دریافت مقاله: ۸۷/۳/۲۱
پذیرش مقاله: ۸۷/۶/۱۷

ارزیابی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری صادرات گاز از طریق خط لوله

(مطالعه موردی: خط لوله ایران ـ پاکستان ـ هند)

غلامعلی رحیمی[۱]

چکیده

افزایش سریع تقاضای گاز سبب شده است تا بازار گاز از بازار خریداران به بازار فروشندگان تبدیل شود، که بدین ترتیب مساله قیمت گاز بیش از پیش حائز اهمیت بوده و کارشناسان مختلف بحث‌های متفاوتی در این باره مطرح می‌کنند. روش‌های مختلفی بر پایه مسایل نظری و اصول تجارت برای قیمت‌گذاری گاز طبیعی در جهان تعریف شده است که تنها برخی از آنها در حال حاضر کاربردی هستند و برخی دیگر در حد یک نظریه باقی مانده‌اند. اغلب صادرکنندگان گاز تمایل دارند که قیمت گاز صادراتی آنها معادل ارزش بازاری نفت‌خام بوده و یا اینکه حداقل، تغییرات قیمت گاز هماهنگ با تغییرات قیمت نفت‌خام باشد، زیرا این امر مشوقی جهت گسترش طرح‌های توسعه‌ای گاز خواهد بود. به‌همین دلیل در کشورهای اروپایی، شاخص قیمت‌های گازطبیعی مایع‌شده آسیا و اقیانوسیه بر اساس قیمت‌های نفت‌خام محاسبه می‌شود. این مسأله برای ژاپن بزرگترین واردکننده LNG نیز صادق است. در بلندمدت انتظار می‌رود تقاضای گازطبیعی در قیاس با سایر منابع سوختی، افزایش چشمگیری داشته باشد. لذا پیش‌بینی می‌شود در آینده، روند صعودی قیمت‌های گازطبیعی ادامه یابد.

بررسی روند قیمت‌گذاری گازطبیعی نشان می‌دهد که قیمت گازطبیعی ـ به استثنای LNG ـ در بسیاری موارد کمتر از قیمت سایر انرژی‌های جایگزین (نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی) است. تجارت گاز نسبت به تجارت نفت از دو ویژگی خاص برخوردار است:

۱. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، گروه پژوهشی مدلسازی و مطالعات بلندمدت انرژی، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، Alirahimigh2000@yahoo.com

۱. وابستگی شدید صادرکنندگان و واردکنندگان به یکدیگر به‌دلیل نبود فرصت ذخیره‌سازی حداقل برای دوره قرارداد و ۲. ریسک بالای سرمایه‌گذاری. با توجه به این دو ویژگی لازم است قیمت در قراردادها به‌گونه‌ای تنظیم شود که ضمن حفظ امنیت عرضه گاز، قیمت این فرآورده با تغییرات احتمالی در قیمت سایر سوخت‌ها به‌ویژه سوخت‌های رقیب، به گونه‌ای باشد که منافع عرضه‌کنندگان حفظ گردد. لذا تعیین ضریب همبستگی میان قیمت گازطبیعی و نفت‌خام، مقدار ثابت فرمول، محدوده کف و سقف قیمتی و نیز تعیین دوره بازنگری قیمت در فرمول قیمت‌گذاری گاز باید یکی از مهمترین اصول در مذاکرات مربوط به صادرات گاز قلمداد شود و قیمت گاز در سطوح رقابتی و همتراز با سایر بازارهای رقیب تعیین گردد.

در این مقاله مکانیسم قیمت‌گذاری گاز صادراتی کشور از طریق خط لوله، در مقایسه با سایر مکانیسم‌ها مورد مقایسه و ارزیابی قرار می‌گیرد و چالشهای فراروی آن تجزیه و تحلیل می‌گردد.

واژه‌های کلیدی: گازطبیعی، LNG، مکانیسم قیمت‌گذاری، صادرات گاز، خط لوله صلح، JCC، نفت‌خام برنت.

طبقه‌بندی JEL: Q41, Q32, Q31, O22, L11, L15, C65

۱. مقدمه

مراجع بین‌المللی انرژی نظیر آژانس بین‌المللی انرژی[1]، دپارتمان انرژی آمریکا[2] و دبیرخانه اوپک[3] در برآوردهای تفصیلی خود برای انواع حامل‌های انرژی اولیه، جهش قابل ملاحظه‌ای را در تقاضای آتی گازطبیعی پیش‌بینی و اعلام نموده‌اند، به‌طوری‌که متوسط نرخ رشد سالانه مصرف گازطبیعی را بین ۲ تا ۲/۳۶ درصد تخمین زده‌اند. بدین ترتیب تقاضای گازطبیعی از سریع ترین نرخ رشد مورد انتظار در مصرف انواع حاملهای انرژی برخوردار خواهد بود. به همین دلیل جایگاه گازطبیعی نیز ارتقاء یافته و از حدود ۲۳ درصد کنونی به ۲۷ تا ۲۸ درصد کل تقاضای انرژی جهان افزایش خواهد یافت.

در حال حاضر استفاده از گاز در بخش‌های مختلف اقتصادی بیشتر شده و تقاضا برای آن را افزایش داده است. با این‌که مصرف گاز به شدت رشد کرده ولی تولید داخلی گاز در اکثر کشورها از چنین شدتی برخوردار نبوده است. همچنین به دلیل اینکه اکثر

1. International Energy Agency, World Energy Outlook.
2. Energy Information Administration (EIA)
3. Opec World Energy Model

ذخایر زیر زمینی گازی دنیا دور از مراکز رو به رشد مصرف واقع شده‌اند و حجم ذخایر عرضه‌کننده گاز (که مجاور مراکز مصرف بوده‌اند) رو به کاهش گذاشته اند لذا بحث تجارت گازطبیعی در آینده به مراتب از اهمیت بیشتری برخوردار خواهد شد و حتماً تغییراتی در سرمایه‌گذاری‌ها صورت خواهد گرفت.

مناطق آسیای مرکزی، خلیج فارس و قفقاز دارای ذخایر عظیم گاز است. ایران با قرار گرفتن در مرکز بازار تولید و مصرف، در قیاس با دیگر کشورهای دارنده گازطبیعی، اقتصادی ترین، ایمن‌ترین و نزدیک‌ترین پل ارتباطی برای صادرات گاز این کشورها به بازارهای مصرف جهانی است. از نظر ذخایر گازی، ۱۵/۵ درصد منابع گازی اثبات‌شده جهان در ایران قرار دارد. منابع گاز ایران بالغ بر ۲۸/۱۷ تریلیون متر مکعب تخمین زده می‌شود و از این نظر، ایران به لحاظ رتبه جهانی بعد از روسیه در مکان دوم جهان قرار دارد و می‌تواند در آینده نقش بسیار حیاتی را در معادلات انرژی جهان ایفاء نماید. ذخایر سرشار گاز ایران می‌تواند نیازهای گازی هند و پاکستان را در سالهای آینده تامین کند. در این میان میدان گازی پارس جنوبی که یکی از بزرگترین میادین گازی جهان است و در مرکز خلیج فارس واقع شده، برای این منظور در نظر گرفته شده است که از نظر جغرافیایی نیز نزدیکترین میدان گازی قابل توجه به شبه قاره هند می‌باشد. ذخایر گاز طبیعی این میدان در حدود ۱۴/۲ تریلیون مترمکعب و ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی تخمین زده شده که نزدیک به ۵۰٪ از ذخایر گازی ایران و حدود ۸٪ از کل ذخایر گازی دنیاست.

پس از اروپای غربی، بزرگترین بازار گاز ایران از طریق خط لوله، بازار هند است. براساس پیش‌بینی‌ها، مصرف گاز در هندوستان طی دو دهه آینده، به علت نیاز نیروگاه‌های برق و ملاحظات زیست محیطی، افزایش چشمگیری خواهد داشت. پاکستان نیز پس از ترکیه، بزرگترین کشور همسایه متقاضی گاز ایران محسوب می‌شود. با کاهش تولید داخلی گاز و افزایش تقاضای گاز به ویژه در بخش تولید برق، پیش‌بینی می‌شود پاکستان از سال ۲۰۱۰ به بعد، با افزایش قابل توجه تقاضا برای گاز روبه رو شود. نیازهای انرژی هند و پاکستان طی دو دهه گذشته سالیانه بطور متوسط ۶ تا ۷ درصد رشد داشته است. لذا کشورهای پاکستان و هند مطمئن هستند که در آینده نمی توانند تقاضای انرژی داخلی خود را تامین نمایند؛ از این رو، به دنبال واردات انرژی می‌باشند. یکی از مطمئن‌ترین و ارزان ترین منابع انرژی برای این کشورها، گاز ایران است که می‌توان آن را به وسیله خط لوله از ایران به این کشورها انتقال داد.

سیاست انتقال گاز از طریق ترکیه به اروپا، همکاری دو جانبه و چند جانبه در بخش گاز با ارمنستان ،انجام عملیات واردات گاز از ترکمنستان بلافاصله بعد از فروپاشی شوروی سابق و در نهایت انجام مذاکرات خط صلح لوله گاز با پاکستان و هند – و در آینده با چین – نمونه‌های روشن توسعه و رشد بخش انرژی ایران به شمار می‌رود. جمهوری اسلامی ایران با داشتن ذخایر عظیم گازی ، رویکرد توجه به بازارهای غرب و جنوب غرب آسیا را نشانه رفته است.

در ادامه دربخش ۲ چشم انداز تقاضای گاز هندو پاکستان بررسی می گردد. پیشینه خط لوله صلح در بخش ۳ بررسی شده است. بخش ۴ یک بررسی اجمالی از فرمول های قیمت گذاری گاز طبیعی در جهان صورت گرفته است.بررسی مکانیسم قیمت گذاری گاز صادراتی/وارداتی ایران وارزیابی مکانیسم قیمت گذاری گاز صادراتی به هند وپاکستان به ترتیب در بخش های ۵ و ۶ و در نهایت نتیجه گیری پایان بخش مقاله خواهد بود.

۲. چشم انداز تقاضای گاز هند و پاکستان

کشور هند دارای یکی از بالاترین نرخهای رشد اقتصادی در دنیاست و نیاز شدیدی به انرژی جهت تامین رشد اقتصادی خود دارد. این کشور با کمبود فزاینده گاز مواجه است و پیش بینی می‌شود گاز طبیعی سهم زیادی در تامین انرژی آتی آن داشته باشد. ذخایر نفتی در حال کاهش هند، این کشور را مجبور به یافتن جایگزین‌هایی نموده است که بتواند به‌سرعت شکاف بین عرضه و تقاضا را پوشش دهد. تقاضای نفت کشور هند در سال ۲۰۰۵ بالغ بر ۱۲۹ میلیون تن بوده است که ۹۵ میلیون تن آن از طریق واردات تامین شده است. همچنین میزان واردات فرآورده‌های نفتی آن بالغ بر ۷/۷ میلیون تن بوده است. بر اساس پیش بینی‌های آژانس بین المللی انرژی تقاضای گاز هند در فاصله سالهای ۲۰۳۰– ۲۰۰۵ بیش از ۳ برابر می‌شود و از حدود ۳۲/۲ میلیارد متر مکعب (۲۹ میلیون تن معادل نفت) در سال ۲۰۰۵ به بیش از ۱۰۳ میلیارد متر مکعب (۹۳ میلیون تن معادل نفت) در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید. بر همین اساس تقاضای گازطبیعی طی این دوره بیشترین نرخ رشد را در میان سوختهای فسیلی این کشور خواهد داشت.

تولید گاز طبیعی در هند طی دوره ۲۰۳۰– ۲۰۰۵ با نرخ رشد کمتری افزایش خواهد یافت و از حدود ۲۸/۸ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۵ به ۴۴/۹ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۵ و ۵۰/۶۷ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید (یعنی کمتر از دو برابر خواهد شد). لذا میزان واردات گاز طبیعی هند طی این دوره از حدود ۶/۲ میلیارد متر

مکعب در سال ۲۰۰۵ به ۱۳/۱ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۵ و ۶۱/۳۳ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۳۰ افزایش خواهد یافت.

پاکستان نیز شرایط مشابهی داشته و به این طرح به عنوان منبع تامین انرژی در شرایطی که قیمت نفت به شدت در حال افزایش است، نیازمند است. این کشور در سال ۲۰۰۵ حدود ۱۶ میلیون تن نفت وارد نموده است که این میزان در سال ۲۰۲۵ به صد میلیون

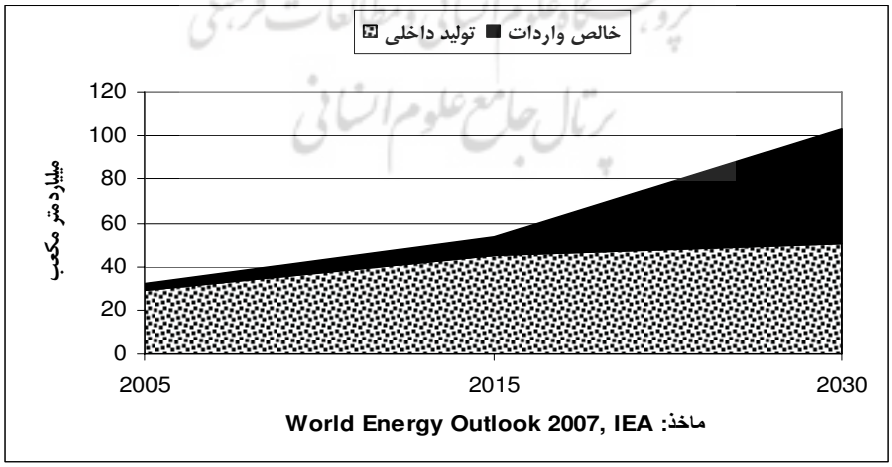
جدول ۱. چشم انداز تقاضای انرژی‌های اولیه هند طی دوره ۲۰۳۰- ۱۹۹۰

(میلیون تن معادل نفت)

	۱۹۹۰	۲۰۰۰	۲۰۰۵	۲۰۱۵	۲۰۳۰	متوسط نرخ رشد طی دوره ۲۰۳۰- ۲۰۰۵
زغال‌سنگ	۱۰۶	۱۶۴	۲۰۸	۳۳۰	۶۲۰	٪۴/۵
نفت	۶۳	۱۱۴	۱۲۹	۱۸۸	۳۲۸	٪۳/۸
گاز	۱۰	۲۱	۲۹	۴۸	۹۳	٪۴/۸
هسته ای	۲	۴	۵	۱۶	۳۳	٪۸/۳
برق آبی	۶	۶	۹	۱۳	۲۲	٪۳/۹
بیوماس	۱۳۳	۱۴۹	۱۵۸	۱۷۱	۱۹۴	٪۰/۸
سایر انرژی‌های تجدیدپذیر	۰	۰	۱	۴	۹	٪۱۱/۷
کل انرژی	۳۲۰	۴۵۹	۵۳۷	۷۷۰	۱۲۹۹	٪۳/۶

ماخذ: World Energy Outlook 2007, IEA

نمودار ۱. چشم انداز واردات گازطبیعی هند طی دوره ۲۰۳۰- ۲۰۰۵



ماخذ: World Energy Outlook 2007, IEA

تن افزایش خواهد یافت. این کشور برای تامین انرژی مورد نیاز اقتصاد و صنعت رو به رشد خود به گاز طبیعی وابسته بوده و اجرای این طرح می‌تواند برای آنها بسیار مفید باشد. تقاضای گاز طبیعی پاکستان بر مبنای سناریوهای مرجع و خوش بینانه به ترتیب به بیش از ۶۶ میلیارد متر مکعب و ۸۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۵ افزایش خواهد یافت.[1]

عرضه گاز طبیعی پاکستان روند نزولی را طی دوره ۲۰۲۵-۲۰۱۰ طی کرده و از حدود ۴۶ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۰ به کمتر از ۲۳ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۵ خواهد رسید. همچنین در این سال، میزان گاز وارداتی مورد نیاز نیز بر مبنای سناریوهای متوسط و خوش بینانه به ترتیب بالغ بر ۴۴ و ۵۷ میلیارد متر مکعب خواهد بود.

بنابراین کل گاز وارداتی مورد نیاز دو کشور هند و پاکستان (برمبنای سناریوهای متوسط و خوش بینانه تقاضای گاز پاکستان)، به ترتیب از حدود ۳۵/۳ - ۲۷/۴۴ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۵ به بیش از ۱۱۸/۷۹- ۱۰۵/۷۲ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید که بازار وارداتی بزرگی را برای کشور ما به‌وجود خواهد آورد. کارشناسان سیاسی و اقتصادی معتقدند اجرای طرح صادرات گاز با خط لوله به هند و پاکستان، علاوه بر مزایای اقتصادی برای سه کشور، در ایجاد صلح و امنیت منطقه ای نقش اساسی ایفا خواهد کرد.

جدول۲. موازنه عرضه و تقاضای گاز طبیعی پاکستان در افق سال ۲۰۲۵

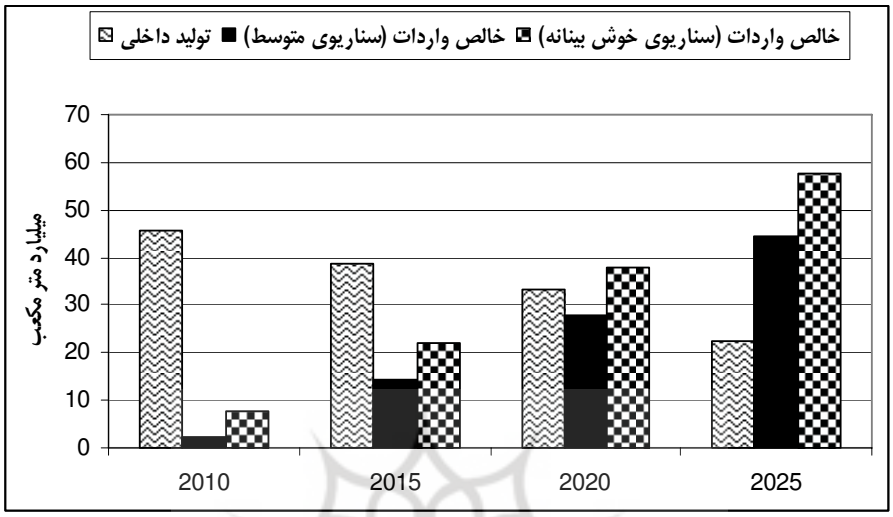
(میلیارد مترمکعب)

		۲۰۱۰	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
عرضه		۴۵،۷۵	۳۸،۶۴	۳۳،۴۴	۲۲،۵۴
تقاضا	سناریوی متوسط	۴۸،۰۲	۵۲،۹۸	۶۱،۱۳	۶۶،۹۴
	سناریوی خوش‌بینانه	۵۳،۵۴	۶۰،۸۴	۷۱،۴۰	۸۰،۰۱
واردات	سناریوی متوسط	۲،۲۶	۱۴،۳۴	۲۷،۶۸	۴۴،۳۹
	سناریوی خوش‌بینانه	۷،۷۹	۲۲،۲۰	۳۷،۹۶	۵۷،۴۶

1. investment opportunities in pakistan gas sector, Munawar Baseer Ahmad, managing director, SUI Southern Gas Company Limited (SSGC), Islamabad, may 3-5, 2004.
2. Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan(-India) Natural Gas Pipeline Project, Dan Millison, P.E. ADB South Asia Energy Division ADB South Asia Energy Division November 2006November 2006.

1. Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan(-India) Natural Gas Pipeline Project, Dan Millison, P.E. ADB South Asia Energy Division ADB South Asia Energy Division November 2006 November 2006.

نمودار ۲. چشم انداز واردات گاز طبیعی پاکستان در افق سال ۲۰۲۵



1. investment opportunities in pakistan gas sector, Munawar Baseer Ahmad, managing director, SUI Southern Gas Company Limited (SSGC), Islamabad, may 3-5, 2004.
2. Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan(-India) Natural Gas Pipeline Project, Dan Millison, P.E. ADB South Asia Energy Division ADB South Asia Energy Division November 2006November 2006.

۳. پیشینه خط لوله صلح، فرصتها و چالشها

خط لوله صلح در واقع یک طرح انتقال گاز است که طی آن گاز ایران به پاکستان و از طریق آن به هندوستان منتقل خواهد شد. این طرح را به این دلیل خط لوله صلح می‌نامند که با پیوند بخشی از اقتصاد کشورهای هند و پاکستان(بخش استراتژیک انرژی)، کشورهایی که تا کنون چند بار هم جنگیده اند، آنها را به سمت صلح هدایت می‌کند و با ایجاد اشتراکات اقتصادی صلح را برای آنان به ارمغان خواهد آورد.

۳-۱. پیشینه و مشخصات خط لوله صلح

تاریخ دقیقی برای طرح بحث صادرات گاز ایران به شبه قاره هند وجود ندارد. شاید بتوان طرح ابتدایی این بحث را به سال ۱۹۷۹ پیوند زد. اما شروع جدی تر بحث صادرات گاز ایران به هند در اوایل دهه ۹۰ میلادی و با کشف ذخایر عظیم گاز طبیعی پارس جنوبی آغاز شد. در سال ۱۹۸۸ تلاش‌های ایران نیز برای افزایش صادرات گاز به صورت LNG[1] یا انتقال گاز از طریق احداث خطوط لوله به بازارهای مصرف جهان تشدید گردید.

1. Liquefied Natural Gas

مذاکرات پیرامون پروژه احداث خط لوله «ایران- پاکستان- هند» عملاً از سال ۱۹۹۴ آغاز شد. بر اساس این طرح، طول خط لوله گاز ایران به هند از مسیر خشکی ۲۷۷۵ کیلومتر خواهد بود که ۱۱۱۵ کیلومتر آن در ایران، ۷۶۰ کیلومتر در پاکستان و ۹۰۰ کیلومتر در هند خواهد بود. این خط لوله در ابتدا روزانه ۶۰ میلیون مترمکعب گاز را به پاکستان و هند منتقل می‌کند که سهم هر کشور از این میزان گاز وارداتی مساوی خواهد بود. طبق برنامه، ظرفیت این خط لوله به ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز افزایش خواهد یافت.این خط لوله با هزینه‌ای بالغ بر ۷ میلیارد و ۴۰۰میلیون دلار احداث شده و بندرعسلویه‌ایران در خلیج‌فارس، را به بنادر گوادر و کراچی در جنوب‌شرقی و جنوب‌مرکزی پاکستان به هم متصل می‌سازد و با امتداد مستقیم به یکی از نقاط مرزی هند خواهد رسید. مدت پیشنهادی برای امضای قرار داد این پروژه ۲۵ سال است که تا پنج سال دیگر نیز قابل تمدید است. (صفری ۱۳۸۷)

از سال ۲۰۰۰ میلادی جلسات سران کشورهای هند، پاکستان و ایران برای بررسی ابعاد پروژه ساخت خط لوله صلح صورت منظم تری به‌خود گرفت و از سال۱۳۸۵نیز جدی تر گشت. نشست سه جانبه مقامات نفتی ایران، پاکستان و هند در اواسط مرداد سال ۱۳۸۵ در دهلی نو برگزار شد و در آن در مورد مسایل مربوط به خط لوله صلح بویژه قیمت گاز گفتگوهایی انجام گرفت. در این مذاکرات دو روزه مکانیسم قیمت گذاری گاز صادراتی مورد توافق طرفین قرار نگرفت.در خرداد سال ۱۳۸۶مذاکرات خط لوله در تهران برگزار شد اما اختلاف درباره نحوه قیمت‌گذاری باعث شد تا ادامه مذاکرات در ماه بعد در دهلی نو پیگیری شود. مقام‌های هند و پاکستان در تیرماه سال ۸۶ طی ششمین نشست خط لوله در دهلی نو برای رفع اختلافات فیمابین برسر هزینه‌های ترانزیت پرداختی دهلی نو به اسلام آباد برای دریافت گاز از ایران از طریق خاک پاکستان تبادل نظر کردند، اما به نتیجه مثبتی نرسیدند و پس از مدتها بحث و مذاکره پیرامون طرح انتقال گاز از ایران به هند ، کار به جایی رسید که مذاکرات سه جانبه این قرارداد در چندین مورد بدون حضور هند و بصورت دو جانبه برگزار گردید.[1]

بحران‌های اخیر انرژی و افزایش بی سابقه بهای نفت در بازارهای جهانی مجدداً توانست دو کشور هند و پاکستان را بر سر میز مذاکره بنشاند و این دو کشور در تاریخ ۶ اردیبهشت سال ۱۳۸۷ درباره واردات گاز از ایران با یکدیگر مذاکره نموده و به توافقاتی در زمینه حق ترانزیت دست یافتند. مذاکرات این دو کشور برای حل اختلافات بویژه در

۱. هفته‌نامه اتاق بازرگانی و صنایع و معادن ایران و انگلیس؛ ۱۸ مرداد سال ۱۳۸۵ .

زمینه حق ترانزیت گاز از ژوئن سال ۲۰۰۷ بدون نتیجه مانده بود. پس از انجام نشست دوجانبه هند و پاکستان، مذاکرات به صورت سه جانبه از سر گرفته خواهد شد. برای امضاء سه جانبه قرارداد خط لوله صلح لازم است برخی از تفاهم نامه‌های امضاء شده با پاکستان مانند فرمول قیمت گذاری اصلاح شود. اقدامات اعتماد ساز اخیر پاکستان و هند که با سرعت خیره‌کننده‌ای روابط دو کشور را بهبود بخشیده است، چشم‌انداز صادرات گاز ایران به شبه قاره هند را بسیار روشن کرده است. با این حساب به‌طور قاطع می‌توان گفت موضوع انتقال گاز ایران به هند و پاکستان خود به یک نوع محرک پایا در فرآیند اعتماد سازی دو کشور تبدیل شده است.[۱]

۳-۲. مزیت‌ها و فرصت‌های خط لوله صلح

اجرای طرح خط لوله صلح از نظر اقتصادی و سیاسی تبعات مثبت و درخشان زیادی دارد به‌طوری که سه کشور ایران ، پاکستان و هند نمی‌توانند از آن چشم پوشی کنند. دلیل این امر در مزیت‌های تامین گاز از ایران نهفته است زیرا صرف نظر از مشکلات تکنیکی انتقال گاز از قطر، گفته می‌شود که واردات گاز از قطر برای کشورهای جنوب آسیا ۱۵ درصد گران‌تر از گاز ایران تمام خواهد شد. این وضعیت در مورد ترکمنستان به مراتب بدتر است زیرا گاز ترکمنستان در مقایسه با گاز ایران برای هند ۲۰ درصد گران‌تر تمام خواهد شد و علاوه بر آن منابع گازی این کشور محدودتر هستند. از طرف دیگر حجم منابع گازی ایران در مقایسه با منابع این دو کشور قابل مقایسه نبوده و ایران از نظر امنیتی سهل‌الوصول‌ترین منبع تامین گاز برای پاکستان و هند است.[۲]

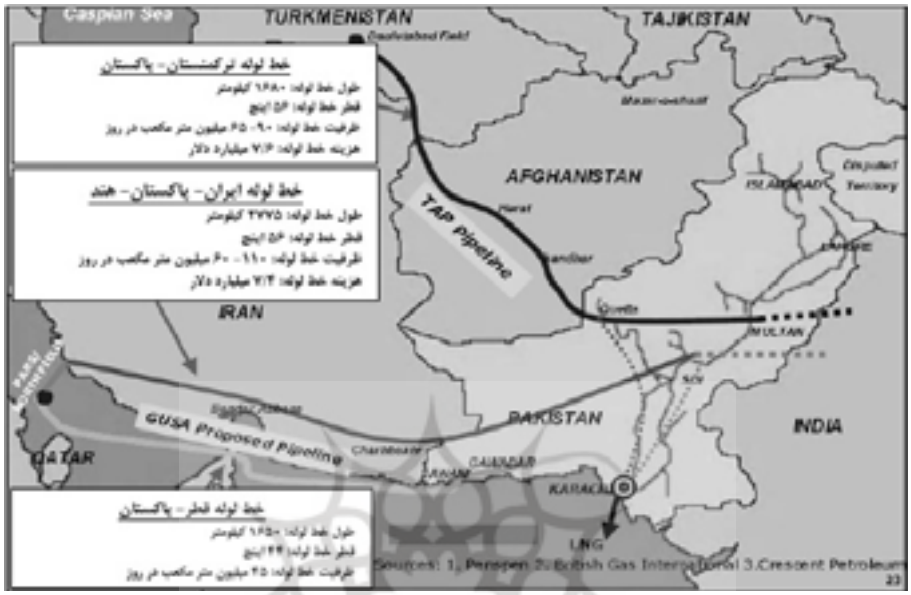
رقیب دیگر خط لوله صلح، انتقال گاز ایران از مسیر دریایی است که به دو صورت مطرح است: یکی از طریق آبهای ساحلی و کم عمق پاکستان و دیگری عبور خط لوله از مناطق عمیق و خارج از آبهای سرزمینی پاکستان. این دو گزینه، هم به لحاظ اقتصادی و هم به لحاظ فنی و امنیتی با خط لوله صلح قابل رقابت نبوده و چالش‌های زیادی در زمینه فناوری دارند، لذا در حال حاضر کنار گذاشته شده‌اند.

به‌طور کلی مزایا و منافع انتقال گاز ایران از طریق خط لوله صلح شامل موارد زیر می‌شود:

۱. توافق هند و پاکستان، درخصوص خط لوله صلح، شانا، ۶ اردیبهشت ۱۳۸۷.

2. Gas Infrastructure Augmentation and Long term Planning, Munawar Ahmad, Managing director, SUI Southern Gas Company Limited, Karachi, December 17, 2003.

شکل ۱. مسیرهای احتمالی واردات گاز کشورهای هند و پاکستان



۱. اجرای این طرح درآمد ارزی قابل توجهی برای ایران به همراه داشته ودر ارتقاء جایگاه منطقه ای آن نقش بسزایی خواهد داشت.

۲. این طرح، علاوه بر ارزآوری برای ایران، صادرات گاز ایران را تنوع بخشیده و نگرانی‌های ناشی از عدم تحقق صادرات گاز بصورت LNG را کاهش می‌دهد.[۱]

۳. تحقق این طرح در پاکستان و هند منجر به افزایش قابل توجه اشتغال ،بهره وری و نهایتا افزایش مزیت‌های اقتصادی آنها در مقابل رقبای منطقه ای خواهد شد.

۴. اجرای این پروژه منابع تامین انرژی این کشورها را تنوع بخشیده و قیمت مناسبی را برای تامین انرژی در درازمدت، در اختیار آنها قرار می‌دهد.

۵. بسیاری از هندی‌ها بهره‌گیری از ذخائر انبوه نفت و گاز ایران را برای برطرف کردن نیاز بلند مدت خود به انرژی ضروری می‌دانند. پاکستان نیز با کمبود روزافزون انرژی رو به روست و امضای این قرارداد برای آنها حیاتی است.

۱. تامین مالی پروژه‌های مایع سازی LNG به دلیل حجم بالای سرمایه مورد نیاز یکی از عمده ترین مشکلات و تهدیدات صادرات گاز بصورت LNG می باشد. تضمین بازار فروش بلند مدت و کوتاه مدت نیز برای محموله‌های LNG تولیدی، ضروری است.

۶. دریافت حق ترانزیت در این پروژه برای پاکستان درآمدزا ست و در شرایط جاری اجرای این خط لوله باعث صرفه جویی و کاهش هزینه‌های واردات گاز در هند شده و ۴۰۰ تا ۶۰۰ میلیون دلار در آمد ترانزیت برای پاکستان به همراه خواهد داشت.

۷. احداث این خط لوله توسعه اقتصادی جنوب آسیا را سرعت بخشیده و برتری آسیا در امور اقتصادی جهان را تسریع خواهد نمود.

۸. با توجه به نگرانیهای زیست محیطی و افزایش سرسام آور قیمت‌های نفت در سطح جهان، استفاده از گاز طبیعی برای کشورهای مصرف کننده اقتصادی تر و عاقلانه خواهد بود.

۹. انتقال گاز ایران به شبه قاره هند به عنوان منبعی امن و مطمئن ، برای هند و پاکستان فقط منفعت اقتصادی ندارد بلکه می‌تواند راهبرد ایجاد صلح و افزایش امنیت در شبه قاره را تقویت کند.

به‌طور کلی خط لوله صلح همچون پلی منطقه‌ای میان جنوب و غرب آسیا خواهد بود و در صورت پیوستن کشورهایی مانند چین به آن و گسترش آن به سمت دریای خزر، شبکه انرژی تشکیل می‌شود که منطقه‌ای گسترده از خلیج فارس ، جنوب آسیا و آسیای مرکزی تا چین را در برمی گیرد و در نهایت می‌تواند باعث کاهش قیمت انتقال گاز شود. در مجموع ایجاد امنیت جغرافیای سیاسی منطقه و استحکام پیوندهای تاریخی و فرهنگی سه کشور، از مزایای اصلی خط لوله صلح است که می‌تواند در امنیت و صلح منطقه‌ای به ویژه در شبه قاره تاثیر مثبتی داشته باشد.

۳-۳. چالش‌های پیش روی خط لوله صلح

خط لوله صلح، بهترین گزینه برای تامین انرژی هند و پاکستان است اما تنها گزینه ممکن نیست. در میان راه حل‌هایی که خریداران گاز خط لوله صلح برای روز مبادا درنظر گرفته اند، طرح انتقال گاز ترکمنستان از مسیر افغانستان به پاکستان، مهم ترین رقیب است. ترکمنستان به پشتوانه ذخایر نسبتا زیاد گاز طبیعی، علیرغم اینکه تولید قابل توجهی ندارد، به شدت به دنبال کسب سهم بیشتر در بازار مصرفی کشورهای در حال توسعه است. این کشور در سال ۲۰۰۵ حدود ۶۲ میلیارد مترمکعب گاز تولید کرد که ۱۶ میلیارد مترمکعب آن را به مصارف داخلی و مابقی را به بازارهای صادراتی اختصاص داد.[1]

1. Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan(-India) Natural Gas Pipeline Project, Dan Millison, P.E. ADB South Asia Energy Division ADB South Asia Energy Division November 2006November 2006.

برقراری خط لوله صلح از لحاظ فنی و اقتصادی قابل اجراست، اما اجرای این پروژه به اراده سیاسی کشورهای میزبان بستگی دارد. تنش‌های سیاسی دو کشور هند و پاکستان و مخالفت آمریکا با این پروژه به عنوان مهمترین دلایل کندی مذاکرات بوده که مانع توافق نهایی بین سه کشور شده است. در چند سال گذشته سه کشور نشست‌هایی در این زمینه برگزار نموده اند و به توافقاتی نیز دست یافته اند ولی دو کشور هند و پاکستان بر سر حق ترانزیت گاز صادراتی ایران که از داخل خاک پاکستان می‌گذرد هنوز به توافق نهایی نرسیده اند. در ابتدا پاکستان خواهان دریافت حق ترانزیتی معادل ۱/۵۷ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو بود در حالیکه هند با پرداخت ۵۰ سنت به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو جهت هزینه ترانزیت موافقت خود را اعلام نموده بود. مقامات هند و پاکستان به تازگی با شرکت در نشستی مشترک در این زمینه مذاکره نموده‌اند و به‌نظر می‌رسد مساله تعرفه تا حدود زیادی حل‌وفصل شده‌باشد. همچنین برای امضاء سه‌جانبه قرارداد خط‌لوله صلح لازم است برخی تفاهمات صورت گرفته با پاکستان مانند فرمول قیمت‌گذاری اصلاح شود.

بنابر اعلام خبرهایی که در روزنامه‌های هندی منتشر شده‌است دو کشور ایران و هند طی مذاکراتی که در حد سران این دو کشور برگزار شد بحث‌هایی انجام داده‌اند و هند شرایط جدیدی را برای واردات گاز از ایران تعیین نموده است. این کشور خواستار تحویل گاز در مرز هند، اضافه نشدن بند بازنگری قیمت و دریافت تاییدیه ذخایر گازی ایران شده است. در واقع هند از ایران درخواست کرده است تا گاز را به جای تحویل در مرز ایران و پاکستان، در مرز پاکستان و هند تحویل دهد تا ریسک ترانزیت گاز در خاک پاکستان برای هندی‌ها برطرف شود. همچنین این کشور بار دیگر مخالفت خود را با بند بازنگری قیمت که ایران مایل به گنجاندن آن در قرارداد فروش گاز است، مطرح کرده است. در عین حال گفته می‌شود مهم ترین چالش میان سه کشور تعیین فرمول قیمت است.[1]

۴. بررسی اجمالی فرمول‌های قیمت‌گذاری گازطبیعی در جهان

گازطبیعی هنوز به صورت جهانی مورد معامله قرار نمی‌گیرد، لذا قیمت‌های آن می‌تواند به میزان قابل توجهی از یک ناحیه به ناحیه دیگر متفاوت باشد. در حال حاضر اروپا، آسیا و آمریکا هر یک مکانیسم‌های قیمت‌گذاری خاص خود را دارند. برای مثال، در اروپا قیمت‌های گاز خطوط لوله با فرآورده‌های نفتی نظیر گازوئیل و نفت کوره رقابت می‌کنند.

۱. چالشهای جدید خط لوله صلح، شرطهای هند برای خرید گاز ایران؛ روزنامه سرمایه؛ شماره ۷۲۸؛ ۱۴ اردیبهشت ۱۳۸۷.

در آمریکا، یک بازار رقابتی گاز به صورت جامع و کامل توسعه یافته است و بطورکلی قیمتها با قیمت بازار در هنری‌هاب[1] مرتبط می‌باشند، بنابراین یک مرجع رقابتی را به وجود آورده است. قیمت گاز در نقاط مختلف آمریکا با دیفرانسیل‌هایی به صورت مثبت یا منفی نسبت به قیمت هنری‌هاب، تعیین می‌شوند. در آسیا قیمت‌های LNG عموماً با توجه به قیمت نفت‌خام، خصوصاً قیمت سبد نفتی ژاپن (JCC)[2] تعیین می‌شوند.JCC متوسط قیمت نفت‌خام‌هایی است که هر ماه وارد ژاپن شده و هر ده روز منتشر می‌گردد. (رحیمی ۱۳۸۶)

نحوه قیمت‌گذاری گاز مساله پیچیده ای است، بسیاری از عرضه کنندگان به این فکر هستند که در مرحله اول هزینه‌های خود را کاهش و سپس آنها را در حداقل شرایط پوشش دهند. در اغلب قیمت‌گذاری‌ها به‌صورت فوب، هزینه واحد به عنوان قیمت پایه در نظر گرفته می‌شود. این روش که به‌عنوان روش مبنای هزینه[3] نام گذاری شده به دلیل هزینه بر بودن طرحهای گاز طبیعی محبوبیت زیادی داشته است. هدف از به کار بردن این روش، به دست آوردن یک عرض از مبدا برای قیمت گذاری است. اصول این روش بر مبنای در نظر گرفتن حداقل شرایط برای ادامه یک طرح اقتصادی، یعنی برابری درآمد و هزینه به‌دست می‌آید. (رحیمی ۱۳۸۲)

$C = $ هزینه $\qquad I = $ درآمد $\qquad C = I$

همان‌طورکه می‌دانیم قیمت پایه را باید از فرمول بالا استخراج کرد، چون درآمد حاصلضرب مقدار در قیمت است، پس:

$Q =$ مقدار گاز تولید شده $\quad P_{\circ} =$ قیمت پایه $\quad C = Q \times P_{\circ}$ (۱)

با توجه به طول عمر بالای طرحهای گاز طبیعی باید فرمول بندی ایستای بالا پویا شود و برای نیل به پویایی داریم:

$$\int^{n} Cdt = \int^{n} Qdt \times P_{\circ} \rightarrow P_{\circ} = \frac{\int Cdt}{\int Qdt} \qquad (۲)$$

در انتها باید اشاره کرد که قیمت پایه باید هزینه‌های معادل سوختهای جانشین را نیز پوشش دهد. بطور کلی مکانیسم قیمت گذاری گاز را می‌توان به صورت زیر تقسیم بندی نمود:

الف. به‌دست آوردن قیمت پایه

ب. به‌دست آوردن سازوکار قیمت‌گذاری

1. Henry Hub
2. Japan Crude Cocktail
3. Cost Base.

ج. یافتن شاخص قیمت و بازبینی آن
د. تجدید نظر و پیش بینی آن برای فرمول قیمت گذاری
ه. پیش‌بینی شرط وقفه در قیمت

گازطبیعی اغلب با در نظر گرفتن فرمول قیمت‌گذاری خرید و فروش می‌شود و معمولا در این فرمول بین قیمت نفت‌خام و گازطبیعی رابطه‌ای وجود دارد. دلیل استفاده از رابطه گازطبیعی و نفت‌خام قابلیت جایگزینی نفت با گازطبیعی و ایجاد پویایی در شاخص به دلیل تحرک بازار نفت می‌باشد. هدف از ایجاد یک فرمول قیمت‌گذاری تسهیم سود اقتصادی بین تولیدکننده و مصرف‌کننده و نیز تعدیل احتمالات در روند آینده قیمتهاست. در عین حال هر بازار پویای دیگری می‌تواند در قیمت‌گذاری گاز مورد استفاده قرار گیرد. (مزرعتی ۱۳۸۵)

شاید بتوان ساختار یک فرمول قیمت را به صورت زیر نشان داد: (رحیمی ۱۳۸۲)

$$\text{قیمت گاز در زمان } t = \text{قیمت پایه} \times \left(\frac{MPI_{t-1}}{MP_t}\right) + A \qquad (۳)$$

در این فرمول:

MPI_{t-1} = قیمت سبد ویژه نفت‌خام‌های وارداتی در زمان $t-1$

MP_t = قیمت سبد ویژه نفت‌خام‌های وارداتی در زمان امضاء قرارداد.

A = عامل تعدیل کننده با محدودیت ویژه

بدین ترتیب، فرمول‌های قیمت‌گذاری گاز را می‌توان‌به‌صورت زیرتقسیم‌بندی نمود:

الف. فرمولهای حاصلضرب
ب. فرمولهای جمع
ج. فرمولهای ترکیبی
د. فرمولهای با محدودیت کف و سقف

ساختار این فرمولها به‌صورت زیرند:

الف. فرمولهای حاصلضرب

$$P_t = P_0 \times \left(\frac{GO_t}{GO_0}\right) \qquad (۴)$$

$$P_t = P_0 \times \left\{\frac{PPI}{PPI_0} + ۰/۳ \times \frac{GO_t}{GO_0} + ۰/۳ \times \frac{FO_t}{FO_0}\right\} \qquad (۵)$$

ب. فرمولهای جمع

$$P_t = P_0 + \{0/5 \times F_1 \times (GO_t - GO_0)\} + \{0/5 \times F_2 \times (LSFO_t - LSFOO_0)\} \quad (۶)$$

در فرمول بالا $F1$ و $F2$ ضرایب تصحیح می‌باشند.

ج. فرمولهای ترکیبی

این فرمولها می‌توانند هر ترکیبی از اشکال بالا و یا اشکال خاص دیگر را داشته باشند ودر این حالت انعطاف پذیری فرمول بسیار بالاست. (رحیمی ۱۳۸۲)

د. فرمولهای با محدودیت کف و سقف(مزرعتی ۱۳۸۵)

در حالت کف، زمانی‌که P_0 از P_1 کوچک‌تر است داریم:

$$P_1=P_0\times\{0.3\times\frac{GO_1}{GO_0}+0.3\times\frac{FO_1}{FO_0}+0.4\times\frac{PPI_1}{PPI_0}\} \quad (۷)$$

اگر P_0 بزرگتر از P_1 باشد داریم: $P_2 = P_0$

در حالت سقف، زمانی که P_0 از P_1 یا P_2 کوچکتر است داریم:

$$P_1=P_0\times\{0.4\times\frac{PPI_1}{PPI_0}+0.3\times\frac{GO_1}{GO_0}+0.3\times\frac{FO_1}{FO_0}\} \quad (۸)$$

$$P_2=P_0\times\{0.5\times\frac{GO_1}{GO_0}+0.5\times\frac{FO_1}{FO_0}\} \quad (۹)$$

در فرمولهای بالا:

FO = قیمت نفت کوره

GO= قیمت گاز

PPI= شاخص قیمت تولید کننده

LSFO= قیمت نفت کوره با سولفور کم

در ادامه، با توجه به اینکه در تعیین فرمول قیمت‌گذاری گاز صادراتی کشور توسط خط لوله به کشورهای هند و پاکستان بازار ژاپن ملاک تصمیم‌گیری قرار گرفته است و نیز به دلیل سیاست اتخاذ شده توسط دولت ژاپن در مورد متنوع سازی واردات گاز که موجب گردیده است تا این کشور از فرمولهای قیمت‌گذاری انعطاف پذیری استفاده به بررسی قیمت گذاری گاز طبیعی در این کشور می‌پردازیم:

فرمول رایج قیمت‌گذاری LNG درآسیا با قیمت نفت‌خام در ارتباط است. فرمول

سنتی قیمت‌گذاری به صورت زیر می‌باشد. (رحیمی ۱۳۸۶)

$$PLNG = A*PCrudeoil + B \qquad (۱۰)$$

متغیرها عبارتند از :

PLNG = قیمت LNG به صورت سنت بر میلیون بی‌تی‌یو

A= شیب منحنی (نشان‌دهنده میزان همبستگی آن با قیمت نفت است که معمولا در قراردادهایی که از اواسط دهه ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۰ منعقد شده‌اند در حدود ۱۴/۸۵ در نظر گرفته می‌شود).

PCrudeoil = قیمت نفت‌خام به صورت دلار بر بشکه

B = مقدار ثابت به صورت سنت بر میلیون بی‌تی‌یو

فروش LNG در آسیا اکثراً با استفاده از این فرمول صورت می‌پذیرد. در مذاکرات قیمتی که پیرامون سال ۲۰۰۰ صورت پذیرفته‌اند، مقدار ثابت B که در فرمول بالا بدان اشاره شد، در محدوده ۷۰ سنت تا ۹۰ سنت در هر میلیون بی‌تی‌یو برای قراردادهای DES تعیین شده‌است. شیب منحنی معادل ۱۴/۸۵ بیانگر همبستگی ۸۵ درصدی به قیمت نفت‌خام است.[۱] اکثر قراردادها از سبد نفت‌خام وارداتی ژاپن (JCC)، به‌عنوان شاخص قیمت نفت‌خام استفاده می‌نمایند.[۲]

فرمول قیمت‌گذاری مذکور تا زمان معرفی فرمول قیمت‌گذاری S-Curve توسط ژاپنی‌ها مورد استفاده قرار می‌گرفت. در اواسط دهه ۱۹۹۰ با مطرح شدن فرمول قیمت‌گذاری S-Curve در اکثر قراردادها با خریداران ژاپنی، مفهوم «کمک به فروشنده در قیمت‌های پایین نفت» و «کمک به خریدار در قیمت‌های بالای نفت» گسترش بیشتری یافت. بر همین اساس وقتی قیمت‌های نفت بالاتر از حد معینی باشد، همبستگی میان قیمت نفت و LNG به کمتر از ۵۰٪ کاهش می‌یابد و زمانی‌که قیمت‌ها به کمتر از حد معینی برسد، این همبستگی افزایش می‌یابد.[۳]

فرمول S-Curve نوسانات قیمت LNG را کاهش داده و موجب شده است تا فروشندگان LNG در قیمت‌های کمتر از حد پایین، به ارزش اضافی بیشتری دست یابند و همچنین حمایت بیشتری از خریداران زمانی که قیمت‌ها پیش از حد بالاست، به عمل‌آورد. در اکثر قراردادها، فرمول قیمت‌گذاری مذکور برای محدوده مشخصی از قیمت‌های نفت،

۱. این همبستگی ۸۵٪ با نفت‌خام از تقسیم ۱۴/۸۵ بر ۱۷/۲ محاسبه شده است.

2. New LNG Project in Asia and Their Effects on Pricing, Jeaseong choi & Gi C. Jung, Center for gas economic & management, KOGAS.

3. LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.

به کار برده می‌شود. اگر قیمت‌های نفت خارج از این محدوده تعیین شده قرار گیرند، طرفین معامله جهت توافق بر سر قیمت LNG با یکدیگر مذاکره خواهند نمود(رحیمی ۱۳۸۶). در قراردادهای دهه ۱۹۹۰ حد بالای قیمت نفت معمولا در حدود ۲۴-۲۳ دلار و حد پایین در محدوده ۱۷-۱۶ دلار قرارداشت. ولی در سالهای اخیر به دلیل افزایش بی سابقه قیمت نفت (بالای ۱۰۰ دلار در هر بشکه) این حدود پایین و بالا نیز مورد مذاکره و تجدید نظر قرار گرفته اند. شرکتهای ژاپنی در هفته پایانی ماه مارس سال ۲۰۰۸، قرارداد درازمدت خرید LNG با اندونزی را مورد بازبینی و تجدیدنظر قرار دادند و بر اساس آن قیمت LNG در محموله‌های جدید بیش از ۵۰ درصد افزایش یافته است. با افزایش قیمت سبد نفت وارداتی ژاپن به ۱۰۰ دلار، بهای LNG ۱۵ تا ۱۶ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود. (بهروزی فر و خوشرو ۲۰۰۸)

در زیر مثال‌هائی از قیمت‌گذاری ژاپن را مشاهده می‌کنید: (خالقی ۱۳۸۶)

❖ فرمول قیمت عمان – ژاپن (فوب)[1]

$$P = 0.1515 * JCC \qquad (11)$$

(رابطه قیمت نفت‌خام و گاز با یک منحنی با شیب تند)

❖ فرمول قیمت آلاسکا – ژاپن

$$P = 0.1465 * JCC + 0.57 \qquad (12)$$

❖ فرمول قیمت استرالیا – ژاپن

$$P = 0.1485 * JCC + 0.90 + S\ pattern \qquad (13)$$

(محدوده منحنی S: ۲۵-۱۷ دلار/بشکه نفت)

❖ فرمول قیمت اندونزی – ژاپن

$$P = 0.1485 * JCC + 0.59 \qquad (14)$$

❖ فرمول قیمت قطر – ژاپن (CIF)[2]

$$P = 0.1485 * JCC + A \qquad (15)$$

$$0.6 =< A <= 0.9$$

(قیمت کف این فرمول براساس بشکه‌ای ۱۷/۵ دلار و میزان ۳/۶ دلار/میلیون B.T.U (A=۰/۷) در نظر گرفته شده است. (خالقی ۱۳۸۶)

1. Fvee On Boond (FOB)
2. Cost Insurance and Freight (CIF)

۵. بررسی مکانیسم‌های قیمت گذاری گاز صادراتی/ وارداتی ایران

در حال حاضر صادرات گاز به ترکیه، واردات گاز از ترکمنستان و معاوضه گاز از آذربایجان به نخجوان برقرار است که صادرات گاز به ارمنستان نیز نهایی شده و پیش‌بینی می‌شود از اواسط سال ۲۰۰۸ عملی شود. در سال ۲۰۰۶ مجموعا حدود ۵/۶ میلیارد مترمکعب گاز از ایران به‌ترکیه صادر شد که نسبت به سال پیش از آن ۱۸/۹ درصد افزایش داشته است و ۱۳۰ میلیون مترمکعب گاز نیز در قالب سوآپ گازی آذربایجان ـ نخجوان به ارمنستان صادر شده‌است(رحیمی، مهر و آبان ۱۳۸۶). فرمول بکار رفته برای صادرات گاز به‌ترکیه شباهت بسیار زیادی به فرمول‌های گاز در منطقه اروپا دارد. این فرمول به صورت تقریبی به‌شکل ذیل می‌باشد: (مزرعتی ۱۳۸۵)

$$P_n=P_0[0.35(\frac{FO_{1.5}}{FO_{1.5_0}}) + 0.35(\frac{FO_{3.5}}{FO_{3.5_0}})+ 0.30(\frac{GO}{GO_0})] \qquad (۱۶)$$

در این فرمول :

Pn = قیمت قراردادی گاز بر حسب دلار بر میلیون بی تی یو

P0 = قیمت پایه گاز که بین ۲ تا ۲/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو تعریف شده است

$FO_{1.5}$ = قیمت نفت کوره با ۱/۵٪ گوگرد

$FO_{1.50}$ = قیمت نفت کوره با ۱/۵٪ گوگرد در سال پایه

$FO_{3.5}$ = قیمت نفت کوره با ۳/۵٪ گوگرد

$FO_{3.50}$ = قیمت نفت کوره با ۳/۵٪ گوگرد در سال پایه

GO = قیمت نفت گاز

GO_0 = قیمت نفت گاز در سال پایه

اگر مقادیر هر یک از شاخص‌ها برابر مقدار سال پایه و کمتر باشد فرمول بالا به صورت $P_n = P_0$ خواهد شد. این مقدار حداقل قیمت برای گاز صادراتی ایران است.

قرارداد واردات گاز از ترکمنستان با حجم سالانه حداکثر ۸ میلیارد مترمکعب، در سال ۱۹۹۵ به امضاء رسید و واردات گاز از این کشور از زمستان ۱۹۹۷ آغاز شد. میزان واردات گاز از ترکمنستان از ۰/۳۹۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۹۹۷ به ۶/۱۵ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۶ افزایش یافت که نسبت به سال پیش از آن نزدیک به ۱۹ درصد صعود داشته است. همچنین در این سال ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز از آذربایجان وارد شده

است که این میزان در سال ۲۰۰۷ به ۱ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته است. (رحیمی، مهر و آبان ۱۳۸۶)

باوجود آنکه طی دو سال گذشته بهای گاز وارداتی ترکمنستان به ایران از ۴۲ دلار برای هر یک هزار متر مکعب به ۷۵ دلار افزایش یافته بود، اما این کشور باز هم خواستار بالابردن این رقم تا۱۴۵ دلار بوده است. در مذاکرات اخیر بالاخره ایران با افزایش قیمت گاز وارداتی از ترکمنستان موافقت کرده و ترکمنستان نیز متعهد شده است که در سال جاری روزانه ۳۰ میلیون متر مکعب گاز به ایران تحویل دهد. البته این میزان به تدریج افزایش خواهد یافت. در این راستا مذاکره و انعقاد قرارداد برای افزایش واردات گاز ترکمنستان از ۸ به ۱۴ میلیارد مترمکعب در سال، انجام شده است و برای افزایش این مقدار تا ۲۵ میلیارد مترمکعب در سال از مخزن دولت‌آباد نیز گفتگوهایی در حال انجام است. ترکمنستان قصد دارد از سال ۲۰۰۹ قیمت گاز را آزاد و براساس نرخ جهانی به کشورهای خریدار عرضه نماید.[1] فرمول قیمت گذاری گاز وارداتی از ترکمنستان بسیار شبیه به فرمول ترکیه می‌باشد با این تفاوت که عامل ثابت با شاخص‌ها جمع می گردد. (مزرعتی ۱۳۸۵)

$$P=P_0+[\alpha(\frac{LSF}{LSF_0})+\beta(\frac{HSF}{HSF_0})] \qquad (۱۷)$$

P = قیمت نهایی گاز: دلار به ازای هر هزار متر مکعب

P0 = قیمت پایه : دلار به ازای هر هزار متر مکعب

α = بین ۰/۲۵ تا ۰/۳۵

β = بین ۰/۶۵ تا ۰/۷۵

LSF = قیمت نفت کوره با سولفور پایین

LSF_0 = قیمت نفت کوره با سولفور پایین در سال پایه

HSF = قیمت نفت کوره با سولفور بالا

HSF_0 = قیمت نفت کوره با سولفور بالا در سال پایه

قیمت گاز صادراتی ایران به کشور ترکیه در سال ۱۳۸۶ حدود ۱۰- ۷ دلار بـه ازای هر میلیون بی‌تی‌یو بوده[2] و قیمت گاز وارداتی از ترکمنستان نیز بر مبنای توافقات جدیـد در حدود ۴/۰۳ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو اعلام شده است. این کشور قصد دارد قیمت گاز صادراتی خود را در سالهای آتی تا بیش از ۸ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو افـزایش

۱. روزنامه سرمایه؛ شماره ۷۳۰؛ روز دوشنبه شانزدهم اردیبهشت ماه سال ۱۳۸۷ ؛ صفحه ۵ .

۲. روزنامه کیهان؛ چهارشنبه ۱۰ مرداد ۱۳۸۶؛ سال شصت و چهارم؛ شماره ۱۸۸۶۴ .

دهد.[1] در سال ۲۰۰۷ میانگین قیمت LNG صادراتی به بازار آسیا (ژاپن و کره) در حدود ۸/۶ دلار در هر میلیون بی تی یو و قیمت LNG در بازار اروپا به‌طور متوسط حدود ۱۰/۲۲ دلار در هر میلیون بی تی یو بوده است. (بهروزی فر و خوشرو ۲۰۰۸)

۶. ارزیابی مکانیسم قیمت‌گذاری گاز صادراتی به هند و پاکستان

در مرداد ماه سال ۱۳۸۵ پیشنهاد ایران برای قیمت گاز انتقالی از طریق خط لوله صلح معادل ۷/۲ دلار در هر میلیون بی تی یو بود که این میزان سالانه سه درصد افزایش می‌یافت. این فرمول قیمت‌گذاری گاز بر مبنای ارتباط قیمت گاز با بهای نفت خام برنت پیشنهاد شده بود. بر مبنای این فرمول، قیمت پیشنهادی گاز ایران در ارتباط مستقیم با افزایش قیمت نفت براساس قیمت نفت برنت بود که قیمت گاز ایران معادل ۱۰ درصد قیمت نفت خام برنت دریای شمال به‌علاوه مقدار ثابت ۱/۲ دلار در هر میلیون بی تی یو ارزش گذاری شده بود (در این فرمول قیمت نفت برنت معادل ۶۰ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده بود).[2]

$$P = ۰/۱(P_{Brent}) + ۱/۲ \qquad (۱۸)$$

قیمت پیشنهادی ایران بسیار بالاتر از قیمت ۴/۲۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بود که هند برای تحویل گاز در مرز خود پیشنهاد داده بود. همچنین علاوه بر ارتباط مستقیم فرمول قیمت‌گذاری مذکور با نفت خام برنت، این فرمول هیچ گونه سقف یا کفی را برای قیمت پیش‌بینی نکرده بود. اما در این میان پیشنهاد قیمت گاز پاکستانی‌ها بسیار پایین‌تر از هندی‌ها و کمتر از چهار دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بود. لذا پاکستان و دهلی‌نو با ارتباط فرمول مذکوربا قیمت نفت خام برنت و نبود سقف و کف برای قیمت، مخالفت نمودند.

در مذاکرات بعدی با مسؤولان هند و پاکستان، برای تعیین فرمول قیمت‌گذاری گاز صادراتی به این کشورها از طریق خط لوله صلح، بازار ژاپن ملاک قیمت‌گذاری گاز قرار گرفت چراکه این کشور بزرگترین وارد کننده LNG دنیا بوده و قیمت‌های آن از ثبات بیشتری نسبت به بازارهای گاز اروپا و آمریکا برخوردار است. به‌طور مثال قیمت گاز در بازار گاز انگلیس در اواخر سال ۲۰۰۵به ۱۹ دلار در هر میلیون بی تی‌یو رسید، اما در اواسط سال ۲۰۰۷ این رقم به کمتر از ۵/۳ دلار کاهش یافت، اما چنین تحولاتی در بازار ژاپن رخ نداده است. و این بازار از عدم تعادل قیمتی برخوردار نیست. مثلاً در بازار آمریکا

۱. روزنامه سرمایه؛ دوشنبه ۱۶ اردیبهشت ۱۳۸۷ ؛ شماره ۷۳۰ صفحه ۵ .

۲. روزنامه اطلاعات؛ شماره ۲۳۶۷۴ ؛ ۲۱ تیر ۱۳۸۵؛ صفحه ۲۰ .

از جمله بازار «هنری هاب» در جنوب این کشور قیمت گاز در اواخرسال ۲۰۰۵ به ۱۶دلار در هر میلیون بی تی یو رسید و در سال ۲۰۰۷ این رقم حتی کمتر از ۶ دلار بوده است. لذا روند قیمت‌ها در بازار ژاپن پایدار و افزایشی بوده و با جهش‌های بی‌رویه صعود یا سقوط قیمت‌ها روبه رو نبوده است. همچنین مطالعات نشان می‌دهد که بازار ژاپن از جمله بازارهای اصلی درخواست کننده LNG در سال‌های آینده خواهد بود و اگرچه بازار LNG در آمریکا، چین، کره، هند و برخی از کشورهای اروپایی تقاضای بیشتری در آینده خواهند داشت، اما ژاپن یکی از متقاضیان اصلی LNG است و به همین دلیل به‌عنوان نزدیکترین بازار به بازار هند و پاکستان برای تعیین قیمت گاز مورد توجه قرار گرفته است.

در ابتدا پیشنهاد شده بود قیمت حمل LNG با کشتی از خلیج فارس به ژاپن از قیمت LNG خریداری شده توسط ژاپن که هر ماه اعلام می‌شود، کم شود، سپس هزینه مایع سازی از آن کسر شده و در نهایت هزینه حمل از خلیج فارس تا هند و پاکستان به آن اضافه گردد. اما چون بر سر هزینه‌های دقیق مایع سازی و حمل LNG با کشتی از خلیج فارس تا ژاپن، اختلافاتی وجود داشت تصمیم بر این شد که با یک مشاور خارجی مذاکره شده ونظر مشاور مورد بررسی قرار گیرد. مکانیسم قیمت گذاری مذکور در نهایت توسط طرفین مورد توافق قرار نگرفت.[1]

در زمان تعیین مشاور برای فرمول قیمت گذاری خط لوله صلح قرار بود که نظر مشاور هیچ تعهدی برای هیچ یک از سه کشور ایران، هند و پاکستان ایجاد نکند. پیشنهاد انتخاب مشاور و بررسی قیمت گاز براساس قیمتLNG ژاپن، از سوی هندی‌ها مطرح شد. اگر مشاور فرمول قیمت را درست محاسبه کرده بود، قیمت گاز برای هند و پاکستان شاید از قیمت گاز صادراتی به ترکیه هم بیشتر می‌شد. مشاور برای تعیین فرمول قیمت، متوسط قیمت حدود ۱۲ قرارداد ژاپن را ملاک قرار داده بود، یعنی فرمول قیمت‌گذاری خط لوله صلح بر پایه قیمت قراردادهای خرید LNG ژاپن در ۱۰ تا ۱۵ سال گذشته بود. به نظر می‌رسد چون گاز ایران احتمالا در ۳ یا ۴ سال آینده به هند و پاکستان صادر خواهد شد، لذا فرمول پیشنهادی مشاور باید براساس قراردادهای خرید LNG ژاپن در یکی دوسال گذشته که به مراتب از قراردادهای قبلی بالاتر است، تعیین می‌شد. در این صورت قیمت گاز صادراتی ایران بسیار بالاتر و واقعی‌تر ارزیابی می‌شد.[2]

۱. ماهنامه اقتصاد ایران، شماره ۹۱، شهریور۱۳۸۵.

۲. چالشهای جدید خط لوله صلح، شرطهای هند برای خرید گاز ایران؛ روزنامه سرمایه؛ شماره ۷۲۸؛ ۱۳۸۷/۲/۱۴.

دیگر مکانیسم پیشنهادی که ظاهرا مورد توافق طرفین قرار گرفته است، تعیین قیمت گاز صادراتی بر اساس مکانیسم قیمت گذاری LNG وارداتی ژاپن می‌باشد، یعنی قیمت گاز صادراتی با قیمت سبد نفت خام وارداتی ژاپن(JCC) در ارتباط بوده و در واقع ضریبی از این قیمت به‌علاوه یک مقدار ثابت خواهد بود. فرمول احتمالی پیشنهادی برای تعیین قیمت گاز صادراتی براساس JCC به‌صورت زیر خواهد بود:

$$P_G = \alpha *(JCC)+ \beta + S\ pattern \qquad (19)$$

(محدوده منحنی S : ۷۰-۳۰ دلار/بشکه نفت)

که در آن P_G قیمت گاز صادراتی از طریق خط لوله به هند و پاکستان، α مقدار ثابت معادل ۰/۰۶۳ و β معادل ۱/۱۵ دلار در هر میلیون بی تی یو می‌باشد.[1] همچنین مقادیر ۳۰ و ۷۰ دلار در هر بشکه به عنوان سقف و کف قیمتی در نظر گرفته شده است. در صورتی که JCC در هر بشکه زیر ۳۰ دلار و بالای ۷۰ دلار باشد، این جزء ثابت به ترتیب۱/۵۴ دلار و ۲/۰۶ دلار بوده و درهردوحالت دراین فرمول ضریبی برابر ۰/۰۵ لحاظ خواهد شد(سپهریان ۱۳۸۶). در واقع این فرمول از مکانیسم قیمت گذاری S-Curve ژاپن تبعیت می‌نماید، یعنی در قیمت‌های پایین(زیر قیمت کف) شیب منحنی قیمت گذاری کاهش می‌یابد تا روند کاهش قیمتها کندتر شده و فروشنده کمتر آسیب ببیند و همچنین در قیمت‌های بالا(بالای قیمت سقف) نیزشیب منحنی قیمت گذاری به منظور حمایت از خریدار کاهش می‌یابد ولی در یک بازه قیمتی بین این دو محدوده، شیب افزایش می‌یابد و در نتیجه قیمتها از ثبات بیشتری برخوردار خواهند بود.

بر اساس فرمول فوق، در صورتی که شاخص JCC به ۶۰ دلار در هر بشکه برسد، قیمت هر یک میلیون بی‌تی‌یو گاز در مرز ایران و پاکستان به ۴/۹۳ دلار خواهد رسید. همچنین با توجه به این فرمول حداقل و حداکثر قیمت گاز صادراتی در مرزپاکستان، در محدوده ۵/۸- ۳/۳ قرار می گیرد که نسبت به متوسط قیمت گاز صادراتی کشور ما به ترکیه در سطح پایینی قرار دارد.

در این قسمت فرمول قیمت‌گذاری توافق شده میان ایران- هند و پاکستان به دو روش مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. در ابتدا این فرمول با فرمول‌های واردات LNG ژاپن از کشورهای دیگر، با در نظر گرفتن قیمت سبد نفت خام وارداتی ژاپن معادل ۶۰ دلار و کسر هزینه‌های مایع سازی و انتقال (برای تاسیسات و کشتی‌های انتقال موجود و در حال

۱. روزنامه کیهان؛ چهارشنبه ۱۰ مرداد ۱۳۸۶ ؛ سال شصت و چهارم؛ شماره ۱۸۸۶۴ .

بهره برداری)، با لحاظ نمودن افزایش هزینه‌های مایع‌سازی طی سالهای ۲۰۰۷-۲۰۰۳، و نیز متوسط قیمتهای موجود LNG وارداتی در بازار ژاپن، مورد مقایسه قرار می‌گیرد. در روش دوم قیمت حاصل از فرمول قیمت گذاری خط لوله صلح با سطوح قیمتها در قراردادهای بلند مدت منعقده جهت عرضه LNG در سالهای آتی(پس از ۲۰۱۰)، پس از کسر هزینه‌های مایع سازی و انتقال (با در نظر گرفتن افزایش سطح هزینه‌های مایع سازی و انتقال در سالهای آتی)، مورد مقایسه و ارزیابی قرار خواهد گرفت.

روش اول: مقایسه با فرمول‌های قیمت‌گذاری LNG وارداتی ژاپن و متوسط قیمتهای موجود بازار

در این روش ابتدا قیمت LNG وارداتی ژاپن بر مبنای قیمت نفت‌خام ۶۰ دلار در هر بشکه محاسبه شده و سپس هزینه‌های مایع سازی و انتقال LNG از بندر عسلویه تا ژاپن از آن کسر می‌گردد و در انتها پس از افزودن هزینه حمل گاز از ایران تا مرز پاکستان، با قیمت حاصله از فرمول قیمت‌گذاری گاز صادراتی از طریق خط لوله صلح مقایسه می‌گردد.

در سالهای اولیه دهه جاری هزینه‌های سرمایه‌ای تأسیسات LNG برای واحدهای موجود از بیش از ۷۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت مایع‌سازی سالانه در سال ۱۹۶۹ به کمتر از ۲۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت مایع‌سازی سالانه (به قیمت‌های اسمی) رسیده بود[1] ولی مجددا افزایش یافته و در اوایل سال ۲۰۰۵ به بیش از ۶۰۰ دلار رسید.[2] هزینه‌های سرمایه‌ای تأسیسات LNG در سال ۲۰۰۷ به بیش از ۱۰۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت مایع‌سازی سالانه رسیده و پیش‌بینی می‌شود این رقم برای پروژه‌های مایع‌سازی که در فاصله سالهای ۲۰۱۶-۲۰۱۱ به بهره برداری می‌رسند تا حدود ۱۴۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت مایع‌سازی سالانه افزایش یابد.[3] در واقع بخشی از کاهش هزینه‌ها که طی دهه‌های گذشته در نتیجه صرفه‌های مقیاس و بهبود تکنولوژی حاصل شده بود، از سال ۲۰۰۵ به بعد به دلیل قیمت‌های بالای مواد اولیه جبران شده است(جدول ۳).

افزایش مذکور در هزینه‌های زنجیره عرضه LNG منعکس‌کننده افزایش تدریجی هزینه‌های عمومی بخش انرژی جهان و صنعت LNG می‌باشد. در واقع تقاضای بالای

1. Corporate Strategies along the LNG Value Added Chain - An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration, Sophia Rüster and Anne Neumann, September, 2006
2. Dawning of a New Era, The LNG Story, Henry Lee, Harvard University, 2005.
3. A Review of the LNG Industry and its economics, 2nd Iran Gas Forum (Workshop), Siamak Adibi, Senior Consultant, FACTS Global Energy, 16 June 2008, Tehran, Iran.

جدول ۳. هزینه‌های تخمینی بخش مایع سازی LNG برای یک واحد نمونه با ظرفیت ۶ میلیون تن در سال ۲۰۰۷

هزینه سرمایه‌ای[1]	۶۳۱۵۰۰۰۰۰۰	دلار
دوره بهره‌برداری	۲۵	سال
هزینه سرمایه[2]	۸/۵	درصد
ضریب برگشت هزینه(CRF)	۰/۱۲	
	۷۵۷۸۰۰۰۰۰	دلار در سال
هزینه‌های عملیاتی و تامین و نگهداری[3]	۴	درصد هزینه سرمایه‌ای
	۳۰۳۱۲۰۰۰	دلار در سال
مقادیر LNG	۶۰۰۰۰۰۰	تن در سال
	۵۲۰۸۰۰۰۰	بشکه معادل نفت‌خام در سال
	۳۰۷۲۷۲۰۰۰	میلیون بی تی یو در سال
سوخت	۱۲	درصد ظرفیت ورودی
	۷۲۰۰۰۰	تن در سال
	۶۲۴۹۶۰۰	بشکه معادل نفت‌خام در سال
	۲/۴۹	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
	۱۵۵۶۷۰۷۳	
هزینه‌های واحد		
هزینه سرمایه‌ای	۱۴/۵۵	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
هزینه عملیاتی و تامین و نگهداری	۰/۵۸	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
سوخت	۰/۳۰	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
مجموع	۱۵/۴۳	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
هزینه مایع سازی	۲/۶۶	دلار به ازای هر میلیون بی تی یو

ماخذ: محاسبات نویسنده بر اساس منابع زیر؛

1. Dawning of a New Era, The LNG Story, Henry Lee, Harvard University, 2005
2. A Review of the LNG Industry and its economics, 2nd Iran Gas Forum (Workshop), Siamak Adibi, Senior Consultant, FACTS Global Energy, 16 June 2008, Tehran, Iran.

انرژی و همچنین قیمت‌های بالاتر انرژی که در نتیجه رقابت برای جذب نهاده‌های کلیدی تاسیسات LNG نظیر مواد اولیه (فولاد و سیمان) و نیروی کار متخصص به وجود آمده

1. Capital Expenditure.
2. Cost of Capital.

۳. مالیات‌های دولت را که شدیدا متغیر می‌باشند، شامل نمی‌شود.

است، موجب افزایش هزینه‌های صنعت LNG طی سالهای اخیر شده است.

در اواخر دهه ۱۹۸۰ و اوایل دهه ۱۹۹۰ هزینه ساخت یک کشتی با ظرفیت ۱۲۵۰۰۰ مترمکعب به بیش از ۲۵۰ میلیون دلار رسید. این هزینه‌ها به تدریج در طول دهه ۱۹۹۰ کاهش یافت و در سال ۲۰۰۳ هزینه ساخت یک کشتی با ظرفیت ۱۳۸۰۰۰ مترمکعب به حدود ۱۵۰ میلیون دلار رسید. این قیمتها مجدداً افزایش یافته و در نیمه اول سال ۲۰۰۴ به حدود ۱۷۵ میلیون دلار بالغ شد.[۱]

طی سالهای اخیر قیمت کشتی‌های LNG نیز در نتیجه افزایش قیمت فولاد و سایر تجهیزات افزایش یافته است، به‌طوری‌که در سال ۲۰۰۶ قیمت یک کشتی با ظرفیت ۱۵۵۰۰۰ مترمکعب به حدود ۲۲۰ میلیون دلار رسیده است. قیمت کشتی‌های با ظرفیت بیش از ۲۰۰۰۰۰ مترمکعب که برای پروژه‌های «قطر گاز» و «راس گاز» سفارش داده شده‌اند، در محدوده ۲۳۰ میلیون دلار برای کشتی‌های با ظرفیت ۲۱۰۰۰۰ مترمکعب تا ۲۹۰ میلیون دلار برای کشتی‌های با ظرفیت ۲۷۰۰۰۰ مترمکعب، گزارش شده است.[۲]

یک کشتی LNG با ظرفیت ۱۳۸۰۰۰ مترمکعب، هزینه ساخت ۱۹۰ میلیون دلار، سرعت ۱۹/۵ گره دریایی و نرخ بازگشت سرمایه ۸٪، جهت انتقال LNG در یک مسافت ۶۵۰۰ مایلی هزینه ای معادل ۰/۸۶ دلار در هر میلیون بی تی یو به همراه دارد. کشتی‌های جدید با ظرفیت ۲۱۶۰۰۰ مترمکعب که دارای هزینه ساخت ۲۳۰ میلیون دلار می‌باشند، پتانسیل کاهش هزینه انتقال در یک سفر دریایی مشابه را تا سطح ۰/۷۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو دارا می‌باشند.[۳]

با توجه به اینکه فاصله میان قطر و ژاپن در حدود ۶۴۸۰ مایل می‌باشد، فاصله انتقال LNG از بندر عسلویه تا ژاپن نیز در حدود ۶۵۰۰- ۶۰۰۰ مایل تخمین زده می‌شود. لذا هزینه انتقال LNG از بندر عسلویه تا ژاپن نیز حدود ۰/۹ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو تخمین زده می‌شود (جدول ۴).

هزینه انتقال گاز از عسلویه تا مرز پاکستان (فاصله ۱۱۱۵ کیلومتری) نیز با توجه به افزایش هزینه احداث این خط لوله از حدود ۴/۵ میلیارد متر مکعب در برآوردهای اولیه به ۷/۴ میلیارد دلار، در حدود ۹۰ سنت بر میلیون بی‌تی‌یو تخمین زده می‌شود.[۴] بنابراین به‌طور

1. Evaluating Liquefied Natural Gas (LNG) Options for the State Of Hawaii, April 2007.

۲. همان

3. Simmons & Company International, Integrated Oil Research, April 7, 2005.

۴. محاسبه مذکور بر مبنای هزینه تخمینی صدور گاز ایران به اروپا بر اساس مطالعه "طرح ۲۰ ساله گازطبیعی- موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی" و نیز لحاظ نمودن افزایش هزینه‌های احداث خط‌لوله به‌میزان ۶۵٪، برآورد شده است.

جدول ۴. هزینه‌های انتقال LNG با یک کشتی با ظرفیت ۱۳۸۰۰۰ مترمکعب

فاصله انتقال برحسب مایل دریایی	مدت زمان سفر دریایی برحسب روز	هزینه (دلار بر هر میلیون بی‌تی‌یو)
۱۹۰۰	۱۰	۰/۳
۳۷۵۰	۱۸	۰/۶
۶۵۰۰	۲۸	۰/۸۶

1. LNG Today, Fully Update and Expanded, Andy Flower, June 2004 .
2. Simmons & Company International, Integrated Oil Research, April 7, 2005.

کلی هزینه‌های مایع‌سازی و انتقال LNG به بازار ژاپن و نیز انتقال گازطبیعی با خط لوله از عسلویه به مرز پاکستان به ترتیب حدود ۲/۶۶ ، ۰/۸۶ و ۰/۹ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو برآورد می‌شود.

با توجه به محاسبات جدول ۵ مشاهده می‌شود که قیمت گاز صادراتی به هند و پاکستان، در مرز پاکستان، بر مبنای فرمول‌های قیمت‌گذاری LNG وارداتی ژاپن و نیز متوسط قیمت LNG در این بازار طی سالهای ۲۰۰۶، ۲۰۰۷ و ۲۰۰۸ در محدوده ۷/۳۴- ۵/۱۳ دلار به‌ازای هر میلیون بی‌تی‌یو برآورد شده است که از قیمت حاصله از فرمول قیمت‌گذاری صادرات گاز به هند و پاکستان بالاتر بوده و در مواردی به‌بیش از حدود ۴۹٪ آن می‌رسد. این قیمت تنها بر مبنای متوسط قیمت LNG وارداتی ژاپن در سال ۲۰۰۷ ، در حدود ۵/۱۳ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده و در سایر موارد در سطح حداقلی بیش از ۶/۷ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو (۳۶٪ بیشتر) قرار می‌گیرد.

روش دوم: مقایسه فرمول قیمت‌گذاری خط لوله صلح با سطوح قیمتها در قراردادهای بلندمدت منعقده جهت عرضه LNG در سالهای آتی(پس‌از ۲۰۱۰)

با توجه به اینکه پروژه خط لوله صلح در صورت امضای قرارداد نهایی از سال ۲۰۱۳ عملیاتی خواهد شد، لذا جهت ارزیابی منطقی تر لازم است قیمت گاز صادراتی از طریق این خط لوله با سطوح قیمتهای گاز در قراردادهایی که جهت عرضه گاز در سالهای آتی(۲۰۱۰ به بعد) منعقد شده‌اند، مقایسه شود.

شرکتهای ژاپنی در هفته پایانی ماه مارس ۲۰۰۸ ، قرارداد درازمدت خرید LNG با اندونزی را تمدید کردند. قیمت LNG در محموله‌های جدید بیش از ۵۰ درصد افزایش

جدول ۵ . مقایسه فرمول‌های قیمت‌گذاری LNG وارداتی ژاپن، متوسط قیمتهای موجود بازار و فرمول قیمت‌گذاری صادرات گاز ایران از طریق خط لوله صلح در سطح قیمت‌های ۶۰ دلار به ازای هر بشکه برای JCC

(قیمت‌های گاز و LNG بر مبنای دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشد)

طرفین قرارداد	فرمول قیمت‌گذاری	قیمت LNG	(-) هزینه‌های مایع سازی و انتقال	(+)هزینه‌های انتقال گاز تا مرز پاکستان	کل هزینه گاز تحویلی در مرز پاکستان
عمان - ژاپن (FOB)	P = 0.1515 * JCC	۹/۰۹	۲/۶۶	۰/۹	۷/۳۳
آلاسکا - ژاپن	P = 0.1465 * JCC+ 0.57	۹/۳۶	۳/۵۲	۰/۹	۶/۷۴
اندونزی - ژاپن	P = 0.1485 * JCC + 0.59	۹/۵	۳/۵۲	۰/۹	۶/۸۸
* قطر – ژاپن (CIF)	P = 0.1485 * JCC+ A 0.6 =< A <= 0.9	۹/۶۱	۳/۵۲	۰/۹	۶/۹۹
متوسط قیمت LNG وارداتی ژاپن در سال ۲۰۰۶	–	۹/۹۶	۳/۵۲	۰/۹	۷/۳۴
متوسط قیمت LNG وارداتی ژاپن در سال ۲۰۰۷	–	۷/۷۵	۳/۵۲	۰/۹	۵/۱۳
متوسط قیمت LNG وارداتی ژاپن در ژانویه سال ۲۰۰۸	–	۹/۹۴	۳/۵۲	۰/۹	۷/۳۲
** ایران-پاکستان - هند	P_G= 0.063 *(JCC)+ 1.15 + S pattern	۴/۹۳	–	–	۴/۹۳

* (قیمت کف این فرمول براساس بشکه‌ای ۱۷/۵ دلار و میزان ۳/۶ دلار/میلیون B.T.U (A=۰/۷) در نظر گرفته شده‌است.
** (محدوده منحنی S : ۷۰-۳۰ دلار/بشکه نفت)

یافته است. این قرارداد به گونه‌ای تنظیم شده است که با افزایش قیمت سبد نفت وارداتی ژاپن به ۱۰۰ دلار، بهای LNG ۱۵ تا ۱۶ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود. به نظر می‌رسد شرکت‌های ژاپنی تسلیم شرایط جدید بازار شده‌اند و افزایش شدید بهای گاز را پذیرفته‌اند. آنها بر خلاف شرکت‌های چینی هم به خرید گازطبیعی در قیمت‌های بالا

تمایل دارند و هم توانایی پرداخت بهای آن را دارا می‌باشند. ژاپن همچنین مذاکرات مربوط به قرارداد خرید LNG از پروژه NWS[1] استرالیا را به پایان برده است. از این پروژه در قالب ۹ قرارداد، سالانه ۷/۳ میلیون تن LNG به ژاپن صادر می‌شود. این قراردادها تا ماه مارس سال ۲۰۰۹ اعتبار دارد و لذا از هم اکنون مذاکرات مربوط به تمدید آنها آغاز شده است. فرمول قرارداد جاری به گونه ای است که با فرض اینکه قیمت هر بشکه سبد نفت وارداتی ژاپن ۶۰ دلار باشد، بهای LNG، ۸ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود. (بهروزی‌فر و خوشرو ۲۰۰۸)

شرکت چینی CNOOC[2] قرارداد بلند مدت عرضه LNG خود را برای خرید سالانه ۲ میلیون تن LNG به‌مدت ۲۵ سال از پروژه قطرگاز ۲ نهایی کرده است و واردات آن از سال ۲۰۰۹ آغاز خواهد شد. بنا به گفته این شرکت قیمتها براساس قیمت بازار مذاکره شده است. قیمت بازار برای CNOOC نزدیک به ۱۶ و ۱۶/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده است. LNG خریداری شده به تاسیسات «زیجیانگ» و ترمینالهای دیگر عرضه خواهد شد. چین دارای یک ترمینال تبدیل به گاز مجدد به نام «داپنگ» می‌باشد که در ایالت «گوانگ دانگ» واقع شده است. این ترمینال قراردادهای بلندمدت عرضه LNG با استرالیا و اندونزی منعقد نموده است. در سال ۲۰۰۲، زمانی که قیمت نفت‌خام پائین‌تر از ۳۰ دلار در هر بشکه بود، قیمت توافق شده در قرارداد با استرالیا نزدیک به ۲/۵ و ۳/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو محاسبه شد.[3]

همچنین شرکت «پترونت LNG» - واردکننده دولتی LNG در هند- احتمالاً به زودی با انتقال ۲/۵ میلیون تن LNG در سال از محل پروژه Gorgon در استرالیا به مدت ۲۵ سال (از ژوئیه سال ۲۰۱۰) به توافق خواهد رسید. نوسان قیمت در این توافق به موازات شاخص نفتی ژاپن (JCC)، بین ۳۰ تا ۵۰ دلار در هر بشکه است. این نوسان قیمت بسیار بالاتر از محدودهٔ ۱۶ تا ۲۴ دلار به ازای هر بشکه در قرارداد اولیه شرکت RasGas قطر می‌باشد. در این فرمول با احتساب هزینه ثابت ۱/۲۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو، با نوسان قیمت JCC ،شاخص JCC از ۳ درصد تا ۸-۷ درصد در نوسان خواهد بود. اگر این شاخص به ۶۰ دلار برسد، قیمت تحویل در کشتی به ۴،۷۸۴ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد رسید(سپهریان ۱۳۸۶). با توجه با افزایش قیمتهای نفت به بیش از

1. NorthWest Shelf.
2 . Chian National Offshore Oil Corportion (CNOOC)
۳. تحولات بین‌المللی گاز؛ شرکت ملی صادرات گاز ایران؛ شماره ۳؛ خرداد ۱۳۸۷ .

۱۰۰ دلار در هر بشکه، قیمت LNG بصورت FOB در حدود ۷/۱۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود.

لذا با توجه به بحران عرضه نفت در جهان و افزایش شدید قیمت‌های آن و به تبع آن افزایش تقاضای جهانی گاز طبیعی، قیمتهای ۷ تا ۱۰ دلار به ازای هر میلیون بی تی یو برای خط لوله ترکیه، ونیز متوسط قیمتهای LNG در بازارهای آسیا (ژاپن و کره) و اروپا در سال ۲۰۰۷، به ترتیب معادل ۸/۶ و ۱۰/۲۲ دلار در هر میلیون بی تی یو را باید حد پایین قیمت‌های گاز فرض نموده و انتظار افزایش سطوح قیمت‌ها را در سالهای آتی داشت. قیمتهای خرید و فروش LNG در قراردادهای بلند مدتی که اخیرا به امضاء رسیده اند و در محدوده ۱۶- ۱۰ دلار قرار دارند، مؤید این واقعیت می‌باشند.

باتوجه به پیش‌بینی افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای تاسیسات مایع سازی LNG تا سطح ۱۴۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت مایع سازی سالانه، برای پروژه‌های مایع‌سازی که در فاصله سالهای ۲۰۱۶- ۲۰۱۱ به بهره برداری خواهند رسید،[1] هزینه‌های مایع سازی یک واحد تولید LNG با ظرفیت ۶ میلیون تن در سال و نرخ بازگشت سرمایه ۱۲٪، بصورت زیر برآورد می‌شود(جدول ۶).

همچنین با فرض افزایش ۶۵ درصدی هزینه حمل LNG با کشتی طی سالهای آتی که به دنبال افزایش مواد اولیه و تجهیزات و همچنین همراستا با افزایش هزینه‌های مایع سازی صورت خواهد گرفت (میزان افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای مایع‌سازی LNG در فاصله سالهای ۲۰۰۵ تا پس از ۲۰۱۱ بیش از ۱۳۰٪ پیش بینی می‌شود، یعنی از حدود ۶۰۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت مایع سازی سالانه به بیش از ۱۴۰۰ دلار می‌رسد)، هزینه حمل LNG در سالهای آتی در حدود ۱/۴ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو برای انتقال LNG از عسلویه تا ژاپن خواهد بود. لذا با در نظر گرفتن قیمت LNG در محدوده ۱۶-۱۵ دلار در هر میلیون بی تی یو در قراردادهای آتی ژاپن و چین (با فرض قیمت ۱۰۰ دلاری JCC)، و با کسر هزینه‌های مایع سازی و انتقال به‌ترتیب معادل ۳/۵۳ و ۱/۴ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو، و نیز افزودن هزینه حمل تا مرز پاکستان معادل ۰/۹ دلار به‌ازای هر میلیون بی‌تی‌یو، متوسط قیمت گاز تحویلی در مرز پاکستان در حدود ۱۲- ۱۱ دلار در هر میلیون بی تی یو خواهد بود که از قیمت ۷/۰۶ دلار (حاصله از فرمول قیمت‌گذاری خط لوله صلح در قیمت JCC معادل ۱۰۰ دلار در هر بشکه) به مراتب بیشتر است.

1. A Review of the LNG Industry and its economics, 2nd Iran Gas Forum (Workshop), Siamak Adibi, Senior Consultant, FACTS Global Energy, 16 June 2008, Tehran, Iran.

جدول ۶. هزینه‌های تخمینی بخش مایع سازی LNG برای یک واحد نمونه با ظرفیت ۶ میلیون تن در سال (۲۰۱۶- ۲۰۱۱)

هزینه سرمایه‌ای[1]	۸۴۰۰۰۰۰۰۰۰	دلار
دوره بهره‌برداری	۲۵	سال
هزینه سرمایه[2]	۸/۵	درصد
ضریب برگشت هزینه(CRF)	۰/۱۲	
	۱۰۰۸۰۰۰۰۰۰	دلار در سال
هزینه‌های عملیاتی و تامین و نگهداری[3]	۴	درصد هزینه سرمایه‌ای
	۴۰۳۲۰۰۰۰	دلار در سال
مقادیر LNG	۶۰۰۰۰۰۰	تن در سال
	۵۲۰۸۰۰۰۰	بشکه معادل نفت‌خام در سال
	۳۰۷۲۷۲۰۰۰	میلیون بی تی یو در سال
سوخت	۱۲	درصد ظرفیت ورودی
	۷۲۰۰۰۰	تن در سال
	۶۲۴۹۶۰۰	بشکه معادل نفت‌خام در سال
	۲/۴۹	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
	۱۵۵۶۷۰۷۳	
هزینه‌های واحد		
هزینه سرمایه‌ای	۱۹/۳۵	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
هزینه عملیاتی و تامین و نگهداری	۰/۷۷	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
سوخت	۰/۳۰	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
مجموع	۲۰/۴۲	دلار به ازای هر بشکه معادل نفت‌خام
هزینه مایع سازی	۳/۵۳	دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو

ماخذ: محاسبات نویسنده بر اساس منابع زیر؛

1. Dawning of a New Era, The LNG Story, Henry Lee, Harvard University, 2005
2. A Review of the LNG Industry and its economics, 2nd Iran Gas Forum (Workshop), Siamak Adibi, Senior Consultant, FACTS Global Energy, 16 June 2008, Tehran, Iran.

1. Capital Expenditure.
2. Cost of Capital.

۳. مالیات‌های دولت را که شدیدا متغیر می‌باشند، شامل نمی‌شود.

۷. نتیجه‌گیری

امروزه بویژه با رکوردشکنی‌های مداوم قیمت نفت، اغلب قراردادهای گاز جهان براساس فرمول‌هایی تعیین قیمت می‌شوند که نوسانات قیمت نفت خام در آن لحاظ شود. تقریباً تمام قراردادهای خرید و فروش گاز قراردادهای بلندمدتی هستند و چنانچه بند «بازنگری قیمت» در آن لحاظ نشود ممکن است نوسانات مثبت و یا منفی قیمت نفت، منافع اقتصادی وحتی امنیتی کشورهای طرف قرارداد را با خطری سنگین روبه رو سازد. لذا تعیین ضریب همبستگی میان قیمت گاز طبیعی و نفت خام، مقدار ثابت فرمول، محدوده کف و سقف قیمتی و نیز تعیین دوره بازنگری قیمت در فرمول قیمت گذاری گاز یکی از مهمترین اصول در مذاکرات مربوط به صادرات گاز قلمداد می‌شود و قیمت گاز باید در سطوح رقابتی و همتراز با سایر بازارهای رقیب تعیین شود.

بطورکلی قیمت گاز صادراتی از طریق خط لوله صلح، در مرز ایران و پاکستان، نباید حدودا از قیمت گاز تحویلی در مرز ایران به ترکیه کمتر باشد چراکه منابع گازی کشور ما می‌تواند هم به بازار اروپا و هم به بازار آسیا صادر شود. قیمت گاز در بازار جنوب اروپا حداقل معادل قیمت فروش گاز ما به ترکیه بوده و در این بازار خریدارهای زیادی وجود دارند. به عنوان مثال شرکت گازپروم روسیه قصد دارد قیمت گاز صادراتی خود به اوکراین و اروپا را از اواخر سال ۲۰۰۸ و یا اوایل سال ۲۰۰۹ تا حدود ۱۴-۱۱ دلار[1] در هر میلیون بی تی یو افزایش دهد. برای بازار آسیا نیز به دلیل اینکه خط لوله رقیبی وجود ندارد، قیمت قراردادهای اخیر LNG در منطقه که در حدود ۱۶-۱۰ دلار در هر میلیون بی تی یو می‌باشد، باید ملاک قیمت گذاری گاز صادراتی قرار گیرد.

خریداران هندی معتقدند گاز باید با قیمت‌های رقابتی و ارزان به دست مشتری برسد و برای موفقیت این پروژه، باید قیمت‌ها با بازار هماهنگ باشد و در بلندمدت رغبت طرفین را برانگیزد. در واقع هندی‌ها خواهان گاز ارزان و قابل رقابت با سایر حاملهای انرژی در بازار داخلی خود هستند ولی برای کشور ما قیمت‌گذاری یابد به نحوی باشد که قیمت گاز صادراتی به هند و پاکستان در مقایسه با سایر بازارهای رقیب نظیر بازار اروپا پایین نبوده و منافع بلند مدت کشور نیز تامین شود.

همچنین باید خاطر نشان کرد که خوشبختانه بازار گاز طبیعی هند نیز آماده جهش قیمت شده است. مقامات دولتی هند اجازه فروش گاز طبیعی در بازار داخلی به بالاترین

۱. افزایش بهای گاز صادراتی روسیه به اروپا، شانا، ۱۵ تیر ماه ۱۳۸۷.

قیمتی که تا کنون وجود داشته است را صادر نموده اند. قرار است گاز تولیدی حوزه‌های Panna- Mukta و Tapti در فلات قاره غرب هند که توسط کنسرسیومی به سرپرستی BG[1] و متشکل از Reliance و ONGC[2] و با حجم حدود ۶ میلیارد مترمکعب در سال تولید می‌شود، به قیمت ۵/۷ دلار در هر میلیون بی تی یو به فروش برسد. این سطح قیمت بالاتر از قیمتی است که در اواسط سال ۲۰۰۷ برای گاز تولیدی شرکت Reliance از حوزه دریایی Krishna- Godavari و در قیمت نفت خام ۶۰ دلار در هر بشکه، به‌میزان ۴/۲ دلار در هر میلیون بی تی یو تایید شده بود. مقامات هندی قصد دارند طی چند سال آینده به سمت آزاد سازی بازار گاز حرکت نمایند و به مصرف کنندگان گاز طبیعی هشدار داده‌اند که آماده پذیرش قیمت‌های بالاتر گاز طبیعی باشند.

پاکستان نیز قصد دارد قیمت گاز پرداختی برای مصرف کنندگان خانگی، صنعتی و تجاری خود را تا سقف ۳۱٪ افزایش دهد. این افزایش که بر اساس رشد بین المللی قیمت نفت خام صورت گرفته است، شامل تولید کنندگان مستقل در بخش برق و صنایع کود شیمیایی نمی شود و همچنین ۹۰٪ خانوارها تحت تاثیر قرار نخواهند گرفت. قیمت گاز برای مصرف کنندگان خانگی از ۵/۵۳ دلار در هر میلیون بی تی یو به ۷/۲۵ دلار و برای مصارف تجاری از ۶/۵۵ دلار در هر میلیون بی تی یو به ۸/۵۸ دلار بالغ می‌گردد. این در حالی‌ست که رشد قیمت گاز برای مصارف صنعتی از ۵/۸۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو به ۷/۶۲ دلار می‌رسد.

بطور کلی موفقیت این طرح به اراده سیاسی کشورها و توافق آنها با یکدیگر بستگی دارد چراکه مطالعات نشان می‌دهند زیرساخت‌های اقتصادی مورد نیاز برای اجرای این طرح وجود داشته و کلید اجرای آن، پذیرفتن وابستگی طرفین به یکدیگر می‌باشد. با تکمیل این طرح در ابتدا روزانه ۶۰ میلیون متر مکعب گاز به پاکستان و هند منتقل می‌شود که سهم هر کشور از این میزان گاز وارداتی مساوی خواهد بود. طبق برنامه، ظرفیت این خط لوله به ۱۱۰ میلیون متر مکعب در روزافزایش خواهد یافت. هزینه اجرای این پروژه در برآوردهای اولیه چهار و نیم میلیارد دلار اعلام شده بود اما اکنون کارشناسان هزینه طرح را حدود هفت میلیارد و چهارصد میلیون دلار برآورد کرده‌اند.

1. Britich Gas
2. Oil and Natural Gas Corporation

فهرست منابع

۱. افزایش بهای گاز صادراتی روسیه به اروپا، ۱۳۸۷، شانا، ۱۵ تیر ماه.

۲. بهروزی‌فر، مرتضی؛ خوشرو، سعید؛ اردیبهشت ۱۳۸۷، تحولات بازار جهانی گاز، مارس ۲۰۰۸؛ بولتن تحولات بازارهای نفت و گاز، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، شماره ۱۸.

۲. بهروزی‌فر، مرتضی؛ خوشرو، سعید؛ بهمن ۱۳۸۷، تحولات بازار جهانی گاز، دسامبر ۲۰۰۷؛ بولتن تحولات بازارهای نفت و گاز، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، شماره ۱۷.

۴. تحولات بین المللی گاز؛ خرداد ۱۳۸۷، شرکت ملی صادرات گاز ایران؛ شماره ۳.

۵. توافق هند و پاکستان، درخصوص خط لوله صلح، ۱۳۸۷، شانا، ۶ اردیبهشت.

۶.چالشهای جدید خط لوله صلح، شرطهای هند برای خرید گاز ایران؛ اردیبهشت ۱۳۸۷، روزنامه سرمایه؛ شماره ۷۲۸؛ ۱۴ اردیبهشت.

۷. خالقی، شهلا؛ ۲۲ مرداد ۱۳۸۶، گاز طبیعی ایران و تحولات بازارهای جهانی؛ سمینار آموزش تخصصی؛ موسسه مطالعات بین المللی انرژی.

۸. رحیمی، غلامعلی؛ ۱۳۸۶، نگاهی به صنعت LNG در جهان؛ موسسه مطالعات بین المللی انرژی؛ چاپ اول؛ تهران.

۹. رحیمی، غلامعلی؛ مهر و آبان ۱۳۸۶، صنعت گاز ایران، وضع کنونی و چشم اندازها؛ ماهنامه اطلاعات سیاسی اقتصادی؛ شماره ۲۴۲-۲۴۱.

۱۰. رحیمی، غلامعلی؛ اسفند ۱۳۸۲، سیاستها و برنامه‌های بلندمدت صادرات نفت و گاز و فرآورده براساس مدل بهینه‌سازی جریان انرژی؛ پایان‌نامه کارشناسی ارشد، رشته اقتصاد انرژی، دانشگاه تربیت مدرس.

۱۱. روزنامه اطلاعات؛ تیر ۱۳۸۵، شماره ۲۳۶۷۴؛ ۲۱ تیر؛ صفحه ۲۰ .

۱۲. روزنامه سرمایه؛ شماره ۷۳۰ ؛روز دوشنبه شانزدهم اردیبهشت‌ماه سال ۱۳۸۷؛ صفحه ۵ .

۱۳. روزنامه کیهان؛ ۱۳۸۶، چهارشنبه ۱۰ مرداد؛ سال شصت و چهارم؛ شماره ۱۸۸۶۴.

۱۴. سپهریان، مصطفی؛ ۱۳۸۶، هند موانع قیمتی گازطبیعی را پشت سر می‌گذارد؛ ترجمه شده از هفته نامه World Gas Intelligence ؛ دوره ۱۸؛ شماره ۷ ؛ مورخ ۱۴ فوریه ۲۰۰۷؛ سایت شرکت ملی گاز ایران؛ ۲۲ فروردین .

۱۵. صفری، بنیامین؛ شانا؛ ۱۳۸۷، ۲۹ اردیبهشت.

۱۶. «طرح ۲۰ ساله گاز طبیعی- موسسه مطالعات بین المللی انرژی»

۱۷. ماهنامه اقتصاد ایران، شهریور ۱۳۸۵، شماره ۹۱، شهریور.

۱۸. مزرعتی، محمد؛ ۱۳۸۵، اقتصاد انرژی، گذری بر موضوعات مربوط به بازارهای جهانی انرژی؛ انتشارات پارس پیدورا؛ چاپ اول؛ تهران.

۱۹. هفته‌نامه اتاق بازارگانی و صنایع و معادن ایران و انگلیس؛ ۱۸ مرداد ۱۳۸۵ .

20. A Review of the LNG Industry and its economics, 2008, 2nd Iran Gas Forum (Workshop), Siamak Adibi, Senior Consultant, FACTS Global Energy, 16 June, Tehran, Iran.

21. Corporate Strategies along the LNG Value Added Chain - An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration, 2006, Sophia Rüster and Anne Neumann, September

22. Dawning of a New Era, The LNG Story, 2005, Henry Lee, Harvard University,.

23. Evaluating Liquefied Natural Gas (LNG), 2007, Options for the State Of Hawaii, April

23. Gas Infrastructure Augmentation and Long term Planning, Munawar Ahmad , 2003, SUI Southern Gas Company Limited, Karachi, December 17.

24. investment opportunities in Pakistan gas sector, 2004, munawar baseer ahmad, managing director, SUI southern gas company limited (SSGC), Islamabad, may 3-5.

25. LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, 2004, June.

26. New LNG Project in Asia and Their Effects on Pricing, Jeaseong choi & Gi C. Jung , Center for gas economic & management, KOGAS.

27. Simmons & Company International, 2005,Integrated Oil Research, April 7.

28. Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan(-India) Natural Gas Pipeline Project, Dan Millison, 2006, P.E. ADB South Asia Energy Division ADB South Asia Energy Division November 2006November.

29. World Energy Outlook 2007, IEA.