

۲

گاز ایران به کدام بازار

سرمقاله

۴

خبر و نظر

۸

اخبار انرژی

۱۲

خلاصه مقالات

۱۴

تقاضای گاز اروپا

۲۳

ابرسیانایی، پایان اتلاف انرژی الکتریکی

۲۹

بهینه سازی مصرف انرژی در صنعت فولاد

مقالات

۳۵

دوره های تخلیه طبیعی مخازن هیدروکربوری

مدیریت مخازن

۳۸

افزایش ۱۲۵۰ مگاواتی ظرفیت برق-آبی

۴۰

جزئیات طرح چشم انداز ۲۰ ساله گاز کشور

مصاحبه

۴۳

نمودار ماهانه

۴۴

مطالعات پله های مصرف برای مشترکین خانگی

گزارش

۴۶

بالانس طولی و سطحی تفسیر لرزه نگاری سه بعدی

۴۷

منطقه کربن و پارسی

۴۷

برآورد سرعت امواج برشی با استفاده از لاگهای پتروفیزیک

۴۷

در سازندهای سروک و ایلام

تحقیقات

۴۸

عسلویه پایتخت اقتصادی ایران

کتاب شناسی

بسم الله الرحمن الرحيم

نشریه انجمن اقتصاد انرژی
تحلیلی-پژوهشی-آموزشی-اطلاع رسانی
شماره استاندارد بین المللی
۱۵۶۳ - ۱۱۳۳
مرداد و شهریور ۱۳۸۵ - شماره ۸۴-۸۳

طرح جلد: فرزین آدمیت

صاحب امتیاز: انجمن اقتصاد انرژی
مدیر مسئول: سید غلامحسین حسن تاش
سر دبیر: ابراهیم قزوینی

هیات تحریریه:

محمد رضا امیدخواه، ابراهیم باقرزاده، فریدون برکشلی
حسن خسروی زاده، مجیدعباسپور، رضا فرمند، علی مشتاقیان
محمد علی موحد، مرتضی محمدی اردهالی، علی امامی میبدی
سیدمحمدعلی خطیبی طباطبایی، افشین جوان، حمید ابریشمی
محمدباقر حشمت زاده، مهدی نعمت الهی، سعیدمشیری
حمیده ناظمیان، محمدمزرعتی

سازمان آگهی ها: افشین شادی مهر ۸۸۱۱۶۱۶
طراحی و صفحه آرایی: افشین عقابیان
همکاران این شماره:
محمدامین نادریان، طاهره بهرامی، مرجان دباغ زاده
چاپ: صادق

نقل مندرجات این نشریه با ذکر ماخذ آزاد است.
نظر نویسندگان و مصاحبه شوندگان لزوما نظر نشریه نیست.
مسئولیت نوشته ها با نویسندگان آنهاست.
نشریه در انتخاب، ویرایش، حک و اصلاح مطالب وارد آزاد است.
نوشته های وارده در صورت عدم انتشار در نشریه، پس داده نمی شود.

نشانی: تهران- خیابان وحید دستگردی (ظفر)- شماره ۲۰۳
طبقه چهارم- واحد ۱۳- ماهنامه اقتصاد انرژی

تلفن: ۲۲۲۶۲۰۶۱-۲

فاکس: ۲۲۲۶۲۰۶۴

وب: www.iraee.org

پست الکترونیکی: publication@iraee.org

۲ گاز ایران به کدام بازار

سرمقاله

۴ خبر و نظر

۸ اخبار انرژی

۱۲ خلاصه مقالات

۱۴ تقاضای گاز اروپا
۲۳ ابرسانایی، پایان ائتلاف انرژی الکتریکی
۲۹ بهینه سازی مصرف انرژی در صنعت فولاد

مقالات

۳۵ مدیریت مخازن

۳۸ افزایش ۱۲۵۰ مگاواتی ظرفیت برق-آبی
۴۰ جزئیات طرح چشم انداز ۲۰ ساله گاز کشور

مصاحبه

۴۳ نمودار ماهانه

۴۴ گزارش

گزارش

بالانس طولی و سطحی تفسیر لرزه نگاری سه بعدی
۴۶ منطقه کربن و پارسی
برآورد سرعت امواج برشی با استفاده از لاگهای پتروفیزیک
۴۷ در سازندهای سروک و ایلام

تحقیقات

۴۸ عسلویه پایتخت اقتصادی ایران

کتاب شناسی

بسم الله الرحمن الرحيم

نشریه انجمن اقتصاد انرژی
تحلیلی-پژوهشی-آموزشی-اطلاع رسانی
شماره استاندارد بین المللی
۱۵۶۳ - ۱۱۳۳
مرداد و شهریور ۱۳۸۵ - شماره ۸۴-۸۳

طرح جلد: فرزین آدمیت

صاحب امتیاز: انجمن اقتصاد انرژی
مدیر مسئول: سید غلامحسین حسن تاش
سر دبیر: ابراهیم قزوینی

هیات تحریریه:

محمد رضا امیدخواه، ابراهیم باقرزاده، فریدون برکشلی
حسن خسروی زاده، مجیدعباسپور، رضا فرمند، علی مشتاقیان
محمد علی موحد، مرتضی محمدی اردهالی، علی امامی میدی
سیدمحمدعلی خطیبی طباطبایی، افشین جوان، حمید ابریشمی
محمدباقر حشمت زاده، مهدی نعمت الهی، سعیدمشیری
حمیده ناظمیان، محمدمزرعتی

سازمان آگهی ها: افشین شادی مهر ۸۸۱۱۶۱۶
طراحی و صفحه آرایی: افشین عقابیان
همکاران این شماره:
محمدامین نادریان، طاهره بهرامی، مرجان دباغ زاده
چاپ: صادق

نقل مندرجات این نشریه با ذکر ماخذ آزاد است.
نظر نویسندگان و مصاحبه شوندگان لزوما نظر نشریه نیست.
مسئولیت نوشته ها با نویسندگان آنهاست.
نشریه در انتخاب، ویرایش، حک و اصلاح مطالب وارد آزاد است.
نوشته های وارده در صورت عدم انتشار در نشریه، پس داده نمی شود.

نشانی: تهران- خیابان وحید دستگردی (ظفر)- شماره ۲۰۳
طبقه چهارم- واحد ۱۳- ماهنامه اقتصاد انرژی

تلفن: ۲۲۶۲۰۶۱-۲

فاکس: ۲۲۶۲۰۶۴

وب: www.iraee.org

پست الکترونیکی: publication@iraee.org

تشکیل کمیته اجرای بند "ج" اصل ۴۴ قانون اساسی در شرکت ملی گاز ایران

شروع شده است. کسای زاده در خصوص استفاده از گاز میدان‌های شانول، هما و وراوی در سال جاری یادآور شد: هم اکنون، فاز مربوط به پالایش و استفاده از گاز این میدان‌ها با ظرفیت روزانه ۳۷/۵ میلیون مترمکعب در پالایشگاه گاز پارسیان، در دست اجراست که امیدواریم عملیات اجرایی آن هرچه زودتر به پایان برسد و تا اواخر پاییز امسال، بتوانیم شاهد راه‌اندازی آن باشیم.

وی یادآور شد: به موازات اقدامات اجرایی که هم اکنون در حال انجام است، کارهای مربوط به پیش راه‌اندازی نیز در دست اجراست و در صورتی که مشکل کمبود قطعات و مشکلات سیستم‌های کنترل در بین نباشد، مشکل دیگری در این زمینه وجود ندارد. مدیرعامل شرکت ملی گاز یادآور شد: احداث خط لوله انتقال گاز از فازهای ۶ تا ۸ عسلویه به آغاز جاری (خط پنجم سراسری) در قالب یک قرارداد یک ساله با یکی از پیمانکاران ایرانی بسته شده است و تا پایان اردیبهشت ماه سال آینده کار به پایان خواهد رسید. وی تصریح کرد: خرید لوله و تجهیزات این پروژه که بر عهده شرکت ملی گاز است، در حال انجام است و تاکنون ۱۰۰ کیلومتر از کل ۵۰۰ کیلومتر لوله مورد نیاز آن خریداری و به منطقه ارسال شده است. وی گفت: به منظور آن که در راه اندازی فازهای ۶ تا ۸ مشکلی به وجود نیاید، طرح دیگری در دست اجراست که بر اساس آن، گاز این میدان‌ها با احداث یک خط لوله انتقال، به پالایشگاه گاز فجر جم منتقل شود.

مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران تصریح کرد: عملیات اجرایی برای احداث این خط لوله که امکان انتقال حدود ۵۰۰ میلیون فوت مکعب گاز را برای پیش راه اندازی فراهم خواهد کرد، هم اکنون در دست اجراست و تا آذرماه امسال، به پایان خواهد رسید.

مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران از تشکیل کمیته واگذاری برای اجرایی شدن بند "ج" اصل ۴۴ در شرکت ملی گاز ایران خبر داد. مهندس سید رضا کسای زاده با بیان این مطلب افزود: با توجه به فرمان مقام معظم رهبری در اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی، در این شرکت به منظور اجرایی کردن این اصل نیز، کمیته ای تشکیل شده و تاکنون چند جلسه در مورد نحوه اجرای آن برگزار شده است.

وی اظهار داشت: اولویت شرکت ملی گاز در اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی، بررسی چگونگی واگذاری شرکت‌های گاز استانی است که نیاز به مطالعات زیادی دارد. مهندس کسای زاده گفت: بحث قیمت گاز و این که گاز طبیعی چگونه و با چه مکانیزمی به شرکت های گاز استانی فروخته شود و این که آنها نیز چگونه آن را به مشترکان بفروشند، از جمله نکات مهم در اجرای این اصل است که نیاز به بررسی دقیقی در این زمینه دارد. مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران به تشکیل ستاد اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی در وزارت نفت اشاره کرد و افزود: این ستاد که اقدامات آن باید به دولت هماهنگ باشد، متشکل از دو نماینده از وزارت نفت، است که زیر نظر معاون برنامه ریزی فعالیت می کنند. وی با بیان این که در این مورد باید تلاش زیادی در وزارتخانه و شرکت ملی گاز انجام شود، گفت: این شرکت ۳۰ شرکت استانی دارد که بیشتر آنها قابل واگذاری به بخش خصوصی هستند اما با توجه به این که آنها سابقه حضور در بورس را ندارند و بعضاً به صورت حق‌العمل کاری فعالیت می کنند، از این رو، لازم است وضعیت سودآوری آنها مشخص شود. مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران همچنین به اجرای عملیات گازرسانی به روستاهای عسلویه اشاره کرد و گفت: گازرسانی به روستاهای این منطقه به مسئولان استان فارس واگذار شده و براساس آخرین اطلاعات، این کار

نفت و نیرو به صنایع صرفه جو یارانه می‌دهند

کشور، سالانه ۸۰ میلیارد ریال برای اجرای این تبصره در اختیار وزارت نیرو قرار خواهد گرفت. محمد رضا نوراللهی با بیان این که اعتبار در نظر گرفته شده برای این بخش در برنامه چهارم تفاوت‌هایی با برنامه سوم دارد، افزود: افزایش سقف اعتبار و افزوده شدن بخشی به نام "جوه در اختیار" از جمله تفاوت‌های قانون برنامه سوم و چهارم در این زمینه است. مهندس نوراللهی ادامه داد: براین اساس کمیته یارانه سود تسهیلات می تواند هر سال ۵۰ درصد از اعتبار این بخش را که در قانون پیش بینی شده است، به عنوان سود تسهیلات بانکی در اختیار صاحبان صنایع قرار دهد و ۵۰ درصد باقی‌مانده را نیز خود به صورت وام در اختیار صنایع قرار دهد. دبیر کمیته یارانه سود تسهیلات تبصره ۱۱ وزارت نیرو گفت: تسهیلات مالی از محل جوه اداره شده به وسیله وزارت نیرو، به صاحبان صنایع تعلق خواهد گرفت که توان گرفتن وام از بانک را ندارند. نوراللهی یادآور شد: اصلاح الگوی مصرف انرژی در صنایع کشور تنها با اجرای طرح‌های بهینه‌سازی انرژی قابل دستیابی است که با هدف مصرف درست و حفظ و صیانت از ذخایر ملی و محیط زیست انجام می‌گیرد. وی پیشتر در باره یارانه سود تسهیلات تبصره ۱۱ گفته بود تمام سود بانکی وامی را که صاحبان صنایع برای اجرای راهکارهای بهینه‌سازی مصرف انرژی دریافت می‌کنند، وزارت نیرو پرداخت خواهد کرد. کارشناسان می‌گویند طرحی برای دریافت کمک مالی برای اجرای راهکارهای بهینه‌سازی انرژی مناسب است که زمان بازگشت سرمایه گذاری آن کمتر از ۵ سال باشد.

با تصویب آیین‌نامه اجرایی بند "الف" تبصره ۱۱ وزارتخانه‌های نفت و نیرو به صناعی که به امر بهینه‌سازی انرژی اقدام کنند یارانه پرداخت خواهند کرد. به نقل از روابط عمومی سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، به موجب بند "الف" تبصره مذکور، به منظور توانمندسازی مردم برای صرفه‌جویی منطقی انرژی و مصرف بهینه آن، به وزارتخانه‌های نفت و نیرو اجازه داده شده است تا با توجه به سقف اعتبارهای مربوط به طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی، در چارچوب اهدافی مانند توسعه حمل و نقل عمومی و ریلی، گازسوز کردن خودروها، تشویق تولید و ترویج استفاده از تجهیزات برقی و وسایل نفت و گازسوز کم مصرف و توسعه فناوری انرژی‌های نو، یارانه سود تسهیلات اعطایی یا کمک بلاعوض اختصاص دهند. براساس گزارش منتشر شده از سوی روابط عمومی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، همچنین ۳۰۰ میلیارد ریال اعتبار از محل اعتبارهای داخلی شرکت ملی نفت ایران، به وزارت کشور (به منظور توزیع بین شهرداری‌ها) و وزارت راه و ترابری پرداخت می‌شود تا به منظور کاهش مصرف سوخت در امر حمل و نقل شهری و روستایی، مطابق با موافقت‌نامه‌های مبادله شده با سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، هزینه شود. پایه این گزارش، براساس قانون برنامه چهارم، وزارتخانه‌های نفت و نیرو می‌توانند تسهیلات مالی خود را به صناعی که خواستار اجرای طرح‌های بهینه‌سازی انرژی در خطوط تولید خود باشند، اختصاص دهند. در همین زمینه دبیر کمیته یارانه سود تسهیلات تبصره ۱۱ وزارت نیرو گفت: براساس قانون برنامه چهارم توسعه

تشکیل کمیته اجرای بند "ج" اصل ۴۴ قانون اساسی در شرکت ملی گاز ایران

شروع شده است. کسای زاده در خصوص استفاده از گاز میدان‌های شانول، هما و وراوی در سال جاری یادآور شد: هم اکنون، فاز مربوط به پالایش و استفاده از گاز این میدان‌ها با ظرفیت روزانه ۳۷/۵ میلیون مترمکعب در پالایشگاه گاز پارسیان، در دست اجراست که امیدواریم عملیات اجرایی آن هرچه زودتر به پایان برسد و تا اواخر پاییز امسال، بتوانیم شاهد راه‌اندازی آن باشیم.

وی یادآور شد: به موازات اقدامات اجرایی که هم اکنون در حال انجام است، کارهای مربوط به پیش راه‌اندازی نیز در دست اجراست و در صورتی که مشکل کمبود قطعات و مشکلات سیستم‌های کنترل در بین نباشد، مشکل دیگری در این زمینه وجود ندارد. مدیرعامل شرکت ملی گاز یادآور شد: احداث خط لوله انتقال گاز از فازهای ۶ تا ۸ عسلویه به آغاز جاری (خط پنجم سراسری) در قالب یک قرارداد یک ساله با یکی از پیمانکاران ایرانی بسته شده است و تا پایان اردیبهشت ماه سال آینده کار به پایان خواهد رسید. وی تصریح کرد: خرید لوله و تجهیزات این پروژه که بر عهده شرکت ملی گاز است، در حال انجام است و تاکنون ۱۰۰ کیلومتر از کل ۵۰۰ کیلومتر لوله مورد نیاز آن خریداری و به منطقه ارسال شده است. وی گفت: به منظور آن که در راه اندازی فازهای ۶ تا ۸ مشکلی به وجود نیاید، طرح دیگری در دست اجراست که بر اساس آن، گاز این میدان‌ها با احداث یک خط لوله انتقال، به پالایشگاه گاز فجر جم منتقل شود.

مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران تصریح کرد: عملیات اجرایی برای احداث این خط لوله که امکان انتقال حدود ۵۰۰ میلیون فوت مکعب گاز را برای پیش راه اندازی فراهم خواهد کرد، هم اکنون در دست اجراست و تا آذرماه امسال، به پایان خواهد رسید.

مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران از تشکیل کمیته واگذاری برای اجرایی شدن بند "ج" اصل ۴۴ در شرکت ملی گاز ایران خبر داد. مهندس سید رضا کسای زاده با بیان این مطلب افزود: با توجه به فرمان مقام معظم رهبری در اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی، در این شرکت به منظور اجرایی کردن این اصل نیز، کمیته ای تشکیل شده و تاکنون چند جلسه در مورد نحوه اجرای آن برگزار شده است.

وی اظهار داشت: اولویت شرکت ملی گاز در اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی، بررسی چگونگی واگذاری شرکت‌های گاز استانی است که نیاز به مطالعات زیادی دارد. مهندس کسای زاده گفت: بحث قیمت گاز و این که گاز طبیعی چگونه و با چه مکانیزمی به شرکت های گاز استانی فروخته شود و این که آنها نیز چگونه آن را به مشترکان بفروشند، از جمله نکات مهم در اجرای این اصل است که نیاز به بررسی دقیقی در این زمینه دارد. مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران به تشکیل ستاد اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی در وزارت نفت اشاره کرد و افزود: این ستاد که اقدامات آن باید به دولت هماهنگ باشد، متشکل از دو نماینده از وزارت نفت، است که زیر نظر معاون برنامه ریزی فعالیت می کنند. وی با بیان این که در این مورد باید تلاش زیادی در وزارتخانه و شرکت ملی گاز انجام شود، گفت: این شرکت ۳۰ شرکت استانی دارد که بیشتر آنها قابل واگذاری به بخش خصوصی هستند اما با توجه به این که آنها سابقه حضور در بورس را ندارند و بعضاً به صورت حق‌العمل کاری فعالیت می کنند، از این رو، لازم است وضعیت سودآوری آنها مشخص شود. مدیرعامل شرکت ملی گاز ایران همچنین به اجرای عملیات گازرسانی به روستاهای عسلویه اشاره کرد و گفت: گازرسانی به روستاهای این منطقه به مسئولان استان فارس واگذار شده و براساس آخرین اطلاعات، این کار

نفت و نیرو به صنایع صرفه جو یارانه می‌دهند

کشور، سالانه ۸۰ میلیارد ریال برای اجرای این تبصره در اختیار وزارت نیرو قرار خواهد گرفت. محمد رضا نوراللهی با بیان این که اعتبار در نظر گرفته شده برای این بخش در برنامه چهارم تفاوت‌هایی با برنامه سوم دارد، افزود: افزایش سقف اعتبار و افزوده شدن بخشی به نام "جوه در اختیار" از جمله تفاوت‌های قانون برنامه سوم و چهارم در این زمینه است. مهندس نوراللهی ادامه داد: براین اساس کمیته یارانه سود تسهیلات می تواند هر سال ۵۰ درصد از اعتبار این بخش را که در قانون پیش بینی شده است، به عنوان سود تسهیلات بانکی در اختیار صاحبان صنایع قرار دهد و ۵۰ درصد باقی‌مانده را نیز خود به صورت وام در اختیار صنایع قرار دهد. دبیر کمیته یارانه سود تسهیلات تبصره ۱۱ وزارت نیرو گفت: تسهیلات مالی از محل جوه اداره شده به وسیله وزارت نیرو، به صاحبان صنایع تعلق خواهد گرفت که توان گرفتن وام از بانک را ندارند. نوراللهی یادآور شد: اصلاح الگوی مصرف انرژی در صنایع کشور تنها با اجرای طرح‌های بهینه‌سازی انرژی قابل دستیابی است که با هدف مصرف درست و حفظ و صیانت از ذخایر ملی و محیط زیست انجام می‌گیرد. وی پیشتر در باره یارانه سود تسهیلات تبصره ۱۱ گفته بود تمام سود بانکی وامی را که صاحبان صنایع برای اجرای راهکارهای بهینه‌سازی مصرف انرژی دریافت می‌کنند، وزارت نیرو پرداخت خواهد کرد. کارشناسان می‌گویند طرحی برای دریافت کمک مالی برای اجرای راهکارهای بهینه‌سازی انرژی مناسب است که زمان بازگشت سرمایه‌گذاری آن کمتر از ۵ سال باشد.

با تصویب آیین‌نامه اجرایی بند "الف" تبصره ۱۱ وزارتخانه‌های نفت و نیرو به صناعی که به امر بهینه‌سازی انرژی اقدام کنند یارانه پرداخت خواهند کرد. به نقل از روابط عمومی سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، به موجب بند "الف" تبصره مذکور، به منظور توانمندسازی مردم برای صرفه‌جویی منطقی انرژی و مصرف بهینه آن، به وزارتخانه‌های نفت و نیرو اجازه داده شده است تا با توجه به سقف اعتبارهای مربوط به طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی، در چارچوب اهدافی مانند توسعه حمل و نقل عمومی و ریلی، گازسوز کردن خودروها، تشویق تولید و ترویج استفاده از تجهیزات برقی و وسایل نفت و گازسوز کم مصرف و توسعه فناوری انرژی‌های نو، یارانه سود تسهیلات اعطایی یا کمک بلاعوض اختصاص دهند. براساس گزارش منتشر شده از سوی روابط عمومی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، همچنین ۳۰۰ میلیارد ریال اعتبار از محل اعتبارهای داخلی شرکت ملی نفت ایران، به وزارت کشور (به منظور توزیع بین شهرداری‌ها) و وزارت راه و ترابری پرداخت می‌شود تا به منظور کاهش مصرف سوخت در امر حمل و نقل شهری و روستایی، مطابق با موافقت‌نامه‌های مبادله شده با سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، هزینه شود. پایه این گزارش، براساس قانون برنامه چهارم، وزارتخانه‌های نفت و نیرو می‌توانند تسهیلات مالی خود را به صناعی که خواستار اجرای طرح‌های بهینه‌سازی انرژی در خطوط تولید خود باشند، اختصاص دهند. در همین زمینه دبیر کمیته یارانه سود تسهیلات تبصره ۱۱ وزارت نیرو گفت: براساس قانون برنامه چهارم توسعه

سبد دارایی های شرکت ملی نفت ایران بهینه سازی می شود

مقدماتی فراهم شود تا «پورتفولیو» در شرکت های تابعه شرکت ملی نفت ایران نیز مورد استفاده قرار گیرد که این امر به حدود ۳ سال زمان نیاز دارد.

دلپیش اظهار داشت: بهره گیری این سیستم، یکی از زیر پروژه های طرح اصلاح ساختار شرکت ملی نفت ایران است که موسسه مطالعات بین المللی انرژی، طرح اصلاح ساختار آن را پیگیری می کند. «پورتفولیو» به معنای تغییر دارایی های در اختیار شرکت ها است که این دارایی ها شامل میزان ذخایر نفت، گاز، ظرفیت های پالایشی و خطوط حمل و نقل می شود و اولویت بندی و انتخاب طرح سرمایه گذاری براساس سبد دارایی ها در حوزه نفت، از اهداف اصلی آن به شمار می آید. بر پایه این گزارش، پورتفولیوی دارایی ها در شرکت های نفتی متوسط و بزرگ، به طو معمول شامل تعداد متعددی از دارایی ها در نقاط مختلف جهان تحت رژیم های مالی متفاوت است و هر دارایی نیز پروژه های اکتشافی و بهره برداری خاص خود را دارد. چالش های فرا روی این شرکت ها به طور معمول شامل مدیریت، نظارت، ارزیابی و منطقی کردن پورتفولیوی شرکت است. دو قانون مربوط به ترکیب دارایی های با ارزش و پربازده، نشان دهنده این واقعیت است که لازمه بقا و توسعه هر شرکت نفتی، بهینه ساختن سبد دارایی ها و یا سبد پروژه های مرتبط با هر دارایی است.

مدیر برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران از اجرای عملیات آزمایشی پروژه بهینه سازی سبد دارایی های شرکت ملی نفت ایران (پورتفولیو) روی ۵۰ پروژه صنعت نفت کشور خبر داد و گفت: این سیستم به طور هوشمند عمل کرده و نرم افزارهایی که در آن به کار گرفته شده، بومی و برای کاربران شرکت ملی نفت ایران قابل استفاده است. عبدالمحمد دلپیش افزود: پروژه بهینه سازی سبد دارایی های شرکت ملی نفت ایران، راهنمایی برای بهترین روش سرمایه گذاری به منظور کسب بیشترین بازدهی است که در حال حاضر مراحل اولیه خود را می گذراند.

وی با اشاره به این که پورتفولیو، سیستم کنترل پروژه نیست بلکه تنظیم سبد دارایی های شرکت ملی نفت است، اظهار داشت: «پورتفولیو»، هم اکنون در مرحله مطالعات و آزمایش قرار دارد و هنوز کاربردی نشده است. دلپیش «بهینه سازی دارایی های شرکت ملی نفت ایران» را تجربه جدیدی در کشور خواند که تاکنون به کار گرفته نشده است و افزود: این سیستم در شرکت برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران پیگیری می شود، اما شرکت یاد شده می تواند یکی از کاربرهای آن باشد و کاربر عمده «پورتفولیو»، سازمان های برنامه ریزی هستند. مدیر برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران گفت: بر اساس برنامه ریزی ها قرار است

اختصاص بخشی از درآمد نفت به مناطق نفتخیز، گام بلند دولت برای محرومیت زدایی است

وی تنها مشکل این طرح را در شرایط کنونی تصویب آن به صورت یک فوریت نامید که می تواند روند اختصاص این بودجه را طولانی تر کند و افزود: این مسئله سبب می شود که اجرای این طرح یک یا دو ماه به طول بینجامد. وی در پاسخ به این سوال که پیش از این نیز طرح اختصاص درآمد نفت با میزان دو در هزار مطرح بوده است و آیا اختصاص ۲ درصد مبلغ زیادی نیست، گفت: در حال حاضر این طرح ۱۰ استان نفتخیز و گازخیز کشور، همچنین حدود یکصد بخش از مناطق محروم را شامل می شود و از این رو اختصاص این میزان بودجه، زیاد نیست.

گفتنی است نمایندگان مجلس شورای اسلامی در نشست علنی روز یکشنبه خود به یک فوریت لایحه ای رای مثبت دادند که در صورت تصویب نهایی آن ۲ درصد از درآمد حاصل از صادرات نفت خام و گاز طبیعی به استان های نفتخیز و شهرستان های محروم کشور اختصاص می یابد. این لایحه به صورت دو فوریت از سوی دولت به مجلس ارائه شده بود که نمایندگان تنها به یک فوریت آن رای دادند.

این لایحه به منظور جبران و کاهش عقب ماندگی و توسعه نیافتگی برخی استان های کشور و فراهم کردن زمینه های رشد و بارور سازی قابلیت های توسعه استان های یاد شده و کاهش آثار سوء زیست محیطی ناشی از ایجاد تاسیسات نفت و گاز در استان های نفتخیز و ایجاد زیر ساخت های لازم برای استفاده بهینه از سرمایه گذاری های انجام شده در این مناطق به مجلس ارائه شده است.

کمال دانشیار، رئیس کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی اختصاص ۲ درصد از درآمد نفت به استان های نفتخیز کشور را گام بلند دولت برای محرومیت زدایی از این استان ها خواند. کمال دانشیار با اشاره به تصویب یک فوریت لایحه اختصاص ۲ درصد از درآمد نفت به استان های نفتخیز کشور گفت: این طرح در حال حاضر برای بررسی به کمیسیون برنامه و بودجه ارسال شده است و ممکن است یک ماه دیگر در صحن علنی مجلس مطرح شود.

وی با اظهار امیدواری نسبت به تصویب نهایی این طرح از سوی نمایندگان مجلس شورای اسلامی، افزود: مردم مناطقی که سرمایه های عظیم نفت و گاز در آن قرار دارند و بودجه و سرمایه های کشور از آنجا تامین می شود، نباید در محرومیت به سربزند.

نماینده مردم ماهشهر در مجلس شورای اسلامی افزود: با اجرای این طرح می توان انتظار داشت مردم این مناطق نسبت به گذشته از امکانات بیشتری بهره مند شوند و مسائلی چون اشتغال و معیشت و مسائل خدماتی و رفاهی در این استان ها مورد توجه بیشتر دولت و متولیان قرار گیرد.

وی با یادآوری این که در سایر کشورهای نفتخیز مانند کانادا نیز چنین بودجه هایی به مناطق نفتخیز اختصاص داده می شود، گفت: به یقین نمایندگان مجلس شورای اسلامی اهمیت و حساسیت این مسئله و لزوم توجه بیشتر به مناطق محروم و نفتخیز کشور را دریافته اند و نظرشان در این باره مثبت است.

سبد دارایی های شرکت ملی نفت ایران بهینه سازی می شود

مقدماتی فراهم شود تا «پورتفولیو» در شرکت های تابعه شرکت ملی نفت ایران نیز مورد استفاده قرار گیرد که این امر به حدود ۳ سال زمان نیاز دارد.

دلیریش اظهار داشت: بهره گیری این سیستم، یکی از زیر پروژه های طرح اصلاح ساختار شرکت ملی نفت ایران است که موسسه مطالعات بین المللی انرژی، طرح اصلاح ساختار آن را پیگیری می کند. «پورتفولیو» به معنای تغییر دارایی های در اختیار شرکت ها است که این دارایی ها شامل میزان ذخایر نفت، گاز، ظرفیت های پالایشی و خطوط حمل و نقل می شود و اولویت بندی و انتخاب طرح سرمایه گذاری براساس سبد دارایی ها در حوزه نفت، از اهداف اصلی آن به شمار می آید. بر پایه این گزارش، پورتفولیوی دارایی ها در شرکت های نفتی متوسط و بزرگ، به طو معمول شامل تعداد متعددی از دارایی ها در نقاط مختلف جهان تحت رژیم های مالی متفاوت است و هر دارایی نیز پروژه های اکتشافی و بهره برداری خاص خود را دارد. چالش های فرا روی این شرکت ها به طور معمول شامل مدیریت، نظارت، ارزیابی و منطقی کردن پورتفولیوی شرکت است. دو قانون مربوط به ترکیب دارایی های با ارزش و پربازده، نشان دهنده این واقعیت است که لازمه بقا و توسعه هر شرکت نفتی، بهینه ساختن سبد دارایی ها و یا سبد پروژه های مرتبط با هر دارایی است.

مدیر برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران از اجرای عملیات آزمایشی پروژه بهینه سازی سبد دارایی های شرکت ملی نفت ایران (پورتفولیو) روی ۵۰ پروژه صنعت نفت کشور خبر داد و گفت: این سیستم به طور هوشمند عمل کرده و نرم افزارهایی که در آن به کار گرفته شده، بومی و برای کاربران شرکت ملی نفت ایران قابل استفاده است. عبدالمحمد دلیریش افزود: پروژه بهینه سازی سبد دارایی های شرکت ملی نفت ایران، راهنمایی برای بهترین روش سرمایه گذاری به منظور کسب بیشترین بازدهی است که در حال حاضر مراحل اولیه خود را می گذراند.

وی با اشاره به این که پورتفولیو، سیستم کنترل پروژه نیست بلکه تنظیم سبد دارایی های شرکت ملی نفت است، اظهار داشت: «پورتفولیو»، هم اکنون در مرحله مطالعات و آزمایش قرار دارد و هنوز کاربردی نشده است. دلیریش «بهینه سازی دارایی های شرکت ملی نفت ایران» را تجربه جدیدی در کشور خواند که تاکنون به کار گرفته نشده است و افزود: این سیستم در شرکت برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران پیگیری می شود، اما شرکت یاد شده می تواند یکی از کاربرهای آن باشد و کاربر عمده «پورتفولیو»، سازمان های برنامه ریزی هستند. مدیر برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران گفت: بر اساس برنامه ریزی ها قرار است

اختصاص بخشی از درآمد نفت به مناطق نفتخیز، گام بلند دولت برای محرومیت زدایی است

وی تنها مشکل این طرح را در شرایط کنونی تصویب آن به صورت یک فوریت نامید که می تواند روند اختصاص این بودجه را طولانی تر کند و افزود: این مسئله سبب می شود که اجرای این طرح یک یا دو ماه به طول بینجامد. وی در پاسخ به این سوال که پیش از این نیز طرح اختصاص درآمد نفت با میزان دو در هزار مطرح بوده است و آیا اختصاص ۲ درصد مبلغ زیادی نیست، گفت: در حال حاضر این طرح ۱۰ استان نفتخیز و گازخیز کشور، همچنین حدود یکصد بخش از مناطق محروم را شامل می شود و از این رو اختصاص این میزان بودجه، زیاد نیست.

گفتنی است نمایندگان مجلس شورای اسلامی در نشست علنی روز یکشنبه خود به یک فوریت لایحه ای رای مثبت دادند که در صورت تصویب نهایی آن ۲ درصد از درآمد حاصل از صادرات نفت خام و گاز طبیعی به استان های نفتخیز و شهرستان های محروم کشور اختصاص می یابد. این لایحه به صورت دو فوریت از سوی دولت به مجلس ارائه شده بود که نمایندگان تنها به یک فوریت آن رای دادند.

این لایحه به منظور جبران و کاهش عقب ماندگی و توسعه نیافتگی برخی استان های کشور و فراهم کردن زمینه های رشد و بارور سازی قابلیت های توسعه استان های یاد شده و کاهش آثار سوء زیست محیطی ناشی از ایجاد تاسیسات نفت و گاز در استان های نفتخیز و ایجاد زیر ساخت های لازم برای استفاده بهینه از سرمایه گذاری های انجام شده در این مناطق به مجلس ارائه شده است.

کمال دانشیار، رئیس کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی اختصاص ۲ درصد از درآمد نفت به استان های نفتخیز کشور را گام بلند دولت برای محرومیت زدایی از این استان ها خواند.

کمال دانشیار با اشاره به تصویب یک فوریت لایحه اختصاص ۲ درصد از درآمد نفت به استان های نفتخیز کشور گفت: این طرح در حال حاضر برای بررسی به کمیسیون برنامه و بودجه ارسال شده است و ممکن است یک ماه دیگر در صحن علنی مجلس مطرح شود.

وی با اظهار امیدواری نسبت به تصویب نهایی این طرح از سوی نمایندگان مجلس شورای اسلامی، افزود: مردم مناطقی که سرمایه های عظیم نفت و گاز در آن قرار دارند و بودجه و سرمایه های کشور از آنجا تامین می شود، نباید در محرومیت به سربزند.

نماینده مردم ماهشهر در مجلس شورای اسلامی افزود: با اجرای این طرح می توان انتظار داشت مردم این مناطق نسبت به گذشته از امکانات بیشتری بهره مند شوند و مسائلی چون اشتغال و معیشت و مسائل خدماتی و رفاهی در این استان ها مورد توجه بیشتر دولت و متولیان قرار گیرد.

وی با یادآوری این که در سایر کشورهای نفتخیز مانند کانادا نیز چنین بودجه هایی به مناطق نفتخیز اختصاص داده می شود، گفت: به یقین نمایندگان مجلس شورای اسلامی اهمیت و حساسیت این مسئله و لزوم توجه بیشتر به مناطق محروم و نفتخیز کشور را دریافته اند و نظرشان در این باره مثبت است.

چالشهای پیش رو در تنظیمات جدید سوخت بنزین امریکا

- ممنوع شدن استفاده از MTBE، موجب تعطیلی یا کاهش شدید ظرفیت واحدهای پتروشیمی تولیدکننده این ماده خواهد شد. در اوایل دهه میلادی، افزایش ظرفیت واحدهای تولیدی از رشد بسیار بالایی برخوردار بودند زیرا پس از پذیرش این ماده در امریکا، استفاده از آن به امریکای لاتین، منطقه خاورمیانه و قسمتهایی از آسیا نیز انتقال یافت بطوریکه در دهه مذکور از ۵۰۰ هزار بشکه در روز مصرف آن، ۳۰۰ هزار بشکه در روز متعلق به امریکا بود. لکن در شرایط فعلی که استفاده از MTBE در امریکا ممنوع شده است کارخانجات امریکایی تولیدکننده این ماده، مجبور به صادر کردن آن به خارج از امریکا و یا حتی اقدام به تعطیل کردن خط تولید خود خواهند شد زیرا به مرور حمایت دولت امریکا نیز از این کارخانجات کاسته خواهد شد. در حال حاضر، ظرفیت تولید MTBE عربستان سعودی حدود ۷۰ هزار بشکه در روز است و همراه با کشورهای قطر، امارات متحده عربی و کویت ظرفیت تولید آنها در مجموع به ۱۰۰ هزار بشکه در روز می رسد که با توجه به مصرف منطقه خلیج فارس به میزان ۳۰ هزار بشکه در روز به احتمال خیلی زیاد برخی از این واحدها تعطیل خواهند شد.

- اتانول تمایل زیادی برای ترکیب شدن با آب دارد و از آنجاییکه احتمال وجود آب در مخازن و خطوط لوله بسیار زیاد است، امکان تزریق این ماده افزودنی در پالایشگاهها وجود ندارد لذا برای جلوگیری از تشکیل این ترکیب، اتانول باید در جایگاههای توزیع بنزین، پیش از تحویل، تزریق گردد.

- از دیگر تغییرات مشخصات بنزین امریکا، تولید بنزین با پایه تابستانی می باشد که عمده تغییر آن، کاهش فشار بخار - به دلیل کاهش میزان فراریت - است و از اول ماه مه آغاز شده است. این تغییر باعث می گردد که نفتای سبک وارداتی از اروپا (خوراک واحدهای ریفرمینگ، یکی از واحدهای تولید کننده بنزین) دلیل دارا بودن فشار بخار بالا، مورد استفاده پالایشگران امریکایی نباشد.

تهیه کننده: علی اکبر دیزج خلیلی

منبع:

GLOBAL MARKET, 1 MAY 2006
PVM, 1 MAY 2006
FOCUS, 17 MARCH 2006

تقاضای بنزین امریکا همواره یکی از علل اصلی افزایش قیمت این فرآورده در فصل تابستان بوده است. در سال جاری تولید پالایشگاههای این کشور، پس از وقوع طوفانهای سال گذشته، هنوز به وضعیت عادی بازنگشته اند و تعمیرات اساسی پالایشگاهها نیز کماکان ادامه دارد، بطوریکه ظرفیت بهره برداری از پالایشگاههای امریکا در اواخر ماه آوریل ۸۸٪ بود که این ظرفیت در شرایط فعلی، پیش از آغاز فصل رانندگی ۲٪ کمتر از ظرفیت پالایشگاههای آن کشور در مدت زمان مشابه سال گذشته می باشد. لذا پیش بینی می شود که تنظیمات جدید در سوخت بنزین امریکا که از ابتدای ماه مه شروع شده است ضمن آنکه موجب افزایش بیشتر قیمت و تغییر بنیادی در بازار گردد، چالشهایی را نیز به دنبال داشته باشد. که در ذیل به چند نمونه از این چالشها اشاره می شود.

- به دلیل برخی محدودیتهای زیست محیطی، دولت امریکا تصمیم به جایگزین نمودن ماده افزودنی اتانول به جای MTBE گرفته است که از ابتدای ماه مه آغاز شده است. در سال جاری با حذف MTBE که ۱۵ درصد از حجم "Reformulated Gasoline" را شامل می شد، حدود ۱۵۰ هزار بشکه در روز از حجم بنزین تحویلی کاسته خواهد شد. لذا نیاز است که ماده افزودنی دیگری با خواص فیزیکی و شیمیایی مشابه جایگزین آن شود. یکی از جایگزینهای انتخاب شده، اتانول است. اتانول که معمولاً از ذرت و نیشکر گرفته می شود علاوه بر آنکه حداقل اکسیژن موجود در سوخت بنزین را جهت احتراق کامل و عدم تشکیل مونواکسید کربن تأمین می کند، موجب تقویت عدد اکتان (درجه آرام سوخت) نیز می شود. اما مشکل اصلی آنجا است که اتانول کافی و در دسترس برای جایگزینی وجود ندارد زیرا پیشتر، برنامه ریزی شده بود که کارخانه تولید این ماده در هاوایی تاسیس شود که هنوز تاسیس نشده است و دولت امریکا مجبور به وارد کردن اتانول از خارج خواهد شد که گزینه های پیش بینی شده امریکای لاتین، آسیا و کارائیب است.

- انرژی اتانول که ۷۶۰۰۰ بی تی یو در هر گالن است در مقابل MTBE با محتوای انرژی ۹۳۵۰۰ بی تی یو در هر گالن حدود ۱۹٪ کمتر می باشد، بنابراین جایگزینی آن با حجم معادلی از MTBE که پیش از این ۱۵ درصد از حجم بنزین را به خود اختصاص می داد موجب ۱/۵٪ کاهش انرژی در هر گالن بنزین تحویلی خواهد شد.

نگاهی به گزارش جدید آقای دانیل یرگین

کشورهای عمده صادر کننده نفت همچون مکزیک، نیجریه، ونزوئلا و عراق مشاهده می کنیم که ظرفیت تولید همچنان با روند همراه با رشد روبه رو است. مؤسسه تحقیقات اقتصادی کمبریج در تازه ترین مطالعه خود اقدام به ارزیابی و تخمین ظرفیت تولید در جهان نموده است و معتقد است که ظرفیت تولید جهان تا سال ۲۰۱۵ روندی روبه رشد خواهد داشت و حتی امکان دارد این روند پس از سال ۲۰۱۵ نیز ادامه یابد. Robert W Esser و Peter M Jackson متخصصین

آقای دانیل یرگین به عنوان سرپرست مؤسسه تحقیقات اقتصادی کمبریج در ماه آگوست ۲۰۰۶ گزارشی را در زمینه پیش بینی ظرفیت تولید هیدروکربونها تا سال ۲۰۱۵ منتشر نموده است.

عوامل متنوعی همچون افزایش قیمتهای نفت، رشد اقتصادی، اختلالات عرضه و امنیت عرضه در چند ساله اخیر توجه ویژه ای را به کافی نبودن منابع هیدروکربونی و به ویژه نفت به عنوان مهمترین منبع تأمین انرژی معطوف داشته اند. اما با وجود اختلالات عمده موجود در

چالشهای پیش رو در تنظیمات جدید سوخت بنزین امریکا

- ممنوع شدن استفاده از MTBE، موجب تعطیلی یا کاهش شدید ظرفیت واحدهای پتروشیمی تولیدکننده این ماده خواهد شد. در اوایل دهه میلادی، افزایش ظرفیت واحدهای تولیدی از رشد بسیار بالایی برخوردار بودند زیرا پس از پذیرش این ماده در امریکا، استفاده از آن به امریکای لاتین، منطقه خاورمیانه و قسمتهایی از آسیا نیز انتقال یافت بطوریکه در دهه مذکور از ۵۰۰ هزار بشکه در روز مصرف آن، ۳۰۰ هزار بشکه در روز متعلق به امریکا بود. لکن در شرایط فعلی که استفاده از MTBE در امریکا ممنوع شده است کارخانجات امریکایی تولیدکننده این ماده، مجبور به صادر کردن آن به خارج از امریکا و یا حتی اقدام به تعطیل کردن خط تولید خود خواهند شد زیرا به مرور حمایت دولت امریکا نیز از این کارخانجات کاسته خواهد شد. در حال حاضر، ظرفیت تولید MTBE عربستان سعودی حدود ۷۰ هزار بشکه در روز است و همراه با کشورهای قطر، امارات متحده عربی و کویت ظرفیت تولید آنها در مجموع به ۱۰۰ هزار بشکه در روز می رسد که با توجه به مصرف منطقه خلیج فارس به میزان ۳۰ هزار بشکه در روز به احتمال خیلی زیاد برخی از این واحدها تعطیل خواهند شد.

- اتانول تمایل زیادی برای ترکیب شدن با آب دارد و از آنجاییکه احتمال وجود آب در مخازن و خطوط لوله بسیار زیاد است، امکان تزریق این ماده افزودنی در پالایشگاهها وجود ندارد لذا برای جلوگیری از تشکیل این ترکیب، اتانول باید در جایگاههای توزیع بنزین، پیش از تحویل، تزریق گردد.

- از دیگر تغییرات مشخصات بنزین امریکا، تولید بنزین با پایه تابستانی می باشد که عمده تغییر آن، کاهش فشار بخار - به دلیل کاهش میزان فراریت - است و از اول ماه مه آغاز شده است. این تغییر باعث می گردد که نفتای سبک وارداتی از اروپا (خوراک واحدهای ریفرینگ، یکی از واحدهای تولید کننده بنزین) دلیل دارا بودن فشار بخار بالا، مورد استفاده پالایشگران امریکایی نباشد.

تهیه کننده: علی اکبر دیزج خلیلی

منبع:

GLOBAL MARKET, 1 MAY 2006
PVM, 1 MAY 2006
FOCUS, 17 MARCH 2006

تقاضای بنزین امریکا همواره یکی از علل اصلی افزایش قیمت این فرآورده در فصل تابستان بوده است. در سال جاری تولید پالایشگاههای این کشور، پس از وقوع طوفانهای سال گذشته، هنوز به وضعیت عادی بازنگشته اند و تعمیرات اساسی پالایشگاهها نیز کماکان ادامه دارد، بطوریکه ظرفیت بهره برداری از پالایشگاههای امریکا در اواخر ماه آوریل ۸۸٪ بود که این ظرفیت در شرایط فعلی، پیش از آغاز فصل رانندگی ۲٪ کمتر از ظرفیت پالایشگاههای آن کشور در مدت زمان مشابه سال گذشته می باشد. لذا پیش بینی می شود که تنظیمات جدید در سوخت بنزین امریکا که از ابتدای ماه مه شروع شده است ضمن آنکه موجب افزایش بیشتر قیمت و تغییر بنیادی در بازار گردد، چالشهایی را نیز به دنبال داشته باشد. که در ذیل به چند نمونه از این چالشها اشاره می شود.

- به دلیل برخی محدودیتهای زیست محیطی، دولت امریکا تصمیم به جایگزین نمودن ماده افزودنی اتانول به جای MTBE گرفته است که از ابتدای ماه مه آغاز شده است. در سال جاری با حذف MTBE که ۱۵ درصد از حجم "Reformulated Gasoline" را شامل می شد، حدود ۱۵۰ هزار بشکه در روز از حجم بنزین تحویلی کاسته خواهد شد. لذا نیاز است که ماده افزودنی دیگری با خواص فیزیکی و شیمیایی مشابه جایگزین آن شود. یکی از جایگزینهای انتخاب شده، اتانول است. اتانول که معمولاً از ذرت و نیشکر گرفته می شود علاوه بر آنکه حداقل اکسیژن موجود در سوخت بنزین را جهت احتراق کامل و عدم تشکیل مونواکسید کربن تأمین می کند، موجب تقویت عدد اکتان (درجه آرام سوخت) نیز می شود. اما مشکل اصلی آنجا است که اتانول کافی و در دسترس برای جایگزینی وجود ندارد زیرا پیشتر، برنامه ریزی شده بود که کارخانه تولید این ماده در هاوایی تاسیس شود که هنوز تاسیس نشده است و دولت امریکا مجبور به وارد کردن اتانول از خارج خواهد شد که گزینه های پیش بینی شده امریکای لاتین، آسیا و کارائیب است.

- انرژی اتانول که ۷۶۰۰۰ بی تی یو در هر گالن است در مقابل MTBE با محتوای انرژی ۹۳۵۰۰ بی تی یو در هر گالن حدود ۱۹٪ کمتر می باشد، بنابراین جایگزینی آن با حجم معادلی از MTBE که پیش از این ۱۵ درصد از حجم بنزین را به خود اختصاص می داد موجب ۱/۵٪ کاهش انرژی در هر گالن بنزین تحویلی خواهد شد.

نگاهی به گزارش جدید آقای دانیل یرگین

کشورهای عمده صادر کننده نفت همچون مکزیک، نیجریه، ونزوئلا و عراق مشاهده می کنیم که ظرفیت تولید همچنان با روند همراه با رشد روبه رو است. مؤسسه تحقیقات اقتصادی کمبریج در تازه ترین مطالعه خود اقدام به ارزیابی و تخمین ظرفیت تولید در جهان نموده است و معتقد است که ظرفیت تولید جهان تا سال ۲۰۱۵ روندی روبه رشد خواهد داشت و حتی امکان دارد این روند پس از سال ۲۰۱۵ نیز ادامه یابد. Peter M Jackson و Robert W Esser متخصصین

آقای دانیل یرگین به عنوان سرپرست مؤسسه تحقیقات اقتصادی کمبریج در ماه آگوست ۲۰۰۶ گزارشی را در زمینه پیش بینی ظرفیت تولید هیدروکربونها تا سال ۲۰۱۵ منتشر نموده است.

عوامل متنوعی همچون افزایش قیمت های نفت، رشد اقتصادی، اختلالات عرضه و امنیت عرضه در چند ساله اخیر توجه ویژه ای را به کافی بودن منابع هیدروکربونی و به ویژه نفت به عنوان مهمترین منبع تأمین انرژی معطوف داشته اند. اما با وجود اختلالات عمده موجود در

ظرفیت تولید تا سال ۲۰۱۵ را تشکیل خواهد داد. افزایش پایدار قیمت‌های نفت در چند ساله اخیر باعث سرمایه‌گذاری‌های عمده در این منابع گشته است. با توجه به نکات فوق نگارندگان این گزارش معتقدند که هیچ‌گونه شواهدی مبنی بر رسیدن به نقطه اوج تولید جهانی موجود نیست. اما در این سناریو سازی یک سری از متغیرهای مجهول وجود دارد که مهمترین آنها ریسک‌های سطح الارضی مانند آب و هوا، بلایای طبیعی، اغتشاشات ژئوپلیتیکی، پیچیدگی‌های عملیاتی و تصمیم‌گیری‌های بدون تدبیر است و پیش‌بینی اینکه زمان وقوع و مقدار اثرگذاری این متغیرها چیست غیرممکن است اما از سوی دیگر هزینه‌های تولید و اکتشاف با توجه به افزایش قیمت نفت و کمبود نیروهای متخصص و سخت‌افزار مناسب روز به روز افزایش می‌یابد. این مسئله نیز تبدیل به یکی از دغدغه‌های صنعت شده و لذا روند افزایش هزینه تولید و اکتشاف نیز یکی دیگر از نااطمینانی‌های این سناریو می‌باشد.

مقاله نفت، فقر، امنیت

صادرات نفتی و تنوع بخشی به اقتصاد است و از سوی دیگر منافع کشورهای مصرف‌کننده در افزایش واردات انرژی از این کشورها است که با توجه به محدود بودن ذخائر نفت در جهان یافتن راه کار برنده-برنده بسیار مشکل به نظر می‌رسد. آمارهای ارائه شده در این مقاله نشان می‌دهد که کشورهای صادرکننده با سرانه تولید نفت پائین از نظر شاخصهای توسعه انسانی نیز با مشکل روبه‌رو شده‌اند لذا پیشنهاد نگارنده مقاله برای یافتن راه حلی که هم مشکل رشد فقر و زیر بناهای ضعیف در کشورهای صادرکننده را حل کند و هم مسئله تأمین و امنیت انرژی در کشورهای مصرف‌کننده حل شود به شکل زیر است:

پیشنهاد برای کشورهای صادرکننده:

- ۱ - افزایش سرانه تولید نفت از طریق سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف و تولید
 - ۲ - تلاش در جهت افزایش اثر ارزش سرانه تولید نفت در این کشورها
 - ۳ - تولید درآمدهای غیر نفتی از طریق تنوع بخشی به اقتصاد کشور که شامل سرمایه‌گذاری در زیربناها، عناصر توسعه انسانی و کیفیت نهادی و دسترسی به بازارهای جهانی می‌شود.
 - ۴ - بهبود استانداردهای حاکمیتی که منجر به کاهش فساد و افزایش شفافیت می‌شود.
- پیشنهادهای مصرف‌کننده:
- ۱ - باز کردن بازارهای داخلی به واردات غیر نفتی صورت گرفته از طرف کشورهای صادرکننده نفت.
 - ۲ - انتقال تکنولوژی به کشورهای صادرکننده برای تحقق رشد در درآمدهای پائین و انرژی کارا.
- در صورتی که کشورهای تولیدکننده و مصرف‌کننده این سیاستها را دنبال نمایند قطعاً فرصتی مهیا خواهد گشت تا مسئله کاهش فقر و تأمین و امنیت انرژی به طور همزمان حل گردد.

نویسنده: Keith Mayers

ترجمه: محمد امین نادریان

مؤسسه کمبریج در تحقیق خود اقدام به آنالیز کلیه میادین موجود در جهان نموده و هر یک از میادین را به صورت جداگانه بررسی کرده‌اند. آنها بر اساس بررسی ۳۶۰ طرح توسعه میادین در کشورهای اوپک و غیر اوپک رشد بالقوه ظرفیت تولیدی در جهان را تخمین زده و به این نتیجه رسیده‌اند که ظرفیت تولیدی تا سال ۲۰۱۵ به ۱۱۰ میلیون بشکه در روز می‌رسد در حالی که در حال حاضر ظرفیت تولیدی ۸۸/۷۴ میلیون بشکه در روز است. و در صورت تحقق این ظرفیت تولید تقاضای جهانی هیدروکربن با روند رشد قابل تحقق پاسخ داده خواهد شد.

در بخشی دیگر از این گزارش به اهمیت ویژه منابع غیر رسمی هیدروکربونی نیز اشاره شده و پیش‌بینی نموده که منابع غیر رسمی هیدروکربونی مایع مانند ذخائر موجود در آبهای فوق عمیق، مایعات هیدروکربنی به دست آمده از گاز و نفت‌های فوق سنگین ۴۰٪ از کل

قبل از ظهور شک اول نفتی تئوریه‌های رشد اقتصادی تصریح داشتند که فراوانی منابع طبیعی یکی از عوامل کلیدی رشد اقتصادی می‌باشد و کشورهایی که دارای منابع فراوان طبیعی مانند نفت خام می‌باشند می‌توانند با استفاده از این منابع موجبات رشد و توسعه را در کشور خود فراهم کنند. اما مطالعاتی که در دهه ۹۰ به روی ارتباط رشد اقتصادی و فراوانی منابع طبیعی صورت گرفت نشان می‌داد که این ارتباط نه تنها ارتباطی مثبت نیست بلکه در بسیاری از کشورها منفی نیز بوده است.

نگارنده تلاش نموده که مقوله‌ای جدید را در این زمینه مطرح نماید و نشان دهد که تحت شرایط خاصی ثروت نفت می‌تواند علاوه بر رشد اقتصادی دارای آثار منفی به روی توزیع درآمدی و امنیت ملی نیز باشد. وی برای آزمون این فرضیه ۴۰ کشور که دارای ذخائر نفتی عمده می‌باشند را انتخاب نموده و بر اساس شاخص سرانه نفت تولیدی (کل تولید تقسیم بر جمعیت) آنها را طبقه‌بندی و سپس اقدام به بررسی کشورهای مختلف در چارک‌های متفاوت و به ویژه وضعیت کشورهای جنوب آفریقا نموده است و این وضعیت را با شاخص توسعه انسانی سازمان ملل و عناصر آن (شاخص تولید ناخالص داخلی، امید به زندگی، درجه تحصیلات) مقایسه نموده و در نهایت نتیجه‌گیری و پیشنهادات خود را ارائه کرده است.

وی قبل از نتیجه‌گیری سؤالی را مطرح می‌نماید که بسیار کلیدی است. موضوع نفت تضادی را میان منافع کشورهای صادرکننده نفت و کشورهای مصرف‌کننده ایجاد نموده است زیرا از یک سو کشورهای صادرکننده برای حرکت در مسیر رشد اقتصادی و توانمندی در زمینه کاهش فقر به شدت نیازمند تنوع بخشی به اقتصاد و وابسته نشدن به درآمدهای نفتی هستند که بالطبع باعث کاهش صادرات نفت در این کشورها نیز خواهد شد و از سوی دیگر کشورهای مصرف‌کننده نفت به شدت نیازمند تأمین انرژی برای گرداندن چرخه اقتصادی خود می‌باشند و با توجه به رشد روزافزون اقتصادی در این کشورها نیاز آنها به انرژی بیشتر نیز می‌گردد با توجه به این مسئله از یک طرف منافع کشورهای صادرکننده نفت در کاهش

ظرفیت تولید تا سال ۲۰۱۵ را تشکیل خواهد داد. افزایش پایدار قیمت‌های نفت در چند ساله اخیر باعث سرمایه‌گذاری‌های عمده در این منابع گشته است. با توجه به نکات فوق نگارندگان این گزارش معتقدند که هیچ‌گونه شواهدی مبنی بر رسیدن به نقطه اوج تولید جهانی موجود نیست. اما در این سناریو سازی یک سری از متغیرهای مجهول وجود دارد که مهمترین آنها ریسک‌های سطح الارضی مانند آب و هوا، بلایای طبیعی، اغتشاشات ژئوپلیتیکی، پیچیدگی‌های عملیاتی و تصمیم‌گیری‌های بدون تدبیر است و پیش‌بینی اینکه زمان وقوع و مقدار اثرگذاری این متغیرها چیست غیرممکن است اما از سوی دیگر هزینه‌های تولید و اکتشاف با توجه به افزایش قیمت نفت و کمبود نیروهای متخصص و سخت‌افزار مناسب روز به روز افزایش می‌یابد. این مسئله نیز تبدیل به یکی از دغدغه‌های صنعت شده و لذا روند افزایش هزینه تولید و اکتشاف نیز یکی دیگر از نااطمینانی‌های این سناریو می‌باشد.

مقاله نفت، فقر، امنیت

صادرات نفتی و تنوع بخشی به اقتصاد است و از سوی دیگر منافع کشورهای مصرف‌کننده در افزایش واردات انرژی از این کشورها است که با توجه به محدود بودن ذخائر نفت در جهان یافتن راه کار برنده-برنده بسیار مشکل به نظر می‌رسد. آمارهای ارائه شده در این مقاله نشان می‌دهد که کشورهای صادرکننده با سرانه تولید نفت پائین از نظر شاخصهای توسعه انسانی نیز با مشکل روبه‌رو شده‌اند لذا پیشنهاد نگارنده مقاله برای یافتن راه حلی که هم مشکل رشد فقر و زیربنای ضعیف در کشورهای صادرکننده را حل کند و هم مسئله تأمین و امنیت انرژی در کشورهای مصرف‌کننده حل شود به شکل زیر است:

پیشنهاد برای کشورهای صادرکننده:

- ۱ - افزایش سرانه تولید نفت از طریق سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف و تولید
 - ۲ - تلاش در جهت افزایش اثر ارزش سرانه تولید نفت در این کشورها
 - ۳ - تولید درآمدهای غیر نفتی از طریق تنوع بخشی به اقتصاد کشور که شامل سرمایه‌گذاری در زیربنای، عناصر توسعه انسانی و کیفیت نهادی و دسترسی به بازارهای جهانی می‌شود.
 - ۴ - بهبود استانداردهای حاکمیتی که منجر به کاهش فساد و افزایش شفافیت می‌شود.
- پیشنهادهای مصرف‌کننده:
- ۱ - باز کردن بازارهای داخلی به واردات غیر نفتی صورت گرفته از طرف کشورهای صادرکننده نفت.
 - ۲ - انتقال تکنولوژی به کشورهای صادرکننده برای تحقق رشد در درآمدهای پائین و انرژی کارا.
- در صورتی که کشورهای تولیدکننده و مصرف‌کننده این سیاستها را دنبال نمایند قطعاً فرصتی مهیا خواهد گشت تا مسئله کاهش فقر و تأمین و امنیت انرژی به طور همزمان حل گردد.

نویسنده: Keith Mayers

ترجمه: محمد امین نادریان

مؤسسه کمبریج در تحقیق خود اقدام به آنالیز کلیه میادین موجود در جهان نموده و هر یک از میادین را به صورت جداگانه بررسی کرده‌اند. آنها بر اساس بررسی ۳۶۰ طرح توسعه میادین در کشورهای اوپک و غیر اوپک رشد بالقوه ظرفیت تولیدی در جهان را تخمین زده و به این نتیجه رسیده‌اند که ظرفیت تولیدی تا سال ۲۰۱۵ به ۱۱۰ میلیون بشکه در روز می‌رسد در حالی که در حال حاضر ظرفیت تولیدی ۸۸/۷۴ میلیون بشکه در روز است. و در صورت تحقق این ظرفیت تولید تقاضای جهانی هیدروکربن با روند رشد قابل تحقق پاسخ داده خواهد شد.

در بخشی دیگر از این گزارش به اهمیت ویژه منابع غیر رسمی هیدروکربونی نیز اشاره شده و پیش‌بینی نموده که منابع غیر رسمی هیدروکربونی مایع مانند ذخائر موجود در آبهای فوق عمیق، مایعات هیدروکربنی به دست آمده از گاز و نفت‌های فوق سنگین ۴۰٪ از کل

قبل از ظهور شک اول نفتی تئوریه‌های رشد اقتصادی تصریح داشتند که فراوانی منابع طبیعی یکی از عوامل کلیدی رشد اقتصادی می‌باشد و کشورهایی که دارای منابع فراوان طبیعی مانند نفت خام می‌باشند می‌توانند با استفاده از این منابع موجبات رشد و توسعه را در کشور خود فراهم کنند. اما مطالعاتی که در دهه ۹۰ به روی ارتباط رشد اقتصادی و فراوانی منابع طبیعی صورت گرفت نشان می‌داد که این ارتباط نه تنها ارتباطی مثبت نیست بلکه در بسیاری از کشورها منفی نیز بوده است.

نگارنده تلاش نموده که مقوله‌ای جدید را در این زمینه مطرح نماید و نشان دهد که تحت شرایط خاصی ثروت نفت می‌تواند علاوه بر رشد اقتصادی دارای آثار منفی به روی توزیع درآمدی و امنیت ملی نیز باشد. وی برای آزمون این فرضیه ۴۰ کشور که دارای ذخائر نفتی عمده می‌باشند را انتخاب نموده و بر اساس شاخص سرانه نفت تولیدی (کل تولید تقسیم بر جمعیت) آنها را طبقه‌بندی و سپس اقدام به بررسی کشورهای مختلف در چارک‌های متفاوت و به ویژه وضعیت کشورهای جنوب آفریقا نموده است و این وضعیت را با شاخص توسعه انسانی سازمان ملل و عناصر آن (شاخص تولید ناخالص داخلی، امید به زندگی، درجه تحصیلات) مقایسه نموده و در نهایت نتیجه‌گیری و پیشنهادات خود را ارائه کرده است.

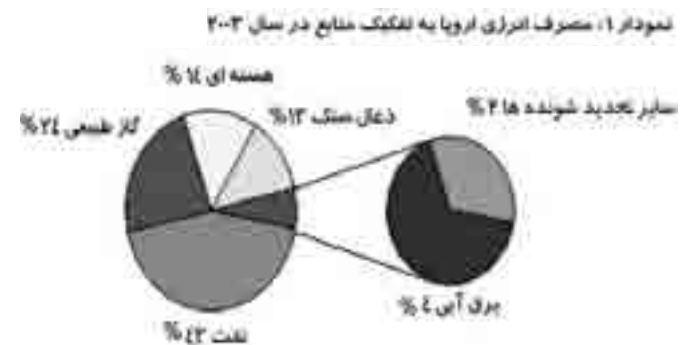
وی قبل از نتیجه‌گیری سؤالی را مطرح می‌نماید که بسیار کلیدی است. موضوع نفت تضادی را میان منافع کشورهای صادرکننده نفت و کشورهای مصرف‌کننده ایجاد نموده است زیرا از یک سو کشورهای صادرکننده برای حرکت در مسیر رشد اقتصادی و توانمندی در زمینه کاهش فقر به شدت نیازمند تنوع بخشی به اقتصاد و وابسته نشدن به درآمدهای نفتی هستند که بالطبع باعث کاهش صادرات نفت در این کشورها نیز خواهد شد و از سوی دیگر کشورهای مصرف‌کننده نفت به شدت نیازمند تأمین انرژی برای گرداندن چرخه اقتصادی خود می‌باشند و با توجه به رشد روزافزون اقتصادی در این کشورها نیاز آنها به انرژی بیشتر نیز می‌گردد با توجه به این مسئله از یک طرف منافع کشورهای صادرکننده نفت در کاهش

تقاضای گاز اروپا نقش ترکیه و فرصت های ایران

سید غلامحسین حسنتاش

مقدمه:

اتحادیه اروپا حدود ۱۷ درصد از کل انرژی جهان را مصرف میکند و سهم گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی اروپا در سال ۲۰۰۳ میلادی با بیشترین نرخ رشد سالانه در میان انواع انرژی های مصرفی، به حدود ۲۴ درصد رسیده است. نمودار (۱) سهم و ترکیب انواع انرژی های مصرفی در اروپا را در سال ۲۰۰۳ نشان میدهد.

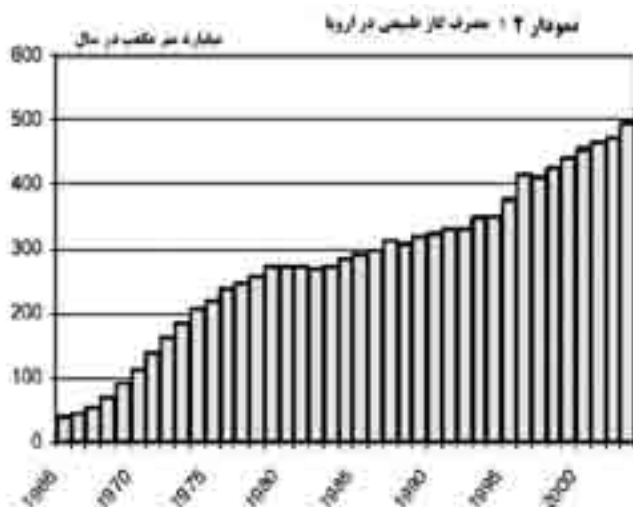


ظرفیت تولید، انگیزه عرضه کنندگان خارجی را برای حضور در بازار اروپا افزایش داده است. تأمین کنندگان کنونی گاز اروپا، روسیه از طریق خط لوله و الجزایر هم از طریق خط لوله و هم بصورت گاز طبیعی مایع شده (LNG) می باشند. از سوی دیگر ذخائر عظیم دارای هزینه تولید کمتر و قیمت های رقابتی مانند مخازن ایران، می تواند برای کشورهای اروپایی تشنه انرژی، جذاب باشد.

اتحادیه اروپا با این تفکر که رقابت بین عرضه کنندگان قیمت ها را کاهش خواهد داد، مصمم است که مسیرهای تأمین انرژی خود را متنوع سازد. دسترسی باثبات، امن و پیوسته به انرژی یکی از اهداف اولویت دار صنایع اروپا است. همچون بسیاری از کشورهای ترکیه امیدوار است بتواند پل انرژی بین منابع عظیم هیدروکربوری در خاورمیانه و آسیای مرکزی و کشورهای پیشرفته نیازمند انرژی در اروپا باشد.

تقاضای گاز طبیعی در اروپا

پیشینه تقاضای گاز در اروپا از سال ۱۹۶۵ در نمودار ۲ نشان داده شده است.



قیمت های بالای نفت و سیاست های حفظ محیط زیست، شرکت ها و مجامع اروپایی را مجبور به صرف هزینه های بالاتری برای گاز نسبت به سایر سوخت ها کرد. سه بخش عمده که ۹۴/۸ درصد گاز را در اروپا مصرف می کنند عبارتند از بخشهای: خانگی، صنعت و نیروگاهها. توزیع مصرف بین این سه بخش در نمودار ۳ نشان داده شده است.

ماخذ: آژانس بین المللی انرژی

طی سالهای اخیر مصرف گاز طبیعی در اروپا با نرخ ثابت ۵/۲ درصد در سال افزایش یافته است. میزان تقاضا در پایان سال ۲۰۰۳ به ۴۹۸/۱ میلیارد متر مکعب رسید.

قیمت های بالای نفت، سیاست های حفظ محیط زیست و توسعه نیروگاههای گازی علل اصلی افزایش تقاضای گاز در اروپا به حساب می آیند. تولید گاز طبیعی در اروپا از سال ۱۹۸۷ تقریباً ثابت مانده است، با وجود افزایش ۶۶/۸ درصدی در میزان تقاضا، افزایشی در ظرفیت های تولید گاز طبیعی بوجود نیامده است. تولید سالانه گاز طبیعی در سال ۱۹۸۶، حدوداً ۱۹۴ میلیارد متر مکعب بوده و در پایان سال ۲۰۰۴ میلادی به حدود ۲۰۴ میلیارد متر مکعب رسیده است.

تولید نورژ در سال ۲۰۰۵ به ۸۵ میلیارد متر مکعب افزایش یافت که انتظار می رود تا سال ۲۰۱۰ در حدود همین سطح تداوم یابد، اما این افزایش به سختی می تواند افت قابل توجه تولید انگلستان که از سال ۲۰۰۰ آغاز شده است را جبران کند.

کمیبود ذخائر و ظرفیت تولید پایین، اروپا را به یک واردکننده خالص تبدیل کرده است. افزایش شگرف تقاضای گاز از ۱۹۸۷ و عدم افزایش در

تقاضای گاز اروپا

نقش ترکیه و فرصت های ایران

سید غلامحسین حسنتاش

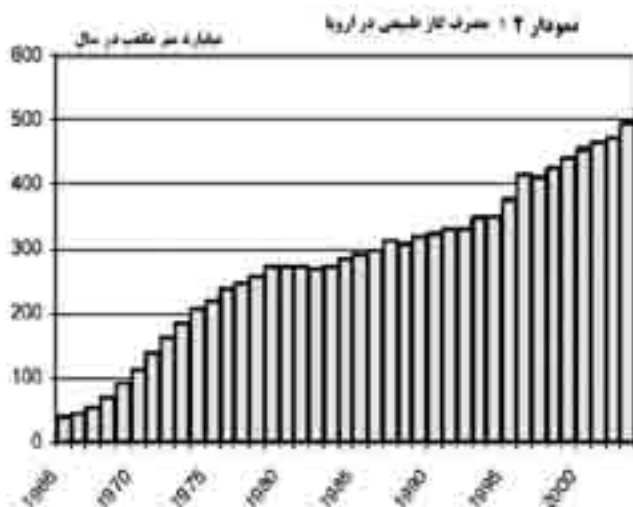
مقدمه:

ظرفیت تولید، انگیزه عرضه کنندگان خارجی را برای حضور در بازار اروپا افزایش داده است. تأمین کنندگان کنونی گاز اروپا، روسیه از طریق خط لوله و الجزایر هم از طریق خط لوله و هم بصورت گاز طبیعی مایع شده (LNG) می باشند. از سوی دیگر ذخائر عظیم دارای هزینه تولید کمتر و قیمت های رقابتی مانند مخازن ایران، می تواند برای کشورهای اروپایی تشنه انرژی، جذاب باشد.

اتحادیه اروپا با این تفکر که رقابت بین عرضه کنندگان قیمت ها را کاهش خواهد داد، مصمم است که مسیرهای تأمین انرژی خود را متنوع سازد. دسترسی باثبات، امن و پیوسته به انرژی یکی از اهداف اولویت دار صنایع اروپا است. همچون بسیاری از کشورهای ترکیه امیدوار است بتواند پل انرژی بین منابع عظیم هیدروکربوری در خاورمیانه و آسیای مرکزی و کشورهای پیشرفته نیازمند انرژی در اروپا باشد.

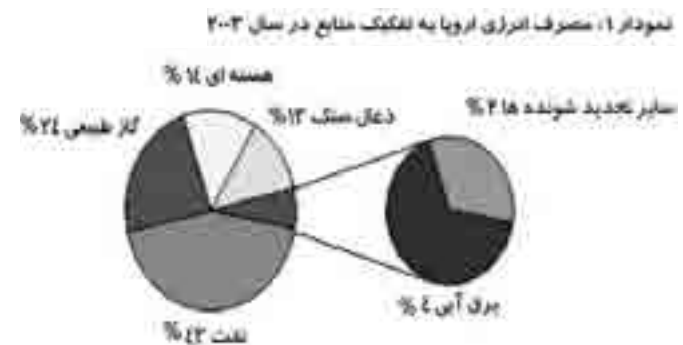
تقاضای گاز طبیعی در اروپا

پیشینه تقاضای گاز در اروپا از سال ۱۹۶۵ در نمودار ۲ نشان داده شده است.



قیمت های بالای نفت و سیاست های حفظ محیط زیست، شرکت ها و مجامع اروپایی را مجبور به صرف هزینه های بالاتری برای گاز نسبت به سایر سوخت ها کرد. سه بخش عمده که ۹۴/۸ درصد گاز را در اروپا مصرف می کنند عبارتند از بخشهای: خانگی، صنعت و نیروگاهها. توزیع مصرف بین این سه بخش در نمودار ۳ نشان داده شده است.

اتحادیه اروپا حدود ۱۷ درصد از کل انرژی جهان را مصرف میکند و سهم گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی اروپا در سال ۲۰۰۳ میلادی با بیشترین نرخ رشد سالانه در میان انواع انرژی های مصرفی، به حدود ۲۴ درصد رسیده است. نمودار (۱) سهم و ترکیب انواع انرژی های مصرفی در اروپا را در سال ۲۰۰۳ نشان میدهد.



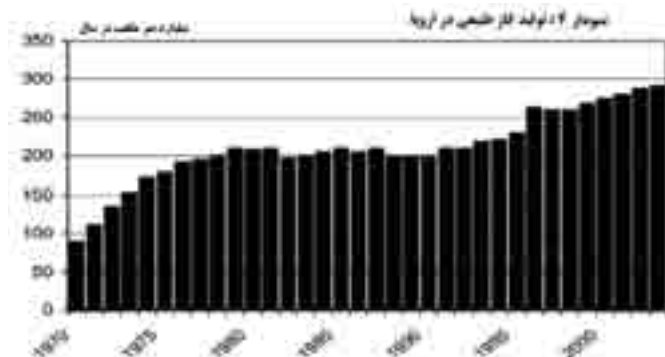
مأخذ: آژانس بین المللی انرژی

طی سالهای اخیر مصرف گاز طبیعی در اروپا با نرخ ثابت ۵/۲ درصد در سال افزایش یافته است. میزان تقاضا در پایان سال ۲۰۰۳ به ۴۹۸/۱ میلیارد متر مکعب رسید.

قیمت های بالای نفت، سیاست های حفظ محیط زیست و توسعه نیروگاههای گازی علل اصلی افزایش تقاضای گاز در اروپا به حساب می آیند. تولید گاز طبیعی در اروپا از سال ۱۹۸۷ تقریباً ثابت مانده است، با وجود افزایش ۶۶/۸ درصدی در میزان تقاضا، افزایشی در ظرفیت های تولید گاز طبیعی بوجود نیامده است. تولید سالانه گاز طبیعی در سال ۱۹۸۶، حدود ۱۹۴ میلیارد متر مکعب بوده و در پایان سال ۲۰۰۴ میلادی به حدود ۲۰۴ میلیارد متر مکعب رسیده است.

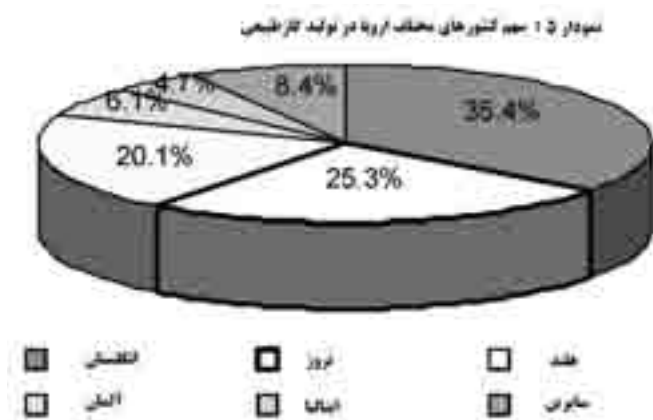
تولید نورژ در سال ۲۰۰۵ به ۸۵ میلیارد متر مکعب افزایش یافت که انتظار می رود تا سال ۲۰۱۰ در حدود همین سطح تداوم یابد، اما این افزایش به سختی می تواند افت قابل توجه تولید انگلستان که از سال ۲۰۰۰ آغاز شده است را جبران کند.

کمیبود ذخائر و ظرفیت تولید پایین، اروپا را به یک واردکننده خالص تبدیل کرده است. افزایش شگرف تقاضای گاز از ۱۹۸۷ و عدم افزایش در



افزایش تولید گاز اروپا از سال ۱۹۹۶ آغاز شد و در سال ۲۰۰۳ به ۲۹۰/۳ میلیارد متر مکعب در سال رسید.

از دیگر سو، علی رغم افزایش تولید نروژ، تولید انگلستان بعنوان یکی از مهمترین عرضه کنندگان گاز اروپا از سال ۲۰۰۰ شروع به کاهش نموده است و از سال ۲۰۰۴ میلادی نیز انگلستان گاز اضافه ای برای تحویل به اروپا ندارد و از موضع یک صادر کننده به تدریج به موضع یک وارد کننده منتقل می شود. به علاوه تولید گاز طبیعی در هلند نیز از اوج خود به میزان ۷۵/۸ در سال ۱۹۹۶ پس از فراز و نشیب‌هایی نهایتاً به ۶۸/۸ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۵ کاهش یافته است. سهم تولید گاز طبیعی در میان کشورهای اروپایی در نمودار (۵) نشان داده شده است. رومانی با ۴/۳ درصد، دانمارک با ۲/۷ درصد و لهستان با ۱/۴ درصد از کل تولید، سایر تولید کنندگان گاز طبیعی هستند.



ذخائر گاز طبیعی در اروپا

بر اساس آمار سال ۲۰۰۳، میزان ذخائر گاز طبیعی در اروپا بالغ بر ۵/۷ تریلیون متر مکعب می باشد و لذا در مقایسه با کل مخازن دنیا که حدود ۱۷۵/۸ تریلیون متر مکعب است، اروپا از لحاظ حجم مخازن گازی یک قاره فقیر محسوب می شود. تعداد مخازن اثبات شده تا سال ۱۹۹۳ روند صعودی داشته است اما اکنون این روند نزولی است. افزایش تعداد مخازن جدید در نروژ در سال ۲۰۰۳ به سختی می تواند کاهش منابع را جبران کند.

نروژ دارای بالاترین حجم ذخائر با ۲/۴۶ تریلیون متر مکعب بوده و بعد از آن هلند با ۱/۶۷ تریلیون متر مکعب و نهایتاً انگلستان با ۰/۶۳ تریلیون متر مکعب در جایگاه سوم قرار دارد یعنی بیش از ۸۰ درصد منابع گاز اروپا تنها در سه کشور این قاره قرار دارد که این نیز اروپا را آسیب پذیر می نماید. نمودار ۶ در زیر پیشینه مخازن اثبات شده گاز از سال ۱۹۸۰ در اروپا را نشان می دهد.



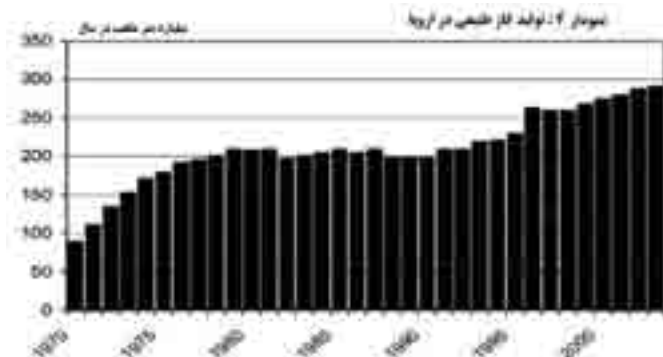
مصارف خانگی ۴۱/۶ درصد تقاضای گاز را در اروپا تشکیل می دهد. شبکه های توزیع گاز طبیعی از دلایل اولیه افزایش تقاضای گاز طبیعی هستند. مصارف صنعتی ۲۸/۶ درصد کل مصرف را تشکیل می دهند. این مقدار کاملاً وابسته به قیمت حامل های رقیب، فعالیتهای اقتصادی و سیاستهای صرفه جویی انرژی است. انتظار می رود توسعه نیروگاه های گازی با توجه به محدودیت های موجود بر روی برنامه های انرژی هسته ای، موجب افزایش بیشتر تقاضای گاز در اروپا در دهه بعدی گردد. نیروگاه های گاز سوز؛ به خصوص پس از واقعه چرنوبیل، رفته رفته جایگزین نیروگاه های هسته ای شده اند این نیروگاه ها ۲۴/۶ درصد مصرف گاز اروپا را به خود اختصاص داده اند.

قوانین حفظ محیط زیست، مخصوصاً بعد از پروتکل کیوتو، شرکتهای تولیدکننده اتومبیل را مجبور به تولید موتورهایی با میزان آلوده سازی پایین تر کرده است. قیمت کم و آلودگی پایین، گاز طبیعی را به عنوان سوخت مناسب برای حمل و نقل نیز معرفی نموده است.

بررسی ها نشان می دهد که بدنبال سیاستهای بهینه سازی و صرفه جویی انرژی که کشورهای اروپایی پس از وقوع شوکهای اول (۱۹۷۳) و دوم (۱۹۷۹) نفتی در پیش گرفتند، اینک هر ۱ درصد رشد اقتصادی در اروپا حدود ۰/۴۷ درصد رشد تقاضای انرژی را بدنبال دارد (قبل از دهه هفتاد این نسبت حدود ۱ به ۱ بوده است). همچنین بر مبنای پیش بینی های بعمل آمده توسط آژانس بین المللی انرژی، متوسط رشد اقتصادی ۳۰ کشور عضو (بالفعل و بالقوه) اتحادیه اروپا تا سال ۲۰۳۰ کمتر از ۱/۹ درصد نخواهد بود بنابر این اگر بهبود در شاخص شدت انرژی را نیز لحاظ کنیم میزان افزایش سالانه در تقاضای انرژی اولیه در این اتحادیه کمتر از ۰/۸ درصد در سال نخواهد بود اما پیش بینی ها نشان می دهد که علیرغم چنین نرخ رشدی برای انرژی اولیه با توجه به تمرکز بیشتر افزایش تقاضا بر گاز طبیعی و با توجه به جایگزینی هایی که اتفاق خواهد افتاد، متوسط نرخ سالانه رشد تقاضای گاز تا سال ۲۰۳۰ بیش از ۲ درصد در سال بوده و بنابرین سهم گاز طبیعی در سبد انرژی اروپا از میزان فعلی (۲۴) به بیش از ۳۳ افزایش خواهد یافت.

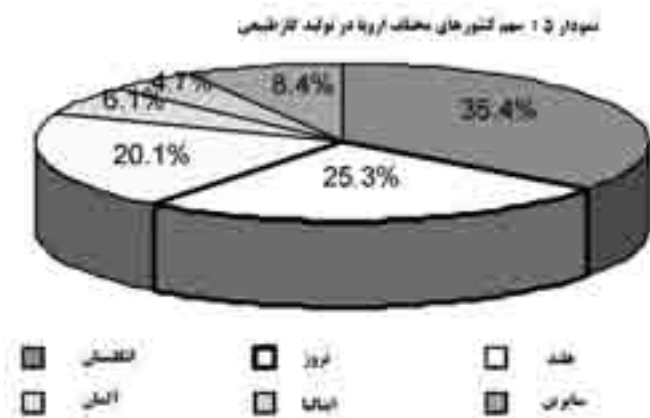
تولید گاز طبیعی در اروپا

تولید گاز طبیعی در اروپا در بین سالهای ۱۹۷۶ تا ۱۹۹۲ حدوداً ثابت بود. طی این دوره تقاضای گاز ۳۹/۶ افزایش یافت، در حالیکه میزان تولید در این دوره تنها ۸/۹ درصد افزایش یافت. در سال ۱۹۷۶ تولید سالانه گاز ۱۹۱/۱ میلیارد متر مکعب و در سال ۱۹۹۲، ۲۰۸/۲ میلیارد متر مکعب بوده است. انتظار می رود تولید نروژ که از سال ۱۹۹۶ شروع به افزایش نموده و در ۲۰۰۵ به ۸۵ میلیارد متر مکعب رسیده تا ۲۰۱۰ به همین میزان ادامه یابد. البته این مقدار حتی به سختی می تواند افت فزاینده تولید انگلستان که از سال ۲۰۰۰ آغاز شده است را جبران کند. نمودار ۴ روند تولید گاز در اروپا را از سال ۱۹۷۰ نشان می دهد.



افزایش تولید گاز اروپا از سال ۱۹۹۶ آغاز شد و در سال ۲۰۰۳ به ۲۹۰/۳ میلیارد متر مکعب در سال رسید.

از دیگر سو، علی رغم افزایش تولید نروژ، تولید انگلستان بعنوان یکی از مهمترین عرضه کنندگان گاز اروپا از سال ۲۰۰۰ شروع به کاهش نموده است و از سال ۲۰۰۴ میلادی نیز انگلستان گاز اضافه ای برای تحویل به اروپا ندارد و از موضع یک صادر کننده به تدریج به موضع یک وارد کننده منتقل می شود. به علاوه تولید گاز طبیعی در هلند نیز از اوج خود به میزان ۷۵/۸ در سال ۱۹۹۶ پس از فراز و نشیب‌هایی نهایتاً به ۶۸/۸ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۵ کاهش یافته است. سهم تولید گاز طبیعی در میان کشورهای اروپایی در نمودار (۵) نشان داده شده است. رومانی با ۴/۳ درصد، دانمارک با ۲/۷ درصد و لهستان با ۱/۴ درصد از کل تولید، سایر تولید کنندگان گاز طبیعی هستند.



ذخائر گاز طبیعی در اروپا

بر اساس آمار سال ۲۰۰۳، میزان ذخائر گاز طبیعی در اروپا بالغ بر ۵/۷ تریلیون متر مکعب می باشد و لذا در مقایسه با کل مخازن دنیا که حدود ۱۷۵/۸ تریلیون متر مکعب است، اروپا از لحاظ حجم مخازن گازی یک قاره فقیر محسوب می شود. تعداد مخازن اثبات شده تا سال ۱۹۹۳ روند صعودی داشته است اما اکنون این روند نزولی است. افزایش تعداد مخازن جدید در نروژ در سال ۲۰۰۳ به سختی می تواند کاهش منابع را جبران کند.

نروژ دارای بالاترین حجم ذخائر با ۲/۴۶ تریلیون متر مکعب بوده و بعد از آن هلند با ۱/۶۷ تریلیون متر مکعب و نهایتاً انگلستان با ۰/۶۳ تریلیون متر مکعب در جایگاه سوم قرار دارد یعنی بیش از ۸۰ درصد منابع گاز اروپا تنها در سه کشور این قاره قرار دارد که این نیز اروپا را آسیب پذیر می نماید. نمودار ۶ در زیر پیشینه مخازن اثبات شده گاز از سال ۱۹۸۰ در اروپا را نشان می دهد.



مصارف خانگی ۴۱/۶ درصد تقاضای گاز را در اروپا تشکیل می دهد. شبکه های توزیع گاز طبیعی از دلایل اولیه افزایش تقاضای گاز طبیعی هستند. مصارف صنعتی ۲۸/۶ درصد کل مصرف را تشکیل می دهند. این مقدار کاملاً وابسته به قیمت حامل های رقیب، فعالیتهای اقتصادی و سیاستهای صرفه جویی انرژی است. انتظار می رود توسعه نیروگاه های گازی با توجه به محدودیت های موجود بر روی برنامه های انرژی هسته ای، موجب افزایش بیشتر تقاضای گاز در اروپا در دهه بعدی گردد. نیروگاه های گاز سوز؛ به خصوص پس از واقعه چرنوبیل، رفته رفته جایگزین نیروگاه های هسته ای شده اند این نیروگاه ها ۲۴/۶ درصد مصرف گاز اروپا را به خود اختصاص داده اند.

قوانین حفظ محیط زیست، مخصوصاً بعد از پروتکل کیوتو، شرکتهای تولیدکننده اتومبیل را مجبور به تولید موتورهایی با میزان آلوده سازی پایین تر کرده است. قیمت کم و آلودگی پایین، گاز طبیعی را به عنوان سوخت مناسب برای حمل و نقل نیز معرفی نموده است.

بررسی ها نشان می دهد که بدنبال سیاستهای بهینه سازی و صرفه جویی انرژی که کشورهای اروپایی پس از وقوع شوکهای اول (۱۹۷۳) و دوم (۱۹۷۹) نفتی در پیش گرفتند، اینک هر ۱ درصد رشد اقتصادی در اروپا حدود ۰/۴۷ درصد رشد تقاضای انرژی را بدنبال دارد (قبل از دهه هفتاد این نسبت حدود ۱ به ۱ بوده است). همچنین بر مبنای پیش بینی های بعمل آمده توسط آژانس بین المللی انرژی، متوسط رشد اقتصادی ۳۰ کشور عضو (بالفعل و بالقوه) اتحادیه اروپا تا سال ۲۰۳۰ کمتر از ۱/۹ درصد نخواهد بود بنابر این اگر بهبود در شاخص شدت انرژی را نیز لحاظ کنیم میزان افزایش سالانه در تقاضای انرژی اولیه در این اتحادیه کمتر از ۰/۸ درصد در سال نخواهد بود اما پیش بینی ها نشان می دهد که علیرغم چنین نرخ رشدی برای انرژی اولیه با توجه به تمرکز بیشتر افزایش تقاضا بر گاز طبیعی و با توجه به جایگزینی هایی که اتفاق خواهد افتاد، متوسط نرخ سالانه رشد تقاضای گاز تا سال ۲۰۳۰ بیش از ۲ درصد در سال بوده و بنابرین سهم گاز طبیعی در سبد انرژی اروپا از میزان فعلی (۲۴) به بیش از ۳۳ افزایش خواهد یافت.

تولید گاز طبیعی در اروپا

تولید گاز طبیعی در اروپا در بین سالهای ۱۹۷۶ تا ۱۹۹۲ حدوداً ثابت بود. طی این دوره تقاضای گاز ۳۹/۶ افزایش یافت، در حالیکه میزان تولید در این دوره تنها ۸/۹ درصد افزایش یافت. در سال ۱۹۷۶ تولید سالانه گاز ۱۹۱/۱ میلیارد متر مکعب و در سال ۱۹۹۲، ۲۰۸/۲ میلیارد متر مکعب بوده است. انتظار می رود تولید نروژ که از سال ۱۹۹۶ شروع به افزایش نموده و در ۲۰۰۵ به ۸۵ میلیارد متر مکعب رسیده تا ۲۰۱۰ به همین میزان ادامه یابد. البته این مقدار حتی به سختی می تواند افت فزاینده تولید انگلستان که از سال ۲۰۰۰ آغاز شده است را جبران کند. نمودار ۴ روند تولید گاز در اروپا را از سال ۱۹۷۰ نشان می دهد.

مسیر های کنونی تامین گاز طبیعی برای اروپا:

بیش از ۸۰ درصد از گاز طبیعی داخلی اروپا توسط سه کشور نروژ، انگلستان، و هلند تولید میشود. تولید گاز اروپا در سال ۲۰۰۳ به میزان ۲۹۰/۳ میلیارد متر مکعب رسید که معادل ۵۸/۶ درصد کل مصرف بود. و بقیه نیاز که معادل ۴۱/۴ درصد یا ۲۰۴/۷ میلیارد متر مکعب بود از طریق واردات تامین شد. در این میان روسیه با ۱۳۰/۶ میلیارد متر مکعب مقام اول را در صدور گاز به اروپا داشته و بدنبال آن و البته با فاصله زیاد الجزایر با ۳۰/۸ میلیارد متر مکعب و سپس نیجریه با ۸/۴ میلیارد متر مکعب بوده است با احتساب اینکه در این بررسی ترکیه نیز جزء اروپا محسوب گردیده میتوان گفت که ایران نیز با ۳/۵ میلیارد متر مکعب در مقام چهارم قرار داشته و سهم دیگر کشورهای خاورمیانه جمعا ۵/۵ میلیارد متر مکعب بوده است.

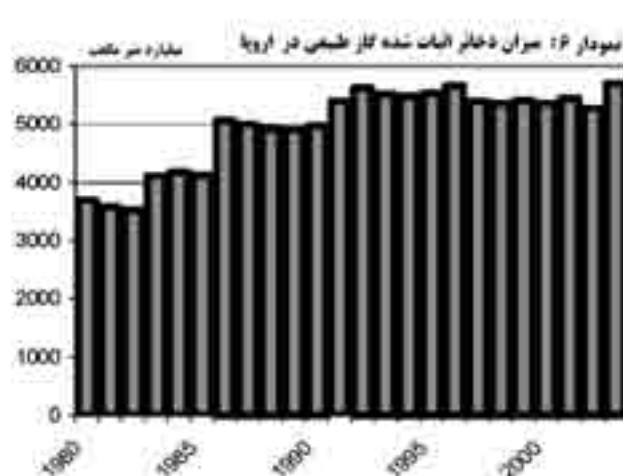
خطوط انتقال گاز به اروپا در حال حاضر گنجایش عرضه حداکثر ۳۶۵ میلیارد متر مکعب در سال را دارند. روسیه بالاترین ظرفیت صادرات به میزان ۱۶۵ میلیارد متر مکعب در سال از طریق بلاروس و اوکراین را دارد اما عدم کنترل روسیه بر برداشتهای این دو کشور که بر اساس ساختارها و عادات دوران قبل از فروپاشی شوروی و استقلال این کشورها شکل گرفته است اختلافاتی را موجب گردیده و مشکلاتی را در این مسیر بوجود آورده است بطوری که در زمستان گذشته (۲۰۰۵ میلادی) اختلافات روسیه و اوکراین نهایتا موجب قطع چند روزه جریان گاز به اروپا شد.

گاز الجزایر از طریق دو خط لوله پدرو دوران فارل (Pedro Duran Farel) به اسپانیا و پرتغال و خط انریکو ماتئی (Enrico Mattei) به ایتالیا و اسلونی منتقل میشود که این دو خط از بستر دریای مدیترانه عبور می کنند و با تمام ظرفیت در حال انتقال گاز هستند البته علاوه بر خطوط مذکور بخش قابل توجهی از صادرات گاز الجزایر نیز بصورت LNG است UK-continent Gas Interconnector که در سال ۲۰۰۳ امکان صادرات حدود ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال را برای انگلستان فراهم نموده بود، ظرفیت انتقال ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال را داراست اما از اوایل سال ۲۰۰۵ میلادی با کاهش قابل توجه در تولید گاز انگلستان این کشور توان صادراتی خود را از دست داده و بر اساس پیش بینی که از ابتدای احداث خط لوله مذکور وجود داشته است انگلستان از همین طریق به دریافت کننده گاز از شبکه اروپایی مبدل خواهد شد.

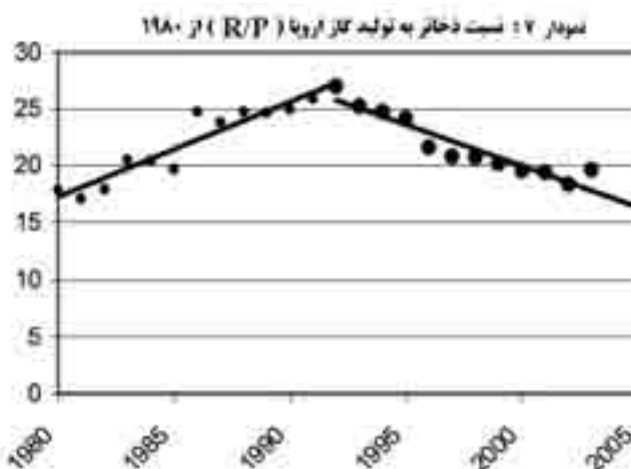
حدود ۵۵ تا ۶۰ میلیارد متر مکعب در سال نیز از طریق خط لوله گاز ترانس-یورپ (trans-Europe) امکان انتقال گاز هلند به ایتالیا وجود دارد. صادرات نیجریه و خاورمیانه به اروپا نیز بصورت LNG صورت می پذیرد.

نیاز به تنوع بخشی در عرضه:

در اتحادیه اروپا نیز بخش عمده ای از گاز مصرفی، توسط کشورهای خارج از این اتحادیه و عمدتا توسط روسیه، نروژ و الجزایر تامین می شود. در دهه های آتی با بزرگ شدن اتحادیه اروپا و افزایش تقاضا برای گاز طبیعی، وابستگی این اتحادیه به کشورهای خارج از آن برای تامین گاز بیشتر خواهد شد. پیش بینی ها نشان میدهد که میزان وابستگی اروپا به گاز وارداتی تا سال ۲۰۳۰ به بیش از ۷۵ درصد افزایش خواهد یافت. در این میان وابستگی به بعضی از کشورها به دلایل سیاسی، اقتصادی و ریسکهای طبیعی (به خاطر مسیر طولانی خط لوله) غیر مطلوب است و لذا از نظر این اتحادیه تنوع بخشی در منابع تامین گاز و کارا کردن حمل و نقل برای تامین امنیت عرضه انرژی و کاهش ریسک ضروری است و به ویژه با وقعه ای که در زمستان سال ۲۰۰۵ و در اوج تقاضا در گاز



نسبت ذخائر به تولید یا نرخ R/P (ذخائر به تولید) اطلاع دقیقتری را در این زمینه بدست می دهد. این نسبت برای اروپا در سال ۱۹۹۲ به حد اکثر خود رسید و از آن زمان تا کنون در حال کاهش بوده است. افزایش ذخائر در سال ۲۰۰۳، به نظر می رسد که روند را متحول و صعودی خواهد نمود، اما در سال ۲۰۰۳ شاخص R/P به مراتب از سال ۱۹۹۲ پایین تر بود. بر اساس آخرین آمار و اطلاعات، در صورت ثابت ماندن میزان ذخائر موجود و نیز با تداوم تولید در حجم کنونی، ذخائر گازی اروپا در زمانی کمتر از ۱۸ سال ته خواهد کشید. شاخص R/P در اروپا کمتر از نصف مقدار جهانی این شاخص است. نسبت ذخائر به تولید گاز اروپا از سال ۱۹۸۰ در نمودار ۷ نشان داده شده است.



باید توجه داشت که نسبت ذخائر به تولید یک شاخص استراتژیک است و همچنین هنگامی که این شاخص در چنین سطحی قرار میگیرد به تدریج حجم ذخائر باقیمانده به یک ذخیره استراتژیک بدل میشود. به عبارت دیگر درحالیکه از سوئی تقاضا و مصارف در حال افزایش است و از سوی دیگر پتانسیل های جدید اکتشافی وجود نداشته و ذخائر بالقوه در حال کاهش است ممکن است کشورهای اروپایی بزودی مجبور شوند که به ذخائر باقیمانده خود بعنوان ذخائر استراتژیک بنگرند و بخواهند که آنرا برای مواقع اضطراری نگهدارند بنابراین نباید انتظار داشت که در سالهای آتی میزان تولید داخلی گاز اروپا لزوما بر اساس روندهای بطئی گذشته تداوم یابد بلکه ممکن است اروپایی ها مجبور شوند با شدت بیشتری تولید داخلی خود را کاهش داده و مقدار بیشتری از ذخائر باقیمانده را بعنوان ذخیره استراتژیک و برای مواقع اضطراری نگهداری نمایند.

مسیر های کنونی تامین گاز طبیعی برای اروپا:

بیش از ۸۰ درصد از گاز طبیعی داخلی اروپا توسط سه کشور نروژ، انگلستان، و هلند تولید میشود. تولید گاز اروپا در سال ۲۰۰۳ به میزان ۲۹۰/۳ میلیارد متر مکعب رسید که معادل ۵۸/۶ درصد کل مصرف بود. و بقیه نیاز که معادل ۴۱/۴ درصد یا ۲۰۴/۷ میلیارد متر مکعب بود از طریق واردات تامین شد. در این میان روسیه با ۱۳۰/۶ میلیارد متر مکعب مقام اول را در صدور گاز به اروپا داشته و بدنبال آن و البته با فاصله زیاد الجزایر با ۳۰/۸ میلیارد متر مکعب و سپس نیجریه با ۸/۴ میلیارد متر مکعب بوده است. با احتساب اینکه در این بررسی ترکیه نیز جزء اروپا محسوب گردیده میتوان گفت که ایران نیز با ۳/۵ میلیارد متر مکعب در مقام چهارم قرار داشته و سهم دیگر کشورهای خاورمیانه جمعا ۵/۵ میلیارد متر مکعب بوده است.

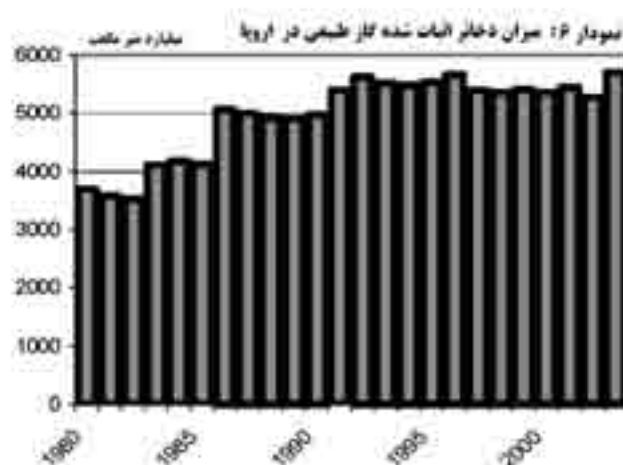
خطوط انتقال گاز به اروپا در حال حاضر گنجایش عرضه حداکثر ۳۶۵ میلیارد متر مکعب در سال را دارند. روسیه بالاترین ظرفیت صادرات به میزان ۱۶۵ میلیارد متر مکعب در سال از طریق بلاروس و اوکراین را دارد اما عدم کنترل روسیه بر برداشتهای این دو کشور که بر اساس ساختارها و عادات دوران قبل از فروپاشی شوروی و استقلال این کشورها شکل گرفته است اختلافاتی را موجب گردیده و مشکلاتی را در این مسیر بوجود آورده است بطوری که در زمستان گذشته (۲۰۰۵ میلادی) اختلافات روسیه و اوکراین نهایتا موجب قطع چند روزه جریان گاز به اروپا شد.

گاز الجزایر از طریق دو خط لوله پدرو دوران فارل (Pedro Duran Farel) به اسپانیا و پرتغال و خط انریکو ماتی (Enrico mattei) به ایتالیا و اسلوونی منتقل میشود که این دو خط از بستر دریای مدیترانه عبور می کنند و با تمام ظرفیت در حال انتقال گاز هستند البته علاوه بر خطوط مذکور بخش قابل توجهی از صادرات گاز الجزایر نیز بصورت LNG است UK-continent Gas Interconnector که در سال ۲۰۰۳ امکان صادرات حدود ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال را برای انگلستان فراهم نموده بود، ظرفیت انتقال ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال را داراست اما از اوایل سال ۲۰۰۵ میلادی با کاهش قابل توجه در تولید گاز انگلستان این کشور توان صادراتی خود را از دست داده و بر اساس پیش بینی که از ابتدای احداث خط لوله مذکور وجود داشته است انگلستان از همین طریق به دریافت کننده گاز از شبکه اروپایی مبدل خواهد شد.

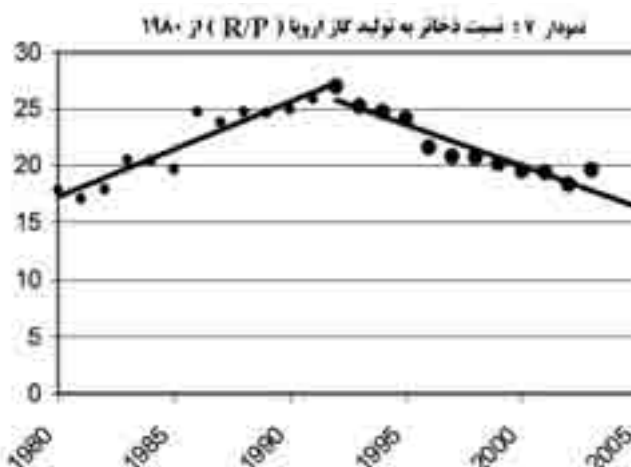
حدود ۵۵ تا ۶۰ میلیارد متر مکعب در سال نیز از طریق خط لوله گاز ترانس-یورپ (trans-Europe) امکان انتقال گاز هلند به ایتالیا وجود دارد. صادرات نیجریه و خاورمیانه به اروپا نیز بصورت LNG صورت می پذیرد.

نیاز به تنوع بخشی در عرضه:

در اتحادیه اروپا نیز بخش عمده ای از گاز مصرفی، توسط کشورهای خارج از این اتحادیه و عمدتا توسط روسیه، نروژ و الجزایر تامین می شود. در دهه های آتی با بزرگ شدن اتحادیه اروپا و افزایش تقاضا برای گاز طبیعی، وابستگی این اتحادیه به کشورهای خارج از آن برای تامین گاز بیشتر خواهد شد. پیش بینی ها نشان میدهد که میزان وابستگی اروپا به گاز وارداتی تا سال ۲۰۳۰ به بیش از ۷۵ درصد افزایش خواهد یافت. در این میان وابستگی به بعضی از کشورها به دلایل سیاسی، اقتصادی و ریسکهای طبیعی (به خاطر مسیر طولانی خط لوله) غیر مطلوب است و لذا از نظر این اتحادیه تنوع بخشی در منابع تامین گاز و کارا کردن حمل و نقل برای تامین امنیت عرضه انرژی و کاهش ریسک ضروری است و به ویژه با وقعه ای که در زمستان سال ۲۰۰۵ و در اوج تقاضا در گاز



نسبت ذخائر به تولید یا نرخ R/P (ذخائر به تولید) اطلاع دقیقتری را در این زمینه بدست می دهد. این نسبت برای اروپا در سال ۱۹۹۲ به حد اکثر خود رسید و از آن زمان تا کنون در حال کاهش بوده است. افزایش ذخائر در سال ۲۰۰۳، به نظر می رسد که روند را متحول و صعودی خواهد نمود، اما در سال ۲۰۰۳ شاخص R/P به مراتب از سال ۱۹۹۲ پایین تر بود. بر اساس آخرین آمار و اطلاعات، در صورت ثابت ماندن میزان ذخائر موجود و نیز با تداوم تولید در حجم کنونی، ذخائر گازی اروپا در زمانی کمتر از ۱۸ سال ته خواهد کشید. شاخص R/P در اروپا کمتر از نصف مقدار جهانی این شاخص است. نسبت ذخائر به تولید گاز اروپا از سال ۱۹۸۰ در نمودار ۷ نشان داده شده است.



باید توجه داشت که نسبت ذخائر به تولید یک شاخص استراتژیک است و همچنین هنگامی که این شاخص در چنین سطحی قرار میگیرد به تدریج حجم ذخائر باقیمانده به یک ذخیره استراتژیک بدل میشود. به عبارت دیگر درحالیکه از سوئی تقاضا و مصارف در حال افزایش است و از سوی دیگر پتانسیل های جدید اکتشافی وجود نداشته و ذخائر بالقوه در حال کاهش است ممکن است کشورهای اروپایی بزودی مجبور شوند که به ذخائر باقیمانده خود بعنوان ذخائر استراتژیک بنگرند و بخواهند که آنرا برای مواقع اضطراری نگهدارند بنابراین نباید انتظار داشت که در سالهای آتی میزان تولید داخلی گاز اروپا لزوما بر اساس روندهای بطئی گذشته تداوم یابد بلکه ممکن است اروپایی ها مجبور شوند با شدت بیشتری تولید داخلی خود را کاهش داده و مقدار بیشتری از ذخائر باقیمانده را بعنوان ذخیره استراتژیک و برای مواقع اضطراری نگهداری نمایند.

تأمین می شود.

تنوع بخشی یک اصل بسیار مهم در میان استراتژی های امنیت تأمین گاز برای اروپا بوده است. خطوط لوله جدید تأمین گاز از عرضه کنندگان جدید ضربه امنیت عرضه را افزایش می دهد.

حتی خطوط انتقال جدید از عرضه کنندگان "سستی" نیز به داشتن محیطی قابل اعتماد کمک می کند (با تنوع بخشی جغرافیایی خطوط و با استفاده کردن از مسیر های میانبر و یا از طریق ایجاد رقابت میان کشورهای مسیر که علاقه مند دریافت حق ترانزیت هستند) بعنوان مثال اروپائی ها بدلیل عقب بودن سطح فن آوری در کشور اوکراین و فرسوده بودن تاسیسات گازی این کشور در مورد گاز انتقالی روسیه از طریق این کشور نگران بوده و در جستجوی مسیرهای آلترناتیو برای انتقال گاز روسیه هستند و حاضرند بر روی آن نیز سرمایه گذاری کنند.

پروژه های جدید LNG از کشورهای با سابقه صادرات به اروپا مثل نیجریه و مصر و همچنین پروژه های جدید واردات LNG از کشورهای جدید که آماده ورود به بازار اروپا هستند بهترین فرصت را برای پروژه های خاورمیانه فراهم می آورد و این رقابت امنیت در تأمین گاز اروپا را افزایش خواهد داد. بنظر میرسد که خاورمیانه برای اروپا نسبت به شمال آفریقا نیز رجحان دارد، چراکه اولاً - به نظر نمیرسد گاز بیشتری برای عرضه به اروپا در شمال آفریقا وجود داشته باشد و ثانیاً - احداث و نگهداری خطوط لوله دریائی بسیار دشوار و پرهزینه است.

موضوع انرژی، دستیابی به روابط خوب با کشورهای تولیدکننده را برای اروپا به یک موضوع مهم تبدیل نموده است. شرایط سیاسی و زیست محیطی همیشه به عنوان ریسکهای روابط دوجانبه فروشنده و خریدار مطرح هستند. هرگونه بحران سیاسی بین واردکننده و تولیدکننده می تواند مانع استمرار و امنیت عرضه گردد. به عنوان یک نمونه جالب می توان گرجستان را مثال زد که کاملاً به گاز روسیه وابسته است و تجربه این کشور نشان داده است که در دورانهای وجود تنشهای سیاسی، عرضه گاز از جانب روسیه قابل اعتماد نبوده است.

آزادسازی بخش های گاز و برق نیز در راستای تلاش اقتصادی به منظور تأسیس یک بازار رقابتی انرژی است. هماهنگ شدن با الزامات پروتکل زیست محیطی کیوتو نیز اهمیت گاز را برای اروپا دوچندان نموده است.

منابع جایگزین:

اروپا منطقه ای بوده است که از تحولات تاریخی تاثیر فراوانی پذیرفته است. طی ۳۰ سال اخیر راه کارهای متنوعی برای ارتقاء میزان امنیت عرضه انرژی به اروپا بکار گرفته شده است. این ابزارها را می توان به شکل زیر خلاصه نمود:

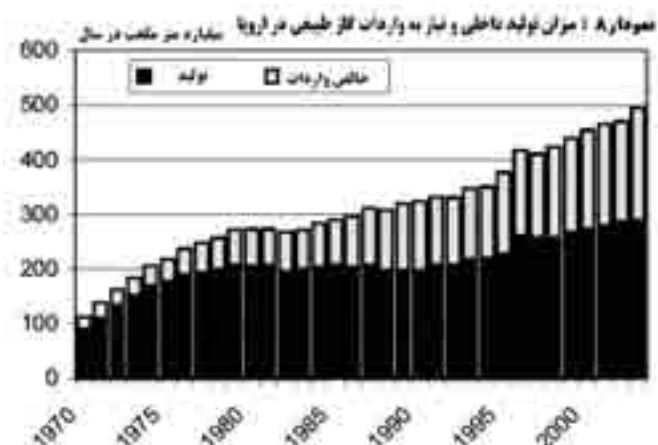
- استفاده از قراردادهای TOP take-or-pay بلند مدت همراه با ابزار مدیریت ریسک های جانبی
- سرمایه گذاری های مطلوب و سازگار با آب و هوا و محیط زیست
- تنوع بخشی منابع تأمین و مسیر های ترانزیت
- مذاکرات رسمی با کشورهای تولیدکننده انرژی
- تقاضای فزاینده اروپا برای گاز طبیعی وارداتی؛ به سبب رشد کاهنده تولیدات داخلی، نیاز به برقراری روابط سیاسی و مالی با آفریقای شمالی و روسیه را توجیه نموده و همچنین جذابیت خطوط ارتباطی به خاورمیانه و آسیای مرکزی را افزایش میدهد.

دریافتی از روسیه بوجود آمد و مشکلات فراوانی را برای اروپائیها در پی داشت عزم اروپا برای متنوع سازی تقویت گردیده است.

با افزایش قیمت گاز (که در حال حاضر با قدری وقفه زمانی قیمت های جهانی نفت خام را دنبال می کند) تأمین سوخت از سایر کشورها و خطوط لوله جایگزین، اقتصادی و قابل اجرا شده است.

اروپا بدنبال اقدامات انجام گرفته پس از وقوع شوک های نفتی دهه هفتاد میلادی با موفقیت توانسته است منابع انرژی خود را متنوع سازد. نفت، گاز، LNG، ذغال سنگ، انرژی اتمی، منابع برق-آبی، انرژی بادی و خورشیدی در ترکیب مصرف انرژی جایگزین یکدیگر می شوند. گاز طبیعی با ۲۲/۷ درصد سهم که تقاضای آن نیز بدلیل مختلف و از جمله به دلایل زیست محیطی روند فزاینده تری را نسبت به سایر حامل های انرژی داراست نقش مهمی را در در ترکیب انرژی اروپا ایفا می کند.

از نظر اروپائی ها تنوع بخشی در مبادی تأمین انرژی (Supply Diversification) به همان اندازه تنوع بخشی در منابع انرژی (Energy Source Diversification) از اهمیت برخوردار است. شکاف در حال رشد بین مصرف و تولید داخلی بیش از پیش اروپا را به یک واردکننده خالص تبدیل می کند. نمودار ۸ رشد تولید واردات خالص را از سال ۱۹۷۰ نشان می دهد.



۶۳/۷٪ از گاز وارداتی اروپا از روسیه تأمین می شود، بدین ترتیب به راحتی می توان گفت اروپا شدیداً به روسیه در مورد امنیت تأمین گاز وابسته است.

بررسی ها نشان می دهد که در صورت تدام روند فعلی تا سال ۲۰۲۰ بیش از ۵۰ درصد گاز مورد نیاز اروپا از روسیه تأمین خواهد شد. بنابراین اروپائی ها اگر بخواهند جلوی وابستگی بیش از پیش خود به روسیه را بگیرند باید در جهت تغییر این روند تحرک جدی از خود نشان دهند.

در نیمه دهه ۱۹۸۰ و در سالهایی که آلمان غربی برای اولین بار بدنبال متصل نمودن گاز روسیه از طریق آلمان به اروپا بود، کشور آمریکا قویاً با چنین طرحی مخالفت می ورزید و حتی اقدام به تحریم خط لوله انتقال گاز روسیه به اروپا نمود به این معنا که استفاده از اقلام و تجهیزات تحت لیسانس آمریکائی را در خط لوله مذکور ممنوع کرد. در آن زمان نگرانی آمریکائی ها این بود که این جریان گاز در بلند مدت اقتصاد اروپا را به بلوک کمونیستی وابسته خواهد نمود، البته بقای رژیم شوروی چندان تداوم نیافت که چنین نگرانی تجربه شود. اما در زمستان ۲۰۰۵ اروپائی ها برای اولین بار زنگ خطر را شنیدند.

شبکه حمل گاز طبیعی نروژ با ۶ خط لوله، ظرفیت ۸۸ میلیارد متر مکعب در سال را مهیا می کند. ۳۴/۷ میلیارد متر مکعب در سال از الجزایر

تأمین می شود.

تنوع بخشی یک اصل بسیار مهم در میان استراتژی های امنیت تأمین گاز برای اروپا بوده است. خطوط لوله جدید تأمین گاز از عرضه کنندگان جدید ضربه امنیت عرضه را افزایش می دهد.

حتی خطوط انتقال جدید از عرضه کنندگان "سستی" نیز به داشتن محیطی قابل اعتماد کمک می کند (با تنوع بخشی جغرافیایی خطوط و با استفاده کردن از مسیر های میانبر و یا از طریق ایجاد رقابت میان کشورهای مسیر که علاقه مند دریافت حق ترانزیت هستند) بعنوان مثال اروپائی ها بدلیل عقب بودن سطح فن آوری در کشور اوکراین و فرسوده بودن تاسیسات گازی این کشور در مورد گاز انتقالی روسیه از طریق این کشور نگران بوده و در جستجوی مسیرهای آلترناتیو برای انتقال گاز روسیه هستند و حاضرند بر روی آن نیز سرمایه گذاری کنند.

پروژه های جدید LNG از کشورهایی با سابقه صادرات به اروپا مثل نیجریه و مصر و همچنین پروژه های جدید واردات LNG از کشور های جدید که آماده ورود به بازار اروپا هستند بهترین فرصت را برای پروژه های خاورمیانه فراهم می آورد و این رقابت امنیت در تأمین گاز اروپا را افزایش خواهد داد. بنظر میرسد که خاورمیانه برای اروپا نسبت به شمال آفریقا نیز رجحان دارد، چراکه اولاً - به نظر نمیرسد گاز بیشتری برای عرضه به اروپا در شمال آفریقا وجود داشته باشد و ثانیاً - احداث و نگهداری خطوط لوله دریائی بسیار دشوار و پرهزینه است.

موضوع انرژی، دستیابی به روابط خوب با کشور های تولیدکننده را برای اروپا به یک موضوع مهم تبدیل نموده است. شرایط سیاسی و زیست محیطی همیشه به عنوان ریسکهای روابط دوجانبه فروشنده و خریدار مطرح هستند. هرگونه بحران سیاسی بین واردکننده و تولیدکننده می تواند مانع استمرار و امنیت عرضه گردد. به عنوان یک نمونه جالب می توان گرجستان را مثال زد که کاملاً به گاز روسیه وابسته است و تجربه این کشور نشان داده است که در دورانی وجود تنشهای سیاسی، عرضه گاز از جانب روسیه قابل اعتماد نبوده است.

آزادسازی بخش های گاز و برق نیز در راستای تلاش اقتصادی به منظور تأسیس یک بازار رقابتی انرژی است. هماهنگ شدن با الزامات پروتکل زیست محیطی کیوتو نیز اهمیت گاز را برای اروپا دوچندان نموده است.

منابع جایگزین:

اروپا منطقه ای بوده است که از تحولات تاریخی تاثیر فراوانی پذیرفته است. طی ۳۰ سال اخیر راه کارهای متنوعی برای ارتقاء میزان امنیت عرضه انرژی به اروپا بکار گرفته شده است. این ابزارها را می توان به شکل زیر خلاصه نمود:

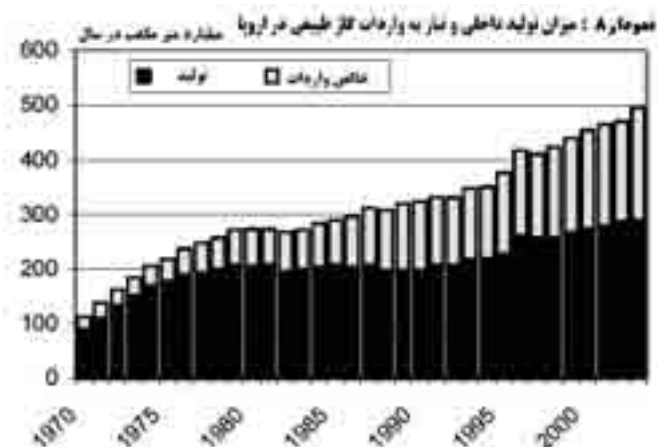
- استفاده از قراردادهای TOP take-or-pay بلند مدت همراه با ابزار مدیریت ریسک های جانبی
- سرمایه گذاری های مطلوب و سازگار با آب و هوا و محیط زیست
- تنوع بخشی منابع تأمین و مسیر های ترانزیت
- مذاکرات رسمی با کشورهای تولیدکننده انرژی
- تقاضای فزاینده اروپا برای گاز طبیعی وارداتی؛ به سبب رشد کاهنده تولیدات داخلی، نیاز به برقراری روابط سیاسی و مالی با آفریقای شمالی و روسیه را توجیه نموده و همچنین جذابیت خطوط ارتباطی به خاورمیانه و آسیای مرکزی را افزایش میدهد.

دریافتی از روسیه بوجود آمد و مشکلات فراوانی را برای اروپائیها در پی داشت عزم اروپا برای متنوع سازی تقویت گردیده است.

با افزایش قیمت گاز (که در حال حاضر با قدری وقفه زمانی قیمت های جهانی نفت خام را دنبال می کند) تأمین سوخت از سایر کشورها و خطوط لوله جایگزین، اقتصادی و قابل اجرا شده است.

اروپا بدنبال اقدامات انجام گرفته پس از وقوع شوک های نفتی دهه هفتاد میلادی با موفقیت توانسته است منابع انرژی خود را متنوع سازد. نفت، گاز، LNG، ذغال سنگ، انرژی اتمی، منابع برق-آبی، انرژی بادی و خورشیدی در ترکیب مصرف انرژی جایگزین یکدیگر می شوند. گاز طبیعی با ۲۲/۷ درصد سهم که تقاضای آن نیز بدلیل مختلف و از جمله به دلایل زیست محیطی روند فزاینده تری را نسبت به سایر حامل های انرژی داراست نقش مهمی را در در ترکیب انرژی اروپا ایفا می کند.

از نظر اروپائی ها تنوع بخشی در مبادی تأمین انرژی (Supply Diversification) به همان اندازه تنوع بخشی در منابع انرژی (Energy Source Diversification) از اهمیت برخوردار است. شکاف در حال رشد بین مصرف و تولید داخلی بیش از پیش اروپا را به یک واردکننده خالص تبدیل می کند. نمودار ۸ رشد تولید واردات خالص را از سال ۱۹۷۰ نشان می دهد.



۶۳/۷٪ از گاز وارداتی اروپا از روسیه تأمین می شود، بدین ترتیب به راحتی می توان گفت اروپا شدیداً به روسیه در مورد امنیت تأمین گاز وابسته است.

بررسی ها نشان می دهد که در صورت تداوم روند فعلی تا سال ۲۰۲۰ بیش از ۵۰ درصد گاز مورد نیاز اروپا از روسیه تأمین خواهد شد. بنابراین اروپائی ها اگر بخواهند جلوی وابستگی بیش از پیش خود به روسیه را بگیرند باید در جهت تغییر این روند تحرک جدی از خود نشان دهند.

در نیمه دهه ۱۹۸۰ و در سالهایی که آلمان غربی برای اولین بار بدنبال متصل نمودن گاز روسیه از طریق آلمان به اروپا بود، کشور آمریکا قویاً با چنین طرحی مخالفت می ورزید و حتی اقدام به تحریم خط لوله انتقال گاز روسیه به اروپا نمود به این معنا که استفاده از اقلام و تجهیزات تحت لیسانس آمریکائی را در خط لوله مذکور ممنوع کرد. در آن زمان نگرانی آمریکائی ها این بود که این جریان گاز در بلند مدت اقتصاد اروپا را به بلوک کمونیستی وابسته خواهد نمود، البته بقای رژیم شوروی چندان تداوم نیافت که چنین نگرانی تجربه شود. اما در زمستان ۲۰۰۵ اروپائی ها برای اولین بار زنگ خطر را شنیدند.

شبکه حمل گاز طبیعی نروژ با ۶ خط لوله، ظرفیت ۸۸ میلیارد متر مکعب در سال را مهیا می کند. ۳۴/۷ میلیارد متر مکعب در سال از الجزایر

جدول ۱: هزینه انتقال انرژی به اروپا از طریق خط لوله

نقاط عرضه	مسیر ترانزیت	هزینه (دلار بر میلیون BTU)
روسیه - یامال	بلاروس	3.31
روسیه - سبیر پور تگز	اوکراین	2.79
روسیه - ولگا اورال	اوکراین	1.92
روسیه - ولگا اورال	ترکیه	2.55
ازبکستان	ترکیه	2.15
ترکمنستان	ترکیه	2.15
قره‌باغ	ترکیه	2.05
ایران	ترکیه	2.17
عراق	ترکیه	1.97

این مطالعه بوسیله OME(Observatories Meditteranean de L'Energie) ارائه شد OME اتحادیه شرکت‌های انرژی در کشور های مدیترانه ای است.

در این نتیجه گیری؛ هزینه حمل و نقل و حق ترانزیت در هزینه ها وارد شده و حقوق مالکانه (Royalty) کشور تولیدکننده از هزینه ها خارج شده است.

مخازن دریای خزر و خلیج فارس بسیار گسترده اند . حدود ۶ میلیارد متر مکعب مخازن اثبات شده دور تا دور دریای خزر و حدود ۵۰ میلیارد متر مکعب در خلیج فارس وجود دارد. منابع دریای خزر بوسیله یک خط لوله شرقی - غربی قابل عرضه به بازار هستند، اما موارد دیگری نیز در شمال روسیه، در جنوب، ایران و در شرق آسیای مرکزی وجود دارند.

نقش ترکیه:

پیش بینی های ارائه شده توسط مؤسسات تحقیقاتی مختلف و شرکت های انرژی که علاقمند به اجرای پروژه جدید دریای خزر و خاورمیانه هستند؛ نشان می دهد که تا سال ۲۰۲۰ این پتانسیل وجود دارد که تا حدود ۱۰۰ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی از طریق ترکیه به کشورهای اروپایی منتقل شود.

این مسئله به مشوقی قوی برای شرکت های گازی ترکیه و بویژه شرکت بوتاش تبدیل شده است تا با انگیزه بالا برای دستیابی به بازارهای اروپا تلاش کند.

دولت ترکیه مشتاق است قابلیت های خود برای انتقال گاز از دریای خزر و خاورمیانه به بازارهای اروپا را افزایش دهد . قرار گرفتن در بین تولیدکنندگان و مصرف کنندگان ، ترکیه را به "دالان انرژی" (Energy Corridor) تبدیل کرده است. به طور قطع برای اروپا برقراری روابط رضایت بخش با کشورهای ترانزیت در راستای دستیابی به منابع پایدار انرژی بسیار مهم است. این مسئله در زمینه گاز اهمیت مضاعفی دارد؛ چرا که در مقایسه با ذخائر نفتی، ریسک اصلی گاز به شرایط ترانزیت و تنوع بخشی مداوم مسیرهای انتقال مربوط میشود و نه به شرایط مخازن اثبات شده در حالیکه در مورد نفت خام ریسک اصلی تر به تولید مخازن مربوط است .

بنظر میرسد که کشور ترکیه با علم نسبت به این موقعیت ویژه خود جایگاه خاصی را برای خود در تامین گاز اروپا تعریف نموده و استراتژی خود را بر این مبنا تنظیم کرده است . شواهد نشان میدهد که این کشور به ایفای نقش بعنوان یک معبر منفعل ترانزیت گاز که صرفاً به متقاضیان مسیر و اجازه عبور بدهد و در مقابل حق ترانزیت خود را دریافت کند قانع نیست ایجاد حداکثر ارزش افزوده از طریق ارتباط دادن میان تولید کنندگان گاز و مصرف کنندگان اروپایی در صدر استراتژی های شرکت دولتی بوتاش قرار دارد .

نمودار زیر حجم ذخائر گازی در اطراف اروپا را تصویر می کند.



مسئله اصلی در صنعت جهانی گاز طبیعی در قرن ۲۱ این خواهد بود که: مصرف کنندگان گاز از لحاظ موقعیت جغرافیایی دور از تولیدکنندگان هستند. ۴۰٪ منابع گاز دنیا در دریای خزر و خلیج فارس، هزاران کیلومتر دورتر از اروپا که ۲۰٪ مصرف کنندگان گاز دنیا در آن هستند، قرار دارد.

مناطق دریای خزر و خلیج فارس از دیدگاه جغرافیای - سیاسی پیچیده هستند. در حالیکه اروپا میل به تنوع بخشی در تامین گاز دارد، تلاش و رقابت هر یک از عرضه کنندگان برای دستیابی به بازار، تمایل به مذاکرات سیاسی را افزایش داده است. اما بسیاری از پتانسیل های گازی موجود به بهره برداری نرسیده و نیز فاقد خطوط انتقال به بازار هستند. تشویق سرمایه گذاری و شکوفائی بازار گاز و تقویت و توسعه خطوط لوله ترانزیت گاز به اروپا مستلزم آزادسازی بازار گاز است . گسترش اتحادیه اروپا به سمت شرق و الزامات و تبعات سیاسی آن به آزاد سازی بازارهای گاز در شرق کمک خواهد کرد. پروژه های احداث خطوط انتقال گاز نیز به سرمایه گذاری های کلان چند میلیارد یورپی نیاز دارد و در نتیجه سرمایه های خصوصی مورد نیاز است، چنین سرمایه گذاری هایی نیز نیاز به سود مناسب دارند، پس پروژه اساساً باید اقتصادی باشند. تحلیل عرضه و تقاضای اروپا نشان می دهد که تا سال ۲۰۱۰ به دهها میلیارد متر مکعب گاز بیشتر نیاز خواهد بود و این مقدار تا ۲۰۲۵ به صدها میلیارد متر مکعب می رسد. این شکاف در حال ظهور عمدتاً از رشد شدید سالانه مصرف گاز در نیروگاه ها ناشی میشود.

خطوط لوله دریای خزر و خلیج فارس باید برای تامین این تقاضای فزاینده با ۸ منبع موجود یعنی خطوط انتقال گاز دریای شمال، الجزایر و روسیه و LNG از آفریقا و خلیج فارس رقابت کنند. البته، منابع و مخازن بسیاری در خارج از اتحادیه اروپا جهت تامین تقاضای در حال رشد اقتصاد اروپا وجود دارد، اما به فعلیت درآمدن آنها نیازمند گسترش و توسعه بیشتر زیرساخت های ترانزیت گاز بین اروپا و تامین کنندگان کلیدی موجود (روسیه، نروژ و کشورهای شمال آفریقا) است. در کنار منافعی که از تنوع بخشی به همراه دارد هزینه هایی نیز وجود دارد. هزینه تولید گاز در مناطق مختلف متفاوت است طول و اندازه قطر خطوط لوله نیز بر ساختار و هزینه اجرای این خطوط تاثیر می گذارد . جدول یک هزینه انتقال انرژی بوسیله خط لوله را از منابع و از مسیر های ترانزیتی متفاوت نشان می دهد.

جدول ۱: هزینه انتقال انرژی به اروپا از طریق خط لوله

نقاط عرضه	مسیر ترانزیت	هزینه (دلار به میلیون BTU)
روسیه - یامال	پکروس	3.31
روسیه - تپیکور پور تل	اوغریز	2.79
روسیه - وولگا اورال	اوغریز	1.92
روسیه - وولگا اورال	ترکیه	2.55
ازبکستان	ترکیه	2.15
ترکمنستان	ترکیه	2.15
قره‌باغ	ترکیه	2.05
ایران	ترکیه	2.17
عراق	ترکیه	1.97

این مطالعه بوسیله OME (Observatories Mediterranean de L'Energie) ارائه شد OME اتحادیه شرکت‌های انرژی در کشور های مدیترانه ای است.

در این نتیجه گیری؛ هزینه حمل و نقل و حق ترانزیت در هزینه ها وارد شده و حقوق مالکانه (Royalty) کشور تولیدکننده از هزینه ها خارج شده است.

مخازن دریای خزر و خلیج فارس بسیار گسترده اند. حدود ۶ میلیارد متر مکعب مخازن اثبات شده دور تا دور دریای خزر و حدود ۵۰ میلیارد متر مکعب در خلیج فارس وجود دارد. منابع دریای خزر بوسیله یک خط لوله شرقی- غربی قابل عرضه به بازار هستند، اما موارد دیگری نیز در شمال روسیه، در جنوب، ایران و در شرق آسیای مرکزی وجود دارند.

نقش ترکیه:

پیش بینی های ارائه شده توسط مؤسسات تحقیقاتی مختلف و شرکت های انرژی که علاقمند به اجرای پروژه جدید دریای خزر و خاورمیانه هستند؛ نشان می دهد که تا سال ۲۰۲۰ این پتانسیل وجود دارد که تا حدود ۱۰۰ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی از طریق ترکیه به کشورهای اروپایی منتقل شود.

این مسئله به مشوقی قوی برای شرکت های انرژی ترکیه و بویژه شرکت بوتاش تبدیل شده است تا با انگیزه بالا برای دستیابی به بازارهای اروپا تلاش کند.

دولت ترکیه مشتاق است قابلیت های خود برای انتقال گاز از دریای خزر و خاورمیانه به بازارهای اروپا را افزایش دهد. قرار گرفتن در بین تولیدکنندگان و مصرف کنندگان، ترکیه را به "دالان انرژی" (Energy Corridor) تبدیل کرده است. به طور قطع برای اروپا برقراری روابط رضایت بخش با کشورهای ترانزیت در راستای دستیابی به منابع پایدار انرژی بسیار مهم است. این مسئله در زمینه گاز اهمیت مضاعفی دارد؛ چرا که در مقایسه با ذخائر نفتی، ریسک اصلی گاز به شرایط ترانزیت و تنوع بخشی مداوم مسیرهای انتقال مربوط میشود و نه به شرایط مخازن اثبات شده در حالیکه در مورد نفت خام ریسک اصلی تر به تولید مخازن مربوط است.

بنظر میرسد که کشور ترکیه با علم نسبت به این موقعیت ویژه خود جایگاه خاصی را برای خود در تامین گاز اروپا تعریف نموده و استراتژی خود را بر این مبنا تنظیم کرده است. شواهد نشان میدهد که این کشور به ایفای نقش بعنوان یک معبر منفعل ترانزیت گاز که صرفاً به متقاضیان مسیر و اجازه عبور بدهد و در مقابل حق ترانزیت خود را دریافت کند قانع نیست ایجاد حداکثر ارزش افزوده از طریق ارتباط دادن میان تولید کنندگان گاز و مصرف کنندگان اروپایی در صدر استراتژی های شرکت دولتی بوتاش قرار دارد.

نمودار زیر حجم ذخائر گازی در اطراف اروپا را تصویر می کند.



مسئله اصلی در صنعت جهانی گاز طبیعی در قرن ۲۱ این خواهد بود که: مصرف کنندگان گاز از لحاظ موقعیت جغرافیایی دور از تولیدکنندگان هستند. ۴۰٪ منابع گاز دنیا در دریای خزر و خلیج فارس، هزاران کیلومتر دورتر از اروپا که ۲۰٪ مصرف کنندگان گاز دنیا در آن هستند، قرار دارد.

مناطق دریای خزر و خلیج فارس از دیدگاه جغرافیای- سیاسی پیچیده هستند. در حالیکه اروپا میل به تنوع بخشی در تامین گاز دارد، تلاش و رقابت هر یک از عرضه کنندگان برای دستیابی به بازار، تمایل به مذاکرات سیاسی را افزایش داده است. اما بسیاری از پتانسیل های گازی موجود به بهره برداری نرسیده و نیز فاقد خطوط انتقال به بازار هستند. تشویق سرمایه گذاری و شکوفائی بازار گاز و تقویت و توسعه خطوط لوله ترانزیت گاز به اروپا مستلزم آزادسازی بازار گاز است. گسترش اتحادیه اروپا به سمت شرق و الزامات و تبعات سیاسی آن به آزاد سازی بازارهای گاز در شرق کمک خواهد کرد. پروژه های احداث خطوط انتقال گاز نیز به سرمایه گذاری های کلان چند میلیارد یورپی نیاز دارد و در نتیجه سرمایه های خصوصی مورد نیاز است، چنین سرمایه گذاری هایی نیز نیاز به سود مناسب دارند، پس پروژه اساساً باید اقتصادی باشند. تحلیل عرضه و تقاضای اروپا نشان می دهد که تا سال ۲۰۱۰ به دهها میلیارد متر مکعب گاز بیشتر نیاز خواهد بود و این مقدار تا ۲۰۲۵ به صدها میلیارد متر مکعب می رسد. این شکاف در حال ظهور عمدتاً از رشد شدید سالانه مصرف گاز در نیروگاه ها ناشی میشود.

خطوط لوله دریای خزر و خلیج فارس باید برای تامین این تقاضای فزاینده با منبع موجود یعنی خطوط انتقال گاز دریای شمال، الجزایر و روسیه و LNG از آفریقا و خلیج فارس رقابت کنند. البته، منابع و مخازن بسیاری در خارج از اتحادیه اروپا جهت تامین تقاضای در حال رشد اقتصاد اروپا وجود دارد، اما به فعلیت درآمدن آنها نیازمند گسترش و توسعه بیشتر زیرساخت های ترانزیت گاز بین اروپا و تامین کنندگان کلیدی موجود (روسیه، نروژ و کشورهای شمال آفریقا) است. در کنار منافعی که از تنوع بخشی به همراه دارد هزینه هایی نیز وجود دارد. هزینه تولید گاز در مناطق مختلف متفاوت است طول و اندازه قطر خطوط لوله نیز بر ساختار و هزینه اجرای این خطوط تاثیر می گذارد. جدول یک هزینه انتقال انرژی بوسیله خط لوله را از منابع و از مسیر های ترانزیتی متفاوت نشان می دهد.

شده است. حجم این انتقال با ۲ میلیارد متر مکعب آغاز و به سطح ۶/۶ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۹ خواهد رسید. این پروژه به عنوان اولین قدم در راستای عرضه گاز در مسیر دریای خزر - اروپا تلقی می گردد.

قدم دوم، قرارداد با ترکمنستان جهت خرید ۱۶ میلیارد متر مکعب گاز برای ترکیه و همچنین ۱۴ میلیارد متر مکعب برای تامین تقاضای اروپا است که مورد دوم در حال حاضر به دلایل سیاسی معلق مانده است. با این حال، هر گاه این مسائل حل شود همراه با اتمام پروژه آذربایجان و گشایش خطوط از دریای خزر، گاز ترکمنستان نیز به جریان خواهد افتاد.

یک قرارداد خرید گاز طبیعی در حجم ۴ میلیارد متر مکعب در سال از طریق یک خط لوله دریایی از مصر به ترکیه که از فلات قاره دریای مدیترانه عبور خواهد نمود نیز در دست بررسی است که در تفاهات اولیه امکان افزایش آن در صورت تقاضای ترکیه نیز پیش بینی گردیده است. پروژه دیگر واردات ۱۰ میلیارد متر مکعب گاز از عراق است که آن نیز در دست پیگیری است قرارداد این طرح در سال ۱۹۹۶ فیما بین دولت ترکیه و دولت سابق عراق منعقد گردیده بود که به دلیل تحریم های سازمان ملل پیش نرفت اما در شرایط فعلی و در صورت برقراری امنیت در عراق این پروژه نیز به سمت اجرا پیش خواهد رفت.

خط لوله نفت باکو - تبلیس - سیحان (BTC) که نهایتاً با اراده ایالات متحده آمریکا برای انتقال نفت آذربایجان به دریای مدیترانه از طریق خاک ترکیه احداث شد و در سال ۲۰۰۵ به بهره برداری رسید و اخیراً نفتخام آن به بندر سیحان رسید نیز کار ترکیه برای تبدیل شدن به کریدور انرژی را سهل تر نمود. در ماجرای خط لوله مذکور آمریکایی ها نشان دادند که در ساختار جدید ژئوپلیتیک انرژی موقعیت و جایگاه خاصی را برای ترکیه لحاظ نموده اند.

نمودار ۱۱: شبکه خطوط لوله ترکیه



انتقال گاز از ترکیه به اروپا

همانگونه که قبلاً اشاره شد دولت ترکیه از چند سال قبل بیش از نیاز خود مبادرت به انعقاد قراردادهای خرید گاز چه از طریق خط لوله و چه بصورت LNG نموده است و این مسئله ترکیه را با دشواری هائی مواجه کرده است، بطوری که دولت ترکیه در اغلب قراردادهای و بخصوص در قراردادهای خطوط لوله خود تخلف و تاخیر در برداشت داشته و برای اینکه مشکل حقوقی و قراردادی پیدا نکند به بهانه ها و طرق مختلف انجام کامل تعهدات خود در برداشت میزان کافی گاز را به تعویق انداخته است که در مورد قرارداد گاز با ایران نیز ما هم شاهد تاخیر ترکها در برداشت گاز طبق برنامه

حجم قراردادهای خرید گاز و LNG توسط ترکیه به خوبی توضیح دهنده این استراتژی است تا کنون ترکیه با موفقیت توانسته با تولیدکنندگان مختلف ارتباط برقرار کند تا بتواند هدف تنوع بخشی تامین را میسر کند. جدول ۲ قراردادهای امضا شده بین ترکیه و کشورهای تولیدکننده را نشان می دهد.

جدول ۲: قراردادهای تامین گاز ترکیه

از سال شروع به صادرات	حجم گاز قراردادی (میلیارد متر مکعب سالانه)	نوع گاز	سال قرارداد	کشور	نوع گاز قراردادی (میلیارد متر مکعب سالانه)
روسیه (گاز)	۸	۲۵	۱۹۹۷	۲۰۱۱	۲۰۰۹
روسیه (گاز)	۸	۲۵	۱۹۹۸	۲۰۰۹	۲۰۱۱
روسیه (گاز)	۱۵	۲۵	۲۰۰۳	۲۰۰۷	۲۰۱۱
روسیه (گاز)	۳۰	۲۵	۲۰۰۱	۲۰۰۶	۲۰۱۱
ایران (گاز)	۱۵	۲۵	۱۹۹۴	۲۰۱۴	۲۰۱۴
ایران (گاز)	۴	۲۵	۱۹۹۴	۲۰۱۴	۲۰۱۴
ایران (گاز)	۱۵	۲۵	۱۹۹۹	۲۰۲۱	۲۰۲۱
ایران (گاز)	۱۵	۳۰	۲۰۰۶	۲۰۳۸	۲۰۳۸
ایران (گاز)	۱۵	۳۰	۲۰۰۶	۲۰۳۸	۲۰۳۸
ایران (گاز)	۱۵	۳۰	۲۰۰۶	۲۰۳۸	۲۰۳۸
ایران (گاز)	۱۵	۳۰	۲۰۰۶	۲۰۳۸	۲۰۳۸
ایران (گاز)	۱۵	۳۰	۲۰۰۶	۲۰۳۸	۲۰۳۸

همانگونه که در جدول فوق و نیز در نمودار شماره ۱۰ ملاحظه میشود حجم قراردادهای منعقد شده توسط ترکیه بسیار بیشتر از نیاز این کشور است. بنابراین بنظر میرسد که ترکیه با ملحوظ نظر داشتن استراتژی متنوع سازی مورد نظر اتحادیه اروپا از سوئی قراردادهای متنوعی را منعقد نموده و از سوی دیگر بر روی زیرساخت های نهادی و فنی مربوطه سرمایه گذاری قابل توجهی نموده است تا خود را بعنوان یک ترمنال عرضه انرژی برای اروپا مطرح نماید.

نمودار ۱۰: بالانس گاز ترکیه از ۱۹۸۶ تا ۲۰۱۰



جدول ۳ و نمودار ۱۱ شبکه خطوط لوله ترکیه و وسعت این شبکه را نشان می دهند.

جدول ۳: شبکه خطوط لوله ترکیه

کل طول	۴۷۵۰ کیلومتر
در حال ساخت	۲۴۰۰ کیلومتر
برنامه ریزی شده	۱۰۰۰ کیلومتر
جمع	۸۱۵۰ کیلومتر

در جریان تلاش برای تحقق سرمایه گذاری گسترده در زیر ساخت های صنعت گاز، صرف انتقال گاز به همه شهرها و مناطق ترکیه تنها هدف دولت این کشور نبوده است. در کنار این ماموریت، گشودن در برای بازارهای اروپا نیز هدف دیگر ترکیه است. در این خصوص پروژه "شاه دنیز" (Shah Deniz) برای انتقال گاز تولیدی آن به ترکیه توسط دولت آذربایجان برنامه ریزی شده است. قراردادهای خرید گاز از آذربایجان در سال ۲۰۰۱ امضا شد و انتقال گاز برای ۲۰۰۶ برنامه ریزی

در جریان تلاش برای تحقق سرمایه گذاری گسترده در زیر ساخت های صنعت گاز، صرف انتقال گاز به همه شهرها و مناطق ترکیه تنها هدف دولت این کشور نبوده است. در کنار این ماموریت، گشودن در برای بازارهای اروپا نیز هدف دیگر ترکیه است. در این خصوص پروژه "شاه دنیز" (Shah Deniz) برای انتقال گاز تولیدی آن به ترکیه توسط دولت آذربایجان برنامه ریزی شده است. قراردادهای خرید گاز از آذربایجان در سال ۲۰۰۱ امضا شد و انتقال گاز برای ۲۰۰۶ برنامه ریزی



گاز ایران به کدام بازار

حفظ محیط زیست، و توسعه نیروگاه‌های گازی در اتحادیه اروپا بوده است.

در مقابل این افزایش تقاضا، میزان تولید گاز طبیعی اروپا از سال ۱۹۸۷ تقریباً ثابت مانده است.

در سال ۲۰۰۳ میزان گاز وارداتی اروپا معادل ۲۰۴/۷ میلیارد متر مکعب، یعنی ۴۱/۴ درصد کل نیاز آن بوده است. از این میزان، روسیه ۱۳۰/۶ میلیارد متر مکعب، الجزایر ۳۰/۸ میلیارد و نیجریه ۸/۴ میلیارد متر مکعب آن را تأمین نموده اند. اگر ترکیه نیز جزو اروپا محسوب شود، می‌توان گفت که ایران با ۳/۵ میلیارد متر مکعب در مقام چهارم قرار داشته است. سایر کشورهای خاورمیانه نیز جمعاً ۵/۵ میلیارد متر مکعب را تأمین کردند.

تمایل اروپا به تنوع بخشی منابع تأمین گاز، با وقفه‌ای که در زمستان سال گذشته بر اثر اختلافات میان روسیه و اوکراین به وجود آمد و مشکلات فراوانی در آن فصل برای اروپایی‌ها به بار آورد، تقویت شد. حدود ۶۸ درصد گاز وارداتی اروپا تنها از روسیه تأمین می‌شود و لذا اروپا در مورد امنیت تأمین گاز شدیداً به روسیه وابسته است. بنابراین منطقی است که اروپایی‌ها بخواهند جلو این میزان از وابستگی را بگیرند.

از طرفی به نظر می‌رسد که برای اروپا خاورمیانه بر آفریقا رجحان دارد، زیرا اولاً به نظر نمی‌رسد که گاز بیشتری برای عرضه به اروپا در آفریقا وجود داشته باشد، و ثانیاً احداث و نگهداری خطوط لوله دریایی برای انتقال گاز بسیار دشوار و پرهزینه است. اما گاز خاورمیانه مسیر سومی را علاوه بر مسیرهای اروپای شرقی و مدیترانه در اختیار اروپا قرار خواهد داد که از ترکیه خواهد گذشت. ترکیه با پیش‌بینی به هنگام این موضوع از یک سو چند مسیر را برای اتصال به شبکه گاز اروپا در دست مطالعه و مذاکره داشته است که اخیراً یکی از آنها که خط لوله "ناباکو" نام

در حالی که چانه‌زنی‌های پاکستان و هند با ایران بر سر قیمت‌گذاری گاز ادامه دارد، و شنیده‌ها نشان می‌دهد که این دو کشور طرف مذاکره با ایران، قیمتی معادل نصف قیمت پیشنهادی ایران را طلب کرده‌اند، مناسب به نظر می‌رسد که بازار این دو کشور با سایر خریداران بالقوه گاز ایران به‌ویژه از نظر اقتصادی مورد مقایسه قرار گیرد. البته طبیعی است که در تصمیم نهایی، ملاحظات سیاسی نیز در نظر گرفته خواهد شد و این نوشتار عمدتاً به ملاحظات اقتصادی می‌پردازد.

نخستین خریدار بالقوه گاز ایران که بلافاصله بعنوان جایگزین هند و پاکستان به نظر می‌آید، اتحادیه اروپا است و به جا است که نیاز این اتحادیه به گاز طبیعی و برتری‌های اقتصادی بازار اروپا بر بازار هند و پاکستان برای کشورهای مورد بررسی قرار گیرد. به علاوه گاز ایران نیز برای اروپا امتیازهایی دارد که باید بررسی شوند. آگاهی از این امتیازهای دوجانبه، می‌تواند به عنوان عاملی بر سر میز چانه‌زنی با هند و پاکستان نیز مؤثر باشد.

از جمله عواملی که در این نوشتار بررسی خواهد شد، عبارتند از: مقایسه استراتژی‌های انرژی دو گزینه، میزان ریسک هریک از این دو بازار، توان سرمایه‌گذاری هریک در توسعه ذخایر گاز ایران، حجم روابط تجاری ایران با هریک از آنها و ضرورت ایجاد توازن تجاری با آنها، ملاحظات امنیت ملی و تأثیر مبادله گاز در روابط بین‌المللی، و بالاخره میزان تمایل و نیاز اروپا به گاز ایران، که در فرایند چانه‌زنی و قبولاندن شرایط مطلوب ایران به کار خواهد آمد.

اتحادیه اروپا حدود ۱۷ درصد از کل انرژی جهان را مصرف می‌کند و سهم گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی اروپا به حدود ۲۴ درصد رسیده است.

این افزایش عمدتاً تحت تأثیر قیمت‌های بالای نفت، سیاست‌های



گاز ایران به کدام بازار

حفظ محیط زیست، و توسعه نیروگاه‌های گازی در اتحادیه اروپا بوده است.

در مقابل این افزایش تقاضا، میزان تولید گاز طبیعی اروپا از سال ۱۹۸۷ تقریباً ثابت مانده است.

در سال ۲۰۰۳ میزان گاز وارداتی اروپا معادل ۲۰۴/۷ میلیارد متر مکعب، یعنی ۴۱/۴ درصد کل نیاز آن بوده است. از این میزان، روسیه ۱۳۰/۶ میلیارد متر مکعب، الجزایر ۳۰/۸ میلیارد و نیجریه ۸/۴ میلیارد متر مکعب آن را تأمین نموده اند. اگر ترکیه نیز جزو اروپا محسوب شود، می‌توان گفت که ایران با ۳/۵ میلیارد متر مکعب در مقام چهارم قرار داشته است. سایر کشورهای خاورمیانه نیز جمعاً ۵/۵ میلیارد متر مکعب را تأمین کردند.

تمایل اروپا به تنوع بخشی منابع تأمین گاز، با وقف‌های که در زمستان سال گذشته بر اثر اختلافات میان روسیه و اوکراین به وجود آمد و مشکلات فراوانی در آن فصل برای اروپایی‌ها به بار آورد، تقویت شد. حدود ۶۸ درصد گاز وارداتی اروپا تنها از روسیه تأمین می‌شود و لذا اروپا در مورد امنیت تأمین گاز شدیداً به روسیه وابسته است. بنابراین منطقی است که اروپایی‌ها بخواهند جلو این میزان از وابستگی را بگیرند.

از طرفی به نظر می‌رسد که برای اروپا خاورمیانه بر آفریقا رجحان دارد، زیرا اولاً به نظر نمی‌رسد که گاز بیشتری برای عرضه به اروپا در آفریقا وجود داشته باشد، و ثانیاً احداث و نگهداری خطوط لوله دریایی برای انتقال گاز بسیار دشوار و پرهزینه است. اما گاز خاورمیانه مسیر سومی را علاوه بر مسیرهای اروپای شرقی و مدیترانه در اختیار اروپا قرار خواهد داد که از ترکیه خواهد گذشت. ترکیه با پیش‌بینی به هنگام این موضوع از یک سو چند مسیر را برای اتصال به شبکه گاز اروپا در دست مطالعه و مذاکره داشته است که اخیراً یکی از آنها که خط لوله "ناباکو" نام

در حالی که چانه‌زنی‌های پاکستان و هند با ایران بر سر قیمت‌گذاری گاز ادامه دارد، و شنیده‌ها نشان می‌دهد که این دو کشور طرف مذاکره با ایران، قیمتی معادل نصف قیمت پیشنهادی ایران را طلب کرده‌اند، مناسب به نظر می‌رسد که بازار این دو کشور با سایر خریداران بالقوه گاز ایران به‌ویژه از نظر اقتصادی مورد مقایسه قرار گیرد. البته طبیعی است که در تصمیم نهایی، ملاحظات سیاسی نیز در نظر گرفته خواهد شد و این نوشتار عمدتاً به ملاحظات اقتصادی می‌پردازد.

نخستین خریدار بالقوه گاز ایران که بلافاصله به‌عنوان جایگزین هند و پاکستان به نظر می‌آید، اتحادیه اروپا است و به جا است که نیاز این اتحادیه به گاز طبیعی و برتری‌های اقتصادی بازار اروپا بر بازار هند و پاکستان برای کشورمان مورد بررسی قرار گیرد. به علاوه گاز ایران نیز برای اروپا امتیازهایی دارد که باید بررسی شوند. آگاهی از این امتیازهای دوجانبه، می‌تواند به عنوان عاملی بر سر میز چانه‌زنی با هند و پاکستان نیز مؤثر باشد.

از جمله عواملی که در این نوشتار بررسی خواهد شد، عبارتند از: مقایسه استراتژی‌های انرژی دو گزینه، میزان ریسک هریک از این دو بازار، توان سرمایه‌گذاری هریک در توسعه ذخایر گاز ایران، حجم روابط تجاری ایران با هریک از آنها و ضرورت ایجاد توازن تجاری با آنها، ملاحظات امنیت ملی و تأثیر مبادله گاز در روابط بین‌المللی، و بالاخره میزان تمایل و نیاز اروپا به گاز ایران، که در فرایند چانه‌زنی و قبولاندن شرایط مطلوب ایران به کار خواهد آمد.

اتحادیه اروپا حدود ۱۷ درصد از کل انرژی جهان را مصرف می‌کند و سهم گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی اروپا به حدود ۲۴ درصد رسیده است.

این افزایش عمدتاً تحت تأثیر قیمت‌های بالای نفت، سیاست‌های

زمانبندی شده بودیم و هم شاهد تخلفات ترکیه در مورد برداشت گاز به میزان کافی هستیم.

با توجه به این مسئله ترکها برای حل این بخش از مشکلات خود نسبت به فراهم کردن امکانات انتقال گاز خود به اروپا بسیار شتاب دارند. برای این منظور دولت ترکیه سه مسیر برای اتصال به شبکه گاز اروپا را در دست مطالعه و مذاکره دارد. مسیرهای مورد بررسی برای عرضه گاز از طریق ترکیه به اروپا به شرح زیر است:

- (۱) به ایتالیا از طریق یونان
 - (۲) به اتریش از طریق بلغارستان، رومانی و مجارستان
 - (۳) به اتریش از طریق شبه جزایر بالکان
- این مسیرها در نمودار ۱۲ نشان داده شده اند.

نمودار ۱۲: مسیرهای پیشنهادی ترکیه برای انتقال گاز به اروپا



هر کدام از این مسیرها چالشهای فنی هزینه های سرمایه گذاری و مسائل بازار و حتی مشکلات سیاسی خود را دارند. بررسی دقیق اقتصادی هر یک از این پروژه های خط لوله، امکان مقایسه را هم با منابع کنونی تامین گاز اروپا و هم با سایر گزینه های دریای خزر و خلیج فارس مهیا می کند.

در مورد پروژه خط لوله ترکیه- یونان بر اساس مطالعات انجام شده، قدم اول، برقراری ارتباط بین شبکه گازرسانی دو کشور است؛ تا به این ترتیب مهمترین قسمت حلقه گاز جنوب اروپا تشکیل شود. اما گاهی نوسان در روابط سیاسی دو کشور که عمدتاً تحت تاثیر اختلافاتشان در مورد قبرس می باشد بر پیشرفت کار سایه می افکند و شاید به همین دلیل است که ترکهای شتابزده همه تخم مرغ های خود را در سبد این مسیر نگذاشته اند و گزینه های بدیل را نیز دنبال می نمایند.

یک قرارداد مبادله گاز طبیعی در دسامبر ۲۰۰۳ بین شرکت BOTAS ترکیه و شرکت یونانی DEPA منعقد گردیده و ساخت خط لوله در دسامبر ۲۰۰۴ آغاز شده است. طول کل مسیر ارتباطی همراه با بخش یونانی، حدوداً ۳۰۰ کیلومتر خواهد شد و انتظار می رود فروش گاز توسط ترکیه به یونان از طریق این خط لوله در سال ۲۰۰۶ آغاز شود. دکتر پالا (Pala) رئیس قسمت بین المللی BOTAS می گوید: «ما اعتقاد داریم این توسعه مهمی خواهد بود و این خط لوله، مسیر صلح، موفقیت و همزیستی خواهد شد».

گزینه دیگر توسعه این خط، مسیر ارتباطی ایتالیا- یونان است که مطالعات امکان سنجی آن انجام شده است، صندوق TEN اتحادیه اروپا برای مطالعات امکان سنجی و مهندسی این پروژه ها و پروژه های مربوطه تشکیل شده است، تحلیل هزینه عرضه گاز برای حدوداً

۳۵ مسیر مختلف اروپا، توسط OME و TEN و اتحادیه اروپا EU انجام شده است که نشان می دهد که مسیر ترکیه در بین سایر مسیرها و بویژه در مقایسه با مسیرهای شمالی و شرقی اروپا، بهترین وضعیت را دارد.

دکتر پالا می گوید: «گزارشات مطالعات OME نشان می دهد که بانک سرمایه گذاری اروپا که هم اکنون پروژه های TEN را پشتیبانی می کند، نقشی کلیدی در توسعه همکاری و مشارکت دارد. همچنین این گزارش بر اهمیت سیاسی و مالی حمایت کمیسیون اروپا و بانک سرمایه گذاری اروپا و اهمیت Energy charter treaty (منشور جهانی انرژی) به عنوان یک چارچوب برای تجارت انرژی بین اتحادیه اروپا و عرضه کنندگان خارجی تاکید می کند».

مسیر خط لوله ترکیه- بلغارستان- رومانی- مجارستان- اتریش نیز تحت بررسی است این پروژه ناباکو (Nabucco) نام گرفته است و با هدف متصل کردن ترکیه به بلغارستان، رومانی، مجارستان و اتریش در حال پیشرفت است. این مسیر، دروازه ای دیگر برای ورود به اروپا خواهد بود. این طرح اخیراً مورد پیگیری و توجه ویژه اتحادیه اروپا قرار گرفته و از صندوق اتحادیه اروپا نیز حمایت های مالی دریافت می کند.

در این چارچوب مذاکرات بین شرکتهای کشورهای مربوطه آغاز شده؛ شرکت OMV اتریش، MOL مجارستان، Transgaz رومانی، Bulgargaz بلغارستان و BOTAS ترکیه در اکتبر ۲۰۰۲ در وین توافقنامه ای را امضا و یک شرکت مشترک را برای انجام طرح تاسیس کردند. شرکت تاسیس شده با تمام عرضه کنندگان مذاکره خواهد نمود تا از میزان تولید آنها اطلاع حاصل کرده و آنها را دعوت به استفاده از مسیر جدید کند.

در آغاز، ظرفیت اضافه کشورها برای عرضه به بازار و توسعه سیستم خط لوله به صورت قدم به قدم استفاده خواهد شد.

پروژه ترکیه- یونان- شبه جزایر بالکان- اتریش طرح دیگری است که می تواند از یونان از طریق دریای آدریاتیک گاز را منتقل کند. در راستای مطالعه سایر مسیرها در تاریخ آوریل ۲۰۰۳، BOTAS و DEPA پروتکلی را با شرکتهای گازی نماینده کشورهای بوسنی و هرزگوین، کرواسی، اسلونی، صربستان - مونتنیگرو، مقدونیه و آلبانی در سالونیکا امضا کردند. رشد انتظاری تقاضای گاز در اروپا مخصوصاً در آغاز ۲۰۱۵ به همراه کاهش تولید داخلی، نیاز به مسیر سومی جهت همراهی مسیرهای ترکیه- یونان- ایتالیا و ترکیه - اتریش (ناباکو) را نشان می داد. ممکن است در آینده تقاضای کشورهای مسیر نیز افزایش یابد و لذا یک گزینه عرضه مطمئن برای منطقه لازم است.

از نظر موقعیت جغرافیایی، ترکیه می تواند بعنوان ترانزیت تامین مرکزی تقاضای فزاینده اتحادیه اروپا باشد. از این جهت تعداد زیادی شرکت در مرکز، جنوب و جنوب شرقی اروپا مصرانه بدنال جذب منابع گازی از دریای خزر و خاورمیانه از طریق خطوط ترانزیت تجاری ترکیه هستند. ترکها فکر می کنند که از آنجا که توسعه اقتصادی کشورشان به عنوان مسیر ترانزیت، به افزایش امنیت مسیرهای انرژی کمک می کند و این مسئله برای کشورهای اروپایی اهمیت زیادی دارد، تعریف چنین نقش و جایگاهی برای کشور ترکیه موجب شود که اتحادیه اروپا تلاش بیشتری را جهت کمک به رشد و توسعه اقتصادی این کشور به عمل آورد. همچنین ترکها امیدوارند که همین مسئله و هم نیاز روزافزون اروپا به گاز دریافتی از مسیر ترکیه، فرایند پذیرش ترکیه در اتحادیه اروپا را تسریع نماید. در صورت پذیرفته شدن ترکیه در اتحادیه اروپا این کشور به دروازه ورود گاز به این

زمانبندی شده بودیم و هم شاهد تخلفات ترکیه در مورد برداشت گاز به میزان کافی هستیم.

با توجه به این مسئله ترکها برای حل این بخش از مشکلات خود نسبت به فراهم کردن امکانات انتقال گاز خود به اروپا بسیار شتاب دارند. برای این منظور دولت ترکیه سه مسیر برای اتصال به شبکه گاز اروپا را در دست مطالعه و مذاکره دارد. مسیرهای مورد بررسی برای عرضه گاز از طریق ترکیه به اروپا به شرح زیر است:

- (۱) به ایتالیا از طریق یونان
 - (۲) به اتریش از طریق بلغارستان، رومانی و مجارستان
 - (۳) به اتریش از طریق شبه جزایر بالکان
- این مسیرها در نمودار ۱۲ نشان داده شده اند.

نمودار ۱۲: مسیرهای پیشنهادی ترکیه برای انتقال گاز به اروپا



هر کدام از این مسیرها چالشهای فنی هزینه های سرمایه گذاری و مسائل بازار و حتی مشکلات سیاسی خود را دارند. بررسی دقیق اقتصادی هر یک از این پروژه های خط لوله، امکان مقایسه را هم با منابع کنونی تامین گاز اروپا و هم با سایر گزینه های دریای خزر و خلیج فارس مهیا می کند.

در مورد پروژه خط لوله ترکیه- یونان بر اساس مطالعات انجام شده، قدم اول، برقراری ارتباط بین شبکه گازرسانی دو کشور است؛ تا به این ترتیب مهمترین قسمت حلقه گاز جنوب اروپا تشکیل شود. اما گاهی نوسان در روابط سیاسی دو کشور که عمدتاً تحت تاثیر اختلافاتشان در مورد قبرس می باشد بر پیشرفت کار سایه می افکند و شاید به همین دلیل است که ترکهای شتابزده همه تخم مرغ های خود را در سبد این مسیر نگذاشته اند و گزینه های بدیل را نیز دنبال می نمایند.

یک قرارداد مبادله گاز طبیعی در دسامبر ۲۰۰۳ بین شرکت BOTAS ترکیه و شرکت یونانی DEPA منعقد گردیده و ساخت خط لوله در دسامبر ۲۰۰۴ آغاز شده است. طول کل مسیر ارتباطی همراه با بخش یونانی، حدوداً ۳۰۰ کیلومتر خواهد شد و انتظار می رود فروش گاز توسط ترکیه به یونان از طریق این خط لوله در سال ۲۰۰۶ آغاز شود. دکتر پالا (Pala) رئیس قسمت بین المللی BOTAS می گوید: «ما اعتقاد داریم این توسعه مهمی خواهد بود و این خط لوله، مسیر صلح، موفقیت و همزیستی خواهد شد».

گزینه دیگر توسعه این خط، مسیر ارتباطی ایتالیا- یونان است که مطالعات امکان سنجی آن انجام شده است، صندوق TEN اتحادیه اروپا برای مطالعات امکان سنجی و مهندسی این پروژه ها و پروژه های مربوطه تشکیل شده است، تحلیل هزینه عرضه گاز برای حدوداً

۳۵ مسیر مختلف اروپا، توسط OME و TEN و اتحادیه اروپا EU انجام شده است که نشان می دهد که مسیر ترکیه در بین سایر مسیرها و بویژه در مقایسه با مسیرهای شمالی و شرقی اروپا، بهترین وضعیت را دارد.

دکتر پالا می گوید: «گزارشات مطالعات OME نشان می دهد که بانک سرمایه گذاری اروپا که هم اکنون پروژه های TEN را پشتیبانی می کند، نقشی کلیدی در توسعه همکاری و مشارکت دارد. همچنین این گزارش بر اهمیت سیاسی و مالی حمایت کمیسیون اروپا و بانک سرمایه گذاری اروپا و اهمیت Energy charter treaty (منشور جهانی انرژی) به عنوان یک چارچوب برای تجارت انرژی بین اتحادیه اروپا و عرضه کنندگان خارجی تاکید می کند».

مسیر خط لوله ترکیه- بلغارستان- رومانی- مجارستان- اتریش نیز تحت بررسی است این پروژه ناباکو (Nabucco) نام گرفته است و با هدف متصل کردن ترکیه به بلغارستان، رومانی، مجارستان و اتریش در حال پیشرفت است. این مسیر، دروازه ای دیگر برای ورود به اروپا خواهد بود. این طرح اخیراً مورد پیگیری و توجه ویژه اتحادیه اروپا قرار گرفته و از صندوق اتحادیه اروپا نیز حمایت های مالی دریافت می کند.

در این چارچوب مذاکرات بین شرکتهای کشورهای مربوطه آغاز شده؛ شرکت OMV اتریش، MOL مجارستان، Transgaz رومانی، Bulgargaz بلغارستان و BOTAS ترکیه در اکتبر ۲۰۰۲ در وین توافقنامه ای را امضا و یک شرکت مشترک را برای انجام طرح تاسیس کردند. شرکت تاسیس شده با تمام عرضه کنندگان مذاکره خواهد نمود تا از میزان تولید آنها اطلاع حاصل کرده و آنها را دعوت به استفاده از مسیر جدید کند.

در آغاز، ظرفیت اضافه کشورها برای عرضه به بازار و توسعه سیستم خط لوله به صورت قدم به قدم استفاده خواهد شد.

پروژه ترکیه- یونان- شبه جزایر بالکان- اتریش طرح دیگری است که می تواند از یونان از طریق دریای آدریاتیک گاز را منتقل کند. در راستای مطالعه سایر مسیرها در تاریخ آوریل ۲۰۰۳، BOTAS و DEPA پروتکلی را با شرکتهای گازی نماینده کشورهای بوسنی و هرزگوین، کرواسی، اسلونی، صربستان - مونتنگرو، مقدونیه و آلبانی در سالونیکا امضا کردند. رشد انتظاری تقاضای گاز در اروپا مخصوصاً در آغاز ۲۰۱۵ به همراه کاهش تولید داخلی، نیاز به مسیر سومی جهت همراهی مسیرهای ترکیه- یونان- ایتالیا و ترکیه - اتریش (ناباکو) را نشان می داد. ممکن است در آینده تقاضای کشورهای مسیر نیز افزایش یابد و لذا یک گزینه عرضه مطمئن برای منطقه لازم است.

از نظر موقعیت جغرافیایی، ترکیه می تواند بعنوان ترانزیت تامین مرکزی تقاضای فزاینده اتحادیه اروپا باشد. از این جهت تعداد زیادی شرکت در مرکز، جنوب و جنوب شرقی اروپا مصرانه بدنال جذب منابع گازی از دریای خزر و خاورمیانه از طریق خطوط ترانزیت تجاری ترکیه هستند. ترکها فکر می کنند که از آنجا که توسعه اقتصادی کشورشان به عنوان مسیر ترانزیت، به افزایش امنیت مسیرهای انرژی کمک می کند و این مسئله برای کشورهای اروپایی اهمیت زیادی دارد، تعریف چنین نقش و جایگاهی برای کشور ترکیه موجب شود که اتحادیه اروپا تلاش بیشتری را جهت کمک به رشد و توسعه اقتصادی این کشور به عمل آورد. همچنین ترکها امیدوارند که همین مسئله و هم نیاز روزافزون اروپا به گاز دریافتی از مسیر ترکیه، فرایند پذیرش ترکیه در اتحادیه اروپا را تسریع نماید. در صورت پذیرفته شدن ترکیه در اتحادیه اروپا این کشور به دروازه ورود گاز به این

و هندوستان باشد و وابستگی به اتحادیه اروپا به گاز ایران می‌تواند تعاملات مربوط را تسهیل نماید و توانایی ایالات متحده آمریکا برای هم‌جهت کردن اتحادیه اروپا با خود بر علیه ایران را تقلیل دهد. صادرات گاز ایران به اتحادیه اروپا می‌تواند در چارچوب یک همکاری گسترده‌تر انرژی باشد که مسائل هسته‌ای ایران را نیز پوشش داده و به حل آن کمک نماید.

اخیراً دولت روسیه و بزرگترین شرکت دولتی نفت و گاز این کشور یعنی شرکت "گازپروم" اظهار علاقه نموده اند که در زمینه احداث خط لوله صادرات گاز ایران به هند همکاری و مشارکت نمایند. البته برای کشوری مانند ایران که ۱۷ درصد ذخائر گاز جهان را داراست. هر تعاملی در زمینه بازاریابی گاز با شرکتهای مهمی که در این عرصه حضور دارند، یک سرمایه‌گذاری بلند مدت تلقی میشود و مطلوب است اما باید با دقت‌ها و ظرافت‌های لازم همراه باشد. همانگونه که پیش تر نیز اشاره شد بدنبال قطع جریان گاز روسیه به اروپا که در اوج سرمای زمستان گذشته و بدلیل اختلافات تاریخی روسیه و اوکراین و به منظور فشار آوردن به اوکراین توسط روسها اتفاق افتاد و همچنین بدنبال برخی اظهارات نگران‌کننده مقامات روسیه در زمینه تامین آتی گاز اروپا، اتحادیه اروپا مصمم گردیده‌است که مبادی تامین گاز خود را متنوع تر نماید. اراده اروپا بر این متنوع سازی منابع تامین گاز، قدری روسها را نگران کرده است. لذا این احتمال وجود دارد که رقیب روسی یعنی شرکت گازپروم، علاقه مند باشد که از ورود رقیب جدید به بازار اروپا جلوگیری کند و یا اگر هم ایران بخواهد به این بازار وارد شود مستقل نبوده و بلکه از طریق گازپروم باشد تا شرکت مذکور کنترل خود را بر رقیب و بازار هدف حفظ کند و لذا در هرگونه تعامل با گازپروم روسیه در زمینه گاز که البته همانگونه که اشاره شد فی حد ذاته مطلوب است باید دقت زیاد و استراتژی روشن وجود داشته باشد که منافع دوطرف تضمین شود. ضمناً باید به سابقه گازپروم نیز توجه کرد. گازپروم در مقاطعی در رابطه با توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی اشتیاق از خود نشان داد اما در عمل چندان جدی برخورد نکرد تا جائیکه این شبهه بوجود آمد که شاید بدنبال کارشکنی در توسعه ذخائر گازی رقیب باشد؟! البته احتمال بسیار فراتر و کلیدی تری نیز در مورد تحلیل رفتار روسها قابل طرح است: افزایش نسبی وابستگی جهان به گاز طبیعی بازی قدیمی نفت را دچار تحول نموده و امروز بازی نفت و گاز مطرح است و ما تدریجاً شاهد تحول ژئوپلیتیک انرژی هستیم که در آن گاز نقش بیشتری یافته است. کشور روسیه در ژئوپلیتیک گاز نقش بسیار مهمتری در مقایسه با ژئوپلیتیک نفت دارد چراکه:

اولا - ذخائر گازی روسیه بسیار بزرگتر از ذخائر نفتی آن است و درحالیکه نسبت ذخائر به تولید نفت روسیه تنها ۲۴ سال است نسبت ذخائر به تولید گاز آن حدود ۸۰ سال است و

ثانیا - از آنجائی که هنوز خط لوله در انتقال گاز حرف اول را میزند و وسعت و جغرافیای روسیه به گونه‌ای است که شرق و غرب عالم را به هم متصل می‌کند روسها میتوانند نقش تعیین‌کننده‌ای در هردو منطقه مهم تقاضای گاز یعنی اروپا و هندوچین بصورت توأمان داشته باشند و لذا میخواهند این موقعیت ممتاز را حفظ کنند.

در صورتیکه تحلیل فوق صحیح باشد هماهنگی و هم‌جهتی ایران و روسیه که جمعی حدود نیمی از ذخائر جهانی گاز را در اختیار دارند بسیار تعیین‌کننده، مهم و راهبردی است که در هر تعاملی با روسها باید اهمیت راهبردی و ارزش آن مورد دقت و توجه قرار گیرد. در هر حال از نقطه نظر ایران در اینگونه همکاری‌ها

اتحادیه تبدیل خواهد شد و این می‌تواند موقعیت ممتازی را برای ترکیه پدیدآورد.

در هر حال ترکیه برای رسیدن به اهداف مذکور و بهره‌گیری اقتصادی از زیرساخت‌های که فراهم نموده است بیشترین انگیزه و آماده‌گی برای مذاکره با صاحبان منابع گازی در خاورمیانه و منطقه دریای خزر را دارا می‌باشد.

ایران و بازار گاز اروپا

در این میان ایران با دارا بودن بیش از ۱۷ درصد ذخائر گاز جهان و در شرایطی که امکان صدور گاز از طریق خط لوله به اتحادیه اروپا را داراست، در صورت حل موانع سیاسی می‌تواند یکی از بهترین انتخاب‌های اروپا برای متنوع کردن منابع گاز خود باشد. برای جمهوری اسلامی ایران نیز اگر چنانچه گازی برای صادر کردن وجود داشته باشد بازار اروپا بازار بسیار مناسبتری نسبت به بازارهای هند و پاکستان میتواند باشد. اگر مقایسه‌ای میان بازار اروپا و بازارهای مذکور انجام شود امتیازات زیر را میتوان برشمرد:

۱- هردو کشور هند و پاکستان فاقد استراتژی‌های روشن و برنامه‌های بلند مدت در بخش انرژی خود میباشد و به همین دلیل بازار انرژی این کشورها نیز به هیچ وجه تضمین شده نیست علاوه بر اینکه بازار انرژی و گاز این دو کشور نه تحت کنترل انحصاری دولت قرار دارد و نه بخش خصوصی انرژی در این کشور چندان توسعه یافته است که بتواند بازار را تحت کنترل درآورده و سامان دهد بنابراین ریسک بازار گاز در این دو کشور بسیار بالاست و به فرض به نتیجه رسیدن قرارداد صدور گاز ایران به این دو کشور امکان اینکه دو کشور به تعهدات خود در زمینه برداشت کافی گاز عمل نکنند و در نتیجه بازگشت سرمایه طرح با مشکل روبرو شود بسیار زیاد است. هم‌اکنون نیز اخبار و اطلاعات نشان میدهد که کشور هند برای جذب LNG مطابق قراردادهائی که منعقد نموده است دچار مشکل است.

این در حالی است که در جهت کاملاً معکوس بازار انرژی اروپا کاملاً برنامه‌ریزی شده و مبتنی بر استراتژیهای روشن است و عدول اتحادیه اروپائی‌ها از تعهدات قراردادهائی که منعقد نمایند بسیار دور از ذهن می‌نماید.

۲- مشکل اصلی ایران برای تامین گاز مورد نیاز برای برقراری بالانس عرضه و تقاضای داخلی گاز خود و فراهم نمودن امکان صدور گاز، مشکل سرمایه‌گذاری جهت توسعه ذخائر عظیم زیرزمینی گاز خود می‌باشد. وارد شدن به بازارهای مانند هند و پاکستان بدلیل مسائلی که پیش تر ذکر شد زمینه را برای جذب سرمایه و جلب همکاری شرکتهای بین‌المللی نفت برای توسعه ذخائر گازی کشور فراهم نمی‌کند. اما وارد شدن به بازار اروپا قطعاً چنین زمینه‌ای را تسهیل و تسریع می‌نماید.

۳- حجم روابط تجاری ایران و اروپا بسیار گسترده است به طوری که شاید با حجم تجارت ایران با هند و پاکستان اصلاً قابل مقایسه نباشد. ایران قابل توجهی از اتحادیه اروپائی دارد که با میزان صادرات ایران به این اتحادیه در تناسب نیست و صادرات گاز ایران به این اتحادیه می‌تواند توازن تجاری میان ایران و اتحادیه اروپا را بوجود آورد.

۴- از نظر امنیت ملی نیز شاید قدرت اتحادیه اروپا برای تأثیرگذاری بر معادلات بین‌المللی و خصوصاً بر مسائل کلیدی مربوط به روابط ایران با جامعه بین‌المللی بسیار فراتر از پاکستان

و هندوستان باشد و وابستگی به اتحادیه اروپا به گاز ایران می‌تواند تعاملات مربوط را تسهیل نماید و توانایی ایالات متحده آمریکا برای هم‌جهت کردن اتحادیه اروپا با خود بر علیه ایران را تقلیل دهد. صادرات گاز ایران به اتحادیه اروپا می‌تواند در چارچوب یک همکاری گسترده‌تر انرژی باشد که مسائل هسته‌ای ایران را نیز پوشش داده و به حل آن کمک نماید.

اخیراً دولت روسیه و بزرگترین شرکت دولتی نفت و گاز این کشور یعنی شرکت "گازپروم" اظهار علاقه نموده اند که در زمینه احداث خط لوله صادرات گاز ایران به هند همکاری و مشارکت نمایند. البته برای کشوری مانند ایران که ۱۷ درصد ذخائر گاز جهان را داراست. هر تعاملی در زمینه بازاریابی گاز با شرکتهای مهمی که در این عرصه حضور دارند، یک سرمایه‌گذاری بلند مدت تلقی میشود و مطلوب است اما باید با دقت‌ها و ظرافت‌های لازم همراه باشد. همانگونه که پیش تر نیز اشاره شد بدنبال قطع جریان گاز روسیه به اروپا که در اوج سرمای زمستان گذشته و بدلیل اختلافات تاریخی روسیه و اوکراین و به منظور فشار آوردن به اوکراین توسط روسها اتفاق افتاد و همچنین بدنبال برخی اظهارات نگران‌کننده مقامات روسیه در زمینه تامین آتی گاز اروپا، اتحادیه اروپا مصمم گردیده‌است که مبادی تامین گاز خود را متنوع تر نماید. اراده اروپا بر این متنوع سازی منابع تامین گاز، قدری روسها را نگران کرده است. لذا این احتمال وجود دارد که رقیب روسی یعنی شرکت گازپروم، علاقه مند باشد که از ورود رقیب جدید به بازار اروپا جلوگیری کند و یا اگر هم ایران بخواهد به این بازار وارد شود مستقل نبوده و بلکه از طریق گازپروم باشد تا شرکت مذکور کنترل خود را بر رقیب و بازار هدف حفظ کند و لذا در هرگونه تعامل با گازپروم روسیه در زمینه گاز که البته همانگونه که اشاره شد فی حد ذاته مطلوب است باید دقت زیاد و استراتژی روشن وجود داشته باشد که منافع دوطرف تضمین شود. ضمناً باید به سابقه گازپروم نیز توجه کرد. گازپروم در مقاطعی در رابطه با توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی اشتیاق از خود نشان داد اما در عمل چندان جدی برخورد نکرد تا جائیکه این شبهه بوجود آمد که شاید بدنبال کارشکنی در توسعه ذخائر گازی رقیب باشد؟! البته احتمال بسیار فراتر و کلیدی تری نیز در مورد تحلیل رفتار روسها قابل طرح است: افزایش نسبی وابستگی جهان به گاز طبیعی بازی قدیمی نفت را دچار تحول نموده و امروز بازی نفت و گاز مطرح است و ما تدریجاً شاهد تحول ژئوپلیتیک انرژی هستیم که در آن گاز نقش بیشتری یافته است. کشور روسیه در ژئوپلیتیک گاز نقش بسیار مهمتری در مقایسه با ژئوپلیتیک نفت دارد چراکه:

اولاً - ذخائر گازی روسیه بسیار بزرگتر از ذخائر نفتی آن است و درحالیکه نسبت ذخائر به تولید نفت روسیه تنها ۲۴ سال است نسبت ذخائر به تولید گاز آن حدود ۸۰ سال است و

ثانیاً - از آنجائی که هنوز خط لوله در انتقال گاز حرف اول را می‌زند و وسعت و جغرافیای روسیه به گونه‌ای است که شرق و غرب عالم را به هم متصل می‌کند روسها میتوانند نقش تعیین‌کننده‌ای در هردو منطقه مهم تقاضای گاز یعنی اروپا و هندوچین بصورت توامان داشته باشند و لذا میخواهند این موقعیت ممتاز را حفظ کنند.

در صورتیکه تحلیل فوق صحیح باشد هماهنگی و هم‌جهتی ایران و روسیه که جمعاً حدود نیمی از ذخائر جهانی گاز را در اختیار دارند بسیار تعیین‌کننده، مهم و راهبردی است که در هر تعاملی با روسها باید اهمیت راهبردی و ارزش آن مورد دقت و توجه قرار گیرد. در هر حال از نقطه نظر ایران در اینگونه همکاری‌ها

اتحادیه تبدیل خواهد شد و این می‌تواند موقعیت ممتازی را برای ترکیه پدیدآورد.

در هر حال ترکیه برای رسیدن به اهداف مذکور و بهره‌گیری اقتصادی از زیرساخت‌های که فراهم نموده است بیشترین انگیزه و آمادگی برای مذاکره با صاحبان منابع گازی در خاورمیانه و منطقه دریای خزر را دارا می‌باشد.

ایران و بازار گاز اروپا

در این میان ایران با دارا بودن بیش از ۱۷ درصد ذخائر گاز جهان و در شرایطی که امکان صدور گاز از طریق خط لوله به اتحادیه اروپا را داراست، در صورت حل موانع سیاسی می‌تواند یکی از بهترین انتخاب‌های اروپا برای متنوع کردن منابع گاز خود باشد. برای جمهوری اسلامی ایران نیز اگر چنانچه گازی برای صادر کردن وجود داشته باشد بازار اروپا بازار بسیار مناسبتری نسبت به بازارهای هند و پاکستان میتواند باشد. اگر مقایسه‌ای میان بازار اروپا و بازارهای مذکور انجام شود امتیازات زیر را میتوان برشمرد:

۱- هردو کشور هند و پاکستان فاقد استراتژی‌های روشن و برنامه‌های بلند مدت در بخش انرژی خود میباشد و به همین دلیل بازار انرژی این کشورها نیز به هیچ وجه تضمین شده نیست علاوه بر اینکه بازار انرژی و گاز این دو کشور نه تحت کنترل انحصاری دولت قرار دارد و نه بخش خصوصی انرژی در این کشور چندان توسعه یافته است که بتواند بازار را تحت کنترل درآورده و سامان دهد بنابراین ریسک بازار گاز در این دو کشور بسیار بالاست و به فرض به نتیجه رسیدن قرارداد صدور گاز ایران به این دو کشور امکان اینکه دو کشور به تعهدات خود در زمینه برداشت کافی گاز عمل نکنند و در نتیجه بازگشت سرمایه طرح با مشکل روبرو شود بسیار زیاد است. هم‌اکنون نیز اخبار و اطلاعات نشان میدهد که کشور هند برای جذب LNG مطابق قراردادهائی که منعقد نموده است دچار مشکل است.

این در حالی است که در جهت کاملاً معکوس بازار انرژی اروپا کاملاً برنامه‌ریزی شده و مبتنی بر استراتژیهای روشن است و عدول اتحادیه اروپائی‌ها از تعهدات قراردادهائی که منعقد نمایند بسیار دور از ذهن می‌نماید.

۲- مشکل اصلی ایران برای تامین گاز مورد نیاز برای برقراری بالانس عرضه و تقاضای داخلی گاز خود و فراهم نمودن امکان صدور گاز، مشکل سرمایه‌گذاری جهت توسعه ذخائر عظیم زیرزمینی گاز خود می‌باشد. وارد شدن به بازارهای مانند هند و پاکستان بدلیل مسائلی که پیش تر ذکر شد زمینه را برای جذب سرمایه و جلب همکاری شرکتهای بین‌المللی نفت برای توسعه ذخائر گازی کشور فراهم نمی‌کند. اما وارد شدن به بازار اروپا قطعاً چنین زمینه‌ای را تسهیل و تسریع می‌نماید.

۳- حجم روابط تجاری ایران و اروپا بسیار گسترده است به طوری که شاید با حجم تجارت ایران با هند و پاکستان اصلاً قابل مقایسه نباشد. ایران قابل توجهی از اتحادیه اروپائی دارد که با میزان صادرات ایران به این اتحادیه در تناسب نیست و صادرات گاز ایران به این اتحادیه می‌تواند توازن تجاری میان ایران و اتحادیه اروپا را بوجود آورد.

۴- از نظر امنیت ملی نیز شاید قدرت اتحادیه اروپا برای تأثیرگذاری بر معادلات بین‌المللی و خصوصاً بر مسائل کلیدی مربوط به روابط ایران با جامعه بین‌المللی بسیار فراتر از پاکستان

صد درصد آن به شرکت دولتی نفت ترکیه (TPAO) تعلق دارد و اگذار شود که در اینصورت و در صورتی که استراتژی ورود به بازار گاز اروپا در نظر باشد خرید سهام این شرکت برای نفع بردن از منافع انتقال گاز، میتواند در دستور کار ایران قرار گیرد و یا شرکت ملی صادرات گاز ایران میتواند به مشارکت "نابوکو" یا امثال آن که قبلاً ذکر شد بپیوندد. البته مسیرهای دیگری نیز برای ایران متصور است و همه اینها باید در یک استراتژی روشن ورود به بازار گاز اروپا مورد توجه قرارگیرد.

نباید همه تخم مرغها را در یک سبد قرارداد. برای ورود بلند مدت ایران به بازار گاز اروپا، ترکیه یک از مهم ترین معابر است بنابراین بنظر میرسد برقراری نوعی همکاری و تعامل با شرکت های ذینفع این کشور و بویژه شرکت بوتاش نیز باید همزمان در دستور کار قرار گیرد. ترکیه برای پیوستن به اتحادیه اروپا و ورود به بازار گاز اروپا به تدریج مجبور خواهد بود که استانداردهای اروپائی و شرایط رقابتی را برقرار نموده و خصوصی سازی را گسترش دهد و لذا این احتمال وجود دارد که در آینده سهام شرکتی مانند بوتاش که در حال حاضر

منابع و مأخذ:

1. Catak, E. & Iledare, O.: "Natural Gas Diversification on Europe – Role of Turkey as a Transit Country", IAAE Newsletter fourth quarter 2005
2. Dorian, J. & Franssen, H. & Simbek, D.: "Global Challenges in Energy", IAAE Newsletter first quarter 2005
3. Oostvoorn, F.: "Gas Supply Security In Europe In The Long Term, Some Key Issues", IAAE Newsletter second quarter 2005
4. Hallouche, H.: "Natural Gas in the Mediterranean", IAAE Newsletter fourth quarter 2005
5. Chabreliel, M. F.: "Gas Price Indexation and Strategies, A European Market Perspective", 2nd Asia Gas Buyers Summit, 2-3 February, Mumbai, India.
6. Pala, C.: "Gas to Europe: Turkey is an Energy Corridor from East to West", 2nd international Forum on Strategic investment in South Eastern European Gas and Power. Belgrade. 1—2 July 2004.
7. Jones, P. J. and Lau, A.: "International Gas Strategies: Political, Corporate, and Financial Considerations SPE: paper 26408 presented at 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. 3-6 October, 1993.
8. Statistical Review of World Energy full Report, BP Annual energy Report. 2004.
9. Economides, M. J., Oligney, R. E. and Demarchos, A. S.: "Natural Gas: The Revolution is Corning", SPE, paper 62884 presented at the

SPE, Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, TX. 1-4 October, 2000.

10. Quigley, T.: "Bringing Gas by Pipeline from the Caspian and Gulf to Europe: pre-Requisites For a Commercially Viable Project", presented at the 21st international Conference and exhibition for the LNG LPG and natural gas industries. Bilbao, Spain. 14-17 March 2005.
11. Baran, Z.: "From the Caspian to the Mediterranean: The East-West Energy Corridor is Becoming a Reality", In the National Interest. Washington, DC, 26 February. 2003.
12. <http://www.publications.parliament.uk/pa/Id200304/Idselect/Ideucom/105/105we05.htm>, United Kingdom Parliament official website.
13. Bergasse, E.: "Up-date on IEA Activities in SEE.", Athens Energy Week, Athens. Greece. 2-4 June 2004
14. <http://botas.gov.tr> BOTAS, Turkish National Pipeline Company official website
15. Lindenberg, P.: "The Future Gas Market in Europe Opportunity or Dilemma to the producer", SPE paper 24240 presented at the SPE Finance and Management Conference. London, England. 28-29 April 1992
16. <http://www.eia.doe.gov>, Country Analysis in Briefs, European Union
17. European Union, "Key Facts and Figures about Europe and the European"
18. <http://www.bp.com>, Annual Statistical Review
19. GARY J. SCHMITT, NATURAL GAS: The Next Energy Crisis? On www.issues.org

صد درصد آن به شرکت دولتی نفت ترکیه (TPAO) تعلق دارد و اگذار شود که در اینصورت و در صورتی که استراتژی ورود به بازار گاز اروپا در نظر باشد خرید سهام این شرکت برای نفع بردن از منافع انتقال گاز، میتواند در دستور کار ایران قرار گیرد و یا شرکت ملی صادرات گاز ایران میتواند به مشارکت "نابوکو" یا امثال آن که قبلاً ذکر شد بپیوندد. البته مسیرهای دیگری نیز برای ایران متصور است و همه اینها باید در یک استراتژی روشن ورود به بازار گاز اروپا مورد توجه قرارگیرد.

نباید همه تخم مرغها را در یک سبد قرارداد. برای ورود بلند مدت ایران به بازار گاز اروپا، ترکیه یک از مهم ترین معابر است بنابراین بنظر میرسد برقراری نوعی همکاری و تعامل با شرکت های ذینفع این کشور و بویژه شرکت بوتاش نیز باید همزمان در دستور کار قرار گیرد. ترکیه برای پیوستن به اتحادیه اروپا و ورود به بازار گاز اروپا به تدریج مجبور خواهد بود که استانداردهای اروپائی و شرایط رقابتی را برقرار نموده و خصوصی سازی را گسترش دهد و لذا این احتمال وجود دارد که در آینده سهام شرکتی مانند بوتاش که در حال حاضر

منابع و مأخذ:

1. Catak, E. & Iledare, O.: "Natural Gas Diversification on Europe – Role of Turkey as a Transit Country", IAAE Newsletter fourth quarter 2005
2. Dorian, J. & Franssen, H. & Simbek, D.: "Global Challenges in Energy", IAAE Newsletter first quarter 2005
3. Oostvoorn, F.: "Gas Supply Security In Europe In The Long Term, Some Key Issues", IAAE Newsletter second quarter 2005
4. Hallouche, H.: "Natural Gas in the Mediterranean", IAAE Newsletter fourth quarter 2005
5. Chabrelié, M. F.: "Gas Price Indexation and Strategies, A European Market Perspective", 2nd Asia Gas Buyers Summit, 2-3 February, Mumbai, India.
6. Pala, C.: "Gas to Europe: Turkey is an Energy Corridor from East to West", 2nd international Forum on Strategic investment in South Eastern European Gas and Power. Belgrade. 1—2 July 2004.
7. Jones, P. J. and Lau, A.: "International Gas Strategies: Political, Corporate, and Financial Considerations SPE: paper 26408 presented at 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. 3-6 October, 1993.
8. Statistical Review of World Energy full Report, BP Annual energy Report. 2004.
9. Economides, M. J., Oligney, R. E. and Demarchos, A. S.: "Natural Gas: The Revolution is Corning", SPE, paper 62884 presented at the

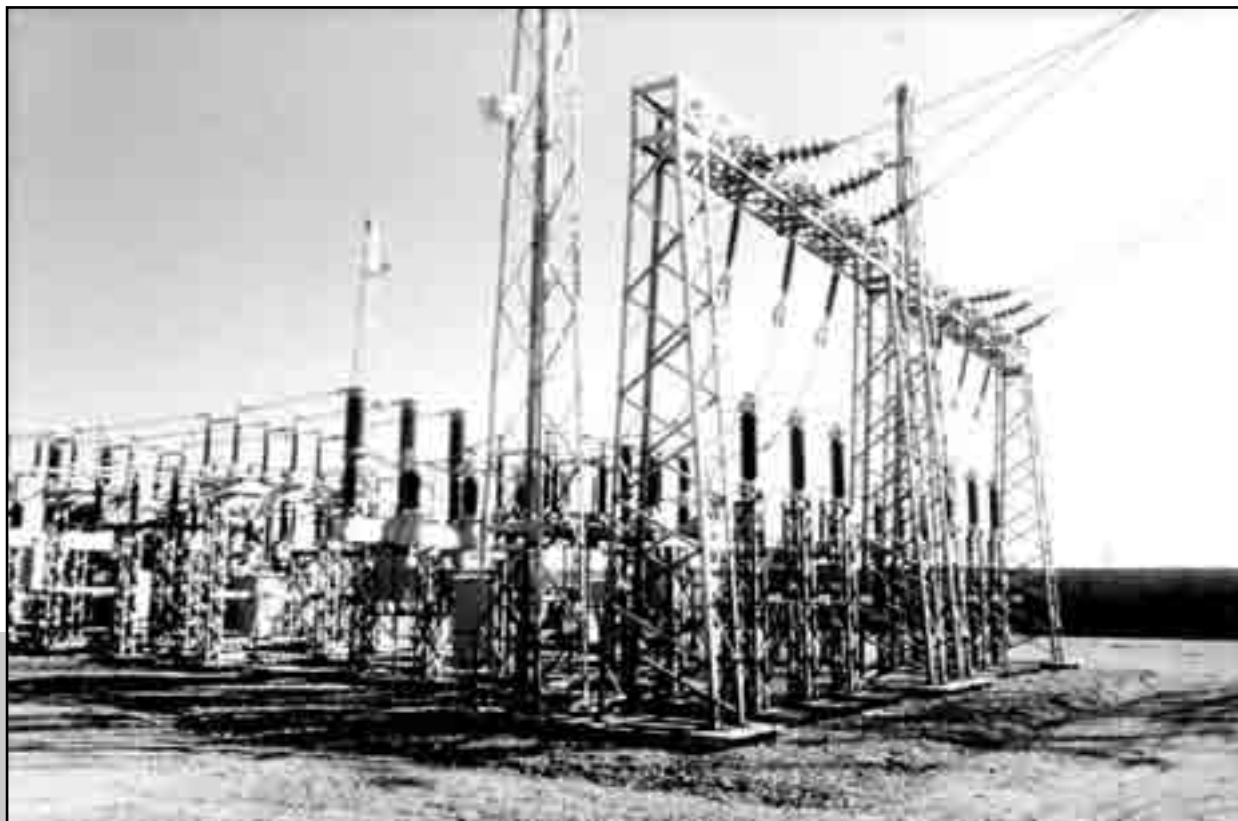
SPE, Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, TX. 1-4 October, 2000.

10. Quigley, T.: "Bringing Gas by Pipeline from the Caspian and Gulf to Europe: pre-Requisites For a Commercially Viable Project", presented at the 21st international Conference and exhibition for the LNG LPG and natural gas industries. Bilbao, Spain. 14-17 March 2005.
11. Baran, Z.: "From the Caspian to the Mediterranean: The East-West Energy Corridor is Becoming a Reality", In the National Interest. Washington, DC, 26 February. 2003.
12. <http://www.publications.parliament.uk/pa/Id200304/Idselect/Ideucom/105/105we05.htm>, United Kingdom Parliament official website.
13. Bergasse, E.: "Up-date on IEA Activities in SEE.", Athens Energy Week, Athens. Greece. 2-4 June 2004
14. <http://botas.gov.tr> BOTAS, Turkish National Pipeline Company official website
15. Lindenberg, P.: "The Future Gas Market in Europe Opportunity or Dilemma to the producer", SPE paper 24240 presented at the SPE Finance and Management Conference. London, England. 28-29 April 1992
16. <http://www.eia.doe.gov>, Country Analysis in Briefs, European Union
17. European Union, "Key Facts and Figures about Europe and the European"
18. <http://www.bp.com>, Annual Statistical Review
19. GARY J. SCHMITT, NATURAL GAS: The Next Energy Crisis? On www.issues.org

ابرسانایی، پایان اتلاف انرژی الکتریکی

حسین حیدری - رضا شریفی

مرکز تحقیقات فشارقوی و مواد مغناطیسی دانشگاه علم و صنعت ایران



چکیده:

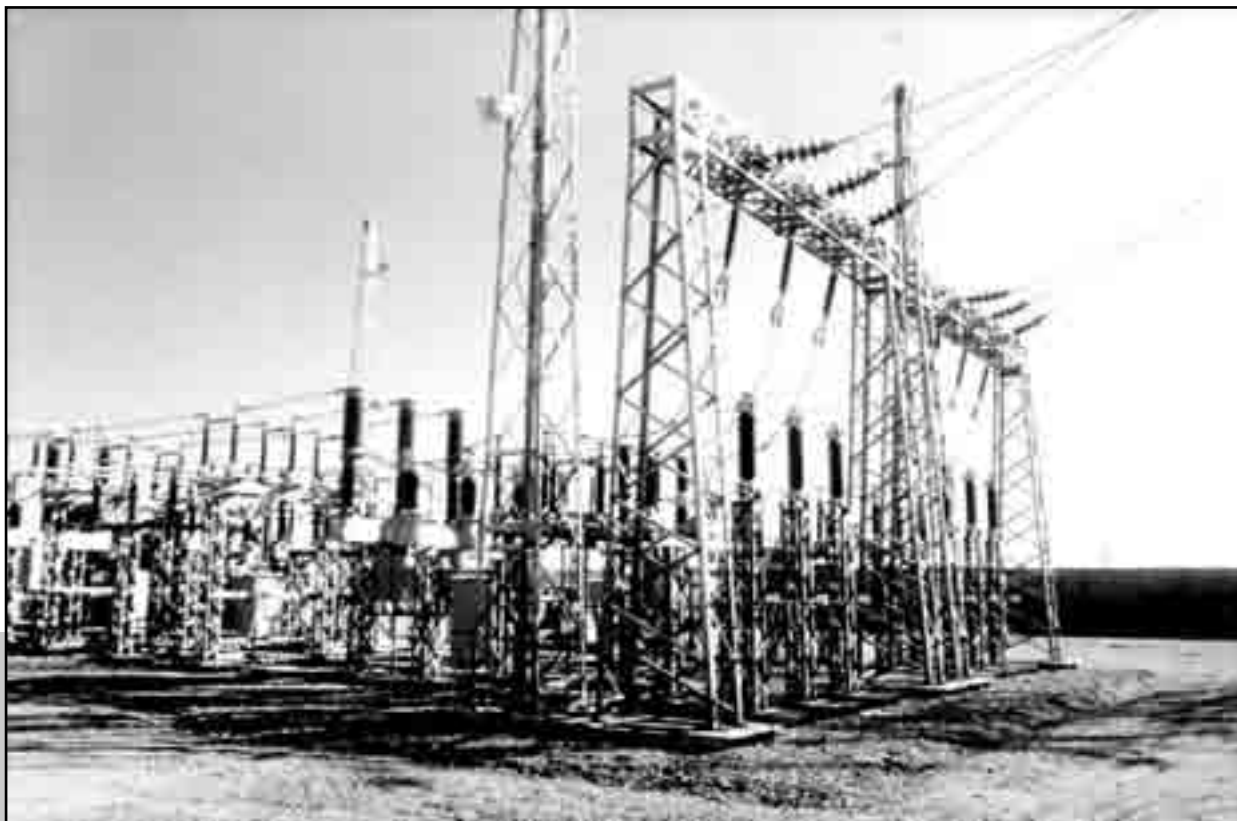
امروزه صرفه‌جویی در مصرف انرژی، یکی از مهم‌ترین نیازهای کشورهای صنعتی است. بودجه‌های زیادی صرف تحقیقات در زمینه کشف راه‌های تازه و موثرتر برای یافتن انرژی‌های ارزان و با ریسک کمتر می‌شود. ابرسانایی به وضعیتی از فلزات، آلیاژها و برخی سرامیکها گفته می‌شود که در دماهای پائین اتفاق می‌افتد. برپایه یکی از خصوصیت‌های ابرسانایی، بارهای الکتریکی می‌توانند بدون تلفات گرمایی از یک رسانا عبور کنند و با توجه به مقاومت تقریباً صفر، ابرساناها در شبکه‌های توزیع و انتقال و همچنین ماشین‌های الکتریکی قابل استفاده هستند. در سالهای اخیر بیش از ده هزار پژوهشگر با صرف هزینه‌های زیاد، تحقیقات خود را روی موضوع ابرسانایی و کاربردهای آن در علوم مختلف متمرکز ساخته‌اند. ابرسانایی با نقشی که می‌تواند در زمینه صرفه‌جویی در تولید و انتقال انرژی الکتریکی بازی کند، در آینده بشر نقشی اساسی خواهد داشت و به همین دلیل برخی قرن ۲۱ را قرن انقلاب ابرسانایی دانسته‌اند که منجر به بروز تحولات بزرگی در عرصه علم و تکنولوژی خواهد شد. البته در کشور ما هنوز فعالیت‌های پژوهشی در حوزه ابرسانایی بسیار محدود و منحصر به فعالیت‌های صرفاً دانشگاهی است که امید است با توسعه کاربردهای جدید سرمایه‌گذاری‌های قابل توجهی در حوزه ابرسانایی کاربردی در زمینه مهندسی برق، مهندسی الکترونیک، مهندسی پزشکی، مهندسی مواد، تکنولوژی هسته‌ای و علوم دیگر صورت پذیرد. در این مقاله شرح مختصری از خصوصیت‌های مواد ابرسانا ارائه می‌شود. سپس با بررسی مهمترین خواص الکتریکی و مغناطیسی ابرساناها، کاربرد مواد ابرسانا در سیستم‌های انرژی الکتریکی مورد بحث قرار گرفته و نتایج حاصل از توسعه ساخت تجهیزات ابرسانا در مصرف انرژی ارائه می‌شود.

واژه‌های کلیدی: مواد ابرسانا، تلفات انرژی الکتریکی، کاربردهای ابرسانایی در مهندسی برق

ابرسانایی، پایان اتلاف انرژی الکتریکی

حسین حیدری - رضا شریفی

مرکز تحقیقات فشارقوی و مواد مغناطیسی دانشگاه علم و صنعت ایران



چکیده:

امروزه صرفه جویی در مصرف انرژی، یکی از مهم ترین نیازهای کشورهای صنعتی است. بودجه های زیادی صرف تحقیقات در زمینه کشف راه های تازه و موثرتر برای یافتن انرژی های ارزان و با ریسک کمتر می شود. ابرسانایی به وضعیتی از فلزات، آلیاژها و برخی سرامیکها گفته می شود که در دماهای پائین اتفاق می افتد. برپایه یکی از خصوصیت های ابرسانایی، بارهای الکتریکی می توانند بدون تلفات گرمایی از یک رسانا عبور کنند و با توجه به مقاومت تقریباً صفر، ابرساناها در شبکه های توزیع و انتقال و همچنین ماشین های الکتریکی قابل استفاده هستند. در سال های اخیر بیش از ده هزار پژوهشگر با صرف هزینه های زیاد، تحقیقات خود را روی موضوع ابرسانایی و کاربردهای آن در علوم مختلف متمرکز ساخته اند. ابرسانایی با نقشی که می تواند در زمینه صرفه جویی در تولید و انتقال انرژی الکتریکی بازی کند، در آینده بشر نقشی اساسی خواهد داشت و به همین دلیل برخی قرن ۲۱ را قرن انقلاب ابرسانایی دانسته اند که منجر به بروز تحولات بزرگی در عرصه علم و تکنولوژی خواهد شد. البته در کشور ما هنوز فعالیتهای پژوهشی در حوزه ابرسانایی بسیار محدود و منحصر به فعالیتهای صرفاً دانشگاهی است که امید است با توسعه کاربردهای جدید سرمایه گذاریهای قابل توجهی در حوزه ابرسانایی کاربردی در زمینه مهندسی برق، مهندسی الکترونیک، مهندسی پزشکی، مهندسی مواد، تکنولوژی هسته ای و علوم دیگر صورت پذیرد. در این مقاله شرح مختصری از خصوصیت های مواد ابرسانا ارائه می شود. سپس با بررسی مهمترین خواص الکتریکی و مغناطیسی ابرساناها، کاربرد مواد ابرسانا در سیستم های انرژی الکتریکی مورد بحث قرار گرفته و نتایج حاصل از توسعه ساخت تجهیزات ابرسانا در مصرف انرژی ارائه می شود.

واژه های کلیدی: مواد ابرسانا، تلفات انرژی الکتریکی، کاربردهای ابرسانایی در مهندسی برق

۱. مقدمه:

حد اکثر دمای بحرانی حدود ۱۲۰ و ۱۶۰ درجه کلوین می‌باشند. به صورت تجربی معلوم شده است اگر ماده ابررسانا به صورت مکانیکی تحت فشار قرار گیرد، دمای بحرانی ابررسانا کمی تغییر می‌کند. تحقیقات صورت گرفته تا سال ۲۰۰۵ منجر به ساخت ابررساناهایی شده است که در فشار بالا و دمای حدود ۱۶۵ درجه کلوین (۱۰۸- درجه سانتیگراد) ابررسانا می‌شوند با توجه به کاربردهای مختلف ابررساناها، بسیاری از تلاشها بر افزایش دمای عملکرد ابررساناها تا دستیابی به دمای اتاق (Room Temperature) متمرکز شده است. بر اساس تحقیقات انجام شده، اخیراً سعید سلطانیان به همراه یک گروه علمی در استرالیا ابررسانایی ساخته‌اند که بالاترین رکورد را در میان ابررسانا دارد. این ابررسانا به شکل سیم یا نواری از جنس دی برید منیزیم (با پوششی از آهن است و امکان انعطاف برای ساخت تجهیزات مختلف الکتریکی را داراست).

۲. خصوصیات مهم ابررساناها

۱. خصوصیات الکتریکی: امروزه صرفه جویی در مصرف انرژی، یکی از مهم‌ترین نیازهای کشورهای صنعتی است. بودجه‌های زیادی صرف تحقیقات در زمینه کشف راه‌های تازه و موثرتر برای یافتن انرژی‌های ارزان و با ریسک کمتر می‌شود. برپایه این پدیده، بارهای الکتریکی می‌توانند بدون تلفات گرمایی از یک رسانا عبور کنند. بنابراین ابررسانایی با نقشی که می‌تواند در زمینه صرفه جویی در تولید و انتقال انرژی الکتریکی بازی کند، در آینده بشر نقشی اساسی خواهد داشت و به همین دلیل در سالهای اخیر بیش از ده هزار پژوهشگر با صرف هزینه‌های زیاد، تحقیقات خود را روی موضوع ابررسانایی و کاربردهای آن در علوم مختلف متمرکز ساخته‌اند. با توجه به مقاومت تقریباً صفر، ابررساناها در شبکه‌های توزیع و انتقال و همچنین ماشینهای الکتریکی قابل استفاده هستند. این خاصیت باعث می‌شود که اگر جریانی در یک ابررسانا ایجاد شود، بدون کاهش قابل توجهی برای مدت طولانی برقرار بماند. همینطور شدت جریان عبوری از ابررسانا نیز به علت فقدان افت اهمی بسیار بالاست. برای مثال آلیاژ نیوبیوم و تیتانیوم که در درجه حرارت ۴/۴ کلوین به حالت ابررسانایی می‌رسد قادر به عبور جریان ۲۰۰۰ آمپر بر میلیمتر مربع در شدت میدان ۵ تسلا است. این چگالی صد بار بیشتر از چگالی جریان در سیمهای مسی معمولی است. البته در صورت افزایش چگالی جریان از حد معینی، ابررسانا در وضعیت مقاومتی قرار می‌گیرد و خصوصیت ابررسانایی را از دست خواهد داد. جریان با چگالی جریانی که ابررسانا می‌تواند از خود عبور دهد و خاصیت ابررسانایی را از دست ندهد به جریان بحرانی یا چگالی جریان بحرانی معروف است.

۲. خصوصیات مغناطیسی: خواص ابررسانایی در مواد، علاوه بر دمای محیط و شدت جریان عبوری، به میدان مغناطیسی هم بستگی دارد. یعنی حتی اگر جسم در دمایی پایین‌تر از حد ابررسانایی باشد، وقتی میدان مغناطیسی از میزان مشخصی بیشتر باشد، خاصیت ابررسانایی از بین خواهد رفت. شدت این میدانها برای آلیاژ نیوبیوم و تیتانیوم (NbTi) به حدود ۱۰ تسلا نیز می‌رسد. شدت میدان مغناطیسی در جهت از بین بردن خاصیت ابررسانایی عمل می‌کند. میدان بحرانی به شدت میدانی اشاره دارد که ابررسانا خاصیت خود را در آن شدت میدان از دست می‌دهد. بعد از کشف ابررساناها، تا چند سال تصور می‌شد رفتار مغناطیسی ابررسانا مانند رساناهای کامل است. اما در سال ۱۹۳۳ مایسنر و او شنفلد دریافتند اگر ماده مورد آزمایش قبل از ابررسانا شدن در میدان مغناطیسی باشد، شار از آن عبور می‌کند ولی وقتی در حضور میدان به دمای بحرانی برسد و ابررسانا گردد دیگر هیچ‌گونه شار مغناطیسی از آن عبور نخواهد کرد و تبدیل به یک دیامغناطیس کامل می‌شود که شدت میدان (B) درون آن صفر خواهد بود.

در سال ۱۹۰۸ هایک کمرلینگ اوزر هلندی در دانشگاه لیدن موفق به تولید هلیوم مایع گردید و با استفاده از آن توانست به درجه حرارت حدود یک درجه کلوین (۲۷۲- درجه سانتیگراد) برسد. یکی از اولین بررسی‌هایی که اوزر با دسترسی به این درجه حرارت پایین انجام داد، مطالعه تغییرات مقاومت الکتریکی فلزات بر حسب درجه حرارت بود. وی که با پلاتینیوم کار می‌کرد متوجه شد که سرد شدن نمونه پلاتینیوم با اندکی کاهش در مقاومت الکتریکی آن همراه است که متناسب با خلوص نمونه متغیر بود. در آن زمان خالص‌ترین فلز قابل دسترس جیوه بود و اوزر در تلاش برای به دست آوردن رفتار فلز خیلی خالص، مقاومت جیوه خالص را در دماهای مختلف اندازه گرفت. اوزر دریافت که اگر جیوه در هلیوم مایع یعنی حدود ۴/۲ درجه کلوین قرار گیرد، مقاومت الکتریکی آن از بین می‌رود. همچنین این گذار ناگهانی به حالت بی‌مقاومتی، فقط مربوط به خواص فلزات نمی‌شد و حتی در جیوه ناخالص نیز اتفاق می‌افتاد. اوزر به این نتیجه رسید که پایین‌تر از ۴ درجه کلوین، جیوه به حالت دیگری از خواص الکتریکی که کاملاً با حالت‌های شناخته شده قبلی متفاوت بود رسیده است. این حالت تازه ابررسانایی (Superconductivity) نام گرفت. البته رساناهایی مانند طلا، نقره و مس نیز هستند که مقاومت ویژه‌شان حتی در دمای صفر درجه کلوین نیز به صفر نمی‌رسد. اوزر سپس یک حلقه سربی را در دمای ۷ درجه کلوین ابررسانا نمود و قوانین فارادی را بر روی آن آزمایش کرد و مشاهده نمود وقتی با تغییر شار در حلقه جریان القا می‌تولید شود، حلقه سربی بر عکس رساناهای دیگر رفتار می‌نماید. یعنی بعد از قطع میدان تا زمانی که در حالت ابررسانایی قرار دارد، جریان الکتریکی را تا مدت بسیار زیادی یعنی حدود ۱۰۲۳ سال حفظ می‌کند. به عبارت دیگر بعد از به وجود آمدن جریان الکتریکی ناشی از میدان مغناطیسی در یک سیم ابررسانا، سیم حتی بدون میدان خارجی یا مولد الکتریکی نیز می‌تواند حامل جریان باشد. یافته اوزر منجر به اعطای جایزه نوبل فیزیک در سال ۱۹۱۳ به وی شد.

حدود ۷۰ سال پیشرفت‌های انجام شده برای افزایش دمای بحرانی به کندی انجام گرفت. از سال ۱۹۱۱ تا سال ۱۹۷۳ یعنی حدود ۶۲ سال دانشمندان تنها توانستند دمای بحرانی را از ۴ درجه به ۲۳/۳ درجه کلوین که کمی بیشتر ۲۰/۳ کلوین یعنی دمای نیدروژن مایع است برسانند اما کار با نیدروژن مایع نیز پرهزینه، مشکل آفرین و خطرساز بود و کاربردهای ابررسانا را محدود می‌ساخت. سرانجام در ۲۷ ژانویه سال ۱۹۸۶ جرج بدنوز و آلکس مولر در یک مؤسسه تحقیقاتی در سوئیس موفق به کشف پدیده ابررسانایی در سرامیکی از نوع اکسید مس و شامل لانتانوم و باریوم شدند. دمای بحرانی نمونه ساخته شده، حدود ۳۵ درجه کلوین بود و آنها نیز به خاطر کشف ابررساناهای دما بالا (HTS) موفق به دریافت جایزه نوبل در سال ۱۹۸۷ شدند. طی مدت زمان کوتاهی پس از کشف ابررسانایی دما بالا، دسترسی به دماهای بحرانی بالاتر به سرعت توسعه یافت. اندکی بعد از کشف اکسید مس حاوی باریوم و لانتانوم، در نتیجه همکاری پاول چو از دانشگاه هوستون و مانگ کنگ وو از دانشگاه آلاباما، عضو جدیدی از خانواده مواد ابررساناهای دما بالا با جایگزینی ایتريوم به جای لانتانوم کشف شد. این ماده سرامیکی (که دمای بحرانی آن به ۹۲ درجه کلوین می‌رسید)، به YBCO معروف شد. با توجه به نقطه جوش نیتروژن که ۷۷ درجه کلوین در فشار یک اتمسفر است، برای سرد شدن این ابررسانا تا دمای بحرانی استفاده از نیتروژن مایع هم امکانپذیر بود که بسیار ارزان‌تر و بی‌خطرتر از نیدروژن و هلیوم مایع بود. بنابراین فقط در طی یک سال از کشف اصلی، دمای انتقال به حالت ابررسانایی افزایش سه برابر داشت و واضح بود که انقلاب ابررساناها شروع شده است.

در طول شش سال بعد، چند خانواده دیگر از ابررساناها کشف شدند که شامل ترکیبات شامل تولیوم (Tl) و جیوه (Hg) بوده و به ترتیب دارای

۱. مقدمه:

حد اکثر دمای بحرانی حدود ۱۲۰ و ۱۶۰ درجه کلوین می‌باشند. به صورت تجربی معلوم شده است اگر ماده ابررسانا به صورت مکانیکی تحت فشار قرار گیرد، دمای بحرانی ابررسانا کمی تغییر می‌کند. تحقیقات صورت گرفته تا سال ۲۰۰۵ منجر به ساخت ابررساناهایی شده است که در فشار بالا و دمای حدود ۱۶۵ درجه کلوین (۱۰۸- درجه سانتیگراد) ابررسانا می‌شوند با توجه به کاربردهای مختلف ابررساناها، بسیاری از تلاشها بر افزایش دمای عملکرد ابررساناها تا دستیابی به دمای اتاق (Room Temperature) متمرکز شده است. بر اساس تحقیقات انجام شده، اخیراً سعید سلطانیان به همراه یک گروه علمی در استرالیا ابررسانایی ساخته‌اند که بالاترین رکورد را در میان ابررسانا دارد. این ابررسانا به شکل سیم یا نواری از جنس دی برید منیزیم (با پوششی از آهن است و امکان انعطاف برای ساخت تجهیزات مختلف الکتریکی را داراست).

۲. خصوصیات مهم ابررساناها

۱. خصوصیات الکتریکی: امروزه صرفه جویی در مصرف انرژی، یکی از مهم‌ترین نیازهای کشورهای صنعتی است. بودجه‌های زیادی صرف تحقیقات در زمینه کشف راه‌های تازه و موثرتر برای یافتن انرژی‌های ارزان و با ریسک کمتر می‌شود. برپایه این پدیده، بارهای الکتریکی می‌توانند بدون تلفات گرمایی از یک رسانا عبور کنند. بنابراین ابررسانایی با نقشی که می‌تواند در زمینه صرفه جویی در تولید و انتقال انرژی الکتریکی بازی کند، در آینده بشر نقشی اساسی خواهد داشت و به همین دلیل در سالهای اخیر بیش از ده هزار پژوهشگر با صرف هزینه‌های زیاد، تحقیقات خود را روی موضوع ابررسانایی و کاربردهای آن در علوم مختلف متمرکز ساخته‌اند. با توجه به مقاومت تقریباً صفر، ابررساناها در شبکه‌های توزیع و انتقال و همچنین ماشینهای الکتریکی قابل استفاده هستند. این خاصیت باعث می‌شود که اگر جریانی در یک ابررسانا ایجاد شود، بدون کاهش قابل توجهی برای مدت طولانی برقرار بماند. همینطور شدت جریان عبوری از ابررسانا نیز به علت فقدان افت اهمی بسیار بالاست. برای مثال آلیاژ نیوبیوم و تیتانیوم که در درجه حرارت ۴/۴ کلوین به حالت ابررسانایی می‌رسد قادر به عبور جریان ۲۰۰۰ آمپر بر میلیمتر مربع در شدت میدان ۵ تسلا است. این چگالی صد بار بیشتر از چگالی جریان در سیمهای مسی معمولی است. البته در صورت افزایش چگالی جریان از حد معینی، ابررسانا در وضعیت مقاومتی قرار می‌گیرد و خصوصیت ابررسانایی را از دست خواهد داد. جریان با چگالی جریانی که ابررسانا می‌تواند از خود عبور دهد و خاصیت ابررسانایی را از دست ندهد به جریان بحرانی یا چگالی جریان بحرانی معروف است.

۲. خصوصیات مغناطیسی: خواص ابررسانایی در مواد، علاوه بر دمای محیط و شدت جریان عبوری، به میدان مغناطیسی هم بستگی دارد. یعنی حتی اگر جسم در دمایی پایین‌تر از حد ابررسانایی باشد، وقتی میدان مغناطیسی از میزان مشخصی بیشتر باشد، خاصیت ابررسانایی از بین خواهد رفت. شدت این میدانها برای آلیاژ نیوبیوم و تیتانیوم (NbTi) به حدود ۱۰ تسلا نیز می‌رسد. شدت میدان مغناطیسی در جهت از بین بردن خاصیت ابررسانایی عمل می‌کند. میدان بحرانی به شدت میدانی اشاره دارد که ابررسانا خاصیت خود را در آن شدت میدان از دست می‌دهد. بعد از کشف ابررساناها، تا چند سال تصور می‌شد رفتار مغناطیسی ابررسانا مانند رساناهای کامل است. اما در سال ۱۹۳۳ مایسنر و او شنفلد دریافتند اگر ماده مورد آزمایش قبل از ابررسانا شدن در میدان مغناطیسی باشد، شار از آن عبور می‌کند ولی وقتی در حضور میدان به دمای بحرانی برسد و ابررسانا گردد دیگر هیچ‌گونه شار مغناطیسی از آن عبور نخواهد کرد و تبدیل به یک دیامغناطیس کامل می‌شود که شدت میدان (B) درون آن صفر خواهد بود.

در سال ۱۹۰۸ هایک کمرلینگ اوزر هلندی در دانشگاه لیدن موفق به تولید هلیوم مایع گردید و با استفاده از آن توانست به درجه حرارت حدود یک درجه کلوین (۲۷۲- درجه سانتیگراد) برسد. یکی از اولین بررسی‌هایی که اوزر با دسترسی به این درجه حرارت پایین انجام داد، مطالعه تغییرات مقاومت الکتریکی فلزات بر حسب درجه حرارت بود. وی که با پلاتینیوم کار می‌کرد متوجه شد که سرد شدن نمونه پلاتینیوم با اندکی کاهش در مقاومت الکتریکی آن همراه است که متناسب با خلوص نمونه متغیر بود. در آن زمان خالص‌ترین فلز قابل دسترس جیوه بود و اوزر در تلاش برای به دست آوردن رفتار فلز خیلی خالص، مقاومت جیوه خالص را در دماهای مختلف اندازه گرفت. اوزر دریافت که اگر جیوه در هلیوم مایع یعنی حدود ۴/۲ درجه کلوین قرار گیرد، مقاومت الکتریکی آن از بین می‌رود. همچنین این گذار ناگهانی به حالت بی‌مقاومتی، فقط مربوط به خواص فلزات نمی‌شد و حتی در جیوه ناخالص نیز اتفاق می‌افتاد. اوزر به این نتیجه رسید که پایین‌تر از ۴ درجه کلوین، جیوه به حالت دیگری از خواص الکتریکی که کاملاً با حالت‌های شناخته شده قبلی متفاوت بود رسیده است. این حالت تازه ابررسانایی (Superconductivity) نام گرفت. البته رساناهایی مانند طلا، نقره و مس نیز هستند که مقاومت ویژه‌شان حتی در دمای صفر درجه کلوین نیز به صفر نمی‌رسد. اوزر سپس یک حلقه سربی را در دمای ۷ درجه کلوین ابررسانا نمود و قوانین فارادی را بر روی آن آزمایش کرد و مشاهده نمود وقتی با تغییر شار در حلقه جریان القا می‌تولید شود، حلقه سربی بر عکس رساناهای دیگر رفتار می‌نماید. یعنی بعد از قطع میدان تا زمانی که در حالت ابررسانایی قرار دارد، جریان الکتریکی را تا مدت بسیار زیادی یعنی حدود ۱۰۲۳ سال حفظ می‌کند. به عبارت دیگر بعد از به وجود آمدن جریان الکتریکی ناشی از میدان مغناطیسی در یک سیم ابررسانا، سیم حتی بدون میدان خارجی یا مولد الکتریکی نیز می‌تواند حامل جریان باشد. یافته اوزر منجر به اعطای جایزه نوبل فیزیک در سال ۱۹۱۳ به وی شد.

حدود ۷۰ سال پیشرفت‌های انجام شده برای افزایش دمای بحرانی به کندی انجام گرفت. از سال ۱۹۱۱ تا سال ۱۹۷۳ یعنی حدود ۶۲ سال دانشمندان تنها توانستند دمای بحرانی را از ۴ درجه به ۲۳/۳ درجه کلوین که کمی بیشتر ۲۰/۳ کلوین یعنی دمای نیدروژن مایع است برسانند اما کار با نیدروژن مایع نیز پرهزینه، مشکل آفرین و خطرساز بود و کاربردهای ابررسانا را محدود می‌ساخت. سرانجام در ۲۷ ژانویه سال ۱۹۸۶ جرج بدنوز و آلکس مولر در یک مؤسسه تحقیقاتی در سوئیس موفق به کشف پدیده ابررسانایی در سرامیکی از نوع اکسید مس و شامل لانتانوم و باریوم شدند. دمای بحرانی نمونه ساخته شده، حدود ۳۵ درجه کلوین بود و آنها نیز به خاطر کشف ابررساناهای دما بالا (HTS) موفق به دریافت جایزه نوبل در سال ۱۹۸۷ شدند. طی مدت زمان کوتاهی پس از کشف ابررسانایی دما بالا، دسترسی به دماهای بحرانی بالاتر به سرعت توسعه یافت. اندکی بعد از کشف اکسید مس حاوی باریوم و لانتانوم، در نتیجه همکاری پاول چو از دانشگاه هوستون و مانگ کنگ وو از دانشگاه آلاباما، عضو جدیدی از خانواده مواد ابررساناهای دما بالا با جایگزینی ایتريوم به جای لانتانوم کشف شد. این ماده سرامیکی (که دمای بحرانی آن به ۹۲ درجه کلوین می‌رسید)، به YBCO معروف شد. با توجه به نقطه جوش نیتروژن که ۷۷ درجه کلوین در فشار یک اتمسفر است، برای سرد شدن این ابررسانا تا دمای بحرانی استفاده از نیتروژن مایع هم امکانپذیر بود که بسیار ارزان‌تر و بی‌خطرتر از نیدروژن و هلیوم مایع بود. بنابراین فقط در طی یک سال از کشف اصلی، دمای انتقال به حالت ابررسانایی افزایش سه برابر داشت و واضح بود که انقلاب ابررساناها شروع شده است.

در طول شش سال بعد، چند خانواده دیگر از ابررساناها کشف شدند که شامل ترکیبات شامل تولیوم (Tl) و جیوه (Hg) بوده و به ترتیب دارای

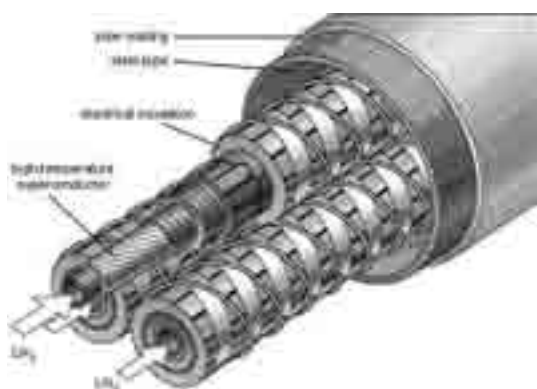
کرده‌اند که قبلاً در هیچ نظریه‌ای پیش‌بینی نشده بود. محققان فرانسوی بلوری ساخته بودند که در دمای 0.04°C درجه کلین ابرسانا می‌شد و وقتی شدت میدان مغناطیسی به بیشتر از ۲ تسلا می‌رسید، این خاصیت از بین می‌رفت. یکی از پژوهشگران این گروه، از روی کنجکاری، شدت میدان مغناطیسی را باز هم بیشتر کرد. وقتی شدت میدان به 12°C تسلا رسید، بلور دوباره ابرسانا شد. وقتی میدان باز هم بالاتر رفت، این خاصیت دوباره از بین رفت. این گزارش توجه بسیاری از فیزیکدانان حالت جامد را برانگیخته است چرا که هیچ توضیح خاصی برای این پدیده وجود ندارد. با توجه به موارد گفته شده، به نظر می‌رسد که میدان مغناطیسی متغیر باعث ایجاد رفتارهای جالب پیش‌بینی نشده در ابرساناها می‌شود. البته باید توجه داشت که ابرسانایی یک خاصیت کاملاً کوانتومی است و به سادگی نمی‌توان وضعیت پیش آمده در این آزمایش را توصیف کرد.

۴. کاربردهای مختلف ابرساناها

با توجه به خصوصیت‌های الکتریکی و مغناطیسی ابرساناها، تجهیزات مختلفی ساخته شده و پروژه‌های متعدد تحقیقاتی نیز برای توسعه کاربرد آنها در زمینه‌های گوناگون در دست انجام است. در این بخش به مهم‌ترین کاربردهای ابرسانا پرداخته می‌شود.

۱. سیم‌ها و کابل‌های ابرسانا: کشف متحول‌کننده ابرساناها دما بالا

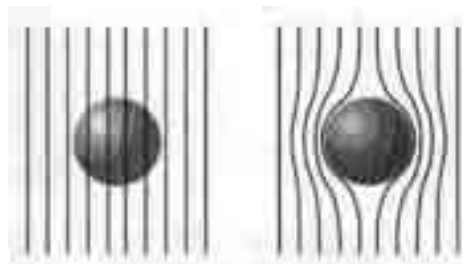
در سال ۱۹۸۶ منجر به تحول و تولید نوع جدیدی از کابل‌ها در سیستم‌های قدرت شد. نخستین کابل ابرسانا به طول یک متر در سال ۱۹۹۲ ساخته شد. در سال ۲۰۰۰ از یک قطعه ۱۲۰ متری کابل ابرسانا برای انتقال توان در میشیگان استفاده شد. امروزه در ایالات متحده، اروپا و ژاپن رقابتی بر روی تجارت تولید آینده کابل‌های ابرسانایی وجود دارد. قابلیت هدایت جریان برق در کابل‌های HTS بالغ بر ۱۰۰ بار بیشتر از هادی‌های آلومینیومی و مسی متداول می‌باشد و بنابراین ائتلاف انرژی در اثر مقاومت که در حدود ۸ تا ۱۰ درصد کل انرژی تولیدی است، تقریباً به صفر می‌رسد. اندازه، وزن و مقاومت این نوع کابل‌ها از کابل‌های معمولی بهتر بوده و امروزه تولیدکنندگان تجهیزات الکتریکی در سراسر دنیا سعی دارند با استفاده از تکنولوژی HTS باعث کاهش هزینه‌ها و افزایش ظرفیت و قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت شوند.



شکل ۳. کابل‌های ابرسانا

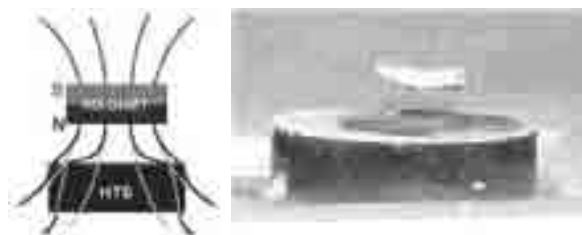
۲. ترانسفورماتورهای ابرسانا: تلفات ترانسفورماتورها شامل دو

بخش تلفات مسی در سیم‌پیچ‌ها و تلفات آهنی در هسته است. استفاده از مواد ابرسانا در سیم‌بندی ترانسفورماتورها باعث حذف تلفات مسی و ۵۰٪ کاهش در تلفات کل، وزن و ابعاد ترانسفورماتور نسبت به انواع متداول ترانسفورماتورهای روغنی شده و به علاوه تأثیر قابل توجهی نیز در افزایش بازده، کاهش افت ولتاژ و افزایش ظرفیت اضافه بار ترانسفورماتور دارد. استفاده از ترانسفورماتورهای ابرسانا با توجه به حجم کم و عدم استفاده



شکل ۱. اثر مایسنر و تفاوت میدان‌های مغناطیسی برای ماده ابرسانا در $T < T_c$ (راست) و $T > T_c$ (چپ)

در اثر پدیده مایسنر اگر یک آهنربا روی ماده ابرسانا قرار گیرد، روی آن شناور می‌ماند. در شکل شماره ۲ یک آهنربای استوانه‌ای روی یک قطعه ابرسانا که توسط نیتروژن خنک شده شناور است. علت شناور ماندن، اثر مایسنر است که براساس آن خطوط میدان مغناطیسی امکان عبور از ابرسانا را نیافته و چنانکه مشاهده می‌شود، ابرسانا قرص مغناطیسی را شناور نگه می‌دارد.



شکل ۲. شناوری مغناطیسی در اثر پدیده مایسنر

۳. علت پدیده ابرسانایی

با وجود این که پدیده ابرسانایی در دهه اول قرن بیستم کشف شد، هنوز هم تحقیقات زیادی هم از لحاظ نظری، برای یافتن نظریه جامعی که همه جنبه‌های ابرسانایی را در بر داشته باشد و هم از لحاظ تجربی برای یافتن موادی که در دماهای بالاتر خاصیت ابرسانایی داشته باشند، ادامه دارد. تاکنون هیچ نظریه فیزیکی جامعی نتوانسته است به بیان دقیق علت خاصیت ابرسانایی سرمایه‌کها بپردازد. اما در مورد ابرساناهای معمولی، در دهه ۱۹۵۰ سه فیزیکدان آمریکایی به نام‌های جان باردین، لئون نیل کوپر و جان رابرت شریفر نظریه‌ای دادند که با نام آنها به نظریه BCS معروف شد. براساس این نظریه در ابرساناهای معمولی، الکترونی‌هایی که در رسانایی جریان نقش دارند، جفت‌هایی تشکیل می‌دهند و متقابلاً با عواملی که باعث مقاومت الکتریکی می‌شوند، مقابله می‌کنند. ابداع تئوری BCS نیز برای سه دانشمند آمریکایی جایزه نوبل ۱۹۷۲ را به ارمغان آورد. در سال ۱۹۶۲ جوزفسون انگلیسی در ۲۲ سالگی آزمایشاتی روی جفت الکترونی‌های کوپر انجام داد که منجر به مشاهده و اعلام پدیده‌ای شد که خاصیت تونل‌زنی یا اثر جوزفسون نام گرفت. بر اساس اثر جوزفسون، در صورتیکه دو قطعه ابرسانا توسط یک عایق بسیار نازک (حدود یک نانومتر) به یکدیگر متصل شوند، جفت الکترونی‌های کوپر می‌توانند از عایق عبور نمایند. مقدار جریان الکتریکی ایجاد شده به ولتاژ اتصال و میدان مغناطیسی وابسته است. ارائه تئوری مزبور برای جوزفسون و دو دانشمند دیگر یعنی لئو ایزاکی و ایوار گیاور که فعالیت‌های مشابهی در بررسی پدیده تونل زنی داشتند جایزه نوبل ۱۹۷۳ را به ارمغان آورد.

در سال ۲۰۰۳ آلکسی آبریکوزوف و ویتالی گینزبورگ به خاطر بسط تئوری ابرسانایی همراه با آنتونی لگت برنده جایزه نوبل فیزیک شدند. به تازگی هم پژوهشگران فرانسوی خاصیت جدیدی را در ابرساناها پیدا

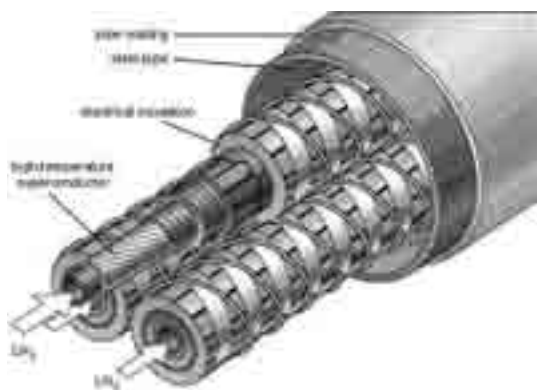
کرده‌اند که قبلاً در هیچ نظریه‌ای پیش‌بینی نشده بود. محققان فرانسوی بلوری ساخته بودند که در دمای $0/04$ درجه کلوین ابررسانا می‌شد و وقتی شدت میدان مغناطیسی به بیشتر از ۲ تسلا می‌رسید، این خاصیت از بین می‌رفت. یکی از پژوهشگران این گروه، از روی کنجکاری، شدت میدان مغناطیسی را باز هم بیشتر کرد. وقتی شدت میدان به ۱۲ تسلا رسید، بلور دوباره ابررسانا شد. وقتی میدان باز هم بالاتر رفت، این خاصیت دوباره از بین رفت. این گزارش توجه بسیاری از فیزیکدانان حالت جامد را برانگیخته است چرا که هیچ توضیح خاصی برای این پدیده وجود ندارد. با توجه به موارد گفته شده، به نظر می‌رسد که میدان مغناطیسی متغیر باعث ایجاد رفتارهای جالب پیش‌بینی نشده در ابررساناها می‌شود. البته باید توجه داشت که ابررسانایی یک خاصیت کاملاً کوانتومی است و به سادگی نمی‌توان وضعیت پیش آمده در این آزمایش را توصیف کرد.

۴. کاربردهای مختلف ابررساناها

با توجه به خصوصیت‌های الکتریکی و مغناطیسی ابررساناها، تجهیزات مختلفی ساخته شده و پروژه‌های متعدد تحقیقاتی نیز برای توسعه کاربرد آنها در زمینه‌های گوناگون در دست انجام است. در این بخش به مهم‌ترین کاربردهای ابررسانا پرداخته می‌شود.

۱. سیم‌ها و کابل‌های ابررسانا: کشف متحول‌کننده ابررساناهای دما بالا

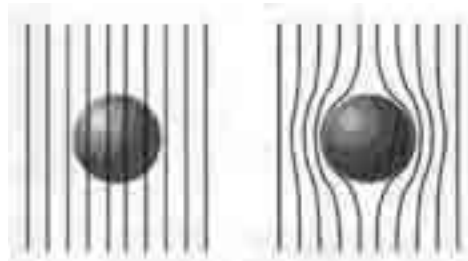
در سال ۱۹۸۶ منجر به تحول و تولید نوع جدیدی از کابل‌ها در سیستم‌های قدرت شد. نخستین کابل ابررسانا به طول یک متر در سال ۱۹۹۲ ساخته شد. در سال ۲۰۰۰ از یک قطعه ۱۲۰ متری کابل ابررسانا برای انتقال توان در میشیگان استفاده شد. امروزه در ایالات متحده، اروپا و ژاپن رقابتی سختی بر روی تجارت تولید آینده کابل‌های ابررسانایی وجود دارد. قابلیت هدایت جریان برق در کابل‌های HTS بالغ بر ۱۰۰ بار بیشتر از هادی‌های آلومینیومی و مسی متداول می‌باشد و بنابراین ائتلاف انرژی در اثر مقاومت که در حدود ۸ تا ۱۰ درصد کل انرژی تولیدی است، تقریباً به صفر می‌رسد. اندازه، وزن و مقاومت این نوع کابل‌ها از کابل‌های معمولی بهتر بوده و امروزه تولیدکنندگان تجهیزات الکتریکی در سراسر دنیا سعی دارند با استفاده از تکنولوژی HTS باعث کاهش هزینه‌ها و افزایش ظرفیت و قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت شوند.



شکل ۳. کابل‌های ابررسانا

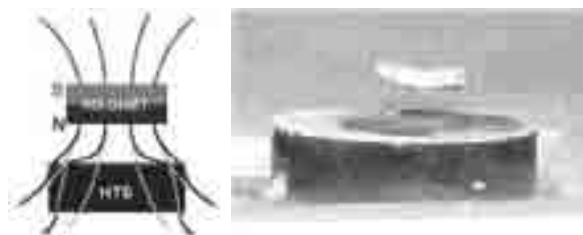
۲. ترانسفورماتورهای ابررسانا: تلفات ترانسفورماتورها شامل دو

بخش تلفات مسی در سیم‌پیچ‌ها و تلفات آهنی در هسته است. استفاده از مواد ابررسانا در سیم‌بندی ترانسفورماتورها باعث حذف تلفات مسی و ۵۰٪ کاهش در تلفات کل، وزن و ابعاد ترانسفورماتور نسبت به انواع متداول ترانسفورماتورهای روغنی شده و به علاوه تأثیر قابل توجهی نیز در افزایش بازده، کاهش افت ولتاژ و افزایش ظرفیت اضافه بار ترانسفورماتور دارد. استفاده از ترانسفورماتورهای ابررسانا با توجه به حجم کم و عدم استفاده



شکل ۱. اثر مایسنر و تفاوت میدان‌های مغناطیسی برای ماده ابررسانا در $T < T_c$ (راست) و $T > T_c$ (چپ)

در اثر پدیده مایسنر اگر یک آهنربا روی ماده ابررسانا قرار گیرد، روی آن شناور می‌ماند. در شکل شماره ۲ یک آهنربای استوانه‌ای روی یک قطعه ابررسانا که توسط نیتروژن خنک شده شناور است. علت شناور ماندن، اثر مایسنر است که براساس آن خطوط میدان مغناطیسی امکان عبور از ابررسانا را نیافته و چنانکه مشاهده می‌شود، ابررسانا قرص مغناطیسی را شناور نگه می‌دارد.



شکل ۲. شناوری مغناطیسی در اثر پدیده مایسنر

۳. علت پدیده ابررسانایی

با وجود این که پدیده ابررسانایی در دهه اول قرن بیستم کشف شد، هنوز هم تحقیقات زیادی هم از لحاظ نظری، برای یافتن نظریه جامعی که همه جنبه‌های ابررسانایی را در بر داشته باشد و هم از لحاظ تجربی برای یافتن موادی که در دماهای بالاتر خاصیت ابررسانایی داشته باشند، ادامه دارد. تاکنون هیچ نظریه فیزیکی جامعی نتوانسته است به بیان دقیق علت خاصیت ابررسانایی سرمایه‌کها بپردازد. اما در مورد ابررساناهای معمولی، در دهه ۱۹۵۰ سه فیزیکدان آمریکایی به نام‌های جان باردین، لئون نیل کوپر و جان رابرت شریفر نظریه‌ای دادند که با نام آنها به نظریه BCS معروف شد. براساس این نظریه در ابررساناهای معمولی، الکترونی‌هایی که در رسانایی جریان نقش دارند، جفت‌هایی تشکیل می‌دهند و متقابلاً با عواملی که باعث مقاومت الکتریکی می‌شوند، مقابله می‌کنند. ابداع تئوری BCS نیز برای سه دانشمند آمریکایی جایزه نوبل ۱۹۷۲ را به ارمغان آورد. در سال ۱۹۶۲ جوزفسون انگلیسی در ۲۲ سالگی آزمایشاتی روی جفت الکترونی‌های کوپر انجام داد که منجر به مشاهده و اعلام پدیده‌ای شد که خاصیت تونل‌زنی یا اثر جوزفسون نام گرفت. بر اساس اثر جوزفسون، در صورتیکه دو قطعه ابررسانا توسط یک عایق بسیار نازک (حدود یک نانومتر) به یکدیگر متصل شوند، جفت الکترونی‌های کوپر می‌توانند از عایق عبور نمایند. مقدار جریان الکتریکی ایجاد شده به ولتاژ اتصال و میدان مغناطیسی وابسته است. ارائه تئوری مزبور برای جوزفسون و دو دانشمند دیگر یعنی لئو ایزاکی و ایوار گیاور که فعالیت‌های مشابهی در بررسی پدیده تونل‌زنی داشتند جایزه نوبل ۱۹۷۳ را به ارمغان آورد.

در سال ۲۰۰۳ آلکسی آبریکوزوف و ویتالی گینزبورگ به خاطر بسط تئوری ابررسانایی همراه با آنتونی لگت برنده جایزه نوبل فیزیک شدند. به تازگی هم پژوهشگران فرانسوی خاصیت جدیدی را در ابررساناها پیدا

انرژی مغناطیسی وسیله‌ای است که برای ذخیره کردن انرژی، بهبود پایداری سیستم قدرت و کم کردن نوسانات قابل استفاده است. این انرژی توسط میدان مغناطیسی که توسط جریان مستقیم ایجاد می‌شود ذخیره می‌شود. ویژگی ابررسانایی سیم پیچ نیز موجب می‌شود که راندمان رفت و برگشت فرایند ذخیره انرژی بسیار بالا و در حدود ۹۵٪ باشد. معمولاً واحدهای ابررسانایی ذخیره انرژی را در دو مقیاس ظرفیت بالا یعنی حدود ۱۸۰۰ مگا ژول برای تراز منحنی مصرف، و ظرفیت پایین (چندین مگا ژول) به منظور افزایش میرایی نوسانات و بهبود پایداری سیستم می‌سازند. مهم ترین قابلیت SMES جداسازی و استقلال تولید از مصرف است که این امر مزایای متعددی از قبیل بهره برداری اقتصادی، بهبود عملکرد دینامیکی و کاهش آلودگی را به دنبال دارد.



شکل ۶. تصویر یک ذخیره‌ساز ابررسانایی ۲ مگاژول

۵. محدودسازهای جریان خطا (FCL): علاوه بر موارد گفته شده، محدودسازهای ابررسانایی جریان خطا نیز رده تازه‌ای از وسایل حفاظتی سیستم قدرت را ارائه می‌کنند که قادرند شبکه را از اضافه جریانه‌های خطرناکی که باعث قطعی بر هزینه برق و خسارت به قطعات حساس سیستم می‌شوند حفاظت نمایند. با رشد و گسترش شبکه‌های برق، به قدرت اتصال کوتاه شبکه نیز افزوده می‌شود. تولید جریانه‌های خطای بزرگتر، ازدیاد گرمای حاصله ناشی از عبور جریان القایی زیاد در ژنراتورها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات و همچنین کاهش قابلیت اطمینان شبکه را در پی دارد. اما اگر به روشی بتوان پس از آشکارسازی خطا، جریان را محدود نمود، از نظر فنی و اقتصادی صرفه‌جویی قابل توجهی صورت می‌گیرد. محدودکننده‌های جریان اتصال کوتاه در حالت عادی، مقاومت کمی در برابر عبور جریان از خود نشان می‌دهند ولی پس از وقوع اتصال کوتاه و در لحظات اولیه شروع جریان، مقاومت آنها یکباره بزرگ شده و از بالا رفتن جریان اتصال کوتاه جلوگیری می‌کنند. محدودکننده‌های ابررسانا در شرایط بهره‌برداری عادی سیستم یک سیم‌پیچ با خاصیت ابررسانایی بوده ولی به محض وقوع اتصال کوتاه و افزایش جریان از یک حد معینی (جریان بحرانی) سیم‌پیچ مربوط مقاومت بالایی از خود نشان می‌دهد و به همین دلیل جریان خطا کاهش می‌یابد. عمل فوق در زمان کوتاهی انجام می‌پذیرد و نیاز به سیستم کشف خطا نمی‌باشد. برآورد اولیه بخش ابررسانایی مؤسسه تحقیقات قدرت الکتریکی (EPRI) نشان می‌دهد که استفاده از محدودسازهای ابررسانایی جریان یک بازار فروش با درآمد حدود ۳ تا ۷ میلیارد دلار در ۱۵ سال آینده به وجود خواهد آورد.

از روغن برای خنک‌سازی، نقش قابل ملاحظه‌ای در بهبود فضای شهری و کاهش هزینه‌های زیست محیطی خواهد داشت. از سال ۱۹۹۹ و با تولید یک ترانسفورماتور یک مگاوات آمپر که به ساخت نمونه ۵ مگاوات آمپر ۲۶/۴ به ۴/۲ کیلوولتی منجر شد، توجه بیشتری به ساخت ترانسفورماتورهای ابررسانا شده و امروزه مؤسسات زیادی در زمینه ساخت ترانسفورماتورهای ابررسانا فعال هستند.



شکل ۴. ترانسفورماتور ابررسانا

۳. موتورهای ژنراتورهای ابررسانا: در صورت استفاده از سیم‌های ابررسانا به جای سیم‌های مسی در روتور ماشینهای القایی، تلفات، حجم، وزن و قیمت آنها کاهش قابل ملاحظه‌ای خواهد داشت و با افزایش بازده، صرفه‌جویی قابل توجهی در انرژی الکتریکی صورت می‌گیرد. کوئل ژنراتورهای سنکرون نیز با مواد ابررسانای سرمایی قابل ساخت می‌باشد که منجر به افزایش قابل توجهی در بازده ژنراتور خواهد شد. به علاوه تکنولوژی ابررسانا امروزه در ساخت کندانسورهای سنکرون نیز کاربرد دارد. کندانسورهای ابررسانا دارای بازده بیشتر، هزینه نگهداری کمتر و قابلیت انعطاف بهتری هستند. اولین موتور جریان مستقیم ابررسانایی در سال ۱۹۹۰ ساخته شد. ۶ سال بعد از ابررسانا برای ساخت یک موتور ۲۰۰ اسب بخار استفاده شد و در سال ۲۰۰۰ نیز موتور ۷۵۰ کیلووات آزمایش گردید. گفته شده است کابل‌های ابررسانا تا سال ۲۰۱۳، ترانسفورماتورهای ابررسانا تا سال ۲۰۱۵، موتورهای ابررسانا تا سال ۲۰۱۸ و ژنراتورهای ابررسانایی تا سال ۲۰۱۹ حدود ۵۰٪ بازار برق را در به تصرف درآورند.



شکل ۵. کوئل ژنراتور ابررسانا و موتور ۵۰۰۰ اسب بخار

۴. ذخیره‌سازهای مغناطیسی انرژی (SMES): در سیستم قدرت بین قدرتهای الکتریکی تولیدی و مصرفی تعادل لحظه‌ای برقرار است و هیچگونه ذخیره انرژی در آن صورت نمی‌گیرد. بنابراین تولید شبکه ناچار به تبعیت از منحنی مصرف است که غیر اقتصادی می‌باشد. ابررسانای ذخیره کننده

انرژی مغناطیسی وسیله‌ای است که برای ذخیره کردن انرژی، بهبود پایداری سیستم قدرت و کم کردن نوسانات قابل استفاده است. این انرژی توسط میدان مغناطیسی که توسط جریان مستقیم ایجاد می‌شود ذخیره می‌شود. ویژگی ابررسانایی سیم پیچ نیز موجب می‌شود که راندمان رفت و برگشت فرایند ذخیره انرژی بسیار بالا و در حدود ۹۵٪ باشد. معمولاً واحدهای ابررسانایی ذخیره انرژی را در دو مقیاس ظرفیت بالا یعنی حدود ۱۸۰۰ مگا ژول برای تراز منحنی مصرف، و ظرفیت پایین (چندین مگا ژول) به منظور افزایش میرایی نوسانات و بهبود پایداری سیستم می‌سازند. مهم ترین قابلیت SMES جداسازی و استقلال تولید از مصرف است که این امر مزایای متعددی از قبیل بهره برداری اقتصادی، بهبود عملکرد دینامیکی و کاهش آلودگی را به دنبال دارد.



شکل ۶. تصویر یک ذخیره‌ساز ابررسانایی ۲ مگاژول

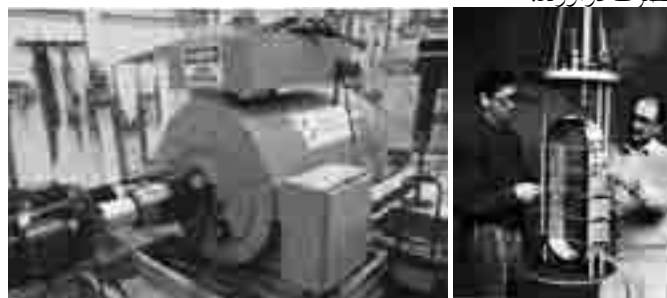
۵. محدودسازهای جریان خطا (FCL): علاوه بر موارد گفته شده، محدودسازهای ابررسانایی جریان خطا نیز رده تازه‌ای از وسایل حفاظتی سیستم قدرت را ارائه می‌کنند که قادرند شبکه را از اضافه جریانه‌های خطرناکی که باعث قطعی بر هزینه برق و خسارت به قطعات حساس سیستم می‌شوند حفاظت نمایند. با رشد و گسترش شبکه‌های برق، به قدرت اتصال کوتاه شبکه نیز افزوده می‌شود. تولید جریانه‌های خطای بزرگتر، ازدیاد گرمای حاصله ناشی از عبور جریان القایی زیاد در ژنراتورها، ترانسفورماتورها و سایر تجهیزات و همچنین کاهش قابلیت اطمینان شبکه را در پی دارد. اما اگر به روشی بتوان پس از آشکارسازی خطا، جریان را محدود نمود، از نظر فنی و اقتصادی صرفه‌جویی قابل توجهی صورت می‌گیرد. محدودکننده‌های جریان اتصال کوتاه در حالت عادی، مقاومت کمی در برابر عبور جریان از خود نشان می‌دهند ولی پس از وقوع اتصال کوتاه و در لحظات اولیه شروع جریان، مقاومت آنها یکباره بزرگ شده و از بالا رفتن جریان اتصال کوتاه جلوگیری می‌کنند. محدودکننده‌های ابررسانا در شرایط بهره‌برداری عادی سیستم یک سیم‌پیچ با خاصیت ابررسانایی بوده ولی به محض وقوع اتصال کوتاه و افزایش جریان از یک حد معینی (جریان بحرانی) سیم‌پیچ مربوط مقاومت بالایی از خود نشان می‌دهد و به همین دلیل جریان خطا کاهش می‌یابد. عمل فوق در زمان کوتاهی انجام می‌پذیرد و نیاز به سیستم کشف خطا نمی‌باشد. برآورد اولیه بخش ابررسانایی مؤسسه تحقیقات قدرت الکتریکی (EPRI) نشان می‌دهد که استفاده از محدودسازهای ابررسانایی جریان یک بازار فروش با درآمد حدود ۳ تا ۷ میلیارد دلار در ۱۵ سال آینده به وجود خواهد آورد.

از روغن برای خنک‌سازی، نقش قابل ملاحظه‌ای در بهبود فضای شهری و کاهش هزینه‌های زیست محیطی خواهد داشت. از سال ۱۹۹۹ و با تولید یک ترانسفورماتور یک مگاوات آمپر که به ساخت نمونه ۵ مگاوات آمپر ۲۶/۴ به ۴/۲ کیلوولتی منجر شد، توجه بیشتری به ساخت ترانسفورماتورهای ابررسانا شده و امروزه مؤسسات زیادی در زمینه ساخت ترانسفورماتورهای ابررسانا فعال هستند.



شکل ۴. ترانسفورماتور ابررسانا

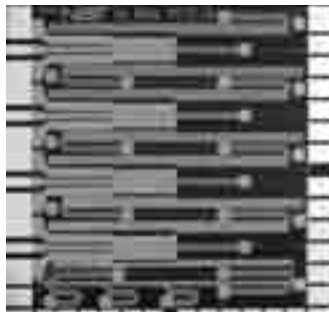
۳. موتورهای ژنراتورهای ابررسانا: در صورت استفاده از سیم‌های ابررسانا به جای سیم‌های مسی در روتور ماشینهای القایی، تلفات، حجم، وزن و قیمت آنها کاهش قابل ملاحظه‌ای خواهد داشت و با افزایش بازده، صرفه‌جویی قابل توجهی در انرژی الکتریکی صورت می‌گیرد. کوئل ژنراتورهای سنکرون نیز با مواد ابررسانای سرمایی قابل ساخت می‌باشد که منجر به افزایش قابل توجهی در بازده ژنراتور خواهد شد. به علاوه تکنولوژی ابررسانا امروزه در ساخت کندانسورهای سنکرون نیز کاربرد دارد. کندانسورهای ابررسانا دارای بازده بیشتر، هزینه نگهداری کمتر و قابلیت انعطاف بهتری هستند. اولین موتور جریان مستقیم ابررسانایی در سال ۱۹۹۰ ساخته شد. ۶ سال بعد از ابررسانا برای ساخت یک موتور ۲۰۰ اسب بخار استفاده شد و در سال ۲۰۰۰ نیز موتور ۷۵۰ کیلووات آزمایش گردید. گفته شده است کابل‌های ابررسانا تا سال ۲۰۱۳، ترانسفورماتورهای ابررسانا تا سال ۲۰۱۵، موتورهای ابررسانا تا سال ۲۰۱۸ و ژنراتورهای ابررسانایی تا سال ۲۰۱۹ حدود ۵۰٪ بازار برق را در به تصرف درآورند.



شکل ۵. کوئل ژنراتور ابررسانا و موتور ۵۰۰۰ اسب بخار

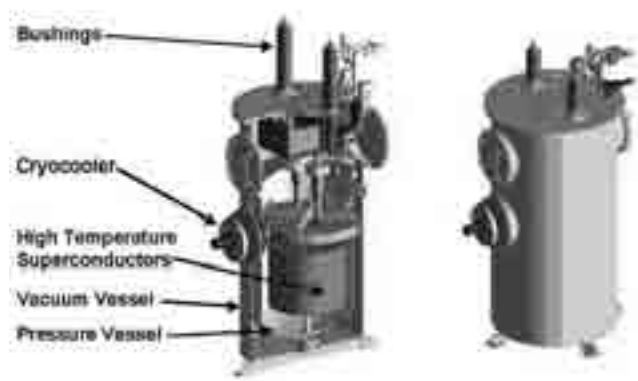
۴. ذخیره‌سازهای مغناطیسی انرژی (SMES): در سیستم قدرت بین قدرتهای الکتریکی تولیدی و مصرفی تعادل لحظه‌ای برقرار است و هیچگونه ذخیره انرژی در آن صورت نمی‌گیرد. بنابراین تولید شبکه ناچار به تبعیت از منحنی مصرف است که غیر اقتصادی می‌باشد. ابررسانای ذخیره کننده

۷. **سوئیچهای ابررسانا:** با تغییر در شدت میدان مغناطیسی، امکان تغییر در وضعیت جسم ابررسانا از ابررسانایی به مقاومتی و برعکس امکانپذیر است. بنابراین از مواد ابررسانا جهت انجام سوئیچینگ یا کلیدزنی نیز می‌توان بهره گرفت. تحقیقات اولیه در این زمینه از اواخر دهه ۱۹۵۰ میلادی آغاز شد و کوششهایی برای استفاده از سوئیچهای ابررسانا در مدارها و حافظه کامپیوترهای بزرگ صورت گرفت. باک در سال ۱۹۵۶ مداری با نام کریوترون شامل یک سیم پیچ نیوبوم با دمای بحرانی $9/4^{\circ}\text{C}$ درجه کلین و هسته‌ای از سیم تانتالوم با دمای بحرانی $4/4^{\circ}\text{C}$ درجه کلین معرفی نمود که با توجه دمای $4/2^{\circ}\text{C}$ درجه کلین هلیوم مایع، امکان تغییر وضعیت سیم تانتالوم در اثر ایجاد جریان الکتریکی و در نتیجه میدان مغناطیسی در سیم پیچ نیوبوم وجود داشت. با توسعه دانش نیمه‌هادی، توجه به سوئیچهای ابررسانا کاهش یافت اما حجم و تلفات کمتر، و سرعت بالاتر تراشه‌های ابررسانا نسبت به تراشه‌های نیمه‌هادی، استفاده از سلولهای کریوترونی و جایگزینی ابررسانا به جای مدارهای مسی را برای ساخت ابرکامپیوترهای بسیار سریع و کم تلفات، حتی با وجود پیشرفتهای صنعت نیمه‌هادی توجیه‌پذیر می‌سازد. علاوه بر سلولهای کریوترونی که با سرعت $0/1$ میکروثانیه در ساخت حافظه و تراشه‌های الکترونیک قابل استفاده است، از اتصالات جوزفسون که مبنای عملکرد آنها، اثر تونل‌زنی است نیز برای ساخت سوئیچهای بسیار سریع و با سرعت $0/1$ نانوثانیه (فرکانس 10 گیگاهرتز) استفاده شده اما درمورد تکنولوژی ساخت آنها به تعداد زیاد، پژوهشها ادامه دارد.



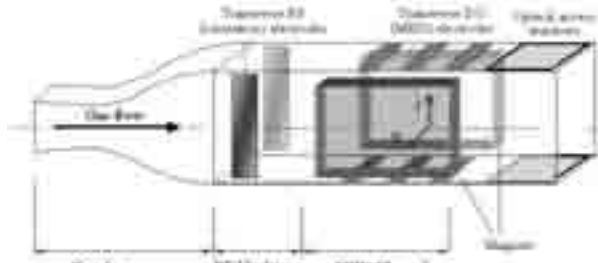
شکل ۹. یک تراشه ابررسانا با ابعاد 1×1 سانتیمتر و سرعت $1/5$ گیگاهرتز که حاوی 64×10^7 اتصال جوزفسون است

۸. کاربرد ابررساناها در سیستمهای اندازه گیری: با توجه به خصوصیت‌های الکتریکی و مغناطیسی ابررساناها از جمله تلفات ناچیز و دقت بالا، به استفاده از ابررساناها در ابزارهای اندازه گیری نیز توجه زیادی شده است. به دلیل مقاومت الکتریکی بسیار کم، حساسیت گالوانومترهای ابررسانایی در حدود ۱۰ پیکوولت است. با ساخت اسلاگ (SLUG) که شامل یک سیم نیوبوم با پوشش آلایز ابررسانای قلع + سرب است گالوانومترهایی برای سنجش جریان با حساسیت ۰/۱ میکروولت نیز ساخته شده است و به علاوه با استفاده از تکنولوژی اسکواید (SQUID) نیز که شامل دو نیم استوانه ابررسانا با اتصال ضعیف است، دستگاههایی برای سنجش شدت میدان مغناطیسی ساخته شده‌اند که ۴ برابر دقیق تر از دستگاههای متداول هستند. از مدارهای کرایوترون برای تقویت سیگنالهای بسیار کوچک و اندازه گیری آنها می توان کمک گرفت. ساخت بولومترهای بسیار حساس برای اندازه گیری شدت تابش نور با توجه به وابستگی قابل ملاحظه افزایش مقاومت نسبت به دما در گذر از فاز ابررسانایی امکانپذیر شده است. حساسیت یک بولومتر ابررسانا به ابعاد 3×2 میلیمتر که می تواند شدت تابش را اندازه بگیرد، حدود یک پیکووات است که برای آشکارسازهای پرتوهای مانند مناسب می باشد. از افزایش قابل توجه



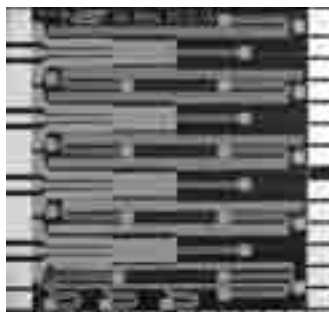
شکل ۷. محدودسازهای ابررسانایی جریان خطا

۶. ژنراتورهای هیدرو دینامیک مغناطیسی: اصول کلی ژنراتورهای هیدرو دینامیک مغناطیسی (MHD) که از سال ۱۹۵۹ پژوهشهایی برای تولید برق به وسیله آنها شروع شده و هنوز ادامه دارد، بر این اساس است که جریان گاز پلاسما (بسیار داغ) یا فلز مذاب از میان میدان مغناطیسی قوی عبور داده می‌شود. با عبور گاز داغ یا فلز مذاب، در اثر میدان مغناطیسی بسیار قوی موجود، یونهای مثبت و منفی به سمت الکترودهایی که در بالا و پایین جریان گاز پلاسما یا فاز مذاب قرار دارند، جذب می‌شوند و مانند یک ژنراتور جریان مستقیم، تولید الکتریسته را باعث می‌شوند. قدرت الکتریکی این ژنراتور جریان مستقیم با اینورترهای الکترونیک قدرت، به برق جریان متناوب تبدیل و به شبکه متصل می‌شود. سیم‌پیچهای بزرگ ابررسانا که از مواد ابررسانای متعارف مانند آلیاژ نیوبوم تیتانیوم ساخته شده‌اند برای تولید میدانهای مغناطیسی بسیار قوی مناسب و قابل استفاده است. اگر فاصله دو الکتروده ۰/۱ متر، سرعت یونها ۴۰۰ متر بر ثانیه و میدان مغناطیسی ۵ تسلا باشد، ولتاژ خروجی ۲۰۰ ولت خواهد بود و در طول کانال ۶ متری و با قطر یک متر، ۴۰ مگاوات انرژی قابل تولید است. مزیت اصلی ژنراتورهای MHD وزن نسبتاً کم آنها در مقایسه با ژنراتورهای متعارف است که استقبال از کاربرد آنها را در صنایع هوایی و دریایی موجب شده است.



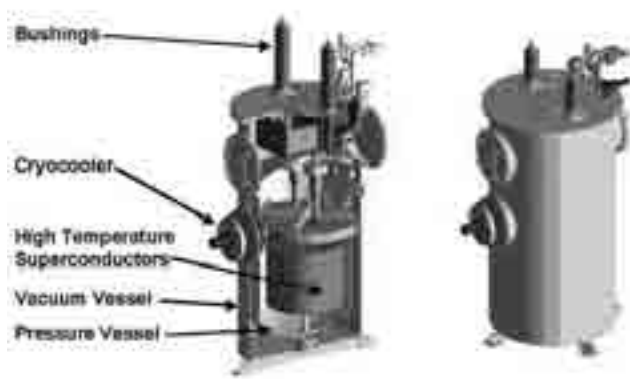
شکل ۸. اصول عملکرد و یک نمونه ساخته شده از ژنراتورهای هیدرو دینامیک مغناطیسی

۷. سوئیچهای ابررسانا: با تغییر در شدت میدان مغناطیسی، امکان تغییر در وضعیت جسم ابررسانا از ابررسانایی به مقاومتی و برعکس امکانپذیر است. بنابراین از مواد ابررسانا جهت انجام سوئیچینگ یا کلیدزنی نیز می‌توان بهره گرفت. تحقیقات اولیه در این زمینه از اواخر دهه ۱۹۵۰ میلادی آغاز شد و کوششهایی برای استفاده از سوئیچهای ابررسانا در مدارها و حافظه کامپیوترهای بزرگ صورت گرفت. باک در سال ۱۹۵۶ مداری با نام کرایوترون شامل یک سیم پیچ نیوبوم با دمای بحرانی $9/3$ درجه کلوین و هسته‌ای از سیم تانتالوم با دمای بحرانی $4/4$ درجه کلوین معرفی نمود که با توجه دمای $4/2$ درجه کلوین هلیوم مایع، امکان تغییر وضعیت سیم تانتالوم در اثر ایجاد جریان الکتریکی و در نتیجه میدان مغناطیسی در سیم پیچ نیوبوم وجود داشت. با توسعه دانش نیمه‌هادی، توجه به سوئیچهای ابررسانا کاهش یافت اما حجم و تلفات کمتر، و سرعت بالاتر تراشه‌های ابررسانا نسبت به تراشه‌های نیمه‌هادی، استفاده از سلولهای کرایوترونی و جایگزینی ابررسانا به جای مدارهای مسی را برای ساخت ابرکامپیوترهای بسیار سریع و کم تلفات، حتی با وجود پیشرفتهای صنعت نیمه‌هادی توجیه‌پذیر می‌سازد. علاوه بر سلولهای کرایوترونی که با سرعت $0/1$ میکروثانیه در ساخت حافظه و تراشه‌های الکترونیک قابل استفاده است، از اتصالات جوزفسون که مبنای عملکرد آنها، اثر تونل‌زنی است نیز برای ساخت سوئیچهای بسیار سریع و با سرعت $0/1$ نانوثانیه (فرکانس ۱۰ گیگاهرتز) استفاده شده اما درمورد تکنولوژی ساخت آنها به تعداد زیاد، پژوهشها ادامه دارد.



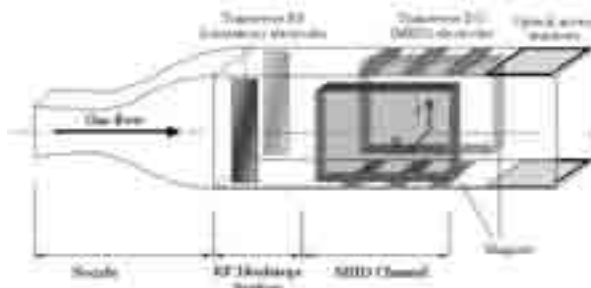
شکل ۹. یک تراشه ابررسانا با ابعاد 1×1 سانتیمتر و سرعت $1/5$ گیگاهرتز که حاوی 64×64 اتصال جوزفسون است

۸. کاربرد ابررساناها در سیستمهای اندازه‌گیری: با توجه به خصوصیت‌های الکتریکی و مغناطیسی ابررساناها از جمله تلفات ناچیز و دقت بالا، به استفاده از ابررساناها در ابزارهای اندازه‌گیری نیز توجه زیادی شده است. به دلیل مقاومت الکتریکی بسیار کم، حساسیت گالوانومترهای ابررسانایی در حدود 10 پیکوولت است. با ساخت اسلاگ (SLUG) که شامل یک سیم نیوبوم با پوشش آلایژ ابررسانای قلع + سرب است گالوانومترهایی برای سنجش جریان با حساسیت $0/1$ میکروولت نیز ساخته شده است و به علاوه با استفاده از تکنولوژی اسکواید (SQUID) نیز که شامل دو نیم استوانه ابررسانا با اتصال ضعیف است، دستگاههایی برای سنجش شدت میدان مغناطیسی ساخته شده‌اند که 4 برابر دقیق‌تر از دستگاههای متداول هستند. از مدارهای کرایوترون برای تقویت سیگنالهای بسیار کوچک و اندازه‌گیری آنها می‌توان کمک گرفت. ساخت بولومترهای بسیار حساس برای اندازه‌گیری شدت تابش نور با توجه به وابستگی قابل ملاحظه افزایش مقاومت نسبت به دما در گذر از فاز ابررسانایی امکانپذیر شده است. حساسیت یک بولومتر ابررسانا به ابعاد 3×2 میلیمتر که می‌تواند شدت تابش را اندازه بگیرد، حدود یک پیکووات است که برای آشکارسازهای پرتوهای مانند مناسب می‌باشد. از افزایش قابل توجه



شکل ۷. محدودسازهای ابررسانایی جریان خطا

۶. ژنراتورهای هیدرودینامیک مغناطیسی: اصول کلی ژنراتورهای هیدرودینامیک مغناطیسی (MHD) که از سال ۱۹۵۹ پژوهشهایی برای تولید برق به وسیله آنها شروع شده و هنوز ادامه دارد، بر این اساس است که جریان گاز پلاسما (بسیار داغ) یا فلز مذاب از میان میدان مغناطیسی قوی عبور داده می‌شود. با عبور گاز داغ یا فلز مذاب، در اثر میدان مغناطیسی بسیار قوی موجود، یونهای مثبت و منفی به سمت الکترودهایی که در بالا و پایین جریان گاز پلاسما یا فاز مذاب قرار دارند، جذب می‌شوند و مانند یک ژنراتور جریان مستقیم، تولید الکتریسیته را باعث می‌شوند. قدرت الکتریکی این ژنراتور جریان مستقیم با اینورترهای الکترونیک قدرت، به برق جریان متناوب تبدیل و به شبکه متصل می‌شود. سیم‌پیچهای بزرگ ابررسانا که از مواد ابررسانای متعارف مانند آلایژ نیوبوم ساخته شده‌اند برای تولید میدانهای مغناطیسی بسیار قوی مناسب و قابل استفاده است. اگر فاصله دو الکتروود $0/1$ متر، سرعت یونها 400 متر بر ثانیه و میدان مغناطیسی 5 تسلا باشد، ولتاژ خروجی 200 ولت خواهد بود و در طول کانال 6 متری و با قطر یک متر، 40 مگاوات انرژی قابل تولید است. مزیت اصلی ژنراتورهای MHD وزن نسبتاً کم آنها در مقایسه با ژنراتورهای متعارف است که استقبال از کاربرد آنها را در صنایع هوایی و دریایی موجب شده است.



شکل ۸. اصول عملکرد و یک نمونه ساخته شده از ژنراتورهای هیدرودینامیک مغناطیسی

۱۱. کاربرد ابررساناها در علوم فضایی: با توجه به دمای بسیار پایین در فضا، ابررسانایی در موارد مختلفی قابل استفاده است. اگر به جای سیم‌های مسی از ابررسانا استفاده شود، موتور فضاییها تا ۶ برابر نسبت به موتورهای فعلی سبک‌تر خواهند شد و باعث می‌شود وزن فضاییها کاهش زیادی داشته باشد. ساخت ابرکامپیوترهای بسیار کوچک و کم‌مصرف تحول بزرگی در سیستم‌های کنترلی و ارتباطی ماهواره‌ها و فضاییها خواهد داشت و باعث خواهد شد که مدار ماهواره‌هایی که به دور زمین می‌چرخند، با دقت بسیار بالایی کنترل شوند. استفاده از آهنرباهای ابررسانا نیز در ساختمان ژيروسکوپ برای هدایت فضاپیما و در تلسکوپهای فضایی برای عکسبرداری دقیق بسیار مفید است.



شکل ۱۲. استفاده از ابررسانا در بازوی کنترل یک ماهواره

۵. برای مطالعه بیشتر

- [۱] محمد اخوان، زهرا سادات یمنی، "پیشرفتهای ابررساناهای دمای بالا"، انتشارات دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۸۳
- [۲] حسن مقبلی، رامین فرنیاء، "ذخیره‌کننده‌های مغناطیسی انرژی با استفاده از ابررساناها (SMES) و کاربرد آنها برای تعدیل منحنی پیکبار و پایداری شبکه در سیستم‌های قدرت"، ماهنامه علمی تخصصی صنعت برق، سال دهم، شماره ۱۱۱، شهریور ماه ۱۳۸۴

[3] National Renewable Energy Laboratory. "U.S. Climate Change Technology Program, Technology Options: For the Near and Long Term," DOE/PI-0002. November 2003.

[4] <http://www.superconductors.org>

[5] <http://www.amsuper.com>

[6] <http://www.otm.uiuc.edu>

[7] http://www.newton.mec.edu/Brown/TE/MAGLEV/RTRI/maglev_principle_E.html

[8] <http://www.nobelprize.org/index.html>

[9] <http://khayam.persianblog.com>

[10] <http://hts.blogfa.com>

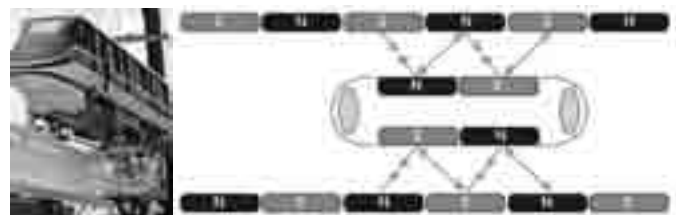
(تا ۵ هزار برابر) ضریب رسانایی حرارتی فلزات در وضعیت ابررسانایی، می‌توان برای ساخت شیرهای حرارتی کمک گرفت. با توجه به فرکانس کاری بسیار بالا، شتاب‌دهنده‌های ابررسانایی برای پژوهشهای هسته‌ای نیز ساخته شده‌اند. ساخت مغناطیسه‌های تحقیقاتی ابررسانایی برای تشخیص ساختار مولکولها در مواد شیمیایی آلی و وضعیت کوانتومی الکترونها در پژوهشهای فیزیک حالت جامد نیز مفید است.



شکل ۱۰. دستگاه اندازه‌گیری طیف مغناطیسی

۹. کاربرد ابررسانا در مخابرات: اتصالات جوزفسون برای ساخت گیرنده‌ها و فرستنده‌های فونونی با فرکانسهای بسیار بالا نیز قابل استفاده هستند. فرکانس کار تجهیزات مخابراتی ابررسانا می‌تواند تا صدها گیگاهرتز و با حداقل تلفات برسد که قابل مقایسه با فرستنده‌ها و گیرنده‌های متداول نیست. علاوه بر فرستنده‌ها و گیرنده‌های فونونی، آشکارسازهای میکروویو نیز با ابررساناها ساخته شده‌اند که قادرند ۰/۳ پیکووات را با فرکانس ۷۰ گیگاهرتز تشخیص دهند.

۱۰. قطارهای شناور مغناطیسی: چنانکه گفته شد بر اثر پدیده مایسنر، ابررسانا میدان مغناطیسی را عبور نمی‌دهد و یک عنصر مغناطیسی می‌تواند روی ابررسانا معلق بماند. از این خاصیت در ساخت قطارهای شناور مغناطیسی موسوم به MAGLEV استفاده شده است. چنانکه در شکل مشاهده می‌شود، کوئل ابررسانا در داخل قطار قرار می‌گیرد و ریلهای دو طرف قطار به تناوب مغناطیسی و دارای قطبهای مخالف می‌باشند. قطار با توجه به خاصیت شناوری بدون هرگونه اصطکاک و برخورد با ریل، در اثر تقابل قطبهای آهنربایی با سرعت زیادی به حرکت درمی‌آید. قطار سریع‌السیری که ژاپنی‌ها در سال ۲۰۰۰ میلادی ساختند با سرعت ۵۸۱ کیلومتر بر ساعت حرکت می‌کرد و به جای استفاده از چرخ در آن از میدان مغناطیسی استفاده شده بود. با توجه به عدم وجود اصطکاک و سرعت بالا، استفاده از قطارهای شناور مغناطیسی تأثیر قابل توجهی در کاهش مصرف انرژی در صنعت حمل و نقل خواهد داشت.



شکل ۱۱. یک نمونه ساخته شده قطارهای شناور مغناطیسی و اصول عملکرد آنها

۱۱. کاربرد ابررساناها در علوم فضایی: با توجه به دمای بسیار پایین در فضا، ابررسانایی در موارد مختلفی قابل استفاده است. اگر به جای سیم‌های مسی از ابررسانا استفاده شود، موتور فضاییها تا ۶ برابر نسبت به موتورهای فعلی سبک‌تر خواهند شد و باعث می‌شود وزن فضاییها کاهش زیادی داشته باشد. ساخت ابرکامپیوترهای بسیار کوچک و کم‌مصرف تحول بزرگی در سیستم‌های کنترلی و ارتباطی ماهواره‌ها و فضاییها خواهد داشت و باعث خواهد شد که مدار ماهواره‌هایی که به دور زمین می‌چرخند، با دقت بسیار بالایی کنترل شوند. استفاده از آهنرباهای ابررسانا نیز در ساختمان ژيروسکوپ برای هدایت فضاپیما و در تلسکوپهای فضایی برای عکسبرداری دقیق بسیار مفید است.



شکل ۱۲. استفاده از ابررسانا در بازوی کنترل یک ماهواره

۵. برای مطالعه بیشتر

- [۱] محمد اخوان، زهرا سادات یمنی، "پیشرفتهای ابررساناهای دمای بالا"، انتشارات دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۸۳
- [۲] حسن مقبلی، رامین فرنیاء، "ذخیره‌کننده‌های مغناطیسی انرژی با استفاده از ابررساناها (SMES) و کاربرد آنها برای تعدیل منحنی پیکبار و پایداری شبکه در سیستم‌های قدرت"، ماهنامه علمی تخصصی صنعت برق، سال دهم، شماره ۱۱۱، شهریور ماه ۱۳۸۴

[3] National Renewable Energy Laboratory. "U.S. Climate Change Technology Program, Technology Options: For the Near and Long Term," DOE/PI-0002. November 2003.

[4] <http://www.superconductors.org>

[5] <http://www.amsuper.com>

[6] <http://www.otm.uiuc.edu>

[7] http://www.newton.mec.edu/Brown/TE/MAGLEV/RTRI/maglev_principle_E.html

[8] <http://www.nobelprize.org/index.html>

[9] <http://khayam.persianblog.com>

[10] <http://hts.blogfa.com>

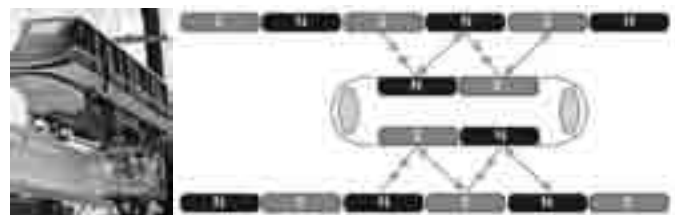
(تا ۵ هزار برابر) ضریب رسانایی حرارتی فلزات در وضعیت ابررسانایی، می‌توان برای ساخت شیرهای حرارتی کمک گرفت. با توجه به فرکانس کاری بسیار بالا، شتاب‌دهنده‌های ابررسانایی برای پژوهشهای هسته‌ای نیز ساخته شده‌اند. ساخت مغناطیسه‌های تحقیقاتی ابررسانایی برای تشخیص ساختار مولکولها در مواد شیمیایی آلی و وضعیت کوانتومی الکترونها در پژوهشهای فیزیک حالت جامد نیز مفید است.



شکل ۱۰. دستگاه اندازه‌گیری طیف مغناطیسی

۹. کاربرد ابررسانا در مخابرات: اتصالات جوزفسون برای ساخت گیرنده‌ها و فرستنده‌های فونونی با فرکانسهای بسیار بالا نیز قابل استفاده هستند. فرکانس کار تجهیزات مخابراتی ابررسانا می‌تواند تا صدها گیگاهرتز و با حداقل تلفات برسد که قابل مقایسه با فرستنده‌ها و گیرنده‌های متداول نیست. علاوه بر فرستنده‌ها و گیرنده‌های فونونی، آشکارسازهای میکروویو نیز با ابررساناها ساخته شده‌اند که قادرند ۰/۳ پیکووات را با فرکانس ۷۰ گیگاهرتز تشخیص دهند.

۱۰. قطارهای شناور مغناطیسی: چنانکه گفته شد بر اثر پدیده مایسنر، ابررسانا میدان مغناطیسی را عبور نمی‌دهد و یک عنصر مغناطیسی می‌تواند روی ابررسانا معلق بماند. از این خاصیت در ساخت قطارهای شناور مغناطیسی موسوم به MAGLEV استفاده شده است. چنانکه در شکل مشاهده می‌شود، کوئل ابررسانا در داخل قطار قرار می‌گیرد و ریلهای دو طرف قطار به تناوب مغناطیسی و دارای قطبهای مخالف می‌باشند. قطار با توجه به خاصیت شناوری بدون هرگونه اصطکاک و برخورد با ریل، در اثر تقابل قطبهای آهنربایی با سرعت زیادی به حرکت درمی‌آید. قطار سریع‌السیری که ژاپنی‌ها در سال ۲۰۰۰ میلادی ساختند با سرعت ۵۸۱ کیلومتر بر ساعت حرکت می‌کرد و به جای استفاده از چرخ در آن از میدان مغناطیسی استفاده شده بود. با توجه به عدم وجود اصطکاک و سرعت بالا، استفاده از قطارهای شناور مغناطیسی تأثیر قابل توجهی در کاهش مصرف انرژی در صنعت حمل و نقل خواهد داشت.



شکل ۱۱. یک نمونه ساخته شده قطارهای شناور مغناطیسی و اصول عملکرد آنها

شهرام جدید، ایمان مظهری و هرز زمانی فراهانی

Vahraz_farahani@ee.iust.ac.ir

iman_mazhari@ee.iust.ac.ir

jadid@iust.ac.ir

بهینه سازی مصرف انرژی در صنعت فولاد

چکیده

با افزایش روز افزون تقاضای جهانی برای مصرف فولاد و بالا رفتن قیمت جهانی آن و با توجه به نقش اجتناب ناپذیر انرژی در بالا بردن هزینه های فولادسازی، توجه بیش از پیش به لزوم کاهش مصرف انرژی در این فرایندها مطرح شده است. بنا به اعلام وزارت صنایع و معادن، با صرفه جویی ۱۰ تا ۲۰ درصد از مصرف کل سوخت های فسیلی در صنعت آهن و فولاد، درآمد حاصل از آن برای اقتصاد ملی حداقل بین ۱۵ تا ۳۰ میلیون دلار در سال خواهد بود. پتانسیل صرفه جویی انرژی حرارتی ایران نسبت به اروپا ۶۰ درصد می باشد که این پتانسیل نسبت به متوسط جهانی حدود ۴۰ درصد برآورد شده است.

صنعت آهن و فولاد به عنوان صنایع زیربنایی و با شدت انرژی بالا در ایران و جهان مطرح بوده و باید یادآور شد که سهم مصرف گاز طبیعی در صنعت آهن و فولاد ایران ۲۸ درصد از کل صنایع پر مصرف انرژی، ۱۸ درصد از کل مصرف بخش صنعت و ۴/۵ درصد از کل مصرف گاز طبیعی کشور را به خود اختصاص داده است.

در این مقاله به منظور درک هر چه بیشتر ظرفیتهای صرفه جویی مصرف انرژی در فرآیند تولید فولاد، اقدامات انجام شده به منظور کاهش مصرف انرژی در یک کشور نمونه بررسی شده است. امید است بتوان با توجه به پتانسیلهای موجود در کشور، راهکارهای مقتضی در زمینه بهینه سازی مصرف انرژی به کار گرفته شده تا زمینه ساز صرفه جوییهای ارزی و حفظ منابع طبیعی کشور گردد.

۱- مقدمه:

با توجه به اهمیت صنعت فولاد و مصرف بالای انرژی در فرآیند تولید آن، بهینه سازی مصرف انرژی در این صنعت بیش از پیش مورد توجه قرار گرفته است. صنعت فولاد در ۴۰ سال اخیر یک انقلاب صنعتی را پشت سر گذاشته و در مدتی نسبتاً کوتاه، شاهد گسترش وسیع روش ریخته گری پیوسته و انتقال کامل تولیدات پر محصول به بخش کوره قوس الکتریک بوده است. این مسئله و دیگر پیشرفتهای به طور موثری بر مسیر ساخت فولاد اثر گذاشته و قیمت، کیفیت و گستره محصولات تولیدی را تحت تاثیر قرار داده است و جهانی سازی بازار در کنار پیشرفت فناوریهای جدید این صنعت را دگرگون نموده است.

روشهای فعلی ساخت آهن و فولاد به مقدار زیادی به نوع ماده و مصرف انرژی مرتبط هستند. این صنعت همچنین با تقاضای وسیع انرژی و تاثیرگذاری بر روی عوامل محیطی نیز درگیر می باشد که نیاز فزاینده به انرژی و مواد مصرفی را ایجاب می کند، به طوریکه امروزه بیش از ۷۲۵ میلیون تن فولاد در سال در سراسر جهان تولید می شود. بازار بسیار رقابتی فولاد در مقابل تغییرات سریع فناوری و جهانی سازی بازار رو

به رشد، نیازمند آن است که تولیدکنندگان فولاد به تقاضای مشتریان در رابطه با خصوصیات، قیمت، کیفیت و زمان تحویل حساس باشند. اگرچه فولاد محصول یک سری فرآیندهای پیشرفته غیر طبیعی می باشد، اما چون یک ماده خام در اقتصاد مدرن است، در نتیجه تولید کنندگان به تحولات اقتصادی بازار واکنشهای سریعی نشان می دهند. به علت کمبود منابع زیر زمینی و بازار به شدت رقابتی، به کاربرد فناوریهای منقرض و قدیمی منجر به نابودی خواهد شد. به همین دلیل فناوری ساخت فولاد در طول ۳۰ سال گذشته چندین بار دچار تغییر و تحول شده است. در این میان تحقیقات دانشگاهی، هزینه های بالای مواد اولیه، کمبود مواد خام و عوامل محیطی و تقاضای مصرف کنندگان را به عنوان موارد اصلی و به عنوان عوامل موثر در فناوری فولاد مطرح کرده اند.

در این مقاله روشهای مختلف بهینه سازی مصرف انرژی در این صنعت بیان شده است. به طور کلی می توان اهداف این مقاله را به چند دسته تقسیم نمود.

(۱) ارائه آمارهای مستند از روند مصرف انرژی در فرآیندهای مختلف

فولادسازی

شهرام جدید، ایمان مظهری و هرز زمانی فراهانی

Vahraz_farahani@ee.iust.ac.ir

iman_mazhari@ee.iust.ac.ir

jadid@iust.ac.ir

بهینه سازی مصرف انرژی در صنعت فولاد

چکیده

با افزایش روز افزون تقاضای جهانی برای مصرف فولاد و بالا رفتن قیمت جهانی آن و با توجه به نقش اجتناب ناپذیر انرژی در بالا بردن هزینه های فولادسازی، توجه بیش از پیش به لزوم کاهش مصرف انرژی در این فرایندها مطرح شده است. بنا به اعلام وزارت صنایع و معادن، با صرفه جویی ۱۰ تا ۲۰ درصد از مصرف کل سوخت های فسیلی در صنعت آهن و فولاد، درآمد حاصل از آن برای اقتصاد ملی حداقل بین ۱۵ تا ۳۰ میلیون دلار در سال خواهد بود. پتانسیل صرفه جویی انرژی حرارتی ایران نسبت به اروپا ۶۰ درصد می باشد که این پتانسیل نسبت به متوسط جهانی حدود ۴۰ درصد برآورد شده است.

صنعت آهن و فولاد به عنوان صنایع زیربنایی و با شدت انرژی بالا در ایران و جهان مطرح بوده و باید یادآور شد که سهم مصرف گاز طبیعی در صنعت آهن و فولاد ایران ۲۸ درصد از کل صنایع پر مصرف انرژی، ۱۸ درصد از کل مصرف بخش صنعت و ۴/۵ درصد از کل مصرف گاز طبیعی کشور را به خود اختصاص داده است.

در این مقاله به منظور درک هر چه بیشتر ظرفیتهای صرفه جویی مصرف انرژی در فرآیند تولید فولاد، اقدامات انجام شده به منظور کاهش مصرف انرژی در یک کشور نمونه بررسی شده است. امید است بتوان با توجه به پتانسیلهای موجود در کشور، راهکارهای مقتضی در زمینه بهینه سازی مصرف انرژی به کار گرفته شده تا زمینه ساز صرفه جوییهای ارزی و حفظ منابع طبیعی کشور گردد.

۱- مقدمه:

با توجه به اهمیت صنعت فولاد و مصرف بالای انرژی در فرآیند تولید آن، بهینه سازی مصرف انرژی در این صنعت بیش از پیش مورد توجه قرار گرفته است. صنعت فولاد در ۴۰ سال اخیر یک انقلاب صنعتی را پشت سر گذاشته و در مدتی نسبتاً کوتاه، شاهد گسترش وسیع روش ریخته گری پیوسته و انتقال کامل تولیدات پر محصول به بخش کوره قوس الکتریک بوده است. این مسئله و دیگر پیشرفتهای به طور موثری بر مسیر ساخت فولاد اثر گذاشته و قیمت، کیفیت و گستره محصولات تولیدی را تحت تاثیر قرار داده است و جهانی سازی بازار در کنار پیشرفت فناوریهای جدید این صنعت را دگرگون نموده است.

روشهای فعلی ساخت آهن و فولاد به مقدار زیادی به نوع ماده و مصرف انرژی مرتبط هستند. این صنعت همچنین با تقاضای وسیع انرژی و تاثیرگذاری بر روی عوامل محیطی نیز درگیر می باشد که نیاز فزاینده به انرژی و مواد مصرفی را ایجاب می کند، به طوریکه امروزه بیش از ۷۲۵ میلیون تن فولاد در سال در سراسر جهان تولید می شود. بازار بسیار رقابتی فولاد در مقابل تغییرات سریع فناوری و جهانی سازی بازار رو

به رشد، نیازمند آن است که تولیدکنندگان فولاد به تقاضای مشتریان در رابطه با خصوصیات، قیمت، کیفیت و زمان تحویل حساس باشند. اگرچه فولاد محصول یک سری فرآیندهای پیشرفته غیر طبیعی می باشد، اما چون یک ماده خام در اقتصاد مدرن است، در نتیجه تولید کنندگان به تحولات اقتصادی بازار واکنشهای سریعی نشان می دهند. به علت کمبود منابع زیر زمینی و بازار به شدت رقابتی، به کاربرد فناوریهای منقرض و قدیمی منجر به نابودی خواهد شد. به همین دلیل فناوری ساخت فولاد در طول ۳۰ سال گذشته چندین بار دچار تغییر و تحول شده است. در این میان تحقیقات دانشگاهی، هزینه های بالای مواد اولیه، کمبود مواد خام و عوامل محیطی و تقاضای مصرف کنندگان را به عنوان موارد اصلی و به عنوان عوامل موثر در فناوری فولاد مطرح کرده اند.

در این مقاله روشهای مختلف بهینه سازی مصرف انرژی در این صنعت بیان شده است. به طور کلی می توان اهداف این مقاله را به چند دسته تقسیم نمود.

(۱) ارائه آمارهای مستند از روند مصرف انرژی در فرآیندهای مختلف

فولادسازی

علیه ایران را تقلیل دهد. صادرات گاز ایران به اتحادیه اروپا می تواند در چارچوب یک همکاری گسترده تر انرژی باشد که مسائل هسته ای ایران را نیز پوشش داده و به حل آن کمک نماید.

اخیراً دولت روسیه و بزرگترین شرکت دولتی نفت و گاز این کشور یعنی شرکت "گازپروم" اظهار علاقه نموده اند که در زمینه احداث خط لوله صادرات گاز ایران به هند همکاری و مشارکت نمایند. البته برای کشوری مانند ایران که ۱۷ درصد ذخائر گاز جهان را داراست، هر تعاملی در زمینه بازاریابی گاز با شرکتهای مهمی که در این عرصه حضور دارند، یک سرمایه گذاری بلند مدت تلقی میشود و مطلوب است، اما باید با دقت ها و ظرافت های لازم همراه باشد. همان گونه که پیش تر نیز اشاره شد بدنبال قطع جریان گاز روسیه به اروپا که در اوج سرمای زمستان گذشته و بدلیل اختلافات تاریخی روسیه و اوکراین و به منظور فشار آوردن به اوکراین توسط روسها اتفاق افتاد و همچنین بدنبال برخی اظهارات نگران کننده مقامات روسیه در زمینه تامین آتی گاز اروپا، اتحادیه اروپا مصمم گردیده است که مبادی تامین گاز خود را متنوع تر نماید. بنظر می رسد که اراده اروپا بر این متنوع سازی قدری روسها را نگران کرده باشد، لذا این احتمال وجود دارد که رقیب روسی یعنی شرکت گازپروم، علاقه مند باشد که از ورود رقیب جدید به بازار اروپا جلوگیری کند و رقیب را به بازار شرق متمایل سازد و یا اگر هم ایران بخواهد به بازار غرب وارد شود مستقل نبوده و از طریق گازپروم باشد تا شرکت مذکور بتواند کماکان کنترل خود را بر رقیب و بازار هدف حفظ کند و لذا در هر گونه تعامل با گازپروم روسیه که فی حد ذاته مطلوب است باید دقت زیاد و استراتژی روشن وجود داشته باشد که منافع دوطرف تضمین شود. ضمناً باید به سابقه گازپروم نیز توجه کرد. گازپروم در مقاطعی در رابطه با توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی اشتیاق از خود نشان داد اما در عمل چندان جدی برخورد نکرد تا جایی که این شبهه بوجود آمد که شاید بدنبال کارشکنی در توسعه ذخائر گازی رقیب باشد؟! احتمال بسیار فراتر و کلیدی تری نیز در مورد تحلیل رفتار روسها قابل طرح است و آن این که: افزایش نسبی وابستگی جهان به گاز طبیعی بازی قدیمی نفت را دچار تحول نموده و امروز بازی نفت و گاز مطرح است و ما تدریجاً شاهد تحول ژئوپلیتیک انرژی هستیم که در آن گاز نقش بیشتری یافته است و کشور روسیه در ژئوپلیتیک گاز نقش بسیار مهمتری در مقایسه با ژئوپلیتیک نفت دارد، چرا که:

اولاً - ذخائر گازی روسیه بسیار بزرگتر از ذخائر نفتی آن است و ثانیاً - از آنجائی که هنوز خط لوله در انتقال گاز حرف اول را می زند و وسعت و جغرافیای روسیه به گونه ای است که شرق و غرب عالم را به هم متصل می کند روسها می توانند نقش تعیین کننده ای در هردو منطقه مهم تقاضای گاز، یعنی اروپا و هند و چین بصورت توأمان داشته باشند و لذا می خواهند این موقعیت ممتاز را حفظ کنند.

در صورتی که تحلیل فوق صحیح باشد هماهنگی و هم جبهی ایران و روسیه که جمعاً بیش از نیمی از ذخائر جهانی گاز را در اختیار دارند بسیار تعیین کننده، مهم و راهبردی است و در هر تعامل بین المللی باید اهمیت راهبردی و ارزش آن مورد دقت و توجه قرار گیرد.

دقت در آنچه که ذکر شد نشان می دهد که اگر در ایران گازی برای صادر کردن وجود داشته باشد (البته در این مورد تردید های جدی وجود دارد که خارج از بحث حاضر است) بازار گاز اتحادیه اروپا نسبت به بازارهای پاکستان و هند قطعاً برای ایران ترجیح دارد، مگر اینکه این دو کشور قیمتی را برای گاز بپردازند و تسهیلاتی را در نظر بگیرند که ریسک ها و تفاوت های مذکور را تحت الشعاع قرار دهد.

مدیر مسئول

گرفته، مورد استقبال و حمایت اتحادیه اروپائی واقع شده و از سوی دیگر در حال فراهم کردن زیرساخت هایی برای مذاکره با صاحبان منابع گازی در خاورمیانه و منطقه دریای خزر می باشد.

ایران با بیش از ۱۷ درصد ذخایر گاز جهان یکی از بهترین پتانسیل ها برای متنوع سازی مبادی گاز اتحادیه اروپا محسوب می شود و به نظر می رسد که برای ایران نیز بازار اروپا به دلایل زیر مناسب تر از بازارهای هند و پاکستان باشد.

۱. هردو کشور هند و پاکستان فاقد استراتژی های روشن و برنامه های بلند مدت در بخش انرژی خود می باشد و به همین دلیل بازار انرژی این کشورها نیز به هیچ وجه تضمین شده نیست. علاوه بر این در حالی که بازار انرژی و گاز این دو کشور تحت کنترل انحصاری دولت قرار ندارد، بخش خصوصی انرژی در این کشورها نیز چندان توسعه یافته نیست که بتواند بازار را تحت کنترل درآورده و سامان دهد، بنابراین ریسک بازار گاز در این دو کشور بسیار بالاست و به فرض به نتیجه رسیدن قرارداد صدور گاز ایران به این دو کشور امکان اینکه دو کشور به تعهدات خود در زمینه برداشت کافی گاز عمل نکنند و در نتیجه بازگشت سرمایه طرح با مشکل روبرو شود بسیار زیاد خواهد بود. البته در قراردادهای گازی مکانیزم های لازم برای جلوگیری از این زیان وجود دارد ولی تجربه نشان می دهد که خصوصاً وقتی طرف قرارداد دولت یک کشور است و به تعهدات خود عمل نمی کند، این مکانیزم ها چندان کارساز نخواهد بود.

هم اکنون نیز اخبار و اطلاعات نشان میدهد که کشور هند برای جذب LNG مطابق قراردادهائی که منعقد نموده است دچار مشکل است. این در حالی است که در جهت کاملاً معکوس بازار انرژی اروپا کاملاً برنامه ریزی شده و مبتنی بر استراتژی های روشن است و عدول اتحادیه اروپائی از تعهدات قراردادهائی که منعقد نماید بسیار دور از ذهن می نماید.

۲. یکی از مشکلات اصلی ایران برای تامین گاز مورد نیاز و برقراری بالانس عرضه و تقاضای داخلی و فراهم نمودن امکان صدور گاز، مشکل سرمایه گذاری جهت توسعه ذخائر عظیم زیرزمینی گاز خود می باشد. در حالی که وارد شدن به بازارهای مانند هند و پاکستان بدلیل مسائلی که پیش تر ذکر شد زمینه قابل توجهی را برای جذب سرمایه و جلب همکاری شرکتهای بین المللی نفت برای توسعه ذخائر گازی کشور فراهم نمی کند. اما وارد شدن به بازار اروپا قطعاً چنین فرآیندی را تسهیل و تسریع می نماید.

۳. حجم روابط تجاری ایران و اروپا بسیار گسترده تر است بطوری که شاید با حجم تجارت ایران با هند و پاکستان اصلاً قابل مقایسه نباشد. ایران واردات قابل توجهی از اتحادیه اروپائی دارد که با میزان صادرات ایران به این اتحادیه در تناسب نیست و صادرات گاز ایران به این اتحادیه می تواند توازن تجاری میان ایران و اتحادیه اروپا را بهبود بخشد.

۴. ترکیه در آستانه ورود به اتحادیه اروپا قرار داشته و در هر حال مشکل حاد و جدی با اتحادیه اروپا ندارد. ضمن اینکه همین نیاز به گاز نیز می تواند فرایند الحاق ترکیه به اتحادیه اروپا را تسریع کند در شرایط پیوستن ترکیه به اروپا گاز ایران مستقیماً به اتحادیه اروپا متصل خواهد شد و ریسک اضافه ای در این میان وجود ندارد ولی ریسک روابط تاریخی میان هند و پاکستان طبعاً هزینه های سرمایه گذاری صادرات گاز به این کشورها را نیز افزایش خواهد داد.

۵. از نظر امنیت ملی نیز شاید قدرت اتحادیه اروپا برای تأثیرگذاری بر معادلات بین المللی و خصوصاً بر مسائل کلیدی مربوط به روابط ایران با جامعه بین المللی بسیار فراتر از پاکستان و هندوستان باشد و وابستگی اتحادیه اروپا به گاز ایران می تواند تعاملات مربوطه را تسهیل نماید و توانائی ایالات متحده امریکا برای هم جهت کردن اتحادیه اروپا با خود بر

علیه ایران را تقلیل دهد. صادرات گاز ایران به اتحادیه اروپا می‌تواند در چارچوب یک همکاری گسترده‌تر انرژی باشد که مسائل هسته‌ای ایران را نیز پوشش داده و به حل آن کمک نماید.

اخیراً دولت روسیه و بزرگترین شرکت دولتی نفت و گاز این کشور یعنی شرکت "گازپروم" اظهار علاقه نموده‌اند که در زمینه احداث خط لوله صادرات گاز ایران به هند همکاری و مشارکت نمایند. البته برای کشوری مانند ایران که ۱۷ درصد ذخائر گاز جهان را داراست، هر تعاملی در زمینه بازاریابی گاز با شرکت‌های مهمی که در این عرصه حضور دارند، یک سرمایه‌گذاری بلند مدت تلقی می‌شود و مطلوب است، اما باید با دقت‌ها و ظرافت‌های لازم همراه باشد. همان‌گونه که پیش‌تر نیز اشاره شد بدنبال قطع جریان گاز روسیه به اروپا که در اوج سرمای زمستان گذشته و بدلیل اختلافات تاریخی روسیه و اوکراین و به منظور فشار آوردن به اوکراین توسط روس‌ها اتفاق افتاد و همچنین بدنبال برخی اظهارات نگران‌کننده مقامات روسیه در زمینه تامین آتی گاز اروپا، اتحادیه اروپا مصمم گردیده‌است که مبادی تامین گاز خود را متنوع‌تر نماید. بنظر می‌رسد که اراده اروپا بر این متنوع‌سازی قدری روس‌ها را نگران کرده باشد، لذا این احتمال وجود دارد که رقیب روسی یعنی شرکت گازپروم، علاقه مند باشد که از ورود رقیب جدید به بازار اروپا جلوگیری کند و رقیب را به بازار شرق متمایل سازد و یا اگر هم ایران بخواهد به بازار غرب وارد شود مستقل نبوده و از طریق گازپروم باشد تا شرکت مذکور بتواند کماکان کنترل خود را بر رقیب و بازار هدف حفظ کند و لذا در هرگونه تعامل با گازپروم روسیه که فی حد ذاته مطلوب است باید دقت زیاد و استراتژی روشن وجود داشته باشد که منافع دوطرف تضمین شود. ضمناً باید به سابقه گازپروم نیز توجه کرد. گازپروم در مقاطعی در رابطه با توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی اشتیاق از خود نشان داد اما در عمل چندان جدی برخورد نکرد تا جایی که این شبهه بوجود آمد که شاید بدنبال کارشکنی در توسعه ذخائر گازی رقیب باشد؟! احتمال بسیار فراتر و کلیدی‌تری نیز در مورد تحلیل رفتار روس‌ها قابل طرح است و آن این که: افزایش نسبی وابستگی جهان به گاز طبیعی بازی قدیمی نفت را دچار تحول نموده و امروز بازی نفت و گاز مطرح است و ما تدریجاً شاهد تحول ژئوپلیتیک انرژی هستیم که در آن گاز نقش بیشتری یافته است و کشور روسیه در ژئوپلیتیک گاز نقش بسیار مهمتری در مقایسه با ژئوپلیتیک نفت دارد، چراکه:

اولاً - ذخائر گازی روسیه بسیار بزرگتر از ذخائر نفتی آن است و ثانیاً - از آنجائی که هنوز خط لوله در انتقال گاز حرف اول را می‌زند و وسعت و جغرافیای روسیه به گونه‌ای است که شرق و غرب عالم را به هم متصل می‌کند روس‌ها می‌توانند نقش تعیین‌کننده‌ای در هردو منطقه مهم تقاضای گاز، یعنی اروپا و هند و چین بصورت توامان داشته باشند و لذا می‌خواهند این موقعیت ممتاز را حفظ کنند.

در صورتی که تحلیل فوق صحیح باشد هماهنگی و هم‌جهتی ایران و روسیه که جمعاً بیش از نیمی از ذخائر جهانی گاز را در اختیار دارند بسیار تعیین‌کننده، مهم و راهبردی است و در هر تعامل بین‌المللی باید اهمیت راهبردی و ارزش آن مورد دقت و توجه قرار گیرد.

دقت در آنچه که ذکر شد نشان می‌دهد که اگر در ایران گازی برای صادر کردن وجود داشته‌باشد (البته در این مورد تردید‌های جدی وجود دارد که خارج از بحث حاضر است) بازار گاز اتحادیه اروپا نسبت به بازارهای پاکستان و هند قطعاً برای ایران ترجیح دارد، مگر اینکه این دو کشور قیمتی را برای گاز بپردازند و تسهیلاتی را در نظر بگیرند که ریسک‌ها و تفاوت‌های مذکور را تحت‌الشعاع قرار دهد.

مدیر مسئول

گرفته، مورد استقبال و حمایت اتحادیه اروپائی واقع شده و از سوی دیگر درحال فراهم کردن زیرساخت‌هایی برای مذاکره با صاحبان منابع گازی در خاورمیانه و منطقه دریای خزر می‌باشد.

ایران با بیش از ۱۷ درصد ذخایر گاز جهان یکی از بهترین پتانسیل‌ها برای متنوع‌سازی مبادی گاز اتحادیه اروپا محسوب می‌شود و به نظر می‌رسد که برای ایران نیز بازار اروپا به دلایل زیر مناسب‌تر از بازارهای هند و پاکستان باشد.

۱. هردو کشور هند و پاکستان فاقد استراتژی‌های روشن و برنامه‌های بلند مدت در بخش انرژی خود می‌باشد و به همین دلیل بازار انرژی این کشورها نیز به هیچ‌وجه تضمین شده نیست. علاوه بر این در حالی که بازار انرژی و گاز این دو کشور تحت کنترل انحصاری دولت قرار ندارد، بخش خصوصی انرژی در این کشورها نیز چندان توسعه یافته نیست که بتواند بازار را تحت کنترل درآورده و سامان دهد، بنابراین ریسک بازار گاز در این دو کشور بسیار بالاست و به فرض به نتیجه رسیدن قرارداد صدور گاز ایران به این دو کشور امکان اینکه دو کشور به تعهدات خود در زمینه برداشت کافی گاز عمل نکنند و در نتیجه بازگشت سرمایه طرح با مشکل روبرو شود بسیار زیاد خواهد بود. البته در قراردادهای گازی مکانیزم‌های لازم برای جلوگیری از این زیان وجود دارد ولی تجربه نشان می‌دهد که خصوصاً وقتی طرف قرارداد دولت یک کشور است و به تعهدات خود عمل نمی‌کند، این مکانیزم‌ها چندان کارساز نخواهد بود.

هم‌اکنون نیز اخبار و اطلاعات نشان می‌دهد که کشور هند برای جذب LNG مطابق قراردادهائی که منعقد نموده‌است دچار مشکل است. این در حالی است که در جهت کاملاً معکوس بازار انرژی اروپا کاملاً برنامه‌ریزی شده و مبتنی بر استراتژی‌های روشن است و عدول اتحادیه اروپائی از تعهدات قراردادهائی که منعقد نماید بسیار دور از ذهن می‌نماید.

۲. یکی از مشکلات اصلی ایران برای تامین گاز مورد نیاز و برقراری بالانس عرضه و تقاضای داخلی و فراهم نمودن امکان صدور گاز، مشکل سرمایه‌گذاری جهت توسعه ذخائر عظیم زیرزمینی گاز خود می‌باشد. در حالی که وارد شدن به بازارهای مانند هند و پاکستان بدلیل مسائلی که پیش‌تر ذکر شد زمینه قابل توجهی را برای جذب سرمایه و جلب همکاری شرکت‌های بین‌المللی نفت برای توسعه ذخائر گازی کشور فراهم نمی‌کند. اما وارد شدن به بازار اروپا قطعاً چنین فرآیندی را تسهیل و تسریع می‌نماید.

۳. حجم روابط تجاری ایران و اروپا بسیار گسترده‌تر است بطوری که شاید با حجم تجارت ایران با هند و پاکستان اصلاً قابل مقایسه نباشد. ایران واردات قابل توجهی از اتحادیه اروپائی دارد که با میزان صادرات ایران به این اتحادیه در تناسب نیست و صادرات گاز ایران به این اتحادیه می‌تواند توازن تجاری میان ایران و اتحادیه اروپا را بهبود بخشد.

۴. ترکیه در آستانه ورود به اتحادیه اروپا قرار داشته و در هر حال مشکل حاد و جدی با اتحادیه اروپا ندارد. ضمن اینکه همین نیاز به گاز نیز می‌تواند فرایند الحاق ترکیه به اتحادیه اروپا را تسریع کند در شرایط پیوستن ترکیه به اروپا گاز ایران مستقیماً به اتحادیه اروپا متصل خواهد شد و ریسک اضافه‌ای در این میان وجود ندارد ولی ریسک روابط تاریخی میان هند و پاکستان طبیعتاً هزینه‌های سرمایه‌گذاری صادرات گاز به این کشورها را نیز افزایش خواهد داد.

۵. از نظر امنیت ملی نیز شاید قدرت اتحادیه اروپا برای تأثیرگذاری بر معادلات بین‌المللی و خصوصاً بر مسائل کلیدی مربوط به روابط ایران با جامعه بین‌المللی بسیار فراتر از پاکستان و هندوستان باشد و وابستگی اتحادیه اروپا به گاز ایران می‌تواند تعاملات مربوطه را تسهیل نماید و توانائی ایالات متحده آمریکا برای هم‌جهت کردن اتحادیه اروپا با خود بر

۲) مقایسه اجمالی میزان مصرف انرژی در روشهای مختلف تولید فولاد

۳) معرفی جدیدترین اقدامات صورت گرفته در کشورهای توسعه یافته در زمینه های بهینه سازی مصرف انرژی در فرآیندهای فولادسازی

۴) بررسی کاهش آلاینده های زیست محیطی بوسیله بهینه سازی انرژی

۲- اهمیت فولاد در صنعت

برخلاف رقابت میان موادی همچون پلاستیک، آلومینیوم، فلزات رنگی، کامپوزیتها و حتی چوب، فولاد همچنان بدون رقیب در مصرف باقی مانده است. صنایع پایه ای مانند حمل و نقل، ساختمان، ماشین سازی، معدن کاری و سایر صنایع به فولاد وابستگی شدیدی دارند. فولاد همچنین برای صنایع یرقالات مانند پیچها، مهره ها، تیرها، سوزنها و ورقهای فولادی به کار می رود.

۳- فرآیند تولید فولاد

بیش از ۲۰۰ سال است که روش کوره ذوب در اشکال مختلف به عنوان روش اصلی در تولید آهن استفاده می شود. این روش باعث تولید کربن اشباع شده برای انجام مراحل بعدی در فرآیندهای ساخت فولاد خواهد شد. اگرچه کوره های ذوب مدرن از نمونه های قدیمی تر خیلی پیشرفته تر هستند اما غالب کوره های ذوب پیشرفته با ظرفیت بالا از واکنشهای شیمیایی که توانایی کاردائم با یک میزان مواد ورودی واکنش دهنده را دارند برخوردار هستند. تزریق ذغال سنگ پودر شده، گاز طبیعی، سوخت و در بعضی حالت ها پلاستیک بازیافت شده به منظور جایگزینی بخشی از ذغال سنگ استخراجی که به عنوان عامل احیا کننده اولیه و منبع انرژی شیمیایی نقش مهمی در فرآیند تولید دارد راهکارهای جدید به کار رفته می باشند. ماده دیگر به کار رفته در صنعت فولاد کک نام دارد. کک بوسیله پختن ذغال سنگ در حضور اکسیژن به منظور حذف هیدروکربنهای فرار موجود در آن ایجاد می شود. کک حاصل شده از نظر مکانیکی سخت، متخلخل و از نظر شیمیایی خنثی می باشد که تمام خصوصیات لازم برای کار در کوره ذوب را دارا است. علاوه بر تغذیه کربن برای گرما و کاهش مصرف سنگ آهن، بادکش کوره باید همچنین از نظر فیزیکی در برابر ورود هوای گرم از پایین نفوذ پذیر باشد. ساخت کک از لحاظ محیطی و به علت تعداد هیدروکربنهایی که در طول فرآیند کک سازی خارج می شوند، بسیار مشکل است. همچنین تمامی انواع ذغال سنگها برای تولید کک مناسب نیستند. در کشورهای پیشرفته تهیه کک و فشرده سازی آن و کنترل محیط ساخت مورد توجه خاصی قرار گرفته است. بنابراین کاهش همزمان انرژی مصرفی فرایند تولید کک و مقدار سوخت نهایی کوره ذوب هدف اصلی پیشرفتهای اخیر است. امروزه از کوره قوس الکتریک در صنعت استفاده شده که ماده اولیه آن آهن قراضه می باشد، به طوریکه ۵۵٪ فولاد مصرفی از آهن قراضه ذوب شده بدست می آید. می توان عوامل اصلی کاهش مصرف انرژی را به طور فهرست وار به صورت زیر بیان نمود.

۱) به کارگیری فناوری های جدید در فرآیند ساخت آهن برای کاهش بیشتر مصرف سوخت در هر تن فلز تولیدی

۲) جایگزینی فرآیند کوره باز بوسیله روش احیای مستقیم و کوره های قوس الکتریکی

۳) تغییر ریخته گری قالبی به ریخته گری پیوسته که به نحو موثری راندمان را افزایش داده و بنابراین مقدار موادخام مورد نیاز برای تولید را

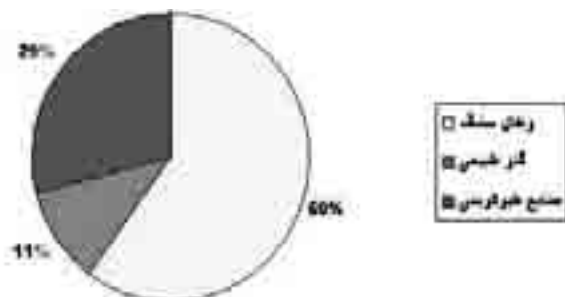
کاهش می دهد.

۴- مصرف انرژی در صنعت فولاد

۱-۴- سهم کربن

در حال حاضر ۴۸ میلیون تن واحد کربن برای هر ۱۰۵ میلیون تن فولاد تولید می شود. بنا به این گزارش این میزان تا سال ۲۰۱۰ به ۴۳ میلیون تن خواهد رسید. این مقدار برابر با ۲٪ کل کربن تولیدی می باشد. به طور کلی سهم مصرف انرژی به صورت ۶۰٪ ذغال سنگ، ۱۱٪ گاز طبیعی و ۲۹٪ منابع غیر کربنی می باشد.

نمودار (۱) - سهم مصرف مواد کربنی و غیر کربنی در تولید فولاد



۲-۴- سهم حامل های انرژی

در فرآیند تولید فولاد به روش قوس الکتریکی از منابع انرژی متفاوتی استفاده می شود که در جدول شماره (۱) مقادیر مصرفی آنها ابتدا به صورت مقیاسهای متداول هر کدام از حاملها بیان شده و در ستون انتهایی جدول، در یک واحد مشترک (MBtu/Ton) بیان گردیده است که به ترتیب درصد مصرف عبارت است از: برق، گاز طبیعی، ذغال سنگ، آهک و اکسیژن که در نمودار (۲) درصد مصرف هرکدام از آنها در تولید یک واحد (یک تن) فولاد نشان داده شده است. هر کدام از منابع انرژی برای تولید فولاد به تفصیل شرح داده خواهند شد.

جدول (۱) - شدت انرژی در تولید فولاد به روش EAF

انرژی	انرژی در هر تن فولاد (MBtu/Ton)	انرژی در هر تن فولاد (GJ/Ton)	انرژی در هر تن فولاد (kWh/Ton)
برق	1.1	1.1	1.1
گاز طبیعی	1.1	1.1	1.1
ذغال سنگ	1.1	1.1	1.1
آهک	1.1	1.1	1.1
اکسیژن	1.1	1.1	1.1

نمودار (۲) - سهم حاملهای انرژی در فرآیند تولید فولاد



۱. برق: ارتباط میان مواد مصرفی کارخانجات و مقدار کیلووات

۲) مقایسه اجمالی میزان مصرف انرژی در روشهای مختلف تولید فولاد

۳) معرفی جدیدترین اقدامات صورت گرفته در کشورهای توسعه یافته در زمینه های بهینه سازی مصرف انرژی در فرآیندهای فولادسازی

۴) بررسی کاهش آلاینده های زیست محیطی بوسیله بهینه سازی انرژی

۲- اهمیت فولاد در صنعت

برخلاف رقابت میان موادی همچون پلاستیک، آلومینیوم، فلزات رنگی، کامپوزیتها و حتی چوب، فولاد همچنان بدون رقیب در مصرف باقی مانده است. صنایع پایه ای مانند حمل و نقل، ساختمان، ماشین سازی، معدن کاری و سایر صنایع به فولاد وابستگی شدیدی دارند. فولاد همچنین برای صنایع یرقالات مانند پیچها، مهره ها، تیرها، سوزنها و ورقهای فولادی به کار می رود.

۳- فرآیند تولید فولاد

بیش از ۲۰۰ سال است که روش کوره ذوب در اشکال مختلف به عنوان روش اصلی در تولید آهن استفاده می شود. این روش باعث تولید کربن اشباع شده برای انجام مراحل بعدی در فرآیندهای ساخت فولاد خواهد شد. اگرچه کوره های ذوب مدرن از نمونه های قدیمی تر خیلی پیشرفته تر هستند اما غالب کوره های ذوب پیشرفته با ظرفیت بالا از واکنشهای شیمیایی که توانایی کاردائم با یک میزان مواد ورودی واکنش دهنده را دارند برخوردار هستند. تزریق ذغال سنگ پودر شده، گاز طبیعی، سوخت و در بعضی حالت ها پلاستیک بازیافت شده به منظور جایگزینی بخشی از ذغال سنگ استخراجی که به عنوان عامل احیا کننده اولیه و منبع انرژی شیمیایی نقش مهمی در فرآیند تولید دارد راهکارهای جدید به کار رفته می باشند. ماده دیگر به کار رفته در صنعت فولاد کک نام دارد. کک بوسیله پختن ذغال سنگ در حضور اکسیژن به منظور حذف هیدروکربنهای فرار موجود در آن ایجاد می شود. کک حاصل شده از نظر مکانیکی سخت، متخلخل و از نظر شیمیایی خنثی می باشد که تمام خصوصیات لازم برای کار در کوره ذوب را دارا است. علاوه بر تغذیه کربن برای گرما و کاهش مصرف سنگ آهن، بادکش کوره باید همچنین از نظر فیزیکی در برابر ورود هوای گرم از پایین نفوذ پذیر باشد. ساخت کک از لحاظ محیطی و به علت تعداد هیدروکربنهایی که در طول فرآیند کک سازی خارج می شوند، بسیار مشکل است. همچنین تمامی انواع ذغال سنگها برای تولید کک مناسب نیستند. در کشورهای پیشرفته تهیه کک و فشرده سازی آن و کنترل محیط ساخت مورد توجه خاصی قرار گرفته است. بنابراین کاهش همزمان انرژی مصرفی فرایند تولید کک و مقدار سوخت نهایی کوره ذوب هدف اصلی پیشرفتهای اخیر است. امروزه از کوره قوس الکتریک در صنعت استفاده شده که ماده اولیه آن آهن قراضه می باشد، به طوریکه ۵۵٪ فولاد مصرفی از آهن قراضه ذوب شده بدست می آید. می توان عوامل اصلی کاهش مصرف انرژی را به طور فهرست وار به صورت زیر بیان نمود.

۱) به کارگیری فناوری های جدید در فرآیند ساخت آهن برای کاهش بیشتر مصرف سوخت در هر تن فلز تولیدی

۲) جایگزینی فرآیند کوره باز بوسیله روش احیای مستقیم و کوره های قوس الکتریکی

۳) تغییر ریخته گری قالبی به ریخته گری پیوسته که به نحو موثری راندمان را افزایش داده و بنابراین مقدار موادخام مورد نیاز برای تولید را

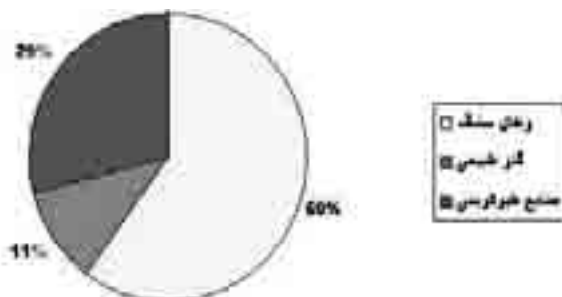
کاهش می دهد.

۴- مصرف انرژی در صنعت فولاد

۴-۱- سهم کربن

در حال حاضر ۴۸ میلیون تن واحد کربن برای هر ۱۰۵ میلیون تن فولاد تولید می شود. بنا به این گزارش این میزان تا سال ۲۰۱۰ به ۴۳ میلیون تن خواهد رسید. این مقدار برابر با ۲٪ کل کربن تولیدی می باشد. به طور کلی سهم مصرف انرژی به صورت ۶۰٪ ذغال سنگ، ۱۱٪ گاز طبیعی و ۲۹٪ منابع غیر کربنی می باشد.

نمودار (۱) - سهم مصرف مواد کربنی و غیر کربنی در تولید فولاد



۴-۲- سهم حامل های انرژی

در فرآیند تولید فولاد به روش قوس الکتریکی از منابع انرژی متفاوتی استفاده می شود که در جدول شماره (۱) مقادیر مصرفی آنها ابتدا به صورت مقیاسهای متداول هر کدام از حاملها بیان شده و در ستون انتهایی جدول، در یک واحد مشترک (MBtu/Ton) بیان گردیده است که به ترتیب درصد مصرف عبارت است از: برق، گاز طبیعی، ذغال سنگ، آهک و اکسیژن که در نمودار (۲) درصد مصرف هرکدام از آنها در تولید یک واحد (یک تن) فولاد نشان داده شده است. هر کدام از منابع انرژی برای تولید فولاد به تفصیل شرح داده خواهند شد.

جدول (۱) - شدت انرژی در تولید فولاد به روش EAF

انرژی	انرژی در واحد فولاد (MBtu/Ton)	انرژی در واحد فولاد (GJ/Ton)	انرژی در واحد فولاد (kWh/Ton)
برق	1.5	1.5	1.5
گاز طبیعی	1.5	1.5	1.5
ذغال سنگ	1.5	1.5	1.5
آهک	1.5	1.5	1.5
اکسیژن	1.5	1.5	1.5

نمودار (۲) - سهم حاملهای انرژی در فرآیند تولید فولاد



۱. برق: ارتباط میان مواد مصرفی کارخانجات و مقدار کیلووات

برسند و پس از آن در داخل گودالهایی با تابش متعادل و پیش از اینکه به صورت ورقه ورقه و شمش در آیند ریخته می شوند. پس از مدتی که این ورقه ها و شمشها خنک شدند، دوباره تا دمای 2100°F حرارت می بینند تا به صورت فولاد نیمه تمام همچون نوار و میلله گداخته در آیند. به علت افزایش تدریجی هزینه های انرژی و نیروی کار، این فرآیند به مقدار زیادی غیر اقتصادی می باشد. نخستین کوره احیای مستقیم در آمریکای شمالی در سال ۱۹۵۴ معرفی شد و با افزایش دستمزدها و انرژی، تغییر روش از روش BOH^۱ به BOF^۲ اجتناب ناپذیر گردید.

جدول (۲) - مجموع انرژی مصرف شده در عملکرد BOF در یک کشور نمونه (۱۹۹۷-۱۹۹۸)

نوع فعالیت	مجموع انرژی مصرف شده (MWh)	مجموع انرژی مصرف شده (GJ)	مجموع انرژی مصرف شده (Btu)
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140
تولید فولاد	1140	1140	1140

۵ - فرآیندهای مصرف کننده انرژی در فولادسازی

فرآیندهای مصرف کننده انرژی در کارخانجات فولادسازی به طور کامل به چند بخش تقسیم می شوند. در نمودار (۶) سهم هرکدام از این فرآیندها در مصرف انرژی نشان داده شده است. در ادامه به تفصیل در مورد آنها می پردازیم.

۱-۵ - گندله سازی^۳:

گندله سازی برای استفاده در کوره ذوب لازم است. به خصوص با افزایش فشار محیطی که بر روی زواید ذوب آهن رخ می دهد اهمیت آن بیشتر می شود. متوسط نسبت گندله به رسوب در ایالات متحده شش به یک است و مصرف گندله از ۷۰ میلیون تن در سال در سالهای اخیر افزایش یافته است. انرژی مصرف شده برای گندله سازی به این بستگی دارد که آیا سنگ معدن خام پردازش شده هماتیت است یا مگنتیت. اکسیداسیون مگنتیت (Fe_3O_4) به هماتیت (Fe_2O_3) در اثر حرارت منجر می شود.

۲-۵ - رسوب کاری

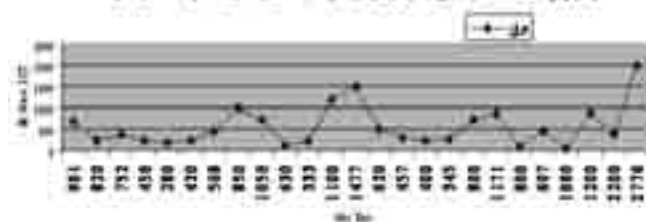
کارخانجات رسوب کاری، محصولات زائد شامل آهن (یعنی خاکه های گندله، گرد و غبار، میزان سرباره (BOF) و قسمتهای سفت کاری فرآورده های تلفات آهن (یعنی خاکه های گلوله، ذرات، خاکستر BOF) را به موادی که در زمان بارگزاری به کوره بخار مورد نیاز هستند تبدیل می کنند.

۳-۵ - کک سازی

کک هم به عنوان عامل احیاکننده و هم ماده سوختی لازم می باشد. گازهای تولید شده در طی فرآیند کک سازی، دوباره به فرآیند تولید باز می گردند. داده های بدست آمده کاهش مصرف انرژی را در کارخانجات کک به حدود ۱۱/۵ MBtu/ton کک کوره خشک نشان داده، اما انرژی مصرفی در تولید فلز گداخته را افزایش می دهد.

ساعت مصرفی نشان می دهد که مصرف انرژی برق در کوره قوس الکتریکی از اهمیت قابل توجهی برخوردار است. به ازای مصرف ۷۷۰ کیلووات ساعت به ازای هر تن فولاد و مصرف متوسط ۵۰۰ کیلو وات ساعت به ازای هر تن قالب، مقدار قابل توجهی از انرژی در تجهیزات کمکی در کارگاههای ذوب، ماشین کاری، تولید اکسیژن و مصارف کلی استفاده می شود. به طور نمونه در سال ۱۹۹۹ متوسط مصرف انرژی برق ۷۸۹ کیلووات ساعت به ازای هر تن بوده که از متوسط گیری نمودار شماره (۳) حاصل میگردد.

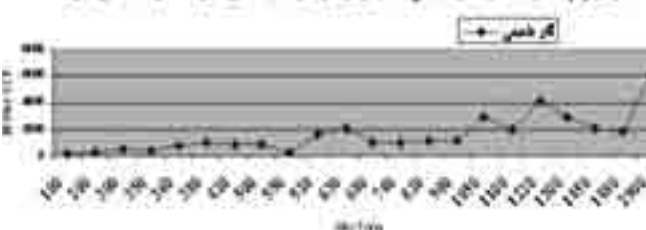
نمودار (۳) - متوسط مصرف برق به ازای هر تن فولاد در کارخانجات فولاد آمریکا در یک سال نمونه



۲. گاز طبیعی: گاز طبیعی در قسمتهای مختلف تولید مورد استفاده

قرار می گیرد که به طور میانگین مصرف ۲ MBtu در هر تن فولاد را ایجاب می کند. به عنوان مثال قسمت ذوب به تنهایی می تواند تا ۱-۰/۵ MBtu/ton انرژی مصرف می کند. در نمودار (۴) مقدار مصرف گاز طبیعی به ازای مقادیر مختلف تولید فولاد در یک کارخانه نورد کوچک نشان داده شده است.

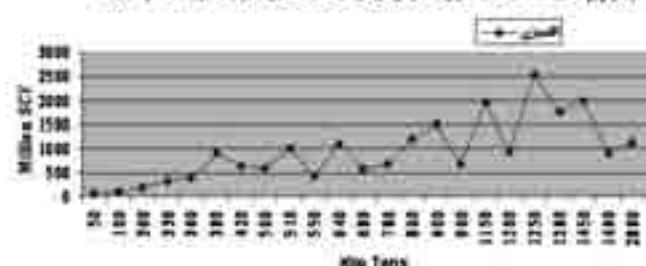
نمودار (۴) - متوسط مصرف گاز طبیعی به ازای هر تن فولاد در کارخانجات فولاد آمریکا در یک سال نمونه



۳. اکسیژن: از اکسیژن برای فرایند کک سازی و قسمتهای

مختلف استفاده می گردد. نمودار (۵) مصرف اکسیژن در کارگاههای ذوب را نشان داده و پراکندگی در این اطلاعات کاملاً مشهود است. مصرف اکسیژن به ازای تولید هر تن فولاد حدود ۸۰۰ فوت مکعب به ازای هر تن می باشد.

نمودار (۵) - متوسط مصرف اکسیژن به ازای هر تن فولاد در کارخانجات فولاد آمریکا در یک سال نمونه



۴-۳ - تولید فولاد با روش احیای مستقیم:

در طی این فرآیند، کل فولاد در داخل قالبهایی ذوب می شود، سپس قالبها دوباره مجدداً حرارت می بینند تا به دمای 2400°F

برسند و پس از آن در داخل گودالهایی با تابش متعادل و پیش از اینکه به صورت ورقه ورقه و شمش در آیند ریخته می شوند. پس از مدتی که این ورقه ها و شمشها خنک شدند، دوباره تا دمای 2100°F حرارت می بینند تا به صورت فولاد نیمه تمام همچون نوار و میلله گداخته در آیند. به علت افزایش تدریجی هزینه های انرژی و نیروی کار، این فرآیند به مقدارزیادی غیر اقتصادی می باشد. نخستین کوره احیای مستقیم در آمریکای شمالی در سال ۱۹۵۴ معرفی شد و با افزایش دستمزدها و انرژی، تغییر روش از روش BOH^۱ به BOF^۲ اجتناب ناپذیر گردید.

جدول (۲) - مجموع انرژی مصرف شده در عملکرد BOF در یک کشور نمونه (۱۹۹۷-۱۹۹۸)

ردیف	انرژی مصرف شده (کلو وات ساعت)	انرژی مصرف شده (کلو وات ساعت)	انرژی مصرف شده (کلو وات ساعت)
۱	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۲	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۳	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۴	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۵	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۶	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۷	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۸	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۹	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰
۱۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰

۵ - فرآیندهای مصرف کننده انرژی در فولادسازی

فرآیندهای مصرف کننده انرژی در کارخانجات فولادسازی به طور کامل به چند بخش تقسیم می شوند. در نمودار (۶) سهم هرکدام از این فرآیندها در مصرف انرژی نشان داده شده است. در ادامه به تفصیل در مورد آنها می پردازیم.

۱-۵ - گندله سازی^۳:

گندله سازی برای استفاده در کوره ذوب لازم است. به خصوص با افزایش فشار محیطی که بر روی زواید ذوب آهن رخ می دهد اهمیت آن بیشتر می شود. متوسط نسبت گندله به رسوب در ایالات متحده شش به یک است و مصرف گندله از ۷۰ میلیون تن در سال در سالهای اخیر افزایش یافته است. انرژی مصرف شده برای گندله سازی به این بستگی دارد که آیا سنگ معدن خام پردازش شده هماتیت است یا مگنتیت. اکسیداسیون مگنتیت (Fe_3O_4) به هماتیت (Fe_2O_3) در اثر حرارت منجر می شود.

۲-۵ - رسوب کاری

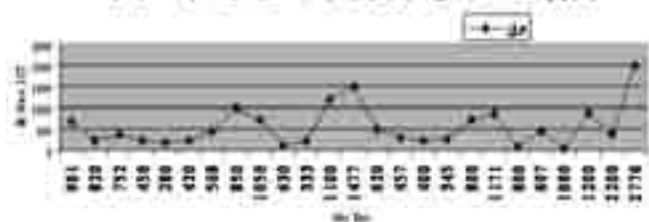
کارخانجات رسوب کاری، محصولات زائد شامل آهن (یعنی خاکه های گندله، گرد و غبار، میزان سرباره (BOF) و قسمتهای سفت کاری فرآورده های تلفات آهن (یعنی خاکه های گلوله، ذرات، خاکستر BOF) را به موادی که در زمان بارگزاری به کوره بخار مورد نیاز هستند تبدیل می کنند.

۳-۵ - کک سازی

کک هم به عنوان عامل احیاکننده و هم ماده سوختی لازم می باشد. گازهای تولید شده در طی فرآیند کک سازی، دوباره به فرآیند تولید باز می گردند. داده های بدست آمده کاهش مصرف انرژی را در کارخانجات کک به حدود $11/5 \text{ MBtu/ton}$ کک کوره خشک نشان داده، اما انرژی مصرفی در تولید فلز گداخته را افزایش می دهد.

ساعت مصرفی نشان می دهد که مصرف انرژی برق در کوره قوس الکتریکی از اهمیت قابل توجهی برخوردار است. به ازای مصرف 770 کیلووات ساعت به ازای هر تن فولاد و مصرف متوسط 500 کیلو وات ساعت به ازای هر تن قالب، مقدار قابل توجهی از انرژی در تجهیزات کمکی در کارگاههای ذوب، ماشین کاری، تولید اکسیژن و مصارف کلی استفاده می شود. به طور نمونه در سال ۱۹۹۹ متوسط مصرف انرژی برق 789 کیلووات ساعت به ازای هر تن بوده که از متوسط گیری نمودار شماره (۳) حاصل میگردد.

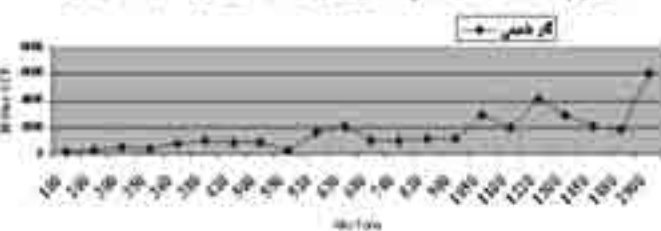
نمودار (۳) - متوسط مصرف برق به ازای هر تن فولاد در کارخانجات فولاد آمریکا در یک سال نمونه



۲. گاز طبیعی: گاز طبیعی در قسمتهای مختلف تولید مورد استفاده

قرار می گیرد که به طور میانگین مصرف 2 MBtu در هر تن فولاد را ایجاب می کند. به عنوان مثال قسمت ذوب به تنهایی می تواند تا $1-0.5 \text{ MBtu/ton}$ انرژی مصرف می کند. در نمودار (۴) مقدار مصرف گاز طبیعی به ازای مقادیر مختلف تولید فولاد در یک کارخانه نورد کوچک نشان داده شده است.

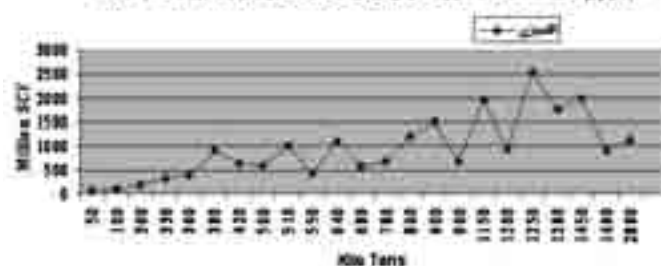
نمودار (۴) - متوسط مصرف گاز طبیعی به ازای هر تن فولاد در کارخانجات فولاد آمریکا در یک سال نمونه



۳. اکسیژن: از اکسیژن برای فرایند کک سازی و قسمتهای

مختلف استفاده می گردد. نمودار (۵) مصرف اکسیژن در کارگاههای ذوب را نشان داده و پراکندگی در این اطلاعات کاملاً مشهود است. مصرف اکسیژن به ازای تولید هر تن فولاد حدود 800 فوت مکعب به ازای هر تن می باشد.

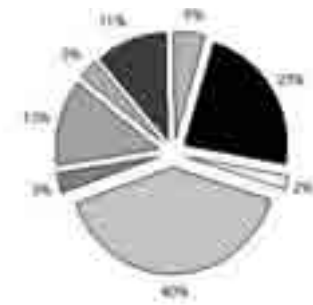
نمودار (۵) - متوسط مصرف اکسیژن به ازای هر تن فولاد در کارخانجات فولاد آمریکا در یک سال نمونه



۴-۳ - تولید فولاد با روش احیای مستقیم:

در طی این فرآیند، کل فولاد در داخل قالبهایی ذوب می شود، سپس قالبها دوباره مجدداً حرارت می بینند تا به دمای 2400°F

نمودار (۶) نمودار فرایندهای مصرف کننده انرژی در فرایند فولادسازی



۵-۴ - آهن سازی کوره ذوب:

کوره ذوب اساس فرایند تولید فولاد می باشد. کک هم به عنوان عامل احیا و هم سوخت نقش اساسی ایجاد کرده و جداسازی سرباره از فلز را میسر می سازد. در حالیکه محدودیتهایی برای چگونگی کاهش ملزومات کک وجود دارد، بدون کک کوره های ذوب موثر و بزرگ وجود نخواهند داشت. بهترین کوره های ذوب در مقادیر کک حدود ۶۵۰ lbs/NTHM کار می کنند در حالیکه سرعت تزریق روغن، گاز و ذغال سنگ آنها حدود ۳۰۰ lbs/NTHM برای نفت و برای مقادیر سوخت دیگر ۹۵۰ lbs/NTHM می باشد. کل انرژی لازم برای تولید فلز گداخته حدود ۱۵/۴۸ MBtu/NTHM می باشد.

۵-۵ - آهن سازی متناوب:

اگرچه، فولادسازی با روش احیای مستقیم به عنوان یک فرایند خودبخودی مورد نظر است، اما یک فرایند بدون مصرف انرژی نیست. نصب کوره های پاتیلی و مکنده ها مصرف انرژی را در کارگاههای کوره احیای مستقیم افزایش داده اند. آهک و اکسیژن مورد استفاده برای تولید آنها نیازمند انرژی می باشد. با کاهش مقادیر سیلیکون، درصد فلز گداخته در کوره احیای مستقیم حدود ۷۵ درصد افزایش یافته است. استفاده از فناوری آهن سازی متناوب توسط کارخانجات نورد هنوز ناچیز است.

۵-۶ - موتورها:

صنعت فولاد ۴۳ بلیون کیلووات ساعت انرژی الکتریکی سالیانه مصرف می کند که حداقل نصف آن برای ذوب کوره قوس الکتریک و عملیات تصفیه مصرف شده و ۲۲ بلیون کیلووات ساعت مربوط به موتورهای الکتریکی می باشد. افزایش تولید بوسیله روش کوره قوس الکتریک به کاهش قابل توجه در مصرف انرژی منجر شده است. تحقیقات نشان داده است که حدود ۱۲٪ انرژی مصرفی در صورت استفاده از تجهیزات بهتر و به کارگیری موتورهای مناسب با بازدهی بالا، قابل صرفه جویی خواهد بود.

۶ - فولادسازی به روش کوره قوس الکتریک

در حالیکه امروزه فرایندهای فولادسازی احیای مستقیم و قوس الکتریکی تقریباً سهم برابری در فرایند ذوب دارند، اما به نظر می رسد تا سال ۲۰۱۰ درصد روش قوس الکتریک از روش احیای مستقیم سبقت گیرد. این کارخانجات نورد کوچک، بر روی محصولاتی همچون میله و قسمتهای سبکی که در آن کیفیت نهایی به اندازه فولاد در صنعت خودروسازی حیاتی نیست، کار می کنند. پیشرفتهای کلیدی در زمینه فولادسازی به روش قوس الکتریک عبارتند از:

۱. استفاده از قوسهای بلند برای افزایش راندمان از طریق سرباره های

کف آلود برای حفاظت دیواره

۲. استفاده از تزریق کننده های چند کاربره و نیزه ها برای ورودی

سوخت، اکسیژن و کربن

۳. احتراق و جمع آوری منوکسید کربن خروجی از حوضچه

۴. تعیین حرارت قابل تشخیص در گاز خروجی بوسیله ته مانده

سرد

۵. بارگذاری پیوسته واحدهای آهن سازی متناوب

۶. روشهای کنترل هوشمند با استفاده از اتوماسیون صنعتی

۷. استفاده از ترانسفورماتورهای قدرت با توان بالا

ارتباط میان میزان تولید خط فولادسازی و کیلو وات ساعت مصرفی نشان می دهد که استفاده مجدد از انرژی الکتریکی خارج شده از کوره قوس الکتریک لازم است. مقدار زیادی از این انرژی برای تجهیزات کمکی در بخش ذوب، نورد و احیای مستقیم استفاده می شود.

جدول (۳) - کل انرژی مصرف شده در صنعت فولاد یک کشور نمونه (۱۹۹۸-۱۹۹۷)

کشور	انرژی مصرف شده (TWh)	انرژی مصرف شده (TWh)	انرژی مصرف شده (TWh)
ایران	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ایالات متحده	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
آلمان	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
فرانسه	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
بریتانیا	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ژاپن	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
کره جنوبی	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
چین	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
هند	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
برزیل	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

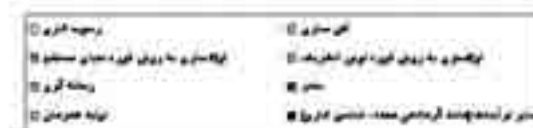
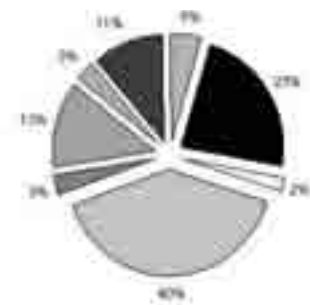
۷. ماشین کاری و عملیات تکمیل

هنگامی که ریخته گری ورقه ای معرفی شد، مفهوم بارگذاری گرم مورد بررسی قرار گرفت اما به صورت کامل مورد تحقیق واقع نشد. علت آن این است که ورقه های داغ قبل از دستیابی به تاسیسات نوار گرم که معمولاً در فاصله از کارگاههای ذوب واقع هستند خنک می شوند و عمل خنک کردن همچنان برای تامین کیفیت الزامی است.

جدول (۴) - ظرفیت انرژی برای عملکرد بهینه کارخانجات نورد مجتمع در یک کشور نمونه (۱۹۹۸)

کشور	ظرفیت انرژی (TWh)	ظرفیت انرژی (TWh)	ظرفیت انرژی (TWh)
ایران	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ایالات متحده	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
آلمان	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
فرانسه	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
بریتانیا	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ژاپن	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
کره جنوبی	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
چین	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
هند	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
برزیل	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

نمودار (۶) نمودار فرآیندهای مصرف کننده انرژی در فرآیند فولادسازی



۵-۴ - آهن سازی کوره ذوب:

کوره ذوب اساس فرآیند تولید فولاد می باشد. کک هم به عنوان عامل احیا و هم سوخت نقش اساسی ایجاد کرده و جداسازی سرباره از فلز را میسر می سازد. در حالیکه محدودیت‌هایی برای چگونگی کاهش ملزومات کک وجود دارد، بدون کک کوره های ذوب موثر و بزرگ وجود نخواهند داشت. بهترین کوره های ذوب در مقادیر کک حدود ۶۵۰ lbs/NTHM کار می کنند در حالیکه سرعت تزریق روغن، گاز و ذغال سنگ آنها حدود ۳۰۰ lbs/NTHM برای نفت و برای مقادیر سوخت دیگر ۹۵۰ lbs/NTHM می باشد. کل انرژی لازم برای تولید فلز گداخته حدود ۱۵/۴۸ MBtu/NTHM می باشد.

۵-۵ - آهـن سازى متـناوب:

اگرچه، فولادسازی با روش احیای مستقیم به عنوان یک فرآیند خودبخودی مورد نظر است، اما یک فرآیند بدون مصرف انرژی نیست. نصب کوره های پائیلی و مکنده ها مصرف انرژی را در کارگاههای کوره احیای مستقیم افزایش داده اند. آهک و اکسیژن مورد استفاده برای تولید آنها نیازمند انرژی می باشد. با کاهش مقادیر سیلیکون، درصد فلز گداخته در کوره احیای مستقیم حدود ۷۵ درصد افزایش یافته است. استفاده از فناوری آهن سازی متناوب توسط کارخانجات نورد هنوز ناچیز است.

۵-۶ - مو تو رہا:

صنعت فولاد ۴۳ میلیارد کیلووات ساعت انرژی الکتریکی سالیانه مصرف می کند که حداقل نصف آن برای ذوب کوره قوس الکتریک و عملیات تصفیه مصرف شده و ۲۲ میلیارد کیلووات ساعت مربوط به موتورهای الکتریکی می باشد. افزایش تولید بوسیله روش کوره قوس الکتریک به کاهش قابل توجه در مصرف انرژی منجر شده است. تحقیقات نشان داده است که حدود ۱۲٪ انرژی مصرفی در صورت استفاده از تجهیزات بهتر و به کارگیری موتورهای مناسب با بازدهی بالا، قابل صرفه جویی خواهد بود.

۶- فولادسازی به روش کوره قوس الکتریک

در حالیکه امروزه فرایندهای فولادسازی احیای مستقیم و قوس الکتریکی تقریباً سهم برابری در فرایند ذوب دارند، اما به نظر می‌رسد تا سال ۲۰۱۰ درصد روش قوس الکتریک از روش احیای مستقیم سقت گیرد. این کارخانجات نورد کوچک، بر روی محصولاتی همچون میله و قسمتهای سبکی که در آن کیفیت نهایی به اندازه فولاد در صنعت خودروسازی حیاتی نیست، کار می‌کنند. پیشرفتهای کلیدی در زمینه فولادسازی به روش قوس الکتریک عبارتند از:

۱. استفاده از قوسهای بلند برای افزایش داندمان از طریق سرباره های

۲. استفاده از تزریق کننده های چند کارسره و نیزه ها برای ورودی کف آلود برای حفاظت دیواره

سوخت ، اکسیژن و کربن

۳. احتراق و جمع آوری منو کسید کربن خروجی از حوضچه

۴. تعیین حرارت قابل تشخیص در گاز خروجی بوسیله ته مانده

۴۳۲

۵. بارگذاری پیوسته واحدهای آهن سازی متناوب

۶. روشهای کنترل هوشمند با استفاده از اتوماسیون صنعتی

۷. استفاده از ترانسفورماتورهای قدرت یا توان بالا

ارتباط میان میزان تولید خط فولادسازی و کیلو وات ساعت مصرفی نشان می دهد که استفاده مجدد از انرژی الکتریکی خارج شده از کوره قوس الکتریک لازم است. مقدار زیادی از این انرژی برای تجهیزات کمکی در بخش ذوب، نورد و احیای مستقیم استفاده می شود.

جدول (۳) - کل انرژی مصرف شده در صنعت فولاد یک کشور
نمونه (۱۹۹۸-۱۹۹۷)

رقم التذكرة	الاسم	الدرجة	الوقت	الوقت
1	أحمد محمد	100	100	100
2	محمد أحمد	90	90	90
3	أحمد محمد	80	80	80
4	محمد أحمد	70	70	70
5	أحمد محمد	60	60	60
6	محمد أحمد	50	50	50
7	أحمد محمد	40	40	40
8	محمد أحمد	30	30	30
9	أحمد محمد	20	20	20
10	محمد أحمد	10	10	10

۷. ماشین کاری و عملیات تکمیل

هنگامی که ریخته گری ورقه ای معرفی شد، مفهوم بارگزاری گرم مورد بررسی قرار گرفت اما به صورت کامل مورد تحقیق واقع نشد. علت آن این است که ورقه های داغ قبل از دستیابی به تاسیسات نوار گرم که معمولاً در فاصله از کارگاههای ذوب واقع هستند خنک می شوند و عمل خنک کردن همچنان برای تاسیس گشت الزامی است.

جدول (۴) - ظرفیت انرژی برای عملکرد بهینه کارخانجات نورد مجتمع در یک کشور نمونه (۱۹۹۸)

ردیف	نوع و نام دارو	تعداد مصرف کنندگان	تعداد داروهای مصرف شده	تعداد مصرف کنندگان
1	آسپرین	1000	1000	1000
2	پاراستامول	500	500	500
3	ایبوپروفن	300	300	300
4	دیفن هیدرامین	200	200	200
5	کلوروفورم	150	150	150
6	پروپوفول	100	100	100
7	کافور	80	80	80
8	بنزوکائین	60	60	60
9	پروپیل پراپیل	40	40	40
10	پروپیل پروپیل	30	30	30

نمودار (۸) - شدت انرژی مصرفی در فرایندهای کوره قوس الکتریک (الف) کوره قوس الکتریک ماشین کاری شده (ب) سایر روشهای کوره قوس الکتریک



۹ - میزان صرفه جویی انرژی قابل اجرا در صنعت فولاد

با توجه به برنامه ریزیهای انجام شده، میانگین انرژی مصرفی برای تولید یک تن فولاد به طور متوسط تا سال ۲۰۱۰، ۱۷٪ کاهش خواهد یافت. در این صورت انرژی نهایی برای تولید از $1/83 Q$ به $1/57 Q$ کاهش خواهد یافت. این کاهش هم تغییرات فرآیندی و هم ساختاری را در برمی گیرد و شامل انرژی مورد نیاز برای تولید گندله (۷۰ میلیون تن)، اکسیژن و آهک به همان مقدار کک وارداتی (۶ میلیون تن) می باشد. نتیجه ای که در این مرحله استخراج می شود آن است که با جابجایی کوره های ذوب با راندمان پایین به همراه کاهش ظرفیت سوخت در سایر کوره ها، تصویر خوبی از کاهش انرژی مشاهده می شود. افزایش تولید آهن اسفنجی و فلز تولید شده، مصرف انرژی مورد نیاز برای هر تن محصول کوره قوس الکتریکی را افزایش می دهد. چنانچه، بهینه سازی مصرف انرژی در دهه گذشته به طور کامل مورد استفاده واقع می شد، مصرف انرژی به مقدار $0/3 \text{ Mbtu/Ton}$ کاهش پیدامی کرد.

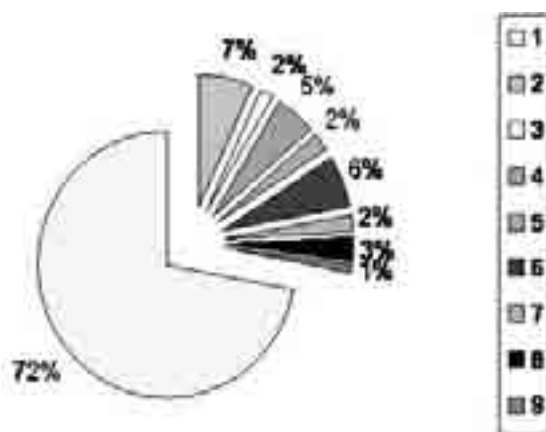
جدول (۶) چگونگی برنامه ریزی انجام شده به ازای هر تن فولاد را از سال ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۰ و از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ به ترتیب به ازای انواع مختلف تسهیلات و فناوریهای جدید که بحث شده اند، نشان می دهد.

۱۰ - نقش انتشار دی اکسید کربن و معادل کربن در

صنعت فولاد آمریکا

سوختهای فسیلی حدود ۷۵٪ منابع انرژی اولیه را در ایالات متحده تشکیل می دهند. از آنجا که سوخته شدن سوختهای فسیلی به صورت اجتناب ناپذیری منجر به انتشار دی اکسید کربن می شود، سهم این سوخت خیلی مهم می باشد. اگرچه اثر ملموس ارتباط میان گرم شدن جهان در طرح ها و برنامه ها و میزان انتشار دی اکسید کربن نامشخص است اما کاهش انتشار دی اکسید کربن تا حد ممکن ضروری می باشد. متأسفانه در صنعت فولاد از آنجا که جایگزینی برای کک وجود ندارد باید از ذغال سنگ برای تولید کک استفاده کرد. ذغال سنگ یک سوخت ارزان است و به علاوه، سوخت اولیه برای تولید برق در کشورهایی می باشد که از منابع نفتی چندانی برخوردار نیستند و در حدود ۶۰٪ ماده اولیه برای تامین برق را تشکیل می دهد. در حال حاضر صنعت فولاد حدود ۴۸ میلیون تن معادل کربن (۱۷۸ میلیون تن دی اکسید کربن) را در سال منتشر می کند که شامل انرژی لازم برای تولید گندله ها، اکسیژن، آهک و تجزیه سنگ آهک می باشد و ۱۰۰٪ انرژی الکتریکی روشهای مبتنی بر ذغال سنگ را مصرف می کند. این مقدار می تواند در صورتیکه انرژی برای گندله سازی، روشهای احیا و تولید آهک کاهش پیدا کند و روشهای مختلفی برای تولید برق استفاده شود به ۱۲ میلیون تن کربن کاهش پیدا کند.

نمودار (۷) - توزیع شدت انرژی در کارخانجات نورد نسبت به شدت انرژی کل



(نمودار بر حسب اطلاعات جدول (۴) می باشد)

۸ - اقدامات در دست اجرا برای کاهش مصرف انرژی

۱. افزایش تلاش برای حفظ انرژی در محصولات ریخته گری گرم
۲. افزایش تلاش برای جمع آوری گازهای خروجی در فرایندها برای بدست آوردن انرژی حرارتی
۳. افزایش استفاده از سنسورها در کلیه مراحل تولید برای بهبود راندمان
۴. استفاده از روشهای نوین به منظور پیش گرم کردن گندله ها قبل از ورود به کوره قوس الکتریکی
۵. پیاده سازی برنامه بهینه سازی انرژی الکتریکی در الکتروموتورها
۶. استفاده از روش تولید مجتمع

جدول (۵) - شدت انرژی برای عملکرد بهینه در کاربردهای EAF در یک کشور نمونه (۱۹۹۷-۱۹۹۸)

ردیف	نوع تسهیلات	شدت انرژی (Mbtu/Ton)	میزان کاهش مصرف انرژی (Mbtu/Ton)	میزان صرفه جویی (درصد)
در بخش ذوب و ریخته گری فولاد				
۱	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۲	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۳	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۴	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۵	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۶	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۷	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۸	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۹	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۱۰	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
در بخش تولید سایر محصولات				
۱	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۲	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۳	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۴	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۵	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۶	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۷	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۸	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۹	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪
۱۰	تولید فولاد	۱۰۰	۱۰	۱۰٪

نمودار (۸) - شدت انرژی مصرفی در فرایندهای کوره قوس الکتریک (الف) کوره قوس الکتریک ماشین کاری شده (ب) سایر روشهای کوره قوس الکتریک



۹ - میزان صرفه جویی انرژی قابل اجرا در صنعت فولاد

با توجه به برنامه ریزیهای انجام شده، میانگین انرژی مصرفی برای تولید یک تن فولاد به طور متوسط تا سال ۲۰۱۰، ۱۷٪ کاهش خواهد یافت. در این صورت انرژی نهایی برای تولید از $1/83 Q$ به $1/57 Q$ کاهش خواهد یافت. این کاهش هم تغییرات فرآیندی و هم ساختاری را در برمی گیرد و شامل انرژی مورد نیاز برای تولید گندله (۷۰ میلیون تن)، اکسیژن و آهک به همان مقدار کک وارداتی (۶ میلیون تن) می باشد. نتیجه ای که در این مرحله استخراج می شود آن است که با جابجایی کوره های ذوب با راندمان پایین به همراه کاهش ظرفیت سوخت در سایر کوره ها، تصویر خوبی از کاهش انرژی مشاهده می شود. افزایش تولید آهن اسفنجی و فلز تولید شده، مصرف انرژی مورد نیاز برای هر تن محصول کوره قوس الکتریکی را افزایش می دهد. چنانچه، بهینه سازی مصرف انرژی در دهه گذشته به طور کامل مورد استفاده واقع می شد، مصرف انرژی به مقدار $0/3 \text{ Mbtu/Ton}$ کاهش پیدامی کرد.

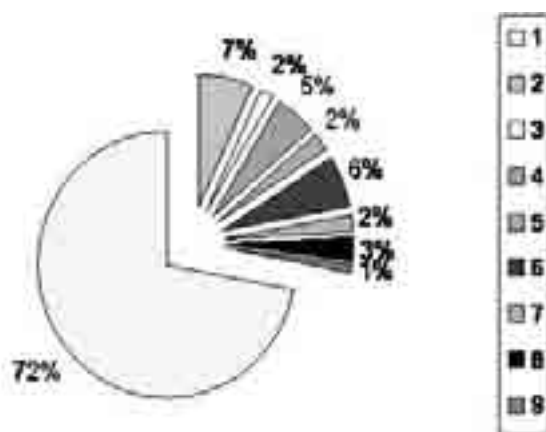
جدول (۶) چگونگی برنامه ریزی انجام شده به ازای هر تن فولاد را از سال ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۰ و از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ به ترتیب به ازای انواع مختلف تسهیلات و فناوریهای جدید که بحث شده اند، نشان می دهد.

۱۰ - نقش انتشار دی اکسید کربن و معادل کربن در

صنعت فولاد آمریکا

سوختهای فسیلی حدود ۷۵٪ منابع انرژی اولیه را در ایالات متحده تشکیل می دهند. از آنجا که سوخته شدن سوختهای فسیلی به صورت اجتناب ناپذیری منجر به انتشار دی اکسید کربن می شود، سهم این سوخت خیلی مهم می باشد. اگرچه اثر ملموس ارتباط میان گرم شدن جهان در طرح ها و برنامه ها و میزان انتشار دی اکسید کربن نامشخص است اما کاهش انتشار دی اکسید کربن تا حد ممکن ضروری می باشد. متأسفانه در صنعت فولاد از آنجا که جایگزینی برای کک وجود ندارد باید از ذغال سنگ برای تولید کک استفاده کرد. ذغال سنگ یک سوخت ارزان است و به علاوه، سوخت اولیه برای تولید برق در کشورهایی می باشد که از منابع نفتی چندانی برخوردار نیستند و در حدود ۶۰٪ ماده اولیه برای تامین برق را تشکیل می دهد. در حال حاضر صنعت فولاد حدود ۴۸ میلیون تن معادل کربن (۱۷۸ میلیون تن دی اکسید کربن) را در سال منتشر می کند که شامل انرژی لازم برای تولید گندله ها، اکسیژن، آهک و تجزیه سنگ آهک می باشد و ۱۰۰٪ انرژی الکتریکی روشهای مبتنی بر ذغال سنگ را مصرف می کند. این مقدار می تواند در صورتیکه انرژی برای گندله سازی، روشهای احیا و تولید آهک کاهش پیدا کند و روشهای مختلفی برای تولید برق استفاده شود به ۱۲ میلیون تن کربن کاهش پیدا کند.

نمودار (۷) - توزیع شدت انرژی در کارخانجات نورد نسبت به شدت انرژی کل



(نمودار بر حسب اطلاعات جدول (۴) می باشد)

۸ - اقدامات در دست اجرا برای کاهش مصرف انرژی

۱. افزایش تلاش برای حفظ انرژی در محصولات ریخته گری گرم
۲. افزایش تلاش برای جمع آوری گازهای خروجی در فرایندها برای بدست آوردن انرژی حرارتی
۳. افزایش استفاده از سنسورها در کلیه مراحل تولید برای بهبود راندمان
۴. استفاده از روشهای نوین به منظور پیش گرم کردن گندله ها قبل از ورود به کوره قوس الکتریکی
۵. پیاده سازی برنامه بهینه سازی انرژی الکتریکی در الکتروموتورها
۶. استفاده از روش تولید مجتمع

جدول (۵) - شدت انرژی برای عملکرد بهینه در کاربردهای EAF در یک کشور نمونه (۱۹۹۷-۱۹۹۸)

دسته	میزان انرژی مصرفی (Mbtu/Ton)	میزان انرژی مصرفی (Mbtu/Ton)	میزان انرژی مصرفی (Mbtu/Ton)	میزان انرژی مصرفی (Mbtu/Ton)
۱. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۳. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۴. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۵. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۶. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۷. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۸. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۹. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۰. انرژی مصرفی در فرآیند ذوب	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

جدول (۶) - آمار برنامه ریزی صنعت فولاد برای یک کشور نمونه

[illegible]

تاریخ	تاریخ	تاریخ	تاریخ
1390/01/01	1390/01/01	1390/01/01	1390/01/01
1390/01/02	1390/01/02	1390/01/02	1390/01/02
1390/01/03	1390/01/03	1390/01/03	1390/01/03
1390/01/04	1390/01/04	1390/01/04	1390/01/04
1390/01/05	1390/01/05	1390/01/05	1390/01/05
1390/01/06	1390/01/06	1390/01/06	1390/01/06
1390/01/07	1390/01/07	1390/01/07	1390/01/07
1390/01/08	1390/01/08	1390/01/08	1390/01/08
1390/01/09	1390/01/09	1390/01/09	1390/01/09
1390/01/10	1390/01/10	1390/01/10	1390/01/10
1390/01/11	1390/01/11	1390/01/11	1390/01/11
1390/01/12	1390/01/12	1390/01/12	1390/01/12
1390/01/13	1390/01/13	1390/01/13	1390/01/13
1390/01/14	1390/01/14	1390/01/14	1390/01/14
1390/01/15	1390/01/15	1390/01/15	1390/01/15
1390/01/16	1390/01/16	1390/01/16	1390/01/16
1390/01/17	1390/01/17	1390/01/17	1390/01/17
1390/01/18	1390/01/18	1390/01/18	1390/01/18
1390/01/19	1390/01/19	1390/01/19	1390/01/19
1390/01/20	1390/01/20	1390/01/20	1390/01/20
1390/01/21	1390/01/21	1390/01/21	1390/01/21
1390/01/22	1390/01/22	1390/01/22	1390/01/22
1390/01/23	1390/01/23	1390/01/23	1390/01/23
1390/01/24	1390/01/24	1390/01/24	1390/01/24
1390/01/25	1390/01/25	1390/01/25	1390/01/25
1390/01/26	1390/01/26	1390/01/26	1390/01/26
1390/01/27	1390/01/27	1390/01/27	1390/01/27
1390/01/28	1390/01/28	1390/01/28	1390/01/28
1390/01/29	1390/01/29	1390/01/29	1390/01/29
1390/01/30	1390/01/30	1390/01/30	1390/01/30
1390/01/31	1390/01/31	1390/01/31	1390/01/31

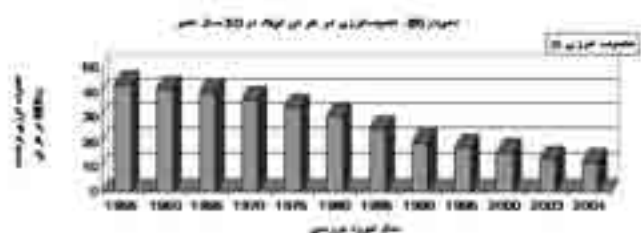
نوع ماده	تعداد	تاریخ	محل
کتاب	10	1390	کتابخانه
مجله	5	1391	کتابخانه
روزنامه	3	1392	کتابخانه
فایل صوتی	2	1393	کتابخانه
فایل تصویری	1	1394	کتابخانه
مجموعه	1	1395	کتابخانه
کتاب	10	1396	کتابخانه
مجله	5	1397	کتابخانه
روزنامه	3	1398	کتابخانه
فایل صوتی	2	1399	کتابخانه
فایل تصویری	1	1400	کتابخانه
مجموعه	1	1401	کتابخانه

با توجه به اهمیت فولاد در توسعه صنعتی هر کشور و و انرژی باری بالای فرآیند تولید آن، نقش بهینه سازی انرژی در این صنعت اهمیت روزافزونی پیدا کرده است. افزایش قیمت انرژی و مواد اولیه و محدودیتهای موجود زیست محیطی این صنعت را به سمت استفاده از روشهای نوین تولید و بهینه سازی روشهای موجود سوق داده است. بخشهای عمده برای تولید فولاد و محصولات مرتبط با آن عبارتند از: رسوب، ذوب، آهن سازی، فولادسازی به روش کوره قوس الکتریک، فولادسازی به روش احیای مستقیم، ریخته گری، فرآیند تولید همزمان و فرآیندهای دیگر مانند گرما دهی مجدد، ماشین کاری و تکمیل فرآیند.

مراجع

از سال ۱۹۷۵ تا کنون، صنعت فولاد بیش از ۶۰ میلیارد دلار در فناوریهای جدید به منظور بهبود بازده انرژی و افزایش محصولات سرمایه گذاری کرده است. صنعت فولاد آمریکا شدت مصرف انرژی به ازای هر تن فولاد را از سال ۱۹۹۰ حدود ۲۸٪ کاهش داده است. از سال ۲۰۰۲ به بعد نیز میزان مصرف انرژی حدود ۱۳/۲٪ کم شده است. به علت ارتباط نزدیک انتشار گازهای گلخانه ای و میزان انتشار گاز دی اکسید کربن با مصرف انرژی، این دو عامل نیز در این مدت کاهش قابل ملاحظه ای پیدا کرده اند.

صنعت فولاد با چشم انداز پیش رو باید تا سال ۲۰۱۲ بازده انرژی خود را نسبت به سال ۲۰۰۲ حدود ۱۰٪ افزایش دهد.



جدول (۶) - آمار برنامه ریزی صنعت فولاد برای یک کشور نمونه

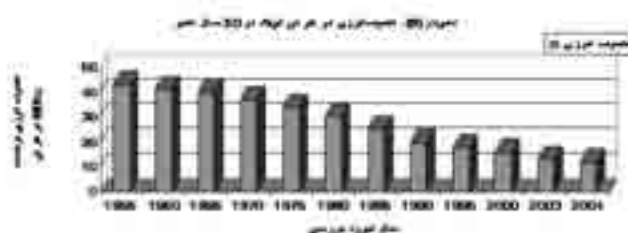
سال	تولید فولاد (میلیون تن)	تولید فولاد (میلیون تن)	تولید فولاد (میلیون تن)
۱۹۸۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۸۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۸۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۸۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۸۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۳۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

جدول (۷) - کاهش انرژی ریزی شده در صنعت فولاد یک کشور نمونه (۱۹۹۸-۲۰۰۰)

سال	تولید فولاد (میلیون تن)	تولید فولاد (میلیون تن)	تولید فولاد (میلیون تن)
۱۹۹۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۱۹۹۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۳۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

۱۱ - نتایج بهینه سازیهای انجام شده در سالهای اخیر

از سال ۱۹۷۵ تا کنون، صنعت فولاد بیش از ۶۰ میلیارد دلار در فناوریهای جدید به منظور بهبود بازده انرژی و افزایش محصولات سرمایه گذاری کرده است. صنعت فولاد آمریکا شدت مصرف انرژی به ازای هر تن فولاد را از سال ۱۹۹۰ حدود ۲۸٪ کاهش داده است. از سال ۲۰۰۲ به بعد نیز میزان مصرف انرژی حدود ۱۳/۲٪ کم شده است. به علت ارتباط نزدیک انتشار گازهای گلخانه ای و میزان انتشار گاز دی اکسید کربن با مصرف انرژی، این دو عامل نیز در این مدت کاهش قابل ملاحظه ای پیدا کرده اند. صنعت فولاد با چشم انداز پیش رو باید تا سال ۲۰۱۲ بازده انرژی خود را نسبت به سال ۲۰۰۲ حدود ۱۰٪ افزایش دهد.



جدول (۸) - کاهش انرژی مصرفی برنامه ریزی شده در صنعت فولاد یک کشور نمونه (۲۰۰۰-۲۰۱۰)

سال	تولید فولاد (میلیون تن)	تولید فولاد (میلیون تن)	تولید فولاد (میلیون تن)
۲۰۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۰۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۱۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۱	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۳	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۴	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۵	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۷	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۸	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۲۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
۲۰۳۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

۱۲ - نتیجه گیری:

با توجه به اهمیت فولاد در توسعه صنعتی هر کشور و و انرژی باری بالای فرآیند تولید آن، نقش بهینه سازی انرژی در این صنعت اهمیت روزافزونی پیدا کرده است. افزایش قیمت انرژی و مواد اولیه و محدودیتهای موجود زیست محیطی این صنعت را به سمت استفاده از روشهای نوین تولید و بهینه سازی روشهای موجود سوق داده است. بخشهای عمده برای تولید فولاد و محصولات مرتبط با آن عبارتند از: رسوب، ذوب، آهن سازی، فولادسازی به روش کوره قوس الکتریک، فولادسازی به روش احیای مستقیم، ریخته گری، فرآیند تولید همزمان و فرآیندهای دیگر مانند گرمادهی مجدد، ماشین کاری و تکمیل فرآیند.

روشهای بهینه سازی از ابتدای پیدایش صنعت فولاد تاکنون منجر به کاهش مصرف انرژی به مقدار ۷۰٪ در تولید هر تن فولاد شده است. این روشها که در ابتدا بر پایه روشهای مکانیکی استوار بوده اند، امروزه با پیشرفت چشمگیر فناوری و افزایش اهمیت مصرف انرژی رو به سمت روشهای نوین الکترو مکانیکی و هوشمند آورده اند.

مراجع

- [1] Energy Use in the U.S. Steel industry: An Historical Perspective and future opportunities, Dr. John Stubbles. Steel Industry Consultant. Mason, Ohio. for the U.S. DOE Office of Industrial Technologies Washington, DC.
- [2] International Energy Outlook 2005, International Monetary Fund, "Economic Prospects and Policy Issues," in World Economic Outlook: Globalization and External Imbalances (Washington, DC, April 2005), p. 29, web site www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2005/01/
- [3] International Energy Agency, World Energy Outlook 2004 (Paris, France, October 2004), p. 250
- [4] <http://www.ussteel.com>
- [5] <http://www.economagic.com/doeme.htm>
- [6] U.S Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy, Steel industry of the future: <http://www.eere.energy.gov/industry/steel/analysis.html>
- [7] Optimization of the low-energy ring dipoles, P. Barale, N. Li, J. Osborn, J. Tanabe, R. B. Yourd, and M. S. Zisman. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, U.S.A.



دوره‌های تخلیه طبیعی مخازن هیدروکربوری

همایون مطیعی

به طور کلی تولید از هر میدان نفتی با افت فشار مخزن همراه است در مخازن اشباع در اثر افت فشار حجم کلاهک گازی منبسط و ستون نفت کاهش می‌یابد و ماحصل آن کاهش تولید است. در مخازن غیراشباع در اثر تولید و افت فشار به زیر نقطه غلیان گاز از نفت در مخزن زیرزمینی جدا و موجب انقباض ستون نفت می‌گردد که حاصل آن علاوه بر کاهش تولید موجب بر جای ماندن مقدار زیادی نفت غیر قابل استحصال است. هر مخزن نفتی از ابتدای شروع به تولید تا رسیدن به مرحله متروکه شدن سه دوره متفاوت سپری می‌نماید؛ دوره توسعه؛ دوره تثبیت ظرفیت تولید و دوره کاهش یا افت تولید.

۱- دوره توسعه

این دوره از زمان شروع به تولید آغاز و تا رسیدن به حداکثر توان تولید پیش‌بینی شده (Plateaus Guide Rate (PGR) تداوم می‌یابد. این دوره دارای اهمیتی ویژه است زیرا تمامی برنامه ریزی‌های بنیانی مخزن از قبیل اصلاح PGR و تصحیح و سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز در همین دوره معین می‌شود و در طی آن چاه‌های مورد نیاز حفاری شده و خطوط لوله جریانی تعبیه گردیده و تأسیسات سطح الارضی از قبیل واحد بهره‌برداری؛ واحدهای نمک زدائی و غیره ساخته می‌شوند. شناخت بهتر مخزن PGR واقعی آن در این دوره با حفاری چاه‌های توصیفی؛ مغزه‌گیری؛ آزمایشات PVT اندازه‌گیری فشارها آزمایشات

بهره‌دهی و غیره میسر می‌گردد زمان این دوره متفاوت است و گاهی بین ۲ تا ۵ سال طول می‌کشد و در طی آن حدود ۲۰ درصد از ذخیره اثبات شده تولید می‌گردد. تولید در این مرحله زودرس نامیده می‌شود.

عوامل موثر در دوره توسعه

یکی از مهمترین عوامل کاهنده و یا فزاینده این دوره هزینه سرمایه‌گذاری است. هرچه هزینه‌های مورد نیاز توسعه یک میدان کمتر باشد طول دوره توسعه کوتاه تر است. این مخارج به عوامل متعددی مانند شرایط جغرافیایی؛ کوهستانی بودن، دوری و نزدیکی به تأسیسات سطح الارضی موجود، خصوصیات عمده نفت مانند میزان



دوره‌های تخلیه طبیعی مخازن هیدروکربوری

همایون مطیعی

به طور کلی تولید از هر میدان نفتی با افت فشار مخزن همراه است در مخازن اشباع در اثر افت فشار حجم کلاهک گازی منبسط و ستون نفت کاهش می‌یابد و ماحصل آن کاهش تولید است. در مخازن غیراشباع در اثر تولید و افت فشار به زیر نقطه غلیان گاز از نفت در مخزن زیرزمینی جدا و موجب انقباض ستون نفت می‌گردد که حاصل آن علاوه بر کاهش تولید موجب بر جای ماندن مقدار زیادی نفت غیر قابل استحصال است. هر مخزن نفتی از ابتدای شروع به تولید تا رسیدن به مرحله متروکه شدن سه دوره متفاوت سپری می‌نماید؛ دوره توسعه؛ دوره تثبیت ظرفیت تولید و دوره کاهش یا افت تولید.

۱- دوره توسعه

این دوره از زمان شروع به تولید آغاز و تا رسیدن به حداکثر توان تولید پیش‌بینی شده (Plateaus Guide Rate (PGR) تداوم می‌یابد. این دوره دارای اهمیتی ویژه است زیرا تمامی برنامه ریزی‌های بنیانی مخزن از قبیل اصلاح PGR و تصحیح و سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز در همین دوره معین می‌شود و در طی آن چاه‌های مورد نیاز حفاری شده و خطوط لوله جریانی تعبیه گردیده و تأسیسات سطح الارضی از قبیل واحد بهره‌برداری؛ واحدهای نمک زدائی و غیره ساخته می‌شوند. شناخت بهتر مخزن PGR واقعی آن در این دوره با حفاری چاه‌های توصیفی؛ مغزه‌گیری؛ آزمایشات PVT اندازه‌گیری فشارها آزمایشات

بهره‌دهی و غیره میسر می‌گردد زمان این دوره متفاوت است و گاهی بین ۲ تا ۵ سال طول می‌کشد و در طی آن حدود ۲۰ درصد از ذخیره اثبات شده تولید می‌گردد. تولید در این مرحله زودرس نامیده می‌شود.

عوامل موثر در دوره توسعه

یکی از مهمترین عوامل کاهنده و یا فزاینده این دوره هزینه سرمایه‌گذاری است. هرچه هزینه‌های مورد نیاز توسعه یک میدان کمتر باشد طول دوره توسعه کوتاه تر است. این مخارج به عوامل متعددی مانند شرایط جغرافیایی؛ کوهستانی بودن، دوری و نزدیکی به تأسیسات سطح الارضی موجود، خصوصیات عمده نفت مانند میزان

حال اگر بخواهیم سطح تولید را بالا برده و به PGR برسانیم سیال مجبور است برای حرکت در فضای متخلخل و رو به چاه علاوه بر اصطکاک بر نیروی اینرسی نیز غلبه نماید در نتیجه برای چنین جابه‌جایی نیاز به افت فشاری بیشتر نسبت به قبل از کاهش شدید تولید دارد. با افت فشار و یا طول زمان می‌توان نیروی اینرسی را از بین برد. از سویی دیگر حرکت سیال از فضاها کم تخلخل به نقاط پرتخلخل افت فشار زیادی را می‌طلبد در حالی که با ترمیم موضعی فشار این شرایط در وضعیت بهینه قرار ندارد. از سویی دیگر افت فشار موضعی در مخزن موجب انبساط سنگ و فضای تخلخل دچار نقصان می‌گردد. آب همزاد که حدود بیست درصد حجم تخلخل را اشغال نموده است در اثر تولید (قبل از کاهش) به علت پایین بودن درصد اشباع آب توان تولید یک فاز متصل را ندارد اما با ترمیم موضعی فشار در هر صورت سنگ منبسط، تخلخل دچار کاهش و آب همزاد نیز منبسط و در نتیجه اشباع آب زیاد می‌شود.

گاهی اوقات این افزایش اشباع به حدی است که آب همزاد یک فاز پیوسته را تشکیل داده و به محض شروع به تولید به همراه نفت وارد چاه و موجب بالا رفتن نمک نفت می‌گردد و بدین سان PGR در مقدار پایین تری تثبیت می‌گردد. البته باید به خاطر داشت وقوع چنین پدیده‌ای به سازوکارهای رانش مرتبط است و هر چه کنش آنها با تأخیر بیشتر همراه باشد امکان اتفاق پدیده یاد شده فزونی خواهد یافت. این پدیده در مخزن آسماری میدان‌های اهواز، پارسی، رگ سفید، گچساران، کرنج، مارون و هفتکل گزارش گردیده است.

اثر تزریق سیالات در دوره تثبیت

این مرحله بهترین زمان برای تزریق سیالات است چه علاوه بر رفتار و خواص مخزن فشار سیال مورد نظر مثلاً گاز شناسایی شده (گازهای همراه و یا از میدان‌های مستقل گازی) تعیین و تأسیسات سطح الارضی ساخته شده اند. تزریق سیال به مخزن در این مرحله به منظور نگهداشت فشار مخزن و ممانعت از انقباض ستون نفت و جلوگیری از هرزرفت نفت است در عین حال حجم سیال تزریقی در تعادل با سیالات تولید شده و یا مقداری بیش از آن می‌باشد.

۳- دوره افت تولید

مخازنی که با انرژی طبیعی تولید می‌نمایند با آغاز بهره‌برداری و تداوم آن از حجم سیالات هیدروکربوری کم شده و ستون نفت کاهش می‌یابد و این کاهش ستون خود موجب افت توان تولید می‌گردد. چه با کاهش ستون نفت بسیاری از چاه‌ها دچار آب و یا گاز گرفتگی می‌شوند و این روند تا متروکه شدن میدان ادامه پیدا می‌کند.

عوامل موثر در دوره کاهش

علاوه بر کاهش ستون نفت، سازوکارهای رانش و خصوصیات سنگ و سیال نیز دارای تأثیر می‌باشند. شروع به بهره‌برداری با کاهش ستون نفت همراه است. هر گاه فاصله بین سطح گاز و نفت تا سطح نفت و آب به حد بحرانی برسد پدیده ایجاد مخروط گاز و آب اتفاق می‌افتد، برای جلوگیری از وقوع این پدیده‌ها ابتدا تولید از چاه را کاهش می‌دهند و در صورتی که نتیجه مثبتی به بار نیامد لازم است موقعیت مشبک کاری را به سمت میانه ستون نفتی تغییر دهند. (این عمل با حضور دکل تعمیری صورت می‌گیرد) در صورتی که این عملیات نیز نتواند تغییری در شرایط به وجود آورد باید قبول نمود که میدان یا چاه وارد دوره افت و کاهش تولید شده است و اجباراً سطح تولید کل میدان کاهش داده می‌شود. در مخازنی که ستون نفتی آنها زیاد است این پدیده در اواخر عمر مخزن پدیدار می‌شود یا به عبارتی دیگر این گونه مخازن دارای دوره افت و کاهش تولید کوتاه می‌باشند. مثلاً در میدان آغاچاری این دوره پس از تولید حدود ۶۵ درصد ذخیره

گوگرد، هیدروژن سولفور، درجه شوری، درجه سبکی، نسبت گاز به نفت تولیدی و غیره بستگی دارد. چرا که هر کدام از این موارد تأثیر فراوانی بر تأسیسات سطح الارضی مورد نیاز دارد. پیشرفت فناوری در قرن گذشته و حال تأثیر شدید بر کاهش زمان دوره توسعه داشته است چه دوره توسعه در میدان‌های آغاچاری و پازنان به سی سال رسید ولی امروزه بسته به ابعاد مخزن این دوره حداکثر بین ۲ تا ۵ سال قابل پیش‌بینی است. توصیه کلی افزایش تدریجی تولید در این مرحله است چه افزایش ناگهانی موجب خسارت به مخزن خواهد بود. باید به خاطر داشت که کاهش دوره توسعه و یا حذف آن اساساً مترادف افزایش آبی تولید نیست.

اثر کاهش تولید بنابه علت غیرمخزنی

تأثیر کاهش تولید بنابر دلایل غیرمخزنی می‌تواند در دوره توسعه نتایجی را به بار آورد. اگر تولید در دوره توسعه دچار کاهش شدید شود در صورتی که دوره زمانی کاهش کوتاه باشد موجب خسارت نمی‌شود چه مخزن دارای حداکثر انرژی طبیعی است ولی کاهش تولید درازمدت موجب افزایش زمان دوره توسعه می‌گردد. این پدیده در میدان‌های آغاچاری و لالی به علت ملی شدن صنعت نفت اتفاق افتاد.

تزریق سیالات در مرحله توسعه

چنانچه قبلاً اشاره شد دوره توسعه مرحله شناخت و ارزیابی یک میدان است و لذا در طی آن سطح اطلاعات از ابعاد، رفتار سیالات مخزن به حدی نیست که بتوان پروژه تزریق را به اجرا درآورد و لذا تزریق سیال در این دوره به دلایل گوناگون معمول نیست.

۲- دوره تثبیت

این دوره به محض رسیدن تولید یک مخزن به مقدار PGR آغاز و تا زمان افت تولید ادامه می‌یابد. نرخ تولید در این دوره معمولاً ثابت و منطبق بر حداکثر توان تولید پیش‌بینی شده است. برای نگه داشت تولید در این دوره به ازاء افت تولید چاه‌ها، چاه‌های جدید حفاری و کاهش جبران می‌شود. توان تولید در این مرحله تابعی از دو دسته متغیرهای مخزنی و غیرمخزنی می‌باشد.

عوامل مخزنی

این پارامترها مستقلاً تابعی از شرایط مخازن می‌باشند مانند خواص سیالات، گرانی، ضریب تراکم پذیری، کشش میان رویه بین سنگ و سیال و بالاخره ساز و کارهای رانش، شرح این عوامل در این فصل قبلاً مورد بررسی قرار گرفته اند ولی در یک جمله کوتاه می‌توان گفت اثر فزاینده این پارامترها بر انرژی مخزن موجب تطویل دوره تثبیت است.

عوامل غیرمخزنی

این عوامل شامل قیمت جهانی نفت خام، عرضه و تقاضا در بازار جهانی نفت شرایط سیاسی خاص در کشور و یا منطقه مانند جنگ تأثیر شدیدی بر دوره تثبیت دارند عامل اقتصاد می‌تواند حتی بر تعیین میزان تولید بهینه در طی این دوره موثر باشد که در ادامه به آن پرداخته خواهد شد.

اثر کاهش تولید در دوره تثبیت

کاهش طولانی تولید از چاه‌ها در این دوره دارای اثر نامطلوب بر تولید کل میدان دارد. چنین کاهش‌ی مانع حفظ PGR شده و موجب تثبیت توان تولیدی به مراتب کمتر از PGR می‌شود. زیرا مخزن در دوره تثبیت دارای حداکثر توان تولید است. تولید حداکثر دبی از چاه‌ها موجب افت شدید فشار در کلیه فضای متخلخل مخزن در حوالی چاه‌ها شده و در نتیجه سیال از نقاط مختلف به سمت چاه‌ها جریان می‌یابند. در این حالت کاهش دادن شدید تولید در یک زمان طولانی موجب ترمیم موضعی افت فشار در اطراف چاه‌ها می‌شود.

حال اگر بخواهیم سطح تولید را بالا برده و به PGR برسانیم سیال مجبور است برای حرکت در فضای متخلخل و رو به چاه علاوه بر اصطکاک بر نیروی اینرسی نیز غلبه نماید در نتیجه برای چنین جابه‌جایی نیاز به افت فشاری بیشتر نسبت به قبل از کاهش شدید تولید دارد. با افت فشار و یا طول زمان می‌توان نیروی اینرسی را از بین برد. از سویی دیگر حرکت سیال از فضاها کم تخلخل به نقاط پرتخلخل افت فشار زیادی را می‌طلبد در حالی که با ترمیم موضعی فشار این شرایط در وضعیت بهینه قرار ندارد. از سویی دیگر افت فشار موضعی در مخزن موجب انبساط سنگ و فضای تخلخل دچار نقصان می‌گردد. آب همزاد که حدود بیست درصد حجم تخلخل را اشغال نموده است در اثر تولید (قبل از کاهش) به علت پایین بودن درصد اشباع آب توان تولید یک فاز متصل را ندارد اما با ترمیم موضعی فشار در هر صورت سنگ منبسط، تخلخل دچار کاهش و آب همزاد نیز منبسط و در نتیجه اشباع آب زیاد می‌شود.

گاهی اوقات این افزایش اشباع به حدی است که آب همزاد یک فاز پیوسته را تشکیل داده و به محض شروع به تولید به همراه نفت وارد چاه و موجب بالا رفتن نمک نفت می‌گردد و بدین سان PGR در مقدار پایین تری تثبیت می‌گردد. البته باید به خاطر داشت وقوع چنین پدیده‌ای به سازوکارهای رانش مرتبط است و هر چه کنش آنها با تأخیر بیشتر همراه باشد امکان اتفاق پدیده یاد شده فزونی خواهد یافت. این پدیده در مخزن آسماری میدان‌های اهواز، پارسی، رگ سفید، گچساران، کرنج، مارون و هفتکل گزارش گردیده است.

اثر تزریق سیالات در دوره تثبیت

این مرحله بهترین زمان برای تزریق سیالات است چه علاوه بر رفتار و خواص مخزن فشار سیال مورد نظر مثلاً گاز شناسایی شده (گازهای همراه و یا از میدان‌های مستقل گازی) تعیین و تأسیسات سطح الارضی ساخته شده اند. تزریق سیال به مخزن در این مرحله به منظور نگهداشت فشار مخزن و ممانعت از انقباض ستون نفت و جلوگیری از هرزرفت نفت است در عین حال حجم سیال تزریقی در تعادل با سیالات تولید شده و یا مقداری بیش از آن می‌باشد.

۳- دوره افت تولید

مخازنی که با انرژی طبیعی تولید می‌نمایند با آغاز بهره‌برداری و تداوم آن از حجم سیالات هیدروکربوری کم شده و ستون نفت کاهش می‌یابد و این کاهش ستون خود موجب افت توان تولید می‌گردد. چه با کاهش ستون نفت بسیاری از چاه‌ها دچار آب و یا گاز گرفتگی می‌شوند و این روند تا متروکه شدن میدان ادامه پیدا می‌کند.

عوامل موثر در دوره کاهش

علاوه بر کاهش ستون نفت، سازوکارهای رانش و خصوصیات سنگ و سیال نیز دارای تأثیر می‌باشند. شروع به بهره‌برداری با کاهش ستون نفت همراه است. هر گاه فاصله بین سطح گاز و نفت تا سطح نفت و آب به حد بحرانی برسد پدیده ایجاد مخروط گاز و آب اتفاق می‌افتد، برای جلوگیری از وقوع این پدیده‌ها ابتدا تولید از چاه را کاهش می‌دهند و در صورتی که نتیجه مثبتی به بار نیامد لازم است موقعیت مشبک کاری را به سمت میانه ستون نفتی تغییر دهند. (این عمل با حضور دکل تعمیری صورت می‌گیرد) در صورتی که این عملیات نیز نتواند تغییری در شرایط به وجود آورد باید قبول نمود که میدان یا چاه وارد دوره افت و کاهش تولید شده است و اجباراً سطح تولید کل میدان کاهش داده می‌شود. در مخازنی که ستون نفتی آنها زیاد است این پدیده در اواخر عمر مخزن پدیدار می‌شود یا به عبارتی دیگر این گونه مخازن دارای دوره افت و کاهش تولید کوتاه می‌باشند. مثلاً در میدان آغاچاری این دوره پس از تولید حدود ۶۵ درصد ذخیره

گوگرد، هیدروژن سولفور، درجه شوری، درجه سبکی، نسبت گاز به نفت تولیدی و غیره بستگی دارد. چرا که هر کدام از این موارد تأثیر فراوانی بر تأسیسات سطح الارضی مورد نیاز دارد. پیشرفت فناوری در قرن گذشته و حال تأثیر شدید بر کاهش زمان دوره توسعه داشته است چه دوره توسعه در میدان‌های آغاچاری و پازنان به سی سال رسید ولی امروزه بسته به ابعاد مخزن این دوره حداکثر بین ۲ تا ۵ سال قابل پیش‌بینی است. توصیه کلی افزایش تدریجی تولید در این مرحله است چه افزایش ناگهانی موجب خسارت به مخزن خواهد بود. باید به خاطر داشت که کاهش دوره توسعه و یا حذف آن اساساً مترادف افزایش آبی تولید نیست.

اثر کاهش تولید بنابه علت غیرمخزنی

تأثیر کاهش تولید بنابر دلایل غیرمخزنی می‌تواند در دوره توسعه نتایجی را به بار آورد. اگر تولید در دوره توسعه دچار کاهش شدید شود در صورتی که دوره زمانی کاهش کوتاه باشد موجب خسارت نمی‌شود چه مخزن دارای حداکثر انرژی طبیعی است ولی کاهش تولید درازمدت موجب افزایش زمان دوره توسعه می‌گردد. این پدیده در میدان‌های آغاچاری و لالی به علت ملی شدن صنعت نفت اتفاق افتاد.

تزریق سیالات در مرحله توسعه

چنانچه قبلاً اشاره شد دوره توسعه مرحله شناخت و ارزیابی یک میدان است و لذا در طی آن سطح اطلاعات از ابعاد، رفتار سیالات مخزن به حدی نیست که بتوان پروژه تزریق را به اجرا درآورد و لذا تزریق سیال در این دوره به دلایل گوناگون معمول نیست.

۲- دوره تثبیت

این دوره به محض رسیدن تولید یک مخزن به مقدار PGR آغاز و تا زمان افت تولید ادامه می‌یابد. نرخ تولید در این دوره معمولاً ثابت و منطبق بر حداکثر توان تولید پیش‌بینی شده است. برای نگه داشت تولید در این دوره به ازاء افت تولید چاه‌ها، چاه‌های جدید حفاری و کاهش جبران می‌شود. توان تولید در این مرحله تابعی از دو دسته متغیرهای مخزنی و غیرمخزنی می‌باشد.

عوامل مخزنی

این پارامترها مستقلاً تابعی از شرایط مخازن می‌باشند مانند خواص سیالات، گرانی، ضریب تراکم پذیری، کشش میان رویه بین سنگ و سیال و بالاخره ساز و کارهای رانش، شرح این عوامل در این فصل قبلاً مورد بررسی قرار گرفته اند ولی در یک جمله کوتاه می‌توان گفت اثر فزاینده این پارامترها بر انرژی مخزن موجب تطویل دوره تثبیت است.

عوامل غیرمخزنی

این عوامل شامل قیمت جهانی نفت خام، عرضه و تقاضا در بازار جهانی نفت شرایط سیاسی خاص در کشور و یا منطقه مانند جنگ تأثیر شدیدی بر دوره تثبیت دارند عامل اقتصاد می‌تواند حتی بر تعیین میزان تولید بهینه در طی این دوره موثر باشد که در ادامه به آن پرداخته خواهد شد.

اثر کاهش تولید در دوره تثبیت

کاهش طولانی تولید از چاه‌ها در این دوره دارای اثر نامطلوب بر تولید کل میدان دارد. چنین کاهش‌ی مانع حفظ PGR شده و موجب تثبیت توان تولیدی به مراتب کمتر از PGR می‌شود. زیرا مخزن در دوره تثبیت دارای حداکثر توان تولید است. تولید حداکثر دبی از چاه‌ها موجب افت شدید فشار در کلیه فضای متخلخل مخزن در حوالی چاه‌ها شده و در نتیجه سیال از نقاط مختلف به سمت چاه‌ها جریان می‌یابند. در این حالت کاهش دادن شدید تولید در یک زمان طولانی موجب ترمیم موضعی افت فشار در اطراف چاه‌ها می‌شود.

حالت اول

چنانچه اشاره شد توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید PGC Production Guide Capacity کمتر است. دوره توسعه در این حالت کوتاه و دوره تثبیت طولانی است. سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز کمتر است. به دلیل طولانی تر بودن تثبیت سودآوری فروش نفت در سال‌های دیرتری اتفاق می‌افتد و این در حالی است که ارزش پول در اثر تورم جهانی در سال‌های آتی رو به کاهش است. از سویی دیگر طولانی تر شدن دوره تثبیت با بالا رفتن هزینه‌های تعمیراتی و عملیاتی همراه است که در نهایت امر موجب افزایش هزینه هر واحد تولید گردیده و سودآوری را کاهش می‌دهد. هر چند بعضی افزایش قیمت نفت را در این معادله قرار می‌دهند ولی عدم تطابق قیمت نفت در بازار جهانی با کاهش ارزش پول، این حالت را فاقد جذابیت اقتصادی نشان می‌دهد.

حالت دوم

توان تولید دوره تثبیت برابر حداکثر ظرفیت تولید PGC است لذا نسبت به حالت اول دوره توسعه طولانی تر و دوره تثبیت کوتاه تر می‌باشد در عین حال سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز بیشتر، هزینه تعمیرات و عملیات کمتر و عمر مخزن نیز کوتاه تر خواهد بود. ولی به علت تولید بیشتر در سال‌های اولیه ارزش درآمد حاصله از حالت اول بیشتر می‌شود با این حساب چون توان تولید متناسب با PGC است و از سویی دیگر اقتصادی تر نیز می‌باشد لذا حالت دوم بسیار منطقی است.

حالت سوم

در این حالت توان تولید در دوره تثبیت از میزان ظرفیت تولید PGC بیشتر است. لذا دوره توسعه نسبت به دو حالت قبل طولانی تر و به تبع آن سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز نیز بیشتر خواهد بود ولی دوره تثبیت در این حالت در مقایسه با حالات قبلی کوتاه تر است در این حالت در سال‌های اولیه تولید بیشتر نفت موجب درآمد بیشتر است. در مخازن کربناتی ایران که مقدار تولید نسبت به میزان ذخیره دارای حساسیت زیاد است بدین مفهوم اگر تولید بیش از توان واقعی تولید باشد موجب هرزرفت نفت و غیر قابل بازیافت شدن حجم زیادی از ذخیره می‌گردد یا به عبارتی ساده بازیافت نهایی از مقدار واقعی کمتر خواهد شد و لذا این حالت برای مخازن کربناتی بسیار زیان بار است. دوره طولانی توسعه نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بیشتری دارد زیرا برای رسیدن به آن توان تولید چاه‌های بیشتری حفاری خواهند شد ولی در زمان دوره افت تولید بسیاری از آن چاه‌ها اجباراً متروک خواهند شد و به زبانی ساده در انتها سرمایه زیادی به هدر خواهد رفت.

انتخاب این روش جای تردید دارد هر چند بعضی به آن معتقدند ولی اظهار نظر قطعی نیاز به مطالعات دقیق مخزن و ارزیابی مقدار هرزرفت و محاسبات اقتصادی زیاد دارد. در ایران تعیین توان تولید دوره تثبیت بر اساس نوع سازند و عملکرد مخازن صورت می‌گیرد و بر اساس تجربه نرخ تخلیه مخازن آسماری ۳ تا ۴/۵ درصد ذخیره در سال و برای سازندهای گروه بنگستان و خامی این نرخ ۲ تا ۳/۵ درصد است هر چند این ارقام با توجه به عملکرد مخازن قابل پیش‌بینی می‌باشند. حداکثر نرخ تخلیه مخازن ماسه سنگی در دنیا حدود ۱۰ درصد در سال است البته در شرایطی که آبران قوی وجود داشته باشد و روش‌های ازدیاد برداشت با آغاز به تولید به کار گرفته شده باشد. مسلماً دوره تثبیت در این مخازن گاهی به کوتاهی دو سال است.

اثبات شده آغاز گردیده است.

از دیگر عوامل موثر در دوره کاهش، سازوکارهای رانش طبیعی در مخازن است. چنانچه قبلاً مورد اشاره قرار گرفت عامل اصلی ورود به این دوره رو به زوال گذاشتن انرژی طبیعی مخزن و به تبع آن کاهش توان تولید است. در صورتی که مخزن دارای آبران قوی به خصوص از نوع Water Edge و یا مخزن اشباع و دارای کلاهک گازی بزرگ باشد، انرژی از دست رفته مخزن با حرکت آب و انبساط کلاهک گازی ترمیم و مانع افت شدید تولید می‌گردد و از همین رو دوره افت تولید دیرتر اتفاق می‌افتد. به عنوان مثال می‌توان آسماری میدان اهواز را مورد توجه قرار داد، این میدان دارای آبران قوی می‌باشد و با وجودی که بیش از ۶۵ درصد ذخیره اثبات شده آن تولید شده است اما هنوز وارد مرحله افت تولید نگردیده و این در حالی است که در سایر میدان‌ها دوره افت تولید با درصد تولید کمتری از ذخایر آغاز گردیده است.

اثر کاهش تولید در دوره افت تولید

اگر طی این دوره تولید چاه‌ها بنا به دلایل غیرمخزنی دچار کاهش درازمدت شوند دو تغییر عمده در روند تولید حادث می‌شود اول کاهش سقف تولید است که دلایل آن در شرح دوره تثبیت بیان گردید و دوم کمتر شدن شیب منحنی کاهش تولید است و این نیز به علت ثابت شدن و یا افزوده شدن فشار متوسط مخزن می‌باشد. این پدیده از میدان‌های آگاجاری، لالی و مسجد سلیمان گزارش گردیده است.

تزریق سیال در مرحله افت تولید

تزریق سیالات به مخازن نفتی در این دوره به منظور فشارافزایی مخزن صورت می‌گیرد. باید به خاطر داشت که تزریق سیالات در این مرحله مانع هرزرفت بیشتر نفت می‌گردد هر چند افت تولید ادامه خواهد داشت ولی منحنی افت تولید به مراتب دیرتر به صفر میل می‌نماید. تزریق سیالات در این مرحله به نحوی مرتبط به وضعیت میدان در منحنی افت است چه در مراحل اولیه افت تزریق سیال موثرتر و ارزان تر از تزریق در میانه افت تولید است.

بررسی اقتصادی برنامه درازمدت تولید از یک مخزن

یک برنامه درازمدت تولید از یک مخزن زمانی صحیح است که بررسی‌های اقتصادی سودآور بودن آن را تأیید نماید. لذا توان تولید بهینه باید با در نظر گرفتن شروط دوگانه ذیل تعیین شده باشد.

الف- توان تولید بهینه می‌بایستی مستند به عوامل مخزن و مهندسی مخازن نفتی باشد.

ب- توان تولید بهینه باید به گونه ای باشد که در حداقل زمان سرمایه اولیه مورد نیاز را بازپرداخت نموده و حداکثر سودآوری را دربرداشته باشد.

اگر شروط فوق در تعیین توان تولید بهینه در نظر گرفته نشده باشند آن توان تولید نمی‌تواند بهینه باشد. به عنوان مثال فرض کنید توان تولید دوره تثبیت بیشتر از توان واقعی میدان باشد در این حالت سودآوری زیادی در سال‌های اولیه تولید امکان اتفاق دارد. اما سرمایه زیادی صرف شده و پس از چندی میدان توان تولید پیش‌بینی شده را نخواهد داشت و لذا ظرفیت‌های ایجاد شده بلامصرف باقی خواهد ماند. بنابراین بررسی اقتصادی لازم است در محدود توان تولید حداکثر و واقعی صورت گرفته باشد.

در یک بررسی اقتصادی می‌توان سه حالت را مورد بررسی قرار داد، حالت اول توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید واقعی کمتر است، در حالت دوم آن توان مساوی ظرفیت تولید و در حالت سوم توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید واقعی بیشتر است.

حالت اول

چنانچه اشاره شد توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید PGC Production Guide Capacity کمتر است. دوره توسعه در این حالت کوتاه و دوره تثبیت طولانی است. سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز کمتر است. به دلیل طولانی تر بودن تثبیت سودآوری فروش نفت در سال‌های دیرتری اتفاق می‌افتد و این در حالی است که ارزش پول در اثر تورم جهانی در سال‌های آتی رو به کاهش است. از سویی دیگر طولانی تر شدن دوره تثبیت با بالا رفتن هزینه‌های تعمیراتی و عملیاتی همراه است که در نهایت امر موجب افزایش هزینه هر واحد تولید گردیده و سودآوری را کاهش می‌دهد. هر چند بعضی افزایش قیمت نفت را در این معادله قرار می‌دهند ولی عدم تطابق قیمت نفت در بازار جهانی با کاهش ارزش پول، این حالت را فاقد جذابیت اقتصادی نشان می‌دهد.

حالت دوم

توان تولید دوره تثبیت برابر حداکثر ظرفیت تولید PGC است لذا نسبت به حالت اول دوره توسعه طولانی تر و دوره تثبیت کوتاه تر می‌باشد در عین حال سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز بیشتر، هزینه تعمیرات و عملیات کمتر و عمر مخزن نیز کوتاه تر خواهد بود. ولی به علت تولید بیشتر در سال‌های اولیه ارزش درآمد حاصله از حالت اول بیشتر می‌شود با این حساب چون توان تولید متناسب با PGC است و از سویی دیگر اقتصادی تر نیز می‌باشد لذا حالت دوم بسیار منطقی است.

حالت سوم

در این حالت توان تولید در دوره تثبیت از میزان ظرفیت تولید PGC بیشتر است. لذا دوره توسعه نسبت به دو حالت قبل طولانی تر و به تبع آن سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز نیز بیشتر خواهد بود ولی دوره تثبیت در این حالت در مقایسه با حالات قبلی کوتاه تر است در این حالت در سال‌های اولیه تولید بیشتر نفت موجب درآمد بیشتر است. در مخازن کربناتی ایران که مقدار تولید نسبت به میزان ذخیره دارای حساسیت زیاد است بدین مفهوم اگر تولید بیش از توان واقعی تولید باشد موجب هرزرفت نفت و غیر قابل بازیافت شدن حجم زیادی از ذخیره می‌گردد یا به عبارتی ساده بازیافت نهایی از مقدار واقعی کمتر خواهد شد و لذا این حالت برای مخازن کربناتی بسیار زیان بار است. دوره طولانی توسعه نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بیشتری دارد زیرا برای رسیدن به آن توان تولید چاه‌های بیشتری حفاری خواهند شد ولی در زمان دوره افت تولید بسیاری از آن چاه‌ها اجباراً متروک خواهند شد و به زبانی ساده در انتها سرمایه زیادی به هدر خواهد رفت.

انتخاب این روش جای تردید دارد هر چند بعضی به آن معتقدند ولی اظهار نظر قطعی نیاز به مطالعات دقیق مخزن و ارزیابی مقدار هرزرفت و محاسبات اقتصادی زیاد دارد. در ایران تعیین توان تولید دوره تثبیت بر اساس نوع سازند و عملکرد مخازن صورت می‌گیرد و بر اساس تجربه نرخ تخلیه مخازن آسماری ۳ تا ۴/۵ درصد ذخیره در سال و برای سازندهای گروه بنگستان و خامی این نرخ ۲ تا ۳/۵ درصد است هر چند این ارقام با توجه به عملکرد مخازن قابل پیش‌بینی می‌باشند. حداکثر نرخ تخلیه مخازن ماسه سنگی در دنیا حدود ۱۰ درصد در سال است البته در شرایطی که آبران قوی وجود داشته باشد و روش‌های ازدیاد برداشت با آغاز به تولید به کار گرفته شده باشد. مسلماً دوره تثبیت در این مخازن گاهی به کوتاهی دو سال است.

اثبات شده آغاز گردیده است.

از دیگر عوامل موثر در دوره کاهش، سازوکارهای رانش طبیعی در مخازن است. چنانچه قبلاً مورد اشاره قرار گرفت عامل اصلی ورود به این دوره رو به زوال گذاشتن انرژی طبیعی مخزن و به تبع آن کاهش توان تولید است. در صورتی که مخزن دارای آبران قوی به خصوص از نوع Water Edge و یا مخزن اشباع و دارای کلاهک گازی بزرگ باشد، انرژی از دست رفته مخزن با حرکت آب و انبساط کلاهک گازی ترمیم و مانع افت شدید تولید می‌گردد و از همین رو دوره افت تولید دیرتر اتفاق می‌افتد. به عنوان مثال می‌توان آسماری میدان اهواز را مورد توجه قرار داد، این میدان دارای آبران قوی می‌باشد و با وجودی که بیش از ۶۵ درصد ذخیره اثبات شده آن تولید شده است اما هنوز وارد مرحله افت تولید نگردیده و این در حالی است که در سایر میدان‌ها دوره افت تولید با درصد تولید کمتری از ذخایر آغاز گردیده است.

اثر کاهش تولید در دوره افت تولید

اگر طی این دوره تولید چاه‌ها بنا به دلایل غیرمخزنی دچار کاهش درازمدت شوند دو تغییر عمده در روند تولید حادث می‌شود اول کاهش سقف تولید است که دلایل آن در شرح دوره تثبیت بیان گردید و دوم کمتر شدن شیب منحنی کاهش تولید است و این نیز به علت ثابت شدن و یا افزوده شدن فشار متوسط مخزن می‌باشد. این پدیده از میدان‌های آگاجاری، لالی و مسجد سلیمان گزارش گردیده است.

تزریق سیال در مرحله افت تولید

تزریق سیالات به مخازن نفتی در این دوره به منظور فشارافزایی مخزن صورت می‌گیرد. باید به خاطر داشت که تزریق سیالات در این مرحله مانع هرزرفت بیشتر نفت می‌گردد هر چند افت تولید ادامه خواهد داشت ولی منحنی افت تولید به مراتب دیرتر به صفر میل می‌نماید. تزریق سیالات در این مرحله به نحوی مرتبط به وضعیت میدان در منحنی افت است چه در مراحل اولیه افت تزریق سیال موثرتر و ارزان تر از تزریق در میانه افت تولید است.

بررسی اقتصادی برنامه درازمدت تولید از یک مخزن

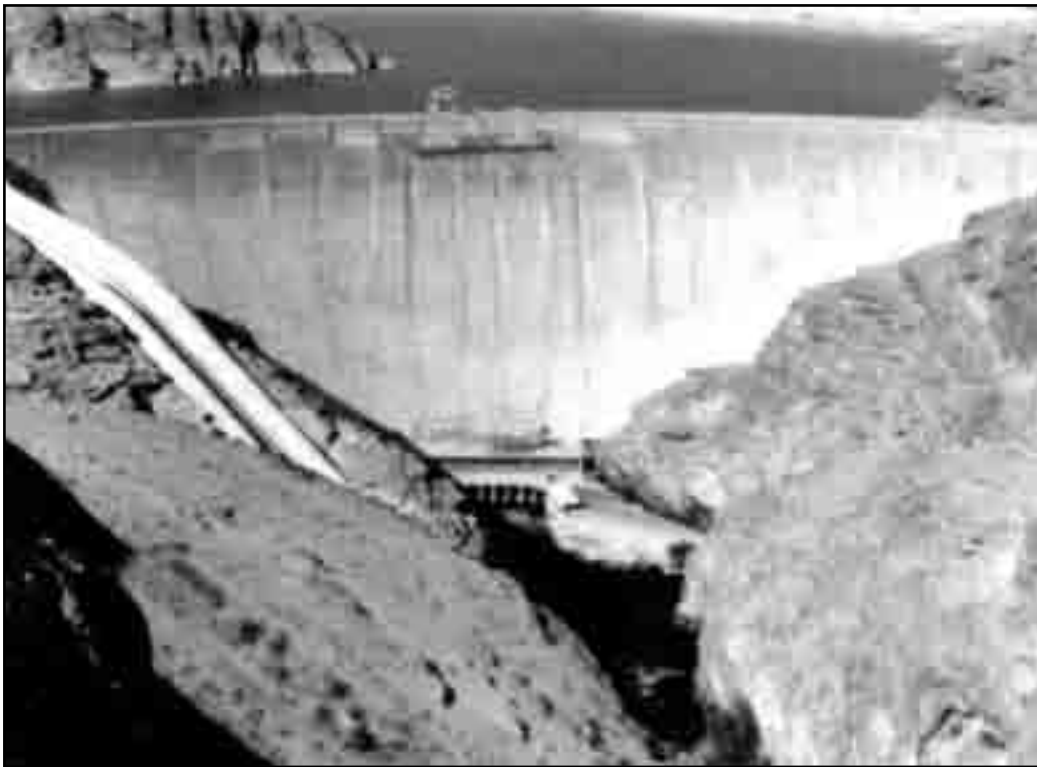
یک برنامه درازمدت تولید از یک مخزن زمانی صحیح است که بررسی‌های اقتصادی سودآور بودن آن را تأیید نماید. لذا توان تولید بهینه باید با در نظر گرفتن شروط دوگانه ذیل تعیین شده باشد.

الف- توان تولید بهینه می‌بایستی مستند به عوامل مخزن و مهندسی مخازن نفتی باشد.

ب- توان تولید بهینه باید به گونه ای باشد که در حداقل زمان سرمایه اولیه مورد نیاز را بازپرداخت نموده و حداکثر سودآوری را دربرداشته باشد.

اگر شروط فوق در تعیین توان تولید بهینه در نظر گرفته نشده باشند آن توان تولید نمی‌تواند بهینه باشد. به عنوان مثال فرض کنید توان تولید دوره تثبیت بیشتر از توان واقعی میدان باشد در این حالت سودآوری زیادی در سال‌های اولیه تولید امکان اتفاق دارد. اما سرمایه زیادی صرف شده و پس از چندی میدان توان تولید پیش‌بینی شده را نخواهد داشت و لذا ظرفیت‌های ایجاد شده بلامصرف باقی خواهد ماند. بنابراین بررسی اقتصادی لازم است در محدود توان تولید حداکثر و واقعی صورت گرفته باشد.

در یک بررسی اقتصادی می‌توان سه حالت را مورد بررسی قرار داد، حالت اول توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید واقعی کمتر است، در حالت دوم آن توان مساوی ظرفیت تولید و در حالت سوم توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید واقعی بیشتر است.



افزایش ۱۲۵۰ مگاواتی ظرفیت برق-آبی کشور

توسعه (۱۵ ماه) به میزان ۱۲۵۰ مگاوات به ظرفیت برق-آبی کشور افزوده شده است که این رشد، مربوط به آغاز به کار فازهای جدید نیروگاه کارون ۳ است.

روند ایجاد ظرفیت های جدید انرژی برق-آبی طی برنامه چهارم چگونه خواهد بود؟

براساس برنامه ریزی صورت گرفته تا پایان سال جاری ۴ طرح از جمله دو واحد باقی مانده از نیروگاه کارون ۳، یک واحد از نیروگاه لوارک، واحدهای زنجیره ای طرح یاسوج و دو واحد از نیروگاه منج با مجموع ظرفیت ۵۵۰ مگاوات به بهره برداری می رسد. در سال ۱۳۸۶ دو طرح شهید رجایی ساری و توسعه مسجد سلیمان نیز با ظرفیت ۱۰۱۳/۵ مگاوات به بهره برداری خواهند رسید. در صورت تأمین اعتبارات تا پایان برنامه چهارم هر سه طرح گتوند، کارون ۴ و سیمره با مجموع ظرفیت ۲۴۸۰ مگاوات به بهره برداری می رسد. همچنین طرح سیاه بیشه با ظرفیت هزار مگاوات در سال ۱۳۸۷ پایان خواهد یافت.

آیا اهداف بخش توسعه منابع آب و نیروی ایران تنها در چارچوب همین آمار و اعداد خلاصه شده است؟

این اهداف کمی در کنار اهداف کیفی دنبال می شود. اهداف کیفی در برنامه چهارم توسعه در ده سرفصل کلان تدوین شده است که از آن جمله می توان به بهبود مستمر فرایندها، تخصیص بهینه منابع، سرمایه گذاری صنعتی، نگاه توسعه ای به مناطق، ایجاد شفافیت در قراردادهای، برنامه ریزی برای بومی سازی دانش فنی و انجام مطالعات تلفیقی اشاره کرد. لذا تلاش می شود طی برنامه چهارم توسعه این اهداف کیفی در فرایند تحقق اهداف کمی دنبال شود.

پروژه های سدسازی، طرح های پرهزینه ای است که به طور

ایران به عنوان کشوری با آب و هوای خشک، جزء کشورهایی است که نیازمند اتخاذ سیاست جدی و عملیاتی تر در مورد کنترل آب های سطحی و بهره برداری از آنها است.

در حالی که مجموع منابع آب تجدید شونده کشور حدود ۱۳۰ میلیارد مترمکعب آب است. فقط حدود ۹۳ میلیارد مترمکعب آن مورد استفاده قرار می گیرد که قرار است تا پایان برنامه چهارم توسعه به ۹۶ میلیارد مترمکعب برسد.

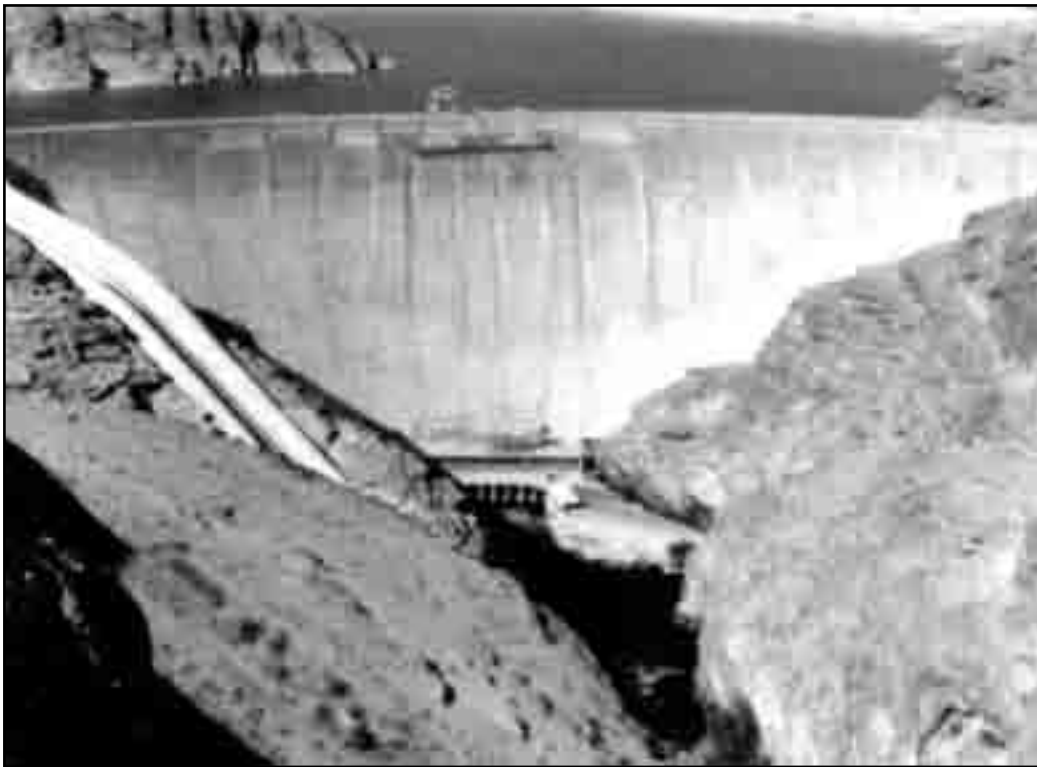
موضوع قابل توجه آن است که در پایان برنامه چهارم قرار است ۸۸/۱ میلیارد مترمکعب از آب مصرف شده، در بخش کشاورزی مصرف شود ضمن آنکه شاهد رشد بیش از ۸ درصدی مصرف برق در کشور هستیم. به منظور بررسی ابعاد مختلف این موضوع با دکتر عباس علی آبادی رئیس هیات مدیره و مدیرعامل شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران به گفت و گو نشستیم.

چرا از ظرفیتهای موجود برای تولید برق-آبی حداکثر استفاده نمی شود و این بخش در برنامه های توسعه ای چه جایگاهی دارد؟

براساس اهداف تعیین شده برنامه چهارم توسعه، طی ۵ سال ۶۳۸۶ مگاوات به ظرفیت برق-آبی کشور اضافه خواهد شد و ظرفیت انرژی برق-آبی کشور از ۴۷۸۳ مگاوات به ۱۱۱۶۹ مگاوات خواهد رسید که شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران با ۴۸۴۵ مگاوات بیشترین سهم را در آن برعهده دارد.

براساس این که سهم شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران در این میان ۷۵/۸ درصد است، شرکت از ابتدای برنامه تاکنون چه عملکردی داشته اید؟

شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران اصلی ترین دستگاه اجرایی تحقق هدف رشد ۵۷ درصدی مذکور است. از ابتدای برنامه چهارم



افزایش ۱۲۵۰ مگاواتی ظرفیت برق-آبی کشور

توسعه (۱۵ ماه) به میزان ۱۲۵۰ مگاوات به ظرفیت برق-آبی کشور افزوده شده است که این رشد، مربوط به آغاز به کار فازهای جدید نیروگاه کارون ۳ است.

روند ایجاد ظرفیت های جدید انرژی برق-آبی طی برنامه چهارم چگونه خواهد بود؟

براساس برنامه ریزی صورت گرفته تا پایان سال جاری ۴ طرح از جمله دو واحد باقی مانده از نیروگاه کارون ۳، یک واحد از نیروگاه لوارک، واحدهای زنجیره ای طرح یاسوج و دو واحد از نیروگاه منج با مجموع ظرفیت ۵۵۰ مگاوات به بهره برداری می رسد. در سال ۱۳۸۶ دو طرح شهید رجایی ساری و توسعه مسجد سلیمان نیز با ظرفیت ۱۰۱۳/۵ مگاوات به بهره برداری خواهند رسید. در صورت تأمین اعتبارات تا پایان برنامه چهارم هر سه طرح گتوند، کارون ۴ و سیمره با مجموع ظرفیت ۲۴۸۰ مگاوات به بهره برداری می رسد. همچنین طرح سیاه بیشه با ظرفیت هزار مگاوات در سال ۱۳۸۷ پایان خواهد یافت.

آیا اهداف بخش توسعه منابع آب و نیروی ایران تنها در چارچوب همین آمار و اعداد خلاصه شده است؟

این اهداف کمی در کنار اهداف کیفی دنبال می شود. اهداف کیفی در برنامه چهارم توسعه در ده سرفصل کلان تدوین شده است که از آن جمله می توان به بهبود مستمر فرایندها، تخصیص بهینه منابع، سرمایه گذاری صنعتی، نگاه توسعه ای به مناطق، ایجاد شفافیت در قراردادهای، برنامه ریزی برای بومی سازی دانش فنی و انجام مطالعات تلفیقی اشاره کرد. لذا تلاش می شود طی برنامه چهارم توسعه این اهداف کیفی در فرایند تحقق اهداف کمی دنبال شود.

پروژه های سدسازی، طرح های پرهزینه ای است که به طور

ایران به عنوان کشوری با آب و هوای خشک، جزء کشورهایی است که نیازمند اتخاذ سیاست جدی و عملیاتی تر در مورد کنترل آب های سطحی و بهره برداری از آنها است.

در حالی که مجموع منابع آب تجدید شونده کشور حدود ۱۳۰ میلیارد مترمکعب آب است. فقط حدود ۹۳ میلیارد مترمکعب آن مورد استفاده قرار می گیرد که قرار است تا پایان برنامه چهارم توسعه به ۹۶ میلیارد مترمکعب برسد.

موضوع قابل توجه آن است که در پایان برنامه چهارم قرار است ۸۸/۱ میلیارد مترمکعب از آب مصرف شده، در بخش کشاورزی مصرف شود ضمن آنکه شاهد رشد بیش از ۸ درصدی مصرف برق در کشور هستیم. به منظور بررسی ابعاد مختلف این موضوع با دکتر عباس علی آبادی رئیس هیات مدیره و مدیرعامل شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران به گفت و گو نشستیم.

چرا از ظرفیتهای موجود برای تولید برق-آبی حداکثر استفاده نمی شود و این بخش در برنامه های توسعه ای چه جایگاهی دارد؟

براساس اهداف تعیین شده برنامه چهارم توسعه، طی ۵ سال ۶۳۸۶ مگاوات به ظرفیت برق-آبی کشور اضافه خواهد شد و ظرفیت انرژی برق-آبی کشور از ۴۷۸۳ مگاوات به ۱۱۱۶۹ مگاوات خواهد رسید که شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران با ۴۸۴۵ مگاوات بیشترین سهم را در آن برعهده دارد.

براساس این که سهم شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران در این میان ۷۵/۸ درصد است، شرکت از ابتدای برنامه تاکنون چه عملکردی داشته اید؟

شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران اصلی ترین دستگاه اجرایی تحقق هدف رشد ۵۷ درصدی مذکور است. از ابتدای برنامه چهارم

و محدودیت‌های بخشی، مشکل تأمین مصالح، موانع موجود در نوع تعامل دستگاه‌ها و نهادهای محلی با طرح‌های عمرانی بزرگ و نبود ظرفیت اجرایی مناسب اشاره کرد.

در کنار این موارد، کاستی موجود در مسیر هماهنگی با دستگاه‌های اجرایی مثل سازمان محیط‌زیست، شهرداری‌ها و سازمان منابع طبیعی هم به یک عامل بازدارنده مبدل شده است.

هریک از این موارد به تنهایی می‌تواند قابل توجهی از نیروی سازنده را به هدر دهد. در واقع منابع مالی، دانش فنی و مقررات می‌توانند به تنهایی به عنوان مانع، ایفای نقش کنند، بدون آنکه بتوان از سایر عوامل چشم‌پوشید.

این در حالی است که به اعتقاد ما کل کشور باید بسیج شوند تا مقدمات احداث سدها و تحقق ظرفیت برق-آبی کشور فراهم شود و هر نوع عامل بازدارنده حذف شود چون در صورت عدم توجه عملی به این بخش، کشور در آینده دچار مشکلات اساسی می‌شود.

در میان طرح‌های مورد بحث، به مورد طرح کارون ۴ به عنوان طرح ویژه ملی برمی‌خوریم که همه نهادها ملزم به ایجاد عوامل و مقدمات لازم برای تسریع آن هستند. آیا این موضع در راستای حل مشکلات نیست؟

بله ولی معتقدیم همه طرح‌های سدسازی باید به عنوان طرح ملی قلمداد شوند و تنها نمی‌توان به یک یا دو سد اکتفا کرد.

کارون ۴ به عنوان یک طرح ملی در چه مرحله‌ای است؟

سد کارون ۴ با ۲۳۰ متر ارتفاع، مرتفع‌ترین سد در حال احداث کشور است، در حال حاضر ۳۶/۸ درصد پیشرفت فیزیکی داشته‌است.

این سد و نیروگاه دارای ۴ واحد ۲۵۰ مگاواتی است که امیدواریم با تأمین مناسب اعتبارات تا پایان سال ۱۳۸۸ وارد مدار شوند.

آیا کارون ۴ وضعیت کارون ۳ را نخواهد داشت؟ اکنون شاهد تأخیراتی در بهره‌برداری از برخی واحدهای نیروگاه آبی کارون ۳ هستیم. این تأخیرات ناشی از چیست؟

در خرداد، تیر، بهمن و اسفند ماه سال ۱۳۸۴ شاهد بهره‌برداری از ۴ واحد نیروگاه کارون ۳ بودیم. با احتساب توان واحدهای بهره‌برداری شده در سال ۱۳۸۳، تولید این نیروگاه طی سال ۱۳۸۴ به ۲ میلیارد و ۸۷۰ میلیون کیلووات ساعت رسید. تولید ۳ ماهه نخست سال جاری این نیروگاه نیز یک میلیارد و ۸۰۰ میلیون کیلووات ساعت ثبت شده‌است. در سال ۱۳۸۴ به دلیل آماده نبودن تمام واحدهای نیروگاه این سد تنها ۶۰ درصد از توان بالقوه آن استفاده شد ولی در سال ۱۳۸۵ بهره‌برداری صددرصد آن صورت خواهد گرفت. علت تأخیر در احداث نیروگاه‌ها هم همان عواملی است که به آن اشاره کردم که در همه طرح‌های سدسازی به صورت عامل بازدارنده عمل می‌کنند.

با این وصف سد و نیروگاه بختیاری چه سرنوشتی خواهد داشت؟

زمانی که برای ادامه عملیات اجرایی سدهای در دست اجرا منابع مالی کافی در اختیار نداریم آغاز عملیات اجرای سد و نیروگاهی مثل بختیاری با ظرفیت ۱۵۰۰ مگاوات منطقی نیست، به‌ویژه آنکه این سد ۳۱۵ متری مرتفع‌ترین سد بتنی جهان خواهد بود.

در هر صورت امیدواریم تا پایان سال ۱۳۸۶ مطالعات احداث این سد و نیروگاه پایان یابد و در صورتی که منابع مالی تأمین یا سازوکار مناسب تأمین مالی مثل BOO و BOT تدوین و تأیید شود، عملیات اجرایی آن آغاز می‌شود. در غیر این صورت علاقه‌ای به آغاز یک طرح جدید و افزودن آن به طرح‌های در دست اجرا نداریم.

طبیعی نیروگاه‌های برق-آبی را هم پرهزینه خواهد کرد، آیا چنین سرمایه‌گذاری در این زمینه توجیه‌پذیر است؟

باتوجه به اینکه در حال حاضر بخش اعظم انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در نیروگاه‌های حرارتی با مصرف سوخت ارزشمند فسیلی تولید می‌شود، ما در شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران به این موضوع اعتقاد داریم که هر سد برای کشور ما در حکم یک چاه نفت است با این تفاوت که چاه نفت تجدیدشونده نیست ولی سدها در بردارنده انرژی تجدیدشونده هستند.

در حال حاضر نزدیک به ۲۵ هزار مگاوات ظرفیت برق-آبی در دست مطالعه، اجرا و یا بهره‌برداری است و طرح‌های در دست اجرای شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران ۸۸۳۰ مگاوات به ظرفیت تولید برق-آبی کشور اضافه می‌کنند که منفعت سالانه آنها (به قیمت جهانی) ۵۰۳ میلیارد تومان برآورد می‌شود.

منابع مالی می‌توانند نقش تعیین‌کننده‌ای در اجرا یا عدم اجرای پروژه‌های کلان داشته‌باشد، در سال نخست برنامه چهارم توسعه، در این زمینه چه شرایطی برای شما فراهم شد؟

در سال ۱۳۸۵ منابع مالی مورد نیاز طرح‌ها از ۵ محل مختلف تأمین خواهد شد که ۲۹۰۱ میلیارد آن از محل درآمدهای عمومی است و ۱۱۰۰ میلیارد ریال هم با فروش اوراق مشارکت تأمین می‌شود. منابع داخلی ناشی از منافع حاصل از فروش برق و نیز پیش‌بینی متمم بودجه از دیگر محل‌های تأمین منابع مالی طرح‌های شرکت هستند. البته طی سال گذشته در مجموع ۵۷۷۲ میلیارد ریال جذب شده که نشان‌دهنده جذب ۸۴/۵ درصد از منابع مالی مصوب بوده‌است.

آیا کشور امکان توسعه بیشتر ظرفیت انرژی برق-آبی را دارد؟

براساس برنامه‌ریزی صورت گرفته ظرفیت تولید انرژی برق-آبی کشور تا پایان برنامه چهارم توسعه باید به ۱۸۳۰۰ گیگاوات ساعت برسد. هدف برنامه پنجم توسعه «دستیابی به ۲۹۰۰۰ گیگاوات ساعت ظرفیت نصب شده جدید» به عنوان هدف تعیین شده‌است که این شاخص در سال ۱۴۰۰ به ۵۴۰۰۰ گیگاوات ساعت خواهد رسید.

این در حالی است که ایران توان بالقوه تولید ۶۰ هزار گیگاوات ساعت انرژی برق-آبی را دارد و ضروری است که منابع لازم اجرای این طرح‌های بزرگ تأمین شود.

این توان بالقوه نشان می‌دهد که امکان جذب منابع مالی قابل توجهی وجود دارد.

با این شرایط چرا شاهد طولانی شدن پروژه‌های سدسازی در کشور هستیم به‌گونه‌ای که ساخت برخی طرح‌ها ۳ برابر زمان متعارف طول می‌کشند؟

اجازه بدهید پاسخ این سوال را این گونه بدهم کنفرانس بین‌المللی سدهای بزرگ امسال در کشور اسپانیا برگزار شد شعار امسال کشور اسپانیا در این کنفرانس این بود که آب مایه حیات است و در اسپانیا بدون وجود سدها آب کافی وجود ندارد. این در حالی است که در این کشور در حال حاضر بیش از ۱۳۰۰ سد بزرگ ساخته شده و تا پایان سال ۲۰۱۰ مدعی هستند که تمام ظرفیت‌های آبی خود را استحصال خواهند کرد.

این کشور از بسیاری جهات از نظر جغرافیایی شبیه ایران است. با این تفاوت که در ایران موضوع سدسازی و مهار آب‌های سطحی آنچنان که باید و شاید جدی گرفته نشده‌است. در عین حال مشکلات و موانع زیادی در مقابل اجرای برنامه‌های سدسازی و ایجاد ظرفیت نیروگاه‌های برق-آبی در کشور وجود دارد. از جمله این موانع می‌توان به یکپارچه نبودن مدیریت اجرایی، مشکلات

و محدودیت‌های بخشی، مشکل تأمین مصالح، موانع موجود در نوع تعامل دستگاه‌ها و نهادهای محلی با طرح‌های عمرانی بزرگ و نبود ظرفیت اجرایی مناسب اشاره کرد.

در کنار این موارد، کاستی موجود در مسیر هماهنگی با دستگاه‌های اجرایی مثل سازمان محیط‌زیست، شهرداری‌ها و سازمان منابع طبیعی هم به یک عامل بازدارنده مبدل شده است.

هریک از این موارد به تنهایی می‌تواند قابل توجهی از نیروی سازنده را به هدر دهد. در واقع منابع مالی، دانش فنی و مقررات می‌توانند به تنهایی به عنوان مانع، ایفای نقش کنند، بدون آنکه بتوان از سایر عوامل چشم‌پوشید.

این در حالی است که به اعتقاد ما کل کشور باید بسیج شوند تا مقدمات احداث سدها و تحقق ظرفیت برق-آبی کشور فراهم شود و هر نوع عامل بازدارنده حذف شود چون در صورت عدم توجه عملی به این بخش، کشور در آینده دچار مشکلات اساسی می‌شود.

در میان طرح‌های مورد بحث، به مورد طرح کارون ۴ به عنوان طرح ویژه ملی برمی‌خوریم که همه نهادها ملزم به ایجاد عوامل و مقدمات لازم برای تسریع آن هستند. آیا این موضع در راستای حل مشکلات نیست؟

بله ولی معتقدیم همه طرح‌های سدسازی باید به عنوان طرح ملی قلمداد شوند و تنها نمی‌توان به یک یا دو سد اکتفا کرد.

کارون ۴ به عنوان یک طرح ملی در چه مرحله‌ای است؟

سد کارون ۴ با ۲۳۰ متر ارتفاع، مرتفع‌ترین سد در حال احداث کشور است، در حال حاضر ۳۶/۸ درصد پیشرفت فیزیکی داشته‌است.

این سد و نیروگاه دارای ۴ واحد ۲۵۰ مگاواتی است که امیدواریم با تأمین مناسب اعتبارات تا پایان سال ۱۳۸۸ وارد مدار شوند.

آیا کارون ۴ وضعیت کارون ۳ را نخواهد داشت؟ اکنون شاهد تأخیراتی در بهره‌برداری از برخی واحدهای نیروگاه آبی کارون ۳ هستیم. این تأخیرات ناشی از چیست؟

در خرداد، تیر، بهمن و اسفند ماه سال ۱۳۸۴ شاهد بهره‌برداری از ۴ واحد نیروگاه کارون ۳ بودیم. با احتساب توان واحدهای بهره‌برداری شده در سال ۱۳۸۳، تولید این نیروگاه طی سال ۱۳۸۴ به ۲ میلیارد و ۸۷۰ میلیون کیلووات ساعت رسید. تولید ۳ ماهه نخست سال جاری این نیروگاه نیز یک میلیارد و ۸۰۰ میلیون کیلووات ساعت ثبت شده‌است. در سال ۱۳۸۴ به دلیل آماده نبودن تمام واحدهای نیروگاه این سد تنها ۶۰ درصد از توان بالقوه آن استفاده شد ولی در سال ۱۳۸۵ بهره‌برداری صددرصد آن صورت خواهد گرفت. علت تأخیر در احداث نیروگاه‌ها هم همان عواملی است که به آن اشاره کردم که در همه طرح‌های سدسازی به صورت عامل بازدارنده عمل می‌کنند.

با این وصف سد و نیروگاه بختیاری چه سرنوشتی خواهد داشت؟

زمانی که برای ادامه عملیات اجرایی سدهای در دست اجرا منابع مالی کافی در اختیار نداریم آغاز عملیات اجرای سد و نیروگاهی مثل بختیاری با ظرفیت ۱۵۰۰ مگاوات منطقی نیست، به ویژه آنکه این سد ۳۱۵ متری مرتفع‌ترین سد بتنی جهان خواهد بود.

در هر صورت امیدواریم تا پایان سال ۱۳۸۶ مطالعات احداث این سد و نیروگاه پایان یابد و در صورتی که منابع مالی تأمین یا سازوکار مناسب تأمین مالی مثل BOO و BOT تدوین و تأیید شود، عملیات اجرایی آن آغاز می‌شود. در غیر این صورت علاقه‌ای به آغاز یک طرح جدید و افزودن آن به طرح‌های در دست اجرا نداریم.

طبیعی نیروگاه‌های برق-آبی را هم پرهزینه خواهد کرد، آیا چنین سرمایه‌گذاری در این زمینه توجیه‌پذیر است؟

باتوجه به اینکه در حال حاضر بخش اعظم انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در نیروگاه‌های حرارتی با مصرف سوخت ارزشمند فسیلی تولید می‌شود، ما در شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران به این موضوع اعتقاد داریم که هر سد برای کشور ما در حکم یک چاه نفت است با این تفاوت که چاه نفت تجدیدشونده نیست ولی سدها در بردارنده انرژی تجدیدشونده هستند.

در حال حاضر نزدیک به ۲۵ هزار مگاوات ظرفیت برق-آبی در دست مطالعه، اجرا و یا بهره‌برداری است و طرح‌های در دست اجرای شرکت توسعه منابع آب و نیروی ایران ۸۸۳۰ مگاوات به ظرفیت تولید برق-آبی کشور اضافه می‌کنند که منفعت سالانه آنها (به قیمت جهانی) ۵۰۳ میلیارد تومان برآورد می‌شود.

منابع مالی می‌توانند نقش تعیین‌کننده‌ای در اجرا یا عدم اجرای پروژه‌های کلان داشته‌باشد، در سال نخست برنامه چهارم توسعه، در این زمینه چه شرایطی برای شما فراهم شد؟

در سال ۱۳۸۵ منابع مالی مورد نیاز طرح‌ها از ۵ محل مختلف تأمین خواهد شد که ۲۹۰۱ میلیارد آن از محل درآمدهای عمومی است و ۱۱۰۰ میلیارد ریال هم با فروش اوراق مشارکت تأمین می‌شود. منابع داخلی ناشی از منافع حاصل از فروش برق و نیز پیش‌بینی متمم بودجه از دیگر محل‌های تأمین منابع مالی طرح‌های شرکت هستند. البته طی سال گذشته در مجموع ۵۷۷۲ میلیارد ریال جذب شده که نشان‌دهنده جذب ۸۴/۵ درصد از منابع مالی مصوب بوده‌است.

آیا کشور امکان توسعه بیشتر ظرفیت انرژی برق-آبی را دارد؟

براساس برنامه‌ریزی صورت گرفته ظرفیت تولید انرژی برق-آبی کشور تا پایان برنامه چهارم توسعه باید به ۱۸۳۰۰ گیگاوات ساعت برسد. هدف برنامه پنجم توسعه «دستیابی به ۲۹۰۰۰ گیگاوات ساعت ظرفیت نصب شده جدید» به عنوان هدف تعیین شده‌است که این شاخص در سال ۱۴۰۰ به ۵۴۰۰۰ گیگاوات ساعت خواهد رسید.

این در حالی است که ایران توان بالقوه تولید ۶۰ هزار گیگاوات ساعت انرژی برق-آبی را دارد و ضروری است که منابع لازم اجرای این طرح‌های بزرگ تأمین شود.

این توان بالقوه نشان می‌دهد که امکان جذب منابع مالی قابل توجهی وجود دارد.

با این شرایط چرا شاهد طولانی شدن پروژه‌های سدسازی در کشور هستیم به گونه‌ای که ساخت برخی طرح‌ها ۳ برابر زمان متعارف طول می‌کشند؟

اجازه بدهید پاسخ این سوال را این گونه بدهم کنفرانس بین‌المللی سدهای بزرگ امسال در کشور اسپانیا برگزار شد شعار امسال کشور اسپانیا در این کنفرانس این بود که آب مایه حیات است و در اسپانیا بدون وجود سدها آب کافی وجود ندارد. این در حالی است که در این کشور در حال حاضر بیش از ۱۳۰۰ سد بزرگ ساخته شده و تا پایان سال ۲۰۱۰ مدعی هستند که تمام ظرفیت‌های آبی خود را استحصال خواهند کرد.

این کشور از بسیاری جهات از نظر جغرافیایی شبیه ایران است. با این تفاوت که در ایران موضوع سدسازی و مهار آب‌های سطحی آنچنان که باید و شاید جدی گرفته نشده‌است. در عین حال مشکلات و موانع زیادی در مقابل اجرای برنامه‌های سدسازی و ایجاد ظرفیت نیروگاه‌های برق-آبی در کشور وجود دارد. از جمله این موانع می‌توان به یکپارچه نبودن مدیریت اجرایی، مشکلات



بهروز بیک علی زاده

موج نو در صنعت نفت و گاز آمریکای لاتین

نفت خام به آمریکا صادر میکند.

در هفته منتهی به بیست و سوم ماه مارس ۲۰۰۶ دولت اکوادور ناچار شد به دلیل تظاهرات مردمی در پنج استان این کشور، حالت فوق العاده اعلام کند. تظاهرکنندگان در این شهرها خواستار قطع مذاکرات تجارت آزاد اکوادور با آمریکا شده بودند. پیش از این نیز اعتصاب کارگران نفتی شرکت "پترواکوادور" باعث قطع بخشی از تولید نفت خام این کشور شده بود.

در هفته منتهی به ششم ماه مه ۲۰۰۶ رئیس جمهور بولیوی آقای "ایو مورالس" بعد از ملی کردن صنایع گازی این کشور به ارتش دستور داد که میدان گازی را به تصرف درآورند. تولید گاز طبیعی این کشور به ۱/۴۲ میلیارد فوت مکعب در روز بالغ میشود. رئیس جمهور بولیوی ۱۸۰ روز به شرکتهای نفت و گاز فعال در این کشور فرصت داد که قراردادهای جدید را امضا نموده و یا کشور را ترک کنند. این اقدام، بازار نفت را کاملاً تحت تأثیر قرار داد. تحلیلگران احتمال میدادند که ممکن است این حرکت به سایر کشورهای آمریکای لاتین نیز تسری پیدا کند.

در هفته منتهی به دوازدهم ماه مه ۲۰۰۶ دوباره تحولات صنعت نفت در آمریکای لاتین توجه محافل نفتی را به خود جلب کرد. یک هفته بعد از آنکه رئیس جمهور بولیوی صنعت گاز را ملی اعلام کرد، ونزوئلا نیز اعلام کرد که قصد دارد حق امتیاز و مالیات بر درآمد ۴ پروژه نفت سنگین در منطقه "کمر بند اورینوکو" که در حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز نفت خام تولید میکند را افزایش دهد. براساس مقررات جدید مالی، حق امتیاز چهار پروژه یادشده از ۱۶/۶ به ۳۳/۳ درصد افزایش خواهد یافت. مالیات بر درآمد این پروژهها نیز از ۳۴ به ۵۰ درصد افزایش پیدا خواهد کرد. ظرفیت تولید این چهار پروژه به حدود ۵۷۸ هزار بشکه در روز میرسد. وزیر نفت ونزوئلا گفت این دو اقدام، درآمد دولت را ۲ میلیارد دلار افزایش خواهد داد. علاوه بر آن، ونزوئلا اعلام کرد درصدد ارزیابی اصلاحاتی است که باعث خواهد شد سهم عمده در این پروژهها در اختیار ونزوئلا قرار گیرد.

آگاهان صنعت نفت در ونزوئلا بر این باور بودند که "هوگو چاوز"

از ابتدای سال جدید میلادی صنعت نفت و گاز آمریکای لاتین شاهد تحولات جدیدی بوده است. هرچند این تحولات از سال ۲۰۰۵ آغاز شده بود اما در سال ۲۰۰۶ از شدت بیشتری برخوردار شد.

در هفته منتهی به اول سپتامبر ۲۰۰۵ شورش های گسترده ای در اکوادور اتفاق افتاد.

این ناآرامی ها شش روز به درازا کشید. افراد ناراضی به میدان نفتی حمله کردند و به تاسیسات آنجا آسیب رساندند. تعداد زیادی از این افراد توسط دولت دستگیر شدند. آنها از شرکت های نفتی بین المللی می خواستند که به سرمایه گذاری داخلی در اکوادور اقدام کنند و اشتغال نیروهای کار داخلی را افزایش دهند. اکوادور بعد از ونزوئلا بزرگترین صادرکننده نفت آمریکای لاتین به ایالات متحده است و تا قبل از این تحولات تقریباً ۳۰۰ هزار بشکه در روز نفت خام به آمریکا صادر می کرد. به دنبال این درگیری ها مقامات این کشور اعلام کردند که تولید ۱۴۴ هزار بشکه در روز نفت خام اکوادرو متوقف شده و بازگشت به سطح تولید قبلی ممکن است تا ماه نوامبر ۲۰۰۵ طول بکشد.

در هفته منتهی به نهم فوریه ۲۰۰۶ تنش های سیاسی بین آمریکا و ونزوئلا نیز توجه بازار را به خود جلب کرد. آمریکا در سوم ماه فوریه یک دیپلمات عالی رتبه ونزوئلا را از خاک خود اخراج نمود. این اقدام به دنبال اخراج یک وابسته نظامی آمریکایی از ونزوئلا صورت گرفت همچنین رئیس جمهور ونزوئلا آقای هوگو چاوز در جریان یک راهپیمایی اظهار داشت که بوش رئیس جمهور آمریکا بدتر از هیتلر است. او اظهار کرد که ممکن است پالایشگاه های ونزوئلا در خاک آمریکا را تعطیل و نفت خام ارسالی به آمریکا را به مناطق دیگری ارسال نماید. البته سفیر ونزوئلا در آمریکا گفت که این کشور علیرغم تنش های سیاسی، همچنان به آمریکا نفت خام صادر خواهد کرد. اما به هر حال تنش سیاسی بین این دو کشور بازار را از لحاظ روانی تحت تأثیر قرار داد. ونزوئلا بعد از کانادا، مکزیک و عربستان سعودی، چهارمین صادر کننده نفت خام به آمریکا است و در حدود به میزان ۱/۲ میلیون بشکه در روز



بهروز بیک علی زاده

موج نو در صنعت نفت و گاز آمریکای لاتین

نفت خام به آمریکا صادر میکند.

در هفته منتهی به بیست و سوم ماه مارس ۲۰۰۶ دولت اکوادور ناچار شد به دلیل تظاهرات مردمی در پنج استان این کشور، حالت فوق‌العاده اعلام کند. تظاهرکنندگان در این شهرها خواستار قطع مذاکرات تجارت آزاد اکوادور با آمریکا شده بودند. پیش از این نیز اعتصاب کارگران نفتی شرکت "پترواکوادور" باعث قطع بخشی از تولید نفت خام این کشور شده بود.

در هفته منتهی به ششم ماه مه ۲۰۰۶ رئیس جمهور بولیوی آقای "ایو مورالس" بعد از ملی کردن صنایع گازی این کشور به ارتش دستور داد که میدان گازی را به تصرف درآورند. تولید گاز طبیعی این کشور به ۱/۴۲ میلیارد فوت مکعب در روز بالغ میشود. رئیس جمهور بولیوی ۱۸۰ روز به شرکتهای نفت و گاز فعال در این کشور فرصت داد که قراردادهای جدید را امضا نموده و یا کشور را ترک کنند. این اقدام، بازار نفت را کاملاً تحت تأثیر قرار داد. تحلیلگران احتمال میدادند که ممکن است این حرکت به سایر کشورهای آمریکای لاتین نیز تسری پیدا کند.

در هفته منتهی به دوازدهم ماه مه ۲۰۰۶ دوباره تحولات صنعت نفت در آمریکای لاتین توجه محافل نفتی را به خود جلب کرد. یک هفته بعد از آنکه رئیس جمهور بولیوی صنعت گاز را ملی اعلام کرد، ونزوئلا نیز اعلام کرد که قصد دارد حق امتیاز و مالیات بر درآمد ۴ پروژه نفت سنگین در منطقه "کمر بند اورینوکو" که در حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز نفت خام تولید میکند را افزایش دهد. براساس مقررات جدید مالی، حق امتیاز چهار پروژه یادشده از ۱۶/۶ به ۳۳/۳ درصد افزایش خواهد یافت. مالیات بر درآمد این پروژهها نیز از ۳۴ به ۵۰ درصد افزایش پیدا خواهد کرد. ظرفیت تولید این چهار پروژه به حدود ۵۷۸ هزار بشکه در روز میرسد. وزیر نفت ونزوئلا گفت این دو اقدام، درآمد دولت را ۲ میلیارد دلار افزایش خواهد داد. علاوه بر آن، ونزوئلا اعلام کرد درصدد ارزیابی اصلاحاتی است که باعث خواهد شد سهم عمده در این پروژهها در اختیار ونزوئلا قرار گیرد.

آگاهان صنعت نفت در ونزوئلا بر این باور بودند که "هوگو چاوز"

از ابتدای سال جدید میلادی صنعت نفت و گاز آمریکای لاتین شاهد تحولات جدیدی بوده است. هرچند این تحولات از سال ۲۰۰۵ آغاز شده بود اما در سال ۲۰۰۶ از شدت بیشتری برخوردار شد.

در هفته منتهی به اول سپتامبر ۲۰۰۵ شورش های گسترده‌ای در اکوادور اتفاق افتاد.

این ناآرامی ها شش روز به درازا کشید. افراد ناراضی به میدان نفتی حمله کردند و به تاسیسات آنجا آسیب رساندند. تعداد زیادی از این افراد توسط دولت دستگیر شدند. آنها از شرکت های نفتی بین المللی می خواستند که به سرمایه گذاری داخلی در اکوادور اقدام کنند و اشتغال نیروهای کار داخلی را افزایش دهند. اکوادور بعد از ونزوئلا بزرگترین صادرکننده نفت آمریکای لاتین به ایالات متحده است و تا قبل از این تحولات تقریباً ۳۰۰ هزار بشکه در روز نفت خام به آمریکا صادر می کرد. به دنبال این درگیری ها مقامات این کشور اعلام کردند که تولید ۱۴۴ هزار بشکه در روز نفت خام اکوادرو متوقف شده و بازگشت به سطح تولید قبلی ممکن است تا ماه نوامبر ۲۰۰۵ طول بکشد.

در هفته منتهی به نهم فوریه ۲۰۰۶ تنشهای سیاسی بین آمریکا و ونزوئلا نیز توجه بازار را به خود جلب کرد. آمریکا در سوم ماه فوریه یک دیپلمات عالی رتبه ونزوئلا را از خاک خود اخراج نمود. این اقدام به دنبال اخراج یک وابسته نظامی آمریکایی از ونزوئلا صورت گرفت همچنین رئیس جمهور ونزوئلا آقای هوگو چاوز در جریان یک راهپیمایی اظهار داشت که بوش رئیس جمهور آمریکا بدتر از هیتلر است. او اظهار کرد که ممکن است پالایشگاههای ونزوئلا در خاک آمریکا را تعطیل و نفت خام ارسالی به آمریکا را به مناطق دیگری ارسال نماید. البته سفیر ونزوئلا در آمریکا گفت که این کشور علیرغم تنشهای سیاسی، همچنان به آمریکا نفت خام صادر خواهد کرد. اما به هر حال تنش سیاسی بین این دو کشور بازار را از لحاظ روانی تحت تأثیر قرار داد. ونزوئلا بعد از کانادا، مکزیک و عربستان سعودی، چهارمین صادر کننده نفت خام به آمریکا است و در حدود به میزان ۱/۲ میلیون بشکه در روز



جزئیات طرح چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز کشور اعلام شد

سیاست‌ها و راهبردهای این بخش در برنامه‌های توسعه آتی ادامه یابد و دچار حرکت‌های مقطعی نشود.

این تفکر چگونه عملیاتی شد؟

از سال ۱۳۸۲ مقدمات تدوین این چشم‌انداز آغاز شد و اولین گزارش مقدماتی در سال ۱۳۸۳ تحت عنوان «چشم‌انداز ۲۰ ساله صنعت گاز» برای وزارت نفت ارسال شد.

ضرورت‌های مذکور باعث شد که در سال ۱۳۸۴ شورای اقتصاد وزارت نفت را ملزم به تدوین چشم‌انداز درازمدت بخش گاز کند، تا هر نوع تصمیم‌گیری راهبردی در این حوزه براساس آن صورت گیرد.

بعد از این الزام سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور ویرایش جدیدی از طرح چشم‌انداز را در تعامل اطلاعاتی با وزارت نفت و شرکت‌های تابعه آن، وزارت نیرو و وزارت صنایع تدوین کرد.

این گزارش که در خرداد ماه سال جاری نهایی شد، از نظر سازمان برای ارایه به شورای اقتصاد آماده است. البته این طرح برای وزارت نفت هم ارسال شده است تا در صورت ارایه نکته‌ای قابل توجه در طرح، مورد عنایت قرار گیرد و پس از آن برای شورای اقتصاد ارسال شود.

پیش از آنکه وارد جزئیات و نتایج این چشم‌انداز شویم، بررسی این موضوع مهم مطرح است که منابع و داده‌های آماری این چشم‌انداز تا چه حد دقیق و قابل اطمینان بوده و این داده‌ها چگونه ساماندهی شده‌است؟ چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز از سه قسمت اصلی تشکیل شده‌است، اطلاعات مربوط به منابع و ذخایر گاز طبیعی، برآورد میزان تولید در سال‌های آتی و میزان

با تدوین طرح چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز کشور، راهبردهای کلان این حوزه برای دو دهه آینده کشور ترسیم شده‌است. این چشم‌انداز که می‌تواند مبنای برنامه‌ریزی و اتخاذ راهبردهای آتی کشور در این حوزه باشد، حاصل دو سال بررسی کارشناسی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور و تعامل با وزارتخانه‌های نفت، نیرو و صنایع معادن است. به منظور بررسی ابعاد مختلف این چشم‌انداز ۲۰ ساله و چالش‌های پیش روی آن با مهندس احمد داوودی، مدیرکل دفتر امور انرژی به گفت‌وگو نشستیم.

اگر چه تاکنون چشم‌اندازی برای بخش‌های مختلف اقتصادی تدوین شده، اما به نظر می‌رسد چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز به صورت ویژه‌ای آماده شده‌است. پیش از آنکه به این خصوصیات بپردازیم، این سوال مطرح است که چه نیازی به تهیه این چشم‌انداز احساس شده است؟

کشور در بخش‌های مختلف انرژی نیازمند آن است که در درونمایی با دوره زمانی بلندتر از برنامه‌ریزی‌های مرسوم مسیر حرکت آینده و افق حوزه انرژی را ترسیم کند، در این صورت برنامه‌ها دستخوش تغییرات ناگهانی و مقطعی نخواهند شد و اطمینان از تداوم سیاست‌ها به وجود خواهد آمد.

براساس این تحلیل، دفتر امور انرژی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور به این نتیجه رسید که لازم است برای بخش‌های مختلف چشم‌انداز بلندمدت تهیه شود که یکی از این بخش‌ها، گاز است.

این چشم‌انداز از یک سو تولید منابع گاز و از سوی دیگر مصارف و تقاضای گاز را مورد توجه قرار می‌دهد تا برنامه‌ریزی‌ها به صورت پیوسته، مستمر و مداوم صورت گیرد. این چشم‌انداز می‌تواند تضمینی باشد برای اینکه



جزئیات طرح چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز کشور اعلام شد

سیاست‌ها و راهبردهای این بخش در برنامه‌های توسعه آتی ادامه یابد و دچار حرکت‌های مقطعی نشود.

این تفکر چگونه عملیاتی شد؟

از سال ۱۳۸۲ مقدمات تدوین این چشم‌انداز آغاز شد و اولین گزارش مقدماتی در سال ۱۳۸۳ تحت عنوان «چشم‌انداز ۲۰ ساله صنعت گاز» برای وزارت نفت ارسال شد.

ضرورت‌های مذکور باعث شد که در سال ۱۳۸۴ شورای اقتصاد وزارت نفت را ملزم به تدوین چشم‌انداز درازمدت بخش گاز کند، تا هر نوع تصمیم‌گیری راهبردی در این حوزه براساس آن صورت گیرد.

بعد از این الزام سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور ویرایش جدیدی از طرح چشم‌انداز را در تعامل اطلاعاتی با وزارت نفت و شرکت‌های تابعه آن، وزارت نیرو و وزارت صنایع تدوین کرد.

این گزارش که در خرداد ماه سال جاری نهایی شد، از نظر سازمان برای ارایه به شورای اقتصاد آماده است. البته این طرح برای وزارت نفت هم ارسال شده است تا در صورت ارایه نکته‌ای قابل توجه در طرح، مورد عنایت قرار گیرد و پس از آن برای شورای اقتصاد ارسال شود.

پیش از آنکه وارد جزئیات و نتایج این چشم‌انداز شویم، بررسی این موضوع مهم مطرح است که منابع و داده‌های آماری این چشم‌انداز تا چه حد دقیق و قابل اطمینان بوده و این داده‌ها چگونه ساماندهی شده‌است؟ چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز از سه قسمت اصلی تشکیل شده‌است، اطلاعات مربوط به منابع و ذخایر گاز طبیعی، برآورد میزان تولید در سال‌های آتی و میزان

با تدوین طرح چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز کشور، راهبردهای کلان این حوزه برای دو دهه آینده کشور ترسیم شده‌است. این چشم‌انداز که می‌تواند مبنای برنامه‌ریزی و اتخاذ راهبردهای آتی کشور در این حوزه باشد، حاصل دو سال بررسی کارشناسی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور و تعامل با وزارتخانه‌های نفت، نیرو و صنایع معادن است. به منظور بررسی ابعاد مختلف این چشم‌انداز ۲۰ ساله و چالش‌های پیش روی آن با مهندس احمد داوودی، مدیرکل دفتر امور انرژی به گفت‌وگو نشستیم.

اگر چه تاکنون چشم‌اندازی برای بخش‌های مختلف اقتصادی تدوین شده، اما به نظر می‌رسد چشم‌انداز ۲۰ ساله گاز به صورت ویژه‌ای آماده شده‌است. پیش از آنکه به این خصوصیات بپردازیم، این سوال مطرح است که چه نیازی به تهیه این چشم‌انداز احساس شده است؟

کشور در بخش‌های مختلف انرژی نیازمند آن است که در درونمایی با دوره زمانی بلندتر از برنامه‌ریزی‌های مرسوم مسیر حرکت آینده و افق حوزه انرژی را ترسیم کند، در این صورت برنامه‌ها دستخوش تغییرات ناگهانی و مقطعی نخواهند شد و اطمینان از تداوم سیاست‌ها به وجود خواهد آمد.

براساس این تحلیل، دفتر امور انرژی سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور به این نتیجه رسید که لازم است برای بخش‌های مختلف چشم‌انداز بلندمدت تهیه شود که یکی از این بخش‌ها، گاز است.

این چشم‌انداز از یک سو تولید منابع گاز و از سوی دیگر مصارف و تقاضای گاز را مورد توجه قرار می‌دهد تا برنامه‌ریزی‌ها به صورت پیوسته، مستمر و مداوم صورت گیرد. این چشم‌انداز می‌تواند تضمینی باشد برای اینکه

گرفت.

از دیگر موارد مورد توجه، سهم انواع حامل‌های انرژی است به گونه‌ای که در سال ۱۴۰۳ سهم گاز طبیعی از ۵۳ درصد به ۶۹ درصد خواهد رسید. سهم نفت خام از حدود ۴۴/۷ درصد به ۲۸/۶ درصد کاهش خواهد یافت. سهم انرژی برق-آبی و انرژی‌های تجدیدپذیر افزایش خواهند داشت. در مجموع مصرف گاز طبیعی سالانه ۶/۳ درصد افزایش خواهد داشت و نفت و فرآورده‌های نفتی در حد ۲/۶ درصد رشد سالیانه مهار خواهد شد. این چشم‌انداز مجموعه‌ای به هم پیوسته است که در صورت اجرای کامل، وضعیت ترسیم شده برای ۲۰ سال آینده بخش انرژی کشور را محقق می‌سازد.

سند چشم‌انداز ۲۰ ساله ۳ موضوع تولید، مصرف و ذخایر گازی را مورد بررسی قرار داده‌است. میزان تولید مورد انتظار در بخش گاز کشور چگونه برآورد شده‌است؟

در این زمینه، میزان تولید گاز میادین مختلف (به روشی که گفته شد) برآورد شده‌است و البته برآوردهای ما با برآوردهای وزارت نفت تفاوت دارد چون ما آن میزان تولید را مورد استناد قرار دادیم که در بالاترین سطح اطمینان قرار دارد. در این چشم‌انداز از مقدیری که ریسک آن بالاتر از ۱۵ درصد بوده، پرهیز شده‌است و براساس عملکرد میزان تولید برآورد شده مطمئن‌ترین مقدار ممکن برای تدوین چشم‌انداز است.

در حالی که تولید گاز غنی در سال ۱۳۸۴ به طور متوسط ۴۵۸ میلیون مترمکعب در روز بود، برآورد می‌شود این میانگین در سال ۱۴۰۳ به ۱۴۰۴ میلیون مترمکعب در روز برسد که این میزان مطمئن‌ترین پیش‌بینی‌ها را در برمی‌گیرد.

ما در برآورد مذکور به متوسط سالانه اکتفا نکردیم. در گزارش اولیه (سال ۱۳۸۳) به متوسط سالیانه اکتفا کردیم ولی این شاخص نیازمند بازنگری بود چون بخش گاز کشور دارای ویژگی خاص خود است به گونه‌ای که در ۸ ماهه گرم سال با ۴ ماهه سرد سال شاهد تفاوت‌های زیادی هستیم. زیرا به طور اساسی الگوی مصرف بخش‌ها در فصول سرد و گرم متفاوت است. به این دلیل چشم‌انداز در دو بخش ۸ ماهه و ۴ ماهه برآورد شده‌است.

آیا امکان ایجاد توازن در دو بخش خانگی و صنعتی وجود دارد؟

در تولید تا حدودی امکان ایجاد توازن بین ماه‌ها وجود دارد اما در مصرف امکان جابه‌جایی مصرف در ماه‌های مختلف زیاد نیست برای مثال در بخش خانگی و تجاری که مقدار زیادی از گاز برای ایجاد گرمایش مورد استفاده قرار می‌گیرد، به طور طبیعی مصرف ماه‌های سرد بیشتر است و در نیروگاه‌ها و در ماه‌های گرم به دلیل افزایش مصرف برق برای تأمین سرمایش، مصرف گاز طبیعی افزایش می‌یابد.

در مورد تولید، آیا میزان گاز استحصال شده مورد توجه است یا گاز ورودی به شبکه؟ به عبارت بهتر آیا واردات هم در این محاسبه‌ها لحاظ شده‌است؟

آمار ارایه شده با احتساب بخشی از واردات است که براساس قراردادهای موجود، از کشور ترکمنستان صورت می‌گیرد و در سال‌های آتی هم ادامه خواهد داشت. در واقع آمار ارائه شده گاز قابل دسترسی و قابل تخصیص به مصارف مختلف است.

مصرف چگونه برآورد شده‌است؟

در مورد مصرف دو فرضیه (سناریو) مورد استفاده قرار گرفته که یکی براساس ادامه روند کنونی و دیگری براساس میزان مصرف مدیریت شده است.

واقعیت آن است که روند کنونی مصرف انرژی در کشور نامطلوب است و ادامه روند کنونی می‌تواند کشور را در آینده با مشکلات جدی مواجه کند. این مشکلات در مورد مباحثی همچون صادرات و مصارف با ارزش افزوده

مصرف مورد انتظار.

داده‌ها و آمار مورد نیاز برای هر یک از این سه قسمت به صورت متفاوت تأمین شده‌است. در مورد حجم ذخایر گاز به طور طبیعی ما به گزارش‌های رسمی وزارت نفت اتکا کردیم. در گزارش‌های رسمی میزان ذخایر میادین گازی و گازهای همراه مشخص شده‌است. این اطلاعات از نظر ما قطعی و قابل اتکا است.

بخش بعدی که ممکن است کمی عدم قطعیت در مورد آن وجود داشته‌باشد، میزان تولید گاز طبیعی کشور است. در این قسمت به پروژه‌های این بخش استناد کردیم و برآورد تولید براساس میزان تولید برنامه‌ریزی شده در قراردادهای طرح‌های توسعه‌ای برای سال‌های مختلف صورت گرفته‌است. اما در مورد میادینی که هنوز به مرحله تولید و قرارداد نرسیده‌اند، به طرح‌های تدوین شده برای تولید آنها در سال‌های آتی استناد شده که ممکن است در مرحله عمل دقیق نباشد و انحراف‌هایی را در برآوردها شاهد باشیم. البته به طور طبیعی در تدوین چشم‌اندازها، بخشی از آمار و برآوردها دارای عدم قطعیت است، اما تصور ما آن است که این عدم قطعیت در حد متعارف است.

در مورد برآورد مصرف، از تمام روش‌های کارشناسی برای تخمین میزان مصرف استفاده شده‌است. در این زمینه تبادل اطلاعات در حد مقدور با وزارت صنایع، نیرو و شرکت‌های تابعه وزارت نفت صورت گرفته‌است.

این داده‌ها چگونه جمع‌بندی و تحلیل شدند. آیا از روش‌های متداول اقتصادسنجی یا مدل‌های ریاضی استفاده کردید؟

برآورد تولید براساس پروژه‌های مهندسی تدوین شده در بخش گاز صورت گرفته و از گزارش‌ها و مطالعات انجام شده، استفاده شده‌است.

در برآورد مصارف از مدل‌های فنی و مهندسی استفاده کردیم. به دلیل اینکه میزان مصرف گاز در کشور تحت تأثیر توسعه بخش عرضه‌کننده شکل گرفته و بازار گاز به صورت عرضه و تقاضا ساماندهی نشده‌است، مدل‌های اقتصادسنجی جوابگو نیست و البته پیشتر در این زمینه کار شده‌است و اینگونه مدل‌ها جواب صحیح ارایه نمی‌کند و از مدل‌های فنی هر بخش استفاده شد. برای مثال در مورد نیروگاه‌ها به طور مشخص با وزارت نیرو موضوع را بررسی و براساس راهبردها و طرح‌های توسعه‌ای نیروگاهی میزان مصرف را برآورد کردیم. در مورد صنایع هم موضوع را با وزارت صنایع بررسی و برنامه‌های توسعه صنایع انرژی‌بر را مورد توجه قرار دادیم.

در مورد گاز مورد نیاز برای تزریق به میادین نفتی از برنامه‌های آتی شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب استفاده کردیم و داده‌های مهندسی مخازن مورد استفاده قرار گرفته‌است. در مصرف خانگی هم اصل کامل شدن پوشش تمام شهرهای کشور مورد توجه قرار گرفته‌است و براساس برآوردهای صورت گرفته میزان مصرف برای جمعیت و خانوارهای ۲۰ سال آینده در سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، برآورد شده‌است.

اما در مورد بهینه‌سازی تخصیص گاز به مصارف از مدل‌های برنامه‌ریزی خطی استفاده کردیم که با هدف حداکثرسازی منافع کشور از محل تخصیص به بخش‌های مختلف، برآورد صورت گرفته‌است.

آیا در مراحل بعدی، تدوین این چشم‌انداز به تهیه چشم‌انداز کلی بخش انرژی کشور منجر خواهد شد؟

پیش از تهیه طرح چشم‌انداز، چشم‌انداز بخش‌های نفت و برق هم به صورت مقدماتی تدوین شده که بعد از تلفیق با چشم‌انداز گاز، دورنمای بیست ساله بخش انرژی کشور به صورت کلی تهیه شده‌است. براساس این دورنما در ۲۰ سال آینده عرضه سالیانه انرژی اولیه کشور ۴/۹۵ درصد افزایش خواهد داشت.

براساس این دورنما شدت انرژی از ۱/۱۲ به ۰/۶۳ معادل بشکه نفت خام به ازاء تولید هر میلیون ریال GDP خواهد رسید که به معنای کاهش سالانه ۲/۹ درصد است که این کاهش طی سالهای ۱۳۸۴ تا ۱۴۰۳ صورت خواهد

گرفت.

از دیگر موارد مورد توجه، سهم انواع حامل‌های انرژی است به گونه‌ای که در سال ۱۴۰۳ سهم گاز طبیعی از ۵۳ درصد به ۶۹ درصد خواهد رسید. سهم نفت خام از حدود ۴۴/۷ درصد به ۲۸/۶ درصد کاهش خواهد یافت. سهم انرژی برق-آبی و انرژی‌های تجدیدپذیر افزایش خواهند داشت. در مجموع مصرف گاز طبیعی سالانه ۶۷۳ درصد افزایش خواهد داشت و نفت و فرآورده‌های نفتی در حد ۲/۶ درصد رشد سالیانه مهار خواهد شد. این چشم‌انداز مجموعه‌ای به هم پیوسته است که در صورت اجرای کامل، وضعیت ترسیم شده برای ۲۰ سال آینده بخش انرژی کشور را محقق می‌سازد.

سند چشم‌انداز ۲۰ ساله ۳ موضوع تولید، مصرف و ذخایر گازی را مورد بررسی قرار داده‌است. میزان تولید مورد انتظار در بخش گاز کشور چگونه برآورد شده‌است؟

در این زمینه، میزان تولید گاز میادین مختلف (به روشی که گفته شد) برآورد شده‌است و البته برآوردهای ما با برآوردهای وزارت نفت تفاوت دارد چون ما آن میزان تولید را مورد استناد قرار دادیم که در بالاترین سطح اطمینان قرار دارد. در این چشم‌انداز از مقداری که ریسک آن بالاتر از ۱۵ درصد بوده، پرهیز شده‌است و براساس عملکرد میزان تولید برآورد شده مطمئن‌ترین مقدار ممکن برای تدوین چشم‌انداز است.

در حالی که تولید گاز غنی در سال ۱۳۸۴ به طور متوسط ۴۵۸ میلیون مترمکعب در روز بود، برآورد می‌شود این میانگین در سال ۱۴۰۳ به ۱۴۰۴ میلیون مترمکعب در روز برسد که این میزان مطمئن‌ترین پیش‌بینی‌ها را در برمی‌گیرد.

ما در برآورد مذکور به متوسط سالانه اکتفا نکردیم. در گزارش اولیه (سال ۱۳۸۳) به متوسط سالیانه اکتفا کردیم ولی این شاخص نیازمند بازنگری بود چون بخش گاز کشور دارای ویژگی خاص خود است به گونه‌ای که در ۸ ماهه گرم سال با ۴ ماهه سرد سال شاهد تفاوت‌های زیادی هستیم. زیرا به طور اساسی الگوی مصرف بخش‌ها در فصول سرد و گرم متفاوت است. به این دلیل چشم‌انداز در دو بخش ۸ ماهه و ۴ ماهه برآورد شده‌است.

آیا امکان ایجاد توازن در دو بخش خانگی و صنعتی وجود دارد؟

در تولید تا حدودی امکان ایجاد توازن بین ماه‌ها وجود دارد اما در مصرف امکان جابه‌جایی مصرف در ماه‌های مختلف زیاد نیست برای مثال در بخش خانگی و تجاری که مقدار زیادی از گاز برای ایجاد گرمایش مورد استفاده قرار می‌گیرد، به طور طبیعی مصرف ماه‌های سرد بیشتر است و در نیروگاه‌ها و در ماه‌های گرم به دلیل افزایش مصرف برق برای تأمین سرمایش، مصرف گاز طبیعی افزایش می‌یابد.

در مورد تولید، آیا میزان گاز استحصال شده مورد توجه است یا گاز ورودی به شبکه؟ به عبارت بهتر آیا واردات هم در این محاسبه‌ها لحاظ شده‌است؟

آمار ارایه شده با احتساب بخشی از واردات است که براساس قراردادهای موجود، از کشور ترکمنستان صورت می‌گیرد و در سال‌های آتی هم ادامه خواهد داشت. در واقع آمار ارائه شده گاز قابل دسترسی و قابل تخصیص به مصارف مختلف است.

مصرف چگونه برآورد شده‌است؟

در مورد مصرف دو فرضیه (سناریو) مورد استفاده قرار گرفته که یکی براساس ادامه روند کنونی و دیگری براساس میزان مصرف مدیریت شده است.

واقعیت آن است که روند کنونی مصرف انرژی در کشور نامطلوب است و ادامه روند کنونی می‌تواند کشور را در آینده با مشکلات جدی مواجه کند. این مشکلات در مورد مباحثی همچون صادرات و مصارف با ارزش افزوده

مصرف مورد انتظار.

داده‌ها و آمار مورد نیاز برای هر یک از این سه قسمت به صورت متفاوت تأمین شده‌است. در مورد حجم ذخایر گاز به طور طبیعی ما به گزارش‌های رسمی وزارت نفت اتکا کردیم. در گزارش‌های رسمی میزان ذخایر میادین گازی و گازهای همراه مشخص شده‌است. این اطلاعات از نظر ما قطعی و قابل اتکا است.

بخش بعدی که ممکن است کمی عدم قطعیت در مورد آن وجود داشته‌باشد، میزان تولید گاز طبیعی کشور است. در این قسمت به پروژه‌های این بخش استناد کردیم و برآورد تولید براساس میزان تولید برنامه‌ریزی شده در قراردادهای طرح‌های توسعه‌ای برای سال‌های مختلف صورت گرفته‌است. اما در مورد میادینی که هنوز به مرحله تولید و قرارداد نرسیده‌اند، به طرح‌های تدوین شده برای تولید آنها در سال‌های آتی استناد شده که ممکن است در مرحله عمل دقیق نباشد و انحراف‌هایی را در برآوردها شاهد باشیم. البته به طور طبیعی در تدوین چشم‌اندازها، بخشی از آمار و برآوردها دارای عدم قطعیت است، اما تصور ما آن است که این عدم قطعیت در حد متعارف است.

در مورد برآورد مصرف، از تمام روش‌های کارشناسی برای تخمین میزان مصرف استفاده شده‌است. در این زمینه تبادل اطلاعات در حد مقدور با وزارت صنایع، نیرو و شرکت‌های تابعه وزارت نفت صورت گرفته‌است.

این داده‌ها چگونه جمع‌بندی و تحلیل شدند. آیا از روش‌های متداول اقتصادسنجی یا مدل‌های ریاضی استفاده کردید؟

برآورد تولید براساس پروژه‌های مهندسی تدوین شده در بخش گاز صورت گرفته و از گزارش‌ها و مطالعات انجام شده، استفاده شده‌است.

در برآورد مصارف از مدل‌های فنی و مهندسی استفاده کردیم. به دلیل اینکه میزان مصرف گاز در کشور تحت تأثیر توسعه بخش عرضه‌کننده شکل گرفته و بازار گاز به صورت عرضه و تقاضا ساماندهی نشده‌است، مدل‌های اقتصادسنجی جوابگو نیست و البته پیشتر در این زمینه کار شده‌است و اینگونه مدل‌ها جواب صحیح ارایه نمی‌کند و از مدل‌های فنی هر بخش استفاده شد. برای مثال در مورد نیروگاه‌ها به طور مشخص با وزارت نیرو موضوع را بررسی و براساس راهبردها و طرح‌های توسعه‌ای نیروگاهی میزان مصرف را برآورد کردیم. در مورد صنایع هم موضوع را با وزارت صنایع بررسی و برنامه‌های توسعه صنایع انرژی‌بر را مورد توجه قرار دادیم.

در مورد گاز مورد نیاز برای تزریق به میادین نفتی از برنامه‌های آتی شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب استفاده کردیم و داده‌های مهندسی مخازن مورد استفاده قرار گرفته‌است. در مصرف خانگی هم اصل کامل شدن پوشش تمام شهرهای کشور مورد توجه قرار گرفته‌است و براساس برآوردهای صورت گرفته میزان مصرف برای جمعیت و خانوارهای ۲۰ سال آینده در سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، برآورد شده‌است.

اما در مورد بهینه‌سازی تخصیص گاز به مصارف از مدل‌های برنامه‌ریزی خطی استفاده کردیم که با هدف حداکثرسازی منافع کشور از محل تخصیص به بخش‌های مختلف، برآورد صورت گرفته‌است.

آیا در مراحل بعدی، تدوین این چشم‌انداز به تهیه چشم‌انداز کلی بخش انرژی کشور منجر خواهد شد؟

پیش از تهیه طرح چشم‌انداز، چشم‌انداز بخش‌های نفت و برق هم به صورت مقدماتی تدوین شده که بعد از تلفیق با چشم‌انداز گاز، دورنمای بیست ساله بخش انرژی کشور به صورت کلی تهیه شده‌است. براساس این دورنما در ۲۰ سال آینده عرضه سالیانه انرژی اولیه کشور ۴/۹۵ درصد افزایش خواهد داشت.

براساس این دورنما شدت انرژی از ۱/۱۲ به ۰/۶۳ معادل بشکه نفت خام به ازاء تولید هر میلیون ریال GDP خواهد رسید که به معنای کاهش سالانه ۲/۹ درصد است که این کاهش طی سالهای ۱۳۸۴ تا ۱۴۰۳ صورت خواهد

قیمت صادراتی است که در این صورت تأمین بهینه گاز مصرف داخلی تضمین می‌شود و تزریق گاز به میادین نفتی صورت می‌گیرد که این در واقع حداقل قیمت برآورد شده در طرح چشم‌انداز است.

این قیمت طی سال‌های مختلف بوده یا براساس قیمت ثابت سال ۱۳۸۴ برآورد شده‌است؟

همه محاسبات و برآوردهای صورت گرفته براساس قیمت ثابت سال ۱۳۸۴ است.

برای تحقق اهداف این طرح نیازمند سرمایه‌گذاری هستیم و این مقوله شرط لازم برای تحقق اهداف فوق است سوال این است که چه میزان سرمایه‌گذاری برای تحقق این اهداف ضروری است؟

به طور طبیعی رسیدن به این اهداف و تأمین گاز طبیعی کشور طی بیست سال آینده و تضمین این اهداف که خود متضمن سرمایه‌گذاری در صنایع دیگر از جمله نیروگاه‌هاست، نیازمند سرمایه‌گذاری به حد کافی و در سطح حداقل طرح چشم‌انداز هستیم.

در غیر این صورت به مقادیر مورد نیاز در سال پایانی چشم‌انداز نخواهیم رسید و از این بابت توسعه کشور لطمه خواهد دید.

میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای تولید گاز از مرحله تولید تا تحویل به شبکه سراسری به قیمت ثابت سال ۱۳۸۴ در مجموع ۷۱ میلیارد و ۷۵۰ میلیون دلار است که طی ۲۰ سال این میزان سرمایه‌گذاری را در این بخش انجام می‌دهیم.

این میزان سرمایه‌گذاری به صورت یکنواخت طی بیست سال صورت خواهد گرفت یا طی سال‌های مختلف متفاوت خواهد بود؟

این سرمایه‌گذاری را به دو دوره ده ساله تقسیم کرده‌ایم. از سال ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۳ (ده سال نخست) نیازمند ۳۳ میلیارد و ۷۵۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری هستیم و در ده سال دوم هم به ۳۸ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری احتیاج داریم. آیا فکر نمی‌کنید متوسط سرمایه‌گذاری سالانه ۳/۳۷ میلیارد دلار طی ده سال آینده خوشبینانه باشد و آیا این میزان سرمایه‌گذاری محقق خواهد شد؟

در سال‌های گذشته هم سعی شده در این سطح سرمایه‌گذاری صورت گیرد که البته کمتر از این میزان بوده‌است. اما توجه کنید که ما مجبور به تأمین این میزان سرمایه‌گذاری هستیم. در غیر این صورت تولید برآورد شده در چشم‌انداز محقق نخواهد شد. البته این میزان سرمایه‌گذاری دور از دسترس نیست.

در کنار آن توجه به این موضوع ضروری است که بخشی از سرمایه‌گذاری مثل پایین‌دستی، سرمایه‌گذاری داخلی است. در بخش بالادستی بیشتر نیازمند سرمایه‌گذاری خارجی هستیم که به رغم وجود پیمانکاران و شرکت‌های فعال داخلی، نیازمند تأمین سرمایه‌گذاری اولیه از خارج هستیم تا از پرداخت آنها از محل تولیدات تأمین شود.

در صورت عدم تأمین سرمایه‌گذاری اولیه مذکور، احتمال تحقق اهداف به شدت کاهش خواهد یافت.

این چشم‌انداز به صورت جامع و بلندمدت به موضوع گاز پرداخته‌است اما آیا به عنوان یک طرح مشورتی باقی خواهد ماند یا ماهیت اجرایی و راهبردی پیدا خواهد کرد؟

براساس مصوبه شورای اقتصاد برای تصمیم‌گیری در مورد صادرات گاز به صورت LNG، تهیه این گزارش یک الزام بود تا شورای اقتصاد بتواند در مورد طرح‌های صادرات گاز تصمیم‌گیری کند. بنابراین در حال حاضر این گزارش یک گزارش مشورتی است که ما می‌توانیم طرح‌های خود را براساس آن تنظیم کنیم. اما در صورتی که براساس مصوبه شورای اقتصاد این طرح با همکاری وزارت نفت نهایی شده و در شورا تصویب شود، می‌تواند مبنای تصمیم‌گیری در مورد صادرات گاز هم قرار گیرد.

بالا نگران‌کننده‌تر است. براساس گزینه ادامه روند فعلی برآورد می‌شود میزان مصرف در ۸ ماهه نخست سال از ۴۳۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۴ به ۱۲۵۰ میلیون مترمکعب در سال ۱۴۰۳ برسد و در ۴ ماهه سرد سال از ۵۰۱ به ۱۵۰۳ میلیون مترمکعب در روز برسد.

در «مصرف مدیریت شده»، بررسی شده‌است که چه اقدامات مدیریتی را می‌توان انجام داد تا میزان مصرف را کاهش دهیم بدون آنکه شاهد کاهش ارزش افزوده و رفاه جامعه باشیم.

اگر بتوانیم مصرف مدیریت شده را اجرا کنیم، مصرف روزانه کشور در سال ۱۴۰۳ در ۸ ماهه ابتدایی سال به ۱۲۳۴ میلیون مترمکعب و در ۴ ماهه سرد سال به ۱۳۴۶ میلیون مترمکعب خواهد رسید.

در صورت تحقق اهداف فوق، تفاوت میزان مصرف در دو سناریوی فوق را می‌توان به مصارف با ارزش افزوده بالاتر اختصاص داد.

آیا با وضعیت مصرف مورد انتظار، امکان صادرات گاز کشور کاهش نمی‌یابد؟

در بررسی تراز بین تولید و مصرف متأسفانه به این نتیجه می‌رسیم که با ادامه شرایط کنونی مصرف، توان صادراتی کشور به صورت جدی آسیب می‌بیند و این در حالی است که بخش قابل توجهی از این مصرف، بهینه نیست.

این نگرانی باعث شده که در کنار تلاش برای اصلاح الگوی مصرف خانگی و تجاری، برای اصلاح الگوی مصرف نیروگاه‌ها و صنایع بزرگ هم تلاش شود.

هدف آن است که میزان مصرف گاز در نیروگاه‌ها و در صنایع بزرگ در ماه‌های سرد سال اصلاح شود تا با توجه به اینکه در ماه‌های گرم سال دارای ظرفیت مازاد برای صادرات هستیم، امکان تضمین صادرات در ماه‌های سرد سال هم فراهم شود و برای کل سال سطح صادرات ممکن، مشخص شود. این بررسی در بخش تکمیلی طرح صورت گرفته‌است.

در کنار افزایش راندمان، برای تحقق این هدف در ماه‌های سرد سال از گاز تحویلی به نیروگاه‌ها کم می‌کنیم و به قراردادهای صادراتی اختصاص می‌دهیم و در مقابل گازوییل اضافه به نیروگاه‌ها تحویل می‌دهیم تا در کنار تضمین صادرات گاز، تولید برق هم تضمین شود.

اما این کار هزینه دارد و به طور منطقی قیمت تمام شده گاز صادراتی را افزایش خواهد داد؛ آیا در محاسبه قیمت گاز صادراتی این موضوع لحاظ شده‌است؟

سال گذشته هم این جایگزینی صورت گرفته‌است اما در قیمت تمام شده گاز صادراتی محاسبه شده‌است.

سال گذشته نزدیک به ۹۰ میلیون مترمکعب در روز از مصارف نیروگاهی کاهش و گازوییل به عنوان سوخت جایگزین به نیروگاه‌ها تحویل داده‌شد، اما هزینه این گازوییل در قیمت گاز صادراتی محاسبه نشد، البته در طرح چشم‌انداز این هزینه‌ها محاسبه نشده‌است.

با این وصف برآورد طرح چشم‌انداز در مورد صادرات گاز کشور چیست و چگونه می‌توان این میزان صادرات را انجام داد؟

تا پایان طرح چشم‌انداز، کشور قابلیت صادرات حداقل ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را خواهد داشت. مشروط به آنکه قیمت گاز صادراتی کشور به طور کامل محاسبه شود که شامل مواردی مثل ارزش ذاتی گاز طبیعی، هزینه‌های عملیاتی تولید، هزینه فرآورش و انتقال و هزینه‌های جایگزینی سوخت‌های مایع و ارزش سرمایه محاسبه شده در مدل بهینه‌یابی خواهد بود.

این قیمت محاسبه شده به طور طبیعی حداقل قیمت قابل قبول صادراتی خواهد بود که همان قیمت کف صادرات محسوب می‌شود. آیا به عدد مشخصی هم رسیده‌اید؟

رقم برآورد شده بین ۱۸ تا ۱۹/۵ سنت در هر مترمکعب به عنوان حداقل

بالا نگران کننده‌تر است. براساس گزینه روند فعلی برآورد می‌شود میزان مصرف در ۸ ماهه نخست سال از ۴۳۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۴ به ۱۲۵۰ میلیون مترمکعب در سال ۱۴۰۳ برسد و در ۴ ماهه سرد سال از ۵۰۱ به ۱۵۰۳ میلیون مترمکعب در روز برسد.

در «مصرف مدیریت شده»، بررسی شده‌است که چه اقدامات مدیریتی را می‌توان انجام داد تا میزان مصرف را کاهش دهیم بدون آنکه شاهد کاهش ارزش افزوده و رفاه جامعه باشیم.

اگر بتوانیم مصرف مدیریت شده را اجرا کنیم، مصرف روزانه کشور در سال ۱۴۰۳ در ۸ ماهه ابتدایی سال به ۱۲۳۴ میلیون مترمکعب و در ۴ ماهه سرد سال به ۱۳۴۶ میلیون مترمکعب خواهد رسید.

در صورت تحقق اهداف فوق، تفاوت میزان مصرف در دو سناریوی فوق را می‌توان به مصارف با ارزش افزوده بالاتر اختصاص داد.

آیا با وضعیت مصرف مورد انتظار، امکان صادرات گاز کشور کاهش نمی‌یابد؟

در بررسی تراز بین تولید و مصرف متأسفانه به این نتیجه می‌رسیم که با ادامه شرایط کنونی مصرف، توان صادراتی کشور به صورت جدی آسیب می‌بیند و این در حالی است که بخش قابل توجهی از این مصرف، بهینه نیست.

این نگرانی باعث شده که در کنار تلاش برای اصلاح الگوی مصرف خانگی و تجاری، برای اصلاح الگوی مصرف نیروگاه‌ها و صنایع بزرگ هم تلاش شود.

هدف آن است که میزان مصرف گاز در نیروگاه‌ها و در صنایع بزرگ در ماه‌های سرد سال اصلاح شود تا با توجه به اینکه در ماه‌های گرم سال دارای ظرفیت مازاد برای صادرات هستیم، امکان تضمین صادرات در ماه‌های سرد سال هم فراهم شود و برای کل سال سطح صادرات ممکن، مشخص شود. این بررسی در بخش تکمیلی طرح صورت گرفته‌است.

در کنار افزایش راندمان، برای تحقق این هدف در ماه‌های سرد سال از گاز تحویلی به نیروگاه‌ها کم می‌کنیم و به قراردادهای صادراتی اختصاص می‌دهیم و در مقابل گازوییل اضافه به نیروگاه‌ها تحویل می‌دهیم تا در کنار تضمین صادرات گاز، تولید برق هم تضمین شود.

اما این کار هزینه دارد و به طور منطقی قیمت تمام شده گاز صادراتی را افزایش خواهد داد؛ آیا در محاسبه قیمت گاز صادراتی این موضوع لحاظ شده‌است؟

سال گذشته هم این جایگزینی صورت گرفته‌است اما در قیمت تمام شده گاز صادراتی محاسبه شده‌است.

سال گذشته نزدیک به ۹۰ میلیون مترمکعب در روز از مصارف نیروگاهی کاهش و گازوئیل به عنوان سوخت جایگزین به نیروگاه‌ها تحویل داده‌شد، اما هزینه این گازوئیل در قیمت گاز صادراتی محاسبه نشد، البته در طرح چشم‌انداز این هزینه‌ها محاسبه نشده‌است.

با این وصف برآورد طرح چشم‌انداز در مورد صادرات گاز کشور چیست و چگونه می‌توان این میزان صادرات را انجام داد؟

تا پایان طرح چشم‌انداز، کشور قابلیت صادرات حداقل ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را خواهد داشت. مشروط به آنکه قیمت گاز صادراتی کشور به طور کامل محاسبه شود که شامل مواردی مثل ارزش ذاتی گاز طبیعی، هزینه‌های عملیاتی تولید، هزینه فرآورش و انتقال و هزینه‌های جایگزینی سوخت‌های مایع و ارزش سرمایه محاسبه شده در مدل بهینه‌یابی خواهد بود.

این قیمت محاسبه شده به طور طبیعی حداقل قیمت قابل قبول صادراتی خواهد بود که همان قیمت کف صادرات محسوب می‌شود. آیا به عدد مشخصی هم رسیده‌اید؟

رقم برآورد شده بین ۱۸ تا ۱۹/۵ سنت در هر مترمکعب به عنوان حداقل

قیمت صادراتی است که در این صورت تأمین بهینه گاز مصرف داخلی تضمین می‌شود و تزریق گاز به میادین نفتی صورت می‌گیرد که این در واقع حداقل قیمت برآورد شده در طرح چشم‌انداز است.

این قیمت طی سال‌های مختلف بوده یا براساس قیمت ثابت سال ۱۳۸۴ برآورد شده‌است؟

همه محاسبات و برآوردهای صورت گرفته براساس قیمت ثابت سال ۱۳۸۴ است.

برای تحقق اهداف این طرح نیازمند سرمایه‌گذاری هستیم و این مقوله شرط لازم برای تحقق اهداف فوق است سوال این است که چه میزان سرمایه‌گذاری برای تحقق این اهداف ضروری است؟

به طور طبیعی رسیدن به این اهداف و تأمین گاز طبیعی کشور طی بیست سال آینده و تضمین این اهداف که خود متضمن سرمایه‌گذاری در صنایع دیگر از جمله نیروگاه‌هاست، نیازمند سرمایه‌گذاری به حد کافی و در سطح حداقل طرح چشم‌انداز هستیم.

در غیر این صورت به مقادیر مورد نیاز در سال پایانی چشم‌انداز نخواهیم رسید و از این بابت توسعه کشور لطمه خواهد دید.

میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای تولید گاز از مرحله تولید تا تحویل به شبکه سراسری به قیمت ثابت سال ۱۳۸۴ در مجموع ۷۱ میلیارد و ۷۵۰ میلیون دلار است که طی ۲۰ سال این میزان سرمایه‌گذاری را در این بخش انجام می‌دهیم.

این میزان سرمایه‌گذاری به صورت یکنواخت طی بیست سال صورت خواهد گرفت یا طی سال‌های مختلف متفاوت خواهد بود؟

این سرمایه‌گذاری را به دو دوره ده ساله تقسیم کرده‌ایم. از سال ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۳ (ده سال نخست) نیازمند ۳۳ میلیارد و ۷۵۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری هستیم و در ده سال دوم هم به ۳۸ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری احتیاج داریم. **آیا فکر نمی‌کنید متوسط سرمایه‌گذاری سالانه ۳/۳۷ میلیارد دلار طی ده سال آینده خوشبینانه باشد و آیا این میزان سرمایه‌گذاری محقق خواهد شد؟**

در سال‌های گذشته هم سعی شده در این سطح سرمایه‌گذاری صورت گیرد که البته کمتر از این میزان بوده‌است. اما توجه کنید که ما مجبور به تأمین این میزان سرمایه‌گذاری هستیم. در غیر این صورت تولید برآورد شده در چشم‌انداز محقق نخواهد شد. البته این میزان سرمایه‌گذاری دور از دسترس نیست.

در کنار آن توجه به این موضوع ضروری است که بخشی از سرمایه‌گذاری مثل پایین‌دستی، سرمایه‌گذاری داخلی است. در بخش بالادستی بیشتر نیازمند سرمایه‌گذاری خارجی هستیم که به رغم وجود پیمانکاران و شرکت‌های فعال داخلی، نیازمند تأمین سرمایه‌گذاری اولیه از خارج هستیم تا از پرداخت آنها از محل تولیدات تأمین شود.

در صورت عدم تأمین سرمایه‌گذاری اولیه مذکور، احتمال تحقق اهداف به شدت کاهش خواهد یافت.

این چشم‌انداز به صورت جامع و بلندمدت به موضوع گاز پرداخته‌است اما آیا به عنوان یک طرح مشورتی باقی خواهد ماند یا ماهیت اجرایی و راهبردی پیدا خواهد کرد؟

براساس مصوبه شورای اقتصاد برای تصمیم‌گیری در مورد صادرات گاز به صورت LNG، تهیه این گزارش یک الزام بود تا شورای اقتصاد بتواند در مورد طرح‌های صادرات گاز تصمیم‌گیری کند. بنابراین در حال حاضر این گزارش یک گزارش مشورتی است که ما می‌توانیم طرح‌های خود را براساس آن تنظیم کنیم. اما در صورتی که براساس مصوبه شورای اقتصاد این طرح با همکاری وزارت نفت نهایی شده و در شورا تصویب شود، می‌تواند مبنای تصمیم‌گیری در مورد صادرات گاز هم قرار گیرد.

مرور کلی بازار نفت در ماه‌های آوریل الی ژوئیه ۲۰۰۶

- تدوام عملیات تعمیر و نگهداری پالایشگاه‌ها در امریکا
- مناقشات سیاسی ایران و تعدادی از کشورهای غرب درباره فعالیت‌های صلح‌آمیز هسته‌ای ایران
- ناتوانی اوپک برای پائین آوردن قیمت‌های نفت به علت نداشتن ظرفیت مازاد

- احتمال تکرار طوفان‌های شدید در امریکا و در نتیجه آسیب دیدن تأسیسات نفتی این کشور بویژه بعد از وقوع اولین طوفان موسمی

- جایگزینی اتانول به جای MTBE در بنزین در امریکا و احتمال کمبود بنزین در فصل رانندگی

- تأثیر نپذیرفتن رشد اقتصاد جهانی از قیمت‌های بالای نفت
- افزایش خرید بورس‌بازان به دلیل نگرانی بازار از قطع احتمالی عرضه
- افزایش مصرف بنزین در آمریکا و تداوم رونق اقتصادی این کشور
- بسته شدن یک مسیر کشتیرانی در لویزیانا و قطع عرضه نفت به یالاشگاه‌هایی که در این مسیر قرار دارند.

- درگیری نظامی بین رژیم اشغالگر قدس و نیروهای حزب ا... در لبنان و احتمال گسترش این درگیری‌ها به سایر کشورهای منطقه
- بروز مشکلات فنی در چند بالاشگاه در امریکا

عوامل تضعیف کننده قیمت نفت

- تمدید سقف تولید اوپک در اجلاس یکصد و چهل و یکم این سازمان در ابتدای ماه ژوئن در سطح ۲۸ میلیون بشکه در روز

- افزایش نرخ بهره در چین برای اولین مرتبه در ۱۸ ماه گذشته از ۵/۵۸ درصد به ۵/۸۵ درصد برای کنترل شتاب رشد اقتصادی خود و در نتیجه احتمال کاهش تقاضای نفت این کشور

- کاهش واردات نفت خام چین در ماه آوریل به میزان ۱/۸ درصد نسبت به مدت مشابه در سال گذشته و تنزیل از سطح ۳ میلیون بشکه در روز به سطح ۲/۹۳ میلیون بشکه در روز

- اعلام آمادگی آژانس بین‌المللی انرژی برای برداشت از ذخیره‌سازی‌های استراتژیک نفتی در صورت قطع صادرات ایران

- احتمال کاهش نرخ رشد اقتصاد جهانی به دلیل قیمت‌های بالای نفت و در نتیجه کاهش نرخ رشد تقاضای انرژی و نفت.

- آغاز صادرات نفت عراق از مسیر شمال این کشور به میزان ۳۰۰ هزار بشکه در روز

در فاصله ماه‌های آوریل ۲۰۰۶ الی ژوئیه ۲۰۰۶ قیمت‌های نفت خام با روند صعودی همراه بودند. به گونه‌ای که قیمت سبک اوبک توانست از سطح ۶۴/۴۴ دلار در بشکه در ماه آوریل، به سطح ۶۸/۸۹ دلار در بشکه افزایش پیدا کند که کاملاً بی‌سابقه بود. در این برهه عوامل متعددی در شکل‌گیری این روند نقش داشتند. اما آنچه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بود، حضور این واقعیت که بازار نفت دچار کمبود ظرفیت مازاد در بخش بالادستی و پائین دستی شده بود. در چنین فضایی هر حادثه‌ای می‌توانست تأثیر شگرفی بر قیمت‌های نفت خام بر جای گذارد.

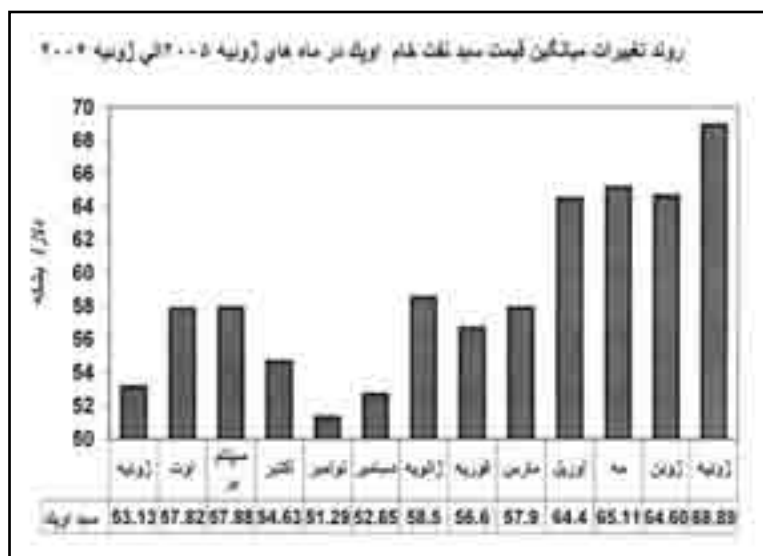
از اوایل دوره مورد بررسی، تداوم عملیات تعمیر و نگهداری پالایشگاه‌های آمریکا که به دلیل بروز طوفان کاترینا و ریتا در سپتامبر سال ۲۰۰۵ به تأخیر افتاده بود، بازار آمریکا را در مورد تأمین بنزین در فصل رانندگی دچار نگرانی ساخت. در فصل رانندگی که از اواخر ماه مه تا اوایل ماه سپتامبر طول می‌کشید، مصرف بنزین در آمریکا به شدت افزایش پیدا می‌کند. در عین حال، استانداردهای جدید زیست‌محیطی که جایگزین اتانول به جای MTBE را در آمریکا اجباری کرده بود، احتمال کمبود بنزین را افزایش داده بود.

در این وضعیت احتمال تکرار طوفان‌های شدید موسمی در آمریکا و آسیب دیدن تأسیسات نفتی این کشور موجب افزایش نگرانی‌های بازار شده‌بود. وزش اولین طوفان در ماه ژوئن ۲۰۰۶ موج این نگرانی‌ها را تشدید کرد. شرایط ناآرام حاکم بر کشور نیجریه نیز توجه محافل نفتی را به خود جلب کرده‌بود. اقدامات مسلحانه ناراضیان این کشور باعث شده‌بود که تقریباً ۵۰۰ هزار بشکه در روز از تولید نفت خام سبک نیجریه قطع گردد. در حالی که بازار برای تولید فرآورده‌های سبک به دلیل کمبود واحدهای تبدیلی پالایشی، شدیداً به این نوع نفت خام نیاز داشت. علاوه بر آن، بازار نفت با نگرانی تحولات مربوط به مناقشات سیاسی تعدادی از کشورهای غربی و کشورمان در مورد فعالیت‌های صلح‌آمیز هسته‌ای ایران را به دقت دنبال می‌کرد؛ زیرا این احتمال وجود داشت که این مخالفت‌ها به تحریم شورای امنیت منجر گردد، و باعث شود کشورمان صادرات نفت خام خود را قطع کرده و یا کاهش دهد و یا در اثر تحریم‌ها، صنعت نفت کشورمان دچار مشکل شده و صادرات نفت خام ایران کاهش یابد. هرچند مقامات نفتی ایران در مناسبت‌های مختلف تأکید کرده‌بودند که ایران از سلاح نفت استفاده نخواهد کرد و آژانس بین‌المللی انرژی نیز اعلام کرده‌بودند که در صورت قطع صادرات ایران، این آژانس ذخیره‌سازی نفتی استراتژیک خود را در اختیار بازار خواهد گذاشت اما نگرانی‌های بازار همچنان ادامه داشت.

در اواخر دوره مورد بررسی افزایش شدید مصرف بنزین در امریکا و تداوم تقاضای بالای نفت، این فرضیه را که قیمت‌های بالای نفت باعث کاهش رشد اقتصادی و در نتیجه کاهش مصرف نفت خواهدشد را مورد تردید قرار داد. در این شرایط بروز مشکلات فنی در تعدادی از پالایشگاه‌های امریکا التهاب بازار نفت را افزایش داد و سرانجام درگیری شدید بین رژیم اشغالگر قدس و نیروهای حزب... و احتمال گسترش این درگیری‌ها به سایر کشورهای منطقه موجی از نگرانی را در بازار نفت ایجاد کرد. بویژه اینکه بازار نفت از این موضوع کاملاً اطلاع داشت که اوپک به دلیل نداشتن ظرفیت مازاد نمی‌تواند در صورت وقفه نفت هر کدام از کشورهای خاورمیانه، کمبود آن را جبران کند. آمارها نیز نشان می‌داد که در این مدت اوپک (بدون عراق) توانسته‌بود به اندازه سقف تولید ۲۸ میلیون بشکه در روز خود نفت‌خام به بازار عرضه کند. در این شرایط بورس‌بازان نیز با افزایش خرید خود در بازارهای آتی باعث شدند که روند صعودی قیمت‌ها تشدید گردد.

عوامل تقویت کننده قیمت

- تداوم قطعی بخشی از تولید نفت خام نیجریه به دلیل اقدامات مسلحانه ناراضان



مرور کلی بازار نفت در ماه‌های آوریل الی ژوئیه ۲۰۰۶

- تدوام عملیات تعمیر و نگهداری پالایشگاه‌ها در امریکا
- مناقشات سیاسی ایران و تعدادی از کشورهای غرب درباره فعالیت‌های صلح‌آمیز هسته‌ای ایران
- ناتوانی اوپک برای پائین آوردن قیمت‌های نفت به علت نداشتن ظرفیت مازاد

- احتمال تکرار طوفان‌های شدید در امریکا و در نتیجه آسیب دیدن تأسیسات نفتی این کشور بویژه بعد از وقوع اولین طوفان موسمی

- جایگزینی اتانول به جای MTBE در بنزین در امریکا و احتمال کمبود بنزین در فصل رانندگی

- تأثیر نپذیرفتن رشد اقتصاد جهانی از قیمت‌های بالای نفت
- افزایش خرید بورس‌بازان به دلیل نگرانی بازار از قطع احتمالی عرضه
- افزایش مصرف بنزین در آمریکا و تداوم رونق اقتصادی این کشور
- بسته شدن یک مسیر کشتیرانی در لویزیانا و قطع عرضه نفت به یالاشگاه‌هایی که در این مسیر قرار دارند.

- درگیری نظامی بین رژیم اشغالگر قدس و نیروهای حزب ا... در لبنان و احتمال گسترش این درگیری‌ها به سایر کشورهای منطقه
- بروز مشکلات فنی در چند بالاشگاه در امریکا

عوامل تضعیف کننده قیمت نفت

- تمدید سقف تولید اوپک در اجلاس یکصد و چهل و یکم این سازمان در ابتدای ماه ژوئن در سطح ۲۸ میلیون بشکه در روز

- افزایش نرخ بهره در چین برای اولین مرتبه در ۱۸ ماه گذشته از ۵/۵۸ درصد به ۵/۸۵ درصد برای کنترل شتاب رشد اقتصادی خود و در نتیجه احتمال کاهش تقاضای نفت این کشور

- کاهش واردات نفت خام چین در ماه آوریل به میزان ۱/۸ درصد نسبت به مدت مشابه در سال گذشته و تنزیل از سطح ۳ میلیون بشکه در روز به سطح ۲/۹۳ میلیون بشکه در روز

- اعلام آمادگی آژانس بین‌المللی انرژی برای برداشت از ذخیره‌سازی‌های استراتژیک نفتی در صورت قطع صادرات ایران

- احتمال کاهش نرخ رشد اقتصاد جهانی به دلیل قیمت‌های بالای نفت و در نتیجه کاهش نرخ رشد تقاضای انرژی و نفت.

- آغاز صادرات نفت عراق از مسیر شمال این کشور به میزان ۳۰۰ هزار بشکه در روز

در فاصله ماه‌های آوریل ۲۰۰۶ الی ژوئیه ۲۰۰۶ قیمت‌های نفت خام با روند صعودی همراه بودند. به گونه‌ای که قیمت سبک اوبک توانست از سطح ۶۴/۴۴ دلار در بشکه در ماه آوریل، به سطح ۶۸/۸۹ دلار در بشکه افزایش پیدا کند که کاملاً بی‌سابقه بود. در این برهه عوامل متعددی در شکل‌گیری این روند نقش داشتند. اما آنچه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بود، حضور این واقعیت که بازار نفت دچار کمبود ظرفیت مازاد در بخش بالادستی و پائین دستی شده بود. در چنین فضایی هر حادثه‌ای می‌توانست تأثیر شگرفی بر قیمت‌های نفت خام بر جای گذارد.

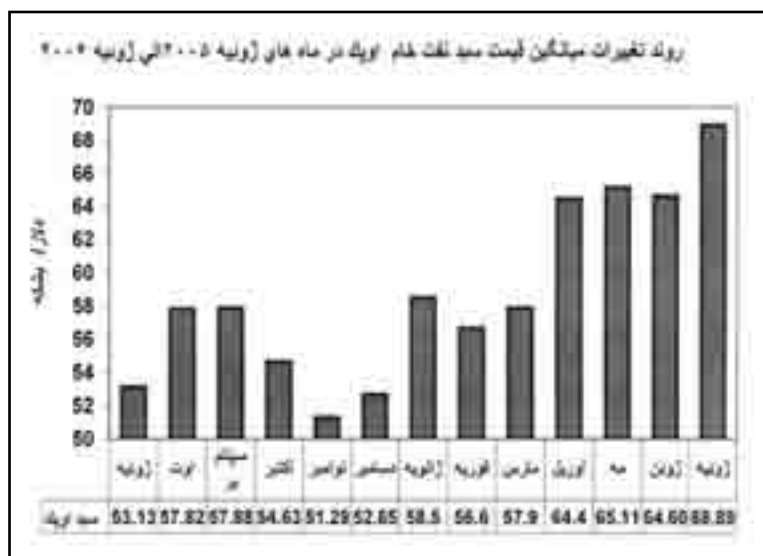
از اوایل دوره مورد بررسی، تداوم عملیات تعمیر و نگهداری پالایشگاه‌های آمریکا که به دلیل بروز طوفان کاترینا و ریتا در سپتامبر سال ۲۰۰۵ به تأخیر افتاده بود، بازار آمریکا را در مورد تأمین بنزین در فصل رانندگی دچار نگرانی ساخت. در فصل رانندگی که از اواخر ماه مه تا اوایل ماه سپتامبر طول می‌کشید، مصرف بنزین در آمریکا به شدت افزایش پیدا می‌کند. در عین حال، استانداردهای جدید زیست‌محیطی که جایگزین اتانول به جای MTBE را در آمریکا اجباری کرده بود، احتمال کمبود بنزین را افزایش داده بود.

در این وضعیت احتمال تکرار طوفان‌های شدید موسمی در آمریکا و آسیب دیدن تأسیسات نفتی این کشور موجب افزایش نگرانی‌های بازار شده‌بود. وزش اولین طوفان در ماه ژوئن ۲۰۰۶ موج این نگرانی‌ها را تشدید کرد. شرایط ناآرام حاکم بر کشور نیجریه نیز توجه محافل نفتی را به خود جلب کرده‌بود. اقدامات مسلحانه ناراضیان این کشور باعث شده‌بود که تقریباً ۵۰۰ هزار بشکه در روز از تولید نفت خام سبک نیجریه قطع گردد. در حالی که بازار برای تولید فرآورده‌های سبک به دلیل کمبود واحدهای تبدیلی پالایشی، شدیداً به این نوع نفت خام نیاز داشت. علاوه بر آن، بازار نفت با نگرانی تحولات مربوط به مناقشات سیاسی تعدادی از کشورهای غربی و کشورمان در مورد فعالیت‌های صلح‌آمیز هسته‌ای ایران را به دقت دنبال می‌کرد؛ زیرا این احتمال وجود داشت که این مخالفت‌ها به تحریم شورای امنیت منجر گردد، و باعث شود کشورمان صادرات نفت خام خود را قطع کرده و یا کاهش دهد و یا در اثر تحریم‌ها، صنعت نفت کشورمان دچار مشکل شده و صادرات نفت خام ایران کاهش یابد. هرچند مقامات نفتی ایران در مناسبت‌های مختلف تأکید کرده‌بودند که ایران از سلاح نفت استفاده نخواهد کرد و آژانس بین‌المللی انرژی نیز اعلام کرده‌بودند که در صورت قطع صادرات ایران، این آژانس ذخیره‌سازی نفتی استراتژیک خود را در اختیار بازار خواهد گذاشت اما نگرانی‌های بازار همچنان ادامه داشت.

در اواخر دوره مورد بررسی افزایش شدید مصرف بنزین در امریکا و تداوم تقاضای بالای نفت، این فرضیه را که قیمت‌های بالای نفت باعث کاهش رشد اقتصادی و در نتیجه کاهش مصرف نفت خواهدشد را مورد تردید قرار داد. در این شرایط بروز مشکلات فنی در تعدادی از پالایشگاه‌های امریکا التهاب بازار نفت را افزایش داد و سرانجام درگیری شدید بین رژیم اشغالگر قدس و نیروهای حزب... و احتمال گسترش این درگیری‌ها به سایر کشورهای منطقه موجی از نگرانی را در بازار نفت ایجاد کرد. بویژه اینکه بازار نفت از این موضوع کاملاً اطلاع داشت که اوپک به دلیل نداشتن ظرفیت مازاد نمی‌تواند در صورت وقفه نفت هر کدام از کشورهای خاورمیانه، کمبود آن را جبران کند. آمارها نیز نشان می‌داد که در این مدت اوپک (بدون عراق) نتوانسته‌بود به اندازه سقف تولید ۲۸ میلیون بشکه در روز خود نفت‌خام به بازار عرضه کند. در این شرایط بورس‌بازان نیز با افزایش خرید خود در بازارهای آتی باعث شدند که روند صعودی قیمت‌ها تشدید گردد.

عوامل تقویت کننده قیمت

- تداوم قطعی بخشی از تولید نفت خام نیجریه به دلیل اقدامات مسلحانه ناراضان



مطالعات پله های مصرف برای مشترکین خانگی در استان خوزستان

چکیده:

مطالعات پله های مصرف برای مشترکین خانگی در استان خوزستان و تجزیه و تحلیل آنها دارای اهمیت خاص بوده و راهکارهای ارائه شده به صورت واقع بینانه و با منظور نمودن کلیه منافع و موانع موجود بر سر راه بررسی و ارائه گردیده است. راهکار ارائه شده با سهولت و بدون نیاز به صرف زمان قابل اجراء بوده تا مشکلات تعرفه ها را در رابطه با نیاز جامعه و مسائل موجود سریعاً بهبود بخشیده و در عین حال زمینه ای مناسب برای برنامه های طولانی مدت فراهم سازد.

هدف اصلی در راهکار ارائه شده تغییر پله مصرف ماهانه از ۱۸۰۰ به ۱۸۰۰/۱/۵ یعنی ۲۷۰۰ بوده مشروط به اینکه:

- میانگین شش ماه گرم از حد ۱۸۰۰ تجاوز ننماید
- سقف مصرف در هر ماه از ۲۷۰۰ تجاوز ننماید
- در صورت تجاوز مصرف ماهیانه و یا میانگین شش ماهه از حدود فوق مازاد بر اساس قیمت پله بعد محاسبه شود
- هزینه مازاد به صورت اقساط و در ماه های سرد از مشترک دریافت شود

مطالعات حاضر در سه بخش مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته و به عنوان مرحله گذار برای دستیابی به تعرفه های هدفمند و سازگار در طیف اقلیم های متنوع تلقی میشود. موارد مطالعه شامل بخش های ذیل می باشند:

- ۱- بررسی اطلاعات مشترکین خانگی در استان خوزستان در ماه های گرم و سرد
- ۲- بررسی بار سرمایشی در ماه های گرم با در نظر گرفتن شرایط و درجه حرارت ماکزیمم ثبت شده توسط ایستگاه های هواشناسی سینوپیک
- ۳- تعدیل ساختاری تعرفه خانگی با حداقل تغییرات و قابل اجراء در سال جدید

مقدمه:

اجرای مدیریت بار و مصرف در سطح کشور میتواند در زمانی کوتاه و هزینه ای کم (در مقایسه با سایر راهکارها و منافع زیاد آن) نه تنها مشکلات تامین برق را در بخش مسکونی، تجاری و صنعتی از بین ببرد بلکه ضربات اقتصادی ناشی از وقفه در خطوط تولید و صنعت را تقلیل دهد. ابعاد اقتصادی، سیاسی و اجتماعی این مسئله پر اهمیت بوده و در صورت نادیده گرفتن آن، خسارات جبران ناپذیری را به ساختار اجتماعی و صنعتی کشور در بر خواهد داشت. با توجه به امکانات اقتصادی فعلی موجود در ایران و علم به اینکه تولید برق به عنوان صنعت مادر و زیر بنایی لازمه پیشرفت کشور در ابعاد مختلف میباشد، استفاده از ابزارهای اجرایی لازم جهت ارتقاء مدیریت بار و بهینه سازی جامع در کلیه بخش ها منجمله تعرفه ها امری ضروری و اجتناب ناپذیر میباشد.

کشور ایران با اقلیم های متنوع و پهناور با طیف وسیعی از آب و هوا تعرفه های برق گسترده و هدفمندی را نیازمند است. این تعرفه ها باید به طور دقیق و بر اساس شرایط اقلیمی هر منطقه بررسی و طراحی شده و با روش های واقع بینانه به اجراء گذاشته شوند.

تعرفه ها به عنوان ابزار های فنی-اقتصادی باید دارای خصوصیات ذیل باشند:

- منعکس کننده قیمت تمام شده برق باشند.
- انگیزه های لازم را جهت کاهش مصرف در ساعات پیک ایجاد نمایند.
- متناسب با شرایط رفاهی - اقلیمی مردم در بخش تعرفه های خانگی باشند.

تعرفه های موجود صرفاً به عنوان مقدمات و زیر بنای مدیریت بار تلقی شده که بسط و توسعه آنها به تعرفه های هوشمند و هدفمند ضروری میباشد. این موضوع در کشورهای صنعتی پیشرفته به طور جدی مورد توجه متخصصین امر واقع شده و نتایج اقتصادی آن بسیار چشمگیر بوده است.

در مطالعه حاضر سعی گردیده با در نظر گرفتن شرایط خاص استان خوزستان موضوع بررسی شده و نتایج بر اساس آمار و اطلاعات واقعی به صورت کاربردی و قابل اجراء به متولیان امر ارائه گردد.

تخمین بار سرمایش در یک ساختمان در منطقه خوزستان

ابتداءً به بررسی واقع بینانه بار سرمایشی و میزان مصرف برق در یک ساختمان مسکونی در استان خوزستان اشاره میشود. این موضوع از این جهت دارای اهمیت است که مقدمه ای جهت منطقی نمودن تعرفه ها متناسب با اقلیم خوزستان و بار سرمایشی حاصل شده و در ضمن راه گشای برنامه ریزی های بلند مدت جهت کاهش مصارف بی رویه، غیر مجاز و پرت سرمایشی را فراهم می سازد.

محاسبات مصرف برق یک خانوار در یک ساختمان مسکونی

بر اساس آمار موجود در سال ۱۳۸۴ مصرف متوسط برق در فصول گرم و سرد در استان خوزستان به ترتیب ۱۶۰۰ و ۳۰۰ کیلووات ساعت میباشد. این مصرف در مورد شهر اهواز بر اساس آمار مشابه تا حدود ۲۰٪ بیشتر از سایر شهرهای استان که تفاوت بین مصرف در مرکز استان و شهرهای کوچک تر را نشان میدهد. (همانطور که قبلاً نیز اشاره گردید به علت مصارف غیر مجاز این آمار نمی تواند دقیق باشد و نیاز به بررسی و اندازه گیری های مستقل میباشد).

آمار مربوط به فصل سرد به علت پایین بودن سطح مصرف ماهیانه و عدم نیاز به مصارف غیر مجاز دقیقتر بوده و میتوان با اطمینان بیشتری به آن استناد نمود. ارقام متوسط مصرف ماهیانه (۲۵۰ - ۳۰۰ کیلووات ساعت) بیانگر کلیه مصارف الکتریکی یک خانوار بجز بار سرمایشی میباشد. به عبارت دیگر در فصل تابستان مازاد مصرف بر این مقدار مربوط به بار سرمایشی نظیر کولرها و افزایش بار یخچال ها به علت قرار گرفتن در دمای بالاتر و غیره میباشد. این تفاوت مصرف فصلی ظاهراً ۱۳۰۰ کیلووات ساعت نشان داده میشود.

در صورتی که قدرت مصرفی هر کولر گازی به طور متوسط ۲ کیلووات در نظر گرفته شود استفاده از دو کولر یکی به صورت ۲۴ ساعت و دیگری ۱۶ ساعت در روز معادل ۷۸ کیلووات ساعت در روز و ۲۴۰۰ کیلووات ساعت در ماه بالغ میشود. بر این اساس با در نظر گرفتن

مطالعات پله های مصرف برای مشترکین خانگی در استان خوزستان

چکیده:

مطالعات پله های مصرف برای مشترکین خانگی در استان خوزستان و تجزیه و تحلیل آنها دارای اهمیت خاص بوده و راهکارهای ارائه شده به صورت واقع بینانه و با منظور نمودن کلیه منافع و موانع موجود بر سر راه بررسی و ارائه گردیده است. راهکار ارائه شده با سهولت و بدون نیاز به صرف زمان قابل اجراء بوده تا مشکلات تعرفه ها را در رابطه با نیاز جامعه و مسائل موجود سریعاً بهبود بخشیده و در عین حال زمینه ای مناسب برای برنامه های طولانی مدت فراهم سازد.

هدف اصلی در راهکار ارائه شده تغییر پله مصرف ماهانه از ۱۸۰۰ به ۱۸۰۰/۱/۵ یعنی ۲۷۰۰ بوده مشروط به اینکه:

- میانگین شش ماه گرم از حد ۱۸۰۰ تجاوز ننماید
- سقف مصرف در هر ماه از ۲۷۰۰ تجاوز ننماید
- در صورت تجاوز مصرف ماهیانه و یا میانگین شش ماهه از حدود فوق مازاد بر اساس قیمت پله بعد محاسبه شود
- هزینه مازاد به صورت اقساط و در ماه های سرد از مشترک دریافت شود

مطالعات حاضر در سه بخش مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته و به عنوان مرحله گذار برای دستیابی به تعرفه های هدفمند و سازگار در طیف اقلیم های متنوع تلقی میشود. موارد مطالعه شامل بخش های ذیل می باشند:

- ۱- بررسی اطلاعات مشترکین خانگی در استان خوزستان در ماه های گرم و سرد
- ۲- بررسی بار سرمایشی در ماه های گرم با در نظر گرفتن شرایط و درجه حرارت ماکزیمم ثبت شده توسط ایستگاه های هواشناسی سینوپیک
- ۳- تعدیل ساختاری تعرفه خانگی با حداقل تغییرات و قابل اجراء در سال جدید

مقدمه:

اجرای مدیریت بار و مصرف در سطح کشور میتواند در زمانی کوتاه و هزینه ای کم (در مقایسه با سایر راهکارها و منافع زیاد آن) نه تنها مشکلات تامین برق را در بخش مسکونی، تجاری و صنعتی از بین ببرد بلکه ضربات اقتصادی ناشی از وقفه در خطوط تولید و صنعت را تقلیل دهد. ابعاد اقتصادی، سیاسی و اجتماعی این مسئله پر اهمیت بوده و در صورت نادیده گرفتن آن، خسارات جبران ناپذیری را به ساختار اجتماعی و صنعتی کشور در بر خواهد داشت. با توجه به امکانات اقتصادی فعلی موجود در ایران و علم به اینکه تولید برق به عنوان صنعت مادر و زیر بنایی لازمه پیشرفت کشور در ابعاد مختلف میباشد، استفاده از ابزارهای اجرایی لازم جهت ارتقاء مدیریت بار و بهینه سازی جامع در کلیه بخش ها منجمله تعرفه ها امری ضروری و اجتناب ناپذیر میباشد.

کشور ایران با اقلیم های متنوع و پهناور با طیف وسیعی از آب و هوا تعرفه های برق گسترده و هدفمندی را نیازمند است. این تعرفه ها باید به طور دقیق و بر اساس شرایط اقلیمی هر منطقه بررسی و طراحی شده و با روش های واقع بینانه به اجراء گذاشته شوند.

تعرفه ها به عنوان ابزار های فنی-اقتصادی باید دارای خصوصیات ذیل باشند:

- منعکس کننده قیمت تمام شده برق باشند.
- انگیزه های لازم را جهت کاهش مصرف در ساعات پیک ایجاد نمایند.
- متناسب با شرایط رفاهی - اقلیمی مردم در بخش تعرفه های خانگی باشند.

تعرفه های موجود صرفاً به عنوان مقدمات و زیر بنای مدیریت بار تلقی شده که بسط و توسعه آنها به تعرفه های هوشمند و هدفمند ضروری میباشد. این موضوع در کشورهای صنعتی پیشرفته به طور جدی مورد توجه متخصصین امر واقع شده و نتایج اقتصادی آن بسیار چشمگیر بوده است.

در مطالعه حاضر سعی گردیده با در نظر گرفتن شرایط خاص استان خوزستان موضوع بررسی شده و نتایج بر اساس آمار و اطلاعات واقعی به صورت کاربردی و قابل اجراء به متولیان امر ارائه گردد.

تخمین بار سرمایش در یک ساختمان در منطقه خوزستان

ابتداءً به بررسی واقع بینانه بار سرمایشی و میزان مصرف برق در یک ساختمان مسکونی در استان خوزستان اشاره میشود. این موضوع از این جهت دارای اهمیت است که مقدمه ای جهت منطقی نمودن تعرفه ها متناسب با اقلیم خوزستان و بار سرمایشی حاصل شده و در ضمن راه گشای برنامه ریزی های بلند مدت جهت کاهش مصارف بی رویه، غیر مجاز و پرت سرمایشی را فراهم می سازد.

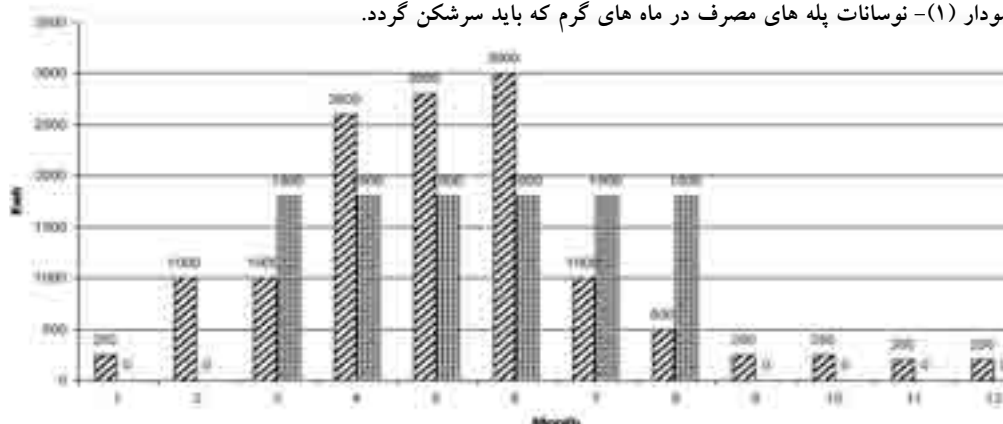
محاسبات مصرف برق یک خانوار در یک ساختمان مسکونی

بر اساس آمار موجود در سال ۱۳۸۴ مصرف متوسط برق در فصول گرم و سرد در استان خوزستان به ترتیب ۱۶۰۰ و ۳۰۰ کیلووات ساعت میباشد. این مصرف در مورد شهر اهواز بر اساس آمار مشابه تا حدود ۲۰٪ بیشتر از سایر شهرهای استان که تفاوت بین مصرف در مرکز استان و شهرهای کوچک تر را نشان میدهد. (همانطور که قبلاً نیز اشاره گردید به علت مصارف غیر مجاز این آمار نمی تواند دقیق باشد و نیاز به بررسی و اندازه گیری های مستقل میباشد).

آمار مربوط به فصل سرد به علت پایین بودن سطح مصرف ماهیانه و عدم نیاز به مصارف غیر مجاز دقیقتر بوده و میتوان با اطمینان بیشتری به آن استناد نمود. ارقام متوسط مصرف ماهیانه (۲۵۰ - ۳۰۰ کیلووات ساعت) بیانگر کلیه مصارف الکتریکی یک خانوار بجز بار سرمایشی میباشد. به عبارت دیگر در فصل تابستان مازاد مصرف بر این مقدار مربوط به بار سرمایشی نظیر کولرها و افزایش بار یخچال ها به علت قرار گرفتن در دمای بالاتر و غیره میباشد. این تفاوت مصرف فصلی ظاهراً ۱۳۰۰ کیلووات ساعت نشان داده میشود.

در صورتی که قدرت مصرفی هر کولر گازی به طور متوسط ۲ کیلووات در نظر گرفته شود استفاده از دو کولر یکی به صورت ۲۴ ساعت و دیگری ۱۶ ساعت در روز معادل ۷۸ کیلووات ساعت در روز و ۲۴۰۰ کیلووات ساعت در ماه بالغ میشود. بر این اساس با در نظر گرفتن

نمودار (۱) - نوسانات پله های مصرف در ماه های گرم که باید سرشکن گردد.



محاسبه و به صورت اقساط یکسان در قبوض ماه های سرد مشترک منعکس و دریافت می گردد.

نتیجه گیری:

نتیجه راهکار پیشنهاد شده می تواند در وهله اول به صورت منافع و موانع آن بیان گردد.

منافع:

- هزینه برق مصرفی بر اساس تعرفه های مصوبه دریافت می شود و با اندک تغییر محاسباتی تعدیل می گردد.
- در پله های مصرف فعلی تغییر اساسی صورت نمی گیرد.
- تعرفه جدید بر اساس آمار واقعی هواشناسی و محاسبات بار سرمایشی تعدیل گردیده و هزینه برق مطابق با سبد هزینه خانوار به صورت واقع بینانه محاسبه شده است.
- در طولانی مدت موجب کاهش مصارف غیر مجاز می گردد.
- روش برنده - برنده در روابط عرضه و تقاضا حاکم می شود.
- با نرم افزار های موجود و تقریباً بدون هزینه قابل اجرا می باشد.
- به دلیل سهولت در اجرا در سال جاری قابل طرح و اجرا می باشد.

موانع:

- در مورد سایر استان های مشابه نیز به نوبه خود باید اجرا گردد.
- نیاز به تعریف پروژه های تکمیلی جهت بسط مطالعات حاضر که زمینه ساز آن است می باشد.
- تمهیدات حاضر نباید موجب افزایش اسراف و اتلاف شده بلکه توأم با روش های آگاه سازی و بهینه سازی موجب ارتقاء بهره وری گردد.
- بنابر این راهکار پیشنهاد شده می تواند بر مشکلات موجود در استان خوزستان با حد اقل هزینه و ریسک و در عین حال در اسرع زمان فائق آید.

مراجع

- ۱- Nasa Web site - Meteorology
- ۲- HVAC Energy Audit - Herb Wendes
- ۳- Energy Efficiency Manual - Energy Institute Press
- ۴- سازمان هوا شناسی کشور
- ۵- شرکت برق منطقه ای خوزستان
- ۶- شرکت توانیر
- ۷- سازمان بهینه سازی سوخت کشور
- ۸- سازمان بهره وری انرژی (سابا)

مصارف دیگر برقی که معادل ۳۰۰ کیلووات ساعت منظور گردید جمعاً ۲۷۰۰ کیلووات ساعت در ماه مصرف میانگین خانوار تخمین زده می شود. ناگفته نماند هزینه پرداخت شده از سبد هزینه های هر خانوار جهت سرمایش در استانهای گرم نظیر خوزستان به غیر از هزینه برق هزینه های تعمیر و نگهداری کولر، هزینه اولیه خرید کولر و غیره می باشد.

تعدیل تعرفه خانگی در استان خوزستان

نحوه تعدیل تعرفه خانگی در ماه های گرم

تعرفه پیشنهادی را می توان با مشخصات ذیل تعریف نمود:

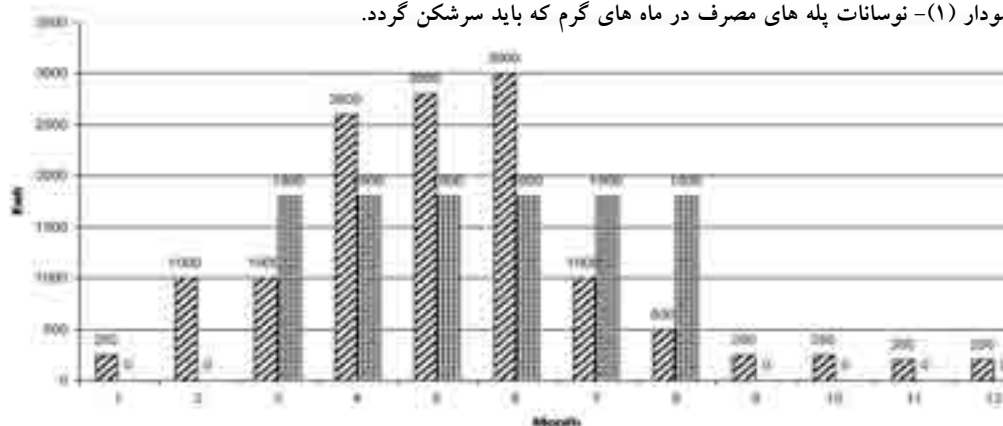
- در صورتیکه در یک یا چند ماه از ماه های گرم مصرف ماهیانه از پله تعیین شده تجاوز نماید هزینه انرژی همانند پله ۱۸۰۰ محاسبه شود مشروط به اینکه میانگین شش ماه گرم از ۱۸۰۰ تجاوز ننماید.
- در پایان شش ماه گرم در صورتیکه کل مصرف شش ماهه از میزان 1800×6 تجاوز کند مابقی بر اساس نرخ پله بعد از ۱۸۰۰ محاسبه و به صورت اقساط در ماه های سرد قسط بندی تا به صورت ماهیانه توسط مشترک پرداخت گردد.
- در هر ماه گرم بر اساس میزان مصرف مشترک، میزان ذخیره Kwh (فاصله مصرف از حد ۱۸۰۰) به صورت منفی و یا مثبت در قبض برق ذکر شود تا مصرف کننده متوجه روند مصرف جهت تنظیم مصرف برق گردد.

- سقف مصرف در هر ماه گرم نباید از حد $1800 \times 1/5 = 2700$ کیلووات ساعت در ماه تجاوز کند. در صورتیکه در یک یا چند ماه مصرف از این میزان تجاوز کند میزان مازاد بر اساس پله مربوطه محاسبه گردد.

- در قبال استفاده از این تعرفه کلیه مشترکینی که از منافع آن بهره مند میشوند باید با کنترل و نظارت بیشتر از مصرف غیر مجاز در مشترکین مشکوک به صورت جدی جلوگیری شود.

مثال: جهت ارائه این پیشنهاد ابتداء به مثال نمودار (۱) می پردازیم. در این نوع روند مصرف در سه ماه از پله ۱۸۰۰ تجاوز نموده و در سایر ماه ها به علت کمتر بودن از این حد جبران سازی جهت کاهش میانگین در پایان ماه های گرم صورت گرفته است. (منحنی میله ای دوم به میزان ثابت ۱۸۰۰ صرفاً جهت مقایسه ارائه گردیده است). در این مثال میزان مصرف در شش ماه گرم ۱۰۹۰۰ کیلووات ساعت است که ۱۰۰ کیلووات ساعت طبق شرایط تعرفه از حد $1800 \times 6 = 10800$ تجاوز نموده و همچنین در ماه های ۵ و ۶ به ترتیب ۱۰۰ و ۳۰۰ کیلووات ساعت از سقف ۲۷۰۰ تجاوز نموده که مجموعاً ۵۰۰ کیلووات ساعت کل تجاوز از شرایط تعرفه می باشد. هزینه این بخش از مصرف اضافی بر اساس پله بالاتر از ۱۸۰۰

نمودار (۱) - نوسانات پله های مصرف در ماه های گرم که باید سرشکن گردد.



محاسبه و به صورت اقساط یکسان در قبوض ماه های سرد مشترک منعکس و دریافت می گردد.

نتیجه گیری:

نتیجه راهکار پیشنهاد شده می تواند در وهله اول به صورت منافع و موانع آن بیان گردد.

منافع:

- هزینه برق مصرفی بر اساس تعرفه های مصوبه دریافت می شود و با اندک تغییر محاسباتی تعدیل می گردد.
- در پله های مصرف فعلی تغییر اساسی صورت نمی گیرد.
- تعرفه جدید بر اساس آمار واقعی هواشناسی و محاسبات بار سرمایشی تعدیل گردیده و هزینه برق مطابق با سبد هزینه خانوار به صورت واقع بینانه محاسبه شده است.
- در طولانی مدت موجب کاهش مصارف غیر مجاز می گردد.
- روش برنده - برنده در روابط عرضه و تقاضا حاکم می شود.
- با نرم افزار های موجود و تقریباً بدون هزینه قابل اجرا می باشد.
- به دلیل سهولت در اجرا در سال جاری قابل طرح و اجرا می باشد.

موانع:

- در مورد سایر استان های مشابه نیز به نوبه خود باید اجرا گردد.
- نیاز به تعریف پروژه های تکمیلی جهت بسط مطالعات حاضر که زمینه ساز آن است می باشد.
- تمهیدات حاضر نباید موجب افزایش اسراف و اتلاف شده بلکه توأم با روش های آگاه سازی و بهینه سازی موجب ارتقاء بهره وری گردد.
- بنابر این راهکار پیشنهاد شده می تواند بر مشکلات موجود در استان خوزستان با حد اقل هزینه و ریسک و در عین حال در اسرع زمان فائق آید.

مراجع

- ۱- Nasa Web site - Meteorology
- ۲- HVAC Energy Audit - Herb Wendes
- ۳- Energy Efficiency Manual - Energy Institute Press
- ۴- سازمان هوا شناسی کشور
- ۵- شرکت برق منطقه ای خوزستان
- ۶- شرکت توانیر
- ۷- سازمان بهینه سازی سوخت کشور
- ۸- سازمان بهره وری انرژی (سابا)

مصارف دیگر برقی که معادل ۳۰۰ کیلووات ساعت منظور گردید جمعاً ۲۷۰۰ کیلووات ساعت در ماه مصرف میانگین خانوار تخمین زده می شود. ناگفته نماند هزینه پرداخت شده از سبد هزینه های هر خانوار جهت سرمایش در استانهای گرم نظیر خوزستان به غیر از هزینه برق هزینه های تعمیر و نگهداری کولر، هزینه اولیه خرید کولر و غیره می باشد.

تعدیل تعرفه خانگی در استان خوزستان

نحوه تعدیل تعرفه خانگی در ماه های گرم

تعرفه پیشنهادی را می توان با مشخصات ذیل تعریف نمود:
- در صورتیکه در یک یا چند ماه از ماه های گرم مصرف ماهیانه از پله تعیین شده تجاوز نماید هزینه انرژی همانند پله ۱۸۰۰ محاسبه شود مشروط به اینکه میانگین شش ماه گرم از ۱۸۰۰ تجاوز ننماید.
- در پایان شش ماه گرم در صورتیکه کل مصرف شش ماهه از میزان 1800×6 تجاوز کند مابقی بر اساس نرخ پله بعد از ۱۸۰۰ محاسبه و به صورت اقساط در ماه های سرد قسط بندی تا به صورت ماهیانه توسط مشترک پرداخت گردد.
- در هر ماه گرم بر اساس میزان مصرف مشترک، میزان ذخیره Kwh (فاصله مصرف از حد ۱۸۰۰) به صورت منفی و یا مثبت در قبض برق ذکر شود تا مصرف کننده متوجه روند مصرف جهت تنظیم مصرف برق گردد.

- سقف مصرف در هر ماه گرم نباید از حد $1800 \times 1/5 = 2700$ کیلووات ساعت در ماه تجاوز کند. در صورتیکه در یک یا چند ماه مصرف از این میزان تجاوز کند میزان مازاد بر اساس پله مربوطه محاسبه گردد.

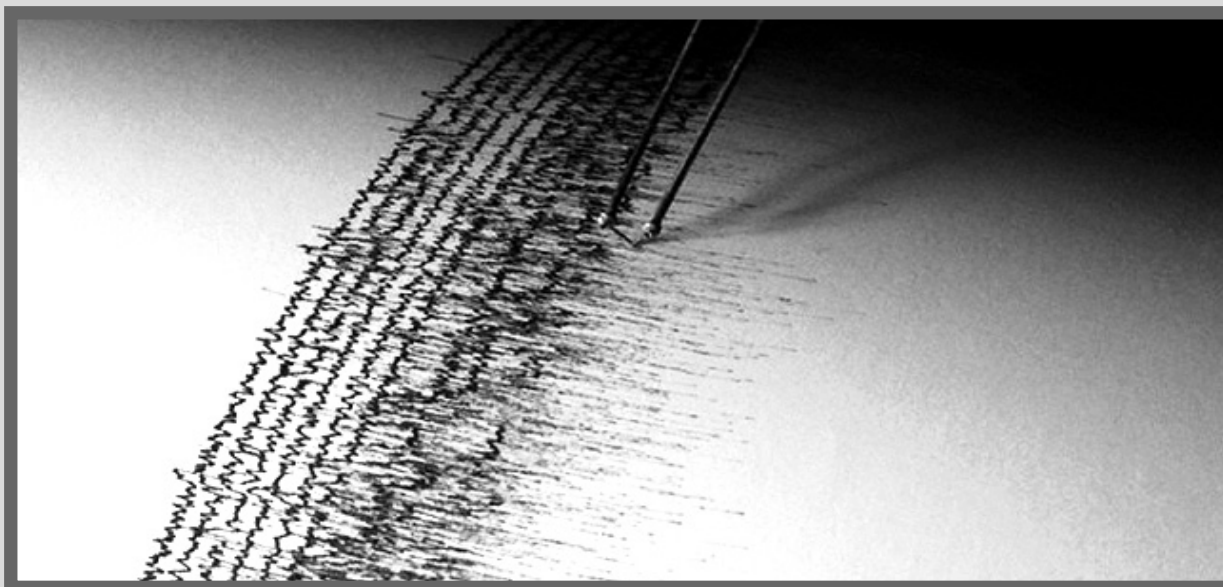
- در قبال استفاده از این تعرفه کلیه مشترکینی که از منافع آن بهره مند میشوند باید با کنترل و نظارت بیشتر از مصرف غیر مجاز در مشترکین مشکوک به صورت جدی جلوگیری شود.

مثال: جهت ارائه این پیشنهاد ابتداء به مثال نمودار (۱) می پردازیم. در این نوع روند مصرف در سه ماه از پله ۱۸۰۰ تجاوز نموده و در سایر ماه ها به علت کمتر بودن از این حد جبران سازی جهت کاهش میانگین در پایان ماه های گرم صورت گرفته است. (منحنی میله ای دوم به میزان ثابت ۱۸۰۰ صرفاً جهت مقایسه ارائه گردیده است). در این مثال میزان مصرف در شش ماه گرم ۱۰۹۰۰ کیلووات ساعت است که ۱۰۰ کیلووات ساعت طبق شرایط تعرفه از حد $1800 \times 6 = 10800$ تجاوز نموده و همچنین در ماه های ۵ و ۶ به ترتیب ۱۰۰ و ۳۰۰ کیلووات ساعت از سقف ۲۷۰۰ تجاوز نموده که مجموعاً ۵۰۰ کیلووات ساعت کل تجاوز از شرایط تعرفه می باشد. هزینه این بخش از مصرف اضافی بر اساس پله بالاتر از ۱۸۰۰

این بدان معنی است که هر بازگرداندنی لزوماً هندسه قبل از دگرشکلی را به طور کاملاً دقیق ارائه نمی‌دهد. اما به هر حال

بالانس طولی و سطحی تفسیر لرزه نگاری سه بعدی منطقه کرج و پارس

حامد سعادت نیا
کارشناس ارشد ژئوفیزیک - دانشگاه تهران



چکیده:

یکی از وظایف مفسر لرزه نگاری تفسیر ساختارهای زمین شناسی است که در سطوح عمیق تر زیر سطح زمین قرار دارند. این ساختارها به عنوان کلیدی عمل می کنند که راه گشای تکنیک منطقه ای هستند و معمولاً نقش اساسی در صنعت ایفا می کنند. بالاخص اکتشاف نفت و گاز احتیاج به بهترین کنترل ممکن بر روی ساختارهای زیر سطحی به منظور حفر چاه های تحقیقاتی چینه شناسی و یا چاه های تولیدی دارد. از آنجا که داده های اولیه همیشه کامل نیستند و ممکن است به صورت جزئی دارای نقص باشند، باید به نحوی تفسیر نهایی را معتبر و قابل قبول کرد. یک آزمایش مستقل و قوی برای دانستن میزان اعتبار یک تفسیر ساختمانی، به حالت اولیه بازگرداندن (restoration) ساختمان برای فهمیدن شکل آن قبل از دگرشکلی (deformation) است. در عمل، تکنیک های به حالت اولیه بازگرداندن یک ساختمان بر اساس مدلی برای تکامل هندسی پایه ریزی شده است که مدل جنبشی (kinematics model) نام دارد. بهترین راه برای شرح این مطلب استفاده از معادلات تبدیل است که انتقال و چرخش جسم صلب و همچنین دگرشکلی را با هم لحاظ می کند. یک نقشه یا مقطع لرزه ای صحیح معمولاً می تواند به وسیله روش هایی که مبنی بر بیش از یک مدل جنبشی هستند به حالت اولیه بازگردانده شود و روش های مختلف تا حدی هندسه های متفاوتی ارائه می دهد.

این بدان معنی است که هر بازگرداندنی لزوماً هندسه قبل از دگرشکلی را به طور کاملاً دقیق ارائه نمی دهد. اما به هر حال

بازگرداندن به هر شیوه ای انجام شود، و با رعایت مفروضات و ملزومات آن شیوه، اعتبار و اطمینان آن شیوه یک علم و یا تلفیق روش ها و فنون علم های مختلف همواره باعث افزایش دقت می شود و هر روش و فنی در حوزه عملکرد خود، مانند یک عامل کنترل کننده روش های دیگر ایفای نقش می نماید.

لذا در مناطقی که به هر دلیلی داده ها از کیفیت خوبی برخوردار نیستند و دنبال کردن بازتابنده ها در قسمت هایی از مقطع لرزه نگاری امکان پذیر نیست، تلفیق فنون زمین شناسی ساختمانی و قوانین فیزیکی راه مناسبی برای کاهش خطای تفسیر می باشد و استفاده از آن برای کاهش خطا و افزایش دقت در تفسیر توصیه می شود. آنچه در این پایان نامه انجام گرفته، تفسیر و بالانس اطلاعات سه بعدی منطقه کرج و پارس واقع در شرق خوزستان می باشد. در این منطقه به دلیل وجود سازند تبخیری گچساران در سطح، انرژی لرزه ای به میزان زیادی تحلیل می رود.

از طرفی به دلیل شیب نسبتاً زیاد و گسل اصلی که در مقطع دیده می شود و همچنین خردشدگی زون گسلی اطلاعات لرزه ای در این ناحیه بسیار ضعیف هستند. به همین سبب تلاش شد که با کمک گرفتن از روش های زمین شناسی ساختمانی و با تکیه بر تفسیر افق های بالاتر همچون آسماری، پابده و ایلام، هندسه افق های عمیق تر مانند افق اکتشافی فلهیان مشخص شود. بدین ترتیب امکان برآورد حجم مخزن فلهیان و طراحی چاه های عمیق اکتشافی و تولیدی در این افق با دقت بیشتری نسبت به قبل میسر خواهد شد.

برآورد سرعت امواج برشی با استفاده از لاگ‌های پتروفیزیک در سازندهای سروک و ایلام

حسین اسکندری پری
کارشناس ارشد- متالورژی و نفت- دانشگاه صنعتی امیرکبیر



پتروفیزیکی مورد استفاده در این مدل‌ها مشخص می‌گردد. به منظور دستیابی به مدلی پایدار از شبکه عصبی سه لایه با هفت ورودی شامل پنج پارامتر فوق الذکر به همراه موقعیت جغرافیایی چهار چاه میدان و ده نرون در لایه مخفی استفاده شده است. الگوریتم مورد استفاده از نوع آموزش سریع روش پس انتشار خطا می‌باشد که امکان آموزش که امکان آموزش با نرخ یادگیری متغیر را فراهم می‌آورد و نیازی به تعیین دقیق پارامتر حساس نرخ یادگیری شبکه نمی‌باشد.

شبکه زمان گذر امواج برشی در مجموع با میانگین خطای حدود $0/001$ و ضریب همبستگی $0/97$ همگرا شد. از شبکه عصبی و تکنیک آنالیز حساسیت برای مشخص نمودن اهمیت نسبی پارامترها نیز استفاده گردید. با استفاده از نتایج این مطالعه، روابط سرعت امواج الاستیک با تراوایی بررسی گردیده و به عنوان ابزاری برای شناسایی دقیق فواصل تولیدی در مخازن کربناته معرفی شده است.



چکیده

سرعت امواج برشی به همراه سرعت امواج تراکمی امکان توصیف دقیق ویژگی‌های مخزن را فراهم آورده و به عنوان مطالعات پترواکوستیک نقش مهمی در مطالعه ژئوفیزیکی مخزن ایفا می‌کند. هدف از این مطالعه برآورد سرعت امواج برشی از لاگ‌های پتروفیزیکی می‌باشد که با توجه به اهمیت و کاربردهای سرعت امواج برشی، هنگامی که اندازه‌گیری مستقیم این امواج امکان‌پذیر نباشد، تخمین غیر مستقیم آن از لاگ‌های پتروفیزیکی ضروری است. در این راستا از اطلاعات چاه، حاصل از دو سازند سروک و ایلام در مخزنی کربناته در جنوب غرب ایران و نتایج اندازه‌گیری آزمایشگاهی به منظور ایجاد مدل‌هایی که سرعت امواج را به ویژگی‌های مخزنی مرتبط سازد تحت فرکانس و تنش مؤثر ثابت استفاده شده است.

پراکندگی سرعت به طور عمده به واسطه اختلاف فرکانس اندازه‌گیری بالا در آزمایشگاه و فرکانس پایین ابزار نمودارگیری حدود $3/5$ درصد می‌باشد که با توجه به مقدار بالای پراکندگی در ارائه مدل باید از سرعت مربوط به نمودار صوتی استفاده نمود. روش انجام این مطالعه، بررسی تئوری‌ها و مدل‌های تجربی تخمین سرعت امواج برشی می‌باشد.

بدین منظور مدل مناسب برای منطقه مورد مطالعه با استفاده از رگرسیون چندگانه بین پنج پارامتر حاصل از نگارهای اشعه گاما، جرم مخصوص، مقاومت ویژه، تخلخل نوترون و صوتی ارائه گردیده و بدین طریق اهمیت پارامترهای

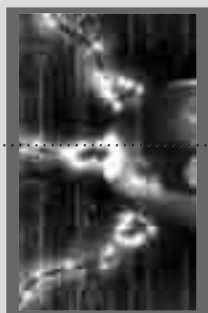
برآورد سرعت امواج برشی با استفاده از لاگ‌های پتروفیزیک در سازندهای سروک و ایلام

حسین اسکندری پری
کارشناس ارشد- متالورژی و نفت- دانشگاه صنعتی امیرکبیر



پتروفیزیکی مورد استفاده در این مدل‌ها مشخص می‌گردد. به منظور دستیابی به مدلی پایدار از شبکه عصبی سه لایه با هفت ورودی شامل پنج پارامتر فوق الذکر به همراه موقعیت جغرافیایی چهار چاه میدان و ده نرون در لایه مخفی استفاده شده است. الگوریتم مورد استفاده از نوع آموزش سریع روش پس انتشار خطا می‌باشد که امکان آموزش که امکان آموزش با نرخ یادگیری متغیر را فراهم می‌آورد و نیازی به تعیین دقیق پارامتر حساس نرخ یادگیری شبکه نمی‌باشد.

شبکه زمان گذر امواج برشی در مجموع با میانگین خطای حدود $0/001$ و ضریب همبستگی $0/97$ همگرا شد. از شبکه عصبی و تکنیک آنالیز حساسیت برای مشخص نمودن اهمیت نسبی پارامترها نیز استفاده گردید. با استفاده از نتایج این مطالعه، روابط سرعت امواج الاستیک با تراوایی بررسی گردیده و به عنوان ابزاری برای شناسایی دقیق فواصل تولیدی در مخازن کربناته معرفی شده است.



چکیده

سرعت امواج برشی به همراه سرعت امواج تراکمی امکان توصیف دقیق ویژگی‌های مخزن را فراهم آورده و به عنوان مطالعات پترواکوستیک نقش مهمی در مطالعه ژئوفیزیکی مخزن ایفا می‌کند. هدف از این مطالعه برآورد سرعت امواج برشی از لاگ‌های پتروفیزیکی می‌باشد که با توجه به اهمیت و کاربردهای سرعت امواج برشی، هنگامی که اندازه‌گیری مستقیم این امواج امکان‌پذیر نباشد، تخمین غیر مستقیم آن از لاگ‌های پتروفیزیکی ضروری است. در این راستا از اطلاعات چاه، حاصل از دو سازند سروک و ایلام در مخزنی کربناته در جنوب غرب ایران و نتایج اندازه‌گیری آزمایشگاهی به منظور ایجاد مدل‌هایی که سرعت امواج را به ویژگی‌های مخزنی مرتبط سازد تحت فرکانس و تنش مؤثر ثابت استفاده شده است.

پراکندگی سرعت به طور عمده به واسطه اختلاف فرکانس اندازه‌گیری بالا در آزمایشگاه و فرکانس پایین ابزار نمودارگیری حدود $3/5$ درصد می‌باشد که با توجه به مقدار بالای پراکندگی در ارائه مدل باید از سرعت مربوط به نمودار صوتی استفاده نمود. روش انجام این مطالعه، بررسی تئوری‌ها و مدل‌های تجربی تخمین سرعت امواج برشی می‌باشد.

بدین منظور مدل مناسب برای منطقه مورد مطالعه با استفاده از رگرسیون چندگانه بین پنج پارامتر حاصل از نگارهای اشعه گاما، جرم مخصوص، مقاومت ویژه، تخلخل نوترون و صوتی ارائه گردیده و بدین طریق اهمیت پارامترهای



عسلویه پایتخت اقتصادی ایران

موضوع: نفت، ایران، صنعت و تجارت

بندر عسلویه، مدیران

نویسنده: محمدرضا آشتیانی عراقی

تعداد صفحات ۱۷۶

کتاب)، تعدادی مقاله از موضوعات علمی انتخاب شده است. در مقاله اول که با عنوان «عسلویه پایتخت اقتصادی ایران» آغاز شده، آمده؛ که وزارت نفت تاکنون توسعه ۲۵ فاز در حوزه گازی عسلویه را در دستور کار خود قرار داده که با راهاندازی سه فاز آن، سالانه حدود سه میلیارد دلار درآمد تضمین شده است. سپس هر سه فاز را به صورت مفصل توضیح داد و در آخر چشم‌اندازی روشن برای اقتصاد ایران به تصویر کشیده است. در مقاله ای با عنوان «آمریکا و آینده انرژی» نویسنده در پی پاسخ به سؤالی است که کنترل بازار نفتی جهان در دست کیست؟ که در پاسخ به او یک و نحوه تنظیم قیمت نفت توسط این تشکل و سپس به بازارهای مختلف جهانی نفت می‌پردازد.

در مقاله‌ای دیگر آمده؛ با توجه به حجم عظیم فعالیت‌های صنعتی و ساختمانی و در نتیجه افزایش روزافزون آلودگی‌های ناشی از این نوع فعالیت‌ها و به منظور کاهش اثرات آلاینده‌ها و بهبود محیط زیست، تلاش‌های زیادی در جهت ایجاد پوشش گیاهی و فضای سبز توسط شرکت منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس جنوبی صورت گرفته است. نویسنده این مقاله به عنوان کارشناس فضای سبز سعی می‌کند از گونه‌های گیاهی کاشته شده در این گزارش توضیحی ارائه داده است.

منطقه ویژه اقتصادی پارس در جنوب ایران در حاشیه خلیج فارس در ۳۰۰ کیلومتری شرق بندر بوشهر ۵۷۰ کیلومتری غرب بندر عباس واقع شده و حدود ۱۰۰ کیلومتر با حوزه گاز پارس جنوبی که در میان خلیج فارس واقع شده فاصله دارد. با توجه به سرمایه‌گذاری عظیم داخلی و ویژگی‌های منحصربه‌فرد منطقه از لحاظ دسترسی به آب‌های بین‌المللی و فراوانی انرژی، این منطقه یکی از بزرگ‌ترین منطقه ویژه اقتصادی در جهان به شمار می‌رود. وزارت نفت تاکنون توسعه ۲۵ فاز در این حوزه گازی را در دستور کار قرار داده که با راه‌اندازی سه فاز آن سالانه حدود سه میلیارد دلار درآمد تضمین شده. کتاب مذکور ششمین عنوان از سری مجموعه کتاب‌های جامع رسانه تخصصی است که سعی دارد منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس را معرفی کند.

در فصل ۱: با عنوان (آشنایی با موقعیت جغرافیایی عسلویه، معرفی مدیران صنعت نفت جمهوری اسلامی ایران و گفت و گو با چهره‌های ویژه منطقه) تلاش شده مدیران صنعت نفت جمهوری اسلامی ایران از ۲۲ بهمن ۱۳۵۷ معرفی شده سپس در چشم‌اندازی به منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس، به گفت و گوهایی با جناب آقای قیصر صالحی نماینده منطقه در مجلس شورای اسلامی، جناب آقای دکتر کرباسیان مدیر عامل منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس و جناب آقای دکتر منصور پرونیان در مورد داستان کشف مخازن گاز پارس جنوبی پرداخته شود.

فصل ۲: با عنوان (گزیده ای مقالات علمی جذاب و مرتبط با موضوع



کرد که مالکیت خود را در پروژه‌های نفتی افزایش دهد و این سازگار با فرمان هوگوچاوز در سال ۲۰۰۱ بود. انتشار این خبر که موج جدید ملی‌سازی صنایع نفت و گاز را در آمریکای لاتین را تداعی می‌کرد نیز باعث افزایش نگرانی‌های بازار شد.

در همان هفته هوگوچاوز اعلام کرد اگر کشور اکوادور قصد داشته باشد به اوپک بازگردد، از این کشور حمایت خواهد کرد. اکوادور در سال ۱۹۷۳ به اوپک ملحق و در سال ۱۹۹۵ از این سازمان خارج شد. هوگوچاوز اعلام کرد ونزوئلا می‌تواند ۴۰ الی ۵۰ هزار بشکه در روز از ظرفیت پالایشگاه "ایسلا" در کاراکاس را در اختیار اکوادور قرار دهد و فقط هزینه پالایش را از این کشور دریافت کند. ظرفیت این پالایشگاه ۳۲۰ هزار بشکه در روز است که فقط ۲۲۰ هزار بشکه در روز آن مورد استفاده قرار می‌گیرد. براساس اظهارات چاوز، اکوادور می‌تواند با صادرات فرآورده به جای نفت خام درآمد بیشتری به میزان ۲۴ دلار در هر بشکه بدست آورد. وزیر انرژی اکوادور نیز اظهار داشت که با وزیر انرژی ونزوئلا مذاکره کرده تا نفت خام کشورش را در ونزوئلا پالایش کند. محافل نفتی با دقت این تحولات را دنبال نموده و نگران بودند که موج مخالفت با شرکتهای خارجی در آمریکای لاتین گسترش پیدا کند.

در هفته منتهی به سی‌ام ماه ژوئن ۲۰۰۶ تحولات بازار نفت و گاز آمریکای لاتین وارد مرحله جدیدی شد. بولیوی که اخیراً صنایع گازی خود را ملی اعلام کرده، از آرژانتین خواست که بهای گاز طبیعی را که از بولیوی وارد می‌کند به میزان ۵۰ درصد افزایش دهد. آرژانتین نیز ناچار شد این درخواست را بپذیرد. به این ترتیب دوره فروش گاز طبیعی به قیمتی کمتر از قیمتهای بین‌المللی به همسایگان بولیوی پایان پذیرفت. این اقدام نیز تأثیر خود را بر قیمتهای نفت خام آشکار ساخت.

بسیاری از تحلیلگران، ونزوئلا را سردمدار این حرکت در آمریکای لاتین می‌دانند. کشورهای دیگر دارای نفت و گاز منطقه نیز با حرکت به سمت محور این تحولات، شرایطی را فراهم آوردند که برخی از تحلیلگران بازار نفت را وادار ساخت که از موج جدید ملی‌سازی و مبارزه بر علیه سلطه آمریکا و شرکت‌های چند ملیتی بر صنایع نفت و گاز این منطقه سخن بگویند. تاریخ نشان می‌دهد که اولین بار نیز موج ملی کردن صنعت نفت از آمریکای لاتین آغاز شد و به سایر مناطق نفت خیز جهان از جمله خاور میانه رسید.

در سال ۱۹۳۷، دولت نظامی متزلزل وقت «بولیوی» به منظور جلب حمایت مردم، شرکت فرعی محلی «استاندارد اویل» را به تقلب مالیاتی متهم ساخت و اموال آنرا مصادره کرد. این اقدام تحسین مردم را برانگیخت و در سراسر آمریکای لاتین بسیار جلب توجه کرد.

ملی شدن نفت مکزیک در سال ۱۹۳۸، از بزرگترین پیروزیهای انقلاب این کشور بود. مکزیک به طور کامل سرنوشت صنعت نفت خود را در دست گرفت و «پتروئوس مکزیکانوس» - «پیمکس» به عنوان نخستین و مهمترین شرکت نفت دولتی جهان ظهور کرد و در واقع مکزیک الگویی را برای آینده به وجود آورد.

در مارس ۱۹۴۳ شرکت‌های نفتی بین‌المللی و دولت ونزوئلا به توافقی مبتنی بر اصل جدید پنجاه - پنجاه دست یافتند، این نیز رویداد بزرگی در تاریخ صنعت نفت بود. به موجب این توافق، انواع گوناگون بهره‌های مالکانه و مالیات‌ها تا آنجا افزایش می‌یافت که عایدی نفتی دولت تقریباً با سود خالص شرکت‌ها برابر گردد. در واقع دو طرف به شریکانی برابر بدل می‌شوند که در منافع نفتی سهم مساوی داشتند.

حوادث آن سال‌ها به آمریکای لاتین محدود نشد و به سایر مناطق نفت خیز جهان گسترش یافت و این همان چیزی بود که شرکتهای بزرگ نفتی و سیاستمداران کشورهای صنعتی از آن واهمه داشتند.

در ۳۰ دسامبر ۱۹۵۰ پس از یک ماه مذاکرات پیچیده، «آرامکو» و عربستان سعودی قرارداد جدیدی امضا کردند که مهمترین نکته آن پذیرش اصل

قصد دارد قراردادهایی را که قبل از ریاست جمهوری او در سال ۱۹۹۸ منعقد شده‌اند، مورد تجدید نظر قرار دهد. چاوز معتقد است این قراردادها در شرایط نابرابر منعقد شده و در واقع شرکتهای بین‌المللی، ثروت مردم را دزدیده‌اند. براساس قانون نفت سال ۲۰۰۱ که هوگوچاوز آن را به تصویب رساند، شرکت دولتی نفت ونزوئلا باید حداقل ۵۱ درصد از کنترل پروژه‌های بالادستی را در اختیار خود بگیرد. تحلیلگران معتقدند که روش برخورد با شرکتهای بین‌المللی نفتی در ونزوئلا به صورت یک الگو برای نسل جدید رهبران چپ‌گرای آمریکای لاتین درآمده است. «ایومورالس» رئیس جمهور بولیوی گفته است که کارشناسان شرکت نفت دولتی ونزوئلا به او مشاوره میدهند. کاندیدای ریاست جمهوری کشور «پرو» آقای «ولانتا هومالا» نیز بحث ملی‌سازی منابع نفتی را مطرح کرده بود.

به هر حال تحلیلگران معتقدند هرگونه اقدامی که باعث شود دولت کنترل بیشتری بر پروژه‌های کمر بند «اورینوکو» به دست آورد، باعث خواهد شد که چالش‌شدیدتری با شرکتهای شورون، اگزان موبیل، توتال، استات اویل، بی‌پی و کونوکوفیلیس که در این منطقه فعال هستند، بوجود آید. دولت ونزوئلا قصد دارد که قراردادهای پیمانکاری (Operating Contract) را به قراردادهای جدید مشارکت (Joint Venture) تبدیل کند. در ماه گذشته شرکت دولتی نفت ونزوئلا اداره دو میدان نفتی را که شرکتهای ENI و TOTAL برای تبدیل قراردادهای پیمانکاری آنها به قراردادهای جدید مشارکت موفق نبودند را خودش بر عهده گرفت. شرکت اگزان موبیل نیز برای پرهیز از ورود به چنین مباحثی، سهام خود را در یکی از میدانهای نفتی به فروش رساند. وضعیت جدیدی که در آمریکای لاتین بوجود آمده بود موج جدیدی از نگرانی‌ها را در بازار نفت ایجاد کرد.

در هفته منتهی به نوزدهم ماه مه نیز موج مخالفت با حضور شرکتهای خارجی و روند ملی‌سازی صنایع نفت و گاز در آمریکای لاتین توجه محافل نفتی را به خود جلب کرده بود. اکوادور روز سه‌شنبه شانزدهم ماه مه اعلام کرد که عملیات شرکت آمریکایی اکسیدنتال را به دست گرفته است. این اقدام بزرگترین حرکت علیه شرکتهای آمریکایی در آمریکای لاتین بعد از ملی‌سازی در بولیوی بود. اکوادور قرارداد خود را با این شرکت لغو کرد و این شرکت را متهم ساخت که قرارداد خود را نقض کرده است. مقامات اکوادور گفته‌اند که این شرکت بخشی از یک بلوک نفتی را بدون اجازه دولت به یک شرکت دیگر واگذار کرده است. اما شرکت اکسیدنتال این اتهام را قبول نداشت و امیدوار بود بتواند دوباره این قرارداد را به دست آورد. ارزش سهام این شرکت یک روز بعد از لغو قرارداد یاد شده به میزان ۲/۳۵ درصد کاهش یافت. این شرکت بزرگترین سرمایه‌گذار در صنعت نفت اکوادور بود. آمریکا نیز اعلام کرد که اکوادور فرصت خود را برای رسیدن به توافق تجارت آزاد از دست داده است. تولید نفت خام شرکت اکسیدنتال به ۱۰۰ هزار بشکه در روز می‌رسید که ۲۰ درصد از تولید نفت خام اکوادور را تشکیل می‌داد و این کشور به طور متوسط در سه ماهه اول سال ۲۰۰۶ به میزان ۲۸۷ هزار بشکه در روز نفت خام به آمریکا صادر کرده بود که ۳ درصد از واردات نفت خام آمریکا را تشکیل می‌داد. وزیر انرژی اکوادور «ایوان رودریگوز» گفت: «امکان ایجاد یک مشارکت با سایر کشورهای نفتی آمریکای لاتین برای اداره کردن میادین نفتی اکسیدنتال را در دست بررسی دارد» و «لغو قرارداد اکسیدنتال به میزان ۱۰۰ میلیون دلار در سال به نفع اکوادور خواهد بود و در کمتر از ۶۰ روز فعالیتهای این شرکت به اکوادور منتقل خواهد شد».

در هفته منتهی به بیست و ششم ماه مه ۲۰۰۶ شرکت دولتی نفت ونزوئلا اعلام کرد که خواستار ۶۰ درصد از سهام پروژه‌های تولید نفت سنگین در منطقه «کمر بند اورینوکو» است. چهار پروژه فعال در این منطقه، ارزشی معادل ۳۳ میلیارد دلار دارد. شرکتهای شورون، اگزان موبیل، کونوکوفیلیس و توتال در این منطقه فعال هستند. پارلمان ونزوئلا اوایل ماه مه ۲۰۰۶ به دولت توصیه

کرد که مالکیت خود را در پروژه‌های نفتی افزایش دهد و این سازگار با فرمان هوگوچاوز در سال ۲۰۰۱ بود. انتشار این خبر که موج جدید ملی‌سازی صنایع نفت و گاز را در آمریکای لاتین را تداعی می‌کرد نیز باعث افزایش نگرانی‌های بازار شد.

در همان هفته هوگوچاوز اعلام کرد اگر کشور اکوادور قصد داشته باشد به اوپک بازگردد، از این کشور حمایت خواهد کرد. اکوادور در سال ۱۹۷۳ به اوپک ملحق و در سال ۱۹۹۵ از این سازمان خارج شد. هوگوچاوز اعلام کرد ونزوئلا می‌تواند ۴۰ الی ۵۰ هزار بشکه در روز از ظرفیت پالایشگاه "ایسلا" در کاراکاس را در اختیار اکوادور قرار دهد و فقط هزینه پالایش را از این کشور دریافت کند. ظرفیت این پالایشگاه ۳۲۰ هزار بشکه در روز است که فقط ۲۲۰ هزار بشکه در روز آن مورد استفاده قرار می‌گیرد. براساس اظهارات چاوز، اکوادور می‌تواند با صادرات فرآورده به جای نفت خام درآمد بیشتری به میزان ۲۴ دلار در هر بشکه بدست آورد. وزیر انرژی اکوادور نیز اظهار داشت که با وزیر انرژی ونزوئلا مذاکره کرده تا نفت خام کشورش را در ونزوئلا پالایش کند. محافل نفتی با دقت این تحولات را دنبال نموده و نگران بودند که موج مخالفت با شرکتهای خارجی در آمریکای لاتین گسترش پیدا کند.

در هفته منتهی به سی‌ام ماه ژوئن ۲۰۰۶ تحولات بازار نفت و گاز آمریکای لاتین وارد مرحله جدیدی شد. بولیوی که اخیراً صنایع گازی خود را ملی اعلام کرده، از آرژانتین خواست که بهای گاز طبیعی را که از بولیوی وارد می‌کند به میزان ۵۰ درصد افزایش دهد. آرژانتین نیز ناچار شد این درخواست را بپذیرد. به این ترتیب دوره فروش گاز طبیعی به قیمتی کمتر از قیمتهای بین‌المللی به همسایگان بولیوی پایان پذیرفت. این اقدام نیز تأثیر خود را بر قیمتهای نفت خام آشکار ساخت.

بسیاری از تحلیلگران، ونزوئلا را سردمدار این حرکت در آمریکای لاتین می‌دانند. کشورهای دیگر دارای نفت و گاز منطقه نیز با حرکت به سمت محور این تحولات، شرایطی را فراهم آوردند که برخی از تحلیلگران بازار نفت را وادار ساخت که از موج جدید ملی‌سازی و مبارزه بر علیه سلطه آمریکا و شرکت‌های چند ملیتی بر صنایع نفت و گاز این منطقه سخن بگویند. تاریخ نشان می‌دهد که اولین بار نیز موج ملی کردن صنعت نفت از آمریکای لاتین آغاز شد و به سایر مناطق نفت خیز جهان از جمله خاور میانه رسید.

در سال ۱۹۳۷، دولت نظامی متزلزل وقت «بولیوی» به منظور جلب حمایت مردم، شرکت فرعی محلی «استاندارد اویل» را به تقلب مالیاتی متهم ساخت و اموال آنرا مصادره کرد. این اقدام تحسین مردم را برانگیخت و در سراسر آمریکای لاتین بسیار جلب توجه کرد.

ملی شدن نفت مکزیک در سال ۱۹۳۸، از بزرگترین پیروزیهای انقلاب این کشور بود. مکزیک به طور کامل سرنوشت صنعت نفت خود را در دست گرفت و «پتروئوس مکزیکانوس» - «پیمکس» به عنوان نخستین و مهمترین شرکت نفت دولتی جهان ظهور کرد و در واقع مکزیک الگویی را برای آینده به وجود آورد.

در مارس ۱۹۴۳ شرکت‌های نفتی بین‌المللی و دولت ونزوئلا به توافقی مبتنی بر اصل جدید پنجاه - پنجاه دست یافتند، این نیز رویداد بزرگی در تاریخ صنعت نفت بود. به موجب این توافق، انواع گوناگون بهره‌های مالکانه و مالیات‌ها تا آنجا افزایش می‌یافت که عایدی نفتی دولت تقریباً با سود خالص شرکت‌ها برابر گردد. در واقع دو طرف به شریکانی برابر بدل می‌شوند که در منافع نفتی سهم مساوی داشتند.

حوادث آن سال‌ها به آمریکای لاتین محدود نشد و به سایر مناطق نفت خیز جهان گسترش یافت و این همان چیزی بود که شرکتهای بزرگ نفتی و سیاستمداران کشورهای صنعتی از آن واهمه داشتند.

در ۳۰ دسامبر ۱۹۵۰ پس از یک ماه مذاکرات پیچیده، «آرامکو» و عربستان سعودی قرارداد جدیدی امضا کردند که مهمترین نکته آن پذیرش اصل

قصد دارد قراردادهایی را که قبل از ریاست جمهوری او در سال ۱۹۹۸ منعقد شده‌اند، مورد تجدید نظر قرار دهد. چاوز معتقد است این قراردادها در شرایط نابرابر منعقد شده و در واقع شرکتهای بین‌المللی، ثروت مردم را دزدیده‌اند. براساس قانون نفت سال ۲۰۰۱ که هوگوچاوز آن را به تصویب رساند، شرکت دولتی نفت ونزوئلا باید حداقل ۵۱ درصد از کنترل پروژه‌های بالادستی را در اختیار خود بگیرد. تحلیلگران معتقدند که روش برخورد با شرکتهای بین‌المللی نفتی در ونزوئلا به صورت یک الگو برای نسل جدید رهبران چپ‌گرای آمریکای لاتین درآمده است. «ایومورالس» رئیس جمهور بولیوی گفته است که کارشناسان شرکت نفت دولتی ونزوئلا به او مشاوره میدهند. کاندیدای ریاست جمهوری کشور «پرو» آقای «ولانتا هومالا» نیز بحث ملی‌سازی منابع نفتی را مطرح کرده بود.

به هر حال تحلیلگران معتقدند هرگونه اقدامی که باعث شود دولت کنترل بیشتری بر پروژه‌های کمر بند «اورینوکو» به دست آورد، باعث خواهد شد که چالش‌شدیدتری با شرکتهای شورون، اگزان موبیل، توتال، استات اویل، بی‌پی و کونوکوفیلیپس که در این منطقه فعال هستند، بوجود آید. دولت ونزوئلا قصد دارد که قراردادهای پیمانکاری (Operating Contract) را به قراردادهای جدید مشارکت (Joint Venture) تبدیل کند. در ماه گذشته شرکت دولتی نفت ونزوئلا اداره دو میدان نفتی را که شرکتهای ENI و TOTAL برای تبدیل قراردادهای پیمانکاری آنها به قراردادهای جدید مشارکت موفق نبودند را خودش بر عهده گرفت. شرکت اگزان موبیل نیز برای پرهیز از ورود به چنین مباحثی، سهام خود را در یکی از میدانهای نفتی به فروش رساند. وضعیت جدیدی که در آمریکای لاتین بوجود آمده بود موج جدیدی از نگرانی‌ها را در بازار نفت ایجاد کرد.

در هفته منتهی به نوزدهم ماه مه نیز موج مخالفت با حضور شرکتهای خارجی و روند ملی‌سازی صنایع نفت و گاز در آمریکای لاتین توجه محافل نفتی را به خود جلب کرده بود. اکوادور روز سه‌شنبه شانزدهم ماه مه اعلام کرد که عملیات شرکت آمریکایی اکسیدنتال را به دست گرفته است. این اقدام بزرگترین حرکت علیه شرکتهای آمریکایی در آمریکای لاتین بعد از ملی‌سازی در بولیوی بود. اکوادور قرارداد خود را با این شرکت لغو کرد و این شرکت را متهم ساخت که قرارداد خود را نقض کرده است. مقامات اکوادور گفته‌اند که این شرکت بخشی از یک بلوک نفتی را بدون اجازه دولت به یک شرکت دیگر واگذار کرده است. اما شرکت اکسیدنتال این اتهام را قبول نداشت و امیدوار بود بتواند دوباره این قرارداد را به دست آورد. ارزش سهام این شرکت یک روز بعد از لغو قرارداد یاد شده به میزان ۲/۳۵ درصد کاهش یافت. این شرکت بزرگترین سرمایه‌گذار در صنعت نفت اکوادور بود. آمریکا نیز اعلام کرد که اکوادور فرصت خود را برای رسیدن به توافق تجارت آزاد از دست داده است. تولید نفت خام شرکت اکسیدنتال به ۱۰۰ هزار بشکه در روز می‌رسید که ۲۰ درصد از تولید نفت خام اکوادور را تشکیل می‌داد و این کشور به طور متوسط در سه ماهه اول سال ۲۰۰۶ به میزان ۲۸۷ هزار بشکه در روز نفت خام به آمریکا صادر کرده بود که ۳ درصد از واردات نفت خام آمریکا را تشکیل می‌داد. وزیر انرژی اکوادور «ایوان رودریگوز» گفت: «امکان ایجاد یک مشارکت با سایر کشورهای نفتی آمریکای لاتین برای اداره کردن میادین نفتی اکسیدنتال را در دست بررسی دارد» و «لغو قرارداد اکسیدنتال به میزان ۱۰۰ میلیون دلار در سال به نفع اکوادور خواهد بود و در کمتر از ۶۰ روز فعالیتهای این شرکت به اکوادور منتقل خواهد شد».

در هفته منتهی به بیست و ششم ماه مه ۲۰۰۶ شرکت دولتی نفت ونزوئلا اعلام کرد که خواستار ۶۰ درصد از سهام پروژه‌های تولید نفت سنگین در منطقه «کمر بند اورینوکو» است. چهار پروژه فعال در این منطقه، ارزشی معادل ۳۳ میلیارد دلار دارد. شرکتهای شورون، اگزان موبیل، کونوکوفیلیپس و توتال در این منطقه فعال هستند. پارلمان ونزوئلا اوایل ماه مه ۲۰۰۶ به دولت توصیه



وزن و ثلثی پنجاه - پنجاه بود. معامله عربستان سعودی - «آرامکو» تأثیر سریعی بر کشورهای همجوار گذاشت. کویتی‌ها بر لزوم ترتیبات مشابهی اصرار ورزیدند. و در سال ۱۹۵۱ صنعت نفت ایران ملی شد. در کشور همسایه، عراق، نیز در اوایل ۱۹۵۲ روش پنجاه - پنجاه رعایت شد.

اگر تاریخ را پشت سر بگذاریم و به سال‌های اخیر برگردیم؛ بیش از یک دهه است که کشورهای عمده مصرف کننده و موسسات بین المللی اقتصادی نظیر صندوق بین المللی پول و بانک جهانی بر آزادسازی بازارهای انرژی بویژه نفت و گاز تأکید کرده اند. دارایی‌های دولتی با این توصیه‌ها به بخش خصوصی واگذار شده و شرکت‌های دولتی ناچار شده اند که سهم بازار خود را به شرکت‌های جدید و انهند. کشورهای در حال توسعه در مناطق آسیا، آفریقا و آمریکای لاتین همواره مخاطب توصیه این نهادها بوده اند. بنابراین تحولات جدید بخش نفت و گاز آمریکای لاتین با توجه به زمینه تاریخی صنعت نفت در این منطقه، توجه مصرف کنندگان بویژه مصرف کنندگان آمریکایی را به خود مشغول ساخته و باعث احساس عدم امنیت برای آنها شده است. در هفته منتهی به دوم ماه فوریه ۲۰۰۶ مدیر شورای اطلاعات و امنیت ملی آمریکا اعلام کرد: افزایش قیمت‌های نفت باعث افزایش قدرت دشمنان آمریکا نظیر ایران، ونزوئلا، سوریه و سودان می‌شود و در بازاری که با کمبود مواجه است نفوذ جهانی تولید کنندگان افزایش پیدا میکند. او گفت که رشد اقتصادی بالای جهان باعث افزایش رشد تقاضای جهانی نفت شده است و علاوه بر آن بی ثباتی در چندین منطقه تولید کننده نفت باعث شده است که تأثیر ژئوپلیتیک تولید کنندگان اصلی مانند ایران، عربستان، روسیه و ونزوئلا بیشتر شود. او افزود که تلاش شرکت‌های چینی و هندی برای دستیابی به نفت و قراردادهای توسعه میدان‌های جدید نفتی و خرید سهام شرکت‌های نفتی و گازی، سیاست خارجی آمریکا را از لحاظ امنیت انرژی دچار اصطکاک خواهد کرد و ادامه داد که هر چند این فعالیت‌ها ممکن است باعث افزایش عرضه و سرمایه‌گذاری در تولید نفت شود اما از سوی دیگر میتواند کشورهایی مانند ایران، سوریه و سودان را تقویت کند که باعث مخاطره امنیت ملی آمریکا و یا چالش سیاست‌های خارجی آمریکا خواهد شد. او گفت کمبودهای نفتی باعث تشویق ایران به سماجت در مورد فعالیت‌های هسته‌ای شده است و دیپلماسی پوپولیستی ونزوئلا را تشویق کرده است به گونه‌ای که ونزوئلا قصد دارد بازارهای صادراتی نفت خام خود را متنوع سازد.

به هر حال اکنون قبل از پرداختن به این نظریه که آیا موجی که از آمریکای لاتین آغاز شده است طلیعه حرکت نوین ملی سازی و احیای شرکت‌های نفتی دولتی است؟ به نظر می‌رسد این سوال مطرح می‌شود که ریشه‌های شکل‌گیری این تحولات چیست؟ به نظر می‌رسد که: چند عامل اساسی باعث پدید آمدن این حرکت جدید در آمریکای لاتین شده است:

الف - افزایش درآمدها نفتی

از سال ۲۰۰۰ میلادی به بعد و به ویژه در دو سال گذشته، قیمت‌های نفت از افزایش چشمگیری برخوردار شده اند. درآمد صادراتی نفت و گاز کشورهای تولید کننده به بیش از دو برابر افزایش یافته است. به این ترتیب، این دسته از کشورها نیاز کمتری به سرمایه‌گذاری خارجی احساس نموده و سعی دارند که شرایط دشوارتری را برای حضور شرکت‌های بین المللی پیشنهاد دهند.

ب - رقیب جدید وارد کننده

در سال‌های اخیر کشور چین با رشد اقتصادی بالا که در سال جاری به ۱۰/۳ درصد رسیده است به عطش سیری ناپذیری برای انرژی و بویژه نفت و گاز مبتلا شده است. این کشور آماده است با شرایط کاملاً رقابتی و در مناطق نا امن و حادثه خیز مانند آفریقا و آمریکای لاتین به سرمایه‌گذاری روی آورد. در اواخر سال ۲۰۰۴ چین توافقی را با دولت ونزوئلا امضا کرد. و بر اساس

آن طرفین توافق کردند که فعالیت شرکت‌های چینی در ونزوئلا گسترش یابد که شامل توسعه گاز طبیعی برای مصارف داخلی نیز می‌شد. چین اخیراً نیز قراردادی را به ارزش ۴ میلیارد دلار با دولت نیجریه امضا کرده است. براساس این قرارداد چین به سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌هایی مانند پالایشگاه، کارخانه برق آبی و ارتباطات اقدام خواهد کرد و در مقابل حق دسترسی به چهار بلوک اکتشافی را به دست خواهد آورد. در آنگولا شرکت چینی «سینوپک» در مقابل به دست آوردن حق اکتشاف در دو بلوک نفتی، پیشنهاد سرمایه‌گذاری به ارزش ۲/۴ میلیارد دلار را مطرح ساخت که شامل ۲۰۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های اجتماعی نیز می‌شد.

تلاش چین برای به دست آوردن منابع جدید انرژی باعث شده که برخی از کشورهای تولید کننده نفت، چین را جایگزین شرکت‌های آمریکایی کنند. و از این طریق به متنوع سازی مقاصد صادرات نفت خود اقدام کرده اند.

ج - سیاست‌ها جدید داخلی

در سال‌های اخیر، مردم در بسیاری از کشورهای تولید کننده نفت، تأثیر درآمدهای نفتی را در زندگی روز مره خود احساس نکرده‌اند. آنها مشاهده کرده‌اند که شرکت‌های نفتی به استخراج منابع نفتی می‌پردازند و در مقابل به دولت‌ها مالیات و بهره مالکانه می‌دهند. اما این درآمدها تغییری در زندگی آنها به وجود نمی‌آورد. این عامل باعث شده که در برخی از کشورها مانند نیجریه



وزن و ثلثی پنجاه - پنجاه بود. معامله عربستان سعودی - «آرامکو» تأثیر سریعی بر کشورهای همجوار گذاشت. کویتی‌ها بر لزوم ترتیبات مشابهی اصرار ورزیدند. و در سال ۱۹۵۱ صنعت نفت ایران ملی شد. در کشور همسایه، عراق، نیز در اوایل ۱۹۵۲ روش پنجاه - پنجاه رعایت شد.

اگر تاریخ را پشت سر بگذاریم و به سال‌های اخیر برگردیم؛ بیش از یک دهه است که کشورهای عمده مصرف کننده و موسسات بین المللی اقتصادی نظیر صندوق بین المللی پول و بانک جهانی بر آزادسازی بازارهای انرژی بویژه نفت و گاز تأکید کرده اند. دارایی‌های دولتی با این توصیه‌ها به بخش خصوصی واگذار شده و شرکت‌های دولتی ناچار شده اند که سهم بازار خود را به شرکت‌های جدید و انهند. کشورهای در حال توسعه در مناطق آسیا، آفریقا و آمریکای لاتین همواره مخاطب توصیه این نهادها بوده اند. بنابراین تحولات جدید بخش نفت و گاز آمریکای لاتین با توجه به زمینه تاریخی صنعت نفت در این منطقه، توجه مصرف کنندگان بویژه مصرف کنندگان آمریکایی را به خود مشغول ساخته و باعث احساس عدم امنیت برای آنها شده است. در هفته منتهی به دوم ماه فوریه ۲۰۰۶ مدیر شورای اطلاعات و امنیت ملی آمریکا اعلام کرد: افزایش قیمت‌های نفت باعث افزایش قدرت دشمنان آمریکا نظیر ایران، ونزوئلا، سوریه و سودان می‌شود و در بازاری که با کمبود مواجه است نفوذ جهانی تولیدکنندگان افزایش پیدا میکند. او گفت که رشد اقتصادی بالای جهان باعث افزایش رشد تقاضای جهانی نفت شده است و علاوه بر آن بی‌ثباتی در چندین منطقه تولیدکننده نفت باعث شده است که تأثیر ژئوپلیتیک تولیدکنندگان اصلی مانند ایران، عربستان، روسیه و ونزوئلا بیشتر شود. او افزود که تلاش شرکت‌های چینی و هندی برای دستیابی به نفت و قراردادهای توسعه میدان‌های جدید نفتی و خرید سهام شرکت‌های نفتی و گازی، سیاست خارجی آمریکا را از لحاظ امنیت انرژی دچار اصطکاک خواهد کرد و ادامه داد که هرچند این فعالیت‌ها ممکن است باعث افزایش عرضه و سرمایه‌گذاری در تولید نفت شود اما از سوی دیگر میتواند کشورهایی مانند ایران، سوریه و سودان را تقویت کند که باعث مخاطره امنیت ملی آمریکا و یا چالش سیاست‌های خارجی آمریکا خواهد شد. او گفت کمبودهای نفتی باعث تشویق ایران به سماجت در مورد فعالیت‌های هسته‌ای شده است و دیپلماسی پوپولیستی ونزوئلا را تشویق کرده است به گونه‌ای که ونزوئلا قصد دارد بازارهای صادراتی نفت خام خود را متنوع سازد.

آن طرفین توافق کردند که فعالیت شرکت‌های چینی در ونزوئلا گسترش یابد که شامل توسعه گاز طبیعی برای مصارف داخلی نیز می‌شد. چین اخیراً نیز قراردادی را به ارزش ۴ میلیارد دلار با دولت نیجریه امضا کرده است. براساس این قرارداد چین به سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌هایی مانند پالایشگاه، کارخانه برق آبی و ارتباطات اقدام خواهد کرد و در مقابل حق دسترسی به چهار بلوک اکتشافی را به دست خواهد آورد. در آنگولا شرکت چینی «سینوپک» در مقابل به دست آوردن حق اکتشاف در دو بلوک نفتی، پیشنهاد سرمایه‌گذاری به ارزش ۲/۴ میلیارد دلار را مطرح ساخت که شامل ۲۰۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های اجتماعی نیز می‌شد.

تلاش چین برای به دست آوردن منابع جدید انرژی باعث شده که برخی از کشورهای تولید کننده نفت، چین را جایگزین شرکت‌های آمریکایی کنند. و از این طریق به متنوع سازی مقاصد صادرات نفت خود اقدام کرده اند.

ج - سیاست‌ها جدید داخلی

در سال‌های اخیر، مردم در بسیاری از کشورهای تولیدکننده نفت، تأثیر درآمدهای نفتی را در زندگی روز مره خود احساس نکرده‌اند. آنها مشاهده کرده‌اند که شرکت‌های نفتی به استخراج منابع نفتی می‌پردازند و در مقابل به دولت‌ها مالیات و بهره مالکانه می‌دهند. اما این درآمدها تغییری در زندگی آنها به وجود نمی‌آورد. این عامل باعث شده که در برخی از کشورها مانند نیجریه

به هر حال اکنون قبل از پرداختن به این نظریه که آیا موجی که از آمریکای لاتین آغاز شده است طلیعه حرکت نوین ملی سازی و احیای شرکت‌های نفتی دولتی است؟ به نظر می‌رسد این سوال مطرح می‌شود که ریشه‌های شکل‌گیری این تحولات چیست؟ به نظر می‌رسد که چند عامل اساسی باعث پدید آمدن این حرکت جدید در آمریکای لاتین شده است:

الف - افزایش درآمدها نفتی

از سال ۲۰۰۰ میلادی به بعد و به ویژه در دو سال گذشته، قیمت‌های نفت از افزایش چشمگیری برخوردار شده‌اند. درآمد صادراتی نفت و گاز کشورهای تولیدکننده به بیش از دو برابر افزایش یافته است. به این ترتیب، این دسته از کشورها نیاز کمتری به سرمایه‌گذاری خارجی احساس نموده و سعی دارند که شرایط دشوارتری را برای حضور شرکت‌های بین المللی پیشنهاد دهند.

ب - رقیب جدید وارد کننده

در سال‌های اخیر کشور چین با رشد اقتصادی بالا که در سال جاری به ۱۰/۳ درصد رسیده است به عطش سیری ناپذیری برای انرژی و بویژه نفت و گاز مبتلا شده است. این کشور آماده است با شرایط کاملاً رقابتی و در مناطق نا امن و حادثه خیز مانند آفریقا و آمریکای لاتین به سرمایه‌گذاری روی آورد. در اواخر سال ۲۰۰۴ چین توافقی را با دولت ونزوئلا امضا کرد. و بر اساس

نانوشته دولت روسیه برای تسلط بیشتر بر بخش نفت و گاز پی می‌بریم. به نظر می‌رسد تمامی این حوادث در فضایی شکل می‌گیرد که بازار نفت تبدیل به بازار فروش‌شده شده است. در این شرایط، برعکس بازار خریدار که خریداران از قدرت چانه زنی بالایی برخوردارند، در حال حاضر فروشندگان نفت دست بالاتر را در اختیار دارند. آنچه باعث پدید آمدن این وضعیت شده است، نبود ظرفیت مازاد بالا دستی و پایین دستی، رشد اقتصادی بالا، تقاضای رو به ازدیاد انرژی و بحران‌های ژئوپلیتیکی در مناطق نفت خیز جهان است. بنابراین زمینه حرکت‌های ملی‌گرایانه در صنعت نفت فراهم آمده است. در حال حاضر شرکت‌های عمده نفتی و دولت‌ها در کشورهای مصرف‌کننده می‌توانند باعث تشدید و یا کند شدن این حرکت شوند. انتظارات عقلایی حکم می‌کند که شرکت‌ها و دولت‌های یاد شده به طور جدی به نکات زیر بیندیشند تا از قدرت گرفتن این حرکت جدید که می‌تواند آثار پیش‌بینی نشده‌ای به بار آورد جلوگیری کنند:

- ۱- کاستن از مالیات‌های داخلی بر فراورده‌ها توسط دولت‌ها در کشورهای مصرف‌کننده و اجازه دادن به قیمت‌های نفت خام برای رسیدن به سطوح بالاتر. گفتنی است که درآمد حاصل از فراورده‌ها توسط دولت در بسیاری از کشورهای مصرف‌کننده بیش از کل درآمد صادرکنندگان نفت خام است.
 - ۲- پرهیز از ایجاد بحران‌های ژئوپلیتیک در مناطق نفت خیز جهان از سوی دولت‌های مصرف‌کننده عمده نفت.
 - ۳- تامین امنیت تقاضا توسط دولت‌های کشورهای مصرف‌کننده عمده نفت و ایجاد اطمینان نسبت به این که در آینده تقاضا برای نفت وجود خواهد داشت.
 - ۴- راضی شدن شرکت‌های نفتی به سود کمتر در فعالیت‌های سرمایه‌گذاری در کشورهای دارای منابع توسعه نیافته نفتی. شایان توجه است که سود فقط هفت شرکت عمده نفتی در سه ماهه دوم سال ۲۰۰۶ به سطح ۳۳ میلیارد دلار رسید.
 - ۵- همکاری شرکت‌های عمده نفتی با اقتصاد داخلی کشور‌های میزبان برای افزایش اشتغال و سطح رفاه عمومی.
- جمع‌بندی:

در دو سال اخیر موج جدیدی از حرکت به سوی ملی‌سازی بخش نفت در آمریکای لاتین و سایر نقاط جهان مشاهده شده است. این موج با توجه به شرایط حاکم بر بازار نفت دارای پتانسیل تبدیل شدن به یک حرکت همگانی را داراست. در صورت گسترش این موج به سایر مناطق جهان پی‌آمدهای پیش‌بینی نشده‌ای ممکن است روی دهد. در این شرایط دولت‌ها در کشورهای مصرف‌کننده عمده نفت و شرکت‌های بین‌المللی می‌توانند با رفتار عقلایی مانع از ایجاد بحران جدید در صنعت آسیب‌پذیر نفت شوند.

منابع فارسی:

- ۱- بهروز بیک علی زاده، تحولات هفتگی بازار نفت خام، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی- سال‌های ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶
- ۲- دانیل برگین: «نفت، پول، قدرت، مترجم: منوچهر غیبی‌ارطه‌ای، جلد اول، تهران، روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۷۴، ص ۳۶۴-۳۵۴»

منابع انگلیسی:

- 1- REUTERS, DAILY NEWS, 2005- 2006.
- 2- Nordine Ait-Laoussin & John Gault, Resurgent Energy Nationalism, MEES, 29/05/ 2006.
- 3- Ecuador unrest keep oil price high, www.abc.au, 21/08/2005



و اکوادر مردم با ایجاد آشوب نارضایتی خود را نسبت به وضع موجود اعلام کنند و در برخی از کشورها نیز با روند دموکراتیک به نامزدهایی رای دهند که وعده وارد ساختن درآمدهای نفتی به زندگی مردم را داده‌اند. این شرایط دولت‌هایی را بر سر کار آورده است که به طور علنی با حضور شرکت‌های بین‌المللی نفتی مخالفت می‌کنند. و سعی می‌کنند آنها را به عنوان غارت‌گران منابع نفتی به مردم خود معرفی کنند.

با توجه به دلایلی که برای تحولات آمریکای لاتین می‌توان برشمرد هنوز نمی‌توان آنچه اتفاق افتاده است را حرکت ملی‌سازی نوین دانست هرچند پتانسیل چنین رویکردی در این تحولات وجود دارد. به‌ویژه اینکه حرکت‌های مشابهی در سایر نقاط جهان نیز مشاهده شده است. اخیراً وزارت و منابع طبیعی روسیه اعلام کرده است که تنها شرکت‌هایی می‌توانند به سرمایه‌گذاری در توسعه میدان نفتی استراتژیک روسیه اقدام کنند که ۵۱ درصد آنها به روسیه تعلق داشته باشد. علاوه بر آن ائتلاف شرکت "گازپروم" روسیه با اوکراین در مورد قیمت گاز صادراتی روسیه به این کشور که بخشی از آن به اروپا ترازیت می‌شود باعث قطع یک روزه صادرات گاز به اروپا شد. البته دلایل سیاسی دیگری مانند مخالفت با سرکار آمدن دولت طرفدار آمریکا در اوکراین برای این اقدام روسیه ذکر شده است اما اگر اعمال مالیات‌های بیشتر بر فعالیت شرکت‌های خارجی در این کشور را نیز به این مجموعه اضافه کنیم به تمایل

نانوشته دولت روسیه برای تسلط بیشتر بر بخش نفت و گاز پی می‌بریم. به نظر می‌رسد تمامی این حوادث در فضایی شکل می‌گیرد که بازار نفت تبدیل به بازار فروش‌شده شده است. در این شرایط، برعکس بازار خریدار که خریداران از قدرت چانه زنی بالایی برخوردارند، در حال حاضر فروشندگان نفت دست بالاتر را در اختیار دارند. آنچه باعث پدید آمدن این وضعیت شده است، نبود ظرفیت مازاد بالا دستی و پایین دستی، رشد اقتصادی بالا، تقاضای رو به ازدیاد انرژی و بحران‌های ژئوپلیتیکی در مناطق نفت خیز جهان است. بنابراین زمینه حرکت‌های ملی‌گرایانه در صنعت نفت فراهم آمده است. در حال حاضر شرکت‌های عمده نفتی و دولت‌ها در کشورهای مصرف‌کننده می‌توانند باعث تشدید و یا کند شدن این حرکت شوند. انتظارات عقلایی حکم می‌کند که شرکت‌ها و دولت‌های یاد شده به طور جدی به نکات زیر بیندیشند تا از قدرت گرفتن این حرکت جدید که می‌تواند آثار پیش‌بینی نشده‌ای به بار آورد جلوگیری کنند:

- ۱- کاستن از مالیاتهای داخلی بر فراورده‌ها توسط دولت‌ها در کشورهای مصرف‌کننده و اجازه دادن به قیمت‌های نفت خام برای رسیدن به سطوح بالاتر. گفتنی است که درآمد حاصل از فراورده‌ها توسط دولت در بسیاری از کشورهای مصرف‌کننده بیش از کل درآمد صادرکنندگان نفت خام است.
- ۲- پرهیز از ایجاد بحران‌های ژئوپلیتیک در مناطق نفت خیز جهان از سوی دولت‌های مصرف‌کننده عمده نفت.
- ۳- تامین امنیت تقاضا توسط دولت‌های کشورهای مصرف‌کننده عمده نفت و ایجاد اطمینان نسبت به این که در آینده تقاضا برای نفت وجود خواهد داشت.
- ۴- راضی شدن شرکت‌های نفتی به سود کمتر در فعالیت‌های سرمایه‌گذاری در کشورهای دارای منابع توسعه نیافته نفتی. شایان توجه است که سود فقط هفت شرکت عمده نفتی در سه ماهه دوم سال ۲۰۰۶ به سطح ۳۳ میلیارد دلار رسید.
- ۵- همکاری شرکت‌های عمده نفتی با اقتصاد داخلی کشور‌های میزبان برای افزایش اشتغال و سطح رفاه عمومی.

جمع‌بندی:

در دو سال اخیر موج جدیدی از حرکت به سوی ملی‌سازی بخش نفت در آمریکای لاتین و سایر نقاط جهان مشاهده شده است. این موج با توجه به شرایط حاکم بر بازار نفت دارای پتانسیل تبدیل شدن به یک حرکت همگانی را داراست. در صورت گسترش این موج به سایر مناطق جهان پی‌آمدهای پیش‌بینی نشده‌ای ممکن است روی دهد. در این شرایط دولت‌ها در کشورهای مصرف‌کننده عمده نفت و شرکت‌های بین‌المللی می‌توانند با رفتار عقلایی مانع از ایجاد بحران جدید در صنعت آسیب‌پذیر نفت شوند.

منابع فارسی:

- ۱- بهروز بیک علی زاده، تحولات هفتگی بازار نفت خام، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی- سال‌های ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶
- ۲- دانیل برگین: «نفت، پول، قدرت، مترجم: منوچهر غیبی‌ارطه‌ای، جلد اول، تهران، روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۷۴، ص ۳۶۴-۳۵۴»

منابع انگلیسی:

- 1- REUTERS, DAILY NEWS, 2005- 2006.
- 2- Nordine Ait-Laoussin & John Gault, Resurgent Energy Nationalism, MEES, 29/05/ 2006.
- 3- Ecuador unrest keep oil price high, www.abc.au, 21/08/2005



و اکوادر مردم با ایجاد آشوب نارضایتی خود را نسبت به وضع موجود اعلام کنند و در برخی از کشورها نیز با روند دموکراتیک به نامزدهایی رای دهند که وعده وارد ساختن درآمدهای نفتی به زندگی مردم را داده‌اند. این شرایط دولت‌هایی را بر سر کار آورده‌است که به طور علنی با حضور شرکت‌های بین‌المللی نفتی مخالفت می‌کنند. و سعی می‌کنند آنها را به عنوان غارت‌گران منابع نفتی به مردم خود معرفی کنند.

با توجه به دلایلی که برای تحولات آمریکای لاتین می‌توان برشمرد هنوز نمی‌توان آنچه اتفاق افتاده‌است را حرکت ملی‌سازی نوین دانست هرچند پتانسیل چنین رویکردی در این تحولات وجود دارد. به‌ویژه اینکه حرکت‌های مشابهی در سایر نقاط جهان نیز مشاهده شده‌است. اخیراً وزارت و منابع طبیعی روسیه اعلام کرده است که تنها شرکت‌هایی می‌توانند به سرمایه‌گذاری در توسعه میادین نفتی استراتژیک روسیه اقدام کنند که ۵۱ درصد آنها به روسیه تعلق داشته باشد. علاوه بر آن ائتلاف شرکت "گازپروم" روسیه با اوکراین در مورد قیمت گاز صادراتی روسیه به این کشور که بخشی از آن به اروپا ترانزیت می‌شود باعث قطع یک روزه صادرات گاز به اروپا شد. البته دلایل سیاسی دیگری مانند مخالفت با سرکار آمدن دولت طرفدار آمریکا در اوکراین برای این اقدام روسیه ذکر شده‌است اما اگر اعمال مالیات‌های بیشتر بر فعالیت شرکت‌های خارجی در این کشور را نیز به این مجموعه اضافه کنیم به تمایل

پیشرفت ۷۸ درصدی پروژه توسعه میدان سلمان

بخش انجام شد. بخش اجرایی این پروژه در دو یارد صدرا وصف به تفکیک ۱۴ هزار تن ساخت در یارد صدرا و ۷ هزار تن در ساخت صف شامل عملیات ساخت و نصب تجهیزات و پیش راه اندازی و به آب اندازی در سال ۱۳۸۲ صورت گرفت. عملیات ساخت و راه اندازی، به آب اندازی و نصب پایه های PP۳ و سکوی زیست در نیمه اول سال ۱۳۸۴ با موفقیت به اتمام رسید. پس از آن نیز عملیات به آب اندازی پایه سکوی فراورش گاز در مهر ماه ۱۳۸۴ و عملیات نصب آن در ۷ آذر همان سال به اتمام رسید. همچنین آب اندازی پایه سکوی چهار پایه در ۶ بهمن ۱۳۸۴ در یارد صدرا با موفقیت به انجام رسید. این سکو در نهایت در اواخر همان سال به اتمام رسید. در حال حاضر پیشرفت فیزیکی کل طرح به مرز ۷۸٪ رسیده است. ارزش اجرای این پروژه به ۲۸۴ میلیون و ۸۵۱ هزار دلار می رسد. تأسیسات نفت و گاز سلمان به فاصله ۱۴۴ کیلومتری جنوب جزیره لاوان و ۲۴۰ کیلومتری عسلویه در میان آبهای مشترک ایران و امارات واقع شده و نرخ تولید آن ۱۰۰ هزار بشکه در روز است که به جزیره لاوان صادر می شود. پروژه توسعه این طرح که به نام دالان خوانده می شود جهت افزایش ظرفیت تولید نفت خام به میزان ۵۰ هزار بشکه در روز تهیه شده است که نهایتاً ۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (بر مبنای خشک) از گاز دالان و ۴۰ میلیون فوت مکعب (بر مبنای خشک) از سلمان را با هم به عسلویه می فرستد. میعانات جمع آوری شده نیز به تأسیسات موجود قبلی پمپ شده تا به تأسیسات جدید در جزیره سیری روانه شود و آبهای بازیافتی نیز بعد از تصفیه به دریا ریخته می شود.

با راه اندازی پروژه توسعه مجموعه نفت و گاز سلمان، میزان تولید نفت این میدان تا ۵۰ هزار بشکه و تولید گاز به ۵۴۰ میلیون فوت مکعب افزایش می یابد. به گزارش روابط عمومی و امور بین الملل شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) طرح توسعه مجموعه نفت و گاز سلمان (۲-EPC) شامل نوسازی ۵ پایه و ۷ عرشه جدید، پل های مربوطه و اصلاحات ضروری در آن سایت است. این طرح در سه بخش A، B و C تعریف شده که بخش نخست شامل نوسازی مجموعه سلمان، بخش دوم دربرگیرنده نوسازی مجموعه دالان و در بخش سوم شامل اصلاحات در مجموعه سلمان و دالان خواهد بود. نوسازی مجموعه سلمان از دو بخش سکوی چهار پایه (GLP) و سکوی جمع آوری چند راهه PP۳ تشکیل شده است. از سوی دیگر نوسازی مجموعه دالان شامل ۴ بخش است که از سکوی فراورش گاز، سکوی زیست، عرشه سکوی سرجاهی و سکوی مشعل تشکیل می شود. قسمت C نیز دربرگیرنده فعالیت های مهندسی، خرید تجهیزات و اجرای اصلاحات لازم بر سکوی ۲SK-A در مجموعه دالان و سلمان است. پروژه سلمان که در ابتدای سال ۱۳۸۲ به کنسرسیوم صدرا-صف ابلاغ شده از وزنی معادل ۲۱ هزار و ۳۵۰ تن برخوردار است. ۵۱٪ این طرح در اختیار صدرا و مابقی متعلق به شرکت صف است. در شرایطی که بخش عملیات خرید از نظر نقدینگی در وضعیت دشواری به سر می برد هیچگونه وقفه ای در پیشرفت خرید ایجاد نشده است بطوریکه تا انتهای سال گذشته حدود ۹۸٪ فعالیت این

فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی، نقطه عطفی در فعالیت های صدرا

آنچه که در این میان جلب توجه می کند نصب این لوله ها توسط بارجی است که پیش تر بدست تلاشگران صدرا طراحی و ساخته شده بود. شرکت صنعتی دریایی ایران در واقع با حمایت شرکت ملی نفت و شرکت پتروپارس به عنوان کارفرما در این فازها، موفق به ساخت کشتی لوله گذار شد که ثمره آن بهره برداری ایران از یکی از مدرن ترین کشتی های لوله گذار دنیاست. بخش سوم از پروژه فراساحل فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی بی تردید نقطه عطفی در اقدامات صدرا به شمار می آید چرا که برای نخستین بار است که در کشورمان طراحی، ساخت و نصب می شود. بخش PLEM & SPM با هدف صادرات میعانات گازی به اجرا در می آید. لازم به ذکر است که پیشرفت این فازها به ۸۲ درصد رسیده است. وزن کلی پروژه یاد شده به ۱۵ هزار تن در بخش عرشه ها و متعلقات، ۱۴۰ هزار تن خطوط لوله و حدود ۳۰۰ تن PLEM & SPM می رسد. پیشرفت فیزیکی این طرح تاکنون به ۹۰٪ رسیده است.

پروژه تأسیسات فراساحل فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی همدریف اقدامات عظیم شرکت صنعتی دریایی ایران است. به گزارش روابط عمومی و امور بین الملل شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) ارزش قرارداد این طرح که از سه بخش اصلی تشکیل شده به ۳۹۱ میلیون دلار می رسد. این بخش ها شامل: * عرشه سکوی سرجاهی، عرشه و پایه تکیه گاه، پل عرشه و پایه سکوی مشعل، پایه مشعل و پلهای ارتباطی سکوی مشعل * خطوط ۳۲ اینچ دریایی به همراه خط ۴ اینچ محلول گلایل برای هر فاز حدود ۱۰۰ کیلومتر * طراحی، ساخت و نصب و راه اندازی PLEM & SPM در بخش نخست ۳ سکوی سرجاهی وجود دارد که هر کدام از وزن تقریبی ۲۹۰۰ تن برخوردارند. علاوه بر این سکوها تأسیسات دیگری همچون پل ها، سکوی مشعل و سکوی نگهدارنده پل ها وجود دارد که در دست ساخت هستند. از سوی دیگر بخش دوم شامل ۳ رشته خطوط ۳۲ اینچ است که به همراه ۴ خطوط لوله ۴ اینچی انتقال محلول گلایل را برعهده دارند.

پیشرفت ۷۸ درصدی پروژه توسعه میدان سلمان

بخش انجام شد.

بخش اجرایی این پروژه در دو یارد صدرا وصف به تفکیک ۱۴ هزار تن ساخت در یارد صدرا و ۷ هزار تن در ساخت صف شامل عملیات ساخت و نصب تجهیزات و پیش راه اندازی و به آب اندازی در سال ۱۳۸۲ صورت گرفت. عملیات ساخت و راه اندازی، به آب اندازی و نصب پایه های PP۳ و سکوی زیست در نیمه اول سال ۱۳۸۴ با موفقیت به اتمام رسید. پس از آن نیز عملیات به آب اندازی پایه سکوی فراورش گاز در مهر ماه ۱۳۸۴ و عملیات نصب آن در ۷ آذر همان سال به اتمام رسید. همچنین آب اندازی پایه سکوی چهار پایه در ۶ بهمن ۱۳۸۴ در یارد صدرا با موفقیت به انجام رسید. این سکو در نهایت در اواخر همان سال به اتمام رسید.

در حال حاضر پیشرفت فیزیکی کل طرح به مرز ۷۸٪ رسیده است. ارزش اجرای این پروژه به ۲۸۴ میلیون و ۸۵۱ هزار دلار می رسد. تأسیسات نفت و گاز سلمان به فاصله ۱۴۴ کیلومتری جنوب جزیره لاوان و ۲۴۰ کیلومتری عسلویه در میان آبهای مشترک ایران و امارات واقع شده و نرخ تولید آن ۱۰۰ هزار بشکه در روز است که به جزیره لاوان صادر می شود.

پروژه توسعه این طرح که به نام دالان خوانده می شود جهت افزایش ظرفیت تولید نفت خام به میزان ۵۰ هزار بشکه در روز تهیه شده است که نهایتاً ۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (بر مبنای خشک) از گاز دالان و ۴۰ میلیون فوت مکعب (بر مبنای خشک) از سلمان را با هم به عسلویه می فرستد. میعانات جمع آوری شده نیز به تأسیسات موجود قبلی پمپ شده تا به تأسیسات جدید در جزیره سیری روانه شود و آبهای بازیافتی نیز بعد از تصفیه به دریا ریخته می شود.

با راه اندازی پروژه توسعه مجموعه نفت و گاز سلمان، میزان تولید نفت این میدان تا ۵۰ هزار بشکه و تولید گاز به ۵۴۰ میلیون فوت مکعب افزایش می یابد.

به گزارش روابط عمومی و امور بین الملل شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) طرح توسعه مجموعه نفت و گاز سلمان (۲-EPC) شامل نوسازی ۵ پایه و ۷ عرشه جدید، پل های مربوطه و اصلاحات ضروری در آن سایت است.

این طرح در سه بخش A، B و C تعریف شده که بخش نخست شامل نوسازی مجموعه سلمان، بخش دوم دربرگیرنده نوسازی مجموعه دالان و در بخش سوم شامل اصلاحات در مجموعه سلمان و دالان خواهد بود.

نوسازی مجموعه سلمان از دو بخش سکوی چهار پایه (GLP) و سکوی جمع آوری چند راهه PP۳ تشکیل شده است.

از سوی دیگر نوسازی مجموعه دالان شامل ۴ بخش است که از سکوی فراورش گاز، سکوی زیست، عرشه سکوی سرجاهی و سکوی مشعل تشکیل می شود.

قسمت C نیز دربرگیرنده فعالیت های مهندسی، خرید تجهیزات و اجرای اصلاحات لازم بر سکوی ۲SK-A در مجموعه دالان و سلمان است.

پروژه سلمان که در ابتدای سال ۱۳۸۲ به کنسرسیوم صدرا-صف ابلاغ شده از وزنی معادل ۲۱ هزار و ۳۵۰ تن برخوردار است. ۵۱٪ این طرح در اختیار صدرا و مابقی متعلق به شرکت صف است.

در شرایطی که بخش عملیات خرید از نظر نقدینگی در وضعیت دشواری به سر می برد هیچگونه وقفه ای در پیشرفت خرید ایجاد نشده است بطوریکه تا انتهای سال گذشته حدود ۹۸٪ فعالیت این

فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی، نقطه عطفی در فعالیت های صدرا

آنچه که در این میان جلب توجه می کند نصب این لوله ها توسط بارجی است که پیش تر بدست تلاشگران صدرا طراحی و ساخته شده بود.

شرکت صنعتی دریایی ایران در واقع با حمایت شرکت ملی نفت و شرکت پتروپارس به عنوان کارفرما در این فازها، موفق به ساخت کشتی لوله گذار شد که ثمره آن بهره برداری ایران از یکی از مدرن ترین کشتی های لوله گذار دنیاست.

بخش سوم از پروژه فراساحل فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی بی تردید نقطه عطفی در اقدامات صدرا به شمار می آید چرا که برای نخستین بار است که در کشورمان طراحی، ساخت و نصب می شود. بخش PLEM & SPM با هدف صادرات میعانات گازی به اجرا در می آید.

لازم به ذکر است که پیشرفت این فازها به ۸۲ درصد رسیده است.

وزن کلی پروژه یاد شده به ۱۵ هزار تن در بخش عرشه ها و متعلقات، ۱۴۰ هزار تن خطوط لوله و حدود ۳۰۰ تن PLEM & SPM می رسد. پیشرفت فیزیکی این طرح تاکنون به ۹۰٪ رسیده است.

پروژه تأسیسات فراساحل فازهای ۶ و ۷ و ۸ پارس جنوبی همدریف اقدامات عظیم شرکت صنعتی دریایی ایران است.

به گزارش روابط عمومی و امور بین الملل شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) ارزش قرارداد این طرح که از سه بخش اصلی تشکیل شده به ۳۹۱ میلیون دلار می رسد.

این بخش ها شامل:

* عرشه سکوی سرجاهی، عرشه و پایه تکیه گاه، پل عرشه و پایه سکوی مشعل، پایه مشعل و پلهای ارتباطی سکوی مشعل

* خطوط ۳۲ اینچ دریایی به همراه خط ۴ اینچ محلول گلایل برای هر فاز حدود ۱۰۰ کیلومتر

* طراحی، ساخت و نصب و راه اندازی PLEM & SPM

در بخش نخست ۳ سکوی سرجاهی وجود دارد که هر کدام از وزن تقریبی ۲۹۰۰ تن برخوردارند. علاوه بر این سکوها تأسیسات دیگری همچون پل ها، سکوی مشعل و سکوی نگهدارنده پل ها وجود دارد که در دست ساخت هستند.

از سوی دیگر بخش دوم شامل ۳ رشته خطوط ۳۲ اینچ است که به همراه ۴ خطوط لوله ۴ اینچی انتقال محلول گلایل را برعهده دارند.

مذاکره برای ساخت خط لوله جدید انتقال گاز ایران به اروپا در تهران ادامه می یابد

لوله انتقال گاز ترکیه به توافق رسیدیم، تصریح کرد: مذاکرات زیادی نیز در مورد افزایش تقاضای گاز ایران از سوی اروپا بیش از ظرفیت خط لوله نوبکو مطرح شد.

وزیر نفت در پاسخ به این پرسش که برای جبران افت فشار صادرات گاز ایران به ترکیه در زمستان تمهیداتی اندیشیده شده است؟ گفت: در این سفر مقام های ترکیه مشکلات خود را در مورد کیفیت و میزان گاز صادراتی ایران در فصل زمستان مطرح کردند که باید تلاش کنیم کیفیت گاز صادراتی ما به ترکیه مطابق با استاندارد باشد.

وی افزود: به آنها قول دادیم حداکثر تلاش خود را برای تحویل میزان گاز توافق شده در قرارداد به ترکیه به کار بندیم و در صورتی که احتمال کم شدن گاز مطرح باشد، از قبل به آنها اطلاع دهیم.

وی در مورد مشارکت ایران و ترکیه در زمینه پتروشیمی نیز گفت: ترکیه علاقه زیادی برای سرمایه گذاری در بخش پتروشیمی ایران دارد و از سوی دیگر مقام های انرژی ترکیه در این سفر از ما خواستند در ساخت یک واحد پتروشیمی در ترکیه مشارکت داشته باشیم که مبحث نخست مورد تفاهم کامل طرفین قرار گرفت و در بخش دوم نیز قرار شد بررسی اقتصادی شود.

وزیر نفت خاطر نشان کرد: همه موضوع های مطرح شده در این نشست از نظر اقتصادی بررسی شده و مواردی که منافع دو کشور را به دنبال داشته باشد، مورد توجه قرار خواهد گرفت.

وی درباره برداشت بیشتر ترکیه از گاز روسیه در مقایسه با گاز ایران، گفت: ترکیه تا حدی مدعی این موضوع است ولی آنچه ما طبق قرارداد تحویل دادیم آنها دریافت کرده اند و در این مورد مشکلی وجود ندارد.

وی با تاکید بر این که تفاهم نامه موضوع های توافق شده میان مقام های ایران و ترکیه در زمینه انرژی تنها به دلیل به تفاهم نرسیدن بر سر احداث خط لوله جدید ترکیه به امضا نرسید، گفت: همه موارد دیگر مورد توافق طرفین قرار گرفت و قرار شد موضوع احداث خط لوله جدید نیز در تهران پیگیری شود و پس از آن تفاهم نامه همکاری ایران و ترکیه در زمینه انرژی به امضا برسد.

وزیری همامانه در مورد کاهش قیمت های نفت خام پس از پایان جنگ لبنان و اسرائیل نیز گفت: پس از آتش بس در لبنان، قیمت نفت کاهش یافته و در حال حاضر شرایط عادی است و به نظر می رسد اوپک با توجه به این وضعیت در اجلاس آتی تصمیم خاصی نگیرد.

وزیر نفت در مورد اجرای عملیات توسعه میدان نفتی آزادگان از سوی شرکت ژاپنی «اینپکس» نیز گفت: با ژاپنی ها به تفاهم رسیدیم که آنها مجوزی از مقام های خود برای تفاهم جدی صورت گرفته بگیرند.

وی در پاسخ به این پرسش که ژاپنی ها اعلام می کنند، زمانی برای تعیین وضعیت این قرارداد از سوی مقام های ایرانی اعلام نشده است، افزود: به آنها مهلت دادیم تا اجرای عملیات توسعه را آغاز کنند، در غیر این صورت عملیات توسعه میدان آزادگان را آغاز خواهیم کرد.

وزیر نفت در مورد خروج غیر قانونی دکل حفاری «فورچونا» از آب های ایران نیز تصریح کرد: در حال حاضر پیگیری های قانونی در این زمینه ادامه دارد.

وی در مورد لایحه متمم بنزین نیز گفت: این لایحه هنوز تهیه نشده است مگر در دو روزی که در ایران نبوده ام، اقدامی در این زمینه صورت گرفته باشد.

وزیر نفت کشورمان در بازگشت از سفر دو روزه خود به ترکیه گفت: تفاهم نامه همکاری های مشترک میان ایران و ترکیه در زمینه انرژی در ایران امضا خواهد شد.

مهندس سید کاظم وزیری همامانه نتایج سفر به ترکیه برای بررسی راه های گسترش همکاری در زمینه انرژی را مثبت ارزیابی کرد و افزود: در این سفر تکلیف پروژه های صادرات گاز ایران از طریق ترکیه تا حد زیادی روشن شد که به زودی نهایی می شود.

وی با بیان این که این سفر به دعوت وزیر انرژی ترکیه انجام شد، تصریح کرد: هدف از انجام این سفر بررسی راه های گسترش هر چه بیشتر روابط و مناسبات دوستانه میان ایران و ترکیه به ویژه در زمینه های نفت، گاز و انرژی بود که موضوع های مختلف در این زمینه ها با تشکیل ۴ گروه کاری مشترک مورد بررسی قرار گرفت.

وزیر نفت مباحث مربوط به سرمایه گذاری مشترک شرکت های دو کشور در زمینه های پتروشیمی، CNG و LNG ساخت پالایشگاه و سیستم توزیع گاز شهری را از جمله موضوع های مطرح شده در مدت ۲ روز سفر خود به ترکیه عنوان کرد.

وی افزود: مقرر شد ارزیابی اقتصادی پروژه ها به طور مشترک بررسی شده و پروژه هایی که دارای صرفه اقتصادی در ایران و ترکیه است و دو طرف از منافع آن برخوردار شوند، در دستور کار اجرایی قرار گیرند.

وزیر نفت، مباحث مربوط به بهینه سازی و صرفه جویی در مصرف انرژی را با توجه به فعالیت های گسترده ای که سازمان بهینه سازی مصرف سوخت ایران انجام داده است، از دیگر موضوع های عنوان شده این سفر خواند و گفت: مقرر شد هیئتی از طرف ترکیه به ایران سفر کرده و مذاکرات نهایی در خصوص چگونگی بهره گیری از این تجارب را به نتیجه برسانند.

وی افزود: زمینه های همکاری مشترک میان دو کشور از جمله اکتشاف و تولید در ایران، ترکیه و کشورهای ثالث نیز مورد بررسی و تبادل نظر طرفین قرار گرفت.

وزیری همامانه با اشاره به این که انتقال گاز ایران به اروپا از سه طریق امکان پذیر است، گفت: صادرات گاز از طریق LNG یکی از این راه ها است که با هشت مشتری که تقاضای خرید ۱۴ میلیون تن LNG ایران را به بازار اروپا دارند، قرارداد بسته ایم که به محض تولید LNG امکان انتقال آن نیز وجود دارد.

وی استفاده از خط لوله نوبکو را راه حل دوم برای انتقال گاز ایران به اروپا عنوان کرد و گفت: ظرفیت این خط لوله ۹۰ میلیون متر مکعب است که حدود ۳۰ تا ۵۰ درصد ظرفیت آن در اختیار ایران قرار می گیرد.

وزیر نفت استفاده از مسیر ترکیه را راه حل سوم در این زمینه خواند و تصریح کرد: حدود ۵ میلیارد متر مکعب ظرفیت خالی در خط لوله این کشور وجود دارد که در این نشست دو روزه قرار شد تا با افزایش ظرفیت انتقال گاز خط لوله ایران که به خط لوله ترکیه متصل است، به طور مشترک گاز را به اروپا صادر کنیم.

وی با بیان این که به دلیل افزایش تقاضا برای گاز ایران، امکان احداث خط لوله جدیدی در این زمینه وجود دارد، گفت: در این مورد مذاکرات زیادی میان مقام های انرژی دو کشور انجام شد ولی به توافقی دست نیافتیم و قرار است این مذاکرات در تهران ادامه یابد.

وزیری همامانه با تاکید بر این که در مورد استفاده از ظرفیت خالی خط

مذاکره برای ساخت خط لوله جدید انتقال گاز ایران به اروپا در تهران ادامه می یابد

لوله انتقال گاز ترکیه به توافق رسیدیم، تصریح کرد: مذاکرات زیادی نیز در مورد افزایش تقاضای گاز ایران از سوی اروپا بیش از ظرفیت خط لوله نوبکو مطرح شد.

وزیر نفت در پاسخ به این پرسش که برای جبران افت فشار صادرات گاز ایران به ترکیه در زمستان تمهیداتی اندیشیده شده است؟ گفت: در این سفر مقام های ترکیه مشکلات خود را در مورد کیفیت و میزان گاز صادراتی ایران در فصل زمستان مطرح کردند که باید تلاش کنیم کیفیت گاز صادراتی ما به ترکیه مطابق با استاندارد باشد.

وی افزود: به آنها قول دادیم حداکثر تلاش خود را برای تحویل میزان گاز توافق شده در قرارداد به ترکیه به کار بندیم و در صورتی که احتمال کم شدن گاز مطرح باشد، از قبل به آنها اطلاع دهیم.

وی در مورد مشارکت ایران و ترکیه در زمینه پتروشیمی نیز گفت: ترکیه علاقه زیادی برای سرمایه گذاری در بخش پتروشیمی ایران دارد و از سوی دیگر مقام های انرژی ترکیه در این سفر از ما خواستند در ساخت یک واحد پتروشیمی در ترکیه مشارکت داشته باشیم که مبحث نخست مورد تفاهم کامل طرفین قرار گرفت و در بخش دوم نیز قرار شد بررسی اقتصادی شود.

وزیر نفت خاطر نشان کرد: همه موضوع های مطرح شده در این نشست از نظر اقتصادی بررسی شده و مواردی که منافع دو کشور را به دنبال داشته باشد، مورد توجه قرار خواهد گرفت.

وی درباره برداشت بیشتر ترکیه از گاز روسیه در مقایسه با گاز ایران، گفت: ترکیه تا حدی مدعی این موضوع است ولی آنچه ما طبق قرارداد تحویل دادیم آنها دریافت کرده اند و در این مورد مشکلی وجود ندارد.

وی با تاکید بر این که تفاهم نامه موضوع های توافق شده میان مقام های ایران و ترکیه در زمینه انرژی تنها به دلیل به تفاهم نرسیدن بر سر احداث خط لوله جدید ترکیه به امضا نرسید، گفت: همه موارد دیگر مورد توافق طرفین قرار گرفت و قرار شد موضوع احداث خط لوله جدید نیز در تهران پیگیری شود و پس از آن تفاهم نامه همکاری ایران و ترکیه در زمینه انرژی به امضا برسد.

وزیری همامانه در مورد کاهش قیمت های نفت خام پس از پایان جنگ لبنان و اسرائیل نیز گفت: پس از آتش بس در لبنان، قیمت نفت کاهش یافته و در حال حاضر شرایط عادی است و به نظر می رسد اوپک با توجه به این وضعیت در اجلاس آتی تصمیم خاصی نگیرد.

وزیر نفت در مورد اجرای عملیات توسعه میدان نفتی آزادگان از سوی شرکت ژاپنی «اینپکس» نیز گفت: با ژاپنی ها به تفاهم رسیدیم که آنها مجوزی از مقام های خود برای تفاهم جدی صورت گرفته بگیرند.

وی در پاسخ به این پرسش که ژاپنی ها اعلام می کنند، زمانی برای تعیین وضعیت این قرارداد از سوی مقام های ایرانی اعلام نشده است، افزود: به آنها مهلت دادیم تا اجرای عملیات توسعه را آغاز کنند، در غیر این صورت عملیات توسعه میدان آزادگان را آغاز خواهیم کرد.

وزیر نفت در مورد خروج غیر قانونی دکل حفاری «فورچونا» از آب های ایران نیز تصریح کرد: در حال حاضر پیگیری های قانونی در این زمینه ادامه دارد.

وی در مورد لایحه متمم بنزین نیز گفت: این لایحه هنوز تهیه نشده است مگر در دو روزی که در ایران نبوده ام، اقدامی در این زمینه صورت گرفته باشد.

وزیر نفت کشورمان در بازگشت از سفر دو روزه خود به ترکیه گفت: تفاهم نامه همکاری های مشترک میان ایران و ترکیه در زمینه انرژی در ایران امضا خواهد شد.

مهندس سید کاظم وزیری همامانه نتایج سفر به ترکیه برای بررسی راه های گسترش همکاری در زمینه انرژی را مثبت ارزیابی کرد و افزود: در این سفر تکلیف پروژه های صادرات گاز ایران از طریق ترکیه تا حد زیادی روشن شد که به زودی نهایی می شود.

وی با بیان این که این سفر به دعوت وزیر انرژی ترکیه انجام شد، تصریح کرد: هدف از انجام این سفر بررسی راه های گسترش هر چه بیشتر روابط و مناسبات دوستانه میان ایران و ترکیه به ویژه در زمینه های نفت، گاز و انرژی بود که موضوع های مختلف در این زمینه ها با تشکیل ۴ گروه کاری مشترک مورد بررسی قرار گرفت.

وزیر نفت مباحث مربوط به سرمایه گذاری مشترک شرکت های دو کشور در زمینه های پتروشیمی، CNG و LNG ساخت پالایشگاه و سیستم توزیع گاز شهری را از جمله موضوع های مطرح شده در مدت ۲ روز سفر خود به ترکیه عنوان کرد.

وی افزود: مقرر شد ارزیابی اقتصادی پروژه ها به طور مشترک بررسی شده و پروژه هایی که دارای صرفه اقتصادی در ایران و ترکیه است و دو طرف از منافع آن برخوردار شوند، در دستور کار اجرایی قرار گیرند.

وزیر نفت، مباحث مربوط به بهینه سازی و صرفه جویی در مصرف انرژی را با توجه به فعالیت های گسترده ای که سازمان بهینه سازی مصرف سوخت ایران انجام داده است، از دیگر موضوع های عنوان شده این سفر خواند و گفت: مقرر شد هیئتی از طرف ترکیه به ایران سفر کرده و مذاکرات نهایی در خصوص چگونگی بهره گیری از این تجارب را به نتیجه برسانند.

وی افزود: زمینه های همکاری مشترک میان دو کشور از جمله اکتشاف و تولید در ایران، ترکیه و کشورهای ثالث نیز مورد بررسی و تبادل نظر طرفین قرار گرفت.

وزیری همامانه با اشاره به این که انتقال گاز ایران به اروپا از سه طریق امکان پذیر است، گفت: صادرات گاز از طریق LNG یکی از این راه ها است که با هشت مشتری که تقاضای خرید ۱۴ میلیون تن LNG ایران را به بازار اروپا دارند، قرارداد بسته ایم که به محض تولید LNG امکان انتقال آن نیز وجود دارد.

وی استفاده از خط لوله نوبکو را راه حل دوم برای انتقال گاز ایران به اروپا عنوان کرد و گفت: ظرفیت این خط لوله ۹۰ میلیون متر مکعب است که حدود ۳۰ تا ۵۰ درصد ظرفیت آن در اختیار ایران قرار می گیرد.

وزیر نفت استفاده از مسیر ترکیه را راه حل سوم در این زمینه خواند و تصریح کرد: حدود ۵ میلیارد متر مکعب ظرفیت خالی در خط لوله این کشور وجود دارد که در این نشست دو روزه قرار شد تا با افزایش ظرفیت انتقال گاز خط لوله ایران که به خط لوله ترکیه متصل است، به طور مشترک گاز را به اروپا صادر کنیم.

وی با بیان این که به دلیل افزایش تقاضا برای گاز ایران، امکان احداث خط لوله جدیدی در این زمینه وجود دارد، گفت: در این مورد مذاکرات زیادی میان مقام های انرژی دو کشور انجام شد ولی به توافقی دست نیافتیم و قرار است این مذاکرات در تهران ادامه یابد.

وزیری همامانه با تاکید بر این که در مورد استفاده از ظرفیت خالی خط