

آسیب‌شناسی تبادلات مالی در زنجیره ارزش گاز و ارائه پیشنهادهایی برای اصلاح آن



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

تاریخ انتشار:

۱۴۰۴/۴/۱۱

شماره مسلسل: ۲۰۸۰۶

کد موضوعی: ۳۱۰



مرکز پژوهش‌های
مجلس شورای اسلامی

عنوان گزارش:

آسیب‌شناسی تبادلات مالی در زنجیره ارزش گاز و ارائه پیشنهادهایی برای اصلاح آن

نوع گزارش: طرح/لایحه □، نظارتی □، راهبردی ■

نام دفتر:

مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین کنندگان:

مصطفی اکبری، محمدرضا کثیری، مرتضی نیکخواه‌نسب

مدیر مطالعه:

مرتضی نیکخواه‌نسب

ناظر علمی:

حبیب‌الله ظفریان

اظهار نظر کنندگان:

محمدبرزگر خسروی (مطالعات حقوقی)، محمدمهدی جعفری (مطالعات بخش عمومی)

گرافیک و صفحه آرایی:

نفیسه حاجی صفری

ویراستار ادبی:

زهره عطاردی

واژه‌های کلیدی:

۱. زنجیره ارزش گاز

۲. رابطه مالی

۳. شدت انرژی

۴. بهره‌وری

۵. گاز طبیعی

۶. انرژی

۷. یارانه

۸. فراورده‌های فرعی گاز

تاریخ شروع مطالعه:

۱۴۰۱/۰۱/۱۵



فهرست مطالب

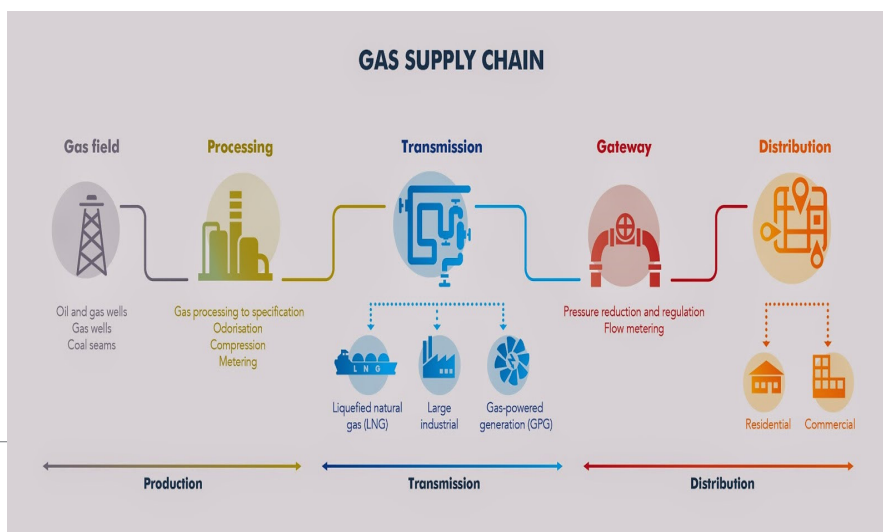
۷.....	چکیده.....
۸.....	خلاصه مدیریتی.....
۹.....	۱. مقدمه.....
۱۲.....	۲. تاریخچه و وضعیت فعلی رابطه مالی گاز.....
۱۲.....	۱-۲. تاریخچه تسهیم درآمدهای بخش گاز.....
۱۴.....	۲-۲. رابطه مالی فعلی زنجیره گاز.....
۱۷.....	۳. آسیب‌شناسی رابطه مالی فعلی حاکم بر گاز طبیعی.....
۱۷.....	۱-۳. قیمت گاز غنی.....
۱۷.....	۲-۳. مالکیت پالایشگاه‌های گازی.....
۱۸.....	۳-۳. یارانه غیرهدفمند و پایین بودن میزان بهره‌وری.....
۱۸.....	۴-۳. کاهش سهم حقیقی شرکت ملی گاز از فروش داخل.....
۱۹.....	۵-۳. پرداخت نامنظم سهم شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز طبیعی.....
۲۰.....	۶-۳. ابهام در تسهیم درآمدهای حاصل از فروش فراورده‌های فرعی گاز.....
۲۱.....	۴. مدل رابطه مالی پیشنهادی.....
۲۲.....	۱-۴. کلیت مدل رابطه مالی پیشنهادی.....
۲۴.....	۲-۴. جزئیات و ملاحظات مدل رابطه مالی پیشنهادی.....
۲۶.....	۵. آثار مدل پیشنهادی در حکمرانی انرژی کشور.....
۲۵.....	۱-۵. یکپارچه و شفاف شدن درآمدها و هدفمند شدن هزینه‌های بخش گاز.....
۲۶.....	۲-۵. انگیزه‌بخشی به شرکت ملی گاز برای افزایش بهره‌وری (افزایش درآمدها و کاهش هزینه‌ها).....
۲۷.....	۳-۵. افزایش انگیزه برای مصرف‌کنندگان نهایی به منظور کاهش مصرف انرژی.....
۲۷.....	۶. جمع‌بندی.....
۲۸.....	منابع و مآخذ.....

فهرست جدول

۲۴.....	جدول ۱. منابع و مصارف موجود در زنجیره ارزش گاز در مدل پیشنهادی.....
---------	---

فهرست شکل ها

- شکل ۱. نمودار مقایسه بزرگ‌ترین دارندگان ذخایر گازی دنیا..... ۱۰
- شکل ۲. نمودار مقایسه بزرگ‌ترین تولیدکنندگان گاز دنیا..... ۱۰
- شکل ۳. نمودار ترکیب سبد انرژی اولیه کشور ۱۱
- شکل ۴. نمودار ترکیب بخش‌های مصرف‌کننده داخلی گاز طبیعی..... ۱۱
- شکل ۵. نمودار مقایسه کشورها از منظر سهم از ذخایر و صادرات گاز طبیعی جهان..... ۱۱
- شکل ۶. زنجیره ارزش گاز..... ۱۴
- شکل ۷. رابطه مالی فعلی حاکم بر زنجیره ارزش گاز ۱۶
- شکل ۸. نمودار نحوه تسهیم درآمدهای موجود در زنجیره ارزش گاز..... ۱۶
- شکل ۹. نمودار مقایسه تولید مجموع اتان و ال.پی.جی فازهای مختلف مجتمع گازی پارس جنوبی و پتروشیمی پارس. ۱۸
- شکل ۱۰. نمودار سهم شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز طبیعی به‌ازای هر مترمکعب حقیقی براساس سال پایه ۱۳۹۸..... ۱۹
- شکل ۱۱. نحوه توزیع درآمدهای حاصل از فروش داخلی گاز طبیعی..... ۱۹
- شکل ۱۲. نمودار درصد تحقق سهم شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز طبیعی..... ۲۰
- شکل ۱۳. ویژگی‌های مدل پیشنهادی..... ۲۲
- شکل ۱۴. مدل رابطه مالی گاز پیشنهادی..... ۲۳
- شکل ۱۵. فرمول پیشنهادی برای تعیین قیمت گاز غنی..... ۲۴
- شکل ۱۶. خلاصه آثار مدل پیشنهادی..... ۲۷



آسیب‌شناسی تبادلات مالی در زنجیره ارزش گازوارائه پیشنهادهایی برای اصلاح آن

چکیده



کشور ایران هر چند از نظر ذخایر متعارف گاز طبیعی در رتبه دوم و از نظر تولید گاز طبیعی در رتبه سوم جهانی قرار دارد اما به شکل بهره‌ور از این منابع خدادادی استفاده نکرده است؛ به نحوی که شاخص شدت انرژی کشور بیش از دو برابر میانگین جهانی بوده و برخلاف روند نزولی میانگین جهانی در سه دهه گذشته، این شاخص برای ایران روند صعودی دارد. لذا نظر به سهم بیش از ۷۰ درصدی گاز از سبد انرژی کشور و با توجه به ملاحظات اجتماعی، ضروری است راهبردهای مؤثری به منظور بهینه‌سازی مصرف گاز اتخاذ شود. از سوی دیگر، همواره یکی از چالش‌های مهم دولت در رابطه با شرکت‌های بزرگ دولتی از جمله شرکت ملی گاز، نوع رابطه مالی این شرکت‌ها با دولت بوده است. رابطه مالی فعلی زنجیره ارزش گاز دارای ابهامات، کژکارکردی‌ها و عدم شفافیت‌هایی است که موجب عدم تخصیص بهینه منابع و یارانه تخصیصی در طول زنجیره می‌شود. بنابراین لازم است به منظور انضباط بخشی به رابطه مالی فعلی و همچنین ایجاد زمینه افزایش بهره‌وری و بهینه‌سازی مصرف گاز در کشور، رابطه مالی زنجیره ارزش گاز اصلاح شود. در ادامه گزارش پیشین با عنوان «تصویر انواع تبادلات مالی و حجمی در زنجیره ارزش گاز»، در گزارش حاضر ضمن تحلیل و آسیب‌شناسی رابطه مالی فعلی زنجیره ارزش گاز، مدل جایگزین اصلاح رابطه مالی زنجیره ارزش گاز از طریق حذف یارانه از ابتدای زنجیره و انتقال آن به انتهای زنجیره به عنوان راهکار عمده مسائل مطرح شده، پیشنهاد می‌شود. این امر آثار مثبتی در حکمرانی انرژی کشور از جمله یکپارچه و شفاف شدن درآمدها و هزینه‌های بخش گاز، ایجاد زمینه واقعی تصمیم‌گیری دولت جهت مدیریت یارانه‌های موجود در زنجیره، انگیزه بخشی به شرکت ملی گاز و سایر بازیگران زنجیره برای افزایش بهره‌وری و بهبود مدیریت مصرف گاز را به دنبال خواهد داشت.



بیان / شرح مسئله

همواره یکی از چالش‌های مهم دولت در رابطه با شرکت‌های بزرگ دولتی از جمله شرکت ملی گاز، نوع رابطه مالی این شرکت‌ها با دولت بوده است. رابطه مالی فعلی زنجیره ارزش گاز دارای ابهامات، کژکار کردی‌ها و عدم شفافیت‌هایی است که موجب عدم تخصیص بهینه منابع و یارانه عظیم تخصیصی در طول زنجیره می‌شود. با توجه به سهم ۷۰ درصدی گاز در سبد انرژی کشور، حجم بالای یارانه انرژی در طول زنجیره ارزش گاز به صورت غیرهدفمند در حال توزیع بوده و درآمدهای حاصل نیز غیرشفاف است. این توزیع غیرهدفمند یارانه در طول زنجیره موجب مصرف غیربهینه و بروز ناترازی جدی گاز طبیعی در کشور شده و با توجه به اینکه شاخص شدت انرژی کشور بیش از دوبرابر میانگین جهانی است، اتخاذ سیاست‌هایی جهت افزایش بهره‌وری در طول زنجیره ارزش گاز ضروری است.

نقطه‌نظرات / یافته‌های کلیدی

در حال حاضر، تولید گاز غنی کشور توسط شرکت ملی نفت انجام می‌شود و به شرکت ملی گاز به قیمت تکلیفی ناچیز به فروش می‌رساند. یکی از ایرادات رابطه مالی فعلی، شیوه قیمت‌گذاری و فروش گاز غنی است که این قیمت به صورت سالیانه تعیین می‌شود، اما شیوه تعیین آن، تناسبی با هزینه‌های استحصال گاز ندارد. درآمد کم از فروش گاز غنی موجب می‌شود انگیزه برای توسعه میدان‌های گازی پایین باشد. از پالایش گاز غنی در پالایشگاه‌های گازی، گاز طبیعی (متان) و سایر فراورده‌های فرعی شامل اتان، ال.پی.جی (پروپان و بوتان)، پنتان و محصولات سنگین‌تر و گوگرد حاصل می‌شود.

شرکت ملی گاز اقدام به فروش داخلی و صادرات گاز طبیعی می‌کند؛ تسهیم منابع حاصل از خالص صادرات گاز طبیعی به این صورت است که در کنار سهم صندوق توسعه ملی و دولت، در حال حاضر سهم شرکت ملی گاز معادل ۱۴/۵ درصد از منابع حاصل است. در مورد فروش داخلی گاز طبیعی، منابع حاصل از فروش به بخش‌های مختلف مصرفی کشور (خانگی، تجاری، صنایع عمده و غیرعمده) مطابق قانون هدفمند کردن یارانه‌ها در منابع تبصره مربوطه قانون بودجه کل کشور منظور و به حساب سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها واریز می‌شود و متقابلاً در بخش مصارف این تبصره، سهمی با عنوان هزینه‌های تولید، انتقال، توزیع و فروش گاز طبیعی برای شرکت ملی گاز در نظر گرفته می‌شود. در این بخش از سال ۱۳۹۷ منابع حاصل از فروش داخلی گاز طبیعی ابتدا به حساب هدفمندسازی یارانه‌ها واریز می‌شود و سپس سهم شرکت‌ها از منابع دریافتی پرداخت خواهد شد که کسری منابع و مصارف هدفمندی موجب شده تا در سال‌های اخیر، سهم شرکت ملی گاز با تأخیرهای زیادی پرداخت شود و همچنین این تغییر سازوکار جریان مالی، موجب شده تا دریافتی شرکت ملی گاز بابت فروش داخلی، کمتر از میزان تعیین شده در قانون بوده و روند کاهشی داشته باشد.

به رغم حجم عظیم یارانه توزیع شده در این زنجیره، به دلیل شفاف نبودن شیوه توزیع این یارانه امکان محاسبه هزینه فایده و تصمیم مناسب از سوی سیاستگذار سلب شده است. عملاً در مدل فعلی به همه حوزه‌های مصرف گاز طبیعی یارانه داده می‌شود و دولت به عنوان متولی، مدیریت مؤثری بر تخصیص یارانه به بخش‌های مختلف مبتنی بر یک برنامه هدفمند در راستای انواع سیاست‌های قابل اتخاذ رفاهی و توسعه صنعتی را ندارد. از طرفی در این مدل، تخصیص یارانه از ابتدای زنجیره گاز صورت می‌گیرد و باعث می‌شود ارزش واقعی گاز مورد غفلت واقع شده و این موضوع عملاً موجب بهره‌وری پایین و هدررفت بالای انرژی در طول زنجیره شده است.

در مورد درآمدهای حاصل از فروش محصولات فرعی گاز، تسهیم این منابع تا سال ۱۴۰۲ به صورت شفاف در قوانین تعیین تکلیف نشده بود، اما در قانون بودجه سال ۱۴۰۲، حکمی برای تعیین تکلیف این منابع مصوب شد که در قانون برنامه هفتم پیشرفت این حکم کامل شده و مطابق احکام ذیل مواد (۱۴) و (۴۶) این قانون محل هزینه کرد تمامی منابع حاصل از فروش محصولات فرعی نفت و گاز صرفاً مربوط به حساب بهینه‌سازی مصرف انرژی و حساب سرمایه‌گذاری نفت و گاز و به منظور پروژه‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی و سرمایه‌گذاری صنعت نفت است.

پیشنهاد راهکارهای تقنینی، نظارتی یا سیاستی

با توجه به مسائل مطرح شده، ضروری است رابطه مالی زنجیره ارزش گاز به نحوی اصلاح شود که با ایجاد انگیزه، زمینه‌ساز افزایش بهره‌وری در طول زنجیره باشد. همچنین باید بی‌انضباطی موجود در درآمدهای حاصل از فروش گاز رفع شده و قاعده‌مندی بیشتری در قیمت‌گذاری گاز در تمام زنجیره و تسهیم درآمدها میان بازیگران موجود در این زنجیره، حاکم شود.

با توجه به عدم شفافیت در آمد و هزینه‌های زنجیره گاز از یک سو و لزوم اتخاذ راهبردهایی به منظور بهینه‌سازی مصرف گاز در سال‌های پیش رو، اصلاح رابطه مالی زنجیره ارزش گاز از طریق حذف یارانه از ابتدای زنجیره و انتقال آن به انتهای زنجیره به‌عنوان راهکار عمده مسائل مطرح شده، پیشنهاد می‌شود. این امر آثار مثبتی در حکمرانی انرژی کشور از جمله یکپارچه و شفاف شدن درآمدها و هزینه‌های بخش گاز، ایجاد زمینه واقعی تصمیم‌گیری دولت جهت مدیریت یارانه‌های موجود در زنجیره، انگیزه‌بخشی به شرکت ملی گاز و نیروگاه‌ها برای افزایش بهره‌وری و بهبود مدیریت مصرف گاز را به دنبال خواهد داشت.

قابل توجه است که مشابه این مدل رابطه مالی در سال‌های ۱۳۸۴ الی ۱۳۸۹ بین شرکت ملی گاز، شرکت ملی نفت و دولت برقرار بوده و از طرفی در حال حاضر نیز مشابه چنین رابطه‌ای بین شرکت ملی نفت با برخی پتروشیمی‌ها برقرار است. همچنین این مدل به رابطه مالی پالایشگاه‌های نفتی که خوراک نفت خام خود را به قیمت صادراتی خرید می‌کنند و متقابلاً فرآورده‌ها را نیز به قیمت صادراتی به فروش می‌رسانند، نزدیک است. در بخش برق نیز در ماده (۱۰) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق، مدل مشابه مبنی بر انتقال یارانه بخش برق از ابتدا به انتهای زنجیره به تصویب رسیده است.

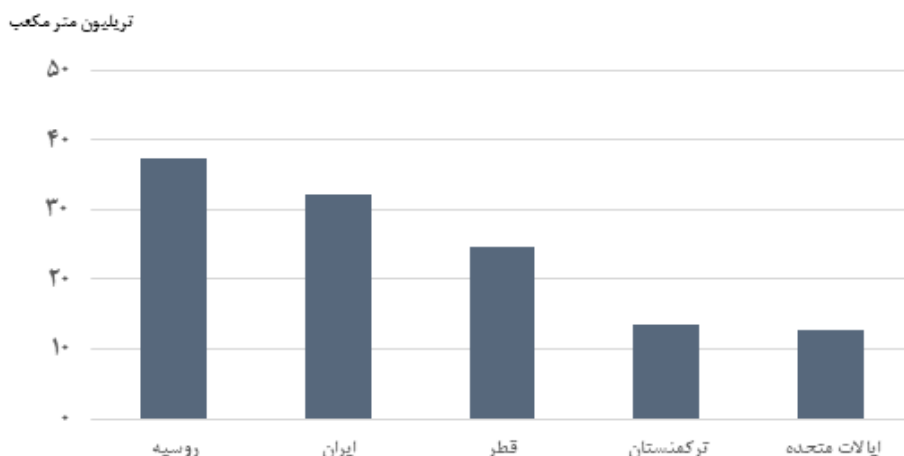
۱. مقدمه

در ادامه گزارش پیشین با عنوان «تصویر انواع تبادلات مالی و حجمی در زنجیره ارزش گاز» [۱] که تلاش شد تصویری جامع و شفاف از انواع تبادلات مالی و حجمی این زنجیره و نقش هر یک از بازیگران ارائه شود، این گزارش به آسیب‌شناسی تبادلات مالی در زنجیره ارزش گاز و ارائه پیشنهادهایی برای اصلاح آن می‌پردازد.

گاز طبیعی به‌عنوان سوختی پاک بنابر اکثر پیش‌بینی‌ها بیشترین رشد مصرف را از میان منابع فسیلی طی دو دهه آینده خواهد داشت و به‌عنوان سوخت دوران گذار از سوخت‌های فسیلی به انرژی تجدیدپذیر محسوب می‌شود [۲ و ۳]. مطابق شکل ۱، ایران با داشتن ذخایر گازی به میزان ۳۲٫۱ تریلیون مترمکعب، سهمی معادل ۱۷٫۱ درصد از کل ذخایر اثبات شده گاز جهان را در اختیار دارد که در رده دوم جهانی پس از کشور روسیه با ۳۷٫۴ تریلیون مترمکعب و سهم ۱۹٫۹ درصدی از کل ذخایر اثبات شده گاز جهان قرار دارد. کشورهای قطر، ترکمنستان و ایالات متحده در رتبه‌های بعدی و به ترتیب سوم تا پنجم قرار دارند.

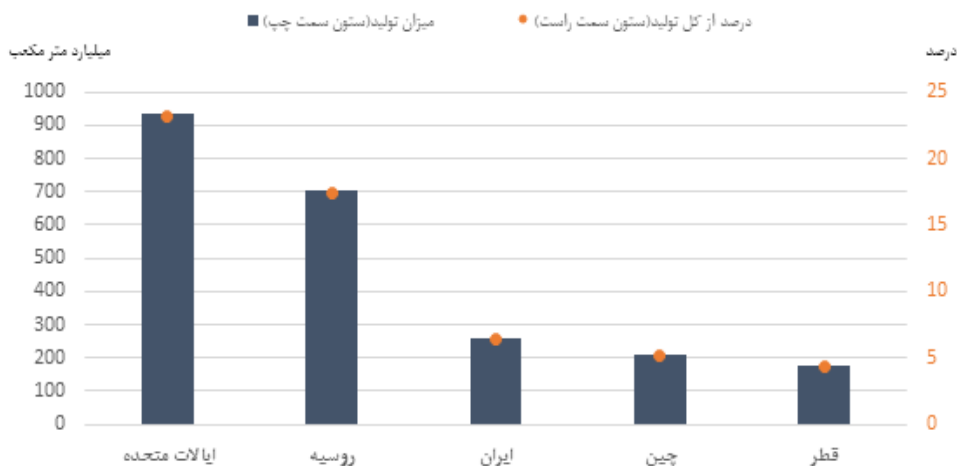


شکل ۱. نمودار مقایسه بزرگ‌ترین دارندگان ذخایر گازی دنیا [۴]



از نظر میزان تولید گاز طبیعی نیز ایران با تولید معادل ۲۵۶,۷ میلیارد متر مکعب سالانه با سهم ۶,۴ درصد از کل تولید گاز جهان، در رده سوم تولید گاز دنیا به ترتیب پس از ایالات متحده با تولید ۹۳۴,۲ میلیارد متر مکعب (سهم ۲۳,۱ درصدی از کل تولیدات) و روسیه با تولید ۷۰۱,۷ میلیارد متر مکعب (سهم ۱۷,۴ درصدی از کل تولیدات) قرار دارد. کشورهای چین و قطر در رتبه‌های بعدی قرار دارند (شکل ۲).

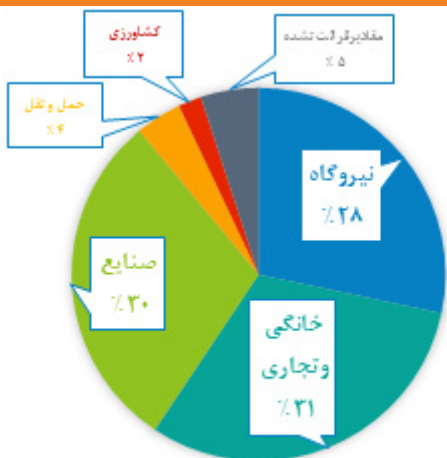
شکل ۲. نمودار مقایسه بزرگ‌ترین تولیدکنندگان گاز دنیا [۴]



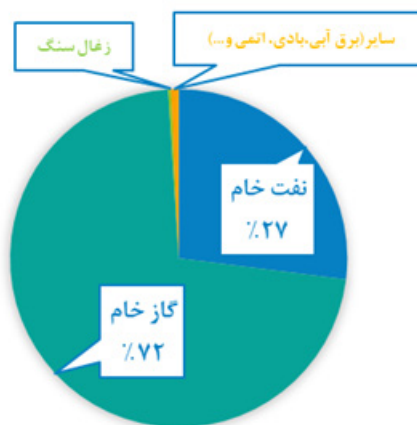
ترکیب سبد تولید انرژی اولیه کشور مطابق شکل ۳ عبارت است از سهم ۲۷ درصدی نفت خام، سهم ۷۲ درصدی گاز غنی و اندک مقدار باقی مانده نیز سهم زغال سنگ، برق آبی، بادی، اتمی، خورشیدی و ... است [۵]. این ترکیب، نشان از اهمیت بسیار بالای گاز و سهم زیاد و حائز اهمیت آن در تولید انرژی اولیه کشور دارد. در سمت مصرف نیز گاز طبیعی به جهت مصارف خانگی، تجاری، نیروگاه‌ها و حمل و نقل نقش مهمی در تأمین انرژی کشور ایفا می‌کند. ترکیب مصارف داخلی گاز طبیعی کشور در شکل ۴ قابل مشاهده است. بخش خانگی و تجاری و صنایع بیشترین وابستگی به گاز برای تأمین انرژی مورد نیاز خود را دارد؛ به نحوی که در حال حاضر، ۸۰ درصد از سبد انرژی در بخش خانگی، ۶۱ درصد از بخش تجاری و خدمات عمومی، ۷۹ درصد از بخش صنعتی، ۱۳ درصد از بخش حمل و نقل و ۳۲ درصد از بخش کشاورزی دارای وابستگی مستقیم به گاز طبیعی است. از سوی دیگر، استفاده از گاز در سوخت نیروگاه‌های کشور برای تولید برق

باعث می‌شود تا در همه بخش‌های ذکر شده، وابستگی به گاز به صورت غیرمستقیم از طریق تولید برق نیز افزوده شود. به عبارتی اثرگذاری مستقیم و غیرمستقیم گاز در بخش‌های مصرفی بسیار بالاست و به صورت کلی بیش از ۷۰ درصد بخش مصرفی کشور به گاز وابسته است که تمامی این موارد نشان از اهمیت گاز طبیعی در تأمین انرژی کشور دارد. گفتنی است؛ در بین بخش‌های مصرفی، بخش خانگی و تجاری، صنایع و نیروگاه هر کدام با حدود ۳۰ درصد بیشترین سهم از مصرف گاز طبیعی را در اختیار دارند [۵].

شکل ۴. نمودار ترکیب بخش‌های مصرف کننده داخلی گاز طبیعی [۵]

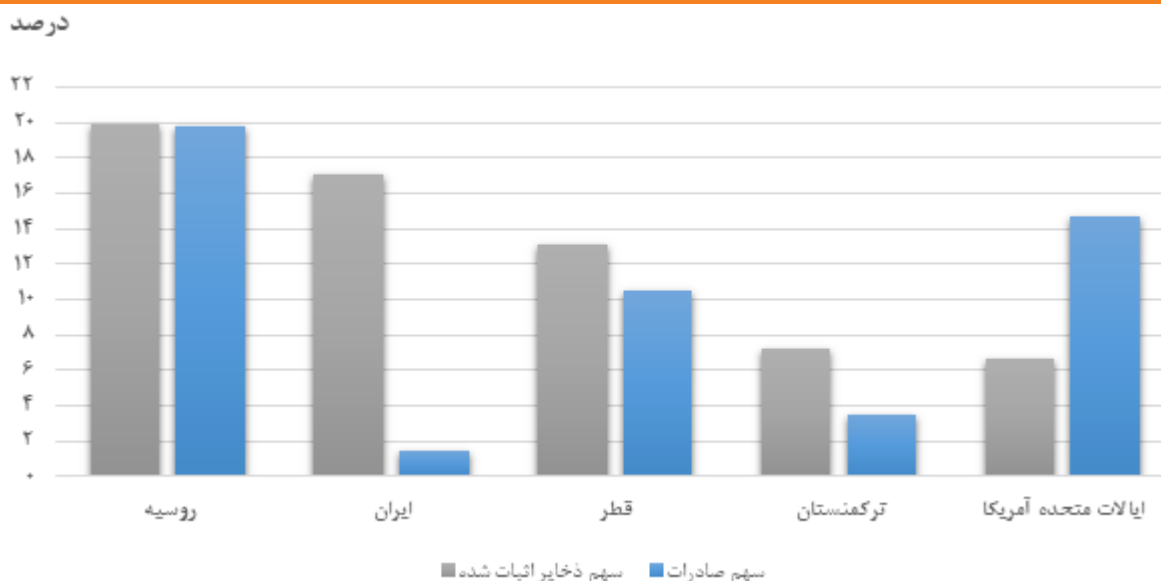


شکل ۳. نمودار ترکیب سبد انرژی اولیه کشور [۵]



از طرفی با توجه به دارا بودن دومین ذخایر بزرگ گازی در جهان و نیز موقعیت جغرافیایی کشور در مجاورت کشورهای دارنده و متقاضی گاز در منطقه، شرایط مناسبی برای تبدیل شدن ایران به بازیگری مؤثر در بازار گاز منطقه و جهان و تبدیل شدن به هاب انرژی منطقه با تمرکز بر تجارت گاز طبیعی وجود دارد. با این وجود، در حال حاضر سهم ایران از تجارت گاز جهان کمتر از ۲ درصد است. این در حالی است که کشورهایمانند روسیه و قطر که به لحاظ ذخایر مشابه ایران هستند، به ترتیب سهم ۲۰ و ۱۰ درصدی از این بازار را دارند. عدم برخورداری از سهم قابل توجهی در تجارت گاز، علاوه بر عدم النفع اقتصادی، کشور را از منافع سیاسی و دیپلماتیک ناشی از تعاملات انرژی در منطقه و جهان محروم می‌سازد.

شکل ۵. نمودار مقایسه کشورها از منظر سهم از ذخایر و صادرات گاز طبیعی جهان [۴]





گذشته از عدم توسعه مناسب ظرفیت تولیدی گاز کشور، گاز طبیعی تولید شده نیز به صورت بهینه مورد استفاده قرار نگرفته است؛ به نحوی که شاخص شدت انرژی کشور^۱ بیش از دو برابر میانگین جهانی و سه برابر کشورهای توسعه یافته بوده و برخلاف روند نزولی میانگین جهانی در سه دهه گذشته، این شاخص برای ایران روند صعودی دارد [۶]. از طرفی به دلیل مصرف غیر بهینه و اتلاف در زنجیره ارزش گاز، کشور با معضل جدی ناترازی گاز طبیعی روبه‌رو بوده و اتخاذ سیاست‌هایی در جهت بهینه‌سازی ضروری است. با توجه به این نکته که ناظر به ملاحظات اجتماعی در حال حاضر امکان اتخاذ سیاست‌های قیمتی به صورت وسیع وجود ندارد، لذا ضروری است راهبردهای غیر قیمتی مؤثری به منظور بهینه‌سازی مصرف انرژی و جبران ناترازی به وجود آمده اتخاذ شود.

عامل مهم و مؤثر در عدم استفاده مناسب و بهره‌ور از ظرفیت گازی کشور، نوع رابطه مالی حاکم بر زنجیره گاز است. رابطه مالی به عنوان عامل انگیزه‌بخش ارکان و بازیگران اقتصادی، سیاست‌ها و تصمیمات اتخاذی را جهت می‌دهد. همچنین رابطه مالی تعیین‌کننده نحوه تسهیم منافع حاصل از کار اقتصادی است. در سال‌های اخیر با توجه به ابهام موجود در قوانین از جمله تعاریف ذکر شده در سایه نبود شفافیت لازم، بحث رابطه مالی گاز بین دولت و مجلس شورای اسلامی مورد مناقشه بوده و در سطح کارشناسی نیز نظرات مختلفی وجود داشت. به عنوان نمونه موضوع منابع قابل توجه حاصل از فروش فراورده‌های فرعی گاز (شامل اتان، پروپان و بوتان (ال.پی.جی) و هیدروکربورهای سنگین‌تر) در سال‌های اخیر همواره یکی از مباحث مورد مناقشه در بررسی لوائح بودجه سنواتی بوده که در این بین تفسیرهای متفاوتی برای درآمدهای حاصل از فروش فراورده‌های فرعی گاز و به صورت خاص ال.پی.جی مطرح می‌شد. با عدم تعیین تکلیف قانونی و تصریح قواعد تقسیم درآمد تا سال ۱۴۰۲، این مسئله ادامه یافته و رابطه مالی هر ساله دستخوش تغییر شده و امکان برنامه‌ریزی و پیگیری راهبرد بلندمدت سلب می‌شد. از طرفی یکی از مسائل عمده در نسبت دولت با شرکت‌های بزرگ دولتی از جمله شرکت ملی گاز ایران، نوع رابطه مالی این شرکت‌ها با دولت است. اصلاح این رابطه مالی ضمن انضباط بخشی مالی دولت، باعث ایجاد دینامیک‌هایی در سطح حکمرانی کشور خواهد شد که آثار مثبت بلندمدتی را در پی خواهد داشت. رابطه مالی مطلوب و بهینه شرکت ملی گاز باید مبنای قانونی تسهیم منافع حاصل را به گونه‌ای مشخص کند که از طرفی نفع منابع عمومی (درآمد دولت) از منابع افزایش یابد و از طرفی نیز شرکت‌های تابعه وزارت نفت نیز توان انجام وظایف و مأموریت‌های خود را در قالب یک شرکت که بر اساس سود تجاری خود رفتار می‌کند، داشته باشند. اگر رابطه مالی به گونه‌ای مناسب تنظیم شود، می‌تواند زمینه و بسترساز تأمین پایدار گاز برای مصارف داخلی و افزایش امنیت انرژی کشور، بهره‌وری و تجارت گاز باشد. رابطه مالی فعلی زنجیره گاز دارای ابهامات، کژکارکردی‌ها و عدم شفافیت‌هایی است که موجب عدم تخصیص بهینه منابع و بارانه پرداختی در طول زنجیره می‌شود. بنابراین لازم است به منظور یکپارچگی منابع حاصل از بخش گاز از نظر حاکمیت و انضباط بخشی به رابطه مالی فعلی و همچنین ایجاد زمینه بهینه‌سازی مصرف گاز در کشور، رابطه مالی زنجیره گاز اصلاح شود که این اصلاح، زمینه‌ساز افزایش بهره‌وری و مقدمه‌ساز مدیریت بهینه تخصیص یارانه‌ها توسط دولت خواهد شد.

در ادامه این گزارش ضمن تحلیل رابطه مالی فعلی زنجیره گاز و بیان معضلات آن، مدل جایگزین که راهبردی غیر قیمتی جهت زمینه‌سازی بهینه‌سازی مصرف گاز است، بیان شده و آثار این مدل نیز تشریح می‌شود. لازم به ذکر است هدف این مدل تغییر سهم بازیگران نبوده و صرفاً شفافیت و قاعده‌مند شدن روابط مالی و ایجاد انگیزه بهره‌وری مدنظر است.

۲. تاریخچه و وضعیت فعلی رابطه مالی گاز

پیش از بررسی وضعیت فعلی رابطه مالی گاز، در این بخش مروری بر تاریخچه رابطه مالی و تسهیم درآمدهای بخش گاز انجام می‌شود.

۲-۱. تاریخچه تسهیم درآمدهای بخش گاز

در سال‌های ابتدایی شکل‌گیری شرکت ملی گاز تا پیش از انقلاب، این شرکت به عنوان زیرمجموعه شرکت ملی نفت شناخته می‌شد. بر این اساس، درآمدهای شرکت از فروش گاز طبیعی، به عنوان درآمدهای شرکت ملی نفت شناخته می‌شد و هزینه‌های سرمایه‌گذاری مورد نظر

۱. میزان مصرف انرژی برای حصول یک واحد تولید ناخالص داخلی.

بخش گاز، توسط شرکت ملی نفت تهیه و در اختیار شرکت ملی گاز قرار می گرفت. هر چند با توجه به روند توسعه ای بخش گاز، این درآمدها برای توسعه و سرمایه گذاری در اختیار شرکت ملی گاز قرار می گرفت، اما از منظر حسابداری به عنوان درآمدهای شرکت ملی نفت شناسایی می شدند. در این بازه، تولید گاز طبیعی نیز از محل گازهای همراه نفت صورت می پذیرفت. از آنجایی که تولید این گازها، در مناطق زیر نظر کنسرسیوم قرارداد ۱۳۳۳۱ انجام می شد، ایران موافقت کرده بود تا در قبال دریافت گاز طبیعی از سهم مایعات گازی خود چشم پوشی کند.

الف) از سال ۱۳۵۷ تا سال ۱۳۸۳

بعد از سال ۱۳۵۷ با توجه به مستقل شدن بخش گاز از شرکت ملی نفت و شناخته شدن شرکت ملی گاز به عنوان یکی از شرکت های فرعی آن،^۱ این شرکت موظف به خرید گاز غنی مورد نیاز خود از شرکت ملی نفت شد. گفتنی است؛ قیمت خرید همواره قیمت ناچیزی بوده و حتی در برخی سال ها شرکت ملی نفت برای کمک به شرکت ملی گاز از دریافت هزینه فروش گاز غنی خودداری می کرد. در این سال ها، شرکت ملی گاز دارای مدیریت های ده گانه ای بود که هر یک مدیریت مناطق جغرافیایی ذیل خود را به عهده داشتند. با اصلاحات ساختاری انجام شده در اواخر دهه ۷۰، این مدیریت ها با تغییراتی، شرکت های استانی را تشکیل دادند.

همچنین در عمده این سال ها، با توجه به روند شتابان این صنعت، منابعی خاص و عمدتاً سالیانه برای سرمایه گذاری های شرکت ملی گاز در نظر گرفته می شد. منابعی همچون سود سهام شرکت ملی نفت، درآمدهای فروش میعانات و مایعات گازی و قرارداد بیع متقابل با شرکت ملی نفت از این موارد به شمار می روند.

ب) سال های ۱۳۸۴ الی ۱۳۸۹

طی سال های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۹، شرکت ملی گاز از شرکت ملی نفت، گاز غنی را خریداری می کرد؛ به نحوی که، درصدی از قیمت گاز غنی به عنوان سهم دولت از درآمدهای بخش گاز در نظر گرفته می شد. به طور معمول از قیمت گاز غنی تعیین شده، ۱۱٪ به عنوان سهم شرکت ملی نفت، ۶۴٪ به عنوان سهم دولت و ۲۵٪ نیز به عنوان تخفیف به شرکت ملی گاز تعیین می شد. همچنین طی این سال ها و بنا به قوانین بودجه سنواتی،^۲ دولت موظف شد تا مطابق قوانین بودجه هر سال مابه التفاوت قیمت صادراتی یا وارداتی با قیمت فروش تکلیفی گاز طبیعی را برای شرکت ملی گاز جبران کند. لازم به ذکر است، مدل رابطه مالی پیشنهادی که در ادامه این گزارش به آن پرداخته می شود به مدل اجرا شده در بازه این سال ها شباهت دارد.

ج) از سال ۱۳۸۹ تاکنون (تصویب قانون هدفمند کردن یارانه ها)

از سال ۱۳۸۹ به بعد با اجرای قانون هدفمند کردن یارانه ها مقرر شد تا میانگین قیمت فروش داخلی گاز طبیعی به گونه ای تعیین شود که به تدریج تا پایان برنامه پنجم توسعه، معادل حداقل هفتاد و پنج درصد (۷۵٪) متوسط قیمت گاز طبیعی صادراتی پس از کسر هزینه های انتقال، مالیات و عوارض شود.^۳ در این بازه و به واسطه این قانون، دولت نحوه سهم بری خود از درآمدهای بخش گاز را تغییر داد؛ بر این اساس دولت به جای سهم از قیمت فروش گاز غنی، درآمدهای فروش داخلی گاز طبیعی را محل سهم بری خود تعریف کرد. همچنین این درآمد، در ردیف درآمدهای حساب هدفمندی به منظور پرداخت یارانه های نقدی تعریف شد.

۱. قرارداد کنسرسیوم از سوی مجلس شورای ملی در تاریخ ۲۹ مهرماه ۱۳۳۳ به تصویب رسید که در آن کمپانی های نفتی آمریکا، فرانسه، انگلیس و هلند اجازه یافتند در هر نقطه ایران عملیات اکتشاف و استخراج را با هزینه دولت ایران انجام دهند. کمپانی های مذکور همچنین اختیارات وسیعی در بنادر، راه آهن، سرویس تلفن و تلگراف و بی سیم و هواپیمایی ایران به دست آوردند. طبق این قرارداد حدود حوزه امتیاز و شعاع عملیات کنسرسیوم شامل قسمتی از خاک بلوچستان، قسمت جنوبی استان کرمان، تمام استان فارس، قسمت جنوبی استان اصفهان، تمام استان های خوزستان و لرستان، بروجرد، ملایر، صفحات جنوبی استان کرمانشاه، جزایر خارک، کیش، قشم، هرمز، شعیب، هنگام و چند جزیره کوچک تر در جنوب کشور بود.

۲. به موجب ماده (۱) اساسنامه شرکت ملی گاز مصوب ۱۳۵۶/۸/۲۵ کمیسیون های پارلمانی مجلسین:

ماده (۱) - نام شرکت، شرکت ملی گاز ایران است که به موجب بند «الف» ماده (۵) اساسنامه شرکت ملی نفت ایران به صورت شرکت سهامی تشکیل می شود و شرکت فرعی شرکت ملی نفت ایران است. جزء «۴» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۹: ب وزارت نفت از طریق شرکت دولتی تابعه ذی ربط مکلف است با رعایت جزء «د» این بند ارزش گاز خام تولیدی از کلیه میدان های نفتی و گازی ایران توسط وزارت نفت از طریق شرکت دولتی تابعه ذی ربط و شرکت های تابعه و وابسته به آن و پیمانکاران طرف قرارداد را بر مبنای قیمت تعیین شده (۹۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب) پس از وضع و کسر یازده درصد (۱۱٪) ارزش گاز خام تولیدی به عنوان درآمد خود منظور و از ارزش گاز خام تحویلی به وزارت نفت از طریق شرکت دولتی تابعه ذی ربط معادل شصت و چهار درصد (۶۴٪) و از ارزش مابقی گاز تولیدی معادل هشتاد و نه درصد (۸۹٪) را به عنوان سهم دولت به بستانکار حساب دولت (خرانه داری کل کشور) منظور نماید؛ وزارت نفت از طریق شرکت دولتی تابعه ذی ربط، گاز دریافتی خود را بر مبنای هفتاد و پنج درصد (۷۵٪) قیمت تعیین شده مذکور از وزارت نفت از طریق شرکت های دولتی تابعه ذی ربط خریداری می نماید.

صرفاً گاز تزریقی به چاه های نفت از پرداخت های این جزء مستثناست و ارزش گاز های سوزانده شده معادل سی درصد (۳۰٪) مبنای فوق الذکر محاسبه می شود.

ج- مابه التفاوت قیمت تعیین شده گاز طبیعی تحویلی به مشترکین داخل کشور از محل تولید داخلی و واردات با احتساب دو درصد (۲٪) بابت تلفات شبکه و قیمت فروش تکلیفی آن در داخل کشور در دفاتر وزارت نفت از طریق شرکت دولتی تابعه ذی ربط در بدهکار حساب دولت خرانه داری کل کشور ثبت می شود معادل این رقم در خرانه داری کل کشور به حساب بستانکار وزارت نفت از طریق شرکت دولتی تابعه ذی ربط منظور و در مقاطع زمانی سه ماهه پس از تأیید کار گروه موضوع این بند به صورت علی الحساب با خرانه داری کل کشور تسویه شده و تسویه حساب نهایی حداکثر تا پایان تیرماه سال بعد انجام خواهد شد.

۴. بند «ب» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه ها.

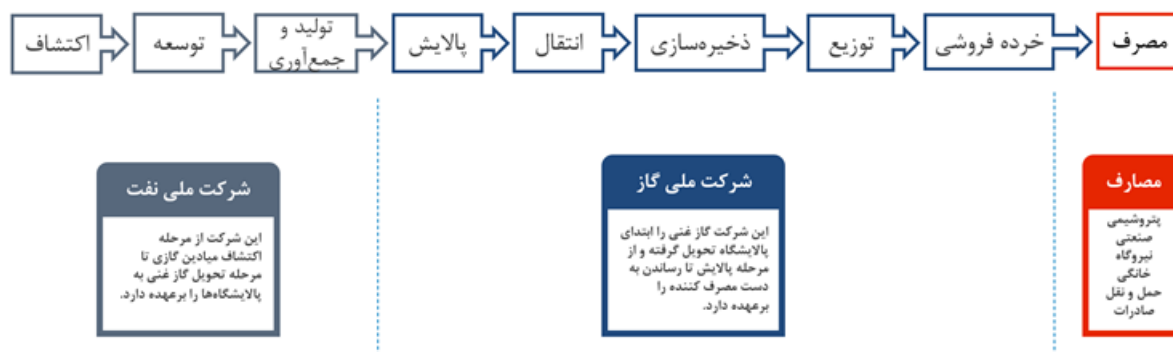


در مورد بخش صادرات گاز طبیعی نیز تا سال ۱۳۹۶ تمام منابع حاصله به شرکت ملی گاز اختصاص می‌یافت و پس از آن سهم صندوق توسعه ملی و سهم مالکانه دولت نیز از این منابع برقرار شد.

۲-۲. رابطه مالی فعلی زنجیره گاز

در حال حاضر، تولید گاز غنی کشور (گاز میادین گازی مستقل و گاز همراه نفت از میادین نفتی) توسط شرکت ملی نفت انجام می‌شود و این شرکت، گاز غنی استحصال شده از میدان را در زمان ورود به پالایشگاه‌های گازی به شرکت ملی گاز به قیمت تکلیفی ناچیز به فروش می‌رساند. پس از پالایش گاز غنی در پالایشگاه، میعانات گازی، گاز طبیعی (متان) و سایر فرآورده‌های فرعی شامل اتان، ال.پی.جی (پروپان و بوتان)، پنتان و محصولات سنگین تر و گوگرد حاصل می‌شود و در انتهای زنجیره ارزش گاز نیز گاز طبیعی تصفیه شده و سایر فرآورده‌ها توسط شرکت ملی گاز به فروش می‌رسد (شکل ۶).

شکل ۶. زنجیره ارزش گاز



مأخذ: برداشت نگارنده.

در ادامه رابطه مالی حاکم بر زنجیره ارزش گاز مبتنی بر تفکیک محصولات تولیدی از پالایشگاه به دو بخش کلی گاز طبیعی و سایر فرآورده‌های فرعی، تشریح می‌شود.

■ رابطه مالی حاکم بر گاز طبیعی

با توجه به تفاوت تعاملات و نیز جغرافیای فروش، رابطه مالی حاکم بر گاز طبیعی در سه حوزه فروش داخلی، تزریق به میادین و صادرات گاز طبیعی مورد بررسی قرار گرفته است:

الف) فروش داخلی گاز طبیعی: در بخش فروش داخلی گاز طبیعی، درآمدهای حاصل از فروش گاز به بخش خانگی، تجاری، صنایع عمده و غیر عمده (از جمله پتروشیمی‌ها) طبق بند «ب» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها در منابع تبصره «۱۴» قوانین بودجه سنواتی کل کشور منظور و به حساب هدفمندسازی یارانه‌ها واریز می‌شود و متقابلاً در بخش مصارف این تبصره، سهمی با عنوان هزینه‌های تولید، انتقال، توزیع و فروش گاز طبیعی برای شرکت ملی گاز در نظر گرفته می‌شود که البته به‌رغم لحاظ این ردیف مصرفی برای این شرکت، همواره چالش‌هایی بر سر تحقق آن وجود داشته است. لازم به ذکر است، قیمت‌گذاری فروش داخلی هر بخش به صورت یارانه‌ای و مبتنی بر قوانین و مقررات مختلف، سالیانه تعیین می‌شود. همچنین در سال ۱۴۰۰، سهمی از گاز مصرفی در داخل توسط شرکت ملی گاز به نیروگاه‌های برق به قیمت ۱۰ تومان^۱ به‌ازای هر مترمکعب تحویل داده می‌شد که این نرخ از ۱۰٪ کمترین نرخ پلکانی خانگی نیز کمتر بود.

ب) **تزریق به میادین نفتی:** بخشی از گاز طبیعی به دست آمده جهت تزریق به میادین نفتی به قیمت تکلیفی سالیانه به شرکت ملی نفت توسط شرکت ملی گاز فروخته می‌شود. این رقم در سال ۱۴۰۰ معادل ۷۰۰ ریال در هر مترمکعب در نظر گرفته شده است.

ج) **صادرات گاز طبیعی:** در حال حاضر گاز طبیعی به صورت عمده به کشورهای عراق و ترکیه صادر می‌شود. هر ساله و مطابق قوانین بودجه سنواتی کشور، ۱۴/۵ درصد از درآمدهای خالص هر مترمکعب گاز طبیعی صادراتی (مابه‌التفاوت صادرات و واردات)، سهم شرکت ملی گاز بوده و بخشی نیز سهم صندوق توسعه ملی و الباقی سهم دولت است.

■ رابطه مالی حاکم بر فرآورده‌های فرعی

به جز گاز طبیعی (متان)، سایر محصولات به دست آمده از پالایش گاز غنی از جمله اتان و ال.پی.جی، به عنوان فرآورده فرعی قلمداد می‌شود.^۱ تا پیش از سال ۱۴۰۲، بر اساس برنامه ریزی وزارت نفت و مبتنی بر مصوبات هیئت مدیره شرکت ملی گاز، هر ساله بخشی از منابع حاصل از فروش فرآورده‌های فرعی به شرکت ملی نفت با عنوان بازپرداخت بدهی‌های مربوط به توسعه پارس جنوبی تخصیص یافته و بخش دیگر به شرکت ملی گاز تخصیص داده می‌شد. از سال ۱۴۰۲ با تصویب بند «ص» تبصره «۱» ماده واحده قانون بودجه، دولت مکلف شد از طریق وزارت نفت و با استفاده از منابع داخلی ارزی و ریالی شرکت تابعه ذی‌ربط وزارت نفت حاصل از فروش داخلی و صادرات محصولات فرعی گازی از جمله اتان، پروپان، بوتان، پنتان و گوگرد، حساب «سرمایه‌گذاری نفت و گاز کشور» را ایجاد و با رعایت قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مصوب ۱۳۸۸/۱۰/۱۵ حداقل شصت درصد (۶۰٪) از این منابع را در سال ۱۴۰۲ تا سقف نهصد و پنجاه هزار میلیارد (۹۵۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) ریال متناسب با وصول درآمد به صورت ماهیانه به این حساب واریز کند.

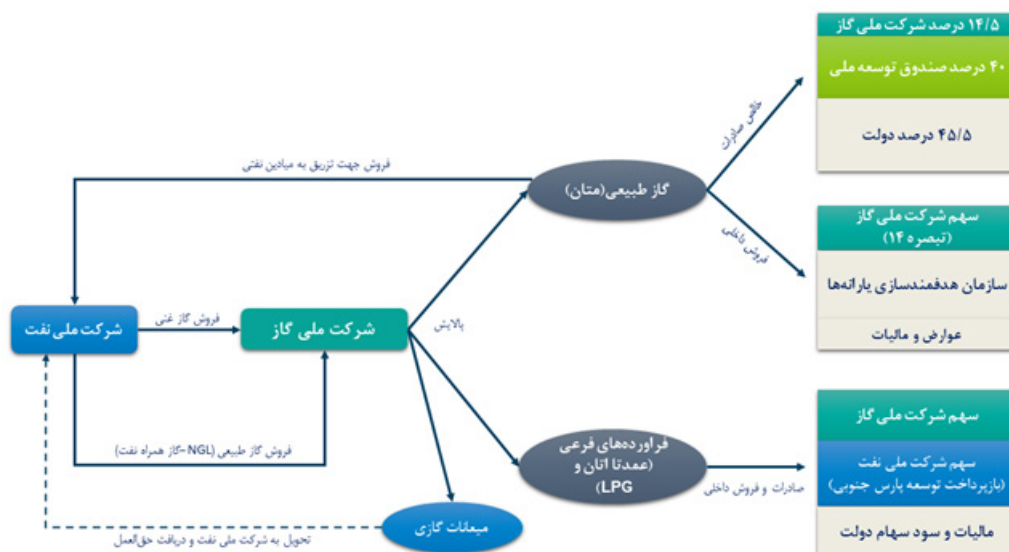
وزارت نفت نیز مکلف شد منابع این حساب را با رعایت سیاست‌های کلی اصل چهارم و چهارم (۴۴) قانون اساسی و با استفاده از ساز و کار تسهیلات تلفیقی (با استفاده از منابع ریالی خود و بانک‌ها) و ترکیبی (با استفاده از منابع ریالی و ارزی) با بانک‌ها و یا سرمایه‌گذاری مستقیم، صرفاً به تأمین مالی در طرح‌های شش‌گانه مشخص شده با مشارکت سرمایه‌گذار خارجی و یا بخش خصوصی داخلی اختصاص دهد. علاوه بر آن، طی یادداشتی ذیل جدول منابع و مصارف تبصره «۱۴»، وزارت نفت مکلف شد منابع بند «ق» تبصره «۱» قانون بودجه را بابت سهم سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها از محل فروش داخلی و صادرات محصولات فرعی گاز از جمله اتان، پروپان، بوتان، پنتان و گوگرد پرداخت کند.

ذیل بند «ب» ماده (۱۴) قانون برنامه هفتم پیشرفت نیز در اجرای بند «۳» سیاست‌های کلی برنامه پنج‌ساله هفتم، دولت موظف شد از طریق وزارت نفت و با استفاده از منابع داخلی ارزی و ریالی شرکت‌های تابعه ذی‌ربط وزارت نفت پس از کسر سهم ده درصدی (۱۰٪) مربوط به حساب بهینه‌سازی انرژی (موضوع جزء «۲» بند «الف» ماده (۴۶) قانون برنامه هفتم پیشرفت)، ماهیانه حداقل شصت درصد (۶۰٪) از عواید حاصل از صادرات و فروش داخلی کلیه محصولات فرعی گازی از جمله اتان، پروپان، بوتان، پنتان و گوگرد و مایعات گازی را صرفاً به حساب «سرمایه‌گذاری نفت و گاز کشور» که از ابتدای برنامه به نام وزارت نفت نزد خزانه‌داری کل کشور افتتاح می‌شود، واریز کند. همچنین مقرر شد؛ مابقی ۴۰ درصد درآمدهای فوق، پس از کسر سهم حساب بهینه‌سازی مصرف انرژی و حساب سرمایه‌گذاری نفت و گاز، در شرکت‌های تابعه ذی‌ربط وزارت نفت به تشخیص وزارت مزبور و حسب مورد صرفاً در چارچوب بودجه مصوب شرکت‌های تابعه ذی‌ربط آن وزارت هزینه شود. بدین ترتیب به واسطه این ماده قانونی برنامه هفتم پیشرفت، محل هزینه کرد تمامی درآمدهای حاصل از فروش داخلی و صادرات محصولات فرعی نفت و محصولات فرعی گاز مشخص شده است. لازم به ذکر است که دو شرکت ملی نفت و گاز، بخشی از درآمد خود را به عنوان مالیات و سود سهام به دولت پرداخت می‌کنند. رابطه مالی حاکم بر بخش‌های مختلف زنجیره ارزش گاز و مدل تسهیم درآمدها همان گونه که بیان شد، به اختصار در شکل ۷ ترسیم شده است.

۱. به موجب ماده (۷۱) قانون اساسنامه شرکت ملی نفت مصوب ۱۳۹۵:

ماده (۷۱) - کلیه درآمدهای حاصل از فروش مایعات گازی، نفتا، گوگرد و سایر مشتقات نفتی و سایر درآمدهای شرکت از جمله درآمدهای حاصل از حمل و نقل هر نوع مواد نفتی در داخل و خارج از کشور، سرمایه‌گذاری‌های مستقل و مشترک و درآمد و سود حاصل از آنها، انتقال (ترانزیت)، مبادله و معاوضه (سواپ) نفت خام و فرآورده‌ها، سود سهام شرکت‌های فرعی تابعه، سود سپرده ارزی، اجاره و فروش اموال، درآمد شرکت محسوب و در دفاتر شرکت ثبت و وجوه حاصله به حساب‌های بانکی شرکت، که به تأیید خزانه‌داری کل کشور رسیده است، واریز می‌شود.

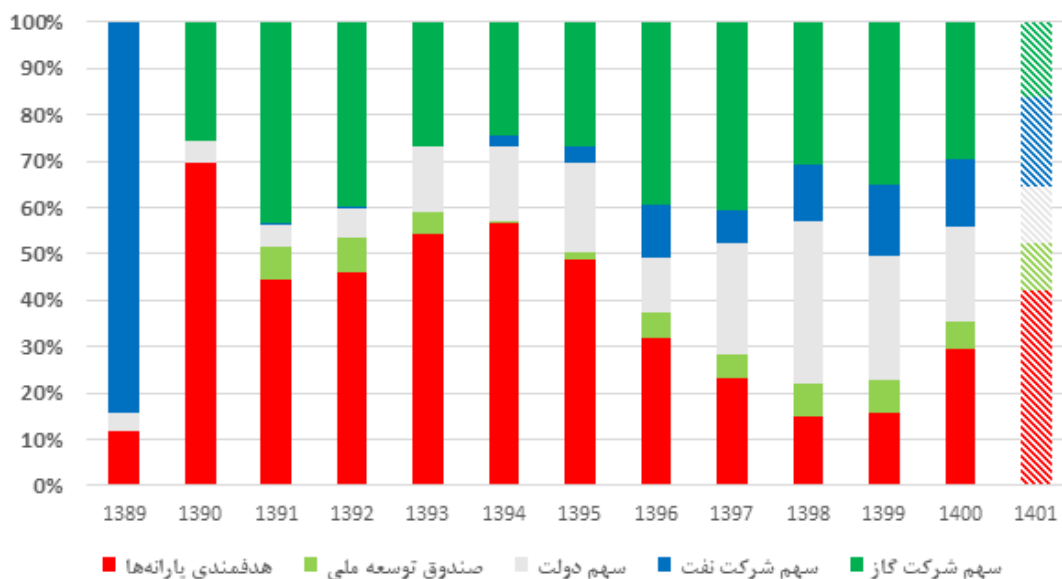
شکل ۷. رابطه مالی فعلی حاکم بر زنجیره ارزش گاز



مأخذ: برداشت نگارنده.
توضیح: رابطه مالی ترسیم و اعداد احصا شده مربوط به سال ۱۴۰۱ است.

در شکل ۸ نحوه تسهیم درآمدهای موجود در زنجیره ارزش گاز میان شرکت ملی گاز، شرکت ملی نفت، دولت (خزانه‌داری)، صندوق توسعه ملی و سازمان هدفمندی یارانه‌ها به نمایش درآمده است. همان طور که مشهود است درصد سهم بازیگران در طول سال‌های مختلف یکسان نبوده و در نوسان بوده است. نکته حائز اهمیت در سال‌های اخیر (بعد از ۱۳۹۸) رشد قابل توجه سهم هدفمندی یارانه‌ها از این درآمدها به دلیل اصلاح نرخ خوراک و سوخت پتروشیمی‌ها و صنایع و کمتر شدن سهم شرکت ملی گاز است. همچنین در این بازه نسبت مجموع سهم شرکت ملی گاز و شرکت ملی نفت که مربوط به درآمدهای حاصل از فروش فرآورده‌های فرعی (اتان، پروپان و ...) است به مجموع کلیه درآمدها (درآمد فرآورده‌های فرعی + فروش گاز طبیعی) روند نزولی داشته و بیشترین نسبت مربوط به سال ۱۳۹۹ بوده که این روند نشان‌دهنده افزایش سهم درآمد فروش گاز طبیعی از کلیه درآمدهای حاصل از گاز غنی است.

شکل ۸. نمودار نحوه تسهیم درآمدهای موجود در زنجیره ارزش گاز



مأخذ: تحلیل نگارنده از صورت‌های مالی شرکت ملی گاز و قوانین بودجه سنواتی.

■ فروش گاز غنی به پتروشیمی‌ها

علاوه بر فروش گاز غنی توسط شرکت ملی نفت به شرکت ملی گاز به قیمت تکلیفی ناچیز و رابطه مالی شرح داده شده، لازم به ذکر است در حال حاضر گاز غنی به برخی پتروشیمی‌ها نیز به فروش می‌رسد که قیمت گاز غنی، درصدی از ترکیب وزنی محصولات به جز گاز طبیعی (اتان، پروپان، بوتان و پنتان) در قیمت این محصولات تعیین می‌شود. برای مثال فروش گاز غنی به پتروشیمی پارس در سال ۱۴۰۰ با فرمول زیر صورت گرفته است.^۱

$$70\% \times \{ (\text{قیمت پنتان} \times \text{مقدار پنتان}) + (\text{قیمت بوتان} \times \text{مقدار بوتان}) + (\text{قیمت پروپان} \times \text{مقدار پروپان}) + (\text{قیمت اتان} \times \text{مقدار اتان}) \} = \text{قیمت گاز غنی}$$

همچنین مقداری گاز غنی نیز توسط شرکت ملی گاز به پتروشیمی بوشهر با فرمول قیمت گاز غنی مشابه به فروش می‌رسد.

۳. آسیب‌شناسی رابطه مالی فعلی حاکم بر گاز طبیعی

در این بخش روابط مالی موجود در زنجیره ارزش گاز، آسیب‌شناسی شده و مورد تحلیل قرار می‌گیرد.

۳-۱. قیمت گاز غنی

یکی از مهم‌ترین ایرادات رابطه مالی فعلی، شبیه قیمت‌گذاری و فروش گاز غنی در ابتدای زنجیره به شرکت ملی گاز توسط شرکت ملی نفت است. در حال حاضر این قیمت به صورت سالیانه تعیین می‌شود، اما شیوه تعیین قیمت فروش گاز غنی، هیچ تناسبی با هزینه‌های استحصال گاز نداشته و این قیمت عملاً در یک فرایند چانه‌زنی مابین این دو شرکت دولتی و وزارت نفت تعیین تکلیف می‌شود. درآمد ناچیز فروش گاز غنی برای شرکت ملی نفت موجب شده است تا این شرکت، عملاً انگیزه‌ای برای توسعه میادین گازی نداشته باشد و در مقابل انگیزه بالایی برای توسعه و سرمایه‌گذاری در میادین نفتی به دلیل امکان صادرات نفت و کسب درآمد قابل توجه داشته باشد. تاکنون نیز توسعه تمامی میادین گازی به صورت تکلیفی و جهت تأمین نیاز داخلی توسط شرکت ملی نفت انجام می‌شده است. قیمت تکلیفی گاز غنی موجب شده تا نظام انگیزشی در جهت سرمایه‌گذاری در بالادست گاز نباشد و عدم سرمایه‌گذاری در توسعه میادین و افزایش تولید، موجب تشدید ناترازی گاز کشور و زمینه‌ساز بروز مشکلات متعددی از جمله عدم تحقق راهبردهای صادرات گاز کشور شده است.

۳-۲. مالکیت پالایشگاه‌های گازی

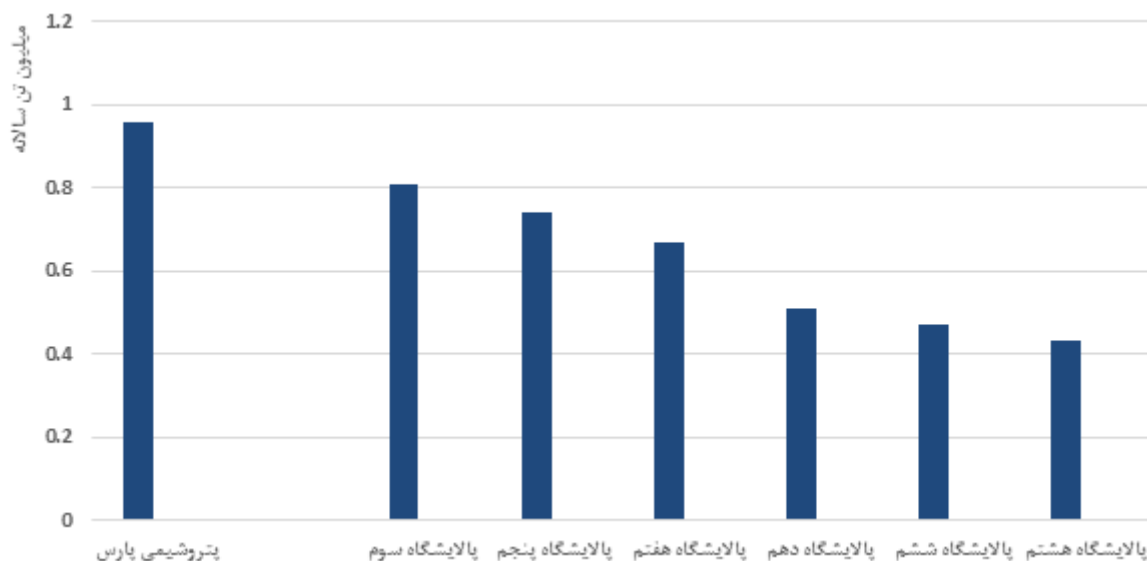
بخش دیگری از ایرادات رابطه مالی فعلی زنجیره ارزش گاز، رابطه شرکت ملی گاز با پالایشگاه‌های گازی است. رابطه مالی این پالایشگاه‌ها با شرکت ملی نفت در خصوص میعانات گازی به صورت حق‌العمل کاری است که معادل با هزینه اجاره پالایشگاه در نظر گرفته می‌شود و رابطه مالی این گونه بین این دو شرکت دولتی برقرار شده است. از سویی استهلاک پالایشگاه پارس جنوبی در بهای تمام شده شرکت ملی گاز که فروشنده گاز است، محاسبه نمی‌شود و برای شرکت ملی نفت که مالک است منظور می‌شود. وجود باز بگرن مختلف در یک قسمت از زنجیره باعث شده در این بخش از توسعه، سرمایه‌گذاری و بهره‌وری مناسبی صورت نگیرد و به مرور زمان عملاً ظرفیت پالایش و بازدهی این پالایشگاه‌ها کاهش یابد.

همان‌طور که مشاهده می‌شود از طرفی در شکل ۹، میزان مجموع فراورده‌های اتان و ال.پی.جی حاصل شده در پتروشیمی پارس با پالایشگاه‌های پارس جنوبی به‌ازای خوراک گازی یکسان، مقایسه شده و مشاهده می‌شود پتروشیمی پارس در استحصال این محصولات بهره‌ورتر عمل کرده است. عملکرد پتروشیمی پارس در تولید محصولات جانبی (اتان و ال.پی.جی) معادل ۵،۱ برابر میانگین پالایشگاه‌های پارس جنوبی بوده است. با فرض میزان استحصال اتان و ال.پی.جی مشابه به‌ازای خوراک گاز ورودی، حدود ۲،۷ میلیارد دلار عدم‌النتفع ناشی از عدم بهره‌وری مناسب در این پالایشگاه‌ها وجود دارد.

۱. گزارش تفسیری مدیریت پتروشیمی پارس، ۹ ماهه ۱۴۰۱.



شکل ۹. نمودار مقایسه تولید مجموع اتان وال. پی. جی فازهای مختلف مجتمع گازی پارس جنوبی و پتروشیمی پارس [۷]



۳-۳. یارانه غیر هدمند و پایین بودن میزان بهره‌وری

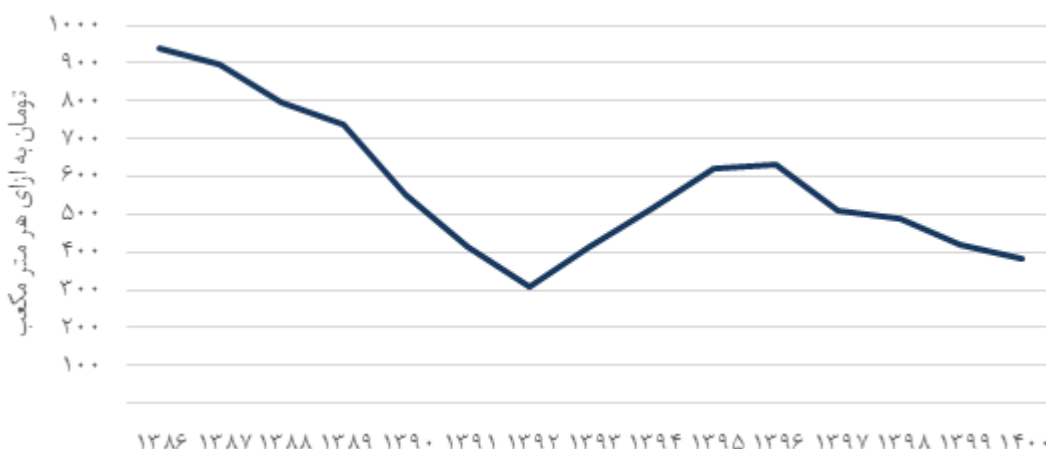
در رابطه مالی فعلی پرداخت یارانه از ابتدای زنجیره گاز صورت می‌گیرد و باعث می‌شود ارزش واقعی گاز مورد غفلت واقع شده و این موضوع عملاً موجب بهره‌وری پایین و هدررفت بالای انرژی در طول زنجیره شده است و در نتیجه زنجیره گاز به صورت غیر بهره‌ور اداره می‌شود. به رغم حجم یارانه عظیم توزیع شده در این زنجیره، به دلیل شفاف نبودن شیوه توزیع این یارانه امکان محاسبه هزینه فایده و تصمیم مناسب از سوی سیاستگذار سلب شده است. عملاً در مدل فعلی به همه حوزه‌های مصرف گاز طبیعی یارانه اعطا شده و دولت به عنوان متولی، مدیریت مؤثری بر تخصیص یارانه به بخش‌های مختلف مبتنی بر یک برنامه هدمند در راستای انواع سیاست‌های قابل اتخاذ ندارد.

۳-۴. کاهش سهم حقیقی شرکت ملی گاز از فروش داخل

هر ساله مبلغی از نرخ فروش داخل برای شرکت ملی گاز در نظر گرفته می‌شود که با تبدیل مقادیر اسمی به سهم حقیقی این شرکت از فروش داخلی به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی، مطابق شکل ۱۰ مشاهده می‌شود سهم حقیقی شرکت از فروش داخلی گاز طبیعی در بازه سال‌های ۱۳۹۲ الی ۱۳۹۶ عمدتاً به دلیل افزایش نرخ فروش داخلی روند افزایشی داشته، اما پس از آن سهم حقیقی شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز در سال‌های اخیر کاهش یافته بوده است. هر چند در سال‌های اخیر قیمت گاز فروشی به برخی صنایع و خوراک پتروشیمی افزایش قابل توجهی داشته، اما سهم این شرکت به صورت متناسب با تورم رشد نکرده و باعث شده است سهم حقیقی به ازای هر متر مکعب نزولی باشد.

۱. جهت محاسبه سهم حقیقی، نرخ اسمی در نظر گرفته شده برای شرکت ملی گاز به ازای هر متر مکعب گاز، بر شاخص تورم (CPI) تقسیم شده است.

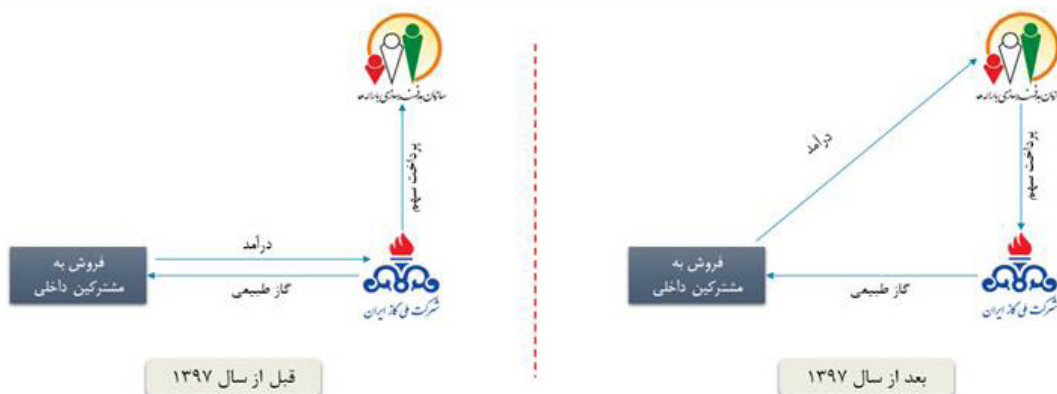
شکل ۱۰. نمودار سهم شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز طبیعی به ازای هر متر مکعب حقیقی بر اساس سال پایه ۱۳۹۸ [۸]



۳-۵. پرداخت نامنظم سهم شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز طبیعی

چالش دیگر در مدل فعلی، توزیع درآمدهای حاصل از فروش داخلی گاز طبیعی است که منابع حاصل ابتدا به حساب هدفمندسازی یارانه‌ها و سپس سهم شرکت ملی گاز پس از کسر سایر مصارف هدفمندی طبق سیاست‌های سازمان برنامه و بودجه کشور پرداخت می‌شود (شکل ۱۱). در واقع معمولاً به دلیل بیش برآوردی منابع هدفمندی و عدم تحقق منابع، کسری ایجاد شده همواره با کسر از سهم شرکت‌های تابعه وزارت نفت از مصارف هدفمندی پوشش داده می‌شود. این اتفاق سبب شده است که در سال‌های اخیر پرداخت این سهم به شرکت به صورت نامنظم انجام شود و علاوه بر کاهش منابع شرکت، امکان برنامه‌ریزی و سیاستگذاری شرکتی نیز سلب شود.

شکل ۱۱. نحوه توزیع درآمدهای حاصل از فروش داخلی گاز طبیعی



مأخذ: برداشت نگارنده.

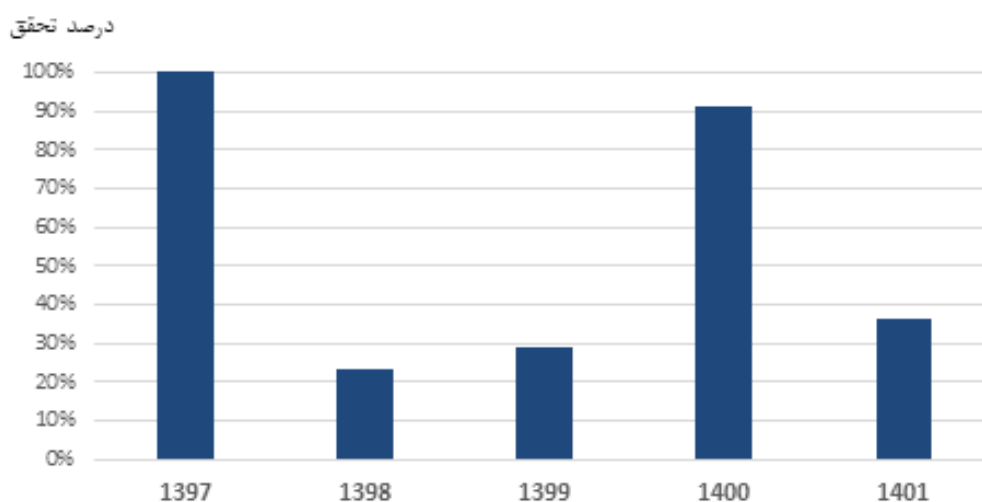
مطابق شکل ۱۱ تا قبل از سال ۱۳۹۷، شرکت‌های تابعه وزارت نفت موظف بودند تا سهم سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها را پس از دریافت درآمد حاصل از فروش داخلی پرداخت کنند. اما از سال ۱۳۹۷، مطابق قانون بودجه این سازوکار برعکس شده و منابع حاصل از فروش داخلی گاز طبیعی ابتدا به حساب هدفمندسازی یارانه‌ها و سپس سهم شرکت‌های تابعه وزارت نفت از منابع دریافتی پرداخت می‌شود. طبق جزء «۳» بند «الف» ماده (۱) قانون الحاق برخی از مواد به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت (۲)، باید رویه مطابق قبل از

۱. وزارت نفت از طریق شرکت تابعه ذی‌ربط مبالغی از منابع حاصل از فروش گاز طبیعی در داخل کشور و صادرات را پس از کسر هزینه‌های واردات و سهم شرکت تابعه ذی‌ربط بابت گاز تولیدی که هر ساله به موجب قوانین بودجه سنواتی معین می‌شود در راستای اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها به خزانه‌داری کل کشور واریز می‌کند.



سال ۱۳۹۷ ملاک اجرا قرار گیرد؛ یعنی پس از دریافت منابع حاصل از فروش داخل توسط شرکت‌ها و کسر هزینه و سهم مصوب، سهم منابع هدفمندسازی یارانه‌ها واریز شود. سازوکار پس از سال ۱۳۹۷ در تبصره «۱۴» قوانین بودجه سنواتی و آیین‌نامه اجرایی آن آمده است. همچنین این تغییر سازوکار جریان مالی و تغییر الگو، موجب شده تا دریافتی شرکت ملی گاز بابت فروش داخلی گاز طبیعی، کمتر از میزان تعیین شده در قانون بوده و روند کاهشی داشته باشد. به نحوی که مطابق شکل ۱۲ این شرکت در سال ۱۳۹۹ معادل ۲۹٪ از درآمدهای پیش‌بینی شده خود از این محل را دریافت کرده است.

شکل ۱۲. نمودار درصد تحقق سهم شرکت ملی گاز از فروش داخلی گاز طبیعی



مأخذ: استخراج نگارنده از آمار سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها و قوانین بودجه سنواتی.

طبق جزء «۳» بند «الف» ماده (۱) قانون الحاق برخی از مواد به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت (۲)^۱، باید رویه مطابق قبل از سال ۱۳۹۷ ملاک اجرا قرار گیرد؛ یعنی پس از دریافت منابع حاصل از فروش داخل توسط شرکت‌ها و کسر هزینه و سهم مصوب، سهم منابع هدفمندسازی یارانه‌ها واریز شود.

۳-۶. ابهام در تسهیم درآمدهای حاصل از فروش فراورده‌های فرعی گاز

علاوه بر مسائل مربوط به بخش گاز طبیعی، بحث منابع حاصل از فروش فراورده‌های فرعی گاز در سال‌های پیش از ۱۴۰۲، همواره یکی از مباحث مورد مناقشه در بررسی لوایح بودجه سنواتی بوده است؛ به نحوی که با عدم شفافیت نحوه تسهیم این منابع در قوانین، افزایش درآمدهای کشور از این محل و نحوه تسهیم و هزینه کردن آن، طی چند سال گذشته به محل مناقشه و چانه‌زنی دولت و مجلس شورای اسلامی تبدیل شده بود.

در نهایت آنچه تا سال ۱۴۰۲ بدان عمل می‌شد تفسیری بود که در نتیجه آن منابع حاصل از فراورده‌های فرعی گاز طبیعی با استناد به ماده (۷۱) اساسنامه شرکت ملی نفت مصوب سال ۱۳۹۵، جزو منابع داخلی شرکت ملی گاز محسوب شده و تصمیم‌گیری آن در اختیار وزارت نفت بود و در صدی از این درآمدها سالیانه برای شرکت ملی نفت و در صدی برای شرکت ملی گاز تعیین می‌شد. لذا این منابع و به تبع مصارف آنها شفاف نبوده و موجب عدم بهره‌وری در این حوزه می‌گردید. (البته باید در نظر گرفت که با توجه به پرداخت مالیات و سود سهام توسط شرکت ملی گاز، دولت نیز از این درآمدها سهم داشت).

۱. وزارت نفت از طریق شرکت تابعه ذی‌ربط مالیاتی از منابع حاصل از فروش گاز طبیعی در داخل کشور و صادرات را پس از کسر هزینه‌های واردات و سهم شرکت تابعه ذی‌ربط بابت گاز تولیدی که هر ساله به موجب قوانین بودجه سنواتی معین می‌شود در راستای اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها به خزانه‌داری کل کشور واریز می‌کند.

اما از سال ۱۴۰۲ با تصویب بند «ص» تبصره «۱» ماده واحد قانون بودجه مطابق آنچه در فصل قبل تشریح شد، تقسیم درآمدهای فرآورده‌های فرعی و هزینه کرد آن مشخص شد. همچنین مطابق بند «ب» ماده (۱۴) قانون برنامه هفتم پیشرفت نیز در اجرای بند «۳» سیاست‌های کلی برنامه پنج‌ساله هفتم، دولت موظف شد از طریق وزارت نفت و با استفاده از منابع داخلی ارزی و ریالی شرکت‌های تابعه ذی‌ربط وزارت نفت پس از کسر سهم ده درصدی (۱۰٪) مربوط به حساب بهینه‌سازی مصرف انرژی (موضوع جزء «۲» بند «الف» ماده (۴۶) قانون برنامه هفتم پیشرفت)، ماهیانه حداقل شصت درصد (۶۰٪) از عواید حاصل از صادرات و فروش داخلی کلیه محصولات فرعی گازی از جمله اتان، پروپان، بوتان، پنتان و گوگرد و مایعات گازی را صرفاً به حساب «سرمایه‌گذاری نفت و گاز کشور» که از ابتدای برنامه به نام وزارت نفت نزد خزانه‌داری کل کشور افتتاح می‌شود، واریز کند.

باقی مانده عواید فوق‌الذکر در شرکت‌های تابعه ذی‌ربط وزارت نفت نیز مقرر شد به تشخیص وزارت مزبور و حسب مورد صرفاً در چارچوب بودجه مصوب شرکت‌های تابعه ذی‌ربط آن وزارت برای پالایش، انتقال و توزیع گاز طبیعی و نگهداشت تأسیسات مربوط و نیز گازرسانی به شهرها و روستاهای باقی مانده کشور هزینه شود.

همچنین وزارت نفت مکلف شد منابع این حساب را با رعایت سیاست‌های کلی اصل چهارم و چهارم (۴۴) قانون اساسی به صورت مستقیم یا با استفاده از ساز و کار تسهیلات تلفیقی و ترکیبی با بانک‌ها و سایر مؤسسه‌های عامل مجاز، صرفاً به تأمین مالی یا ارائه ضمانت برای طرح‌های پنج‌گانه با مشارکت سرمایه‌گذار خارجی (با رعایت اصل هشتماد (۸۰) قانون اساسی) یا بخش غیردولتی داخلی اختصاص دهد.^۱ همچنین مقرر شد مابقی ۴۰ درصد درآمدهای فوق، پس از کسر سهم حساب بهینه‌سازی مصرف انرژی و حساب سرمایه‌گذاری نفت و گاز، در شرکت‌های تابعه ذی‌ربط وزارت نفت به تشخیص وزارت مزبور و حسب مورد صرفاً در چارچوب بودجه مصوب شرکت‌های تابعه ذی‌ربط آن وزارت هزینه شود. بدین ترتیب به واسطه احکام ذیل مواد (۱۴) و (۴۶) قانون برنامه هفتم پیشرفت، محل هزینه کرد تمامی درآمدهای حاصل از فروش داخلی و صادرات محصولات فرعی نفت و محصولات فرعی گاز مشخص شده است.

با توجه به آسیب‌شناسی طرح شده، مسئله اول در رابطه مالی فعلی یکپارچه و شفاف شدن درآمدها و هزینه‌های زنجیره گاز از منظر حاکمیت است. در کنار این مسئله، در حال حاضر کشور با بحث ناترازی گاز مواجه بوده و با توجه به کمبود منابع مالی، بهینه‌سازی مصرف انرژی به‌ویژه در بخش گاز که بیش از ۷۰ درصد تأمین داخلی انرژی کشور بدان متکی است، بیش از پیش ضرورت یافته است. در عین حال، به دلیل ملاحظات اجتماعی امکان افزایش و آزادسازی قیمت‌ها در بسیاری از مصارف وجود ندارد. بنابراین باید به سمت راهبردهای غیرقیمتی با اثرگذاری بالا در حوزه مدیریت مصرف گاز حرکت کرد. لذا مسئله دوم، جهت‌دهی اصلاح روابط مالی به سمت افزایش بهره‌وری و بهینه‌سازی مصرف گاز است.

۴. مدل رابطه مالی پیشنهادی

بر اساس مطالب بیان شده، ضروری است رابطه مالی زنجیره ارزش گاز به نحوی اصلاح شود که از طرفی با ایجاد انگیزه، زمینه‌ساز افزایش بهره‌وری در طول زنجیره باشد و از سوی دیگر بی‌انضباطی درآمدهای حاصل از فروش گاز جلوگیری کرده و قاعده‌مندی بیشتری در قیمت‌گذاری تمام زنجیره و تسهیم درآمدها حاکم و سهم‌باز یگران مختلف به‌طور خاص یارانه پرداختی دولت شفاف شود. لذا با توجه به عدم شفافیت درآمد و هزینه‌های موجود در زنجیره ارزش گاز از یک سو و لزوم اتخاذ راهبردهای غیرقیمتی با توجه به ملاحظات اجتماعی به منظور بهینه‌سازی مصرف گاز در طول زنجیره در سال‌های پیش رو، اصلاح رابطه مالی زنجیره ارزش گاز از طریق حذف یارانه از ابتدای زنجیره و انتقال آن به انتهای زنجیره به‌عنوان راهکار عمده مسائل مطرح شده، پیشنهاد می‌شود. این اقدام ضمن حل مسئله ضابطه‌مندی تبادلات مالی در طول زنجیره، زمینه بسیاری از اقدامات ناظر به افزایش بهره‌وری و بهینه‌سازی مصرف گاز در طول زنجیره ارزش آن را فراهم می‌کند (شکل ۱۳).

۱. طرح‌های پنج‌گانه ذکر شده در بند «ب» ماده (۱۴) قانون برنامه هفتم پیشرفت عبارتند از:

۱. اکتشاف یا توسعه میادین جدید نفت و گاز یا نگهداشت و افزایش تولید میادین موجود کشور با اولویت میادین مشترک به‌ویژه فشارافزایی میدان‌گازی مشترک پارس جنوبی.

۲. مشارکت در طرح‌های مصوب ستاد راهبری تجارت منطقه‌ای انرژی.

۳. احداث مقاوم‌سازی، نوسازی و بازسازی زیرساخت‌های اساسی مورد نیاز برای ذخیره‌سازی انتقال توزیع و صادرات نفت و گاز طبیعی و فرآورده نفتی و گازی.

۴. تأمین تجهیزات و احداث تأسیسات هوشمند اندازه‌گیری و رصد لحظه‌ای مبادلات نفت، گاز میعانات گازی و فرآورده‌های نفتی و گازی.

۵. مشارکت در اجرای طرح‌های بهینه‌سازی و مدیریت مصرف انرژی کشور به‌ویژه کاهش ناترازی گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی و گازی.

شکل ۱۳. ویژگی‌های مدل پیشنهادی



مأخذ: برداشت نگارنده.

۴-۱. کلیت مدل رابطه مالی پیشنهادی

کلیت مدل پیشنهادی پژوهش حاضر برای اصلاح رابطه مالی حاکم بر زنجیره ارزش گاز، مبتنی بر دریافت ارزش واقعی گاز غنی در ابتدای زنجیره توسط دولت، انجام خرید و فروش به قیمت‌های واقعی در طول زنجیره میان بازیگران فعال و اختصاص یارانه هدفمند توسط دولت به مصارف مشخص است.

در این مدل دولت رأساً و یا از طریق شرکت ملی نفت (به عنوان تولیدکننده گاز غنی)، گاز غنی را در ابتدای زنجیره ارزش گاز به شرکت ملی گاز (متولی پالایش، انتقال و توزیع گاز طبیعی) به قیمت واقعی و بر اساس ارزش اجزای تشکیل دهنده^۱ گاز غنی به فروش می‌رساند. سپس دولت از محل منابع حاصله، هزینه تولید گاز غنی را به شرکت ملی نفت بر اساس قواعد رابطه مالی مصوب فعلی در قانون برنامه هفتم پیشرفت^۲ (فی به‌ازای بشکه یا سنت به‌ازای متر مکعب) پرداخت می‌کند و به این ترتیب تسویه حساب با شرکت ملی نفت به صورتی انجام می‌شود که برخلاف رابطه مالی حاکم فعلی، انگیزه شرکت ملی نفت بابت توسعه میادین گازی بیشتر می‌شود. همچنین سهم صندوق توسعه ملی معادل خالص صادراتی گاز از این محل و یا درصدی از تولید گاز غنی پرداخت می‌شود.^۳

در ادامه شرکت ملی گاز، پس از انجام عملیات پالایش گاز غنی خریداری شده، گاز طبیعی و سایر محصولات تولیدی را به مشترکین مختلف به فروش می‌رساند. قاعدتاً شرکت ملی گاز که گاز را به قیمت واقعی خریداری کرده است، سعی در افزایش بهره‌وری فعالیت‌های خود اعم از انجام عملیات پالایش، انتقال و توزیع خواهد داشت؛ در این صورت این شرکت علاوه بر استحصال حداکثر محصولات، تلاش خواهد کرد که محصولات را به بیشترین قیمت ممکن در بازارهای مختلف به فروش برساند و در تولید و انتقال محصولات، کمترین هزینه و بیشترین درآمد را کسب کند؛ چراکه هر چه به دست بیاورد، جزو منابع شرکت خواهد بود. بدیهی است که در این صورت مصرف‌کننده نهایی (صنعت و نیروگاه و ...) باید گاز طبیعی را به قیمت واقعی خریداری کند.

1. Components

۲. ماده (۱۵) - به منظور مولدسازی ذخایر نفت و گاز کشور، سرعت بخشی به توسعه میادین نفت و گاز و اصلاح رابطه مالی دولت با شرکت ملی نفت ایران اقدامات زیر انجام می‌گیرد:
(الف) وزارت نفت مکلف است در مورد میادین در حال بهره‌برداری یا دارای قرارداد توسعه فعلی، نسبت به عقد قراردادهای مجزا با شرکت ملی نفت ایران با رعایت قوانین در قالب قراردادهای بلندمدت به تفکیک میدان/ مخزن نفت و گاز و از جمله در چارچوب شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفتی و گازی با تصویب شورای اقتصاد اقدام کند.
۳. لازم به ذکر است؛ سهم‌بری صندوق توسعه ملی از صادرات گاز در سیاست‌های کلی برنامه پنجم توسعه و برنامه ششم توسعه، ماده (۷) برنامه ششم توسعه و همچنین ماده (۱۶) قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور ذکر شده و برای پیاده‌سازی این مدل نیاز به تغییر سیاست کلی و قوانین و ایجاد زیرساخت قانونی لازم است.

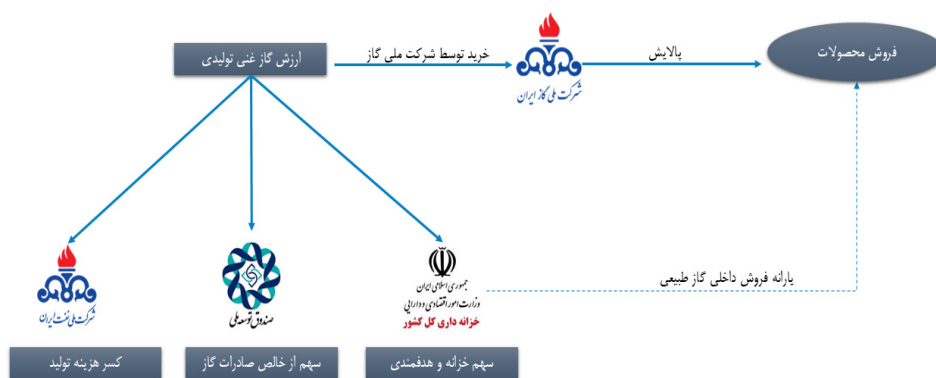
نکته قابل توجه آن است که در این مدل تلاش بر اصلاح تخصیص هدفمندی یارانه توزیعی فعلی در طول زنجیره ارزش گاز است و لذا دولت بنابه سیاست صنعتی خود و نیز لحاظ ملاحظات اجتماعی، سیاسی و امنیتی می تواند از منابع حاصله ناشی از فروش گاز غنی به شرکت ملی گاز با قیمت های واقعی، جهت تخصیص یارانه به مصارف هدف گذاری شده خود اقدام کند. در صورت تمایل دولت به عدم تغییر قیمت ها برای مردم و مصرف کننده نهایی، پیشنهاد می شود برای این بخش یارانه به انتهای زنجیره و حلقه یکی مانده به آخر (شرکت های گاز استانی) تخصیص داده شود. در واقع با این کار شرکت ملی گاز و شرکت ملی نفت از ملاحظات اجتماعی دولت خارج شده و براساس اصول بنگاه داری رفتار خواهند کرد و دولت نیز به صورت شفاف، هزینه هایی که برای سیاست های صنعتی و ملاحظات اجتماعی خود انجام می دهد را به صورت ملموس درک خواهد کرد.

بنابه ملاحظات اجرایی اولیه این سیاست، در سال اول اجرای مدل پیشنهادی نیز این امکان وجود دارد تا محاسبات به نحوی انجام شود که هیچ تغییری در درآمدها و هزینه های ذی نفعان صورت نگیرد و صرفاً منابع و مصارف دولت و تبادلات مالی میان بازیگران در طول زنجیره ارزش گاز شفاف شود. ولی با توجه به دینامیک مسئله، در سال های بعدی این اقدام تبعات مثبت مهمی را بر جای خواهد گذاشت که در ادامه بدان پرداخته می شود.

قابل توجه است که مشابه مدل رابطه مالی پیشنهادی در سال های ۱۳۸۴ الی ۱۳۸۹ میان شرکت ملی گاز، شرکت ملی نفت و دولت برقرار بوده و از طرفی در حال حاضر نیز مشابه چنین رابطه ای بین شرکت ملی نفت با برخی پتروشیمی ها همچون پتروشیمی پارس بابت فروش گاز غنی برقرار است. همچنین این مدل به رابطه مالی پالایشگاه های نفتی که خوراک نفت خام خود را به قیمت صادراتی خرید می کنند و متقابلاً فراورده های (اصلی و ویژه) را نیز به قیمت صادراتی به فروش می رسانند، نزدیک است. لذا تجربه پیاده سازی چنین رابطه مالی چه در زنجیره سایر محصولات و چه در زنجیره گاز وجود داشته و دارد.

گفتنی است؛ بخشی از مدل پیشنهادی فعلی در مورد صنعت برق پیاده سازی شده و در ماده (۱۰) قانون مانع زدایی از توسعه صنعت برق مصوب سال ۱۴۰۱، مدل مشابهی مبنی بر انتقال یارانه بخش برق از ابتدا به انتهای زنجیره به تصویب رسیده،^۱ اما نیاز است این حکم قانونی به کل زنجیره ارزش گاز تعمیم داده شود. کلیت مدل رابطه مالی پیشنهادی همان طور که تشریح شد، در شکل ۱۴ قابل مشاهده است.

شکل ۱۴. مدل رابطه مالی گاز پیشنهادی



مأخذ: تهیه شده توسط نگارنده.

۱. ماده (۱۰) - وزارت نیرو مکلف است با همکاری وزارت نفت و سازمان برنامه و بودجه کشور برنامه حذف تدریجی قیمت گذاری انرژی در طول زنجیره تولید، انتقال و توزیع برق و انتقال تمام یارانه ها به انتهای زنجیره قبل از عرضه به مصرف کننده نهایی را ظرف سه ماه از تاریخ لازم الاجرا شدن این قانون تهیه کند و به تصویب هیئت وزیران برساند. صد در صد (۱۰۰٪) منابع حاصل در قالب لوایح بودجه سنواتی ابتدا برای تسویه یارانه در پایان زنجیره و سپس برای حمایت از طرح های بهره وری انرژی در صنعت برق هزینه خواهد شد.



۲-۴. جزئیات و ملاحظات مدل رابطه مالی پیشنهادی

در بخش قبل کلیت مدل بیان شد، اما برای پیاده‌سازی این مدل ملاحظاتی ناظر به قیمت گاز غنی، سهم صندوق توسعه ملی و سهم مناطق گاز خیز وجود دارد که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

الف) قیمت گاز غنی

از آنجایی که گاز غنی علاوه بر گاز طبیعی در بردارنده ترکیبات هیدروکربنی دیگری نیز است، گاز غنی تولیدی در مدل پیشنهادی به قیمت مجموع حاصل ضرب درصد وزنی ترکیبات مختلف گاز غنی شامل گاز طبیعی، اتان، پروپان، بوتان، پنتان پلاس و گوگرد در ضریبی از قیمت میانگین فصلی صادراتی این ترکیبات به تفکیک هر میدان تولیدی نفت و گاز به شرکت ملی گاز فروخته می‌شود (شکل ۱۵).

شکل ۱۵. فرمول پیشنهادی برای تعیین قیمت گاز غنی

$$\text{قیمت گاز غنی} = \sum_{i=0}^n w_i p_i \times \text{ضریب}$$

ا: محصولات (گاز طبیعی، اتان، پروپان، بوتان و...)
w: درصد وزنی محصول از هر متر مکعب گاز غنی
p: میانگین فصلی قیمت صادراتی محصول

مأخذ: تهیه شده توسط نگارنده.

با توجه به این نکته که نوع، کیفیت و میزان ترش بودن گاز غنی تولیدی هر میدان متفاوت است، قیمت گاز غنی باید با توجه به فرمول فوق برای هر میدان به‌طور مجزا و ناظر به چگونگی پوشش هزینه‌های تولید گاز غنی، پالایش، انتقال، توزیع و فروش گاز طبیعی و سایر فراورده‌های گازی تعیین شود.

همان‌طور که پیشتر عنوان شد، در صورت اجرای مدل پیشنهادی در سال اول به‌صورت حساب‌های دفتری، ضریب مذکور در ابتدای امر می‌تواند به‌صورتی تعیین شود که مطابق جدول ۱ منابع حاصل از فروش گاز غنی با قسمت مصارف یعنی سهم هدفمندسازی یارانه‌ها، سهم مالکانه دولت (خزانه)، سهم صندوق توسعه ملی، سهم شرکت ملی نفت مطابق قراردادهای منعقد شده ذیل ماده (۱۵) قانون برنامه هفتم پیشرفت و یارانه گاز طبیعی پرداختی دولت به بخش‌های خانگی، تجاری، نیروگاه، صنعتی و... تراز شود و از طرفی شرکت ملی گاز نیز پس از پرداخت هزینه گاز غنی، توان پوشش سایر هزینه‌های خود اعم از پالایش، توزیع، انتقال و... را داشته باشد.

جدول ۱. منابع و مصارف موجود در زنجیره ارزش گاز در مدل پیشنهادی

مصارف		منابع
سهم هدفمندسازی یارانه‌ها	دولت	فروش گاز غنی به شرکت ملی گاز
سهم مالکانه دولت (خزانه)		
یارانه گاز طبیعی بخش‌های داخلی		
سهم صندوق توسعه ملی		
سهم شرکت ملی نفت بابت هزینه تولید		

مأخذ: تهیه شده توسط نگارنده.

پیشنهاد می شود ضریب مذکور به صورت سالیانه و تدریجی تا سقف معینی افزایش پیدا کند. این امر سبب ایجاد انگیزه شرکت ملی گاز جهت افزایش بهره‌وری خواهد شد؛ چراکه با افزایش بهای گاز غنی خریداری شده توسط شرکت ملی گاز، این شرکت طی یک برنامه در راستای افزایش درآمدهای خود، کاهش گازهای تلف شده، افزایش استحصال محصولات جانبی نظیر ال.پی.جی را دنبال خواهد کرد.

ب) سهم صندوق توسعه ملی

با توجه به ناترازی روبه گسترش گاز طبیعی و روند کاهشی میزان گاز طبیعی در اختیار برای صادرات و با عنایت به بین‌النسلی بودن منبع خدادادی گاز طبیعی، بهتر است سهم صندوق توسعه ملی به جای صادرات از محل فروش گاز غنی تخصیص داده شود و معادل درصدی از فروش گاز غنی تولید شده به این صندوق واریز گردد. لذا در مدل جدید پیشنهاد می شود درصدی از منابع فروش گاز غنی به صندوق توسعه ملی اختصاص یابد و در این حالت دیگر تمام منابع حاصل از صادرات گاز طبیعی به شرکت ملی گاز اختصاص دارد.

گفتنی است؛ موضوع سهم‌بری صندوق توسعه ملی از خالص صادرات گاز در قوانین بالادستی همچون سیاست‌های کلی برنامه پنجم توسعه^۱ و برنامه ششم توسعه^۲، ماده (۷) برنامه ششم توسعه^۳ و همچنین ماده (۱۶) قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور^۴ که در حکم اساسنامه این صندوق نیز می‌باشد، آمده است.^۵ لذا در حالتی که اختصاص درصدی از درآمدهای حاصل از فروش گاز غنی تولیدی به صندوق توسعه ملی امکان‌پذیر نیست، در این مدل معادل سهم صندوق توسعه ملی از خالص صادرات گاز از منابع عظیم اولیه ناشی از فروش گاز غنی توسط دولت به شرکت ملی گاز به این صندوق پرداخت می‌شود؛ چراکه شرکت ملی گاز در ابتدای زنجیره، یک‌بار گاز غنی را به ارزش واقعی محصولات آن خریداری کرده و منابع حاصل از فروش تمام محصولات از جمله صادرات گاز طبیعی تماماً سهم شرکت ملی گاز است.

ج) سایر سهم‌های در نظر گرفته شده در قوانین

در این مدل معادل سهم مناطق گاز خیز و کمتر توسعه یافته برابر با سه درصد (۳٪) از خالص صادرات گاز موضوع بند «ت» ماده (۳۲) قانون احکام دائمی^۶ و بند «الف» ماده (۲۶) برنامه ششم توسعه^۷ و سهم حساب بهینه‌سازی مصرف انرژی برابر با یک درصد (۱٪) از خالص صادرات گاز (موضوع جزء «ب» ماده (۲) بند «الف» ماده (۴۶) قانون برنامه هفتم پیشرفت) نیز از محل منابع حاصل از فروش گاز غنی توسط دولت اختصاص می‌یابد.

۱. ۲۲- تغییر نگاه به نفت و گاز و درآمدهای حاصل از آن، از منبع تأمین بودجه عمومی به «منابع و سرمایه‌های زاینده اقتصادی» و ایجاد صندوق توسعه ملی با تصویب اساسنامه آن در مجلس شورای اسلامی در سال اول برنامه پنجم و برنامه ریزی برای استفاده از مزیت نسبی نفت و گاز در زنجیره صنعتی و خدماتی و پایین دستی وابسته بدان بارعایت:

۱- ۲۲. واریز سالیانه حداقل ۲۰ درصد از منابع حاصل از صادرات نفت و گاز و فرآورده‌های نفتی به صندوق توسعه ملی.
۲- ۲۲. ارائه تسهیلات از منابع صندوق توسعه ملی به بخش‌های خصوصی، تعاونی و عمومی غیردولتی با هدف تولید و توسعه سرمایه‌گذاری در داخل و خارج کشور با در نظر گرفتن شرایط رقابتی و بازدهی مناسب اقتصادی.

۲. ۱۰- تغییر نگاه به نفت و گاز و درآمدهای حاصل از آن، از منبع تأمین بودجه عمومی به «منابع و سرمایه‌های زاینده اقتصادی» و دائمی شدن اساسنامه صندوق توسعه ملی با تنفیذ اساسنامه موجود و واریز سالیانه ۳۰ درصد از منابع حاصل از صادرات نفت و میعانات گازی و خالص صادرات گاز به صندوق توسعه ملی و افزایش حداقل ۲ واحد درصد سالیانه به آن.

۳. بند «ب» ماده (۷) - سهم صندوق توسعه ملی از منابع حاصل از صادرات نفت، میعانات گازی و خالص صادرات گاز در سال اول اجرای قانون برنامه سی درصد (۳۰٪) تعیین می‌شود و سالیانه حداقل دو واحد درصد به این سهم اضافه می‌شود. بانک مرکزی مکلف است در طول سال و متناسب با وصول منابع بلافاصله نسبت به واریز این وجوه و سهم چهارده و نیم درصد (۱۴/۵٪) شرکت ملی نفت ایران از کل صادرات نفت و میعانات گازی و همچنین سهم سه درصد (۳٪) مناطق نفت خیز، گاز خیز و توسعه یافته اقدام کند و از محل باقی مانده، سهم بودجه عمومی دولت از منابع موضوع این جزء در سقف جدول شماره (۴) این قانون تعیین و به حساب درآمد عمومی نزد خزانه‌داری کل کشور واریز و مابقی را به حساب ذخیره ارزی واریز نماید.

۴. بند «ح» ماده (۱۶) - اساسنامه صندوق توسعه ملی - منابع صندوق:

۱. حداقل معادل سی درصد (۳۰٪) از منابع حاصل از صادرات نفت (نفت خام، میعانات گازی، گاز و فرآورده‌های نفتی) در سال‌های برنامه و تعیین مبلغ آن در قوانین بودجه سنواتی.

۵. همان‌طور که ذکر شد برای پیاده‌سازی این مدل نیاز به تغییر این قوانین و فراهم‌سازی بستر قانونی است.

۶. ت- دولت مکلف است سه درصد (۳٪) از درآمد حاصل از صادرات نفت خام و گاز طبیعی را به ترتیب یک سوم به استان‌های نفت خیز و گاز خیز که سهم هر استان براساس سهم آن استان در ارزش صادرات نفت خام و خالص صادرات گاز طبیعی تعیین می‌شود و دو سوم به شهرستان‌های مناطق کمتر توسعه یافته که براساس شاخص‌های توسعه نیافتگی به تفکیک شهرستان توسط سازمان برنامه و بودجه کشور تعیین می‌شود، جهت اجرای برنامه عمرانی بودجه‌های سنواتی اختصاص دهد. این اعتبار صرفاً به مناطق نفت خیز و مناطق توسعه نیافته اختصاص می‌یابد و موجب کاهش سهم اعتبارات استانی این مناطق نمی‌شود.

۷. ۳- سه درصد (۳٪) از درآمد حاصل از صادرات نفت خام و میعانات گازی خالص صادرات گاز طبیعی را به ترتیب یک سوم به استان‌های نفت خیز و گاز خیز و دو سوم به مناطق و شهرستان‌های کمتر توسعه یافته جهت اجرای برنامه‌های عمرانی در قالب بودجه‌های سنواتی با تصویب شورای برنامه‌ریزی و توسعه این استان‌ها اختصاص دهد. حکم جزء «ب» ماده (۲۶) این قانون بر حکم جزء «۱» بند «ب» ماده (۷) حاکم است.



۵. آثار مدل پیشنهادی در حکمرانی انرژی کشور

به کارگیری مدل رابطه مالی پیشنهادی، آثار و پیامدهای مثبتی را در حکمرانی انرژی کشور و در سه سطح دولت، شرکت‌های فعال در زنجیره ارزش گاز به‌ویژه شرکت ملی گاز و مصرف‌کنندگان نهایی به‌دنبال خواهد داشت که در ادامه به آنها پرداخته می‌شود.

۵-۱. یکپارچه و شفاف شدن درآمدها و هدفمند شدن هزینه‌های بخش گاز

تجمع تمامی درآمدهای حاصل از فروش گاز غنی در ابتدای زنجیره و قرار گرفتن آن در اختیار دولت از طریق فروش گاز غنی به شرکت ملی گاز (به قیمت واقعی و براساس ارزش اجزای تشکیل‌دهنده گاز غنی)، علاوه بر ایجاد انضباط مالی، زمینه‌ساز تخصیص بهینه منابع حاصل در قالب اعطای یارانه به بخش‌های هدف و نیز افزایش بهره‌وری در زنجیره ارزش گاز می‌شود.

۵-۱-۱. ایجاد زمینه تصمیم‌گیری دولت جهت هدفمندسازی واقعی یارانه‌ها

با یکپارچه شدن درآمدهای بخش گاز در ابتدای زنجیره و حذف یارانه و قیمت تکلیفی خرید و فروش در طول زنجیره گاز و نیز با شفاف شدن میزان یارانه عظیم توزیعی دولت در این بخش از طریق مقایسه درآمدهای حاصل با حالت قبلی و رابطه مالی حاکم فعلی، زمینه سیاستگذاری جهت تخصیص بهینه یارانه به بخش‌های مختلف مصرفی براساس سیاست‌های صنعتی، حمایتی و رفاهی فراهم شده و هدفمندسازی واقعی یارانه‌ها محقق خواهد شد. پس از اجرای این طرح، دولت برای منابع مالی محدود خود تصمیم می‌گیرد که چه مقدار یارانه به هر بخش مختلف مصرفی اعطا کند. لازم به ذکر است؛ در حال حاضر نیز دولت این یارانه را به صورت غیر شفاف، پراکنده و غیر هدفمند در کل زنجیره تخصیص می‌دهد، اما با شفاف شدن رابطه مالی، این یارانه را در ابتدای زنجیره در اختیار می‌گیرد و در انتهای زنجیره به مصارف مهم و حیاتی خود تخصیص می‌دهد.

۵-۱-۲. ایجاد انگیزه افزایش تولید گاز و افزایش بهره‌وری در طول زنجیره ارزش گاز

با واقعی‌سازی قیمت‌ها در طول زنجیره گاز و با حذف قیمت‌گذاری‌های تکلیفی، علاوه بر افزایش انگیزه تولید از میادین گازی توسط شرکت ملی نفت، انگیزه تمامی بازیگران فعال در زنجیره ارزش گاز جهت افزایش بهره‌وری عملیات‌ها و فعالیت‌های خود نیز افزایش می‌یابد؛ چراکه این بازیگران بهای گاز خریداری/فروخته شده را می‌پردازند/دریافت می‌کنند و لذا همچون یک بنگاه اقتصادی عمل خواهند کرد.

۵-۲. انگیزه بخشی به شرکت ملی گاز برای افزایش بهره‌وری (افزایش درآمدها و کاهش هزینه‌ها)

با توجه به آنکه شرکت ملی گاز یکی از بازیگران اصلی در زنجیره ارزش گاز است، در این بخش آثار مثبت رابطه مالی پیشنهادی بر این شرکت به صورت مجزا تشریح شده است. با افزایش هزینه خرید گاز غنی خریداری شده توسط شرکت ملی گاز، ارزش واقعی گاز برای این شرکت ملموس‌تر شده و تلاش شرکت جهت افزایش بهره‌وری تمامی عملیات‌ها و فعالیت‌های خود خواهد بود. در واقع شرکت ملی گاز مشابه اغلب شرکت‌های دولتی گران و غیر بهره‌ور اداره می‌شود که با تغییر رابطه مالی فعلی، این شرکت نیز به سمت افزایش بهره‌وری حرکت خواهد کرد. به صورت خاص با تغییر رابطه مالی، دو اقدام مهم زیر صورت خواهد گرفت:

۵-۲-۱. افزایش بهره‌وری و بهبود مدیریت مصرف گاز در داخل کشور

در رابطه مالی جدید، شرکت ملی گاز تلاش خواهد کرد تا بیشترین استحصال مواد دارای ارزش افزوده در عملیات پالایش گاز غنی و کمترین هدررفت در شبکه انتقال و توزیع گاز طبیعی را داشته باشد. به عنوان مثال در حال حاضر برآورد می‌شود که شرکت ملی گاز حجم قابل توجهی از آل.پی.جی تولیدی از گاز غنی را استحصال نمی‌کند و یا مقداری از اتان برگشتی از برخی واحدهای پتروشیمی سوزانده می‌شود که در صورت سرمایه‌گذاری و استحصال مواد با ارزش افزوده بالاتر از گاز غنی، نفع اقتصادی قابل توجهی در پی دارد. همچنین در پدیده گازهای مشعل پالایشگاه‌های گازی، میزان تقریبی ۳،۲ میلیارد مترمکعب گاز معادل حدود یک میلیارد دلار در سال در پالایشگاه‌های تحت مدیریت این شرکت سوزانده می‌شود.

۵-۲-۲. افزایش صادرات گاز طبیعی

با توجه به آنکه قیمت گاز طبیعی صادراتی بالاترین قیمت قابل وصول برای شرکت ملی گاز است، لذا پس از اجرای رابطه مالی پیشنهادی و

فعالیت شرکت ملی گاز با رعایت مؤلفه‌های اقتصادی، این تغییر رابطه مالی منجر به افزایش انگیزه شرکت ملی گاز به منظور افزایش صادرات گاز خواهد شد که از نظر راهبردی برای کشور بسیار حائز اهمیت است و در اسناد بالادستی^۱ مورد تأکید فراوانی قرار دارد. اگرچه در رابطه مالی فعلی نیز به دلیل سهم ۱۴٫۵ درصد شرکت ملی گاز، این شرکت انگیزه افزایش صادرات دارد، اما در رابطه مالی جدید این شرکت به واسطه خرید مواد اولیه و فروش محصولات خود به قیمت واقعی رفتار تجاری و اقتصادی خواهد داشت.

۳-۵. افزایش انگیزه برای مصرف‌کنندگان نهایی به منظور کاهش مصرف انرژی

در رابطه مالی جدید دولت در انتهای زنجیره، یارانه را به مصرف‌کننده نهایی اعطا می‌کند. کاهش مصرف گاز طبیعی از طریق پیاده‌سازی این سیاست متصور خواهد بود. یادآور می‌شود که دولت امکان حمایت از بخش‌ها را با اعطای یارانه هدفمند از محل منابع حاصل از فروش گاز غنی در ابتدای زنجیره خواهد داشت. همان‌طور که بیان شد به دلیل ملاحظات اجتماعی و اقتصادی خانوار، پیشنهاد می‌شود در مورد بخش خانگی، یارانه به شرکت‌های گاز استانی پرداخت شود و مشترکین این بخش بدون پرداخت هزینه اضافه‌تری نسبت به قبل، صرفاً مبلغ یارانه دریافتی را در قبوض خود مشاهده کنند.

شکل ۱۶. خلاصه آثار مدل پیشنهادی



مأخذ: تهیه شده توسط نگارنده.

۶. جمع‌بندی

همان‌طور که بیان شد شاخص شدت انرژی کشور بیش از دو برابر میانگین جهانی بوده که گاز با توجه به سهم ۷۰ درصدی از سبد انرژی کشور، تأثیر مهمی در این شاخص دارد و همچنین با توجه به معضل ناترازی گاز کشور، اتخاذ سیاست‌هایی در جهت بهینه‌سازی و افزایش بهره‌وری ضروری است. از سوی دیگر، همواره یکی از چالش‌های مهم دولت در رابطه با شرکت‌های بزرگ دولتی از جمله شرکت ملی گاز، نوع رابطه مالی این شرکت‌ها با دولت بوده است. رابطه مالی فعلی زنجیره گاز دارای ابهامات، کژکارکردی‌ها و عدم شفافیت‌هایی است که موجب عدم تخصیص بهینه منابع و یارانه عظیم تخصیصی در طول زنجیره می‌شود. لذا ضروری است؛ رابطه مالی زنجیره ارزش گاز به نحوی اصلاح شود که از طرفی با ایجاد انگیزه، زمینه‌ساز افزایش بهره‌وری در طول زنجیره باشد و از سویی از بی‌انضباطی درآمدهای حاصل از گاز جلوگیری کرده

۱. برای مثال بند «۱۳» سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی.



و قاعده‌مندی بیشتری در قیمت‌گذاری در تمام زنجیره و تسهیم درآمدها حاکم شود و سهم بازیگران مختلف به‌طور خاص یارانه پرداختی دولت شفاف شود. با توجه به عدم شفافیت در آمد و هزینه‌های موجود در زنجیره ارزش گاز از یک سو و لزوم اتخاذ راهبردهای غیرقیمتی با توجه به ملاحظات اجتماعی به‌منظور بهینه‌سازی مصرف گاز در سال‌های پیش‌رو، اصلاح رابطه مالی زنجیره ارزش گاز از طریق حذف یارانه از ابتدای زنجیره و انتقال آن به انتهای زنجیره به‌عنوان راهکار عمده مسائل مطرح شده، پیشنهاد می‌شود. این اصلاح آثار مثبتی در حکمرانی انرژی کشور از جمله یکپارچه و شفاف شدن درآمدها و هزینه‌های بخش گاز، ایجاد زمینه واقعی تصمیم‌گیری دولت جهت مدیریت یارانه، انگیزه‌بخشی به شرکت ملی گاز برای افزایش بهره‌وری را به‌دنبال خواهد داشت.

قابل توجه است که مشابه این مدل رابطه مالی در سال‌های ۱۳۸۴ الی ۱۳۸۹ بین شرکت ملی گاز، شرکت ملی نفت و دولت برقرار بوده و از طرفی در حال حاضر نیز مشابه چنین رابطه‌ای بین شرکت ملی نفت با برخی پتروشیمی‌ها همچون پتروشیمی پارس برقرار است. همچنین این مدل به رابطه مالی پالایشگاه‌های نفتی که نفت خوراک خود را به ۹۵ درصد قیمت صادراتی خرید می‌کنند و متقابلاً فرآورده‌ها را نیز به قیمت صادراتی به فروش می‌رسانند، نزدیک است. در بخش برق نیز در ماده (۱۰) قانون مانع‌زدایی از توسعه صنعت برق، مدل مشابه مبنی بر انتقال یارانه بخش برق از ابتدا به انتهای زنجیره به تصویب رسیده است. لذا پیشنهاد می‌شود اصلاح رابطه مالی زنجیره ارزش گاز در قوانین به‌نحوی که تشریح شد مورد توجه قرار گیرد.

منابع و مآخذ

- [۱] مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، تصویر انواع تبادلات مالی و حجمی در زنجیره ارزش گاز، ۱۴۰۳.
- [2] EIA, Annual Energy Outlook: Release Presentation, 2023.
- [3] BP, Energy Outlook, 2023.
- [4] BP, Statistical Review of World Energy, 2022.
۵. مؤسسه مطالعات انرژی، ترازنامه هیدروکربوری. ۱۳۹۸.
- [6] IEA, data and statistics: energy intensity.
- [۷] SolutiEn، مقایسه عملکرد بخش دولتی و غیردولتی در پالایش گاز. ۱۴۰۱ و صورت مالی شرکت پالایش گاز پارس جنوبی سال ۱۳۹۸.
- [۸] مدیریت پژوهش شرکت ملی گاز، بازطراحی مدل درآمدی شرکت ملی گاز ایران در رابطه دولت و شرکت ملی نفت ایران. ۱۴۰۰ و صورت‌های مالی شرکت ملی گاز.

گزیده سیاستی

جهت شفافیت درآمدها و هزینه‌ها و افزایش بهره‌وری در زنجیره ارزش گاز، اصلاح رابطه مالی گاز از طریق انتقال یارانه از ابتدا به انتهای زنجیره پیشنهاد می‌شود.



مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

تهران، خیابان پاسداران، روبروی پارک نیاوران (ضلع جنوبی، پلاک ۸۰۲)

تلفن: ۷۵۱۸۳۰۰۰ صندوق پستی: ۱۵۸۷۵-۵۸۵۵ پست الکترونیک: mrc@majles.ir

وبسایت: rc@majles.ir