International Journal of Industrial Engineering & Production Management (2012)

March 2012, Volume 22, Number 4
pp. 341-358

http://IJIEPM.iust.ac.ir/

Comparison of Demand Side Control and Supply Side Development Of Electricity Energy by System Dynamics Approach

N. Nahavandi* **& K. Najafzadeh**

Nasim Nahavandi, *Assistant Prof., Industrial Eng. Dept.Tarbiat Modares University,*
Kian Najafzadeh*, Ms of Industrial Eng. Dept. Tarbiat Modares University*

Keywords

System Dynamics, Modeling,
Electricity Supply,
Electricity Demand

ABSTRACT

Population growth and industrial development cause the growth in electricity demand. Supply of this energy needs investment for installation of new power stations and more fuel consumption with different consequences. Furthermore, Demand side management is an approach to rationalize and reduce the rate of demand growth. With attention to the cause and effect nature in energy sector, interaction of variables in this sector, and also its complexities; it is required that the policies be tested by some advanced tools. In this paper, a system dynamics based model has been presented. By this model, the results of two approaches-demand side control and supply side development can be compared.

© 2012 IUST Publication, IJIEPM. Vol. 22, No. 4, All Rights Reserved

* **Corresponding author. Nasim Nahavandi**
Email: *N_nahvandi@modares.ac.ir*

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

نشـــریه بین المللـــی مهنـــدسی صنـــایع و مدیـــــریت تولیـــد

شمـــــاره ۴، جلـــد ۲۲، زمستـــان ۱۳۹۰
صفحـــــه ۳۴۲-۳۵۸

نشریه بین المللی مهندسی صنایع و مدیریت تولید
دانشگاه علم و صنعت ایران

ISSN: 2008-4870

http://IJIEPM.iust.ac.ir/

مقایسه دو رویکرد توسعه سمت عرضه انرژی الکتریکی در مقابل مدیریت سمت تقاضا با روش سیستم های دینامیک

نسیم نهاوندی* و کیان نجف زاده

کلمات کلیدی

سیستم‌های دینامیکی مدلسازی،
عرضه انرژی الکتریکی،
تقاضای انرژی الکتریکی

چکیده:

افزایش جمعیت و توسعه صنعتی در کشور به دنبال خود رشد در تقاضای انرژی الکتریکی را موجب خواهد شد. تامین این انرژی سرمایه گذاری در احداث واحدهای نیروگاهی و مصرف سوخت فسیلی را به دنبال خواهد داشت که این امر تبعات مختلفی به همراه دارد. از سویی دیگر مدیریت سمت تقاضا رویکردی در جهت منطقی سازی مصرف و کاستن از نرخ رشد تقاضا است. با توجه به ماهیت علت و معلولی بخش انرژی و تاثیر متقابل متغیر ها در این بخش و نیز پیچیدگی های حاکم بر آن لازم است تا به کمک ابزارهایی ، سیاستهای اتخاذ شده در این بخش مورد آزمون قرار گیرد. در این مقاله با استفاده از رویکرد سیستمهای دینامیکی مدلی ارائه شده که به کمک آن می توان اثرات ناشی از دو جهت گیری توسعه بخش عرضه و کنترل سمت تقاضا را با هم مقایسه نمود. در این تحقیق که برای اولین بار بدین شکل برای بخش انرژی در ایران صورت گرفته، در ابتدا بصورت کلان به موضوع نگاه شده و پس از ارائه یک مدل کلی برای بررسی رفتار و برهم کنش متغیرهای کلان در زنجیره انرژی الکتریکی ایران، بخشی از مدل کلی جهت بررسی جزئی تر انتخاب شده و مدل برای این بخش که بخش عرضه میباشد ، توسعه داده شده و در نهایت مدل با استفاده از اطلاعات موجود حل شده است. نتایج حاصل از اجرای این مدل حاکی از آن است که دینامیک سرمایه گذاری و روند احداث همه فناوریها در حالت مدیریت بخش تقاضا، شرایط بهتری را نسبت به حالتی که گرایش به سمت توسعه بخش عرضه است، ایجاد می کند.

۱. مقدمه

صنعت برق از جمله صنایعی محسوب می گردد که در مقایسه با سایر صنایع به سرمایه گذاری بالایی جهت تولید هر واحد محصول خود (هر کیلو وات ساعت برق) نیاز دارد و نیز بر خلاف دیگر شاخه های اقتصاد ، امکان ذخیره اقتصادی محصول یعنی انرژی الکتریکی در مقیاس زیاد امکان پذیر نمی باشد. شرکت های برق موظفند ، همزمان با مصرف انرژی الکتریکی ، که میزان آن متغیر است و بصورت پیچیده و غیر خطی تابعی از پارامترهایی نظیر فصل، زمان روز و شرایط آب و هوایی (درجه حرارت، رطوبت، روشنایی هوا، سرعت باد و غیره) میباشد، اقدام به تولید برق نمایند. لذا امنیت اقتصادی صنعت برق به شدت متأثر از نحوه استفاده از تجهیزات و امکانات سیستم قدرت می باشد. جهت استفاده بهینه از تجهیزات و امکانات سیستم قدرت نیاز به یک برنامه ریزی دقیق در دو بخش تولید (عرضه) و مصرف (تقاضا) انرژی دارد. مدیریت انرژی بطور کلی به مجموعه تدابیر و عملیاتی که با هدف منطقی نمودن عرضه و تقاضای انرژی و حداقل سازی هزینه ها، بدون کاهش کیفیت محصولات و خدمات، در یک سیستم اعمال می شوند، اطلاق می شود مدیریت انرژی با اعمال عملیات خود در هر دو بخش عرضه و مصرف انرژی می تواند تا حدود بسیاری در کاهش هزینه های تولید برق

تاریخ وصول: ۸۹/۵/۲۹
تاریخ تصویب: ۸۹/۱۲/۱۴

***نویسنده مسئول مقاله:** **دکتر نسیم نهاوندی**، استادیار بخش مهندسی صنایع، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه تربیت مدرس،
N_nahavandi@modares.ac.ir
کیان نجف زاده، کارشناسی ارشد مهندسی صنایع، دانشگاه تربیت مدرس،
Kian_N_Z@yahoo.com

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

موثر باشد لذا مدیریت انرژی میتواند در دو سمت تقاضای انرژی و عرضه انرژی طرح گردد.

مدیریت انرژی در سمت تقاضا شامل مجموعه ای از فعالیت های به هم پیوسته بین صنعت برق و مشترکین آن به منظور کاهش پیک بار شبکه و انرژی مصرفی مشترک و نیز تسطیح منحنی بار مصرفی شبکه است .کاهش میزان مصرف پیک (مدیریت بار) ، کاهش هزینه های تولید، تخصیص بهینه منابع وکاهش آلودگی زیست محیطی برخی از انگیزه های مدیریت تقاضا می باشند.. استفاده از موتورها ، وسایل روشنایی وسایل سرمایشی و گرمایشی کم مصرف، بهبود فرآیند های تولید و تعمیرات و نگهداری تجهیزات در صنایع ، الزام به رعایت استاندارد های انرژی در زمان ساخت مجتمع های اداری و مسکونی تجاری و صنعتی سبب کاهش مصرف برق می شود . لذا منظور از مدیریت انرزی در سمت تقاضا کنترل تقاضا می باشد.

مدیریت انرژی در بخش عرضه برق، امکانات استفاده بهینه از تجهیزات و بهبود فرآیند های منجر به تولید ، انتقال و توزیع برق را فراهم می آورد و بدین ترتیب موجب افزایش میزان بهره وری و کاهش هزینه ها در صنعت برق می شود. برنامه ریزی و بهره برداری صحیح و بهینه از نیروگاه ها و تجهیزات شبکه ، بهبود کارایی نیروگاه ها ، کاهش مصرف داخلی نیروگاه ها، کمینه کردن تلفات شبکه های انتقال و توزیع از جمله اقدامات اساسی است که می توان در این راستا انجام داد.

لازم به ذکر است که رشد تقاضای انرژی متاثر از عوامل مختلفی است که عبارتند از تولید ناخالص داخلی، قیمت حاملهای انرژی، رشد جمعیت، تغییرات ساختاری در اقتصاد وتوسعه صنایع انرژی برو بهبود کارایی. پاسخگویی به رشد تقاضا می تواند به توسعه بخش عرضه به منظور تامین این تقاضا بیانجامد. در این روند به همان نسبتی که تقاضا بالا میرود ظرفیت نصب شده در بخش عرضه نیز افزایش می یابد. شاید تنها تبعات رشد تقاضا در این حالت ، هزینه های سرمایه گذاری و بهره برداری نیروگاهها تلقی شود، در حالیکه تبعات دیگری نیز در این ارتباط وجود دارند. با توجه به این نکته که فرهنگ و عادات مصرف مردم ایران بگونه ایست که شاخص مصرف انرژی الکتریکی آن چندین برابر یک کشور توسعه یافته است، اقداماتی در خصوص منطقی کردن سطح مصرف و تقاضا جهت اجتناب یا کنترل تبعات فوق الذکر، الزامی است. پیچیدگی حاکم بر بخش انرژی وتعامل بالای اجزای این بخش نیاز به ابزارهایی جهت سیاست گذاری و پاسخ دهی به مسایل پیچیده این بخش را ایجاب می‌نماید.

ماهیت این بخش به گونه ای است که بکار گیری رویکردی چون سیستم داینامیک در بخش مذکور؛ بدلیل لحاظ شدن دیدگاه های علت و معلولی در بررسی سیستم های پیچیده پویاو بازخوردها بسیار مناسب می باشد. روش سیستم داینامیک از نوع مدل های شبیه سازی است، که در این مدل ها وضعیت فعلی سیستم با توجه به روند ها و رفتارهای گذشته مدل می شود تا درک بهتری از رفتار سیستم واقعی حاصل شود. از این تکنیک برای درک رفتار سیستم های پیچیده استفاده می شود. .این روش امکان مطالعه ساختار و رفتار سیستمهای پیچیده اقتصادی و اجتماعی را فراهم می آورد و بسیار در زمینه برنامه ریزی انرژی و تحلیل سیاست ها مورد استفاده قرارگرفته است. از مزایای این ابزار امکان خلق و اجرای سیاست های مختلف برای تحلیل و بررسی مساله می باشد تا قبل از سیاست گذاری در دنیای واقعی نتایج را پیش بینی نماییم. رویکرد تحقیق کمی است و نوع بررسی به صورت پژوهش توصیفی میباشد.

در این مقاله با استفاده از رویکرد سیستم داینامیک مدلی ارائه شده که به کمک آن می توان اثرات ناشی از دو جهت گیری توسعه بخش عرضه و کنترل سمت تقاضا را با هم مقایسه نمود. ابتدا یک مدل کلی برای بررسی رفتار و برهم کنش متغیرهای کلان در زنجیره انرژی الکتریکی ایران ارائه شده و سپس برای زیر بخش عرضه انرژی الکتریکی، مدلی با جزئیات بالا و نسبتا دقیق ارائه شده است . برای مدل تفضیلی نمودار علت و معلولی و نمودار جریان کشیده شده است و با حل مدل اثرات ناشی از دو جهت گیری توسعه بخش عرضه و مدیریت سمت تقاضا در قالب دو سناریو با هم مقایسه شده اند.

۲. پیشینه تحقیق

فورد در سال ۱۹۹۷ مروری بر تحقیقات سیستم دینامیکی انجام داده و از نخستین کاربرد متدولوژی سیستم دینامیک در صنعت برق آمریکا در سال ۱۹۷۷تا سال تحقیق را به تصویر می کشد [۸]. ایشان در تحقیقی دیگر در سال ۱۹۹۹ توان ساخت نیروگاهها را برای نمایش علل به وجود آمدن نوسان در عرضه برق بررسی کرده و نشان میدهد که نوسانات با استفاده از مقدار ثابت پرداخت بابت ظرفیت کاهش مییا بند[۹]. ایشان در سال ۲۰۰۱ ساخت نیروگاهها در کالیفرنیا را شبیه سازی نمو ده است [۱۰].

گری و لارسن در سال ۲۰۰۰ یک مدل شبیه ساز ی دینامیکی برای بررسی تاثیرات سیاستها ی سرمایه گذاری در ظرفیت تولید بر عملکرد نیروگاهها و صنعت برق در انگلستان ارائه کردند. درمدل علاوه بر بازار برق، بازار گاز نیز وارد شده و تاثیر هر دو باازار بر هم در نظر گرفته شده است [۱۱].

در تحقیق تورن و همکاران در سال ۲۰۰۱ مدل کلی بخش انرژی و معرفی متغیرهای کلان در زیر بخش های تقاضا، عرضه و قیمت برای کشور ترکیه ارایه شده است. دراین مقاله مدل بسیار کلی برای عرضه انرژی الکتریکی حرارتی نیز ارائه شده که به جزئیات آن نپرداخته است. در این تحقیق بهبود کارایی در استفاده از انرژی، تصمیم گیری روی منابع انرزی و تخمین قیمت نفت در

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

بازار جهانی مورد بررسی قرار گرفته است. در اجرای مدل نیز، نرخ رشد تولید ناخالص داخلی به طور تصادفی در دامنه ۰/۱%+- تغییر داده شده و پاسخ تقاضای انرژی الکتریکی به این تغییر بررسی شده است [۱۲]. اولسینا و همکاران در سال ۲۰۰۶ یک مدل سیستم دینامیک برای بررسی رفتار بازار برق تجدید ساختار یافته در بلند مدت ارائه نمودند. مدل متشکل از بخش های عرضه، تقاضا، تصمیمات سرمایه گذاری و شکل گیری قیمت هاست که برای نیروگاههای سیکل ترکیبی، گازی و زغالسنگ سوز انجام شده است. تنها عامل تاثیر گذار در سرمایه گذاری های جدید، سود آوری مورد انتظار پروژه ها می باشد. در پایان تحلیل حساسیت روی بعضی از متغیرهای درون زا انجام شده است [۱۳]. اور و کیلانس مدل بازار رقابتی برق شامل بخش های تقاضا، توسعه ، ظرفیت، تولید برق، حسابداری و رقبا را با توجه به مسایل تولید کننده و نیز مسایل زیست محیطی و قوانین در نظر گرفته و اجرا کرده اند.

سناریوهای مختلف با در نظر گرفتن یارانه دولت برای سرمایه گذاری برق و نیز محدودیت افزایش ظرفیت سالانه مقایسه شده و رفتار بلند مدت بازار در هر دو بخش عرضه و تقاضا تحلیل شده است [۱۴،۱۵].

در تحقیق هو در سال ۲۰۰۷ مدل ارائه شده صرفا به بررسی شکاف بین عرضه و تقاضا و مشکلات آتی ناشی از احداث نیروگاه توسط سرمایه گذاران در صنعت برق چین می پردازد و نکته ای که در این تحقیق به چشم می خورد توجه به تاخیر در احداث نیروگاهها است. در این مدل تقاضای انرژی الکتریسکی علیرغم دارا بودن پیچیدگی بالا، به عنوان یک متغیر برون زا در نظر گرفته شده است و برای بخش عرضه نیز جزئیاتی در نظر گرفته نشده است. این در حالی است که فناوریهای مختلف نیروگاهی دارای تبعات متفاوت بوده و حتی از نظر زمان احداث نیز با هم متفاوتند که در این تحقیق در نظر گرفته نشده است [۱۶].

در تحقیق کیم و همکاران در سال ۲۰۰۷ نمودار علت و معلولی برای تعیین قیمت برق در بازاربرق کره با سازوکار عرضه و تقاضا و مدل محاسبه هزینه سربه سر واحد مصرف کننده گاز طبیعی ارائه شده است. در این تحقیق به دو فناوری گازی و سیکل ترکیبی پرداخته شده و به بقیه فناوریها بصورت متغیر های برون زا نگریسته شده است.

در این تحقیق مشخص شده است که اگر سود دهی واحدهای مصرف کننده گاز طبیعی به میزان بالا پیش بینی شود، باعث افزایش تعداد این واحدها و انرژی تولیدی از آنها می گردد که به نوبه خود روی قیمت بازار اثر می گذارد. . هزینه سربه سر واحد این واحدها محکی را برای مقایسه به دست سرمایه گذاران می-دهند که اگر پیش بینی آنها در مورد قیمت آتی بازار زیر این محک بیافتد، رغبت آنها به سرمایه گذاری کم می شود[۱۷].

در مقاله سانچز و همکاران در سال ۲۰۰۷ ساختار کلی برای یک مدل برنامه ریزی تولید انرژی الکتریکی ارائه شده است. استفاده از این ساختار، در نمایش بازارهای برق خصوصی بسیار موفقیت آمیز بوده و به بازیگران این بازار اجازه می دهد که بینش درستی روی رفتار بلند مدت خود در بازار داشته باشند و نیروگاههای جدیدالاحداث به نحوی درست وارد بازار شوند[۱۸].

در تحقیق تان و همکاران در سال ۲۰۰۷ مدل ارائه شده به بررسی دینامیک قیمت برق متاثر از دینامیک قیمت گاز می پردازد. همچنین عوامل عدم قطعیت در توسعه فناوری های جدید در این مقاله معرفی شده اند. عدم قطعیت در توسعه فناوری های جدید انرژی از سه عامل سرچشمه می گیرد که عبارتند از: کاهش در هزینه سرمایه گذاری با افزایش تجربه روی فناوری، سیکل های قیمت نفت و گاز طبیعی و سایر نیروهای اقتصاد کلان و ژئوپولیتیک بویژه رفتار شرکت های نفتی. برای ارزیابی درست یک فناوری جدید نیاز است که این عدم قطعیت ها در کنار ارزیابی سرمایه گذاری در نظر گرفته شوند[۱۹].

در مقاله اوکوا در سال ۲۰۰۷ اثر سیاستهای مبتنی بر اجتناب از وابستگی به واردات و کاهش در عرضه نیرو گاههای هسته ای به دلیل آلودگی ناشی از آن بر بازار برق سویس مورد بررسی قرار گرفته است[۲۰]. در تحقیقی دیگر از اوکوا و همکاران در سال ۲۰۰۹ دینامیک های گسترش ظرفیت در بازار برق سویس را همراه با تاثیر سیاستهای اجتناب از واردات و کاهش نیروگاه های هسته ای مورد بررسی قرار داده است[۲۱]. در مقاله قدرت ا.. و همکاران در سال ۲۰۰۱ با تاکید بر محیط زیست و انتشار co2 ، اثر سیاست های مبتنی بر اجتناب از واردات را بر عرضه برق در پاکستان تحلیل و بررسی کرده اند[۲۲]. در تحقیقی دیگر از قدرت ا.. و همکاران در سال ۲۰۰۹ برای بحث چگونگی تعیین اعتبار در مدلهای سیستم دینامیک از مثال انرژی استفاده کرده اند که در آن متغیر مالیات انتشار گاز co2 در مدل لحاظ شده است[۲۳].

در مقاله ارانگو در سال ۲۰۰۷ اثر قوانین و مقررات را بر روی ظرفیت، عملکرد فناوری های مختلف ، روند قیمت و بازار برق کلمبیا مورد بررسی قرار داده و چگونگی ارزیابی سرمایه گذاری روی ساخت نیرو گاهها را با توجه به ظرفیت تولید، قیمت و تقاضای برق را مدلسازی و تحلیل نموده است[۲۴].

اصیلی جاویدی و قاضی در مقاله خود در سال ۲۰۰۸ به ارزیابی نقش قراردادهای تضمینی ظرفیت در سرمایه گذاری در بازار رقابتی برق پرداخته اند. قرارداد ها ی تضمینی ظرفیت از دو نوع ثابت و متغیر میباشد. در این تحقیق تنها عامل سود آوری را در تصمیم گیری بخش خصوصی در سرما یه گذاری در ظرفیت تولید موثر میداند. نتایج شبیه سازی نشان میدهد که در حالت استفاده از قرارداد های تصمینی ظرفیت متغیر نوسانات کمتری

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

در سرمایه گذاری و ظرفیت کل ایجاد شده و قیمت بازار و حاشیه ذخیره از ثبات بیشتری برخوردار خواهند بود[۲۵]. جیگر و همکاران در سال ۲۰۰۹ با در نظر گرفتن متغیرهای تولید برق، قیمت برق، تقاضای برق، هزینه های عملیاتی، ظرفیت تولید و فناوری و میزان اانتشار co2 و مالیات مربوطه قیمت برق را در آلمان پیش بینی کرده اند[۲۶]. در تحقیق صورت گرفته توسط اکبر پور و همکاران در سال ۲۰۰۷ مدل سیستم دینامیکی ارائه شده تا وضعیت صنعت برق ایران را طی چند سال گذشته با در نظر گرفتن فشار مردم روی دولت و فشار دولت روی کاهش یارانه شبیه سازی نماید[۲۷]. در تحقیق کیمنش و همکاران در سال ۲۰۰۸ اثر حذف یارانه از قیمت سوخت عرضه شده به نیروگاهها در کشور ایران، روی ایجاد انگیزش برای افزایش کارایی در نیروگاههای این کشور بررسی شده است. در مدل علت و معلولی ارائه شده دو فناوری گازی و سیکل ترکیبی در نظر گرفته شده است. در این مقاله در کنار طرح مشکلات اختصاص یارانه به سوخت گاز طبیعی مصرفی در نیروگاهها، به تاثیر یارانه در افزایش شدت انرژی در این بخش نیز پرداخته شده است. پایین بودن قیمت سوخت در نیروگاهها توجیه اقتصادی سرمایه گذاری روی افزایش کارایی را کاهش میدهد[۲۸].

در مدل قادری و همکاران در سال ۲۰۰۵ پرداخت مستقیم یارانه انرژی (پرداخت مبلغ یارانه به اقشار کم درآمد) با توجه به اثر آن بر نرخ تورم، فشار اقتصادی بر اقشار کم در آمد، مصرف انرژی و قاچاق مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج تحقیق نشان میدهد که تبدیل تدریجی یارانه غیر مستقیم به مستقیم بهتر از تبدیل یکباره آن است زیرا اقشار کم در آمد جامعه توان تحمل تورم حاصل از تبدیل یکباره را ندارند[۱]. تحقیق موسوی و همکاران در سال ۲۰۰۷ به تحلیل تقاضای برق در بخش صنعت پرداخته است. با استفاده از عوامل تاثیر گذار بر تقاضای برق صنایع که عبارتند از ارزش افزوده ، تعرفه برق صنایع و ،بهره وری تجهیزات مورد استفاده در صنعت، پیش بینی مصرف برق صنایع انجام شده است[۲]. با مرور ادبیات انجام شده پیرامون موضوع، مشخص می شود که تحقیقات انجام شده بصورت خیلی کلی و با ساده سازی هایی یا به تنهایی به زیر بخش تقاضا ویا به تنهایی به زیر بخش عرضه انرژی الکتریکی بدون توجه به فناوری های تولید آن پرداخته اند. در این مقاله مدلی ارائه شده که به کمک آن بررسی وضعیت تعامل زیربخش تقاضا با زیر بخش عرضه انرژی الکتریکی بطور کلی صورت گرفته و بررسی زیر بخش تولید برق با جزئیات به عمل آمده و نیز دینامیک علل و عوامل مختلف در این زیر بخش مورد مطالعه قرار گرفته اند.

۳. ارائه مدل

در این بخش در ابتدا مدل کلی علت و معلولی برای تولید(عرضه)و مصرف (تقاضا) انرژی الکتریکی ارائه و سپس زیر بخش تولید با جزئیات بیشتری مدل شده ونمودار علت و معلولی و جریان آن ارائه میشود.

۳-۱. ارائه مدل کلی علت و معلولی

در شکل ۱ نمودار کلی علت و معلولی تولید(عرضه)و مصرف (تقاضا)انرژی الکتریکی نشان داده شده است. در این مدل تقاضا معادل با میزان مصرف آن در نظر گرفته شده است. متغیرهایی که در مدل کلی شکل ۱ بکاررفته اند عبارتند از:

مصرف سرانه برق[۱]، تقاضای برق[۲]، نرخ تقاضای برق، تولید ناخالص داخلی[۳]، سرمایه گذاری در مدیریت سمت تقاضا[۴]، ضریب کاهش دهنده تقاضا[۵]، اختلاف بین انرژی مورد تقاضا و تولید شده، انرژی الکتریکی تولیدشده، سرمایه گذاری روی احداث واحدهای جدید، واحدهای نصب شده جدید، هزینه تولید انرژی الکتریکی، هزینه پرسنل و تعمیر و نگهداری[۶]، قیمت گازطبیعی[۷] قیمت برق[۸]، سرمایه گذاری درنوسازی یروگاه ها [۹] نسبت هزینه هزینه انرژی تولید شده به هزینه نوسازی و کارایی نیروگاه [۱۰].

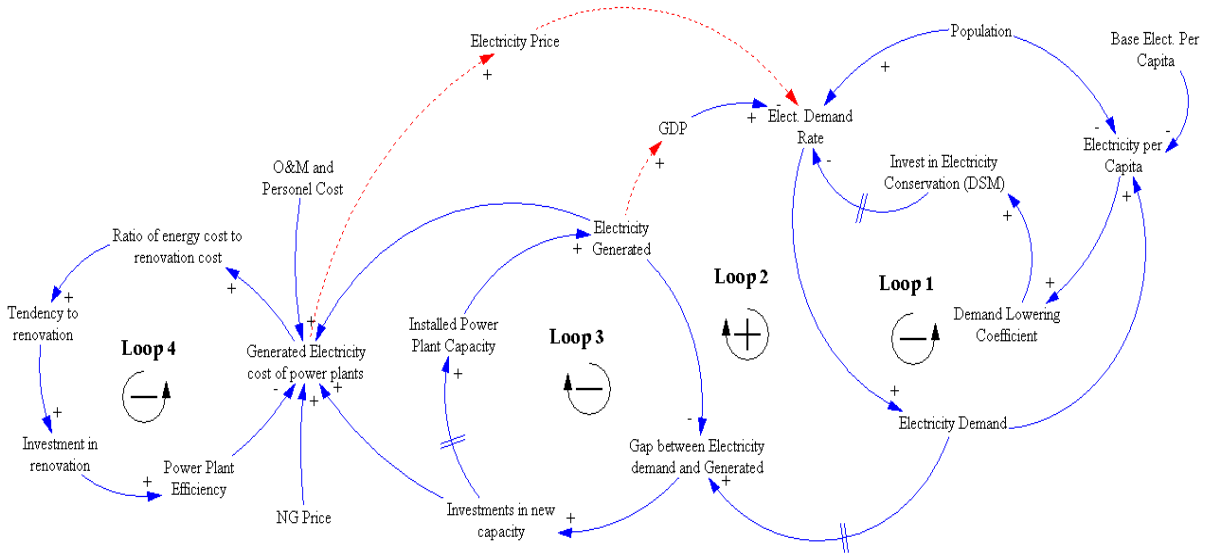
در شکل گیری مدل کلی مراحل زیر در نظر گرفته شده است:

۱. در حلقه متعادل کننده شماره ۱[۱۱]، با افزایش تقاضا مصرف سرانه برق افزایش یافته وبا توجه به مصرف سرانه برق مبنا گرایش به سمت مدیریت سمت تقاضا ازطریق ضریب کاهش تقاضا [۱۲] پیش می‌آید. این ضریب به عنوان محرکی برای کاهش در تقاضا عمل می کند. اینکه ضریب کاهش تقاضا چه میزان باشد، بستگی به تصمیم سیاستگذاران و میزان سرمایه گذاری در بخش تقاضا برای کنترل تقاضا دارد. . با سرمایه گذاری روی این امر، کاهش در نرخ تقاضا بوجود آمده و تقاضا کنترل می شود
۲. تقاضای برق متاثر از عوامل تولید ناخالص داخلی و جمعیت با اثر مثبت و عوامل قیمت و سرمایه گذاری روی مدیریت تقاضا با اثر منفی می باشد. تولید ناخالص داخلی با تاثیر پذیری مثبت از تولید انرژی الکتریکی تغییر نموده و درحلقه تقویت کننده شماره۲ [۱۳] سبب افزایش در تقاضا می شود.

---

[1] *Electricity per capital*
[2] *Electricity demand*
[3] *GDP*
[4] *Demand side management (DSM)*
[5] *Demand lowering coefficient*
[6] *O&M and personel cost*
[7] *NG price*
[8] *Electricity price*
[9] *Investment in renovation*
[10] *Power plant efficiency*
[11] *Loop1*
[12] *Demand Lowering Coefficient*
[13] *Loop2*

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]



شکل ۱. مدل کلی علت و معلولی تولید و مصرف انرژی الکتریکی

۳. رحلقه متعادل کننده شماره ۳[1]، اختلاف بین میزان تولید و تقاضای انرژی الکتریکی عاملی برای سرمایه گذاری در احداث واحد های جدید خواهد بود. احداث واحدهای جدید نیز سبب افزایش میزان انرژی الکتریکی تولیدی خواهد شد.

۴. هزینه انرژی الکتریکی تولیدشده با استفاده از هزینه های سرمایه گذاری، سوخت، پرسنل، تعمیر و نگهداری و هزینه گاز مصرفی قابل محاسبه است که از روی این هزینه قیمت تولید یک واحد انرژی الکتریکی قابل محاسبه خواهد بود. درحلقه متعادل کننده شماره۴[2] بالا بودن هزینه تولید انرژی الکتریکی عاملی برای سرمایه گذاری در بهسازی و افزایش کارایی وظرفیت در نیروگاههاست که در نهایت سبب کاهش هزینه تولید انرژی الکتریکی می شود.

۳-۲. ارائه وتشریح مدل تفضیلی

پرداختن به جزئیات پویایی در بخش تولید و تقاضای انرژی الکتریکی مدلی به مراتب پیچیده تر از مدل شکل ۱ را می طلبد.در این بخش تولید انرژی الکتریکی با جزئیات بیشتری مدل شده است وبا در نظر گرفتن فناوریهای مختلف تولید، هزینه های احداث و بهره برداری فناوری های مختلف، نرمهای هزینه جهانی، برنامه های بهبود شامل اقدامات مرتبط با افزایش راندمان، افزایش ظرفیت تولیدواعمال نقش زیر بخشهای مصرف داخلی ،انتقال و توزیع، مدل علت و معلولی مفصل تری مطابق شکل ۲ قابل ارائه خواهد بود. در این مدل تفصیلی می توان رفتار اجزای زیربخش تولید انرژی الکتریکی و تاثیر متقابل دو سمت عرضه و تقاضا را بررسی نمود. در زیر مبانی مورد استفاده در مدل تفضیلی شرح داده می‌شود.

انرژی الکتریکی توسط نیروگاهها تولید و با استفاده از سیستم انتقال و توزیع در دسترس مصرف کننده نهایی فرارمی‌گیرد. بر اساس اطلاعات موجود حدود ۸۵٪ ازتولید انرژی الکتریکی توسط نیروگاه های حرارتی و تنها ۱۵٪ توسط نیروگاههای آبی صورت می‌گیرد.

مهمترین سوخت‌های فسیلی مصرفی در نیروگاههای حرارتی کشور عمدتا نفت کوره و گاز طبیعی می‌باشدکه بیش از ۷۰٪ انرژی فسیلی مصرفی در بخش تولید الکتریسیته گاز طبیعی است. لذا در مدل ارائه شده فقط این حامل انرژی در نظر گرفته شده است.

نیروگاههای حرارتی به نیروگاههایی اطلاق می‌شوند که در حین پروسه تبدیل انرژی اولیه به انرژی الکتریکی در آنها انرژی حرارتی نقش یک انرژی واسط را ایفا نماید. این نیروگاههادر ایران دارای فناوریهای مختلف میباشند که چهار نوع فناوری بخار [3]، توربین گازی [4]، سیکل ترکیبی[5] و مولد های مقیاس کوچک یا تولید پراکنده [6] در مدل این مقاله در نظر گرفته شده اند.

نیروگاههای بخار دارای هزینه احداث نسبتا بالا در حدود۸۰۰ دلار بر کیلووات هستند. با این وجود به دلیل ویژگیهای خاص خود از متداولترین انواع نیروگاههای حرارتی در سطح جهان و نیز در کشور ایران محسوب می شوند. پروسه تبدیل انرژی شیمیایی نهفته در این سوختها به انرژی الکتریکی، در طی چندین مرحله و در تجهیزات مختلف صورت می پذیرد.

[1] *Loop3*
[2] *Loop 4*

[3] *Steam Turbine Plant (STP)*
[4] *Gas Turbine Plant (GTP)*
[5] *Cycle Combined Plant (CCP)*
[6] *Distributed Generation Plant (DGP)*

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

ساختار نیروگاههای با توربین گازی ، ساده و هزینه سرمایه گذاری برای احداث آنها کم در حدود ۳۵۰ دلار بر کیلووات ،مدت زمان لازم برای احداث آنها کم، ابعاد آنها کوچک، راه اندازی آنها سریع و سرعت آنها در تغییر توان بالا بوده اما کارایی این نیروگاهها پایین و هزینه تعمیر و نگهداری آنها بالا است.

نیروگاههای سیکل ترکیبی از ترکیب دو سیکل گازی و بخار سیکل تولید قدرت با آرایشی جدید حاصل می شود. این نیروگاهها در ایران بصورت دو فشاره طراحی و ساخته شده اند. هزینه سرمایه گذاری برای احداث آنهادر حدود ۶۵۰ دلار بر کیلووات میباشد.

هرنوع تولید انرژی در ظرفیتهای نسبتا کم، که در محل مصرف کننده و یا در نزدیکی آن (عمدتا در بخش توزیع شبکه قدرت) صورت پذیرد، بدون در نظر گرفتن تکنولوژی مورد استفاده در پروسه تولید آن، نوعی تولید پراکنده محسوب می شود. تولید پراکنده انرژی همگام با فرآیند تجدید ساختار در صنعت برق که ساختار صنعت برق را به حالت رقابتی در می‌آورد این امکان را می دهد که تولید انرژی در مجاورت مصرف‌کننده نهایی برق صورت گرفته و مزایای بسیاری را از جنبه‌های مختلف زیست محیطی، اقتصادی، کاهش تلفات، توسعه فضای کسب و کار در صنعت برق و ... دارد. هزینه سرمایه گذاری برای احداث نیروگاه های پراکنده در حدود ۶۰۰ دلار بر کیلووات می‌باشد.

نیروگاههای حرارتی بخشی از تولید انرژی خود را صرف سیستم های داخلی خود مانند پمپها، فنهاوکمپرسورها می نمایند. سهم این انرژی در مصارف داخلی نیروگاههای بخار به حدود ۵ – ۸٪ از تولید ناخالص این نیروگاهها می رسد. با ارتقاء سیستم های کنترل روی بارهای مصرف کننده انرژی الکتریکی (الکتروموتورها) می توان تا اندازه ای روی کاهش مصرف داخلی نیروگاه و افزایش ظرفیت تولید اثر گذاشت. بر اساس ترازنامه انرژی متوسط مصرف داخلی نیروگاهها از کل تولید ناخالص ۴.۴٪ می‌باشد.

نیروگاهها دارای عمر مفیدی می‌باشند. معمولا عمر مفیدنیروگاههای بخار۳۵ ،نیروگاه های گازی و سیکل ترکیبی ۲۵ ونیروگاه های پراکنده ۲۰ سال میباشد.از عمر مفید نیروگاهها برای تعیین زمان خروج و بازنشستگی آنها استفاده میشود.

از سویی دیگر در طول دوره عمر نیروگاهها بدلایل مختلف از جمله استهلاک و عدم کفایت عملیات نگهداری، کارایی نیروگاهها (نسبت بین انرژی الکتریکی تولیدی به انرژی حرارتی استفاده شده) تنزل می یابد. دراین ارتباط علاوه بر اینکه با صرف هزینه و تعمیرات پیش گیرانه میتوان کارایی موجود را حفظ نمود، با مرور مجدد روی طراحی اولیه و مفهومی نیروگاهها و با کمک نگرشهای جدید ترمودینامیکی حتی میتوان کارایی اولیه را بهبود داد.

علاوه بر موارد فوق، پیدایش روشهای جدید در ارتقای کارایی نیروگاهها این امکان را می دهد که بتوان با روشهای اقتصادی کارایی نیروگاههای حرارتی را افزایش داد. به عنوان مثال با استناد به گزارش پروژه های انجام یافته در نیروگاهها توسط وزارت نیرو می توان به روشهای خنک سازی هوای ورودی در توربینهای گازی با رویکرد های مختلف فاگ (مه سازی)، مدیا (کولر تبخیری)، بازیافت حرارت برای چیلرهای جذبی و ذخیره سازی یخ اشاره نمود که بوسیله روشهای مذکور میتوان با هزینه سرمایه گذاری بین ۱۷۰-۱۵۰ دلار بر کیلووات به میزان ۱۰٪ به ظرفیت توان دهی این واحد ها اضافه نمود.

هر نیروگاهی دارای ظرفیت تولیدی است که با واحد وات بیان میشود.با احتساب تعداد ساعات کارکرد نیروگاهها در سال میتوان میزان انرژی الکتریکی ناخالص تولیدی رابرحسب کیلو وات ساعت در سال محاسبه نمود.برای محاسبه انرژی الکتریکی خالص تولیدی باید مصارف داخلی نیروگاه، تلفات شبکه توزیع و تلفات شبکه انتقال رامنظور نمود که به ترتیب ۴.۴٪، ۱۸٪ و ۴٪ می‌باشد [۳،۲۲]. .

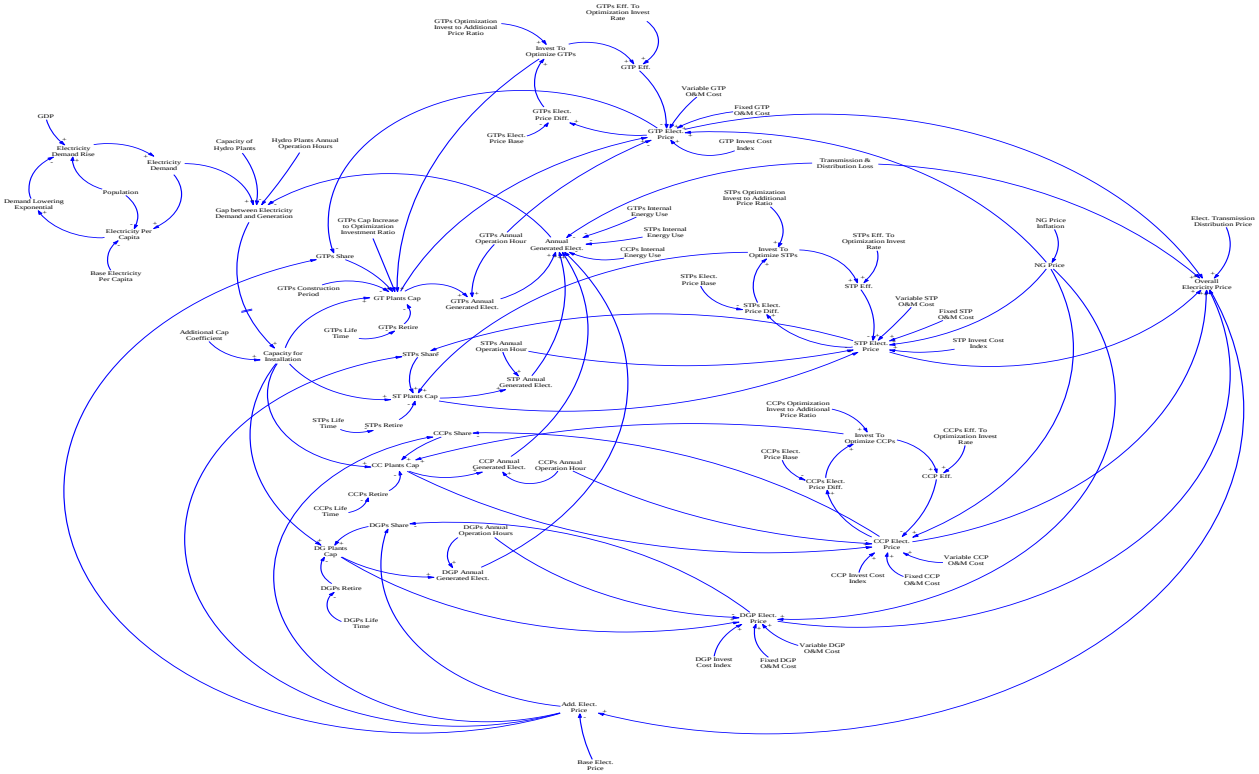
جهت کسب اطلاعات بیشتر در ارتباط با کارهای انجام شده در زمینه بهینه سازی و افزایش کارایی و ظرفیت تولید و نیز کاهش مصرف داخلی نیروگاهها می توان به گزارشات مربوط به ممیزی های جامع انرژی در چندین نیروگاه حرارتی ایران که در سازمان بهره وری انرژی ایران موجود است مراجعه نمود[۳].

هزینه برق تولیدی با در نظرگرفتن هزینه ثابت (با واحددلار بر کیلووات سال) و هزینه متغیر(با واحد دلاربرکیلووات ساعت) بهره برداری تعمیر ونگهداری ،قیمت گاز مصرفی،کل هزینه سرمایه گذاری برای احداث نصب وراه اندازی نیروگاه ، ظرفیت نیروگاه و برق ناخالص تولیدی نیروگاه محاسبه می‌شود. مقایسه هزینه برق تولیدی با هزینه مبنا (نرم جهانی) موجب ایجاد انگیزه برای افزایش کارایی و بهسازی نیروگاههای قدیمی میشودواین امر موجب افزایش کارایی و ظرفیت نیروگاههای قدیمی می‌شود. افزایش کارایی روی میزان گاز مصرفی و درنتیجه هزینه برق تولیدی اثرگذار خواهد بود. قیمت گاز مصرفی در طی پریود مورد مطالعه با توجه به نرخ تورم در نظر گرفته میشود. لازم به ذکر است که این موارد باید به تفکیک برای هر چهار نوع نیروگاه گازی، بخار،سیکل ترکیبی و پراکنده در نظرگرفته شود.

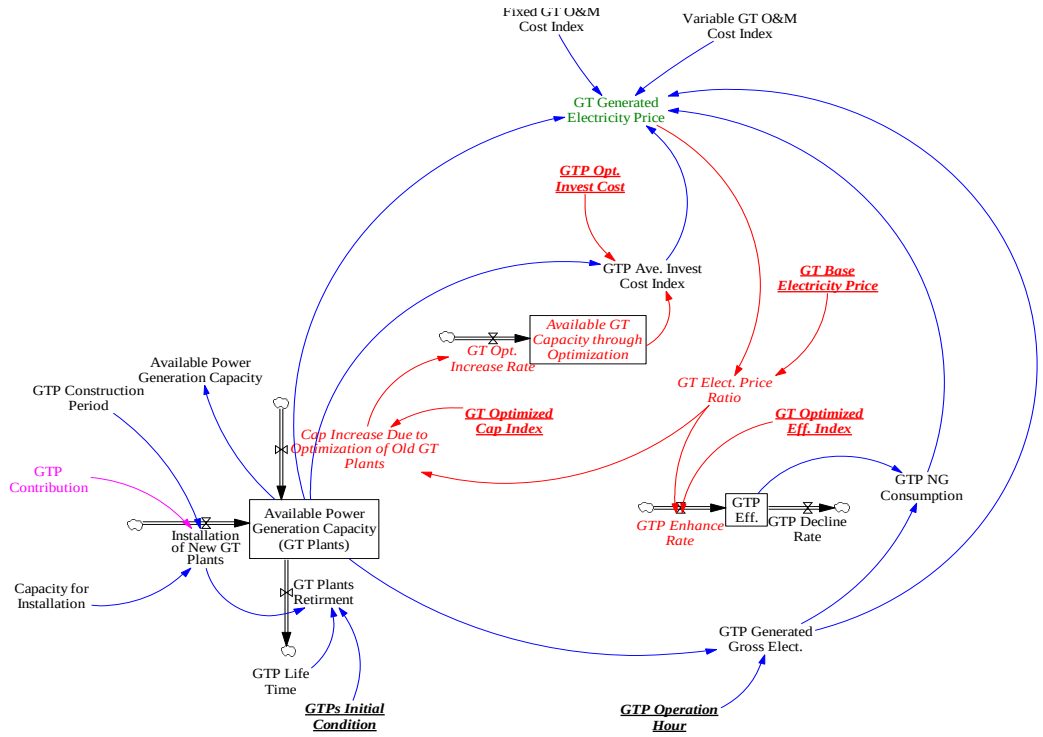
مجموع برق خالص تولیدی نیروگاهها، میزان برق تولیدی میباشد. میزان اختلاف تقاضا و تولید برق میزان ظرفیت نصب نیروگاههای جدید را تعیین میکند. لازم به ذکر است که به دلیل زمانبر بودن احداث نیروگاه و اینکه به دلیل افزایش پیوسته تقاضا افق بلند مدت در تامین تقاضا لحاظ میشود لذا از ضریبی برای ظرفیت اضافی در مدل استفاده شده است. اینکه چه سهمی از ظرفیت نصب نیروگاههای جدید به هر نوع نیروگاه تخصیص یابد از طریق مقایسه هزینه برق تولیدی آن نوع نیروگاه با مازاد متوسط هزینه برق تولیدی نسبت به مقدار مبنا تعیین میشود.

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

با توجه به توضیحات فوق نمودارعلت ومعلولی تفضیلی (شکل ۲) و نیز نمودار حالت –جریان (شکل ۴) قابل ارائه میباشد. با توجه به جزئیات و پیچیدگیهای زیاد، قسمتی از نمودار حالت–جریان مربوط به تولید در نیروگاههای گازی به طور جداگانه در شکل ۳ آورده شده است. نمودار کامل حالت–جریان که در آن تولید در نیرو گاههای گاز، بخار، تولید پراکنده و سیکل ترکیبی منظور شده است، در شکل ۴ مشاهده میشود.

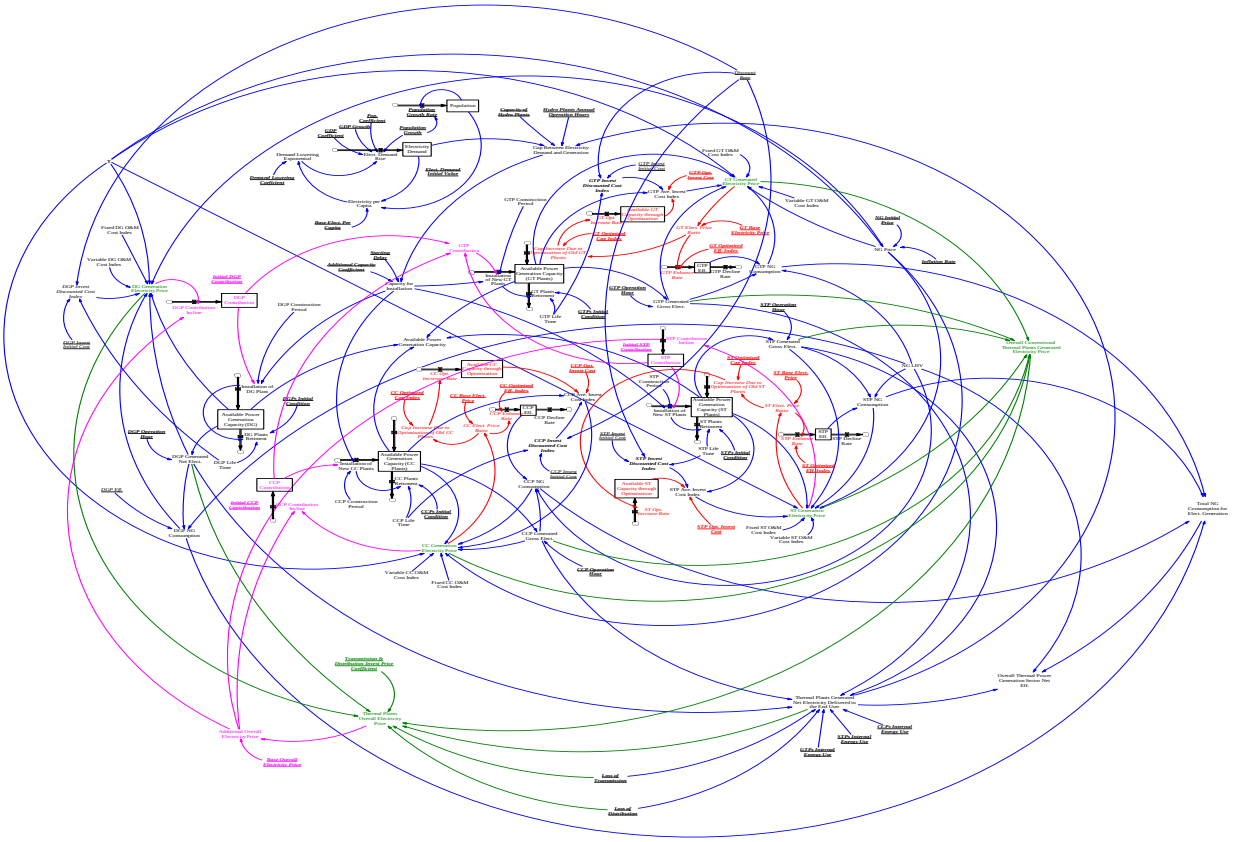


شکل ۲. نمودارعلت و معلولی تفصیلی



شکل ۳. نمودار جریان تولید در نیروگاههای گازی

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]



شکل ۴. نمودارجریان برای بخش عرضه و تقاضای انرژی الکتریکی

۳-۳. معرفی متغیر ها و معادلات حاکم بر مدل

داده های مورد نیازمدل از ترازنامه انرژی، آمارنامه تفضیلی صنعت برق ایران و مستندات و گزارشات موجود در وزارت نیرو جمع آوری شده اند [۳-۵] . معادلات موجود در مدل بر اساس روابط منطقی و با توجه به ادبیات موضوع نوشته شده است. از آنجا که مدل با جزئیات بالایی تهیه شده و تعداد ورودی ها، متغیرها و معادلات دینامیکی زیاد است، در جدول ۱ به برخی از متغیر ها و معادلات مهم مدل پرداخته شده است. برای توضیحات کامل متغیرها و معادلات به مرجع مربوطه مراجعه فرمایید [۶].

جدول ۱. برخی از متغیر ها و معادلات بکار رفته در مدل

متغیر بکار رفته در مدل (انگلیسی)	متغیر بکار رفته در مدل (فارسی)	معادله یا مقدار	واحد	توضیحات
Available Power Generation Capacity	ظرفیت تولید در دسترس	Available Power Generation Capacity (CC Plants)"+"Available Power Generation Capacity (GT Plants)" +"Available Power Generation Capacity (ST Plants)"+"Available Power Generation Capacity (DG)	KW	ظرفیت تولید در دسترس کل، جمع ظرفیت نیروگاههای سیکل ترکیبی ، تولید پراکنده ، بخار و گازی میباشد.
Available Power Generation Capacity (CCP)	ظرفیت تولید در دسترس برای واحدهای سیکل ترکیبی	INTEG (Cap Increase Due to Optimization of Old CC Plants +Installation of New CC Plants - CC Plants Retirement, CCPs Initial Condition)	KW	ظرفیت تولید دردسترس واحدهای سیکل ترکیبی ، با نصب نیروگاههای جدید و همچنین با ظرفیت ایجاد شده از طریق برنامه های ارتقا کارایی و بهینه سازی نیروگاههای موجود افزایش و با تعطیلی این واحد ها کاهش مییابد.
Available Power Generation Capacity (DG)	ظرفیت تولید در دسترس برای واحدهای تولید پراکنده	INTEG (Installation of DG Plant-DG Plants Retirement, DGPs Initial Condition)	KW	ظرفیت تولید دردسترس واحدهای تولید پراکنده ، با نصب نیروگاههای جدید افزایش و با تعطیلی این واحد ها کاهش مییابد. این نوع واحدها دارای پیچیدگی زیادی نبوده و قابلیت ارتقا کارایی و بهبود به ما نند واحدهای دیگر را ندارند.

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

ادامه جدول ۱. برخی از متغیرها و معادلات بکار رفته در مدل

متغیر بکار رفته در مدل (انگلیسی)	متغیر بکار رفته در مدل (فارسی)	معادله یا مقدار	واحد	توضیحات
Available Power Generation Capacity (GTP)	ظرفیت تولید در دسترس برای واحدهای گازی	INTEG (Cap Increase Due to Optimization of Old GT Plants +Installation of New GT Plants -GT Plants Retirement, GTPs Initial Condition)	KW	ظرفیت تولید دردسترس واحدهای گازی، با نصب نیروگاههای جدید و همچنین با ظرفیت ایجاد شده از طریق برنامه های ارتقا کارایی و بهینه سازی نیروگاههای موجود افزایش و با تعطیلی این واحد ها کاهش مییابد.
Available Power Generation Capacity (STP)	ظرفیت تولید در دسترس برای واحدهای بخار	INTEG (Cap Increase Due to Optimization of Old ST Plants + Installation of New ST Plants - ST Plants Retirement, STPs Initial Condition)	KW	ظرفیت تولید دردسترس واحدهای بخار ، با نصب نیروگاههای جدید و همچنین با ظرفیت ایجاد شده از طریق برنامه های ارتقا کارایی و بهینه سازی نیروگاههای موجود افزایش و با تعطیلی این واحد ها کاهش مییابد.
Base Overall Electricity Price	مبنای قیمت کلی برق	0.05	$/KWh	تعیین هدف یا مبنا برای قیمت کلی برق یکی از ابزارهای سیاستگذاری در بهینه سازی سمت عرضه محسوب می شودو از روی اطلاعات ترازنامه انرژی قابل استخراج می باشد[۲۶].
CC Plants Retirement	تعطیلی واحدهای سیکل ترکیبی	MAX(((1/CCP Life Time)*(CCPs Initial Condition)),0) + SMOOTH(Installation of New CC Plants, CCP Life Time)	Year KW/	میزان ازکار افتادگی واحدها با توجه به طول عمر شان محاسبه میشود.
Capacity of Hydro Plants	ظرفیت واحدهای آبی	4e+006	KW	استخراج شده از تراز نامه انرژی[۲۶]
CCP Generation Electricity cost	هزینه برق تولیدی در واحدهای سیکل ترکیبی	(("Fixed CC O&M Cost Index")*"Available Power Generation Capacity (CC Plants)" /"CCP Generated Gross Elect.")+("Variable CC O&M Cost Index")+(CCP NG Consumption*NG Price/"CCP Generated Gross Elect.")+("Available Power Generation Capacity (CC Plants)"*"CCP Ave. Invest Cost Index"/(T+1)/"CCP Generated Gross Elect.")	$/KWh	شامل هزینه ثابت بهره برداری تعمیرو نگهداری و پرسنل، هزینه متغیر بهره برداری تعمیرو نگهداری، هزینه سوخت و هزینه سرمایه گذاری میباشد[۲۵].
CCP Base Elect. Cost	هزینه برق تولیدی مبنا در واحدهای سیکل ترکیبی	0.03	$/KWh	[۲۵]
CCP Elect. cost Ratio	نسبت هزینه برق تولیدی در واحدهای سیکل ترکیبی	CC Generation Elecricity cost/CC Base Elect. cost		از این نسبت به عنوان مبنایی برای ارتقاکارایی و بهینه سازی واحدهای موجود استفاده شده است.
CCP Construction Period	مدت زمان لازم برای احداث واحدهای سیکل ترکیبی	1.7	Year	[۲۵]
CCP Invest Initial Cost	هزینه سرمایه گذاری برای احداث واحدهای سیکل ترکیبی	650	$/KW	[۲۵]
CCP Life Time	طول عمر واحدهای سیکل ترکیبی	25	Year	[۲۵]
Electricity Demand	تقاضای برق	INTEG ("Elect. Demand Rise", "Elect. Demand Initial Value")	KWh	
Base Elect. Per Capita	مبنای مصرف سرانه برق	1900	KWh/Year	مصرف سرانه برق شاخصی است که از روی اطلاعات ترازنامه انرژی قابل استخراج بوده و تعیین هدف یا مبنا برای آن یکی از ابزارهای سیاستگذاری در کنترل تقاضای برق محسوب می شود [۲۶].
Additional Electricity per Capita	مازاد مصرف سرانه برق	(Electricity Demand/Population)-"Base Elect. Per Capita"	KWh/Year	تفاوت مصرف سرانه برق و مبنای مصرف سرانه برق میباشد.
CCP Operation Hour	ساعت کارکرد سالانه واحدهای سیکل ترکیبی	6500	Hour/Year	[۲۵]
CCP Generated Gross Elect.	میزان برق ناخالص تولیدی نیروگاههای سیکل ترکیبی	"Available Power Generation Capacity (CC Plants)"*CCP Operation Hour	KWh/Year	میزان برق ناخالص تولیدی نیروگاههای سیکل ترکیبی از ضرب ظرفیت دردسترس در تعداد ساعات کارکرد این نیروگاهها در سال محاسبه میشود.
CCPs Internal Energy Use	مصرف داخلی واحدهای سیکل ترکیبی	2.5	٪	[۲۵] و [۲۷]

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

ادامه جدول ۱. برخی از متغیر ها و معادلات بکار رفته در مدل

متغیر بکار رفته در مدل (انگلیسی)	متغیر بکار رفته در مدل (فارسی)	معادله یا مقدار	واحد	توضیحات
Thermal Plants Generated Net Electricity Delivered to the End User	میزان برق خالص تولیدی نیروگاههای حرارتی تحویلی به مصرف کننده	(("CCP Generated Gross Elect."*(1-(CCPs Internal Energy Use/100)))+("GTP Generated Gross Elect."*(1-(GTPs Internal Energy Use/100)))+("STP Generated Gross Elect."*(1-(STPs Internal Energy Use/100))))*(1-(Loss of Transmission/100))*(1 -(Loss of Distribution/100))+"DGP Generated Net Elect."	KWh/Year	میزان برق خالص تولیدی نیروگاههای حرارتی(شامل سیکل ترکیبی گازی بخار و واحدهای تولیدپراکنده) از جمع برق تولیدی هر نوع نیروگاه با در نظر گرفتن مصارف داخلی نیروگاهها و اتلافهای انتقال و توزیع قابل محاسبه میباشد.برای واحدها ی تولید پراکنده مصرف داخلی و نیز اتلاف انتقال و توزیع در نظر گرفته نمیشود.
Gap Between Electricity Demand and Generation	اختلاف بین میزان تقاضا و تولیدخالص برق	Electricity Demand-Thermal Plants Generated Net Electricity Delivered to the End User - (Capacity of Hydro Plants*Hydro Plants Annual Operation Hours)	KWh/Year	میزان برق تحویل داده شده به مصرف کننده از جمع برق تولیدی نیروگاههای حرارتی (شامل سیکل ترکیبی گازی بخار و واحدهای تولیدپراکنده)و آبی محاسبه میشود که با کسر آن ازتقاضا میزان اختلاف تقاضا و تولید خالص محاسبه میشود.
Additional capacity coefficient	ضریب برای ظرفیت اضافی	2		اختلاف تقاضا و تولید خالص برق میزان ظرفیت مورد نیاز برای نصب نیروگاههای جدید را تعیین مینماید. به دلیل زمانبر بودن احداث نیروگاهها و افزایش پیوسته تقاضا "ضریب ظرفیت اضافی" در نظر گرفته میشود که در میزان ظرفیت مورد نیاز ضرب میشود.
Capacity for Installation	ظرفیت نصب نیروگاههای جدید	SMOOTH(MAX((Additional Capacity Coefficient*(Gap Between Electricity Demand and Generation /8760)),0),۱)	KW	ظرفیت نصب نیروگاههای جدید با استفاده از تابع هموار سازی مرتبه اول و با زمان هموارسازی یک سال تعیین میشود. ۸۷۶۰ تعداد ساعت در سال میباشد.
Loss of Distribution	تلفات توزیع	۱۸	٪	[۲۶]
Loss of Transmission	تلفات انتقال	4	٪	[۲۶]
NG Initial Price	قیمت اولیه گاز طبیعی	0.015	$/m3	[۲۶]
NG LHV	ارزش حرارتی گاز طبیعی	35	MJ/m3	[۲۶]
CCP NG Consumption	مصرف گاز طبیعی واحدهای سیکل ترکیبی	"CCP Generated Gross Elect."*3.6/(("CCP Eff."/100)*NG LHV)	m3/Year	هر یک کیلووات ساعت معادل ۳.۶ مگاژول انرژی میباشدکه با توجه به کارایی نیروگاه و ارزش حرارتی گاز طبیعی میتوان میزان مصرف گاز را محاسبه نمود.

۳-۴. اعتبارسنجی مدل

برای تعیین اعتبار مدل از روشهای مختلفی استفاده شد. علاوه برآزمون شبیه‌سازی با داده های تاریخی، تحلیل حساسیت روی متغیرهای مختلف انجام شده و رفتارها ونتایج معقول مشاهده شده است. ضمنا سازگاری واحدها نیز چک شده است.

برای آزمون داده‌های تاریخی، مدل برای سالهای ۱۳۸۷-۱۳۷۶ توسط نرم‌افزار ونسیم[1] اجرا شده و میزان تقاضای انرژی الکتریکی، ظرفیت تولید در دسترس انرژی الکتریکی توسط نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی، بخار، به تفکیک و ظرفیت تولید توسط چهار نوع نیروگاه به دست آمده از مدل با مقادیر واقعی مندرج در تراز نامه انرژی مقایسه شده است. نتایج به دست آمده در شکلهای ۵ تا ۸ نشان داده شده است. نمودار خط چین نمایا نگر داده‌های تاریخی و دیگری نتایج حاصل از شبیه سازی است.

تقاضای انرژی الکتریکی با میانگین خطای ۲ در صد، ظرفیت تولید در دسترس انرژی الکتریکی توسط نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی با میانگین خطای ۶ در صد و حداکثر ۱۰ در صد، ظرفیت تولید در دسترس انرژی الکتریکی توسط نیروگاههای بخار با میانگین خطای ۸ در صد و حداکثر ۱۳ در صد و ظرفیت تولید کل چهار نوع نیروگاه با میانگین خطای ۸ در صد و حداکثر۱۴درصد رفتار واقعی را تولید مینماید. علت خطای موجود را می توان تا حدی به دلیل عدم وجود اطلاعات کافی دانست. لازم به ذکر است که آمار موجود در ترازنامه انرژی در سالهای مختلف دارای تناقض ها و اشتباه های بسیاری می باشد ونیز اطلاعات مربوط به نیروگاههای تولید پراکنده و همچنین

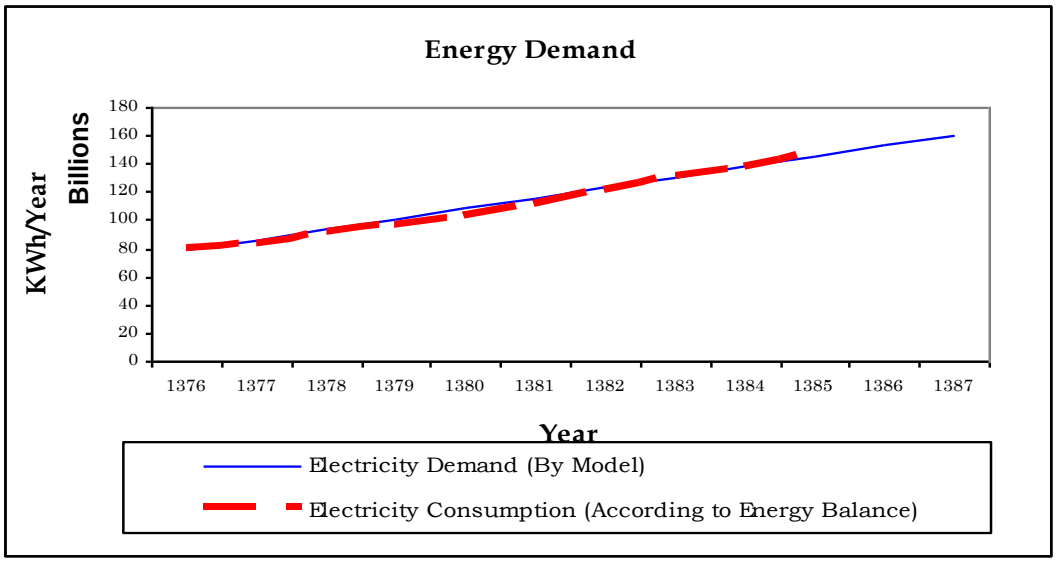
[1] *Vensim*

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

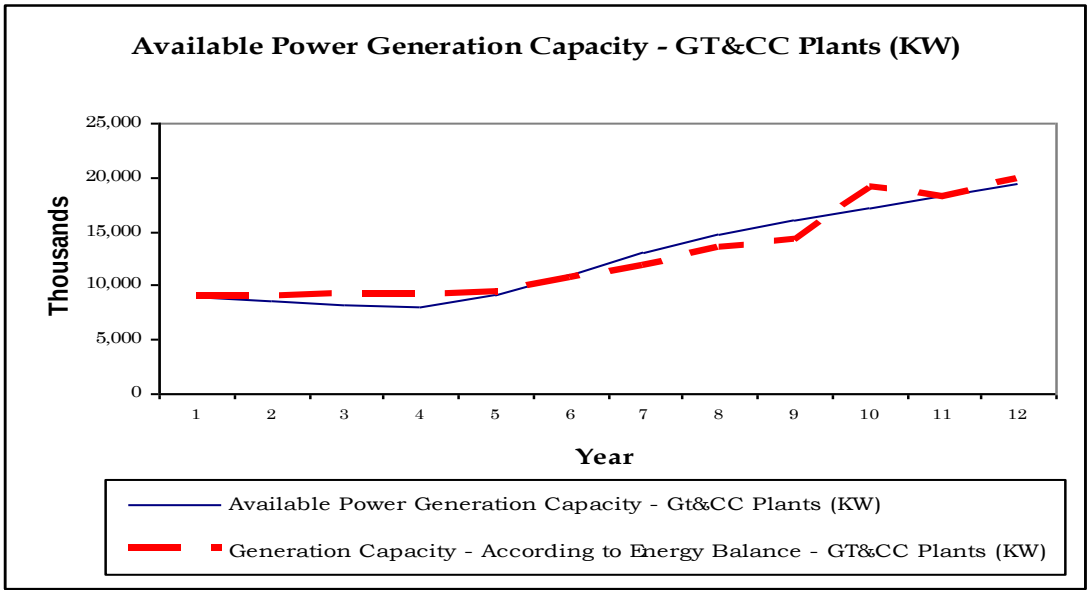
اطلاعات نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی تا سال ۸۱ به تفکیک وجود ندارد.

به منظور تحلیل حساسیت، افزایش قیمت سوخت عرضه شده به نیروگاهها مورد بررسی قرار می گیرد. قیمت گاز طبیعی عرضه شده به نیروگاهها طبق تراز نامه انرژی رقمی ناچیز و در حدود ۰.۰۰۵ دلار بر مترمکعب است. این در حالی است که قیمت واقعی هر متر مکعب گاز طبیعی در کشور ۰.۰۷ دلار بر متر مکعب اعلام شده است. در صورتیکه یارانه سوخت عرضه شده به نیروگاهها حذف شود بیشترین انگیزه در بهبود عملکرد و افزایش راندمان نیروگاهها رخ خواهد داد. این واقعیت از روی مدل نیز قابل بررسی است. افزایش قیمت گاز طبیعی روی قیمت برق تولیدی اثر می گذارد، مقایسه این قیمت با قیمت پایه، انگیزه ا ی در جهت افزایش راندمان و توان بخشی به نیروگاهها می دهد و از سویی دیگر با مقایسه متوسط قیمت برق تولیدی با یک مقدار مبنا، ترکیب تولید انواع نیروگاهها تعیین می‌شود.

هر چه قیمت برق تولیدی به مقدار مبنا نزدیکتر باشد تولید برق توسط آن نوع نیروگاه بهتر خواهد بود. طبق نتایج حاصل از مدل در شرایط واقعی قیمت سوخت انتظار بر این است که افزایش راندمان در نیروگاههای با ر اندمان پایین بیشتر محقق شده و لذا افزایش در راندمان برای نیروگاه های گازی بسیار زیادتر از سیکل ترکیبی و بخار می باشد.

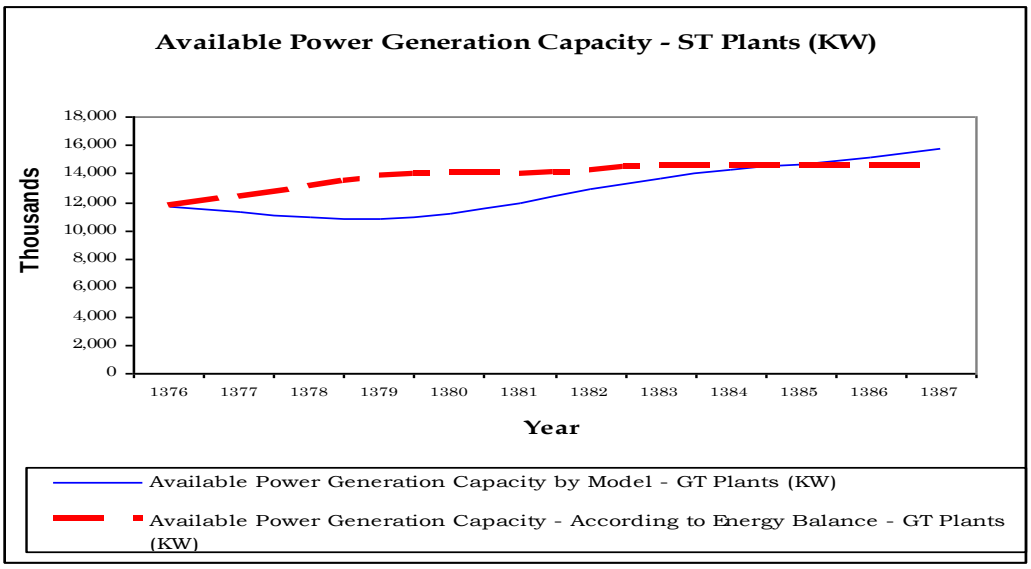


شکل ۵. مقایسه تقاضای انرژی الکتریکی حاصل از مدل با مقدار واقعی

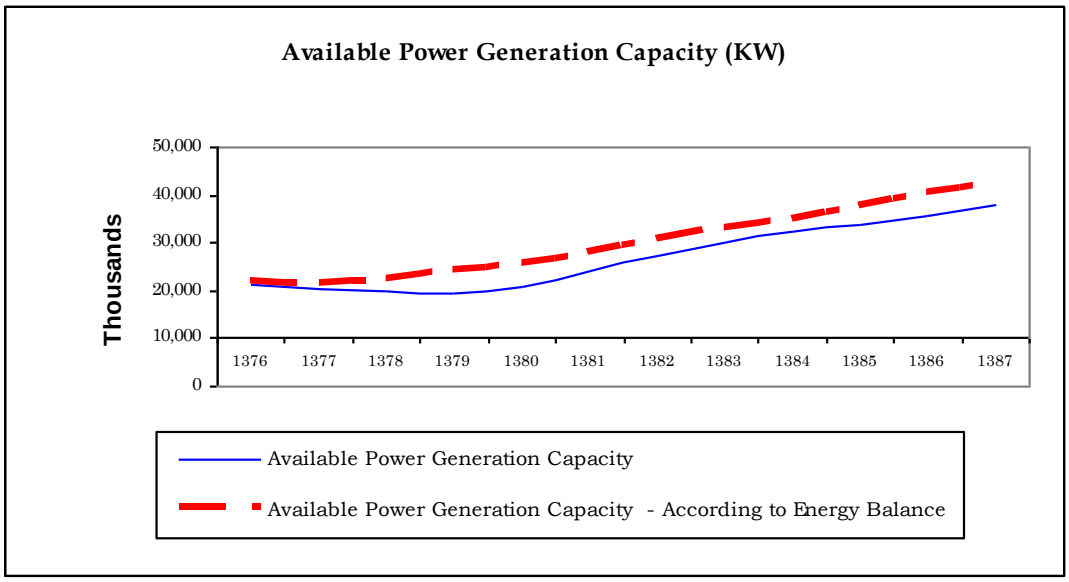


شکل ۶. مقایسه ظرفیت تولید نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی حاصل از مدل با مقدار واقعی

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]



شکل ۷. مقایسه ظرفیت تولید نیروگاههای بخار حاصل از مدل با مقدار واقعی



شکل۸. مقایسه کل ظرفیت تولید حاصل از مدل با مقدار واقعی

۴. مقایسه دو رویکرد توسعه سمت عرضه انرژی الکتریکی در مقابل مدیریت سمت تقاضا

به منظور مقایسه دو رویکرد توسعه عرضه در مقابل مدیریت تقاضای انرژی الکتریکی سناریوهای مختلفی به عنوان توسعه عرضه و مدیریت تقاضا ایجاد و شبیه سازی شده‌اند. سناریو ی ۱ نشاندهنده توسعه عرضه و سناریوی ۲ نشان‌دهنده مدیریت تقاضا می‌باشد.. در هر دو سناریو فرض می‌شود که رشد تولید ناخالص داخلی اتفاق افتاده، سرمایه گذاری در توسعه نیروگاهها رخ داده ودر بخش تقاضا گرایش به سمت مدیریت انرژی بوجود آمده است. تنها تفاوت بین دو سناریوی ۱، ۲ آن است که در سناریوی ۲ به مدیریت سمت تقاضا بیشتر از سناریوی ۱ توجه شده است.

توسعه بخش عرضه از طریق متغیر "ضریب ظرفیت اضافه" و مدیریت بخش تقاضا از طریق متغیر"ضریب کاهش تقاضا" قابل اعمال است. در سناریوی ۲ "ضریب کاهش تقاضا" بیشتراز سناریوی اول و در سناریوی اول "ضریب ظرفیت اضافی" بیشتر از سناریوی دوم می باشد. یادآوری میشود که با ضرب این ضریب در مقدار تفاوت تقاضا و عرضه، مقدار ظرفیت نصب نیروگاههای جدید تعیین می‌شود. در این بخش مدل، با در نظر گرفتن حالتهای مختلف برای سنا ریوهای ۱و۲ حل شده است. نتایج شبیه سازی حاکی از رفتار یکسان سناریوهای مختلف ۱و ۲ میباشد که به آوردن نتایج یکی از آنها اکتفا میشود. در ذیل سناریوهای ۱ ، ۲ طبق جدول ۲ در نظر گرفته شده است.

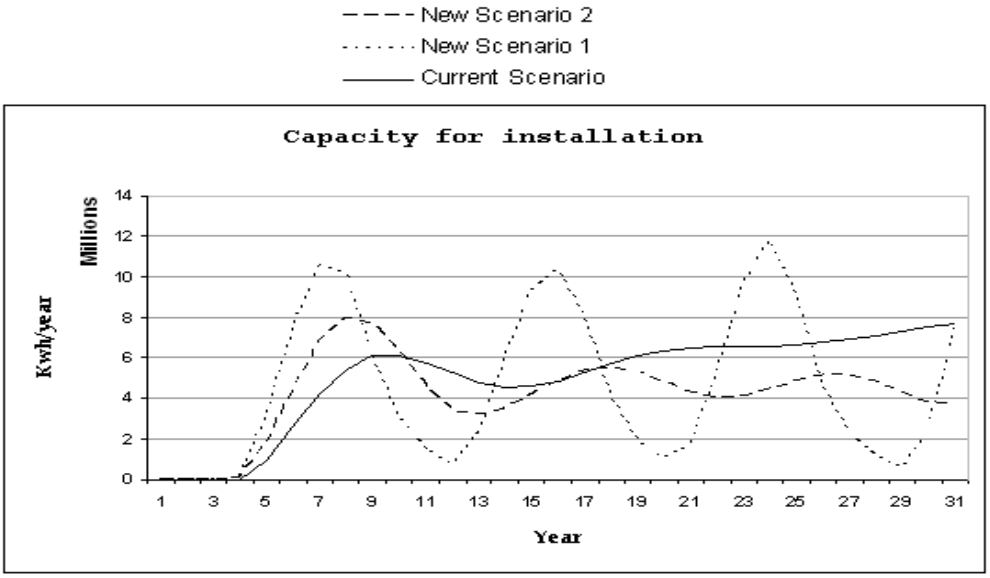
[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

جدول ۲. سناریوهای مدیریت تقاضا و عرضه انرژی الکتریکی

متغیرها	وضع موجود	سناریوی 1	سناریوی 2
GDP Growth (%)	۴.۸۷	5.7	5.7
Additional Capacity Coefficient	2	۵	۳
Demand Lowering Coefficient	0	۰.۳	۰.۵

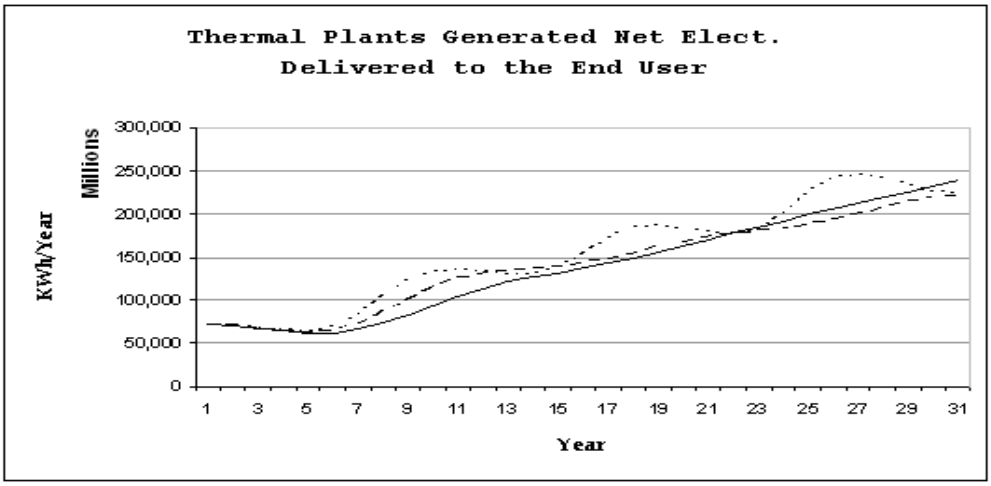
حل مدل برای سی سال با پله زمانی یکساله صورت گرفته و نتایج حاصل حل مدل به شرح زیر است. ظرفیت نصب نیروگاهها- انتظار می‌رود که سناریوی دوم بدلیل منطقی بودن و تاکید بیشتر بر مدیریت مصرف، روند بهتری را بانوسان کمتردر ظرفیت نصب نیروگاههای جدید نشان دهد.

چنانچه در شکل ۹ مشاهده می‌شود ظرفیت نصب نیروگاهها برای سناریوی دوم یک روند کاهشی را نسبت به وضعیت موجودارا است.



شکل ۹. ظرفیت نصب نیروگاههای جدید

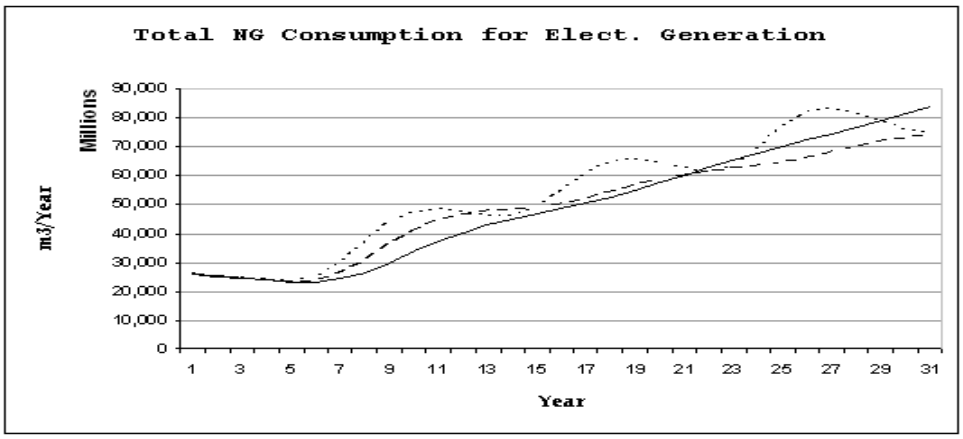
۲-انرژی الکتریکی تحویلی به مصرف کننده نهایی - بدلیل توجه بیشتر به برنامه های مدیریت تقاضا، انرژی الکتریکی تحویلی به مصرف کننده نهایی در سناریوی دوم مطابق شکل ۱۰ کاهش یافته است.



شکل ۱۰. انرژی الکتریکی تحویلی به مصرف کننده نهایی

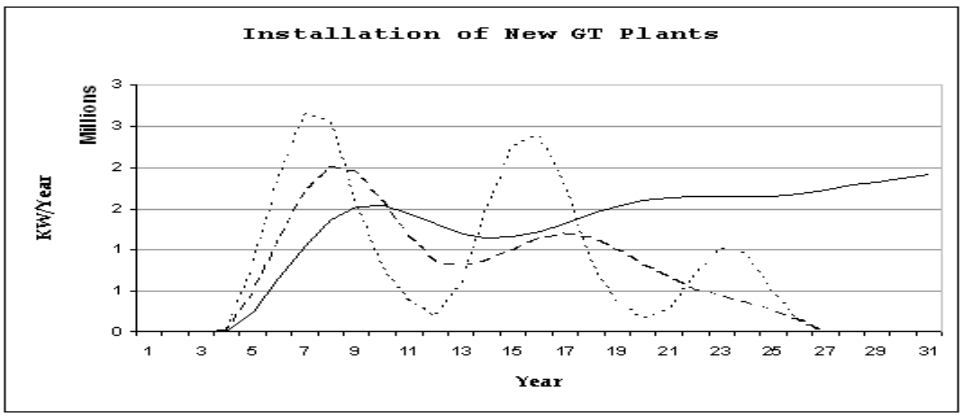
[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

۳- کل مصرف گاز طبیعی برای تولید برق - بدلیل اینکه در توسعه نیروگاهها تحت سناریوی دوم، نرخ توسعه کمتر از نرخ مربوطه در سناریوی اول است، میزان مصرف گاز طبیعی در سناریوی دوم کمتر از سناریوی اول است که در شکل ۱۱ نشان داده شده است. ضمن آنکه با افزایش کارایی سناریو های جدید طبیعتا مصرف گاز طبیعی کاهش خواهد یافت.

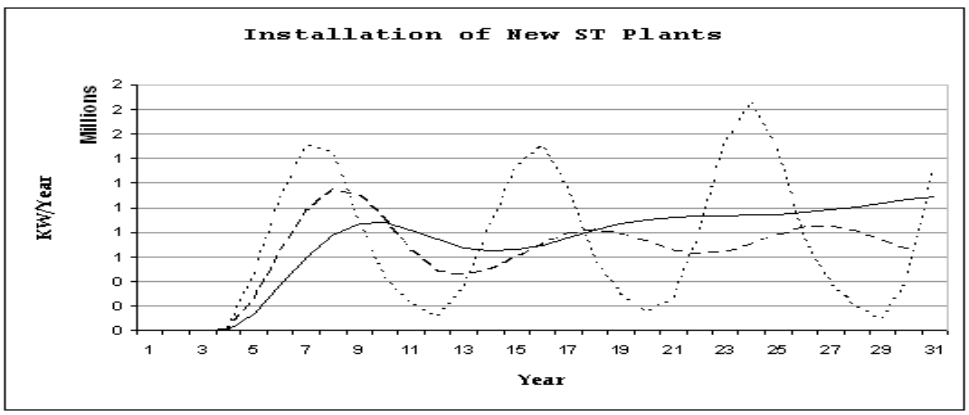


شکل ۱۱. مقدار مصرف گاز طبیعی

۴- روند احداث انواع واحدها - وضعیت نصب و احداث نیروگاههای جدید برای کلیه فناوریها مطرح شده در شکل های (۱۲) تا (۱۵) نشان داده شده است. با توجه به هزینه های سرمایه گذاری، هزینه های ثابت و متغیرودرواقع هزینه برق تولیدی و قیمت گاز طبیعی سهم نیروگاههای جدید تعیین میشود. به طور کلی در هر دو سناریو کاهش در سهم فناوری گازی دیده میشود در حالیکه اول به احداث نیروگاههای تولید پراکنده و در درجه بعد سیکل ترکیبی و سپس بخاری توجه شده است.

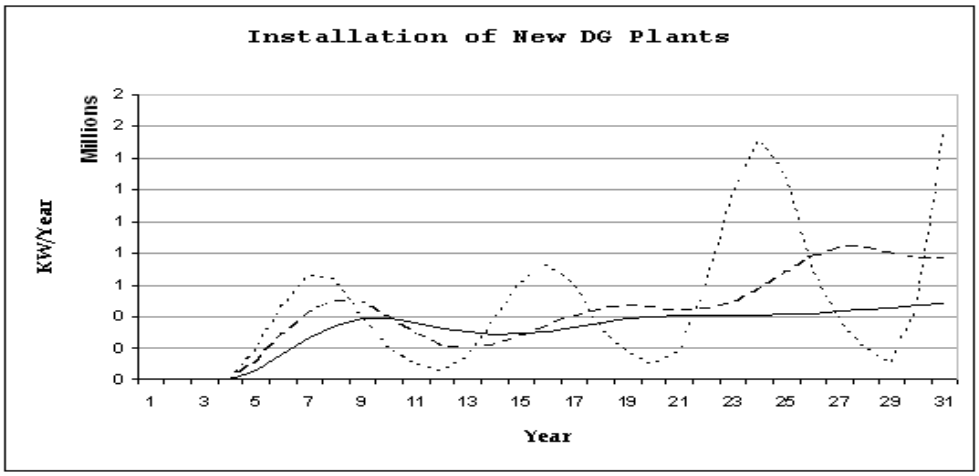


شکل ۱۲. نصب نیروگاههای گازی جدید

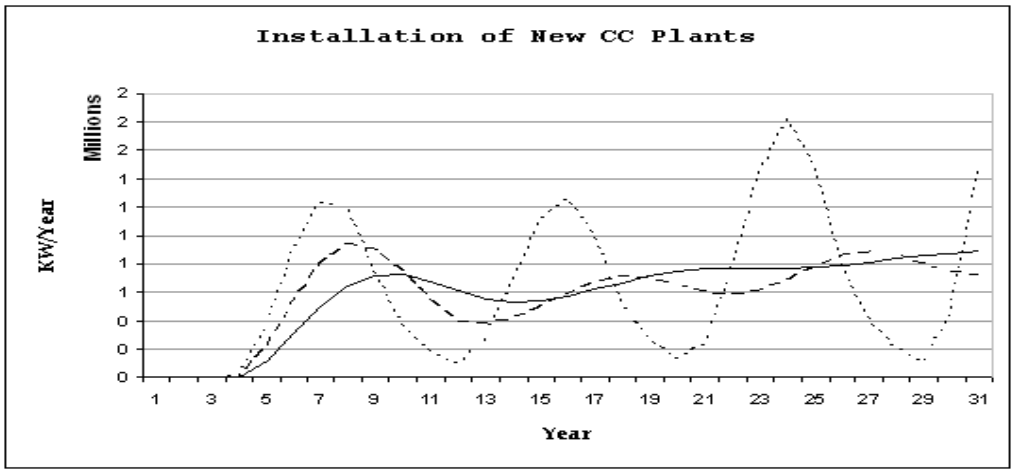


شکل ۱۳. نصب نیروگاههای بخار جدید

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

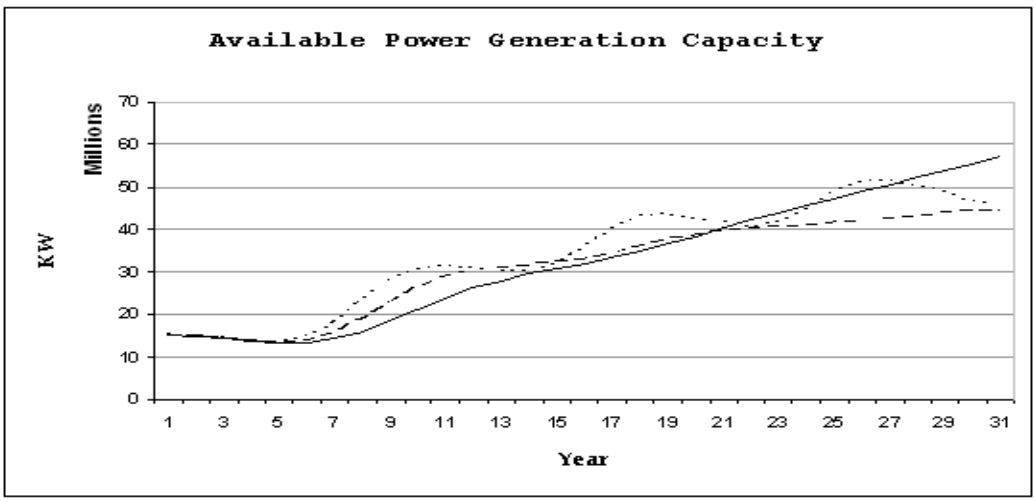


شکل۱۴. نصب نیروگاههای تولیدپراکنده جدید



شکل ۱۵. نصب نیروگاههای سیکل ترکیبی جدید

۵- ظرفیت در دسترس تولید – با توجه به روند نصب نیروگاههای جدید ظرفیت کل در دسترس برای تولید توان نیز در سناریو های جدید مطابق شکل ۱۶ روند کاهشی پیدا می کند.



شکل ۱۶. ظرفیت در دسترس تولید

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

با مشاهده نمودارها دیده می شود که رفتار سیستم در سناریوی اول (تکیه بر توسعه زیر بخش عرضه به منظور پاسخ دهی به تقاضا) نوسانی است. رفتار نوسانی نیز مانند رفتار هدفجو از یک بازخورد منفی حاصل می‌شود، با این تفاوت که این بازخورد منفی دارای زمان تأخیر قابل ملاحظه ای است. این زمان تاخیر، مدت زمانی است که لازم است تا سیاست اتخاذ شده مبنی بر احداث نیروگاه و توسعه زیر بخش عرضه محقق شود. این تاخیر زمانی در سناریوی دوم (توسعه بخش عرضه به همراه مدیریت سمت تقاضا) نیز وجوددارد، با این تفاوت که اثر رشد در تقاضا با اعمال مدیریت مصرف تعدیل می‌گردد. مقایسه نمودارها حاکی از آن است که صرفا روی آوردن به سرمایه گذاری در توسعه بخش عرضه سیاستی است که سبب بروز رفتار نوسانی و ناپایداری می‌گردد.

۵. نتیجه گیری و پیشنهادات برای تحقیقات آتی

در این مقاله با استفاده از یک مدل دینامیکی بررسی رفتار و برهم کنش متغیرهای کلان در زنجیره انرژی الکتریکی ایران صورت گرفته است. به کمک این مدل اثرات ناشی از دو جهت گیری توسعه بخش عرضه و مدیریت سمت تقاضا در قالب دو سناریو با هم مقایسه شدند. نتایج حاصل از اجرای این مدل که برای اولین بار بدین شکل برای بخش انرژی ایران ارائه شده است، حاکی از آن است که دینامیک سرمایه گذاری و روند احداث همه فناوریهاونیز مصرف گاز طبیعی در حالت مدیریت بخش تقاضا، شرایط بهتری را نسبت به حالتی که گرایش به سمت توسعه بخش تولید برق است دارا می باشد. مهم ترین نتیجه اخذ شده این است که صرفا روی آوردن به سرمایه گذاری در توسعه بخش عرضه سیاستی است که سبب بروز رفتاری نوسانی و ناپایدار در احداث واحدهای تولید انرژی الکتریکی می‌شود.

ارائه مدل با در نظر گرفتن جزئیات بیشتر برای بخش تقاضا ،بررسی اثر راهکارهای مختلف برای مدیریت تقاضا، اعمال قیمت برق تولیدی به عنوان محرکی برای کاهش تقاضاونیزدر نظر گرفتن یارانه برق میتواند به عنوان تحقیقات آتی مطرح شود.

۵. مراجع

[۱] قادری، ف.، رزمی، ج.، صدیقی، ع.، "بررسی تاثیر پرداخت یارانه مستقیم انرژی بر شاخصهای کلان اقتصادی با نگرش سیستمی". نشریه دانشکده فنی تهران ، جلد ۳۹، شماره ۴ ، صفحه ۵۲۷-۵۳۷، ۱۳۸۴.

[۲] موسوی اهرنجانی، پ.، قادری، ف.، آزاده، م.، "شبیه سازی تقاضای برق صنایع ایران با استفاده از سیستم دینامیک. نشریه دانشکده فنی تهران، جلد ۴۱، شماره ۳، صفحه ۹۵۳-۹۵۷، ۱۳۸۶.

[۳] گزارشات ممیزی انرژی جامع و مطالعات بهینه سازی انرژی در نیروگاه های حرارتی سازمان بهره وری انرژی ایران.

[۴] ترازنامه انرژی، وزارت نیرو، ۱۳۸۸.

[۵] آمارنامه تفصیلی صنعت برق ، توانیر ،۱۳۸۵.

[۶] نجف زاده، کیان.، ارائه مدل سرمایه‌گذاری در زنجیره انرژی الکتریکی در ایران با استفاده از رویکرد سیستم داینامیک، پایان نامه دوره کارشناسی ارشد مهندسی صنایع با گرایش مدیریت و بهره وری سیستم ها- دانشکده فنی و مهندسی دانشگاه تربیت مدرس، ۱۳۸۸.

[۷] تیموری، ا.، نورعلی، ع.، ولی‌زاده، ن.، "پویاییهای سیستم رویکردی کاربردی برای مسائل مدیریتی" ، ترجمه ، انتشارات دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۸۷.

[8] Ford, A., "*System Dynamics And The Electric Power Industry*", System Dynamics Review, Vol. 13, 1997, pp. 57-85.

[9] Ford, A., "*Cycles in competitive Electricity Markets: A simulation Study of the Western United States*", Energy Policy, Vol. 27, 1999, pp. 637-658.

[10] Ford, A., "*Waiting For the Boom: A Simulation Study of Power Plant Construction In California*" Energy Policy, Vol. 29, 2001, pp. 847-869.

[11] Gary, S., Larsen, E. R., "*Improving Firm Performance in Out-of-equilibrium Deregulated Markets Using Feedback Simulation Models*" Energy Policy, 28, 2000, pp. 845-855.

[12] Turan, B., Nuri Başoğlu A., Atilla Öner, M., "*A System-Dynamic Simulation Game for Energy Sector of Turkey*", Portland International Conference on Management of Engineering and Technology, Portland, Oregon, USA, 2001.

[13] Olsina, F., Garces, F., Haubrich, H., "*Modeling Long Term Dynamics of Electricity Markets*", Energy Policy, Vol. 34, 2006, pp. 1411-1433.

[14] Or, I., kilance, G. P., "*A Simulation Model for Long-Term Analysis of the Electricity markets*", 20th European Conference On Modelling and simulation, 2006.

[15] Kilance, G.p., Or, I., "*A System Dynamics Model for the Decentralized Electricity Markets*", International Journal Of Simulation, 2007, pp. 40-55.

[16] Hu, Q., "*An Experimental Study on the Construction of Electricity Power stations in China*", International Conference of the System Dynamics Society, USA, 2007.

[17] Kim, H.S, Ahn, N.S., Yoon, Y.B., Yu, J.K., "*The Effect of the New Capacity Investment Behavior in the*

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]

Korea Wholesale Electricity Market", International Conference of the System Dynamics Society, USA, 2007.

[18] Sanchez, J.J., Barquin, J., Centeno, E., Lopez Pena, A., "*System Dynamics Models for Generation Expansion Planning in a Competitive Framework: Oligopoly and Market Power*", International Conference of the System Dynamics Society, USA, 2007.

[19] Tan, B., Anderson, E., Parker, G., "*Managing Risk in Alternative Energy Product Development*", International Conference of the System Dynamics Society, USA, 2007.

[20] Ochoa, P., "*Policy Changes In The Swiss Electricity Market: Analysis Of Likely Market Responses*", Socio-Economic Planning Sciences, Vol. 41, No. 4, 2007, pp. 336-349.

[21] Ochoa, P, Van Ackere, A., "*Policy Changes And The Dynamics Of Capacity Expansion In The Swiss Electricity Market*", Energy Policy, Vol. 37, Vol. 5, 2009, 1983-1988.

[22] Qudrat-Ullah, H., Davidson , P.I., "*Understanding The Dynamics Of Electricity Supply, Resource And Pollution: Pakistan's Case*", Energy, Vol. 26, No. 6, 2001, pp. 595-606.

[23] Qudrat-Ullah, H., Seong, B. S., "*How To Do Structural Validity Of A System Dynamics Type Simulation Model: The Case Of An Energy Policy Model*", Energy Policy, 2009.

[24] Arango, S., "*Simulation Of Alternative Regulations In The Colombian Electricity Market*", Socio-Economic Planning Sciences, Vol. 41, No. 4, 2007, pp. 305-319.

[25] Assili, M., Javidi, M. H., Ghazi, R., " *An Improved mechanism for Capacity Payment Based on System Dynamics Modeling for Investment Planning in Competitive Electricity Environment*", Energy policy, 36, 2008, pp. 3703-3713.

[26] Jager, T., Schmidt, S., Karl, U., A System Dynamics Model For The German Electricity, An Analysis Of Economic And Environment Policy Related Impacts On Electricity Prices And CO2 Emissions, 2009.

[27] Akbarpour, M., Vaziri, H., "*An Investigation into Electricity Subsidy Dynamics by a System Dynamics Approach* ", International Conference of the System Dynamics Society, 2007, USA.

[28] Keimanesh, M., Salekdeh, A.Y., Barahmand, S., Vaziri Bozorg, H., "*Effects of Gas Subsidy on the Behavior of Power Stations in IRAN: A new Policy for Reducing Energy Intensity in Electricity Power Houses*", International Conference of the System Dynamics Society, 2008, USA.

[29] Kehlhofer, R., Bachmann, R., Nielsen, H., Warner, J., *"Combined – Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants"*, Second Edition, PennWell, 1999.

[30] Sterman J. D., Business Dynamics, Systems Thinking and a Modelling for a Complex World, McGraw Hill, 2000.

[Downloaded from ijiepm.iust.ac.ir on 2026-09-14]