

استراتژی بهینه توسعه صنعت گاز در ایران

سیامک ادیبی

مؤسسه تحلیل‌گران فن‌آور

چکیده

با توجه به نیاز روزافزون کشورهای جهان به انرژی پاک همچون گاز طبیعی، بهره‌مندی صحیح از ذخایر گاز طبیعی می‌تواند فرصت‌های مناسبی را در جهت توسعه کشورهای دارنده آن ذخایر قرار دهد.

با بررسی ذخایر گاز طبیعی در جهان، این نکته مشهود است که حدود ۱۵/۵ درصد از ذخایر گاز طبیعی در جهان متعلق به کشور ایران است و ایران با در اختیار داشتن حدود ۲۷/۷ تریلیون مترمکعب از این ذخایر می‌تواند علاوه بر استفاده از فرصت‌های مناسب برای کسب درآمد و منافع اقتصادی، زمینه توسعه تکنولوژی را نیز فراهم آورد.

گاز طبیعی را می‌توان در مقوله‌هایی از جمله مصرف در داخل کشور به عنوان سوختی پاک، عاملی در جهت تزریق به مخازن نفت و ازدیاد برداشت از ذخایر نفتی و همچنین صادرات و کسب درآمد ارزی مورد بحث قرار داد.

این مقاله علاوه بر بررسی و تحلیل وضعیت آتی تولید، مصرف، تزریق گاز به مخازن نفت، صادرات گاز در کشور برای سال‌های آینده و بیان مشکلات و تنگناهای موجود، می‌کوشد تصویری بهینه از استراتژی صنعت گاز کشور، برای هر یک از مقوله‌های مصرف داخلی، تزریق به مخازن نفت و صادرات ترسیم نماید. این مقاله همچنین به راهکارهایی جهت عملی ساختن این استراتژی اشاره می‌نماید.

واژه‌های کلیدی: گاز طبیعی مایع، نرخ بازده داخلی، ازدیاد برداشت، گازهای سوزانده شده

پس از پدید آمدن صنعت نفت در ایران و بهره‌برداری از منابع نفت خوزستان، طبعاً همراه با نفت، مقادیر زیادی گاز طبیعی استحصال شد که متأسفانه در آن زمان تمامی این گازها سوزانده شده و به هدر می‌رفت. به طوری که در طی ۶۰ سال تا زمان تأسیس شرکت ملی گاز در سال ۱۳۴۲، متجاوز از ۱۳۰ میلیارد مترمکعب گاز مناطق نفت‌خیز جنوب سوزانده شد. مدتی پس از تأسیس شرکت ملی گاز در سال ۱۳۴۴، نخستین قرارداد صادرات گاز ایران در پی توافق بین کشورهای ایران و روسیه در زمینه ایجاد کارخانجات نوب آهن و ماشین‌سازی اراک منعقد گردید و استفاده از گاز در جهت صادرات به روسیه (اتحاد جماهیر شوروی) صورت پذیرفت. باید اشاره نمود، در سال‌های قبل از انقلاب، سیاست‌های توسعه صنعت گاز در کشور، عمدتاً بر دو محور "صادرات" و "مصرف داخلی" همراه با اولویت‌دادن به صادرات قرار داشت. پس از انقلاب، تغییرات اساسی در تصمیم‌گیری ایجاد گردید و سیاست گازرسانی در جهت مصارف داخلی به جای صادرات در اولویت قرار گرفت. این سیاست در کشور به سرعت دنبال گشت. به طوری که شبکه گازرسانی در داخل بسیار گسترش یافت. امروزه، قسمت اعظم تولید گاز در کشور برای تأمین نیازهای مصرف داخل اختصاص یافته است و با توجه به محدودیت‌های مالی در تولید، گزینه‌های دیگر استفاده از گاز مانند صادرات یا تزریق، تحت‌الشعاع مصرف گاز در داخل قرار گرفته است. لازم به ذکر است، کشور جمهوری اسلامی ایران با توجه به این موضوع که از ذخایر عظیم نفت و گاز برخوردار است، می‌تواند ذخایر گاز را در در جنبه‌های مختلفی مورد کاربرد قرار دهد. این مقوله‌ها عبارتند از:

مقوله اول: همان‌طور که اشاره شد، استفاده از منابع گازی به منظور تأمین نیاز مصرفی انرژی داخل.

مقوله دوم: استفاده از گاز به عنوان عاملی برای بازیافت بیشتر نفت از طریق تزریق به مخازن نفتی.

مقوله سوم: صادرات گاز به صورت ماده اولیه و یا به صورت تبدیل گاز به مواد با ارزش افزوده بالاتر و صادرات آنها.

در تدوین یک برنامه‌ریزی منسجم به منظور استفاده صحیح از منابع گازی کشور، توجه کافی به تک تک مقوله‌های فوق‌الذکر ضروری به نظر می‌رسد.

در ابتدا و قبل از مشخص نمودن پارامترهای مؤثر در برنامه‌ریزی صحیح، بررسی وضعیت کشور در هر یک از مقوله‌های مذکور ضروری به نظر می‌رسد.

مصرف گاز طبیعی در داخلی کشور

گاز طبیعی در اقتصاد ایران همواره به عنوان یک عامل تولید در کنار نیروی انسانی و سرمایه مطرح بوده است. آمارهای موجود نشان می‌دهد، سهم گاز طبیعی از مصرف انرژی بخش‌های مختلف اقتصادی به ویژه خانگی، تجاری و صنعت در سال‌های اخیر با نرخ شدیدی رشد پیدا کرده است. به طوری که به طور مثال در طی دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۱ مصرف گاز طبیعی سالانه حدود ۱۰/۹ درصد رشد نموده است^۱ جدول شماره (۱) و براساس آمارها، تا پایان سال ۱۳۸۱ تقریباً ۵۰ درصد مصرف انرژی کشور از گاز تأمین گردیده است.

۱- نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت ۱۳۸۲.

جدول ۱- روند مصرف گاز طبیعی در کشور بدون در نظر گرفتن تزریق به مخازن نفت
(میلیارد مترمکعب)

سال	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱
مصرف	۴۱/۶	۴۶/۸	۵۰/۸	۵۷/۸	۶۵	۶۷/۸	۷۷/۵

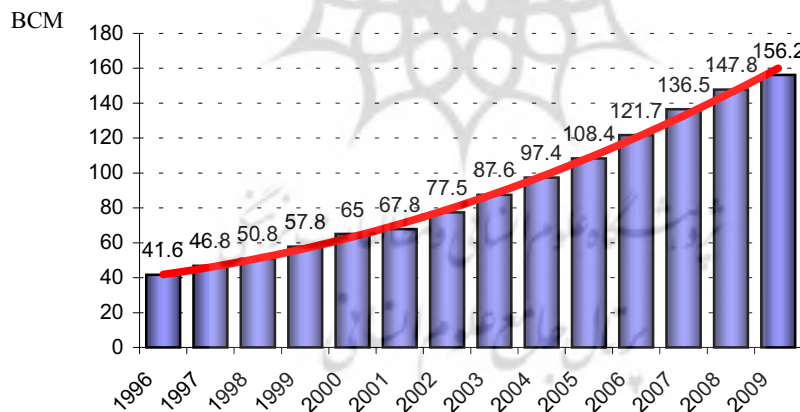
ماخذ: نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت ۱۳۸۲.

بر طبق آمارهای موجود در سال ۱۳۸۱ در حدود ۷۷/۵ میلیارد مترمکعب گاز در کشور مصرف شده است که از این مقدار بیشترین مصرف متعلق به بخش نیروگاهی و در حدود ۲۷/۷ میلیارد مترمکعب در سال بود. در سال ۱۳۸۱ در بخش‌های تجاری و خانگی حدود ۲۷/۶ میلیارد مترمکعب و در بخش صنایع حدود ۲۲/۲ میلیارد مترمکعب گاز مصرف شده است.^۲ براساس پیش‌بینی‌های موجود مصرف گاز طبیعی در کشور افزایش خواهد یافت. به طوری که در سال ۱۳۸۸ مصرف گاز طبیعی به ۱۵۶/۲ میلیارد مترمکعب در سال خواهد رسید.^۳ رشد مصرف گاز در داخل حاکی از آن است که در سال‌های آینده نیز قسمت اعظم گاز تولیدی به مصارف داخلی اختصاص خواهد یافت. از این رو، رشد فزاینده مصرف گاز در داخل را باید در برنامه‌ریزی‌های توسعه تولید منظور نمود.

جدول ۲- وضعیت مصرف گاز در سال‌های آینده (میلیارد مترمکعب)

سال	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
تقاضا	۷۷/۵	۸۷/۶	۹۷/۴	۱۰۸/۴	۱۲۱/۷	۱۳۶/۵	۱۴۷/۸	۱۵۶/۲

ماخذ: "Natural Gas Industry in Iran", Presentation, A. Ramezani, 2003, Tehran-Iran



نمودار ۱- وضعیت مصرف گاز در سال‌های آینده (میلیارد مترمکعب)

۲- ترازنامه انرژی، وزارت نیرو، ۱۳۸۱.

3- "Natural Gas Industry in Iran", Presentation, A. Ramezani, Energy and Security & New Challenges, November 29 & 30, 2003, Tehran-Iran

تزریق گاز به مخازن نفت

همان‌طور که می‌دانیم، برداشت اولیه نفت، باعث کاهش فشار مخزن می‌گردد. بدین منظور برای حفظ فشار آن به خاطر تولید بیشتر، از روش‌هایی مانند تزریق گاز سود جسته می‌شود. طبق بررسی‌های انجام شده، متوسط سرعت کاهش تولید طبیعی نفت در مخازن مناطق خشکی کشور، معادل ۹ تا ۱۱ درصد در سال است.^۴ این کاهش را می‌توان با بازیافت ثانویه از مخازن نفت جبران کرد. یکی از راه‌های بازیافت ثانویه، تزریق گاز است.

به عقیده بسیاری از کارشناسان و مهندسان نفت، تزریق گاز به میادین نفت کشور، امری بسیار ضروری به شمار می‌رود؛ به خصوص در کشور ما که ضریب بازیافت طبیعی بسیار پایین است، این عمل به مراتب مهم‌تر می‌باشد. زیرا عموماً مخازن نفت کشور از نوع کربناته هستند که در این‌گونه مخازن، تزریق گاز بسیار مؤثر واقع می‌گردد.

براساس آمارهای موجود در سال ۱۳۸۱، در حدود ۲۶/۴۱ میلیارد مترمکعب گاز به میادین نفتی کشور تزریق شده است.^۵ جدول شماره (۳)، مقادیر گاز تزریق شده در سال‌های مختلف را نشان می‌دهد. براساس برنامه‌های شرکت ملی نفت پیش‌بینی می‌شود، در سال ۱۳۸۸ حدود ۷۷/۷۹ میلیارد مترمکعب گاز به میادین نفتی کشور تزریق خواهد شد. جدول شماره (۴)

جدول ۳- تزریق گاز به میادین نفتی کشور (میلیارد مترمکعب در سال)

سال	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱
گاز تزریق شده	۲۱/۲۸	۲۳/۴۷	۲۴/۶۳	۲۴/۷۳	۲۵/۹۷	۲۷/۵۲	۲۶/۴۱

مأخذ: نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت ۱۳۸۲.

در حال حاضر تزریق گاز به میادین بی بی حکیمه، پازنان، پارسی، رامشیر، کرنج، کوپال، گچساران، لبه سفید، مارون و هفتکل صورت می‌پذیرد و طبق برنامه‌ها پیش‌بینی می‌شود حجم تزریق به این میدان‌ها افزایش یابد. این موضوع در حالی است که بسیاری از کارشناسان نفتی برنامه‌های تزریق را مطابق با نیاز واقعی مخازن نفت نمی‌دانند.

با توجه به این موضوع که اکثر میادین نفتی در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، لازم است برنامه‌ریزی دقیقی برای تزریق گاز به این میادین انجام شود.

به طور مثال باید عنوان نمود، میدان نفتی آغاچاری در ابتدای بهره‌برداری خود در حدود یک میلیون بشکه در روز توان تولیدی داشت که امروز، تنها نزدیک به ۱۴۵ هزار بشکه در روز تولید دارد. این روند کاهشی در استحصال نفت برای میدان نفتی آغاچاری در صورتی که تزریق گاز انجام نشود، ادامه می‌یابد.

۴- طرح جامع ۲۰ ساله گاز کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (فصل هفتم، جلد دوم)، ۱۳۷۶.

۵- نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت ۱۳۸۲.

جدول ۴- پیش‌بینی برنامه تزریق گاز به میادین نفتی کشور در سال‌های آینده
(میلیارد مترمکعب در سال)

سال	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
خشکی						
تزریق گاز آغاچاری	۰	۵/۱۱	۷/۳	۱۵/۴۹	۲۰/۶۷	۲۶/۶۷
تزریق گاز بی بی حکیمه	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷
بازگردانی گاز پازنان	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳
تزریق گاز پارس	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴
تزریق گاز رامشیر	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷
تزریق گاز قلعه نار	۰	۰/۳۱	۰/۳۱	۰/۳۱	۰/۳۱	۰/۳۱
تزریق گاز کرنج	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷
تزریق گاز کوپال	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵
تزریق گاز گچساران	۱۰/۰۳	۸/۹۲	۷/۶۵	۷/۵۴	۷/۵۴	۷/۵۴
تزریق گاز لب سفید	۰/۵۲	۰/۴۹	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۶
تزریق گاز نرگسی	۰	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۱۸
تزریق گاز مارون	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲
تزریق گاز هفتگل	۰/۳۹	۰/۳	۰/۲۷	۰/۲۵	۰/۲۴	۰/۲۲
سایر میادین	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱
جمع خشکی	۵۷	۶۲/۲۷	۶۲/۲۴	۷۰/۳۱	۷۵/۴۸	۷۵/۴۶
دریا - درود	۰	۰	۰/۵۱	۱/۲۴	۱/۲۴	۱/۲۴
سایر میادین دریا	۰	۰	۰	۰	۰/۷۳	۱/۱
جمع خشکی و دریا	۵۷	۶۲/۲۷	۶۲/۷۵	۷۱/۵۵	۷۷/۴۵	۷۷/۷۹

ماخذ: شرکت ملی نفت ایران، خرداد ۱۳۸۳

با تخصیص ۳ فاز از طرح‌های توسعه‌ای پارس جنوبی برای تزریق از سال ۱۳۸۴ به بعد، میزان تولید نفت میدان نفتی آغاچاری به تدریج افزایش خواهد یافت. به طوری که براساس محاسبات برای سال ۱۴۰۲، تولید این میدان به حدود ۳۰۰ هزار بشکه خواهد رسید. فازهای ۶، ۷ و ۸ مخزن گازی پارس جنوبی، سالانه ۲۷/۳ میلیارد مترمکعب (۷۵ میلیون مترمکعب در روز) گاز تولید خواهند نمود که عملاً نیاز تزریق سالانه ۲۰/۸ میلیارد مترمکعب (روزانه ۵۷ میلیون مترمکعب) به این میدان را فراهم خواهند کرد.^۱ لازم به ذکر است، با توجه به این موضوع که قرار است گاز فازهای ۶ و ۷ و ۸ میدان پارس جنوبی به میدان نفتی آغاچاری تزریق شود، نیاز به سرمایه‌گذاری عظیمی در انتقال گاز پارس جنوبی به این میدان نفتی می‌باشد.

لازم به ذکر است، هزینه‌های مربوط به تزریق گاز مخزن آغاچاری تنها هزینه‌های پایین‌دستی می‌باشد. با در نظر گرفتن هزینه‌های بخش بالادستی حدود ۴۲۱۹ میلیون دلار برای توسعه ۳ فاز ۶ و ۷ و ۸ پارس

۱- نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت ۱۳۸۲.

جنوبی کل سرمایه‌گذاری در حدود ۵۷۳۹ میلیون دلار خواهد شد. سرمایه‌گذاری نسبتاً سنگین از منابع داخلی یکی از مسائل مطرح این گونه طرح‌های صیانتی به شمار می‌رود. هزینه‌های طرح تزریق به میدان نفتی آغاچاری به شرح جدول شماره (۵) می‌باشد^۷:

جدول ۵- هزینه‌های طرح تزریق به میدان نفتی آغاچاری

تأسیسات مورد نظر	هزینه (دلار)
احداث ۵۱۲ کیلومتر خط لوله ۵۶ اینچ	۶۵۰
ایستگاه‌های تقویت فشار جهت انتقال گاز	۴۵۰
ایستگاه‌های تقویت فشار جهت تزریق گاز	۳۰۰
احداث چاه‌های تزریق	۱۲۰
جمع کل	۱۵۲۰

ماخذ:

Economics of Natural Gas utilization in Iran", H.A. Hajarizadeh , May 2004, Tehran-Iran.

باید اشاره نمود، در بسیاری از موارد افزایش نرخ تولید بلافاصله بعد از عملیات تزریق صورت نمی‌پذیرد. یکی از مواردی که اغلب طرفداران طرح‌های تزریق در اولویت دادن طرح‌های تزریق به سایر گزینه‌های استفاده از گاز طبیعی به آن اشاره دارند، این است که در ازای تزریق حجم معینی گاز می‌توان حجم معینی از نفت را استحصال نمود. اما نکته مهم این است که فاکتور زمان بسیار تأثیرگذار خواهد بود و از این رو به طور قطع نمی‌توان به این نتیجه رسید که طرح‌های تزریق در تمامی مخازن نفت بسیار اقتصادی‌تر از سایر گزینه‌های استفاده از گاز می‌باشند. از این رو باید هر یک طرح‌ها را به طور دقیق مورد ارزیابی فنی و اقتصادی قرار داد.

به دلایلی که اشاره شد، نکته قابل توجه در برخی از طرح‌های تزریق این است که سرمایه‌گذاری چنین طرح‌های از منابع داخلی باید انجام شود و امکان استفاده از روش‌های تأمین مالی از جمله طرح‌های بیع متقابل و یا فاینانس وجود ندارد. با توجه به محدودیت‌های سرمایه‌گذاری، تخصیص تمامی فازهای جدید مخزن گازی پارس جنوبی که بزرگترین میدان گازی کشور به شمار می‌رود، برای تزریق به مخازن نفت، عملاً امکان‌پذیر نیست.

صادرات گاز

یکی از راه‌های استفاده از گاز برای کشور، اجرای طرح‌های صادرات گاز می‌باشد. صادرات گاز برای کشور از راه‌های زیر امکان‌پذیر است:

- ۱- صادرات گاز با خط لوله به بازارهای همجوار و نزدیک از جمله: پاکستان، امارات، کویت، آذربایجان (نخجوان)، ارمنستان، عمان، ترکیه و حتی عراق
- ۲- صادرات گاز به بازارهای دوردست به وسیله خط لوله از جمله صادرات گاز با خط لوله به هندوستان و اروپا

7- "Economics of Natural Gas utilization in Iran", H.A. Hajarizadeh IRAEE, Conference, 25-27 May 2004, Tehran-Iran.

۳- صادرات گاز به صورت LNG به بازارهای اروپا و شرق دور از جمله ژاپن، کره، تایوان و چین
 ۴- صادرات گاز به صورت تبدیل گاز به فرآورده‌های ارزشمند از جمله مواد پتروشیمی، GTL، ویا DME

بررسی صادرات گاز با خط لوله به کشورهای همجوار

ایران در سال ۱۳۷۵ قرارداد ۲۲ ساله‌ای را برای صادرات گاز به ترکیه امضاء کرد که براساس آن صادرات گاز به ترکیه از سال ۲۰۰۷ به میزان سالانه ۱۰ میلیارد مترمکعب خواهد رسید. این پروژه از سال ۱۳۸۰ آغاز شده که به دلایل فنی و درخواست قیمت‌های پایین‌تر از طرف ترکیه چندین بار با وقفه مواجه شده است. همچنین کشور ایران با جمهوری ارمنستان قراردادی در سال ۱۹۹۵ امضاء نمود که قرار بود حدود ۱ میلیارد مترمکعب در سال به این کشور گاز صادر نماید. قرارداد مذکور به دلیل مشکلات مالی ارمنستان هیچگاه اجرا نگردید. در سال ۲۰۰۴ ایران طی قرارداد تهاتری گاز با برق که با کشور ارمنستان منعقد نمود، قرار است از سال ۲۰۰۷ به میزان ۱/۱ میلیارد مترمکعب به این کشور گاز صادر نماید.^۸

بازار محدود دیگر برای صادرات گاز ایران نخجوان می‌باشد. زیرا منطقه خودمختار نخجوان به علت محاصره از طرف ارمنستان، امکان تأمین گاز مورد نیاز خود از جمهوری آذربایجان را ندارد و از همین رو در صدد تأمین گاز از ایران است. البته میزان تقاضای این منطقه ناچیز و در حدود سالانه ۳۰۰ تا ۴۰۰ میلیون مترمکعب تخمین زده می‌شود. در حال حاضر قرارداد مذکور با کشور آذربایجان امضاء گردیده است.

صادرات گاز ایران به کویت نیز احتمالاً از سال ۲۰۰۵ یا ۲۰۰۶ آغاز خواهد شد، میزان گاز مورد مبادله در حدود ۳ میلیارد مترمکعب در سال خواهد بود، گاز مورد نیاز می‌تواند به راحتی از میدان گازی پارس جنوبی تأمین گردد.

در زمینه صادرات گاز به کشور عمان، در سال ۲۰۰۰ ایران و عمان یادداشت تفاهمی برای توسعه مشترک میدان بوخا و صدور سهم گاز ایران به عمان امضاء کردند. همچنین میدان گازی گشوی جنوبی می‌تواند گزینه‌های صادرات گاز ایران به عمان باشد.

امارات متحده عربی از متقاضیان بزرگ گاز در منطقه خلیج فارس محسوب می‌شود که در آینده برای تأمین گاز مورد نیاز خود نیاز زیادی به واردات خواهد داشت. باید اشاره نمود بازار گاز امارات یکی از گزینه‌های مطلوب صادرات گاز برای ایران به شمار می‌رود. گاز مورد نیاز می‌تواند به راحتی از میدان گازی پارس جنوبی و همچنین میدان نفتی و گازی سلمان تأمین گردد. پتانسیل صادرات گاز به امارات تا ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال تخمین زده می‌شود.

پس از ترکیه و امارات، پاکستان مهمترین کشور همسایه متقاضی گاز ایران محسوب می‌شود، به نظر می‌رسد، پروژه صادرات گاز ایران به پاکستان در صورت تحقق بین سال‌های ۲۰۰۷ الی ۲۰۱۰ (با در نظر گرفتن حداقل ۴ سال زمان برای تکمیل خط لوله و زمان آغاز پروژه) آغاز شود و حداکثر امکان جذب ۱۰ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی ایران را طی سال‌های ۲۰۱۰ الی ۲۰۲۰ داشته باشد.

صادرات گاز به هند

یکی از بزرگترین بازارهای گاز پیش روی ایران برای صادرات از طریق خط لوله، بازار گاز هند می‌باشد. براساس پیش‌بینی‌ها، مصرف گاز هندوستان طی دو دهه آینده به علت نیاز نیروگاه‌های برق و ملاحظات زیست‌محیطی با افزایش قابل توجهی رو به رو خواهد شد. به طوری که نیاز گاز این کشور در سال ۲۰۱۰، حدود ۷۰/۷ میلیارد متر مکعب و در سال ۲۰۲۰ به ۹۶/۲ میلیارد مترمکعب خواهد رسید. ولی باید اشاره کرد که ارقام پیش‌بینی شده قابل اتکا نمی‌باشد، زیرا سهم مصرف گاز طبیعی از کل انرژی مصرفی هند بسیار ناچیز است.

صادرات گاز ایران از طریق خط لوله به بازار هند از چند راه میسر است:

- ۱- خط لوله از مسیر خشکی بعد از عبور از خاک پاکستان.
 - ۲- خط لوله خشکی تا مرز پاکستان سپس عبور از آب‌های ساحلی و کم عمق پاکستان و در نهایت رساندن گاز به هندوستان.
 - ۳- خط لوله از مسیر آب‌های عمیق بدون گذر از آب‌های ساحلی پاکستان.
- بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد، خطوط لوله پیشنهادی که از مسیر دریا بگذرند، مقرون به صرفه نمی‌باشند و شاید بهترین گزینه همان خط لوله خشکی به شمار رود. براساس اطلاعات منتشره توسط شرکت BHP Billiton استرالیا، طول خط لوله گاز ایران به هند (که از مسیر خشکی عبور کند) ۲۷۷۵ کیلومتر خواهد بود. از این مسیر ۱۱۱۵ کیلومتر آن در ایران، ۷۶۰ کیلومتر در پاکستان و ۹۰۰ کیلومتر در هند خواهد بود. هزینه احداث خط لوله در خاک ایران ۸۶/۱ میلیارد دلار، در خاک پاکستان ۱/۲ میلیارد دلار و در خاک هند ۱/۱ میلیارد دلار و در کل ۴/۱۶ میلیارد دلار است. حجم گاز انتقالی بسته به توافق طرفین در حدود ۱۵ تا ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال خواهد بود.^۹
- موانع قابل توجه رو به روی خط لوله گاز ایران به هند عبارتند از:
- ۱- به علت وابستگی شدید هند به زغال‌سنگ، همواره گاز از رقیب ارزان قیمتی برخوردار خواهد بود که بر نرخ فروش گاز ایران اثر منفی می‌گذارد.
 - ۲- علاوه بر موضوع فوق، پاکستان و هند بر سر منطقه کشمیر دارای اختلاف هستند؛ به طوری که این اختلاف سه بار در سال‌های ۱۹۴۹، ۱۹۶۵ و ۱۹۷۱ باعث بروز جنگ تمام عیار بین این دو کشور شده است. با توجه به این موضوع که در حال حاضر روابط هند و پاکستان به سوی آرامش نسبی در حال حرکت است، اما ریسک زیادی برای انتقال گاز ایران به هند از مسیر پاکستان وجود دارد.

صادرات گاز با خط لوله به اروپا

مصرف گاز اروپا در سال ۲۰۰۲ حدود ۴۸۰ میلیارد مترمکعب گزارش شده است که پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۱۰ به ۶۰۰ میلیارد مترمکعب و در سال ۲۰۲۰ به ۸۳۰ میلیارد مترمکعب برسد.^{۱۰}

9- Proposed Iran to India Overland Gas Pipeline, Project Overview, India Oil & Gas Conference 2002, Paul Samson. Vice President, BHP Billiton.

10- "Outlook for Gas Demand and Supply to 2020", International Energy Agency, Natural Gas Transit & Storage Conference in South Europe, 31, May 2002.

علی‌رغم تقاضای فزاینده برای سوخت پاک همچون گاز طبیعی در اروپا، پیش‌بینی قیمت‌های گاز به ویژه در کشورهای مصرف‌کننده مهمی چون آلمان، فرانسه و ایتالیا به دلایل مختلفی از جمله وجود حامل‌های ارزان انرژی همچون زغال سنگ، تعدیلات ساختاری و در نتیجه گسترش رقابت و میل به خرید با قیمت‌های پایین باعث می‌شود تا صادرات گاز از حوزه‌های گازی جنوب ایران با خط لوله به اروپای غربی از نظر اقتصادی سود زیادی نداشته باشد.

لازم به ذکر است، صادرات گاز ایران به اروپا توسط خط لوله از دو مسیر امکان‌پذیر است:

۱- خط لوله از مسیر ترکیه

۲- خط لوله از طریق ارمنستان، گرجستان و اوکراین

خط لوله مورد نیاز برای انتقال گاز ایران به اروپا از مسیر خاک ترکیه تا براتیسلاوا (در حدود ۵۰۰۰ کیلومتر) طول خواهد داشت که در عین حال، علاوه بر هزینه خط لوله مورد نیاز، هزینه تعرفه پرداختی به کشورهای مسیر خط لوله نیز پروژه را بسیار هزینه بر می‌سازد. پیش‌بینی می‌شود که از این خط لوله سالانه ۳۲ میلیارد مترمکعب گاز به اروپا صادر شود.

بر اساس برآوردهای اقتصادی، با فرض نرخ بازگشت داخلی ۱۰ درصد، قیمت گاز ۵۰ سنت/میلیون بی‌تی‌یو و ساخت خط لوله‌ای به قطر ۵۶ اینچ، هزینه انتقال بدون در نظر گرفتن حق ترانزیت، حدود (۳/۱) دلار/میلیون بی‌تی‌یو خواهد شد و با توجه به قیمت‌های گاز اروپا (در حدود ۳/۵ تا ۴ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو)، انتقال گاز از طریق خط لوله به اروپا سود اقتصادی قابل توجهی ندارد.^{۱۱}

باید اشاره کرد، مسیر شمالی انتقال گاز ایران به اروپا با خط لوله یعنی عبور از مسیر ارمنستان، گرجستان و اوکراین به اروپا طولانی‌تر از گزینه مسیر جنوبی بوده و هزینه‌های انتقال نیز افزایش بیشتری خواهد یافت. همچنین به نظر می‌رسد، روسیه نیز هیچگونه علاقه‌مندی به اجرای چنین پروژه‌ای نخواهد داشت و با توجه به این که روسیه نقش مهمی در برنامه‌ریزی‌های کشورهای جمهوری سابق شوروی دارد، مخالفت کشورهای مسیر مانند ارمنستان و اوکراین با چنین پروژه‌ای دور از ذهن نیست.

پروژه دیگری که اخیراً در اروپا برای تأمین گاز مورد نیاز در سال‌های آینده مطرح شده است پروژه NABUCCO می‌باشد. این پروژه برای تأمین گازی در حدود ۲۵ تا ۳۰ میلیارد مترمکعب در سال پیش‌بینی شده که منابع تأمین آن کشورهای ایران و آذربایجان معرفی شده‌اند. گاز صادراتی از این خط لوله برای مصرف در کشورهای مسیر آن (ترکیه، بلغارستان، رومانی و مجارستان) و همچنین اتریش می‌باشد. این خط لوله به Baumgarten در اتریش ختم می‌شود. منطقه Baumgarten به صورت شاهراهی برای تقسیم گاز به سایر کشورهای اروپای غربی نیز می‌تواند به شمار رود. در حال حاضر امکان‌سنجی احداث این خط لوله در اروپا در حال انجام است و تا پایان سال ۲۰۰۴ امکان‌سنجی آن به پایان می‌رسد. زمان ساخت این خط لوله در حدود ۵ سال و هزینه آن حدود ۴/۴ میلیارد دلار تخمین زده شده است.

11- Constraints of the EU supply Natural Gas, European Commission, 2002.

12- Presentation by OMV Erdgas GmbH, Natural Gas in South East Europe Investment, Transit, Trade, Istanbul, May, 2004.

پیش‌بینی می‌شود این خط لوله از سال ۲۰۰۹ به بهره‌برداری برسد. سود اقتصادی صادرات گاز برای ایران بستگی زیادی به قیمت‌های آینده گاز در بازار اروپا خواهد داشت.^{۱۲} با توجه به موارد فوق‌الذکر در طرح‌های صادراتی گاز به اروپا به نظر می‌رسد، گزینه اقتصادی، تبدیل گاز به LNG و حمل آن به بازارهای مختلف اروپا می‌باشد.

صادرات گاز به صورت LNG

یکی از روش‌های صادرات گاز به بازارهای دوردست، سردسازی گاز طبیعی تا دمای ۱۶۲- سانتی‌گراد و تبدیل به صورت مایع (LNG) و انتقال آن با کشتی‌های مخصوص به بازارهای هدف می‌باشد. در حال حاضر توسعه فازهای ۱۲، ۱۱ و ۱۳ میدان گازی پارس جنوبی از طرف "شرکت نفت و گاز پارس" برای اجرای پروژه‌های LNG در نظر گرفته شده‌اند. در همین راستا شرکت ملی صادرات گاز ایران نیز اقدام به تعریف چهار پروژه مجزای LNG هر یک با ظرفیت حدود ۹/۶ تا ۱۰ میلیون تن در سال کرده است که عبارتند از: Persian LNG, Pars LNG, Iran LNG و NIOC LNG. این پروژه‌ها با دو خط تولید LNG (Train)، هر یک با ظرفیت تقریبی حدود ۴/۸ الی ۷ میلیون تن LNG در سال و گاز خوراک روزانه ۱۴۰۰ الی ۱۸۰۰ میلیون فوت مکعب قابل اجرا می‌باشد که این میزان گاز خوراک از فازهای مختلف میدان گازی پارس جنوبی تأمین خواهد شد، محصول LNG تولیدی از این پروژه برای فروش در بازارهای آسیا (هند) و اروپا (انگلستان و ایتالیا) در نظر گرفته شده است.

برخی از محدودیت‌های پیش روی اجرای طرح‌های LNG در کشور عبارتند از:

- ۱- نیاز به سرمایه‌گذاری بالا
 - ۲- مشکلات پیش روی تأمین مالی پروژه
 - ۳- تحریم‌های آمریکا در دستیابی به دانش فنی فرآیند مایع‌سازی گاز و محدودیت‌های موجود در اخذ لیسانس‌های مایع‌سازی و تجهیزات مورد نیاز طرح‌های LNG
 - ۴- یکپارچه نبودن قراردادهای بالادستی با پائین‌دستی و تأثیرگذاری آن در اقتصاد طرح، پایین آوردن امنیت عرضه به موقع گاز به واحدهای مایع‌سازی و مواجهه با مشکلات احتمالی در تعهدات طرف فروشنده به خریدار
 - ۵- مواجهه با رقابت شدید از سوی سایر عرضه‌کنندگان برای نفوذ به بازارهای جدید
- همچنین باید اشاره نمود، با برآوردهای اقتصادی انجام شده با فرض نرخ بازگشت حدود ۱۰ درصد، هزینه سرمایه‌گذاری در حدود ۲۴۰ دلار به ازای هر تن ظرفیت سالانه، هزینه عملیاتی سالانه معادل ۵ درصد هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و فرض قیمت گاز ۶۰ سنت/میلیون بی‌تی‌یو، هزینه تولید هر میلیون بی‌تی‌یو LNG با فرض تولید سالانه ۱۰ میلیون تن حدود ۱/۱۹ دلار خواهد شد. با فرض هزینه انتقال بین ۰/۹ تا ۱/۱ دلار/میلیون بی‌تی‌یو برای بازارهای شرق دور و اروپا و مقایسه هزینه تمام شده تولید و انتقال LNG برای ایران با قیمت‌های جهانی LNG، در می‌بایم که پروژه‌های مذکور اقتصادی می‌باشند. باید اشاره نمود نرخ بازگشت داخلی طرح‌های LNG در ایران حدود ۱۴ درصد خواهد بود.^{۱۳}

13- Economics of LNG projects in Iran", S.Adibi & Hr.Bakhtiary, World and Russian LNG & GTL prospects, Moscow, Russia, 26-27 May, 2004.

یکی دیگر از روش‌های صادرات گاز به تبدیل گاز به فرآورده‌های باارزشی همچون گازوئیل و یا نفتا می‌باشد (GTL). پروژه‌های GTL با فرض محاسبه قبل مالیات در ایران با فرض قیمت نفت خام ۲۰ دلار به ازای هر بشکه، قیمت گاز ۶۰ سنت/میلیون بی‌تی یو و هزینه سرمایه‌گذاری حدود ۲۵ هزار دلار به ازای هر بشکه و ظرفیت تولید ۶۰ هزار بشکه در روز، نرخ بازگشت داخلی در حدود ۱۲ درصد خواهد داشت.^{۱۴}

واردات گاز طبیعی

باید اشاره کرد، کشور ایران طبق قراردادی سالانه، ۴/۵ میلیارد مترمکعب از ترکمنستان گاز وارد می‌نماید. این مقدار براساس قرارداد برای سال‌های بعد از ۲۰۱۰ تا ۸ میلیارد مترمکعب در سال قابل افزایش است.

توجه به تولید گاز و مدیریت طرح‌های توسعه صنعت گاز در ایران

جهت بررسی دقیق‌تر در برنامه‌ریزی برای مصارف مختلف گاز بهتر است به وضعیت تولید گاز و همچنین برنامه‌های توسعه جهت استحصال بیشتر گاز نظری داشته باشیم. بر طبق آمارهای موجود در سال ۱۳۸۱ حدود ۱۲۲/۴۷ میلیارد مترمکعب گاز تولید شده است که از این مقدار حدود ۳۱/۱۹ گازهای همراه نفت خام (۲۵ درصد از کل تولید) و ۷۴/۵۰ میلیارد مترمکعب گاز استحصالی از میداین مستقل گازی (۷۵ از کل تولید) می‌باشند. تولید گاز از میداین مستقل گازی از میداینی همچون نار، کنگان، دالان، آغار، خانگیران، تابناک و پارس جنوبی انجام می‌شود. جدول شماره (۶) مقادیر گاز تولید شده را برای سال‌های مختلف نشان می‌دهد.

جدول ۶ - مقادیر گاز تولید شده در کشور (میلیارد مترمکعب در سال)

شرح	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
تولید گاز	۱۰۴/۶۱	۱۰۸/۹۵	۱۱۲/۸۰	۱۲۲/۴۷	N.A	۱۶۲/۴	۱۸۳/۴	۲۰۰/۲	۲۳۲/۰۵	۲۵۹/۳۵	۲۹۶/۱

منبع: نفت و توسعه ۳، روابط عمومی وزارت نفت، ۱۳۸۲.

میدان گازی پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی جهان و مشترک بین کشورهای ایران و قطر پتانسیل مهم در تولید گاز برای سال‌های بعد به شمار می‌رود و اکثر برنامه‌های تولید گاز در جهت توسعه فازهای مختلف این میدان می‌باشد. بر طبق برآوردهای انجام شده این میدان تا ۲۰ فاز توسعه خواهد یافت جدول شماره (۷) و جمع کل تولید از این میدان حداقل تا سال ۲۰۰۹ آینده بالغ بر ۱۶ فاز خواهد شد.

14- "Economics of GTL Projects", Alireza Ahmadkhani, 27th IAEE Annual International Conference, Tehran-Iran, 25-27 May 2004.

جدول ۷- برنامه‌های توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی

برنامه توسعه	تاریخ شروع	تاریخ خاتمه	مقدار گاز تولیدشده (میلیارد مترمکعب در سال)
فازهای ۴ و ۵	۱۳۷۹	۱۳۸۳	۲۰/۴
فازهای ۶ و ۷ و ۸	۱۳۷۹	۱۳۸۴	۳۰/۶
فازهای ۹ و ۱۰	۱۳۸۱	احتمالاً ۱۳۸۴	۲۰/۴
فاز ۱۱	احتمالاً ۱۳۸۴	احتمالاً ۱۳۸۷	۱۸/۳
فاز ۱۲	احتمالاً ۱۳۸۴	احتمالاً ۱۳۸۷	۲۵/۵
فاز ۱۳	نامعلوم	نامعلوم	۱۸/۳
فاز ۱۴	نامعلوم	نامعلوم	۱۴/۳
فازهای ۱۵ و ۱۶	نامعلوم	نامعلوم	۲۰/۴
فازهای ۱۷ و ۱۸ و ۱۹	نامعلوم	نامعلوم	نامعلوم
فاز ۲۰	نامعلوم	نامعلوم	نامعلوم

منبع: نفت و توسعه ۳، روابط عمومی وزارت نفت، ۱۳۸۲

در زمینه تلفات گاز در کشور متأسفانه باید متذکر شد، سالانه در کشور حدود ۱۱/۲ میلیارد مترمکعب در سال از گازهای استحصالی بدون هیچ استفاده‌ای سوزانده می‌شود، اعداد اشاره شده تنها مربوط به بخش بالادستی و به ویژه مربوط به میادین نفتی می‌باشد.^{۱۵} در حال حاضر گازهای همراه میادین خشکی آب‌تیمور، اهواز (بنگستان)، هفتکل، کارون، کوپال (بنگستان)، منصوری، مسجدسلیمان، پرسپاه، قلعه‌کنار، زیلویی، لالی، رامشیر و مارون (بنگستان) سوزانده می‌شود.

لازم به ذکر است، در بین میادین مذکور، پروژه "آماک" برای جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه میادین آب‌تیمور، اهواز (بنگستان)، منصوری، کوپال (بنگستان) و مارون (بنگستان) در نظر گرفته شده است. با این وجود، بررسی‌های انجام شده نشان داده است که با اجرای برنامه‌های توزیع گاز و افزایش تولید از این میادین، ظرفیت طراحی شده پروژه آماک جهت جمع‌آوری تمامی گازهای همراه در سه میدان اهواز، آب تیمور و منصوری کافی نبوده است. در استان ایلام نیز، گازهای همراه نفت میادین دهلران و دانان در واحد بهره‌برداری دهلران تولید می‌شوند که متأسفانه سوزانده می‌شوند. در استان بوشهر، میادین نفتی "بینک"، "گلخاری" و "ترگسی" در مدار تولید قرار دارند که گاز همراه آنها سوزانده می‌شود. البته برای استفاده از گازهای همراه میادین "بینک" و "گلخاری" جهت انتقال به کارخانه "گاز مایع ۱۳۰۰" برنامه‌ریزی‌هایی صورت پذیرفته است. در مناطق دریایی نیز حدود ۷۰ درصد گازهای همراه نفت خام سوزانده می‌شود.^{۱۶}

با بررسی وضعیت مصرف گاز و همچنین برنامه‌های تزریق و پیش‌بینی تولید خوش‌بینانه گاز در کشور در می‌یابیم که برنامه‌های استفاده از گاز در بخش‌های مصرف داخلی، تزریق گاز و صادرات با

۱۵- نفت و توسعه ۳، روابط عمومی وزارت نفت، ۱۳۸۲.

۱۶- ترازنامه سال ۱۳۸۰، وزارت نیرو.

یکدیگر حداقل تا سال ۲۰۱۰ هماهنگی لازم را ندارند و این یکی از مشکلات برنامه‌ریزی در توسعه صنایع گاز می‌باشد جدول شماره (۸).

جدول ۸- تراز تولید و مصرف گاز در سالهای آینده (میلیارد مترمکعب در سال)

تراز تولید و مصرف	۱۳۸۴ (۲۰۰۵)	۱۳۸۵ (۲۰۰۶)	۱۳۸۶ (۲۰۰۷)	۱۳۸۷ (۲۰۰۸)	۱۳۸۸ (۲۰۰۹)
تولید	۱۸۳/۴	۲۰۰/۲	۲۳۲/۰۵	۲۳۹/۳۵	۲۹۶/۱
واردات	۴/۵	۴/۵	۴/۵	۴/۵	۴/۵
مصرف داخلی	۱۰۸/۴	۱۲۱/۷	۱۳۶/۵	۱۴۷/۸	۱۵۶/۲
تزریق	۷۱/۵۵	۶۲/۷۵	۶۲/۲۷	۵۷	۷۷/۷۹
صادرات (موجود)	۵	۵	۱۱/۱	۱۱/۱	۱۱/۳
صادرات (برنامه)	۰	۰	* ۸	** ۱۳	۵۱/۴۶ ***
تلفات (گاز همراه)	۱۱	۱۱	۱۱	۱۱	۱۱
تراز	-۸/۰۵	۴/۳۵	۷/۶۸	۳/۹۵	-۷/۱۵

* امارات (۵ میلیارد مترمکعب در سال) و کویت (۳ میلیارد مترمکعب در سال)

** امارات (۷ میلیارد مترمکعب در سال)، کویت (۳ میلیارد مترمکعب در سال) و پاکستان (۳ میلیارد مترمکعب در سال)

*** امارات (۱۰ میلیارد مترمکعب در سال)، کویت (۳ میلیارد مترمکعب در سال) و پاکستان (۵ میلیارد مترمکعب در سال)، اجرای

طرح NABUCCO (۱۰ میلیارد مترمکعب در سال) و احداث طرح‌های Pars LNG (Train اول، ۶/۹ میلیارد مترمکعب در سال)،

طرح Persian LNG (Train اول، ۹/۶۶ میلیارد مترمکعب در سال) و NIOC LNG (Train اول، ۶/۹ میلیارد مترمکعب در سال)

در توضیح تراز اشاره شده در جدول شماره (۸)، یعنی اگر فرض نماییم که برنامه‌های تزریق تماماً اجرا شوند و نیاز شبکه گازرسانی داخلی تأمین شود، حجم گاز باقی‌مانده پاسخگوی طرح‌های صادراتی نمی‌باشد.

در مورد جدول شماره (۸)، باید موضوعاتی را در نظر گرفت:

۱- تخمین مصرف داخلی حالت خوش‌بینانه است و احتمال افزایش بیشتر بسیار بالا است.

۲- تلفات گاز شبکه گازرسانی داخلی و پالایشگاه‌های کشور دیده نشده است، زیرا آمار دقیقی در این رابطه وجود ندارد ولی برخی کارشناسان اعتقاد دارند این رقم تا حدود ۴ میلیارد مترمکعب در سال می‌رسد.

۳- روند گازهای سوزانده شده با توجه به افزایش تولید، صعودی خواهد بود در حالی که در این جدول بسیار خوشبینانه و به صورت ثابت فرض شده است.

۴- برای طرح‌های صادرات دوره Build up^{۱۷} فرضی در نظر گرفته شده است.

۱۷- باید توضیح داد که با توجه به محدودیت‌های بازار (طرف تقاضا) فرض می‌شود شروع پروژه با حداکثر ظرفیت عرضه همراه نباشد و در طی یک دوره مشخصی، خریدار حجم گاز خریداری شده را به حداکثر ظرفیت مورد نظر عرضه‌کننده برساند. این موضوع برای پروژه‌های LNG نیز صادق است و در این قسمت فرض می‌شود که محدودیت بازار اجازه تولید همزمان دو واحد (Train) در یک پروژه LNG را نمی‌دهد و واحد دوم چند سال بعد از راه‌اندازی واحد اول، ساخته می‌شود و در مدار تولید قرار می‌گیرد. این دوره فرضی تحت عنوان Build up Period شناخته می‌شود.

مشکلات و چالش‌های پیش روی صنعت گاز ایران

یکی از مشکلات مهم در امر توسعه صنایع گاز برنامه‌ریزی در جهت توسعه میادین مختلف گازی در کشور می‌باشد. هنوز نهادهای مطالعاتی و تحقیقاتی و نهادهای مدیریتی یکپارچگی لازم در پیش‌بینی نیازهای مصرف، تزریق، صادرات و برنامه‌ریزی در جهت تولید را ندارند. از طرفی هنوز در میان بسیاری از کارشناسان اختلاف نظر در مورد اولویت‌بندی بین مقوله‌های مختلف مصرف گاز طبیعی با توجه به محدودیت توسعه تولید وجود دارد. نکته مهم قابل توجه دیگر در توسعه صنعت گاز دستیابی به حداکثر جذب دانش فنی و تکنولوژی می‌باشد که متأسفانه توجه چندانی به این موضوع در کشور نشده است.

مدیریت زمان در بکارگیری و توسعه منابع مشترک از جمله پارس جنوبی به دلیل عدم هماهنگی در توسعه به موقع فازهای مختلف نیز از موارد حساس در امر توسعه صنایع گاز کشور می‌باشد.

اقدامات زیر به عنوان پیش‌شرط‌های اساسی برنامه‌ریزی استراتژیک می‌تواند دنبال شود:

۱- اصلاحات ساختاری و یا به وجود آمدن زیرساخت‌های لازم به روز و کارآمد جهت توسعه صنعت گاز که بتواند زمینه لازم جهت جذب تکنولوژی و دانش فنی مورد نیاز را فراهم سازد. در واقع شاید معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت که در گذشته کمتر در این زمینه به فعالیت پرداخته، بتواند با تشکیل ساختارهای در دوران سازمان خود برنامه‌ریزی کلان و یا استراتژیک در صنعت گاز را با توجه به توسعه تکنولوژی در کشور دنبال نماید.

۲- تشکیل مراکز و کانون‌های تفکر از جمله انستیتوهای گاز و بهادادن بیشتر به بخش‌های تحقیق و توسعه و سعی در اجرایی‌نمودن مطالعات و کاربردی نمودن آن.

۳- توجه بیشتر به مقوله‌های مدیریت زمان.

۴- بررسی راهکارهای لازم جهت کاهش اتلاف منابع گازی

از طرفی به دلیل ماهیت فیزیکی گاز طبیعی، انتقال و حتی مصرف آن نیازمند به تکنولوژی می‌باشد. در بکارگیری گاز طبیعی باید به این نکته توجه نمود که از گاز می‌توان به عنوان یک مزیت در توسعه و یا انتقال تکنولوژی در کشور سود جست. با گسترش و یا انتقال صناعی که تکنولوژی بر هستند مانند LNG و یا GTL، علاوه بر آنکه به نحوی در کشور امکان اشتغال طیف وسیعی از متخصصان فراهم می‌گردد، زمینه لازم برای بوجود آمدن شرکت‌هایی که بتوانند دانش فنی خود را در سایر پروژه‌های بین‌المللی بکار گیرند، فراهم می‌گردد.

نتیجه‌گیری

با وجود منابع بیکران گاز طبیعی، گسترش و توسعه صنعت گاز ایران به دلیل مشکلات مالی و تکنولوژی محدودیت‌هایی دارد. صنعت گاز به دلیل ماهیت تکنولوژی بر (استحصال، انتقال و حتی مصرف) نیاز به سرمایه‌گذاری زیادی دارد. باید توجه کرد به دلیل گسترش مصرف داخلی گاز طبیعی، بالابودن شدت انرژی در کشور، پایین بودن کارایی انرژی، برنامه‌ریزی استراتژیک گاز طبیعی باید همگام با سایر بخش‌های انرژی کشور باشد تا با توجه به محدودیت‌های ذکر شده، امکان دنبال‌کردن سایر مقوله‌های صادرات و یا تزریق فراهم باشد که متأسفانه هنوز برنامه جامعی که با دید مدیریت کلان به صنعت گاز بنگرد در کشور تدوین نشده است. در زمینه تزریق گاز به این موضوع باید دقت کافی نمود

که باید وضعیت تک تک مخازن نفت را مورد مطالعه قرارداد و براساس اولویت‌بندی مخازن تزریق گاز را انجام داد. هر چند تزریق گاز یک گزینه مناسب در برنامه‌ریزی‌ها می‌باشد ولی به موضوع صادرات نیز باید توجه نمود. مسلماً مصرف گاز در آینده در بازارهای انرژی به دلایل زیست‌محیطی گسترش بسیار زیادی خواهد داشت و این موضوع سبب می‌شود قیمت‌های گاز در درازمدت افزایش یابند. از این‌رو باید در بازارهای گاز به عنوان یک عرضه‌کننده حضور داشت و نیروی لازم را در این زمینه تربیت نمود. در برنامه‌ریزی‌های صادراتی باید به این موضوع توجه نمود که کسب سطوح مختلف تکنولوژی‌هایی از جمله LNG و یا GTL بسیار اهمیت دارد. از طرفی قراردادهای صادراتی گاز به دلیل طولانی بودن مدت قرارداد (عموماً ۲۰ ساله) نقش‌های مهم سیاسی به سزایی در گسترش همکاری‌های دو کشور خریدار و فروشنده و ایجاد توازن و آرامش سیاسی می‌تواند ایفا نماید. یک برنامه‌ریزی استراتژیک در صنعت گاز، هر سه گزینه ذکر شده مصرف داخلی، تزریق و صادرات را می‌تواند دنبال نماید. اما به دلیل محدودیت‌های مالی باید به انتخاب ترکیب بهینه‌ای که حداکثر منافع را در پی داشته باشد، مبادرت ورزید. از همه مهم‌تر اینکه، برنامه‌ریزی استراتژیک باید فعالیت‌های خود را در استفاده هر چه سریع‌تر از مخازن مشترک گازی نظیر پارس جنوبی استوار گرداند.

منابع

- ۱- اهداف و برنامه‌های صادرات گاز طبیعی، شرکت ملی صادرات گاز، همایش انرژی، امنیت و چالش‌های جدید، تهران، آذر ماه ۱۳۸۲.
- ۲- علیرضا احمدخانی، بررسی ابعاد و راه‌های جلوگیری از سوزانده شدن گازهای همراه نفت در کشور، شبکه تحلیل‌گران تکنولوژی ایران، مرداد ۱۳۸۲.
- ۳- ترازنامه سال ۱۳۸۱، وزارت نیرو.
- ۴- سیامک ادیبی، سیر تحولات صنعت گاز، شبکه تحلیل‌گران تکنولوژی ایران، اردیبهشت ۱۳۸۲.
- ۵- طرح جامع ۲۰ ساله گاز کشور، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (فصل هفتم، جلد دوم)، ۱۳۷۶.
- ۶- نفت و توسعه (۳)، روابط عمومی وزارت نفت سال ۱۳۸۲.
- ۷- علیرضا احمدخانی، مروری بر صادرات گاز از طریق خط لوله، شبکه تحلیل‌گران تکنولوژی ایران، مرداد ۱۳۸۲.
- 8- "Annual Statistical Bulletin", OPEC, 2002.
- 9- Constraints of The EU Supply Natural Gas, European Commission, 2002.
- 10- A. Ahmadkhani, "Economics of GTL Projects", 27th IAEE Annual International Conference, Tehran-Iran, 25-27 May 2004.
- 11- S. Adibi and Hr. Bakhtiary., "Economics of LNG Projects in Iran", World and Russian LNG & GTL Prospects, Moscow, Russia, 26-27 May. 2004.
- 12- H. A. Hajarizadeh., "Economics of Natural Gas Utilization in Iran", IRAEE, Conference, 25-27 May 2004, Tehran-Iran.
- 13- LNG Inside Upstream, 7 May 2004.
- 14- A. Ramezani, "Natural Gas Industry in Iran", Presentation, Energy & Security & New Challenges, 29-30 Nov 2003, Tehran-Iran.
- 15- Natural Gas in The World, Cedigaz, France, 2001.

- 16- "Outlook for Gas Demand and Supply to 2020", International Energy Agency, Natural Gas Transit & Storage Conference in South Europe, 31 May 2002.
- 17- Presentation by "OMV Erdgas GmbH", Natural Gas in South East Europe Investment, Transit, Trade, Istanbul, May. 2004.
- 18- Proposed Iran to India Overland Gas Pipeline Project Overview, India Oil & Gas Conference 2002, Paul Samson. Vice President, BHP Billiton.
- 19- "The role of Iran in Regional Natural Gas Cooperation", Shahla Khaleghi, Gas Markets Shipping - FPSO 2002, Singapore, 25-26 Sep 2002.

