تحقیقات اقتصادی / دورهٔ ۵۱، شمارهٔ ۱، بهار ۱۳۹۵ / ص ۲۴۷-۲۲۹

تأثیرات اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت‌سازی نیروگاه‌های بادی در مقایسه با سایر نیروگاه‌ها با رویکرد پویایی سیستمی

محمدعلی مولایی[۱]، حسین رضائی[۲*]

۱. استادیار دانشکدهٔ مدیریت و صنایع دانشگاه صنعتی شاهرود، alimolaei@yahoo.com

۲. استادیار دانشگاه پیام نور دامغان h.rezaei@se.pnu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۳/۰۸/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۴/۰۷/۱۴

چکیده

انتظار می‌رود اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها در بازار برق مقررات‌زدایی‌شدهٔ کشور به تغییر در میزان ظرفیت‌سازی و تولید نیروگاه‌های بادی در مقایسه با دیگر انواع نیروگاه منجر شود. به‌منظور سنجش کمّی تأثیرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها بر ظرفیت‌سازی و تولید نیروگاه‌های بادی، در این مقاله، ظرفیت‌سازی، تولید و عرضهٔ انواع نیروگاه در رقابت با نیروگاه‌های بادی در بخش‌های مختلف سرمایه‌گذاری با تأکید بر فرایند ارزیابی سودآوری سرمایه‌گذاری‌های نیروگاهی، به‌تفصیل مدلسازی شده است. مدل پیشنهادی برای دورهٔ ۱۳۸۹-۱۳۹۸ با استفاده از نرم‌افزار پاورسیم[۱] شبیه‌سازی شده و تأثیرات قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر ظرفیت‌سازی و تولید نیروگاه‌های بادی در مقایسه با انواع دیگر نیروگاه در صنعت برق بررسی شده است. براساس این نتایج، با افزایش قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها و با فرض تعیین قیمت برق در قالب مکانیسم بازار تجدیدساختارشده، ظرفیت نیروگاه‌های بادی، نیروگاه‌های برق‌آبی و چرخهٔ ترکیبی رشد پیوسته‌ای خواهند داشت، درحالی‌که ظرفیت نیروگاه‌های بخاری کاهش خواهد یافت. از مقایسهٔ نتایج اصلاح قیمت حامل‌های انرژی در مقایسه با عدم اصلاح آن، مشخص می‌شود که روند سرمایه‌گذاری و افزایش ظرفیت نیروگاه‌های بادی و آبی بیش از سایر نیروگاه‌های حرارتی است.

طبقه‌بندی JEL: D43, D50, C63, P22, C61

واژه‌های کلیدی: انرژی‌های تجدیدپذیر، پویایی سیستمی، ظرفیت نیروگاهی، قیمت برق، نیروگاه بادی.

---

* نویسندهٔ مسئول، ۰۹۱۹۳۱۲۴۹۹۲

1. POWERSIM

مقدمه

با توجه به مسائل زیست‌محیطی و راهبردهای صرفه‌جویانه در بهره‌برداری از منابع انرژی، استفاده از انرژی باد در مقایسه با سایر گونه‌های انرژی، به‌دلیل کاهش هزینه‌های تولید برق و عدم آلودگی محیط زیست، باید به‌عنوان منبع جدید و پایان‌ناپذیر تأمین برق در سطح جهان مطرح شود. ایران در کنار منابع عظیم سوخت‌های فسیلی، دارای پتانسیل فراوان انرژی‌های تجدیدپذیر مانند انرژی باد است. مطالعات و محاسبات انجام‌گرفته در زمینهٔ تخمین پتانسیل انرژی باد در ایران نشان می‌دهد که فقط در ۲۶ منطقه از کشور (بیش از ۴۵ سایت مناسب) میزان ظرفیت اسمی سایت‌ها، با در نظر گرفتن بازده کلی ۳۳ درصد، در حدود ۶۵۰۰ مگاوات است و این در شرایطی است که ظرفیت اسمی کل نیروگاه‌های برق کشور در حال حاضر ۵۲۲۵۷ مگاوات[1] است. حرکت به سمت تجدید ساختار صنعت برق و واقعی شدن قیمت برق، از جمله اقدامات اساسی برای ترغیب سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در این نیروگاه‌هاست.

از سال ۱۳۸۹ با تصویب قانون هدفمندی یارانه‌ها در کشور، اصلاح قیمت‌های انرژی آغاز شده است. در این مقاله در پی بررسی این سؤال هستیم که در صورت افزایش قیمت سوخت نیروگاهی و تعیین قیمت برق در چارچوب بازار برق تجدیدساختارشده، تولید و ظرفیت نیروگاه‌های بادی در پایان دورهٔ مورد بررسی چه تغییری خواهد کرد. برای تحلیل این تأثیرات از یک مدل پویایی سیستمی برای بازار برق استفاده می‌شود.

رویکرد پویایی سیستمی، تکنیکی بسیار قوی برای حل مسئله و الگوی بسیار خوبی برای تبدیل الگوهای ذهنی به مدل‌های کمّی است.[2] در فرایند مدلسازی پویایی سیستمی، ابتدا مسئلهٔ اصلی تحقیق و محدودهٔ مدل مشخص می‌شود. سپس به‌منظور مدل کردن رفتار متغیرهای پویا، مدلساز با استفاده از تئوری‌ها و ادبیات نظری فرضیهٔ دینامیکی را تدوین می‌کند. با استفاده از نمودارهای علّت و معلولی روابط بین متغیرهای تعیین‌شده به‌منظور اجرای مدل و بررسی دقیق‌تر متغیرها، نوع آنها را بر حسب روابط حالت – جریان مشخص می‌کنیم. پس از رسم نمودارهای جریان– حالت، روابط بین متغیرها فرمول‌بندی می‌شود.

---

۱. ترازنامهٔ انرژی وزارت نیرو-۱۳۹۰

2. Sterman. J.D

اجرا و ارزیابی نتایج مدل در مرحلهٔ نهایی قرار دارند. از ویژگی‌های رویکرد پویایی سیستمی، در نظر گرفتن تأخیرها و استفاده از بازخورد نتایج در دورهٔ بعد است.

در قسمت دوم مطالعات انجام‌گرفته مرور می‌شود. در ادامه ساختار کلی مدل در قالب نمودارهای علّت و معلولی و روابط ریاضی مرتبط با آن تشریح شده و سپس الگوی ارزیابی سودآوری سرمایه‌گذاری، نحوهٔ محاسبهٔ نرخ بازده سرمایه‌گذاری، حجم سرمایه‌گذاری و ترکیب تولید توضیح داده می‌شود. در قسمت بعد مقادیر اولیهٔ متغیرها و پارامترهای الگوی پیشنهادی معرفی می‌شود. در پایان نتایج اجرای سناریوهای مختلف تجزیه‌وتحلیل می‌شود.

مروری بر مطالعات انجام‌گرفته

تغییرات اساسی صنعت برق و حرکت از ساختار عمودی و برنامه‌ریزی مرکزی به سمت ساختار افقی و بازار برق سبب شده است محققان در کنار رویکردهای سنتی، از رویکردهای جدید مانند مدل‌های پویایی سیستمی، تئوری بازی‌ها و اختیارات واقعی[1] نیز استفاده کنند (لینر و لارسن، ۲۰۰۱). اولین روش مطالعاتی پویا از بازار برق بعد از آزادسازی بازار برق توسط بون و لارسن (۱۹۹۴) و لارسن (۲۰۰۰) انجام گرفته است. این روش، مرجع تحلیل خصوصی‌سازی و تجدید ساختار بازارهای برق واقع شد. فورد برای مطالعهٔ پویایی سازوکار نیروگاه‌های جدید و ماهیت چرخهٔ رونق و رکود آنها در بازارهای برق واقع در غرب آمریکا از رویکرد پویایی سیستمی استفاده کرده است (فورد، ۱۹۹۹). بوترود (۲۰۰۲) بازار برق نروژ را با استفاده از مدل‌های پویا مدلسازی کرد. ووگستاد (۲۰۰۴) با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی به بررسی بازار برق نروژ و حرکت به سمت نیروگاه‌های تجدیدپذیر پرداخت. در دیگر کشورها مانند کلمبیا (دینر و لارسن، ۱۹۹۷)، سوییس (اوچوآ، ۲۰۰۷)، پاکستان (قدرت‌الله و کاراکول، ۲۰۰۷)، و ترکیه (کیلانک، ۲۰۰۸) با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی، بازارهای برق مدلسازی شده است. اولسینا و همکاران (۲۰۰۶) با استفاده از چارچوب ریاضی بازار برق را شبیه‌سازی کردند. اولسینا در این مدل بسط‌یافته، به‌منظور دستیابی به نتایج دقیق‌تر، تصمیمات سرمایه‌گذاری را برحسب نوع فناوری و زنجیرهٔ عمر هر فناوری نیروگاه‌های حرارتی تفکیک کرده است.

1. real option

ارزیابی پویا در بحث ظرفیت‌سازی نیروگاه‌هایی با فناوری انرژی‌های تجدیدپذیر آنچنان توسعه نیافته است. به همین دلیل در این زمینه ادبیات نظری توسعه‌یافته‌ای ندارد. ووگستاد و همکاران (۲۰۰۲) بحث تولید برق بادی را مدلسازی کرده‌اند. یکی از چالش‌هایی که بهره‌بردار بازار برق با آن مواجه است، ترغیب سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری در تولید انرژی‌های تجدیدپذیر است تا برق تولیدشده از این منابع نقش مؤثری در بازار برق ایفا کند. به همین دلیل با ارزیابی اقتصادی سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر، سودآوری آنها و امکان ورود به بازار برق بررسی شده است (هوا، ۲۰۱۰). برخی انگیزه‌های اعطایی بهره‌بردار بازار و سیاست‌های دولت می‌تواند سرمایه‌گذاران را به‌منظور سرمایه‌گذاری در ایجاد ظرفیت‌های جدید انرژی‌های تجدیدپذیر در رقابت با نیروگاه‌های حرارتی کمک کند (فورد، ۲۰۰۷). با این سیاست‌ها و روش‌ها، سیاستگذاران بخش انرژی تلاش می‌کنند هزینهٔ نهایی تولید انرژی‌های تجدیدپذیر را در مقایسه با هزینه‌های بلندمدت بازار برق کاهش دهند. تأثیرات زیست‌محیطی کاهش انتشار آلاینده‌ها یکی دیگر از انگیزه‌های سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر به‌شمار می‌رود (سویونگ، ۲۰۱۰). حسین‌آبادی و همکاران (۲۰۱۰) و جئورجیلاکیس (۲۰۰۹) پایداری و قابلیت اعتماد به منابع انرژی‌های تجدیدپذیر و ارزیابی اقتصادی و منافع آنها در بازار برق را مدلسازی کرده‌اند. در بحث سرمایه‌گذاری برای ایجاد ظرفیت‌های جدید نیروگاه‌های بادی، حسنی و حسینی (۲۰۱۱) مدل پویایی سیستمی بلندمدت در بازار برق را طراحی کرده‌اند. آنها همچنین در قالب روابط ریاضی، ماهیت تصادفی و فصلی بودن تولید برق بادی را در مدل خود لحاظ کرده‌اند. در برخی از مطالعات با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو[1]، نااطمینانی میزان تولید برق بادی در کنار نوسانات تقاضای برق محاسبه شده است.

فورد (۲۰۰۱) با استفاده از مدل‌های پویایی سیستمی، چرخه‌های ساخت نیروگاه در غرب ایالات متحدهٔ آمریکا را بررسی و تحلیل کرده است. نتایج مدل نشان می‌دهد که محدودیت پیش‌بینی سرمایه‌گذاران و تأخیر در دریافت مجوز و مدت زمان ساخت نیروگاه‌های جدید علل پدید آمدن این چرخه‌هاست. وی نشان می‌دهد که پرداخت بابت ظرفیت می‌تواند این چرخه‌های ساخت را کاهش دهد.

1. Monte Carlo simulation technique

مطهری و همکاران (۱۳۹۳) اثر سیاست‌های آزادسازی قیمت تمام‌شدهٔ انرژی در مقرون به صرفه شدن نیروگاه‌های بادی نسبت به نیروگاه‌های گازی را بررسی کردند. برای محاسبهٔ هزینهٔ تمام‌شدهٔ تولید برق از منابع مختلف شامل انرژی باد و سوخت‌های فسیلی از روش «هزینهٔ همترازشده» به‌عنوان مقبول‌ترین روش اقتصادی برای مقایسهٔ انواع فناوری تولید برق استفاده شده است. در این پژوهش توصیه شده است با توجه به تغییرات نرخ ارز، سیاست کلان باید به سمت بومی‌سازی صنعت توربین بادی با اولویت قطعات و بخش‌های ارزبر آن باشد.

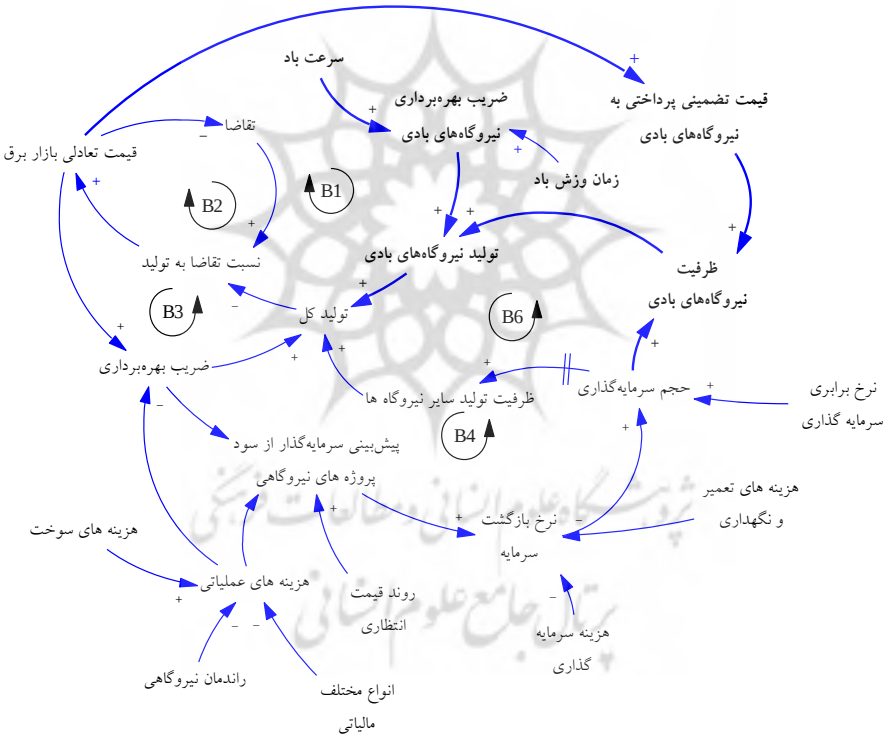
براساس بررسی‌های انجام‌گرفته، تاکنون پژوهشی در زمینهٔ تأثیر اصلاح قیمت حامل‌های انرژی بر روند سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های بادی با رویکرد پویایی سیستمی انجام نگرفته است و بیشتر مطالعات در مورد نیروگاه‌های بادی به مباحث فنی و غیراقتصادی پرداخته‌اند که از جمله می‌توان به تحقیقات ادریسیان و همکاران (۱۳۹۴)، روشن و همکاران (۱۳۹۲)، باقری و مروج (۱۳۹۴) و مهدوی و همکاران (۱۳۹۴) اشاره کرد.

ساختار کلی مدل پیشنهادی

ساختار کلی مدل بازار برق در قالب نمودار علت و معلولی (۱) بیان شده است.

دولت برای گسترش انرژی‌های تجدیدپذیر، به نیروگاه‌های بادی قیمت تضمینی خرید را که بسیار بیشتر از قیمت بازار برق است، پرداخت می‌کند. سطح قیمت‌های تضمینی ارتباط مثبت با میزان سرمایه‌گذاری ظرفیت نیروگاه‌های بادی دارد. میزان تولید نیروگاه‌های بادی به ضریب بهره‌برداری و ظرفیت ایجادشدهٔ آنها بستگی دارد. همچنین ضریب بهره‌برداری این نیروگاه‌ها به سرعت باد و مدت زمان وزش آن وابسته است (حلقهٔ B_1). این در حالی است که در نیروگاه‌های حرارتی، قیمت بازار برق از جمله عوامل مؤثر بر ضریب بهره‌وری محسوب می‌شود (حلقهٔ B_3). قیمت انتظاری، هزینه‌های عملیاتی و ضریب بهره‌برداری نیروگاه‌ها از عوامل مؤثر بر پیش‌بینی سرمایه‌گذار از سود عملیاتی سالیانه است. افزایش قیمت انتظاری و ضریب بهره‌برداری، سود عملیاتی مورد انتظار را افزایش می‌دهد؛ در مقابل افزایش هزینه‌های عملیاتی سبب کاهش آن می‌شود. همچنین افزایش سود عملیاتی مورد انتظار سبب افزایش نرخ بازگشت سرمایه می‌شود، درحالی‌که هزینه‌های تعمیر و نگهداری و

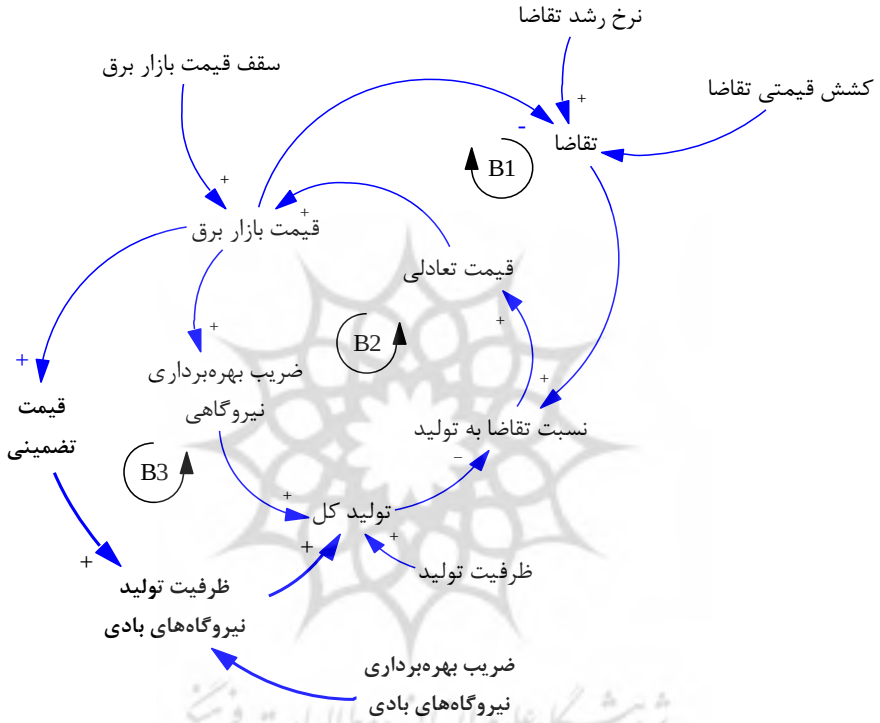
هزینه‌های سرمایه‌گذاری سبب کاهش آن می‌شود. هرچه نرخ بازگشت سرمایه بیشتر باشد، اثر سودآوری بر حجم سرمایه‌گذاری در انواع نیروگاه بیشتر خواهد بود. ظرفیت نیروگاهی و نرخ برابری سرمایه‌گذاری[1] از دیگر عوامل مؤثر بر حجم سرمایه‌گذاری است. نکتهٔ شایان توجه این است که افزایش ظرفیت نیروگاهی با دو تأخیر ایجاد می‌شود. تقاضای مجوز ساخت، بررسی و دریافت تأییدیهٔ تأخیر اول و ساخت نیروگاه، تأخیر دوم محسوب می‌شود که هر دو تأخیر در مدل لحاظ شده است (حلقهٔ B_4). تولید برق به ضریب بهره‌برداری و ظرفیت نیروگاه بستگی دارد. ضریب بهره‌برداری با قیمت برق رابطهٔ مستقیم و با هزینه‌های عملیاتی رابطهٔ معکوس دارد.



نمودار ۱. روابط علت و معلولی بازار برق

1. equilibrum fractional investment rate

تغییرات تقاضا به عوامل قیمتی و عوامل حقیقی اقتصاد بستگی دارد (نمودار ۲). قیمت تأثیر منفی و عوامل حقیقی تأثیر مثبت بر تقاضا دارند. افزایش تقاضا، خود سبب افزایش نسبت تقاضا به تولید می‌شود که افزایش قیمت بازار برق را در پی دارد. افزایش قیمت بازار برق تعادلی کاهش تقاضا را در بازخورد بعد موجب می‌شود (حلقهٔ B_1).



نمودار ۲. روابط علت – معلولی تقاضا

قیمت برق خریداری‌شده از نیروگاه‌های بادی به‌صورت تضمینی و تعیین‌شده از سوی مدیریت شبکه اعلام می‌شود، هرچه قیمت خرید تضمینی بیشتر باشد، سودآوری مورد انتظار سرمایه‌گذاران نیروگاه‌های بادی بیشتر می‌شود، تمایل به سرمایه‌گذاری برای افزایش ظرفیت در نیروگاه‌های بادی نسبت به سایر نیروگاه‌ها افزایش می‌یابد (حلقهٔ B_3). در مورد سایر نیروگاه‌ها، قیمت تعادلی در بازار برق تعیین می‌شود. با ثابت بودن هزینه‌های عملیاتی انواع مختلف نیروگاه، افزایش ضریب بهره‌برداری، سبب افزایش تولید و کاهش نسبت تقاضا

به تولید می‌شود که در نهایت بر قیمت بازار برق تأثیر منفی دارد (حلقهٔ B_2). بنابراین افزایش قیمت از یک سو سبب کاهش تقاضا و از سوی دیگر سبب افزایش تولید می‌شود و بازار به تعادل جدید می‌رسد.

در ادامه زیرمدل سرمایه‌گذاری تشریح و توضیح داده می‌شود.

زیرمدل سرمایه‌گذاری

با فرض سودآور بودن سرمایه‌گذاری در یک فناوری تولید برق، باید تعیین کنیم چه میزان سرمایه‌گذاری در هر دوره انجام خواهد گرفت؟ در تعادل بلندمدت بازار برق، بخشی از ظرفیت‌های جدید جایگزین ظرفیت‌های فرسوده می‌شود، بخش دیگر نیز برای تأمین رشد تقاضا استفاده می‌شود.

رابطهٔ ۱ بیانگر حجم سرمایه‌گذاری در حال ساخت در هر دورهٔ زمانی است. همان‌گونه‌که ملاحظه می‌شود حجم سرمایه‌گذاری در یک فناوری نیروگاهی در هر دوره به ظرفیت نیروگاهی موجود از آن فناوری (CA_i)، نرخ بازده سرمایه‌گذاری به حداقل نرخ بازده قابل قبول (fap) و حداقل سرمایه‌گذاری لازم برای جبران استهلاک نیروگاه‌های موجود (EI) بستگی دارد.

همان‌گونه‌که ملاحظه می‌شود میزان سرمایه‌گذاری در هر یک از انواع نیروگاه در یک دوره (IVi,t) به میزان مجوزهای سرمایه‌گذاری صادرشده برای آن دوره (Pv) و میزان سرمایه‌گذاری توجیه‌پذیر براساس زیرمدل ارزیابی معرفی‌شده در قسمت قبل بستگی دارد. میزان سرمایه‌گذاری توجیه‌پذیر در یک نیروگاه از حاصل‌ضرب نسبت‌های نیروگاهی موجود (CA) بر طول عمر متوسط آن نیروگاه (LF_i) در ضریب شاخص سودآوری (fap) محاسبه می‌شود. نسبت ظرفیت‌های نیروگاهی موجود به طول عمر نیروگاه نشان‌دهندهٔ حداقل سرمایه‌گذاری لازم برای جایگزینی نیروگاه‌های مستهلک‌شده است. رابطهٔ ۴ نشان می‌دهد شاخص سودآوری از نسبت بازده سرمایه‌گذاری در نیروگاه مورد نظر (ROI_i) به حداقل نرخ بازده سرمایه‌گذاری قابل قبول ($RROI_i$) (با توجه به نرخ بهرهٔ بازار تعیین می‌شود) به‌دست می‌آید و تأثیرات عوامل مؤثر بر تصمیمات سرمایه‌گذاری جدید را نشان می‌دهد که در قسمت قبل به آن پرداخته شد.

$$Iv_{i,t} = MIN(Papv_{i,t}, CA_i \times fap_i \times EI_i) \quad [MW/yr] \quad (۱)$$

$$EI_i = 1/Lf_i \quad (۲)$$

$$Pv_{i,t} = Pv_{i,0} + \int (Pc_{i,t} - Iv_{i,t} - x_{i,t}) \cdot dt \quad [MW] \quad (۳)$$

$$fap_i = GRAPH\ (ROI_i/RROI_i,\ \alpha_1 ,\ \alpha_2 ,\ \{\beta_1, \beta_2 , \beta_3 ,..., \beta_n \}) \quad (۴)$$

$$RROI_i = 1+Ir \quad [1] \quad (۵)$$

$$Ir = constant \quad (۶)$$

$$CA_i = \sum_{v \in V} Ca_{i,v} \quad [MW] \quad (۷)$$

حجم مجوزهای سرمایه‌گذاری در یک دوره ($P_{vi,t}$) از مجموع مجوزهای اولیه ($P_{vi,0}$) و تأیید نهایی مجوزها در دورهٔ مورد نظر ($P_{ci,t}$) پس از کسب مجوزهای منقضی‌شده ($P_{xi,t}$) و مجوزهای اقدام‌شده ($I_{vi,t}$) به‌دست می‌آید. از جایگذاری حجم مجوزهای دوره‌های گذشته در یکدیگر، رابطهٔ ۳ حاصل می‌شود.

موجودی ظرفیت هر یک از انواع نیروگاه با توجه به سرمایه‌گذاری‌های انجام‌گرفته در دوره‌های قبل محاسبه می‌شود. با توجه به ویژگی‌های متفاوت نیروگاه‌ها در دوره‌های مختلف عمر آنها (جدید، میانی و قدیمی)، در مدل برای حصول نتایج دقیق‌تر از زنجیرهٔ عمر با نماد (v) استفاده می‌کنیم. بدین ترتیب موجودی ظرفیت نیروگاه iام در هر یک از زنجیره‌های عمر نیروگاه را با $CA_{i,v}$ نشان می‌دهیم و به‌منظور اختصار از جزییات مربوط به آن صرف‌نظر می‌کنیم.

بدین ترتیب، روابط ریاضی مورد نیاز برای محاسبهٔ نرخ بازده سرمایه‌گذاری در نرم‌افزار پاورسیم به‌صورت زیر خواهد بود:

$$ROI_i = df \cdot (\ \overline{\Pi}_i\ (t)\ - O\&M_i) / (Ic_i \times af_i) \quad [1] \quad (۸)$$

$$\overline{\Pi}_i\ (t)\ = DELAYINF(\pi_i(t), Ts) \quad [Rial\ /MW/yr] \quad (۹)$$

$$\pi_i(t) = SLIDINGINTEGRATE(P \times (\frac{Pfcst}{APt}) - Oc_i) \times CF_i) \quad [Rial\ /MW/yr] \quad (۱۰)$$

$$OC_i = Fc_i / Ef_i - SO_i + CoT_i \quad [Rial/Mwh] \quad (۱۱)$$

$$Fc_i = constant \quad [Rial\ /MWh] \quad (۱۲)$$

$O\&M = constant$	[Rial /MW/yr]	(۱۳)
$df_i = \exp(-r \times T_{ci})$	[1]	(۱۴)
$af_i = r / (1-\exp(-r \times T_a))$	[1]	(۱۵)
$IC_i = constant$	[Rial /kW]	(۱۶)
P_w=contant		(۱۷)

که در آن $\bar{\pi}_i$ (t) سود عملیاتی مورد انتظار، df_i عامل تنزیل دورهٔ ساخت، $\pi_{i(t)}$ سود عملیاتی سالیانهٔ نیروگاه نوع ili، Pfcst پیش‌بینی قیمت دورهٔ t، AP_t متوسط قیمت سالیانه، efi بازده نیروگاه ili، fc_i هزینهٔ سوخت نیروگاه نوع ili، r نرخ تنزیل، Ta طول عمر نیروگاه، T_{ci} دوران ساخت نیروگاه نوع ili،DELAYINF تابع تأخیر و SLIDINGINTEGRATE[1] تابع انتگرال‌گیری است. همچنین P_w قیمت تضمینی خرید برق بادی است.

داده‌های مورد استفاده

این مدل شامل پارامترهای برون‌زای متعددی است که مقادیر آنها باید پیش از حل مدل با توجه به وضعیت موجود صنعت برق کشور تعیین شود. عناوین این پارامترها و مقادیر انتخاب‌شدهٔ آنها در جدول‌های ۱ و ۲ آمده است.

در تحقیقات مختلف برآوردهای مختلفی برای کشش قیمتی تقاضای برق در بلندمدت انجام گرفته است. در این مقاله کشش قیمتی کل تقاضای برق در بلندمدت را ۰/۹۴- در نظر می‌گیریم (جلایی و همکاران، ۱۳۹۲).

اجرای مدل و تحلیل‌های سیاستی

مدل پویایی سیستمی معرفی‌شده در قسمت سوم مقاله، نحوهٔ تصمیم‌سازی سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری در ایجاد ظرفیت‌های نیروگاهی را شبیه‌سازی می‌کند. در این بخش، روند ظرفیت‌سازی نیروگاهی و تولید کل شبکهٔ برق در یک بازهٔ زمانی ده‌ساله (۱۳۸۸-۱۳۹۸) براساس مدل پیشنهادی شبیه‌سازی می‌شود و روند تغییرات میزان تولید و

۱. برای میانگین‌گیری تغییرات یک داده در بازهٔ زمانی معین در گذشته از این تابع استفاده می‌شود. برای وارد کردن فرمول تابع SLIDINGINTEGRATE از روش زیر استفاده می‌شود:
SLIDINGINTEGRATE(Input, Past [Initial=Input])
Input نام داده و Past بازهٔ زمانی مورد نظر در گذشته است.

ظرفیت‌های تولید برق به تفکیک انواع نیروگاه بادی و سایر فناوری‌های تولید شامل توربین گازی، سیکل ترکیبی، بخاری و برق‌آبی به کمک آن پیش‌بینی می‌شود.

جدول ۱. مقادیر اولیهٔ زیرمدل‌های تولید تقاضا، قیمت و مبادلات خارجی

نام متغیر	علامت اختصاری	مقدار	نام متغیر	علامت اختصاری	مقدار
نرخ تغییرات واقعی تقاضا (درصد)	$\dot{D}_r$	۶/۴	کشش قیمتی بلندمدت تقاضای برق	E_P	-۰/۹۴
قیمت[۲] اولیهٔ بازار برق (ریال بر کیلووات ساعت)	P_0	۴۰۷	نرخ رشد سقف قیمت بازار (درصد)	$\dot{Pcer}$	۰/۱
تقاضای اولیه (تراوات ساعت در سال)	D_0	۱۶۷/۵	واردات بر حسب گیگاوات ساعت[۴]	Mp	۲۰۶۸
صادرات بر حسب گیگاوات ساعت[۳]	Ex	۶۱۵۲	قیمت واردات بر حسب ریال بر گیگاوات ساعت	P_{mp}	۲۳۲/۶
قیمت صادرات بر حسب ریال بر گیگاوات ساعت	P_{ex}	۴۶۰	هزینهٔ سوخت تولید یک کیلووات ساعت برق توسط نیروگاه‌های گازی	FC_{gt}	۱۷/۷
متوسط بازده نیروگاه‌ها (درصد)	ef	۳۶/۲	هزینهٔ سوخت تولید یک کیلووات ساعت برق توسط نیروگاه‌های سیکل‌ترکیبی	FC_{cc}	۱۱/۸
هزینهٔ سوخت تولید یک کیلووات ساعت برق توسط نیروگاه‌های بخاری	FC_{st}	۱۱/۲	نرخ رشد قیمت برق طی سال‌های ۸۴-۹۲ (درصد)	$\dot{P}_t$	۱۹
تعداد ساعات سال	Hr	۸۷۶۰	نرخ رشد جمعیت	$\dot{P_{op}}$	۱/۷

مأخذ: ۱. سایت بانک مرکزی. ۲. سایت شرکت مدیریت شبکهٔ برق ایران. ۳ و ۴. دفتر روابط برون‌مرزی، شرکت مدیریت شبکهٔ برق ایران

جدول ۲. مقادیر اولیهٔ پارامترها به تفکیک انواع نیروگاه و زنجیرهٔ عمر

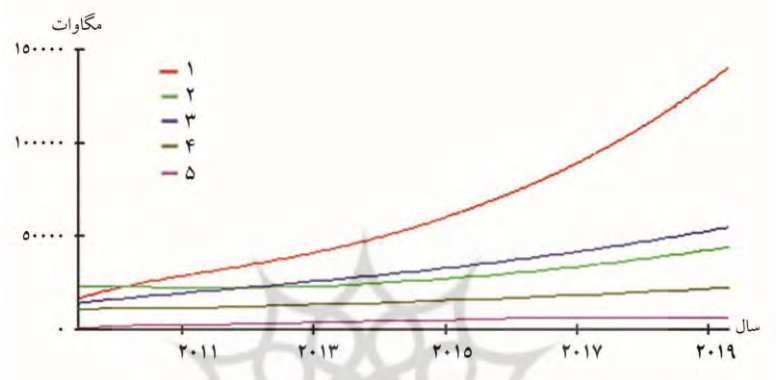
نام متغیر	علامت اختصاری	گازی	بخاری	سیکل ترکیبی	برق‌آبی	بادی
هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری (R/MWh)	$O\&M_i$	۲۲۵۹۹	۶۶۸۸۷	۳۲۵۲۷	۲۶۷۱۲/۳	۲۲۵۹۹
هزینهٔ سوخت (R/MWh)	fc_i	۱۷/۸	۱۱/۳	۱۱/۸	۰	۰
حجم درخواست مجوز در سال پایه (MW)	$Papp_{i,0}$	۲۲۳۰	۳۵۵۵	۴۰۱۸۳	۴۸۷۷	۱۹۵۹
مدت زمان ساخت نیروگاه‌ها (yr)	Ct_i	۲	۵	۵	۷	۳
طول عمر نیروگاه‌ها (yr)	Lf_i	۲۰	۳۰	۳۰	۵۰	۲۰
ظرفیت نیروگاه‌های درحال ساخت در سال پایه (MW)	$Cu_{i,t}$	۲۲۶۹۰	۶۴۰	۱۷۳۴۰	۴۵۷۰	۱۹۵۹
ظرفیت نیروگاه‌ها در سال پایه (MW)	جدید $Nc_{i,t}$		**۱۶۹۴**	۳۲۵۰	۱۰۴۷۹	۵۴۲۲
	میانسال $Imc_{i,0}$		۵۹۳۳	۴۹۲۵	۰	۸۵
	قدیمی $Oc_{i,0}$		۳۴۸۹	۷۴۷۵	۰	۱۹۱۴
بازده نیروگاه‌ها[۳] (درصد)	جدید $ef_{i,n}$		۲۹/۹	۴۵	۴۷	۱۰۰
	میانسال $ef_{i,m}$		۲۹	۳۹	۴۱/۵	۱۰۰
	قدیمی $ef_{i,o}$		۲۵	۳۵	۴۰	۱۰۰

مأخذ: ۱. ترازنامهٔ انرژی، وزارت نیرو، ۱۳۸۷. ۲ . آمار تفصیلی صنعت برق ایران،۱۳۸۷ ۳. گزارش" ۴۱ سال صنعت برق ایران".

ظرفیت نامی نیروگاه‌های بادی از سال ۱۳۸۴ تا سال ۱۳۹۰ از ۴۷/۶ مگاوات به ۹۸/۲ مگاوات ساعت رسیده است، یعنی ظرفیت نامی نیروگاه‌های بادی در هفت سال گذشته به‌طور میانگین ۱۳/۳ درصد رشد داشته است، این در حالی است که این نرخ رشد در مورد سایر نیروگاه‌ها ۵/۴ درصد بوده است، بنابراین در صورت ادامهٔ روند گذشته و پرداخت یارانه به سوخت نیروگاه‌ها و در نتیجه استمرار قیمت‌های یارانه‌ای برق، پیش‌بینی می‌شود پس از ده سال ظرفیت اسمی نیروگاه‌های بادی از ۹۸ مگاوات

به حدود ۲۳۵ مگاوات برسد؛ درحالی که در مورد سایر فناوری‌های نیروگاهی از حدود ۵۲ هزار مگاوات به حدود ۷۵ هزار مگاوات افزایش می‌یابد.

در نمودار ۳ روند تغییرات ظرفیت‌های نیروگاهی کشور به تفکیک انواع فناوری تولید برق در افق زمانی مورد بررسی با استفاده از مدل طراحی‌شده، نشان داده شده است.



نمودار ۳. روند ظرفیت نیروگاه‌های مختلف در صورت استمرار قیمت‌های یارانه‌ای برای سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

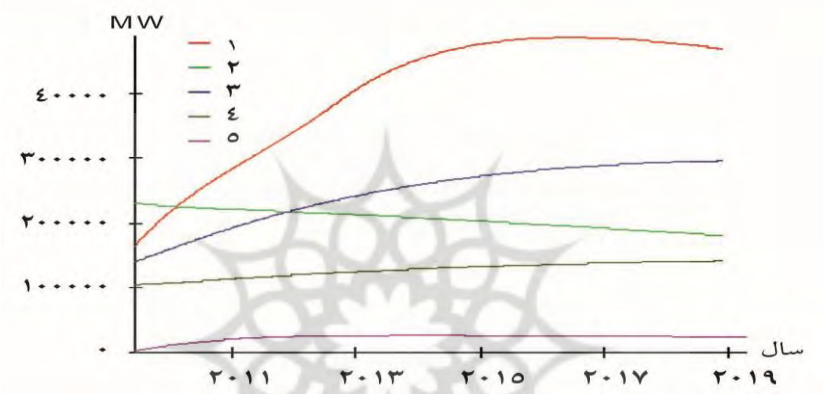
شماره‌های ۱ تا ۵ در این نمودار به‌ترتیب نشان‌دهندهٔ نیروگاه‌های گازی، بخاری، سیکل ترکیبی، برق‌آبی، بادی است. با توجه به نمودار ۳، ظرفیت انواع نیروگاه در افق مورد بررسی همواره صعودی است.

با توجه به نمودار ۳، روند رشد نیروگاه‌های بادی و آبی کمتر از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی است. همان‌طورکه می‌دانیم به‌دلیل ضریب بهره‌برداری پایین نیروگاه‌های بادی و تولید پایین مجموع نیروگاه‌های بادی نسبت به نیروگاه‌های حرارتی، همراه با یارانهٔ پرداختی به سوخت تحویلی به نیروگاه‌های حرارتی، نیروگاه‌های انرژی‌های تجدیدپذیر مانند انرژی بادی توان رقابت با نیروگاه‌های حرارتی را ندارند.

در اینجا ظرفیت نیروگاه‌های بادی در مقایسه با سایر نیروگاه‌ها در دورهٔ مورد نظر با فرض اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها بررسی می‌شود. در مرحلهٔ اول اجرای این قانون، قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها از حدود ۵۰

ریال در هر متر مکعب به ۷۰۰ ریال در هر متر مکعب افزایش یافته است. قیمت گازوئیل و نفت کوره نیز به‌ترتیب از حدود ۶۰ و ۳۰ ریال بر هر لیتر به ۲۵۰۰ و ۷۰۰ ریال برای هر لیتر افزایش یافته است.

نتایج شبیه‌سازی مدل پیشنهادی با فرض اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها تحت سناریوی مذکور، حاکی از آن است که ظرفیت هر یک از انواع مختلف نیروگاه برای دورهٔ ده‌سالهٔ مورد بررسی در نمودار ۴ نمایش داده شده است.



نمودار ۴. ترکیب ظرفیت‌های نیروگاهی نصب‌شده به تفکیک انواع نیروگاه، پس از اصلاح قیمت سوخت تحویلی به آنها

در این نمودار نیز، شماره‌های ۱ تا ۵ به‌ترتیب نشان‌دهندهٔ نیروگاه‌های گازی، بخاری، سیکل ترکیبی، برق‌آبی و بادی است. با توجه به نمودار ۴ ظرفیت نیروگاه‌های بادی با فرض عدم محدودیت در نصب و محدودیت‌های دیگر (مانند مکان‌های مناسب با نیروگاه‌های بادی) در پایان دوره به ۱۵۵۴ مگاوات خواهد رسید. نیروگاه‌های برق‌آبی و چرخهٔ ترکیبی به‌طور یکنواخت افزایش می‌یابد و به‌ترتیب به ۲۰۵۵۵ و ۴۵۸۴۵ مگاوات خواهد رسید. به هر حال، ظرفیت نیروگاه‌های بخاری به‌طور پیوسته کاهش می‌یابد و در پایان دوره به ۱۶۹۳۹ مگاوات می‌رسد.

بر خلاف روند صعودی یکنواخت ظرفیت‌سازی در انواع نیروگاه در شرایط عدم اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، در این حالت روند ظرفیت‌سازی نیروگاه‌های بخاری همواره نزولی است و نیروگاه‌های گازی در ابتدا صعودی و سپس نزولی می‌شود.

مقایسهٔ نمودارهای ۳ و ۴ نشان می‌دهد که روند سرمایه‌گذاری و افزایش ظرفیت نیروگاه‌های بادی و آبی بیشتر از سایر نیروگاه‌های حرارتی (گازی، بخار و سیکل ترکیبی) است. در واقع بعد از افزایش هزینهٔ سوخت نیروگاه‌های حرارتی، نیروگاه‌های بادی و برق‌آبی نسبت به فناوری‌های حرارتی قدرت رقابت بیشتری خواهند یافت.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله تأثیرات اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت‌سازی نیروگاه‌ها و تولید برق در کشور با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی بررسی شد. به‌دلیل ماهیت سیستمی، ضروری است کل بازار برق مدلسازی شود. مدل بازار برق شامل زیربخش‌های سودآوری سرمایه‌گذاری، ظرفیت‌سازی، تولید، قیمت و تقاضا را می‌شود. سال مبنا ۱۳۸۹ در نظر گرفته‌شده، مدل برای یک دورهٔ زمانی ده‌ساله برنامهٔ پنجم و ششم اقتصادی شبیه‌سازی می‌شود.

ظرفیت نامی نیروگاه‌های بادی از سال ۸۴ تا ۹۰ از ۴۷/۶ مگاوات به ۹۸/۲ مگاوات ساعت رسیده است، یعنی ظرفیت نامی نیروگاه‌های بادی در هفت سال گذشته به‌طور میانگین ۱۳/۳ درصد رشد داشته است. این در حالی است که این نرخ رشد در مورد سایر نیروگاه‌ها ۵/۴ درصد بوده است، بنابراین در صورت ادامهٔ روند گذشته و پرداخت یارانه به سوخت نیروگاه‌ها و در نتیجه استمرار قیمت‌های یارانه‌ای برق، پیش‌بینی می‌شود پس از ده سال، ظرفیت اسمی نیروگاه‌های بادی از ۹۸ مگاوات به حدود ۲۳۵ مگاوات ساعت برسد؛ در حالی که در مورد سایر فناوری‌های نیروگاهی از حدود ۵۲ هزار مگاوات به حدود ۷۵ هزار مگاوات افزایش خواهد یافت.

نتایج مدل نشان می‌دهد روند رشد نیروگاه‌های بادی و آبی کمتر از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی است. همان‌طورکه می‌دانیم به‌دلیل ضریب بهره‌برداری پایین نیروگاه‌های بادی و تولید پایین مجموع نیروگاه‌های بادی نسبت به نیروگاه‌های حرارتی همراه با قیمت بسیار پایین قیمت برق در بازار و یارانهٔ پرداختی به سوخت تحویلی به نیروگاه‌های حرارتی سبب شده است تا نیروگاه‌های انرژی‌های تجدیدپذیر توان رقابت با نیروگاه‌های حرارتی را نداشته باشند.

با فرض اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، ظرفیت نیروگاه‌های بادی با فرض عدم محدودیت در نصب و محدودیت‌های دیگر (مانند مکان‌های مناسب با نیروگاه‌های بادی) در پایان دوره به ۱۵۵۴ مگاوات خواهد رسید.

مقایسهٔ نتایج اصلاح قیمت حامل‌های انرژی در مقایسه با عدم اصلاح آن، نشان می‌دهد که روند سرمایه‌گذاری و افزایش ظرفیت نیروگاه‌های بادی و آبی از سایر نیروگاه‌های حرارتی (گازی، بخار و چرخهٔ ترکیبی) بیشتر است. در واقع پس از افزایش هزینهٔ عملیاتی نیروگاه‌های حرارتی، نیروگاه‌های بادی و برق‌آبی (با فرض پتانسیل افزایش ظرفیت) نسبت به فناوری‌های حرارتی قدرت رقابت بیشتری خواهند یافت.

منابع

۱. آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال‌های مختلف

۲. باقری، سجاد؛ مروج، زهرا (۱۳۹۴). ارزیابی اقتصادی و بررسی قابلیت اطمینان مزارع بادی در اتصال به سیستم انتقال شبکه قدرت، سومین کنفرانس انرژی بادی ایران، تهران، وزارت نیرو.

۳. تراز نامهٔ انرژی وزارت نیرو، سال‌های مختلف

۴. روشن، غلامرضا؛ عبدالعظیم، قانقرمه؛ شاهکویی، اسماعیل (۱۳۹۳). ارزیابی پتانسیل تولید انرژی بادی در ایستگاه‌های منتخب ایران، فصلنامهٔ برنامه‌ریزی منطقه‌ای، ۱۴، ۱۳-۳۰.

۵. مطهری، سید علی‌اکبر؛ احمدیان، مجید؛ عابدی، زهرا؛ غفارزاده، حمیدرضا (۱۳۹۳). ارزیابی اقتصادی بهره‌گیری از نیروگاه‌های بادی در ایران با در نظر گرفتن اثر سیاست آزادسازی قیمت انرژی، اقتصاد انرژی ایران ،۱۰، ۱۷۹-۲۰۰ .

۶. مهدوی، سعید؛ حسینیان، سید حسین؛ قره پتیانف گئورگ (۱۳۹۴). استفاده از الگوریتم گرده‌افشانی گل‌ها جهت برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای حرارتی و بادی با درنظر گرفتن عدم قطعیت توان تولیدی واحدهای بادی و بار مصرفی شبکه، سومین کنفرانس انرژی بادی ایران، تهران، وزارت نیرو.

7. Arabian Hoseynabadi H & Oraee H & Tavner PJ (2010). Wind turbine productivity considering electrical subassembly reliability. Renew Energy,35 (1),190-7

8. Arsenault E ,Bernard J. , Laplante G. (1995), A Total Energy Demand of Quebec: Forcasting Properties, Energy Economics, Vol.17, 163-171.

9. Botterud A, Ilic MD , Wangensteen I (2003), Optimization of generation investments under uncertainty in restructured power markets. The paper appears in the Proceedings of the Intelligent System Application to Power Systems (ISAP 2003), Lemnos – Greece.X.

10. Botterud A , Korpas M ,Vogstad K ,Wangensteen I (2002). A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market. In: Proceedings of 14th power systems computation conference (PSCC), Seville, Spain.

11. Botterud A. , Korpas M. ,Vogstad K. ,Vangensteen I. (2002). A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market, The paper appears in the Proceedings of the 14th Power System Computation Conference (PSCC'02), Sevilla – Spain.

12. Botterud, Audun. (2002). Long-Term Planning in Restructured Power Systems Dynamic Modelling of Investments in New Power Generation Under Uncertainty, a PHD Thesis Submitted to:the Norwegian University of Science and Technology (NTNU).

13. Bunn , Dyner I.(1996). Systems Simulation to Support Integrated Energy Analysis and Liberalised Planning. International Transactions on Operational Research, Vol. 3, No. 2, 105-115.

14. Bunn DW, Larsen ER. Assessment of uncertainty and regulation of electricity investment using an industry simulation model.4,229-36

15. Bunn DW, Larsen ER (1992). Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behavior in the electricity markets of England and Wales. Energy Policy,20:420-9.

16. Dyner I, Larsen ER (1997). A system simulation platform to support energy policy in Columbia. System modeling for energy policy, 259-71.

17. Eltony M., Nagy and H. Mohamad Yousuf (1993). The Structure of Demmand for Electricity in the Persian Gulf Cooperation Council Countries. the Journal of Energy and Development, spring,

18. Eltony M.N & Asrual, H. (1996). A cointegration Relationship in the Demand for Energy: The case of Electricity in Kuwait. the Journal of Energy and development, Vol.19, 493-513.

19. Ford A & Vogstad K & Flynn H (2007). Simulating price patterns for tractable green certificates to promote electricity generation from wind. Energy Policy;35:91-111.

20. Ford A (1999). Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the Western US. Energy Policy, 27, 627-58

21. Ford A. (1999). Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States. Energy Policy, Vol. 27, 637-658.

22. Ford A (2001),Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California. Energy Policy, Vol. 29, 847-869.

23. Gary S & Larsen ER (2000). Improving firm performance in out-of-equilibrium deregulated markets using feedback simulation Models. Energy Policy, 28(12), 845-55.

24. Gary S. & Larsen E.R.(2009). Improving firm performance in out- of equilibrium, deregulated markets using feedback simulation models. Energy Policy, Vol. 28, 845-855.

25. Georgilakis PS & Katsigiannis YA. Reliability and economic evaluation of small autonomous power systems containing only renewable energy sources. Renew Energy, 34(1), 65-70.

26. Hasani, M., Hosseini, S.H.(2011). Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms, Energy, 36, (1), pp. 277 – 293

27. Hua-Yueh L& Sung-De W (2010). An assessment on the planning and construction of an island renewable energy system - a case study of Kinmen Island. Renew Energy, 35(12), 2723-31.

28. Kilanc GP (2008). A decision support tool for the analysis of pricing, investment and regulatory processes in a decentralized electricity market. Energy Policy, 36,3036-44

29. Ochoa P (2007). Policy changes in the Swiss electricity market: a system dynamics analysis of likely market responses. Soc Econ Plann Sci, 41 (4), 336-49.

30. Olsina F ,Garces F , Haubrich HJ (2006). Modeling long-term dynamics of electricity markets. Energy Policy, 34, 1411-33

31. Qudrat-Ullah H , Karakul M (2007). Modeling for policy assessment in the electricity supply sector of Pakistan. Int J Energy Sector Manage, 1(3), 240-56

32. Qudrat-Ullah H , Karakul M (2007). Modeling for policy assessment in the electricity supply sector of Pakistan. Int J Energy Sector Manage, 1(3), 240-56

33. Sooyoung J , Seungmoon L , Jin-Won P , Suk-Jae J , Ho-ChuI S (2010). The assessment of renewable energy planning on C02 abatement in South Korea. Renew Energy, 35(2), 471-7.

34. Sterman JD (2000). Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. McGraw-Hill.

35. Vogstad K (2005).A system dynamics analysis of the Nordic electricity market : The transition from fossil fuelled toward a renewable electricity supply within a liberalized electricity market. PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.

36. Vogstad K , Botterud A , Maribu KM , Grenaa S (2002). The transition from a fossil fuelled towards a renewable power supply in a deregulated electricity market. Proceedings of system dynamics conference, Palermo, Italy.

37. Vogstad K (2004). Counterproductive environmental policies: long term versus short term substitution effects of gas in a liberalized electricity market. Proceedings of system dynamics conference, Oxford, UK.

38. Vogstad K (2000). Utilizing the complementary characteristics of wind power and hydro-power through a coordinated hydro production scheduling using EMPS model. Proceedings of Nordic wind power conference, Trondheim, Norway.

39. http://www.pep.moe.org.ir

40. http://www.tavanir.org.ir