فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی
سال بیستم، شماره 64، زمستان 1391، صفحات 46 – 25

بررسی اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت‌سازی و تولید برق در کشور: رویکرد پویایی سیستمی

داوود منظور
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع)
manzoor@isu.ac.ir

حسین رضایی
دکترای اقتصاد، دانشگاه امام صادق(ع)
hrezaee313@gmail.com

انتظار می‌رود اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها در بازار برق مقررات‌زدایی شده کشور به تغییرات قیمت در بازار برق، تغییرات تقاضای برق و در نتیجه تغییر در میزان ظرفیت‌سازی نیروگاه‌ها و تولید برق منجر شود. جهت سنجش کمی آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها بر ظرفیت‌سازی نیروگاه‌ها و تولید برق درکشور، در این مقاله جانب تولید و عرضه به‌ویژه چگونگی تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران به ایجاد ظرفیت‌های نیروگاهی جدید با توجه به ساختار هزینه‌های تولید در انواع نیروگاه‌ها با تأکید بر فرایند ارزیابی سودآوری سرمایه‌گذاری‌های نیروگاهی به‌تفصیل مدلسازی شده است. مدل پیشنهادی برای دوره (1389-1398) با استفاده از نرم‌افزار پاورسیم شبیه‌سازی شده و آثار قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر ترکیب انواع نیروگاه‌ها در صنعت برق مورد بررسی قرار گرفته است. بر اساس این نتایج، با افزایش قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها و با فرض تعیین قیمت برق در قالب مکانیزم بازار تجدیدساختار شده، ظرفیت نیروگاهی مورد نیاز نسبت به شرایط عدم‌افزایش قیمت سوخت نیروگاه‌ها کاهش محسوسی خواهد داشت. همچنین، پیش‌بینی می‌شود ظرفیت نیروگاه‌های برق‌آبی، بادی و چرخه ترکیبی از رشد پیوسته‌ای برخوردار خواهد بود. در حالی‌که ظرفیت نیروگاه‌های بخاری کاهش می‌یابد و این نیروگاه‌ها جایگزین نیروگاه‌های بخاری می‌شوند.

طبقه‌بندی JEL: *C61, C63, D43, D50, P22*.
واژه‌های کلیدی: *بازار برق، ظرفیت نیروگاه‌ها، تولید انرژی الکتریکی، قیمت برق، پویایی سیستمی.*

---

* تاریخ دریافت: 1391/11/4 تاریخ پذیرش: 1391/12/22

1. مقدمه

انرژی برق در افزایش رفاه و توسعه اقتصادی کشورها نقش انکارناپذیری دارد. به سبب ماهیت ویژه این انرژی از جمله لزوم تعادل لحظه به لحظه بازار و عدم امکان انبارش در حجم بالا آن‌را از سایر انرژی‌ها متمایز می‌کند. همچنین، به‌دلیل هزینه‌های سنگین ناشی از قطع برق همواره تأمین برق مطمئن از دغدغه‌های مسئولین ذیربط است.

از سال 1389 با تصویب قانون هدفمندی یارانه‌ها در کشور اصلاح قیمت‌های انرژی آغاز شد. در این مقاله، در پی بررسی این پرسش هستیم که در صورت افزایش قیمت سوخت نیروگاهی و تعیین قیمت برق در چارچوب بازار برق تجدید ساختارشده، تولید و ظرفیت کل شبکه در پایان دوره مورد بررسی چه تغییری خواهد کرد. برای تحلیل این آثار از یک مدل پویایی سیستمی برای بازار برق استفاده می‌شود.

رویکرد پویایی سیستمی تکنیک بسیار قوی برای حل مسئله و الگوی بسیار خوبی برای تبدیل الگوهای ذهنی به مدل‌های کمی است (استرمن، 2000). در فرایند مدلسازی پویایی سیستمی، ابتدا مسئله اصلی تحقیق و محدوده مدل مشخص می‌شود. سپس، به‌منظور مدل‌کردن رفتار متغیرهای پویا، مدلساز با استفاده از تئوری‌ها و ادبیات نظری فرضیه دینامیکی را تدوین می‌کند. با استفاده از نمودارهای علی و معلولی روابط بین متغیرهای تعیین‌شده و 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. اجرا و ارزیابی نتایج مدل در مرحله نهایی قرار دارند. از ویژگی‌های رویکرد پویایی سیستمی، درنظرگرفتن تأخیرات و استفاده از بازخورد نتایج در دوره بعد است.

در ادامه، در بخش دوم مروری بر مطالعات انجام شده خواهیم داشت. در ادامه، ساختار کلی مدل در قالب نمودارهای علی- معلولی و روابط ریاضی مرتبط با آن تشریح شده است، سپس الگوی ارزیابی سودآوری سرمایه‌گذاری، نحوه محاسبه نرخ بازده سرمایه‌گذاری، حجم سرمایه‌گذاری و ترکیب تولید توضیح داده می‌شود. در بخش بعد، مقادیر اولیه متغیرها و پارامترهای الگوی پیشنهادی معرفی می‌شوند. در نهایت، نتایج حاصل از اجرای سناریوهای مختلف تجزیه و تحلیل می‌شود.

2. مروری بر مطالعات انجام‌شده

گری و لارسن (2000) به تحلیل و بررسی سرمایه‌گذاری برای افزایش ظرفیت نیروگاهی در بازار برق انگلستان با رویکرد پویایی سیستمی پرداخته‌اند. همچنین، تأثیرات متقابل بازارهای برق و گاز را در مدل خود لحاظ نموده‌اند.

بون و دینر (1996) در بخشی از مطالعات خود با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی به بررسی سرمایه‌گذاری در ظرفیت‌های جدید نیروگاهی در بازار برق انگلستان پرداخته‌اند. آنها نشان دادند که افزایش مبادله اطلاعات بین عناصر بازار برق می‌تواند سبب افزایش ثبات در روند سرمایه‌گذاری‌ها شود.

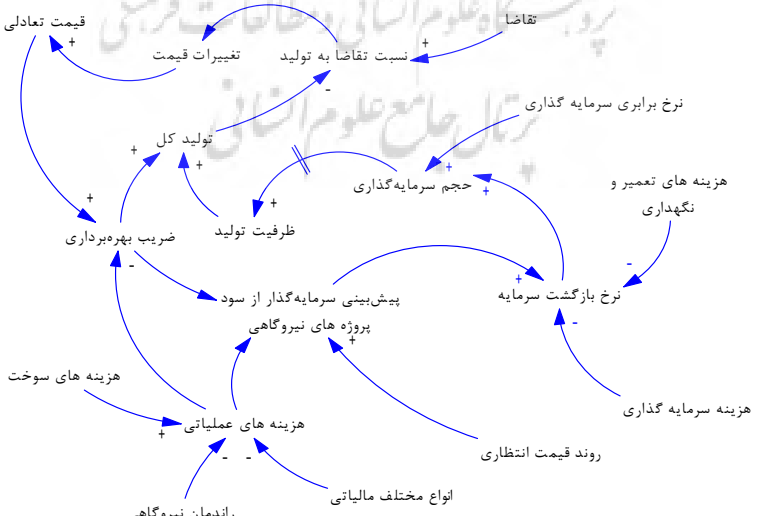
فورد (1999 و2001) با استفاده از مدل‌های پویایی سیستمی چرخه‌های ساخت نیروگاه در غرب ایالات متحده آمریکا را بررسی و تحلیل نموده است. نتایج مدل نشان می‌دهد محدودیت پیش‌بینی سرمایه‌گذاران و تأخیر در دریافت مجوز و مدت زمان ساخت نیروگاه‌های جدید علل پدید آمدن این چرخه‌ها است. وی نشان می‌دهد که پرداخت بابت ظرفیت می‌تواند این چرخه‌های ساخت را کاهش دهد.

ووگستود (2005) جهت تحلیل بلندمدت بازار برق تجدید ساختار شده نروژ به مدلسازی عرضه، تقاضا و قیمت برق با رویکرد پویایی سیستمی پرداخته است. بخش عرضه مهم‌ترین جزء مدلسازی وی بوده است.

شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران در سال 1382در مطالعه‌ای تحت عنوان "مدلسازی سیستم انرژی ایران (روش سیستم دینامیک) مدل بخش عرضه برق" با روش پویایی سیستمی به شبیه‌سازی عرضه برق تحت سناریوهای مختلف پرداخته است. در این مطالعه، عرضه برق در دو بازار کنترل شده و رقابتی بررسی شده است.

3. ساختار کلی مدل پیشنهادی

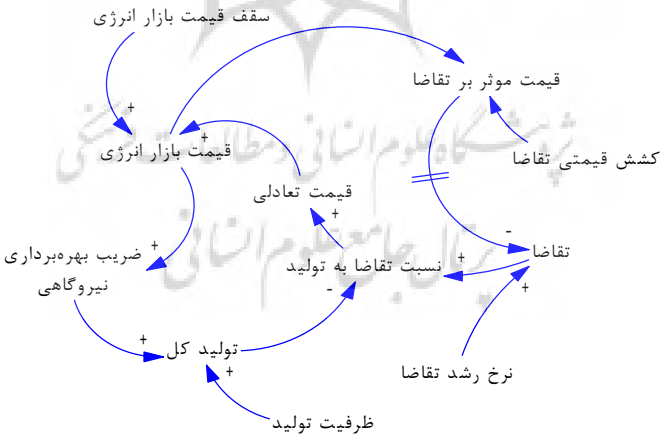
در این مدل، روابط علی و معلولی از سه بخش تقاضا، تولید و قیمت تشکیل می‌شود که روابط علی - معلولی بیان آنها در نمودار (1) نشان داده شده است.



نمودار 1. روابط علی – معلولی بازار برق

بر اساس این نمودار قیمت انتظاری، هزینه‌های عملیاتی و ضریب بهره‌برداری از عوامل مؤثر بر پیش‌بینی سرمایه‌گذار از سود عملیاتی سالانه است. افزایش قیمت انتظاری و ضریب بهره‌برداری سود عملیاتی موردانتظار را افزایش داده، در مقابل افزایش هزینه‌های عملیاتی سبب کاهش آن می‌شود. همچنین، افزایش سود عملیاتی مورد انتظار سبب افزایش نرخ بازگشت سرمایه شده است، اما هزینه‌های تعمیر و نگهداری و هزینه‌های سرمایه‌گذاری سبب کاهش آن می‌شوند. هر چه نرخ بازگشت سرمایه بیشتر باشد اثر سودآوری بر حجم سرمایه‌گذاری بیشتر خواهد بود. ظرفیت نیروگاهی و نرخ تعادلی سرمایه‌گذاری[1] از دیگر عوامل مؤثر بر حجم سرمایه‌گذاری محسوب می‌شوند. نکته قابل توجه این است که افزایش ظرفیت نیروگاهی با دو تأخیر ایجاد می‌شود. تقاضای مجوز ساخت، بررسی و دریافت تأییدیه تاخیر اول و ساخت نیروگاه تأخیر دوم محسوب می‌شود که هر دو تأخیر در مدل لحاظ شده است. تولید برق تابعی از ضریب بهره‌برداری و ظرفیت نیروگاهی است. ضریب بهره‌برداری با قیمت برق رابطه مستقیم و با هزینه‌های عملیاتی رابطه معکوس دارد.

طرف تقاضای بازار برق به نوبه خود از برخی روابط علی - معلولی تشکیل می‌شود. با توجه به نمودار (2) ملاحظه می‌شود که تغییرات تقاضا تابعی از عوامل قیمتی و حقیقی در اقتصاد است. قیمت تأثیر منفی و عوامل حقیقی تأثیر مثبتی بر تقاضا دارند. افزایش تقاضا به خودی خود سبب افزایش نسبت تقاضا به تولید می‌شود که این امر سبب افزایش قیمت بازار برق می‌گردد. افزایش قیمت بازار برق تعادلی به نوبه خود کاهش تقاضا را در بازخورد بعد موجب می‌شود.

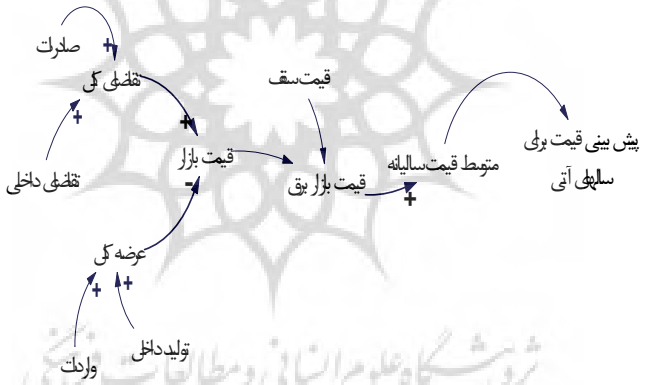


نمودار 2. روابط علی – معلولی تقاضا

1. Equilibrum Fractional Investment Rate

نرخ تعادلی سرمایه‌گذاری (معادل معکوس عمر نیروگاه) میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای حفظ حجم سرمایه است که در واقع به‌منظور حفظ حجم سرمایه در پایان هر دوره می‌بایست حجم سرمایه‌گذاری در آن دوره (سال) برابر میزان استهلاک سرمایه در آن دوره (سال) باشد.

قیمت تعادلی نیز در یک زنجیره از روابط علی –معلولی تعیین می‌شود. نمودار (3) روابط علی –معلولی قیمت را نشان می‌دهد. همانطور که ملاحظه می‌شود افزایش تقاضا سبب افزایش نسبت تقاضا به عرضه و در نتیجه افزایش قیمت بازار برق می‌شود. افزایش قیمت تعادلی در نهایت با رعایت سقف قیمت بازار سبب افزایش قیمت متوسط سالانه بازار برق می‌شود. افزایش قیمت متوسط سالانه بازار برق از یک سو سبب کاهش تقاضا و در نهایت کاهش نسبت تقاضا به عرضه و از سوی دیگر سبب افزایش ضریب بهره‌برداری نیروگاهی می‌شود. با ثابت‌بودن هزینه‌های عملیاتی انواع مختلف نیروگاه‌ها، افزایش ضریب بهره‌برداری سبب افزایش تولید و کاهش نسبت تقاضا به تولید می‌شود که در نهایت تأثیر منفی بر قیمت بازار برق دارد. بنابراین، افزایش قیمت از یک سو سبب کاهش تقاضا و از سوی دیگر سبب افزایش تولید می‌شود و بازار به تعادل بازمی‌گردد.



نمودار 3. روابط علی – معلولی قیمت

در ادامه، به تشریح و توضیح بخش‌های مختلف مدل می‌پردازیم.

3-1. زیرمدل ارزیابی سرمایه‌گذاری[1]

در طرف تولید، پیش از هر چیز لازم است فرایند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران در خصوص احداث نیروگاه‌های جدید مدلسازی شود. در این بخش با درنظرگرفتن عوامل تأثیرگذار بر تصمیم سرمایه‌گذار برای انجام سرمایه‌گذاری، مدلی از این فرایند ارائه می‌شود. فرض بر این است هرگونه سرمایه‌گذاری پیش از هر چیز به نرخ بازده سرمایه‌گذاری بستگی دارد که به نوبه خود تحت تأثیر سود مورد انتظار از سرمایه‌گذاری است.

1. Profitability Assessment

ارزش حال سود عملیاتی سرمایه‌گذاری پس از کسر هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری در طول دوره استهلاک سرمایه و مبلغ سرمایه‌گذاری اولیه به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$\Pi_i = \int_0^{T_{a.i}} (\pi_i(t) - O\&M)\, e^{-r\,(t + T_{c,i})}\, dt - IC_i \qquad (1)$$

که در آن، $\pi i(t)$ سود عملیاتی سالانه مورد انتظار[1] بر حسب ریال بر مگاوات در سال است. ICi هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه، O&M هزینه بهره‌برداری و نگهداری که مستقل از میزان بهره‌برداری از نیروگاه است. r نرخ بهره، $T_{a,I}$, $T_{c,i}$ به‌ترتیب سال احداث و پایان بهره‌برداری از نیروگاه است.

در نقطه سربه‌سری سود حاصل از سرمایه‌گذاری صفر خواهد بود، به طوری‌که:

$$\int_0^{Ta,\,i} (\pi i(t) - O\&M)\, e^{-r(t + T_{c,i})}\, dt = ICi \qquad (2)$$

در حالت ساده‌شده‌ای که $\pi_i(t)$ در هر سال ثابت بماند، داریم:

$$dt = IC_i - r\,(t + T_{c,i})\, e \int_0^{T_{a.i}} (\pi_i - O\&M) \qquad (3)$$

$$(\pi_i - O\ \&\ M) \times (-\frac{1}{r}) \times (e^{-r\,(T_{a,i} + T_{c,i})} - e^{-r \times T_{c,i}}) = IC_i$$

با توجه به تعریف ضریب سالانه سرمایه‌گذاری در رابطه (2) خواهیم داشت:

$$AF_i = \frac{r}{1 - e^{(-r \times T_i)}} \qquad (4)$$

$$\frac{(\Pi_i\,(t) - O\ \&\ M)e^{-rT_C}}{IC_i \times af_i} = 1 \qquad (5)$$

صورت عبارت فوق نشان‌دهنده ارزش فعلی خالص درآمد سالانه سرمایه‌گذاری و مخرج آن نشان‌دهنده معادل سالانه هزینه سرمایه‌گذاری اولیه است. بنابراین، نسبت فوق به نوعی نرخ بازده سرمایه‌گذاری (ROI) را نشان می‌دهد. به‌طور قطع، در نقطه سربه‌سری این نسبت برابر یک است.

1. Expected Yearly Operating Profits

در حالت کلی‌تر، سود عملیاتی نیروگاه $\Pi_i(t)$ ثابت نیست، بلکه به تفاوت بین قیمت و هزینه‌های عملیاتی و ضریب بهره‌برداری نیروگاه بستگی دارد. به عبارت دیگر، سود عملیاتی در یک دوره T برابر است با:

$$\Pi_i(t) = \int_{t-T}^{t} ((p - OC_i) \times CF_{i,new})dt \qquad (6)$$

که در آن، P قیمت بازار برق و OC_i هزینه عملیاتی نیروگاه و $CF_{i,new}$ ضریب بهره‌برداری از نیروگاه است که مقدار آن بین صفر و یک است و به نسبت قیمت به هزینه عملیاتی بستگی دارد. سود عملیاتی، نوسان‌های قیمت در طول دوره T را به‌طور ضمنی دربردارد و به نوعی نشانگر این نوسان‌ها است. آنچه برای سرمایه‌گذاران حائز اهمیت است، سود عملیاتی انتظاری است. برای محاسبه سود عملیاتی انتظاری از قیمت پیش‌بینی شده کمک می‌گیریم و رابطه فوق را به‌صورت زیر تعدیل می‌کنیم:

$$\Pi_i(t) = \int_{t-T}^{t} (\left(p \times \frac{Pfcs_t}{AP_t} - OC_i \right) \times CF_{i,new})dt \qquad (7)$$

با توجه به معادله فوق، P قیمت بازار برق، OC_i هزینه عملیاتی نیروگاه ، $Pfcs_t$ پیش‌بینی قیمت در دوره t و AP_t قیمت متوسط دوره t است.

برای پیش‌بینی قیمت در افق موردنظر از روند متوسط قیمت‌ها در چند دوره گذشته استفاده می‌شود. در بلندمدت و در شرایط رقابتی سرمایه‌گذاری‌ها به سمت فناوری‌های رقابتی (حداقل هزینه نهایی) حرکت می‌کند (ناتورکرفت، 2003). بر این اساس، فرض می‌کنیم قیمت انتظاری سرمایه‌گذاران از جمع وزنی قیمت‌های پیش‌بینی‌شده و حداقل هزینه‌های نهایی بلندمدت محاسبه می‌شود.

$$P_{ex} = P_f \times (1-W_{lrmc}) + MIN(LRMC_i) \times W_{lrmc} \qquad [Rial /MWh] \qquad (8)$$

$$LRMC_i = (Ic_i \times af_i + O\&M_i)/(Hr \times CF_i) + Oc_i \qquad [Rial /MWh] \qquad (9)$$

که در آن، P_{ex} قیمت انتظاری و P_f قیمت بازار آتی‌ها، W_{lrmc} وزن هزینه نهایی بلندمدت در پیش‌بینی قیمت، $LRMC_i$ هزینه نهایی بلندمدت نیروگاه نوع iام، Ic_i هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه نوع iام، $O\&M_i$ هزینه‌های تعمیر و نگهداری نیروگاه نوع iام برحسب مگاوات در سال و Hr میزان ساعات سال

است. (af_i) عامل تنزیل یا ضریب سالانه[1] سرمایه‌گذاری که ارزش فعلی سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده برای احداث نیروگاه را به مقادیر سالانه تبدیل می‌کند. r_t نرخ بهره در دوره زمانی t، T_i طول عمر نیروگاه، Oc_i هزینه عملیاتی و CF_i ضریب بهره‌برداری از ظرفیت نیروگاه نوع i است.

به هرحال در شکل‌گیری انتظارات با تأخیر اطلاعاتی[2] مواجه هستیم. سرمایه‌گذاران برای اطمینان از سودآور بودن یک پروژه، اطلاعات مربوط به چند سال را جمع‌آوری نموده، بر اساس آن سود انتظاری را محاسبه می‌کنند. این اطلاعات با یک تأخیر زمانی به‌دست می‌آید. به این مدت زمان در رویکرد پویایی سیستمی، تأخیر زمانی اطلاق می‌شود. تأخیر زمانی مدت زمان ارسال علایم قیمت مناسب از صنعت به سرمایه‌گذاران و اقدام به سرمایه‌گذاری آنها است و شامل دریافت و درک فرصت سرمایه‌گذاری و مقایسه با سایر فرصت‌ها است. ساختار پویای یک تأخیر اطلاعاتی درجه یک به شرح ذیل است:

$$\overline{\Pi_i}(t) = \overline{\Pi_i}(0) + \int_0^t (\pi_i(t) - \overline{\Pi_i}(t)) \times \frac{1}{T_S}\, dt \qquad (10)$$

که درآن، T_s دوره زمانی هموارسازی و $\overline{\Pi_i}(t)$ به‌عنوان برآوردی از سود عملیاتی موردانتظار نیروگاه نوع iام از دوره t است. بر اساس رابطه فوق، در تصمیات سرمایه‌گذاری نه تنها سود عملیاتی سال پیش، بلکه سودهای عملیاتی سال‌های گذشته مورد توجه قرار گرفت و از متوسط آنها به‌عنوان شاخص سود عملیاتی مورد انتظار استفاده می‌شود. در صورت استفاده از $\overline{\Pi_i}(t)$ به‌عنوان برآورد سود عملیاتی در آینده، نرخ بازه سرمایه‌گذاری در فناوری نوع iام به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$ROI_i = \frac{(\overline{\Pi_i}(t) - O\ \&\ M)e^{-rT_C}}{IC_i \times af_i} \qquad (11)$$

2-3. زیرمدل سرمایه‌گذاری

با فرض سودآور بودن سرمایه‌گذاری در یک فناوری تولید برق می‌بایست تعیین کنیم چه میزان سرمایه‌گذاری در هر دوره انجام خواهد شد؟

در تعادل بلندمدت بازار برق بخشی از ظرفیت‌های جدید جایگزین ظرفیت‌های فرسوده می‌شود و بخش دیگر نیز برای تأمین رشد تقاضا استفاده می‌شود.

1. Annuity Factor
2. Information Delay

رابطه (12) نشانگر حجم سرمایه‌گذاری در حال ساخت در هر دوره زمانی است. همانگونه که ملاحظه می‌شود حجم سرمایه‌گذاری در یک فناوری نیروگاهی در هر دوره به ظرفیت نیروگاهی موجود از آن فناوری (CA_i)، نرخ بازده سرمایه گذاری به حداقل نرخ بازده قابل قبول (fap) و حداقل سرمایه‌گذری لازم برای جبران استهلاک نیروگاه‌های موجود (EI) بستگی دارد.

همانگونه که ملاحظه می‌شود میزان سرمایه‌گذاری انجام‌شده در هر یک از انواع نیروگاه‌ها در یک دوره ($IV_{i,t}$) به میزان مجوزهای سرمایه‌گذاری صادرشده برای آن دوره (Pv) و میزان سرمایه‌گذاری قابل توجیه بر اساس زیرمدل ارزیابی معرفی شده در قسمت قبل بستگی دارد. طبیعتاً هر یک از این مقدار سرمایه‌گذاری که کوچکتر باشد در عمل اتفاق خواهد افتاد. میزان سرمایه‌گذاری قابل توجیه 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 نشان‌دهنده حداقل سرمایه‌گذاری لازم برای جایگزینی نیروگاه‌های مستهلک شده می‌باشد. رابطه (15) نشان می‌دهد شاخص سودآوری از نسبت بازده سرمایه‌گذاری در نیروگاه موردنظر (ROI_i) به حداقل نرخ بازده سرمایه‌گذاری قابل قبول ($RROI_i$) (با توجه به نرخ بهره بازار تعیین می‌شود) به‌دست می‌آید و آثار عوامل مؤثر بر تصمیمات سرمایه‌گذاری جدید را نشان می‌دهد که در قسمت قبل به آن پرداخته شد.

$$Iv_{i,t} = MIN(Papv_{i,t}, CA_i \times fap_i \times EI_i) \quad [MW/yr] \tag{12}$$

$$EI_i = 1/Lf_i \tag{13}$$

$$Pv_{i,t} = Pv_{i,0} + \int (Pc_{i,t} - Iv_{i,t} - x_{i,t}) \cdot dt \quad [MW] \tag{14}$$

$$fap_i = GRAPH\ (ROI_i/RROI_i,\ \alpha_1,\ \alpha_2,\ \{\beta_1, \beta_2, \beta_3, ..., \beta_n\}) \tag{15}$$

$$RROI_i = 1 + Ir \quad [1] \tag{16}$$

$$Ir = constant \tag{17}$$

$$CA_i = \sum_{v \in V} Ca_{i,v} \quad [MW] \tag{18}$$

حجم مجوزهای سرمایه‌گذاری در یک دوره ($Pv_{i,t}$) از مجموع مجوزهای اولیه ($Pv_{i,0}$) و تأیید نهایی مجوزها در دوره موردنظر ($Pc_{i,t}$) پس از کسر مجوزهای منقضی‌شده ($Px_{i,t}$) و مجوزهای اقدام‌شده ($Iv_{i,t}$) به‌دست می‌آید. از جایگذاری حجم مجوزهای دوره‌های گذشته در یکدیگر رابطه (15) حاصل می‌شود.

موجودی ظرفیت هر یک از انواع نیروگاه با توجه به سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده 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 زنجیره عمر با نماد (v) استفاده می‌کنیم. به این ترتیب، موجودی ظرفیت نیروگاه iام در هر یک از زنجیره‌های عمر نیروگاه را با $ca_{i,v}$ نشان می‌دهیم و جهت اختصار از جزئیات مربوط به آن صرفنظر می‌کنیم.

3-3. زیرمدل تولید نیروگاه‌ها

بر اساس رابطه (19) تولید نیروگاه نوع iام از زنجیره عمر v ($G_{i,v}$) از حاصلضرب ظرفیت موجودآن ($Ca_{i,v}$) در ضریب بهره‌برداری از نیروگاه ($CF_{i,v}$) و ساعات کل سال (hr) به‌دست می‌آید.

$$G_{i,v}= Ca_{i,v}\times CF_{i,v}\times hr \qquad [twh/yr] \tag{19}$$

رابطه (20) نشان‌دهنده تولید کل برق شبکه (TG) از مجموع تولید انواع نیروگاه‌ها، زنجیره‌های عمر مختلف و واردات (IM) به‌دست می‌آید.

$$TG=IM + \sum_{i\in T, v\in V} G_{i,v} \qquad [twh/yr] \tag{20}$$

بخشی از تولید برق در شبکه به تلفات تبدیل می‌شود. چنانچه درصد تلفات برق در شبکه را با (gl) نشان دهیم، تولید خالص (NG) که در بازار برق عرضه می‌شود برابر است با:

$$NG = TG \times(1- gl) \qquad [twh/yr] \tag{21}$$

ضریب بهره‌برداری نیروگاه بیانگر درصد استفاده از ظرفیت کامل یک نیروگاه در یک دوره زمانی معین است و تابعی از قیمت بازار (P_m)، هزینه سوخت (Fc)، راندمان نیروگاه (ef) و مالیات (T) درنظرگرفته می‌شود:

$$CF_{i,v}= CF(P,Fc_i, ef_{i,v} , T_i) \qquad \forall i \in th, hy \tag{22}$$

در عمل، ضریب بهره‌برداری را به‌صورت نسبت قیمت بازار برق به هزینه‌های عملیاتی محاسبه می‌کنیم که هزینه‌های عملیاتی به نوبه خود از نسبت قیمت سوخت به راندمان نیروگاه به اضافه مالیات به‌دست می‌آید. برای حصول نتایج دقیق‌تر ضریب بهره‌برداری برای هریک از انواع نیروگاه به تفکیک زنجیره عمر آنها محاسبه می‌شود.

$$CF_{i,v}= \frac{pm}{oc_{i,v}} \qquad \% \tag{23}$$

$$Oc_{i,v}= \frac{fc_i}{ef_i} + T_i \qquad [Rial /MWh] \tag{24}$$

3-4. زیرمدل تقاضا و قیمت

قیمت در بازار برق با توجه به تولید (TG) و تقاضای برق (D) تعیین می‌شود. رابطه (25) نشان می‌دهد مازاد تقاضا نسبت به عرضه (D_t-TG) موجب تغییرات قیمت در بازار خواهد شد:

$$\Delta P_S = [(P_{eq} \times (D_t\text{-}TG))/ D_t] \times \frac{1}{AT} \qquad [Rial/MWh/da] \tag{25}$$

ΔP تغییرات قیمت در هر دوره که در آن مدت زمان لازم برای برقراری مجدد تعادل در بازار پس از هر اختلال و P_{eq} قیمت تعادلی حاکم در بازار است.

تغییرات تقاضا در بازار از دو عامل ناشی می‌شود: تغییرات تقاضا تحت تأثیر عوامل واقعی (D_r) شامل رشد جمعیت (Pop) و رشد تولید ملی (G_r) و تغییرات ناشی از نوسان‌های قیمت (D_p):

$$\Delta D_t = D_t \times (D_r + D_p) \quad [TWh/yr] \tag{26}$$

$$Q_d= D_t \times D_v \tag{27}$$

$$D_r = G_r + Pop \quad [1/yr] \tag{28}$$

4. داده‌های مورد استفاده

این مدل شامل پارامترهای برون‌زای متعددی است که مقادیر آنها می‌بایست پیش از حل مدل با توجه به وضعیت موجود صنعت برق کشور تعیین شود. عناوین این پارامترها و مقادیر انتخاب شده آنها در جداول (1) و (2) ارائه است.

جدول 1. مقادیر اولیه زیرمدل‌های تولید تقاضا، قیمت و مبادلات خارجی

نام متغیر	علامت اختصاری	مقدار	نام متغیر	علامت اختصاری	مقدار
نرخ تغییرات واقعی تقاضا (درصد)	D_r	6/4	کشش قیمتی بلندمدت تقاضای برق	E_P	-0/86
قیمت اولیه بازار برق در سال 1388 (ریال بر کیلووات ساعت)	P_0	165	نرخ رشد سقف قیمت بازار (درصد)	P_{cer}	0/1
تقاضای اولیه (تراوات ساعت در سال)	D_0	167/5	واردات بر حسب گیگاوات ساعت	Mp	2068
صادرات بر حسب گیگاوات ساعت	Ex	6152	قیمت واردات بر حسب ریال بر گیگاوات ساعت	P_{mp}	232/6
قیمت صادرات بر حسب ریال بر گیگاوات ساعت	P_{ex}	460	هزینه سوخت تولید یک کیلووات ساعت برق توسط نیروگاه‌های گازی	FC_{gt}	17/7
متوسط راندمان نیروگاه‌ها (درصد)	ef	36/2	هزینه سوخت تولید یک کیلووات ساعت برق توسط نیروگاه‌های سیکل ترکیبی	FC_{cc}	11/8
هزینه سوخت تولید یک کیلووات ساعت برق توسط نیروگاه‌های بخاری	FC_{st}	11/2	نرخ رشد قیمت برق طی سال‌های (1380-1388) (درصد)	P_t	7/3
تعداد ساعات سال	Hr	8760	نرخ رشد جمعیت	Pop	1/7
نرخ رشد تولید ناخالص داخلی	G_r	5/4			

مأخذ: سایت شرکت مدیریت شبکه برق ایران، دفتر روابط برون‌مرزی و شرکت مدیریت شبکه برق ایران.

برآوردهای مختلفی برای کشش قیمتی تقاضای برق در بلندمدت در تحقیقات مختلف انجام‌شده است. در این مقاله، کشش قیمتی کل تقاضای برق در بلندمدت را 0/86- درنظر می‌گیریم (سهیلی، 1381).

جدول 2. مقادیر اولیه پارامترها به تفکیک انواع نیروگاه‌ها و زنجیره عمر

نام متغیر	علامت اختصاری	گازی	بخاری	سیکل ترکیبی	برق آبی	بادی
هزینه بهره‌برداری و نگهداری (R/MWh)	$O\&M_i$	22599	66887	32527	26712/3	22599
هزینه سوخت (R/MWh)	fc_i	17/8	11/3	11/8	0	0
حجم درخواست مجوز در سال پایه (MW)	$Papp_{i,0}$	2230	3555	40183	4877	1959
مدت زمان ساخت نیروگاه‌ها (yr)	Ct_i	2	5	5	7	3
طول عمر نیروگاه‌ها (yr)	Lf_i	20	30	30	50	20
ظرفیت نیروگاه‌های درحال ساخت در سال پایه (MW)	$Cu_{i,t}$	22690	640	17340	4570	1959
ظرفیت نیروگاه‌ها در سال پایه (MW)	جدید $Nc_{i,t}$		1694	3250	10479	5422
	میان سال $Imc_{i,0}$		5933	4925	0	85
	قدیمی $Oc_{i,0}$		3489	7475	0	1914
راندمان نیروگاه‌ها[3] (درصد)	جدید $ef_{i,n}$		29/9	45	47	100
	میان سال $ef_{i,m}$		29	39	41/5	100
	قدیمی $ef_{i,o}$		25	35	40	100

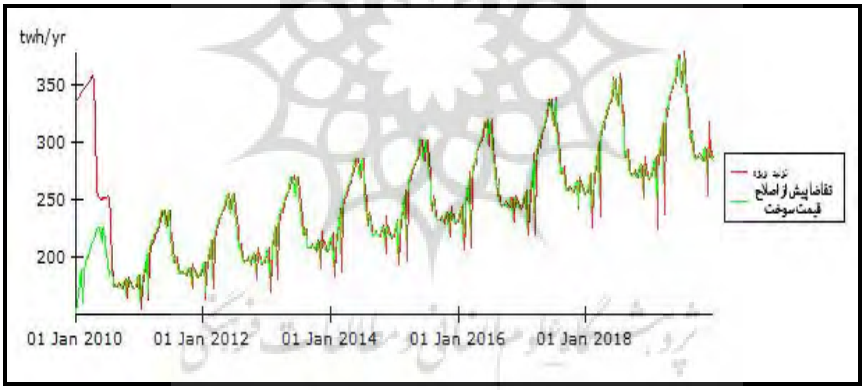
مأخذ: ترازنامه انرژی وزارت نیرو، 1387.
- آمار تفصیلی صنعت برق ایران،1387.
- گزارش 41 سال صنعت برق ایران.

5. اجرای مدل و تحلیل‌های سیاستی

مدل پویایی سیستمی معرفی‌شده در بخش سوم مقاله، نحوه تصمیم‌سازی سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری در ایجاد ظرفیت‌های نیروگاهی را شبیه‌سازی می‌کند. در این بخش، روند ظرفیت‌سازی نیروگاهی و تولید کل شبکه برق در یک بازه زمانی 10 ساله (1398-1388) که بر اساس مدل پیشنهادی

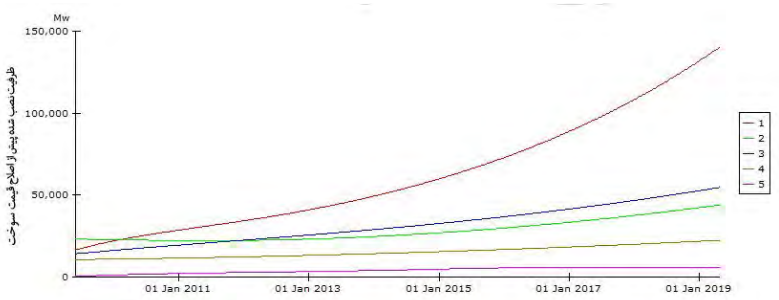
شبیه‌سازی می‌شود و روند تغییرات میزان تولید و ظرفیت‌های تولید برق به تفکیک انواع فناوری‌های تولید شامل توربین گازی، سیکل ترکیبی، بخاری، برق‌آبی و بادیبه کمک آن پیش‌بینی می‌شود.

نرخ رشد ظرفیت نامی نیروگاه‌ها در 10 سال گذشته به‌طور میانگین 6/7 درصد بوده است، بنابراین انتظار می‌رود در صورت ادامه روند گذشته و پرداخت یارانه به سوخت نیروگاه‌ها و در نتیجه استمرار قیمت‌های یارانه‌ای برق پیش‌بینی می‌شود پس از 10 سال ظرفیت اسمی نیروگاه‌ها از حدود 50 هزار مگاوات به حدود 95 هزار مگاوات افزایش یابد. در این صورت، بر اساس مدل پیشنهادی روند تولید و تقاضای برق در افق زمانی مورد بررسی به‌گونه‌ای خواهد بود که در نمودار (4) ملاحظه می‌شود. به این ترتیب، پیش‌بینی می‌شود تولید کل شبکه از حدود 185 تراوات ساعت در ابتدای دوره با نرخ رشد متوسط 7/7 درصد به حدود 330 در تراوات ساعت در پایان دوره برسد.



نمودار 4. روند تقاضا و تولید ویژه کل شبکه در صورت استمرار قیمت‌های یارانه‌ای برای سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

در نمودار (5) روند تغییرات ظرفیت‌های نیروگاهی کشور را به تفکیک انواع فناوری‌های تولید برق در افق زمانی مورد بررسی نشان می‌دهد.

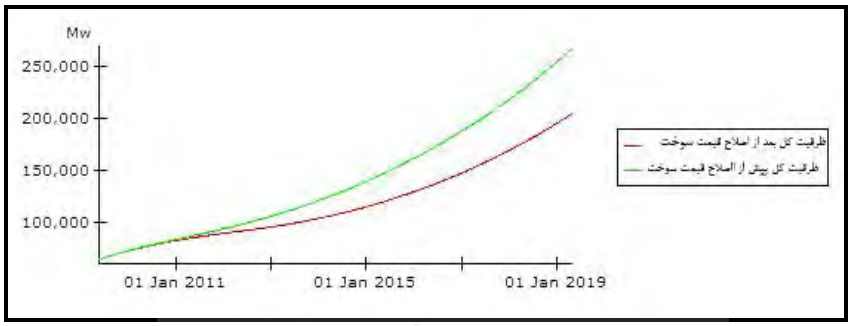


نمودار 5. روند تغییرات ظرفیت‌های نیروگاهی به تفکیک انواع نیروگاه‌ها در صورت استمرار قیمت‌های یارانه‌ای برای سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

شماره‌های 5-1 در این نمودار به‌ترتیب نشان‌دهنده نیروگاه‌های گازی، بخاری، سیکل‌ترکیبی، برق‌آبی و بادی است. با توجه به نمودار فوق، ظرفیت تمام انواع نیروگاه‌ها در افق مورد بررسی همواره صعودی است. نیروگاه‌های توربین گازی با وجود راندمان کمتر نسبت به نیروگاه‌های بخار و سیکل ترکیبی به‌دلیل پایین بودن نسبی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی آنها به جهت یارانه‌ای بودن قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها از نرخ بازگشت انتظاری بالاتری برخوردارند، به همین دلیل انگیزه سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری در این نوع نیروگاه‌ها بیش از نیروگاه‌های بخاری و سیکل ترکیبی است.

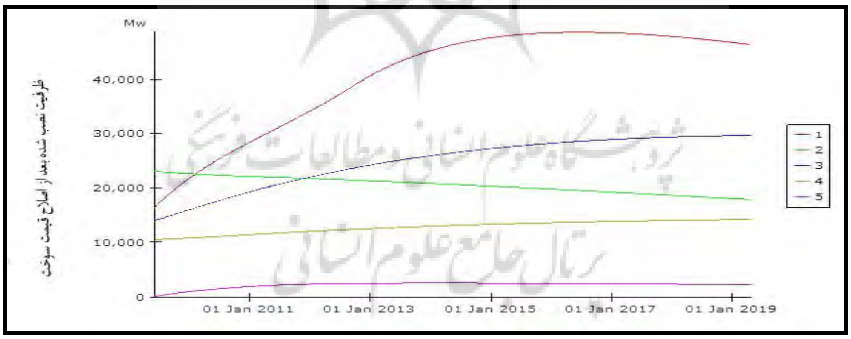
حال تقاضا و تولید انرژی الکتریسیته را در دوره موردنظر با فرض اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها بررسی می‌کنیم. در مرحله اول اجرای این قانون، قیمت گاز تحویلی به نیروگاه‌ها از حدود 50 ریال در هر مترمکعب به 700 ریال در هر مترمکعب افزایش یافته است. قیمت گازوییل و نفت‌کوره نیز به‌ترتیب از حدود 60 و 30 ریال بر هر لیتر به 2500 و 700 ریال برای هر لیتر افزایش یافته است.

به این ترتیب، اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها و در نتیجه افزایش قیمت در بازار برق موجب شد تولید برق در پایان دوره به حدود 310 تراوات ساعت برسد. هزینه نسبت به شرایط تداوم قیمت‌های یارانه‌ای به‌طور میانگین سالانه یک درصد کاهش رشد را نشان می‌دهد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی مدل پیشنهادی با فرض اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها تحت سناریوی فوق حاکی از آن است که ظرفیت کل نیروگاه‌ها و ظرفیت هر یک از انواع مختلف نیروگاه‌ها در دوره برای دوره 10 ساله مورد بررسی به‌گونه‌ای خواهد بود که در نمودارهای (6) و (7) نمایش داده شده است.



نمودار 6. مقایسه مجموع ظرفیت‌های نیروگاهی نصب‌شده در حالت اصلاح و عدم اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها

با توجه به نمودار فوق، در پی افزایش قیمت سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها، ظرفیت نیروگاهی نصب‌شده در قالب مدل طراحی شده به 179 گیگاوات‌ساعت می‌رسد که نسبت به شرایط عدم اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها 10 درصد کاهش نشان می‌دهد. این درحالی است که بازار برق در تعادل بوده و دچار خاموشی نخواهد شد.



نمودار 7. ترکیب ظرفیت‌های نیروگاهی نصب شده به تفکیک انواع نیروگاه‌ها پس از اصلاح قیمت سوخت تحویلی به آنها

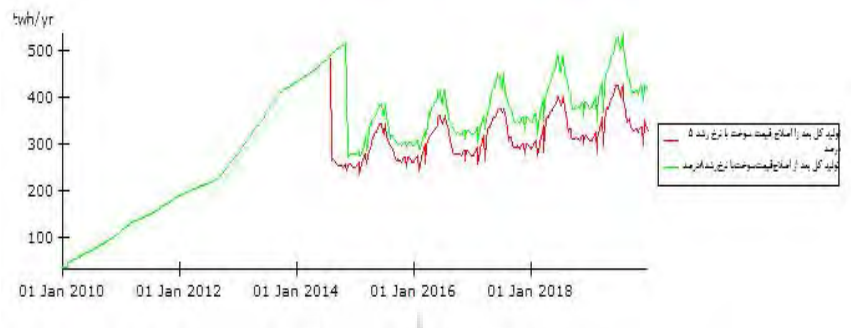
همانند نمودار (5) در این نمودار نیز شماره‌های 5-1 به‌ترتیب نشان‌دهنده نیروگاه‌های گازی، بخاری، سیکل‌ترکیبی، برق‌آبی و بادی است. با توجه به نمودار فوق، برخلاف روند صعودی یکنواخت ظرفیت‌سازی در تمام انواع نیروگاه‌ها در شرایط عدم اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در این حالت ظرفیت نیروگاه‌های برق آبی و چرخه ترکیبی به‌طور یکنواخت افزایش یافته و به‌ترتیب به 20555 و

45845 مگاوات خواهد رسید. به هر حال، ظرفیت نیروگاه‌های بخاری به‌طور پیوسته کاهش یافته و در پایان دوره به 16939 مگاوات می‌رسد.

ظرفیت نیروگاه‌های گازی در ابتدا به‌دلیل پایین‌بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری در برق‌آنها از رشد خوبی نسبت به سایر انواع نیروگاه‌های حرارتی برخوردار است، اما پس از مدتی به‌دلیل پایین‌بودن راندمان این نیروگاه‌ها نسبت به نیروگاه‌های چرخه ترکیبی، ظرفیت این نیروگاه‌ها روند نزولی خواهد داشت. یکی دیگر از دلایل افزایش اولیه در ظرفیت نیروگاه‌های گازی آن است که در خصوص نیروگاه‌های چرخه ترکیبی در ابتدا توربین گازی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد سپس در فازهای بعدی بخش بخار به آن اضافه می‌شود. بنابراین، به‌نظر می‌رسد با افزایش هزینه‌های عملیاتی ناشی از افزایش قیمت سوخت به‌دلیل بالا بودن راندمان نیروگاه‌های چرخه ترکیبی تمایل به تبدیل توربین‌های گازی به چرخه ترکیبی افزایش می‌یابد.

در توضیح روند افزایش یکنواخت سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های برق آبی می‌توان گفت که پس از افزایش هزینه سوخت نیروگاه‌های حرارتی، نیروگاه‌های برق آبی نسبت به فناوری‌های حرراتی قدرت رقابت بیشتری خواهند یافت.

یکی از پارامترهای مهم در پیش‌بینی عرضه و تقاضای برق نرخ رشد اقتصادی است. در شبیه‌سازی اولیه، نرخ رشد اقتصادی در دوره پیش‌بینی برابر با متوسط نرخ رشد 10 سال گذشته (5/4) درصد فرض شد. حال می‌توان آثار افزایش نرخ رشد اقتصادی به 8 درصد نرخ رشد هدفگذاری شده در قانون برنامه پنجم توسعه (1394-1390) را بر بازار برق بررسی نمود. نتایج اجرای مدل نشان می‌دهد تولید کل شبکه در پایان دوره به 374 تراوات ساعت خواهد رسید که در این حالت متوسط نرخ رشد تولید کل شبکه در پایان دوره در مقایسه با حالت قبل 2/5 درصد افزایش خواهد یافت. همچنین، ظرفیت نیروگاه‌های نصب شده در این حالت در پایان به 179153 مگاوات می‌رسد که برخلاف تغییرات میزان تولید شبکه نسبت به حالت قبلی بدون تغییر خواهد بود.



نمودار 8. مقایسه تولید شبکه پس از اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها در دو نرخ رشد **5** و **8** درصد

در انتها، به بررسی آثار افزایش راندمان نیروگاه‌ها بر حجم سرمایه‌گذاری و ظرفیت نیروگاه‌ها می‌پردازیم. با متوسط راندمان نیروگاه‌های گازی، بخاری و چرخه ترکیبی در سال 1389 به‌ترتیب29/4، 36/6 و 44/7 درصد است (ترازنامه انرژی، 1389). اگر هدف ارتقاء راندمان نیروگاه‌های داخلی و دستیابی به میانگین راندمان جهانی باشد، در این صورت تا پایان دوره می‌بایست راندمان نیروگاه‌های گازی، بخاری و چرخه ترکیبی به‌ترتیب به 35، 42 و 50 درصد ارتقاء یابد. برای تحقق این هدف، هزینه‌های سرمایه‌گذاری را 20 درصد افزایش می‌دهیم. آثار افزایش میزان راندمان بر تولید شبکه، حجم ظرفیت نیروگاه‌ها به‌طور کل به کمک مدل پیشنهادی شبیه‌سازی شده نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد با فرض نرخ رشد اقتصادی 5/4 درصد ظرفیت نیروگاه‌ها در پایان دوره به 187000 مگاوات خواهد رسید که نسبت به حالت قبل به‌طور متوسط سالانه یک درصد افزایش رشد داشته است. این در حالی است نتایج حاصل از اجرای مدل نشان می‌دهد با افزایش راندمان نیروگاه‌ها تولید کل شبکه تغییری نخواهد نمود.

6. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله به بررسی آثار اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت‌سازی نیروگاه‌ها و تولید برق در کشور با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی می‌پردازیم. به‌دلیل ماهیت سیستمی ضروریست کل بازار برق مدلسازی شود. مدل بازار برق زیربخش‌های سودآوری سرمایه‌گذاری، ظرفیت‌سازی، تولید، قیمت و تقاضا را شامل می‌شود. سال مبنا 1389 در نظر گرفته شده است و مدل برای یک دوره زمانی 10 ساله برنامه پنجم و ششم اقتصادی شبیه‌سازی می‌شود.

نرخ رشد ظرفیت نامی نیروگاه‌ها در 10 سال گذشته به‌طور میانگین 6/7 درصد بوده است، بنابراین انتظار می‌رود در صورت ادامه روند گذشته و پرداخت یارانه به سوخت نیروگاه‌ها و در نتیجه استمرار

قیمت‌های یارانه‌ای برق پیش‌بینی می‌شود پس از 10 سال ظرفیت اسمی نیروگاه‌ها از حدود 50 هزار مگاوات به حدود 100 مگاوات افزایش یابد. بر اساس مدل پیشنهادی پیش‌بینی می‌شود روند تولید و تقاضای برق در افق زمانی مورد بررسی به‌گونه‌ای خواهد بود که تولید کل شبکه از حدود 185 تراوات ساعت در ابتدای دوره با نرخ رشد متوسط 7/7 درصد به حدود 330 تراوات ساعت در پایان دوره برسد. همچنین، نیروگاه‌های توربین گازی با وجود راندمان کمتر نسبت به نیروگاه‌های بخار و سیکل ترکیبی به‌دلیل پایین بودن نسبی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی آنها به جهت یارانه‌ای بودن قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها از نرخ بازگشت انتظاری بالاتری برخوردارند، به همین دلیل انگیزه سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری در این نوع نیروگاه‌ها بیشتر از نیروگاه‌های بخاری و چرخه ترکیبی است.

با اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها پیش‌بینی می‌شود تولید برق در پایان دوره به حدود 310 تراوات ساعت برسد که نسبت به شرایط تداوم قیمت‌های یارانه‌ای به‌طور میانگین سالانه یک درصد کاهش رشد را نشان می‌دهد. در پی افزایش قیمت سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها، ظرفیت نیروگاهی نصب شده به 179 گیگاوات‌ساعت می‌رسد که نسبت به شرایط عدم اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها 10 درصد کاهش رشد سالانه را نشان می‌دهد، این در حالی است که بازار برق در تعادل بوده خاموشی تحمیل نخواهد شد. برخلاف روند صعودی یکنواخت ظرفیت‌سازی در تمام انواع نیروگاه‌ها در شرایط عدم اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها در این حالت ظرفیت نیروگاه‌های برق آبی و چرخه ترکیبی به‌طور یکنواخت افزایش یافته به‌ترتیب 20555 و 45845 مگاوات خواهد رسید. به‌هرحال، ظرفیت نیروگاه‌های بخاری به طور پیوسته کاهش یافته در پایان دوره به 16939 مگاوات می‌رسد.

در نرخ رشد 8 درصد نتایج اجرای مدل نشان می‌دهد تولید کل شبکه در پایان دوره به 374 تراوات ساعت خواهد رسید که در این حالت متوسط نرخ رشد تولید کل شبکه در پایان دوره در مقایسه با حالت قبل 2/5 درصد افزایش خواهد یافت. همچنین، ظرفیت نیروگاه‌های نصب شده در این حالت در پایان به 179 گیگاوات می‌رسد که برخلاف تغییرات میزان تولید شبکه نسبت به حالت قبل بدون تغییر خواهد بود.

در انتها به بررسی آثار افزایش راندمان نیروگاه‌ها بر حجم سرمایه‌گذاری و ظرفیت نیروگاه‌ها می‌پردازیم. متوسط راندمان نیروگاه‌های گازی، بخاری و چرخه ترکیبی در سال 1389 به‌ترتیب 29/4، 36/6 و 44/7 درصد محاسبه شده است (ترازنامه انرژی، 1389). اگر هدف ارتقاء راندمان نیروگاه‌های داخلی و رسیدن به میانگین راندمان جهانی باشد در این صورت تا پایان دوره می‌بایست راندمان نیروگاه‌های گازی، بخاری و چرخه ترکیبی به‌ترتیب به 35، 42 و 50 درصد ارتقاء یابد. برای تحقق این هدف، هزینه‌های سرمایه‌گذاری را 20 درصد افزایش می‌دهیم. آثار افزایش میزان راندمان بر تولید شبکه،

حجم ظرفیت نیروگاه‌ها به‌طور کل به کمک مدل پیشنهادی شبیه‌سازی شده است. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد با فرض نرخ رشد اقتصادی 5/4 درصد، ظرفیت نیروگاه‌ها در پایان دوره به 187 گیگاوات خواهد رسید که نسبت به حالت قبلی به‌طور متوسط سالانه یک درصد افزایش رشد داشته است. این در حالی است نتایج حاصل از اجرای مدل نشان می‌دهد با افزایش راندمان نیروگاه‌ها تولید کل شبکه تغییری نخواهد نمود.

منابع

41 سال صنعت برق ایران در آیینه آمار (1346-1387).

آمار تفصیلی صنعت برق ایران (1387).

پژویان، جمشید و تیمور محمدی (1379)، "قیمت‌گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران"، *فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی*، پاییز، صص 61-39.

پورآزرم، الهام (1384)، "برآورد تابع تقاضای برق خانگی استان خوزستان"، *جستارهای اقتصادی*، شماره 4.

سهیلی، کیومرث(1381)، "روابط پویای بین متغیرهای کلان مؤثر بر تقاضای انرژی در ایران کاربردی از مدل تصحیح‌خطای برداری"، *فصلنامه پژوهشی دانشگاه امام صادق(ع)*،شماره 15،صص 139-111.

عسکری، علی (1379)، "تخمین تقاضای برق در بخش خانگی و برآورد کشش‌های قیمتی و درآمدی"، *مجله برنامه و بودجه*، شماره‌های 62 و 63، صص 119 - 103.

لطفی، احمد و محمدرضا لطفی‌پور (1383)، "بررسی و برآورد عوامل موثر بر تقاضای برق خانگی در استان خراسان"، *مجله دانش و توسعه*، شماره 15.

محمدی‌دینانی، منصور (1380)، "تخمین تابع تقاضای برق خانگی در شهرستان کرمان"، سومین همایش بین‌المللی انرژی.

مؤسسه پژوهش در مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی (1385)، "مدلسازی سیستم انرژی ایران (روش سیستم دینامیک) مدل بخش عرضه برق".

موسوی اهرنجانی، پریسا و محمدعلی آزاده (1386)، "شبیه‌سازی تقاضای برق صنایع ایران با استفاده از سیستم داینامیک"، دانشکده فنی دانشگاه تهران، صص 953-943.

وزارت نیرو (1387)، ترازنامه انرژی.

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

Botterud A., Ilic M. D. & I. Wangensteen (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, September.

Botterud A., Korpas M., Vogstad K. & I. Vangensteen (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, June.

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).

Bunn D. & I. Dyner (1996), "Systems Simulation to Support Integrated Energy Analysis and Liberalized Planning", *International Transactions on Operational Research*, Vol. 3, No. 2, PP. 105-115.

Eltony M., Nagy H. & Mohamad Yousuf (1993), "The Structure of Demand for Electricity in the Persian Gulf Cooperation Council Countries", *The Journal of Energy and Development*, Spring.

Eltony M. N. & H. Asrual (1996), "A Co Integration Relationship in the Demand for Energy: The Case of Electricity in Kuwait", *The Journal of Energy and Development*, Vol. 19, PP. 493-513.

Ford, A. (1999), "Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States", *Energy Policy*, Vol. 27, PP. 637-658.

Ford, A. (2001), "Waiting for the Boom: A Simulation Study of Power Plant Construction in California", *Energy Policy*, Vol. 29, PP. 847-869.

Gary S. & E. R. Larsen (2000), "Improving Firm Performance in out-of equilibrium, Deregulated Markets Using Feedback Simulation Models", *Energy Policy*, Vol. 28, PP. 845-855.

Naturkraft (2003), "Process of Preparing a Gas Composition and Use There of", Presentation at Mantel Seminar, April.

Sterman, J. D. (2006), "Business Dynamics, Systems Thinking and Modeling for a Complex World", Mcgraw-Hill.

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, 2005:15, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.

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

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