تحلیل تحولات نفت و گاز_مهرماه ۱۳۹۹

کد گزارش: RPEE۹۹۲۶

موسسه مطالعات بین المللی انرژی (وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران)

iies.mop.ir

موسسه مطالعات بین المللی انرژی	مهرماه ۱۳۹۹	پژوهشکده اقتصاد انرژی

		بسم الله الرحمن الرحیم	صفحه
رخدادهای بازار انرژی مرتبط با منافع انرژی ج.ا.ایران	اقتصاد کلان Macroeconomy	کسری بودجه ۴۵ درصدی عراق در بودجه سال ۲۰۲۰ و عدم تخصیص برای طرح‌های تولید داخل و احتمال تشدید واردات	۴-۲
		کسری ۵۰۰ میلیون‌فوت‌مکعب‌در روز گاز در زمستان پاکستان؛ فرصتی برای LPG و فرآورده ایران	
		رقابت برای کسب سرمایه در بخش بالادستی صنعت نفت	
		آیا زغال سنگ و انرژی های تجدیدپذیر می توانند بر مصرف گاز طبیعی در منطقه آسیاپاسفیک اثرمنفی بگذارند؟	
	عوامل بنیادی بازار The Market Fundamentals	محورهای انرژی برنامه‌آتی‌پنجساله توسعه چین(۲۰۲۵-۲۰۲۱): ضرورت تسریع در قرارداد همکاریهای‌استراتژیک ایران-چین	۱۱-۱۰
		تمرکز هند به همکاری راهبردی انرژی با کشورهای عربی: زنگ خطری برای ایران حتی برای دوره بعد از تحریم‌ها	
		تشدید سیاستگذاری‌توسعه‌ای عراق برای قطع واردات‌گاز و برق ایران بعد از تمدید معافیت ۶۰ روزه تحریم علیه ایران	
		ترکمنستان پذیرفت که برای پیشرفت خط لوله تاپی برای عرضه گاز به پاکستان قیمت گاز را کاهش دهد	
	راهبردها و ژئوپلیتیک انرژی Energy Geopolitics&Policy	تشکیل مجمع گازی مدیترانه شرقی (EMGF) و اثرات آن برمنافع انرژی و امنیتی ج.ا.ایران	۱۶-۱۵
		دعوت وزیر نفت و گاز طبیعی هند از شرکتهای آمریکایی برای توسعه زیرساخت انرژی هند در قالب طرح«مشارکت استراتژیک انرژی دو کشور۲۰۲۰»	
		پیشنهاد ۱/۲ میلیارد دلاری احداث پایانه واردات ال‌ان‌جی آلمان از آمریکا برای عدم تحریم خط لوله روسی نورد استریم-۲	
		بهره‌برداری ترمینال واردات ال‌ان‌جی کویت و پایان احتمالی طرح واردات گازی از ایران	
	فناوری انرژی Energy Technology	تداوم کاهش هزینه تولید برق از انرژی های تجدید پذیر نظیر انرژی بادی و خورشیدی در آمریکا	۲۵-۲۲
		ازبکستان یک کارخانه جدید پتروشیمی برای استفاده از فناوری MTO احداث می کند	
		چین فناوری Wison Engineering را برای تبدیل متانول به الفین تأیید می کند	
		دستیابی به اهداف انرژی و آب و هوا مستلزم افزایش چشمگیر فناوری های انرژی پاک است	
گزارشات تحلیلی	اقتصاد کلان	**تاثیر کرونا بر اقتصاد انرژی جهان و چشم‌انداز احیاء تقاضای نفتی**	۵
	عوامل بنیادی بازار	**باگ‌های تحریم؛ فرصت‌هایی برای دورزدن با محوریت بخش خصوصی با راهبرد (Pivot to Products Exports) بخش اول: تمرکز تحریم بر بهره‌برداری از ویژگی Crude-center بودن صادرات انرژی ایران**	۱۲
	راهبردها و ژئوپلیتیک انرژی	**تحلیل راهبردی میدان گازی جدید ترکیه (Sakarya) از منظر منافع انرژی ج.ا.ایران؛ این میدان برای ترکیهGame Changer نیست اما سهم گازی ایران از تقاضای داخلی ترکیه را حذف می‌کند**	۱۷
	فناوری انرژی	**تکنولوژی تبدیل متانول به الفین: ضرورتی راهبردی برای منافع انرژی ج.ا.ایران**	۲۶

رخدادهای حوزه اقتصاد انرژی

کسری بودجه ۴۵ درصدی عراق در بودجه سال ۲۰۲۰ و عدم تخصیص برای طرح‌های تولید داخل و احتمال تشدید واردات

کمیته اقتصاد و سرمایه‌گذاری پارلمان عراق در روز چهارشنبه (۲۳ سپتامبر) اعلام کرد که کسری بودجه دولت فدرال سبب شده است که این دولت بر تأمین حقوق کارمندان و نیازهای افراد آسیب‌دیده از بحران ویروس کرونا تمرکز کند. علی الامی یکی از اعضای این کمیته در این راستا بیان کرد بودجه دولت در سال ۲۰۲۰ دارای هیچ‌گونه تخصیص سرمایه‌گذاری نبوده و به دلیل کاهش قیمت جهانی نفت و همچنین ضرورت کاهش تولید نفت این کشور، دارای ۴۵ درصد کسری می‌باشد. تمام تلاش دولت این است که بتواند در ۳ ماه باقیمانده سال ۲۰۲۰ هزینه‌های جاری را تأمین نماید.

در صورتی که رشد اقتصاد جهانی و بازار جهانی نفت و قیمت آن در سال ۲۰۲۱ نیز همچنان متأثر از بحران ویروس کرونا و کاهش تقاضای جهانی نفت باشد، این روند می‌تواند برنامه‌های عمرانی و توسعه‌ای بویژه تولید برق و گاز این کشور را با تهدید روبرو نماید که این امر منجر به افزایش واردات بویژه از همسایگان خواهد شد.

کسری ۵۰۰ میلیون‌فوت‌مکعب‌در روز گاز پاکستان در زمستان ؛ فرصتی برای LPG و فرآورده ایران با محوریت بخش خصوصی

یک مقام رسمی شرکت خطوط لوله سوئی شمالی پاکستان که مسئول توزیع گاز در استان‌های پنجاب و خیبرپختونخواه می‌باشد در روز دوشنبه ۲۱ سپتامبر اعلام کرد که در زمستان پیش رو فاصله بین عرضه و تقاضای گاز این کشور به ۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (۱۴ میلیون مترمکعب در روز) خواهد رسید و به دلیل کمبود عرضه صرفاً گاز برای مصارف پخت‌پز (Cooking) برای مصرف‌کنندگان عرضه خواهد شد. وی اعلام کرد که به دلیل روند روبه‌رشد تقاضا، مقامات کشور در صدد هستند که با افزایش واردات ال‌ان‌جی تقاضای داخلی را تأمین نمایند که این هم منوط به تکمیل شبکه خطوط لوله داخلی شرکت خطوط لوله سوئی جنوبی در استانهای سند و بلوچستان است. مقامات این شرکت نیز کسری گاز در زمستان را بین ۳۰۰-۱۵۰ میلیون مترمکعب ارزیابی کرده‌اند.

در زمینه گاز طبیعی، در کشور پاکستان تنها ۲۷ درصد خانوارها دارای دسترسی به لوله‌کشی گاز داشته اند و مابقی سوخت خود را از طریق سیلندر ال‌پی‌جی تأمین می کنند که قیمت آن نیز بالا می‌باشد. به نظر می‌رسد که این امر فرصتی برای مقامات تصمیم‌گیر ایرانی بوده که با توجه به مزیت قیمتی عرضه ال‌پی‌جی ایران، با محوریت بخش خصوصی برای عبور از تنگناهای تحریمی به افزایش عرضه ال‌پی‌جی در پاکستان اقدام گردد.

نکته حائز اهمیت بعدی این است که در ماه‌های اخیر با توجه به اختلال در انتقال مالی عرضه برنج باسماتی هندی به ایران برای تأمین تقاضای کشور متوقف شده است و ایران می‌تواند با حرکت به سمت واردات برنج پاکستانی و عرضه فرآورده و ال‌ان‌جی به پاکستان هم تجارت بین دو کشور را ارتقاء دهد و هم بازاریابی برای صادرات ال‌پی‌جی و فرآورده ایران در شرایط تحریم در پاکستان را تقویت نماید.

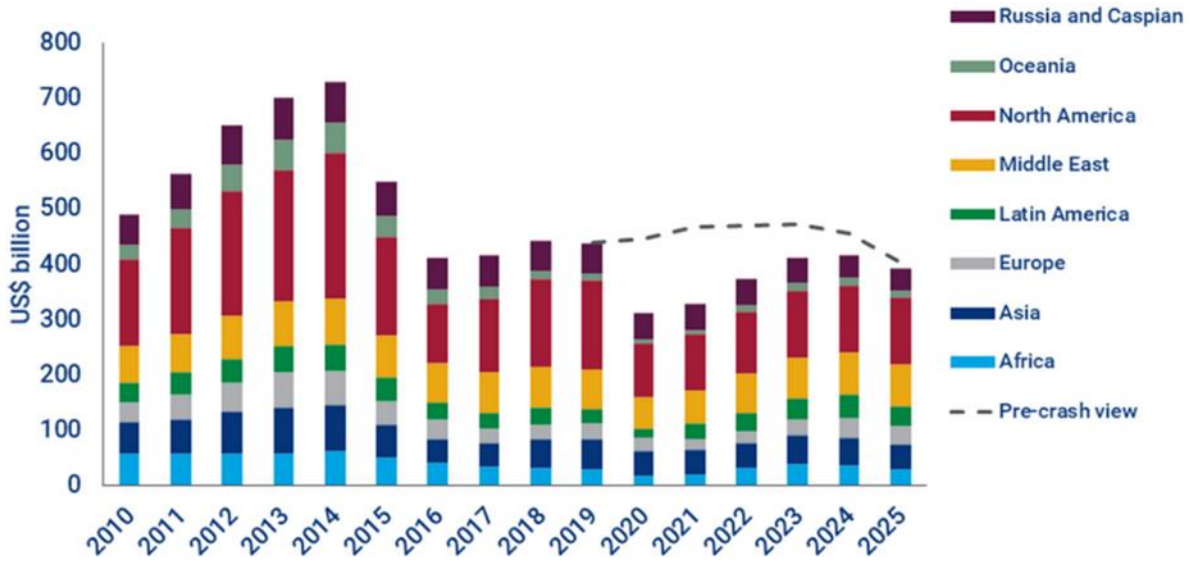
رقابت برای کسب سرمایه در بخش بالادستی صنعت نفت

بسیاری از IOC ها و NOC ها طی ماه آینده آخرین تلاش ها را برای بودجه های سال ۲۰۲۱ به عمل می آورند و برنامه استراتژیک پنج ساله را تدوین می کنند. در این شرایط یک اولویت فوری، بازپرداخت هزینه پس از افت شدید قیمت نفت است. اما در نتیجه شرایط اقتصادی همراه با فراگیری۱۹-Covid ، تصمیماتی که در مورد تخصیص سرمایه در این رکود اقتصادی گرفته می شود کمی چالش برانگیز است.

حجم سرمایه کمیاب است و در شش ماه گذشته بودجه مالی صنعت به سختی آسیب دیده است. این بخش هنوز به طور متوسط به بیش از ۴۰ دلار در هر بشکه درآمد نیاز دارد و عمده شرکتهای فعال در بخش بالادستی جریان نقدینگی منفی را در سال های ۲۰۲۰ و ۲۰۲۱ با قیمت امروز نفت تجربه خواهند نمود.

این همه هیاهو برای سرمایه گذاری بالادستی چه معنایی دارد؟ هزینه های سرمایه گذاری در سال ۲۰۲۰ کمترین میزان در ۱۵ سال گذشته خواهد بود. پیش بینی می شود میزان سرمایه گذاری در حدود ۳۱۰ میلیارد دلار در سال جاری باشد که ۳۰ درصد کاهش نسبت به سال ۲۰۱۹ و ۶۰ درصد کمتر از اوج سرمایه گذاری در سال ۲۰۱۴ یعنی ۷۳۰ میلیارد دلار است. با توجه به هزینه بیشتر در Q1 قبل از بحران ، نرخ فعلی زیر ۳۰۰ میلیارد دلار است. برای تحقق سرمایه گذاری ها در سال جاری نیاز به قیمت نفت خام WTI معادل ۵۰ دلار در هر بشکه می باشد.

نمودار : روند تغییرات حجم سرمایه گذاری در بخش بالادستی صنعت نفت طی دوره ۲۰۲۵-۲۰۱۰



اما این شرایط برای بازار نفت چه معنایی دارد؟ توقف طولانی مدت در سرمایه گذاری در تأمین مایعات نفتی امروز به تعادل دوباره بازار که در حال حاضر مواجه با مازاد عرضه است کمک خواهد کرد. اما اگر تقاضا طی دو یا سه سال آینده به ۱۰۰ میلیون بشکه در روز برسد، بازار نفت سخت خواهد شد.

آیا زغال سنگ و انرژی های تجدیدپذیر می توانند بر مصرف گاز طبیعی در منطقه آسیاپاسفیک اثرمنفی بگذارند؟

آسیا موتور رشد تقاضای گاز جهانی است و انتظار می رود طی دو دهه آینده میزان رشد مصرف تقریباً کمتر از ۳٪ در سال باشد. تقاضا برای گاز در چین و هند تا سال ۲۰۴۰ دو برابر خواهد شد و مزیت آلایندگی کمتر آن برای مقابله با آلودگی هوای شهری و انتشار کربن در هر دو کشور بسیار مهم است.

تولید برق بخش مهمی از این امر است و پایین بودن قیمت فعلی گاز از طریق سیاست های حامی گاز و توسعه زیرساخت ها از رشد تقاضا در این بخش حمایت می کند. این مساله شامل کشورهایی نظیر ژاپن و کره جنوبی که به دنبال گاز برای دستیابی به هدف کاهش تولید گازهای گلخانه ای هستند و نیز کشورهای در حال پیشرفت در بازارهای نوظهور مانند میانمار، ویتنام و بنگلادش که به دنبال LNG برای تولید برق هستند نیز می شود.

اما خطراتی وجود دارد. بهبود پیش بینی شده در قیمت گاز بعد از سال ۲۰۲۲ به اقتصاد نیروگاه های گازسوز لطمه خواهد زد. در حالیکه ظرفیت باد و خورشید در حال رونق است، تاسیسات جدید تولید برق از زغال سنگ در سراسر منطقه ادامه می یابد. در چین، نیروگاه های گازی در پی کاهش تعرفه ها با هدف افزایش رقابت تولید، با تشدید تنش های تجاری مواجه هستند. مصرف کنندگان هند بیشتر از هر زمان دیگری به قیمت حساس هستند زیرا این کشور به دنبال بازسازی ناشی از هرج و مرج همه گیری کروناست. با توجه به این خطرات، آیا می توان گفت که تقاضای گاز در بخش تولید برق در آسیا توسط نیروگاه های کم هزینه زغال سنگ و تجدیدپذیرهای در حال رشد به طور فزاینده ای تحت فشار قرار گرفته است؟

برقی سازی آسیا در حال انجام است. در حال حاضر ظرفیت تولید برق آسیا در حدود بیش از ۳۰۰۰ گیگاوات است که تا سال ۲۰۲۵ حدود هزار گیگاوات بیشتر خواهد شد. در این میان سهم غالب مربوط به چین و هند است. انرژی های تجدیدپذیر به دلیل کاهش هزینه های تولید برق از توربین های خورشیدی و بادی جدید در حال رشد و توسعه هستند. انرژی های تجدیدپذیر و تاسیسات ذخیره سازی طی پنج سال آینده ۴۳٪ از تجهیزات اضافی چین و ۶۴٪ از ظرفیت جدید هند را تشکیل می دهند. هند امروز با تولید برق خورشیدی با تخفیف قابل توجه

حتی در مقایسه با تولید برق از زغال سنگ، رهبر منطقه ای در زمینه انرژی های تجدیدپذیر است و انتظار می رود که هزینه های تولید انرژی های تجدیدپذیر تا سال ۲۰۳۰ حدود ۳۰ درصد دیگر کاهش یابد. با این شرایط آیا برق تولیدی حاصل از نیروگاه های گاز سوز قادر به ادامه رقابت خواهد بود؟

اما این تنها بخشی از داستان است. ظرفیت تولید زغال سنگ در سراسر آسیا همچنان در حال رشد است و تقریباً ۳۰٪ از کل مصرف آسیا را در سال ۲۰۲۵ تشکیل می دهد (در مقایسه با ۱۲٪ برای گاز). ناوگان گازسوز هند طی ۵ سال آینده ثابت خواهد ماند، در حالی که ظرفیت ذغال سنگ آن ۲۶ گیگاوات رشد خواهد کرد. چین، ژاپن و کره هم در سالهای آینده ظرفیت خالص زغال سنگ را افزایش خواهند داد، البته به ویژه با تمرکز بیشتر بر فناوری های زغال سنگ پاک.

همزمان با افزایش تنش های تجاری، چین به طور فزاینده ای سیاست انرژی خودکفایی بیشتری را در پیش می گیرد. امنیت تامین عرضه مجدداً در دستور کار قرار گرفته است. با توجه به برنامه پنج ساله چهاردهم، انتظار می رود اهداف مشخص سیاست ها در راستای پیشبرد برق، شامل برق تولیدی از زغال سنگ و انرژی های تجدید پذیر در سیاست امنیت انرژی باشد.

با وجود تنش تجاری، چین به دنبال افزایش تولید رقابتی با کاهش هزینه های تولید برق است. تعرفه های برق تولیدی از نیروگاه های گاز سوز کنترل شده و تا ۲۸٪ در استان های مهم از ماه ژوئن کاهش یافته است. این کاهش تعرفه ها بدون قیمت پایین فعلی گاز احتمال تحقق کمتری داشت - چرا که به تولیدکنندگان برق گازی سود اضافی ناشی از هزینه های دریافتی از مصرف کنندگان می داد -اما کاهش تعرفه ها به سطوح نزدیک به انرژی ارزان تر زغال سنگ یک حرکت جسورانه است. طرح "برابری زغال سنگ" چین در حال حاضر تأثیر عمده ای بر اقتصاد ناوگان فعلی گاز دارد و بر تصمیمات بهره برداری و سرمایه گذاری برای واحدهای جدید تأثیر می گذارد. اگر کاهش تعرفه ها با افزایش قیمت گاز همراه شود، تخمین زده می شود که حداکثر ۸ میلیارد متر مکعب تقاضای گاز از بخش تولید برق در سال ۲۰۲۵ در خطر باشد.

ویروس کرونا ممکن است رشد اقتصادی هند را تحت تاثیر قرار دهد، اما تولید برق از نیروگاه های گاز سوز امسال افزایش یافته است. پایین بودن قیمت LNG موجب این حرکت شده است. آیا این روند می تواند حفظ شود؟ در بازار حساس به قیمت هند، اشتیاق بخش برق برای گاز، با شروع بهبود قیمت LNG در معرض خطر قرار خواهد گرفت و رشد آتی تولید داخلی گاز هند برای بخش برق بسیار گران به نظر می رسد.

هند کشوری مبتنی بر تولید برق از زغال سنگ است. بیش از نیمی از ظرفیت تولید و ۷۰٪ تولید برق هند از زغال سنگ تأمین می شود. سرمایه گذاری در پروژه های جدید نیروگاه زغال سنگ آسیب دیده است اما با تعمیق اصلاحات و افزایش تقاضا بهبود خواهد یافت. هند تا سال ۲۰۲۵ در حدود ۲۶ گیگاوات دیگر ظرفیت تولید برق از زغال سنگ را اضافه خواهد کرد.

این کشور برنامه های بسیار جاه طلبانه ای برای انرژی های تجدیدپذیر در نظر گرفته است که تا سال ۲۰۲۲ حدود ۱۷۵ گیگاوات ظرفیت برق خورشیدی و بادی را هدف قرار داده است. این مساله حتی قبل از همه گیری کرونا غیر واقعی به نظر می رسید، اما با این وجود ظرفیت تولید برق خورشیدی و بادی از ۱۱۰ گیگاوات بالاتر خواهد رفت.

در مورد چشم انداز رشد ظرفیت نیروگاه های گازسوز هند طی چند سال آینده، این امیدواری عملاً وجود ندارد. بنابراین افزایش قیمت گاز باعث کند شدن پیشرفت تقاضای گاز بخش برق در سال ۲۰۲۰ می شود. قیمت در هند همه چیز است و گاز هنوز هم می تواند فشار را احساس کند.

علی رغم نگرانی ها، کارشناسان معتقدند که نباید خطرات ناشی از فشار تقاضای گاز آسیا را بیش از حد ارزیابی نمود. نقش گاز در اقتصادهای نوظهور آسیا در حمایت از سیاست های کنترل انتشار و آلودگی هوا جایگزین پذیر نیست. چین و هند این مسئله را به رسمیت می شناسند و به دنبال توازن رقابت با پایداری هستند. اهداف محکمی برای نفوذ گاز در نظر گرفته شده است و سیاست هایی برای حمایت از جایگزینی زغال سنگ و سیستم های تجارت انتشار تقویت شده اند (البته بسیار کند). قابلیت اطمینان و انعطاف پذیری گاز برای سیستم های برق در سراسر آسیا، با افزایش نفوذ انرژی های تجدید پذیر، ضروری است.

گزارش تحلیلی: تاثیر کرونا بر اقتصاد انرژی جهان و چشم‌انداز احیاء تقاضای نفتی

بیان موضوع

افزایش بی‌سابقه شمار مبتلایان به ویروس مرگبار کرونا که تاکنون هزاران تن را در سراسر جهان به کام مرگ کشانده، سبب شده تا کارشناسان نفتی در زمینه اثر منفی موج دوم ویروس کرونا بر تداوم روند افزایش سطح ذخیره‌سازی‌های نفت اظهار نگرانی نمایند. کارشناسان براین باورند که افت تاریخی تولید نفت سازمان کشورهای صادرکننده نفت (اوپک) ممکن است سبب بازگرداندن توازن به بازار نشود و با بازگشت دوباره موج دوم ویروس کرونا و کاهش تقاضا برای خرید طلای سیاه، سبب بازگشت رکود در بازارهای جهانی شود. یکی از بخشهای اصلی اقتصاد جهانی صنعت نفت، به ویژه بازار نفت خام است. ظهور ویروس کرونا در دسامبر ۲۰۱۹ در چین و گسترش تدریجی اپیدمی، تقاضا و قیمت نفت خام را به شدت کاهش داد. در تاریخ ۳۱ دسامبر ۲۰۱۹ قیمت نفت خام در حدود ۶۱ دلار در هر بشکه بود که در نتیجه تاثیر شیوع کرونا بر بازار و تقاضای نفت خام، قیمت آن در ۲۳ مارس ۲۰۲۰ به ۲۳.۳۶ دلار کاهش یافت. بیش از ۶۱ درصد کاهش قیمت نفت WTI که پیامی از عدم تعادل تقاضا در بازار می باشد.

تحلیل و ارزیابی

اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) پیش بینی کرده است که قیمت های نفت خام برنت و WTI به طور متوسط ۴۳ دلار در هر بشکه و ۲۸ دلار در هر بشکه در سال ۲۰۲۰ است. بانک های برجسته سرمایه گذاری بارکلی، مورگان استنلی و گلدمن ساچ پیش بینی نفت خام برنت را به ترتیب به ۳۱ دلار در هر بشکه، ۳۰ دلار در هر بشکه و ۲۰ دلار در هر بشکه اصلاح کردند. همچنین Barclays قیمت WTI را مجدداً کالیبره کرده و به ۲۸ دلار در هر بشکه رسانده است.

بر اساس پیش بینی آژانس بین المللی انرژی(IEA) ، میزان کاهش در تقاضای جهانی نفت خام در سال ۲۰۲۰ معادل ۹.۳ میلیون بشکه در روز خواهد بود. همچنین دبیرخانه سازمان کشورهای صادرکننده نفت (OPEC) این کاهش تقاضا را در حدود ۶.۹ میلیون بشکه در روز پیش بینی نموده است.

بیماری همه گیر COVID-۱۹ تا ۱۰ سال آینده تأثیر عمیق و پایداری بر عرضه، تقاضا و قیمت نفت خواهد داشت. دو سناریو برای کمک به تولیدکنندگان در درک چالش های مرتبط با بهبود اقتصادی کوتاه مدت و بلند مدت ارائه شده است. صنعت نفت دچار اختلال در تقاضای بی سابقه شده است و برای به حداکثر رساندن سودآوری نیاز به پیش بینی دقیق و مدل های اقتصادی در دنیای واقعی دارد. در ادامه به تأثیر Covid-۱۹ بر عرضه، تقاضا و قیمت نفت تا سال ۲۰۳۰ بر اساس مطالعه ای که توسط Peter R. A. Wells انجام شده و در اگوست ۲۰۲۰ در مجله معتبر بین المللی World Oil به چاپ رسیده است، می پردازیم. در این مطالعه دو سناریوی خوشبینانه (شامل یک موج شیوع کرونا و بهبود سریع رشد اقتصادی) و بدبینانه (شامل دو موج شیوع کرونا و گسترش آن تا سه ماهه دوم سال ۲۰۲۱ به همراه رشد کند اقتصادی) مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

بیماری همه گیر Covid-۱۹ از اواخر سال ۲۰۱۹ در چین آغاز شد و تا آوریل سال ۲۰۲۰، به شدت به بقیه کشورهای شرق دور، اروپا و آمریکای شمالی گسترش یافت. بین ژانویه و آوریل سال ۲۰۲۰، تأثیر محدودیت های سفر و محدودیت های ملی به سرعت تقاضای نفت را با ۳۰-۲۵ میلیون بشکه در روز کاهش داد. با این حال، اوپک به رهبری عربستان سعودی تا ماه مه به این کاهش عمده تقاضا پاسخ نداد. در حقیقت، تولید نفت خام عربستان سعودی در ماه آوریل به اوج ۱۱.۹ میلیون بشکه در روز رسید که از ژانویه ۲۰۲۰ در اوج بیماری همه گیر ۳ میلیون بشکه در روز افزایش داشته است.

تولیدکنندگان غیر اوپک، از جمله ایالات متحده، با کاهش ظرفیت مازاد ذخیره سازی، در ماه مارس شروع به کاهش تولید کردند. این وضعیت به ویژه در کانادا و ایالات متحده حاکم بود. در پایان ماه آوریل، تولید نفت خام ایالات متحده ۱.۸ میلیون بشکه در روز کاهش یافت، که بیشتر با تعطیلی چاه های تولید در حوضه های LTO صورت گرفت. با تاخیر، در ماه آوریل، اوپک جلسه ای را برای کاهش تولید تشکیل داد و تا ژوئن سال ۲۰۲۰، تولید اوپک نسبت ژانویه ۲۰۲۰ با ۶ میلیون بشکه کاهش همراه شد. جای تعجب نیست که حجم ذخیره سازی نفت خام OECD بین ژانویه و آوریل سال ۲۰۲۰ با افزایش ۳۰۰ میلیون بشکه ای همراه باشد. عواقب قضاوت اشتباه اوپک/عربستان سعودی تا زمانی که حجم ذخیره سازی های اضافی از بین نرود، بر قیمت نفت تأثیر خواهد گذاشت.

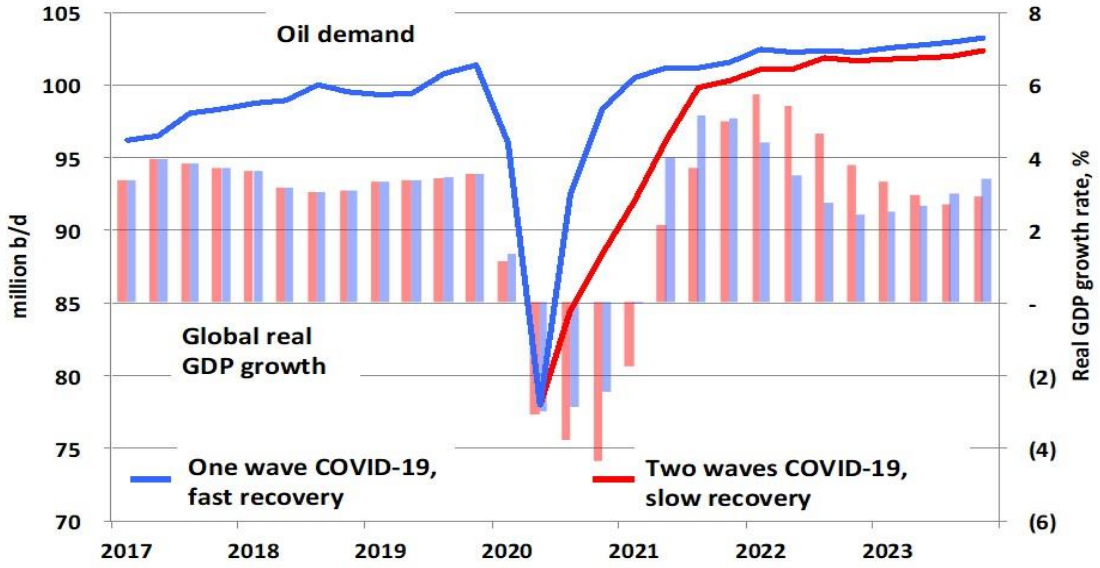
به نظر می رسد بیشتر اروپا و خاور دور مقیاس همه گیری را به شدت کاهش داده اند و ممکن است برای مدیریت موج دوم در پاییز و زمستان

۲۰۲۱-۲۰۲۰ بدون آسیب اقتصادی بیش از حد مناسب باشند. با این حال، برای ایالات متحده، آمریکای مرکزی و جنوبی، آفریقا، شبه قاره هند و خاورمیانه نمی توان همین رویه را در نظر گرفت. به نظر می رسد در این مناطق موج دوم ظهور کند، در حالی که موج اول هنوز تحت کنترل نیست. در این حالت، خسارت اقتصادی عمیق تر و دامنه دارتر خواهد بود.

بازار نفت همچنان از سال ۲۰۱۴ با مازاد عرضه روبرو بوده است و به احتمال زیاد تا نیمه دوم این دهه ادامه خواهد داشت. در این شرایط، قیمت نفت به سیاست اوپک و اثربخشی اجرای آن بسیار حساس است. مدیریت بازیابی تقاضا از بیماری همه گیر Covid-۱۹ به ویژه برای اوپک چالش برانگیز است.

مسیرهای تاریخی و پیش بینی شده تقاضای جهانی نفت و رشد اقتصادی در دو سناریو در نمودار ذیل نشان داده شده است. در سناریوی تک موج، یک بهبود سریع اقتصادی به شکل "V" در نیمه اول سال ۲۰۲۱ وجود دارد، اما تقاضای نفت به طور کامل به روند قبل از همه گیری باز نمی گردد. در سناریوی بدبینانه تر، تقاضای نفت تا سال ۲۰۲۳-۲۰۲۲ به سطح ۲۰۱۹ نمی رسد و بسیار پایین تر از روند پیش از همه گیری است. توسعه همه گیر کنونی ویروس کرونا نشان می دهد که نتیجه ای نزدیک به این سناریوی بدبینانه احتمال بیشتری دارد.

روند تاریخی و پیش بینی نرخ رشد اقتصاد جهانی و تقاضای کل نفت برای دو سناریوی روند همه گیری کرونا



در کوتاه مدت، ذخایر اضافی نفت بر قیمت نفت تأثیر خواهد گذاشت. برای تخلیه این حجم ذخیره سازی ها طی چند سال آینده نظم و انضباط شدید اوپک در صورت بهبود کند تقاضا لازم است. این دو سناریو، بنابر تقاضای بنزین و گازوئیل، تصور می کنند که وسایل نقلیه با آلایندگی صفر تا سال ۲۰۴۰ حدود۶۰ درصد از فروش خودروهای جدید را تشکیل می دهند. بنابراین، هر دو پیش بینی می کنند که تقاضای نفت در اواسط دهه ۲۰۳۰ در حدود ۱۰۸-۱۰۵ میلیون بشکه در روز باشد.

اوپک و عربستان سعودی وظایف ترسناکی را پیش رو دارند که وحدت این گروه را به چالش می کشد. اگر اوپک در این دهه با موفقیت رهبری و مسیریابی کند، کیفیت تحلیل، سیاست گذاری و تصمیم گیری باید بسیار بهبود یابد. در کوتاه مدت، تطبیق عرضه با تقاضای احتمالی با توجه به بازیابی تولید از جانب کشورهای غیر اوپک دشوار خواهد بود. با توجه به بیش از ۳۰۰ میلیون بشکه ذخیره سازی اضافی در اروپا، احتمال دارد که اوپک در احیای تولید در سمت محافظه کار اشتباه کند.

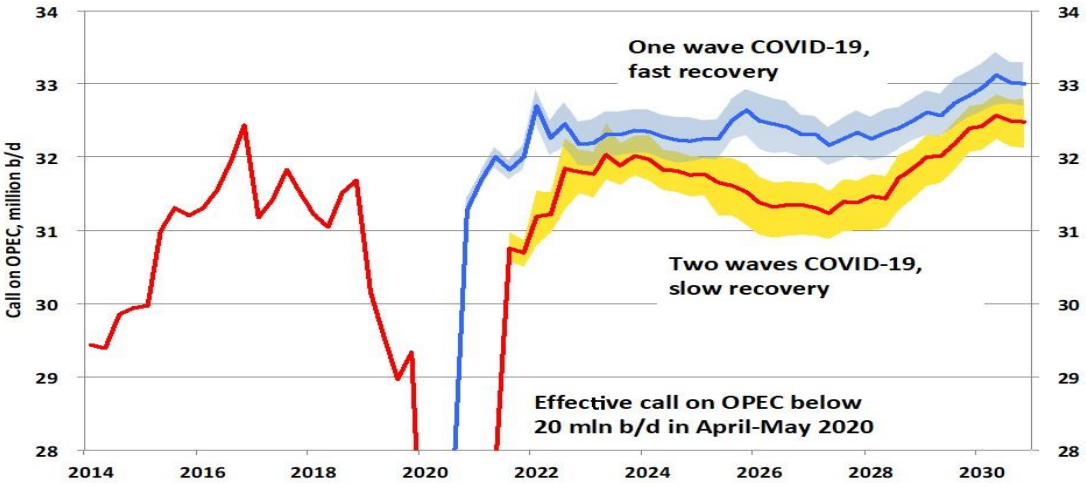
در میان مدت، این گروه همچنین مجبور خواهد بود که بازگشت احتمالی تولید ۵.۷ میلیون بشکه در روز در کشورهای اوپک (ونزوئلا ، ایران و لیبی) و کشورهای غیر اوپک (سوریه و یمن) را که درگیر جنگ، تحریم ها و درگیری های داخلی هستند، مدیریت کند. پیش بینی می شود تولید لیبی از سال ۲۰۲۰ دوباره به بازار بازگردد، اما احتمال اختلافات داخلی بیشتر همچنان وجود دارد. بازگشت ونزوئلا و ایران احتمالاً روند آهسته تری خواهد داشت، زیرا روند نزولی آهسته دولت ونزوئلا هنوز در جریان است و تحریم های ایالات متحده همچنان در مورد ایران اعمال می شود.

با این وجود، به نظر می رسد احتمالاً ایران و ونزوئلا قبل از اواسط این دهه به سطوح بالاتر تولید برگردند. عربستان سعودی و سایر اوپک باید در صورت بازگشت تولید این دو کشور، این بازگشت را جایابی نمایند. این فشار قابل ملاحظه ای را متوجه کشورهای اوپک خواهد کرد که از سال

۲۰۱۴ به دلیل تصمیمات سیاست گذاری سریع سهم بازار از نظر اقتصادی و تأثیر همه گیرcovid-۱۹، از نظر مالی محدود شده اند.

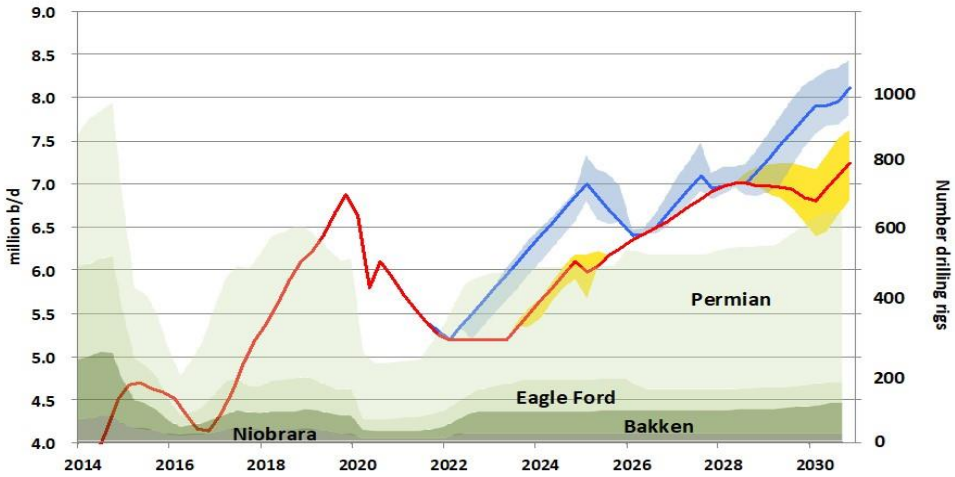
با افزایش تقاضا و قیمت نفت، اوپک همچنین مجبور خواهد بود بهبود تولید LTO ایالات متحده را مدیریت کند. نمودار ذیل پیش بینی تقاضا برای نفت خام اوپک را برای دو سناریو نشان می دهد. در یک سناریوی بدبینانه، تقاضای نفت خام اوپک در سال ۲۰۲۴ به ۳۲ میلیون بشکه در روز افزایش می یابد، در حالی که در اواسط تا اواخر سال ۲۰۲۰ به ۳۱ میلیون بشکه در روز کاهش خواهد یافت. پس از آن، تقاضا برای نفت اوپک در دهه ۲۰۳۰ افزایش می یابد، زیرا چندین تولید کننده عمده غیر اوپک به ویژه روسیه شروع به کاهش تولید می کنند.

روند تاریخی و پیش بینی تقاضای نفت اوپک بر اساس دو سناریوی همه گیری Covid-۱۹



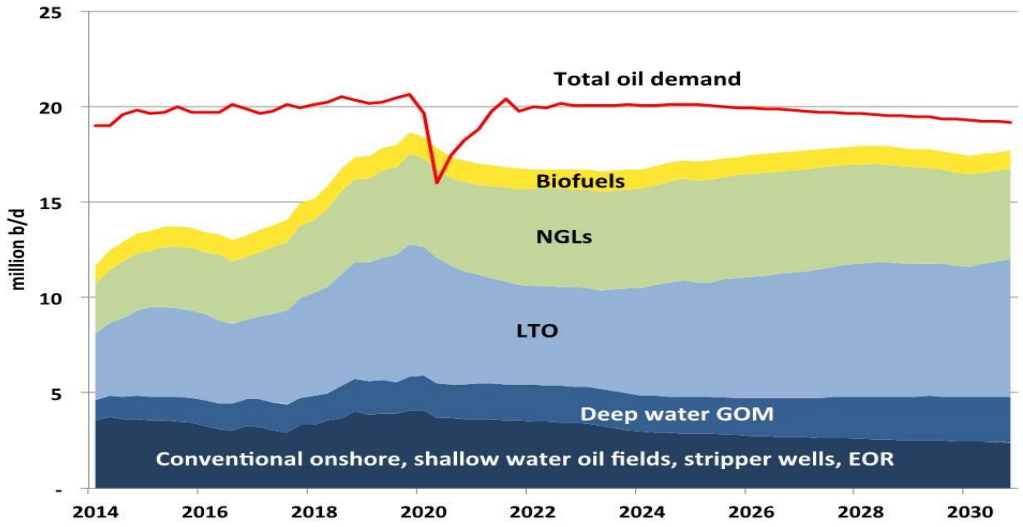
در ایالات متحده ، تولید LTO از صفر در سال ۲۰۰۲ به حدود ۷ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۹ رسیده است. این افزایش تولید بیشترین رشد تقاضا را از سال ۲۰۱۱ برآورده کرده است. LTO ایالات متحده اساساً یک قیمت گیرنده است و مانند اوپک تولید کننده نوسان نیست. حساسیت قیمت LTO ایالات متحده از یک حوضه به حوضه دیگر متفاوت است، زیرا Permian قوی ترین نسبت به کاهش قیمت نفت است. مدل سازی حوضه به حوضه، با استفاده از یک مدل اختصاصی حفاری و داده های شمارش دکل های تاریخی، نشان می دهد که تولید LTO ایالات متحده حدود شش ماه طول می کشد تا به سیگنال قیمت پاسخ دهد و تا ۱۲ ماه برای پاسخگویی کامل که تعداد دکل و تعداد چاههای تولید کننده جدید کاهش یابد. این امر به دلیل تأخیر زمانی در عملیات متوقف کردن و هزینه های تأمین و نگهداری و همچنین نیاز به حفظ حفاری برای حفظ تولید، به دلیل کاهش سریع چاه های LTO ایالات متحده است. در بهار ۲۰۲۰ میزان تولید LTO آمریکا در پاسخ به کاهش سطح ذخیره سازی های اضافی نفت خام بیش از یک میلیون بشکه در روز کاهش یافت.

روند تاریخی و پیش بینی تولید LTO ایالات متحده برای دو سناریو Covid-۱۹ و تعداد روند تاریخی و پیش بینی دکل های حفاری حوضه های اصلی LTO ایالات متحده



پیش بینی می شود تولید LTO ایالات متحده ۲-۱.۵ میلیون بشکه در روز کاهش داشته باشد و در سناریوی خوشبینانه تا سال ۲۰۲۲ و در سناریوی بدبینانه تا سال ۲۰۲۴ بازیابی نخواهد شد. نمودار زیر شکاف در حال افزایش بین تقاضای نفت و عرضه پیش بینی شده در ایالات متحده، پس از همه گیری Covid-۱۹، تا اواسط دهه ۲۰۲۰ نشان می دهد. این شکاف عمدتا به دلیل کاهش تولید LTO ایالات متحده بین سالهای ۲۰۲۰ و ۲۰۲۴ است. پیش بینی می شود خالص واردات نفت خام در اوایل این دهه ۲۰۲۰ میلادی ۴-۳ میلیون بشکه در روز باشد.

روند تاریخی و پیش بینی تولید مایعات ایالات متحده و تقاضای آن برای سناریوی دو موج Covid-۱۹ با بازیابی کند



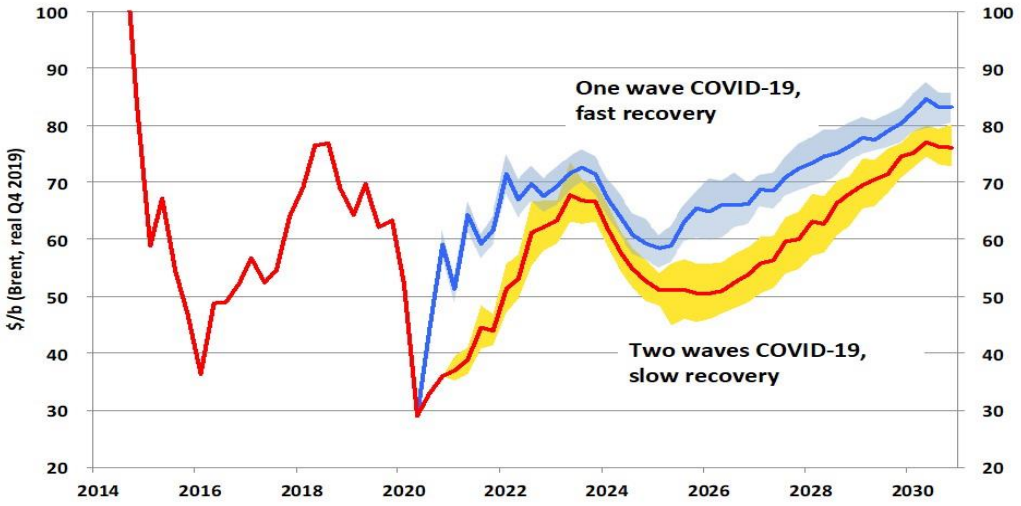
نتیجه گیری

انتظار می رود مسیر قیمت نفت در دوره زمانی تا سال ۲۰۳۰ سه مرحله داشته باشد :

- تداوم همه گیری کرونا تا سال ۲۰۲۴-۲۰۲۲ و رسیدن قیمت به سطوح ۷۰-۶۵ دلار در هر بشکه
- تداوم روند فعلی قیمتها و رسیدن آن به سطوح ۶۰-۵۰ دلار در هر بشکه در اواخر دهه ۲۰۲۰
- محدودیت عرضه و افزایش قیمت نفت به ۸۰ دلار در هر بشکه تا سال ۲۰۳۰

تأثیر ویروس کرونا در اقتصاد جهانی و از این رو، تقاضا برای نفت خام به ویژه در محتمل ترین حالت رکود اقتصادی عمیق و طولانی همراه با همه گیری طولانی مدت، بسیار عمیق است. بدون مداخله تهاجمی اوپک، متوسط قیمت نفت خام می تواند تا زیر اواسط سال ۲۰۲۲ زیر ۵۰ دلار در هر بشکه باقی بماند.

روند تاریخی و پیش بینی قیمت نفت برای دو سناریوی Covid-۱۹



در این شرایط اوپک دارای سه گزینه پاسخ سیاستی است:

- تولید را مدیریت کنید تا فقط تقاضای نفت خام اوپک را برآورده کنید (همانطور که در دو سناریوی نشان داده شده در اینجا نشان داده شده است).
- کاهش تولید برای حمایت از قیمت نفت در سطح هدف بالاتر (به عنوان مثال ۶۰-۷۰ دلار در هر بشکه).
- با تولید بیشتر از آنچه بازار نیاز دارد سهم بازار را دنبال کنید و قیمت را زیر ۵۰ دلار در هر بشکه حفظ نماید.

اگر اوپک هدف قیمتی را دنبال کند، با مهار بیشتر تولید می تواند قیمت نفت را در سطح مطلوب نگه دارد یا به آن نزدیک کند. اگر اوپک سهم بازار خود را دنبال کند، قیمت نفت به قیمت هر بشکه در حدود ۴۵-۴۰ دلار در هر بشکه (افزایش تقاضا) یا بهای ناچیز تولید در حدود ۳۰ دلار در هر بشکه (تقاضای ثابت یا نزولی) فرو می ریزد. همانطور که در سال های ۲۰۱۴ ، ۲۰۱۶-۲۰۱۵ و ۲۰۲۰ مشاهده کردیم، سیاست سهم بازار کارایی ندارد، زیرا LTO ایالات متحده در برابر قیمت های نفت تا ۵۰-۴۵ دلار در هر بشکه مقاومت می کند.

در نیمه دوم این دهه، پیش بینی می شود که عرضه و تقاضا به تعادل فشرده نزدیک شود، زیرا تولید غیر اوپک، به ویژه از روسیه، رو به کاهش است و LTO ایالات متحده به یک سطح تخت می رسد. پیش بینی می شود حتی بدون مداخله اوپک ، قیمت نفت به ۹۰-۸۰ دلار در هر بشکه (سناریوی همه گیر یک موج) یا ۸۰-۷۰ دلار در هر بشکه (سناریوی همه گیر دو موج) افزایش یابد.

رخدادهای حوزه سیاست انرژی

محورهای انرژی برنامه آتی پنجساله توسعه چین(۲۰۲۵-۲۰۲۱): ضرورت تسریع قرارداد همکاریهای استراتژیک ایران و چین

مطالعه محورهای انرژی برنامه چهاردهم توسعه پنج ساله چین برای سالهای ۲۰۲۵-۲۰۲۱ نشان می‌دهد که این کشور برنامه‌ریزی دقیقی برای کاهش سهم انرژیهای فسیلی در سبد انرژی خود و توسعه انرژیهای غیرفسیلی در این برنامه داشته که احتمالا در برنامه توسعه بعدی یعنی پانزدهم نیز ادامه خواهد داد. در این برنامه پیش‌بینی‌شده است که ۲۰ درصد انرژی اولیه خود را از سوخت‌های غیرفسیلی تأمین نمایدکه در این صورت سهم زغالسنگ از ۵۷ درصد کنونی سبد انرژی چین به ۵۲ درصد کاهش می‌یابد. در این برنامه تولید سالانه انرژی خورشیدی از سالانه ۸۰ گیگاوات ساعت به ۱۱۵ و برق بادی از ۳۶ گیگاوات‌ساعت به ۴۵ افزایش یافته است. در این شرایط به نظر می‌رسد رشد تقاضای سالانه حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز نفت این کشوردر برنامه سیزدهم توسعه بین سالهای ۲۰۲۰-۲۰۱۶ در سالهای آتی کاهش خواهد یافت.

این امر از نقطه نظر اثرگذاری بر منافع انرژی ج.ا.ایران بدین معنی است که کسب سهم از بازار نفت چین برای عرضه‌کنندگان با توجه به روند کاهش رشد تقاضای نفتی این کشور متناسب با سیاست‌های برنامه آتی پنج ساله توسعه این کشور در سالهای ۲۰۲۵-۲۰۲۱ نیازمند گذار تعاملات دو کشور از روابط صرف خریدار و فروشنده نفت به مرحله همکاریهای استراتژیک دو کشور است. این امر ضرورت تسریع در نیل به تفاهمات مربوط به همکاریهای مشترک استراتژیک دو کشور را برای بهره‌مندی ایران از مزایایی افزایش سهم خود از بازار نفت چین ضروری می‌سازد.

تمرکز هند به همکاری راهبردی انرژی با کشورهای عربی: زنگ خطری برای ایران حتی برای دوره بعد از تحریم‌ها

بر اساس گفته‌های سانجای باتاچاریا – معاون وزیر خارجه هند - در حال حاضر هند ۵۳ درصد واردات نفتی و ۴۱ درصد واردات گازی خود را از کشورهای منطقه عربی تأمین می‌کند که نشان می‌دهد این منطقه برای امنیت انرژی هند حیاتی است. بنا به گفته مقامات عالی رتبه انرژی هند، طبیعت روابط انرژی هند با کشورهای عربی از تعاملات خریدار و فروشنده صرف تغییر کرده و به مشارکت راهبردی انرژی در حوزه‌های مختلف بالادستی، پایین‌دستی، سرمایه‌گذاری مسترک پالایشی و ساخت زیرساخت های ذخایر استراتژیک تبدیل شده است. موضوعات همکاری دو کشور نیز علاوه بر حوزه نفت و گاز به حوزه‌های جدید انرژی نظیر توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر و غیر انرژی نظیر موضوعات ICT (فناوریهای ارتباطی)، امنیت غذایی و تبادل منابع انسانی (با توجه به حجم بالای کارگران هندی در کشورهای حوزه خلیج فارس) تسری یافته است. روابط استراتژیک هند با کشورهای عربی از فوریه ۲۰۱۸ در پی سفر نارندا مودی به ابوظبی و متعاقب آن سفر وزیر نفت و گاز طبیعی هند به ابوظبی در نوامبر ۲۰۱۸ و تدوین برنامه‌های همکاری استراتژیک انرژی بین دو کشور شروع شد. علاوه بر این در طرح «India's Economic Engagement with the Arab Region» تلاش شده است تا با دیگر کشورهای این منطقه در حوزه‌های مختلف وارد همکاری استراتژیک گردد.

نکته کلیدی نتیجه این تعاملات بر منافع انرژی ج.ا.ایران است که هرچه تعاملات انرژی هند با کشورهای عربی در قالب همکاری‌های چندجانبه استراتژیک شکل‌بندی گردد، سهم انرژی این کشورها در بازار انرژی هند پایدارتر و ایمن‌تر بوده که حتی در صورت لغو تحریم‌های ایران نیز به راحتی نتوان سهم خود را از بازار هند بازیابی نماییم. از اینرو، لازم است که الگوی تعاملاتی ایران با کشورهای دیگر صرفاً در موضوعات خرید و فروش نفت خلاصه نشده و با توجه به حجم و گستردگی و تنوع بالای اقتصاد کشور، همکاریهای انرژی ایران در قالب همکاریهای راهبردی استراتژیک با تأکید بر توسعه بازیگران مختلف دولتی و غیردولتی دنبال گردد.

تشدید سیاستگذاری توسعه‌ای عراق برای قطع واردات گاز و برق ایران بعد از تمدید معافیت ۶۰ روزه تحریم علیه ایران

کمیته نفت و انرژی پارلمان عراق در روز پنجشنبه ۲۴ سپتامبر بیان کرد که دولت بعد از تمدید معافیت ۶۰ روزه از تحریم‌های آمریکا علیه ایران در واردات گاز و برق، اولین حرکت خود را دعوت از شرکتهای خارجی برای سرمایه‌گذاری در واحدهای تولید برق قرار داده است.

امجد العقابی – یکی از اعضای این کمیته- در این زمینه بیان کرد که «کمبته نفت و انرژی پارلکان میزبان وزیر نفت(احسان عبدالجبار) بود تا موضوعات مختلفی از جمله سرمایه‌گذاری در میادین گازی کشور را مورد بررسی قرار دهند.» العقابی ادامه داد که ۲ میدان مهم مستقل گازی به نام های المنصوریه در استان دیاله و عکاز در استان الانبار در این کشور وجود دارد که وزیر نفت عراق به کمیته نفت و انرژی پارلمان تعهد داد که از شرکتهای بین‌المللی از چین، ژاپن و روسیه و دیگران برای سرمایه‌گذاری در این میادین گازی دعوت خواهد کرد. به نظر وی، تولید این میادین می‌تواند از نظر کمیت جایگزین واردات گاز از ایران برای تولید برق گردد. مقامات آمریکا در تمدید ۶۰ روزه معافیت عراق از تحریم‌های انرژی خود علیه ایران، این خواسته را مطرح می‌کردند که تمدید آن منوط به کاهش وابستگی به گاز و برق وارداتی از ایران است.

ترکمنستان پذیرفت که برای پیشرفت خط لوله تاپی برای عرضه گاز به پاکستان قیمت گاز را کاهش دهد

روز جمعه ۱۸ سپتامبر، هیاتی از سوی ترکمنستان به ریاست محمد مراد امان‌اف با مشاور ویژه نخست‌وزیر پاکستان در حوزه نفت نادیم بابر با حضور سفیر ترکمنستان در اسلام‌آباد دیدار کردند. در این دیدار که روسای شرکتهای پاکستانی و وزرای انرژی و خارجه هم حضور داشتند، طرفین بر ضرورت تسریع در احداث بخش پاکستانی خط لوله تاپی تأکید کردند و ترکمنستان نیز پذیرفت که به دغدغه‌های پاکستان مبنی بر گران بودن قیمت‌گذاری گاز خود به پاکستان توجه کند. لازم به ذکر است که در شرایط کنونی قیمت گاز ترکمنستان در مرز خود به ۷ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو محاسبه می‌شود که با احتساب عوارض و مالیات‌های مختلف به مصرف‌کننده نهایی در پاکستان به حدود ۱۰ دلار در هر میلیون‌بی‌تی‌یو خواهد رسید. این قیمت گاز در شرایط کنونی حتی از قیمت واردات ال‌ان‌جی به صورت تک محموله برای پاکستان گرانتر بوده و این کشور در سال گذشته متقاضی بازنگری سیستم قیمت‌گذاری گاز در این قرارداد شد.

علاوه بر این، ترکمنستان پذیرفت که ادامه خط لوله را از مرز خود را نقطه تحویل شهر هرات در افغانستان را نیز احداث کرده و فاز اول این خط لوله که مورد توجه مقامات پاکستان است در کوتاه‌مدت تکمیل گردد. لازم به ذکر است که مطالعه تلاشهای عربستان سعودی و ایالات متحده نشان می‌دهد که این دو کشور بسیار تلاش می‌کنند که با اتصال گاز ترکمنستان به افغانستان و پاکستان در فاز اول، بازار گازی این دو کشور از دست ایران خارج گردد. بنا به منابع تحلیلی بیزینس مانیتور، عربستان سعودی ۷۰۰ میلیون دلار برای احداث خط لوله در داخل خاک ترکمنستان از میدان گازی تا مرز افغانستان را سرمایه‌گذاری کرده است.

به نظر می‌رسد که با توجه به توافق امنیتی طالبان و آمریکا و نیز احتمال بالای موفقیت گفتگوهای صلح بین نیروهای مختلف افغانستان و تأمین ثبات سیاسی و امنیتی این کشور، احداث خط لوله تاپی که می‌تواند منافع ج.ا.ایران در بازار گازی جنوب آسیا را تهدید کند، به صورت جدی‌تری از سوی ذینفعان و حامیان منطقه‌ای و بین‌المللی آن دنبال می‌شود.

گزارش تحلیلی: باگ‌های تحریم؛ فرصت‌هایی برای دورزدن با محوریت بخش خصوصی با راهبرد (Pivot to Products Exports)

بخش اول: تمرکز تحریم بر بهره‌برداری از ویژگی Crude-center بودن صادرات انرژی ایران

گزارش تحلیلی حوزه سیاست انرژی

طرح موضوع:

تحریم‌ها آمریکا علیه ایران بر پایه ضعف‌های اقتصاد و اقتصاد انرژی ج.ا.ایران استوار شده اند، از اینرو تداوم فشارهای تحریمی و مهمتر از آن، تداوم اثرگذاری این تحریم‌ها بر ایران منوط به تداوم نقاط ضعف داخلی ایران می‌باشد. این موضوعی است که برخی از تحلیل‌گران آمریکایی– نظیر گزارشات موسسه امنیت نوین آمریکا- به این نتیجه برسند که « وقتی دولت ایالات متحده از تحریم‌ها به مثابه ابزاری در سیاست خارجی خود علیه کشورهای دیگر استفاده می‌کند، بخشی این ابزار تا زمانی که نقاط ضعف داخلی کشور هدف تحریم ادامه داشته باشد کارآمد خواهد بود و این نقیصه بزرگی در استفاده از تحریم به عنوان ابزار سیاست خارجی دولت ایالات متحده علیه دیگر کشورها است.» به عبارت دیگر، نقیصه اصلی تحریم‌ها این است که اگر کشور مورد هدف تحریم به «برطرف‌سازی مجراهای داخلی خود که بسترساز اثرگذاری تحریم‌های خارجی شده اند، اقدام نماید؛ سیاست خارجی تحریمی آمریکا با بحران روبرو خواهد شد.» علاوه بر این، تحریم‌ها هرچقدر هم پیچیده باشند، در زمان اجرای مکانیزم‌های آن نیز دارای نقیصه‌ها (باگ‌هایی) هستند که کشورهای هدف تحریم با ارزیابی درست و تدوین سیاست‌های مقابله‌ای می‌توانند از آن برای ناکارآمدسازی اثرگذاری تحریم‌های علیه خود بهره‌گیرند. در این گزارش تلاش می‌شود که ابتدا نقیصه‌های (باگ‌ها) اصلی و سپس اجزای نظام تحریمی آمریکا بر اقتصاد انرژی ج.ا.ایران شناسایی گردد و سپس به برنامه‌های مقابله‌ای آن با محوریت بخش خصوصی کشور پرداخته شود. این نقیصه‌های تحریمی به دوبخش اصلی تقسیم می‌گردند؛

الف) نقیصه‌های ذاتی تحریم‌ها به دلیل مبتنی‌بودن بر نقاط ضعف داخلی اقتصاد انرژی کشور که با برطرف شدن آن، معماری تحریم را دچار فروپاشی می‌کند.

۱) تمرکز تحریم‌ها بر ویژگی خام‌محوری (Crude-center) صادرات انرژی ایران و امکان شناسایی خریداران محدود و معدود با استفاده از «امکان‌پذیری منشأ نفت ایران» (Origin)

۲) تمرکز تحریم‌ها بر بازیگر دولتی انحصاری صادرات نفت ایران که اثرگذاری تحریم را تسهیل می‌نماید.

ب) نقیصه‌های تحریمی در فرآیند اجرای آن

۳) پیوستگی جغرافیایی گسترده با کشورهای زیادی که نیازی به لجستیک تجارت نظیر بیمه و کشتیرانی ندارند،

۴) وجود کشورهایی در پیرامون کشور ایران که به انرژی ایران نظیر برق، گاز طبیعی، فرآورده‌های نفتی و گازی و محصولات پتروشیمی (نظیر کود شیمیایی) ایران نیاز داشته که جایگزین اقتصادی برای عرضه غیرایرانی آن در کوتاه‌مدت دشوار است،

۵) وجود بازیگران غیررسمی در بازار انرژی کشورهای پیرامونی ایران که نسبت به تهدید تحریم‌شدن از سوی ایالات متحده در صورت همکاری با ایران ریسک‌پذیرتر هستند. گاه این بازیگران غیررسمی در کشورهای پاکستان، افغانستان و عراق از بازیگران رسمی قدرتمندترند،

۶) وجود بازار غیررسمی (قاچاق) در اکثر کشورهای پیرامونی در حوزه انرژی که کشور ایران می‌تواند با ابزار قیمت‌های منعطف نسبت به قیمت‌های بین‌المللی در این بازارها انرژی خود را عرضه نماید.

گزارش حاضر به اختصار مورد اول پرداخته خواهد شد و بررسی موارد دیگر در گزارشات آتی پیگیری خواهد کرد.

تحلیل و ارزیابی:

- **تمرکز تحریم بر ویژگی Crude-center بودن صادرات انرژی ایران**

اصلی‌ترین موضوعی که زمینه‌ساز تحریم‌های آمریکا و امید سیاست خارجی این کشور مبنی بر اثرگذاری تحریم بر ایران شده است، وضعیت صادرات پترولیوم ایران بوده که تاکنون بر محور صادرات نفت خام قرار داشته است. این موضوع ۴ نتیجه راهبردی را برای ایالات متحده به عنوان تحریم‌کننده و ج.ا.ایران به عنوان تحریم‌شونده در بردارد؛

۱- معدود و محدودبودن مصرف‌کنندگان نفت ایران که تحریم‌کننده امکان شناسایی آنها را دارد؛

صادرات نفت ایران در شرایط عادی متناسب با ویژگی های نفت خود و ویژگی های نفت پالایشگران مصرف‌کننده به طور سنتی حدود ۶۰۰ هزار بشکه نفت به میزان ۴۰ درصد به اروپا (عمدتاً یونان و اسپانیا)، چین، ژاپن و هند، مقادیر کمی به ترکیه، آفریقای جنوبی و تایوان و میعانات گازی به کره جنوبی بوده است. مطابق نظر تحلیل‌گران آمریکایی دست‌اندرکار تحریم ایران، بیش از ۹۰ درصد صادرات نفت ایران به کمتر ۱۰ کشور و حداکثر ۵۰ پالایشگاه جهان صادر می‌شود که امکان نظارت بر این مصرف‌کنندگان برای اجرای تحریم‌های آمریکا علیه ایران برای آمریکایی‌ها از طریق مسیرهای انتقالی و مصرف پالایشگاه‌های هدف وجود دارد. هرچند ایران در برخی ماه‌ها و یا به صورت موقتی و محدود می‌تواند از طریق ترکیب نفت خود به پالایشگاه‌های دیگری نیز به میزان محدود دست پیدا نماید اما کلیت روال عادی صادرات نفت ایران به پالایشگاه‌های محدودی است که می‌تواند مانیتور گردد.

۲- **مشخص بودن «منشأ» (Origin) نفت خام ایران** می‌تواند روند و فرآیند نفت صادراتی نفت کشور را از طریق بررسی شناسایی ویژگی های نفت ایران در جهان مانیتور گردد. همان گونه که بیان شد، شاید بتوان مقادیری از نفت صادراتی را ترکیب و یا گونه جدید نفتی را بوجود آورد، اما منشأ کلیت نفت ایران از نظر آمریکایی‌ها قابل پیگیری و رصد است. مثلاً در اواخر سال ۲۰۱۹ ادعا شد که با ترکیب نفت ایران و مالزی از سوی تریدرها، گونه جدیدی برای دورزدن تحریم نفتی ایران ایجاد شده است.

۳- امکان‌پذیری «جایگزین‌سازی نفت ایران با ترکیب نفت‌های مشابه دیگر عرضه‌کنندگان» از سوی تحریم‌کننده

کارشناسان وزارت خزانه‌داری ایالات متحده تلاش زیادی کردند که برای موفق بودن و اثرگذاری تحریم‌ها علیه ایران از یکسو و عدم آسیب به عرضه جهانی نفت (البته قبل از بحران عرضه) از سوی دیگر، به پیشنهاد عرضه نفت‌های مشابه برای جایگزین نفت ایران اقدام نمایند. البته برخی از اندیشکده‌های تحلیلی نیز در این روند به تحریم کننده کمک نمودند که در نمودار ذیل به روشنی نشان داده شده است.

٤- امکان‌پذیری پایش پایانه‌های محدود بارگیری نفت خام توسط تنها بازیگر دولتی صادرات نفت ایران و پایش مسیر انتقالی آن

پایانه‌های صادراتی نفت خام ایران و همه کشورهای صادرکننده معدود هستند. این موضوع به دلیل ضرورت پهلوگیری نفتکش‌های بزرگ اقیانوسی قاره‌پیما (البته عمدتاً) عادی و معمول است و دلیل غیرژئوپلیتیکی برای تجهیز چندین اسکله برای صادرات نفت خام وجود ندارد. در ایران نیز صادرات نفت خام تاکنون منحصر به اسکله‌های خارک بوده که اخیراً برنامه‌ریزی برای اسکله جدیدی در بیرون از تنگه هرمز صورت گرفته است. این معدود بودن پایانه‌های صادرات نفت خام در کشورهای عرضه‌کننده امکان این را برای کشورهای تحریم‌کننده فراهم می‌آورد که با ابزارهای نوین اطلاعاتی و ارتباطی و نظارتی، وضعیت صادرات نفت کشور تحریم شده و مسیر حرکت نفتکش‌ها را رصد کنند. هرچند از طریق اقداماتی نظیر خاموش کردن سیستم ردیاب دریایی و بارگیری کشتی به کشتی امکان محدودی برای گریز از رصد وجود دارد اما این وضعیت موقتی و محدود است. از نظر عملیاتی برخلاف نفت خام، صادرات فرآورده می‌تواند از بندرگاه‌های متعدد و متکثرتری صورت پذیرد که نظارت و رصد آن از سوی تحریم‌کننده دشوارتر است.

- **استفاده از باک تحریم‌ها علیه نفت خام ایران: چرخش به سمت فرآورده و صدور ترکیبی انرژی (Pivot to Products) است.**

همانگونه که در فوق بیان گردید، پایه تحریم‌های نفتی آمریکا علیه ایران بر محور یک نقیصه داخلی ایران قرار دارد که صادرات پترولیوم این کشور، نفت خام-محور (Crude-center) است. پس با تغییر استراتژی داخلی ج.ا.ایران در حوزه صادرات انرژی می‌توان شاکله تدوین و اثرگذاری تحریم‌ها علیه بخش نفت ایران را از نظر ژئواستراتژی‌اقتصادی برای همیشه بهم ریخت. اساساً با حرکت به صادرات سمت فرآورده‌های نفتی، ساختار تحریم نفتی ایران از نظر اثرگذاری و کارآمدی برای ایالات متحده فروخواهد ریخت. زیرا؛

۱- افزایش سهم فرآورده در صادرات پترولیوم ایران به جای نفت خام، سبب می‌شود که شناسایی منشأ ایرانی (origin) آن غیرممکن گردد. در

این شرایط شناسایی و رصد جریان فرآورده از سوی ایران در بازار جهانی انرژی ناممکن می‌گردد.

۲- افزایش سهم فرآورده در صادرات پترولیوم ایران به جای نفت خام، دایره مصرف‌کنندگان و شرکای تجارت انرژی کشور را گسترده می‌سازد. برخلاف حدود ۵۰ پالایشگاه خارجی مصرف‌کننده نفت خام ایران، مصرف‌کنندگان فرآورده هر کشوری می‌تواند خریدار فرآورده ایران در حجم‌های مختلف باشد.

۳- برخلاف نفت خام که فروشنده آن تنها شرکت ملی نفت ایران است، می‌توان از طیف وسیعی از بازیگران خصوصی و دولتی برای فروش فرآورده به طرف‌های خارجی از بنادر مختلف ایران و یا از طریق راه‌های زمینی به همسایگان استفاده کرد که نسبت به اثرپذیری تحریم برای فروش نفت و بازگشت ارز حاصل از صادرات آسیب‌پذیری کمتری دارند.

٤- تنها در کشورهای پیرامونی ایران بین ۷۰۰-۵۰۰ هزار بشکه در روز ظرفیت برای واردات فرآورده‌های مختلف وجود دارد که دارای اتصال زمینی و بدون نیاز به لجستیک تجارت مورد نیاز برای بازارهای دور (نظیر بیمه کشتی) می‌باشند.

نتیجه‌گیری: پیشنهاد دستورکارهای اجرایی برای استفاده از باگ تحریم برای بی‌اثرسازی آن

- معماری تحریم نفتی ایران به دلیل و بر پایه وابستگی صادرات پترولیوم ایران به نفت خام قرار گرفته است. تصمیم‌گیران کشور به جای انتظار برای کاهش تحریم‌ها می‌بایست با حل نقیصه داخلی که زمینه‌ساز اثرگذاری تحریم خارجی شده است، ناتوان‌سازی کلیت سازمان تحریم علیه ایران را هدفگذاری نمایند تا برای همیشه تهدید تحریم نفت ایران از بین برود. درست همانگونه که برای همیشه تحریم بنزین برای کشور از بین رفت.
- به دلیل محدودیت‌های قانونی در ساخت پالایشگاه‌های دولتی، تصمیم‌گیران کشور می‌توانند پتانسیل گسترده بخش خصوصی برای احداث مینی‌ریفاینری‌ها با هدفگذاری صادراتی و با ضرورت رعایت مولفه‌های فناورانه کیفیت محصول نهایی و الزامات محیط‌زیستی را توسعه دهند.
- ارائه مجوزهای خوراک و تضمین آن با مشوق‌های قیمتی – همانگونه که هم‌اکنون به خریداران خارجی نفت خام تخفیف داده می‌شود- با دوره‌های تنفس بازپرداخت قیمت خوراک البته با کسب ضمانت‌های بازپرداختی می‌تواند منجر به تسهیل مشارکت بخش خصوصی گردد.
- توسعه بخش پالایشی و کاهش سهم نفت خام در صادرات پترولیوم ایران، علاوه بر زمینه‌سازی توسعه بخش نفتی به عنوان پیشران (درایور) توسعه اقتصادی کشور و رشد اشتغال، می‌تواند از یک آسیب‌جدی فنی به میادین تولید نفت جلوگیری کند. در شرایط حاضر، کاهش غیرفنی تولید میادین تولیدی به دلیل عدم وجود بازار صادراتی می‌تواند سبب کاهش فشار و آسیب تولید این میادین در آینده گردد که بازگردانی آن نیازمند هزینه‌های بالای ازدیاد برداشت می‌باشد.
- از نظر ژئوپلتیکی، کاهش سهم نفت خام در صادرات انرژی و افزایش سهم فرآورده که آسیب‌پذیری تحریمی کمتری دارد می‌تواند درآمد ارزی کشور را رشد داده و توان ایستادگی بخش دیپلماسی کشور در برابر زیاده‌خواهی ایالات متحده در حوزه سیاست خارجی را بیشتر نماید. از این رو باید گفت که توسعه بخش پالایشی در شرایط حاضر با محوریت بخش خصوصی تنها از نظر اقتصاد انرژی در خدمت منافع انرژی و ملی کشور نیست بلکه معماری تحریم آمریکا علیه صنعت ایران را دچار فروپاشی اساسی نماید.

رخدادهای حوزه ژئوپلیتیک انرژی

تشکیل مجمع گازی مدیترانه شرقی (EMGF) و اثرات آن برمنافع انرژی و امنیتی ج.ا.ایران

در ۲۲ سپتامبر ۲۰۲۰، وزیر نفت و منابع میزبان مراسم امضاء مجمع گازی مدیترانه شرقی به عنوان یک سازمان بین‌دولتی در قاهره بود. شش دولت مصر، رژیم اشغالگر قدس، یونان، قبرس، ایتالیا و اردن عضو این مجموع بودند که بنا به گفته وزیر انرژی رژیم اشغالگر قدس، دولت خودگران فلسطینی هم عضو این مجمع محسوب می‌گردد. کشور فرانسه تقاضای عضویت در این مجمع داشته و ایالات متحده و اتحادیه اروپا به عنوان اعضای ناظر در این مجمع می‌باشند. مطابق اهداف اعلام‌شده، این مجمع پلتفورمی است که تحت آن تولیدکنندگان، مصرف‌کنندگان و کشورهای ترانزیتی گاز طبیعی را با نگاه منافع مشترک برای ایجاد سیاست‌های منسجم و ساختارمند دور هم جمع کرده و منجر به توسعه پایدار بازار گاز منطقه‌ای، بهره‌برداری و انتقال منابع گازی منطقه برای رفاه مردمان منطقه می‌گردد.

از نظر ژئوپلیتیکی ایجاد این مجمع، آشکارا منافع ترکیه را هدف قرار می‌دهد که نوعی اشتراک منافع و برنامه اقدام هماهنگ را برای سیاست‌های ترکیه برای افزایش حضور خود در منطقه مدیترانه شرقی را ایجاد می‌کند. ترکیه در ماه‌های اخیر تلاش کرده بود که با دولت لیبی به توافقنامه‌ای برای افزایش حضور خود در مدیترانه شرقی برسد.

علاوه بر این، رژیم اشغالگر قدس و مصر به دلیل گرایشات اسلامی نزدیک به نیروهای اخوان‌المسلمین در مصر و حماس در غره و همچنین یونان از نظر امنیتی نیز علاقمندند که از این مجمع به عنوان یک پاسخ مشترک منطقه‌ای علیه ترکیه استفاده کنند.

از نظر اقتصادی و انرژی، این مجمع سبب خواهد شد که کشورهای این منطقه که هریک دارای میادینی با ذخیره گازی تقریباً هم‌اندازه هستند، نظیر لویاتان در رژیم اشغالگر قدس و یا الظهر در مصر به جای توسعه جداگانه، این میادین را در یک پلتفرم مشترک توسعه داده که از نظر اقتصادی حتی منجر به ایجاد صرفه اقتصادی در احداث تأسیسات ال‌ان‌جی صادراتی مشترک گردد. تجمیع ذخیره گازی این کشورها در مدیترانه شرقی می‌توانند برای تولید از ذخایر تزدیک به ۲ تریلیون مترمکعب گاز این منطقه برنامه‌ریزی نمایند. به نظر می‌رسد که کشورهای مدیترانه شرقی از درک راهبردی بیشتری به نسبت کشورهای حوزه خلیج فارس در انسجام راهبردی و اجرایی برای استفاده از قابلیت‌های انرژی برای همگرایی بیشتر استفاده می‌کنند.

از نظر منافع انرژی ج.ا.ایران، توسعه گازی منطقه مدیترانه شرقی در آینده نزدیک می‌تواند به یکی از منابع قابل عرضه برای جنوب اروپا و حتی کشورهای با قابلیت واردات گازی خلیج فارس بدل گردد. امری که با توجه به تنش‌زدایی امنیتی رژیم اشغالگر قدس با کشورهای عربی بسیار محتمل به نظر می‌رسد. مثلاً انتقال گاز میدان لویاتان رژیم اشغالگر قدس و یا الظهر مصر از طریق اردن به عربستان و کویت یکی از گزینه‌های صادراتی است که اخیراً برخی از اندیشکده‌های رژیم صهیونیستی در سایه تنش‌زدایی سیاسی این رژیم با کشورهای عربی خلیج فارس به آن تمایل نشان داده اند.

دعوت وزیر نفت وگازطبیعی‌هند از شرکتهای‌آمریکایی برای توسعه‌زیرساخت انرژی هند در طرح «مشارکت استراتژیک انرژی دو کشور»

درامندرا پاراهان- وزیر نفت و گاز طبیعی هند در کنفرانس ویدئویی با سفیر آمریکا در هند (کنت جاستر) در ۲۳ سپتامبر درخواست کرد که شرکتهای آمریکایی در قالب طرح مشارکت انرژی ایالات متحده و هند که در فوریه ۲۰۲۰ در سفر ترامپ به هند نهایی شد، در زیرساخت‌های گازی این کشور سرمایه‌گذاری نمایند. یکی از محورهای مهم توافق طرح مشارکت استراتژیک هند و آمریکا، سرمایه‌گذاری شرکتهای آمریکایی در احداث پایانه‌های واردات ال‌ان‌جی، تأسیسات گازی‌سازی مجدد و شبکه خطوط لوله از بنادر به مراکز مصرف هند برای توسعه مصرف گاز در این کشور بود. در این راستا، شرکتهای هندی نیز علاوه بر سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی تولید ال‌ان‌جی در آمریکا، به واردات ال‌ان جی از آمریکا اقدام خواهند کرد.

پیشنهاد ۱/۲ میلیارد دلاری احداث پایانه واردات ال‌ان‌جی آلمان از آمریکا برای عدم تحریم خط لوله روسی نورد استریم-۲

به رغم اتهامات روسیه در ترور الکسی ناوالنی، به نظر می‌رسد که آلمان به رغم فشارهای کشورهای اروپایی و ایالات متحده همچنان معتقد است که این خط لوله ۱۲۳۰ کیلومتری که با هزینه ۱۰/۵ میلیارد دلار در مراحل پایانی ساخت خود بوده و تنها ۱۶۰ کیلومتر آن باقیمانده است را نگهدارد. این خط لوله قرار است که ۵۵ میلیارد مترمکعب دیگر گاز روسیه را بدون عبور از کشور ترانزیتی اوکراین به آلمان انتقال داده و سالانه این کشور را از حدود ۲ میلیارد دلار درامد ترانزیتی محروم کند.

از سوی دیگر ایالات متحده در دولت ترامپ نیز تلاش دارد که با «بازاریابی دیپلماتیک» و گرو گرفتن هزینه‌های امنیتی که آمریکا برای آلمان

انجام می‌دهد، این کشور را وادار به خرید ال‌ان‌جی خود کند. از این‌گذشته، برای اینکه رقبای گازی خود را که می‌توانند عرضه گازی ارزانتری به آلمان و اروپا را داشته باشند را با ابزار تحریم به بهانه‌های مختلف از دور خارج نماید. در این راهبرد آمریکایی‌ها، کشورهای لهستان و اوکراین نیز با آمریکا در تضعیف جایگاه روسیه در بازار گازی اروپا هم راستا می‌باشند. به گونه‌ای که لهستان پیشنهاد داده است که حاضر است به آلمان در عوض رهاکردن خط لوله نورداستریم-۲، به این کشور از طریق خط لوله گازی بالتیک با عبور از لهستان به آبهای ساحلی نروژ در دریای شمال دسترسی بدهد. این خط لوله ۹۵۰-۸۰۰ کیلومتری در اکتبر ۲۰۲۲ به بهره‌برداری خواهد رسید.

روسیه نیز در سالهای گذشته با فهم تلاش آمریکا در مقابله با گاز روسیه در اروپا تلاش کرده است تا با مشارکت‌دادن شرکتهای بزرگ اروپایی در این پروژه نظیر یونیپر، وینترشال، اوامو‌ی، Engie و رویال‌داچ شل در مقابل فشارهای آمریکا جبهه ائتلاف منافع تشکیل دهد.

در حال حاضر آلمان در یک دو راهی قرار گرفته است که از یکسو آمریکا حتی قبل از موضوع الکسی ناوالنی، خط لوله نورداستریم-۲ و ترکیش استریم را در مجوز دفاع ملی سال مالی ۲۰۲۰ (NDAA) تحریم کرده است و از سوی دیگر بیش از ۹۰ درصد پروژه نورداستریم-۲ تکمیل شده است که نقش مهمی در تأمین انرژی ارزانتر برای این کشور خواهد داشت. در این راستا تلاش کرده است تا به ایالات متحده پیشنهاد دهد تا در عوض معافیت خط لوله نورداستریم-۲ از تحریم‌های این کشور، مبلغ ۱ میلیارد یورو (۱/۲ میلیارد دلار) در احداث پایانه‌های واردات ال‌ان‌جی برای خرید ال‌ان‌جی ازاین کشور سرمایه‌گذاری کند. اما به نظر می‌رسد که ایالات متحده با توجه به کاهش چشم‌انداز مصرف گاز اتحادیه اروپا از ۵۰۴ میلیارد مترمکعب کنونی به ۳۸۶ میلیارد مترمکعب (بر اساس امارهای چشم‌انداز انرژی جهانی IEA در نوامبر ۲۰۱۹) حاضر نشود به رقیب روسی خود با امکان عرضه گاز ارزانتر به میزان ۵۵ میلیارد مترمکعب در سال اجازه دهد.

بهره‌برداری ترمینال واردات ال‌ان‌جی کویت و پایان طرح واردات گازی از ایران

همزمان با رشد تقاضای گازی کویت و نیاز این کشور به واردات آن، پروژه احداث بزرگترین پایانه واردات ال‌ان‌جی خاورمیانه به نام پروژه الزور کویت از سال ۲۰۱۶ شروع شد و پیش‌بینی می‌شود که تا مارس ۲۰۲۱ به بهره‌برداری برسد. ظرفیت این پایانه‌های واردات ال‌ان‌جی و تأسیسات گازی‌سازی مجدد آن ۲۲ میلیون تن در سال (معادل ۳۱ میلیارد مترمکعب) می باشد. این تأسیسات توسط شرکتهای کره‌ای مهندسی و ساخت هیوندایی و کوگاز با هزینه ۲/۹ میلیارد دلار ساخته می‌شود. لازم به ذکر است که روند روبه‌رشد سهم ال‌ان جی در تجارت جهانی گاز از ۴۲۵ میلیارد مترمکعب در حال حاضر به بیش از ۱۰۰۰ میلیاردمترمکعب خواهد رسید که سهم آن را از یک سوم به بیش از ۵۰ درصد تجارت جهانی گاز خواهد رساند. این امر به معنی کاهش سهم عرضه‌کنندگان از طریق خطوط لوله در تجارت جهانی گاز می‌باشد.

عمده ذخیره گازی کشور کویت از نوع «ذخایر همراه نفت» بوده که میزان تولید آن در سال ۲۰۱۹ برابر با ۱۸/۴ میلیارد مترمکعب بوده در حالیکه مصرف گازی این کشور در این سال بنا به آمارهای شرکت بی‌پی ۲۳/۵ میلیارد مترمکعب بوده است. پیش‌بینی می شود که روند نیاز واردات گازی این کشور در دهه آینده بین ۱۵-۱۲ میلیارد مترمکعب در سال باشد.

نکته مهم از حیث ارتباط با منافع انرژی ج.ا.ایران این است که ایران تا سال ۱۳۹۵ (۲۰۱۶) به ویژه در دوره ۲ ساله بعد از برجام و تا پیش از خروج ترامپ از برجام در سال ۲۰۱۸ این فرصت را داشت که با توجه به مسافت کوتاه بین دو کشور، به عرضه گاز از طریق خط لوله به این کشور اقدام نماید. اما با بهره‌برداری از این ترمینال‌های ال‌ان‌جی به نظر می رسد که دولت کویت به ال‌ان‌جی به جای خط لوله در تأمین واردات گازی خود تکیه کرده است. از نظر اقتصادی نیز دولت کویت به اقداماتی دست زده است که هزینه‌نهایی واردات ال‌ان‌جی از سوی این کشور خیلی پرهزینه‌تر و گرانتر از واردات از طریق خط لوله نباشد و آن هم این سیاست است که؛ از طریق سرمایه‌گذاری ذخیره ارزی خود در پروژه‌های تولید گاز و ساخت ال‌ان‌جی در کشورهای عرضه‌کننده نظیر استرالیا و ایالات متحده از سود حاصل از صادرات به کشور خود نیز برخوردار می‌گردد.

تحلیل راهبردی میدان گازی جدید ترکیه (Sakarya) از منظر منافع انرژی ج.ا.ایران؛ این میدان برای ترکیهGame Changer نیست اما سهم گازی ایران از تقاضای داخلی ترکیه را حذف می‌کند

طرح موضوع:

در ۲۱ اگوست ۲۰۲۱ از طرف اردغان اعلام شد که این کشور در ۲۹ می در چاه اکتشافی Tuna-۱ توانسته است به ذخیره گازی قابل توجهی دست یابد. مطابق اعلام مقامات ترکیه ذخیره این میدان که اکنون «میدان گازی Sakarya» نامیده می شود، به میزان ۳۲۰ میلیارد مترمکعب می باشد. این میدان در عمق ۴۰۰۰-۳۵۰۰ متری در فاصله ۱۷۰ کیلومتری استان زونگولداغ در دریای سیاه قرار دارد. عمق دریا در این میدان ۱۲۰۰ متر می باشد. این میدان گازی ترکیه در نزدیکی بلوک گازی Neptun رومانی که ۸ سال قبل کشف شد و نزدیکی بلوک گازی Danube در بلغارستان می باشد که به منزله این است که این منطقه غنی است. در همین منطقه شرکت روس‌نفت هم در منطقه روسی دریای سیاه اقدام به اکتشاف کرد که به نتیجه خاصی نرسید.

موقعیت جغرافیایی میدان گازی تازه کشف‌شده Sakarya در ترکیه

تحلیل و ارزیابی:

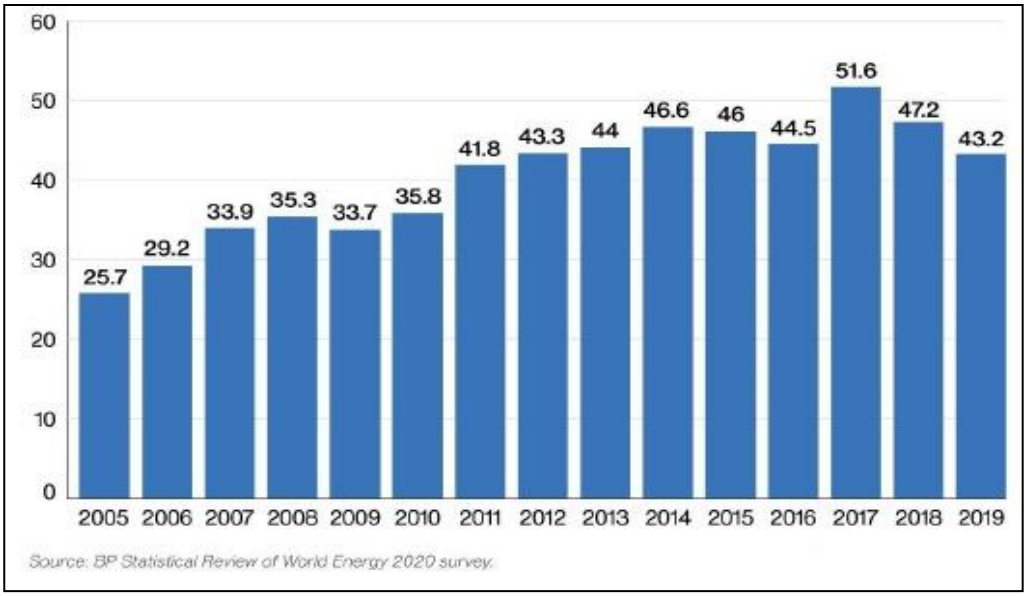
۱) بعد از کشف میدان گازی ظهر (Zohr) مصر در سال ۲۰۱۵ توسط شرکت انی در آب‌های مدیترانه، دولت ترکیه در سال ۲۰۱۷ در دوره وزارت Berat Albyrak بر وزارت انرژی و منابع طبیعی ترکیه، سیاست انرژی خود را بخش اکتشاف منابع معدنی تغییر داد و بر توسعه اکتشاف در دو بخش الف) دریای سیاه و ب) منطقه مورد ادعای ترکیه در دریای مدیترانه تمرکز کرد و متعاقب آن بین ۵۰-۴۰ چاه اکتشافی در این مناطق حفر کرد.

۲) سیاست انرژی جدید ترکیه سبب شده است که تقاضای گازی این کشور در سالهای گذشته به ۲ دلیل کاهش یابد؛

- الف) کاهش وابستگی به گاز در تولید برق و تأکید دولت ترکیه به کاهش واردات به دلیل هزینه بالای اقتصادی آن که سالانه ۴۵-۴۱ میلیارد دلار است. لازم به ذکر است به دلیل اینکه تولید داخلی گاز این کشور سالانه رقم ناچیز بین ۵۰۰-۴۰۰ میلیون مترمکعب بوده و مجبور است حدود ۹۹ درصد تقاضای گازی خود را از کشورهای روسیه، ایران، آذربایجان (به صورت خط لوله) و الجزایر، قطر و اخیراً آمریکا (ال‌ان‌جی) وارد کند. تقاضای گازی این کشور سالهای ۲۰۱۹-۲۰۱۷ به ترتیب ۵۱/۶، ۴۷/۲ و ۴۳/۲ میلیارد مترمکعب در سال بوده که روند کاهشی آن مشهود است.

- ب) تمرکز بر انرژیهای جایگزین گاز در تولید برق که روند افزایشی در استفاده از زغالسنگ داخلی، انرژیهای تجدیدپذیر برق‌آبی و برنامه‌ریزی برای توسعه نیروگاه هسته‌ای با همکاری روسیه در آینده نزدیک سبب کاهش تقاضای گازی این کشور شده است.

روند کاهشی تقاضای گازی ترکیه به میلیارد مترمکعب در سال را طی سالهای گذشته می‌توان در نمودار ذیل دید:



- **چشم‌انداز میزان تولید احتمالی میدان گازی جدید ترکیه**

۳) ذخیره این میدان در ترکیه به میزان ۳۲۰ میلیارد مترمکعب به اندازه حدود ۴۰درصد میدان Zohr در مصر با ذخیره ۸۴۰ بوده که در سال ۲۰۱۵ کشف شد. این مقایسه آماری به این دلیل صورت گرفته است که به فرض یکسان‌دانستن شرایط تولید و همکاری شرکتهای بین‌المللی، می‌توان به دریافت واقع‌بینانه‌ای از میزان تولید احتمالی این میدان داشت. هم‌اکنون کنسرسیومی با مشارکت شرکت انی (۶۰درصد)، روس‌نفت (۳۰درصد) و بی‌پی (۱۰درصد) درحال توسعه این میدان بوده که تولید کنونی آن Bcm ۲۱ در سال بوده که برنامه تولید با ثبات این میدان از سوی انی نیز نهایتاً Bcm ۲۷ در سال طرح‌ریزی شده است. لازم به ذکر است که عمق دریا در میدان الظهر نیز ۱۴۵۰ متر بوده که نزدیک به عمق ۱۲۰۰ متری میدان جدید ترکیه در دریای سیاه می باشد.

۴) نمونه بعدی مقایسه میدان گازی لویاتان در رژیم اشغالگر قدس است که با ذخیره ۶۲۰ میلیارد مترمکعب (تقریباً دو برابر میدان گازی جدید ترکیه) در عمق ۱۵۰۰ متری در دریای مدیترانه واقع بوده و توسط شرکت Noble Energy در حال توسعه است. تولید نهایی این میدان با اتمام فاز دوم آن ۲۱ میلیارد مترمکعب در سال برآورد شده است.

نتیجه اینکه، به دلیل اینکه شرکتهای ترکیه‌ای فاقد تجربه تولید در آبهای عمیق بوده، در صورت وجود همکاری شرکتهای بین‌المللی با ترکیه در توسعه این میدان، می‌توان انتظار داشت که رکورد تولید آن همانند روند توسعه اینگونه میادین با مشارکت شرکتهای بزرگ، با توجه به حجم ذخیره میدان جدید ترکیه (۳۲۰ میلیارد مترمکعب) نهایتاً تولید ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال باشد.

برخی از منابع تحلیلی انرژی ترکیه نیز در تحلیل‌هایی، سطح تولید احتمالی این میدان را ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال برآورد کرده اند.

- **زمان احتمالی بهره‌برداری کامل از این میدان**

۵) تجربه سالهای اخیر شرکتهای بزرگ و معظم بین‌المللی در توسعه میادین فراساحل در منطقه مدیترانه نشان می‌دهد که توسعه میدان الظهر و یا لویاتان با توجه به عمق دریا و زیرساخت‌های لازم بین ۵-۳ سال (بهره‌برداری کامل) طول کشیده است. از این رو به نظر بسیاری از تحلیل‌گران نظیر جاناتان لمپ از شرکت Wood&Compony، تعیین ۳ سال برای بهره‌برداری از این میدان از سوی رجب طیب

اردوغان در سخنرانی رسمی خود به دلیل فقدان زیرساختهای توسعه‌یافته در دریای سیاه بسیار خوشبینانه بوده که با لحن ناسیونالیستی بخاطر اهداف سیاسی بیان شده است. به نظر می‌رسد که زمان منطقی این توسعه این میدان در صورتی که همه شرایط حقوقی و قراردادی جلب همکاری شرکتهای بین‌المللی با تأخیر مواجه نشود، بین ۵-۴ سال خواهد بود.

- **اثرگذاری این میدان بر سیاستهای انرژی ترکیه**

۶) برجسته‌سازی رسانه‌ای کشف این میدان جدید گازی از سوی رئیس جمهور ترکیه می‌تواند منجر به ۳ نتیجه مهم در سیاست‌های انرژی این کشور گردد که به نوبه خود دارای نتایج ژئوپلیتیکی است؛

یکی، اینکه به رغم اینکه سیاست‌های جدید اکتشافی ترکیه در دریای مدیترانه با مخالفت اروپا، رژیم اشغالگر قدس و مصر قرار دارد و احتمالاً موجب ایجاد فشارهای دیپلماتیک بر ترکیه خواهد شد، دولت ترکیه سعی می‌کند از حمایت ناسیونالیستی مردم برای پشتیبانی از خود به منظور توسعه فعالیت‌های اکتشافی در دریای مدیترانه در فضای فشار دیپلماتیک استفاده نماید و این فعالیت‌ها را با هدف اکتشاف بیشتر ذخیره مواد هیدروکربوری ادامه دهد. تحلیل محتوایی جملاتی نظیر «تلاش دولت در خودکفایی گاز از واردات»، «هدفگذاری دولت برای تبدیل ترکیه به کشور صادرکننده گاز» همگی در راستای این موضوع توسعه اکتشاف در دریای مدیترانه و دریای سیاه از سوی دولت ترکیه خواهد بود. همان گونه که Sinem Adar از موسسه «مطالعه امور امنیتی و بین‌المللی آلمان» بیان می‌کند، دولت ترکیه بعد از کشف میادین گازی در مصر، قبرس و رژیم اشغالگر قدس در دریای مدیترانه به شدت بر نیل به هدف «استقلال گازی از طریق کشف گاز در مرزهای دریایی خود» تأکید دارد.

دوم اینکه، کشف گاز در ترکیه می‌تواند سیاست‌های کاهش تقاضای گازی این کشور در سالهای گذشته (به دلیل وابستگی به واردات) را تغییر دهد. در این سیاست جدید به دلیل اینکه تقاضای بیشتر گازی منجر به واردات بیشتر گاز نمی شود و از تولید داخل تأمین می‌گردد،افزایش خواهد یافت.

سوم، احتمالاً سهم برخی از کشورهای صادرکننده در بازار تقاضای گازی خود ترکیه مورد بازنگری قرار خواهد گرفت. این نکته از این جهت نیز حائز توجه می‌باشد که زمان احتمالی توسعه این میدان ۵ سال آینده با زمان انقضای تقریباً همه قراردادهای واردات گازی ترکیه از کشورهای ایران، آذربایجان و ترکیه همزمان خواهد بود. لازم به ذکر است که قرارداد گازی ایران با ترکیه در ژوئیه ۲۰۲۶ به پایان خواهد رسید.

- **اثرات راهبردی کشف و توسعه میدان جدید ترکیه بر منافع انرژی ج.ا.ایران**

۷) در نگاه کلی؛ هرگونه افزایش تولید گاز این کشور بر سهم عرضه‌کنندگان فعلی به بازار تقاضای گازی این کشور اثر منفی می‌گذارد. ترکیه در حال حاضر از ۳ کشور روسیه، آذربایجان و ایران به صورت خط لوله و از کشورهای قطر، نیجریه، الجزایر و اخیراً ایالات متحده ال‌ان‌جی وارد می‌کند. از اینرو در نگاه کلی همه کشورهای عرضه‌کننده احتمال تهدید سهم‌شان از بازار گاز ترکیه وجود دارد.

- **چرا سهم ایران از بازار گاز ترکیه بیش از دیگر صادرکنندگان گاز به ترکیه تهدید خواهد شد؟**

۸) صادرکنندگان گازی به ترکیه هر یک تلاش داشته‌اند که به نوعی صادرات خود را به ترکیه و سهم از تقاضای گازی این کشور ایمن و مطمئن سازند که ج.ا.ایران کمتر به آن توجه داشته است. چگونه؟

الف) ***آذربایجان*** سعی دارد از هماهنگی استراتژیکی نژادی و هویتی خود استفاده کرده و با ترکیه رابطه استراتژیک همه‌جانبه ایجاد کند، به نحوی‌که ترکیه مستقیماً در جنگ محدود بین آذربایجان و ارمنستان وارد عمل شد و ارمنستان را تهدید به مداخله کرد. رابطه استراتژیک آذربایجان و ترکیه در حوزه حوزه نفت از طریق خط لوله باکو-تفلیس-جیهان و گاز از طریق خط لوله باکو-تفلیس-ارزروم در جریان است. به دلیل اهمیت این رابطه استراتژیکی، گاز آذربایجان بنا به برخی از اسناد حدود ۳۰ درصد ارزانتر از گاز دیگر عرضه‌کنندگان به ترکیه می باشد. اتحاد بین دو کشور به حدی نزدیک شده است که آذربایجان مهمترین منبع عرضه گاز به خط لوله TANAP از پروژه کریدور جنوبی ترکیه به

اروپا بوده و هدفگذاری صادراتی توسعه میدان شاه‌دنیز-۲ آذربایجان به ترکیه و اروپا می باشد. حتی دو کشور ترکیه و آذربایجان در صدد توافقی هستند تا خط لوله‌ای از ترکیه به منطقه جداشده نخجوان آذربایجان کشیده شود تا عرضه گاز به این منطقه نیز از سوآپ گازی آذربایجان با ایران بی‌نیاز گردد. با توجه به این موارد، آذربایجان در اولویت‌بندی واردات گازی ترکیه در جایگاه نخست قرار دارد و نه تنها جایگاه این کشور در سهم از بازار ترکیه با قطعیت بالا کم نخواهد شد، بلکه بر صادرات گاز آذربایجان به ترکیه برای صادرات به اروپا نیز افزوده خواهد شد.

ب) ***روسیه*** در گذشته جایگاه صرفاً یک شریک تجاری گازی با ترکیه داشت اما در سالهای اخیر تلاش داشته است تا با تعمیق همکاریهای خود به حوزه‌های دفاعی دارای فناوری بالا نظیر فروش سامانه دفاعی S-۴۰۰، احتمال فروش هواپیماهای نظامی نسل ۵ متعاقب حذف ترکیه از فروش هواپیمای نسل ۵ آمریکایی (F-۳۵) به رغم مشارکت فنی و اقتصادی در آن و مهمتر از همه عرضه فناوری هسته‌ای و ساخت رآکتورهای هسته‌ای پروژه ۲۰ میلیارد دلاری ترکیه همراه با انتقال دانش فنی برخی از بخشهای آن، رابطه استراتژیکی را با ترکیه برقرار کند. در حوزه گازی نیز، روسیه تلاش داشته است تا علاوه بر عرضه گاز بیشتر به این کشور در خط لوله ترکیش‌استریم، از مسیر ترانزیتی این کشور به جنوب اروپا گاز صادر نماید. روسیه در حوزه‌های امنیتی دیگر نظیر مخالفت با قدرت‌گیری کردهای متحد آمریکا در سوریه نیز با حمایت از دولت ملی و یکپارچه سوریه با ترکیه در یک مسیر امنیتی مشترک قرار دارد. خودمختاری احتمالی کردهای سوریه برای ترکیه یک تهدید امنیتی سطح بالا می باشد. با توجه به این موارد، احتمال اینکه دولت ترکیه گاز وارداتی از روسیه را با توجه به افزایش تولید داخلی خود کم نماید، نیز بسیار کم می باشد. لازم به ذکر است که روسیه حاضر شده است که قیمت گاز خود را از طریق خط لوله ترکیش استریم به ترکیه به دلیل اجازه این کشور در احداث خط لوله از مرز دریایی خود در دریای سیاه و اتصال به جنوب اروپا، به میزان ۱۰/۲۵ درصد کمتر از قیمت قبلی خود به ترکیه عرضه کند.

ج) عرضه‌کنندگان ال‌ان‌جی نظیر ***قطر*** که از متحدان اخوانی ترکیه می باشد، و یا ***جدیداً ایالات متحده*** که سعی در افزایش عرضه ال‌ان‌جی به ترکیه می‌باشد، در چارچوب امنیتی ترکیه بازیگران مهمی بوده که احتمالاً با آنها مواجهه نخواهد کرد.

د) جمهوری اسلامی ایران تنها کشور عرضه‌کننده گاز به ترکیه می باشد که قرارداد این کشور در سال ۲۰۲۶ به پایان می‌رسد و به نسبت آذربایجان و روسیه کمترین اقدام برای ایمن‌سازی صادرات گازی خود به ترکیه و سهم از بازار تقاضای گازی این کشور انجام داده است. علاوه بر این، قیمت گاز صادراتی ایران به ترکیه نیز گرانتر از دیگر عرضه‌کنندگان بوده که چند بار هم ترکیه با مراجعه به داوری توانسته است از ایران خسارت مربوط به گران‌بودن گاز اخذ کند.

۹) تنها ابزار اقتصادی ایران برای حفظ صادرات گازی خود به ترکیه در سالهای اخیر، تأکید بر نقش صادرات گاز ایران به ترکیه در نیل به تفاهم افزایش حجم تجارت سالانه دو کشور به ۳۰ میلیارد دلار در سال ۱۳۹۲ بوده است که به شدت پشتوانه ضعیفی است.

۱۰) حجم صادرات گازی ایران به ترکیه طبق قرارداد ۱۰ میلیارد مترمکعب (عملاً کمتر بوده است) که احتمالاً مساوی افزایش تولید داخلی گاز ترکیه از این میدان جدید خواهد بود. چون ایران، سازوکار چندگانه بازارسازی ایمن صادرات گازی ناچیزی را به نسبت دیگر صادرکنندگان گاز به این کشور داشته است، احتمالاً اولین کاندیدایی است که از سهم بازار داخلی تقاضای گازی ترکیه حذف شده و گاز تولیدی خود را جایگزین واردات از ایران نماید.

۱۱) در این شرایط، احتمالاً ترکیه صرفاً برای مقاصد صادراتی خود – به شرط لغو تحریم‌های ایران در مورد منشأ گاز- اقدام به واردات گاز از ایران خواهد کرد. بدیهی است که ترکیه در این صورت علاقمند است که گاز ایران را به قیمت پایین‌تری خریداری و با قیمت بالاتری به بازار هدف بفروشد. دقیقاً همانند رفتاری که روسیه با ترکمنستان تا سال ۲۰۱۶ داشته که با گاز ترکمنستان تجارت (و نه ترانزیت) می‌کرد.

نقطه‌نظرات کارشناسی برای دستگاه سیاستگذاری انرژی ج.ا.ایران در مورد ترکیه

۱۲) با توجه به روند کاهشی تقاضای واردات گازی ترکیه، احتمالاً ج.ا.ایران فرصت سهم بیشتر از بازار تقاضای گازی داخلی ترکیه را از دست داده است. به نظر می‌رسد که با توجه به هدف گذاری یک شاخه از خط لوله روسی ترکیش استریم (به میزان۱۵/۷۵ Bcm) و نزدیکی به اتمام فاز دوم شاه‌دنیز آذربایجان حتی با کاهش قیمت نیز سهم ایران از بازار تقاضای گازی داخلی ترکیه افزایش نیابد.

۱۳) دیپلماسی انرژی ج.ا.ایران می‌بایست با تمرکز با همان الگوی Total Trade و افزایش سطح کلی تجارت دو کشور به ۳۰ میلیارد دلار در سال قرار گیرد تا ترکیه به منظور تداوم صادرات و تجارت به ایران به واردات گاز از ایران به عنوان بخشی از کالاهای تجاری ایران اقدام نماید. لازم به ذکر است که در سال ۲۰۱۹ بنا به آمارهای کمیسیون اروپا، حجم تجارت ایران و ترکیه تنها ۵/۶۶ میلیارد یورو بوده که کمتر از تجارت کلی ترکیه با امارات متحده عربی (با ۷/۱۶ میلیارد یورو) بوده است.

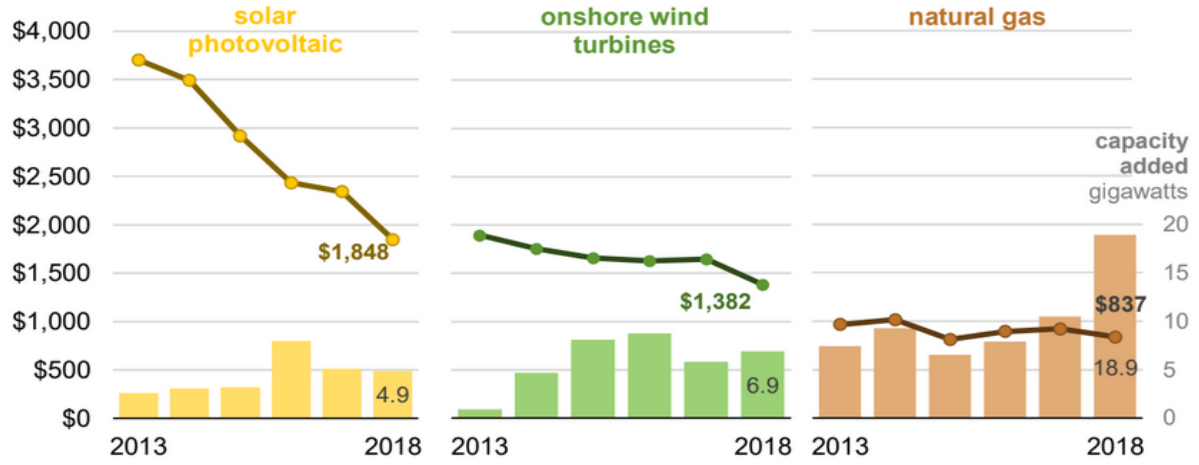
۱۴) *مقامات تصمیم‌گیر انرژی ج.ا.ایران باید توجه داشته باشند که ترکیه احتمالاً تنها برای مقاصد صادراتی خود به گاز ایران نیاز خواهد داشت و احتمالاً سهم گاز ایران را از بازار خود حذف خواهد کرد. از این رو می‌بایست تصمیم‌گیران انرژی ایران با جدیت بیشتری به بازارهای دردسترس گازی خود توجه نمایند تا احتمالاً در سال ۲۰۲۶ (انقضای قرارداد گازی خود با ترکیه) با چانه‌زنی شدید قیمت غیرمنصفانه از سوی ترکیه برای تداوم واردات گاز از ایران روبرو نشوند.*

۱۵) متأسفانه بی‌برنامگی در تدوین راهبرد مشخص صادرات گاز ایران به همسایگان از طریق خط لوله– در شرایطی که به دلیل تحریم‌ها به فناوری ال‌ان‌جی دسترسی نداریم- و عدم توجه به سیاست‌های بازارسازی صادرات گاز سبب شده است که فرصت‌های پیش روی کشور به تدریج یکی پس از دیگری به صورت بازگشت ناپذیری از دست ایران بیرون رود. اگر هم‌اکنون برای آن تدبیری اندیشیده نشود، فضا برای حذف کامل ایران از بازار تقاضای گازی منطقه کاملاً فراهم گردد. شاید در آینده تأسف زمانی بخوریم که چرا در سال ۲۰۱۵ در سفر اردوغان به ایران، در زمینه تمدید قرارداد صادرات گاز ایران به ترکیه و افزایش حجم آن به توافق نرسیدیم. از این رو لازم است که هرچه سریعتر به تدوین برنامه و استراتژی منسجم صادرات گاز کشور در نهادهای تصمیم‌گیری کشور اقدام گردد.

تداوم کاهش هزینه تولید برق از انرژی های تجدید پذیر نظیر انرژی بادی و خورشیدی در آمریکا

طبق داده های سال ۲۰۱۸ اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده (EIA) برای مولدهای الکتریکی تازه ساخته شده در مقیاس اقتصادی در ایالات متحده، متوسط هزینه سالانه ساخت برای سیستم های فتوولتائیک خورشیدی و توربین های بادی خشکی همچنان کاهش می یابد. هزینه های تولید برق از گاز طبیعی نیز در سال ۲۰۱۸ اندکی کاهش یافته است. از سال ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۸ ، هزینه های تولید برق از نیروگاه های خورشیدی ۵۰ درصد ، بادی ۲۷ درصد و گاز سوز ۱۳ درصد کاهش یافته است. این سه فناوری تولید با هم بیش از ۹۸ درصد از کل ظرفیت اضافه شده به شبکه برق در ایالات متحده در سال ۲۰۱۸ را تشکیل می دهند. سرمایه گذاری در ظرفیت تولید برق ایالات متحده در سال ۲۰۱۸ حدود ۹.۳ درصد نسبت به سال ۲۰۱۷ افزایش یافته است که عمدتا ناشی از اضافه شدن ظرفیت نیروگاه های گاز سوز است.

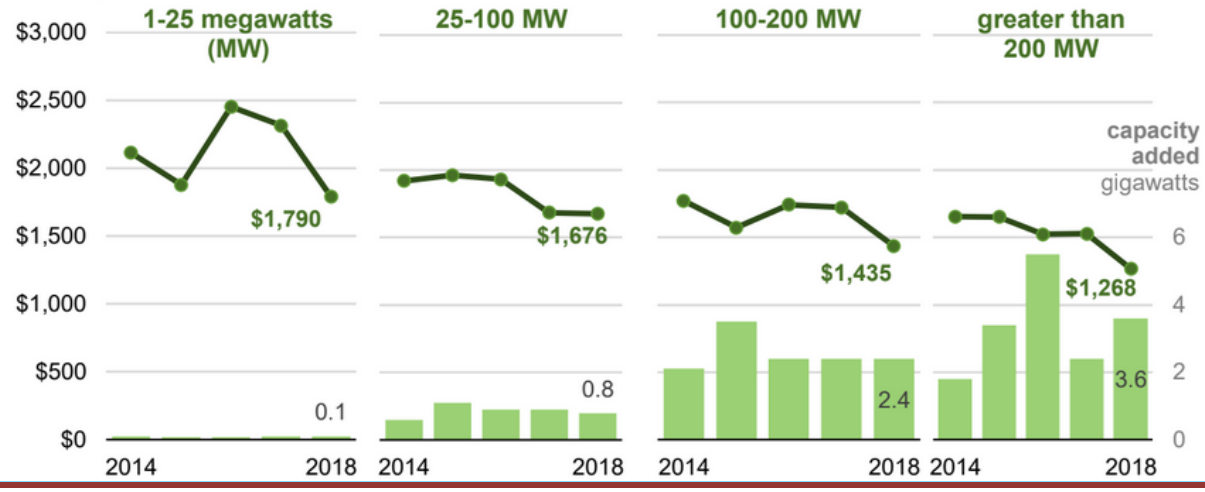
روند تغییرات متوسط هزینه های سرمایه گذاری ساخت نیروگاه های تولید برق در آمریکا طی دوره ۲۰۱۸-۲۰۱۳ (دلار به ازای هر کیلو وات ظرفیت)



هزینه متوسط ساخت برای ژنراتورهای فتوولتائیک خورشیدی بیشتر از مولدهای بادی و گاز طبیعی بر اساس دلار به ازای هر کیلووات است، اگرچه با کاهش سریع هزینه خورشیدی، این فاصله کم می شود. از سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۱۸، متوسط هزینه ساخت خورشیدی در ایالات متحده ۲۱ درصد کاهش یافت و به ۱۸۴۸ دلار برای هر کیلووات (KW) رسید. این کاهش ناشی از کاهش هزینه های ساخت صفحات خورشیدی در سال ۲۰۱۸ بود.

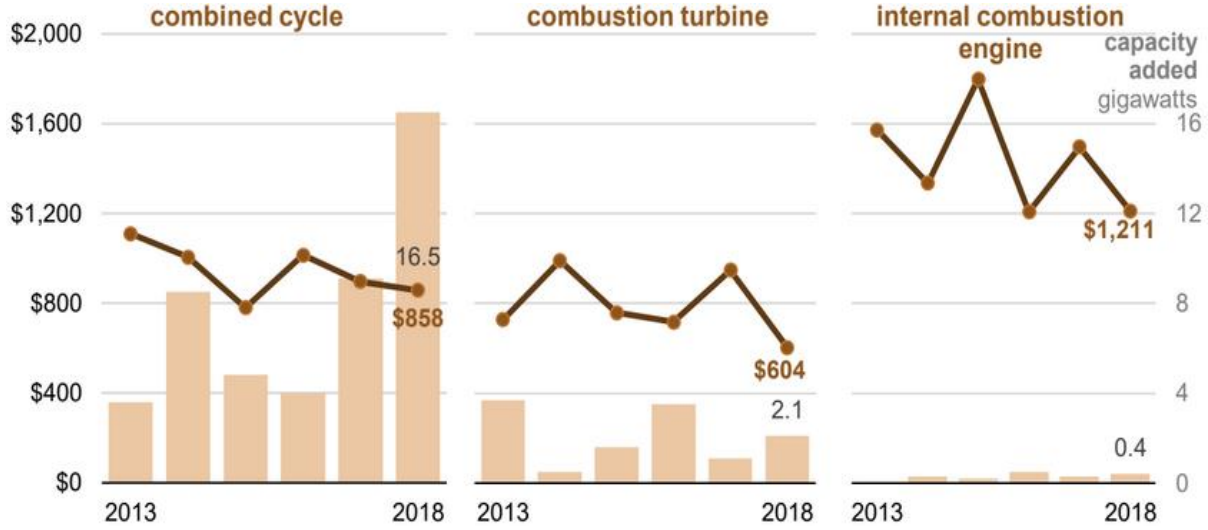
مجموع افزایش ظرفیت تولید برق بادی ایالات متحده از سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۱۸ حدود ۱۸ درصد افزایش یافته است زیرا متوسط هزینه ساخت توربین های بادی ۱۶ درصد کاهش یافته و به ۱۳۸۲ دلار در هر کیلووات رسیده است. تمام مقیاس های نیروگاههای بادی در سال ۲۰۱۸ هزینه ساخت کمتری داشتند. بیشترین کاهش در مزارع بادی با ظرفیت ۲۵-۱ مگاوات بود. هزینه های ساخت در این مزارع با کاهش ۲۲.۶ درصد به ۱۷۹۰ دلار در هر کیلووات رسید.

روند تغییرات متوسط هزینه های سرمایه گذاری ساخت مزارع بادی تولید برق در آمریکا طی دوره ۲۰۱۸-۲۰۱۴ (دلار به ازای هر کیلو وات ظرفیت)



در مقایسه با سایر فناوری های تولید برق، فناوری های گاز طبیعی بیشترین سرمایه گذاری ایالات متحده را در سال ۲۰۱۸ دریافت کرده اند که ۴۶ درصد از کل ظرفیت اضافی برای همه منابع انرژی را به خود اختصاص داده است. رشد ظرفیت تولید برق از گاز طبیعی با افزایش قابل توجهی در ظرفیت جدید تأسیسات سیکل ترکیبی همراه بود که تقریباً دو برابر افزایش سال قبل برای این فناوری بود. هزینه ساخت فن آوری سیکل ترکیبی با ۴ درصد کاهش در سال ۲۰۱۸ به ۸۵۸ دلار در هر کیلووات رسیده است.

روند تغییرات متوسط هزینه های سرمایه گذاری ساخت نیروگاه های گازی تولید برق در آمریکا طی دوره ۲۰۱۸-۲۰۱۳ (دلار به ازای هر کیلو وات ظرفیت)



ازبکستان یک کارخانه جدید پتروشیمی برای استفاده از فناوری MTO احداث می کند

وزارت انرژی ازبکستان و گروهی از سرمایه گذاران از جمله Uzbekneftegaz ، Uzkimyosanoat، Air Products & Chemicals Inc و Enter Engineering از امضای توافق نامه توسعه پروژه (PDA) برای ساخت کارخانه پتروشیمی جدید بر اساس فناوری MTO (متانول به الفین) خبر داده اند. هدف از این پروژه استفاده از گاز داخلی برای تولید محصولات شیمیایی با ارزش افزوده بالا به منظور ایجاد تنوع در اقتصاد و افزایش جایگزینی واردات است.

براساس توافق های اولیه ، این گروه در حال ساخت تاسیسات جدید و پیشرفته ۵۰۰ هزار تنی است که انتظار می رود سالانه ۱.۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی را فرآوری کند. شرکای فنی و مشاوره بالقوه این پروژه عبارتند از Honeywell UOP، Amec Foster Wheeler، Haldor Topsoe و IHS Markit این تاسیسات پلیمرهای با کارایی بالا را تولید خواهد نمود که در چندین بخش اقتصادی مورد استفاده قرار می گیرد و همچنین و سایر محصولات با ارزش بالا مانند لاستیک مصنوعی، پلاستیک های با کیفیت بالا و غیره از سایر تولیدات این کارخانه می باشد. مکان تأسیسات به موقع اعلام خواهد شد و دسترسی به مواد اولیه و انرژی رقابتی را با زیرساخت های مناسب برای خدمات بهتر به مشتریان داخلی و بازارهای اروپا و آسیا تضمین می کند. تصمیم برای ساخت این کارخانه گام دیگری برای پیشبرد استراتژی رشد پتروشیمی های ازبکستان و ادامه مسیر افزایش صادرات محصولات با ارزش افزوده و همچنین مواد اولیه است. این پروژه به ایجاد رقابت ازبکستان به عنوان یک بازیگر در صحنه بین المللی کمک خواهد کرد.

چین فناوری Wison Engineering را برای تبدیل متانول به الفین تأیید می کند

شرکت Wison Engineering اعلام نموده است توسعه و کاربردهای صنعتی فناوری جداسازی متانول به اولفین (MTO) که توسط این شرکت انجام شده است اخیراً ارزیابی علمی و فناوری را که توسط انجمن صنایع شیمیایی و نفت چین (CPCIA) انجام شده است به تصویب رسانده است.

نتایج ارزیابی نشان می دهد که فناوری انحصاری MTO Wison Engineering به استانداردهای پیشرفته بین المللی رسیده و از رقابت بالایی در بازار برخوردار است. کارشناسان نتیجه گرفتند که فن آوری جداسازی مهندسی Wison Engineering در مقایسه با فناوری های مشابه در چین و خارج از کشور نوآورانه و پیشرفته است، زیرا طبق گفته مقامات Wison، این اولین فناوری است که از فن آوری پیش برش و جذب روغن برای جداسازی محصولات جانبی واکنش MTO استفاده می کند.

یک متخصص CPCIA اعلام نموده است که فناوری MTO شامل یک فرآیند واکنش و جداسازی است و فناوری جداسازی MTO که خود توسعه یافته Wison Engineering است، نقش مهمی در افزایش روند کل MTO دارد. علاوه بر این، به شکستن انحصار فناوری مورد استفاده شرکت های خارجی در این زمینه کمک می کند، در نتیجه وابستگی به فن آوری خارجی را کاهش می دهد و توسعه صنعت MTO داخلی را ارتقا می بخشد و از این رو در پیشبرد توسعه اقتصادی چین از اهمیت بالایی برخوردار است.

فن لیمینگ ، مهندس جنرال موتورز و مهندس سطح استاد در Shaanxi Pucheng Clean Energy Co معتقد است فناوری جداسازی MTO Wison Engineering دارای تعدادی مزیت است: یک فرآیند ساده، هزینه کم سرمایه گذاری از نظر تجهیزات، مصرف انرژی کم و بازده بالاتر اتیلن. این مزایا به وضوح در پروژه ۶۸۰،۰۰۰ تن در سال DMTO-II Pucheng Clean Energy با استفاده از این فناوری نمایان می شود.

ارزیابی ها نشان می دهد که وقتی با فناوری های وارداتی که در حال حاضر استفاده می شوند مقایسه شود، فناوری جداسازی MTO Wison Engineering عملکرد اتیلن را ۱ درصد افزایش می دهد. با نیاز به سرمایه گذاری کم و مصرف انرژی کم و بازده بالای محصول، این فناوری در ۸ کارخانه تبدیل زغال سنگ به الفین با اندازه های مختلف در چین استفاده شده یا می شود. دو مورد از آنها با سطح مصرف انرژی پایین و بازده محصول بیش از مشخصات طراحی، اتیلن و پروپیلن با درجه پلیمر تولید می کنند.

دستیابی به اهداف انرژی و آب و هوا مستلزم افزایش چشمگیر فناوری های انرژی پاک است

بر اساس گزارش جدید منتشر شده IEA، برای دستیابی به اهداف بین المللی انرژی و آب و هوا، به ویژه به منظور کاهش انتشار کربن از مناطق خارج از بخش برق مانند حمل و نقل، ساختمان ها و صنعت، یک تلاش بزرگ برای توسعه و استفاده از فن آوری های انرژی پاک در سراسر جهان ضروری است.

با وجود انتشار کربن جهانی در سطوح غیر قابل قبول بالا، برای دستیابی به کاهش سریع و پایدار انتشار که توسط اهداف مشترک آب و هوایی جهان درخواست می شود، تغییرات ساختاری در سیستم انرژی مورد نیاز است. چشم انداز فناوری انرژی IEA بیش از ۸۰۰ گزینه مختلف فن آوری را تجزیه و تحلیل می کند تا آنچه را که باید برای رسیدن به انتشار خالص صفر ضمن اطمینان از انعطاف پذیری و ایمن سیستم انرژی، تا سال ۲۰۷۰ اتفاق بیفتد.

این تحقیق نشان می دهد که انتقال فقط بخش برق به انرژی های پاک تنها یک سوم از هدف تولید صفر گازهای گلخانه ای را محقق می کند. دستیابی کامل به این هدف نیاز به توجه بیشتر به بخشهای حمل و نقل، صنعت و ساختمان دارد که امروزه حدود ۵۵ درصد از انتشار CO_2 از سیستم انرژی را تشکیل می دهد. بر اساس این گزارش، استفاده بسیار بیشتر از برق در این بخشها - برای تأمین انرژی وسایل نقلیه الکتریکی، بازیافت فلزات، گرمایش ساختمانها و بسیاری از کارهای دیگر - می تواند بزرگترین سهم را در دستیابی به انتشار خالص صفر داشته باشد، گرچه به فن آوری های بیشتری نیاز است.

چشم انداز فناوری انرژی ۲۰۲۰ (ETP ۲۰۲۰) چگونگی رسیدگی به چالش دارایی های طولانی مدت انرژی را که در حال حاضر در سراسر جهان فعالیت می کنند- از جمله نیروگاه های ناکارآمد زغال سنگ، کارخانه های تولید فولاد و کوره های سیمان، که اکثر آنها اخیراً در اقتصادهای نوظهور آسیا ساخته شده اند و می تواند برای دهه های آینده فعالیت کنند را ارزیابی می کند. این تحقیق نشان می دهد که

بخشهای برق و بخشهای صنایع سنگین در مجموع حدود ۶۰ درصد از انتشار امروز از زیرساختهای انرژی موجود را تشکیل می دهند. این سهم در سال ۲۰۵۰ در صورت عدم اقدام برای مدیریت انتشار دارایی های موجود ، تقریباً به ۱۰۰ درصد می رسد.

اطمینان از در دسترس بودن به موقع فناوری های جدید انرژی پاک برای تصمیم گیری های کلیدی در مورد سرمایه گذاری بسیار مهم خواهد بود. به عنوان مثال ، در صنایع سنگین، سرمایه گذاری با زمان استراتژیک می تواند به جلوگیری از حدود ۴۰ درصد انتشار تجمعی از زیرساخت های موجود در این بخشها کمک کند. نوآوری سریع و وجود صرفه های مقیاس برای فن آوری های انرژی پاک مورد نیاز در سیستم انرژ، برای این امر بسیار مهم است.

انتظار می رود هیدروژن با ایجاد پلی بین بخش برق و صنایعی که استفاده مستقیم از برق از جمله فولاد و حمل و نقل چالش برانگیز، نقش گسترده و متنوعی در کمک به جهان برای رسیدن به میزان انتشار صفر خالص داشته باشد. در سناریوی توسعه پایدار IEA ظرفیت جهانی الکترولیزرها، که از آب و برق هیدروژن تولید می کنند، از ۰.۲ گیگاوات امروز به ۳۳۰۰ گیگاوات افزایش می یابد. در سال ۲۰۷۰، این الکترولیزرها دو برابر برق تولید شده در چین امروز مصرف می کنند. جذب کربن همچنین در طیف وسیعی از بخش های سناریوی توسعه پایدار از جمله تولید سوخت های مصنوعی و مقداری هیدروژن کم کربن استفاده می شود و انرژی زیستی مدرن به طور مستقیم جایگزین سوخت های فسیلی در مناطقی مانند حمل و نقل می شود و انتشارات را به طور غیر مستقیم از طریق استفاده ترکیبی از آن با جذب کربن جبران می کند.

سرعت خیره کننده تحول فناوری که برای رسیدن به انتشار خالص صفر تا سال ۲۰۵۰ برای جهان ضروری است، در بخش نوآوری سریعتر گزارش مذکورقرار گرفته است. این تحقیق نشان می دهد که برای پاسخگویی به افزایش چشمگیر تقاضا برای برق، افزودن ظرفیت انرژی تجدیدپذیر به طور متوسط باید چهار برابر رکورد سالانه فعلی باشد که در سال ۲۰۱۹ به دست آمده است.

مطابق ETP ۲۰۲۰، دولت ها باید در تسریع انتقال انرژی های پاک به منظور دستیابی به اهداف بین المللی نقش بسیار بزرگی داشته باشند و خاطرنشان می کند که اقدامات محرک اقتصادی در پاسخ به بحران Covid-۱۹ فرصتی اساسی برای اقدام فوری است که می تواند ضمن تقویت انرژی پاک و اهداف آب و هوایی، اقتصاد را تقویت کند.

گزارش تحلیلی: تکنولوژی تبدیل متانول به الفین: ضرورتی راهبردی برای منافع انرژی ج.ا.ایران

بیان موضوع:

متانول یکی از سه محصول بسیار مهم صنایع شیمیایی در دنیا بوده و مواد بسیاری از آن مشتق می شوند. همچنین با توجه به کمبود قابل پیش بینی منابع انرژی در آینده، مصرف مستقیم متانول به عنوان سوخت پاک و یا در تولید هیدروژن مصرفی پیل های سوختی، بسیار مورد توجه است. متانول یا متیل الکل یا الکل متیلیک یا الکل چوب که ساده ترین نوع الکل هاست با فرمول شیمیایی $CH^{3}OH$ شناخته می شود.

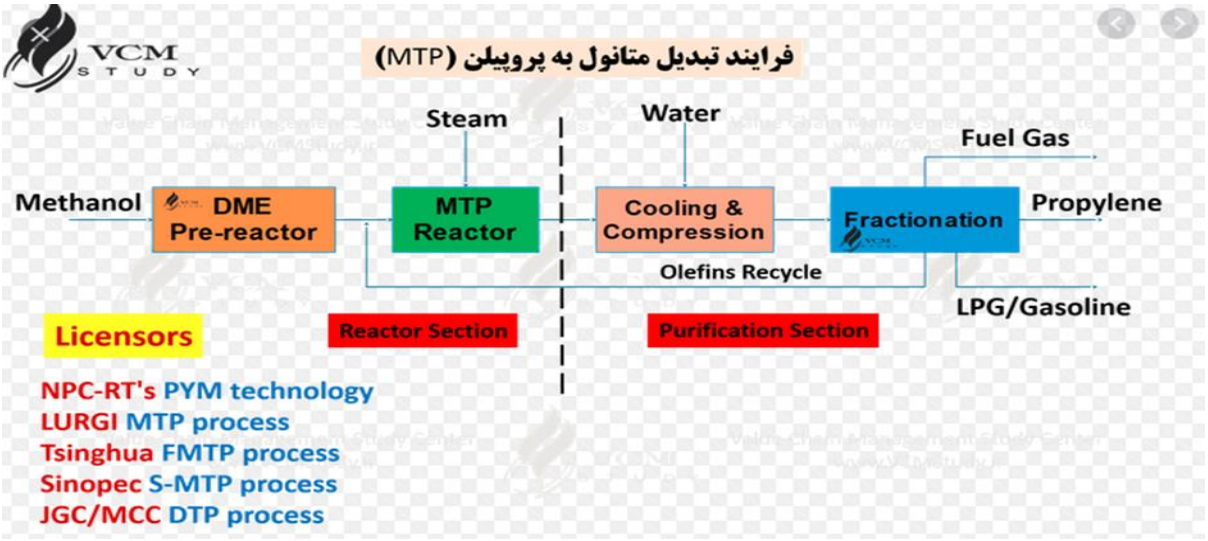
در هنگام استخراج نفت خام، مقادیر کمی گاز طبیعی نیز حاصل می شود که یا در محل سوزانده و یا در محیط رها می شوند که به دلیل قوانین دشوار محیط زیستی و مالیات های حاکم بر آن تولیدکنندگان همواره درصدد یافتن راهی برای حل این مشکل بوده اند. در شرایط موجود منطقی ترین روش، تبدیل این گازها به متانول می باشد که از شرایط جابه جایی و حمل ونقل راحت تری برخوردار است. در سال های اخیر نیز با توجه به تنوع بازار مصرفی متانول(پیل های سوختی، تصفیه آب و ...) تولیدکنندگان در جستجوی بازارهای جدیدتر بوده و در نهایت اقدام به تبدیل متانول به پلی الفین ها کرده اند.

بازار متانول همواره با پیچیدگی های خاصی روبرو بوده است و دست داشتن عوامل مختلف در عرضه و تقاضای متانول، موجب تلاطم در قیمت ها و وضعیت بازار شده است. متانول از سال ۲۰۱۰ با موج جدیدی از افزایش ظرفیت جهانی روبرو بوده است. بخشی از این موج مربوط به تکنولوژی نوظهور MTO می باشد. پیش بینی می شود عمدتاً به دلیل به بهره برداری رسیدن واحدهای جدید MTO در چین، میانگین جهانی نرخ عملیاتی تولید متانول از ۶۵ درصد در سال ۲۰۱۶ به ۷۲ درصد در سال ۲۰۲۱ افزایش یابد. با اینحال افت قابل توجه قیمت نفت از سال ۲۰۱۴، اقتصاد واحدهای MTO و همچنین بازار متانول سوختی را با چالش مواجه کرده است. از طرف دیگر اقتصاد کشور چین همواره شوک هایی را به بازار محصولات پتروشیمی وارد کرده است که متانول نیز استثنا نبوده است. تغییرات قیمت نفت و رکود اقتصاد جهانی نیز تلاطم های زیادی را در بازار متانول و قیمت آن ایجاد می نماید. متانول از سال ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۸ همزمان با افزایش قیمت نفت، افزایش مداوم قیمت ها را شاهد بود تا جایی که در سال ۲۰۰۸ پیک قیمت ها حاصل شد (تا ۸۰۰ دلار در تن در آمریکا). با رکود جهانی در ۲۰۰۸ و اوایل ۲۰۰۹ قیمت متانول افت شدیدی را شاهد بود و در بیشتر مناطق قیمت تا ۱۵۰ دلار در تن سقوط کرد. تعادل در عرضه و تقاضای متانول نیز در بازه های کوتاه زمانی همواره نوساناتی داشته است که روی قیمت اثر گذار است. این موضوع بالاخص در مکان هایی که تجمع تولید بالای متانول داریم (مانند ترینیداد، خلیج آمریکا و ایران) بسیار مشهودتر است. چراکه برخی محدودیت ها مانند قطع برق یا کاهش عرضه خوراک می تواند حجم عظیمی از تولید را متوقف کند و قیمت های جهانی را دستخوش تغییر کند. تمام این عوامل حاکی از اهمیت شناخت صنعت متانول برای سرمایه گذاری دارد تا بتوان با دیدی بازتر به انتخاب استراتژی تولید پرداخت.

تحلیل و ارزیابی

در حال حاضر متانول به عنوان یک محصول صادراتی برای جمهوری اسلامی ایران مطرح است. تبدیل متانول به پروپیلن و الفین (MTO) یکی از تکنولوژی‌های مدرن جهانی است که با حذف خوراک اتان، سهم عمده‌ای در کاهش هزینه‌های تامین این خوراک دارد و متانول که محصول بالادستی متان است را مستقیما به الفین‌ها تبدیل می‌کند. عمده محصولات پتروشیمی‌های با خوراک گاز بر پایه دو خوراک متان و اتان است که خوراک متان محصولاتی چون متانول، اوره و آمونیاک را تولید می‌کند و از خوراک اتان محصولاتی چون پلی پروپیلن و پلی اتیلن که مبنای محصولاتی هستند که به آنها پلاستیک اطلاق می‌شود، تهیه و تولید می‌شوند. در تکنولوژی MTO، مستقیما و بدون نیاز به خوراک اتان، محصولات پلاستیکی از خوراک متان طی مراحل تولید متانول و الفین تولید می شود. قابل ذکر است این تکنولوژی تا کنون در ایران نبوده و قرار است شهرک پتروشیمی مکران یکی از پیشتازان ورود این دانش فنی به ایران باشد.

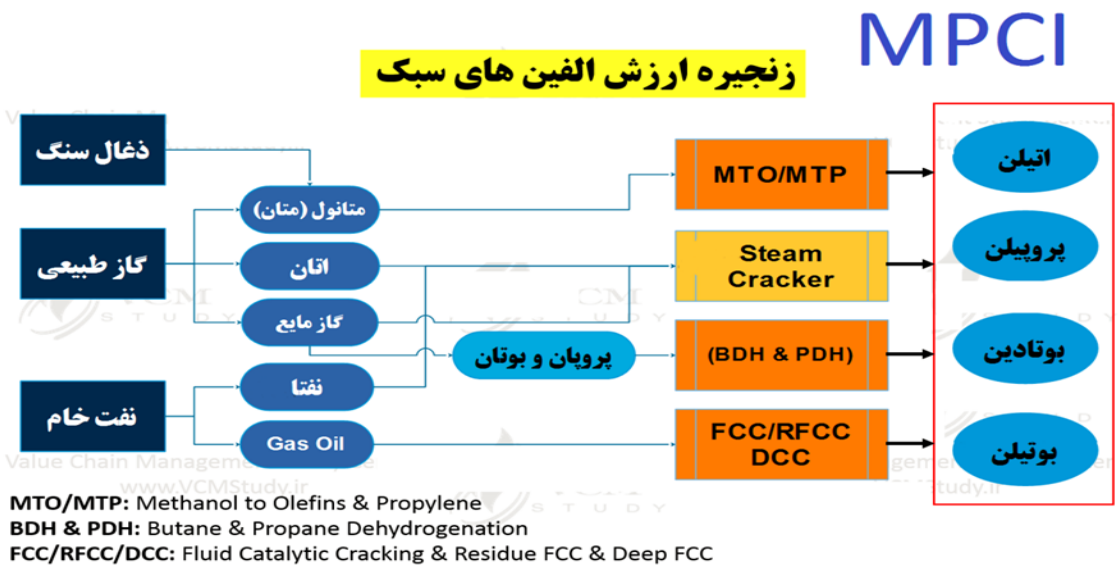
متان حدود ۹۰ درصد از گاز طبیعی را تشکیل می دهد، از این رو تبدیل آن به الفین بسیار با اهمیت است. مطالعات اولیه فرآیند M TO با تحقیقات به عمل آمده برروی کاتالیست ها توسط شرکت یونیون کارباید صورت گرفت و از سال ۱۹۸۸ با واگذاری این بخش به UOP و امضای قرارداد مشارکت همکاری با شرکت Norsk Hydro به کار خود ادامه داده است. مشخصه اصلی واحد MTO ،خوراک آن یعنی متانول خام می باشد و به دلیل اینکه نیازی به تقطیر اولیه نیست در صورت احداث واحد MTO در کنار واحد متانول، هزینه های سرمایه ای کاهش می یابد. در شکل زیر شمای کلی واحد دیده می شود که قلب فرآیند شامل راکتور و بخش احیای کاتالیست می باشد.



تبدیل اتان به الفین‌هایی نظیر اتیلن و پروپیلن، در سالهای آتی با مشکلاتی قابل توجه روبرو شده است. عمده این مشکلات، تامین اتان برای واحدهای روبه رشد پتروشیمی از منابع هیدورکربوری و اشباع بازار برخی مشتقات این مواد نظیر پلی‌اتیلن و اتیلن می‌باشد. این مسائل در کنار یکدیگر نیاز به تکنولوژی جدیدی را که از محدودیت‌های فرآیند کراکینگ گرمایی عاری باشد، ایجاد نموده است.

یکی از این فرآیندها تبدیل کاتالیستی ترکیبات متوکسی نظیر متانول و یا دی‌متیل‌اتر به مخلوط الفین‌ها می‌باشد. این پروسه که MTO یا "متانول به الفین" نام دارد، متانول خام را به اتیلن و پروپیلن تبدیل می‌نماید. در طی این فرآیند ابتدا در مرحله اول، گاز طبیعی به متانول خام تبدیل می‌گردد و در مرحله دوم متانول حاصله از طریق یک واکنش کاتالیستی به اتیلن و پروپیلن تبدیل می‌گردد. از عمده ویژگیهای این فرآیند تبدیل عمده‌ترین جزء گاز طبیعی (متان) به الفین می‌باشد. متان حدود ۹۰ درصد از گاز طبیعی را تشکیل می‌دهد, از این‌رو تبدیل آن به الفین بسیار پرصرفه می‌باشد. اتیلن و پروپیلن تولیدی با خلوص بالای ۹۷ درصد بوده و می‌توان آنرا به‌راحتی جدا ساخته و به واحد پلیمرسازی فرستاد.

با استفاده از متانول به عنوان خوراک، می‌توان به مزایایی از جمله حمل و نقل آسان‌تر و کم‌هزینه‌تر نسبت به اتان دست یافت. امتیازات دیگری نظیر: تولید محصولات جانبی محدود در مقایسه با سایر روشهای کراکینگ و در نتیجه ساده بودن سیستم بازیافت و خالص‌سازی، ساده‌تر بودن پلنت مورد استفاده نسبت به واحدهای معمولی بدلیل وجود پارافین کم و عدم نیاز به سیستم‌های جداکننده پروپان/ پروپیلن و اتان/ اتیلن بدلیل تولید پروپیلن و اتیلن با خلوص بیش از ۹۸ درصد، دیگر ویژگی های این فرآیند می‌باشند.



نقطه نظر کارشناسی

متانول یکی از محصولات استراتژیک کشور است که با افتتاح پتروشیمی مرجان، متانول کاوه و فاز یک پتروشیمی بوشهر در سال جاری ظرفیت تولید به ۱۰.۶ میلیون تن در سال رسیده است و با افتتاح ۳ پروژه سبلان، کیمیا و سیراف تا سال ۱۴۰۰ به ظرفیت حدود ۱۵.۵ میلیون تنی افزایش پیدا خواهد کرد. این بدان معناست که ایران بازیگری مهم در عرصه این صنعت به شمار می رود و در حال حاضر بیشترین ظرفیت تولیدی متانول منطقه را در اختیار دارد. در کنار دو منطقه آسیای شرقی و خاورمیانه این ایالات متحده است که بازار جذاب چین و دیگر کشورهای آسیای شرقی را با توجه به منابع شیل گازی خود به خصوص در منطقه Appalachia، هدف گذاری کرده است.

بخش عمده ای از تقاضای متانول از سمت آسیای شمال شرقی بوده و خواهد بود و بر اساس پیش بینی های بلند مدت (سال ۲۰۲۷)، میزان واردات این منطقه از ۱۶.۵ میلیون تن به حدود ۳۱ میلیون تن افزایش خواهد یافت (تقریبا ۲ برابر). در بین کشورهای آسیای شمال شرقی در سال ۲۰۱۸ و همچنین بر اساس تحلیل های بلندمدت (سال ۲۰۲۷)، بیشترین تقاضا از سمت چین خواهد بود (بیش از ۹۳ درصد). بر این اساس می بایست توجه بیشتری به تغییر و تحولات روندی حاکم بر بازار آسیای شمال شرقی داشت. این موضوع زمانی از اهمیت دوچندانی برخوردار می شود که متوجه شویم بیش از ۶۴ درصد از صادرات متانول کشور به این منطقه بوده است.

از جمله عوامل تاثیرگذاری که نقش تعیین کننده در تجارت متانول خواهند داشت عبارتند از :

- قیمت تمام شده متانول در هر کشور وهر شرکت
- میزان سرمایه گذاری هر کشور و شرکت در صنایع پائین دست متانول
- موضوعات سیاسی و تحریم و خطرات جنگ و غیره

در حال حاضر قیمت تمام شده متانول در ایران بین ۹۵ تا ۱۲۰ دلار بر تن است و قیمت تمام شده متانول در چین به عنوان یکی از بزرگترین مصرف کنندگان متانول ایران حدود ۲۰۰ دلار است. لذا با احتساب هزینه حمل تا چین و سایر هزینه های جانبی باز هم تولید کنندگان متانول ایران توان رقابتی نسبتا مناسبی با شرکت های فروشنده متانول چین و شرکت های آسیایی دارند. این در حالی است که ظرفیت تولید متانول در شمال شرق آسیا حدود ۶۰ میلیون تن است اما بیش از ۴۵ درصد آن غیر فعال می باشد و این موضوع باعث وابستگی چین به واردات متانول شده است. دلیل این موضوع دسترسی خاورمیانه و قاره استرالیا به منابع گازی ارزان قیمت است که خودکفایی در تولید متانول را برای چین غیراقتصادی می کند. همچنین در مقایسه با متانول صادراتی از آمریکا به چین و هند (با احتساب ۱۰۰ دلار در هر تن هزینه حمل)، متانول صادراتی ایران دارای توان رقابتی مناسب به لحاظ هزینه ای می باشد.

شرکتهای چینی به سمت واحد های MTO حرکت نموده اند وبخش قابل توجهی از متانول وارداتی از ایران در واحدهای MTO استفاده می شود. با قیمت های کنونی الفین استفاده از متانول ۲۰۰ دلاری و حتی متانول ۱۷۰ دلاری در واحدهای MTO مقرون به صرفه نیست چرا که قیمت اتیلن و

پروپیلن اکنون حدود۸۵۰ تا ۹۰۰ دلار شده و با ورود محصولات آمریکایی در حجم بالا وقیمت کم چشم انداز چندان روشنی هم برای افزایش قیمت اتیلن و پروپیلن در آینده نزدیک متصور نیست. برای تولید یک تن اتیلن یا پروپیلن باید حدود ۳ تن متانول مصرف شود که اگر قیمت متانول ۲۰۰ دلار باشد می شود ۶۰۰ دلار با لحاظ هزینه کاتالیست ها و سایر هزینه های تولید، قیمت هر تن اتیلن و پروپیلن در شیوه MTO حدود ۸۰۰ دلار خواهد شد که با توجه به نوسانات بازار و ریسک های متعدد و قیمت های کنونی توجیه اقتصادی ندارد لذا تنها راه منطقی این است که در واحدهای MTO از گاز متان به تولید متانول ۸۷ درصد و از آن به اتیلن و پروپیلن برسند در این صورت با ورود به زنجیره ارزش حاشیه سود نسبتا مناسبی حاصل خواهد شد که اگر چنین شود مصرف متانول وارداتی در واحدهایMTO چین کاهش خواهد یافت.

نکته مهم اینکه بیش از ۶۴ درصد متانول ایران به چین و حدود ۳۰ درصد نیز به هند صادر می شود که هر دو بازار در معرض تهدید جدی توسط متانول صادراتی آمریکای شمالی و جنوبی قرار دارند. تا چند سال پیش آمریکای شمالی وارد کننده متانول بود و سالانه حدود ۶ میلیون تن متانول از امریکای جنوبی وارد می کرد اما اکنون آمریکای شمالی حدود ۸ میلیون تن صادرات خواهد داشت و ۶ میلیون تنی هم که آمریکای جنوبی به آمریکای شمالی صادر می کرد اکنون روانه چین و هند و اروپا و سایر وارد کنندگان خواهد شد و رقابت در فروش متانول سخت و سخت تر خواهد شد. عدم سرمایه گذاری مناسب در حوزه پائین دست متانول در آینده شرکتهای تولید کننده متانول در ایران تحت فشار قرار خواهد داد و در شرایط افزایش تولید متانول ومحدودیت های بازار فشار بر تولیدکنندگان‌بزرگ بیشتر خواهد شدو ممکن است مجبور شوند با ۶۰ تا ۷۰ درصد ظرفیت تولید کنند که این منجر به عدم النفع کلانی خواهد شد. سرمایه گذاری در حوزه پائین دست متان از قبیل متانول، MTO، GTL و زیر شاخه های متانول از قبیل فرمالین و اسید استیک و غیره در ایران ضروری است و امید است مشوق های لازم جهت سرمایه گذاری بخش خصوصی در این حوزه ایجاد شود و یکی از قابل اتکا ترین مشوق ها اختصاص خوراک با قیمت بخش تجاری و خانگی و نیروگاهی برای مدت ۱۰ سال برای سرمایه گذاری های جدید است.

در حال حاضر در کشور، مازاد تولید متانول وجود دارد که مقدار کمی از آن در داخل مصرف شده و بخش عمده آن صادر می شود. بنابراین نیاز است تا استراتژی بسیار هوشمندانه ای برای صادرات این حجم عظیم از متانول تبیین شود. این مهم مشارکت تمام تولیدکنندگان متانول را می طلبد تا با همفکری یکدیگر و پرداختن به زنجیره ارزش متانول موجب تقویت بازار شوند.

محصولات پایه نظیر اتیلن و پروپیلن، عمده‌ترین محصولات واحدهای کشور می‌باشند. تولید این محصولات در واحدهای مذکور به همان شیوه سابق، یعنی کراکینگ اتان صورت می‌پذیرد که در مقایسه با روش تبدیل متانول به اولفین از محدودیت‌های زیادی برخوردار می‌باشد. با توجه به این که میزان تقاضای اتیلن در سالهای آتی دچار نوسانات عمده‌ای شده و برای پروپیلن بازار مناسبی فراهم خواهد آمد، استفاده از تکنولوژی MTO در واحدهای صنایع پتروشیمی کشور می‌تواند آینده‌ای مناسب را برای پتروشیمی کشور رقم زده و نگرانیهای موجود در زمینه اشباع بازار مشتقات اتیلن را کاهش دهد. وفور گاز طبیعی و سهولت تبدیل آن به متانول از طریق واحدهای متانول، نظیر خارک و ماهشهر عامل مهم دیگری در زمینه اقتصادی بودن این تکنولوژی برای کشور می‌باشد.

کاتالیست و دانش فنی احداث پایلوت صنعتی و نیمه‌صنعتی MTO می‌تواند به صورت خرید لیسانس و یا در حالت ایده‌آل، بدلیل نو بودن و در مرحله بلوغ قرار داشتن تکنولوژی آن، از طریق تحقیق و توسعه مشترک با شرکتهای صاحب لیسانس، مورد استفاده قرار گیرد. در این زمینه آنچه از اهمیت بیشتری برخوردار می‌باشد درک لزوم استفاده از تکنولوژی‌های جدید، اهمیت دادن به این مسأله و تدبیر مدیران و مسئولان ذیربط در زمینه اخذ و به کارگیری این تکنولوژیها می‌باشد.

موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

تهران، خیابان ولیعصر (عج)، روبروی پارک ملت، خیابان سلطانی (سایه)، شماره ۶۵

کد پستی: ۳۷۱۱ ۷۷۴ ۱۹۶- صندوق پستی: ۴۷۵۷-۱۹۳۹۵