ارزیابی اقتصادی صنعت ال .ان.جی(LNG)در میدان گازی پارس جنوبی

فرشاد ریاحی[1*]،رضا مسیبی بهبهانی[2] ،غلامحسین کاهید[3]،ناهید سلطانی فیروز[4]

[1]دانشگاه صنعت نفت،دانشکده نفت اهواز

اهواز،ایران

Farshad.riyahi@gmail.com

09356138164

[2]دانشگاه صنعت نفت،دانشکده نفت اهواز

دانشیار دانشکده نفت اهواز

اهواز،ایران

behbahani@put.ac.ir

09163187818

[3]دانشگاه صنعت نفت،دانشکده نفت اهواز

اهواز،ایران

kahid.petro@gmail.com

[4]دانشگاه صنعت نفت،دانشکده نفت اهواز

اهواز،ایران

nahid_soltani23@yahoo.com

09124679577

Archive of SID

www.SID.ir

چکیده

بنا به گزارشی که تا پایان سال 2010 وجود دارد،میزان ذخایر گازی جهان در حدود 187.1 تریلیون متر مکعب برآورد شده است.کشور ایران با 29.6 تریلیون متر مکعب و با سهم 15.8 درصد از کل ذخایر گاز جهان ، بعد از روسیه ،دومین منبع گازی جهان محسوب می‌شود.بهره مندی از ذخایر گسترده گاز طبیعی به عنوان سوخت پاک،افزون بر رفع نیاز داخل،می تواند در زمینه های دیگری از جمله صادرات مورد توجه قرار گیرد.به همین خاطر ،ایران در یک موقعیت ممتاز و کم نظیری ارزیابی می شود که می تواند نقش عمده ای در بازار جهانی LNG داشته باشد.که با توجه به وجود بزرگترین میدان گازی جهان "پارس جنوبی"در ایران برنامه ریزی هایی جهت استفاده از 3 فاز آن جهت تولید LNGصورت گرفته است.در این مقاله ضمن بررسی بازار جهانی LNG ، قابلیت وجود ایران در بازار جهانی LNG بررسی می شود وهمچنین تولید و صادرات LNG در ایران از نظر اقتصادی و با رویکرد ویژه به میدان گازی پارس جنوبی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

کلمات کلیدی: ال ان جی(LNG)، میدان گازی پارس جنوبی،اقتصاد،گاز طبیعی،ایران

Archive of SID

www.SID.ir

1- مقدمه

گاز طبیعی مایع شده (LNG)، مایعی است روشن و بدون رنگ و بو که بخش اعظم آن (95٪) از گاز متان تشکیل شده است و از سردسازی گاز طبیعی در دمای 161- درجه سانتیگراد به دست می‌آید. در این تبدیل، حجم گاز به $\frac{1}{600}$ تقلیل می‌یابد. از این رو می‌توان آن را به صورت مایع برای عرضه به بازارهای دوردست و در فواصلی که امکان ارسال آن از طریق خط لوله میسر نیست، حمل نمود. ترکیبات موجود LNG بر اساس درصد مولی در جدول (1) آورده شده است.

جدول 1- ترکیبات موجود در LNG بر اساس درصد مولی [1]

ترکیبات	سهم (درصد)	
	حداقل	حداکثر
متان	83	99/8
اتان	0	14
پروپان	0	4
بوتان	0	2/5
نیتروژن	0	1/3

اساس روش‌های مختلف تولید LNG، سردسازی گاز طبیعی تا دمای 161- درجه سانتیگراد در فشار اتمسفریک است. در همه این روش‌ها، گاز طبیعی پس از خروج از مخزن و جداسازی مایعات گازی و طی مراحل نم‌گیری و سولفورزدایی، ابتدا تا دمای 35- درجه سانتیگراد سرد شده و سپس وارد بخش مایع‌سازی می‌گردد. در این فرایند، گازطبیعی طی تبادل حرارت با یک سیال مبرد، تا دمای 161- درجه سانتیگراد سرد شده و به حالت مایع در می‌آید. عمل سردسازی سیال مبرد بر اساس پدیده ژول تامسون اتفاق می‌افتد، بدین صورت که با عبور سیال از یک شیر انبساطی و کاهش فشار ناگهانی، دمای سیال مبرد نیز ناگهان افت می‌یابد. گاز پس از تبادل حرارت با سیال مبرد، توسط کمپرسورهایی با توربین‌های گازی بسیار بزرگ متراکم می‌گردد [1]. هر یک میلیون تن LNG معادل 1/38 میلیارد متر مکعب (48/7 میلیارد فوت مکعب) گاز طبیعی و یا 1/23 میلیون تن نفت خام (8/68 میلیون بشکه) می‌باشد.

1-2- تاریخچه LNG

اولین تجربه مایع سازی گاز به قرن 19 میلادی برمی‌گردد که دانشمند انگلیسی مایکل فارادی انواع مختلف گاز و گاز طبیعی را به صورت مایع درآورد. اولین واحد LNG در سال 1912 در ویرجینیای غربی ساخته شد و اولین واحد تجاری در 1941 در کلیولند

Archive of SID
www.SID.ir

واقع در ایالت اوهایو به بهره‌برداری رسید. اولین محموله LNG به حجم 5000 متر مکعب در سال 1959 از لوییزیانا به جزیره Canvey در انگلیس حمل گردید. در سال‌های 1972 تا 1990 تجارت LNG توسعه یافته و تولید این فرآورده در برونئی، اندونزی، ابوظبی، مالزی، استرالیا آغاز شد. همچنین کشورهای کره، تایوان و آمریکا به جمع واردکنندگان این فرآورده پیوستند. در سال‌های 1994 تا 2000، کشورهای قطر، ترینیداد و نیجریه به مرحله بالندگی و تولید این فرآورده رسیدند. ظرفیت تولید واحدهای LNG در طول سال های مختلف به این شرح بوده است[1]:

- دهه 60 ، نیم تا 1 میلیون تن در سال
- دهه 70 تا 80 ، یک تا 1/5 میلیون تن در سال
- دهه 90 تا 2، میلیون تن در سال
- تا سال 2000، حدود 3 تا 5/3 میلیون تن در سال
- از سال 2004 ، حدود 5/5 تا 8 میلیون تن در سال

2- زنجیره عرضه LNG

یک پروژه موفق LNG به پروژه‌ای اطلاق می‌شود که بتواند اجزای مختلف زنجیره عرضه را از تولید کنندگان بالادستی گاز تا مصرف کننده نهایی گرد هم آورد. مجموعه فعالیت‌های مرتبط با یکدیگر که گاز طبیعی را به LNG تبدیل می‌نماید، زنجیره تولید LNG نامیده می‌شود که شامل مراحل عملیات اکتشافی (کشف ذخایر گازی و استخراج گاز)، مایع‌سازی، انتقال LNG توسط کشتی، و ذخیره‌سازی و تبدیل مجدد به گاز و ارسال با خط لوله به مصرف‌کننده می‌باشد [1].

2-1- بخش بالادستی

بخش بالادستی شامل استخراج، توسعه و تولید گاز قبل از مایع‌سازی می‌شود. همچنین برخی فعالیت‌های اولیه نظیر جداسازی مایعات را نیز در بر می‌گیرد. ذخایر گازی که به منظور تولید LNG مورد استفاده قرار می‌گیرند بایستی خصوصیات منحصر به فرد فیزیکی و اقتصادی را دارا باشد که عبارتند از:

1- ذخایر اثبات شده گاز بایستی به اندازه کافی زیاد باشد. به منظور عرضه یک میلیون تن LNG در سال به مدت 20 سال، حدود یک تریلیون فوت مکعب (28 میلیارد متر مکعب) ذخیره گازی مورد نیاز است. با احتساب گاز مصرفی و هدر رفته در زنجیره عرضه (بین 10 تا 15٪) و لحاظ نمودن میزان ذخایری که باید در پایان پروژه به منظور نگهداشت تولید در سطحی معین، در مخزن باقی بماند، پروژه 8 میلیون تن در سال LNG، حداقل 280 میلیارد متر مکعب ذخایر گازی اثبات شده نیاز دارد.

2- ذخایر گازی بایستی قادر باشند سطح معینی از تولید گاز را طی طول عمر پروژه که معمولاً 20 سال است، تضمین کنند.

Archive of SID
www.SID.ir

3- ترکیب گاز خوراک نیز دارای اهمیت زیادی است. مایعات همراه گاز (LPG و condensate) درآمدهای اضافی برای پروژه به همراه دارد، اما با فروش آن‌ها، درآمد خوبی کسب می‌شود که در اقتصاد طرح‌های LNG نقش تعیین‌کننده‌ای دارد. از طرف دیگر، ناخالصی‌های موجود در گاز، مانند دی اکسید کربن، جیوه و سولفید هیدروژن، و جداسازی آن‌ها، هزینه‌های اضافی را تحمیل خواهند کرد. خوراک یک واحد LNG را می‌توان از یک یا چند مخزن گازی در دریا یا ساحل تأمین کرد. به این ترتیب هزینه‌های بخش بالادستی، شامل تولید گاز، انتقال و فرآورش گاز می‌باشد.[6]

3.چشم انداز عرضه و تقاضای جهانی LNG

فرایند مایع سازی و تولید بیشترین میزان ظرفیت LNG ,از مسائل کلیدی در پروژه های LNGمی باشند.نوآوری و بهبود تکنولوژی منجر به افزایش میزان ظرفیت واحد LNG ازحدودا MPTA 0.4(میلیون تن در سال) ,که برای نخستین بار در الجزایر و در سال 1969 صورت پذیرفت به 3.9 میلیون تن در سال برای ظرفیت واحد LNG شد که اخیرا در مالزی آغاز شده است.در نتیجه هزینه های تولید LNGنسبت به چند دهه ی گذشته کاهش یافته است درحالی که میزان بهره وری بهبود یافته است. به عنوان مثال، کارخانه LNG عمان ،بهره برداری در حدود 92 درصد و سرمایه ای در حدود 200 دلار بر تن، در سال دارد که تقریبا 50 ٪ از هزینه ی قدیمیترین کارخانه ها می باشد. امروزه با بهبود فن آوری انتظارمیرود که میزان هزینه ی پروژه های LNG کاهش یابد و بتواند اقتصاد پروژه ها را همچون سال های گذشته بهبود بخشید. [5]

3-1.عرضه ی جهانی LNG

امروزه 12 تامین کننده فعال LNG در بازار عرضه ی جهانی وجود دارد.این کشور ها عبارتند از: ابوظبی (امارات متحده عربی)، عمان ، قطر ، آلاسکا ، استرالیا، برونئی، اندونزی، مالزی ، الجزایر ، لیبی ، نیجریه، ترینیداد و توباگو. جدول (2)

جدول (2) تامین کنندگان LNG در عر صه ی جهانی

کشور	نام پروژه	تعداد	طراحی ظرفیت محصولات (MTPA)	آغاز	مدرک مایع سازی
امریکا	Kenai	۱	۱.۵	۱۹۶۹	APCI
ترینیداد	Atlantic LNG	۱	۲.۳	۱۹۹۹	Cascade
الجزایر	Arzew GL1Z	۶	۸.۷	۱۹۷۸	APCI
الجزایر	Arzew GL2Z	۶	۸.۷	۱۹۸۱	APCI
الجزایر	**Arzew GL4Z(camel)**	۱	۰.۴	۱۹۶۴	Cascade
الجزایر	Skikda-GL1K	۳	۷.۴	۱۹۷۲	Teal/Prico
الجزایر	Arzew GL1Z	۳	۸.۷	۱۹۸۱	APCI
لیبی	**Marsa E1-Brega**	۴	۳.۱	۱۹۷۰	APCI
نیجریه	Bonny Island	۲	۹.۵	۱۹۹۹	APCI
نیجریه	Nigeria Train3*	۱	۳	۲۰۰۲	APCI
عمان	OLNG.Qalhat	۲	۶.۶	۲۰۰۰	APCI
قطر	**QatarGas(1st Project)**	۳	۷.۷	۱۹۹۷	APCI
قطر	**Rasgas(2nd project)**	۲	۶.۶	۱۹۹۹	APCI
قطر	**RasLaffan(3rd**	۲	۲.۵	۲۰۰۳	APCI

Archive of SID

www.SID.ir

	project				
ابوظبی	Das Island 1	۲	۵.۲	۱۹۷۷	APCI
ابوظبی	Das Island 2	۱	۵.۲	۱۹۹۴	APCI
استرالیا	NWS 1 & 2	۳	۵.۷	۱۹۸۹	APCI
برونئی	Lumut	۵	۲.۷	۱۹۷۲	APCI
اندونزی	**ArunPhase1/2/3(aceh**	۶	۳.۱۲	۱۹۸۶-۱۹۷۸	APCI
اندونزی	Bontang A-H	۸	۶.۲۱	۲۰۰۰-۱۹۷۷	APCI
مالزی	Bintulu MLNG1	۳	۶.۷	۱۹۸۳	APCI
مالزی	**Bingtulu MLNG2(dua)**	۳	۸.۷	۱۹۹۵	APCI
مالزی	**Bingtulu MLNG3(Tiga**	۲	۸.۶	۳-۲۰۰۲	APCI
مجموع ظرفیت			۳.۱۴۵		

با تو جه به داده های آماری تا پایان سال ۲۰۰۳ ظرفیت تولید طراحی جهانی حدود 3.145 میلیون تن در سال می باشد.

تخمین زده می شود که تا سال۲۰۱2ظرفیت کل مایع سازی گاز طبیعی در جهان ۱۹۶ میلیون تن در سال باشد و انتظار می رود که در سال ۲۰۲۰ به ۲۰۸,۲ میلیون تن در سال برسد(جدول3)[2]

(جدول3)پروژه های جدید LNG در جهان

کشور	نام پروژه	ظرفیت(MPTA)	آغاز
امریکا	Alaska North Slope	۷	N.A
بولیوی	Pacific LNG	۶.۶	۲۰۰۴
برزیل	Green LNG	۷.۲	۲۰۰۹
پرو	Camisea LNG	۰.۴	۲۰۰۶
ترینیداد	Atlantic LNG Expansion(T3)	۳.۳	۲۰۰۳
ترینیداد	Atlantic LNG Expansion(T4)	۸.۴	۲۰۰۶
ونزوئلا	Mariscal sucre LNG(north paria)	۷.۴	۲۰۰۷
نروژ	Snohvit	۲.۴	۲۰۰۶
روسیه	Sakhalin-2**	۶.۹	۲۰۰۷
ایران	Iran LNG	۸.۸	۲۰۰۸
ایران	Pars LNG	۸	۲۰۰۸
ایران	NIOC LNG	۱۰	۲۰۰8
ایران	Persian LNG	۶.۱۰	۲۰۰۸
عمان	Oman LNG(Ta)	۶.۳	۲۰۰۶
قطر	Rasgas-2(13)	۷.۴	۲۰۰۴
قطر	Rasgas-2(T4)	۷.۴	۲۰۰۵
قطر	Qatar Gas Debottle-Neck(T1-T3)	۸.۱	۲۰۰۷
قطر	Qatar Gas-2	۰.۱۵	۲۰۰۶-۷
قطر	Qatar Gas-3	۵.۷	۹-۲۰۰۸
یمن	Yemen LNG	۲.۶	۲۰۰۵
الجزایر	Arzew Expansion	۵.۴	NA.
آنگولا	Angola	۰.۴	۲۰۰۷
مصر	Egyptian LNG(T1)	۶.۳	Q۳/۲۰۰۵
مصر	Egyptian LNG(T2)	۶.۳	۲۰۰۶
مصر	BP/ENI	۳.۳	N.A

Archive of SID
www.SID.ir

مصر	Damietta	۰.۵	۲۰۰۴
مصر	West Damietta	۳.۳	N.A
گینه استوایی		N.A	۲۰۰۶
نیجریه	NLNG Plus(T4/5)	۰.۸	۲۰۰۵
نیجریه	NLG Plus(16)	۰.۴	۲۰۰۶
نیجریه	Brass River	۰.۵	۲۰۰۸
نیجریه	West Niger LNG	۰.۹	۲۰۰۸
برونئی	BLNG Expansion	۰.۴	۲۰۰۸
اندونزی	Tangguh	۰.۶	۲۰۰۶
اندونزی	Natuna	۰.۱۴	۲۰۰۷
اندونزی	Domggi	۰.۶	۲۰۰۷
استرالیا	NWS Expansion(15)	۰.۳	N.A
استرالیا	Gorgon	۰.۵	۲۰۰۷
استرالیا	Greater Sunrise	۰.۵	۲۰۰۹
استرالیا	Darwin LNG	۰.۳	۲۰۰۶
پاپائوگینه ی جدید	Hides	۰.۴	۲۰۰۴

3-2.تقاضای جهانی برای LNG

وارد کنندگان و مصرف کنندگان عمده ی LNG ،ژاپن، کره، تایوان و هند در آسیا، بلژیک ، فرانسه، یونان ، ایتالیا، پرتغال، اسپانیا و ترکیه در اروپا، ایالات متحده و پورتو ریکو در قاره امریکا میباشند.انتظار می رود که در آینده ی نزدیک چین، انگلستان، کانادا، مکزیک و برزیل به واردکنندگان بزرگ LNG در جهان بپیوندند.[7]

3-2-1.بررسی تقاضای LNG در آسیا

تقاضا برای LNG در آسیا در سال ۲۰۰۲ در حدود ۱.۷۷ تن بود.افزایش تقاضای ذکر شده به رشد مصرف LNGدر بازارهای در حال ظهور در هند و چین وابسته است.انتظار میرود که تقاضای LNGدر آسیا به سرعت در حال افزایش و رسیدن به۹۳.۱۱۳ تن در سال 2012و ۶۶.۱۲۳تن در سال ۲۰۱۵ باشد.جدول(4) میزان تقاضا در آسیا بزرگترین بازار جهانی LNG در حال و آینده را نشان میدهد.[4]

جدول(4)–پیش بینی میزان تقاضای LNG درآسیا

کشور	۲۰۰۲	۲۰۰۵	۲۰۱۰	۲۰۱۵
ژاپن	۹.۵۳	۹۸.۵۴	۹۳.۵۸	۵.۶۱
کره	۸.۱۷	۰۲.۲۱	۳۳.۲۶	۳۵.۳۳
تایوان	۴.۵	۷۸.۶	۸۷.۸	۰۱.۹
چین	۰	۲	۴.۶	۴.۶
هند	۰	۱.۷	۱.۱۲	۱.۱۲
فیلیپین	۰	۰	۳.۱	۳.۱
مجموع	۱.۷۷	۸۸.۹۱	۹۳.۱۱۳	۶۶.۱۲۳

Archive of SID

www.SID.ir

ژاپن یکی از وارد کنندگان سنتی LNGدر جهان است.در ژاپن قوانین برق و گاز در سال۱۹۹۵ اصلاح شد.در نتیجه این اقدام شرکت های خریدار, قراردادهایی انعطاف پذیر تر و با قیمت هایی پایین تر برای تامین کنندگان درنظرگرفتند.از سوی دیگر وجود تامین کنندگان مختلف LNGمیتواند رقابتهایی سفت و سخت را با قیمت های پایین ایجاد کند.اگر در کره تغییرات ساختاری در صنعت گاز رخ دهد وضعیتی مشابه ژاپن پیش بینی میشود اما با سرعتی کند تر.هند در حال برنامه ریزی چندین پایانه ی LNG میباشد و یکی از قویترین پتانسیل ها برای واردات LNG در آینده است.هند از صنعت LNGبه طور گسترده در تولید نیرواستفاده خواهد کرد.

3-2-2 .بررسی تقاضای LNG در اروپا و آمریکا

در تجارت LNG در اروپا با توجه به توسعه ی قراردادهای مختلف مانند نقطه ای,کوتاه مدت و انعطاف پذیر رشد چشمگیری وجود دارد.در سال ۲۰۰۲ میزان تقاضا در اروپا به۵۲.۲۸ میلیون تن در سال رسید که کشور اسپانیا بیشترین میزان تقاضای LNG در حدود۹۴.۸ میلیون تن در سال را داشت.

با این حال پیش بینی میزان تقاضا برای LNGدر اروپا به دلیل افزایش صادرات گاز از روسیه توسط خط لوله بسیار پیچیده میباشد. در سال ۲۰۱2ممکن است کشورهای اروپایی در حدود ۵۴ تا ۵۵ تن واردات LNGداشته باشند.بریتانیا نیز تقریبا به یکی از پتانسیل های وارد کننده LNG تبدیل خواهد شد.و همینطور برای قاره ی امریکا, ایالات متحده ی امریکا هم واردکننده و هم صادر کننده ی LNG میباشد.LNG در طول ۳۰ سال گذشته در کنای و آلاسکا تولید وبه ژاپن صادر شده است که این میزان در حدود ۳.۱تن در سال ۲۰۰۲ میباشد.

درحال حاضر چهار پایانه ی واردات LNGدر ایالات متحده امریکا وجود دارد:

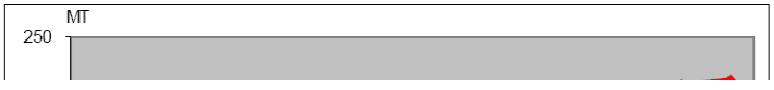
.Cove Point, Elba Island- Everett - Lake Charle

پیش بینی میشود که این چهار پایانه ی واردات LNG درامریکا ماکسیمم ظرفیتی در حدود۲۶ میلیون تن در سال و مینیمم ظرفیتی در حدود میلیون تن در سال ۹.۱۸ داشته باشد.

.تمامی این چهار ترمینال یا به تازگی به اتمام توسعه یا برنامه ریزی برای گسترش ظرفیتregasification خود در سال۲۰۰۶ پرداخته اند. پیشنهادهای متعددی برای ساخت ترمینال جدید regasification LNG در شمال امریکا طی دهه آینده وجود دارد.درسال ۲۰۱2 پروژه های LNG میتواند در خلیج مکزیک,باهاما(از طریق خط لوله به فلوریدا)سواحل دریای امریکا,ساحل غربی مکزیک(با عرضه به جنوب غربی یا کالیفرنیا)و ایالات متحده ی امریکا و سواحل شرقی کاناداصورت پذیرد..تقاضا برای LNG در امریکا در سال ۲۰۰۲در حدود ۷۳.۴ میلیون تن در سال بود که انتظار میرود این میزان به سرعت به ۷۷.۲۱ میلیون تن در سال ،در سال ۲۰۱2افزایش یابد که به دلیل استفاده ی گسترده از LNGدرتولید برق خواهد بود.

ظهور بازارهای جدید در کشورهای امریکای لاتین مانند برزیل,که در آن سه پایانه تاسیس شده است از اهمیت زیادی برخوردار است. که تقاضای LNGبه ۴میلیون تن در سال ۲۰۰۵ رسیده و به ۱۰میلیون تن در سال۲۰۱2 افزایش یافته است.شکل(۱)چشم انداز عرضه و تقاضا را در جهان به وضوح نشان میدهد.با توجه به مطالب ذکر شده,شاهد یک فاصله میان عرضه و تقاضای LNG هستیم.

.شکل(۱)چشم انداز عرضه و تقاضا در جهان



Archive of SID
www.SID.ir

4-.پروژه ی LNG در ایران

اولین طرح پروژه ی LNGایران درپروژه ی Kalingasبود که بر پایه ی توافق نامه سال 1972 بین شرکت ملی گاز ایران و یک گروه از صنایع سنگین میتسوبیشی برای تولید و صادرات به ژاپن و ساحل غربی ایالات متحده بین 2 و 3 میلیون تن در سال، LNG از میدان گازی کنگان انجام شد. سرمایه گذاری کلی تسهیلات ساحلی در حدود 1 میلیارد دلار برآورد شد وبه مقدار دو برابرباید به آن اضافه شود که شامل سرمایه گذاری حمل و نقل میشود(1972 دلار امریکا)

انتظار میرفت که پروژه ی Kalingas در اوایل سال ۱۹۸۰ جریان یابد,اما انقلاب اسلامی و جنگ ایران و عراق سبب شد که این پروژه متوقف گردد.. میدان گازی پارس جنوبی دور از ساحل، بزرگترین میدان گازی در جهان است که در ۲۸ مرحله توسعه یافته است.. طرح توسعه فازهای ۱۱ تا ۱۳ برای پروژه های LNG اختصاص داده شده است. در جریان تصویب اجرای چهارطرح LNG توسط پارلمان ایران ، فازهای ۱۱ ، ۱۲ و ۱۳ پارس جنوبی به پروژه هایLNG ایرانی اختصاص داده شده اند [3]جدول (5)

جدول (5) پروژهLNG در ایران

پروژه	ظرفیت(MTPA)	سهام داران		آغاز
IRAN LNG	۸.۸	NIOC	%۵۰	۲۰۰۸
		BP	%۲۵	
		Reliance	%۲۵	
Pars LNG	۸	NIOC	%۵۰	۲۰۰۸
		Total	%۳۰	
		Petronas	%۲۰	
Persian LNG	۶.۱۰	NIOC	%۵۰	۲۰۰۸
		Shell	%۲۵	
		Repsol	%۲۵	

Archive of SID
www.SID.ir

۲۰۰۷	%۱۰۰	NIOC	۱۰	NIOC LNG

4-1)تحلیل وبررسی سود و هزینه ی کارخانه های LNGدر ایران

برای تخمین هزینه های تولید,استفاده از مدل سود-هزینه بسیار مفید است.در زیر فرضیاتی برای الگوهای هزینه ی تولید کارخانه های LNG آورده شده است:

Capex=۲۴۰دلار در تن برای ۲آزمایش با ظرفیت ۱۰ میلیون تن در سال (از جمله مخازن,پورت...)

Capex=۲۵۵ دلار در تن برای ۲آزمایش با ظرفیت ۸ میلیون تن در سال (از جمله مخازن,پورت...)

Opex=۳ درصد از Capex(شامل بیمه ,هزینه ی تعمیر و نگهداری,هزینه های متفرقه)

دوره ی ساخت کارخانه های LNG=۴سال

تورم=۲ درصد در هر سال

طول دوره ی پروژه= ۲۵ سال

استهلاک= ۵ درصد Capex

دوره ی ساخت=۳سال (۵۰٪,۷۰٪,۹۰٪) به عنوان نتیجه ی تنگنا در بازار

بدهی/حقوق صاحبان سهام=۷۰/۳۰ (نرخ بازده۸٪ و پرداخت ها به مدت ۱۰ سال)

ارزش گاز خوراک=۷.۰ دلار در هر میلیون BTU

ویژگی های گاز = ویژگی های گاز پارس جنوبی

Archive of SID

www.SID.ir

محل کارخانه ها و واحدها = تنبک (حومه ی عسلویه)

POR = ۱۰٪

تولید با ۲ آزمایش (تعداد تولید سالیانه ۸ تن یا ۱۰ تن)

مقدار به دست آمده در این محاسبه هزینه های تولید LNG در ایران و نرخ بازده داخلی (IRR) برای یک واحد مایع سازی معمولی را نشان می دهد.

هزینه ی نهایی که شامل هزینه ی اولی و حمل و نقل میباشد در صورتی که هزینه های حمل و نقل در نظر گرفته شود میتواند به آسانی محاسبه شود.جدول(6) هزینه های محاسبه شده از تولید LNGرا برای هر سناریو نشان میدهد.

جدول(6)-هزینه ی تولید برای واحد تولیدLNG در ایران

(حداقل قیمت FOB برای بازار مدیترانه در حدود.MMBTU/۷۵,۱$ درنظر بگیرید)

سناریوهای تولید	ظرفیت (MTPA)	هزینه ی تولید ($/million BTU)	IRR
سناریو ی اول(اصلی)	۱۰(۲آزمایش)	۱۹.۱	۱۴٪
سناریوی دوم	۸(۲آزمایش)	۲۴.۱	۱۲٪
صرفه جویی در هزینه های اقتصادی با مقیاس در هر واحد هزینه		۰۳.۴	

نرخ بازده داخلی در سناریوی اول, انتخاب ظرفیت بهینه برای تولید با درنظر گرفتن به طور متوسط حداقل قیمت FOB رابیان میکند.

جدول (7) و شکل (2) حساسیت تحلیل ها و بررسی ها برای این مطالعه را نشان می دهد.

جدول (7)حساسیت تحلیل ها و بررسی ها برای پروژه های LNGدر ایران

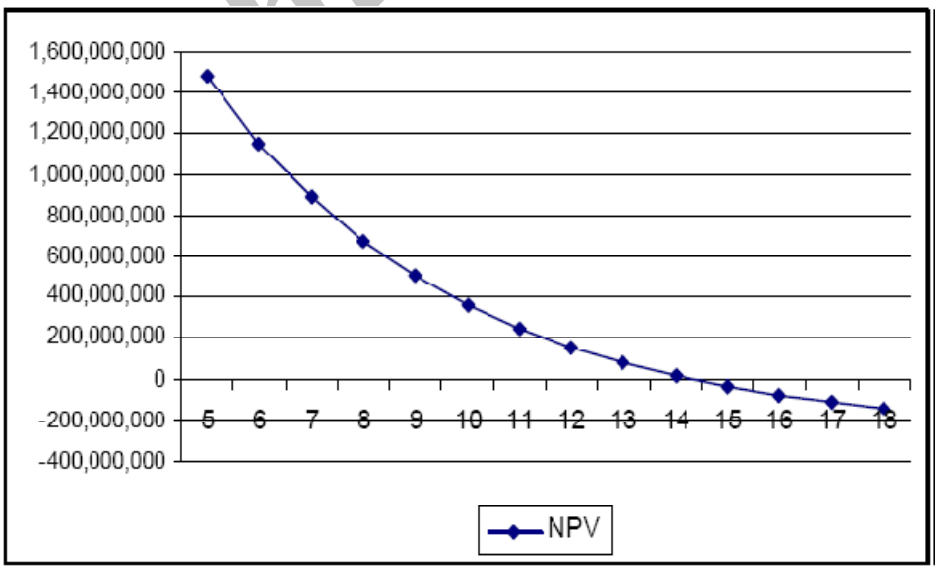
NPV	ROR
۲۲۴۸۶۵۱۴۶۵	%۵
۱۸۳۵۰۱۹۶۶۳	%۶
۱۴۹۸۴۷۶۳۷۹	%۷

Archive of SID
www.SID.ir

۱۲۲۳۳۸۲۶۰۰	%۸
۷.۹۹۷۵۱۱۸۴۳	%۹
۷.۸۱۱۲۶۰۶۰۶	%۱۰
۴.۶۵۷۰۵۰۴۷۰	%۱۱
۵.۵۲۸۸۷۳۴۱۳	%۱۲
۴۲۱۹۴۴۵۷۳	%۱۳
۷.۳۳۲۴۳۵۹۵۱	%۱۴
۹.۲۵۷۲۷۱۳۴۷	%۱۵
۸.۱۹۳۹۶۷۷۸۰	%۱۶
۴.۱۴۰۵۱۲۳۶۲	%۱۷
۰۸.۹۵۲۶۶۳۰۴	%۱۸

Archive of SID

شکل (2) –حساسیت محاسبات برای پروژه های LNGدر ایران(سناریوی اول)



www.SID.ir

جدول(8)-حساسیت محاسبات برای Capex,IRR و هزینه واحد (سناریوی اول)

هزینه ی واحد ($ per ton)	IRR(%)	Capex ($ per ton)
۱۱.۱	۲۰	۲۱۰
۱۲.۱	۱۹	۲۱۵
۱۴.۱	۱۸	۲۲۰
۱۵.۱	۱۷	۲۱۵
۱۷.۱	۱۶	۲۳۰
۱۸.۱	۱۵	۲۳۵
۱۹.۱	۱۴	۲۴۰
۲۱.۱	۱۳	۲۴۵
۲۲.۱	۱۳	۲۵۰
۲۴.۱	۱۲	۲۵۵
۲۵.۱	۱۱	۲۶۰
۲۶.۱	۱۰	۲۶۵
۲۸.۱	۹	۲۷۰
۲۹.۱	۹	۲۷۵
۳۱.۱	۸	۲۸۰

هزینه ی حمل و نقل یکی از مهم تریم مراحل زنجیره ی LNGمیباشد که بخش عظیمی از هزینه ها را در بر میگیرد.محاسبه ی هزینه های حمل و نقل LNG برای برآورد قیمت LNGایران در عرضه به بازار جهانی ضروری میباشد.

هزینه ی حمل و نقل LNG از عسلویه به بنادر مختلف جهان در جدول (9)نشان داده شده است.این هزینه براساس کشتی های ۱۳۸۰۰۰متر مکعبی با سرعت ۲۰-۱۹مایل در ساعت‌می باشد..هریک حامل های LNG, ۱۷۰ میلیون دلار درنظر گرفته میشود.

جدول (9) تخمین هزینه های حمل و نقل LNGاز عسلویه به پورت های مختلف

هزینه ی حمل و نقل ($ per million BTU)	مسافت (مایل)	پورت	کشور
۰۳.۱	۶۴۸۰	Tokyo	ژاپن
۹۳.۰	۶۱۲۰	Inchon	کره
۸۰.۰	۵۱۹۰	Kaohsiung	تایوان
۸۸.۰	۵۸۰۰	Shanghai	چین
۷۹.۰	۵۱۰۰	Guangzhou	چین
۲۶.۰	۱۲۶۰	Dabhol	هند
۴۷.۰	۲۸۱۰	Kakinada	هند
۴۳.۰	۲۵۹۰	Chaennai	هند
۷۲.۰	۴۶۲۰	Barcelona	اسپانیا
۹۵.۰	۶۲۴۰	Zeebrugge	بلژیک

در جدول (10)حداقل هزینه ی کل تولید LNGدر کشورهای مختلف بر اساس سناریوی اصلی نشان داده شده است.[3]

جدول(10)-هزینه ی نهایی تولید و انتقال LNG(سناریوی اول)

Archive of SID
www.SID.ir

کشور	پورت	هزینه ($ per million BTU)
ژاپن	Tokyo	۲۲.۲
کره	Inchon	۱۲.۲
تایوان	Kaohsiung	۹۹.۱
اسپانیا	Barcelona	۹۱.۱
هند	Chennai	۶۲.۱
بلژیک	Zeebrugge	۱۴.۲

4-2.چالش در پروژه های LNG ایران

4-2-1.تامین مالی پروژه

نبود بودجه ی کافی و سرمایه ی مالی یکی از موانع مهم در انجام پروژه های LNG در ایران میباشد.

4-2-2.تحریم از سوی مجوز دهنده ی اصلی برای تهیه ی تجهیزات خنک کننده

رابطه ی بین امریکا با ایران موجب به وجود آمدن تحریم هایی بر علیه ایران شده است که این تحریم ها مانع فعالیت و مشارکت ایران با کشورهای دارای تکنولوژی مورد نظر و به خصوص تجهیزات و فرآیند های مایع سازی شده است.در این راستامجوزدهندگان اصلی کاملا حذف شدند اما با این وجود همچنان برخی از کشورهای دیگر به همکاری خود با ایران در پروژه های LNGادامه دادند.بسیاری از این شرکت ها به دلیل نداشتن تجربه ی کافی در تمرین برنامه های پیشنهادی خود ممکن است عامل خطر تکنولوژی LNGرا بالا ببرند.از سوی دیگر,ارائه ی مجوز و سایر خدمات اصلی مایع سازی با قیمت های گزاف باعث تغییر میزان برآورد اقتصادی و سود اولیه میشود.

4-2-3.آزاد سازی در صنعت گاز برای کشورهای مصرف کننده و سقوط احتمالی قیمت گاز در کوتاه مدت

تغییرات اخیر در صنعت انرژی از جمله صنعت گاز در کشورهای مصرف کننده یکی دیگر از عوامل تاثیر گذار دراین زمینه می باشد.افزایش در چنین تغییراتی که عبارتند از بی قاعده سازی و آزاد سازی در زمینه ی انرژی در کشورهای مصرف کننده منجر به ارزش گذاری گاز بر اساس تعادل عرضه و تقاضا شده است,که انتظار میرود باعث کاهش قیمت LNGبه خصوص در بازار شرق دور بشود.با این حال این تغییرات موجب افزایش تقاضا برای گاز طبیعی به خصوص در صنعت میشود.در نهایت ,توافق درمورد وابستگی متقابل میان عرضه کنندگان بالادست و پایین دست از چالش برانگیز ترین مسائل در معاملات LNGدر ایران است.اگرچه بر اساس قراردادشرکت ملی نفت ایران اپراتور باید کلیه عملیات را پس از دوره بهبود هزینه ها و هزینه پاداش به شرکت ملی نفت انتقال دهد.با این حال پروژه های LNGبه وابستگی متقابل در طول مدت اجرا برای امنیت جریان گاز به واحد کارخانه که هم برای تامین مالی و هم برای بازاریابی LNGاست نیاز دارد.عامل مشاوره خدمات قراردادها(JOAC)برای به تعادل رساندن بخش های بالادست و پایین تحت بررسی است.

4-3.فرصت های برای پروژه های LNGدر ایران

Archive of SID
www.SID.ir

خوشبختانه فرصت های بزرگی برای ایران به منظور ایفای نقش موثر در بازار جهانی گاز وجود دارد.خوراک گاز ارزان و در دسترس برای پروژه های گازی به خصوص میدان گازی پارس جنوبی یک انگیزه ی بزرگ برای سیاست گذاران به منظور تمرکز بر صادرات گاز به صورت LNGبا ماهیت سودآور و اقتصادی است.از سوی دیگر,بهترین موقعیت ژئوپلتیک از حمل و نقل LNGو دسترسی داشتن به آبهای بین المللی برای رسیدن به پورت های LNGدر اروپا و خاور دور یک موقعیت استراتژیک است.در نهایت,با توجه به افزایش تقاضای LNGدر جهان پس از ۲۰۱۰به خصوص در بازارهای جدید در حال ظهور,اهمیت صنعت LNGدر ایران مشخص میشود.

5.نتیجه گیری

ایران دارای ذخایر عظیم گاز طبیعی میباشد و استفاده از تجهیزات و تکنولوژی LNGاین کشور را قادر به صادرات گاز به بازارهای مختلف جهانی میسازد.با این حال,با توجه به آنچه پیش تر مورد بحث قرار گرفت,باید به شرایط تولید و پیوستن به بازار جهانی LNGتوجه ویژه ای شود.عدم توجه به هریک از عوامل فوق سبب کاهش چشمگیر سود در تبدیل گاز طبیعی به LNGدر کشور خواهد شد.فن اوری های اعمال شده در فرآیند مایع سازی و تولیدLNGدارای اهمیت زیادی میباشد,اما اعمال فن آوری های تست نشده تا زمانی که خطرات در تکنولوژی و در سرمایه گذاری را کاهش ندهد پیشنهاد نمیشود.کاملا ضروریست که به برنامه ریزی و استراتژی برای بازاریابی بین المللی در صادرات گاز بپردازیم.به منظور جلوگیری از سقوط در قیمت گاز طبیعی با توجه به دلایل ذکرشده ,ایران میتواند با سایر تولید کنندگان از جمله تولیدکنندگان LNGدر منطقه ی خلیج فارس همکاری کند.

Archive of SID

منابع

[1]مسیبی بهبهانی-رضا،آتش روز- احسان،مبانی فراوری و انتقال گاز طبیعی،تهران،انتشارات ایپز،1389.

[2]- "The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook", U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Washington DC, December 2003.
[3]- Pre-Feasibility Study of LNG projects in Iran, Siamak Adibi, Azad University /Tehran Jan 2003.
[4]- "LNG Market at A Turning Point and Japan's Options", Yasuhiro Koide, Institute of Energy Economics, Japan May 24, 2000.
[5]- "Fundamentals of the global LNG industry", Petroleum Economist, London, 2001.
[6] - "BP Statistical Review of World Energy", Bp Co, June 2003.

[7]- "LNG Technology, A GAS ECONOMY BRIEF", www.bpgaseconomy.com

www.SID.ir