

مدل سازی، ارزیابی و کاهش اثر عدم قطعیت‌های سمت عرضه و تقاضا در دینامیک بلندمدت بازار برق

ابراهیم خرم، حسین سیفی و محمدکاظم شیخ‌الاسلامی

در ساعت قبلی در وضعیت i بوده است.

P_{hc} : احتمال شرایط آبی hc .

P_{ij} : احتمال گذار سرعت باد از وضعیت i به وضعیت j در زنجیره مارکوف.

P_r : توان مرجع یا ماکزیمم توان توربین بادی (MW).

$Price\ cap$: سقف قیمت برق (\$/MWh).

q_i : نرخ خروج اجباری تکنولوژی تولید i (%).

r : نرخ تنزیل تنظیم‌شده مبتنی بر ریسک (%).

T_i^c : زمان لازم برای ساخت تکنولوژی تولید i (yr).

T_i^o : طول عمر بهره‌برداری از تکنولوژی تولید i (yr).

Vci : حداقل سرعت باد که به ازای آن توربین شروع به تولید توان می‌کند (m/s).

Vco : حد بالای سرعت باد که توربین می‌تواند در آن سرعت کار کند (m/s).

$VOLL$: ارزش بار از دست رفته (\$/MWh).

V_r : حداقل سرعت باد متناظر با توان مرجع (m/s).

متغیرها:

$\pi_i^e(t + T_i^c)$: سود بهره‌برداری که سرمایه‌گذار انتظار دارد در سال $t + T_i^c$ به دست آورد، در صورتی که در سال t در تکنولوژی تولید i سرمایه‌گذاری کند (\$/MW.yr).

$\pi_{capacity}^e$: درآمد مورد انتظار سرمایه‌گذار از پرداخت ظرفیت (\$/W.yr).

CF_i^{hc} : ضریب ظرفیت نیروگاه آبی در مدت‌زمان سطح قیمت l و شرایط آبی hc .

$C_i(t)$: ظرفیت موجود تکنولوژی تولید i در سال t (MW).

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

$\dot{C}_i^{in}(t)$: نرخ ورود به مدار تکنولوژی تولید i در سال t (MW/yr).

$\dot{C}_i^{out}(t)$: نرخ بازنشستگی تکنولوژی تولید i در سال t (MW/yr).

C_i^{jk} : ظرفیت تکنولوژی تولید i در ترکیب خروج jk (MW).

du_i^{jk} : مدت‌زمان تداوم قیمت در سطح قیمت l در ترکیب خروج jk (h).

du_i : مدت‌زمان تداوم قیمت در سطح قیمت l (h).

du_i^e : مدت‌زمان تداوم قیمت در سطح قیمت l بر اساس انتظار سرمایه‌گذار (h).

$I_i^{ref}(t)$: نرخ مرجع سرمایه‌گذاری در تکنولوژی تولید i در سال t (MW/yr).

I : متغیر طبیعی با مقادیر صفر یا یک.

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

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

چکیده: در این مقاله دینامیک بلندمدت بازار برق با در نظر گرفتن عدم قطعیت تقاضای بار و عدم قطعیت‌های سمت عرضه شامل عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها، عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های آبی و عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های بادی به کمک روش دینامیک سیستم (SD) مدل‌سازی شده است. همچنین نقش پرداخت ظرفیت بر دینامیک بازار برق و بر اثرات عدم قطعیت‌ها بر دینامیک بازار مدل‌سازی و تحلیل شده است. نتایج شبیه‌سازی، میزان و نحوه تأثیر هر یک از عدم قطعیت‌ها بر دینامیک بازار و اهمیت آنها در مدل‌سازی دینامیک بازار برق و نیز تأثیر مکانیزم پرداخت ظرفیت بر میزان اثرگذاری عدم قطعیت‌ها بر دینامیک بازار برق را نشان می‌دهد.

کلید واژه: دینامیک بازار برق، عدم قطعیت دسترس‌پذیری تولید، عدم قطعیت تولید آبی و بادی، عدم قطعیت بار.

علایم و اختصارات

اندیس‌ها:

hc : شرایط مختلف آبی ($hc = 1, 2, 3$).

i : تکنولوژی‌های تولید (۱: زغال‌سنگی، ۲: سیکل ترکیبی، ۳: گازی، ۴: آبی و ۵: بادی).

l : سطوح قیمت ($l = 1, 2, 3, 4$).

پارامترها:

α_i و β_i : ضرایب ثابت در تعیین ضریب سرمایه‌گذاری تکنولوژی تولید i .

a_i و b_i : ضرایب ثابت در تعیین نرخ بازنشستگی ظرفیت اولیه تکنولوژی تولید i (MW/yr).

fp : میزان پرداخت ظرفیت در بازار FCP (\$/MW/yr).

FC_i : هزینه ثابت (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).

MC_i : هزینه نهایی تکنولوژی تولید i (\$/MWh).

m_i و m_i^{max} : مقادیر حداکثر و حداقل ضریب سرمایه‌گذاری تکنولوژی تولید i .

n_{ij} : تعداد ساعاتی که سرعت باد در وضعیت j بوده در حالی که

این مقاله در تاریخ ۱۹ خرداد ماه ۱۳۹۲ دریافت و در تاریخ ۱ دی ماه ۱۳۹۲ 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).

مقاوم بازار برق لازم است.

مقالات متعددی به بررسی دینامیک بازار برق پرداخته است. در اولین تحقیقات، جنبه‌های مختلفی از بازار برق انگلستان و ولز به روش دینامیک سیستم مطالعه شده است [۴] تا [۷]. این روش برای شناسایی امکان سیکل‌های سرمایه‌گذاری و میراسازی آن در بازار برق ایالات غربی آمریکا به کار گرفته شده [۸] و در بازار برق کالیفرنیا از امکان افزایش شدید قیمت در صورت تأخیر در ساخت و ساز حکایت داشته است [۹]. دینامیک بازار برق Nord pool و مسایل مرتبط با این بازار نیز به کمک این روش بررسی شده است [۱۰] تا [۱۴]. فرمول‌بندی ریاضی و توسعه روش مدل‌سازی دینامیک بازار برق در برخی مقالات مورد توجه قرار گرفته است [۳]، [۱۵] و [۱۶].

مکانیزم‌های ظرفیت در بازارهای واقعی مانند بازار برق اروپا [۱۷]، کره [۱۸] و کلمبیا [۱۹] با شبیه‌سازی دینامیک بازار ارزیابی شده است. به علاوه از دینامیک بازار برای طراحی و ارزیابی مکانیزم جدید ظرفیت شامل پرداخت ظرفیت متغیر استفاده شده [۲۰] و همچنین شبیه‌سازی دینامیک بازار برای ارزیابی سیاست‌هایی مانند تبادل توان با کشورهای همسایه در بازار برق سوئیس استفاده شده است [۲۱]. با شبیه‌سازی دینامیک دو بازار برق با داده‌های متفاوت، دینامیک خطوط تجاری ارتباطی بین دو بازار مورد مطالعه قرار گرفته [۲۲] و دینامیک بازار برق در اثر منطقی محدود تصمیمات سرمایه‌گذاری و تحت طراحی‌ها مختلف بازار در [۲۳] مدل‌سازی و تحلیل شده است.

نویسندگان در هر یک از مقالات فوق از جنبه‌ای خاص به دینامیک بازار برق پرداخته‌اند و در این مقالات عدم قطعیت‌ها یا قطعی فرض شده‌اند و یا به دلیل عدم حضور منبع عدم قطعیت در مدل، طبیعتاً عدم قطعیت آن نیز مدل نشده است. بار در [۲۴] تا [۲۶]، گرچه دارای رشد غیر قطعی فرض شده اما بررسی اثرات عدم قطعیت آن بر دینامیک بازار مورد توجه نبوده است.

در این مقاله، هدف مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها در مدل‌سازی دینامیک بلندمدت بازار برق است تا ضمن ارائه نحوه مدل‌سازی آنها بتوان در خصوص تأثیر این عوامل و اهمیت مدل‌سازی آنها در شبیه‌سازی دینامیک بازار برق و نحوه کاستن از اثرات آنها تصمیم‌گیری کرد. نوآوری‌های این مقاله عبارت هستند از مدل‌سازی و بررسی اثرات عدم قطعیت‌های سمت عرضه شامل عدم قطعیت دسترسی‌پذیری نیروگاه‌ها، عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های آبی، عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های بادی و عدم قطعیت رشد بار در مدل‌سازی دینامیک بازار برق. همچنین به منظور بررسی راهکار پرداخت ظرفیت جهت کاهش تأثیرات عدم قطعیت‌ها، دینامیک بازار در بازار انرژی تنها^۱ (EO) و بازار با پرداخت ظرفیت ثابت^۲ (FCP) مدل‌سازی شده است.

در بخش ۲ عدم قطعیت‌های مورد مطالعه شرح داده شده‌اند و بخش ۳ به شرح مدل اختصاص دارد. در بخش ۴، نمونه مطالعاتی معرفی شده و در نهایت نتایج حاصل از شبیه‌سازی ارائه و تحلیل گردیده است.

۲- اثرات عدم قطعیت‌ها بر دینامیک بازار

برای هر یک از عدم قطعیت‌ها سناریوهای مختلف می‌تواند اتفاق بیفتد که در اثر آن، توازن عرضه و تقاضا و در نتیجه قیمت برق متفاوت می‌شود. تغییر قیمت به خصوص در صورت تداوم آن، انتظارات از قیمت را

k : تعداد ژنراتورهای خارج از مدار در مدل‌سازی خروج ژنراتورها $(k = 0, \dots, n)$.
 L_{\min} و L_{\max} : حداقل و حداکثر بار در منحنی تداومی بار (MW).
 $\dot{L}_i(t)$: سهمی از انتظار رشد بار در سال t که توسط تکنولوژی i تأمین می‌شود (MW/yr).
 $LOLE$: مدت‌زمان انتظاری از دست دادن بار (h).
 $LOLE_{EQ}$: $LOLE$ در نقطه تعادل بلندمدت بازار (h).
 M : تعداد اجرا در شبیه‌سازی مونت کارلو.
 mk : تعداد ترکیبات ممکن خروج k ژنراتور.
 MC_i^e : هزینه نهایی تکنولوژی‌های تولید بر اساس انتظار سرمایه‌گذاران (\$/MWh).
 $m_i(P_i(t))$: ضریب سرمایه‌گذاری تکنولوژی تولید i .
 n : حداکثر تعداد خروج‌های هم‌زمان مدل شده.
 n_i^{jk} : تعداد ژنراتور خارج از مدار تکنولوژی تولید i در ترکیب خروج jk .
 N_i : تعداد ژنراتورهای تکنولوژی تولید i .
 $Price(t)$: متوسط قیمت برق در سال t (\$/MWh).
 PR_i : قیمت برق در سطح قیمت l (\$/MWh).
 p^{jk} : احتمال وقوع ترکیب خروج jk .
 P_w : توان تولیدی نیروگاه بادی (MW).
 $PI_i^e(t)$: اندیس سوددهی مورد انتظار برای تکنولوژی تولید i در سال t .
 t : سال‌های مطالعه $(t = 1, \dots, 40)$.
 $UC_i(t)$: ظرفیت در حال ساخت تکنولوژی تولید i در سال t (MW).
 V : سرعت باد (m/s).

۱- مقدمه

با راه‌اندازی بازار برق در کشورهای مختلف، مسأله توسعه تولید نسبت به حالت سنتی آن تغییر کرده و مسایل جدیدی ایجاد شده که بررسی و حل آنها نیازمند روش‌ها و ابزارهای جدید می‌باشد [۱]. یکی از این مسایل، رفتار و مشخصه‌های بلندمدت سیستم در سمت تولید می‌باشد که هم برای قانون‌گذار بازار و هم برای سرمایه‌گذاران تولید دارای اهمیت است. قانون‌گذار باید به گونه‌ای بازار را طراحی و تنظیم کند که مسایل کفایت و بهینگی تولید که در محیط سنتی با برنامه‌ریزی توسعه تولید قابل حصول است، همچنان تداوم یابد. سرمایه‌گذار نیز در تعیین استراتژی مناسب سرمایه‌گذاری نیازمند شناخت مشخصه‌های بازار در بلندمدت است [۲]. بنابراین مدل‌سازی دینامیک بلندمدت بازار برق که مشخصه‌های بازار از قبیل کفایت تولید و قیمت را در بلندمدت و در طی زمان بررسی می‌کند، از مسایل جدید و دارای اهمیت در محیط بازار برق می‌باشد. ویژگی‌های تعیین‌کننده این رفتار مانند تصمیمات سرمایه‌گذاری نامتمرکز، کمبود اطلاعات، وجود حلقه‌های فیدبک و تأخیر در مساله سرمایه‌گذاری تولید، باعث شده که روش دینامیک سیستم به عنوان روشی مؤثر برای شبیه‌سازی رفتار بلندمدت به کار گرفته شود [۳].

یک عامل مؤثر بر رفتار دینامیک بلندمدت بازار برق، عدم قطعیت‌هایی است که در بازار برق وجود دارد. مدل‌سازی دینامیک بازار برق در حضور عدم قطعیت‌های ورودی، برای ارزیابی دینامیک بازار، شناخت عدم قطعیت‌های بلندمدت بازار در اثر عدم قطعیت‌های ورودی و نیز طراحی

1. Energy Only

2. Fixed Capacity Payment

حرکت به سمت تعادل خواهد شد. علامت $||$ بر روی ارتباطها برای نمایش تأخیر می‌باشد و در دینامیک سیستم، بازخور منفی همراه به تأخیر، باعث ایجاد نوسان در سیستم می‌شود [27].

با توجه به توضیحات فوق روند کلی مدل‌سازی بدین صورت است: در هر سال با داشتن مشخصات و ظرفیت نصب‌شده تولید و یک سناریو برای پارامترهای دارای عدم قطعیت شامل بار، دسترس‌پذیری واحدها، تولید بادی و شرایط آبی، با اجرای بهره‌برداری از بازار، قیمت برق، درآمدها و هزینه‌های تولید، شاخص‌های کیفیت تولید و غیره تعیین می‌شود. سپس با مدل‌کردن رفتار سرمایه‌گذاران، شامل شکل‌گیری انتظارات آنها از قیمت آینده و تأخیر آن، انتظار سوددهی و تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری بر مبنای آن، میزان ظرفیت جدید تعیین می‌گردد که این ظرفیت با یک تأخیر وارد سیستم می‌گردد. در سال‌های بعد، پس از افزودن ظرفیت‌های جدید و حذف ظرفیت‌های بازنشسته و تولید کمیت‌های دارای عدم قطعیت، روند مشابهی طی شده و بدین شکل دینامیک بازار در طی بازه مطالعه شبیه‌سازی می‌شود.

۳-۲ مدل بار

بار با مقدار پیک سالانه و منحنی بار که میزان بار ساعت به ساعت را بر اساس پیک بار تعیین می‌کند، مدل شده است. پیک سالانه بار در حالت بدون عدم قطعیت، رشد ثابت دارد اما در حالت دارای عدم قطعیت، با یک متغیر تصادفی با تابع چگالی احتمال نرمال مدل شده است.

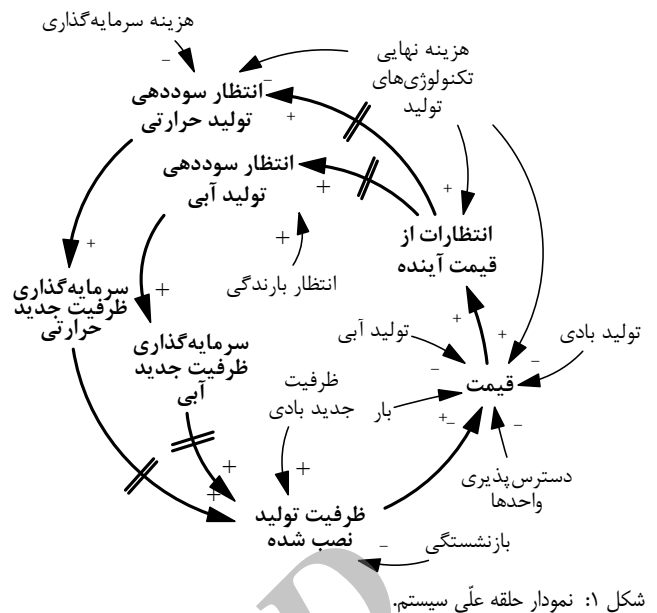
۳-۳ مدل ظرفیت تولید

برای مدل‌سازی تولید انرژی الکتریکی در حالت اولیه، سه تکنولوژی رایج تولید شامل نیروگاه زغال‌سنگی^۱ (HC)، سیکل ترکیبی با توربین گاز^۲ (CCGT) و نیروگاه گازی^۳ (GT) در نظر گرفته شده است. در حالتی که مدل‌سازی عدم قطعیت نیروگاه‌های بادی و آبی مد نظر است، این تکنولوژی‌ها نیز به ظرفیت تولید اضافه شده و عدم قطعیت آنها نیز مدل شده است. HC دارای بالاترین هزینه سرمایه‌گذاری و کمترین هزینه بهره‌برداری بوده 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 و CCGT نیز برای تأمین بار متوسط کاربرد دارد. نیروگاه بادی با توجه به وضعیت باد، در هر سطح باری ممکن است تولید داشته باشد. برای نیروگاه آبی با توجه به محدودیت انرژی، تولید در سطوح بار بالاتر دارای اولویت است.

در این مقاله نیروگاه‌های آبی و بادی به عنوان دو منبع عمده انرژی تجدیدپذیر و دارای عدم قطعیت تولید، مدل‌سازی شده است. مدل، قابلیت توسعه برای در نظر گرفتن دیگر منابع انرژی تجدیدپذیر را دارد. با این وجود، به دلیل سهم کم دیگر منابع تجدیدپذیر مانند سلول‌های خورشیدی در بازارهای واقعی، انتظار نمی‌رود این منابع تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر دینامیک بازار برق داشته باشند.

۳-۳-۱ 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.



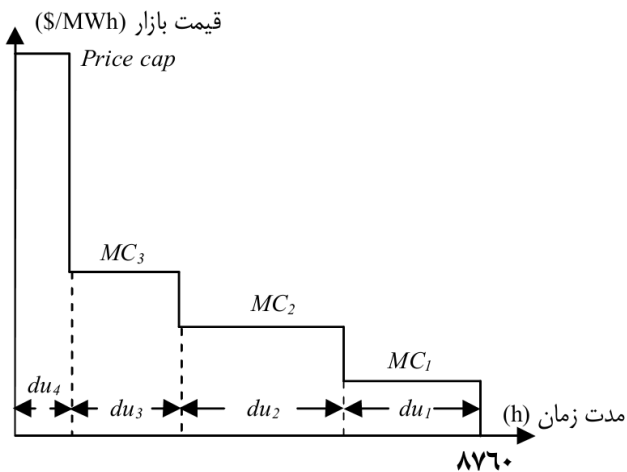
تغییر داده و می‌تواند بر سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید و دینامیک بازار تأثیرگذار باشد. عدم قطعیت رشد بار از طریق تأثیر بر ذخیره سیستم، قیمت برق و انگیزه سرمایه‌گذاری را متأثر ساخته و از این طریق بر دینامیک بازار برق مؤثر است. نیروگاه بادی در صورت در دسترس نبودن ظرفیت تولید آن به خصوص در ساعات پیک بار می‌تواند باعث افزایش قیمت و تشویق سرمایه‌گذاری شود و از طرف دیگر تولید زیاد این نیروگاه‌ها می‌تواند باعث افت قیمت‌ها و کاهش انگیزه سرمایه‌گذاری گردد. برای نیروگاه آبی میزان انرژی قابل تولید آن به شرایط آبی و عدم قطعیت آن وابسته است. در شرایط کم‌آبی، قیمت می‌تواند افزایش و در شرایط پرآبی کاهش یابد. خروج اجباری و برنامه‌ریزی نشده نیروگاه‌ها به خصوص در صورت خروج چندین واحد تولیدی در ساعات بار پیک می‌تواند باعث کمبود ظرفیت و افزایش شدید قیمت‌ها و سود سرمایه‌گذاران گردد. خروج کمتر واحدها نیز مانع افزایش قیمت و پوشش هزینه نیروگاه‌ها می‌شود.

۳- شرح مدل

۳-۱ نمودار حلقه علی و روند کلی شبیه‌سازی

روند کلی مدل‌سازی در نمودار حلقه علی شکل ۱ نمایش داده شده و در روش دینامیک سیستم از نمودار حلقه علی برای نمایش تأثیر علی بین متغیرها و پارامترهای سیستم بر یکدیگر و نمایش فیدبک‌های اصلی استفاده می‌شود. این تأثیرات از طریق ارتباط‌های علی مثبت و منفی نشان داده می‌شود، به عنوان 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. ارتباط‌هایی که به صورت برجسته نشان داده شده‌اند، فیدبک اصلی را که فیدبک منفی یا متعادل‌کننده است، نمایش می‌دهند. این فیدبک بدین معنی است که با کمبود ظرفیت تولید نصب‌شده، قیمت افزایش یافته و به تدریج انتظار از قیمت در آینده و انتظار سوددهی افزایش می‌یابد. به دلیل 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 جدید و

1. Hard Coal
2. Combined Cycle Gas Turbine
3. Gas Turbine



شکل ۳: منحنی نوعی قیمت در بازار.

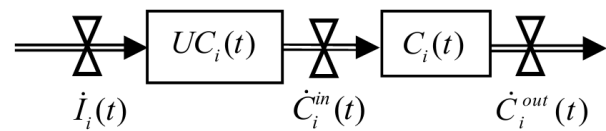
اولویت تولید قرار می‌گیرند و قیمت برابر هزینه نهایی ژنراتور نهایی خواهد بود. بدین ترتیب در هر ساعت قیمت برق و سایر کمیت‌ها مانند میزان انرژی تولیدی هر تکنولوژی تولید، هزینه و درآمدهای ناشی از تولید و سود بهره‌برداری آنها محاسبه می‌گردد. در نهایت قیمت در طول سال با وجود نیروگاه‌های حرارتی، منحنی تداومی مانند شکل ۳ خواهد داشت و هدف از مدل‌سازی قیمت، تعیین du_1 تا du_4 می‌باشد.

در حالتی که نیروگاه بادی در بازار حضور دارد، ابتدا از شبیه‌سازی تصادفی سرعت باد به کمک زنجیره مارکوف، توان قابل تولید نیروگاه بادی در هر ساعت تعیین شده است. تولید نیروگاه بادی برابر این مقدار و در صورت کم‌بودن بار، برابر بار قرار داده شده است. سپس تولید بادی از کل بار سیستم کسر و باقیمانده بار بین نیروگاه‌های حرارتی تقسیم شده و قیمت بازار بر اساس منحنی عرضه این نیروگاه‌ها تعیین شده است.

در صورتی که نیروگاه آبی نیز وجود داشته باشد، در ساعتی که این نیروگاه‌ها تصمیم به تولید دارند، تولید آنها نیز از بار کسر می‌گردد زیرا فرض شده که در این ساعات با پیشنهاد قیمت پایین در بازار برنده خواهند شد، سپس بقیه بار بین نیروگاه‌های حرارتی توزیع شده و قیمت بازار تعیین می‌شود. در سایر ساعات، فرض شده که نیروگاه آبی با پیشنهاد قیمت بالا شرکت کرده و تنها در صورتی برنده می‌شود که به دلیل کمبود ظرفیت مثلاً در اثر خروج واحدها، قیمت در سقف تنظیم شود. در صورتی که بار پس از کسر تولید بادی کمتر از تولید برنامه‌ریزی شده نیروگاه آبی باشد، تولید این نیروگاه به اندازه آن تعیین می‌شود. تعیین ساعتی که نیروگاه آبی تصمیم به تولید می‌گیرد بر اساس حداکثرسازی سود انتظاری و مطابق روند بخش ۳-۷ در نظر گرفته شده است.

۳-۵ مدل‌سازی نیروگاه بادی و عدم قطعیت آن

انرژی تولیدی نیروگاه‌های بادی به سرعت وزش باد بستگی دارد. برای مدل‌سازی این نیروگاه‌ها و عدم قطعیت تولید آنها باید عدم قطعیت سرعت باد را مدل کرد. سرعت باد در فصول مختلف می‌تواند متفاوت باشد و مدل ارائه‌شده باید این ویژگی را در نظر بگیرد. دیگر ویژگی سرعت باد وابستگی زمانی سرعت باد است. به عنوان مثال اگر در یک ساعت سرعت باد حداکثر باشد، در ساعت بعد به احتمال زیاد سرعت همچنان زیاد است و به احتمال کمی سرعت حداقل خواهد بود. برای مدل‌سازی عدم قطعیت سرعت باد از توابع توزیع احتمال به خصوص تابع ویبال زیاد استفاده شده است [۲۸]. این توزیع گرچه توزیع احتمالاتی سرعت باد را به خوبی مدل می‌کند اما وابستگی زمانی آن را لحاظ نمی‌کند.

شکل ۴: نمودار حالت و فلوئی تکنولوژی تولید i .

مطابق شکل ۲ برای هر تکنولوژی تولید i ، دو متغیر حالت شامل $UC_i(t)$ و $C_i(t)$ و سه فلو (نرخ) شامل $\dot{C}_i^{in}(t)$ ، $\dot{C}_i^{out}(t)$ و $\dot{I}_i(t)$ وجود دارد. 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) به دست می‌آید و (۳) و (۴) ارتباط و تأخیر بین نرخ‌ها را بیان می‌کنند

$$\dot{C}_i(t) = \dot{C}_i^{in}(t) - \dot{C}_i^{out}(t) \Rightarrow \quad (1)$$

$$C_i(t) = \int_{t_0}^t (\dot{C}_i^{in}(\tau) - \dot{C}_i^{out}(\tau)) d\tau + C_i(t_0) \quad (1)$$

$$C_T(t) = \sum_{i=1}^n C_i(t) \quad (2)$$

$$\dot{C}_i^{in}(t) = \dot{I}_i(t - T_i^c) \quad (3)$$

$$\dot{C}_i^{out}(t) = \dot{C}_i^{in}(t - T_i^o) \quad (4)$$

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 نمی‌شود، بنابراین برای این سال‌ها $C_i(t)$ متناسب با رشد بار، رشد داده شده است.

۳-۳-۲ 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 زمان ورود این ظرفیت‌ها به گونه‌ای بوده است که میزان ظرفیت بازنشسته تکنولوژی i در سال t مشابه (۵) باشد. در (۵) میزان ظرفیت بازنشسته به صورت خطی با سال افزایش می‌یابد

$$\dot{C}_i^{out}(t) = a_i + t \times b_i, \quad 1 < t < T_i^o \quad (5)$$

a_i و b_i 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 (۵) 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.

۳-۴ مدل‌سازی قیمت و بهره‌برداری بازار

برای مدل‌سازی قیمت و بهره‌برداری از بازار، بازار رقابتی کامل و از نوع حوضچه و همچنین دارای سقف قیمت فرض شده است. بنابراین در ساعتی که کمبود ظرفیت وجود دارد، قیمت توسط بهره‌بردار بازار در مقدار سقف قیمت تنظیم می‌شود و تمام تولید در دسترس استفاده خواهد شد. در ساعتی که کمبود ظرفیت وجود ندارد، ژنراتورهای با هزینه تولید کمتر در

از واحدهای تولیدی دو حالت در دسترس و خارج از دسترس در نظر گرفته شده است. مدت زمان در دسترس بودن یا خارج از دسترس بودن هر واحد به ترتیب با دو متغیر تصادفی مدت زمان عملکرد پیوسته واحد یا مدت زمان تا وقوع خطا (TTF) و مدت زمان لازم برای تعمیر واحد (TTR) مدل‌سازی شده است. با تولید متوالی این دو متغیر تصادفی برای هر واحد تولیدی در طی عمر آن در طول بازه مطالعه، زمان‌های در دسترس بودن و خارج از دسترس بودن آن واحد شبیه‌سازی گردیده و این کار برای تمام واحدهای تولیدی انجام شده است. بنابراین در هر ساعت با تجمیع واحدهای در دسترس، میزان ظرفیت در دسترس هر تکنولوژی تولید مشخص می‌شود. متغیرهای تصادفی TTF و TTR برای واحدهای تولیدی دارای تابع چگالی احتمال نمایی مانند (۱۱) در نظر گرفته شده‌اند. توزیع احتمال نمایی دارای یک پارامتر مشخصه λ می‌باشد که معکوس مقدار متوسط متغیر تصادفی است. به عبارتی برای تولید متغیرهای TTF و TTR بر اساس توزیع نمایی تنها به مقدار متوسط آنها یعنی متوسط زمان عملکرد پیوسته واحدها و متوسط زمان تعمیرات آنها نیاز است

$$f_i(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (11)$$

یک مدل پایه نیز برای مدل‌سازی خروج نیروگاه‌ها شامل تمامی حالات خروج همراه با احتمالات مربوط در نظر گرفته شده است. این مدل خروج نیروگاه‌ها را در نظر می‌گیرد اما خروج‌ها در هر بار اجرا مشابه بوده و عدم قطعیت ندارد. از این مدل هنگام مطالعه جداگانه سایر عدم قطعیت‌ها که تنها تأثیر آن عدم قطعیت مد نظر است، استفاده شده است. همچنین پاسخ‌های مختلف ناشی از عدم قطعیت دسترس‌پذیری واحدها را می‌توان با این پاسخ مقایسه کرد. در الگوریتم مربوط، خروج‌های k گانه ژنراتورها $(k = 0, \dots, n)$ تا جایی که احتمال حالت‌ها به ۱ نزدیک شود، مدل شده است. در خروج k گانه، تمام ترکیب‌های ممکن که در مجموع k ژنراتور خارج از مدار است $(jk = 1, \dots, mk)$ ، مدل شده و احتمال ترکیب خاص jk از (۱۲) محاسبه شده است

$$p^{jk} = \prod_{i=1}^j (C_{n_i^{jk}}^{N_i} \times (1 - q_i)^{N_i - n_i^{jk}} \times q_i^{n_i^{jk}}) \quad (12)$$

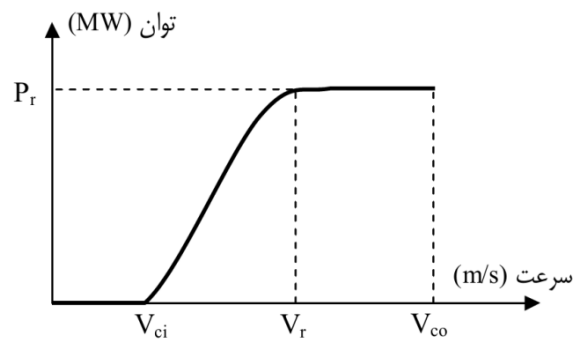
برای ترکیب خاص jk ، مقادیر du_l^{jk} با توجه به بخش ۳-۴ تعیین شده است. در نهایت با داشتن مقادیر du_l^{jk} و p^{jk} به ازای تمام ترکیبات jk ، مقادیر du_l در طی سال از (۱۳) به دست می‌آید

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

لازم به ذکر است در تمام ترکیبات jk ، کمیت‌های دیگری مانند میزان انرژی تولیدی هر تکنولوژی تولید، هزینه و درآمدهای ناشی از تولید و سود بهره‌برداری، محاسبه شده و در نهایت مشابه (۱۳) مقادیر سالانه آنها محاسبه گردیده است.

۳-۷ مدل‌سازی نیروگاه آبی و عدم قطعیت آن

انرژی قابل تولید نیروگاه‌های آبی به وضعیت آب سدها و شرایط بارندگی وابسته است. برای مدل‌سازی این نیروگاه‌ها و عدم قطعیت تولید آنها باید عدم قطعیت وضعیت آبی را مدل کرد و بدین منظور عدم قطعیت وضعیت آبی با در نظر گرفتن سه شرایط آبی شامل کم‌آبی، میان‌آبی و پرآبی برای هر سال و احتمال وقوع هر یک از این شرایط مدل شده است. برخلاف بهره‌برداری از نیروگاه‌های حرارتی که در هر ساعت بر اساس هزینه نهایی خود در بازار شرکت کرده و در صورت برنده شدن سود می‌کنند، نیروگاه‌های آبی دارای انرژی محدودی هستند و برای کسب



شکل ۴: منحنی توان خروجی نیروگاه بادی بر حسب سرعت باد.

در اینجا برای این که وابستگی زمانی نیز در نظر گرفته شود، از روش زنجیره مارکوف استفاده شده است. در این روش مقادیر مشاهده شده سرعت باد به چند حالت تقسیم شده و هر حالت شامل سرعت‌های باد بین مقادیر مشخصی می‌شود. در هر گام زمانی سرعت باد در یکی از این حالت‌ها قرار دارد. پارامترهای روش زنجیره مارکوف شامل احتمالات گذار از یک حالت به حالت دیگر است که توسط ماتریس احتمال گذار بیان می‌شود. درایه نوعی P_{ij} در این ماتریس، احتمال گذار از حالت i به حالت j را نشان می‌دهد و از (۶) تعیین می‌گردد

$$P_{ij} = \frac{n_{ij}}{\sum_j n_{ij}} \quad (6)$$

روند تولید سری زمانی ساعتی سرعت باد بدین صورت است که در ابتدا ماتریس تجمعی احتمال گذار تشکیل می‌شود و هر سطر این ماتریس از تجمیع مقادیر سطرها قبلی ماتریس احتمال گذار به دست می‌آید. با مشخص بودن وضعیت سرعت باد در یک گام زمانی و تولید یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت می‌توان از ماتریس تجمعی احتمال گذار، وضعیت سرعت باد در گام زمانی بعدی را به دست آورد. برای مدل کردن تغییرات فصلی سرعت باد، ماتریس زنجیره مارکوف برای چهار فصل تشکیل شده است. یکسان گرفتن سرعت باد برای نیروگاه‌های بادی به این معنی است که فرض شده تمام ظرفیت تولید بادی در یک مزرعه واقع می‌باشند یا این که دارای وضعیت بادی مشابه هستند.

پس از مدل‌سازی سرعت باد، توان الکتریکی تولیدی مطابق شکل ۴ و از (۷) تعیین می‌گردد [۲۹] و [۳۰]. ضرایب a ، b و c در (۷) از (۸) تا (۱۰) تعیین می‌شود [۲۹] و [۳۰]

$$P_w = \begin{cases} 0, & 0 \leq V < V_{ci} \\ P_r(a + bV + cV^2), & V_{ci} \leq V < V_r \\ P_r, & V_r \leq V < V_{co} \\ 0, & V > V_{co} \end{cases} \quad (7)$$

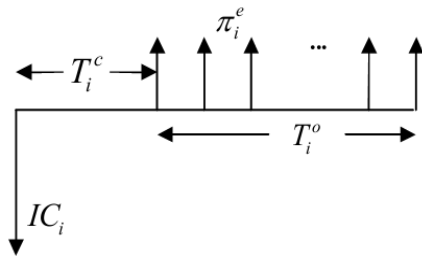
$$a = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} (V_{ci}(V_{ci} + V_r) - 4V_{ci}V_r \left(\frac{V_{ci} + V_r}{2V_r}\right)^2) \quad (8)$$

$$b = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} (4(V_{ci} + V_r) \left(\frac{V_{ci} + V_r}{2V_r}\right)^2 - (3V_{ci} + V_r)) \quad (9)$$

$$c = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} (2 - 4 \left(\frac{V_{ci} + V_r}{2V_r}\right)^2) \quad (10)$$

۳-۶ مدل‌سازی عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها

برای مدل‌سازی عدم قطعیت دسترس‌پذیری واحدهای تولیدی ناشی از خروج اجباری آنها از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شده و برای هر یک

شکل ۶: دیاگرام جریان نقدی تکنولوژی i .

نیز این امر صادق نیست و در عمل، منطقیست 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 منطقی بودن سرمایه‌گذاران، بنابراین باید رفتار سرمایه‌گذاران را با در نظر گرفتن منطقی محدود مدل کرد. بدین منظور مانند [۳]، [۱۵]، [۲۰] 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 ادامه بیان گردیده است.

به منظور تعیین نرخ سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌ها، مانند [۳] و [۲۰] از مفهوم اندیس سوددهی استفاده شده و نحوه تعیین این اندیس در زیربخش ۳-۸-۱ و نحوه تعیین نرخ سرمایه‌گذاری با توجه به این اندیس در زیربخش ۳-۸-۲ شرح داده شده است.

۳-۸-۱ تعیین اندیس سوددهی (PI_i)

اندیس سوددهی مورد انتظار سرمایه‌گذاران، برابر نسبت سود تکنولوژی‌های تولید به هزینه آنهاست و با (۱۴) تعریف شده و فرض بر این است که در سال‌های بعد از $t+T_i^c$ نیز سرمایه‌گذاران انتظار سود مشابهی دارند. کمیت‌های صورت و مخرج باید در مبنای زمانی یکسان و دارای واحد یکسان باشند و نحوه تعیین این کمیت‌ها در ادامه شرح داده شده است

$$PI_i^e(t) = \frac{\pi_i^e(t+T_i^c) + \pi_{capacity}^e}{FC_i} \quad (14)$$

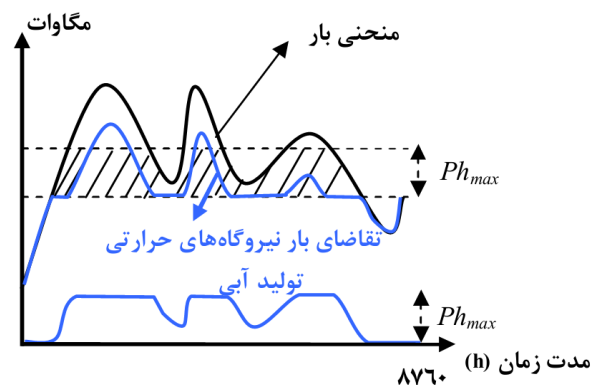
الف) نحوه تعیین FC_i : در شکل ۶ دیاگرام جریان نقدی تکنولوژی تولید i آمده و (۱۵) و (۱۶) نیز ضرایب تبدیل ارزش زمانی پول را نشان می‌دهند. رابطه (۱۵) ضریب تبدیل ارزش فعلی به ارزش آینده در T سال بعد و (۱۶) ضریب تبدیل ارزش فعلی به ارزش معادل سالانه در بازه T ساله آینده را بیان می‌کند [۳۳] و به کمک این ضرایب و طبق (۱۷)، FC_i تعیین شده است. در (۱۷) 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

$$(F|P, r, T) = (1+r)^T \quad (15)$$

$$(A|P, r, T) = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (16)$$

$$FC_i = IC_i \times (F|P, r, T_i^c) \times (A|P, r, T_i^o) \quad (17)$$

ب) محاسبه $\pi_{capacity}^e$ و $\pi_i^e(t+T_i^c)$: مقدار $\pi_{capacity}^e$ در بازار EO برابر صفر و در بازار FCP برابر مقدار ثابت fp می‌باشد. $\pi_i^e(t+T_i^c)$ به پیش‌بینی سرمایه‌گذاران از شرایط آینده بازار وابسته بوده و مقدار آن برای نیروگاه‌های حرارتی طبق (۱۸) محاسبه شده است



شکل ۵: بهره‌برداری از نیروگاه آبی.

بیشترین سود باید این انرژی را در ساعاتی بهره‌برداری کنند که انتظار بالاترین قیمت‌ها را دارند. با توجه به این که نیروگاه‌های حرارتی تعیین‌کننده قیمت هستند، این ساعات متناظر با ساعات پیک تقاضا از واحدهای حرارتی خواهد بود.

به طور کلی مسأله بهره‌برداری از واحدهای آبی و شرایط حاکم بر آنها بسیار متنوع و موردی است، به طوری که پیدا کردن دو مورد مشابه تقریباً ناممکن است [۳۱]. در اینجا هدف این است که بدون پرداختن به شرایط موردی حاکم بر این مسأله، یک مدل مناسب برای نشان دادن تأثیر عدم قطعیت واحدهای آبی بر قیمت بازار و در نتیجه بر دینامیک بلندمدت بازار برق ارائه شود.

نحوه بهره‌برداری از این نیروگاه‌ها در اینجا در شکل ۵ تشریح شده است. در این شکل منحنی بار نوعی شبکه نشان داده شده و همچنین دو خطچین موازی که فاصله بین آنها برابر حداکثر توان قابل تولید نیروگاه آبی می‌باشد، آمده است. این خطچین‌ها از بالا به سمت پایین حرکت داده می‌شوند تا جایی که سطح هاشورخورده محصور بین آنها و منحنی بار، برابر انرژی قابل تولید نیروگاه آبی گردد. در این حالت خطچین پایینی، حداقل باری را نشان می‌دهد که در آن نیروگاه آبی شروع به تولید می‌کند. هرگاه بار بیش از این مقدار باشد، این مقدار بیشتر توسط نیروگاه آبی تأمین می‌شود مگر این که توان آن به حداکثر برسد.

در شکل ۵ همچنین تولید نیروگاه آبی با زمان و تقاضای بار از نیروگاه‌های حرارتی که تعیین‌کننده قیمت است، نشان داده شده است. طبق انتظار، تولید نیروگاه آبی در بیشترین تقاضای بار از نیروگاه حرارتی که انتظار بیشترین قیمت وجود دارد، بیشترین است.

در روند فوق، تمام ظرفیت آبی در قالب یک نیروگاه با انرژی محدود و ظرفیت مشخص مدل شده و فرض شده نیروگاه‌های آبی در بازار انرژی به طرز مؤثری تولیدشان را به صورت بهینه برنامه‌ریزی می‌کنند. در صورتی که چند نیروگاه در نظر گرفته شود، روند فوق می‌تواند به ترتیب برای هر نیروگاه پیاده گردد.

۳-۸ مدل‌سازی سرمایه‌گذاری

رفتار سرمایه‌گذاران نقش مهمی را در شکل‌گیری دینامیک بازار ایفا می‌کند و در اینجا به جای رفتار هر سرمایه‌گذار، مدل‌سازی برابری رفتار مجموع سرمایه‌گذاران مد نظر است. می‌توان مانند [۲۵] و [۲۶] فرض کرد 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. آقای استرمن [۲۷] بیان می‌کند که نه تنها در مسأله‌ای مانند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری بلکه در مسایل ساده‌تر

جدول ۱: مشخصات تکنولوژی‌های تولید حرارتی.

مشخصات تکنولوژی‌های تولید	نوع تکنولوژی تولید		
	GT	CCGT	HC
ظرفیت اولیه (MW)	۵۳۵۰	۳۶۰۰	۷۶۰۰
ظرفیت هر واحد تولیدی (MW)	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰
هزینه سرمایه‌گذاری (\$/kW) [۳۶]	۶۶۰	۱۰۰۰	۱۵۰۰
هزینه سوخت (\$/MBtu) [۳۶]	۵٫۱	۵٫۱	۲٫۳
راندمان (%) [۳۶]	۳۵	۵۳	۳۸٫۸
مدت‌زمان ساخت (سال) [۲۰]	۲	۳	۴
نرخ خروج اجباری (%) [۲۰]	۱۰	۱۰	۱۰
m^{\max} [۲۰]	۲	۳	۱٫۵
m_i [۲۰]	۰٫۱۵	۰٫۱۵	۰٫۱۵
طول عمر (سال) [۳]	۲۰	۳۰	۴۰
متوسط زمان تا خطا	۹۰۰	۹۰۰	۹۰۰
متوسط زمان تعمیر	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

هزینه و سود مورد انتظار سرمایه‌گذار برابرند و نرخ سرمایه‌گذاری در حالت تعادل به عنوان نرخ مرجع مشابه [۳] با [۲۰] مشخص شده و 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

$$\dot{I}_i^{ref}(t) = \dot{C}_i^{out}(t) + \dot{L}_i(t) \quad (20)$$

هرچه PI_i بزرگ‌تر باشد، نرخ سرمایه‌گذاری در تکنولوژی i نیز بیشتر است و بالعکس. این مسأله مشابه [۳] با ضرب کردن ضریب $m_i(PI_i(t))$ در نرخ سرمایه‌گذاری مرجع، طبق (۲۱) اعمال شده است

$$\dot{I}_i(t) = m_i(PI_i(t)) \times \dot{I}_i^{ref}(t) \quad (21)$$

m_i تابع PI_i است و به ازای PI_i بزرگ‌تر از ۱، مقداری بزرگ‌تر از ۱ و به ازای PI_i کوچک‌تر از ۱، مقداری کوچک‌تر از ۱ دارد. برای کمی کردن m_i ، مشابه [۳] از منحنی‌های S شکل قابل بیان با (۲۲) استفاده شده است

$$m_i(PI_i(t)) = \frac{m_i^{\max}}{1 + e^{-(\alpha_i \cdot PI_i(t) + \beta_i)}} \quad (22)$$

مقادیر ثابت α_i و β_i در (۲۲) با در نظر گرفتن $m_i(1) = 1$ و $m_i(0) = m_i$ مطابق (۲۳) و (۲۴) تعیین می‌شوند

$$\beta_i = \ln \frac{m_i^{\max}}{m_i^{\max} - m_i} \quad (23)$$

$$\alpha_i = \ln \frac{1}{m_i^{\max} - 1} - \beta_i \quad (24)$$

نیروگاه بادی در بازار قابل رقابت با نیروگاه‌های معمول نبوده و حمایت می‌شود و در اینجا مکانیزم حمایتی به صورت خرید تضمینی با قیمت ثابت در نظر گرفته شده است، بنابراین درآمد نیروگاه بادی تنها به متوسط انرژی تولیدی سالانه آن ربط دارد. قیمت بازار و یا سرمایه‌گذاری کم یا زیاد این نیروگاه، تأثیری بر درآمد آن ندارد و انگیزه سرمایه‌گذاری در این تکنولوژی در تمام سال‌ها یکسان است. وابسته‌نبودن درآمد این نیروگاه به میزان سرمایه‌گذاری باعث می‌شود مقدار بهینه یا تعادلی برای ظرفیت آن وجود نداشته باشد. در اینجا هدف بررسی دینامیک بازار برق در بازاری است که سهم نیروگاه بادی در آن قابل ملاحظه است و میزان سرمایه‌گذاری‌های جدید با مدلی که در آن نیروگاه بادی دارای نرخ رشد ثابت سالانه می‌باشد، مدل شده است.

۴- نمونه مطالعاتی

۴-۱ مشخصات بازار مورد مطالعه

یک بازار برق نمونه با منحنی بار سیستم IEEE-RTS۹۶ [۳۴] و حداکثر بار ۱۵۰۰۰ مگاوات در نظر گرفته شده و رشد بار در هر سال برابر ۱ درصد فرض شده است. در حالت اولیه، سه تکنولوژی تولید حرارتی با ظرفیت و سایر مشخصات جدول ۱، بار و ذخیره سیستم را تأمین می‌کنند. مقدار $VOLL$ مشابه بازار استرالیا برابر $\$/MWh$ ۱۲۵۰۰ در نظر گرفته شده [۳۵] و r برابر ۱۰٪ فرض شده است. بازار در ابتدا نزدیک به شرایط تعادل قرار دارد و با کدنویسی در نرم‌افزار MATLAB، دینامیک بازار در بازه زمانی ۴۰ ساله با گام‌های یک‌ساله شبیه‌سازی شده است.

در حالت‌هایی که نیروگاه‌های آبی و بادی با ظرفیت مشخص وارد مدل شده‌اند، ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی بر اساس شرایط تعادل بازار مجدداً

$$\pi_i^e(t + T_i^e) = (1 - q_i) \sum_{l=1}^t I \times (PR_l - MC_i^e) \times du_i^e \quad (18)$$

در MC_i^e (۱۸) مقداری ثابت است، زیرا به راندمان نیروگاه و هزینه سوخت وابسته بوده که هر دو ثابت در نظر گرفته شده‌اند و I در صورتی که MC_i^e بزرگ‌تر از MC_l^e باشد یک و در غیر این صورت صفر است. رابطه (۱۸) به این معنی است که هر مگاوات نصب‌شده نیروگاه حرارتی، در هر سطح قیمتی که 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.

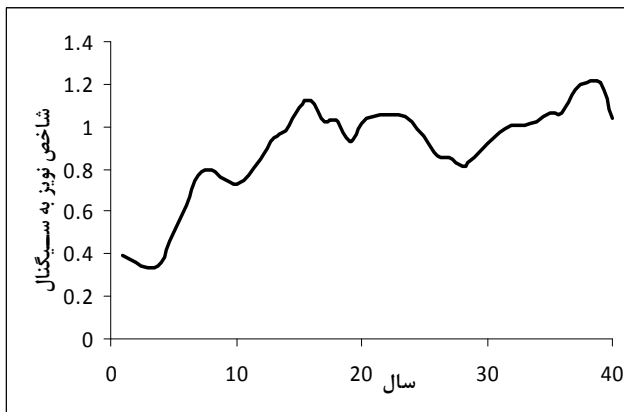
برای محاسبه نهایی π_i^e نیاز است مقادیر du_i^e را که بیانگر انتظار سرمایه‌گذاران از مدت زمان تداوم سطوح مختلف قیمت است، تعیین کرد. انتظارات سرمایه‌گذاران از مدت زمان تداوم سطوح قیمت در سال‌های آینده طبق مشاهدات سال‌های گذشته شکل می‌گیرد. استرمن با بررسی مطالعات مختلفی که در زمینه نحوه پیش‌بینی افراد و نحوه شکل‌گیری باورهای آنها انجام شد، به این نتیجه رسید که مدل هموارسازی نمایی به خوبی نحوه شکل‌گیری انتظارات افراد را مدل می‌کند [۲۷]. در اینجا از این مدل برای مدل‌سازی انتظار از مدت زمان تداوم هر یک از سطوح قیمت (du_i^e تا du_{i+1}^e) استفاده شده است.

سود انتظاری نیروگاه آبی مطابق (۱۹) است که در آن، سیگمای دوم سود را به ازای شرایط آبی hc در تمام سطوح قیمت و سیگمای اول مقدار انتظاری آن را به ازای تمام شرایط آبی محاسبه می‌کند. مقدار ضریب ظرفیت در سطح قیمت l و شرایط آبی hc (CF_l^{hc}) در (۱۹) با این شرایط محاسبه شده که انرژی نیروگاه آبی به ترتیب اولویت از سطح قیمت بالاتر به پایین‌تر توزیع می‌شود. تمام متغیرهای (۱۸) و (۱۹) مربوط به سالی هستند که سرمایه‌گذاری‌های جدید آماده بهره‌برداری می‌شوند

$$\pi_i^e(t + T_i^e) = (1 - q_i) \times \sum_{hc=1}^r P_{hc} \times \sum_{l=1}^t CF_l^{hc} \times (PR_l - MC_i^e) \times du_i^e \quad (19)$$

۳-۸-۲ 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



شکل ۸: شاخص نویز به سیگنال قیمت در اثر عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاه‌ها.

جدول ۲: ظرفیت تکنولوژی‌های تولید در حالات وجود نیروگاه آبی و بادی (مگاوات).

تکنولوژی‌های تولید	Water	Wind	GT	CCGT	HC
حرارتی و بادی	-	۶۰۰۰	۶۱۲۰	۳۹۲۰	۶۱۰۰
حرارتی و آبی	۴۰۰۰	-	۳۶۷۰	۲۲۰۰	۶۱۲۰
حرارتی، آبی و بادی	۴۰۰۰	۶۰۰۰	۴۱۷۵	۳۵۵۰	۳۸۰۰

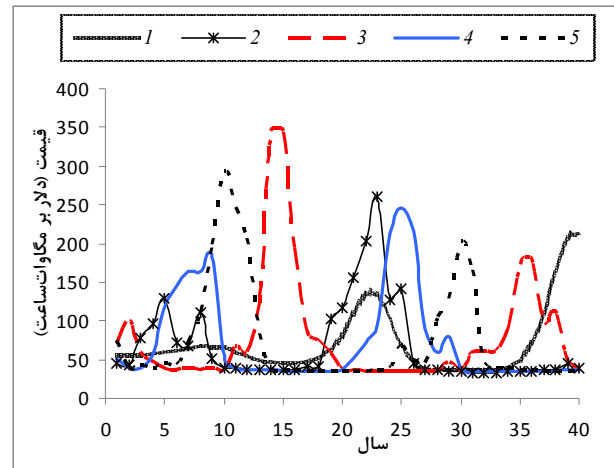
این بدان معنی است که عدم قطعیت دسترس پذیری واحدها به تنهایی می‌تواند عدم قطعیت فراوانی را در قیمت برق در سال‌های آینده ایجاد کند.

۲-۱-۲-۴ کمی‌کردن اثر عدم قطعیت ورودی بر عدم قطعیت خروجی بازار

برای کمی‌کردن میزان اثر عدم قطعیت بر پاسخ خروجی سیستم، یک شاخص تحت عنوان شاخص نویز به سیگنال (N/S) که نسبت انحراف استاندارد کمیت خروجی به متوسط آن را نشان می‌دهد، تعریف شده است. معکوس این شاخص در مباحث مرتبط با طراحی مقاوم استفاده شده و سعی می‌شود با حداکثرسازی آن از حساسیت پاسخ سیستم در برابر عدم قطعیت‌ها کاسته شود. هرچه شاخص نویز به سیگنال کوچک‌تر و به صفر نزدیک‌تر باشد، به معنی تأثیر کمتر عدم قطعیت بر خروجی سیستم است. در شکل ۸ این شاخص برای قیمت بازار در سال‌های مختلف ترسیم شده و به طور متوسط مقدار آن برابر ۰/۸۵ است که بیانگر تأثیر زیاد عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاه‌ها بر عدم قطعیت قیمت است.

شکل ۹ درصد ذخیره سیستم و شکل ۱۰ ظرفیت یکی از تکنولوژی‌های تولید را در چند سناریو نشان می‌دهد.

متفاوت بودن ذخیره و ظرفیت در سناریوهای مختلف بیانگر تأثیر این نوع عدم قطعیت بر مسیر دینامیکی بلندمدت بازار برق بوده و نشان‌دهنده این است که متفاوت بودن قیمت در سناریوهای مختلف تنها ناشی از خروجی‌های مختلف در هر سال نیست، بلکه به دینامیک‌های متفاوتی که این نوع عدم قطعیت ایجاد می‌کند نیز مرتبط است. در شکل ۸ دیده می‌شود که در سال‌های ابتدایی شاخص نویز به سیگنال بسیار کمتر از سال‌های بعدی است چرا که در سال‌های ابتدایی به عنوان مثال در سال اول، ظرفیت در سناریوهای مختلف یکسان بوده و تنها خروجی‌های مختلف باعث ایجاد قیمت‌های مختلف شده است. اما در اثر عدم قطعیت خروجی نیروگاه‌ها در سال‌های بعد، بازار مسیرهای مختلفی را پیموده و ظرفیت‌ها نیز در سناریوهای مختلف متفاوت بوده است.



شکل ۹: قیمت برق در بازار EO در سناریوهای مختلف دسترس پذیری نیروگاه‌ها.

تعیین شده و در جدول ۲ ظرفیت هر تکنولوژی تولید در حالات مختلف آمده است.

هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه بادی $\$/kW$ ۲۴۰۰، طول عمر آن ۲۰ سال [۳۶]، زمان ساخت ۱ سال و بابت انرژی آن $\$/MWh$ ۱۶۵ پرداخت می‌شود. مقادیر V_{co} ، V_r ، V_{ci} به ترتیب برابر ۳، ۱۱ و ۲۳ متر بر ثانیه در نظر گرفته شده است [۳۷]. برای سرعت باد، ۱۰ حالت با بازه ۲ متر بر ثانیه که در مجموع سرعت باد بین ۰ تا ۲۰ متر بر ثانیه را پوشش می‌دهد در نظر گرفته و اطلاعات گذشته سرعت باد از داده‌های swift current کانادا استفاده شده است [۳۸]. ماتریس احتمال گذار به دست آمده برای فصول مختلف سال در پیوست آمده است.

شرایط کم‌آبی، میان‌آبی و پرآبی نیروگاه آبی به ترتیب با احتمالات ۰/۲۵، ۰/۴ و ۰/۳۵ و انرژی‌های معادل ۰/۲۵، ۰/۵ و ۰/۷۵ برابر کل انرژی قابل تولید نیروگاه در صورت تولید دائمی در ظرفیت نامی فرض شده است. هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه آبی $\$/kW$ ۱۷۵۰، طول عمر آن ۵۰ سال، زمان ساخت ۵ سال، نرخ خروج ۳٪، هزینه بهره‌برداری صفر و مقادیر m^{\max} و m^i مشابه تکنولوژی HC فرض شده است.

۲-۴ نتایج شبیه‌سازی

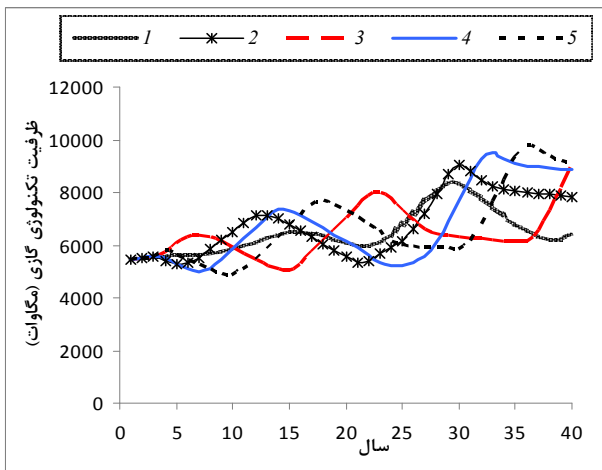
با شبیه‌سازی مونت کارلو به تعداد کافی سناریو از عدم قطعیت‌ها ایجاد و دینامیک بازار با وجود هر یک از عدم قطعیت‌ها شبیه‌سازی شده و در نهایت خروجی‌های به دست آمده تحلیل احتمالاتی شده‌اند.

برای عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاه‌ها، نمودارهای مختلف از پاسخ سیستم نشان داده شده و نتایج آن تحلیل شده است. سپس با معرفی یک شاخص برای کمی‌کردن میزان تأثیر عدم قطعیت‌ها بر دینامیک بازار، نتایج سایر عدم قطعیت‌ها با ارائه این شاخص بررسی شده است.

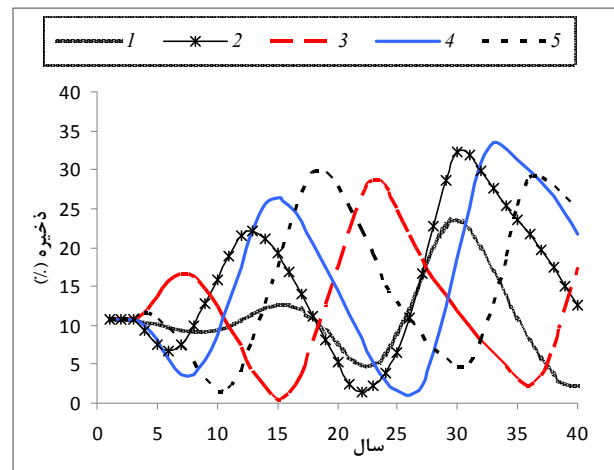
۲-۴-۱ عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاه‌ها در بازار EO

۲-۴-۱-۱ ایجاد عدم قطعیت در قیمت بلندمدت بازار

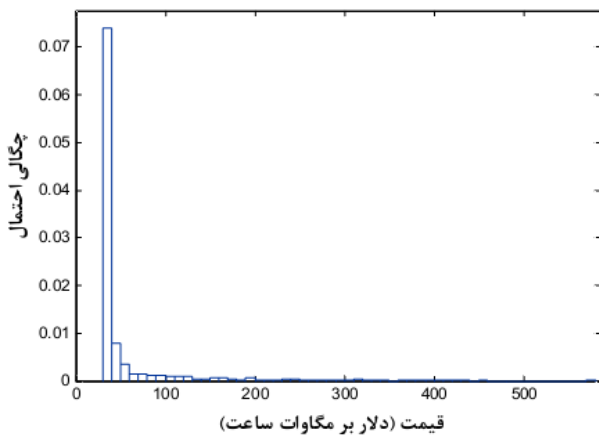
شکل ۷ متوسط قیمت سالانه برق را به عنوان یکی از خروجی‌های بلندمدت بازار، به ازای چند سناریوی نمونه از خروجی واحدها که با شبیه‌سازی مونت کارلو ایجاد شده است، نشان می‌دهد که نمودار شماره ۱ مربوط به خروجی نیروگاه‌ها مبتنی بر جدول CPOT است. این شکل نشان می‌دهد که در بازار EO، مسیر تغییرات قیمت برق به شدت به عدم قطعیت دسترس پذیری واحدها وابسته است و وجود سناریوهای مختلف برای خروج واحدها منجر به ایجاد سناریوهای متفاوت قیمت برق می‌شود.



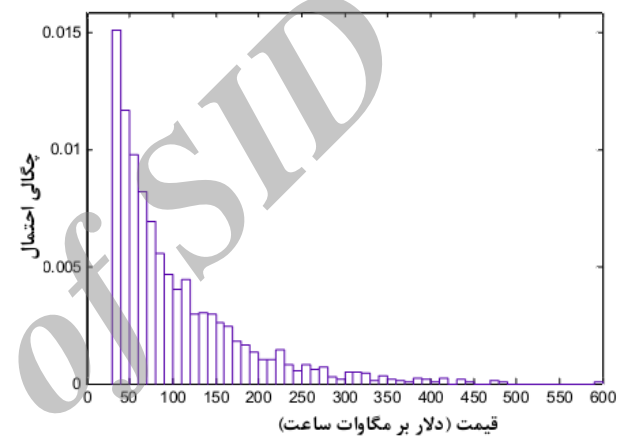
شکل ۱۰: ظرفیت GT در بازار EO در سناریوهای مختلف دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها.



شکل ۹: درصد ذخیره در بازار EO در سناریوهای مختلف دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها.



شکل ۱۲: چگالی احتمال قیمت در سال ۲۰ در اثر عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها.



شکل ۱۱: چگالی احتمال قیمت در سال ۱۰ در اثر عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها.

حالت اول مشابه [۲۵] خروج نیروگاه‌ها در نظر گرفته نشده و ظرفیت اولیه نیز برابر شرایط تعادل این حالت اصلاح شده است. در حالت دوم، خروج‌ها مبتنی بر جدول COPT و در حالت سوم با شبیه‌سازی مونت کارلو عدم قطعیت خروج نیروگاه‌ها به طور دقیق مدل شده است. مقدار متوسط قیمت به ترتیب برای حالت‌های فوق برابر ۶۹، ۷۱ و ۷۸ و مقدار انحراف استاندارد آن به ترتیب برابر ۵۵، ۴۲ و ۷۴ دلار بر مگاوات‌ساعت و مقدار متوسط ذخیره به ترتیب برابر ۰.۰۶، ۰.۰۹ و ۰.۰۹ درصد است. تفاوت این مقادیر، لزوم مدل‌سازی عدم قطعیت خروج نیروگاه‌ها را در شبیه‌سازی دینامیک بازار به منظور حصول نتایج دقیق‌تر نشان می‌دهد.

۴-۲-۲ تأثیر پرداخت ظرفیت بر عدم قطعیت دسترس‌پذیری

در این بخش، راهکار پرداخت ظرفیت و در نتیجه کاهش سقف قیمت برای کاهش عدم قطعیت رفتار بلندمدت بازار در اثر خروج‌های مختلف واحدهای تولیدی بررسی شده است. بدین منظور دینامیک بازار برق به ازای پرداخت ظرفیت ثابت به میزان ۵۰٪ هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه بار پیک که برابر میزان پرداخت ظرفیت در بازار شبلی و آرژانتین است [۲۵] در نظر گرفته شده است. سقف قیمت متناظر با این پرداخت ظرفیت برابر ۶۲۷۵ دلار بر مگاوات‌ساعت بوده و در شکل‌های ۱۳ تا ۱۵ قیمت، درصد ذخیره و ظرفیت تکنولوژی GT نشان داده شده است.

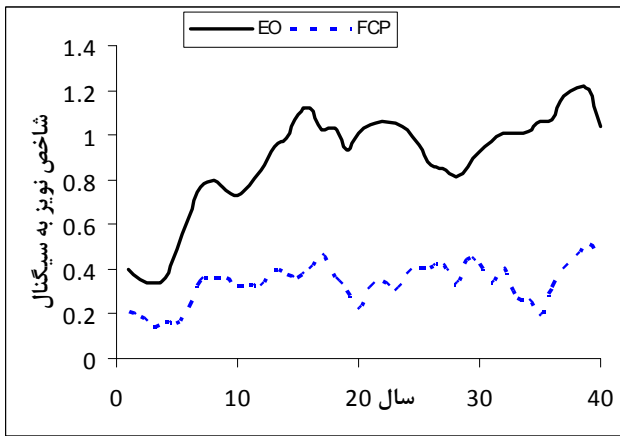
همان طور که دیده می‌شود با پرداخت ظرفیت، عدم قطعیت مسیر دینامیکی بازار به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش پیدا می‌کند. در خصوص قیمت برق در بلندمدت، ضمن این که عدم قطعیت آن کاهش پیدا کرده است، دلیل تفاوت مقدار قیمت در سناریوهای مختلف، بیشتر به تفاوت

۴-۲-۴ تعیین توزیع احتمال کمیت‌های خروجی با مدل‌سازی عدم قطعیت ورودی در شبیه‌سازی دینامیک بازار برق

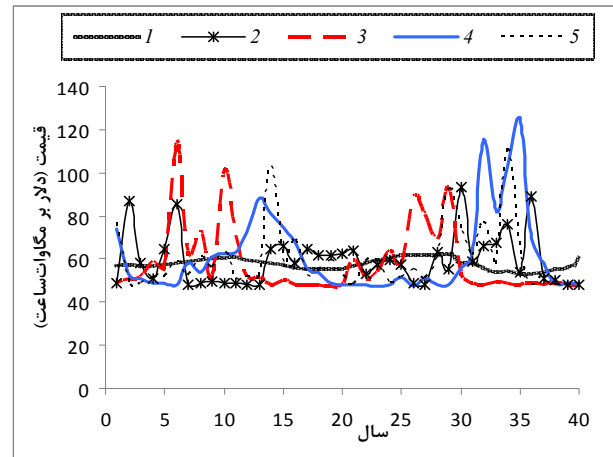
با شبیه‌سازی مونت کارلو و تولید تعداد کافی سناریوی عدم قطعیت و شبیه‌سازی دینامیک بازار برق به ازای آنها، عدم قطعیت قیمت برق و توزیع احتمالاتی آن در سال‌های آتی ناشی از اثرات متقابل عدم قطعیت ورودی و دینامیک بازار، قابل تعیین است. در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ چگالی احتمال قیمت برق به ترتیب برای سال ۱۰ و سال ۲۰ به عنوان نمونه آمده است. از این شکل‌ها دیده می‌شود که در اثر دینامیک بلندمدت بازار برق، در برخی سال‌ها قیمت دارای عدم قطعیت بیشتر و در برخی سال‌ها دارای عدم قطعیت نسبتاً کمتری است و لزوماً در سال‌های دورتر عدم قطعیت بیشتر نیست. این نتایج نشان می‌دهند که می‌توان از مدل‌سازی دینامیک بازار برق همراه با عدم قطعیت‌ها برای تولید عدم قطعیت قیمت بلندمدت برق استفاده کرد که در آن هم تأثیر مستقیم عدم قطعیت بر قیمت و هم تأثیر غیر مستقیم آن از طریق تأثیر بر مسیر حرکت بازار مدل شده است.

۴-۲-۴ اهمیت مدل‌سازی عدم قطعیت بر تعیین مقادیر متوسط و انحراف استاندارد خروجی‌های بازار

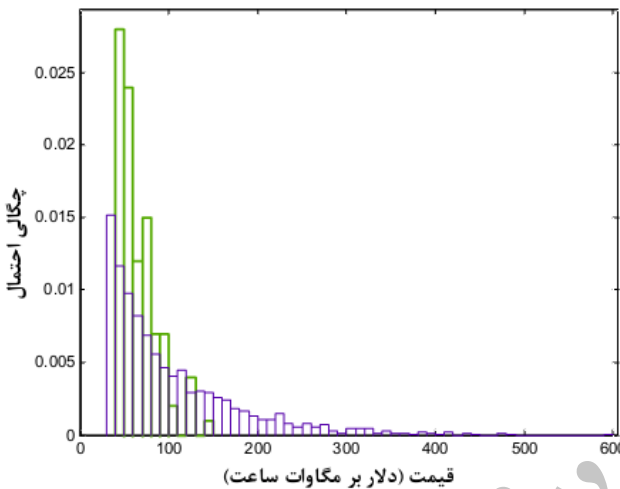
در بررسی دینامیک بازار برق مقدار متوسط و انحراف استاندارد متغیرهای خروجی بازار جدای از عدم قطعیت آنها حائز اهمیت است. به منظور بررسی مدل‌سازی عدم قطعیت خروج نیروگاه‌ها بر این مقادیر، مقدار متوسط و انحراف استاندارد قیمت در سه حالت تعیین شده است. در



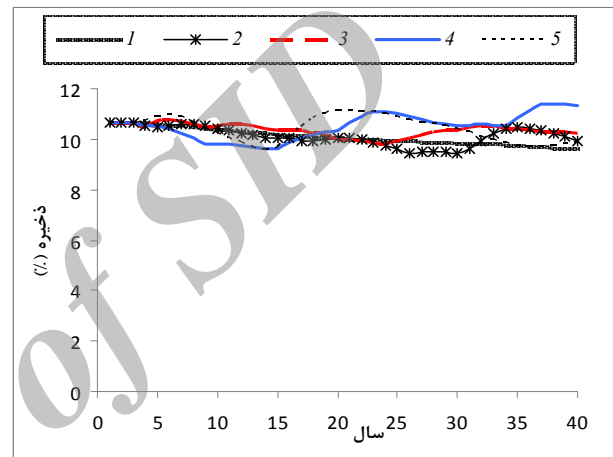
شکل ۱۶: مقایسه شاخص نوبز به سیگنال قیمت در بازار EO و بازار FCP در اثر عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاهها.



شکل ۱۳: قیمت برق در بازار FCP در سناریوهای مختلف دسترس پذیری نیروگاهها.



شکل ۱۷: توزیع احتمال قیمت ۱۰ سال در بازار EO و FCP در اثر عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاهها.

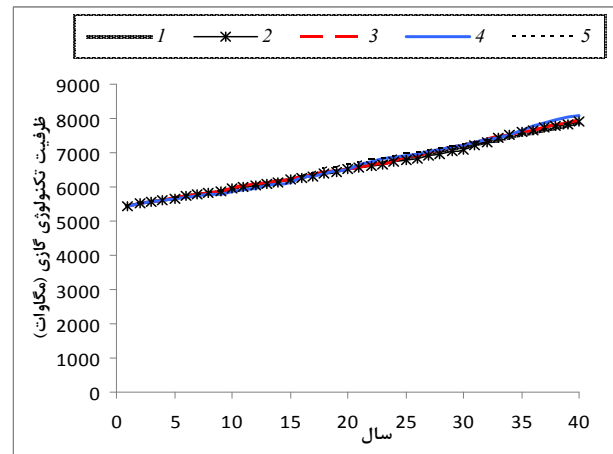


شکل ۱۴: درصد ذخیره در بازار FCP در سناریوهای مختلف دسترس پذیری نیروگاهها.

۴-۲-۳ حضور نیروگاههای بادی و شرایط تعادل بازار

ظرفیت اولیه تکنولوژی بادی برابر ۶۰۰۰ مگاوات در نظر گرفته شده و ضریب ظرفیت آن از شبیه سازی برابر ۲۱/۷ درصد به دست آمده و این بدان معنی است که از لحاظ انرژی، نیروگاه بادی معادل یک نیروگاه ۱۳۰۰ مگاواتی می باشد. مقایسه ظرفیت کل تکنولوژی های حرارتی در شرایط تعادل بدون حضور نیروگاه بادی و با وجود آن، نشان می دهد که با وجود نیروگاه بادی تنها ۴۱۰ مگاوات از ظرفیت کل تکنولوژی های حرارتی کاسته شده و به عبارتی نیروگاه بادی از لحاظ قابلیت اطمینان تنها ۴۱۰ مگاوات از نیروگاه حرارتی را جایگزین کرده است.

متوسط قیمت در شرایط تعادل، بدون حضور نیروگاه بادی برابر $58.3 \text{ \$/MWh}$ و با وجود آن برابر $76.7 \text{ \$/MWh}$ می باشد که نشان از افزایش قیمت به میزان $18.4 \text{ \$/MWh}$ با حضور نیروگاه بادی دارد. با توجه به این که نیروگاه بادی ۱۴/۲ درصد از انرژی کل را تأمین کرده و قیمت آن برابر $165 \text{ \$/MWh}$ است، انتظار می رود به طور متوسط قیمت به میزان $15.2 \text{ \$/MWh} = (165 - 58.3) \times 0.142$ افزایش یابد در حالی که افزایش قیمت $3.2 \text{ \$/MWh}$ بیش از این مقدار است. این بدین سبب است که با وجود نیروگاه بادی نه تنها به دلیل قیمت بالایی که به انرژی تولیدی این نیروگاه جهت تأمین هزینه سرمایه گذاریش پرداخت می شود، قیمت افزایش یافته، بلکه قابلیت اطمینان پایین آن نیز باعث افزایش قیمت شده است.

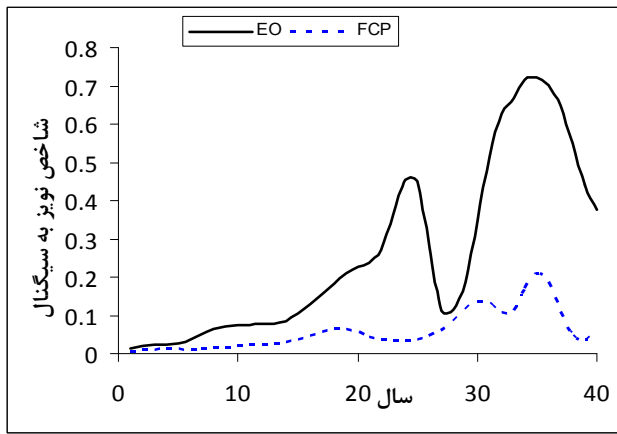


شکل ۱۵: ظرفیت GT در بازار FCP در سناریوهای مختلف دسترس پذیری نیروگاهها.

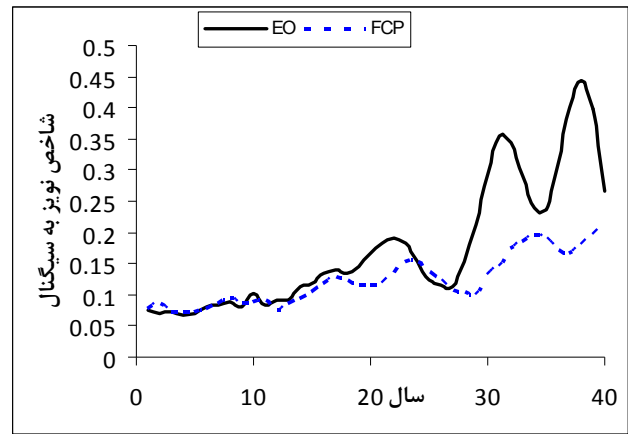
سناریوی خروج نیروگاهها در هر سال مرتبط است تا تفاوت ظرفیت تولید در آن سال.

در شکل ۱۶ شاخص نوبز به سیگنال قیمت، در بازارهای EO و FCP مقایسه شده است. با پرداخت ظرفیت از حساسیت قیمت بلندمدت به عدم قطعیت دسترس پذیری نیروگاه به مراتب کاسته شده به طوری که مقدار متوسط این شاخص از 0.85 به 0.33 تقلیل یافته است.

در شکل ۱۷ نیز با مقایسه توزیع احتمال قیمت ۱۰ سال در دو بازار EO و FCP (خط چین ها) کاهش عدم قطعیت قیمت در بازار FCP مشخص است.



شکل ۲۰: شاخص نویز به سیگنال برای قیمت بازار در اثر عدم قطعیت رشد بار.



شکل ۱۸: شاخص نویز به سیگنال برای قیمت بازار در اثر عدم قطعیت تولید بادی.

ظرفیت تا حدودی قابل کنترل است به طوری که مقدار متوسط این شاخص از ۰/۱۷ در بازار EO به ۰/۱۲ در بازار FCP کاهش یافته است.

۴-۲-۵ عدم قطعیت نیروگاه‌های آبی

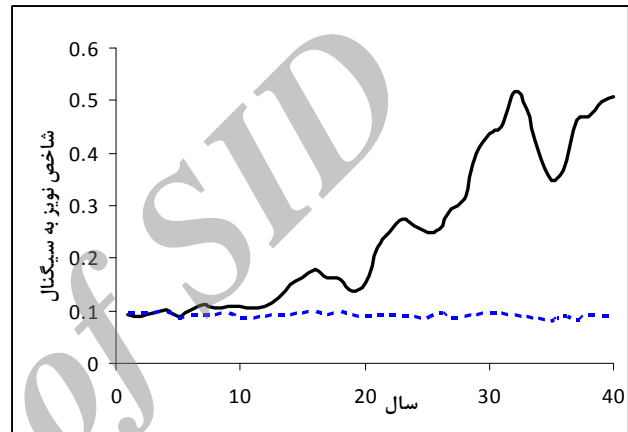
تأثیر عدم قطعیت تولید نیروگاه آبی بر قیمت بلندمدت بازار با ترسیم منحنی نویز به سیگنال برای بازار EO و بازار FCP در شکل ۱۹ آمده که این تأثیر نیز در مقایسه با تأثیر عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها کمتر است. مقدار آن در سال‌های اولیه و شرایط نزدیک به تعادل کم بوده و با پرداخت ظرفیت نیز تغییر ملموسی ایجاد نمی‌شود. در سال‌های آتی و با دور شدن بازار از تعادل در بازار EO، تأثیر این عدم قطعیت بر عدم قطعیت قیمت افزایش یافته است. پرداخت ظرفیت در حفظ بازار نزدیک به شرایط تعادل مؤثر بوده و میزان شاخص نویز به سیگنال در این بازار در سال‌های آتی نیز مشابه سال‌های اولیه حدود ۰/۱ باقی مانده است، به عبارتی با پرداخت ظرفیت از حساسیت پاسخ خروجی سیستم به این عدم قطعیت کاسته و مقدار متوسط شاخص نویز به سیگنال را از ۰/۲۵ برای بازار EO به ۰/۰۹ کاهش داده است.

۴-۲-۶ عدم قطعیت بار

عدم قطعیت رشد بار با تابع توزیع احتمال نرمال با مقدار متوسط ۱٪ و انحراف استاندارد ۰/۱٪ در نظر گرفته شده است. در شکل ۲۰ تأثیر این عدم قطعیت بر عدم قطعیت قیمت بلندمدت بازار با ترسیم منحنی نویز به سیگنال برای بازار EO و بازار FCP آمده است. مقدار آن در بازار EO در سال‌های اولیه که بازار نزدیک تعادل قرار دارد، بسیار کم بوده اما در سال‌های آتی و با دور شدن بازار از تعادل تأثیر این عدم قطعیت بر عدم قطعیت قیمت افزایش می‌یابد. با پرداخت ظرفیت میزان تأثیر عدم قطعیت بار به مقدار بسیار زیادی کم شده به طوری که مقدار متوسط شاخص نویز به سیگنال از ۰/۲۶ در بازار EO به ۰/۰۶ در بازار FCP کاهش یافته است.

۴-۲-۷ بررسی دیگر سناریوهای پرداخت ظرفیت

در بخش‌های قبل، نقش پرداخت ظرفیت ثابت به میزان ۵۰٪ هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه بار پیک بر کاهش اثرات عدم قطعیت‌ها بررسی شد. در این بخش، دیگر سناریوهای پرداخت ظرفیت شامل پرداخت ظرفیت به میزان ۷۰٪ و ۹۰٪ هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه بار پیک بررسی شده است. در جدول ۳ شاخص نویز به سیگنال برای این سناریوها و برای بازار EO آورده شده و همان‌طور که دیده می‌شود با پرداخت بیشتر ظرفیت به خصوص به میزان ۹۰٪ هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه بار پیک، از تأثیرات عدم قطعیت‌ها به میزان بسیار زیادی کاسته شده و تقریباً این اثرات از بین رفته است.



شکل ۱۹: شاخص نویز به سیگنال برای قیمت بازار در اثر عدم قطعیت تولید آبی.

چگونگی تأثیر قابلیت اطمینان نیروگاه بادی بر افزایش قیمت با توجه به این نکته مشخص می‌شود که در حالت تعادل با حضور نیروگاه بادی، ۱۵۰۰ مگاوات از ظرفیت تکنولوژی بار پایه کاسته شده و ۳۲۰ و ۷۷۰ مگاوات به ترتیب به تکنولوژی بار متوسط و پیک افزوده شده است. به عبارتی تکنولوژی بادی با قابلیت اطمینان کم و تولید متغیر، با تأمین یک بار در برخی از ساعات، مدت زمان تداوم این تقاضا (برای تکنولوژی حرارتی) را کاسته به طوری که در مجموع ۴۱۰ مگاوات از تقاضای پایه را خود تأمین کرده و ۱۰۹۰ مگاوات آن را از یک تقاضای پایه به یک تقاضای متوسط و پیک (برای تکنولوژی‌های حرارتی) که هزینه تأمین گران‌تری دارد، تبدیل کرده است. به طوری که هزینه تأمین تقاضا از تکنولوژی حرارتی که معادل ۸۵/۸ کل انرژی می‌باشد را به $62 \text{ \$/MWh}$ افزایش داده است. این امر باعث افزایش متوسط قیمت به میزان $3.2 \text{ \$/MWh} = (62 - 58.3) \times 0.858$ شده است.

۴-۲-۴ عدم قطعیت نیروگاه‌های بادی

تأثیر عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های بادی بر عدم قطعیت قیمت بلندمدت بازار با ترسیم منحنی نویز به سیگنال برای بازار EO و بازار FCP در شکل ۱۸ نشان داده شده است. دیده می‌شود که این تأثیر در مقایسه با تأثیر عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها کمتر است. مقدار آن در شرایط نزدیک به تعادل (سال‌های اولیه) کمتر از ۰/۱ و در هر دو بازار تقریباً مشابه است. به عبارتی پرداخت ظرفیت در شرایط نزدیک به تعادل، چندان تأثیری بر کاهش اثرات این عدم قطعیت بر عدم قطعیت قیمت ندارد. در سال‌های آتی و با دور شدن بازار از تعادل، تأثیر عدم قطعیت تولید بادی بر قیمت افزایش یافته که میزان تأثیر آن با پرداخت

جدول ۳: شاخص نویز به سیگنال در بازار EO و سناریوهای بازار FCP.

شاخص نویز به سیگنال برای انواع عدم قطعیت‌ها				سناریو
دسترس‌پذیری واحدها	تولید بادی	تولید آبی	رشد بار	
۰/۸۵	۰/۱۷	۰/۲۵	۰/۲۶	بازار EO
۰/۳۳	۰/۱۲	۰/۰۹	۰/۰۶	پرداخت ظرفیت ۵۰٪
۰/۱۴	۰/۱	۰/۰۷	۰/۰۲	پرداخت ظرفیت ۷۰٪
۰/۰۴	۰/۰۸	۰/۰۶	۰/۰۰۴	پرداخت ظرفیت ۹۰٪

جدول ۴: شاخص نویز به سیگنال با ۱۰٪ افزایش پارامترهای اقتصادی و سرمایه‌گذاری.

شاخص نویز به سیگنال برای انواع عدم قطعیت‌ها				پارامتر افزایش داده شده
دسترس‌پذیری واحدها	تولید بادی	تولید آبی	رشد بار	
۰/۸۵	۰/۱۷	۰/۲۵	۰/۲۶	هیچ پارامتری
۰/۹۲	۰/۱۹	۰/۲۷	۰/۲۸	m^{\max}
۰/۸۳	۰/۱۶	۰/۲۳	۰/۲۵	m
۰/۸۷	۰/۱۸	۰/۲۷	۰/۲۸	نرخ تنزیل
۰/۸۶	۰/۱۹	۰/۲۷	۰/۲۷	هزینه سرمایه‌گذاری

عرضه شامل عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها، عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های آبی، عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های بادی و عدم قطعیت رشد بار مدل‌سازی شد. نتایج مطالعات میزان تأثیر عدم قطعیت‌ها را بر دینامیک بازار نشان می‌دهد و نیز این امکان را فراهم می‌آورد تا عدم قطعیت بازار در بلندمدت ناشی از تأثیرات مستقیم و غیر مستقیم عدم قطعیت‌های ورودی را برآورد کرد. همچنین مدل ارائه‌شده ابزاری برای ارزیابی گزینه‌های مؤثر بر دینامیک بلندمدت بازار مانند پرداخت ظرفیت، به منظور طراحی بازاری مقاوم‌تر را فراهم می‌آورد.

عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها به طور قابل ملاحظه‌ای دینامیک بازار را متأثر می‌سازد و عدم قطعیت زیادی در رفتار بلندمدت بازار مانند قیمت برق ایجاد می‌کند. با پرداخت ظرفیت می‌توان از تأثیرات عدم قطعیت‌ها کاست به طوری که در بلندمدت بازار دارای نوسانات کمتر و عدم قطعیت کمتری گردد. همچنین در تعیین مقادیر متوسط و انحراف استاندارد متغیرهای خروجی بازار به دلیل دینامیک بازار، مدل‌سازی عدم قطعیت خروج نیروگاه‌ها به نتایج واقعی‌تر منجر می‌شود.

وجود نیروگاه‌های بادی باعث افزایش قیمت برق می‌گردد که عامل آن علاوه بر گران‌تر بودن این تکنولوژی تولید، قابلیت اطمینان پایین‌تر آن نیز هست که باعث تبدیل بخشی از تقاضا برای تکنولوژی حرارتی از حالت تقاضای پایه به تقاضای متوسط و پیک با هزینه بالاتر می‌گردد. عدم قطعیت انرژی نیروگاه بادی بر دینامیک بلندمدت بازار نیز تأثیرگذار بوده و بر عدم قطعیت آن می‌افزاید. این تأثیر در مقایسه با اثر عدم قطعیت خروج نیروگاه‌ها کمتر بوده و با پرداخت ظرفیت قابل تعدیل می‌باشد.

عدم قطعیت‌های بار و نیروگاه‌های آبی نیز بر دینامیک مؤثر بوده و تأثیر عدم قطعیت بار با پرداخت ظرفیت قابل حذف و تأثیر عدم قطعیت شرایط آبی قابل تعدیل است.

شبیه‌سازی دینامیک بازار با وجود پرداخت ظرفیت، نشان می‌دهد که با پرداخت ظرفیت می‌توان بازاری مقاوم‌تر در برابر عدم قطعیت‌ها طراحی کرد.

علاوه بر پرداخت ظرفیت ثابت، راهکارهای دیگری برای کاهش اثرات عدم قطعیت‌ها وجود دارد. از جمله کاهش سقف قیمت و جبران آن با قیمت‌گذاری ذخیره بهره‌برداری و یا پرداخت ظرفیت مبتنی بر منحنی تقاضای ظرفیت (مبتنی بر ظرفیت ذخیره نصب‌شده سیستم). انتظار می‌رود

۴-۲-۸ آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهای اقتصادی و سرمایه‌گذاری

در این بخش آنالیز حساسیت نسبت به پارامترهای اقتصادی و سرمایه‌گذاری، شامل m ، m^{\max} ، نرخ تنزیل و هزینه سرمایه‌گذاری انجام شده است. بدین منظور هر یک از پارامترهای مذکور نسبت به مقدار اولیه آنها ۱۰٪ افزایش داده شده و با شبیه‌سازی مجدد دینامیک بازار در حضور عدم قطعیت‌ها، شاخص نویز به سیگنال در بازار EO مجدداً محاسبه شده است. در تمام شبیه‌سازی‌ها، ظرفیت اولیه تولید منطبق با شرایط تعادل به ازای مقادیر جدید پارامترها قرار داده شده است. شاخص نویز به سیگنال برای مقادیر اولیه پارامترهای مورد مطالعه و برای افزایش ۱۰ درصدی هر یک از آنها در جدول ۴ آمده که میزان تغییر نتیجه خروجی با افزایش ۱۰ درصدی هر پارامتر را نشان می‌دهد. نتایج بیانگر آن است که شاخص نویز به سیگنال به پارامترهای مطالعه‌شده حساسیت بالایی ندارد.

۴-۲-۹ جنبه محاسباتی مدل

زمان محاسبات مدل به نوع عدم قطعیت مورد مطالعه و دقت در نظر گرفته شده در معیار توقف مطالعه بستگی دارد. معیار توقف در شبیه‌سازی مونت کارلو به صورت انحراف استاندارد کمیت خروجی به مقدار متوسط آن تقسیم بر جذر تعداد شبیه‌سازی می‌باشد. در اینجا این معیار طبق (۲۵) بر روی متغیر خروجی قیمت بازار که دیرتر برآورده می‌شود و به‌ازای $\varepsilon = 0.02$ اعمال شده است

$$\frac{\sigma(\text{price})}{\sqrt{M} \times E(\text{price})} < \varepsilon \quad (25)$$

در یک کامپیوتر با پردازنده Corei۷-۲/۲ GHz و RAM ۶ گیگابایت، مدت زمان محاسبات برای عدم قطعیت نیروگاه بادی حدود ۶ ساعت، برای عدم قطعیت دسترس‌پذیری نیروگاه‌ها حدود ۸۰ دقیقه، برای عدم قطعیت‌های نیروگاه آبی حدود ۴۰ دقیقه و برای عدم قطعیت رشد بار حدود ۲۵ دقیقه می‌باشد.

۵- نتیجه‌گیری

با ارائه یک مدل، دینامیک بازار برق با حضور عدم قطعیت‌های سمت

پیوست

ماتریس احتمال گذار سرعت باد برای فصول زمستان، پاییز، تابستان و بهار به ترتیب طبق پ-۱ تا پ-۴ است.

این راهکارها با کاستن از سقف قیمت، تأثیرپذیری قیمت از توازن لحظه ای عرضه و تقاضا را کاهش داده و عدم قطعیت های مسیر دینامیکی و خروجی های بازار را کاهش دهد. این راهکارها به عنوان کارهای بعدی توسط نویسندگان در دست بررسی است.

$$P_{trpr}^{win} = 10^{-2} \begin{bmatrix} 64,5 & 29,3 & 4,7 & 1,1 & 0,4 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 16,4 & 49,7 & 29,5 & 3,5 & 0,7 & 0,2 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 1,4 & 16,2 & 60,1 & 19,7 & 2,4 & 0,2 & 0,1 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 2,8 & 24,1 & 52,5 & 18,1 & 2,4 & 0,1 & 0,1 & 0,0 & 0,0 \\ 0,4 & 0,2 & 3,7 & 30,4 & 47,9 & 15,5 & 1,7 & 0,1 & 0,0 & 0,0 \\ 0,2 & 0,6 & 1,1 & 5,2 & 34,3 & 46,9 & 10,5 & 1,1 & 0,0 & 0,2 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 1,3 & 5,1 & 39,9 & 40,5 & 12,0 & 1,3 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 2,1 & 4,2 & 45,8 & 37,5 & 10,4 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 8,3 & 25,0 & 16,7 & 16,7 & 33,3 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 28,6 & 42,9 & 28,6 \end{bmatrix} \tag{پ-۱}$$

$$P_{trpr}^{spr} = 10^{-2} \begin{bmatrix} 50,7 & 25,2 & 11,8 & 1,8 & 0,3 & 0,0 & 0,2 & 0,2 & 0,0 & 0,0 \\ 19,5 & 50,3 & 26,6 & 2,8 & 0,6 & 0,1 & 0,1 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 3,5 & 16,9 & 58,6 & 18,4 & 2,4 & 0,2 & 0,1 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 1,1 & 3,2 & 25,9 & 50,3 & 17,0 & 2,2 & 0,3 & 0,1 & 0,0 & 0,0 \\ 0,5 & 0,5 & 5,5 & 30,0 & 46,4 & 15,1 & 1,6 & 0,4 & 0,0 & 0,0 \\ 0,6 & 0,6 & 2,0 & 7,0 & 34,9 & 41,3 & 11,2 & 2,2 & 0,3 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 5,2 & 8,7 & 40,0 & 39,1 & 5,2 & 0,9 & 0,9 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 7,5 & 0,1 & 7,5 & 25,0 & 42,5 & 5,0 & 2,5 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 11,1 & 11,1 & 0,0 & 22,2 & 22,2 & 33,3 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 14,3 & 21,4 & 64,3 \end{bmatrix} \tag{پ-۲}$$

$$P_{trpr}^{sum} = 10^{-2} \begin{bmatrix} 52,1 & 37,6 & 8,2 & 1,3 & 0,4 & 0,1 & 0,3 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 16,5 & 51,9 & 29,2 & 2,0 & 0,4 & 0,1 & 0,0 & 0,1 & 0,0 & 0,0 \\ 3,3 & 20,4 & 59,7 & 14,8 & 1,5 & 0,3 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,9 & 4,0 & 29,4 & 48,6 & 15,3 & 1,7 & 1,1 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 1,8 & 6,5 & 36,2 & 41,5 & 12,8 & 1,2 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 2,0 & 2,0 & 2,7 & 12,8 & 39,6 & 39,5 & 9,4 & 2,0 & 0,0 & 0,0 \\ 6,1 & 3,0 & 3,0 & 3,0 & 18,2 & 39,4 & 21,2 & 6,1 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 11,1 & 22,2 & 11,1 & 22,2 & 33,3 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 100 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 100 & 0,0 \end{bmatrix} \tag{پ-۳}$$

$$P_{trpr}^{aut} = 10^{-2} \begin{bmatrix} 56,9 & 26,0 & 6,7 & 0,2 & 0,2 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 15,4 & 50,1 & 33,1 & 1,2 & 0,1 & 0,1 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 1,5 & 15,6 & 62,9 & 18,0 & 1,7 & 0,3 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,2 & 1,5 & 25,5 & 54,1 & 16,9 & 1,8 & 0,1 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,2 & 4,3 & 29,9 & 49,3 & 14,4 & 1,7 & 0,1 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,9 & 8,6 & 37,0 & 37,7 & 14,5 & 1,2 & 0,0 & 0,0 \\ 0,8 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 12,9 & 36,3 & 37,1 & 11,3 & 0,8 & 0,8 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 3,5 & 6,9 & 51,7 & 27,6 & 10,3 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 33,3 & 16,7 & 33,3 & 16,7 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & 33,3 & 66,7 \end{bmatrix} \tag{پ-۴}$$

مراجع

- [۲۳] ا. خرم، ح. سیفی و م. ک. شیخ‌الاسلامی، "تحلیل دینامیک بلندمدت بازار برق ناشی از منطقی‌ت محدود تصمیمات سرمایه‌گذاران تحت طراحی‌های مختلف بازار"، *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران*، جلد ۹، شماره ۴، صص. ۱۷۹-۱۹۱، زمستان ۱۳۹۰.
- [24] F. Olsina and F. F. Garces, "Stochastic modeling of the long-term dynamics of liberalized electricity markets," in *Proc. IEEE, IEEE, Power and Energy Soc. General Meeting-Conv. and Delivery of Elect. Energy in the 21st Century*, 6 pp., Jul. 2008.
- [25] 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.
- [26] 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.
- [27] J. Sterman, *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, McGraw-Hill, 2000.
- [28] H. Aksoy, Z. F. Toprak, A. Aytekin, and N. E. Unal, "Stochastic generation of hourly mean wind speed data," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 14, pp. 2111-2131, Nov. 2004.
- [29] P. Giorsetto and K. F. Utsurogi, "Development of a new procedure for reliability modelling of wind turbine generators," *IEEE Trans. Power Apparatus and Syst.*, vol. 102, no. 1, pp. 134-143, Jun. 1983.
- [30] C. Singh and A. Lago-Gonzalez, "Reliability modelling of generation systems including unconventional energy sources," *IEEE Trans. Power Apparatus and Syst.*, vol. 104, no. 5, pp. 1409-1056, May 1985.
- [31] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, 2nd Edition, New York, 1996.
- [32] B. F. Hobbs, M. C. Hu, J. G. Inon, S. E. Stoft, 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] P. Wong et al., "The IEEE reliability test system-1996: A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- [35] NEMMCO, *An Introduction to Australia's National Electricity Market*, 2010. Available from <http://www.aemo.com.au/corporate/0000-0262.pdf>
- [36] OECD/IEA, *Projected Cost of Electricity: 2010 Update*, Paris International Energy Agency, 2010.
- [37] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, New York: John Wiley & Sons, 2005.
- [38] *Historical Climate Data*, <http://climate.weatheroffice.gc.ca/>
- 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. ایشان به عنوان محقق و پژوهشگر در زمینه‌های مختلف تحقیقاتی با مرکز ملی مطالعات و برنامه‌ریزی شبکه‌های قدرت دانشگاه تربیت مدرس همکاری داشته 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 یومپست منچستر در کشور انگلستان دریافت نمود. ایشان از سال ۱۳۶۸ تاکنون به عنوان مدرس و هیأت علمی در دانشگاه تربیت مدرس به کار مشغول بوده و هم‌اکنون دارای جایگاه استاد تمام می‌باشد. وی 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 هستند. زمینه‌های علمی مورد علاقه ایشان موضوعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از شبکه‌های قدرت، بازار برق و دینامیک سیستم‌های قدرت است.
- محمد کاظم شیخ‌الاسلامی** تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی ارشد و دکتری مهندسی برق به ترتیب در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ از دانشگاه تربیت مدرس به پایان رسانیده است و هم‌اکنون استادیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر دانشگاه تربیت مدرس می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان عبارتند از: بازار برق و مطالعات برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت.
- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] D. W. Bunn, I. Dynner, and E. R. Larsen, "Modelling latent market power across gas and electricity markets," *Syst. Dynamics Review.*, vol. 13, no. 4, pp. 271-288, Winter 1997.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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, Dept. Elect. Power Eng., Sci. and Tech. Univ., Trondheim, Norwegian, 2005.
- [11] 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.
- [12] 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," in *Proc. 20th Int. Conf. System Dynamics Society*, Palermo, Italy, 28 Jul.-1 Aug. 2002.
- [13] K. Vogstad, "Combining system dynamics and experimental economics to analyse the design of tradable green certificates," in *Proc. 38th Annual Hawaii Int. Conf. System Sciences*, 9 pp., Hawaii, US, 3-6 Jan. 2005.
- [14] K. Vogstad, "Counterproductive environmental policies: long term versus short term substitution effects of natural gas in a liberalised electricity market," in *Proc. 22nd Int. Conf. System Dynamics Society*, Oxford, England, 24-29 Jul. 2004.
- [15] F. Olsina, *Long Term Dynamics of Liberalized Electricity Markets*, Ph.D. Dissertation, Dept. Postgraduate Stud., San Juan Nat. Univ., San Juan, Argentina, 2005.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] S. Arango, "Simulation of alternative regulations in the Colombian electricity market," *Socio-Econ. Planning Sci.*, vol. 41, no. 4, pp. 305-319, Dec. 2007.
- [20] 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.
- [21] 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.
- [22] 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.