Archive of SID

فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفدهم / شماره ۶۹/ تابستان ۱۴۰۰/ صفحات ۹۴-۵۷

ارائه مدل بهینه‌سازی قیمت در قراردادهای صادرات گاز ایران بر مبنای تحلیل شروط انعطاف‌پذیر مقداری

علیرضا قاسمی جاوید
دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی، ghasemi_ali@yahoo.com

عاطفه تکلیف[1]
استادیار اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، a_taklif@yahoo.com

محمد مهدی حاجیان
استادیار حقوق خصوصی و اقتصادی، دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبائی، hajian@atu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۱/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۳/۱۵

چکیده

قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی شامل شروط متنوع قراردادی در حوزه‌های تجاری، مالی، فنی و حقوقی می‌باشند. برخی از این شروط، شروط مقادیر قراردادی هستند. این شروط دارای انعطاف‌پذیری بوده و میزان انعطاف‌پذیری این مقادیر، ارزش پولی داشته و بر رژیم مالی قرارداد از جمله قیمت فروش گاز تأثیر می‌گذارند. پژوهش حاضر با هدف بهینه‌سازی مقادیر انعطاف‌پذیر قراردادی و قیمت گاز، ضمن تعیین محدوده انعطاف‌پذیری هر یک از این مقادیر، با تمرکز بر فروش گاز به ترکیه برای دوره زمانی ۲۰۱۹-۲۰۱۰ به‌عنوان مطالعه موردی، مدل ریاضی بهینه‌سازی مبتنی بر هزینه‌های مربوط به حالات مختلف عملیات اجرایی قرارداد را طراحی و حل نموده است. نتایج حاصل نشان می‌دهد که مقادیر بهینه خروجی مدل برای متغیرهای حداقل و حداکثر مقادیر قراردادی روزانه، میزان درصد تعهد برداشت یا پرداخت (حداقل مقدار قراردادی سالانه)، گاز جبرانی و گاز پیش برداشت، منجر به بهینه شدن قیمت قراردادی خواهد شد.

طبقه‌بندی JEL: C61, C63, Q35, Q37

کلیدواژه‌ها: بهینه‌سازی شروط انعطاف‌پذیر مقداری، بهینه‌سازی قیمت‌گذاری گاز طبیعی، قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز

---

۱. نویسنده مسئول

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

جایگاه رو به رشد گاز طبیعی در سبد انرژی‌های اولیه در جهان که منجر به افزایش سطح تجارت بین‌المللی گاز و گسترش روابط سیاسی بین کشورها گردیده است، بر اهمیت قیمت‌گذاری گاز طبیعی به‌عنوان یک موضوع پژوهشی، بیش از پیش افزوده است. برخلاف نفت‌خام که از یک بازار یکپارچه بین‌المللی برخوردار است، گاز طبیعی دارای بازارهای جغرافیایی منطقه‌ای در آمریکای شمالی، اروپا و آسیا می‌باشد (جاناتان استرن[1] ۲۰۱۲). ازاین‌رو به‌دلیل ویژگی‌های هر یک از بازارهای یادشده و تأثیر ریسک و متغیرهای تصادفی بر قیمت، در نتیجه فرآیند قیمت‌گذاری گاز طبیعی نیز از پیچیدگی خاصی برخوردار است. نحوه قیمت‌گذاری گاز طبیعی و طراحی مناسب فرمول قیمت یکی از کلیدی‌ترین بخش‌های قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز[2] می‌باشد. از آنجا که بخش عمده‌ای از تجارت جهانی گاز براساس قراردادهای بلندمدت صورت می‌گیرد، لذا طراحی مدل اقتصادی قیمت‌گذاری و مدل اقتصادی مقادیر قراردادی با هدف بهینه-سازی آن‌ها، دارای اهمیت ویژه‌ای در قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی می‌باشند.

قراردادهای فروش گاز که با اهداف تجاری مذاکره و تنظیم می‌شوند، دارای مجموعه‌ای منسجم از شروط و تعهدات قراردادی هستند که برخی از این شروط، دارای ارزش انعطاف‌پذیری[3] می‌باشند. توجه به تأثیر ارزش انعطاف‌پذیری حاصل از نحوه تنظیم مقادیر قراردادی، در قیمت‌گذاری گاز طبیعی و ال‌ان‌جی حائز اهمیت بوده و با لحاظ آن در فرمول قیمت، بر پویایی قیمت‌گذاری افزوده می‌گردد. برخی از عناصر انعطاف‌پذیر مقداری، شامل مقدار قراردادی روزانه[4]، مقدار قراردادی سالانه[5]، تعهد برداشت یا پرداخت[6]، مقدار گاز جبرانی[7]، مقدار گاز پیش برداشت[8]، قصور در تحویل یا برداشت مقادیر قراردادی[9] می‌باشند. از لحاظ ریاضی بین این مقادیر رابطه برقرار بوده و

1. Jonathan P. Stern
2. Gas Sales and Purchase Agreement (GSPA)
3. Value of flexibility
4. Daily Contract Quantity (DCQ)
5. Annual Contract Quantity (ACQ)
6. Take or Pay commitment (T.O.P)
7. Make-Up gas quantity (MU)
8. Carry Forward gas quantity (CF)
9. Shortfall quantities

www.SID.ir

Archive of SID

درک صحیح از این روابط کمک شایانی به تسهیل عملیات، حفظ منافع تجاری و کاهش اختلافات حقوقی در قرارداد خواهد نمود. همچنین نحوه تنظیم این مقادیر و میزان انعطاف‌پذیری آنها، ارزش پولی ایجاد نموده که به نوبه خود تأثیر قابل توجهی بر خروجی فرمول قیمت قراردادی می‌گذارد.

به‌منظور تحقق هدف این پژوهش که ارائه مدل بهینه‌سازی قیمت بر مبنای تحلیل شروط انعطاف‌پذیر مقداری در قراردادهای صادرات گاز ایران می‌باشد، در بخش دوم این مقاله مروری بر مطالعات تجربی و سپس در بخش سوم مبانی نظری ارزش انعطاف‌پذیری مورد بحث قرار گرفته است. در ادامه در بخش چهارم متغیرهای کلیدی و روش حل مسئله تشریح گردیده و در بخش پنجم مدل‌سازی و تحلیل داده‌ها انجام شده است. بخش ششم و هفتم شامل جمع‌آوری داده‌ها و حل مدل ریاضی و تفسیر نتایج بوده و در انتها نتیجه‌گیری و پیشنهادات ارائه گردیده است.

۲- مروری بر مطالعات تجربی

بررسی ادبیات موضوع نشان می‌دهد که مقالات متعددی در حوزه قراردادهای بلندمدت صادرات گاز ارائه شده که از زوایای مختلفی این نوع از قراردادها را بررسی کرده‌اند. در حوزه مورد بحث این مقاله، در مطالعات پژوهشگران خارجی و داخلی، می‌توان به پژوهش‌های زیر اشاره نمود.

مطالعات خارجی

گروه تخصصی تیمرا انرژی[1] (۲۰۱۱)، بیان می‌دارد: بخش عمده‌ای از گاز اروپا از طریق انعقاد قراردادهای بلندمدت[2] تأمین می‌شود. همچنین مقادیر انعطاف‌پذیر را توصیف و تأثیر آنها را بر ارزش قرارداد بررسی نموده است. این مقاله نتیجه می‌گیرد که انعطاف‌پذیری احجام قراردادی و قیمت‌ها به‌عنوان عوامل اصلی پویایی بازار گاز اروپا با تنوعی از ساختارهای قیمت‌گذاری مطرح می‌باشند.

آلکسی گناتی‌یوک[3] (۲۰۱۴)، به موضوع برتری قراردادهای بلندمدت گاز بر مراکز مبادله و تجارت گاز[4] (هاب‌ها) پرداخته و بیان می‌دارد طیف وسیعی از تفاوت‌های

1. Timera Energy
2. Long-Term Contracts (LTCs)
3. Alexey Gnatyuk
4. Gas trading hubs

www.SID.ir

Archive of SID

اقتصادی بسیار مهم، در شرایط قراردادهای بلندمدت متضمن شرط تعهد برداشت یا پرداخت و قراردادهای گاز در مراکز مبادله و تجارت وجود دارد. این مقاله ضمن معرفی روش‌های ارزش‌گذاری و انتخاب انعطاف‌پذیری روزانه، انعطاف‌پذیری سالانه، گاز پیش برداشت و گاز جبرانی به‌عنوان عناصر اصلی انعطاف‌پذیری در قراردادهای بلندمدت، نتیجه می‌گیرد امنیت عرضه در ساختار قراردادهای بلندمدت فروش گاز دارای ارزش اضافی بوده و بر خلاف معاملات مرسوم در هاب‌ها، گاز خریداری شده تحت قراردادهای بلندمدت همیشه دارای درجهٔ قابل توجهی از انعطاف‌پذیری است.

گروه تخصصی تیمرا انرژی (۲۰۱۴) به بررسی انعطاف‌پذیری از منظر ارزش بیرونی پرداخته و آن را فراتر از نوسانات بازار دانسته و بر اهمیت چگونگی کمّی نمودن ارزش انعطاف‌پذیری دارایی‌های پایه گاز و برق براساس ارزش بیرونی تأکید می‌نماید. این مقاله نتیجه می‌گیرد که ارزش بیرونی یک ارزش پولی است که به‌وسیله انعطاف‌پذیری ایجاد می‌شود و نصیب مشتریانی می‌گردد که روش کمّی کردن و تعدیل ریسک برای استفاده از آن را درک کرده و از ارزش بیرونی برای کسب سود بدرستی استفاده نمایند.

قراردادهای بلندمدت انعطاف‌پذیر گاز توسط روش‌های مختلف و در سه طبقه عمده ارزش‌گذاری می‌شوند. روش‌های مبتنی بر درخت تصادفی[1] با استفاده از برنامه‌ریزی پویا[2]، بسیار مورد توجه هستند. لاری لواسانی و همکاران[3] (۲۰۰۱) از برنامه‌ریزی پویا به روش درخت تصادفی؛ جایلت و همکاران (۲۰۰۴) از برنامه‌ریزی پویا به روش درخت سه جمله‌ای؛ بلکدیک و همکاران[4] (۲۰۰۶) از برنامه‌ریزی پویا؛ باررا استیو و همکاران (۲۰۰۶) از برنامه‌ریزی پویا به روش تقریب پارامتریک بر روی متغیرهای مقادیر انعطاف‌پذیر روزانه، سالانه و جریمه[5] برای برداشت کمتر از حداقل مقدار قراردادی سالانه در تحقیقات خود استفاده نموده‌اند. لانگستاف و شوآرتز[6] (۲۰۰۱) برای اولین بار روش حداقل مربعات مونت کارلو[7] را برای ارزش‌گذاری اختیارات آمریکایی معرفی کردند. سپس مینشاوسن و هامبلی[8] (۲۰۰۴)، فیگوئرا[9] (۲۰۰۶)؛ استنتوفت[10] (۲۰۰۴)؛

1. Tree-based methods
2. Dynamic programming
3. Lari-Lavassani et al.
4. Baldick et al.
5. Penalty
6. Longstaff and Schwartz
7. Least Squares Monte Carlo Method (LSM)
8. Meinshausen and Hambly
9. Figueroa
10. Stentoft

www.SID.ir

Archive of SID

بوگرت و دجونگ[1] (۲۰۰۸) ازاین‌روش به‌منظور ارزش‌گذاری اختیارات دارای انعطاف[2] استفاده نمودند. روش سوم در نظر گرفتن قیمت‌گذاری به‌عنوان یک مسئله یکپارچه عددی[3] است که باردو و همکاران (۲۰۰۷) آن را کمّی سازی بهینه (برداری)[4] برای ارزش‌گذاری اختیارات دارای انعطاف نامیدند. پژوهشگران یادشده از متغیرهای مقادیر قراردادی روزانه، سالانه، گاز جبرانی و گاز پیش برداشت برای ارزش‌گذاری قرارداد و بررسی تأثیر آن‌ها بر قیمت استفاده نمودند. نتایج پژوهش‌ها تأثیر بیشتر میزان انعطاف‌پذیری گاز پیش برداشت نسبت به متغیرهای دیگر بر روی قیمت را نشان می‌دهد.

ونفنگ دونگ[5] (۲۰۱۸)، بر روی متغیرهای حداقل مقدار قراردادی سالانه، گاز جبرانی، گاز پیش برداشت و شاخص‌های قیمت در یک قرارداد سه ساله تمرکز نموده و از الگوریتم حداقل مربعات مونت کارلو و الگوریتم درخت یا شبکه[6] (آنالیز عددی[7]) استفاده کرده و نتیجه گرفته که هر دو روش نتایج نزدیک به هم را ارائه می‌نمایند، ولی الگوریتم درخت، خروجی دقیق‌تری را نشان می‌دهد. الگوریتم درخت برای محاسبه به کامپیوتر با پردازشگر قوی نیاز ندارد اما الگوریتم مونت کارلو ضمن نیاز به کامپیوتر با پردازنده قدرتمند، الگوریتمی زمانبر بوده و برای محاسبه به ساعت‌ها وقت نیاز دارد؛ اما به دلیل انعطاف و قابلیت تغییر در مدل در بین کارشناسان محبوب‌تر است، ولی الگوریتم درخت، نتایج با ارزش‌تری را ارائه می‌نماید. همچنین نتایج نشان می‌دهد که تأثیر متغیر گاز پیش برداشت بر ارزش قرارداد بیش از تأثیر متغیر گاز جبرانی می‌باشد.

اوسیلیکو[8] (۲۰۰۵)، تضمین بازگشت سرمایه اولیه در پروژه‌های گاز برای فروشنده و تأمین امنیت انرژی برای خریدار را از زمینه‌های عمده وجود قراردادهای بلندمدت گاز طبیعی می‌داند. مقاله بر قراردادهای بلندمدت فروش گاز که دارای شروط انعطاف‌پذیر می‌باشند، تمرکز نموده و نتیجه می‌گیرد که ارزش‌گذاری صحیح قراردادهای بلندمدت نه تنها برای قیمت‌گذاری بلکه برای فرآیند مذاکره مجدد نیز مهم هستند.

1. Boogert and de Jong
2. Swing options
3. Numerical integration problem
4. Optimal (vector) quantification
5. Wenfeng DONG
6. Lattice based computational model
7. Numerical analysis
8. Osikilo

www.SID.ir

Archive of SID

تریسترام ج. اسکات[1] (۲۰۱۲)، در مبحث مدل‌های کمّی انرژی تحت عنوان "مدل‌سازی قراردادهای دارای انعطاف" به محدودیت‌های انعطاف‌پذیر مقادیر قراردادی روزانه، سالانه، حق پیش برداشت[2] و حق برداشت گاز جبرانی[3] پرداخته است و ضمن معرفی روش شبیه‌سازی مونت کارلو به‌عنوان یکی از روش‌های ارزش‌گذاری انعطاف‌پذیری در قراردادها نسبت به استفاده از روش بهینه‌سازی برنامه‌ریزی پویای تصادفی دوگانه[4] توصیه نموده و نتیجه می‌گیرد که ارزش‌گذاری قراردادهای دارای انعطاف‌پذیری گاز پیش برداشت و گاز جبرانی پیچیده بوده و تأثیر آن‌ها بر قیمت قابل ملاحظه است.

انریکو ادولی[5] و همکاران (۲۰۱۳)، در مقاله‌ای تحت عنوان "مدل‌سازی و ارزش‌گذاری شرط حق برداشت گاز جبرانی در قراردادهای انعطاف‌پذیر گاز" به بررسی محاسبه ارزش این شرط انعطاف‌پذیر پرداخته و از نگاه ریاضی آن را تجزیه و تحلیل نموده‌اند. این مقاله به مدل‌سازی کمّی حق گاز جبرانی در قراردادهای گاز پرداخته و الگوریتمی برای بهینه‌سازی قیمت و مدیریت بهینه تخصیص مقدار گاز جبرانی در بین سال‌های بعدی ارائه می‌نماید. انتقال برداشت گاز جبرانی به سال‌های بعد یک پیچیدگی درجه دوم را در الگوریتم ایجاد می‌کند. الگوریتم بر روی گاز جبرانی و گاز پیش برداشت تمرکز نموده و یک تحلیل حساسیت نسبت به تأثیر گاز جبرانی بر قیمت انجام داده است. این مقاله از برنامه‌ریزی پویا به روش درخت سه جمله‌ای[6] با ویژگی برگشت به میانگین[7] استفاده نموده است. آنها نتیجه گرفتند که اولاً عدم قطعیت بازار که توسط نوسانات ایجاد می‌شود می‌تواند با استفاده از حق گاز جبرانی کاهش یابد. ثانیاً برخورداری از سطوح بالای حق گاز جبرانی منجر به وابستگی کمتر قرارداد به قیمت می‌شود؛ زیرا حق گاز جبرانی یک مؤلفه مهم مؤثر بر قیمت است. در واقع یک همبستگی بین ارزش قرارداد و حق گاز جبرانی وجود دارد. هرچه میزان حق گاز جبرانی بیشتر باشد وابستگی قیمت به جدایی از قیمت نفت بیشتر می‌گردد و شیب قیمت به سمت رفتار مطلوب بازار تغییر می‌کند. پس میزان بالای حق گاز جبرانی،

1. Tristram J. Scott
2. Carry Forward Right (CF)
3. Make-Up Right (MU)
4 .Dual Stochastic Dynamic Programming (SDP)
5. Enrico Edoli
6. Trinomial model
7. Mean-reverting properties

www.SID.ir

Archive of SID

سطح ریسک را کاهش داده و یک قرارداد که دارای حق گاز جبرانی می‌باشد نسبت به یک قرارداد بدون حق گاز جبرانی ارزش بیشتری دارد. در نتیجه، شرط حق گاز جبرانی یک ابزار قوی برای مدیریت نوسانات قیمت در بازار با وابستگی کمتر به قیمت قراردادی است.

لارس هولدن و اندرس لولاند[1] (۲۰۱۱) و همچنین اندرس لولاند و اولا لیندکوئیست[2] (۲۰۰۸)، به ارزش انعطاف‌پذیری در قراردادهای بلندمدت گاز و کالا پرداخته و با اتخاذ روش حداقل مربعات مونت کارلو، بر روی گزینه پیش برداشت که انعطاف‌پذیری بین سال‌ها را ممکن می‌سازد و قبلاً کمّی نشده است، تمرکز نموده و نتیجه می‌گیرند که گزینه پیش برداشت گاز، تأثیر قابل توجهی در ارزش قرارداد و بالتبع بر روی قیمت را نشان می‌دهد.

مطالعات داخلی

بررسی مدارک علمی داخلی از قبیل رساله‌ها، پایان‌نامه‌ها و مقالات نشان می‌دهند که در بخش مطالعات داخل کشور، عمدتاً پدیدآورندگان مدارک پژوهشی بر تشریح کلیات قراردادهای فروش گاز، تحلیل ماهیت حقوقی بندهای بازنگری در قیمت، تعهد برداشت یا پرداخت، فورس ماژور، قانون حاکم، داوری و حل اختلاف، روش‌های قیمت‌گذاری در قراردادهای بلندمدت گاز و همچنین تحولات بازار گاز تمرکز نموده‌اند. در حوزه رژیم مالی این نوع قراردادها، به دلیل عدم وجود شناخت تجربی و پیچیدگی مکانیزم عملکرد اقتصادی قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی، تحقیقات کاربردی اندکی انجام شده است. در زمینه ارائه مدل ریاضی جهت ارزش‌گذاری شروط انعطاف‌پذیر مقداری در قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز تا حدی که نگارنده جستجو نموده است، تحقیق مرتبطی یافت نشد. در ادامه به برخی از مقالات ارائه شده در زمینه قیمت‌گذاری گاز و ال‌ان‌جی که تا حدودی با موضوع مقاله مرتبط می‌باشند اشاره خواهد شد.

محمدی و همکاران (۱۳۹۷)، به بررسی واکنش قیمت گاز طبیعی نسبت به قیمت نفت خام در بازارهای منطقه‌ای اروپا و آمریکا می‌پردازد و بیان می‌دارد قیمت گاز طبیعی نسبت به قیمت نفت خام در بازارهای منطقه‌ای متفاوت بوده و عمدتاً از قیمت

1. Lars Holden, and Anders Løland
2. Anders Loland and Ola Lindqvist

www.SID.ir

Archive of SID

نفت خام تبعیت می‌کند. وجه تمایز این پژوهش، به‌کارگیری مدل انتقال رژیم مارکف برداری جهت تجزیه و تحلیل با استفاده از سری‌های زمانی ماهانه می‌باشد. در این مقاله در قالب مدل انتقال رژیم مارکف برداری، میزان اثرپذیری قیمت گاز از قیمت نفت طی دوره زمانی ژانویه ۱۹۹۶ تا ژوئن ۲۰۱۷ مورد سنجش قرار گرفته است. نتایج تحقیق نشان می‌دهد که قیمت نفت خام، متغیر اثرگذار بر قیمت گاز طبیعی می‌باشد، به‌طوری‌که در برخی رژیم‌ها اثر مستقیم بر قیمت گاز داشته و در برخی رژیم‌های دیگر اثر معکوس دارد.

رحیمی (۱۳۸۶)، مکانیسم‌های قیمت‌گذاری گاز طبیعی در مناطق مختلف را تشریح و هدف مطالعه را شناخت رابطه میان قیمت‌های گاز طبیعی و نفت خام و همچنین متغیرهای تأثیرگذار بر قیمت عنوان نموده است. براساس نتایج ارائه شده، رقابت شدید میان عرضه‌کنندگان جهت حفظ سهم بازار تغییرات قابل ملاحظه‌ای را در فرمول‌های سنتی قیمت‌گذاری ال‌ان‌جی در آسیا به وجود آورده که روند تحولات آن در مقاله تشریح گردیده است. همچنین براساس این مطالعه قیمت گاز طبیعی در قراردادهای بلندمدت اروپا عمدتاً مبتنی بر شاخص‌هایی از قبیل فرآورده‌های نفتی، زغال سنگ و تورم عمومی می‌باشد. در بازار آمریکا نیز قیمت‌ها از طریق مکانیزم عرضه و تقاضا تعیین شده و هنری هاب به‌عنوان مرکز تجارت آزاد گاز، مرجعی برای کشف قیمت است.

باباخانی و همکاران (۱۳۹۷)، تأثیر تولید گاز شیل در پیش‌بینی درآمد ارزی صادرات گاز ایران با استفاده از روش اقتصادسنجی و سیستم پویا را بررسی نموده است. مقاله از متغیرهای قیمت گاز هنری هاب، قیمت گاز آلمان و ژاپن استفاده نموده و برای پیش‌بینی قیمت، ترکیب روش تبدیل موجک و شبکه عصبی با سیستم پویا را به‌کار گرفته است. این مقاله نتیجه‌گیری می‌کند که برآورد درآمد ارزی ناشی از صادرات گاز ایران بین سال‌های ۲۰۱۷ الی ۲۰۲۰، نشان می‌دهد که صادرات از طریق خط لوله به کشورهای همسایه و سرمایه‌گذاری در زمینه تولید جی‌تی‌ال، بهترین گزینه می‌باشند.

رحیمی (۱۳۸۵)، بازارهای صادراتی گاز طبیعی کشور را با استفاده از مدل بهینه-سازی جریان انرژی مورد مطالعه قرار داده است. صادرات گاز طبیعی به سه روش صادرات با خط لوله، به‌صورت ال‌ان‌جی و تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع[1] مورد نظر بوده و اولویت‌سنجی صادرات گاز طبیعی بین سه گزینه فوق در افق ۲۵ ساله مورد

1. Gas to Liquid (GTL)

www.SID.ir

Archive of SID

بررسی قرار گرفته است. در این مطالعه از سه سناریوی قیمتی شامل ادامه روند موجود، افزایش قیمت‌ها و کاهش قیمت‌ها و سه سناریوی نرخ تنزیل شامل نرخ تنزیل متوسط، بالا و پایین استفاده شده است. همچنین بازارهای صادراتی گاز طبیعی ایران را به نُه بازار برای خط لوله و هفت بازار برای ال‌ان‌جی در نظر گرفته و اولویت‌سنجی را برای آن‌ها بررسی نموده است. وی نتیجه‌گیری می‌کند که تخصیص گاز به فرآیند تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع دارای اولین اولویت جهت صادرات بوده و صادرات به‌صورت ال‌ان‌جی به کره جنوبی و خط لوله به پاکستان در اولویت‌های بعدی قرار دارند.

ناجی میدانی و رحیمی (۱۳۹۵)، مدل قیمت‌گذاری صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله براساس نظریه بازی‌ها را ارائه نموده‌اند. این مکانیسم قیمت‌گذاری بر مبنای بازی همکارانه بین کشورهای تولیدکننده، مصرف‌کننده و انتقال‌دهنده گاز تدوین شده است. با طراحی سناریوهای مختلف برای دو بازی همکارانه و غیرهمکارانه مدل‌سازی‌های لازم درباره قیمت، مقدار و تعرفه بهینه انجام شده و نتایج نشان می‌دهند که سود کشورهای عضو در بازی همکارانه بیشتر از بازی غیر همکارانه است.

نوآوری مطالعه حاضر نسبت به مطالعات انجام شده مذکور، اثبات تأثیر مقادیر انعطاف‌پذیر موجود در قراردادهای خرید و فروش گاز بر قیمت و یافتن نقاط بهینه این مقادیر جهت بهینه‌سازی قیمت می‌باشد. نقاط بهینه به‌دست آمده به‌عنوان خطوط راهنما برای مذاکره‌کنندگان در تنظیم قراردادهای بلندمدت فروش گاز، قابل استفاده می‌باشند.

۳- مبانی نظری قیمت‌گذاری گاز و محاسبه ارزش انعطاف‌پذیری

این تحقیق به دنبال ارائه مدل بهینه‌سازی قیمت بر مبنای تحلیل و بهینه‌سازی مقادیر انعطاف‌پذیر در قراردادهای صادرات گاز ایران می‌باشد؛ بنابراین رویکردهای قیمت‌گذاری و ساختارهای قیمت گاز در بازارهای منطقه‌ای و همچنین روش یافتن نقاط بهینه برای مقادیر انعطاف‌پذیر با هدف بهینه نمودن قیمت و برقراری تعادل اقتصادی در قراردادها، مورد توجه قرار گرفته است.

رویکردهای عمده در قیمت‌گذاری و ساختارهای فرمول قیمت گاز به شرح ذیل می‌باشند:

www.SID.ir

Archive of SID

قیمت‌گذاری ثابت[1]: در این روش برای گاز در یک دوره زمانی معین قیمت ثابتی در نظر گرفته می‌شود؛ مانند قیمت قرارداد خرید گاز از ترکمنستان توسط ایران در سال‌های منتهی به تیرماه ۱۳۸۸.

قیمت‌گذاری مبتنی بر هزینه[2]: رویکردی مبتنی بر پوشش کلیه هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیات، تأمین مالی، جبران ریسک و حاشیه سود منطقی، صرف‌نظر از ارزش بازاری کالا می‌باشد (هاروارد بیزنس[3]، ۲۰۱۸).

قیمت‌گذاری براساس ارزش بازار[4]: رویکردی مبتنی بر پذیرش ارزش بازاری گاز می‌باشد (انرژی چارتر[5]، ۲۰۰۷).

قیمت‌گذاری مبتنی بر رقابت گاز با گاز[6]: در این روش، قیمت در تعامل عرضه و تقاضا و رقابت گاز با گاز تعیین شده و گاز در بازه‌های زمانی مختلف (روزانه، ماهانه، سالانه یا سایر دوره‌ها) معامله می‌شود. این نوع معاملات در مراکز مبادله فیزیکی گاز (مانند هنری هاب[7] در لوئیزیانا) یا مراکز مجازی (مانند ان‌بی‌پی[8] در انگلستان) انجام می‌گیرد. معاملات گاز در بازار آتی‌ها مانند نایمکس[9] نیز بر این اساس توسعه‌یافته‌اند (قاسمی جاوید، ۱۳۹۵).

برخلاف نفت خام که از یک بازار یکپارچه بین‌المللی برخوردار است، گاز طبیعی دارای سه بازار عمده منطقه‌ای تأثیرگذار با ساختار فرمول قیمت به شرح زیر می‌باشد (جاناتان استرن، ۲۰۱۲).

- در بازار آسیا روند تغییرات بازار گاز از روند بازار نفت پیروی نموده و قیمت‌گذاری ال‌ان‌جی براساس قیمت نفت خام شاخص JCC[10] انجام می‌شود. ساختار فرمول قیمت‌گذاری گاز در بازار آسیا به شکل زیر است:

$$P_{LNG} = Slope \times JCC + Constant$$

در این فرمول، P_{LNG} قیمت ال ان جی به‌صورت سیف[11] برحسب دلار بر میلیون بی‌تی‌یو و slope شیب منحنی یا میزان وابستگی قیمت ال‌ان‌جی به نفت خام را نشان

1. Fixed Price
2. Cost-plus pricing mechanism
3. Harvard Business Review
4. Market-linked pricing mechanism (Netback pricing mechanism)
5. Energy Charter Secretariat
6. Gas-to-Gas competition pricing mechanism
7. Henry Hub
8. National Balancing Point (NBP)
9. NYMEX
10. Japan Customs-cleared Crude or Japanese Crude Cocktail (JCC)
11. Cost, Insurance, and Freight (CIF)

www.SID.ir

Archive of SID

می‌دهد. شاخص JCC بر حسب دلار بر بشکه که قیمت حاصل از میانگین وزنی قیمت‌های سبد نفت خام‌های متنوع وارداتی به ژاپن از هجده کشور می‌باشد. constant بخش ثابت فرمول است و تا حدودی با هزینه حمل ال‌ان‌جی به بندر مقصد رابطه دارد. (قاسمی جاوید، ۱۳۹۵و رحیمی، ۱۳۸۶).

- در بازار اروپا بخش عمده‌ای از قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی براساس شاخص فرآورده‌های نفتی از قبیل نفت گاز و نفت کوره قیمت‌گذاری می‌شود (جاناتان استرن، ۲۰۱۲). ساختار قیمت در قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز در اروپا به شکل زیر مورد استفاده قرار می‌گیرند (پیتر روبرتس[1]، ۲۰۰۸).

فرمول حاصل ضرب:

$$Pgas=P_0*[A*(GO/GO_0)+B*(FO/FO_0)+C*(COAL/COAL_0)+D*(PPI/PPI_0)+\dots]$$

فرمول حاصل جمع:

$$Pgas = P0 +[A*(GO-GO_0)+B*(FO-FO_0)+C*(COAL-COAL_0)+D*(PPI-PPI_0)+\dots]$$

در این فرمول‌ها P_0 قیمت گاز در زمان پایه، GO قیمت روز نفت گاز در اروپا براساس اعلام نشریه پلتس[2]، GO_0 قیمت نفت گاز در زمان پایه، FO قیمت روز نفت کوره در اروپا، FO_0 قیمت نفت کوره در زمان پایه، COAL قیمت روز ذغال سنگ در اروپا، $COAL_0$ قیمت ذغال سنگ در زمان پایه، PPI[3] شاخص قیمت تولیدکننده، PPI_0 شاخص قیمت تولیدکننده در زمان پایه می‌باشند. ضمناً وزن هر یک از ضرایب A,B,C میزان وابستگی بازار هدف به نوع سوختی که گاز جایگزین آن می‌شود را نشان می‌دهد (قاسمی جاوید، ۱۳۹۵).

- در بازار آمریکا، قیمت گاز از تعادل عرضه و تقاضا و رقابت گاز با گاز تعیین می‌شود. هنری‌هاب، به مرکز عمده مبادله و تجارت گاز تبدیل شده و به‌عنوان مرجع قیمت‌گذاری، مورد توجه بازار نایمکس برای قیمت‌گذاری قراردادهای اختیارات و آتی‌ها می‌باشد. قیمت‌گذاری گاز در مناطق همجوار با هنری‌هاب با تفاوت‌هایی به‌صورت مثبت یا منفی نسبت به قیمت‌های این مرکز تعیین می‌شود (رحیمی، ۱۳۸۶).

1. Peter Roberts
2. Platts
3. Producer Price Index (PPI)

www.SID.ir

Archive of SID

مدل‌سازی این پژوهش، بر بهینه‌سازی مقادیر انعطاف‌پذیر و قیمت قراردادی از طریق تجزیه و تحلیل حالات محتمل عملیاتی و ارزیابی هزینه‌های توسعه، تولید، فرآوری، انتقال، ذخیره‌سازی و همچنین قیمت سوخت‌های جایگزین به روش قیمت‌گذاری مبتنی بر هزینه استوار است.

قراردادهای بلندمدت به دلیل ویژگی‌هایی از قبیل انعطاف‌پذیری مقادیر، از جایگاه ویژه‌ای برخوردار هستند. امروزه ارزش انعطاف‌پذیری در بازار انرژی به یک مفهوم رایج تبدیل شده و انعطاف‌پذیری در قراردادهای بلندمدت فروش گاز، یک مسئله ضروری برای این صنعت می‌باشد. از این‌رو، تجزیه و تحلیل و کمّی نمودن ارزش انعطاف‌پذیری از اهمیت زیادی برخوردار است. ارزش انعطاف‌پذیری از دو مؤلفه یا جزء تشکیل شده است. اولاً، انعطاف‌پذیری به خریداران امکان می‌دهد تا عرضه و تقاضا را تطبیق داده و در نتیجه آنها را از تحمّل هزینه‌های ذخیره‌سازی گاز می‌رهاند. ثانیاً انعطاف‌پذیری فرصت‌های آربیتراژی[1] را افزایش می‌دهد؛ بنابراین حذف انعطاف‌پذیری، امنیت انرژی را تهدید می‌نماید.

یک قرارداد بلندمدت به روش‌های مختلفی می‌تواند انعطاف‌پذیر باشد. معمول‌ترین حوزه‌های انعطاف‌پذیر در قراردادهای بلندمدت فروش گاز، مقادیر یا احجام قراردادی می‌باشند (آشه و همکاران، ۲۰۰۲). مقادیر قراردادی روزانه، سالانه، تعهد برداشت یا پرداخت، مقدار گاز جبرانی و گاز پیش برداشت به‌عنوان محدودیت‌های مقداری[2] انعطاف‌پذیر، بر ارزش ذاتی قرارداد تأثیر می‌گذارد. ارزش ذاتی یک نقطه شروع مناسب برای درک تأثیر انعطاف‌پذیری حجم و مطالعه تأثیر هر یک از محدودیت‌های مقداری بر ارزش قرارداد می‌باشد. عوامل اولیه ارزش ذاتی یک قرارداد گازی عبارتند از:

- رابطه بین قیمت‌های قراردادی[3] و قیمت‌های آتی گاز
- شکل فصلی قیمت‌های آتی گاز
- انعطاف‌پذیری شرایط مقداری قرارداد

مجموعه این موارد امکان می‌دهند تا مقادیر قراردادی سالانه در دوره‌های زمانی با قیمت بالاتر، شکل داده شوند. برای درک کامل عوامل ارزش‌گذاری قرارداد گاز، لازم است که ارزش بیرونی (غیرذاتی)[4] مرتبط با قرارداد را نیز مدیریت نماییم. ارزش بیرونی،

1. Arbitrage opportunities
2. Volume constraints
3. Strike prices
4. Extrinsic value

www.SID.ir

Archive of SID

از توانایی دارنده قرارداد برای استفاده از انعطاف‌پذیری یعنی اختیار توزیع حجم در طول زمان، در پاسخ به نوسان قیمت‌های بازار حاصل می‌شود. این موضوع به سه عامل کلیدی بستگی دارد (تیمرا انرژی، ۲۰۱۱):

- انعطاف‌پذیری مقادیر قراردادی
- "وضعیت سوددهی"[1] قرارداد گاز (یعنی رابطه بین قیمت قراردادی و قیمت‌های متداول در بازار آتی)
- نوسان قیمت‌های بازار گاز، در دوره‌های مختلف زمانی در طول سال

روش‌های علمی توسعه‌یافته جهت ارزش‌گذاری انعطاف‌پذیری در جدول ۱ نشان داده شده است. عناصر انعطاف‌پذیر، شامل مقادیر روزانه، مقادیر سالانه، مقادیر پیش برداشت، جرایم، مقادیر جبرانی و مقادیر جبرانی بدون محدودیت زمانی[2] می‌باشند. روش‌های ارزش‌گذاری استفاده شده نیز حداقل مربعات مونت کارلو، درخت تصادفی و کمّی سازی برداری بهینه هستند (آلکسی گناتی‌یوک، ۲۰۱۴).

جدول ۱. روش‌های علمی ارزش‌گذاری انعطاف‌پذیری

نویسندگان	روش‌های ارزش‌گذاری	عناصر انعطاف‌پذیری
هولدن[3]، لولاند[4]، (۲۰۱۱) و لیندکوئیست[5] (۲۰۰۸)	حداقل مربعات مونت کارلو	DCQ, ACQ, CF, penalties; restriction: N*maxDCQ<=ACQ
انریکو ادولی و همکاران[6] (۲۰۱۳)	درخت تصادفی	DQ, AQ, MU, UDMU, penalties
باردو و همکاران[7] (۲۰۰۷)	کمّی سازی برداری بهینه	DQ, AQ, penalties

Source: Gazprom Export (Alexey Gnatyuk)

به‌طورکلی دو رویکرد متداول برای ارزش‌گذاری انعطاف‌پذیری در قراردادهای گاز وجود دارند. ارزش‌گذاری بر مبنای روش شبیه‌سازی که عمدتاً در مقالات از روش حداقل مربعات مونت کارلو استفاده گردیده است و ارزش‌گذاری بر مبنای برنامه‌ریزی

1. Moneyness
2. Unlimited Duration Make-Up (UDMU)
3. Lars Holden
4. Anders Løland
5. Ola Lindqvist
6. Enrico Edoli et al.
7. Bardou et al.

www.SID.ir

Archive of SID

پویا که تقریب پارامتریک و انتگرال عددی در این گروه قرار می‌گیرند (اندرس لولاند و همکاران، ۲۰۰۸).

۴- متغیرهای کلیدی و تشریح روش حل مسئله

برای یافتن مقادیر بهینه و ارزش پولی شروط انعطاف‌پذیر مقداری، ابتدا یک مدل ریاضی مبتنی بر حالات محتمل قراردادی متناسب با میزان برداشت خریدار و هزینه‌های مرتبط شامل هزینه‌های توسعه و تولید، پالایش، انتقال و ذخیره‌سازی در هر یک از حالات ممکن با توجه به انعطاف‌پذیری شروط مقداری طراحی شده و سپس با تعریف روابط، محدودیت‌ها و متغیرهای تصمیم، نسبت به تدوین معادلات سود و زیان خریدار و فروشنده اقدام شده است. در نهایت با حل مدل ریاضی و اعمال مقادیر ثابت و پارامترها و تغییر میزان انعطاف‌پذیری شروط انعطاف‌پذیر مقداری قرارداد و بررسی میزان تأثیر همزمان این شروط بر خروجی فرمول قیمت، نسبت به تعیین نقاط بهینه برای متغیرهای مورد نظر مطالعه موردی ترکیه اقدام گردیده است.

جهت تشریح روش حل مسئله، لازم است شروط انعطاف‌پذیر مقداری و مکانیزم تأثیر آن‌ها بر قرارداد مورد بحث قرارگیرد. در قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز، مقادیر گاز که بین خریدار و فروشنده داد و ستد می‌شود، به مقادیر سالانه و روزانه تقسیم می‌گردند. این مقادیر بر حسب حجم یا ارزش حرارتی گاز اندازه‌گیری می‌شوند. اولین وظیفه برای خریدار و فروشنده گاز، تعیین مقدار قراردادی روزانه و همچنین حداکثر مقدار قراردادی روزانه است که براساس قرارداد، فروشنده موظف به تدارک آن برای خریدار می‌باشد. فروشنده حداکثر مقدار قراردادی روزانه را براساس برداشت تجاری و اقتصادی از مخزن گاز با توجه به برنامه‌های آتی اکتشاف و توسعه، محاسبه می‌نماید. خریدار نیز این مقادیر را براساس اهداف تجاری و تقاضای بازار محاسبه می‌کند. متناسب با مقادیری از گاز که فروشنده برای ارائه داشته و خریدار به آن نیازمند است، مقادیر قراردادی با توجه به طول دوره قرارداد، تعیین می‌گردند (پیتر روبرتس، ۲۰۰۸). در ادامه به تعریف هر یک از مفاهیم اصلی می‌پردازیم:

- **مقدار قراردادی سالانه:** بیانگر حداکثر مقدار گازی است که فروشنده متعهد است در طول یک سال قراردادی در نقطه تحویل و حسب درخواست‌های روزانه خریدار

www.SID.ir

Archive of SID

آماده نموده و به وی تحویل نماید. عموماً در قراردادهای مبتنی بر عرضه[1]، مقدار قراردادی سالانه، برای هر سال در طول دوره قرارداد یکسان می‌باشد، زیرا در این نوع قراردادها به پروفایل تولید مخزن و توانایی تولید مراجعه نمی‌گردد؛ اما در قراردادهای مبتنی بر تخلیه یک مخزن معین[2]، مقدار قراردادی سالانه می‌تواند در سال‌های دوره قرارداد متناسب با پروفایل تولید مخزن شامل دوره افزایش تولید[3]، دوره تولید ثابت و مستمر[4] و دوره کاهش تولید[5] متفاوت باشد.

- **حداقل مقدار قراردادی سالانه**[6]: این مقدار، درصدی از مقدار قراردادی سالانه می‌باشد که توسط ضریب تعهد برداشت یا پرداخت سالانه تعیین می‌گردد و خریدار الزام به برداشت آن در طول سال خواهد داشت. اگر خریدار قادر به برداشت این مقدار در طول سال نباشد بایستی تمام یا درصدی از پول این مقدار را حسب توافق قراردادی به فروشنده بپردازد و در سال‌های آتی، مقدار نقصان را برداشت نماید. در هر سال قراردادی، حداقل مقدار قراردادی سالانه تحت تأثیر مقدار گاز پیش برداشت، قابل تغییر خواهد بود.

- **تعهد برداشت یا پرداخت سالانه:** اجرای پروژه‌های گازی از قبیل زیرساخت‌های تولید و انتقال گاز بسیار پر هزینه می‌باشند. ازاین‌رو فروشنده درصدد است تا به‌منظور تضمین برگشت سرمایه‌گذاری انجام شده، یک جریان درآمدی مشخص را از طریق عقد قراردادهای بلندمدت به دست آورد. معمولاً فروشنده به این حداقل جریان نقدی برای اجرا و عملیات جاری پروژه نیازمند است (مارک لوی،[7] ۲۰۱۴).

در ساختار قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی، فروشنده تمایل دارد که ریسک عدم برداشت گاز از سوی خریدار را به گونه‌ای به حداقل برساند. بدین منظور خریدار را تحت شرط تعهد برداشت یا پرداخت، ملزم به برداشت حداقل مقدار معینی گاز در طول سال و یا پرداخت مبلغ آن می‌نماید. مقداری را که در طول سال خریدار ملزم به برداشت و پرداخت بهای آن و یا در صورت عدم برداشت، متعهد به پرداخت

1. Supply-based contracts
2. Depletion-based contracts
3. Ramp-up
4. Plateau
5. Decline
6. Minimum ACQ
7. Mark Levy

www.SID.ir

Archive of SID

مبلغ آن است را مقدار تعهد برداشت یا پرداخت سالانه یا حداقل مقدار پرداختی سالانه[1] می‌نامند. این حداقل مقدار سالانه گاز، به‌طور معمول بین ۶۰ تا ۱۰۰ درصد مقدار قراردادی سالانه می‌باشد.

- **مقدار قراردادی روزانه:** در قراردادهای فروش گاز از طریق خط لوله، مقدار قراردادی روزانه به‌طور ثابت برای دوره قرارداد بین خریدار و فروشنده توافق می‌گردد. این مقدار به‌طور ساده از تقسیم مقدار قراردادی سالانه بر تعداد کل روزهای سال به دست می‌آید و معمولاً در ارتباط با فعالیت‌ها و برنامه‌ریزی‌های عملیاتی، محاسبات مربوط به صدور فاکتور ماهانه و تسویه حساب سالانه و موارد دیگر مورد استفاده قرار می‌گیرد. در برخی از قراردادها، مقدار قراردادی روزانه می‌تواند به‌طور ماهیانه متناسب با تغییرات فصول و میزان تقاضا در طول سال تغییر نماید. خریدار عموماً تمایل دارد که متناسب با تقاضای بازار در طول دوره قرارداد بتواند مقدار قراردادی روزانه گاز را کاهش داده و حتی در برخی از روزها به صفر برساند. این موضوع مورد پذیرش فروشنده قرار نمی‌گیرد، زیرا فروشنده انتظار دارد یک درآمد مستمر برای ارسال گاز داشته باشد. ازاین‌رو، کاهش در مقدار قراردادی روزانه باعث کاهش درآمد فروشنده می‌گردد. ممکن است در این صورت فروشنده با کاهش مقدار قراردادی روزانه در قبال افزایش قیمت موافقت نماید.

- **حداکثر مقدار قراردادی روزانه**[2]: این مقدار که درصدی بیش از مقدار قراردادی روزانه است، بیانگر حداکثر مقدار گازی است که خریدار حق دارد برای برداشت در هر روز درخواست نموده و فروشنده نیز ملزم خواهد بود آن را تهیه و در دسترس خریدار قرار دهد. البته خریدار هیچ‌گونه الزام قراردادی به برداشت این مقدار ندارد. این درصد اضافی اغلب تحت عنوان فاکتور نوسان[3] نامیده می‌شود. این فاکتور، حداکثر مقدار گازی را که خریدار در زمان اوج تقاضا می‌تواند در اختیار داشته باشد را نشان می‌دهد. این مقدار بستگی به ظرفیت، امکانات و تجهیزات تولید و انتقال فروشنده دارد. ارائه انعطاف‌پذیری برای حداکثر مقدار قراردادی روزانه مستلزم هزینه برای افزایش ظرفیت تولید و خطوط انتقال می‌باشد.

1. Annual minimum payment
2. Maximum DCQ
3. Swing factor

www.SID.ir

Archive of SID

چنانچه فروشنده هر روز به میزان حداکثر مقدار قراردادی روزانه به خریدار گاز تحویل دهد در این صورت به‌طور تئوری در طول سال میزان برداشت خریدار مجموعاً مقداری در حد حاصلضرب حداکثر مقدار قراردادی روزانه در تعداد روزهای سال خواهد شد که به آن حداکثر مقدار قراردادی سالانه[1] گفته می‌شود. برحسب ظرفیت زیرساخت‌های مربوط به تولید و انتقال، تعهد سالانه فروشنده به مقدار قراردادی سالانه محدود خواهد شد؛ بنابراین علیرغم حق خریدار مبنی بر برداشت روزانه حداکثر مقدار قراردادی، سقف قراردادی جهت تحویل گاز در طول سال، مقدار قراردادی سالانه خواهد بود. این امر باعث می‌شود که خریدار برداشت‌های روزانه‌اش را طوری تنظیم نماید که مجموع برداشت‌های روزانه در طول سال از مقدار قراردادی سالانه تجاوز ننماید.

- **حداقل مقدار قراردادی روزانه**[2]: حداقل مقدار گازی است که خریدار بر حسب مفاد قرارداد الزام به برداشت آن دارد. برداشت مقادیر کمتر از آن، ممکن است برای خریدار جریمه به همراه داشته باشد. لازم به ذکر است که مقدار درخواستی روزانه خریدار در دامنه بین حداکثر مقدار قراردادی روزانه و حداقل مقدار قراردادی روزانه بوده و حسب مفاد قرارداد، فروشنده موظف به تأمین حداکثر مقدار قراردادی روزانه می‌باشد.

- **گاز جبرانی:** چنانچه خریدار حجم برداشت سالانه‌اش کمتر از حداقل مقدار قراردادی سالانه بوده باشد، ضمن پرداخت بهای گاز برداشت نشده، مجاز است در سال‌های بعد نسبت به جبران برداشت کسری اقدام نماید. به‌طور معمول طول دوره جبران حسب توافق ۳ تا ۵ سال می‌باشد (اندرس لولاند و اولا لیندکوئیست، ۲۰۰۸). دو محدودیت در استفاده از حق جبران وجود دارد: اولاً، فروشنده با توجه به ظرفیت امکانات فیزیکی فراهم شده برای تولید گاز و همچنین ظرفیت خطوط لوله، محدودیتی در برداشت مقدار جبرانی در حدی بین حداقل مقدار قراردادی سالانه و مقدار قراردادی سالانه قائل می‌شود. ثانیاً حق جبران پس از سپری شدن دوره زمانی معینی، از دست می‌رود و دیگر امکان برداشت گاز جبرانی وجود نخواهد داشت؛ بنابراین حق برداشت گاز جبرانی امکان استفاده بیشتر از انعطاف‌پذیری در سال جاری و سال‌های آتی را به خریدار می‌دهد.

1. Max ACQ
2. Min DCQ

www.SID.ir

Archive of SID

- **گاز پیش برداشت:** امتیازی است که در برخی از قراردادها به خریدار داده می‌شود تا او را تشویق نمایند نسبت به برداشت حداقل مقدار قراردادی سالانه اهتمام ورزد. در این صورت اگر در هر سال خریدار بیش از مجموع حداقل مقدار قراردادی سالانه و مقدار گاز جبرانی (در صورت وجود)، از مقدار گاز در دسترس برداشت کرده و پول آن را پرداخت نموده باشد، این مقدار برداشت مازاد را گاز پیش برداشت می‌نامند. در این صورت خریدار یک اعتبار[1] برای برداشت این مقدار اضافی دریافت می‌نماید که براساس آن، سطح تعهد برداشت حداقل مقدار قراردادی سالانه را برای سال بعد تا مقدار معینی کاهش می‌دهد (پیتر روبرتس، ۲۰۰۸). به‌طور معمول حسب توافق، اعتبار متعلقه به خریدار بابت مقادیر پیش برداشت بین ۱ تا ۱۰ درصد حداقل مقدار قراردادی سالانه می‌باشد؛ بنابراین حق پیش برداشت به خریدار امکان افزایش انعطاف‌پذیری را برای سال جاری و سال‌های آتی ارائه می‌دهد. برای هر دو حق گاز جبرانی و گاز پیش برداشت، مقدار قراردادی سالانه و حداقل مقدار قراردادی سالانه مندرج در قرارداد ملاک محاسبه خواهند بود.

همچنین همپوشانی اجتناب‌ناپذیری بین مقدار گاز جبرانی و گاز پیش برداشت در یک سال معین وجود دارد، چرا که هر دو مقدار نشان‌دهنده تقاضای خریدار برای برداشت گاز بیش از حداقل مقدار قراردادی در یک سال است. در رابطه با این همپوشانی، قرارداد خرید و فروش گاز باید به‌وضوح نشان دهد، در سالی که خریدار در حال برداشت گاز جبرانی است، همزمان مقدار گاز دریافت شده بیش از تعهد حداقل مقدار قراردادی سالانه، در زمره گاز پیش برداشت طبقه‌بندی نمی‌شود؛ بنابراین، مقادیر گاز برداشت شده بیش از حداقل مقدار قراردادی در یک سال توسط خریدار، در ابتدا جهت کاهش مقادیر انباشت شده گاز جبرانی محسوب خواهد شد و تنها پس از برداشت کامل مقادیر گاز جبرانی، مقادیر گاز پیش برداشت معنا پیدا خواهند کرد (پیتر روبرتس، ۲۰۰۸).

تجزیه و تحلیل و مطالعات انجام شده برای محاسبه سود و زیان خریدار و فروشنده بر حسب انعطاف‌پذیری‌های ارائه شده برای متغیرهای حداکثر و حداقل مقدار قراردادی روزانه، درصد ضریب تعهد برداشت یا پرداخت، گاز جبرانی و گاز پیش برداشت، بسیار گسترده است، لیکن در این مقاله به اختصار به آن اشاره خواهد شد.

1. Credit

www.SID.ir

Archive of SID

در ارتباط با ارائه انعطاف‌پذیری حداکثر مقدار قراردادی سالانه، سود فروشنده حاصل از برداشت گاز مازاد بر مقدار قراردادی سالانه عبارتست از درآمد ناشی از فروش گاز مازاد بر مقدار قراردادی سالانه و فروش تولید اضافی کاندنسیت. زیان فروشنده ناشی از عدم استفاده خریدار از این نوع انعطاف‌پذیری عبارتست از زیان ناشی از هزینه تولید گاز مازاد بر مقدار قراردادی سالانه، هزینه انتقال گاز اضافی به محل تحویل، زیان ناشی از نگهداشت گاز و هزینه‌های فرصت عدم فروش گاز تولید شده به خریدار دیگر. در این حالت سود خریدار معادل مابه التفاوت خرید گاز ارزان و سوخت جایگزین گران‌تر و همچنین عدم پرداخت هزینه برای ذخیره‌سازی می‌باشد، در این حالت زیانی متوجه خریدار نمی‌گردد.

در مورد ارائه انعطاف‌پذیری حداقل مقدار قراردادی سالانه، سودی متوجه فروشنده نخواهد شد و زیان فروشنده عبارتست از زیان ناشی از هزینه تولید گاز مازاد بر حداقل مقدار قراردادی سالانه که ممکن است خریدار برداشت ننماید، هزینه انتقال این گاز به محل تحویل، زیان ناشی از نگهداشت گاز، هزینه‌های فرصت عدم فروش گاز تولید شده به خریدار دیگر و زیان ناشی از کاهش درآمد. سود خریدار شامل عدم پرداخت هزینه ذخیره‌سازی و تطبیق برداشت گاز با تقاضای بازار، بازی با مقدار جهت بهینه نمودن قیمت سوخت در بازار هدف می‌باشد، در این حالت زیانی متوجه خریدار نمی‌گردد.

در رابطه با برداشت‌های کمتر از حداقل مقدار قراردادی سالانه و به‌تبع آن انعطاف‌پذیری گاز جبرانی، سود فروشنده صرفاً بابت دریافت زود هنگام مبلغ گاز برداشت نشده می‌باشد ولی زیان‌هایی از قبیل کاهش درآمد، هزینه تولید و انتقال، هزینه نگهداشت گاز و هزینه‌های فرصت عدم فروش گاز تولید شده به خریدار دیگر را متحمل می‌گردد. سود خریدار بابت عدم پرداخت هزینه ذخیره‌سازی و تطبیق برداشت گاز با تقاضای بازار بوده و زیانش فقط در ارتباط با پرداخت پیشاپیش مبلغ گاز برداشت نشده می‌باشد.

انعطاف‌پذیری گاز پیش برداشت برای فروشنده، درآمد بیشتر در سال جاری و درآمد کمتر در سال آینده را در پی خواهد داشت. سود خریدار این است که از میزان تعهد سال آینده او کسر می‌گردد؛ یعنی تعهد حداقل مقدار قراردادی سالانه او کوچک‌تر شده و پول کمتری پرداخت کرده و همچنین امکان تنظیم عرضه و تقاضا جهت بهینه نمودن قیمت سوخت در بازار هدف را به خریدار می‌دهد و احتمالاً هزینه ذخیره‌سازی نیز پرداخت نخواهد نمود. این انعطاف‌پذیری زیانی را متوجه خریدار نمی‌کند.

www.SID.ir

Archive of SID

۵- مدل سازی و تحلیل داده‌ها

در مقالات متعدد، مدل‌های مختلفی برای ارزش‌گذاری قراردادهای خرید و فروش گاز بدون بندهای گاز جبرانی و گاز پیش برداشت مورد بحث قرارگرفته‌اند. اولین بررسی در مورد ارزش‌گذاری این نوع قراردادها، توسط تامسون ای سی[۱] در سال ۱۹۹۵ انجام شد. این نویسنده از روش درخت دوجمله‌ای استفاده نمود. جایلت و تام پایدیس[۲] در سال ۲۰۰۴ در ارزش‌گذاری اختیارات انعطاف‌پذیر، روش شبکه بولتزمن[۳] را با استفاده از درخت سه جمله‌ای توسعه دادند. دوریو[۴] در ۲۰۰۳، مینشاوسن و هامبلی[۵] در ۲۰۰۴ و تاناوالا[۶] در ۲۰۰۶ در ارزش‌گذاری قراردادهای انعطاف‌پذیر از روش حداقل مربعات مونت کارلو استفاده نمودند. ایبانز[۷] در ۲۰۰۴ از روش مبتنی بر شبیه‌سازی برای یافتن قیمت‌های بهینه استفاده کرده است. باررا استوا[۸] و همکارانش در ۲۰۰۶ با استفاده از روش شبیه‌سازی و تکنیک‌های برنامه‌ریزی پویا، روش‌های عددی و رویکرد کنترل تصادفی را برای قیمت‌گذاری اختیارات انعطاف‌پذیر پیشنهاد نمودند.

لازم به ذکر است، در قراردادهای موجود که قیمت فروش گاز براساس فرمول و شاخص‌گذاری تنظیم می‌شود، در هر ماه، ارزش این شاخص با میانگین وزنی قیمت برخی انرژی‌های جایگزین در ماه قبل تعیین می‌شود (آشه و همکاران، ۲۰۰۲). این ویژگی، ارزش‌گذاری قراردادهای فروش گاز را با مسئله میانگین متحرک[۹] پیوند می‌دهد. برن‌هارت[۱۰] در ۲۰۱۱ برای قیمت‌گذاری میانگین متحرک، از رویکرد تقریبی با بعد متناهی استفاده نموده است. هر چند که باید گفت تاکنون هیچ روش مؤثری در ادبیات برای ارزش‌گذاری این نوع از قراردادها ارائه نشده است. علاوه بر این، در مواردی که حق برداشت گاز جبرانی و گاز پیش برداشت وجود دارد، ارزیابی قرارداد فروش گاز پیچیده‌تر می‌شود. ادولی و همکاران در ۲۰۱۳ به‌منظور تجزیه و تحلیل دقیق ارزش یک قرارداد

1. Thompson, A. C.
2. Jaillet, P., Ronn, E. I., Tompaidis
3. Lattice Boltzmann Method
4. Dorr, U.
5. Meinshausen, Hambly
6. Thanawalla, R. K.
7. Ibanez, A.
8. Barrera-Esteve
9. Moving Average
10. Bernhart, M.

www.SID.ir

Archive of SID

فروش گاز شامل حق برداشت گاز جبرانی و گاز پیش برداشت، از فرآیند مارکوف پیروی کردند. هلدن[1] و همکاران در ۲۰۱۱ یک الگوریتم با استفاده از روش حداقل مربعات مونت کارلو برای ارزیابی قرارداد فروش گاز با حق برداشت گاز جبرانی پیشنهاد نمودند. آن‌ها فقط ارزش قرارداد را قیمت‌گذاری کرده ولی مقادیر بهینه ارائه نمی‌کنند. لازم به ذکر است، زمانی که یک قرارداد بلندمدت دارای انعطاف‌پذیری در حجم بوده و شامل حق برداشت گاز جبرانی و گاز پیش برداشت باشد دیگر رویکرد مونت کارلو به خوبی کار نمی‌کند (ونفنگ دونگ[2]، ۲۰۱۹). ونفنگ دونگ در ۲۰۱۹، قراردادهای انعطاف‌پذیر را که شامل بندهای گاز جبرانی و گاز پیش برداشت می‌باشد را با استفاده از روش درخت سه جمله‌ای دوبعدی، ارزش‌گذاری نموده و مقادیر بهینه گاز جبرانی و گاز پیش برداشت را برای تصمیم‌گیری پیشنهاد می‌نماید. وی در تحقیق خود قیمت بازار و قیمت قراردادی گاز را فرآیندهای تصادفی در نظر گرفته است. وی می‌گوید «محدودیت اصلی قراردادهای بلندمدت فروش گاز که باعث می‌شود ارزش‌گذاری آن‌ها دشوار گردد علاوه بر بندهای حق برداشت گاز جبرانی و گاز پیش برداشت، بند تعهد برداشت یا پرداخت است که خریدار را در پایان سال در صورت عدم ایفاء تعهدش ملزم به پرداخت مبلغ جبرانی می‌نماید».

در مطالعه حاضر، مدل مفهومی بر پایه تجربیات حاصل از مذاکرات بر روی قراردادهای فروش گاز و همچنین عملیات جاری صادرات گاز تهیه شده است و با الهام از مطالعات پژوهشی فوق و تجربیات مربوط به فروش گاز به ترکیه، مراحل مدل‌سازی به شرح ذیل انجام و برای حل مدل ریاضی و یافتن جواب دقیق و قطعی، از روش شمارش کامل یا جستجوی جامع استفاده گردیده که در ادامه تشریح خواهد شد.

به‌منظور حل مسئله، ضروریست که شرایط و مفروضات مدل‌سازی، محدودیت‌ها، روابط و معادلات جانبی مورد نیاز آن تعریف گردد. برخی از مفروضات و اجزاء مدل در جدول ۲ نشان داده شده و همچنین فرآیند مدل‌سازی به شرح ذیل تشریح گردیده است.

1. Holden, L.
2. Wenfeng Dong

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۲. مفروضات و اجزاء مدل

اندیس‌ها	
$i\,(t)$ = اندیس دوره زمانی سالانه	t = اندیس دوره‌های زمانی روزانه
	s = اندیس سناریوها
مقادیر ثابت و پارامترها	
P_{Alt} = قیمت سوخت جایگزین	P_s = احتمال رخداد سناریو s
P_{oil} = قیمت نفت $(Pgas = x\% * P_{oil})$	P_{con} = قیمت کاندنسیت
CT_t = هزینه انتقال گاز در دوره t	CP_t = هزینه تولید گاز در دوره t
r_i = نرخ سود بانکی در دوره i	CS_t = هزینه ذخیره‌سازی گاز در دوره t
PE_t = جریمه عدم برداشت گاز در دوره t	Po_t^s = میزان گاز مورد نیاز اعلام شده در دوره t تحت سناریو s
	BoC_{con} = تعداد بشکه کاندنسیت تولید شده به ازای تولید هر یک میلیون مترمکعب گاز (این رقم در پارس جنوبی حدود ۱۶۰۰ بشکه است)
متغیرهای باینری	
$y۲_t^s$ = متغیر باینری و برابر ۱ اگر $PO_t^s \succ DCQ$ و $AO_t^s \prec DCQ$ و در غیر این صورت برابر صفر	$y۱_t^s$ = متغیر باینری و برابر ۱ اگر $PO_t^s \succ DCQ$ و $AO_t^s \succ DCQ$ و در غیر این صورت برابر صفر
	$y۳_t^s$ = متغیر باینری و برابر ۱ اگر $PO_t^s \prec DCQ$ و $AO_t^s \prec DCQ$ و در غیر این صورت برابر صفر
$y۵_i^s$ = متغیر باینری و برابر ۱ اگر $\sum_{t\in i} AO_t^s > \min ACQ_i$ و $\sum_{t\in i} AO_t^s \le ACQ_i$ در غیر این صورت برابر صفر (مربوط به گاز پیش برداشت است)	$y۴_{ii'}^s$ = متغیر باینری و برابر ۱ اگر $\sum_{t'\in i'} AO_{t'}^s \succ \min ACQ_{i'}$ و $\sum_{t\in i} AO_t^s \prec \min ACQ_i$ و در غیر این صورت برابر صفر (مربوط به گاز جبرانی است)
متغیرهای تصمیم	
T.O.P%	$\min DCQ\%$ و $\max DCQ\%$
SL% = درصد شیب در فرمول قیمت گاز صادراتی $\left(P_{gas} = SL\% * P_{oil}\right)$	CF% = درصد اعتبار گاز پیش برداشت در قرارداد

منبع: یافته‌های پژوهش

www.SID.ir

Archive of SID

تابع هدف فروشنده که براساس حالات مختلف برداشت گاز در فرآیند عملیات و روابط قراردادی و بر مبنای تجزیه و تحلیل سود و زیان فروشنده طراحی گردیده است، به شرح ذیل می‌باشد:

معادله (۱):

$$\max Z_1 = \sum_{s=1}^{S} p_s [(\sum_{t=1}^{T} \left(AO_t^s - DCQ \right) \times P_{gas} \times y1_t^s) \qquad (1)$$

$$+(\sum_{t=1}^{T} \left(AO_t^s - DCQ \right) \times BoC_{con} \times P_{con} \times y1_t^s)$$

$$-\sum_{t=1}^{T} \left(\max DCQ - AO_t^s \right) \times \left[CP_t + CT_t + CS_t + P_{gas} \right] \times y1_t^s$$

$$-\sum_{t=1}^{T} \left(\max DCQ - AO_t^s \right) \times \left[CP_t + CT_t + CS_t + P_{gas} \right] \times y2_t^s$$

$$-\sum_{t=1}^{T} \left(DCQ - AO_t^s \right) \times \left[CP_t + CT_t + CS_t + P_{gas} \right] \times y3_t^s$$

$$+\sum_{i} \sum_{i' \succ i} \left(Mkup_i \right) \times y4_{ii'}^s \times P_{gas} \times \prod_{ii=i}^{i'} \left(1 + r_{ii} \right)$$

$$-\sum_{i} \sum_{i' \succ i} \left(ACQ_i - \sum_{t \in i} AO_t^s \right) \times y4_{ii'}^s \times \left[CP_i + CT_i \right]$$

$$-\sum_{i} \sum_{i' \succ i} \left(Mkup_i \right) \times y4_{ii'}^s \times \left[\left(i' - i + 1 \right) CS_i \right]$$

$$+\sum_{i} QCF_i^s \times P_{gas} \times r_i \times y5_i^s$$

$$-\sum_{i} \min \left\{ \%CF \times \min ACQ_i, QCF_i^s \right\} \times P_{gas} \times y5_i^s \ ]$$

تابع هدف خریدار نیز که براساس حالات مختلف برداشت گاز و بر مبنای تجزیه و تحلیل سود و زیان خریدار طراحی گردیده است، به شرح ذیل می‌باشد:

معادله (۲):

$$\max Z_2 = \sum_{s=1}^{S} p_s [\sum_{t=1}^{T} \left(AO_t^s - DCQ \right) \times \left(P_{alt} - P_{gas} \right) \times y1_t^s \qquad (2)$$

www.SID.ir

Archive of SID

$$+\sum_{t=1}^{T}\left(DCQ - AO_t^s\right)\times y3_t^s \times PE_t$$

$$-\sum_{i}\sum_{i'>i}(Mkup)\times y4_{ii'}^s \times P_{gas}\times\prod_{ii=i}^{i'}(1+r_{ii})$$

$$+\sum_{i}\sum_{i'>i}(Mkup)\times CS_t \times y4_{ii'}^s$$

$$+\sum_{i}\min\{\%CF\times\min ACQ_i, QCF_i^s\}\times\left[P_{gas}+CS_i\right]\times y5_i^s\ ]$$

با هدف استخراج معادلات و روابط ریاضی و محاسبات مربوط به مقادیر گاز جبرانی و پیش برداشت و مؤلفه‌های آن‌ها، جهت به‌کارگیری در حل مدل اصلی برای یافتن مقادیر بهینه، یک مدل فرعی طراحی و روابط ریاضی زیر برای سال N ام و برای یک دوره ده ساله استخراج گردیده‌اند:

معادلات (۳ تا ۸):

$$MinACQ_{(N)} = ((TOP\% * ACQ) - (\text{ Applicable carry forward gas}_{(N-1)})) \quad (۳)$$

$$\text{Make up gas recovery}_{(N)} = MAX(0, MIN(\text{Make up gas aggregate}_{(N-1)}, MIN((\text{Actual offtake}_{(N)} - \text{minACQ}_{(N)}), (((100\% - TOP\%) * ACQ) * ACQ)) \quad (۴)$$

$$\text{Accrued make up gas}_{(N)} = MAX(0, (\text{minACQ}_{(N)} - \text{Actual offtake}_{(N)})) \quad (۵)$$

$$\text{Make up gas aggregate}_{(N)}(Mkup) = MAX\left(0, \left(\begin{pmatrix}\text{Make up gas aggregate}_{(N-1)} + \\ \text{Accrued make up gas}_{(N)}\end{pmatrix} - \text{Make up gas recovery}_{(N)}\right)\right) \quad (۶)$$

$$\text{Carry forward gas accrued}_{(N)}(QCF) = MAX\left(0, \left(\begin{pmatrix}(MIN(\text{Actual offtake}_{(N)}, ACQ)) - \\ \text{minACQ}_{(N)}\end{pmatrix} - \text{Make up gas recovery}_{(N)}\right)\right) \quad (۷)$$

www.SID.ir

Archive of SID

$$\text{Applicable carry forward gas}_{(N)}(\text{ACF}) = \text{MIN}\left(\text{Carry forward gas accrued}_{(N)}, (\text{CF\%} * \text{TOP\%} * \text{ACQ})\right) \quad (۸)$$

علاوه بر تعاریف شروط انعطاف‌پذیر مقداری و موارد یاد شده در جدول ۲، اصطلاحات به‌کار رفته در روابط فوق تشریح می‌گردد.

ACQ مقدار قراردادی سالانه گاز که فروشنده ملزم به تأمین و آمادهٔ تحویل نمودن آن است.

$\min ACQ$ حداقل مقدار قراردادی سالانه گاز که خریدار متعهد به برداشت آن است.

AO (Actual offtake) مقدار واقعی گاز برداشت شده توسط خریدار در هر سال

(Accrued make up gas) مقدار گاز جبرانی اتفاق افتاده در هر سال

(Make – up gas recovery) مقدار برداشت گاز جبرانی در هر سال

$Mkup$ (Make – up gas aggregate) مقدار انباشته گاز جبرانی در هر سال

Qcf (Carry forward gas accrued) مقدار گاز پیش برداشت اتفاق افتاده در یک سال

مقدار گاز پیش برداشت می‌تواند هنگامی‌که برداشت سالانه بین minACQ و ACQ باشد، $(\text{minACQ} < \text{actual offtake} =< \text{ACQ})$ رخ دهد؛ یعنی حداقل آن صفر (به بیان دیگر ممکن است هیچ برداشتی مازاد بر minACQ نشود و یا اینکه به دلیل وجود گاز جبرانی انباشته شده از سال قبل، پیش برداشت اتفاق نیافتد) و حداکثر آن نیز می‌تواند $\left[\text{ACQ} - (\text{minACQ}) - (\text{Make – up gas recovery})\right]$ باشد. به این مقدار پیش برداشت گاز، به اختصار Qcf گفته می‌شود.

ACF(Applicable Carry Forward gas) به‌مقداری از گاز پیش برداشت که به‌عنوان اعتبار قابل اعمال بوده و از تعهد سال بعد خریدار می‌کاهد، ACF گفته می‌شود. این مقدار به‌طور معمول عددی بین ۱ تا ۱۰ درصد حداقل مقدار قراردادی سالانه توافق می‌گردد و با نماد CF% نمایش داده می‌شود و از رابطه $\text{ACF} = \text{CF\%} * \text{minACQ}$ به‌دست می‌آید.

۶- جمع‌آوری داده‌ها

به‌منظور حل مسئله و اجراء مدل، ابتدا داده‌ها و پارامترها و مفروضات مطالعه موردی ترکیه برای ده سال در خلال دوره زمانی سال‌های ۲۰۱۰ لغایت ۲۰۱۹ بررسی

www.SID.ir

Archive of SID

می‌شود. در جداول ۳، ۴ و ۵ مفروضات مطالعه موردی ترکیه، هزینه‌های پایه و همچنین قیمت‌های نفت‌خام، گاز، کاندنسیت و سوخت جایگزین ارائه شده‌اند. این اطلاعات جهت محاسبات آتی و حل مدل ضروری می‌باشند. یادآوری می‌نماید که به دلیل محرمانه بودن قرارداد ترکیه از داده‌های فرضی استفاده شده است.

جدول ۳. داده‌های فرضی مربوط به مطالعه موردی ترکیه

روابط ریاضی	۱۰،۰۰۰ میلیون مترمکعب	ACQ
	٪۸۰	TOP٪
minACQ=(TOP%*ACQ)	۸۰۰۰ میلیون مترمکعب	minACQ
20%*ACQ or (100%-TOP%)*ACQ	٪۲۰	Make-up gas recovery٪
	٪۱	CF% (Carry forward٪)
ACF=CF%*minACQ	۸۰ میلیون مترمکعب	ACF
DCQ=(ACQ/365)	۲۷/۴۰ میلیون مترمکعب	DCQ
	۳۲/۸۸ میلیون مترمکعب	maxDCQ (120%*DCQ)
	۱۳/۷۰ میلیون مترمکعب	minDCQ (50%*DCQ)

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول ۴. هزینه‌های پایه و مفروضات مربوط به مطالعه موردی

فرمول کلی محاسبه قیمت گاز بر حسب دلار بر مترمکعب	Pgas=(SL%*Poil)*0.0353
هزینه تولید هر مترمکعب گاز در پارس جنوبی	CPt=$0.1/CM
هزینه حمل و عوارض دولتی جهت انتقال هر مترمکعب گاز از عسلویه به ایستگاه اندازه‌گیری بازرگان (به طول ۱۷۰۰ کیلومتر)	CTt=$0.085/CM
هزینه ذخیره‌سازی یک مترمکعب گاز برای یک سیکل کامل (یکسال)	CSt=$0.022/CM
نرخ سود بانکی	r=8%
جریمه عدم برداشت گاز	PEt=0.03*Pgas
مقدار کاندنسیت استحصال شده به ازای تولید هر یک میلیون مترمکعب گاز در پارس جنوبی	BoCcon=1600 bbl

منبع: یافته‌های پژوهش

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۵. قیمت‌های نفت‌خام، گاز، کاندنسیت و سوخت جایگزین در دوره ۲۰۱۹-۲۰۱۰

سال	قیمت نفت برنت (دلار هر بشکه)	قیمت کاندنسیت (دلار هر بشکه)	قیمت سوخت جایگزین (نفت گاز) (دلار معادل مترمکعب گاز)	قیمت گاز (دلار هر مترمکعب)
۲۰۱۰	۷۹/۵۰	۷۸/۰۶	۰/۵۶۶	۰/۲۸۴
۲۰۱۱	۱۱۱/۲۶	۱۰۶/۱۸	۰/۷۷۰	۰/۳۷۰
۲۰۱۲	۱۱۱/۶۷	۱۰۹/۰۸	۰/۷۸۶	۰/۳۸۶
۲۰۱۳	۱۰۸/۶۶	۱۰۵/۴۷	۰/۷۳۹	۰/۳۷۹
۲۰۱۴	۹۸/۹۵	۹۷/۰۷	۰/۶۹۲	۰/۳۲۲
۲۰۱۵	۵۲/۳۹	۵۱/۲۰	۰/۴۰۵	۰/۲۳۷
۲۰۱۶	۴۳/۷۳	۴۱/۱۹	۰/۳۲۴	۰/۱۷۴
۲۰۱۷	۵۴/۱۹	۵۳/۱۳	۰/۴۰۰	۰/۱۹۸
۲۰۱۸	۷۱/۳۱	۶۹/۵۱	۰/۵۲۰	۰/۲۳۴
۲۰۱۹	۶۴/۲۱	۶۳/۴۳	۰/۴۸۲	۰/۱۸۵

منبع: یافته‌های پژوهش، نشریه آماری بی پی (۲۰۲۰)

بر اساس معادلات ۳ تا ۸، محاسبات مربوط به مقادیر گاز جبرانی و پیش برداشت و اجزاء آن‌ها برای یک دوره ده ساله انجام و نتایج آن برای مطالعه موردی ترکیه در جدول ۶ ارائه گردیده است.

جدول ۶. نتایج محاسبات مقادیر جبرانی، پیش برداشت و اجزاء آن‌ها برای مطالعه موردی ترکیه (میلیون مترمکعب)

سال	ACQ	minACQ	Actual offtake	Accrued make up gas	Make up gas recovery	Make up gas aggregate (MKup)	Carry forward gas accrued (QCF)	Applicable Carry forward gas (ACF)
۲۰۱۰	۱۰/۰۰۰	۸/۰۰۰	۷۵۶۰/۴۵	۴۳۹/۶	۰	۴۳۹/۶	۰	۰
۲۰۱۱	۱۰/۰۰۰	۸/۰۰۰	۸۲۹۸/۵۶	۰	۲۹۸/۶	۱۴۱	۰	۰
۲۰۱۲	۱۰/۰۰۰	۸/۰۰۰	۸۱۹۳/۲۸	۰	۱۴۱	۰	۵۲/۳	۵۲/۳
۲۰۱۳	۱۰/۰۰۰	۷/۹۴۸	۸۷۹۶/۲۷	۰	۰	۰	۸۴۸/۶	۸۰
۲۰۱۴	۱۰/۰۰۰	۷/۹۲۰	۷۹۸۱/۳۰	۰	۰	۰	۶۱/۳	۶۱/۳
۲۰۱۵	۱۰/۰۰۰	۷/۹۳۹	۷۸۴۴/۷۹	۹۳/۹	۰	۹۳/۹	۰	۰
۲۰۱۶	۱۰/۰۰۰	۸/۰۰۰	۷۷۲۱/۰۵	۲۷۹	۰	۳۷۲/۹	۰	۰
۲۰۱۷	۱۰/۰۰۰	۸/۰۰۰	۹۴۱۶/۹۰	۰	۳۷۲/۹	۰	۱۰۴۴	۸۰
۲۰۱۸	۱۰/۰۰۰	۷/۹۲۰	۷۷۶۰/۰۸	۱۵۹/۹	۰	۱۵۹/۹	۰	۰
۲۰۱۹	۱۰/۰۰۰	۸/۰۰۰	۷۷۸۱/۷۰	۲۱۸/۳	۰	۳۷۸/۲	۰	۰

منبع: یافته‌های پژوهش

www.SID.ir

Archive of SID

نتایج جدول فوق برای حل مدل ریاضی و یافتن نقاط بهینه مقادیر انعطاف‌پذیر قراردادی ضروری بوده و محاسبه آن‌ها از پیچیدگی خاصی برخوردار است. ازاین‌رو محاسبه دقیق این مقادیر بسیار حائز اهمیت می‌باشد.

بازه عددی پارامترهای مربوط به متغیرهای مدل به شرح زیر می‌باشند:

۱- بازه حداکثر مقدار قراردادی روزانه (max DCQ%) (بین ۱۰۵ تا ۱۳۰ درصد مقدار قراردادی روزانه)

۲- بازه حداقل مقدار قراردادی روزانه (min DCQ%) (بین صفر تا ۹۵ درصد مقدار قراردادی روزانه)

۳- بازه میزان ضریب تعهد برداشت یا پرداخت (T.O.P%) (بین ۶۰ تا ۱۰۰ درصد مقدار قراردادی سالانه)

۴- بازه میزان درصد اعتبار پیش برداشت (CF%) (بین ۱ تا ۱۰ درصد حداقل مقدار قراردادی سالانه)

۵- بازه میزان درصد شیب (SL%) در فرمول قیمت پیشنهادی برای گاز صادراتی (بین ۱۰/۳۵ تا ۱۵/۵۲ درصد)

همچنین برداشت‌های فرضی روزانه در خلال سال‌های ۲۰۱۰ لغایت ۲۰۱۹ در محاسبات مورد استفاده قرار گرفته‌اند. به‌طور معمول خریدار مجاز است بین مقادیر حداقل و حداکثر قراردادی روزانه درخواست خود را ارائه و برداشت نماید. گاهی مواقع به‌دلیل ضرورت‌های عملیاتی یا تقاضای بازار، ممکن است میزان برداشت روزانه خارج از بازه تعریف شده انجام شود.

۷- حل مدل ریاضی و تفسیر نتایج

معادلات ۱ تا ۸ با توجه به داده‌های مفروض برای مطالعه موردی ترکیه در محیط متلب کدنویسی گردید و در ساختار کلی برنامه‌نویسی انجام شده، تمامی حالات ترکیبی ناشی از اعمال مقادیر مختلف پارامترهای پنج متغیر تصمیم، شامل T.O.P%, CF%, SL%, maxDCQ%, minDCQ% که در برگیرنده ۶۵۵۲۰۰ حالت ممکن می‌باشد، ایجاد و به ازاء هر حالت، سود فروشنده، سود خریدار و سود حالت بهینه قراردادی محاسبه و سپس بهترین حالت از نقطه نظر خریدار، فروشنده و همچنین حالت بهینه

www.SID.ir

Archive of SID

ارائه گردیده است. به دلیل وجود هزینه‌های مختلف برای فروشنده و خریدار، بدیهی است که سود دو طرف دارای طیف یکسانی نبوده و متفاوت می‌باشند. جهت رفع این مشکل، نرمال‌سازی[1] سودهای دو طرف انجام گردید تا طیف سود دو طرف یکسان و همگی بین اعداد صفر و ۱ قرار گیرند. با به‌کارگیری این روش، بهترین حالت، حالتی است که اختلاف سود نرمال شده دو طرف، حداقل باشد. این رویکرد، جواب‌های منطقی و درستی ارائه می‌نماید. پس از اجرای برنامه، نتایج استخراج شده از خروجی مدل در جدول ۷ ارائه گردیده است.

جدول ۷. مقادیر بهینه خروجی مدل برای متغیرهای مورد نظر مطالعه موردی ترکیه

پارامتر	بازه	نتیجه مطلوب فروشنده	نتیجه مطلوب خریدار	حالت بهینه قراردادی یا محاسباتی
maxDCQ%	٪۱۰۵ - ٪۱۳۰	٪۱۰۵	٪۱۳۰	٪۱۱۶
minDCQ%	٪۰ - ٪۹۵	٪۹۵	٪۰	٪۷۰
T.O.P%	٪۶۰ - ٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۶۰	٪۷۵
SL%	٪۱۰/۳۵ – ٪۱۵/۵۲	٪۱۵/۵۲	٪۱۰/۳۵	٪۱۰/۸۶
Carry Forward (CF%)	٪۱ - ٪۱۰	٪۱	٪۱۰	٪۳

منبع: یافته‌های پژوهش

براساس نتایج خروجی مدل، مقادیر مربوط به حداقل مقدار قراردادی سالانه، حداکثر میزان گاز جبرانی قابل برداشت در سال آینده، مقدار اعتبار گاز پیش برداشت برای سال آینده، حداکثر و حداقل مقادیر قراردادی روزانه که مبنایی برای درخواست‌های روزانه خریدار[2] می‌باشند، محاسبه و در جدول ۸ نشان داده شده‌اند.

1. Normalization
2. Properly Nominated Quantity (PNQ)

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۸. نتایج خروجی مدل (مقادیر بهینه) برای مقادیر سالانه و روزانه مطالعه موردی ترکیه

ACQ	۱۰،۰۰۰ میلیون مترمکعب
TOP %	٪۷۵
minACQ	۷۵۰۰ میلیون مترمکعب
Make up gas recovery %	٪۲۵
CF% (Carry forward %)	٪۳
ACF	۲۲۵ میلیون مترمکعب
DCQ	۲۷/۴۰ میلیون مترمکعب
maxDCQ%=٪۱۱۶*DCQ	۳۱/۷۸ میلیون مترمکعب
minDCQ%=٪۷۰*DCQ	۱۹/۱۸ میلیون مترمکعب

منبع: یافته‌های پژوهش

براساس مقادیر برداشت‌های روزانه و همچنین بر مبنای نتایج بهینه خروجی مدل، مقادیر گاز جبرانی، پیش برداشت و مؤلفه‌های آن‌ها به شرح جدول ۹ قابل محاسبه می‌باشند.

جدول ۹. نتایج خروجی مدل برای مقادیر گاز جبرانی، پیش برداشت و مؤلفه‌های آن‌ها بر حسب مقادیر بهینه در مطالعه موردی ترکیه (میلیون مترمکعب)

سال	ACQ	minACQ	Actual offtake	Accrued make up gas	Make up gas recovery	Make up gas aggregate (MKup)	Carry forward gas accrued (QCF)	Applicable Carry forward gas (ACF)
۲۰۱۰	۱۰/۰۰۰	۷/۵۰۰	۷۵۶۰/۴۵	۰	۰	۰	۶۰/۴	۶۰/۴
۲۰۱۱	۱۰/۰۰۰	۷/۴۴۰	۸۲۹۸/۵۶	۰	۰	۰	۸۵۹	۲۲۵
۲۰۱۲	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۸۱۹۳/۲۸	۰	۰	۰	۹۱۸/۳	۲۲۵
۲۰۱۳	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۸۷۹۶/۲۷	۰	۰	۰	۱۵۲۱/۳	۲۲۵
۲۰۱۴	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۷۹۸۱/۳۰	۰	۰	۰	۷۰۶/۳	۲۲۵
۲۰۱۵	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۷۸۴۴/۷۹	۰	۰	۰	۵۶۹/۸	۲۲۵
۲۰۱۶	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۷۷۲۱/۰۵	۰	۰	۰	۴۴۶/۱	۲۲۵
۲۰۱۷	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۹۴۱۶/۹۰	۰	۰	۰	۲۱۴۱/۹	۲۲۵
۲۰۱۸	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۷۷۶۰/۰۸	۰	۰	۰	۴۸۵/۱	۲۲۵
۲۰۱۹	۱۰/۰۰۰	۷/۲۷۵	۷۷۸۱/۷۰	۰	۰	۰	۵۰۶/۷	۲۲۵

منبع: یافته‌های پژوهش

www.SID.ir

Archive of SID

نتایج خروجی نشان می‌دهند، زمانی که معادله فروشنده را بهینه می‌نماییم، حداکثر مقدار قراردادی روزانه برابر ۱۰۵ درصد و حداقل مقدار قراردادی روزانه برابر ۹۵ درصد مقدار قراردادی روزانه محاسبه می‌شود. این نتایج حاکی از اراده فروشنده مبنی بر ارائه حداقل انعطاف‌پذیری به خریدار می‌باشد؛ زیرا همان‌گونه که بیان شد ارائه انعطاف‌پذیری، هزینه‌های سنگین سرمایه‌گذاری و عملیاتی تولید و خطوط انتقال را به فروشنده تحمیل می‌نماید و ازاین‌روی فروشنده در جلسات مذاکره تا حد امکان در پی کاهش این انعطاف‌پذیری می‌باشد. این نتایج با واقعیات موجود هماهنگی کامل دارد.

زمانی که معادله خریدار را بهینه می‌نماییم، حداکثر مقدار قراردادی روزانه برابر ۱۳۰ درصد و حداقل مقدار قراردادی روزانه صفر درصد مقدار قراردادی روزانه محاسبه می‌شود. حداقل مقدار قراردادی روزانه برابر صفر بدین معنا است که خریدار می‌تواند در هر روزی که شرایط بازار مصرف ایجاب می‌نماید، از برداشت خودداری نماید. این در حالی است که فروشنده براساس قرارداد ملزم به تولید گاز و در دسترس قراردادن حداکثر مقدار قراردادی روزانه می‌باشد. همچنین حداکثر مقدار قراردادی روزانه برای خریدار امتیازی است که در صورت افزایش تقاضا در بازار بدون رجوع به سوخت‌های جایگزین که عموماً گران‌تر از گاز طبیعی می‌باشند یا بدون تحمّل هزینه‌های ذخیره‌سازی گاز، می‌تواند تا این حد از فروشنده تقاضای دریافت گاز نماید و فروشنده نیز ملزم به تهیه و ارائه آن می‌باشد. حداکثر مقدار قراردادی روزانه برابر ۱۳۰ درصد و حداقل مقدار قراردادی روزانه حدود صفر درصد مقدار قراردادی روزانه محاسبه شده برای خریدار، حاکی از اراده خریدار مبنی بر استفاده حداکثری از انعطاف‌پذیری ممکن می‌باشد؛ زیرا انعطاف‌پذیری به نفع خریدار بوده و برای وی سود تجاری و اقتصادی زیادی به همراه خواهد داشت.

در حالت بهینه قراردادی که سود و زیان فروشنده و خریدار توأماً در نظر گرفته شده است، مقادیر بهینه از بین ۶۵۵۲۰۰ حالت ترکیبی مختلف حاصل می‌گردد. در این حالت، حداکثر مقدار قراردادی روزانه برابر ۱۱۶ درصد و حداقل آن ۷۰ درصد مقدار قراردادی روزانه محاسبه شده، نزدیک‌ترین نقطه‌ای است که دو طرف قرارداد می‌توانند در آنجا به توافق برسند زیرا در این حالت سود دو طرف قرارداد مثبت بوده و اختلاف سود در خروجی متلب کمترین عدد را نشان می‌دهد که حاکی از مطلوب‌ترین حالت

www.SID.ir

Archive of SID

پیشنهادی می‌باشد. هر حالتی غیر از آن، تعادل قراردادی را به نفع یکی از طرف‌ها از بین خواهد برد.

مقدار بهینه تعهد برداشت یا پرداخت براساس محاسبات معادلات سود خریدار و فروشنده، ۷۵ درصد پیشنهاد گردیده است. از نظر عملی، بازه این مقدار در قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز بین ۶۰ تا ۱۰۰ درصد می‌تواند در نظر گرفته شود. خریدار به دنبال مقادیر کمتر و فروشنده در پی مقادیر بیشتر در بازه یاد شده می‌باشند.

همان‌گونه که قبلاً بیان شد، از آنجائی که فرمول‌های قیمت در قراردادهای بلندمدت صادرات گاز ایران محرمانه می‌باشند، به‌منظور معادل‌سازی می‌توان قیمت گاز را مبتنی بر یک فرمول خطی درجه اول به شکل $Pgas = SL\% * P_{oil}$ که صرفاً تابعی از قیمت نفت خام می‌باشد، فرض نمود؛ زیرا فرمول‌های یاد شده در قراردادهای ایران از جمله قرارداد ترکیه نیز از طریق رگرسیون قابل معادل‌سازی با یک فرمول خطی می‌باشند. مقدار بهینه پیشنهادی مدل برای شیب خط (SL%) در فرمول قیمت گاز، برابر ۱۰/۸۶ درصد می‌باشد. به‌طور معمول بازه این متغیر بین ۱۰/۳۵ تا ۱۵/۵۲ درصد یعنی برابر ۶۰ تا ۹۰ درصد برابری نفت‌خام در نظر گرفته می‌شود.

آخرین متغیر خروجی، مقدار پیش برداشت است که براساس پیشنهاد مدل مقدار بهینه آن ۳ درصد می‌باشد. بازه این متغیر به‌طور معمول در قراردادهای رایج بین ۱ تا ۱۰ درصد حداقل مقدار قراردادی سالانه در نظر گرفته می‌شود. خروجی مدل به معنای این است که چنانچه مجموع برداشت خریدار در طول سال بیش از حداقل مقدار قراردادی سالانه باشد در این صورت از گاز برداشتی مازاد بر مجموع حداقل مقدار قراردادی سالانه و گاز جبرانی (در صورت وجود) تا سقف مقدار قراردادی سالانه، به میزان ۳ درصد حداقل مقدار قراردادی سالانه، به‌عنوان اعتبار برای خریدار در نظر گرفته شده و از تعهد سال بعد خریدار کسر می‌گردد. مقادیر بیش از ۳ درصد برای خریدار امتیازی در برنخواهد داشت. ازاین‌رو است که خریدار به دنبال افزایش این انعطاف‌پذیری می‌باشد. از طرف دیگر به دلیل اینکه فروشنده تمایلی به کاهش درآمدهای سالانه خود ندارد، تلاش می‌نماید تا این مقدار را به حداقل رسانده و یا از ارائه این امتیاز به خریدار امتناع ورزد.

www.SID.ir

Archive of SID

نکته حائز اهمیت اینست که کلیه مقادیر پیشنهادی مدل، توأماً مقادیر قراردادی و فرمول قیمت را بهینه می‌نمایند. چنانچه یک یا برخی از مقادیر پیشنهادی مدل تغییر نمایند وضعیت اقتصادی قرارداد به نفع یکی از طرفین و به ضرر طرف دیگر و یا به ضرر هر دو طرف قرارداد از حالت تعادل خارج می‌گردد.

با توجه به ضرورت رعایت محرمانه بودن محتوای قرارداد، می‌توان گفت که خروجی مدل برای متغیر درصد تعهد برداشت یا پرداخت، انعطاف‌پذیری بیشتری را نسبت به وضعیت فعلی پیشنهاد داده است که البته مورد استقبال خریدار قرار خواهد گرفت و در بازار رقابتی ترکیه که عرضه‌کنندگان متعددی از قبیل روسیه، آمریکا، آذربایجان و الجزایر وجود دارند، خریدار را نسبت به حفظ قرارداد با ایران و تمدید آن ترغیب می‌نماید. برای متغیر حداقل مقدار قراردادی روزانه، انعطاف‌پذیری پیشنهادی نسبت به وضعیت فعلی کمتر می‌باشد که از نظر عملیاتی برای فروشنده شرایط مناسب‌تری را مهیا می‌نماید و در شرایط کاهش تقاضا در بازار مصرف، رفتار خریدار را در برداشت گاز، منضبط‌تر خواهد نمود. حداکثر مقادیر قراردادی روزانه در هر دو حالت فعلی و روش بهینه تقریباً در یک سطح می‌باشند. همچنین خروجی مدل برای مقادیر گاز جبرانی و گاز پیش برداشت محدوده مطلوب‌تری را پیشنهاد نموده که خریدار به آن علاقمندی نشان خواهد داد. در نهایت مدل ریاضی، شیب ۱۰/۸۶ درصد قیمت نفت خام که حدود ۶۳ درصد برابری نفت برنت است را برای فرمول خطی قیمت پیشنهاد می‌نماید. نتایج خروجی نشان می‌دهد که مدل حاضر از اعتبار و پویایی برخوردار بوده و به‌عنوان ابزاری قدرتمند می‌تواند در مذاکرات قراردادهای آتی مورد استفاده قرار گیرد.

۸- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی شامل شروط یا بندهای متعدد در حوزه‌های تجاری، مالی، فنی و حقوقی می‌باشند. برخی از این شروط، شروط مقداری قراردادی هستند که عموماً دارای انعطاف‌پذیری بوده و میزان انعطاف‌پذیری این مقادیر، ارزش پولی داشته و بر قیمت گاز تأثیر می‌گذارند.

به‌منظور انتخاب مناسب‌ترین روش حل مسئله، روش‌های بهینه‌سازی دقیق و تقریبی، یا الگوریتم‌های قطعی و احتمالی، مورد بررسی قرار گرفتند. از آنجا که

www.SID.ir

Archive of SID

الگوریتم‌های تقریبی قادر به یافتن جواب‌های نزدیک به بهینه در زمانی محدود هستند، اما هیچ تضمینی برای بهینه بودن جواب وجود ندارد و نمی‌توان میزان نزدیکی جواب به دست آمده به جواب بهینه را تعیین کرد (گیوسپ، ۲۰۱۴)، ازاین‌رو، با توجه به ضرورت برخورداری از دقت لازم در یافتن نقاط بهینه، روش شمارش کامل به‌عنوان یکی از روش‌های حل دقیق بهینه‌سازی، مورد توجه قرار گرفت.

در این مطالعه جهت یافتن نقاط بهینه برای شروط انعطاف‌پذیر مقداری در قراردادهای صادرات گاز ایران و بررسی تأثیر آن‌ها بر قیمت قراردادی، فروش گاز به ترکیه برای دوره زمانی ۲۰۱۹-۲۰۱۰ به‌عنوان مطالعه موردی در نظر گرفته شد و معادلات و روابط ریاضی استخراج شده، با استفاده از کدنویسی در محیط نرم‌افزار متلب نسبت به حل مدل با هدف حداکثرسازی سود و حداقل نمودن زیان خریدار و فروشنده و در نظر گرفتن حالت بهینه و مطلوب قراردادی اقدام گردید.

نتایج به‌دست آمده حاصل از بررسی ۶۵۵۲۰۰ حالت ترکیبی مختلف، بر رابطه معنادار بین میزان انعطاف‌پذیری مقادیر قراردادی و قیمت تأکید نموده و مقادیر بهینه خروجی برای حداکثر مقدار قراردادی روزانه ۱۱۶ درصد، حداقل مقدار قراردادی روزانه ۷۰ درصد، میزان درصد ضریب تعهد برداشت یا پرداخت ۷۵ درصد، میزان درصد اعتبار گاز پیش‌برداشت ۳ درصد و مقدار شیب خط در فرمول قیمت گاز صادراتی ۱۰/۸۶ درصد را نشان می‌دهد.

در قراردادهای صادرات گاز که بنابه توافق طرف‌های قرارداد، اطلاعات عمدتاً محرمانه تلقی شده و دسترسی به داده‌های صحیح و دقیق بسیار سخت و گاهی نیز غیرممکن می‌باشد. بخصوص جزئیات تقاضای روزانه درخواست شده و همچنین برداشت‌های واقعی روزانه خریدار در قرارداد صادرات گاز برای بازه ده ساله مورد نظر یکی از محدودیت‌های این پژوهش بود. یکی دیگر از محدودیت‌ها، کمبود متخصصان عملی حوزه قراردادهای بلندمدت خرید و فروش گاز طبیعی است. عموماً افرادی که در این حوزه فعالیت نموده‌اند دارای نگاه کلان و مدیریتی می‌باشند. محدودیت جدی دیگر کمبود منابع و پیشینه پژوهشی مربوط به این حوزه بود. در زمینه قیمت‌گذاری در قراردادهای خرید و فروش گاز طبیعی و ال ان جی مقالات و کتب متعددی وجود دارند لیکن با عنایت به ایده جدید بهینه‌سازی فرمول قیمت با تمرکز بر مقادیر انعطاف‌پذیر

www.SID.ir

Archive of SID

قراردادی، در روش اجراء تحقیق این فعالیت پژوهشی با محدودیت و مشکل و صرف وقت زیاد مواجه شدیم.

به پژوهشگران علاقمند توصیه می‌شود با به‌کارگیری دیگر مؤلفه‌ها از قبیل دامنه جرایم، دشواری در اجرا تعهدات قراردادی[1]، مقدار اضافه برداشت گاز، تناوب فصلی، دوره تعمیرات و مقادیر جبرانی بدون محدودیت زمانی، نسبت به توسعه دامنه فعالیت پژوهشی حاضر اقدام نمایند. همچنین با توجه به پویایی عملکرد مدل، می‌توان با اعمال ورودی‌های مورد نظر قراردادهای بالقوه آتی و به‌دست آوردن مقادیر بهینه، از آن‌ها به‌عنوان خطوط راهنما در سناریوهای مذاکراتی استفاده نمود.

منابع

رحیمی غلامعلی، ۱۳۸۶، "بررسی مکانیسم‌های قیمت‌گذاری گاز طبیعی در مناطق مختلف"، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال چهارم، شماره ۱۳.

رحیمی غلامعلی، ۱۳۸۵، "اولویت‌سنجی بازارهای صادراتی گاز طبیعی ایران"، نشریه انرژی ایران، سال دهم، شماره ۲۶.

قاسمی جاوید علیرضا، ۱۳۹۵، "راهنمای اقتصاد و تجارت نفت و گاز"، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، تهران، انتشارات هزاره سوم، فصل چهارم.

محمدی تیمور و همکاران، ۱۳۹۷، "واکنش قیمت گاز طبیعی نسبت به تغییرات قیمت نفت خام در بازارهای گاز منطقه‌ای اروپا و آمریکا: مدل رژیم برداری"، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال چهاردهم، شماره ۵۸.

ناجی میدانی علی اکبر و رحیمی غلامعلی، ۱۳۹۵، "مدل قیمت‌گذاری صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله بر اساس نظریه بازی‌ها"، فصل‌نامه مدل‌سازی اقتصادی، سال دهم، شماره ۲.

Alexey Gnatyuk, (2014), "*Value of Midstream Flexibility*", Division of European Gas Market Monitoring, Gazprom Export, EU-RUSSIA ENERGY DIALOGUE, Gas Advisory Council.

1. Hardship

www.SID.ir

Archive of SID

Anders Loland and Ola Lindqvist, (Oct. 2008), "*Valuation of Commodity-Based Swing Options: A survey*", Norwegian Computing Center.

Asche, F., P. Osmundsen, and R. Tveteras, (2002), "*European Market Integration for Gas? Volume Flexibility and Political Risk*", Energy Economics, Vol. 24, No. 3, pp. 249-265.

Baldick, R., S. Kolos, and S. Tompaidis, (2006), "*Interruptible Electricity Contracts from an Electricity Retailer's Point of View: Valuation and Optimal Interruption*", Operations Research, Vol. 54, No. 4, pp. 627-642.

Bardou, O., S. Bouthemy, and G. Pages, (2007a), "*Optimal Quantization for the Pricing of Swing Options*" Working paper, Cornell University. Available at http://arxiv.org/abs/0705.2110.

Barrera-Esteve, C., F. Bergeret, C. Dossal, E. Gobet, A. Meziou, R. Munos, and D. Reboul-Salze, (2006), "*Numerical Methods for the Pricing of Swing Options: A Stochastic Control Approach*", Methodology and Computing in Applied Probability, Vol. 8, No. 4, pp. 517-540.

Bernhart, M., Tankov, P., Warin, X., (2011), "*A finite-dimensional approximation for pricing moving average options*", SIAM Journal on Financial Mathematics 2 (1), 989–1013.

Boogert, A., and C. de Jong, (2008), "*Gas Storage Valuation Using a Monte Carlo Method*", The Journal of Derivatives, Vol. 15, No. 3, pp. 81-98.

BP Statistical Review of World Energy, (2020), 69th edition.

D¨orr, U., (2003), "*Valuation of swing options and examination of exercise strategies by monte carlo techniques*", Mathematical Finance 10, 27.

Douglas Hubbard, (2007), "*How to Measure Anything: Finding the Value of Intangibles in Business*", John Wiley & Sons, pp. 46.

Enrico Edoli, Stefano Fiorenzani, Samuele Ravelli, TizianoVargiolu, (2013), "*Modeling and valuing make-up clauses in gas swing contracts*", Energy Economics 35, Pages 58–73.

Figueroa, M. (2006), "*Pricing Multiple Interruptible Swing Contrats*", Technical report, BWPEF, University of London.

Giuseppe C. Calafiore and Laurent El Ghaoui, (2014), "*Optimization Models*", Cambridge University Press, chapter 1.

Ibanez, A., Zapatero, F., (2004), "*Monte carlo valuation of american options through computation of the optimal exercise frontier*", Journal of Financial and Quantitative Analysis 39 (2), 253–275.

www.SID.ir

Archive of SID

Jaillet, P., E. Ronn, and S. Tompaidis, (2004), "*Valuation of Commodity-Based Swing Options*", Management Science, Vol. 50, No. 7, 909-921.

Jonathan P. Stern, (2012), "*The Pricing of Internationally Traded Gas*", Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 10, 145-149.

Kamal, Maha. "*Dynamics of Natural Gas Pricing: The Critical Need for a Natural Gas Hub in South Asia*" Journal of International Affairs, Fall/Winter 2015, Vol. 69 Issue 1, p70-85.

Konoplyanik, A., (2011), "*How Market Hubs and Traded Gas in European Gas Market Dynamics will Influence European Gas Prices and Pricing*", Presentation at the European Gas Markets Summit, London. Retrieved June 2018 from

http://www.konoplyanik.ru/speeches/2011-4.pdf.

Lari-Lavassani, A., M. Simchi and A. Ware, (2001), "*A Discrete Valuation of Swing Options*", Canadian Applied Mathematics Quarterly, Vol. 9, No. 1, 35-74.

Lars Holden, and Anders Løland, (2011), "*Valuation of Long-Term Flexible Gas Contracts*", the Journal of Derivatives 18(3):75-85.

Longstaff, F., and E. Schwartz, (2001), "*Valuing American Options by Simulation: A Simple Least Squares Approach*", Review of Financial Studies, Vol. 14, No. 1, 113-147.

Mark Levy, (2014), "*Gas Price Arbitrations: A Practical Handbook*", Globe Business Publishing Ltd., pp. 91, 121, 141-155.

Meinshausen, N., and B. Hambly, (2004), "*Monte Carlo Methods for the Valuation of Multiple Exercise Options*", Mathematical Finance, 14, 557-583.

Moloney, K., Raghavendra, S., (2011), "*Testing for nonlinear dependence in the Credit Default Swap Market*", Economics Research International.

Osikilo, Y., (2005), "*How Are the Problems of Buyer in Long-Term Take or Pay Contracts in the Gas Industry Mitigated?*", Technical report, The Centre for Energy, Petroleum, and Mineral Law and Policy, University of Dundee.

Peter Roberts, *(2008),* "*Gas Sales and Gas Transportation Agreements Principles and Practice*", Second Edition, *Thomson Sweet & Maxwell, ISBN 978-1-84703-724-4*

www.SID.ir

Archive of SID

Thanawalla, R. K., (2006), "*Valuation of gas swing options using an extended least squares monte carlo algorithm*", Ph.D. thesis, Heriot-Watt University.

Thompson, A. C., (1995), "*Valuation of path-dependent contingent claims with multiple exercise decisions over time: The case of take-or-pay*", Journal of Financial and Quantitative Analysis 30 (2), 271–293.

Timera Energy, (2011), "*Volume flexibility in European gas contracts*", retrieved 2018 from

https://timera-energy.com/volume-flexibility-in-european-gas-contracts/.

Timera Energy, (2014), "*A practical view of the flexibility value of gas and power assets*", retrieved 2018 from https://timera-energy.com/a-practical-view-of-the-flexibility-value-of-gas-and-power-assets/.

Tristram J. Scott, (2012), "*Modelling Multi-year Swing Contracts*", Quantitative Energy Models.

Wenfeng DONG, (2018), "*The Evaluation of Gas Sales Agreements*", PhD thesis, University of York.

Wenfeng Dong, Boda Kang, (2019), "*Analysis of a multiple year gas sales agreement with make-up, carry-forward and indexation*", Energy Economics, Volume 79, Pages 76-96.

www.SID.ir

Archive of SID

A Model for Price Optimization in Iranian Gas Sales Agreements Based on Value of Volume Flexibility Analysis

Ghasemi Javid Alireza
Doctoral student in Management of International Oil and Gas Contracts, Allameh Tabataba'i University, ghasemi_ali@yahoo.com

Taklif Atefeh*
Assistant Professor of Energy Economics, Allameh Tabataba'i University, a_taklif@yahoo.com

Hajian Mohammad Mahdi
Assistant Professor of Private and Economic Law, Allameh Tabataba'i University, hajian@atu.ac.ir
Received: 2021/01/27 Accepted: 2021/06/05

Abstract

Natural gas sales and purchase agreements include a variety of contractual terms in commercial, financial, technical, and legal areas. Some of these are volume constraints. These terms have a value of flexibility and the degree of flexibility of these volumes has a monetary value and influences the financial regime of the contract, including the applicable gas price.

The purpose of this study is to optimize contractual volume flexibility and gas prices, while determining the optimal flexibility range for the constraints, focusing on gas export data to Turkey for the period 2010-2019. We optimize our mathematical model based on the cost-plus approach. The results show that the optimal output values for the variables of minimum and maximum daily contract quantities, percentage of take-or-pay and make-up gas quantity and carry forward will lead to optimal contract prices.

JEL Classification: C61, C63, Q35, Q37

Keywords: Optimization of volume flexibility terms, Optimization of natural gas pricing, Gas sales and purchase Agreements

*. Corresponding Author

www.SID.ir