذاری				
	NPV	IRR	B/C	دوره بازگشت سرمایه
هزینه سرمایه گذاری کمتر از ۲۰٪	۶۵۹۱۸۵	٪۹۹,۲۵	۲,۹	۵ سال
هزینه سرمایه گذاری اصلی	۶۳۹۶۰۰	٪۸۹,۷۵	۲,۶	۵ سال
هزینه سرمایه گذاری بیشتر از ۲۰٪	۶۲۰۰۱۴	٪۸۲,۳۹	۲,۳	۵ سال
سناریوی تغییر هزینه عملیات				
	NPV	IRR	B/C	دوره بازگشت سرمایه
هزینه عملیات ۳٪	۶۵۷۱۰۱	٪۹۰,۰۸	۲,۹	۵ سال
هزینه عملیات اصلی ۴٪	۶۳۹۶۰۰	٪۸۹,۷۵	۲,۶	۵ سال
هزینه عملیات ۵٪	۶۲۲۰۹۹	٪۸۹,۴۱	۲,۳	۵ سال
سناریوی تغییر قیمت خرید گاز از شرکت ملی گاز ایران				
	NPV	IRR	B/C	دوره بازگشت سرمایه
قیمت خرید گاز ۷۰۰ ریال	۶۳۹۶۰۰	٪۸۹,۷۵	۲,۶	۵ سال
قیمت خرید گاز ۸۰۰ ریال	۶۲۸۱۹۸	٪۸۹,۲۶	۲,۴	۵ سال
قیمت خرید گاز ۹۰۰ ریال	۶۱۶۷۹۶	٪۸۸,۷۷	۲,۳	۵ سال
قیمت خرید گاز ۶۳۱۰ ریال	۰,۰	٪۲۸	۰,۰	۷سال
سناریوی تغییر قیمت فروش گاز به کشورهای اتحادیه اروپا				
	NPV	IRR	B/C	دوره بازگشت سرمایه
قیمت فروش ۴۰ سنت هرمترمکعب	۵۴۱۰۰۶	٪۸۴,۳۷	۲,۲	۵ سال
قیمت فروش ۴۵ سنت هرمترمکعب	۶۳۹۶۰۰	٪۸۹,۷۵	۲,۶	۵ سال
قیمت فروش ۵۰ سنت هرمترمکعب	۷۳۸۱۹۴	٪۹۴,۶۵	۳,۰	۵ سال

منبع : یافته‌های پژوهش

۱۲- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

از آنجا که این طرح جهت امکانسنجی اقتصادی سرمایه گذاری بخش خصوصی در خط لوله صادرات گازطبیعی ایران به ترکیه جهت صادرات به اروپا توسط بخش خصوصی داخلی پرداخته شده و همچنین تاکنون بخش خصوصی داخلی در این زمینه قراردادی منعقد ننموده است، به ترتیب تمامی هزینه‌ها جهت سرمایه گذاری را براساس زمان حال از نظر اقتصادی و سیاسی (تحریمها) با توجه به اطلاعات واصله از کارشناسان شرکت ملی گاز ایران برآورد نموده و همچنین هزینه‌های سرمایه را براساس شرایط برداشته شدن تحریمها و یا شدیدتر شدن تحریمها مورد سنجش قرارداده و همچنین برهمان اساس هزینه‌های عملیاتی را حداکثر و حداقل نموده و قیمت خرید گاز طبیعی از شرکت ملی گاز ایران را در نظر گرفته‌ایم و همچنین نقطه سربه سر خرید گاز از شرکت ملی گاز را در نظر گرفته و قیمت فروش گاز جهت صادرات را براساس اطلاعات با نوسانات متفاوت سنجیده تا بتوانیم پروژه را از نظر اقتصادی و سودآوری طرح توجیه نماییم، پروژه صادرات گازطبیعی از طریق خط لوله را با مشخص بودن هزینه‌های سرمایه گذاری و هزینه‌های عملیاتی و قیمت گاز خریداری شده از

Archive of SID

www.SID.ir

شرکت ملی گاز ایران مورد محک قرار داده با توجه به نتایج بدست آمده از نرخ بازده داخلی طرح نشان می‌دهد که صادرات گاز ایران از طریق خط لوله به اروپا از طریق ترکیه کاملاً توجیه اقتصادی دارد.

در نهایت مهمترین پیشنهادی که می‌توان به آن اشاره نمود:

- بررسی بازارهای هدف، طرق مختلف و انتخاب روشهای بهینه جهت انجام صادرات گازطبیعی ایران در جهان.

منابع

۱. طباطبایی مرادی، سیدشهاب، مقایسه آماری صنعت گاز طبیعی در دو کشور ایران و روسیه در پایان سال ۲۰۱۲ میلادی، ماهنامه علمی – ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز شماره ۱۰٤، ۱۳۹۲

۲. شیروی عبدالحسین، پروژه‌های ساخت، بهره برداری و انتقال (B.O.T)، سفیدنامه، شماره ۲٦،۱۳۸۰

۳. احمدیان مقدم، فرید، بررسی جنبه‌های حقوقی قراردادهای(B.O.T)، دانشگاه قم، پایان نامه، ۱۳۸۰

٤. رشیدی، ویدا و جوان، افشین و رام، منصوره. "برآورد منافع حاصل از ترانزیت گازطبیعی از طریق خط لوله در مقایسه با واردات– صادرات گاز کشور ایران"، فصل نامه ی مطالعه اقتصادی انرژی، سال نهم، شماره ۳۵، صفحات ۹۹ – ۷۵، (زمستان ۱۳۹۱)

۵. مجله اقتصاد، شماره هفتم، اردیبهشت ۱۳۹۱

٦. سایت الکترونیکی شرکت ملی نفت ایران www.NIOC.IR

۷. سایت الکترونیکی کتابخانه شرکت ملی نفت ایران www.nioclibrary.ir

۸. سایت الکترونیکی موسسه مطالعات بین المللی انرژی وزارت نفت www.iiesj.ir

۹. سایت الکترونیکی ماهنامه علمی – ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز http://ekteshaf.naft.ir

۱۰. سایت الکترونیکی کانون تفکر جوانان صنعت نفت http://javanan.mop.ir

۱۱. سایت الکترونیکی توانیر www.wamp.tavanir.org.ir

۱۲.سایت الکترونیکی شرکت نفت بریتانیا(انگلستان) www.BP.com

۱۳. سایت الکترونیکی ww.ravanshadnia.com

Archive of SID

www.SID.ir

پی‌نوشت

۱.BP Statistical Review of World Energy June 2013

۲. Liquefied Natural Gas

۳. Net Present Value

٤. Internal Rate Of Return

٥. Eni

٦. Transmed

۷. Victor et al, 2006, 49

۸. Sicilian Channel

۹. CIS

۱۰. Victor et al, 2006, 140

۱۱. Sonatrach

۱۲. Joint Venture

۱۳. A.G.I.P

۱٤. Public – Private Partnership

۱٥. Value For Money

۱٦. ww.ravanshadnia.com

۱۷. Service Contract

۱۸. Build & Transfer

۱۹. Build, Operate and,Transfer

۲۰. Build,own,Operate and Transfer

۲۱. BuiLd,Own and Operate

۲۲. Own

۲۳. Build,own,Operate and Sell

۲٤. Build,Rent/Lease and Transfer

۲٥. Build,Transfer and Operate

Archive of SID

www.SID.ir

۲٦. RefurbLsh,Operate and Transfer

۲۷. Modernlze,Operate and Transfer

۲۸. Capital Expenditures

۲۹. Operating Expenditures

۳۰. Net Present Value

۳۱. Internal Rate of Return

۳۲. Benefit / Cost (B/C)

Archive of SID

www.SID.ir