

# تحلیل دینامیک بلندمدت بازار برق ناشی از منطقیت محدود تصمیمات سرمایه‌گذاران تحت طراحی‌های مختلف بازار

ابراهیم خرم، حسین سیفی و محمدکاظم شیخ‌الاسلامی

چکیده: در این مقاله دینامیک بلندمدت بازار برق، ناشی از منطقیت محدود تصمیمات سرمایه‌گذاران به کمک روش دینامیک سیستم (SD) و تحت طراحی‌های مختلف بازار شامل بازار انرژی تنها (EO)، بازار با ذخیره بهره‌برداری (OR)، بازار با پرداخت ظرفیت ثابت (FCP) و بازار مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت (DC) تحلیل شده است. همچنین مسیر مبتنی بر تعادل بلندمدت، جهت مقایسه تعیین شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که طراحی‌های مختلف بازار دینامیک‌های بسیار متفاوتی دارند و می‌توان با انتخاب طراحی مناسب تا حد زیادی دینامیک بازار را کنترل کرد.

کلید واژه: بازار برق، توسعه تولید، دینامیک بازار، دینامیک سیستم، سرمایه‌گذاری تولید، طراحی بازار.

## علائم و اختصارات

### اندیس‌ها:

$i$  تکنولوژی‌های تولید (۱: HC، ۲: CCGT و ۳: GT)  
 $l$  سطوح قیمت (۱:  $MC_1$ ، ۲:  $MC_2$ ، ۳:  $MC_3$  و ۴:  $Price\ cap$ )

### پارامترها:

$\beta_i$  و  $\alpha_i$  ضرایب ثابت در تعیین ضریب سرمایه‌گذاری تکنولوژی تولید  $i$ .  
 $b_i$  و  $a_i$  ضرایب ثابت در تعیین نرخ بازتنسنگی ظرفیت اولیه تکنولوژی تولید  $i$  (MW/yr).  
 $cp_{max}$  حداکثر پرداخت ظرفیت در بازار DC (MW/yr).  
 $dr$  سطح ذخیره مطلوب در بازار DC (%).  
 $dcp$  میزان پرداخت ظرفیت در سطح ذخیره مطلوب در بازار DC (MW/yr).  
 $fp$  میزان پرداخت ظرفیت در بازار FCP (MW/yr).  
 $FC_i$  هزینه ثابت (یا مقدار معادل سالانه هزینه سرمایه‌گذاری) تکنولوژی تولید  $i$  (MW/yr).  
 $IC_i$  هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی تولید  $i$  (MW).  
 $incap_i$  ظرفیت اولیه تکنولوژی تولید  $i$  (MW).  
 $lg$  نرخ سالانه رشد بار (%).  
 $MC_i$  هزینه نهایی تکنولوژی تولید  $i$  (MW/Wh).  
 $m_i^*$  و  $m_i^{max}$  مقادیر حداکثر و حداقل ضریب سرمایه‌گذاری تکنولوژی تولید  $i$ .  
 $Price\ cap$  سقف قیمت (MW/Wh).  
 $P_{OR}$  ظرفیت ذخیره بهره‌برداری در بازار OR (MW).

$Pcap_{OR}$

$q_i$

$r_{min}$

$r$

$T_i^c$

$T_i^o$

$thre$ ،  $tppc$  و

$tpt$

$VOLL$

متغیرها:

$\pi_i^e(t + T_i^c)$

$\pi_{capacity}^e$

$C_i(t)$

$C_T(t)$

$\dot{C}_i^{in}(t)$

$\dot{C}_i^{out}(t)$

$C_i^{jk}$

$du_{i}^{jk}$

(h).

$du_t$

$du_t^e$

$D_{OR}^{EO}$

(h).

$\dot{I}_i^{ref}(t)$

$I_i(t)$

$I$

$\dot{I}_i(t)$

$jk$

$k$

$L\ min$

$L\ max$

$\dot{L}_i(t)$

$LOLE$

$LOLE_{EQ}$

$MC_i^e$

سقف قیمت در بازار OR (MW/Wh).

نرخ خروج اجباری تکنولوژی تولید  $i$  (%).

میزان ذخیره‌های که در آن پرداخت ظرفیت در بازار DC به  $cp_{max}$  می‌رسد (%).

نرخ تنزیل تنظیم‌شده مبتنی بر ریسک (%).

زمان لازم برای ساخت تکنولوژی تولید  $i$  (yr).

طول عمر بهره‌برداری از تکنولوژی تولید  $i$  (yr).

ثابت‌های زمانی در تابع روند (yr).

ارزش بار از دست رفته (MW/Wh).

سود بهره‌برداری که سرمایه‌گذار انتظار دارد در سال  $t + T_i^c$  به‌دست آورد، در صورتی که در سال  $t$  در تکنولوژی تولید  $i$  سرمایه‌گذاری کند (MW.yr).

درآمد مورد انتظار سرمایه‌گذار از پرداخت ظرفیت (MW.yr).  
ظرفیت موجود تکنولوژی تولید  $i$  در سال  $t$  (MW).

کل ظرفیت موجود تولید در سال  $t$  (MW).

نرخ ورود به مدار تکنولوژی تولید  $i$  در سال  $t$  (MW/yr).

نرخ بازتنسنگی تکنولوژی تولید  $i$  در سال  $t$  (MW/yr).

ظرفیت تکنولوژی تولید  $i$  در ترکیب خروج  $jk$  (MW).

مدت‌زمان تداوم قیمت در سطح قیمت  $l$  در ترکیب خروج  $jk$  (h).

مدت‌زمان تداوم قیمت در سطح قیمت  $l$  (h).

مدت‌زمان تداوم قیمت در سطح قیمت  $l$  بر اساس انتظار سرمایه‌گذار (h).

مدت‌زمان کمبود ذخیره بهره‌برداری در نقطه تعادل بلندمدت بازار EO (h).

نرخ مرجع سرمایه‌گذاری در تکنولوژی تولید  $i$  در سال  $t$  (MW/yr).

(MW/yr).

متغیر طبیعی با مقادیر صفر یا یک.

نرخ سرمایه‌گذاری در تکنولوژی تولید  $i$  در سال  $t$  (MW/yr).

یک ترکیب از خروج  $k$  گانه  $(jk = 1, \dots, mk)$ .

تعداد ژنراتورهای خارج از مدار در مدل‌سازی خروج ژنراتورها  $(k = 0, \dots, n)$ .

حداقل و حداکثر بار در منحنی تداومی بار (MW).

سه‌می از انتظار رشد بار در سال  $t$  که توسط تکنولوژی  $i$  تأمین می‌شود (MW).

مدت‌زمان انتظاری از دست دادن بار (h).

مدت‌زمان تعادل بلندمدت بازار (h).

هزینه نهایی تکنولوژی‌های تولید بر اساس انتظار سرمایه‌گذاران (MW/Wh).

این مقاله در تاریخ ۲۳ بهمن ماه ۱۳۸۹ دریافت و در تاریخ ۴ بهمن ماه ۱۳۹۰ بازنگری شد.

ابراهیم خرم، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران (email: e.khoram@modares.ac.ir).

حسین سیفی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران (email: seifi\_ho@modares.ac.ir).

محمدکاظم شیخ‌الاسلامی، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران (email: aleslam@modares.ac.ir).

با متغیرهای حالت و معادلات حاکم بر آنها مدل سازی شده و با معادلات دیفرانسیل - تأخیر غیر خطی که به روش های عددی قابل حل است، نمایش داده می شود [۳] و [۵].

در اولین تحقیقات در زمینه دینامیک بازار برق، Bun و همکاران به بررسی جنبه های مختلف دینامیک بازار برق انگلستان و ولز پرداخته اند [۶] تا [۹]. کارایی روش دینامیک سیستم برای ارزیابی توسعه استراتژی شرکت ها در محیط رقابتی در [۱۰] و ناکارآمدی روش تعادل در محیط بازار در [۱۱] نشان داده شده است.

Ford ضمن مرور استفاده از روش دینامیک سیستم در صنعت برق [۱۲] با مدل سازی دینامیک بازار برق ایالات غربی آمریکا نشان داد این بازار مستعد سیکل های سرمایه گذاری است و با پرداخت ظرفیت می توان آن را میرا کرد [۱۳]. مطالعات دینامیک بازار برق کالیفرنیا نشان داد که در صورت تأخیر در ساخت و ساز نسبت به رشد بار، قیمت می تواند در بازه هایی با بار حداکثر، بسیار افزایش یابد [۱۴]. Ford، مدل دینامیک سیستم را با مدل فنی سیستم قدرت ترکیب کرده است تا اثر محدودیت انتقال توان بین نواحی مختلف WECC را بر دینامیک بازار در نظر بگیرد [۱۵].

دینامیک بازار برق Nord pool و مسایل مرتبط با این بازار در [۱۶] تا [۲۰] بررسی شده است. در [۳]، [۴] و [۲۱] بر فرمول بندی ریاضی به منظور توسعه روش مدل سازی دینامیک بازار برق، صرف نظر از بازارهای واقعی تمرکز شده است.

مکانیزم های ظرفیت در بازارهای واقعی مانند بازار برق اروپا [۲۲]، کره [۲۳] و کلمبیا [۲۴] با شبیه سازی دینامیک بازار ارزیابی شده است. به علاوه از دینامیک بازار برای طراحی و ارزیابی مکانیزم جدید ظرفیت شامل پرداخت ظرفیت متغیر استفاده شده است [۲۵]. همچنین شبیه سازی دینامیک بازار برای ارزیابی سیاست هایی مانند تبادل توان با کشورهای همسایه در بازار برق سوئیس استفاده شده است [۲۶]. Olsina با شبیه سازی دینامیک دو بازار برق با داده های متفاوت، دینامیک خطوط تجاری ارتباطی بین دو بازار را مطالعه کرده است [۲۷].

یک عامل تأثیرگذار بر دینامیک بازار برق عدم قطعیت رشد بار است که در [۲۸] تا [۳۰] در نظر گرفته شده است.

در این مقاله دینامیک بازار برق ناشی از منطقیت محدود تصمیمات سرمایه گذاران در یک بازار به ازای طراحی های مختلف آن شامل بازار انرژی تنها (EO)، بازار با ذخیره بهره برداری (OR)، بازار با پرداخت ظرفیت ثابت (FCP) و بازار مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت (DC) مدل سازی و تحلیل شده است. برای هر یک از بازارهای OR، FCP و DC دو حالت با تنظیمات متفاوت بررسی شده است. علاوه بر اینها مسیر مبتنی بر تعادل بلندمدت به عنوان مسیر ایده آل تعیین شده است تا بتوان مسیر دینامیکی در هر بازار را با مسیر تعادل بلندمدت مقایسه کرد.

در [۲۹] و [۳۰] نیز سرمایه گذاری تولید در چند طراحی بازار ارزیابی شده است. اما در مراجع فوق، اثر طراحی بازار بر کنترل دینامیک بازار ناشی از عدم قطعیت رشد بار ارزیابی شده است، در حالی که در این مقاله تأثیر طراحی بازار بر کنترل دینامیک ناشی از منطقیت محدود تصمیمات سرمایه گذاری بررسی و تحلیل شده و رشد بار ثابت فرض شده است. در [۲۹] و [۳۰] تصمیمات سرمایه گذاری با فرض اطلاعات کامل و رفتار کاملاً منطقی سرمایه گذاران و با حل مسأله بهینه سازی تعیین شده است. اما در اینجا برای واقعی تر کردن مدل، میزان سرمایه گذاری با فرض منطقیت محدود مجموعه ای از سرمایه گذاران نامتمرکز مدل شده که منجر به میزانی از سرمایه گذاری، متناسب با انتظار سوددهی خواهد شد.

$mk$	تعداد ترکیبات ممکن خروج $k$ ژنراتور.
$m_i(PI_i(t))$	ضریب سرمایه گذاری تکنولوژی تولید $i$ .
$n$	حداکثر تعداد خروج های هم زمان مدل شده.
$n_i^{jk}$	تعداد ژنراتور خارج از مدار تکنولوژی تولید $i$ در ترکیب خروج $jk$ .
$N_i$	تعداد ژنراتورهای تکنولوژی تولید $i$ .
$p^{jk}$	احتمال وقوع ترکیب خروج $jk$ .
$PI_i^e(t)$	اندیس سوددهی مورد انتظار برای تکنولوژی تولید $i$ در سال $t$ .
$t$	سال های مطالعه ( $t = 1, \dots, 40$ ).
$UC_i(t)$	ظرفیت در حال ساخت تکنولوژی تولید $i$ در سال $t$ (MW).

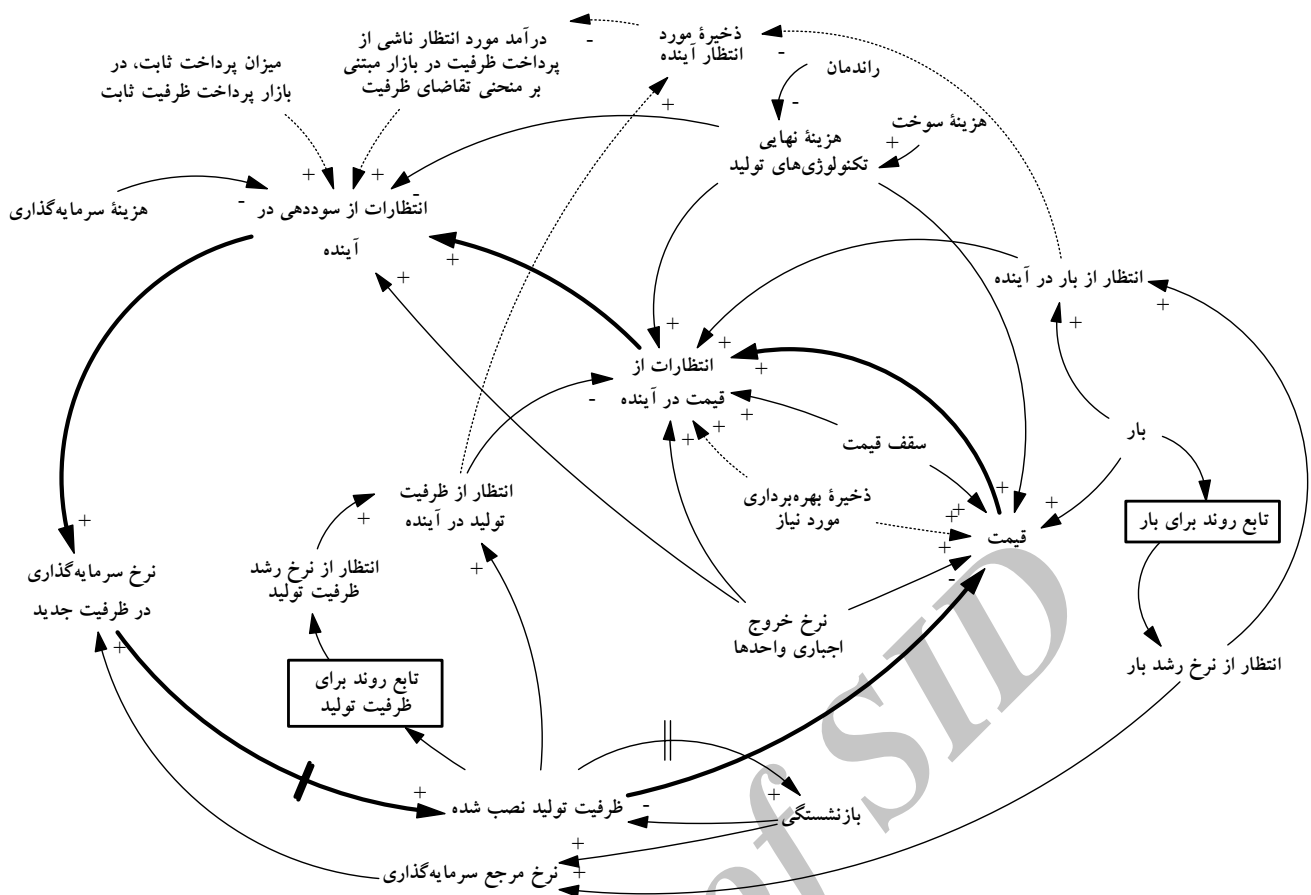
## ۱ - مقدمه

در محیط سنتی، برنامه ریزی تولید با اطلاعات کامل و به صورت متمرکز صورت می گیرد [۱]. در نتیجه، سیستم تا حد ممکن به صورت بهینه توسعه داده شده و کفایت تولید و قیمت برق قابل قبول خواهد بود. در محیط تجدید ساختار یافته سعی بر آن است که با طراحی مناسب بازار، کفایت تولید تأمین شود و بازار در نقطه بهینه قرار گیرد. طراحی بازار با در نظر گرفتن نقطه تعادل بلندمدت به تنهایی کفایت نمی کند، زیرا در عمل، وجود ویژگی هایی در بازار برق از قبیل سرمایه گذاری نامتمرکز و کمبود اطلاعات از وضعیت آینده بازار باعث می شود رفتار سرمایه گذاران کاملاً منطقی نباشد، یعنی میزان سرمایه گذاری صورت گرفته بهینه نباشد. منطقیت تصمیم گیری افراد به دلایلی مانند کمبود اطلاعاتی که در اختیار دارند و محدودیت زمانی که برای تصمیم گیری دارند، محدود می شود [۲]. به دلیل منطقیت محدود، سرمایه گذاران به میزانی که احتمالاً بهینه نیست، سرمایه گذاری خواهند کرد. این امر باعث دوری بازار از نقطه تعادل می گردد که همراه با تأثیرات متقابل و بازخوری که بین متغیرهای بازار وجود دارد و نیز تأخیرهای موجود در این تأثیرات، باعث ایجاد دینامیک بلندمدت بازار می گردند [۳]. بازار ممکن است در عمل ناپایدار شده و یا دچار سیکل هایی از رونق و رکود گردد و کفایت تولید و قیمت برق، نوسانات غیر قابل قبول داشته باشند.

طراحی های مختلف بازار، راهکارهای متفاوتی برای ایجاد درآمد نیروگاه ها به منظور پوشش هزینه ثابت آنها ارائه می دهند. این طراحی ها گرچه می توانند نقطه تعادل بلندمدت یکسانی داشته باشند اما از آنجا که در نقاط دور از تعادل درآمدهای متفاوتی ایجاد می کنند، باعث ایجاد دینامیک های متفاوت خواهند شد. تحلیل دینامیک بلندمدت بازار به ازای طراحی های مختلف بازار، درک درستی از تأثیر طراحی بازار بر کنترل دینامیک بازار برق ارائه می دهد و به رگولاتور در انتخاب و یا اصلاح طراحی بازار کمک خواهد کرد.

روش های استاتیکی مبتنی بر تعادل فرض می کنند بازار مسیری منطبق بر تعادل بلندمدت را خواهد پیمود و به جای مسیر واقعی، مسیر ایده آل را نشان می دهند و دینامیک بازار را مدل نمی کنند. در عوض روش دینامیک سیستم به دلیل قابلیت های آن و همخوانی این قابلیت ها با ویژگی های بازار برق، برای مدل سازی دینامیک بازار مناسب است [۴] و در اینجا استفاده شده است.

روش دینامیک سیستم از روش های شبیه سازی است که ارتباط منطقی بین اجزای سیستم را در نظر گرفته و با مدل سازی حلقه های بازخور و تأخیرهای زمانی، دینامیک سیستم را شبیه سازی کرده و در نهایت سیستم



شکل ۱: نمودار حلقه علی.

علاوه بر این در [۲۹] تنها سرمایه‌گذاری در یک نوع تکنولوژی تولید دیده شده است و اثر خروج اجباری آن نیز مدل نشده است. در این مقاله سه تکنولوژی تولید و با در نظر گرفتن خروج اجباری واحدها مدل شده تا نتایج واقعی‌تری حاصل شود. به علاوه در این مقاله بازار DC و نیز شرایط تعادل بررسی شده است که در [۲۹] دیده نشده است. در [۳۰] نیز دینامیک بازار OR بررسی نشده که در اینجا بررسی شده است. در بخش ۲ مقاله به شرح مدل پرداخته شده است. در بخش ۳ نمونه مطالعاتی معرفی و نتایج حاصل از شبیه‌سازی ارائه و تحلیل گردیده است.

تأثیرات از طریق ارتباط‌های علی مثبت و منفی نشان داده می‌شود. به‌عنوان مثال در شکل ۱ برای نمایش تأثیر افزایش بار بر افزایش قیمت از ارتباط علی مثبت و برای نمایش تأثیر افزایش ظرفیت تولید بر کاهش قیمت از ارتباط علی منفی استفاده شده است. همچنین در نمودار حلقه علی، حلقه‌های بازخور نشان داده می‌شود. در شکل ۱ ارتباط‌هایی که به‌صورت برجسته نشان داده شده‌اند، بازخور اصلی را که یک بازخور منفی یا متعادل‌کننده است، نمایش می‌دهند. این بازخور بدین معنی است که با کمبود ظرفیت تولید نصب‌شده، قیمت افزایش یافته و در نتیجه انتظار از قیمت در آینده و انتظار از سوددهی افزایش می‌یابد. به‌دلیل افزایش انتظار سوددهی، میزان سرمایه‌گذاری در ظرفیت تولید جدید افزایش می‌یابد. ظرفیت جدید، پس از تأخیر ناشی از زمان ساخت به ظرفیت نصب‌شده افزوده می‌شود. همچنین در شرایط اضافه ظرفیت، این حلقه بازخور متعادل‌کننده، عمل کرده و باعث کاهش ظرفیت تولید به سمت تعادل خواهد شد. علامت || بر روی ارتباط‌ها برای نمایش تأخیر می‌باشد. در دینامیک سیستم، بازخور منفی همراه با تأخیر، باعث ایجاد نوسان در سیستم می‌شود [۳۱]. بلوک‌های مربوط به تابع روند<sup>۱</sup> در شکل ۱ مقدار یک کمیت را به‌عنوان ورودی دریافت کرده و انتظار از نرخ رشد آن را به‌عنوان خروجی می‌دهد. دیاگرام حلقه علی و روابط مربوط به تابع روند در [۳۱] بیان شده است. ارتباط‌هایی که در شکل ۱ با خط‌چین مشخص شده‌اند، مربوط به طراحی‌های مختلف بازار می‌باشند. این ارتباط‌ها و سایر ارتباطات نشان داده شده در شکل ۱ با توضیحات کامل در خصوص مدل‌سازی که در زیربخش‌های بعدی آمده است، شفاف شده است.

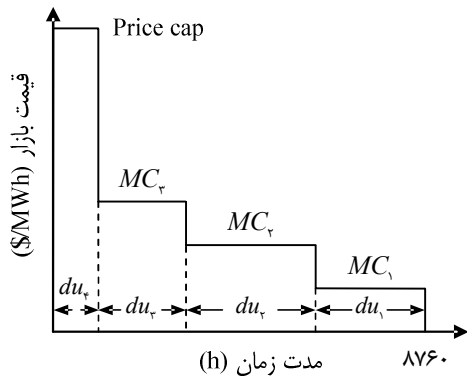
۲- شرح مدل

برای مدل‌سازی دینامیک بازار برق، یک بازار برق نمونه که مشخصات آن در زیربخش‌های بعدی آمده است، به کمک روش دینامیک سیستم مدل‌سازی شده است. روند کلی مدل‌سازی بدین صورت است که در هر سال با داشتن مشخصات تولید، منحنی بار و طراحی بازار، با اجرای بازار، قیمت، درآمدها و هزینه‌های تولید، کفایت تولید و غیره تعیین می‌شود. علاوه بر این با مدل کردن رفتار سرمایه‌گذاران، میزان سرمایه‌گذاری جدید تعیین می‌گردد. در سال‌های بعد، پس از افزودن ظرفیت‌های جدید و حذف ظرفیت‌های بازنشسته و اعمال رشد بار، روند مشابهی طی شده و بدین شکل دینامیک بازار در طی بازه مطالعه شبیه‌سازی شده است.

### ۱-۲ نمودار حلقه علی

در شکل ۱ نمودار حلقه علی برای بازار برق مدل‌شده نشان داده شده است. در روش دینامیک سیستم از نمودار حلقه علی برای نمایش تأثیر علی بین متغیرها و پارامترهای سیستم بر یکدیگر استفاده می‌شود و این

1. Trend Function



شکل ۳: منحنی نوعی قیمت در بازار.

تمام ضرایب ثابتی هستند که با در نظر گرفتن این که اولاً تمام ظرفیت اولیه تکنولوژی تولید  $i$  باید در طی سال‌های ۱ تا  $T_i^o$  بازنشسته گردند و ثانیاً ظرفیت بازنشسته تکنولوژی تولید  $i$  در سال  $T_i^o$  از  $(\delta)$  باید به اندازه  $b_i$  مگاوات کمتر از ظرفیت بازنشسته در سال  $T_i^o + 1$  باشد تا در سال  $T_i^o + 1$ ، جهشی غیر عادی در بازنشستگی ایجاد نشود، قابل تعیین هستند. ظرفیت بازنشسته در سال  $T_i^o + 1$  برابر ظرفیت جدید وارد مدار شده در سال ۱ می‌باشد.

### ۲-۳ مدل بار

برای مدل‌سازی بار از منحنی تداومی بار سالانه استفاده شده است. این منحنی، اطلاعات بار در طی سال را در بر دارد و آن را از بیشترین مقدار به کمترین مقدار مرتب می‌کند. در اینجا از منحنی تداومی بار خطی استفاده شده که در هر سال با مشخص کردن  $L_{min}$  و  $L_{max}$  تعیین می‌شود.

### ۲-۴ مدل‌سازی قیمت و اجرای بازار

برای مدل‌سازی قیمت، بازار رقابتی کامل و از نوع حوضچه فرض شده است و همچنین فرض شده بازار دارای سقف قیمت می‌باشد. بنابراین در ساعاتی که کمبود ظرفیت وجود ندارد، قیمت برابر هزینه نهایی ژنراتور نهایی است و در ساعاتی که کمبود ظرفیت وجود دارد، قیمت توسط بهره‌بردار بازار در مقدار سقف قیمت تنظیم می‌شود. در نهایت قیمت در طول سال منحنی تداومی مانند شکل ۳ خواهد داشت. هدف از مدل‌سازی قیمت، تعیین  $du_1$  تا  $du_n$  می‌باشد.

از آنجا که ظرفیت‌های تولید در دسترس به دلیل خروج اجباری نیروگاه‌ها، حالت‌های مختلف می‌توانند داشته باشند، به کمک مدل‌سازی احتمالاتی و مطابق گام‌های زیر،  $du_1$  تا  $du_n$  تعیین شده است.

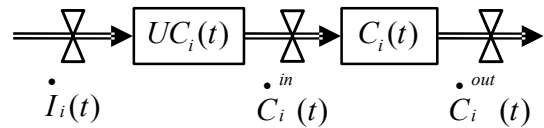
- خروج‌های  $k$  گانه ژنراتورها  $(k = 0, \dots, n)$  مدل شده است. مقدار  $n$  در هر سال به قدری بزرگ فرض شده که مجموع احتمالات خروج‌ها به ۱ نزدیک شود (بزرگ‌تر از ۰٫۹۹۹۹۹ باشد).

- در خروج  $k$  گانه، تمام ترکیب‌های ممکن که در مجموع  $k$  ژنراتور خارج از مدار است، مدل شده است.  $(jk = 1, \dots, mk)$ .

- احتمال ترکیب خاص  $jk$  از  $(۶)$  محاسبه شده است.  $N_i$  در  $(۶)$  از گردکردن خارج قسمت تقسیم ظرفیت تکنولوژی تولید  $i$  بر ظرفیت هر واحد تولیدی در آن تکنولوژی به‌دست آمده است

$$p^{jk} = \prod_{i=1}^n (C_{n_i}^{N_i} \times (1 - q_i)^{(N_i - n_i^{jk})} \times q_i^{(n_i^{jk})}) \quad (۶)$$

- برای ترکیب خاص  $jk$  از  $am$  مقادیر  $du_i^{jk}$  مانند شکل ۴ تعیین شده است.



شکل ۴: نمودار حالت و فلو تکنولوژی تولید  $i$ .

### ۲-۲ مدل ظرفیت تولید

برای مدل‌سازی تولید انرژی الکتریکی، سه تکنولوژی رایج تولید شامل نیروگاه زغال‌سنگی (HC)، سیکل ترکیبی با توربین گاز (CCGT) و نیروگاه گازی (GT) در نظر گرفته شده است. HC دارای بالاترین هزینه سرمایه‌گذاری و کمترین هزینه بهره‌برداری است و برای تأمین بار پایه است. GT با کمترین هزینه سرمایه‌گذاری و بیشترین هزینه بهره‌برداری برای تأمین بار پیک که ساعات محدودی از سال وجود دارد، مناسب است. CCGT نیز برای تأمین بار متوسط کاربرد دارد.

### ۲-۲-۱ نمودار حالت و فلو

نمودار حالت و فلو، متغیرهای حالت سیستم و فلوهای تعیین‌کننده آنها را نشان می‌دهد. این نمودار برای تکنولوژی‌های تولید در شکل ۲ نشان داده شده است.

مطابق شکل ۲ برای هر تکنولوژی تولید  $i$ ، دو متغیر حالت شامل  $UC_i(t)$  و  $C_i(t)$  و سه فلو (نرخ) شامل  $I_i(t)$ ،  $C_i^{in}(t)$  و  $C_i^{out}(t)$  وجود دارد. در اینجا نرخ‌ها، متغیرهایی پیوسته فرض شده‌اند. متغیرهای حالت با انباشتن اختلاف بین نرخ ورودی و خروجی و ایجاد تأخیر بین آنها، منبع اصلی ایجاد عدم تعادل در دینامیک سیستم هستند. رابطه (۱) معادلات دیفرانسیلی و انتگرالی برای تعیین  $C_i(t)$  بر حسب نرخ ورودی و خروجی را نشان می‌دهد. مجموع ظرفیت تولید در سال  $t$  از (۲) به‌دست می‌آید. روابط (۳) و (۴) ارتباط و تأخیر بین نرخ‌ها را بیان می‌کنند

$$\dot{C}_i(t) = \dot{C}_i^{in}(t) - \dot{C}_i^{out}(t) \Rightarrow \quad (۱)$$

$$C_i(t) = \int_t^t (\dot{C}_i^{in}(\tau) - \dot{C}_i^{out}(\tau)) d\tau + C_i(t) \quad (۱)$$

$$C_T(t) = \sum_{i=1}^n C_i(t) \quad (۲)$$

$$\dot{C}_i^{in}(t) = \dot{I}_i(t - T_i^c) \quad (۳)$$

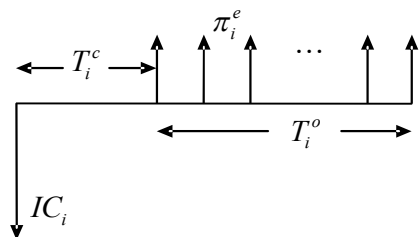
$$\dot{C}_i^{out}(t) = \dot{C}_i^{in}(t - T_i^o) \quad (۴)$$

لازم به ذکر است مقدار  $\dot{C}_i^{in}(t)$  و در نتیجه  $C_i(t)$  در  $T_i^c$  سال ابتدایی مطالعه، به سرمایه‌گذاری در گذشته ( $t < 0$ ) وابسته است که در اینجا مدل نشده است. در این سال‌ها  $C_i(t)$  متناسب با رشد بار، رشد داده شده است.

### ۲-۲-۲ مدل‌سازی بازنشستگی ظرفیت اولیه تولید

ظرفیت اولیه تکنولوژی‌های تولید  $i$  باید در طی  $T_i^o$  سال، به دلیل گذشتن طول عمر آنها تماماً بازنشسته شوند. میزان بازنشستگی در هر سال به زمان ورود این ظرفیت‌ها در گذشته بستگی دارد. در اینجا فرض شده که زمان ورود این ظرفیت‌ها به‌گونه‌ای بوده است که میزان ظرفیت بازنشسته تکنولوژی  $i$  در سال  $t$  مشابه  $(\delta)$  می‌باشد. در  $(\delta)$  میزان ظرفیت بازنشسته به‌صورت خطی با سال افزایش می‌یابد

$$\dot{C}_i^{out}(t) = a_i + t \times b_i, \quad 1 < t < T_i^o \quad (۵)$$



شکل ۵: دیاگرام جریان نقدی تکنولوژی  $i$ .

۲-۱-۵-۱ تعیین اندیس سوددهی ( $PI_i$ )

اندیس سوددهی مورد انتظار سرمایه‌گذاران برابر است با نسبت سود تکنولوژی‌های تولید به هزینه آنها و با  $(\lambda)$  تعریف شده است. در فرض بر این است که در سال‌های بعد از  $t + T_i^c$  نیز سرمایه‌گذاران انتظار سود مشابهی دارند. کمیت‌های صورت و مخرج در  $(\lambda)$  باید در مبنای زمانی یکسان و دارای واحد یکسان باشند. نحوه تعیین این کمیت‌ها در ادامه شرح داده شده است

$$PI_i^e(t) = \frac{\pi_i^e(t + T_i^c) + \pi_{capacity}^e}{FC_i} \quad (8)$$

الف) نحوه تعیین  $FC_i$

در شکل ۵ دیاگرام جریان نقدی تکنولوژی تولید  $i$  نشان داده شده است. روابط (۹) و (۱۰) نیز ضرایب تبدیل ارزش زمانی پول را نشان می‌دهند. رابطه (۹) ضریب تبدیل ارزش فعلی به ارزش آینده در  $T$  سال بعد و (۱۰) ضریب تبدیل ارزش فعلی به ارزش معادل سالانه در بازه  $T$  ساله آینده را نشان می‌دهند [۳۳]. به کمک این ضرایب و مطابق (۱۱)،  $FC_i$  تعیین شده است. در (۱۱)،  $IC_i$  به ارزش آن در  $T_i^c$  سال آینده تبدیل شده و سپس مقدار معادل سالانه آن در بازه  $T_i^o$  سال بعد یا همان  $FC_i$  تعیین شده است

$$(F/P, r, T) = (1+r)^T \quad (9)$$

$$(A/P, r, T) = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (10)$$

$$FC_i = IC_i \times (F/P, r, T_i^c) \times (A/P, r, T_i^o) \quad (11)$$

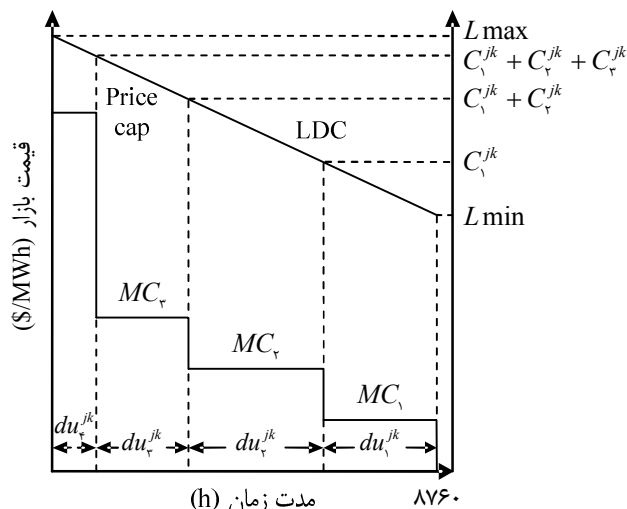
ب) محاسبه  $\pi_{capacity}^e$  و  $\pi_i^e(t + T_i^c)$

مقدار  $\pi_{capacity}^e$  در بازار EO و OR برابر صفر و در بازار FCP برابر مقدار  $fp$  می‌باشد. مقدار آن در بازار DC به انتظار سرمایه‌گذاران از ذخیره سیستم وابسته است (بخش ۳-۴-۵). این انتظار با برآورد انتظار آنان از بار و تولید که در ادامه شرح داده شده است، قابل تعیین است.

$\pi_i^e(t + T_i^c)$  به پیش‌بینی سرمایه‌گذاران از شرایط آینده بازار وابسته است و مطابق (۱۲) محاسبه شده است. تمام متغیرهای (۱۲) مربوط به سالی می‌باشند که سرمایه‌گذاری‌های جدید آماده بهره‌برداری خواهند شد

$$\pi_i^e(t + T_i^c) = ((price\ cap - MC_i^e) \times du_i^e + \sum_{l=1}^r I \times (MC_l - MC_i^e) \times du_l^e) \times (1 - q_i) \quad (12)$$

در (۱۲) در صورتی که  $MC_i$  بزرگ‌تر از  $MC_i^e$  باشد ۱ و در غیر این صورت صفر است. رابطه (۱۲) به این معنی است که هر مگاوات نصب‌شده در هر ساعت که قیمت از هزینه نهایی آن بالاتر است، به اندازه اختلاف قیمت بازار و هزینه نهایی آن تکنولوژی تولید، سود کسب می‌کند. از آنجا که به دلیل خروج اجباری در تمام این مدت، نیروگاه تولید ندارد، مقدار سود در ضریب  $(1 - q_i)$  ضرب شده است.



شکل ۴: تعیین منحنی قیمت با داشتن منحنی بار و ظرفیت‌های تولید.

- در نهایت با داشتن مقادیر  $du_i^{jk}$  و  $p^{jk}$  به‌ازای تمام ترکیبات  $jk$ ، مقادیر  $du_l$  در طی سال از  $(\gamma)$  تعیین شده است

$$du_l = \sum_{k=0}^n \sum_{j=1}^{m_k} du_l^{jk} \times p^{jk}, \quad l = 1, \dots, 4 \quad (13)$$

لازم به ذکر است در تمام ترکیبات  $jk$ ، کمیت‌های دیگری مانند انرژی تأمین‌نشده، میزان انرژی تولیدی هر تکنولوژی تولید، هزینه و درآمدهای ناشی از تولید و سود بهره‌برداری محاسبه شده و در نهایت مشابه  $(\gamma)$  مقادیر سالانه آنها محاسبه گردیده است.

۲-۵ مدل‌سازی سرمایه‌گذاری

رفتار سرمایه‌گذاران نقش مهمی را در شکل‌گیری دینامیک بازار ایفا می‌کند. در اینجا به‌جای رفتار هر سرمایه‌گذار، مدل‌سازی برآیند رفتار مجموع سرمایه‌گذاران مد نظر است. می‌توان مانند [۲۹] و [۳۰] فرض کرد که رفتار سرمایه‌گذاران کاملاً منطقی بوده و در نتیجه، آنها مطابق روند بهینه تصمیم‌گیری خواهند کرد. این امر مستلزم این فرض است که تمام اطلاعات لازم از سیستم در اختیار تصمیم‌گیرنده باشد و او قادر باشد تصمیم بهینه را تعیین و اجرا نماید. استرمن [۳۱] بیان می‌کند که نه تنها در مسأله‌ای مانند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری بلکه در مسایل ساده‌تر نیز این امر صادق نیست و در عمل، منطقیت تصمیم‌گیری‌های انسانی در اثر عواملی مانند پیچیدگی دینامیکی و کمبود اطلاعات، محدود می‌شود. از آنجا که مدل‌سازی سرمایه‌گذاری مطابق روند واقعی آن مد نظر است و نه مطابق روند ایده‌آل یا روند حاصل از فرضیه منطقی‌بودن سرمایه‌گذاران، بنابراین باید رفتار سرمایه‌گذاران را با در نظر گرفتن منطقیت محدود مدل کرد. بدین منظور مانند [۳]، [۴]، [۲۵] و [۳۲] فرض شده نرخ سرمایه‌گذاری به میزان انتظار سرمایه‌گذاران از سود وابسته است و هر چه انتظار سود بیشتر باشد، نرخ سرمایه‌گذاری نیز بیشتر است. مدل‌سازی شکل‌گیری انتظار سرمایه‌گذاران از سود و تعیین نرخ سرمایه‌گذاری بر اساس آن در زیربخش بعدی بیان گردیده است.

۲-۵-۱ تعیین نرخ سرمایه‌گذاری

به‌منظور تعیین نرخ سرمایه‌گذاری، مانند [۴] و [۲۵] از مفهوم اندیس سوددهی استفاده شده است. نحوه تعیین این اندیس در زیربخش ۲-۱-۵-۲ و نحوه تعیین نرخ سرمایه‌گذاری با توجه به این اندیس در زیربخش ۲-۱-۵-۲ شرح داده شده است.

جدول ۱: مشخصات تکنولوژی‌های تولید.

مشخصات تکنولوژی‌های تولید	نوع تکنولوژی تولید		
	GT	CCGT	HC
ظرفیت اولیه (MW)	۲۳۵۰	۲۲۰۰	۱۱۷۰۰
هزینه سرمایه‌گذاری (\$/kW)	۵۰۰	۷۰۰	۱۱۰۰
هزینه سوخت (\$/MBtu) <sup>(a)</sup>	۷	۷	۱٫۵
راندمان (%) <sup>(b)</sup>	۳۰	۵۰	۴۰
مدت‌زمان ساخت (سال) <sup>(a)</sup>	۲	۳	۴
طول عمر (سال) <sup>(b)</sup>	۲۰	۳۰	۴۰
ظرفیت هر واحد تولیدی (MW) <sup>(a)</sup>	۵۰	۲۰۰	۳۰۰
نرخ خروج اجباری (%) <sup>(b)</sup>	۵	۵	۵
$m^{\max}$ <sup>(a)</sup>	۲	۳	۱٫۵
$m^{\cdot}$ <sup>(a)</sup>	۰٫۱۵	۰٫۱۵	۰٫۱۵

کرد. تابع روند شامل سه بخش هموارسازی نمایی درجه اول است که متناظر با آنها سه ثابت زمانی  $tppc$ ،  $thrc$  و  $tpt$  به‌عنوان ورودی نیاز است [۳۱]. مقادیر این ثابت زمانی‌ها مشابه آنچه در [۳۱] برای پیش‌بینی انرژی به‌دست آمده و در [۳] برای پیش‌بینی بار به‌کار رفته، تعیین شده است ( $tppc = 1$ ،  $thrc = 5$  و  $tpt = 3$ ). با مشخص بودن  $du_t^e$  و  $du_t^e$  از (۱۴) مقدار  $du_t^e$  تعیین می‌شود

$$du_t^e = 8760 - du_t^e - du_t^e - du_t^e \quad (14)$$

### ۲-۱-۵-۲ تعیین نرخ سرمایه‌گذاری با داشتن $PI_i$

در این زیربخش، نحوه تعیین نرخ سرمایه‌گذاری با داشتن  $PI_i$  تشریح شده است. در حالت تعادل،  $PI_i$ ‌ها برابر ۱ هستند و نشان می‌دهند که هزینه و سود مورد انتظار سرمایه‌گذار برابرند. نرخ سرمایه‌گذاری در حالت تعادل به‌عنوان نرخ مرجع مشابه [۴] با (۱۵) مشخص شده است. رابطه (۱۵) بدین معنی است که در حالت تعادل در هر یک از تکنولوژی‌های تولید  $i$ ، به اندازه جایگزینی ظرفیت بازنشسته آن تکنولوژی و پوشش سهمی از انتظار رشد بار که توسط تکنولوژی  $i$  تأمین می‌شود، سرمایه‌گذاری صورت می‌گیرد

$$\dot{I}_i^{ref}(t) = \dot{C}_i^{out}(t) + \dot{L}_i(t) \quad (15)$$

هر چه  $PI_i$  بزرگ‌تر باشد، نرخ سرمایه‌گذاری در تکنولوژی  $i$  نیز بیشتر است و برعکس. این مسأله مشابه [۴] با ضرب کردن ضریب  $m_i(PI_i(t))$  در نرخ سرمایه‌گذاری مرجع، مطابق (۱۶) اعمال شده است

$$\dot{I}_i(t) = m_i(PI_i(t)) \times \dot{I}_i^{ref}(t) \quad (16)$$

$m_i$  تابع  $PI_i$  است و به‌ازای  $PI_i$  بزرگ‌تر از ۱، مقداری بزرگ‌تر از ۱ و به‌ازای  $PI_i$  کوچک‌تر از ۱، مقداری کوچک‌تر از ۱ دارد. برای بیان کمی  $m_i$ ، مشابه [۴] از منحنی‌های  $S$  شکل که با (۱۷) قابل بیان است، استفاده شده است

$$m_i(PI_i(t)) = \frac{m_i^{\max}}{1 + e^{-(\alpha_i PI_i(t) + \beta_i)}} \quad (17)$$

مقادیر ثابت  $\alpha_i$  و  $\beta_i$  در (۱۷) با در نظر گرفتن  $m_i(0) = m_i$  و  $m_i(1) = 1$  مطابق (۱۸) و (۱۹) تعیین می‌شوند

$$\beta_i = \ln \frac{m_i^{\max}}{m_i^{\max} - m_i} \quad (18)$$

$$\alpha_i = \ln \frac{1}{m_i^{\max} - 1} - \beta_i \quad (19)$$

## ۳- نمونه مطالعاتی

### ۳-۱- مشخصات بازار مورد مطالعه

یک بازار برق نمونه با منحنی تداومی بار سالانه خطی که دارای حداکثر بار ۱۵۰۰۰ مگاوات و حداقل بار ۱۰۰۰۰ مگاوات در سال پایه است، با رشد بار در هر سال برابر ۱ درصد در نظر گرفته شده است. تکنولوژی‌های تولید با ظرفیت و سایر مشخصات جدول ۱ (a) [۲۵]، (b) [۴] و راندمان نزدیک به مقادیر [۴] در نظر گرفته شده است، بار و ذخیره سیستم را تأمین می‌کنند. مقدار  $VOLL$  برابر  $1000 \text{ $/MWh}$  در نظر گرفته و  $r$  برابر ۱۰٪ فرض شده است. بازار در ابتدا نزدیک به شرایط تعادل قرار دارد. با کدنویسی در نرم‌افزار MATLAB، دینامیک بازار در بازه زمانی ۴۰ ساله با گام‌های یک ساله، شبیه‌سازی شده است.

$MC_i^e$  در (۱۲) مقداری ثابت است زیرا به راندمان نیروگاه و هزینه سوخت وابسته است که هر دو ثابت در نظر گرفته شده‌اند. بنابراین با داشتن مقادیر  $du_t^e$  که بیانگر انتظار سرمایه‌گذاران از مدت‌زمان تداوم سطوح مختلف قیمت است، می‌توان  $\pi_t^e$  را محاسبه کرد. انتظارات سرمایه‌گذاران از مدت‌زمان تداوم سطوح قیمت در سال‌های آینده بر اساس مشاهدات سال‌های گذشته شکل می‌گیرد. استرمن در [۳۱] با بررسی مطالعات مختلفی که در زمینه نحوه پیش‌بینی افراد و نحوه شکل‌گیری باورهای آنها انجام شده است، به این نتیجه رسیده است که مدل هموارسازی نمایی یا انتظارات تطبیقی، به خوبی، نحوه شکل‌گیری انتظارات افراد را مدل می‌کند. در اینجا از این مدل برای مدل‌سازی انتظار از مدت‌زمانی که قیمت برابر هزینه نهایی ژنراتور بار پایه و یا متوسط است ( $du_t^e$  و  $du_t^e$ )، استفاده شده است. طبق این مدل، مقدار انتظاری یک کمیت، مشابه (۱۳) برابر مقدار انتظاری آن در سال گذشته به‌علاوه مضربی از خطای سال گذشته است. به‌عبارتی اگر انتظارات قبلی دارای خطا باشد، متناسب با مقدار خطا، انتظارات اصلاح خواهد شد. این مدل در واقع یک متوسط‌گیری وزنی از اطلاعات گذشته است که به سال‌های نزدیک‌تر ضریب وزنی بالاتری نسبت می‌دهد. این ضریب به شکل نمایی برای سال‌های دورتر کاهش می‌یابد. مقدار  $\alpha$  در (۱۳) بر اساس حداقل‌سازی متوسط مربع خطاها انتخاب شده است

$$y_t^e = \alpha y_{t-1}^e + (1-\alpha)y_{t-1} \quad (13)$$

مدت‌زمانی که قیمت در سقف آن تنظیم می‌شود ( $du_t^e$ )، از طرفی بسته به ذخیره سیستم، بسیار متغیر بوده و از طرف دیگر به‌دلیل تأمین بخش عمده‌ای از هزینه نیروگاه‌ها در این بازه، برای سرمایه‌گذاران به‌خصوص سرمایه‌گذاران نیروگاه بار حداکثر، بسیار بااهمیت است. برای مدل‌سازی شکل‌گیری انتظار از این زمان، فرض شده سرمایه‌گذاران ابتدا بر اساس روند گذشته بار و ظرفیت تولید، مقدار آنها را در سال‌های آتی پیش‌بینی کرده و سپس بر اساس این پیش‌بینی‌ها، مدت‌زمان کمبود ظرفیت که در آن مدت قیمت در سقف قرار دارد را با آنالیز احتمالاتی برآورد می‌کنند.

بار و تولید، کمیت‌های دارای رشد هستند و شکل‌گیری انتظار از این کمیت‌ها نه تنها به مقادیر گذشته آنها بلکه به روند رشد آنها نیز وابسته است. استرمن نشان داد تابع روند، به‌خوبی چگونگی شکل‌گیری انتظارات از متغیرهای دارای رشد را مدل می‌کند [۳۱]. ورودی تابع روند مقدار یک متغیر و خروجی آن انتظار از نرخ رشد آن است. با استفاده از نرخ رشد انتظاری، می‌توان مقدار انتظاری متغیر مربوطه را در سال‌های آتی تعیین

جدول ۲: شرح سناریوهای مورد مطالعه.

نام سناریو	شرح سناریو
EQ	مسیر مبتنی بر تعادل بلندمدت بازار
EO	بازار انرژی تنها
OR۵	بازار با ذخیره بهره‌برداری به میزان ۵۰۰ مگاوات
OR۸	بازار با ذخیره بهره‌برداری به میزان ۸۰۰ مگاوات
FCP۴	بازار با پرداخت ظرفیت ثابت معادل ۴ \$/MW.h
FCP۶	بازار با پرداخت ظرفیت ثابت معادل ۶ \$/MW.h
DC۱,۵	بازار مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت با حداکثر پرداخت ظرفیت ۱,۵ برابر هزینه ثابت نیروگاه بار حداکثر
DC۱,۲	بازار مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت با حداکثر پرداخت ظرفیت ۱,۲ برابر هزینه ثابت نیروگاه بار حداکثر

جدول ۳: متوسط و انحراف استاندارد قیمت، LOLE و ذخیره.

نام سناریو	قیمت (\$/MWh)		LOLE (h/yr)		ذخیره (%)	
	std	ave	std	ave	std	ave
EQ	۰,۰	۲۵,۷	۰,۰	۷۶	۰,۳	۷,۹
EO	۳۸,۹	۴۳,۵	۳۰۰,۸	۲۰,۶	۴,۲	۸,۴
OR۵	۱۷,۲	۳۲,۸	۳۱۰,۸	۲۱۱	۳,۸	۸,۰
OR۸	۱۰,۵	۳۰,۲	۲۹۵,۵	۲۰,۲	۳,۵	۷,۷
FCP۴	۷,۹	۲۸,۲	۱۱۲,۳	۱۰,۶	۳,۱	۸,۸
FCP۶	۱,۷	۲۷,۲	۴۵,۲	۹۳	۱,۰	۷,۸
DC۱,۵	۳,۱	۲۷,۵	۱۴۰,۶	۱۳۹	۱,۸	۷,۴
DC۱,۲	۰,۳	۲۶,۹	۱۵,۶	۹۰	۰,۳	۷,۶

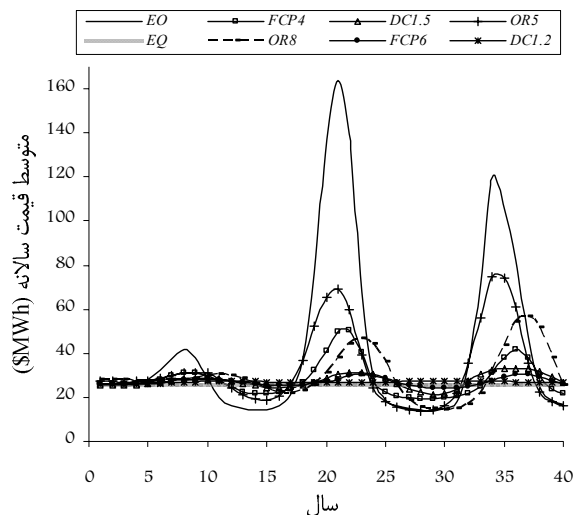
سناریوها در بخش ۳-۴ آمده است. به‌علاوه برای نشان‌دادن تأثیر شبیه‌سازی خروج اجباری واحدها، تعداد تکنولوژی‌های تولید و منطقیّت محدود بر نتایج دینامیک بازار، شبیه‌سازی‌های مربوط در بخش‌های ۳-۵ تا ۳-۷ انجام شده است.

### ۳-۳ خروجی‌های مورد تحلیل سناریوهای طراحی بازار

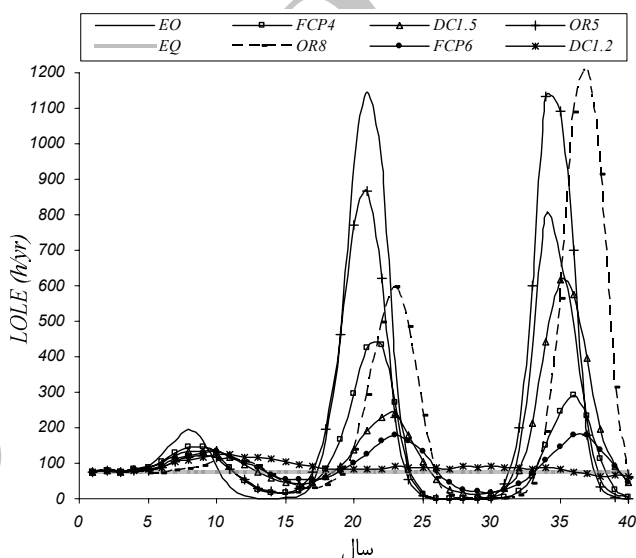
خروجی‌هایی که برای ارزیابی طراحی‌های بازار از شبیه‌سازی استخراج شده و مورد تحلیل قرار گرفته است، عبارتند از:

- منحنی متوسط قیمت سالانه، منحنی LOLE سالانه و منحنی درصد ظرفیت ذخیره بازار که به‌ترتیب در شکل‌های ۶ تا ۸ نشان داده شده‌اند.
- مقادیر متوسط و انحراف استاندارد سه کمیت فوق در طول بازه ۴۰ ساله که در جدول ۳ آمده است.
- تغییر در مازاد مصرف‌کننده، مازاد تولیدکننده و رفاه عمومی نسبت به حالت تعادل که در جدول ۴ ارائه شده است. تغییر مازاد مصرف‌کننده به‌ازای هر مگاوات ساعت تقاضا و با احتساب هزینه انرژی تأمین‌نشده محاسبه شده است. مازاد تولیدکننده به‌ازای هر مگاوات ظرفیت تولید نصب‌شده در هر ساعت با واحد (\$/MW.h) محاسبه شده است.
- مقدار متوسط اندیس سوددهی و انحراف استاندارد آن برای تکنولوژی‌های مختلف تولید که به نوعی بیانگر متوسط سود و ریسک تکنولوژی‌های تولید است. این کمیت‌ها در جدول ۵ آمده است.

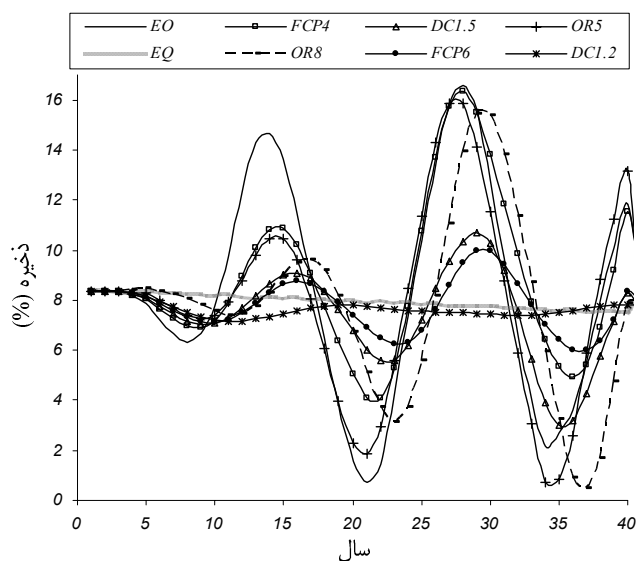
- منحنی ظرفیت تکنولوژی‌های مختلف تولید جهت بررسی هم‌خوانی ترکیب تولیدات با ترکیب بهینه که در شکل‌های ۹ تا ۱۱ نشان داده



شکل ۶: متوسط قیمت سالانه انرژی.



شکل ۷: LOLE سالانه.

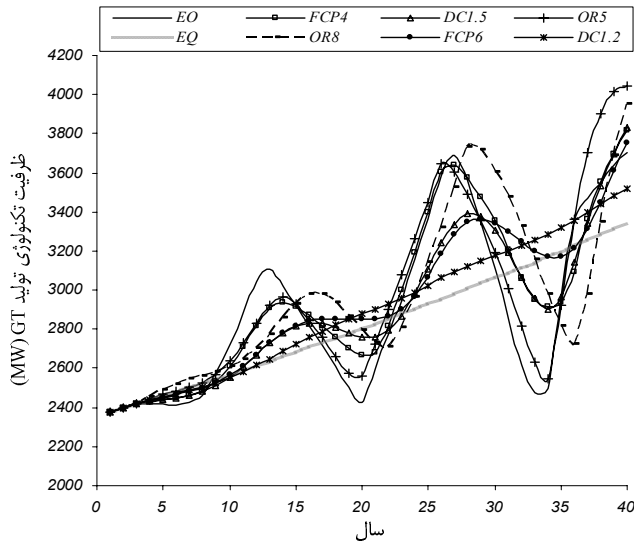


شکل ۸: درصد ذخیره بازار.

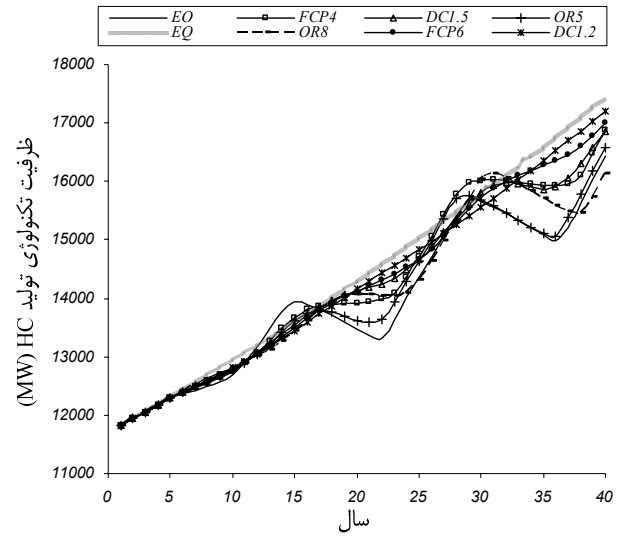
### ۲-۳ سناریوهای مورد مطالعه طراحی و تنظیمات بازار

در مجموع ۸ سناریو برای ارزیابی طراحی‌ها و تنظیمات بازار مطالعه شده است که در جدول ۲ شرح داده شده‌اند. توضیحات کامل راجع به





شکل ۱۱: سرمایه‌گذاری در تکنولوژی تولید GT.



شکل ۹: سرمایه‌گذاری در تکنولوژی تولید HC.

جدول ۴: تغییر مازاد تولیدکننده، مصرف‌کننده و رفاه عمومی.

تغییر رفاه عمومی	تغییر مازاد		نام سناریو
	تولیدکننده (\$/MWh)	مصرف‌کننده (\$/MWh)	
۰٫۰	۰٫۰	۰٫۰	EQ
-۱٫۲	۱۳٫۲	-۱۸٫۳	EO
-۱٫۲	۵٫۰	-۷٫۶	OR۵
-۱٫۱	۳٫۰	-۵٫۰	OR۸
-۰٫۸	۱٫۴	-۲٫۶	FCP۴
-۰٫۶	۰٫۷	-۱٫۵	FCP۶
-۰٫۸	۱٫۰	-۲٫۰	DC۱٫۵
-۰٫۶	۰٫۵	-۱٫۲	DC۱٫۲

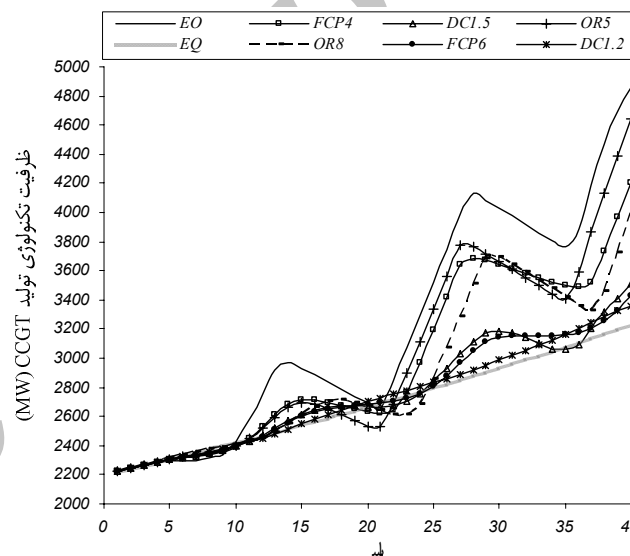
جدول ۵: اندیس سوددهی تکنولوژی‌های تولید.

اندریس سوددهی						
انحراف استاندارد			متوسط			نام سناریو
GT	CCGT	HC	GT	CCGT	HC	
۰٫۰۰	۰٫۰۰	۰٫۰۰	۱٫۰۰	۱٫۰۰	۱٫۰۰	EQ
۳٫۹۱	۲٫۸۴	۱٫۷۲	۲٫۶۸	۲٫۱۸	۱٫۷۲	EO
۱٫۶۸	۱٫۲۵	۰٫۷۷	۱٫۶۱	۱٫۴۳	۱٫۲۸	OR۵
۰٫۹۹	۰٫۷۵	۰٫۴۷	۱٫۳۶	۱٫۲۴	۱٫۱۷	OR۸
۰٫۷۴	۰٫۵۶	۰٫۳۵	۱٫۱۹	۱٫۱۲	۱٫۰۸	FCP۴
۰٫۱۵	۰٫۱۲	۰٫۰۸	۱٫۰۵	۱٫۰۵	۱٫۰۴	FCP۶
۰٫۲۶	۰٫۲۱	۰٫۱۴	۱٫۰۶	۱٫۰۷	۱٫۰۶	DC۱٫۵
۰٫۰۲	۰٫۰۲	۰٫۰۲	۱٫۰۲	۱٫۰۳	۱٫۰۳	DC۱٫۲

به ۷٫۵ درصد در سال آخر کاهش یافته است. مقدار متوسط آن برابر ۷٫۹۵٪ و انحراف استاندارد آن ۰٫۲۷٪ می‌باشد.

### ۳-۴-۲ بازار انرژی تنها (EO)

در بازار EO درآمد ناشی از فروش انرژی در بازار، تنها انگیزه سرمایه‌گذاری است. برای این بازار، سقف قیمتی برابر  $VOLL$  در نظر گرفته شده است تا نقطه تعادل بلندمدت بازار از نظر میزان ظرفیت تولید و ترکیب ظرفیت تکنولوژی‌های تولید، بهینه باشد. در بازار EO، سود حاصل از ساعت‌های کمبود ظرفیت که قیمت در مقدار  $VOLL$  تنظیم می‌شود، تنها سود نیروگاه بار حداکثر است. سود حاصل از این ساعات، بخش



شکل ۱۰: سرمایه‌گذاری در تکنولوژی تولید CCGT.

شده است.

### ۳-۴-۳ شرح سناریوها و تحلیل دینامیک بازار آنها

#### ۳-۴-۳-۱ تعیین مسیر مبتنی بر تعادل بلندمدت بازار

برای تعیین نقطه تعادل بلندمدت بازار در سال  $t$ ، پس از تعیین بار و ظرفیت اولیه تولید در سال  $t$ ، به میزان  $(1+lg)^t$  برابر مقدار آنها در شروع مطالعه، مطابق روش بخش ۲-۴ با فرض برابری سقف قیمت با  $VOLL$ ، سود هر تکنولوژی تولید محاسبه شده است. بسته به این که این سود از هزینه ثابت ژنراتور بیشتر و یا کمتر است، ظرفیت هر تکنولوژی کم و زیاد شده است. این روند تا جایی ادامه داده شده است که سود همه تکنولوژی‌ها برابر هزینه ثابت آنها شود. رابطه (۲۰) این برابری را برای نیروگاه بار حداکثر نشان می‌دهد که بر اساس آن می‌توان  $LOLE_{EQ}$  را تعیین کرد. با داشتن نقطه تعادل بازار در هر سال، مسیر تعادلی بازار در طول بازه مطالعه تعیین شده است

$$FC_r = (VOLL - MC_r) \times (1 - q_r) \times LOLE_{EQ} \quad (20)$$

نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در حالت تعادل، متوسط قیمت برق،  $25/7$  \$/MWh و  $LOLE$  برابر  $76/6$  ساعت در سال شده است که برای تمام سال‌ها ثابت است. ظرفیت ذخیره سیستم از  $8/4$  درصد در سال اول،



می‌شود. در اینجا برای اجتناب از تغییر سالانه  $Pcap_{OR}$  و ایجاد عدم قطعیت در بازار، مقدار آن برای تمام سال‌ها برابر متوسط دو مقدار فوق یعنی برابر  $269.5 \$/MWh$  در نظر گرفته شده است. به طریق مشابه برای سناریوی OR، سقف قیمت برابر  $155.4 \$/MWh$  می‌باشد.

نتایج به‌دست آمده برای بازار OR نشان می‌دهد که در این بازار،  $LOLE$  وضعیتی نزدیک به بازار انرژی تنها دارد و اندکی از نوسانات ذخیره سیستم کاسته شده است. اما همان طور که در شکل ۶ دیده می‌شود، در این بازار در بازه‌هایی که ذخیره سیستم پایین است، افزایش قیمت به‌طور قابل ملاحظه‌ای نسبت به بازار EO محدود مانده است. در نتیجه در این بازار، متوسط و انحراف استاندارد قیمت کاهش قابل ملاحظه داشته است به‌طوری که بالاتر بودن متوسط قیمت از قیمت تعادلی از ۶۹٪ در بازار EO به ۲۸٪ در سناریوی OR۵ و به ۱۷٫۵٪ در سناریوی OR۸ کاهش داشته است. همچنین انحراف استاندارد قیمت در سناریوی OR۵، ۵۶٪ و در سناریوی OR۸، ۷۳٪ نسبت به بازار EO کاهش داشته است. علت این مسأله این است که عامل اصلی تغییر قیمت در بازار EO، مدت‌زمان کمبود ظرفیت است ولی در بازار OR، مدت‌زمان کمبود ذخیره بهره‌برداری است و با کاهش ظرفیت، این دو عامل به‌صورت غیر خطی و با نسبت‌های متفاوتی افزایش می‌یابند. به‌عنوان مثال در ذخیره ۰٫۷ (ذخیره سال ۲۱ در بازار EO و ذخیره سال ۳۴ در سناریوی OR۵)، مدت‌زمان کمبود ظرفیت ۱۵ برابر حالت تعادل و مدت‌زمان کمبود ذخیره بهره‌برداری ۶ برابر حالت تعادل است و در نتیجه افزایش قیمت در بازار OR محدودتر مانده است. با محدودماندن قیمت، جابه‌جایی مازاد از مصرف‌کننده به تولیدکننده نیز نسبت به بازار EO محدودتر شده است. از جدول ۴ دیده می‌شود که سود و ریسک نیروگاه‌ها نیز محدودتر شده است اما همچنان بالا هستند.

در مجموع در بازار OR، قیمت و کاهش مازاد مصرف‌کننده به‌طور قابل ملاحظه‌ای نسبت به بازار EO محدودتر مانده و ریسک نیروگاه‌ها نیز کاهش یافته است. در سناریوی OR۸ نسبت به سناریوی OR۵، نوسان قیمت بسیار کمتر شده است.

### ۳-۴-۳ بازار با پرداخت ظرفیت ثابت (FCP)

در این بازار بابت هر مگاوات ظرفیت تولید نصب‌شده مبلغ ثابتی به سرمایه‌گذار پرداخت می‌شود که بخشی از هزینه ثابت سرمایه‌گذاری نیروگاه‌ها را پوشش داده و قسمتی از درآمدهای ناشی از جهش‌های قیمت را با درآمد ثابت جایگزین می‌کند. در این بازار می‌توان با محدودتر کردن سقف قیمت، از قیمت‌های بسیار بالا جلوگیری کرد. در اینجا برای رسیدن به نقطه تعادل بلندمدت بهینه مشابه بازار EO، سقف قیمت و پرداخت ظرفیت در تناظر با یکدیگر تعیین شده است. به عبارتی در نقطه تعادل بلندمدت بهینه، که مدت‌زمان انتظار قطع بار برابر  $LOLE_{EQ}$  است، باید سود بهره‌برداری نیروگاه بار حداکثر، بخشی از هزینه ثابت این نیروگاه را پوشش دهد که با پرداخت ظرفیت ثابت، پوشش داده نشده است. رابطه (۲۳) این مسأله را نشان می‌دهد. با ترکیب (۲۰) و (۲۳)، برای تعیین سقف قیمت در بازار FCP استخراج شده است

$$FC_{\tau} - fp = (Pcap_{FCP} - MC_{\tau})(1 - q_{\tau})LOLE_{EQ} \quad (23)$$

$$Pcap_{FCP} = MC_{\tau} + (1 - \frac{fp}{FC_{\tau}})(VOLL - MC_{\tau}) \quad (24)$$

در این بازار روش مشخصی برای تعیین مقدار پرداخت ظرفیت وجود ندارد [۳۷]. در این مقاله دو سناریو در نظر گرفته شده است. در سناریوی FCP۱، مشابه [۲۹] مقدار پرداخت ظرفیت ۵۰٪ هزینه ثابت نیروگاه بار

عمده‌ای از سود سایر نیروگاه‌ها را نیز تشکیل می‌دهد. این سود و انگیزه سرمایه‌گذاری ناشی از آن به شدت به ذخیره سیستم حساس می‌باشد. از نظر تئوری در بازار EO، نقطه تعادل بلندمدت نقطه بهینه بازار است [۳۴] و [۳۵]، اما در عمل ثابت شده که فراهم‌نمودن میزان و ترکیب بهینه تولید با استفاده از بازار EO به سادگی امکان‌پذیر نیست [۳۶].

نتایج شبیه‌سازی دینامیک بازار EO در شکل‌های ۶ تا ۸ و جدول ۳ نشان می‌دهد که در بازار EO، قیمت متوسط سالانه،  $LOLE$  سالانه و ذخیره سالانه بازار، انحراف استاندارد بسیار بالایی دارند که به معنای وجود نوسانات و ریسک بالا در این بازار است. در این بازار با وجودی که متوسط ذخیره بازار اندکی بالاتر از حالت تعادل است، نوسان شدید آن باعث شده در سال‌های کاهش ذخیره، قیمت بسیار افزایش یابد به‌طوری که متوسط قیمت ۶۹٪ بالاتر از قیمت تعادلی شده است. این امر باعث جابه‌جایی مازاد از سمت مصرف‌کننده به سمت تولیدکننده شده است. طبق جدول ۴ مازاد مصرف‌کننده به اندازه  $18.3 \$/MWh$ ، کاهش و مازاد تولیدکنندگان به اندازه  $13.2 \$/MWh$  افزایش داشته است. ضمن این که رفاه عمومی به میزان  $1.2 \$/MWh$  کاهش یافته است. در این بازار همچنین متوسط  $LOLE$ ، ۱۷۱٪ بالاتر از  $LOLE_{EQ}$  است و نوسان بسیار بالایی دارد. اندیس سوددهی نیروگاه‌ها و انحراف استاندارد آن در جدول ۵ نشان می‌دهد که نیروگاه‌ها در این بازار به‌طور متوسط سود بالایی دارند اما این سود ریسک بالایی نیز دارد.

### ۳-۴-۳ بازار با ذخیره بهره‌برداری (OR)

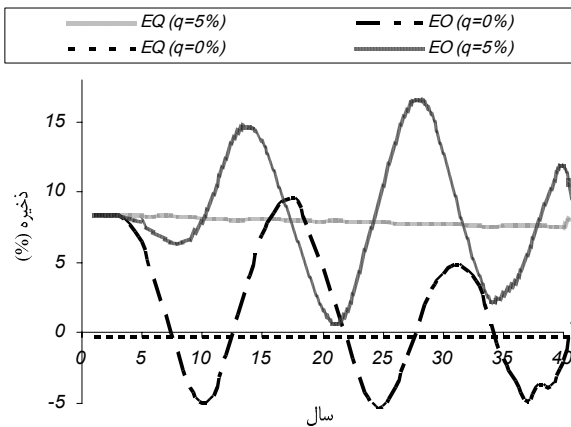
در این طرح بازار، بخشی از ظرفیت تولید، که میزان آن بر حسب مگاوات با  $P_{OR}$  نشان داده شده است، در بازار ذخیره بهره‌برداری شرکت می‌کند. این ذخیره برای حفظ امنیت بهره‌برداری سیستم استفاده می‌شود و به‌عنوان مثال با توجه به معیار امنیت  $N-1$  می‌تواند برابر بیشترین توان تولیدی باشد که در اثر خروج یک واحد تولیدی و یا خروج یک تجهیز انتقال از دست می‌رود [۳۴]. در صورتی که ذخیره سیستم از  $P_{OR}$  کمتر گردد، قیمت در مقدار سقف قیمت بازار OR تنظیم می‌شود. در نتیجه قبل از آن که کمبود فیزیکی ظرفیت به‌وجود آید نیز بخشی از انگیزه سرمایه‌گذاری به‌وجود می‌آید. در مقایسه با بازار EO که به مدت‌زمان کمبود ظرفیت، قیمت در  $VOLL$  تنظیم می‌شود، در این بازار به مدت‌زمان کمبود کمبود ذخیره بهره‌برداری، قیمت در  $Pcap_{OR}$  تنظیم می‌شود. از آنجا که مدت‌زمان کمبود ذخیره بهره‌برداری بیشتر از مدت‌زمان کمبود ظرفیت است، برای داشتن نقطه تعادل بلندمدت بهینه مشابه بازار EO، باید  $Pcap_{OR}$  کمتر از  $VOLL$  و به اندازه‌ای باشد که سود نیروگاه بار حداکثر در این نقطه و بر اساس بازار OR، هزینه ثابت نیروگاه بار حداکثر را بپوشاند. این مسأله با (۲۱) بیان شده است. با ترکیب (۲۰) و (۲۱)، برای تعیین  $Pcap_{OR}$  استخراج شده است

$$FC_{\tau} = (Pcap_{OR} - MC_{\tau})(1 - q_{\tau})D_{OR}^{EQ} \quad (21)$$

$$Pcap_{OR} = MC_{\tau} + \frac{LOLE_{EQ}}{D_{OR}^{EQ}}(VOLL - MC_{\tau}) \quad (22)$$

در اینجا برای ذخیره بهره‌برداری مورد نیاز، دو سناریوی OR۵ و OR۸ در نظر گرفته شده است. در سناریوی OR۵، ذخیره مورد نیاز برابر ۵۰۰ مگاوات و در سناریوی OR۸ برابر ۸۰۰ مگاوات فرض شده است.

برای هر سناریو پس از تعیین  $D_{OR}^{EQ}$  از آنالیز احتمالاتی، می‌توان به کمک (۲۲) مقدار  $Pcap_{OR}$  را تعیین کرد. برای سناریوی OR۵ در سال اول برابر  $239 \$/MWh$  و در سال چهارم برابر  $300 \$/MWh$



شکل ۱۳: ذخیره سیستم با و بدون در نظر گرفتن خروج اجباری ژنراتورها.

ذخیره سیستم در طول ۴۰ سال بر اساس مسیر تعادل بازار تعیین شده است که برابر ۷٫۹۵ درصد است.

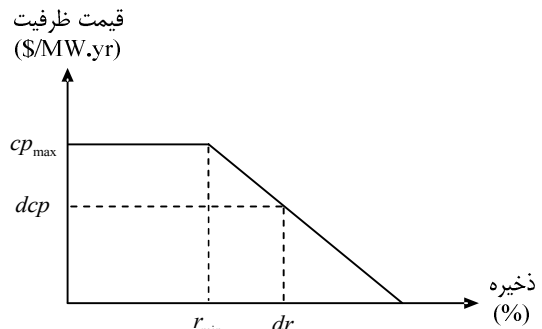
مقدار  $dcp$  برابر هزینه ثابت نیروگاه بار حداکثر ( $FC_r$ ) و مقدار  $r_{min}$  برابر ۵٪ فرض شده است. مقدار  $cp_{max}$  برای دو سناریوی  $DC_{1/5}$  و  $DC_{1/2}$  به ترتیب ۱٫۵ و ۱٫۲ برابر  $FC_r$  در نظر گرفته شده است. با توجه به این که در سطح ذخیره مطلوب تمام هزینه ثابت نیروگاه بار حداکثر پوشش داده می‌شود، سقف قیمت در این بازار برابر هزینه نهایی گران‌ترین ژنراتور یعنی ژنراتور بار حداکثر که برابر  $23.3 \$/MWh$  است، قرار داده شده است.

مشاهده نتایج به‌دست آمده برای بازار DC نشان می‌دهد در بازار DC، مقادیر متوسط قیمت،  $LOLE$  و ذخیره نزدیک به مقدار تعادلی هستند و نوسان آنها کم است. در این بازار متوسط قیمت در سناریوی  $DC_{1/5}$  به میزان ۷٪ و در سناریوی  $DC_{1/2}$  تنها به میزان ۲٫۱٪ از قیمت تعادلی بالاتر است. در بازار DC مازاد به مقدار کمی به سمت تولیدکننده جابه‌جا شده است و ریسک این بازار نیز کم است. مقایسه  $DC_{1/5}$  با  $DC_{1/2}$  نشان می‌دهد با محدودتر شدن پرداخت ظرفیت در شرایط کاهش ذخیره سیستم، بازار مسیری نزدیک‌تر به مسیر تعادل را پیموده است. همچنین کمترین نوسان در بین تمام سناریوها مربوط به سناریوی  $DC_{1/2}$  است. علت کنترل مناسب دینامیک بازار در بازار DC، حساسیت کمتر قیمت به ذخیره سیستم است و همان‌طور که در شکل‌های ۶ و ۸ دیده می‌شود، با کاهش ذخیره، قیمت خیلی بالا نرفته و با افزایش ذخیره نیز قیمت خیلی پایین نیامده و در نتیجه انگیزه سرمایه‌گذاری از ثبات بیشتری برخوردار است.

در بازار علاوه بر بهینه‌بودن کل ظرفیت تولید، بهینه‌بودن ترکیب تکنولوژی‌های تولید نیز مهم است. مقایسه سرمایه‌گذاری در تکنولوژی‌های مختلف (شکل‌های ۹ تا ۱۱) نشان می‌دهد به‌طور متوسط ظرفیت تکنولوژی HC کمتر از مقدار تعادلی و ظرفیت تکنولوژی CCGT بیشتر از مقدار تعادلی است. ظرفیت تکنولوژی GT نیز تقریباً حول مقدار تعادل نوسان دارد. در بازار DC که نوسانات کمتری دارد، ظرفیت‌ها به مقدار تعادلی بسیار نزدیک‌ترند.

### ۳-۵ اثر در نظر گرفتن نرخ خروج اجباری واحدها بر واقعی‌تر کردن نتایج

برای نشان‌دادن تأثیر در نظر گرفتن نرخ خروج اجباری واحدها بر واقعی‌تر کردن نتایج، منحنی درصد ذخیره سیستم با در نظر گرفتن خروج اجباری واحدها و بدون آن برای حالت تعادل (EQ) و برای بازار EO در شکل ۱۳ نشان داده شده است. در این شکل دیده می‌شود که میزان



شکل ۱۴: پرداخت مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت.

حداکثر و به مقدار  $fp = 4 \$/MWh = 35.4 \$/MW.yr$  و در سناریوی  $FCP_6$ ،  $FCP_4$ ،  $FCP_6 = 5256 \$/MWh$  و  $fp = 6 \$/MWh.yr$  در نظر گرفته شده است. سقف قیمت در سناریوی  $FCP_4$  و  $FCP_6$  از (۲۴) به ترتیب برابر  $518.4 \$/MWh$  و  $277.6 \$/MWh$  تعیین شده است که برای تمام سال‌های مطالعه متناظر با نقطه تعادل بلندمدت بهینه می‌باشد.

مشاهده رفتار بازار FCP نشان می‌دهد پرداخت ثابت با حفظ حداقل درآمد برای نیروگاه‌ها که حتی در شرایط اضافه ظرفیت نیز قطع نمی‌شود، کاهش ذخیره سیستم را محدودتر ساخته و در نتیجه افزایش  $LOLE$  و افزایش قیمت محدودتر مانده است. این امر باعث کاهش مقادیر متوسط و انحراف استاندارد قیمت و  $LOLE$  شده است، به طوری که بالاتر بودن  $LOLE$  نسبت به  $LOLE_{EQ}$  از ۷٪ در بازار EO به ۳۹٪ در سناریوی  $FCP_4$  و ۲۲٪ در سناریوی  $FCP_6$  کاهش یافته و متوسط قیمت در سناریوی  $FCP_4$ ، ۹٫۷٪ و در سناریوی  $FCP_6$ ، ۵٫۸٪ بالاتر از حالت تعادل است، در حالی که در بازار EO متوسط قیمت ۶۹٪ بالاتر از قیمت تعادلی است. با نزدیک‌شدن قیمت به مقدار تعادلی، جابه‌جایی رفاه از مصرف‌کننده به تولیدکننده نیز کاهش یافته است.

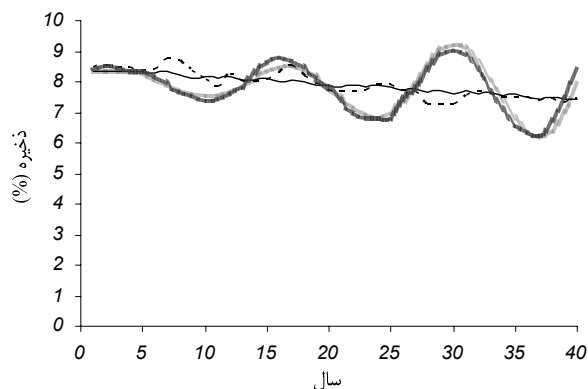
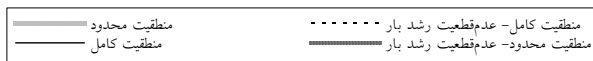
سناریوی  $FCP_6$  در مقایسه با سناریوی  $FCP_4$ ، سهم نیروگاه‌ها از درآمد ثابت ناشی از پرداخت ظرفیت را افزایش و سهم آنها از درآمد متغیر در بازار انرژی را با پایین‌تر قرار دادن سقف قیمت کاهش داده است. مقایسه این دو سناریو نشان می‌دهد که در سناریوی  $FCP_6$  به‌طور قابل ملاحظه‌ای افزایش قیمت محدودتر و نوسان آن کاهش یافته است. زیرا هم ذخیره سیستم کمتر کاهش یافته و هم در یک ذخیره کاهش یافته مشخص، قیمت کمتر افزایش می‌یابد.

در مجموع در این بازار نوسانات کمیت‌های بازار حول نقطه تعادل نسبت به بازار EO و OR کمتر شده است.

### ۳-۴-۵ بازار مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت (DC)

در این بازار که نمونه آن در PJM حاکم است، سطح ذخیره مطلوب بر اساس معیار قابلیت اطمینان تعیین می‌شود. در سطح ذخیره مطلوب، پرداخت ظرفیت به اندازه‌ای انجام می‌شود که همراه با درآمدهای ناشی از بازار انرژی، هزینه ثابت نیروگاه بار حداکثر را پوشش دهد. در ذخیره بیشتر، این مقدار کاهش و در ذخیره کمتر، این مقدار افزایش می‌یابد تا ذخیره سیستم به سمت مقدار مطلوب برگردد. نحوه تغییر میزان پرداخت با ذخیره به صورت‌های مختلف می‌تواند اتفاق بیفتد [۳۲]. در اینجا این ارتباط به صورت خطی و مشابه شکل ۱۴ در نظر گرفته شده است. در صورتی که درصد ذخیره از مقدار  $r_{min}$  کمتر گردد، پرداخت در مقدار  $cp_{max}$  ثابت می‌ماند و در صورتی که درصد ذخیره از مقدار مشخصی بیشتر گردد، پرداختی صورت نمی‌گیرد.

مقدار  $dr$  با توجه به مسیر تعادل بهینه بازار از ۸٫۴ درصد در سال اول، به ۷٫۵ درصد در سال آخر متغیر است. در اینجا مقدار آن برابر متوسط



شکل ۱۵: ذخیره سیستم به‌ازای منطقیت رفتار سرمایه‌گذاران و عدم قطعیت رشد بار.

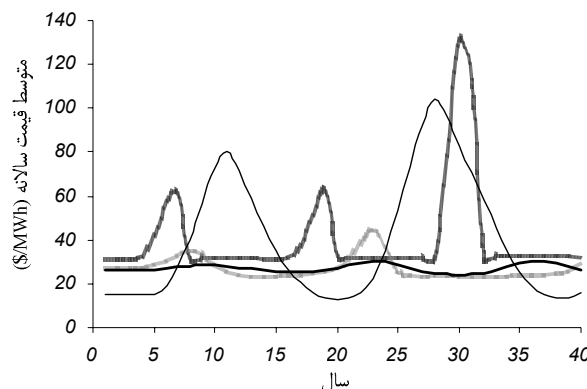
در حالت رشد بار غیر قطعی، بار بر اساس تابع توزیع نرمال با متوسط ۱٪ و انحراف استاندارد ۰٫۱٪ درصد رشد داده شده است و نتایج برای یک شبیه‌سازی نمونه ارائه شده است.

در حالت منطقیت کامل، میزان سرمایه‌گذاری برای هر تکنولوژی بر اساس تعادل نش تعیین شده است. بدین منظور با در نظر گرفتن ورود سرمایه‌گذاران جدید، ظرفیت هر تکنولوژی برابر بیشترین میزانی که سود آن در سال ورود به مدار همچنان مثبت است، تعیین می‌شود. این کار به‌صورت متوالی برای تکنولوژی‌های مختلف تا رسیدن به حالت تعادل که در آن ظرفیت تکنولوژی‌ها ثابت می‌ماند، ادامه می‌یابد. در حالت عدم قطعیت رشد بار، به‌جای سود از مقدار متوسط سود برای ۱۰۰ سناریوی رشد بار تولیدشده با شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شده است.

از شکل ۱۵ دیده می‌شود در حالت رفتار منطقی و رشد بار ثابت، بازار مسیر تعادل را می‌پیماید. با رشد بار غیر قطعی، ذخیره سیستم مقدار کمی حول تعادل نوسان می‌کند در حالی که با در نظر گرفتن منطقیت محدود، نوسانات ذخیره به مراتب شدیدتر است. به‌علاوه با هم‌زمانی منطقیت محدود و عدم قطعیت رشد بار، ذخیره به مقدار به‌دست آمده برای منطقیت محدود نزدیک است و نشان‌دهنده این است که عمده نوسان ذخیره به‌دلیل منطقیت محدود می‌باشد. نتایج فوق بر تأثیر قابل ملاحظه منطقیت محدود بر دینامیک بازار دلالت دارد و بنابراین اهمیت ارزیابی طراحی‌های بازار در برابر دینامیک ناشی از منطقیت محدود را می‌توان نتیجه گرفت.

#### ۴- نتیجه‌گیری

با مدل‌سازی دینامیک بازار در سناریوهای مختلف در یک بازار نمونه، نشان داده شد که طراحی‌های بازار و تنظیمات آنها، نوسانات بسیار متفاوتی حول وضعیت تعادل ایجاد می‌کنند که در نتیجه آن، کمیت‌هایی مانند کفایت تولید، قیمت برق، مازاد مصرف‌کننده و تولیدکننده و دوری سرمایه‌گذاری بسیار متفاوت خواهد بود. بازار EO بیشترین نوسان و دوری از تعادل را باعث می‌شود زیرا در شرایط کمبود ظرفیت به شدت انگیزه سرمایه‌گذاری ایجاد می‌کند و در شرایط اضافه ظرفیت این انگیزه به شدت کاهش می‌یابد. بازار OR با محدود کردن قیمت در شرایط کمبود ظرفیت، متوسط قیمت و نوسان آن را نسبت به بازار EO کاهش می‌دهد ولی تأثیر زیادی بر شاخص‌های کفایت مانند ذخیره و LOLE سیستم ندارد زیرا گرچه در این بازار در شرایط کمبود ظرفیت، قیمت پایین‌تر از بازار EO است اما این قیمت برای تشدید انگیزه سرمایه‌گذاری کفایت می‌کند. این بازار در شرایط افزایش ظرفیت، مانع کاهش قیمت نمی‌شود و



شکل ۱۴: متوسط قیمت سالانه به‌ازای تعداد تکنولوژی‌های تولید.

ذخیره در حالت تعادل به‌ازای نرخ خروج ۰٪، عددی منفی و نزدیک به صفر و به‌ازای نرخ خروج ۵٪، حدود ۸٪ است. به‌علاوه در شبیه‌سازی دینامیک بازار EO، ذخیره سیستم حول مقادیر فوق در نوسان است. واضح است ذخیره منفی در حالت تعادل و نوسان ذخیره حول این مقدار، غیر واقعی است و در عمل به‌دلیل خروج اجباری واحدها ذخیره سیستم مقداری مثبت دارد و نوسانات ذخیره نیز حول این مقدار صورت می‌گیرد.

#### ۳-۶ تأثیر مدل‌سازی سه تکنولوژی تولید

برای نشان دادن تأثیر مدل‌سازی سه تکنولوژی تولید بر دینامیک بازار، شبیه‌سازی به‌ازای تعداد تکنولوژی‌های مختلف تولید برای یک طراحی بازار نمونه (FCP۶) انجام شده است. در شکل ۱۴ حالت‌های تکنولوژی‌های تولید و متوسط قیمت برق برای این حالت‌ها نشان داده شده است. در تعیین ظرفیت اولیه تکنولوژی‌ها، در هر حالت، ظرفیت اولیه تکنولوژی غایب به ظرفیت اولیه ارزان‌ترین تکنولوژی حاضر بعدی اضافه شده است.

از شکل ۱۴ دیده می‌شود با مدل کردن سه تکنولوژی رایج تولید که به واقعیت نزدیک‌تر است، نوسان قیمت کمتر از حالتی است که تولید با دو تکنولوژی و یا یک تکنولوژی مدل شده است. به‌عبارتی، مدل کردن تولید با یک تکنولوژی باعث می‌شود که قیمت، نوسانات غیر واقعی به مراتب بیشتری داشته باشد. در واقع در حالت وجود یک تکنولوژی، تمام سود ناشی از بازار انرژی در مدت زمان کمبود ظرفیت اتفاق می‌افتد و از آنجا که این مدت زمان نوسان بالایی دارد، دینامیک بازار نیز شدید خواهد بود. در حالی که با در نظر گرفتن تکنولوژی‌های بار پایه و متوسط، که تنها بخشی از سودشان از بازار انرژی در مدت زمان کمبود ظرفیت به‌دست می‌آید، نوسانات متغیرهای سیستم کاهش قابل ملاحظه دارد. به‌علاوه در مقایسه حالات GT و HC دیده می‌شود که زمان تناوب نوسانات قیمت متفاوت است که به‌دلیل متفاوت بودن زمان ساخت تکنولوژی‌های مختلف است. بنابراین با واقعی‌تر کردن تکنولوژی‌های تولید علاوه بر دامنه نوسانات، زمان تناوب نوسانات نیز به واقعیت نزدیک‌تر خواهد بود.

#### ۳-۷ بررسی اهمیت اثر منطقیت محدود بر دینامیک بازار

برای نشان دادن تأثیر منطقیت محدود بر دینامیک بازار برق و شدت این دینامیک در مقایسه با دینامیک ناشی از عدم قطعیت رشد بار، دینامیک بازار با فرض رفتار کاملاً منطقی و داشتن اطلاعات کامل بازار و نیز با فرض منطقیت محدود، هر کدام به‌ازای رشد بار ثابت و رشد بار غیر قطعی برای طراحی بازار نمونه (FCP۶) در شکل ۱۵ آمده است.

- Dept. Elect. Power Eng., Sci. and Tech. Univ., Trondheim, Norwegian, 2005.
- [17] A. Ford and K. Vogstad, "Comprehensive long term modeling of the dynamics of investment and growth in electric power systems," *Presented at the EPNES Workshop*, Mayaguez, Puerto Rico, 2004.
- [18] K. Vogstad, A. Botterud, K. Maribu, and S. Grenaa, "The transition from a fossil fuelled towards a renewable power supply in a deregulated electricity market," *Presented at the 20th Int. Conf. System Dynamics Society*, Palermo, Italy, 2002.
- [19] K. Vogstad, "Combining system dynamics and experimental economics to analyse the design of tradable green certificates," in *Proc. 38th Annu. Hawaii. Int. Conf. System Sciences*, 9 pp. Hawaii, US, 03-06 Jan. 2005.
- [20] K. Vogstad, "Counterproductive environmental policies: long term versus short term substitution effects of natural gas in a liberalised electricity market," *Presented at the 22th Int. Conf. System Dynamics Society*, Oxford, 26-30 Aug. 2004.
- [21] T. Kadoya *et al.*, "Utilizing system dynamics modeling to examine impact of deregulation on generation capacity," in *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 2060-2069, Nov. 2005.
- [22] L. J. De Vries, *Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets, the Myths of the Invisible Hand and the Copper Plate*, Ph. D. Dissertation, Faculty of Technology, Policy and Manage., Univ. Technology, Delft, 2004.
- [23] J. Y. Park, N. S. Ahn, Y. B. Yoon, K. H. Koh, and D. W. Bunn, "Investment incentives in the Korean electricity market," *Energy Policy*, vol. 35, no. 11, pp. 5819-5828, Nov. 2007.
- [24] S. Arango, "Simulation of alternative regulations in the Colombian electricity market," *Socio-Econ. Planning Sci.*, vol. 41, no. 4, pp. 305-319, Dec. 2007.
- [25] M. Assili, M. H. Javidi D. B., and R. Ghazi, "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment," *Energy Policy*, vol. 36, no. 10, pp. 3703-3713, Oct. 2008.
- [26] P. Ochoa and A. Van Ackere, "Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market," *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1983-1998, May 2009.
- [27] O. A. Ojeda, F. Olsina, and F. Garces, "Simulation of the long - term dynamic of a market - based transmission interconnection," *Energy Policy*, vol. 37, no. 8, pp. 2889-2899, Aug. 2009.
- [28] F. Olsina and F. F. Garces, "Stochastic modeling of the long-term dynamics of liberalized electricity markets," *IEEE Power and Energy Soc. General Meeting-Conv. and Delivery of Elect. Energy in the 21st Century*, 6 pp., Jul. 2008.
- [29] L. De Vries and P. Heijnen, "The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: the effectiveness of capacity mechanisms," *Utilities Policy*, vol. 16, no. 3, pp. 215-227, Sep. 2008.
- [30] G. L. Doorman and A. Botterud, "Analysis of generation investment under different market designs," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 859-867, Aug. 2008.
- [31] J. Sterman, *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, McGraw-Hill, 2000.
- [32] B. F. Hobbs, M. C. Hu, J. G. Inon, S. E. Stoff, and M. P. Bhavaraju, "A dynamic analysis of a demand curve - based capacity market proposal: the PJM reliability pricing model," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 3-14, Feb. 2007.
- [33] H. Seifi and M. S. Sepasian, *Electric Power System Planning: Issues, Algorithms, and Solutions*, Verlag Berlin Heidelberg: Springer, 2011.
- [34] S. Stoff, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Piscataway, N. J: IEEE Press, 2000.
- [35] P. Joskow and J. Tirole, "Reliability and competitive electricity markets," *RAND J. of Econ.*, vol. 38, no. 1, pp. 60-84, Spr. 2007.
- [36] P. L. Joskow, "Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design," *Utilities Policy*, vol. 16, no. 3, pp. 159-170, Sep. 2008.
- [37] D. Kirschen and G. Strabac, *Fundamentals of Power System Economics*, England: John Wiley & Sons, 2004.

**ابراهیم خرم** تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی و کارشناسی ارشد برق با گرایش قدرت به ترتیب در سال‌های ۱۳۸۲ و ۱۳۸۴ از دانشگاه شیراز و دانشگاه تربیت مدرس تهران به پایان رسانده است و هم‌اکنون دانشجوی مقطع دکتری در رشته مهندسی برق قدرت در دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه تربیت مدرس تهران می‌باشد. به‌علاوه ایشان به‌عنوان محقق و پژوهش‌گر در زمینه‌های مختلف تحقیقاتی با مرکز مطالعات و برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت دانشگاه تربیت مدرس همکاری داشته است.

در نتیجه کنترلی برای کاهش انگیزه سرمایه‌گذاری ندارد. در بازار FCP انگیزه سرمایه‌گذاری نه در شرایط اضافه ظرفیت به شدت کاهش می‌یابد و نه در شرایط کمبود ظرفیت، به شدت افزایش می‌یابد. زیرا در شرایط اضافه ظرفیت تنها درآمد نیروگاه‌ها از بازار انرژی کاهش می‌یابد و بخشی از درآمد نیروگاه‌ها که از پرداخت ظرفیت ثابت تعیین می‌شود تغییر نمی‌کند و در شرایط کاهش ظرفیت به دلیل وجود سقف قیمت نسبتاً محدود، قیمت و در نتیجه درآمد نیروگاه‌ها شدیداً افزایش پیدا نمی‌کند. این بازار به دلیل فوق، نوسانات را نسبت به بازار EO و OR محدودتر ساخته است. بازار DC چه در حالت کمبود ظرفیت و چه در حالت افزایش ظرفیت، تغییر نسبتاً کمتری در قیمت و در نتیجه در انگیزه سرمایه‌گذاری ایجاد کرده است. در نتیجه بازار نوسانات بسیار محدودتری حول نقطه تعادل دارد و نسبت به سایر بازارها، دینامیک بازار را مؤثرتر کنترل کرده است.

در تمام بازارها، دوری از تعادل از مازاد مصرف‌کننده کاسته و به مازاد تولیدکننده و ریسک آن افزوده است. هرچه نوسانات شدیدتر بوده، تأثیرات فوق نیز بیشتر بوده است. رفاه عمومی نیز در تمام بازارها به مقدار کمی کاهش یافته و هرچه نوسانات و دوری از تعادل بیشتر بوده این کاهش نیز بیشتر بوده است.

## مراجع

- [1] E. Crousillat, *Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning*, Washington, D. C.: World Bank, 1989.
- [2] G. Gigerenzer and R. Selten, *Bounded Rationality: the Adaptive Toolbox*, Cambridge, MA: MIT Press, 2002.
- [3] F. Olsina, *Long Term Dynamics of Liberalized Electricity Markets*, Ph. D. Dissertation, Dept. Postgraduate Stud., San Juan Nat. Univ., Sun Juan, Argentina, 2005.
- [4] F. Olsina, F. Garces, and H. J. Haubrich, "Modeling long - term dynamics of electricity markets," *Energy Policy*, vol. 34, no. 12, pp. 1411-1433, Aug. 2006.
- [5] J. W. Forrester, *Industrial Dynamics*, Waltham, MA: Pegasus Communications, 1961.
- [6] D. W. Bunn and E. R. Larsen, "Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behaviour in the electricity market of England and Wales," *Energy Policy*, vol. 20, no. 5, pp. 420-429, May 1992.
- [7] D. W. Bunn and E. R. Larsen, "Assessment of the uncertainty in future UK electricity investment using an industry simulation model," *Utilities Policy*, vol. 4, no. 3, pp. 229-236, Jul. 1994.
- [8] D. W. Bunn, I. Dyer, and E. R. Larsen, "Modelling latent market power across gas and electricity markets," *Syst. Dynamics Review.*, vol. 13, no. 4, pp. 271-288, Win. 1997.
- [9] D. W. Bunn, E. R. Larsen, and K. Vlahos, "Complementary modelling approaches for analysing several effects of privatization on electricity investment," *Operational Research Soc.*, vol. 44, no. 10, pp. 957-971, Oct. 1993.
- [10] E. R. Larsen and D. W. Bunn, "Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk," *Operational Research Soc.*, vol. 50, no. 4, pp. 337-344, Apr. 1999.
- [11] S. Gary and E. R. Larsen, "Improving firm performance in out - of - equilibrium, deregulated markets using feedback simulation models," *Energy Policy*, vol. 28, no. 12, pp. 845-855, Oct. 2000.
- [12] A. Ford, "System dynamics and the electric power industry," *Syst. Dynamics Review*, vol. 13, no. 1, pp. 57-85, Spr. 1997.
- [13] A. Ford, "Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States," *Energy Policy*, vol. 27, no. 11, pp. 637-658, Oct. 1999.
- [14] A. Ford, "Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California," *Energy Policy*, vol. 29, no. 11, pp. 847-869, Sep. 2001.
- [15] A. Dimitrovski, A. Ford, and K. Tomsovic, "An interdisciplinary approach to long-term modelling for power system expansion," *Int. J. Critical Infrastructures*, vol. 3, no. 1-2, pp. 235-264, 2007.
- [16] K. Vogstad, *A System Dynamics Analysis of the Nordic Electricity Market: the Transition from Fossil Fuelled toward a Renewable Supply within a Liberalized Electricity Market*, Ph. D. Dissertation,

**محمدکاظم شیخ‌الاسلامی** در سال ۱۳۷۱ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه تهران و در سال‌های ۱۳۸۰ و ۱۳۸۴ مدارک کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق خود را از دانشگاه تربیت مدرس تهران دریافت نمود. در حال حاضر ایشان به‌عنوان مدرس و عضو هیأت علمی در دانشگاه تربیت مدرس به کار مشغول می‌باشد. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان بازار برق و برنامه‌ریزی توسعه تولید است.

**حسین سیفی** در سال ۱۳۵۹ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه شیراز و در سال‌های ۱۳۶۶ و ۱۳۶۸ مدارک کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق خود را از دانشگاه یومیسست منچستر در کشور انگلستان دریافت نمود. ایشان از سال ۱۳۶۸ تاکنون به‌عنوان مدرس و هیأت علمی در دانشگاه تربیت مدرس به کار مشغول بوده و هم‌اکنون دارای جایگاه استاد تمام می‌باشد. ایشان در این سال‌ها علاوه بر انجام تحقیقات علمی دارای سوابق و مسئولیت‌هایی از جمله رئیس دانشکده مهندسی و معاون پژوهشی دانشگاه بوده‌اند و هم‌اکنون رئیس مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت می‌باشند. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان موضوعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از شبکه‌های قدرت، بازار برق و دینامیک سیستم‌های قدرت است.

Archive of SID