Archive of SID

بررسی ساختار جدید صنعت گاز و LNG در جهان

اسحاق منصورکیایی[1]

چکیده

هگل معتقد است که تناقض‌ها می‌توانند با هم جمع شوند و شکل برتری را به‌وجود آورند. به عبارت دیگر «جمع تناقض‌ها» تزوآنتی تز منجر به شکلی برتر به نام سنتز می‌شود. به‌نظر می‌رسد صنعت گازمایع شده نیز چنین فرآیندی را در حال طی کردن است. ساختار سنتی صنعت گاز (تز) اکنون با آزادسازی و خصوصی‌سازی و حرکت به سوی بازارهای رقابتی (آنتی تز)، دنبال ساختار جدیدی است (سنتز) که در آن شبکه جهانی صنعت گاز فاقد انحصارهای کنونی باشد. آیا ترکیب این دو ساختار متناقض همانند پیش‌بینی هگل شکل برتری را نتیجه خواهد داد؟آیا دست نامرئی هگل همانند دست نامرئی آدام اسمیت، خواهد توانست صنعت گاز و LNG را به صنعتی رقابتی تبدیل کند؟ این مقاله درصدد پاسخ به این ابهام است.

واژه‌های کلیدی: فرضیه دیالکتیک هگل، گاز طبیعی‌مایع شده، مدل سنتی تجارت گاز، مدل بازارهای رقابتی، آزادسازی، قیمت، قراردادهای بلندمدت، بازارتک محموله.

۱. فارغ‌التحصیل کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی و بازاریابی دانشگاه تهران، کارشناس بازاریابی LNG شرکت ملی صادرات گاز ایران Email: m.kiaee@nigec.com

www.SID.ir

Archive of SID

۱. مقدمه

صرفه اقتصادی توربینهای با سوخت گاز که در تولید برق به کار می رود و کاهش قابل توجه هزینه‌ها در زنجیره صنعت LNG که قبلاً آن را غیراقتصادی جلوه داده بود از جمله عوامل ایجاد جذابیت برای صنعت LNG و به تبع آن صنعت گاز بوده است. شرکتهایی که حتی زمانی به کشف و استخراج میادین گازی بی‌تفاوت بودند اکنون علاقه‌مند به پیدا کردن مکملی برای عرضه سنتی توسط خط لوله هستند. اما محرک واقعی برای انقلاب در صنعت LNG را باید بازسازی ساختار جهانی صنعت گاز دانست به گونه ای که تضاد میان روشهای سنتی قراردادهای بلندمدت گاز و مدل رقابتی ساختار جدید محور اصلی تحولات صنعت LNG به شمار می رود.

پاسخ به سوالات ذیل برای درک بهتر ساختار جدید ، محدودیت‌ها و شناخت شکل احتمالی آینده صنعت گاز به ویژه LNG موثر خواهد بود.

- ✓ آیا شکل سنتی قراردادهای خرید و فروش در مدل رقابتی جدید صنعت LNG نیز وجود خواهند داشت؟
- ✓ اگر چنین است چه تغییراتی در ساختار شکل گیری قرارداد در حال وقوع است تا آن را با شرایط جدید بازار گاز سازگارتر نماید؟
- ✓ توازن احتمالی بین قراردادهای فروش بلندمدت و کوتاه‌مدت چگونه است؟
- ✓ قیمت ها چگونه تعیین و گزارش می شوند؟
- ✓ آزادسازی صنعت چه تاثیری بر ریسک های سیاسی خواهد داشت ؟
- ✓ تکنولوژی چگونه توازن میان ریسک و پاداش آن را تحت تاثیر قرار می‌دهد؟
- ✓ منافع و مخاطرات ناشی از تفکیک زنجیره LNG[1] چیست؟

در ادامه ابتدا به‌بررسی و ساختار هزینه‌تجارت و توزیع ریسک در قراردادهای سنتی گاز و LNG و معرفی‌مدل رقابتی پرداخته و سپس‌به‌سوالات مطرح‌شده فوق پاسخ می‌دهیم.

ساختار هزینه و تجارت در پروژه‌های سنتی LNG

پروژه‌های سنتی LNG زنجیره ای از چهار یا پنج فعالیت اقتصادی است که موفقیت نهائی آن در معرض ریسک ضعیف‌ترین بخش این زنجیره قرار دارد. توسعه میدان، انتقال توسط خطوط لوله تا محل تاسیسات مایع‌سازی، حمل با کشتی و ترمینال دریافت‌کننده و تبدیل

1. De-integration

www.SID.ir

Archive of SID

مجدد به گاز؛ بخشهای مختلف این زنجیره را تشکیل می‌دهند. هرکدام از بخش‌های مذکور سرمایه‌بر بوده و کل سرمایه‌گذاری پیش از تکمیل پروژه بصورت کامل هزینه می‌شود لذا درآمد تا تکمیل پروژه حاصل نخواهد شد. از این‌رو تأخیر در هر کدام از بخش‌های زنجیره بر بازگشت سرمایه و نرخ بازده داخلی پروژه تأثیر منفی می‌گذارد. از آنجاکه پروژه های LNG معمولاً سرمایه‌گذاری مشترک بین‌المللی هستند بخش‌های زنجیره در معرض قوانین و مقررات متفاوتی قرار دارد: تولید و مایع‌سازی در معرض سیستم‌های مالی و حقوقی کشور تولیدکننده (مالک میدان گاز)، ترمینال دریافت‌کننده و تبدیل مجدد به گاز در معرض قوانین کشور مصرف‌کننده و بخش کشتیرانی که نوعی تجارت بین‌المللی به حساب می‌آید در معرض قوانین بین‌المللی قرار دارد. این واقعیت که سیستم‌های قانونگذاری متفاوت موفقیت پروژه‌های LNG را تحت تأثیر قرار می‌دهد به نوبه خود عامل ریسک سیاسی را به زنجیره LNG اضافه می‌کند.

ساختار هزینه و توزیع ریسک

ساختار هزینه‌ای نشان می‌دهد که هزینه سرمایه‌گذاری پروژه‌های LNG در کشورهای مصرف‌کننده شامل ترمینال دریافت‌کننده و تبدیل مجدد گاز (٪۱۳-۹) در مقایسه با هزینه سرمایه‌ای پرداخت شده توسط کشورهای تولیدکننده شامل توسعه میدان و کارخانه مایع‌سازی (٪۷۰-۵۱) بسیار کوچک است. اگرچه هزینه کشتی و حمل و نقل بسته به مسافت می‌تواند متفاوت باشد. لذا تولیدکنندگان به مراتب در معرض ریسک بیشتری نسبت به مصرف‌کنندگان قرار دارند.ارقام جدول ذیل مربوط به پروژه فرضی جدید با ظرفیت ۳/۳ میلیون تن در سال و با فرض ۶۶۰۰ مایل دریایی فاصله از بازار خریدار (بطور تقریبی معادل با فاصله نیجریه تا خلیج آمریکا) می باشد.

جدول ۱. هزینه های سرمایه گذاری برای پروژه تازه تاسیس LNG

	هزینه سرمایه‌گذاری(میلیارد دلار)	درصد از کل
توسعه میدان	۱/۳	٪۲۶
تاسیسات مایع سازی	۱/۶	٪۳۲
ذخیره سازی (۱۰تانکر @ ۱۶۰ میلیون دلار)	۱/۶	٪۳۲
تسهیلات تبدیل مجدد به گاز	۰/۵	٪۱۰
جمع	۵	٪۱۰۰

منبع: Oxford Institute for Energy Studies

www.SID.ir

Archive of SID

ساختار تجارت

در روش سنتی، تجارت مبتنی بر سیستم توزیع ریسک بین شرکاء است و تمرکز اصلی روی قرارداد خرید و فروش LNG [1] قرار دارد. قراردادها بصورت FOB یا Ex-ship می‌باشد و معمولاً کشتی‌های LNG به پروژه‌های خاص برای طول مدت قرارداد تخصیص داده می‌شوند.

مدت اغلب قراردادهای اخیر ۲۰ سال بوده و منطق توزیع ریسک در این عبارت قرارداد گنجانده شده است که «خریدار ریسک حجم و فروشنده ریسک قیمت را می‌پذیرد...». از این‌رو اغلب قراردادها براساس شرط T.o.P [2] برای اطمینان از برداشت محموله توسط خریدار در سطح حداقل و شرط افزایش قیمت [3] برای انتقال مسئولیت نوسانات قیمت انرژی به خریدار تنظیم می‌شوند. از آنجاکه بازار نفت از توجیه‌پذیری و رقابت‌پذیری بیشتری نسبت به بازار گاز برخوردار بوده است در اکثر قراردادها ریسک قیمت در شرط قیمت برحسب قیمت نفت تعریف شده است.

براساس قوانین قدیمی، شرکتهای خریدار انحصاری دولتی پس از تصویب قرارداد توسط دولت یا مراجع ذی صلاح، قادر به انتقال بخشی از ریسک بازار در قالب ساختار تنظیم شده نرخ فروش مجدد، به مصرف‌کنندگان نهائی هستند. از آنجا که توسعه میادین و سرمایه‌گذاری در کارخانه‌های مایع‌سازی براساس اکتشاف و استخراج ذخایر گازی بوده است لذا شرکتهایی که در این زمینه ها فعالیت داشته‌اند توانسته‌اند بیشترین پروژه‌های مربوط به تأسیس کارخانه مایع‌سازی را نیز برعهده بگیرند. البته دلیل دیگری نیز وجود دارد و آن همان اطمینان از عرضه کافی و به موقع گاز برای تحویل به کارخانه مایع‌سازی است. لذا از آنجاکه هدف اصلی در توسعه بخش بالادستی تحویل گاز کافی برای تأمین گاز خوراک کارخانه مایع‌سازی است همواره نسبتR/P [4] میدان از اهمیت خاصی برخوردار بوده است به گونه‌ای که این نسبت هیچگاه از نرخ مصرف کارخانه مایع‌سازی درطول دورهٔ قرارداد فزونی نخواهد گرفت و این‌بخشی از نگرانی‌مالکان میدان‌است که در خصوص توسعه این دست از میادین تخصیص یافته به‌پروژه‌های LNG با آن مواجه هستند.

توسعه پروژه های LNG معمولاً توسط سرمایه گذاری مشترک چند شرکت

1. LNG Sales and Purchase Agreement (SPA)

۲. این شرط به معنای آن است که خریدار در صورت عدم برداشت محموله باید ارزش پولی معادل حداقل درصد تعیین شده را به فروشنده بپردازد.(Take or Pay)

3. Price Escalation

4. Reserves to Production Ratio

www.SID.ir

Archive of SID

صورت می گیرد که در قالب یک «قرارداد سهامداران»[1] یا «قرارداد سرمایه‌گذاری مشترک»[2] با یکدیگر متحد می شوند. بسته به نوع توافق معمولاً یک یا گروهی از این سرمایه‌گذاران به عنوان مجری نیز انتخاب می شود.اثراین ساختار بر بازار، آن است که به جای آنکه شرکتها به صورت منفرد و جداگانه وارد بازار شوند در قالب یک گروه همکاری وارد بازار می‌شوند؛ لذا با کاهش تعداد رقبا در بازار، بازار از حالت رقابتی کامل خارج می‌شود. با این توضیح که رقابت البته وجود دارد اما به جای آنکه بین شرکای پروژه باشد بین پروژه‌ها جریان می‌یابد. به عبارت دیگر، گروههای همکاری مختلف در قالب پروژه‌ها با یکدیگر رقابت می کنند.

در بسیاری از پروژه‌ها از جمله پروژه‌های LNG متعلق به شرکت سوناتراچ در الجزایر و یا پروژه‌های متعلق به شرکت پرتامینا در اندونزی، شرکت ملی نفت (NOC)[3] و گاز این کشورها در توسعه میدان و کارخانه مایع‌سازی نیز سهم دارد؛ اگرچه در برخی از کشورها نقش این شرکتها فقط محدود به اخذ درآمد برای دولت بوده است ، یعنی همان نقشی که سازمانهای دولتی وابسته به جمع آوری مالیات برعهده گرفته‌اند. با توجه به بحث آزادسازی در بازار گاز، این نقش دولت اکنون مورد چالش جدی قرار گرفته است زیرا با سایر اهداف از جمله بهبود فرصت های توسعه، استخراج و تولید در تضاد است.

مدل تئوریکی بازارهای رقابتی

فرایند بازسازی ساختار صنعت گاز ابتدا در آمریکا ، کانادا و انگلستان آغاز شد و با این فرض صورت گرفت که شکل سنتی انحصار دولتی یا خدمات عمومی تنظیم شده برای کارخانه های برق و گاز ناکاراست و سیستمی که رقابت بازار را معرفی می‌کند بطور ذاتی قیمت‌های پایین‌تر و گزینه‌های خدماتی مطلوب بیشتری را برای مصرف‌کنندگان فراهم می‌سازد.

در این نوع مدل، قیمت گاز بین خریداران و فروشندگان از طریق رقابت گاز با گاز تعیین می‌شود. از آنجا که منبع عرضه گاز معمولا به دلیل جغرافیایی از نقاط مصرف نهایی آن فاصله دارد، این مدل برای انتقال گاز نیز بازار رقابتی را پیشنهاد می‌کند که در معرض قانون «دسترسی طرف سوم»[4] قرار دارد. بنابراین در مورد LNG این مدل کل زنجیره را در

1. Shareholders Agreement
2. Joint Venture
3. Notional Oil Company
4. Third Party Access

www.SID.ir

Archive of SID

نظر می گیرد که در هر حلقه آن رقابت آزاد وجود دارد و البته حلقه‌ها نسبت به هم مستقل عمل می‌کنند. همچنین از آنجا که تصمیمات بازار با وقفه‌های زمانی بین اهداف درآمدی خریدار و فروشنده و نوسانات قیمت همراه است در این مدل سیستم "مدیریت ریسک" با استفاده از انواع ابزارهای مالی شامل قراردادهای آتی ، سواپ و Option در نظر گرفته شده است.مزیت این مدل جدید در کاهش هزینه از طریق افزایش رقابت و نوع آوری است که مصرف‌کننده نهائی ازآن بهره خواهد برد.

از آنجا که چرخه ترکیبی تولید برق عامل اصلی در رشد تقاضا برای گازطبیعی به شمار می‌رود لذا بازسازی صنعت برق بعنوان بخشی جدانشدنی در کنار مدل جدید ارائه شده برای بازارLNG ضروری است.

با حذف امتیازهای دولتی یا کاهش وضعیت انحصاری، فرایند بازسازی، تعداد مصرف‌کنندگان بالقوه برای LNG را چند برابر خواهد کرد که از این طریق منجر به افزایش تسویه‌پذیری (Liquidity) بازار خواهد شد.ظهور تولیدکنندگان جدید و مستقل برق نیز طبقه جدیدی از مشتریان را اضافه می‌کند که منجر به افزایش رقابت در میان خریداران گاز می‌شود. برای تثبیت این رقابت در بازار، خریداران نیازمند دسترسی به‌ظرفیت ترمینال‌ها و کارخانه‌های تبدیل مجدد به گاز هستند. لذا دسترسی باز به ظرفیت کارخانه‌ها بخش مهمی از ساختار جدید گاز به حساب می‌آید. در این راستا در سال ۱۹۹۱ ایالات متحده قانون «دسترسی باز»[1] را تصویب کرد.

یکی از اولین نشانه‌های معرفی مدل جدید رقابتی به صنعت گاز، توسعه «بازارهای تک محموله»[2] و کوتاه‌مدت می‌باشد.فعالیت بازار کوتاه‌مدت به نوبه خود، زمینه ظهور آربیتراژ قیمت از طریق افزایش توانایی انتقال بین بازارها را فراهم کرده و در واقع LNG به‌عنوان اولین عنصر در تحقق ایده بازار جهانی گاز، معاملات بین‌منطقه‌ای را رواج داده است. نمونه بارز آن پروژه‌های LNG قطر می‌باشد که بخش عمده‌ای از محموله آن به کشور آمریکا ارسال می گردد.

سرانجام اینکه این مدل بر این فرض استوار است که هیچ بازیگری نمی‌تواند قدرت بازاری خود را اعمال کند اما شکل نهائی سیستم LNG تلفیقی از روش سنتی و جدید خواهد بود زیرا اجرای این مدل جدید همراه با محدودیت‌هایی است که مانع از تحقق کامل اهداف آن خواهد شد.

1. Open Access
2. Spot Market

www.SID.ir

Archive of SID

اکنون به تشریح هریک از سوالات مطرح شده در ابتدای مقاله می‌پردازیم.

۱. در پاسخ به سوال اول گفتنی است، قراردادهای سنتی خرید و فروش عمدتا بلندمدت هستند لذا حذف این قراردادها به‌معنی آن است که عمده فعالیت‌های خریداران در بازار باید بر اساس قراردادهای کوتاه‌مدت یا تک‌محموله صورت پذیرد. این امکان اگرچه وجود دارد اما هنوز عملی نشده است زیرا عرضه‌کنندگان تاکنون موفق به ساخت کارخانه‌های مایع‌سازی بر اساس قراردادهای کوتاه‌مدت نشده‌اند و در واقع تامین مالی پروژه‌های LNG از سوی بانک‌ها منوط به عقد قراردادهای بلندمدت و اطمینان از جریان وجوه درآمدی به‌منظور بازپرداخت دیون است. شرکت‌های Exxon Mobil در قطر و Shell در عمان در سال ۱۹۹۶ ساخت واحد های جدید (Train) بر اساس حجم های عمده بازار تک محموله را پیشنهاد کردند که به دلیل ریسک زیاد پذیرفته نشد. سه کشور نیجریه ،قطر و ترینیداد که در واقع پیشگامان فروش کوتاه‌مدت و تک محموله بازار به حساب می‌آیند، تمام طرح‌های توسعه واحدهای مایع‌سازی را براساس قراردادهای بلندمدت انجام داده‌اند لذا چنین به نظر می‌رسد که قراردادهای بلندمدت سنتی هنوز پابرجا و استوار باقی خواهند ماند.

۲. در ادامه باید اشاره نمود، اگر موضوع فوق مصداق دارد، چه تغییراتی در ساختار شکل‌گیری قرارداد در حال وقوع است تا آن را با شرایط جدید بازار گاز سازگارتر نماید؟

از آنجا که آزادسازی بازارها تا حد زیادی از توانایی دولت‌ها و شرکت‌های انحصاری آن‌ها در کاهش انتقال اثرات قیمتی بر مصرف‌کنندگان نهائی می‌کاهد و از طرف دیگر تاکید بر افزایش رقابت، ریسک قیمتی ناشی از رقابت سوخت‌ها با یکدیگر را افزایش می‌دهد لذا خریداران در صدد آن هستند که با تغییر در شروط مربوط به قیمت و یا حجم قرارداد تا حد امکان از ریسک آنها بکاهند. ترکیب سنتی قراردادهای T.o.P[1] با شرط قیمت‌گذاری بر اساس قیمت نفت‌خام همواره مورد انتقاد خریداران بوده است.افزایش شدید قیمت های نفت‌خام در سال‌های اخیر، دیگر نفت را به‌عنوان رقیبی ارزان برای گاز به حساب نمی‌آورد. از طرف دیگر از آنجا که پروژه های LNG سرمایه‌بر هستند و زیان عدم استفاده بهینه از حداکثر ظرفیت قابل ملاحظه خواهد بود، و از آنجا که دو شرط قیمت و T.o.P در قراردادهای سنتی گاز به نوعی تضمین‌کننده حداکثر استفاده از تسهیلات فروشنده نیز به شمار می‌رود لذا فروشندگان همواره برای انعطاف‌پذیری بیشتر در

1. Take or Pay

www.SID.ir

Archive of SID

این موارد حساسیت نشان داده اند.

خریداران نیز مدعی هستند که برقراری ارتباط میان قیمت گاز و نفت خام به واسطه استفاده از نفت خام در کارخانه‌های تولید برق ژاپن بوده است و در حال حاضر استفاده از توربین‌های گازی بسیار فراگیرتر از توربین‌های با سوخت نفت در تولید برق است و لذا برقراری چنین ارتباطی دیگر ضرورتی ندارد. فروشندگان نیز در مقابل مدعی هستند که هزینه‌های سرمایه‌ای پایین‌تر توربین‌های گازی و کارایی حرارتی بالاتر آنها این مزیت را برای عرضه‌کنندگان فراهم می‌سازد تا آنها نیز سهمی از این منفعت را با وضع قیمت‌های بازاری بالاتر دریافت نمایند.

در هر صورت خریداران در صدد آن هستند که در بازسازی ساختار صنعت گاز و LNG، قیمت قراردادهای بلندمدت را با قیمت بازار گاز مرتبط سازند تا با فراهم کردن رقابت گاز با گاز از حداکثر کاهش قیمت بهره‌مند شوند. به‌طور نمونه در ایالات متحده شاخص بازار گاز هنری هاب[1] چنین نقشی را بر عهده گرفته است. با همه این موارد پیش‌بینی می‌شود که قیمت‌گذاری گاز بر اساس نفت‌خام باقی خواهد ماند زیرا هیچ گزینه بهتری برای جایگزین شدن از دید فروشندگان و خریداران وجود ندارد. بطور مثال گاز به‌عنوان قوی‌ترین رقیب برای نفت به‌منظور جایگزینی در قیمت گذاری‌های جهانی (و نه فقط منطقه‌ای) از چند عدم مزیت به شرح ذیل رنج می‌برد.

اول آنکه قیمت‌های گاز نوسان بیشتری را نسبت به قیمت نفت حتی پس از در نظر گرفتن نوسانات فصلی تحمل می‌کند. لذا علی‌رغم اینکه خریداران عمدتا از نوسانات قیمت نفت در قراردادهای بلندمدت شکایت می کنند قیمت های بازار گاز نوسانات بیشتری را از خود نشان داده است.البته شاید چنین تلقی شود که رقابت گاز با گاز به معنای آن است که تغییرات در بازارهای نفت ، دیگر اثری بر قیمت های گاز نخواهد داشت لکن تجربه بازار گاز ایالات متحده خلاف آن را ثابت می‌کند. در زمستان ۲۰۰۱-۲۰۰۰ که قیمت های گاز به بالاترین حد خود در بازار آمریکا رسید نوعی رقابت میان نفت کوره و گاز برای جایگزینی در صنایع آمریکا اتفاق افتاد. از این رو قیمت‌های بازار گاز می‌توانست بین سطوح قیمتی تنظیم‌شده توسط رقابت گاز با گاز تا رقابت نفت‌کوره با گاز در حال نوسان باشد یعنی بیشتر از نوسان قیمت نفت به تنهایی. نمودار ذیل شدت نوسانات بازار نفت برنت نسبت به بازار گاز هنری هاب در ایالات متحده را نشان می‌دهد بطور

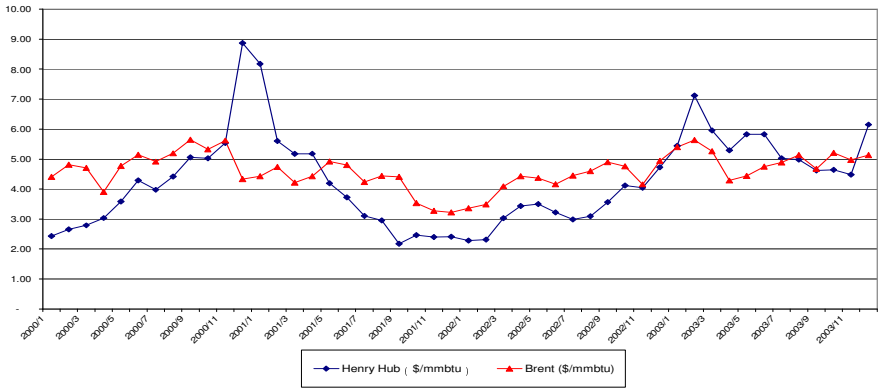
1. Henry Hub

www.SID.ir

Archive of SID

واضح مشخص است که شدت نوسانات بازار گاز بیشتر از شدت نوسانات بازار نفت برنت است.

نمودار ۱. مقایسه قیمت نفت برنت و قیمت گاز در بازار هنری هاب



دوم آنکه پراکندگی جغرافیایی معاملات بازار گاز از یکدیگر همراه با هزینه انتقال بسیار بالاتر گاز نسبت به نفت، بدان معنی است که در گزارش قیمت فروش به‌دلیل پراکندگی معاملات بازار گاز باید ضریب تعدیلی را تحت عنوان "تفاوت مکانی" یا "تفاوت پایه‌ای"[1] جغرافیایی در نظر گرفت که در اینصورت قیمت گاز را از آنچه هست افزایش خواهد داد. از آنجا که موجودیت بازار جهانی نفت مبتنی بر هزینه‌های اندک حمل به همراه نقش خلیج فارس به عنوان مهمترین عرضه‌کننده استوار است، بنابراین موضوع تفاوت‌های مکانی یا پایه‌ای در افزایش قیمت‌های نفت اهمیت چندانی ندارد. اما در مقایسه، هزینه‌های بسیار بالاتر انتقال گاز منجر به تفاوت قیمت‌ها در موقعیت‌های جغرافیایی متفاوت شده است. در برخی از هاب‌های گاز مانند هنری هاب این تفاوت‌های پایه‌ای به‌طور منظم گزارش می‌شوند و فعالیت‌های تجاری بازار معمولا بر اساس تخمینی از رفتار آینده آن صورت می‌گیرد. از آنجا که بازارهای محلی به‌راحتی قابلیت افزایش ظرفیت را دارند لذا تفاوت‌های مکانی یا پایه‌ای ممکن است با افزایش ظرفیت و طرح‌های توسعه خطوط لوله تحت تاثیر قرار بگیرد که خود نوعی ریسک تحت عنوان «ریسک پایه‌ای» را به فرمول قیمت اضافه می‌کند. به عبارت دیگر تفاوت جغرافیایی بازارها از نقطه

1. Basis Deferential

www.SID.ir

Archive of SID

مرجع قیمت‌گذاری می‌تواند منجر به افزایش گسترده در ریسک بازارها شود.هر چقدر بازارها به نقطه مرجع قیمت‌گذاری نزدیک‌تر باشد درجه ریسک پایه‌ای در قرارداد نیز کمتر است. عمده اثر این ریسک نیز متوجه فروشنده است.

و سرانجام اینکه اگر حتی پراکندگی‌های جغرافیایی وجود نداشته باشد و گاز به همان بازاری که بر اساس آن قیمت‌گذاری شده است تحویل شود یعنی شاخص بازار گاز در مقصد، مبنای تعیین قیمت قرار گیرد آنگاه این به معنای حذف بخش عمده‌ای از ریسک قرارداد مربوط به خریدار است که بطور ضمنی به فروشنده انتقال پیدا کرده است زیرا خریدار همواره ودر صورت عدم امکان برداشت محموله به راحتی می‌تواند محموله خود را با قیمت بازاری مشابه با قیمت قرارداد در همان بازار دوباره به فروش برساند.

تغییر دیگری که در ساختار شکل گیری قراردادها قابل مشاهده است تغییری است که از آزادسازی بازار نشات گرفته و شرکت های بازاریابی نام دارد.در شکل سنتی بازار، بازیگران عمدتا خود شرکت های نفتی بودند که در بخش پایین‌دستی و یا بالادستی سهم داشتند و از دارائیهای فیزیکی مالی قابل توجهی برخوردار بودند. ظهور شرکت‌های بازاریابی طبقه جدیدی را ایجاد کرده است که ممکن است بر خلاف مشارکت‌کنندگان شکل سنتی از دارائیهای فیزیکی بالادست و پایین دست برخوردار نباشند. نمونه بارز این شرکت‌ها انرون (Enron) بوده است. اکنون این سوال مطرح است که آیا چنین شرکت‌هایی بدون پشتوانه فیزیکی مالی از اعتبار کافی برای ایفای نقش در صنعت گاز و LNG برخوردار هستند یا خیر؟ اعتباری که با ورشکستگی انرون به شدت زیر سوال رفته است.

۳. توازن احتمالی بین قراردادهای فروش بلندمدت و کوتاه‌مدت چگونه است؟ از آنجا که واردکنندگان آسیایی، LNG را به عنوان اصلی ترین منبع سوخت خود قرار داده‌اند لذا نسبت به ریسک عرضه نیز از حساسیت بیشتری در مقایسه با سایر واردکنندگان برخوردار هستند. از این‌رو این کشورها شامل ژاپن، کره و تایوان در برقراری توازن در قرادادهای کوتاه‌مدت و بلندمدت خود بسیار محتاط عمل می‌کنند به‌گونه‌ای که بیشتر حجم عرضه به این کشورها مبتنی بر قراردادهای بلندمدت بوده است.

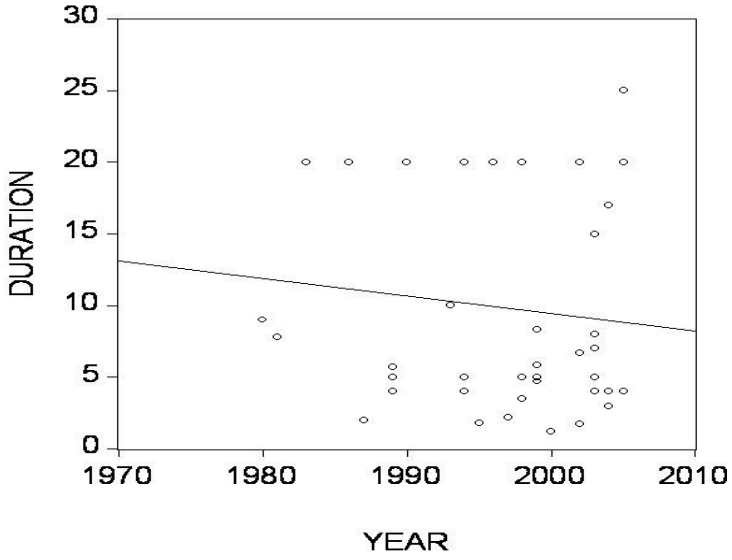
یکی از دلایلی که فروشندگان تمایل به انعقاد قراردادهای بلندمدت دارند تامین مالی پروژه‌های LNG بر اساس قراردادهای بلندمدت است و لذا طول مدت قراردادها با

www.SID.ir

Archive of SID

دوره بازپرداخت اقساط رابطه تنگاتنگی دارد تا حدی که تامین‌کنندگان مالی را در دوره بازپرداخت از وجوه درآمد کافی مطمئن سازد لذا امکان کاهش مدت قراردادهای بلندمدت به اندازه دوره پرداخت دیون وجود دارد. این انعطاف‌پذیری در مدت قرارداد به فروشندگان امکان فروش در بازار تک محموله را می‌دهد. لذا می‌توان پیش‌بینی کرد که قراردادهای بلندمدت باقی خواهند ماند اما با دوره زمانی کوتاهتر[1] و آزادسازی حجم بیشتر و تعهد نشده برای فروش بصورت تک محموله و کوتاه‌مدت. نمودار ذیل روند کاهش مدت قرارداد در منطقه جنوب شرقی آسیا را نشان می‌دهد.[2]

نمودار۲. روند مدت قراردادهای بلندمدت در جنوب شرقی آسیا



تمایل فزاینده برای فروش به صورت کوتاه مدت در فروشندگان به روش های مختلف خود را نشان داده است.افزایش ظرفیت کارخانه مایع سازی در دوران Build up و ایجاد تولید اضافی ، ظرفیت اضافی ناشی از رفع تنگناهای تولید،توسعه ظرفیت واحد مایع سازی و افزایش مقادیر تعهد نشده از جمله این روش ها هستند.

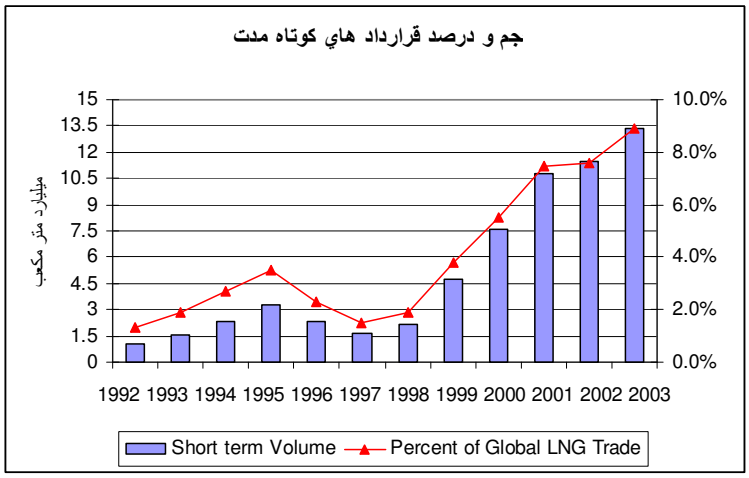
۱. رجوع شود به مقاله نگارنده تحت عنوان «مقایسه سودآوری قراردادهای تجاری بلندمدت و کوتاه مدت در صنعت گاز»، مجله تحقیقات اقتصادی دانشگاه تهران، شماره ۷۲ ، فروردین و اردیبهشت ۸۵.

۲. همان منبع

www.SID.ir

Archive of SID

نمودار ۳. حجم و درصد قراردادهای کوتاه مدت در تجارت LNG



منبع: Cedigaz

۴. قیمت‌ها چگونه تعیین و گزارش می‌شوند؟ از آنجا که تفاوت زیادی بین روش انجام معاملات در بازار خط لوله و LNG وجود دارد، مدل و ساختار قیمت‌گذاری در هر کدام از بازارهای فوق نیز تفاوت دارد.به طور معمول در سیستم خط لوله، شرکت‌های انحصاری، گاز را از میدان گازی خریداری کرده و از طریق خط لوله آن را به شرکت‌های توزیع‌کننده محلی می‌دهند که آنها نیز گاز را به دست مصرف‌کنندگان نهائی می‌رسانند.به عبارت دیگر دو نقطه فروش وجود دارد نقطه فروش گاز در میدان به صاحبان خطوط لوله و نقطه فروش صاحبان خطوط به شرکت‌های توزیع‌کننده تا توسط آن ها گاز به دست مشتریان نهائی برسد. در بازسازی ساختار صنعت گاز، نقطه فروش دوم یعنی صاحبان خطوط لوله که ماهیت انحصاری دارند با اعمال قانون دسترسی آزاد حذف می‌شوند. لذا تعداد زیادی از تولیدکنندگان بطور مستقیم با تعداد زیادی از توزیع‌کنندگان یا مصرف‌کنندگان مواجه خواهند شد که به معنای افزایش رقابت در نقطه فروش سر چاه است و در نتیجه قیمت بر اساس رقابت گاز با گاز شکل خواهد گرفت.

در خصوص LNG وضعیت متفاوت است. به این معنا که خریداران و فروشندگان

www.SID.ir

Archive of SID

معمولا به‌طور مستقیم با هم مذاکره می‌کنند و بخشی از زنجیره که مربوط به انتقال محموله است توسط شرکت‌های کشتیرانی انجام می‌شود که کمتر ماهیت انحصاری دارد اگرچه بسته به نوع قرارداد فوب یا سیف این بخش نیز می‌تواند در کنترل‌فروشندگان یا خریداران قرار گیرد. با این توصیف تمرکز اصلی فرآیند آزادسازی در صنعت LNG بر دسترسی آزاد به ظرفیت کارخانه‌های مایع‌سازی و ترمینال‌های تبدیل مجدد به گاز قرار خواهد داشت. هر چنداین ابهام وجود دارد که اعمال سیاست دسترسی آزاد در خصوص تسهیلات مایع‌سازی موثر باشد زیرا تولیدکنندگان و دولت‌های میزبان مخالف باز کردن سیستم هستند و خریداران نیز نیروی چندانی برای ایجاد تغییرات ندارند. درست است که خریداران تمایل به مشارکت در کارخانه مایع‌سازی و دریافت سهم به‌منظور افزایش رقابت را دارند اما این افزایش رقابت ممکن است باعث کاهش نرخ سرمایه‌گذاری فروشندگان نیز بشود، چرا که با افزایش شرکت‌های مشارکت‌کننده در توسعه پروژه‌های LNG اقتصاد پروژه کوچکتر شده و نرخ بازگشت سرمایه برای هر یک از شرکا کاهش می‌یابد ممکن است شرکت‌های متوسط و کوچک که معمولا به دلیل کمبود نقدینگی در پروژه‌های با نرخ بازدهی بالا مشارکت می‌کنند دیگر جذابیتی برای مشارکت احساس نکنند که خود منجر به کاهش رقابت خواهد شد. این خطر به‌ویژه برای برخی شرکت‌های ملی نفت و گاز که تنها شکل تغییر یافته‌ای از سازمان جمع‌آوری درآمد و مالیات در کشورهای میزبان هستند و نقش ظاهری نمایندگی کشور میزبان در پروژه را بر عهده دارند احساس می‌شود. مشکل وقتی حادتر می‌شود که خریداران مشارکت‌کننده در کارخانه مایع‌سازی از شرکا بخواهند که هریک بازاریابی سهم خود را بطور مستقل انجام دهند. در این حالت تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری مشترک در معرض نقاط ضعف و قوت هر یک از شرکا قرار خواهد گرفت و منجر به‌بازگشت سیستم فروش داخلی سهم از سوی شرکت‌های ضعیف‌تر که قدرت بازاریابی مستقل را ندارند به سایر شرکا خواهد شد. اتفاقی که در دهه ۱۹۵۰ و ۱۹۶۰ رخ داد و شرکت‌های ضعیف مجبور به‌فروش سهم خود به سایر شرکا با قیمت‌های پایین‌تر شدند.

تفاوت دیگر در نحوه تعیین قیمت در بازار گاز خط لوله و LNG ناشی از اندازه معاملات آن است.

یک قرارداد استاندارد گاز در بازار NYMEX، ۴۰۰۰ میلیون بی تی یو یعنی ۴ میلیون فوت مکعب حجم دارد و تعداد معاملات ممکن است در کل به ۵۰ معامله برسد.

www.SID.ir

Archive of SID

اما در بازار تک محموله LNG هر محموله LNG معمولا ۱۳۵۰۰۰ متر مکعب یا ۲۶۰۰ میلیون فوت مکعب حجم دارد که ۶۵۰ برابر حجم کل قراردادهای گاز در بازار NYMEXاست. لذا این محدودیت، تعداد خریدارانی که می‌توانند در بازار تک محموله شرکت نمایند و در نتیجه قدرت رقابتی بازار را محدود می‌سازد.

مشکل دیگر در ارائه یک قیمت واحد برای LNG است. از آنجا که هیچ نقطه عرضه مرکزی برای LNG و یا ادغام تعداد زیادی از منابع عرضه آن وجود ندارد ارائه یک قیمت واحد و منظم برای LNG بسیار مشکل است. در واقع بیش از آنکه فرآیند تشکیل قیمت در بخش عرضه انجام شود در بازارهای متفرق مانند ژاپن و آمریکا صورت گرفته است که در حقیقت قیمت LNG وارداتی را نقل می‌کنند. لذا شاخص این بازارها بیانگر قیمت واقعی و یا طرف عرضه نمی‌باشد. این در حالی است که به‌دلیل عدم تمایز میان قیمت‌های تک محموله و قراردادی بلندمدت از یکدیگر، آمارهای ارائه شده قابل اعتماد نیستند. مشکل دیگر امکان دستکاری شرکت‌های تجاری در قیمت‌هاست. از آنجا که برخی معاملات خارج از بورس انجام می‌شود و مانیتوریست قیمت‌ها از طریق ارتباط با خریدار و فروشنده از قیمت مطلع می‌شود، امکان هدفمند ارائه اطلاعات نادرست وجود دارد. بطور مثال شرکت El Paso متهم به ارائه اطلاعات نادرست است. از آنجا که این اطلاعات مبنای تصمیم‌گیری بازار هستند لذا ریسک قیمت بازار بیشتر از آنچه هست به نظر خواهد رسید.با توجه به موارد فوق می‌توان گفت که ساختار جدید قیمت‌گذاری حتی پس از فرآیند آزادسازی هم همچنان با مشکلات خاص خود مواجه است.

۵. آزادسازی صنعت گاز چه تاثیری بر ریسک های سیاسی خواهد داشت؟ ماهیت برون مرزی تجارت گاز خط لوله و LNG ریسک سیاسی قابل توجهی را برای این تجارت به همراه دارد.به گونه ای که صنعت LNG خیلی زود در مراحل اولیه توسعه اش چالش های ناشی از ریسک سیاسی را تجربه کرده است. از جمله هنگامی که رشد سریع بازار در دهه ۱۹۷۰ منجر به بروز اختلاف میان الجزایر و مشتریانش بر سر قیمت شد. اخیرا نیز روسیه چالشی را با برخی کشورهای مصرف کننده گاز خط لوله خود بر سر قیمت به وجود آورد. در این فضا اکثر شرکت‌های مشارکت‌کننده در توسعه پروژه‌ها برای مواجهه با ریسک سیاسی، نرخ‌های بالاتری از بازده پروژه‌های گاز را درخواست نموده‌اند. یکی از اثرات ریسک سیاسی بر فرآیند آزادسازی آن است که ریسک سیاسی پیش‌بینی ظرفیت

www.SID.ir

Archive of SID

انتظاری تولید آینده برای تامین تقاضای پیش‌بینی شده را مشکل می‌سازد که خود منبع بالقوه‌ای برای بی‌ثباتی در بازار به‌شمار می‌رود و ممکن است منجر به‌نوسانات فزاینده قیمت‌ها نیز شود. دومین منبع مهم ریسک سیاسی از تغییر در نظام مالیاتی ناشی می‌شود. اگرچه در بسیاری از موارد رژیم مالیاتی خود بخشی از مذاکره شرکای پروژه با مقامات دولتی کشور میزبان است؛ لکن نتایج آن قابلیت اجرای پروژه را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

۶. تکنولوژی چگونه توازن ریسک و پاداش را تحت تاثیر قرار می‌دهد؟ هرچند بحث تکنولوژی در پروژه‌های خط لوله گاز چندان مطرح نمی‌باشد لکن این موضوع در روند توسعه پروژه‌های LNG بسیار موثر بوده است. شاید مهمترین عامل کاهش در هزینه‌های صنعت LNG ناشی از افزایش اندازه واحدهای مایع‌سازی (Train) بوده است. انتقال از توربین‌های بخار به توربین‌های گازی و افزایش اندازه توربینهای گازی، کارخانه‌های مایع‌سازی را قادر به افزایش ظرفیت تولید کرده است. داده‌های تاریخی نشان می‌دهد که مقیاس اقتصادی منجر به کاهش هزینه‌ها به‌اندازه ۳۰ درصد در ۲ واحد ۴ میلیون تنی در مقایسه با ۴ واحد ۲ میلیون تنی شده است.

تکنولوژی همچنین تاثیر بسزایی در توزیع منافع ترمینال‌ها دارد. امروزه، مخالفت‌های عمومی فزاینده‌ای با ساخت ترمینال‌ها و محل استقرار آنها در برخی کشورها وجود دارد. یکی از راه حل‌های ممکن توسعه تکنولوژی موسوم به Barge-mounted است.این تکنولوژی امکان ساخت ترمینال‌ها در شیپاردها و نصب آن در محل ترمینال دریافت‌کننده را دارد. راه حل پیشنهادی دیگر تکنولوژی موسوم به "Energy Bridge" است که توسط شرکت El Paso توسعه داده شده است به این صورت که تسهیلات مایع‌سازی در خود تانکر گنجانده می‌شود و از طریق خط لوله در ترمینال دریافت‌کننده گاز به ساحل انتقال داده می‌شود. مهمترین چالش این تکنولوژی آن است که هنوز از صرفه اقتصادی برخوردار نشده است.

تکنولوژی جدیدی که به‌نظر می‌رسد صنعت LNG را تحت تاثیر قرار خواهد داد صنعت GTL است. اثر این تکنولوژی بر صنعت LNG به‌عنوان یک رقیب در عرضه ظاهر می‌شود. این تکنولوژی به ذخایر بزرگ گازی برای پشتیبانی نیاز دارد و در مسافت‌های طولانی به‌دلیل هزینه کمتر حمل و نقل نسبت به LNG از مزیت رقابتی برخوردار است.

www.SID.ir

Archive of SID

لذا برای مناطق با ذخایر بزرگ گازی از جمله خاورمیانه جذابیت زیادی دارد. با این حال هنوز اثر مستقیم رقابتی آن بر صنعت LNG ظاهر نشده است.

۷. مزایا و معایب ناشی از "De-integration" در صنعت LNG چیست؟ در مدل تئوریک بازار آزاد فرض می‌شود که در هر جزء از زنجیره LNG بازار رقابتی حاکم است که بطور سیستماتیک حاشیه سود آن را مستقل از یکدیگر تنظیم می‌کند. در حالیکه در شکل سنتی، صنعت LNG بر رانت اقتصادی ناشی از توسعه بالادست متمرکز شده است و تجارت بر اساس روش Net back صورت می‌گیرد که در آن حاشیه سود فعالیت‌ها در هر مرحله از کسر هزینه‌های انجام شده در آن مرحله از قیمت بازار به‌دست می‌آید. به عبارت دیگر حاشیه سود هر بخش تابعی از قیمت بازاری محصول خواهد بود. چنانچه قیمت Net back برای توسعه میدان به اندازه کافی بالا باشد پروژه از نظر اقتصادی قابل اجرا خواهد بود. از ویژگی‌های شکل سنتی و مرسوم زنجیره LNG این است که توسعه میدان به‌عنوان یک بخش از زنجیره، بیشترین تغییرات در هزینه‌ها را دارا بوده و پر ریسک‌ترین بخش آن نیز به حساب می‌آید در حالیکه سهم آن از کل سرمایه‌گذاری زنجیره ۲۵ تا ۳۰ درصد می‌باشد. لذا توسعه دهنده پروژه LNG باید ۳ تا ۴ برابر سرمایه‌گذاری اولیه در میدان، برای تامین مالی پروژه پول اختصاص دهد. ویژگی سیستم Net back آن است که هر تغییر کوچک در بازار نهایی چنانچه امکان اثرگذاری رو به‌عقب در زنجیره را داشته باشد منجر به تغییرات بزرگتر در سود توسعه میدان خواهد شد و این ریسک سرمایه‌گذاری در توسعه میدان را افزایش می‌دهد. آنچه بدیهی است این که اگر شرکت‌ها احساس کنند که در محیط با ریسک بالاتری قراردارند آنگاه ممکن است که در مطالعات امکان‌سنجی پروژه، پایین‌ترین قیمت برای محصول را در نظر بگیرند و یا نرخ بازده داخلی را افزایش دهند. این مورد یکی از دلایل افزایش اخیر حداقل نرخ بازده داخلی از ۱۲ به ۱۵ درصد در پروژه‌ها بوده است.

نتیجه‌گیری

این مقاله سعی داشت تا با توجه به واقعیت های کنونی صنعت گاز و فرآیند آزادسازی

www.SID.ir

Archive of SID

بازار در قالب تئوری رقابتی، ساختار نهائی صنعت گاز به ویژه LNG را پیش‌بینی نماید. تلفیق واقعیت های صنعت گاز خط لوله و LNG با مدل بازار رقابتی در تئوری منجر به ایجاد ساختار یکسان و مشابهی در همه مناطق نمی‌شود زیرا تغییرات در ساختار صنعت گاز به ویژه LNG به اندازه بازاری که درآن تغییرات انجام می‌شود و موقعیت جغرافیایی آن بازار بستگی دارد. به‌طور مثال با توجه به واقعیت های بازار کشورهای جنوب شرق آسیا، آزادسازی بازار، از نقش کلیدی قراردادهای بلندمدت در این کشورها بعنوان منبع مهم و مطمئن عرضه نخواهد کاست در حالیکه فرآیند آزادسازی در ایالات متحده با توسعه بازار تک‌محموله، منجر به توسعه بازار کوتاه‌مدت در این منطقه شده است. روند آزادسازی بازار در کشور چین و استفاده از روش مناقصه برای عرضه رقابتی LNG به ترمینال گوانگ دونگ منجر به کاهش قابل توجه قیمت ها در این منطقه شد به گونه ای که این قیمت تا مدت‌ها به‌عنوان شاخص بازار مورد استفاده قرار گرفته است. هرچند به‌دلیل پراکندگی جغرافیایی موجود در صنعت گاز هنوز امکان گزارش یک قیمت واحد و منظم وجود ندارد.

اگر چنانچه گفته شد مدل جدید بازار رقابتی تمایل به انتقال ریسک پروژه‌ها به تولیدکنندگان را داشته باشد؛ تامین مالی پروژه‌ها به روش سنتی بسیار مشکل خواهد بود.در این صورت منطقی است که De-Integration در صنعت LNG به نفع تولیدکنندگان نخواهد بود، زیرا تولید کنندگان از طریق ادغام فعالیت‌های پایین‌دستی و بالادستی و مشارکت در سبدی متنوع از پروژه ها در همه زنجیره LNG ، می‌توانند خود را نسبت به این ریسک بیمه کنند. ضمنا توازن ریسک و پاداش در ساختار جدید LNG به گونه‌ای خواهد بود که با ترسیم مدل جدید توزیع ریسک، خریداران تمایل به مشارکت در بالادست و دریافت سهم در کارخانه مایع‌سازی را دارند.

و سرانجام ، اینکه تغییرات تکنولوژی اگرچه راه حل‌هایی را برای مشکلات فزاینده خریداران در ترمینال‌ها ارائه نموده است لکن به‌دلیل عدم صرفه اقتصادی هنوز نتوانسته است تغییرات شگرفی را در این بخش از زنجیره LNG ایجاد کند.

با توجه به موارد فوق ، مدل جدید رقابتی اگرچه در بخش‌هایی از زنجیره صنعت گاز موثر بوده است لکن به دلایل اشاره شده در شکل و ساختار جدید تجارت در این صنعت، همچنان برخی جنبه‌های مدل سنتی تجارت LNG که با توجه به محدودیت‌های موجود کاراتر نشان داده است، بدون تغییر باقی خواهد ماند. بنابراین ساختار جدید،

www.SID.ir

Archive of SID

ترکیبی از شکل سنتی و رقابتی بازار است که بر اساس فرضیه هگـل امیـد مـی‌رود ترکیـب این دو شکل متناقض با یکدیگر (حالت انحصاری تجارت سنتی و فراینـد آزادسـازی مـدل جدید رقابتی) شکل برتری را که هگل آن را سنتز می‌نامد نتیجه دهد.

فهرست منابع

۱. منصورکیایی ، اسحاق ، ۱۳۸۵، *مقایسه سودآوری قراردادهای تجاری بلندمدت و کوتـاه مـدت در صـنعت گـاز*، مجلـه تحقیقـات اقتـصادی دانـشگاه تهران،شـماره ۷۲ ،فـروردین و اردیبهشت ۸۵.

2. Doane, Michael J., and Daniel F. Spulber (1994) Open Access and the Evolution of the US Spot Market for Natural Gas, Journal of Law and Economics, 37(2).

3. Hartley, Peter R., and Dagobert L. Brito (2002) New Energy Technologies in the Natural Gas Sectors. Houston, Texas, The James A. Baker III Institute for Public Policy.

4. International Energy Agency (1998) Natural Gas Pricing in Competitive Markets. Paris, OECD.

5. Mulherin, J.Harold (1986) Complexity in Long-Term Contracts: An Analysis of Natural Gas Contract Provisions, Journal of Law, Economics and Organization, 2(1).

6. Regulation and Deregulation after 25 Years: Lessons Learned for Research in Industrial Organization (2005) , Review of Industrial Organization, 26(2).

7. MacAvoy, Paul W. (1962) Price Formation in Natural Gas Fields: A Study of Competition, Monopsony, and Regulation. Yale University Press, New Haven.

www.SID.ir