موسسه مطالعات بین المللی انرژی

پایش هفتگی

تحولات نفت و گاز ۱۸

شماره ۱۸ / هفته دوم / آبان ماه ۱۴۰۰

پژوهشکده اقتصاد انرژی

اعضای هیأت تحریریه (به ترتیب حروف الفبا): دکتر محمدصادق جوکار - دکتر مجتبی رجب‌بیگی
مهرزاد زمانی - دکتر غلامعلی رحیمی - مهدی یوسفی - دکتر محمدعلی حاجی میرزایی - دکتر داریوش وافی

- افزایش قیمت نفت خام برنت به دلیل رویکرد محتاطانه عربستان
- کاهش قیمت ال‌ان‌جی آسیا علی‌رغم رقابت شدید و عرضه محدود روسیه
- افزایش صادرات گاز کانادا به ایالات متحده همزمان با افزایش قیمت‌های جهانی
- احتمال تشدید کمبود گاز در پاکستان به دنبال افزایش قیمت LNG در بازارهای جهانی
- چرا گاز قطب شمال روسیه راه حل بدی برای دستیابی به اهداف اقلیمی است
- برنامه عربستان سعودی جهت رسیدن به انتشار خالص صفر تا سال ۲۰۶۰
- قیمت نفت خام تنها عامل تعیین‌کننده تصمیمات سرمایه‌گذاری بالادستی نیست
- ضربه قیمت‌های بالای انرژی به تولید صنعتی بر اساس اعلام بانک جهانی

تغییرات هفتگی نفت خام‌های شاخص

(دلار در بشکه)

هفته	سبد اوپک	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	وست تگزاس	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	برنت موعددار	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)
هفته منتهی به ۲۴ سپتامبر ۲۰۲۱	۷۴٫۶۵	۱٫۴	۷۲٫۱۵	۰٫۷	۷۵٫۰۲	۱٫۹
هفته منتهی به ۱ اکتبر ۲۰۲۱	۷۷٫۴۶	۳٫۸	۷۵٫۳	۴٫۴	۷۸٫۵۶	۴٫۷
هفته منتهی به ۸ اکتبر ۲۰۲۱	۷۹٫۸۹	۳٫۱	۷۸٫۳۳	۴	۸۲٫۲	۴٫۶
هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱	۸۲٫۵۵	۳٫۳	۸۱٫۰۴	۳٫۵	۸۳٫۸۵	۲
هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱	۸۳٫۵۲	۱٫۲	۸۳٫۴۳	۲٫۹	۸۴٫۶۲	۰٫۹

گزارش‌های تحلیلی

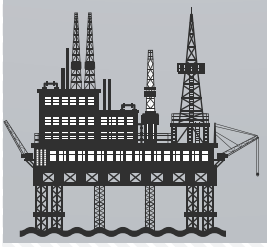
- اقتصاد انرژی
- بازار انرژی
- راهبردها، سیاست‌ها و ژئوپلیتیک انرژی
- فناوری انرژی و محیط زیست

چشم‌انداز تولید نفت‌خام امریکا بعد از افزایش قیمت نفت

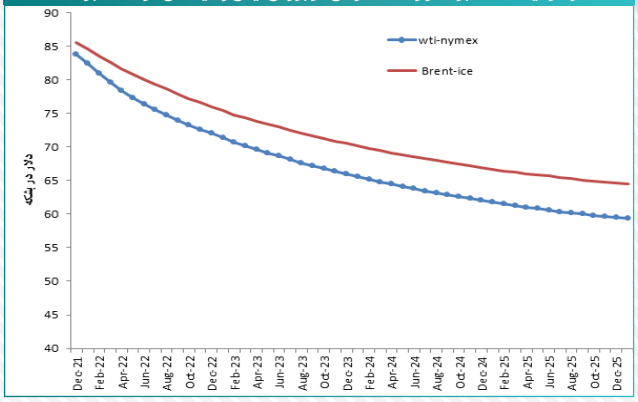
- تحولات بازار نفت در هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱
- بررسی تحولات هفتگی بازارهای جهانی گاز طبیعی (۲۳ اکتبر ۲۰۲۱)

تعامل ج.ا. ایران باخط لوله گازی کریدور جنوبی

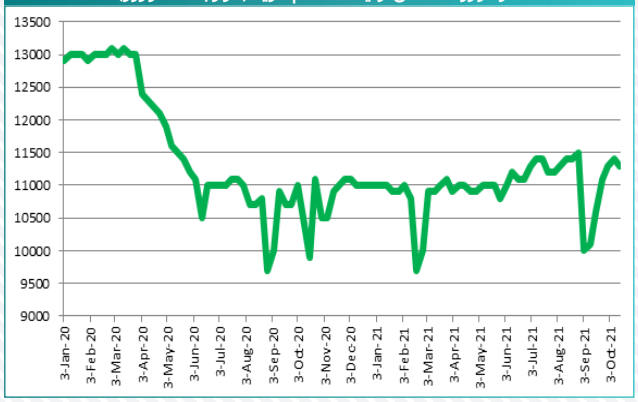
نقش گازطبیعی در فرآیند گذار انرژی کشور هند



نمودار قیمت نفت برنت و وست تگزاس در بورس آیس و نایمکس در ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱



نمودار روند هفتگی تولید نفت خام آمریکا(هزار بشکه در روز)



اقتصاد انرژی

قیمت نفت خام تنها عامل تعیین‌کننده تصمیمات سرمایه‌گذاری بالادستی نیست

بر اساس اعلام پتروناس در ۲۵ اکتبر ۲۰۲۱، قیمت نفت خام تنها عاملی نیست که تصمیمات سرمایه‌گذاری این شرکت در بخش بالادستی را هدایت می کند و متغیرهای زیادی وجود دارد که می تواند بر تصمیمات سرمایه‌گذاری پتروناس تأثیر بگذارد. این شرکت علی رغم نوسانات شرایط بازار نگاه خوشبینانه ای در مورد حداکثر ارزشی که سرمایه‌گذاری ایجاد می کند، دارد.

به گزارش صدای انرژی[1] انتظار می رود پتروناس تصمیمات سرمایه‌گذاری نهایی (FID) را برای پروژه‌های بالادستی نفت و گاز بین سال‌های ۲۰۲۲ تا ۲۰۲۳ به دنبال کاهش شدید طی سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۱ تسریع کند. به استناد گزارش رایستاد انرژی ، تصمیمات سرمایه‌گذاری نهایی پتروناس در سال ۲۰۲۰ نسبت به سال گذشته ۷۰ درصد کاهش یافته و امسال ۸۵ درصد کمتر از سطح سال ۲۰۱۹ خواهد بود. پتروناس در سال جاری چهار پروژه بزرگ در مالزی و اندونزی را نهایی کرده است. این پروژه‌ها عبارتند از: توسعه Timi ،Bakau و Jerun برای گازهای غیر همراه فراساحل ساراواک و پروژه Kaliberau Dalam برای تولید زود هنگام در اندونزی.

رایستاد انرژی پیش بینی می کند که تنها تعداد انگشت شماری از پروژه‌ها در سه ماهه پایانی سال جاری توسط این شرکت تصویب می شود از جمله پروژه میدان نفتی Bestari در آبهای عمیق در شرق مالزی. انتظار می رود FIDهای پروژه در سال‌های ۲۰۲۲ تا ۲۰۳۰ با ۱۰ تا ۱۵ پروژه که توسط پتروناس تایید می شود، همراه شود. این پروژه‌ها عبارتند از Rosmari و Marjoram در مالزی، میادین Bukit Panjang و Jenggolo در اندونزی و همچنین فاز ۳ Espadarte در برزیل. بر اساس این گزارش رایستاد انرژی نزدیک به ۱۵ پروژه پتروناس را معرفی می کند که در دو سال آینده اولین تولید خود را خواهند داشت و شامل ۱۲۰,۰۰۰ تا ۱۸۰,۰۰۰ بشکه در روز می باشد. این پروژه‌ها شامل توسعه فاز ۱ Kasawari، فاز ۲ توسعه مجدد گاز Bayan و فاز ۳ حوضه شمال Malay است که همگی در مالزی واقع شده اند.

ضربه قیمت‌های بالای انرژی به تولید صنعتی بر اساس اعلام بانک جهانی

تولیدات صنعتی در چین و هند تحت تأثیر کمبود برق قرار گرفته است. بر اساس برآوردهای بانک جهانی انتظار می رود قیمت گاز طبیعی و زغال سنگ تا آغاز سال ۲۰۲۲ در سطوح بالا باقی بماند. تولید صنعتی تحت تأثیر قیمت بالای انرژی در هند قرار گرفته است و این می تواند بر رشد اقتصادی این کشور تأثیر بگذارد. بنابراین قیمت‌های بالاتر انرژی می تواند بر رشد اقتصادی تأثیر منفی بیشتری گذارد که به نوبه خود تقاضا برای گاز طبیعی و زغال سنگ را کاهش می دهد.

بانک جهانی در گزارشی اعلام کرد که انتظار می رود قیمت گاز طبیعی و زغال سنگ تا آغاز سال ۲۰۲۲ در سطوح بالا باقی بماند اما با کاهش محدودیت‌های عرضه و افزایش تولید، کاهش یابد. پیش‌بینی می‌شود قیمت گاز طبیعی اروپا و قیمت زغال سنگ استرالیا هر کدام در سال ۲۰۲۲ حدود ۱۴ درصد کاهش یابد و سپس در سال ۲۰۲۳ به ترتیب ۲۷ درصد و ۲۵ درصد کاهش یابد. بر خلاف آن پس از دو برابر شدن قیمت گاز آمریکا در سال ۲۰۲۱ با توجه به ادامه تقاضای بالا برای صادرات LNG ایالات متحده، انتظار می‌رود که قیمت گاز طبیعی در ایالات متحده کاهشی جزئی داشته باشد. از سوی دیگر انتظار می رود قیمت گاز طبیعی تحویل آسیا، در سال ۲۰۲۲ کاهش نسبتاً کمی داشته باشد.

به گفته بانک جهانی، با شروع بهبود اقتصاد جهانی پس از همه‌گیری کرونا، تقاضا برای گاز طبیعی و زغال‌سنگ هم برای تولید برق و هم برای مقاصد صنعتی افزایش یافته است. در چین، مصرف برق بین ژانویه تا آگوست ۲۰۲۱ حدود ۱۱ درصد افزایش یافت در حالی که در هند در اوت ۲۰۲۱ نسبت به مدت مشابه سال قبل ۱۷ درصد افزایش داشت. واردات زغال سنگ هند از استرالیا در ماه جولای به بالاترین حد خود رسید. در همین حال، تولید جهانی زغال سنگ در سال ۲۰۲۰ حدود ۵ درصد کاهش یافت و نسبت به مصرف کندتر رشد کرده است. این امر منجر به افزایش قیمت انرژی در سه ماهه منتهی به سپتامبر ۲۰۲۱ شده است.

1. Energy Voice

تحولات بازار انرژی

افزایش قیمت نفت خام برنت به دلیل رویکرد محتاطانه عربستان

پس از آنکه عربستان‌سعودی اعلام کرد اوپک پلاس باید رویکرد محتاطانه خود را برای مدیریت عرضه جهانی نفت با توجه به تهدید تقاضا درپی شیوع همه‌گیری کرونا حفظ کند، قیمت نفت به بالای ۸۶ دلار در هر بشکه رسید. متوسط قیمت نفت‌خام وست تگزاس نیز به بالاترین سطح از سال ۲۰۱۴ رسید. قیمت نفت‌خام در ۱۲ ماه گذشته بیش از دو برابر شده و نگرانی‌های تورمی را تشدید کرده است. در حالی که مصرف افزایش یافته است، اوپک پلاس برنامه کاهش عرضه خود را متوقف نکرده، لذا با کاهش ذخیره‌سازی‌ها قیمت نفت‌خام برنت به بالاترین سطح از سال ۲۰۱۸ رسیده است. به عقیده وارن پترسون، رئیس استراتژی کالای در ING Group NV در سنگاپور، اظهارات عربستان‌سعودی این دیدگاه را تقویت می‌کند که اوپک پلاس به رویکرد محتاطانه خود پایبند است و این باعث می شود که رشد تقاضا از رشد عرضه بیشتر شود و بنابراین تا پایان سال، بازار نوسانات قیمت بیشتری را تجربه خواهد کرد. قیمت نفت‌خام با افزایش شدید قیمت گازطبیعی، که باعث افزایش تقاضا برای فرآورده‌های نفتی به عنوان جایگزین شده، حمایت می شود. بر اساس اعلام مقامات عربستان، اگر زمستان در نیمکره شمالی سردتر از حالت عادی باشد و شرکت‌ها از گاز به نفت‌خام سوئیچ کنند، ممکن است تقاضا ۵۰۰ تا ۶۰۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد. آنها همچنین هشدار داده اند که عرضه بیشتر اوپک پلاس، کمکی برای کاهش هزینه‌های گاز در اروپا و آسیا و یا هزینه بنزین در ایالات متحده نخواهد کرد. گلدمن ساکس نیز پیش‌بینی کرده که سوئیچ از گاز به نفت‌خام ممکن است ۱ میلیون بشکه در روز به تقاضای جهانی نفت اضافه کند. در حال حاضر، اوپک پلاس تولید روزانه خود را ۴۰۰ هزار بشکه در ماه افزایش داده و در برابر فشارهای بیشتر جهت افزایش تولید مقاومت کرده است.

کاهش قیمت ال‌ان‌جی آسیا علی‌رغم رقابت شدید و عرضه محدود روسیه

براساس گزارش رویترز، قیمت ال‌ان‌جی آسیا در هفته جاری کاهش یافت. اما انتظار می‌رود که به دلیل نگرانی در مورد سطح پایین ذخیره‌سازی گاز در اروپا و کاهش امیدها برای عرضه بیشتر گاز از روسیه، در سطح بالایی باقی بماند. به گفته منابع صنعتی، متوسط قیمت ال‌ان‌جی برای تحویل در ماه دسامبر به شمال شرقی آسیا در حدود ۳۴٫۵۰ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده که ۳٫۹۰ دلار نسبت به هفته قبل کاهش یافته است. هم چنین قیمت تحویل ال‌ان‌جی در ماه نوامبر ۳۴ دلار تخمین زده شد که ۴٫۵۰ دلار نسبت به هفته گذشته کاهش یافته است. در حال حاضر، عوامل بنیادی در آسیا نسبتاً ثابت مانده‌اند، زیرا تقاضا در چین در حال افزایش است که تقاضای ضعیف در ژاپن را جبران می‌کند. با اولین نشانه از دمای سردتر از حد معمول در منطقه، ممکن است افزایش تقاضای حرارتی در اوایل فصل وجود داشته باشد و با توجه به اینکه اروپا همچنان از نظر ساختاری کمبود عرضه دارد، قیمت‌های جهانی تا زمانی که خطر هوای سرد به طور کامل از بین برود، حمایت خواهند شد. علاوه بر بحران انرژی در اروپا، شرکت گازپروم روسیه تنها یک سوم ظرفیت ترانزیت گاز اضافی را از طریق خطلوله یامال اروپا از طریق لهستان برای ماه نوامبر رزرو کرده، در حالی که هیچ حجمی را از طریق اوکراین رزرو نکرده است. براساس گزارش رایستاد انرژی، قطعی‌های مداوم و پیش‌بینی شده تولید گاز وجود دارد که می‌تواند ٤ درصد از عرضه ماهانه یا ۲۰ محموله ال‌ان‌جی را از بازار مورد انتظار بین نوامبر و فوریه حذف کند. بعلاوه انتظار می‌رود که نرخ‌های حمل و نقل که نسبت به اوایل ماه جاری بیش از دو برابر شده است، بر قیمت‌ها فشار صعودی وارد کند. همچنین انتظار می رود کمبود گاز در سنگاپور نیز باعث افزایش تقاضا برای ال‌ان‌جی شود.

تحولات سیاست های راهبردی و ژئوپلیتیک

افزایش صادرات گاز کانادا به ایالات متحده همزمان با افزایش قیمت های جهانی

تقاضا برای گاز طبیعی نسبتاً ارزان کانادا افزایش یافته است که صادرات به ایالات متحده را به بالاترین حد ممکن در سه سال گذشته رسانده و تولیدکنندگان کانادا را وادار به افزایش هزینه‌های سرمایه ای و فعالیت های حفاری نموده است.
قیمت جهانی گاز طبیعی به بالاترین سطح خود در چند سال گذشته رسیده است، زیرا اقتصادهای جهان از همه گیری کرونا به تازگی بهبود یافته اند. در حال حاضر، ذخایر گاز طبیعی در اروپا به طرز خطرناکی پایین است، همچنین تقاضا در آسیا سیری ناپذیر است، بنابراین شرکت های خدمات رسان در سراسر جهان برای صادرات گاز مایع (LNG) رقابت می کنند.
قیمت گاز در آلبرتا ارزان ترین گاز در آمریکای شمالی است، زیرا تولید از مراکز عمده تقاضای ایالات متحده و پایانه های صادراتی LNG در ساحل خلیج مکزیک حدود ۴۰۲۳ کیلومتر فاصله دارد. کانادا هیچ پایانه صادراتی LNG ندارد. با این وجود، قیمت فعلی ۵ دلار کانادا (۴/۱۲ دلار آمریکا) به ازای هر میلیون بی تی یو بسیار بالاتر از میانگین سالانه ۲۰۲۱ یعنی ۳/۳۸ دلار کانادا (۲/۷۳ دلار آمریکا) است و برخی از بزرگترین تولیدکنندگان گاز کانادا از جمله Tourmaline Oil Corp به دنبال سرمایه گذاری جدید است. مت مورفی، تحلیلگر انرژی در کلگری می گوید: «تعدادی از تولیدکنندگان سرمایه خود را افزایش می دهند تا حجم تولید را برای بازار زمستانی با قیمت بالاتر اضافه کنند».
بر اساس آمار منتشره، صادرات گاز کانادا به ایالات متحده به طور متوسط ۸/۳ میلیارد فوت مکعب در روز بوده است که بالاترین رقم در این مدت از سال ۲۰۱۸ است. بر اساس گزارش اداره اطلاعات انرژی آمریکا، در سال ۲۰۲۰، صادرات گاز کانادا به دلیل همه گیری کرونا به پایین ترین سطح خود از ۱۹۹۳ رسید.
به گفته شرکت خدمات انرژی Baker Hughes، تعداد دکل های گاز کانادا در حال حاضر ۷۰ دستگاه است که ۷۵ درصد نسبت به مدت مشابه سال گذشته افزایش یافته است، در حالی که دکل های گاز ایالات متحده در مدت مشابه حدود ۳۲ درصد افزایش یافته و به حدود ۹۸ دکل رسیده است. با این حال، کمبود کارگر ماهر برای کار با دکل های حفاری در کانادا می تواند میزان افزایش تولید گاز را محدود کند و برخی از تولیدکنندگان محتاط هستند که افزایش عرضه ممکن است قیمت ها را مهار کند.

احتمال تشدید کمبود گاز در پاکستان به دنبال افزایش قیمت LNG در بازارهای جهانی

پاکستان ممکن است به زودی با سومین زمستان متوالی توأم با کمبود گاز و سهمیه بندی مواجه شود. با اتمام ذخایر گاز محلی و عدم دستیابی به مقدار کافی گاز طبیعی مایع (LNG)، این زمستان مشخص است که هیچ تفاوتی با موارد قبلی نخواهد داشت مگر اینکه اقدامات فوری انجام پذیرد. در سال جاری، این مشکل ممکن است به دلیل قیمت بالای LNG در بازار بین المللی بیشتر تشدید شود. ماه گذشته، پاکستان دو محموله فوری با قیمت ۲۰ دلار در هر MMBtu وارد کرد. این بالاترین قیمتی است که این کشور تاکنون پرداخته و بیش از دو برابر قیمت قراردادهای بلند مدت است.
در حالی که افزایش قیمت گاز ممکن است پیامدهای زیادی داشته باشد، افزایش قیمت سوخت، هزینه تولید انرژی پاکستان را افزایش می دهد زیرا تقریبا دو سوم برق مصرفی این کشور از سوخت های فسیلی تولید می شود. اخیراً، دولت تعرفه برق را به ازای هر واحد ۱/۶۸ روپیه یا نزدیک به ۱۴ درصد افزایش داده است تا بدهی را کاهش داده و شرایط تعیین شده توسط صندوق بین المللی پول را برآورده کند.
در دسترس نبودن و هزینه LNG تنها یکی از عوامل بدتر شدن بحران انرژی است. یکی دیگر از عوامل، افزایش شدید قیمت نفت خام بین المللی است که به تازگی به ۸۶ دلار در بشکه رسیده و بالاترین میزان در سه سال گذشته بوده است. در نتیجه، قیمت داخلی بنزین با ۱۰ روپیه به ازای هر لیتر افزایش به بالاترین حد خود یعنی ۱۳۷ روپیه رسیده است. برای پاکستان، قیمت‌های بالا در مقایسه با بسیاری از کشورهای دیگر آسیب زننده تر است زیرا با مشکل شدید تراز پرداخت‌ها مواجه است. وابستگی شدید این کشور به واردات نفت و LNG یکی از دلایل اصلی این عدم تعادل است. در سه ماهه اول سال مالی جاری، هزینه واردات نفت پاکستان از ۲/۳۲ میلیارد دلار سال قبل به ۴/۵۹ میلیارد دلار (از کل واردات ۱۱/۲۹ میلیارد دلار) رسیده است.

چرا گاز قطب شمال روسیه راه حل بدی برای دستیابی به اهداف اقلیمی است

کنفرانس دو هفته ای COP ۲۶ سازمان ملل متحد در زمینه تغییرات آب و هوایی در ۳۱ اکتبر در گلاسکو آغاز می شود. اگرچه کاهش انتشار متان در کانون توجه این جلسه نیست، موضوعی برای گفتگوهای غیررسمی خواهد بود. به ویژه، با در نظر گرفتن این که استراتژی اتحادیه اروپا برای کاهش انتشار گاز متان یک سال پیش در اتحادیه اروپا تصویب شد. به طور سنتی، کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای به معنای کاهش انتشار CO۲ انسانی در جو است. با این حال، گازهای گلخانه‌ای تنها محدود به دی اکسید کربن نیستند. گاز طبیعی متعارف متان بسیار بیشتر از CO۲ به گرمایش جهانی کمک می کند. بیشتر متان موجود در جو سیاره منشأ بیوژنیک دارد، یعنی آزاد شدن گاز در طی فرآیندهای مختلف پوسیدگی و تجزیه مواد بیولوژیکی. بر همین اساس منابع اصلی انتشار متان طبیعی به تالاب ها نیز مرتبط است. فعالیت‌های انسانی با جریان‌های متان به جو در طول استخراج سوخت‌های فسیلی زغال سنگ، نفت و گاز مرتبط است. دانشمندان از آغاز دهه ۲۰۱۰ زنگ خطر افزایش انتشار گاز متان در قطب شمال را به صدا درآورده اند که در قلمرو روسیه است (این کشور دارای بزرگترین خشکی در منطقه قطب شمال است). یامال، گیدان و تایمیر، جایی که اکتشاف ذخایر نفت و گاز انجام می شود، در کانون توجه قرار دارند. یکی از ویژگی های این مناطق، اشباع لایه منجمد دائمی با هیدرات متان است. هیدرات‌های متان، مخلوط های یخ مانند بسیار ناپایدار متان و آب هستند که در دمای کمتر از ٤ درجه سانتی گراد و فشار بالای ۲۰ اتمسفر ایجاد می شوند. گرمایش جهانی باعث بی ثباتی انجماد دائمی در قطب شمال شده و یخ ها شروع به ذوب شدن کردند، همراه با آن، ذخایر دائمی هیدرات‌های متان منجمد نیز ذوب شده و حجم زیادی از متان را در جو آزاد کردند.

برنامه عربستان سعودی جهت رسیدن به انتشار خالص صفر تا سال ۲۰٦۰

عربستان سعودی، بزرگترین صادرکننده نفت جهان، متعهد به پایان دادن به انتشار گازهای گلخانه ای مؤثر بر گرم شدن سیاره تا سال ۲۰٦۰ شد. این اعلامیه کمکی برای اجلاس آب و هوایی COP۲٦ خواهد بود که ۳۱ اکتبر در گلاسکو اسکاتلند آغاز می شود، در حالیکه کارشناسان سوالاتی را در مورد اعتبار اهداف تعیین شده توسط این کشور مطرح می کنند.

تولید ناخالص داخلی عربستان سعودی بر صادرات سوخت فسیلی متکی است و این کشور برای تنوع بخشیدن به اقتصاد خود در سال های اخیر تلاش هایی کرده است. غول نفتی دولتی آرامکو نیز هدف خود را برای رسیدن به انتشار خالص صفر تا سال ۲۰۵۰ اما فقط برای انتشار گازهای گلخانه‌ای از فعالیت‌های خود تعیین کرده است. بیش از ۸۰ درصد از کل انتشار گازهای گلخانه‌ای این شرکت از مشتریانی است که سوخت‌های فسیلی آن را می سوزانند، که طبعاً توسط این تعهد پوشش داده نمی شود. وزیر انرژی عربستان هشدار داده است که بدون ادامه صادرات نفت، کشور ممکن است توانایی دستیابی به این اهداف را نداشته باشد. این کشور بالاترین سرانه انتشار گازهای گلخانه ای را در میان کشورهای G-۲۰ دارد. به جز بریتانیا که هفته گذشته سند راهبردی خود را منتشر کرد، هیچ کشوری برنامه دقیقی برای رسیدن به انتشار خالص صفر ندارد. با این حال، خطوط کلی شامل افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در بخش برق، تبدیل هر چه بیشتر بخش حمل‌ونقل به خودروهای باطری‌دار و سپس تمرکز بر توسعه فناوری برای بخش‌هایی مانند صنعت و غیره است. بنابراین سؤال این است که برنامه عربستان برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای چیست؟

وزیر انرژی عربستان معتقد است جذب کربن، استفاده و ذخیره‌سازی آن، جذب مستقیم هوا، به کارگیری هیدروژن و سوخت‌های کم کربن مواردی مهمی هستند. این امر مستلزم «همکاری بین المللی در تحقیق، توسعه فناوری و مهمتر از همه، به کارگیری این فناوری ها» است. عربستان سعودی همچنین اعلام کرد که به ۳۵ کشور دیگر به رهبری آمریکا و اتحادیه اروپا ملحق خواهد شد تا انتشار گاز متان را تا سال ۲۰۳۰ تا ۳۰ درصد نسبت به سطوح سال ۲۰۲۰ کاهش دهد. دانشمندان دریافته اند که کاهش نشت گازهای گلخانه‌ای یکی از سریع‌ترین راه‌ها برای کاهش سرعت تغییرات آب و هوایی است. در پاسخ به این سؤال که چرا سال ۲۰٦۰ هدف گذاری شده است وزیر انرژی عربستان اعلام کرده است که بسیاری از این فناوری‌ها ممکن است قبل از سال ۲۰٤۰ به بلوغ نرسند. سال هدف ۲۰٦۰ با اهداف روسیه و چین مطابقت دارد، اما با اهداف دیگر اقتصادهای بزرگ مانند ایالات متحده، بریتانیا و اتحادیه اروپا فاصله دارد. حتی در میان دولت‌های نفتی، امارات در اوایل این ماه یک هدف خالص صفر را برای سال ۲۰۵۰ تعیین کرد. کارن یانگ، کارشناس ارشد موسسه خاورمیانه معتقد است که این بیشتر یک هدف آرمانی است تا یک تعهد و سیاست بلندمدت واقعی.

اقتصاد انرژی

چشم‌انداز تولید نفت‌خام امریکا بعد از افزایش قیمت نفت

حسین یادگاری

بیان رویداد

افزایش شدید تولید نفت شیل در دهه گذشته، آمریکا را به بزرگترین تولیدکننده نفت جهان تبدیل کرد. بطوریکه در اواخر سال ۲۰۱۹ سطح تولید این کشور به حدود ۱۳ میلیون بشکه در روز رسید. اما با شیوع همه‌گیری کرونا در سال ۲۰۲۰، این بخش آسیب پذیر شد. کاهش شدید قیمت نفت‌خام، تولیدکنندگان را مجبور به کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای و کاهش دکل‌های حفاری کرد. در سال ۲۰۲۱ مجددا فعالیت‌های حفاری افزایش یافت، اما هنوز تولید به سطح قبل از انتشار ویروس کرونا نرسیده است. بدلیل اهمیت این موضوع در بازار نفت، چشم‌انداز تولید نفت آمریکا در این گزارش مورد بررسی قرار می‌گیرد.

تحلیل و ارزیابی

با افزایش قیمت نفت‌خام، تعداد دکل‌ها در منطقه پرمین در حال افزایش است. تعداد دکل‌های حفاری در حوضه پرمین در حال حاضر ۱۳۶ دکل بیشتر از تعداد دکل‌ها در مدت مشابه سال گذشته است. پرمین محرک اصلی رشد تولید نفت در آمریکا است، در حالی که در سایر حوضه‌های شیل، تولید متوقف شده یا روند نزولی دارد. اکثر تحلیلگران انتظار دارند تولید نفت‌خام پرمین تا سال ۲۰۲۲ به سطح پیش از همه‌گیری کرونا یعنی ۴/۹ میلیون بشکه در روز برسد. با این حال، علی رغم افزایش تولید در حوضه پرمین، بعید است مجموع تولید نفت‌خام ایالات متحده بسادگی به سطوح قبل از همه‌گیری کرونا برسد و احتمالا تا سال ۲۰۲۳ تولید آمریکا به سطح قبل از همه‌گیری کرونا باز نخواهد گشت. براساس گزارش بلومبرگ، قیمت نفت تقریباً دو برابر سال گذشته است، اما افزایش چشم‌گیری در فعالیت‌های حفاری دیده نمی‌شود. به گفته مدیران شرکت‌های اکتشاف و تولید، در سه ماهه سوم سال ۲۰۲۱، تولید نفت در تگزاس افزایش یافت اما با سرعت قابل توجهی کندتر از شرایط مشابه در سال‌های گذشته. تولید آمریکا در حال حاضر تقریباً ۱۵ درصد کمتر از نقطه اوج پیش از همه گیری کرونا قرار دارد و هنوز به رکورد تولید پیش از همه گیری کرونا (در نوامبر ۲۰۱۹) که سطح تولید ۱۲/۹۶۶ میلیون بشکه در روز بود نرسیده است.

در شرایط فعلی اپراتورهای خصوصی در تولید نفت بسیار فعال هستند. بر اساس گزارش رایستاد انرژی، شرکت‌های خصوصی نفتی بیش از نیمی از رشد تولید نفت ایالات متحده را در سال آینده را برعهده خواهند داشت. افزایش دسترسی به منابع مالی و افزایش تقاضای نفت، فرصتی را برای تولیدکنندگان خصوصی ایجاد کرده تا تولید نفت را در تگزاس غربی و جنوب شرقی نیومکزیکو افزایش دهند. این شرکت‌ها نگرانی مالی کمتری دارند و دکل‌های حفاری را با سرعت بیشتری اضافه می‌کنند. بر اساس گزارش بلومبرگ، در ماه‌های اخیر، تعداد دکل‌های حفاری در ایالات متحده که توسط تولیدکنندگان خصوصی اداره می شود، از تعداد دکل‌هایی که شرکت‌های نفتی دولتی مستقر کرده‌اند، فراتر رفته است. با قیمت نفت ۸۰ دلار در بشکه، شرکت های خصوصی پس از افزایش فعالیت های حفاری در ماه های اخیر سودهای خوبی کسب می‌کنند، اما برخی از این شرکت‌ها رشد تولید امسال را در سال آینده نخواهند داشت. افزایش هزینه، همراه با محدودیت‌های نیروی کار، می‌تواند با افزایش قیمت ناگهانی حفر چاه‌های جدید، افزایش تولید شرکت‌های خصوصی را محدود کند.

اما تولید کنندگان دولتی نفت شیل آمریکا همچنان به انضباط در هزینه ها پایبند هستند. تحت این شرایط، برخلاف چرخه‌های رونق و رکود قبلی، قیمت‌های بالای نفت باعث افزایش شدید تولید نمی‌شود. زیرا تولیدکنندگان نفت شیل به دنبال جلب اعتماد سرمایه‌گذاران هستند. در واقع تولیدکنندگان دولتی شیل همچنان در بودجه سرمایه‌ای برای فعالیت حفاری احتیاط می‌کنند و به انضباط در هزینه‌ها پایبند هستند و سود سهامداران را در اولویت قرار می‌دهند. این جمله نه تنها اعتقاد تحلیلگران و بزرگترین مراکز معاملاتی نفت‌خام در جهان است، بلکه نظر بزرگترین اپراتور شیل آمریکا[1] نیز همین است. اسکات شفیلد، مدیر عامل شرکت منابع طبیعی پایونیر اعلام کرد که همه بدون توجه به اینکه قیمت نفت‌خام برنت ۷۵، ۸۰ و یا ۱۰۰ دلار در بشکه باشد، تحت انضباط مالی قرار خواهند گرفت.

1. Pioneer Natural Resources.

به گفته شفیلد، تولیدکنندگان نفت شیل آمریکا دیگر به رکورد رشد تولید سالانه ۱/۵ میلیون بشکه در روز که در سال‌های ۲۰۱۸ و ۲۰۱۹ داشتند، نخواهند رسید و ممکن است تا چند سال تولید نفت شیل آمریکا سالانه حداکثر ۱ میلیون بشکه در روز باقی بماند. بنابراین عرضه جهانی نفت نمی تواند متکی به تولید شیل آمریکا برای تولید بیشتر باشد. در کوتاه مدت، انتظار نمی‌رود تولیدکنندگان آمریکایی حجم قابل توجهی را به عرضه جهانی اضافه کنند. به همین دلیل با وجود اینکه قیمت نفت‌خام آمریکا تقریباً شش ماه است که به طور مداوم بیش از ٦٠ دلار در هر بشکه معامله می‌شود، اما تولیدکنندگان شیل علاقه و عجله‌ای برای افزایش تولید ندارند. درحالی که تقاضا در حال افزایش است، انضباط در هزینه‌ها و حفاری جدید باعث اختلال در عرضه نفت شده است. نگرانی اصلی آنها در حال حاضر نحوه جذب سرمایه‌گذاران و نحوه دسترسی به سرمایه است. و اینکه چطور از عهده محدودیت‌های برنامه‌ریزی شده یا پیشنهادی دولت امریکا در صنعت نفت و گاز برآیند.

در مجموع اگرچه عدم اطمینان در مورد جنبه های مالی و عملیاتی تولید ایالات متحده همچنان بالا است، اما برآوردها نشان دهنده افزایش تولید نفت‌خام آمریکا در سال آینده است. اداره اطلاعات انرژی امریکا متوسط تولید نفت‌خام امریکا را در سال جاری ۱۱میلیون بشکه در روز برآورد کرده و متوسط رشد تولید در سال ۲۰۲۲ را ۷۰۰ هزار بشکه در روز برآورد کرده است. به طور کلی، انتظار می رود رشد تولید آمریکا در سال آینده قابل توجه نباشد. به ویژه در مقایسه با افزایش تولید در سال‌های ۲۰۱۸ و ۲۰۱۹ که تولید به حدود ۱۳ میلیون بشکه در روز رسید. مایک مولر، رییس شرکت ویتول نیز گفته، در زمستان امسال انتظار هیچ عرضه اضافی قابل توجهی را از آمریکا نداشته باشید. وی افزود شرایط دکل‌های حفاری نیز به گونه ای نیست که اگر نیاز به نفت بیشتر بود بسادگی اضافه شوند. تعداد دکل‌ها در آمریکا در حال افزایش است، اما نه به اندازه ای سریع که بتواند عرضه اضافه بیشتری را تضمین کند، زیرا افزایش فعالیت حفاری، کاهش تولیدهای مقطعی را جبران می‌کند.

جمع‌بندی

- با افزایش قیمت نفت‌خام، تعداد دکل‌ها در منطقه پرمین در حال افزایش است. پرمین محرک اصلی رشد تولید نفت‌خام در آمریکا است، در حالی که در سایر حوضه‌های شیل، تولید متوقف شده یا روند نزولی دارد.
- علی‌رغم افزایش تولید در حوضه پرمین، بعید است مجموع تولید نفت‌خام امریکا بسادگی به سطوح قبل از همه‌گیری کرونا برسد و احتمالا تا سال ۲۰۲۳ تولید نفت‌خام امریکا به سطح قبل از همه‌گیری کرونا باز نخواهد گشت.
- تولید نفت‌خام امریکا در حال حاضر تقریباً ۱۵ درصد کمتر از نقطه اوج پیش از همه گیری کرونا قرار دارد. و هنوز به رکورد تولید پیش از همه گیری کرونا (۱۲/۹٦٦ میلیون بشکه در روز) نرسیده است.
- برخلاف چرخه‌های رونق و رکود قبلی، قیمت‌های بالای نفت‌خام باعث افزایش قابل توجه تولید نمی‌شود، زیرا تولیدکنندگان دولتی نفت شیل در بودجه سرمایه‌ای برای فعالیت حفاری احتیاط می‌کنند و به انضباط در هزینه‌ها پایبند هستند و سود سهامداران را در اولویت قرار می‌دهند.
- عدم اطمینان در مورد جنبه های مالی و عملیاتی تولید ایالات متحده همچنان بالا است. لذا اداره اطلاعات انرژی امریکا متوسط تولید نفت‌خام امریکا را در سال جاری ۱۱ میلیون بشکه در روز و متوسط رشد تولید در سال ۲۰۲۲ را ۷۰۰ هزار بشکه در روز برآورد کرده است.
- در مجموع بنظر می‌رسد تولید نفت شیل آمریکا دیگر به رکورد رشد تولید سالانه ۱/۵ میلیون بشکه در روز نخواهد رسید و ممکن است تا چند سال تولید نفت شیل آمریکا سالانه در حدود ۱ میلیون بشکه در روز باقی بماند.

بازار انرژی

تحولات بازار نفت در هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱

افزایش قیمت گاز و سوئیچ کردن صنایع و نیروگاه‌ها از سوخت گاز به فرآورده‌های نفتی و کمبود عرضه در بازار جهانی نفت

مهدی یوسفی

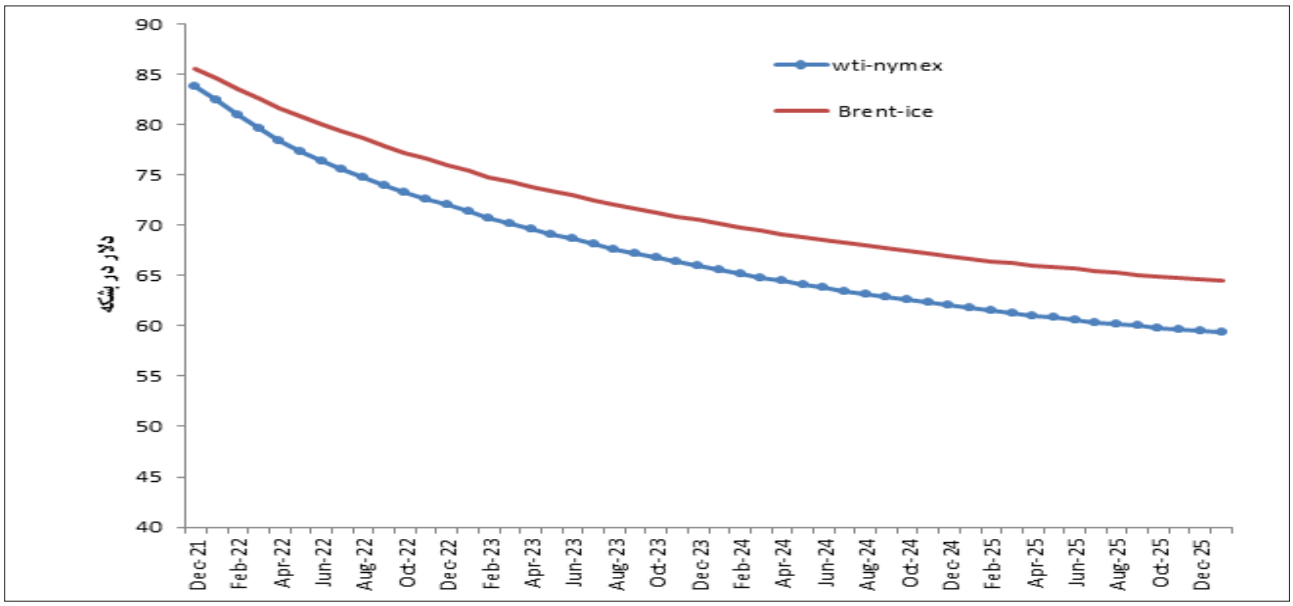
در هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱ متوسط قیمت نفت خام‌های شاخص برای ششمین هفته متوالی روند صعودی داشت. سبد اوپک با ۱/۲ درصد افزایش نسبت به هفته ماقبل در سطح ۸۳/۵۲ دلار در بشکه قرار گرفت و متوسط هفتگی نفت برنت موعدار با ۰/۹ درصد افزایش به ۸۴/۶۲ دلار در بشکه رسید و قیمت نفت خام دوبی در بازار تک محموله با ۱/۲ درصد افزایش نسبت به هفته ماقبل به ۸۲/۹۴ دلار در بشکه رسید. در همین دوره زمانی قیمت نفت خام وست تگزاس با ۲/۹ درصد افزایش نسبت به هفته ماقبل به ۸۳/۴۳ دلار در بشکه رسید.

جدول ۱. تغییرات هفتگی نفت خام‌های شاخص (دلار در بشکه)

هفته	سبد اوپک	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	وست تگزاس	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)	برنت موعدار	تغییرات نسبت به هفته قبل (درصد)
هفته منتهی به ۲۴ سپتامبر ۲۰۲۱	۷۴/۶۵	۱/۴	۷۲/۱۵	۰/۷	۷۵/۰۲	۱/۹
هفته منتهی به ۱ اکتبر ۲۰۲۱	۷۷/۴۶	۳/۸	۷۵/۳	۴/۴	۷۸/۵۶	۴/۷
هفته منتهی به ۸ اکتبر ۲۰۲۱	۷۹/۸۹	۳/۱	۷۸/۳۳	۴	۸۲/۲	۴/۶
هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱	۸۲/۵۵	۳/۳	۸۱/۰۴	۳/۵	۸۳/۸۵	۲
هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱	۸۳/۵۲	۱/۲	۸۳/۴۳	۲/۹	۸۴/۶۲	۰/۹

در ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱ در بازار فیوچر و در بورس آیس، قیمت نفت برنت در وضعیت بکواردیشن قرار داشت. قرارداد ماه اول برنت ۸۵/۵۳ دلار در بشکه بود که نسبت به قرارداد ماه چهارم به مقدار ۲/۹۴ دلار در بشکه بالاتر بود. قیمت نفت وست تگزاس در بورس نایمکس نیز در وضعیت بکواردیشن قرار داشت و قیمت قرارداد ماه اول وست تگزاس ۸۳/۷۶ دلار در بشکه بود که نسبت به قرارداد ماه چهارم به مقدار ۴/۱۴ دلار در بشکه بیشتر بود. وضعیت بکواردیشن در بازار آتی‌ها بیانگر آنست که رشد تقاضا بیش از رشد عرضه است و بازار با کمبود عرضه مواجه بوده و از ذخیره‌سازی‌ها برداشت می‌شود.

نمودار ۱. قیمت نفت برنت و وست تگزاس در بورس آیس و نایمکس در ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱



در هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱ عوامل مختلفی در نوسانات قیمت نفت موثر بود که در ذیل به مهمترین آنها به تفکیک عوامل تضعیف‌کننده و تقویت کننده اشاره می‌شود.

تقویت کننده:

۱. رشد بالای تقاضا به دلیل کاهش اثرات بحران شیوع ویروس کرونا همراه با تسریع در برنامه‌های واکسیناسیون در سطح جهان و رفع اغلب محدودیت‌های شدید سال گذشته(سطح مصرف در اغلب کشورهای جهان به سطح قبل از شیوع ویروس کرونا رسیده است)؛

۲. رشد کمتر عرضه نسبت به رشد تقاضاکه سبب کمبود عرضه در بازار شده و از ذخیره‌سازی‌ها برداشت می‌شود؛

۳. افزایش قیمت گاز و پیش‌بینی استفاده از فرآورده‌های نفتی نظیر نفت کوره، گازوئیل و پروپان به جای گاز طبیعی، سوئیچ کردن صنایع و نیروگاه‌ها از گاز به فرآورده‌های نفتی و افزایش سرمای زمستانی می‌تواند باعث تقاضای اضافی برای نفت حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز شود؛

٤. جلسه اوپک پلاس در ٤ اکتبر برگزار شد و توافق شد که همچنان به برنامه افزایش تولید ماهانه ٤۰۰ هزار بشکه در روز ادامه دهند، این در حالیست که اکثر تحلیلگران این مقدار افزایش را کمتر از مقدار رشد تقاضا برآورد می‌کنند. لازم به ذکر است که اوپک پلاس در روز ۱۸ ژوئیه توافق کرد که از ماه آگوست تا پایان سال ۲۰۲۱ ماهانه ٤۰۰ هزار بشکه در روز تولید خود را افزایش دهد؛ جلسه بعدی اوپک پلاس در ٤ نوامبر برگزار می‌شود و هنوز نشانه‌ای از تغییر رویکرد این تولیدکنندگان مشاهده نشده است؛

۵. اداره اطلاعات انرژی آمریکا اعلام کرد که در هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ذخیره‌سازیهای نفت خام این کشور ۰/٤۳۱ میلیون بشکه کاهش یافته و به ٤۲٦/٥٤٤ میلیون بشکه رسیده است، در حالی که پیش بینی می‌شد ۲/۲ میلیون بشکه افزایش یابد؛

٦. در هفت روز منتهی به ۱۹ اکتبر خالص وضعیت خرید بورس بازان در بازار نایمکس برای چهارمین هفته متوالی روند صعودی داشت و با ۷۳۲٦ قرارداد افزایش به ۳۰۱٤۷٤ قرارداد رسید؛

۷. کاهش ارزش دلار، شاخص ارزش دلار در هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۹٤/۱۷ بود که در هفته منتهی به ۲۲ اکتبر به ۹۳/۷۱ رسید؛

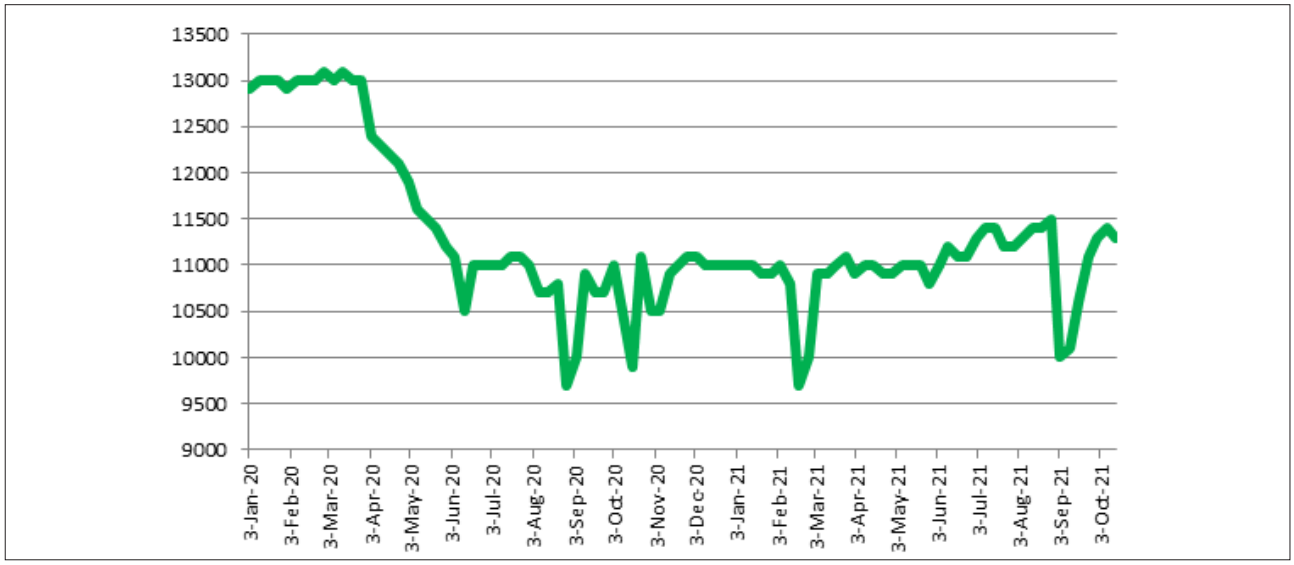
۸. تعداد دکل های حفاری فعال در بخش نفت آمریکا، در هفته منتهی به ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱ تعداد دکل‌های حفاری فعال در بخش نفت آمریکا با ۲ دکل کاهش به ٤٤۳ دکل رسید؛

۹. ناتوانی برخی تولیدکنندگان اوپک پلاس در افزایش تولید مطابق با سهمیه تولیدی خود؛

۱۰. کاهش سطح ذخیره سازیهای نفت خام در منطقه کوشینگ اوکلاهاما که با ۲/٤ میلیون بشکه کاهش به ۳۱/۲ میلیون بشکه رسید و نسبت به سال گذشته در همین مقطع زمانی ۵۰ درصد کمتر است.

۱۱. بر اساس گزارش اداره اطلاعات انرژی آمریکا در هفته منتهی به ۱۵ اکتبر تولید این کشور با ۱۰۰ هزار بشکه در روز کاهش نسبت به هفته ما قبل آن به ۱۱/۳ میلیون بشکه در روز رسید. سطح تولید هنوز ۲۰۰ هزار بشکه در روز کمتر از سطح تولید قبل از طوفان آیدا است؛

نمودار۲. روند هفتگی تولید نفت خام آمریکا(هزار بشکه در روز)



تضعیف کننده:

۱. نگرانی نسبت شیوع موج‌های جدید ویروس کرونا به خصوص انواع جهش یافته آن و تاثیرگذاری بر روند در حال رشد تقاضای نفت؛

۲. نگرانی نسبت به افزایش قیمت حامل‌های انرژی و تاثیرگذاری منفی آن بر روند بهبود اقتصاد جهانی، در همین رابطه صندوق بین‌المللی پول با کاهش چشم انداز رشد آمریکا و دیگر قدرت‌های صنعتی اعلام کرد: اختلال مداوم در زنجیره تامین و فشارهای تورمی، بهبود اقتصاد جهانی را بعد از شیوع کرونا محدود می‌کند. این نهاد در گزارش جدید خود در پیش‌بینی خود از رشد اقتصادی جهان برای سال ۲۰۲۱ تجدیدنظر نزولی کرد و آنرا از ٦ درصد به ۵/۹ درصد کاهش داد؛

۳. احتمال از سرگیری مذاکرات هسته ای ایران و گروه ۴+۱، بر اساس برآوردهای پلاتس توافق با ایران می‌تواند در کوتاه مدت حدود ۱/۳ میلیون بشکه در روز از نفت ایران را به بازار بازگرداند که تقریبا معادل حجم کمبود عرضه در بازار جهانی است. با این حال در مورد زمانبندی و چگونگی مذاکرات ابهامات زیادی وجود دارد؛

٤. به دنبال تشدید همه گیری کرونا در روسیه و افزایش مرگ و میر بر اثر این بیماری، محدودیت‌های جدید کرونایی در روسیه وضع شد؛

۵. اداره ملی اقیانوسی و جوی آمریکا پیش‌بینی کرد که زمستان سال جاری در بخش‌های زیادی از آمریکا زمستان معتدل‌تری را داشته باشد.

بررسی تحولات هفتگی بازارهای جهانی گاز طبیعی

(۲۳ اکتبر ۲۰۲۱)

غلامعلی رحیمی

بررسی و تحلیل بازار گاز

رشد تقاضای گاز طبیعی در آسیا و سطوح پایین ذخیره سازی در اروپا منجر به قیمت‌های تك محموله بی سابقه ای در بازار گاز شده است. قیمت‌های بین‌المللی گاز طبیعی و LNG در اروپا و آسیا در سال جاری به رکورد ۳۵ دلار در هر میلیون بی تی یو در بازار آسیا و نزدیک به ٤٠ دلار در هر میلیون بی تی یو در بازار اروپا در هفته اول اکتبر رسیده است. بر اساس داده‌های منتشر شده توسط Bloomberg Finance این قیمت‌ها بیش از ۲۰ برابر از پایین‌ترین سطح خود در تابستان ۲۰۲۰ افزایش یافته است، زمانی که اقدامات واکنش به همه‌گیری COVID-۱۹ به طور قابل توجهی مصرف انرژی جهانی را کاهش داد.

به لحاظ تاریخی، قیمت‌های تك محموله گاز طبیعی در اروپا کمتر از قیمت تك محموله LNG در آسیا معامله می‌شود. با این حال، امسال، قیمت‌های تك محموله و آتی اروپا حتی قیمت‌های LNG آسیا را نیز پشت سر گذاشته است تا حجم بیشتری از عرضه LNG انعطاف‌پذیر را به اروپا برای پر کردن مجدد ذخیره‌سازی‌ها جذب کنند.

عوامل متعددی در افزایش قابل توجه قیمت‌های جهانی گاز طبیعی و LNG در سال جاری نقش داشته اند که عبارتند از:

- رشد تقاضای گاز طبیعی در آسیا و آمریکای لاتین
- حجم کم ذخیره سازی فصلی گاز طبیعی در اروپا
- کاهش عرضه جهانی LNG به دلیل کاهش برنامه ریزی شده و برنامه ریزی نشده در تاسیسات صادرات LNG در چندین کشور

رشد قابل توجه تقاضای گاز طبیعی در آسیا، به رهبری چین، به افزایش تقاضای تك محموله برای LNG در کنار قراردادهای بلندمدت منجر شده است. در شمال آسیا، زمستان سردتر از حد معمول و تابستان گرم منجر به افزایش تقاضای گاز طبیعی و سطح ذخیره سازی‌های کمتر شده است. علاوه بر این، کمبود ذغال سنگ در چین، افزایش تقاضای LNG توسط بخش‌های تولید برق و صنعتی در ژاپن و تولید پایین تر نیروگاه‌های هسته ای در کره جنوبی به افزایش قابل توجه تقاضای LNG کمک کرده است. بر اساس آمار منتشر شده توسط GIIGNL، سال گذشته، این کشورها (چین، ژاپن و کره جنوبی) ۷۲ درصد از کل واردات LNG در آسیا و ۵۲ درصد از واردات LNG جهانی را به خود اختصاص داده اند. طی دوره ژانویه تا آگوست ۲۰۲۱، واردات LNG به چین، ژاپن و کره جنوبی در مجموع ۳/۷ میلیارد فوت مکعب در روز (١٦ درصد) نسبت به مدت مشابه سال گذشته افزایش یافته است که ۹۵ درصد از افزایش کل واردات LNG آسیا را شامل می‌شود. واردات LNG چین ۲ میلیارد فوت مکعب در روز (٢٤ درصد) افزایش داشته و به طور متوسط به حدود ١٠/٤ میلیارد فوت مکعب در روز رسیده است و چین را به بزرگترین واردکننده LNG جهان در این دوره تبدیل نموده و از ژاپن پیشی گرفته است. واردات LNG در ژاپن ٠/٦ میلیارد فوت مکعب در روز (۷ درصد) و در کره جنوبی ۱/۱ میلیارد فوت مکعب در روز (۲۱ درصد) افزایش یافته است.

همچنین سطح پایین ذخیره‌سازی گاز طبیعی در اروپا باعث شد قیمت گاز طبیعی اروپا در اکتبر ۲۰۲۱ به بالاترین حد خود برسد. تا ۱۸ اکتبر ۲۰۲۱، حجم ذخایر گاز طبیعی در اروپا ۷۷ درصد بود، در حالی که حجم ذخایر در سال گذشته بیش از ۹۵ درصد و میانگین پنج ساله گذشته (۲۰۲۰-۲۰۱٦) حدود ۹۱ درصد بوده است.

رشد تقاضای LNG در برزیل در پاسخ به بدترین خشکسالی در بیش از ۹۰ سال گذشته، به افزایش استفاده از گاز طبیعی برای تولید برق منجر شده و نیاز به واردات بیشتر LNG برای جبران کاهش تولید برق آبی داشته است. بر اساس آمار تجارت خارجی وزارت اقتصاد برزیل، در ۹ ماه اول سال جاری، واردات LNG برزیل به طور متوسط ۰/۸ میلیارد فوت مکعب در روز بوده است، در حالی که در مدت مشابه در سال ۲۰۲۰ به طور متوسط ۰/۱ میلیارد فوت مکعب در روز بوده است.

توقف‌های برنامه ریزی نشده در تاسیسات صادرات LNG در چندین کشور نیز به کاهش عرضه LNG به بازار جهانی، به ویژه در ماه‌های تابستان امسال کمک کرده است. این توقف‌ها شامل تعمیر و نگهداری برنامه ریزی شده طولانی در چندین پروژه صادرات LNG در استرالیا، روسیه و پاپوآ گینه نو بود. توقف‌های برنامه ریزی نشده مربوط به مسائل فنی در تاسیسات تولید LNG در نروژ، مالزی و پرو و عرضه کمتر گاز طبیعی برای تاسیسات صادرات LNG در نیجریه، آنگولا، مصر و ترینیداد و توباگو است.

قیمت تك محموله LNG در بازار شمال شرق آسیا طی دوره ۱۵ اکتبر الی ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱ از یک روند کاهشی برخوردار بوده و با حدود ٤ دلار کاهش (۱۱/۷ درصد)، از حدود ۳۷/۸ دلار در هر میلیون بی.تی.یو تا کمتر از ۳۳/۸۵ دلار در هر میلیون بی.تی.یو کاهش یافته است.

قیمت تك محموله LNG در بازار شمالغرب اروپا نیز طی دوره مذکور از یك روند کاهشی برخوردار بوده و از حدود ۳۰/۳۵ دلار در هر میلیون بی.تی.یو تا کمتر از ۲۹/۸۵ دلار در هر میلیون بی.تی.یو رسیده است.

جدول ۱. روند تغییرات قیمت‌های تك محموله LNG در بازارهای اروپا، آسیا و آمریکای لاتین طی دوره ۱۵ اکتبر الی ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱

(دلار در هر میلیون بی تی یو)

هفته	۱۵ اکتبر ۲۰۲۱	۲۲ اکتبر ۲۰۲۱	تغییر
منطقه شمالشرق آسیا	۳۷٫۸۱۵	۳۳٫۸۵	-۳٫۹۶۵
چین	۳۷٫۵۹۵	۳۳٫۸۱۵	-۳٫۷۸
هند	۳۵٫۹	۳۲٫۲۰۵	-۳٫۶۹۵
منطقه شمالغرب اروپا	۳۰٫۳۵	۲۹٫۸۵	-۰٫۵
ایتالیا	۲۹٫۹	۲۹٫۳	-۰٫۶
یونان	۳۰٫۶	۳۰٫۰۵	-۰٫۵۵
ترکیه	۳۰٫۶	۳۰٫۰۵	-۰٫۵۵
آرژانتین	۳۳٫۵۴	۳۱٫۵۸	-۱٫۹۶
برزیل	۳۳٫۴۴	۳۱٫۴۹	-۱٫۹۵
شیلی	۳۴٫۲۱	۳۲	-۲٫۲۱

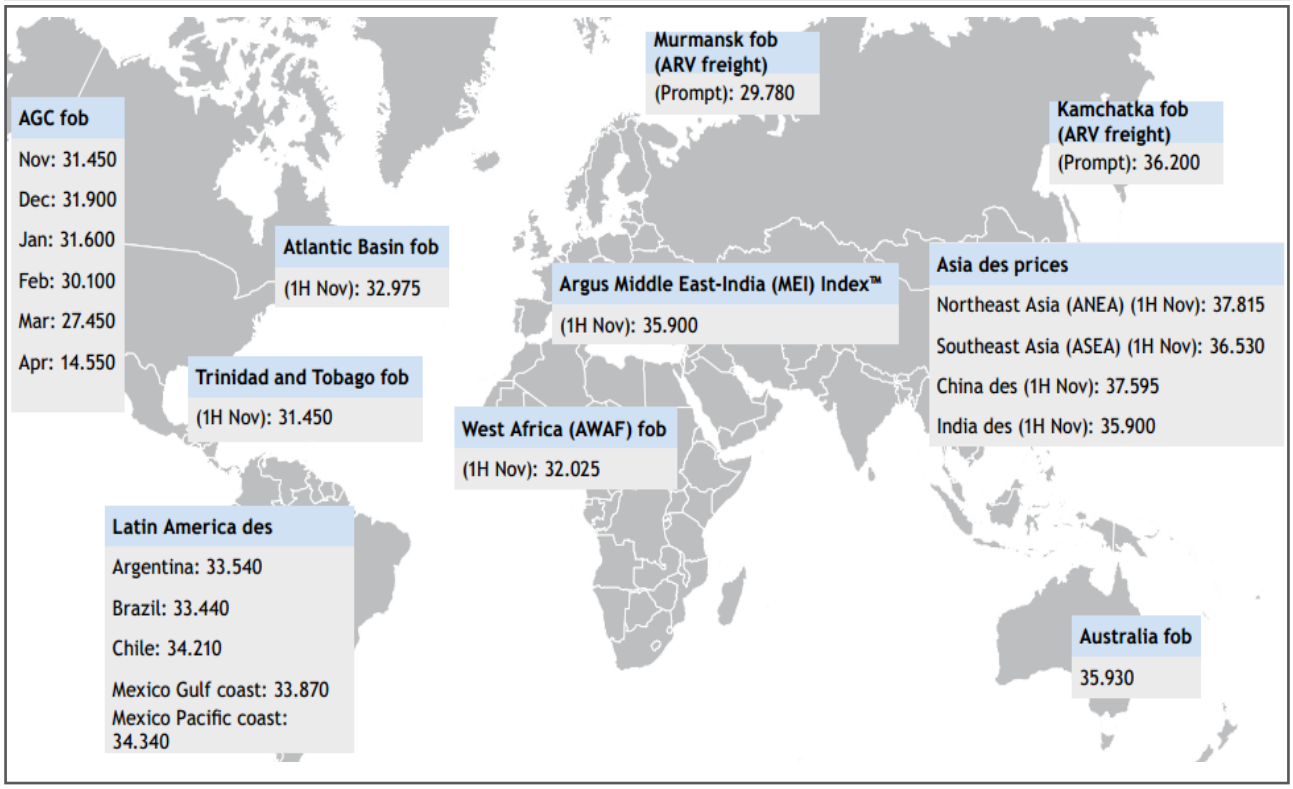
قیمت‌های تک محموله گاز طبیعی در بازار آمریکا طی هفته منتهی به ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱ به دلیل کاهش مصرف گاز طبیعی آمریکا در بخش نیروگاهی در هفته منتهی به ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱ و افزایش سطح ذخایر زیر زمینی عملیاتی گاز طبیعی آمریکا طی هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱ ، از یک روند کاهشی برخوردار بود. بر این اساس، قیمت تک محموله گاز طبیعی در بازار هنری هاب از حدود ۵٫۸۳ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۱۴ اکتبر ۲۰۲۱ ، با ۱ دلار و ۴ سنت(۱۷٫۸ درصد) کاهش تا کمتر از ۴٫۷۹ دلار در هر میلیون بی تی یو در تاریخ ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱ کاهش یافت. همچنین قیمت تک محموله گاز طبیعی در بازار شیکاگو از یک روند کاهشی برخوردار بوده و از حدود ۵٫۶۲ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۱۴ اکتبر ۲۰۲۱، با ۷۹ سنت (۱۴ درصد) کاهش تا کمتر از ۴٫۸۳ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱ کاهش یافت. قیمت تک محموله گازطبیعی در بازار نیویورک نیز طی دوره مذکور از یک روند کاهشی برخوردار بوده و از حدود ۵٫۲۴ دلار در هر میلیون بی.تی.یو تا کمتر از ۴٫۱۵ دلار در هر میلیون بی.تی.یو کاهش یافت.

جدول ۲ . روند تغییرات قیمت تك محموله و آتی‌های گاز طبیعی بازار آمریکا طی دوره ۱۴ اکتبر الی ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱

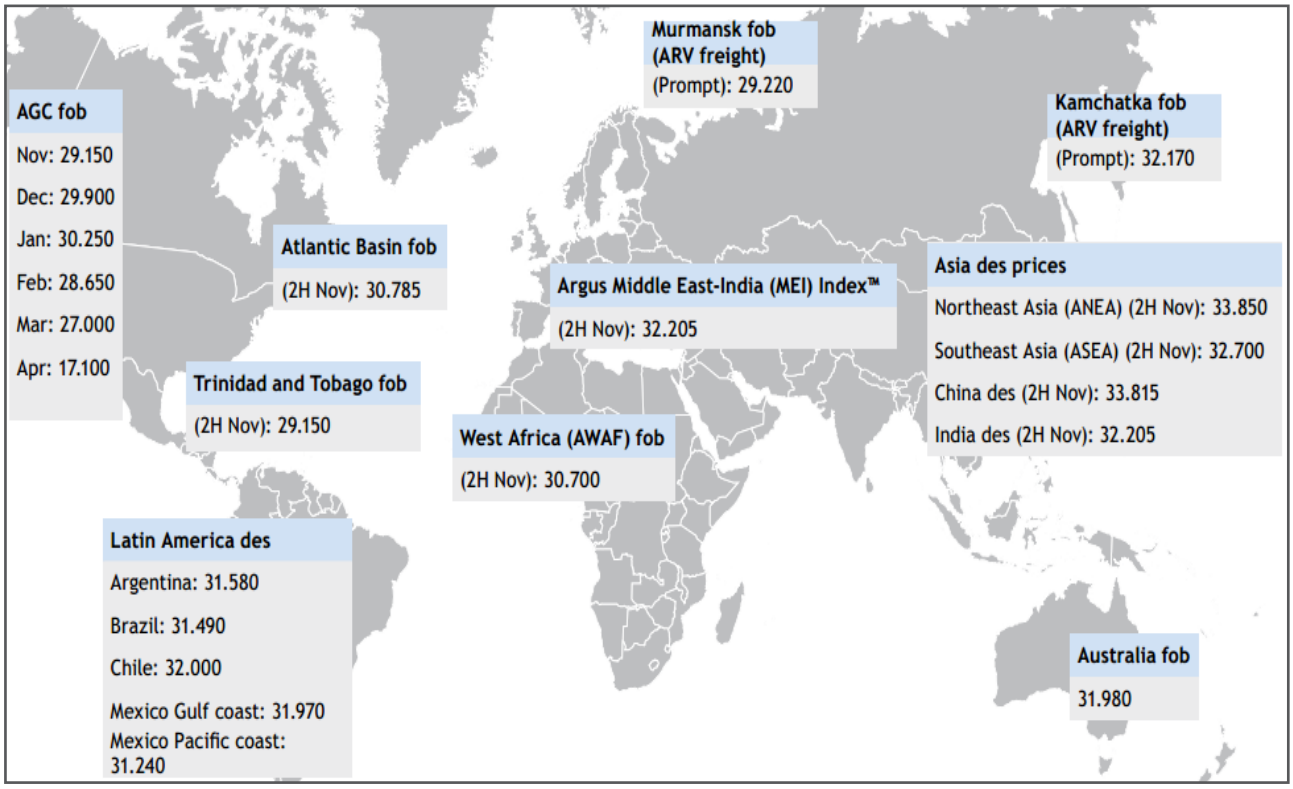
(دلار در هر میلیون بی تی یو)

	۱۴ اکتبر	۱۵ اکتبر	۱۸ اکتبر	۱۹ اکتبر	۲۰ اکتبر
قیمت‌های تك محموله					
هنری هاب	۵٫۸۳	۵٫۴۶	۵٫۰۸	۴٫۷۸	۴٫۷۹
نیویورك	۵٫۲۴	۴٫۶۰	۴٫۴۹	۳٫۹۶	۴٫۱۵
شیکاگو	۵٫۶۲	۵	۴٫۸۱	۴٫۶۳	۴٫۸۳
قیمت آتی‌ها					
تحویل نوامبر ۲۰۲۱	۵٫۶۸۷	۵٫۴۱۰	۴٫۹۸۹	۵٫۰۸۸	۵٫۱۷۰
تحویل دسامبر ۲۰۲۱	۵٫۸۳۷	۵٫۶۰۰	۵٫۲۳۶	۵٫۳۵۰	۵٫۴۴۷

شکل ۱. قیمت‌های تک محموله LNG در بازارهای منطقه ای در روز ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱

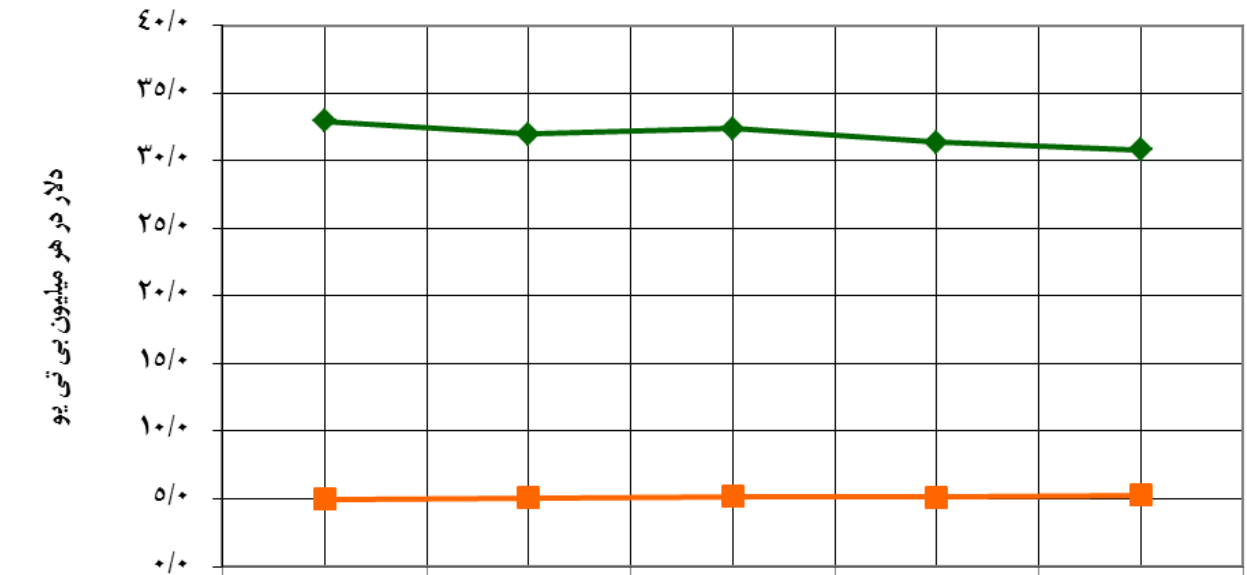


شکل ۲. قیمت‌های تک محموله LNG در بازارهای منطقه ای در روز ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱



قیمت آتی‌های گاز طبیعی در بازار بورس آمریکا (آتی‌های ماه اول برای تحویل در ماه نوامبر ۲۰۲۱) طی دوره ۱۸ اکتبر الی ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱ از یک روند افزایشی برخوردار بود. بر این اساس قیمت آتی‌های گاز طبیعی در بازار بورس نایمکس از حدود ٤/٩٨٩ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۱۸ اکتبر تا بیش از ۵/۲۸ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۲۲ اکتبر افزایش یافت.

نمودار ۱: روند تغییرات قیمت آتی‌های گاز طبیعی در بازارهای آمریکا و اروپا طی دوره ۱۸ اکتبر الی ۲۲ اکتبر ۲۰۲۱



	۱۸/۱۰/۲۰۲۱	۱۹/۱۰/۲۰۲۱	۲۰/۱۰/۲۰۲۱	۲۱/۱۰/۲۰۲۱	۲۲/۱۰/۲۰۲۱
بورس لندن	۳۲/۸۹۹۹	۳۱/۹۳۸٦	۳۲/۳٥٦۰	۳۱/۳٦۲۱	۳۰/۸۰۰۷
بورس نیویورک	٤/۹۸۹	٥/۰۸۸	٥/۱۷	٥/۱۱٥	٥/۲۸

از سوی دیگر قیمت آتی‌های گاز طبیعی در بازار بورس لندن(ICE) برای تحویل در ماه نوامبر ۲۰۲۱، از یک روند کاهشی همراه با نوسان برخوردار بوده و از حدود ۳۲/۹ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۱۸ اکتبر ۲۰۲۱ تا کمتر از ۳۰/۸ دلار در هر میلیون بی.تی.یو در تاریخ ۲۲ اکتبر کاهش یافت.

مصرف گاز طبیعی آمریکا در هفته منتهی به ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱ نسبت به هفته قبل از آن به میزان ۱/۷٦ درصد افزایش یافته است، که در این میان مصرف بخش نیروگاهی با کاهش و مصرف بخش‌های صنعت و خانگی و تجاری و صادرات خط لوله و LNG با افزایش همراه بوده است. میزان کل تقاضای گاز طبیعی در مقایسه با هفته منتهی به ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱ در حدود ۱/۹ درصد افزایش نشان می‌دهد. طی دوره ١٤ اکتبر الی ۲۰ اکتبر ۲۰۱۳، میزان واردات گاز طبیعی آمریکا از طریق خط لوله از کانادا و به میزان ١٦ درصد افزایش یافته است. واردات گاز طبیعی از کانادا در مقایسه با میزان مشابه سال قبل در حدود ۷۰/٦ درصد افزایش نشان می‌دهد. تولید بازاری گاز طبیعی آمریکا طی دوره مذکور در حدود ۰/٦٤ درصد کاهش داشته است که در مقایسه با میزان مشابه سال قبل معادل ۲/۹ درصد بیشتر می‌باشد.

جدول ۳. وضعیت عرضه و تقاضای گاز طبیعی آمریکا طی دوره ۱٤ اکتبر الی ۲۰ اکتبر ۲۰۲۱

	متوسط حجم روزانه (میلیارد فوت مکعب)		
	هفته جاری	هفته گذشته	سال گذشته
تولید ناخالص	۱۰۳٫۷	۱۰٤٫۳	۱۰۰٫۷
تولید بازاری	۹۲٫۲	۹۲٫۸	۸۹٫٦
واردات از کانادا	۵٫۸	۵	۳٫٤
واردات LNG	۰٫۱	۰٫۱	۰٫۱
کل عرضه	**۹۸٫۱**	**۹۷٫۸**	**۹۳**
مصرف آمریکا	٦۳٫٤	٦۲٫۳	٦۷٫۲
بخش نیروگاهی	۲۷٫۷	۳۰٫۹	۳۰٫۷
بخش صنعت	۲۱٫۷	۲۱٫۲	۲۲٫۱
بخش خانگی و تجاری	۱٤	۱۰٫۲	۱٤٫٤
صادرات مکزیک	۵٫۹	۵٫۷	٦٫۱
خود مصرفی/تلفات	٦٫۲	٦٫۲	٦٫۱
صادرات LNG	۱۰٫۹	۱۰٫۵	۷٫٦
کل تقاضا	**۸٦٫۳**	**۸٤٫۷**	**۸۷**

بر اساس گزارش موسسه بیکر هیوز، تعداد دکل‌های حفاری گاز طبیعی آمریکا در هفته منتهی به ۱۲ اکتبر ۲۰۲۱ در حدود ۹۸ دکل بوده است که در مقایسه با هفته قبل از آن به میزان یك دکل کاهش یافته است. از سوی دیگر، تعداد دکل‌های حفاری در بخش نفت (که شامل تولید گازهای همراه نفت نیز می‌شود) طی دوره مذکور به میزان ۲٫۸ درصد افزایش یافته و در سطح ٤٤۵ دکل فعال قرار گرفته است.

جدول ٤. وضعیت دکل‌های حفاری فعال در بخش نفت و گاز آمریکا طی هفته منتهی به ۱۲ اکتبر ۲۰۲۱

	هفته منتهی به ۵ اکتبر ۲۰۲۱	میزان تغییر (درصد)	
		نسبت به هفته قبل	نسبت به میزان مشابه سال قبل
دکل‌های بخش نفت	٤٤۵	+۲٫۸	+۱۱۷٫۱
دکل‌های بخش گاز	۹۸	-۱	+۳۲٫٤
جمع کل دکل‌ها	**۵٤۳**	**-**	**-**
دکل‌های حفاری عمودی	۳۰	+۷٫۱	+٤۲٫۹
دکل‌های حفاری افقی	٤۸۱	-۰٫٤	+۱۰۰٫٤
دکل‌های حفاری هدایت شونده (Directional)	۳۲	+٤۵٫۵	+۵۲٫٤

بر اساس برآوردهای اداره اطلاعات انرژی آمریکا میزان ذخایر زیر زمینی عملیاتی گاز طبیعی آمریکا طی هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱ در حدود ۳۴۶۱ میلیارد فوت مکعب بود که نسبت به هفته قبل از آن بیش از ۹۲ میلیارد فوت مکعب افزایش یافته است. این ذخایر به میزان ۴۵۸ میلیارد فوت مکعب کمتر از میزان مشابه سال قبل در تاریخ ۱۵ اکتبر ۲۰۲۰ بوده و به میزان ۱۵۱ میلیارد فوت مکعب (۴/۲ درصد) کمتر از متوسط ۵ سال گذشته (۲۰۲۰-۲۰۱۶) می‌باشد. میزان متوسط ذخایر زیر زمینی گاز طبیعی آمریکا طی ۵ سال گذشته در حدود ۳۶۱۲ میلیارد فوت مکعب بوده است. در منطقه شرق، میزان ذخایر طی هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱ نسبت به هفته قبل از آن به میزان ۲۸ میلیارد فوت مکعب افزایش یافته و در سطح ۸۶۲ میلیارد فوت مکعب قرار گرفته است و به میزان ۳۰ میلیارد فوت مکعب (۴/۸ درصد) از متوسط ۵ سال گذشته این منطقه کمتر می‌باشد.

جدول ۵ . روند تغییرات سطح ذخایر زیر زمینی عملیاتی گاز طبیعی آمریکا طی دوره ۸ اکتبر الی ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱

منطقه	میزان ذخایر بر حسب میلیارد فوت مکعب			مقایسه روند تاریخی			
				۱۵ اکتبر ۲۰۲۰		متوسط ۵ سال گذشته (۲۰۲۰-۲۰۱۶)	
	۸ اکتبر ۲۰۲۱	۱۵ اکتبر ۲۰۲۱	میزان تغییر	ذخایر (میلیارد فوت مکعب)	تغییر (درصد)	ذخایر (میلیارد فوت مکعب)	تغییر (درصد)
شرق	۸۳۴	۸۶۲	+۲۸	۹۲۱	-۶/۴	۸۹۲	-۳/۴
غرب	۹۹۷	۱۰۲۷	+۳۰	۱۱۰۲	-۶/۸	۱۰۴۷	-۱/۹
تولید	۱۵۴۰	۱۵۷۲	+۳۲	۱۸۹۶	-۱۷/۰۸	۱۶۷۲	-۶
مجموع	**۳۳۶۹**	**۳۴۶۱**	**+۹۲**	**۳۹۱۹**	**-۱۱/۷**	**۳۶۱۲**	**-۴/۲**

ذخایر در منطقه تولیدی (آلاباما، آرکانزاس، کانزاس، لوئیزیانا و....) به میزان ۱۰۰ میلیارد فوت مکعب کمتر از متوسط ۵ سال گذشته این منطقه یعنی ۱۶۷۲ میلیارد فوت مکعب بوده و نسبت به هفته قبل از آن به میزان ۳۲ میلیارد فوت مکعب افزایش یافته و در سطح ۱۵۷۲ میلیارد فوت مکعب قرار گرفته است. سطح ذخایر زیر زمینی عملیاتی گاز طبیعی منطقه تولید به میزان ۳۲۴ میلیارد فوت مکعب (۱۷/۱ درصد) از میزان مشابه سال قبل در تاریخ ۱۵ اکتبر ۲۰۲۰ کمتر می‌باشد. سطح ذخایر زیر زمینی گاز طبیعی منطقه غرب آمریکا طی هفته منتهی به ۱۵ اکتبر ۲۰۲۱ نسبت به هفته قبل از آن به میزان ۳۰ میلیارد فوت مکعب افزایش یافته و در سطح ۱۰۲۷ میلیارد فوت مکعب قرار گرفته است که معادل ۲۰ میلیارد فوت مکعب کمتر از متوسط ۵ سال گذشته این منطقه می‌باشد. بطور کلی سطح ذخایر زیر زمینی عملیاتی گاز طبیعی آمریکا که معادل ۳۴۶۱ میلیارد فوت مکعب می‌باشد، در محدوده تاریخی ۵ سال گذشته قرار دارد.

منابع و مأخذ:

1-Argus LNG Daily, 22 Oct 2021.
2-Weekly Petroleum Status Report, 20 OCT 2021, EIA
3-WWW.IEA.Org
4-WTI Price, Reuters News Service (www.reuters.com)
5- Daily Basket Price . www.Opec.org
6-www.eia.doe.gov
7-www.ihsglobalinsight.com
8-www.bloomberg.com
9-Weekly Underground Natural Gas Storage Report, EIA
10-www.Bloomberg.com
11-NGI,s Daily Gas Price Index (www.intelligencepress.com)
12-World Gas Intelligence
13-www.shana.ir

تعامل ج.ا. ایران با خط لوله گازی کریدور جنوبی

مرتضی بهروزی فر

مقدمه:

تصمیم شرکت دولتی نفت جمهوری آذربایجان[1] و اعضای کنسرسیوم توسعه مخزن گازی شاه‌دنیز برای انتقال گاز تولیدشده از این مخزن از مسیر اروپای جنوبی و خط لوله ترانس آدریاتیک (TAP)، باعث شکل‌گیری خط لوله گازی کریدور جنوبی[2] شد.

در سال ۲۰۰۷ و پس از تنش‌های ناشی از تعارضات روسیه و اوکراین و مشکلات حادث شده از قدرت انحصاری روسیه در تامین گاز اروپا، شورای اروپا سیاست انرژی و محیط زیست جدیدی اتخاذ نمود. نگرانی اتحادیه اروپا از تفوق اقتصادی و سیاسی روسیه بر منابع انرژی منطقه آسیای مرکزی و قفقاز، موجب گردید که این اتحادیه به دنبال متنوع نمودن مسیرهای انتقال انرژی و به ویژه گاز مورد نیاز خود باشد. این رویکرد، دستور کاری برای تامین انرژی اروپا در چارچوب پایداری، رقابت‌پذیری و امنیت عرضه، ارائه نمود. در این بستر، پیشنهاداتی ارائه گردید و مقرراتی وضع شد، از جمله برنامه اقدام امنیت انرژی و همبستگی اتحادیه اروپا که در نسخه دوم بازبینی استراتژیک انرژی که توسط کمیسیون اروپا در نوامبر ۲۰۰۸ منتشر شد، مساله امنیت عرضه انرژی مورد توجه ویژه قرار گرفته است.

برنامه اقدام امنیت انرژی و همبستگی اتحادیه اروپا، توسعه گاز کریدور جنوبی را برای تامین گاز اروپا از منطقه خزر و خاورمیانه به عنوان یکی از اولویت‌های سطح بالای امنیت انرژی اتحادیه، مورد تاکید قرار داد. آذربایجان، ترکمنستان و عراق و در بلندمدت و پس از اخذ مجوزهای سیاسی لازم، ازبکستان و ایران، به عنوان تامین‌کنندگان گاز مورد نیاز اتحادیه اروپا، در نظر گرفته شدند تا اقدامات لازم برای احداث خطوط لوله مورد نیاز، انجام گردد. با مرور این برنامه اقدام، به روشنی هدف اتحادیه اروپا از کاهش وابستگی به گاز روسیه قابل دریافت می‌باشد.

پروژه گازی کریدور جنوبی:

کریدور گازی جنوبی (SGC) پروژه‌ای است که با هدف بهبود امنیت و تنوع تأمین انرژی اتحادیه اروپا جهت انتقال گازطبیعی از کشورهای منطقه خزر و خاورمیانه به اروپا برنامه ریزی شده است. کریدور گازی جنوبی یکی از پیچیده‌ترین زنجیره‌های ارزش گاز است که تاکنون در جهان توسعه یافته و مسیری ۳۵۰۰ کیلومتری و شامل سه خط‌لوله مجزاست: ۱) خط‌لوله قفقاز جنوبی (SCP)، ۲) خط‌لوله ترانس آناتولی (TANAP) و ۳) خط‌لوله ترانس آدریاتیک (TAP). این خطوط‌لوله از جغرافیای شش کشور آذربایجان، گرجستان، ترکیه، یونان، آلبانی و ایتالیا عبور کرده و با درگیر کردن ده‌ها شرکت بزرگ انرژی در چندین پروژه جداگانه، حدود ۴۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری را به دنبال داشته است.

1. SOCAR
2. Southern Gas Corridor

خط لوله قفقاز جنوبی (SCP):

خط‌لوله قفقاز جنوبی که به خط‌لوله باکو- تفلیس- ارزروم (BTE) و خط‌لوله شاه‌دنیز نیز مشهور است، به طول ۶۹۲ کیلومتر و اولین خط‌لوله کریدور گازی جنوبی است، که از میدان گازی شاه‌دنیز در دریای خزر آغاز شده و پس از عبور از تفلیس، در کشور گرجستان، در شهر ارزروم ترکیه پایان می‌یابد. ٤٤٢ کیلومتر این خط‌لوله در خاک آذربایجان و ٢٤٨ کیلومتر آن در خاک گرجستان واقع شده است. ظرفیت انتقال گازطبیعی این خط لوله در ابتدا و در آغاز فعالیت آن در سال ٢٠٠٦ حدود ٨/٨ میلیارد متر مکعب در سال بود که در حال حاضر به ٧٠ میلیون متر مکعب در روز (٢٥ میلیارد متر مکعب در سال) افزایش یافته است. شرکت سوکار به دنبال افزایش ظرفیت این خط‌لوه به ٦٠ میلیارد متر مکعب در سال با احداث خط‌لوله دوم می‌باشد. این خط‌لوله به موازات خط‌لوله باکو- تفلیس-جیحان احداث شده است.

خط لوله ترانس آناتولی (TANAP):

یادداشت تفاهم احداث خط لوله ترانس آناتولی در سال ٢٠١١ منعقد شد، این خط‌لوله بخش مرکزی کریدور گازی جنوبی است که حدود ١٨٥٠ کیلومتر طول دارد و در خاک ترکیه احداث شده است. حجم سرمایه‌گذاری این پروژه حدود ٨/٥ میلیارد دلار بود که ظرفیت اولیه آن، ١٦ میلیارد متر مکعب در سال است. برنامه افزایش ظرفیت این خط‌لوله به ٢٣ میلیارد متر مکعب تا سال ٢٠٢٣ و ٣١ میلیارد متر مکعب تا سال ٢٠٢٦ وجود دارد. افزایش ظرفیت این خط‌لوله به ٦٠ میلیارد متر مکعب در سال نیز در دست مطالعه است.

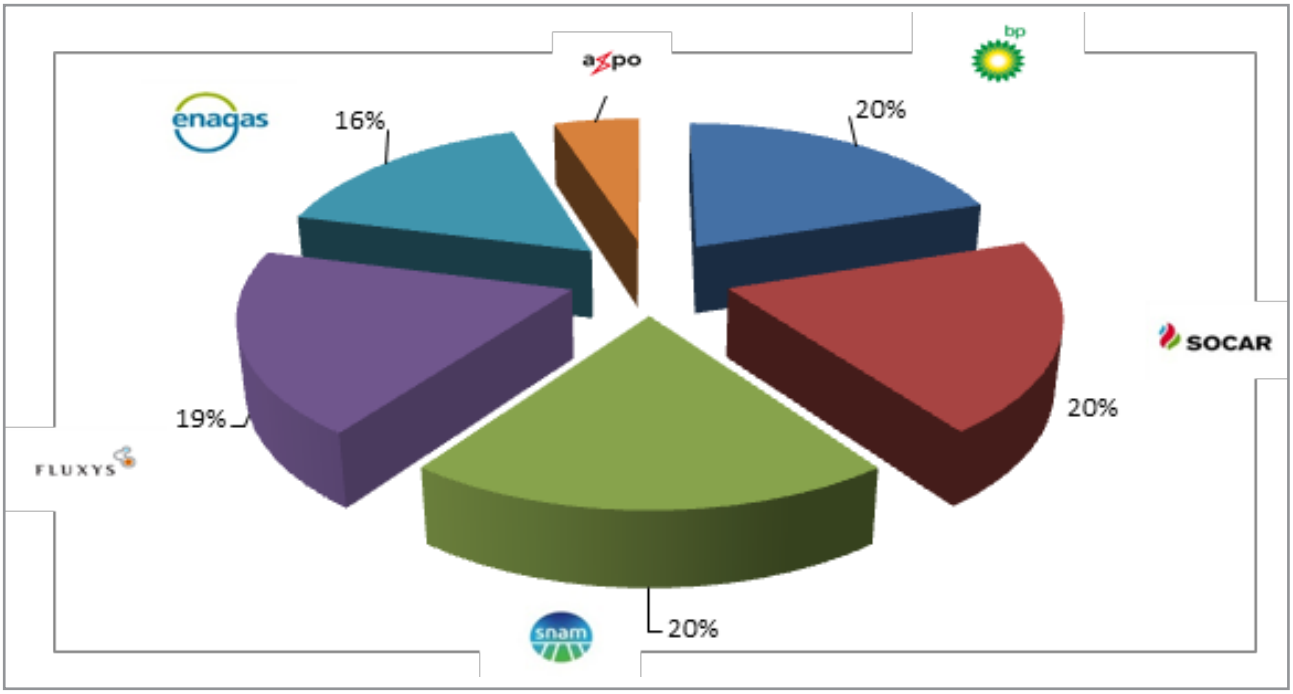
خط لوله ترانس آدریاتیک (TAP):

خط لوله ترانس آدریاتیک در اکتبر ٢٠٢٠ میلادی افتتاح و نخستین محموله گاز شاه‌دنیز از طریق این خط لوله به ایتالیا صادر شد.

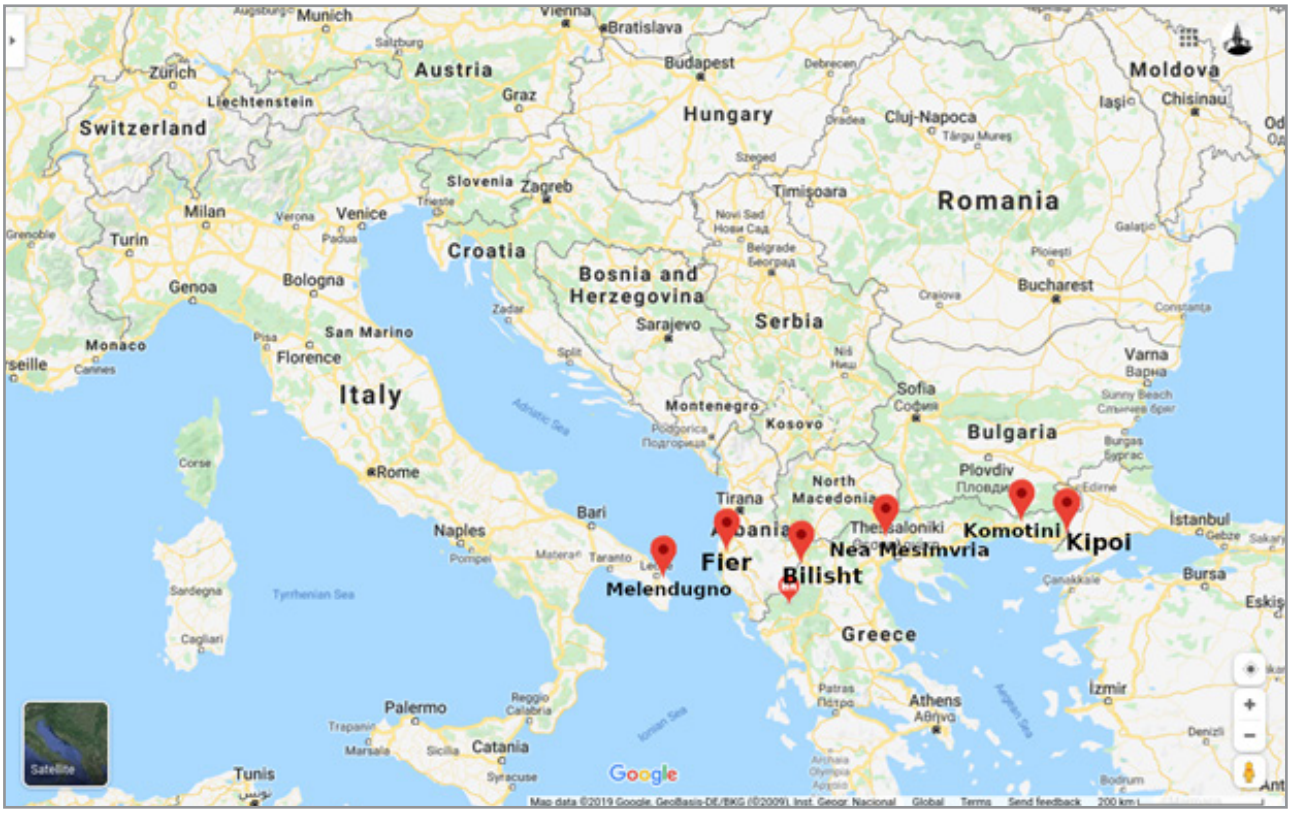
خط لوله ترانس آناتولی در منطقه Kipio در مرز مشترک یونان و ترکیه به خط لوله ترانس آدریاتیک متصل می‌شودکه این خط‌لوله با عبور از خاک یونان، آلبانی و بستر دریای آدریاتیک، به جنوب ایتالیا می‌رسد.

TAP که عملیات احداث آن در سال ٢٠١٦ آغاز شد، در مجموع حدود ٨٧٠ کیلومتر طول دارد که ٥٥٠ کیلومتر آن در یونان، ٢١٠ کیلومتر در آلبانی، ١٠٥ کیلومتر بر بستردریای آدریاتیک و ٥ کیلومتر آن در ایتالیا واقع شده است. ظرفیت انتقال TAP حدود ١٠ میلیارد متر مکعب در سال است و انرژی مورد نیاز حدود ٧ میلیون خانوار را تامین می‌کند که با افزایش ظرفیت سیستم‌های تقویت فشار، ظرفیت انتقال این خط‌لوله به ٢٠ میلیارد متر مکعب در سال قابل افزایش است.

نمودار ١. سهامداران پروژه TAP



شکل ۱. نقاط تحویل گاز در کریدور گازی جنوبی



طرح ساخت خطوط لوله TANAP و TAP که منبع گازی میدان شاه دنیز جمهوری آذربایجان را از مسیر ترکیه و یونان به کشورهایی چون بلغارستان و ایتالیا منتقل می‌کند، از جدیدترین و مهم ترین طرح های انتقال انرژی در سطح منطقه محسوب می‌شود که در بستر اختلافات روسیه و اروپا در قبال بحران اوکراین شکل گرفت و به عنوان جایگزینی برای گاز وارداتی روسیه مورد توجه جدی اروپایی ها قرار گرفته است.

نکته بسیار مهم در روند سرمایه گذاری در توسعه میدان شاه دنیز آذربایجان و خطلوله قفقاز جنوبی و نیز احداث خطوط TANAP و TAP ، عدم حضور ایالات متحده بود. برخلاف مشارکت فعال و گسترده شرکت های بزرگ نفتی مانند شرکت BP و شرکت دولتی نفت آذربایجان (سوکار) و حضور شرکت‌هایی چون شرکت Snam ایتالیا، شرکت فلوگیس بلژیک، شرکت اناگاز اسپانیا و شرکت اکسپو سوئیس، هیچ شرکت آمریکایی در عملیات توسعه شاه‌دنیز و احداث خطوطلوله TANAP و TAP مشارکت نداشت و حمایت واشنگتن تنها در حد حمایت سیاسی از این طرح انتقال انرژی بود و در فضای سرد حاکم بر مناسبات باکو- واشنگتن (در زمان باراک اوباما)، این حمایت سیاسی، جنبه عملی و اقتصادی به خود نگرفت.

انتشار مقاله‌ای با عنوان «تحریم روسیه، اما امنیت انرژی اروپا قربانی نشود» به قلم ریچارد مورنینگ استار، سفیر پیشین آمریکا در جمهوری آذربایجان در سال ۲۰۱۴ بسیار قابل تامل است. این مقام آمریکایی با اشاره به مشارکت شرکت لوک‌اویل روسیه در توسعه میدان گازی شاه‌دنیز و نیز تحریم‌های جدید در دست اقدام علیه روسیه در کنگره آمریکا می‌نویسد: «تشدید تحریم‌های آمریکا علیه روسیه بر طرح گازی حوزه شاه‌دنیز تاثیر منفی خواهد گذاشت، در حالی که آمریکا خواهان کاهش وابستگی اروپا به گاز روسیه، از طریق انتقال گاز حوزه شاه‌دنیز به اروپاست، به علت این که شرکت روسی لوک اویل در حوزه گازی شاه‌دنیز ۲ دارای سهم ده درصدی است، تحریم‌های آمریکا علیه روسیه می‌تواند این طرح را تحت تاثیر قرار دهد. بنابراین، سهم کوچک شرکت روسی لوک اویل از حوزه گازی شاه‌دنیز موجب خواهد شد که طرح کریدور گازی جنوبی تحت تاثیر قرار بگیرد و موانع جدی در مقابل دیپلماسی انرژی آمریکا و امنیت انرژی اروپا ایجاد شود». در این مقاله مورنینگ استار با اشاره به مستثنی شدن شرکت نیکو از تحریم‌های ایالات متحده در دوران باراک اوباما، خواستار تکرار این تجربه در قبال شرکت لوک‌اویل روسیه می‌شود.

حوزه گازی شاه دنیز، سنگ‌بنای کریدور گازی جنوبی:

منبع اصلی تامین گاز کریدورگازی جنوبی، میدان شاه‌دنیز است. عملیات اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری از این میدان در دهه ۱۹۹۰ آغاز شد. شاه‌دنیز یکی از میادین بزرگ گاز جهان با ٤٠ تریلیون فوت مکعب (بیش از ۱ تریلیون متر مکعب) گاز در جاست. این میدان در آب‌های عمیق دریای خزر (در عمق ٦٠٠ متری) و ۷۰ کیلومتری جنوب شرقی باکو واقع شده و حدود ۸٦۰ کیلومتر مربع وسعت این میدان است. توسعه شاه‌دنیز با مشارکت شرکت‌های BP، SOCAR، استات اویل، لوک‌اویل، توتال، شرکت ملی نفت ایران و TPAO (ترکیه) انجام شده است، رهبری این کنسرسیوم را شرکت BP بر عهده دارد.

فاز اول توسعه شاه‌دنیز شامل حفر چاه‌های مورد نیاز، احداث یک سکوی دریائی، ساخت یک پایانه ساحلی (سنگاچال)[1] و احداث خط‌لوله ۷۰۰ کیلومتری قفقاز جنوبی (SCP) از طریق آذربایجان و گرجستان به مرز گرجستان و ترکیه، طی هفت سال انجام شد. طی ۷ سال اول استخراج از این حوزه (۲۰۰٦ تا ۲۰۱۳)، بیش از ٤٠ میلیارد متر مکعب گاز و ۸۵ میلیون بشکه میعانات گازی صادر شد.

فاز دوم توسعه میدان شاه دنیز، شامل احداث دو سکوی دریائی، حفر چاه‌های مورد نیاز و افزایش ظرفیت پالایشگاه گاز سنگاچال بود که ظرفیت تولید این میدان را به میزان ۱٦ میلیارد متر مکعب در سال افزایش می‌دهد.

گاز شاه‌دنیز از مرز گرجستان و ترکیه، توسط خط لوله ترانس آناتولی (TANAP) که با توافق دولت‌های ترکیه و آذربایجان احداث شده و SOCAR سهم کنترل کننده آن را در اختیار دارد (برای پیشگیری از وقوع اتفاقاتی نظیر تنش روسیه و اوکراین در سال‌های ۲۰۰٦ و ۲۰۰۹)، منتقل می‌شود. ظرفیت اسمی خط‌لوله TANAP حدود ۱٦ میلیارد متر مکعب در سال است که می‌تواند تا ٦۰ میلیارد متر مکعب در سال افزایش یابد و امکان انتقال گاز مازاد تولید شده جمهوری آذربایجان از دیگر حوزه‌های این کشور و در صورت احداث خط لوله ترانس‌کاسپین از ترکمن باشی به باکو، انتقال گاز ترکمنستان را فراهم نماید (خط لوله ترانس‌کاسپین (TCP) در باکو به خط‌لوله SCP متصل خواهد شد).

طبق توافقات اولیه، ترکیه حدود ٦ میلیارد متر مکعب در سال از گاز منتقل‌شده را برای مصرف داخلی خود برداشت می‌نماید. مابقی تولید حوزه شاه‌دنیز پس از انتقال توسط خط‌لوله TAP توسط کشورهای اروپائی برداشت خواهد شد. یونان یک میلیارد متر مکعب، بلغارستان یک میلیارد متر مکعب و ایتالیا و همسایگان این کشور، در مجموع ۸ میلیارد متر مکعب دیگر را برداشت خواهند نمود.

کنسرسیوم به رهبری BP، به عنوان بخشی از برنامه توسعه فاز دوم شاه‌دنیز، برنامه افزایش ظرفیت خط‌لوله SCP به ۲۲ میلیارد متر مکعب در سال را در دست اجرا دارد. امکان افزایش ظرفیت خط‌لوله TANAP طی سال‌های ۲۰۲۳ تا ۲۰۲٦ به ۲۳ تا ۳۱ میلیارد متر مکعب وجود دارد و ظرفیت خط‌لوله TAP نیز صرفا با افزایش کمپرسورها، امکان دو برابر شدن و رسیدن به ظرفیت ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال را دارد. بهره‌برداری اقتصادی از خط‌لوله TAP در ۱۵ نوامبر ۲۰۲۰ آغاز شده است.

استفاده کامل از ظرفیت تمام بخش‌های SGC به معنی اقتصادی‌تر شدن این پروژه خواهد بود که لازمه آن، توسعه کامل حوزه شاه‌دنیز و نیز انتقال مقادیر بیشتری گاز از دیگر منابع بالقوه خواهد بود.

چشم‌اندازهای توسعه ظرفیت تولید گاز آذربایجان:

تولید گازطبیعی آذربایجان در سال ۲۰۱۸ به حدود ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال رسیده و با توجه به برنامه‌های توسعه ظرفیت گاز این کشور، می‌تواند به حدود ٤٠ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۲ افزایش یابد که در صورت حصول این هدف، امکان افزایش ظرفیت تولید گاز این کشور به ۵۰ میلیارد متر مکعب در سال تا اوایل دهه ۲۰۳۰ نیز فراهم خواهد شد. بر این مبنا، حجم گازطبیعی مازاد مصرف داخلی آذربایجان که بایستی به بازارهای گاز صادر شود، از حداکثر ظرفیت خط‌لوله TANAP که تا سال ۲۰۲٦ به حدود ۳۱ میلیارد متر مکعب در سال افزایش خواهد یافت، فزون‌تر خواهد بود.

حجم صادرات گاز آذربایجان در دهه جاری، با توجه به مصرف داخلی گاز این کشور تعیین خواهد شد. گازطبیعی در حال حاضر بیشترین سهم را در سبد انرژی اولیه مصرفی این کشور به خود اختصاص داده و عمده مصرف آن نیز در نیروگاه‌های این کشور و نیز گرمایش ساختمان‌هاست. هنگامی که توسعه فاز دوم شاه‌دنیز نهائی شده و تولید این میدان به حداکثر مقدار خود برسد (۱٦ میلیارد متر مکعب در سال)، با توجه به قرارداد بلندمدت منعقد شده، ٦ میلیارد متر مکعب در سال آن توسط ترکیه برداشت خواهد شد و ۱۰ میلیارد متر مکعب دیگر آن را نیز مصرف‌کنندگان اروپائی دریافت خواهند نمود. انتظار می‌رود BP و دیگر شرکای حوزه شاه‌دنیز، فاز سوم توسعه این میدان را برای افزایش ظرفیت تولید این میدان به میزان ۱۰ میلیارد متر مکعب دیگر در سال آغاز نمایند.

توسعه حوزه Umid – Babek نیز همانند شاه‌دنیز در دست اقدام است، Umid توسط شرکت سوکار توسعه یافته و گاز تولیدی آن به شبکه گاز آذربایجان، تزریق می‌شود، توسعه فاز دوم آن تا سال ۲۰۲۲ به تعویق افتاده که با تکمیل سکوی جدید، تولید آن به ۳ تا ٤ میلیارد متر مکعب در سال افزایش خواهد یافت. Babek بعد از سال ۲۰۲۲ به تولید خواهد رسید که انتظار می‌رود حداکثر تولید آن به ۸ میلیارد متر مکعب در سال برسد. شرکت سوکار و شرکت نروژی Equinor در مورد توسعه حوزه

1. Sangachal

دریائی قره‌باغ به توافق رسیده‌اند و انتظار می‌رود تولید این حوزه از سال ۲۰۲۵ شروع شده و به حدود ۲/۱ میلیارد متر مکعب در سال برسد.

فاز دوم توسعه حوزه Absheron نیز در دست اقدام است. تولید فاز اول این حوزه که از سال ۲۰۲۱ آغاز شده و به ۱/۵ میلیارد متر مکعب در سال رسیده به مصرف داخلی تخصیص یافته است. قرارداد مشارکت در تولید فاز دوم این حوزه بین سوکار و توتال منعقد شده که بر مبنای آن، تولید حوزه Absheron حدود ۵ میلیارد متر مکعب در سال افزایش خواهد یافت که این حجم به صادرات تخصیص یافته است.

احتمالا برنامه توسعه Shafag-Asiman که تحت قرارداد مشارکت در تولید با BP منعقد شده، حدود ٤ تا ٦ میلیارد متر مکعب در سال و جمع‌آوری گازهای همراه حوزه Azeri – Chirag – Gunshli که توسط کنسرسیوم ACG در دست انجام است، مقادیر دیگری گاز برای صادرات در اختیار جمهوری آذربایجان قرار خواهد داد.

بازیگران بالقوه کریدور گازی جنوبی:

ترکمنستان با توجه به احداث خطلوله داخلی شرقی-غربی خود، که حوزه گازی Galkynysh را به دیگر منابع گاز این کشور در شرق خزر متصل نموده، در صورت وجود مسیری برای اتصال به SGC، امکان صادرات گاز مازاد خود را به کشورهای اروپائی به دست خواهد آورد. این مساله از دو طریق حاصل خواهد شد، احداث خطلوله گاز ترانس کاسپین و یا مسیر ایران.

قزاقستان و ازبکستان نیز به صورت بالقوه امکان صادرات گاز خود به اروپا از طریق خطلوله گازی کریدور جنوبی را خواهند داشت. تولید گازطبیعی قزاقستان، به میزان قابل توجهی به تولید نفت این کشور بستگی دارد، زیرا بخش اعظم ذخائر گاز این کشور را گازهای همراه تشکیل می‌دهند. این مساله، افزایش حجم تولید گاز این کشور را با چالش مواجه نموده است. با این حال، حجم گاز قابل صادرات طی سه سال گذشته حدود ٤٠ درصد افزایش یافته و به ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۹ رسیده است. مصرف گازطبیعی اقتصاد این کشور چندان قابل توجه نیست و حتی گازرسانی به شهر نورسلطان (پایتخت این کشور) و دیگر مناطق همجوار آن، در مراحل ابتدائی خود قرار دارد.

ازبکستان مشکلات عدیده‌ای با شرکت PetroChina در مورد عدم دریافت احجام گاز طبق قراردادهای موجود به بهانه شرایط فورس‌ماژور دارد و شرکت گازپروم نیز در سه ماهه دوم ۲۰۲۰ برداشت گاز این کشور را به‌کلی متوقف نمود. این کشور در حال حاضر راه حل مشکل خود را در استفاده از گازطبیعی در اقتصاد داخلی دانسته و به‌دنبال تبدیل گاز به مایع و یا توسعه صنعت پتروشیمی خود می‌باشد. بنابراین ایجاد زیرساخت مورد نیاز برای اتصال قزاقستان و ازبکستان به کریدور گازی جنوبی، این دو کشور را از تسلط چین و روسیه خارج خواهد نمود. این مسیر می‌تواند از طریق زیرساخت‌های موجود ترکمنستان و از مسیر ایران باشد.

عراق نیز هرچند در حال حاضر، واردکننده گازطبیعی است، اما با توجه به برنامه‌های در دست بررسی و پروژه‌های در حال اجرای افزایش ظرفیت تولید نفت و جمع‌آوری گازهای همراه و نیز توسعه منابع گاز مستقل این کشور در میان مدت به صادرکننده گاز تبدیل خواهد شد و کریدور گاز جنوبی، یکی از مهم‌ترین مسیرهای بالقوه صادرات گازطبیعی عراق به اروپا خواهد بود.

ایران و کریدور گازی جنوبی:

روش‌های متعدد و متفاوتی برای حضور و مشارکت ایران در کریدور گازی جنوبی وجود دارد، هر چند تمامی آن‌ها با توجه به وضعیت تحریم‌های دولت ایالات متحده، حداقل تا حل مشکل برجام دور از دسترس ایران قرار دارند.

الف- خطلوله IGAT ۹ به ظرفیت ۳۵ میلیارد متر مکعب در سال از حوزه گازی پارس جنوبی به شمال غرب کشور احداث شده که بدوا به منظور بخشی از خطلوله صادرات گاز ایران به اروپا از طریق ترکیه طراحی شده بود که عملا با توجه به تحریم‌های اعمال شده بر علیه ایران، صرفا به صادرت گاز ایران به ترکیه محدود شده است.

ب- امکان سواپ گاز ترکمنستان

برای ایران و ترکمنستان، امکان عقد قرارداد سواپ گاز جهت تامین گاز مورد نیاز نیمه شمالی کشور که به دور از منابع گاز جنوب ایران است، وجود دارد، در مقابل ایران خواهد توانست معادل گاز وارداتی منهای هزینه ترانزیت آن را به ترکیه تحویل دهد تا از طریق TANAP به اروپا صادر شود. ظرفیت فعلی صادرات گاز ترکمنستان توسط دو خطلوله موجود به ایران حدود ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال است، خطلوله اول از حوزه خشکی Korpeje ترکمنستان به کردکوی امتداد یافته و دیگری انشعابی از سیستم خطوط‌لوله گاز آسیای مرکزی به پالایشگاه خانگیران است.

حداکثر حجم صادرات گاز ایران از طریق خطلوله تبریز-ارزروم- آنکارا که از طریق خطلوله قفقاز جنوبی به کریدور گازی جنوبی متصل می‌شود، ١٤ میلیارد متر مکعب در سال بوده است. بنابراین، ایران می‌تواند به عنوان حلقه اتصال ترکمنستان به ترکیه عمل نماید.

با توجه به مشکلات قزاقستان و ازبکستان در مورد صادرات گاز خود، امکان سواپ گاز این کشورها نیز وجود خواهد داشت.

علاوه بر سواپ، امکان خرید گازطبیعی این کشورها و مصرف آن در نیمه شمالی و صادرات گاز این کشورها از طریق کریدور گازی جنوبی نیز امکان دیگری است که برای ایران وجود دارد.

جمع‌بندی:

پس از تنش‌های ناشی از تعارضات روسیه و اوکراین و مشکلات حادث شده از قدرت انحصاری روسیه در تامین گاز اروپا، شورای اروپا سیاست انرژی و محیط زیست جدیدی اتخاذ نمود. نگرانی اتحادیه اروپا از تفوق اقتصادی و سیاسی روسیه بر منابع انرژی منطقه آسیای مرکزی و قفقاز، موجب گردید که این اتحادیه به دنبال متنوع نمودن مسیرهای انتقال انرژی و به ویژه گاز مورد نیاز خود باشد. کریدور گازی جنوبی (SGC) پروژه‌ای است که با هدف بهبود امنیت و تنوع تأمین انرژی اتحادیه اروپا جهت انتقال گازطبیعی از کشورهای منطقه خزر و خاورمیانه به اروپا برنامه ریزی شده و شامل سه خطلوله مجزاست: خطلوله قفقاز جنوبی (SCP)، خطلوله ترانس آناتولی (TANAP) و خطلوله ترانس آدریاتیک (TAP). این خطوطلوله از جغرافیای شش کشور آذربایجان، گرجستان، ترکیه، یونان، آلبانی و ایتالیا عبور کرده و با درگیر کردن ده‌ها شرکت بزرگ انرژی در چندین پروژه جداگانه، حدود ۴۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری را به دنبال داشته است.

منبع اصلی تامین گاز کریدور گاز جنوبی، در حال حاضر میدان شاه‌دنیز آذربایجان است. عملیات اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری از این میدان در دهه ۱۹۹۰ آغاز شد. شاه‌دنیز یکی از میادین بزرگ گاز جهان با ۴۰ تریلیون فوت مکعب (بیش از ۱ تریلیون متر مکعب) گاز درجاست. توسعه شاه‌دنیز با مشارکت شرکت‌های SOCAR، BP، استات اویل، لوک‌اویل، توتال، شرکت ملی نفت ایران وTPAO (ترکیه) انجام شده است، رهبری این کنسرسیوم را شرکت BP بر عهده دارد.

تولید گازطبیعی آذربایجان در سال ۲۰۱۸ به حدود ۲۰ میلیارد متر مکعب در سال رسیده و با توجه به برنامه‌های توسعه ظرفیت گاز این کشور، می‌تواند به حدود ۴۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۲ افزایش یابد که در صورت حصول این هدف، امکان افزایش ظرفیت تولید گاز این کشور به ۵۰ میلیارد متر مکعب در سال تا اوایل دهه ۲۰۳۰ نیز فراهم خواهد شد.

ترکمنستان در صورت وجود مسیری برای اتصال به SGC، امکان صادرات گاز مازاد خود را به کشورهای اروپائی به دست خواهد آورد. قزاقستان و ازبکستان نیز به صورت بالقوه امکان صادرات گاز خود به اروپا از طریق خطلوله کریدور گازی جنوبی را خواهند داشت. این مساله از دو طریق حاصل خواهد شد، احداث خطلوله گاز ترانس کاسپین و یا مسیر ایران. بنابراین ایجاد زیرساخت مورد نیاز برای اتصال ترکمنستان، قزاقستان و ازبکستان به کریدور گازی جنوبی، این کشورها را از تسلط چین و روسیه خارج خواهد نمود. این مسیر می‌تواند از طریق زیرساخت‌های موجود ترکمنستان و از مسیر ایران باشد.

عراق نیز هرچند در حال حاضر، واردکننده گازطبیعی است، اما با توجه به برنامه‌های در دست بررسی و پروژه‌های در حال اجرای افزایش ظرفیت تولید نفت و جمع‌آوری گازهای همراه و نیز توسعه منابع گاز مستقل این کشور در میان مدت به صادرکننده گاز تبدیل خواهد شد و کریدور گازی جنوبی، یکی از مهم‌ترین مسیرهای بالقوه صادرات گازطبیعی عراق به اروپا خواهد بود.

با توجه به حضور ایران در توسعه مخزن شاه‌دنیز، بخشی از گاز صادرشده به اروپا از طریق کریدور جنوبی، گاز متعلق به ایران است و کشورمان سهم هر چند اندکی در این صادرات دارد، اما روش‌های متعدد و متفاوتی برای حضور و مشارکت پررنگ ایران در کریدور گازی جنوبی وجود دارد، هر چند تمامی آن‌ها با توجه به وضعیت تحریم‌های دولت ایالات متحده، حداقل تا حل مشکل برجام دور از دسترس ایران قرار دارند:

صادرات گاز از محل مازاد عرضه نسبت به تقاضای داخلی که با سرمایه‌گذاری در افزایش تولید و همزمان بهینه‌سازی مصرف داخلی ایجاد خواهد شد.

علاوه بر سواپ، امکان خرید گازطبیعی این کشورها و مصرف آن در نیمه شمالی و صادرات گاز این کشورها از طریق کریدور گازی جنوبی نیز امکان دیگری است که در اختیار ایران می باشد.

مسلما احداث خطلوله ترانس کاسپین و یا ایجاد هر مسیر دیگری برای انتقال گاز ترکمنستان و دیگر کشورهای شرق خزر به سمت اروپا، مساله انتقال گاز این کشورها به اروپا از طریق ایران را به کلی حذف خواهد نمود.

بدون تردید بازار گاز اروپا، یکی از مهم‌ترین بازارهای بالقوه صادرات گازطبیعی ایران است و چنانچه ایران بخواهد در جمع کشورهای صادرکننده گاز جهان، نقش قابل ملاحظه‌ای بر عهده داشته باشد، عملا نبایستی این بازار بزرگ که منافع اقتصادی و سیاسی قابل ملاحظه‌ای را برای کشور به دنبال خواهد داشت، از نظر دور بدارد. عدم استفاده از موقعیت جغرافیائی خاص ایران برای انتقال انرژی از سرزمین‌های محصور در خشکی آسیای میانه و توسعه نامناسب ذخائر گاز ایران و مصرف بی‌رویه انرژی در اقتصاد کشور به دلیل عدم دسترسی به سرمایه و تکنولوژی روز، آخرین فرصت‌های کشور را خواهد سوزاند و عرصه را برای جولان رقبای کوچک و بزرگ منطقه‌ای و جهانی، باز خواهد گذاشت.

نقش گازطبیعی در فرآیند گذار انرژی کشور هند

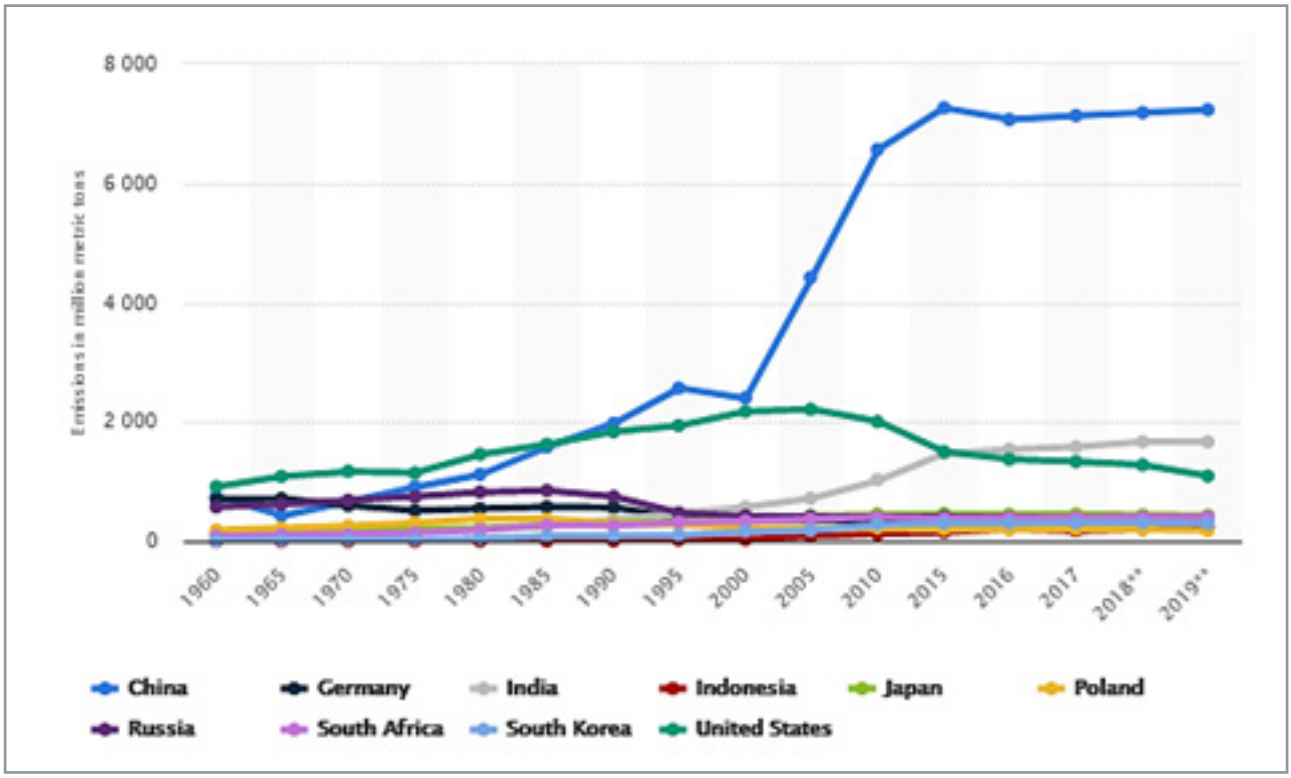
ندا علم‌الهدی

۱- مقدمه

از آنجایی که هند در حال ساخت نیروگاه‌ها و زیرساخت‌های بیشتر برای تامین گاز طبیعی می‌باشد، این نوع سرمایه‌گذاری‌ها نباید اجازه دهد که سرمایه‌گذاری در فناوری‌های سبزتر مانند انرژی‌های تجدیدپذیر، هیدروژن سبز و ظرفیت ذخیره‌سازی متوقف گردد. گاز طبیعی، اگرچه آلودگی کمتری نسبت به زغال سنگ دارد، اما به اندازه انرژی‌های تجدیدپذیر پاک نیست. کارشناسان می‌گویند ظرفیت بیش از حد در بخش گازطبیعی می‌تواند منجر به سرگردان شدن دارایی‌ها شود، اما راه حل آن در برنامه‌ریزی به گونه‌ای است که زیرساخت‌های گاز را می‌توان برای انرژی‌های تجدیدپذیر مانند هیدروژن سبز تغییر کاربری داد که سیستم‌های انرژی هند را در بلندمدت بدون انتشار کربن راهبری نمایند. در آینده نزدیک، استفاده از گاز طبیعی در صنایع، حمل‌ونقل و خانه‌ها امکان دور شدن از زغال‌سنگ بسیار آلاینده را فراهم می‌سازد، اما گاز تنها باید به‌عنوان «سوخت گذار» استفاده گردد.

نمودار زیر انتشارات ناشی از سوخت زغال سنگ را نشان می‌دهد که حاکی از پیشرو بودن چین و هند در این مسیر دارد.

نمودار۱. انتشارات ناشی از استفاده از زغال‌سنگ در کشورهای منتخب در سراسر جهان



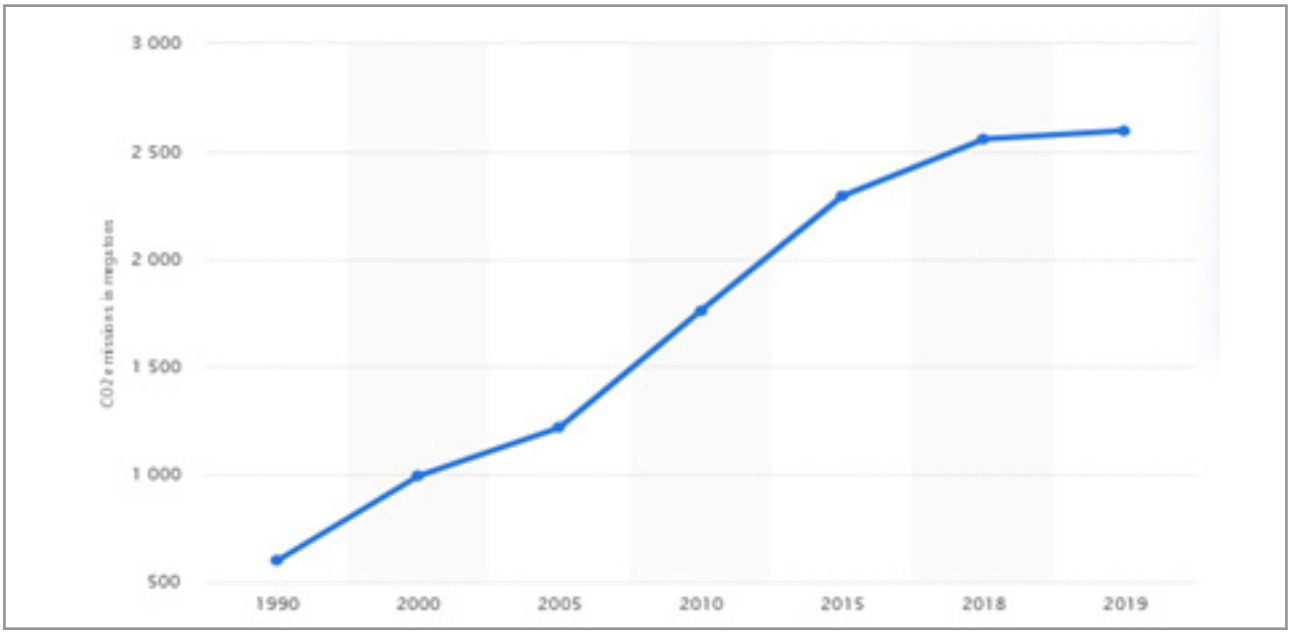
Source:Statista,2021

انتشار دی اکسیدکربن از سوخت‌های فسیلی و کارخانه‌های صنعتی هند در سال ۲۰۱۹ در مجموع به ۲۵۹۷ مگاتن رسید. از سال ۱۹۹۰، انتشار دی اکسیدکربن از سوخت‌های فسیلی و کارخانه‌های صنعتی در هند بیش از ۳۰۰ درصد افزایش یافته است. این رشد ناشی از افزایش استفاده از زغال سنگ در هند است.

هند باید سیاست‌های خاصی را در مورد گاز طبیعی در پیش گیرد که آن را به پلی به سمت اقتصاد مبتنی بر انرژی‌های تجدیدپذیر تبدیل نماید، در غیر این صورت گاز به عنوان یک سوخت فسیلی دیگر مطرح می‌شود که باید سال‌های زیادی برای کاهش استفاده از آن برنامه‌ریزی کرد.

بر اساس توافق‌نامه پاریس در سال ۲۰۱۵، هند متعهد شده است که شدت انتشار گازهای گلخانه‌ای (GHG) مبتنی بر تولید ناخالص داخلی (GDP) خود را تا سال ۲۰۳۰ به میزان ۳۳ تا ۳۵ درصد نسبت به سال ۲۰۰۵ کاهش دهدکه برای این منظور باید از سوزاندن زغال‌سنگ که باعث گرمایش جهانی می‌شود، دست بردارد. استفاده از گاز طبیعی باعث کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای می‌شود، زیرا احتراق گاز طبیعی حدود ۵۰ درصد زغال‌سنگ کربن منتشر می‌کند. هند همچنین قصد دارد تا سال ۲۰۳۰، ۴۵۰ گیگاوات ظرفیت انرژی تجدیدپذیر نصب کند که ۱۰۰ گیگاوات آن تا اوت ۲۰۲۱ نصب شده است.

نمودار۲. انتشار دی‌اکسیدکربن از سوخت‌های فسیلی صنعت در هند ۲۰۱۹-۲۰۱۰



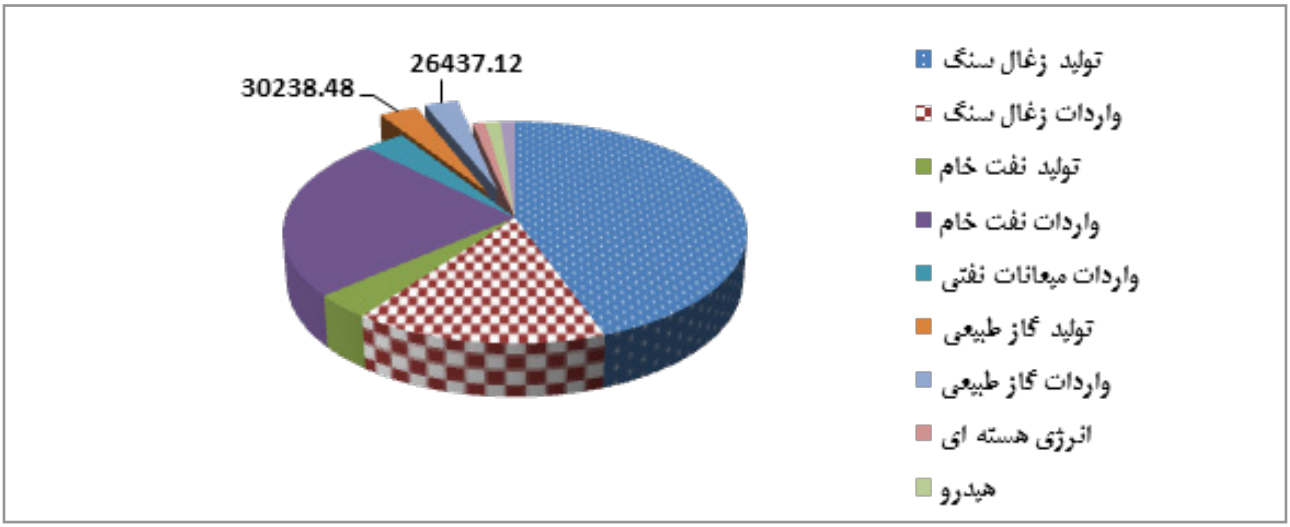
Source: Statista,2021

در نهایت، هند قصد دارد از انرژی‌های تجدیدپذیر به عنوان منبع اصلی سوخت استفاده کند. از اینرو بررسی نوع سیاست و برخورد کشور هند با گازطبیعی در مسیر گذار انرژی می‌تواند حائز اهمیت باشد. لذا در این گزارش به نقش این سوخت فسیلی در فرآیند گذار انرژی در کشور هند خواهیم پرداخت.

۲- ارزیابی گزارش:نکات محوری

در حالی که سهم گاز طبیعی در ترکیب انرژی اولیه هند در سال‌های اخیر تقریباً در حدود ٦ درصد ثابت مانده است، تقاضای کلی انرژی به سرعت افزایش یافته است و تغییرات قابل توجهی در تقاضا برای گاز طبیعی در بخش‌های خاصی از اقتصاد این کشور رخ داده است. سبد منابع انرژی اولیه هند در سال ۲۰۲۰-۲۰۱۹ نشان می‌دهد که بیشترین سهم در سبد انرژی اولیه هند زغال‌سنگ و پس از آن نفت‌خام بوده است.

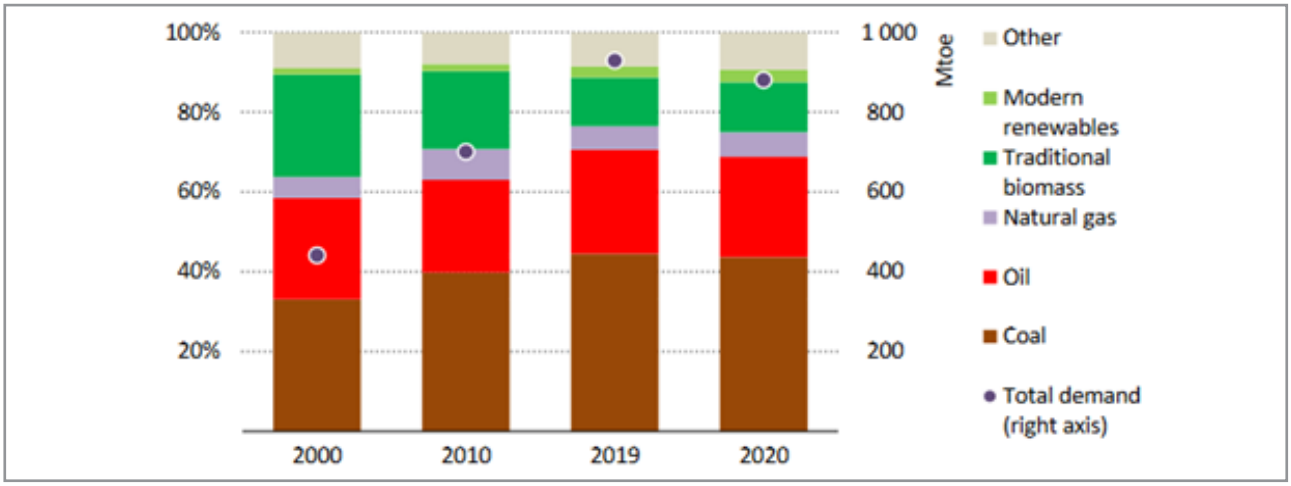
نمودار ۳. سبد انرژی اولیه هند در سال ۲۰۲۰



Source:Department of Commerce,Ministry of Commerce & Industry,Government Of India,March 2020

نیازهای انرژی هند تا حد زیادی با سه سوخت زغال‌سنگ، نفت و زیست‌توده تامین می‌شود.این منابع در مجموع بیش از ۸۰ درصد از کل تقاضای انرژی هند را از سال ۱۹۹۰ برآورده کرده‌اند. زغال‌سنگ نقش خود را به عنوان منبع انرژی غالب تقویت کرده و موقعیت قوی خود را در تولید برق و همچنین سوخت انتخابی برای بسیاری از صنایع حفظ کرده است.

نمودار ٤. تقاضای انرژی اولیه در هند طی دوره ۲۰۲۰-۲۰۰۰

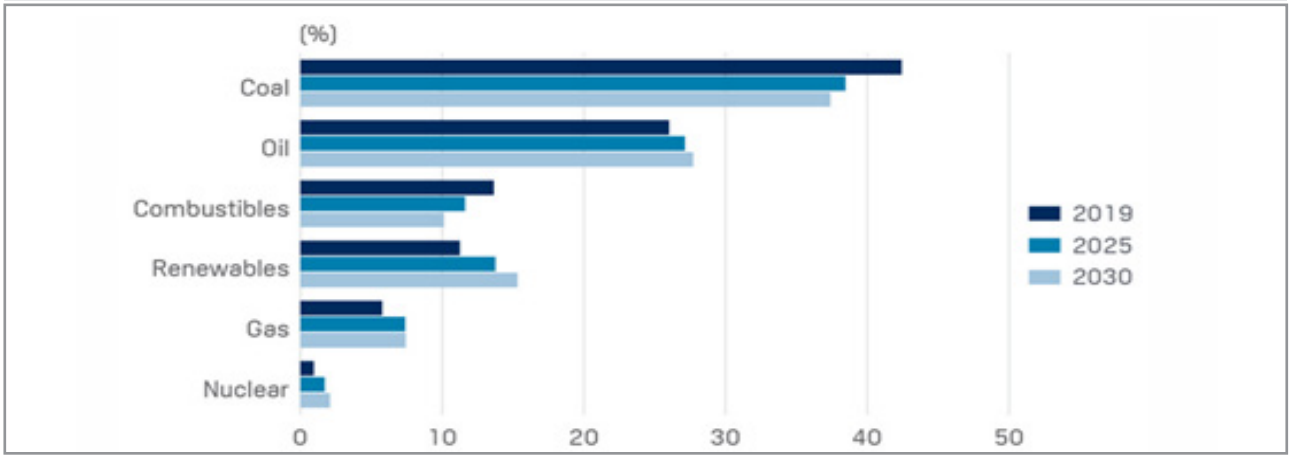


Source:IEA 2021

در طی سال‌های اخیر، سهم گاز طبیعی در صنعت از کمتر از ۲ درصد به نزدیک به ۱۰ درصد افزایش یافته است، در حالی‌که مصرف انرژی در این بخش ۵۰ درصد افزایش یافته است. به طور مشابه، استفاده از گاز طبیعی در ساختمان‌ها در طول دهه گذشته سه برابر شده است. با این حال، این افزایش‌ها تا حدی با کاهش استفاده از گاز طبیعی برای تولید برق جبران شده است. فشارهایی که منجر به این سقوط شده است، همچنان باقی است: تقریبا ٦۰ درصد ظرفیت تولید برق مبتنی بر گاز طبیعی هند با فشار مالی شدید مواجه است و به دلیل کمبود گاز مقرون به صرفه با ظرفیت‌های بسیار پایین کار می‌کنند. هند اعلام داشته است که برنامه‌ای برای افزایش سهم گاز طبیعی در ترکیب انرژی اولیه خود به ۱۵ درصد تا سال ۲۰۳۰ دارد که این رقم در سال ۲۰۱۹ حدود ٦ درصد بوده است. اما تحلیلگران گلوبال پلتس[1] بیان داشته‌اند که افزایش سهم گاز در ترکیب انرژی از نزدیک به ٦ درصد در حال حاضر به ۱۵ درصد تا سال ۲۰۳۰ یک هدف بلندپروازانه است و با محدودیت‌های تولید داخلی کشور در کوتاه‌مدت تا میان‌مدت بیشتر به گاز وارداتی وابسته می‌شوند.

1. Analysis: In India›s energy mix, gas faces tough battle with coal,S&P Global Platts,August 2019

نمودار ۵. چشم‌انداز ترکیب انرژی هند



Source: S&P Global Platts,August 2019

دولت هند مجموعه‌ای از اقدامات را در حمایت از برنامه‌ها به منظور توسعه تولید داخلی،تسهیل واردات و تشویق تقاضا انجام داده است. برای گسترش تولید، پورتال ملی هند(HELP)، امکان قیمت‌گذاری و بازاریابی آزاد را برای گاز تولید شده از آب‌های عمیق، آب‌های فوق‌عمیق و دیگر مخازن پیچیده فراهم ساخته است. قیمت گاز سایر میادین به صورت شش‌ماهه با فرمولی مرتبط با قیمت هاب در کشورهای دیگر از جمله ایالات‌متحده،کانادا،بریتانیا و روسیه تعیین می‌شود. در سال ۲۰۲۰، دولت همچنین بورس گاز هند (IGX) را راه‌اندازی کرد که یک پلتفرم تجاری برای گاز طبیعی است. با این حال،سطح نسبتا پایین قیمت گاز در چند سال گذشته به عنوان یک عامل بازدارنده برای سرمایه‌گذاری‌های قابل‌توجه در تولید داخلی عمل کرده است.

رشد تقاضای گاز هند از تولید داخلی پیشی گرفته و منجر به افزایش وابستگی به LNG وارداتی شده است. واردات گاز طبیعی از ۲۰ درصد کل تقاضای گاز هند در سال ۲۰۱۰ به ۵۰ درصد در سال ۲۰۲۰ افزایش یافته است. برای تسهیل این واردات، هند شش پایانه LNG راه‌اندازی کرده است. اگرچه برخی از تنگناهای زیرساختی وجود دارد، هند در حال حاضر یک شبکه ۱۷۰۰۰ کیلومتری خطوط لوله برای انتقال گاز به مراکز مصرف دارد و قصد دارد که این شبکه را به میزان قابل توجهی گسترش دهد. هیئت تنظیم مقررات نفت و گاز طبیعی در بخش پایین‌دستی هند، مسئول نظارت بر این توسعه و همچنین تنظیم تعرفه برای کاربران این زیرساخت است. علاوه بر این شبکه خط لوله، هند برنامه‌های بلندپروازانه‌ای برای شبکه‌های توزیع گاز شهری (CGD) دارد تا به خانوارها، مؤسسات تجاری و کارخانه‌ها در شهرها خدمات مناسب ارائه دهد. در حال حاضر ۱۸ ایالت دارای شبکه توزیع گاز شهری هستند و هند مجوزهای CGD را با هدف دستیابی به ۷۰ درصد از کل خانوارها تا سال ۲۰۳۰ اعطا کرده است.

بازار گاز طبیعی در هند به سرعت در حال رشد است، اما نقش آن بر اساس بخش، سناریو و در طول زمان متفاوت است. سهم ٦ درصدی گاز طبیعی در ترکیب انرژی فعلی هند کمترین سهم در میان کشورهای بزرگ جهان است. با افزایش مصرف گاز در بخش صنعتی و توزیع گاز شهری، این میزان در سناریوی سیاست‌های اعلام شده آژانس بین المللی انرژی(STEPS) تقریبا دو برابر می شود. در India Vision Case[1]،گاز طبیعی همچنین به کاهش سهم زغال سنگ در تولید برق کمک می‌کند و سیاست هند برای «اقتصاد مبتنی بر گاز» را نزدیک‌تر می‌کند. با این حال، مقرون به صرفه بودن موضوعی حساس برای مصرف‌کنندگان است، به‌ویژه با توجه به مجموعه پیچیده هزینه‌ها و تعرفه‌های اضافی که به‌طور متوسط، هزینه عمده‌فروشی گاز را در سال ۲۰۱۹ تا انتقال به دست مصرف‌کنندگان نهایی به دو برابر رساند. اگر زنجیره عرضه به صورت صحیح مدیریت شود، گاز طبیعی می‌تواند کاربردهای متعددی در سیستم انرژی هند پیدا کند، از جمله برای دستیابی به کیفیت بهتر آب وهوا و اهداف کوتاه‌مدت انتشار گازهای گلخانه‌ای.

اما سناریوی توسعه پایدار آژانس همچنین تأکید می‌کند که چشم‌انداز بلندمدت گاز باید نقش رو به رشدی برای گازهای زیست‌توده و هیدروژن کم‌کربن را در خود جای دهد که هند پتانسیل زیادی برای تحقق آن دارد.

گاز طبیعی هم به عنوان ماده اولیه (تولید آمونیاک که سپس به اوره تبدیل می‌شود) و هم به عنوان منبع انرژی برای تولید برق استفاده می‌شود. به ویژه برای بخش تولید کود شیمیایی هند که در آن به عنوان خوراک استفاده می‌شود، حیاتی است. نزدیک به ۷۵ درصد از واردات گاز طبیعی هند از غرب آسیا تامین می‌شود، تحرکات ژئوپلیتیکی و اقدامات متقابلی که در این منطقه انجام می‌شود، پیامدهای استراتژیک آشکار و قابل توجهی برای دهلی نو دارد.

۱. India Vision Case مبتنی بر حل سریع بحران بهداشت عمومی امروزی و تحقق کاملتر اهداف سیاست انرژی اعلام شده هند است که با سرعت رشد اقتصادی سریعتر نسبت به STEPS همراه است.

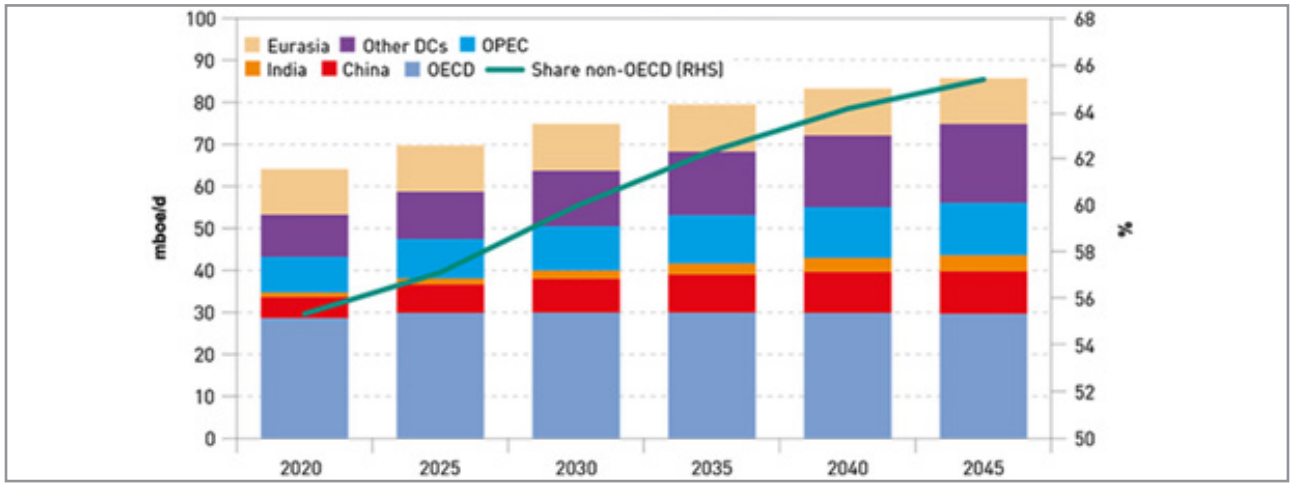
در گزارش آژانس بین‌المللی انرژی آمده است: «تقریباً نیمی از افزایش تقاضای جهانی گاز تا سال ۲۰۲٤ از منطقه آسیا و اقیانوسیه ناشی می‌شود که توسط چین و هند و همچنین بازارهای نوظهور در جنوب و جنوب شرق آسیا هدایت می‌شود. در سال ۲۰۲۰، وزارت نفت و گاز هند برنامه «یک ملت یک شبکه گاز» را برای توسعه زیرساخت LNG کشور اعلام کرده بود. طبق این برنامه قرار است بیش از ۱۵۰۰۰ کیلومتر خط لوله گاز که ٤۰۷ منطقه را پوشش می‌دهد تا سال ۲۰۲۳ تکمیل شود. نیمی از گاز طبیعی هند در داخل کشور تولید میشود و نیمی از آن از قطر، استرالیا و آمریکا و سایر کشورها وارد می‌شود. دولت هند در اکتبر ۲۰۲۰ اعلام کرد که هند همچنین در تلاش است تا با مشارکت با کشورهایی مانند روسیه که می‌توانند جریان پایدار گاز طبیعی را تامین کنند، منابع گاز طبیعی را متنوع سازد.[1] نقش گاز طبیعی به‌عنوان پلی بین سوخت‌های فسیلی آلاینده‌تر و فناوری‌های کربن صفر می‌تواند موقتی باشد، زیرا گاز طبیعی یک سوخت فسیلی منتشرکننده CO۲ است. باید فقط تا زمانی استفاده شود که منابع انرژی تجدیدپذیر گسترش یابد و جایگزین‌های پاک مانند هیدروژن سبز به‌عنوان سوخت از نظر تجاری قابل استفاده شوند. به دیگر سخن از گاز طبیعی به‌عنوان سوخت کوتاه‌مدت و از هیدروژن سبز به عنوان سوخت بلندمدت می‌توان نام برد. زیرساخت‌های گاز طبیعی هند باید به گونه‌ای برنامه‌ریزی شود که در نهایت بتوان از آن برای فناوری‌های تجدیدپذیر و هیدروژن سبز استفاده کرد.

تمرکز هند بر گاز باید این‌گونه باشد که به عنوان سوخت گذار از زغال‌سنگ به انرژی‌های تجدیدپذیر مورد استفاده قرار گیرد. اکوسیستم گازی هند امکان انتقال به هیدروژن را فراهم خواهد کرد و ترکیب هیدروژن سبز در گاز طبیعی در بخش‌هایی مانند LNG و فولاد می‌تواند آن را از نظر تجاری قابل دوام کند. ایجاد فناوری‌ها و برنامه‌ریزی‌های اصولی در جهت جایگزینی گاز با هیدروژن به مفهوم استفاده بهینه از زیرساختها و سرمایه‌گذاری‌های انجام شده، خواهد بود.

در حال حاضر، موانع هزینه‌ای باعث کاهش سرعت توسعه گاز طبیعی شده است. طبق گزارش‌ها، قیمت LNG در آسیا از ۲ دلار یا حدود ۱۵۰ روپیه به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو در می ۲۰۲۰ به ۳۰ دلار یا ۲۲۵۸ روپیه هر میلیون بی‌تی‌یو در اکتبر ۲۰۲۱ افزایش یافته است. اگر زیرساخت‌های مبتنی بر گاز در آینده نزدیک به دلیل قیمت‌ها و هزینه‌های بالا، مورد استفاده قرار نگیرند، کشور هند دچار یک «ریسک مالی بزرگ» خواهد شد. یک زیرساخت جایگزین می‌تواند ساخت سیستم‌های LNG کوچک مقیاس باشد که به جای خطوط لوله مورد استفاده قرار می‌گیرد. یک جایگزین دیگر برای مناطق روستایی، شبکه‌های خورشیدی در مقیاس کوچک است که «با افزایش مصرف برق بسیار مقرون به صرفه می‌شوند و با راه‌اندازی شبکه حمل‌ونقل برقی بسیار مورد توجه می‌باشد. هند فرصتی عظیم برای حرکت موازی با جهان توسعه یافته در کربن‌زدایی بخش حمل‌ونقل با ترویج خودروهای برقی و در عین حال پاکسازی شبکه برق دارد.

محققان خاطرنشان کرده‌اند که قیمت گاز طبیعی از قبل به دلیل اشباع در بازار کاهش یافته که منجر به نزدیک شدن قیمت گاز به زغال سنگ شده است و بنابراین جایگزینی سوخت در حال اقتصادی شدن است. سیاست‌های منطقه ای و محلی نیز از استقرار گاز طبیعی کم کربن در تولید برق و گرمایش حمایت می کنند. گاز طبیعی مایع (LNG) و گاز طبیعی فشرده کاربردهای بیشتری در حمل و نقل و پخت و پز، به ویژه در چین و هند پیدا کرده‌اند. انتظار می رود گاز طبیعی تا سال ۲۰٤۵ از زغال‌سنگ پیشی بگیرد و به دومین سوخت بزرگ در ترکیب انرژی هند تبدیل شود، اما به گفته اوپک، چشم انداز بلندمدت تقاضای گاز تا حدودی با افزایش انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی کاهش می‌یابد.

نمودار ٦. تقاضای گاز طبیعی به تفکیک مناطق طی دوره ۲۰٤۵-۲۰۲۰



Source: OPEC

۱. هند به دنبال ترس از ارتباطات نزدیک چین و روسیه در پی تلاش برای نزدیک‌شدن به روسیه است.

۳-نقطه نظر کارشناسی مؤسسه

انتشار گازهای گلخانه‌ای هند بین سالهای ۲۰۱۸-۱۹۹۰، بیش از سه برابر شده است، اگر مدل توسعه این کشور بازنگری نشود، این میزان انتشارات تا سال ۲۰۳۰ دوبرابر خواهد شد. به همین دلیل هند به دنبال ترویج گاز به جای زغال‌سنگ، افزایش تعداد وسایل نقلیه برقی و بهبود بهره‌وری انرژی است. همانطور که بیان گردید؛ سهم هند از گاز طبیعی در سبد انرژی اولیه اکنون کمی بیش از ٦ درصد است که با میانگین جهانی فاصله دارد و اگر هند قصد دارد تا سال ۲۰۳۰ این سهم را تا ۱۵ درصد یعنی درحدود ۲/۵ برابر میزان کنونی افزایش دهد، باید برنامه‌ریزی و سیاستگذاری مناسب را داشته باشد، تا این انرژی به عنوان پلی برای تسهیل حرکت کشور در گذار انرژی مطرح گردد و همچنین در مورد امکان‌سنجی گازطبیعی به عنوان سوخت انتقالی، هم از منظر اقتصادی و هم از منظر کربن‌زدایی باید بررسی‌های لازم صورت گیرد و این رشد در صورت مدیریت درست، می‌تواند هند را به اهداف خود نزدیک نماید.

بسیاری از کشورها از گاز به عنوان «پل» در گذار انرژی به سمت اقتصاد کم‌کربن یاد می‌کنند. اما باید این نکته را در نظر گرفت که برای هند و همه کشورهای مصرف‌کننده سوخت زغال‌سنگ اگرچه گاز از منظر زیست‌محیطی نسبت به زغال‌سنگ برتری دارد اما همچنان به عنوان یک سوخت فسیلی با انتشار بالا مطرح است و نقطه پایانی برای مسیر گذار انرژی نیست. از سوی دیگر بسیاری از کشورهایی که از زغال‌سنگ به گاز تغییر جهت داده‌اند از گاز ارزانتری برخوردار بوده‌اند ولی هند اکنون این مزیت را ندارد و قیمت گاز به دلیل یارانه به انرژی‌های دیگر و رژیم مالیاتی این کشور مقرون به صرفه نیست.

هند باید در پی تبدیل «زغال‌سنگ به گاز» و «گاز به هیدروژن» باشد تا بتواند آینده گذار انرژی در این کشور را با چالش کمتری روبرو کند. افزایش سهم گاز تا سال ۲۰۳۰ و اهداف کربن‌زدایی می‌تواند دشواری‌هایی را برای این کشور ایجاد نماید.

منابع و مأخذ:

1. Department of Commerce,Ministry of Commerce & ndustry,Government Of India,March 2020
2. India Energy Outlook ,IEA 2021
3. Analysis: In India's energy mix, gas faces tough battle with coal,S&P Global Platts,August 2019
4. Statista,2021
5. OPEC

موسسه مطالعات بین المللی انرژی