ارزیابی عملکرد شرکت ملی گاز ایران
طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۹۱
(دو سال اول برنامه پنجم)

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۳۹۹۵
آبان‌ماه ۱۳۹۳

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به‌نام خدا

فهرست مطالب

مقدمه ۱

۱. ساختار، وظایف و نیروی انسانی شرکت ملی گاز ایران و عملکرد مواد قانونی در برنامه (بررسی تغییرات ساختاری، بهره‌وری و ارتقای نیروی انسانی) ۱

۱-۱. وضعیت شرکت ملی گاز ایران در بخش مربوط به برخی احکام برنامه پنجساله پنجم توسعه (نظام اداری و مدیریت و ماده (۱۲۵)) ۲

۲-۱. بهره‌وری و ارتقای نیروی انسانی در شرکت ملی گاز ایران ۶

۲. برداشت گاز طبیعی (گاز غنی تولید شده، گاز سبک تحویلی به پالایشگاه‌های گاز، تزریق گاز از منابع مختلف) ۹

۱-۲. میادین فعال گاز طبیعی ۹

۲-۲. ذخایر و اکتشاف گاز طبیعی ۱۰

۳-۲. تولید گاز غنی ۱۵

۴-۲. تولید گاز سبک ۱۸

۵-۲. تزریق گاز ۲۳

۳. برآورد موازنه شامل ظرفیت پالایش گاز و مقایسه با اهداف و میزان ظرفیت هریک از پالایشگاه‌های کشور ۲۷

۱-۳. ظرفیت پالایش گاز سبک توسط کارخانه‌های گاز و گاز مایع ۲۷

۲-۳. ظرفیت پالایش گاز سبک توسط پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی ۲۸

۴. طرح‌های بهره‌برداری شده و در دست اجرای پالایشی و ذخیره‌سازی ۳۲

۱-۴. طرح‌های بهره‌برداری شده و در دست اجرای پالایشی ۳۲

۲-۴. طرح‌های بهره‌برداری شده و در دست اجرای ذخیره‌سازی ۳۵

۵. بررسی و شناخت وضعیت خطوط انتقال گاز طبیعی ۳۶

۱-۵. آخرین وضعیت طرح‌های مهم خطوط انتقال گاز طبیعی سراسری ۴۰

۲-۵. آخرین وضعیت پروژه دیسپاچینگ ملی گاز ۵۲

۳-۵. آخرین وضعیت ایستگاه‌های تقویت فشار ۵۲

۶. بررسی و شناخت وضعیت مصرف گاز طبیعی (متوسط مصرف روزانه، مصرف سالیانه، حداکثر مصرف گاز طبیعی) ۵۳

۱-۶. مصرف گاز طبیعی ۵۴

۲-۶. گاز طبیعی تحویلی به شرکت ملی گاز ایران برای مصارف مختلف ۵۹

۷. بررسی و شناخت وضعیت انشعابات، مصرف‌کنندگان و خانوارهای مصرف‌کننده گاز طبیعی در استان‌های کشور ۶۰

۸. بررسی قیمت و تعرفه‌های گاز طبیعی در کشور ۶۸

۹. بررسی عملکرد واردات و صادرات گاز طبیعی ۷۱
۱-۹. صادرات گاز طبیعی ۷۳
۲-۹. واردات گاز طبیعی ۷۴
۱۰. بررسی و عملکرد وضعیت گازرسانی به نیروگاه‌ها و صنایع ۷۵
۱-۱۰. گازرسانی به نیروگاه‌ها ۷۶
۲-۱۰. گازرسانی به صنایع و شهرک‌های صنعتی کشور ۸۰
۱۱. وضعیت گازرسانی به روستاهای کشور ۸۴
۱-۱۱. بررسی وضعیت گازرسانی به شهرها ۸۸
۱۲. شناخت نقاط قوت و ضعف، فرصت‌ها و تهدیدها ۸۹
۱-۱۲. نقاط قوت ۹۰
۲-۱۲. نقاط ضعف ۹۰
۳-۱۲. فرصت‌ها ۹۱
۴-۱۲. تهدیدها ۹۲
جمع‌بندی و نتیجه‌گیری و ارائه راهکار ۹۳
منابع و مآخذ ۹۹

ارزیابی عملکرد شرکت ملی گاز ایران
طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۹۱ (دو سال اول برنامه پنجم)

مقدمه

مجلس شورای اسلامی مطابق ماده (۳۳) آیین‌نامه داخلی، عملکرد دستگاه‌های اجرایی را در مطابقت با قوانین جاری و قوانین برنامه توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی و بودجه سالیانه مورد بررسی و ارزیابی قرار می‌دهد. بررسی عملکرد وزارت نفت در قالب شرکت‌های مختلف فعال در این وزارتخانه شامل شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی و سایر شرکت‌های موجود، ازجمله این بررسی‌هاست. بر این اساس در این گزارش عملکرد سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۹۱ شرکت ملی گاز ایران در قالب ارزیابی دو سال اول برنامه پنجم توسعه در بخش انرژی بررسی می‌شود. در این بررسی براساس اهداف تدوین شده در این بخش، شاخص‌های کمّی عملکردی امور اکتشاف، تولید، مصرف، صادرات، واردات، تزریق گاز و ترکیب نیروی انسانی مقایسه شده است.

این گزارش براساس اهداف مطالعه تلاش دارد تا با بررسی عملکرد شرکت ملی گاز ایران، نقاط قوت، ضعف، فرصت‌ها و تهدیدها را شناسایی کرده و برای بهبود روند توسعه در این بخش راهکارهایی را ارائه دهد. ازاین‌رو نگاه این مطالعه کمک به روند بهبود سیاست‌های توسعه این بخش بوده و تلاش دارد تا از تمام ظرفیت‌های موجود برای دستیابی به اطلاعات و گزارش‌ها استفاده کند و تحلیل‌های قابل قبول‌تری را ارائه دهد. امید است این گزارش بتواند به توسعه بخش گاز کشور کمک کند و توصیه‌های سیاستگذاری مناسبی را برای توسعه در این بخش ارائه دهد.

۱. ساختار، وظایف و نیروی انسانی شرکت ملی گاز ایران و عملکرد مواد قانونی در برنامه (بررسی تغییرات ساختاری، بهره‌وری و ارتقای نیروی انسانی)

شرکت ملی گاز ایران که در ۱۳۴۵/۱/۲۵ براساس بند «الف» ماده (۵) اساسنامه شرکت ملی نفت ایران[۱] تأسیس شد، برای آن وظایفی معین کردند. مطابق ماده (۵) اساسنامه شرکت ملی گاز، برای این شرکت

---

۱. به‌منظور تأمین مقاصد و انجام عملیات مذکور در ماده (۴) شرکت دارای حقوق و اختیارات زیر است:

الف) ایجاد شرکت‌های فرعی و شرکت‌های وابسته و شعب نمایندگی‌ها در ایران و خارج ایران یا انحلال آنها.

تبصره «۱»- منظور از شرکت فرعی مذکور در این اساسنامه شرکتی است که: ۱. تمامی سهام آن متعلق به شرکت ملی نفت ایران باشد. ۲. تمام سهام آن متعلق به یک یا چند شرکتی باشد که همه سهام آن متعلق به شرکت ملی نفت ایران باشد.

تبصره «۲» - منظور از شرکت وابسته مذکور در این اساسنامه هر شرکتی است که قسمتی از سهام آن به شرکت ملی نفت ایران یا شرکت‌های مذکور در بندهای «۱» و «۲» تبصره «۱» بالا متعلق باشد.

موضوعات فعالیتی به‌شرح ذیل تعریف شد:

«ماده (۵) – موضوع شرکت عبارت است از:

الف) تهیه و به‌عمل آوردن انواع گاز من‌جمله گاز طبیعی، گاز طبیعی مایع، گاز مایع و گاز مصنوعی و ایجاد وسایل و تأسیسات لازم برای نیل به این مقصود.

ب) مطالعه و تهیه و تنظیم و اجرای طرح‌های احداث خطوط لوله و شبکه‌های توزیع گاز طبیعی همچنین تهیه و احداث وسایل حمل‌ونقل و توزیع و ذخیره‌سازی انواع گاز و مشتقات آن.

ج) حفاظت و نگهداری و اداره عملیات مربوط به خطوط لوله و شبکه‌های توزیع گاز طبیعی و تأسیسات مربوط به انواع گاز و مشتقات آن.

د) حمل‌ونقل و فروش انواع گاز و مشتقات آن.

هـ) صدور انواع گاز و مشتقات آن به خارج کشور و فروش آنها به‌منظور صادرات.

و) تنظیم مقررات مربوط به ایمنی و طرز استفاده از وسایل توزیع گاز و همچنین استانداردهای مربوط به صنعت گاز براساس استانداردهای ملی و بین‌المللی.

ز) هرگونه اقدام دیگر مرتبط با صنعت گاز با موافقت مجمع عمومی.

ماده (۶) – به‌منظور تأمین مقاصد و انجام عملیات مذکور در ماده (۵) این اساسنامه شرکت دارای حقوق و اختیارات زیر است:

الف) مشارکت با مؤسسات و شرکت‌های ایرانی و خارجی واجد صلاحیت فنی و مالی برای به عمل آوردن و مایع ساختن و پخش و فروش و حمل‌ونقل و صدور انواع گاز طبیعی و مشتقات آن طبق مقررات این اساسنامه و قوانین مربوط.

ب) ایجاد شرکت‌های فرعی و شرکت‌های وابسته و شعبه‌ها و نمایندگی‌ها در ایران و خارج ایران با رعایت بند «الف» ماده (۵) اساسنامه شرکت ملی نفت ایران».

لذا برای تحقق این هدف و دیگر اهداف مندرج در اساسنامه، ساختار لازم شکل گرفت. این ساختار به تناسب اهدافی که در هر دوره از فعالیت برای شرکت تعریف می‌شد و به تناسب تغییرات، اصلاحاتی در آن صورت گرفت.

۱-۱. وضعیت شرکت ملی گاز ایران در بخش مربوط به برخی احکام برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه (نظام اداری و مدیریت و ماده (۱۲۵))

شرکت ملی گاز با توجه به اهدافی که برای آن در قالب اساسنامه تعریف شد و بعضاً نیز از طریق نهادهای ذی‌صلاح در ادوار مختلف به تناسب وضع قوانین جدید اصلاح شد، تغییرات ساختاری را مورد توجه قرار داد. این تغییرات و اصلاحات ساختاری در شرکت ملی گاز ایران از اواخر برنامه دوم توسعه یعنی سال‌های

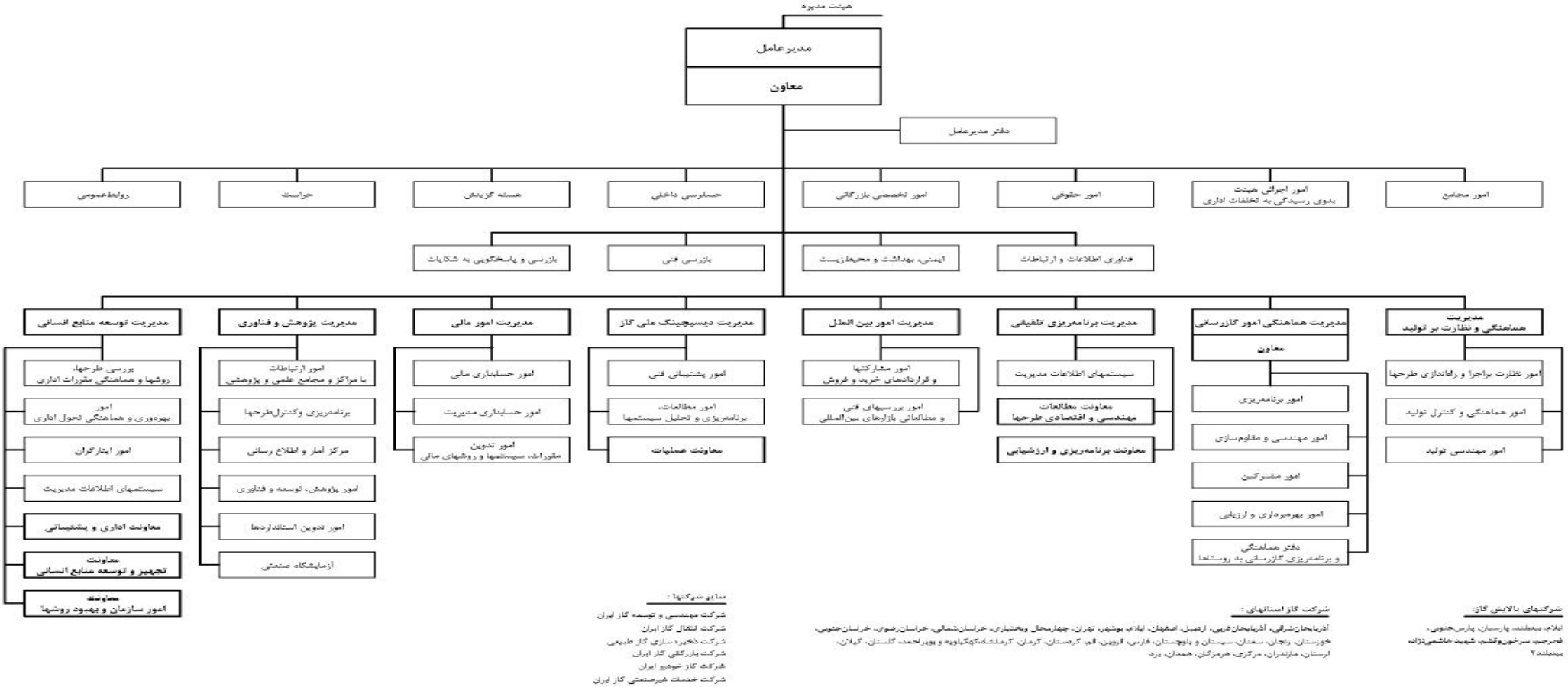
۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ آغاز شد. با توجه به اصلاحات ساختاری، در سال ۱۳۹۱ شرکت ملی گاز ایران مطابق ساختار سازمانی تدوین شده، دارای ۸ شرکت اصلی شامل شرکت‌های پالایشی، شرکت‌های گاز استانی، مهندسی و توسعه گاز، شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی، شرکت انتقال گاز، شرکت بازرگانی گاز، شرکت گاز خودرو و شرکت خدمات غیرصنعتی گاز ایران است. این شرکت علاوه‌بر موارد ذکر شده ۸ شرکت پالایش گاز و ۳۰ شرکت گاز استانی دارد. جزئیات این ساختار در سال ۱۳۹۱ در نمودار ۱ ارائه شده است.

علاوه‌بر اینها در برخی از اسناد بالادستی نظیر سیاست‌های کلی نظام، سند چشم‌انداز، سیاست‌های کلی اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی و... برای بخش‌های نفت و گاز در سطوح ملی، منطقه‌ای و بین‌المللی اهدافی در نظر گرفته شده که دستیابی به آنها نیاز به برخورداری از بسترهای حقوقی و سازمانی مناسب است. این مقوله در برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی تحت عناوین ذیل در فصول برنامه مورد توجه قرار گرفته‌اند.

- بسترسازی برای رشد سریع اقتصادی،
- تعامل فعال با اقتصاد جهانی،
- رقابت‌پذیری اقتصاد،
- حفظ محیط زیست،
- ارتقای امنیت انسانی در عدالت اجتماعی،
- نوسازی دولت و ارتقای اثربخشی حاکمیت.

مراجعه به قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه نشان می‌دهد که حصول به برخی از مفاد و سرفصل‌های آن با فعالیت‌های شرکت ملی گاز (مندرج در اساسنامه) مطابقت دارد. این سرفصل‌ها عبارتند از توسعه منطقه‌ای، اقتصادی، نظام اداری و مدیریت و... . مراجعه به قانون مذکور نشان می‌دهد که فصل چهارم آن که عنوان نظام اداری و مدیریت فناوری اطلاعات دارد مواد (۴۶) الی (۶۸) را دربرمی‌گیرد که در آن مباحثی نظیر توسعه دولت الکترونیک، صنعت فناوری اطلاعات، اتصال به شبکه ملی اطلاعات و تکمیل پایگاه‌های اطلاعاتی را مورد توجه قرار داده است. علاوه‌بر قانون برنامه پنج‌ساله پنجم، قانون مدیریت خدمات کشوری نیز در فصل پنجم، موضوع مربوط به فناوری اطلاعات و خدمات اداری را با هدف افزایش بهره‌وری مورد توجه قرار داده است. به هر حال شرکت ملی گاز ایران در راستای تحقق اهداف مربوط به این قوانین و افزایش کارآیی در سال ۱۳۹۱ از چنین ساختاری برخوردار است.

نمودار ۱. ساختار سازمانی شرکت ملی گاز ایران سال ۱۳۹۱



مأخذ: شرکت ملی گاز ایران،گزارش عملکرد سال ۱۳۹۱.

درخصوص توسعه و بسط خدمات مربوط به دولت الکترونیک که موضوع فصل چهارم و ماده (۴۶) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه است، شرکت ملی گاز ایران گام‌های مناسبی را برداشته است، اما درخصوص بند «ب» این ماده که بیان می‌دارد: «تمامی دستگاه‌های اجرایی مکلفند ضمن اتصال به شبکه ملی اطلاعات و توسعه و تکمیل پایگاه‌های اطلاعاتی خود حداکثر تا پایان سال دوم برنامه براساس فصل پنجم قانون مدیریت خدمات کشوری اطلاعاتشان را در مراکز داده داخلی با رعایت مقررات امنیتی و استانداردهای لازم نگهداری و به‌روزرسانی کنند و براساس آیین‌نامه اجرایی که در ۶ ماهه اول برنامه توسط وزارت ارتباطات و فناوری اطلاعات و وزارت اطلاعات و معاونت، تهیه و به تصویب هیئت وزیران خواهد رسید نسبت به تبادل و به اشتراک‌گذاری رایگان اطلاعات به‌منظور ایجاد سامانه‌های اطلاعاتی و کاهش تولید و نگهداری اطلاعات تکراری در این شبکه با تأمین و حفظ امنیت تولید، پردازش و نگهداری اطلاعات اقدام کنند. قوه قضائیه از شمول این بند مستثناست». عملکرد مناسب نبوده و هنوز گزارش‌های مستند در این رابطه در دسترس نیست.

اگرچه ماده (۱۲۵) قانون برنامه پنجم توسعه به بخش بالادستی بخش نفت و گاز مربوط بوده و در حوزه فعالیت و وظایف شرکت ملی گاز ایران نمی‌گنجد، اما پرداختن به عملکرد این ماده می‌تواند برای شناخت وضعیت بخش گاز نه شرکت ملی گاز ایران مفید باشد. در ماده (۱۲۵) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه مقرر شد با حفظ ظرفیت سال ۱۳۸۹ تا سقف تولید ۲۵۰ میلیون مترمکعب با اولویت میادین مشترک و با تأکید بر میدان گاز پارس جنوبی اقدامات لازم انجام شوند. برای این هدف وزارت نفت باید به‌گونه‌ای اقدام می‌کرد تا با ایجاد فضا و شرایط رقابتی نسبت به صدور پروانه اکتشاف، توسعه و تولید، از حداکثر ظرفیت‌ها برای توسعه میدان‌های نفت و گاز و افزایش تولید صیانت شده استفاده می‌کرد. عملکرد این قسمت نیز مناسب ارزیابی نمی‌شود. زیرا در سال ۱۳۸۹ میزان برداشت گاز از منابع داخلی ۴۵۶/۴ میلیون مترمکعب بود که در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به ترتیب به ۴۵۸/۳ و ۴۷۳/۳۰ میلیون مترمکعب افزایش یافت. با این ارقام در سال ۱۳۹۰ در مقایسه با سال ۱۳۸۹ به میزان ۱/۹ و در سال ۱۳۹۱ در مقایسه با سال ۱۳۹۰ به میزان ۱۵ میلیون مترمکعب به برداشت از منابع داخلی اضافه شده است. این ارقام با عدد ۲۵۰ میلیون مترمکعب در روز فاصله بسیاری دارد. درخصوص ظرفیت پالایش و نم‌زدایی نیز توسعه نامناسب بود.

درخصوص اصلاح ساختار، بازآرایی ساختار سازمانی شرکت به تناسب تغییرات و مطابق قوانین مصوب مورد توجه قرار گرفت و براین اساس در سال ۱۳۹۱ مقرر شد نظام‌های تحول اداری و خط‌مشی‌ها در اموری نظیر تمرکززدایی در حوزه سازمان‌های ستادی، واگذاری فعالیت‌ها به شرکت‌های فرعی و شرکت‌های غیردولتی، شفاف‌سازی مسئولیت‌ها، پاسخگو کردن، اصلاح ساختار

و تشکیلات سازمانی شرکت‌ها برای قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی، تنظیم روابط و مناسبات بین شرکت‌های فرعی و مادرتخصصی، حرکت به سمت اصول بنگاه‌داری اقتصادی، کاهش هزینه‌ها و... مورد تأکید و بازنگری قرار گیرند. اعمال این تغییرات مستلزم تنظیم دستورالعمل‌هایی برای شرایط احراز پست‌های سازمانی است و حرکت در این مسیر به‌معنای اعمال تقسیم کار و تخصصی شدن کارهاست. پیگیری این هدف در صورتی محقق خواهد شد که از نیروی متخصص بیشتری در شرکت استفاده شود. آنچه در جدول ۱ ارائه شده گویای این واقعیت است که شرکت ملی گاز در سال‌های اخیر در جذب نیروی انسانی، عمدتاً روی نیروهای دارای تحصیلات دانشگاهی تمرکز کرده که این شیوه در ارتقای جایگاه شرکت ملی گاز و حرکت به سمت تخصصی شدن فعالیت‌ها اهمیت زیادی دارد.

۲-۱. بهره‌وری و ارتقای نیروی انسانی در شرکت ملی گاز ایران

تعداد کارکنان شرکت ملی گاز ایران در سال ۱۳۸۳ برابر ۱۵۳۴۹ نفر بوده که در سال ۱۳۸۸ این تعداد به ۱۸۲۸۵ نفر افزایش یافت. این تعداد در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ افزایش زیادی یافته و به ترتیب به ۱۸۸۷۵ و ۱۸۹۱۳ نفر رسیده است. جزئیات مربوط به این افزایش به لحاظ مقاطع تحصیلی در جدول ۱ و نمودار ۲ ارائه شده است.

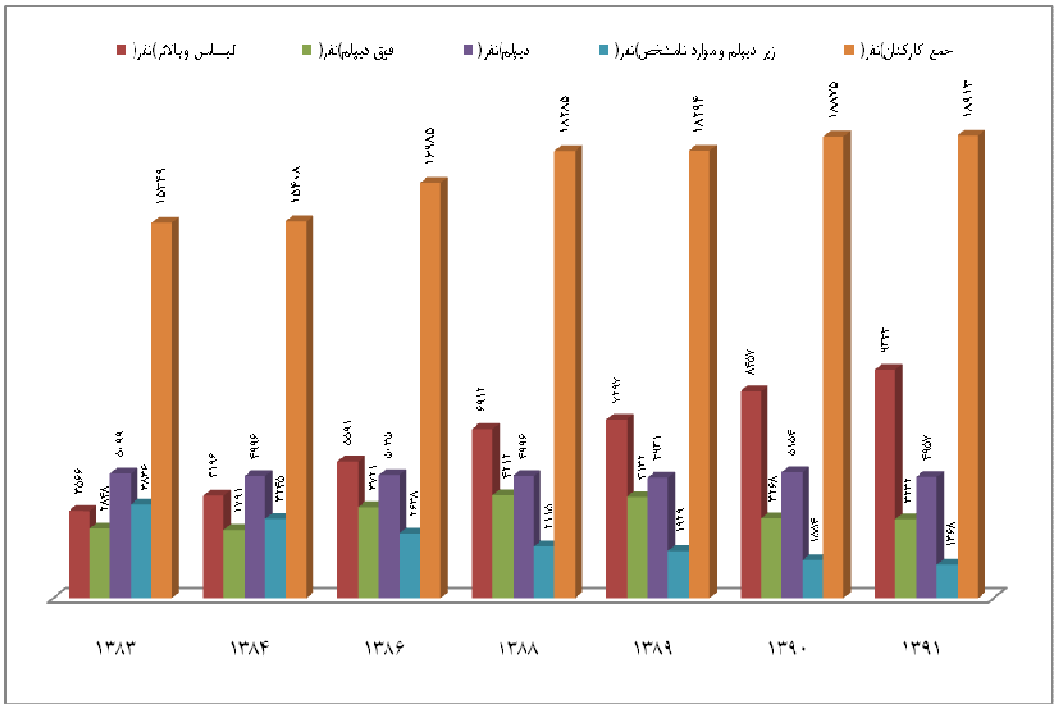
همانگونه که جدول و نمودار نشان می‌دهد در سال ۱۳۸۳ سهم قابل توجهی از پرسنل شرکت ملی گاز ایران، نیروها مقاطع تحصیلی فوق‌دیپلم، دیپلم و زیر دیپلم دارند. به‌طوری که نزدیک به ۷۷ درصد از کل کارکنان را شامل می‌شد. این سهم با یک روند کاهشی به حدود ۵۰ درصد در سال ۱۳۹۱ رسید، به‌عبارت بهتر در سال ۱۳۹۱ حدود نیمی از نیروی انسانی شاغل در شرکت ملی گاز ایران را افراد با تحصیلات لیسانس و بالاتر تشکیل می‌داده که در مقایسه با سال ۱۳۸۳ روند مطلوبی را به لحاظ پیشرفت آموزش در نیروی انسانی نشان می‌دهد. ازاین‌رو درصد کارکنان دارای مدرک تحصیلی لیسانس و بالاتر که در سال ۱۳۸۳ حدود ۲۳ درصد بودند، در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به ترتیب به ۴۰، ۴۸ و ۵۰ درصد افزایش یافتند. دلیل افزایش کارکنان را می‌توان در توسعه روزافزون و نیاز به نیروی انسانی متخصص در بخش‌های مختلف پالایش، انتقال و توزیع جستجو کرد. با توجه به اینکه ترکیب نیروی انسانی دارای مدرک تحصیلی بالاتر در ارتقای کارآیی اثربخش‌ترند، لذا باید در جذب اینگونه نیروها تلاش بیشتری شود و هنوز بیش از ۵۰ درصد نیروهای شرکت ملی گاز را نیروهای پایین‌تر از لیسانس تشکیل می‌دهند.

جدول ۱. مقایسه روند تغییرات شاخص‌های بهره‌وری نیروی انسانی شرکت ملی گاز ایران

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۶	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
لیسانس و بالاتر (نفر)	۳۵۶۶	۴۱۹۶	۵۵۹۱	۶۹۱۲	۷۲۹۷	۸۴۵۷	۹۳۴۴
فوق‌دیپلم (نفر)	۲۸۴۸	۲۷۹۱	۳۷۲۱	۴۲۱۲	۴۱۳۲	۳۲۶۸	۳۲۳۲
دیپلم (نفر)	۵۰۹۹	۴۹۹۶	۵۰۳۵	۴۹۹۶	۴۹۳۱	۵۱۵۴	۴۹۵۷
زیر دیپلم و موارد نامشخص (نفر)	۳۸۳۶	۳۲۴۵	۲۶۳۸	۲۱۱۵	۱۹۲۹	۱۵۵۴	۱۳۶۸
جمع کارکنان (نفر)	۱۵۳۴۹	۱۵۴۰۸	۱۶۹۸۵	۱۸۲۸۵	۱۸۲۹۴	۱۸۸۷۵	۱۸۹۱۳
عملکرد مشترک گاز به‌ازای نفر شاغل	۴۸۷	۵۴۵	۶۰۰	۶۶۵	۷۲۸	۷۷۸	۸۵۴
کیلومتر شبکه به‌ازای نفر شاغل	۶/۸	۷/۶۷	۸/۶۵	۹/۵	۱۰/۴	۱۱/۳	۱۲/۳

مأخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران، سال‌های مختلف.

نمودار ۲. وضعیت نیروی انسانی شرکت ملی گاز به تفکیک مدرک تحصیلی طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۱



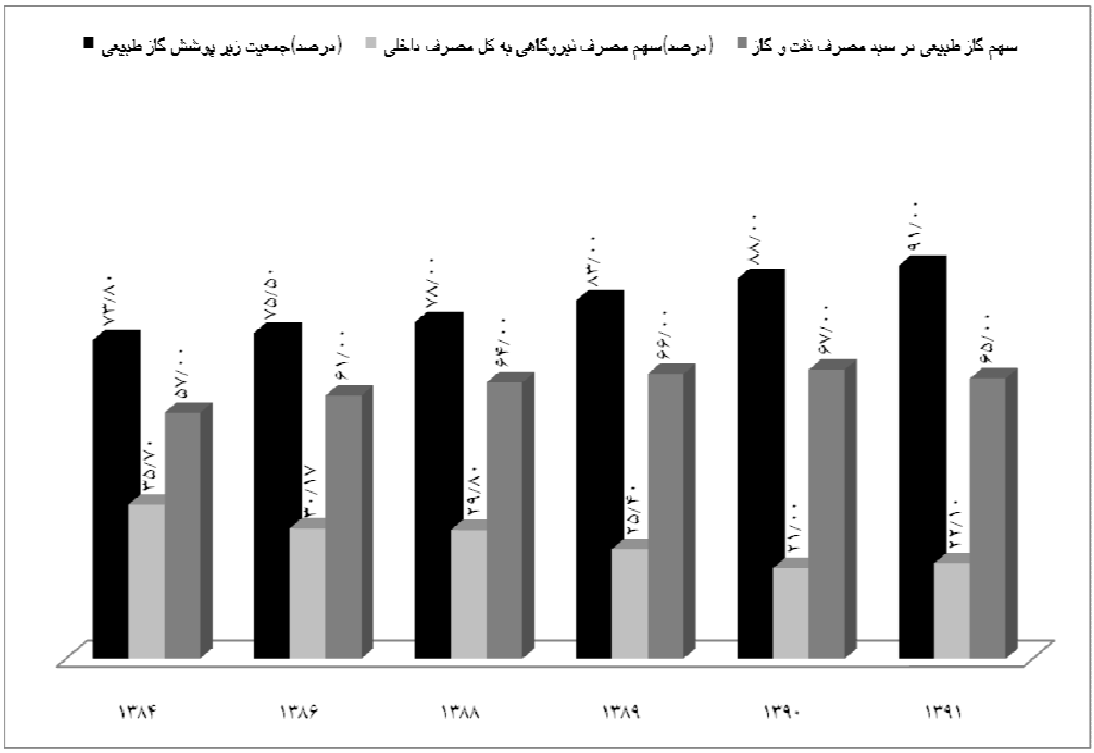
براساس آنچه در جدول ۲ و نمودار ۳ ارائه شده است، شاخص مشترک به‌ازای نفر شاغل با توجه به متغیرهایی که در محاسبه آن دخالت دارند، در طول سال‌های بررسی، روند صعودی را طی کرده است. صعودی بودن این شاخص نشان از آن دارد که علی‌رغم آنکه در بخش بالادستی گاز توسعه تولید و پالایش با سرعت کمتری صورت گرفته، اما به‌دلیل اختصاص منابع جداگانه در قوانین بودجه سنواتی توسعه شبکه و افزایش مشترکین گاز تقریباً با سرعت یکنواختی پیش رفته است، البته به‌دلیل عدم توسعه در بالادست و توسعه مشترکین خانگی و گازرسانی به شهرها و روستاها، سهم نیروگاه‌ها در استفاده از گاز طبیعی کاسته شده و به‌جای آن استفاده از سوخت مایع توسعه یافته است. جزئیات مربوط به برخی دیگر از شاخص‌ها در جدول زیر ارائه شده‌اند.

جدول ۲. تغییرات شاخص‌های مهم کارآیی شرکت ملی گاز ایران

عناوین شاخص‌ها / سال	۱۳۸۴	۱۳۸۶	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
شاخص مشترک به ازای نفر شاغل (مشترک)	۵۴۵	۶۰۰	۶۶۵	۷۲۸	۷۷۸	۸۵۴
شاخص کیلومتر شبکه‌گذاری به ازای نفر شاغل (کیلومتر)	۷/۶۷	۸/۶۵	۹/۵	۱۰/۴	۱۱/۳	۱۲/۳
جمعیت زیر پوشش گاز طبیعی (درصد)	۷۳/۸	۷۵/۵	۷۸	۸۳	۸۸	۹۱
خانوار تحت پوشش تجمعی (هزار خانوار)	۱۱۶۱۳	۱۳۳۶۰	۱۵۷۱۵	۱۷۰۲۵	۱۸۶۷۴	۲۰۱۰۴
سهم مصرف نیروگاهی به کل مصرف داخلی (درصد)	۳۵/۷	۳۰/۱۷	۲۹/۸	۲۵/۴	۲۱	۲۲/۱
سهم گاز طبیعی در سبد مصرف نفت و گاز	۵۷	۶۱	۶۴	۶۶	۶۷	۶۵
سرانه آموزش در شرکت ملی گاز ایران کارکنان شاغل (ساعت)	۸۶	۲۶	۹۱	۹۹	۷۰	

مأخذ: همان.

نمودار ۳. وضعیت سهم مصرف گاز طبیعی در سبد مصرف، مصرف نیروگاهی و جمعیت زیر پوشش طی سال‌های ۱۳۸۴ - ۱۳۹۱



جدول ۳. دوره‌های آموزشی برگزار شده در سال ۱۳۹۱

عنوان	بدون احتساب کارآموزان	با احتساب کارآموزان
تعداد کل دوره‌های برگزار شده در سال ۱۳۹۱	۳۹۱۹	۴۲۳۳
تعداد کل شرکت‌کنندگان در سال ۱۳۹۱	۵۱۴۹۲	۵۷۳۳۰
تعداد کل نفر ـ ساعت در سال ۱۳۹۱	۹۴۲۵۰۲	۱۳۳۴۶۸۱
سرانه کل آموزش در سال ۱۳۹۱	۵۱ ساعت و ۱۸۴۷ دقیقه	۷۰ ساعت و ۳۸ دقیقه

مأخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران، ۱۳۹۱.

براساس آنچه در جدول ۳ ارائه شده است، ۳۹۱۹ دوره در سال ۱۳۹۱ بدون احتساب کارآموزان و با احتساب کارآموزان نیز ۴۲۳۲ دوره برگزار شده است. در دوره‌های برگزار شده برای پرسنل در سال ۱۳۹۱ بیش از ۵۱ هزار نفر شرکت کرده‌اند که نزدیک به یک میلیون نفر ـ ساعت آموزش دیده‌اند. سرانه آموزش هر پرسنل در سال ۱۳۹۱ حدود ۵۱ ساعت و ۱۸۴۷ دقیقه بوده است.

۲. برداشت گاز طبیعی (گاز غنی تولید شده، گاز سبک تحویلی به پالایشگاه های گـاز، تزریق گاز از منابع مختلف)

۱-۲. میادین فعال گاز طبیعی

تعداد میادین فعال گازی کشور در سال ۱۳۹۱ مطابق جدول ۴ برابر ۲۳ میدان است که از این تعداد ۱۹ میدان در خشکی و ۴ میدان در دریا قرار دارند. میادین گازی کشور براساس جدول ۵ درمجموع زیر نظر پنج شرکت بهره‌برداری می‌شوند که میادین گازی موجود در مناطق خشکی زیر نظر شرکت‌های مناطق نفت‌خیز جنوب، نفت مناطق مرکزی و نفت فلات قاره قرار دارند و میادین گازی دریایی کشور نیز در قالب دو شرکت نفت و گاز پارس و نفت فلات قاره درحال بهره‌برداری‌اند.

جدول ۴. تعداد میادین فعال گازی به تفکیک خشکی و دریا در سال ۱۳۹۱

	عنوان/ شرکت	تعداد (میادین)
خشکی	شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب (سازندی و گنبدی)	۵
	شرکت ملی مناطق مرکزی ایران (میادین مستقل گازی)	۱۴
دریا	شرکت نفت و گاز پارس	۱
	شرکت نفت فلات قاره ایران (سازندی)	۲
	شرکت نفت فلات قاره ایران (میادین مستقل گازی)	۱
	جمع کل	**۲۳**

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

جدول ۵. میادین فعال گازی شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۹۱

	منابع گازی خشکی				منابع گازی دریایی	
	مناطق نفت‌خیز جنوب	نفت مناطق مرکزی		نفت فلات قاره	نفت و گاز پارس	نفت فلات قاره
	سازند مارون خامی	مزدوران	دالان	میدان قشم*	میدان پارس‌جنوبی	میدان سلمان/ سازندکنگان دالان
	سازند ژوراسیک مسجدسلیمان	شوریجه	تابناک			میدان لاوان/ سازندکنگان دالان
	سازند لب سفید	گنبدلی	هما			
	گنبدی پازنان	نار	شانول			
	گنبدی نفت سفید	کنگان	وراوی			
		سرخون	سراچه			
		آغار	تنگ‌بیجار			
جمع	**۵**	**۱۴**		**۱**	**۱**	**۲**

مأخذ: همان.

* بهره‌برداری از میدان قشم تا پایان خردادماه ۱۳۹۱ در اختیار شرکت نفت مناطق مرکزی ایران و پس از آن تاریخ در تعهد تولید شرکت نفت فلات قاره است.

۲-۲. ذخایر و اکتشاف گاز طبیعی

قبل از بحث درخصوص اکتشاف ذخایر باید به این نکته اشاره داشت که این موضوع به عملکرد بخش گاز کشور ارتباط دارد که فعالیت‌های حوزه بالادستی آن توسط شرکت ملی نفت ایران انجام می‌گیرد و از حوزه پالایش به پایین، به فعالیت‌های شرکت ملی گاز ایران برمی‌گردد. لذا بررسی موضوع ذخایر و اکتشاف آن از دید مناسب یا نامناسب بودن عملکرد در این حوزه، به منزله عملکرد مناسب یا نامناسب شرکت ملی گاز ایران تلقی نمی‌شود، بلکه تنها برای بررسی و تحلیل کامل‌تر بخش گاز کشور، این مباحث و تحلیل‌های لازم انجام می‌گیرند.

اهمیت اکتشافات جدید از آنجا نشئت می‌گیرد که تراز منابع و ذخایر گازی کشور چگونه تغییر یافته است. آیا در هر دوره‌ای همراه با برداشت از ذخایر، اکتشافات جدید توانسته برداشت منابع را جبران کند یا خیر؟ اکتشاف سرآغاز فعالیت‌های نفت و گاز یکی از پیچیده‌ترین فعالیت‌های این صنعت است که برای دستیابی به آن طیف گسترده‌ای از فعالیت‌ها و پروژه‌ها باید صورت گیرد. بدین منظور، در بند «الف» ماده (۱۲۵) قانون برنامه پنجم توسعه اقتصادی کشور به وزارت نفت اجازه داده شده که با ایجاد فضا و شرایط رقابتی، نسبت به صدور پروانه اکتشاف، توسعه و تولید مورد نیاز به‌منظور بهره‌برداری از حداکثر ظرفیت‌ها برای توسعه میدان‌های گاز و افزایش تولید صیانت شده با حفظ ظرفیت تولید سال ۱۳۸۹ تا سقف تولید ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی با اولویت میادین مشترک، با تأکید بر توسعه میدان گاز پارس جنوبی اقدام کند. همچنین براساس ماده (۱۲۶) این قانون، وزارت نفت مجاز به

شناسایی و اکتشاف هرچه بیشتر منابع نفت و گاز در سراسر کشور و نیز انتقال و به‌کارگیری فناوری‌های جدید در عملیات اکتشافی در تمامی مناطق کشور به‌استثنای استان‌های خوزستان، بوشهر و کهگیلویه‌وبویراحمد با تأکید بر مناطق دریایی و خشکی مشترک با همسایگان شد. وزارت نفت در سال ۱۳۹۱ توانست با اکتشاف در مخازن سامان، دشت آبادان و راوندی به میزان ۱۱/۴۲ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی به حجم ذخایر در جای اولیه کشور اضافه کند. جدول ۶ ذخایر گاز کشف شده در سال ۱۳۹۱ را به تفکیک میدان‌های مختلف نشان می‌دهد. ضمناً جدول ۷ و نمودار ۴ ذخیره قابل استحصال میادین کشف شده گاز کشور را طی سال‌های ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۱ نشان می‌دهد. مطابق نمودار بیشترین اکتشافات گاز در سال ۱۳۸۹ انجام شده است به‌طوری که در این سال بر حجم گاز کشف شده کشور به میزان ۷۷۸ میلیارد مترمکعب افزوده شده است.

جدول ۶. میدان‌های گازی کشف شده در سال ۱۳۹۱

(ارقام گاز برحسب میلیارد مترمکعب، نفت‌خام و میعانات گازی برحسب میلیون بشکه)

نام میدان	نوع میدان	محل میدان	ذخایر قابل استحصال*		
			نفت‌خام	میعانات گازی	گاز طبیعی
سامان	نفتی/ گازی	دزفول شمالی	۴۶/۳۶	۱/۵۹۵	۱/۸۵
سهراب	نفتی/ گازی	دشت آبادان	۱۲۹/۷	۱/۸۱	۰/۴۳
راوندی	گازی	لرستان		۰/۰۴۸	۹/۱۴
جمع			**۲۱۲۲/۹۶**	**۳/۴۵۳**	**۱۱/۴۲**

مأخذ: گزارش مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۱.

*مجموع مخازن جدید کشف شده در حالت مورد انتظار و ممکن گزارش شده است.

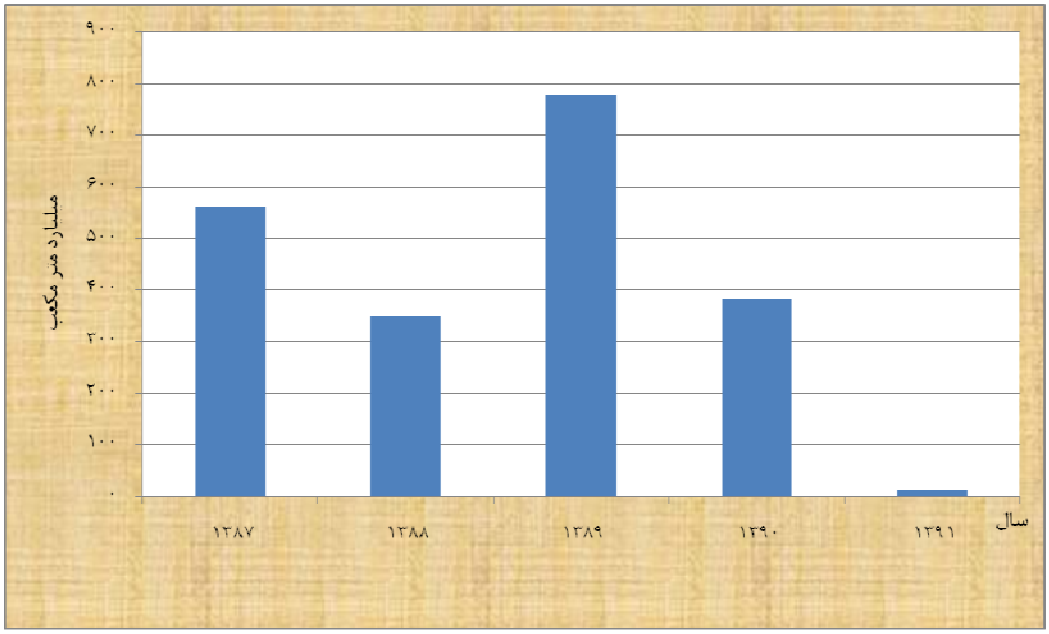
جدول ۷. میزان ذخیره قابل استحصال میادین کشف شده گاز طی سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱

سال	گاز طبیعی (میلیارد مترمکعب)
۱۳۸۷	۵۶۲/۳۲
۱۳۸۸	۳۴۸/۹۵۳
۱۳۸۹	۷۷۷/۹۷
۱۳۹۰	۳۸۴/۹۶
۱۳۹۱	۱۱/۴۲

مآخذ: ـ گزارش مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۱.

ـ ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

نمودار ۴. میزان ذخایرگازی کشف شده طی سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱



مطابق جدول ۸ میزان کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور در ابتدای سال ۱۳۹۱ به ۳۳/۷۹ تریلیون مترمکعب رسید. ایران با این میزان ذخیره گاز طبیعی به اولین کشور دارای بالاترین ذخیره گاز طبیعی تبدیل شد. در گزارش‌های مختلف که تاکنون منتشر شده ایران پس از فدراسیون روسیه در رتبه دوم ذخیره گاز جهان قرار داشت، اما شرکت BP[1] در گزارش سال۲۰۱۲ خود با تجدید نظر و کاهش ذخایر گازی روسیه از ۴۴/۶ به ۳۲/۹۲ تریلیون مترمکعب، کشورمان را بزرگترین دارنده ذخایر گاز جهان اعلام کرده است. براین اساس، در سال ۲۰۱۲ ایران با داشتن ۱۸ درصد از ذخایر گاز جهان در رتبه اول و روسیه و قطر به ترتیب با ۱۷ و ۱۳ درصد از سهم ذخایر جهانی در رده‌های بعدی قرار گرفته‌اند.

ضریب ذخیره به تولید یکی از شاخص‌های مهم در صنعت گاز طبیعی است که عمر ذخایر را با توجه به روند تولید جاری نشان می‌دهد. این ضریب برای مناطق مختلف در گزارش مذکور (BP-2013) محاسبه شده است که در اینجا تنها به چند عدد اکتفا می‌شود. مطابق گزارش مذکور ضریب ذخیره به تولید جهان رقمی در حدود ۵۵/۶۸ سال است که با توجه به کاهش ذخایر گاز جهان نسبت به سال قبل، این ضریب حدود دو سال کاهش را نشان می‌دهد. بالاترین ضریب ذخیره به تولید مربوط به کشور ترکمنستان با ۲۷۱/۹۲ سال است که پس از این کشور ایران با ضریب ذخیره به تولید ۲۰۹/۴۷ و قطر با ۱۵۹/۵۹ سال در رتبه‌های بعدی قرار دارند.

1. BP Statistical Review Of World Energy, June, 2013.

جدول ۸. ذخایر قابل استحصال گازی کشور در ابتدای سال ۱۳۹۱

(تریلیون مترمکعب)

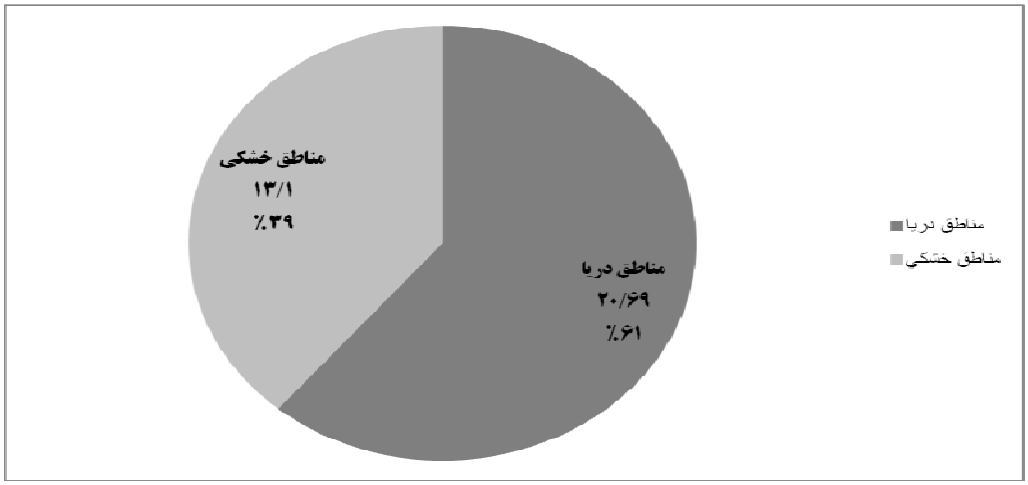
نوع منطقه		کل تولید انباشتی در ابتدای سال ۱۳۹۱	قابل استحصال در ابتدای سال ۱۳۹۱
مناطق دریا	نفتی	۰/۲۱	۰/۳۴
	مستقل	۰/۴۸	۲۰/۳۵
	جمع	۰/۶۹	۲۰/۶۹
مناطق خشکی	نفتی	۱/۷۹	۶/۴۶
	مستقل	۱/۳۳	۶/۶۴
	جمع	۳/۱۲	۱۳/۱
جمع کل		***۳/۸۱**	**۳۳/۷۹**

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

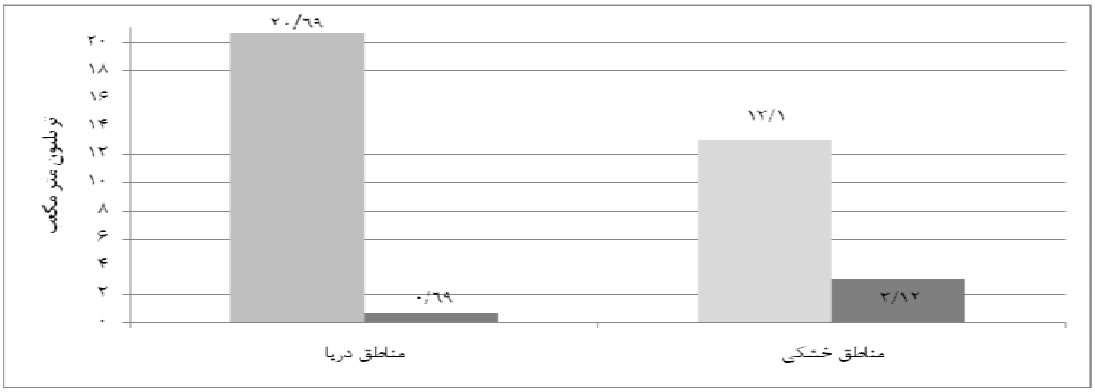
* اختلاف در برخی از جمع‌ها ناشی از نحوه گرد کردن ارقام و داده‌هاست.

مطابق نمودار ۵ میزان کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور در ابتدای سال ۱۳۹۱ به تفکیک مناطق خشکی و دریایی ارائه شده است. مطابق این نمودار حدود ۶۱ درصد ذخایر گازی کشور در مناطق دریایی و ۳۹ درصد آن در مناطق خشکی قرار دارند. نمودار ۶ وضعیت ذخایر و تولید انباشتی از میادین را در مقایسه با یکدیگر نشان می‌دهد. همچنین نمودارهای ۷ و ۸ وضعیت برداشت از این ذخایر را نشان می‌دهند که کشورمان تنها ۳ درصد از ذخایر میادین دریایی خود را برداشت کرده و ۹۷ درصد ذخایر اکتشافی دریایی همچنان استحصال نشده باقی است، اما در میادین خشکی وضعیت کاملاً متفاوت است. در این میادین ۱۹ درصد از ذخایر اکتشافی برداشت شده و ۸۱ درصد آن باقی مانده است. به‌لحاظ مقدار مطلق برداشت نیز ۳/۱۲ تریلیون مترمکعب از ذخایر خشکی برداشت شده و این درحالی است که از میادین دریایی تنها ۰/۶۹ تریلیون مترمکعب برداشت شده است. تمام آمار و ارقام نشان از آن دارند که سیاستگذاری کشور در برداشت از میادین طی سال‌های مورد بررسی دارای اشکالاتی بوده و علی‌رغم آنکه میادین دریایی عمدتاً با کشورهای دیگر مشترک است ولی سرمایه‌گذاری در این میادین با سرعتی که لازم بود افزایش نیافت و ازاین‌رو برداشت از میادین دریایی با سرعت کمتری توسعه یافت.

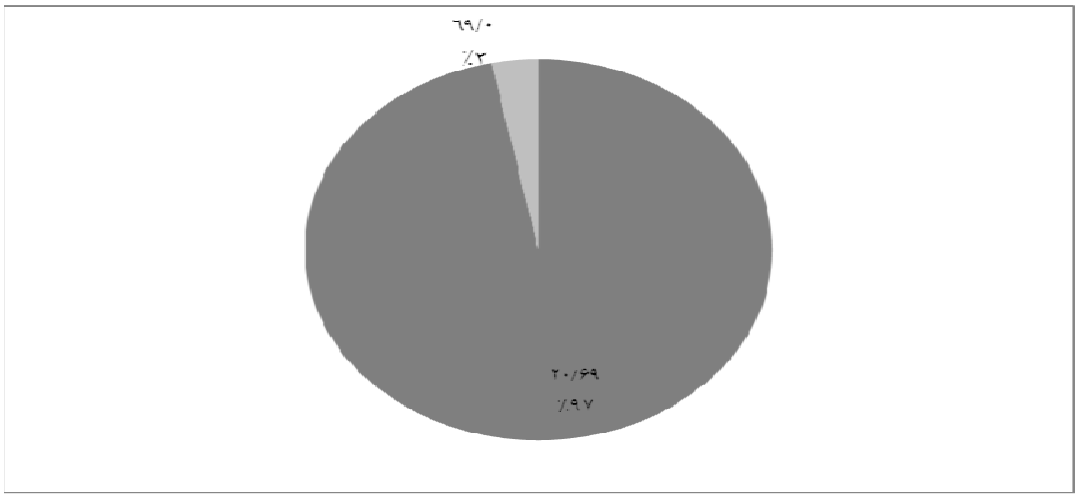
نمودار ۵. میزان و سهم ذخایر گازی قابل استحصال کشور به تفکیک مناطق خشکی و دریایی در ابتدای سال ۱۳۹۱



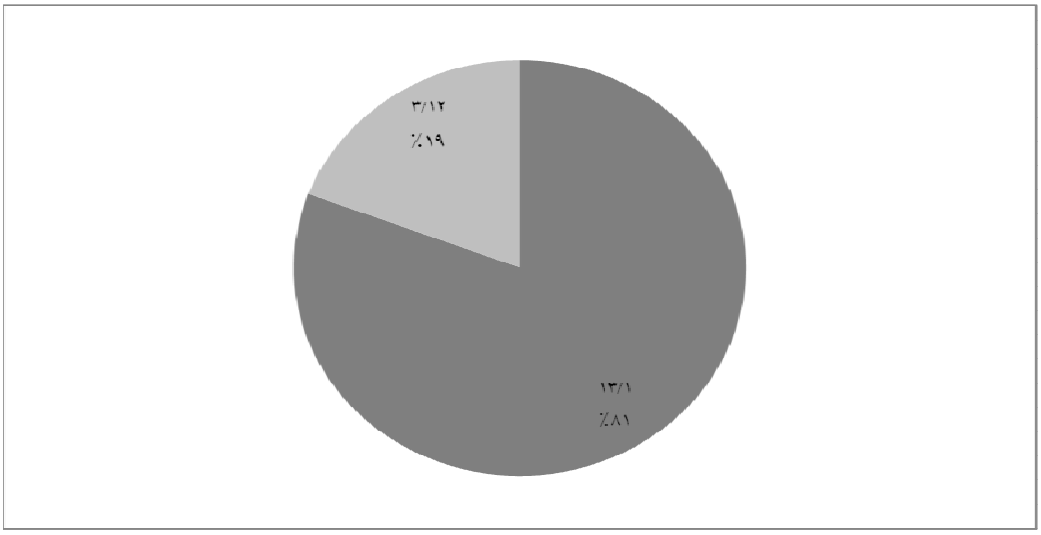
نمودار ۶. میزان ذخایرگازی قابل استحصال و تولید انباشتی کشور به تفکیک مناطق خشکی و دریایی در ابتدای سال ۱۳۹۱



نمودار ۷. میزان ذخایرگازی قابل استحصال و میزان و سهم تولید انباشتی از ذخایرگازی دریایی در ابتدای سال ۱۳۹۱



نمودار ۸. میزان ذخایرگازی قابل استحصال و میزان و سهم تولید انباشتی از ذخایرگازی خشکی در ابتدای سال ۱۳۹۱



۳-۲. تولید گاز غنی

تولید گاز غنی در کشور از ۳۳۵ میلیون مترمکعب در روز طی سال ۱۳۸۱ به ۶۲۲ میلیون مترمکعب در روز طی سال ۱۳۹۱ افزایش یافت. طی این دوره تولید گاز غنی ۲۸۶ میلیون مترمکعب افزایش یافته است. از ۲۸۶ میلیون مترمکعب افزایش در تولید گاز غنی طی این ۱۰ سال، سهم مناطق خشکی حدود ۷۶ میلیون مترمکعب و در مقابل سهم مناطق دریایی حدود ۲۱۰ میلیون مترمکعب بوده است. این روند اگرچه نشان از آن دارد که سهم میادین دریایی در افزایش تولید گاز غنی از میادین خشکی بیشتر بوده اما به‌دلیل آنکه میادین دریایی مشترکند بهتر آن بود که تمرکز افزایش تولید گاز غنی بیشتر روی میادین مشترک صورت می‌گرفت و عمدتاً نیاز کشور از توسعه میادین پارس جنوبی تأمین می‌شد ولی همانگونه که قبلاً نیز بیان شد، سرمایه‌گذاری در طرح‌های پارس جنوبی با توجه به شرایط تحریم و عدم همکاری مناسب شرکت‌های خارجی در توسعه میادین دریایی کشور، موجب شد روند توسعه طرح‌ها با سرعت مناسبی تدوام نیابد و ازاین‌رو تولید گاز غنی نیز مطابق «بهینه اول»[1] افزایش نیافت. همانگونه که جدول و نمودار ۹ نشان می‌دهند عمده افزایش در تولید گاز غنی از محل میادین مستقل گازی دریایی بوده است.

جدول ۹. روند تولید گاز غنی به تفکیک منابع تولید در مناطق خشکی و دریایی

(میلیون مترمکعب در روز)

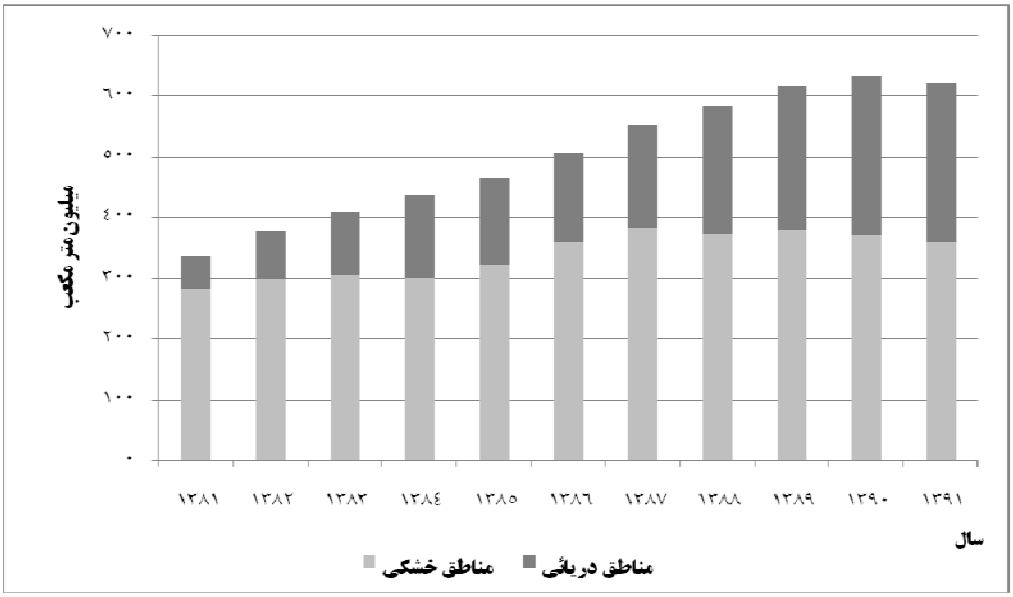
مناطق	شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
خشکی	گاز همراه نفت‌خام	۶۵/۲۶	۷۰/۳۳	۷۰/۸۵	۷۲/۹۳	۷۴/۲۷	۷۷/۷۶	۷۷/۵۳	۷۶/۷۲	۷۹/۳۸	۷۸/۹۴	۵۸/۲۷
	گاز گنبدی و سازندی	۴۰/۴۳	۳۸/۸۶	۳۶/۴۹	۳۵/۳۱	۳۳/۹۲	۳۹/۴۲	۳۵/۹۶	۲۸/۸۲	۳۵/۷۸	۲۹/۹۳	۳۱/۸۹
	گاز میادین مستقل	۱۷۶/۷۶	۱۸۹/۷۵	۱۹۸/۵	۱۹۱/۴۵	۲۱۳/۰۶	۲۴۱/۶۹	۲۶۸/۶۴	۲۶۷/۴۵	۲۶۵/۵۱	۲۶۲/۸۸	*۲۶۸/۰۶
	جمع تولید	۲۸۲/۴۵	۲۹۸/۹۴	۳۰۵/۸۴	۲۹۹/۷	۳۲۱/۲۵	۳۵۸/۸۷	۳۸۲/۱۳	۳۷۲/۹۹	۳۸۰/۶۷	۳۷۱/۷۶	۳۵۸/۲۱
دریایی	میادین مستقل	۳۳/۲۵	۵۷/۰۳	۸۱/۰۵	۱۱۴/۲	۱۱۹/۷۸	۱۲۴/۳۹	۱۴۶/۳۵	۱۸۶/۱	۲۱۲/۹۷	۲۳۴/۴۵	*۲۴۵
	گاز همراه	۲۰/۱۸	۲۲/۰۲	۲۰/۶۲	۲۱/۷۱	۲۳/۴۶	۲۲/۴۴	۲۳/۴۱	۲۳/۶۵	۲۳/۸	۲۴/۹۲	۱۸/۹۵
	جمع تولید	۵۳/۴۳	۷۹/۰۵	۱۰۱/۶۷	۱۳۵/۹۱	۱۴۳/۲۴	۱۴۶/۸۳	۱۶۹/۷۶	۲۰۹/۷۵	۲۳۶/۷۸	۲۵۹/۳۶	۲۶۳/۹۵
کل	جمع مناطق	۳۳۵/۸۸	۳۷۷/۹۹	۴۰۷/۵۱	۴۳۵/۶	۴۶۴/۴۹	۵۰۵/۷۰	۵۵۱/۸۹	۵۸۲/۷۴	۶۱۷/۴۵	۶۳۱/۱۲	۶۲۲/۱۶

مآخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

* در سال ۱۳۹۱ گاز میادین مستقل همراه با گاز سازندی گزارش شده و رقم گاز گنبدی و سازندی فقط مربوط به گاز گنبدی است.

1. First Best

نمودار ۹. روند تولید گاز غنی به تفکیک منابع تولید در مناطق خشکی و دریایی طی دوره ۱۳۸۱-۱۳۹۱



چنانچه از جدول و نمودار فوق مشهود است کل تولید گاز غنی میادین مستقل گازی در سال ۱۳۹۱ اعم از همراه، گنبدی و سازندی و میادین مستقل گازی ۵۱۳/۰۵ میلیون مترمکعب در روز بوده و نسبت به سال گذشته ۳/۱۶ درصد افزایش داشته که مربوط به افزایش برداشت از گاز تمامی میدان‌های مستقل گازی کشور بوده است. تولید گاز غنی از میادین مستقل به تفکیک شرکت‌های مختلف در جدول ۱۰ ارائه شده است. همانگونه که این جدول نشان می‌دهد بیشترین تولید گاز غنی از میادین مستقل شرکت نفت مناطق مرکزی ایران تولید شده و شرکت نفت و گاز پارس در مرحله بعدی قرار دارند. همچنین ترکیب تولید در شرکت نفت و گاز پارس برحسب فازهای مختلف در جدول ۱۱ ارائه شده است. همانگونه که این جدول و نمودار ۱۰ نشان می‌دهد در مقایسه با فازهای مختلف پارس جنوبی، فاز ۴ و ۵ بیشترین تولید گاز غنی را برحسب سرانه هر فاز دارند.

جدول ۱۰. تولید کل گاز غنی میادین مستقل در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱

نام شرکت	میزان تولید (میلیون مترمکعب در روز)	
	۱۳۹۰	۱۳۹۱
شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب (سازندهای گازی مارون خامی و ژوراسیک مسجد سلیمان)	۵/۵۷	۵/۶۱
شرکت نفت مناطق مرکزی ایران (گاز غنی میادین مستقل)	۲۵۷/۳۱	۲۶۲/۴۵
شرکت نفت و گاز پارس (گاز غنی میادین مستقل)	۲۳۱/۴۷	۲۴۰/۶۵
شرکت نفت فلات قاره ایران (میدان سلمان/ سازند گازی دالان)، میدان لاوان و میدان گورزین	۲/۹۸	۴/۳۵
جمع کل تولید	**۴۹۷/۳۳**	**۵۱۳/۰۵**

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

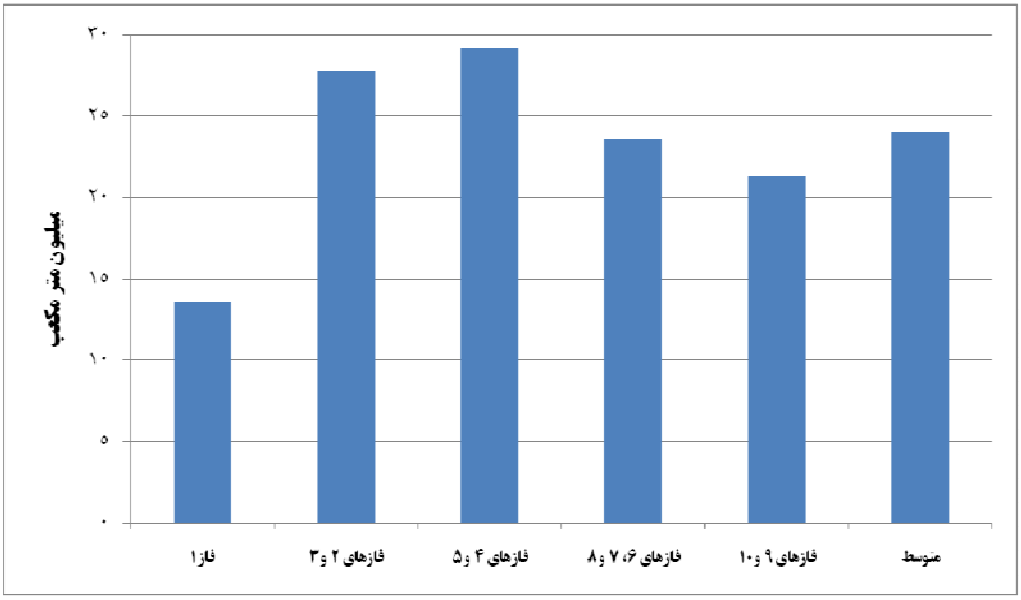
جدول ۱۱. وضعیت تولید گاز غنی از میادین شرکت نفت و گاز پارس

(میلیون مترمکعب در روز)

میدان پارس جنوبی	۱۳۹۰	۱۳۹۱
فاز ۱	۱۶/۹۹	۱۳/۶۱
فازهای ۲ و ۳	۵۵/۳۸	۵۵/۴۵
فازهای ۴ و ۵	۵۸/۸۳	۵۸/۲۹
فازهای ۶، ۷ و ۸	۷۴/۸۲	۷۰/۶۶
فازهای ۹ و ۱۰	۲۵/۴۶	۴۲/۶۴
جمع کل	**۲۳۱/۴۷**	**۲۴۰/۶۵**

مآخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

نمودار ۱۰. متوسط تولید گاز غنی هر فاز، به تفکیک در هر یک از فازهای پارس جنوبی طی سال ۱۳۹۱



اینکه گاز غنی تولیدی در کشور به چه مصارفی اختصاص می‌یابد در جدول ۱۲ نشان داده شده است. مطابق این جدول و نمودار ۱۱ بیش از ۹۰ درصد گاز غنی تولیدی در اختیار شرکت‌های پالایشی و نم‌زدایی گاز طبیعی و همچنین کارخانه‌های گاز و گاز مایع قرار می‌گیرد. به‌طوری که در سال ۱۳۹۱ حدود ۷۹ درصد گاز غنی تولیدی کشور در اختیار پالایشگاه‌های گاز و نم‌زدایی قرار گرفت و حدود ۱۲ درصد نیز تحویل کارخانه‌های گاز و گاز مایع شد. در این سال حدود ۱۰ درصد گاز غنی تولیدی نیز بابت تزریق به میادین نفتی، خوراک پتروشیمی و همچنین سایر مصارف دیگر تخصیص یافت. روند تخصیص گاز غنی برای تزریق چاه‌های نفت اگرچه در طول دوره مورد بررسی افت‌وخیز زیادی داشته، اما روند آن در سال ۱۳۹۱ کاهشی دارد که با توجه به کاهش حدود ۱۰ میلیون مترمکعب در تزریق گاز به چاه‌های نفت طی سال ۱۳۹۱ نسبت به سال ۱۳۹۰، کاهش تزریق گاز غنی برای تزریق به چاه‌های نفت دلیل عمده آن بوده و نشان از تخصیص کمتر گاز غنی به امر تزریق در سال ۱۳۹۱ دارد.

جدول ۱۲. روند عرضه گاز غنی در مناطق خشکی و دریایی به تفکیک بخش

(میلیون مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
تحویل به کارخانه‌های گاز و گازمایع(۱)	۷۲/۲۸	۷۲/۵۱۱	۸۰/۵۱	۷۶/۶۱	۸۰/۳۷	۹۰	۹۳/۵۹	۸۵/۹۲	۸۷/۴۲	۷۸/۳۲	۷۴/۱۲
پالایشگاه‌های گازی و نم‌زدایی(۲)	۲۰۴/۴۷	۲۴۱/۳۷	۲۷۴/۲۱	۳۰۱/۶۱	۳۲۸/۴۱	۳۳۵/۱۹	۳۷۴/۸۷	۴۱۳/۹۴	۴۵۳/۸	۴۶۹/۳۶	۴۹۱/۴۷
تزریق(۳)	۱۱/۳۴	۱۱/۱۴	۱/۸۴	۳/۸۷	۴/۳۷	۲۸/۶۹	۲۶/۷۸	۲۶/۴۸	۲۵/۶۱	۳۱/۴۵	۱۸/۱۳
پتروشیمی(۴)	۷/۹	۷/۵۳	۷/۶۱	۷/۱۴	۶/۷	۷/۳۰	۷/۵۸	۷/۰۶	۶/۷۱	۷/۱۹	۶/۷۵
خودمصرفی(۵)	۸/۳۹	۷/۳۶	۸/۴۴	۸/۱۶	۵/۶۸	۴/۹۹	۵/۳	۵/۰۱	۵/۵۴	۵/۹۷	۴/۵۳
گاز باقیمانده برای طرح‌های توسعه جمع‌آوری گاز	۳۱/۵	۳۸/۰۸	۳۴/۸۸	۳۸/۲۱	۳۸/۹۶	۳۹/۵۳	۴۰/۳۲	۴۱/۵۶	۳۷/۲۴	۳۷/۴۶	۲۵/۲۳
تبدیل به مایعات گازی و خطای اندازه‌گیری(۶)							۳/۴۵	۲/۷۷	۱/۱۲	۱/۳۴	۱/۹۳
جمع عرضه	**۳۳۵/۸۸**	**۳۷۷/۹۹**	**۴۰۷/۴۹**	**۴۳۵/۶**	**۴۶۴/۴۹**	**۵۰۵/۷۰**	**۵۵۱/۸۹**	**۵۸۲/۷۴**	**۶۱۷/۴۴**	**۶۳۱/۱۲**	**۶۲۲/۱۶**

مآخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

(۱) این مقدار مشتمل بر گاز غنی همراه و گنبدی تحویلی به کارخانه‌های گاز و گاز مایع و گاز غنی سازند مارون خامی تحویلی به واحد تفکیک و گاز غنی تحویلی از آغار/دالان به کارخانه‌های ۲۰۰، ۳۰۰ و ۱۶۰۰ است.

(۲) این بند علاوه‌بر مقادیر گاز سبک تولید شده توسط پالایشگاه‌های شرکت ملی گاز ایران، شامل واحد نم‌زدایی سراجه، پالایشگاه مسجد سلیمان (از منشأ گازهای همراه نفت‌خام) و پالایشگاه فراشبند (از منشأ میادین آغار/ دالان) نیز می‌شود.

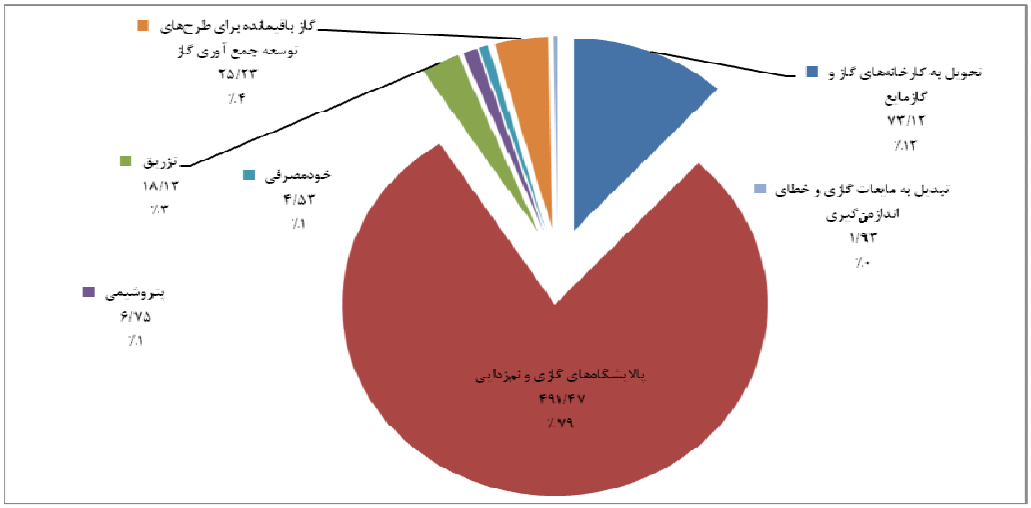
(۳) این مقدار مشتمل بر تزریق گاز غنی به میادین هفتگل، بی‌بی‌حکیمه و گچساران، درود و دارخوین می‌شود.

(۴) این مقدار مشتمل بر گاز غنی تحویلی از شرکت‌های نفتی به مجتمع‌های پتروشیمیایی رازی و خارک است.

(۵) این مقدار مشتمل بر گاز غنی ارسالی به پالایشگاه لاوان و نیروگاه کیش می‌شود.

(۶) این مقدار مشتمل بر گاز غنی تبدیل شده به مایع در شرکت نفت مناطق مرکزی ایران و شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است.

نمودار ۱۱. میزان و سهم گاز غنی تخصیص‌یافته به فعالیت‌های مختلف در سال ۱۳۹۱



۴-۲. تولید گاز سبک

عرضه گاز سبک در کشور از منابع مختلفی شکل می‌گیرد. همانگونه که جدول ۱۳ و نمودار ۱۲ نشان می‌دهد بیش از ۸۴ درصد گاز سبک تولیدی کشور از میادین مستقل گازی تولید می‌شود که نقش

میدان پارس جنوبی در تولید از بقیه به مراتب بیشتر است. پس از میادین مستقل، گازهای همراه نفت با سهمی معادل ۷ درصد، گازهای گنبدی و مارون خامی با حدود ۶ درصد سهم و در نهایت گاز وارداتی با سهمی معادل ۳ درصد به ترتیب بالاترین نقش را در تأمین منابع گاز سبک کشور در سال ۱۳۹۱ عهده‌دار بوده‌اند.

نمودار ۱۳ روند تأمین گاز سبک از منابع مختلف را طی دوره ۱۳۷۵ تا ۱۳۹۱ به تصویر کشیده است. همانگونه که این نمودار نشان می‌دهد در دوره ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۸ تولید گاز از میادین مستقل روند رو به رشد و مطلوبی داشته است به‌طوری که طی این سال‌ها به‌طور متوسط سالی ۲۵ میلیون مترمکعب در روز به تولید گاز از میادین مستقل گازی کشور اضافه شده است، اما در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ عملاً روند مطلوب گذشته علی‌رغم داشتن وضعیت درآمدی مناسب و احتمالاً به‌دلیل تحریم‌ها، تنها سالی ۶ میلیون مترمکعب در روز به تولید از میادین مستقل اضافه شده است. این موضوع نشان از عدم تلاش مناسب به‌منظور بهره‌برداری از میادین مشترک گاز پارس جنوبی دارد. عدم نفع کشور در عدم بهره‌برداری مناسب از این میدان در دو حوزه قابل تقسیم است. ابتدا در حوزه عدم تأمین گاز مناسب برای مصارف داخلی به‌خصوص در حوزه نیروگاهی که همانگونه جدول ۱۴ و نمودار ۱۴ نشان می‌دهند سهم سوخت گاز در تأمین سوخت نیروگاهی از نزدیک ۷۵ درصد در سال ۱۳۸۷ به ۶۲/۳ درصد کاهش یافته است و در مقابل سهم سوخت مایع (گران‌قیمت) در تأمین سوخت افزایش یافته است. لذا مصرف گازوئیل (چون در صورت عدم تأمین گاز طبیعی باید گازوئیل جایگزین شود) به‌عنوان یکی از گران‌ترین سوخت‌های فسیلی، برای تولید برق از لحاظ ملی هیچ توجیهی ندارد. حوزه دوم عدم‌النفع کشور به ذخایر گاز میدان مشترک پارس جنوبی برمی‌گردد که هر اندازه تأخیر بیشتری ازسوی ایران در بهره‌برداری از این میدان ایجاد شود منفعت کشور مقابل (قطر) در برداشت از این ذخیره مشترک بیشتر می‌شود.

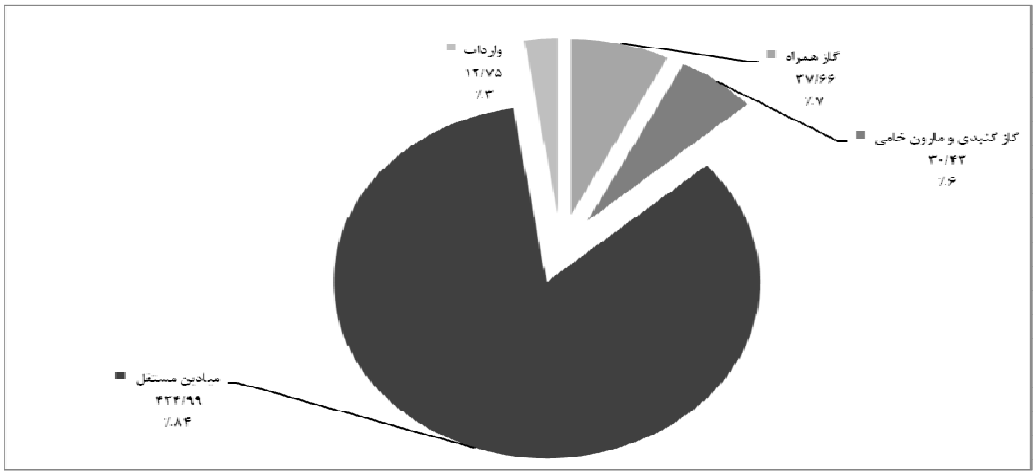
جدول ۱۳. منابع گاز سبک به تفکیک طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

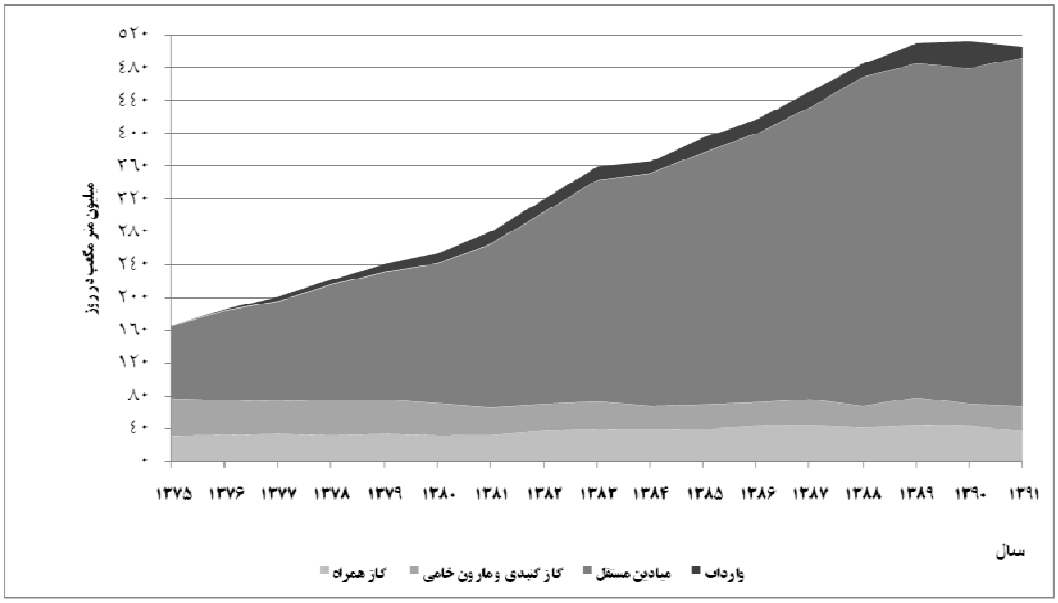
شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
تولید گاز سبک همراه	۳۲/۷۸	۳۸/۳	۴۰/۱۴	۳۹/۷۷	۴۰/۳۵	۴۴/۴۰	۴۵/۲	۴۲/۲۸	۴۵/۰۳	۴۴/۴۶	۳۷/۶۶
تولید گازهای گنبدی و مارون خامی	۳۳/۹۲	۳۲/۳	۳۳/۴۳	۲۸/۵۵	۲۹/۵۶	۲۸/۱۷	۳۱/۲	۲۵/۹۶	۳۳/۷۲	۲۶/۲۲	۳۰/۴۳
تولید میدان مستقل‌گازی	۱۹۸/۹۵	۲۳۳/۸	۲۶۹/۸۴	۲۸۳/۴۱	۳۰۷/۵۴	۳۲۷/۷۵	۳۵۵/۵۷	۴۰۱/۲۵	۴۰۶/۶۴	۴۰۹/۰۹	۴۲۴/۹۹
جمع تولید	۲۶۵/۶۵	۳۰۴/۴	۳۴۳/۴۱	۳۵۱/۷۳	۳۷۷/۴۵	۴۰۰/۳۲	۴۳۱/۹۷	۴۶۹/۴۹	۴۸۵/۳۸	۴۷۹/۷۷	۴۹۳/۰۸
واردات	۱۴/۴۶	۱۵/۷	۱۶/۱۲	۱۴/۱۷	۱۷/۲۵	۱۶/۹۳	۱۹/۳۱	۱۵/۸۶	۲۴/۶۴	۳۲/۳۶	۱۲/۷۵
جمع منابع	۲۸۰/۱۱	۳۲۰/۱	۳۵۹/۵۳	۳۶۵/۹	۳۹۴/۷۰	۴۱۷/۲۵	۴۵۱/۲۸	۴۸۵/۳۵	۵۱۰/۰۳	۵۱۲/۱۳	۵۰۵/۸۳

مآخذ: همان.

نمودار ۱۲. میزان و سهم منابع تأمین گاز سبک در سال ۱۳۹۱



نمودار ۱۳. روند تأمین گاز سبک از منابع مختلف طی سال‌های ۱۳۷۵-۱۳۹۱



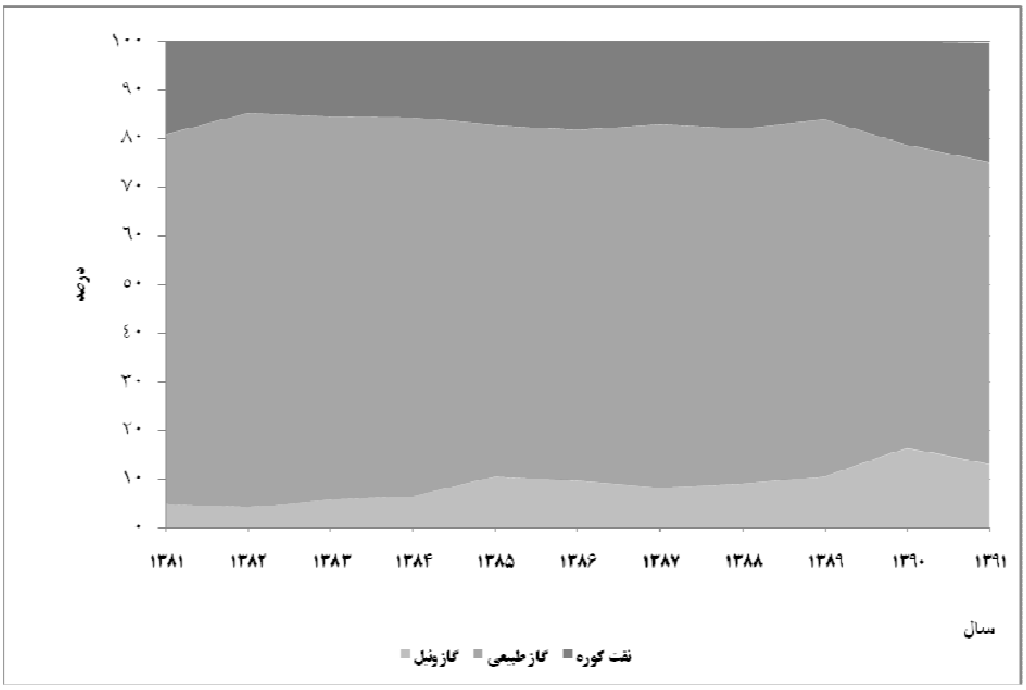
جدول ۱۴. سهم سوخت‌های گاز طبیعی، گازوئیل و نفت کوره در تأمین سوخت نیروگاهی طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱

(درصد)

شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
گازوئیل	۵	٤/۲	۵/۸	٦/۵	۱۰/٦	۹/۷	۸/۳	۹/۱	۱۰/٦	۱٦/۵	۱۳/۱
گاز طبیعی	۷۵/۸	۸۱/۱	۷۸/۸	۷۷/۹	۷۲/۲	۷۲	۷٤/۷	۷۳	۷۳/۳	٦۲/۲	٦۲
نفت کوره	۱۹/۲	۱٤/۷	۱۵/٤	۱۵/٦	۱۷/۳	۱۸/۲	۱۷	۱۷/۸	۱٦/۱	۲۱/۳	۲٤/٦

مآخذ: همان.

نمودار ۱۴. سهم سوخت‌های گاز طبیعی، گازوئیل و نفت کوره در تأمین سوخت نیروگاهی طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱



جدول ۱۵ و نمودار ۱۵ روند توزیع گاز سبک تولیدی از منابع مختلف را طی دوره ۱۳۸۱ تا ۱۳۹۱ به تصویر کشیده است. همانگونه که جدول و نمودار نشان می‌دهد در پنج سال اول دوره مورد بررسی متوسط تزریق گاز طبیعی به چاه‌های نفتی حدود ۷۰ میلیون مترمکعب در روز بوده که در ۶ سال بعدی به متوسط سالیانه ۵۴ میلیون مترمکعب کاهش یافته است.

گاز تخصیص داده شده به مصارف بخش‌های مصرفی نیز طی یازده سال گذشته حدود ۱۶۱ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافته و از متوسط ۱۹۸ به ۳۵۹ میلیون مترمکعب در روز رسیده است. گاز اختصاص یافته به امر صادرات نیز از ۳/۵ میلیون مترمکعب در روز با افزایش ملایم به بیش از ۲۵ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۹۱ رسیده است.

درمجموع از ۵۰۱ میلیون مترمکعب گاز تخصیصی به مصارف مختلف حدود ۹۰ درصد آن صرف تزریق به چاه‌های نفت، تأمین مصارف بخش‌های اقتصادی و خانگی و همچنین صادرات شده است. ۱۰ درصد باقی‌مانده گاز مصرفی کشور عمدتاً در دو حوزه خوراک پتروشیمی و مصارف عملیاتی به مصرف رسیده است.

البته باید یادآوری کرد که اضافه شدن مصارف عملیاتی نمی‌تواند به‌عنوان یک حرکت مثبت تلقی شود، اما اضافه شدن خوراک پتروشیمی می‌تواند مثبت تلقی شود. لذا بررسی جداگانه این دو مقوله مصرف، همانگونه که در جدول نشان داده شده بیان‌کننده آن است که مصارف عملیاتی با یک روند صعودی تا سال ۱۳۸۹ افزایشی بوده اما از سال ۱۳۹۰ این روند با مدیریت و بهینه‌سازی‌های لازم روند کاهش را طی کرده است.

جدول ۱۵. تحویل گاز سبک طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱

(مترمکعب در روز)

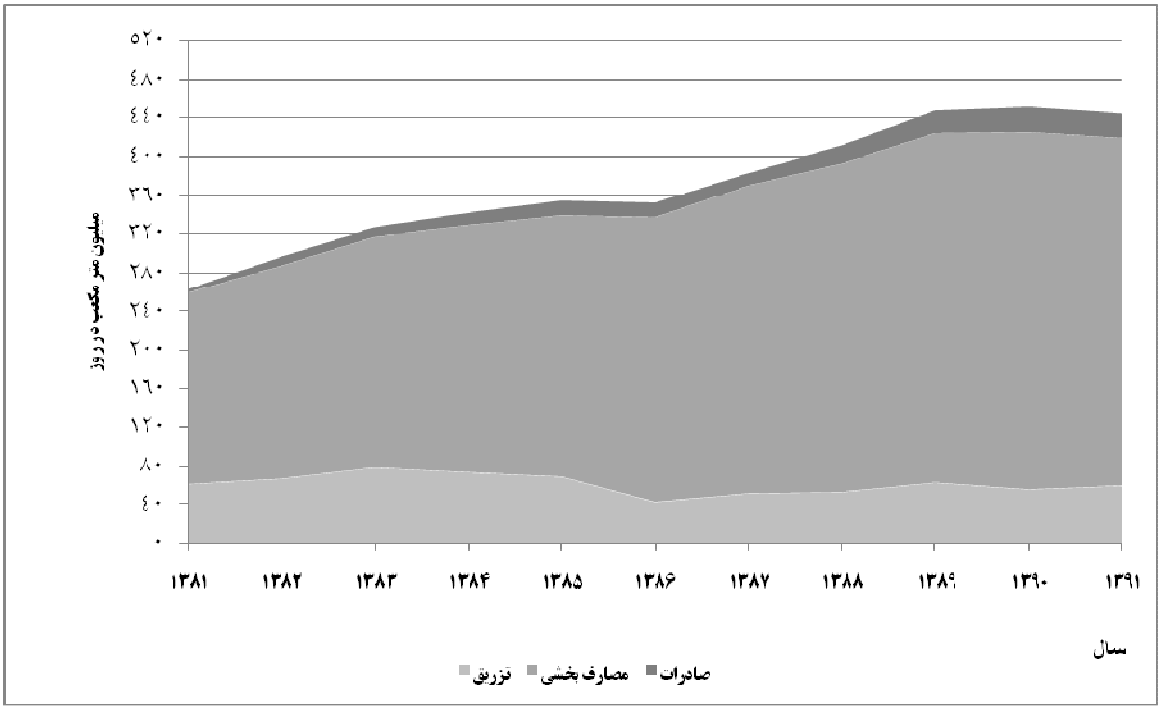
شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
تزریق	۶۱/۰۲	۶۶/۷۵	۷۸/۲۱	۷۳/۲۸	۶۸/۸	۴۲/۴۴	۵۱/۳۴	۵۲/۷۹	۶۲/۷۷	۵۵/۴۴	۵۹/۵۶
مصارف بخشی	۱۹۸/۱۵	۲۲۰/۴۲	۲۳۸/۹۳	۲۵۵/۵۶	۲۷۰/۱	۲۹۴/۴۳	۳۱۹/۰۹	۳۴۰/۴۹	۳۶۱/۴۹	۳۷۰/۱۴	۳۵۹/۵۵
مصارف عملیاتی*	۱۶/۳۸	۱۸/۴	۲۲/۵۶	۲۱/۷۴	۲۰/۵۶	۲۲/۰۳	۲۸/۳۴	۲۹/۰۶	۳۰/۷	۲۴/۴۹	۲۶/۲۶
میزان بالقوه قابل جمع‌آوری	۱/۸۹	۱/۹۴	۴/۶۳	۱/۵۵	۷/۰۹	۶/۷۷	۷/۱۰	۹/۴۰	۱۱/۸	۱۳/۰۸	۱۰/۶۲
صادرات	۳/۵	۹/۳۵	۹/۵۶	۱۲/۹	۱۵/۶۹	۱۵/۴	۱۲/۸۸	۱۸/۵۹	۲۳/۲۶	۲۵/۹۶	۲۵/۴۴
خوراک پتروشیمی**	-	-	-	-	۳/۰۴	۸/۰۲	۸/۷۹	۱۰/۵۳	۱۲/۹۵	۱۳/۶۵	۱۶/۵۳
خوراک هیدروژن‌سازی پالایشگاه	-	-	-	-	-	-	۱/۵۹	۱/۷۹	۱/۹۵	۲/۲۱	۱/۸۶
سایر (افزایش ذخیره خط)	-	-	-	-	-	-	۰/۵	۰/۱۵	۰/۳	۰/۳۱	۰/۳۵
تزریق به مخازن ذخیره گاز	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۰/۵۵	۱/۲۹
معادل گاز مایع	-	-	-	-	-	-	-	-	۴/۱۲	۴/۴۱	۰
تلفات انتقال و توزیع	۳/۹۴	۴/۵	۵/۷۱	۰/۸۱	۰/۱	۰/۴	۰/۴	۰/۲	۰/۱	۰/۱۶	۰/۱۸
جمع مصارف	۲۸۵/۰۲	۳۲۱/۳۷	۳۵۹/۶۸	۳۶۵/۰۳	۳۸۴/۱۱	۳۸۷/۷۸	۴۲۵/۱	۴۵۸/۲۴	۵۰۴/۱۲	۵۱۰/۳	۵۰۱/۶۵

مآخذ: همان.

* گاز طبیعی سبک مصرفی پالایشگاه‌های نفت و گاز و تلمبه‌خانه‌ها و ایستگاه‌های تقویت فشار مصارف خارک جزء مصارف عملیاتی منظور شده است و سایر مصارف عملیاتی از جدول مصارف گاز سبک استخراج شده است. تا سال ۱۳۸۶ خوراک واحدهای هیدروژن‌سازی پالایشگاه‌ها در مصارف سوخت پالایشگاه‌ها منظور شده است.

** مربوط به گاز سبک خوراک مجتمع‌های پتروشیمی است.

نمودار ۱۵. روند تخصیص گاز سبک به مصارف مختلف طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱



۵-۲. تزریق گاز

از آنجا که بیش از ۸۰ درصد از میدان‌های نفتی کشور در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، طبیعی است که با افت فشار مخزن و کاهش تولید مواجه شوند. برای جلوگیری از کاهش تولید و تولید صیانتی، تزریق سیال به درون مخزن برای جلوگیری از افت فشار مخزن است. به‌منظور انتخاب روش صحیح صیانت از مخازن نفتی، از طریق تزریق سیال باید به معیارهای متفاوت مخازن کشور ازجمله نوع سنگ، متوسط خواص پتروفیزیکی، عمق، دمای مخزن، وجود کلاهک گازی، قدرت آبدهی مخزن، شاخص سنگینی نفت و میزان شوری آب سازند و ... توجه کرد.

اما محدودیت کشور در تزریق مناسب سیال به درون مخزن، لزوماً با نوع سیال بهینه برای تزریق همخوانی ندارد. به این مفهوم که در بسیاری از موارد سیال بهینه تزریق باید گاز طبیعی باشد، اما به‌دلیل محدودیت‌های پیش رو از سیال آب استفاده شده است. لذا به‌دلیل آنکه کشور در تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی همواره با محدودیت مواجه بوده و به‌دلیل رشد مصرف گاز در کشور عملاً تزریق به مخازن نفتی در اولویت قرار نگرفته و علی‌رغم آنکه مطالعات مختلفی که در این خصوص صورت گرفته همگی نشان از منافع بسیار بالای تزریق گاز به چاه‌های نفتی دارند، اما محدودیت تولید و عرضه گاز همواره موجب شده تا موضوع تزریق گاز به چاه‌های نفتی در اولویت آخر قرار گرفته و رفاه و مطلوبیت کوتاه‌مدت حاصل از مصرف گاز در بخش خانگی و عمدتاً برای گرمایش به منافع کشور در بلندمدت ترجیح داده شود.

با افت سالیانه چندین هزار بشکه نفت از میزان تولید نفت از مخازن به‌دلیل افت فشار طبیعی آنها که عملاً فرصت برداشت از این نفت برای همیشه از دست خواهد رفت، کشور هزینه قابل توجهی را برای این بی‌توجهی متحمل می‌شود. برای جلوگیری از هزینه کشور در این زمینه، افزایش ضریب برداشت و استفاده بهینه از مخازن باید با برنامه‌ریزی مناسب و از طریق تزریق سیال مناسب صورت گیرد.

در مخازن نفتی ایران، پس از سال‌ها مطالعه و بررسی و تجارب عملیاتی، تحلیل‌ها بیانگر این بوده است که در برداشت اولیه حدود ۸۰ درصد نفت در داخل میدان باقی می‌ماند و بررسی معیارها حاکی از این است که تزریق امتزاجی گازها، دی‌اکسیدکربن و در مرحله بعد پلیمر در مخازن تحت تزریق آب بهترین روش‌هایی است که باید در دستور کار قرار گیرد، ضمن آنکه استفاده از تکنیک چاه های افقی و فرازآوری مصنوعی نیز مورد تأکید است. بر این اساس درحال حاضر ۱۱ پروژه تزریق گاز در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، یک پروژه تزریق گاز در شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان و پنج پروژه تزریق آب در شرکت نفت فلات قاره درحال اجراست. علاوه‌بر تزریق گاز و آب، به‌کارگیری تلمبه های درون‌چاهی به‌عنوان روش فرازآوری مصنوعی و همچنین حفاری‌های افقی و انحرافی برای به حداکثر رساندن تولید به روش صیانتی در شرکت‌های عملیاتی تابعه شرکت ملی نفت در دست اجرا قرار گرفته است.

میزان تزریق گاز و آب به میدان نفتی در جدول ۱۶ ارائه شده است. تزریق گاز به مخازن نفتی شاید یکی از راه‌های عملی نگهداری از مخازن نفتی و تداوم تولید نفت خام و تبدیل نفت غیرقابل دسترس به نفت قابل دسترس باشد. چنانچه تزریق به میادین نفتی به میزان کافی صورت نگیرد از یکسو باعث کاهش بهره‌دهی متوسط چاه‌ها شده و ازسوی دیگر برداشت ثانویه را با مشکل مواجه خواهد کرد.

عملکرد تزریق گاز در طول سال‌های گذشته نشان از آن دارد که هیچگاه تزریق گاز به میادین در حد مورد نیاز انجام نشده و همواره نیاز بیشتری به تزریق گاز بوده است. میزان تزریق گاز در طول سال‌های گذشته تغییرات چندانی نداشته و از یک ثبات نسبی برخوردار بوده است. میزان تزریق در طول ۱۶ سال گذشته از ۸۸ میلیون مترمکعب در روز فراتر نرفته و در بیشتر سال‌ها بین ۷۰ تا ۸۰ میلیون مترمکعب در روز در نوسان بوده است. بررسی‌های کارشناسی بیانگر آن است که با توجه به شرایط میادین نفتی در کشور، لازم است تا روزانه ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز به این میادین تزریق شود تا از افت فشار میادین جلوگیری شده و برداشت‌ها از میادین صیانتی‌تر به‌عمل آید.

در ایران فکر تزریق سیال (آب یا گاز) در میادین نفتی در دهه ۱۳۵۰ مورد توجه قرار گرفت و پس از انقلاب اسلامی موضوع جلوگیری از هرزرفت نفت و افزایش بازیافت نهایی در میادین نفتی از اولویت ویژه‌ای برخوردار شد. بررسی‌های کارشناسی حاکی از آن است که تزریق گاز در مخازن نفتی خشکی ایران که دارای سنگ کربناته، ستون مرتفع سنگ مخزن و شکافدار هستند مطلوب‌تر از تزریق

آب است. در مورد میادین نفتی فلات قاره عمدتاً تزریق آب ترجیح داده می‌شود، لکن برنامه‌ریزی‌هایی نیز برای تزریق گاز در آن انجام شده است.

میزان آب تزریقی در میادین نفتی فلات قاره در سال‌های مختلف مقادیر متفاوتی را شامل شده است که بیشترین میزان آن در سال ۱۳۸۷ به میزان ۴۲۰ میلیون بشکه بوده و نسبت به سال ماقبل آن ۲۱۶ درصد افزایش یافته است.

اما نکته مهم بررسی وضعیت تزریق گاز و آب به چاه‌های نفتی می‌تواند با مشاهده نمودار ۱۶ حاصل شود. مطابق این نمودار اگرچه مقدار تزریق گاز تقریباً روند ثابت و یکنواختی را طی کرده، اما روند تزریق آب روندی صعودی و در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۹۰ بسیار افزایش یافته است.

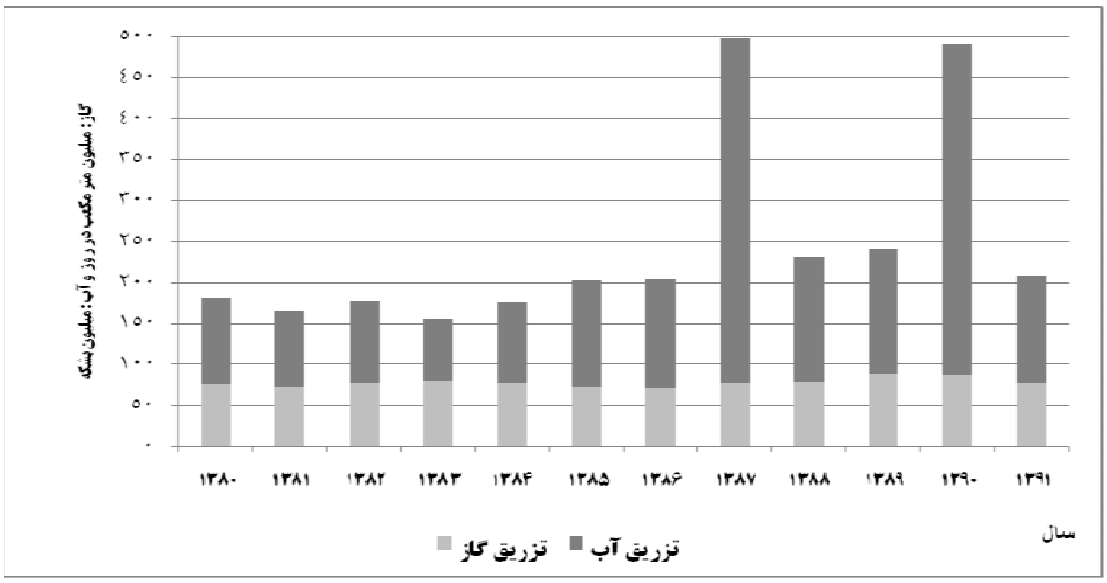
جدول ۱۶. تزریق گاز و آب به میادین نفتی طی سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۹۱

سال	میزان تزریق گاز (میلیون مترمکعب در روز)	میزان تزریق آب (میلیون بشکه)*
۱۳۷۶	۶۴/۳	-
۱۳۷۷	۶۷/۴۹	-
۱۳۷۸	۶۷/۷۵	-
۱۳۷۹	۷۱/۱۴	-
۱۳۸۰	۷۵/۴۰	۱۰۶/۲
۱۳۸۱	۷۲/۳۵	۹۲/۱
۱۳۸۲	۷۷/۸۹	۹۹/۴
۱۳۸۳	۸۰/۰۵	۷۵/۶
۱۳۸۴	۷۷/۳	۹۸/۹
۱۳۸۵	۷۳	۱۳۰/۳
۱۳۸۶	۷۱/۱۳	۱۳۲/۹۲
۱۳۸۷	۷۸/۱۲	۴۲۰/۶۱
۱۳۸۸	۷۹/۲۷	۱۵۲/۶۴
۱۳۸۹	۸۸/۴	۱۵۲/۶
۱۳۹۰	۸۶/۸۹	۴۰۳/۲
۱۳۹۱	۷۷/۶۹	۱۳۰/۶۳

مأخذ: مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت.

* آمار تزریق آب از سال ۱۳۸۰ در دسترس قرار گرفته است.

نمودار ۱۶. مقایسه گاز و آب تزریق شده به چاه‌های نفتی طی سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۹۱



اگرچه تزریق گاز به میادین، عملیات ظریف و پیچیده‌ای است که از مطالعات اولیه آن تا شروع تزریق گاز، نیاز به توان کارشناسی بالا دارد، اما به‌نظر می‌رسد که محدودیت تأمین گاز طبیعی از مهمترین عوامل تعیین‌کننده حجم گاز در دسترس برای تزریق باشد. برای اثبات این ادعا می‌توان از حجم گازی که در سال ۱۳۸۶ به چاه‌های نفت تزریق شده کمک گرفت به‌طوری که در این سال به‌دلیل محدودیت‌های تأمین گاز از خارج و همچنین برودت بی‌سابقه هوا در زمستان آن سال، حجم گاز سبک تخصیص‌یافته برای تزریق به کمترین میزان در دوره مورد بررسی رسیده است. ضمن آنکه در کنار مشکل تخصیص گاز برای تزریق که با محدودیت مواجه بوده نوع گاز تزریقی نیز ناچار به سمت افزایش سهم گاز غنی تغییر یافته است. همانگونه که جدول ۱۷ و نمودار ۱۷ نشان می‌دهد از سال ۱۳۸۶ حجم گاز غنی تزریقی به میادین در مقایسه با سال‌های قبل هفت برابر شده است. به‌نظر می‌رسید با اختصاص گاز فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی برای تزریق به مخازن نفتی تا اندازه‌ای از کمبود گاز و عقب‌ماندگی در امر تزریق برطرف شود، اما همانگونه که در بخش‌های دیگر نیز اشاره شده اختصاص گاز این فازها برای شیرین‌سازی و تزریق به خطوط انتقال گاز همین اندک امید را نیز از بین برده است.

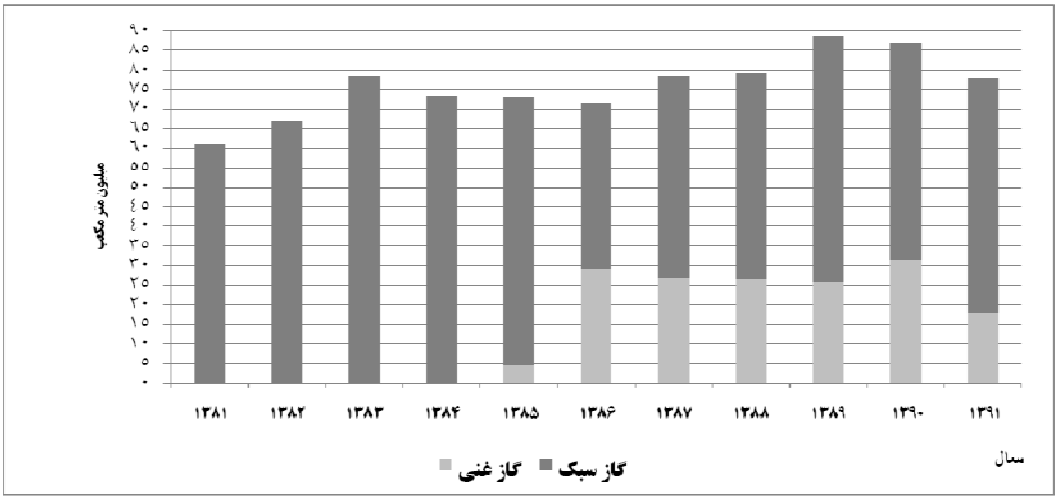
جدول ۱۷. وضعیت تزریق گاز به چاه‌های نفتی به تفکیک نوع گاز

(میلیون مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
گاز غنی	۱۱/۳۴	۱۱/۱۴	۱/۸۴	۳/۸۷	۴/۳۷	۲۸/۷	۲۶/۸	۲۶/۵	۲۵/۶	۳۱/۵	۱۸/۱
گاز سبک	۶۱	۶۶/۸	۷۸/۲	۷۳/۳	۶۸/۸	۴۲/۴	۵۱/۳	۵۲/۸	۶۲/۸	۵۵/۴	۵۹/۶
جمع	**۷۲/۴**	**۷۷/۹**	**۸۰/۱**	**۷۷/۲**	**۷۳/۲**	**۷۱/۱**	**۷۸/۱**	**۷۹/۳**	**۸۸/۴**	**۸۶/۹**	**۷۷/۷**

مآخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.

نمودار ۱۷. مقایسه گاز سبک و غنی تزریق شده به چاه‌های نفتی طی سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱



۳. برآورد موازنه شامل ظرفیت پالایش گاز و مقایسه با اهداف و میزان ظرفیت هریک از پالایشگاه‌های کشور

گاز سبک از فرآورش گاز غنی منابع نفت خام و گاز میادین مستقل به ترتیب در کارخانه‌های گاز و گاز مایع، پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی تولید می‌شود که در ادامه به بررسی هریک از آنها می‌پردازیم.

۳-۱. ظرفیت پالایش گاز سبک توسط کارخانه‌های گاز و گاز مایع

کارخانه‌های گاز و گاز مایع در مناطق نفت‌خیز جنوب که پالایش گازهای غنی میادین نفتی را انجام می‌دهند عبارتند از کارخانه‌های (۱۰۰ الی ۳۰۰) و (۴۰۰ و ۵۰۰) و (۶۰۰، ۷۰۰ و ۸۰۰) و همچنین ۱۶۰۰ گازهای همراه میادین حوزه‌های مربوط به آغاجاری، مارون، اهواز و میدان گازی آغار را پس از جداسازی مایعات به گاز سبک تبدیل و به شبکه شرکت ملی گاز هدایت می‌کنند. مایعات گازی جدا شده در این کارخانه‌ها به‌وسیله خطوط ارتباطی به‌عنوان خوراک به پتروشیمی بندر امام ارسال می‌شود.

کارخانه‌های گاز و گاز مایع (۹۰۰ و ۱۰۰۰) و (۱۲۰۰ و ۱۳۰۰) و همچنین ۱۵۰۰ به ترتیب گاز کلاهک میدان پازنان، میادین نفتی گچساران و بی‌بی حکیمه، میادین نفتی کرنج و پارسی را پس از جداسازی مایعات برای بازگردانی و تزریق به میادین مربوطه هدایت کرده و مایعات گازی تولیدی در این کارخانه‌ها را به‌عنوان خوراک پتروشیمی بندر امام، پتروشیمی بوعلی و در بعضی مواقع صادرات ارسال می‌کنند.

میزان تولید گاز سبک در کارخانه‌های گاز و گاز مایع و سایر منابع گازی شرکت ملی مناطق

نفت‌خیز جنوب در جدول ۱۸ ارائه شده است. همانگونه که این جدول نشان می‌دهد در طول سال‌های اخیر حدود ۱۵ درصد گاز تولیدی کشور در کارخانه‌های گاز و گاز مایع پالایش شده است. این میزان در سال‌های مختلف بین ۷۵ تا ۹۰ میلیون مترمکعب در روز بوده که به تناسب تولید نفت و گاز همراه آن تغییر یافته است.

جدول ۱۸. ظرفیت پالایش گاز سبک توسط کارخانه‌های گاز و گاز مایع در سال‌های ۱۳۸۷-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

کارخانه‌های گاز و گاز مایع	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
۱۰۰	–	–	۰	۰	۰
۲۰۰	۱/۹۱	۰/۷٤	۱/٥٤	۱/۰۱	۰/۷۷
۳۰۰	۲/۲٤	۱/۹۳	۱/۲۳	۲/٥	۱/۳۷
٤۰۰ و ٤۰۰ الف	۱۰/٤۸	۱۱/۸٦	۸/۷	۸/۹٦	۹/۸۸
٥۰۰ و ٥۰۰ الف	۰/۸		۰/۸۲	۰/۱۲	۰
٦۰۰	۹/٦۹	۷/۷٤	۱۰/٦٦	۱۰/٦۸	۱۰/۲۱
۷۰۰	٤/۲۲	۷/۱۱	٥/۳٥	٦/۱٦	٤/۱۷
۸۰۰ الف	۳/۳		۲/٥۳	۲/۱۲	۲/۲۹
۹۰۰	۱۸/٤٤	۱۹/٤۷	۲۳/۳۳	۱۳/۷۱	۱۸/۳۲
۱۰۰۰	۱۰/٤٥	٦/٤۹	۱۰/۳۹	۱۰/۳۹	۱۰/۸۹
۱۲۰۰	٥/۳٤	٥/۹۱	٥/٦۷	٥/٤۲	٤/٦۲
۱۳۰۰	۲/۸۱	۳/۰۲	۳/۱۳	۲/۳٤	۱/۸٤
۱٥۰۰	٤/٤	٤/۲۸	٥/۰۲	٤/۷	۲/۱۱
۱٦۰۰	۸/۱۷	۷/۰٤	۱۰/٦٥	٦/۹۸	۷/۹۷
	۸۲/۲٥	۷٥/٥۹	۸۹/۰۲	۷٥/۰۹	۷٤/٤٤
		تولید از سایر منابع			
سازند مارون خامی	۲	۲/۰٦	۱/٥۸	۲/۱۲	۱/۲۲
خارک	۰/۳۱	۰/۲٦	۰/۲۳	۰/۱٦	۰/۱۱
جمع	**۸۴/۵۶**	**۷۷/۹۱**	**۹۰/۸۳**	**۷۷/۳۷**	**۷۵/۷۷**

مآخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

۲-۳. ظرفیت پالایش گاز سبک توسط پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی

همانگونه که اشاره شد گاز طبیعی مصرفی کشور به دو روش پالایش و در اختیار شبکه گاز کشور قرار می‌گیرد. روش اول پالایش گاز توسط کارخانه‌های گاز و گاز مایع در مناطق نفت‌خیز جنوب که در بالا بدان اشاره شد و روش دوم که عمده گاز طبیعی مصرفی کشور را پالایش می‌کند، توسط پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی صورت می‌گیرد.

مدیریت و بهره‌برداری از مجموعه سیزده پالایشگاه گازی در قالب هفت شرکت پالایشی در سال ۱۳۹۱ برعهده شرکت ملی گاز و مسئولیت بهره‌برداری از فازهای یک الی ۱۰ پارس جنوبی و تأسیسات پالایشگاه‌های گاز در خشکی با شرکت نفت و گاز پارس است.

ظرفیت پالایش گاز کشور توسط واحدهای پالایشگاهی و نم‌زدایی طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ در جدول ۱۹ و میزان گاز پالایش شده توسط این واحدها طی سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۱ در جدول ۲۰ و نمودار ۱۸ ارائه شده است. افزایش ظرفیت تولید گاز در پالایشگاه‌های گاز طبیعی کشور در پایان سال ۱۳۸۸ بالغ بر ۴۹۷/۵ میلیون مترمکعب در روز بود که این رقم در پایان سال ۱۳۹۱ به ۵۴۷/۷۸ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافته است. این افزایش ظرفیت حدود ۵۰ میلیون مترمکعبی عمدتاً ناشی از تکمیل بهره‌برداری از پالایشگاه گاز فجر به ظرفیت ۱۵ میلیون مترمکعب در روز، تکمیل و توسعه بهره‌برداری از پالایشگاه گاز ایلام با ظرفیت ۶/۸ میلیون مترمکعب در روز و تکمیل و توسعه بهره‌برداری از پالایشگاه گاز مسجد سلیمان با ظرفیت یک میلیون مترمکعب در روز است. لازم به توضیح است که ظرفیت پالایشگاه‌های پارس جنوبی به میزان ۲۰ میلیون مترمکعب افزایش یافته است.

همچنین نمودارهای ۱۹ و ۲۰ وضعیت استفاده از ظرفیت پالایشگاهی گاز را طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ نشان می‌دهد. همانگونه که اشاره شد، ظرفیت پالایشی گاز کشور طی این دوره حدود ۵۰ میلیون مترمکعب افزایش یافت، اما میزان استفاده از ظرفیت پالایشی در همان سطح ۷۸ درصد باقی ماند. اگرچه در سال ۱۳۹۰ این نسبت به کمتر از ۷۳ درصد رسید، اما مجدداً در سال ۱۳۹۱ این نسبت به بیش از ۷۷ درصد افزایش یافت. به‌عبارت بهتر همواره نزدیک به ۲۳ درصد از ظرفیت پالایشی کشور به دلایل مختلف قابل استفاده نبوده که البته برای اظهارنظر در مورد این مسئله باید با نرم‌های جهانی مقایسه صورت گیرد که در مجال این مطالعه نمی‌گنجد.

جدول ۱۹. منابع تأمین خوراک و ظرفیت پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب درروز)

پالایشگاه و نم‌زدایی	ظرفیت اسمی ۱۳۸۸	ظرفیت اسمی ۱۳۸۹	ظرفیت اسمی ۱۳۹۰	ظرفیت اسمی ۱۳۹۱	منابع تأمین خوراک
فجر	۱۱۰	۱۲۵	۱۲۵	۱۲۵	کنگان - فاز ۶و۷و۸ پارس جنوبی
خانگیران	۴۴/۵	۴۱/۵	۵۰/۹۸	۵۰/۹۸	شوریجه B و D، مزدوران،گنبدلی
نم‌زدایی‌گنبدلی و شوریجه	۴/۵	۷/۴	۷/۴	۷/۴	
بیدبلند (۱)	۲۲/۵	۲۷/۱	۲۷/۲	۲۷/۲	۳۰۰،۲۰۰،۱۰۰NGL،۱۶۰۰ فاز ۶و۷و۸ پارس جنوبی
مسجد سلیمان	۱	۱	۱	۱	منطقه نفت سفید
سرخون	۱۴/۴	۱۴/۴	۱۴/۵۷	۱۶/۶	سرخون
نم‌زدایی گورزین	۲/۱	۲/ ۱	۲/۰۲	۲/۲۰	گورزین
دالان (خط ۳۰ اینچ دالان)	۲۰	۱۹	۱۹	۲۰	دالان
نم‌زدایی سراجه	۰/۷	۰/۷	۰/۷	۰/۷	سراجه
پارس جنوبی (فازهای ۱ الی ۵، ۹ و ۱۰)	۱۹۰	۱۹۱	۲۰۹/۶۵	۲۰۹/۷	فازهای ۱-۲و۳-۴و۵- ۶ و ۷ و ۸-۹ و ۱۰ پارس جنوبی
پارسیان (۱ و ۲)	۸۱	۸۲/۵	۸۲/۵	۸۲/۵	تابناک، هما، شانول، وراوی
ایلام	۶/۸	۶/۸	۶/۸	۶/۸	تنگ بیجار
گاز مصرفی پالایشگاه‌ها	-	-	-	-	
جمع	**۴۹۷/۵**	**۵۱۸/۴۵**	**۵۴۶/۷۸**	**۵۴۷/۷۸**	-

مأخذ: همان.

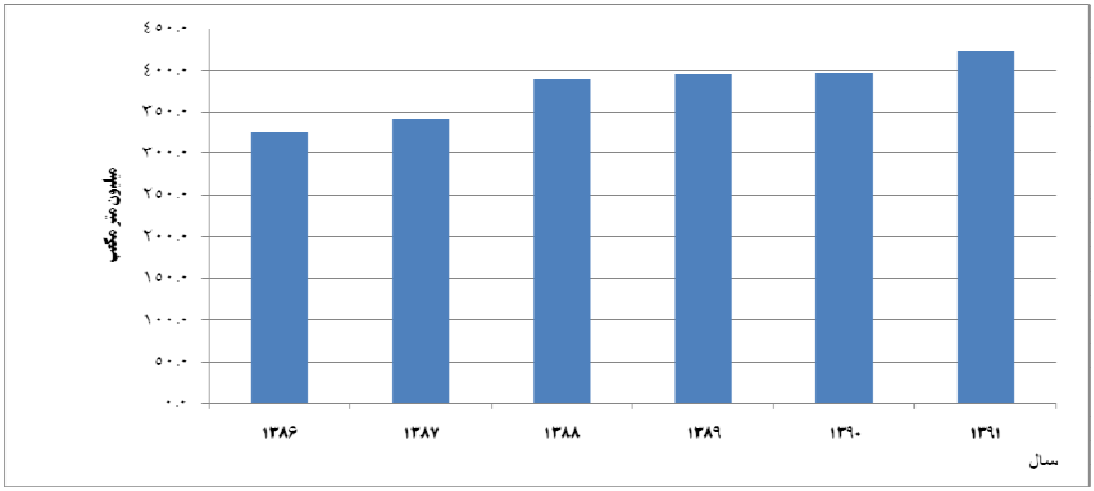
جدول ۲۰. میزان گاز تحویل شده به خطوط لوله از پالایشگاه‌های گاز و تأسیسات نم‌زدایی طی سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

سال / پالایشگاه		۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
بید بلند		۸	۸/۶	۷	۱۲/۸	۱۸/۳	۱۸/۹
مسجد سلیمان		۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۰/۳	۰/۳
سرخون و قشم		۱۳/۸	۱۴/۱	۱۴/۸	۱۵	۱۵/۶	۱۴/۳
خانگیران (شهید هاشمی‌نژاد)		۳۳/۹	۳۶/۹	۳۷/۹	۳۸/۵	۳۸/۶	۴۰/۷
فجر (کنگان)		۸۹/۲	۸۳/۴	۸۹/۸	۸۹	۷۹/۹	۸۶/۸
پارس جنوبی	فاز یک	۱۵/۹	۱۸/۳	۲۳/۵	۲۲/۳	۲۳/۴	۲۵/۷
	فازهای ۲ و ۳	۴۸/۹	۵۰/۸	۵۲/۶	۴۶/۳	۴۷/۵	۵۵/۲
	فازهای ۴ و ۵	۴۹/۴	۵۰/۱	۴۹	۴۸/۲	۴۸/۶	۴۹/۲
	فازهای ۶ ,۷ و ۸	۰	۰	۰	۰	۰	۰
	فازهای ۹ و ۱۰	۰	۷	۴۰	۴۵/۲	۴۷/۲	۵۱/۶
پارسیان		۶۰/۴	۶۸/۱	۶۹	۷۱/۹	۷۰/۱	۶۹
ایلام		۰/۴	۰/۵	۰/۵	۲/۲	۲/۲	۴/۲
دالان		۵/۸	۵/۲	۵/۴	۵/۵	۶/۲	۷/۸
سراجه		۰/۲	۰/۱	۰	۰	۰	۰/۵
جمع		۳۲۵/۹	۳۴۳/۲	۳۸۹/۶	۳۹۷/۱	۳۹۸/۱	۴۲۴/۲

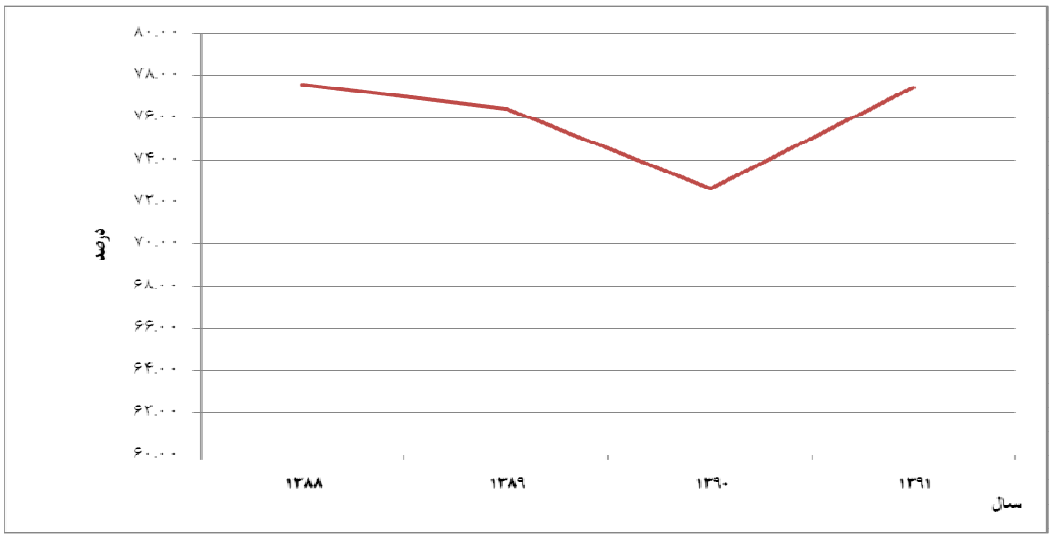
مأخذ: همان.

نمودار ۱۸. مقایسه گاز پالایش شده توسط پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی طی سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۱



نمودار ۱۹. مقایسه گاز پالایش شده با ظرفیت پالایش توسط پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱

نمودار ۲۰. مقایسه درصد استفاده از ظرفیت پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱



۴. طرح‌های بهره‌برداری شده و در دست اجرای پالایشی و ذخیره‌سازی

۱-۴. طرح‌های بهره‌برداری شده و در دست اجرای پالایشی

آخرین وضعیت طرح‌های در دست اجرای پالایشی در جدول ۲۱ ارائه شده است. مطابق این جدول تا پایان سال ۱۳۹۱ تعداد هفت پروژه در حوزه پالایشگاهی تحت مدیریت شرکت ملی گاز ایران درحال انجام بوده که از این پروژه‌ها تنها دو پروژه به افزایش ظرفیت در پالایشگاه‌های گاز ایلام و سرخون و قشم ارتباط دارد که این دو پروژه نیز به‌دلایل مشکلات مربوط به تأمین منابع مالی و همچنین انتقال ارز با مشکل مواجه بوده‌اند. سایر پروژه‌های پالایشی در حوزه شرکت نفت و گاز پارس جنوبی بوده که نشان از تمرکز کشور روی حوزه پارس جنوبی برای توسعه تولید و پالایش گاز طبیعی دارد و ادامه بیشتر بدان‌ها پرداخته می‌شود.

جدول ۲۱. آخرین وضعیت طرح‌ها و پروژه‌های پالایشی تا پایان سال ۱۳۹۱

ردیف	عنوان طرح	عنوان پروژه	ظرفیت (میلیون مترمکعب در روز)	مشاور	پیمانکار	تاریخ شروع پروژه	مدت پروژه (به ماه)	درصد پیشرفت تا پایان سال ۱۳۹۱	توضیحات
۱	احداث پالایشگاه گاز ایلام	فاز دوم پالایشگاه گاز میمک	۳/۴	ناموران صنعت	-	-	۳۳	-	اقدامات لازم به منظور اخذ مجوز ترک تشریفات و مصوبه موافقت EPCF یکجا به عمل آید و ضمناً به پیمانکار ابلاغ شده نسبت به شروع مقدمات طراحی و بررسی های اولیه اقدام کند، اما به دلیل عدم تأمین مالی توسط پیمانکار پروژه متوقف مانده است.
۲	تکمیل و بهبود پالایشگاه سرخون و قشم	اصلاح واحدهای پالایشگاه سرخون و قشم به صورت EPC	-	شرکت مهندسی دریاپالا	مشارکت شیما فرمند و طرح و تبدیل	اول بهمن‌ماه ۱۳۸۷	۲۹	۶۴/۳۱	به‌علت عدم تأمین به‌موقع کالا، پروژه به تعویق افتاده است. درحال حاضر پروژه در مرحله انتقال ارز نیابتی به حساب سازندگان و تأمین‌کنندگان کالاست.
۳	احداث پالایشگاه گاز پارسیان	نیروگاه ۱۰۰ مگاواتی	-	شرکت نیرو	شرکت فراب	شهریورماه ۱۳۸۸	۳۰	۹۳/۴۷	مشکل مربوط به ترخیص توربین‌های پروژه وجود داشته و تا پایان آذر پروژه تمدید شده است.
		سیستم حفاظت الکترونیکی پالایشگاه پارسیان		مهندسین مشاور پارسیکان ایران	شرکت داده‌کاوان هوشمند	نیمه دی‌ماه ۱۳۸۸	۲۱	۱۰۰	
		پست برق ۱۳۲ کیلوواتی مجتمع پارس جنوبی		شرکت نیرو	شرکت توسعه نیروگاه‌ها و صنایع پارسیان	ابتدای سال ۱۳۸۹	۱۴	۷۷/۸۸	
		احداث واحد بودارکننده ۸۰۰ تنی پارس جنوبی		شرکت مهندسی پترو گاز جهان	شرکت مهندسی و ساختمانی جهانپارس	اول اردیبهشت‌ماه ۱۳۹۰	۲۴	۵۰/۸۲	
۴	تکمیل و بهبود پالایشگاه گاز فجر جم	احداث واحد تولید LPG پالایشگاه فجر جم		مهندسین مشاور بینا	مشارکت ایتوک و پیدکو (پترو صنعت ماد)	اول اردیبهشت‌ماه ۱۳۸۸	۲۴	۹۶/۳۸	بخش مخازن پروژه راه‌اندازی شده بخش فرآیند نیز از لحاظ مکانیکی تکمیل و واحد، آماده راه‌اندازی است.

مآخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

در ارتباط با طرح‌های پالایشی حوزه میدان پارس جنوبی نیز باید متذکر شد که میدان پارس جنوبی دارای حجم ذخایری به ظرفیت ۱۴ تریلیون مترمکعب گاز به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی است که حدود ۵۰ درصد از ذخایر کشور و ۸ درصد از ذخایر شناخته شده جهان را به‌خود اختصاص داده است. میدان گازی پارس جنوبی در سال ۱۳۹۱ با پتانسیل برداشت گاز به میزان ۲۹۵ میلیون مترمکعب در روز، در سکوهای فاز یک با دو سکوی عملیاتی با ظرفیت روزانه به‌طور میانگین ۲۸ میلیون مترمکعب گاز ترش از ۱۲ حلقه چاه، سکوهای فازهای ۲، ۳، ۴ و ۵ هر یک با دو سکو و ۱۲ حلقه چاه روزانه به‌طور میانگین حدود۶۰ میلیون مترمکعب گاز ترش و فازهای ۶، ۷ و ۸ با داشتن سه سکوی تولیدی و داشتن ۱۲ حلقه چاه در هر سکو درمجموع با ظرفیت روزانه حدود میلیون مترمکعب و فازهای ۹ و ۱۰ هریک با دو سکو و ۱۲ حلقه چاه با ظرفیت روزانه حدود ۶۰ میلیون مترمکعب در روز در مدار تولید قرار داشت.

وضعیت پیشرفت سایر فازهای این میدان به‌شرح ذیل است:

ـ بخشی از فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی در بخش خشکی (پالایشگاه) در مراحل راه‌اندازی قرار گرفته به‌طوری که به‌زودی تولید آن آغاز خواهد شد. به‌دلیل آماده نبودن سکوهای دریایی، گاز ترش مورد نیاز این دو فاز از بخش دریایی فازهای ۶، ۷ و ۸ تأمین خواهد شد و پیش‌بینی شده که با شیرین‌سازی، گاز ترش خوراک این بخش، ۱۲/۵ میلیون مترمکعب گاز به شبکه سراسری تزریق شود. پیش‌بینی می‌شود در نیمه دوم سال ۱۳۹۳ تولید این دو فاز آغاز شود. ضمن آنکه ۲۲ حلقه چاه این دو فاز نیز در سال ۱۳۹۱ در دست حفر قرار داشته است.

ـ فاز ۱۲ میدان گازی پارس جنوبی با هدف تولید روزانه سه میلیارد فوت‌مکعب (۸۴ میلیون مترمکعب) به‌عنوان بزرگترین فاز این میدان گازی، برای تحویل به شبکه سراسری و واحدهای تولید گاز طبیعی مایع (LNG) پیش‌بینی شده که براساس برنامه قرار است یک میلیارد فوت مکعب آن برای شبکه سراسری و ۲ میلیارد فوت‌مکعب برای تبدیل به گاز طبیعی مایع (LNG) اختصاص یابد. در ارتباط با آخرین وضعیت پروژه نیز باید اشاره کرد که واحدهای فرآیندی، به‌زودی راه‌اندازی و فرآوری گاز آغاز خواهد شد و همچنین در بخش دریایی عملیات پیش راه‌اندازی نخستین سکو که در مراحل پایانی قرار دارد، به‌زودی وارد عملیات راه‌اندازی و تولید گاز از سکو خواهد شد. به‌طوری که برداشت۵۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز در مرحله اول و یک میلیارد فوت‌مکعب در روز در مرحله دوم در برنامه راه‌اندازی این فاز پیش‌بینی شده است.

ـ طرح توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی با ۸۰ درصد پیشرفت فیزیکی در سال ۱۳۹۱ شامل دو سکوی اصلی و دو سکوی اقماری که درمجموع ۴۴ حلقه چاه برای تکمیل آن در نظر گرفته شده با حفاری۲۲ حلقه چاه آن و سکوی اصلی فاز ۱۸ در دست اجرا قرار داشته و سکوی

اصلی فاز ۱۷ نصب و همچنین پیش‌بینی شده که تا پایان سال ۱۳۹۳ بهره‌برداری از آنها آغاز شود.

ـ بقیه فازهای پارس جنوبی تا فاز ۲۴ در مراحل اولیه اجرایی قرار داشته‌اند. ضمناً علاوه‌بر فازهای گازی، لایه نفتی پارس جنوبی (میدان نفتی میثم) نیز در سال ۱۳۹۱ در دست توسعه قرار داشته است. طرح توسعه لایه نفتی پارس جنوبی که در حدود ۱۰۰ کیلومتری از ساحل دریا قرار دارد، در ۴ لایه نفتی با کشور قطر مشترک است ضمن آنکه در سه لایه دیگر اشتراکی وجود ندارد و به‌طور کلی در آب‌های متعلق به ایران واقع شده‌اند. اجرای این طرح با هدف استحصال نفت در دو فاز طراحی شده که براساس اهداف اولیه، تولید در فاز اول ۳۵ هزار بشکه در روز و در فاز دوم ۵۴ هزار بشکه در روز خواهد بود. مرحله نخست توسعه این میدان در ناحیه مشترک و غیرمشترک، به‌طور همزمان در دست اجراست. در بخش غیرمشترک، حفاری چاه‌ها در سال ۱۳۹۱ تقریباً به پایان رسیده و قرار بود با تکمیل و نصب سکوی دریایی، تولید زودهنگام نفت از این میدان با ۱۵ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۹۲ آغاز شود.

۲-۴. طرح‌های بهره‌برداری شده و در دست اجرای ذخیره‌سازی

آخرین وضعیت پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی در جدول ۲۲ ارائه شده است. مطابق این جدول تا پایان سال ۱۳۹۱ تعداد پنج پروژه در حوزه ذخیره‌سازی درحال انجام بوده که دو پروژه از پنج پروژه ذخیره‌سازی گاز طبیعی کشور تقریباً از پیشرفت مناسبی برخوردار بوده و سه پروژه دیگر این حوزه نیز در مراحل ابتدایی قرار دارند.

جدول ۲۲. آخرین وضعیت طرح‌ها و پروژه‌های ذخیره‌سازی تا پایان سال ۱۳۹۱

ردیف	عنوان پروژه	پیمانکار	تاریخ شروع پروژه	مدت پروژه (به ماه)	درصد پیشرفت تا پایان سال ۱۳۹۱	توضیحات
۱	ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخزن سراجه قم	چگالش، اسسکو، ایتوک ایران، آنال، چیلکو و OTC	اول خردادماه ۱۳۸۵	۳۳	۹۹/۵۵	درصد باقیمانده پیشرفت مربوط به عملیات راه‌اندازی بخش فرآورش گاز است
۲	ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخزن شوریجه	جندی‌شاپور و پتروسادیان	اسفندماه ۱۳۸۸	۳۶	۸۸/۶۴	
۳	ذخیره‌سازی گاز طبیعی در طاقدیس یورتشا					گزارش توجیه اقتصادی پروژه برای اخذ مصوبه هیئت‌مدیره شرکت ملی گاز ارسال شده است
۴	ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخزن نصرآباد	مشارکت ژئوفیزیک دانا کیش، جهان پارس و Henjes	اول بهمن‌ماه ۱۳۹۱	۱۸	-	به‌دلیل عدم ارائه ضمانتنامه ارزی توسط پیمانکار، اجرای پروژه آغاز نشده است.
۵	ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ساختار کوه احمدی	دانشگاه شیراز	اول مهرماه ۱۳۹۱		۹۰	

مآخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۱.

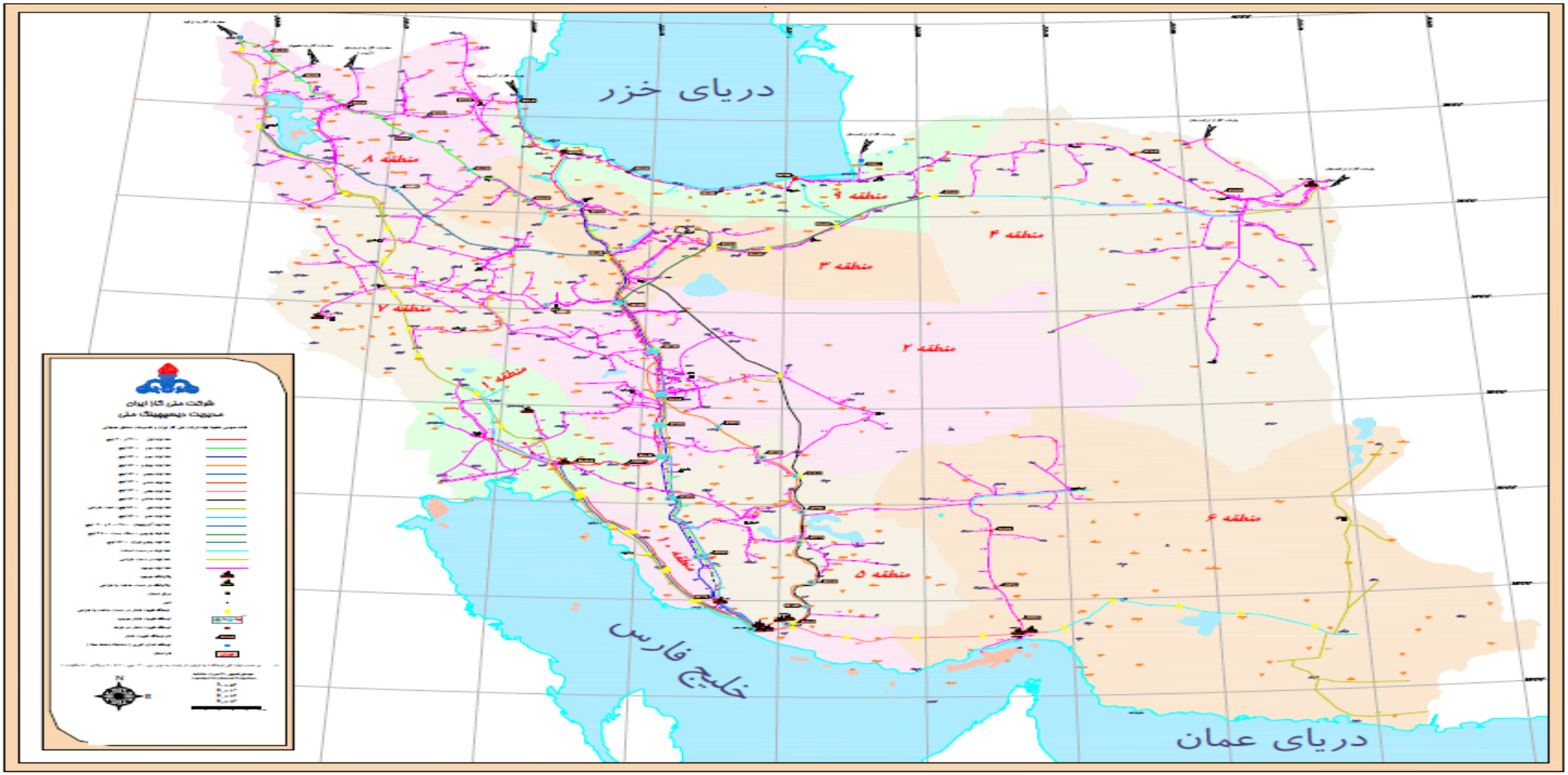
۵. بررسی و شناخت وضعیت خطوط انتقال گاز طبیعی

گاز استخراج شده از میادین مستقل گازی و غیرمستقل (گازهای همراه نفت) برای انتقال با هدف مصرف، تزریق به میادین نفتی و صادرات باید با استفاده از خطوط لوله به مناطق مورد نظر انتقال یابد. برای این منظور، شرکت انتقال گاز با بهره‌گیری از خطوط انتقال فشار قوی و شبکه‌های توزیع و تأسیسات مورد نیاز نظیر ایستگاه‌های تقویت و تقلیل فشار، توربو کمپرسورها و شبکه‌های مخابراتی به انتقال و توزیع گاز اقدام می‌کند.

برای طراحی سیستم انتقال گاز در کشور، کل ایران به ۱۰ منطقه عملیاتی تقسیم شده است. مراجعه به هریک از این مناطق ده‌گانه نشان می‌دهد که میزان گاز دریافتی و تحویلی به مصرف‌کننده متناسب با میزان گاز استخراج شده یا وارداتی از آن منطقه و نوع نیاز آن متفاوت است. مراجعه به گزارش‌های سالیانه شرکت ملی گاز[1] نشان می‌دهد که به‌استثنای مناطق ۸، ۹ و ۴ که عمده گاز آنها از طریق واردات تأمین می‌شود، در بقیه مناطق عملیاتی ده‌گانه، گاز مورد نیازشان با استفاده از گازهای استخراجی از میادین کشور تأمین می‌شود. شرکت انتقال گاز برای انتقال و توزیع گاز در کشور از خطوط لوله مختلف استفاده می‌کند. جزئیات مربوط به این مناطق عملیاتی و نقشه عمومی خطوط لوله شرکت ملی گاز ایران در شکل زیر آمده است.

۱. شرکت ملی گاز ایران،گزارش سال‌های ۱۳۸۹ لغایت ۱۳۹۱.

شکل ۱. نقشه کلی مناطق عملیاتی و خطوط لوله گاز کشور در سال ۱۳۹۱



مأخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش سال ۱۳۹۱.

اطلاعات موجود نشان می‌دهند که در مناطق ده‌گانه سیستم انتقال گاز در کشور طی سال ۱۳۸۸ درمجموع ۴۴۷/۸۷۲ میلیارد مترمکعب گاز دریافت شده و در سال ۱۳۹۱ نیز گاز دریافتی در این مناطق ۵۲۱/۵۸ میلیارد مترمکعب اعلام شده است. این ارقام نشان می‌دهند که متوسط رشد میزان گاز دریافتی در این سیستم طی این سال‌ها ۵/۲۱ درصد بوده است. وضعیت میزان گاز دریافتی هریک از این مناطق در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ در جدول ۲۳ آمده است.

جدول ۲۳. میزان گاز دریافتی مناطق عملیاتی ده‌گانه انتقال گاز در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱

(میلیارد مترمکعب)

منطقه	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	جمع کل
۱۳۸۸	۲۰/۳۶۰	۹۸/۸۹۶	۷۹/۴۳۴	۱۴/۸۳۷	۱۰۷/۳۲۰	۷/۷۴۰	۱۴/۴۳۰	۲۳/۵۵۲	۱۳/۷۲۱	۶۹/۵۸۲	۴۴۷/۸۷۲
۱۳۸۹	۱۹/۳۴۰	۹۹/۹۹۰	۸۱/۶۳۰	۱۷/۲۱۰	۱۰۸	۷/۷۴۰	۱۹/۷۰۰	۲۳/۵۵۰	۱۷/۳۷۲	۱۱۸/۳۵۵	۵۱۲/۸۸۷
۱۳۹۰	۲۱/۵۱	۹۹/۳۴	۸۲/۱۶	۱۹/۲۱	۱۰۶/۴۲	۷/۶۴	۲۰/۵۵	۲۴/۸۱	۱۶/۲۳	۱۱۶/۹۹	۵۱۴/۸۶
۱۳۹۱	۲۱/۷۳	۱۰۱/۸۹	۸۳/۰۲	۱۵/۹۳	۱۰۹/۵۸	۷/۶۰	۲۰/۸۹	۲۴/۱۵	۱۵/۷۱	۱۲۱/۰۸	۵۲۱/۵۸

مأخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱.

اطلاعات مندرج در جدول نشان می‌دهند که از سال ۱۳۸۸ لغایت ۱۳۹۱ درمجموع گاز دریافتی (به‌استثنای سال ۱۳۸۹ در مقایسه با سال ۱۳۸۸) تغییر زیادی حاصل نشده و رشد میزان گاز دریافتی در سال ۱۳۸۹ در مقایسه با سال ۱۳۸۸ بیش از ۱۴/۵ درصد بوده است. این میزان افزایش همان‌طور که در جدول نیز آمده است در منطقه ۱۰ عملیاتی انتقال گاز که همان پارس جنوبی است، اتفاق افتاده و در اثر بهره‌برداری از برخی از فازهای این منطقه گازی حاصل شده است. برای انتقال این میزان از گازهای دریافتی در کشور و به تناسب تغییرات و رشدی که در میزان گازهای دریافتی حاصل شده است، خطوط انتقال نیز توسعه‌یافته است. مجموع خطوط انتقال گاز (فشار قوی) کشور در انتهای سال ۱۳۸۸ به میزان ۳۲ هزار کیلومتر بوده این میزان در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به ترتیب ۳۳، ۳۴ و ۳۴ هزار کیلومتر اعلام شده است. جزئیات مربوط به کل طول خطوط انتقال گاز و خطوط انتقال گاز احداث شده طی سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۱ در جدول ۲۴ ارائه شده است.

جدول ۲۴. طول خطوط لوله انتقال گاز احداث شده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

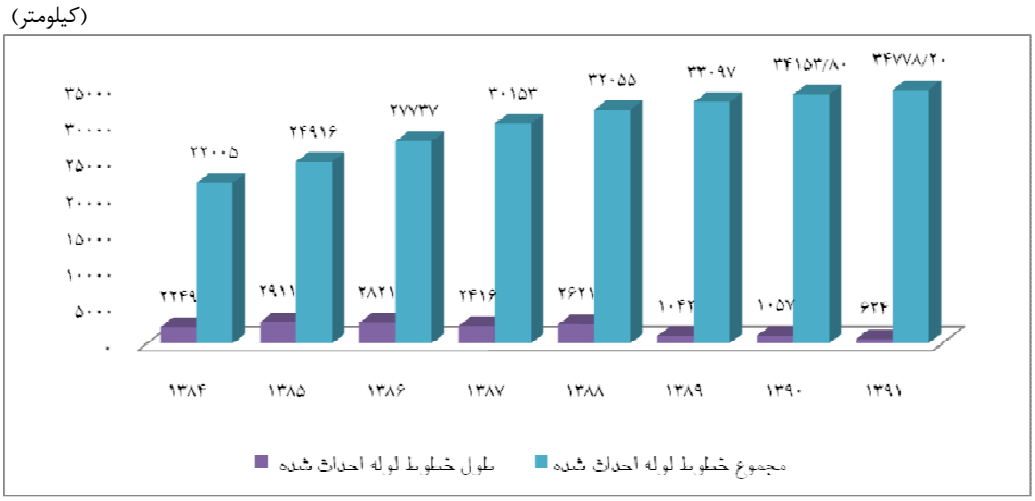
(کیلومتر)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
طول خطوط لوله احداث شده	۲۲۴۹	۲۹۱۱	۲۸۲۱	۲۴۱۶	۲۶۲۱	۱۰۴۲	۱۰۵۷	۶۲۴
مجموع خطوط لوله احداث شده	۲۲۰۰۵	۲۴۹۱۶	۲۷۷۳۷	۳۰۱۵۳	۳۲۰۵۵	۳۳۰۹۷	۳۴۱۵۳/۸	۳۴۷۷۸/۲

مآخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش سال‌های مختلف و وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال‌های ۱۳۸۹ و ۱۳۹۰.

شرکت انتقال گاز با بهره‌گیری از مرکز دیسپاچینگ که پل ارتباطی بین شبکه تولید و توزیع گاز در کشور است به جمع‌آوری، فشارافزایی و انتقال گاز در ۱۰ منطقه عملیاتی اقدام می‌کند. این مرکز برای انتقال گاز در کشور طرح‌هایی را نیز در دست انجام دارد که آخرین وضعیت آن تا سال ۱۳۹۱ در ادامه مورد توجه قرار می‌گیرد. این شرکت برای جابجایی گاز در کشور با اهداف مصرفی و صادراتی دارای خطوط اصلی و فرعی زیادی است که با توجه به اطلاعات مندرج در جدول ۲۴ و نمودار ۲۱ رشد طول خطوط لوله احداث شده در کشور کاهنده بود و در سال‌های ۱۳۸۸ به بعد در مقایسه با سال‌های برنامه چهارم از وضعیت نامناسبی برخوردار است. این وضعیت در نمودار ۲۱ ارائه شده است.

نمودار ۲۱. طول خطوط لوله انتقال گاز احداث شده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱



در ابتدای سال ۱۳۹۱ شرکت مذکور با بهره‌گیری از ۳۴/۱۵ هزار کیلومتر خط لوله فشار قوی، ۲۳۶/۶ هزار کیلومتر شبکه گاز شهری و روستایی، ۷۱ ایستگاه تقویت فشار، ۲۴۲ دستگاه توربوکمپرسور و شبکه مخابراتی، توان انتقال ۷۰۰ میلیون مترمکعب گاز در روز را از پالایشگاه‌های گاز و گازهای وارداتی از خارج را برای مصرف در کشور در اختیار داشت. علاوه‌بر این در سال ۱۳۹۱ تعداد ۵۰۰ نقطه دیسپاچینگ در کشور وجود داشت که در طرح توسعه قرار است تا سه سال آینده به ۱۸۰۰ نقطه افزایش یابد.

با توجه به ارقام مندرج در جدول ۲۴، مجموع خطوط لوله انتقال فشار قوی کشور در سال ۱۳۸۸ معادل ۳۲۰۵۵ کیلومتر بود که در سال ۱۳۹۱ به ۳۴۷۷۸ کیلومتر افزایش یافت. این ارقام نشان می‌دهند در فاصله سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۱ درمجموع ۲۷۲۳ کیلومتر به طول خطوط لوله انتقال فشار قوی کشور اضافه شده است که به‌طور متوسط ۹۰۷ کیلومتر در سال به طول خطوط لوله انتقال گاز فشار قوی اضافه شده است. آخرین وضعیت طرح‌های خطوط انتقال گاز سراسری در ادامه ارائه شده است.

۱-۵. آخرین وضعیت طرح‌های مهم خطوط انتقال گاز طبیعی سراسری

مطابق اطلاعات جدول ۲۵ تعداد ۱۰ خط لوله سراسری و خطوط انتقال گاز در کشور یا احداث شده یا اینکه همچنان در دست احداث است[1] که در ادامه جزئیات آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. علاوه‌بر این خطوط، ۳ خط انتقال ۳۰ اینچ سرخس ـ نکا ـ رشت به طول ۱۱۷۹ کیلومتر خط ۴۰ و ۴۸ اینچ آذربایجان به طول ۶۹۶ کیلومتر و خط سوم شمال و شمال غرب کشور هریک به طول ۶۵۸ کیلومتر برای انتقال گاز در کشور احداث شده‌اند.

ـ خط لوله اول سراسری انتقال گاز: این خط لوله سراسری اول در اقطار ۴۲ و ۴۰ اینچ به طول ۱۱۰۳ کیلومتر و با ظرفیت ۴۶ و ۳۲ میلیون مترمکعب در روز که ۱۰ ایستگاه تقویت فشار وظیفه تقویت گاز در جریان این خط لوله را برعهده دارند، از پالایشگاه بید بلند در استان خوزستان شروع می‌شود و تا آستارا در استان گیلان ادامه دارد. این خط لوله در پیش از انقلاب احداث شده است. این خط لوله، منطقه یک عملیاتی انتقال گاز در منطقه شمال را به منطقه هشت در جنوب کشور، بهم وصل می‌کند.

ـ خط لوله دوم سراسری انتقال گاز شمال و شمال شرق کشور: این خط منطقه ۱۰ عملیاتی انتقال گاز را به منطقه ۳ وصل می‌کند و از پالایشگاه کنگان شروع می‌شود و تا شهر قزوین امتداد دارد. با توجه به اینکه در ایامی از سال مناطق شمال و شمال شرق کشور با کمبود گاز مواجه می‌شوند و با هدف تأمین گاز مورد نیاز استان‌های سمنان، گلستان، مازندران و جنوب استان خراسان و به‌منظور تقویت خط لوله دوم سراسری، خط لوله تقویت خط لوله سراسری دوم که از پالایشگاه کنگان آغاز شده و تا استان اصفهان ادامه دارد، در دست اجراست. خط لوله سراسری دوم به قطر ۵۶ اینچ و طول ۱۰۳۹ کیلومتر با ظرفیت ۸۰ میلیون مترمکعب در روز که مسیر آن کنگان تا قزوین است و ۸ ایستگاه تقویت فشار وظیفه تقویت گاز در جریان این خط لوله را برعهده دارند، البته قسمت‌هایی از این خط قبلاً مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. در صورت احداث کامل این خط، شبکه گاز شمال و شمال شرق کشور تقویت می‌شود و به قطع وابستگی شمال کشور به گاز وارداتی از ترکمنستان کمک خواهد کرد.

وضعیت پیشرفت این خط تقویتی، در پروژه خط انتقال گاز شاهرود ـ سنگ‌بست در دی‌ماه ۱۳۹۲ بیش از ۹۹ درصد و در تأسیسات تقویت فشار گاز پارچین، سمنان و ایستگاه‌های دشت، لانچر رسیور کاهک و نیشابور به ترتیب ۶۵/۹، ۶۳/۵ و ۷۳/۰۷ درصد بوده و از برنامه عقب‌ترند. این وضعیت در بخش مخابرات نیز وجود دارد.

ـ خط لوله سوم (شمال و شمال غرب کشور) سراسری گاز: گاز فازهای ۱، ۲، ۳، ۴ و ۵

---

۱. شرکت ملی گاز ایران، شرکت مهندسی و توسعه گاز، گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

پارس جنوبی با استفاده از این خط لوله به پالایشگاه کنگان وصل می‌شود و پس از آن به استان مرکزی و شمال غربی کشور انتقال می‌یابد. هدف از این طرح تأمین گاز منطقه غرب (همدان و سنندج)، شمال غرب کشور و همچنین استان زنجان است. خط لوله انتقال گاز لوشان ـ رشت به‌عنوان قطعه نهایی خط لوله سوم سراسری تا پایان سال ۱۳۹۰ به میزان ۹۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشته است. خط لوله سراسری سوم به قطر ۵۶ اینچ و طول ۱۲۶۷ کیلومتر با ظرفیت ۹۰ میلیون مترمکعب در روز که مسیر آن عسلویه ـ کنگان ـ ساوه ـ رشت است و ۹ ایستگاه تقویت فشار وظیفه تقویت گاز در جریان این خط لوله را برعهده دارند.

ـ خط چهارم سراسری انتقال گاز: این خط لوله، گاز تولیدی پارس جنوبی را به پالایشگاه گاز پارسیان (در استان فارس) و به شمال کشور منتقل می‌کند. طول خط لوله چهارم سراسری انتقال گاز (عسلویه ـ ساوه) ۱۱۴۴ کیلومتر، قطر آن ۵۶ اینچ و ظرفیت انتقال گاز این خط ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز است. به‌منظور جلوگیری از افت فشار و بهره‌برداری از حداکثر ظرفیت خط لوله اصلی، تعداد ۱۰ ایستگاه تقویت فشار روی این مسیر در نظر گرفته شده است. پیشرفت این پروژه تا پایان سال ۱۳۹۰ در ایستگاه شماره یک حدود ۷۵/۴۳ درصد، ایستگاه شماره ۹ حدود ۵۹ درصد، ایستگاه شماره ده حدود ۱۴ درصد و توسعه طرح دیسپاچینگ آن ۳۷ درصد بوده است. پروژه‌های این طرح در بخش تأسیسات تقویت فشار گاز در دی‌ماه ۱۳۹۲ از برنامه‌های خود عقب‌تر بوده است.

ـ خط پنجم سراسری انتقال گاز: هدف از احداث این خط انتقال گاز ترش خشک از فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی به منطقه یک و با هدف تزریق گاز در مخازن نفتی آغاجاری است. برای این منظور این خط به طول ۵۰۳ کیلومتر و با قطر ۵۶، ۴۲ و ۳۶ اینچ در دست احداث قرار گرفت. ظرفیت انتقال گاز این خط ۹۵ میلیون مترمکعب در روز است. این خط دارای ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز است. پیشرفت این پروژه تا پایان سال ۱۳۹۰ به میزان ۹۸ درصد بود که با این میزان به مرحله بهره‌برداری رسیده است. تأسیسات تقویت فشار گاز این خط و سیستم‌های مخابراتی آن تا دی‌ماه ۱۳۹۲ به ترتیب بیش از ۹۹ و ۹۷ درصد پیشرفت داشته است که از برنامه‌های زمانبندی شده خود اندکی عقب‌تر بود.

ـ خط ششم سراسری انتقال گاز: هدف مربوط به تأمین گاز ۳۰ شهر استان بوشهر و کمبود گاز استان خوزستان و تزریق گاز به مخازن نفتی جنوب کشور باعث شد تا احداث خط لوله ششم سراسری به طول ۴۹۳ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ با ۳ ایستگاه تقویت فشار گاز و ظرفیت ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز مورد توجه قرار گیرد. برای دستیابی به این هدف، این خط برای انتقال گاز شیرین فازهای ۹ و۱۰ پارس جنوبی از عسلویه به پالایشگاه گاز بیدبلند، با عبور از شهرهای استان بوشهر نظیر کنگان، خورموج، برازجان، بوشهر، دیلم و گناوه وارد استان خوزستان می‌شود و

در محل پالایشگاه بیدبلند یک به خط لوله اول سراسری گاز متصل می‌شود. تا انتهای سال ۱۳۹۰ طرح خط لوله انتقال گاز بیدبلند ـ اهواز به میزان ۹۳/۲۴ درصد و طرح‌های اهواز ـ دهگلان، انشعاب دهلران و آبدانان به میزان ۴۱/۸۶ درصد پیشرفت داشته است. این خط تا قبل از احداث خط نهم سراسری نقش مهمی را در صادرات ایفا می‌کند. بررسی‌ها نشان می‌دهند آخرین وضعیت پیشرفت این خط در دی‌ماه ۱۳۹۲ در حد فاصل بیدبلند تا اهواز حدود ۹۶ درصد و در مسیر اهواز ـ دهگلان، کوهدشت ـ خرم‌آباد، دزفول ـ دهلران، دشت‌عباس ـ آبدانان و دهگلان ـ سنندج حدود ۵۶ درصد پیشرفت داشته است که این میزان پیشرفت در مقایسه با اهداف برنامه عقب‌تر است. ضمن اینکه در فاصله سال ۱۳۹۰ تا دی‌ماه ۱۳۹۲ پیشرفت چندانی در اجرا حاصل نشده است. طرح مورد نظر در بخش مخابرات نیز از هدف برنامه عقب‌تر است.

ـ خط هفتم سراسری انتقال گاز: احداث این خط دو هدف مهم را مورد توجه قرار داده است که تأمین گاز مورد نیاز مناطق شرقی و جنوب شرقی کشور و صادرات گاز به کشورهای هند و پاکستان ازجمله آنهاست. برای دستیابی به این هدف، گاز پارس جنوبی از طریق این خط انتقال و با عبور از استان‌های بوشهر، فارس، کرمان و سیستان و بلوچستان به ایرانشهر انتقال می‌یابد. قطر این خط انتقال گاز ۵۶ اینچ و دارای ۲ ایستگاه تقویت فشار است. ظرفیت انتقال گاز این خط ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز است. شهرهای مشمول این طرح ۴۸ شهر می‌شوند که تعداد ۱۷ شهر در مناطق شرقی هرمزگان و جنوب استان کرمان و ۳۱ شهر در استان سیستان‌وبلوچستان واقع شده‌اند. خط لوله هفتم سراسری در برخی از پروژه‌ها نظیر ایرانشهر ـ پاکستان و ایرانشهر ـ زاهدان در دی‌ماه ۱۳۹۲ از برنامه خود عقب‌تر بوده و مقرر شد مناقصه مربوط به اجرای پروژه بخش سربیشه ـ نهبندان که قطر لوله آن ۳۶ اینچ است در سال ۱۳۹۳ برگزار شود. این طرح توسط قرارگاه خاتم‌الانبیا اجرا می‌شود.

ـ خط هشتم سراسری انتقال گاز: افزایش نیاز کشور به مصرف گاز در تأمین انرژی مورد نیاز بخش‌های مختلف مصرف‌کننده از طریق انتقال گاز فازهای جدید پارس جنوبی به داخل کشور و انتقال تولیدات گاز پالایشگاه پارسیان باعث شد تا احداث این خط مورد توجه قرار گیرد. طول این خط ۹۸۳ کیلومتر و قطر آن ۵۶ اینچ است. به‌طور کلی هدف از اجرای خط لوله سراسری هشتم، انتقال گاز از فازهای جدید پارس جنوبی به مرکز و شمال کشور در مسیر عسلویه - شرق استان فارس و امتداد این خط از ابرکوه تا نائین - شرق تهران - اتصال به سامانه شمال شرق کشور است. این خط در نهایت به خط لوله پنجم انتقال گاز در تهران متصل می‌شود. ظرفیت انتقال از طریق این خط لوله روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب بوده که در مسیر آن ۱۰ ایستگاه تقویت فشار در نظر گرفته شده است. تا پایان سال ۱۳۹۰، پیشرفت خطوط لوله انتقال

گاز عسلویه ـ پارسیان ۴۴ درصد بود و در دی‌ماه ۱۳۹۲ به ۱۰۰ درصد رسید. در بخش تأسیسات تقویت فشار گاز در برخی پروژه‌ها در دی‌ماه ۱۳۹۲ موقتاً خاتمه پیمان داده شده است.

ـ خط نهم سراسری (صادراتی): هدف از اجرای این خط تأمین بخشی از گاز استان‌های لرستان، کرمانشاه، آذربایجان و فراهم کردن امکان صادرات گاز از پارس جنوبی به مرز بازرگان و از آنجا به اروپاست. برای این منظور این خط در مسیر عسلویه، اهواز، کرمانشاه، میاندوآب و بازرگان احداث می‌شود. خط انتقال گاز نهم به طول ۱۸۶۳ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ و با ۱۷ ایستگاه تقویت فشار، ظرفیت انتقال روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز را دارد. طراحی پایه این خط در سال ۱۳۸۷ انجام یافت و در همین سال قرارداد اجرای آن شروع شد. تاکنون ساخت قسمت‌هایی از خط نهم سراسری در ادامه خط ششم (عسلویه تا پالایشگاه بیدبلند) به طول ۵۰۰ کیلومتر تا اهواز انجام شده است. در مرحله بعد ساخت ۱۰۰ کیلومتر از خط انتقال پالایشگاه بیدبلند به اهواز در برنامه خواهد بود و در ادامه خط ششم از دهگلان استان کردستان به سمت میاندوآب و مرز بازرگان ادامه پیدا می‌کند. آخرین اطلاعات نشان می‌دهد اسناد مناقصه این پروژه تهیه و به شرکت ملی گاز تحویل شده است. با توجه به اینکه ایران برای صادرات گاز به اروپا برنامه‌هایی را برای خود در نظر دارد و صادرات گاز ایران به اروپا با استفاده از این خط اقتصادی‌ترین مسیر است، باید در انجام این طرح تلاش بسیاری صورت گیرد و منابع مربوط به آن به‌موقع تخصیص داده شود.

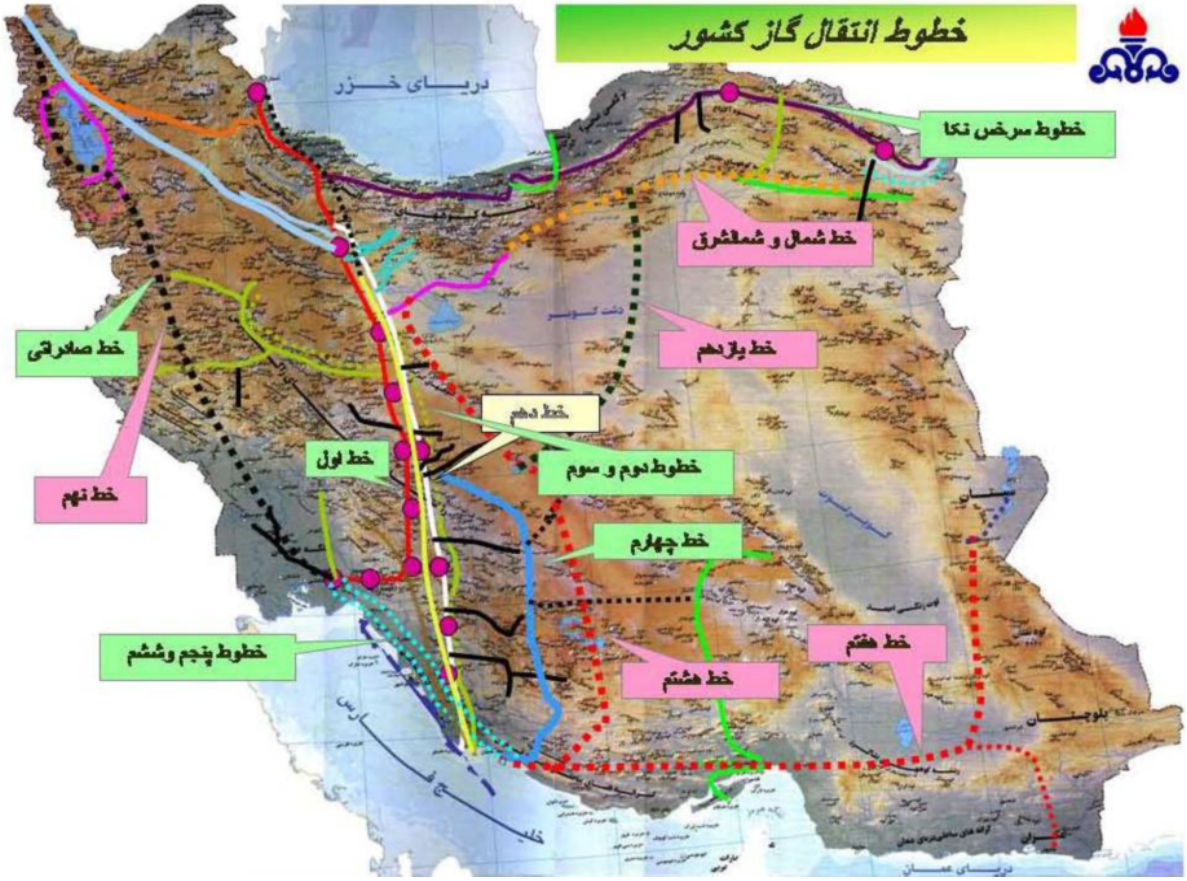
ـ خط دهم سراسری انتقال گاز: هدف از احداث این خط، تقویت صنایع جنوب اصفهان و آزادسازی ظرفیت خط هفتم برای مصارف داخلی است. احداث خط سراسری دهم در مسیر کنگان - پتاوه به طول ۴۲۲ کیلومتر و با قطر ۵۶ اینچ در دست انجام است. این خط از پالایشگاه فجر آغاز می‌شود و به پتاوه، استان کهگیلویه‌وبویراحمد و در نهایت به سمت شمال ادامه می‌یابد. ظرفیت انتقال از طریق این خط لوله روزانه ۹۰ میلیون مترمکعب بوده که در مسیر آن ۲ ایستگاه تقویت فشار گاز (خط لوپ) در نظر گرفته شده است. ادامه خط لوله دهم سراسری (پتاوه ـ پل‌کله) و تأسیسات تقویت فشار گاز پتاوه ۴ تا پایان سال ۱۳۹۰ به ترتیب ۶۲/۴ و ۲۵/۲ درصد پیشرفت فیزیکی داشته‌اند. مطابق برنامه، این طرح در بخش خط لوله ۴۰ اینچ جنوب اصفهان و ۶ اینچ فولاد مبارکه قرار بود تا دی‌ماه ۱۳۹۲ هریک ۱۰۰ درصد پیشرفت داشته باشند که تا تاریخ مذکور از برنامه خود عقب مانده بودند. در بخش پتاوه ـ پل‌کله نیز حدود ۹۸ درصد پیشرفت داشته است.

ـ خط یازدهم سراسری (شمال و شمال شرق) انتقال گاز: هدف از احداث این خط، انتقال گاز از پارس جنوبی به پارچین و سرخس و اتصال این خط به خطوط لوله کم‌فشارتر شهرهای شمالی کشور است و براین‌اساس گازرسانی به استان‌های شمال و شمال شرق پایاتر

می‌شود. طول این خط لوله ۹۵۳ کیلومتر است. وضعیت پیشرفت این خط از عسلویه تا خاوران در دی‌ماه ۱۳۹۲ حدود ۸۹ درصد، خاوران تا ابرکوه ۸۷ درصد و ابرکوه تا دامغان حدود ۹۸ درصد اعلام شده است.

برای درک بهتر از نحوه توزیع جغرافیایی خطوط انتقال گاز در کشور در ادامه نقشه شماتیک خطوط انتقال گاز در کشور آورده شده است.

شکل ۲. نقشه شماتیک نحوه توزیع خطوط انتقال گاز طبیعی در کشور



مأخذ: همان.

جدول ۲۵. پیشرفت پروژه‌های خطوط سراسری انتقال گاز در کشور تا پایان سال ۱۳۹۱

ردیف	عنوان طرح	عنوان پروژه	حجم کار		مجری	مشاور	پیمانکار	تاریخ شروع پروژه / مدت پروژه	بسترسازی (کیلومتر)	حفر کانال (کیلومتر)	کیلوم تر	لوله‌گذاری (کیلومتر)	تست هیدرواستاتیک (کیلومتر)	درصد پیشرفت کل پروژه (EPC)		ملاحظات
			طول	قطر (اینچ)										برنامه	تا پایان سال ۱۳۹۱	
۱	خط انتقال چهارم سراسری	ایستگاه شماره ۱ خط چهارم سراسری (خیرگو)						۱۳۸۴/۳/۱ ۳۱ ماه						۱۰۰	۱۰۰	این پروژه‌ها به‌دلیل محدودیت‌های بین‌المللی به‌وجود آمده و کمبود نقدینگی دچار تأخیر شدند
		ایستگاه شماره ۹ خط چهارم سراسری (پل کله)						۱۳۸۸/۱/۲۵ ۲۴ ماه						۸۲/۴۵	۷۰/۷۵	
		ایستگاه شماره ۹ خط چهارم سراسری (دهق)												۴۸/۲۳	۲۶/۷۴	
		توسعه طرح دیسپاچینگ						۱۳۸۸/۱/۱۸						۵۵/۹۵	۳۶/۹۶	در سال ۱۳۹۰ به دلیل اضطراری بودن تعداد ۵۰ پایانه از ۵۰۰ پایانه به بهره‌برداری رسید و به دلیل اینکه منابع مالی پروژه مشخص نبود مناقصه برگزار نشد. لذا در سال ۱۳۹۱ پیمانکار تعداد ۴۵۰ پایانه درحال انتخاب است
		تکمیل ایستگاه‌های تقویت فشار گاز جهرم و ارسنجان	در مرحله عملیات نصب قرار دارد													
		نصب یدک ایستگاه‌های تقویت فشار گاز آباده-خنج-صفاشهر و شهرضا	این پروژه‌ها به ترتیب در مرحله عملیات نصب، تهیه اسناد مناقصه نصب توربوکمپرسور، هماهنگی با بهره‌بردار برای تحویل زمین برای نصب توربوکمپرسور قرار دارد													
۲	خط انتقال گاز ششم سراسری	خط لوله انتقال گاز صادراتی عراق (فاز اضطراری)	۹۵	۴۸				۱۳۹۱/۱۱/۱۴						۱۴/۲۷	۱۳/۸۰	تا پایان سال ۱۳۸۹ پیشرفتی نداشت
		خط لوله انتقال گاز اهواز-دهگلان و انشعابات دهلران، آبدانان و کوهدشت- خرم‌آباد	۵۹۷	۵۶				۱۳۸۸/۱/۶ ۲۴ ماه						۴۸/۳۹	۴۱/۸۶	
		مرکز تعمیرات و بهره‌برداری بوشهر	-	-				۱۳۸۹/۱۱/۱۶ ۳۰ ماه						۴۷/۴۰	۵۰	
		مخابرات خط لوله ششم سراسری	-	-				۱۳۸۷/۶/۱۷ ۳۶ ماه						۹۲/۲۷	۳۶/۲۹	تأخیر در اجرای پروژه در گشایش LC و تأمین نشدن تدارکات و تجهیزات مورد نیاز آن است
		ایستگاه دائم کنترل فشار بیدبلند						۱۳۹۰/۴/۶						۱۰۰	۱۰۰	

ردیف	عنوان طرح	عنوان پروژه	حجم کار		مجری	مشاور	پیمانکار	تاریخ شروع پروژه / مدت پروژه	بسترسازی (کیلومتر)	حفر کانال (کیلومتر)	کیلوم تر	لوله‌گذاری (کیلومتر)	تست هیدرواستاتیک (کیلومتر)	درصد پیشرفت کل پروژه (EPC)		ملاحظات
			طول	قطر (اینچ)										برنامه	تا پایان سال ۱۳۹۱	
۳	خط انتقال گاز پنجم سراسری	تأسیسات ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز: عسلویه (۲ ایستگاه)، خورموج، آب‌پخش و سردشت						۱۳۸۰/۶/۳۱ ۸۲ ماه						۱۰۰	۹۹/۵۱	
		سیستم مخابراتی و اسکادای خط پنجم سراسری						۱۳۸۵/۲/۲ ۱۳ ماه						۱۰۰	۹۷/۸۹	
۴	خط انتقال گاز به مناطق شرقی و جنوب شرقی - خط انتقال گاز هفتم	خط لوله انتقال گاز دوم بندرعباس	۳۳	۳۰												مسیرسازی پروژه به اتمام رسیده و اجرای مکانیکال در قالب اضافه‌کاری ادامه خط هفتم سراسری به قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا ابلاغ شده است
		مخابرات خط هفتم سراسری						۱۳۸۵/۳/۱۷ ۵۴ ماه						۱۰۰	۹۱/۹۸	
		خط لوله انتقال گاز ایرانشهر- پاکستان	۲۷۵	۵۶				۱۳۹۰/۶/۸ ۳۶ ماه						۸/۲۷	۳۱/۶۱	
		خط لوله انتقال گاز ایرانشهر- زاهدان	۲۶۰	۳۶										۷/۷۱	۵/۱۵	
		خط لوله انتقال گاز ایرانشهر- چابهار	۹۰	۳۰										۱۴/۷۰	۲/۳۲	
۵	خط انتقال گازهشتم سراسری	خط لوله انتقال گاز عسلویه- پارسیان	۲۲	۵۶				۱۳۹۰/۱/۱۴ ۸ ماه						۱۰۰	۸۸/۳۰	
		ایستگاه تقویت فشار گاز خیرگو						۱۳۸۸/۱۱/۷ ۲۴ ماه						-	۲/۸۸	به‌دلیل گشایش نیافتن LC و محقق نشدن شرایط پیمان و تغییر در اولویت اجرایی ایستگاه‌ها برنامه اجرایی پیمانکار مصوب نشده است
		ایستگاه تقویت فشار گاز خنج												-	۲/۸۳	
		ایستگاه تقویت فشار گاز جهرم												-	۳/۲۵	
		ایستگاه تقویت فشار گاز ارسنجان												-	۲/۸۴	
		ایستگاه تقویت فشار گاز صفاشهر												-	۴/۵۱	

ردیف	عنوان طرح	عنوان پروژه	حجم کار		مجری	مشاور	پیمانکار	تاریخ شروع پروژه	بسترسازی (کیلومتر)	حفر کانال (کیلومتر)	کیلوم تر	لوله‌گذاری (کیلومتر)	تست هیدرواستاتیک (کیلومتر)	درصد پیشرفت کل پروژه (EPC)		ملاحظات
			طول	قطر (اینچ)				مدت پروژه						برنامه	تا پایان سال ۱۳۹۱	
		ایستگاه تقویت فشار گاز دهشیر						۱۳۸۹/۸/۳۰ ۲۴ ماه						-	۴۶/۵۰	
		ایستگاه تقویت فشار گاز ندوشن												-	۴۶/۴۹	
		ایستگاه تقویت فشار گاز اردستان												-	۴۴/۲۸	
		ایستگاه تقویت فشار گاز کاشان												-	۴۴/۶۰	
		تعویض کلاس خط اول سراسری حدفاصل پل‌کله- کوه‌نمک	۵۰	۴۲				۱۳۹۱/۳/۱۸ ۱۰ ماه						۹۶/۷۰	۱۰	
۶	خط انتقال دوم شمال و شمال شرق کشور	ایستگاه تقویت فشار گاز پارچین						۱۳۸۷/۱۰/۱۶ ۳۰ ماه						۱۰۰	۶۳/۴۰	به‌دلیل محدودیت‌های بین‌المللی اعمال شده و ترخیص نشدن به‌موقع کالا و تأمین نشدن اعتبار پروژه به کندی پیش می‌رود
		ایستگاه تقویت فشار گاز سمنان												۱۰۰	۶۳/۱۴	
		ایستگاه تقویت فشار گاز دشت												۱۰۰	۴۰/۱۰	
		مرکز تعمیرات و بهره‌برداری شاهرود						۱۳۸۸/۷/۹ ۳۰ ماه						۹۴/۲۰	۷۶/۷۰	به‌دلیل تأمین نشدن نقدینگی و پرداخت نشدن مطالبات پیمانکاران کارگاه تعطیل شد
۷	بهینه‌سازی تأسیسات خطوط و ایستگاه‌های در حال بهره‌برداری	توسعه ایستگاه تقویت فشار گاز تبریز						۱۳۸۶/۸/۱ ۴۳ ماه						۹۸/۰۶	۹۳/۷۳	به‌دلیل اینکه مدت‌زمان پیمان به پیمانکار ابلاغ نشد در برنامه پروژه تجدید نظر انجام نگرفت
		خط لوله انتقال معیانات گازی سرخون- بندرعباس	۷۵	۸												ضمانتنامه ریالی از پیمانکار دریافت شد و پس از تأمین نقدینگی کار شروع می‌شود
		تعویض کلاس خط اول سراسری حدفاصل لاکان- آستارا	۲۰	۴۰				۱۳۹۰/۳/۱۴ ۶ ماه						۱۰۰	۹۶	

ردیف	عنوان طرح	عنوان پروژه	حجم کار		مجری	مشاور	پیمانکار	تاریخ شروع پروژه	بسترسازی (کیلومتر)	حفر کانال (کیلومتر)	کیلومتر	لوله‌گذاری (کیلومتر)	تست هیدرواستاتیک (کیلومتر)	درصد پیشرفت کل پروژه (EPC)		ملاحظات
			طول	قطر (اینچ)				مدت پروژه						برنامه	تا پایان سال ۱۳۹۱	
		خط لوله انتقال گاز گورزین- بندرعباس	۷۰	۲۰												در مرحله ابلاغ مشاور قرار دارد
		خط انتقال گاز یازدهم سراسری (عسلویه- ایستگاه خاوران- ابرکوه- دامغان)	۱۲۰۰	۵۶												در مرحله طراحی قرار دارد
۸	ایستگاه‌های تقویت فشار گاز	نصب یدک ایستگاه‌های تقویت فشار گاز خرمدره و قزوین														به‌دلیل اینکه اولویت تأمین کمپرسور با سایر پروژه‌هاست، اجرای این دو پروژه در دستور کار قرار ندارد
		نصب یدک ایستگاه‌های تقویت فشار گاز هشترود- زنجان و نیزار														دو پروژه اول در مرحله عملیات اجرایی قرار دارند و پروژه سوم در مرحله هماهنگی با بهره‌بردار برای تحویل زمین و نصب توربوکمپرسور است
۹	تکمیل خطوط لوله سراسری	ادامه خط لوله دهم سراسری (پتاوه - پل کله)	۱۷۴	۵۶	طرح خطوط انتقال گاز	هامون گستر صنعت	قرارگاه خاتم‌الانبیاء	۱۳۸۷/۲/۲ ۳۴ ماه	۵۶/۵	۱۵	-	-	-	۶۹/۲۰	۶۲/۴۰	
		ادامه خط لوله دهم سراسری (پتاوه - پل کله)	۳۰	۴۰					۲۹/۸	۲۹/۵	۲۸	۲۸	-			
		تأسیسات تقویت فشار گاز پتاوه ۴						۱۳۸۷/۳/۱۳ ۵۶ ماه						۶۸/۱۱	۲۲/۷۳	به‌دلیل تأمین نشدن نقدینگی، تأمین نشدن اعتبار، عدم گشایش اعتبارات اسنادی و تأمین نشدن کالاهای خارجی پروژه با کندی اجرا شد

مأخذ: گزارش‌های شرکت ملی گاز ایران.

در سال ۱۳۹۱ برخی از پروژه‌های مربوط به طرح‌های در دست اجرا خاتمه پیدا کردند که پروژه مربوط به ادامه خط لوله انتقال گاز سوم سراسری از لوشان تا رشت، ادامه خط انتقال گاز ششم سراسری از بیدبلند تا اهواز، تعویض بخش‌هایی از خط انتقال گاز دوم سراسری در منطقه کنگان و تأسیسات تقویت فشار گاز پارچین و سمنان که به خط انتقال دوم شمال و شمال شرق کشور مربوط‌اند، ازجمله آنهاست. خطوط لوله انتقال گاز سراسری که وضعیت اجرایی آنها ارائه شده است از اهداف برنامه‌ای خود عقب‌ترند. اطلاعاتی که در جدول ۲۶ ارائه شده، وضعیت جذب اعتبارات این خطوط در دی‌ماه ۱۳۹۲ را نشان می‌دهند. وضعیت جذب اعتبارات در مقطع مورد نظر، نامناسب گزارش شده است و درصد جذب اعتبارات این خطوط تا زمان مورد نظر زیر ۵۰ درصد بوده که این نشان‌دهنده وضعیت نامناسب برای اجرای این طرح‌هاست. در جدول ۲۶ و نمودار ۲۲ اطلاعات مربوط به کل اعتبار مصوب این خطوط، میزان جذب پیش‌بینی شده در بودجه سال ۱۳۹۲ و میزان جذب از ابتدا تاکنون ارائه شده است.

جدول ۲۶. وضعیت جذب اعتبارات طرح‌های شرکت مهندسی و توسعه گاز در سال ۱۳۹۲

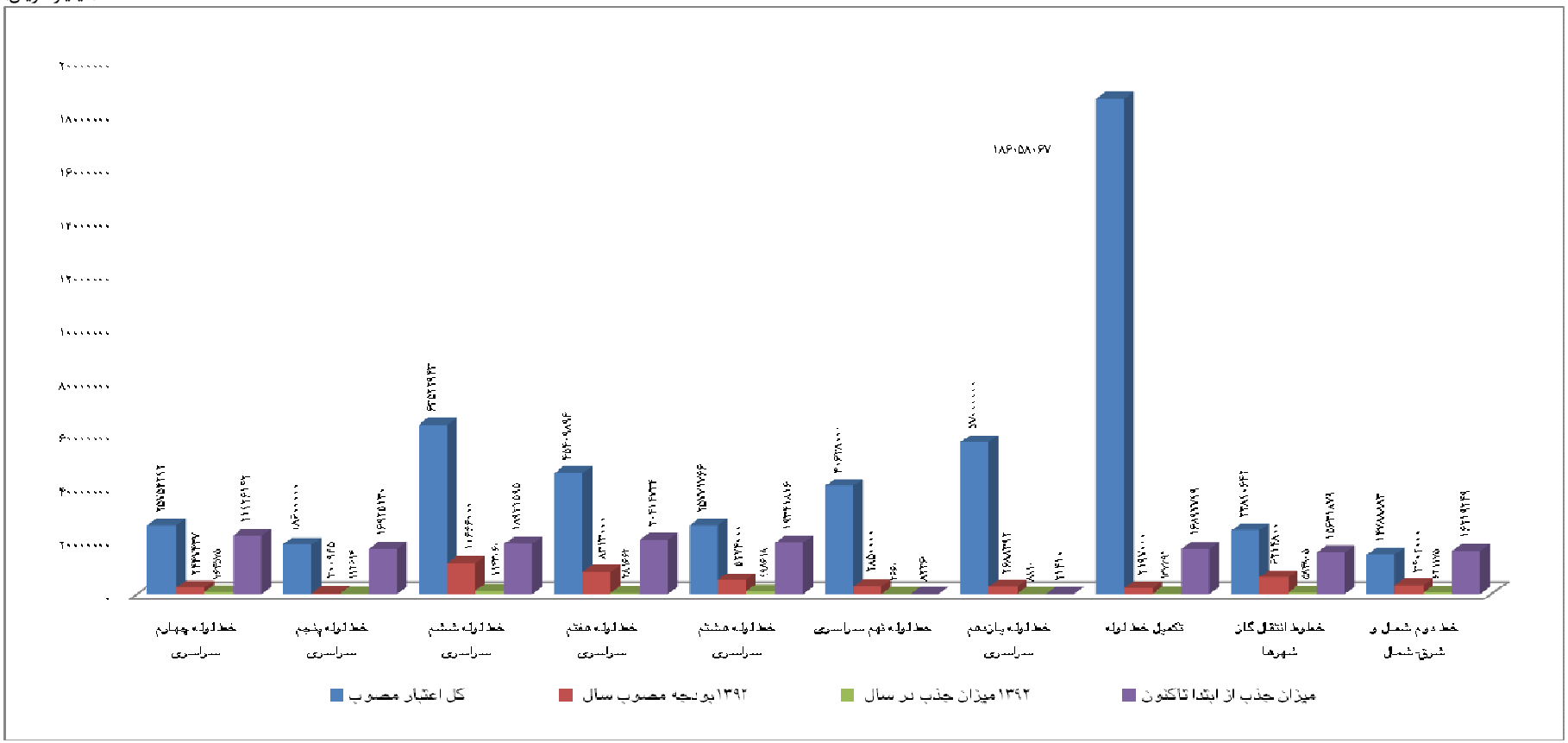
(میلیارد ریال)

ردیف	عنوان طرح	کل اعتبار مصوب	بودجه مصوب سال ۱۳۹۲	میزان جذب در سال ۱۳۹۲	درصد جذب	میزان جذب از ابتدا تاکنون	درصد جذب از ابتدا تاکنون
۱	خط لوله چهارم سراسری	۲۵۷۵۴۲۹۲	۲۴۴۷۴۳۷	۷۶۴۵۷۵	۳۱/۲۴	۲۱۹۲۶۱۴۲	۸۵/۱۴
۲	خط لوله پنجم سراسری	۱۸۶۰۰۰۰۰	۳۰۰۹۴۵	۱۱۲۶۱۴	۳۷/۴۲	۱۶۹۲۵۱۳۰	۹۱
۳	خط لوله ششم سراسری	۶۳۵۲۲۹۴۳	۱۱۶۶۶۰۰۰	۱۱۴۳۰۶۰	۹/۸۰	۱۸۹۳۲۵۹۵	۲۹/۸۰
۴	خط لوله هفتم سراسری	۴۵۴۰۹۸۹۴	۸۳۱۳۰۰۰	۳۸۱۶۶۲	۴/۵۹	۲۰۴۱۴۷۳۴	۴۴/۹۶
۵	خط لوله هشتم سراسری	۲۵۷۷۱۷۶۶	۵۲۷۴۰۰۰	۹۹۸۶۱۸	۱۸/۹۳	۱۹۳۴۱۸۱۶	۷۵/۰۵
۶	خط لوله نهم سراسری	۴۰۶۳۸۰۰۰	۲۸۵۰۰۰۰	۲۶۶۰	۰/۰۹	۸۲۳۶	۰/۰۲
۷	خط لوله یازدهم سراسری	۵۷۰۰۰۰۰۰	۲۶۸۸۳۹۲	۸۸۱۰	۰/۳۳	۲۱۴۱۰	۰/۰۴
۸	تکمیل خط لوله	۱۸۶۰۵۸۰۶۷	۲۱۹۷۰۰۰	۱۳۷۷۹۲	۶/۲۷	۱۶۸۹۷۷۹۹	۹۰/۸۲
۹	خطوط انتقال گاز شهرها	۲۳۸۹۰۶۴۲	۶۲۱۴۸۰۰	۵۸۴۸۰۵	۹/۴۱	۱۵۶۳۱۸۷۹	۶۵/۴۳
۱۰	خط دوم شمال و شمال‌شرق	۱۴۷۸۸۸۸۳	۳۴۰۲۰۰۰	۶۲۱۱۷۵	۱۸/۲۶	۱۶۲۱۹۲۴۹	۱۰۹/۶۷

مأخذ: همان، گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

نمودار ۲۲. وضعیت جذب اعتبارات طرح‌های شرکت مهندسی و توسعه گاز در سال ۱۳۹۲

(میلیارد ریال)



۲-۵. آخرین وضعیت پروژه دیسپاچینگ ملی گاز

مرکز دیسپاچینگ شرکت انتقال گاز پل ارتباطی بین شبکه تولید و توزیع است و مسئولیت جمع‌آوری، فشارافزایی و انتقال گاز در مناطق عملیاتی ده‌گانه و تمامی استان‌ها را تحت پوشش دارد. این سامانه نقش بسیار مهمی در مدیریت عوامل مربوط به مصرف و عبور از شرایط اضطراری گازرسانی در ایام سرد سال دارد. پروژه دیسپاچینگ گاز با هدف کنترل و نظارت، میزان تولید، شبکه انتقال و میزان مصرف گاز در سطح کشور در دستور کار شرکت ملی گاز قرار گرفت. این پروژه، پس از تأخیر زیاد در اجرا، سرانجام در سال ۱۳۸۴ با پیشرفت فیزیکی ۹۹/۶ درصد مورد بهره‌برداری قرار گرفت و اعتبار آن ۱۷۰ میلیارد ریال است. سیستم اسکادای طراحی شده در این فاز شامل یک مرکز NCC دیسپاچینگ ملی، ۴۳۴ پایانه راه دور، ۲۴ مرکز گازرسانی و ۱۲ مرکز عملیاتی است. اطلاعات مورد نیاز به‌صورت لحظه‌ای جمع‌آوری می‌شوند. در سال ۱۳۹۱ تعداد ۵۰۰ نقطه دیسپاچینگ در کشور وجود داشتند که در طرح توسعه قرار است تا سه سال آینده به ۱۸۰۰ نقطه افزایش یابد. قرار است بخشی از این توسعه در منطقه تهران و بخشی از آن در منطقه اصفهان انجام شود. گازرسانی در کشور با توجه به توسعه شبکه خطوط لوله در شهرها و روستاها حاصل زحمت این سامانه است.

با توجه به اینکه درحال حاضر سیستم دیسپاچینگ ملی گاز وجود دارد لازم است مطابق با شرایط درخواستی قابلیت سازگاری با سیستم موجود را داشته باشد و همزمان با اتصال به مراکز جدید، اتصال آنها با مرکز دیسپاچینگ موجود برقرار شود. بدین منظور، در سال ۱۳۹۲ در بخش دیسپاچینگ گاز، پروژه‌ای با موضوع طراحی سیستم، تأمین تجهیزات، نصب و راه‌اندازی، تست و آموزش سیستم دیسپاچینگ، با برآورد ارزی ۲۱/۳ میلیون یورو به پیمانکاری قرارگاه خاتم‌الانبیاء آغاز و تاریخ اتمام آن نیز ۱۳۹۵/۵/۱ اعلام شده است.

۳-۵. آخرین وضعیت ایستگاه‌های تقویت فشار

دارا بودن خطوط انتقال گاز به تنهایی نمی‌تواند امکان کاملی برای بهره‌برداری از ظرفیت‌های خطوط را فراهم آورد، لذا به‌منظور حداکثر بهره‌برداری از ظرفیت‌های خطوط و افزایش بازدهی در نقاط مختلف با هدف مصرف و صادرات و یا توسعه شبکه‌ها، اجرای ایستگاه‌های تقویت فشار بسیار مؤثر است و به همین دلیل نصب و احداث ایستگاه‌های تقویت فشار در زمره پروژه‌های زیربنایی بخش گاز قرار دارد و نقش بسزایی در تأمین به‌موقع گاز در مناطق سردسیر را ایفا می‌کند. تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار گاز تا پایان سال ۱۳۸۳ برابر ۴۰ ایستگاه بوده و تا پایان سال ۱۳۸۸ جمعاً به ۶۶ ایستگاه افزایش یافته است. این ایستگاه‌ها در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به‌ترتیب ۶۹ و ۷۱ افزایش داشته‌اند.

طرح تأسیسات تقویت فشار، اجرای ۲۱ پروژه را در دست اقدام دارد. با توجه به طرح‌های خطوط لوله سراسری گاز که توضیحات مربوط به وضعیت آنها ارائه شده است، به‌دلیل نقشی که ایستگاه‌های تقویت فشار گاز در حداکثر بهره‌برداری از این ظرفیت‌ها را دارد، لازم است تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار نیز بیشتر شود. درحال حاضر طرح‌های ایستگاه تقویت فشار گاز دهشیر، نائین، اردستان، کاشان، دهق، پل‌کله، بیجار، همدان، سمنان، ایستگاه تقویت فشار گاز دشت، پارچین و خیرگو در دست انجام است که از برنامه زمانبندی خود عقب‌ترند. با توجه به گستردگی خطوط انتقال گاز و تأمین بموقع گاز مورد نیاز، تسریع در عملیات اجرایی این ایستگاه‌ها و بهنگام کردن زمانبندی اجرایی آنها در بهره‌برداری از سرمایه‌گذاری‌های انجام شده نقش اساسی دارد. این ایستگاه‌ها از پتانسیل تولید برق در کشور بدون مصرف سوخت نیز برخوردارند.

۶. بررسی و شناخت وضعیت مصرف گاز طبیعی (متوسط مصرف روزانه، مصرف سالیانه، حداکثر مصرف گاز طبیعی)

مصرف گاز طبیعی در کشور به تناسب سیاست‌های کلان و بخشی اتخاذ شده با تغییرات قابل توجهی مواجه می‌شود. بررسی سیاست‌های کشور در سال‌های بعد از انقلاب نشان می‌دهد که تلاش شده است تا در عرصه خدمات‌رسانی به مردم در اموری نظیر توسعه گازرسانی در مناطق مختلف، طرح‌ها و پروژه‌های لازم تعریف و پیگیری شوند. پیگیری این هدف باعث شد تا تعداد شهرها و روستاهای بهره‌مند از گاز طبیعی در سال ۱۳۵۷ که ۵ شهر و یک روستا بوده‌اند، به ۹۶۵ شهر و ۱۴۱۱۴ روستا در سال ۱۳۹۱ افزایش یابند. این سیاست باعث شد مصرف گاز نیز در کشور افزایش یابد که در این قسمت مورد بررسی قرار می‌گیرد. در جدول ۲۷ و نمودار ۲۳ وضعیت مصرف گاز طبیعی در کشور در سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱ ارائه شده است.

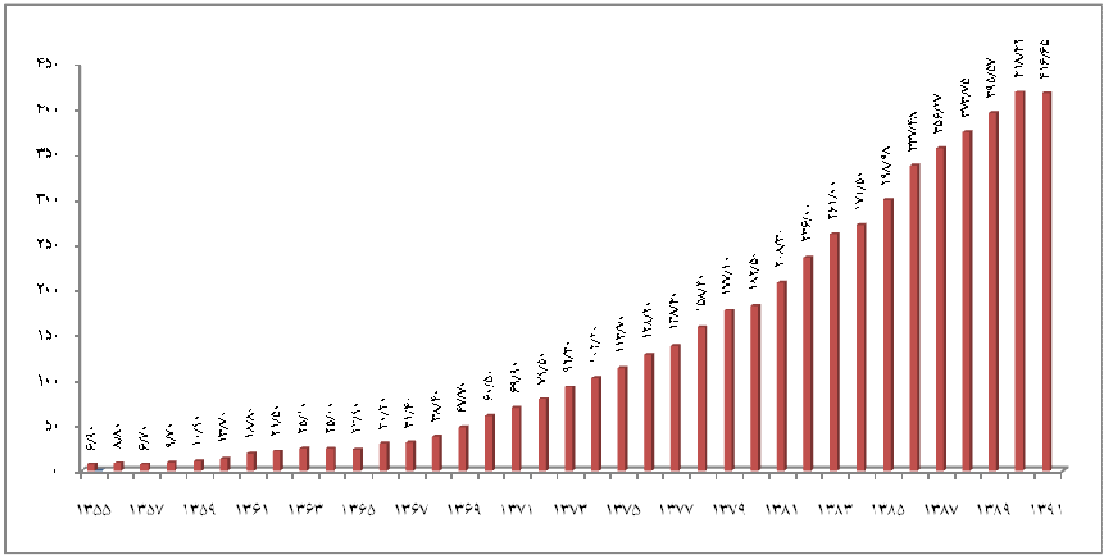
جدول ۲۷. متوسط مصرف گاز طبیعی در کشور در سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

سال	۱۳۵۵	۱۳۵۶	۱۳۵۷	۱۳۵۸	۱۳۵۹	۱۳۶۰	۱۳۶۱	۱۳۶۲	۱۳۶۳	۱۳۶۴	۱۳۶۵	۱۳۶۶	۱۳۶۷
مصرف	۶/۹	۸/۸	۶/۷	۹/۷	۱۰/۹	۱۳/۷	۱۸/۸	۲۱/۵	۲۵/۱	۲۵	۲۳/۹	۳۰/۲	۳۱/۴
سال	۱۳۶۸	۱۳۶۹	۱۳۷۰	۱۳۷۱	۱۳۷۲	۱۳۷۳	۱۳۷۴	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰
مصرف	۳۸/۴	۴۷/۷	۶۰/۵	۶۹/۹	۷۹/۵	۹۲/۳	۱۰۲/۲	۱۱۳/۷	۱۲۸/۲	۱۳۸/۴	۱۵۸/۴	۱۷۷/۱	۱۸۲/۵
سال	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱		
مصرف	۲۰۸/۳	۲۳۶	۲۶۱	۲۷۱/۵۰	۲۹۸/۹۸	۳۳۷/۴۸	۳۵۶/۲۷	۳۷۳/۷۵	۳۹۵/۵۷	۴۱۸/۴۲	۴۱۶/۶۵		

مآخذ: شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، سال ۱۳۹۱، ترازنامه هیدروکربوری، ترازنامه انرژی و گزارش عملکرد شرکت ملی گاز در سال‌های مختلف.

نمودار ۲۳. متوسط مصرف گاز طبیعی کشور در سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱



۱-۶. مصرف گاز طبیعی

نمودار ۲۳ نشان می‌دهد مصرف گاز طبیعی در کشور افزایش قابل توجهی داشته و مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱ به‌طور متوسط در سال ۱۳/۱ درصد رشد را نشان می‌دهد. همچنین به‌دنبال افزایش مصرف گاز طبیعی و پیگیری سیاست جایگزینی مصرف گاز بجای سوخت‌های مایع سبب شد، سهم مصرف گاز طبیعی از ۱۰ درصد در سال ۱۳۵۵ به ۶۵ درصد در سال ۱۳۹۱ افزایش یابد. بر این اساس بود که مصرف از تولید پیشی گرفته و برای تأمین مصرف داخلی، کشور به واردات رو آورده که این خود تبعات خاصی را به‌دنبال داشته است. روند تغییر سهم مصرف گاز طبیعی و برخی از فرآورده‌های مایع عمده در جدول ۲۸ و نمودار ۲۴ ارائه شده است.

جدول ۲۸. سهم مصرف گاز طبیعی و سوخت‌های مایع در سبد انرژی کشور طی سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱

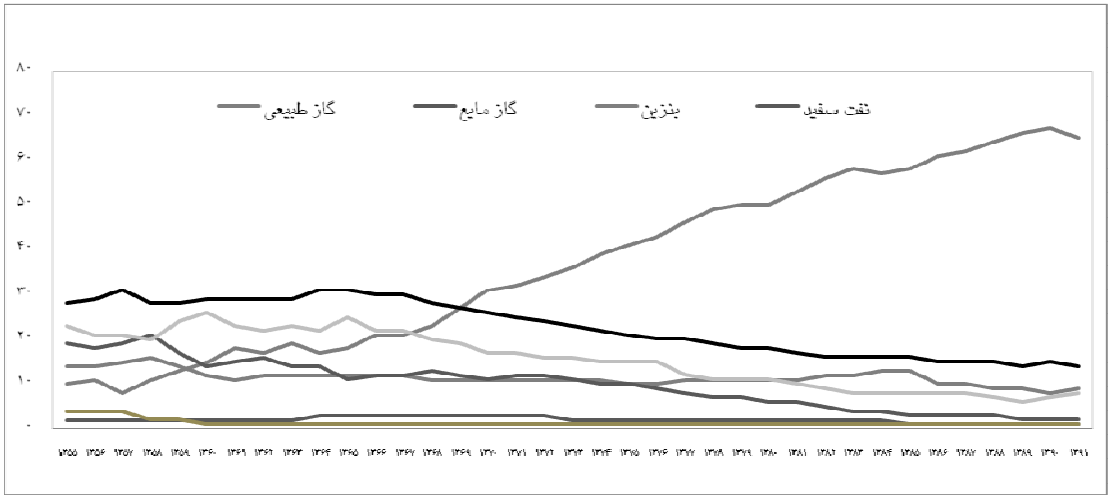
(درصد)

سال	گاز طبیعی	گاز مایع	بنزین	نفت‌سفید	نفت‌گاز	نفت‌کوره	سوخت هوایی
۱۳۵۵	۱۰	۲	۱۴	۱۹	۲۸	۲۳	۴
۱۳۵۶	۱۱	۲	۱۴	۱۸	۲۹	۲۱	۴
۱۳۵۷	۸	۲	۱۵	۱۹	۳۱	۲۱	۴
۱۳۵۸	۱۱	۲	۱۶	۲۱	۲۸	۲۰	۲
۱۳۵۹	۱۳	۲	۱۴	۱۷	۲۸	۲۴	۲
۱۳۶۰	۱۵	۲	۱۲	۱۴	۲۹	۲۶	۱
۱۳۶۱	۱۸	۲	۱۱	۱۵	۲۹	۲۳	۱
۱۳۶۲	۱۷	۲	۱۲	۱۶	۲۹	۲۲	۱
۱۳۶۳	۱۹	۲	۱۲	۱۴	۲۹	۲۳	۱
۱۳۶۴	۱۷	۳	۱۲	۱۴	۳۱	۲۲	۱
۱۳۶۵	۱۸	۳	۱۲	۱۱	۳۱	۲۵	۱
۱۳۶۶	۲۱	۳	۱۲	۱۲	۳۰	۲۲	۱
۱۳۶۷	۲۱	۳	۱۲	۱۲	۳۰	۲۲	۱
۱۳۶۸	۲۳	۳	۱۱	۱۳	۲۸	۲۰	۱
۱۳۶۹	۲۷	۳	۱۱	۱۲	۲۷	۱۹	۱
۱۳۷۰	۳۱	۳	۱۱	۱۱	۲۶	۱۷	۱
۱۳۷۱	۳۲	۳	۱۱	۱۲	۲۵	۱۷	۱
۱۳۷۲	۳۴	۳	۱۱	۱۲	۲۴	۱۶	۱
۱۳۷۳	۳۶	۲	۱۱	۱۱	۲۳	۱۶	۱
۱۳۷۴	۳۹	۲	۱۱	۱۰	۲۲	۱۵	۱
۱۳۷۵	۴۱	۲	۱۰	۱۰	۲۱	۱۵	۱
۱۳۷۶	۴۳	۲	۱۰	۹	۲۰	۱۵	۱
۱۳۷۷	۴۶	۲	۱۱	۸	۲۰	۱۲	۱
۱۳۷۸	۴۹	۲	۱۱	۷	۱۹	۱۱	۱
۱۳۷۹	۵۰	۲	۱۱	۷	۱۸	۱۱	۱
۱۳۸۰	۵۰	۲	۱۱	۶	۱۸	۱۱	۱
۱۳۸۱	۵۳	۲	۱۱	۶	۱۷	۱۰	۱
۱۳۸۲	۵۶	۲	۱۲	۵	۱۶	۹	۱
۱۳۸۳	۵۸	۲	۱۲	۴	۱۶	۸	۱
۱۳۸۴	۵۷	۲	۱۳	۴	۱۶	۸	۱
۱۳۸۵	۵۸	۱	۱۳	۳	۱۶	۸	۱
۱۳۸۶	۶۱	۱	۱۰	۳	۱۵	۸	۱
۱۳۸۷	۶۲	۱	۱۰	۳	۱۵	۸	۱
۱۳۸۸	۶۴	۱	۹	۳	۱۵	۷	۱
۱۳۸۹	۶۶	۱	۹	۲	۱۴	۶	۱
۱۳۹۰	۶۷	۱	۸	۲	۱۵	۷	۱
۱۳۹۱	۶۵	۱	۹	۲	۱۴	۸	۱

مآخذ: همان.

نمودار ۲۴. سهم مصرف گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی در سبد سوخت سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱

(درصد)



همان‌گونه که نمودار ۲۴ نشان می‌دهد، سهم مصرف گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی کشور از ۱۰ درصد در سال ۱۳۵۵ به ۶۵ درصد در سال ۱۳۹۱ افزایش یافت که بالطبع سهم بخش‌های مختلف مصرف‌کننده از آن متفاوت است و بررسی آن برعهده این نوشتار نیست، اما در ادامه این قسمت وضعیت مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱ مورد بررسی قرار می‌گیرند.

به‌طور کلی گاز طبیعی در کشور در دو بخش مصارف نهایی و مصارف بخش انرژی مورد بررسی قرار می‌گیرد.[1] علاوه‌بر دو نوع مصرف، در ایران با توجه به نوع مخزن یا ویژگی‌هایی که سنگ مخزن میادین نفتی را دارند و به‌دلیل اینکه بیشتر میادین نفتی ایران، نیمه دوم عمر خود را طی می‌کنند و فشار آنها نیز افت کرده است، برای جبران این فشار لازم است به این میادین گاز تزریق شود. پس با این توضیح، بخشی از گاز غنی استخراج شده به میادین نفتی تزریق می‌شود و بخشی دیگر از گاز سبک کشور به صادرات اختصاص پیدا می‌کند. میزان مصرف گاز طبیعی و ترکیب مصرف آن در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱ در جداول ۲۹ و ۳۰ ارائه شده‌اند.

---

۱. در ترازنامه انرژی در مورد این تقسیم‌بندی این‌گونه توضیح داده شد: مصارف نهایی به دو بخش مصارف نهایی انرژی و غیرانرژی تقسیم می‌شوند. مصارف نهایی انرژی مصرف بخش‌های خانگی، تجاری و عمومی، صنعت، حمل‌ونقل، کشاورزی و سوخت پتروشیمی را شامل می‌شود. مصرف گاز به‌عنوان خوراک پتروشیمی مصارف غیرانرژی محسوب می‌شود. مصرف بخش انرژی همان مصرف در مراکز مولد انرژی است که سوخت پالایشگاه‌های نفت و گاز، ایستگاه‌های تقویت فشار، سوخت توربین‌ها و ژنراتورهای موجود در مسیر خطوط لوله و گاز مصرفی نیروگاه‌ها را تشکیل می‌دهد.

جدول ۲۹. متوسط میزان مصرف، تزریق و صادرات گاز طبیعی در بخش‌های مختلف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

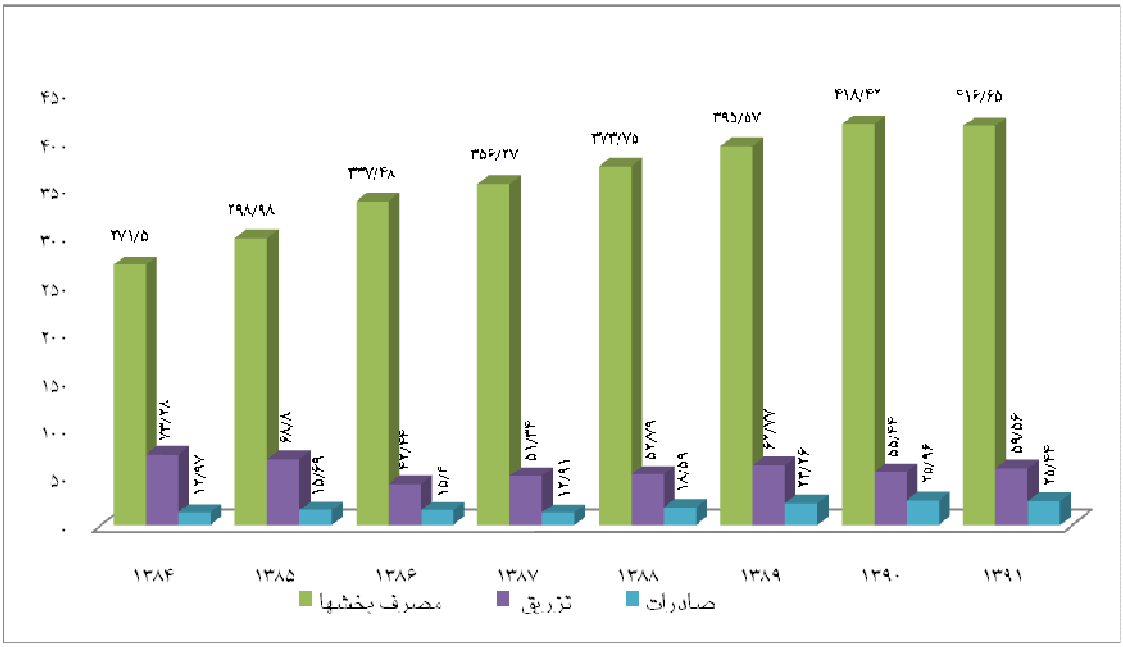
شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
مصرف بخش‌ها	۲۷۱/۵۰	۲۹۸/۹۸	۳۳۷/۴۸	۳۵۶/۲۷	۳۷۳/۷۵	۳۹۵/۵۷	۴۱۸/۴۲	۴۱۶/۶۵
تزریق	۷۳/۲۸	۶۸/۸۰	۴۲/۴۴	۵۱/۳۴	۵۲/۷۹	۶۲/۷۷	۵۵/۴۴	۵۹/۵۶
صادرات	۱۲/۹۷	۱۵/۶۹	۱۵/۴۰	۱۲/۹۱	۱۸/۵۹	۲۳/۲۶	۲۵/۹۶	۲۵/۴۴

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری، ترازنامه انرژی و گزارش عملکرد شرکت ملی گاز در سال‌های مختلف.

مصرف گاز طبیعی سبک در کشور در بازه زمانی ۱۳۸۴-۱۳۹۱ به‌طور متوسط حدود ۶/۶ درصد رشد داشته است. در دوره سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۱ این مصرف ابتدا افزایش یافت و در سال ۱۳۹۱ در مقایسه با سال ۱۳۹۰ از میزان مصرف آن کاسته شده است. در بخش تزریق نیز میزان آن کاهشی بوده و این درحالی است که میادین نفتی به میزان بیشتری گاز برای تزریق نیاز دارند. بدون‌شک دلایل مربوط به این افزایش مصرف ریشه در عواملی مانند توسعه گازرسانی در کشور، برودت هوا، صادرات و... دارند. در نمودار ۲۵ روند مصرف ارائه شده است.

نمودار ۲۵. متوسط میزان مصرف، تزریق و صادرات گاز طبیعی در بخش‌های مختلف طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)



گاز طبیعی سبک در بخش‌های مختلف به میزان متفاوتی مصرف می‌شود. در جدول ۳۰ جزئیات مربوط به این مصرف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱ ارائه شده‌اند. همان‌طوری که در جدول مذکور دیده می‌شود مصرف گاز در بخش خانگی، تجاری و صنایع غیرعمده در سال‌های

۱۳۸۴-۱۳۹۰ از رشد صعودی برخوردار بود ولی در سال ۱۳۹۰ با کاهش مواجه شد. البته طی سال ۱۳۹۰ کل مصرف گاز طبیعی در کشور افزایش یافت و این میزان افزایش از طریق کاهش گاز تخصیصی به تزریق و گاز اختصاصی به نیروگاه‌ها تأمین شد. این مسئله نشان‌دهنده ناهماهنگی در سیاستگذاری‌های مربوط به تأمین گاز در کشور و گویای این واقعیت است که بین این سیاست‌ها و پیگیری سیاست افزایش تولید گاز در کشور تناسب وجود ندارد. طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱ به‌رغم آنکه در میزان گاز مصرفی نیروگاه‌ها و صنایع عمده افزایش اتفاق افتاده است، ولی سهم آنها از نوسان زیادی برخوردار بود و این نشان‌دهنده ناپایداری سیاست‌ها در پیگیری اهداف مربوط به این بخش‌هاست. نمودار ۲۶ نشان‌دهنده این نوسان است. به هر حال نکته بسیار مهم آن است که مطابق آنچه در این جداول آمده بخش خانگی بزرگ‌ترین مصرف‌کننده گاز در کشور است که در زمره بخش غیرمولد قرار دارد. اگر کشور بخواهد در بخش مربوط به صادرات گاز و گرفتن سهم بیشتر از تجارت در بازار جهانی گاز باشد یا از گاز طبیعی برای بخش‌های مولد استفاده کند و به‌دنبال ایجاد ارزش‌افزوده بیشتر از طریق آن باشد باید سهم بخش‌های دیگر را در مقایسه با این بخش افزایش دهد، زیرا در این صورت است که می‌توان سهم نسل‌های آینده را در مصرف این ثروت بین‌نسلی افزایش داد.

جدول ۳۰. متوسط میزان و ترکیب مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

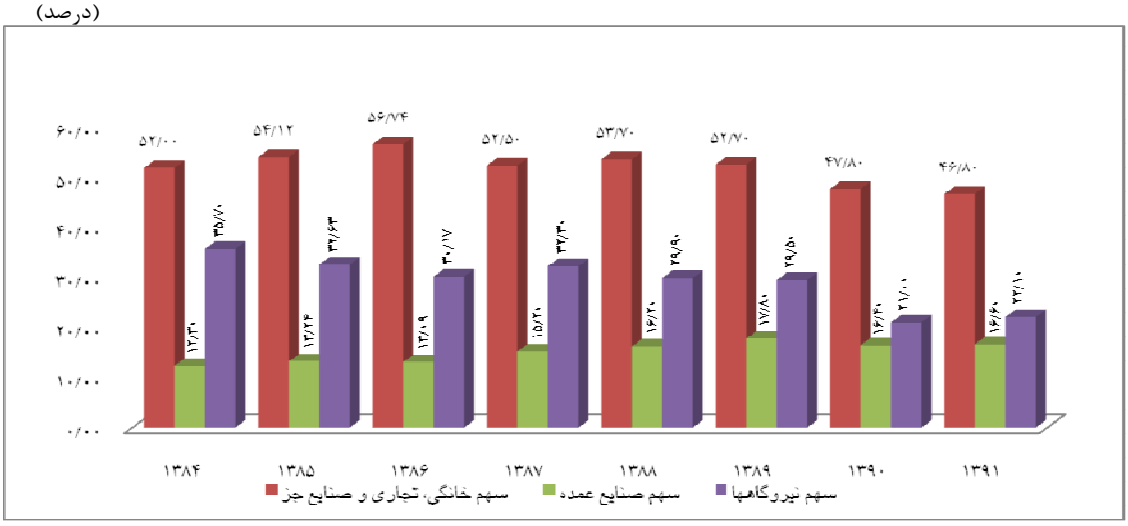
شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
خانگی، تجاری و صنایع جزء	۱۳۵/۵	۱۶۱/۹	۱۹۰/۴	۱۹۰/۱	۲۰۷/۷	۲۱۷/۶	۲۳۴/۶	۲۲۷/۴
سهم (درصد)	۵۲	۵۴/۱۲	۵۶/۷۴	۵۲/۵	۵۳/۷	۵۲/۷	۴۷/۸	۴۶/۸
صنایع عمده	۳۶/۴	۳۹/۷	۴۳/۸	۵۵	۶۳/۶	۷۳/۶	۸۰/۶	۸۰/۴۸
سهم (درصد)	۱۲/۳	۱۳/۲۴	۱۳/۰۹	۱۵/۲	۱۶/۲	۱۷/۸	۱۶/۴	۱۶/۶
نیروگاه‌ها	۹۵/۶	۹۷/۵	۱۰۱/۴	۱۱۷	۱۱۵/۶	۱۲۱/۹	۱۰۳/۲	۱۰۷/۴۶
سهم (درصد)	۳۵/۷	۳۲/۶۳	۳۰/۱۷	۳۲/۳	۲۹/۹	۲۹/۵	۲۱	۲۲/۱

مأخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

توضیح: اختلاف در سرجمع مربوط به مصرف بخش‌ها در جداول ۳ و ۴ به‌دلیل استفاده از منابع مختلف اطلاعاتی است.

نمودار ۲۶. سهم مصرف گاز طبیعی در بخش‌های مختلف کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

(درصد)



۲-۶. گاز طبیعی تحویلی به شرکت ملی گاز ایران برای مصارف مختلف

پیش‌تر توضیح داده شد که گاز غنی پس از آنکه از میادین مستقل و غیرمستقل استخراج شد و بعد از تصفیه در پالایشگاه‌های گازی برای مصارف مختلف از طریق خطوط لوله انتقال در اختیار شرکت ملی گاز ایران قرار می‌گیرد. برای مصرف، شرکت ملی گاز علاوه‌بر این گازها به واردات نیز اقدام می‌کند. اطلاعات مندرج در جدول ۳۱ نشان می‌دهد مصرف گاز در کشور افزایش داشته و این افزایش در بخش‌های مختلف متفاوت است و نکته قابل توجه در جدول این است که مصرف مربوط به بخش عملیات و ضایعات نیز در فاصله سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱ افزایش داشته و از ۵/۶ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۴ به ۹/۲ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۹۱ رسیده است و ۱/۶ برابر افزایش یافته است. درخصوص رقم مذکور لازم است این توضیح اضافه شود که بخشی از تجهیزات موجود در شرکت ملی گاز و گاز تصفیه شده به اتلاف تخصیص پیدا می‌کند که جا دارد در مورد کاهش آن برنامه‌های لازم در دستور کار قرار گیرند، زیرا در ایامی از سال که از آن به‌عنوان پیک مصرف گاز یاد می‌شود با بهینه کردن و کاهش این اتلاف می‌توان گاز تحویلی به شرکت ملی گاز را به مصرف بخش‌های صنعت، تجاری، خدمات و خانگی اختصاص داد و از قطع شدن گاز این بخش‌ها یا مصرف سوخت مایع در چنین ایامی پرهیز کرد.

جدول ۳۱. میزان گاز طبیعی تحویلی به شرکت ملی گاز، واردات و... در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

(میلیارد مترمکعب در سال)

سال / شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
گاز تحویلی به شرکت ملی گاز ایران (تولید)	۱۰۶/۴	۱۱۷/۳	۱۳۱/۹	۱۴۴/۴۳	۱۵۸/۹	۱۶۶/۵۹	۱۶۷/۲۸	۱۷۲/۷۵
واردات	۵/۲	۶/۳	۶/۲	۷/۱	۵/۸	۹	۱۱/۹	۴/۷
جمع دریافت و واردات	۱۱۱/۶	۱۲۳/۶	۱۳۸/۱	۱۵۱/۵۳	۱۶۴/۷	۱۷۵/۶	۱۷۹/۱	۱۷۷/۵
فروش داخلی	۹۷/۷	۱۰۹/۱	۱۲۲/۵	۱۳۳/۱۳	۱۴۱/۸۱	۱۵۰/۸	۱۵۲/۷	۱۵۱/۶
مصارف عملیاتی و ضایعات	۵/۶	۴/۴	۴/۷	۷/۲۲	۸/۲۸	۸/۹	۸/۷	۹/۲
تحویل گاز به شرکت نفت برای تزریق	۳/۶	۲/۸	۲/۷	۳/۸۷	۴/۵۶	۱/۸	۲/۹	۲/۰۳
صادرات	۴/۷	۵/۷	۵/۶	۴/۷	۶/۷۹	۸/۵	۹/۵	۹/۳
گازهای اسیدی و تخلیه، استحصال اتان	-	۱/۶	۲/۶	۲/۴۸	۳/۱۶	۴/۸	۴/۶	۴/۲
تزریق به مخازن	-	-	-	-	-	-	۰/۱۸	۰/۱۱
جمع مصارف	**۱۱۱/۶**	**۱۲۳/۶**	**۱۳۸/۱**	**۱۵۱/۴**	**۱۶۴/۶**	**۱۷۵/۶**	**۱۷۹/۱**	**۱۷۷/۵**

مأخذ: گزارش عملکرد و گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران در سال‌های مختلف.

توضیح: اختلاف بین کل دریافت و جمع انواع مصارف مربوط به حجم گاز ذخیره شده در خطوط لوله، گازهای برداشت نشده است.

۷. بررسی و شناخت وضعیت انشعابات، مصرف‌کنندگان و خانوارهای مصرف‌کننده گاز طبیعی در استان‌های کشور

خلاصه عملکرد گازرسانی در کشور طی سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۱ در جدول ۳۲ و جزئیات این عملکرد به تفکیک استان‌های کشور در جداول ۳۳ تا ۳۵ ارائه شده‌اند. مطابق جداول ارائه شده به‌طور متوسط طی این دوره سالیانه ۱۵۹۶۸ کیلومتر شبکه گازی انجام شده که کمترین میزان شبکه گازی در سال ۱۳۸۸ به میزان ۱۲۳۶۶ کیلومتر و بیشترین آن مربوط به سال ۱۳۹۰ با ۲۳۱۷۶ کیلومتر بوده است. با افزایش ایجاد شده در شبکه گازرسانی حجم کل شبکه از ۱۱۸ هزار کیلومتر در سال ۱۳۸۴ به بیش از ۲۳۵ هزار کیلومتر در سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. طول شبکه ایجاد شده در استان‌های مختلف نیز متفاوت است به‌طوری که استان تهران با بیش از ۲۴ هزار کیلومتر شبکه بالاترین میزان شبکه گاز کشور را دارا بوده و پس از آن اصفهان با بیش از ۲۲ ، فارس با ۱۵ و مازندران با ۱۴/۹ هزار کیلومتر بیشترین طول شبکه گاز را در اختیار دارند.

در ارتباط با تعداد انشعاب‌های واگذار شده نیز عملکرد شرکت گاز نشان‌دهنده آن است که به‌طور متوسط سالیانه ۴۷۲ هزار انشعاب واگذار شده است که کمترین انشعاب‌های واگذار شده مربوط به سال ۱۳۸۶ با حدود ۴۱۰۰ هزار انشعاب و بیشترین آن مربوط به سال ۱۳۹۰ با حدود ۵۵۰۰ هزار انشعاب بوده است. تعداد کل انشعاب شرکت گاز از ۵۷۰۰ هزار انشعاب در سال ۱۳۸۴ به بیش از ۹ میلیون انشعاب در سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. به‌لحاظ توزیع استانی انشعاب‌های واگذار شده، استان تهران با

بیش از ۱۴۰۰ هزار انشعاب در مقام نخست و استان اصفهان با بیش از ۹۷۰ هزار انشعاب در مقام بعدی قرار دارد.

همچنین عملکرد شرکت گاز در ارتباط با تعداد مشترکین نیز نشان‌دهنده آن است که به‌طور متوسط سالیانه بیش از یک میلیون مشترک به شبکه گاز کشور اضافه شده است که کمترین آن با حدود ۸۸۰ هزار مشترک مربوط به سال ۱۳۸۶ و بیشترین آن مربوط به سال ۱۳۹۱ با حدود ۱۴۲۰ هزار مشترک بوده است. همان‌گونه که نمودار ۲۸ نشان می‌دهد تعداد مشترکین خانگی گاز کشور از ۸۴۰۰ هزار مشترک در سال ۱۳۸۴ به ۱۵۱۵۰ هزار مشترک در پایان سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. در همین دوره حدود یک میلیون مشترک تجاری و صنعتی به شبکه گاز کشور اضافه شده است و در مجموع تعداد کل مشترکین گاز کشور به بیش از ۱۶ میلیون مشترک رسیده است. توزیع مشترکین گاز به لحاظ استانی در نمودار ۲۷ ارائه شده است. مطابق این نمودار استان تهران با بیش از ۲۸۰۰ هزار مشترک در مقام نخست قرار دارد. پس از آن استان خراسان رضوی با حدود ۱۶۰۰ هزار مشترک در مقام بعدی قرار دارد.

همان‌گونه که نمودار ۲۹ نشان می‌دهد تعداد شهرهای گازرسانی شده کشور از ۵۷۰ شهر در سال ۱۳۸۴ به ۹۶۵ شهر در سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. همچنین نمودار ۳۰ نشان می‌دهد که تنها ۴ درصد از شهرهای کشور گازرسانی نشده‌اند. بدین ترتیب گازرسانی به شهرهای کشور به‌طور کامل در حال اتمام است و لذا رشد بخش خانگی کشور در مصرف گاز در آینده‌ای نزدیک به‌طور قابل توجهی کم و سپس تثبیت خواهد شد. این پیش‌بینی از آنجا انجام می‌شود که با تکمیل گازرسانی به شهرهای کشور، دیگر افزایش بیش از یک میلیونی در تعداد مشترکین حاصل نشده و رشد مصرف ناشی از اتصال شهرهای تازه‌تأسیس و پیوستن مشترکین جدید به وجود نخواهد آمد.

جدول ۳۲. عملکرد شرکت ملی گاز ایران در انشعاب، طول شبکه و تعداد مصرف‌کنندگان طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

سال	عملکرد سال			عملکرد تجمعی در پایان سال					
	طول شبکه کیلومتر	انشعاب تعداد*	مصرف‌کننده تعداد**	طول شبکه کیلومتر	تعداد انشعاب نصب شده	تعداد مصرف‌کنندگان			تعداد شهرهای مصرف‌کننده گاز
					خانگی/ تجاری/ صنعتی	خانگی/ تجاری/ صنعتی			
۱۳۸۴	۱۳۶۵۵	۴۶۴۹۱۴	۹۱۹۸۰۵	۱۱۸۱۹۱	۵۷۰۶۶۰۶	۸۴۰۴۴۵۶	-	-	۵۷۰
۱۳۸۵	۱۲۸۹۴/۳	۴۶۵۲۹۱	۸۹۶۳۱۷	۱۳۱۰۸۵/۳	۶۱۷۰۵۴۸	۹۲۹۲۱۷۵	-	-	۶۱۹
۱۳۸۶	۱۵۶۹۹/۵	۴۱۲۲۵۸	۸۸۲۹۱۲	۱۴۶۷۸۴/۸	۶۵۸۶۴۶۰	۹۶۶۵۱۹۹	۵۰۱۰۱۲	۱۸۲۲۵	۶۶۱
۱۳۸۷	۱۳۳۰۵/۵	۴۱۷۵۳۰	۹۱۱۴۵۶	۱۶۰۰۹۰/۳	۷۰۰۱۸۱۵	۱۰۴۹۷۱۲۰	۵۷۲۲۲۰	۲۲۱۱۹	۷۴۹
۱۳۸۸	۱۲۳۶۶/۵	۵۱۰۶۷۶	۹۷۳۶۰۷	۱۷۲۴۵۶/۸	۷۵۱۰۵۴۰	۱۱۴۷۲۵۷۳	۶۵۰۴۹۸	۲۷۸۲۹	۷۹۸
۱۳۸۹	۱۶۹۲۸/۵	۴۹۶۳۱۵	۱۱۳۲۳۸۹	۱۸۹۳۸۵/۳	۸۰۱۷۴۲۳	۱۲۵۴۴۶۵۴	۷۳۶۵۷۰	۳۸۴۱۲	۸۷۲
۱۳۹۰	۲۳۱۷۶	۵۴۸۷۶۹	۱۳۹۸۴۴۶	۲۱۲۵۶۱/۳	۸۷۲۹۷۸۳	۱۳۸۰۸۵۶۲	۸۲۹۷۶۴	۴۸۴۳۰	۹۲۱
۱۳۹۱	۱۹۷۲۱/۴	۴۵۹۹۹۲	۱۴۱۸۳۸۶	۲۳۵۵۲۸/۳	۹۰۶۶۶۴۳	۱۵۱۷۸۰۸۶	۹۲۱۹۸۰	۵۵۶۶۶	۹۶۵

مآخذ: گزارش عملکرد و گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های مختلف و ترازنامه هیدروکربوری کشور، سال‌های مختلف.

* تعداد انشعاب عبارت است از تعداد علمک نصب شده برای مشترکان گاز در بخش‌های مختلف مصرف (خانگی، تجاری، صنعتی و...).

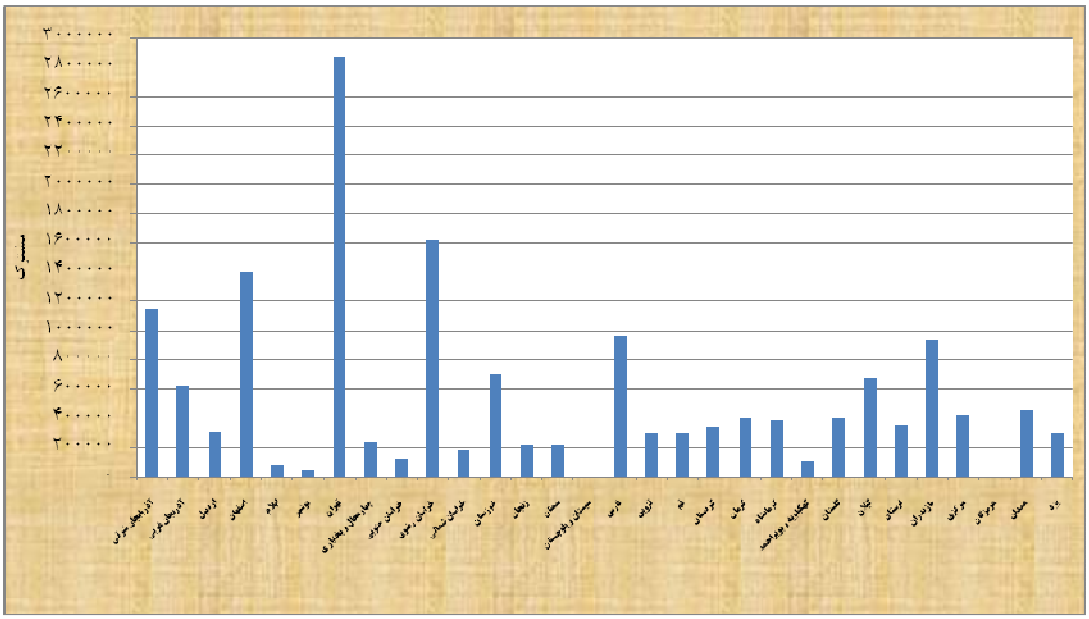
** جمع کل تعداد مصرف‌کنندگان به‌ازای هر انشعاب نصب شده در بخش‌های مختلف مصرف در سراسر کشور، تعداد کل مصرف‌کنندگان را نشان می‌دهد.

جدول ۳۳. تعداد مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری و صنعتی گاز طبیعی تا پایان سال ۱۳۹۱

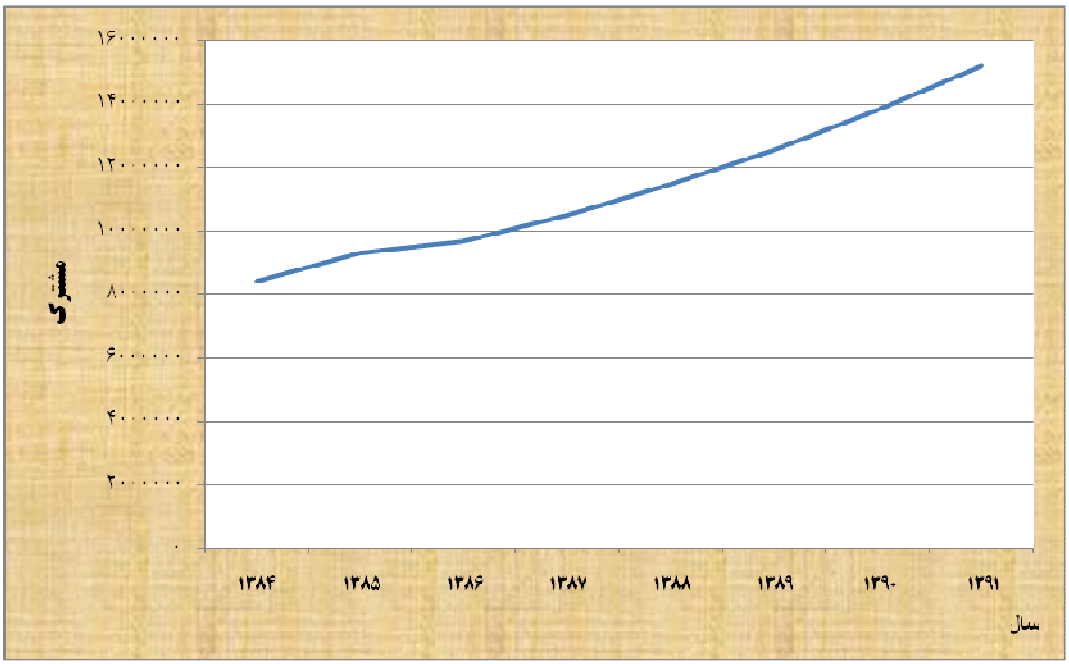
استان	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
آذربایجان شرقی	۸۳۱۷۵۱	۹۰۹۴۰۷	۹۸۵۲۳۴	۱۰۷۸۵۶۲	۱۱۵۰۵۸۸
آذربایجان غربی	۴۲۰۰۷۰	۴۷۱۵۰۱	۵۱۸۴۵۷	۵۷۲۰۰۳	۶۲۱۹۱۷
اردبیل	۲۰۹۸۸۹	۲۳۰۰۶۶	۲۵۵۲۵۹	۲۷۹۰۲۲	۳۰۷۸۶۶
اصفهان	۱۰۶۹۴۵۲	۱۱۴۵۷۷۰	۱۲۲۱۰۳۴	۱۲۶۹۱۴۲	۱۴۰۸۱۳۷
ایلام	۱۱۳۴۵	۳۳۴۹۶	۴۸۸۶۷	۶۵۲۰۴	۷۴۷۸۲
بوشهر	۷۹۱۱	۱۲۹۷۰	۲۱۹۴۵	۳۲۳۴۴	۴۹۵۴۹
تهران	۲۰۹۱۴۷۶	۲۲۴۳۷۸۳	۲۳۸۹۵۷۱	۲۵۹۲۴۶۸	۲۸۶۳۰۲۰
چهارمحال و بختیاری	۱۶۵۳۸۴	۱۸۰۴۸۶	۱۹۵۵۹۴	۲۱۶۷۶۸	۲۳۵۷۲۰
خراسان جنوبی	۱۱۱۴۹	۵۰۹۷۱	۸۰۹۳۶	۱۰۲۸۱۴	۱۲۳۳۱۳
خراسان رضوی	۱۱۱۸۶۲۸	۱۲۰۹۰۹۷	۱۳۱۹۰۹۵	۱۴۶۴۱۱۷	۱۶۱۶۶۵۸
خراسان شمالی	۱۲۰۴۷۷	۱۳۹۱۸۰	۱۵۴۷۷۱	۱۷۲۶۷۶	۱۹۱۷۳۷
خوزستان	۴۳۴۵۸۳	۴۸۱۳۹۱	۵۴۴۱۹۶	۶۳۰۱۳۱	۷۰۰۱۲۳
زنجان	۱۳۸۵۲۶	۱۵۱۵۰۱	۱۶۹۲۶۳	۱۹۲۰۶۰	۲۱۶۸۵۰
سمنان	۱۴۵۹۳۴	۱۶۰۸۵۱	۱۷۲۴۲۵	۲۰۰۲۶۳	۲۱۹۹۰۲
سیستان و بلوچستان	۰	۰	۳۷۵	۱۶۸۰	۳۴۰۸
فارس	۶۳۰۷۵۷	۷۱۲۳۶۰	۷۹۴۲۶۸	۸۸۲۳۱۹	۹۵۸۹۵۰
قزوین	۱۹۳۰۰۴	۲۱۵۹۹۱	۲۴۰۰۶۶	۲۶۸۵۰۸	۲۹۶۲۲۴
قم	۲۲۷۱۷۱	۲۴۲۷۵۶	۲۵۸۴۹۰	۲۷۶۷۸۴	۳۰۰۳۷۴
کردستان	۱۹۳۹۸۵	۲۱۶۸۳۷	۲۵۵۶۱۸	۳۰۳۶۹۳	۳۴۷۳۰۹
کرمان	۲۶۹۰۳۹	۲۹۴۹۰۱	۳۲۷۲۲۴	۳۶۶۱۱۴	۴۱۲۲۱۱
کرمانشاه	۲۷۳۴۱۹	۲۹۵۲۹۵	۳۲۳۶۱۵	۳۵۹۴۱۷	۳۸۷۳۲۰
کهگیلویه و بویراحمد	۷۲۷۷۹	۸۴۳۲۶	۸۵۶۹۰	۹۸۹۳۷	۱۱۱۷۷۰
گلستان	۲۶۷۹۴۱	۲۹۱۷۱۰	۳۲۲۶۶۸	۳۶۲۶۹۱	۴۰۳۵۹۷
گیلان	۴۶۵۳۲۹	۵۱۰۲۷۵	۵۶۰۷۴۴	۶۲۰۵۶۷	۶۷۹۵۹۲
لرستان	۲۴۰۲۲۳	۲۶۲۳۸۹	۲۸۶۹۹۳	۳۲۰۷۲۶	۳۵۲۹۰۰
مازندران	۶۷۰۳۱۲	۷۱۶۶۲۴	۸۰۷۸۴۶	۸۷۶۸۷۷	۹۳۹۸۲۸
مرکزی	۲۸۷۵۶۱	۳۱۵۰۹۰	۳۴۹۰۶۸	۳۸۸۲۵۶	۴۲۶۳۲۵
هرمزگان	-	-	۳۷۵۰	۴۱۷۷	۴۷۰۱
همدان	۳۱۷۱۱۵	۳۴۷۹۵۵	۳۷۹۱۲۵	۴۱۳۳۱۷	۴۵۵۶۴۵
یزد	۲۰۶۲۴۹	۲۲۳۹۲۱	۲۴۷۴۴۹	۲۷۵۱۱۹	۲۹۵۴۱۶
جمع	**۱۱۰۹۱۴۵۹**	**۱۲۱۵۰۹۰۰**	**۱۳۳۱۹۶۳۶**	**۱۴۶۸۶۷۵۶**	**۱۶۱۵۵۷۳۲**

مآخذ: همان.

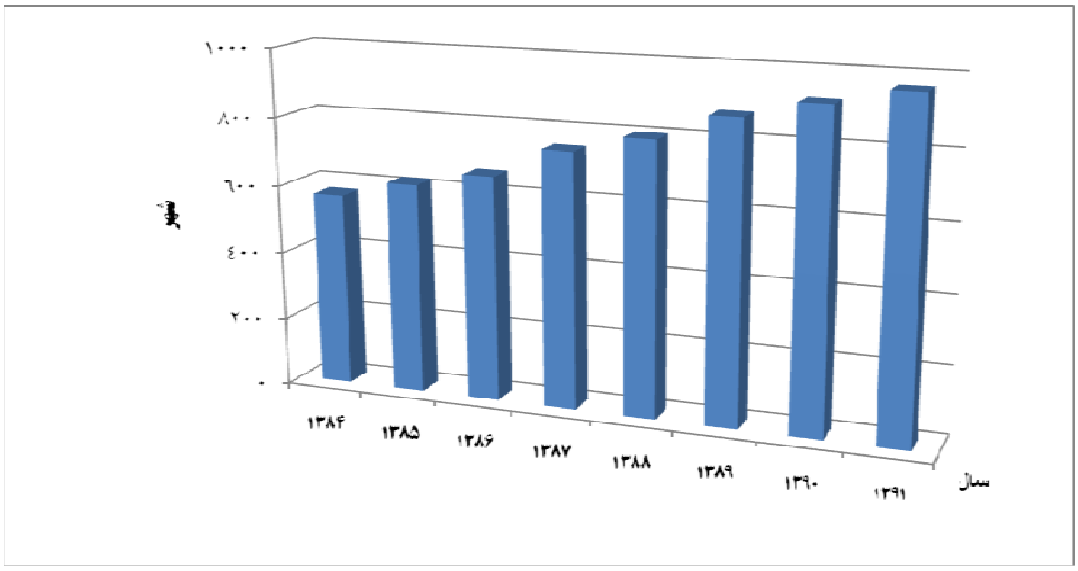
نمودار ۲۷. تعداد مصرف‌کنندگان خانگی، تجاری و صنعتی گاز طبیعی در پایان سال ۱۳۹۱



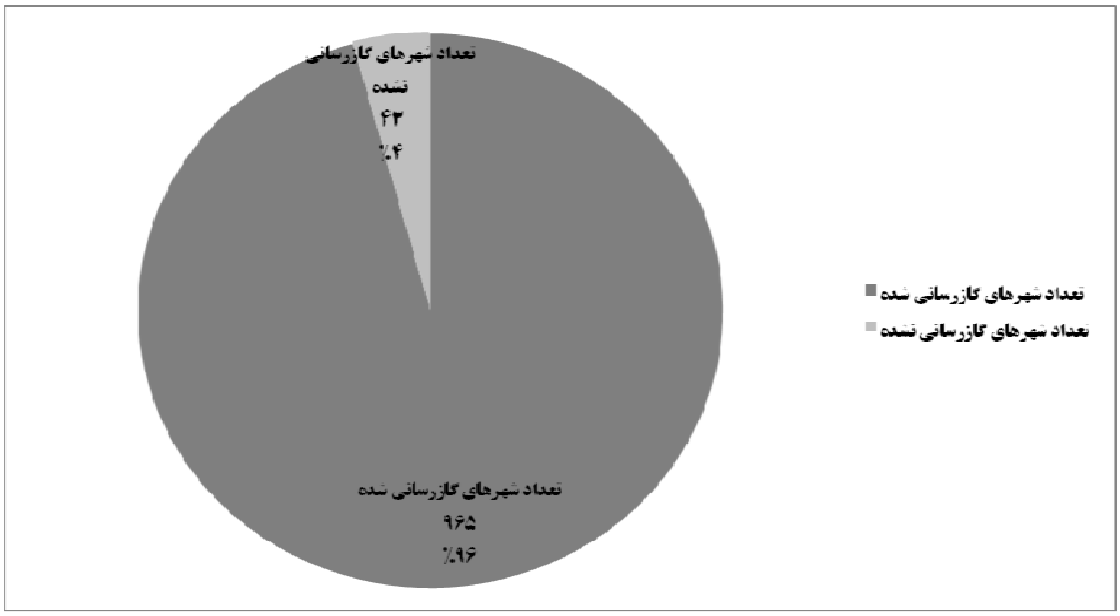
نمودار ۲۸. تعداد مشترکین خانگی شبکه گاز کشور طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱



نمودار ۲۹. شهرهای گازرسانی شده طی سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱



نمودار ۳۰. تعداد شهرهای گازرسانی شده و گازرسانی نشده کشور در پایان سال ۱۳۹۱



جدول ۳۴. شبکه‌گذاری و تعداد انشعابات نصب شده در بخش خانگی، تجاری و صنعتی تا پایان سال ۱۳۹۱

استان	۱۳۸۷		۱۳۸۸		۱۳۸۹		۱۳۹۰		۱۳۹۱	
	شبکه‌گذاری کیلومتر	تعداد انشعابات نصب شده	شبکه‌گذاری کیلومتر	تعداد انشعابات نصب شده	شبکه‌گذاری کیلومتر	تعداد انشعابات نصب شده	شبکه‌گذاری کیلومتر	تعداد انشعابات نصب شده	شبکه‌گذاری کیلومتر	تعداد انشعابات نصب شده
آذربایجان شرقی	۱۰۶۶۴/۸	۴۶۰۵۱۲	۱۱۳۶۴/۶	۴۸۶۴۱۳	۱۲۱۹۶/۳	۵۰۱۰۶۲	۱۲۹۷۱/۷	۵۱۷۸۹۲	۱۴۲۴۴/۳	۵۴۱۹۱۱
آذربایجان غربی	۵۱۷۷/۸	۲۲۸۳۹۴	۵۵۲۶/۵	۲۵۳۰۸۰	۵۸۷۴/۵	۲۶۹۲۵۲	۶۴۶۴/۳	۲۸۵۳۸۲	۷۰۱۳/۶	۳۰۱۸۳۷
اردبیل	۳۱۶۷/۷	۱۲۴۳۳۸	۳۵۷۶/۴	۱۳۵۲۰۴	۳۹۰۲/۳	۱۴۵۵۱۲	۴۳۵۸/۸	۱۵۳۶۶۲	۵۲۱۶/۹	۱۶۵۶۶۹
اصفهان	۱۶۵۴۵/۲	۷۷۴۹۹۵	۱۷۶۰۱/۴	۸۱۲۸۶۵	۱۹۰۴۴/۷	۸۴۵۱۱۵	۲۲۰۵۴	۱۰۳۹۸۵۲	۲۲۲۶۳/۴	۹۷۲۷۷۰
ایلام	۴۹۷/۶	۱۰۶۶۵	۶۷۶/۴	۲۸۶۱۶	۱۰۳۷/۸	۳۵۲۳۵	۱۶۱۸/۵	۴۷۲۴۴	۱۷۵۸/۹	۵۴۸۷۹
بوشهر	۹۷۷/۸	۱۶۳۲۷	۱۲۴۲/۵	۲۴۸۱۱	۱۵۶۴	۴۰۸۸۸	۲۲۹۷/۹	۵۷۲۹۷	۲۹۱۱/۱	۷۴۲۹۱
تهران	۲۰۹۸۱/۱	۱۲۷۴۶۱۹	۲۱۵۶۹	۱۳۱۹۲۲۲	۲۲۳۸۹/۹	۱۳۴۶۱۶۳	۲۳۶۳۵/۷	۱۴۱۹۸۰۸	۲۴۰۱۲	۱۴۲۴۳۴۵
چهارمحال و بختیاری	۳۴۱۱/۴	۱۲۱۵۸۴	۳۶۱۷/۹	۱۲۶۲۹۱	۳۹۳۷/۵	۱۳۷۳۰۲	۴۳۰۴/۱	۱۴۸۱۸۷	۴۵۲۲/۶	۱۵۴۹۰۴
خراسان جنوبی	۵۹۱/۴	۱۸۸۳۵	۱۱۷۹	۳۳۱۴۸	۱۴۳۶/۴	۴۹۱۶۴	۱۶۷۵/۷	۵۳۲۵۸	۲۲۶۷	۶۴۵۴۹
خراسان رضوی	۱۱۱۱۱/۸	۵۳۵۳۳۸	۱۱۸۷۷/۴	۵۶۷۱۵۲	۱۳۳۹۷/۸	۶۰۹۹۱۳	۱۶۴۱۸/۷	۶۷۰۰۳۵	۲۰۹۳۰	۷۱۸۶۸۵
خراسان شمالی	۲۱۴۹/۹	۷۶۱۶۹	۲۳۴۸/۴	۸۴۴۱۹	۲۵۰۹/۵	۹۴۴۵۷	۳۰۵۳/۴	۱۰۳۶۴۸	۳۵۰۴/۶	۱۱۱۹۲۹
خوزستان	۷۵۰۸/۷	۳۵۸۸۰۶	۸۶۹۲/۵	۳۹۸۱۹۹	۱۰۲۱۲	۴۴۵۹۵۴	۱۱۵۶۲/۹	۴۹۳۹۹۵	۱۲۳۶۸/۲	۵۲۱۰۹۲
زنجان	۱۹۹۲/۷	۹۱۱۵۳	۲۲۷۶/۴	۹۸۳۹۶	۲۵۶۷/۱	۱۰۶۱۷۱	۳۳۶۱	۱۱۶۱۲۱	۳۷۹۷/۷	۱۲۶۲۳۴
سمنان	۲۷۸۴/۴	۸۵۶۹۳	۲۸۹۸/۶	۹۰۹۸۴	۳۰۹۵/۳	۹۴۶۳۷	۳۴۷۵/۲	۱۱۵۳۴۴	۳۶۴۷/۹	۱۲۱۲۳۹
سیستان و بلوچستان	۰	۰	۱۲۰/۱	۰	۲۳۰/۸	۲۲۵۶	۵۴۹/۷	۳۸۱۲	۷۰۸/۳	۵۳۲۴
فارس	۱۱۰۳۴/۱	۴۲۲۹۶۹	۱۲۰۶۹/۱	۴۷۰۱۷۰	۱۲۸۵۰/۱	۵۱۶۱۵۱	۱۴۳۴۶/۹	۵۴۴۱۱۴	۱۵۲۳۴/۱	۵۷۳۲۹۱
قزوین	۲۶۱۴/۹	۱۲۰۱۶۴	۳۳۳۷/۷	۱۲۸۳۰۹	۳۷۳۵/۲	۱۳۹۲۴۳	۴۱۹۴/۴	۱۴۸۰۸۴	۴۴۴۸/۸	۱۵۳۸۳۳
قم	۲۲۴۲/۲	۱۳۷۳۵۰	۲۳۴۸	۱۴۲۵۹۸	۲۵۱۷/۸	۱۴۶۰۵۹	۲۷۴۴/۴	۱۵۱۰۹۳	۲۸۷۷/۷	۱۵۴۴۱۴
کردستان	۲۹۱۶/۴۳	۱۱۹۹۱۸	۳۴۸۵/۱	۱۳۶۴۹۸	۴۴۵۱	۱۵۹۷۹۱	۵۴۲۶/۳	۱۸۰۳۱۸	۶۲۴۴/۹	۲۰۱۵۸۰
کرمان	۶۱۷۱/۵	۱۸۴۳۱۶	۶۸۲۸	۱۹۴۹۳۵	۷۵۷۰/۷	۲۲۱۳۴۶	۸۷۴۸/۱	۲۳۷۲۳۵	۹۶۳۲	۲۵۲۳۸۳
کرمانشاه	۳۵۱۵/۱	۱۵۶۰۷۴	۳۶۸۹/۱	۱۶۴۴۷۴	۴۰۴۲/۱	۱۷۳۹۹۷	۴۵۰۵/۸	۱۸۴۵۹۱	۴۸۹۴/۶	۱۸۹۲۹۲
کهگیلویه و بویراحمد	۱۷۹۴	۵۲۵۶۴	۱۹۶۴	۶۱۸۵۸	۲۱۱۸	۶۹۱۹۸	۲۴۲۴/۴	۷۷۳۸۱	۲۶۶۵/۴	۸۲۲۵۹
گلستان	۴۶۵۴/۵	۱۸۲۲۱۸	۵۱۴۲/۵	۱۹۲۴۳۰	۵۶۳۴/۱	۲۰۶۰۸۲	۶۲۰۴/۷	۲۱۹۳۷۵	۶۸۰۷/۳	۲۳۳۰۴۱
گیلان	۹۳۹۸/۴	۳۰۴۸۰۹	۱۰۰۶۰	۳۲۵۱۱۴	۱۱۰۳۰/۴	۳۵۰۷۴۸	۱۲۱۲۸/۶	۳۷۱۲۲۴	۱۳۳۲۸	۳۹۵۲۳۱
لرستان	۲۶۴۵/۲	۱۳۵۶۰۴	۲۸۷۱	۱۴۴۳۹۴	۳۲۱۸/۲	۱۵۴۴۳۱	۳۷۷۷/۱	۱۶۶۸۵۵	۴۱۵۲/۲	۱۸۲۸۱۹
مازندران	۱۱۴۴۴/۹	۴۶۸۱۰۲	۱۱۹۹۲	۵۰۹۴۸۹	۱۲۶۱۴/۵	۵۳۹۹۹۳	۱۳۸۵۳/۶	۵۶۶۳۶۱	۱۴۹۳۹/۲	۵۹۳۵۱۸
مرکزی	۴۶۱۴/۳	۱۸۲۲۳۹	۵۲۳۵/۸	۱۹۹۰۶۱	۵۸۱۰/۳	۲۰۶۰۳۱	۶۸۹۶/۳	۲۲۵۵۶۰	۷۵۷۷/۲	۲۴۲۱۷۷
هرمزگان			۸۵/۱	۷۴۳	۵۶/۲	۱۸۸۹	۶۰	۱۸۹۰	۱۴۱/۳	۲۲۲۰
همدان	۵۴۲۴/۷	۲۲۴۸۳۴	۵۹۳۲/۹	۲۴۰۴۱۹	۶۴۶۲/۸	۲۵۶۵۱۵	۷۱۲۱/۲	۲۶۵۶۰۰	۷۵۸۷/۲	۲۷۸۰۸۷
یزد	۳۹۹۳/۵	۱۳۳۲۲۶	۴۲۷۹/۲	۱۴۱۲۴۸	۴۷۰۱/۳	۱۵۲۸۶۸	۵۵۲۵/۹	۱۶۴۵۶۵	۵۸۳۱/۸	۱۷۲۸۴۰
جمع	**۱۶۰۰۲۶/۰۳**	**۷۰۰۱۸۱۵**	**۱۷۳۸۸۶/۶**	**۷۵۱۰۵۴۰**	**۱۹۰۲۰۸/۶**	**۸۰۱۷۴۲۳**	**۲۱۵۷۵۹/۳**	**۸۷۲۹۷۸۳**	**۲۳۵۵۲۸/۳**	**۹۰۶۶۶۴۳**

مآخذ: همان.

جدول ۳۵. تعداد کل واحدهای تحت پوشش و تعداد شهرهای گازرسانی شده تا پایان سال ۱۳۹۱

استان	۱۳۸۷		۱۳۸۸		۱۳۸۹		۱۳۹۰		۱۳۹۱	
	تعداد واحدها	تعداد شهرها	تعداد واحدها	تعداد شهرها	تعداد واحدها	تعداد شهرها	تعداد واحدها	تعداد شهرها	تعداد واحدها	تعداد شهرها
آذربایجان شرقی	۹۱۰۳۹۳	۵۵	۹۷۹۳۱۷	۵۵	۱۰۴۴۳۱۶	۵۶	۱۱۹۱۲۳۴	۵۹	۱۲۹۶۴۲۱	۵۹
آذربایجان غربی	۵۰۴۳۸۷	۳۰	۵۵۵۶۲۴	۳۲	۶۰۰۲۹۰	۳۳	۶۵۱۹۶۷	۳۴	۶۹۹۷۱۴	۳۴
اردبیل	۲۰۵۷۶۳	۱۹	۲۱۹۵۲۹	۱۹	۲۴۵۴۶۹	۲۲	۲۵۲۰۱۶	۲۲	۲۶۴۴۹۰	۲۶
اصفهان	۱۳۰۳۹۹۱	۸۷	۱۳۸۶۹۸۵	۸۹	۱۴۹۱۶۵۷	۹۷	۱۶۵۴۷۲۶	۹۹	۱۷۵۷۲۰۳	۱۰۱
ایلام	۱۱۲۶۳	۳	۳۰۷۵۱	۴	۴۷۹۹۸	۷	۶۵۲۲۷	۷	۷۵۱۲۱	۹
بوشهر	۸۷۷۳	۱۳	۱۴۴۶۷	۱۵	۲۳۴۳۵	۲۰	۳۳۱۹۵	۲۴	۵۴۱۹۹	۲۷
تهران	۴۱۰۳۰۵۶	۵۷	۴۵۶۲۳۵۰	۶۰	۴۷۷۹۹۶۸	۵۹	۵۱۷۷۰۳۴	۵۹	۵۳۸۱۰۸۰	۶۰
چهارمحال و بختیاری	۱۶۸۱۹۴	۲۷	۱۷۳۵۶۸	۲۷	۱۸۸۴۰۸	۲۷	۲۱۱۲۷۸	۳۱	۲۳۱۵۷۳	۳۱
خراسان جنوبی	۱۰۹۸۳	۲	۵۶۱۲۵	۵	۸۵۸۴۳	۱۲	۱۰۳۴۷۳	۱۲	۹۹۷۴۰	۱۲
خراسان رضوی	۱۲۹۵۸۳۹	۴۴	۱۳۸۴۷۵۷	۵۵	۱۴۸۹۵۰۶	۶۳	۱۶۱۱۶۱۱	۶۸	۱۷۲۸۲۹۲	۶۷
خراسان شمالی	۱۲۷۱۰۰	۱۲	۱۳۹۰۵۳	۱۵	۱۵۰۶۰۷	۱۵	۱۸۳۲۶۲	۱۵	۲۰۱۰۷۹	۱۶
خوزستان	۵۵۴۱۲۹	۳۹	۶۱۷۷۷۷	۴۵	۶۸۷۷۵۸	۵۱	۷۸۲۴۰۳	۵۴	۸۴۸۴۶۴	۷۲
زنجان	۱۶۰۷۰۸	۹	۱۷۵۹۹۳	۱۱	۱۹۶۴۹۹	۱۳	۲۲۴۳۴۲	۱۵	۲۵۴۱۹۴	۱۶
سمنان	۱۴۲۱۳۰	۱۵	۱۸۷۷۸۱	۱۵	۱۹۴۲۶۵	۱۷	۲۳۰۱۲۹	۱۷	۲۵۱۱۰۱	۱۸
سیستان و بلوچستان					۳۷۵	۱	۱۶۸۴	۱	۳۵۱۴	۱
فارس	۶۲۶۶۷۲	۵۴	۷۶۸۰۳۹	۵۹	۸۷۴۸۴۱	۶۴	۹۷۶۵۷۰	۷۰	۱۰۴۱۲۴۸	۷۶
قزوین	۲۴۷۹۳۸	۲۱	۲۶۷۷۷۰	۲۱	۲۹۰۴۶۸	۲۲	۳۱۷۳۳۳	۲۲	۳۴۶۶۲۳	۲۲
قم	۲۷۴۸۴۷	۶	۲۷۷۱۴۳	۶	۲۷۸۶۵۵	۶	۳۰۸۸۱۹	۶	۳۱۱۸۱۱	۶
کردستان	۲۳۸۱۰۶	۱۶	۲۴۵۸۵۵	۱۹	۲۸۳۶۹۴	۲۲	۳۳۰۴۰۵	۲۲	۳۷۲۷۸۰	۲۴
کرمان	۳۰۰۶۱۱	۲۹	۳۲۸۷۷۱	۲۹	۳۶۵۸۷۴	۳۳	۴۰۷۰۹۸	۳۵	۳۸۱۲۶۲	۳۶
کرمانشاه	۳۱۷۱۳۹	۱۱	۲۹۸۷۱۳	۱۳	۳۱۹۶۰۵	۱۸	۳۶۰۵۲۷	۲۱	۳۸۹۲۹۸	۲۱
کهگیلویه و بویراحمد	۸۴۳۳۹	۱۳	۹۲۲۵۳	۱۳	۱۰۱۶۵۸	۱۳	۱۱۷۴۹۷	۱۳	۱۲۸۵۱۱	۱۳
گلستان	۲۸۸۸۵۹	۲۳	۳۱۲۸۸۰	۲۴	۳۴۴۹۶۳	۲۵	۳۸۲۸۸۲	۲۶	۴۲۲۰۷۳	۲۶
گیلان	۵۱۰۲۳۵	۴۵	۵۵۲۳۱۳	۴۵	۵۹۹۶۷۵	۴۷	۶۵۵۳۶۷	۴۷	۷۱۴۶۶۳	۴۷
لرستان	۲۵۵۵۱۵	۱۴	۲۶۶۷۰۸	۱۴	۲۹۰۰۱۰	۱۷	۳۲۱۸۱۰	۲۰	۳۵۳۳۴۲	۲۰
مازندران	۸۰۶۵۵۷	۳۵	۸۳۶۷۲۳	۳۶	۹۴۰۰۰۶	۳۸	۱۰۱۳۶۲۷	۴۲	۱۰۸۲۵۰۱	۴۳
مرکزی	۳۲۱۵۵۱	۳۰	۳۱۵۶۴۷	۳۱	۳۲۲۲۰۴	۳۲	۳۲۱۰۹۰	۳۲	۴۰۲۶۴۶	۳۴
هرمزگان		۲	۰	۲	۱۱۱۶	۳	۶۶۸۸	۳	۷۲۰۷	۳
همدان	۳۶۴۰۶۳	۲۶	۳۹۸۹۳۱	۲۷	۴۳۵۳۳۰	۲۷	۴۷۱۱۳۷	۲۹	۵۰۳۴۳۸	۲۹
یزد	۲۵۴۰۴۸	۱۲	۲۶۹۴۷۳	۱۲	۲۹۱۰۷۷	۱۲	۳۱۰۱۹۴	۱۶	۳۱۶۱۰۱	۱۶
جمع	**۱۴۳۹۷۱۸۹**	**۷۴۹**	**۱۵۷۱۵۲۹۶**	**۷۹۸**	**۱۶۹۶۵۵۷۰**	**۸۷۲**	**۱۸۶۷۴۶۲۵**	**۹۲۱**	**۱۹۹۲۰۳۱۹**	**۹۶۵**

مأخذ: همان.

۸. بررسی قیمت و تعرفه‌های گاز طبیعی در کشور

تعرفه‌های گاز طبیعی برای مشترکین داخلی در دوره ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ به تفکیک تعرفه در ۷ ماهه اول سال و ۵ ماهه آخر سال در جدول ۳۶ و روند تغییرات این تعرفه در نمودارهای ۳۱ و ۳۲ ارائه شده است.

چنانکه در جدول و نمودارها ملاحظه می‌شود، از سال۱۳۹۰ تعرفه‌های گاز بخش‌های مختلف مصرف در چارچوب اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها در سال، به دو تعرفه ۷ ماهه و ۵ ماهه تقسیم شد تعرفه‌ها در دوره زمانی ۷ ماهه با عنوان فصل گرم و تعرفه‌های ۵ ماهه تحت عنوان تعرفه‌های فصل سرد تقسیم شده است.

برای مقایسه بهتر تغییرات صورت گرفته در تعرفه‌ها پس از اجرای قانون هدفمندی نسبت به قبل از آن، جدول (۳۷) و نمودار (۳۳) این نسبت را برای مصارف مختلف نشان می‌دهد. همانطور که در این جدول آمده، برای دوره گرم سال، بخش‌های ویژه تجاری، خانگی و نیروگاه (در ادامه برای این بخش توضیحات تکمیلی اشاره می‌شود) دارای بیشترین افزایش نسبت به دوره پیش ازاجرای قانون هدفمندی بوده‌اند، به طوری‌که تعرفه‌های ویژه تجاری بیش از ۲۰ برابر افزایش یافته‌اند. همچنین تعرفه‌های بخش خانگی نیز بیش از ۱۴ برابر افزایش یافته و در مقایسه با تعرفه سایر بخش‌های مصرفی، رشد قابل ملاحظه‌ای را نشان می‌دهد. کمترین نسبت افزایش برای مصارف بخش عمومی نزدیک به ۳ برابر و مصارف صنعتی حدود ۴/۴ برابر بوده است.

همچنین مطابق این جدول، برای دوره سرد سال، بخش‌های ویژه تجاری، نیروگاه و خانگی دارای بیشترین افزایش نسبت به دوره پیش ازاجرای قانون هدفمندی بوده‌اند به طوری‌که تعرفه‌های ویژه تجاری حدود ۱۴/۴ برابر افزایش یافته‌اند. تعرفه‌های بخش نیروگاهی نیز در دوره سرد و گرم سال از ضریب افزایش یکسانی برخوردار بوده و تعرفه این بخش حدود ۱۴/۴ برابر شده است. تعرفه بخش خانگی در ماههای سرد سال همراه با افزایش مصرف حدود ۸/۵ برابر شده است.

در مورد تعرفه نیروگاهی نیز باید اشاره کرد که اگرچه تعرفه گاز مصرفی نیروگاه‌ها پس از اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها برابر ۷۰۰ ریال به ازای هر مترمکعب افزایش یافته است، اما به‌دلیل مشکلات ایجاد شده در توان پرداخت صنعت برق بابت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، بنا به توافق صورت گرفته میان دبیر ستاد هدفمندی و وزارت نیرو مقرر شد تا صنعت برق به‌صورت مستقیم به شرکت ملی گاز ایران هیچ‌گونه پرداختی بابت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها نداشته باشد، بلکه بابت هزینه سوخت مصرفی (اعم از گاز طبیعی و سوخت مایع) مبلغ ۳۳۰۰۰ میلیارد ریال به سازمان هدفمندی به‌طور مستقیم و مبلغ ۴۲۰۰۰ میلیارد ریال (مابه‌التفاوت پیش‌بینی شده در قانون بودجه سال ۱۳۹۱ بودجه برای صنعت برق) به‌صورت غیرمستقیم از طریق معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی به سازمان هدفمندی پرداخت کند. لذا در مجموع حدود ۷۵۰۰۰ میلیارد ریال توسط صنعت برق بابت کل سوخت مصرفی نیروگاه‌ها (تقریباً

۶۰ میلیارد واحد سوخت که حدود ۶۰ درصد آن گاز، ۲۲ درصد نفت‌گاز و ۱۸ درصد آن نفت‌کوره است) پرداخت کند که تقریباً به ازای هر واحد سوخت مصرفی حدود ۱۲۵۰ ریال خواهد شد.

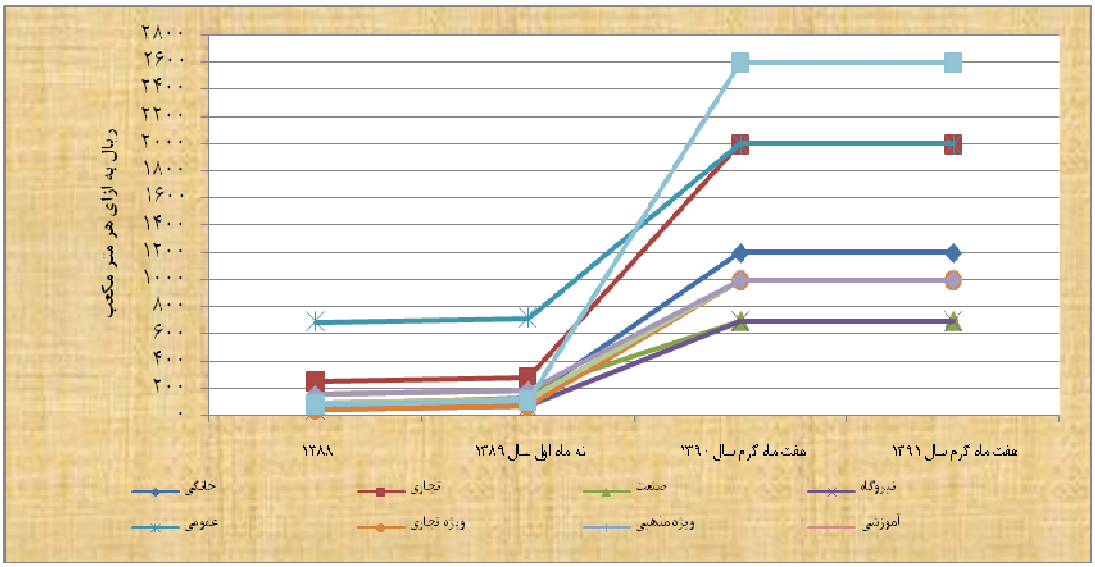
جدول ۳۶. تعرفه‌های گاز طبیعی برای مشترکین مختلف طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱

(ریال به‌ازای هر مترمکعب)

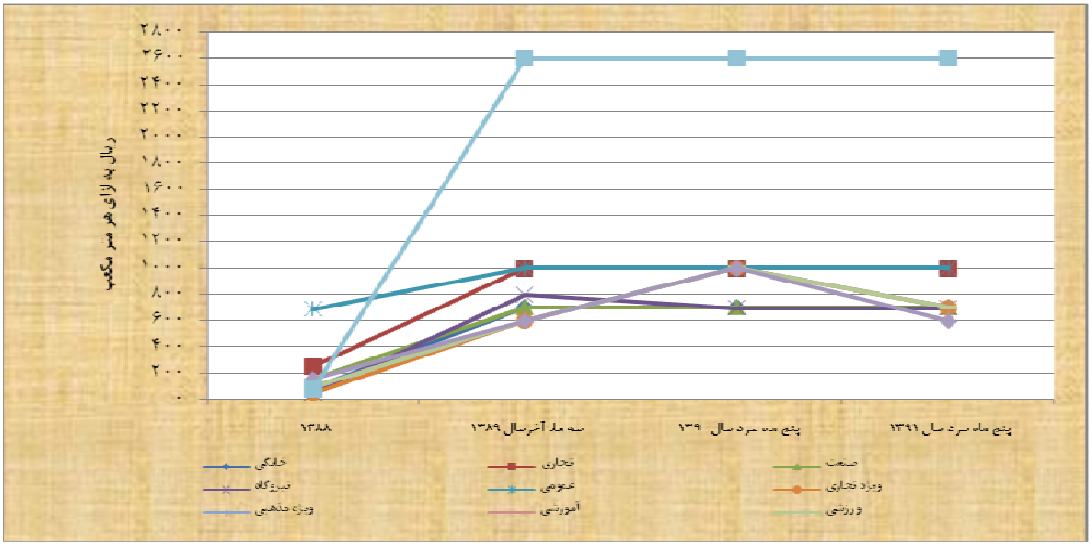
بخش‌های مصرف‌کننده	۱۳۸۸	۱۳۸۹		۱۳۹۰		۱۳۹۱	
		۹ ماه اول سال	سه ماه آخر سال (پس از اجرای قانون هدفمندی)	۷ ماهه	۵ ماهه	۷ ماهه	۵ ماهه
خانگی	۸۱/۹	۱۳۲	۷۰۰	۱۲۰۰	۷۰۰	۱۲۰۰	۷۰۰
تجاری	۲۵۰	۲۸۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰
صنعت	۱۵۸/۵	۱۸۸/۵	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰
نیروگاه	۴۹/۳	۷۹/۳	۸۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰	۷۰۰
عمومی	۶۹۰	۷۲۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰
ویژه تجاری	۴۸/۸	۷۸/۸	۶۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۷۰۰
ویژه مذهبی	۹۰	۱۲۰	۶۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۷۰۰
آموزشی	۹۰	۱۲۰	۶۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۷۰۰
ورزشی	۹۰	۱۲۰	۶۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۷۰۰
کشاورزی، دامپروری و سایر	۱۵۸/۵	۱۸۸/۵	۶۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۶۰۰
حمل‌ونقل (ایستگاه‌های CNG)	۸۰	۱۱۰	۲۶۰۰	۲۶۰۰	۲۶۰۰	۲۶۰۰	۲۶۰۰

مآخذ: همان.

نمودار ۳۱. روند تعرفه‌های گاز طبیعی در ماه‌های گرم سال (۷ ماهه) برای مصارف مختلف طی دوره ۱۳۸۸-۱۳۹۱



نمودار ۳۲. روند تعرفه‌های گاز طبیعی در ماه‌های سرد سال (۵ ماهه) برای مصارف مختلف طی دوره ۱۳۸۸-۱۳۹۱

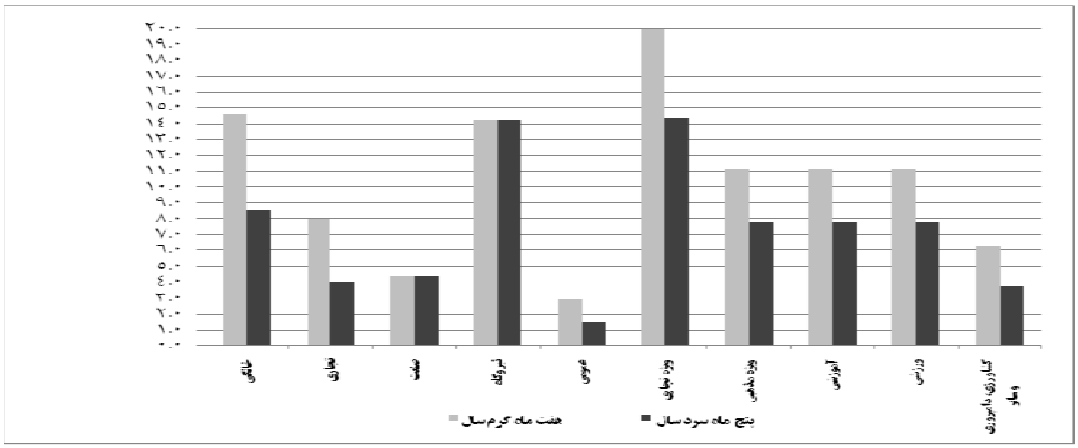


جدول ۳۷. نسبت افزایش در تعرفه‌های گاز طبیعی طی مرحله اول اجرای قانون هدفمندی برای مصارف مختلف

بخش	نسبت تعرفه پس از هدفمندی به قبل از آن (هفت ماه گرم سال)	نسبت تعرفه پس از هدفمندی به قبل از آن (پنج ماه سرد سال)
خانگی	۱٤/۷	۸/۵
تجاری	۸	٤
صنعت	٤/٤	٤/٤
نیروگاه	۱٤/۲	۱٤/۲
عمومی	۲/۹	۱/٤
ویژه تجاری	۲۰/۵	۱٤/٤
ویژه مذهبی	۱۱/۱	۷/۸
آموزشی	۱۱/۱	۷/۸
ورزشی	۱۱/۱	۷/۸
کشاورزی، دامپروری و سایر	٦/۳	۳/۸

مأخذ: همان.

نمودار ۳۳. نسبت افزایش در تعرفه‌های گاز طبیعی طی مرحله اول اجرای قانون هدفمندی برای مصارف مختلف

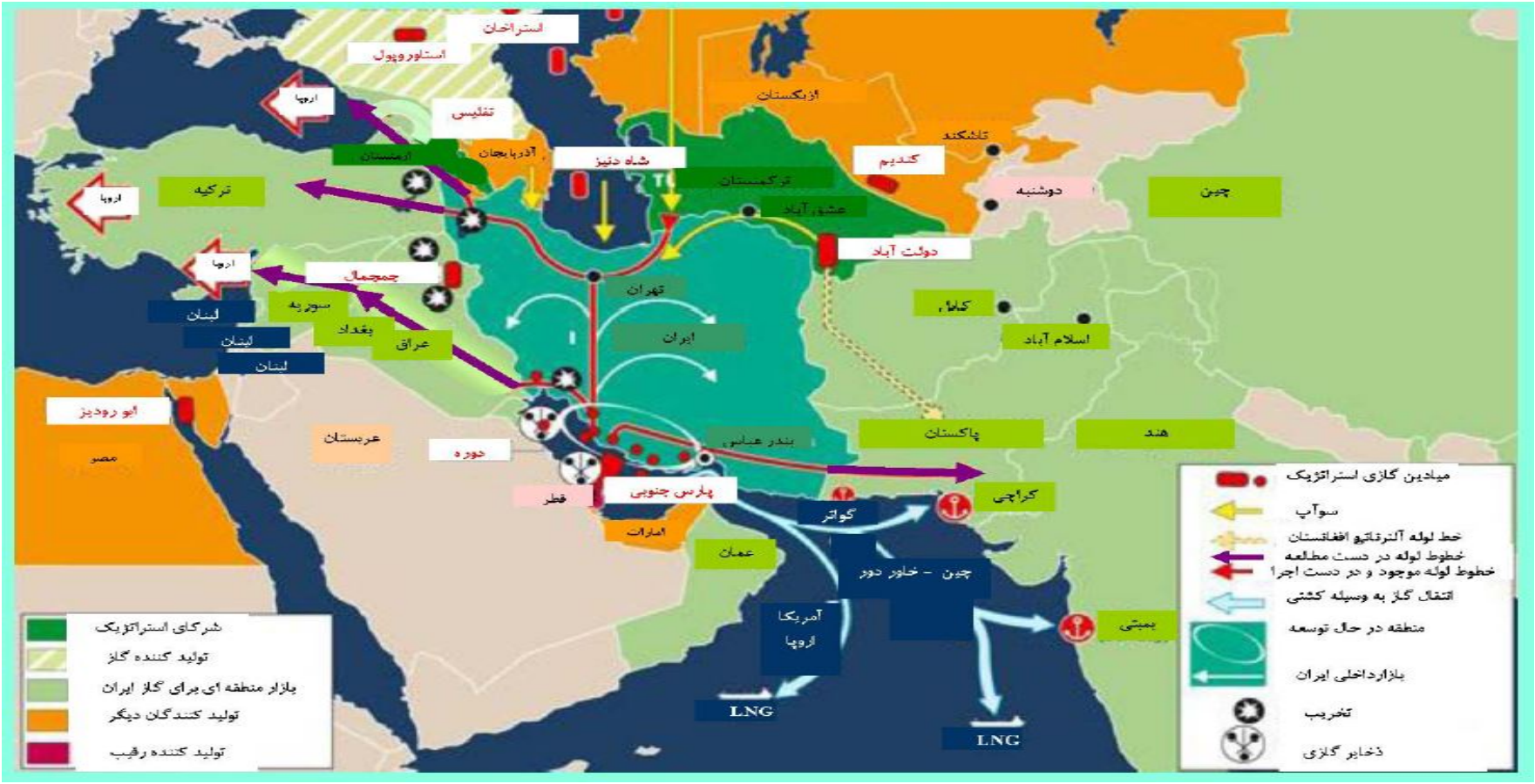


۹. بررسی عملکرد واردات و صادرات گاز طبیعی

مراجعه به آمار مربوط به مصرف انواع انرژی‌ها در جهان نشان می‌دهد که دنیا به‌دنبال افزایش سهم گاز طبیعی در سبد انرژی خود است. این برای کشورهایی ازجمله ایران که دارای رتبه حائز اهمیت به لحاظ برخورداری از ذخایر گاز طبیعی است، از اهمیت بسیار برخوردار است. ایران به‌دلیل دارا بودن چنین فرصتی، از پیش از انقلاب برنامه‌هایی برای صادرات گاز ایران به کشورهای دیگر را در دستور کار قرار داد که این نیز به‌دلیل سیاست‌های اتخاذ شده مربوط به افزایش مصرف گاز در سبد سوخت کشور تا سال ۱۳۸۰ عملی نشده است. امروز نیز با تحولاتی که در اوکراین به‌وقوع پیوست و مباحثی که در عرصه روابط روسیه و اروپا مطرح شدند، یکبار دیگر موضوع صادرات گاز ایران به اروپا مورد توجه قرار گرفت. بررسی این موضوع که ایران بتواند در عرصه مذکور موفق باشد یا خیر؟ در حیطه این نوشتار نیست و به مطالعه پویایی‌های عوامل محیطی اثرگذار در این تصمیم بستگی دارد. اما در حال حاضر وضعیت ایران در سهم تجارت بازار گاز دنیا ناچیز است و بین سهم ایران در برخورداری از ذخایر گازی و سهم تجارت آن فاصله زیادی وجود دارد. به‌گونه‌ای که در سال ۲۰۱۲ سهم ایران از تجارت در بازار گاز دنیا ۱/۲ درصد بود، اما در سال مذکور ایران حدود ۱۸ درصد از ذخایر اثبات شده گاز طبیعی دنیا را به خود اختصاص داده است.[1] ایران برای صادرات گاز خود به برخی نقاط دنیا نظیر اروپا، آسیا و برخی کشورهای همسایه‌اش اهدافی را ترسیم کرده است و در کنار چنین برنامه‌ریزی‌هایی برای تأمین بخشی از نیاز داخلی خود به‌دلیل اعمال سیاست‌های مربوط به جایگزینی گاز طبیعی با سوخت‌های مایع در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده یا تحقق برنامه‌های مربوط به صادرات گاز به نقاط مختلف دنیا اقداماتی را انجام داده است که در این قسمت مورد توجه قرار می‌گیرد.

1. BP Statistical Review of World Energy, June, 2013.

شکل ۳. شمای کلی مناطق مختلف تجارت گاز طبیعی ایران در دنیا



مأخذ: همان.

۱-۹. صادرات گاز طبیعی

ایران در سال ۲۰۱۲ صادرکننده گاز به ترکیه و برخی از کشورهای آسیای میانه نظیر ارمنستان و نخجوان بوده است. صادرات گاز ایران به ترکیه از اواخر سال۱۳۸۰ آغاز شد. ایران به ارمنستان، گاز صادر و در مقابل، از این کشور برق وارد می‌کند و بین آذربایجان و نخجوان سوآپ گاز انجام می‌دهد. صادرات گاز ایران به ارمنستان از سال ۱۳۸۸ آغاز شد. قرارداد معاوضه گاز طبیعی ایران با آذربایجان در سال ۲۰۰۴ بین شرکت ملی صادرات گاز ایران و شرکت گاز جمهوری آذربایجان در قالب قرارداد ۲۵ ساله به امضا رسید و براساس این قرارداد مقرر شد روزانه حدود یک میلیون مترمکعب گاز به جمهوری آذربایجان تحویل شود. معاوضه گاز بین ایران و آذربایجان برای تحویل به نخجوان به میزان روزانه کمتر از یک میلیون مترمکعب بخشی دیگر از فعالیت صادراتی گاز ایران محسوب می‌شود. به‌طور کلی بررسی ارقام مربوط به صادرات گاز طبیعی ایران به کشورهای دیگر به شرایط جوی در فصول سرد سال و در مدار قرار گرفتن فازهای جدید پارس جنوبی و خطوط لوله گاز بستگی دارد. در جدول ۳۸ وضعیت صادرات گاز طبیعی ایران ارائه شده است.

جدول ۳۸. صادرات گاز طبیعی ایران در سال‌های ۱۳۸۱-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)

نام کشور	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
ترکیه	۳/۵	۹/۳۵	۹/۵۶	۱۲/۹	۱۵/۳۵	۱۴/۹	۱۲/۲۲	۱۷/۲۳	۲۱/۶۵	۲۳/۵۵	۲۳/۳۳
ارمنستان	-	-	-	-	-	-	-	۰/۶۸	۰/۸۹۸	۱/۴۴	۱/۲۱
نخجوان	-	-	-	-	۰/۳۴	۰/۵	۰/۶۶	۰/۶۸	۰/۷۱	۰/۹۷	۰/۹
جمع	**۳/۵**	**۹/۳۵**	**۹/۵۶**	**۱۲/۹**	**۱۵/۴**	**۱۵/۳**	**۱۲/۸۸**	**۱۸/۵۹**	**۲۳/۲۶**	**۲۵/۹۶**	**۲۵/۴۴**

مآخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش عملکرد سال‌های مختلف، وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۰و وزارت نفت، ترازنامه هیدروکربوری سال‌های مختلف.

براساس اطلاعات ارائه شده در جدول مذکور، عمده صادرات گاز ایران به کشور ترکیه صورت می‌گیرد. صادرات گاز ایران از ۹/۶ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۳ به ۲۵/۴ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. متوسط میزان صادرات روزانه گاز ایران به ترکیه در سال‌های ۱۳۸۸، ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به‌ترتیب ۱۷/۲۳، ۲۱/۶۵، ۲۳/۵۵ و ۲۳/۳۳ میلیون مترمکعب بود. در این سال‌ها متوسط صادرات روزانه گاز ایران به ارمنستان به‌ترتیب ۰/۶۸، ۰/۸۹، ۱/۴۴ و ۱/۲۱ میلیون مترمکعب اعلام شده است. همان‌طوری که پیشتر بیان شد ایران به نخجوان

در قالب سوآپ گاز صادر می‌کند که میزان آن در سال‌های مورد نظر به‌طور متوسط روزانه ۰/۶۸، ۰/۷۱، ۰/۹۷ و ۰/۹ میلیون مترمکعب بود. با این ارقام همواره بیش از ۹۰ درصد صادرات گاز ایران به کشور ترکیه انجام می‌شود. در مورد واردات نیز لازم است به این نکته اشاره شود که بیش از ۹۵ درصد واردات گاز ایران از کشور ترکمنستان انجام می‌شود.

براساس اطلاعات مندرج در جدول مذکور، تراز تجاری گاز در فاصله سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۰ همواره منفی بوده و فقط در سال ۱۳۹۱ این تراز مثبت شد. اگر تعداد بیشتری از فازهای پارس جنوبی به بهره‌برداری برسند در مثبت شدن بیشتر این تراز بسیار مؤثرند و در این صورت است که برنامه‌های صادرات گاز ایران به اروپا، عمان، عراق و پاکستان جامه عمل خواهد پوشید. ناگفته نماند دستیابی به این هدف و پایداری در آن به برنامه‌ریزی مناسب‌تری نیاز دارد و آن اینکه ایران برای پیگیری اهداف بلندمدت خود در عرصه عالم سیاست و اقتصاد باید رویکرد و مسیر خود را درخصوص تعامل با آسیا و اروپا مورد توجه قرار دهد و باید ملاحظات این‌چنینی و امنیت مسیر خطوط لوله نیز مورد توجه قرار گیرد. در این‌باره بد نیست به این نکته نیز اشاره شود که هدف ایران درخصوص صادرات گاز از طریق خط لوله صلح، ابتدا به پاکستان و سپس به هند بود که به‌نظر می‌آید هند از اولویت خارج شده است و بخشی از آن به درگیری‌های بین پاکستان و هند مرتبط است ضمن آنکه به‌نظر نمی‌رسد واردات گاز از ایران از طریق خط لوله برای هندوستان گزینه اقتصادی مناسبی باشد، لذا در این زمینه فعالیت‌های قابل توجهی صورت نمی‌گیرند.

۲-۹. واردات گاز طبیعی

واردات گاز طبیعی برای تأمین بخشی از نیاز مصرفی در شمال و شمال شرق کشور از ترکمنستان از سال ۱۳۷۶ آغاز شد. قرارداد واردات گاز طبیعی از ترکمنستان در سال ۱۳۷۴ با حجم سالیانه حداکثر ۸ میلیارد مترمکعب در سال به امضا رسید. گاز طبیعی وارداتی از این کشور از طریق خط لوله ترکمنستان ـ کردکوی به طول ۲۰۰ کیلومتر و به قطر ۴۰ اینچ و خط لوله دولت‌آباد ترکمنستان ـ سرخس به ظرفیت ۴۰ میلیون مترمکعب انجام می‌شود. نیروگاه نکا به وسیله خط لوله‌ای به قطر ۳۰ اینچ به خط انتقال ترکمنستان ـ کردکوی متصل می‌شود. ایران علاوه‌بر واردات گاز از ترکمنستان، براساس قرارداد منعقده مقداری گاز به‌صورت سوآپ برای تحویل به نخجوان بین خود و آذربایجان منتقل کرده و بخشی از آن را به‌عنوان حق ترانزیت برداشت کرده است. میزان گازی که مطابق قرارداد باید سوآپ شود ۴۵۰ میلیون مترمکعب در سال است. واردات گاز طبیعی با حجمی معادل ۰/۴ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۷۶ از ترکمنستان آغاز شد. وضعیت واردات گاز طبیعی ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱ در جدول ۳۹ آمده است.

جدول ۳۹. واردات گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

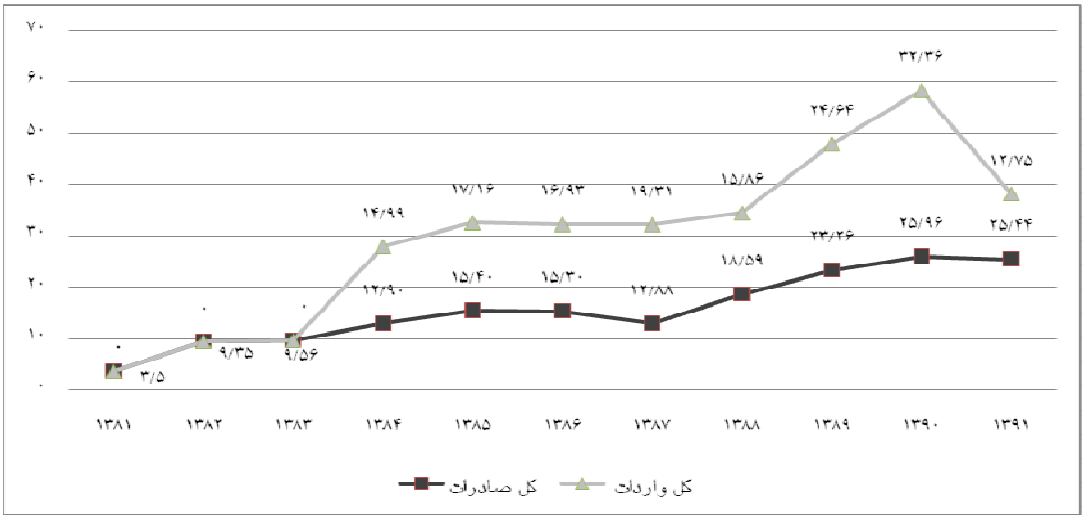
(میلیون مترمکعب در روز)

نام کشور	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
ترکمنستان	۱۴/۰۹	۱۶/۸	۱۶/۳	۱۸/۵۴	۱۵/۰۲	۲۳/۷	۳۱/۴۱	۱۱/۶۸
آذربایجان	۰/۰۹	۰/۳۶	۰/۶۳	۰/۷۶	۰/۸۴	۰/۹۴	۰/۹۵	۱/۰۷
جمع	**۱۴/۹۹**	**۱۷/۱۶**	**۱۶/۹۳**	**۱۹/۳۱**	**۱۵/۸۶**	**۲۴/۶۴**	**۳۲/۳۶**	**۱۲/۷۵**

مآخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش عملکرد سال‌های مختلف و وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۰.

نمودار ۳۴. وضعیت متوسط صادرات و واردات گاز طبیعی ایران در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۱

(میلیون مترمکعب در روز)



۱۰. بررسی و عملکرد وضعیت گازرسانی به نیروگاه‌ها و صنایع

بررسی‌ها نشان می‌دهند نیروگاه‌های کشور به‌گونه‌ای طراحی شده‌اند که نوع سوخت مصرفی آنها باید گاز طبیعی باشند. بر این اساس در زمانی که کشور با کمبود گاز طبیعی مواجه می‌شود باید از دیگر انواع سوخت‌ها نظیر سوخت مایع به‌عنوان سوخت جایگزین استفاده کنند. چنین شکلی از طراحی (وابستگی نیروگاه‌ها به گاز طبیعی) باعث شده است به‌دلیل کمبودهایی که در تأمین گاز در ایامی از سال اتفاق می‌افتد، عملکرد نیروگاه‌ها تحت تأثیر قرار گیرد و بعضاً برخی از واحدهای نیروگاهی از مدار خارج شوند. در سال ۱۳۸۹ برخی از نیروگاه‌های کشور به‌دلیل عدم دسترسی به شبکه گاز طبیعی فقط از سوخت مایع استفاده کردند. با توجه به نوع طراحی نیروگاه‌ها، برخورداری ایران از ذخایر گازی قابل توجه، نقش گاز طبیعی در افزایش کارآیی نیروگاه‌ها، آثار زیست‌محیطی و... تلاش شده است تا نیروگاه‌ها از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت استفاده کنند. برای این منظور وضعیت گازرسانی به نیروگاه‌ها در این قسمت مورد توجه قرار می‌گیرد.

۱-۱۰. گازرسانی به نیروگاه‌ها

تولید برق در کشور غالباً توسط نیروگاه‌های حرارتی انجام می‌شود.[۱] این‌گونه نیروگاه‌ها شامل نیروگاه‌های بخاری، گازی، سیکل ترکیبی و دیزلی می‌شوند که از سوخت‌های فسیلی برای تولید برق استفاده می‌کنند. در مورد تغییر نوع سوخت مصرفی در نیروگاه‌های کشور و جایگزینی سوخت مایع با گاز طبیعی تلاش شده است پیگیری این هدف مورد توجه قرار گیرد. در سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۱ گازرسانی به نیروگاه‌ها در دستور کار قرار گرفته است. در جدول ۴۰ آخرین وضعیت نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۱ به‌لحاظ اتصال به شبکه‌های گاز و به همراه قطر لوله‌های گازی که به این نیروگاه‌ها متصل شده‌اند، ارائه شده‌اند.

جدول ۴۰. حجم مخازن سوخت‌های مایع و قطر لوله‌های گاز متصل به نیروگاه‌های کشور ـ سال ۱۳۹۱

ردیف	نام نیروگاه	قطر لوله‌های گاز متصل (اینچ)	گازوئیل		نفت‌کوره	
			تعداد مخزن (دستگاه)	حجم (میلیون لیتر)	تعداد مخزن (دستگاه)	حجم (میلیون لیتر)
۱	تبریز	۲۰			۶	۱۸۰
۲	سهند	۱۲	۱	۱	۶	۲۱۰
۳	تبریز جدید	۸	۱	۲		
۴	ارومیه	۸	۲	۶		
۵	صوفیان	۸	۲	۲۰		
۶	چرخه ترکیبی ارومیه	۱۶	۴	۸۰		
۷	چرخه ترکیبی سبلان	۲۴	۲	۴۰		
۸	چرخه ترکیبی خوی	۸	۳	۶۰		
۹	دیزل‌های آذربایجان		۵	۳		
۱۰	اصفهان (اسلام آباد)	۲۰	۵	۲	۶	۵۰
۱۱	شهید محمدمنتظری	۶۰	۴	۴	۹	۲۷۰
۱۲	هسا	۶	۱	۸		
۱۳	جنوب اصفهان (چهل‌ستون)	۲۰	۳	۶۰		
۱۴	چرخه ترکیبی کاشان	۱۲	۲	۴۰		
۱۵	زواره	۱۶	۲	۴۰		
۱۶	شهیدمفتح همدان	۱۶	۲	۲	۸	۲۵۳
۱۷	شازند	۲۰	۲	۲	۶	۱۲۰
۱۸	درود	۸	۳	۷		
۱۹	شهیدفیروزی (طرشت)	۱۴				
۲۰	بعثت	۱۰	۲	۴	۲	۵۰
۲۱	منتظرقائم	۲۰	۸	۱۲۳	۵	۸۹
۲۲	شهیدرجائی	۱۲۰	۷	۲۰۰	۷	۲۲۴
۲۳	ری	۱۶	۷	۱۰۰		
۲۴	پرند	۲۰	۳	۶۰		
۲۵	چرخه ترکیبی قم	۱۶	۴	۱۲۰		

۱. عرضه برق در کشور از سه طریقِ تولید توسط نیروگاه‌های حرارتی، تجدیدپذیر و برق وارداتی از کشورهای دیگر تأمین می‌شود.

ردیف	نام نیروگاه	قطر لوله‌های گاز متصل (اینچ)	گازوئیل		نفت‌کوره	
			تعداد مخزن (دستگاه)	حجم (میلیون لیتر)	تعداد مخزن (دستگاه)	حجم (میلیون لیتر)
۲۶	چرخه ترکیبی دماوند	۱۶	۹	۲۴۰		
۲۷	رودشور	۱۶	۵	۷۵		
۲۸	مشهد	۱۶	۱۶	۲۱		
۲۹	توس	۲۰	۲	۴	۴	۹۰
۳۰	قائن	۱۰	۲	۲۰		
۳۱	چرخه ترکیبی شیروان	۲۰	۲	۴۰		
۳۲	چرخه ترکیبی شهید کاوه	۲۴	۲	۴۰		
۳۳	چرخه ترکیبی‌نیشابور	۱۶	۴	۱۰۸		
۳۴	چرخه ترکیبی شریعتی	۱۶	۲	۲۰		
۳۵	فردوسی	۱۶	۳	۶۰		
۳۶	رامین (اهواز)	۵۶	۱	۱	۱۷	۳۳۰
۳۷	چرخه ترکیبی آبادان	۱۶	۱	۲۰		
۳۸	زرگان (شهیدمدحج)	۱۶				
۳۹	خرمشهر	۱۶	۳	۶۰		
۴۰	سلطانیه	۱۶	۵	۱۰۰		
۴۱	شاهرود	۱۶	۴	۸۰		
۴۲	چرخه ترکیبی سمنان	۲۰	۵	۱۰۰		
۴۳	ایرانشهر				۶	۱۳۵
۴۴	کنارک (چابهار)		۹	۲۰		
۴۵	زاهدان		۲	۲۰		
۴۶	چابهار گازی		۳	۶۵		
۴۷	دیزل‌های سیستان‌وبلوچستان		۲۳	۱۲		
۴۸	بیستون	۱۲	۲	۱	۵	۱۷۹
۴۹	سنندج	۲۴	۲	۵۵		
۵۰	زاگرس	۱۶	۳	۹۹		
۵۱	شیراز	۱۲	۶	۹		
۵۲	بوشهر	۱۰	۲	۶		
۵۳	کنگان	۸	۴	۱		
۵۴	چرخه ترکیبی جهرم	۲۴	۲	۴۰		
۵۵	چرخه ترکیبی فارس	۱۶	۲	۵۰		
۵۶	چرخه ترکیبی کازرون	۲۸	۴	۶۵		
۵۷	عسلویه	۱۶	۲	۴۰		
۵۸	حافظ	۱۶	۳	۶۰		
۵۹	گناوه	۱۶	۲	۴۰		
۶۰	زرند				۱	۱۱
۶۱	چرخه ترکیبی کرمان	۲۴	۳	۶۰		
۶۲	کهنوج		۱	۱۰		
۶۳	شهیدبهشتی (لوشان)	۵	۵	۲۶		
۶۴	چرخه ترکیبی گیلان	۲۴	۸	۱۵۴		
۶۵	پره‌سر	۱۶	۳	۶۰		
۶۶	شهید سلیمی (نکا)	۴۰	۱	۱۵	۱۲	۳۸۵
۶۷	نوشهر	۱۲	۱	۱۰		

ردیف	نام نیروگاه	قطر لوله‌های گاز متصل (اینچ)	گازوئیل		نفت‌کوره	
			تعداد مخزن (دستگاه)	حجم (میلیون لیتر)	تعداد مخزن (دستگاه)	حجم (میلیون لیتر)
۶۸	گلستان	۱۶	۳	۶۰		
۶۹	بندرعباس	۳۰	۲	۱	۶	۱۰۸
۷۰	چرخه ترکیبی هرمزگان	۱۶	۲	۴۰		
۷۱	شهید زنبق یزد	۶	۲	۶		
۷۲	چرخه ترکیبی یزد	۱۰	۴	۹۲		
۷۳	شیرکوه		۲	۶۶		
	جمع		**۲۴۹**	**۳۱۵۶**	**۱۰۶**	**۲۶۸۴**

مآخذ: وزارت نیرو، شرکت مادرتخصصی توانیر، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق در سال ۱۳۹۱، ص ۳۲.

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهند که در فاصله سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۱ برای استفاده از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت اقداماتی شده است. به‌گونه‌ای که نیروگاه‌های سهند، هسا، قائن، چرخه ترکیبی نیشابور و نوشهر در سال ۱۳۹۰ به شبکه گاز متصل شدند. در سال ۱۳۹۱ نیز نیروگاه‌های چرخه ترکیبی شریعتی، فردوسی، زرگان (شهید مدحج)، خرمشهر، عسلویه، حافظ، پره‌سر و گلستان به شبکه ارتباط پیدا کردند. همان‌طوری که در جدول مذکور مشخص شده است تعداد زیادی از نیروگاه‌های حرارتی کشور برای تولید برق از گازوئیل به‌عنوان سوخت استفاده می‌کنند و به‌دنبال تبدیل این نیروگاه‌ها به سیکل ترکیبی، از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت استفاده خواهند کرد و این در صورتی است که گاز طبیعی کافی در شبکه‌ها موجود باشد، لذا تناسب بین پیگیری این هدف و توسعه بخش گاز کشور از اهمیت فراوانی برخوردار است. در سال ۱۳۸۹ نیروگاه‌های ایرانشهر، زرند، قائن، بوشهر، چابهار و زاهدان به‌دلیل عدم دسترسی به شبکه گاز کشور فقط از سوخت مایع استفاده کرده‌اند.

در سال ۱۳۸۳ تعداد نیروگاه‌هایی که امکان استفاده از گاز طبیعی را دارا بودند بالغ بر ۴۱ نیروگاه بوده که این تعداد در سال ۱۳۸۴ به ۴۲ نیروگاه و طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸ به ترتیب به ۴۵، ۴۶، ۵۱ و ۵۶ نیروگاه افزایش یافته است. بنابراین در پایان برنامه چهارم توسعه (سال ۱۳۸۸) تعداد ۵۶ نیروگاه این امکان را در اختیار داشتند تا از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت استفاده کنند.[۱] این رقم در پایان سال ۱۳۹۱ به ۶۸ نیروگاه افزایش یافته است.[۲]

مصارف گاز طبیعی نیروگاه‌ها سیر صعودی داشته و از ۳۳/۶ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۳ به ۳۴/۹ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۴ و طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸ به‌ترتیب به ۳۵/۶، ۳۷، ۴۲/۹ و ۴۲/۲ میلیارد مترمکعب رسیده است. پس از این، در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ نیز

۱. مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، گزارش عملکرد سال‌های برنامه چهارم توسعه.

۲. وزارت نیرو، شرکت مادرتخصصی توانیر، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق در سال ۱۳۹۱.

به‌ترتیب به ۴۴/۵، ۳۷/۷ و ۳۹/۳ میلیارد مترمکعب رسید. در جدول ۴۱ تعداد نیروگاه‌های برخوردار از گاز طبیعی و میزان مصرف آنها در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۱ ارائه شده است. با توجه به پیش‌بینی که انجام شده قرار بود در سال‌های برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه تعداد ۳۶ نیروگاه از گاز بهره‌مند شوند. به عبارتی سالیانه بیش از ۷ نیروگاه باید از گاز بهره‌مند شوند، لذا در این بخش عملکرد، مناسب ارزیابی نمی‌شود.

جدول ۴۱. تعداد نیروگاه‌های گازسوز و میزان مصرف گاز

سال / شرح	برنامه سوم	برنامه چهارم توسعه					سال‌های برنامه پنجم		
	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
تعداد نیروگاه‌ها (واحد)*	۴۱	۴۲	۴۵	۴۶	۵۱	۵۶	۶۰	۶۵	۶۸
مصرف نیروگاه‌ها (میلیارد مترمکعب در سال)	۳۳/۶	۳۴/۹	۳۵/۶	۳۷	۴۲/۹	۴۲/۲	۴۴/۵	۳۷/۷	۳۹/۳
درصد سهم مصارف نیروگاه ها از کل مصارف داخلی (درصد)	۳۴/۴	۳۵/۷	۳۲/۶۳	۳۰/۳۴	۳۲/۳۱	۲۵/۶۶	۲۵/۴	۲۱	۲۲/۱

مأخذ: گزارش عملکرد سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های ۱۳۸۵-۱۳۹۱.

* ارقام تجمعی است.

اطلاعات مربوط به مصرف گاز طبیعی در جدول فوق نشان می‌دهد که مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌های کشور طی سال‌های ۱۳۸۳- ۱۳۸۷ افزایشی بوده اما در سال ۱۳۸۸ میزان مصرف قدری کاهش یافته و با رشد ۱/۶۳- مواجه شده است و مصرف در سال ۱۳۸۹ در مقایسه با سال ۱۳۸۸ به میزان ۵/۴۵ درصد رشد یافته است. گرمای تابستان در سال ۱۳۸۹ یکی از دلایل عمده مربوط به افزایش مصرف گاز در تابستان سال مذکور در نیروگاه‌ها بود. در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ مصرف گاز نیروگاه‌ها در مقایسه با سال ۱۳۸۹ کاهش یافته است، اما در سال ۱۳۹۱ در مقایسه با سال ۱۳۹۰ مصرف گاز نیروگاه‌ها با رشد بیش از ۴ درصد مواجه شده است و این رشد مصرف در وضعیت مناسب دمای هوا در زمستان ریشه دارد. با توجه به این توضیحات مشخص می‌شود در سال‌هایی که دمای هوا در زمستان پایین نباشد مصرف گاز در نیروگاه‌های کشور بیشتر می‌شود و اگر دمای هوا کاهش یابد، این مصرف کاهش پیدا می‌کند، لذا بین دمای هوا در زمستان و میزان مصرف گاز در نیروگاه‌ها رابطه‌ای مستقیم وجود دارد. هر چند وقتی نیروگاه‌ها به‌جای فرآورده نفتی از گاز به‌عنوان سوخت استفاده کنند، در این صورت هزینه‌های تعمیر و نگهداری آنها نسبت به مصرف سوخت مایع کاهش می‌یابد.

لذا به‌دلیل عدم تأمین کافی گاز طبیعی، نیروگاه‌ها مجبور به استفاده از سوخت مایع به‌عنوان

سوخت جایگزین می‌شوند که این مسئله نه تنها عملکرد نیروگاه‌ها را تحت تأثیر قرار می‌دهد و بعضاً برخی از واحدهای نیروگاهی را از مدار خارج می‌کند، بلکه باعث می‌شود تا کشور هزینه‌های قابل توجهی را از ابعاد مختلف بپردازد. ابتدا از دید زیست‌محیطی که به‌دلیل توسعه شهرنشینی بیشتر نیروگاه‌ها امروزه در محدوده شهرها قرار گرفته‌اند و لذا استفاده از سوخت مایع موجب آلایندگی بیشتر زیست‌محیطی شده و زندگی در شهرهایی مانند اراک و شیراز را غیرقابل تحمل می‌سازد. دوم از دید مصرف سوخت مایع که به‌جای گاز طبیعی باید گران‌ترین سوخت مایع دنیا یعنی نفت‌گاز مصرف شود. سوم هزینه بسیاری که برای حمل و ذخیره‌سازی سوخت مایع در کنار نیروگاه‌ها به دولت (یا به‌صورت مستقیم برای نیروگاه‌های دولتی یا در قالب نرخ خرید بالاتر برای نیروگاه‌های بخش خصوصی) تحمیل می‌شود و چهارم هم شامل هزینه‌های بالاتر تعمیر و نگهداری نیروگاه‌ها برای بهره‌برداری می‌شود.

۲-۱۰. گازرسانی به صنایع و شهرک‌های صنعتی کشور

در سال ۲۰۱۲ ایران با داشتن ۱۸ درصد از ذخایر گاز جهان در رتبه اول و روسیه و قطر به ترتیب با ۱۷ و۱۳ درصد از سهم ذخایر جهانی در رده‌های بعدی قرار گرفته‌اند.[1] این فرصت و ویژگی‌های دیگری نظیر ارزان‌تر بودن گاز طبیعی در مقایسه با دیگر حامل‌های انرژی، آلایندگی کمتر زیست‌محیطی و... سبب شد مصرف گاز طبیعی در بخش صنعت کشور افزایش یابد و در مقابل، مصرف سوخت‌های مایع کاهش یابد. ضمن اینکه در قالب قانون برنامه پنجساله پنجم و در ماده (۱۵۸) در این خصوص این‌گونه آمده است:

«در راستای حمایت از استقرار صنایع در شهرک‌های صنعتی و نواحی صنعتی و رقابت‌پذیری تولیدات صنعتی و معدنی:

الف) به دولت اجازه داده می‌شود در قالب بودجه‌های سنواتی کمک‌های لازم به شهرک‌ها و نواحی صنعتی دولتی و غیردولتی به‌ویژه در امور تأمین راه، آب، برق، گاز و تلفن تا ورودی واحدهای مستقر در این شهرک‌ها را در مناطق انجام دهد. دستورالعمل این بند با پیشنهاد وزارت صنایع و معادن به تأیید معاونت می‌رسد».

درواقع برخورداری کشور از این موقعیت و با توجه به نقشی که انرژی به‌طور عام و گاز طبیعی به‌صورت خاص در تولیدات صنعتی دارد، می‌تواند مسیر کشور را در دستیابی به اهداف توسعه صنعتی هموار سازد. در بخش صنعت از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت و خوراک استفاده می‌شود. به‌عنوان مثال از این نوع سوخت برای تأمین سوخت کوره‌ها، تولید بخار و مصارف عمومی

1. BP Statistical Review of World Energy, June, 2013.

یا برای تأمین خوراک واحدهایی نظیر تولید هیدروژن طبیعی مصرفی در بخش صنعت در صنایع انرژی‌بر مانند صنایع شیمیایی، کاغذ، شیشه، نساجی، آهن، فولاد، آلومینیم، مس و فرآوری مواد غذایی استفاده می‌شود.

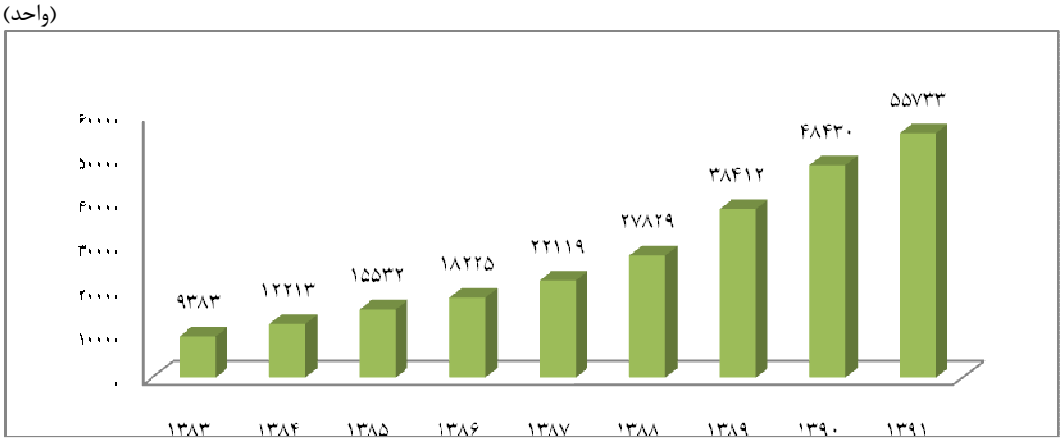
به‌دنبال برنامه‌ریزی برای گازرسانی به صنایع در کشور، طی سال‌های ۱۳۸۶ لغایت ۱۳۸۸ به‌ترتیب ۱۸۲۲۵، ۲۲۱۱۹ و ۲۷۸۲۹ واحد صنعتی به‌عنوان مصرف‌کننده جدید گاز به تعداد مصرف‌کنندگان گاز کشور اضافه شدند. در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ نیز ۳۸۴۱۲، ۴۸۴۳۰ و ۷۳۰۳ واحد صنعتی جدید به شبکه گاز کشور متصل شدند. ارقام فوق نشان می‌دهند در سال‌های مذکور به تناسب تعداد واحدهای جدید بهره‌مند از گاز در کشور، درصد سهم مصرف صنایع عمده از کل مصارف داخلی کشور افزایش یافته است. جزئیات بیشتر مربوط به این قسمت در جدول ۴۲ ارائه شده‌اند. به‌گونه‌ای که در پایان سال ۱۳۸۳ مجموع واحدهای صنعتی مصرف‌کننده گاز طبیعی بالغ بر ۹۳۸۳ واحد بوده و این تعداد در سال ۱۳۸۴ به ۱۲۲۱۳ واحد و طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۸ به‌ترتیب به ۱۵۵۳۲، ۱۸۲۲۵، ۲۲۱۱۹ و ۲۷۸۲۹ واحد رسیده است. همان‌گونه که جدول ۴۲ نشان می‌دهد، با اقداماتی که در سال‌های ۱۳۸۹ لغایت ۱۳۹۱ انجام شده است، در این سال‌ها به ترتیب تعداد ۳۸۴۱۲، ۴۸۴۳۰ و ۵۵۷۳۳ واحد از گاز بهره‌مند شدند. سهم مصرف صنایع غیرعمده و جزء در بخش خانگی و تجاری منظور شده است. نمودار ۳۵ تعداد واحدهای صنعتی بهره‌مند از گاز را در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ نشان می‌دهد.

جدول ۴۲. تعداد صنایع استفاده‌کننده از گاز طبیعی و مصرف صنایع عمده

سال / شرح	برنامه سوم	برنامه چهارم توسعه						دو سال اول برنامه پنجم	
	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
تعداد صنایع جدید مصرف‌کننده گاز طبیعی (واحد)	۹۳۸۳	۱۲۲۱۳	۱۵۵۳۲	۱۸۲۲۵	۲۲۱۱۹	۲۷۸۲۹	۳۸۴۱۲	۴۸۴۳۰	۵۵۷۳۳
مصارف صنعتی (صنایع عمده) (میلیارد مترمکعب در سال)	۱۱/۲	۱۳/۳	۱۴/۵	۱۶	۲۰/۲	۲۳/۲	۲۶/۹	۲۹/۴	۲۹/۵
درصد سهم مصارف صنعتی از کل مصارف داخلی (درصد)	۱۱/۷۵	۱۲/۳	۱۳/۲۴	۱۳/۲	۱۵/۲	۱۶/۴۲	۱۵/۳	۱۶/۴	۱۶/۶

مأخذ: گزارش سالیانه شرکت ملی گاز ایران سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۱.

نمودار ۳۵. تعداد واحدهای صنعتی بهره‌مند از گاز در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۱



با توجه به گستردگی شبکه خطوط لوله گاز در کشور و اینکه ایران بیشترین ذخایر گازی دنیا را در اختیار دارد، لازم است شرایط به‌گونه‌ای فراهم شود تا از ثروت بین‌النسلی برای ایجاد ارزش‌افزوده در بخش مولد اقتصاد کشور استفاده شود. این درحالی است که مراجعه به آمار مربوط به مصرف گاز در بخش‌های مختلف مصرف‌کننده به تفکیک ماه‌های سال نشان می‌دهد که صنایع کشور همانند نیروگاه‌ها در ۴ ماهه آخر سال با محدودیت در تأمین گاز طبیعی مواجهند، به‌طوری که بعضاً با اُفت فشار یا قطعی گاز روبرو شده و چون معمولاً امکانات سوخت جانشین برای آنها به سادگی میسر نبوده لذا از این رهگذر دچار خسارات مالی ناشی از توقف فعالیت‌های کارخانه یا واحد تولیدی می‌شوند. به‌نظر می‌آید این وضعیت با بهره‌برداری از فازهای میدان مشترک گازی پارس جنوبی برطرف شود. باید این نکته را در نظر گرفت که در ایران زمانی که شبکه انتقال گاز با افت فشار مواجه می‌شود، برای تأمین گاز خانوارها، گاز صنایع را قطع می‌کنند. این رویکرد با مقوله برنامه‌ریزی و تأمین محیط مناسب کسب‌وکار برای تولید و سرمایه‌گذاری سازگاری ندارد، لذا برای برطرف کردن این مشکل در ۱۳۹۰/۱۱/۱۶ قانون بهبود مستمر محیط کسب‌وکار به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید. در ماده (۲۵) این قانون آمده است شرکت‌های عرضه‌کننده برق، گاز و خدمات مخابرات موظفند هنگام عقد قرارداد با واحدهای تولیدی اعم از صنعتی، کشاورزی و خدماتی، وجه التزام قطع برق یا گاز یا خدمات مخابرات را در متن قرارداد پیش‌بینی کنند. هرگاه دولت به‌دلیل کمبودهای مقطعی به شرکت‌های عرضه‌کننده برق یا گاز یا مخابرات دستور دهد موقتاً جریان برق یا گاز یا خدمات مخابراتی واحدهای تولیدی متعلق به شرکت‌های خصوصی و تعاونی را قطع کنند، موظف است نحوه جبران خسارت‌های وارده به این شرکت‌ها ناشی از تصمیم فوق را نیز تعیین و اعلام کند و در زمان کمبود برق، گاز یا خدمات مخابرات، واحدهای تولیدی صنعتی و کشاورزی نباید در اولویت قطع برق یا گاز قرار داشته باشند.

وجود احکام این‌چنینی در کشور نشان‌دهنده سیاستگذاری‌های مربوط به استفاده از گاز طبیعی در بخش مولد کشور است. به تناسب وجود چنین احکام قانونی، تلاش شد در بخش صنعت به‌جای استفاده از سوخت‌های مایع از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت استفاده شود. برای این منظور در انتقال گاز به شهرک‌های صنعتی تا پایان سال ۱۳۸۹ تعداد ۱۵۰ شهرک از گاز طبیعی بهره‌مند شد. این در حالی است که این تعداد در سال ۱۳۸۸ به میزان ۱۴۷ بود. تعداد شهرک‌های صنعتی بهره‌برداری در سال‌های ۱۳۸۸ و ۱۳۸۹ در جدول ۴۳ آمده است.

با اقداماتی که برای گازرسانی به صنایع از سال ۱۳۸۸ لغایت ۱۳۹۱ انجام شد سهم مصرف صنایع عمده از کل مصرف گاز طبیعی در سال‌های موردنظر به‌ترتیب ۱۶/۴۲، ۱۵/۳، ۱۶/۴ و ۱۶/۶ درصد بود. مراجعه به آمار مصرف ماهیانه گاز طبیعی در سال‌های مختلف نشان می‌دهد به‌رغم تمهیدات و سرمایه‌گذاری‌هایی که برای گازرسانی به بخش مولد و صنایع کشور انجام شده است، در برخی از ماه‌های سرد سال مصرف گاز طبیعی صنعت به اجبار کاهش می‌یابد یا قطع می‌شود. این درحالی است که در قانون بهبود مستمر فضای کسب‌وکار مقرر شد راهکارهایی برای برطرف کردن این مشکل در نظر گرفته شود.

جدول ۴۳. تعداد شهرک‌های صنعتی بهره‌برداری شده
در سال‌های ۱۳۸۸ و ۱۳۸۹ به تفکیک استان

نام استان	سال ۱۳۸۸	سال ۱۳۸۹
آذربایجان‌شرقی	-	۴
آذربایجان‌غربی		۳۵
اردبیل		۷
اصفهان		۲۸
ایلام		
بوشهر		
تهران		۲
چهارمحال‌وبختیاری		
خراسان‌رضوی		
خراسان‌شمالی		
خراسان‌جنوبی		۲
خوزستان		۱۰
زنجان		۲
سمنان		۱۰
سیستان‌وبلوچستان		
فارس		
قزوین		
قم		
کردستان		۶
کرمان		

نام استان	سال ۱۳۸۸	سال ۱۳۸۹
کرمانشاه		
کهگیلویه‌وبویراحمد		
گلستان		۱۰
گیلان		۱۰
لرستان		۴
مازندران		
مرکزی		۱۱
هرمزگان		
همدان		۷
یزد		۲
جمع		**۱۵۰**

مأخذ: شرکت ملی گاز ایران، گزارش عملکرد سالیانه.

۱۱. وضعیت گازرسانی به روستاهای کشور

با توجه به اهدافی که ابتدای انقلاب درخصوص خدمات‌رسانی به کشور در دستور کار قرار گرفت، عملیات مربوط به شبکه‌گذاری گاز طبیعی از اواسط دهه ۶۰ تاکنون در مناطق مختلف کشور (شهرها و روستاها) به سرعت انجام شد و همچنان در حال گسترش است. برای پیگیری چنین اهدافی از اواسط دهه ۶۰ فعالیت برای گازرسانی به شهرها و روستاهای کشور آغاز شد. بر این اساس در پایان سال ۱۳۹۱ تعداد شهرها و روستاهای بهره‌مند از گاز به‌ترتیب ۹۶۵ شهر و ۱۴۱۱۴ روستا اعلام شده که در شکل ۴ ارائه شده است.

وضعیت عملکرد گازرسانی به روستاهای کشور طی سال‌های ۱۳۸۸- ۱۳۹۱ نیز در جدول ۴۴ ارائه شده است.

جدول ۴۴. وضعیت گازرسانی به روستاهای کشور در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱

ردیف	نام استان	وضعیت روستاها								خانوار تحت پوشش			
		بهره‌مند از گاز				در دست انجام							
		۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
۱	آذربایجان شرقی	۷۸۷	۸۵۱	۹۳۰	۱۰۲۹	۱۸۸	۳۴۸	۳۰۱	۲۴۶	۲۱۰۲۴۴	۲۳۳۰۳۶	۲۲۵۵۷۶	۲۵۴۷۶۹
۲	آذربایجان غربی	۱۳۳	۲۰۳	۲۴۶	۳۰۸	۱۰۴	۳۱۷	۱۸۳	۱۳۶	۳۷۳۲۵	۴۹۴۶۵	۶۵۰۰۹	۷۶۸۱۲
۳	اردبیل	۲۰۵	۲۲۷	۲۸۰	۳۷۱	۵۲	۹۵	۲۰۱	۱۳۷	۳۲۹۹۶	۴۶۲۱۶	۴۶۹۰۵	۵۲۳۳۳
۴	اصفهان	۶۸۶	۷۷۷	۹۳۲	۱۱۳۴	۱۵۴	۱۹۳	۲۹۶	۱۵۱	۱۵۳۹۱۴	۱۶۹۵۱۶	۲۰۵۸۲۳	۲۲۷۵۴۴
۵	ایلام	۸	۳۸	۶۹	۹۹	۳۹	۴۲	۴۲	۳۳	۱۴۱۲	۳۲۲۴	۹۱۲۷	۱۱۶۸۲
۶	بوشهر	۲۸	۵۲	۶۱	۱۰۶	۹	۱۸	۵۹	۳۵	۴۸۸۹	۶۶۹۰	۸۱۰۰	۱۱۴۷۳
۷	تهران	۴۵۶	۴۸۸	۵۱۰	۵۱۴	۸۶	۶۹	۵۲	۵۴	۲۲۷۶۵۵	۲۳۶۲۹۹	۳۶۶۸۸۳	۴۶۴۲۹۸
۸	چهارمحال و بختیاری	۲۴۹	۲۶۹	۳۳۸	۳۵۷	۱۳۳	۱۳۰	۴۲	۲۵	۵۲۶۸۱	۶۵۴۶۱	۷۷۰۵۲	۸۳۴۷۲
۹	خراسان جنوبی	۱	۱۷	۳۴	۵۶	۱۴	۱۷	۳۸	۲۰	-	۷۲۹۰	۱۱۲۰۲	۱۵۱۳۹
۱۰	خراسان رضوی	۴۸۹	۶۱۶	۸۰۴	۹۵۸	۱۲۳	۳۲۲	۸۹۲	۱۳۱۷	۱۱۳۵۷۸	۱۳۵۰۰۶	۱۷۹۹۳۶	۲۱۶۷۴۹
۱۱	خراسان شمالی	۱۶۹	۱۸۷	۲۳۹	۲۸۹	۲۱	۱۰۳	۸۹	۱۲۵	۳۲۲۶۶	۳۶۵۱۱	۴۳۳۲۴	۵۱۵۰۹
۱۲	خوزستان	۴۶۲	۶۴۹	۸۹۰	۹۹۱	۲۵۲	۳۷۵	۳۴۵	۲۶۵	۷۰۰۴۹	۹۵۱۸۹	۱۲۱۸۶۳	۱۳۱۵۸۵
۱۳	زنجان	۸۱	۹۸	۱۴۹	۱۸۸	۴۶	۱۰۴	۱۰۶	۱۱۰	۱۷۹۳۳	۲۱۹۸۹	۲۶۱۴۷	۳۲۷۰۰
۱۴	سمنان	۱۲۷	۱۳۱	۱۴۲	۱۶۷	۱	۱۰	۲۴	۲	۷۵۵۸۶	۲۷۸۸۰	۳۱۰۱۶	۳۴۱۳۶
۱۵	سیستان و بلوچستان	-	-	-	-	-	۳۰۲	۱۲	-	-	-	-	-
۱۶	فارس	۵۳۵	۵۱۰	۵۹۴	۶۷۱	۲۳۰	۱۶۶	۲۳۸	۱۹۷	۶۵۶۱۰	۱۲۱۲۹۰	۱۱۳۴۸۰	۱۲۹۱۲۳
۱۷	قزوین	۱۲۷	۱۶۵	۲۱۷	۲۳۴	۱۲۳	۱۳۹	۹۹	۷۶	۳۸۲۲۳	۴۹۱۵۰	۵۷۴۷۹	۶۰۷۲۹
۱۸	قم	۷۱	۷۴	۹۶	۹۸	۱۰	۱۶	۹	۸	۱۲۸۶۹	۱۴۳۸۱	۱۹۰۵۹	۱۹۲۴۸
۱۹	کردستان	۲۴۹	۳۹۲	۵۴۸	۶۷۳	۱۳۷	۱۱۶	۸۷	۴۶	۲۹۸۹۷	۴۶۸۳۶	۷۰۸۵۶	۹۰۳۹۸
۲۰	کرمان	۱۷۳	۲۲۷	۲۹۳	۳۹۱	۸۸	۸۰	۱۸۳	۱۱۲	۴۷۸۴۲	۶۴۵۴۳	۳۹۷۸۶	۵۸۸۷۸
۲۱	کرمانشاه	۱۱۶	۱۳۹	۱۸۹	۲۱۹	۱۳۸	۱۳۴	۲۹۵	۲۵۶	۱۷۰۶۸	۱۹۶۵۷	۳۲۹۰۲	۳۵۱۵۱
۲۲	کهگیلویه و بویراحمد	۲۳۰	۲۴۵	۲۴۵	۳۱۷	۵۳	۵۲	۵۲	۵۲	۱۱۱۰۵	۱۶۱۵۸	۲۳۳۰۴	۲۶۳۳۷
۲۳	گلستان	۴۳۹	۵۰۶	۵۸۰	۶۵۳	۹۶	۱۲۳	۱۳۹	۸۵	۱۰۴۹۶۱	۱۱۹۳۵۶	۱۳۵۱۱۳	۱۵۴۴۳۵

ردیف	نام استان	وضعیت روستاها								خانوار تحت پوشش			
		بهره‌مند از گاز				در دست انجام							
		۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
۲۴	گیلان	۶۸۳	۸۳۷	۹۲۹	۱۰۷۳	۸۷	۸۶	۱۴۰	۱۷۲	۱۴۰۳۹۶	۱۶۰۹۹۹	۱۸۳۴۹۶	۲۰۸۸۴۵
۲۵	لرستان	۱۴۳	۱۹۰	۲۹۱	۳۴۲	۳۶	۱۱۵	۵۲	۷۰	۲۳۸۱۲	۳۳۹۶۷	۴۴۷۰۸	۵۸۴۰۱
۲۶	مازندران	۱۱۹۸	۱۲۶۷	۱۳۱۰	۱۳۳۶	۶۶	۱۷۷	۴۰۲	۳۸۳	۲۸۵۳۹۶	۳۲۹۱۴۰	۳۶۴۸۷۲	۳۹۶۴۰۵
۲۷	مرکزی	۳۵۰	۴۵۹	۵۴۷	۶۷۷	۹۶	۱۱۹	۹۳	۷۴	۵۹۵۶۵	۷۲۲۲۰۵	۶۴۹۱۷	۹۰۸۶۰
۲۸	هرمزگان	-	-	-	-	-	-	۳	۳	-	-	-	-
۲۹	همدان	۴۶۵	۵۰۴	۶۵۱	۷۳۰	۸۴	۱۶۰	۱۷۶	۱۱۱	۱۰۶۱۲۳	۱۸۹۵۳۸	۱۳۸۷۷۸	۱۵۴۸۳۴
۳۰	یزد	۴۵	۶۸	۹۱	۱۳۳	۲۲۳	۲۳۲	۶۵	۳۷	۱۷۴۱۸	۲۶۲۵۶	۲۹۲۲۸	۲۹۴۴۹
جمع		**۸۷۰۵**	**۱۰۱۸۶**	**۱۲۲۰۵**	**۱۴۱۱۴**	**۲۶۸۹**	**۴۱۶۰**	**۴۷۱۵**	**۴۳۳۸**	**۱۹۹۰۸۱۳**	**۲۳۹۷۲۴۸**	**۲۷۳۵۹۴۱**	**۳۱۷۷۲۹۳**

مأخذ: همان.

در سال ۱۳۸۸ تعداد کل روستاهای کشور ۶۵،۶۱۸ روستا اعلام شده است. اطلاعات مندرج در جدول فوق نشان می‌دهد با توجه به اقدامات انجام شده در سال ۱۳۸۸ تعداد ۸،۷۰۵ روستا از گاز بهره‌مند شدند و با این اقدام تعداد ۱،۹۹۰،۸۱۳ خانوار تحت پوشش شبکه گاز قرار گرفتند. در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ نیز به‌ترتیب ۱۰،۱۸۶، ۱۲،۲۰۵ و ۱۴،۱۱۴ روستا تحت پوشش شبکه گاز قرار گرفتند و به تناسب این اقدام بر تعداد خانوارهای تحت پوشش این شبکه نیز اضافه شدند. با این اقدامات در سال ۱۳۹۱ تعداد ۳،۱۷۷،۲۹۳ خانوار روستایی تحت پوشش شبکه گاز قرار گرفت و در سال ۱۳۹۱ بیشترین روستاها از گاز بهره‌مند شدند. در این سال تعداد ۱۴،۱۱۴ روستا از گاز بهره‌مند شدند.

برای گازرسانی به روستاها در بخش شبکه‌گذاری نیز اقداماتی انجام شده است. تا پایان سال ۱۳۸۸ برای گازرسانی به روستاها ۶۱،۱۱۵ کیلومتر شبکه‌گذاری شده و برای این میزان تعداد ۱،۵۱۱،۵۱۹ انشعاب نصب شده است. ضمن اینکه تعداد مصرف‌کنندگان گاز طبیعی روستایی نیز در سال مذکور ۱،۷۲۴،۶۴۶ مصرف‌کننده بوده که در این ارتباط ۱،۷۶۱،۵۷۴ مشترک ایجاد شده است و نهایتاً تا پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۱،۹۹۰،۸۱۳ خانوار تحت پوشش شبکه گازرسانی قرار گرفته‌اند که ۳۷ درصد تعداد کل خانوارهای روستائیان کشور را شامل می‌شود.

در سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۱ نیز در وضعیت شبکه‌گذاری، انشعابات، تعداد مصرف‌کنندگان، تعداد مشترکین و خانوارهای تحت پوشش با توجه به اطلاعات جدول ۴۵ تغییراتی به‌وجود آمده است.

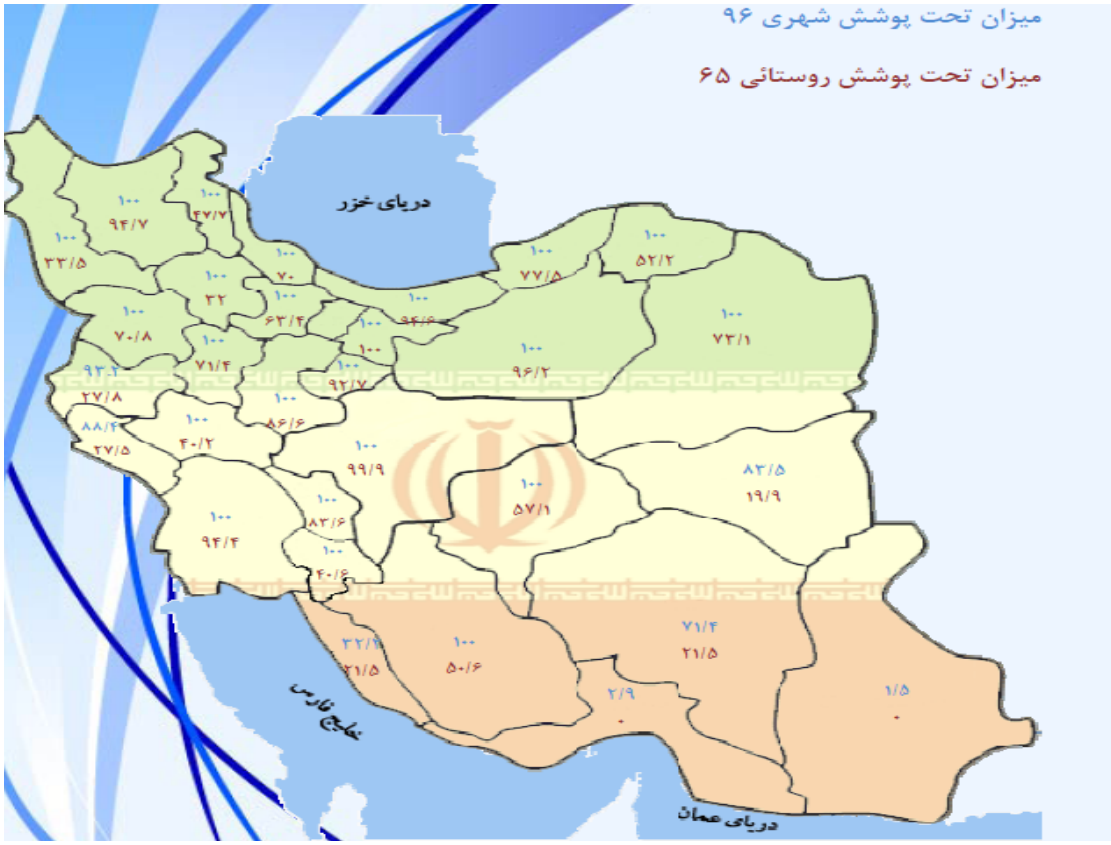
جدول ۴۵. وضعیت شبکه‌گذاری، انشعابات و مصرف‌کنندگان گاز روستایی در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱

شرح	میزان شبکه‌گذاری (کیلومتر)	تعدادانشعابات	تعداد مصرف‌کننده	تعداد مشترک
۱۳۸۸	۶۱۱۱۵	۱۵۱۱۵۱۹	۱۷۲۴۶۴۶	۱۷۶۱۵۷۴
۱۳۸۹	۷۲۰۹۸/۵	۱۷۷۸۳۶۷	۲۱۳۳۶۷۹	۲۱۰۶۸۷۶
۱۳۹۰	۸۹۲۳۵/۴	۲۱۴۳۸۶۹	۲۵۵۰۴۲۵	۲۵۹۳۱۸۷
۱۳۹۱	۱۰۵۶۵۶	۲۴۱۹۴۹۰	۲۹۶۹۸۲۵	۳۰۱۷۳۲۶

مأخذ: همان.

با اقدامات انجام شده در زمینه گازرسانی در روستاها به میزان شبکه، تعداد انشعابات، تعداد مصرف‌کننده و تعداد مشترکین گاز روستایی افزوده شد و در مجموع در سال ۱۳۹۱ تعداد بیش از ۲/۴ میلیون انشعاب با بیش از ۳ میلیون مشترک روستایی به شبکه گاز کشور اضافه شده است.

شکل ۴. درصد شهرها و روستاهای تحت پوشش شبکه گاز در سال ۱۳۹۱



مأخذ: شرکت ملی گاز ایران، مدیریت گازرسانی.

۱-۱۱. بررسی وضعیت گازرسانی به شهرها

تعداد کل شهرهای برخوردار از گاز طبیعی تا پایان سال ۱۳۸۳ بالغ بر ۵۱۶ شهر اعلام شده است که این تعداد در سال ۱۳۸۴ به ۵۶۰ شهر، در سال ۱۳۸۵ به ۶۱۹ و تا پایان سال‌های ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به‌ترتیب به ۶۶۱، ۷۴۹ و ۷۹۸ شهر افزایش یافته است. تلاش‌های انجام شده برای گازرسانی به شهرها در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ نیز ادامه یافت و باعث شد که در این سال‌ها به‌ترتیب ۸۷۲، ۹۲۱ و۹۶۵ شهر در کشور تحت پوشش شبکه گاز قرار گیرند. با توجه به اینکه تعداد کل شهرها در سال ۱۳۹۱، ۱۲۰۵ شهر اعلام شد، در سال مذکور ۸۰/۱ درصد از شهرهای کشور از گاز بهره‌مند شدند. در سال‌های ۱۳۸۹، ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ نیز به‌ترتیب ۷۰، ۳۸ و ۱۶ شهر در کشور تحت پوشش قرار گرفتند. تعداد کل شهرها و روستاهای بهره‌مند از گاز در جدول ۴۶ ارائه شده است.

جدول ۴۶. تعداد شهرها و روستاهای تحت پوشش شبکه گاز طبیعی

شرح	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
شهرها	۷۹۸	۸۷۲	۹۲۱	۹۶۵
روستاها	۸۷۰۵	۱۰۱۸۶	۱۲۲۰۵	۱۴۱۱۴

مأخذ: همان.

با توجه به اطلاعات مندرج در جدول فوق، گازرسانی به شهرها و روستاها در سالیان اخیر رشد زیادی داشته است. این رشد در مورد روستاها بیشتر است، زیرا در سال‌های اخیر همواره منابعی در بودجه به‌منظور توسعه گازرسانی به روستاها پیش‌بینی شده که روی قبوض گاز مصرفی دریافت می‌شد و ارتباطی با منابع بودجه عمرانی نداشت، لذا این فعالیت به‌صورت مداوم توسعه یافت. با اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها در کشور و حرکت در مسیر اصلاح قیمت حامل‌های انرژی و نزدیک کردن آن به قیمت‌های منطقه‌ای، توسعه این‌چنینی در شبکه گاز می‌تواند بخش تولید و مصرف‌کننده را به‌لحاظ محاسبه براساس قیمت‌های جدید با مشکل مواجه کند، لذا تجدیدنظر در چنین سیاست‌هایی از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است. ضمن اینکه باید توجه داشت که افزایش سهم گاز در تأمین انرژی کشور از طریق افزایش تعداد شهرها و روستاهای تحت پوشش تا حد معینی مطلوب است، ولی از آنجا که هزینه‌های توسعه سیستم گازرسانی به‌تدریج با افزایش بُعد مسافت و کاهش تراکم مصرف‌کنندگان در مراکز جدید مصرف، افزایش می‌یابد، لازم است با بررسی ابعاد موضوع به‌خصوص بر توجیه اقتصادی آن نیز توجه داشت تا از هرز رفتن سرمایه‌گذاری جلوگیری به‌عمل آید.

۱۲. شناخت نقاط قوت و ضعف، فرصت‌ها و تهدیدها

مهمترین چالش پیش‌روی شرکت ملی گاز ایران درحال حاضر عدم توازن تولید و مصرف است، از اوایل برنامه پنج‌ساله دوم مسئله کمبود گاز (در ۴ ماهه آخر سال) به‌دلیل هماهنگ نبودن برنامه‌های تولید با مصرف داخلی نمایان شد.

تراز منفی گاز طبیعی کشور در سال‌های برنامه پنج‌ساله سوم نیز ادامه یافت و طی سال‌های برنامه پنج‌ساله چهارم و پنجم نیز تداوم یافت. اوج این کسری در زمستان سال ۱۳۸۶ به‌صورت حاد و بحرانی بروز کرد. اعمال محدودیت شدید در مصرف نیروگاه‌ها، صنایع و قطع صادرات، از سال ۱۳۸۶ که به اوج خود رسید، در سال‌های اخیر نیز با اعمال محدودیت برای نیروگاه‌ها، صنایع پتروشیمی و همچنین صنایع دیگر تداوم یافت تا امکان عبور از زمستان و تأمین گاز بخش خانگی فراهم شود.

اگرچه با بهره‌برداری از فازهای ۱ تا ۱۰ پارس جنوبی کمک قابل توجهی به تراز تولید و مصرف گاز

طبیعی شده ولی تسریع در اجرای فازهای بعدی پارس جنوبی امری بسیار ضروری و حیاتی برای توسعه صنایع کشور و کاهش هزینه‌های کشور در تأمین برق است. در ادامه نقاط قوت، ضعف، فرصت‌ها و چالش‌های صنعت گاز کشور ارائه می‌شود.

۱-۱۲. نقاط قوت

ـ برخورداری از ظرفیت بالای گاز طبیعی در کشور.

ـ گستردگی خطوط لوله انتقال گاز طبیعی در سراسر کشور که امکان استفاده از گاز طبیعی برای ایجاد ارزش‌افزوده را فراهم می‌کند.

ـ امکان صادرات گاز به همه کشورهای همجوار با توجه به دارا بودن خطوط لوله سراسری در کشور.

ـ دارا بودن بسترهای مناسب به لحاظ تبدیل گاز به ارزش‌افزوده و مخصوصاً تبدیل آن به برق یا محصولات پتروشیمی و صادرات آنها.

۲-۱۲. نقاط ضعف

ـ به‌دلیل عدم تأمین کافی گاز طبیعی، نیروگاه‌ها مجبور به استفاده از سوخت مایع به‌عنوان سوخت جایگزین می‌شوند که این مسئله باعث می‌شود کشور از چهار ناحیه دچار هزینه شود. ابتدا از منظر زیست‌محیطی که به‌دلیل توسعه شهرنشینی بیشتر نیروگاه‌ها امروزه در محدوده شهرها قرار گرفته‌اند و لذا استفاده از سوخت مایع موجب آلایندگی بیشتر زیست‌محیطی شده و زندگی در شهرهایی مانند اراک و شیراز را غیرقابل تحمل می‌کند. دوم از منظر مصرف سوخت مایع که به‌جای گاز طبیعی باید گران‌ترین سوخت مایع دنیا یعنی نفت‌گاز مصرف شود. سوم هزینه بسیاری که لازم است تا برای حمل و ذخیره‌سازی سوخت مایع در کنار نیروگاه‌ها به دولت (یا به‌صورت مستقیم برای نیروگاه‌های دولتی یا در قالب نرخ خرید بالاتر برای نیروگاه‌های بخش خصوصی) تحمیل می‌شود و چهارم هم هزینه‌های بالاتر تعمیر و نگهداری نیروگاه‌ها را به‌دنبال خواهد داشت.

ـ علی‌رغم آنکه میادین دریایی عمدتاً با کشورهای دیگر مشترکند ولی سرمایه‌گذاری در این میادین با سرعتی که لازم بود افزایش نیافت و ازاین‌رو برداشت از میادین دریایی با سرعت کمتری توسعه یافت. طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ عملاً روند مطلوب گذشته به‌رغم داشتن وضعیت درآمدی مناسب و احتمالاً به‌دلیل تحریم‌ها، تنها سالی ۶ میلیون مترمکعب در روز اضافه شده است. این موضوع نشان از عدم تلاش مناسب به‌منظور بهره‌برداری از میادین مشترک گاز پارس جنوبی دارد. این در حالی است که باید تولید بیشتر از میادین خشکی و غیرمشترک جای خود را به تولید از میادین مشترک و دریایی دهد.

ـ سهم سوخت گاز در تأمین سوخت نیروگاهی از ۸۰ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۵۶/۵ درصد در سال ۱۳۹۱ کاهش یافته و در مقابل سهم سوخت مایع (گران‌قیمت) در تأمین سوخت افزایش یافته است. لذا

مصرف گازوئیل (چون در صورت عدم تأمین گاز طبیعی باید گازوئیل جایگزین شود) به‌عنوان یکی از گران‌ترین سوخت‌های فسیلی، برای تولید برق از لحاظ ملی هیچ توجیهی ندارد.

ـ عدم تناسب بین سیاست مربوط به جایگزینی گاز طبیعی در تأمین انرژی کشور به‌جای سوخت مایع در قالب توسعه گازرسانی و به بهره‌برداری نرسیدن بموقع طرح‌های بالادستی گاز نظیر توسعه میادین گازی ازجمله پارس جنوبی در اثر بی‌ثباتی مدیریتی در وزارت نفت در سالیان اخیر و تشدید تحریم‌ها، به لحاظ مباحث پدافندی خطرات خاص خود را برای کشور به‌دنبال داشته باشد و بروز هرگونه اختلال در سیستم گازرسانی کشور خصوصاً در فصول سرد، می‌تواند موجب بحران جدی ناشی از کمبود سوخت شود که پرداختن به این موضوع در حیطه این نوشتار نیست.

ـ ایران در بخش تجارت گاز، پتانسیل‌های بالقوه بسیاری در اختیار دارد که برای تبدیل آن به ظرفیت عملی به برنامه‌ریزی مناسب نیاز دارد. در بخش گاز به‌دلیل نبود استراتژی مشخص هم در بخش تجارت گاز با توجه به وضعیت مناسب ایران در برخورداری از مخازن عظیم گازی تناسب وجود ندارد و هم در بخش مصارف مربوط به تزریق ناکامی وجود دارد.

ـ صنایع کشور همانند نیروگاه‌ها در ۴ ماهه آخر سال با محدودیت در تأمین گاز طبیعی مواجهند، به طوری که بعضاً با اُفت فشار گاز یا قطعی گاز روبرو شده و چون معمولاً امکانات سوخت جانشین برای آنها به سادگی میسر نبوده لذا از این رهگذر دچار خسارات مالی ناشی از توقف فعالیت‌های کارخانه یا واحد تولیدی می‌شوند. این رویکرد با مقوله برنامه‌ریزی و تأمین محیط مناسب کسب‌وکار برای تولید و سرمایه‌گذاری سازگاری ندارد.

ـ نبود توازن بین میزان مصرف و تولید گاز طبیعی در کشور.

ـ نبود نگرش مناسب در بین سیاستگذاران و تصمیم‌سازان برای استفاده از گاز طبیعی در بخش مولد و پیگیری اهداف کوتاه‌مدت.

ـ نیاز به سرمایه و فعالیت شرکت‌های خارجی برای استخراج گاز.

ـ تأخیر در اجرای پروژه‌ها که موجب می‌شود اتمام پروژه‌ها نیازمند سرمایه بیشتر باشد.

۳-۱۲. فرصت‌ها

ـ ایران دارای بالاترین ذخیره گاز طبیعی در دنیاست و به‌لحاظ موقعیت استراتژیک امکان تأمین گاز اروپا از طریق تعامل سازنده با دنیای خارج را دارد.

ـ ضریب ذخیره به تولید به‌عنوان یکی از شاخص‌های مهم در صنعت گاز طبیعی، عدد بالایی است که نشان از پتانسیل و نقش ایران در تأمین انرژی دنیا دارد.

ـ ایران برای پیگیری اهداف بلندمدت خود در عرصه عالم سیاست و اقتصاد باید رویکرد و مسیر خویش درخصوص تعامل با آسیا و اروپا را مورد توجه قرار دهد.

ـ وجود بسترهای مناسب برای مصرف گاز در کشور در بخش‌های مختلف و وجود قابلیت‌های مربوط به استفاده از آن برای ایجاد اشتغال و ارزش‌افزوده بیشتر.

ـ در صورتی که در برخی سیاست‌ها تغییر رویکرد و اصلاح صورت گیرد، وجود خطوط لوله گاز طبیعی در کشور فرصتی برای بهره‌مندی گاز در بخش مولد محسوب می‌شود.

۴-۱۲. تهدیدها

کمبود منابع سرمایه‌گذاری برای توسعه میادین پارس جنوبی.

ـ با توجه به ترکیب نیروی انسانی جذب شده در شرکت ملی گاز، حرکت به سمت تخصص‌گرایی با کندی پیش می‌رود (البته نسبت به قبل بهبود حاصل شده است).

ـ به‌دلیل آنکه حدود ۸۰ درصد از میدان‌های نفتی کشور در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، لذا طبیعی است که با افت فشار مخزن و کاهش تولید مواجه باشند. برای جلوگیری از کاهش تولید و تولید صیانتی، تزریق گاز باید ضرورتاً انجام گیرد، اما تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی همواره با محدودیت مواجه بوده و به‌دلیل رشد مصرف گاز در کشور عملاً موضوع تزریق گاز به چاه‌های نفتی در اولویت آخر قرار گرفته و رفاه و لذت کوتاه‌مدت حاصل از مصرف گاز در بخش خانگی و عمدتاً برای گرمایش به منافع کشور در بلندمدت ترجیح داده شود.

ـ با افت سالیانه چندین هزار بشکه نفت از میزان تولید نفت از مخازن به‌دلیل افت فشار طبیعی آنها که عملاً فرصت برداشت از این نفت برای همیشه از دست خواهد رفت و هزینه قابل توجهی را برای این بی‌توجهی متحمل می‌شود، لذا برای جلوگیری از تحمل هزینه بی‌مورد به کشور در این زمینه، افزایش ضریب برداشت و استفاده بهینه از مخازن باید با برنامه‌ریزی مناسب و از طریق تزریق سیال مناسب صورت گیرد.

ـ اگرچه تعرفه گاز مصرفی نیروگاه‌ها پس از اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها برابر ۷۰۰ ریال به ازای هر مترمکعب اعلام شده است اما به‌دلیل مشکلات ایجاد شده در توان پرداخت صنعت برق بابت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، بنا به توافق صورت گرفته صنعت برق به‌صورت مستقیم به شرکت ملی گاز ایران هیچ‌گونه پرداختی بابت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها انجام نمی‌دهد و ازاین‌رو نیروگاه‌ها در مصرف سوخت خود هیچ حساسیتی نداشته و عملاً موضوع راندمان نیروگاه‌ها و کاهش تلفات شبکه تولید، انتقال و توزیع نیروی برق مبحثی فراموش شده تلقی می‌شود که هزینه‌های این موضوع سال‌ها برای کشور برقرار بماند.

ـ گاز طبیعی ثروتی بین‌نسلی محسوب می‌شود که نسل‌های آینده در آن سهم دارند، لذا استفاده از سرمایه بین‌نسلی به شیوه‌ای که بتواند منافع آیندگان را تأمین کند از اولویت‌های مهم کشور محسوب می‌شود. رشد بیش از حد در توسعه گازرسانی به بخش غیرمولد و تلاش برای انتقال آن به همه نقاط

کشور نشان‌دهنده نبود برنامه‌ریزی مناسب برای استفاده از این سرمایه است.

ـ تلاش برای توسعه گازرسانی به همه نقاط کشور مخصوصاً بخش خانگی، با توجه به حرکت کشور در مسیر واقعی کردن قیمت حامل‌های انرژی بدون‌شک مشترکان را در تأمین هزینه‌های مربوط به آن با مشکل مواجه خواهد کرد.

ـ نبود منابع کافی در سال‌های مورد بررسی باعث شد اکثر طرح‌ها از برنامه‌های پیش‌بینی شده خود عقب باشند و این پیگیری برخی از اهداف را با مشکل مواجه کرده است.

ـ بین برنامه‌های مربوط به توسعه گازرسانی و توسعه خطوط لوله برای انتقال گاز با هدف صادراتی ناهماهنگی وجود دارد. برخی از این خطوط به لحاظ جذب اعتبار در وضعیت نامناسبی قرار دارند.

ـ بین میزان گاز طبیعی مصرفی در کشور و ظرفیت ذخیره‌سازی تناسب لازم وجود ندارد و این می‌تواند برای کشور تهدید بزرگی محسوب شود.

ـ به‌رغم اهمیت و نقش بخش تولید در اقتصاد کشور، در برخی از ایام سال که کشور با کمبود گاز مواجه می‌شود ابتدا گاز مصرفی این بخش قطع می‌شود و در این خصوص قوانینی تصویب شده است که اجرا نمی‌شوند.

ـ اعمال تحریم ازسوی کشورهای غربی باعث شد در تأمین تجهیزات مورد نیاز در طرح‌های شرکت ملی گاز وقفه به‌وجود آید.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری و ارائه راهکار

تعداد کارکنان شرکت ملی گاز ایران در سال ۱۳۸۳ برابر ۱۵۳۴۹ نفر بوده که در سال ۱۳۸۸ این تعداد به ۱۸۲۸۵ نفر افزایش یافت. این تعداد در سال‌های ۱۳۹۰ و۱۳۹۱ افزایش بیشتری یافته و به‌ترتیب به ۱۸۸۷۵ و ۱۸۹۱۳ نفر رسیده است. اگرچه امروزه از نیروی انسانی موجود در سازمان‌ها به‌عنوان سرمایه انسانی یاد می‌کنند اما این موضوع برای شرکت ملی گاز ایران بسی جای تأمل دارد، زیرا بخش قابل توجهی از نیروهای اضافه شده در سال‌های اخیر دارای مقاطع تحصیلی فوق‌دیپلم، دیپلم و زیردیپلم بودند. اگرچه دلیل افزایش کارکنان را می‌توان در توسعه روزافزون و نیاز به نیروی انسانی متخصص در بخش‌های مختلف پالایش، انتقال و توزیع جستجو کرد، اما توجه به اینکه ترکیب نیروی انسانی دارای مدرک تحصیلی بالاتر در ارتقای کارآیی و اثربخشی سازمانی مؤثرترند، لذا باید در جذب این‌گونه نیروها تلاش بیشتری شود و هنوز بیش از ۵۰ درصد نیروهای شرکت ملی گاز را نیروهای پایین‌تر از لیسانس تشکیل می‌دهند.

در ارتباط با بهره‌وری سازمانی، شاخص مشترک به‌ازای نفر شاغل روند صعودی را طی کرده است. صعودی بودن این شاخص نشان از آن دارد که علی‌رغم آنکه در بخش بالادستی گاز توسعه

تولید و پالایش با سرعت کمتری صورت گرفته اما به‌دلیل اختصاص منابع جداگانه در قوانین بودجه سنواتی توسعه شبکه و افزایش مشترکین گاز تقریباً با سرعت یکنواختی پیش رفته است. البته به‌دلیل عدم توسعه در بالادست و توسعه مشترکین خانگی و توسعه گازرسانی به شهرها و روستاها موجب شده تا سهم نیروگاه‌ها در استفاده از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت در سالیان اخیر افول کرده و به‌جای آن استفاده از سوخت مایع توسعه یابد.

تعداد میادین فعال گازی کشور زیر نظر پنج شرکت قرار دارد که در سال ۱۳۹۱ برابر ۲۳ میدان شده است و از این تعداد ۱۹ میدان در خشکی و ۴ میدان در دریا قرار دارند. کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور از میادین مذکور برابر ۳۳/۷۹ تریلیون مترمکعب است که حدود ۶۱ درصد این ذخایر در مناطق دریایی و ۳۹ درصد آن در مناطق خشکی قرار دارد. ازاین‌رو ایران با این میزان ذخیره گاز طبیعی به اولین کشور دارای بالاترین ذخیره گاز طبیعی تبدیل شد. لذا شرکت BP در گزارش سال۲۰۱۲ خود با تجدیدنظر و کاهش ذخایر گازی روسیه، ایران را بزرگ‌ترین دارنده ذخایر گاز جهان اعلام کرده است.

ضریب ذخیره به تولید به‌عنوان یکی از شاخص‌های مهم در صنعت گاز طبیعی، عمر ذخایر را با توجه به روند تولید جاری نشان می‌دهد. این ضریب برای جهان رقمی در حدود ۵۵/۶۸ سال است. بالاترین ضریب ذخیره به تولید مربوط به کشور ترکمنستان با ۲۷۱/۹۲ سال است که پس از این کشور ایران با ضریب ذخیره به تولید ۲۰۹/۴۷ و قطر با ۱۵۹/۵۹ سال در رتبه‌های بعدی قرار دارند.

در ارتباط با تولید انباشتی نیز کشور تنها ۳ درصد از ذخایر میادین دریایی خود را برداشت کرده و ۹۷ درصد از ذخایر اکتشافی در دریا همچنان استحصال نشده باقی مانده است، اما در میادین خشکی وضعیت کاملاً متفاوت است. در این میادین ۱۹ درصد از ذخایر اکتشافی برداشت شده و ۸۱ درصد آن باقی مانده است. به لحاظ مقدار مطلق برداشت نیز ۳/۱۲ تریلیون مترمکعب از ذخایر خشکی برداشت شده و این درحالی است که از میادین دریایی تنها ۰/۶۹ تریلیون مترمکعب برداشت شده است. بررسی‌ها نشان از آن دارند که سیاستگذاری کشور در برداشت از میادین دریایی در سال‌های مورد بررسی دارای اشکالاتی بوده و علی‌رغم آنکه میادین دریایی عمدتاً با کشورهای دیگر مشترک است ولی سرمایه‌گذاری در این میادین با سرعتی که لازم بود افزایش نیافت و ازاین‌رو برداشت از میادین دریایی با سرعت کمتری توسعه یافت.

اکتشاف سرآغاز فعالیت‌های نفت و گاز و یکی از پیچیده‌ترین فعالیت‌های این صنعت است که برای دستیابی به آن طیف گسترده‌ای از فعالیت‌ها و پروژه‌ها باید صورت گیرد. اگرچه ظرفیت‌های قانونی مناسبی در بند «الف» ماده (۱۲۵) و ماده (۱۲۶) قانون برنامه پنجم توسعه برای وزارت نفت فراهم شده است اما در سال‌های مورد بررسی، وزارت نفت نتوانست از این ظرفیت‌ها استفاده چندانی ببرد. به‌عنوان

نمونه در سال ۱۳۹۱ توانست به میزان ۱۱/۴۲ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی به حجم ذخایر در جای اولیه کشور اضافه کند. این میزان اکتشاف در مقایسه با اکتشاف صورت گرفته در سال ۱۳۸۹ (۷۷۸ میلیارد مترمکعب) رقم ناچیزی است.

تولید گاز غنی در کشور طی دوره مورد بررسی (یعنی از سال ۱۳۸۱ تا ۱۳۹۱) به میزان ۲۸۶ میلیون مترمکعب افزایش یافته است و از ۳۳۵ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۸۱ به ۶۲۲ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۹۱ رسیده است. سهم مناطق خشکی از این افزایش حدود ۷۶ میلیون مترمکعب بوده و در مقابل سهم مناطق دریایی حدود ۲۱۰ میلیون مترمکعب بوده است. اگرچه سهم میادین دریایی در افزایش تولید گاز غنی از میادین خشکی بیشتر بوده اما انتظار بر آن است که تقریباً عمده افزایش از میادین دریایی که مشترک است، صورت گیرد. ولی با توجه به شرایط تحریم و عدم همکاری مناسب شرکت‌های خارجی در توسعه میادین دریایی کشور، موجب شد تا روند توسعه طرح‌ها با سرعت مناسبی تداوم نیابد و ازاین‌رو تولید گاز غنی نیز مطابق «بهینه اول» افزایش نیابد.

بیش از ۸۴ درصد گاز سبک کشور از میادین مستقل گازی با محوریت میدان پارس جنوبی تولید شده است. پس از میادین مستقل، گازهای همراه نفت با سهمی معادل ۷ درصد، گازهای گنبدی و مارون خامی با حدود ۶ درصد سهم و در نهایت گاز وارداتی با سهمی معادل ۳ درصد به‌ترتیب بالاترین نقش را در تأمین منابع گاز سبک کشور در سال ۱۳۹۱ عهده‌دار بوده‌اند. در دوره ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۸ تولید گاز از میادین مستقل روند رو به رشد و مطلوبی داشته، به‌طوری که به‌طور متوسط سالی ۲۵ میلیون مترمکعب در روز به تولید گاز اضافه شده است، اما طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ عملاً روند مطلوب گذشته علی‌رغم داشتن وضعیت درآمدی مناسب و احتمالاً به‌دلیل تحریم‌ها، تنها سالی ۶ میلیون مترمکعب در روز اضافه شده است.

حدود ۸۰ درصد از میدان‌های نفتی کشور در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، لذا طبیعی است که با افت فشار مخزن و کاهش تولید مواجه باشند. برای جلوگیری از کاهش تولید و اقدام به تولید صیانتی، تزریق گاز یا آب ضروری است. اگرچه انتخاب سیال مناسب برای تزریق به مخازن نفتی به مواردی ازجمله نوع سنگ، متوسط خواص پتروفیزیکی، عمق، دمای مخزن، وجود کلاهک گازی، قدرت آبدهی مخزن، شاخص سنگینی نفت و میزان شوری آب سازند و... بستگی دارد، اما تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی همواره با محدودیت مواجه بوده و به‌دلیل رشد مصرف گاز در کشور عملاً تزریق به مخازن نفتی در اولویت قرار نگرفته و علی‌رغم منافع بسیار بالای تزریق گاز به چاه‌های نفتی، رفاه و لذت کوتاه‌مدت حاصل از مصرف گاز در بخش خانگی و عمدتاً جهت گرمایش به منافع کشور در بلندمدت ترجیح داده شد.

میزان تزریق در طول شانزده سال گذشته از ۸۸ میلیون مترمکعب در روز فراتر نرفته و در بیشتر سال‌ها بین ۷۰ تا ۸۰ میلیون مترمکعب در روز در نوسان بوده است. در پنج سال اول دوره مورد بررسی

(یعنی از سال ۱۳۸۱ تا ۱۳۹۱) متوسط تزریق گاز طبیعی به چاه‌های نفتی حدود ۷۰ میلیون مترمکعب در روز بوده که در ۶ سال بعدی به متوسط سالیانه ۵۴ میلیون مترمکعب کاهش یافته است.

ظرفیت پالایش گاز کشور در پایان سال ۱۳۸۸ بالغ بر ۴۹۷/۵ میلیون مترمکعب در روز بود، که این رقم در پایان سال ۱۳۹۱ به ۵۴۷/۷۸ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافته است. این افزایش ظرفیت حدود ۵۰ میلیون مترمکعبی عمدتاً ناشی از تکمیل بهره‌برداری از پالایشگاه گاز فجر به ظرفیت ۱۵ میلیون مترمکعب در روز، تکمیل و توسعه بهره‌برداری از پالایشگاه گاز ایلام با ظرفیت ۶/۸ میلیون مترمکعب در روز و تکمیل و توسعه بهره‌برداری از پالایشگاه گاز مسجد سلیمان با ظرفیت یک میلیون مترمکعب در روز است.

آخرین وضعیت طرح‌های در دست اجرای پالایشی نشان از آن دارد که تعداد هفت پروژه در حوزه پالایشگاهی تحت مدیریت شرکت ملی گاز ایران درحال انجام بوده که از این پروژه‌ها تنها دو پروژه به افزایش ظرفیت در پالایشگاه‌های گاز ایلام و سرخون و قشم ارتباط داشته که این دو پروژه نیز به‌دلایل مشکلات مربوط به تأمین منابع مالی و همچنین انتقال ارز با مشکل مواجه بوده‌اند.

آخرین وضعیت پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی نیز نشان از آن دارد که تا پایان سال ۱۳۹۱ تعداد پنج پروژه در حوزه ذخیره‌سازی در حال انجام بوده که دو پروژه از پنج پروژه ذخیره‌سازی گاز طبیعی کشور تقریباً مراحل نهایی خود را طی می‌کنند و سه پروژه دیگر این حوزه نیز در مراحل ابتدایی قرار دارند.

تعداد ایستگاه‌های تقویت فشار گاز تا پایان سال ۱۳۹۱ برابر ۷۱ ایستگاه بوده که در این حوزه اجرای ۲۱ پروژه تأسیسات تقویت فشار نیز در دست اقدام است. به‌دلیل نقش ایستگاه‌های تقویت فشار گاز در حداکثر بهره‌برداری از ظرفیت خطوط، این طرح‌ها اهمیت زیادی در تأمین گاز مورد نیاز در پیک مصرف دارند. درحال حاضر طرح‌های ایستگاه تقویت فشار گاز اغلب از برنامه زمانبندی خود عقب‌ترند.

مصرف گاز طبیعی در سال‌های ۱۳۵۵-۱۳۹۱ به‌طور متوسط سالیانه ۱۳/۱ درصد رشد داشته است. همچنین به‌دنبال افزایش مصرف گاز طبیعی و پیگیری سیاست جایگزینی مصرف گاز به‌جای سوخت‌های مایع سبب شد، سهم مصرف گاز طبیعی از ۱۰ درصد در سال ۱۳۵۵ به ۶۵ درصد در سال ۱۳۹۱ افزایش یابد. به‌دلیل ناهماهنگی در سیاستگذاری‌های مربوط به تأمین گاز در کشور و عدم تناسب بین سیاست‌های افزایش تولید و توسعه گازرسانی، در بیشتر سال‌ها گاز تخصیص یافته به نیروگاه‌ها و صنایع عمده از نوسان زیادی برخوردار بوده و این نشان‌دهنده ناپایداری سیاست‌ها در پیگیری اهداف مربوط به این بخش است.

خلاصه عملکرد گازرسانی کشور در طی سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۱ نشان از آن دارد که به‌طور متوسط طی این دوره سالیانه ۱۵۹۶۸ کیلومتر شبکه گازی انجام شده که کمترین میزان شبکه گازی در سال ۱۳۸۸ و بیشترین آن مربوط به سال ۱۳۹۰ بوده است. در همین دوره به‌طور متوسط سالیانه ۴۷۲ هزار انشعاب واگذار شده است که کمترین انشعاب‌های واگذار شده مربوط به سال ۱۳۸۶ (۴۱۰۰ هزار انشعاب) و بیشترین آن مربوط به سال ۱۳۹۰ (۵۵۰۰ هزار انشعاب) بوده است. سالیانه بیش از یک میلیون مشترک به تعداد مشترکین شرکت ملی گاز ایران اضافه شده است که کمترین آن با حدود ۸۸۰ هزار مشترک مربوط به سال ۱۳۸۶ و بیشترین آن مربوط به سال ۱۳۹۱ با حدود ۱۴۲۰ هزار مشترک بوده است.

تعرفه‌های گاز طبیعی در چارچوب اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها در سال، به دو تعرفه ۷ ماهه و ۵ ماهه تقسیم شدند که تعرفه‌ها در دوره زمانی ۷ ماهه با عنوان فصل گرم و تعرفه‌های ۵ ماهه تحت عنوان تعرفه‌های فصل سرد تقسیم شده است. پس از اجرای قانون هدفمندی، برای دوره سرد سال، تعرفه‌های ویژه تجاری و نیروگاهی حدود ۱۴/۴ برابر و تعرفه بخش خانگی نیز حدود ۸/۵ برابر شده است.

همواره بیش از ۹۰ درصد صادرات گاز ایران به کشور ترکیه انجام شده است. صادرات گاز ایران از ۹/۶ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۳ به ۲۵/۴ میلیون مترمکعب در روز طی سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. واردات گاز طبیعی برای تأمین بخشی از نیاز مصرفی در شمال و شمال شرق کشور از ترکمنستان با حجم سالیانه حداکثر ۸ میلیارد مترمکعب از سال ۱۳۷۶ آغاز شد. تراز تجاری گاز در فاصله سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۰ همواره منفی بوده و فقط در سال ۱۳۹۱ این تراز مثبت شد. عملکرد تراز گاز نشان از آن دارد، چنانچه برنامه‌های صادرات گاز ایران به اروپا، عمان، عراق و پاکستان بخواهد جامه عمل پوشانده شود، ضرورت دارد برنامه‌ریزی مناسب‌تری برای توسعه تولید صورت گیرد.

بیش از ۹۰ درصد تولید برق کشور توسط نیروگاه‌های حرارتی انجام می‌شود. این‌گونه نیروگاه‌ها برای تولید برق عمدتاً از سوخت گاز طبیعی استفاده می‌کنند. در پایان سال ۱۳۹۱ تعداد ۶۸ نیروگاه امکان استفاده از گاز طبیعی را داشتند. مصارف گاز طبیعی نیروگاه‌ها سیر صعودی داشته و از ۳۳/۶ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۳ به ۳۹/۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۹۱ رسید. در این دوره سهم گاز در تأمین سوخت نیروگاهی از ۸۰ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۵۶/۵ درصد در سال ۱۳۹۱ کاهش یافته است.

به‌دلیل عدم تأمین کافی گاز طبیعی، نیروگاه‌ها مجبور به استفاده از سوخت مایع به‌عنوان سوخت جایگزین شده‌اند که این مسئله نه تنها عملکرد نیروگاه‌ها را تحت تأثیر قرار می‌دهد بلکه برخی از واحدهای نیروگاهی از مدار خارج می‌شوند و باعث می‌شود تا از چهار ناحیه کشور دچار

هزینه باشند. ابتدا از دید زیست‌محیطی که به‌دلیل توسعه شهرنشینی بیشتر نیروگاه‌ها امروزه در محدوده شهرها قرار گرفته‌اند و لذا استفاده از سوخت مایع موجب آلایندگی بیشتر زیست‌محیطی شده و زندگی در شهرهایی مانند اراک و شیراز را غیرقابل تحمل می‌سازد. دوم از دید مصرف سوخت مایع که به‌جای گاز طبیعی باید گران‌ترین سوخت مایع دنیا یعنی نفت‌گاز مصرف شود. سوم هزینه بسیار زیادی که لازم است برای حمل و ذخیره‌سازی سوخت مایع در کنار نیروگاه‌ها به دولت (یا به‌صورت مستقیم برای نیروگاه‌های دولتی یا در قالب نرخ خرید بالاتر برای نیروگاه‌های بخش خصوصی) تحمیل می‌شود و چهارم هم از دید هزینه‌های بالاتر تعمیر و نگهداری که به بهره‌بردار نیروگاه بابت مصرف سوخت مایع تحمیل می‌شود.

صنایع کشور همانند نیروگاه‌ها در ۴ ماهه آخر سال با محدودیت در تأمین گاز طبیعی مواجهند، به طوری که بعضاً با اُفت فشار گاز یا قطعی گاز روبرو شده و چون معمولاً امکانات سوخت جانشین برای آنها به سادگی میسر نبوده لذا از این رهگذر دچار خسارات مالی ناشی از توقف فعالیت‌های کارخانه یا واحد تولیدی می‌شوند. این رویکرد با مقوله برنامه‌ریزی و تأمین محیط مناسب کسب‌وکار برای تولید و سرمایه‌گذاری سازگاری ندارد.

تعداد شهرهای گازرسانی شده کشور از ۵۷۰ شهر در سال ۱۳۸۴ به ۹۶۵ شهر در سال ۱۳۹۱ افزایش یافت. ازاین‌رو تنها ۴ درصد از شهرهای کشور گازرسانی نشده‌اند. تعداد روستاهای برخوردار از گاز طبیعی در سال ۱۳۸۸ برابر ۸۷۰۵ روستا بوده که در سال۱۳۹۱ به ۱۴۱۱۴ روستا افزایش یافته است. با اقدامات انجام شده در زمینه گازرسانی در روستاها، در مجموع در سال ۱۳۹۱ تعداد بیش از ۲/۴ میلیون انشعاب با ۳۱۷۷۲۹۳ خانوار روستایی تحت پوشش شبکه گاز قرار گرفتند.

در ذیل به برخی از راهکارهایی که در این ارتباط می‌توانند اندیشیده شوند، اشاره می‌شود:

۱. ارتقای جایگاه ایران در بازارهای بین‌المللی و توسعه صادرات گاز.

۲. برقراری تعامل سازنده و مؤثر با سایر کشورها.

۳. تأمین بهینه انرژی مناطق مختلف کشور با توجه به جایگزینی اقتصادی حامل‌های انرژی، پتانسیل‌های محلی، ظرفیت‌های موجود و سیستم‌های عرضه انرژی.

۴. اختصاص عواید نفت و گاز برای توسعه سرمایه‌گذاری به‌منظور صیانت از دارایی نسل‌های آینده.

۵. اولویت بخشیدن به توسعه میادین مشترک و تولید نفت و گاز از آنها و انجام فعالیت‌های اکتشافی نفت و گاز به طوری که ذخایر اکتشافی در طول برنامه حداقل معادل نفت خام برداشت شده از مخازن باشد.

۶. افزایش سهم و نقش ایران در انتقال گاز آسیای میانه به شبه قاره هند، ترکیه و اروپا.

۷. اتصال شبکه‌های گازرسانی ($RiNG$) به‌منظور امنیت عرضه و حداقل‌سازی آثار ناشی از وقوع

حوادث غیرمترقبه و بحرانی و همچنین ایجاد ذخیره‌سازی گاز طبیعی.

۸. تسریع در برنامه‌های تولید گاز از حوزه پارس جنوبی و سایر حوزه‌ها و سعی در رفع موانع تولید.

۹. تسریع در احداث مخازن زیرزمینی گاز طبیعی برای ذخیره‌سازی گاز و کمک به تراز گاز طبیعی کشور در مواقع پیک مصرف برای تأمین امنیت سوخت‌رسانی.

۱۰. به حداقل رساندن نصب انشعابات و اشتراک‌پذیری، اجرای پروژه‌های گازرسانی به مناطق دوردست و روستایی و متوقف ساختن اجرای آن دسته از پروژه‌ها که از نظر اقتصادی از توجیه لازم برخوردار نیستند و استفاده از سوخت‌های جایگزین مانند گازمایع، نفت‌سفید و برق در این‌گونه مناطق.

۱۱. منطقی ساختن و اصلاح قیمت فروش گاز طبیعی به نحوی که موجب انگیزه صرفه‌جویی در مصرف‌کنندگان را فراهم سازد.

۱۲. بهره‌برداری بهینه از گاز طبیعی از طریق افزایش راندمان نیروگاه‌ها و کاهش تلفات شبکه تولید، انتقال و توزیع نیروی برق.

۱۳. عدم انجام تعهدات جدید صادراتی و ادامه واردات گاز طبیعی تا بهبود وضعیت تراز گاز طبیعی کشور.

۱۴. کاهش تلفات گاز در بخش‌های مختلف شبکه گاز کشور.

۱۵. تسریع در احداث ایستگاه‌های تقویت فشار در راستای حداکثر بهره‌برداری از ظرفیت خطوط انتقال گاز و افزایش بازدهی در نقاط مصرف.

۱۶. تجدیدنظر در پیگیری سیاست گازرسانی به همه نقاط کشور و انجام مطالعه به‌منظور محاسبه هزینه مربوط به پیگیری این سیاست در صورت اجرای کامل قانون هدفمند کردن یارانه‌ها.

۱۷. پیگیری و اجرای سیاست مربوط به استفاده از گاز در بخش مولد.

۱۸. تأمین منابع مربوط به پروژه‌های مربوط به انتقال گاز در کشور و ایجاد تناسب بین این‌گونه پروژه‌ها و طرح‌های بالادستی.

منابع و مآخذ

۱. شرکت ملی گاز ایران،گزارش عملکرد سال‌های مختلف.

۲. گزارش مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۱.

۳. گزارش‌های مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، سال‌های مختلف.

۴. ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، سال‌های مختلف.

۵. شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، ۱۳۹۱.

۶. وزارت نیرو، شرکت مادرتخصصی توانیر، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق در سال ۱۳۹۱.

۷. مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، گزارش عملکرد سال‌های برنامه چهارم توسعه.

8. BP Statistical Review Of World Energy, June, 2013.

شناسنامه گزارش	مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی	شماره مسلسل: ۱۳۹۹۵

عنوان گزارش: ارزیابی عملکرد شرکت ملی گاز ایران طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۳۹۱ (دو سال اول برنامه پنجم)

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین: هوشنگ مؤمنی وصالیان

ناظران علمی: محمدرضا محمدخانی، هوشنگ محمدی، ایرج مهرآزما، فریدون اسعدی

متقاضی: شمس‌اله بهمئی (نماینده مردم رامهرمز و رامشیر در مجلس شورای اسلامی)

ویراستار ادبی: قاسم میرخانی

واژه‌های کلیدی: ــــ

تاریخ انتشار: ۱۳۹۳/۸/۲۷