فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد/ سال دهم/ شماره ۳/ پاییز ۱۴۰۲/ صفحات ۳۴-۱

تعیین قیمت بهینه گاز طبیعی در بازار انرژی ایران: ارائه یک مدل تعادل عمومی قابل محاسبه

اسفندیار جهانگرد*

دانشیار اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی، jahangarde@gmail.com

علی فریدزاد

دانشیار اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی، ali.faridzad@atu.ac.ir

میرحسین موسوی

گروه اقتصاد، دانشکده علوم اجتماعی و اقتصادی، دانشگاه الزهرا، تهران، ایران، hmousavi@alzahra.ac.ir

سعید متین

دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی، saeed.matin1366@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۰۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۱۹

چکیده

هدف این مقاله یافتن آن نسبت از قیمت داخلی گاز طبیعی به قیمت صادراتی است که حداکثر کننده سطح رفاه خانوارها باشد. برای دستیابی به این هدف اقدام به مدلسازی قواعد قیمت گذاری بازار گاز طبیعی در داخل و بازار گاز طبیعی صادراتی در قالب ساختار انحصار چند جانبه و الگوی کورنو در درون الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه (CGE) شده است. پایگاه داده‌های مورد استفاده برای این موضوع ماتریس حسابداری اجتماعی (SAM) سال ۱۳۹۰ ایران است که توسط مرکز پژوهش های مجلس تهیه شده است. نتایج نشان می‌دهند که، افزایش قیمت گاز طبیعی داخلی تحت فروض مشخصی باعث افزایش سطح کارایی اقتصادی می‌شود و توابع تقاضای صادرات با کشش بالاتر سطح رفاه بیشتری را ایجاد می‌کند. در نهایت سطح قیمت بهینه دخلی که بیشترین رفاه اجتماعی را به همراه دارد ۴۵٪ قیمت گاز صادراتی می‌باشد که در مقایسه با نسبت پیشنهادی ۶۵٪ در قانون هدفمندی یارانه‌های نسبت پایین تری است.

واژه‌های کلیدی: الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه، قواعد قیمت‌گذاری، یارانه‌های پنهان، بازار صادراتی گاز طبیعی، بازار انحصار چندجانبه.

طبقه‌بندی JEL: C68، H20، D43.

۱-مقدمه

وجود منابع عظیم گازی در ایران و ارزان بودن قیمت آن در کنار سیاست‌های غلط مدیریت انتقال و مصرف انرژی به بخش‌های مختلف کشور، موجبات رشد فزاینده شدت مصرف گاز طبیعی در کشور، آن هم در بخش هایی نظیر مصرف خانگی و صنعتی را موجب شده است که نسبت به بخش‌های دیگر از قبیل تولید برق، صنایع انرژی بر و تبدیلات گازی با ارزش افزوده و اشتغال‌زایی بالا، از اثرگذاری به مراتب کمتری در توسعه اقتصادی کشور برخوردار هستند. بر اساس گزارش بریتیش پترولیوم (۲۰۱۵) میانگین رشد مصرف گاز ایران در بازه زمانی ۲۰۰۴ تا ۲۰۱۴ حدود ۶٪ بوده است در صورتی که در این فاصله زمانی میانگین رشد مصرف جهانی حدود ۲٪ بوده است. بر این اساس؛ اگرچه ایران سومین تولید کننده گاز طبیعی در جهان است، اما مقدار زیادی از این تولید جذب بازار داخلی اقتصاد می‌شود به طوری که گرمایش فضا ۲۹٪، تولید برق ٪۲۴، صنایع غیر از پتروشیمی ۱۵٪، صنایع پتروشیمی ۱۳٪، تزریق به میادین ۹٪ و حمل‌ونقل ۳٪ به ترتیب بزرگترین مصارف داخلی گاز طبیعی ایران می‌باشند. بعلاوه، سیاست پوشش بیشتر خانوارها (۹۰٪) برای مصرف گاز طبیعی به جای هیدروکربن های مایع برای گرمایش محیط و آب، میزان مصرف گاز طبیعی در طول ۲۵ سال اخیر ۱۸۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته است. در حالی‌که میزان افزایش هدف گاز طبیعی برای تولید برق ۱۴۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش داشته و مصرف صنایع پتروشیمی و سایر صنایع ۱۷۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش داشته است.

افزایش مصرف داخلی انرژی توانایی کشور در افزایش صادرات نفت و گاز را بسیار محدود می کند. همچنان که اقتصاد ایران بیشتر وارد بازارهای بین المللی می شود، هزینه فرصت مصرف داخلی نفت و گاز آشکارتر می‌شود، لذا منطقی کردن مصرف انرژی امری ضروری خواهد بود. به طور نمونه، علی‌رغم رشد قابل توجه صادرات گاز طبیعی ایران از سال ۲۰۱۷ به بعد، ایران تنها ۱.۴٪ از بازار صادرات جهانی گاز طبیعی را در اختیار دارد و در رتبه چاردهم کشورهای صادر کننده گاز طبیعی قرار گرفته است. و همچنین هیچ‌گونه تأسیسات صادرات LNG را در اختیار ندارد.

قیمت گذاری حامل‌های انرژی در سطحی پایین تر از قیمت‌های جهانی، مستلزم پرداخت یارانه بر واردات انرژی به صورت آشکار و صرف نظر کردن از درآمد فروش در

قیمت‌های جهانی می‌باشد که به عنوان یارانه پنهان قلمداد می‌شود. پرداخت یارانه آشکار از محل بودجه عمومی دولت که عموماً از محل صادرات نفت خام و گاز طبیعی است و یارانه پنهان مذکور در طی سال‌های متمادی و به ویژه در سال‌هایی که قیمت جهانی نفت در سطح پایینی قرار می‌گیرد همواره دولت را با کسری های بودجه فراوان مواجه می‌کند (منظور و همکاران[1]، ۱۳۸۹). عاقبت اجرای سیاست‌های مذکور در سمت تقاضای اقتصاد این است که حجم گاز باقیمانده برای تزریق به میادین نفتی که در نیمه دوم عمر خود می‌باشند رقم ۸۰ میلیون متر مکعب در روز می‌باشد در حالی که هنوز اهداف شرکت ملی نفت برای تزریق محقق نشده و از سوی دیگر رقم خالص تجارت گاز طبیعی صفر یا منفی شده است (آزادی و همکاران[2]، ۱۳۹۵).

با توجه به چالش مطرح شده، شرکت ملی گاز برای رسیدن به اهداف و سیاست‌های خود، از جمله افزایش تعداد بازارهای صادراتی و رسیدن به نرخ ۸ الی ۱۰ درصد صادرات گاز طبیعی، باید تدابیری در جهت مصرف بهینه حامل‌های انرژی به ویژه گاز طبیعی در نظر بگیرد تا ضمن استفاده بهینه از ذخایر عظیم انرژی به ویژه ذخایر گازی بتوان از مزایای دیگر این منابع عظیم از قبیل ارز آوری از طریق صادرات این منابع و یا تزریق به میادین نفتی برای برداشت بیشتر بهره گرفت. با توجه به اینکه معمولاً متغیر قیمت از جمله ابزارهای مهمی است که از آن می توان برای مدیریت مصرف و تقاضای گاز طبیعی در بخش خانگی استفاده کرد و تقارن میان قیمت و تقاضا یکی از اصول اولیه قانون تقاضا است لذا توجه به قیمت بهینه برای دستیابی به هدف مذکور بسیار مهم و حائز اهمیت می‌باشد (ورهرامی و همکاران[3]، ۱۳۹۴) بر اساس بند (ب) ماده ۱ قانون هدفمندسازی یارانه ها میانگین قیمت فروش داخلی گاز طبیعی باید به گونه‌ای تعیین شود که به تدریج تا پایان برنامه پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران، معادل حداقل ۷۵٪ متوسط قیمت گاز صادراتی پس از کسر هزینه‌های عوارض، مالیات و هزینه حمل‌ونقل شود. همچنین جهت تشویق سرمایه گذاری، قیمت خوراک واحد های صنعتی، پالایشی و پتروشیمی برای مدت حداقل ۱۰

[1] Manzor et al. (2010)
[2] Azadi et al. (2017)
[3] Varherami (2015)

سال پس از تصویب این قانون هر متر مکعب حداکثر ۶۵٪ قیمت سبد صادراتی در مبدأ خلیج فارس بدون هزینه انتقال تعیین می‌گردد.

بر این اساس این پژوهش به دنبال پاسخ به این پرسش است که قیمت داخلی گاز طبیعی در حالت بهینه باید معادل چند درصد متوسط قیمت گاز طبیعی صادراتی ایران باشد؟ آیا نسبت‌های تعیین شده در قانون برابر با نسبت بهینه به دست آمده است؟ از سوی دیگر تغییر قیمت‌های فعلی به سمت قیمت بهینه در قالب یک الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه (CGE) چه تأثیری بر بخش‌های مختلف اقتصاد ایران در سطح کلان و در سطح خرد خواهد داشت؟

مقاله حاضر در هشت بخش سازماندهی شده است. پس از مقدمه در بخش دوم، مروری بر مطالعات تجربی انجام شده در داخل و خارج از کشور شده است. بخش سوم به بیان مبانی نظری قیمت‌گذاری گاز طبیعی پرداخته است. معرفی مدل تعادل عمومی استفاده شده در مطالعه در بخش چهارم بررسی شده است. در بخش پنجم مدلسازی بازار گاز طبیعی صادراتی در داخل الگوی تعادل عمومی انجام شده است. در بخش ششم قواعد قیمت‌گذاری در بازار گاز طبیعی داخل مدسازی شده است. در بخش هفتم مدل معرفی شده شبیه‌سازی شده و نتایج آن مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. در نهایت در بخش هشتم به نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادات سیاستی پرداخته شده است.

۲-ادبیات تحقیق

با توجه به ساختار و هدف این مقاله، پژوهش‌های مطالعه شده در حوزه قیمت‌گذاری گاز طبیعی در دو گروه تقسیم‌بندی شده اند. گروه اول به بررسی قیمت گاز طبیعی در بازار داخلی و گروه دوم به بررسی قیمت گاز طبیعی در بازار صادراتی پرداخته‌اند. در ادامه به معرفی مهمترین پژوهش‌های انجام شده در این دو گروه در داخل و خارج از کشور اشاره شده است.

پژوهش‌های انجام شده در حوزه قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بازار داخلی به دو دسته کلی قابل تقسیم هستند. گروه اول، به دنبال یافتن اثر تغییر قیمت حامل‌های انرژی بر بخش‌های مختلف اقتصاد با استفاده از الگوهای تعادل عمومی قابل محاسبه بوده‌اند. در مهمترین و شاخص‌ترین تحقیقات این گروه در ایران، خیابانی[1] (۱۳۸۷) به تحلیل اثر

[1] Khiabani (2008)

افزایش قیمت‌های تمامی حامل‌های انرژی در قالب یک الگوی تعادل عمومی پرداخته است، منظور و همکاران (۱۳۸۹) اثرات حذف یارانه آشکار و پنهان انرژی در ایران را مورد بررسی قرار داده‌اند. شاهمرادی و همکاران[۱] (۱۳۹۰) اثرات افزایش قیمت حامل-های انرژی و پرداخت یارانه نقدی در ایران را بررسی کردند.

نیری و حسینی‌نسب[۲] (۱۳۹۱) در یک تحلیل تعادل عمومی محاسبه پذیر اثرات رفاهی اصلاح یارانه حامل های انرژی را با استفاده از شاخص تغییرات معادل هیکس بررسی کردند. شریفی و همکاران[۳] (۱۳۹۲) ارزیابی افزایش قیمت حامل‌های انرژی بر اشتغال را مطرح کردند. مهدوی[۴] (۱۳۹۳) ارزیابی سیاست‌های مکمل اصلاح قیمت انرژی در بخش حمل‌و-نقل را ارزیابی کردند و آماده و همکاران[۵] (۱۳۹۵) تحلیل اثرات محیط-زیستی و رفاهی اصلاح یارانه حامل‌های انرژی را مورد نقد و بررسی قرار دادند. جلائی و همکاران[۶] (۱۴۰۰) به بررسی اثر واقعی کردن قیمت گاز طبیعی بر تورم، شاخص رفاه و انتشار دی‌اکسیدکربن پرداخته‌اند. در شاخص ترین تحقیقات این گروه در خارج از ایران، کرکلا[۷] (۲۰۰۴) ، انحراف هزینه‌ها و آثار آزادسازی قیمت در بازار انرژی روسیه را در قالب یک الگوی تعادل عمومی را بررسی و به تحلیل سیاست افزایش قیمت برق و گاز و رساندن آن به سطح قیمت‌های مبتنی بر بازار را ارزیابی کرد. ژانگ و همکاران[۸] (۲۰۱۷) به بررسی آثار قیمت گاز طبیعی بر اقتصاد چین با استفاده از یک الگوی تعادل عمومی پرداخته‌اند. هی و لین[۹] (۲۰۱۷) ، اثر کنترل قیمت گاز طبیعی در چین: چارچوب الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه را بررسی و به شبیه سازی اثر تغییر قیمت گاز طبیعی بر انتشار دی‌اکسیدکربن و آثار اقتصادی آن بر سمت عرضه و تقاضای اقتصاد پرداختند. هوتاگالونگ و همکاران (۲۰۲۰) به بررسی اثر تعدیل قیمت های داخلی گاز طبیعی در

[1] Shahmoradi et al. (2011)
[2] Nayeri & Hoseininasab (2012)
[3] Sharifi et al. (2013)
[4] Mahdavi (2014)
[5] Amadeh et al. (2016)
[6] Jalaei et al. (2021)
[7] Kerkla (2004)
[8] Zhang et al. (2017)
[9] He & Lin (2017)

اندونزی در چارچوب یک الگوی تعادل عمومی پرداختند و نشان دادند که تعدیل قیمت گاز طبیعی آثار منفی بر اقتصاد اندونزی نخواهد گذاشت.

گروه دوم، به دنبال یافتن قیمت‌های بهینه برای گاز طبیعی و مقایسه آن با قیمت‌های موجود بوده و از الگوهای اقتصاد سنجی و سایر الگوهای آماری برای دستیابی به قیمت بهینه استفاده کرده اند. در واقع گروه اول به تحلیل سناریوهای مختلف و آثار آن بر اقتصاد کشور پرداخته و گروه دوم به دنبال یافتن قیمت‌های بهینه بوده‌اند. شاخص‌ترین پژوهش‌های داخلی انجام شده در گروه دوم عبارتند از پژوهش موسسه بین‌المللی مطالعات انرژی (۱۳۸۳) که الگوی قیمت‌گذاری گاز در بخش خانگی ایران را مورد بررسی قرار داد. امامی میبدی و قاسمی[۱] (۱۳۸۸) ضمن شناسایی عوامل موثر بر تعیین قیمت گاز در بخش خانگی به اولویت‌بندی این عوامل با استقاده از روش تحلیل سلسله مراتبی پرداخته‌اند. لطفعلی‌پور و غمخوار[۲] (۱۳۸۸) قیمت‌گذاری گاز طبیعی در شرکت گاز خراسان بزرگ با استفاده از روش رمزی بواتو را مورد بررسی قرار دادند. پورکاظمی و همکاران[۳] (۱۳۹۳) الگوی قیمت‌گذاری رمزی برای گاز طبیعی در بخش خانگی و روش تخمین رگرسیون فازی را بررسی کردند. جوان و همکاران[۴] (۱۳۹۵) قیمت‌گذاری بهینه گاز طبیعی در ایران و مقایسه آن با افزایش قیمت ناشی از هدفمند کردن یارانه‌ها: رویکرد داده‌های تابلویی پویا و بهینه رمزی – بواتو را مورد تحلیل قرار دادند. پورکاظمی و همکاران (۱۳۹۵) قیمت‌گذاری گاز طبیعی ایران در بخش صنعت با استفاده از مدل رمزی و روش تخمین رگرسیون فازی را بررسی کردند و در نهایت ارباب و همکاران[۵] (۱۳۹۶) تعیین الگوی بهینه قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بخش صنایع کارخانه‌ای ایران را انجام داند. شاخص‌ترین تحقیقات خارجی انجام شده در این گروه نیز عبارتند از: روسلون و هالپرن[۶] (۲۰۰۷)، که به بررسی قیمت و نرخ تنظیم قیمت گاز در بخش بالادستی مکزیک پس از اعمال مقررات زدایی در این کشور پرداخته است. بریتو و

[1] Emami & Ghasemi (2009)
[2] Lotfalipoor & Ghamkhar (2009)
[3] poorkazemi et al. (2014)
[4] Javan et al. (2016)
[5] Arbab et al. (2016)
[6] Rosellón & Halpern (2007)

روسلون[1] (۲۰۱۰)، رفتار استراتژیک شرکت‌های انحصاری مکزیک را برای تنظیم قیمت بررسی کردند. حیدری و همکاران[2] (۲۰۱۳)، مصرف گاز طبیعی و رشد اقتصادی: آیا اقتصاد ایران آماده آزاد سازی قیمت های گاز طبیعی می‌باشد را بررسی و ارزیابی کردند. اورلوو[3] (۲۰۱۵) آثار قیمت‌های داخلی بالاتر گاز طبیعی بر بازار گاز اروپا: مدل تئوری بازی هتلینگ و آثار بلندمدت افزایش قیمت داخلی گاز در روسیه بر بازار گاز اروپا را مورد تحلیل قرار دادند.

در قیمت‌گذاری در بازار گاز صادراتی نیز با توجه به این نکته که بازار جهانی گاز طبیعی یک بازار انحصار چند جانبه است و در این بازارها چانه زنی در تعیین قیمت نهایی یک فاکتور اساسی محسوب می‌شود، به بررسی تئوری‌های قیمت‌گذاری در این چارچوب پرداخته شده است. شاخص‌ترین پژوهش‌های داخلی انجام شده در این حوزه عبارتند از: شهریار و همکاران[4] (۱۳۸۷)، تحت عنوان «بررسی مدل‌های چانه‌زنی در صادرات گاز طبیعی ایران به اروپای غربی با رویکرد مدل VECM» به رقابت ایران با روسیه در قالب مدل‌های چانه‌زنی پرداخته‌اند. شهریار[5] (۱۳۸۸)، تحت عنوان «تحلیل حساسیت بازار گاز طبیعی اروپای غربی با رویکرد نظریه بازی‌ها»، با استفاده از روابط منطقی درون ماتریس بازی، با استراتژی قیمتی، بین روسیه (به عنوان بزرگترین رقیب ایران در صادرات گاز طبیعی برای ایران) و سایر رقبای آن و با فرض این که کشور ایران در رقابت با روسیه، دارای عکس‌العملی شبیه به عکس‌العمل سایر رقبای روسیه خواهد بود اقدام به مدل‌سازی بازی در قالب یک مدل داده‌های پانل کرده است. منظور و یوسفی[6] (۱۳۹۳)، با استفاده از نظریه بازی‌ها تحت دو استراتژی تعاونی و غیر تعاونی به بررسی تعادل نش برای بازی سه جانبه انتقال گاز ایران به اروپا از طریق ترکیه و عراق در افق ۲۰۲۰ و ۲۰۳۰ پرداخته‌اند. نجار زاده و محمودی[7] (۱۳۹۵)، رقابت ایران، روسیه و قطر برای دستیابی به بازار گاز هندوستان را با استفاده از نظریه بازی‌ها بررسی کرده‌اند.

---

[1] Brito & Rosellón
[2] Heidari et al.
[3] Orlov (2015)
[4] Shahryar et al. (2008)
[5] Shahryar (2009)
[6] Manzoor & yousefi (2014)
[7] Najarzade & Mahmoudi (2016)

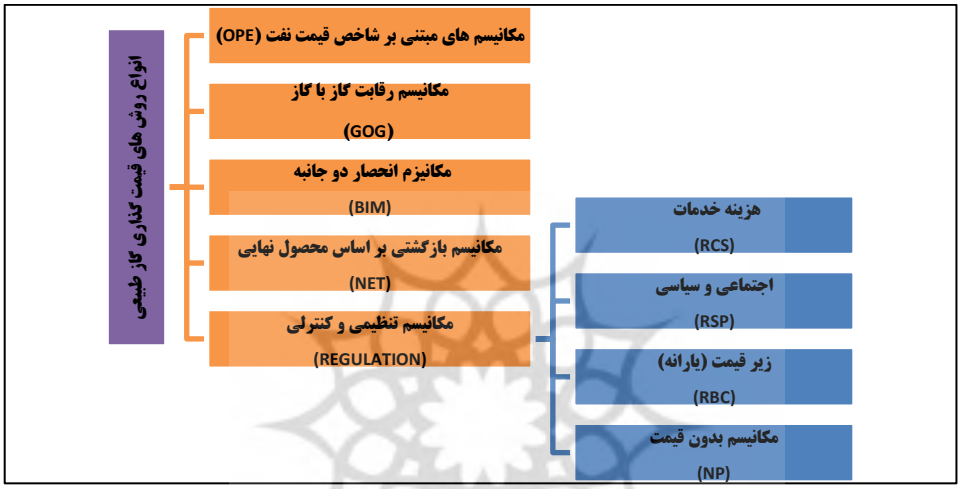
ناجی میدانی و رحیمی[1] (۱۳۹۵)، در مقاله ای تحت عنوان «مدل قیمت‌گذاری صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله بر اساس نظریه بازی‌ها» به ارائه یک مکانیسم قیمت-گذاری مبتنی بر نظریه بازی‌ها پرداخته‌اند. قاسمی جاوید و همکاران (۱۴۰۰) به ارائه مدل بهینه‌سازی قیمت در قراردادهای صادرات گاز طبیعی ایران بر مبنای تحلیل شروط انعطاف‌پذیر مقداری پرداخته‌اند. در شاخص‌ترین تحقیقات خارجی نیز، فوکس و اسکرز پاک[2] (۲۰۰۷) به بررسی یک مدل چانه‌زنی پویا بین یک فروشنده و یک خریدار، با فرض ورود یک رقیب دیگر برای خرید یا فروش گاز طبیعی پرداختند. حیدری[3] (۲۰۱۴) ، به بررسی نقش دارندگان عمده ذخایر گاز طبیعی ایران، روسیه و قطر در فرایند قیمت گذاری گاز طبیعی پرداخته است.

وجه تمایز این پژوهش با مطالعات قبلی در این است که، در این پژوهش رویکردهای مذکور با یکدیگر ادغام شده است. بدین ترتیب که برای بررسی آثار قیمت‌گذاری گاز طبیعی در اقتصاد ایران از یک الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه (CGE) استفاده کرده است. در عین حال در درون ساختار الگوی تعادل عمومی یاد شده اقدام به مدلسازی قواعد قیمت‌گذاری در بازار گاز طبیعی داخلی و الگوی تعیین قیمت در بازار گاز طبیعی صادراتی با فرض وجود انحصار چندجانبه و الگوی کورنو و تعیین قیمت بهینه برای انحصارگر نموده است. به عبارت دقیق تر ساختار قیمت‌گذاری در بازارهای داخلی و صادراتی در درون الگوی تعادل عمومی موجود مدلسازی و درون زا شده است. در نهایت نسبت قیمت ایجاد شده در بازار داخلی به قیمت بهینه صادراتی حاصل از الگوی کورنو به صورت شوک در داخل الگوی تعادل عمومی اعمال شده تا آثار رفاهی ناشی از افزایش قیمت‌های گاز طبیعی در داخل مورد نقد و بررسی قرار گرفته و با هدفگذاری‌های یاد شده در برنامه پنجم توسعه توسط دولت مقایسه شود.

قیمت‌گذاری انرژی در کشورهای مختلف از اهمیت ویژه ای برخوردار است. میان قیمت‌گذاری در تئوری تا قیمت‌گذاری در واقعیت تفاوت‌های چشم‌گیری وجود دارد. به عبارتی از پیشنهاد قیمت و ساخت مدل قیمت‌گذاری می‌توان به عنوان مباحث نظری قیمت‌گذاری و از مذاکره و چانه‌زنی به عنوان قیمت‌گذاری واقعی در قراردادهای

[1] Najimeydani & Rahimi (2016)
[2] Fuchs & Skrzpac
[3] Heydari (2014)

بلندمدت گاز طبیعی نام برد (جوان و همکاران[1]، ۱۳۹۵). انواع مکانیسم های تعیین قیمت عمده فروشی گاز طبیعی در مناطق مختلف جهان در چارچوب طبقه‌بندی موجود در شکل ۱ تعریف و تدوین شده‌اند. کشورهای مختلف بسته به شرایط، در بازرهای داخلی و بازاهای صادراتی در تعیین قیمت های عمده فروشی خود از مکانیسم-های زیر برای تعیین قیمت گاز طبیعی استفاده می‌کنند.



شکل (۱): انواع مکانیسم‌های قیمت‌گذاری در بازار گاز طبیعی

منبع: یافته‌های پژوهش

به طور کلی تعیین قیمت در بازرهای داخلی و صادراتی در دو حالت زیر اتفاق می‌افتد.

i. قیمت‌گذاری یا سیاست قیمت‌گذاری در بازارهای داخلی[2]:

الف) تعیین قیمت فروش با احتساب مالیات و تعرفه که در کشورهای صنعتی مرسوم است.

ب) تعیین قیمت در سطحی پایین‌تر از قیمت‌های واقعی و اعمال یارانه که در کشورهای در حال توسعه مرسوم است.

ii. قیمت‌گذاری در بازارهای بین‌المللی یا سیاست قیمت‌گذاری بین-المللی[3]:

[1] Javan et al. (2016)
[2] Internal Pricing Policy
[3] International Pricing Policy

در این حالت فروشنده (که می‌تواند یک کشور خاص یا مجموعه ای از شرکا باشند) گاز طبیعی را به خریداران می‌فروشند. این خرید و فروش در قالب قراردادهای حقوقی خرید فروش گاز طبیعی که اصطلاحاً GSPA[1] گفته می‌شود، انجام می‌گیرد.

در سال ۲۰۱۵ واردات گاز از طریق خط لوله حدود ۱۸٪ کل مصرف جهانی گاز را به خود اختصاص داده بود به بیش از ۶۳۷ میلیارد متر مکعب رسیده بود. مکانیسم های مورد استفاده در تعیین قیمت گاز وارداتی از طریق خط لوله شامل ۳ مکانیسم شاخص قیمت نفت خام (OPE)، رقابت گاز با گاز (GOG) و انحصار دو جانبه (BIM) می‌شود. مکانیسم رقابتی که در حال حاضر مرجع بیش از ۵۰٪ گاز وارداتی از طریق خط لوله برای تعیین قیمت است، عمدتاً در اروپا (آلمان، ایتالیا، فرانسه و انگلیس) و آمریکای شمالی بوده است. مکانیسم شاخص قیمت نفت خام که کمتر از ۴۰٪ کل واردات خط لوله را به خود اختصاص داده عمدتاً در ترکیه، ایتالیا، اسپانیا و آلمان و بخش‌هایی در ایران و تونس بوده است. مکانیسم انحصار دو جانبه نیز عمدتاً شامل کشورهای شوروی سابق و خاورمیانه بوده و بخش اصلی آن دو مسیر صادراتی خط لوله روسیه به بلاروس و قطر به امارات متحده عربی را شامل می‌شود. همچنین بخش هایی از صادرات گاز روسیه به اروپا از طریق ترکیه (بخش عرضه گاز بوتاش) را نیز در بر می‌گیرد.

۳-طراحی الگوی تعادل عمومی

الگوی تعادل عمومی مورد استفاده در این رساله، معرفی شده توسط اورلو (۲۰۱۵) می-باشد که یک مدل تعادل عمومی ایستای تک کشوری چند بخشی را در نظر گرفته است. این تحلیل بر اساس پژوهش مک دونالد[2] (۲۰۰۷) که به مدل استیج[3] معروف است انجام شده و تعدیل‌هایی در مدل‌سازی انجام شده و در نهایت در داخل نرم افزار گمز (GAMS) برنامه‌نویسی و کاربردی شده است.

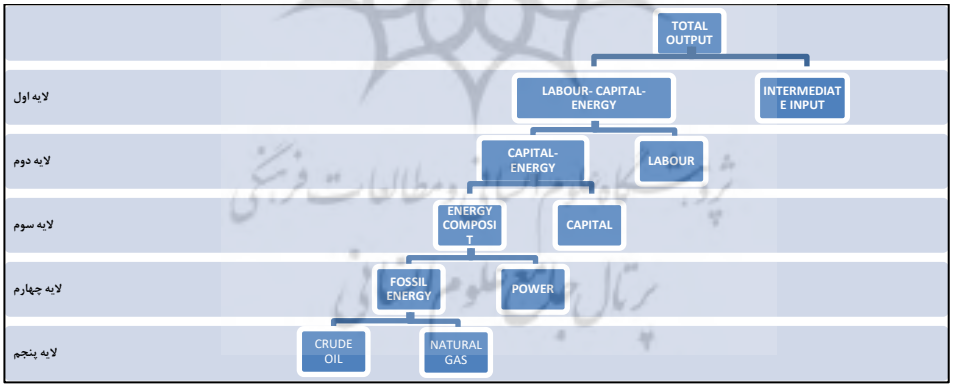
باید توجه داشت که مصرف گاز طبیعی در کشور در ۳ گروه عمده قرار می‌گیرد، بخشی توسط خانوارها مصرف می‌شود، بخشی توسط بنگاه‌های تولید محصولات انرژی (شامل پتروشیمی‌ها و بنگاه‌های تولید کننده انرژی‌های اولیه یعنی صنایع تولید کننده نفت و گاز) به عنوان نهاده واسطه در تولید استفاده می شود و بخشی نیز توسط بنگاه‌های

[1] Gas Sail And Purchase Agreement
[2] Mc Donald
[3] STAGE

تولید کننده نیرو (برق) استفاده می‌شود. بلوک تولید طراحی شده در این پژوهش گروه دوم، یعنی بنگاه‌های تولید کننده محصولات انرژی را با جزئیات مدل‌سازی کرده است. همچنین توابع مربوط به مصرف خانوارها از گاز طبیعی نیز در بلوک مربوط به خانوارها مدل‌سازی شده است.

۱-۳-بلوک تولید

همانطور که در شکل ۱ نشان داده شده است بلوک تولید در این پژوهش دارای ساختار ۳ لایه است. در لایه اول نهاده مرکب سرمایه- کار- انرژی و نهاده واسطه کل بر اساس یک تابع تولید با کشش جانشینی ثابت (CES) با یکدیگر ترکیب می‌شوند. در لایه دوم از یک طرف نهاده واسطه کل از تابع لئونتیف نهاده‌های واسطه‌ای تشکیل می‌گردد و در طرف دیگر نهاده مرکب سرمایه- کار- انرژی از تابع CES نهاده‌های انرژی و سرمایه شکل می‌گیرد. در لایه سوم، نهاده مرکب انرژی از تابع CES نهاده های الکتریسیته و نهاده‌های فسیلی تشکیل شده است. در لایه چهارم نهاده‌های فسیلی به دو گروه نفت خام، گاز طبیعی تقسیم شده‌اند. در این لایه بازار گاز طبیعی در حالت بازار صادراتی و بازار داخلی مدلسازی شده و در درون الگوی تعادل عمومی به ترتیبی که در ادامه مطرح خواهد شد گنجانده می‌شود.



شکل (۲): نمای کلی ساختار بخش تولید با تأکید بر بخش انرژی

منبع: یافته‌های پژوهش

تولید داخلی (QX_i) ترکیبی از نهاده مرکب سرمایه- انرژی – نیروی کار (KEL_i) و نهاده‌های واسطه (ND_i) می‌باشد. با حل شرایط بهینه در این مرحله توابع تقاضای نهاده‌های واسطه‌ای و تابع تقاضای کالای مرکب سرمایه انرژی- نیروی کار به صورت

معادلات ۱ و ۲ به دست می‌آیند. در نهایت قیمت نهاده اولیه بخش j ام به صورت معادله شماره ۳ حاصل خواهد شد.

$$ND_i = \left[\left(\delta ND_i^{\frac{1}{1-parqx_i}}\right) \times \left(\frac{PX_i}{PND_i}\right)^{\frac{1}{1-parqx_i}}\right] \times QX_i \quad (۱)$$

$$KEL_i = \left[\left(\delta KEL_i^{\frac{1}{1-parqx_i}}\right) \times \left(\frac{PX_i}{PKEL_i}\right)^{\frac{1}{1-parqx_i}}\right] \times QX_i \quad (۲)$$

$$QX_i = \left(\delta KEL_i \times KEL_i^{parqx_i} + \delta ND_i \times ND_i^{parqx_i}\right)^{\frac{1}{parqx_i}} \quad (۳)$$

در سطح دوم، فرض شده است کل نهاده‌های واسطه ای به صورت یک تابع لئونتیف است که نهاده‌های در آن با یک نسبت ثابت مورد استفاده قرار می‌گیرند، که در آن $Ca_{oths,i}$ ضرایب فنی موجود در جدول داده- ستانده می‌باشد. تابع تقاضای نهاده‌های واسطه‌ای در این حالت به صورت معادله شماره ۴ خواهد بود. قیمت نهاده‌های واسطه نیز از طریق معادله شماره ۵ به دست می‌آید.

$$UND_{oths,i} = Ca_{oths,i} \times ND_i \quad (۴)$$

$$PND_i = \sum_{oths} Ca_{oths,i} \times PQ_{oths} \quad (۵)$$

همچنین کالای مرکب سرمایه- انرژی- نیروی کار به صورت یک تابع با کشش جانشینی ثابت از ترکیب نهاده‌های موجود به دست می‌آید. با حل شرایط بهینه برای این معادله تابع تقاضای نهاده مرکب سرمایه- انرژی و تابع تقاضای نیروی کار به صورت معادلات شماره ۶ و ۷ حاصل خواهند شد. قیمت نهاده مرکب سرمایه- انرژی- نیروی کار نیز به صورت معادله شماره ۸ به دست می‌آید.

$$KE_i = \left[scaleKEL_i^{parKEL_i} \times \delta KE_i \times \frac{PKEL_i}{PKE_i}\right]^{\frac{1}{1-parKEL_i}} \times KEL_i \quad (۶)$$

$$WL \times WLDIST_i = PKEL_i \times KEL_i \times \left(\delta KE_i \times KE_i^{parKEL_i} + \delta L_i \times L_i^{parKEL_i}\right)^{-1} \times \delta L_i \times L_i^{parKEL_i - 1} \quad (۷)$$

$$KEL_i = scaleKEL_i \times \left(\delta KE_i \times KE_i^{parKEL_i} + \delta L_i \times L_i^{parKEL_i}\right)^{\frac{1}{parKEL_i}} \quad (۸)$$

در لایه سوم فرض بر این است که نهاده مرکب سرمایه- انرژی به صورت یک تابع با کشش جانشینی ثابت از ترکیب نهاده‌های موجود به دست می‌آید. با حل شرایط بهینه برای این تابع، توابع تقاضای نهاده‌های انرژی و سرمایه به صورت معادلات شماره ۹ و

۱۰ به دست می‌آید. همچنین قیمت عامل تولید مرکب سرمایه- انرژی نیز به صورت معادله ۱۱ خواهد بود.

$$E_i = \left(scaleKE_i^{parKE_i} \times \delta E_i \times \frac{PKE_i}{PE_i}\right)^{\frac{1}{1-parKE_i}} \times KE_i \quad (۹)$$

$$Wk \times WRDIST_i = PKE_i \times KE_i \times \left(\delta K_i \times K_i^{parKE_i} + \delta E_i \times E_i^{parKE_i}\right)^{-1} \times \delta K_i \times K_i^{parKE_i - 1} \quad (۱۰)$$

$$KE_i = scaleKE_i \times \left(\delta K_i \times K_i^{parKE_i} + \delta E_i \times E_i^{parKE_i}\right)^{\frac{1}{parKE_i}} \quad (۱۱)$$

در لایه چهارم عامل مرکب انرژی به دو دسته انرژی های فسیلی و انرژی الکتریسیته تقسیم شده است که در قالب یک تابع با کشش جانشینی ثابت با یکدیگر ترکیب شده و نهاده‌های انرژی را تولید می‌کنند. با حل شرایط بهینه برای این تابع، توابع تقاضای انرژی‌های فسیلی (شامل نفت خام، محصولات پتروشیمی و گاز طبیعی) و الکتریسیته به صورت معادلات ۱۲ و ۱۳ استخراج می‌شوند. قیمت عامل مرکب انرژی فسیلی- الکتریسیته نیز به صورت معادله شماره ۱۴ حاصل خواهد شد.

$$Epg_t = \delta pg_t^{\frac{1}{1-parE_t}} \times \left(\frac{PE_t}{PEpg_t}\right)^{\frac{1}{1-parE_t}} \times E_t \quad (۱۲)$$

$$Epow_i = \delta pow_i^{\frac{1}{1-parE_i}} \times \left(\frac{PE_i}{PEpow_i}\right)^{\frac{1}{1-parE_i}} \times E_i \quad (۱۳)$$

$$E_i = \left(\delta pg_i \times Epg_i^{parE_i} + \delta pow_i EPow_i^{parE_i}\right)^{\frac{1}{1-parE_i}} \quad (۱۴)$$

در لایه پنجم عامل مرکب نفت خام و گاز طبیعی به صورت یک تابع با کشش جانشینی ثابت با یکدیگر ترکیب می‌شوند. با حل شرایط بهینه برای این تابع، توابع تقاضای انرژی‌های فسیلی و گاز طبیعی به صورت معادلات شماره ۱۵ و ۱۶ به دست می‌آیند. قیمت عامل مرکب انرژی فسیلی- گاز نیز به صورت معادله ۱۷ به دست خواهد آمد.

$$EPetr_t = \delta petr_t^{\frac{1}{1-parPG_t}} \times \left(\frac{PEpg_t}{PEpetr_t}\right)^{\frac{1}{1-parPG_t}} \times Epg_t \quad (۱۵)$$

$$Egas_t = \delta gas_t^{\frac{1}{1-parPG_t}} \times \left(\frac{PEpg_t}{PEgas_t}\right)^{\frac{1}{1-parPG_t}} \times Epg_t \quad (۱۶)$$

$$Epg_t = \left(\delta petr_t \times Epetr_t^{parpg_t} + \delta gas_t Egas_t^{parpg_t}\right)^{\frac{1}{1-parpg_t}} \quad (۱۷)$$

۲-۳-بلوک تجارت

بخش واردات

کالاهای وارد شده و فروش رفته در داخل (QM_c) و تقاضای مصرف از محصول تولید داخل QD_c بر مبنای چارچوب آرمینگتون جانشینان ناقص یکدیگر محسوب می‌شوند با هم ترکیب می‌شوند کالای مرکب آرمینگتون را تشکیل می‌دهد که به وسیله‌ی یک تابع با کشش جانشینی ثابت (CES) در معادله ۱۸ قابل بیان هستند.

$$QQ_j = ScaleQQ_j \times \left(\delta QD_j \times QD_j^{etaQQ_j} + \delta QM_j \times QM_j^{etaQQ_j}\right)^{\frac{1}{etaQQ_j}} \quad (۱۸)$$

با حل شرایط بهینه برای این معادله توابع تقاضای داخلی برای کالای داخلی و تقاضای واردات بخش ها به صورت معادلات ۱۹ و ۲۰ به دست می‌آیند. قیمت جهانی واردات نیز به صورت معادله شماره ۲۱ قابل بیان خواهد بود.

$$QD_j = \left(ScaleQQ_j^{etaQQ_j} \times \delta QD_j \times \frac{PQ_j}{PD_j}\right)^{\frac{1}{1-etaQQ_j}} \times QQ_j \quad (۱۹)$$

$$QM_j = \left(ScaleQQ_j^{etaQQ_j} \times \delta QM_j \times \frac{PQ_j}{(1+tm_j)\times PWM_j}\right)^{\frac{1}{1-etaQQ_j}} \times QQ_j \quad (۲۰)$$

$$PWM_j = PWM0_j \times EXR \quad (۲۱)$$

بخش صادرات

محصولات تولید شده در داخل، تحت فرضیه تبادل ناقص[1]، به وسیله ی یک تابع تبدیل با کشش ثابت (CET) بین بازار داخلی و بازار صادراتی توزیع خواهند شد. که به وسیله معادله شماره ۲۲ نشان داده شده است.

$$QX_m = ScaleCET_m \times \left(\delta QDS_m \times QD_m^{phiCET_m} + \delta QE_m \times QE_M^{phiCET_m}\right)^{\frac{1}{phiCET_m}} \quad (۲۲)$$

با حل شرایط بهینه برای این معادله تابع عرضه صادرات کالای داخلی و تابع عرضه صادرات برای بخش صادرات، به صورت معادلات ۲۳ و ۲۴ به دست می‌آیند. قیمت جهانی واردات نیز به صورت معادله شماره ۲۵ قابل بیان خواهد بود.

تابع عرضه صادرات کالای داخلی

[1] Imperfect Transformation

$$QDs_m = \left(ScaleCET_m^{phiCET_m} \times \delta QDS_m \times (1 + tind_m) \times \frac{PX_m}{PD_m}\right)^{\frac{1}{1-phiCET_m}} \times QX_m \quad (۲۳)$$

$$QE_m = \left(ScaleCET_m^{phiCET_m} \times \delta QE_m \times (1 + tind_m) \times \frac{PX_m}{PWE_m}\right)^{\frac{1}{1-phiCET_m}} \times QX_m \quad (۲۴)$$

$$PWE_j = PWE0_j \times EXR \quad (۲۵)$$

۳-۳-بلوک خانوارها

درآمد خانوار

خانوارها با عرضه عوامل تولید به بازار عوامل تولید کسب درآمد خواهند کرد. دولت از درآمد حاصل برای خانوارها میزان معینی مالیات کسر خواهد کرد تا به این ترتیب درآمد قابل تصرف آن ها به دست آید. درآمد قابل تصرف که از اختلاف درآمد عوامل تولید و مالیات های مستقیم ناشی می‌شود به علاوه پس انداز ها و یارانه‌های دولتی برای مصارف بخش خصوصی خرج خواهند شد. معادله شماره ۲۶ تابع درآمد نیروی کار خانوار از بخش iام را نشان می‌دهد. با تجمیع درآمد خانوارها از تمام بخش‌های اقتصادی به وسیله معادله شماره ۲۷ در آمد کل خانوار از محل عرضه نیروی کار به دست خواهد آمد.

$$YH_i = WL \times wldist_i \times L_i \quad (۲۶)$$

$$TYL = \sum_i YH_i \quad (۲۷)$$

خانوارها علاوه بر درآمد حاصل از عرضه نیروی کار خود منابع درآمدی دیگری نیز در اختیار دارند. معادله ۲۸ درآمد خانوار از محل سرمایه و معادله ۲۹ درآمد خانوار از محل پرداخت‌های انتقالی از خارج از کشور نمایش داده شده است.

$$YHK = ratehk \times TYK \quad (۲۸)$$

$$YHW = ratehw \times \sum_j PWM_j \times QM_j \quad (۲۹)$$

به این ترتیب از جمع معادلات شماره ۲۶ تا ۲۹ درآمد کل خانوار از بخش‌های مختلف به دست خواهد آمد که توسط معادله ۳۰ نشان داده شده است.

$$YHT = TYL + YHK + YEH + YHG + YHW \quad (۳۰)$$

متغیر (YHG) میزان مخارج دولت در قالب پرداخت‌های انتقالی به خانوارها را نمایش می‌دهد که همان نقش یارانه‌های پرداختی به خانوارها را بر عهده خواهد داشت و توسط معادله شماره (۴۹) در بلوک مخارج دولت وارد الگوی تعادل عمومی شده است.

درآمد حاصل در معادله ۳۰ توسط خانوار بین مالیات، پس‌انداز و مخارج مصرفی توزیع می‌شود. معادله شماره ۳۱ نشان‌دهنده میزان پس انداز خانوار و معادله ۳۲ درآمد قابل تصرف پس از کسر مالیات است که صرف مخارج خانوار می‌شود.

$$SH = savh \times YHT \qquad (۳۱)$$

$$HDY = YHT - SH - GHTAX \qquad (۳۲)$$

مخارج خانوار

در مدل استاندارد استیج توابع تقاضای خانوارها از یک تابع مطلوبیت استون- گری به دست می‌آیند. در کشورهایی که تعداد خانواها با سطوح درآمدی پایین زیاد است در نظر گرفتن این نوع تابع مطلوبیت به دلیل وجود داشتن مصرف در سطح حداقل معاش منطقی می‌باشد. این نوع توابع تقاضا نسبت به قیمت ها و درآمد خطی هستند. همچنین به دلیل وجود مصرف کالاهای جایگزین کشش درآمدی این توابع برابر با یک نمی‌باشد، اما با توجه به وجود سهم بودجه ای ثابت برای کالاها منحنی انگل به صورت یک تابع خط مستقیم خواهد بود. در تابع مطلوبیت استون گری تابع تقاضای خانوارها از دو قسمت تشکیل می‌شود: تقاضای مصرف در حداقل معیشت و تقاضای احتیاطی به طوری که تقاضای اضافی به صورت سهم بودجه نهایی هزینه شده بر روی هر کالا از غیر از محل درآمد غیر قابل قبول[1] می‌باشد. این تابع مطلوبیت در معادله شماره ۳۳ نشان داده شده است.

$$HD_i \times PQ_i = \theta_i \times PQ_i + \beta_i(YH - \sum_i \theta_i \times PQ_i) \qquad (۳۳)$$

تابع مخارج کل خانوار مستخرج از تابع مطلوبیت شماره ۳۳ به صورت معادله شماره ۳۴ خواهد بود. در این معادله خانوار درآمد خود را صرف مخارج روی دو گروه از کالاها می- کند. یک گروه مخارج روی مصرف گاز طبیعی که در معادله شماره ۳۶ نشان داده شده است و گروه دوم سایر کالاها می‌باشند که توسط معادله شماره ۳۵ نشان داده می‌شود.

[1] marginal budget shares (*beta*) spent on each commodity out of 'uncommitted' income

$$LHD = (\sum_{nfe} LHD0_{nfe} \times PQ_{nfe}) + (LHD0_{gasn} \times PQ_{gasn}) \quad (۳۴)$$

$$HD_{nfe} \times PQ_{nfe} = LHD0_{nfe} \times PQ_{nfe} + mpc_{nfe} \times (HDY - LHD) \quad (۳۵)$$

$$HD_{gasn} \times PQ_{gasn} = LHD0_{gasn} \times PQ_{gasn} + mpc_{gasn} \times (HDY - LHD) \quad (۳۶)$$

این تقسیم‌بندی کالایی از این جهت صورت گرفته است تا هدف اصلی پژوهش که بررسی تحلیل تغییرات قیمت گاز طبیعی است مورد ارزیابی قرار گیرد.

۴-۳- بلوک بنگاه‌ها

درآمد بنگاه‌ها

معادله شماره ۳۷ درآمد حاصل از سرمایه بنگاه در بخش i را نشان می‌دهد. از تجمیع درآمد حاصل از سرمایه بنگاه در تمام بخش ها معادله شماره ۳۸ که تابع درآمد کل حاصل از سرمایه بنگاه است به دست خواهد آمد. معادله شماره ۳۹ تابع درآمد خارجی ها از محل سرمایه و معادله ۴۰ تابع درآمد حاصل از سرمایه شرکت را نشان می‌دهد.

$$YK_i = WK \times wrdist_i \times K_i \quad (۳۷)$$

$$TYK = \sum_i YK_i \quad (۳۸)$$

$$YWK = ratewk \times TYK \quad (۳۹)$$

$$YEK = (1 - ratehk - ratewk) \times TYK \quad (۴۰)$$

مخارج بنگاه‌ها

معادله ۴۱ تابع پرداخت های انتقالی شرکت به خانوارها و معادله ۴۲ تابع پس‌انداز شرکت ها پس از کسر مالیات و پرداختی به خانوارها را نشان می‌دهند.

$$YEH = ratehe \times YEK \quad (۴۱)$$

$$SE = YEK - YEH - GETAX \quad (۴۲)$$

۵-۳- بلوک دولت

درآمد دولت

دولت درآمدها را ازمنابع مالیات‌های مستقیم و غیرمستقیم به دست خواهد آورد. سپس این درآمدها را صرف مخارج عمومی و پس‌انداز می‌کند. فرض بر این است که میزان

مخارج عمومی و پس‌اندازهای دولت یک عبارت و میزان ثابت و مشخص می‌باشد در نتیجه حساب دولت به وسیله پرداخت‌های انتقالی[1] به خانوارها تسویه خواهد شد.

معادله شماره ۴۳ نشان‌دهنده درآمد دولت از محل مالیات‌های غیرمستقیم از هر بخش می‌باشد. معادله شماره ۴۴ درآمد تعرفه ای دولت که از محل تعرفه‌های وضع شده بر واردات کالای j است را نشان می‌دهد. معادله شماره ۴۵ مالیات بر درآمد خانوراها، ۴۶ مالیات بر درآمد شرکت‌ها و ۴۷ در آمد دولت از محل پرداخت‌های انتقالی حاصل از خارج از کشور را نشان می‌دهند. در نهایت حاصل جمع معادلات شماره ۴۳ تا ۴۷ نشان دهنده کل درآمد دولت است که توسط معادله شماره ۴۸ نشان داده شده است.

$$GINDTAX_i = tind_i \times PX_i \times QX_i \quad (۴۳)$$

$$GTRIFM_i = tm_j \times PWM_j \times QM_j \quad (۴۴)$$

$$GHTAX = th \times YHT \quad (۴۵)$$

$$GETAX = te \times YEK \quad (۴۶)$$

$$GWY = rategw \times \sum_j PWM_j \times QM_j \quad (۴۷)$$

$$YGT = \sum_i GINDTAX_i + \sum_j GTRIFM_j + GHTAX + GETAX + GWY \quad (۴۸)$$

مخارج دولت

درآمد حاصل از معادله ۴۸ توسط دولت در محل‌های مختلف هزینه خواهد شد. در واقع در معادلات زیر دولت نسبت ثابتی از درآمد خود را به این مخارج تخصیص می‌دهد. به‌طوری‌که معادله شماره ۴۹ میزان پرداخت‌های انتقالی به خانوارها، ۵۰ پرداخت‌های انتقالی به خارج از کشور، ۵۱ میزان پس انداز دولت، ۵۲ میزان مخارج دولت بر روی کالاهای به جز گاز و معادله ۵۳ میزان مخارج دولت برای مصرف گاز طبیعی می‌باشد. مقدار پرداخت انتقالی دولت به بنگاه ها با توجه به اینکه در ماتریس حسابداری اجتماعی مورد استفاده در این پژوهش صفر بوده است در مدل در نظر گرفته نشده است.

$$YHG = ratehg \times YGT \quad (۴۹)$$

$$YWG = ratewg \times YGT \quad (۵۰)$$

$$SG = savg \times YGT \quad (۵۱)$$

[1] Lump – Sum Transfers to Household

$$GD_{nfe} = CONG_{nfe} \times (1 - ratehg - ratewg - savg) \times \frac{YGT}{PQ_{nfe}} \quad (۵۲)$$

$$GD_{gasn} = CONG_{gasn} \times (1 - ratehg - ratewg - savg) \times \frac{YGT}{PQ_{gasn}} \quad (۵۳)$$

۶-۳-تابع رفاه اجتماعی (تابع هدف)

برای بررسی اثر تغییر در نسبت قیمت داخلی به قیمت بهینه صادراتی گاز طبیعی بر روی رفاه مصرف‌کنندگان از شاخص رفاه تغییرات برابری هیکسی (HEV) به درصد که براساس میزان مخارج خانوارها می‌باشد استفاده خواهد شد. این شاخص یک شاخص اندازه‌گیری متریک پول برای رفاه می‌باشد به طوری که تغییر در آمد را اندازه می‌گیرد در زمانی که این تغییر درآمد برای رسیدن به سطح جدید مطلوبیت در قیمت‌های قبل از وارد شدن شوک به مدل لازم می‌باشد (بوریفیشر[1]، ۲۰۱۱). معادله شماره ۵۴ شاخص هیکس را نشان می‌دهد.

$$EV = \sum_j PQ0_j \times HD_j - \sum_0 PQ0_j \times HD0_j \quad (۵۴)$$

۷-۳-بلوک محدودیت‌های سیستم، شرایط تعادل و نحوه بستن مدل

برای بستن مدل تعادل عمومی مورد استفاده در این پژوهش از ۳ اصل استفاده شده است: اول توزان بودجه دولت، دوم تعادل تراز تجاری خارجی، سوم تعادل پس‌انداز – سرمایه‌گذاری. با توجه به توازن در بودجه دولت، مخارج دولت به عنوان یک متغیر برون‌زا در نظر گرفته شده است. در این پژوهش برای تعادل پس‌انداز- سرمایه‌گذاری یک بستار نئوکلاسیک در نظر گرفته شده است. به این ترتیب که میزان سرمایه‌گذاری به وسیله حجم پس‌اندازها تعیین شده و تمام پس‌اندازها در اقتصاد سرمایه‌گذاری خواهند شد.

در چارچوب مورد مطالعه در این پژوهش بازارهای کار، سرمایه و محصول به وسیله قیمت های عوامل تولید که درون‌زا هستند تسویه خواهند شد. معادله شماره ۵۵ تعادل بازار محصول را از برابری عرضه و تقاضا نشان می‌دهد.

$$HD_j + GD_j + INV_j + STO_j + \sum_i UND_{j,i} = QQ_j \quad (۵۵)$$

همچنین مقادیر سرمایه و نیروی کار در مقادیر بلند مدت خود ثابت در نظر گرفته شده اند که توسط معادلات ۵۶ و ۵۷ نشان داده شده اند.

---

[1] Burifisher

$$\sum_i K_i = KS_0 \quad (۵۶)$$

$$\sum_i L_i = LS_0 \quad (۵۷)$$

۴-مدل‌سازی بازار گاز طبیعی صادراتی در قالب الگوی کورنو

بازارهای منطقه‌ای، از جمله بازار گاز طبیعی عموماً در گروه بازارهای با ویژگی رقابت ناقص می‌باشند. روش مرسوم برای مدل‌سازی رفتار استراتژیک این نوع بازارها استفاده از فرض انحصار کورنو با تعادل نش می‌باشد (هولز[1]، ۲۰۰۸). در نظر گرفتن ساختار بازار انحصار چند جانبه در این الگو بر پایه این حقیقت استوار است که بازار جهانی گاز طبیعی به وسیله ی تعداد معدودی از کمپانی‌های بزرگ مدیریت می‌شود و از طرفی گاز طبیعی یک کالای همگن است. شرکت ملی گاز ایران در اقتصاد داخلی تنها تأمین-کننده گاز طبیعی کشور است که ایجاد یک قدرت انحصاری در داخل می‌کند و در بازار صادراتی نیز در کنار تولیدکنندگان بزرگ منطقه‌ای نقش به نسبت قابل توجهی داشته و ایجاد یک انحصار چندجانبه می‌کند. در نتیجه در این پژوهش بازار گاز صادراتی به عنوان یک بازار با ساختار انحصار چندجانبه با الگوی کورنو و تعادل نش در نظر گرفته شده است. باید توجه داشت که بازار گاز طبیعی بر خلاف بازار نفت یک بازار جهانی یک پارچه نیست و ساختار منطقه‌ای دارد و در نتیجه در نظر گرفتن درجه‌ای از قدرت انحصار در چنین بازاری کاملاً منطقی به نظر می‌رسد که البته درجه آن به تعداد رقبا و قدرت چانه‌زنی در تعیین قیمت وابسته است. در ساختار بازارهای انحصار چند جانبه و رقابت انحصاری بنگاه‌های در راستای اعمال قدرت بازاری اقدام به مارک آپ کرده و قیمت را بیش از هزینه نهایی تولید تعیین می‌نمایند (شهیکی تاش و همکاران[2]، ۱۳۹۰). به عبارتی، تولید کنندگان در صنایع انحصاری مذکور، با توجه به شاخص لرنر تمایل به تعیین قیمت‌ها (PD_c) بالاتر از هزینه متوسط متغیر (PX_a) و ایجاد مارک آپ (MKd_c) خواهند داشت. میزان مارک آپ وابسته به کشش تقاضا ($DELdom_c$) و تعداد بنگاه ها (N_a) است. بر این اساس مشاهده می‌شود که کشش‌های تقاضای بالاتر و تعداد زیاد بنگاه‌ها باعث کاهش مقدار مارک آپ در صنعت مورد نظر خواهند شد.

[1] Holz
[2] Shahikitash et al. (2011)

در هسته اصلی مدل استیج، کشور مورد مطالعه با توجه به تمام کالاها، به عنوان یک اقتصاد کوچک در مقیاس اقتصاد جهانی در نظر گرفته شده است که قدرت تأثیرگذاری بر قیمت‌های جهانی را نخواهد داشت. با توجه به فروض کوچک بودن اقتصاد و جانشینی کامل بین عرضه صادراتی گاز و عرضه داخلی گاز در هسته اصلی مدل، بازار صادراتی گاز طبیعی به صورت الگوی زیر مدل‌سازی خواهد شد، همچنین باید توجه داشت که در هسته اصلی مدل استیج[1] عرضه کل داخلی کالاها بر اساس یک تابع تبدیل با کشش ثابت (CET) بین بازار داخلی و بازار صادراتی تقسیم خواهد شد.

$$PE=MC \quad (۵۸)$$

$$PD=MC \quad (۵۹)$$

$$QX=QE+QD \quad (۶۰)$$

$$PE=PET*ER*(1-te) \quad (۶۱)$$

به طوری که در این الگو PE قیمت متوسط گاز صادراتی، می‌باشد، MC هزینه نهایی تولید گاز طبیعی است، PD قیمت عرضه داخلی گاز طبیعی بوده، QX مجموع عرضه گاز طبیعی، QE میزان گاز صادراتی، QD میزان عرضه گاز طبیعی به بازار داخلی، PET متوسط قیمت گاز برای مصرف‌کننده در بازار گاز طبیعی صادراتی، ER نرخ ارز و te نرخ مالیات بر صادرات می‌باشند. در این جا فرض وجود رقابت ناقص در تولید کنار گذاشته شده است و عرضه صادراتی گاز با فرض جانشینی کامل در تولید در نظر گرفته شده است. با توجه به فرض وجود اقتصاد کوچک، متوسط قیمت مصرف کننده گاز طبیعی در بازار صادراتی (PET) در هسته اصلی مدل ثابت می‌باشد.

اما در این پژوهش فرض بر این است که با توجه به ساختار بازار گاز طبیعی صادراتی خط لوله و حالت انحصار چند جانبه، باید معادلات ۶۲ و ۶۳ را به هسته اصلی مدل اضافه کرد که بازار صادراتی گاز طبیعی را در حالت انحصاری نشان دهند. معادله ۶۲ تابع تقاضای کل گاز را در بازار گاز صادراتی نشان می‌دهد. معادله ۶۳ کل عرضه گاز در بازار گاز صادراتی را نشان می‌دهد که برابر است با گاز وارداتی از ایران و سایر کشورها، به طوری که با توجه به در نظر گرفتن مدل تعادل عمومی تک کشوری عرضه گاز

[1] STAGE Model

صادراتی از سایر کشورها (qer) در مدل ثابت در نظر گرفته شده است به طوری که کل عرضه گاز به بازار صادراتی بر اساس تغییرات عرضه گاز از ایران تغییر خواهد کرد.

$$QET = econ * \left[\frac{PET}{pet_0}\right]^{eta} \quad (۶۲)$$

$$QET = QE + qer \quad (۶۳)$$

با توجه به این فرض که تغییر در عرضه گاز صادراتی می‌تواند قیمت گاز را در بازار گاز صادراتی تحت تأثیر قرار دهد، متغیر PET برخلاف فرض موجود در هسته اصلی مدل، به صورت درونزا به وسیله عرضه و تقاضا تعیین می‌شود. QET کل عرضه یا تقاضای گاز در بازار گاز صادراتی بوده و econ پارامتر انتقال برای تابع تقاضای صادرات است و pet_0 قیمت اولیه گاز صادراتی است و eta کشش قیمتی تقاضا متوسط برای گاز در بازار گاز طبیعی بوده و qer صادرات گاز از سایر کشورها به بازار هدف یا بازار صادراتی می‌باشد.

برای مدل‌سازی رفتار انحصاری شرکت صادرات گاز ایران در بازار گاز صادراتی نیاز به تعدیل معادله شماره ۵۸ داریم به طوری که معادله سود اقتصادی حاصل از صادرات گاز طبیعی را در مدل جانمایی کنیم. برای این کار در مرحله اول استراتژی حداکثرکننده سود شرکت را به دست می‌آوریم، سود اقتصادی شرکت را با توجه به عرضه صادراتی حداکثر نموده و درنهایت شرایط اولیه حداکثر کننده سود به صورت معادله ۸۲ حاصل خواهد شد، با قرار دادن معادله ۶۱ در معادله ۵۸ خواهیم داشت:

$$(1 - te) * PET * ER * \left[1 - \frac{SH}{eta}\right] = MC \qquad F.O.C \quad (۶۴)$$

و یا با استفاده از مدل ۶۱ می‌توان نوشت:

$$PE * \left[1 - \frac{SH}{eta}\right] = MC \quad (۶۵)$$

به طوری که SH نشان دهنده سهم ایران از بازار صادرات گاز می‌باشد. این سهم یک متغیر درون زا است که با استفاده از رابطه ۶۶ به دست می‌آید:

$$SH = \frac{QE}{QET} \quad (۶۶)$$

عبارت $\left[1 - \frac{SH}{eta}\right]$ میزان مارک آپ[1]در بازار صادراتی گاز را نشان می‌دهد. معادله ۶۷، سود اقتصادی به دست آمده از صادرات گاز برای ایران است و FC هزینه‌های ثابت تولید گاز می‌باشد.

$$EP=QE*(PE-MC)-FC \quad (۶۷)$$

[1] Mark Up

در این تحلیل صرفه های درونی مقیاس در اقتصاد[1] در نظر گرفته نمی‌شود بنابرین هزینه های ثابت صفر خواهند بود. این فروض باعث می‌شود که سود اقتصادی مثبت باشد. بنابرین از معادلات ۶۲، ۶۳ و ۶۷ و معادله ۶۵ برای نشان دادن رفتار انحصاری ایران در بازار گاز صادراتی در قالب الگوی کورنو استفاده می‌شود.

۱-۴-مدلسازی درآمد دولت از صادرات گاز طبیعی

در این قسمت به مدل‌سازی عایدی و درآمد حاصل از صادرات گاز طبیعی برای دولت به عنوان تنها سهامدار شرکت صادرات گاز پرداخته شده است. به طوری که سود اقتصادی حاصل از صادرات گاز طبیعی به عایدی حاصل از رانت سرمایه افزوده شده است. این مطلب در قالب معادله شماره ۶۸ نشان داده شده است.

$$YE = \sum_f FD_{f,gas} \times WF_f + EP \qquad (۶۸)$$

به طوری که YE درآمد دولت از فروش گاز طبیعی، $FD_{f,gas}$ تقاضای برای سرمایه و منابع تولید گاز، WF_f بازده حاصل از سرمایه و EP سود اقتصادی ناشی از صادرات گاز می‌باشند. حال فرض بر این است که دولت با افزایش قیمت گاز طبیعی در راستای اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها، بخشی از این درآمد حاصل از افزایش قیمت حامل‌های انرژی (در اینجا گاز طبیعی) را به عنوان پرداختی جبرانی به صورت یارانه نقدی به خانوارها پرداخت می‌کند که می‌توان این یارانه پرداختی را که در معادله شماره ۶۹ آمده است به معادله درآمد خانوار که قبل تر مطرح شد، اضافه کرد.

$$Subside = ratesub \times YE \qquad (۶۹)$$

به این ترتیب بخشی از رفاه از دست رفته خانوارها به واسطه افزایش قیمت گاز طبیعی، با این پرداخت جبرانی پوشش داده خواهد شد.

۵-مدل‌سازی قواعد قیمت‌گذاری در بازار گاز طبیعی داخلی

قیمت‌های گاز طبیعی در ایران بر اساس قوانین معمولاً کمتر از قیمت‌های صادراتی در نظر گرفته می‌شود. شکاف بین قیمت داخلی و قیمت صادراتی تحت عنوان یارانه پنهان یا یارانه غیرمستقیم بر مصرف گاز طبیعی در نظر گرفته خواهد شد. که در این بخش آن را به صورت مستقیم در مدل وارد خواهیم کرد. در مدل اصلی معادله ۷۰ نشان دهنده قیمت مصرف کننده و معادله ۷۱ نشان دهنده تعادل کالا می‌باشد.

[1] Internal Economies of Scale

$$PQD = PQS * (1 + ts) \quad (۷۰)$$

$$QQ=QINTDD+QCD+QGD+QINVD \quad (۷۱)$$

به طوری که PQD قیمت داخلی گاز برای مصرف‌کننده ، PQS قیمت عرضه گاز، ts مالیات بر فروش بر روی گاز، QQ کل مصرف داخلی گاز، QINTDD تقاضا برای کالاهای واسطه به وسیله صنایع، QCD میزان تقاضای خانوارها، QGD میزان تقاضای دولت و QINVD تقاضای سرمایه‌گذاری می‌باشند.

مارک آپ داخلی نشان‌دهنده یک یارانه غیرمستقیم بر روی مصرف گاز طبیعی است که باعث افزایش مصرف داخلی شده است در نتیجه در اینجا هدف کاهش یارانه پنهان صنایع در بلندمدت می‌باشد. بنابرین در مدل تعدیل شده بین قیمت گاز داخلی برای خانوارها و برای صنایع باید تمایز قائل شویم. در مدل فرض می‌کنیم که یارانه غیرمستقیم داخلی گاز برای خانوارها و صنایع برابر هستند. بنابرین برای تعدیل ساختار مدل معادله ۷۰ با معادلات ۷۲ و ۷۳ و معادله ۷۱ با معادلات ۷۴ و ۷۵ جایگزین خواهند شد. بنابرین خواهیم داشت:

$$PQD=PQS*(1+ts)*(1+MK) \quad (۷۲)$$

$$PQDH= PQS*(1+ts)*(1+MKH) \quad (۷۳)$$

$$QQH=QCD+QGD+QINVD \quad (۷۴)$$

$$QQ=QQH+QINIDD \quad (۷۵)$$

به طوری که PQD قیمت داخلی گاز برای صنایع، PQDH قیمت داخلی گاز برای خانوارها و QQH مصرف داخلی به ازای تقاضای خانوارها، تقاضای سرمایه‌گذاری و تقاضای دولت می‌باشد. PQS شاخص قیمت برای تجمیع گر آرمینگتون کالاهای وارداتی و تولید داخل است. در هسته اصلی مدل معادله ۷۶ را اضافه می‌کنیم به طوری که این معادله مقدار مارک آپ داخلی درون زا بر روی گاز طبیعی را تعیین می‌کند و مقدار آن وابسته به نسبت بین سطح قیمت داخلی به سطح قیمت صادراتی می باشد.

$$preg = \frac{PQD}{PE} \quad (۷۶)$$

$$PQDH = pqdh_0 * (\frac{CPI}{cpi_0}) \quad (۷۷)$$

preg شاخصی برای اندازه‌گیری قوانین و مقررات قیمت‌گذاری گاز طبیعی خواهد بود. مقدار این شاخص تعیین خواهد کرد که در حالت بهینه قیمت داخلی گاز طبیعی

معادل چند درصد قیمت گاز صادراتی می‌باشد. در هسته اصلی مدل برای سیاست-گذاری فرض شده است که قیمت داخلی مصرفی گاز برای خانوارها در مقادیر روند حقیقی[1] خود ثابت خواهد بود.

۶-شبیه‌سازی و تجزیه و تحلیل نتایج

۶-۱-داده‌های مطالعه

پایه اطلاعاتی الگوی مطالعه حاضر، ماتریس حسابداری اجتماعی (SAM) سال ۱۳۹۰ مرکز مرکز پژوهش‌های مجلس است. در زمان تهیه این پژوهش، ماتریس حسابداری اجتماعی تهیه شده توسط بانک مرکزی برای سال ۱۳۹۵ به روز ترین ماتریس بوده است اما با توجه به مشکلاتی که در ساختار محاسباتی آن در حساب دولت وجود داشته است در این مقاله از ماتریس سال ۱۳۹۰ استفاده کرده ایم. ماتریس حسابداری اجتماعی مورد استفاده در این مقاله ۱۵ بخش دارد. فعالیت های پانزده‌گانه مذکور در جدول شماره ۱ نشان داده شده است.

جدول (۱): فعالیت‌های ماتریس حسابداری اجتماعی ۱۳۹۰

فعالیت‌ها		
کشاورزی	سایر معادن به جز نفت و گاز	صنایع غذایی
پوشاک و منسوجات	صنایع چوب و کاغذ	صنایع شیمیایی
صنایع معدنی	صنایع فلزی	سایر صنایع
حمل و نقل	خدمات	انتقال و توزیع گاز طبیعی
استخراج نفت خام و گاز طبیعی	ساخت کک و فرآورده‌های حاصل از تسویه نفت و سوخت‌های هسته‌ای	انتقال و توزیع برق

منبع: یافته‌های پژوهش

۶-۲-کالیبراسیون پارامترها

قبل از شبیه‌سازی نتایج و برآورد آثار سناریوهای مختلف در مدل‌های تعادل عمومی محاسبه‌پذیر ابتدا باید پارامترهای موجود در مدل را کالیبره کرد. در مدل‌های CGE پارامترها بر اساس روش محاسبه به دو گروه اصلی تقسیم می‌شوند: گروه اول پارامترهایی هستند که با استفاده از داده‌های ماتریس حسابداری اجتماعی قابل محاسبه هستند، مانند پارامترهای سهم. گروه دوم پارامترهایی هستند که برای محاسبه آن ها

[1] Real Terms

باید از مطالعات گذشته استفاده کرد، مانند پارامترهای کشش‌های جانشینی در توابع تولید، تبدیل و آرمینگتون. کشش‌های جانشینی مورد استفاده در این تحقیق براساس پژوهش‌های گذشته به صورت جدول شماره ۲ می‌باشد.

جدول (۲): فعالیت‌های ماتریس حسابداری اجتماعی ۱۳۹۰

نوع کشش	علامت اختصاری	مقدار
کشش جانشینی بین کالاهای واسطه و نهاده مرکب انرژی- سرمایه- کار	δ_i^q	۳
کشش جانشینی بین نیروی کار و عامل مرکب سرمایه- انرژی	δ_i^{KEL}	۰/۸
کشش جانشینی بین سرمایه و عامل مرکب انرژی	δ_i^{KE}	۰/۶
کشش جانشینی بین عامل الکتریسیته و سوخت های فسیلی	δ_i^E	۱/۲
کشش جانشینی بین محصولات نفتی و الکتریسیته	δ_i^{PG}	۱/۳
کشش تبدیل تابع CET	δ_i^{CET}	۲/۵
کشش جانشینی در تابع آرمینگتون	δ_i^{ARM}	۱/۵

منبع: یافته‌های پژوهش

۳-۶-تحلیل حساسیت و سناریوها

با استفاده از مدل تعادل عمومی می‌توان با تغییر پارامترهای موجود در الگو اثر شوک-های برونزا را در سطوح خرد و کلان اقتصاد مورد بررسی قرار داد. به طوری که آثار این شوک‌ها از طریق مکانیزم بازار بر کل سیستم وارد خواهند شد. سناریوهای مورد بررسی در این تحقیق برای تحلیل حساسیت، بر اساس کشش تابع تقاضای صادرات گاز و مقادیر مختلف نسبت قیمت داخلی به صادراتی در نظر گرفته شده است. به طوری که در سطوح مختلف کشش قیمتی تقاضا، نسبت قیمت داخلی به صادراتی در فاصله ۰.۴۵ تا ۱ تغییر کرده و آثار رفاهی و بخشی آن در اقتصاد مورد بررسی قرار می‌گیرد. باید توجه داشت که مقدار ۱ نشان دهنده این است که قیمت داخلی گاز طبیعی با قیمت صادراتی حاصل از بهینه‌سازی بر اساس الگوی کورنو با هم برابر خواهند بود.

۴-۶-تحلیل اثرات کلان

کشش تقاضای صادرات گاز طبیعی در این پژوهش به عنوان یک پارامتر اساسی محسوب می‌شود. به طوری که در زمان کالیبراسیون مدل، مقدار این کشش مقادیر اولیه مارک آپ بازار صادرات گاز طبیعی و مقادیر اولیه یارانه‌های غیرمستقیم پرداختی

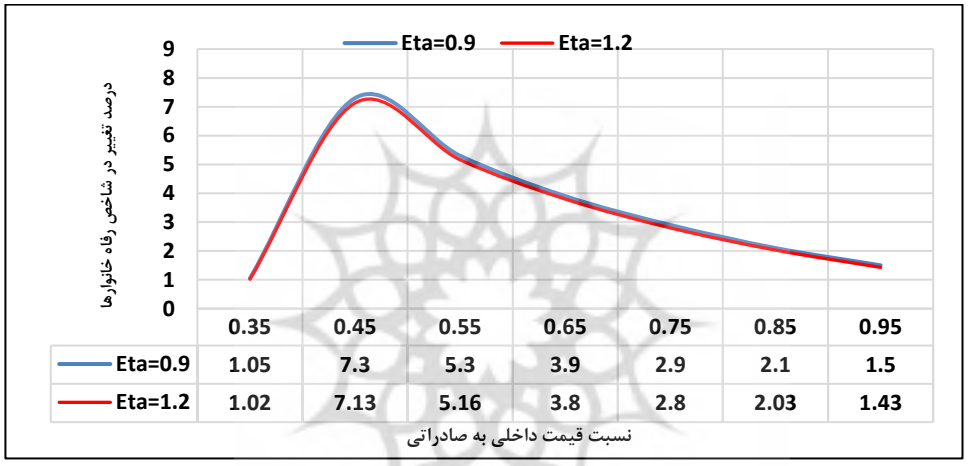
برای مصرف داخلی گاز طبیعی را تعیین خواهد کرد. در نظر گرفتن کشش تقاضای صادرات بالاتر به معنی مارک آپ کمتر در بازار صادراتی خواهد بود که به معنی قدرت بازاری پایین‌تر برای تولید کننده می‌باشد. در نتیجه در بازار داخلی میزان یارانه‌های غیرمستقیم پرداختی بالاتر خواهد بود و مصرف بیشتر به سمت مصرف داخلی سوق پیدا خواهد کرد.

نمودار شماره ۱ آثار رفاهی افزایش قیمت داخلی گاز طبیعی برای صنایع را در مقادیر مختلف کشش تقاضای صادرات نشان می‌دهد. مقادیر کشش بین ۰.۹ تا ۱.۲ در نظر گرفته شده است. افزایش قیمت داخلی گاز طبیعی تا سطح مشخصی منجر به افزایش رفاه اقتصادی خواهد شد و پس از آن یک روند نزولی در پیش می‌گیرد. اینکه کدام نسبت قیمتی بیشترین سطح رفاه راه ایجاد کند در رابطه مستقیم با میزان کشش تقاضای صادرات خواهد بود. نتایج نشان می‌دهد که نسبت در نظر گرفته شده در قانون هدفمندی یارانه ها (۶۵٪) بسیار بالاتر از سطح مطلوب (۴۵٪) است و لذا منجربه کاهش سطح رفاه اجتماعی خواهد شد.

فرض بر این است که هرچه کشش تقاضای صادرات گاز طبیعی بیشتر باشد افزایش قیمت گاز طبیعی آثار رفاهی بیشتری به همراه خواهد داشت، با این توضیح که افزایش قیمت داخلی گاز طبیعی و گران‌تر شدن آن باعث کاهش مصرف داخلی شده و در نتیجه، گاز طبیعی مازاد و مصرف نشده را با توجه به کشش بالای تقاضای صادرات می‌توان به راحتی صادر کرد و درآمدهای ارزی حاصل را به چرخه اقتصاد داخلی تزریق کرد و رفاه اجتماعی را افزایش داد، اما به دلیل سهم پایین ایران در بازار گاز صادراتی (۵٪) تغییرات کشش خیلی سود اقتصادی و در نتیجه تابع رفاه را تحت تأثیر قرار نمی‌دهد. این مورد خود را در نمودار شماره ۱ و اختلاف بسیار پایین جواب‌ها در دو حالت مختلف کشش تقاضای صادراتی نشان داده است.

نکته مهم اینکه در صورتی که سهم ایران از بازار جهانی گاز طبیعی به زیر ۵٪ سقوط کند آنگاه نقطه حداکثر به دست آمده در این سناریو از دست خواهد رفت و مسیر رسم شده در نمودار شماره ۱ پیوسته نزولی می‌شود به طوری که هر افزایش قیمتی منجربه کاهش رفاه اجتماعی کل شده و تابع به دست آمده نقطه حداکثر نخواهد داشت. لذا توجه به متغیر کلیدی سهم از بازار جهانی در اعمال سیاست حذف یارانه‌ها در طول

زمان بسیار ضروری است. بنابرین پیشنهاد می‌شود که در رابطه با اعمال سیاست کاهش یارانه‌ها و افزایش قیمت حامل‌های انرژی از جمله گاز طبیعی با توجیه صادر کردن مازاد ایجاد شده و لذا افزایش درآمد حاصل از صادرات، با حساسیت بیشتری نگاه کرد، زیرا با توجه به سهم کم ایران در بازار جهانی صادرات که با توجه به شرایط تحریمی اتفاق افتاده است امکان مانور بر روی سیاست حذف یارانه‌ها و بهره‌مندی از منافع صادرات آن بسیار کم خواهد بود و در نتیجه کاهش بیش از اندازه یارانه‌ها منجربه از دست رفتن رفاه اجتماعی خواهد شد.



	0.35	0.45	0.55	0.65	0.75	0.85	0.95
Eta=0.9	1.05	7.3	5.3	3.9	2.9	2.1	1.5
Eta=1.2	1.02	7.13	5.16	3.8	2.8	2.03	1.43

نمودار (۱): آثار رفاهی افزایش قیمت داخلی گاز طبیعی در صنایع

منبع: یافته‌های پژوهش

۶-۵-تحلیل اثرات خرد (بخشی)

جدول شماره ۴ نشان‌دهنده آثار بخشی حاصل از افزایش نسبت قیمت گاز طبیعی در صنایع به قیمت صادراتی به اندازه ۴۵٪ و با کشش قیمتی تقاضای صادرات ۰.۹ می‌باشد. بخش تولید برق بزرگترین بخش مصرف‌کننده گاز طبیعی در کشور می‌باشد. پس از آن حمل و نقل، خانوارها و صنایع شیمیایی در رتبه‌های بعدی قرار می‌گیرند. بنابرین بخش برق بیشترین تأثیر را از این افزایش قیمت می‌پذیرد. افزایش قیمت گاز طبیعی داخلی برای صنایع منجربه افزایش قیمت برق خواهد شد. در نتیجه بخش‌های وابسته به برق مانند: محصولات فلزی، صنایع چوب و کاغذ و صنایع شیمیایی از این افزایش قیمت برق تأثیر خواهند گرفت. بنابرین افزایش هزینه انرژی تولید کنندگان داخلی برق و بخش‌های وابسته به گاز طبیعی قدرت رقابت خود را در بازار داخلی و بازار صادراتی

نسبت به رقبای خارجی از دست می‌دهند. بنابرین تولید کل داخلی کاهش می‌یابد و به تبع آن عرضه صادرات بخش‌های وابسته به گاز و الکتریسیته نیز کاهش یافته و تقاضای واردات برای کالاهای جانشین آن ها افزایش خواهد یافت. همچنین مصرف داخلی بسیاری از کالاهای انرژی بر نیز کاهش می‌یابد. از طرفی با افزایش قیمت گاز طبیعی بسیاری از تولیدکنندگان میزان مصرف خود را از گاز طبیعی به سوخت‌های جایگزین انتقال می‌دهند.

افزایش قیمت گاز طبیعی و در نتیجه کاهش سطح تولید که در مرحله قبل مطرح شد منجربه کاهش سطح تقاضا برای عوامل تولید و در نتیجه کاهش قیمت آنها می‌شود. با کاهش قیمت عوامل تولید، هزینه تولید بسیاری از بخش‌های سرمایه بر و کاربر مانند: صنایع غذایی، خدمات و تجارت کاهش می‌یابد. در نتیجه این صنایع در بازارهای داخلی و صادراتی قدرت رقابتی مضاعفی پیدا می‌کنند. در نتیجه تولید کل، عرضه صادرات و مصرف داخلی کل صنایعی که انرژی بر نیستند افزایش پیدا می‌کند. در مقابل تقاضای واردات برای این صنایع به دلیل وجود اثر جانشینی کاهش می‌یابد. تغییر در هزینه‌های تولید مکانیسم‌های تغییر ساختاری در نرخ ارز را فعال می‌کنند.

افزایش قیمت گاز طبیعی، باعث کاهش عرضه صادراتی برخی کالاهای حساس به قیمت گاز طبیعی و الکتریسیته می‌شوند که موجب کاهش درآمدهای صادراتی این صنایع می‌شود در نتیجه ارزش پول ملی برای حفظ تعادل تراز پرداخت‌ها کاهش می‌یابد. در نتیجه کالاهای وارداتی نسبت به جانشین‌های داخلی آن ها گران‌تر شده و تقاضا برای کالاهای داخلی به عنوان کالای جانشین افزایش خواهد یافت.

به طور خلاصه اصلاح قیمت گاز طبیعی، ساختار اقتصاد را از کالاهای انرژی‌بر (الکتریسیته و گاز طبیعی) به سمت بخش‌های با حساسیت کمتر به گاز طبیعی و الکتریسیته مانند: کشاورزی، صنایع غذایی، خدمات و تجارت منتقل خواهد کرد. این تغییرات از ۳ کانال است:

- افزایش هزینه‌های انرژی (گاز طبیعی و الکتریسیته)
- کاهش هزینه‌های نیروی کار و سرمایه
- کاهش ارزش پول ملی

نتیجه آنکه، اگرچه مصرف کل بسیاری از کالاها کاهش می‌یابد، اما به دلیل افزایش مصرف خصوصی از طریق ۳ کانال بیان شده در بخش‌های کشاورزی، محصولات غذایی، تجارت و خدمات که سهم بزرگی در تقاضای مصرفی دارند، رفاه اجتماعی افزایش می‌یابد.

جدول (۳): آثار بخشی(درصد تغییرات) افزایش قیمت داخلی گاز طبیعی در صنایع به قیمت ۰.۴۵ و کشش تقاضای صادرات ۰.۹

بخش	کل تولید داخلی	عرضه صادرات	تقاضای واردات
کشاورزی	٪۱۸	-٪۲	٪۴
پوشاک و منسوجات	-٪۵۱	٪۳۰	-٪۵۰
صنایع معدنی	-٪۹	٪۸	٪۳
حمل و نقل	٪۹	-٪۱۷	-٪۱۴
انتقال و توزیع گاز طبیعی	٪۳۳۶	٪۶۲۳	٪۱۰۹۷
سایر معادن	٪۱۶	٪۴	٪۱۵
صنایع چوب و کاغذ	-٪۴۱	-٪۲۱۴	-٪۴۱
صنایع فلزی	-٪۱۶	-٪۱۱	-٪۱۷
خدمات	٪۲۷	٪۱۵	٪۲۰
نفت خام	٪۹۱	٪۱۷	-
صنایع غذایی	-٪۶	٪۱۲	-٪۳
صنایع شیمیایی	-٪۹	٪۱۰۰	-٪۱۰
ماشین آلات	-٪۱۴	-٪۳۵	-٪۶
کک و سایر سوخت‌های هسته‌ای	٪۱۳	٪۱۳	٪۱۲
الکتریسیته	-٪۷۴	-٪۲۵	-

منبع: یافته‌های پژوهش

۷-جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله تلاش شد تا با ارائه یک الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه به بررسی آثار رفاهی ناشی از افزایش قیمت داخلی گاز طبیعی پرداخته شود و سطحی از قیمت که بیشترین رفاه اجتماعی را دارد استخراج گردد. برای بهبود ساختار مدل، بازار گاز طبیعی صادراتی در قالب یک الگوی کورنو و قواعد قیمت‌گذاری و اعمال یارانه‌ها در بازار گاز طبیعی داخلی به صورت درون‌زا در داخل الگوی تعادل عمومی مدل‌سازی شده‌اند. نتایج

نشان داده است که در صورت افزایش قیمت گاز طبیعی داخلی، صنایع وابسته به آن از جمله صنعت توزیع برق و صنایع شیمیایی و فلزی بیشترین تأثیرپذیری را خواهند داشت به طوری که افزایش قیمت گاز طبیعی به عنوان یک نهاده تولید در این صنایع منجر به افزایش قیمت محصول نهایی و در نتیجه کاهش سطح تولید آنها می‌شود. این افزایش قیمت محصول نهایی منجربه کاهش قدرت رقابت‌پذیری این صنایع در بازار صادراتی می‌شود و از سوی دیگر تقاضای واردات کالاهای جانشین را افزایش می‌دهد که منجر به کاهش تولید کل این صنایع خواهد شد. این نتایج در پژوهش منظور و همکاران (۱۳۸۹) هم مورد تأیید قرار گرفته است. اما از طرف دیگر، از مسیر کانال های ۳گانه، هزینه تولید، هزینه عومل تولید و نرخ ارز که قبلاً به آن اشاره شد، مصرف خصوصی در بخش‌های کشاورزی، محصولات غذایی، تجارت و خدمات که سهم بزرگی در تقاضای مصرفی دارند افزایش یافته و لذا تابع کل رفاه اجتماعی افزایش می‌یابد. این نتیجه نیز بر اساس پژوهش جلائی و همکاران (۱۴۰۰) تأیید می شود که افزایش قیمت گاز طبیعی می‌تواند منجر به افزایش تابع کل رفاه اجتماعی شود.

نکته قابل توجه اینکه، همان‌طورکه سایر مطالعات انجام شده در این حوزه از جمله مطالعه اورلو (۲۰۱۲) و اورلو (۲۰۱۵) ، نشان می‌دهد، نتایج حاصل در رابطه با آثار رفاهی ناشی از افزایش قیمت گاز طبیعی، به شدت به سهم کشور مورد مطالعه (در این پژوهش ایران) از بازار جهانی گاز وابسته است، به‌طوری‌که اگر این سهم خیلی کم باشد یا در طول زمان کاهش شدید پیدا کند آنگاه مسیر رسم شده برای تابع رفاه دارای نقطه ی حداکثر نبوده و پیوسته نزولی خواهد شد، نتیجه آنکه هر قدر قیمت پایین‌تر از قیمت صادراتی باشد رفاه بیشتری ایجاد می‌کند و حتی کوچکترین افزایش قیمت منجربه کاهش رفاه اجتماعی خواهد شد. لذا پیشنهاد می‌شود در صورتی که سیاستگذار به دنبال افزایش قیمت‌های داخلی به سمت قیمت‌های صادراتی و کاهش مصرف داخلی و صادر کردن مازاد به دست آمده از آن است، حتماً این نکته را در نظر بگیرد. چرا که بدون در نظر گرفتن سهم ایران در بازار صادراتی و اعمال این سیاست، پیوسته رفاه اجتماعی دچار کاهش خواهد شد و هیچ‌گونه دست آورد جانبی نخواهد داشت.

تضاد منافع

نویسندگان نبود تضاد منافع را اعلام می‌دارند.

فهرست منابع

۱. قاسمی جاوید، علیرضا، تکلیف، عاطفه و حاجیان، محمد مهدی (۱۴۰۰). ارائه مدل بهینه‌سازی قیمت در قراردادهای صادرات گاز ایران بر مبنای تحلیل شروط انعطاف‌پذیر مقداری. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۷(۶۹)، ۹۴-۵۷.

۲. جلائی، مهدیس السادات، جلائی، سید عبدالمجید، صادقی، زین العابدین و نجاتی، مهدی (۱۴۰۰). بررسی اثر واقعی‌کردن قیمت گاز طبیعی بر تورم، شاخص رفاه و انتشار کربن در ایران: رهیافت الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه پویا. *اقتصاد و الگو سازی*، ۱۲(۱)، ۱۹۶-۱۷۳.

۳. جوان، افشین (۱۳۹۵). قیمت‌گذاری بهینه گاز طبیعی در ایران، مقایسه آن با افزایش قیمت ناشی از هدفمند کردن یارانه. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۴۸(۱۲)، ۹۱-۶۳.

۴. خیابانی، ناصر (۱۳۸۷). یک الگوی تعادل عمومی قابل محاسبه برای ارزیابی افزایش قیمت تمام حامل‌های انرژی در اقتصاد ایران. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۶(۵)، ۱-۳۴.

۵. پژویان، جمشید، خدادادکاشی، فرهاد و شهیکی تاش، محمدنبی (۱۳۸۷). ارزیابی ناپارامتریک شکاف بین قیمت و هزینه نهایی در صنایع ایران در قالب یک مدل کورنویی. *فصلنامه اقتصاد مقداری*، ۲(۸)، ۱۲۱-۹۵.

۶. منظور، داود، شاهمرادی، اصغر و حقیقی، ایمان (۱۳۸۹). بررسی اثرات حذف یارانه آشکار و پنهان انرژی در ایران: مدل‌سازی تعادل عمومی محاسبه‌پذیر بر مبنای ماتریس داده‌های خرد تعدیل شده. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۲۶(۷)، ۵۴-۲۱.

1. Azadi, P., Sarmadi, A. N., Mahmoudzadeh, A., & Shirvani, T. (2017). The Outlook for natural gas, electricity, and renewable energy in Iran. *Stanford Iran*, *2040*, 1-27.

2. Ghasemi Javid, A., Taklif, A., & Hajian, M. M. (2021). Presenting the price optimization model in Iran's gas export contracts based on quantitative flexible terms analysis. *Quarterly Journal of Energy Economics Studies*, 17(69), 57-94 (in Persian).

3. Guo, Z., Zhang, X., Zheng, Y., & Rao, R. (2014). Exploring the impacts of a carbon tax on the Chinese economy using a CGE model with a detailed disaggregation of energy sectors. *Energy Economics*, *45*, 455-462.

4. Holz, F., Von Hirschhausen, C., & Kemfert, C. (2008). A strategic model of European gas supply (GASMOD). *Energy Economics*, *30*(3), 766-788.

5. Jalai, M. S,, Jalai, S. A. M., Sadeghi, Z., & Nejati, M. (2021). Investigating the effect of realizing the price of natural gas on inflation, welfare index and carbon emissions in Iran: a dynamic calculable general equilibrium model approach. *Economics and Modeling*, 12(1), 173-196 (in Persian).

6. Javan, A., Mohammadi, T., Ghanimifard, H., & Taklif, A. (2016). Natural Gas in Iran Compared to Prices Resulting from Implementation of Iran, s Subsidies Removal Policy (Dynamic Panel Data and Boiteux–Ramsey Pricing Model Approaches). *Quarterly Energy Economics Review*, *12*(48), 63-91 (in Persian).

7. Khiabani, N. (2008). A computable general equilibrium model for assessing the rise in the price of all energy carriers in Iran. *Quarterly of Energy Economics Review*, *10*(16), 1-34 (in Persian).

8. Lofgren, H., Harris, R. L., & Robinson, S. (2002). *A standard computable general equilibrium (CGE) model in GAMS* (Vol. 5). Intl Food Policy Res Inst.

9. Manzor, D., Shahmoradi, A., & Haghighi, I. (2010). An Assessment of the Impact of Reducing Implicit and Explicit Energy Subsidies in Iran; Using a Computable General Equilibrium Model Based on a Modified Micro Consistent Matrix. *Quarterly Journal of Energy Economics Studies*, 26(7), 21-54.

10.Mathiesen, L. (1985). Computational experience in solving equilibrium models by a sequence of linear complementarity problems. *Operations research*, *33*(6), 1225-1250.

1. McDonald, S. (2007). A Static Applied General Equilibrium Model: Technical Documentation STAGE.

2. Orlov, A. (2015). An assessment of optimal gas pricing in Russia: A CGE approach. *Energy Economics*, *49*, 492-506.

3. Pajoyan, J., Khodadad Kashi, F., & Shahiki Tash, M. N. (2011). Assess the gap between price and marginal cost in the industry of Iran (cournot approach). *Quarterly Journal of Quantitative Economics*, *8*(2), 95-121 (in Persian).

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی