بررسی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری گازطبیعی در مناطق مختلف

غلامعلی رحیمی[1]

چکیده

سؤالی که در بخش گاز به‌طور مداوم مورد توجه قرار می‌گیرد این است که آیا رابطه میان قیمت‌های گاز و نفت در آینده ادامه خواهد داشت یا نه؟ گازطبیعی هنوز به صورت جهانی مورد معامله قرار نمی‌گیرد، لذا قیمت‌های آن می‌تواند به گونه قابل توجهی از یک ناحیه به ناحیه دیگر متفاوت باشد. در حال حاضر اروپا، آسیا و آمریکا هر کدام مکانیسم قیمت‌گذاری مختص به خود را دارند. در قاره اروپا هنوز هم قیمت گازطبیعی رابطه مستقیم و قابل توجهی با قیمت انرژی‌های جایگزین، خصوصاً نفت‌کوره و نفت حرارتی دارد. به عبارت دیگر بازار گاز با بازار نفت مرتبط شده است. لذا در نتیجه تأثیرات آزادسازی بازارگاز، چگونگی این ارتباط احتمالاً در آینده تغییر خواهد یافت و حرکاتی نظیر آنچه در بازار آمریکا در گذشته به وقوع پیوست، اتفاق خواهد افتاد.

اگر چه قراردادهای خرید و فروش LNG معمولاً از یک ساختار مشابه پیروی می‌کنند، تفاوت‌های قابل ملاحظه‌ای در قیمت‌های LNG بازارهای منطقه‌ای آسیا، اروپا و آمریکا وجود دارد. در بازار آمریکا و اروپا قیمت‌های گاز خط لوله، مرجع

۱. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، گروه پژوهشی مدلسازی و مطالعات بلند مدت انرژی- (A-rahimi@iies.net)-(Alirahimigh2000@yahoo.com)

تعیین قیمت LNG هستند چرا که LNG در این بازارها می‌بایست با خط لوله رقابت نماید. در مورد آسیا، در قراردادهای واردات کره و تایوان از یک فرمول قیمت‌گذاری مشابه قراردادهای وارداتی ژاپن استفاده می‌شود، لذا متوسط قیمت LNG وارداتی ژاپن معرف قیمت‌های LNG در بازار LNG آسیاست. اختلاف در قمیت‌ها ناشی از فرمول‌ها و ساختارهای قیمت‌گذاری متفاوتی است که در هر منطقه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

این مطالعه روشهای مختلف قیمت‌گذاری گاز طبیعی را در مناطق مختلف مورد بررسی قرار می‌دهد. در واقع هدف از این بررسی شناخت رابطه میان قیمتهای گاز طبیعی و نفت‌خام و همچنین متغیرهای تاثیرگذار بر قیمت گاز در مناطق مختلف می‌باشد. بر اساس نتایج مطالعه مذکور رقابت شدید میان عرضه‌کنندگان جهت حفظ و تأمین بازارها منجربه تغییرات چشمگیری در فرمول سنتی قیمت‌گذاری LNG آسیا شده است و سطح قیمت‌های LNG آسیا و شدت همبستگی آن با نفت‌خام از طرف خریداران تحت فشار و انتقاد قرارگرفته است. خریداران جدید در چین و هند موفقیت‌های منحصر بفردی را در دست‌یابی به قیمت‌های پایین کسب کرده‌اند. با پیشنهاد ابتکاری خریداران چینی برای ترمینال LNG گویانگ‌دانگ، آنها نه‌تنها به قیمت کلی پایین‌تری برای خرید LNG از استرالیا دست یافته اند، بلکه بواسطه همبستگی کمتر آن با قیمت نفت (۳۰درصد)، قمیتLNG از ثبات بیشتری نیز برخوردار شده است. این قرارداد نوعی هشدار برای عرضه‌کنندگان تلقی می شود چرا که نشان دهنده این حقیقت است که قدرت از فروشندگان به خریداران در حال انتقال می باشد. خریداران در بازارهای سنتی ژاپن،کره و تایوان نیز به موفقیت‌هایی دست یافته‌اند.

واژه‌های کلیدی: گازطبیعی، LNG، نفت‌خام ، مکانیسم‌های قیمت‌گذاری، قرارداد خرید و فروش.

۱. مقدمه

مراجع مهم پیش‌بینی‌کننده بین‌المللی نظیر IEA ، EIA و دبیرخانه اوپک جهش قابل ملاحظه‌ای را در تقاضای آتی گازطبیعی پیش‌بینی و اعلام نموده‌اند. بطوریکه متوسط نرخ رشد سالانه مصرف گازطبیعی را بین ۲/۶۳ تا ۳/۶ درصد تخمین زده اند. یعنی این که تقاضای گاز طبیعی از سریع‌ترین نرخ رشد مورد انتظار در مصرف انواع حاملهای انرژی

برخوردار بوده است. به همین دلیل جایگاه گاز طبیعی نیز ارتقاء یافته و از حدود ۲۳ درصد کنونی به ۲۷ تا ۲۸ درصد کل تقاضای انرژی جهان افزایش خواهد یافت. این روند عمدتاً ناشی از یکسری عوامل، شامل مزیت‌های اقتصادی ـ فنی و زیست‌محیطی گاز طبیعی در مقایسه با مصرف زغال‌سنگ و نفت بوده است؛ همچنین سیاستهای متنوع‌سازی منابع تأمین انرژی و امنیت عرضه انرژی کشورهای مصرف کننده نیز در این زمینه تأثیرگذار است. سایر عوامل مؤثر در این روند عبارتند از: فراوانی ذخایر جهانی گازطبیعی، رقابتی‌تر شدن بازار این حامل انرژی و همچنین رشد سریع تکنولوژی‌های تولید برق مصرف‌کننده گاز از قبیل توربین‌های سیکل ترکیبی. بنابه همین دلایل انتظار می‌رود مصرف گاز طبیعی طی دهه‌های آتی نیز افزایش چشم‌گیری داشته باشد تا جایی که قرن آینده را قرن گاز تلقی نموده‌اند.

با این که مصرف گاز به شدت رشد کرده ولی تولید داخلی گاز در اکثر کشورها از چنین شدتی برخوردار نبوده است. همچنین به دلیل اینکه اکثر ذخایر زیر زمینی گازی دنیا دور از مراکز رو به رشد مصرف واقع شده‌اند و حجم ذخایر عرضه کننده گاز (که مجاور مراکز مصرف بوده‌اند) رو به کاهش گذاشته است لذا بحث تجارت گاز طبیعی در آینده به مراتب از اهمیت بیشتری برخوردار و تحول در جهت‌گیری سرمایه‌گذاری‌ها اجتناب‌ناپذیر خواهد بود. در این میان، تجارت LNG در سالهای اخیر بطور برجسته‌ای افزایش یافته است. لذا با آگاهی بر نکات فوق و این که کشور ما دومین دارنده ذخایر گاز طبیعی در جهان به شمار می رود، و به رغم مصرف داخلی بالا (چه به لحاظ مصرف سوختی و چه به لحاظ ضرورت تزریق به میادین نفتی جهت ازدیاد برداشت نفت خام) و نیز به دلیل حضور فعالانه رقبای منطقه ای و شرکای ذخایر مشترک ما در بازار جهانی گاز طبیعی، بررسی و شناخت مکانیسم های قیمت گذاری گاز طبیعی در مناطق مختلف برای برنامه ریزی های آتی بخش انرژی کشور، در راستای اتخاذ رویکرد صادراتی، ضرورتی اجتناب ناپذیر به حساب می آید.

۲. قیمت گذاری LNG در بازار آسیا

جدول ۱ قیمت گذاری LNG را در دوره های زمانی مختلف در آسیا بصورت اجمالی نشان می دهد. همانگونه که در این جدول آورده شده است قیمت گذاری LNG در بازار آسیا در ۵ دوره مختلف دچار تحول گردیده است. در اولین قراردادهای خریداران ژاپنی، برای دوره ۲۰- ۱۵ ساله مدت قرارداد، قیمت به صورت"اسمی ثابت" تعیین می‌شد. به هر

حال، این قیمت‌های اسمی نسبت به قیمت نفت‌خام در اواخر دهه ۱۹۶۰ که در آن زمان زیر ۲ دلار در هر بشکه بود، دارای اضافه ارزش[1] قابل توجهی بودند. در سال ۱۹۶۹ اولین محموله LNG از پروژه Kenai در آلاسکا با قیمت ثابت ۰/۵۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو به ژاپن صادر شد. این قیمت LNG نسبت به قیمت نفت‌خام که در آن زمان متوسط قیمت آن ۰/۳۳ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بود، دارای اضافه ارزش قابل توجهی بود. این مازاد قیمت از توسعه‌دهندگان اولیه پروژه‌های LNG در آلاسکا و برونئی حمایت می‌نمود.

به دنبال اولین شوک نفتی در سال ۱۹۷۳- در این سال جنگ اعراب و اسرائیل منجر به تحریم نفتی اعراب در فاصله سال‌های ۷۴-۱۹۷۳ و افزایش سریع قیمت‌های نفت‌خام شد- قیمت‌های نفت‌خام به صورت انفجاری از متوسط ۲/۸۳ دلار در هر بشکه در سال ۱۹۷۳ به ۱۰/۴۱ دلار درهر بشکه یا ۱/۹ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو در سال ۱۹۷۴ افزایش یافت و خریداران و فروشندگان LNG مکانیسم قیمت‌گذاری جدیدی که در آن قیمت LNG مستقیماً در ارتباط با قیمت‌های نفت بود را مورد توافق قرار دادند. عرضه‌کنندگان LNG خواهان کسب منفعت از قیمت‌های بالاتر نفت‌خام بودند و ژاپنی‌ها نیز در خواست آنها را پذیرفتند و با ارتباط قیمتLNG و نفت‌خام موافقت نمودند.[2]

این نحوه قیمت‌گذاری و همبستگی آن با نفت‌خام، به همین صورت تا سال ۱۹۸۶ که قیمت‌های نفت‌خام به یکباره کاهش یافت، پابرجا بود. در این سال اوپک مکانیسم قیمت‌های رسمی فروش[3] را رها کرده و اجازه داد تا قیمت‌ها براساس برآیند عرضه و تقاضا در بازارهای نفت‌خام تعیین شوند. سقوط قیمت نفت‌خام در سال ۱۹۸۶ عرضه‌کنندگان را دچار مشکل نمود و آنها یک بار دیگر خواهان کمک و همکاری ژاپن شدند. لذا دور جدیدی از مذاکرات آغاز و در نتیجه آن مکانیسم قیمت‌گذاری جدیدی تعیین شد و ژاپن یک بار دیگر درخواست عرضه‌کنندگان را مورد پذیرش قرار داد، و با فرمول قیمت‌گذاری S-Curve (شکل ۲) موافقت نمود که تا قرن ۲۱ به طول انجامید و کره و تایوان نیز خود را با این مکانیسم تطبیق دادند. این فرمول قیمت‌گذاری نیز در بردارنده همبستگی قیمتLNG با قیمت نفت‌خام بود ولی نوسانات ضمنی فرمول قدیمی را کاهش داده بود.

در فرمول قیمتی که در اکثر پروژه‌های اواخر دهه ۱۹۸۰ مورد توافق قرار گرفته

1. premium
2. LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.
3. Official Government Selling Prices (OGSP)

بود، از قیمت نفت به عنوان یک تعدیل کننده استفاده شده بود ولی ارتباط میان این دو قیمت ضعیف تر بود. بطور متوسط، یک افزایش ۵/۸ دلار در هر بشکه در قیمت نفت‌خام، معادل ۱ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو، موجب افزایش در حدود ۰/۸۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو در قیمت LNG می‌شود. در واقع همبستگی میان قیمت نفت‌خام و LNG از ۱۰۰٪ در فرمول قیمت‌گذاری اوایل دهه ۱۹۸۶ (فرمول شماره ۱)، به حدود ۸۵٪ در قراردادهای اخیر کاهش یافته است.

هم‌اکنون فشارها و انتقادها بر این شیوه قیمت‌گذاری در حال افزایش است و از سال ۲۰۰۰ به بعد دامنه گسترده‌ای از توافقات قیمتی در بازارهای آسیا، خصوصاً در نتیجه ورود خریداران جدید به بازار، مورد استفاده قرار گرفته است. در سالهای اخیر ما شاهد مباحثی در مورد شاخص‌های قیمت‌گذاری جدید بوده‌ایم. برخی پیشنهاد داده‌اند که بخشی از قیمتLNG را با تورم ارتباط دهند (بازارهای آسیا و اروپا) و برخی نیز مدافع بازگشت به سیستم قیمت‌گذاری ثابت بوده‌اند(قرارداد میان پروژه پترونت LNG در Dahej هند و پروژه RasGas قطر برای ۵ سال اول بهره برداری). دیگران نیز به دنبال ایجاد همبستگی میان قیمت LNG و قیمت زغال‌سنگ می‌باشند(بازارهای آسیا و اروپا)، چرا که در بسیاری از بازارها اصلی‌ترین رقیب LNG به شمار می‌رود. همچنین در برخی قراردادها شاهد ظهور قیمت‌های سقف و کف هستیم (قرارداد میان ترمینال دریافت LNG گویانگ دانگ چین و پروژه NWS استرالیا).[1]

جدول ۱. قیمت‌گذاری LNG در دوره های زمانی مختلف در آسیا

	تحولات بازار	شیوه قیمت‌گذاری
۱۹۶۹	آغاز تجارتLNG آسیا(از آلاسکا به ژاپن)	قیمت‌گذاری ثابت (معادل ۰/۵۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)
۱۹۷۳-۷۴	اولین بحران نفتی (قیمت‌های بالای نفت) (۱۰/۴۱ دلار در هر بشکه یا ۱/۹ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)	قمیتLNG با توجه به شاخص قیمت نفت خام جهت بهره‌مندی از قمیتهای بالا، تعیین می‌شد.
۱۹۸۶	سقوط قیمت نفت	ظهور و معرفی قیمت‌گذاریS-Curve
اواخر دهه ۱۹۹۰	تغییرات بازار ـ عرضه به بازارهای جدید	ظهور شاخص‌های قیمتی‌ومکانیسم‌های جدید
۲۰۰۴- ۲۰۰۰	ظهور بازارهای جدید نظیر هند و چین و تغییرات بازار	کاهش میزان وابستگی قیمت گاز طبیعی و نفت خام و ظهور شاخص‌های قیمت‌گذاری جدید

Source:Evaluating Liguefied Natural Gas (LNG) Options for the State Of Hawaii, April 2007

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

حال در ادامه، مکانیسمهای قیمت گـذاری LNG در هـر یـک از دوره هـای زمـانی مختلف بصورت تفصیلی مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار می گیرد.

۲-۱. روش های مرسوم قیمت‌گذاری LNG در آسیا طی دوره ۲۰۰۰-۱۹۷۳

همانطور که قبلاً بحث شد فرمـول مرسـوم قیمـت‌گـذاری LNG درآسـیا بـا قیمـت نفت‌خام در ارتباط است. فرمول سنتی قیمت‌گذاری به صورت زیر می‌باشد.

$$P_{LNG} = A*P_{Crudeoil} + B \qquad (۱)$$

متغیرها عبارتند از :

P_{LNG} = 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 اواسـط دهـه ۱۹۸۰ تـا ۲۰۰۰ منعقـد شـده انـد در حـدود ۱۴/۸۵ در نظـر گرفته می شود).

$P_{Crudeoil}$ = قیمت نفت‌خام به صورت دلار بر بشکه

B = مقدار ثابت به صورت سنت بر میلیون بی‌تی‌یو

اکثر فروش LNG در آسیا با استفاده از این فرمول صورت مـی‌پـذیرد. در مـذاکرات قیمتی که پیرامون سال ۲۰۰۰ صورت پذیرفته‌انـد، مقـدار ثابـت B کـه در فرمـول بـالا بـدان اشاره شد، در محدوده ۷۰ سنت تا ۹۰ سنت در هر میلیون بی‌تی‌یو برای قراردادهـای DES[1] تعیین شده اند. شیب منحنی معادل ۱۴/۸۵ بیانگر همبستگی ۸۵ درصدی به قیمت نفـت‌خـام است، یعنی اگر قیمت نفت ۱۰درصد افزایش یابد، قیمت LNG ۸/۵ درصد افزایش خواهد یافت. عمده قراردادها از سبد نفـت‌خـام وارداتـی ژاپـن (JCC[2]) بـه عنـوان شـاخص قیمـت نفت‌خام استفاده می‌نمایند، اگر چه قیمـت LNG در انـدونزی بـا متوسـط قیمـت نفـت‌خـام اندونزی مرتبط می‌باشد.JCC در کره و تایوان مورد استفاده قرار می گیرد و همچنـین بـرای فروش LNG به هند و چین نیز مورد توافق قرار گرفته است.[3]

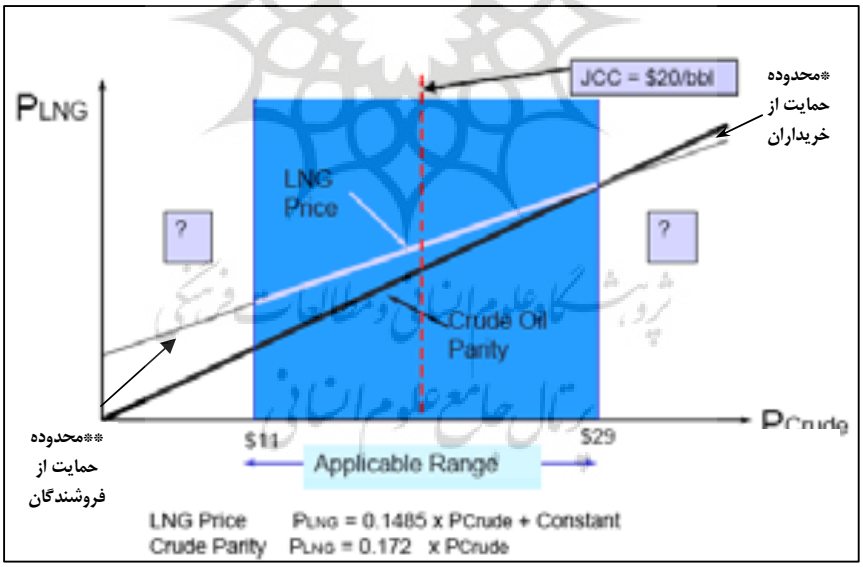
شکل ۱ مفهوم فرمول قیمت‌گذاری مـذکور را بـه صـورت مختـصر و خلاصـه بیـان می کند و نشان می‌دهد که چگونه عرضه‌کنندگان قادرنـد بـه یـک اضـافه ارزش نـسبت بـه

1 - Delivered EX Ship (DES).
2 - Japanese Crude Cocktail (JCC).
3 - New LNG Project in Asia and Their Effects on Pricing, Jeaseong choi & Gi C. Jung , Center for gas economic & management, KOGAS

معادل نفت‌خام در قیمت‌های پایین نفت‌خام دست‌یابند و چگونه خریداران قادرند به این مزیت در قیمت‌های بالاتر نفت‌خام برسند.

در گذشته معمولاً شیب فرمول قیمت‌گذاری در همه قراردادهای LNG آسیا یکسان فرض می‌شد و تمرکز مذاکرات بیشتر روی مقدار ثابت بود. در حال حاضر نیز تعیین مقدار ثابت B معمولاً مهمترین موضوع مورد بحث در مذاکرات قیمتی میان خریدار و فروشنده می‌باشد. در حال حاضر فشارهایی از طرف خریداران در جهت کاهش مقدار ثابت B وجود دارد و در این رابطه مذاکرات برای تجدید نظر در قیمتها در حال پیگیری است. با توجه به این فرمول زمانی که قیمت نفت در حدود ۲۰ دلار در هر بشکه است، دارای یک اضافه ارزش در حدود ۱۰ درصد بالاتر از معادل نفت خام (براساس بی‌تی‌یو) می‌باشد. در قیمت‌های پایین‌تر نفت‌خام این اضافه ارزش افزایش و در قیمت‌های LNG بالاتر کاهش می یابد و سرانجام در قیمت‌های حدود ۳۰ دلار در هر بشکه (بستگی

شکل ۱. مکانیسم قیمت‌گذاری LNG در بازار آسیا



Evaluating Liguefied Natural Gas (LNG) Options for the State Of Hawaii, April 2007

* Buyer Premium Over Crude Oil Parity

** Seller Premium Over Crude Oil Parity

به مقدار ثابت B در فرمول دارد) حذف می‌گردد. این فرمول باعث می‌شود تا در قیمت‌های پایین جریان نقدینگی خریدار افزایش یابد(در مقایسه با قیمت‌گذاری معادل نفت‌خام[1]) و در قیمتهای بالاتر نفت‌خام ارزش اضافی مستهلک‌شده و به خریداران بواسطه افزایش توان رقابتی LNG در مقایسه با سایر سوخت‌ها کمک نماید.

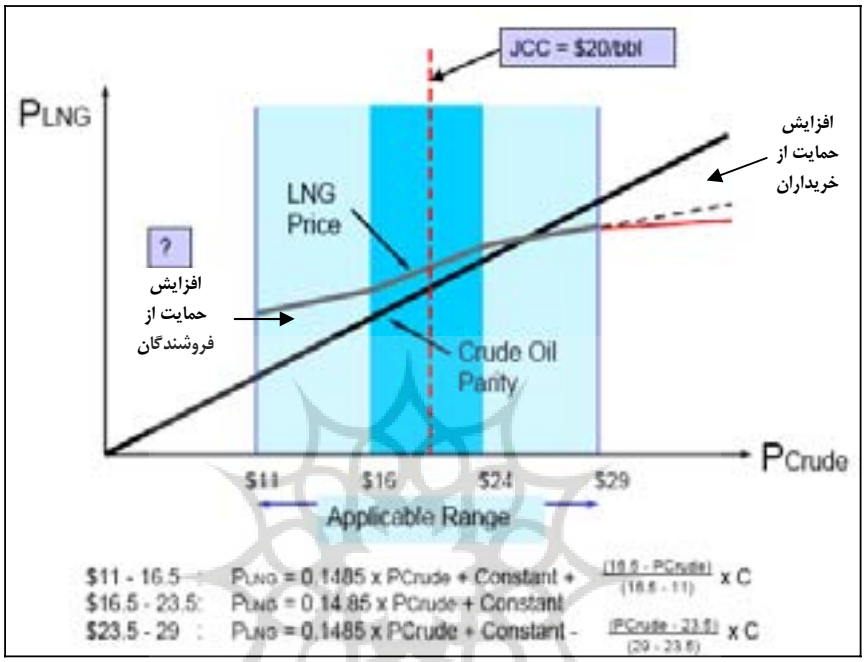
فرمول قیمت‌گذاری مذکور تا زمان معرفی فرمول قیمت گذاری S-Curve توسط ژاپنی‌ها مورد استفاده قرار می‌گرفت. در اواسط دهه ۱۹۹۰ با مطرح شدن فرمول قیمت‌گذاری S-Curve در اکثر قراردادها با خریداران ژاپنی، مفهوم "کمک به فروشنده در قیمت‌های پایین نفت" و "کمک به خریدار در قیمت‌های بالای نفت" گسترش بیشتری یافت. بر همین اساس وقتی قیمت‌های نفت بالاتر از یک حد بالایی (معمولاً حدود ۲۳ تا ۲۴ دلار درهر بشکه) باشد، همبستگی میان قیمت نفت و LNG به کمتر از ۵۰٪ کاهش می‌یابد و زمانیکه قیمت‌ها به کمتر از یک حد پایین (معمولاً در حدود ۱۶ تا ۱۷ دلار در هر بشکه) برسند این همبستگی افزایش می‌یابد(شکل ۲).[2]

فرمول S-Curve نوسانات قیمت LNG را کاهش داد و موجب شد تا فروشندگان LNG در قیمت‌های ۱۶/۵-۱۱ دلار در هر بشکه برای نفت‌خام، به ارزش اضافی بزرگتری دست یابند و همچنین حمایت بیشتری از خریداران در محدوده قیمتی ۲۹-۲۳/۵ دلار در هر بشکه برای نفت‌خام، به عمل آورد. در اکثر قراردادها، فرمول قیمت‌گذاری مذکور برای محدوده مشخصی از قیمت‌های نفت، معمولاً ۱۱ دلار در هر بشکه تا ۲۹ دلار در هر بشکه، به کار برده می‌شود. اگر قیمت‌های نفت خارج از این محدوده تعیین شده قرار گیرند، طرفین معامله جهت توافق بر سر قیت LNG با یکدیگر مذاکره خواهند نمود. در حال حاضر فقط ژاپن از این فرمول استفاده می‌کند در حالیکه کره و تایوان قراردادهایی را به امضاء رسانده‌اند که در آنها از فرمول قیمت‌گذاری سنتی استفاده شده است.

در اکثر قراردادها، قیمت‌های LNG با یک تأخیر حدوداً سه ماهه با قیمت‌های نفت‌خام در ارتباطند. علاوه بر این، چند هفته طول می‌کشد تا تغییرات قیمت نفت در قیمت JCC منعکس شود، بنابراین بطور متوسط، چندین ماه طول می‌کشد تا یک نوسان در قیمت نفت بطور کامل در قیمت‌های LNG ژاپن منعکس شود. استفاده از فرمول S-Curve نوسانات قیمتLNG را در مقایسه با تغییرات قیمت نفت تعدیل نموده است. طی دوره ۲۰۰۶- ۱۹۹۶ متوسط قیمت ماهانه LNG ژاپن در محدوده حداقل ۲/۷۴ دلار در هر میلیون

1. Crude Oil Parity Pricing
2 - LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.

شکل ۲. فرمول قیمت‌گذاری S-Curve



Evaluating Liguefied Natural Gas (LNG) Options for the State Of Hawaii, April 2007

بی‌تی‌یو تا حداکثر ۷/۱ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو قرار گرفته است(۱۵/۹ تا ۴۱/۱۸ دلار در هر بشکه). قیمت‌های JCC طی همین دوره در محدوده ۲/۱ تا ۱۱/۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو (۱۲/۱۸ تا ۶۴/۹۶ دلار در هر بشکه) در نوسان بوده‌اند.

LNG وارداتی به کره و تایوان نیز مشابه واردات ژاپن قیمت‌گذاری می‌شود و حتی از JCC به عنوان شاخص قیمت نفت‌خام استفاده می‌کنند. مکانیسم S-Curve برای اولین بار در این بازارها، در یک قرارداد کره‌ای در سال ۲۰۰۴ مورد استفاده قرارگرفت. به دلیل عدم استفاده از مکانیسم S-Curve حصول به قیمت‌های بالاتر LNG در نتیجه قرارگرفتن قیمت‌های نفت در سطوح بالای ۲۰ دلار در هر بشکه، از طریق قیمت‌های پایین‌تر LNG در هنگام قرارگرفتن قیمت‌های نفت در سطوح زیر ۲۰ دلار در هر بشکه جبران شده است.

۲-۲. قیمت‌گذاری LNG در منطقه آسیا طی دوره ۲۰۰۴ - ۲۰۰۰

اخیراً، رقابت شدید میان عرضه‌کنندگان جهت حفظ و تأمین بازارها منجربه تغییرات چشمگیری در فرمول سنتی قیمت‌گذاری LNG آسیا شده است و سطح قیمت‌های LNG آسیا و شدت همبستگی آن با نفت خام از طرف خریداران تحت فشار و انتقاد قرارگرفته است. خریداران جدید در چین و هند موفقیت‌های منحصر بفردی را در دست‌یابی به قیمت‌های پایین کسب کرده‌اند. با پیشنهاد ابتکاری خریداران چینی برای ترمینال LNG گویانگ‌دانگ، آنها نه‌تنها به قیمت کلی پایین‌تری برای خرید LNG از استرالیا دست یافته اند، بلکه بواسطه همبستگی کمتر آن با قیمت نفت (۳۰درصد)، قیمتLNG از ثبات بیشتری نیز برخوردار شده است. این قرارداد نوعی هشدار برای عرضه‌کنندگان تلقی می‌شود چرا که نشان دهنده این حقیقت است که قدرت از فروشندگان به خریداران در حال انتقال می‌باشد. خریداران در بازارهای سنتی ژاپن، کره و تایوان نیز به موفقیت‌هایی دست یافته‌اند.

در برخی موارد، کاهش قیمت‌ها بواسطه برگزاری مناقصه و دعوت از عرضه‌کنندگان بالقوه آتی و در نتیجه ایجاد رقابت قیمتی، حاصل شده است. این یک تغییر اساسی در رویه‌ای است که در ۳۰ سال گذشته در اکثر موارد مورد استفاده قرار می‌گرفت و خریدار معمولاً یک عرضه‌کننده را انتخاب نموده و درباره توافقات قراردادی شامل قیمت‌گذاری، مذاکره می‌نمود. در هر حال این شیوه بازگشت به پروسه‌ای است که در سال ۱۹۶۰ توسط خریداران ژاپنی برای تحویل اولین محموله‌های LNG مورد استفاده قرار گرفت. در آن زمان پروژه Kenai در آلاسکا برنده مناقصه در مقابل برونئی بود. این نوع توافق قیمت‌گذاری که به عنوان یک شاخص قیمت‌گذاری جدید شناخته شده است، میان ترمینال دریافت LNG گویانگ‌دانگ چین و پروژه NWS استرالیا صورت پذیرفته است.

بدین منظور این ترمینال مناقصه‌ای را برگزار نمود که در دور اول آن هفت پیشنهاد رقابتی دریافت گردید. رقابت در دور دوم محدودتر شده و تعداد پیشنهادها به ۳ پیشنهاد کاهش یافت. نتیجه این مناقصه مواردی نظیر دسترسی به یک سطح پایین‌تر قیمت در محدوده وسیعی از قیمت‌های نفت، کاهش همبستگی با قیمت‌های نفت(حدود ۳۰٪ در مقایسه با ۸۵٪ قراردادهای ژاپن) و تعیین یک کف قیمتی(قیمت‌های نفت ۱۵ دلار در هر بشکه) و یک سقف قیمت (۲۵ دلار در هر بشکه) را شامل می‌گردید.

پروژه پترونت LNG [1] در Dahej هند، اولین خریدار در آسیا طی بیش از ۳۰ سال

1. Petronet LNG

گذشته می‌باشد که به یک قیمت ثابت برای عرضه LNG مورد نیاز خود از پروژه RasGas قطر دست یافته است. این قیمت ثابت برای ۵ سال اول بهره‌برداری مورد استفاده قرار خواهد گرفت و سپس قیمت LNG با قیمت‌های نفت مرتبط خواهد شد، ولی محدودیت قیمت‌های کف و سقف نیز بکار بسته خواهند شد. سایر قراردادهایی که در قیمت‌های پایین‌تر مورد مذاکره و توافق قرار گرفته‌اند عبارتند از:[1]

- قرارداد میان پروژه Tangguh اندونزی و PoSco [2] و SK کره جنوبی؛
- قرارداد میان پروژه RasGas قطر و شرکت نفت چین (CPC)[3] جهت عرضه LNG به تایوان.

۲-۲-۱. قیمت‌گذاری LNG تحویلی به ترمینال گویانگ‌دانگ

اخیراً تغییراتی در قیمت‌گذاری LNG آسیا، خصوصاً در قراردادهای ترمینال گویانگ‌دانگ با پروژه NWS استرالیا و فوجیان با پروژه Tangguh اندونزی، مشاهده شده است. در حقیقت، این تغییرات از زمان عقد یک قرارداد بلندمدت ۲۵ ساله خرید و فروش LNG به صورت FOB میان پروژه گویانگ‌دانگ و کنسرسیوم NWS در سال ۲۰۰۲، آغاز شده است. فرمول قیمت‌گذاری تخمینی برای این قرارداد که دریافت ۳/۳ میلیون تن LNG به صورت سالانه را شامل می‌شود عبارت است از:

$$P_{LNG} = \alpha + \beta * P_{JCC} \qquad (۲)$$

که در آن α مقدار ثابت و β معادل ۰/۰۵۲۵ می‌باشد. همانطور که از نمودار ۱ پیداست تفاوت اصلی این فرمول قیمت‌گذاری با فرمول مرسوم این است که α در این فرمول بزرگتر فرض شده است ولی مقدار β خیلی کوچکتر در نظر گرفته شده است (در مقایسه با ۰/۱۴۸۵ مربوط به قراردادهای مرسوم آسیا) و لذا کاهش قابل توجهی در قیمت LNG را موجب شده است. مهمتر از همه اینکه β معادل ۰/۰۵۲۵ بدین معنی است که قیمت LNG با قیمت نفت دارای همبستگی تقریبی ۳۰٪ بوده و در نتیجه در مقابل نوسانات قیمت نفت کاملاً باثبات و پایدار شده است. به نظر می‌رسد این چنین تغییراتی منعکس‌کننده شرایط بازار هدف، گویانگ‌دانگ، که در آن زغال‌سنگ منبع اصلی انرژی است، باشد (نمودار ۱).

1. LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.
2. Pohang Steel Company
3. Chinese Petroleum Corporation

علاوه بر قیمت پایین‌تر و با ثبات‌تر، این قرارداد حاوی مفاد و شرایط دیگری است که آنرا جذاب‌تر و جالب تر نموده است. این شرایط عبارتند از:

۱. تعیین کف و سقف قیمتی معادل ۱۵ دلار در هر بشکه و ۲۵ دلار در هر بشکه؛

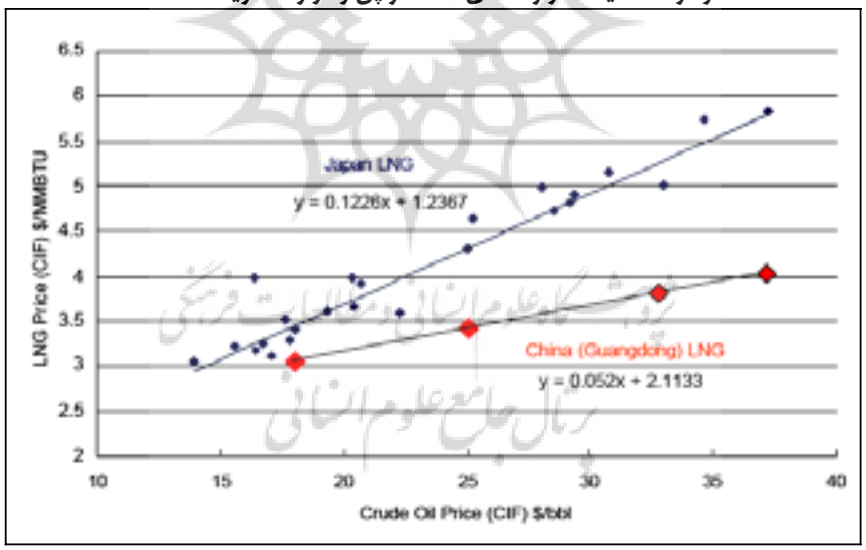
۲. دریافت یک محموله مجانی در هر سال؛

۳. عدم انعکاس تورم در قیمت توافقی؛

۴. امکان سهیم شدن خریدار در بخش بالادستی تولید LNG با شرایط کاملاً منصفانه از نظر قیمت؛ شرکت ملی نفت دریایی چین(CNOOC[1]) معادل ۵/۵۶ ٪ از سهام بالادستی پروژه NWS را به قیمت ۳۲۰ میلیون دلار خریداری نموده است که کاملاً پایین‌تر از ارزش بازاری آن ارزیابی می‌شود.

علاوه بر این، NWS قصد دارد به منظور آموزش نیروهای متخصص چینی و برگزاری دوره‌های آموزشی مرتبط با اکتشاف و توسعه و سایر فعالیت‌های مرتبط، مبلغ ۲۵ میلیون دلار هزینه نماید.[2]

نمودار ۱. مقایسه قراردادهای LNG ژاپن و قرارداد گویانگ دانگ



Source: a formula for LNG Pricing, Gary Eng Independent Consultant, A report prepared for the Ministry of Economic Development, May 2006.

1. China National Offshore Oil Corporation
2. New LNG Project in Asia and Their Effects on Pricing, Jeaseong Choi & Gi C. Jung, Center for gas economic & management, KOGAS

۲-۲-۲. قیمت‌گذاری LNG تحویلی به ترمینال فوجیان

شرکت ملی نفت دریایی چین، وارد کننده LNG ترمینال فوجیان، دومین ترمینال LNG در چین، یک توافق اولیه (HOA)[1] با پروژه Tangguh اندونزی در سپتامبر ۲۰۰۲ جهت دریافت ۲/۶ میلیون تن LNG در سال به مدت ۲۵ سال، امضاء نموده است. انتظار می‌رود Tangguh عرضه LNG به این ترمینال را از سال ۲۰۰۷ آغاز نماید.[2]

فرمول قیمت‌گذاری توافق شده در این قرارداد تقریبا مشابه قرارداد گویانگ‌دانگ است، با این تفاوت که مقدار α در این فرمول اندکی کوچکتر از قرارداد گویانگ‌دانگ است. در نتیجه قیمتLNG فوجیان در کل دوره قرارداد اندکی کمتر از گویانگ‌دانگ خواهد بود. در واقع هدف از کاهش مقدار α در این قرارداد جبران نمودن فاصله طولانی‌تر انتقال LNG به ترمینال فوجیان در مقایسه با گویانگ‌دانگ (که مستلزم هزینه انتقال بالاتر است) بوده است و لذا از این طریق قیمت‌ها در هر دو ترمینال یکسان خواهد بود. این قرار دادها به صورت FOB می‌باشند.

۲-۲-۳. قیمت‌گذاری LNG تحویلی به ترمینال Dahej

چندین پروژه LNG در هند برنامه ریزی شده است که شامل Dahej، Kochi، Hazira و... می‌شود. از میان این پروژه‌ها، پروژه Dahej ، به بهره‌برداری رسیده و عملیاتی شده است. در حقیقت پترونت LNG ، بهره‌بردار پروژه Dahej، یک قرارداد بلندمدت خرید و فروش با RasGas در آوریل ۲۰۰۱ منعقد نموده است که براساس آن RasGas می‌بایست میزان ۵ میلیون تن در سال LNG به ترمینال Dahej در ساحل غربی هند برای مدت ۲۵ سال عرضه نماید و از اوایل ۲۰۰۴ عرضه آن آغاز شده است.

قیمت اولیه‌ای که میان پترونت LNG و RasGas مورد توافق قرارگرفت، قیمت پایه ۲/۳ دلار در میلیون بی‌تی‌یو بود که با قیمت نفت‌خام ۱۸ دلار در هر بشکه در ارتباط بود. این قیمت زمانیکه قیمت‌های نفت در حدود ۱۸ دلار در هر بشکه در نوسان بود، کاملاً جذاب به نظر می‌رسید اما هنگامیکه قیمت به ۳۰ دلار در هر بشکه در سال ۲۰۰۲ رسید، قیمت گاز به بیش از ۳/۸ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو افزایش یافت که توسط تولیدکنندگان برق و کود شیمیایی، اصلی‌ترین خریداران بالقوه گاز در هند، قابل قبول نبود. به‌همین دلیل،

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

پترونت LNG و RasGas با یکدیگر وارد مذاکره شده و توافق نمودند که قیمت‌های LNG را در محدوده قیمتی ۱۶ تا ۲۴ دلار در هر بشکه برای نفت‌خام تثبیت نمایند.

اخیراً پترونت LNG مذاکراتی را جهت تضمین ثبات بیشتر قیمت LNG انجام داده است. ساختار قیمت‌گذاری LNG با کف و سقف قیمتی ۱۸ و ۲۲ دلار در هر بشکه نیز به صورت جدی در حال مذاکره و چانه‌زنی است و احتمالاً به زودی تبیین خواهد شد. فرمول قیمت‌گذاری تخمینی برای پروژه Dahej بر پایه FOB به صورت زیر می‌باشد:

$$P_{LNG} = \beta * P_{JCC} \qquad (۳)$$

که در آن β درجه همبستگی میان قیمت LNG و قیمت نفت را نشان می‌دهد. مبنای قیمت نفت همانند پروژه‌های چین، شاخص قیمت JCC می‌باشد. برخلاف فرمول متداول قیمت‌گذاری LNG، فرمول بالا فاقد مقدار ثابت α است. به نظر می‌رسد این فرمول جدید قیمت گذاری نتیجه تلاش پترونت LNG جهت کاهش قیمت‌های گاز تحویلی است که از طریق حذف بخش ثابت α از فرمول متداول حاصل شده است. حذف مقدار ثابتα به ناچار موجب افزایش مقدار β در مقایسه با پروژه‌های گویانگ‌دانگ و فوجیان شده است. از این رو درجه وابستگی قیمت LNG به قیمت نفت براساس گزارش‌های منتشره در حدود ۷۵٪ می‌باشد که خیلی بالاتر از پروژه‌های گویانگ‌دانگ و فوجیان است. با این حال، اگر پترونت LNG بتواند در تعیین قیمت‌های کف و سقف معادل ۱۸ دلار و ۲۲ دلار با RasGas به توافق برسد، مشکلات ناشی از وابستگی بالای قیمت LNG به قیمت نفت به میزان قابل توجهی مرتفع خواهد شد.

بنابراین، به نظر می‌رسد "حذف مقدار ثابت α" و "β نسبتاً بزرگتر" به همراه تعیین باند قیمتی، سیاست قیمت‌گذاری است که هند جهت دسترسی به قیمت‌های پایین و تضمین ثبات قیمت‌ها اتخاذ کرده است.

برخلاف Dahej، پروژه Kochi در جنوب هند به دنبال قیمت‌های ثابت پایین در حدود ۲ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو یا کمتر می‌باشد ولی این پیشنهاد از طرف RasGas پذیرفته نشده است، لذا این پروژه به حالت تعلیق درآمده است. فقط در صورتی پروژه Kochi به بهره‌برداری خواهد رسید که NTPC[1]، خریدار بالقوه Kochi ، قیمت‌های گاز مشابه آنچه در پروژه Dahej مورد توافق قرار گرفته است را بپذیرد.[2]

1 - National Thermal Power Corporation

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

۲-۳. مقایسه قیمتی پروژه‌های اخیر LNG در آسیا

تا این قسمت از مطالعه فرمول‌های مختلف قیمت‌گذاری در آسیا، از فرمول مرسوم آن تا فرمول‌های جدید که اخیرا توافق شده اند، مورد بررسی قرار گرفت. براساس فرمول‌های مذکور قیمت‌های نشان داده شده در جدول ۲ تخمین زده شده‌اند. باید توجه نمود مذاکرات فرمول قیمت‌گذاری گویانگ‌دانگ به اتمام رسیده است، در حالیکه مذاکرات دو فرمول دیگر برای پروژه‌های Fujian و Dahej هنوز در حال انجام است و بنابراین ممکن است تغییراتی در آنها ایجاد شود. دامنه باند قیمتی نفت که در پروژه گویانگ‌دانگ می‌بایست مورد استفاده قرار گیرد ۲۵-۱۵ دلار در هر بشکه است در حالیکه دامنه‌های مورد انتظار باندهای قیمتی برای Fujian و Dahej به ترتیب ۲۵-۱۵ دلار در هر بشکه و ۲۴-۱۶ دلار در هر بشکه می‌باشد.

بر پایه قیمت ۲۰ دلار در هر بشکه برای نفت‌خام و براساس فرمول مرسوم قیمت گذاری LNG، دامنه قیمتی ۳/۸۷-۳/۶۷ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو برای LNG وارداتی تخمین زده می‌شود، در حالیکه قیمت تخمینی فرمول گویانگ‌دانگ درحدود ۳۱٪ کمتر از این مقدار است. با توجه به اینکه قرارداد گویانگ‌دانگ از نوع FOB می‌باشد، بنابراین با اضافه نمودن هزینه حمل LNG معادل ۰/۴۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو به قیمت گویانگ‌دانگ، قیمت‌نهایی در حدود ۱۹٪ کمتر از قیمت تخمینی براساس فرمول مرسوم خواهد بود. هزینه انتقال LNG از پروژه NWS به گویانگ‌دانگ حدود ۰/۴۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو تخمین زده می‌شود. بر همین اساس با توجه به قیمت نفت ۱۵ دلار در هر بشکه، قیمت نهایی گویانگ‌دانگ، حدود ۷٪ کمتر از مقدار تخمینی فرمول مرسوم، برآورد می‌شود. همچنین براساس قیمت نفت ۲۵ دلار در هر بشکه، قیمت نهایی گویانگ‌دانگ حدود ۲۷٪ کمتر از قیمت مرسوم تخمین‌زده می‌شود. بنابراین هرچه قیمت نفت افزایش یابد، مکانیسم قیمت‌گذاری گویانگ‌دانگ دارای قدرت رقابت بیشتری می‌شود. دو فرمول قیمت‌گذاری دیگر، Fujian و Dahej نیز قیمت‌های مشابه قیمت گویانگ‌دانگ پیشنهاد می‌نمایند ولی به دلیل اینکه این دو فرمول هنوز نهایی نشده‌اند، مقایسه آنها با فرمول مرسوم در این مطالعه صورت نپذیرفته است.

بطور خلاصه، فرمول قیمت‌گذاری گویانگ‌دانگ قیمت‌هایی ارائه می‌دهد که خیلی پایین‌تر و دارای حساسیت کمتری نسبت به نوسانات قیمت نفت در مقایسه با قیمتهای تخمینی فرمول قیمت‌گذاری مرسوم، می‌باشد. این تغییرات بطور مستقیم در نتیجه کاهش

جدول ۲. مقایسه مکانیسم‌های قیمت‌گذاری LNG در قراردادهای رایج و جدید آسیا

(دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)

قیمت نفت (دلار در هر بشکه)	قیمت‌های تخمینی واردات LNG			
	فرمول رایج (به روش DES)	گویانگ‌دانگ (به‌صورت FOB)	فوجیان (به‌صورت FOB)	Dahej (به صورت FOB)
	(۰/۷-۰/۹)+۰/۱۴۸۵ ×P_{JCC}	α_1+ ۰/۰۵۲۵ × P_{JCC}	α_2+ ۰/۰۵۲۵ × P_{JCC}	β × P_{JCC}
۱۵	۲/۹۳-۳/۱۳	A_1	A_2	A_3
۲۰	۳/۶۷-۳/۸۷	B_1	B_2	B_3
۲۵	۴/۴۱-۴/۶۱	C_1	C_2	C_3
۳۰	۵/۱۶-۵/۳۶	D_1	D_2	D_3

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

درجه همبستگی با قیمت نفت و توافق باند قیمتی، حاصل شده است. همچنین توجه به این حقیقت که گاز طبیعی دیگر یک سوخت برتر نبوده و می‌بایست با سوخت‌های رقیبی نظیر نفت کوره رقابت نماید، بطور غیرمستقیم این تغییرات را تحت تأثیر قرار داده است.

۳. قیمت‌گذاری گاز در بازار اروپا

اروپای غربی دارای انواع مختلف بازارهای گاز است که از یک کشور به کشور دیگر متفاوت است. برخی بازارها نظیر فرانسه و اسپانیا انحصاری و برخی دیگر مانند انگلیس رقابتی هستند. چندین سال پیش، اتحادیه اروپا یک طرح اساسی جهت برقراری رقابت، آزادسازی و گسترش بازار و در نهایت ایجاد یک بازار گاز متحد بزرگ در اروپا تنظیم نمود. همراه با تنظیم این هدف بلند پروازانه، اتحادیه اروپا تلاش فوق‌العاده‌ای را برای دعوت از کشورهای عضو جهت مشارکت فعال به عمل آورد.

برجسته‌ترین خصوصیات بازار گاز اروپای غربی این است که منابع عظیم گازی در مجاورت آن قرار دارد و مهم تر اینکه این منابع گازی می‌تواند هم به صورت خط لوله و هم LNG به اروپا انتقال یابد. انتقال گاز با خط لوله عمده‌ترین منبع عرضه گاز در اروپا با سهمی حدود ۸۹/۵٪[1] عرضه، به شمار می‌رود. این مسأله حاکی از آن است که تأسیسات

1. BP Statistical Review of World Energy 2007

عرضه گاز و زیر ساخت‌های مرتبط با آن بخوبی گسترش یافته‌اند و بنابراین امنیت عرضه گاز در سطح بالایی محقق گشته است. بعلاوه، اینچنین خصوصیاتی در ایجاد یک بازار انعطاف‌پذیر و قیمت‌های کاملاً رقابتی سهم عمده‌ای داشته‌اند.

قیمت گاز طبیعی در اروپا بجز بازار انگلیس که قیمت گاز در آن توسط مکانیسم بازار تعیین می‌شود، عمدتا توسط قراردادهای خرید و فروش بلند مدت و در نتیجه مذاکرات، تعیین می‌شود. علاوه بر این، قیمت‌های گاز در قراردادهای بلند مدت خط لوله گاز این منطقه معمولاً با فرآورده‌هایی چون گازوئیل و نفت کوره در ارتباطند، زیرا این فرآورده‌ها اصلی‌ترین رقبای گاز طبیعی به ترتیب در بازارهای خانگی و تجاری، صنعتی و تولید برق می‌باشند. در برخی موارد، از سایر حامل‌های انرژی نظیر زغال‌سنگ و الکتریسیته و یک شاخص تورم عمومی جهت تعدیل فرمول خط لوله گاز استفاده می‌شود. نمونه‌ای از فرمول قیمت‌گذاری گاز طبیعی از طریق خطوط‌لوله به صورت زیر می‌باشد:

$$P_{PNG} = P_0 + \beta_1*(GO-Go_0) + \beta_2*(FO-FO_0) + \beta_3*(Coal-Coal_0) + \beta_4*\text{تورم} \qquad (۴)$$

که در آن:

۱. P_{PNG} قیمت گاز خط لوله برحسب دلار بر میلیون بی‌تی‌یو؛

۲. P_0 نمایانگر قیمت پایه؛

۳. GO قیمت گازوئیل در شمال غربی اروپا یا مدیترانه بر اساس داده های پلاتس[1]؛

۴. GO_0 قیمت پایه گازوئیل؛

۵. FO قیمت نفت کوره در شمال غرب اروپا یا مدیترانه بر اساس داده های پلاتس؛

۶. FO_0 قیمت پایه نفت کوره؛

۷. Coal قیمت زغال سنگ در اروپا؛

۸. $Coal_0$ قیمت پایه زغال سنگ.

ارزش $\beta1$، $\beta2$، $\beta3$ و $\beta4$ که مجموع آنها معادل ۱ می‌باشد از طریق مذاکره تعیین می‌شود. این فرمول‌ها معمولاً در بسیاری از قراردادهای گاز اروپای غربی مشاهده شده‌اند ولی در حقیقت در پروژه‌ها و قراردادهای مختلف دارای تفاوت‌های اندکی می‌باشند. تعیین قیمت گاز بدین صورت و ارتباط آن با سوخت‌های جایگزین، در فاصله اولین سال‌های تجارت گاز در بازار گاز اروپا شکل گرفته بود. زمانیکه تجارت LNG در بازار اروپا آغاز شد، مکانیسم تعیین قیمت پیشین هنوز به کار برده می‌شد. بنابراین، مکانیسم

1. platt,s

قیمت‌گذاری خط لوله و LNG در اروپا تقریباً یکسان و مشابه است. برای مثال قیمت گذاری LNG نیجریه به صورت زیر می باشد:

$$P_{LNG} = P_0 + \beta_1*(GO-GO_0) + \beta_2*(FO-FO_0) + \beta_3*(Coal-Coal_0) + \beta_4*\text{تورم} \qquad (۵)$$

که در آن P_{LNG} ، قیمت LNG برحسب دلار بر میلیون بی‌تی‌یو است.

از زمان رقابت LNG با خط لوله گاز ، یک ارتباط مستقیم یا غیرمستقیم با قیمت فرآورده‌های نفتی برای واردات LNG به اروپا مورد توافق قرار گرفته است. در برخی موارد فرمول قیمت‌گذاری نشان دهنده این است که تعدیل قیمت LNG و خط لوله گاز بر اساس ترکیبی از قیمت گازوئیل و نفت کوره (معمولاً ۳۰ تا ۴۰ درصد با گازوئیل و ۶۰ تا ۷۰ درصد با نفت‌کوره) صورت می‌پذیرد.

در سایر قراردادها این تعدیل از طریق ارتباط با قیمت‌های نفت محقق می‌شود. نفت‌خام برنت بطور فزاینده‌ای به عنوان شاخص قیمت مورد استفاده قرار می‌گیرد، چرا که ارتباط قیمتLNG با کالایی که به صورت گسترده مورد معامله قرار می‌گیرد، هم برای خریدار و هم برای فروشنده سودمند و مفید می‌باشد.[1] قیمت‌گذاری LNG الجزایر که در آن قیمت LNG باقیمت نفت در ارتباط است به صورت زیر می باشد:

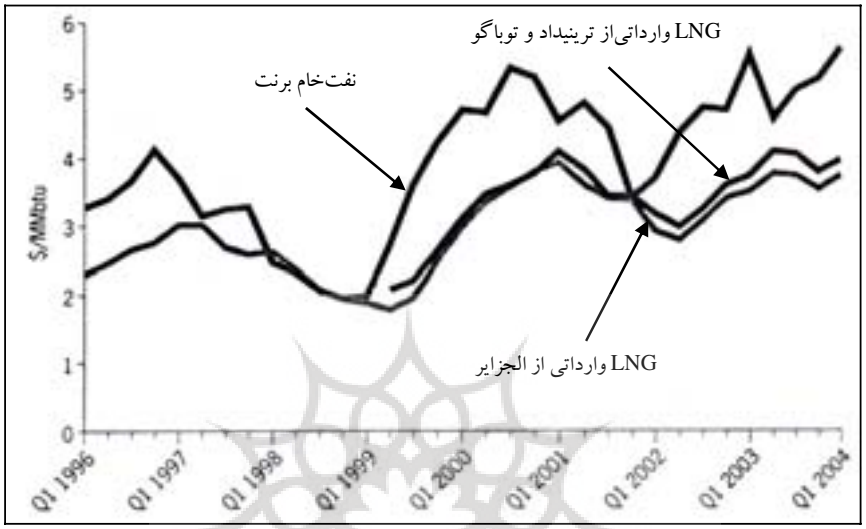
$$P_{LNG} = a*[x(\text{قیمت سبد نفتی})] + b \qquad (۶)$$

قیمت‌های LNG (وخطوط لوله‌گاز) هر سه ماه یک بار با استفاده از ارزش شاخص‌های ۳ تا ۶ ماه قبل، مورد محاسبه مجدد قرار می‌گیرند. در نتیجه، قیمت‌های گاز با یک وقفه متوسط حدوداً ۶ ماهه به تغییرات قیمت نفت عکس‌العمل نشان می‌دهند. نمودار (۲) قیمت‌های سه ماهه LNG دریافتی اسپانیا از الجزایر و ترینیدادو توباگو را با قیمت‌های نفت برنت طی دوره ۱۹۹۶ تا سه ماهه اول ۲۰۰۴، مقایسه می‌کند. اگر چه قیمت‌ها در قراردادهای اسپانیا برای واردات LNG از ترینیدادوتوباگو با فرآورده‌های نفتی تعدیل می‌گردد و قراردادهای واردات LNG از الجزایر با نفت‌خام برنت تعدیل می‌شود، ولی قیمت‌های LNG از سال ۱۹۹۹ که اولین قرارداد واردات LNG از ترینیدادوتوباگو به بهره‌برداری رسید، روند نزدیکی داشته‌اند.

همچنین نمودار ۲ نشان می‌دهد که چگونه قیمت‌های LNG با یک وقفه حدوداً ۶ ماهه از قیمت‌های نفت پیروی می‌کنند و اینکه نوسانات قیمت LNG کمتر از نوسانات قیمت نفت‌خام برنت می‌باشد.

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

نمودار ۲. روند قیمت‌های LNG وارداتی اسپانیا و نفت‌خام برنت طی دوره ۲۰۰۴-۱۹۹۶



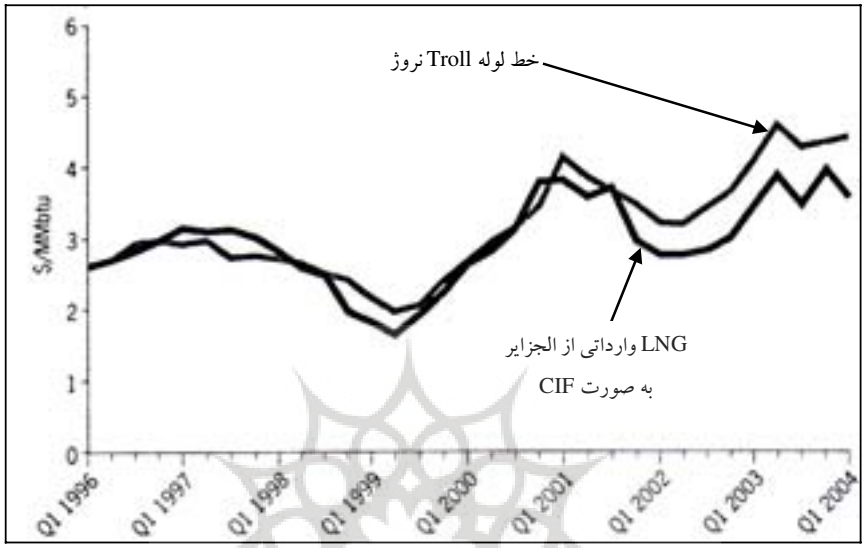
LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.

نمودار ۳ قیمت LNG وارداتی فرانسه از الجزایر را با قیمت گازی که از طریق خط لوله از میدان Troll نروژ انتقال می یابد، مقایسه می‌نماید. قیمت‌ها طی این دوره خیلی نزدیک به هم حرکت می‌کنند و معمولاً قیمت LNG زیر قیمت Troll قرار دارد. این مسأله در واقع، هزینه تبدیل به گاز را که بر عهده خریدار است و در حدود ۰/۳ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو تخمین‌زده می‌شود، منعکس می‌کند.

ظهور مجدد انگلیس به عنوان واردکننده LNG در سال ۲۰۰۵، یک جنبش قیمت‌گذاری جدید را برای عرضه‌کنندگان LNG به اروپا معرفی خواهد نمود، چراکه در حال حاضر قیمت‌ها در انگلیس به جای توافقات قراردادی، براساس معاملات گاز (برآیند عرضه و تقاضای گاز در بازار) تعیین می‌شود.NBP [1]، به عنوان مرجعی برای قیمت‌های گاز در انگلیس مورد استفاده قرار می‌گیرد. قیمت‌های NBP از برآیند نیروهای عرضه‌وتقاضا در بازار و همچنین برهم‌کنش متقابل با قیمت‌های قراردادهای جزئی LNG اروپا که با قیمت نفت در ارتباطند، مشتق می‌شود. قیمت‌ها در فصل زمستان که تقاضا در

1 - National Balancing Point.

نمودار ۳. روند قیمت‌های LNG و خط لوله‌گاز وارداتی فرانسه طی دوره۱۹۹۶ تا سه ماهه اول ۲۰۰۴



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

اوج خود است، متمایل به قرارگرفتن در بالاترین سطح و در ماه‌های تابستان در پایین ترین سطح می‌باشند، ولی مسائل و مشکلات کوتاه مدت عرضه و یا افزایش‌های غیر منتظره تقاضا نیز می‌توانند موجب افزایش ناگهانی و شدید قیمت‌ها شوند.

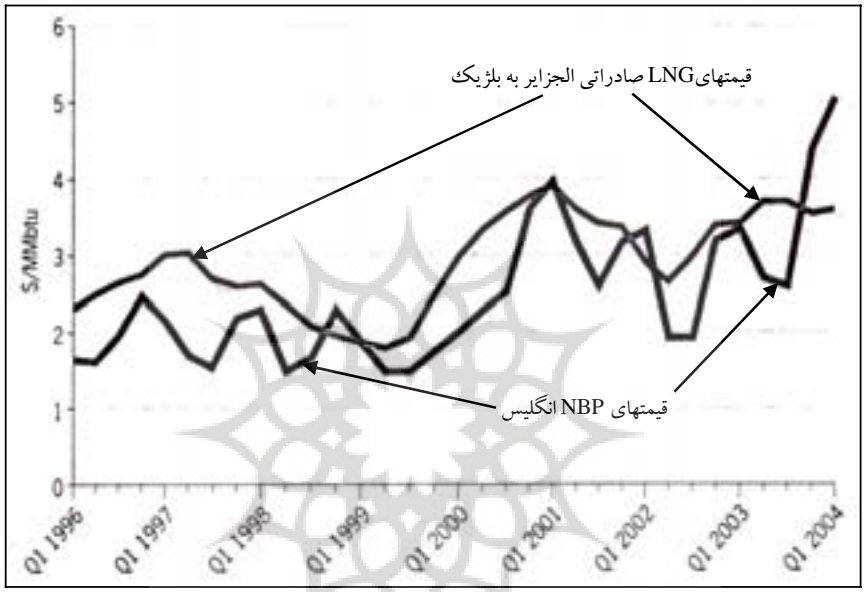
عرضه کنندگان LNG به بازار انگلیس در سال های آتی، می بایست قیمت‌های LNG را به جای استفاده از انواع مکانیسم‌های قیمت گذاری در قراردادهای موجود، با قیمت‌ها در بازار انگلیس مرتبط نمایند. نمودار شماره (۴) متوسط قیمت سه ماهه گاز طبیعی را در NBP با قیمتLNG تحویلی به ترمینال Zeebrugge در بلژیک براساس قرارداد بلندمدت از الجزایر، مقایسه می کند. این نمودار نشان می‌دهد که اگر انگلیس طی این دوره، از سال ۱۹۹۶، اقدام به واردات LNG تحت شرایطی که قیمت آن با توجه به قیمت‌های NBP تعیین شود، می‌نمود، قیمت‌هایLNG وارداتی فقط در مواقع اندکی، عمدتاً سه ماهه چهارم سال که قیمت‌های انگلیس معمولاً در بالاترین سطح خود قرار دارد، از قیمت بلندمدت LNG در بلژیک تجاوز می‌نمود.

در صورتیکه مراکز[1] تجارت گاز در سایر نقاط اروپا گسترش یابند، ممکن است

1 - Hubs

مکانیسم قیمت‌گذاری بازار جایگزین قیمت قراردادهای بلندمدت واردات LNG به سایر کشورهای اروپایی که با شاخص‌های نفت در ارتباطند، شود.[1]

نمودار ۴. روند قیمت‌ها در NBP انگلیس و قیمت صادرات الجزایر به بلژیک طی دوره ۱۹۹۶ تا سه ماهه اول ۲۰۰۴



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

۴. قیمت‌گذاری گاز در بازارآمریکا

در آمریکا، گاز طبیعی آزادانه میان خریداران و فروشندگان مبادله می‌شود و قیمت‌ها از تعادل عرضه و تقاضا مشتق می‌شوند. هنری‌هاب به عنوان مرجعی برای قیمت‌های گاز طبیعی در آمریکا مورد استفاده قرار می‌گیرد. در نتیجه تلاقی تعدادی از خطوط لوله گاز در هنری‌هاب (لوئیزیانا)، همبستگی و ارتباطی میان تأسیسات تولیدگاز در منطقه خلیج مکزیک و مراکز تقاضا در سایر نقاط آمریکا به وجود آمده است. این مسأله موجب شده تا هنری‌هاب به یک مرکز عمده و اصلی تجارت گاز تبدیل شده و بازار بورس نایمکس[2]

1. LNG Today, Fully updated and expanded, Andy Flower, June 2004.
2. Newyork Mercontile Exchange (NYMEX)

از آن به عنوان مبنایی برای قراردادهای اختیارات[1] و آتی‌های[2] خود استفاده نماید. مراکز خرید و فروش دیگری نیز در اطراف آمریکا وجود دارند و قیمت‌ها در هر یک از این مراکز به صورت رسمی اعلام می‌شوند. تفاوت میان قمیت هنری‌هاب و سایر مراکز خرید و فروش تحت عنوان «دیفرانسیل مبنا»[3] یا به صورت ساده «مبنا»[4]، مشهور است.

قیمت گاز در نقاط مختلف آمریکا با دیفرانسیل‌هایی به صورت مثبت یا منفی نسبت به قیمت هنری‌هاب، تعیین می‌شوند. این تفاوت‌ها به الگوی تقاضا در نقاط مختلف و فاصله مصرف‌کنندگان نهایی مربوط می‌شود.LNG که به بازار آمریکا فروخته می‌شود، چه به‌صورت فروش نقدی[5] باشد و چه قرارداد بلند مدت، با قیمت‌های هنری‌هاب در ارتباط است، چراکه در این بازار LNG با خط لوله گاز رقابت می‌کند.

قیمت گاز طبیعی در مراکز نزدیک بازار مصرف نظیر نیویورک یا نیوانگلند معمولاً بالاتر از قیمت هنری‌هاب است، چون که هزینه انتقال گاز با خط لوله از هنری‌هاب نیز می‌بایست به آن اضافه گردد. تفاوت‌های مبنا به غیر از هزینه انتقال به عرضه و تقاضای گاز در هریک از مراکز خرید و فروش بستگی دارد. ترمینال‌های دریافت LNG که در سواحل شرقی آمریکا واقع شده‌اند، از یک مبنای مثبت[6] منتفع می‌شوند. چرا که قیمت گاز طبیعی در خروجی ترمینال تبدیل به گاز LNG در این منطقه، معمولاً بالاتر از هنری‌هاب است. از طرف دیگر، قیمت‌ها در خروجی ترمینال Lake Charles در لوئیزیانا، معمولاً پایین‌تر ازهنری‌هاب می‌باشند.

کالیفرنیا به صورت بالقوه یک بازارکلیدی و مهم برای صادرکنندگان LNG در حوزه اقیانوس آرام به‌شمار می‌رود. قیمت‌ها در این بازار معمولاً کمتر از هنری‌هاب هستند، چون که بواسطه شرایط محلی تعیین می‌شوند و عرضه گاز عمدتاً از طریق حوزه Rockies Sanjose , و کانادا تأمین‌می‌شود. به‌عنوان‌مثال در نیمه‌اول سال ۲۰۰۴، قیمت‌هابطور متوسط به میزان ۰/۳۸ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو پایین‌تر از قیمت‌های هنری‌هاب قرار داشتند.

بطور کلی قیمت LNG تحویلی به بازار آمریکا از طریق دو روش با قیمت‌های هنری‌هاب مرتبط شده است:

1. Options
2. Futures
3. Basis differential
4. Basis
5. Spot
6. Positive

۴-۱. مکانیسم قیمت‌گذاری Netback

در مکانیسم قیمت‌گذاری Netback ، قیمت LNG تحویلی به صورت DES به ترمینال آمریکا از طریق کسر هزینه‌هایی از قیمت‌های هنری‌هاب به صورت زیر محاسبه می‌شود:

«قیمت LNG تحویلی به صورت DES به ترمینال آمریکا مساوی است با: قیمت هنری‌هاب به اضافه(یا منهای) دیفرانسیل مبنا، منهای هزینه ترمینال (حق الزحمه پرداختی به مالک ترمینال به اضافه هزینه سوخت و تلفات)، منهای سود ناخالص خریدار»

قیمت LNG از طریق مکانیسم Netback برای محموله‌هایی که به صورت FOB خرید و فروش می‌شوند نیز با کسر هزینه انتقال (نظیر اجاره کشتی، هزینه سوخت، هزینه تبخیر گاز و هزینه‌های بارگیری) از قیمت تحویلی LNG به صورت DES ، قابل محاسبه است.

۴-۲. مکانیسم تقسیم منافع (درآمدها)

گزینه دیگر، استفاده از مکانیسم تقسیم منافع است. در این روش فروشنده LNG سهم توافق شده‌ای را به صورت درصدی از قیمت هنری‌هاب دریافت می‌نماید و باقیمانده آن نصیب خریدار می‌شود. سهم خریدار اقلامی نظیر هزینه‌های ترمینال، دیفرانسیل مبنا و سود ناخالص خریدار را پوشش می‌دهد. سهم فروشنده نیز هزینه‌های انتقال، مایع‌سازی، تولید گاز و سود خریدار را در بر می‌گیرد. از روش مشابهی می‌توان برای فروش LNG به صورت FOB استفاده نمود، با این تفاوت که سهم خریدار از قیمت، هزینه‌های انتقال را نیز شامل می‌شود.

خریداران و فروشندگان LNG می‌توانند از بازار آتی‌های نایمکس برای تثبیت قیمت‌ها در آینده طی یک دوره زمانی محدود، به عنوان مثال جهت مدیریت و کنترل ریسک ناشی از سقوط قیمت‌های آمریکا هنگامیکه LNG در حال انتقال می‌باشد، استفاده نمایند. معاملات زیادی در بازار بورس نایمکس جهت مصونیت[1] قیمت صورت می‌پذیرد و این بازار جهت مصونیت قیمت در چند ماه آتی(محدود) مناسب می باشد چراکه حجم معاملات در حد کفایت می‌باشد. ولی برای دوره بلندمدت آتی یا مقادیر بزرگتر LNG دارای جذابیت کمتری است، زیرا حجم گازی که در بازار بورس نایمکس مورد مبادله قرار می‌گیرد، در نتیجه افزایش مدت زمان میان عقد قرارداد و تحویل محموله‌LNG ، به

1. Hedging

سرعت کاهش می‌یابد.

در برخی قراردادهای LNG آمریکای شمالی حداقل قیمت و شروط تحویلی وجود دارد. در مواردی که قیمت بازاری گاز به سطحی پایین‌تر از حداقل قیمت سقوط می‌کند، خریداران می‌توانند از پذیرش محموله‌های LNG خودداری نمایند، در حالیکه فروشندگان در مواقعی که قیمت بازار آمریکای شمالی پایین‌تر از سایر بازارها باشد، می‌توانند میزان محموله‌های تحویلی LNG خود را تا سطح حداقل آن کاهش دهند.[1]

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

قیمت‌گاز طبیعی در اروپا بجز بازار انگلیس که قیمت گاز در آن توسط مکانیسم بازار تعیین می‌شود، عمدتا توسط قراردادهای خرید و فروش بلند مدت و در نتیجه مذاکرات، تعیین می‌شود. علاوه بر این، قیمت‌های گاز در قراردادهای بلند مدت خط لوله گاز این منطقه معمولاً با فرآورده‌هایی چون گازوئیل و نفت‌کوره در ارتباطند، زیرا این فرآورده‌ها اصلی‌ترین رقبای گاز طبیعی به ترتیب در بازارهای خانگی ـ تجاری، صنعتی و تولید برق می‌باشند. در برخی موارد، از سایر حامل‌های انرژی نظیر زغال‌سنگ و الکتریسیته و یک شاخص تورم عمومی جهت تعدیل فرمول خط لوله گاز استفاده می‌شود.

در آمریکا، گاز طبیعی آزادانه میان خریداران و فروشندگان مبادله می‌شود و قیمت‌ها از تعادل عرضه و تقاضا مشتق می‌شوند. هنری‌هاب به عنوان مرجعی برای قیمت‌های گاز طبیعی در آمریکا مورد استفاده قرار می‌گیرد.

در آسیا قیمت‌های LNG عموماً با توجه به قیمت نفت‌خام، خصوصاً قیمت سبد نفتی ژاپن (JCC) تعیین می‌شوند. هم‌اکنون فشارها و انتقادها بر این شیوه قیمت‌گذاری در حال افزایش است و از سال ۲۰۰۰ به بعد دامنه گسترده‌ای از توافقات قیمتی در بازارهای آسیا، خصوصاً در نتیجه ورود خریداران جدید به بازار، مورد استفاده قرار گرفته است. در سالهای اخیر ما شاهد مباحثی در مورد شاخص‌های قیمت‌گذاری جدید بوده‌ایم. برخی پیشنهاد داده‌اند که بخشی از قیمتLNG را با تورم ارتباط دهند و برخی نیز مدافع بازگشت به سیستم قیمت‌گذاری ثابت بوده‌اند. دیگران نیز به دنبال ایجاد همبستگی میان قیمت LNG و قیمت زغال‌سنگ می‌باشند، چرا که در بسیاری از بازارها اصلی‌ترین رقیب LNG به شمار می‌رود. همچنین در برخی قراردادها شاهد ظهور قیمت‌های سقف و کف هستیم.

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

قیمت LNG آسیا در گذشته با شرایط متداول بازار به تدریج رشد و توسعه یافته است و انتظار می‌رود این روند در آینده نیز ادامه داشته باشد. ظهور خریداران جدید نظیر هند با نیازمندی‌ها و مقتضیات متفاوت می‌تواند قیمت‌ها را تحت تأثیر قرار دهد. در این کشور زغال‌سنگ یک منبع اصلی انرژی به شمار می‌رود و لذا صحبت‌هایی جهت ارتباط قیمت LNG با زغال‌سنگ در آینده، به میان آمده است. ما همچنین شاهد پیشنهاد دعوت خریداران از عرضه‌کنندگان بالقوه به جای مذاکره مستقیم با فروشندگان بوده‌ایم، که بموجب آن رقابت میان عرضه‌کنندگان افزایش یافته است. نهایتاً، آزادسازی و مقررات‌زدایی بخش برق در برخی کشورها نظیر ژاپن به خریداران موجود فشار آورده است (شرکت برق توکیو، کانزای الکتریک[1] و غیره) تا قیمت‌هایشان را برای مشتریان کاهش دهند. برخی از نتایج و پی‌آمدهای حاصله از قراردادهای جدید LNG در آسیا عبارتند از[2]:

۱. قیمت‌های پائین‌تر برای مقادیر افزایش یافته؛
۲. همبستگی کمتر با قیمت نفت و قیمت‌های کلی پایین‌تر؛
۳. ارتباط آن با زغال‌سنگ در برخی کشورها نظیر هند؛
۴. امکان بازگشت به قیمت ثابت جهت کاهش نااطمینانی حاصل از نوسانات قیمت؛
۵. شاخص‌گذاری بخشی از قیمت بر اساس تورم؛
۶. مبادله[3] میان انعطاف‌پذیری قراردادها و قیمت پایین.

لذا رقابت شدید میان عرضه‌کنندگان جهت حفظ و تأمین بازارها منجربه تغییرات چشمگیری در فرمول سنتی قیمت‌گذاری LNG آسیا شده است و سطح قیمت‌های LNG آسیا و شدت همبستگی آن با نفت خام از طرف خریداران تحت فشار و انتقاد قرارگرفته است. خریداران جدید در چین و هند موفقیت‌های منحصر بفردی را در دست‌یابی به قیمت‌های پایین کسب کرده‌اند. با پیشنهاد ابتکاری خریداران چینی برای ترمینال LNG گویانگ‌دانگ، آنها نه‌تنها به قیمت کلی پایین‌تری برای خرید LNG از استرالیا دست یافته اند، بلکه بواسطه همبستگی کمتر آن با قیمت نفت (۳۰درصد)، قمیتLNG از ثبات

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

بیشتری نیز برخوردار شده است. این قرارداد نوعی هشدار برای عرضه‌کنندگان تلقی می شود چرا که نشان دهنده این حقیقت است که قدرت از فروشندگان به خریداران در حال انتقال می باشد. خریداران در بازارهای سنتی ژاپن،کره و تایوان نیز به موفقیت‌هایی دست یافته‌اند.

منابع و ماخذ

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

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

3. LNG Today, the Promise and the pintfalls, Andy Flower& Richard King, June 2002.

4. BP Statistical Review of World Energy 2007

5. BP Statistical Review Of World Energy 2006

6. The Ties between Natural Gas and Oil Prices, IFP, Guy Maisonnier, November 2005

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

8. A Formula for LNG Pricing, Gary Eng Independent Consultant, A report prepared for the Ministry of Economic Development, May 2006

9. Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, Corporate Strategies along the LNG Value Added Chain - An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration, Sophia Rüster and Anne Neumann, September, 2006.

10. Natural Gas Security, William C. Ramsay, Deputy Executive Director, International Energy Agency, Energy Security Seminar, "Energy Security in Asia Pacific, Tokyo, 19 January 2007

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

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی