

به نام خداوند جان آفرین

حکیم سخن در زبان آفرین



دانشگاه صنعتی اصفهان

دانشکده صنایع و سیستم‌ها

یک مدل دینامیک سیستم برای تجزیه و تحلیل سیستم اقتصاد- انرژی ایران

پایان‌نامه کارشناسی ارشد برنامه‌ریزی سیستم‌های اقتصادی

سعید پورمعصومی لنگرودی

استاد راهنما

دکتر سید نادر شتاب بوشهری



دانشگاه صنعتی اصفهان

دانشکده صنایع و سیستم‌ها

پایان‌نامه کارشناسی ارشد رشته برنامه‌ریزی سیستم‌های اقتصادی آقای سعید پورمعصومی
لنگرودی تحت عنوان

یک مدل دینامیک سیستم برای تجزیه و تحلیل سیستم اقتصاد- انرژی ایران

در تاریخ توسط کمیته تخصصی زیر مورد بررسی و تصویب نهایی قرار گرفت.

۱. استاد راهنمای پایان‌نامه دکتر نادر شتاب بوشهری
۲. استاد مشاور پایان‌نامه دکتر بهروز ارباب شیرانی
۳. استاد داور دکتر جمشید پرویزیان
۴. سرپرست تحصیلات تکمیلی دانشکده دکتر بهروز ارباب شیرانی

کلیه حقوق مادی مترتب بر نتایج مطالعات،

ابتکارات و نوآوری‌های ناشی از تحقیق موضوع

این پایان‌نامه متعلق به دانشگاه صنعتی اصفهان

است.

تقدیم به

دکتر محمد مصدق، بزرگ مرد تاریخ،

که نفت ایران، استقلال خود را

مدیون از خود گذشتگی اوست.

فهرست مطالب

عنوان	صفحه
فهرست مطالب	هفت
چکیده	۱
فصل یکم: مقدمه و تعریف مسأله	۲
فصل دوم: تاریخچه‌ی مسایل انرژی و مروری بر مطالعات پیشین	۸
مقدمه	۸
۱-۲- سیر تکاملی استفاده از منابع مختلف انرژی	۸
۲-۲- بحران‌ها و مسایل مربوط به انرژی در ایران و جهان	۱۰
۱-۲-۲- شوک اول نفتی	۱۰
۲-۲-۲- شوک دوم نفتی	۱۱
۳-۲-۲- شوک سوم نفتی	۱۱
۴-۲-۲- بحران‌های اخیر انرژی	۱۲
۵-۲-۲- مسایل اقتصاد- انرژی ایران	۱۳
۳-۲- مدل‌های انرژی	۱۶
۱-۳-۲- دسته‌بندی مدل‌های انرژی	۱۸
۲-۳-۲- ابعاد مدل‌های انرژی	۲۱
۳-۳-۲- مدل‌های دینامیک سیستم انرژی	۲۳
۴-۳-۲- پژوهش‌های اقتصاد- انرژی ایران	۳۰
۴-۲- مفاهیم اساسی اقتصاد- انرژی	۳۲
۱-۴-۲- اصطلاحات عمومی انرژی	۳۲
۲-۴-۲- اصطلاحات نفت خام	۳۳
فصل سوم: معرفی روش پژوهش و نقد و بررسی مدل مشایخی	۳۴
مقدمه	۳۴
۱-۳- دینامیک سیستم	۳۴
۱-۱-۳- کاربرد و مراحل دینامیک سیستم	۳۵

۳۵	۳-۱-۲- اجزای سازنده‌ی دینامیک سیستم.....
۳۸	۳-۲- نقد و بررسی مدل دینامیکی مشایخی.....
۳۸	۳-۲-۱- ساختار مدل مشایخی.....
۴۱	۳-۲-۲- نتایج مدل مشایخی.....
۴۳	۳-۲-۳- مقایسه‌ی نتایج مدل مشایخی با داده‌های واقعی.....
۴۶	۳-۲-۴- دلایل انحراف نتایج مدل مشایخی از واقعیت.....
۵۳	۳-۲-۶- محدودیت‌ها و حوزه‌های بهبود مدل مشایخی.....
۵۴	فصل چهارم: تشریح ساختار مدل.....
۵۴	مقدمه.....
۵۴	۴-۱- ساختار کلی PEEMI.....
۵۶	۴-۱-۱- متغیرهای برونزا.....
۵۷	۴-۱-۲- متغیرهای نادیده گرفته شده.....
۵۸	۴-۲- تشریح معادلات مدل.....
۵۸	۴-۲-۱- اکتشاف نفت.....
۶۹	۴-۲-۲- تولید نفت.....
۷۳	۴-۲-۳- اکتشاف گاز.....
۷۸	۴-۲-۴- تولید گاز.....
۸۱	۴-۲-۵- تقاضای انرژی.....
۹۴	۴-۲-۶- سرمایه گذاری انرژی.....
۹۸	۴-۲-۷- فن آوری انرژی.....
۱۰۱	۴-۲-۸- تجارت انرژی.....
۱۰۹	فصل پنجم: تحلیل سیاست و اعتبارسنجی.....
۱۰۹	مقدمه.....
۱۰۹	۵-۱- معرفی شاخص‌های تحلیل سیاست.....
۱۰۹	۵-۱-۱- ارزش حال منافع حاصل از تولید انرژی.....

۱۱۰	۵-۱-۲- تولیدات غیرنفتی سرانه
۱۱۱	۵-۱-۳- شدت انرژی
۱۱۱	۵-۱-۴- درآمد قابل تصرف سرانه
۱۱۱	۵-۲- انتخاب سیاست‌ها
۱۱۲	۵-۲-۱- افزایش نسبت سرمایه‌گذاری در بخش تولید گاز
۱۱۳	۵-۲-۲- اولویت دادن به تزریق گاز
۱۱۴	۵-۲-۳- محدود کردن واردات انرژی
۱۱۵	۵-۲-۴- تغییر سهم مطلوب بازار حامل‌های انرژی
۱۱۶	۵-۲-۵- بهبود روابط سیاسی
۱۱۷	۵-۲-۶- سیاست سرمایه‌گذاری و سیاست تزریق
۱۱۸	۵-۲-۷- سیاست تزریق و سیاست واردات
۱۱۹	۵-۲-۸- سیاست تزریق و سیاست سهم بازار
۱۱۹	۵-۲-۹- سیاست تزریق، سیاست واردات، و سیاست سهم بازار
۱۲۰	۵-۲-۱۰- سیاست تزریق، سیاست واردات، سیاست سهم بازار، و سیاست بهبود روابط سیاسی
۱۲۱	۵-۲-۱۱- اجرای نرم سیاست‌های مطلوب
۱۲۱۱۲۲	۵-۳- اعتبارسنجی
۱۲۳	۵-۳-۱- آزمون‌های کفایت مرز
۱۲۳	۵-۳-۲- آزمون‌های ارزیابی ساختار
۱۲۳	۵-۳-۳- سازگاری واحدهای اندازه‌گیری
۱۲۴	۵-۳-۴- ارزیابی پارامترها
۱۲۴	۵-۳-۵- آزمون‌های شرایط حدی
۱۲۶	۵-۳-۶- آزمون‌های خطای انتگرال‌گیری
۱۲۷	۵-۳-۷- آزمون‌های بازسازی رفتار گذشته
۱۳۰	۵-۳-۸- آزمون‌های بی‌قاعدگی رفتاری
۱۳۰	۵-۳-۹- آزمون‌های هم‌خانوادگی

۱۳۱ ۵-۳-۱۰-آزمون‌های رفتار غیرمنتظره
۱۳۱ ۵-۳-۱۱-تحلیل حساسیت
۱۴۴ ۵-۳-۱۲-آزمون‌های بهبود سیستم
۱۴۵ فصل ششم: نتیجه‌گیری و پیشنهادها
۱۴۵ ۶-۱-نتیجه‌گیری
۱۴۷ ۶-۲-پیشنهادها
۱۴۷ ۶-۳-توصیه‌هایی برای مطالعات آتی
۱۴۹ پیوست: فهرست الفبایی متغیرها
۱۵۸ مراجع

چکیده

در سال ۱۹۷۸ علینقی مشایخی یک مدل دینامیک سیستم^۱ برای اقتصاد ایران ساخت که توانایی شبیه سازی رفتار سیستم اقتصادی-اجتماعی کشور را داشت. این مدل که بر مبنای رفتار اقتصاد خرد ایجاد شده از ساختار قدرتمندی برخوردار است. این پایان نامه یک مدل دینامیک سیستم اقتصاد-انرژی، مبتنی بر مدل دینامیکی مشایخی ایجاد کرده است. مدل یاد شده، حلقه های بازخور^۲ موجود میان بخش انرژی و بخش های دیگر اقتصاد را در نظر می گیرد. ساختار مدل به گونه ای طراحی شده که بتواند سیاست های متنوعی در زمینه ی مسایل مهم اقتصاد-انرژی، که دغدغه های اصلی این بخش را تشکیل می دهند، آزمون نماید.

بخش انرژی در این مدل از هشت زیر بخش تشکیل شده است: اکتشاف نفت، تولید نفت، اکتشاف گاز، تولید گاز، تقاضای انرژی، سرمایه گذاری، فن آوری انرژی، و تجارت انرژی. تعامل این زیر بخش ها با مدل مشایخی که ساختار اقتصادی-اجتماعی ایران را به خوبی شبیه سازی می کند، مدلی قدرتمند و مستحکم را ارایه می نماید که می توان از آن به منظور تحلیل سیستم بازخور بسیار پیچیده ی اقتصاد-انرژی ایران استفاده نمود.

نتایج این پایان نامه نشان می دهد که به کار گرفتن چند سیاست مختلف به طور همزمان می تواند رفتار سیستم را به گونه ای مطلوب تغییر دهد. این سیاست ها عبارت اند از: (۱) تخصیص نسبت بیش تری از گاز تولیدی کشور برای تزریق به ذخایر نفت، (۲) انجام سیاست هایی در جهت صرفه جویی انرژی در داخل کشور و محدود کردن واردات انرژی، (۳) سرمایه گذاری در جهت افزایش سهم گاز طبیعی از بازار مصرف داخلی انرژی، (۴) تلاش در راستای بهبود روابط سیاسی خارجی. بهتر است که این سیاست ها به طور تدریجی و نرم اعمال شوند تا آثار روانی و اجتماعی که در نتیجه ی شوک حاصل از اجرای آن ها ممکن است به وجود آید، خنثی گردند.

^۱ System Dynamics

^۲ Feedback Loops

فصل یکم

مقدمه و تعریف مسأله

انرژی نقش تعیین کننده‌ای در زندگی و موجودیت مواد بی‌جان و جاندار دارد؛ تا آن جا که آن را گوهر حیات نامیده‌اند. زیرا نه تنها قطع آن، حیات را متوقف می‌سازد، بلکه سبب می‌شود اجسام غیر زنده نیز به حالت اولیه برگردند و فعل و انفعالات در آن‌ها متوقف شود و تمامی خواص تبدیل، از آن‌ها زایل گردد. انرژی از جمله نیازهای اصلی فرآیند توسعه است. تمدن بشر به پیشرفت فن‌آوری و به ویژه فن‌آوری انرژی بستگی داشته است. در زندگی انسان‌های نخستین، غارنشینانی که هنوز آتش را نشناخته بودند، از انرژی خورشیدی استفاده می‌کردند. این انرژی از طریق پدیده‌ی فتوسنتز، جذب گیاهان و از طریق حیوانات شکارشده توسط انسان، به او منتقل می‌شده است. انسان با برپا کردن آتش، از انرژی خورشیدی جذب‌شده در چوب‌ها و گیاهان، به صورت نور و گرما، بهره می‌برده است. به تدریج، بشر قادر به استفاده از انرژی باد شد. کشتیرانی و آسیاب‌های بادی، اشکال دیگر استفاده از انرژی هستند. انقلاب صنعتی تحولی شگرف در استفاده از انرژی توسط بشر بوجود آورد.

در بخش تولید، تا چند دهه‌ی گذشته، تأکید علم اقتصاد بر دو عامل تولید کار و سرمایه بود. سرمایه نیز تا قبل از انقلاب صنعتی، بیش‌تر به زمین اتلاق می‌شد. علت آن نیز این بود که بخش‌های کشاورزی قبل از انقلاب صنعتی، بخش مسلط اقتصاد به شمار می‌آمدند و کشاورزی ۸۰-۹۰ درصد تولیدات را به خود اختصاص می‌داد. با ظهور انقلاب صنعتی و تغییر فرآیند تولید، مواد اولیه نیز به جرگه‌ی عوامل مهم تولید افزوده شد و در بررسی‌های اقتصادی، مورد توجه قرار گرفت. در هر دو دوره‌ی قبل و بعد از انقلاب صنعتی، یکی از عوامل مهم تولید از لحاظ طبیعی و فیزیکی، انرژی بوده که به دلیل فراوان بودن آن، کم‌تر مورد توجه اقتصاددانان قرار می‌گرفت؛ چرا که یکی از ویژگی‌های منابع و عوامل تولید که در حوزه‌ی علم اقتصاد مورد مطالعه قرار می‌گیرد، کمیابی است که در مورد انرژی، کم‌تر احساس می‌شد؛ اما از دهه‌ی ۱۹۷۰ میلادی، بعد از افزایش قیمت نفت خام و ظهور بحران در اقتصاد

جهانی، مسأله‌ی انرژی و کمیابی آن، مطرح و به شدت مورد توجه پژوهشگران، خصوصاً اقتصاددانان کشورهای صنعتی واقع شده و انرژی نیز به صورت ویژه، در مطالعات اقتصادی، به عنوان یک منبع کمیاب مورد مطالعه‌ی علم اقتصاد قرار گرفته است [۱].

نقش حیاتی انرژی در دنیای امروز کاملاً با سرنوشت اقتصاد جهانی گره خورده است و ارتباط بسیار نزدیک این دو، باعث شده تا یکی از عوامل قابل بحث و بااهمیت برای تصمیم‌گیری و سیاست‌گذاری در اقتصاد همه‌ی کشورهای جهان، بحث انرژی و چگونگی استفاده از آن باشد. سیستم‌های انرژی، به طور تنگاتنگی با توسعه‌ی اقتصادی مرتبط هستند. جوامع مدرن امروزی به گونه‌ای گسترده، به شبکه‌ای پیچیده از فن‌آوری‌های استخراج، تبدیل، و انتقال انرژی وابسته بوده و اشکال مختلف انرژی را به کار می‌گیرند تا مجموعه‌ای از خدمات، از قبیل خدمات رفاهی (مثل تهویه مطبوع)، حمل و نقل، روشنایی، نیازهای خانگی، حرارت صنعتی، نیروی محرکه و ... را فراهم نمایند. جریان‌های انرژی، چه در بخش تولید و چه در بخش مصرف، به کل سیستم اقتصادی نفوذ می‌کنند.

پس از رکود بزرگ دهه‌ی ۱۹۳۰، دو مورد از شدیدترین بحران‌های اقتصادی در دهه‌ی ۱۹۷۰ روی داد که قسمت عمده‌ای از آن‌ها به انرژی مربوط می‌شد. در سال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۹ افزایش شدید بهای نفت، جهان صنعتی را نسبت به شدت وابستگی خود به نفت ارزان آگاه کرد. نخست، قیمت‌های انرژی در اثر تحریم اعراب سه برابر شد؛ و سپس در ۱۹۷۹ و پس از سقوط شاه ایران، بار دیگر به دو برابر افزایش یافت و اقتصادهای بزرگ جهان را به ورطه‌ی کساد کشاند [۲].

از این دوران به بعد، هر از چند گاهی، بحران‌هایی مربوط به انرژی، در نقاط مختلف جهان به وقوع پیوسته است؛ از جمله: افزایش ناگهانی بهای نفت پس از حمله‌ی عراق به کویت (۱۹۹۰)، بحران نیروی برق در کالیفرنیا (۲۰۰۰-۲۰۰۱)، بحران گاز طبیعی در آمریکای شمالی (۲۰۰۱-۲۰۰۵)، و بحران انرژی در آرژانتین (۲۰۰۴) [۳]. اما این پایان کار نیست؛ جهان همواره در معرض وقوع بحران‌های تازه‌ی انرژی است. جان هس^۱ مدیر ارشد اجرایی شرکت هس در کنفرانس سالانه‌ی همکاری‌های پژوهشی انرژی کمبریج^۲ در هوستن^۳، عنوان کرد: "تا ۱۰ سال آینده، یک بحران نفتی به وقوع خواهد پیوست". وی افزود: "این بحران، تنها به تقاضا مربوط نیست؛ تنها به عرضه هم مربوط نیست؛ بلکه به هر دوی این‌ها مربوط است" [۴].

اما بحران‌های انرژی تنها به کشورهای واردکننده‌ی انرژی مربوط نمی‌شود. آثار این بحران‌ها همواره گریبان‌گیر کشورهای صادرکننده نیز بوده است. از جمله‌ی این آثار، پدیده‌ی بیماری هلندی است که اقتصادهای تک‌محصولی نظیر ایران را همواره آزار داده است. تحقیقات اقتصادی نشان داده است که افزایش درآمدهای حاصل از صادرات نفت در ایران، بخش‌های قابل مبادله مانند کشاورزی و صنعت را تضعیف کرده و بخش‌های غیرقابل مبادله نظیر بخش ساختمان را تقویت می‌کند. افزایش هزینه‌های تولید و به تبع آن، افزایش سطح عمومی قیمت‌ها، کاهش قدرت رقابت

^۱ John Hess

^۲ Cambridge Energy Research Associates

^۳ Houston

کالاهای داخلی در مقابل کالاهای مشابه خارجی، افزایش واردات و کاهش صادرات غیرنفتی، نمونه‌های دیگری از آثار شوک‌های نفتی در اقتصاد ایران است [۵].

ایران یکی از اعضای سازمان کشورهای صادرکننده نفت (اوپک) بوده و جزو سه کشور دارنده‌ی عظیم‌ترین ذخایر نفت و گاز کشف‌شده‌ی جهان است. ایران دومین صادرکننده‌ی بزرگ اوپک پس از عربستان سعودی و چهارمین صادرکننده‌ی بزرگ نفت خام جهان، پس از عربستان سعودی، روسیه، و نروژ است. به نقل از مجله‌ی نفت و گاز^۱، تا اول ژانویه ۲۰۰۷، ایران ۱۳۶ میلیارد بشکه ذخایر نفت کشف‌شده، یعنی تقریباً ۱۰٪ کل ذخایر نفتی جهان را در اختیار دارد [۶]. این در حالی است که بریتیش پترولیوم^۲، ذخایر کشف‌شده‌ی گاز ایران تا پایان سال ۲۰۰۷ را ۲۷/۸ تریلیون متر مکعب، و سهم ایران از ذخایر گاز جهان را ۱۵/۷٪ گزارش کرده است. بریتیش پترولیوم همچنین، مصرف انرژی ایران در سال ۲۰۰۷ را ۱۸۲/۹ میلیون تن معادل نفت خام عنوان کرده که این مقدار، ۱/۶٪ از کل مصرف انرژی در جهان را تشکیل می‌دهد [۷].

با وجود منابع عظیم انرژی در ایران، مسأله‌ی انرژی و تدوین استراتژی کلان آن بسیار بااهمیت و حیاتی است. مدیریت انرژی، عامل کلیدی تمامی برنامه‌های توسعه‌ی پایدار است. تمام جنبه‌های توسعه در کشاورزی، تولید نیرو، رفاه اجتماعی، و صنعت، در ایران به طور تنگاتنگی به انرژی و درآمد آن مرتبط هستند. اثر تولید، توزیع و مصرف انرژی با گذشت هر دهه، بزرگ‌تر و شدیدتر می‌گردد؛ و افزایش جمعیت بر رشد تقاضا در سال‌های آتی دلالت دارد. به منظور تضمین یک مسیر پایدار برای توسعه، ضروری است تا راهی برای تطبیق تولید و مصرف انرژی و اثرات آن بر روی منابع طبیعی بیابیم [۸].

وقوع بحران‌های انرژی در گذشته و قریب‌الوقوع بودن آن در آینده، موجب شده است تا اقتصاددانان، پژوهشگران و سیاستمداران در سراسر جهان، به فکر ایجاد مدل‌هایی بیافتند تا با کمک آن بتوانند مسایل مربوط به انرژی را مورد مطالعه قرار داده و از بروز بحران‌های احتمالی آینده جلوگیری نمایند. این مدل‌ها به مدل‌های انرژی معروف هستند.

مدل، تعریفی ریاضی – معمولاً در قالب یک الگوریتم رایانه‌ای – از یک سیستم واقعی و چگونگی رخداد پدیده‌ها در آن سیستم است؛ و مدل/انرژی، مدلی است که بر موضوعات انرژی متمرکز است [۹].

مدل‌های انرژی گوناگونی تا کنون ساخته شده‌اند و هر یک هدف خاصی را دنبال می‌کنند. برخی از مدل‌ها به مسایل مربوط به عرضه‌ی انرژی پرداخته و عده‌ای دیگر، به تقاضا مربوط هستند. بعضی از مدل‌ها نیز برای ارزیابی تعاملات بخش انرژی با بخش‌های دیگر اقتصاد به کار رفته‌اند. به طور کلی هدف این مدل‌های انرژی، یافتن بهترین مسیری است که اقتصاد می‌تواند خود را با پدیده‌هایی مانند تغییر ناگهانی در میزان دسترسی به نفت خام، به عنوان منبع اصلی انرژی، تطبیق دهد [۱۰]. در این میان، تخمین عمر ذخایر انرژی‌های پایان پذیر یکی از دغدغه‌های اصلی

^۱ Oil and Gas Journal

^۲ British Petroleum

اکثر این مدل‌ها است؛ زیرا عموماً، نتایج این مدل‌ها بر پایه‌ی فروضی است که بر اساس حدس و گمان از مقدار ذخایر انرژی‌های فسیلی در دسترس، قرار دارند.

به عنوان مثال، پس از وقوع بحران‌های انرژی در دهه‌ی ۱۹۷۰، بسیاری از تحلیلگران بر این عقیده بودند که افزایش بهای انرژی، خبر از به پایان رسیدن نفت جهان می‌دهد؛ اما ایشان در اشتباه بودند [۲]. در ایران نیز بارها شنیده‌ایم که قرار است نفت کشور تا ۱۰-۲۰ سال دیگر تمام شود. ۱۰-۲۰ سال می‌گذرد و باز هم می‌شنویم که نفت کشور ۱۰-۲۰ سال دیگر به پایان می‌رسد! حتی در بین کارشناسان نیز اختلاف نظر در مورد عمر ذخایر نفت دیده می‌شود. کارشناسان مستقل در این زمینه اعتقاد دارند که نفت ایران ۲۰ سال دیگر به پایان می‌رسد؛ اما کارشناسان وابسته به دولت، عمر ذخایر را ۷۰ سال تخمین زده‌اند [۱۱].

یک مخزن نفتی مانند بدن انسان است؛ مملو از پیچیدگی، عدم قطعیت در شرایط و وضعیت، و سرشار از نادانسته‌ها. حداکثر اطلاعات موجود در خصوص یک میدان نفتی یا گازی، از یک یا چند چاه با قطرهای کوچک به دست می‌آید که ابعاد آن‌ها نسبت به ابعاد مخزن، واقعاً ناچیز است. به همین دلیل، یافته‌های اولیه و استنتاج‌های مبتنی بر آن همواره توأم با خطا است [۱۲].

یکی دیگر از دغدغه‌های مدل‌های انرژی، ارزیابی اثرات اجرای سیاست‌های مختلف، بر روی سیستم اقتصاد-انرژی است. در حال حاضر، مهم‌ترین زمینه‌ی مباحثات اقتصادی در بخش انرژی کشور، به نحوه‌ی استفاده‌ی بهینه از ذخایر انرژی‌های پایان‌پذیر مربوط است. دیدگاه‌های متفاوتی در این زمینه، میان کارشناسان صاحب‌نظر وجود داشته و سیاست‌های گوناگونی در این رابطه از سوی ایشان پیشنهاد می‌شود. این دیدگاه‌ها به طور خلاصه به پنج گروه تقسیم می‌شوند [۱۱]:

۱. درآمدهای حاصل از نفت باید صرف سرمایه‌گذاری در زمینه‌ی توسعه‌ی صنایع، به ویژه توسعه‌ی صنعت نفت شود.

۲. توسعه باید بر اساس منابع گازی صورت گیرد. بر این اساس، مصرف داخلی باید به طور کامل از ذخایر گازی تأمین شده و نفت تولیدشده تماماً صادر گردد.

۳. اصلاح ساختار اقتصادی به طور خودکار مشکلات بخش انرژی را مرتفع می‌کند. حذف یارانه‌ی انرژی نمونه‌ای از راهکارهای پیشنهادی طرفداران این دیدگاه است.

۴. اولویت مصرف ذخایر گاز باید به افزایش ضریب بازیافت مخازن نفت اختصاص یابد.

۵. به دلیل قرار گرفتن مخازن گاز در میادین مشترک، نباید از تولید گاز با حداکثر ظرفیت غفلت نمود.

که البته باید به این موارد دیدگاه دیگری نیز اضافه گردد و آن، نسبت دادن مشکلات اساسی بخش انرژی به ناتوانی کشور در جذب سرمایه است. به عنوان نمونه، ایران تا سال ۱۴۰۰ هجری خورشیدی برای حفظ ظرفیت تولیدی در بخش انرژی خود نیازمند ۱۴۶ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری است؛ که اگر نتوان شرکت‌های بزرگ خارجی را متقاعد به سرمایه‌گذاری در بخش انرژی نمود، قطعاً از ظرفیت تولید انرژی کشور کاسته خواهد شد [۱۳].

از دل این دیدگاه‌ها پرسش‌هایی اساسی مطرح می‌شود که پاسخ‌گویی به آن‌ها نیازمند مطالعه‌ای همه‌جانبه و جامع است. مهم‌ترین این پرسش‌ها حول مسائلی از قبیل نحوه‌ی تخصیص سرمایه‌ها به بخش‌های انرژی، انتخاب سیاست‌های تجاری مناسب در بخش انرژی، اولویت مصرف حامل‌های انرژی به ویژه گاز طبیعی و ... است.

طرفداران هر یک از این دیدگاه‌ها با محاسباتی بعضاً سرانگشتی در پی اثبات نظریات خود هستند. اما باید توجه داشت که سیستم انرژی در مقیاس کلان ملی به طور تنگاتنگی با بخش‌های مختلف اقتصاد در تعامل بوده و اثرات بازخوردی^۱ آن‌ها بر روی یکدیگر می‌تواند آثار و پیامدهای گاهاً غیرقابل انتظاری داشته باشد. از این رو، در دست داشتن مدلی که قادر باشد رفتار سیستم اقتصاد-انرژی ایران را به روشنی نشان داده و از ابهامات موجود در ذهن تحلیلگران بکاهد، می‌تواند بسیار سودمند افتد. یکی از مدل‌هایی که بدین منظور ساخته شده، مدل دینامیکی مشایخی است.

در سال ۱۹۷۸، علی‌نقی مشایخی [۱۴] در قالب رساله‌ی دکتری خویش در ام.آی.تی.^۲ و زیر نظر پروفیسور جی فارستر^۳ به منظور بررسی رفتار سیستم اقتصادی-اجتماعی ایران، مدلی دینامیکی ایجاد کرد که قادر بود اثرات توأم بخش انرژی و دیگر بخش‌های اقتصاد را بر روی یکدیگر نشان دهد. این مدل که با روش دینامیک سیستم ساخته شده، قابلیت ترسیم مسیر رشد و توسعه‌ی متغیرهای کلان اقتصادی و اجتماعی را در طول زمان دارا بود.

مدل مشایخی از نظر ساختاری بسیار مستحکم بوده و رفتار عوامل اقتصادی در آن، بر پایه‌ی نظریات رفتاری اقتصاد خرد شکل گرفته است؛ بنابراین، از این نظر، می‌تواند مبنایی برای مدل‌سازی اقتصاد-انرژی باشد. اما این مدل بدون تغییرات اساسی در بخش انرژی نمی‌تواند پاسخگوی نیاز این مطالعه در ارزیابی سیاست‌های مطرح شده باشد. به عنوان مثال، انرژی گاز به عنوان یک حامل که می‌تواند جایگزین نفت _ دست کم در بخش مصرف داخلی _ شود، در این مدل در نظر گرفته نشده است. یا این که فرض شده که افزایش تولید در بخش انرژی نیازمند هیچ گونه سرمایه‌گذاری نیست؛ این در حالی است که، صنعت انرژی، صنعتی بسیار سرمایه‌بر است. از این دیدگاه، افزایش تولید در بخش انرژی، مستلزم کاهش نسبی سرمایه‌گذاری در بخش‌های دیگر اقتصاد است. البته باید یادآور شد که این ایرادات به منزله‌ی ضعف مدل مشایخی نیست؛ چرا که این ساده‌سازی در جهت اهداف مطالعه‌ی مشایخی، نه تنها مفید، بلکه ضروری هم بود.

با توجه به در دسترس بودن چنین گوهر گرانبهائی، باید قدر آن را دانست و در جهت بسط و گسترش آن تلاش نمود. کم‌ترین فایده‌ی این کار، آشنایی با حلقه‌های بازخوری است که روابط اقتصادی-اجتماعی ایران را _ دست کم در سال‌های پیش از انقلاب _ شکل می‌دهند. در این راستا، این پایان‌نامه به بررسی مدل‌های انرژی پرداخته و تلاش می‌کند تا با استفاده از روش دینامیک سیستم و مبتنی بر مدل دینامیکی مشایخی، یک مدل اقتصاد-انرژی پویا

^۱ Feedback Effects

^۲ Massachusetts Institute of Technology (MIT)

^۳ Jay W. Forrester

برای ایران طراحی نماید؛ به طوری که بتوان با کمک آن، به برخی از پرسش‌های اساسی مربوط به بخش انرژی، در رابطه با کل اقتصاد پاسخ گفت. بنابراین:

اهدافی که در این پایان نامه دنبال می‌شود، در وهله‌ی نخست، ایجاد یک مدل اقتصاد-انرژی مبتنی بر مدل دینامیکی مشایخی، و سپس پاسخ‌گویی به پرسش‌های زیر است:

- آیا افزایش سهم بخش تولید گاز از سرمایه‌گذاری بخش انرژی می‌تواند رفتار سیستم اقتصاد-انرژی کشور را بهبود بخشد؟
- آیا تغییر اولویت مصرف گاز طبیعی بدین ترتیب که ابتدا گاز تولید شده در داخل کشور، به آن میزان که مورد نیاز است، به چاه‌های نفت تزریق شود و سپس به مصرف داخل و صادرات اختصاص یابد، در مقایسه با سیاست فعلی که اولویت را به مصرف داخلی و سپس صادرات می‌دهد، می‌تواند در بلندمدت منافع کشور را افزایش دهد؟
- آیا محدود کردن واردات انرژی در بلندمدت به صلاح کشور هست؟
- آیا تغییر سهم مطلوب بازار حامل‌های انرژی می‌تواند موجب بهبود عملکرد سیستم گردد؟
- آیا تلاش در جهت برقراری روابط دوستانه با کشورهای صاحب صنایع وابسته به انرژی، از جمله ایالات متحده‌ی آمریکا و بریتانیا، می‌تواند موجب بهبود شرایط سیستم شود؟

این پایان‌نامه در شش فصل تدوین شده است. محتوای هر یک از این فصول بدین قرار است:

فصل یکم: بیان ضرورت انجام کار، تعریف مسأله و اهداف پژوهش؛

فصل دوم: مروری بر ادبیات موضوع، بررسی مطالعات مهم پیشین، و تعریف مفاهیم اساسی؛

فصل سوم: تشریح روش پژوهش، نقد و بررسی مدل دینامیکی مشایخی و نتایج آن؛

فصل چهارم: ایجاد مدل اقتصاد-انرژی مقدماتی ایران؛

فصل پنجم: تحلیل سیاست‌های مختلف با کمک مدل ساخته شده، و سپس اعتبارسنجی مدل؛

فصل ششم: نتیجه‌گیری و آرایه‌ی پیشنهادها بر اساس نتایج به‌دست آمده از مدل و در نهایت، توصیه‌هایی برای

پژوهش‌های آتی؛

فصل دوم

تاریخچه‌ی مسایل انرژی و مروری بر مطالعات پیشین

مقدمه

انرژی پایه‌ی تمدن صنعتی است؛ بدون انرژی، زندگی مدرن وجود نخواهد داشت. انرژی در حیات صنعتی جوامع، نقش زیربنایی را ایفا می‌کند؛ بدین معنی که هرگاه انرژی به مقدار کافی و به موقع در دسترس باشد، توسعه‌ی اقتصادی نیز میسر خواهد بود. نگاهی به معضلات گذشته نشان می‌دهد که همواره رقابت‌های بزرگی در سطح جهان بر سر تصاحب منابع انرژی وجود داشته است؛ چرا که امنیت ملی و پایداری نظام‌های حکومتی تا حد زیادی در گرو دسترسی به این منابع است. در این فصل، نگاهی خواهیم داشت به سیر تحولات انرژی، مفاهیم اساسی آن، و مروری بر مطالعات پیشین در زمینه‌ی تحلیل سیاست اقتصاد-انرژی.

۲-۱- سیر تکاملی استفاده از منابع مختلف انرژی

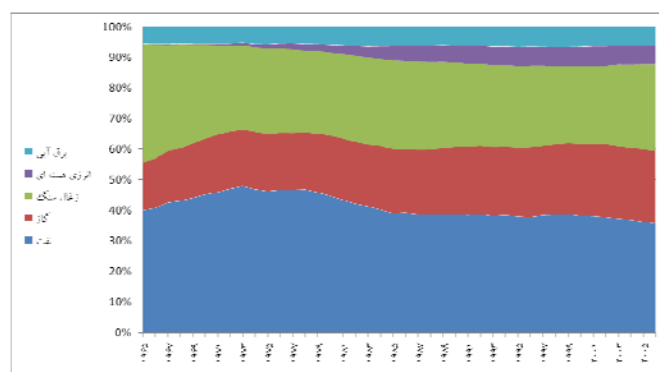
چوب اولین، و در بخش اعظم تاریخ بشر، اصلی‌ترین منبع انرژی بوده است. منابع انرژی دیگری نیز در دوران باستان و در مناطق خاصی مورد استفاده قرار می‌گرفت؛ از جمله: قیر، زغال سنگ، تورب^۱، و نفتی که در برخی مناطق از زمین تراوش می‌کرد. پس از این دوران، برای تهیه‌ی زغال از چوب استفاده می‌شد. پس از کاهش شدید درختان در اثر مصرف بی‌رویه، با شروع انقلاب صنعتی در اواسط قرن هجدهم، زغال کک که از زغال سنگ تهیه می‌شد، جایگزین زغال چوب گردید. زغال سنگ که در آن زمان برای راه‌اندازی موتورهای بخار مورد استفاده قرار می‌گرفت، با پیشرفت انقلاب صنعتی، رفته رفته تبدیل به منبع غالب انرژی شد [۱۵].

^۱ نوعی زغال طبیعی به رنگ قهوه‌ای تیره که ۵۰ تا ۶۰ درصد کربن دارد و از خزهای مخصوص تولید می‌شود.

با این که نفت خام در طول قرن‌ها مورد استفاده‌ی موارد گوناگونی همچون داروسازی و آب‌بندی کشتی‌ها بود، اما اولین باری که به معنای مدرن امروزی مورد توجه قرار گرفت، هنگامی بود که یک چاه تجاری در پنسیلوانیا^۱ در ۱۸۵۹ شروع به تولید نفت خام نمود. پس از آمریکا، کشورهای اروپایی، از جمله انگلیس، هلند و فرانسه نیز به تکاپوی اکتشاف و تولید نفت افتادند [۱۵]. اولین میدان نفتی خاور میانه را یک شرکت نفتی انگلیسی به نام سندیکای امتیازات^۲ در ایران کشف و پیش از جنگ جهانی اول (۲۶ مه ۱۹۰۸) به بهره‌برداری رساند [۱۶]. با افزایش سریع تولید نفت و مشتقات آن، این منبع انرژی پس از جنگ جهانی دوم گوی سبقت را از رقیب خود یعنی زغال سنگ ربود [۱۵].

اهمیت استراتژیک نفت خاور میانه که از جنگ جهانی اول نمایان شده بود، در دوران جنگ جهانی دوم بیش‌تر شد و در سال‌های پس از جنگ به صورت یک ماده‌ی حیاتی برای جهان غرب در آمد. در این میان، تقریباً همه‌ی امتیازات نفتی خاور میانه در دست شرکت‌های بزرگ نفتی بود که به هفت خواهران نفتی شهرت دارند.^۳ واکنش ملت‌های خاور میانه که ناشی از آگاهی آنان از اوضاع کشورهایشان بوده در درجه‌ی اول متوجه‌ی صنعت نفت و کوتاه کردن دست استعمارگران نفتی شد. نخستین جرقه، با ملی شدن نفت ایران در ۲۰ مارس ۱۹۵۱ زده شد. کاهش خودسرانه‌ی بهای نفت توسط شرکت‌های بزرگ نفتی در سال ۱۹۵۹ موجب شد تا نمایندگان کشورهای اصلی صادرکننده‌ی نفت، یعنی ایران، عراق، کویت، عربستان، و ونزوئلا در بغداد گرد آمده و سازمان اوپک را به منظور کنترل بازار نفت، رسماً تأسیس نمایند [۱۶].

روند افزایش مقبولیت نفت به عنوان سوخت اصلی در جهان ادامه یافت تا این که در دهه‌ی ۱۹۷۰ دو بحران نفتی به وقوع پیوست. پیدایش این بحران‌ها موجب شد تا با وجود ثبات قیمت ارزان نفت پس از ۱۹۸۶، کشورهای صنعتی همچنان به فکر جایگزینی مناسب برای این منبع انرژی باشند. سرمایه‌گذاری بر روی انرژی‌های تجدیدپذیر، انرژی هسته‌ای، گاز طبیعی و زغال سنگ، واکنش‌هایی در این راستا است. نمودار ۱-۲ روند مصرف انرژی را از سال ۱۹۶۵ تا ۲۰۰۶ بر حسب حامل‌های اولیه‌ی انرژی نشان می‌دهد.



نمودار ۱-۲: روند مصرف انرژی اولیه‌ی جهان بر حسب حامل‌های مختلف [۷]

^۱ Pennsylvania

^۲ Concession Syndicate

^۳ پنج شرکت آمریکایی + بریتیش پترولیوم + رویال داچ شل (انگلیسی - هلندی)

گاز طبیعی می‌تواند جایگزین مناسبی برای نفت در برخی موارد خاص از قبیل تولید نیرو و حمل و نقل باشد. ذخایر عظیمی از گاز در روسیه و خاور میانه کشف شده و زیرساخت‌های انتقال و استفاده از آن به سرعت در حال افزایش است [۱۵]. مطابق پژوهش‌های صورت گرفته، تقاضای انرژی اولیه‌ی جهان در سناریوی مرجع، در فاصله‌ی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۳۰ به میزان ۵۵٪ و با نرخ سالانه‌ی ۱/۸٪ رشد می‌یابد. با توجه به این نرخ رشد، مقدار کل تقاضای انرژی اولیه در سال ۲۰۳۰، ۱۷/۷ میلیارد تن معادل نفت خام خواهد بود. در این دوره، سوخت‌های فسیلی همچنان منابع انرژی غالب خواهند بود؛ به طوری که ۸۴٪ از این افزایش تقاضا را به خود اختصاص می‌دهند. در این میان، با این که سهم نفت از ۳۵٪ به ۳۲٪ کاهش می‌یابد، ولی همچنان سوخت اصلی محسوب می‌شود. در فاصله‌ی زمانی مزبور، بیش‌ترین افزایش در تقاضا، مربوط به زغال سنگ، به میزان ۷۳٪ بوده است. این افزایش باعث می‌شود سهم زغال سنگ از کل تقاضای انرژی، از ۲۵٪ در سال ۲۰۰۵ به ۲۸٪ در سال ۲۰۳۰ افزایش یابد [۱۷].

همان‌طور که پیش از این عنوان شد، وقوع بحران‌های انرژی، و به‌طور کلی لمس واقعیت کمیابی انرژی، اقتصاددانان را متقاعد ساخت تا نه تنها انرژی را به عنوان یک عامل تولید مهم در توابع تولید در نظر بگیرند، بلکه مدل‌هایی برای بررسی مسایل اقتصاد-انرژی ایجاد نمایند. برای درک نحوه‌ی تکامل مدل‌های انرژی لازم است از روند رویدادهای مهم اقتصاد-انرژی جهان آگاهی داشته باشیم. بنابراین، در بخش بعدی، تاریخچه‌ی مختصری از بحران‌ها و مشکلات اقتصادی که به واسطه‌ی کمبود انرژی رخ داده است، ارائه می‌شود.

۲-۲- بحران‌ها و مسایل مربوط به انرژی در ایران و جهان

در دهه‌ی ۱۹۷۰، جهان خود را به سختی با آسیب‌پذیری در مقابل عرضه‌ی انرژی تطبیق داد. با وجود توسعه‌ی زیاد انرژی‌های جایگزین، دنیا هنوز نسبت به قطع عرضه‌ی نفت، که پس از جنگ جهانی دوم به پرطرفدارترین منبع انرژی تبدیل شد، آسیب‌پذیر است.

۲-۲-۱- شوک اول نفتی

در فاصله‌ی سال‌های ۱۹۵۵ تا ۱۹۷۰، هفت شرکت اصلی تولیدکننده‌ی نفت، این ماده را به قیمتی ارزان (یک دلار به ازای هر بشکه) عرضه می‌کردند. اما سال ۱۹۷۳ پایان دوره‌ی نفت ارزان بود [۱۵]. در تاریخ ۶ اکتبر ۱۹۷۳ که مصادف با یوم کیپور^۱ بزرگ‌ترین عید مذهبی یهودیان بود، نیروهای مصر و سوریه برای بازپس‌گیری اراضی اشغالی اسرائیل در جنگ ۱۹۶۷، به این کشور حمله کرده و بدین ترتیب، چهارمین جنگ اعراب و اسرائیل آغاز شد. این جنگ، زمینه‌ی مناسبی برای استفاده از نفت به عنوان یک سلاح سیاسی برای کشورهای عربی تولیدکننده‌ی نفت (OPEC)^۲ فراهم کرد. در ۱۶ اکتبر ۱۹۷۳، این کشورها (امارات متحده‌ی عربی، الجزایر، بحرین، کویت، عراق، قطر، عربستان سعودی، سوریه، مصر، و لیبی) یک اجلاس فوق‌العاده در کویت تشکیل دادند و تصمیم گرفتند تا وقتی که اسرائیل از سرزمین اشغالی اعراب خارج نشود، برای مدت نامعلومی، هر ماه به میزان ۵٪ از تولید نفت خود بکاهند. کمیته‌ی وزیران اوپک نیز افزایش ناگهانی بهای نفت صادراتی خود را از بشکه‌ای ۳/۰۱ دلار به ۵/۱۲ دلار

^۱ Yom Kippur

^۲ Organization of Arab Petroleum Exporting Countries

اعلام داشت. در پاسخ به کمک نظامی ایالات متحده به اسرائیل، در ۲۰ اکتبر، عربستان، رهبری اجرای سیاست تحریم نفتی را بین کشورهای عربی به عهده گرفت؛ و ملک فیصل، پادشاه عربستان اعلام کرد که صدور نفت به آمریکا، اروپای غربی و ژاپن را قطع کرده است. این جریان موجب گردید که در اواخر ماه نوامبر و اوایل دسامبر ۱۹۷۳ حدود ۵/۴ میلیون بشکه در روز نفت خام از بازار حذف شده و یک نوع نگرانی بی سابقه، کشورهای صنعتی را فرا گرفت؛ در نتیجه، قیمت های نفت خام و فرآورده های نفتی به نحو بی سابقه ای در بازار آزاد افزایش یافت. نیجریه بهای نفت صادراتی خود را به ۱۶/۸ دلار در هر بشکه بالا برد و ایران نیز که در تحریم نفتی شرکت نکرده بود، از وضعیت موجود استفاده کرده و توانست مقداری نفت به بهای ۱۷/۴ دلار در هر بشکه به فروش برساند. سرانجام اوپک در ۲۲ دسامبر ۱۹۷۳ تصمیم گرفت که با در نظر گرفتن قیمت واقعی نفت، بهای آزاد آن را در سطح ۱۱/۶۵ دلار برای هر بشکه ثابت نگه دارد. اوپک با افزایش قیمت های اعلان شده ی نفت خام، به تدریج از ۲/۵۹ دلار در آغاز سال ۱۹۷۳ به ۱۱/۶۵ دلار در پایان سال موجب یک تحول بی سابقه در امر تجارت بین المللی و قیمت انرژی گردید که به نام شوک اول نفتی معروف شد [۱۶].

۲-۲-۲- شوک دوم نفتی

پس از بحران انرژی سال ۱۹۷۳، قیمت نفت از سال ۱۹۷۴ تا اواخر ۱۹۷۸ به علت فشارهای کشورهای صنعتی و اقدامات عربستان سعودی، افزایش قابل توجهی نیافت [۱۶]. اما در سال ۱۹۷۸ دومین بحران انرژی هنگامی اتفاق افتاد که انقلاب، شاه ایران را از تخت به زیر کشید و در نتیجه، تولید و صادرات نفت کشور به طور شتابنده ای کاهش یافت [۱۵]. در ۱۳ اکتبر ۱۹۷۸ نارضایتی عمومی در ایران به تدریج اوج بیش تری گرفت. همزمان، تولید و صادرات نفت ایران رو به کاهش نهاد؛ به طوری که از ۶ میلیون بشکه در روز در نیمه ی اول سال ۱۹۷۸ به ۵/۵ میلیون بشکه در روز در ماه اکتبر و در نوامبر به ۳/۵ میلیون بشکه در روز و در دسامبر به ۲/۳ میلیون بشکه در روز رسید؛ و از اواخر ماه، که انقلاب به پیروزی نزدیک شده بود، صادرات نفت ایران متوقف گردید. این رویداد، جهان صنعتی را با حادثه ای پیش بینی نشده مواجه نمود. با این که قسمتی از کاهش عرضه ی نفت ایران به وسیله ی افزایش تولید عربستان سعودی و عراق و کشورهای غیر عضو اوپک مانند انگلیس، نروژ و مکزیک جبران گردید، اما در ژانویه ی ۱۹۷۹ بیش از دو میلیون بشکه در روز در بازار کمبود وجود داشت. کمبود عرضه ی نفت توأم با نگرانی مربوط به عدم توانایی تأمین نفت در آینده، قیمت های نفت خام را در بازار آزاد به سرعت افزایش داد. در این شرایط اوپک موفق به افزایش سریع قیمت نفت خام در نوبت های مختلف شد؛ به طوری که در مارس ۱۹۷۹ قیمت نفت خام به ۱۴/۴۵۶ دلار برای هر بشکه و در پایان ژوئن ۱۹۷۹ به ۲۳/۵۰ دلار در هر بشکه رسید [۱۶]. وقوع جنگ میان ایران و عراق در ۱۹۸۰ افزایش بیش تری را در قیمت های نفت موجب شد؛ به گونه ای که در پایان سال ۱۹۸۰ بهای نفت خام ۱۹ برابر مقدار آن در ۱۰ سال پیش بود. این حوادث شوک دوم نفتی را رقم زد [۱۵].

۲-۲-۳- شوک سوم نفتی

شوک های اول و دوم نفتی موجب شد کشورهای صنعتی در مصرف نفت صرفه جویی کنند و با جایگزین ساختن سایر منابع انرژی به جای نفت، اقدامات مؤثری به عمل آورند. همزمان با کاهش تقاضای جهانی برای نفت، به ویژه نفت اوپک، و رقابت تولید کنندگان غیر اوپک در بازار و استفاده از منابع دیگر انرژی، بازار نفت اشباع شد. به

همین لحاظ، قیمت‌های نفت خام به علت وجود اضافه عرضه در بازارهای جهانی، از ۱۹۸۳ به بعد، رو به کاهش نهاد؛ تا آن که در ۱۹۸۶ به حداقل قیمت یعنی کم‌تر از ۱۰ دلار رسید که منجر به شوک سوم نفتی شد [۱۶].

۲-۲-۴- بحران‌های اخیر انرژی

شوک‌های نفتی دهه‌ی ۱۹۷۰ و ۱۹۸۰ پایان بحران‌های انرژی نبود. مصایب مربوط به انرژی، هر از چند گاهی اقتصاد جهان را تحت تأثیر قرار می‌دهد. برخی از مهم‌ترین بحران‌هایی که از دهه‌ی ۱۹۹۰ به بعد در جهان به وقوع پیوسته است، عبارت‌اند از [۳]:

۱. افزایش ناگهانی قیمت نفت در ۱۹۹۰؛ علت: جنگ خلیج فارس^۱؛
۲. بحران الکتریسیته‌ی کالیفرنیا طی ۲۰۰۱-۲۰۰۰؛ علت: شکست مقررات زدایی، و فساد تجاری^۲؛
۳. اعتراضات مربوط به سوخت در انگلیس در ۲۰۰۰؛ علت: افزایش قیمت نفت خام به همراه مالیات نسبتاً سنگین سوخت وسایل نقلیه‌ی جاده‌ای در انگلستان؛
۴. بحران گاز طبیعی آمریکای شمالی (۲۰۰۵-۲۰۰۱)^۳؛
۵. بحران انرژی آرژانتین (۲۰۰۴)^۴؛
۶. بحران انرژی کره‌ی شمالی که طی آن، این کشور سال‌های زیادی با کمبود انرژی مواجه بود؛
۷. بحران انرژی زیمبابوه که طی آن این کشور سال‌های مدیدی، کمبود عرضه‌ی انرژی را به واسطه‌ی مدیریت مالی ضعیف، تجربه کرد؛

اما مشکلات و مسایل مربوط به انرژی تنها متوجه کشورهای واردکننده‌ی انرژی نیست؛ کشورهای صادرکننده نیز با دشواری‌های بسیاری در برابر این عامل تولید بسیار مهم مواجه هستند. به عنوان مثال، در ایران، اصلاح قیمت حامل‌های انرژی، یکی از بخش‌های به‌جامانده از سیاست‌های اصلاح ساختاری است که به ویژه، عدم تغییر آن در نتیجه‌ی اجرای طرح تثبیت قیمت‌ها، منجر به افزایش بسیار زیاد مصرف، عدم تجهیز منابع برای سرمایه‌گذاری و نیز تشدید کسری بودجه و وارد آوردن فشار به نقدینگی و تورم شده است. مجموعه‌ی این شرایط، وضعیتی را به وجود

^۱ در هفته‌های آخر جنگ خلیج فارس در ژانویه و فوریه‌ی ۱۹۹۱، سربازان عراقی، ۷۳۲ چاه نفت در میادین نفتی کویت را منهدم کردند؛ این رویداد، عرضه‌ی نفت کویت را به مدت کوتاهی متوقف نمود [۵۸].

^۲ در ابتدای قرن ۲۱، به نظر می‌رسید کالیفرنیا با بحران شدید انرژی مواجه است. در سال ۲۰۰۱ بسیاری از بخش‌های کالیفرنیا به مدت چندین روز خاموشی‌های متعددی را تحمل کردند؛ چون که ایالت نمی‌توانست نیاز انرژی خود را تأمین نماید. مسئله‌ی انرژی کالیفرنیا نتیجه‌ی تصمیم دولت ایالتی مبنی بر مقررات‌زدایی صنعت برق در سال ۱۹۹۶ بود [۵۹].

^۳ این بحران که با افزایش قیمت گاز طبیعی در آمریکای شمالی تعریف می‌شود، نتیجه‌ی کاهش عرضه‌ی داخلی و افزایش تقاضای برق بود. به خاطر افت تولید (که در نتیجه‌ی طوفان کاترینا و ریتور تشدید گردید)، و ادامه‌ی رشد تقاضا، قیمت به قدری بالا رفت که بسیاری از مصرف‌کنندگان صنعتی به ویژه در بخش پتروشیمی به تعطیلی کشیده شدند [۶۰].

^۴ پس از این که بحران اقتصادی در سال ۲۰۰۲ در آرژانتین پایان یافت، تقاضای انرژی به سرعت رو به افزایش گذاشت. اما استخراج و حمل و نقل گاز طبیعی که منبع سوخت فسیلی ارزان و نسبتاً فراوان است، موج عظیم تقاضا را پاسخگو نبود [۶۱].

آورده که امروز در زمینه‌ی همه‌ی حامل‌های انرژی با بحران کمبود مواجه هستیم [۱۸]. در ادامه، مسایل اقتصاد-انرژی ایران به عنوان یکی از بزرگ‌ترین صادرکنندگان انرژی جهان، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲-۲-۵- مسایل اقتصاد-انرژی ایران

افزایش قیمت نفت و نقش فزاینده‌ی درآمد آن در اقتصاد ایران، توسعه‌ی بهره‌برداری از میادین گازی، به ویژه میدان مشترک پارس جنوبی، گسترش برنامه‌های فروش و صادرات گاز به متقاضیان برون‌مرزی، رشد چشمگیر مصرف حامل‌های انرژی در داخل، قیمت‌گذاری و پرداخت یارانه‌ی سرسام‌آور در بخش انرژی، مسایل مربوط به نفت و گاز را به موضوعی استراتژیک و مهم در عرصه‌های توسعه، اقتصاد سیاسی و سیاست خارجی تبدیل کرده است.

از دیرباز، شیوه‌ی هزینه‌ی درآمد حاصله از صادرات و فروش نفت و تبدیل آن به ثروت روی زمین با ارزش افزوده‌ی بیش‌تر، از مباحث مطرح در اقتصاد ایران بوده است؛ اما در حوزه‌ی گاز، به دلیل تأخیر در کشف و بهره‌برداری از منابع مستقل گاز طبیعی و اهمیت روزافزون مسایل زیست‌محیطی، مباحث مربوط به چگونگی استفاده و به‌کارگیری منابع گازی و شیوه‌ی توسعه و بهره‌برداری از آن‌ها، نقش گاز در طرح جامع انرژی و همچنین تهیه‌ی تراز گازی کشور و... از مسایلی هستند که اخیراً مورد توجه قرار گرفته‌اند.

از سوی دیگر، به دلیل تولید بی‌رویه از مخازن نفتی و عدم اکتشاف میادین جدید به نسبت تولید، بحث تولید صیانتی نفت و چگونگی ازدیاد ضریب بازیافت به موضوعی مهم و حیاتی در صنعت نفت تبدیل شده است. در این رابطه، پنج دیدگاه کلی در میان کارشناسان مسایل اقتصاد-انرژی وجود دارد. این پنج دیدگاه به طور خلاصه در پی آمده است [۱۱]:

دیدگاه اول: رابطه‌ی نفت و توسعه

دیدگاه عمومی کارشناسان و برنامه‌ریزان اقتصادی-سیاسی ایران بر این است که نفت و درآمد آن می‌بایست به مثابه یک ثروت و سرمایه‌ی ملی تلقی شود. بر این مبنای، تبدیل سرمایه‌ی زیرزمینی به ثروت روی زمین با ارزش افزوده‌ی بیش‌تر، منطقی‌ترین راه بهره‌برداری از منابع است. باید توجه داشت که نفت در اقتصاد ایران، همانند همه‌ی کشورهای نفت خیز جهان سوم دارای سه ویژگی است:

- سهم بسیار بالا در تولید ناخالص ملی (حدود ۵۰ درصد)؛
- سهم بسیار بالای صادرات نفت در تراز بازرگانی خارجی (حدود ۸۰ درصد)؛ و
- سهم بسیار بالا در تأمین بودجه‌ی عمومی دولت (حدود ۷۰ درصد)؛

متأسفانه ویژگی منحصر به فرد چهارمی هم در اقتصاد ایران شکل گرفته که سهم بسیار بالای یارانه در بخش انرژی است (۳۰ میلیارد دلار در سال ۱۳۸۴ و حدود ۳۵-۴۰ میلیارد دلار در سال ۱۳۸۵). از این‌رو طراحی مسیر توسعه باید به گونه‌ای باشد که ضمن بهره‌مندی از این فرصت طبیعی و نعمت خدادادی، عوارض چهارگانه‌ی یادشده، در یک دوره‌ی مشخص، بهبود یابند.

دیدگاه دوم: توسعه با تکیه بر منابع گازی یا «گازآباد»

این دیدگاه درباره‌ی توسعه معتقد است همان گونه که قرن نوزدهم قرن ذغال‌سنگ و قرن بیستم قرن نفت بوده، قرن حاضر قرن گاز است. اینان معتقدند که مصرف سرسام‌آور حامل‌های انرژی از قبیل بنزین و گازوئیل در صنایع، حمل‌ونقل، نیروگاه‌ها و... و افزایش سهم مصرف داخلی از تولید نفت خام به گونه‌ای است که با رشد مصرف، حداکثر طی یک دهه، نفتی برای صادرات نخواهد ماند؛ بنابراین، پیشنهاد می‌کنند که استراتژی توسعه در کشور باید بر مبنای استفاده‌ی صنعتی هر چه بیش‌تر گاز در داخل و افزایش سهم آن در سبد انرژی بنا نهاده شود؛ زیرا نخست، هزینه‌ی گاز همچون ذغال‌سنگ کم است، ولی هزینه‌ی انتقال آن بالا است؛ از این رو، باید در داخل مصرف شود و نفت که از قابلیت انتقال بالا و کم‌هزینه برخوردار است، صادر شود. دوم، منابع عظیم گازی به عنوان مزیت نسبی اقتصادی باید در صنایع انرژی‌بر مورد استفاده قرار گیرد. صاحبان این نظر از این مدل توسعه به عنوان «گازآباد» یا تمدن و توسعه بر پایه‌ی گاز نام می‌برند.

دیدگاه سوم: اصلاحات ساختاری در اقتصاد

این دیدگاه، مشکلات موجود در سیاست‌های انرژی به‌ویژه سوخت را فراتر از موضوع نفت می‌داند و معتقد است حل مسایل توسعه‌ی صنعتی و همین‌طور توسعه‌ی صنعت نفت و گاز، در گروی اصلاحات ساختاری در اقتصاد، سیاست‌ها، قوانین و مقررات است. این نگرش، مهم‌ترین ویژگی‌های اقتصاد ایران را حول محورهای زیر طبقه‌بندی کرده و خواستار اصلاح ساختاری و بهبود آن‌هاست.

- اقتصاد ایران همواره دولتی بوده است.
- اقتصاد ایران به شدت وابسته و متکی به نفت است.
- اقتصاد ایران مبتنی بر دیوان‌سالاری واردات - محور است.
- اقتصاد ایران به شدت یارانه‌ای است.
- بخش بنگاه‌داری دولتی اکثراً ناکارآمد و بعضاً زیان‌ده و عمدتاً متکی به فن‌آوری غیرپیشرفته است.
- اقتصاد به‌طور گسترده در سیطره‌ی انحصارات تولیدی، خدماتی و کارآفرینی در بخش دولتی، غیردولتی و عمومی است.
- اقتصاد ایران شدیداً مصرف‌زده است.
- عدم وجود احترام و امنیت مالکیت مشروع و قانونمند؛ و
- عدم یکپارچگی در برنامه‌ها، تعدد مراکز تصمیم‌گیری و گریز سرمایه.

دیدگاه چهارم: تراز گاز، صیانت مخازن نفت، آن‌گاه صادرات

طرفداران این نظریه بر این باورند که تا زمانی که تراز گاز کشور (جدول عرضه و تقاضای گاز) مشخص و قطعی نشده، نباید تعهدی برای صادرات گاز ایجاد شود؛ و از این منظر، مخالفت صریح خود را نسبت به قراردادهای صدور گاز به پاکستان، هند، امارات، ترکیه و... اعلان می‌دارند. از سوی دیگر، عمر مخازن نفتی از نیمه‌ی دوم عمر خود (Oil Peak) گذشته‌اند و در اثر برداشت‌های بی‌رویه از آن‌ها، بازدهی چاه‌های نفت به‌شدت کاهش یافته است؛

به طوری که پیش از انقلاب، متوسط بازدهی هر چاه ۱۲۵۰۰ بشکه در روز بوده و اکنون به ۲۰۰۰ بشکه در روز رسیده است؛ از این رو، این گروه معتقدند که توجه به حفاظت منابع و تولید صیانتی به همراه اقدامات فنی و تکنولوژیک جهت احیای مخازن و افزایش ضریب بازیافت از اساسی ترین اقدامات ملی است که باید در دستور کار وزارت نفت قرار گیرد. ایشان معتقدند از نظر فنی، بهترین شیوه برای افزایش ضریب بازیافت (Recovery Factor) مخازن نفت کشور، تزریق گاز به میزان معتدله به آنهاست. با استناد به ارزیابی های انجام شده ی پیش از انقلاب و مصوبات هیأت مدیره ی شرکت نفت در آن مقطع، که حجم لازم گاز برای تزریق را ۲۵۰ میلیون مترمکعب در روز تشخیص داده بود و با احتساب برداشت ۳۰ میلیارد بشکه نفت از ابتدای انقلاب تاکنون و عدم تزریق مناسب گاز طی همین دوران، نیاز به تزریق گاز، روزانه ۵۶۰ میلیون مترمکعب برآورد می شود. این درحالی است که تولید روزانه ی گاز در سال ۱۳۸۵ معادل ۲۹۰ میلیون متر مکعب بوده است. این تفاوت فاحش نشان دهنده ی حجم عظیم کمبود گاز برای تزریق است؛ که از نظر این دیدگاه، جای هیچ گونه بحثی را برای صادرات گاز در افق چشم انداز ۲۰ ساله باقی نمی گذارد. در نگاه طرفداران این نظریه، اولویت اول مصرف گاز، تزریق به چاه های نفت و در مرحله بعد، استفاده ی صنعتی و سپس جایگزین آن به جای مصرف فرآورده است.

دیدگاه پنجم: گاز فراوان برای صادرات، تزریق و مصرف

در این دیدگاه، در نگاه کلان، گاز برای تمامی مصارف داخلی مانند خانگی، تجاری، صنعتی و تزریق، و صادرات به حد کافی، به طور بالقوه موجود است. برای نمونه، مصرف گاز سال ۱۳۸۵ کشور حدود ۱/۱۰۵ میلیارد متر مکعب بوده است؛ حال اگر فرض کنیم میزان تزریق به مخازن گازی روزانه به ۳۰۰ میلیون متر مکعب برسد، مجموع سالیانه آن حدود ۱۰۰ میلیارد مترمکعب می شود. چنانچه در یک دوره ی سی ساله متوسط تزریق را دو برابر کنیم، یعنی روزانه ۶۰۰ میلیون مترمکعب تزریق داشته باشیم آن گاه برای مصرف ۳۰ ساله، سهم تزریق شش تریلیون مترمکعب می شود و سهم سایر مصارف نیز ۳ تریلیون متر مکعب، مجموعاً ۹ تریلیون متر مکعب. در صورتی که در حال حاضر به اجماع کارشناسان ۲۸ تریلیون متر مکعب ذخیره گازی قابل برداشت وجود دارد. از این رو از بابت کمبود نباید به هیچ وجه نگران بود؛ بلکه در حال حاضر تمام تلاش خود را باید معطوف به تولید گاز کرد، زیرا هم اشتغال زاست و هم این که بخش عمده گاز در مخازن مشترک قرار دارد که در صورت غفلت ما توسط همسایگان مورد استفاده و بهره برداری قرار می گیرد. از منظر این دیدگاه، از آنجا که نخست، هیچ قطعیتی علمی وجود ندارد که برای همه ی مخازن نفت صرفاً باید از شیوه تزریق گاز استفاده شود؛ دوم، هزینه بسیار بالای تزریق که به دلیل دوره طولانی مدت آن - ۳۰ سال - امکان تأمین منابع مالی آن به روش های متداول مقدور نیست؛ و سوم، به دلیل کفایت تام منابع گازی برای هر میزان تزریق؛ نباید برای صادرات گاز بهانه جویی کرد؛ بلکه باید همزمان با افزایش تولید گاز و تزریق لازم به مخازن نفت به صدور گاز و انعقاد قراردادهای لازم اقدام کرد.

علاوه بر این دیدگاه ها، دیدگاه دیگری نیز مبنی بر نیاز روز افزون کشور به جذب سرمایه های خارجی وجود دارد. این دیدگاه، بر این نکته تأکید دارد که برای حفظ ظرفیت تولیدی کشور، منابع مالی موجود در کشور کافی نبوده و برای ادامه ی روند تولید انرژی فعلی، و فراتر از آن، گسترش ظرفیت های تولیدی، بی شک نیازمند جلب

اعتماد شرکت‌های بزرگ بین‌المللی به منظور سرمایه‌گذاری در بخش انرژی کشور هستیم. به علاوه، همکاری با شرکت‌های بزرگ جهانی می‌تواند از لحاظ انتقال فن‌آوری نوین به صنعت انرژی کشور مفید واقع گردد.

جدول ۱-۲: نیاز سرمایه‌ای کشور در بخش انرژی را تا سال ۱۴۰۰ نشان می‌دهد.

جدول ۱-۲: نیاز سرمایه‌گذاری ایران تا سال ۱۴۰۰ هجری خورشیدی [۱۳].

زیربخش	کل سرمایه‌ی مورد نیاز (میلیارد دلار)
نفت	۴۵
گاز	۵۱
پتروشیمی	۳۰
برق	۲۰
جمع کل	۱۴۶

آشکار است که آزمودن عملی تمامی این دیدگاه‌ها، گذشته از هزینه‌های سنگینی که ممکن است در پی داشته باشد، به زمانی بس طولانی نیاز دارد. تضادها و پیچیدگی‌های موجود در تعاملات میان بخش انرژی و بخش‌های دیگر اقتصاد، باعث می‌شود برای بررسی این مشکلات، نیازمند مدلهایی باشیم که با استفاده از آن‌ها بتوان رفتار سیستم واقعی را ترسیم نموده و اثر سیاست‌های مختلف را به جای آزمایش در دنیای واقعی و با هزینه‌ای سنگین، در دنیایی مجازی، با هزینه‌ای بسیار اندک و تنها در لحظه‌ای کوتاه، مورد آزمون قرار داد؛ مدلهایی که از آن‌ها با عنوان مدل‌های انرژی یاد می‌گردد. در بخش بعدی، به توصیف سیر تکاملی مدل‌های انرژی در جهان پرداخته می‌شود.

۲-۳- مدل‌های انرژی

بخش انرژی، به خاطر پی‌آمدهای مستقیم و غیرمستقیم بر روی شاخص‌های مختلف، از جنبه‌های اقتصادی گرفته تا جنبه‌های اجتماعی و محیطی، اهمیت فوق‌العاده‌ای در تحلیل اقتصادی در سطوح ملی دارد. به منظور انجام درست و دقیق این گونه تحلیل‌ها نیازمند مدل‌های انرژی هستیم. مدل‌های انرژی، همانند مدل‌های دیگر، نمایش ساده‌شده‌ای از سیستم‌های واقعی هستند. مدل‌ها ابزارهای مناسبی هستند برای موقعیت‌هایی که انجام آزمون و آزمایش در جهان واقعی، غیرعملی، یا کاملاً غیرممکن است [۱۹]. در این بخش بطور مختصر به بررسی سیر تکامل مدل‌های انرژی پرداخته می‌شود.

در ابتدا بحران انرژی در ایالات متحده‌ی آمریکا به عنوان مشکل عرضه درک شد؛ چرا که تولید داخلی این کشور، رو به کاهش، و واردات، در حال افزایش بود. بنابراین، نسل نخست مدل‌های انرژی، برای کشف راه‌های افزایش تولید، درحالی که قیمت‌ها ثابت بماند و نرخ رشد مثل سابق باشد، طراحی شد. با این که تعاملات میان عرضه

و تقاضا در چنین مدل‌هایی با یکدیگر تفاوت دارند؛ اما تقریباً همه‌ی آن‌ها بخش انرژی را از دیگر بخش‌های اقتصاد، جدا در نظر گرفته‌اند.

مدل‌های عرضه عموماً نشان دادند که برای تأمین تقاضای موجود انرژی و کاهش واردات، بخش انرژی به حجم عظیم سرمایه، که از طریق افزایش زیاد در قیمت انرژی تأمین مالی می‌شود، نیاز دارد. در حقیقت، سازندگان این مدل‌ها، رشد اقتصادی آینده را پایین‌تر و قیمت‌های انرژی را بالاتر از حد واقعی تخمین می‌زدند. به عبارت دیگر، ضعف در به حساب آوردن بازخورهای موجود میان بخش انرژی و اقتصاد کلان است که نتایج مدل‌های عرضه را نامطمئن می‌سازد.

نسل دوم مدل‌های انرژی برای پرداختن به تعامل میان اقتصاد و انرژی ایجاد شده بودند. برخی از این مدل‌های اقتصاد-انرژی پیشنهاد می‌کنند که اقتصاد می‌تواند، بدون کاهش شدید سطح استاندارد زندگی مردم، خود را برای قیمت‌های بالاتر انرژی آماده کند. با این وجود، این مدل‌ها، با فرض تنظیم لحظه‌ای اقتصاد به حالت تعادل بلند مدت _مانند این فرض که انرژی مورد نیاز برای به کار بستن سرمایه‌ی موجود، بی‌درنگ به افزایشی در قیمت‌ها واکنش نشان می‌دهد_ اغلب، مسیری را که اقتصاد برای رسیدن به تعادل طی می‌کند، نادیده می‌گیرند. مدل‌های دیگر، فرض می‌کنند اطلاعات کاملی درباره‌ی تقاضا، عرضه و قیمت‌های آینده‌ی انرژی در دسترس تصمیم‌گیران قرار دارد. از آنجا که این مدل‌ها یک نظریه‌ی رفتاری تصمیم‌گیری اقتصادی را کم دارند و در به حساب آوردن تأخیرهای فیزیکی در اقتصاد دچار مشکل هستند، ارزیابی و پیش‌بینی را تسهیل نکرده و کمک زیادی به بررسی واکنش احتمالی اقتصاد در مقابل سیاست‌ها نمی‌نمایند [۲۰].

هنگامی که بحران‌های انرژی دهه‌ی ۱۹۸۰ پایان یافت و بازار جهانی نفت به سوی تعادل گرایش پیدا نمود، گرم‌شدن زمین به عنوان یکی از مهم‌ترین مسایل روز، مطرح گردید. در نتیجه، توجه بسیاری از دانشمندان در سراسر جهان به سوی مسأله‌ی داغ امنیت محیط زیست جلب شد. بدین ترتیب، مدل‌سازی محیط-انرژی کانون توجه جدیدی برای مدل‌های انرژی گردید. از دهه‌ی ۱۹۹۰ که توجه اقتصاددانان، به سوی توسعه‌ی پایدار کشیده شده، با رشد فزاینده‌ی تقاضای انرژی از جانب همه‌ی کشورها، انرژی، نقش مهم و مهم‌تری در اقتصاد جهانی بازی کرده است. تمرکز، از توجه انتزاعی به مسأله‌ی انرژی، به سمت زمینه‌های مهم بسیاری معطوف شده است. به علاوه، در این دوران، مدل‌های انرژی، مدل‌های انرژی-اقتصاد-محیط بوده‌اند، مانند: مدل^۱ CGE، مدل^۲ 3Es-Model، مدل^۳ MESSAGE و مدل‌های انرژی پیوندی (مرکب) از قبیل^۴ NEMS و مدل^۵ IIASA-WEC E3 [۲۱].

عوامل مهمی در به کارگیری انرژی، از قبیل درآمد ناخالص، ستاده‌ی ناخالص، سود، کمیت انرژی، نسبت GNP به انرژی، عملکرد انرژی، و تولید انرژی، به عنوان تابع هدف در مدل‌های برنامه‌ریزی خطی، مورد توجه قرار

^۱ Computational General Equilibrium Model

^۲ Macroeconomic, Energy and Environment sub-model

^۳ The Model for Energy Supply System Alternative

^۴ The National Energy modeling Systems

^۵ The IIASA-WEC Energy Economic Environment

گرفته‌اند. همچنین، فن‌آوری، کارآیی، عرضه، تقاضا، اشتغال، و دسترسی به منابع، به عنوان قیود در این مدل‌ها به کار رفته‌اند. مدل‌های رفتاری یا اقتصادسنجی، و مدل‌های آماری کلان‌تک‌نهادی، مشخصه‌های کلی عرضه و مصرف انرژی را منعکس کرده و پیش‌بینی‌محور هستند.

انواع مختلف مدل‌های برنامه‌ریزی خطی می‌توانند به گونه‌ای سودمند در تمام چارچوب‌های زمانی، مورد استفاده قرار گیرند؛ و مدل‌های اقتصادسنجی بیش‌تر به درد پیش‌بینی کوتاه‌مدت و میان‌مدت می‌خورند. همچنین، کارآیی و عوامل هزینه، در دست‌ورسازی تابع هدف، به عنوان پارامترهای کلیدی مطرح شده‌اند. مدل‌های اقتصاد-انرژی، به درک مسیری که در آن، تعاملات اقتصاد-انرژی، کار می‌کنند کمک می‌نمایند. به علاوه، این مدل‌ها، برنامه‌ریزان را قادر می‌سازند تا آینده را پیش‌بینی و برنامه‌ریزی کنند. این مدل‌ها برای مباحثات و دست‌ورسازی سیاست‌هایی که مناسب شرایط است، به کار می‌روند [۲۲].

۲-۳-۱- دسته‌بندی مدل‌های انرژی

روش‌های زیادی برای دسته‌بندی مدل‌های انرژی به کار می‌روند؛ از جمله: دسته‌بندی بر اساس مضمون پژوهش، دسته‌بندی بر اساس رویکرد پژوهش، دسته‌بندی بر اساس توابع مدل، و دسته‌بندی بر اساس دامنه‌ی پژوهش؛ اما متداول‌ترین روش دسته‌بندی که در اکثر مطالعات مربوط به مدل‌های انرژی مورد استفاده قرار گرفته، دسته‌بندی بر اساس رویکردهای مدل‌سازی است. در این جا نیز برای بررسی انواع مدل‌های انرژی، از همین روش استفاده می‌شود.

این نوع دسته‌بندی شامل ۳ طبقه است: مدل‌های بالا به پایین^۱، مدل‌های پایین به بالا^۲، و مدل‌های مرکب (پیوندی)^۳. در ادامه، مشخصات هریک از این طبقات توضیح داده خواهد شد [۲۱]:

مدل‌های بالا به پایین مبتنی بر مدلی اقتصادی و بر پایه‌ی شاخص‌های اقتصادی قیمت و کشش انرژی است. این مدل‌ها روابط میان مصرف و تولید انرژی را ارایه کرده و می‌توانند برای تحلیل‌های اقتصاد کلان و برنامه‌ریزی سیاست انرژی مورد استفاده قرار گیرند. مدل‌های CGE از متداول‌ترین نمونه‌های مدل‌های بالا به پایین هستند.

مدل‌های پایین به بالا بر پایه‌ی مدل‌های فن‌آوری مهندسی قرار دارند. این مدل‌ها توصیفات دقیق فن‌آوری‌های استفاده شده برای مصرف و تولید انرژی را یکپارچه می‌نمایند. چنین مدل‌هایی به منظور پیش‌بینی عرضه یا تقاضای انرژی و تحلیل اثرات محیطی بر روی روند مصرف و تولید انرژی به کار می‌روند.

مدل‌های پایین به بالا، در دو جهت توسعه یافته‌اند: مسیر نخست، فن‌آوری‌های کارآتر و ترکیبی را که بر عرضه و تبدیل انرژی متمرکز است، مورد تحلیل قرار می‌دهد. MARKAL^۴ که توسط *آژانس بین‌المللی انرژی (IEA)*^۵

^۱ Top-down Models

^۲ Bottom-up Models

^۳ Hybrid Models

^۴ the Market Allocation of Technologies Model

^۵ International Energy Agency

ایجاد شده، و EFOM^۱ که در اتحادیه‌ی اروپا توسعه یافته، نمونه‌هایی از این مسیر ویژه هستند. جهت دوم، محاسبه می‌کند که چطور تغییر در رفتار هر بخش از اقتصاد، تقاضای انرژی را در مسیری پایین به بالا تحت تأثیر قرار می‌دهد. این کار به وسیله‌ی تمرکز بر تقاضا و مصرف انرژی محقق شده است. این مدل‌ها اغلب به عنوان مدل‌های مصرف نهایی^۲ تعریف شده‌اند. در میان این نوع مدل‌ها، MEDEE^۳، که در فرانسه ایجاد شده، و LEAP^۴ از سازمان محیط زیست/استکهلم^۵، قابل توجه‌ترین مدل‌ها هستند.

مدل‌های انرژی مرکب (پیوندی) سیستم‌های انرژی را از جنبه‌ی استخراج، تبدیل، حمل و نقل و بازار گرفته تا تقاضای نهایی انرژی، پیش‌بینی ظرفیت عرضه‌ی هر بخش، قیمت، تقاضا و پارامترهای کلان انرژی، شبیه‌سازی کرده و سپس اطلاعات لازم را برای پشتیبانی از اتخاذ استراتژی‌ها و تصمیمات نهایی کشور مورد نظر، تأمین می‌نمایند. مدل‌های انرژی پیوندی، نه تنها شامل مدل‌های اقتصاد کلان می‌شوند، بلکه مدل‌های عرضه و تقاضای انرژی را نیز در بر می‌گیرند. این نوع مدل‌ها از نظر کاربرد، عمدتاً جهانی، منطقه‌ای، یا ملی هستند. این‌ها می‌توانند به عنوان یک مدل جامع تعریف شوند که متغیرهای اقتصاد، عرضه، تبدیل، تقاضا، مقیاس‌های کوچک محیطی، به علاوه‌ی ملاحظات اضافی ویژه‌ی کشور مورد نظر را در بر می‌گیرند. متداول‌ترین مدل‌های انرژی ترکیبی عبارت‌اند از: NEMS، که در DOE^۶ ایجاد شده، و IIASA-WEC E3، که به وسیله‌ی IIASA^۷ و WEC^۸ طراحی گردیده است.

مدل‌های تعادل اقتصادی قابل محاسبه^۹ بر تحلیل‌های میان‌مدت و بلندمدت تمرکز می‌کنند. این مدل‌ها شامل دو نوع جزئی^{۱۰} و عمومی^{۱۱} هستند. مدل‌های تعادل جزئی، به تعادل در بخش انرژی می‌پردازند، بدون این که تعدیل‌های ممکن در بقیه‌ی بخش‌های اقتصاد را در نظر بگیرند. این مدل‌ها معمولاً از رویکرد پایین به بالا بهره می‌برند. مدل‌های تعادل عمومی، تعادل همزمان در تمام بازارها را به حساب می‌آورند. رویکرد غالب در این مدل‌ها رویکرد بالا به پایین است. باید توجه داشت که مدل‌های تعادل عمومی قابل محاسبه برای توصیف رفتار وضعیت پایدار^{۱۲} مناسب هستند [۱۰].

به طور سنتی، اغلب کشورهای در حال توسعه از مدل‌های انرژی پایین به بالا (بهینه‌سازی) که به جای بازارهای رقابتی، بیش‌تر، بازارهای متمرکز و کنترل‌شده توسط دولت را منعکس می‌کنند، بهره گرفته‌اند. به عنوان مثال، هند

^۱ Energy Flow Optimization Model

^۲ End Use Models

^۳ Model Demand Energy Europe

^۴ Long range Energy Alternatives Planning System

^۵ Stockholm Environmental Institute

^۶ Department of Energy

^۷ International Institute for Applied Systems Analysis

^۸ World Energy Council

^۹ Computable Economic Equilibrium

^{۱۰} Partial

^{۱۱} General

^{۱۲} Steady State

مدل MARKAL را که برای کانادا ایجاد شده بود، اقتباس نمود. مدل‌های پایین به بالای دیگری نیز توسط هند، چین، برزیل، سنگال، و زیمبابوه مورد اقتباس قرار گرفته‌اند [۲۳].

رویکرد مدل‌سازی پایین به بالا فلسفه‌ی اقتصاد فنی را دنبال می‌کند که به مدل‌های خرد منجر می‌شود. این گونه مدل‌ها بخش انرژی را همراه با جزییات بسیار زیاد به نمایش می‌گذارند. در مقابل، رویکرد بالا به پایین، فلسفه‌ی اقتصاد کلان را دنبال می‌کند که باعث ایجاد مدل‌های کلان می‌شود، این مدل‌ها، متغیرهای کلان اقتصادی را مورد استفاده قرار می‌دهند. مدل‌های بالا به پایین معمولاً مبتنی بر نظریه‌ی اقتصاد کلان و تصریحات اقتصادسنجی بوده و متغیرهای اقتصادی قابل مشاهده را به کار می‌گیرند. این مدل‌ها، نسبت به مدل‌های پایین به بالا، بازخورهای اقتصادی بیش‌تری را میان بخش انرژی و دیگر بخش‌های اقتصادی در نظر می‌گیرند؛ اما معمولاً در نشان دادن فن‌آوری‌های انرژی به طور صریح ناتوان هستند. مدل‌های پایین به بالا برای ارزیابی فن‌آوری‌های جدید و تحلیل هزینه‌ی نهایی مناسب هستند. مدل‌های بالا به پایین، بیش‌تر با تحلیل اثرات سیاست‌های انرژی بر روی اقتصاد کلان مناسب دارند [۱۰].

پس از نزدیک به دو دهه بحث و عدم توافقات اساسی، سازندگان مدل‌های بالا به پایین و پایین به بالا، که برخی اوقات آن‌ها را *قابلیت مدل‌سازی*^۱ می‌نامند، در اواسط دهه‌ی ۱۹۹۰ گفتگوهای سازنده‌ای را آغاز نمودند. از این گفتگوهای روشمند، رویکردی مدل‌سازی پدید آمده است که ترکیب دو جنبه را با هم پیشنهاد می‌کند. با این وجود، در حالی که برخی از ناشرین مستقل در دهه‌ی گذشته تلاش‌های صورت گرفته در مدل‌سازی پیوندی را معرفی کرده‌اند، ولی هنوز یک ارزیابی نظام‌مند از ابعاد و چالش‌های این تلاش‌ها وجود نداشته است [۲۴].

برای آشنایی بیش‌تر با ساختار انواع مدل‌های انرژی، در ادامه، به برخی از مهم‌ترین خصوصیات انواع مدل‌های انرژی اشاره می‌شود [۲۱]:

خصوصیات مدل‌های بالا به پایین:

- از رویکرد اقتصادی بهره می‌گیرند؛ به طور صریح نمی‌توانند فن‌آوری‌ها را نشان دهند.
- فن‌آوری‌های در دسترس پذیرفته شده توسط بازار را منعکس می‌نمایند.
- از داده‌های یکپارچه، با هدف پیش‌بینی استفاده می‌کنند.
- اغلب، فن‌آوری‌های در دسترس _کارآ از لحاظ فنی_ را نادیده می‌گیرند، بنابراین، پتانسیل بهبود کارآیی را کم برآورد می‌کنند.
- تقاضای انرژی را از طریق شاخص‌های اقتصادی کلان (GNP و کشش‌های قیمت) تعیین می‌کنند، اما در بررسی عرضه‌ی انرژی با هم تفاوت دارند.

خصوصیات مدل‌های پایین به بالا:

- رویکرد مهندسی را به کار می‌گیرند؛ تعریف دقیق‌تری از فن‌آوری ارائه می‌دهند.

^۱ Modeling Tribes

- پتانسیل فنی را منعکس می کنند.
- از داده های مجزا با هدف اکتشاف استفاده می کنند.
- حد آستانه ای بازار (هزینه های پنهان و قیود دیگر) را در نظر نمی گیرند، بنابراین پتانسیل بهبود کارایی را زیاد برآورد می کنند.
- فن آوری های عرضه را با استفاده از داده های مجزا ارایه می دهند، اما در بررسی مصرف انرژی با هم تفاوت دارند.
- تعاملات میان بخش انرژی و دیگر بخش ها را ناچیز فرض می کنند.

خصوصیات مدل های پیوندی:

- نه تنها به قدر کافی به فن آوری انتخاب شده توجه می کنند، بلکه به نقش کشش قیمت نیز توجه نموده و می توانند به منظور شبیه سازی و تحلیل سیستم انرژی جهانی به کار رفته، و بنابراین، فواید دو نوع مدل پیشین را یکپارچه می نمایند.
 - برای تحلیل انرژی در اقتصاد مناسب هستند. دامنه ی تحقیق، اغلب جهانی، منطقه ای، یا ملی است.
 - کارکرد این مدل ها جامع بوده و ساختارشان نیز پیچیده است. این نوع مدل ها، سیستم های بزرگ و پیچیده ای هستند که برای شبیه سازی رفتار سیستم انرژی واقعی به کار می روند.
- پرسشی که اینجا مطرح می شود، این است که یک مدل اقتصاد- انرژی جامع و مناسب، چه خصوصیتی باید داشته باشد؟ در ادامه، موضوعات مهمی که باید در قالب مدل سازی انرژی بلندمدت در نظر گرفته شوند، خلاصه شده است.

۲-۳-۲- ابعاد مدل های انرژی

یک مدل اقتصاد- انرژی استراتژیک در سطح کلان ملی باید پنج بعد مختلف را یکپارچه نماید. این پنج بعد، و موضوعاتی که در هر کدام از این ابعاد باید در نظر گرفته شوند، بدین قرار است [۲۵]:

تعاملات اجتماع- انرژی:

- اثر سیاست انرژی (منطقه ای/ جهانی) بر رفاه و برابری (منطقه ای/ جهانی) (مثلاً از طریق تغییر در الگوهای اشتغال)؛
- اثر سیاست انرژی (منطقه ای) بر خطر حوادث جدی؛
- مقبولیت سیاسی و اجتماعی سیستم انرژی مورد نظر؛

تعاملات محیط- انرژی:

- اثر سیاست انرژی (منطقه ای/ جهانی) بر افزایش گرمایش زمین؛
- اثر سیاست انرژی (منطقه ای/ جهانی) بر تهی شدن (منطقه ای/ جهانی) منابع؛
- اثر سیاست انرژی (منطقه ای) بر اکوسیستم و سلامت بشر؛

تعاملات اقتصاد - انرژی:

- اثر فعالیت‌های اقتصاد کلان بر مصرف انرژی و تغییرات کشش تقاضای انرژی GDP در طول زمان؛
- اثر هزینه‌های انرژی بر مصرف انرژی، بهره‌وری نیروی کار، تشکیل سرمایه، و رشد اقتصادی بلندمدت؛
- اثر سیاست انرژی (منطقه‌ای) بر رقابت منطقه‌ای و آسیب‌پذیری اقتصادی؛

تغییرات مربوط به عرضه‌ی انرژی:

- تحلیل رفتن منابع (پایان‌پذیر) موجود؛
- رقابت منابع غیرمتعارف موجود (مانند سنگ نفت‌زا یا باد) با افزایش قیمت‌های منابع متعارف؛
- پیدایش منابع جدید؛

تغییرات فنی:

- بهبود کارایی فن‌آوری‌های موجود، نفوذ فن‌آوری‌های جدید در بازار؛
- جانشینی میان سوخت‌ها و صرفه‌جویی در انرژی (جانشینی نیروی کار، سرمایه، یا مواد خام برای انرژی)؛
- دیگر تغییرات ساختاری (مثلاً ترکیب کالاها و خدمات تولید و مصرف‌شده)؛

سیستم انرژی، سیستمی پیچیده است که سیاست، اقتصاد، اجتماع، محیط زیست، آب و هوا و بسیاری از موارد دیگر را در بر می‌گیرد. از آن جا که این سیستم پیچیده‌ی یکپارچه، خصوصیتی دارد که زیرسیستم‌هایش ندارند، و با تجزیه‌ی سیستم یکپارچه، این خصوصیات، به وسیله‌ی هر یک از زیرسیستم‌ها نشان داده نخواهد شد، تحلیل زیرسیستم‌ها نمی‌تواند جریان‌های کلی یک سیستم یکپارچه را توضیح دهد. بنابراین، مدل‌هایی که تنها به بررسی اقتصاد - انرژی، محیط - انرژی، و فن‌آوری انرژی، به طور مجرد می‌پردازند، محدودیت‌های زیادی دارند (۲۱). هدف مدل‌سازی اقتصاد - محیط - انرژی (E3) مطالعه‌ی تعاملات میان سیستم‌های اقتصاد کلان، انرژی، و محیط زیست و برقراری ارتباط میان این سیستم‌ها در میان یک حلقه‌ی بسته است [۲۶].

تا کنون مدل‌های انرژی زیادی در سرتاسر جهان با کمک روش‌های مختلف ایجاد شده است. اما اکثر این مدل‌ها توانایی نشان دادن اثرات همزمان بخش‌های مختلف یک سیستم پیچیده و بزرگ را بر روی یکدیگر ندارند. این مدل‌ها همچنین در به تصویر کشیدن مسیر تعادلی، دچار ضعف و کمبود هستند. اما دینامیک سیستم می‌تواند به عنوان یک روش مدل‌سازی مرکب به کار رود؛ به گونه‌ای که این زیرسیستم‌ها را یکپارچه نموده و تعاملات میان تمام زیرسیستم‌ها را به طور همزمان به نمایش بگذارد.

در ادامه، به مطالعاتی که در زمینه‌ی مدل‌سازی اقتصاد - محیط - انرژی و با استفاده از روش دینامیک سیستم صورت گرفته، می‌پردازیم.

۲-۳-۳- مدل‌های دینامیک سیستم انرژی

دینامیک سیستم در اواسط دهه‌ی ۱۹۵۰ توسط جی رایت فارستر، یکی از اساتید برجسته‌ی ام.آی.تی به وجود آمد. مدل‌سازی دینامیک سیستم به مدت بیش از ۲۵ سال برای برنامه‌ریزی و تحلیل سیاست استراتژیک انرژی به کار رفته است. این کار با پروژه‌های مدل‌سازی جهانی از اوایل دهه‌ی ۱۹۷۰ توسط گروه دینامیک سیستم دانشگاه ام.آی.تی آغاز شد. طی این پروژه‌ها، مدل‌های WORLD2 و WORLD3 ایجاد شدند. این مدل‌ها مسأله‌ی محصوره‌ی بشری^۱ را مورد بررسی قرار می‌دادند. این مسأله، به تعاملات بلندمدت اقتصادی-اجتماعی می‌پرداخت که موجب رشد نمایی جمعیت و تولیدات صنعتی جهان شده و در نهایت آن را محدود می‌کنند. یکی از فروض اساسی مدل‌های جهانی، این است که منابع طبیعی جهان در سطوح مشخصی محدود است؛ و در نتیجه، رشد نمایی در مصرف این منابع، نهایتاً منجر به تهی شدن آن‌ها گشته و بنابراین به فراروی^۲ و سقوط سیستم اقتصادی-اجتماعی جهان می‌انجامد [۲۷].

مدل‌های COAL1، COAL2، و FOSSIL1 [۲۷]:

یکی از مدل‌های دینامیک سیستم که در ادامه‌ی مدل‌های جهانی، ایجاد گردید، مدل کشف و تولید گاز طبیعی بود که توسط دانشجوی کارشناسی ارشد ام.آی.تی، راجر نیل^۳ ساخته شد. راجر نیل مدل خود را بر پایه‌ی نظریه‌ی چرخه‌ی زندگی ام.کینگ هابرت^۴ که یک زمین‌شناس بود، ایجاد نمود.

مدل گاز طبیعی راجر نیل، سیستم گاز ایالات متحده را در سطحی بسیار کلی ارایه می‌کرد. مدل، به طور جزئی، نواحی مختلف، فن‌آوری‌های گوناگون، و انواع گازها را در نظر نمی‌گرفت. مدل، نه جایگزینی میان انواع سوخت‌ها و نه تغییرات فن‌آوری را نشان نمی‌داد. بنابراین، اگرچه به تشویق مطالعه‌ی مسأله‌ی دوره‌ی انتقال انرژی در ایالات متحده کمک می‌کرد؛ اما به تنهایی برای مطالعه‌ی این موضوع، کافی نبود. یک مدل جدید و گسترده‌تر نیاز بود.

نیل برای رساله‌ی دکتری خود در دارتموث^۵، بار دیگر تحت راهنمایی دنیس میدوز^۶، مرزهای مدل خود را گسترش داد تا تمامی منابع اصلی انرژی ایالات متحده (عرضه‌ی انرژی) و همچنین تمامی مصارف انرژی ایالات متحده (تقاضای انرژی) را شامل گردد. او مدل خود را COAL1 (زغال سنگ ۱) نام نهاد؛ زیرا تحلیل او نشان داد، بهترین منبع انرژی، که آمریکا می‌تواند در طول دوره‌ی انتقال به آن متکی باشد، زغال سنگ است.

پس از اتمام دوره‌ی دکتری، نیل، همکاری خود را با گروه سیاست منابع دارتموث به منظور تکمیل و توسعه‌ی مدل COAL1 ادامه داد. نسخه‌ی توسعه‌یافته‌ی این مدل، COAL2 نام گرفت. در ۱۹۷۵، اداره‌ی تحقیق و توسعه‌ی انرژی (که بعدها به دپارتمان انرژی ایالات متحده تبدیل شد) ارتقا و گسترش بیش‌تر مدل COAL2 را به منظور

^۱ Predicament of Mankind

^۲ Overshoot

^۳ Roger Naill

^۴ M. King Hubbert

^۵ Dartmouth

^۶ Dennis Meadows

استفاده در برنامه‌ریزی انرژی دولت، مورد حمایت و پشتیبانی قرار داد. مدل ارتقایافته و گسترش‌پیدا کرده‌ی مورد نظر، FOSSIL1 نام گرفت؛ چرا که به بررسی دوره‌ی انتقال، از اقتصادی که از سوخت‌های فسیلی (یعنی نفت، گاز، و زغال سنگ) نیرو می‌گرفت، به اقتصادی که به منابع انرژی جایگزین متکی بود، می‌پرداخت.

FOSSIL1 همچون نسخه‌های قبلی، بر پایه‌ی نظریه‌ی هابرت قرار داشت. این مدل شامل ۴ بخش بود: (۱) تقاضای انرژی، (۲) نفت و گاز، (۳) زغال سنگ، و (۴) برق؛ و به دنبال پاسخگویی به پرسش‌های زیر بود:

- آیا استقلال انرژی برای ایالات متحده، از نظر اقتصادی موجه است؟ اگر هست، چه موقع؟
- آیا یک استراتژی انرژی ملی باید بر صرفه‌جویی تأکید کند یا بر افزایش عرضه؟
- جایگزینی کدام منبع انرژی باید تسریع شود؟

نتایج حاصل از FOSSIL1 عبارت بودند از:

۱. به خاطر وجود اینرسی ساکن در سیاست‌های انرژی گذشته و همچنین وجود تأخیرهای ذاتی پیش از اثربخش شدن سیاست‌های جدید، در کوتاه مدت مسأله‌ی انرژی ایالات متحده نمی‌تواند مرتفع گردد.
۲. نه سیاست‌های سمت عرضه و نه سیاست‌های سمت تقاضا، هیچ یک به تنهایی نمی‌توانند به قدر کافی چاره‌ساز مسأله‌ی انتقال باشند.
۳. عبور آرام از دوره‌ی انتقال انرژی، مستلزم به کارگیری سیاست‌هایی است که هم تقاضا را ثابت نگه دارد و هم عرضه‌ی انرژی‌های جایگزین را افزایش دهد.

مدل‌های FOSSIL2 و IDEAS

در واکنش به اولین بحران انرژی در آمریکا در ۱۹۷۷، دولت کارتر^۱، اولین برنامه‌ی انرژی ملی را بنیان نهاد. اندکی پس از آن، مجلس نمایندگان ایالات متحده از گروه سیاست منابع دارتموث خواست تا با استفاده از مدل FOSSIL1 این برنامه را ارزیابی نماید. پس از اینکه ارزیابی برنامه به پایان رسید، راجر نیل گروه را ترک گفت تا هدایت دفتر خدمات تحلیلی در دپارتمان انرژی را بر عهده گیرد و علاوه بر فعالیت‌های دیگر، طرح‌های انرژی را در حمایت از برنامه‌های انرژی ملی آینده آماده نماید [۲۷]. بدین منظور، نیل، مدل FOSSIL1 را در دپارتمان انرژی پیاده کرده و سرپرستی گروهی را بر عهده گرفت که به طور گسترده، مدل را اصلاح نمایند؛ به طوری که موضوعات مربوط به سیاست انرژی ملی بتواند مورد تجزیه و تحلیل قرار بگیرد. مدل اصلاح شده، FOSSIL2 نامیده شد [۲۸].

از اواخر دهه‌ی ۱۹۷۰ تا اوایل دهه‌ی ۱۹۹۰، FOSSIL2 در دپارتمان انرژی، علاوه بر کاربردهای دیگر، به منظور تحلیل موارد زیر به کار می‌رفت [۲۸]:

۱. اثر خالص تکانه‌های سمت عرضه (از جمله آزاد سازی قیمت) بر روی واردات نفت ایالات متحده؛
۲. آسیب‌پذیری ایالات متحده در قبال گسست‌های عرضه‌ی نفت در رابطه با ناآرامی‌های سیاسی در خاور میانه یا دو برابر شدن بهای نفت؛

^۱ Jimmy Carter: رئیس جمهور ایالات متحده آمریکا در فاصله‌ی سال‌های ۱۹۷۷ تا ۱۹۸۱.

۳. سیاست‌های مربوط به تشویق تولید سوخت‌های ترکیبی ایالات متحده؛
 ۴. اثرات سیاست‌های مالیاتی (مالیات بر کربن، بی.تی.یو، بنزین، واردات نفت) بر روی سیستم انرژی ایالات متحده؛
 ۵. اثرات لایحه‌ی متعادل‌کننده‌های CO₂ کوپر- سینار^۱ بر روی سیستم انرژی ایالات متحده؛
- در ۱۹۸۹، کنگره، دپارتمان انرژی را موظف کرد تا درباره‌ی فن آوری انرژی و انتخاب‌های سیاستی با هدف کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای مطالعه نماید. FOSSIL2 بدین منظور مورد استفاده قرار گرفت. برخی نتایج اولیه‌ی این مطالعه چنین بود [۲۸]:

- احیای جنگل‌ها جایگزین بسیار خوبی برای اخذ مالیات‌های دی‌اکسید کربن یا تعیین استانداردهای الزام‌آور است.
- ارتقای اثربخش معیارهای ذخیره‌سازی با صرفه‌ی اقتصادی می‌تواند مفید باشد.
- به یک جابه‌جایی بلندمدت از زغال سنگ به نیروی هسته‌ای پیشرفته و انرژی‌های تجدیدپذیر (بی‌خطر برای محیط زیست) در بخش نیروی برق ایالات متحده نیاز است.
- برای انجام مبارزه‌ای موفقیت آمیز در برابر مسأله‌ی گرم شدن زمین، به واسطه‌ی وجود بازخورهای خنثی‌کننده در سیستم انرژی ایالات متحده، به جای سیاست‌های انفرادی، ترکیبی از سیاست‌ها نیاز است.
- سیاست‌گذاران نباید تغییرات سیاستی را تنها در یک بخش از سیستم انرژی ایالات متحده مد نظر داشته باشند؛ چرا که این رویکرد موجب نادیده گرفتن انشعاب تغییرات سیاستی در بخش‌های دیگر سیستم انرژی ایالات متحده می‌گردد.

در سال‌های اخیر، بهبودهای گسترده‌ای در بخش‌های تجهیزات الکتریکی و حمل و نقل FOSSIL2 ایجاد شده است. نسخه‌ی ارتقا یافته‌ی FOSSIL2، IDEAS^۲ نام‌گذاری گردیده است [۲۷].

جورج ریچاردسون، استاد برجسته‌ی ام.آی.تی، اظهار می‌کند که "FOSSIL2، مدل دینامیک سیستم عرضه و تقاضای انرژی ایالات متحده که توسط راجرنیل و همکارانش ساخته شده، نسبت به دیگر کارهای مشابه، به بالاترین سطوح تأثیرگذاری در دولت ایالات متحده‌ی آمریکا دست یافته است. این مدل، با سرچشمه گرفتن از پروژه‌ای که بیست سال پیش آغاز شده، همچنان به منظور برنامه‌ریزی و تحلیل سیاست انرژی توسط دولت، مورد استفاده قرار می‌گیرد" [۲۸].

^۱ Cooper- Synar CO₂ Offsets Bill

^۲ Integrated Dynamic Energy Analysis Simulation

مدل دینامیکی مشایخی [۱۴]

در سال ۱۹۷۸، دکتر علینقی مشایخی، تحت رساله‌ی دکتری خود در ام.آی.تی و زیر نظر پروفیسور جی. رایت فارستر یک مدل دینامیک سیستم برای اقتصاد ایران ایجاد کرد. این مدل، پیش‌بینی می‌کرد که پس از اتمام نفت ایران در دهه‌ی ۱۹۹۰، اقتصاد ایران دچار بحران شدید اقتصادی می‌گردد.

با این که این مدل از ساختار قدرتمندی برخوردار است؛ اما، ساده‌سازی زیادی که در بخش انرژی آن صورت گرفته، قابلیت کاربرد آن را به عنوان یک مدل اقتصاد-انرژی ملی، از آن گرفته است. به عنوان مثال، بخش انرژی این مدل، تنها شامل منابع نفت است. این مدل، همچنین، ذخایر انرژی ناشناخته (ذخایری که هنوز کشف نشده‌اند) را در نظر نمی‌گیرد؛ به عبارت دیگر، فرآیند اکتشاف ذخایر انرژی، در این مدل، نادیده گرفته شده است. حوزه‌های قابل بهبود دیگری نیز در این مدل به عنوان یک مدل اقتصاد-انرژی وجود دارد. مهم‌ترین این حوزه‌ها را می‌توان به صورت زیر خلاصه نمود:

- در نظر نگرفتن ذخایر کشف نشده و فرآیند اکتشاف؛
- در نظر نگرفتن منابع انرژی جایگزین، به ویژه گاز طبیعی؛
- در نظر نگرفتن سرمایه‌گذاری در بخش انرژی؛
- در نظر نگرفتن اثر فن آوری بر روی تولید انرژی؛
- در نظر نگرفتن امکان واردات انرژی؛

با این وجود، این مدل، از انعطاف‌پذیری قابل قبولی برخوردار بوده و می‌تواند به عنوان پایه‌ای برای مدل‌سازی انرژی ملی به کار رود. از آن جا که این مدل شالوده‌ی مطالعه‌ی حاضر است، ساختار کلی و مشخصات آن، به تفصیل در فصل سوم مورد نقد و بررسی قرار خواهد گرفت.

مدل تعاملات اقتصاد-انرژی/استرمن^۱

اواخر دهه‌ی ۱۹۷۰، جان/استرمن، دانشجوی دکتری در ام.آی.تی و فارغ‌التحصیل کالج دارتموث، توسط راجر نیل استخدام شد تا به همراه یک گروه، بر روی اصلاح و گسترش مدل FOSSIL1 به مدل FOSSIL2 کار کند. در خلال این پروژه، استرمن دریافت که خود مدل FOSSIL2 نیز برخی از بازخورها و تعاملات مهم موجود میان بخش انرژی و کل اقتصاد را نادیده می‌گیرد. تحت رساله‌ی دکتری خود، استرمن یک مدل دینامیک سیستم ساخت که برای اولین بار تعاملات مهم اقتصاد-انرژی را نشان می‌داد.

استرمن با دقت بیش‌تر توجه نمود که در مدل‌های خانواده‌ی COAL-FOSSIL-IDEAS، بخش انرژی جدا از باقی بخش‌های اقتصاد مدل شده است؛ به طوری که [۲۹]:

- GDP در این مدل‌ها برونزا است و تحت تأثیر قیمت‌ها و در دسترس بودن انرژی قرار ندارد.
- هزینه‌های فن آوری‌های انرژی‌های نامتعارف برونزا هستند.

^۱ John David Sterman

- سرمایه‌گذاری در بخش انرژی به وسیله‌ی نیازهای سرمایه‌گذاری بخش‌های دیگر محدود نمی‌شود.
- نرخ‌های بهره، برونزا هستند.
- تورم از قیمت‌ها، تولید، و سیاست‌های انرژی داخلی متأثر نمی‌گردد.
- قیمت‌های جهانی نفت تحت تأثیر قیمت‌ها، تولید، و سیاست‌های انرژی داخلی قرار ندارند.

استرمن این نواقص را در مدل خود برطرف نموده و دریافت که [۲۰]:

- پیامدهای اقتصادی تهی‌شدن منابع در طی دوره‌ی جایگزینی (که تقریباً تا ۲۰۳۰ طول می‌کشد) بسیار شدیدتر است تا در دوره‌ی بلندمدت یا حالت تعادل.
- بزرگی اثرات اقتصادی در مقیاس مطلق، بسیار قابل توجه هستند و عبارت‌اند از: کاهش در رشد اقتصادی، افزایش بیکاری، فشار تورمی، نرخ‌های بهره‌ی واقعی بالاتر، و کاهش مصرف سرانه.
- افزایش قیمت انرژی (به طور ناگهانی یا تدریجی) به تنهایی نمی‌تواند تورم پایداری ایجاد کند؛ همراه آن، افزایش عرضه‌ی پول (یا افزایشی در سرعت گردش پول)، در ارتباط با فعالیت‌های اقتصادی واقعی، نیز لازم است.
- حالت‌های رفتاری اصلی مدل به طور قابل توجهی مستحکم هستند؛ یعنی نسبت به تغییرات پارامترها (نااطمینانی)، حساسیت ندارند.
- اخذ مالیات سنگین بر مصرف داخلی انرژی به همراه کاهش مالیات بر درآمد جبرانی در مدل باعث می‌شود که عملکرد اقتصادی بهبود یابد؛ قیمت‌های انرژی پایین بیاید؛ درآمد اوپک با کاهش مواجه شود؛ فشارهای تورمی کوتاه‌مدت بدتر شود؛ و مالیات بر درآمد، تنها در دوره‌ی انتقال کاهش یابد.

مدل تخمین مقدار کل نفت جهان [۳۰]

در اوایل دهه‌ی ۱۹۸۰، یک متخصص دینامیک سیستم به نام جرج ریچاردسن^۱ به همراه جان استرمن، مدلی ایجاد کردند تا نشان دهند کل ذخایر نفتی که در زمین موجود است، رو به کاهش می‌رود. پایه‌ی این مدل، مدل راجر نیل و نظریه‌ی ام. کینگ هابرت بود. این مدل همچنین تغییرات فنی و جانشینی سوخت‌های ترکیبی به جای نفت را در نظر می‌گرفت. نتیجه‌ی این پژوهش این بود که روش هابرت، در میان روش‌هایی که مورد مطالعه قرار گرفتند، دقیق‌ترین روش برای پیش‌بینی مقدار کل ذخایر قابل بازیابی نفت جهان است.

مدل تخمین مقدار کل نفت ایالات متحده [۳۱]

پس از انجام این مطالعه، استرمن و ریچاردسن با کمک یک متخصص دینامیک سیستم دیگر به نام پال دیویدسن^۲ مدل خود را برای تخمین مقدار کل ذخایر نفت قابل بازیابی ایالات متحده به کار گرفتند. مانند مطالعه‌ی پیشین، نتیجه این بود که روش هابرت، برای پیش‌بینی مقدار کل ذخایر نفت قابل بازیابی ایالات متحده، روش بسیار

^۱ George Richardson

^۲ Pal Davidsen

دقیق‌تری نسبت به روش‌های دیگر است. بر خلاف تولید نفت در جهان که هنوز به مقدار بیشینه نرسیده است، تولید نفت در ایالات متحده در ۱۹۷۰ به اوج خود رسید. باید توجه داشت که هابرت در ۱۹۵۶ پیش‌بینی کرده بود که مقدار تولید نفت در ایالات متحده در فاصله‌ی سال‌های ۱۹۶۶ تا ۱۹۷۱ به اوج خود خواهد رسید؛ که این پیش‌بینی در تاریخ پیش‌بینی‌های مربوط به مسایل انرژی، بی‌سابقه است.

مدل رشد پایدار اندونزی [۳۲]

در سال ۱۹۸۹، تسرف عارف^۱ و خالد سعید^۲ یک مدل دینامیک سیستم برای بررسی مسایل اقتصاد متکی به نفت اندونزی ایجاد کردند. این مدل، انتخاب‌های مختلف استراتژی را به منظور رشد پایدار اقتصادی در طول یک افق برنامه‌ریزی ۵۰ ساله، که طی آن، منابع انرژی تخلیه خواهند شد، تحلیل می‌کرد.

این مدل بر اساس یکپارچه‌سازی نظریه‌ی رشد در اقتصاد کلان و مکانیزم شفاف‌سازی بازار در اقتصاد خرد، ایجاد شده است. همچنین، مصرف منابع انرژی در اثر توسعه‌ی اقتصادی، در مدل لحاظ گردیده است.

این پژوهش نتیجه می‌گیرد که دخالت‌های دولت در مسایل اقتصادی مانند افزایش مخارج دولت، تشویق سرمایه‌گذاری، کنترل تجارت خارجی، تخصیص یارانه به مصرف داخلی انرژی، و کنترل قیمت عوامل، موجب بدتر شدن عملکرد اقتصادی خواهد شد. به عبارت دیگر، آزادسازی اقتصاد و به تبع آن، اتکا به مکانیزم شفاف‌سازی بازار، باعث تسهیل روند توسعه‌ی پایدار می‌شود.

مدل تولید نفت مصر^۳ (EPM) [۳۳]

در ۱۹۹۰، نازلی شکری^۴ و همکاران، پژوهشی پیرامون تولید نفت در کشورهای توسعه‌یافته انجام دادند. این پژوهش که یک مطالعه‌ی موردی از بخش نفت مصر بود، بر پایه‌ی یک مدل دینامیک سیستم به نام EPM قرار داشت. اهداف این مطالعه، عبارت بودند از کاوش درباره‌ی:

- ۱- اثرات قیمت‌گذاری داخلی انرژی؛
- ۲- اثرات قیمت‌های بین‌المللی نفت؛ و
- ۳- پی‌آمدهای نااطمینای‌های ژئولوژیکی.

مدل EPM خصوصیات جغرافیایی و ژئولوژیکی بخش نفت کشور مصر را در نظر گرفته، تصمیم‌گیری‌های مربوط به اکتشاف و توسعه، را لحاظ کرده، و تخمین‌های مربوط به تولید، تقاضا، قیمت، و صادرات نفت را محاسبه می‌نماید.

مدل تعاملات اقتصاد-آب و هوای فید/من^۱ [۳۴]

^۱ Tasrif Arif

^۲ Khalid Saeed

^۳ Egyptian Petroleum Model

^۴ Nazli Choucri

در ۱۹۹۷، توماس فیدامن، یک مدل دینامیک سیستم برای تحلیل تعاملات اقتصاد و محیط زیست ایجاد نمود و آن را FREE^۲ نام نهاد. این مدل، اثرات تغییرات آب و هوا را بر روی سیستم اقتصاد و انرژی نشان می‌داد. این مدل، اولین مدل دینامیک سیستمی است که به این موضوع می‌پردازد.

مدل مزبور، برخی از مکانیزم‌های بازخور را که در پژوهش‌های پیشین در نظر گرفته نشده، شامل می‌شود. افق زمانی مدل، از ۱۹۶۰ تا ۲۱۰۰ است. این مدل، سیستم اقتصاد-انرژی جهانی را نشان می‌دهد؛ و در ابعاد محدودتر، فرآیندهای جهانی بیوژئوفیزیکی را به تصویر می‌کشد. این مدل خصوصیتی دارد که در مدل‌های دیگر اقتصاد-محیط زیست یافت نمی‌شود؛ از جمله:

- در نظر گرفتن یک سیستم غیرتعدالی اقتصاد-انرژی، که تأخیرهای ناشی از تنظیم سیستم و درک وقایع، مصرف انرژی توسط تجهیزات سرمایه‌ای، و تهی شدن منابع را به حساب می‌آورد؛
- در نظر گرفتن تغییرات فنی درونزا و اثرات دیگر حلقه‌های بازخور مثبت که ممکن است به ثبات سیستم اقتصاد-انرژی در استفاده از نوع خاصی از فن‌آوری‌های عرضه و مصرف نهایی منجر شود؛
- در نظر گرفتن قوانین رفتاری صریح به جای بهینه‌سازی کوتاه‌مدت یا زودگذر، در تصمیم‌گیری؛
- تفکیک جستجو برای یافتن سیاست‌های اجتماعی بهینه‌ی ناشی از پس‌انداز، تخصیص عوامل، و تصمیمات دیگر؛ و
- به کار گرفتن یک رویکرد منصفانه نسبت به ارزیابی اثرات در طول زمان؛

مدل تولید نفت چین [۳۵]

زای پوتائو^۳ و مینگ یولی^۴ (۲۰۰۷) نیز با استفاده از روش دینامیک سیستم و بر پایه‌ی نظریه‌ی هابرت، مدلی ایجاد کردند که قادر است مقدار و زمان فرا رسیدن اوج میزان تولید نفت خام چین را محاسبه کرده و نشان دهد. این پژوهش پیش‌بینی می‌کند که قله‌ی هابرت برای چین در سال ۲۰۱۹ رخ خواهد داد؛ یعنی زمانی که مقدار تولید نفت این کشور به ۱۹۹/۵ میلیون تن در سال رسیده است.

مدل صنعت گاز انگلستان [۳۶]

کونگ چیونگ چی^۵ و همکاران (۲۰۰۸) مدلی دینامیکی ساخته‌اند که قادر است پویایی‌های صنعت گاز انگلیس را شبیه‌سازی نماید. یافته‌های این پژوهش نشان می‌دهد که مدیریت عرضه‌ی انرژی به تنهایی نمی‌تواند زمان رسیدن قله‌ی تولید، مصرف، و اکتشاف گاز را به تأخیر اندازد. نکته‌ی جالب توجه که از این مطالعه حاصل می‌شود

^۱ Thomas Fiddaman

^۲ Feedback-Rich Energy Economy model

^۳ Zaipu Tao

^۴ Mingyu Li

^۵ Kong Chyong Chi

این است که بر خلاف انتظار، سیاست کاهش مالیات بر اکتشاف و تولید گاز، موجب افزایش تولید و به تبع آن افزایش مصرف نمی‌شود. علت این است که با تشویق تولید، سرعت تخلیه‌ی ذخایر بیش‌تر شده و در نتیجه، هزینه‌ی تولید، و به دنبال آن قیمت انرژی افزایش می‌یابد؛ و این مسأله موجب محدودشدن مصرف می‌گردد. این مطالعه نتیجه می‌گیرد که تنها راه به تعویق افتادن زمان رسیدن به قله، پیشرفت فن‌آوری است.

در قسمت بعد، پژوهش‌های دیگری که در زمینه‌ی تحلیل سیاست اقتصاد-انرژی ایران انجام شده، به طور خلاصه مرور می‌شود.

۲-۳-۴- پژوهش‌های اقتصاد-انرژی ایران

در سال ۱۳۷۶، پژوهشی درباره‌ی نقش بلندمدت نفت و درآمدهای نفتی در توسعه‌ی اقتصادی ایران، توسط *ابوالقاسم مهدوی* صورت گرفت [۳۷]. در این پژوهش از یک مدل شبیه‌سازی دینامیکی استفاده شده است که در آن معادلات، به طور همزمان به یکدیگر وابستگی دارند. این پژوهش نتیجه می‌گیرد که در کم‌تر از سه تا چهار دهه، درآمد حاصل از صادرات نفت به مقدار قابل توجهی کاهش یافته و در نهایت به صفر می‌رسد؛ لذا، این پیشنهاد مطرح می‌شود که بر طرق دیگر تحصیل منابع ارزی نظیر افزایش صادرات غیرنفتی، توسعه‌ی صنعت گردشگری و جذب سرمایه‌های خارجی، تأکید و تمرکز گردد.

برخی از متغیرهایی که در این مدل مورد استفاده قرار گرفته‌اند، عبارت‌اند از: حداکثر تولید نفت، ذخایر اثبات-شده‌ی نفت، نسبت تولید به ذخایر، زمان، قیمت نفت، نرخ رشد تقاضای نفت، اضافه ظرفیت تولید نفت، تغییر در ذخایر، تقاضای نفت، و مقدار تولید و تقاضای نفت در سال ابتدایی. این مدل برخی از متغیرهای اصلی اقتصاد کلان را که با بخش انرژی در ارتباط هستند نادیده گرفته است. از جمله می‌توان به درآمد ملی، درآمد سرانه و همچنین سطح فن‌آوری اشاره نمود. به علاوه، برخی از فروض مدل با فلسفه‌ی پویایی آن سازگار نیستند؛ مانند ثابت در نظر گرفتن سهم مصرف داخلی از کل تقاضای نفت^۱.

برخی از صاحب‌نظران مسایل اقتصاد انرژی، معتقدند، همان‌گونه که قرن نوزدهم قرن زغال‌سنگ و قرن بیستم قرن نفت بوده، قرن حاضر قرن گاز است. ایشان پیشنهاد می‌کنند که استراتژی توسعه در کشور باید بر مبنای استفاده صنعتی هر چه بیش‌تر گاز در داخل و افزایش سهم آن در سبد انرژی بنا نهاده شود، زیرا نخست، هزینه گاز همچون زغال‌سنگ کم است، ولی هزینه انتقال آن بالاست، از این‌رو باید در داخل مصرف شود و نفت که از قابلیت انتقال بالا و کم‌هزینه برخوردار است صادر شود و در حال حاضر با احتساب قیمت‌های کنونی نفت و گاز به‌ازای هر متر مکعب گاز جایگزین نفت حدود ۳۵ سنت صرفه‌جویی عاید کشور می‌شود. دوم، منابع عظیم گازی به‌عنوان مزیت نسبی اقتصادی باید در صنایع انرژی‌بر مورد استفاده قرار گیرد [۱۱]. در نظر نگرفتن منابع گاز به عنوان یک آلترناتیو برای مصرف در داخل می‌تواند صحت نتایج مدل را تا حد زیادی مخدودش نماید. زیرا مصرف گاز در داخل باعث کاهش کل تقاضای نفت شده و در نتیجه عمر ذخایر نفتی را افزایش می‌دهد.

^۱ در این مدل، فرض گردیده است که مصرف داخلی نفت، ۳۵٪ از کل تقاضای نفت را به خود اختصاص می‌دهد.

اما مهم‌ترین ایرادی که متوجه مدل مزبور است، در نظر نگرفتن بازخورهای موجود میان برخی از متغیرهای اساسی مدل است. به عنوان نمونه، تغییرات جمعیت هیچ تأثیری بر روی تقاضای انرژی ندارد. این در حالی است که در ادبیات مربوط به اقتصاد انرژی، رشد جمعیت، یکی از عوامل اساسی در افزایش تقاضای انرژی است. محسن مسرت^۱ در این باره‌ی عوامل مؤثر بر مصرف انرژی در ایران این گونه توضیح می‌دهد [۳۸]:

"الگوی ناکارآمد مصرف انرژی در ایران طی چهار دهه‌ی گذشته به مصرف لگام-گسیخته‌ی منابع کمیاب فسیلی در کشور انجامیده است. میزان بالای آلوده‌کننده‌ها و گازهای سمی، که سلامت مردمان و محیط زیست طبیعی را به مخاطره افکنده، پی‌آمد مستقیم چنین الگوی مصرفی بوده است. این افزایش مصرف را می‌توان ناشی از دو علت دانست: نخست، رشد جمعیت، و دیگر، شهرنشینی."

مشکلاتی از این دست در ساختار مدل باعث می‌شود نتایج مدل قابل اطمینان نباشد.

ایمان رجب‌زاده در سال ۱۳۸۴، با استفاده از روش دینامیک سیستم، به بررسی اثر درآمدهای نفتی بر روی شاخص‌های توسعه‌ی پایدار در ایران پرداخته است [۳۹]. مدل دینامیک سیستم ارایه‌شده در این پژوهش، شامل شش بخش است؛ که عبارت‌اند از: بخش تولید، بخش نفت، بخش دولت، بخش مالی، بخش تجارت خارجی، و بخش شاخص‌های توسعه‌ی پایدار. این تحقیق نتیجه می‌گیرد که در اواخر قرن ۱۴ هجری خورشیدی، با وجود روند رو به رشد اوضاع اقتصادی-اجتماعی کشور، با شروع روند کاهش تولید نفت و اتمام آن در سال ۱۴۸۴، اقتصاد دچار رکود شده و آثار وابستگی کشور به درآمدهای نفتی آشکار می‌شود. پیشنهادی که در این پژوهش مطرح می‌شود، استفاده‌ی درست از صندوق ذخیره‌ی ارزی، و به کارگیری سیاست‌های تشویقی به منظور سرمایه‌گذاری بر روی صنایع غیرنفتی داخلی است.

این پژوهش در حقیقت رونوشتی (البته در سطحی بسیار پایین‌تر) از مدل مشابهی است که نتایج مطالعه‌ی مشابهی را با چند سال تأخیر ارایه می‌کند. مدل پویایی که در این مطالعه ساخته شده، مانند مدل مادر خود، نقش انرژی‌های جایگزین در سیستم اقتصاد-انرژی و همچنین اکتشاف ذخایر جدید نفت را نادیده می‌گیرد. مشکل دیگری که این مدل از آن رنج می‌برد، در نظر نگرفتن مصرف داخلی انرژی است. رشد مصرف انرژی در سال‌های اخیر به شدت افزایش یافته است و این مسأله باعث می‌شود سهم صادرات انرژی در مقابل مصرف داخلی کاهش یابد. روند مذکور می‌تواند تأثیر عمده‌ای بر روی رفتار سیستم داشته باشد. از دیگر ضعف‌های مدل، ثابت در نظر گرفتن ضرایب به کاررفته در مدل برای ترسیم برخی از متغیرهای اصلی است. با توجه به این که دوره‌ی شبیه‌سازی مدل بیش از ۱۰۰ سال است، این ایستایی، بدین مفهوم است که ساختار اقتصادی ایران طی یک قرن آتی، بدون تغییر باقی خواهد ماند. این مدل در دستورسازی نیز دارای ایراداتی است؛ به عنوان مثال، در این مدل فرض شده که دسترسی به ارز خارجی موردنیاز برای واردات، تأثیر یکسانی بر روی تولیدات بخش‌های مختلف دارد؛ که این مسأله مغایر با

^۱ استاد اقتصاد سیاسی در دانشگاه اوزنابروک، دارای مدرک مهندسی معدن از دانشگاه فنب برلن، دکتری علوم سیاسی از دانشگاه آزاد برلین و فوق‌دکتری در اقتصاد از دانشگاه اوزنابروک آلمان.

واقعیت است. در نظر نگرفتن تغییرات فنی و جمعیتی در مدل نیز از دیگر نواقص آن است. پیشرفت فن آوری و همچنین تغییرات جمعیت، نقش عمده‌ای در ایجاد تغییرات ساختاری یک سیستم اقتصادی- اجتماعی دارند؛ بنابراین، نادیده گرفتن آن‌ها در یک مدل اقتصادی، از اعتبار آن خواهد کاست. با توجه به ایرادات عنوان‌شده، نتایجی که از این مدل به دست آمده، نمی‌تواند قابل اطمینان باشد.

فرید قادری و همکاران در سال ۱۳۸۴، با استفاده از روش دینامیک سیستم، پژوهشی در زمینه‌ی چگونگی پرداخت یارانه‌های انرژی انجام داده‌اند [۴۰]. طبق نتایج حاصل از این پژوهش، دولت باید یارانه‌ی انرژی را به طور تدریجی و ظرف مدت حداقل ۱۰ سال حذف کرده و این مبلغ را به صورت نقدی به اقشار کم‌درآمد جامعه پرداخت نماید. این پژوهش از مستندسازی ضعیفی برخوردار است؛ یا بهتر است بگوییم که هیچ مستندسازی در این مطالعه صورت نگرفته است. بنابراین طبیعی است که نتوان درباره‌ی آن اظهار نظری نمود.

پس از مرور ادبیات موضوع اقتصاد- انرژی، اکنون ضروری است که به طور مختصر، اصطلاحات و مفاهیم کاربردی این رشته تشریح گردد. بخش بعدی به این مقوله اختصاص یافته است.

۲-۴- مفاهیم اساسی اقتصاد- انرژی

در این بخش، مفاهیم اساسی و مهمی که در این پایان‌نامه، کم و بیش به آن‌ها اشاره خواهد شد پرداخته می‌شود. بخش عمده‌ی این مفاهیم از ترازنامه‌ی انرژی کشور اتخاذ شده است [۴۱].

۲-۴-۱- اصطلاحات عمومی انرژی

انرژی اولیه (Primary Energy): به صورتی از انرژی که در معرض هیچ گونه فرآیند تبدیل قرار نگرفته باشد، انرژی اولیه می‌گویند؛ مانند نفت خام استخراج شده از میادین نفت و یا گاز طبیعی خام به دست آمده از میادین گاز. به عبارت دیگر، انرژی اولیه صورتی از انرژی است که در طبیعت در دسترس می‌باشد.

انرژی نهایی (Final Energy): عبارت است از هر نوع انرژی (اعم از اولیه یا ثانویه) که پس از کسر تلفات توزیع و مقادیر ذخیره شده، برای خرید در دسترس مصرف کننده قرار می‌گیرد؛ مانند بنزین موجود در جایگاه‌های فروش، یا برقی که در دسترس خانوار قرار دارد.

بهره‌وری انرژی (Energy Productivity): اگر انرژی را به عنوان یکی از عوامل تولید در نظر بگیریم، آنگاه بهره‌وری انرژی را می‌توان بدین صورت تعریف نمود: ارزش‌های اقتصادی که به ازای استفاده از یک واحد انرژی به دست می‌آید.

شدت انرژی (Energy Intensity): عبارت است از انرژی مورد نیاز برای تولید مقدار معینی از کالاها و خدمات. این شاخص بر حسب عرضه‌ی انرژی اولیه و یا مصرف نهایی انرژی محاسبه شده و درجه‌ی بهینگی استفاده از انرژی در یک کشور را نشان می‌دهد.

کارآیی انرژی (Energy Efficiency): مفهومی است فنی که در ارتباط با دستگاه‌های تولیدکننده یا مصرف‌کننده انرژی مطرح شده و عبارت است از نسبت تبدیل نهادهی انرژی در فن‌آوری‌های تولید انرژی یا وسایل مصرف‌کنندهی نهایی انرژی.

۲-۴-۲- اصطلاحات نفت خام

برداشت طبیعی (Natural Depletion) یا بازیافت اولیه (Primary Recovery): نفتی را که بدون تزریق سیالات (مانند آب و گاز) استخراج می‌شود، اصطلاحاً بازیافت اولیه می‌گویند.

نفت در جا (Oil in Place): نشان‌دهندهی حجم نفت موجود در مخازن است.

ذخیره‌ی اثبات‌شده (Proven Reserve): حجمی از هیدروکربورها که به کمک دانش فنی موجود و با توجه به وضعیت اقتصادی و قیمت‌ها و هزینه‌های فعلی قابل بازیافت است.

ذخایر کل (Total Reserves): مجموع ذخایر مورد انتظار و ذخایر ممکن را اصطلاحاً ذخایر کل می‌نامند.

ذخایر محتمل (Probable Reserves): ذخایر محتمل دلالت بر حجمی از نفت در جا می‌کند که با فرض استفاده از روش‌های شناخته‌شدهی موجود برای بهبود بازیافت، قابل استحصال است.

ذخایر ممکن (Possible Reserves): ذخایر ممکن ذخایری است که صحت وجود آن‌ها هنوز به کمک آزمون‌های تولید تأیید نشده است؛ اما داده‌ها و اطلاعاتی که تا کنون جمع‌آوری شده مؤید فرضیهی وجود و قابلیت استخراج نفت خام است.

ذخایر مورد انتظار (Expected Reserves): مجموع ذخایر اثبات‌شده و محتمل را اصطلاحاً ذخایر مورد انتظار می‌گویند.

بازیافت نهایی (Ultimate Recovery): بخشی از سیال هیدروکربوری در مخزن که در طول عمر مخزن قابل تولید یا بازیافت است.

ضریب بازیافت (Recovery Factor): نسبت بازیافت نهایی به کل نفت درجا را بازیافت نهایی گویند. به بیان دیگر، درصدی از نفت در جای اولیه را که با روش‌های بازیافت می‌توان استخراج کرد، ضریب بازیافت می‌نامند.

در این فصل، تاریخچه‌ای از مسایل انرژی، سیر تحولات آن، بحران‌ها و مصایب مربوط به انرژی و مطالعات انجام گرفته در ایران و جهان در زمینهی انرژی مرور شد و در انتها اصطلاحات و مفاهیم مورد بحث در این پژوهش تشریح گردید.

در فصل بعد، مفاهیم اساسی علم دینامیک سیستم، به عنوان روش مورد استفاده در این پایان‌نامه تشریح شده و مدل مشایخی، به عنوان مثال مناسبی از این روش و همچنین، مبنای اصلی مدل‌سازی این پایان‌نامه، به طور مفصل مورد نقد و بررسی قرار خواهد گرفت.

فصل سوم

معرفی روش پژوهش و نقد و بررسی مدل مشایخی

مقدمه

در فصل پیش به بررسی تاریخچه‌ی مسایل اقتصاد-انرژی و سیر تکامل مدل‌های انرژی پرداخته شد. همچنین، نمونه‌های بسیاری از مدل‌های اقتصاد-انرژی که با روش دینامیک سیستم ایجاد شده‌اند مورد بازبینی قرار گرفت، و تحقیقاتی که در همین رابطه در ایران صورت گرفته نیز مرور گردید. ولی دینامیک سیستم چیست؟ موارد کاربرد آن کدام است؟ و چگونه مورد استفاده قرار می‌گیرد؟

این فصل، به معرفی روش دینامیک سیستم پرداخته و همچنین، مدل دینامیکی مشایخی را به عنوان یکی از بهترین نمونه‌های کاربردی این روش در ایران، مورد بررسی قرار خواهد داد.

۳-۱- دینامیک سیستم

دینامیک سیستم، روشی است برای مطالعه و مدیریت سیستم‌های بازخور پیچیده که نمونه‌هایی از آن را می‌توان در کسب و کار و دیگر سیستم‌های اقتصادی-اجتماعی یافت. در حقیقت، این روش برای بررسی کاربردی هر نوع سیستم بازخوری به کار رفته است. از آن جا که واژه‌ی سیستم کاربرد گسترده‌ای دارد، واژه‌ی بازخور است که تعریف مزبور را متمایز می‌کند. بازخور به موقعیتی اطلاق می‌گردد که در آن موقعیت، همزمان که متغیر X بر متغیر Y اثر می‌کند، Y نیز بر X تأثیر خواهد گذاشت و این فرآیند احتمالاً از طریق زنجیره‌ای از روابط علت و معلولی رخ می‌دهد. هیچ کس نمی‌تواند رابطه‌ی میان X و Y را به طور مستقل از رابطه‌ی Y و X مورد مطالعه قرار داده و رفتار سیستم را پیش‌بینی نماید. تنها، مطالعه‌ی کل سیستم به عنوان یک سیستم بازخور است که به نتایج درست می‌انجامد.

۳-۱-۱- کاربرد و مراحل دینامیک سیستم

این روش که اکنون به عنوان یک رشته‌ی تحصیلی نیز شناخته می‌شود، با کتاب دینامیک صنعتی^۱ جی فارستر به وجود آمد. کتاب مذکور، همچنان یک منبع ارزشمند از فلسفه و روش‌شناسی دینامیک سیستم است. کاربردهای این روش عبارت‌اند از [۴۲]:

- برنامه‌ریزی و طراحی سیاست شرکت‌ها
- مدیریت عمومی و سیاست
- مدل‌سازی پزشکی و زیست‌شناسی
- توسعه‌ی نظری در علوم طبیعی و اجتماعی
- تصمیم‌گیری پویا
- دینامیک غیرخطی پیچیده

مراحل انجام یک مطالعه‌ی دینامیک سیستمی عبارت است از:

- تعریف مسأله؛
- ایجاد یک فرضیه‌ی پویا که علت وقوع مسأله را توضیح می‌دهد؛
- ایجاد یک مدل شبه‌سازی رایانه‌ای از سیستم مورد مطالعه، بر پایه‌ی مسأله‌ی مورد نظر؛
- آزمون مدل به منظور اطمینان از بازتولید رفتار مشاهده‌شده در جهان واقعی؛
- پیشنهاد و آزمون سیاست‌های جایگزینی که مسأله‌ی مزبور را حل می‌کنند؛ و
- اجرای راه حل.

باید توجه داشت که گذشتن از یک مرحله به معنای غیرقابل تغییر بودن آن نیست؛ بلکه در هر مرحله، در صورت لزوم، می‌توان به بازنگری و اصلاح مراحل قبلی پرداخت.

۳-۱-۲- اجزای سازنده‌ی دینامیک سیستم [۲۷]

در این قسمت، اجزای سازنده‌ی مدل‌های دینامیک سیستم، یعنی، مسیرهای زمانی، داده‌های واقعی، متغیرهای سطح و جریان، و مفهوم بازخور، تشریح می‌شود. برای درک رفتار پویای یک سیستم، باید موجودی‌ها (سطوح)^۲، جریان‌ها (نرخ‌ها)^۳، و بازخورهای اطلاعاتی و فیزیکی کلیدی آن مشخص شوند.

مسیر زمانی:

دینامیک سیستم، رفتار پویای سیستم‌ها را بررسی می‌کند. در مدل‌سازی دینامیک سیستم، مدل‌ساز تلاش می‌کند تا آن الگوهای رفتاری را که از متغیرهای مهم سیستم سر زده است، مشخص کرده و مدلی ایجاد کند تا بتواند آن

^۱ Industrial Dynamics

^۲ Stocks (Levels)

^۳ Flows (Rates)

الگوها را تقلید نماید. هنگامی که مدل مورد نظر ساخته شد، می تواند به عنوان آزمایشگاهی برای آزمون سیاست های مورد نظر به منظور تغییر رفتار سیستم به وضع دلخواه، مورد استفاده قرار گیرد. بنابراین، آشنایی با الگوهای رفتاری سیستم های واقعی یکی از ضروریات مدل سازی دینامیک سیستم است.

در دنیای واقعی، معمولاً ۱۵ مسیر زمانی یا رفتار مختلف اتفاق می افتد. این رفتارها را می توان به ۵ گروه عمده، به ترتیب زیر دسته بندی نمود:

۱. رفتار خطی
۲. رفتار نمایی
۳. رفتار هدف جو
۴. رفتار نوسانی
۵. رفتار S شکل

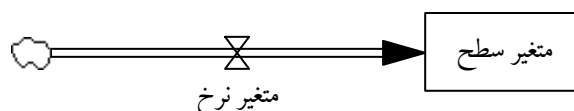
مسیرهای زمانی دیگری نیز در سیستم ها ایجاد می شوند؛ اما معمولاً ترکیبی از دسته های نام برده هستند.

داده های واقعی:

داده های واقعی می توانند رفتار سیستم را در گذشته به مدل ساز نشان دهند. مدل ساز می تواند با ترسیم این داده ها بر روی نمودار و مقایسه ی آن با الگوهای رفتاری موجود، درک اولیه ای از نحوه ی عملکرد سیستم مورد مطالعه به دست آورد.

متغیرهای سطح و جریان:

در مدل سازی دینامیک سیستم، اعتقاد بر این است که رفتار پویا از *اصل انباشت* ناشی می شود. به عبارت دقیق تر، این اصل بیان می کند که تمامی رفتارهای پویا در جهان واقعی، هنگامی اتفاق می افتد که جریان ها در موجودی ها انباشته می شوند. ساختار موجودی - جریان، ساده ترین سیستم دینامیکی در دنیای واقعی است. در دینامیک سیستم، هم جریان های اطلاعاتی و هم جریان های فیزیکی می توانند در متغیرهای موجودی انباشته شوند. شکل ۱-۳ نحوه ی نشان دادن این ساختار را در دینامیک سیستم به تصویر می کشد. در این شکل متغیر نرخ، جریانی را به متغیر سطح ریخته و این جریان در سطح سیستم انباشته می شود. نرخ خروجی نیز مانند نرخ ورودی ولی در جهت عکس عمل می کند؛ یعنی از مقدار انباشته شده در متغیر سطح می کاهد. در این جا تنها یک نرخ ورودی نشان داده شده است؛ در حالی که یک متغیر سطح می تواند نرخ های ورود و خروج متعددی داشته باشد.

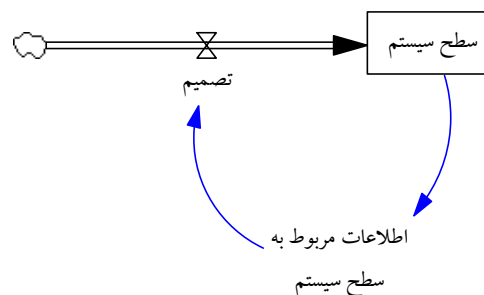


شکل ۱-۳: اجزای اصلی ساختار ایجادکننده ی رفتار پویا در روش دینامیک سیستم

بازخور:

اگرچه متغیرهای سطح و جریان برای ایجاد رفتار پویا لازم و کافی هستند؛ اما تنها اجزای اساسی سازنده سیستم‌های پویا نیستند. به عبارت دقیق‌تر، موجودی و جریان در سیستم‌های دنیای واقعی، بخشی از حلقه‌های بازخور هستند. حلقه‌های بازخور نیز به وسیله روابط معمولاً غیرخطی به یکدیگر مرتبط می‌شوند که اغلب منجر به ایجاد رفتارهای غیرمنتظره‌ای می‌گردند.

حلقه‌ی بازخور، مسیر بسته‌ای است که به ترتیب، تصمیم مبتنی بر کنترل یک عمل، سطح سیستم، و اطلاعات مربوط به سطح سیستم را به هم متصل می‌کند و به نقطه‌ی تصمیم‌گیری بازگشت می‌دهد. تصمیمات جدید، سطح سیستم را دچار تغییر نموده و اطلاعات جدیدی برای تصمیمات بعدی فراهم می‌کند؛ و این چرخه ادامه می‌یابد. شکل ۲-۳ یک حلقه‌ی بازخور را نشان می‌دهد [۴۳].



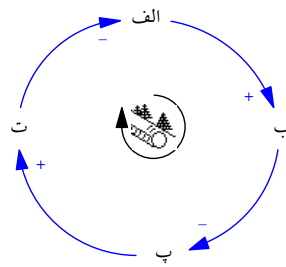
شکل ۲-۳: ساختار نشان‌دهنده‌ی حلقه‌ی بازخور

در دینامیک سیستم، سیستم‌ها را می‌توان به دو دسته‌ی کلی طبقه‌بندی کرد: باز و بسته. سیستم باز سیستمی است که خروجی‌های آن از ورودی‌ها تأثیر می‌پذیرند اما بر روی ورودی‌ها تأثیر نمی‌گذارند. از طرف دیگر، سیستم بسته، سیستمی است که خروجی‌های آن هم از ورودی‌های آن تأثیر می‌پذیرند و هم بر آن‌ها تأثیر می‌گذارند.

سیستم‌های بسته توسط دو نوع حلقه‌ی بازخور کنترل می‌شوند: حلقه‌های بازخور مثبت، و حلقه‌های بازخور منفی. حلقه‌های بازخور مثبت، فرایندی خود-تقویتی را به وجود می‌آورند که باعث می‌شود تغییری در یک متغیر، در نهایت به تغییر آن متغیر در همان جهت منجر شود. حلقه‌های بازخور منفی، فرایندی تعادلی را به وجود می‌آورند که باعث می‌شود تغییری در یک متغیر، در نهایت موجب تغییر آن متغیر، ولی در جهت عکس تغییر ابتدایی گردد.

در دینامیک سیستم، فرآیندهای بازخور مثبت و منفی با نمودارهای علت و معلولی^۱ نشان داده می‌شوند. شکل ۳-۳ نمونه‌ای از این نمودارها را نشان می‌دهد. در این نمودار، که مثالی از یک حلقه‌ی بازخور مثبت است، متغیر «الف» رابطه‌ی مستقیمی با متغیر «ب» دارد؛ بنابراین، پیکانی که این دو متغیر را به هم متصل می‌کند، حامل علامت + است. به همین ترتیب، علامت - نشان‌دهنده‌ی رابطه‌ی معکوس بین دو متغیر است. علامت گلوله‌ی غلطان وسط حلقه نیز بیانگر مثبت بودن حلقه‌ی بازخور است. این علامت در برخی از متون با (+) نیز نشان داده می‌شود. اگر علامت وسط حلقه یک الاکلنگ یا (-) باشد، بدین معنی است که حلقه‌ی مربوطه، یک حلقه‌ی بازخور منفی است.

^۱ Causal Loop Diagram



شکل ۳-۳: نمونه‌ای از یک نمودار علت و معلولی (حلقه‌ی بازخور مثبت)

با توجه به توضیحات ارائه شده در مورد روش دینامیک سیستم، اکنون می‌توان به نقد و بررسی مدل دینامیکی مشایخی پرداخت.

۳-۲- نقد و بررسی مدل دینامیکی مشایخی

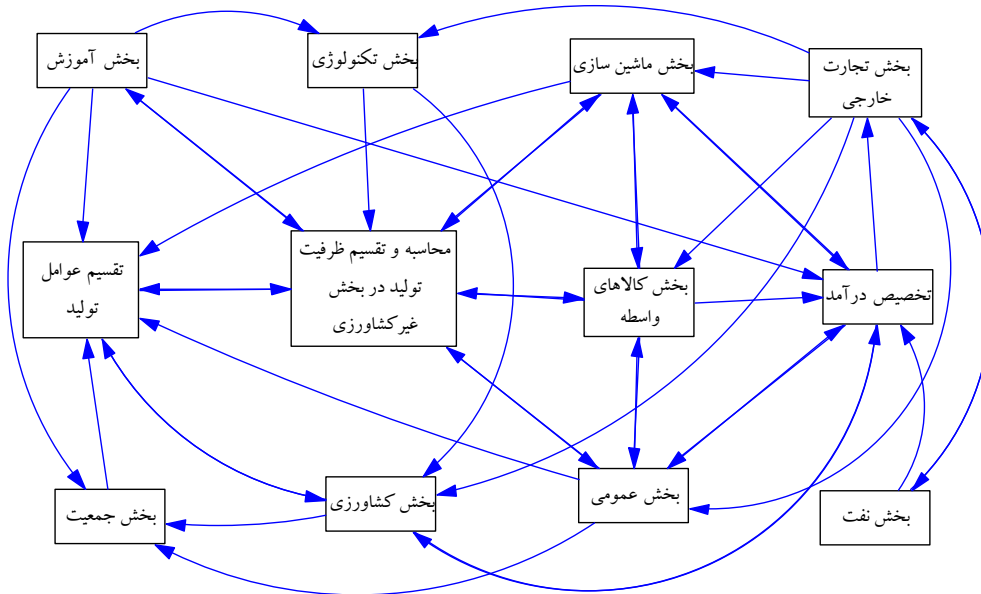
در سال ۱۹۷۸، علینقی مشایخی [۱۴] به منظور بررسی رفتار سیستم اقتصادی-اجتماعی ایران، مدلی دینامیکی ایجاد کرد که قادر بود اثرات توأم بخش انرژی و دیگر بخش‌های اقتصاد را بر روی یکدیگر نشان دهد. این مدل که با روش دینامیک سیستم ساخته شده، قابلیت ترسیم مسیر رشد و توسعه‌ی متغیرهای کلان اقتصادی و اجتماعی را در طول زمان دارا بود. این مدل، پیش‌بینی می‌کرد که پس از اتمام نفت ایران در دهه‌ی ۱۹۹۰، اقتصاد ایران دچار بحران شدید اقتصادی می‌گردد. مسأله‌ای که در مطالعه‌ی مزبور مورد بررسی قرار گرفته است، به طور خلاصه از این قرار است:

ایران برای تسریع رشد اقتصادی، منابع تجدیدناپذیر خود را مبادله می‌کند. این مسأله ممکن است باعث وابستگی فزاینده‌ای به این منابع گردد. در صورت تداوم چنین وابستگی، با اتمام این منابع، درآمد کشور به شدت کاهش خواهد یافت. در طی انتقال از اقتصاد وابسته به نفت به اقتصاد مستقل از آن، ممکن است ایران با یک بحران و مسأله‌ی سهمگین اقتصادی مواجه شود؛ که در آن بحران، درآمد ملی، درآمد سرانه، مقدار سرانه‌ی مواد غذایی و همچنین به کارگیری ظرفیت تولیدی اقتصاد، به طور دردناکی کاهش می‌یابد. بنابراین، مسأله‌ی پیش رو، کاهش وابستگی اقتصاد به منابع تجدیدناپذیر و در عین حال، پرهیز از مواجهه با بحران است.

در ادامه، به طور مفصل به تشریح مدل مشایخی پرداخته و نتایج آن را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

۳-۲-۱- ساختار مدل مشایخی

مشایخی در مدل خود ۱۲ بخش را در نظر گرفته که به طور پویا با هم در تعامل اند. روابط میان این بخش‌ها به طور کلی در شکل ۳-۴ قابل مشاهده است. در ادامه، توضیح مختصری درباره‌ی ساختار هر بخش ارائه شده تا به درک مکانیزم مدل کمک نماید.



شکل ۳-۴: ساختار کلی مدل دینامیکی مشایخی [۴۴]

تقسیم عوامل تولید: در مدل، سه عامل تولید در نظر گرفته شده که عبارت‌اند از: سرمایه، نیروی کار و سطح تحصیلات. این عوامل تولید، توسط بخش‌های مختلف عرضه می‌شوند. بخش جمعیت، نیروی کار را تأمین می‌کند؛ سرمایه، ناشی از انباشت سرمایه‌گذاری روی ماشین‌آلات ساخت داخل، ماشین‌آلات وارداتی، و ساختمان است؛ و فارغ‌التحصیلان بخش آموزش نیز، میزان تحصیلات را افزایش می‌دهند. سپس این عوامل تولید، بین بخش کشاورزی و غیر کشاورزی تقسیم می‌شوند. تخصیص مقدار هر عامل تولید به یک بخش، بستگی به بازدهی تولیدی آن عامل در آن بخش و نیز کمیابی (یا فراوانی) محصول آن بخش دارد. کمیابی محصول هر بخش، معیاری است از میزان تقاضا نسبت به میزان عرضه‌ی آن محصول. مثلاً وقتی کمیابی محصولات غیر کشاورزی زیاد شود، مقدار بیش‌تری از عوامل تولید به آن بخش انتقال خواهد یافت و برعکس.

بخش کشاورزی: این بخش، مواد غذایی مورد نیاز کشور را تولید می‌کند. تابع تولید این بخش شامل عوامل تولید تخصیص‌یافته، زمینهای کشاورزی، و سطح فن‌آوری در این بخش است. کل تولیدات این بخش به همراه واردات غذا، میزان عرضه‌ی مواد غذایی را به بخش جمعیت تعیین می‌کند.

محاسبه و تقسیم ظرفیت تولیدی در بخش غیر کشاورزی: در این بخش، عوامل تولید که به بخش غیر کشاورزی تخصیص یافته، و سطح فن‌آوری، از طریق یک تابع تولید کلی، ظرفیت بخش غیر کشاورزی را تعیین می‌کنند. ظرفیت تولیدی این بخش بین بخش‌های تولیدی ماشین‌سازی، کالاهای واسطه، آموزش، و بخش عمومی، تقسیم می‌گردد.

بخش صنایع ماشین‌سازی: مقدار تولید در این بخش به چند عامل بستگی دارد: فراوانی یا کمیابی ماشین‌آلات (که نشان‌دهنده‌ی میزان تقاضا در این بخش است)، بازدهی تولیدی در این بخش، به کارگیری ظرفیت تولیدی بخش

(که به عواملی چون در دسترس بودن کالاهای واسطه، انرژی و ... مربوط است)، و سیاست‌های دولت در مورد توسعه‌ی این بخش و جایگزینی واردات.

بخش کالاهای واسطه: مقدار تولید در این بخش به همان عواملی که در بخش ماشین‌سازی به آن‌ها اشاره شد، بستگی دارد. تنها تفاوت این است که در دسترس بودن کالاهای واسطه، در این بخش نقشی ندارد.

بخش آموزش: محصول بخش آموزش، فارغ‌التحصیلانی هستند که میزان آموزش آن‌ها بر حسب نفر-سال تحصیلی، اندازه‌گیری می‌شود. آموزش‌هایی که فارغ‌التحصیلان فرا گرفته‌اند روی هم جمع شده و میزان کل آموزش در کشور را، که یک عامل تولیدی است، تعیین می‌کند. بازدهی بخش آموزش وقتی افزایش می‌یابد که ظرفیت تولیدی بخش آموزش و نیز تقاضا برای به کارگیری آن ظرفیت، افزایش یابد. تقاضا برای آموزش، تابع افزایشی از میزان متوسط آموزش بزرگسالان کشور و سطح درآمد سرانه است. ظرفیت تولیدی بخش آموزش نیز بستگی به مقدار ظرفیت تولیدی دارد که به آن بخش تخصیص داده شده است. ظرفیت تولیدی بخش آموزش با افزایش تقاضا برای آموزش و نیز با سیاست‌های مناسب آموزشی دولت افزایش می‌یابد.

بخش عمومی: بخش عمومی در مدل، معرف سایر فعالیت‌های تولیدی، یعنی شامل کالاهای مصرفی، خدمات، و ساختمان در کشور است. این بخش شامل کلیه‌ی تولیدکنندگان غیرکشاورزی، غیر از تولیدکنندگان ماشین‌آلات، کالاهای واسطه، آموزش و نفت است. مقدار تولید در این بخش همانند بخش ماشین‌سازی و کالاهای واسطه تعیین می‌گردد.

بخش فن‌آوری: این بخش چگونگی پیشرفت فن‌آوری در اقتصاد کشور را نشان می‌دهد. پیشرفت تکنیکی در ایران بیش‌تر از طریق انتقال فن‌آوری از سایر کشورها صورت می‌پذیرد. میزان انتقال فن‌آوری در مدل، بر اساس دو عامل تعیین می‌شود: فن‌آوری قابل دسترس در کشورهای دیگر که هنوز توسط ایران به کار گرفته نشده، و توانایی کشور در انتقال فن‌آوری. توانایی کشور در انتقال فن‌آوری نیز بستگی به میزان تحصیلات نیروی کار کشور و حجم تجارت خارجی دارد.

تخصیص درآمد: در این بخش، درآمد کشور برای خرید کالاهای مصرفی، خدمات، مواد غذایی، و پس‌انداز و سرمایه‌گذاری تقسیم می‌شود. این بخش، تقاضا برای کالاهای نهایی مختلف را بر اساس کل درآمد و جمعیت، محاسبه می‌کند. تقاضا برای کالاهای مختلف به صورت نسبی از درآمد کل بر حسب درآمد سرانه تغییر می‌کند. مثلاً وقتی درآمد سرانه افزایش می‌یابد، نسبی از درآمد کل، که صرف خرید مواد غذایی می‌شود، کاهش می‌یابد؛ اگرچه هزینه‌ی مصرفی سرانه برای مواد غذایی افزایش می‌یابد. در این بخش، درآمد کل و جمعیت، از طریق یک تابع تقاضای کلی، مقدار تقاضا برای مواد غذایی، کالاهای مصرفی، خدمات، و کالاهای سرمایه‌ای را تعیین می‌کنند.

بخش تجارت خارجی: تفاوت بین عرضه و تقاضای بخش‌های مختلف از طریق تجارت خارجی عرضه می‌شود. در این بخش، واردات و صادرات بر اساس تولیدات داخلی، تقاضای داخلی، موجودی ارز، و سیاست‌های تجارت خارجی دولت، محاسبه می‌شوند. سیاست‌های محدودیت واردات یا تشویق صادرات که تأثیر زیادی بر توسعه‌ی بخش‌های مختلف دارند، در این مدل نقشی کلیدی ایفا می‌کنند.

بخش نفت: این بخش، نفت را تولید و صادر کرده و ارزش خارجی به دست می‌آورد. از آن جا که این بخش نسبت بسیار کوچکی از عوامل تولیدی کشور را به کار می‌گیرد^۱، به منظور ساده‌سازی، از مقدار عوامل تولیدی که در بخش نفت به کار گرفته شده، صرف‌نظر شده است. سیاست‌های دولت است که مقدار تولید و صادرات نفت را تعیین می‌کند.

بخش جمعیت: این بخش از یک طرف نیروی کار را برای اقتصاد فراهم می‌سازد و از طرف دیگر محصولات تولیدشده را مصرف می‌کند. جمعیت در این مدل، یک متغیر درونزا است. میزان زاد و ولد، به تعداد افراد بزرگسال، مقدار غذای سرانه، صنعتی بودن کشور، و سطح آموزش بستگی دارد. مرگ و میر نیز به میزان صنعتی بودن و مقدار غذای سرانه وابسته است.

حال که آشنایی کافی با ساختار مدل مشایخی حاصل شده، می‌توان به مرور نتایج حاصل از آن پرداخت. در قسمت بعدی، این نتایج به تفصیل توضیح داده می‌شود.^۲

۳-۲-۲- نتایج مدل مشایخی

پیش از این که نتایج مدل مشایخی ارائه شود، لازم است سیاست‌ها، یا به عبارت بهتر، فروضی که مشایخی در مدل خود در نظر گرفته است، مورد بازبینی قرار گیرد. مهم‌ترین فروض مدل عبارت‌اند از:

- سیاست صادرات نفت: از سال ۱۳۳۸ تا ۱۳۵۶، صادرات نفت در مدل، برونزا در نظر گرفته شده و مساوی مقدار واقعی صادرات نفت در این دوره، منظور گردیده است. بعد از این دوره، این متغیر به صورت درونزا و تابعی از سیاست نفتی دولت در داخل مدل تنظیم شده است؛ بدین صورت که صادرات نفت هر سال، بستگی به میزان متوسط صادرات نفت در دو-سه سال پیش از آن سال، موجودی ارزش خارجی، و میزان منابع نفتی دارد. وقتی کشور با کمبود ارزش مواجه است، صادرات نفت افزایش می‌یابد. تا وقتی که منابع نفتی به اندازه‌ای وجود دارد که نیاز ۱۵ سال را تأمین نماید، صادرات نفت افزایش می‌یابد. هرگاه ذخایر نفت از این میزان کم‌تر شود، صادرات نفت کاهش می‌یابد.
- سیاست‌های تنظیم واردات: تنها عاملی که به طور درونزا واردات را محدود می‌کند، موجودی ارزش است. اما به طور برونزا، سیاست‌هایی در نظر گرفته شده که بر واردات تأثیر می‌گذارند. در مورد واردات مواد غذایی، ماشین‌آلات، و کالاهای واسطه، هیچ گونه محدودیتی اعمال نشده است. بر ورود کالاهای دیگر تا اندازه‌ای محدودیت وجود دارد.
- قیمت نفت: قیمت نفت متغیری برونزا است. از سال ۱۳۳۸ تا ۱۳۵۵ قیمت نفت مساوی قیمت واقعی نفت در دوره‌ی مزبور در نظر گرفته شده است. در آزمایش پایه، بعد از سال ۱۳۵۵ قیمت نفت در

^۱ از سال ۱۳۴۴ تا ۱۳۵۳ فقط ۸/۸٪ کل سرمایه‌گذاری کشور در بخش نفت بوده است [۴۴].

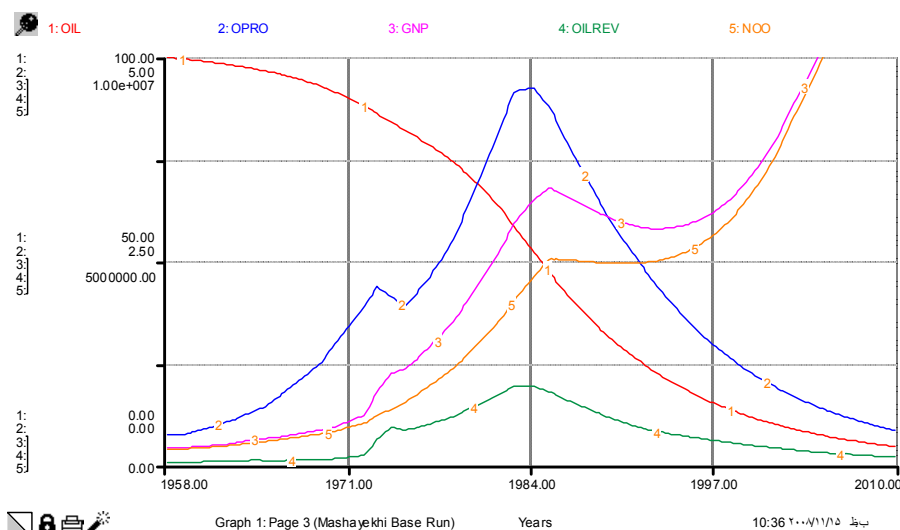
^۲ متأسفانه، مدل مشایخی در قالب نرم‌افزار DAYNAMO نوشته شده و در دسترس نیست. بنابراین، به ناچار، با استفاده از معادلاتی که در ضمیمه‌ی رساله‌ی دکتر مشایخی موجود بود، مدل مزبور به وسیله‌ی نرم‌افزارهای Vensim [۶۲] و ithink [۶۳] بازسازی شده است. نتایجی که در این پایان‌نامه به عنوان نتایج مدل مشایخی ارائه شده، از همین مدل بازسازی‌شده به دست آمده است.

مقدار مربوط به سال ۱۳۵۵ ثابت نگه داشته شده است. در این باره، دو سناریوی دیگر نیز مد نظر قرار دارد. یکی افزایش ۱۰٪ قیمت نفت در سال ۱۳۶۴ و ثابت ماندن آن در این مقدار، و دیگری افزایش سالیانه ۵٪ قیمت نفت بعد از سال ۱۳۵۹.

- منابع نفت: مقدار منابع نفت در آغاز سال ۱۳۳۸، ۸۳/۸ میلیارد بشکه تخمین زده شده است. اما در مدل مقدار اولیه منابع نفت ۱۰۰ میلیارد بشکه لحاظ گردیده تا اولاً مقدار منابعی که احتمالاً در آینده کشف خواهد شد در نظر گرفته شود، و ثانیاً مقدار گاز صادراتی کشور در دوره آزمایش مدل به حساب آید.
- محدود کردن میزان رشد صادرات غیرنفتی: فرض شده که صادرات غیرنفتی کشور با قیمت‌های ثابت در بلندمدت نمی‌تواند با میزانی بیش از ۱۰٪ در سال افزایش یابد. از نظر نویسنده این فرض بسیار خوش‌بینانه است.
- جایگزینی واردات: جایگزینی واردات یکی از عوامل مهم تعیین‌کننده رشد بخش‌های مختلف تولید است. تصمیم در مورد توسعه هر بخش نه تنها به عرضه و تقاضا در بازار، بلکه به سهم تولیدات داخلی در کل عرضه نیز بستگی دارد. برای توسعه تمام بخش‌ها، به امکان جایگزینی واردات به اندازه‌ی موجودی آن کالا در بازار اهمیت داده شده است. یعنی در مدل برای تعیین فراوانی یا کمیابی یک کالا، که اساس توسعه بخش تولیدی مربوطه است، معدل نسبت عرضه به تقاضا و نسبت تولیدات داخلی به تقاضا برای آن کالا محاسبه شده است. این فرض بدین معنی است که ایران یک سیاست جایگزینی واردات قوی را در توسعه صنعتی خود دنبال می‌کند.

اجرای پایه‌ی مدل مشایخی:

در این قسمت، اجرای پایه‌ی مدل مشایخی ارایه می‌شود. در اجرای اولیه، فرض شده که قیمت نفت پس از سال ۱۳۵۵ ثابت باقی می‌ماند. نمودار ۳-۵ نتایج حاصل از اجرای پایه را نشان می‌دهد.



نمودار ۳-۵: اجرای پایه‌ی مدل مشایخی

در این نمودار، روند شماره‌ی ۱، نفت باقی‌مانده در ذخایر کشور (میلیارد بشکه)، روند شماره‌ی ۲، تولید نفت (میلیارد بشکه در سال)، روند شماره‌ی ۳، تولید ناخالص ملی (میلیون ریال)، روند شماره‌ی ۴، درآمدهای نفتی (میلیون ریال)، و روند شماره‌ی ۵، تولیدات غیرنفتی (میلیون ریال) را نشان می‌دهند. متغیرهای پولی همگی به قیمت پایه‌ی سال ۱۳۵۱ محاسبه شده‌اند.

درآمد نفت، که در سال ۱۹۷۳ شدیداً افزایش یافت، به افزایش خود تا سال ۱۹۸۴، که اوج صادرات نفت است، ادامه می‌دهد. بعد از سال ۱۹۸۵، محدودیت ناشی از منابع نفتی، صادرات نفت را کاهش می‌دهد. بدین ترتیب، درآمد نفت کاهش می‌یابد؛ موجودی ارز کاهش پیدا کرده و منجر به کاهش واردات می‌گردد. در نتیجه، واردات کالاهای واسطه‌ای، به علت کمبود منابع ارزی کاهش می‌یابد. رشد کل کالاهای واسطه متوقف شده و حتی تا سال ۱۹۹۴ مقداری نیز کاهش می‌یابد. کمبود کالاهای واسطه ظرفیت تولیدی را در اقتصاد کاهش داده و رشد تولیدات غیرنفتی را از سال ۱۹۸۷ تا ۱۹۹۳ متوقف می‌کند.

رشد نیافتن تولیدات غیرنفتی و کاهش درآمد نفت سبب می‌شود که درآمد ملی بعد از سال ۱۹۸۷ پایین بیاید. اما بعد از اواسط دهه‌ی ۱۹۹۰، وضع اقتصادی شروع به بهبود می‌کند. رشد تولیدات داخلی کالاهای واسطه نهایتاً کل کالاهای واسطه را بعد از سال ۱۹۹۴ افزایش می‌دهد. در نتیجه، میزان به کارگیری ظرفیت تولیدی در اقتصاد افزایش می‌یابد. بنابراین، تولیدات غیرنفتی بعد از سال ۱۹۹۴ شروع به رشد می‌کند. رشد تولیدات غیرنفتی همچنین به علت رشد نیروی کار، تحصیلات، فن‌آوری و نیز بهبود بازدهی تولیدی است. بهبود در بازدهی تولیدی نتیجه‌ی افزایش تجارب تولیدی نسبت به ظرفیت تولیدی بالقوه در بخش صنعتی بعد از دهه‌ی ۱۹۸۰ است. رشد تولیدات غیرنفتی، درآمد ملی را بعد از سال ۱۹۹۵ افزایش می‌دهد.

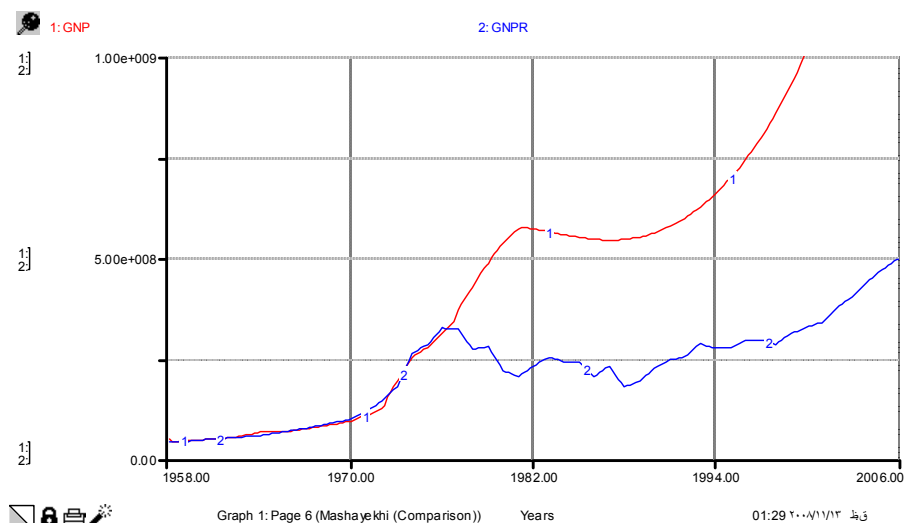
آنچه از نظر گذشت، خلاصه‌ای بود از نتیجه‌ی مطالعه‌ی مشایخی. ولی آیا بحرانی که مشایخی آن را پیش‌بینی کرده، به حقیقت پیوسته است؟ اگر خیر، چرا؟

در ادامه، برای روشن شدن پاسخ این پرسش‌ها به مقایسه‌ی نتایج مدل مشایخی با داده‌های واقعی خواهیم پرداخت.

۳-۲-۳- مقایسه‌ی نتایج مدل مشایخی با داده‌های واقعی

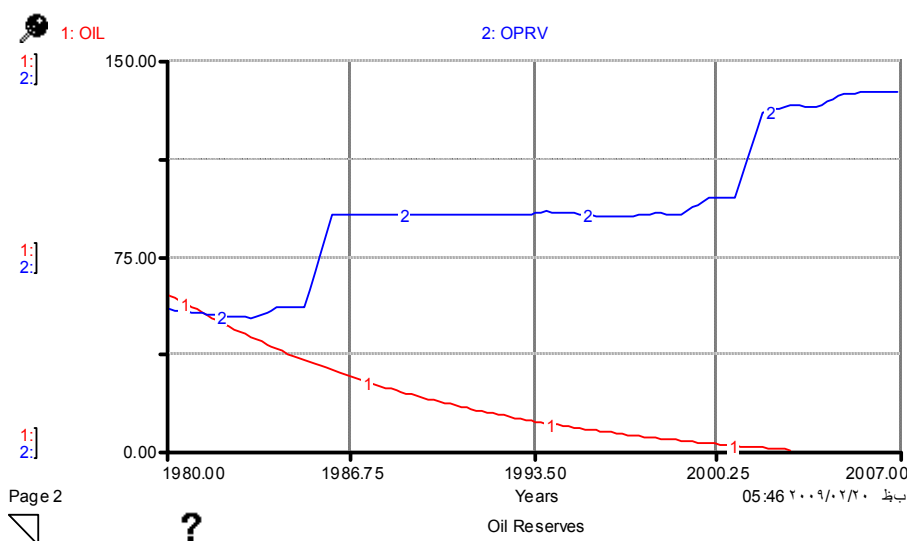
نمودارهای ۳-۶ تا ۳-۸ نتایج مدل مشایخی را در مقایسه با داده‌های تاریخی نشان می‌دهند. در نمودار ۳-۶، مقدار تولید ناخالص ملی شبیه‌سازی شده (روند شماره‌ی ۱) و واقعی (روند شماره‌ی ۲) با هم مقایسه شده است. این داده‌ها بر حسب میلیون ریال به قیمت ثابت سال ۱۳۷۶ هستند^۱. داده‌های واقعی از چندین مأخذ، از جمله گزارشات بانک مرکزی ایران، گزارشات سالانه‌ی اوپک، ترازنامه‌های انرژی ایران، و گزارشات سالانه‌ی بریتیش پترولیوم گردآوری شده است.

^۱ از آن جا که داده‌های مدل مشایخی بر اساس قیمت‌های پایه‌ی سال ۱۳۵۱ بوده و داده‌های واقعی جاری بر اساس قیمت‌های پایه‌ی سال ۱۳۷۶، به ناچار، تمامی مقادیر اولیه، توابع جدولی (Table Functions)، و هر پارامتری که در مدل مشایخی به نوعی به سطح قیمت‌ها مربوط بود، با استفاده از شاخص‌های قیمت موجود به قیمت‌های پایه‌ی سال ۱۳۷۶ تبدیل شده است.



نمودار ۳-۶: مقایسه‌ی تولید ناخالص ملی شبیه‌سازی شده و واقعی

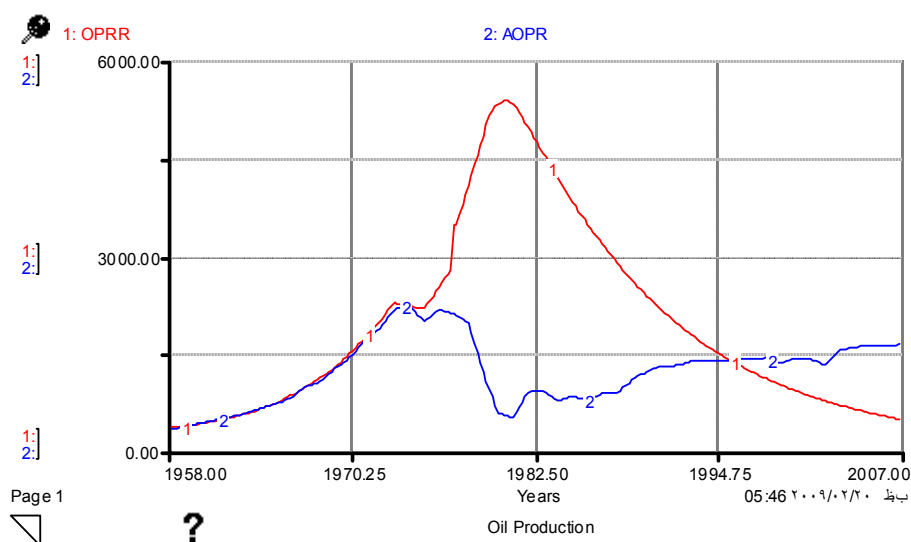
مشاهده می‌شود که بحرانی که مشایخی از آن خبر می‌دهد اتفاق افتاده است اما نه به دلیل پایان یافتن ذخایر نفت کشور، بلکه به دلیل وقوع انقلاب و سپس جنگ تحمیلی. باید به این نکته توجه نمود که علت کاهش رشد تولید در دو منحنی مزبور، کاملاً متمایز از دیگری است. در حقیقت، علت کاهش رشد تولید در نتیجه‌ی به‌دست‌آمده از مدل مشایخی، پایان یافتن ذخایر نفت، کاهش درآمدهای نفتی، کاهش واردات کالاهای نیم‌ساخته، و در نهایت، بلااستفاده‌ماندن ظرفیت تولید در آن دوره است. اما، علت اساسی در کاهش رشد تولید ایران در دهه‌ی ۱۹۸۰ را باید وقوع انقلاب و جنگ، و به تبع آن کاهش صادرات نفت، کاهش ظرفیت تولید، کاهش سرمایه‌گذاری و ... دانست. نمودار ۳-۷ که ذخایر نفتی کشور را با نتایج به دست آمده از مدل مشایخی مقایسه می‌کند، نشان می‌دهد که برخلاف پیش‌بینی مشایخی، که کل ذخایر نفت را در سال ۲۰۰۶ رو به اتمام می‌انگارد، ذخایر قابل بازیافت نفت کشور، نه تنها کاهش نیافته است، بلکه افزایش نیز پیدا کرده است.



نمودار ۳-۷: مقایسه‌ی ذخایر نفتی شبیه‌سازی شده و واقعی

در این نمودار، روند شماره ۱، نشان‌دهنده‌ی ذخایر نفتی شبیه‌سازی‌شده، و روند شماره ۲، بیانگر ذخایر نفتی قابل بازیافت واقعی است. این داده‌ها بر حسب میلیارد بشکه نشان داده شده‌اند. البته باید توجه داشت که مقایسه‌ی این دو مقدار، به خودی خود صحیح نیست؛ چرا که احتمالاً منظور مشایخی از ذخایر نفت، کل ذخایر کشف‌شده و کشف‌نشده‌ی قابل بازیافت است. اما نکته‌ی اصلی این جا است که ذخایر قابل بازیافت کشور که جزئی است از کل ذخایر کشور، هنوز در سطح بسیار بالایی قرار دارد؛ در حالی که مشایخی پیش‌بینی کرده است که کل ذخایر در سال ۲۰۰۶ به انتهای خود نزدیک می‌شود.

نمودار ۳-۸ به تفاوت‌های موجود میان مقادیر شبیه‌سازی‌شده و واقعی تولید نفت می‌پردازد. در این نمودار، روند شماره ۱ نشانگر تولید نفت شبیه‌سازی‌شده، و روند شماره ۲ نشان‌دهنده‌ی تولید نفت واقعی هستند. این مقادیر بر حسب میلیون بشکه در روز ارایه شده‌اند.



نمودار ۳-۸: مقایسه‌ی مقادیر تولید نفت شبیه‌سازی‌شده و واقعی

مشاهده می‌شود که تولید نفت، در اواخر دهه‌ی ۱۹۷۰ به بیشینه‌ی خود رسیده و پس از آن با نرخی کاهنده کاهش یافته است. این نتیجه، با آن چه که در حقیقت برای تولید نفت اتفاق افتاده تفاوت دارد.

علت این انحرافات از مقادیر حقیقی چیست؟ ممکن است عده‌ای بر این عقیده باشند که وقوع انقلاب و جنگ، که طبیعتاً نمی‌توانسته مد نظر مشایخی باشد، بر رفتار سیستم تأثیر گذاشته و باعث شده تا نتایج مدل از واقعیت دور شود. این ادعا می‌تواند تا اندازه‌ای صحیح باشد: وقوع انقلاب و جنگ موجب شده تا تولیدات نفتی به شدت کاهش یافته و در نتیجه، عمر ذخایر نفتی بیش‌تر گردد. اما در قسمت بعدی این مطالعه نشان داده خواهد شد که حتی با وجود درست بودن این ادعا، مدل مشایخی بدون اصلاحات مشخصی در بخش انرژی، نمی‌تواند به منظور مطالعه‌ی تعاملات اقتصاد-انرژی به کار رود.

۳-۲-۴- دلایل انحراف نتایج مدل مشایخی از واقعیت

همان طور که ملاحظه شد، مقادیر شبیه‌سازی شده با مقادیر واقعی اختلاف زیادی دارند. این انحراف ممکن است به دو دلیل رخ داده باشد:

۱. به خاطر شوک‌های بیرونی، نظیر وقوع انقلاب و جنگ؛

۲. وجود محدودیت‌هایی در مدل مشایخی؛

برای یافتن علت انحرافات مزبور، باید شوک‌های برونزای انقلاب و جنگ را بر روی مدل آزمون نمود. اگر آزمایش مذکور مسأله را حل نکند، باید در داخل ساختار مدل، مشکل را جستجو کرد.

با کمی دقت در نمودار ۳-۶ ملاحظه می‌شود که تولید ملی شبیه‌سازی شده، پس از سال ۱۹۷۹ رفتاری تقریباً مشابه رفتار مقادیر واقعی دارد؛ با این تفاوت که با فاصله‌ی نسبتاً زیادی بالاتر از آن قرار گرفته است. همین امر ممکن است این شبهه را ایجاد نماید که شاید علت انحراف شبیه‌سازی، تنها به خاطر وقوع انقلاب و جنگ باشد؛ و به عبارت دیگر، با وارد کردن این پدیده در مدل، این نقص برطرف خواهد شد.

در این که شوک‌هایی این چنین بزرگ بر هر سیستمی تأثیری شگرف خواهند داشت، شکی نیست؛ ولی ادعای این پایان‌نامه این است که تنها، اثر این شوک‌ها نیست که نتایج را دچار خطا می‌کند. این پایان‌نامه به دنبال نشان دادن این مطلب است که حتی اگر، در نظر گرفتن اثرات انقلاب و جنگ بتواند نتایج مدل مشایخی را به واقعیت نزدیک گرداند، اما باز، این مدل در جهت اهداف این پژوهش که بررسی سیاست‌های بخش انرژی کشور است، نیازمند تغییرات اساسی در بخش انرژی خود است. بنابراین، باید اثرات انقلاب و جنگ را در مدل وارد کرده و مشاهده نمود که رفتار مدل به چه صورتی دگرگون خواهد شد.

برای وارد کردن این اثرات باید ابتدا دو پدیده‌ی مزبور را مورد بررسی قرار داده تا بتوان به درستی این واقعیت را به تصویر کشید. محمد علی همایون کاتوزیان در کتاب *اقتصاد سیاسی ایران* پدیده‌ی انقلاب را این گونه توصیف می‌کند [۴۵]:

"گذشته از التهابات و تنش‌های کم و بیش اجتناب‌ناپذیر، انقلاب سبب شد که مقدار زیادی سرمایه‌ی مالی (و در نتیجه ارزش خارجی) از کشور صادر شود؛ و حوادث گوناگون، به‌ویژه پاک‌سازی‌های اداری (و سپس مصیبت جنگ) باعث گردید که تعداد کثیری از متخصصان، درس‌خواندگان و صاحبان حرفه‌های گوناگون، کشور را ترک کنند. تأثیر زیان‌بخش این، به‌ویژه پس از پایان جنگ و اقدام به بازسازی اقتصادی آشکار شد. چرا که گسترش عرضه‌ی کارمند و کارگر متخصص، هم زمان می‌برد و هم هزینه‌ی زیادی می‌خواهد."

ایشان در ادامه به توصیف پدیده‌ی جنگ می‌پردازند:

"جنگ مصیبت بزرگی بود... از نظر اقتصادی، بمباران‌های دشمن مقدار زیادی از تأسیسات صنعتی و بناهای گوناگون دولتی و خصوصی را منهدم کرد. سرمایه، دارایی، ارز، مهمات، و تولیدات صنعتی عمدتاً در خدمت ماشین جنگ قرار گرفت؛ و در نتیجه، منابعی که در حالت صلح صرف سرمایه‌گذاری و مصرف می‌شد ناگزیر برای دفاع از کشور به کار رفت. در این میان روابط خارجی نیز نقش عمده‌ای داشت؛ چون هم سبب می‌شد که ایران به بازارهای عادی و ارزان اسلحه دسترسی نداشته باشد و هم دخالت قدرت‌های خارجی مانع از پیروزی سریع بر دشمن شود."

همچنین، به این اثرات، باید کاهش تولید نفت را نیز اضافه کرد، که در نتیجه‌ی آسیب‌های فراوان وارده به پایانه‌های نفتی، تأسیسات صادراتی، و نفتکش‌ها، در اثر بمباران‌های هواپیماهای عراقی و گاهی آمریکایی، به ۵۱٪ میزان قبل از انقلاب رسیده بود [۴۶].

با توجه به این اشارات، اثرات مهم جنگ و انقلاب بر سیستم اقتصادی-اجتماعی ایران را می‌توان به صورت زیر خلاصه نمود:

- فرار سرمایه
- فرار نیروی متخصص
- تخریب سرمایه‌های فیزیکی
- کاهش سرمایه‌گذاری
- تیرگی روابط بین‌المللی و در نتیجه کاهش تبادلات تجاری (به‌ویژه واردات)
- کاهش تولید نفت

برای این که بتوان ادعای تأثیرگذاری شوک‌های برونزای انقلاب و جنگ بر نتایج مدل مشایخی را مورد بررسی قرار داد، از چند متغیر ساختگی^۱ برای وارد کردن اثرات مذکور در مدل، استفاده می‌شود. این متغیرهای ساختگی در چند نقطه از مدل وارد می‌شوند؛ به گونه‌ای که ذخایر ارزی، سطح آموزش، سطح سرمایه، سرمایه‌گذاری و همچنین سیاست‌های وارداتی را تحت تأثیر قرار می‌دهند. در ادامه، هریک از این متغیرها توضیح داده می‌شوند.

۱- فرار سرمایه

این اثر با وارد کردن یک نرخ خروجی در متغیر ذخایر ارزی نشان داده می‌شود. این متغیر، در خلال سال‌های ۱۹۷۹ تا ۱۹۸۹ سالانه ۱۵٪ از ذخایر ارزی می‌کاهد. به عبارت دیگر، فرض شده که ابتدا در دوران انقلاب و سپس در طی سال‌های جنگ، سالانه ۱۵٪ از منابع ارزی کشور یا از کشور خارج شده و یا صرف هزینه‌های پدیده‌ی شوم جنگ شده است.

^۱ Dummy Variable

۲- فرار نیروی متخصص

این اثر شامل دو قسمت است؛ یکی، تأثیر انقلاب فرهنگی و پیامدهای آن و سپس جنگ در سال‌های بعدی بر روی نرخ ورودی به مراکز آموزش عالی، و دیگری تأثیر فرار مغزها در همین دوران بر روی نرخ خروجی افراد از این مراکز. برای نشان دادن اثر نخست، فرض شده در طی سال‌های ۱۹۷۹ تا ۱۹۸۹ نرخ ورودی به سطح آموزش، به یک-چهارم مقدار طبیعی خود کاهش یابد. البته باید توجه داشت که در مدل مشایخی، تنها نسبتی از نیروی آموزش دیده در تابع تولید اثرگذار هستند. به عبارت دیگر، نیروی متخصص است که عامل تولید محسوب می‌شود. بنابراین کاهش سطح آموزش به مفهوم این است که درصدی از نسبت مذکور کاهش می‌یابد. اثر دوم نیز با وارد کردن یک نرخ خروجی در متغیر سطح آموزش نشان داده می‌شود. این متغیر، در خلال سال‌های ۱۹۷۹ تا ۱۹۸۹ سالانه ۵٪ از سطح آموزش کشور می‌کاهد. به عبارت دیگر، فرض شده که در طی سال‌های انقلاب و جنگ، سالانه ۵٪ از افراد تحصیل کرده از کشور خارج شده‌اند.

۳- تخریب سرمایه‌های فیزیکی

برای نشان دادن میزان تخریب در خلال جنگ تحمیلی، یک نرخ خروجی از متغیر سطح سرمایه تعریف شده است. این متغیر، طی سال‌های ۱۹۸۰ تا ۱۹۸۹ سالانه ۵٪ از حجم سرمایه کم می‌کند.

۴- کاهش سرمایه‌گذاری

کاهش سرمایه‌گذاری در مدل، به طور صریح و صرفاً برای دوره‌ی انقلاب و جنگ تعریف نشده است. در عوض، فرض شده که سرمایه‌گذاری در کل دوره‌ی شبیه‌سازی به امنیت سرمایه‌گذاری در کشور بستگی دارد. امنیت سرمایه‌گذاری که شاخصی است بین صفر و یک، بر اساس نرخ رشد اقتصادی انتظاری در مدل تعیین می‌شود.^۱ با توجه به این که این شاخص در دوره‌ی انقلاب و جنگ کاهش می‌یابد، خود به خود موجب کاهش سرمایه‌گذاری در دوران مزبور خواهد شد.

۵- تیرگی روابط بین‌الملل

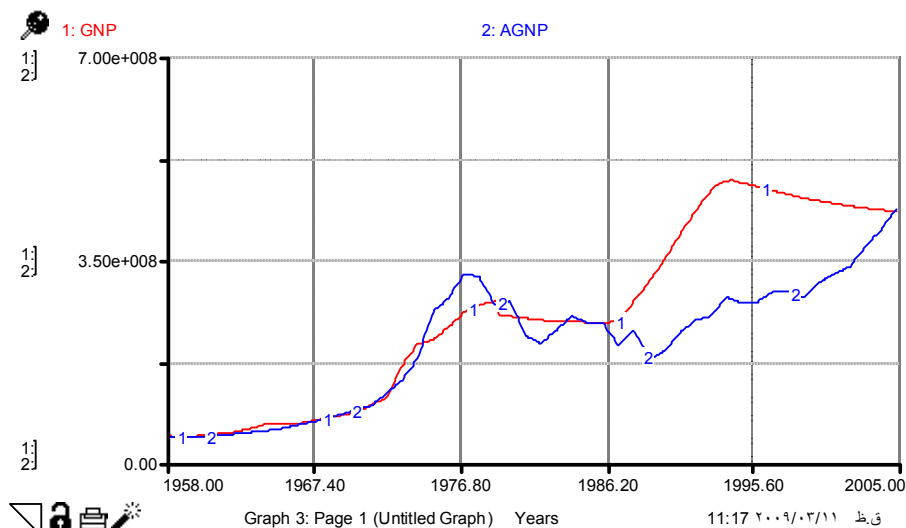
همان طور که کاتوزیان اشاره می‌کند، روابط بین‌الملل کشور پس از انقلاب، به تیرگی گرایید و موجب کاهش تبادلات تجاری شد. تأثیر این پدیده به دو صورت در مدل نشان داده شده است: کاهش سرعت انتقال فن‌آوری و دیگری افزایش هزینه‌ی واردات. در مورد اثر نخست، فرض گردیده که سرعت انتقال فن‌آوری در دوران انقلاب و جنگ و پس از آن، به یک-پنجم نرخ طبیعی آن در مدل مشایخی کاهش یابد. در مورد اثر دوم نیز فرض شده است که محدودیت‌های وارداتی موجب می‌شود که هزینه‌ی واردات کشور نسبت به دوران قبل از انقلاب ۵۰٪ افزایش یابد.

^۱ نحوه‌ی محاسبه‌ی این متغیر، در بخش تشریح مدل در فصل چهارم توضیح داده خواهد شد.

۶- کاهش تولید نفت

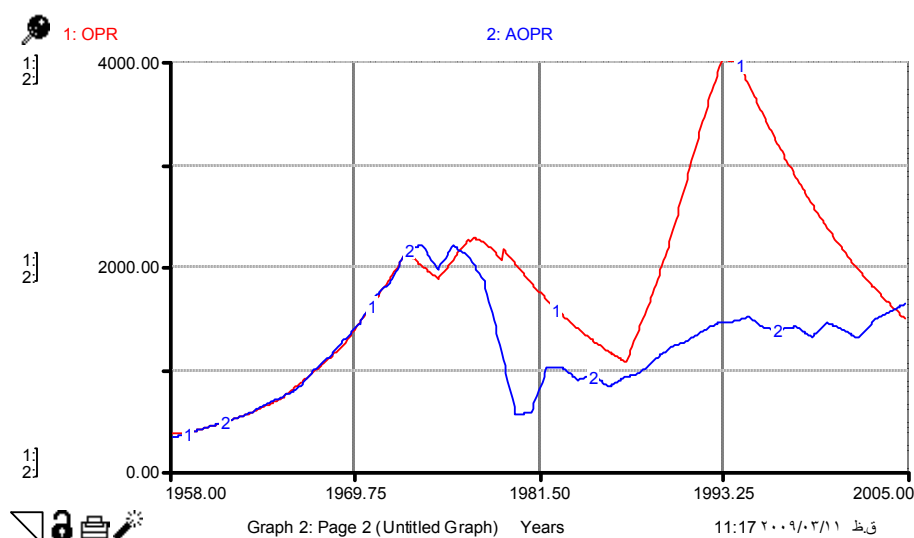
این اثر به وسیله یک متغیر کمکی در مدل وارد شده و در فاصله‌ی سال‌های ۱۹۷۷ تا ۱۹۸۷، با دو سال تأخیر، ۵۰٪ از تولید جاری را کاهش می‌دهد.

در نمودار ۳-۹ اثرات اعمال محدودیت‌های فوق‌الذکر را بر روی تولید ناخالص ملی مشاهده می‌کنید.



نمودار ۳-۹: اجرای مدل مشایخی پس از وارد کردن اثرات انقلاب و جنگ (تولید ناخالص ملی)

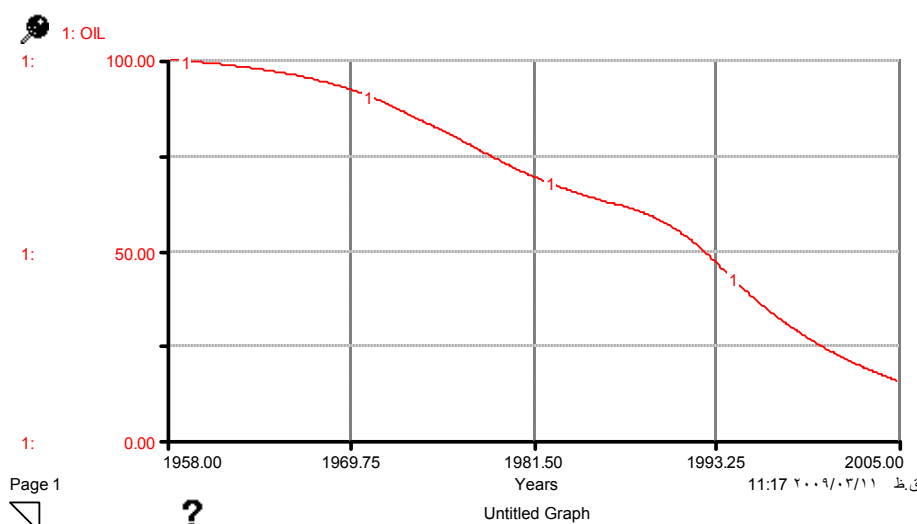
نمودار ۳-۱۰، تولید نفت را پس از اعمال تغییرات نشان می‌دهد.



نمودار ۳-۱۰: اجرای مدل مشایخی پس از وارد کردن اثرات انقلاب و جنگ (تولید نفت)

رفتار هر دو متغیر مهم مدل به واقعیت نزدیک‌تر شده است؛ اما ملاحظه می‌شود که بحران مورد نظر مشایخی بار دیگر اتفاق می‌افتد ولی با یک تأخیر ده ساله. نمودار ۳-۱۰ نشان می‌دهد که پس از بحران انقلاب و جنگ، تولیدات نفتی بار دیگر اوج گرفته و به بیشینه‌ی خود می‌رسند؛ آنگاه با کاهش ذخایر نفتی روند نزولی به خود گرفته و درآمد ملی به دنبال آن کاهش می‌یابد. نمودار ۳-۱۱ کاهش ذخایر نفتی را نشان می‌دهد.

اما در حقیقت، چنین اتفاقی رخ نداده است. ذخایر انرژی کشور در دوران پس از انقلاب نه تنها کاهش نیافته، بلکه بر مقدار آن افزوده نیز شده است. علت این انحرافات، برخی از فروض موجود در مدل مشایخی است که به منظور ساده سازی در نظر گرفته شده اند. از جمله این فرض که افزایش ظرفیت تولید نفت به هر میزان دلخواه، قابل دسترسی است. همچنین نادیده گرفتن برخی از واقعیت ها مانند فرآیند اکتشاف در مدل، نیز می تواند دلیل انحراف نتایج باشد.



نمودار ۳-۱۱: اجرای مدل مشایخی پس از وارد کردن اثرات انقلاب و جنگ (ذخایر نفت)

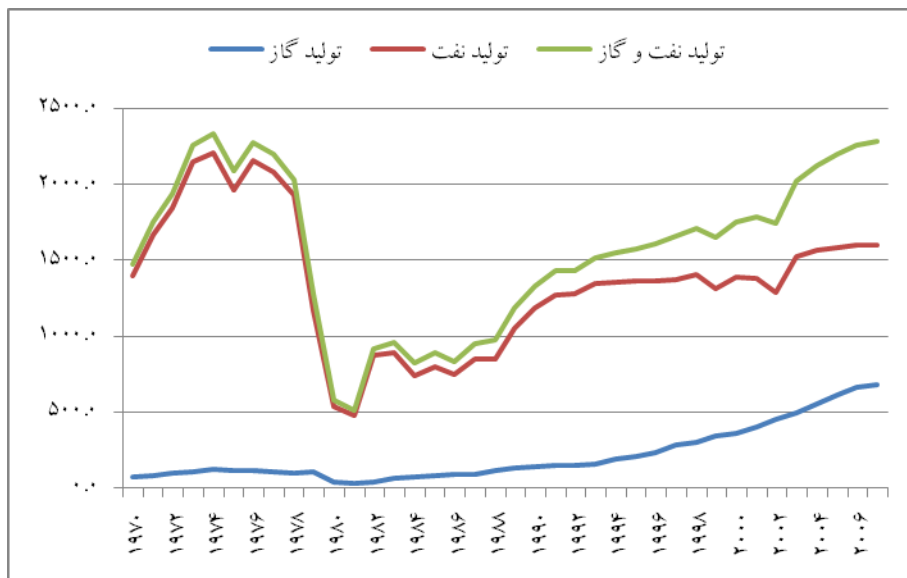
با این وجود، می توان با کالیبراسیون مجدد مدل، رفتار گذشته را تا حدود بسیار زیادی به واقعیت نزدیک تر نمود. این واقعیت، توجهی است برای این پژوهش که این مدل خوش ساخت را مبنای کار خود قرار دهد.

اما همان طور که پیش از این اشاره شد، این مدل، فروض خاصی را در نظر گرفته که قابلیت کاربرد آن را برای اهداف خاص این پایان نامه دشوار می سازد. برای این که بتوان از این مدل در جهت پاسخ گویی به پرسش های مطروحه در این مطالعه استفاده نمود، باید تغییراتی اساسی در بخش انرژی آن اعمال نمود.

برخی از مهم ترین فروضی که در این مدل نیاز به تغییر دارند عبارت اند از:

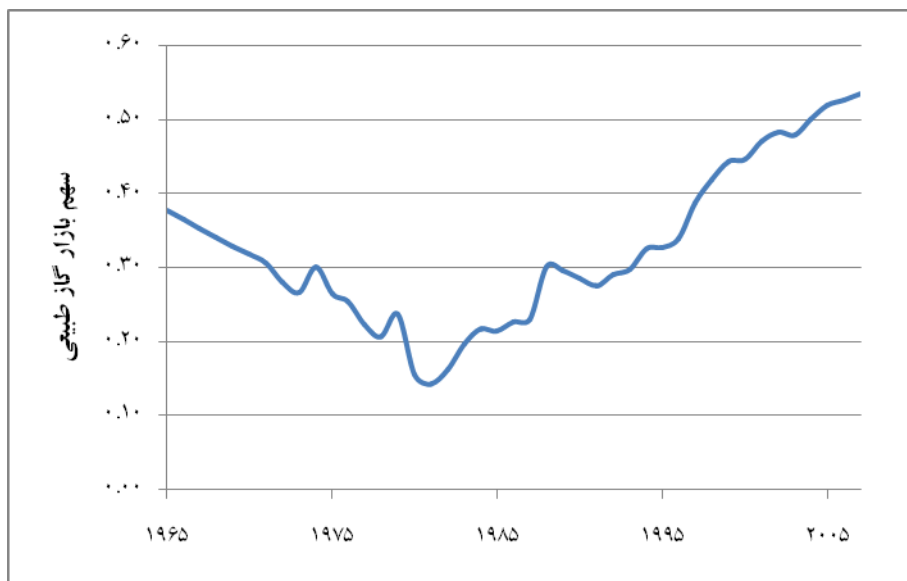
- ذخایر انرژی: در مدل مشایخی ذخایر کشف نشده ی نفت لحاظ نشده است. کل ذخایر نفت در مدل مشایخی ۱۰۰ میلیارد بشکه در نظر گرفته شده است. این در حالی است که تا زمان نگارش این نوشتار، یعنی سال ۲۰۰۹ میلادی، از ذخایر قابل بازیافت انرژی کشور، هنوز ۱۳۸ میلیارد بشکه نفت خام و ۱۶۹ میلیارد بشکه معادل نفت خام گاز طبیعی باقی مانده است [۷]. بنابراین، باید ابتدا روش مناسبی برای تخمین کل ذخایر انرژی کشور یافت؛ و از سوی دیگر، باید اکتشاف ذخایر جدید را نیز در مدل لحاظ نمود تا بتوان به پرسش های اساسی مورد نظر این مطالعه پاسخ گفت.
- تولید انرژی: تولید انرژی در مدل مشایخی تنها شامل نفت است. این در حالی است که امروزه، گاز به عنوان یکی از مهم ترین حامل های انرژی، نه تنها از نفت ارزان تر بوده، بلکه مصرف آن نیز آلودگی کم تری ایجاد می کند. نمودار ۳-۱۲، تولیدات نفت و گاز را به مقیاس یکسان نشان می دهد. ملاحظه

می‌شود که سهم گاز از تولید انرژی روز به روز در حال افزایش است. از طرف دیگر، یکی از اهداف این پژوهش، بررسی سیاست‌های مربوط به نحوه سرمایه‌گذاری بر روی تولید حامل‌های انرژی است. بنابراین، ضروری است که تولید انرژی در مدل از انحصار نفت خارج گردد.



نمودار ۳-۱۲: روند تولیدات نفت و گاز ایران [۷]

- مصرف انرژی: مصرف انرژی نیز در مدل مشایخی بسیار ساده در نظر گرفته شده است: با افزایش تولیدات غیرنفتی سرانه، مصرف انرژی نیز افزایش می‌یابد. پیش از این نیز اشاره شد که افزایش مصرف انرژی در ایران نه به خاطر افزایش تولید، بلکه عمدتاً به خاطر رشد شهرنشینی و افزایش جمعیت بوده است. پس بازنگری در فروض مربوط به تعیین مصرف انرژی کشور ضروری است. همچنین، همانند تولید انرژی، فرض شده که مصرف انرژی تنها شامل نفت می‌شود. این فرض باعث می‌شود تا نتوان سیاست‌های مورد نظر این پژوهش مورد آزمایش قرار گیرند. سهم گاز طبیعی از بازار مصرف انرژی کشور، همان طور که از نمودار ۳-۱۳ بر می‌آید، پس از دهه‌ی ۱۹۷۰ همواره در حال افزایش بوده و انتظار می‌رود که پس از این نیز این روند ادامه یابد. این مسأله به خودی خود نیز پر اهمیت است؛ زیرا افزایش سهم بازار گاز موجب می‌شود که فرصت بیش‌تری برای صادرات گاز فراهم آید و در نتیجه، شرایط سیستم به کلی دگرگون شود. بنابراین، مصرف انرژی در مدل مشایخی نیز باید اصلاح گردد.



نمودار ۳-۱۳: سهم گاز طبیعی از بازار انرژی کشور [۴۱]

- سرمایه‌گذاری انرژی: مدل مشایخی هیچ فرضی در مورد سرمایه‌گذاری در بخش‌های سیستم انرژی ندارد. در حقیقت این فرض ضمنی وجود دارد که اگر محدودیت ذخایر وجود نداشته باشد، تولید انرژی حتی تا بی‌نهایت، می‌تواند افزایش یابد. اما این فرض، به کلی نادرست است. با توجه به این مطلب که صنعت انرژی از سرمایه‌برترین صنایع است، امروزه، بزرگ‌ترین معضل بخش انرژی کشور، فقدان سرمایه‌گذاری کافی به منظور بهره‌برداری از منابع است. همچنین، سیاست‌های مربوط به سرمایه‌گذاری یکی از مهم‌ترین دغدغه‌های این پژوهش است. از این رو، باید فروض مدل به گونه‌ای تغییر یابد که بتوان این گونه سیاست‌ها را در قالب آن تحلیل نمود.
- فن‌آوری انرژی: یکی از مهم‌ترین پرسش‌هایی که در این پایان‌نامه مطرح می‌شود، این است که آیا تزریق گاز تولیدی به ذخایر نفت می‌تواند موجب بهبود سیستم اقتصاد-انرژی کشور گردد یا خیر. پاسخگویی به این سؤال مستلزم در نظر گرفتن فن‌آوری انرژی و تأثیر تزریق گاز بر آن است. بنابراین، این که چه میزان از ذخایر کشف‌شده نفت می‌تواند مورد بهره‌برداری قرار گیرد، بستگی به پیشرفت فن‌آوری و سیاست‌های بخش انرژی در مورد میزان تزریق گاز دارد. طبیعی است که مدل مشایخی فاقد این مفهوم باشد. بنابراین، افزودن این بخش به مدل در جهت اهداف مدل، حیاتی است.
- تجارت انرژی: مدل مشایخی واردات انرژی را در نظر نمی‌گیرد. این در حالی است که اگر روند مصرف و تولید گاز به همین ترتیب ادامه یابد، ایران واردکننده‌ی گاز خواهد بود؛ کما این که در سال‌های اخیر نیز این اتفاق رخ داده است. از طرف دیگر، همان گونه که در فصل بعدی خواهید دید، برخی از سیاست‌های پژوهش حاضر به گونه‌ای طراحی شده‌اند که در نظر گرفتن واردات انرژی را اجتناب‌ناپذیر می‌گردانند.

۳-۲-۶- محدودیت‌ها و حوزه‌های بهبود مدل مشایخی

با توجه به مواردی که عنوان شد، محدودیت‌های مدل مشایخی به منظور ایجاد یک مدل اقتصاد-انرژی عبارت‌اند از:

- در نظر نگرفتن ذخایر کشف نشده و فرآیند اکتشاف؛
- در نظر نگرفتن منابع انرژی جایگزین، به ویژه گاز طبیعی؛
- در نظر نگرفتن سرمایه‌گذاری در بخش انرژی؛
- در نظر نگرفتن اثر فن‌آوری بر روی تولید انرژی؛
- در نظر نگرفتن امکان واردات انرژی؛

در این فصل، ابتدا توضیح مختصری درباره‌ی مفاهیم علم دینامیک سیستم داده شد و سپس، مدل مشایخی به عنوان نمونه‌ای از یک پژوهش دینامیک سیستم کلاسیک درباره‌ی مسایل اقتصاد-انرژی ایران مورد بررسی قرار گرفت. همچنین نتایج این مطالعه، ارائه شده و حوزه‌های بهبود مدل تحلیل گردید.

در فصل بعدی، ساختار مدل ساخته شده که ^۱PEEMI نام گرفته است به تفصیل تشریح خواهد شد.

^۱ Preliminary Energy-Economy Model of Iran

فصل چهارم

تشریح ساختار مدل

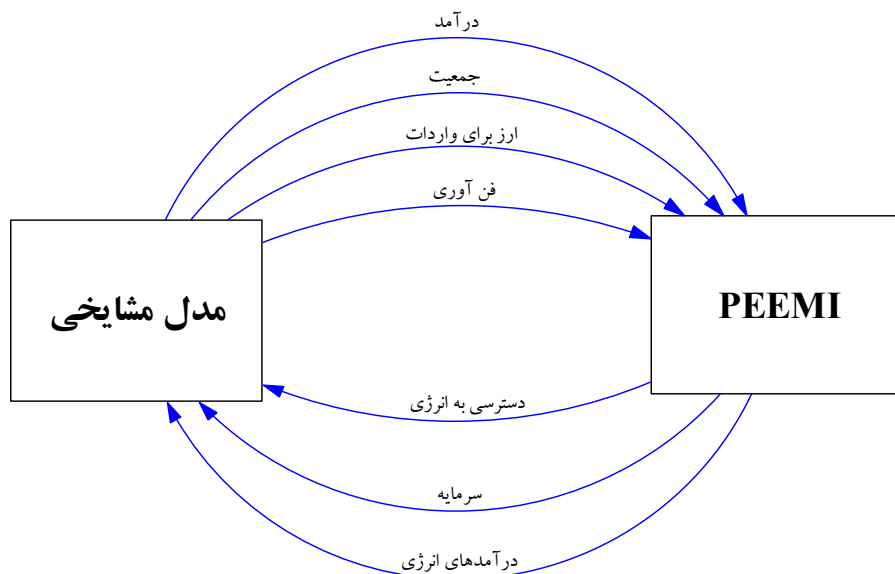
مقدمه

در فصل قبل، مفاهیم اساسی علم دینامیک سیستم، به طور خلاصه توضیح داده شد و مدل مشایخی به عنوان یکی از بهترین نمونه‌های کاربردی این علم در ایران، مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و محدودیت‌های آن در راستای اهداف این پایان‌نامه مشخص گردید.

با توجه به حوزه‌های بهبود مدل مشایخی که در فصل قبلی توضیح داده شد، یک مدل دینامیک سیستم انرژی برای ایران ساخته شده که نام PEEMI (مدل مقدماتی اقتصاد-انرژی ایران) برای آن انتخاب گردیده است. در ادامه، ابتدا ساختار کلی مدل و سپس تمامی متغیرهای آن به طور مفصل، تشریح خواهند شد.

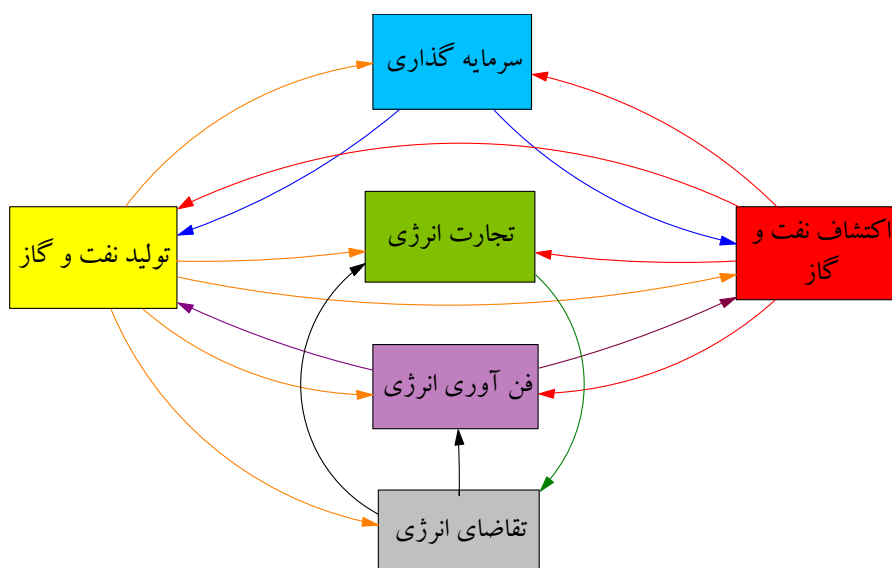
۴-۱- ساختار کلی PEEMI

PEEMI یک مدل الحاقی به مدل دینامیکی مشایخی است. این مدل، متغیرهای اساسی بخش انرژی را در بر گرفته و به نوعی مدل مشایخی را به منظور شبیه‌سازی سیستم اقتصاد-انرژی ایران تکمیل می‌کند. PEEMI از ۸ بخش تشکیل شده است: اکتشاف نفت، تولید نفت، اکتشاف گاز، تولید گاز، تقاضای انرژی، سرمایه‌گذاری انرژی، فن‌آوری انرژی، و تجارت انرژی. شکل ۴-۱ چگونگی ارتباط PEEMI را با مدل مشایخی نشان می‌دهد. باید یادآور شد که در الحاق PEEMI به مدل مشایخی، بخش نفت از مدل مزبور حذف شده است.



شکل ۴-۱: چگونگی ارتباط PEEMI با مدل مشایخی

شکل ۴-۲: نیز روابط درون بخشی PEEMI را به نمایش می گذارد.



شکل ۴-۲: روابط درون بخشی PEEMI

جدول ۴-۱، مرز PEEMI را نشان می دهد. باید توجه داشت که این جدول، تنها متغیرهای اساسی PEEMI را ارائه می کند و متغیرهای مدل مشایخی را در بر نمی گیرد. همان طور که در فصل سه اشاره شد، مدل مشایخی اکثر متغیرهای اصلی اقتصاد کلان ایران را در خود جای داده است و بنابراین، ارتباط PEEMI با این مدل، در نظر گرفتن تعاملات میان بخش انرژی با بخش های دیگر اقتصاد را تضمین می کند.

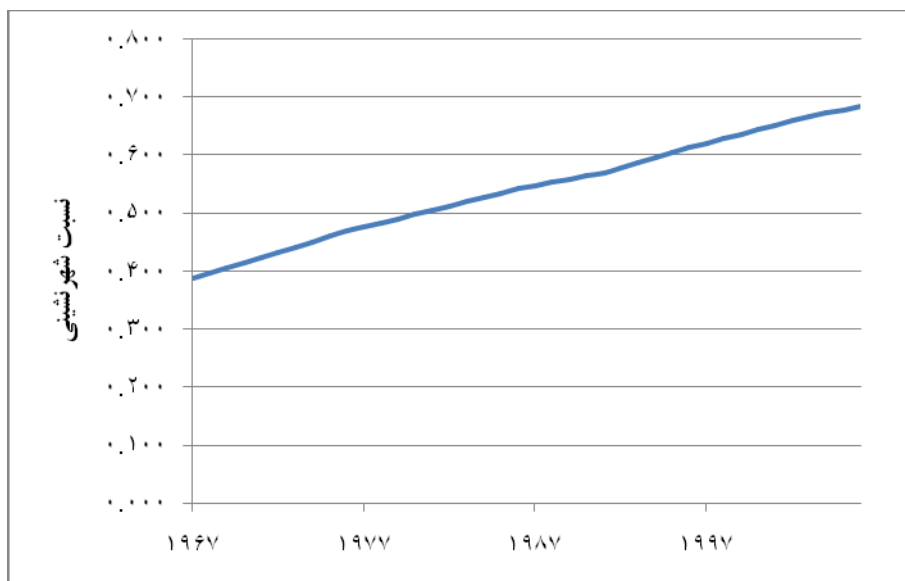
نیاز به توضیح ندارد که متغیرهای درونزای جدول فوق، حلقه های بازخوری ایجاد می کنند که برای بررسی یک سیستم اقتصاد-انرژی در سطح کلان ملی ضروری هستند. در ادامه، علت برونزا در نظر گرفتن و نادیده انگاشتن برخی از متغیرهای مهم سیستم اقتصاد-انرژی توضیح داده خواهد شد.

جدول ۴-۱: مرز PEEMI

متغیرهای درونزا	متغیرهای برونزا	متغیرهای نادیده گرفته شده
اکتشاف انرژی	نسبت شهرنشینی	مسایل زیست محیطی
تولید انرژی	قیمت‌های جهانی انرژی	سیاست‌های مالی در بخش انرژی
تقاضای انرژی	روابط سیاسی	انرژی‌های تجدیدپذیر
سرمایه گذاری انرژی	اثرات انقلاب و جنگ	
فن آوری انرژی	سیاست‌های تجاری	
درآمدهای انرژی		
واردات انرژی		
صادرات انرژی		

۴-۱-۱- متغیرهای برونزا

نسبت شهرنشینی: این متغیر به منظور محاسبه‌ی مقدار تقاضا و مصرف انرژی در مدل به صورت برونزا در نظر گرفته شده است. همان طور که در فصل دوم عنوان شد، رشد جمعیت و افزایش شهرنشینی از دلایل عمده‌ی مصرف لگام گسیخته‌ی انرژی در کشور شمرده می‌شوند. بنابراین برای ترسیم مطابق با واقعیت مصرف انرژی، حضور این متغیر در مدل ضروری است. اما این متغیر در مدل تشکیل حلقه‌ی بازخور مهمی را نمی‌دهد. از طرف دیگر، همان طور که نمودار ۴-۱ نشان می‌دهد، روند تغییرات این متغیر، تا کنون به صورت تقریباً خطی بوده و گمان نمی‌رود ظرف ۲۰ سال آتی که افق پیش‌بینی این پژوهش است، دچار دگرگونی رفتاری گردد. بنابراین، برای ساده‌سازی، این نسبت به طور برونزا در نظر گرفته شده است.



نمودار ۴-۱: روند نسبت شهرنشینی [۴۷]

قیمت‌های جهانی انرژی: از آن‌جا که ایران نقش ناچیزی در تعیین قیمت‌های جهانی انرژی بازی می‌کند، بنابراین این قیمت‌ها در خارج از سیستم اقتصاد-انرژی ایران تعیین می‌شوند. از این دیدگاه می‌توان پذیرفت که این متغیرها برای مطالعه‌ی حاضر در خارج از مرز مدل و به صورت برونزا در نظر گرفته شوند.

روابط سیاسی: پس از وقوع انقلاب، سیاست‌های کلی کشور در جهت بستن مرزهای جغرافیایی و سیاسی کشور تغییر نمود. هرچند این سیاست در برخی مقاطع زمانی کوتاه تا اندازه‌ای دگرگون شد، اما در مجموع، این سیاست‌ها جریان غالب را در کشور شکل می‌دهند. چشم‌پوشی از اهمیت این سیاست‌ها که در جذب سرمایه‌های خارجی در زمینه‌ی انرژی، تأثیر منفی به‌سزایی گذاشته، نادیده انگاشتن واقعیات است. از طرف دیگر، دست‌ورسازی این پدیده به زبان ریاضی، پیچیدگی‌های زیادی دارد که با توجه به محدودیت‌های این پژوهش و همچنین، با در نظر گرفتن اهداف آن، درونزا در نظر گرفتن این متغیر را غیرموجه می‌سازد.

اثرات انقلاب و جنگ: انقلاب و جنگ اثرات شگرفی در ساختار اجتماعی-اقتصادی ایران بر جای گذاشته است. اما همچون مورد پیش، مدل‌سازی درونزای این موارد آن‌چنان پیچیده است که خود می‌تواند موضوع یک پژوهش مستقل باشد. بنابراین، در این جا این اثرات به صورت برونزا در نظر گرفته شده‌اند.

ابزارهای تحلیل سیاست: این متغیرها، برخی از سیاست‌های اعمال‌شده در مدل، از قبیل واردات انرژی را کنترل می‌کنند. به عنوان مثال، در حالت پایه فرض شده که هیچ محدودیتی در زمینه‌ی واردات انرژی وجود ندارد. این متغیرها کمک می‌کنند که در زمان دلخواه و به مقادیر مورد نظر کاربر، سیاست‌های تجاری محدودتر شوند. بنابراین، طبیعی است که این متغیرها، برونزا در نظر گرفته شوند.

۴-۱-۲- متغیرهای نادیده گرفته شده

مسایل زیست‌محیطی: با توجه به اهداف این پایان‌نامه که بررسی سیاست‌های عرضه و تقاضا در بخش انرژی کشور است، در نظر گرفتن مسایل زیست‌محیطی در مدل، تنها مرز مدل را گسترش می‌دهد و هیچ فایده‌ی قابل توجهی در جهت اهداف پژوهش ندارد.

سیاست‌های مالی در بخش انرژی: به کارگیری ابزارهای مالی در بخش انرژی مانند یارانه‌ها و مالیات‌ها، در نظر گرفته نشده‌اند. یارانه‌های انرژی سال‌ها است که در رگ‌های اقتصاد کشور تزریق شده و اقتصاد کشور را به استفاده از این ابزار مالی، معتاد کرده است. مسأله‌ی حذف یارانه‌ها نیز تبدیل به یکی از داغ‌ترین مباحث روز شده است. کارشناسان اقتصادی نظرات ضد و نقیضی در این رابطه ارایه می‌کنند و هنوز به اجماعی درباره‌ی چگونگی اثرات این سیاست دست نیافته‌اند. تغییر در نحوه‌ی پرداخت این یارانه‌ها می‌تواند اثرات بسیار پیچیده و غیرقابل پیش‌بینی بر ساختار اقتصادی-اجتماعی و مسلماً بخش انرژی داشته باشد. بدیهی است که پرداختن به این سیاست پیچیده که اثرات بسیار گسترده‌ای دارد در این پایان‌نامه، نمی‌تواند انتظارات را برآورده نماید. بنابراین، تأثیرات تغییر در میزان یارانه‌های انرژی بر سیستم اقتصاد-انرژی کشور با وجود اهمیت بسیار زیادی که دارد، مورد بررسی قرار نخواهد گرفت. البته باید توجه داشت که سیاست‌هایی که در این پایان‌نامه مورد تحلیل قرار می‌گیرند، اثرات خود را تحت هر شرایطی خواهند داشت؛ چه یارانه‌ها حذف شوند؛ یا نشوند.

انرژی‌های تجدیدپذیر: در سال ۱۳۸۵ سهم نفت و گاز از عرضه انرژی اولیه در کشور، به ترتیب ۶۸/۵۴ و ۲۹/۵۹ درصد و در مجموع، ۹۸/۱۳ درصد بوده است (۴۱). به عبارت دیگر، سهم حامل‌های دیگر در عرضه انرژی، کم‌تر از ۲٪ بوده و با توجه به روند سرمایه‌گذاری در بخش انرژی‌های نو، افزایش قابل توجهی در این سهم بعید به نظر می‌رسد. بنابراین، منطقی است که برای سادسازی، دیگر حامل‌های انرژی را در مدل در نظر نگیریم.

جدول ۲-۴ روابط بین‌بخشی را با جزئیات بیش‌تری نشان می‌دهد. این جدول شامل جریان‌ات اطلاعاتی و فیزیکی بین بخش‌های مختلف PEEMI است.

جدول ۲-۴: روابط بین‌بخشی PEEMI

به از	اکتشاف نفت	تولید نفت	اکتشاف گاز	تولید گاز	تقاضا	سرمایه- گذاری	فن‌آوری	تجارت	مدل مشایخی
اکتشاف نفت		ذخایر				تقاضای سرمایه	اطلاعات ذخایر		
تولید نفت	تقاضای اکتشاف			حداقل تولید گاز	تقاضای تزریق	تقاضای سرمایه		عرضه نفت	
اکتشاف گاز				ذخایر		تقاضای سرمایه	اطلاعات ذخایر		
تولید گاز			تقاضای اکتشاف			تقاضای سرمایه	تزریق به ذخایر نفت	عرضه گاز	
تقاضا							تقاضای تزریق	مصرف	دسترسی به انرژی
سرمایه- گذاری	سرمایه	سرمایه	سرمایه	سرمایه					سرمایه
فن‌آوری	نسبت قابل اکتشاف	نسبت قابل بازیافت	نسبت قابل اکتشاف	نسبت قابل بازیافت					
تجارت					عرضه انرژی				درآمد
مدل مشایخی					درآمد/جمعیت	درآمد	فن‌آوری	ارز برای واردات	

در بخش بعد به طور جداگانه به بررسی هر یک از زیربخش‌های مدل پرداخته می‌شود.

۲-۴- تشریح معادلات مدل

در این بخش، روابط معادلات مدل، به طور مجزا برای هر یک از زیربخش‌ها تشریح شده است. در ضمیمه‌ی این پایان‌نامه، فهرست الفبایی متغیرها آمده است که می‌تواند در جهت درک بهتر ساختارها مفید باشد.

۲-۴-۱- اکتشاف نفت

ساختار کلی زیربخش اکتشاف نفت در شکل ۳-۴ نشان داده شده است. در ادامه، متغیرهای این بخش معرفی شده و به طور مفصل تشریح می‌شوند.

تولید انباشتی نفت به صورت یک متغیر سطح است که به وسیله‌ی متغیر نرخ تولید نفت افزایش می‌یابد. مقدار ابتدایی تولید تجمعی نفت خام تا سال ۱۹۵۸ از داده‌های موجود در سالنامه‌ی آماری اوپک استخراج شده است [۴۸]. این مقدار به طور دقیق برابر است با ۳,۱۳۶,۶۱۹,۰۰۰ بشکه نفت خام. در مدل، مقدار تقریبی ۳۰۰۰ میلیون بشکه مورد استفاده قرار گرفته است.

$$(001) \text{ CUMOP}(t) = \text{CUMOP}(t - dt) + (\text{OPRR}) * dt$$

$$\text{INIT CUMOP} = 3000$$

DOCUMENT: Cumulative Oil Production {L, (million bbls)}

- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}

ساختار تولید نفت و چگونگی محاسبه‌ی آن، در بخش تولید نفت تشریح شده است. در این جا فقط تأثیر پدیده‌ی انقلاب و جنگ توضیح داده می‌شود. تولید نفت در رابطه‌ی زیر از ضرب تولید بالقوه‌ی نفت در اثر جنگ به دست می‌آید.

$$(002) \text{ OPRR} = \text{OPR} * \text{EWOP}$$

DOCUMENT: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}

- OPR: Oil Production {A, (million bbls/year)}
- EWOP: Effect of War on Oil Production {A, (dmnl)}

اثر جنگ، در فاصله‌ی سال‌های ۱۹۷۹ تا ۱۹۸۹ تولید نفت را تا ۵۰٪ مقدار پیشین خود کاهش می‌دهد. علت این که در رابطه‌ی زیر سال‌های اثرگذاری جنگ دو سال به عقب برده شده، این فرض است که این اثرات، به تدریج و ظرف دو سال نمایان می‌شوند.

$$(003) \text{ EWOP} = \text{SMTH1}(\text{IF} (\text{TIME} < 1977) \text{ OR } (\text{TIME} > 1987) \text{ THEN } 1 \text{ ELSE } \text{WMOP}, \text{WED})$$

DOCUMENT: Effect of War on Oil Production {A, (dmnl)}

$$(004) \text{ WMOP} = 0.5$$

DOCUMENT: War Multiplier for Oil Production {C, (dmnl)}

$$(005) \text{ WED} = 2$$

DOCUMENT: War Effect Delay {C, (years)}

متغیر ذخایر کشف شده (درجا)ی نفت از یک سو تحت فرآیند اکتشاف افزایش یافته و از سوی دیگر در اثر تولید کم می‌شود. این متغیر در مدل با یک متغیر سطح نشان داده شده است. مقدار اولیه‌ی این مدل ۱۴۰,۰۰۰ میلیون بشکه در نظر گرفته شده است. باید توجه داشت که دقت این مقدار برای مدل ما اهمیتی ندارد؛ در عوض، آن چه مهم است، مقدار کل ذخایر انرژی است؛ که محاسبه‌ی آن در ادامه توضیح داده خواهد شد. بنابراین، همین که مقدار ذخایر کشف شده، از تفاضل کل ذخایر و تولید انباشتی نفت کم‌تر باشد برای اهداف این پژوهش کفایت می‌کند.

$$(006) \text{ OIR}(t) = \text{OIR}(t - dt) + (\text{AOIR} - \text{OPRR}) * dt$$

$$\text{INIT OIR} = 140000$$

DOCUMENT: Oil Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

- AOIR: Additions to Oil Identified Resource {R, (million bbls/year)}
- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}

اکتشاف نفت از ضرب سرمایه گذاری اثربخش بر روی اکتشاف، در بهره‌وری سرمایه گذاری در اکتشاف نفت به دست می‌آید.

$$(007) \text{ AOIR} = \text{PIOE} * \text{EIE} / 1000000$$

DOCUMENT: Additions to Oil Identified Resource {R, (million bbls/year)}

- PIOE: Productivity of Investment in Oil Exploration {A, (bbls/million R)}
- EIE: Effective Investment in Exploration {L, (million R/year)}

سرمایه گذاری اثربخش در اکتشاف، همان سرمایه گذاری در بخش مزبور است که به تدریج و ظرف ده سال به ثمر می‌نشیند. فرض اساسی که در این بخش وجود دارد این است که متغیر سرمایه گذاری در بخش اکتشاف، به طور مشترک برای بخش‌های نفت و گاز تعیین می‌شود. به عبارت دقیق‌تر، ابتدا سرمایه گذاری مطلوب در بخش نفت و گاز به طور جداگانه تعیین شده و مجموع این دو مقدار، کل سرمایه گذاری مطلوب در بخش اکتشاف را به دست می‌دهد. آنگاه، طی فرآیندی که در بخش سرمایه گذاری توضیح داده خواهد شد، مقدار سرمایه گذاری در بخش اکتشاف تعیین می‌شود. با افزایش این متغیر، اکتشاف هم در بخش نفت و هم در بخش گاز، به نسبت بهره‌وری سرمایه گذاری در هر بخش، افزایش خواهد یافت. این فرض بر این واقعیت استوار است که فرآیند اکتشاف در بخش‌های نفت و گاز به طور منفک از یکدیگر صورت نمی‌گیرد. همچنین، مقدار اولیه سرمایه گذاری بر روی اکتشاف، ۱۲,۰۰۰ میلیون ریال در سال فرض شده است. داده‌ی موثقی در این باره در دست نیست و این مقدار در مرحله‌ی کالیبراسیون مدل تعیین شده است. به هر حال، مقدار مطلق این متغیر اهمیت چندانی برای ما ندارد. آن چه مهم است مقدار نسبی آن در ترکیب با بهره‌وری سرمایه گذاری است که در سطور بعدی به آن اشاره خواهد شد.

$$(008) \text{ EIE}(t) = \text{EIE}(t - dt) + (\text{CEIOE}) * dt$$

$$\text{INIT EIE} = 12000$$

DOCUMENT: Effective Investment in Exploration {L, (million R/year)}

$$(009) \text{ CEIE} = (\text{INE} - \text{EIE}) / \text{DD}$$

DOCUMENT: Change in Effective Investment in Exploration {R, (million R/year)}

- INE: Investment in Exploration {A, (million R/year)}
- EIE: Effective Investment in Exploration {L, (million R/year)}

$$(010) \text{ DD} = 10$$

DOCUMENT: Development Delay {C, (years)}

سرمایه گذاری در اکتشاف، از ضرب نسبت سرمایه گذاری در اکتشاف، در اعتبارات باقی مانده ی بخش انرژی حاصل می شود. در بخش سرمایه گذاری، توضیحات بیش تری درباره ی نحوه ی محاسبه ی متغیرهای مذکور که تحت تأثیر سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف، و اعتبارات در دسترس قرار دارند، داده خواهد شد.

$$(011) \text{INE} = \text{FIE} * \text{IES}$$

DOCUMENT: Investment in Exploration {A, (million R/year)}

- FIE: Fraction of Investment in Exploration {A, (dmnl)}
- IES: Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}

سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف، از سه جز تشکیل شده است: سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف گاز، سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف نفت، و سرمایه گذاری اضافی به منظور توسعه ی ذخایر درجا. سرمایه گذاری به منظور توسعه ی ذخایر، از ضرب سرمایه گذاری اثربخش در نرخ رشد مطلوب و با در نظر گرفتن تأخیر موجود در فرآیند اکتشاف محاسبه می گردد. فرض شده که نرخ رشد مطلوبی که تصمیم گیران برای افزایش در ذخایر در نظر می گیرند ۱۵٪ در سال است. البته باید توجه داشت که سرمایه گذاری در بخش اکتشاف تا جایی ادامه می یابد که ذخایر درجا، در حد قابل اطمینانی افزایش یابد. یک متغیر تصمیم گیری صفر و یک که در انتها، در معادله ی مورد بحث ضرب می شود، دستورسازی این ساختار را بر عهده دارد. این متغیر بدین صورت عمل می کند که هرگاه تولید بالقوه ی نفت (گاز) از ذخایر، از دو برابر تولید بالقوه ی نفت (گاز) از سرمایه گذاری فراتر رود، مقدار صفر گرفته و سرمایه گذاری بر روی اکتشاف را متوقف خواهد کرد.

$$(012) \text{DIE} = (\text{DIGE} + \text{DIOE} + (\text{EIE} * \text{DGEIR} * \text{DD})) * \text{SIEEP}$$

DOCUMENT: Desired Investment in Exploration {A, (million R/year)}

- DIGE: Desired Investment in Gas Exploration {A, (million R/year)}
- DIOE: Desired Investment in Oil Exploration {A, (million R/year)}
- EIE: Effective Investment in Exploration {L, (million R/year)}

$$(013) \text{DGEI} = 0.15$$

DOCUMENT: Desired Growth in Energy Industry {C, (1/year)}

- DD: Development Delay {C, (years)}

$$(014) \text{SIEEP} = \text{IF} (\text{ROP} > \text{DREP}) \text{ AND } (\text{RGP} > \text{DREP}) \text{ THEN } 0 \text{ ELSE } 1$$

DOCUMENT: Signal for Investment in Exploration from Energy Production {A, (dmnl)}

$$(015) \text{ROP} = \text{OPPR} / \text{OPPI}$$

DOCUMENT: Ratio of Oil Production from Reserve to Oil Production from Investment {A, (dmnl)}

- OPRP: Oil Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
- OPPI: Oil Potential Production from Investment {A, (million bbls/year)}

$$(016) \text{DREP} = 2$$

DOCUMENT: Desired Ratio of Energy Production from Reserve to Energy Production from Investment {C, (dmnl)}

$$(017) RGP = GPPR/GPPI$$

DOCUMENT: Ratio of Gas Production from Reserve to Gas Production from Investment {A, (dmnl)}

- GPPR: Gas Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
- GPPI: Gas Potential Production from Investment {A, (million bbls/year)}

سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف گاز که ساختاری کاملاً مشابه سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف نفت دارد، در زیربخش اکتشاف گاز محاسبه می شود. سرمایه گذاری مطلوب در اکتشاف نفت بر اساس تولید فعلی و هزینه اکتشاف تعیین می شود. سرمایه گذاری مطلوب به اندازه ای تعیین می شود تا بتواند مقداری از ذخایر را که در اثر تولید کاهش یافته است، جبران نماید. البته، همان طور که در رابطه ی قبلی اشاره شد، توسعه ی این ذخایر نیز مد نظر تصمیم گیران قرار دارد. این مقدار از ضرب تولید نفت در هزینه ی اکتشاف هر بشکه نفت محاسبه می شود. همچنین، اگر بهره وری از مقدار مشخصی کم تر شود، مقدار مطلوب سرمایه گذاری صفر خواهد شد. متغیر SSIOE به همین دلیل در رابطه ی زیر ظاهر شده است. متغیر TPIES حد آستانه ای را برای بهره وری سرمایه گذاری تعریف می کند. این حد آستانه ای ۱۰ بشکه نفت خام به ازای هر میلیون ریال سرمایه گذاری تعریف شده است. بدین ترتیب، اگر بهره وری سرمایه گذاری از این مقدار کم تر شود، تمایل برای سرمایه گذاری از بین خواهد رفت. این فرض در مورد تمام زیربخش های PEEMI صادق است.

$$(018) DIOE = OPRR * UCOE * SSIOE * 1000000$$

DOCUMENT: Desired Investment in Oil Exploration {A, (million R/year)}

- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}
- UCOE: Unit Cost of Oil Exploration {A, (million R/bbl)}

$$(019) SSIOE = SWITCH(PIOE, TPIES)$$

DOCUMENT: Signal to Stop Investing in Oil Exploration {A, (dmnl)}

- PIOE: Productivity of Investment in Oil Exploration {A, (bbls/million R)}

$$(020) TPIES = 10$$

DOCUMENT: Threshold for Productivity of Investment in Energy Sectors {C, (bbls/million R)}

هزینه ی اکتشاف هر بشکه نفت خام به صورت معکوس بهره وری سرمایه گذاری در اکتشاف نفت تعریف شده است. متغیر TPIES تنها بدین منظور در مخرج کسر آمده که از مبهم شدن مقدار هزینه، هنگامی که بهره وری به صفر کاهش می یابد، جلوگیری کند.

$$(021) UCOE = 1/MAX(PIOE, TPIES)$$

DOCUMENT: Unit Cost of Oil Exploration {A, (million R/bbl)}

- PIOE: Productivity of Investment in Oil Exploration {A, (bbls/million R)}

- TPIES: Threshold for Productivity of Investment in Energy Sectors {C, (bbls/million R)}

بهره‌وری سرمایه‌گذاری در اکتشاف نفت از ضرب بیشینه‌ی بهره‌وری در اثر ذخایر بر روی بهره‌وری اکتشاف به دست می‌آید. بیشینه‌ی بهره‌وری، نشان‌دهنده‌ی حداکثر بهره‌وری ممکن در بخش اکتشاف است. بهره‌وری همچنین، توسط مقدار نفت کشف‌نشده‌ی باقی‌مانده در ذخایر، محدود می‌شود. فقر اطلاعاتی موجب شده تا مقدار دقیقی از بیشینه‌ی بهره‌وری در دست نباشد. از این رو، مقدار کمی این پارامتر در مرحله‌ی کالیبراسیون تعیین شده است. در هر صورت، همان طور که در مورد مقدار اولیه‌ی سرمایه‌گذاری اشاره شد، دقت مقدار مطلق این پارامتر نیز اهمیت چندانی نداشته و مقدار نسبی آن است که تأثیرگذار است.

$$(022) \text{PIOE} = \text{MPIOE} * \text{PIOEG}$$

DOCUMENT: Productivity of Investment in Oil Exploration {A, (bbls/million R)}

$$(023) \text{MPIOE} = 9000$$

DOCUMENT: Maximum Productivity of Investment in Oil Exploration {C, (bbls/million R)}

$$(024) \text{PIOEG} = \text{GRAPH}(\text{OUR}/\text{INIT}(\text{OUR}))$$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Graph for Maximum Productivity of Investment in Oil Exploration {A, (dmnl)}

- OUR: Oil Undiscovered Resource {L, (million bbls)}

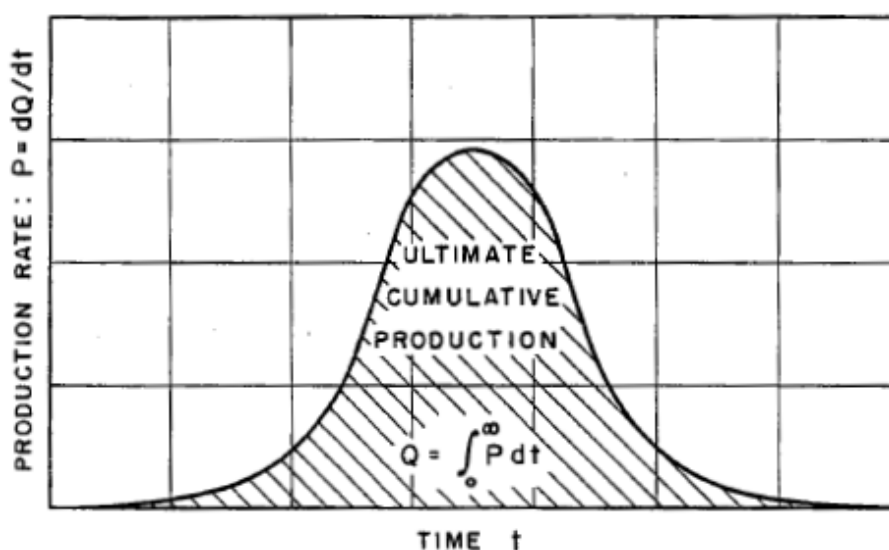
مقدار کل ذخایر کشف‌نشده نیز در مدل به صورت یک متغیر سطح نشان داده شده است. مقدار اولیه‌ی این متغیر یکی از مهم‌ترین پارامترهایی است که تخمین درست آن یکی از اهداف این پایان‌نامه است. بنابراین در این جا به طور مفصل‌تری به تشریح چگونگی محاسبه‌ی این پارامتر پرداخته می‌شود.

ام. کینگ هابرت، زمین‌شناس مشهور آمریکایی، در سال ۱۹۵۶، روشی را برای تخمین ذخایر قابل بازیابی نهایی نفت جهان، و همچنین، ایالات متحده‌ی آمریکا به کار برد که به رویکرد چرخه‌ی عمر هابرت^۱ معروف است [۴۹]. این روش، چنان دقیق عمل می‌کند که هنوز هم مبنای بسیاری از پژوهش‌ها، در زمینه‌ی تخمین منابع طبیعی پایان‌پذیر، از جمله، ذخایر انرژی‌های فسیلی مانند نفت، گاز و زغال‌سنگ است.

هابرت در دستورسازی نظریه‌اش، ساختار فیزیکی سیستم سوخت فسیلی را در نظر گرفت؛ و فرض نمود که کل مقدار ذخایر نفت و گاز ایالات متحده و بنابراین مقدار قابل بازیابی نهایی نفت و گاز ایالات متحده محدود است. بنا بر این نظریه، مقدار تولید تجمعی نفت و گاز، باید کوچک‌تر یا مساوی مقدار قابل بازیابی نهایی باشد.

^۱ Hubbert Life Cycle

یک استدلال مستقیم از نظریه‌ی هابرت این است که نمودار زمانی تولید نفت یا گاز (چه در سطح جهانی و چه در سطح محلی) مانند نمودار ۲-۴ باید شکل کوهانی داشته باشد؛ به طوری که مساحت زیر منحنی تولید، مقدار تولید تجمعی را به دست می‌دهد؛ و مقدار تجمعی نیز، یک مقدار ثابت و محدود است. در حقیقت، هابرت بحث می‌کند که چرخه‌ی عمر اکتشاف و تولید نفت و گاز، یک منحنی تولید زنگوله‌ای شکل را ایجاد می‌نماید. این منحنی، دوره‌ای از قیمت‌های پایین منابع و رشد نمایی تولید را تعریف می‌کند؛ سپس تولید به بالاترین مقدار خود می‌رسد؛ چون در اثر تهی شدن منابع، اکتشاف به ازای هر فوت حفاری، کاهش یافته و در نتیجه، قیمت منابع افزایش می‌یابد. در مرحله‌ی آخر، دوره‌ای قرار دارد که در آن شاهد افزایش هزینه‌ها و کاهش تولید در اثر جایگزینی منابع انرژی فعلی با منابع جایگزین خواهیم بود.



نمودار ۲-۴: منحنی چرخه‌ی کامل تولید منابع پایان پذیر [۴۹]

استرمن و ریچاردسن برای شبیه‌سازی روش هابرت یک پروتکل تعریف کرده‌اند که از آن در این پژوهش برای تخمین مقدار منابع قابل بازیابی نهایی نفت ایران استفاده می‌شود. پروتکل مزبور به صورت زیر تعریف شده است [۳۰]:

- ۱- اکتشافات اثبات‌شده‌ی تجمعی به صورت تولید تجمعی به علاوه‌ی ذخایر قابل بازیابی، تعریف می‌شود.
- ۲- فرض بر این است که اکتشافات اثبات‌شده‌ی تجمعی، از یک مسیر منطقی، مطابق با رابطه‌ی ۱-۴ پیروی می‌کنند:

$$Q_t = \frac{Q^\infty}{1 + a \cdot \exp [b(t - t_0)]} \quad (1-4)$$

که در آن:

$$Q^\infty = \text{منابع قابل بازیابی نهایی نفت}$$

$$Q_t = \text{اکتشافات اثبات‌شده‌ی تجمعی در دوره‌ی } t$$

a و b = پارامترهایی که باید تخمین زده شوند

t_0 = زمان آغازین اختیاری

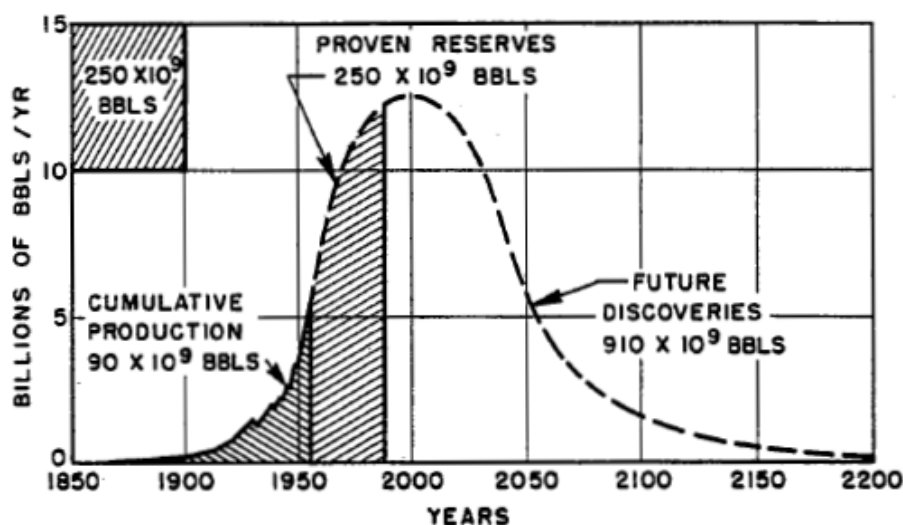
۳- رابطه‌ی ۱-۴ به صورت رابطه‌ی ۲-۴ بازنویسی می‌شود:

$$\ln \left[\left(\frac{Q^\infty}{Q_t} \right) - 1 \right] = \ln(a) + b(t - t_0) \quad (2-4)$$

۴- رابطه‌ی ۲-۴ با استفاده از روش *حد اقل مربعات معمولی*^۱ و با مقادیر مختلف Q^∞ تخمین زده می‌شود. آن مقداری که بیشترین R^2 را به دست دهد، به عنوان بهترین تخمین ذخایر قابل بازیابی نفت، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

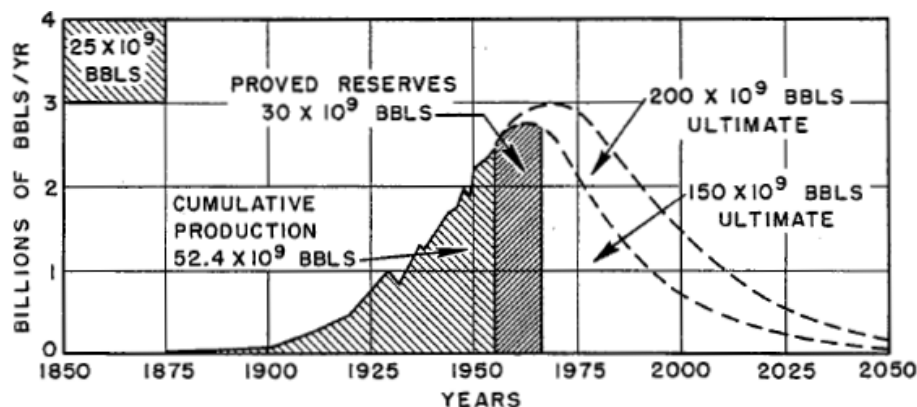
هابرت، در پژوهش خود، مقدار Q^∞ را با سعی و خطا به دست آورده است. بدین صورت که داده‌ها را بر روی یک صفحه‌ی شبه‌لگاریتمی رسم کرده و بهترین مقدار Q^∞ را که به نحو بهتری بر داده‌ها منطبق می‌شود، تنها با قضاوت به وسیله‌ی چشم، انتخاب کرده است [۴۹].

پیش‌بینی هابرت در مورد تولید نفت جهان و ایالات متحده‌ی آمریکا در نمودارهای ۳-۴ و ۴-۴ قابل مشاهده است.



نمودار ۳-۴: تولید نفت خام جهان با فرض ذخایر اولیه‌ی ۱۲۵۰ میلیارد بشکه [۴۹]

^۱ Ordinary Least Squares (OLS)



نمودار ۴-۴: تولید نفت خام ایالات متحده با فرض ذخایر اولیه ۱۵۰ و ۲۰۰ میلیارد بشکه [۴۹]

با استفاده از روش چرخه‌ی عمر هابرت، رابطه‌ی ۴-۲ برای مقادیر مختلف Q^∞ تخمین زده شده است.^۱ نتایج نهایی این تخمین‌ها در جدول ۴-۳ نشان داده شده است.

جدول ۴-۳: نتایج حاصل از تخمین رابطه‌ی چرخه‌ی زندگی هابرت برای ذخایر نفت کشور

تخمین	Q^∞ (میلیارد بشکه)	R^2
یکم	۵۰۰	۰/۹۰۶۲۲۷
دوم	۶۰۰	۰/۹۰۵۶۴۹
سوم	۴۰۰	۰/۹۰۶۷۰۶
چهارم	۴۵۰	۰/۹۰۶۵۴۲
پنجم	۳۵۰	۰/۹۰۶۳۵۵
ششم	۴۲۵	۰/۹۰۶۶۵۶
هفتم	۳۷۵	۰/۹۰۶۶۳۸
هشتم	۴۱۲/۵	۰/۹۰۶۶۹۲
نهم	۳۸۷/۵	۰/۹۰۶۶۹۱

با توجه به نتایج به دست آمده، بهترین مقداری که روش چرخه‌ی عمر هابرت برای مقدار ذخایر قابل بازیابی نهایی نفت ایران محاسبه می‌کند، ۴۰۰ میلیارد بشکه است. نتیجه‌ی به دست آمده از تخمین رایانه‌ای برای مقدار ۴۰۰ میلیارد بشکه که با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی محاسبه شده، در جدول ۴-۴ آمده است.

^۱ این تخمین‌ها با استفاده از نرم‌افزار EViews 4.1 محاسبه شده‌اند [۶۴].

جدول ۴-۴: نتیجه‌ی تخمین رابطه‌ی چرخه‌ی عمر هابرت برای ذخایر نفت ایران

Dependent Variable: LOG((400000/Q)-1)

Method: Least Squares

Date: 02/06/09 Time: 02:27

Sample: 1980 2007

Included observations: 28

Convergence achieved after 1 iteration

LOG((400000/Q)-1)=LOG(C(1))+C(2)*(T-1980)

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	3.635565	0.166466	21.83967	0.0000
C(2)	-0.046266	0.002910	-15.89617	0.0000
R-squared	0.906706	Mean dependent var		0.666178
Adjusted R-squared	0.903118	S.D. dependent var		0.399681
S.E. of regression	0.124404	Akaike info criterion		-1.261810
Sum squared resid	0.402388	Schwarz criterion		-1.166652
Log likelihood	19.66534	Durbin-Watson stat		0.672219

بنابراین، مقدار ۴۰۰ میلیارد بشکه، در این پژوهش به عنوان کل مقدار ذخایر قابل بازیافت نهایی نفت کشور به کار گرفته می‌شود. اما متغیری که به مقدار اولیه‌ی آن در این پژوهش نیازمندیم، متغیر سطح کل ذخایر نفت است. در این پژوهش، فرض بر این است که ۱۰٪ ذخایر کشف‌نشده‌ی نفت، به طور بالقوه قابل کشف بوده و ضریب بازیافت نیز با پیشرفت فن‌آوری، می‌تواند تا ۸۰٪ افزایش یابد^۱. بنابراین کل ذخایر نفت کشور به صورت زیر به دست می‌آید:

$$\text{میلیارد بشکه} = 400 + 10\% + 80\% \times 500$$

حال برای این که مقدار ابتدایی متغیر سطح ذخایر کشف‌نشده را در سال ۱۹۵۸ بیابیم، باید مقدار تخمین زده‌شده را از مقادیر ابتدایی ذخایر کشف‌شده و تولید انباشتی کم کنیم. بنابراین مقدار ذخایر کشف‌نشده‌ی ابتدایی در سال مورد نظر برابر خواهد بود با:

$$\text{میلیون بشکه} = 500000 - 140000 - 30000 = 357000$$

رابطه‌ی زیر نحوه‌ی محاسبه‌ی متغیر مورد نظر را نشان می‌دهد.

$$(025) \text{ OUR}(t) = \text{OUR}(t - dt) + (- \text{AOIR}) * dt$$

$$\text{INIT OUR} = 357000$$

^۱ در مورد نحوه‌ی تعیین این فروض در بخش فن‌آوری انرژی توضیحات مبسوط ارائه خواهد شد.

تولید نفت همان طور که در بخش اکتشاف نفت تشریح شد، از ضرب تولید بالقوه در ضریب اثر جنگ به دست می آید. اما تولید بالقوه نفت از ضرب تولید بالقوه از ذخایر در اثر سرمایه گذاری محاسبه می شود. در حقیقت، دو محدودیت پیش روی تولید انرژی وجود دارد: نخست، ذخایر انرژی، و سپس، حجم سرمایه گذاری.

$$(026) \text{ OPR} = \text{OPPR} * \text{EIOPP}$$

DOCUMENT: Oil Production {A, (million bbls/year)}

- OPPR: Oil Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
- EIOPP: Effect of Investment on Oil Potential Production {A, (dmnl)}

تولید نفت حاصل از ذخایر، از تقسیم ذخایر قابل بازیافت نفت بر نسبت نرمال ذخایر به تولید به دست می آید. نسبت نرمال ذخایر به تولید که ۲۰ سال فرض شده، نشان دهنده مدت زمانی است که برای عمر ذخایر در نظر گرفته شده است. نحوه محاسبه ذخایر قابل بازیافت، در بخش فن آوری توضیح داده می شود.

$$(027) \text{ OPPR} = \text{TORRR} / \text{NERPR}$$

DOCUMENT: Oil Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}

$$(028) \text{ NERPR} = 20$$

DOCUMENT: Normal Energy Resource to Production Ratio {C, (years)}

- TORRR: Total Oil Recoverable Resource Remaining {A, (million bbls)}

فرض اساسی، این است که حتی اگر تولید حاصل از سرمایه گذاری، بی نهایت بزرگ باشد، تولید انرژی، تنها به اندازه ۲۰٪ بیش از تولید حاصل از ذخایر، می تواند افزایش یابد. تابع نموداری زیر، این شرط را تضمین می کند.

$$(029) \text{ EIOPP} = \text{GRAPH}(\text{OPPI} / \text{OPPR})$$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00), (1.20, 1.08), (1.40, 1.15), (1.60, 1.20)

DOCUMENT: Effect of Investment on Oil Potential Production {A, (dmnl)}

- OPPI: Oil Potential Production from Investment {A, (million bbls/year)}
- OPPR: Oil Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}

تولید نفت حاصل از سرمایه گذاری، از ضرب سرمایه گذاری در بهره وری سرمایه گذاری به دست می آید. فرض شده که سرمایه گذاری، ظرف ۶ سال به تولید منجر می شود. اثر جنگ نیز که پیش از این توضیح داده شد، مقدار سرمایه گذاری را در طول دوره بحران کاهش می دهد.

$$(030) \text{ OPPI} = (\text{PIOP} / 1000000) * \text{SMTH3}(\text{IOPEY}, \text{EPD}) * \text{EWOP}$$

DOCUMENT: Oil Potential Production from Investment {A, (million bbls/year)}

- PIOP: Productivity of Investment in Oil Production {A, (bbls/million R)}
- IOPEY: Investment in Oil Production at the End of the Year {L, (million R/year)}

$$(031) \text{ EPD} = 6$$

DOCUMENT: Energy Production Delay {C, (years)}

- EWOP: Effect of War on Oil Production {A, (dmnl)}

بهره‌وری سرمایه‌گذاری در تولید نفت، تحت تأثیر دو عامل قرار دارد: نخست، بیشینه‌ی بهره‌وری که اثر ذخایر کشف‌شده را منعکس می‌کند؛ و دوم، فن‌آوری تولید. با کاهش ذخایر کشف‌شده، بیشینه‌ی بهره‌وری کاهش می‌یابد. از طرف دیگر، پیشرفت فن‌آوری، نسبت ذخایر قابل بازیافت به کل ذخایر کشف‌شده را افزایش داده و موجب افزایش بهره‌وری سرمایه‌گذاری بر روی تولید نفت می‌گردد. بیشینه‌ی بهره‌وری نرمال، پنج برابر بیشینه‌ی بهره‌وری سرمایه‌گذاری بر روی اکتشاف نفت در نظر گرفته شده است.

$$(032) \text{ PIOP} = \text{MPIOP} * \text{ETOP}$$

DOCUMENT: Productivity of Investment in Oil Production {A, (bbls/million R)}

$$(033) \text{ MPIOP} = \text{PIOPN} * \text{PIOPG}$$

DOCUMENT: Maximum Productivity of Investment in Oil Production {A, (bbls/million R)}

$$(034) \text{ PIOPN} = 45000$$

DOCUMENT: Normal Productivity of Investment in Oil Production {C, (bbls/million R)}

$$(035) \text{ PIOPG} = \text{GRAPH}(\text{OIR}/\text{INIT}(\text{OIR}))$$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Graph for Productivity of Investment in Oil Production {A, (dmnl)}

$$(036) \text{ ETOP} = \text{GRAPH}(\text{TORRR}/\text{OIR})$$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Effect of Technology on Oil Production {A, (dmnl)}

- TORRR: Total Oil Recoverable Resource Remaining {A, (million bbls)}
- OIR: Oil Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

سرمایه‌گذاری بر روی تولید نفت، از ضرب سرمایه‌گذاری بخش انرژی، در سهم تخصیص داده شده به تولید نفت به دست می‌آید. این متغیرها در بخش سرمایه‌گذاری تشریح می‌شوند. اما ذکر این نکته ضروری است که سهم تولید نفت از سرمایه‌گذاری بخش انرژی، بر اساس سرمایه‌گذاری مطلوب در این بخش تعیین می‌گردد. حجم اولیه‌ی سرمایه‌گذاری بر روی تولید نفت، ۸,۰۰۰ میلیون ریال در سال در نظر گرفته شده است.

$$(037) \text{ IOPEY}(t) = \text{IOPEY}(t - dt) + (\text{CINOP}) * dt$$

INIT IOPEY = 8000

DOCUMENT: Investment in Oil Production at the End of the Year {L, (million R/year)}

$$(038) \text{ CIOP} = (\text{INOP} - \text{IOPEY})$$

DOCUMENT: Change in Investment in Oil Production {R, (million R/year/year)}

$$(039) \text{ INOP} = \text{IES} * \text{FIOP}$$

DOCUMENT: Investment in Oil Production {A, (million R/year)}

- IES: Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}
- FIOP: Fraction of Investment in Oil Production {A, (dmnl)}

سرمایه گذاری مطلوب از ضرب تولید مطلوب در هزینه تولید هر بشکه نفت محاسبه می شود. همانند زیربخش اکتشاف نفت، در این زیربخش نیز حد مشخصی برای جذابیت سرمایه گذاری وجود دارد. این حد با SSIOP مشخص می شود؛ نحوه محاسبه این متغیر کاملاً مشابه SSIOE در زیربخش اکتشاف نفت است.

$$(040) \text{ DIOP} = \text{DOPR} * \text{UCOP} * \text{SSIOP} * 1000000$$

DOCUMENT: Desired Investment in Oil Production {A, (million R/year)}

- DOPR: Desired Oil Production {A, (million bbls/year)}
- UCOP: Unit Cost of Oil Production {A, (million R/bbl)}

$$(041) \text{ SSIOP} = \text{SWITCH}(\text{PIOP}, \text{TPIES})$$

DOCUMENT: Signal to Stop Investing in Oil Production {A, (dmnl)}

- PIOP: Productivity of Investment in Oil Production {A, (bbls/million R)}
- TPIES: Threshold for Productivity of Investment in Energy Sectors {C, (bbls/million R)}

تولید نفت مطلوب بر اساس تولید حاصل از ذخایر تعیین می شود؛ اما واقع بینانی مدیران نیز در نظر گرفته شده است؛ بدین مفهوم که تصمیم گیری در مورد افزایش ظرفیت تولید با نگاه به گذشته ی نزدیک تولید و همچنین دسترسی به اعتبارات لازم برای سرمایه گذاری، انجام می شود. به عنوان مثال، هیچ مدیری در اهداف خود، ۱۰ برابر کردن ظرفیت تولید را در ظرف یک سال مد نظر قرار نمی دهد؛ یا وقتی تصمیم گیران امیدی به جذب سرمایه ی لازم نداشته باشند، مسلماً بلندپروازی کمتری خواهند داشت. بر همین اساس، فرض شده که ظرفیت تولید مطلوب با توجه به تولید سال گذشته و همچنین امنیت سرمایه گذاری صورت می گیرد. در مورد امنیت سرمایه گذاری در بخش سرمایه گذاری توضیحات کامل ارائه خواهد شد.

$$(042) \text{ DOPR} = \text{OPPR} * (\text{MDOP} + \text{INVSEC})$$

DOCUMENT: Desired Oil Production {A, (million bbls/year)}

- OPPR: Oil Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}

$$(043) \text{ MDOP} = \text{GRAPH}(\text{SMTH1}(\text{OPPR}, \text{TSDEP}) / \text{OPPR})$$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

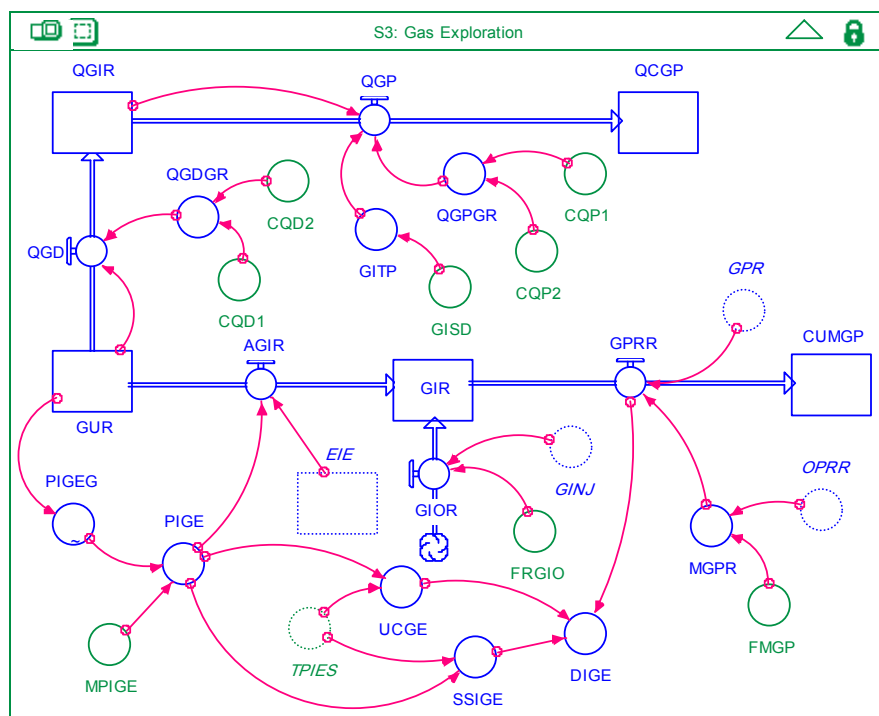
DOCUMENT: Multiplier for Desired Oil Production {A, (dmnl)}

- OPPR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}

$$(044) \text{ TEDEP} = 1$$

DOCUMENT: Time to Establish Desired Energy Production {C, (years)}

- OPPR: Oil Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
- INVSEC: Investment Security {L, (dmnl)}



شکل ۴-۸: نمودار جریان زیربخش اکتشاف گاز

ساختار تولید گاز با تولید نفت، اندکی تفاوت دارد. تولید گاز شامل دو جز است: یکی مقدار گازی که همراه نفت استخراج می‌شود و نیاز به سرمایه‌گذاری جداگانه ندارد؛ و دیگری مقدار گازی که مستقل از نفت تولید شده و برای استخراج آن باید به طور جداگانه سرمایه‌گذاری صورت گیرد. جزء نخست در مدل به صورت نسبتی از تولید نفت تعریف شده است. نسبت تولید گاز به تولید نفت تا سال ۱۹۷۳ بین ۵ و ۶ درصد متغیر بوده است [۷]. با توجه به نزدیکی میانگین سری زمانی مربوطه به عدد شش، این نسبت برابر با ۶٪ در نظر گرفته شده است. جزء دوم کاملاً مشابه تولید نفت است که پیش از این در مورد ساختار آن توضیح داده شده است.

$$(046) \text{ GPRR} = \text{GPR} + \text{MGPR}$$

DOCUMENT: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}

- GPR: Gas Production {A, (million bbls/year)}

$$(047) \text{ MGPR} = \text{FMGP} * \text{OPRR}$$

DOCUMENT: Minimum Gas Production {A, (million bbls/year)}

$$(048) \text{ FMGP} = 0.06$$

DOCUMENT: Fraction of Minimum Gas Production {C, (dmnl)}

- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}

مقدار ابتدایی ذخایر کشف‌شده‌ی گاز کشور ۸,۰۰۰ میلیون بشکه در نظر گرفته شده است. همانند بخش نفت، اکتشاف بر مقدار این متغیر افزوده و تولید از آن می‌کاهد؛ اما اختلافی که این قسمت با اکتشاف نفت دارد، وجود گاز تزریق شده است. برای افزایش ضریب بازیافت نفت، مقداری از گاز تولیدی به ذخایر نفت تزریق می‌شود. ۸۵٪

از این حجم گاز بعداً بار دیگر قابل استفاده خواهد بود [۱۱]. بنابراین، فرض شده است که ۸۵٪ از مقدار گازی که به ذخایر نفت تزریق می‌شود بار دیگر به ذخایر کشف‌شده باز می‌گردد. در مورد مقدار گاز تزریقی و نحوه‌ی محاسبه‌ی آن به بخش تقاضا مراجعه کنید. مورد اختلاف دیگر، بیشینه‌ی بهره‌وری سرمایه‌گذاری در صنعت گاز است که اندکی کمتر از بهره‌وری سرمایه‌گذاری در صنعت نفت انتخاب شده؛ تنها به این دلیل که هزینه‌ی هر بشکه گاز در ابتدای شبیه‌سازی، بیش از هزینه‌ی هر بشکه نفت شود.

$$(049) \text{GIR}(t) = \text{GIR}(t - dt) + (\text{AGIR} + \text{GIOR} - \text{GPRR}) * dt$$

$$\text{INIT GIR} = 8000$$

DOCUMENT: Gas Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

$$(050) \text{AGIR} = \text{EIE} * \text{PIGE} / 1000000$$

DOCUMENT: Additions to Gas Identified Resource {R, (million bbls/year)}

- EIE: Effective Investment in Exploration {L, (million R/year)}

$$(051) \text{PIGE} = \text{MPIGE} * \text{PIGEG}$$

DOCUMENT: Productivity of Investment in Gas Exploration {A, (bbls/million R)}

$$(052) \text{MPIGE} = 7000$$

DOCUMENT: Maximum Productivity of Investment in Gas Exploration {C, (bbls/million R)}

$$(053) \text{PIGEG} = \text{GRAPH}(\text{GUR}/\text{INIT}(\text{GUR}))$$

$$(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)$$

DOCUMENT: Graph for Productivity of Investment in Gas Exploration {A, (dmnl)}

$$(054) \text{GIOR} = \text{DGI} * \text{FRGIO}$$

DOCUMENT: Gas Injected to Oil Reserves {R, (million bbls/year)}

- DGI: Demand for Gas Injection {A, (million bbls/year)}

$$(055) \text{FRGIO} = 0.85$$

DOCUMENT: Fraction Recoverable of Gas Injected to Oil Reserves {C, (dmnl)}

- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}

مقدار اولیه‌ی کل ذخایر گاز کشور، مشابه ذخایر نفت، از روش هابرت به دست آمده است. جدول ۴-۵ نتایج اجراهای مختلف را برای ذخایر گاز ایران نشان می‌دهد.

با توجه به نتایج به دست آمده، بهترین مقداری که روش چرخه‌ی عمر هابرت برای مقدار ذخایر قابل بازیابی نهایی گاز ایران محاسبه می‌کند، ۲۲۵ میلیارد بشکه است. نتیجه‌ی به دست آمده از تخمین رایانه‌ای برای مقدار ۲۲۵ میلیارد بشکه که با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی محاسبه شده، در جدول ۴-۶ آمده است.

جدول ۴-۵: نتایج حاصل از تخمین رابطه‌ی چرخه‌ی زندگی هابرت برای ذخایر گاز کشور

تخمین	Q^{∞} (میلیارد بشکه)	R^2
یکم	۳۰۰	۰/۹۴۹۴۰۵
دوم	۴۰۰	۰/۹۴۶۳۹۳
سوم	۲۰۰	۰/۹۴۹۲۰۱
چهارم	۲۵۰	۰/۹۵۱۶۴۰
پنجم	۲۷۵	۰/۹۵۰۴۹۱
ششم	۲۲۵	۰/۹۵۲۳۵۳
هفتم	۲۳۵	۰/۹۵۲۲۰۱
هشتم	۲۱۵	۰/۹۵۲۰۵۸

جدول ۴-۶: نتیجه‌ی تخمین رابطه‌ی چرخه‌ی عمر هابرت برای ذخایر گاز ایران

Dependent Variable: $\text{LOG}((225000/Q)-1)$

Method: Least Squares

Date: 02/12/09 Time: 00:45

Sample: 1980 2007

Included observations: 28

Convergence achieved after 3 iterations

$\text{LOG}((225000/Q)-1) = \text{LOG}(C(1)) + (C(2)) * (T-1980)$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	2.119975	0.116573	18.18587	0.0000
C(2)	-0.079679	0.003495	-22.79640	0.0000
R-squared	0.952353	Mean dependent var		-0.324264
Adjusted R-squared	0.950520	S.D. dependent var		0.671635
S.E. of regression	0.149399	Akaike info criterion		-0.895643
Sum squared resid	0.580322	Schwarz criterion		-0.800485
Log likelihood	14.53900	Durbin-Watson stat		0.639349

اما در این مدل، ذخایر گاز ایران با کشور قطر به طور مشترک در نظر گرفته شده است. ذخایر اثبات شده‌ی گاز قطر تا کنون اندکی بیش تر از ذخایر ایران بوده است. بنابراین، مقدار ۵۰۰ میلیارد بشکه که اندکی بیش از دو برابر

ذخایر اثبات شده‌ی گاز ایران است، به عنوان کل مقدار ذخایر قابل بازیافت نهایی گاز کشور به کار گرفته می‌شود. اما متغیری که به مقدار اولیه‌ی آن در این پژوهش نیازمندیم، متغیر سطح کل ذخایر گاز است.

همان طور که اشاره گردید، در این پژوهش، فرض بر این است که ۱۰۰٪ ذخایر کشف نشده‌ی گاز، به طور بالقوه قابل کشف بوده و ضریب بازیافت نیز با پیشرفت فن آوری، می‌تواند تا ۸۰٪ افزایش یابد. بنابراین کل ذخایر گاز به صورت زیر به دست می‌آید:

$$\text{میلیارد بشکه} \quad 500 + 100\% + 80\% \approx 920$$

حال باید تمامی ذخایر گازی که تا کنون کشف و استخراج شده را از مقدار فوق کم کنیم تا حجم اولیه‌ی ذخایر گاز کشف نشده در سال ۱۹۵۸ به دست آید. پیش از این اشاره شد که تولید انباشتی و ذخایر کشف شده‌ی ایران به ترتیب صفر و ۸,۰۰۰ میلیون بشکه انتخاب شده‌اند. اگر فرض کنیم که همین متغیرها برای قطر به ترتیب صفر و ۵,۰۰۰ میلیون بشکه باشند، آنگاه مجموع ذخایری که تا کنون از کل ذخایر کشف نشده خارج شده است، ۶۱۲ میلیارد بشکه خواهد بود.

منابع کشف نشده‌ی گاز، به واسطه‌ی دو متغیر نرخ کاهش می‌یابد: اکتشاف گاز ایران، و اکتشاف گاز قطر.

$$(056) \text{ GUR}(t) = \text{GUR}(t - dt) + (- \text{AGIR} - \text{QGD}) * dt$$

$$\text{INIT GUR} = 612000$$

DOCUMENT: Gas Undiscovered Resource {L, (million bbls)}

- AGIR: Additions to Gas Identified Resource {R, (million bbls/year)}
- QGD: Qatar's Gas Discovery {R, (million bbls/year)}

اکتشاف گاز قطر از روابط زیر پیروی می‌کند.

$$(057) \text{ QGD} = \text{QGDGR} * \text{GUR}$$

DOCUMENT: Qatar's Gas Discovery {R, (million bbls/year)}

$$(058) \text{ QGDGR} = \text{CQD1} * \text{EXP}(\text{CQD2} * (\text{TIME} - 1958))$$

DOCUMENT: Qatar's Gas Discovery Growth Rate {A, (1/year)}

$$(059) \text{ CQD1} = 0.0005$$

DOCUMENT: Constant for Qatar's Discovery no.1 {C, (dmnl)}

$$(060) \text{ CQD2} = 0.1$$

DOCUMENT: Constant for Qatar's Discovery no.2 {C, (dmnl)}

- GUR: Gas Undiscovered Resource {L, (million bbls)}

ساختار تولید گاز قطر نیز بر اساس روابط زیر است. نکته‌ی قابل ذکر این است که در این قسمت وجود دارد، نقطه عطف صنعت گاز است. تا پیش از بحران نفتی ۱۹۷۳، بخش عمده‌ی سرمایه‌گذاری‌ها در بخش انرژی، به اکتشاف و تولید نفت اختصاص داشت. اما بحران مذکور و پیامدهای وخیمی که برای صنایع جهانی داشت، کشورهای صنعتی

را متقاعد کرد که دوران نفت ارزان به پایان رسیده و باید به فکر جایگزینی مناسب برای این منبع کمیاب انرژی بود. از این رو، سرمایه‌گذاری در انرژی‌های جایگزین آغاز گردید. به ویژه، دانشمندان و مهندسين بر آن شدند تا راهی ارزان برای ذخیره‌سازی و انتقال گاز طبیعی بیابند [۱۵]. این رویداد در مدل به وسیله‌ی یک سویچ دستورسازی شده است. این سویچ، فعالیت‌های سرمایه‌گذاری در بخش گاز را از سال ۱۹۷۴ استارت می‌زند. جزییات این دستور را در روابط زیر مشاهده می‌کنید.

$$(061) \text{ QCGP}(t) = \text{QCGP}(t - dt) + (\text{QGP}) * dt$$

$$\text{INIT QCGP} = 0$$

DOCUMENT: Qatar's Cumulative Gas Production {L, (million bbls)}

$$(062) \text{ QGP} = \text{QGPGR} * \text{GITP} * \text{QGIR}$$

DOCUMENT: Qatar's Gas Production {R, (million bbls/year)}

$$(063) \text{ QGPGR} = \text{CQP1} * \text{EXP}(\text{CQP2} * (\text{TIME} - 1958))$$

DOCUMENT: Qatar's Gas Production Growth Rate {A, (1/year)}

$$(064) \text{ CQP1} = 0.0007$$

DOCUMENT: Constant for Qatar's Production no.1 {C, (dmnl)}

$$(065) \text{ CQP2} = 0.01$$

DOCUMENT: Constant for Qatar's Production no.2 {C, (dmnl)}

$$(066) \text{ GITP} = \text{SMTH3}(\text{IF}(\text{TIME} \leq 1974) \text{ THEN } 0 \text{ ELSE } 1, \text{GISD})$$

DOCUMENT: Gas Industry Turning Point {A, (dmnl)}

$$(067) \text{ GISD} = 10$$

DOCUMENT: Gas Industry Starting Delay {C, (years)}

$$(068) \text{ QGIR}(t) = \text{QGIR}(t - dt) + (\text{QGD} - \text{QGP}) * dt$$

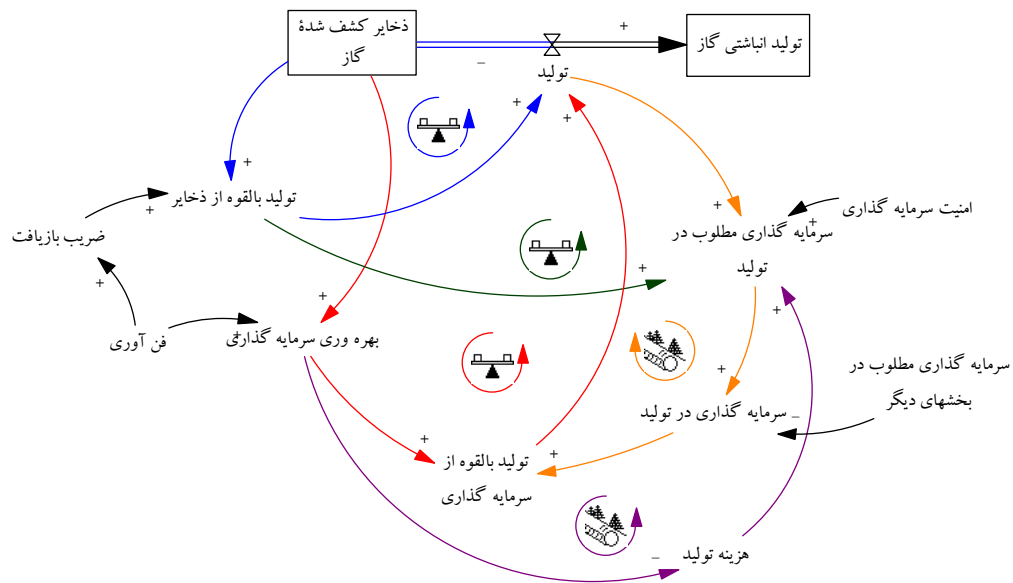
$$\text{INIT QGIR} = 5000$$

DOCUMENT: Qatar's Gas Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

- QGD: Qatar's Gas Discovery {R, (million bbls/year)}
- QGP: Qatar's Gas Production {R, (million bbls/year)}

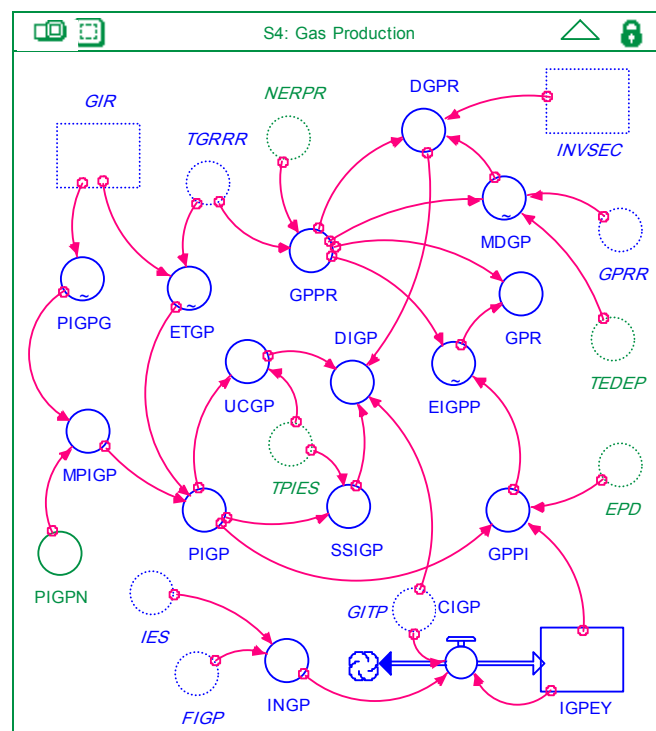
۴-۲-۴- تولید گاز

ساختار کلی زیربخش تولید گاز به جز مواردی جزیی که در بخش اکتشاف گاز توضیح داده شده‌اند، کاملاً مشابه تولید نفت است. بنابراین، از ذکر جزییات معادلات، خودداری می‌شود. شکل ۴-۹ ساختار این زیربخش را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۹: نمودار علت و معلولی زیربخش تولید گاز

شکل ۴-۱۰ روابط میان متغیرها را به طور دقیق تری در قالب نمودار جریان نشان می دهد.



شکل ۴-۱۰: نمودار جریان زیربخش تولید گاز

معادلات زیربخش تولید گاز به قرار زیر است:

$$(069) \text{ GPR} = \text{GPPR} * \text{EIGPP}$$

DOCUMENT: Gas Production {A, (million bbls/year)}

$$(070) \text{ GPPR} = \text{TGRRR} / \text{NERPR}$$

DOCUMENT: Gas Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}

- TGRRR: Total Gas Recoverable Resource Remaining {A, (million bbls)}
- NERPR: Normal Energy Resource to Production Ratio {C, (years)}

(071) $EIGPP = GRAPH(GPPI/GPPR)$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00), (1.20, 1.08), (1.40, 1.15), (1.60, 1.20)

DOCUMENT: Effect of Investment on Gas Potential Production {A, (dmnl)}

(072) $GPPI = (PIGP/1000000)*SMTH3(IGPEY,EPD)$

DOCUMENT: Gas Potential Production from Investment {A, (million bbls/year)}

(073) $PIGP = MPIGP*ETGP$

DOCUMENT: Productivity of Investment in Gas Production {A, (bbls/million R)}

(074) $MPIGP = PIGPN*PGIPG$

DOCUMENT: Maximum Productivity of Investment in Gas Exploration {A, (bbls/million R)}

(075) $PIGPN = 35000$

DOCUMENT: Normal Productivity of Investment in Gas Production {C, (bbls/million R)}

(076) $PIPG = GRAPH(GIR/INIT(GIR))$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Graph for Productivity of Investment in Gas Production {A, (dmnl)}

- GIR: Gas Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

(077) $ETGP = GRAPH(TGRRR/GIR)$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Effect of Technology on Gas Production {A, (dmnl)}

- TGRRR: Total Gas Recoverable Resource Remaining {A, (million bbls)}
- GIR: Gas Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

(078) $IGPEY(t) = IGPEY(t - dt) + (CIGP) * dt$

INIT $IGPEY = 0$

DOCUMENT: Investment in Gas Production at the End of the Year {L, (million R/year)}

(079) $CIGP = (INGP-IGPEY)*GITP$

DOCUMENT: Change in Investment in Gas Production {R, (million R/year/year)}

(080) $INGP = IES*FIGP$

DOCUMENT: Investment in Gas Production {A, (million R/year)}

- IES: Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}
- FIGP: Fraction of Investment in Gas Production {A, (dmnl)}
- IGPEY: Investment in Gas Production at the End of the Year {L, (million R/year)}
- GITP: Gas Industry Turning Point {A, (dmnl)}

- Energy Production Delay {C, (years)}
 - GPPR: Gas Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
- (081) $DIGP = DGPR * UCGP * GITP * SSIGP * 1000000$

DOCUMENT: Desired Investment in Gas Production {A, (million R/year)}

(082) $DGPR = GPPR * (MDGP + INVSEC)$

DOCUMENT: Desired Gas Production {A, (million bbls/year)}

- GPPR: Gas Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
- (083) $MDGP = GRAPH(SMTH1(GPPR, TEDEP) / GPPR)$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.6), (0.8, 0.8), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Multiplier for Desired Gas Production {A, (dmnl)}

- GPRR: Gas Production Rate {(million bbls/year)}
 - TEDEP: Time to Establish Desired Energy Production {C, (years)}
 - GPPR: Gas Potential Production from Reserves {A, (million bbls/year)}
 - INVSEC: Investment Security {L, (dmnl)}
- (084) $UCGP = 1 / PIGP$

DOCUMENT: Unit Cost of Gas Production {A, (million R/bbl)}

- PIGP: Productivity of Investment in Gas Production {A, (bbls/million R)}
 - GITP: Gas Industry Turning Point {A, (dmnl)}
- (085) $SSIGP = SWITCH(PIGP, TPIES)$

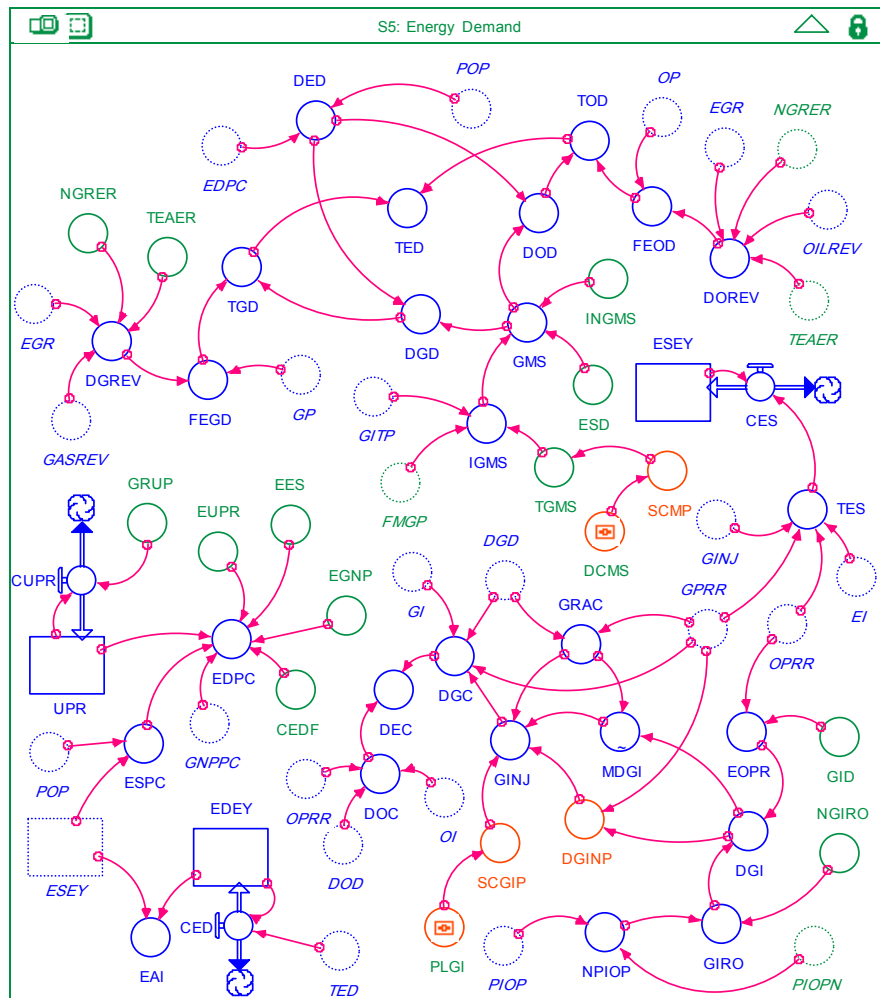
DOCUMENT: Signal to Stop Investing in Gas Production {A, (dmnl)}

- PIGP: Productivity of Investment in Gas Production {A, (bbls/million R)}
- TPIES: Threshold for Productivity of Investment in Energy Sectors {C, (bbls/million R)}

۴-۵- تقاضای انرژی

شکل ۴-۱۱ حلقه‌های بازخور موجود در بخش تقاضای انرژی را نشان می‌دهد. از آن‌جا که بخش تقاضا، بزرگ‌ترین بخش مدل بوده و روابط آن به نسبت، پیچیده‌تر از بخش‌های دیگر است، ساده‌سازی بیش‌تری در نمودار علت و معلولی آن انجام شده است. به عنوان مثال، تقاضای نفت و گاز در این نمودار با یکدیگر ادغام شده و در نتیجه حجم نمودار با این کار به نصف، کاهش یافته است. باید توجه داشت که در مدل، ابتدا کل مصرف انرژی داخلی تعیین شده و سپس بر اساس سهم بازار گاز، این مقدار، به دو حامل انرژی مورد نظر تخصیص داده می‌شود. نکته‌ی دیگری که باید به آن توجه داشت این است که حلقه‌های بازخور مربوط به تزریق گاز نیز، برای سادگی، در نموداری جداگانه نشان داده شده است. علت این کار نیز جلوگیری از پیچیدگی نحوه‌ی نمایش روابط و کمک به درک تعاملات موجود میان بخش تقاضا با بخش‌های دیگر مدل است.

بخش تقاضا شامل متغیرهای زیادی است که مقدار کل تقاضای انرژی داخلی و همچنین، سهم هریک از دو حامل انرژی مورد بحث در مدل (نفت و گاز) را تعیین می کنند. شکل ۴-۱۳ روابط میان این متغیرها را نشان می دهد.



شکل ۴-۱۳: نمودار جریان زیربخش تقاضای انرژی

از فروض اساسی این پژوهش که در این بخش مطرح است، بی تأثیر بودن تقاضای انرژی در تولید آن است: در مورد سیاست‌های تولید انرژی، به خصوص نفت، باید عنوان کرد که پیش از انقلاب، شاه باور داشت که با کمک درآمدهای نفتی و با به کارگیری الگوهای توسعه‌ی اقتصادی برونزا، ایران را در آستانه‌ی "تمدن بزرگ" قرار داده است؛ و رسیدن به این "تمدن" نیاز به درآمد بیشتر ارزی نفت می‌باشد و برای تأمین آن، صدور هرچه بیش‌تر نفت خام ضرورت دارد. اما پس از پیروزی انقلاب اسلامی، سیاست نفتی، بر پایه‌ی نگهداری منابع موجود برای نسل‌های آینده و بهره‌برداری از منابع نفتی نه بر پایه‌ی نیاز غرب و شرکت‌های فراملیتی نفتی، بلکه منطبق با نیازهای ارزی ایران تدوین شد. این سیاست تا پایان جنگ دنبال شد و سپس جای خود را به سیاست استخراج و صدور هرچه بیش‌تر برای "توسعه‌ی اقتصادی تندتر" داد [۴۶].

بنابراین، منطقی است که فرض کنیم تقاضای انرژی همواره بی‌نهایت بوده و ایران به جز در دوره‌ی انقلاب و جنگ، همیشه با تمام توان خود اقدام به تولید انرژی کرده است و از این پس نیز خواهد کرد. اما همان طور که در توضیح معادلات این بخش خواهیم دید، یک حداقل تقاضا برای صادرات انرژی تعریف خواهد شد. این تقاضای صادراتی انرژی تنها به این منظور محاسبه می‌شود که نیازهای درآمدی را نیز در شاخص در دسترس بودن انرژی به حساب آورد.

معادلات مدل که در زیر آمده است، با جزییات بیش‌تری فروض در نظر گرفته شده را بیان می‌دارد. نکته‌ی قابل توجه این است که متغیرهای MFOLO و MPCLIO در نمودار جریان فوق، قابل مشاهده نیستند. علت این است که این متغیرها به ترتیب، به بخش‌های تولیدات غذایی و صنعتی مدل مشایخی تعلق دارند. این متغیرها اثر شاخص دسترسی انرژی را بر روی تولیدات کشور به نمایش می‌گذارند. روابط زیر چگونگی محاسبه‌ی این متغیرها را بیان می‌کنند.

این روابط همچنین توانایی صرفه‌جویی کشور را در مصرف انرژی نشان می‌دهند. محسن مسرت اعتقاد دارد که ایران می‌تواند به توان بالایی از صرفه‌جویی و نگهداشت منابع انرژی دست یابد. به عنوان مثال، حتی اگر شدت انرژی تا سطح سال ۱۹۷۶ پایین آورده شود، هنوز می‌توان تا دو سوم از مصرف جاری منابع انرژی را بدون این که از مصرف انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان کم شود، کاهش داد. بدین ترتیب، ایران می‌تواند مصرف انرژی خود را به یک-ششم تا یک-هشتم مصرف فعلی خود برساند [۳۸]. بنابراین، فرض شده که کاهش شاخص دسترسی به انرژی به ۱۵٪ مقدار نرمال، هیچ تأثیری بر فعالیت‌های اقتصادی کشور ندارد. با پایین آمدن شاخص مزبور از این حد بحرانی، تولیدات کشور نیز کاهش خواهد یافت. فرض دیگر این است که بخش صنعت در مقایسه با بخش تولیدات غذایی، حساسیت بیش‌تری نسبت به این شاخص دارد.

$$(086) \text{ MFOLO} = \text{GRAPH}(\text{EAI})$$

$$(0.00, 0.5), (0.03, 0.58), (0.06, 0.7), (0.09, 0.85), (0.12, 0.95), (0.15, 1.00)$$

DOCUMENT: Multiplier for Food Output per Laborer from Oil Availability {A, (dmnl)}

$$(087) \text{ MPCLIO} = \text{GRAPH}(\text{EAI})$$

$$(0.00, 0.2), (0.03, 0.3), (0.06, 0.45), (0.09, 0.78), (0.12, 0.925), (0.15, 1.00)$$

DOCUMENT: Multiplier for Production Capacity per Laborer in Industry from Oil Availability {A, (dmnl)}

- EAI: Energy Availability Indicator {A, (dmnl)}

شاخص در دسترس بودن انرژی از تقسیم کل انرژی در دسترس بر کل تقاضا به دست می‌آید.

$$(088) \text{ EAI} = \text{ESEY}/\text{EDEY}$$

DOCUMENT: Energy Availability Indicator {A, (dmnl)}

- ESEY: Energy Supply at the End of the Year {L, (million bbls/year)}
- EDEY: Energy Demand at the End of the Year {L, (million bbls/year)}

کل انرژی در دسترس از مجموع تولید نفت، تولید گاز و واردات انرژی به دست می‌آید. تولید نفت در سال ۱۹۵۸ تقریباً ۳۰۰ میلیون بشکه بوده است [۷]. همان طور که در بخش تولید گاز عنوان شد، تولید گاز قبل از سال ۱۹۷۴، ۶٪ تولید نفت فرض شده؛ بنابراین می‌توان تولید گاز را ۱۸ میلیون بشکه در نظر گرفت. اگر واردات را نیز ناچیز فرض کنیم، مقدار اولیه‌ی عرضه‌ی انرژی ۳۱۸ میلیون بشکه در سال خواهد بود.

$$(089) \text{ ESEY}(t) = \text{ESEY}(t - dt) + (\text{CES}) * dt$$

$$\text{INIT ESEY} = 318$$

DOCUMENT: Energy Supply at the End of the Year {L, (million bbls/year)}

$$(090) \text{ CES} = (\text{TES} - \text{ESEY})$$

DOCUMENT: Change in Energy Supply {R, (million bbls/year/year)}

$$(091) \text{ TES} = \text{OPRR} + \text{GPRR} + \text{EI} - \text{GINJ}$$

DOCUMENT: Total Energy Supply {A, (million bbls/year)}

- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}
- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}
- EI: Energy Import {A, (million bbls/year)}

کل تقاضای انرژی از مجموع کل تقاضای نفت و کل تقاضای گاز تشکیل می‌شود. فرض شده که مقدار ابتدایی تقاضا با مقدار ابتدایی عرضه برابر باشد.

$$(092) \text{ EDEY}(t) = \text{EDEY}(t - dt) + (\text{CED}) * dt$$

$$\text{INIT EDEY} = 318$$

DOCUMENT: Energy Demand at the End of the Year {L, (million bbls/year)}

$$(093) \text{ CED} = (\text{TED} - \text{EDEY})$$

DOCUMENT: Change in Energy Demand {R, (million bbls/year/year)}

$$(094) \text{ TED} = \text{TGD} + \text{TOD}$$

DOCUMENT: Total Energy Demand {A, (million bbls/year)}

- TGD: Total Gas Demand {A, (million bbls/year)}
- TOD: Total Oil Demand {A, (million bbls/year)}

تقاضای هر کدام از حامل‌های انرژی نیز، خود از دو قسمت داخلی و خارجی تشکیل می‌شود. تقاضای خارجی نیز همان تقاضای صادراتی است.

$$(095) \text{ TGD} = \text{DGD} + \text{FEGD}$$

DOCUMENT: Total Gas Demand {A, (million bbls/year)}

- DGD: Domestic Gas Demand {A, (million bbls/year)}
- FEGD: For Export Gas Demand {(million bbls/year)}

تقاضای داخلی هر کدام از حامل های انرژی از ضرب کل تقاضای داخلی انرژی در سهم بازار متعلق به هر حامل به دست می آید.

$$(096) DGD = DED * GMS$$

DOCUMENT: Domestic Gas Demand {A, (million bbls/year)}

- DED: Domestic Energy Demand {A, (million bbls/year)}
- GMS: Gas Market Share {A, (dmnl)}

تقاضای داخلی انرژی از ضرب تقاضای سرانه ی انرژی در جمعیت محاسبه می شود. متغیر جمعیت در مدل مشایخی محاسبه می شود.

$$(097) DED = EDPC * POP$$

DOCUMENT: Domestic Energy Demand {A, (million bbls/year)}

- EDPC: Energy Demand per capita {A, (bbls/year/person)}
- POP: Population {A, (Persons)}

تقاضای سرانه ی انرژی با کمک یک رابطه ی اقتصادسنجی تخمین زده شده است. محسن مسرت، عوامل اصلی تأثیرگذار بر روند مصرف انرژی در کشور را رشد جمعیت و افزایش نسبت شهرنشینی می داند. بنابراین در رابطه ی مذکور، نسبت شهرنشینی به عنوان یکی از متغیرهای اصلی تعریف شده است. متغیرهای تأثیرگذار دیگر در این رابطه عبارت اند از: درآمد ملی سرانه _ که در مدل مشایخی محاسبه می شود _ و عرضه ی انرژی سرانه.

$$(098) EDPC = CEDF * (GNPPC^{EGNP}) * (UPR^{EUPR}) * (ESPC^{EES})$$

DOCUMENT: Energy Demand per capita {A, (million bbls/year/person)}

$$(099) CEDF = EXP(-9)$$

DOCUMENT: Constant for Energy Demand Function {C, (dmnl)}

- GNPPC: Gross National Product per Capita {A, (R/year/person)}

$$(100) EGNP = 0.1055$$

DOCUMENT: Exponent of GNP per capita in Energy Demand Function {C, (dmnl)}

- Urban Population Ratio {L, (dmnl)}

$$(101) EUPR = 2.2184$$

DOCUMENT: Exponent of Urbanization in Energy Demand Function {C, (dmnl)}

- ESPC: Energy Supply per capita {A, (million bbls/year/person)}

$$(102) EES = 0.2655$$

DOCUMENT: Exponent of Energy Supply per capita in Energy Demand Function {C, (dmnl)}

نتیجه‌ی تخمین رابطه‌ی فوق در جدول ۴-۷ آمده است. تفاوت عرض از مبدأ به دست آمده از این تخمین با آن چه در مدل به کار رفته، ناشی از تفاوت‌های موجود بین داده‌های واقعی و داده‌های حاصل از شبیه‌سازی است. به عبارت دیگر، تخمین زیر بر اساس داده‌های واقعی صورت گرفته است؛ حال آن که تقاضای انرژی در مدل، با استفاده از داده‌هایی محاسبه می‌شود که از خود مدل به دست آمده‌اند.

جدول ۴-۷: نتیجه‌ی تخمین رابطه‌ی اقتصادسنجی تقاضای انرژی کشور

Dependent Variable: LOG(EDPC)

Method: Least Squares

Date: 02/13/09 Time: 23:44

Sample(adjusted): 1970 2005

Included observations: 36 after adjusting endpoints

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(GNPPC)	0.105508	0.043747	2.411799	0.0218
LOG(UPR)	2.218447	0.095203	23.30235	0.0000
LOG(ESPC)	0.265551	0.033074	8.029033	0.0000
C	-7.620975	0.414397	-18.39052	0.0000
R-squared	0.948403	Mean dependent var	-11.57423	
Adjusted R-squared	0.943566	S.D. dependent var	0.286911	
S.E. of regression	0.068158	Akaike info criterion	-2.429538	
Sum squared resid	0.148656	Schwarz criterion	-2.253591	
Log likelihood	47.73168	F-statistic	196.0648	
Durbin-Watson stat	0.849133	Prob(F-statistic)	0.000000	

نسبت شهرنشینی در مدل به صورت یک متغیر برونزا در نظر گرفته شده است. تغییرات روند شهرنشینی واقعی (روند شماره‌ی ۱) و شبیه‌سازی شده (روند شماره‌ی ۲) از سال ۱۹۶۷ تا کنون در نمودار ۴-۴ نشان داده شده است.

معادلات مربوط به این متغیر به صورت زیر است. فرض شده که نسبت شهرنشینی در سال ۱۹۵۸، ۲۶٪ بوده؛ که با توجه به روندی که طی شده است، منطقی به نظر می‌رسد.

$$(103) \text{ UPR}(t) = \text{UPR}(t - dt) + (\text{CUPR}) * dt$$

$$\text{INIT UPR} = 0.26$$

DOCUMENT: Urban Population Ratio {L, (dmnl)}

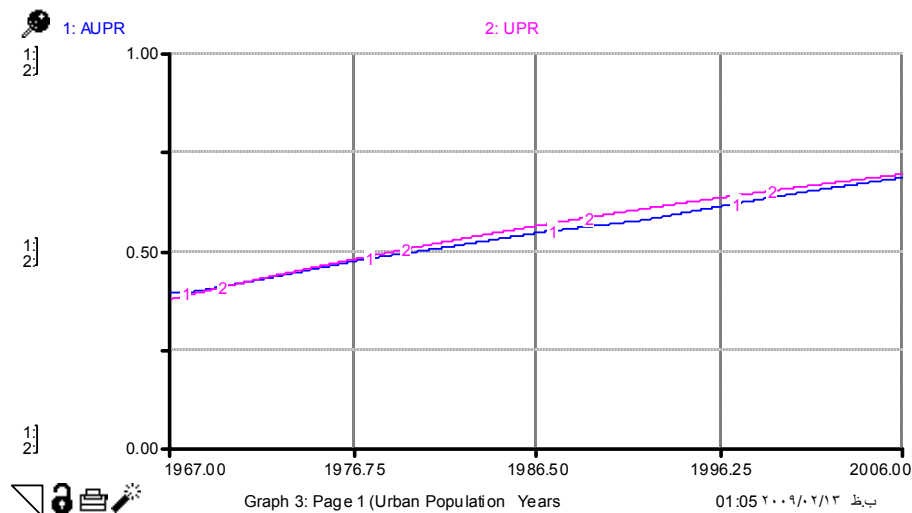
$$(104) \text{ CUPR} = (1 - \text{UPR}) * \text{GRUP}$$

DOCUMENT: Change in Urban Population Ratio {R, (1/year)}

- UPR: Urban Population Ratio {L, (dmnl)}

$$(105) \text{ GRUP} = 0.018$$

DOCUMENT: Growth Rate in Urban Population {C, (1/year)}



نمودار ۴-۴: مقایسه‌ی نسبت شهرنشینی واقعی و شبیه‌سازی شده

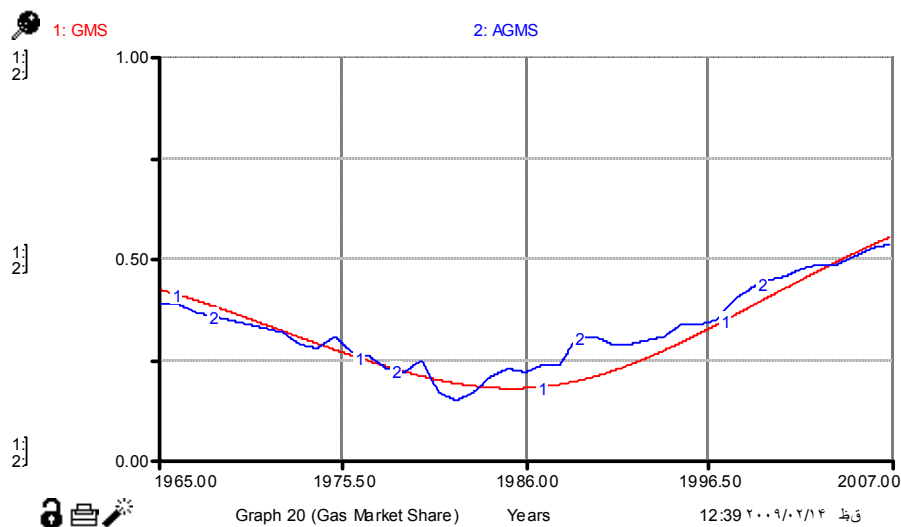
عرضه‌ی سرانه‌ی انرژی از تقسیم عرضه‌ی انرژی بر جمعیت به دست می‌آید.

$$(106) \text{ ESPC} = \text{ESEY} / \text{POP}$$

DOCUMENT: Energy Supply per capita {A, (million bbls/year/person)}

- ESEY: Energy Supply at the End of the Year {L, (million bbls/year)}
- POP: Population {A, (Persons)}

سهم بازار حامل‌های انرژی نیز در مدل به صورت برونزا تعیین می‌شود؛ اما این قابلیت برای کاربر قرار داده شده که بتواند پس از سال ۲۰۰۸، سناریوهای متفاوتی را در این باره آزمون نماید. در مدل، سهم گاز از بازار داخلی انرژی محاسبه شده و آن چه باقی می‌ماند، به عنوان سهم بازار نفت در نظر گرفته می‌شود. روندهای واقعی (روند شماره‌ی ۲) و شبیه‌سازی شده‌ی (روند شماره‌ی ۱) این متغیر را می‌توانید در نمودار ۴-۵ مشاهده کنید.



نمودار ۴-۵: مقایسه‌ی روندهای واقعی و شبیه‌سازی شده‌ی سهم بازار گاز طبیعی

از آن جا که در دهه‌ی ۱۹۵۰، بخش اعظم نفت تولیدی کشور صادر شده و مصرف انرژی به نسبت، پایین بود، و همچنین از آن جهت که انتقال گاز به منظور صادرات، به لحاظ فنی و صرفه‌ی اقتصادی تقریباً ناممکن بود، لذا، طبیعی است که سهم گاز از مصرف داخلی بالا بوده باشد. با افزایش تقاضای داخلی انرژی، سهم بیشتری از تولید نفت، به مصرف داخل تخصیص داده شد؛ در نتیجه، سهم بازار گاز که مقدار مطلق آن در سبد مصرفی مردم تقریباً ثابت بود، کاهش یافت. این روند کاهشی تا سال ۱۹۷۳ که به عنوان نقطه‌ی عطف صنعت گاز شناخته می‌شود ادامه یافت تا این که سرمایه‌گذاری بر روی فن‌آوری‌های مصرف گاز طبیعی به تدریج افزایش پیدا کرد. این مسأله باعث گردید تا سهم بازار گاز بار دیگر به تدریج افزایش یابد و تا به امروز این روند ادامه داشته است. با کاهش روزافزون هزینه‌های تولید، ذخیره‌سازی، و انتقال گاز طبیعی، سیاست ایران نیز در قبال مصرف داخلی، افزایش هرچه بیش‌تر سهم بازار گاز بوده است.

با توجه به موارد فوق‌الذکر، در مدل فرض شده که سهم بازار گاز در سال ۱۹۵۸، ۴۵٪ است. این سهم، به تدریج کاهش یافته و به مقدار حداقل سهم تولید گاز (۶٪ از تولید نفت) نزدیک می‌شود. اما نقطه عطف صنعت گاز در سال ۱۹۷۴ این روند را معکوس کرده و به سمت سهم مطلوب گاز از بازار انرژی سوق می‌دهد. این سهم مطلوب در مدل ۸۰٪ تعیین شده که بعد از سال ۲۰۰۸ می‌تواند به عنوان یک متغیر سیاستی تغییر نموده و واکنش‌های رفتاری مدل را آزمون نماید. باید اضافه شود که میزان تأخیر موجود در ایجاد ظرفیت‌های لازم به منظور تغییر سهم حامل‌ها از بازار انرژی ۲۰ سال فرض شده است.

$$(107) \text{ GMS} = \text{SMTH3}(\text{IGMS}, \text{ESD}, \text{INGMS})$$

DOCUMENT: Gas Market Share {A, (dmnl)}

$$(108) \text{ IGMS} = ((1 - \text{GITP}) * \text{FMGP}) + (\text{GITP} * \text{TGMS})$$

DOCUMENT: Indicated Gas Market Share {A, (dmnl)}

- GITP: Gas Industry Turning Point {A, (dmnl)}
- FMGP: Fraction of Minimum Gas Production {C, (dmnl)}

$$(109) \text{ TGMS} = 0.8 + \text{SCMP}$$

DOCUMENT: Target Gas Market Share {A, (dmnl)}

$$(110) \text{ SCMP} = \text{STEP}(\text{DCMS}, 2008)$$

DOCUMENT: Switch for Changing Market Policy {A, (dmnl)}

$$(111) \text{ DCMS} = 0$$

DOCUMENT: Desired Change in Market Share {C, (dmnl)}

$$(112) \text{ ESD} = 20$$

DOCUMENT: Energy Substitution Delay {C, (years)}

$$(113) \text{ INGMS} = 0.45$$

DOCUMENT: Initial Gas Market Share {C, (dmnl)}

تا این جا چگونگی تعیین تقاضای داخلی گاز و به طور کلی، انرژی، تشریح شد. اینک به نحوه‌ی محاسبه‌ی تقاضای صادراتی انرژی پرداخته می‌شود.

تقاضای صادراتی گاز از تقسیم درآمد مطلوب گاز بر قیمت هر واحد گاز صادراتی به دست می‌آید.

$$(114) \text{ FEGD} = \text{DGREV} / (1000000 * \text{GP})$$

DOCUMENT: For Export Gas Demand {A, (million bbls/year)}

- DGREV: Desired Gas Revenues {A, (million R/year)}
- GP: Gas Price {A, (million R/bbl)}

درآمد مطلوب گاز بر اساس درآمدهای حاصل از صادرات گاز در گذشته محاسبه می‌شود. هرچه درآمدها بیش تر باشد، مقدار مطلوب درآمد بیش تر است. اما کاهش رشد اقتصادی، افزایش در درآمد مطلوب صادراتی را تشدید می‌کند.

$$(115) \text{ DGREV} = \text{SMTH1}(\text{GASREV}, \text{TSAER}) * (1 + \text{NGRER} - \text{EGR})$$

DOCUMENT: Desired Gas Revenues {A, (million R/year)}

- GASREV: Gas Revenues {A, (million R/year)}

$$(116) \text{ TEAER} = 5$$

DOCUMENT: Time to Establish Average Energy Revenues {C, (years)}

$$(117) \text{ NGRER} = 0.2$$

DOCUMENT: Normal Growth Rate in Energy Revenues {C, (1/year)}

- EGR: Economic Growth Rate {A, (1/year)}

تقاضای نفت نیز به طور کاملاً مشابه، از همین ساختاری که برای گاز توضیح داده شد، پیروی می‌کند. معادلات مربوط به تقاضای نفت در ادامه آمده است.

$$(118) \text{ TOD} = \text{DOD} + \text{FEOD}$$

DOCUMENT: Total Oil Demand {A, (million bbls/year)}

$$(119) \text{ DOD} = \text{DED} * (1 - \text{GMS})$$

DOCUMENT: Domestic Oil Demand {A, (million bbls/year)}

- DED: Domestic Energy Demand {A, (million bbls/year)}
- GMS: Gas Market Share {A, (dmnl)}

$$(120) \text{ FEOD} = \text{DOREV} / (1000000 * \text{OP})$$

DOCUMENT: For Export Oil Demand {A, (million bbls/year)}

$$(121) \text{ DOREV} = \text{SMTH1}(\text{OILREV}, \text{TEAER}) * (1 + \text{NGRER} - \text{EGR})$$

DOCUMENT: Desired Oil Revenues {A, (million R/year)}

- OILREV: Oil Revenues {A, (million R/year)}
- TEAER: Time to Establish Average Energy Revenues {C, (years)}
- NGRER: Normal Growth Rate in Energy Revenues {C, (1/year)}

- EGR: Economic Growth Rate $\{A, (1/\text{year})\}$
- OP: Oil Price $\{A, (\text{million R/bbl})\}$

متغیر مهم دیگری که در این بخش وجود دارد، تزریق گاز به ذخایر نفت است. این متغیر بر اساس تقاضای تزریق و همچنین، گاز باقی مانده از مصرف تعیین می شود.

پس از عملیات حفر چاه و اصابت آن به مخزن نفت، به دلیل فشار زیاد موجود در مخزن، جریان نفت به سوی دهانه‌ی خروجی چاه سرازیر می شود. این مرحله از استخراج که عامل آن، فشار داخل خود مخزن است به بازیافت اولیه موسوم است. در این مرحله ممکن است از ۳۰ تا ۵۰ درصد کل نفت مخزن استخراج شود. وقتی مخزن تخلیه شد و این امکان وجود نداشت که نفت را حتی با پمپاژ از مخزن به چاه و از چاه به سطح زمین انتقال داد، در این صورت، استفاده از روش IOR^۱ از نوع بازیافت ثانویه شروع می شود که برای استفاده از این روش، امروزه در دنیا روش تزریق آب مرسوم است. در حالت ثانویه برداشت، زمانی فرا می رسد که ضمن تزریق آب به مخزن، در چاه تولیدی، با تولید آب مواجه می شویم. در این حالت، چون نسبت آب به نفت زیاد می شود و تولید در این صورت، بازدهی اقتصادی ندارد، باید از روش دیگری برای افزایش برداشت، بهره گرفت. از روش های مؤثر در مرحله دوم، یکی سیلاب زنی آبی و دیگری سیلاب زنی گازی یا تزریق گاز است. در روش سیلاب زنی آبی، آب با فشار زیاد در چاه های اطراف چاه تولید نفت وارد مخزن شده و نیروی محرکه‌ی لازم برای استخراج نفت را به وجود می آورد. در روش سیلاب زنی گازی، گاز (مانند گاز طبیعی) با فشار زیاد به جای آب، وارد مخزن شده و نفت را به طرف چاه خروجی به جریان می اندازد. پس از استخراج به کمک روش های مرحله دوم، هنوز هم حدود ۳۰ الی ۵۰ درصد از نفت می تواند به صورت استخراج نشده در مخزن باقی بماند. در این جا است که استخراج نفت به کمک روش مرحله سوم صورت می گیرد. یکی از روش های مرحله سوم، تزریق محلول مایسلار (micellar solution) است که پس از تزریق آن، محلول های پلیمری به عنوان محلول های بافر به چاه تزریق می شود. به این گونه فرایندها، مرحله سوم برداشت نفت (Tertiary Oil Recovery) می گویند [۵۰].

اولویت مصرف گاز در سناریوی پایه، مصرف داخلی است. سپس گاز باقی مانده از مصرف میان تزریق و صادرات تقسیم می شود. تزریق گاز تحت تأثیر دو متغیر قرار دارد: نخست تقاضای تزریق و سپس مقدار گاز موجود برای تزریق. گاز موجود برای تزریق مقدار گازی است که پس از مصرف داخلی باقی مانده است. اگر تقاضای تزریق از ۴۰٪ گاز موجود کم تر باشد، کل تقاضا تأمین خواهد شد؛ در غیر این صورت، با افزایش تقاضا نسبت به گاز موجود برای تزریق، نسبت گاز تعلق گرفته به تزریق کم و کم تر شده تا این که در سطح ۵۰٪، افزایش این نسبت متوقف گشته و آن چه باقی می ماند، به صادرات تعلق می گیرد.

اما برخی از کارشناسان اعتقاد دارند که در کشور ما، بنا بر شرایط موجود، تزریق گاز به مخازن نفتی برای بازیافت نفت، برای بیش تر مخازن کشور مناسب است. اینان ادعا می کنند که بررسی مقایسه ای استفاده از گاز در بخش های مختلف مصرف کننده، نشان می دهد که نخستین اولویت مصرف گاز، تزریق است [۵۰].

^۱ بازیافت بهبود یافته ی نفت (Improved Oil Recovery)

برای آزمون این ادعا، معادله‌ی زیر، کاربرد سناریوی فوق را نیز در خود جای داده است. سناریوی آلترناتیو، اولویت مصرف گاز را در مدل دگرگون می‌کند. تحت این سناریو، ابتدا کل تقاضای تزریق برآورده می‌شود؛ سپس، باقی‌مانده‌ی گاز تولیدی به مصرف داخل می‌رسد. آنگاه، در صورتی که چیزی از گاز تولیدی باقی بماند، به صادرات تعلق می‌گیرد.

$$(122) \text{GINJ} = (1 - \text{SCGIP}) * (\text{GRAC} * \text{MDGI}) + (\text{SCGIP} * \text{DGINP})$$

DOCUMENT: Gas Injection {A, (million bbls/year)}

$$(123) \text{SCGIP} = \text{STEP}(\text{PLGI}, 2008)$$

DOCUMENT: Switch for Changing Gas Injection Policy {A, (dmnl)}

$$(124) \text{PLGI} = 0$$

DOCUMENT: Policy Lever for Gas Injection {C, (dmnl)}

$$(125) \text{GRAC} = \text{MAX}(0, (\text{GPRR} - \text{DGD}))$$

DOCUMENT: Gas Remaining after Consumption {A, (million bbls/year)}

- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}
- DGD: Domestic Gas Demand {A, (million bbls/year)}

$$(126) \text{MDGI} = \text{GRAPH}(\text{DGI} / \text{GRAC})$$

(0.00, 0.00), (0.2, 0.2), (0.4, 0.4), (0.6, 0.45), (0.8, 0.48), (1.00, 0.5)

DOCUMENT: Multiplier for Demand for Gas Injection {A, (dmnl)}

- DGI: Desired Gas Injection {A, (million bbls/year)}
- GRAC: Gas Remaining after Consumption {A, (million bbls/year)}

$$(127) \text{DGINP} = \text{MIN}(\text{GPRR}, \text{DGI})$$

DOCUMENT: Desired Gas Injection after Implementing New Policy {A, (million bbls/year)}

- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}
- DGI: Desired Gas Injection {A, (million bbls/year)}

حجم گاز مورد نیاز برای تزریق نیز به دو عامل بستگی دارد: یکی بهره‌وری تولید نفت و دیگری حجم تولید نفت در آینده. هر چه از عمر ذخایر می‌گذرد و حجم نفت موجود در آن‌ها کم‌تر می‌شود، مقدار نفتی که با استفاده از روش‌های بازیافت اولیه استخراج می‌شود کم‌تر شده و برای استخراج بیش‌تر از ذخایر باید از روش‌های بازیافت ثانویه و یا حتی ثالثیه استفاده نمود. از طرف دیگر، برای افزایش ظرفیت تولید نفت، گاز مورد نیاز برای تزریق به ذخایر نفت برای جلوگیری از افت فشار ذخایر، افزایش پیدا می‌کند. بنابراین، فرض شده که گاز مطلوب برای تزریق، از ضرب تولید نفت انتظاری در مقدار گاز مورد نیاز برای تولید هر واحد نفت اضافی به دست می‌آید.

$$(128) \text{DGI} = \text{EOPR} * \text{GIRO}$$

DOCUMENT: Desired Gas Injection {A, (million bbls/year)}

- EOPR: Expected Oil Production {A, (million bbls/year)}
- GIRO: Gas Injection Required per Oil Output {A, (dmnl)}

تولید نفت انتظاری، یک پیش‌بینی ۵ ساله بر اساس تولید نفت در ۱۰ سال گذشته است. افق زمانی ۵ سال، بر اساس تأخیر موجود در احداث تجهیزات و خطوط لوله‌ای که برای فرآیند تزریق گاز مورد نیاز است، در نظر گرفته شده است.

$$(129) \text{ EOPR} = \text{FORCST}(\text{OPRR}, 10, \text{GID})$$

DOCUMENT: Expected Oil Production {A, (million bbls/year)}

- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}

$$(130) \text{ GID} = 5$$

DOCUMENT: Gas Injection Delay {C, (years)}

برای محاسبه‌ی گاز مورد نیاز برای تولید هر بشکه نفت، از یک مقدار نرمال و همچنین، اثر بهره‌وری استفاده شده است. برای مقدار نرمال گاز مورد نیاز برای تزریق، از مقدار تقریبی آن بر اساس مطالعات صورت گرفته در پیش از انقلاب استفاده شده است.

متأسفانه ۳۰ سال است که ارزیابی جامعی از مخازن نفت کشور صورت نگرفته تا مشخص شود چه مقدار تزریق به این مخازن مورد نیاز است. آخرین مطالعه‌ای که در این زمینه صورت گرفته، به سال ۱۹۷۶ برمی‌گردد. در این خصوص، هیأت مدیره‌ی شرکت نفت در آن مقطع، حجم گاز لازم برای تزریق به مخازن نفت کشور را ۲۵۰ میلیون متر مکعب در روز (معادل ۵۵۶ میلیون بشکه نفت خام در سال) تشخیص داده بود [۱۱]. با تقسیم این عدد بر تولید نفت سال ۱۹۷۶ (۲۱۶۰ میلیون بشکه)، و با فرض این که در آن زمان هنوز بهره‌وری تولید به اندازه‌ای کاهش نیافته بود که بخواهد میزان مطلوب تزریق را تحت تأثیر قرار دهد، مقدار تقریبی ۰/۲۶ بشکه معادل نفت خام برای تولید هر بشکه نفت، به دست خواهد آمد.

بنابراین، معادلات مربوط به میزان تزریق گاز مورد نیاز برای تولید هر بشکه نفت بدین ترتیب خواهد بود:

$$(131) \text{ GIRO} = \text{NGIRO}/\text{NPIOP}$$

DOCUMENT: Gas Injection Required per Oil Output {A, (dmnl)}

$$(132) \text{ NGIRO} = 0.26$$

DOCUMENT: Normal Gas Injection Required per Oil Output {C, (dmnl)}

$$(133) \text{ NPIOP} = \text{PIOP}/\text{PIOPN}$$

DOCUMENT: Normalized Productivity of Investment in Oil Production {A, (dmnl)}

- PIOP: Productivity of Investment in Oil Production {A, (bbls/million R)}
- PIOPN: Normal Productivity of Investment in Oil Production {C, (bbls/million R)}

اکنون می‌توان مصرف داخلی انرژی را محاسبه نمود. مصرف انرژی از مجموع مصرف داخلی نفت و گاز طبیعی حاصل می‌شود. معادلات زیر چگونگی تعیین مصرف انرژی را نشان می‌دهند.

$$(134) DEC = DGC + DOC$$

DOCUMENT: Domestic Energy Consumption {A, (million bbls/year)}

$$(135) DGC = \min(DGD, (GPRR - GINJ + GI))$$

DOCUMENT: Domestic Gas Consumption {A, (million bbls/year)}

- DGD: Domestic Gas Demand {A, (million bbls/year)}
- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}
- GINJ: Gas Injection {A, (million bbls/year)}
- GI: Gas Import {A, (million bbls/year)}

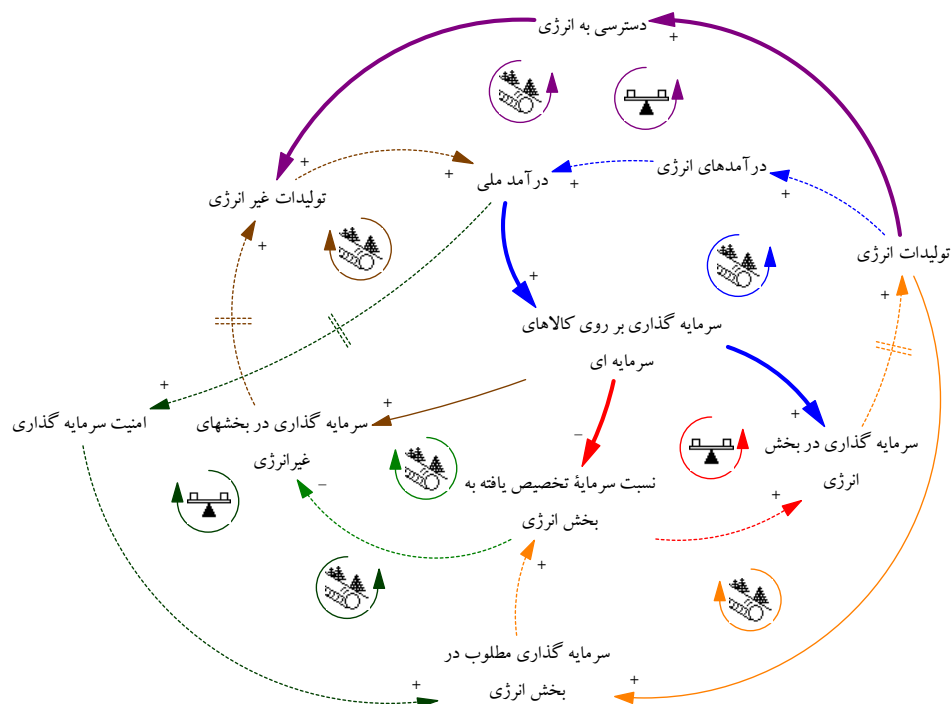
$$(136) DOC = \min(DOD, OPRR + OI)$$

DOCUMENT: Domestic Oil Consumption {A, (million bbls/year)}

- DOD: Domestic Oil Demand {A, (million bbls/year)}
- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}
- OI: Oil Import {A, (million bbls/year)}

۴-۲-۶- سرمایه گذاری انرژی

شکل ۴-۱۴ تعاملات موجود در زیربخش سرمایه گذاری انرژی را به نمایش می گذارد. خطوط ارتباطی پررنگ در این نمودار، حلقه های بازخوری را که با رنگ بنفش مشخص شده است، نشان می دهد. خطوط ارتباطی خط چین نیز حلقه های بازخور سبزرنگ را مشخص می کنند.

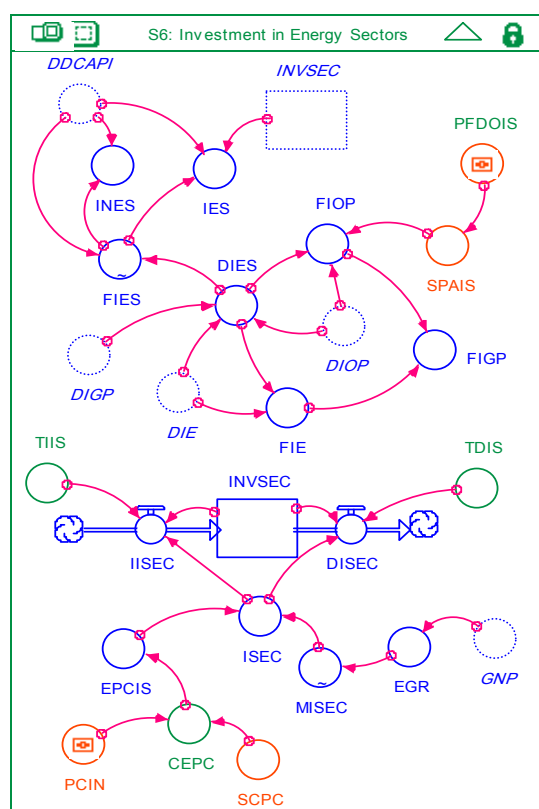


شکل ۴-۱۴: نمودار علت و معلولی زیربخش سرمایه گذاری انرژی

شکل ۴-۱۵ نمودار جریان زیربخش مورد نظر را به تصویر می کشد.

مهم ترین متغیرهایی که در این زیربخش تعیین می شوند، عبارت اند از: حجم سرمایه گذاری در بخش های انرژی، نسبت های سرمایه گذاری هر یک از بخش های انرژی، و امنیت سرمایه گذاری.

در مدل مشایخی، درآمد ملی بین سه دسته ی کلی از مخارج تقسیم می شود: هزینه ی غذا، هزینه ی کالاهای مصرفی، و هزینه های سرمایه گذاری. حجم سرمایه گذاری تخصیص یافته به بخش های انرژی، نسبتی از اعتبارات تخصیص یافته به سرمایه گذاری است. نسبت مذکور بر اساس نسبت سرمایه گذاری مطلوب در بخش انرژی به کل اعتبارات موجود تعیین می شود؛ بدین ترتیب که اگر نسبت سرمایه گذاری مطلوب به کل اعتبارات، کم تر از ۸٪ باشد، به همان نسبت، به بخش انرژی اعتبار تعلق می گیرد. اما با فراتر رفتن نسبت مزبور از این حد، درصد اعتبارات تخصیص یافته با شیب کندتری افزایش می یابد تا این که در ۱۰٪ ثابت می شود. به کلام ساده تر، حداکثر نسبت تخصیص اعتبار به بخش انرژی، به ۱۰٪ از کل اعتبارات محدود می شود. البته، فرض شده که سرمایه گذاری در بخش انرژی می تواند تا اندازه ای از منابع خارجی تغذیه گردد. این میزان به شرایط سیاسی- اقتصادی کشور بستگی دارد. هرچه بستر سرمایه گذاری در کشور مناسب تر باشد، سرمایه گذاری در بخش انرژی نیز افزایش می یابد. آنگاه، اعتبارات باقی مانده به بخش کالاهای سرمایه ای و ساخت و ساز، یا به طور کلی، بخش های غیرانرژی، تخصیص داده می شود.



شکل ۴-۱۵: نمودار جریان زیربخش سرمایه گذاری انرژی

$$(137) \text{ IES} = \text{DDCAPI} * \text{FIES} * (1 + \text{INVSEC})$$

DOCUMENT: Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}

- DDCAPI: Domestic Demand for Capital Investment {A, (million R/year)}
- (138) $FIES = GRAPH(DIES/DDCAPI)$

(0.00, 0.00), (0.04, 0.04), (0.08, 0.08), (0.12, 0.09), (0.16, 0.095), (0.2, 0.1)

DOCUMENT: Fraction of Investment in Energy Sector {A, (dmnl)}

- INVSEC: Investment Security {L, (dmnl)}
- (139) $INES = DDCAPI * (1 - FIES)$

DOCUMENT: Investment in Non-Energy Sectors {A, (million R/year)}

- DDCAPI: Domestic Demand for Capital Investment {A, (million R/year)}
- FIES: Fraction of Investment in Energy Sector {A, (dmnl)}

سرمایه گذاری مطلوب در بخش انرژی از مجموع سرمایه گذاری مطلوب در سه بخش اکتشاف، تولید نفت و تولید گاز به دست می آید. چونگی محاسبه ی هریک از این متغیرها در بخش های مربوطه توضیح داده شده است.

(140) $DIES = DIE + DIOP + DIGP$

DOCUMENT: Desired Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}

- DIE: Desired Investment in Exploration {A, (million R/year)}
- DIOP: Desired Investment in Oil Production {A, (million R/year)}
- DIGP: Desired Investment in Gas Production {A, (million R/year)}

متغیر دیگری که در این جا تعریف می شود، امنیت سرمایه گذاری است. این متغیر، نشان دهنده ی وضعیت سیاسی- اقتصادی کشور و در نتیجه، مناسب بودن بستر سرمایه گذاری است. این متغیر به صورت یک شاخص عددی بین صفر و یک تعریف می شود. هر چه این عدد به یک نزدیک تر شود، شرایط سرمایه گذاری بهبود یافته و کشور، توانایی بیش تری در جذب سرمایه های خارجی دارد.

تغییرات این متغیر به دو عامل بستگی دارد: رشد اقتصادی، و شرایط سیاسی. رشد اقتصادی به وسیله ی نرخ رشد GNP تعریف شده و شرایط سیاسی با استفاده از یک ضریب که بین صفر و یک تغییر می کند، به صورت برونزا بر امنیت سرمایه گذاری اثر می گذارد.

فرض شده که امنیت اقتصادی در شرایطی که اوضاع سیاسی ایده آل و رشد اقتصادی، بیش از ۱۵٪ در سال است، در بیشینه ی خود (یک) قرار می گیرد. از طرف دیگر، هرگاه اوضاع سیاسی در نامطلوب ترین شرایط و رشد اقتصادی کم تر از منفی ۱۵٪ در سال گردد، امنیت اقتصادی به کمینه ی خود (صفر) می رسد. رشد اقتصادی ایران در سال ۱۹۵۹، ۸٪ در سال بوده است. اگر فرض کنیم که شرایط سیاسی ایران در بهترین حالت خود قرار داشته است، بنابراین، مقدار اولیه ی امنیت سرمایه گذاری، با توجه به فروض مدل، ۰/۶ خواهد بود.

فرض شده که بهبود شرایط سیاسی- اقتصادی نمی تواند به یک باره امنیت سرمایه گذاری را تغییر دهد. انسان همواره تغییرات پیرامون خود را گذرا تلقی می کند؛ مگر این که روند پایداری در این تغییرات مشاهده نماید.

بنابراین، تأثیرگذاری تغییرات شرایط سیاسی-اقتصادی بر روی امنیت سرمایه‌گذاری با تأخیر همراه است. اما انسان همواره نسبت به تغییرات، بدبین است. در حقیقت، تغییرات مثبت همواره با تأخیر بیش‌تری نسبت به تغییرات منفی پذیرفته می‌شوند. در نتیجه، منطقی است که تأخیر در بهبود امنیت سرمایه‌گذاری را طولانی‌تر از تأخیر در بدتر شدن شرایط، در نظر بگیریم. در همین راستا، تأخیر در افزایش امنیت سرمایه‌گذاری، پنج سال و تأخیر در کاهش آن، یک سال فرض شده است.

وضعیت سیاسی ایران، از نظر روابط بین‌الملل، تا پیش از انقلاب، شرایط مساعدی داشته است. این شرایط، پس از انقلاب، به نوعی انزوایی تبدیل شده است. از طرف دیگر، به دلیل ایدئولوژی خاصی که حکومت جمهوری اسلامی ایران دنبال می‌کند، کشورهای پیشرفته‌ی دنیا مواضع خصمانه‌ای علیه ایران گرفته‌اند. مجموع این عوامل باعث شده تا ضریب روابط سیاسی پیش از انقلاب، یک و پس از آن، ۰/۳ در نظر گرفته شود. این شرایط، پس از سال ۲۰۰۸، به صورت یک متغیر تحلیل سیاست، توسط کاربر قابل تغییر است.

$$(141) \text{INVSEC}(t) = \text{INVSEC}(t - dt) + (\text{IISEC} - \text{DISEC}) * dt$$

$$\text{INIT INVSEC} = 0.6$$

DOCUMENT: Investment Security {L, (dmnl)}

$$(142) \text{IISEC} = (\text{ISEC} - \text{INVSEC}) / \text{TIIS}$$

DOCUMENT: Increase in Investment Security {R, (1/year)}

$$(143) \text{ISEC} = \text{EPCIS} * \text{MISEC}$$

DOCUMENT: Indicated Investment Security {A, (dmnl)}

$$(144) \text{EPCIS} = \text{IF} (\text{TIME} < 1979) \text{ THEN } 1 \text{ ELSE CEPC}$$

DOCUMENT: Effect of Political Changes on Investment Security {A, (dmnl)}

$$(145) \text{CEPC} = ((1 - \text{SCPC}) * 0.3) + (\text{SCPC} * \text{PCIN})$$

DOCUMENT: Constant for Effect of Political Change {A, (dmnl)}

$$(146) \text{SCPC} = \text{SWITCH}(\text{TIME}, 2008)$$

DOCUMENT: Switch for Changing Political Condition {A, (dmnl)}

$$(147) \text{PCIN} = 0.3$$

DOCUMENT: Political Condition Indicator {C, (dmnl)}

$$(148) \text{MISEC} = \text{GRAPH}(\text{EGR})$$

(-0.15, 0.00), (-0.12, 0.002), (-0.09, 0.015), (-0.06, 0.025), (-0.03, 0.045), (0.00, 0.1), (0.03, 0.2), (0.06, 0.4), (0.09, 0.6), (0.12, 0.8), (0.15, 1.00)

DOCUMENT: Multiplier for Investment Security from Economic Condition {A, (dmnl)}

$$(149) \text{EGR} = \text{TREND}(\text{GNP}, 1, 0.08)$$

DOCUMENT: Economic Growth Rate {A, (1/year)}

$$(150) \text{TIIS} = 5$$

DOCUMENT: Time to Increase Investment Security {C, (years)}

$$(151) \text{ DISEC} = (\text{INVSEC} - \text{ISEC}) / \text{TDIS}$$

DOCUMENT: Decrease in Investment Security {R, (1/year)}

$$(152) \text{ TDIS} = 1$$

DOCUMENT: Time to Decrease Investment Security {C, (years)}

متغیر مهم دیگری که در این بخش محاسبه می‌شود، نسبت سرمایه‌گذاری در بخش‌های مختلف انرژی است. از نسبت سرمایه‌گذاری در بخش تولید گاز آغاز می‌کنیم: این نسبت، از باقی‌مانده‌ی نسبت سرمایه‌گذاری در بخش‌های اکتشاف و تولید نفت حاصل می‌شود. معادلات مدل به گونه‌ای نوشته شده که مجموع سهم این سه بخش، ۱۰۰٪ شود. نسبت سرمایه‌گذاری دو بخش دیگر نیز بر اساس نسبت سرمایه‌گذاری مطلوب هر بخش تعیین می‌شود. البته این، سناریویی است که در حالت پایه مورد استفاده قرار می‌گیرد. سناریوی دیگری که در مبحث تحلیل سیاست مورد آزمون قرار خواهد گرفت، کاهش دستوری سهم سرمایه‌گذاری بخش تولید نفت و افزودن این سهم کاسته‌شده به بخش تولید گاز است. معادلات زیر، جزئیات این سناریوها را به خوبی نشان می‌دهند.

$$(153) \text{ FIGP} = 1 - \text{FIE} - \text{FIOP}$$

DOCUMENT: Fraction of Investment in Gas Production {A, (dmnl)}

$$(154) \text{ FIE} = \text{DIE} / \text{DIES}$$

DOCUMENT: Fraction of Investment in Oil Exploration {A, (dmnl)}

- DIE: Desired Investment in Exploration {A, (million R/year)}
- DIES: Desired Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}

$$(155) \text{ FIOP} = (\text{DIOP} / \text{DIES}) * \text{SPAIS}$$

DOCUMENT: Fraction of Investment in Oil Production {A, (dmnl)}

- DIOP: Desired Investment in Oil Production {A, (million R/year)}
- DIES: Desired Investment in Energy Sector {A, (million R/year)}

$$(156) \text{ SPAIS} = \text{IF} (\text{TIME} < 2008) \text{ THEN } 1 \text{ ELSE } \text{PFIGIS}$$

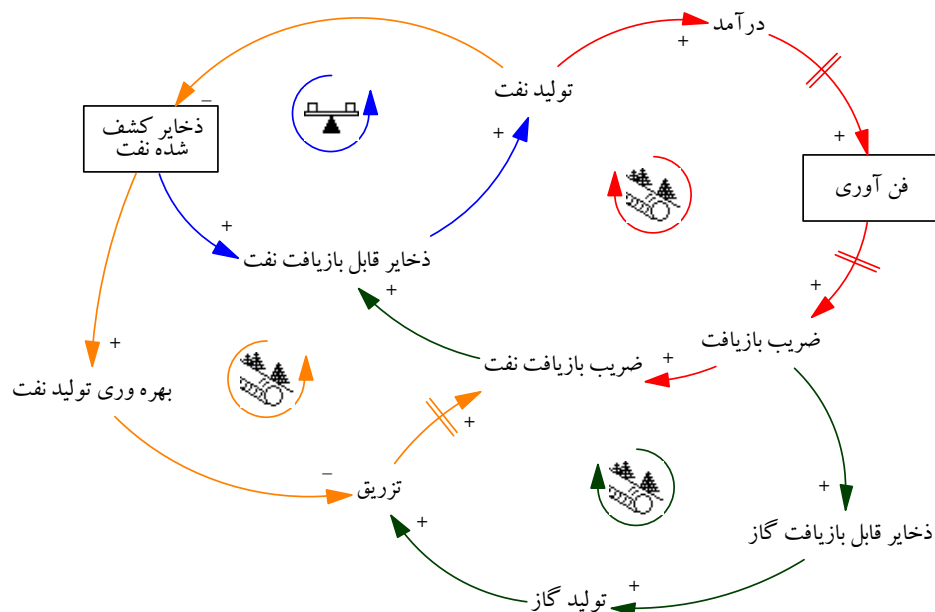
DOCUMENT: Switch for Policy Analysis in Investment Sector {A, (dmnl)}

$$(157) \text{ PFDOIS} = 1$$

DOCUMENT: Policy Factor for Decreasing Oil Investment Share {C, (dmnl)}

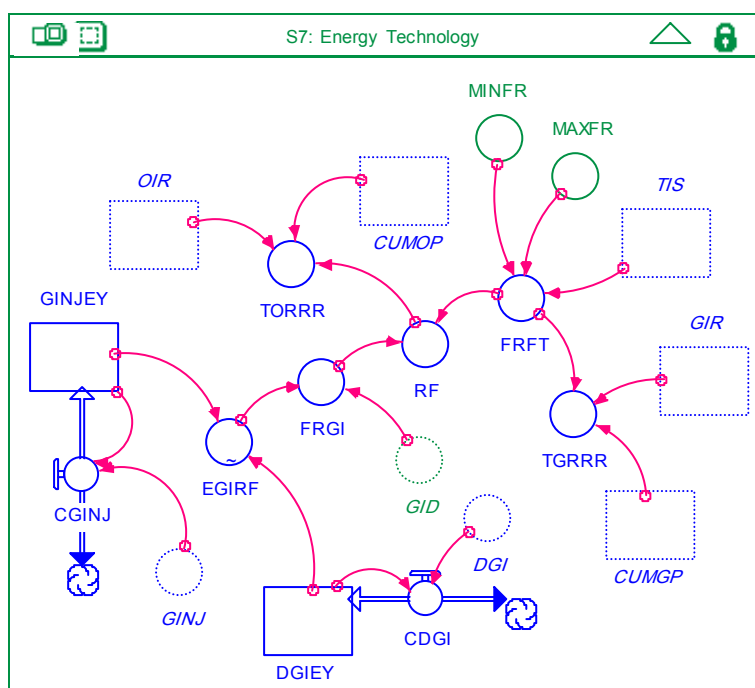
۴-۲-۷- فن‌آوری انرژی

حلقه‌های بازخورد موجود در زیربخش فن‌آوری انرژی در شکل ۴-۱۶ قابل مشاهده هستند.



شکل ۴-۱۶: نمودار علت و معلولی زیربخش فناوری انرژی

شکل ۴-۱۷ جزئیات بیش‌تری را از ساختار این بخش ارائه می‌دهد.



شکل ۴-۱۷: نمودار جریان زیربخش فناوری انرژی

ذخایر قابل بازیافت نفت بر اساس باقی‌مانده‌ی ذخایر کشف‌شده و ضریب بازیافت محاسبه می‌شوند.

$$(158) \text{ TORRR} = ((\text{OIR} + \text{CUMOP}) * \text{RF}) - \text{CUMOP}$$

DOCUMENT: Total Oil Recoverable Resource Remaining {A, (million bbls)}

- OIR: Oil Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}

- CUMOP: Cumulative Oil Production {L, (million bbls)}
- RF: Recovery Factor {A, (dmnl)}

ضریب بازیافت، از میانگین دو جزء مختلف تشکیل می‌شود: یکی ضریب بازیافت ناشی از فن آوری و دیگری، ضریب بازیافت ناشی از تزریق گاز. پیش از این، درباره‌ی فرآیند افزایش ضریب بازیافت توضیحات کاملی ارائه شده است. برای آگاهی بیش‌تر به قسمت ۴-۲-۵ مراجعه کنید.

$$(159) RF = (FRFT + FRFGI) / 2$$

DOCUMENT: Recovery Factor {A, (dmnl)}

- FRFT: Fraction Recoverable from Technology {A, (dmnl)}
- FRGI: Fraction Recoverable from Gas Injection {A, (dmnl)}

ضریب بازیافت ناشی از فن آوری به طور مستقیم با متغیر فن آوری در بخش صنعت که در مدل مشایخی محاسبه می‌شود در ارتباط است. فرض شده که فن آوری انرژی از مقدار حداقل خود به سمت مقدار حداکثر خود افزایش می‌یابد؛ که سرعت این افزایش به سرعت پیشرفت فن آوری در بخش صنعت وابسته است. کمینه‌ی ضریب بازیافت ناشی از فن آوری انرژی، ۲۰٪ و حداکثر آن ۸۰٪ فرض شده است. پیش از این نیز اشاره شده که ضریب بازیافت اولیه، بین ۱۵ تا ۲۰ درصد است؛ بنابراین، در نظر گرفتن این مقدار برای حد پایین ضریب بازیافت، منطقی است. از طرف دیگر، تحت پیشرفته‌ترین فن آوری‌های روز دنیا، ضریب بازیافت نمی‌تواند از ۸۰٪ فراتر رود [۵۰]. بنابراین، طبیعی است که فرض کنیم ایران با وضعیتی که از نظر فن آوری در تمام سطوح دارد، تا بیست سال آینده که افق پیش‌بینی این پژوهش است، از این سطح، فراتر نرود.

$$(160) FRFT = MINFR + (MAXFR - MINFR) * ((TIS - 1) / TIS)$$

DOCUMENT: Fraction Recoverable from Technology {A, (dmnl)}

$$(161) MINFR = 0.2$$

DOCUMENT: Minimum Fraction Recoverable {C, (dmnl)}

$$(162) MAXFR = 0.8$$

DOCUMENT: Maximum Fraction Recoverable {C, (dmnl)}

- TIS: Technology in Industrial Sector {L, (technology)}

ضریب بازیافت ناشی از تزریق نیز به دلایلی که عنوان شد، بین ۰/۲ تا ۰/۸ قرار می‌گیرد. این نسبت بستگی دارد به این که چه میزان از نیازهای تزریق گاز برآورده شده است. اگر این نیازها به طور کامل برآورده شود، ضریب بازیافت ناشی از تزریق در بیشینه‌ی خود خواهد بود و گرنه این نسبت کاهش خواهد یافت و اگر نسبت مقدار تزریق انجام‌شده به میزان مطلوب آن، به صفر نزدیک شود، ضریب بازیافت نیز به کمینه‌ی خود میل می‌کند.

توضیحی که باید در مورد مقادیر اولیه‌ی تزریق گاز مطلوب و تحقق‌یافته ارایه شود این است که این مقدار از ضرب تولید نفت در سال مبدأ (۳۰۰ میلیون بشکه در سال) در حجم نرمال گاز مورد نیاز برای تزریق به ازای هر بشکه (۰/۲۶) به دست آمده است.

$$(163) \text{FRGI} = \text{SMTH3}(\text{EGIFR}, \text{GID})$$

DOCUMENT: Fraction Recoverable from Gas Injection {A, (dmnl)}

$$(164) \text{EGIRF} = \text{GRAPH}(\text{GINJEY}/\text{DGIEY})$$

(0.00, 0.2), (0.2, 0.4), (0.4, 0.555), (0.6, 0.675), (0.8, 0.75), (1.00, 0.8)

DOCUMENT: Effect of Gas Injection on Recovery Factor {A, (dmnl)}

$$(165) \text{GINJEY}(t) = \text{GINJEY}(t - dt) + (\text{CGINJ}) * dt$$

INIT GINJEY = 78

DOCUMENT: Gas Injection at the End of the Year {L, (million bbls/year)}

$$(166) \text{CGINJ} = (\text{GINJ} - \text{GINJEY})$$

DOCUMENT: Change in Gas Injection {R, (million bbls/year/year)}

- GINJ: Gas Injection {A, (million bbls/year)}

$$(167) \text{DGIEY}(t) = \text{DGIEY}(t - dt) + (\text{CDGI}) * dt$$

INIT DGIEY = 78

DOCUMENT: Desired Gas Injection at the End of the Year {L, (million bbls/year)}

$$(168) \text{CDGI} = (\text{DGI} - \text{DGIEY})$$

DOCUMENT: Change in Desired Gas Injection {R, (million bbls/year/year)}

- DGI: Desired Gas Injection {A, (million bbls/year)}

اما ذخایر قابل بازیافت گاز طبیعی به نحو ساده‌تری و تنها با استفاده از ضریب بازیافت ناشی از فن‌آوری محاسبه می‌شوند. به هر حال، تزریق گاز به ذخایر گاز (!) نمی‌تواند موضوعیت داشته باشد.

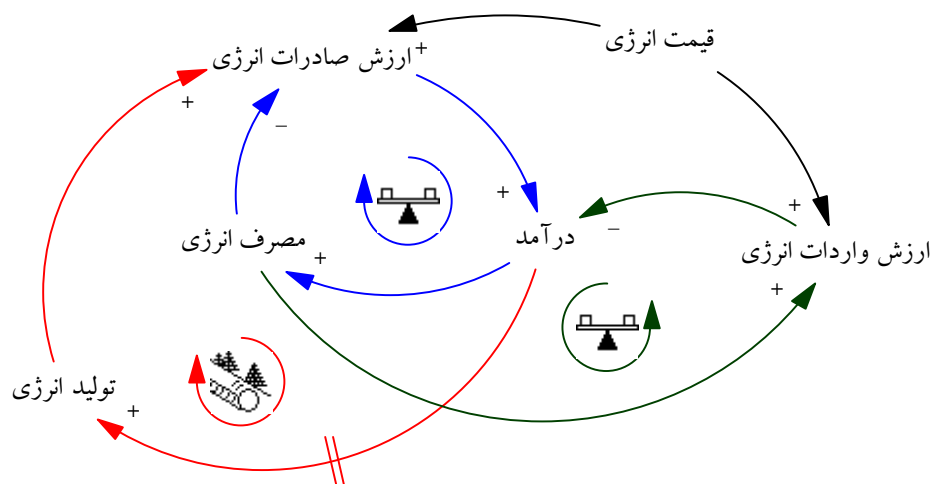
$$(169) \text{TGRRR} = ((\text{GIR} + \text{CUMGP}) * \text{FRFT}) - \text{CUMGP}$$

DOCUMENT: Total Gas Recoverable Resource Remaining {A, (million bbls)}

- GIR: Gas Identified Resource Remaining {L, (million bbls)}
- CUMGP: Cumulative Gas Production {L, (million bbls)}
- FRFT: Fraction Recoverable from Technology {A, (dmnl)}

۴-۲-۸- تجارت انرژی

شکل ۴-۱۸ حلقه‌های بازخور زیربخش تجارت انرژی را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱۸: نمودار علت و معلولی زیربخش تجارت انرژی

نمودار جریان این زیربخش نیز که در شکل ۴-۱۹ مشاهده می کنید، ساختار آن را با جزئیات بیش تری به نمایش می گذارد.

کل ارزش صادرات انرژی که به عنوان درآمدهای انرژی نیز شناخته می شود از مجموع درآمدهای نفت و گاز به دست می آید.

$$(170) EX = GASREV + OILREV$$

DOCUMENT: Energy Export Value {A, (million R/year)}

- GASREV: Gas Revenues {A, (million R/year)}
- OILREV: Oil Revenues {A, (million R/year)}

درآمدهای انرژی از ضرب قیمت در حجم صادرات محاسبه می شود.

$$(171) GASREV = GEXP * GP * 1000000$$

DOCUMENT: Gas Revenues {A, (million R/year)}

- GEXP: Gas Export {L, (million bbls/year)}
- GP: Gas Price {A, (million R/bbl)}

صادرات انرژی از تفاضل تولید و مصرف انرژی به دست می آید. در حقیقت، فرض بر این است که تولید انرژی به مصرف داخل اختصاص می یابد؛ آنگاه، هر چه باقی ماند، صادر می شود. در مورد گاز، مقدار تزریق شده به ذخایر نفت نیز از تولید کسر می گردد. مقدار ابتدایی صادرات گاز صفر در نظر گرفته شده است.

$$(172) GEXP(t) = GEXP(t - dt) + (CGEXP) * dt$$

INIT GEXP = 0

DOCUMENT: Gas Export {L, (million bbls/year)}

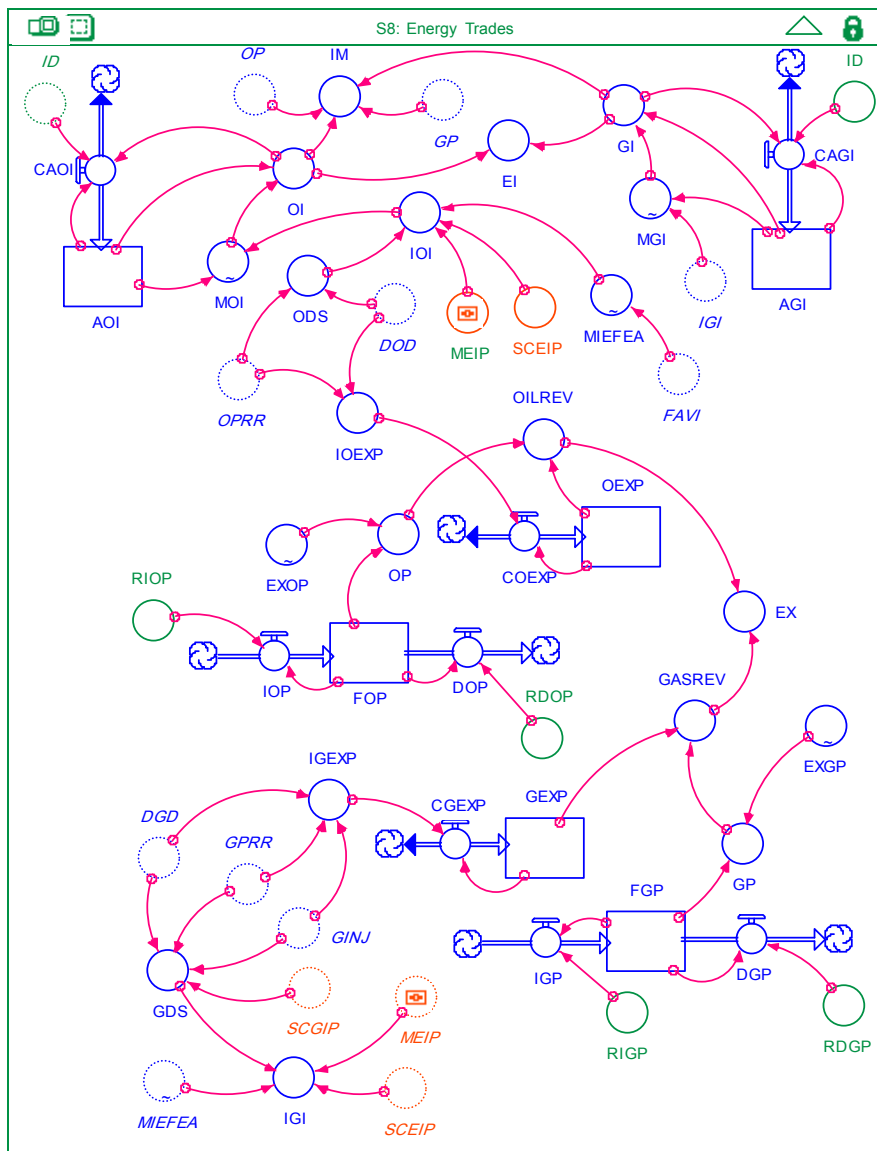
$$(173) CGEXP = (IGEXP - GEXP)$$

DOCUMENT: Change in Gas Export {R, (million bbls/year/year)}

$$(174) \text{IGEXP} = \text{MAX}(0, (\text{GPRR} - \text{DGD} - \text{GINJ}))$$

DOCUMENT: Indicated Gas Export {A, (million bbls/year)}

- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}
- DGD: Domestic Gas Demand {A, (million bbls/year)}
- GINJ: Gas Injection {A, (million bbls/year)}



شکل ۴-۱۹: نمودار جریان زیربخش تجارت انرژی

قیمت انرژی در مدل به صورت برونزا تعیین می‌شود. روشن است که سیاست‌های ایران، سهم ناچیزی در تعیین بهای جهانی انرژی دارد. بنابراین، منطقی است که برای سیستم اقتصادی-اجتماعی ایران، این متغیر، یک متغیر برونزا باشد. از این رو، از سال ۱۹۵۸ تا ۲۰۰۶ داده‌های گذشته مورد استفاده قرار گرفته و از این تاریخ به بعد سعی شده تا از یکی از معتبرترین پیش‌بینی‌ها در این زمینه استفاده شود.

آژانس بین‌المللی انرژی همه ساله در گزارشات خود، پیش‌بینی بهای انواع حامل‌های انرژی را در افق‌های زمانی ۲۰ تا ۲۵ سال منتشر می‌کند. این مؤسسه در گزارش سال ۲۰۰۶ خود، روند قیمت نفت و گاز طبیعی را تا سال ۲۰۳۰ (افق پیش‌بینی این مطالعه) مطابق جدول ۴-۸ پیش‌بینی کرده است [۵۲].

جدول ۴-۸: پیش‌بینی قیمت حامل‌های اصلی انرژی [۵۲]

قیمت ^۱ سال	نفت (دلار به ازای هر بشکه)	گاز (دلار به ازای هر میلیون بی.تی.یو)	رشد سالیانه قیمت نفت	رشد سالیانه قیمت گاز
۲۰۰۰	۳۱/۳۸	۳/۱۶	-	-
۲۰۰۵	۵۰/۶۲	۵/۷۸	۰/۱۲۲۶۳	۰/۱۶۵۸۲
۲۰۱۰	۵۱/۵۰	۵/۹۴	۰/۰۰۳۴۸	۰/۰۰۵۵۴
۲۰۱۵	۴۷/۸۰	۵/۵۵	-۰/۰۱۴۳۷	-۰/۰۱۳۱۳
۲۰۳۰	۵۵/۰۰	۶/۵۳	۰/۰۱۰۰۴	۰/۰۳۵۳۲

نرخ رشد قیمت‌ها در مدل حاضر از همین جدول اقتباس شده است. با این تفاسیر، قیمت گاز طبیعی در مدل از روابط زیر به دست می‌آید.

(175) $GP = IF (TIME \leq 2006) THEN EXGP ELSE FGP$

DOCUMENT: Gas Price {A, (million R/bbl)}

(176) $EXGP = GRAPH(Time)$

(1958, 0.019), (1959, 0.019), (1960, 0.017), (1961, 0.016), (1962, 0.016), (1963, 0.016), (1964, 0.016), (1965, 0.016), (1966, 0.016), (1967, 0.016), (1968, 0.015), (1969, 0.015), (1970, 0.015), (1971, 0.017), (1972, 0.017), (1973, 0.018), (1974, 0.042), (1975, 0.039), (1976, 0.039), (1977, 0.035), (1978, 0.032), (1979, 0.059), (1980, 0.056), (1981, 0.05), (1982, 0.042), (1983, 0.035), (1984, 0.029), (1985, 0.065), (1986, 0.052), (1987, 0.03), (1988, 0.022), (1989, 0.021), (1990, 0.035), (1991, 0.042), (1992, 0.039), (1993, 0.052), (1994, 0.049), (1995, 0.035), (1996, 0.029), (1997, 0.027), (1998, 0.019), (1999, 0.013), (2000, 0.021), (2001, 0.024), (2002, 0.078), (2003, 0.089), (2004, 0.085), (2005, 0.104), (2006, 0.137)

DOCUMENT: Exogenous Gas Price {A, (million R/bbl)}

(177) $FGP(t) = FGP(t - dt) + (IGP - DGP) * dt$

INIT FGP = 0.137

DOCUMENT: Forecast of Gas Price {L, (million R/bbl)}

(178) $IGP = IF (TIME \leq 2015) THEN 0 ELSE (RIGP * FGP)$

DOCUMENT: Increase in Gas Price {R, (million R/bbl/year)}

^۱ قیمت‌ها بر اساس قیمت ثابت سال ۲۰۰۵ ارائه شده‌اند.

$$(179) RIGP = 0.01177$$

DOCUMENT: Rate of Increase in Gas Price {C, (1/year)}

- FGP: Forecast of Gas Price {L, (million R/bbl)}

$$(180) DGP = \text{IF (TIME} < 2010) \text{ OR (TIME} > 2015) \text{ THEN } 0 \text{ ELSE (RDGP*FGP)}$$

DOCUMENT: Decrease in Gas Price {R, (million R/bbl/year)}

$$(181) RDGP = 0.01313$$

DOCUMENT: Rate of Decrease in Gas Price {A, (1/year)}

- FGP: Forecast of Gas Price {L, (million R/bbl)}

معادلات مربوط به درآمدهای نفت به جز مقادیر پارامترها کاملاً مشابه معادلات مربوط به درآمدهای گاز هستند. تولید نفت در سال ۱۹۵۹، ۳۰۰ میلیون بشکه بوده است. اگر مقدار مصرف داخلی نفت را ۵۰ میلیون بشکه فرض کنیم، مقدار ابتدایی صادرات نفت، ۲۵۰ میلیون بشکه خواهد بود.

$$(182) OILREV = OEXP * OP * 1000000$$

DOCUMENT: Oil Revenues {A, (million R/year)}

$$(183) OEXP(t) = OEXP(t - dt) + (COEXP) * dt$$

INIT OEXP = 250

DOCUMENT: Oil Export {L, (million bbls/year)}

$$(184) COEXP = (IOEXP - OEXP)$$

DOCUMENT: Change in Oil Export {R, (million bbls/year/year)}

$$(185) IOEXP = \text{MAX}(0, (OPRR - DOD))$$

DOCUMENT: Indicated Oil Export {A, (million bbls/year)}

- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}
- DOD: Domestic Oil Demand {A, (million bbls/year)}

$$(186) OP = \text{IF (TIME} \leq 2006) \text{ THEN EXOP ELSE FOP}$$

DOCUMENT: Oil Price {A, (million R/bbl)}

$$(187) EXOP = \text{GRAPH}(\text{Time})$$

(1958, 0.02), (1959, 0.019), (1960, 0.016), (1961, 0.015), (1962, 0.015), (1963, 0.015), (1964, 0.014), (1965, 0.014), (1966, 0.014), (1967, 0.014), (1968, 0.014), (1969, 0.013), (1970, 0.013), (1971, 0.016), (1972, 0.016), (1973, 0.018), (1974, 0.053), (1975, 0.048), (1976, 0.047), (1977, 0.041), (1978, 0.038), (1979, 0.077), (1980, 0.072), (1981, 0.064), (1982, 0.052), (1983, 0.042), (1984, 0.039), (1985, 0.08), (1986, 0.036), (1987, 0.036), (1988, 0.024), (1989, 0.032), (1990, 0.05), (1991, 0.046), (1992, 0.048), (1993, 0.061), (1994, 0.06), (1995, 0.043), (1996, 0.042), (1997, 0.033), (1998, 0.019), (1999, 0.022), (2000, 0.031), (2001, 0.024), (2002, 0.097), (2003, 0.1), (2004, 0.123), (2005, 0.164), (2006, 0.177)

DOCUMENT: Exogenous Oil Price {A, (million R/bbl)}

$$(188) FOP(t) = FOP(t - dt) + (IOP - DOP) * dt$$

INIT FOP = 0.177

DOCUMENT: Forecast of Oil Price {L, (million R/bbl)}

(189) IOP = IF (TIME<=2015) THEN 0 ELSE (RIOP*FOP)

DOCUMENT: Increase in Oil Price {R, (million R/bbl/year)}

(190) RIOP = 0.01004

DOCUMENT: Rate of Increase in Oil Price {C, (1/year)}

- FOP: Forecast of Oil Price {L, (million R/bbl)}

(191) DOP = IF (TIME<2010) OR (TIME>2015) THEN 0 ELSE (RDOP*FOP)

DOCUMENT: Decrease in Oil Price {R, (million R/bbl/year)}

(192) RDOP = 0.01437

DOCUMENT: Rate of Decrease in Oil Price {C, (1/year)}

- FOP: Forecast of Oil Price {L, (million R/bbl)}

حال که چگونگی محاسبه‌ی کل ارزش صادرات توضیح داده شد، نوبت به کل ارزش واردات می‌رسد. ارزش واردات از ضرب حجم واردات در قیمت انرژی به دست می‌آید.

(193) IM = ((GI*GP)+(OI*OP))*1000000

DOCUMENT: Energy Import Value {A, (million R/year)}

- GI: Gas Import {A, (million bbls/year)}
- GP: Gas Price {A, (million R/bbl)}
- OI: Oil Import {A, (million bbls/year)}
- OP: Oil Price {A, (million R/bbl)}

واردات انرژی بر اساس مازاد تقاضا صورت می‌گیرد. اگر تقاضا بیش از تولید باشد، به ناچار، انرژی مورد نیاز وارد خواهد شد. اما این واردات نمی‌تواند به یکباره و به هر مقداری که مطلوب بود صورت گیرد. فرض شده که متوسط واردات هر سال محاسبه شده و واردات در هر دوره نمی‌تواند از بیش از ۴۰٪ این متوسط فراتر رود. این، سناریویی است که در حالت پایه اجرا می‌شود. سناریوی دیگری نیز مبنی بر محدود کردن واردات انرژی از سوی دولت مطرح است که در مبحث تحلیل سیاست مورد بررسی قرار می‌گیرد. واردات انرژی، همچون دیگر کالاها، به ذخایر ارزی کشور نیز بستگی دارد. رابطه‌ی ارز خارجی با واردات انرژی از رابطه‌ی ارز خارجی با واردات غذا از مدل مشایخی اقتباس شده است.

(194) EI = GI+OI

DOCUMENT: Energy Import {A, (million bbls/year)}

(195) GI = AGI*MGI

DOCUMENT: Gas Import {A, (million bbls/year)}

(196) AGI(t) = AGI(t - dt) + (CAGI) * dt

INIT AGI = 1

DOCUMENT: Average Gas Import {L, (million bbls/year)}

$$(197) \text{ CAGI} = (\text{MAX}(1, \text{GI}) - \text{AGI}) / \text{ID}$$

DOCUMENT: Change in Average Gas Import {R, (million bbls/year/year)}

- GI: Gas Import {A, (million bbls/year)}
- AGI: Average Gas Import {L, (million bbls/year)}

$$(198) \text{ ID} = 1$$

DOCUMENT: Import Delay {C, (years)}

$$(199) \text{ MGI} = \text{GRAPH}(\text{IGI} / \text{AGI})$$

(0.00, 0.00), (0.4, 0.4), (0.8, 0.8), (1.20, 1.10), (1.60, 1.30), (2.00, 1.40)

DOCUMENT: Multiplier for Gas Import {A, (dmnl)}

$$(200) \text{ IGI} = ((1 - \text{SCEIP}) * (\text{MAX}(0, \text{GDS})) * \text{MIEFEA}) + (\text{SCEIP} * \text{MEIP} * (\text{MAX}(0, \text{GDS})) * \text{MIEFEA})$$

DOCUMENT: Indicated Gas Import {A, (million bbls/year)}

$$(201) \text{ SCEIP} = \text{STEP}(1, 2008)$$

DOCUMENT: Switch for Changing Energy Import Policy {A, (dmnl)}

$$(202) \text{ GDS} = \text{DGD} - (((1 - \text{SCGIP}) * \text{GPRR}) + (\text{SCGIP} * (\text{GPRR} - \text{GINJ})))$$

DOCUMENT: Gas Demand Surplus {A, (million bbls/year)}

- DGC: Domestic Gas Demand {A, (million bbls/year)}
- SCGIP: Switch for Changing Gas Injection Policy {A, (dmnl)}
- GPRR: Gas Production Rate {R, (million bbls/year)}
- GINJ: Gas Injection {A, (million bbls/year)}

$$(203) \text{ MIEFEA} = \text{GRAPH}(\text{FAVI})$$

(0.00, 0.00), (0.25, 0.45), (0.5, 0.7), (0.75, 0.9), (1.00, 1.00)

DOCUMENT: Multiplier for Import of Energy from Foreign Exchange Availability {A, (dmnl)}

- FAVI: Foreign Exchange Availability Indicator {A, (dmnl)}

$$(204) \text{ MEIP} = 1$$

DOCUMENT: Multiplier for Energy Import Policy {C, (dmnl)}

- AGI: Average Gas Import {L, (million bbls/year)}

$$(205) \text{ OI} = \text{AOI} * \text{MOI}$$

DOCUMENT: Oil Import {A, (million bbls/year)}

$$(206) \text{ AOI}(t) = \text{AOI}(t - dt) + (\text{CAOI}) * dt$$

INIT AOI = 1

DOCUMENT: Average Oil Import {L, (million bbls/year)}

$$(207) \text{ CAOI} = (\text{MAX}(1, \text{OI}) - \text{AOI}) / \text{ID}$$

DOCUMENT: Change in Average Oil Import {R, (million bbls/year/year)}

- OI: Oil Import {A, (million bbls/year)}

- AOI: Average Oil Import {L, (million bbls/year)}
- ID: Import Delay {C, (years)}

(208) $MOI = GRAPH(IOI/AOI)$

(0.00, 0.00), (0.4, 0.4), (0.8, 0.8), (1.20, 1.10), (1.60, 1.30), (2.00, 1.40)

DOCUMENT: Multiplier for Oil Import {A, (dmnl)}

(209) $IOI = ((1-SCEIP)*(MAX(0,ODS))*MIEFEA) + (SCEIP*MEIP*(MAX(0,ODS))*MIEFEA)$

DOCUMENT: Indicated Oil Import {A, (million bbls/year)}

- SCEIP: Switch for Changing Energy Import Policy {A, (dmnl)}

(210) $ODS = DOD-OPRR$

DOCUMENT: Oil Demand Surplus {A, (million bbls/year)}

- DOD: Domestic Oil Demand {A, (million bbls/year)}
- OPRR: Oil Production Rate {R, (million bbls/year)}
- MIEFEA: Multiplier for Import of Energy from Foreign Exchange Availability {A, (dmnl)}
- MEIP: Multiplier for Energy Import Policy {C, (dmnl)}
- AOI: Average Oil Import {L, (million bbls/year)}

در این فصل، ساختار PEEMI با تمامی جزئیات آن ارائه شده و مورد بررسی قرار گرفت. در فصل بعد، مدل

مزبور مورد تحلیل حساسیت قرار خواهد گرفت تا قابلیت اطمینان آن سنجیده شود؛ سپس، سیاست‌های مورد نظر این

پژوهش بر روی آن آزمون خواهد شد.

فصل پنجم

تحلیل سیاست و اعتبارسنجی

مقدمه

در فصل پیش ساختار مدل با تمامی جزئیات آن ارایه شد. حال که مدل ساخته و پرداخته شده، نوبت آن است که نتایج آن، مورد بررسی قرار گرفته و سیاست‌های مورد نظر، آزمون و تحلیل شوند. بدین منظور ابتدا باید ملاک تصمیم‌گیری در مورد سیاست‌های مورد بحث مشخص شود. در این رابطه، به معرفی چند شاخص، که می‌توانند در جهت تشخیص تأثیر سیاست‌ها بر رفتار مدل مفید باشند، پرداخته می‌شود. این شاخص‌ها عبارت‌اند از:

- ارزش حال^۱ منافع حاصل از تولید انرژی: شاخصی برای اندازه‌گیری وضعیت صنعت انرژی؛
- تولیدات غیرنفتی سرانه: معیاری برای سنجش رشد اقتصادی؛
- شدت انرژی: شاخصی برای تعیین درجه‌ی بهینگی مصرف انرژی در کشور؛
- درآمد قابل تصرف سرانه: معیاری برای اندازه‌گیری رفاه عمومی؛

۵-۱- معرفی شاخص‌های تحلیل سیاست

۵-۱-۱- ارزش حال منافع حاصل از تولید انرژی [۵۳]

در نظریات اقتصادی مربوط به منابع پایان‌پذیر، زمان، اساسی‌ترین متغیر است که بر حسب مورد، به صورت پیوسته و ناپیوسته ظاهر می‌گردد. استفاده از منابع غیرقابل احیا، بستگی به تصمیمات اتخاذشده در طول زمان دارد. افزایش میزان بهره‌برداری در زمان حال منجر به کاهش ذخایر در زمان آینده می‌شود؛ و در نتیجه، زمان، یک عامل مهم و اساسی در تغییر شکل و انتقال منحنی عرضه‌ی منابع به شمار می‌رود. تولیدکننده، همیشه با این انتخاب مواجه

^۱ Present Value

است که آیا مقدار منابع خود را در دوره‌ی جاری استخراج کرده و بفروشد؛ یا در دوره‌های آینده. بنابراین، در الگوی عرضه‌ی منابع غیرقابل احیا، تجزیه و تحلیل، همیشه یک تجزیه و تحلیل بین دوره‌ای^۱ است.

برای این که تولیدکننده بتواند تحلیل درستی از نحوه‌ی تولید خود و این که در هر دوره به چه میزان تولید کند تا منافع خود را بیشینه نماید، از مفهوم ارزش حال استفاده می‌کند. در این فصل نیز برای سنجش و مقایسه‌ی سیاست‌ها این مفهوم به کار گرفته خواهد شد.

اگر I_t ارزش حاصل از فروش در دوره‌ی t باشد، و r نرخ تنزیل بازار را نشان دهد، در این صورت کل ارزش تنزیل شده طی T دوره را می‌توان چنین خلاصه نمود:

$$V = I_0 + \frac{I_1}{(1+r)} + \frac{I_2}{(1+r)^2} + \frac{I_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{I_T}{(1+r)^T} = \sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (1-5)$$

از آن جا که در مدل‌های دینامیک سیستم، عامل زمان یک متغیر پیوسته است، در این صورت، کل ارزش حال درآمدهای حاصله در فاصله‌ی زمانی صفر و T را می‌توان به صورت زیر نشان داد:

$$V = \int_0^T I(t)e^{-rt} dt \quad (2-5)$$

برای این که بتوان اثر واردات انرژی را نیز در مدل محاسبه نمود، معادله‌ی فوق را می‌توان گسترش داده و به صورت زیر تبدیل نمود:

$$V = \int_0^T [EX(t) - IM(t)]e^{-rt} dt \quad (3-5)$$

که در این رابطه، EX و IM به ترتیب معرف ارزش صادرات و ارزش واردات انرژی هستند. این معادلات در مدل به صورت زیر دست‌ورسازی شده‌اند:

$$(211) V(t) = V(t - dt) + (IV - DV) * dt$$

$$INIT V = 0$$

DOCUMENT: Energy Trade Present Value {L, (million R)}

$$(212) IV = EX/EXP(r*(TIME-STARTTIME))$$

DOCUMENT: Increase in Present Value {R, (million R/year)}

- EX: Energy Export Value {A, (million R/year)}

$$(213) r = 0.05$$

DOCUMENT: Market Interest Rate {C, (1/year)}

$$(214) DV = IM/EXP(r*(TIME-STARTTIME))$$

DOCUMENT: Decrease in Present Value {R, (million R/year)}

- IM: Energy Import Value {A, (million R/year)}
- r: Market Interest Rate {C, (1/year)}

۵-۱-۲- تولیدات غیرنفتی سرانه

تولیدات غیرنفتی سرانه، در این پژوهش به عنوان شاخص اندازه‌گیری رشد اقتصادی کشور انتخاب شده است. علت انتخاب این شاخص به جای تولید ناخالص ملی سرانه، یا به طور خلاصه، درآمد سرانه، این است که بسیاری از مطالعات نشان داده‌اند که افزایش در درآمد سرانه، در اغلب کشورها، با کاهش باروری جمعیتی، افزایش مصرف

^۱ Intertemporal Analysis

منابع، ارتقای ترجیحات غذایی، افزایش تولید آلودگی، افزایش مصرف انرژی، و تغییر در ارزش دیگر عوامل اقتصادی - اجتماعی مهم، همبستگی دارد [۵۴]. از طرف دیگر، از آن جا که درآمد ملی ایران به نسبت زیادی شامل درآمدهای نفتی است، بنابراین، نمی توان رشد آن را قطعاً نشانه‌ای از توانایی کشور در تولیدات کشاورزی و صنعتی دانست. شاخص دیگری که هم روندهای مادی درآمد ملی را در خود داشته باشد و همچنین، تا حدی از مشکلات پیش گفته مبری باشد، تولیدات غیرنفتی سرانه است که در این پژوهش به عنوان شاخصی برای اندازه گیری رشد اقتصادی در نظر گرفته شده است. این شاخص در مدل مشایخی محاسبه می شود.

۵-۱-۳- شدت انرژی

شدت انرژی عبارت است از انرژی مورد نیاز برای تولید مقدار معینی از کالاها و خدمات. این شاخص بر حسب عرضه‌ی انرژی اولیه و یا مصرف نهایی انرژی محاسبه شده و درجه‌ی بهینگی استفاده از انرژی در یک کشور را نشان می دهد (۴۱). این شاخص، در مدل از تقسیم مصرف انرژی بر حسب بشکه معادل نفت خام بر تولید ناخالص ملی بر حسب میلیون ریال به دست می آید. روابط مربوط به این متغیر به صورت زیر است:

$$(215) \text{EINT} = \text{DEC} * 1000000 / \text{GNP}$$

DOCUMENT: Energy Intensity {A, (bbls/million R)}

- DEC: Domestic Energy Consumption {A, (million bbls/year)}
- GNP: Gross National Product {A, (million R/year)}

۵-۱-۴- درآمد قابل تصرف سرانه

برای اندازه گیری رفاه عمومی، متداول ترین شاخصی که به کار گرفته می شود، درآمد قابل تصرف سرانه است. مدل مشایخی این شاخص را محاسبه می کند؛ بنابراین نیازی به محاسبه‌ی مجدد آن نبوده و از همین متغیر به منظور ارزیابی نتایج مدل استفاده خواهد شد.

۵-۲- انتخاب سیاست‌ها

اکنون برای تحلیل سیاست و نتیجه گیری، لازم است تا پرسش های اساسی پایان نامه بار دیگر مطرح شده و نحوه‌ی پاسخ گویی به آن ها با استفاده از مدل ساخته شده روشن گردد. پرسش های اساسی این مطالعه عبارت اند از:

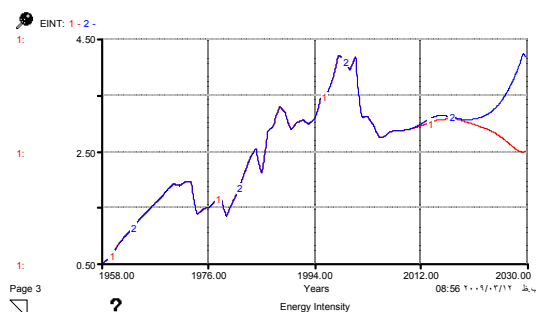
۱. آیا افزایش سهم گاز در سرمایه گذاری بخش انرژی می تواند رفتار سیستم را بهبود بخشد؟
۲. آیا اولویت دادن مصرف گاز تولیدی کشور در جهت تزریق به ذخایر نفت، در مقایسه با سیاست فعلی که اولویت را به مصرف داخلی و سپس صادرات می دهد، می تواند در بلندمدت منافع کشور را افزایش دهد؟
۳. آیا محدود کردن واردات انرژی در بلندمدت به صلاح کشور هست؟
۴. آیا تغییر سهم مطلوب بازار حامل های انرژی می تواند موجب بهبود عملکرد سیستم گردد؟
۵. آیا تلاش در جهت برقراری روابط دوستانه با کشورهای صاحب صنایع وابسته به انرژی، از جمله ایالات متحده ی آمریکا و بریتانیا، می تواند موجب بهبود شرایط سیستم شود؟

برای پاسخگویی به پرسش‌های فوق، سیاست‌هایی طراحی شده و اثر آن بر روی رفتار سیستم مشاهده می‌شود.

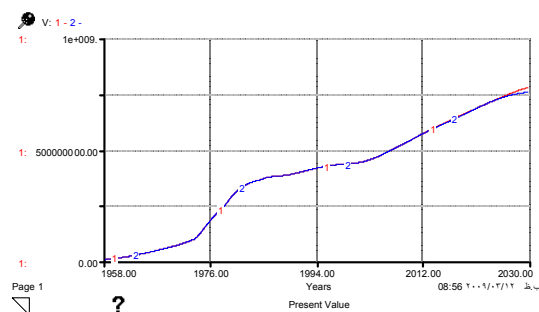
۵-۲-۱- افزایش نسبت سرمایه‌گذاری در بخش تولید گاز (سیاست سرمایه‌گذاری)

برای پاسخ‌گویی به پرسش نخست، سیاستی بدین صورت انتخاب می‌گردد: افزایش نسبت سرمایه‌گذاری در بخش تولید گاز. اجرای این سیاست با استفاده از کاهش سهم سرمایه‌گذاری بر روی تولید نفت صورت می‌گیرد. در این مورد، فرض می‌شود که سهم سرمایه‌گذاری بر روی اکتشاف مانند گذشته تعیین می‌شود. باید توجه داشت که منظور از کاهش یا افزایش نسبت‌های سرمایه‌گذاری، صرفاً تغییر نسبی سهم مورد نظر است. از آن جا که قرار بر این است که سهم سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف دست‌نخورده باقی بماند، بنابراین، این ۱۵٪ که از سهم سرمایه‌گذاری در بخش تولید نفت کاسته می‌شود، به بخش تولید گاز تخصیص می‌یابد.

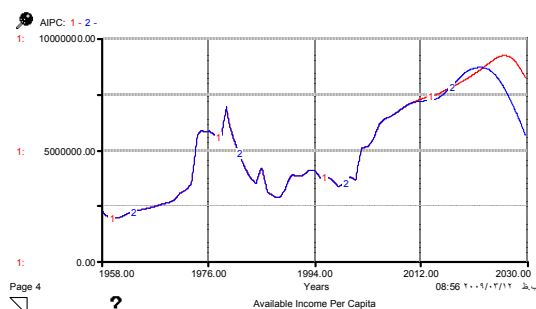
اکنون، سیاست کاهش ۵۰ درصدی سهم سرمایه‌گذاری در بخش تولید نفت مورد بررسی قرار می‌گیرد. در نمودارهای ۱-۵ تا ۴-۵ تأثیر این سیاست را بر روی شاخص‌های مدل ملاحظه می‌کنید. در تمامی این نمودارها، روندی که با شماره‌ی یک نشان‌گذاری شده است، نتیجه‌ی اجرای پایه و روندهایی که با شماره‌های دو، سه، چهار، و ... نشان‌گذاری شده است، نتیجه‌ی اجرای سیاست‌های مورد نظر را به تصویر می‌کشد.



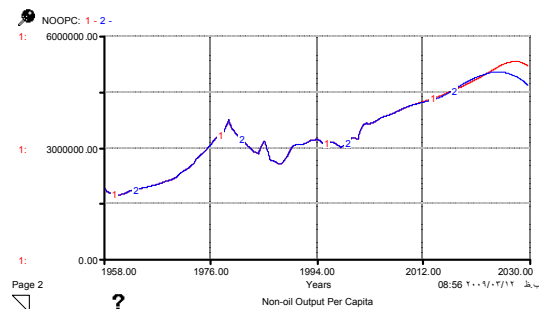
نمودار ۳-۵: شدت انرژی (سیاست ۱)



نمودار ۱-۵: ارزش حال (سیاست ۱)



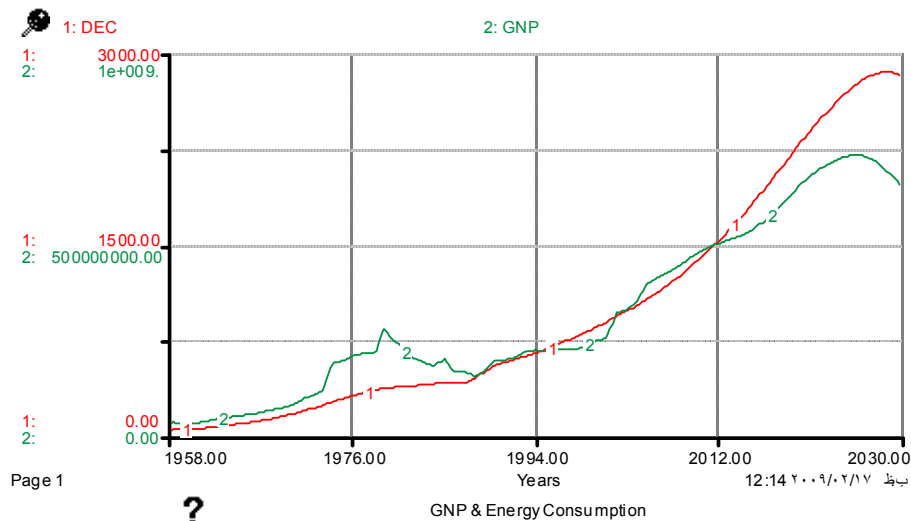
نمودار ۴-۵: درآمد سرانه (سیاست ۱)



نمودار ۲-۵: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)

همان طور که ملاحظه می‌شود، در اثر اجرای سیاست افزایش سهم سرمایه‌گذاری بر روی تولید گاز، نه تنها هیچ یک از شاخص‌های مدل بهبود نیافته، بلکه شدت انرژی افزایش و درآمد سرانه، و تولیدات غیرنفتی سرانه به طور قابل توجهی کاهش یافته‌اند. علت کاهش درآمد سرانه واضح است: کاهش تولیدات نفتی و به دنبال آن درآمد ملی؛ اما علت افزایش شدت انرژی را نیز باید در همین امر جستجو نمود. پس از اعمال سیاست مورد بحث، رشد درآمد ملی کندتر می‌شود؛ این در حالی است که مصرف انرژی با شیب تندتری نسبت به درآمد در حال افزایش است؛ نمودار ۵-۵ این گفته را تأیید می‌کند. بنابراین شدت انرژی نیز رو به افزایش بیش‌تری نسبت به حالت پایه می‌گذارد. افزایش

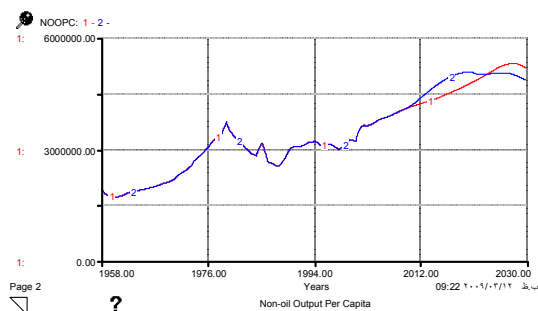
شدت انرژی که نشان از کاهش بهره‌وری انرژی دارد، بر وابستگی بسیار شدید رفاه عمومی به درآمدهای نفتی اضافه شده و نامطلوب بودن این سیاست را تأیید می‌کند. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که در مجموع، سیاست افزایش سرمایه‌گذاری بر روی صنعت گاز کشور، در افق برنامه‌ریزی این مطالعه نمی‌تواند آثار مثبتی به همراه داشته باشد.



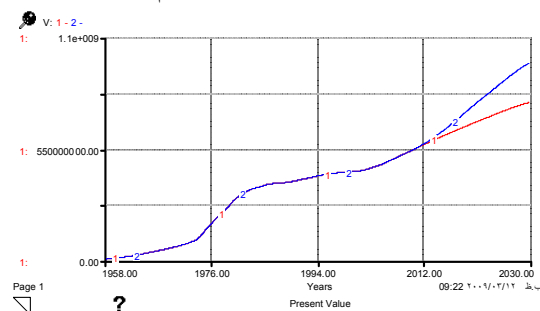
نمودار ۵-۵: مصرف انرژی (روند ۱) و GNP (روند ۲)

۵-۲-۲- اولویت دادن به تزریق گاز (سیاست تزریق)

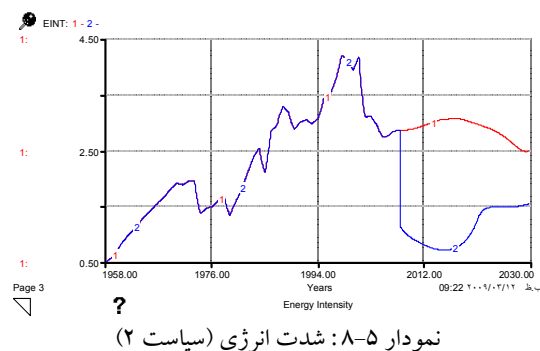
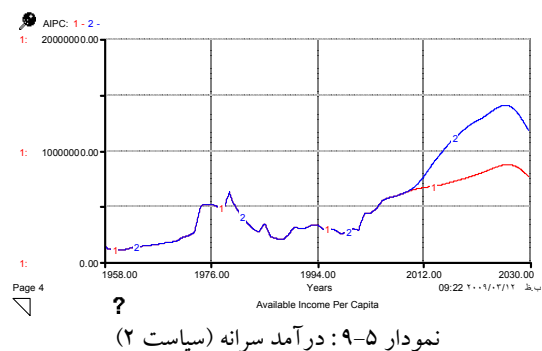
برای پاسخ‌گویی به پرسش دوم باید سیاستی تدوین شود تا اولویت مصارف گاز کشور را تغییر دهد. در حالت پایه، گاز تولیدی در داخل کشور، ابتدا مصرف داخل را به طور کامل تأمین می‌کند؛ سپس اگر چیزی از این مقدار تولید شده باقی بماند، نسبتی از آن به تزریق به ذخایر نفت تخصیص یافته و مابقی صادر می‌گردد. سیاستی که می‌توان در جهت تغییر شرایط فعلی اتخاذ نمود این است که اولویت مصرف گاز را تغییر داده و به تزریق اختصاص دهیم؛ سپس مابقی را به مصرف داخل برسانیم. نتیجه‌ی این سیاست در نمودارهای ۵-۶ تا ۵-۹ آمده است.



نمودار ۵-۷: تولیدات غیر نفتی سرانه (سیاست ۲)



نمودار ۵-۶: ارزش حال (سیاست ۲)

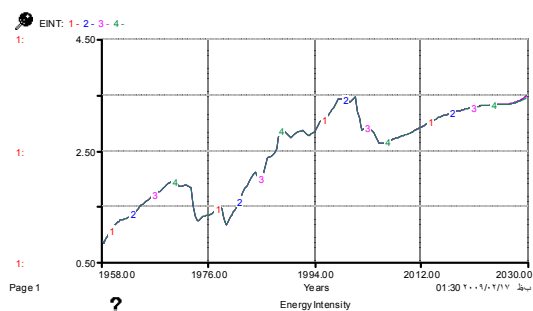


با مشاهده نمودارهای فوق درمی یابیم که تنها شاخصی که بهبود قابل ملاحظه‌ای نداشته، تولیدات غیرنفتی سرانه است. در حقیقت باید اذعان نمود که با تغییر اولویت مصرف گاز تولیدی، عملکرد سیستم اقتصاد-انرژی کشور به گونه‌ای چشمگیر بهبود یافته است. علت این پدیده را باید در افزایش ظرفیت تولید نفت دانست. با تخصیص گاز تولیدی در کشور، ضریب بازیافت نفت افزایش یافته و بالتبع تولید آن نیز بالا می‌رود. این مسئله باعث افزایش درآمدها شده و سرمایه‌گذاری بیش‌تری در بخش انرژی انجام می‌شود. از طرف دیگر، با کاهش عرضه داخلی گاز طبیعی، دولت ناچار است تا مازاد تقاضا را از خارج وارد نماید. اما از آن جا که واردات، به طور طبیعی، با محدودیت‌هایی روبرو است، در نتیجه رشد مصرف گاز طبیعی، نسبت به حالت پایه، بالاچار کاهش پیدا می‌کند. همان طور که نمودار ۵-۸ نشان می‌دهد این کاهش نرخ رشد مصرف موجب کاهش شدید شدت انرژی می‌گردد. البته باید توجه داشت که این کاهش یکباره‌ی عرضه انرژی می‌تواند تبعات سویی در جامعه داشته باشد. طبیعی است، مردمی که سال‌ها به اتلاف انرژی خو گرفته‌اند نمی‌توانند در عرض مدت کوتاهی عادات مصرفی خود را تغییر دهند. بنابراین، پیشنهاد می‌شود که دولت، به جای اعمال ضربتی سیاست مورد نظر، آن را به تدریج اجرا نماید. در انتهای این بخش، اجرای نرم سیاست‌ها به همراه نمودارها و نتایج آن آمده تا ذهن خواننده را نسبت به موضوع روشن‌تر گرداند. در مجموع می‌توان اظهار داشت که تخصیص مقدار بیش‌تری از گاز تولیدی به تزریق، می‌تواند به عنوان یک سیاست بسیار مؤثر، تأثیر بسیار اثربخشی بر عملکرد سیستم اقتصاد-انرژی کشور داشته باشد.

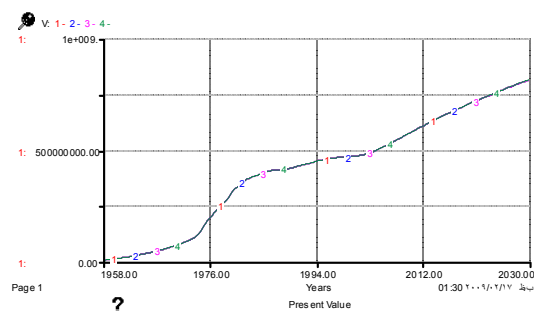
۵-۲-۳- محدود کردن واردات انرژی (سیاست واردات)

برای نشان دادن محدودیت بر روی واردات، سه سناریوی مختلف در نظر گرفته شده است. واردات ۷۰ درصدی، ۳۰ درصدی و صفر؛ بدین مفهوم که در سناریوی نخست، واردات، به مقدار ۷۰٪ واردات مطلوب صورت می‌گیرد؛ در سناریوی دوم ۳۰٪ و در سناریوی سوم، واردات به طور کلی ممنوع می‌شود. نتایج اجرای پایه و سناریوهای اول، دوم، و سوم را در نمودارهای ۵-۱۰ تا ۵-۱۳ به ترتیب با شماره‌های ۱، ۲، ۳، و ۴ که بر روی هر منحنی درج شده‌اند مشاهده می‌کنید.

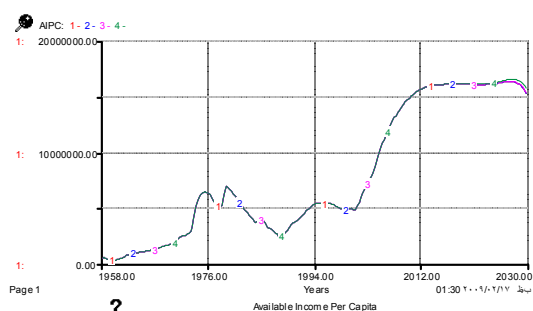
اعمال محدودیت بر روی واردات انرژی هیچ تأثیری بر سیستم اقتصاد-انرژی کشور ندارد. علت واضح است: حجم واردات انرژی بسیار ناچیز است. البته باید توجه داشت که واردات انرژی در مدل از تفاضل تولید و مصرف داخلی انرژی به دست می‌آید؛ بدین مفهوم که ابتدا تقاضای داخلی توسط تولید داخل تأمین شده و آن چه که باقی می‌ماند صادر می‌شود؛ و اگر تولید داخل جوابگوی تقاضا نباشد، به مقدار مورد نیاز، واردات انجام خواهد شد.



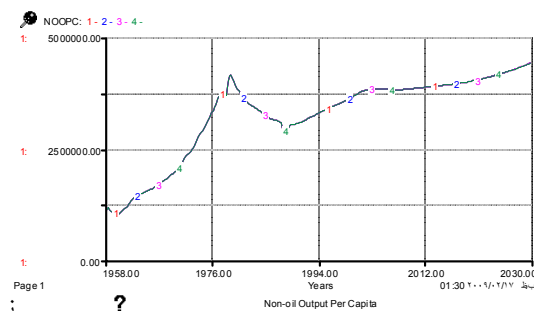
نمودار ۵-۱۲: شدت انرژی (سیاست ۳)



نمودار ۵-۱۰: ارزش حال (سیاست ۳)



نمودار ۵-۱۳: درآمد سرانه (سیاست ۳)

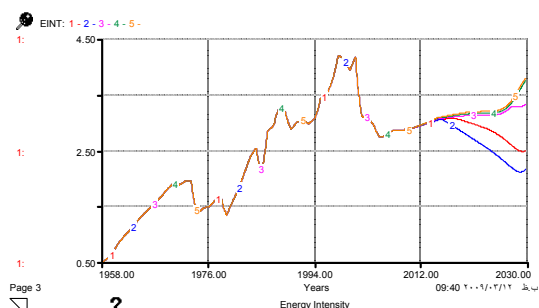


نمودار ۵-۱۱: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۳)

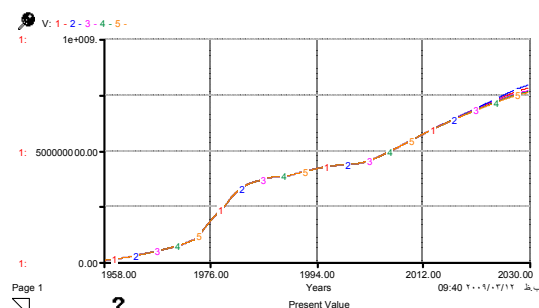
۵-۲-۴- تغییر سهم مطلوب بازار حامل‌های انرژی (سیاست سهم بازار)

سیاستی که در این قسمت اعمال می‌شود، تغییر سهم مطلوب بازار گاز طبیعی است. بازار انرژی ایران همچون بازار بسیاری از کالاهای دیگر در کشور، بر مبنای قیمت استوار نیست. هر ساله دولت قیمت انواع کالاها را اعلام کرده و تولیدکنندگان، فروشندگان، و خریداران مجبورند که بر اساس قیمت تحمیلی، فعالیت‌های خود را تنظیم نمایند. بر این اساس، مصرف‌کنندگان انرژی، آن چنان قدرت انتخاب ندارند که بتوانند در ابعاد کلان، سهم بازار یک کالا را تعیین نمایند. پس از جنگ تحمیلی، دولت در جهت افزایش زیرساخت‌های مصرف گاز طبیعی در کشور اقدام نمود. گسترش شبکه‌های توزیع و مصرف گاز طبیعی باعث شد تا به تدریج، سهم گاز طبیعی از بازار انرژی کشور بالا رود. بنابراین، به درستی فرض شده است که افزایش یا کاهش سهم حامل‌های انرژی از بازار، تنها در دستان دولت قرار دارد.

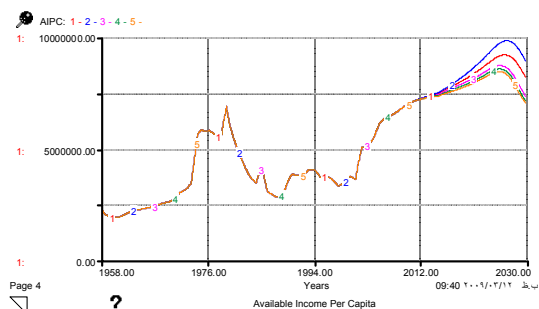
برای اعمال این سیاست، چند سناریو طراحی شده است. در سناریوی پایه، سهم مطلوب گاز طبیعی از بازار، ۸۰٪ فرض شده است. سناریوهای آلترناتیوی که در این جا در مورد سهم مطلوب گاز آزمون می‌شوند عبارت‌اند از: ۱۰۰٪، ۵۰٪، ۲۵٪، و ۵٪. اثر هر یک از این سناریوها در نمودارهای ۵-۱۴ تا ۵-۱۷ به ترتیب با شماره‌های ۲، ۳، ۴، و ۵ نشان داده شده‌اند. سناریوی پایه نیز با عدد ۱ مشخص گردیده است.



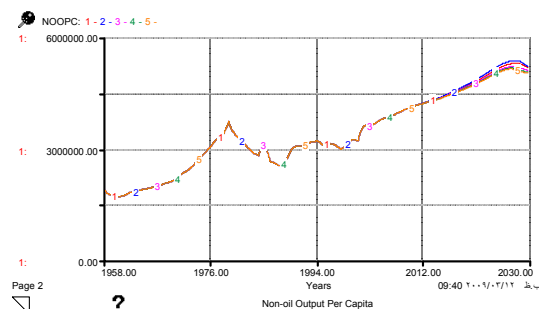
نمودار ۵-۱۶: شدت انرژی (سیاست ۴)



نمودار ۵-۱۴: ارزش حال (سیاست ۴)



نمودار ۵-۱۷: درآمد سرانه (سیاست ۴)



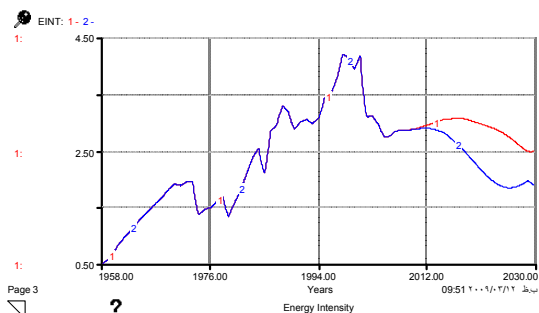
نمودار ۵-۱۵: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۴)

کاملاً مشخص است که سیاست افزایش سهم گاز طبیعی از مصرف داخلی انرژی، نسبت به کاهش آن، برتری دارد. این اثر در مورد شدت انرژی و درآمد سرانه، انکارناپذیر است. علت این است که با افزایش سهم بازار گاز، فرصت بیش‌تری برای صادرات نفت که گران‌تر از گاز است، فراهم شده و درآمدهای حاصله را افزایش می‌دهد. با افزایش درآمدها سرمایه‌گذاری بیش‌تر شده و یک حلقه‌ی بازخور مثبت در جهت بهبود سیستم به کار می‌افتد.

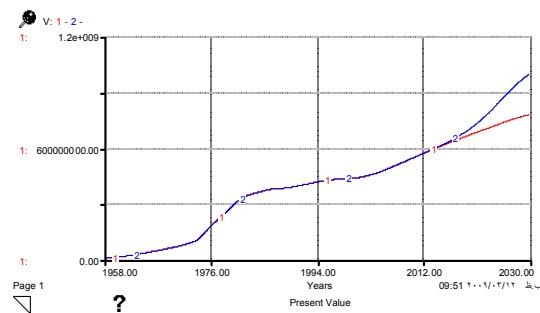
۵-۲-۵- بهبود روابط سیاسی

برای اجرای این سیاست، فرض شده تا ضریب تغییرات سیاسی که امنیت سرمایه‌گذاری را پس از انقلاب کاهش داده بود، به مقدار پیشین خود بازگردد. بالتبع اجرای این سیاست خارج از محدوده‌ی تصمیم‌گیری مدیران بخش انرژی کشور و در دست سیاستمداران و دیپلمات‌ها قرار دارد. اما اعمال آن در مدل می‌تواند بینش صحیحی از مسایل اساسی اقتصاد-انرژی کشور به دست دهد.

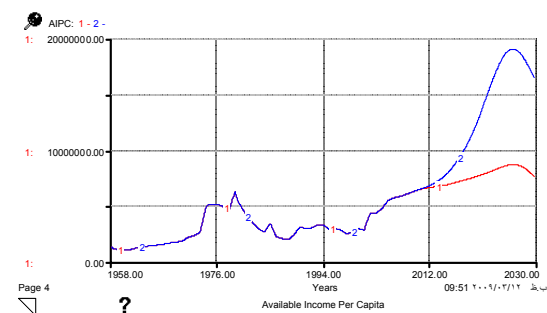
نمودارهای ۵-۱۸ تا ۵-۲۱ تأثیر سیاست اخیر را بر روی سیستم اقتصاد-انرژی کشور نشان می‌دهند. همان‌طور که انتظار می‌رفت، بهبود چشمگیری در رفتار مدل ایجاد شده است. علت نیز واضح است: افزایش سرمایه‌گذاری. البته نباید این مسأله را از نظر دور داشت که این سیاست موجب می‌شود تا روند استخراج منابع طبیعی کشور سریع‌تر گشته و عمر ذخایر کوتاه‌تر شوند. این مسأله موجب خدشه‌دار شدن تولید صیانتی انرژی شده و نسل‌های آینده را از این ثروت ملی محروم می‌گردانند.



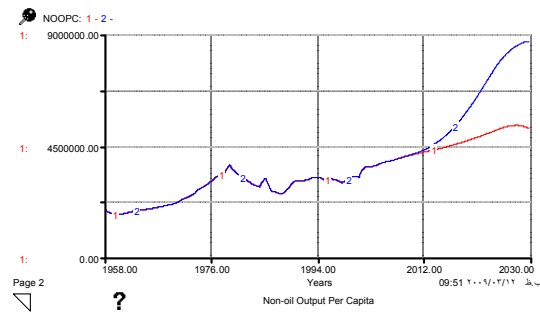
نمودار ۵-۲۰: شدت انرژی (سیاست ۵)



نمودار ۵-۱۸: ارزش حال (سیاست ۵)



نمودار ۵-۲۱: درآمد سرانه (سیاست ۵)

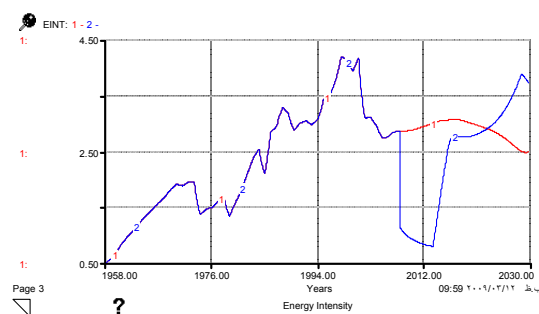


نمودار ۵-۱۹: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۵)

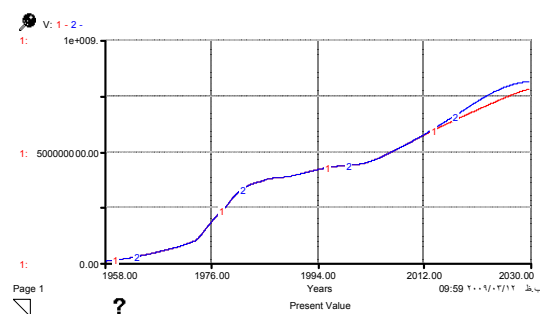
اکنون، استفاده از سیاست‌های تلفیقی را مورد آزمایش قرار می‌دهیم. بدین صورت که دو یا چند سیاستی را که گمان می‌رود در ترکیب با یکدیگر اثر مثبتی بر سیستم اقتصاد-انرژی داشته باشند، با هم در نظر گرفته و اثراتشان را بر روی سیستم به آزمون می‌گذاریم.

۵-۲-۶- سیاست سرمایه‌گذاری و سیاست تزریق

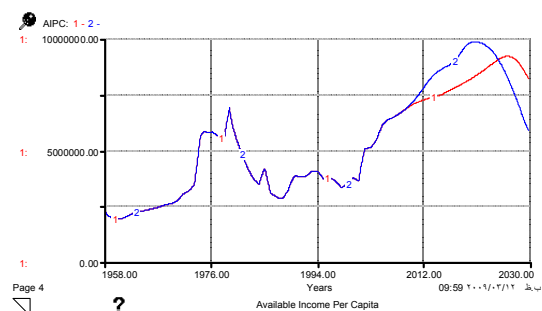
در این قسمت اثر سیاست ۱ و ۲ را به طور همزمان مورد بررسی قرار می‌دهیم. نتیجه‌ی این آزمون را در نمودارهای ۵-۲۲ تا ۵-۲۵ مشاهده می‌کنید.



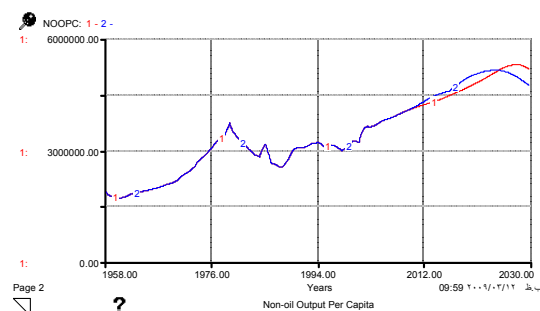
نمودار ۵-۲۴: شدت انرژی (سیاست ۶)



نمودار ۵-۲۲: ارزش حال (سیاست ۶)



نمودار ۵-۲۵: درآمد سرانه (سیاست ۶)

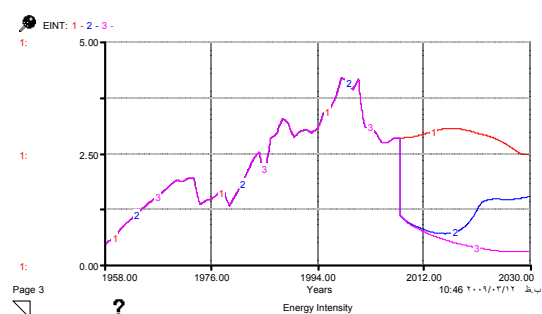


نمودار ۵-۲۳: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۶)

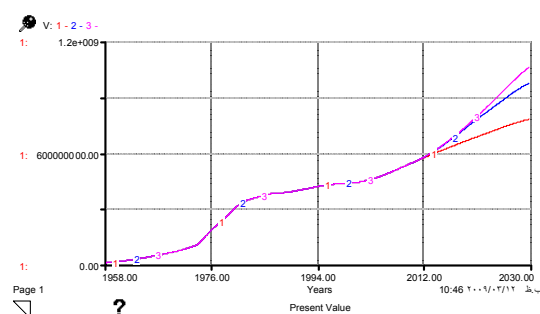
مشاهده می‌شود که این سیاست تلفیقی، اثر واضحی در بهبود سیستم ندارد. کاهش شدت انرژی ناشی از سیاست تزریق است.

۵-۲-۷- سیاست تزریق و سیاست واردات

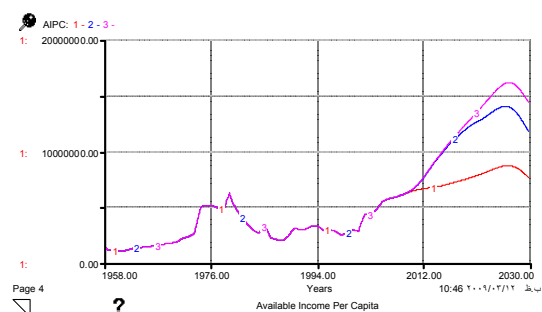
پیش از این دیدیم که اولویت دادن به تزریق گاز (سیاست ۲) یک سیاست مثبت در جهت ارتقای سیستم اقتصاد-انرژی کشور بود. حال، جالب است که بدانیم محدود کردن واردات (سیاست ۳) به طور همزمان با این سیاست، آیا می‌تواند اثر آن را خنثی نماید یا این که موجب بهبود بیش‌تر سیستم خواهد گردید. نمودارهای ۵-۲۶ تا ۵-۲۹ این پرسش را پاسخ می‌دهند. در این نمودارها، روند شماره‌ی یک، حالت پایه، روند شماره‌ی دو، اجرای سیاست ۲، و روند شماره‌ی سه، نتیجه‌ی ترکیب سیاست‌های ۲ و ۳ را نشان می‌دهند.



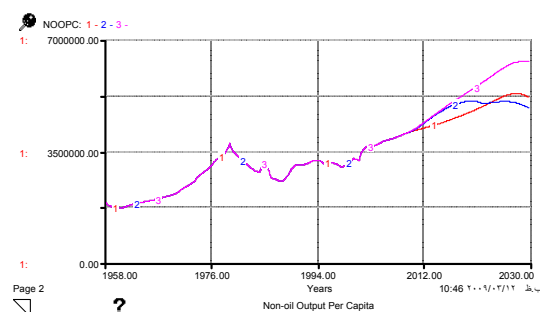
نمودار ۵-۲۸: شدت انرژی (سیاست ۷)



نمودار ۵-۲۶: ارزش حال (سیاست ۷)



نمودار ۵-۲۹: درآمد سرانه (سیاست ۷)



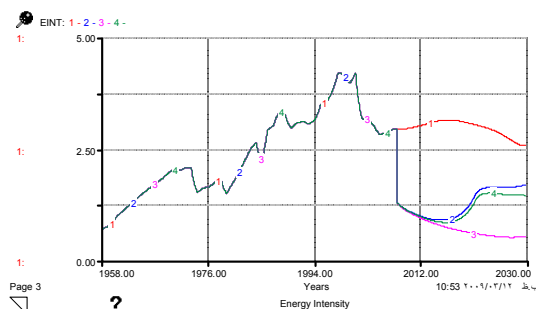
نمودار ۵-۲۷: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۷)

نه تنها ترکیب این سیاست موجب از بین رفتن نتایج سیاست دوم نشده، بلکه شرایط سیستم را نسبت به قبل بهبود بیش‌تری داده است. البته باید بار دیگر یادآوری شود که شوک حاصل از اجرای این سیاست که در نمودار ۵-۲۸

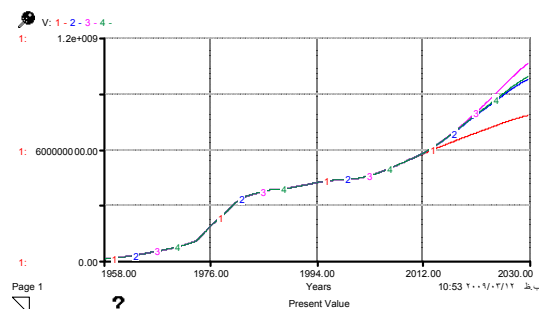
قابل مشاهده است، می تواند اثرات روانی مخربی داشته باشد. اجرای نرم این سیاست ها در پایان این بخش به بحث گذاشته می شود.

۵-۲-۸- سیاست تزریق و سیاست سهم بازار

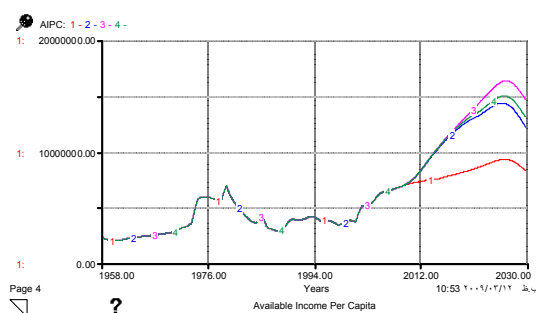
اکنون سیاست ۲ (سیاست تزریق) را با سیاست ۴ (سیاست سهم بازار) ترکیب کرده و نتایج را با حالت پیشین مقایسه می نمایم. نمودارهای ۵-۳۰ تا ۵-۳۳ همان نمودارهای قبلی هستند؛ با این تفاوت که روند شمارهی چهار که نتیجه ی ترکیب اخیر را نشان می دهد، به این نمودارها اضافه گردیده است.



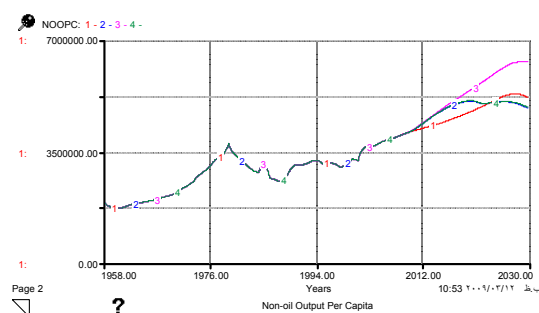
نمودار ۵-۳۲: شدت انرژی (سیاست ۸)



نمودار ۵-۳۰: ارزش حال (سیاست ۸)



نمودار ۵-۳۳: درآمد سرانه (سیاست ۸)

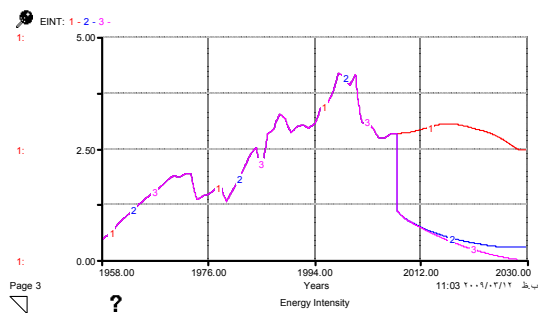


نمودار ۵-۳۱: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۸)

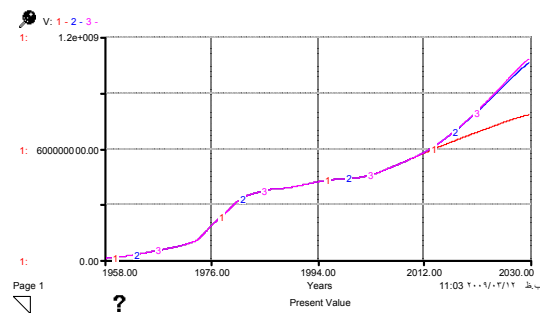
این ترکیب با این که از اجرای سیاست ۲ (تزریق) به تنهایی، نتیجه ی بهتری دارد؛ اما نمی تواند از سیاست ترکیبی پیشین بهبود بیش تری ایجاد نماید.

۵-۲-۹- سیاست تزریق، سیاست واردات، و سیاست سهم بازار

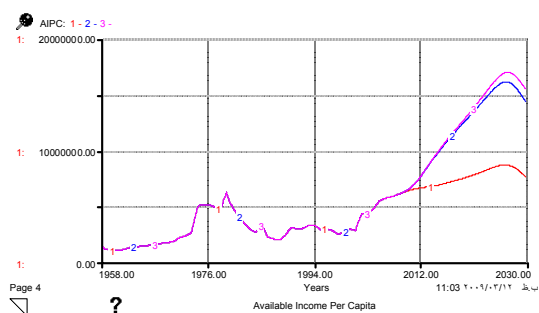
اگر سه سیاست ۲ (تزریق)، ۳ (واردات)، و ۴ (سهم بازار) را با یکدیگر ترکیب کنیم نتایج بهتری به دست خواهد آمد. نمودارهای ۵-۳۴ تا ۵-۳۷ نتایج این ترکیب را با نتایج سیاست ۷ (تلفیق سیاست تزریق و سیاست واردات) مقایسه می کنند. روند شمارهی ۱، اجرای پایه، شمارهی دو، سیاست ۷، و شمارهی سه، سیاست ۹ (سیاست جاری) را نشان می دهند.



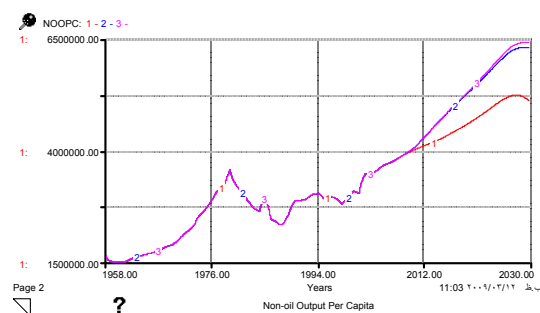
نمودار ۵-۳۶: شدت انرژی (سیاست ۹)



نمودار ۵-۳۴: ارزش حال (سیاست ۹)

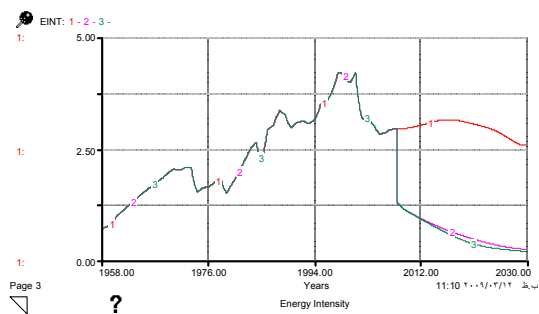


نمودار ۵-۳۷: درآمد سرانه (سیاست ۹)

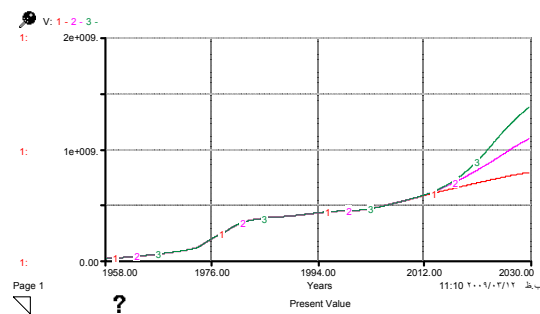


نمودار ۵-۳۵: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۹)

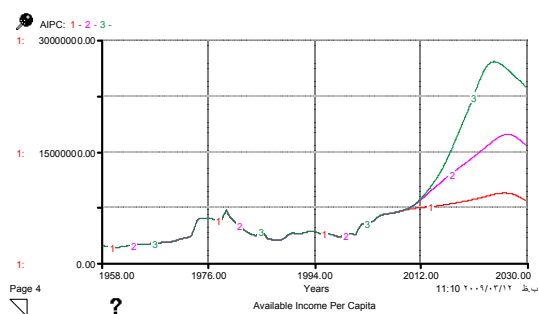
۵-۲-۱۰- سیاست تزریق، سیاست واردات، سیاست سهم بازار، و سیاست بهبود روابط سیاسی
 حال اگر سیاست پیشین را با سیاست ۵، یعنی تلاش برای بهبود روابط سیاسی خارجی، همراه نماییم، شرایط
 سیستم بهبود چشمگیری خواهد یافت. در نمودارهای ۵-۳۸ تا ۵-۴۱، روند شماره‌ی ۱، ۲، و ۳، به ترتیب، حالت پایه،
 سیاست ۹ (تلفیق سیاست‌های تزریق، واردات، و سهم بازار)، و سیاست ۱۰ (سیاست جاری) را به تصویر می‌کشند.



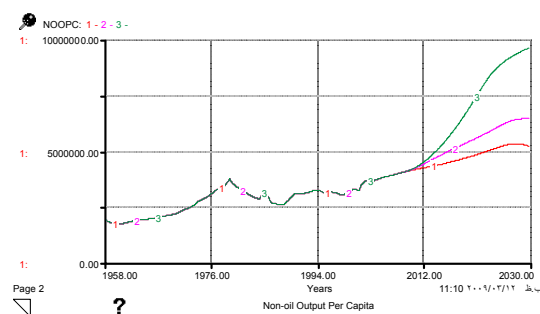
نمودار ۵-۳۹: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱۰)



نمودار ۵-۳۸: ارزش حال (سیاست ۱۰)



نمودار ۵-۴۱: درآمد سرانه (سیاست ۱۰)

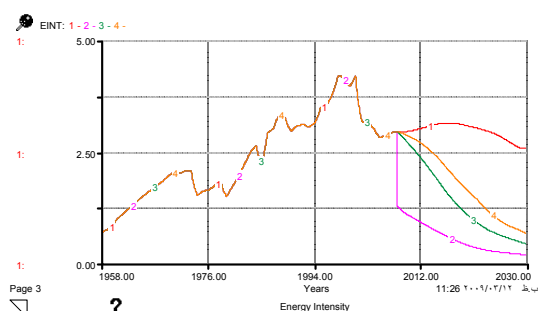


نمودار ۵-۴۰: شدت انرژی (سیاست ۱۰)

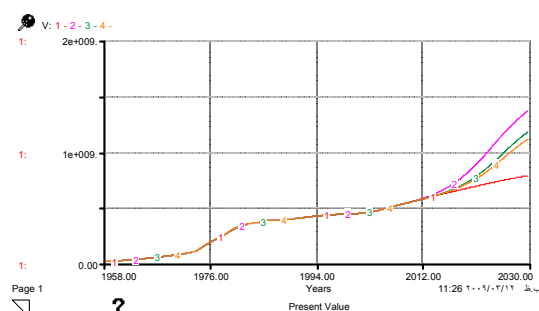
۵-۲-۱۱- اجرای نرم سیاست‌های مطلوب

همان طور که پیش از این اشاره شد، اجرای سیاست‌هایی که به طور مستقیم با مصرف انرژی مردم در ارتباط است، می‌تواند پیامدهای غیرمنتظره‌ای به همراه داشته باشد. کاهش ناگهانی عرضه‌ی انرژی در کشوری که مصرف بی‌رویه و اتلاف انرژی به صورت عادت در آمده است، موجب ناآرامی‌های اجتماعی و حتی سیاسی خواهد شد. بنابراین پیشنهاد می‌شود که سیاست‌هایی نظیر تغییر اولویت مصرف گاز تولیدی و یا اعمال محدودیت‌های وارداتی برای انرژی، به صورت تدریجی اجرا شوند تا شوک ناشی از کمبود عرضه‌ی داخلی خنثی گردد.

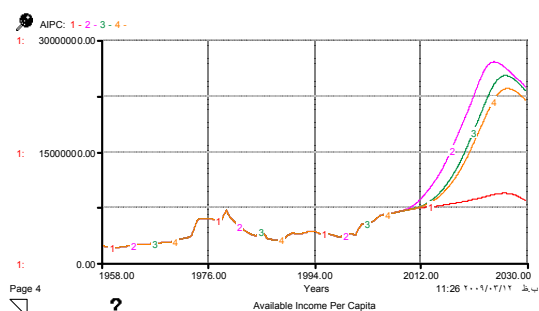
طبیعی است که اجرای نرم سیاست‌ها، اثرات انقلابی اجرای ضربتی را در پی ندارد؛ اما باید واقعیت را پذیرفت و اجازه داد تا تغییر، با آهنگی مناسب و موزون، رقص خود را دنبال کند. نمودار ۵-۴۲ تا ۵-۴۵ اثرات سیاست تلفیقی ۱۰ (سیاست‌های تزریق، واردات، سهم بازار، و بهبود روابط سیاسی) را در شرایطی که سیاست‌های تغییر اولویت مصرف گاز و تعیین محدودیت بر واردات انرژی، به طور تدریجی، ابتدا در طول یک دوره‌ی ده ساله و سپس در طول یک دوره‌ی ۲۰ ساله اعمال می‌شوند، نشان می‌دهند. روند شماره‌ی ۱ اجرای پایه، روند شماره‌ی ۲، سیاست ۱۰ به صورت ضربه‌ای، روند شماره‌ی ۳، سیاست ۱۰ به صورت تدریجی (ظرف ۱۰ سال) و روند شماره‌ی ۴، سیاست ۱۰ به صورت تدریجی (ظرف ۲۰ سال) را به تصویر می‌کشند.



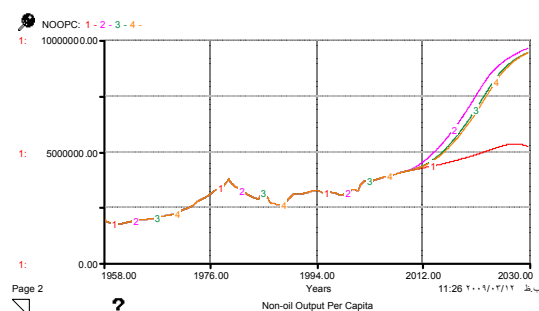
نمودار ۵-۴۴: شدت انرژی (سیاست نرم)



نمودار ۵-۴۲: ارزش حال (سیاست نرم)



نمودار ۵-۴۵: درآمد سرانه (سیاست نرم)



نمودار ۵-۴۳: تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست نرم)

مشاهده می‌شود که اجرای سیاست‌های مورد نظر به صورت ضربتی، شاخص‌های اقتصادی را بهبود بیش‌تری می‌دهد؛ اما اجرای آرام این سیاست‌ها علاوه بر ایجاد بهبود در عملکرد سیستم باعث می‌شود که خطرات ناشی از شوک وارده در اثر اعمال ضربتی سیاست‌ها، کاهش یابد. نمودار ۵-۴۴ نشان می‌دهد که اجرای سیاست ۱۰ ظرف ۲۰ سال با شدت انرژی را به نحو ملایمی کاهش می‌دهد.

۵-۳- اعتبارسنجی

اکنون که نتایج مدل مورد بررسی و تحلیل قرار گرفته، وقت آن رسیده که اعتبارسنجی مدل انجام گیرد تا مشخص شود که تا چه اندازه می‌توان به نتایج مدل اطمینان نمود.

استرمن معتقد است که اعتبارسنجی و ممیزی مدل‌ها غیرممکن است. چرا؟ چون که تمام مدل‌ها نادرست هستند. تمام مدل‌ها، از مدل‌های ذهنی گرفته تا مدل‌های رسمی، محدود و ارایه‌ی ساده‌شده‌ای از جهان واقعی هستند. آن‌ها کم و بیش با واقعیت تفاوت دارند [۵۵].

معنی‌داری یک مدل به این بستگی دارد که تا چه اندازه در جهت هدف مورد نظر، درست عمل می‌کند. اثربخشی مدل به سه عامل بستگی دارد: نخست، مرزهایی که سیستم را در بر می‌گیرند، دوم، شایستگی متغیرهای انتخاب‌شده، و در نهایت، مقدار عددی پارامترها. دفاع از یک مدل، در وهله‌ی نخست، مبتنی است بر دفاع انفرادی از هر جزیی از ساختار و سیاست؛ و این هنگامی برقرار می‌شود که کل رفتار سیستم مدل، خصوصیات عملکردی همراه با سیستم واقعی را نشان دهد. توانایی یک مدل در پیش‌بینی حالت‌های سیستم واقعی در برخی از بازه‌های زمانی آینده آزمون مناسبی از مفیدبودن مدل نیست [۵۶].

ولی اگر اعتبارسنجی ناممکن بوده و نیز تمام مدل‌ها نادرست هستند، پس چرا برای ساختن آن‌ها خود را به زحمت می‌اندازیم؟ پاسخ این است که شما در مقام یک رهبر، از مدل‌ها _ ذهنی یا قراردادی _ برای اتخاذ تصمیمات مهم استفاده خواهید کرد. انتخاب شما هرگز این نیست که آیا از مدل استفاده کنید یا خیر؛ بلکه این است که از کدام مدل استفاده کنید. مسئولیت شما این است که از بین مدل‌های موجود، با توجه به اهداف خود و با وجود محدودیت‌های اجتناب‌ناپذیر مدل‌ها، بهترین را انتخاب کنید [۵۵].

اما چگونه می‌توان تشخیص داد که یک مدل مناسب اهداف مورد نظر مدل‌ساز است؟ فارستر بر این عقیده است که این آزمون در بررزه احتمالات قرار دارد تا این که آینده نشان دهد آیا استفاده از این مدل موجب ارتقای عملکرد تصمیم‌گیران شده است یا خیر [۵۶].

با این وجود، در این قسمت به آزمون مدل پرداخته می‌شود تا از اشتباهات و خطاهای مرسوم در مدل‌سازی اجتناب گردد. استرمن ۱۲ آزمون را برای سنجش اعتبار مدل معرفی می‌کند [۵۷]. این ۱۲ آزمون که هر یک در مطالعه‌ی حاضر توضیح داده شده و مورد استفاده قرار خواهند گرفت، عبارت‌اند از:

۱. کفایت مرز
۲. ارزیابی ساختار
۳. سازگاری واحدهای اندازه‌گیری
۴. ارزیابی پارامترها
۵. شرایط حدی
۶. خطای انتگرال‌گیری
۷. بازسازی رفتار گذشته

۸. بی‌قاعدگی رفتاری^۱

۹. هم‌خانوادگی^۲

۱۰. رفتار غیرمنتظره

۱۱. تحلیل حساسیت

۱۲. بهبود سیستم

۵-۳-۱- آزمون‌های کفایت مرز

آزمون‌های کفایت مرز مناسب مرز مدل را برای اهداف مورد نظر ارزیابی می‌کنند. اولین گام، تعیین مرز مدل است. ابزارهای مناسب برای این منظور، جدول مرز مدل و نمودار زیرسیستم‌ها هستند. در فصل ۴ این ابزارها مورد استفاده قرار گرفته و توضیحات لازم در این زمینه ارائه گردیده است.

مرزهای مدل، بارها و بارها تغییر داده شده‌اند تا معلوم شود که آیا متغیرهایی که درونزا یا برونزا بوده‌اند به درستی انتخاب شده‌اند یا خیر. به عنوان مثال، در ابتدا متغیر نسبت شهرنشینی، به طور درونزا در مدل تعیین می‌شد اما با بررسی دقیق ساختار مدل، مشخص شد که برونزا در نظر گرفتن این متغیر هیچ تغییری در رفتار مدل و نتایجی که از تحلیل سیاست گرفته می‌شد ایجاد نمی‌کند. بنابراین، این متغیر برونزا فرض شده است.

۵-۳-۲- آزمون‌های ارزیابی ساختار

آزمون‌های ارزیابی ساختار، این پرسش را مطرح می‌کنند که آیا مدل در جهت اهداف خود با دانش سیستم واقعی، سازگار هست یا خیر. ارزیابی ساختار بر سطح یکپارچگی^۳، پیروی مدل از واقعیت‌های فیزیکی، از قبیل قوانین انباشته‌سازی^۴، و واقع‌گرایی قوانین تصمیم‌گیری برای عوامل، تمرکز دارد. برای انجام این آزمون‌ها باید نمودارهای علت و معلولی، نمودارهای جریان، و معادلات مدل، به دقت مورد بازبینی قرار گیرد و در صورت لزوم، در ساختار مدل تجدید نظر شود. این آزمون در حین ساخت و مدل و پس از آن همواره صورت گرفته است. مدلی که در این پژوهش با آن روبرو هستید، نتیجه‌ی ماه‌ها بازبینی مجدد و اصلاح و پالایش است. این، به مفهوم کمال بی‌نقص این مدل نیست؛ بلکه به معنی آزمون دقیق ساختار است. اگر نقصی در مدل وجود داشته باشد ناشی از محدودیت در توانایی مدل‌ساز است نه کم‌کاری وی.

۵-۳-۳- سازگاری واحدهای اندازه‌گیری

سازگاری واحدهای اندازه‌گیری یکی از اساسی‌ترین آزمون‌ها است و از همان مراحل ابتدایی مدل‌سازی آغاز می‌شود. این آزمون نیز می‌تواند همراه با بازرسی مستقیم معادلات مدل انجام شود که این کار هم‌زمان با آزمون قبل صورت گرفته است.

^۱ Behavior Anomaly

^۲ Family Member

^۳ Level of Aggregation

^۴ Conservation Laws

۵-۳-۴- ارزیابی پارامترها

در مورد پارامترهای مدل باید دو تصمیم اساسی گرفته شود؛ ابتدا باید اطمینان حاصل شود که پارامترهای مدل دارای مفهومی منطقی مطابق با جهان واقعی هستند؛ سپس باید مشخص گردد که از چه روشی برای تخمین آن‌ها استفاده خواهد شد. در دینامیک سیستم دو روش برای این کار مورد استفاده قرار می‌گیرد. یکی از این روش‌ها تخمین آماری از داده‌های عددی است؛ و دیگری تخمین قضاوتی^۱ است. در مدل حاضر، هر جا که داده‌های عددی موجود بوده و محدودیت زمان اجازه داده، از تخمین‌های آماری یا حداقل، محاسبات سرانگشتی از داده‌های عددی استفاده شده است؛ در غیر این صورت، قضاوت‌های شهودی یا نظرات کارشناسی در بایگانی‌های اطلاعاتی مورد استفاده قرار گرفته است. جزییات نحوه‌ی محاسبه‌ی پارامترها در فصل ۴، در بخش تشریح معادلات مدل، به تفصیل آمده است.

۵-۳-۵- آزمون‌های شرایط حدی

مدل باید تحت شرایط حدی، مستحکم^۲ باشد. استحکام تحت شرایط حدی بدین معنی است که مدل باید حتی در شرایطی که ورودی‌ها و سیاست‌های حدی به آن وارد می‌شود، به صورتی واقعی و منطقی رفتار کند. به عنوان مثال، تحت هیچ شرایطی، ذخایر انرژی نباید مقداری منفی به خود بگیرد.

آزمون‌های شرایط حدی می‌تواند به دو روش انجام شود: یکی، بازرسی مستقیم معادلات مدل و دیگری، آزمون‌های شبیه‌سازی. بدین منظور، تمامی قوانین تصمیم‌گیری (معادلات نرخ) باید مورد بازبینی قرار گیرند؛ بدین صورت که باید توجه شود که تحت شرایط حدی ورودی به این متغیرها، وضعیتی به وجود نیاید که موجب خروج متغیرهای حالت (سطح) از شرایط منطقی گردد. این کار به دو صورت در مطالعه‌ی حاضر انجام شده است: نخست، معادلات مدل به دقت مورد بازبینی قرار گرفته است؛ در این مرحله نواقصی پیدا شد که پس از بررسی دقیق مرتفع گردید. سپس شبیه‌سازی در حالت‌های حدی انجام شده است.

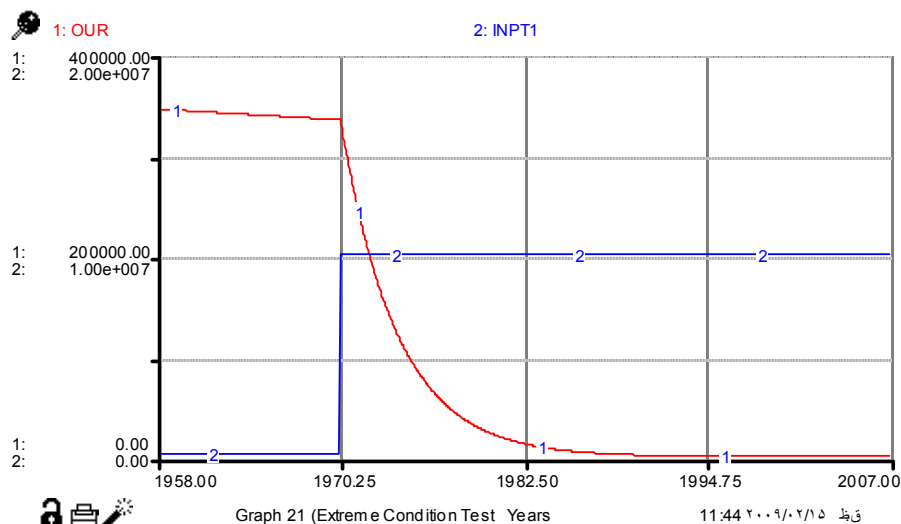
به عنوان مثال، فرض می‌کنیم که بدون توجه به بهره‌وری سرمایه‌گذاری، حجم سرمایه‌گذاری انجام‌شده بر روی اکتشاف، در سال ۱۹۷۰ به مقدار ثابت و بسیار زیادی افزایش یابد. این فرض نباید موجب شود که ذخایر انرژی منفی شود. نمودار ۵-۴ اثر این فرض را که با استفاده از یک تابع پلکانی^۳ به اجرا درآمده، بر روی مدل نشان می‌دهد.

روند شماره‌ی ۱ ذخایر کشف‌نشده‌ی کشور، و روند شماره‌ی ۲، متغیر آزمون را که جایگزین سرمایه‌گذاری شده است نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که با افزایش سرمایه‌گذاری، ذخایر انرژی به شدت کاهش یافته است اما از صفر کم‌تر نمی‌گردد.

^۱ Judgmental Estimation

^۲ Robust

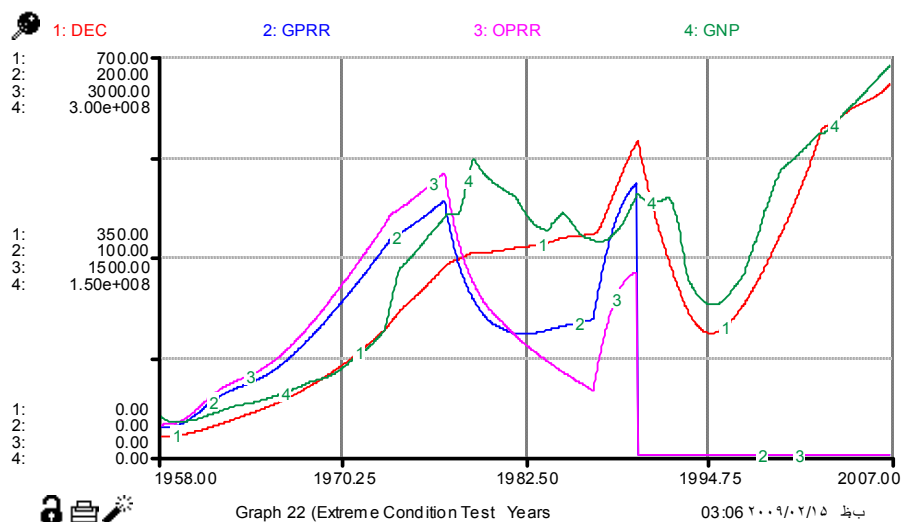
^۳ Step Function



نمودار ۵-۴۶: آزمون شرایط حدی (ذخایر کشف نشده نفت)

به عنوان نمونه‌ای دیگر، فرض می‌کنیم در سال ۱۹۹۰، کل تولیدات انرژی کشور متوقف شود. طبیعی است که دولت تمام تلاش خود را خواهد کرد که با وارد کردن انرژی نیاز داخل را پوشش دهد. بنابراین، با اعمال این آزمون، نباید مصرف انرژی صفر شود. نمودار ۵-۴۷ تأثیر این فرض را نشان می‌دهد.

روند شماره‌ی ۱ مصرف انرژی و روند شماره‌ی ۲، ۳، و ۴ به ترتیب، تولید گاز، تولید نفت، و تولید ناخالص ملی را نشان می‌دهند. همان‌طور که مشاهده می‌شود، مصرف انرژی پس از یک کاهش موقت، از سال ۱۹۹۴، بار دیگر روند افزایشی خود را از سر می‌گیرد. علاوه بر این، به وسیله‌ی آزمون اخیر می‌توان اثرگذاری تولیدات انرژی را بر روی درآمد ملی مشاهده نمود. شوک عظیمی که در درآمد ملی ایجاد شده است، وابستگی شدید کشور به درآمدهای نفتی را به خوبی به تصویر می‌کشد.



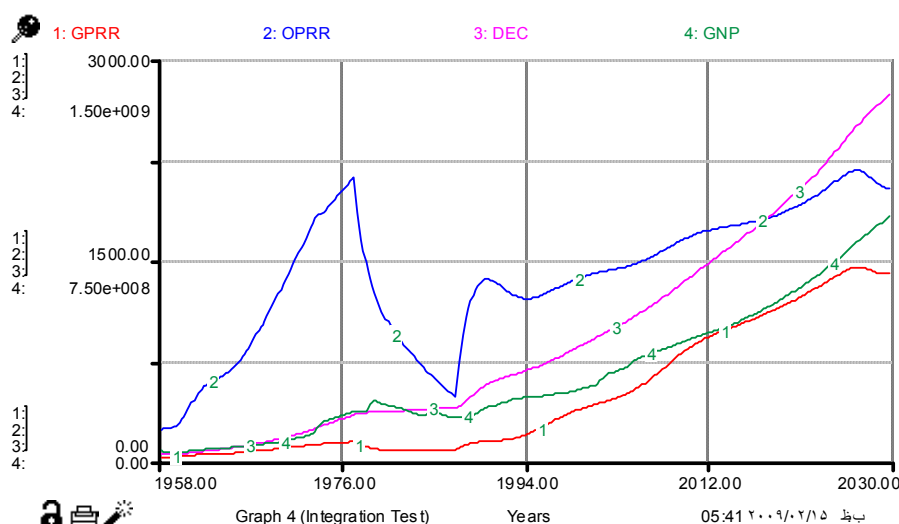
نمودار ۵-۴۷: آزمون شرایط حدی (مصرف انرژی)

بسیاری از حالت‌های حدی دیگر نیز وجود دارد که بدون نیاز به شبیه‌سازی، قابل آزمون است. به عنوان مثال، اگر فرض کنیم که سرمایه‌گذاری اثر بخش بر روی اکتشاف، به ناگاه صفر شود، اکتشاف نیز متوقف می‌گردد؛ چرا که اکتشاف، از ضرب مستقیم سرمایه‌گذاری اثر بخش در اکتشاف محاسبه می‌شود. همین امر در مورد بهره‌وری اکتشاف نیز صادق است. یعنی، با صفر شدن بهره‌وری، اکتشاف، بلافاصله صفر خواهد شد. همان طور که اشاره گردید، این موارد با بازرسی مستقیم معادلات، در تمام طول دوره‌ی مدل‌سازی، به دقت مورد توجه قرار گرفته است.

۵-۳-۶- آزمون‌های خطای انتگرال‌گیری

این آزمون جزو اولین مراحل مدل‌سازی است. این آزمون، گام زمانی مناسب برای انتگرال‌گیری مدل را تعیین می‌کند. در این مرحله، ابتدا مدل اجرا شده و نتایج مشاهده می‌گردند. سپس مدل، بار دیگر با انواع مختلف روش‌های شبیه‌سازی اجرا می‌شود و نتایج با حالت قبل مقایسه می‌گردد. اگر رفتارها با یکدیگر تفاوت داشتند، گام زمانی، کاهش یافته و باز مدل اجرا می‌شود. اگر رفتار مدل تغییر نمود، باز هم گام زمانی، کوچک‌تر گشته و شبیه‌سازی با انواع مختلف روش‌ها تکرار می‌گردد. آن قدر این رویه را تکرار می‌شود تا رفتار مدل پایدار گردد.

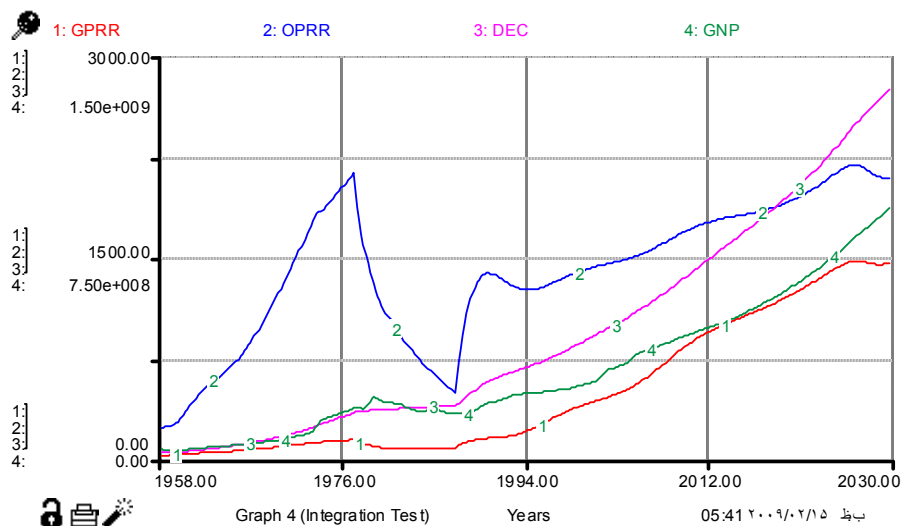
در این پژوهش، در همان اجرای ابتدایی مدل، این آزمون انجام شده است. پس از چند بار تکرار شبیه‌سازی، گام زمانی ۰/۰۵ و روش اولر^۱ برای شبیه‌سازی انتخاب گردیده است. در این تکرارها، روش‌های مختلف شبیه‌سازی، از جمله، روش رانگه-کوتا^۲ی درجه دوم و درجه چهارم مورد استفاده قرار گرفته‌اند. نمودارهای ۴۸-۵ تا ۵۰-۵ نتایج حاصل از روش‌های مختلف را نشان می‌دهند.



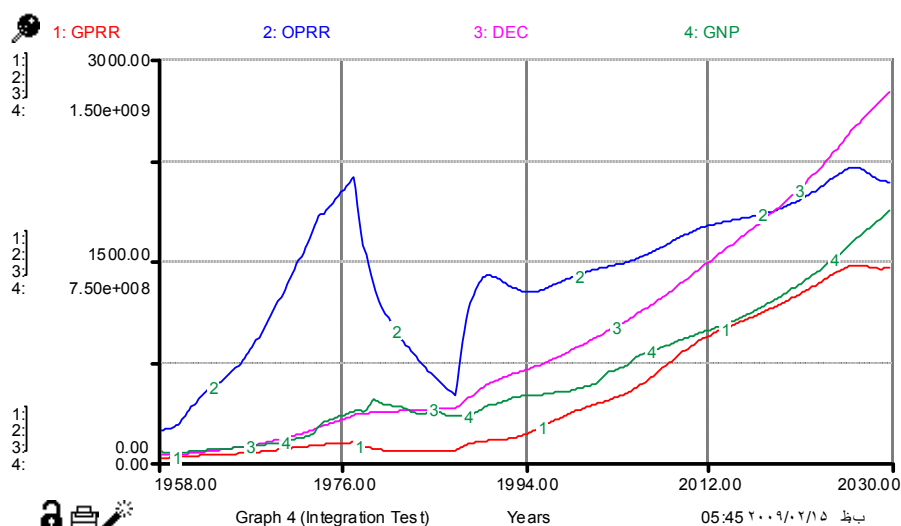
نمودار ۴۸-۵: آزمون خطای انتگرال‌گیری (روش اولر)

^۱ Euler

^۲ Runge-Kutta



نمودار ۵-۴۹: آزمون خطای انتگرال گیری (روش رانگه- کوتای درجه دو)



نمودار ۵-۵۰: آزمون خطای انتگرال گیری (روش رانگه- کوتای درجه چهار)

مشاهده می شود که نتایج شبیه سازی تغییر نکرده است. اگر گام زمانی، حالت اجرا، و یا تعاملات مدل نیز تغییر یابد، باز نتایج مدل، همین است که در نمودار فوق ملاحظه می گردد.

۵-۳-۷- آزمون های بازسازی رفتار گذشته

پرسشی که در این قسمت مطرح می شود این است که آیا مدل می تواند رفتار سیستم واقعی را بازسازی نماید یا خیر؟ بدین منظور باید روش های آماری را به کار گرفت. متداول ترین ابزار، آماره های توصیفی هستند. پرکاربردترین معیار برازش، ضریب تشخیص، یا همان R^2 است. R^2 ضریبی است بین صفر و یک؛ هرچه این ضریب به یک نزدیک تر باشد، پیش بینی، انطباق بیش تری با داده ی واقعی دارد.

ضریب تیل^۱ ابزار دیگری است که می‌تواند بسیار سودمند باشد. ضریب تیل نیز عددی است بین صفر و یک؛ اما بر خلاف ضریب تشخیص، هرچه این ضریب به صفر نزدیک‌تر باشد، پیش‌بینی از دقت بیش‌تری برخوردار است. گذشته از این، استفاده از آماره‌ی نابرابری تیل، منفعت دیگری نیز دارد؛ این آماره منبع خطا را به سه بخش تقسیم می‌کند: تورش^۲، ناهمسانی واریانس، و ناهمسانی کوواریانس. سپس، از تقسیم هر یک از این اجزا بر MSE^3 ، نسبتی از MSE را که ناشی از هر یک از این اجزا هستند، محاسبه می‌کند: U^M ، نسبتی از MSE که ناشی از خطای تورش است؛ U^S ، نسبتی از MSE که ناشی از ناهمسانی واریانس است؛ و U^C ، نسبتی که ناشی از ناهمسانی کوواریانس است.

MSE را می‌توان با استفاده از رابطه‌ی ۴-۵ محاسبه نمود. در این رابطه، \hat{y}_t مقدار شبیه‌سازی شده در دوره‌ی t ، y_t مقدار واقعی متغیر مورد نظر در دوره‌ی t و n تعداد دوره‌ها است.

$$MSE = \frac{\sum (\hat{y}_t - y_t)^2}{n} \quad (4-5)$$

ضریب نابرابری تیل نیز از رابطه‌ی ۵-۵ محاسبه می‌گردد.

$$T = \frac{\sqrt{MSE}}{\sqrt{\frac{\sum \hat{y}_t^2}{n}} + \sqrt{\frac{\sum y_t^2}{n}}} \quad (5-5)$$

اجزای مختلف آماره‌ی تیل نیز از روابط ۶-۵ تا ۸-۵ به دست می‌آیند.

$$U^M = \frac{(\frac{\sum \hat{y}_t^2}{n} - \bar{y})^2}{MSE} \quad (6-5)$$

$$U^S = \frac{(s_{\hat{y}} - s_y)^2}{MSE} \quad (7-5)$$

$$U^C = \frac{2(1-r)s_{\hat{y}}s_y}{MSE} \quad (8-5)$$

در این روابط، S انحراف معیار، و r ضریب همبستگی بین دو سری زمانی را نشان می‌دهند.

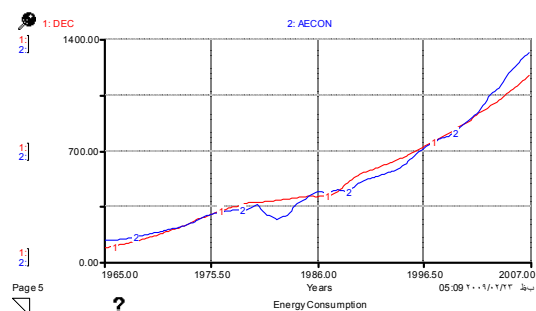
در این جا با استفاده از نمودارها و آماره‌ی تیل، مهم‌ترین متغیرهای مدل مورد آزمون قرار می‌گیرند تا قابلیت اطمینان آن سنجیده شود. این متغیرها عبارت‌اند از: تولید ناخالص ملی، تولید نفت، تولید گاز، تولید گاز قطر، مصرف انرژی، مصرف نفت، مصرف گاز، و جمعیت.

نمودارهای ۵-۵۱ تا ۵-۵۸ روندهای واقعی را با مقادیر شبیه‌سازی شده مقایسه می‌کنند. در تمامی این نمودارها، روند شماره‌ی ۱ مقادیر شبیه‌سازی شده و روند شماره‌ی ۲، مقادیر حقیقی متغیر مورد نظر را به تصویر می‌کشند.

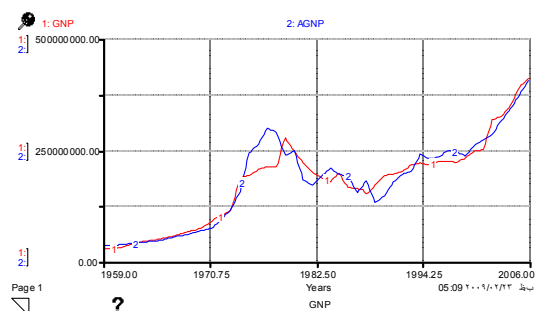
^۱ Theil

^۲ Bias

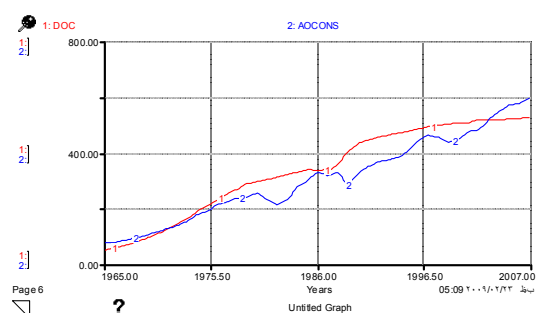
^۳ Mean Square Error



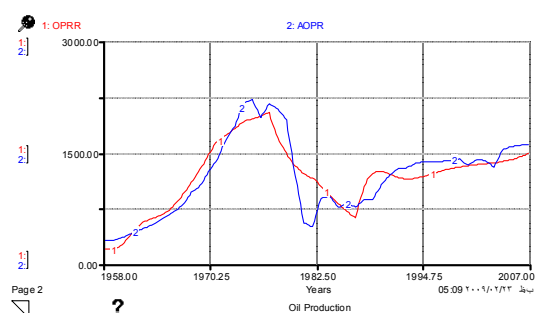
نمودار ۵-۵۵: تکرار رفتار گذشته (مصرف انرژی)



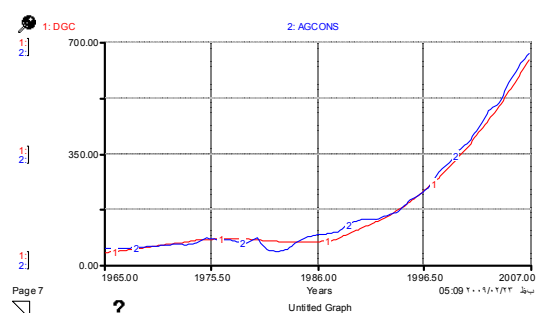
نمودار ۵-۵۱: تکرار رفتار گذشته (تولید ناخالص ملی)



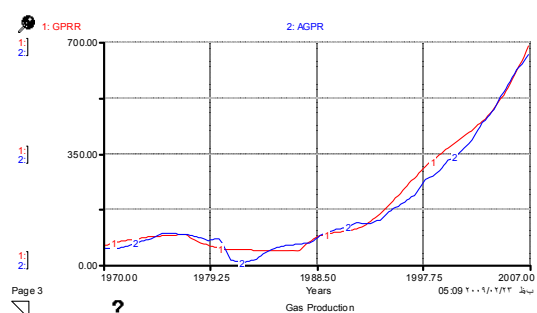
نمودار ۵-۵۶: تکرار رفتار گذشته (مصرف نفت)



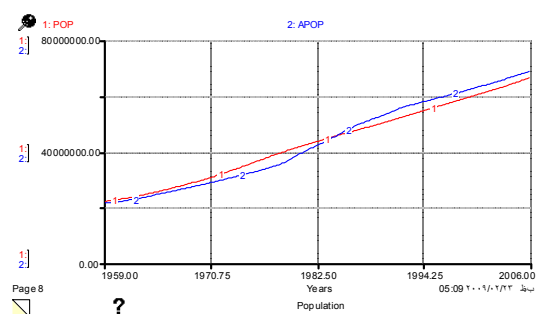
نمودار ۵-۵۲: تکرار رفتار گذشته (تولید نفت)



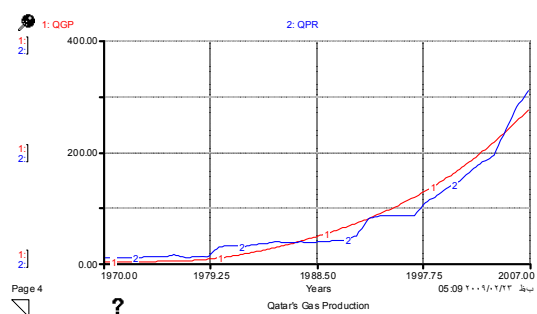
نمودار ۵-۵۷: تکرار رفتار گذشته (مصرف گاز)



نمودار ۵-۵۳: تکرار رفتار گذشته (تولید گاز)



نمودار ۵-۵۸: تکرار رفتار گذشته (جمعیت)



نمودار ۵-۵۴: تکرار رفتار گذشته (تولید گاز قطر)

جدول ۵-۱ آماره‌ی تیل و اجزای آن را برای هریک از متغیرهای مورد آزمون نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که ضریب تیل برای تمامی متغیرها بسیار کوچک و در حد قابل قبولی است. به علاوه، به جز متغیر جمعیت، در مورد باقی متغیرها، خطای پیش‌بینی در نسبت U^C انباشته شده که بر خطای تورش و ناهمسانی واریانس ناچیز در میان

مقادیر پیش‌بینی شده و حقیقی دلالت دارد. حتی متغیر جمعیت نیز با خطای تورش قابل توجهی مواجه نیست. در نتیجه می‌توان ادعا نمود که مدل، رفتار گذشته را با دقت بالایی شبیه‌سازی می‌کند.

جدول ۵-۱: نتایج حاصل از آزمون بازسازی رفتار گذشته

آماره متغیر	T	U ^M	U ^S	U ^C
تولید ناخالص ملی	۰/۰۸۸	۰/۰۳۰	۰/۰۰۱	۰/۹۸۹
تولید نفت	۰/۰۷۰	۰/۰۶۷	۰/۱۱۴	۰/۸۳۸
تولید گاز	۰/۰۴۵	۰/۰۷۱	۰/۰۹۰	۰/۸۶۴
تولید گاز قطر	۰/۰۹۴	۰/۰۴۲	۰/۱۳۷	۰/۸۴۷
مصرف انرژی	۰/۰۴۵	۰/۰۰۹	۰/۱۲۶	۰/۸۸۹
مصرف نفت	۰/۰۸۰	۰/۲۹۵	۰/۰۱۸	۰/۷۰۴
مصرف گاز	۰/۰۲۷	۰/۰۳۸	۰/۰۲۱	۰/۹۶۴
جمعیت	۰/۰۲۳	۰/۱۱۹	۰/۳۶۸	۰/۵۳۲

۵-۳-۸- آزمون‌های بی‌قاعدگی رفتاری

محدودیت داده‌ها اغلب موجب می‌شود تا تعیین اهمیت یا قدرت روابط و معادلات مهم، به وسیله‌ی روش‌های آماری غیرممکن گردد. آزمون‌های بی‌قاعدگی رفتاری اهمیت این ساختارها را با این پرسش می‌سنجند که: آیا هنگامی که این ساختارها حذف یا دچار دگرگونی شوند، رفتار غیرمعارفی بروز می‌کند یا خیر؟ اگر بروز کرد، نشان از اهمیت آن رابطه یا ساختار دارد.

در این پژوهش، آزمون مزبور با کمک زمان‌های تأخیر، و در تمامی مراحل مدل‌سازی، بارها و بارها انجام شده است؛ بدین صورت که برای حذف کردن یک حلقه‌ی بازخور، زمان تأخیر اطلاعاتی یا فیزیکی موجود در آن را به مقدار بسیار زیادی افزایش داده و نتیجه‌ی آن مشاهده شده و در صورت لزوم اقدامات مقتضی انجام گرفته است.

۵-۳-۹- آزمون‌های هم‌خانوادگی

آزمون هم‌خانوادگی، این پرسش را مطرح می‌کند که آیا مدل ساخته شده می‌تواند رفتار نمونه‌های دیگری از سیستم‌های هم‌طبقه را تکرار کند؟ به عنوان مثال، در این پژوهش، این سؤال وجود دارد که آیا مدل حاضر می‌تواند رفتار سیستم اقتصاد-انرژی عربستان سعودی یا کشور در حال توسعه‌ی دیگری که صاحب ذخایر انرژی است، مانند کشور دوست و برادر (!)، ونزوئلا را شبیه‌سازی نماید؟ در پاسخ باید گفت که به صورت نظری، این امکان وجود دارد؛ چرا که در این مدل از ساختارهایی استفاده شده که فی‌الواقع در هر سیستم اقتصاد-انرژی دیگری نیز موجود است. اما آزمون دقیقی در رابطه با هم‌خانوادگی در این پژوهش انجام نشده است؛ چرا که این امر، مستلزم

کالیبراسیون مدل برای یک سیستم هم‌خانواده است؛ و این کار نیز به زمان و شرایط خاص خود نیاز دارد. با توجه به محدودیت‌های آموزشی، از این کار چشم‌پوشی گردیده است.

با این وجود، PEEMI از انعطاف‌پذیری قابل قبولی برخوردار است و می‌توان در موارد لازم، فروضی اضافی نیز برای آن در نظر گرفت تا بتواند در شرایط متفاوت نیز موجه باشد.

۵-۳-۱۰- آزمون‌های رفتار غیرمنتظره

اختلاف میان رفتار مدل با انتظارات، مشخص می‌کند که ایراداتی یا در مدل ریاضی، مدل ذهنی و یا در هر دو وجود دارد. این آزمون هنگامی انجام می‌شود که رفتار مدل چیزی خلاف انتظار مدل‌ساز به نمایش بگذارد. در این زمینه، رفتار تقریباً تمامی متغیرهای اساسی هر بخش، مورد بازبینی قرار گرفته است. البته برخی از رفتارهای غیر منتظره در برخی از متغیرها دیده شد که با مطالعه‌ی بیش‌تر منابع اطلاعاتی، در جهت رفع آن‌ها اقدام گردید. به عنوان نمونه، هنگامی که حالت حدی قطع تولید انرژی آزمون می‌شد، مشاهده گردید که این آزمون هیچ اثر قابل توجهی بر تولید ناخالص ملی نمی‌گذارد. پس از کاوش مجدد در مدل، ایراد موجود آشکار شد: پس از توقف تولید انرژی، مقدار مورد نیاز انرژی، بلافاصله وارد می‌شد. بنابراین، هیچ محدودیتی از نظر منابع انرژی در کشور احساس نمی‌شد. این مسأله ناشی از عدم توجه به این واقعیت بود که واردات هر اندازه کالا، حال این کالا هر چه می‌خواهد باشد، نمی‌تواند به طور یک‌باره و بدون محدودیت صورت گیرد. مدل این قابلیت را در نظر گرفته بود که حتی اگر واردات مورد نیاز انرژی، ۱۰۰ برابر شود، هیچ محدودیتی بر سر راه آن وجود نداشته و این مقدار به راحتی وارد می‌گردد. با اصلاح این مورد و محدود کردن واردات به مقادیر سال قبل از آن، مشکل مورد نظر برطرف شد. نمونه‌های جزئی دیگری از این دست نیز مشاهده شد که با اصلاح ساختار مدل برطرف گردید.

۵-۳-۱۱- تحلیل حساسیت

تحلیل حساسیت، ابزاری است به منظور آزمون مدل در شرایطی که اطمینان کافی از مقدار عددی برخی پارمترها وجود ندارد. در این آزمون این پرسش مطرح است که در صورت تغییر یافتن فروض مدل در حدودی قابل قبول، آیا نتایج آن، در راستای اهداف مورد نظر، تغییر خواهد نمود یا خیر.

سه نوع حساسیت وجود دارد: عددی، حالت‌های رفتاری، و سیاستی.

حساسیت عددی زمانی وجود دارد که تغییری در فروض مدل، مقادیر عددی نتایج را دگرگون می‌کند.

حساسیت حالت‌های رفتاری زمانی وجود دارد که تغییری در فروض مدل، الگوهای رفتاری ساخته‌شده توسط مدل را دگرگون می‌کند.

حساسیت سیاستی زمانی وجود دارد که تغییری در فروض مدل، مطلوبیت یک سیاست پیشنهاد شده را از بین می‌برد و یا برعکس: سیاستی را که پیش از این برای سیستم مضر تشخیص داده شده بود، مطلوب می‌گرداند.

اهداف این پژوهش و سنجه‌هایی که برای آزمون آن به کار می‌رود، به مقادیر دقیق عددی وابسته نیست؛ بلکه آن چه برای این پایان‌نامه و اهدافش اهمیت دارد، روندهایی است که مدل ایجاد می‌کند. این که حجم واردات گاز

در سال ۲۰۳۰ چقدر است مهم نیست، بلکه مهم این است که آیا در سال ۲۰۳۰ کشور، واردکننده‌ی گاز است یا خیر. بنابراین، حساسیت عددی در این پایان‌نامه مطرح نیست. حساسیتی که باید در این مطالعه مورد آزمایش قرار گیرد، حساسیت حالت‌های رفتاری و حساسیت سیاستی است.

تحلیل حساسیت رفتاری از همان مراحل ابتدایی مدل‌سازی انجام شده و در مواردی که نیاز بود، اصلاحاتی صورت گرفته است. حساسیت سیاستی نیز پس از اجرای نهایی و بررسی سیاست‌ها مورد آزمون قرار گرفت و مشخص شد که مدل نسبت به تغییرات فروض از حساسیت سیاستی برخوردار نیست.

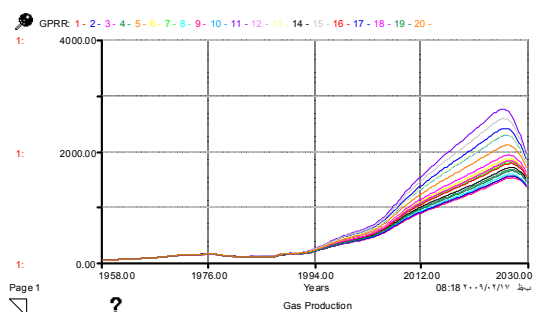
مسلم است که تحلیل حساسیت کامل مدل، غیرممکن است؛ بنابراین، سعی شده از بین پارامترهایی که نخست، دقت آن‌ها برای مدل مهم است؛ و سپس، اطمینان زیادی به صحت آن‌ها نمی‌توان داشت، مورد آزمون قرار گیرند.

در ادامه، نتایج تحلیل حساسیت مدل بر روی برخی از پارامترهای منتخب آورده شده است. این تحلیل، به دو بخش کلی تقسیم شده است: تحلیل حساسیت رفتاری، و تحلیل حساسیت سیاستی.

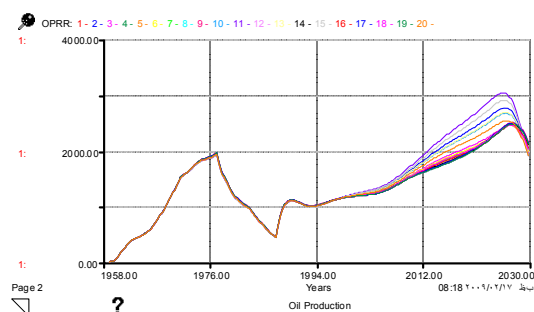
تحلیل حساسیت رفتاری

در این قسمت، تحلیل حساسیت رفتاری مدل نسبت به مقادیر برخی از پارامترها انجام می‌گیرد. بدین منظور، ۲۰ مقدار عددی مختلف برای پارامتر مورد نظر انتخاب شده و نتایج آن بر روی یک نمودار مقایسه‌ای، برای متغیرهای مهم مدل نشان داده می‌شود. این متغیرها عبارت‌اند از: تولید نفت، تولید گاز، مصرف انرژی، و درآمد ملی. مقادیر عددی پارامترها نیز با استفاده از توزیع یکنواخت، انتخاب می‌شود. برای استفاده از توزیع یکنواخت باید مقدار کمینه و بیشینه‌ی آن را مشخص نماییم. در این مطالعه، مقدار ۵۰٪ میانگین، کم‌تر و بیش‌تر از میانگین، به عنوان حد پایین و بالای توزیع انتخاب شده‌اند. مقدار میانگین نیز، قطعاً مقدار پایه‌ی پارامتر مورد نظر است.

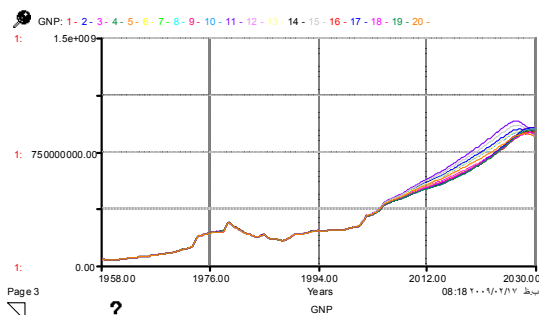
بهره‌وری سرمایه‌گذاری نرمال در اکتشاف نفت یکی از پارامترهایی است که در مورد صحت آن تردید وجود دارد. مقدار پایه‌ی این پارامتر، ۹۰۰۰ بشکه به ازای هر میلیون ریال است. بدین ترتیب، کمینه‌ی آن ۴۵۰۰، و بیشینه‌ی آن، ۱۳۵۰۰ بشکه به ازای هر میلیون ریال خواهد بود. نتیجه‌ی این تحلیل در نمودارهای ۵-۵۹ تا ۵-۶۲ مشخص است.



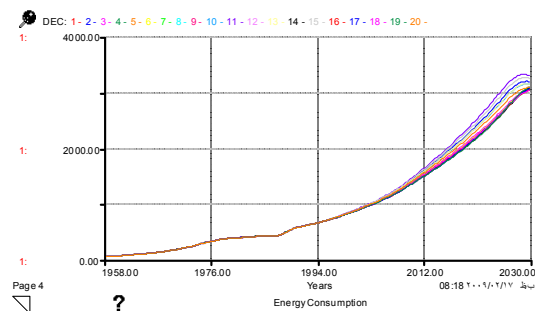
نمودار ۵-۶۰: اثر تغییر پارامتر MPIOE بر تولید گاز



نمودار ۵-۵۹: اثر تغییر پارامتر MPIOE بر تولید نفت

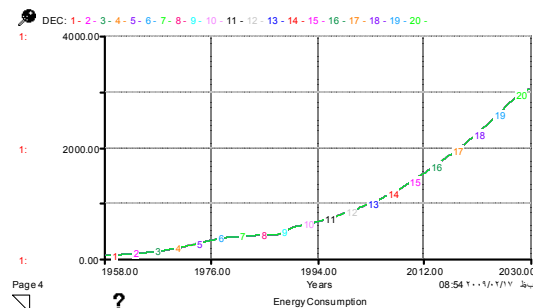


نمودار ۵-۶۲: اثر تغییر پارامتر MPIOE بر GNP

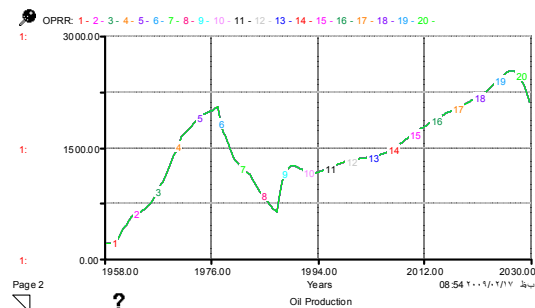


نمودار ۵-۶۱: اثر تغییر پارامتر MPIOE بر مصرف انرژی

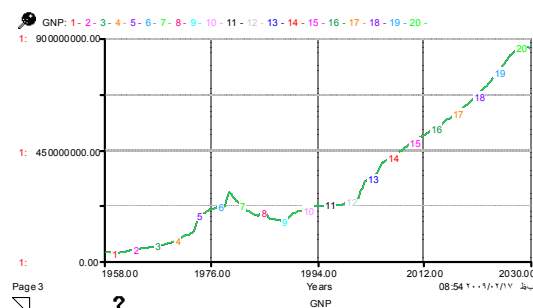
همان طور که از نمودارهای فوق بر می آید، حساسیت رفتاری در هیچ یک از متغیرها مشاهده نمی شود. برای آزمون حساسیت پارامتر بهره‌وری سرمایه‌گذاری نرمال در تولید گاز نیز از همین روش استفاده شده است. کمینه‌ی این پارامتر، ۱۷۵۰۰ و بیشینه‌ی آن، ۵۲۵۰۰ بشکه به ازای هر میلیون ریال، در نظر گرفته شده است. نتایج را در نمودارهای ۵-۶۳ تا ۵-۶۶ مشاهده می کنید.



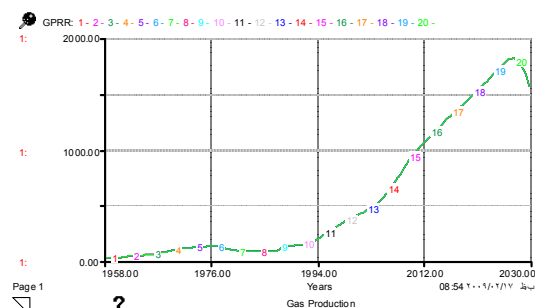
نمودار ۵-۶۵: اثر تغییر پارامتر PIGPN بر مصرف انرژی



نمودار ۵-۶۳: اثر تغییر پارامتر PIGPN بر تولید نفت



نمودار ۵-۶۶: اثر تغییر پارامتر PIGPN بر GNP

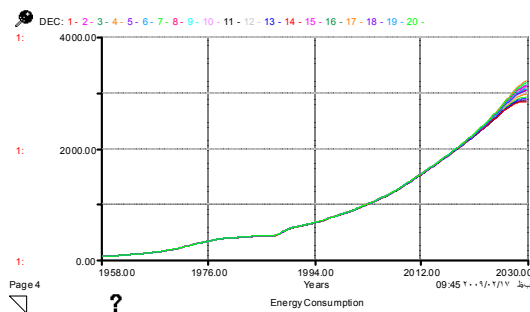


نمودار ۵-۶۴: اثر تغییر پارامتر PIGPN بر تولید گاز

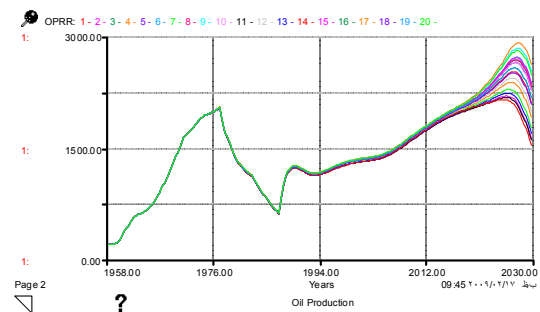
همان طور که مشاهده می شود مدل نسبت به تغییرات این پارامتر از استحکام فوق العاده‌ای برخوردار است. هیچ یک از ۲۰ آلترناتیو عددی انتخاب شده برای این پارامتر، قادر به تغییر نتایج مدل نمی باشد.

پارامتر دیگری که در این قسمت مورد تحلیل حساسیت قرار می گیرد، مقدار ذخایر کشف نشده‌ی نفت است. این آزمون در حقیقت، حساسیت مدل را نسبت به مقدار کل ذخایر نفت کشور می سنجد؛ چرا که با تغییر ذخایر کشف نشده و ثابت نگه داشتن مقادیر ذخایر کشف شده و تولید انباشتی، در واقع، مقدار کل ذخایر نفت کشور را تغییر داده‌ایم. باید یادآور شد، در شرایطی که بیشینه‌ی این پارامتر، بر طبق رویه‌ی گفته شده، ۵۳۵۵۰۰ میلیون بشکه

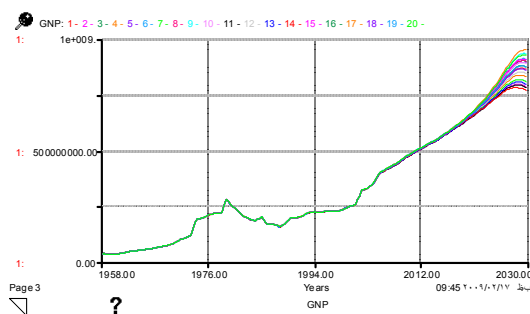
تعیین گردیده، مقدار کمینه‌ی آن، ۲۵۰ میلیارد بشکه انتخاب شده است. محاسباتی سرانگشتی کافی است تا علت این انتخاب روشن شود: احتمال این که کل ذخایر نفت ایران کم‌تر از ۵۰۰ میلیارد بشکه باشد، بسیار بعید به نظر می‌رسد؛ چرا که کل ذخایر کشف‌شده‌ی ایران تا سال ۱۹۹۴، ۳۹۰/۴ میلیارد بشکه برآورد شده بود [۴۶]. از آن جا که ذخایر کشف‌شده‌ی ابتدایی، ۱۴۰ میلیارد بشکه در نظر گرفته شده‌اند، بنابراین، کل ذخایر کشف‌نشده نمی‌تواند از ۲۵۰ میلیارد بشکه کم‌تر باشد. نتایج این تحلیل در نمودارهای ۵-۶۷ تا ۵-۷۰ قابل مشاهده است.



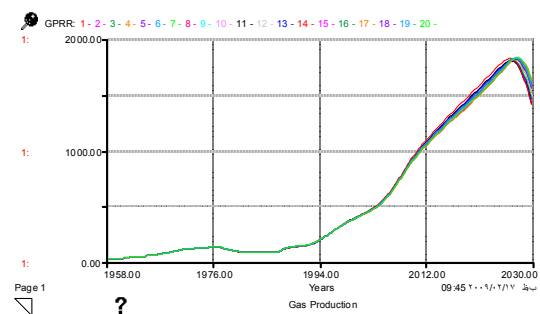
نمودار ۵-۶۹: اثر تغییر ذخایر نفت بر مصرف انرژی



نمودار ۵-۶۷: اثر تغییر ذخایر نفت بر تولید نفت



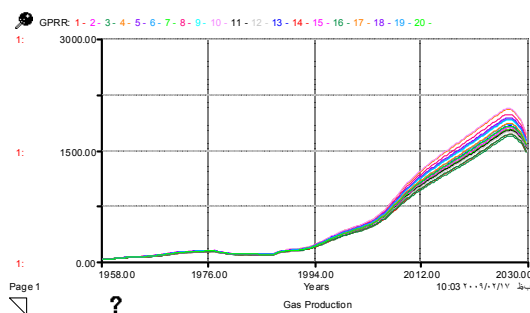
نمودار ۵-۷۰: اثر تغییر ذخایر نفت بر تولید ناخالص ملی



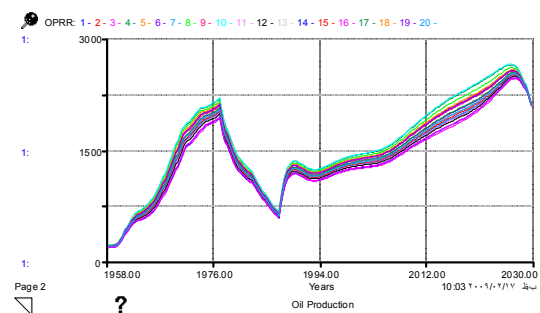
نمودار ۵-۶۸: اثر تغییر ذخایر نفت بر تولید گاز

این نمودارها نشان می‌دهند که مدل، حساسیت زیادی نسبت به این پارامتر ندارد.

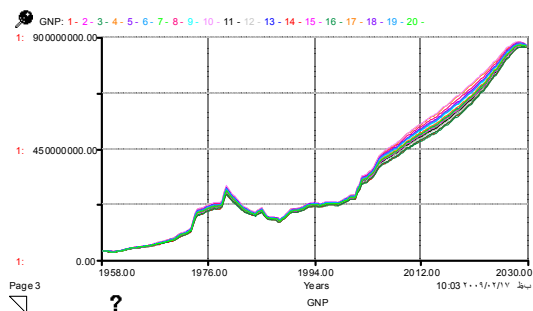
آخرین پارامتری که مورد تحلیل قرار می‌گیرد، کمینه‌ی ضریب بازیافت است. مقدار این پارامتر ۰/۲ در نظر گرفته شده است. کف و سقف تغییرات این پارامتر، ۰/۱ و ۰/۳ است. نتایج این تحلیل در نمودارهای ۵-۷۱ تا ۵-۷۴ قابل مشاهده است.



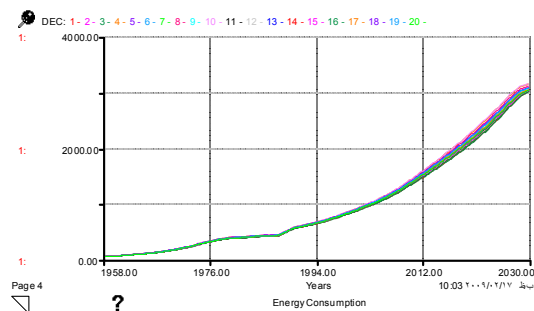
نمودار ۵-۷۲: اثر تغییر ضریب بازیافت بر تولید گاز



نمودار ۵-۷۱: اثر تغییر ضریب بازیافت بر تولید نفت

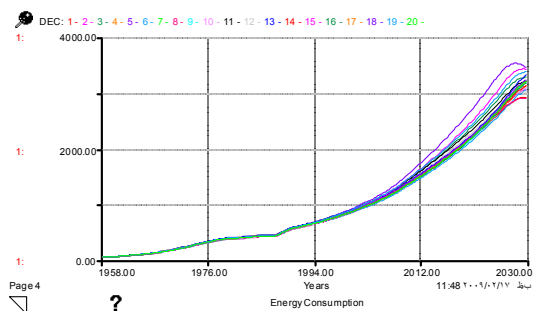


نمودار ۵-۷۴: اثر تغییر ضریب بازیافت بر تولید ناخالص ملی

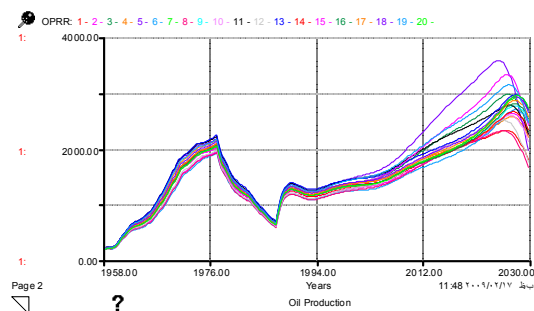


نمودار ۵-۷۳: اثر تغییر ضریب بازیافت بر مصرف انرژی

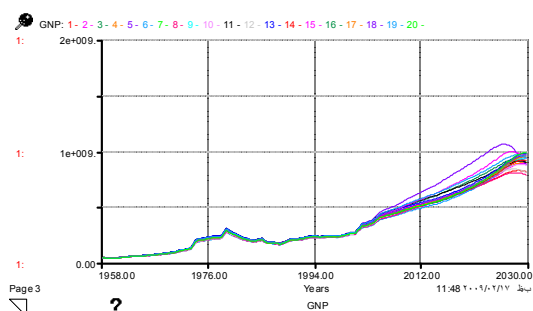
با استناد به نمودارهای فوق می‌توان ادعا نمود که مدل هیچ حساسیت رفتاری نسبت به پارامتر مورد نظر ندارد. به عنوان آخرین تحلیل حساسیت رفتاری، همه‌ی پارامترهای فوق‌الذکر، به طور همزمان و با استفاده از همان روش قبلی تغییر داده شده و نتایج، مورد بررسی قرار می‌گیرند. نمودارهای ۵-۷۵ تا ۵-۷۸ نتایج این آزمون را به تصویر می‌کشند.



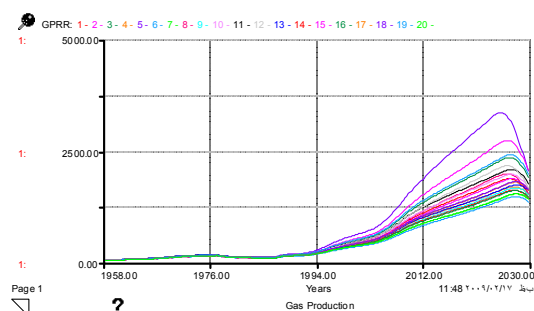
نمودار ۵-۷۷: اثر تغییر همزمان پارامترها بر مصرف انرژی



نمودار ۵-۷۵: اثر تغییر همزمان پارامترها بر تولید نفت



نمودار ۵-۷۸: اثر تغییر همزمان پارامترها بر GNP



نمودار ۵-۷۶: اثر تغییر همزمان پارامترها بر تولید گاز

با وجود حساسیت عددی که در تولید نفت و گاز دیده می‌شود، اما حساسیت رفتاری از مدل سر نمی‌زند. بنابراین، از این دیدگاه، مدل مستحکم و نتایج آن قابل اطمینان است.

تحلیل حساسیت سیاستی

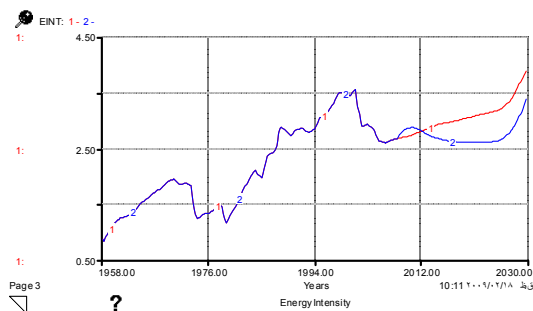
برای نشان دادن عدم حساسیت سیاست‌ها نسبت به تغییر پارامترهایی که با عدم اطمینان مواجهند، چند پارامتر، به عنوان نمونه انتخاب شده و اثر تغییرات آن‌ها بر سیاست‌ها، مورد آزمون قرار می‌گیرد. این پارامترها همان پارامترهایی هستند که در تحلیل حساسیت رفتاری آزمون شدند. از میان سیاست‌ها نیز دو سیاست که بهترین و بدترین نتایج را به

دست داده‌اند مورد آزمایش قرار می‌گیرند: سیاست تغییر اولویت مصرف گاز (سیاست ۲)، و سیاست کاهش سهم سرمایه‌گذاری تولید نفت (سیاست ۱).

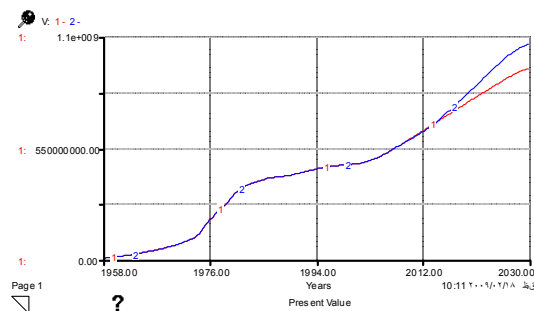
روش آزمون در این قسمت بدین صورت است که به علت محدودیت‌های موجود، تنها دو تغییر در هر پارامتر ایجاد می‌شود. پارامتر مورد نظر یک بار در حد کمینه‌ی خود و بار دیگر در بیشینه قرار می‌گیرد. سپس نتایج، با نتایج به دست آمده از پارامتر پایه، مقایسه شده و استحکام سیاست‌ها در مقابل تغییرات پارامترها سنجیده می‌گردد.

اولین پارامتری که مورد آزمایش قرار می‌گیرد، بهره‌وری سرمایه‌گذاری نرمال در اکتشاف نفت، و اولین سیاست، تغییر اولویت مصرف گاز است. هدف این است که ببینیم آیا تغییر پارامتر مذکور می‌تواند نتیجه‌گیری این پایان‌نامه را مبنی بر مطلوب بودن اجرای سیاست مورد بحث، تغییر دهد یا خیر.

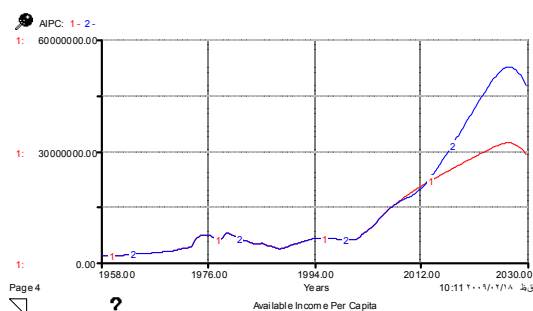
ابتدا مقدار کمینه‌ی این پارامتر، آزمون می‌شود. یعنی، بهره‌وری سرمایه‌گذاری در اکتشاف نفت از ۹۰۰۰ به ۴۵۰۰ بشکه به ازای هر میلیون ریال تغییر پیدا می‌کند. نتیجه‌ی این آزمون را در نمودارهای ۵-۷۹ تا ۵-۸۲ مشاهده می‌کنید. مانند نمودارهای قبلی، روند شماره‌ی ۱، حالت پایه و روند شماره‌ی ۲، اثر اجرای سیاست مورد نظر را نشان می‌دهد. با این تفاوت که در حالت پایه، مقدار پارامتر مورد آزمایش، تغییر یافته است.



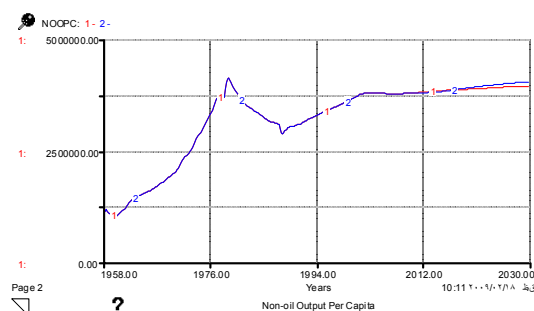
نمودار ۵-۸۱: اثر کاهش MPIOE بر شدت انرژی (سیاست ۲)



نمودار ۵-۷۹: اثر کاهش MPIOE بر ارزش حال (سیاست ۲)

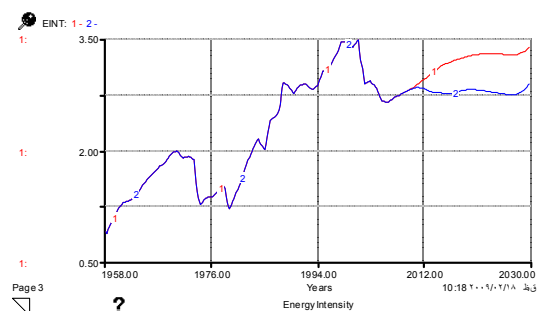


نمودار ۵-۸۲: اثر کاهش MPIOE بر درآمد سرانه (سیاست ۲)

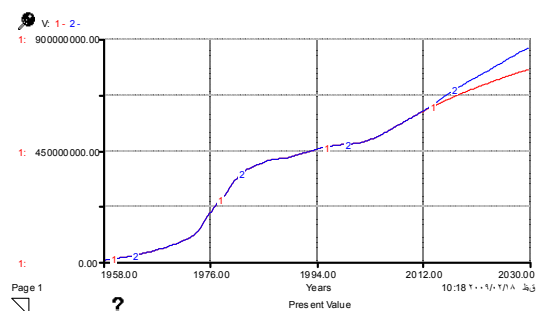


نمودار ۵-۸۰: اثر کاهش MPIOE بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۲)

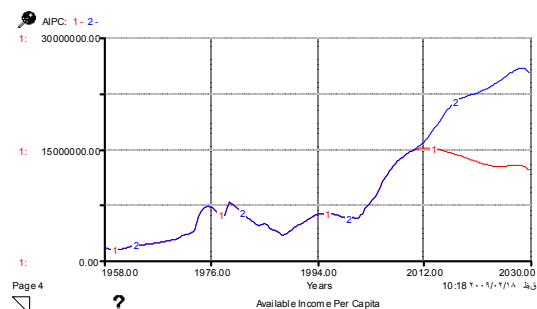
نمودارهای فوق به روشنی نشان می‌دهند که همچنان، سیاست مورد آزمون، بهبود چشمگیری در مدل ایجاد می‌کند. اکنون، مقدار پارامتر را به حداکثر رسانده و آزمون تکرار می‌شود. نتایج در نمودارهای ۵-۸۳ تا ۵-۸۶ آمده است.



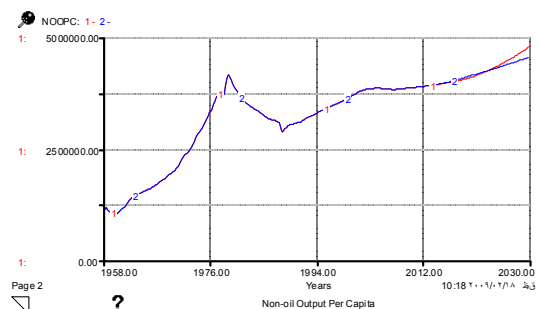
نمودار ۵-۸۵: اثر افزایش MPIOE بر شدت انرژی (سیاست ۲)



نمودار ۵-۸۳: اثر افزایش MPIOE بر ارزش حال (سیاست ۲)



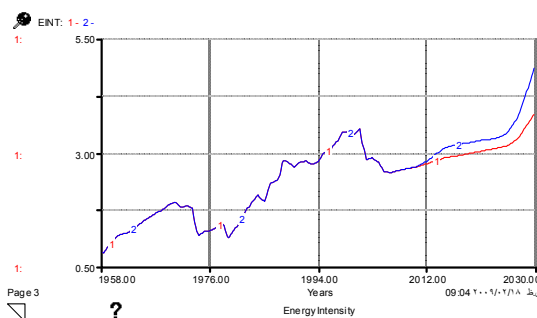
نمودار ۵-۸۶: اثر افزایش MPIOE بر درآمد سرانه (سیاست ۲)



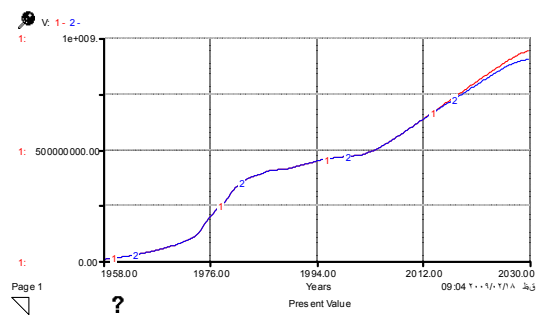
نمودار ۵-۸۴: اثر افزایش MPIOE بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۲)

باز هم نمودارها نشان می‌دهند که مدل نسبت به تغییرات پارامتر مورد نظر حساسیت سیاستی ندارد.

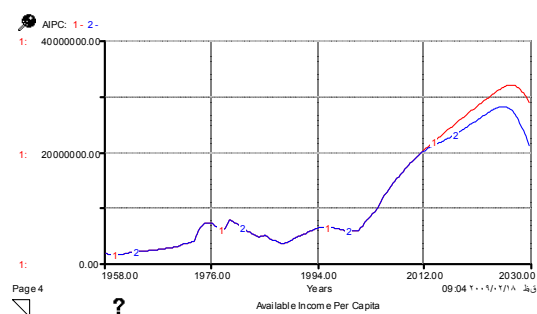
حال اثر تغییرات پارامتر اخیر بر روی سیاست بعدی، یعنی کاهش سهم سرمایه‌گذاری بخش تولید نفت بررسی می‌شود. نخست، مقدار کمینه‌ی پارامتر در مدل قرار داده شده و شبیه‌سازی انجام می‌گردد. نمودارهای ۵-۸۷ تا ۵-۹۰ اثر این تغییر را نشان می‌دهند.



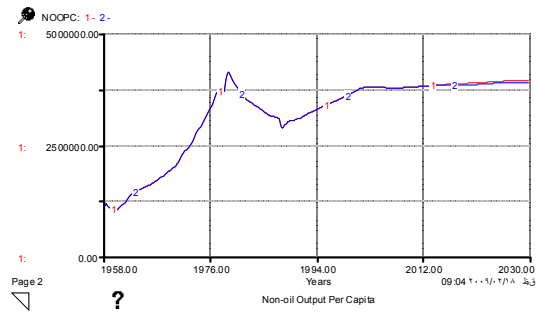
نمودار ۵-۸۹: اثر کاهش MPIOE بر شدت انرژی (سیاست ۱)



نمودار ۵-۸۷: اثر کاهش MPIOE بر ارزش حال (سیاست ۱)

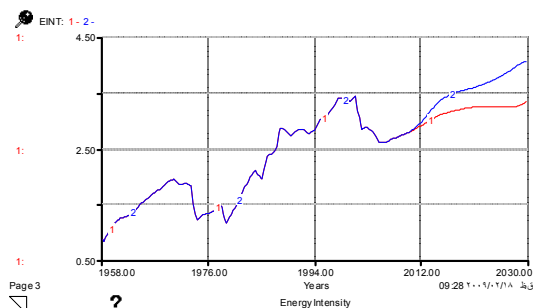


نمودار ۵-۹۰: اثر کاهش MPIOE بر درآمد سرانه (سیاست ۱)

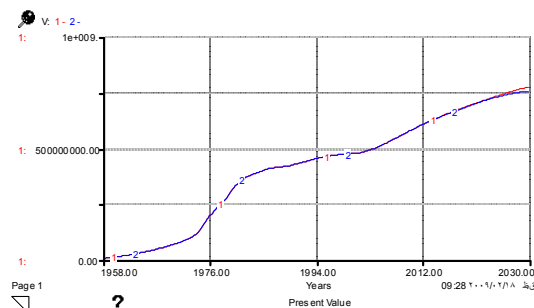


نمودار ۵-۸۸: اثر کاهش MPIOE بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)

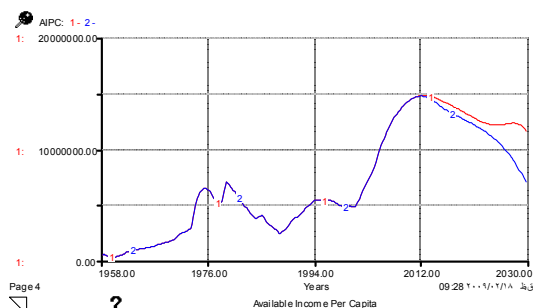
همانند حالت پایه، اثر این سیاست بر روی سیستم، به وضوح، منفی است: ارزش فعلی، تولیدات غیرنفتی سرانه، و درآمد سرانه کاهش، و شدت انرژی افزایش یافته است. حال، مقدار بیشینه پارامتر مورد آزمایش را در مدل قرار داده و شبیه سازی تکرار می گردد.



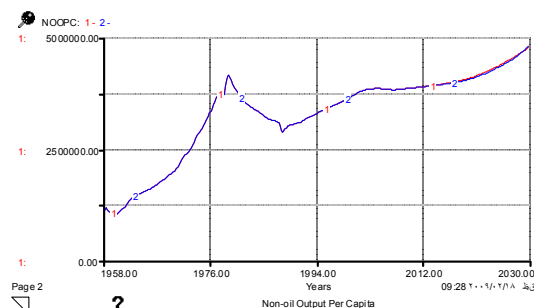
نمودار ۵-۹۳: اثر افزایش MPIOE بر شدت انرژی (سیاست ۱)



نمودار ۵-۹۱: اثر افزایش MPIOE بر ارزش حال (سیاست ۱)



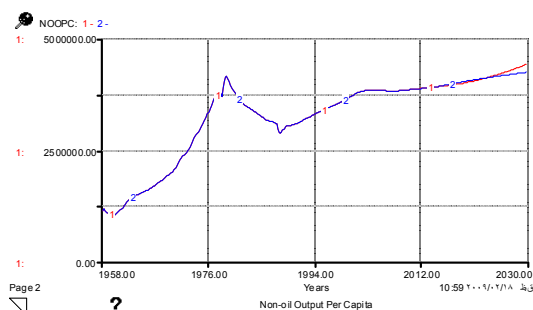
نمودار ۵-۹۴: اثر افزایش MPIOE بر درآمد سرانه (سیاست ۱)



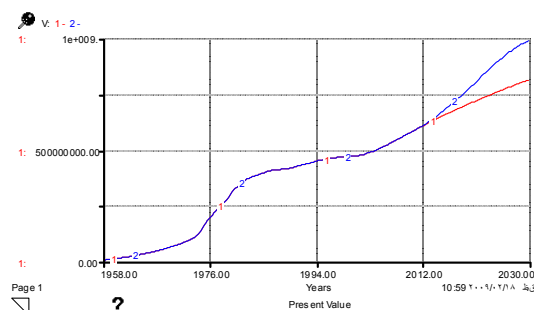
نمودار ۵-۹۲: اثر افزایش MPIOE بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)

باز هم نمودارها خبر از بدتر شدن اوضاع، در اثر اجرای سیاست کاهش سهم سرمایه گذاری بخش تولید نفت می دهند. بنابراین می توان ادعا نمود که مدل از حساسیت سیاستی بسیار پایینی نسبت به این پارامتر برخوردار است.

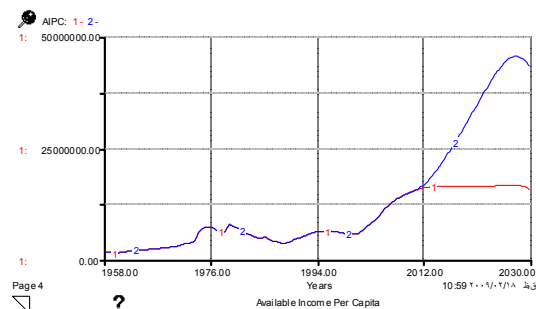
اکنون، اثر پارامتر بعدی، یعنی بهره وری سرمایه گذاری نرمال در تولید گاز، بر روی مدل آزمون می شود. ابتدا مقدار کمینه پارامتر در مدل قرار داده شده تا تأثیر آن بر روی سیاست تغییر اولویت مصرف گاز مشاهده گردد. بدین منظور، مقدار پارامتر مزبور از ۳۵۰۰۰ به ۱۷۵۰۰۰ تغییر یافته و تحلیل حساسیت انجام می گیرد. نتایج در نمودارهای ۵-۹۵ تا ۵-۹۸ نشان داده شده اند.



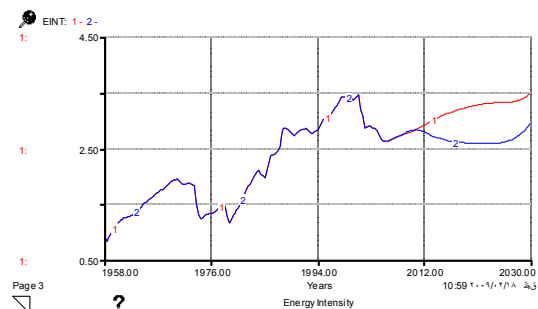
نمودار ۵-۹۶: اثر کاهش PIGPN بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۲)



نمودار ۵-۹۵: اثر کاهش PIGPN بر ارزش حال (سیاست ۲)



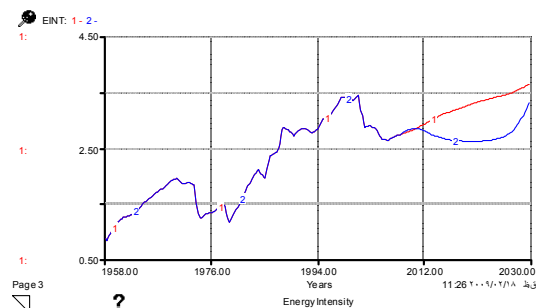
نمودار ۵-۹۸: اثر کاهش PIGPN بر درآمد سرانه (سیاست ۲)



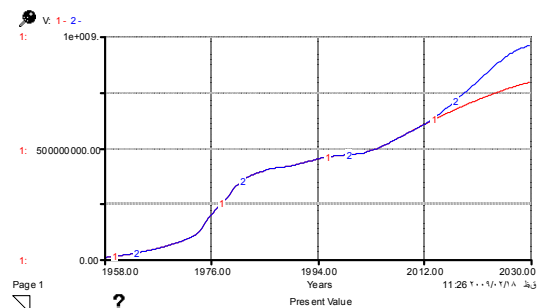
نمودار ۵-۹۷: اثر کاهش PIGPN بر شدت انرژی (سیاست ۲)

مشاهده می شود که این تغییر، در مطلوبیت سیاست مورد نظر هیچ خللی وارد نکرده است. افزایش پارامتر مورد آزمون به مقدار بیشه‌ی آن، هیچ تغییری در نمودارهای فوق ایجاد نمی کند. همچنین، تغییرات این پارامتر در نتایج حاصل از اجرای سیاست دیگر، یعنی کاهش سهم بخش تولید نفت از سرمایه گذاری را نیز دگرگون نمی کند. بنابراین از نمایش مجدد نمودارهای مربوطه خودداری شده است. بدین ترتیب، عدم حساسیت سیاستی مدل نسبت به این پارامتر نیز ثابت می گردد.

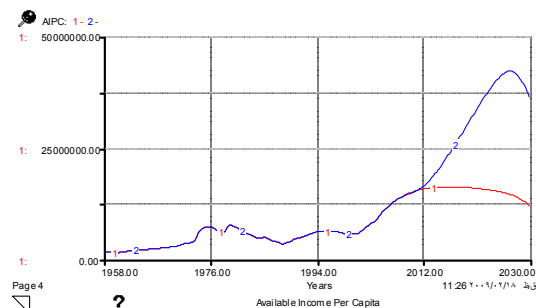
پارامتر مورد آزمایش بعدی، مقدار اولیه‌ی ذخایر کشف نشده‌ی نفت است. مقدار حداقل این پارامتر، یعنی ۲۵۰ میلیارد بشکه، به جای مقدار پایه، یعنی ۳۵۷ میلیارد بشکه قرار داده می شود. هدف این است که ببینیم آیا این تغییر، مطلوبیت سیاست تغییر اولویت مصرف گاز را از بین می برد یا خیر. نمودارهای ۵-۹۹ تا ۵-۱۰۲ اثر این تغییر را نشان می دهند.



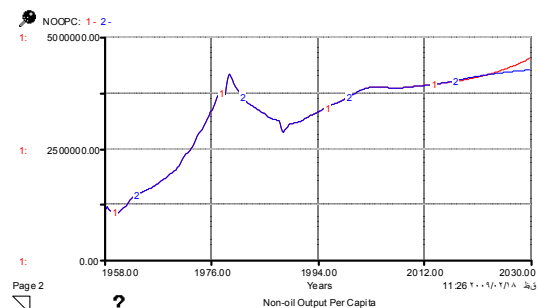
نمودار ۵-۱۰۱: اثر کاهش ذخایر نفت بر شدت انرژی (سیاست ۲)



نمودار ۵-۹۹: اثر کاهش ذخایر نفت بر ارزش حال (سیاست ۲)

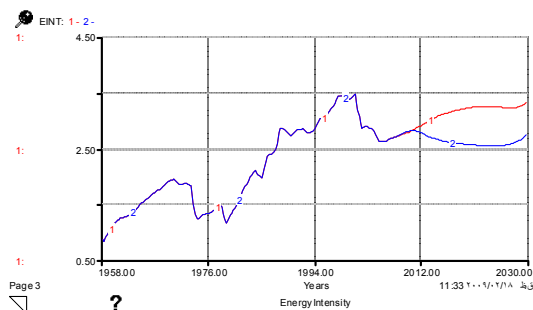


نمودار ۵-۱۰۲: اثر کاهش ذخایر نفت بر درآمد سرانه (سیاست ۲)

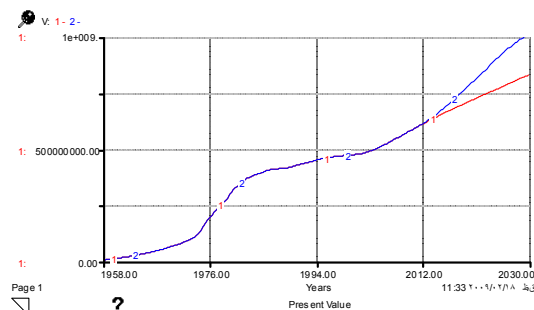


نمودار ۵-۱۰۰: اثر کاهش ذخایر نفت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۲)

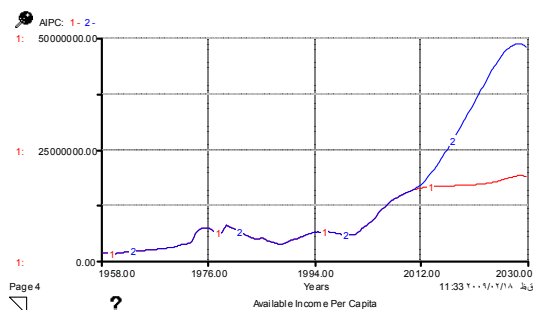
با وجود تغییر پارامتر مورد آزمون، نمودارهای فوق بر مطلوبیت سیاست تغییر اولویت مصرف گاز دلالت دارند. حال پارامتر در بیشینه‌ی خودش، یعنی ۵۳۵۵۰۰ میلیون بشکه قرار داده و شبیه‌سازی را تکرار می‌کنیم. نتایج این آزمون در نمودارهای ۵-۱۰۳ تا ۵-۱۰۶ نشان داده شده‌اند.



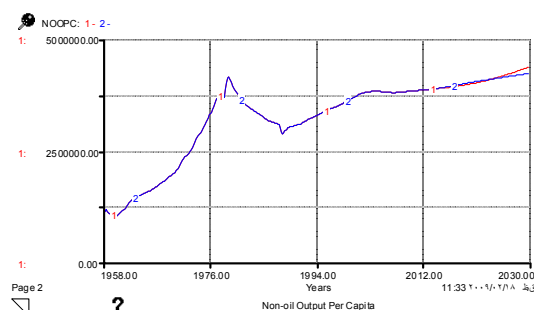
نمودار ۵-۱۰۵: اثر افزایش ذخایر نفت بر شدت انرژی (سیاست ۲)



نمودار ۵-۱۰۳: اثر افزایش ذخایر نفت بر ارزش حال (سیاست ۲)



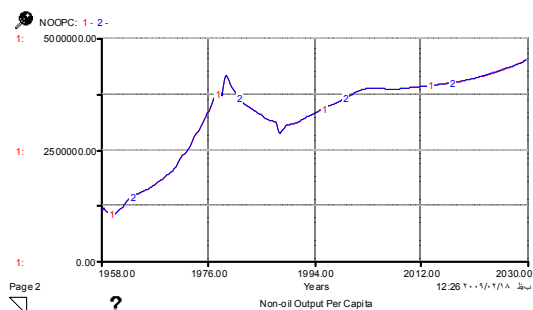
نمودار ۵-۱۰۶: اثر افزایش ذخایر نفت بر درآمد سرانه (سیاست ۲)



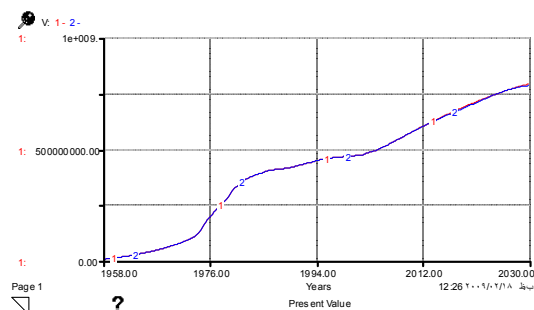
نمودار ۵-۱۰۴: اثر افزایش ذخایر نفت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۲)

نمودارها نشان می‌دهند که سیاست تغییر اولویت مصرف گاز حساسیت بسیار ناچیزی نسبت به تغییرات پارامتر ذخایر کشف‌نشده‌ی نفت کشور دارد.

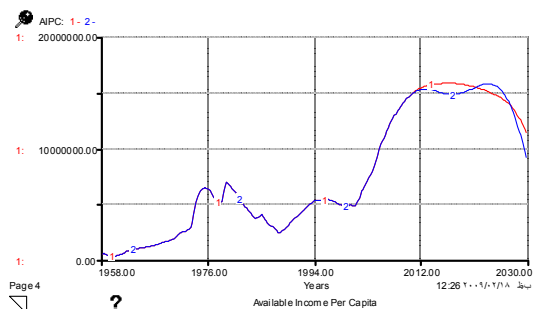
اکنون اثر این تغییرات بر سیاست دیگر، یعنی کاهش سهم بخش تولید نفت از سرمایه‌گذاری بررسی می‌شوند. نمودارهای ۵-۱۰۷ تا ۵-۱۱۰، تحلیل سیاست اخیر را در نتیجه‌ی تغییر پارامتر ذخایر کشف‌نشده‌ی نفت به مقدار کمینه‌ی آن نشان می‌دهند.



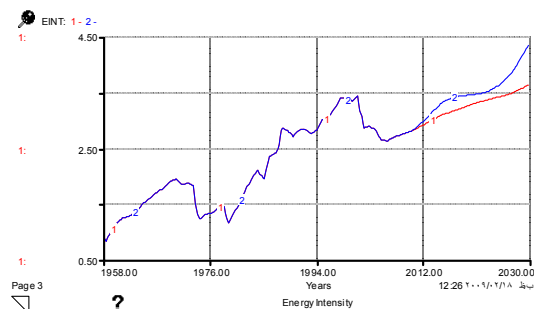
نمودار ۵-۱۰۸: اثر کاهش ذخایر نفت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۰۷: اثر کاهش ذخایر نفت بر ارزش حال (سیاست ۱)

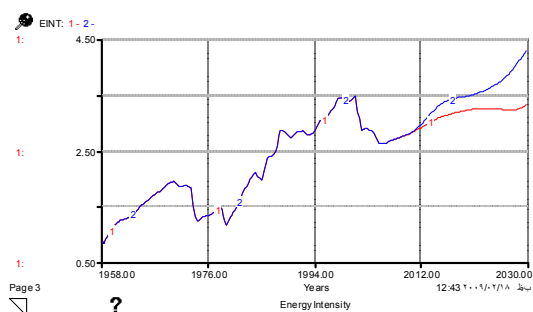


نمودار ۵-۱۱: اثر کاهش ذخایر نفت بر درآمد سرانه (سیاست ۱)

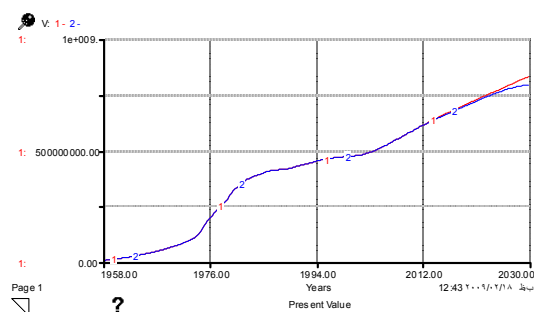


نمودار ۵-۱۰: اثر کاهش ذخایر نفت بر شدت انرژی (سیاست ۱)

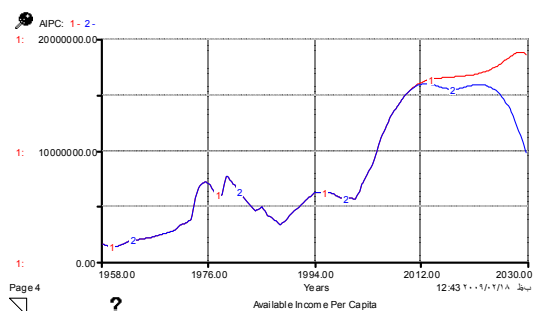
با توجه به نمودارهای فوق مشخص می‌شود که حساسیت سیاست مورد بحث نسبت به کاهش ذخایر نفت، در مقایسه با حساسیت به دست آمده از تغییر پارامترهای پیشین، بیش‌تر است. با این وجود، هنوز عدم مطلوبیت این سیاست با توجه به افزایش یافتن شدت انرژی، بر قوت خود باقی است. در نتیجه نمی‌توان ادعا کرد که مدل نسبت به این پارامتر حساسیت سیاستی دارد. نمودارهای ۵-۱۱ تا ۵-۱۴ که اثر افزایش پارامتر مورد بحث به مقدار پیشنهادش را بر روی سیاست اخیر نشان می‌دهند، درستی این ادعا را قوت می‌بخشند.



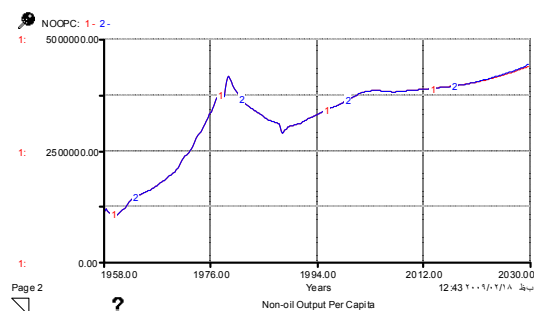
نمودار ۵-۱۱: اثر افزایش ذخایر نفت بر شدت انرژی (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۱: اثر افزایش ذخایر نفت بر ارزش حال (سیاست ۱)



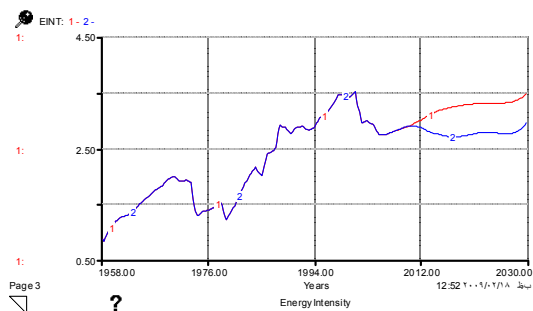
نمودار ۵-۱۴: اثر افزایش ذخایر نفت بر درآمد سرانه (سیاست ۱)



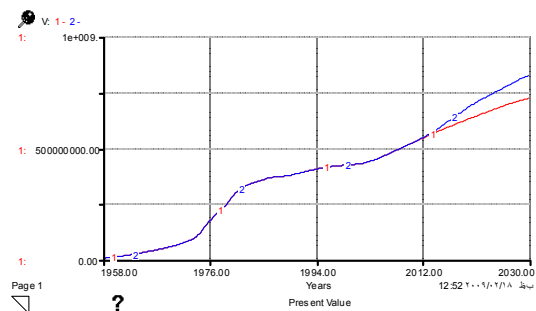
نمودار ۵-۱۲: اثر افزایش ذخایر نفت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، اکنون می‌توان با اعتماد بیش‌تری عنوان کرد که مدل، حساسیت سیاستی اندکی نسبت به پارامتر ذخایر نفت کشور دارد.

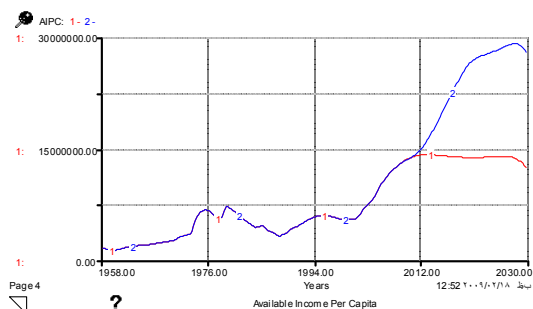
آخرین تحلیل حساسیت مربوط می‌شود به پارامتر حداقل ضریب بازیافت. این پارامتر را در مقدار کمینه‌ی آن، یعنی ۰/۱ قرار داده و اثر آن بر سیاست تغییر اولویت مصرف گاز مشاهده می‌شود. نمودارهای ۵-۱۱۵ تا ۵-۱۱۸ نتایج این بررسی را نشان می‌دهند.



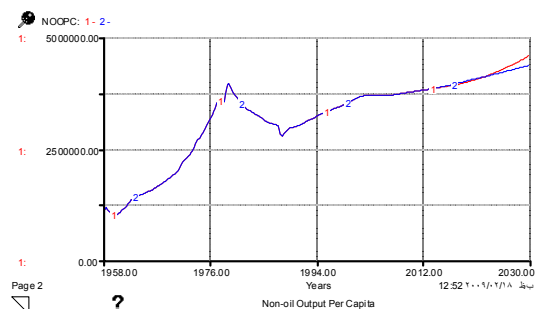
نمودار ۵-۱۱۷: اثر کاهش ضریب بازایافت بر شدت انرژی (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۱۵: اثر کاهش ضریب بازایافت بر ارزش حال (سیاست ۱)

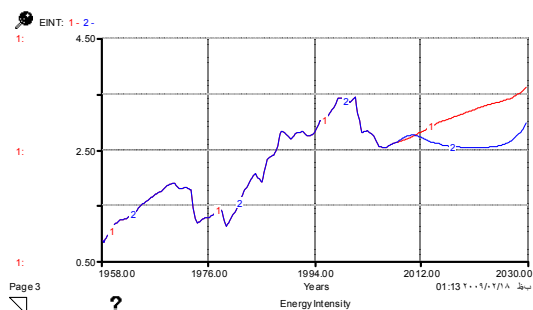


نمودار ۵-۱۱۸: اثر کاهش ضریب بازایافت بر درآمد سرانه (سیاست ۱)

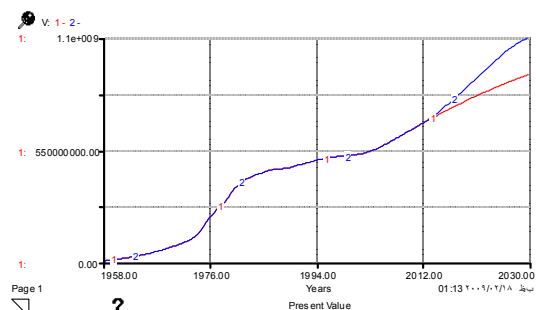


نمودار ۵-۱۱۶: اثر کاهش ضریب بازایافت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)

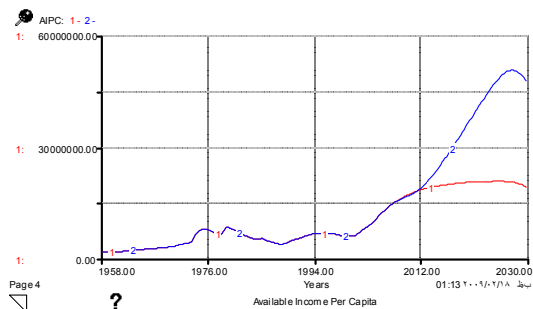
نمودارهای فوق نشان می‌دهند که با وجود تغییر مقدار عددی پارامتر، مطلوبیت سیاست مورد آزمون، همچنان پابرجا است. حال مقدار بیشنه‌ی پارامتر در مدل قرار داده شده و شبیه‌سازی تکرار می‌گردد. نمودارهای ۵-۱۱۹ تا ۵-۱۲۲ نتایج را نشان می‌دهند.



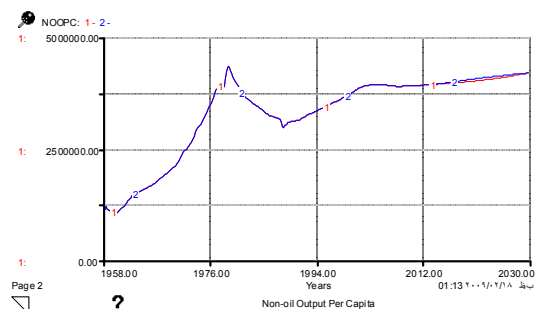
نمودار ۵-۱۲۱: اثر افزایش ضریب بازایافت بر شدت انرژی (سیاست ۲)



نمودار ۵-۱۱۹: اثر افزایش ضریب بازایافت بر ارزش حال (سیاست ۲)

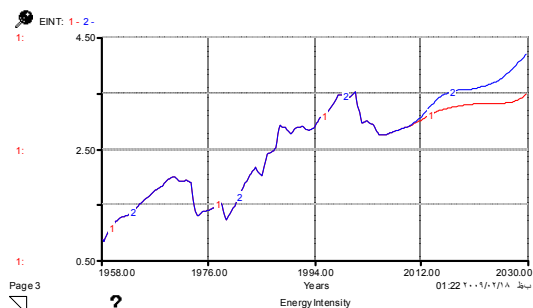


نمودار ۵-۱۲۲: اثر افزایش ضریب بازایافت بر درآمد سرانه (سیاست ۲)

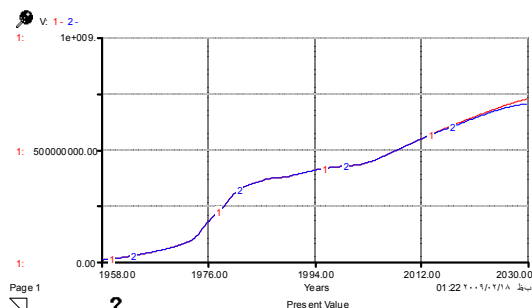


نمودار ۵-۱۲۰: اثر افزایش ضریب بازایافت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۲)

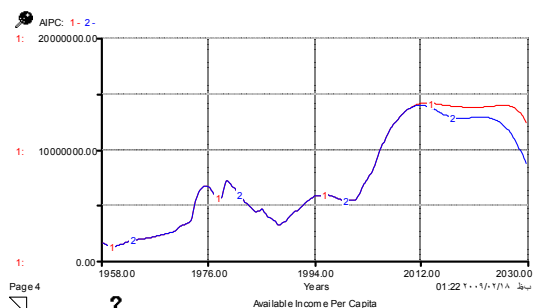
همچنان نتایج این سیاست بدون تغییر باقی مانده است. حال به بررسی اثر تغییرات پارامتر ضریب بازیافت بر روی سیاست کاهش سهم بخش تولید نفت از سرمایه گذاری پرداخته می شود. نمودارهای ۵-۱۲۳ تا ۵-۱۲۶ نتایج را تحت مقدار کمینه ی پارامتر مورد نظر نشان می دهند.



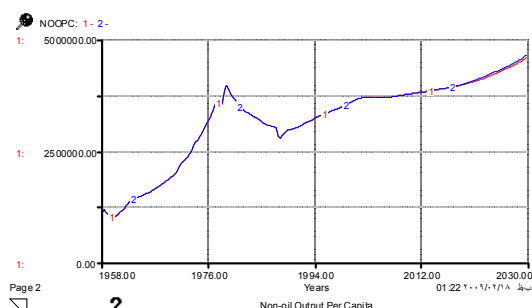
نمودار ۵-۱۲۵: اثر کاهش ضریب بازیافت بر شدت انرژی (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۲۳: اثر کاهش ضریب بازیافت بر ارزش حال (سیاست ۱)

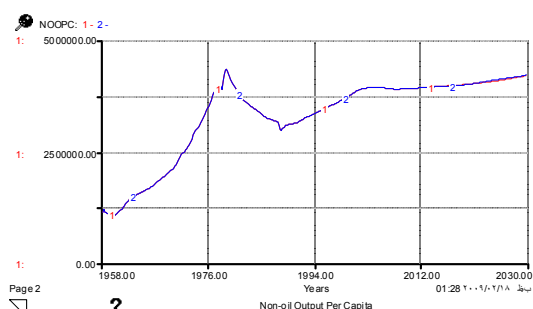


نمودار ۵-۱۲۶: اثر کاهش ضریب بازیافت بر درآمد سرانه (سیاست ۱)

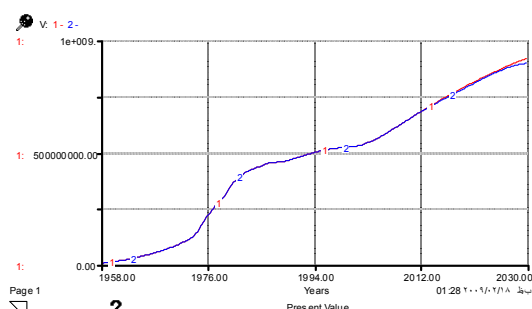


نمودار ۵-۱۲۴: اثر کاهش ضریب بازیافت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)

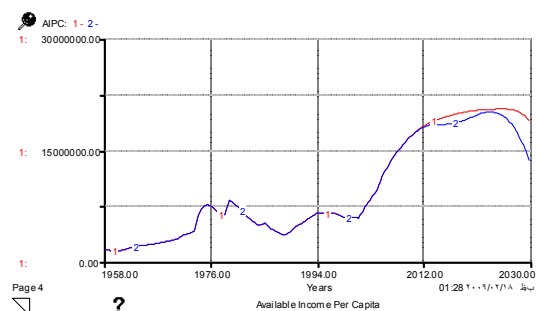
مشاهده می شود که این سیاست نسبت به کاهش پارامتر مورد آزمایش حساسیت خاصی ندارد. این بار، پارامتر در مقدار بیشینه ی خودش قرار گرفته و شبیه سازی مجدداً تکرار می شود. نتایج را در نمودارهای ۵-۱۲۷ تا ۵-۱۳۰ ملاحظه می کنید.



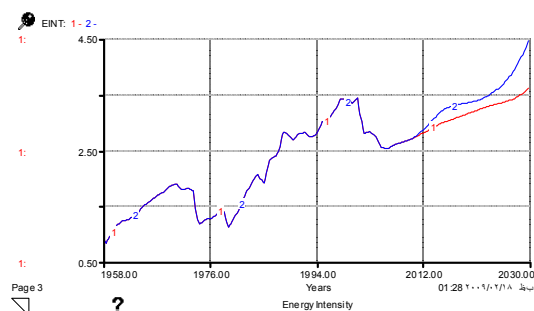
نمودار ۵-۱۲۸: اثر افزایش ضریب بازیافت بر تولیدات غیرنفتی سرانه (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۲۷: اثر افزایش ضریب بازیافت بر ارزش حال (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۳۰: اثر افزایش ضریب بازیافت بر درآمد سرانه (سیاست ۱)



نمودار ۵-۱۲۹: اثر افزایش ضریب بازیافت بر شدت انرژی (سیاست ۱)

از نمودارهای فوق می‌توان دریافت که مدل تقریباً هیچ حساسیت سیاستی نسبت به این پارامتر ندارد.

به طور کلی نیز می‌توان ادعا نمود که مدل حساسیت سیاستی بسیار پایینی نسبت به عدم اطمینان موجود در پارامترهای مدل دارد. پیش از این نیز دیدیم که حساسیت رفتاری مدل نسبت به پارامترها و ضرایب به کار رفته در آن، ناچیز است. بنابراین، می‌توان ادعا کرد که مدل از استحکام قابل قبولی برخوردار است.

۵-۳-۱۲-آزمون‌های بهبود سیستم

آزمون‌های بهبود سیستم که آخرین آزمون اعتبارسنجی مدل به شمار می‌رود بر عهده‌ی مدیران و کاربرانی است که از این مدل استفاده می‌کنند. در حقیقت این آزمون مشخص می‌کند که آیا استفاده از PEEMI، در عمل، منجر به بهبود رفتار سیستم واقعی شده است یا خیر. بدیهی است که اجرای دقیق این آزمون تنها منوط به استفاده‌ی عملی از مدل و گذشت زمانی طولانی است.

در این فصل، سیاست‌های مختلفی در زمینه‌ی مطالعات اقتصاد-انرژی مورد آزمون و بررسی قرار گرفت. همچنین حساسیت برخی از پارامترهای مدل تحلیل شد. در فصل بعدی، نتایج حاصل از این پژوهش جمع‌بندی و ارائه شده است.

فصل ششم

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

۶-۱- نتیجه‌گیری

انرژی، بدون تردید مهم‌ترین ماده‌ی خام و عامل تولید در تمامی بخش‌های تولیدی و صنعتی است. بدون انرژی، جهان از حرکت باز می‌ایستد و زندگی متوقف می‌شود. به همین دلیل امروزه صنعت انرژی یکی از مهم‌ترین صنایع در جهان به شمار می‌رود. همین اهمیت است که بر نفت، که هنوز اصلی‌ترین سوخت جهان محسوب می‌شود، نام طلای سیاه نهاده‌اند.

طبیعی است که این اهمیت، خود را به حوزه‌ی تصمیم‌گیری در مسایل کلان اقتصاد-انرژی منتقل می‌کند. اتخاذ تصمیمات استراتژیک در مسایل اقتصاد-انرژی بسیار حیاتی است؛ چرا که اشتباه در تصمیم‌گیری احتمالاً بسیار گران تمام خواهد شد. به علاوه، آثار و پیامدهای چنین تصمیماتی معمولاً با تأخیرهایی نسبتاً طولانی بروز خواهند نمود. این مسایل باعث گردید تا دانشمندان حوزه‌ی اقتصاد و انرژی به فکر ایجاد مدل‌هایی بیافتند تا با استفاده از آن بتوان نحوه‌ی رفتار سیستم‌های اقتصاد-انرژی را پیش‌بینی نمود. این مدل‌ها که با عنوان کلی مدل‌های انرژی شناخته می‌شوند، با استفاده از روش‌ها و ابزارهای مختلفی ایجاد می‌گردند. یکی از این روش‌ها، دینامیک سیستم است که توسط پروفیسور جی فارستر در سال ۱۹۶۱ ابداع گردید.

مدل‌های انرژی که با روش دینامیک سیستم ساخته شده‌اند قادر هستند تعاملات موجود میان بخش انرژی را با بخش‌های دیگر اقتصاد، به طور همزمان در نظر گرفته و تأثیر اعمال سیاست‌های مختلف را بر روی کل سیستم اقتصاد-انرژی، به طور پویا نشان دهند. از جمله خواص دیگر روش دینامیک سیستم این است که می‌تواند مسیر تعادل را در شرایط متفاوت تعادلی و غیرتعادلی اولیه به تصویر بکشد.

مدل‌های انرژی زیادی با استفاده از روش دینامیک سیستم در نقاط مختلف جهان ساخته شده؛ اما هنوز یک مدل کامل اقتصاد-انرژی برای ایران تهیه نگردیده است. به همین دلیل در این پایان‌نامه، تلاش شد تا یک مدل اقتصاد-انرژی مقدماتی، مبتنی بر مدل دینامیکی مشایخی، به عنوان اولین گام در راستای مدل‌سازی دینامیکی انرژی در ایران، ایجاد شود.

مدل دینامیکی مشایخی که در سال ۱۹۷۸ در ام.آی.تی ساخته شده، تعاملات موجود میان بخش‌های مختلف سیستم اقتصادی-اجتماعی ایران را با استفاده از روش دینامیک سیستم نشان می‌دهد. این مدل که پروفیسور فارستر، خالق دینامیک سیستم، بر ساخت آن نظارت داشته، از ساختاری بسیار پیچیده و دقیق برخوردار بوده و بر پایه‌ی رفتارهای اقتصادی خُرد ایجاد شده است.

پس از بررسی و مطالعه‌ی دقیق مدل مشایخی، PEEMI، مدل ایجاد شده در این پایان‌نامه، به آن ملحق گردیده و رفتارهای متغیرهای اصلی سیستم اقتصاد-انرژی ایران شبیه‌سازی شد. مهم‌ترین متغیرهای PEEMI عبارت‌اند از: تولید نفت، تولید گاز، تولید گاز کشورهای همسایه، مصرف نفت، مصرف گاز، تزریق گاز، و صادرات و واردات انرژی. PEEMI متغیرهای مهم دیگری را نیز مورد استفاده قرار می‌دهد؛ که این‌ها در مدل مشایخی محاسبه می‌شوند. مهم‌ترین این متغیرها عبارت‌اند از: تولید ناخالص ملی، جمعیت، ارز مورد نیاز برای واردات انرژی، و سطح فن‌آوری در بخش صنعت. از طرف دیگر مدل مشایخی نیز مهم‌ترین متغیرهای خود را از PEEMI دریافت می‌کند؛ از جمله: میزان دسترسی به انرژی، وجوه نقد باقی‌مانده برای سرمایه‌گذاری، و درآمدهای حاصله از صادرات انرژی.

شبیه‌سازی انجام شده و همچنین آزمون‌های آماری نشان می‌دهد که مدل توانایی بسیار بالایی در تکرار رفتار گذشته دارد. همچنین، تحلیل حساسیتی که در مورد پارامترهای مدل انجام گرفته نشان داد که رفتار مدل و همچنین سیاست‌های پیشنهادی، از استحکام قابل قبولی نسبت به تغییرات گسترده‌ی پارامترها برخوردارند. بنابراین، نتایجی که از این پژوهش به دست آمده، می‌تواند تا حد زیادی قابل اطمینان باشد.

پرسش‌هایی که این پایان‌نامه به دنبال پاسخگویی به آن‌ها است، از این قرار است:

۱. آیا افزایش سهم گاز در سرمایه‌گذاری بخش انرژی می‌تواند رفتار سیستم اقتصاد-انرژی کشور را بهبود بخشد؟

۲. آیا اولویت دادن مصرف گاز تولیدی کشور در جهت تزریق به ذخایر نفت، در مقایسه با سیاست فعلی که اولویت را به مصرف داخلی و سپس صادرات می‌دهد، می‌تواند در بلندمدت منافع کشور را افزایش دهد؟

۳. آیا محدود کردن واردات انرژی در بلندمدت به صلاح کشور هست؟

۴. آیا تغییر سهم مطلوب بازار حامل‌های انرژی می‌تواند موجب بهبود عملکرد سیستم گردد؟

۵. آیا تلاش در جهت برقراری روابط دوستانه با کشورهای صاحب صنایع وابسته به انرژی، از جمله ایالات متحده‌ی آمریکا و بریتانیا، می‌تواند موجب بهبود شرایط سیستم شود؟

نتیجه‌ای که از تحلیل سیاست‌های مختلف به دست آمد، نشان داد که ترکیبی از سیاست‌ها می‌تواند عملکرد سیستم اقتصاد-انرژی کشور را بهبود بخشد. در بخش بعدی، این نتایج در قالب پیشنهادهایی ارائه شده است.

۶-۲- پیشنهادها

با توجه به مقایسه‌ی نتایج به دست آمده از بخش تحلیل سیاست، می‌توان پیشنهادهایی به منظور بهبود عملکرد سیستم اقتصاد- انرژی ایران ارائه نمود. در این راستا پیشنهاد می‌شود:

۱. گاز طبیعی تولید شده در کشور ابتدا به تزریق گاز، سپس به مصرف داخل و در آخر به صادرات تخصیص یابد. این کار باعث افزایش ضریب بازیافت نفت شده و در نتیجه تولید نفت افزایش می‌یابد. با افزایش تولید، صادرات نفت افزایش یافته و درآمدهای به دست آمده می‌تواند صرف توسعه‌ی صنعت انرژی گردد.
 ۲. کمبود گاز برای مصرف داخلی که ممکن است در نتیجه‌ی تزریق گاز به وجود آید، با واردات جبران گردد؛ اما این واردات باید محدود شود. این کار در حقیقت به مفهوم کاهش عرضه‌ی داخلی انرژی است. با توجه به این که با صرفه‌جویی می‌توان مصرف انرژی را به یک ششم تا یک هشتم مقدار فعلی کاهش داد، بنابراین، کاهش عرضه‌ی داخلی نمی‌تواند تأثیر چندانی بر عملکرد سیستم داشته باشد.
 ۳. سرمایه‌گذاری در جهت افزایش سهم بازار گاز طبیعی افزایش یابد. کاهش سهم نفت از بازار مصرف داخلی، فرصت بیش‌تری برای صادرات این محصول فراهم کرده و با توجه به بهای بالاتر این حامل نسبت به گاز طبیعی، منافع بیش‌تری از صادرات آن حاصل می‌گردد.
 ۴. تلاش گسترده‌ای در جهت بهبود روابط سیاسی خارجی انجام گیرد تا اعتماد شرکت‌های بزرگ خارجی به منظور سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز کشور جلب شود. در پرتو این سرمایه‌گذاری باید توجه ویژه‌ای به انتقال و جذب فن‌آوری و دانش فنی روز صورت گیرد.
 ۵. سیاست‌های پیشنهادی به طور موازی و ترجیحاً به صورت تدریجی اعمال شده تا اولاً، اثر هم‌افزای آن‌ها موجب بهبود مضاعف سیستم گردد، و ثانیاً شوک‌های ناشی از تغییر رویه‌ی سیستم، ملایم شود.
- با توجه به محدودیت‌هایی که این پایان‌نامه با آن مواجه بود، بدیهی است که کاستی‌های زیادی وجود دارد که امید است در مطالعات آینده برطرف گردد. بخش بعدی فهرستی از این حوزه‌های بهبود فراهم می‌کند.

۶-۳- توصیه‌هایی برای مطالعات آتی

با توجه به ضعف‌ها و قوت‌های PEEMI پیشنهاد می‌شود که دانشجویان و پژوهشگران علاقه‌مند به موضوعات اقتصاد- انرژی، در رابطه با توسعه‌ی مدل مقدماتی اقتصاد- انرژی ایران به نکات زیر توجه نمایند:

۱. PEEMI قابلیت بررسی مسایل مربوط به یارانه‌های انرژی را ندارد. این، یکی از مباحثی است که از پیچیدگی بسیار زیادی برخوردار بوده و توجه به آن می‌تواند در جهت شفاف‌سازی مدل‌های ذهنی تصمیم‌گیران بسیار مفید باشد. بدون شک، روش دینامیک سیستم یکی از کارآمدترین روش‌هایی است که می‌تواند در این زمینه به کار گرفته شود.

۲. مدل، بازارهای سرمایه‌ی خارجی را در نظر نمی‌گیرد. این مسأله ممکن است پژوهش‌هایی را که افق پیش‌بینی بلندتری دارند، با مشکل مواجه نماید. بنابراین پیشنهاد می‌شود بازارهای مالی، نرخ بهره، و سطح قیمت‌ها به مدل اضافه گردد تا قابلیت مدل در جهت تحلیل‌های مالی افزایش یابد.
۳. توابع تولید در مدل مشایخی، از نوع کاب-داگلاس بوده و پارامترهای آن ثابت در نظر گرفته شده‌اند. از آن جا که حساسیت مدل نسبت به این پارامترها زیاد است، و با توجه به این که در بلندمدت این پارامترها دچار دگرگونی می‌شوند، برای افق پیش‌بینی بلندمدت، بهتر است مطالعه‌ی بیش‌تری در مورد نوع این توابع و پارامترهای آن‌ها انجام شده و انعطاف‌پذیری بیش‌تری در نحوه‌ی محاسبه‌ی آن‌ها لحاظ گردد.
۴. مسأله‌ی آلودگی محیط زیست در ایران در حال بدل شدن به یک بحران جدی است. شایسته است که بخش آلودگی محیط زیست در اثر مصرف انرژی، که در PEEMI نادیده گرفته شده، به آن اضافه گردد و برخی از سیاست‌های مرتبط با محیط زیست، از جمله بستن مالیات بر تولید دی‌اکسید کربن، بر روی آن آزمون شود.
۵. با توجه به افق زمانی ۲۰ ساله‌ی این پژوهش و این که در این دوره نمی‌توان انتظار داشت انرژی‌های تجدیدپذیر بتوانند سهم زیادی از انرژی تولیدی کشور را به خود اختصاص دهند، از به حساب آوردن آن‌ها صرف‌نظر شده است. پژوهشگرانی که قصد پرداختن به بررسی‌های بلندمدت‌تری دارند، بهتر است که این انرژی‌ها و قابلیت جانشینی آن‌ها به جای نفت و گاز را نیز در نظر داشته باشند.

پیوست: فهرست الفبایی متغیرها

در این فهرست که به ترتیب حروف الفبای لاتین مرتب شده، نوع متغیرها با حروف لاتین مشخص شده‌اند. حرف L، متغیرهای سطح، حرف R، متغیرهای نرخ، حرف C، پارامترهای ثابت، و حرف A، متغیرهای کمکی را نشان می‌دهند. در ستون واحد اندازه‌گیری، حرف R نشان‌دهنده‌ی "ریال"، bbl معرف "بشکه"، و dmnl، به مفهوم "بدون بُعد" است.

کد	نوع متغیر	نام متغیر	توضیح	واحد اندازه‌گیری
196	L	AGI	Average Gas Import	million bbls/year
050	R	AGIR	Additions to Gas Identified Resource	million bbls/year
206	L	AOI	Average Oil Import	million bbls/year
007	R	AOIR	Additions to Oil Identified Resource	million bbls/year
197	R	CAGI	Change in Average Gas Import	million bbls/year/year
207	R	CAOI	Change in Average Oil Import	million bbls/year/year
168	R	CDGI	Change in Desired Gas Injection	million bbls/year/year
093	R	CED	Change in Energy Demand	million bbls/year/year
099	C	CEDF	Constant for Energy Demand Function	Dmnl
009	R	CEIE	Change in Effective Investment in Exploration	million R/year/year
145	A	CEPC	Constant for Effect of Political Change	Dmnl
090	R	CES	Change in Energy Supply	million bbls/year/year
173	R	CGEXP	Change in Gas Export	million bbls/year/year
166	R	CGINJ	Change in Gas Injection	million bbls/year/year
079	R	CIGP	Change in Investment in Oil Production	million R/year/year
038	R	CIOP	Change in Investment in Oil Production	million R/year/year
184	R	COEXP	Change in Oil Export	million bbls/year/year
059	C	CQD1	Constant for Qatar's Discovery no.1	Dmnl
060	C	CQD2	Constant for Qatar's Discovery no.2	Dmnl
064	C	CQP1	Constant for Qatar's Production no.1	Dmnl
065	C	CQP2	Constant for Qatar's Production no.2	Dmnl

045	L	CUMGP	Cumulative Gas Production	million bbls
001	L	CUMOP	Cumulative Oil Production	million bbls
104	R	CUPR	Change in Urban Population Ratio	1/year
111	C	DCMS	Desired Change in Market Share	Dmnl
010	C	DD	Development Delay	Years
134	A	DEC	Domestic Energy Consumption	million bbls/year
097	A	DED	Domestic Energy Demand	million bbls/year
135	A	DGC	Domestic Gas Consumption	million bbls/year
096	A	DGD	Domestic Gas Demand	million bbls/year
013	C	DGEI	Desired Growth in Energy Industry	1/year
128	A	DGI	Desired Gas Injection	million bbls/year
167	L	DGIEY	Desired Gas Injection at the End of the Year	million bbls/year
127	A	DGINP	Desired Gas Injection after Implementing New Policy	million bbls/year
180	R	DGP	Decrease in Gas Price	million R/bbl/year
082	A	DGPR	Desired Gas Production	million bbls/year
115	A	DGREV	Desired Gas Revenues	million R/year
012	A	DIE	Desired Investment in Exploration	million R/year
140	A	DIES	Desired Investment in Energy Sector	million R/year
081	A	DIGP	Desired Investment in Gas Production	million R/year
018	A	DIOE	Desired Investment in Oil Exploration	million R/year
040	A	DIOP	Desired Investment in Oil Production	million R/year
151	R	DISEC	Decrease in Investment Security	1/year
136	A	DOC	Domestic Oil Consumption	million bbls/year
119	A	DOD	Domestic Oil Demand	million bbls/year
191	R	DOP	Decrease in Oil Price	million R/bbl/year
042	A	DOPR	Desired Oil Production	million bbls/year
121	A	DOREV	Desired Oil Revenues	million R/year

016	C	DREP	Desired Ratio of Energy Production from Reserve to Energy Production from Investment	Dmnl
214	R	DV	Decrease in Present Value	million R/year
088	A	EAI	Energy Availability Indicator	Dmnl
092	L	EDEY	Energy Demand at the End of the Year	million bbls/year
098	A	EDPC	Energy Demand per capita	million bbls/year/person
102	C	EES	Exponent of Energy Supply per capita in Energy Consumption Function	Dmnl
164	A	EGIRF	Effect of Gas Injection on Recovery Factor	Dmnl
100	C	EGNP	Exponent of GNP per capita in Energy Consumption Function	Dmnl
149	A	EGR	Economic Growth Rate	1/year
194	A	EI	Energy Import	million bbls/year
008	L	EIE	Effective Investment in Exploration	million R/year
071	A	EIGPP	Effect of Investment on Gas Potential Production	Dmnl
215	A	EINT	Energy Intensity	bbls/million R
029	A	EIOPP	Effect of Investment on Oil Potential Production	Dmnl
129	A	EOPR	Expected Oil Production	million bbls/year
144	A	EPCIS	Effect of Political Changes on Investment Security	Dmnl
031	C	EPD	Energy Production Delay	Years
112	C	ESD	Energy Substitution Delay	Years
089	L	ESEY	Energy Supply at the End of the Year	million bbls/year
106	A	ESPC	Energy Supply per capita	million bbls/year/person
077	A	ETGP	Effect of Technology on Gas Production	Dmnl
036	A	ETOP	Effect of Technology on Oil Production	Dmnl
101	C	EUPR	Exponent of Urbanization in Energy Consumption Function	Dmnl
003	A	EWOP	Effect of War on Oil Production	Dmnl
170	A	EX	Energy Export Value	million R/year
176	A	EXGP	Exogenous Gas Price	million R/bbl
187	A	EXOP	Exogenous Oil Price	million R/bbl

114	A	FEGD	For Export Gas Demand	million bbls/year
120	A	FEOD	For Export Oil Demand	million bbls/year
177	L	FGP	Forecast of Gas Price	million R/bbl
154	A	FIE	Fraction of Investment in Oil Exploration	Dmnl
138	A	FIES	Fraction of Investment in Energy Sector	Dmnl
153	A	FIGP	Fraction of Investment in Gas Production	Dmnl
155	A	FIOP	Fraction of Investment in Oil Production	Dmnl
048	C	FMGP	Fraction of Minimum Gas Production	Dmnl
188	L	FOP	Forecast of Oil Price	million R/bbl
160	A	FRFT	Fraction Recoverable from Technology	Dmnl
163	A	FRGI	Fraction Recoverable from Gas Injection	Dmnl
055	C	FRGIO	Fraction Recoverable of Gas Injected to Oil Reserves	Dmnl
171	A	GASREV	Gas Revenues	million R/year
202	A	GDS	Gas Demand Surplus	million bbls/year
172	L	GEXP	Gas Export	million bbls/year
195	A	GI	Gas Import	million bbls/year
130	C	GID	Gas Injection Delay	Years
122	A	GINJ	Gas Injection	million bbls/year
165	L	GINJEY	Gas Injection at the End of the Year	million bbls/year
054	R	GIOR	Gas Injected to Oil Reserves	million bbls/year
049	L	GIR	Gas Identified Resource Remaining	million bbls
131	A	GIRO	Gas Injection Required per Oil Output	Dmnl
067	C	GISD	Gas Industry Starting Delay	Years
066	A	GITP	Gas Industry Turning Point	Dmnl
107	A	GMS	Gas Market Share	Dmnl
175	A	GP	Gas Price	million R/bbl
072	A	GPPI	Gas Potential Production from Investment	million bbls/year

070	A	GPPR	Gas Potential Production from Reserves	million bbls/year
069	A	GPR	Gas Production	million bbls/year
046	R	GPRR	Gas Production Rate	million bbls/year
125	A	GRAC	Gas Remaining after Consumption	million bbls/year
105	C	GRUP	Growth Rate in Urban Population	1/year
056	L	GUR	Gas Undiscovered Resource	million bbls
198	C	ID	Import Delay	Years
137	A	IES	Investment in Energy Sector	million R/year
174	A	IGEXP	Indicated Gas Export	million bbls/year
200	A	IGI	Indicated Gas Import	million bbls/year
108	A	IGMS	Indicated Gas Market Share	Dmnl
178	R	IGP	Increase in Gas Price	million R/bbl/year
078	L	IGPEY	Investment in Gas Production at the End of the Year	million R/year
142	R	IISEC	Increase in Investment Security	1/year
193	A	IM	Energy Import Value	million R/year
011	A	INE	Investment in Exploration	million R/year
139	A	INES	Investment in Non-Energy Sectors	million R/year
113	C	INGMS	Initial Gas Market Share	Dmnl
080	A	INGP	Investment in Gas Production	million R/year
039	A	INOP	Investment in Oil Production	million R/year
141	L	INVSEC	Investment Security	Dmnl
185	A	IOEXP	Indicated Oil Export	million bbls/year
209	A	IOI	Indicated Oil Import	million bbls/year
189	R	IOP	Increase in Oil Price	million R/bbl/year
037	L	IOPEY	Investment in Oil Production at the End of the Year	million R/year
143	A	ISEC	Indicated Investment Security	Dmnl
212	R	IV	Increase in Present Value	million R/year

162	C	MAXFR	Maximum Fraction Recoverable	Dmnl
126	A	MDGI	Multiplier for Demand for Gas Injection	Dmnl
083	A	MDGP	Multiplier for Desired Gas Production	Dmnl
043	A	MDOP	Multiplier for Desired Oil Production	Dmnl
204	C	MEIP	Multiplier for Energy Import Policy	Dmnl
086	A	MFOLO	Multiplier for Food Output per Laborer from Oil Availability	Dmnl
199	A	MGI	Multiplier for Gas Import	Dmnl
047	A	MGPR	Minimum Gas Production	million bbls/year
203	A	MIEFEA	Multiplier for Import of Energy from Foreign Exchange Availability	Dmnl
161	C	MINFR	Minimum Fraction Recoverable	Dmnl
148	A	MISEC	Multiplier for Investment Security from Economic Condition	Dmnl
208	A	MOI	Multiplier for Oil Import	Dmnl
087	A	MPCLIO	Multiplier for Production Capacity per Laborer in Industry from Oil Availability	Dmnl
052	C	MPIGE	Maximum Productivity of Investment in Gas Exploration	bbls/million R
074	A	MPIGP	Maximum Productivity of Investment in Gas Exploration	bbls/million R
023	C	MPIOE	Maximum Productivity of Investment in Oil Exploration	bbls/million R
033	A	MPIOP	Maximum Productivity of Investment in Oil Production	bbls/million R
028	C	NERPR	Normal Energy Resource to Production Ratio	Years
132	C	NGIRO	Normal Gas Injection Required per Oil Output	Dmnl
117	C	NGRER	Normal Growth Rate in Energy Revenues	1/year
133	A	NPIOP	Normalized Productivity of Investment in Oil Production	Dmnl
210	A	ODS	Oil Demand Surplus	million bbls/year
183	L	OEXP	Oil Export	million bbls/year
205	A	OI	Oil Import	million bbls/year
182	A	OILREV	Oil Revenues	million R/year
006	L	OIR	Oil Identified Resource Remaining	million bbls
186	A	OP	Oil Price	million R/bbl

030	A	OPPI	Oil Potential Production from Investment	million bbls/year
027	A	OPPR	Oil Potential Production from Reserves	million bbls/year
026	A	OPR	Oil Production	million bbls/year
002	R	OPRR	Oil Production Rate	million bbls/year
025	L	OUR	Oil Undiscovered Resouce	million bbls
147	C	PCIN	Political Condition Indicator	Dmnl
157	C	PFOIS	Policy Factor for Decreasing Oil Investment Share	Dmnl
051	A	PIGE	Productivity of Investment in Gas Exploration	bbls/million R
053	A	PIGEG	Graph for Productivity of Investment in Gas Exploration	Dmnl
073	A	PIGP	Productivity of Investment in Gas Production	bbls/million R
076	A	PIGPG	Graph for Productivity of Investment in Gas Production	Dmnl
075	C	PIGPN	Normal Productivity of Investment in Gas Production	bbls/million R
022	A	PIOE	Productivity of Investment in Oil Exploration	bbls/million R
024	A	PIOEG	Graph for Maximum Productivity of Investment in Oil Exploration	Dmnl
032	A	PIOP	Productivity of Investment in Oil Production	bbls/million R
035	A	PIOPG	Graph for Productivity of Investment in Oil Production	Dmnl
034	C	PIOPN	Normal Productivity of Investment in Oil Production	bbls/million R
124	C	PLGI	Policy Lever for Gas Injection	Dmnl
061	L	QCGP	Qatar's Cumulative Gas Production	million bbls
057	R	QGD	Qatar's Gas Discovery	million bbls/year
058	A	QGDGR	Qatar's Gas Discovery Growth Rate	1/year
068	L	QGIR	Qatar's Gas Identified Resource Remaining	million bbls
062	R	QGP	Qatar's Gas Production	million bbls/year
063	A	QGPGR	Qatar's Gas Production Growth Rate	1/year
213	C	r	Market Interest Rate	1/year
181	C	RDGP	Rate of Decrease in Gas Price	1/year
192	C	RDOP	Rate of Decrease in Oil Price	1/year

159	A	RF	Recovery Factor	Dmnl
017	A	RGP	Ratio of Gas Production from Reserve to Gas Production from Investment	Dmnl
179	C	RIGP	Rate of Increase in Gas Price	1/year
190	C	RIOP	Rate of Increase in Oil Price	1/year
015	A	ROP	Ratio of Oil Production from Reserve to Oil Production from Investment	Dmnl
201	A	SCEIP	Switch for Changing Energy Import Policy	Dmnl
123	A	SCGIP	Switch for Changing Gas Injection Policy	Dmnl
110	A	SCMP	Switch for Changing Market Policy	Dmnl
146	A	SCPC	Switch for Changing Political Condition	Dmnl
014	A	SIEEP	Signal for Investment in Exploration from Energy Production	Dmnl
156	A	SPAIS	Switch for Policy Analysis in Investment Sector	Dmnl
085	A	SSIGP	Signal to Stop Investing in Gas Production	Dmnl
019	A	SSIOE	Signal to Stop Investing in Oil Exploration	Dmnl
041	A	SSIOP	Signal to Stop Investing in Oil Production	Dmnl
152	C	TDIS	Time to Decrease Investment Security	Years
116	C	TEAER	Time to Establish Average Energy Revenues	Years
094	A	TED	Total Energy Demand	million bbls/year
044	C	TEDEP	Time to Establish Desired Energy Production	Years
091	A	TES	Total Energy Supply	million bbls/year
095	A	TGD	Total Gas Demand	million bbls/year
109	A	TGMS	Target Gas Market Share	Dmnl
169	A	TGRRR	Total Gas Recoverable Resource Remaining	million bbls
150	C	TIIS	Time to Increase Investment Security	Years
118	A	TOD	Total Oil Demand	million bbls/year
158	A	TORRR	Total Oil Recoverable Resource Remaining	million bbls
020	C	TPIES	Threshold for Productivity of Investment in Energy Sectors	bbls/million R
084	A	UCGP	Unit Cost of Gas Production	million R/bbl

021	A	UCOE	Unit Cost of Oil Exploration	million R/bbl
103	L	UPR	Urban Population Ratio	Dmnl
211	L	V	Energy Trade Present Value	million R
005	C	WED	War Effect Delay	Years
004	C	WMOP	War Multiplier for Oil Production	Dmnl

مراجع

- [۱] شکیبایی، ع. *اقتصاد انرژی*. کرمان : انتشارات دانشگاه شهید باهنر کرمان، ۱۳۸۱.
- [2] Campbell, C.J. and Laherrère, J.H. "The End of Cheap Oil", *Scientific American*, pp. 60-65, March 1998.
- [3] Contributors. "Energy Crisis", *Wikipedia: The Free Encyclopedia*. [Online] May 21, 2008. [Cited: May 24, 2008.] http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Energy_crisis&oldid=213898418.
- [4] Hays, K. "Energy leader sees clouds / Industry must boost spending to avoid crisis, Hess CEO says". *Houston Chronicle*. February 13, 2008.
- [۵] خوش اخلاق، ر و موسوی محسنی، ر. "شوگ های نفتی و پدیده بیماری هلندی در اقتصاد ایران: یک الگوی محاسبه پذیر تعادل عمومی"، *مجله تحقیقات اقتصادی*، تهران : دانشگاه تهران، جلد ۷۷، ص. ۹۷-۱۱۷. بهمن و اسفند ۱۳۸۵.
- [6] Country Analysis Briefs. *Energy Information Administration: Official Energy Statistics from the U.S. Government*. [Online] Energy Information Administration, October 12, 2007. [Cited: May 22, 2008.] <http://www.eia.doe.gov/cabs/Iran/pdf.pdf>.
- [7] *BP Statistical Review of World Energy 2008*. British Petroleum. London : BP p.l.c., 2008.
- [8] Hessari, F.A. "Sectoral Energy Consumption in Iran", *Renewable & Sustainable Energy Reviews* s.l. : Elsevier Ltd., Vol. 9, pp. 203 – 214, 2005.
- [9] Beeck, N.V. "Classification of Energy Models", *Research Memorandum*, Faculty of Economics and Business Administration, Tilburg : Tilburg University, p. 25. 777, 1999.
- [10] Bahn, O.H.A and Zachary, D.S. "Mathematical Modeling and Simulation Methods in Energy Systems", s.l. : <http://www.eolss.net/E6-03B-toc.aspx>, May., 2004.
- [۱۱] "دیدگاه‌هایی درباره اقتصاد صنعت نفت و گاز"، *چشم انداز ایران*، جلد ۴۷، ص. ۳۵-۳۷، دی و بهمن ۱۳۸۶.
- [۱۲] آذین، ر. "پیچیدگی های مخزن و چاه نفت و گاز"، *نفت تایمز*. [درون خطی] ۱۳۸۷. [اتخاذ: ۲۳ مهر ۱۳۸۷]. <http://www.naftimes.com/articles/1386/11/27/20>.
- [۱۳] برکشلی، ف. "دغدغه های بخش انرژی"، *بررسی های اقتصاد انرژی*، تهران : مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی، جلد ۶- سال دوم، ص. ۷-۱۵، پاییز ۱۳۸۵.
- [14] Machayekhi, A.N. *Strategy of Economic Development in Iran: A Case of Development on Exhaustible Resources*. Cambridge : MIT, Sloan School of Management, Ph.D. Dissretation, 1978.
- [15] Yergin, D, Stobaugh, R and Weeks, J. "World Energy Supply", [DVD] [ed.] Henry Lee. R, Washington, USA : Microsoft Corporation, 2007. Microsoft Student 2008.
- [۱۶] امینی، ع. *مسایل سیاسی-اقتصادی نفت ایران*. سوم. تهران : نشر خط سوم، ۱۳۸۵.

- [17] *World Energy Outlook 2007*. Department of Energy, International Energy Agency. Paris : International Energy Agency, 2007.
۱۸. نیلی، م. "پیشنهادی برای پرداخت یارانه انرژی و زمان مناسب اجرای طرح تحول اقتصادی"، رستاک. [درون خطی] ۸ مهر ۱۳۸۷. [اتخاذ: ۹ مهر ۱۳۸۷]. <http://www.rastak.com/printshow.php?id=1529>.
- [19] Hiremath, R.B, Shikha, S and Ravindranath, N.H., "Decentralized energy planning; modeling and application—a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 11, pp. 729-752, 2007.
- [20] Sterman, J.D. *The Energy Transition and the Economy: A System Dynamics Approach*. Cambridge : MIT, Sloan School of Management, Ph.D. Dissertation, Vol. 1., 1981.
- [21] Wei, Y.M., et al. "Progress in Energy Complex System Modelling and Analysis", s.l. : Inderscience Enterprises Ltd., *International Journal of Global Energy Issues*, Vol. 25, pp. 109-128, 2006.
- [22] Jebaraj, S and Iniyan, S., "A Review of Energy Models". s.l. : Elsevier Ltd., *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 10, pp. 281-311, 2006.
- [23] Pandey, R., "Energy policy modelling: agenda for developing countries", s.l. : Elsevier Science Ltd., *Energy Policy*, Vol. 30, pp. 97-106, 2002.
- [24] Hourcade, J, et al. "Hybrid Modelling: New Answers to Old Challenges", s.l. : IAEE, *The Energy Journal*, pp. 1-12, 2006.
- [25] Frei, C.W., Haldi, P.A. and Sarlos, G., "Dynamic Formulation of A Top-down and Bottom-up Merging Energy Policy Model", s.l. : Elsevier Science Ltd., *Energy Policy*, Vol. 31, pp. 1017-1031, 2003.
- [26] Capros, P. "Integrated Economy/Energy/Environment Models", *International Symposium on Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making*, Vienna, Austria : IAEA, 16-19 October, 1995.
- [27] Radzicki, M.J. *U.S. Department of Energy's Introduction to System Dynamics- A Systems Approach to Understanding Complex Policy Issues*. s.l. : Sustainable Solutions Inc. in System Dynamics Society Resources, 1997.
- [28] Naill, R.F., "A System Dynamics Model for National Energy Policy Planning", 1, s.l. : John Wiley & Sons, Ltd., *System Dynamics Review*, Vol. 8, pp. 1-19. 0883-7066, Winter 1992.
- [29] Sterman, J.D. "The Effect of Energy Depletion on Economic Growth", Cambridge : Massachusetts Institute of Technology (MIT), Sloan School of Management, *Working Papers*. 1130-80A, 1980.
- [30] Sterman, J.D. and Richardson, G.P., "An Experiment to Evaluate Methods for Estimating Fossil Fuel Resources", *Journal of Forecasting*, Vol. 4, pp. 197-226, 1985.
- [31] Sterman, J.D., Richardson, G.P. and Davidsen, P., "Modeling the Estimation of Petroleum Resources in the United States", 3, *Technological Forecasting and Social Change*, Vol. 33, pp. 219-249, 1988.
- [32] Arif, M.T and Saeed, K., "Sustaining Economic Growth with a Nonrenewable Natural Resource: The Case of Oil- dependent Indonesia", 1, s.l. : System Dynamics Society, *System Dynamics Review*, Vol. 5, pp. 17- 34. 0883-7066, Winter 1989.

- [33] Choucri, N, Heye, C and Lynch, M., "Analyzing Oil Production in Developing Countries: A Case Study of Egypt", 3, *The Energy Journal*, Vol. 11, pp. 91-115, 1990.
- [34] Fiddaman, T., "A Feedback-Rich Climate-Economy Model", Quebec : *16th International Conference of the System Dynamics Society*, 1998.
- [35] Tao, Z and Li, M., "System Dynamics Model of Hubbert Peak for China's Oil", s.l. : Elsevier Ltd., *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 2281-2286, 2007.
- [36] Chi, K.C, Nuttall, W.J. and Reiner, D.M., "Dynamics of the UK Natural Gas Industry: System Dynamics Modelling and Long-term Energy Policy Analysis", s.l. : doi:10.1016/j.techfore.2008.06.002, *Technological Forecasting & Social Change*, 2008.
- [۳۷] مهدوی، الف، "نفت و توسعه اقتصادی ایران"، *مجله تحقیقات اقتصادی*، تهران : دانشگاه تهران، جلد ۵۱، ص. ۱۰۹-۱۳۴، پاییز و زمستان ۱۳۷۶.
- [۳۸] مسرت، م، "سیاست ایران در زمینه انرژی: چالش ها و جایگزین ها"، *اطلاعات سیاسی-اقتصادی*، جلد ۲۱۱-۲۱۲، ص. ۷۲-۸۳، فروردین و اردیبهشت ۱۳۸۴.
- [۳۹] رجب زاده، الف، *درآمد نفت و توسعه پایدار در ایران: یک راهبرد دینامیک سیستمی*. دانشکده صنایع و سیستمها : دانشگاه صنعتی اصفهان، ۱۳۸۴.
- [۴۰] قادری، ف، رزمی، ج و صدیقی، ع، "بررسی تأثیر پرداخت یارانه مستقیم انرژی بر شاخص های کلان اقتصادی با نگرش سیستمی"، *نشریه دانشکده فنی*، تهران : دانشگاه تهران، جلد ۳۹، شماره ۴، ص. ۵۲۷-۵۳۷، آبان ۱۳۸۴.
- [۴۱] *ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۵*. دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی، وزارت نیرو. تهران : وزارت نیرو- معاونت امور برق و انرژی، ۱۳۸۷.
- [42] What is System Dynamics? *System Dynamics*. [Online] System Dynamics Society, 1 1, 2008. [Cited: 11 10, 2008.] <http://www.systemdynamics.org/index.html>.
- [۴۳] رضاییان، ع، *تجزیه و تحلیل و طراحی سیستم*، [تدوین] علی اصغر پورعزت، تهران : سازمان مطالعه و تدوین کتب علوم انسانی دانشگاه ها (سمت)، ۱۳۸۶.
- [۴۴] مشایخی، ع. ن، *دورنمای آینده توسعه اقتصادی ایران بر پایه نفت*. [تدوین] احمد حب علی موجانی. تهران : مرکز نشر دانشگاهی، ۱۳۶۳.
- [۴۵] کاتوزیان، م. ع. ه، *اقتصاد سیاسی ایران: از مشروطیت تا پایان سلسله پهلوی*، [مترجم] محمد رضا نفیسی و کامبیز عزیزی. تهران : نشر مرکز، ۱۳۸۶.
- [۴۶] رزاقی، الف، *آشنایی با اقتصاد ایران*، تهران : نشر نی، ۱۳۷۶.
- [۴۷] بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، *گزارشات اقتصادی و ترازنامه بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران*، سال های مختلف.

- [48] *Annual Statistical Bulletin 2006*. Vienna : Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2007.
- [49] Hubbert, M.K., "Nuclear Energy and The Fossil Fuels", Washington : American Petroleum Institute, *Drilling and Production Practice*, Vol. 95, pp. 7-25, June 1956.
- [۵۰] سید، س.م.ب.، "روش های استخراج نفت"، *نفت تایمز*. [درون خطی] ۱۳۸۷. [اتخاذ: ۲۴ مهر ۱۳۸۷].
<http://www.nafttimes.com/articles/1386/11/30/159>
- [۵۱] پیمان پاک، ع.، "چرا تزریق به مخازن نفت اولویت اصلی در مصرف گاز طبیعی است؟"، *نفت تایمز*. [درون خطی] ۱۳۸۷. [اتخاذ: ۲۳ مهر ۱۳۸۷].
<http://www.nafttimes.com/articles/1386/11/30/119>
- [52] *World Energy Outlook 2006*. Paris : International Energy Agency (IEA), 2006.
- [۵۳] احمدیان، م.، *نظریه قیمت در اقتصاد منابع پایان پذیر انرژی و مواد*، تهران : مؤسسه انتشارات و چاپ دانشگاه تهران، ۱۳۷۸.
- [54] Meadows, D.L, et al. *Dynamics of Growth in a Finite World*. s.l. : Wright-Allen Press, 1974.
- [55] Sterman, J.D. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. s.l. : McGraw-Hill Higher Education, 2000.
- [56] Forrester, J.W. *Industrial Dynamics*. Waltham : Pegasus Communications, 1961.
- [57] Sterman, J.D., "Appropriate Summary Statistics for Evaluating the Historical Fit of System Dynamics Models", Part II, *DYNAMICA*, Vol. 10, pp. 51-66, Winter, 1984.
- [58] Pendick, D., "Environmental Disaster in the Desert", [DVD] Redmond, Washington, USA : Microsoft Corporation, 2007. Microsoft® Student 2008.
- [59] Rolle, A and Miller, C.S. "California", [DVD] Redmond, Washington, USA : Microsoft Corporation, 2007. Microsoft® Student 2008.
- [60] Contributors. "North American natural gas crisis". *Wikipedia*. [Online] January 20, 2008. [Cited: June 21, 2008.] http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=North_American_natural_gas_crisis&oldid=185665762..
- [61] Argentine Energy Crisis (2004). *Wikipedia*. [Online] June 1, 2008. [Cited: June 21, 2008.], http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Argentine_energy_crisis_%282004%29&oldid=216295939..
- [62] *Vensim PLE*. [Version 5.8a for Windows] s.l. : Ventana Systems Inc., The Ventana Simulation Environment. Vensim PLE Version 5.8a.
- [63] *ithink Analyst 4.0.2*. [Version 4.0.2 for Windows] s.l. : High Performance Systems Inc. ithink ANALYST Software 4.0.2.
- [64] *EViews 4.1*. s.l., U.S.A : 1994–2002 Quantitative Micro Software, LLC, 2002.

A System Dynamics Model for Analyzing Iran's Energy-Economy System

Saeid Pourmasoumi Langarudi

s.pourmasoumi@in.iut.ac.ir

1388/1/19

Department of Industrial & System Engineering

Isfahan University of Technology, Isfahan 84156-83111, Iran

Degree: M.Sc

language: Farsi

Nader Shetab Boushehri, shetab@cc.iut.ac.ir

Abstract

In 1978, Ali Naghi Mashayekhi made a system dynamics model for Iran's economy that was able to simulate Iran's socio-economic system. This model that has been built on the basis of microeconomic behavior has a powerful structure.

This thesis has made a system dynamics energy-economy model based on Mashayekhi's dynamic model. The former model regards feedback loops between energy sector and the other sectors of the economy. Our model structure is designed in the way that could examine a variety of policies in the case of energy-economy problems that are the main concerns in this context.

The energy sector in this model includes 8 subsectors: oil exploration and discovery, oil production, gas exploration and discovery, gas production, energy demand, energy investment, energy technology, and energy trades. Interactions between these subsectors and Mashayekhi's model, which represents Iran's socio-economic structure very well, exhibit a powerful and robust model which could be used for analyzing the complicated feedback structure of Iran's energy-economy system.

The thesis results show that applying some policies simultaneously could improve the system behavior. These policies include: 1) allocating bigger share of natural gas produced domestically to inject to the oil wells; 2) economizing domestic energy consumption and restricting energy imports; 3) investing for increasing the natural gas domestic market share; 4) endeavoring for the sake of improvement of the international political relationships. It is better to perform these policies smoothly for decreasing negative psychic and social impacts of the arising shocks that are consequences of enforcing the policies mentioned.

Keywords

Simulation, system dynamics, energy-economy model



Isfahan University of Technology

Department of Industrial Engineering and System Analysis

**A System Dynamics Model for Analyzing Iran's Energy-
Economy System**

A Thesis

Submitted in partial fulfillment of the requirements
for the degree of Master of Science

By

Saeid Pourmasoumi Langarudi

Evaluated and Approved by the Thesis Committee, on April 3, 2009

1- N. Shetab, Assistant Professor (Supervisor)

2- B. Arbab Shirani, Assistant Professor (Advisor)

3- J. Parvizian, Associate Professor (Examiner)

4- B. Arbab Shirani, Assistant Professor (Department Graduate Coordinator)