ماهنامه علمی «امنیت اقتصادی»، مقاله پژوهشی، سال دهم، شماره ۹ (پیاپی ۱۰۴)، آذر ۱۴۰۱، صص ۴۴-۳۱

بحران جدید گاز ایران؛ چرایی و دلالت‌های امنیت اقتصادی آن

صابر پناهی شکوه[۱]

چکیده

بر اساس گزارش مجمع شرکت‌های تولیدکننده گاز[۲]، ایران با ۳۴ تریلیون مترمکعب ذخیره اثبات‌شده (ذخایر اثبات‌شده یا P1 به ذخایری با احتمال بیش از ۹۰ درصد اطلاق می‌شود) گاز پس از روسیه بیشترین ذخایر گازی دنیا (حدود ۱۶ درصد از مجموع کل ذخایر اثبات‌شده جهان) را در اختیار دارد (مجمع کشورهای تولیدکننده گاز، ۲۰۲۲). با اتکا به همین منبع عظیم، برداشت و تولید از ذخایر گازی در دستور کار قرار گرفت. با آغاز بهره‌برداری از میدان گازی پارس جنوبی در دهه ۱۳۷۰، اکنون گاز به‌عنوان مهم‌ترین حامل انرژی در کشور شناخته می‌شود و قریب به ۷۵ درصد از سبد انرژی کشور را به خود اختصاص داده است. توسعه صنعت گاز وابستگی به سوخت مایع را کاهش داده و از منافع ایران در میدان مشترک با قطر حراست کرده، اما عرضه گاز جهت مصرف داخلی بوده و در بخش مصرف کنترل و محدودیتی اعمال نشده است. افت فشار میدان پارس جنوبی و روند صعودی مصرف، چالشی جدی برای تأمین گاز پیش روی کشور قرار داده است. متأسفانه در ۵ سال گذشته، سرمایه‌گذاری مناسبی در نگهداشت و توسعه تولید گاز ایران صورت نگرفته است و با کاهش دست‌کم روزانه حدود ۳۰ میلیون مترمکعب تولید (معادل یک فاز پارس جنوبی) در هر سال مواجه هستیم. در فصل سرد، افزایش تقاضای بخش خانگی موجب اعمال قطعی در بخش صنعت، کاهش صادرات یا افزایش مصرف نفت کوره به‌عنوان سوخت نیروگاه‌ها می‌شود. متأسفانه امروز نه‌تنها نمی‌توان به صادرات گاز فکر کرد، بلکه با افزایش روزافزون مصرف با توجه به قیمت‌های نسبتاً رایگان گاز، خطر تبدیل شدن به واردکننده گاز برای تأمین انرژی کشور در فصل سرد، کشور را تهدید می‌کند. اتخاذ سیاست‌هایی برای افزایش تولید، کنترل مصرف و سرمایه‌گذاری بر منابع انرژی جایگزین با بهره‌گیری از ظرفیت‌های یکتای ایران در انرژی‌های تجدیدپذیر، از اولویت‌های مهم برای تأمین امنیت انرژی در کشور است.

واژگان کلیدی: امنیت انرژی، ناترازی عرضه و تقاضای گاز، افت فشار میادین، تجارت گاز، انرژی‌های تجدیدپذیر.

مقدمه

امنیت انرژی در دنیا با صنعتی شدن مورد توجه واقع شد و روابط سیاسی و اقتصادی در سایه نیاز به تأمین یا صادرات انرژی شکل گرفت. مهم‌ترین شکل انرژی در دنیا در حال حاضر، انرژی‌های فسیلی به‌خصوص نفت است. حامل‌های انرژی فسیلی از مهم‌ترین عوامل تولید در رشد اقتصادی، تأمین رفاه خانوارها، خوراک صنایع پتروشیمی و پایه اساسی صنعت حمل‌ونقل هستند.

مصرف انرژی سالانه ایران بنا به گزارش آماری سالانه شرکت بریتیش‌پترولیوم[۳] بالغ بر ۱۲ اگزاژول[۴] است که ۸/۶۸ اگزاژول معادل ۷۲ درصد آن را گاز

۱. دانش‌آموخته کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران ایران s.panahi@atu.ac.ir

2. Gas Exporting Countries Forum (GECF)
3. British Petroleum
4. Exajoules

طبیعی[1] تشکیل می‌دهد. قسمت عمده دیگر مصرف انرژی در ایران از نفت است و سوخت‌های پاک و انرژی‌های نو سهم بسیار ناچیزی (کمتر از ۱ درصد) در سبد انرژی دارند (بریتیش‌پترولیوم، ۲۰۲۲).

گاز طبیعی در ایران به‌عنوان سوخت در واحدهای خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاه‌ها و خوراک پالایشگاه‌ها مصرف می‌شود. در بخش خانگی، مصرف گاز در سال ۱۳۹۰ تا ۱۴۰۰، از ٤٤ به ٦٤ میلیارد مترمکعب در سال رسیده است که افزایش ٤٦درصدی را نشان می‌دهد. افزون‌بر افزایش جمعیت، گازرسانی حداکثری به شهرها و روستاهای کشور موجب افزایش مصرف بخش خانگی شده است. سیاست گازرسانی حداکثری به تمام نقاط کشور سبب شده است تا اکنون ایران از کشورهای روسیه، آمریکا یا ترکیه سطح تحت پوشش بیشتری داشته باشد. نتیجه طبیعی این سیاست، وابستگی شدید سبد مصرف نهایی انرژی به گاز طبیعی است که مدیریت تأمین گاز در فصل سرد را به چالشی بزرگ تبدیل کرده است.

نمودار ۱ـ شبکه تحت پوشش گازرسانی در کشورهای مختلف (برحسب درصد)

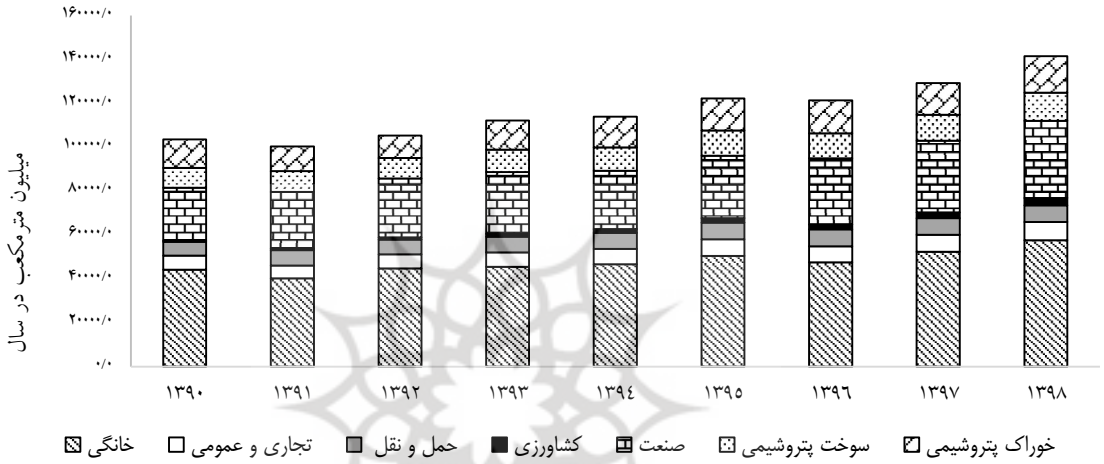
مأخذ: شرکت‌های گاز کشورهای مورد بررسی.

روسیه از لحاظ میانگین دمایی بسیار سردتر از ایران است، اما با ذخایر گاز بیشتر از ایران، میزان گازرسانی آن حدود ۷۰ درصد است. تفاوت قیمت در گاز صادراتی و گاز مصرفی خانگی، هزینه فرصت ازدست‌رفته را به‌خوبی نشان می‌دهد. براساس آمار ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۸، قیمت گاز مصرفی خانگی در ماه‌های سرد سال تنها ۸۰۵ ریال به‌ازای هر مترمکعب است. اگر تنها ۲۵ درصد صرفه‌جویی رخ می‌داد یا گازرسانی کمتر صورت می‌گرفت، در سال ۱۳۹۸ بیش از ١٦ میلیارد متر مکعب گاز مازاد جهت صادرات وجود داشت که از خالص صادرات گاز در سال ١٣٩٦ بیشتر است. این میزان گاز در کشور،

1. Natural Gas

۱۲۹۰۰ میلیارد ریال فروخته می‌شود درحالی‌که در صورت صادرات حتی با نازل‌ترین قیمت (که قیمت صادرات ایران به عراق و حدود ٤٣ سنت است)، ٦٨٩٠ میلیون دلار ارزآوری برای کشور حاصل می‌شد. در تعریف هزینه‌فرصت به این سبک تشکیک‌هایی مانند نبود بازار صادراتی، نیاز به تأسیس نیروگاه و... وجود دارد، اما برای محاسبه سرانگشتی می‌توان به آن اتکا کرد. به نظر می‌رسد با اجرای قوانین بهینه‌سازی مصرف در همه بخش‌ها و استفاده از منابع انرژی جایگزین می‌توان حجم عمده‌ای از گاز را صادر کرد.

نمودار ۲ـ مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف کشور



مأخذ: ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۸.

امروز نه‌تنها نمی‌توان به صادرات گاز فکر کرد، بلکه با افزایش روزافزون مصرف با توجه به قیمت‌های نسبتاً رایگان گاز، خطر تبدیل شدن به واردکننده گاز برای تأمین انرژی کشور در فصل سرد، کشور را تهدید می‌کند.

۱ـ تولید و مصرف گاز؛ پایان رؤیای صادرات گاز

با رویکردهای سیاستی کنونی بر اساس سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق سال ١٤٢٠ که سازمان برنامه و بودجه کشور ابلاغ کرده است، افزایش مصرف گاز صعودی خواهد بود و تا سال ١٤٢٠، مصرف گاز کشور از مرز ١٤١٠ میلیون مترمکعب در روز می‌گذرد. این در حالی است که به گفته مشکین‌فام، مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس، فشار مخزن گازی پارس جنوبی که ۷۵ درصد گاز مصرفی کشور را تأمین می‌کند، از سال ١٤٠٤ رو به کاهش می‌گذارد و سالانه با افت فشاری حدود ۷ بار مواجه می‌شود. در صورت عدم سرمایه‌گذاری، سالانه با کاهش تولید به‌اندازه یک فاز استاندارد معادل ۲۸ میلیون مترمکعب در روز روبه‌رو می‌شویم. در زمستان سال ۱۳۹۹، مصرف گاز طبیعی به سطح حداکثر توان تولید پایدار گاز طبیعی کشور نزدیک شد و ۱۰۵ میلیون مترمکعب تقاضای تأمین‌نشده برجا گذاشت. در سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور، پیش‌بینی شده است کشور تا سال ١٤٢٠، با کسری ۵۷۹ میلیون مترمکعب مواجه و ناچار به واردکننده گاز تبدیل می‌شود.

جدول ۱ـ روند مصرف گاز طبیعی تا سال ۱۴۲۰

سال	۱۳۹۷	۱۴۰۰	۱۴۰۴	۱۴۱۰	۱۴۱۵	۱۴۲۰	نرخ رشد ۱۳۹۷-۱۴۱۰	نرخ رشد ۱۴۱۰-۱۴۲۰
عرضه گاز طبیعی							–	–
عرضه کل گاز خام برای تحویل به شرکت	۸۲۵/۰	۹۹۱/۳	۱۱۴۳/۸	۱۴۰۸/۱	۱۲۵۰/۱	۱۰۸۵/۹	۴/۸	-۲/۶
متوسط سالانه عرضه گاز خام با لحاظ برنامه تعمیرات*	۷۶۱/۲	۸۹۵/۰	۱۰۱۵/۴	۱۲۶۹/۸	۱۱۴۱/۷	۱۰۰۹/۸	۵/۲	-۲/۳
عرضه کل گاز سبک**	۶۵۴/۶	۷۹۶/۵	۹۰۳/۷	۱۱۳۰/۱	۱۰۱۶/۱	۸۹۸/۷	۴/۳	-۲/۳
مصرف گاز به تفکیک بخش							–	–
خانگی	۱۵۵/۱	۱۶۲/۶	۱۹۵/۵	۲۴۸/۴	۲۶۰/۹	۲۷۷/۳	۳/۷	۱/۱
تجاری و عمومی	۲۲/۷	۲۴/۱	۲۸/۹	۳۷/۲	۴۸/۶	۶۰/۶	۳/۹	۵/۰
صنایع غیرعمده	۵۰/۰	۵۶/۰	۶۸/۵	۸۷/۸	۹۸/۳	۱۰۴/۰	۴/۴	۱/۷
کشاورزی	۷/۱	۷/۹	۱۵/۹	۲۲/۳	۲۹/۵	۳۹/۰	۹/۲	۵/۸
حمل‌ونقل	۲۰/۸	۲۱/۰	۲۱/۰	۲۱/۱	۱۹/۵	۱۸/۱	۰/۱	-۱/۵
صنایع عمده	۱۰۷/۹	۱۵۸/۴	۲۲۰/۸	۲۳۵/۹	۲۴۰/۴	۲۵۲/۹	۶/۲	۰/۷
فولاد	۲۴/۴	۲۵/۸	۴۰/۹	۴۴/۷	۴۶/۰	۵۰/۰	۴/۸	۱/۱
سیمان	۱۶/۶	۱۷/۲	۲۴/۴	۲۹/۵	۳۱/۴	۳۵/۰	۴/۵	۱/۷
پالایشگاه و تلمبه‌خانه‌ها	۱۹/۲	۲۰/۱	۲۲/۴	۲۷/۸	۲۹/۱	۳۴/۰	۲/۹	۲/۰
پتروشیمی موجود	۴۷/۸	۵۳/۰	۵۴/۲	۵۵/۰	۵۵/۰	۵۵/۰	۱/۱	۰/۰
گاز مورد نیاز در جهش‌های دوم و سوم پتروشیمی	۰/۰	۴۲/۳	۷۸/۹	۷۸/۹	۷۸/۹	۷۸/۹	–	۰/۰
نیروگاه	۲۱۰/۴	۲۳۵/۸	۲۷۶/۴	۳۶۱/۶	۴۵۲/۲	۵۶۳/۴	۴/۳	۴/۵
مصرف داخلی/ عملیاتی	۱۱/۵	۱۴/۰	۱۵/۹	۱۹/۹	۱۷/۹	۱۵/۸	۴/۳	-۲/۳
تزریق گاز سبک به میادین نفتی***	۴۴/۴	۶۱/۴	۸۱/۴	۷۴/۹	۵۱/۹	۴۲/۴	۴/۱	-۵/۵
تلفات انتقال و توزیع و گازهای قرائت‌نشده	۲۷/۲	۳۳/۱	۳۷/۶	۴۷/۰	۴۲/۳	۳۷/۴	۴/۳	-۲/۳
جمع مصارف	۶۵۷/۱	۷۷۴/۳	۹۶۱/۹	۱۱۵۶/۱	۱۲۶۱/۴	۱۴۱۰/۸	۴/۴	۲/۰
تراز گاز	–	۲۲/۳	-۵۸/۳	-۲۶/۰	-۲۴۵/۳	-۵۱۲/۱	–	–
متوسط مصرف ۸ ماه عادی	۵۹۱/۴	۷۳۴/۲	۹۰۵/۹	۱۰۷۶/۸	۱۱۷۸/۱	۱۳۲۷/۸	۴/۷	۲/۱
متوسط مصرف ۴ ماه سرد	۷۴۹/۸	۸۵۷/۱	۱۰۷۷/۹	۱۳۱۹/۹	۱۴۳۳/۵	۱۵۸۲/۶	۴/۴	۱/۸
متوسط اختلاف ماه‌های سرد و عادی	۱۵۸/۵	۱۲۳/۰	۱۷۲/۰	۲۴۳/۰	۲۵۵/۴	۲۵۴/۸	۳/۳	۰/۵
حداکثر اختلاف	۲۵۲/۴	۳۰۲/۶	۳۷۵/۳	۴۵۳/۵	۵۱۰/۱	۵۷۹/۶	۴/۶	۲/۵

* کاهش متوسط تولید میادین در سال نسبت به حداکثر تولید میادین براساس عملکرد سال‌های گذشته به دلیل تعمیرات و دیگر عوامل مربوط برآورد شد.

** در برآورد گاز سبک، نسبت گاز سبک به گاز خام ۰/۸۹ در نظر گرفته شده است.

*** تزریق گاز سبک شامل تزریق به کرنج، کوپال و پارسی و پرنج، تزریق به آغاجاری و تزریق از محل آغار و دالان است.

در سال ۱۳۹۷ معادل ۲۵ میلیون لیتر در روز در نیروگاه‌ها سوخت مایع مصرف شده است.

۲ـ راهکارهای جبران ناترازی گاز

گزینه‌های موجود بر میز سیاست‌گذاران برای جبران ناترازی گاز در ۲ دسته کنترل مصرف و تأمین تقاضا قرار می‌گیرد. افزایش تولید و بهره‌گیری از انرژی‌های جایگزین در کنار افزایش بهره‌وری و افزایش قیمت مهم‌ترین راهکارهای پیش رو هستند که هرکدام با چالش‌هایی روبه‌رو هستند.

۲ـ۱ـ کنترل مصرف

۲ـ۱ـ۱ـ افزایش بهره‌وری

قیمت کم گاز طبیعی و ارزش حرارتی مطلوب آن باعث شده است که گاز طبیعی به یکی از مهم‌ترین و پرمصرف‌ترین حامل‌های انرژی در سطح جهان تبدیل شود. تغییرات دمایی در طول سال باعث تغییراتی در میزان تقاضا برای مصرف این حامل انرژی می‌شود. استفاده از راهکارهایی مانند پنجره‌های عایق دوجداره در ساختمان‌ها و ایجاد بهره‌وری در بخش صنعت، کاهش مصرف را در پی دارد. بر اساس ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۹۶، سالانه بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه نفت خام معادل تلفات انرژی در بخش صنعت وجود دارد که ۶۰ درصد آن در نیروگاه‌ها رخ می‌دهد. سوخت عمده نیروگاه‌ها گاز است و افزایش بهره‌وری آن‌ها ازجمله تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی، تغییر فناوری، سرد کردن هوای ورودی به کمپرسور، استفاده از سیستم خنک‌کننده فاگ و... موجب کاهش تلفات زیاد در مصرف گاز می‌شود.

تغییرات فناوری، نفوذ و به‌کارگیری فناوری‌های انرژی کارآمد، تغییرات رفتاری با فرهنگ‌سازی و آموزش تغییرات سازمانی و مدیریتی از طریق اجرای استانداردها مهم‌ترین عوامل افزایش بهره‌وری در بخش انرژی هستند.

وضع قوانین و مقررات توسط سیاست‌گذاران و اقتصادی بودن طرح‌های کاهش مصرف انرژی همراه با نظارت کامل و انگیزه‌های قوی، کاهش مصرف را کنترل می‌کند. سازوکار بازار بهره‌وری (گواهی سفید) نیز می‌تواند به‌عنوان روشی مناسب و کارا در تخصیص بهینه منابع به طرح‌های بهینه‌سازی انرژی و کمک به اجرای آن‌ها، نقش بسزایی در بهره‌وری انرژی ایفا کند؛ گرچه تجربه نشان داده است که تغییر در قیمت حامل‌های انرژی در کنار اجرای نادرست قانون هدفمندی منجر به ایجاد تهدید برای امنیت ملی و بروز ناآرامی اجتماعی شده است.

۲ـ۱ـ۲ـ ذخیره‌سازی

یکی از بهترین راه‌های پاسخ‌گویی به تقاضای گاز در فصل سرد سال، ذخیره گاز در ساختارهای زیرزمینی برای استفاده و دسترسی راحت‌تر و ارزان‌تر به گاز طبیعی ذخیره‌شده در ایام پرمصرف است. سفره‌های آب زیرزمینی، مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده و مغارهای نمکی برای ذخیره‌سازی مناسب هستند. حجم قابل ذخیره‌سازی و سرمایه مورد نیاز متناسب با شرایط جغرافیایی و ساختارهای زمین‌شناسی موجود، در انتخاب ساختار زیرسطحی مناسب برای ذخیره‌سازی مؤثر هستند (صادقی و دیگران، ۲۰۱۹).

بر اساس داده‌های منتشرشده در کنفرانس جهانی گاز[1] در سال ۲۰۱۸، در آمریکا، اقبال به ذخیره‌سازی

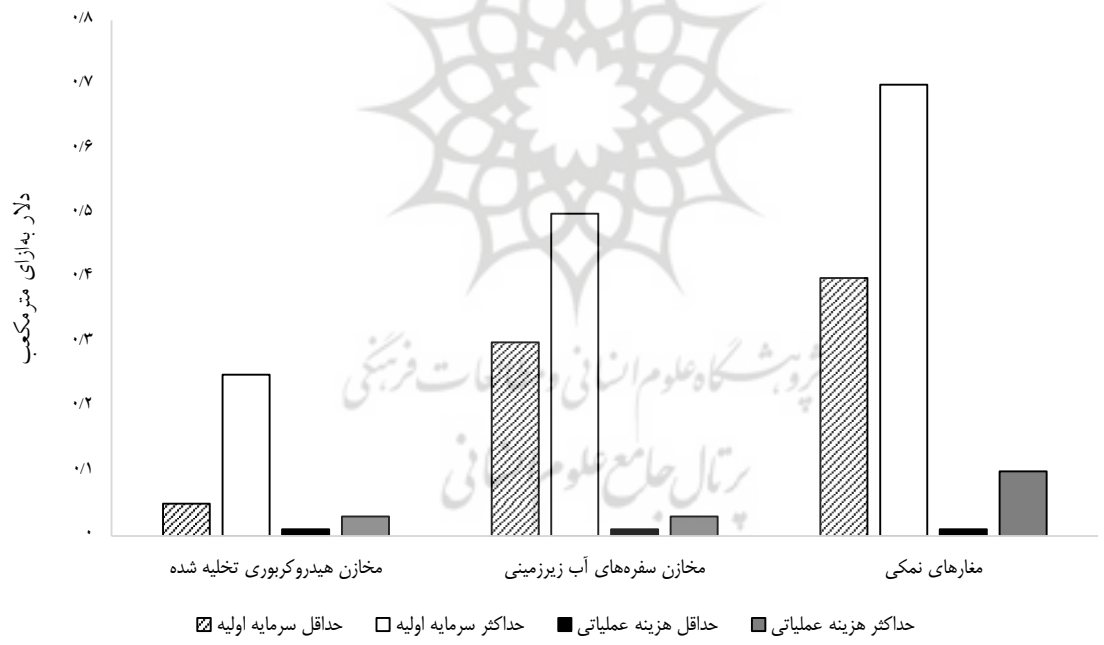
1. World Gas Conference

در مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده بیش از دیگر روش‌هاست؛ به‌طوری‌که از ٦٧١ مخزن ذخیره‌سازی گاز در دنیا، ۷۳ درصد آن در مخازن تخلیه‌شده است.

بررسی و تحلیل آماری انجام‌شده در خصوص ۳ روش ذخیره در مغارهای نمکی، سفره‌های آب زیرزمینی و مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده (صادقی و دیگران، ۲۰۱۹) نشان می‌دهد که سرمایه اولیه مورد نیاز برای ذخیره‌سازی در مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده خیلی کم است. شایان ذکر است، بازیابی بیشترین حجم گاز برداشت‌شده در روز از مغارهای نمکی بیشتر از مخازن هیدروکربوری است، اما به دلیل مسائل اقتصادی، استفاده از مغارهای نمکی توصیه نمی‌شود.

ظرفیت ذخیره‌سازی در کشورهای اروپایی به‌طور میانگین ۲۲ درصد از گاز مصرفی، روسیه ۱۹ درصد، آمریکا ١٦ درصد، ترکیه ۷ درصد و در ایران تنها ۱/۷ درصد است. عدم تأمین منابع مالی و نظام قراردادی نامناسب برای سرمایه‌گذاری بخش غیردولتی، ۲ عامل کلیدی در ظرفیت پایین ذخیره‌سازی ایران است. پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز در ایران تاکنون نتوانسته است موفقیت اثربخشی به ارمغان بیاورد.

نمودار ۳ـ تحلیل اقتصادی روش‌های ذخیره‌سازی گاز



مأخذ: سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق سال ١٤٢٠.

۲ـ۱ـ۳ـ جمع‌آوری گازهای فلر

بر اساس آمارهای بانک جهانی[1]، حجم گاز فلر جهان در سال ۲۰۲۱، حدود ١٤٥ میلیارد مترمکعب بود که ایران سهمی معادل ۱۷/۵ میلیارد مترمکعب در این آمار داشت. ایران به لحاظ حجم گاز فلر پس از کشورهای روسیه و عراق، دارای رتبه ۳ است. ایران

1. World Bank

به‌ازای هر بشکه تولید نفت، ۱۵ مترمکعب گاز را فلر می‌کند (بانک جهانی، ۲۰۲۲).

ایران به‌طور میانگین در ۱۰ سال اخیر، ۱٤ میلیارد مترمکعب گاز را به مشعل هدایت کرده است. رتبه ۳ ایران پس از عراق و روسیه در حجم گاز مشعل تولیدی، هزینه‌فرصت فرایند فلرینگ، پیامدهای زیست‌محیطی انتشار آلاینده‌ها و گازهای گلخانه‌ای و مرور الزامات بین‌المللی کاهش انتشار، ضرورت برنامه‌ریزی برای بازیابی و حذف گازهای مشعل را به‌روشنی بیان می‌کند.

موضوع جمع‌آوری گازهای همراه نفت هرساله در قانون بودجه کل کشور با عنوان تعهدات دولت در بازپرداخت طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی، گازرسانی، جمع‌آوری گازهای همراه و مشعل (موضوع ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور) ذیل حمایت از تولید در بخش انرژی درج می‌شود و بودجه‌ای به آن تخصیص می‌یابد. در قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور در قالب ماده ۱۲، به سرمایه‌گذاری در طرح‌هایی که منجر به جلوگیری از سوختن گازهای همراه نفت و میعانات گازی و جایگزینی گاز داخلی یا وارداتی با فراورده‌های نفتی می‌شود، تأکید شده است. تاکنون طرح NGL سیری و طرح NGL خارک نفت فلات قاره، واحد NGL-۳۲۰۰ شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان و طرح NGL- ۳۱۰۰ با ظرفیت ٤/٥ میلیون مترمکعب روزانه نفت مناطق مرکزی برای جمع‌آوری گازهای مشعل اجرا شده‌اند و طرح‌های دیگری نیز در برنامه قرار دارند.

برنامه‌های آتی برای جمع‌آوری گازهای مشعل موارد زیر است.

- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۱۲ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان‌های نفت‌شهر و سومار به یک شرکت داخلی.
- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ٦۷ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان چشمه‌خوش به یک شرکت داخلی.
- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۱٤ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان‌های سعادت‌آباد و سروستان به کنسرسیومی از ۲ شرکت ایرانی.
- واگذاری طرح جمع‌آوری روزانه ۱۰ میلیون فوت‌مکعب گازهای مشعل میدان خشت به یک شرکت داخلی.
- ۸ فقره قرارداد برای جمع‌آوری گازهای مشعل بین پالایشگاه بیدبلند با شرکت‌های داخلی.
- جمع‌آوری گازهای مشعل میادین پارسی، مارون ۳، منصوری و مارون ٦.

۲ـ۱ـ٤ـ تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی

توربین‌های گازی یکی از مهم‌ترین منابع تولیدکننده انرژی الکتریکی در صنعت نیروگاهی دنیا به شمار می‌رود. اگر توربین گاز به‌صورت سیکل ترکیبی نباشد، گازهای خروجی آن که تا ٦۰۰ درجه سانتی‌گراد دما دارند، مستقیماً وارد هوا می‌شود و انرژی باقی‌مانده در آن هدر می‌رود درحالی‌که در نیروگاه سیکل ترکیبی، از این انرژی استفاده می‌شود

و بویلر توربین بخار بدون نیاز به سوخت، بخار آب تولید می‌کند. بنابراین، با استفاده از این روش، بازده سیکل افزایش می‌یابد.

نیروگاه‌های سیکل ترکیبی[1] راه‌حل بسیار کارآمد، انعطاف‌پذیر، قابل اعتماد، مقرون‌به‌صرفه و سازگار با محیط‌زیست برای تولید برق است. بازده الکتریکی از چرخه ساده کارخانه نیروگاه برق بدون استفاده از اتلاف گرما به‌طور معمول بین ۲۵ تا ٤۰ درصد است درحالی‌که همان نیروگاه با سیکل ترکیبی، بازده الکتریکی حدود ٦۰ درصد دارد.

با به‌کارگیری توربین‌های گازی در چرخه‌های ترکیبی می‌توان پایین بودن بازده آن را برطرف کرد و درنتیجه، آن را برای تأمین بار پایه به کار گرفت و درعین‌حال، از مزایای دیگر آن نیز مانند راه‌اندازی سریع و انعطاف‌پذیری در محدوده گسترده‌ای از بار بهره‌مند شد. به‌صورت تئوری، انرژی قابل بازیابی از اگزوز توربین‌های گازی حدود نصف انرژی تولیدشده خود توربین گاز و بنابراین، توان توربین بخار حدود نصف توربین گاز است. در برخی از طراحی‌ها، ۲ توربین گاز، انرژی مورد نیاز برای یک توربین بخار را ایجاد می‌کنند و درنتیجه، توان تولیدی توربین‌های بخار در حدود توربین‌های گاز می‌شود.

به‌طور متوسط، عمر مفید نیروگاه‌های حرارتی ۳۰ سال و هزینه احداث هر کیلووات نیروگاه سیکل ترکیبی حدود ٦۰۰ یوروست. هم‌اکنون ٤۲ هزار و ۷۲۹ مگاوات نیروگاه حرارتی با عمر کمتر از ۲۰ سال، حدود ۲۰ هزار و ۹٦ مگاوات با عمر بین ۲۰ تا ٤۰ سال و ۳٤٦٦ مگاوات نیروگاه با عمر بالای ٤۰ سال در کشور وجود دارد.

با استناد به آمارهای اعلام‌شده وزارت نیرو، ظرفیت مجموع نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی کشور حدود ۱۳ هزار مگاوات معادل ٤٤ درصد مجموع کل قدرت نصب‌شده در کشور است. نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به دلایلی ازقبیل بازده بالاتر، طول عمر بیشتر و هزینه کمتر تولید برق، از نظر تئوریک بر نیروگاه‌های گازی ارجحیت دارند.

نیاز حیاتی شبکه کشور به نصب نیروگاه‌های جدید به دلایلی مانند توسعه صنعتی و نیز رشد جمعیت با در نظر گرفتن ناتوانی دولت و وزارت نیرو برای تأمین بودجه کل نیروگاه‌های مورد نیاز، لازم می‌دارد که از راه‌حل تبدیل نیروگاه‌های گازی به سیکل ترکیبی در آینده بهره برد و بدین ترتیب، قسمتی از نیازهای بار پایه شبکه ملی را تأمین کرد.

می‌توان از نیروگاه سیکل ترکیبی در ضریب بارهای بزرگ‌تر از ٦۰ درصد با توجیه اقتصادی پذیرفتنی بهره برد درحالی‌که ۲ گزینه دیگر از نظر اقتصادی در ضریب بارهای پایین‌تر موجه هستند.

هزینه تولید برق نیروگاه سیکل ترکیبی به‌طور متوسط (برای ظرفیت‌های متوسط) حدود ۵ تا ۱۵ درصد در هر کیلووات ارزان‌تر از نیروگاه‌های معمولی است.

۲ـ۱ـ۵ـ افزایش قیمت

ازآنجاکه گاز ارزان‌ترین و پاک‌ترین سوخت در دسترس است، یکی از مهم‌ترین اهداف بخش انرژی

1. Combined Cycle Power Plantt

کشور در برنامه‌های توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی، جایگزینی هرچه بیشتر گاز طبیعی به‌جای سوخت مایع در سبد انرژی مصرفی کشور است. در این راستا، سالانه حدود ۳۰ میلیون مترمکعب به مصرف کشور افزوده می‌شود که معادل تولیدات یک فاز پارس جنوبی است (فرامرز، ۱۳۸۹).

تعرفه‌های گاز طبیعی به ۵ بخش تقسیم شده که شامل تعرفه‌های بخش خانگی، حمل‌ونقل، صنعتی، عموم و سایر شامل مراکز فرهنگی، آموزشی و ورزشی، مساجد و حسینیه‌هاست. به دنبال اجرایی شدن قانون هدفمندسازی یارانه‌ها، برای تعیین نرخ‌های جدید گاز طبیعی در بخش خانگی، تفاوت‌های آب‌وهوایی و دامنه مصرف مشتریان و فصل‌بندی زمانی در نظر گرفته شده است.

با وجود هدف‌گذاری قانون هدفمندی برای افزایش قیمت گاز طبیعی، به دلیل کسری منابع این قانون، آنچه از درآمدهای فروش داخلی گاز سهم صنعت آن شده، در سال‌های پس از اجرا کاهش یافته است؛ به‌طوری‌که درآمد این شرکت از فروش هر مترمکعب گاز از ۱۰۰ تومان در سال ۱۳۸۹، به ۵۸ تومان در سال ۱۳۹۹ رسیده است. این افت درآمدها موجب کاهش منابع سرمایه‌ای صنعت گاز شده است که اثر بلندمدت آن در سرمایه‌گذاری ناکافی در پروژه‌هایی مانند نگهداشت تولید و ذخیره‌سازی گاز دیده می‌شود.

با تجدیدنظر در قیمت فروش گاز طبیعی می‌توان به مصرف بهینه این نعمت خدادادی کمک شایانی کرد.

۲ـ۲ـ افزایش عرضه

۲ـ۲ـ۱ـ توسعه میادین جدید و راهکارهای نگهداشت تولید

پیش‌بینی مجموع درآمد صنعت گاز از تولید در سال ۱۴۰۰، حدود ۷/۱ میلیارد دلار است. این در حالی است که سالانه ۲/۳ میلیارد دلار هزینه تنها برای تعمیر و نگهداری تأسیسات پارس جنوبی مورد نیاز است.

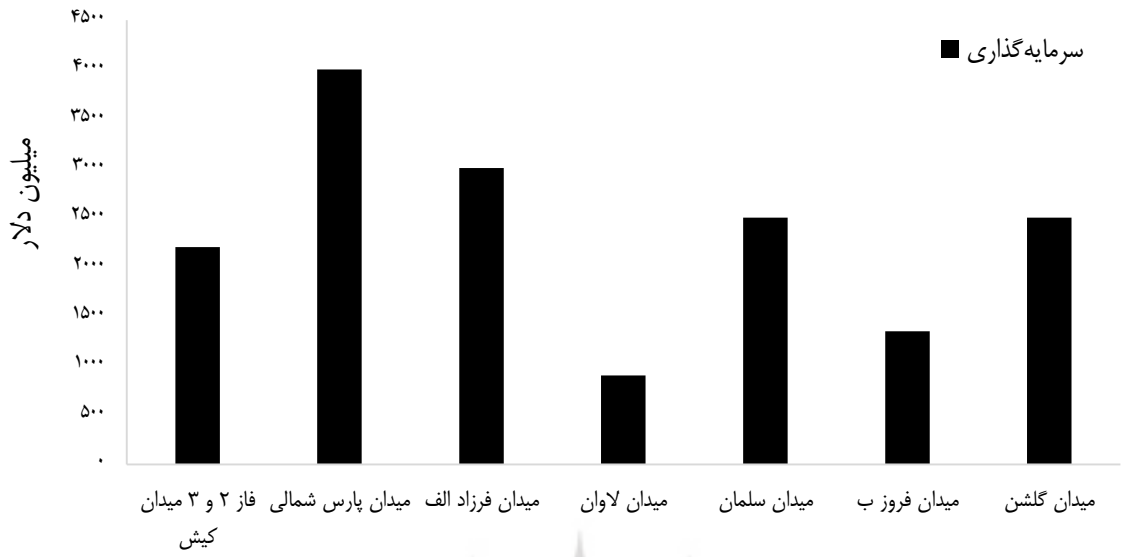
بر اساس برنامه‌های وزارت نفت، برای افزایش تولید نفت و گاز تا سال ۱۴۰۸، حدود ۱۶۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز است. در این برنامه‌ها امید است تولید نفت از ۴ میلیون بشکه به ۵/۷ میلیون بشکه در روز و تولید گاز از ۱۰۰۰ میلیون مترمکعب به ۱۵۰۰ میلیون مترمکعب در روز برسد.

جدول ۲ـ برنامه جاری شرکت ملی نفت ایران برای افزایش تولید گاز؛ توسعه میادین دریایی

نام طرح	سرمایه‌گذاری (میلیون دلار)
توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی	۲۴۰۰
تکمیل چاه‌های باقی‌مانده فازهای ۱۳،۱۴، ۲۲ و ۲۴	۴۹۷
حفاری ۳۵ حلقه چاه Infill پارس جنوبی	۷۸۵
توسعه فاز اول میدان کیش	۸۴۵
توسعه میدان بلال	۴۴۰
توسعه میدان فرزاد ب	۱۸۳۰
ایستگاه فشارافزایی پارس جنوبی	۱۲۰۰۰
مجموع سرمایه‌گذاری	۱۸۷۹۷

افزون‌براین، برای افزایش تولید گاز و جبران بخشی از کسری، نیاز به سرمایه‌گذاری در توسعه میادین جدید نیز وجود دارد. وزارت نفت ایران اولویت‌های خود را برای توسعه میادین جدید اعلام کرده است. توسعه این میادین، به ۱۶/۶ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز دارد.

نمودار ٤ـ اولویت‌های توسعه میادین گازی در وزارت نفت



پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان مشترک گازی ایران است. سهم ذخیره گاز ایران در این میدان، ۱۵۸۳۲ میلیارد مترمکعب است. میزان تولید تجمعی گاز قطر از این میدان، ٦/۱ برابر ایران است. در حال حاضر میانگین تولید روزانه ایران بیش از قطر است، اما قطر در فاز جدید توسعه میدان، تصمیم دارد در ۱۰ سال آینده، ظرفیت تولید خود را ۲۰ درصد نسبت به تولید کنونی افزایش دهد.

برای حفظ و نگهداشت تولید پارس جنوبی، عملیات تعمیری روی حدود ۵۰ حلقه چاه در دستور کار قرار گرفته است. هزینه برآوردشده برای این عملیات حدود ۱۸۰ میلیون دلار است. تولید ناشی از به مدار آمدن چاه‌های بسته و بهبود تولید برخی از چاه‌ها، Plateau برخی از فازها را افزایش می‌دهد یا تولید را به تولید تکلیفی می‌رساند. تعمیرات گفته‌شده در برنامه‌ای ۳ساله به تحقق خواهد پیوست.

شرکت نفت و گاز پارس در نظر دارد بیش از ۳۰ حلقه چاه infill در فازهای ۱، ۲، ۳، ٤، ۱۲ و ۱۹ حفاری کند. هزینه حفاری هر چاه infill بالغ بر ۲۰ میلیون دلار برآورد می‌شود. ازاین‌رو این پروژه حدود ۸۰۰ میلیون دلار سرمایه نیاز دارد.

طبق پیش‌بینی‌های صورت‌گرفته در وزارت نفت، از سال ۱٤۰٤، به دلیل افت فشار، سالانه تولید معادل یک فاز پارس جنوبی کاهش می‌یابد. راهکار مشکل افت فشار، نصب سکوهای عظیم به همراه کمپرسور است. هزینه هر سکو معادل ۲/۵ میلیارد دلار برآورد می‌شود. در دوره‌ای ٦ تا ۸ساله، برای حفظ تولید باید تعدادی از این سکوها خریداری و نصب شوند.

امروز نه‌تنها نمی‌توان به صادرات گاز فکر کرد، بلکه با افزایش روزافزون مصرف با توجه به قیمت‌های نسبتاً رایگان گاز، خطر تبدیل شدن به واردکننده گاز برای تأمین انرژی کشور در فصل سرد، کشور را تهدید می‌کند.

ایران به‌طور میانگین در ۱۰ سال اخیر، ۱۴ میلیارد مترمکعب گاز را به مشعل هدایت کرده است. رتبه ۳ ایران پس از عراق و روسیه در حجم گاز مشعل تولیدی، هزینه‌فرصت فرایند فلرینگ، پیامدهای زیست‌محیطی انتشار آلاینده‌ها و گازهای گلخانه‌ای و مرور الزامات بین‌المللی کاهش انتشار، ضرورت برنامه‌ریزی برای بازیابی و حذف گازهای مشعل را به‌روشنی بیان می‌کند.

پیشنهاد می‌شود شرکت‌های فعال در صنایع پایین‌دست نفت و گاز و دیگر صنایع انرژی‌بر برای تأمین خوراک پایدار گاز با سرمایه‌گذاری در توسعه میادین گاز و افزایش تولید در قالب قراردادهای مشارکت، در تولید ورود یابند. این مسیر با توجه به درآمدهای کشور در شرایط تحریم، در دسته کم‌ریسک‌ترین مدل‌های سرمایه‌گذاری و تأمین مالی توسعه میادین گازی ایران به شمار می‌آید.

متأسفانه در حال حاضر به علت محدودیت‌های تأمین فناوری و نیز سرعت پایین اجرای طرح‌ها، گاه راهکارهای پرریسک برنامه‌ریزی شده و در حال اجراست؛ به‌گونه‌ای که در اقدامی مشخص با هدف جابه‌جایی سکوی بهره‌برداری فاز ۱۲ به ۱۱ در میدان پارس جنوبی و به علت مشکلات تأخیر در زمان جابه‌جایی، نه‌تنها گاز فاز ۱۱ وارد مدار تولید نشد، بلکه فاز ۱۲ این میدان با تولید حدود روزانه ۸ میلیون مترمکعب گاز نیز از مدار تولید خارج شد.

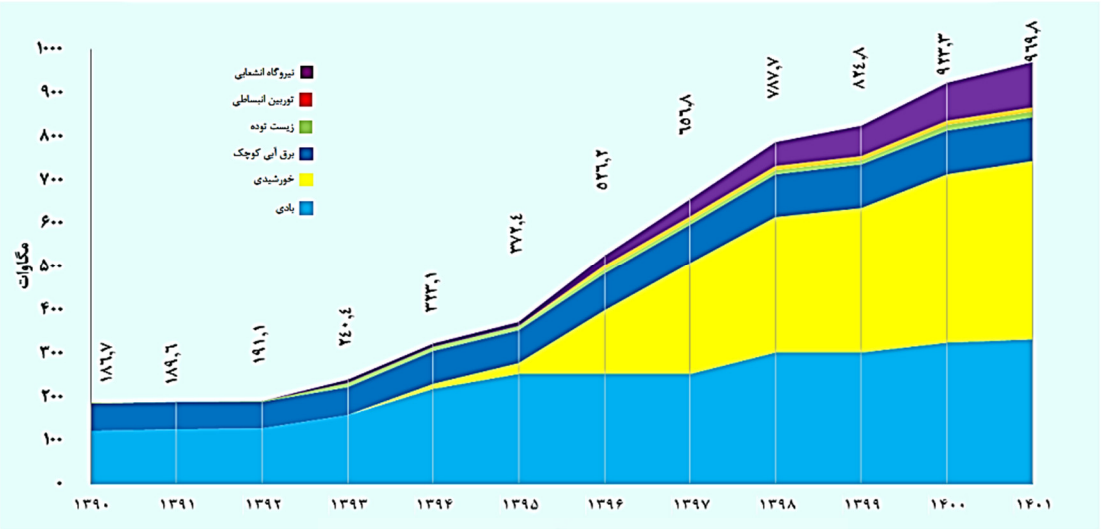
گفتنی است که در سال جاری، میانگین کمبود تقاضا در دوران اوج مصرف گاز روزانه حدود ۳۵ میلیون مترمکعب پیش‌بینی می‌شود. در شرایط کنونی بهتر است با مدیریت صحیح موجبات بحران جدید در مدیریت عرضه گاز کشور فراهم نشود.

۲ـ۲ـ۲ـ به‌کارگیری ظرفیت‌های کشور در بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر

پرداختن به انرژی‌های تجدیدپذیر از منظرهای ایجاد عدالت اجتماعی در دسترسی به انرژی و امنیت انرژی در کشور ما مهم است. ایران ظرفیت‌های خوبی در زمینه انرژی‌های بادی و خورشیدی دارد که استفاده از آن‌ها بستر را برای عدالت اجتماعی هموار می‌کند. افزون‌براین، ایجاد شغل و بهبود وضعیت اقتصادی در سایه ترویج استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در محرومیت‌زدایی از مناطق محروم کشور و نیل به اهداف توسعه پایدار راهگشاست.

ساختار مالی در انرژی‌های تجدیدپذیر با تولید انرژی فسیلی متفاوت است. فرایند توسعه در انرژی‌های تجدیدپذیر دارای هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه بالا و در مقابل، هزینه تعمیر و نگهداری آن‌ها پایین است. افزایش امنیت عرضه انرژی،کاهش میزان گرمایش جهانی، تحریک رشد اقتصادی، ایجاد اشتغال، افزایش درآمد سرانه، افزایش عدالت اجتماعی و حفاظت محیط‌زیست در تمام زمینه‌ها ازمزایای توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر است. کاربردهای انرژی تجدیدپذیر در ۲ گروه اصلی نیروگاهی برای تولید برق و غیرنیروگاهی برای تولید حرارت و سرمایش است.

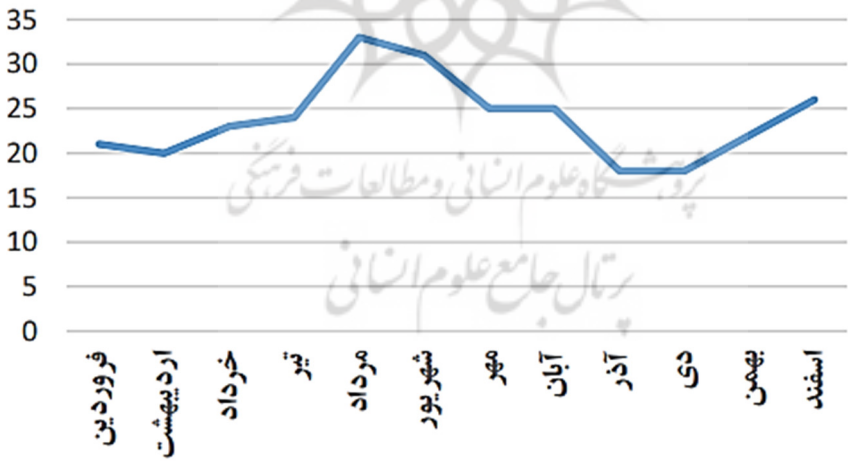
نمودار ۵ـ رشد ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر و پاک در کشور



مأخذ: ساتبا.

به گزارش سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق در سال ۱۳۹۷، به‌طور میانگین ماهانه ۸۰ میلیون کیلووات ساعت برق تجدیدپذیر تولید شده که منجر به صرفه‌جویی ماهانه ۲۵ میلیون مترمکعب گاز طبیعی شده است.

نمودار ٦ـ آمار صرفه‌جویی در مصرف سوخت فسیلی (معادل میلیون مترمکعب گاز طبیعی)



مأخذ: ساتبا.

نتیجه‌گیری و راهکارهای پیشنهادی

در صورت عدم برنامه‌ریزی دولت در حوزه مدیریت انرژی، تأمین پایدار انرژی دست‌نیافتنی است و مصرف‌کنندگان در سال‌های آینده همچنان با چالش جدی کمبود عرضه گاز در مقابل افزایش تقاضا مواجه خواهند بود. تأمین نیاز مصرف‌کنندگان خانگی در برنامه‌ریزی استراتژیک کشور در اولویت است و صادرات گاز طبیعی تنها در صورتی محقق می‌شود

که گاز طبیعی کشور مازاد بر نیاز مصرف داخلی باشد یا با توجه به مزیت‌های نسبی و صرفه اقتصادی دارای توجیه باشد. با روند کنونی، در آینده ایران به واردکننده گاز تبدیل می‌شود.

به دلیل پیک مصرف در فصل سرد و عدم برنامه‌ریزی برای ذخیره‌سازی گاز در فصل گرم، تراز تولید و مصرف گاز طبیعی کشور در سال‌های اخیر منفی شده و هرگونه رؤیای صادرات نیازمند سرمایه‌گذاری هنگفتی در حدود ۵۰ میلیارد دلار برای توسعه میادین گاز طبیعی و انتقال و توزیع، احداث پالایشگاه‌های گاز و واحد تولید ال‌ان‌جی[1] است. متناسب و متوازن نبودن شبکه مصرف کشور با شبکه تأمین گاز به‌خاطر گازرسانی گسترده به سراسر کشور به چالشی جدی برای کشور تبدیل شده است. ازاین‌رو دولت باید در برنامه‌های کوتاه‌مدت و بلندمدت خود اقدام به توسعه ظرفیت‌های تولید، افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، کاهش مصرف از طریق بهینه‌سازی و صرفه‌جویی و تعدیل نرخ تعرفه‌های گاز مصرفی در بخش‌های مختلف کند. استفاده از روش‌های پرریسک و پرهزینه گاه خسارت‌های بزرگی به کشور و ظرفیت تولید گاز وارد می‌کند و باید در این موارد با برنامه‌ریزی و مدیریت ریسک بهتر، عملیات اجرایی صورت گیرد.

تنوع بخشیدن به سیستم عرضه انرژی کشور نیز باید در بلندمدت مورد توجه سیاست‌گذاران کشور قرار گیرد. استفاده از دیگر حامل‌های انرژی به‌ویژه انرژی‌های نو و پاک مانند انرژی هسته‌ای، در تأمین بخشی از انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در سیستم عرضه انرژی اجتناب‌ناپذیر و در برنامه‌ریزی‌های انرژی دارای توجیه اقتصادی است.

برای برون‌رفت از بحران جدید گاز، اصول سیاستی زیر از راهکاری پیشنهادی است.

به نظر می‌رسد سیاست گازرسانی حداکثری بدون کار دقیق کارشناسی و سنجیدن جوانب موضوع اتخاذ شده و اکنون کشور را به بن‌بست تأمین گاز کشانده و امنیت انرژی را با چالش مواجه کرده است.

تنوع در سبد انرژی و بهره‌گیری از انرژی‌های نو به‌خصوص انرژی تجدیدپذیر و هسته‌ای به‌عنوان جایگزین گاز در تولید برق، بهینه‌سازی در بخش مصرف، سرمایه‌گذاری در حفظ و نگهداشت و افزایش تولید و استفاده از ابزارهای قیمتی برای کنترل مصرف از راهکارهایی است که هیچ‌یک به‌تنهایی معضل گاز را حل نمی‌کند، اما با پیشبرد اهداف به‌صورت موازی، صیانت از سرمایه ملی گاز محقق می‌شود.

در روش‌های هوشمندسازی و مدیریت مصرف برای انتهای زنجیره مصرف گاز خصوصاً در بخش خانوار و تجاری از روش‌های اندازه‌گیری و تأیید مبتنی بر فناوری‌های به‌روز در کاهش مصرف بی‌رویه گاز استفاده شود. این طرح در قالب ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور و قراردادهای ارائه خدمات بهره‌وری و رونق‌بخشی به بازار بهره‌وری و گواهی سفید قابل اجراست.

1. LNG

شرکت‌های فعال در صنایع پایین‌دست نفت و گاز و دیگر صنایع انرژی‌بر برای تأمین خوراک پایدار گاز با سرمایه‌گذاری در توسعه میادین گاز و افزایش تولید در قالب قراردادهای مشارکت، در تولید ورود یابند. این مسیر با توجه به درآمدهای کشور در شرایط تحریم، در دسته کم‌ریسک‌ترین مدل‌های سرمایه‌گذاری و تأمین مالی توسعه میادین گازی ایران به شمار می‌آید.

دیگر روش‌ها ازجمله آزادسازی قیمت گاز صنایع برای کالاهای صادراتی، استفاده از ظرفیت‌های تجارت گاز و سوآپ با هدف سودآوری و نیز کاهش هدررفت در خطوط انتقال نیز موارد مهمی به شمار می آیند.

منابع

- بانک جهانی (۲۰۲۲). *گزارش جهانی فلر گاز*.
- بریتیش‌پترولیوم (۲۰۲۲). *گزارش آماری سالانه*.
- *خبرگزاری ایسنا*. «چند نکته درباره افت فشار در مخزن پارس جنوبی».
- صادقی، سینا؛ منفردی، کاظم؛ و صدایی، بهنام (۲۰۱۹). «ارزیابی کلی روش‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ایران»، *هفتمین کنفرانس ملی پژوهش‌های نوین در علوم و مهندسی شیمی*.
- فرامرز، مرتضی (۱۳۸۹). *بررسی و ارزیابی افزایش مصرف گاز طبیعی در سبد انرژی کشور*. چهارمین همایش و نمایشگاه بین المللی CNG، تهران.
- مجمع کشورهای تولیدکننده گاز (۲۰۲۲). *گزارش آماری سالانه*.
- مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۹۶). *ترازنامه هیدروکربوری کشور*.
- وزارت نیرو (۱۳۹۸). *ترازنامه انرژی*. https://b2n.ir/f32083
- سند تراز تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور تا افق سال ۱۴۲۰
- World Gas Conference (2018)