اولویت‌سنجی بازارهای صادراتی گاز طبیعی ایران

غلامعلی رحیمی

مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، وزارت نفت

چکیده

مقاله حاضر، بازارهای صادراتی گاز طبیعی کشور را با استفاده از مدل بهینه‌سازی جریان انرژی[1] مورد مطالعه و تجزیه و تحلیل قرار داده است. صادرات گاز طبیعی به سه روش صادرات با خط لوله، به صورت مایع شده[1] (**LNG**) و تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع[1] (**GTL**) مدنظر بوده و اولویت‌سنجی صادرات گاز طبیعی بین سه گزینه فوق مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

این مطالعه در یک افق ۲۵ ساله صورت گرفته و بدین منظور از سه سناریوی قیمتی شامل ادامهٔ روند موجود، افزایش قیمت‌ها و کاهش قیمت‌ها و سه سناریوی نرخ تنزیل شامل نرخ تنزیل متوسط، بالا و پایین استفاده شده است. همچنین بازارهای صادراتی گاز طبیعی به ۹ بازار برای صادرات به صورت خط لوله و ۷ بازار به صورت **LNG** تفکیک شده و اولویت‌سنجی میان بازارهای مختلف برای هر یک از روش‌های فوق بررسی شده است.

بر اساس سناریوی مرجع، تخصیص گاز طبیعی به فرآیند **GTL** دارای اولین اولویت جهت صادرات از جنبه تحلیل فنی- اقتصادی بوده و صادرات به صورت **LNG** و خط لوله در اولویت‌های بعدی قرار دارند. بر همین اساس از میان بازارهای صادراتی گاز طبیعی با خط لوله و به صورت مایع شده (**LNG**) به ترتیب بازار پاکستان و کره جنوبی دارای اولین اولویت‌ها می‌باشند. به دلیل اینکه این بازارها با رقابت‌های فراوان مواجه می‌باشند، استراتژی قیمت یکی از روش‌های نفوذ در این بازارها می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: گاز طبیعی، بازارهای صادراتی، مدل بهینه‌سازی جریان انرژی، خط لوله، LNG، GTL

مقدمه

گاز طبیعی یکی از انرژی‌های مهم قرن ۲۱ است که نقش بسیار مهمی در تجارت جهانی، به عنوان یک سوخت مهمّ ایفاء خواهد نمود. کشور ما با داشتن ذخایر بسیار فراوان می‌بایستی از مزیّت‌های این سوخت پاک، هم برای استفاده داخلی و هم برای صادرات به کشورهای مختلف استفاده کند.

ایران به عنوان دومین دارنده ذخیر ثابت شده گاز طبیعی در جهان وموقعیت جغرافیایی برتر می‌تواند نقش غیر قابل انکاری را دربازارهای جهانی گاز ایفا کند. صادرات گاز طبیعی یکی از مقوله‌های مهم و استراتژیک کشور به شمار می‌رود. به‌طورکلی صادرات گاز برای کشور از سه راه امکان‌پذیر می‌باشد:

۱ـ انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله؛

۲ـ انتقال گاز از طریق تبدیل گاز به مایع(ال ان جی) و حمل توسط کشتی به بازارهای مصرف؛

۳ـ تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع (جی تی ال) و سپس انتقال آن به بازارهای هدف.

یکی از مهم‌ترین و سهل‌الوصول‌ترین راه‌ها برای صادرات گاز به نواحی همجوار، انتقال گاز از طریق خط لوله می‌باشد. برای رسیدن به این جایگاه، شناخت هر چه بیشتر بازارهای جهانی می‌تواند راهگشا باشد.

تولید گاز طبیعی کشور در سال۱۳۸۳ بیش از ۱٤۸ میلیارد متر مکعب بود و انتظار می‌رود با توسعه منطقه پارس جنوبی این میزان به ۳۸۰ میلیارد متر مکعب برسد. اما با توجه به ذخایر و حجم فعلی تولید گاز، کشور ما در زمینه صادرات آن تا کنون توفیق چندانی نداشته است. از مقدار گاز تولیدی کشور در این سال حدود ۹۹/۵۲ میلیارد متر مکعب به مصرف داخلی رسیده است. همچنین حدود ۲۹/۳ میلیارد متر مکعب به چاه‌های نفت تزریق شده و تنها مقدار کمی از آن صادر شده است. [1]

صادرات گاز به ترکیه اولین تجربه صادرات بلند مدت ایران پس از انقلاب اسلامیست که البته در نخستین گام با چالش‌هایی مواجهه شده که یکی از آنها نبود قیمت واقعی و مشخص برای گاز می‌باشد. بنابراین ضرورت دارد، برنامه انرژی کشور و استراتژی‌های انرژی مورد بررسی قرار گیرد و گاز در میان انرژی‌های اولیه در رأس قرار گیرد.

ادبیات موضوع و سابقهٔ انجام تحقیق

علوم اقتصادی، پدیدهٔ انرژی را در کنار سایر عوامل نظیر کار، سرمایه و تکنولوژی در توابع تولید بنگاه‌ها مورد ارزیابی قرار می‌دهد. طی سه دههٔ گذشته، برنامه‌ریزان و اقتصاددانان توجه ویژه و نگاه جدیدی را به بخش انرژی داشته‌اند. فرآیند توسعه و ارتقاء ترتیبات برنامه‌ریزی در تعامل انرژی و اقتصاد، به طور خلاصه و به صورت کلی به شرح زیر است:

الف- تاکیدات اولیه، در پژوهش‌های انرژی و اقتصاد خصوصاً در آمریکا، بر اساس ارزیابی و محاسبهٔ انرژی به عنوان یک عامل تولید در کنار کار و سرمایه در تابع تولید یک بنگاه در سطح خرد و تابع تولید کل کشور در سطح کل (نرخ پیشرفت فنی:r) $Y=ae^{rt}L^{\alpha}K^{\beta}E^{\gamma}$، تعیین رابطهٔ انرژی با سایر عوامل تولید (جانشین، مکمل) در کوتاه مدت و بلند مدت، همچنین برآورد کشش‌های متناظر بوده است.

ب- دستیابی به یک تعادل عمومی در اقتصاد با تأکید بر انرژی به عنوان نمایندهٔ سرمایهٔ طبیعی.

ج- نوسانات شدید قیمت‌های جهانی نفت به عنوان مهم‌ترین حامل انرژی جهان (در دهه‌های هفتاد و هشتاد) همچنین نگرش نوین به مقولهٔ محیط زیست.

با آگاهی از سطوح مختلف برنامه‌ریزی، تلفیق بخش انرژی در مدل‌های اقتصادی در شش حوزه قابل تعریف و افراز است:

۱- مدل‌های طرف عرضه ۲- مدل‌های طرف تقاضا ۳- مدل‌های تعادلی بخشی ٤- مدل‌های داده- ستانده ٥- مدل‌های تعادلی بزرگ مقیاس ٦- مدل‌های بزرگ مقیاس اقتصاد سنجی. [۲]

استفاده از مدل در برنامه‌ریزی کلان اقتصادی سابقهٔ طولانی در کشور ما ندارد به طوری که اولین الگوی اقتصاد سنجی کلان ایران توسط آنکتاد تهیه، در برنامهٔ چهارم عمرانی کشور در سال ۱۳٤۷ از آن استفاده گردید. الگوسازی در مدل‌های اقتصاد سنجی کلان، مراحل تکامل خود را بتدریج طی کرده است به گونه‌ای که تا سال تدوین برنامهٔ پنج سالهٔ دوم، شانزده مدل در برنامه‌ریزی و تحلیل‌های کلان اقتصادی و یازده الگو در پایان‌نامه‌های دانشجویان، برای اقتصاد ایران طراحی گردید، در هیچیک از این مدل‌ها، انرژی نه در مراحل طراحی معادلات مدل و نه در تحلیل ابزارهای سیاست‌گذاری‌های کلان، وارد نمی‌شود.

در الگوی اقتصادسنجی کلان سازمان برنامه و بودجه (با ۱٥٤ معادله) که برای اولین برنامهٔ توسعهٔ اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور پس از پیروزی انقلاب اسلامی تدوین گردید، سرمایه‌گذاری‌های بخش نفت و گاز، تولید، صادرات و درآمد نفت همچنین هزینه‌های عمرانی بخش نفت، به عنوان متغیرهای برون‌زا تعریف شده‌اند. در برنامهٔ دوم توسعهٔ اقتصادی کشور، دو الگوی اقتصادسنجی کلان طراحی شده است. مدل‌های جانبی دیگری نیز برای پیش‌بینی تقاضای انرژی بطور غیر مستقیم، مورد استفاده قرار گرفته اند.[۳]

مدل بهینه‌سازی جریان انرژی

تاریخچه این مدل به تهیه مدل EFOM-12C MARK I در برنامه R,D&D[1] اتحادیه اروپایی باز می‌گردد. این مدل متعلق به رده مدل‌های بهینه‌سازی فنی- اقتصادی خطی زمانی است. علاوه بر نسخه فوق, نسخه‌های دیگری از مدل چون EFOM-SHELL,EFOM-12D و EFOM-MASK I نیز موجود هستند. نسخه مورد استفاده در این مطالعه توسط AIT[1] تهیه شده است.

مدل ایفوم یک مدل فنی- اقتصادی انرژی جهت شبیه‌سازی و بهینه‌سازی سرمایه‌گذاری در تولید و مصرف منابع انرژیست به نحویکه بتوان با آن منابع یک تقاضای انرژی مفید یا انرژی نهایی را تأمین کرد. مدل بر مبنای شناسائی مجموعه زنجیره‌های انرژی و فعالیت‌های اقتصادی است که نیازهای انرژی یک کشور را تأمین نماید، و از یک انرژی اولیه که می‌تواند به کشور وارد شود و یا از منابع داخلی بهره‌برداری گردد شروع می‌شود؛ سپس جریان انرژی وارد فرایندهای نیروگاه، پالایشگاه، حمل‌ونقل و تبدیل به حامل‌های انرژی ثانویه و دست‌سوم[2] شده تا تقاضای انرژی نهایی/ مفید مانند روشنایی, پاسخ داده شود. انتشار آلاینده‌ها و هزینه‌های مربوط بوسیله مدل محاسبه می‌شود. [۸]

1- Research, Development and Demonstration.
2- Asian Institute of Technology.
3- Tertiary.

همچنین انجام یک برنامه بهینه‌سازی که مثلا کم‌هزینه‌ترین ساختار را برای پاسخگویی به نیاز انرژی جامعه ارائه کند در این مدل امکان‌پذیر است. بازه زمانی جهت این بهینه‌سازی ۲۵- ۱۵ سال است. مدل دارای ساختار مدولار می‌باشد، به گونه‌ای که هر ماژول یا زیرسیستم شامل مجموعه‌ای از فن‌آوریهای متنوع تبدیل انرژیست. این فن‌آوری‌ها براساس مشخصات تکنیکی (ضریب تبدیل, ظرفیت نصب شده, محصولات جانبی و غیره)، ویژگی‌های اقتصادی (سرمایه‌گذاری، هزینه‌های ثابت و جاری) و پارامترهای مربوط به آلاینده‌ها (مانند فاکتورهای انتشار) تشریح می‌گردند. این مدل شامل تکنولوژی‌های بخش عرضه (مثلا تولید الکتریسیته و یا تولید همزمان برق و حرارت) و نیز تکنولوژی‌های بخش تقاضا (مثلا روشهای متفاوت روشنایی) است که همگی از طریق شبکه بهم وصل می‌شوند[٤].

متدولوژی ریاضی که نرم‌افزار ایفوم جهت بهینه‌سازی شبکه انرژی استفاده می‌کند، برنامه‌ریزی خطی است. فرم کلی یک مسأله برنامه‌ریزی خطی بصورت زیر است:

$$\text{MAX (MIN)} \quad Z = C_1X_1 + C_2X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + C_nX_n \qquad (۱)$$

$$\text{Subject to} \quad \begin{cases} A_{11}X_1 + A_{12}X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + A_{1n}X_n \le B_1 \\ A_{21}X_1 + A2_2X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + A_{2n}X_n \le B_2 \\ \vdots \\ A_{m1}X_1 + A_{m2}X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + A_{mn}X_n \le B_m \\ \text{and} \quad X_1 \ge 0 ; X_2 \ge 0 ; \ldots\ldots\ldots\ldots X_n \ge 0 ; \end{cases}$$

در بهینه‌سازی شبکه انرژی با مدل ایفوم تابع هدف تابع هزینه است. هزینه کل که به ۱th ژانویه سال شروع تنزیل داده می‌شود، مجموع هزینه‌های متغیر، هزینه‌های ثابت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های تحقیق و توسعه (R&D) می‌باشد. هزینه‌های سالیانه همه فرایندها با یکدیگر جمع شده و از۳۱th دسامبر هر سال به اول ژانویه سال پایه تنزیل داده می‌شوند. سپس جمع آنهااز سال T_0+1 تا T_p حساب می شود:

$$COST = \sum_{t-T_0+1}^{T_p} \left[PWF_t \sum_{I=1}^{N} \left(CV_{it}E_{it} + CF_{it}X_{it} + CI_{it}X_{it} + CR_{it}W_{it} \right) \right] \qquad (۲)$$

تابع هزینه کل شبکه انرژی	COST
جریان انرژی/ ماده رابط i در سال t	E_{it}
تجهیزات اضافی سرمایه‌گذاری شده در رابط i در سال t ام مطالعه	X_{it}
تجهیزات R&D سرمایه‌گذاری شده در رابط i در سال t ام مطالعه	W_{it}
تعداد رابط‌های شبکه	N
سال شروع	T_0
سال افق برنامه‌ریزی	T_p
هزینه متغیر انرژی/ ماده جاری در رابط i در سال t ام مطالعه	CVit
هزینه ثابت تجهیزات سرمایه‌گذاری شده در رابط i در سال t ام مطالعه	CFit
هزینه سرمایه‌گذاری تجهیزات موجود دررابط i در سال t ام مطالعه	CIit
هزینه تحقیق و توسعه تجهیزات سرمایه‌گذاری شده در رابط i در سال t ام مطالعه	CRit
ضریب ارزش حال در سال t ام مطالعه	$PWF_t = \frac{1}{(1+r)^{t-T_0+1}}$
نرخ تنزیل	r

درواقع پارامترهایی که بصورت برون‌زا به مدل داده می‌شوند، ضرائب (Aij و Ci) مسأله برنامه‌ریزی خطی مدل را تشکیل می‌دهند. متغیرهای مسأله (Xi) جریان رابط‌های شبکه می‌باشند. پس از محاسبه جریان بهینه رابط‌ها، سایر اطلاعات خروجی چون ظرفیت‌های مورد نیاز برای پاسخگویی به این جریان‌ها و نیز هزینه‌های متناسب با این ظرفیت‌ها محاسبه می‌شوند.[۹]

مدل بهینه‌سازی جریان انرژی از بدو توسعه آن در دهه هفتاد تا کنون در مطالعات مختلفی در سطوح بین‌المللی، منطقه‌ای و ملی چه در سطح خرد و چه در سطح کلان سیاستگذاری‌های بخش انرژی و یا محیط زیست مورد استفاده قرار گرفته است.

دکتر رستمی حضوری در رساله دکتری خود تحت عنوان " توسعه سیاست‌های کنترل آلاینده‌های بخش انرژی در ایران" در دانشگاه کارلسروهه آلمان، به ارزیابی وضعیت انتشار آلاینده‌های بخش انرژی ایران پرداخته و با بهره‌گیری از مدل ایفوم استراتژی‌هایی را جهت کنترل بهینه این آلاینده‌ها پیشنهاد می‌کند.[۸]

معاونت امور انرژی وزارت نیرو در مطالعه خود با عنوان " طرح جامع ۲۰ ساله توسعه بهینه شبکه انرژی کشور" به طور مبسوط راهکارهای بهینه‌سازی بخش‌های عرضه و تقاضای انرژی کشور را به طور کلان و بلند مدت با بهره‌گیری از مدل بهینه‌سازی جریان انرژی ترسیم کرده است.[۵]

آقای زارع در پایان نامه کارشناسی ارشد خود با عنوان " استفاده از مدل تفکیک شده پالایشگاه نفت جهت بهینه‌سازی شبکه انرژی" در دانشگاه خواجه نصیرالدین‌طوسی با استفاده از مدل ایفوم وضعیت پالایشگاه‌های نفت خام کشور را مورد بررسی قرار داده و الگوی پالایشی بهینه این صنعت را در یک افق بلند مدت تدوین کرده است.[٤]

مدل سازی

تدوین یک برنامه بلند مدت یکپارچه توسعه بهینه زیربخش‌های عرضه (نفت، گاز طبیعی، زغال سنگ، واردات و ...) و تقاضای(صنعت، حمل و نقل، مسکونی و تجاری، کشاورزی و صادرات) انرژی کشور از سؤالات اساسی سیاستگزاران بخش انرژی می‌باشد. بدون شک تعیین اولویت بازارهای صادراتی انرژی کشور، تعیین پتانسیل این بازارها و ترکیب بهینه سبد صادراتی تأثیر قابل توجهی در تدوین شبکه یکپارچه فوق خواهد داشت. بدین منظور زیر بخش صادرات گاز طبیعی کشور با استفاده از مدل بهینه‌سازی جریان انرژی مدل‌سازی و شبیه‌سازی شده و نتایج آن مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

شبکهٔ صادرات گاز طبیعی به سه بخش صادرات با خط لوله، LNG و GTL تفکیک شده و هریک از بخش‌های فوق توسط مدل ایفوم مدل‌سازی شده‌اند که شمای ساده شده آن در اشکال ۱و ۲و۳ آورده شده است.

برای زیربخش گاز طبیعی با خط لوله ۹ بازار صادراتی در نظر گرفته شده که عبارتند از : ترکیه، نخجوان، کویت، هندوستان، پاکستان، اروپا، ارمنستان، عمان و امارات. صادرات گاز به اروپا از دو مسیر انتقال از خاک ترکیه و مسیر ارمنستان و صادرات به هند نیز از مسیر خشکی و از خاک پاکستان در نظر گرفته شده است.(شکل۱)

زیربخش گاز طبیعی مایع شده به ۷ بازار صادراتی کرهٔ جنوبی، ژاپن، هندوستان، اروپا، آسیای جنوب شرقی، چین و آمریکا تفکیک شده است.[٦](شکل۲)

برای صادرات به هر بازار رابطهایی در نظر گرفته شده‌اند که به رابط ورودی از شبکهٔ انرژی کشور [٥]، متصل شده و شامل پارامترهای هزینهٔ سرمایه‌گذاری انتقال گاز، قیمت‌های صادراتی و حداکثر پتانسیل صادرات در بازار مورد نظر است. پارامتر حداکثر پتانسیل صادرات بیانگر محدودیت بازار مورد نظر از نظر پتانسیل جذب گاز صادراتی به آن بازار می باشد که مقادیر آن برای هر یک از بازارهای مورد مطالعه محاسبه (جمع آوری) شده و درون مدل به عنوان یک محدودیت لحاظ شده است.

بخش GTL نیز به صورت ذیل مدل شده است که در آن سه فرآورده بنزین، سوخت جت و گازوئیل از محصولات اصلی آن بوده و سایر تولیدات در غالب گزینه سایر گنجانده شده است. بازار صادراتی نیز به طور متوسط نماینده بازارهای جهانی فرآورده ها (خلیج مکزیک، روتردام، مدیترانه و سنگاپور) می‌باشد.(شکل۳)

پس از شبیه‌سازی شبکه صادراتی گاز طبیعی کشور به صورت فوق، جهت انجام بهینه‌سازی این شبکه موارد زیر به عنوان مفروضات مطالعه مد نظر قرار گرفته اند:

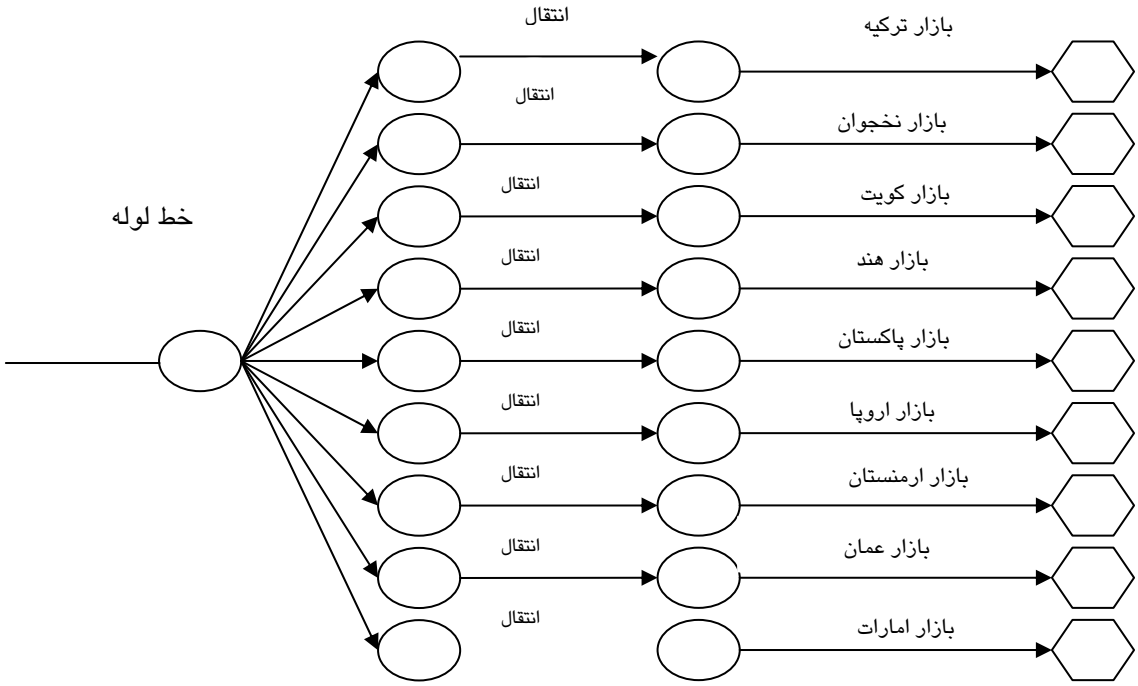
۱- داده‌های برونزای ورودی به مدل عبارتند از: هزینه‌ها (اعم از capex، opex)، ظرفیت‌ها (شامل ظرفیت‌های موجود در کشور و ظرفیت‌های قطعی برنامه‌ریزی شده که هنوز بهره‌برداری نشده‌اند)، ضرائب بهره‌برداری و دسترسی به ظرفیت‌ها (اعم از ظرفیت‌های تولید و انتقال)، راندمان روش‌های مختلف تولید و حمل و نقل، طول عمر اقتصادی کلیه تجهیزات، محدودیت‌های فنی و پتانسیل‌های صادراتی. این داده‌ها برای کلیه رابطهای شبکه فوق جمع‌آوری، محاسبه و تجزیه و تحلیل شده و به صورت برونزا به مدل داده شده‌اند.

۲- چون هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های ثابت، بر واحد ظرفیت ($\frac{\$}{(TOE/yr)}$) و همچنین هزینه‌های متغیر بر اساس واحد جریان هستند ($\frac{\$}{TOE}$)، بنابراین احجام صادراتی و فواصل صادراتی در محاسبات مدل لحاظ می‌شوند.

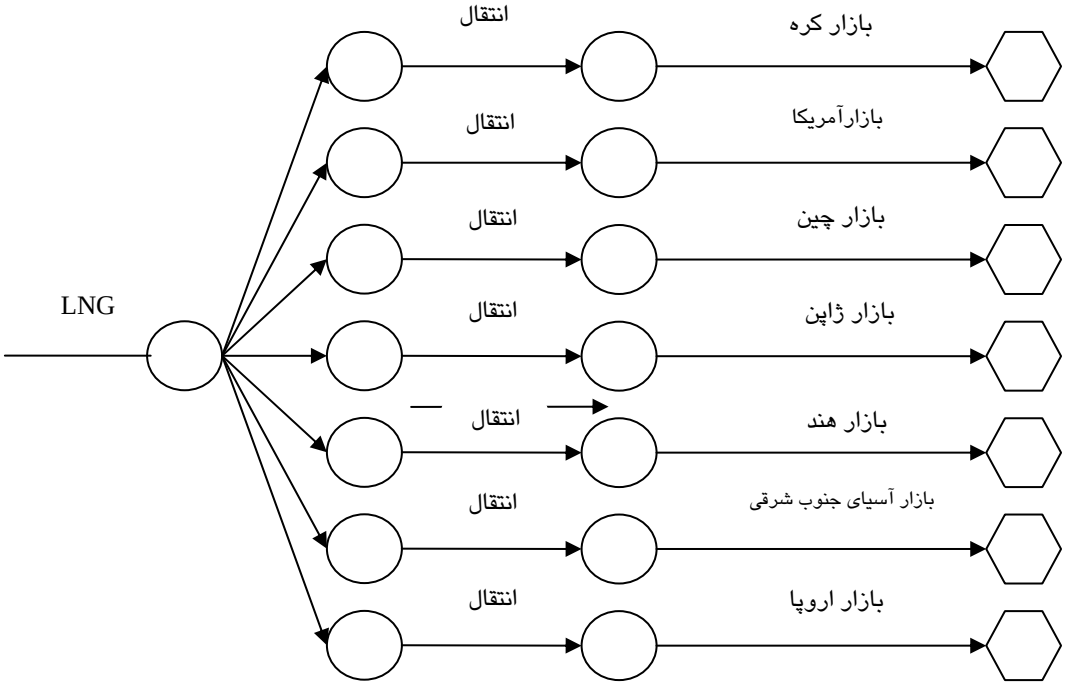
۳- از جنبه مفروضات قیمتی در بازارهای صادراتی (خط لوله، LNG و GTL)، بازارهایی که پیش‌بینی‌هایی از قیمت‌های آنها در طول زمان موجود بوده (بازارهای ترکیه و اروپا در روش صادرات با خط لوله و ژاپن و اروپا در روش صادرات به صورت LNG و بازار جهانی فرآوردهای نفتی)، از همان پیش‌بینی‌ها در مدل استفاده شده و بازارهایی که پیش‌بینی‌هایی در مورد قیمت‌های آنها وجود نداشته (بازارهای هند، ارمنستان، پاکستان، نخجوان، امارات، عمان و کویت در روش صادرات با خط لوله و بازارهای هند، آسیای جنوب‌شرقی، چین، کره و امریکا در روش صادرات به صورت LNG) از قیمت‌های موجود این بازارها استفاده شده به نحوی‌که این قیمت‌ها بر اساس نرخ رشد متوسط سایر بازارها (که پیش‌بینی‌هایی در مورد قیمت‌های آنها موجود می‌باشد) در طول زمان رشد داده شده و وارد مدل شده‌اند تا مقایسه بازارها همگن و هم‌سنخ باشد. قیمت‌هایی که برای این بازارها در جداول ضمیمه آورده شده است قیمت‌های موجود آنها می‌باشد.

٤- از آنجا که مدل ارائه شده یک مدل کلان فنی- اقتصادی است و مطالعه حاضر در یک افق بلند مدت و برای بازارهای مختلف صورت گرفته، به جهت پرهیز از اطاله کلام ریز محاسبات اقتصادی ارائه نشده و تنها به بیان مفروضات اساسی اکتفا شده است[۱].

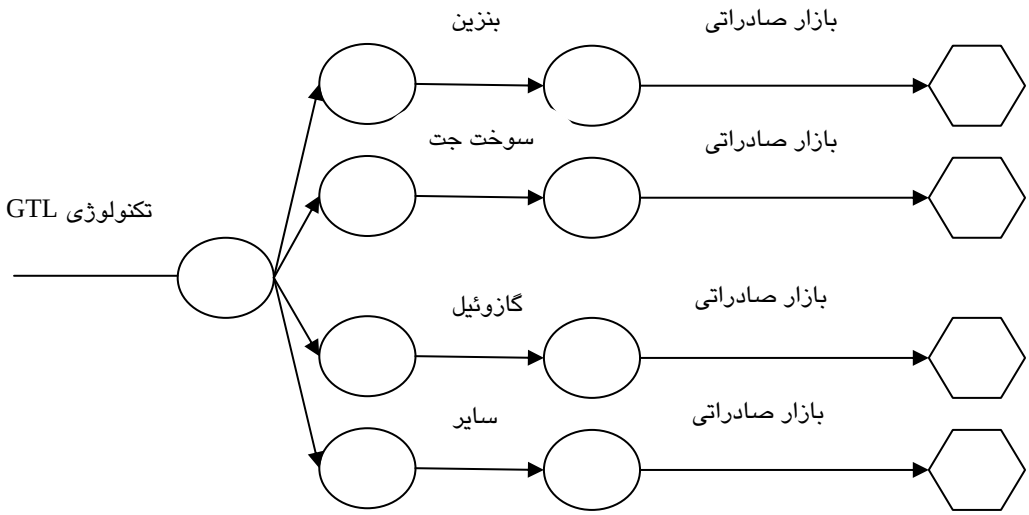
۱- جهت ملاحظه جزئیات مفروضات و متدولوژي محاسبات فني- اقتصادي مدل ارائه شده، به مراجع (۶) و (۸) و (۹) مراجعه شود.



شکل۱- بخش صادرات گاز طبیعی با خط لوله



شکل۲- بخش صادرات گاز طبیعی مایع شده(انتقال از طریق کشتی با ظرفیتهای مختلف)



شکل۳- زیر بخش صادرات فرآورده های حاصل از GTL

تجزیه و تحلیل نتایج

به منظور تجزیه و تحلیل نتایج مدل از سه سناریوی نرخ تنزیل(اسمی) و سه سناریو برای قیمت‌های جهانی فرآورده‌های نفتی و سایر حامل‌های انرژی و پیش‌بینی آنها طی سال‌های آتی به شرح زیر استفاده شده است.

سناریوهای قیمتی:
سناریوی۱ : ادامهٔ روند موجود قیمت فرآورده‌های نفتی و سایر حامل‌های انرژی
سناریوی۲ : افزایش قیمت فرآورده‌های نفتی و سایر حامل‌های انرژی
سناریوی۳ : کاهش قیمت فرآورده‌های نفتی و سایر حامل‌های انرژی
سناریوهای نرخ تنزیل:
سناریوی۱ : نرخ تنزیل متوسط (۱۲٪)
سناریوی۲ : نرخ تنزیل بالا (۱۸٪)
سناریوی۳ : نرخ تنزیل پایین (۸٪).[٦]

نرخ تنزیل در کشورهای پیشرفته بین مقادیر ۳ الی ٦ درصد می‌باشد ولی در کشورهای در حال توسعه به دلیل وجود ریسک سرمایه‌گذاری، بیشتر از این مقدار است. بیش از ۸۰ درصد پروژه‌های سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز کشور توسط سرمایه‌گذاران خارجی صورت می‌پذیرد. به دلیل وجود ریسک در این پروژه‌ها نرخ تنزیل مورد محاسبه بیشتر از نرخ تنزیل موجود در کشورهای سرمایه‌گذار می‌باشد.[۷]

نرخ تنزیل مورد استفاده در مدل ایفوم به منظور بهینه‌سازی شبکهٔ انرژی کشور بر اساس مطالعات و بررسی‌های کارشناسان مربوطه برابر ۱۲ درصد می‌باشد. در این مطالعه به منظور تحلیل حساسیت علاوه بر این نرخ، دو نرخ ۱۸٪ (حد بالا) و ۸٪ (حد پایین) نیز در نظر گرفته شده است. نرخ تنزیل در نظر گرفته شده در آخرین قراردادهای سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت انرژی کشور مؤید صحت این ارقام می‌باشد.

نتایج حاصل از تحلیل حساسیت نشان دهندهٔ این مطلب است که با توجه به نرخ تنزیل ۱۲٪ و سناریوی قیمتی ادامهٔ روند موجود، فرآورده‌های حاصل از GTL دارای بالاترین اولویت در این بخش است. اولویت‌های بعدی به ترتیب شامل صادرات گاز طبیعی مایع شده و گاز طبیعی به صورت خط لوله می‌باشند.

صادرات گاز طبیعی با خط لوله

نتایج حاصل از اجرای مدل بر اساس نرخ تنزیل ۱۲٪ و سناریوی قیمتی ادامهٔ روند موجود موید این مطلب است که صادرات به همهٔ بازارها به جز بازار اروپا (به استثنای سال ۱٤۱۳) اقتصادی است. صادرات به بازار اروپا در صورتی اقتصادی خواهد بود که قیمت گاز طبیعی در این بازار در طی سالهای ۱۳۹۳، ۱۳۹۸ و ۱٤۰۳ به ترتیب حداقل برابر ۳/۸۸، ۳/٤٥ و ۳/۸۲ دلار بر MMBTU باشند. صادرات به این بازار فقط از مسیر ارمنستان اقتصادی خواهد بود.

با توجه به نرخ تنزیل ۱۲٪ و سناریوی قیمتی افزایش قیمت‌ها صادرات گاز طبیعی با خط لوله به همهٔ بازارها اقتصادی است. نتایج حاصله بر اساس نرخ تنزیل ۱۲٪ و سناریوی قیمتی کاهش قیمت‌ها مؤید این موضوع است که صادرات به بازارهای ترکیه، اروپا و ارمنستان در طی سال‌های مطالعه غیراقتصادی بوده و فقط صادرات به بازارهای هندوستان، پاکستان، نخجوان، عمان و کویت اقتصادی می‌باشد. صادرات به امارات از سال ۱٤۰۳ به بعد اقتصادی خواهد شد.

صادرات گاز طبیعی با خط لوله بر اساس نرخ تنزیل ۸٪ و سناریوی افزایش قیمت‌ها به همهٔ بازارها اقتصادی است. براساس سناریوی قیمتی ادامهٔ روند موجود صادرات به بازار اروپا غیر اقتصادی و با توجه به سناریوی کاهش قیمت‌ها صادرات به بازارهای ارمنستان، ترکیه و اروپا غیر اقتصادی و صادرات به سایر بازارها اقتصادی می‌باشد.

با توجه به نرخ تنزیل ۱۸٪ و سناریوی قیمتی ادامهٔ روند موجود صادرات گاز با خط لوله به بازارهای اروپا، ترکیه، عمان، امارات و کویت غیر اقتصادی است. با توجه به سناریوی افزایش قیمت‌ها فقط صادرات به بازارهای عمان و امارات غیر اقتصادی و صادرات به سایر بازارها اقتصادی می‌باشد. در سناریوی کاهش قیمت‌ها تنها صادرات به بازار پاکستان اقتصادی و سایر بازارها غیر اقتصادی هستند.

نتایج حاصل از تحلیل حساسیت صادرات گاز طبیعی با خط لوله به بازارهای مختلف بر اساس نرخ تنزیل ۱۲٪ و سناریوی قیمتی ادامهٔ روند موجود نشان می‌دهد که صادرات به پاکستان دارای اولین اولویت در صادرات گاز طبیعی به صورت خط لوله است. اولویت‌های بعدی صادرات به ترتیب شامل بازارهای ارمنستان، کویت، هندوستان، نخجوان، عمان، ترکیه، عمارات و اروپا می‌شود. بازار اروپا آخرین اولویت در صادرات گاز با خط لوله را به خود اختصاص داده است که دلایل عمدهٔ آن هزینهٔ بالای انتقال به علت مسافت زیاد و پایین بودن قیمت گاز طبیعی در آن بازار می‌باشد.

صادرات گاز طبیعی مایع شده

با توجه به نرخ تنزیل ۱۲٪ و ۸٪ و سناریوهای قیمتی ادامهٔ روند موجود و افزایش قیمت‌ها صادرات گازطبیعی مایع شده به همهٔ بازارها اقتصادی است. در سناریوی کاهش قیمت‌ها با نرخ تنزیل ۱۲٪ صادرات به بازار آمریکا غیر اقتصادی بوده ولی با نرخ تنزیل ۸٪ صادرات به همهٔ بازارها اقتصادی است.

صادرات گاز طبیعی مایع به همهٔ بازارها به جز بازار آسیای جنوب شرقی بر اساس نرخ تنزیل ۱۸٪ و سناریوی قیمتی ادامهٔ روند و افزایش قیمت‌ها اقتصادی است. در سناریوی کاهش قیمت‌ها صادرات به دو بازار آسیای جنوب‌شرقی و آمریکا غیر اقتصادی و صادرات به سایر بازارها اقتصادی خواهد بود.

نتایج حاصل از تحلیل حساسیت صادرات گاز طبیعی مایع به بازارهای مختلف نشان می‌دهد که بازار کره دارای اولین اولویت در صادرات گاز طبیعی مایع شده است. اولویت‌های بعدی به ترتیب عبارتند از : بازارهای ژاپن، اروپا، هندوستان، چین، آمریکا و آسیای جنوب‌شرقی.

نظر به اینکه صادرات گاز طبیعی با خط لوله به بازار اروپا در آخرین اولویت و صادرات گاز طبیعی مایع شده در اولویت سوم قرار دارد، لذا اولویت صادرات به بازارهای دوردست نظیر بازار اروپا که انتقال از طریق خط لوله بسیار هزینه بردار است با صادرات گاز طبیعی مایع شده می‌باشد.

تولید فرآورده‌های نفتی گازوئیل و سوخت جت از طریق فرآیند تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع بر اساس هر سه سناریوی نرخ تنزیل(۸٪، ۱۲٪ و ۱۸٪) و هر سه سناریوی قیمتی(ادامه روند موجود، افزایش قیمت‌ها و کاهش قیمت‌ها)، اقتصادی بوده و تولید بنزین از طریق این فرآیند غیر اقتصادی است.[٦]

نتیجه گیری و پیشنهادات

به طور کلی با توجه به سناریوهای مختلف نرخ تنزیل و قیمتی، فرآورده‌های حاصل از GTL دارای بالاترین اولویت در این بخش است. اولویت‌های بعدی به ترتیب شامل صادرات گاز طبیعی مایع شده و گاز طبیعی به صورت خط لوله می‌باشند.

از میان بازارهای صادراتی گاز طبیعی با خط لوله بازار پاکستان دارای بالاترین اولویت برای صادرات است. اولویت‌های بعدی به ترتیب عبارتند از بازارهای: ارمنستان، کویت، هندوستان، نخجوان، عمان، ترکیه، امارات و اروپا. بازار کره اولین انتخاب برای صادرات گاز طبیعی مایع شده می‌باشد و بازارهای ژاپن، اروپا، هند، چین، آمریکا و آسیای جنوب‌شرقی به ترتیب در اولویت‌های بعدی قرار دارند.

به دلیل اینکه این بازارها مواجه با رقابت‌های فراوان می‌باشند، استراتژی قیمت یکی از روش‌های نفوذ در این بازارها می‌باشد.

این بررسی نشان می‌دهد که صادرات فرآورده‌های GTL دارای سودآوری بیشتری برای کشور در مقایسه با صادرات گاز طبیعی است. همچنین صادرات گاز طبیعی مایع شده (LNG) در مقایسه با صادرات گاز طبیعی با خط لوله از مزیت اقتصادی بیشتری برخوردار هستند. به عبارت دیگر صادرات گاز طبیعی با خط لوله دارای آخرین اولویت صادرات در مقایسه با سایر گزینه‌های صادرات گاز طبیعی است.

همچنین اولویت صادرات به بازارهای دوردست نظیر بازار اروپا که انتقال از طریق خط لوله بسیار هزینه بردار است با صادرات گاز طبیعی مایع شده می‌باشد.

بنابراین سیاستگذاران عرصهٔ انرژی کشور بایستی تا حد امکان سیاست‌های صادراتی گاز طبیعی کشور را در این جهت سوق داده و هر چه سیاست‌های صادراتی کشور نزدیک به این روند باشد بهینه‌تر (از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه‌تر) خواهد بود.

علیرغم توان صادرات گاز طبیعی، ارسال گاز ایران از طریق خط لوله به بازارهای جهانی با مشکلات زیادی مواجه است که ممکن است بسیاری از برنامه‌های موجود را بلند پروازانه جلوه دهد. این مشکلات عبارتند از:

۱- غیر اقتصادی بودن صادرات گاز به بازار اروپا به عنوان یکی از بازارهای بزرگ صادراتی؛ اروپا گرچه بازار مهمی می‌تواند برای طرح‌های صادراتی به شمار رود ولی ارسال گاز از طریق خط لوله از ایران به این بازار نمی‌تواند منافع اقتصادی برای کشور رقم زند. به عقیدهٔ برخی کارشناسان، تنها وجود برخی دلایل سیاسی می‌تواند توجیه کنندهٔ این امر باشد.

۲- وجود موانع جدی سیاسی و جغرافیایی در راه صدور گاز به بازار هندوستان؛ و مواجه بودن پروژه با ریسک سیاسی بالا به دلیل کشمکش بین هند و پاکستان؛ این مشکل جذابیت طرح‌های صادرات با خط لوله به هند را از میان می‌برد. در این صورت بهترین گزینهٔ صادرات گاز به این کشور تبدیل گاز به LNG و نهایتاً حمل آن به بازار هند می‌باشد.

۳- عدم پایبندی همسایگان ایران مانند ترکیه و پاکستان به قراردادهای بین‌المللی؛ این مشکل باعث می‌شود بر خلاف اصول قراردادهای طویل‌المدت خرید، مبادرت به انصراف از خرید نمایند که موجب بروز مشکلات در این زمینه می‌شود.

٤- وجود رقبای بزرگی چون قطر در پروژه‌های صادرات گاز ایران به کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس؛ این موضوع، قطعاً طرح‌های صادرات گاز از ایران به وسیلهٔ خط لوله به این منطقه را با مشکلاتی مواجه می‌سازد.

٥- محدود بودن بازار گاز کشورهایی چون ارمنستان و نخجوان؛ در آینده نیز پیش‌بینی می‌شود، تقاضای گاز این کشورها نا چیز باشد.

جدول ۱- ضرائب تبدیل

۱/۱۲۳ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی(BCM)	۱ میلیون تن معادل نفت خام (MTOE)
۳۹/۶۹ میلیون بی تی یو (MMBTU)	۱ تن معادل نفت خام (TOE)

جدول ۲- قیمت‌های صادرات گاز طبیعی به صورت خط لوله به اروپا($U99/TOE)

سناریو/سال	۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱۴۰۳	۱۴۰۸	۱۴۱۳
سناریوی اوی (۰۰)	۱۱۲/۳۲	۱۲۰/۶۵	۱۲۸/۹۹	۱۳۰/۹۷	۱۵۰/۸۲	۱۵۰/۸۲	۱۵۰/۸۲
سناریوی دوم (۱۱)	۱۵۲	۱۶۰/۳۴	۱۶۸/۶۸	۱۷۰/۶۶	۱۹۰/۵۱	۱۹۰/۵۱	۱۹۰/۵۱
سناریوی سوم (۲۲)	۷۲/۶۳	۸۰/۹۶	۸۹/۳	۹۱/۲۸	۱۱۱/۳۲	۱۱۱/۳۲	۱۱۱/۳۲

ماخذ: سایتEIA

جدول ۳- قیمت‌های صادرات گاز طبیعی به صورت خط لوله به ترکیه ($U99/TOE)

سناریو/سال	۱۳۷۹	۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱۴۰۳	۱۴۰۸	۱۴۱۳
سناریوی اول (۰۰)	۱۰۸	۵۷	۶۱	۶۴	۶۵	۷۶	۷۶	۷۶
سناریوی دوم (۱۱)	۱۰۸	۷۶	۸۱	۸۴	۸۶	۹۵	۹۵	۹۵
سناریوی سوم (۲۲)	۱۰۸	۳۷	۴۰	۴۵	۴۶	۵۶	۵۶	۵۶

ماخذ: وزارت نیرو، دفتر برنامه ریزی انرژی

جدول ۴- قیمت‌های صادرات گاز طبیعی بصورت خط لوله به بازارهای مختلف طی سالهای مورد مطالعه ($U99/TOE)

سناریو/بازار	هند	ارمنستان	پاکستان	نخجوان	امارات	عمان	کویت
سناریوی اول (۰۰)	۱۱۱/۱۳۲	۵۰/۴	۹۶/۸۴	۶۲/۷۱	۳۷/۷۰	۴۰/۸۸	۶۵/۴۸
سناریوی دوم (۱۱)	۱۲۰/۶۵	۵۵/۵۶	۹۷/۶۳	۶۸/۲۶	۴۰/۸۸	۴۵/۲۴	۶۸/۶۶
سناریوی سوم (۲۲)	۹۹/۲۲	۴۶	۸۱/۳۶	۴۹/۶۱	۳۴/۵۳	۳۶/۵۱	۶۳/۱

ماخذ: تعیین بازارهای صادراتی گاز طبیعی ایران، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۰،ص۵۳۹

جدول ۵- قیمت‌های صادرات LNG به بازار ژاپن ($U99/TOE)

سناریو/سال	۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱۴۰۸	۱۴۱۸	۱۴۳۵
سناریوی اول (۰۰)	۱۵۴/۷	۱۵۴/۷	۱۷۴/۶	۱۷۴/۶	۱۹۰/۵	۱۹۰/۵	۱۹۰/۵
سناویری دوم (۱۱)	۱۹۴/۴	۱۹۴/۴	۲۱۴/۳	۲۱۴/۳	۲۳۰/۲	۲۳۰/۲	۲۳۰/۲
سناریوی سوم (۲۲)	۱۱۵/۱	۱۱۵/۱	۱۳۴/۹	۱۳۴/۹	۱۵۰/۸	۱۵۰/۸	۱۵۰/۸

ماخذ: سایت EIA

جدول۶- قیمت صادرات LNG به اروپا ($U96/TOE)

سناریو/سال	۱۳۷۹	۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱۴۰۸	۱۴۱۸	۱۴۳۵
سناریوی اول (۰۰)	۱۳۱	۱۰۴/۸	۱۰۴/۸	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۵/۳	۱۱۵/۳	۱۲۰/۵
سناریوی دوم (۱۱)	۱۳۱	۱۴۶/۷	۱۴۶/۷	۱۵۱/۹	۱۵۱/۹	۱۵۷/۲	۱۵۷/۲	۱۶۲/۴
سناریوی سوم (۲۲)	۱۳۱	۶۸/۱	۶۸/۱	۶۸/۱	۶۸/۱	۶۸/۱	۶۸/۱	۶۸/۱

ماخذ: وزارت نیرو، دفتر برنامه ریزی انرژی

جدول ۷- قیمت‌های صادرات LNG به بازارهای مختلف طی سال‌های مورد مطالعه ($U99/TOE)

سناریو/بازار	هند*	آسیای جنوبشرقی*	چین*	آمریکا**	کره***
سناریوی اول (۰۰)	۱۲۷	۱۶۲/۲	۱۴۴/۸	۱۳۷	۱۸۵,۳
سناریوی دوم(۱۱)	۱۳۴/۹	۱۳۳/۷	۱۵۳/۶	۱۷۸	۱۹۶
سناریوی سوم(۲۲)	۱۱۹/۴	۱۱۹/۴	۱۳۷/۳۲	۹۹	۱۵۴

ماخذ : تعیین بازارهای صادراتی گاز طبیعی ایران، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۰،ص۵۳۹

* با احتساب حمل ونقل دریایی (CIF)

**قیمت صاردات LNG به بازار آمریکا با توجه به قیمت LNG صارداتی ابوظبی به این بازار در نظر گرفته شده است(مطالعه تحولات بازارهای منطقه‌ای و بین المللی انرژی، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۰، ص۷۲۹)

*** سایت EIA

جدول۸- هزینهٔ تمام شدهٔ گاز تحویلی به صورت خط لوله به شبکهٔ صاردات ($/TOE)

۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱٤۰۸
۲۳/٦	۲۳/٤۷	۲۳/٥۱	۲۳/٥٥	۲۳/٦۳

ماخذ: طرح ۲۵ سالهٔ توسعهٔ بهینهٔ عرضه و تقاضای کشور، وزارت نیرو، معاونت انرژی

جدول ۹- هزینهٔ تمام شده گازطبیعی مایع شدهٔ ورودی به شبکهٔ صادرات طی سال‌های موردمطالعه($/TOE)

۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱٤۰۸
٤۷/۲۷	٤۷/۱۳	٤۷/۱۷	٤۷/۲۱	٤۷/۳۱

ماخذ: طرح ۲۵ سالهٔ توسعهٔ بهینهٔ عرضه و تقاضای کشور، وزارت نیرو، معاونت انرژی

جدول ۱۰- هزینه حمل ال ان جی از ایران (بندر عسلویه) به نقاط مختلف جهان

کشور مقصد	نام بندر مورد نظر	فاصله بر حسب مایل	هزینه حمل (دلار بر حسب میلیون BTU)
ژاپن	Tokyo	٦٤۷۰	۱/۰۱
کره	Inchon	٦۱۲۰	۰/۹۳
تایوان	Kaohsiung	٥۱۹۰	۰/۸۰
چین	Shanghai	٥۸۰۰	۰/۸۸
چین	Guangzhou	٥۱۰	۰/۷۹
هندوستان	Dabhol	۱۲٦۰	۰/۲٦
هندوستان	Kakinada	۲۸۱۰	۰/٤۷
هندوستان	Chennai	۲٥۹۰	۰/٤۳
هندوستان	Cochin	۱۷۳۰	۰/۳۲
هندوستان	Hazira	۱۲۷۰	۰/۲٦
هندوستان	Pipavav	۱۲۱۰	۰/۲٥
ترکیه	Marmaris Eriglis	۳٤۲۰	۰/٥٥
اسپانیا	Barcelona	٤٦۲۰	۰/۷۲
بلژیک	Zeebrugge	٦۲٤۰	۰/۹٥

ماخذ :ادیبی، سیامک- بررسی امکان تولید و صادرات ال ان جی در کشور ایران تا سال ۲۰۱۰(پایان نامه کارشناسی ارشد)- رشته اقتصاد انرژی- تهران، ۱۳۸۱.

جدول ۱۱- پتانسیل صادرات ال ان جی به بازارهای مختلف (میلیون تن معادل نفت خام)

سال / بازار	۱۳۸۳	۱۳۸۸	۱۳۹۳	۱۳۹۸	۱۴۰۸	۱۴۱۸	۱۴۳۵
چین	۰	۰	۰	۲/۶۶	۲/۶۶	۲/۶۶	۲/۶۶
اروپا	۰	۰	۰	۰	۱۳/۳	۲۰	۲۶/۷
هند	۰	۰	۰	۱۳/۳	۲۰	۲۶/۷	۳۳/۴
آسیای جنوبشرقی	۰	۰	۱۳/۳	۱۳/۳	۲۰	۲۶/۷	۳۳/۴
ژاپن	۰	۰	۱۳/۳	۱۳/۳	۱۳/۳	۱۳/۳	۱۳/۳

ماخذ : تعیین بازارهای صادراتی گاز طبیعی ایران، مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی

جدول ۱۲- هزینه سرمایه‌ای تأسیسات جی‌تی‌ال

هزینه سرمایه‌ای (بر حسب‌دلاربربشکه)	ظرفیت(بشکه‌درروز)	اندازه‌ومقیاس‌تأسیسات
تقریبا ۴۰۰۰۰	زیر ۱۰۰۰۰	کوچک
۴۰۰۰۰-۲۲۰۰۰	۳۵۰۰۰-۱۰۰۰۰	متوسط
۲۲۰۰۰-۱۹۰۰۰	بالای۳۵۰۰۰	بزرگ

ماخذ: فصلنامه انجمن نفت ایران، شماره ۵۷

جدول ۱۳- هزینه صدور گاز ایران به اروپا (دلار / میلیون بی تی یو)

شرح	هزینه گاز	هزینه انتقال	حق ترانزیت	کل هزینه
صادرات گاز از طریق عبور از ترکیه	۰/۵	۲/۵	۰/۵	۳/۵
	۰/۷	۲/۵	۰/۵	۳/۷
صادرات گاز از طریق عبور از ارمنستان و اوکراین	۰/۵	۲/۵	۰/۸	۳/۸
	۰/۷	۲/۵	۰/۸	۳/۹

ماخذ: مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، طرح بیست ساله گاز طبیعی

منابع

۱- وزارت نیرو، معاونت امور انرژی، دفتر برنامه‌ریزی انرژی، ترازنامه انرژی کشور، سال ۱۳۸۳.

۲- پورسینا، بهروز، روش‌شناسی سیاست‌گذاری انرژی در مدل‌های اقتصادی، نشریهٔ انرژی ایران، سال دوم، شمارهٔ ٤، تابستان ۱۳۷۷.

۳- همان، مطالعات موردی پیرامون سیاست‌گذاری انرژی در مدل‌های بزرگ مقیاس اقتصادی، سال سوم، شمارهٔ ٥، بهمن ۱۳۷۷.

٤- زارع، مهدی، پایان نامه کارشناسی ارشد، استفاده از مدل تفکیک شدهٔ پالایشگاه نفت جهت بهینه‌سازی شبکهٔ انرژی، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، ۱۳۸۱.

٥- وزارت نیرو، معاونت امور انرژی، طرح جامع ۲۰ سالهٔ توسعهٔ بهینه شبکه انرژی کشور(در بخش‌های نفت، گاز، حمل و نقل، مسکونی و صنعت(کارخانجات چوب و کاغذ، صنایع غذایی)).

٦- رحیمی، غلامعلی، سیاست‌ها و برنامه‌های بلند مدت صادرات نفت و گاز و فرآورده بر اساس مدل بهینه‌سازی جریان انرژی، پایان نامهٔ کارشناسی ارشد، رشتهٔ اقتصاد انرژی، دانشگاه تربیت مدرس، اسفند۱۳۸۲.

۷- حاج یوسفی، فاطمه، ارزیابی منابع نفتی ایران و محاسبهٔ نرخ کاهش بهینه در دورهٔ ۱۹۹۰-۱۹۷۰، پایان‌نامهٔ کارشناسی ارشد، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران ۱۳۷۹.

8- Rostamihozori, N. Development of energy and emission control strategies for Iran. Phd thesis. University of kalsrohe.2002.

9- Energy Environment Planning in Developing Countries; EFOM-ENV; Methodological Guide; Asian Institute of Technology ; 1995.