

# بررسی ساختار جدید صنعت گاز و LNG در جهان

اسحاق منصورکیایی<sup>۱</sup>

## چکیده

هگل معتقد است که تناقض‌ها می‌توانند با هم جمع شوند و شکل برتری را به وجود آورند. به عبارت دیگر «جمع تناقض‌ها» تزوانتی تز منجر به شکلی برتر به نام سنتز می‌شود. به نظر می‌رسد صنعت گاز مایع 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 طبیعی مایع شده، مدل سنتی تجارت گاز، مدل بازارهای رقابتی، آزادسازی، قیمت، قراردادهای بلندمدت، بازار تک محموله.

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

## 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 میداین گازی بی تفاوت 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 کوتاه مدت چگونه است؟

✓ قیمت‌ها چگونه تعیین و گزارش می شوند؟

✓ آزادسازی صنعت چه تاثیری بر ریسک‌های سیاسی خواهد داشت؟

✓ تکنولوژی چگونه توازن میان ریسک و پاداش آن را تحت تاثیر قرار می دهد؟

✓ منافع و مخاطرات ناشی از تفکیک زنجیره LNG چیست؟

در ادامه ابتدا به بررسی و ساختار هزینه تجارت و توزیع ریسک در قراردادهای سنتی گاز و LNG و معرفی مدل رقابتی پرداخته و سپس به سوالات مطرح شده فوق پاسخ می دهیم.

## 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 ضعیف ترین بخش این زنجیره قرار دارد. توسعه میدان، انتقال توسط خطوط لوله تا محل تاسیسات مایع سازی، حمل با کشتی و ترمینال دریافت کننده و تبدیل

مجدد به گاز؛ بخشهای مختلف این زنجیره را تشکیل می‌دهند. هر کدام 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 این رو تأخیر در هر کدام از بخش‌های زنجیره بر بازگشت سرمایه و نرخ بازده داخلی پروژه تأثیر منفی می‌گذارد. از آنجاکه پروژه‌های 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) می‌باشد.

جدول ۱. هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای پروژه تازه تاسیس LNG

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

منبع: Oxford Institute for Energy Studies

## ساختار تجارت

در روش سنتی، تجارت مبتنی بر سیستم توزیع ریسک بین شرکاء است و تمرکز اصلی روی قرارداد خرید و فروش LNG قرار دارد. قراردادهای 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 این رو اغلب قراردادهای براساس شرط T.O.P<sup>۱</sup> برای اطمینان از برداشت محموله توسط خریدار در سطح حداقل و شرط افزایش قیمت<sup>۲</sup> برای انتقال مسئولیت نوسانات قیمت انرژی به خریدار تنظیم می‌شوند. از آنجا که بازار نفت از توجیه‌پذیری و رقابت‌پذیری بیشتری نسبت به بازار گاز برخوردار بوده است در اکثر قراردادهای 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 ذیصلاح، 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 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 آنجا که هدف اصلی در توسعه بخش بالادستی تحویل گاز کافی برای تأمین گاز خوراک کارخانه مایع‌سازی است همواره نسبت R/P<sup>۳</sup> میدان از اهمیت خاصی برخوردار بوده است به گونه‌ای که این نسبت هیچگاه از نرخ مصرف کارخانه مایع‌سازی در طول دوره قرارداد فزونی نخواهد گرفت و این بخشی از نگرانی مالکان میدان است که در خصوص توسعه این دست از میادین تخصیص یافته به پروژه‌های LNG با آن مواجه هستند. توسعه پروژه‌های LNG معمولاً توسط سرمایه‌گذاری 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

صورت می‌گیرد که در قالب یک «قرارداد سهامداران»<sup>۱</sup> یا «قرارداد سرمایه‌گذاری مشترک»<sup>۲</sup> با یکدیگر متحد می‌شوند. بسته به نوع توافق معمولاً یک یا گروهی از این سرمایه‌گذاران به عنوان مجری نیز انتخاب می‌شود. اثر این 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 می‌کنند.

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)<sup>۳</sup> 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 جمع‌آوری 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 فرصت‌های توسعه، استخراج و تولید در تضاد است.

### مدل تئوریک 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 کارخانه‌های 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 معمولاً 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»<sup>۴</sup> 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

نظر می‌گیرد 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، سوپ 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 از آن بهره خواهد برد.

از آنجا که چرخه ترکیبی تولید برق عامل اصلی در رشد تقاضا برای گاز طبیعی به شمار می‌رود لذا بازسازی صنعت برق بعنوان بخشی جدانشدنی در کنار مدل جدید ارائه شده برای بازار LNG 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 به ظرفیت 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»<sup>۱</sup> را تصویب کرد.

یکی از اولین نشانه‌های معرفی مدل جدید رقابتی به صنعت گاز، توسعه «بازارهای تک محموله»<sup>۲</sup> و کوتاه‌مدت می‌باشد. فعالیت بازار کوتاه‌مدت به نوبه خود، زمینه ظهور آریترایز 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 بین منطقه‌ای را رواج داده است. نمونه بارز آن پروژه‌های LNG قطر می‌باشد که بخش عمده‌ای از محموله آن به کشور آمریکا ارسال می‌گردد.

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

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 عمدتاً بلندمدت هستند لذا حذف این قراردادها به معنی 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 به منظور بازپرداخت دیون است. شرکت‌های Exxon Mobil در قطر و Shell در عمان در سال ۱۹۹۶ ساخت واحدهای جدید (Train) بر اساس حجم‌های عمده بازار تک‌محموله را پیشنهاد کردند که به دلیل ریسک زیاد پذیرفته نشد. سه کشور نیجریه، قطر و ترینیداد که در واقع پیشگامان فروش کوتاه‌مدت و تک‌محموله بازار به حساب می‌آیند، تمام طرح‌های توسعه واحدهای مایع‌سازی را بر اساس 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 تغییری 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<sup>۱</sup> با شرط قیمت‌گذاری بر اساس قیمت نفت خام همواره مورد انتقاد خریداران بوده است. افزایش شدید قیمت‌های نفت خام در سال‌های اخیر، دیگر نفت را به عنوان رقیبی ارزان برای گاز به حساب نمی‌آورد. از طرف دیگر از آنجا که پروژه‌های 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

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<sup>۱</sup> چنین نقشی را بر عهده گرفته است. با همه این موارد پیش‌بینی می‌شود که قیمت‌گذاری گاز بر اساس نفت خام 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 قیمت‌گذاری‌های 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 عمدتاً از نوسانات قیمت نفت در قراردادهای بلندمدت شکایت می‌کنند قیمت‌های 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 قیمت‌های گاز نخواهد داشت لکن تجربه بازار گاز ایالات متحده خلاف آن را ثابت می‌کند. در زمستان ۲۰۰۱-۲۰۰۰ که قیمت‌های 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 نفت کوره 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

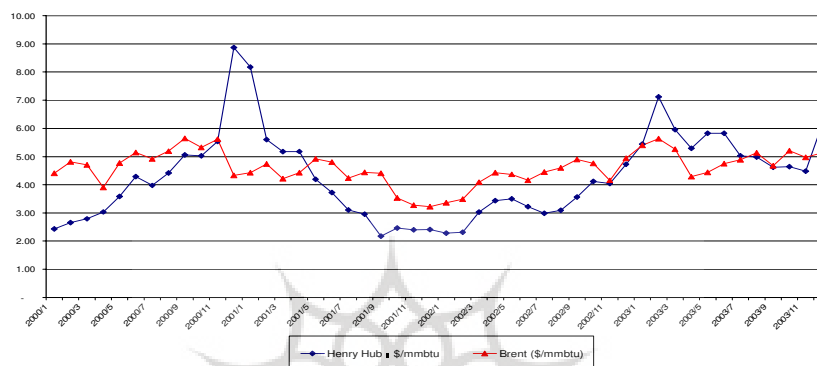
---

1. Henry Hub



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 به دلیل پراکندگی معاملات بازار گاز باید ضریب تعدیلی را تحت عنوان "تفاوت مکانی" یا "تفاوت پایه‌ای" 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 عرضه کننده 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 معمولاً بر اساس تخمینی از رفتار آینده آن صورت می‌گیرد. از آنجا که بازارهای محلی به راحتی 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 Deferral

مرجع قیمت گذاری می تواند منجر به افزایش گسترده در ریسک بازارها شود. هر چقدر بازارها به نقطه مرجع قیمت گذاری نزدیک تر باشد درجه ریسک پایه ای در قرارداد نیز کمتر است. عمده اثر این ریسک نیز متوجه فروشنده است.

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

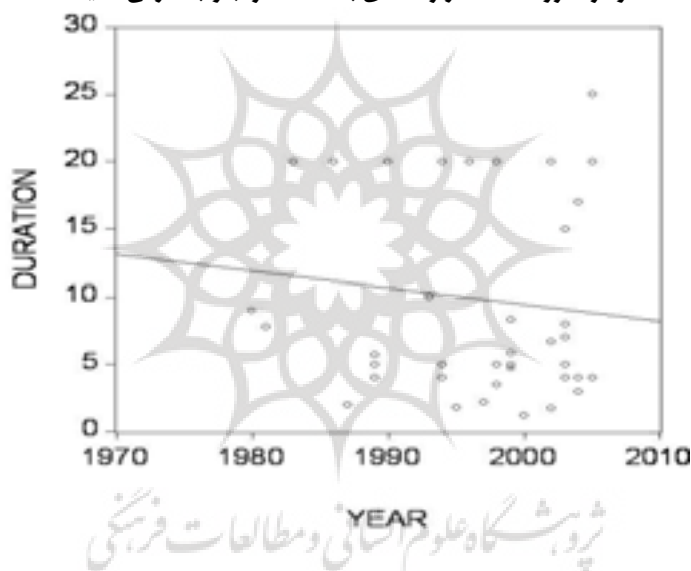
تغییر دیگری که در ساختار شکل گیری قراردادها قابل مشاهده است تغییری است که از آزادسازی بازار نشأت گرفته و شرکت های بازاریابی نام دارد. در شکل سنتی بازار، بازیگران عمدتاً خود شرکت های نفتی بودند که در بخش پایین دستی و یا بالادستی سهم داشتند و از دارائیهای فیزیکی مالی قابل توجهی برخوردار بودند. ظهور شرکت های بازاریابی طبقه جدیدی را ایجاد کرده است که ممکن است بر خلاف مشارکت کنندگان شکل سنتی از دارائیهای فیزیکی بالادست و پایین دست برخوردار نباشند. نمونه بارز این شرکت ها انرون (Enron) بوده است. اکنون این سوال مطرح است که آیا چنین شرکت هایی 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 کوتاه مدت چگونه است؟ از آنجا که وارد کنندگان آسیایی، LNG را به عنوان اصلی ترین منبع سوخت خود قرار داده اند لذا نسبت به ریسک عرضه نیز از حساسیت بیشتری در مقایسه با سایر وارد کنندگان برخوردار هستند. از این رو این کشورها شامل ژاپن، کره و تایوان در برقراری توازن در قراردادهای کوتاه مدت و بلندمدت خود بسیار محتاط عمل می کنند به گونه ای 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 پروژه های LNG بر اساس قراردادهای بلندمدت است و لذا طول مدت قراردادها با

دوره بازپرداخت اقساط رابطه تنگاتنگی دارد تا حدی که تامین کنندگان 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 انعطاف پذیری در مدت قرارداد به فروشندگان امکان فروش در بازار تک محموله را می دهد. لذا می توان پیش بینی کرد که قراردادهای بلندمدت باقی خواهند ماند اما با دوره زمانی کوتاهتر<sup>۱</sup> و آزادسازی حجم بیشتر و تعهد نشده برای فروش بصورت تک محموله و کوتاه مدت. نمودار ذیل روند کاهش مدت قرارداد در منطقه جنوب شرقی آسیا را نشان می دهد.<sup>۲</sup>

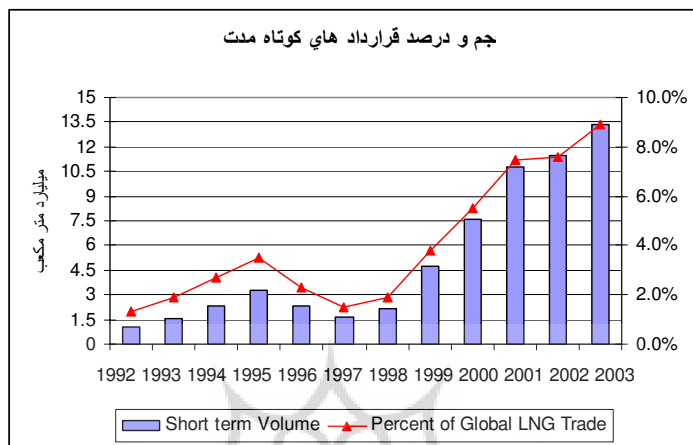
نمودار ۲. روند مدت قراردادهای بلندمدت در جنوب شرقی آسیا



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

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 آن‌ها 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 سرچاه 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

معمولا به طور مستقیم با هم مذاکره می کنند و بخشی از زنجیره که مربوط به انتقال محموله است توسط شرکت های کشتیرانی انجام می شود که کمتر ماهیت انحصاری دارد اگرچه بسته به نوع قرارداد فوب یا سیف این بخش نیز می تواند در کنترل فروشندگان یا خریداران قرار گیرد. با این توصیف تمرکز اصلی فرآیند آزادسازی در صنعت LNG بر دسترسی آزاد به ظرفیت کارخانه های مایع سازی و ترمینال های تبدیل مجدد به گاز قرار خواهد داشت. هر چند این ابهام وجود دارد که اعمال سیاست دسترسی آزاد در خصوص تسهیلات مایع سازی موثر باشد زیرا تولیدکنندگان و دولت های میزبان مخالف باز کردن سیستم هستند و خریداران نیز نیروی چندانی برای ایجاد تغییرات ندارند. درست است که خریداران تمایل به مشارکت در کارخانه مایع سازی و دریافت سهم به منظور افزایش رقابت را دارند اما این افزایش رقابت ممکن است باعث کاهش نرخ سرمایه گذاری فروشندگان نیز بشود، چرا که با افزایش شرکت های مشارکت کننده در توسعه پروژه های LNG اقتصاد پروژه کوچکتر شده و نرخ بازگشت سرمایه برای هر یک از شرکا کاهش می یابد ممکن است شرکت های متوسط و کوچک که معمولا به دلیل کمبود نقدینگی در پروژه های با نرخ بازدهی بالا مشارکت می کنند دیگر جذابیتی برای مشارکت احساس نکنند که خود منجر به کاهش رقابت خواهد شد. این خطر به ویژه برای برخی شرکت های ملی نفت و گاز که تنها شکل تغییر یافته ای از سازمان جمع آوری درآمد و مالیات در کشورهای میزبان هستند و نقش ظاهری نمایندگی کشور میزبان در پروژه را بر عهده دارند احساس می شود. مشکل وقتی حادث می شود که خریداران مشارکت کننده در کارخانه مایع سازی از شرکا بخواهند که هر یک بازاریابی سهم خود را بطور مستقل انجام دهند. در این حالت تصمیم گیری سرمایه گذاری مشترک در معرض نقاط ضعف و قوت هر یک از شرکا قرار خواهد گرفت و منجر به بازگشت سیستم فروش داخلی سهم از سوی شرکت های ضعیف تر که قدرت بازاریابی مستقل را ندارند به سایر شرکا خواهد شد. اتفاقی که در دهه ۱۹۵۰ و ۱۹۶۰ رخ داد و شرکت های ضعیف مجبور به فروش سهم خود به سایر شرکا با قیمت های پایین تر 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.

اما در بازار تک محموله LNG هر محموله LNG معمولاً ۱۳۵۰۰۰ متر مکعب یا ۲۶۰۰ میلیون فوت مکعب حجم دارد که ۶۵۰ برابر حجم کل قراردادهای گاز در بازار NYMEX است. 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 به دلیل 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 مانیتورینگ 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 ریسک‌های سیاسی خواهد داشت؟ ماهیت برون مرزی تجارت گاز خط لوله و LNG ریسک‌های سیاسی قابل توجهی را برای این تجارت به همراه دارد. به گونه‌ای که صنعت LNG خیلی زود در مراحل اولیه توسعه اش چالش‌های ناشی از ریسک‌های سیاسی را تجربه کرده است. از جمله هنگامی که رشد سریع بازار در دهه ۱۹۷۰ منجر به بروز اختلاف میان الجزایر و مشتریان بر سر قیمت شد. اخیراً نیز روسیه چالشی را با برخی کشورهای مصرف‌کننده گاز خط لوله خود بر سر قیمت به وجود آورد. در این فضا اکثر شرکت‌های مشارکت‌کننده در توسعه پروژه‌ها برای مواجهه با ریسک‌های سیاسی، نرخ‌های بالاتری از بازده پروژه‌های گاز را درخواست نموده‌اند. یکی از اثرات ریسک‌های سیاسی بر فرآیند آزادسازی آن است که ریسک‌های سیاسی پیش‌بینی ظرفیت

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 به نوسانات 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 به اندازه 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 راه‌حل‌های ممکن توسعه تکنولوژی موسوم به Barge-mounted است. این تکنولوژی امکان ساخت ترمینال‌ها در شیب‌دارها و نصب آن در محل ترمینال دریافت‌کننده را دارد. راه‌حل 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 به دلیل هزینه کمتر حمل و نقل نسبت به LNG از مزیت رقابتی برخوردار است.

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 به دست 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 به عنوان 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 به عقب 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 قرار دارند 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 واقعیت‌های کنونی صنعت گاز و فرآیند آزادسازی



بازار در قالب تئوری رقابتی، ساختار نهائی صنعت گاز به ویژه LNG را پیش‌بینی نماید. تلفیق واقعیت‌های 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 در آن تغییرات انجام می‌شود و موقعیت جغرافیایی آن بازار بستگی دارد. به‌طور مثال با توجه به واقعیت‌های 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 قیمت‌ها در این منطقه شد به گونه‌ای 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 تولیدکنندگان از طریق ادغام فعالیت‌های پایین‌دستی و بالادستی و مشارکت در سبدهای متنوع از پروژه‌ها در همه زنجیره LNG، می‌توانند خود را نسبت به این ریسک بیمه کنند. ضمناً 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 راه‌حلی 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،

ترکیبی از شکل سنتی و رقابتی بازار است که بر اساس فرضیه هگل امید می‌رود ترکیب این دو شکل متناقض با یکدیگر (حالت انحصاری تجارت سنتی و فرایند آزادسازی مدل جدید رقابتی) شکل برتری را که هگل آن را سنتز می‌نامد نتیجه دهد.

### فهرست منابع

۱. منصور کیایی، اسحاق، ۱۳۸۵، مقایسه سودآوری قراردادهای تجاری بلندمدت و کوتاه مدت در صنعت گاز، مجله تحقیقات اقتصادی دانشگاه تهران، شماره ۷۲، فروردین 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.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی  
رتال جامع علوم انسانی