

شبیه‌سازی تقاضا و عرضه حامل‌های انرژی تا سال ۲۰۳۵ در ایران با استفاده از مدلساز LEAP

هادی اشراقی کارشناس ارشد مهندسی سیستم‌های انرژی، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

Eshraghi.h@gmail.com

عباس ملکی دانشیار دانشکده مهندسی انرژی دانشگاه صنعتی شریف، (نویسنده مسئول)

maleki@sharif.edu

علی وکیلی دانشیار و عضو هیئت علمی مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

vakilial@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۲/۳/۱

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۶/۲۰

چکیده:

در این مقاله یک مدل یکپارچه از بخش‌های عرضه و تقاضای انرژی کشور با استفاده از مدلساز LEAP توسعه داده شده است. ویژگی اصلی LEAP بعنوان یکی از مدل‌های با چارچوب حسابداری در ارائه آینده‌نگری‌های مربوط به برنامه‌های توسعه‌ای متصور در زنجیره انرژی و تحلیل‌های هزینه-فایده آنها می‌باشد. در مطالعه حاضر ابتدا ساختار شکست بخش‌های مختلف تقاضا و فرضیات و مراجع آماری آنها روشن گشته و با توسعه سیستم مرجع انرژی، پیکربندی تکنولوژی‌های سمت عرضه شبیه‌سازی می‌گردند. فرضیات مورد اشاره در هر دو بخش تقاضا و عرضه در دو سناریو که یکی مبین ادامه روند پیشین و دیگری استفاده از ۱۰ گیگاوات ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی-خورشیدی (CSP) تا سال ۲۰۳۵ بود، ارائه شده و نتایج مورد بحث قرار گرفته‌اند. نصب این میزان از واحدهای CSP، در مجموع سبب جلوگیری از انتشار ۱۵۳ میلیون تن دی‌اکسیدکربن شده و منافع را از نقطه نظر ایجاد هزینه فرصت صادرات گازوئیل و گاز طبیعی نصیب کشور می‌کند.

واژه‌های کلیدی: سیاست‌گذاری انرژی، سناریو نگاری، مدلسازی عرضه و تقاضای انرژی،

مدلساز LEAP

طبقه بندی JEL : Q41 و D12

۱- مقدمه

عموماً تصمیم‌گیران بخش انرژی به منظور دستیابی به رهیافتی که بتوانند بوسیله آن بازخوردهای متفاوت سیاست‌های مورد نظر را تحلیل نمایند، به توسعه مدل‌های مختلف ریاضی روی آورده‌اند. بسترهای مجازی ایجاد شده به مثابه مدلی کامپیوتری از سیستم انرژی بوده و ابزاری جهت تحلیل‌های یکپارچه انرژی-اقتصاد و محیط زیست را فراهم می‌آورند. یکی از ابزارهایی که در همین زمینه از آن استفاده می‌شود، سیستم برنامه‌ریزی بلند مدت جایگزین‌های انرژی، LEAP^۱ است. نسخه اولیه LEAP در سال ۱۹۸۰ توسط پاول راسکین^۲ از گروه تحقیقات پژوهشکده زیست‌محیطی استکهلم^۳ (SEI) جهت تحلیل یکپارچه انرژی - محیط‌زیست سیستم‌های انرژی توسعه داده شد. مدل‌ساز LEAP ابزاری مناسب جهت ارزیابی یکپارچه سیاست‌های انرژی، تدوین و سیاستگذاری بخش انرژی و ارزیابی انتشار گازهای گلخانه‌ای می‌باشد. این نرم‌افزار بر اساس رویکرد سناریویی، به ارزیابی اثرات توسعه بخش انرژی بر انتشار گازهای گلخانه‌ای می‌پردازد و اطلاعات جامعی در خصوص تحلیل هزینه‌های کاهش انتشار را در اختیار کاربران قرار می‌دهد. LEAP با استفاده از فاکتورهای نظیر تغییر و بهبود تکنولوژی، محدودسازی فعالیت‌های انرژی در زیر بخش‌های اقتصادی و اهداف کاهش انتشار، محاسبات را انجام می‌دهد (بهرامیان، ۱۳۸۸). ابتدا میزان تقاضا با استفاده از تحولات جمعیتی و پارامترهای اقتصاد کلان تعیین می‌شود و پس از آن پیکربندی سمت عرضه شبیه‌سازی می‌گردد. در ضمن این محاسبات، اثرات محیط زیستی و نیز تحلیل‌های هزینه-فایده توسط LEAP ارائه می‌گردند.

در داخل کشور، LEAP ابزار نسبتاً شناخته شده‌ای در زمینه برنامه‌ریزی انرژی است. از جمله مهم‌ترین مطالعاتی که با استفاده از LEAP انجام گرفته‌اند، می‌توان به: گزارش اول تغییر اقلیم کشور به دبیرخانه کنوانسیون تغییر اقلیم (کارفرما: دفتر تغییرات آب و هوا، سازمان حفاظت محیط زیست، ۱۳۸۱)، برآورد تقاضای نهایی حامل‌های انرژی تا سال ۱۴۲۰ (کارفرما: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ۱۳۹۰)، برنامه‌ریزی تولید و مصرف فرآورده‌های نفتی (کارفرما: شرکت ملی

1. Long-run Energy Alternatives Planning
2. Paul Ruskin
3. Stockholm Environmental Institute (SEI)

پالایش و پخش، ۱۳۸۸) و تعیین سبد سوخت کشور در بخش حمل و نقل (کارفرما: شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت، ۱۳۸۸) اشاره کرد. مطالعات اشاره شده عمدتاً نگاه بخشی به موضوع داشته و درصدد حل مسائل خاص بوده و هدفشان ایجاد یک سیستم مرجع انرژی و سپس تلاش برای پیاده کردن آن در نرم‌افزار نبوده است؛ امری که هدف نهایی این مطالعه است. در ادامه این قسمت به معرفی قابلیت‌های اصلی مدلساز می‌پردازیم.

۱-۱- برآورد تقاضای انرژی در بخش‌های مختلف

LEAP در کلی‌ترین حالت تقاضای نهایی انرژی در هر زیربخش را بر اساس رابطه (۱) بدست

می‌آورد:

$$E = AL \times EI \quad (1)$$

که در آن AL معرف سطح فعالیت رسته‌ای است که تقاضای آن مورد نظر است و EI شدت انرژی^۱ زیربخش است. رابطه فوق امکان تغییر دو پارامتر مذکور در دوره برنامه‌ریزی را میسر می‌سازد که هر دو به صورت برونزا به مدل وارد می‌شوند. در ارتباط با برآورد آینده AL عموماً سیاست‌های توسعه‌ای هر زیربخش (بعنوان مثال یک زیر بخش صنعتی خاص و یا ارزش افزوده یک مد خاص از حمل و نقل نظیر حمل و نقل جاده‌ای) مدنظر می‌باشند؛ درحالی‌که برآورد تغییرات EI به سادگی میسر نیست و بایستی از خروجی‌های مدل‌های توسعه و انتقال فناوری استفاده شود. حالت دیگر برآورد تقاضا در LEAP، مدلسازی بر اساس تقاضای انرژی مفید می‌باشد که نیاز به اطلاعات مربوط به بازدهی تکنولوژی‌های مصرف‌کننده نهایی دارد. یک روش دیگر از روش‌های برآورد تقاضا نیز وجود دارد که در حقیقت صورت اصلاح شده رابطه (۱) می‌باشد و به طور مشخص برای حالاتی مناسب است که تعداد یک تجهیز مصرف‌کننده نهایی در گذشته و آینده و نیز مصرف انرژی به ازای یک واحد از آن تجهیز و تغییرات آن در طول زمان معلوم باشند. روش مذکور بواسطه نیاز به اطلاعات میدانی دقیق و گسترده عمومیت کمتری دارد (Heap, 2011).

1. Energy Intensity

۲-۱- شبیه‌سازی و مدل‌سازی بخش‌های سمت عرضه

بخش عرضه از شاخه‌های ویژه موسوم به ماژول‌ها^۱ جهت مدل کردن عرضه انرژی و بخش‌های تبدیل نظیر تولید برق، فراورش یا تولید زغال چوب، نفت، گاز طبیعی، تولید نفت خام و پالایش فرآورده‌های نفتی، انتقال و توزیع استفاده می‌کند. هر ماژولی محتوی یک یا چند فرآیند می‌باشد که یک فناوری منفرد نظیر نوع ویژه‌ای از نیروگاه برق یا پالایشگاه نفت و یا تولید یک یا چند سوخت خروجی را نشان می‌دهد. این فرآورده‌ها، انرژی تولید شده توسط ماژول را نمایش می‌دهند. پیکربندی سیستم عرضه نیز بر اساس نیازی که بر روی هر ماژول است، تعیین می‌گردد. این نیاز از بخش‌های مختلف سمت تقاضا و نیز ماژول‌های پایین‌دستی هر ماژول خاص نشأت می‌گیرد و با مقادیر صادرات و واردات نیز به تعادل می‌رسد. این محاسبات با تکرارهای متوالی^۲ صورت می‌گیرد و تا جایی ادامه دارد که اختلاف هر دو تکرار متوالی کمتر از یک عدد کوچک که توسط کاربر وارد می‌شود، شود.

قابلیت دیگر LEAP در زمینه تخمین میزان انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی و نیز گازهای گلخانه‌ای از بخش انرژی است. این امکان با گردآوری ضرایب انتشار^۳ مربوط به سوخت‌های مختلف و استفاده از روش‌شناسی Tier 1 هیئت بین‌الدولی تغییرات آب و هوا^۴ (IPCC) انجام می‌شود.^۵ (Heap, 2011)

۲- ایجاد سناریوی مرجع تا سال ۲۰۳۵

سناریوی مرجع (و یا سناریوی ادامه وضع فعلی) معرف روندی است که منعکس‌کننده اعتبار سیاست‌های گذشته در آینده می‌باشد و به عنوان خط مبنایی برای محک‌زنی سایر سناریوها از آن یاد می‌شود؛ لذا لازمه و نقطه آغازین هرگونه مطالعات آینده‌پژوهی و برنامه‌ریزی انرژی، ایجاد سناریوی مرجع است. بر همین اساس ویژگی‌های سناریوی مرجع و برآوردهای آینده پارامترهای برونزای آن در بخش‌های مختلف مورد بحث قرار می‌گیرند.

1 . Modules

2 . Iteration

3 . Emission Factors

4. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

۵. دستورالعمل‌های IPCC، مشتمل بر دو ویرایش ۱۹۹۶ و ۲۰۰۶ می‌باشند و محاسبات و روش‌شناسی‌های مربوط به موجودی انتشار گازهای گلخانه‌ای را بر حسب پیچیدگی و دسترسی به اطلاعات در ۳ سطح (Tier) انجام می‌دهد.

۲-۱- برآورد تقاضای انرژی

لازمه اجرای این تحلیل، داشتن تقاضایی از حامل‌های انرژی است. گرچه تمرکز این مطالعه و سناریوی آن عمدتاً معطوف به سمت عرضه است، لکن سعی شده است با اطلاعات در دسترس تخمین‌های معقولی از تقاضای حامل‌های انرژی بعمل آید.

بخش تقاضا به ۶ زیربخش خانگی، صنعت، حمل و نقل، تجاری، کشاورزی و پتروشیمی تقسیم گشته و سال پایه نیز ۲۰۱۰ در نظر گرفته شده است. تقاضای انرژی در هر زیر شاخه موجود در این ۶ بخش اصلی که در جدول (۱) نشان داده شده‌اند، با استفاده از رابطه (۲) بدست می‌آید:

$$D_{j,i,t} = AEI_{i,t} \times VA_{i,t} \times S_{j,i,t} \quad (2)$$

که در آن: $D_{j,i,t}$ تقاضای انرژی مربوط به حامل انرژی j در زیرشاخه i و در سال t (میلیون بشکه معادل نفت خام)، $AEI_{i,t}$ شدت انرژی همفزون^۱ زیرشاخه i در سال t (میلیون بشکه معادل نفت خام بر دلار)، $VA_{i,t}$ ارزش افزوده صنعت i در سال t (دلار) و نهایتاً $S_{j,i,t}$ نیز سهم حامل انرژی j در صنعت i و در سال t ام می‌باشد.

غیر از بخش‌های خانگی و پتروشیمی که واحد سطوح فعالیت آن‌ها به ترتیب تعداد خانوار و تناژ محصولات پتروشیمی می‌باشد، در سایر بخش‌ها واحد سطح فعالیت ارزش افزوده است. در بخش خانگی با توجه به متفاوت بودن الگوی مصرف انرژی برحسب دسترسی به شبکه گاز طبیعی و نیز شهری و یا روستایی بودن، ۳ نوع خانوار به اشکال شهری، روستایی دارای دسترسی به شبکه گاز طبیعی و روستایی بدون دسترسی به شبکه گاز طبیعی قابل تفکیک هستند. با این تقسیم‌بندی کل مصرف فرآورده‌های نفتی به خانوارهای روستایی بدون دسترسی به گاز طبیعی نسبت داده می‌شود که سهمشان به همراه سایر حامل‌های انرژی مصرفی در بخش خانگی، از ترازنامه‌های انرژی و هیدروکربوری بدست می‌آیند. (ترازنامه انرژی، ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۸۹). با این تقسیم‌بندی نیاز است کل جمعیت و نرخ شهری شدن برای سال‌های شیبه‌سازی وجود داشته باشند که بدین منظور از اطلاعات دپارتمان اقتصاد و امور اجتماعی سازمان ملل متحد استفاده می‌گردد (UN, 2009). نرخ اشباع برای گاز رسانی به روستاهای کشور نیز ۵۰٪ در نظر گرفته شده است.

برای بخش پتروشیمی شدت مصرف انرژی و سهم سوخت‌ها با استفاده از اطلاعات مربوط به

1. Aggregate Energy Intensity (AEI)

مصرف انرژی و تولیدات واحدهای پتروشیمی برای سال ۱۳۸۹ در ترازنامه هیدروکربوری (ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۸۹)، محاسبه می‌شوند. ضمن اینکه برنامه‌های آتی این صنعت برای رسیدن به تناژ تولیدی ۱۱۶ میلیون تن برای سال ۲۰۳۵ با استفاده از مرجع (وکیلی و همکاران، ۱۳۹۱) بدست می‌آیند، جدول (۱).

برای سایر بخش‌ها که سطح فعالیت آن‌ها، ارزش افزوده است، سهم هر بخش در خلق ارزش افزوده با استفاده از حساب‌های ملی سالیانه منتشر شده توسط بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران محاسبه می‌گردد (بانک مرکزی، ۱۳۸۹). رسته‌های صنعتی بر اساس کدهای ISIC ویرایش سوم طبقه‌بندی شده‌اند که سهم مصرف انرژی حامل‌های مختلف در هر رسته نیز با استفاده از اطلاعات مرکز آمار ایران برای سال ۱۳۸۸ محاسبه گشته و در جدول (۱) گزارش شده است. (مرکز آمار، ۱۳۸۸) لازم به ذکر است این اطلاعات برای سال ۱۳۸۹ وجود ندارند.

در مورد برآورد تقاضای بخش حمل و نقل و مدهای اصلی آن یعنی حمل و نقل هوایی، جاده‌ای، ریلی، دریایی و لوله‌ای نیز عیناً از رابطه (۲) بهره گرفته می‌شود که در این صورت ۱، یکی از مدهای حمل و نقل می‌باشد. اطلاعات ارزش افزوده بخش حمل و نقل و زیربخش‌های آن با استفاده از حساب‌های ملی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران محاسبه گشته (بانک مرکزی، ۱۳۸۹) و اطلاعات مربوط به مصرف انرژی و سهم حامل‌ها در هر زیر بخش نیز با استفاده از اطلاعات شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت در جدول (۱) استخراج شده‌اند، (سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت، ۱۳۸۸). برای دو بخش کشاورزی و تجاری نیز مستقیماً با استفاد از ترازنامه هیدروکربوری (ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۸۹) مصرف و سهم حامل‌های انرژی برای سال ۱۳۸۹ برآورد گشته و با استفاده از اطلاعات ارزش افزوده (بانک مرکزی، ۱۳۸۹) شدت مصرف انرژی محاسبه شده است.

برای دو بخش کشاورزی و تجاری نیز مستقیماً با استفاد از ترازنامه هیدروکربوری (ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۸۹) مصرف و سهم حامل‌های انرژی برای سال ۱۳۸۹ برآورد گشته و با استفاده از اطلاعات ارزش افزوده (بانک مرکزی، ۱۳۸۹)، شدت مصرف انرژی محاسبه شده است.

برای سال‌های سناریوی مرجع فرض بر این است که سهم سوخت‌ها و شدت انرژی در هر زیرشاخه در حدود همان مقادیرشان در سال پایه می‌باشند (به غیر از مواردی که برنامه‌ای برای دگرگون کردن این سهم‌های وجود داشته باشد، مانند بخش پتروشیمی). ضمن اینکه برای سهم رسته‌های مختلف صنعتی در تولید ارزش افزوده برای سال‌های شبیه‌سازی از برنامه‌های راهبردی وزارت صنعت و معدن و تجارت بهره گرفته شده است (وزارت صنعت، معدن و تجارت، ۱۳۹۱). برای بخش حمل و نقل فرض

شده است که سهم این بخش از تولید ناخالص داخلی در سال ۲۰۳۵ برابر ۷٪ و سهم زیر بخش‌های هوایی، جاده‌ای، ریلی و هوایی از کل ارزش افزوده در این بخش به ترتیب برابر ۶۳٪، ۸۹٪ و ۲/۶ درصد می‌باشند (وزارت امور اقتصادی و دارایی، ۱۳۸۸).^۱ سهم بخش‌های تجاری و کشاورزی نیز در خلق ارزش افزوده در سال ۲۰۳۵ به ترتیب برابر با ۶۱/۲، ۸/۰ درصد فرض شده است.^۲ برای تولید ناخالص داخلی نیز رشد ۳/۵ درصدی تا سال ۲۰۳۵ فرض شده است.

جدول (۱): اطلاعات نهایی وارد شده در LEAP برای بهره‌گیری از رابطه (۲) به منظور برآورد

تقاضای حامل‌های انرژی

بخش و زیربخش	سطح فعالیت a		شدت انرژی b	سهم سوخت (درصد)								
	۲۰۱۰	۲۰۳۵		برق	گاز طبیعی	گاز مایع	بنزین	سوخت جت	نفت سفید	گازوئیل	نفت کوره	میعانات گازی و نفتا
خانگی												
شهری	۱۴/۴	۳۴/۶	۱۸/۵۴	۱۱/۶	۸۸/۴	-	-	-	-	-	-	-
روستایی دارای دسترسی به گاز طبیعی	۱/۸۶	۲/۴	۱۴/۰۱	۸/۷	۹۱/۳	-	-	-	-	-	-	-
روستایی بدون دسترسی به گاز طبیعی	۳/۳۱	۲/۹۸	۱۲/۶۸	۹/۸	-	۲۴/۶	-	-	۶۱	۴/۶	-	-
صنعت												
فعالیت‌های معدنکاری و استخراج سنگ معدن	۶/۸۷	۱۶/۲	۰/۶۲۳	۳۱/۳	۵/۱	۰/۲	۰/۵	-	-	۵۷	۵/۹	-
صنایع مواد غذایی و آشامیدنی	۱۴/۹	۳۸/۷	۱/۱۸۵	۹/۲	۵۰/۷	۰/۵	۱/۲	-	۰/۳	۱۵/۲	۲۲/۹	-
تولید تنباکو	۰/۵	۱/۱	۰/۲۱۳	۲۷/۷	۲۴/۳	۴۷/۸	۰/۲	-	-	-	-	-
تولید منسوجات	۴/۲	۹/۹	۱/۱۵۵	۲۴/۶	۴۷/۲	۰/۸	۱/۱	-	۱/۶	۱۸/۹	۵/۸	-
تولید پوشاک، عمل آوردن و رنگ کردن	۰/۶	۱/۳	۰/۳۰۳	۱۱/۶	۸۰	۰/۶	۱/۴	-	۰/۱	۶/۳	-	-
دباغی و عمل آوردن چرم	۰/۵	۱/۱	۰/۳۵۳	۲۱/۳	۴۷/۱	۱/۱	۴/۱	-	۱/۳	۲۴/۷	۰/۴	-
تولید چوب و محصولات چوبی	۱/۳	۳/۰	۰/۵۷۹	۱۲/۵	۴۳/۶	۰/۲	۱/۲	-	۰/۲	۱۲/۹	۲۹/۴	-
تولید کاغذ و محصولات کاغذی	۰/۹	۲/۱	۳/۲۰۶	۱۳/۸	۶۴/۷	۰/۲	۰/۵	-	۰/۱	۱۲/۶	۸/۱	-

۱. اطلاعات مربوط به سال ۱۳۸۵ می‌باشند؛ از این سال به بعد ارزش افزوده مدهای بخش حمل و نقل منتشر نشده‌اند.

۲. سهم این بخش‌ها در سال ۱۳۸۹ به ترتیب برابر با ۶۳/۳ و ۱۰/۰ درصد بوده است.

ادامه جدول (۱): اطلاعات نهایی وارد شده در LEAP برای بهره‌گیری از رابطه (۲) به منظور برآورد تقاضای حامل‌های انرژی

بخش و زیربخش	سطح فعالیت a		شدت انرژی b	سهم سوخت (درصد)							میعانات گازی و نفتا	نفت کوره
	۲۰۱۰	۲۰۳۵		برق	گاز طبیعی	گاز مایع	بنزین	سوخت جت	نفت سفید	گازوئیل		
انتشار و چاپ و تکثیر رسانه‌های ضبط شده	۰/۶	۱/۳	۰/۳۲۹	۲۵/۱	۵۱/۸	۱/۶	۸/۳	-	۳/۱	۱۰/۱	-	-
صنایع تولید مواد و محصولات شیمیایی	۱۹/۰	۵۳/۸	۳/۵۴۵	۱۰/۱	۸۸	۰/۲	۰/۳	-	-	۱/۴	-	-
تولید محصولات لاستیکی و پلاستیکی	۳/۲	۹/۰	۱	۲۲	۶۰	۱/۴	۱/۶	-	۰/۴	۱۰/۹	۳/۷	-
تولید سایر محصولات کانی غیر فلزی	۱۱/۱	۱۷/۹	۷/۴۷۶	۱۰/۷	۴۹	۳/۱	۰/۲	-	۰/۳	۵/۵	۳۱/۲	-
تولید فلزات اساسی	۱۰/۳	۱۶/۸	۵/۶۲۶	۱۸/۶	۷۷	۰/۱	۰/۲	-	-	۱/۵	۲/۶	-
تولید محصولات فلزی فابریکی	۶/۲	۱۰/۳	۰/۴۴۴	۱۳/۶	۳۹/۵	۲/۹	۲/۴	-	۰/۹	۳۷/۵	۳/۲	-
تولید ماشین‌آلات اداری و حسابگر و محاسباتی	۰/۹	۸/۴	۰/۲۵۴	۴۳/۴	۴۲/۸	۰/۲	۲/۵	-	۲/۴	۸/۷	-	-
تولید ماشین‌آلات مولد و انتقال برق	۸/۰	۴۴/۸	۰/۰۶۲	۲۳/۵	۵۵/۴	۱/۶	۲/۷	-	۱	۱۵/۴	۰/۴	-
تولید رادیو و تلویزیون	۰/۹	۷/۱	۰/۱۵۹	۲۳	۵۳/۲	۲/۵	۵/۱	-	۱	۱۵/۲	-	-
تولید ابزار پزشکی و ابزار اپتیکی	۱/۱	۶/۲	۰/۱۱۲	۲۳/۲	۳۵/۶	۸/۲	۴/۱	-	۰/۵	۱۸/۸	۹/۶	-
تولید وسایل نقلیه موتوری و تریلر	۱۵/۷	۴۰/۷	۰/۲۰۲	۱۶/۶	۵۳/۹	۱/۵	۱۱/۹	-	۰/۴	۱۵/۶	۰/۱	-
تولید سایر وسایل حمل و نقل	۱/۱	۱۳/۸	۰/۲۷۵	۲۳/۲	۳۷/۵	۵	۴/۸	-	۰/۴	۲۳/۶	۵/۵	-
تولید سایر وسایل حمل و نقل طبقه‌بندی نشده	۳/۶	۸/۴	۰/۲۶۸	۲۰/۵	۳۸/۶	۰/۹	۳/۷	-	۱/۱	۲۹/۹	۵/۳	-
بازيافت	۰/۲	۰/۴	۰/۱۳	۱۴/۱	۶۰/۴	۱/۷	۵/۹	-	۲/۹	۱۵	-	-
ساخت و ساز	۴۲/۳	۹۹/۹	۰/۰۵۲	۲/۹	-	۱/۹	-	-	-	۷۶/۲	۱۹	-
حمل و نقل												
جاده	۴۱/۷	۱۱۱	۶/۴۹	۰/۱	۷/۹۸	۱/۲۸	۴۸/۳	-	-	۴۲/۳۴	-	-
ریلی	۱/۰۶	۱۰/۴	۲/۰۷	۷/۴	-	-	-	-	-	۹۲/۶	-	-
هوایی	۰/۹۸	۳/۹۲	۹/۰۹	-	-	-	-	۱۰۰	-	-	-	-
کشتیرانی	۱/۲۶	۵/۲۲	۲۳/۶۷	-	-	-	۱	-	-	۱۶/۵	۸۲/۵	-
پتروشیمی	۴۰/۲	۱۱۶	۳/۸۰	۱/۲	۴۸/۶	-	-	-	-	-	۵۰/۲	-
کشاورزی	۸۲/۹	۱۴۹	۰/۵۴	۲۹/۷	۵/۷	-	-	-	۰/۶	۶۴	-	-
تجاری	۵۰۰	۱۱۴۲	۰/۱۵	۲۵/۳	۴۵/۸	۳/۵	۰/۵	-	۱	۱۲/۵	۱۱/۳	-

a واحد: میلیون خانوار برای بخش خانگی، میلیون تن برای بخش پتروشیمی و ارزش افزوده به میلیارد دلار سال ۲۰۰۵ برای سایر بخش‌ها

b واحد: بشکه نفت بر خانوار برای بخش خانگی، بشکه نفت بر تن برای بخش پتروشیمی و بشکه نفت بر هزار دلار سال ۲۰۰۵ برای سایر بخش‌ها

۲-۲- شبیه‌سازی سمت عرضه

وضعیت در ماژول‌های در نظر گرفته شده در سمت عرضه که دارای پیچیدگی‌های به مراتب بیشتری نسبت به سمت تقاضا می‌باشند، نیازمند مدلی مفهومی است که بهم پیوستگی و ارتباط میان اجزای مدل را نشان دهد. بدین منظور شکل (۱) که نشان‌دهنده سیستم مرجع انرژی مطالعه حاضر است، ایجاد شده است.

سطح پیچیدگی مدل‌سازی ماژول‌های شکل (۱) به فراخور کارکرد آن ماژول متفاوت می‌باشد. در این مدل مهمترین حامل انرژی برق می‌باشد که تولید آن بدلیل پیچیدگی‌هایی نظیر متغیر بودن تقاضای برق در زمان‌های مختلف سال و نیز ساعت‌های روز و گستردگی تکنولوژی‌های تولید آن نیازمند جزئیات بالاتری است. به عنوان مثال برای شبکه برق کشور، منحنی تداوم بار^۱ بر اساس شکل (۲) که بیانگر ساعاتی از سال است که بار شبکه بایستی از یک حد مینیمم بیشتر باشد، و بوسیله آن می‌توان تولید برق بر اساس تکنولوژی‌های بار پایه، بار میانی و بار پیک را مدل کرد، به همراه اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های کشور مطابق جدول (۲) به مدل وارد شده‌اند (پرتال شرکت مدیریت شبکه برق ایران).^۲ بر اساس نیازی که بر روی هر ماژول سمت عرضه وجود دارد، ظرفیت‌سازی به صورت داخلی در LEAP صورت می‌گیرد. ظرفیت‌سازی واحدهای تکنولوژی‌ها، با توجه به درکی که تصمیم‌گیران از برآیند مسائل دخیل در زمینه‌های مختلف توسعه و ورود تکنولوژی در بخش عرضه انرژی دارند، به LEAP وارد می‌شود. به عنوان مثال روند گذشته توسعه شبکه برق کشور، به علت محدودیت سرمایه‌گذاری بر مبنای ساخت نیروگاه‌های توربین گازی و تبدیل آن‌ها پس از دوره‌ای به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در صورت دسترسی به منابع مالی بوده است. حال اگر تصمیم‌گیر با توجه به شناختی که از جمیع شرایط سرمایه‌گذاری و مدیریتی بخش انرژی دارد، همین روند را برای آینده نیز متصور شود، می‌تواند نیروگاه توربین گازی را به عنوان اولین گزینه‌ای که ظرفیت‌سازی بر مبنای آن شکل می‌گیرد به LEAP وارد کرده و پس از آن سایر مدهای نیروگاه‌های حرارتی و دست آخر نیز نیروگاه‌های برقآبی را به عنوان مسیر سناریوی مرجع لحاظ کند.^۳

1. Load Duration Curve (LDC)

۲. برای اطلاعات بیشتر در مورد نحوه دیسپچینگ تکنولوژی‌های تولید برق در نواحی باری مختلف رجوع شود به (Heap, 2011).

۳. این مسئله در این مدل با توجه به ظرفیت‌های متعارف نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و توربین گازی بدین صورت حل شده است: ظرفیت متعارف یک نیروگاه سیکل ترکیبی برای ساخت در کشور ۴۵۰ مگاوات و برای نیروگاه‌های توربین

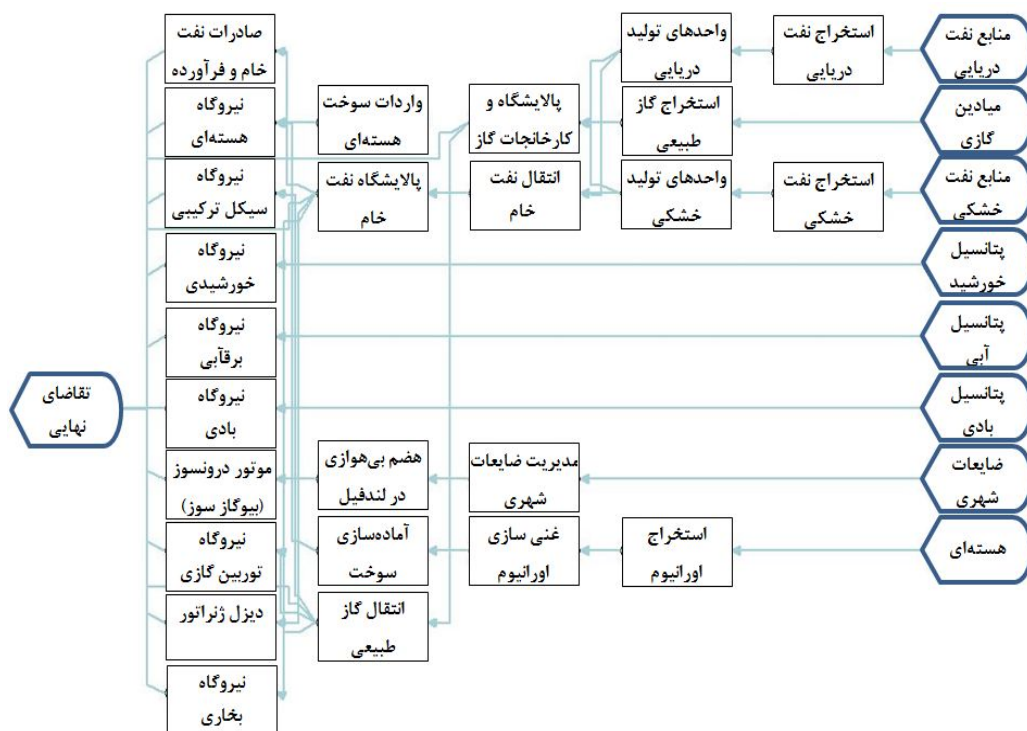
جدول (۲): اطلاعات ورودی به مدل برای بخش تولید توان الکتریکی

تکنولوژی		نیروگاه بخاری	توربین گازی	سیکل ترکیبی	موتور دیزل	نیروگاه زغال سنگ	نیروگاه هسته‌ای	نیروگاه آبی	نیروگاه بادی	نیروگاه زیاله سوز	نیروگاه زمین‌گرمایی
سوخت ورودی (درصد)	۲۰۱۰	گاز طبیعی: ۶۱ مازوت: ۳۹	گاز طبیعی: ۸۲ گازوئیل: ۱۸	گاز طبیعی: ۸۵ گازوئیل: ۱۵	گازوئیل	زغال سنگ	اورانیوم	-	-	ضایعات شهری	-
	۲۰۳۵	گاز طبیعی: ۹۰ مازوت: ۱۰	گاز طبیعی: ۹۰ گازوئیل: ۱۰	گاز طبیعی: ۹۰ گازوئیل: ۱۰							
بازده (درصد)		۳۶/۴۰	۳۰/۱۰	۴۴/۷۰	۳۳/۷۰	۳۸	۳۴	۱۰۰	۱۰۰	۳۳	۱۰۰
مصرف داخلی (کسری از تولید ناویژه)		۸	۰/۵۰	۲	۷	۸	۸	۰/۳۰	-	۱	-
عمر (سال)		۳۰	۲۰	۳۰	۱۰	۳۰	۴۰	۵۰	۲۰	۱۵	۳۰
ضریب ظرفیت (درصد)		۷۲	۷۲	۷۲	۷۲	۷۲	۷۵	۳۰	۳۰	۷۰	۷۰
هزینه سرمایه‌گذاری (\$/kW)		۷۵۳	۳۵۰	۶۱۴	۳۵۰	۸۶۶/۵	۱۸۰۰	۱۷۵۰	۱۱۰۰	۱۴۸۸	۲۰۰۰
هزینه ثابت تعمیرات و نگهداری (\$/kW)		۵/۷	۱/۶	۲/۶	۳/۵	۱۳/۶	۸۰	۴/۴	۵/۵	۹	۴۰
هزینه متغیر تعمیرات و نگهداری (\$/MWh)		۰/۳	۰/۵	۰/۳	۰/۷	۰/۴	۰/۷	۰/۳	۴/۵	۱/۲	۰/۳
ضریب انتشار (gr CO ₂ /kWh)	گاز طبیعی	۶۳۰	۷۷۹	۴۵۰	-	-	-	-	-	-	-
	گازوئیل	-	۱۰۴۶	۶۲۲	۱۰۴۴	-	-	-	-	-	-
	مازوت	۱۰۲۱	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	زغال سنگ	-	-	-	-	۱۲۶۷	-	-	-	-	-
برنامه‌های آبی توسعه		-	درونزا	درونزا	-	۶۵۰ MW در ۲۰۱۷	۱۰۰ MW در ۲۰۱۵	درونزا	-	۱.۷ MW در ۲۰۱۲	۲۰ MW در ۲۰۱۵

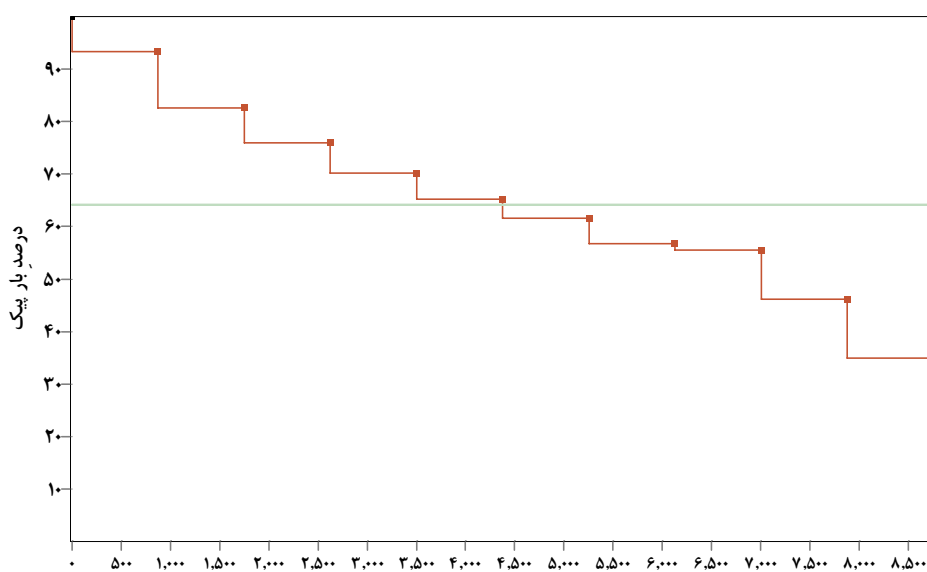
a: 2005 US \$

مأخذ: (ترازنامه انرژی، ۱۳۸۹)، (شفیعی و همکاران، ۱۳۸۸)

گازی ۱۶۲ مگاوات می‌باشد. لکن بررسی روند ۱۵ ساله توسعه شبکه برق کشور [ترازنامه انرژی] نشان می‌دهد به ازای هر مگاوات ساخت نیروگاه سیکل ترکیبی، ۲ مگاوات نیروگاه توربین گازی ایجاد شده است. اگر این روند را در آینده نیز محتمل بدانیم (چنانکه تعریف سناریوی مرجع نیز همین است)، کافی است اعداد ۴۵۰ و $۱۶۲ \times ۵ = ۸۱۰$ مگاوات را بعنوان واحدهای ظرفیت‌های درونزای مدل برای این دو تکنولوژی لحاظ کنیم تا نسبت تقریباً ۲ به ۱ ایجاد شود.



شکل (۱): سیستم مرجع انرژی در نظر گرفته شده



شکل (۲): منحنی تداوم بار شبکه برق کشور ورودی به مدل برای سال ۱۳۹۰

سایر اطلاعات مورد نیاز مانند ظرفیت‌های تاریخی و بازدهی تبدیل انرژی، بر مبنای نمودار مرجع انرژی نشان داده شده در شکل (۱)، از ترازنامه‌های انرژی و هیدروکربوری به مدل وارد شده‌اند. از جمله اطلاعات در زمینه آینده تولید نفت ایران، پیش‌بینی سال ۲۰۱۱ آژانس بین‌المللی انرژی از توان تولید نفت ایران در سناریوی مرجع و در سال‌های ۲۰۲۰، ۲۰۲۵ و ۲۰۳۰ است که به ترتیب برابر با ۳/۸، ۳/۷ و ۳/۸ میلیون بشکه در روز تخمین زده شده است و همین ارقام به مدل وارد گشته‌اند (IEA, 2012). به طور مشابه در ارتباط با تولید گاز طبیعی نیز از پیش‌بینی سال ۲۰۱۱ اداره اطلاعات انرژی آمریکا از توان تولیدی ایران در سال ۲۰۳۵ استفاده شده است که رقم ۲۶۶ میلیارد متر مکعب را در سناریوی مرجع خود برآورد نموده است (EIA, 2011). همچنین کل ذخایر اثبات شده نفت و گاز کشور که به ترتیب برابر با ۱۵۱ میلیارد بشکه و ۳۲ تریلیون فوت مکعب است نیز از ترازنامه هیدروکربوری لحاظ شده‌اند (ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۰). برای بخش‌های پالایشگاهی نیز، ظرفیت پالایشگاه‌ها به همراه ترکیب تولید فرآورده‌های نفتی از ترازنامه هیدروکربوری به مدل وارد شده‌اند. در سناریوی مرجع نیز برنامه‌های شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی برای توسعه ظرفیت پالایشگاهی کشور مطابق جداول (۳) الی (۶)، به مدل وارد شده‌اند (شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی).

جدول (۳): طرح توسعه پالایشگاه اراک

ظرفیت پالایش پیش از اجرای طرح	ظرفیت پالایش پس از اجرای طرح	فرآورده	سهم تولید فرآورده پیش از اجرای طرح	سهم تولید فرآورده پس از اجرای طرح
۲۱۷ هزار بشکه در روز	۲۵۰ هزار بشکه در روز	گاز مایع	۰/۰۲۱	۰/۰۵۶۷
		بنزین	۰/۱۵۵۶	۰/۳۴۸۹
		سوخت جت	۰/۰۱۸۳	۰/۰۱۸۳
		نفت سفید	۰/۰۴۶۷	۰/۱۳۳۹
		نفتا	۰/۰۱۶۲	۰/۰۱۶۲
		گازوئیل	۰/۳۴۷۷	۰/۲۲۰۴
		نفت کوره	۰/۳۲۹۹	۰/۰۶۸

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۴): طرح افزایش ظرفیت و بهینه‌سازی پالایشگاه لاوان

ظرفیت پالایش پیش از اجرای طرح	ظرفیت پالایش پس از اجرای طرح	فرآورده	سهم تولید فرآورده پیش از اجرای طرح	سهم تولید فرآورده پس از اجرای طرح
۳۲ هزار بشکه در روز نفت خام + ۶/۱۲۵ هزار بشکه در روز میعانات	۳۲ هزار بشکه در روز نفت خام + ۲۶/۱۲۵ هزار بشکه در روز میعانات	گاز مایع	۰/۰۱۱۸	۰/۰۱۸۶
		بنزین	۰/۱۸۲۶	۰/۵۲۹۳
		سوخت جت	۰/۰۵۳۹	۰/۰۵۳۹
		نفت سفید	۰/۰۵۵۲	۰/۰۵۵۲
		نفتا	۰/۰۸۳۷	۰/۰۸۳۷
		گازوئیل	۰/۳۴۷۷	۰/۲۲۰۴
		نفت کوره	۰/۳۴۳۰	۰/۳۶۵۹

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۵): طرح بنزین سازی پالایشگاه آبادان

فرآورده	سهم تولید فرآورده پیش از اجرای طرح	سهم تولید فرآورده پس از اجرای طرح
گاز مایع	۰/۰۲۲	۰/۰۲۱
بنزین	۰/۱۴	۰/۲۲۵۹
سوخت جت	۰/۰۰۰۱	۰/۰۰۰۱
نفت سفید	۰/۰۴۶۷	۰/۰۴۶۷
نفتا	۰/۰۶۷۴	۰/۰۶۷۴
گازوئیل	۰/۳۳۲۹	۰/۳۳۹۴
نفت کوره	۰/۳۵۹۱	۰/۳۰۱۶

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۶): طرح بهینه سازی پالایشگاه تهران

فرآورده	سهم تولید فرآورده پیش از اجرای طرح	سهم تولید فرآورده پس از اجرای طرح
گاز مایع	۰/۰۲۳۷	۰/۰۲۳۷
بنزین	۰/۱۵۵	۰/۱۹۷۳
سوخت جت	۰/۰۷۰۷	۰/۰۴۴۷
نفت سفید	۰/۰۴۶۷	۰/۰۴۶۷
نفتا	۰/۰۰۲۸	۰/۰۰۲۸
گازوئیل	۰/۳۳۱۲	۰/۳۳۱۲
نفت کوره	۰/۲۴۱۶	۰/۲۴۱۶

مأخذ: محاسبات مؤلفین

در ضمیمه قیمت حامل‌های انرژی برای برآوردهای هزینه‌ای آورده شده است.

۳- سناریوی بهره‌گیری از نیروگاه‌های حرارتی - خورشیدی

برای بررسی و تحلیل ورود تکنولوژی‌هایی غیر از آن‌هایی که تاکنون در کشور وجود داشته‌اند، سناریوی جایگزین ایجاد شده است. این سناریو معرف حالتی است که در آن، از سال ۲۰۲۰ کشور به سمت ساخت نیروگاه‌های متمرکز خورشیدی (CSP)^۱ حرکت کرده به گونه‌ای که در سال ۲۰۳۵، ۱۰ گیگاوات ظرفیت نصب شده از این تکنولوژی وجود داشته باشد.

تکنولوژی‌های CSP کاربردهای نیروگاهی داشته و معمولاً به صورت متصل به شبکه^۲ به کار گرفته می‌شوند. تا سال ۲۰۱۱ ظرفیت انباشته این تکنولوژی در دنیا معادل ۱۰۵۰ مگاوات بوده و پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۵۰، کل ظرفیت انباشته این تکنولوژی به حدود ۱۵۰۰ گیگاوات برسد که رقمی معادل با ۲۵٪ کل ظرفیت تولید برق دنیا در همان سال است (EA, 2011).

از دلایل مدنظر قرار دادن نیروگاه‌های CSP در سناریوی جایگزین آن است که شدت تابش مستقیم خورشید در اکثر مناطق کشور قابل ملاحظه می‌باشد. از این رو استفاده از سیستم‌های CSP در پهنه وسیعی از نواحی بیابانی فراهم می‌باشد.

بر اساس پیش‌بینی‌های صورت گرفته این تکنولوژی هنوز به بلوغ کامل فنی خود نرسیده، لذا پتانسیل بالایی برای کاهش هزینه‌های آن وجود دارد به گونه‌ای که هزینه‌های سرمایه‌گذاری CSP ها از رقم کنونی آن که در حدود ۵۵۰۰ دلار به ازای کیلووات می‌باشد، به حدود ۳۱۰۰ دلار در سال ۲۰۳۵ کاهش خواهد یافت (NREL, 2010).

سایر اطلاعات مربوط به سناریوی CSP، بر اساس جدول (۷) وارد می‌شوند.

جدول (۷): سایر مشخصات نیروگاه CSP

تکنولوژی	هزینه تعمیر و نگهداری متغیر (\$/kWh)	ضریب ظرفیت (%)	عمر (سال)	زمان ساخت (سال)
CSP	۰	۳۵	۳۰	۵

مأخذ: NREL, 2010

۴- نتایج اجرای مدل

در این قسمت مهم‌ترین نتایج مدل ارائه و تشریح می‌گردند. در جدول (۸) خروجی مدل برای

1. Concentrating Solar Power
2. grid-tied

سوخت‌های تقاضا در سال ۲۰۱۰ که به عنوان سال پایه انتخاب شده است، با میزان واقعی مصرف در همین سال مقایسه شده است.

جدول (۸): اعتباربخشی به داده‌های تولید شده توسط مدل در سمت تقاضا (واحد: گیگاوات ساعت)

مازوت	گازوئیل	نفت سفید	سوخت جت	بنزین	گاز مایع	گاز طبیعی	برق	
۸۴۰۶۱/۹	۳۰۶۳۵۵/۷	۴۶۴۰۲/۸	۱۵۲۷۱/۲	۲۲۷۱۶۳/۰	۲۸۲۴۱/۹	۹۵۴۲۰۱/۶	۱۸۲۹۹۴/۰	خروجی مدل
۷۹۶۷۶/۸	۲۹۹۴۳۸/۸	۵۱۳۴۳/۵	۱۵۴۰۸/۱	۲۰۹۱۸۳/۷	۳۰۱۰۲/۰	۱۰۲۹۶۷۷	۱۸۵۷۱۴/۳	میزان تحقق یافته
۵/۵	۲/۳	-۹/۶۲	-۰/۸۹	۸/۵۹	-۶/۱۸	-۷/۳۳	-۴/۱	درصد خطا

مأخذ: محاسبات مؤلفین

از خروجی‌های مهم که بایستی با حالت واقعی مقایسه شوند، جریان انرژی در نیروگاه‌هاست. این مسئله به این دلیل است که آنچه که کاربر برای بخش نیروگاه‌ها فراهم آورده، مشخصات فنی به اضافه ظرفیت‌های تاریخی تکنولوژی‌هاست. حال میزان تولید از هر تکنولوژی تولید توان، بایستی با توجه به ماهیت کارکرد آن تکنولوژی در بارهای پایه، میانی و پیک و بر اساس منحنی تداوم بار به درستی و نزدیک به حالت واقعی آن صورت گیرد. جدول (۹) به همین منظور تشکیل شده است.

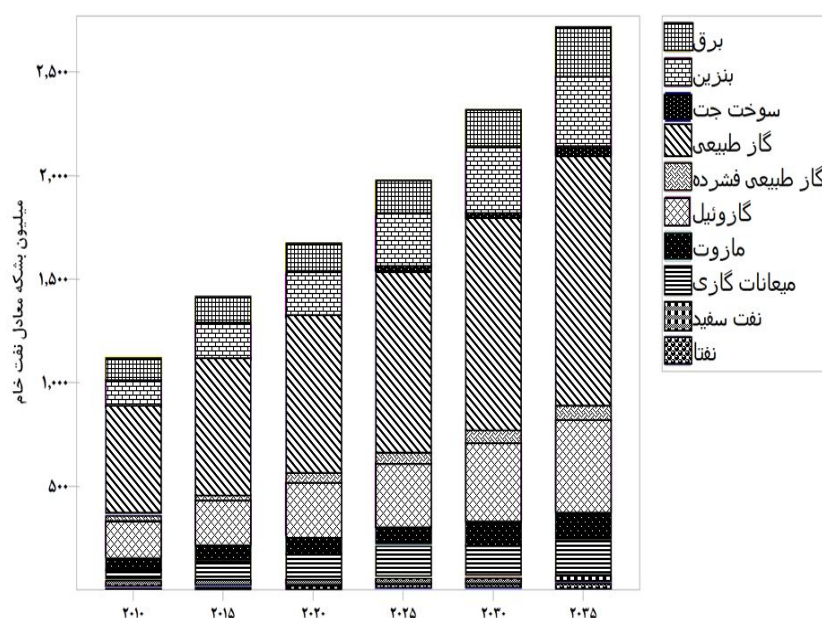
جدول (۹): مقایسه جریان انرژی با حالت واقعی آن در سال ۲۰۱۰ در بخش نیروگاهی

تولید ناویژه (GWh)	سوخت ورودی (GWh)			ضریب ظرفیت (درصد)	نیروگاه	
	گاز طبیعی	گازوئیل	مازوت			
۹۳۶۲۹	۱۵۷۶۰۸	-	۱۰۱۴۳۱	۷۰/۰۱	خروجی مدل	نیروگاه بخاری
۹۴۰۷۳	۱۶۰۰۷۴	-	۱۰۲۳۶۸	۷۰/۸	حالت واقعی	
۷۱۹۵۸	۱۳۹۰۱۰	۲۴۵۳۱	-	۷۰/۴۲	خروجی مدل	نیروگاه سیکل ترکیبی
۷۰۶۵۸	۱۳۸۳۵۰	۲۳۸۰۹	-	۶۹/۰۰	حالت واقعی	
۵۵۸۷۴	۱۵۲۷۲۱	۳۳۵۲۴	-	۳۴/۴۹	خروجی مدل	نیروگاه گازی
۵۸۴۰۰	۱۶۲۲۷۲	۳۷۲۹۲	-	۳۸/۴۰	حالت واقعی	
۱۰۶۸۵	-	-	-	۱۴/۳۷	خروجی مدل	نیروگاه آبی
۹۵۲۳	-	-	-	۱۲/۸	حالت واقعی	
۱۷۱	-	۵۱۸	-	۷/۰۰	خروجی مدل	نیروگاه دیزلی
۱۲۸	-	۳۹۸	-	۵/۲	حالت واقعی	
۱۹۵	-	-	-	۲۳/۹۵	خروجی مدل	نیروگاه بادی
۲۰۴	-	-	-	۲۵/۵	حالت واقعی	
۲۳۲۵۱۷	۴۴۹۳۳۹	۵۸۶۷۰	۱۰۱۴۳۱	-	خروجی مدل	کل تولید
۲۳۲۹۹۴	۴۶۰۶۹۵	۶۱۴۹۹	۱۰۲۳۶۸	-	حالت واقعی	

مأخذ: محاسبات مؤلفین

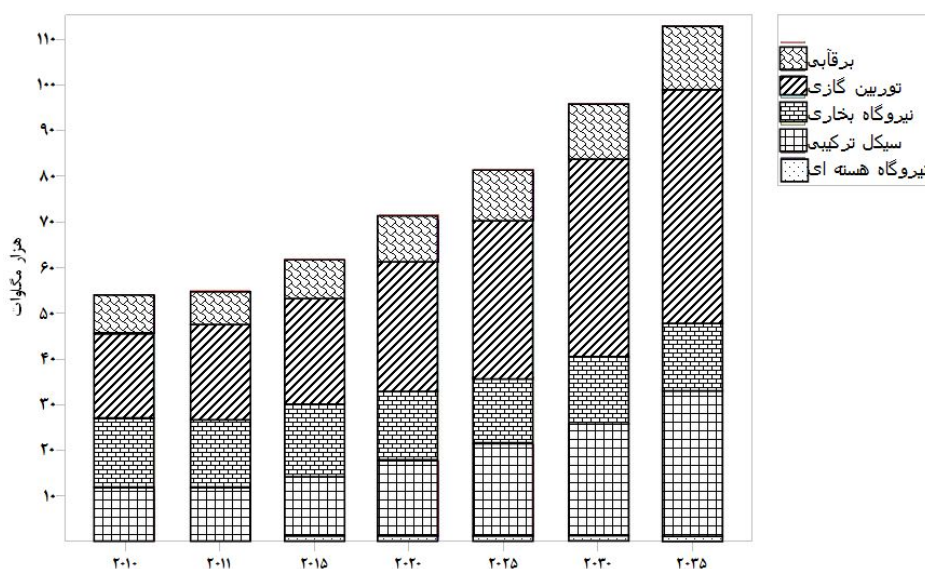
با فرضیاتی که برای برآورد تقاضا و عرضه حامل‌های انرژی در نظر گرفته شد، مطابق شکل (۳) تقاضای نهایی در سال ۲۰۳۵ به ۲۷۹۳ میلیون بشکه معادل نفت خام خواهد رسید.

با بررسی ترازنامه هیدروکربوری در فاصله سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۹ متوجه رشد ۵/۶٪ در تقاضای نهایی انرژی می‌شویم، در حالیکه ارقام بدست آمده در این مطالعه برای سال ۲۰۳۵ بیانگر رشد ۳/۶٪ در تقاضای نهایی می‌باشند. این مسئله به فرضی که برای رشد تولید ناخالص در نظر گرفته شد، بر می‌گردد. چرا که این کمیت از رقم ۳۲۰۰۶۹ میلیارد ریال در سال ۱۳۷۹ با رشدی ۵/۵۲ درصدی به ۵۱۹۱۲۱ میلیارد ریال در سال ۱۳۸۸ رسیده است (ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۸۹) که نشان‌دهنده ملازمت نسبتاً بالا میان رشد تقاضای انرژی و رشد تولید ناخالص داخلی می‌باشد.

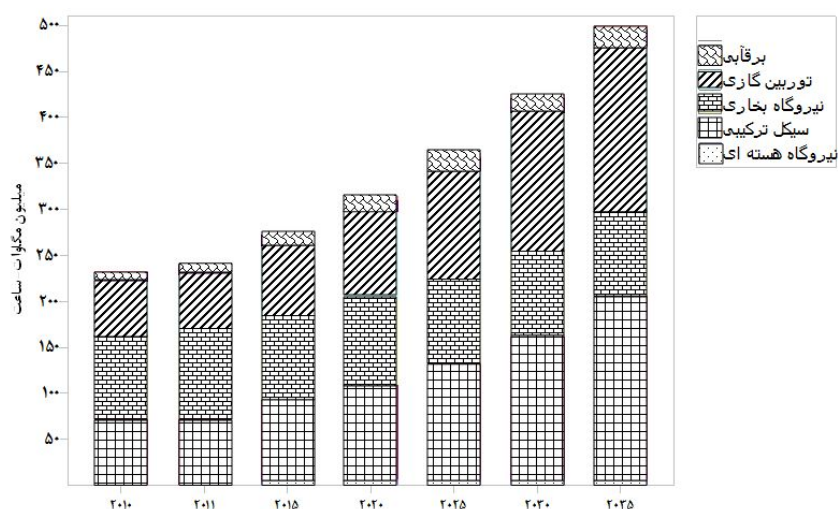


شکل (۳): تقاضای نهایی حامل‌های انرژی در سناریوی مرجع

شکل‌های (۴) و (۵) ظرفیت‌های تولید برق و خروجی‌های تکنولوژی‌های مختلف آن را نشان می‌دهند. ملاحظه می‌شود که با ادامه روندهای گذشته در آینده، شبکه برای توسعه خود، متکی به تکنولوژی‌های حرارتی- فسیلی بوده و الگوی تولید برق تغییر چندانی را نشان نمی‌دهد.

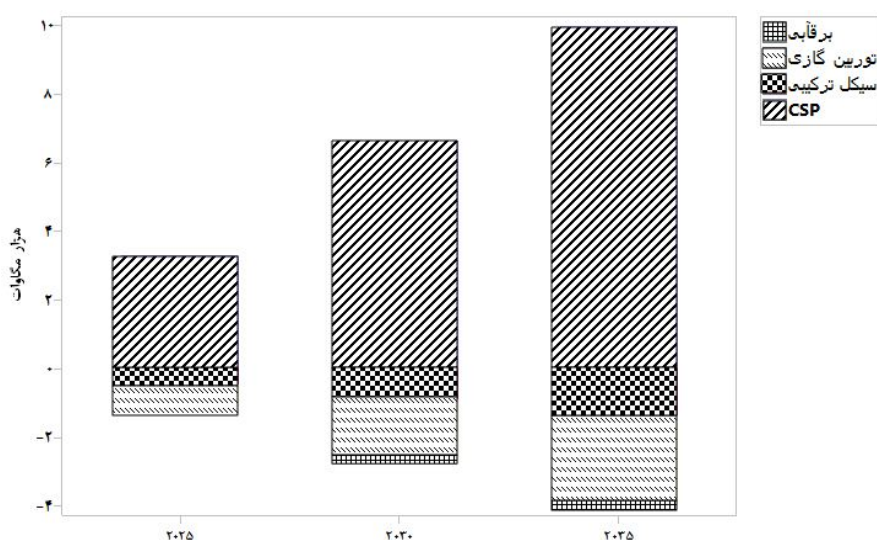


شکل (۴): ظرفیت‌های ایجاد شده در شبکه برق با ظرف ذخیره ۲۵٪ در سناریوی مرجع

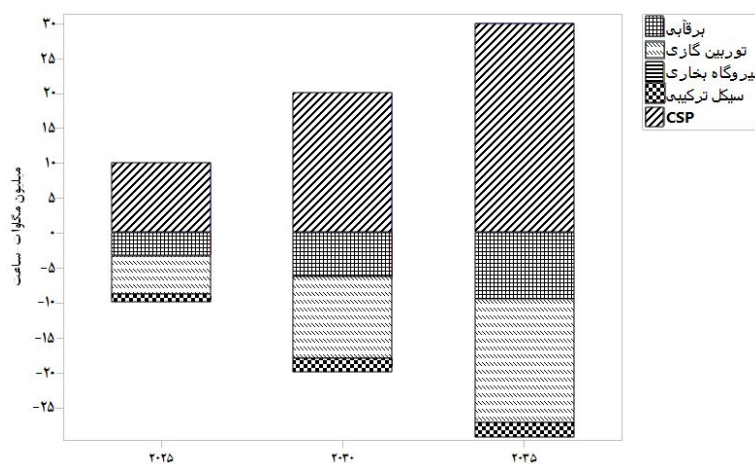


شکل (۵): تولیدات برق توسط تکنولوژی‌های مختلف در سناریوی مرجع

در سناریوی مرجع کل ظرفیت‌های شبکه برق با در نظر گرفتن ضریب ذخیره ۲۵٪ به حدود ۱۱۰ گیگاوات خواهد رسید که با فرض ثابت ماندن ظرفیت نیروگاه‌های بخاری، مابقی از نیروگاه‌های گازی، سیکل ترکیبی و آبی تأمین خواهد شد؛ به طوریکه در سال ۲۰۳۵ سهم این ۴ نیروگاه در کل ظرفیت‌های نصب شده به ترتیب برابر با ۱۳/۴ و ۴۵ و ۲۸ و ۱۰ درصد خواهد بود که نشان‌دهنده مشارکت ۹۰ درصدی تکنولوژی‌های فسیلی - حرارتی از کل ظرفیت‌های تولید توان است. در سناریوی جایگزین سهم ۱۰ درصدی نیروگاه‌های آبی ثابت بوده و ۸/۵٪ نیز سهم نیروگاه‌های CSP خواهد بود که سبب کاهش ۲/۴۳ گیگاوات ظرفیت نیروگاه‌های گازی و ۱/۳۵ گیگاوات از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در سال ۲۰۳۵ شده است، شکل (۶). دلیل برابر نبودن مجموع مقادیر کاهش با ۱۰ گیگاوات که ظرفیت اضافه شده از نیروگاه‌های CSP است، به خاطر کمتر بودن ضریب ظرفیت نیروگاه‌های CSP (۳۵٪) نسبت به نیروگاه‌های حرارتی است. همچنین شکل (۷) تفاوت خروجی تکنولوژی‌های تولید برق در دو سناریو را نشان می‌دهد.

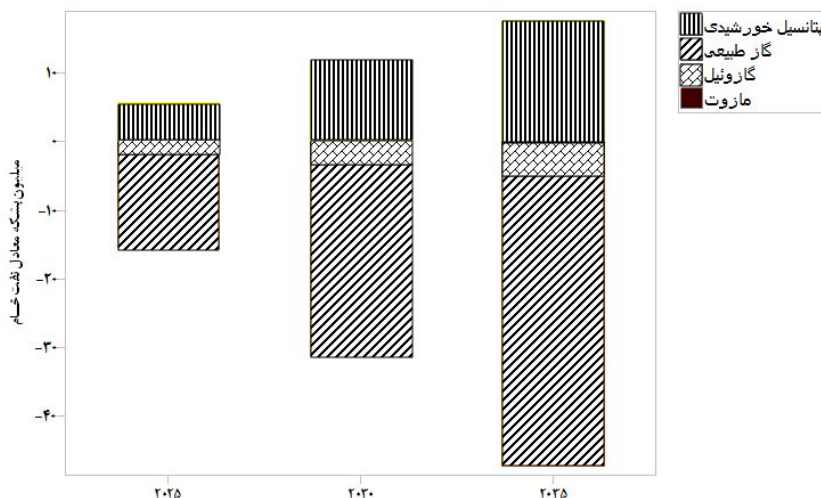


شکل (۶): ظرفیت‌های تولید برق در سناریوی جایگزین نسبت به سناریوی مرجع

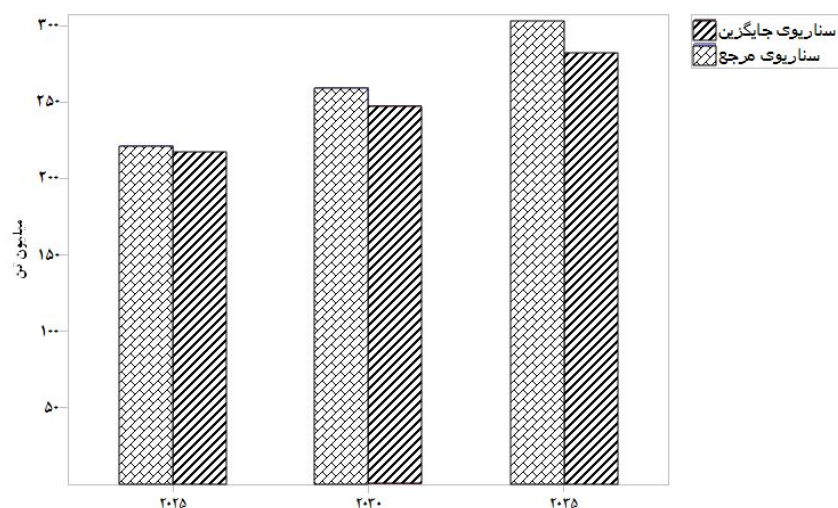


شکل (۷): تفاوت تولیدات تکنولوژی‌های تولید برق در دو سناریو

همانطور که در شکل (۸) نشان داده شده است، این میزان از نیروگاه‌های CSP در سال ۲۰۳۵، سبب کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی به میزان حدود ۴۷ میلیون بشکه معادل نفت خام خواهند شد که بخش بیشتر آن گاز طبیعی است. با توجه به وجود هزینه فرصت صادراتی برای گاز طبیعی و گازوئیل در کشور، مجموع این مقادیر صرفه‌جویی شده در مصرف سوخت‌های فسیلی می‌توانند عوایدی را نصیب کشور کنند که در ادامه به آنها اشاره خواهد شد. کمتر مصرف شدن سوخت‌های فسیلی منجر به کمتر شدن انتشار در این بخش خواهد شد؛ به طوریکه بر اساس شکل (۹)، در سال ۲۰۳۵ میزان انتشار CO₂ در سناریوی جایگزین حدود ۲۰ میلیون تن کمتر از سناریوی مرجع می‌باشد.



شکل (۸): صرفه‌جویی در سوخت‌های ورودی به نیروگاه‌ها



شکل (۹): روند انتشار گاز دی‌اکسید کربن از بخش نیروگاهی در دو سناریو

ارزیابی اقتصادی سناریوی جایگزین نسبت به سناریوی مرجع با نرخ تنزیل ۱۴٪ و ۱۸٪ در جدول (۱۰) نشان داده شده است.

جدول (۱۰): تفاوت هزینه‌های موجود در سناریوی جایگزین نسبت به سناریوی مرجع به میلیون دلار سال ۲۰۰۵

هزینه	نرخ تنزیل ۱۴٪	نرخ تنزیل ۱۸٪
مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، ثابت و متغیر تعمیرات و نگهداری	۳۳۶۸/۸	۱۸۶۰/۵۶
هزینه‌های واردات حامل‌های انرژی	-۱۸۶/۳۵	-۹۱/۰۴
هزینه‌های صادرات حامل‌های انرژی	-۴۷۹/۷۶	-۲۳۸/۸۴
هزینه‌های خارجی ^۱	-۷۹/۰۵	-۳۹/۳۶
ارزش حال مجموع هزینه‌ها	۲۶۲۳/۶۴	۱۴۹۱/۳۱

مأخذ: محاسبات مؤلفین

۱. برای محاسبه هزینه‌های خارجی، قیمت هر تن دی‌اکسید کربن بر اساس اطلاعات ترازنامه انرژی ۸/۶۱ دلار در نظر گرفته شده است.

ارقام منفی جدول فوق نشان‌دهنده عواید ناشی از صادرات و یا کمتر شدن واردات ناشی از صرفه‌جویی حامل‌های انرژی در بخش نیروگاهی است. با توجه به اینکه در کل دوره زمانی مذکور از انتشار حدود ۱۵۳ میلیون تن دی‌اکسید کربن جلوگیری شده است، هزینه‌های کاهش این گاز گلخانه‌ای با استفاده از نیروگاه‌های CSP در کشور، با دو نرخ تنزیل فوق به ترتیب ۱۷/۱۳ و ۹/۷۴ دلار به ازای هر تن دی‌اکسید کربن می‌باشد.

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

در این مقاله به معرفی مدلساز LEAP پرداخته شد و چشم‌انداز عرضه و تقاضای حامل‌های انرژی در افق ۲۰۳۵ با تأکید بر ادامه سیاست‌های پیشین و سناریوی بهره‌گیری از نیروگاه‌های حرارتی-خورشیدی، ارائه گشت. مراجع آماری مطالعه، تماماً از داده‌های رسمی منتشر شده داخل کشور بوده است. سطح جداسازی بخش‌ها در سمت تقاضا تا حدی بوده که اجازه برآورد نسبتاً منطقی از تقاضای انرژی میسر شود. برای ماژول‌های سمت عرضه نیز پیکربندی تکنولوژی‌ها بر اساس سیستم مرجع انرژی مطابق شکل (۱) بوده است. بستر ایجاد امکان بررسی حجم وسیعی از سناریوهای مطرح انرژی در کشور را از نظر فنی-اقتصادی فراهم می‌آورد. مهمترین یافته‌های پژوهش به قرار زیر می‌باشند:

- با فرض رشد ۳/۵ درصدی در تولید ناخالص داخلی، سیر رشد تقاضای نهایی انرژی بسیار بیشتر از رشد تولید انرژی اولیه (حدود ۱/۷۵٪ تا سال ۲۰۳۵) در سال‌های پیش رو می‌باشد. این امر مربوط به محدود بودن توان تولید بالادستی نفت در کشور می‌باشد که با توجه به برنامه‌های توسعه پالایشگاهی که جهت پاسخگویی به تأمین نیازهای داخلی طرح‌ریزی گشته‌اند، به شدت توان صادرات نفت را تحت تأثیر قرار می‌دهد. این مسئله گرچه می‌تواند با صادرات فرآورده‌های نفتی جایگزین گردد، لکن به دلیل خام فروشی سستی ایران از دیرباز، بایستی بازارهای فروش جدید برای فرآورده‌های نفتی پیدا شوند.
- استفاده از نیروگاه‌های CSP، سبب افزایش مجموع ظرفیت‌های نصب شده شبکه می‌گردد. این امر بواسطه اتکای این نیروگاه‌ها به منبعی متغیر در مقایسه با نیروگاه‌های حرارتی موجود در سناریوی مرجع می‌باشد.
- استفاده از نیروگاه‌های CSP به میزان ۱۰ گیگاوات نمی‌تواند به صورت جدی سبب سوخت نیروگاهی را متحول نماید و همچنان اتکای شبکه به گاز طبیعی خواهد بود.
- میزان تجمعی کاهش انتشار دی‌اکسیدکربن در طول دوره ۲۵ ساله برنامه‌ریزی در حدود ۱۵۳

میلیون تن بوده که معادل با ۱۳٪ از کل انتشارات سال ۲۰۳۵ در سناریوی مرجع است. ملاحظه می‌شود که توفیق جدی در زمینه تحت کنترل در آوردن انتشارات دی‌اکسیدکربن روی نمی‌دهد.

— هزینه‌های کاهش انتشار هر تن CO_2 با استفاده از تکنولوژی CSP و با نرخ تنزیل ۱۸٪ و در نظر گرفتن هزینه فرصت صادرات حامل‌های انرژی، برابر با ۹/۳۱ دلار و بدون در نظر گرفتن این هزینه‌ها (فقط با در نظر گرفتن هزینه‌های فنی ساخت و بهره‌برداری) برابر با ۱۲/۱۶ دلار می‌باشد. با توجه به هزینه‌های ارائه شده در مرجع (Enkvist et al, 2007)، این رقم جزو هزینه‌های پایین جهت جلوگیری از انتشار کربن است.

این مطالعه می‌تواند بر اساس پیشنهادات زیر تکمیل شود:

برای بخش‌های موجود در گره تقاضا، می‌توان مدل‌سازی را با رویکرد بر تکنولوژی‌های موجود در هر گره پی‌ریزی نمود. اطلاعاتی از قبیل بازده تبدیل انرژی، ساعات کارکرد آنها در شبانه روز و نیز هزینه‌های مترتب بر عملکرد هریک، دقت بیشتری به فرآیند مدل‌سازی می‌دهند.

از جمله پارامترهای تأثیرگذار بر تقاضای نهایی انرژی، تغییر قیمت حامل‌های انرژی است که بوسیله متغیرهای کشش^۱ تعیین می‌گردند. در این مطالعه به دلیل توقف مرحله دوم طرح هدف‌مندی‌سازی یارانه‌ها، از بررسی این اثر صرف نظر شد. اما این امکان وجود دارد که در صورت دسترسی بودن اطلاعات دقیق از پارامترهای مربوط به کشش‌های قیمتی، این مسئله را توسط LEAP ارزیابی نمود.

در سناریوی مرجع، فرض بر این بود که سهم سوخت‌ها در هر بخش ثابت خواهد ماند. این امر گرچه بر میزان تقاضای کل حامل‌ها تأثیری ندارد؛ ولی ممکن است سبب ایجاد انحراف از میزان تقاضای هر حامل گردد. برای رفع این مسئله نیز می‌توان برنامه‌های آینده جایگزینی حامل‌های انرژی را استخراج کرده و در LEAP گنجانده.

کارایی مدل‌ساز LEAP در حل مسائل انرژی-محیط زیست با توجه به انبوه پروژه‌های انجام شده بوسیله آن در سراسر دنیا به اثبات رسیده است. ولی کماکان از کاستی‌هایی مانند، عدم توانایی در ارائه برنامه‌های توسعه‌ای بدون دخالت مستقیم مدل‌ساز و عدم قابلیت تعیین هزینه‌های نهایی

1 . Elasticity

بلند مدت^۱ حامل‌های انرژی رنج می‌برد. در این خصوص استفاده از مدل‌های بهینه‌سازی مانند MESSAGE و OSeMOSYS می‌تواند راهگشا باشد. به این صورت که خروجی مدل‌های بهینه‌سازی می‌توانند به عنوان ورودی به LEAP بوده و چگونگی حصول به آن برنامه و یا هدف، از طریق LEAP در اختیار تصمیم‌گیران قرار گیرد.

ضمیمه

جدول ضمیمه ۱: قیمت حامل‌های انرژی در خلیج فارس

قیمت					سوخت
۲۰۳۵	۲۰۳۰	۲۰۲۵	۲۰۲۰	۲۰۱۵	
۹۷۱/۲	۹۳۴/۳	۷۹۱/۶۵	۷۶۹/۷	۷۲۸/۶	گاز مایع (دلار بر تن)
۱۱۷/۹	۱۱۴/۳	۱۱۲/۲	۱۰۹/۸	۱۰۴/۵	بنزین (دلار بر بشکه)
۱۲۰/۲	۱۱۹/۱	۱۱۶	۱۱۰/۵	۱۰۶	گازوئیل (دلار بر بشکه)
۹۱	۸۷/۹	۸۴/۱	۸۱	۷۷	نفت کوره سنگین (دلار بر بشکه)
۱۱۰/۲	۱۰۸/۱	۱۰۵	۹۹/۸	۹۲/۱	نفت خام (دلار بر بشکه)

مأخذ: EIA, 2011

مراجع

اداره بررسی‌ها و سیاست‌های اقتصادی، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، (۱۳۷۸-۱۳۸۹)، گزارش اقتصادی و ترازنامه.

بهرامیان، کیاندوخت، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، ۱۳۸۸، بررسی روند انتشار گازهای گلخانه‌ای در صنعت سیمان و روش‌های کاهش آن با استفاده از مدل برنامه‌ریزی انرژی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات.

ترازنامه انرژی، معاونت برق و انرژی، وزارت نیرو، ۱۳۷۸-۱۳۸۹.

ترازنامه هیدروکربوری، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی و معاونت برنامه ریزی و نظارت راهبردی وزارت نفت، وزارت نفت، ۱۳۸۴-۱۳۸۹.

1. Long Run Marginal Cost

سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت، (۱۳۸۸)، اطلاعات حمل و نقل انرژی کشور. شفیع‌ی، احسان، محمد علی مقدم تبریزی و مجید فرمد، ۲۰۰۸، توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدودیت سوخت نیروگاه‌ها در ماه‌های سرد، بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق. مرکز آمار ایران، (۱۳۸۸)، نتایج آمارگیری از کارگاه‌های صنعتی ده نفر کارکن و بیشتر. وزارت امور اقتصادی و دارایی، معاونت امور اقتصادی، دفتر تحقیقات و سیاست‌های بخش‌های تولیدی، گروه حمل و نقل، (۱۳۸۸)، مروری بر تحولات بخش حمل و نقل طی دوره ۱۳۷۹-۱۳۸۷.

وزارت صنعت، معدن و تجارت، (۱۳۹۱)، برنامه راهبردی صنعت، معدن و تجارت. وکیل‌ی، ع، امیری، م، حوری جعفری، ح، معظمی، م، حسینی عراقی، ع، خوشگردد، ا، رشیدیان، ب، فرم‌هینی فراهانی، ا، ۱۳۹۱، تجزیه و تحلیل وضعیت موجود و مطلوب تقاضای انرژی در صنایع پتروشیمی، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

European Academics (EA), National Advisory Council, (2011), "Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future", November 2011, Available in: www.easac.eu.

Heap, C., (2011), LEAP User Guide, Stockholm Environment Institute.

IEA, (2012), World Energy Outlook 2011, International Energy Agency, Paris.

International Energy Outlook, Energy Information Administration (EIA), (2011), Available on: www.eia.gov.

National Renewable Energy Laboratory (NREL), (2010), Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies, Golden Press, Colorado.

United Nations, (2009), World Population Prospects 2008 Revision. United Nations. New York, USA. http://esa.un.org/wpp/unpp/panel_population.htm.

United States Energy Information Administration, (2009), International Energy Outlook 2009. Washington, DC. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>