

**مسئله کفایت تولید برق:**

**ارزیابی اثرات دینامیکی مکانیزم های پاداش ظرفیت**

**نکات مهم:**

• مطالعه اثرات دینامیک CRMها بر سرمایه گذاری های تولید برق فراهم شده است.

• بازار ظرفیت و مکانیزم حفظ راهبردی مقایسه شده¬است.

• CRMها گرایش¬های دوره¬ای مستعد حضور در بازار انرژی صرف را کاهش می دهند.

• بازار ظرفیت کمبودهای کمتری را تجربه می¬کند و هزینه¬های تولید نیز کاهش می یابد.

**چکیده**

براساس اصلاحات آزادسازی، توانایی بازارهای برق در فراهم کردن انگیزه­های رضایت­بخش برای سرمایه گذاری­ در ظرفیت تبدیل به یک مشکل مهم شده­است. به طور خاص، بازارهای انرژی کنونی پدیده­هایی را از چرخه­های سرمایه­گذاری نشان می­دهند که فازهایی را تحت و ورای ظرفیت موجود، و از این­رو هزینه­های اضافی و ریسک­هایی مهم برای کفایت تولید ایجاد می­کنند. برای مواجهه با این موضوعات، مکانیزم­های جدید، که مکانیزم­های پاداش ظرفیت (CRM) نامیده می­شوند، اجرا شده­است (و یا اجرا خواهندشد). این مقاله اثرات دینامیکی دو مکانیزم CRM، بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره استراتژیک، را ارزیابی می­کند و همچنین بررسی می­کند که تا چه حدی این دو رویکرد قادر به کاهش چرخه­های سرمایه­گذاری می­باشند. هزینه­های تولید و هزینه­های کمبود هر دو مکانیزم نیز به منظور نتیجه­گیری درباره تاثیر و بهره­وری اقتصادی آن­ها مقایسه شده­است. مدل شبیه­سازی، مبتنی بر پویایی سیستم، به منظور مطالعه عملکرد CRMها و تصمیمات مربوط به سرمایه­گذاری توسعه یافته­است. نتایج مزیت­های گسترش CRMها جهت حل موضوع کفایت را برجسته­تر می­کنند: کمبودها در مقایسه با بازار انرژی صرف به شدت کاهش می­یابد. علاوه برآن، ظرفیت بازار نیز به نظر بسیار سودمند می­رسد، زیرا کمبودهای کمتری را تجربه می­کند و هزینه­های تولید نیز کاهش می­یابد. این مقایسه­ها را می­توان با سازندگان سیاست­ها (به طور خاص در اروپا، که درآن این دو مکانیزم عمدتا مطرح می­شوند) به منظور تعیین این که کدام مکانیزم CRM انتخاب شود، بکاربرد.

**کلید واژه ها:** بازار برق . سرمایه گذاری نسلی. مکانیزم پاداش ظرفیت. دینامیک سیستم

**1. مقدمه**

اصلاحات بازار برق در دهه­های اخیر و به خصوص توسعه رقابت در سمت تولید مسیر تصمیمات سرمایه­گذاری را تغییر داده­است (Dyner and Larsen, 2001). در سیستم­های تنظیمی پیشین، ریسک­های سرمایه­گذاری ازطریق تعرفه­ها به مشتریان منتقل می­شود. چون تنها یک بازیگر درگیر می­باشد، هماهنگی و تناسب در سرمایه گذاری­های تولید یک مشکل نیست. در حال حاضر، سرمایه گذاران برنامه­ریزی توسعه خود را در واکنش به نشانه­های قیمت قابل پیش­بینی سخت و پیچیده انجام می­دهند و بر دستیابی به بیشترین سود متمرکز می­شوند. این امر هماهنگی در سرمایه گذاری­ها را بسیار پیچیده می­شود، که منجربه ناکارمدی­های بلند مدت می­شود.

متون مختلف نشان داده­اند که شکست­های زیاد بازار دستیابی به سطح بهینه از سرمایه­گذاری تحت آن­چه که طراحی بازار "صرفا انرژی" نامیده می­شود، مختل می­کند (Hobbs et al., 2001; De Vries, 2004; Bidwell and Henney, 2004; Joskow, 2007). علاوه برآن، نشان داده شده­است که کفایت تولید نه تنها درباره سرمایه­گذاری در میزان بهینه از ظرفیت است، بلکه درباره انجام آن در زمان صحیح نیز می­باشد. در واقع، جنبه­های دینامیک سرمایه گذاری­های تولید نیز با درنظر گرفتن موضوع کفایت مهم می­باشند. به طور خاص، ریسک گرایش­های دوره­ای به سرمایه کذاری تولید برق، که به عنوان چرخه­های رونق و رکود شناخته می­شود، برجسته­تر شده­است (Ford, 1999, 2001, 2002; Green, 2006; Arango and Larsen, 2011). این گرایش­ها با مراحل فروظرفیتی (کمتر از ظرفیت یا undercapacity) و فراظرفیتی (overcapacity) محقق می­شود. چنین مراحلی در جامعه تبعیض آمیز است، زیرا درطی مراحل فروظرفیتی، کمبودهای بیشتر از سطح بهینه موردنیاز است و درطی مراحل فراظرفیتی نیز ظرفیت تولید بیشتر از میزان بهینه ایجاد می­شود. مراحل فروظرفیتی با گرایش سرمایه گذاران به تاخیر سرمایه گذاری­های آن­ها توصیف می­شود. این امر عمدتا ناشی از عدم قطعیت­ها و امکان ناپذیری­ها در پیش­بینی قیمت­های آینده به روش کامل و عاری از ریسک می­باشد (De Vries, 2004). سرمایه گذاران تمایل به انتظار برای نشانه­های واضح از سوددهی هستند تا مطمئن شوند که طرح­های آن­ها سودده خواهدبود (Dixit and Pindyck, 1994). زمان پیشروی طولانی، زمان افت طولانی، تشدید بودجه و برگشت ناپذیری سرمایه­ها نیز این اثرات را تشدید کرده­است. برعکس، وقتی سرمایه گذاری­ها به اندازه کافی سودمند به نظر می­رسد، بازیگران مستعد سرمایه گذاری بیش از حد می­باشند. رفتار گروه یا سبک­شماری درباره تصمیمات رقبا نیز این امر را توضیح می­دهد (Green, 2006). چنین سبک شماری­ها می­تواند عمدی، مانند سرمایه گذاران درباره تکمیل نیروگاه­های برق رقبا مردد هستند، یا غیرعمدی باشد، سرمایه گذاران اطلاعات اندکی درباره تصمیمات رقبا دارا می­باشند (Ford, 2001).

بنابراین، برای فراهم کردن نشانه­های سرمایه گذاری بهینه و حل این موضوعات کفایت، مکانیزم­های جدیدی که مکانیزم­های پاداش ظرفیت نامیده می­شوند (CRM) در حال پیاده­سازی می­باشند. مناظرات و مباحثات کنونی در این موضوع که در اروپا در حال برگزاری است، عمدتا بر دو مکانیزم، بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره استراتژیک متمرکز می­باشد. این دو مکانیزم در این مقاله برررسی شده­اند. در بازار ظرفیت (همچنین به عنوان الزامات ظرفیت شناخته می­شوند)، التزام ظرفیت نصب­شده چندین سال پیش محاسبه شده­است و برابر با پیش­بینی تقاضای اوج با حد ظرفیت می­باشد. این التزام را می­توان به طور مناسب بین تامین کنندگان در مورد بازار ظرفیت غیرمتمرکز به اشتراک گذاشت یا توسط یک خریدار تنها (برای مثال TSO) در مورد بازار ظرفیت متمرکز متحمل شد. در نتیجه بازار جدید برای ظرفیت ایجاد می­شود، و همراه با بازار انرژی کالا قرار داده می­شود تا اعتبارهای ظرفیت را تبادل کنند و به التزام ظرفیت لازم برسند. این طراحی در فرانسه یا بریتانیا انتخاب شده­است. در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک، TSO، چندین سال قبل یا ماه­ها قبل، میزان ذخایر استراتژیک مبتنی بر اختلاف بین تقاضای اوج برآوردشده (بعلاوه حد ظرفیت) و میزانی که بازار بدون مکانیزم فراهم می­کند، تعیین می­شود. این ذخایر ازطریق یک مناقصه رقابتی فراهم می­شود و تنها به عنوان آخرین گزینه به منظور اجتناب از کمبودها گسترش داده می­شود. این مکانیزم در سوئد و فنلاند و اخیرا نیز در بلژیک اجرا شده­است. آلمان نیز معرفی این مکانیزم را درنظر می­گیرد (McGraw Hill Financial, 2015). علاوه برآن، کمیسیون اروپا (2013) پیاده­سازی مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک را که اختلال­زایی کمتر برای بازار انرژی و پیاده­سازی آسان­تر را ارزیابی می­کند، پیشنهاد می­دهد.

یکی از سوالات کلیدی در متون کنونی، ارزیابی عملکردهای این CRMها و مقایسه آن­ها به منظور انتخاب بهترین مورد برای پیاده­سازی می­باشد. برای مثال، در اروپا، پیاده­سازی این مکانیزم­ها می­بایست توسط کمیسیون اروپا براساس مقایسه چندین معیار اقتصادی اعتبارسنجی شود. بنابراین چندین نویسنده از لحاظ کیفی CRMهای مختلف را با درنظرگرفتن انتخاب معیارهای اقتصادی (برای مثال، فراهم کردن مشوق­های کافی، امکان­پذیری، ریسک­های سوء استفاده از قدرت بازار)، عمدتا از نقطه نظر ثابت (برای مثال، Finon and Pignon (2006)) مقایسه کردند. علاوه برآن، به دلیل اهمیت چرخه­های سرمایه­گذاری که در متون توصیف شدهاست، عملکرد این CRMها نیز به طور پویا ارزیابی شده­است، به طور خاص میزانی که این مکانیزم­ها قادر به کاهش این گرایش­های دوره­ای تبعیض آمیز می­باشند، بررسی می­شود. برای این منظور، مدل­های شبیه­سازی موردنیاز می­باشد. درواقع، به منظور دستیابی به درک پویا از صنعت، Gary and Larsen (2000) نشان دادند که ورود حلقه­های بازخورد اطلاعات، به جای فرضیات تعادل، اساسی می­باشند. بنابراین مدل­های تعادل را نمی­توان بیش از این به منظور درک و مدل­سازی گرایش­های دوره­ای بکاربرد (البته، مورد مشابهی را می­توان درباره مدل­های بهینه­سازی، برای مثال، حداقل کردن هزینه­ها، بیان کرد). در بین مدل­های شبیه­سازی مختلف، مدل­سازی دینامیک سیستم (SD)، روش توسعه یافته توسط Forrester (1961)، مدل اصلی مورد استفاده در متون کنونی به منظور مدل­سازی این حلقه­های بازخورد و مطالعه جنبه­های دینامیک سرمایه­گذاری بکار رفته­است. SD مطالعه روابط فی مابین دربین اجزای مختلف، درک مکانیزم­های بازخورد، و سپس ارزیابی پاسخ­های دینامیک را امکان­پذیر می­سازد. بنابراین، با استفاده از این روش، می­توان رفتارهای دوره­ای و همچنین اثر CRM بر چنین چرخه­هایی را تجزیه وتحلیل کرد. برای مثال، Olsina et al. (2006), Syed Jalal and Bodger (2010), De Vries (2004), Kadoya et al. (2005) و Hani et al. (2006) SD را به منظور مطالعه سرمایه گذاری دینامیک در بازارهای برق و برجسته کردن رفتار دوره­ای اعمال شده­است. دیدگاه بسیار گسترده از مدل­های SD در شبیه­سازی ظرفیت تولید را می­توان در Teufel et al. (2013) پیداکرد.

همچنین متون از این روش برای مطالعه و مقایسه ویژگی­های دینامیک CRMها به منظور انتخاب مؤثرترین مورد برای پیاده­سازی استفاده کرده­اند. برای مثال، Assili et al. (2008) و Park et al. (2007)بررسی کردند که چگونه یک مکانیزم پرداخت ظرفیت متغیر بهبودیافته، چرخه­های سرمایه گذاری را کاهش می­دهد. De Vries and Heijnen (2008) پرداخت­های ظرفیت، قیمت­گذاری ذخایر عملیاتی و بازارهای ظرفیت تحت عدم قطعیت رشد بار آینده را مقایسه کردند. آن­ها نشان دادند که تمامی این مکانیزم­ها از بازار صرفا انرژی رقابتی، و التزام ظرفیت دارای بیشترین اثر پایداری، با درنظر گرفتن سرمایه گذاری و قیمت، بهتر عمل می­کنند. Hobbs (2007) (و همکارانش) توانایی بازار ظرفیت در سیستم PJM را به منظور کاهش چرخه­های سرمایه گذاری ارزیابی کردند. آن­ها نشان دادند که منحنی تقاضای با شیب پایین در بازار ظرفیت، نوسانات در ظرفیت نصب­شده را در مقایسه با منحنی عمودی کاهش می­دهد. Hasani and Hosseini (2011) مکانیزم پرداخت ظرفیت و بازار ظرفیت را از طریق نه نشانگر اقتصادی و فنی (به طور خاص کمبودها، قیمت­های برق و بازده­های فناوری پیشرفته) مقایسه کردند. Hasani and Hosseini (2013) یک مدل SD را به منظور مقایسه طراحی­های مختلف از پرداخت ظرفیت در بازار برق ایران، به طور خاص ارزیابی حد ذخایر و هزینه­های گسترده تولید توسعه دادند. آن­ها دریافتند که مکانیزم پرداخت ظرفیت با پرداخت­های مختلف برای هر ناحیه برطبق شاخص­های اطمینان ناحیه، هزینه­های گسترش ظرفیت کمتری را نشان می­دهد و اجتناب از کمبودها را نیز امکان­پذیر می­سازد. سرانجام، Cepeda and Finon (2011) مسائل مربوط به امنیت بلند مدت منبع را در بازارهای برق منطقه­ای که CRMها پیاده سازی شده­است، مطالعه کردند. آن­ها دریافتند که عدم هماهنگی بین بازارهای محلی در CRMها منجربه اثرات جانبی نامطلوب می­شود.

با این حال، متن کنونی را می­توان در دو نقطه بهبود بخشید. ابتدا، مکانیزم ذخیره استراتژیک، یکی از اصلی­ترین CRMهای اجراشده و بحث­شده در اروپا، به ندرت از دیدگاه دینامیک مطالعه شده­است. بنابراین، سیاست­گذاران قادر به مقایسه این مکانیزم با دیگر CRMها به منظور انتخاب بهترین مورد برای اجرا نمی­باشند. علاوه برآن، در مطالعه ذکرشده در بالا، مقایسات اغلب بر پایه معیار کفایت می­باشند (یعنی، تا چه حدی CRM کمبودها را کاهش می­دهد). با این حال، بهره­وری مکانیزم، یعنی، هزینه­ها برای ساخت و عملکرد نیروگاه­های برق جهت کاهش کمبودها، اغلب نادیده گرفته می­شوند. با این حال، بهره­وری از نقطه نظر اقتصادی یکی از اصلی­ترین معیارها به خصوص هنگام حداکثر کردن رفاه اجتماعی، برای لحاظ کردن می­باشد: CRMها می­بایست کمبودها را – اما نه به هر هزینه­ای برای جامعه – کاهش دهند. سیاست گذاران باید در تصمیم­گیری اجرای مکانیزم CRM، نه تنها معیار اثرپذیری (یعنی کفایت) بلکه معیار بهره­­وری را نیز درنظر بگیرند (یعنی هزینه­های سرمایه­گذاری و تولید).

این دو نقطه گم­شده در این مقاله مطالعه شده­اند. هدف این مقاله ارزیابی اثرات دینامیک بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک می­باشد. مناسب­ترین و رایج­ترین روش برای مطالعه این جنبه­های دینامیک سرمایه­گذاری، مدل­سازی SD می­باشد که در این مقاله بکار رفته­است. براساس دانش نویسنده­ها، تا زمانی که مدل یک شبیه­سازی SD است، نتایج این مطالعه نباید وابسته به انتخاب مدل­سازی اصلی باشد. در نتیجه، مدل انتخابی در این مقاله مبتنی بر Hobbs (2005) و Hobbs et al. (2007)می­باشد که در مقاله­های اصلی به طور کامل بحث وبررسی شده­است و به آسانی نیز قابل مهار می­باشد. این مدل اصلی، که درآن تنها بازار ظرفیت برای سیستم PJM بکار رفته­است، به منظور لحاظ مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک و بازار صرفا انرژی گسترش یافته­است. علاوه برآن، به منظور انجام محاسبه دقیق هزینه­های تولید، رفتار مناقصه­ای مبتنی بر هزینه­های اجتناب پذیر و تصمیمات توقف درون­زا افزوده شده­اند. مدل مورد استفاده در این مقاله تصمیمات سرمایه­گذاری در ساختار بازار آزاد تحت عدم قطعیت رشد بار شبیه­سازی می­کند. سه طراحی بازار مختلف مورد مطالعه قرار گرفته­است: بازار صرفا انرژی (به عنوان مورد مرجع)، بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک. سپس، این طراحی­های بازار با استفاده از شبیه­سازی­های مونته کارلو برای بارهای رشد مختلف، براساس رفاه اجتماعی مقایسه شده­اند. رفاه اجتماعی به دلیل هزینه­های کلی تولید و هزینه­های کمبود ارزیابی می­شود.

این مقاله چنین سازماندهی شده­است: بخش 2 مدل مورد استفاده در این مقاله را به منظور مطالعه تصمیمات بازیگران تحت بازار صرفا انرژی، بازار ظرفیت، و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک ارائه می­کند. نتایج این شبیه­سازی و مقایسه عملکرد بازار در بخش 3 مطرح شده­است. سرانجام، بخش 4 نتیجه­گیری مقاله را ارائه می­دهد.

**2. مدل**

این بخش مدل توسعه­یافته برای ارزیابی عملکرد مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک و بازار ظرفیت را معرفی می­کند. در بخش اول، یک مرور کلی از مدل ارائه و سپس هر بازار (بازار صرفا انرژی و دو مکانیزم) به طور دقیق توصیف می­شود. سرانجام، آخرین بخش پارامترهای اصلی مورد استفاده در شبیه­سازی و همچنین مسیری که شبیه سازی­ها انجام می­شوند، توضیح می­دهد و نشانگرها نیز محاسبه می­شوند.

**2.1. مرور کلی مدل**

برای مطالعه تصمیمات سرمایه­گذاری در سیستم­های برق آزاد و نحوه تصحیح این سرمایه­گذاری­ها توسط CRMها، یک مدل مبتنی بر مدل­سازی دینامیک سیستم بکار رفته­است. این مدل مبتنی بر تحقیق توسعه یافته توسط Hobbs (2005) و Hobbs et al. (2007) می­باشد.منطق مدل اصلی در این مقاله حفظ شده­است. در شکل 1 نمودار حلقه سببی ساده­شده این مدل ارائه شده­است. در این نمودار، یک روش معمول برای مدل­سازی SD، رابطه سببی بین متغیرهای دو سیستم از طریق یک پیکان نشان داده شده­است. نماد (+) اثر مرتبط مثبت (افزایش در متغیر اول منجربه افزایش در متغیر دوم می­شود) را توصیف می­کند. علامت (-) مورد برعکس را نشان می­دهد.



شکل 1: نمودار ساده­شده از مدل

هر سال، بازده­ها (از بازار انرژی و/یا CRM) محاسبه می­شوند. این بازده­ها توسط بازیگران به منظور ارزیابی بازده­های مورد انتظار و قابلیت سوددهی آینده دستگاه­های آن­ها استفاده می­شود و سپس به تصمیمات سرمایه گذاری می­رسد. این تصمیم­ها به نوبه خود بر ظرفیت نصب­شده اثر می­گذارند، که منجربه تغییرات در بازده­ها می­شوند. سپس، حلقه بازخورد منفی قابل ملاحظه است، که می­تواند منجربه تعادل در نظریه شود.

فرضیات اصلی ایجادشده توسط Hobbs (2005) در این­جا حفظ می­شوند: مرحله زمانی سالیانه بکار می­رود، رقابت کامل درنظر گرفته می­شود (هیچ گونه رفتار راهبردی وجود ندارد)، تنها فناوری اوج مدل­سازی می­شود (که با زمان پیشروی چهار ساله مشخص می­شود)، بازده­های حاصل از بازار انرژی با توجه تابع برون­زا (و نه با مدل­سازی بازار انرژی کوتاه مدت) ارزیابی می­شوند، سودهای مورد انتظار با توجه به سودهای قبلی و کنونی محاسبه می­شوند. علاوه برآن، بار با بار اوج سالیانه خلاصه می­شود و انتظار می­رود با میانگین نرخ رشد ثابت افزایش یابد. با این حال، عدم قطعیت­ها، به دلیل انحراف نرخ رشد اقتصادی و شرایط آب وهوایی، به این متوسط نرخ رشد بار افزوده می­شوند و با توجه به دو متغیر تصادفی مستقل که به طور معمول با میانگین صفر و انحراف استاندارد $σ\_{g}$ و $σ\_{w}$ توزیع می­شوند، مدل­سازی می­شود.

در مدل اصلی، تنها بازار ظرفیت مدل­سازی می­شود. در این مقاله مدل­سازی این مکانیزم به منظور درنظر گرفتن رفتار پیوندی بسیار پیچیده­تر (براساس هزینه­های قابل اجتناب) بهبود یافته­است. دو طراحی بازار دیگر نیز افزوده شده­اند: مکانیزم ذخیره استراتژیک، و بازار صرفا انرژی، که به عنوان مورد مرجع برای ارزیابی روندهای دوره­ای بکار می­روند. علاوه برآن، به منظور محاسبه هزینه­های تولید واقعی­تر و سپس بهبود مقایسه شاخص کارامدی، کفایت نیروگاه برق درون­زا می­باشد (سرمایه گذاران با درنظر گرفتن قابلیت سوددهی مورد انتظار، تصمیم می­گیرند تا کارخانه­های خود را متوقف کنند). افزایش هزینه­های عملیات و نگهداری به منظور بازتاب کردن عمر کارخانه­ها مدل­سازی می­شود. بنابراین، عملکرد این کارخانه­ها بسیار هزینه­بر می­باشد و سرمایه گذاران ترجیح به بستن آن­ها می­دهند و موارد جدید را ایجاد می­کنند. شکل 2 نشان می­دهد که چگونه این هزینه­های نگهداری با عمر کارخانه افزایش می­یابد. این هزینه­ها درطی نیم عمر اول فرض­شده از کارخانه ثابت هستند و به طور نمایی پس از آن افزایش می­یابند. فرض می­شود هزینه­های نگهداری برابر با هزینه سرمایه گذاری سالیانه کارخانه در انتهای طول عمر فرض­شده کارخانه (20 سال) می­باشد.

سه طراحی بازار پس از آن تعریف شده­اند. هدف این مطالعه مقایسه دو CRM، یعنی بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره استراتژیک (بازار صرفا انرژی به عنوان طراحی مرجع معرفی شده­است) می­باشد. برای تسهیل درک این بازارها، ابتدا مدل بازار صرفا انرژی ارائه می­شود. سپس هر دو مکانیزم تعریف می­شوند. سوالات اصلی این مدل­ها در پیوست A مطرح شده­است.



شکل 2: تکامل هزینه­های عملیات و نگهداری نسبت به عمر دستگاه­ها

**2.2. بازار صرفا انرژی**

شکل 3 به طریقی ساده نحوه مدل­سازی بازار صرفا انرژی در این مقاله را توصیف می­کند. مراحل مختلف بعدا توصیف شده­اند.



شکل 3: نمودار ساده­شده بازار صرفا انرژی

**2.2.1. بازده­های حاصل از بازار انرژی**

در این مقاله، بازده­های حاصل از بازار انرژی به طریقی مشابه با آن­چه که Hobbs (2005) انجام داد، محاسبه می­شود. وی درنظر گرفت که سودهای سالیانه، به عنوان بازده­های حاصل از بازارهای سرویس انرژی و فرعی منهای هزینه­های متغیر که می­توان برحسب تابع نسبت ظرفیت نصب­شده به بار اوج بیان کرد، تعریف کرد (شکل 4). هر چقدر این نسبت کمتر باشد، سود بیشتر می­باشد چون ظرفیت کمیاب می­شود و اقدامات پر هزینه (برای مثال، پاسخ به تقاضا) یا کسری­هایی مورد نیاز می­باشد.



شکل 4: بازده­های حاصل از بازار انرژی

**2.2.2. سرمایه­گذاری و تصمیمات توقف**

برای تصمیم به این­که آن­ها باید سرمایه گذاری کنند یا کارخانه­های خود را متوقف کنند، سرمایه گذاران می­بایست قابلیت سوددهی آینده نیروگاه­های برق خود را ارزیابی کنند. چون چهار سال برای ساخت یک نیروگاه ضروری می­باشد، تصمیمات سرمایه گذاری چهار سال جلوتر گرفته می­شود. برای ساده­کردن مدل، فرض یکسانی برای بسته­شدن کارخانه انجام می­شود. شکل 5 مراحل مختلف فرایند تصمیم­گیری، که در زیر توصیف شده­است، را نشان می­دهد.



شکل 5: مراحل فرایند تصمیم­گیری

ابتدا، سرمایه گذاران باید قابلیت سوددهی مورد انتظار نیروگاه­های خود را ارزیابی کنند. همان­طور که Hobbs (2005) آن­را مدل­سازی کرد، بازیگران این محاسبه از هشت سال گذشته و آینده را، از سال y-3 تا سال y+4 (y سال کنونی است، زمانی که تصمیمات گرفته می­شوند) به عنوان مبنا قرار می­دهند. برای سال­های y-3 تا y، سودهای حاصل از بازار انرژی مشخص هستند زیرا این سال­ها گذشته است یا در حال فرایند و کارکرد می­باشند. برای سال­های y+1 تا y+3، این سودها نامشخص هستند و می­بایست برمبنای تقاضای مورد انتظار و ظرفیت موجود آینده برآورد شوند. بازیگران به طور جزئی می­توانند در تقاضای آینده، بر مبنای بار اوج درطی سال کنونی y و میانگین رشد بار اوج مشارکت نمایند. با این حال، آن­ها به دلیل انحرافات نرخ رشد اقتصادی و یا انحرافات شرایط قادر به مشارکت در عدم قطعیت­ها نمی­باشند. علاوه برآن، ظرفیت موجود آینده را می­توان به طور دقیق برآورد کرد زیرا سرمایه گذاران می­دانند که کارخانه­های تحت ساخت یا کدام کارخانه­ها در شرف بسته­شدن می­باشند (چنین تصمیماتی قبلا گرفته شده­است و اغلب ازطریق رسانه یا گزارش­های منتشر می­شود). برای سال y+4، فرض می­شود سودها برابر با سودها در طی سال y+3 می­باشد. سپس، با توجه به این سودها، سرمایه گذاران مجموعه­ای از وزن­ها را به سود هر سال نسبت می­دهند تا نحوه ارزیابی قابلیت سوددهی آینده را نشان دهند. برای مثال، آن­ها تنها می­توانند سودها در سال y+4 یا سود هشت سال را درنظر بگیرند. بنابراین، سرمایه گذاران میانگین وزنی این سودها را به منظور ارزیابی قابلیت سوددهی مورد انتظار محاسبه می­کنند.

برای مدل­سازی تصمیمات بازیگران با توجه به سرمایه گذاری­ها و تصمیمات توقف، یک رفتار اقتصادی منطقی مدل­سازی می­شود، که بازیگران را به تعادل سودهای مورد انتظار آن­ها و هزینه­های قابل اجتناب آن­ها هدایت می­کند. چون هزینه­های اجتناب پذیر با در نظر گرفتن سرمایه گذاری­ها یا تصمیمات توقف مختلف می­باشد، تصمیمات نیز متفاوت می­شود: برای تصمیمات سرمایه­گذاری، هزینه­های اجتناب­پذیر عبارتند از هزینه­های سرمایه­گذاری، عملیات و نگهداری، و متغیر؛ برای تصمیمات توقف نیز هزینه­های سرمایه­گذاری اجباری است و تنها هزینه­های عملیات و نگهداری و هزینه­های متغیر قابل اجتناب می­باشند. در هر دو مورد، چون تابع مورد استفاده برای محاسبه بازده­های حاصل از بازار انرژی (شکل 4) قبلا در هزینه­های متغیر لحاظ شده­است، پس از این این هزینه­ها درنظر گرفته نمی­شود.

برای تصمیمات سرمایه­گذاری، بازیگران سودهای مورد انتظار را درطی طول عمر اقتصادی کارخانه­ها با هزینه­های سرمایه­گذاری و عملیات و نگهداری مقایسه می­کنند. فرض می­شود قابلیت سوددهی محاسبه­شده قبلی درطی طول عمر اقتصادی ثابت باقی می­ماند. سپس ارزش خالص حاضر (NPV) محاسبه می­شود. اگر مثبت باشد (سودهای مورد انتظار حداقل هزینه­های قابل اجتناب را پوشش داده­اند)، سرمایه گذاران تصمیم به افزودن ظرفیت جدید به سیستم می­کنند. در غیر این صورت، هیچ تصمیمی به سرمایه گذاری گرفته نمی­شود. همان­طور که در متون قبلی این موضوع بررسی شده­است، هر چقدر سرمایه گذاران انتظار سود بالاتری را داشته باشند، سرمایه گذاری بیشتری را انجام می­دهند. با این حال، سطح اشباع به طور کلی درنظر گرفته می­شود تا افزودنی­های ظرفیت را محدود کند. چون شرکت کنندگان جذابیت بالایی را برای سرمایه گذاری انتظار دارند، از خطر بالقوه امواج سرمایه گذاری نیز آگاه می­باشند. علاوه برآن، وقتی NPV قدری منفی باشد، هنوز هم برخی سرمایه گذاران برای بازیگران با قدرت مالی کم یا هزینه­های سرمایه گذاری جذاب می­باشند. برطبق این استدلال، تابع خطی به منظور مدل­سازی رابطه بین NPV و تصمیمات سرمایه گذاری (شکل 6) پیشنهاد می­شود. این تابع با سه پارامتر تعریف می­شود: افزودن به ظرفیت وقتی NPV صفر است؛ حداکثر افزودن به ظرفیت و NPV که درآن این حداکثر افزودن حاصل می­شود.



شکل 6: ارتباط افزایش ظرفیت با NPV

با در نظر گرفتن تصمیمات توقف، هر سال بازیگران با درنظر گرفتن سودهای مورد انتظار و هزینه­های عملیات و نگهداری، تصمیم به تداوم عملیات کارخانه­های خود یا صرف نظرکردن از آن­ها می­گیرند (بسته به سن کارخانه). اگر این هزینه­ها بیشتر از سودهای مورد انتظار به نظر برسد، آن­ها تصمیم به بستن کارخانه­های خود می­گیرند. در غیر این صورت، کارخانه­ها یک سال بیشتر کار می­کنند. علاوه برآن، همچنین برای تصمیمات سرمایه­گذاری، یک مقدار بیشینه از ظرفیت وجوددارد که هر سال عقب نشینی می­شود (بازیگران به طور جزئی از تصمیمات توقف رقبا آگاه هستند و تمامی ظرفیت خود در همان سال را متوقف نمی­کنند). در آخر، وقتی سرمایه گذاران تصمیمی را درباره توقف و سرمایه گذاری می گیرند، ظرفیت نصب شده برای سال y+4 قابل تعیین می­باشد. سپس، تقاضای سال بعد محاسبه و حلقه تصمیم­گیری مجددا شروع می­شود.

**2.3. بازار ظرفیت**

با افزودن بازار انرژی سنتی، بازار جدید برای ظرفیت پیاده­سازی می­شود (شکل 7). در مدل، بازار ظرفیت متمرکز (مشابه با مورد اجراشده در بریتانیای کبیر) درنظر گرفته می­شود. چندین سال پیش، TSO ظرفیت مورد نیاز برای کنترل بار اوج را ارزیابی کرد. سپس، این ظرفیت را از طریق مزایده به اشتراک گذاشت که درآن بازیگران ظرفیت موجود یا جدید را ارائه می­دادند. سپس قیمت ظرفیت تعیین شد، که بازده­های مکمل برای کارخانه­ها را ایجاد می­کرد. این قیمت یک نقش مهم ایفا می­کند زیرا تصمیمات سرمایه گذاری و توقف را با یکدیگر هماهنگ می­کند: اگر کمبود ظرفیت وجود داشته باشد، قیمت ظرفیت افزایش می­یابد تا سرمایه گذاری­های جدید را جذب کند. در غیر این صورت، کاهش می­یابد تا کارخانه­های گران را ناچار به بستن یا تعویق سرمایه گذاری­ها نماید. بنابراین، باور چنین است که بازار ظرفیت موضوعات سرمایه گذاری در بازار صرفا انرژی را حل می­کند.



شکل 7: نمودار ساده­شده بازار ظرفیت

در مقایسه با مدل صرفا انرژی قبلی، مرحله جدید به مدل افزوده می­شود که بازار ظرفیت را تهییج می­سازد. مزایده­ها برای ظرفیت موجود در سال y برای پیش­بینی چهار سال آینده درنظر گرفته می­شود (که زمان پیشروی برای فناوری­های اوج می­باشد). بازار ظرفیت توسط یک منحنی تامین، که با پیشنهادات انجام شده توسط بازیگران (که در زیر توصیف شده­است) و منحنی تقاضای حاصل از الزامات ظرفیت TSO تعیین می­شود، مدل­سازی شده­است (شکل 8 را ببینید). این منحنی تقاضا با حداکثر قیمت و با ظرفیت هدف متناظر در تقاضای اوج مورد انتظار بعلاوه حد آن مشخص می­شود. تطبیق منبع با تقاضا یک قیمت را برای ظرفیت تعیین خواهدکرد. از آن­جایی که قیمت ظرفیت حالا یک جزء از بازده­های بازیگران می­باشد، می­بایست در محاسبه قابلیت سوددهی مورد انتظار شامل شود. همانند سودهای بدست آمده از بازار انرژی، هشت سال قیمت­های ظرفیت نیز به منظور برآورد قابلیت سوددهی درنظر گرفته می­شوند. برای سال­های y-3 و y+3، قیمت­ها مشخص هستند زیرا مزایده­ها قبلا انجام شده­است. برای سال y+4، قیمت ظرفیت برابر با سال y+3 درنظر گرفته می­شود. همانند قبل، سرمایه گذاران یک قابلیت سوددهی مورد انتظار را از سود این هشت سال محاسبه می­کنند. برای محاسبه پیشنهاداتی که در بازار ظرفیت ارائه می­دهند، بازیگران می­بایست سودهای مورد انتظار خود (حاصل از ظرفیت و بازار انرژی) و هزینه­های قابل اجتناب را متعادل کنند.

• برای قیمت موجود، هزینه های قابل اجتناب، هزینه های عملیات و نگهداری برای سال y+4 می باشد. از لحاظ اقتصادی ارائه قیمت منطقی می بایست تضمین کند که بازیگران این هزینه¬ها را با توجه به سودهای حاصل از بازار انرژی و حاصل از بازار ظرفیت را پوشش می دهند. سودهای حاصل از بازار انرژی را می توان از محاسبات قبلی، براساس نسبت ظرفیت نصب شده به بار اوج برآورد کرد. اگر بزرگتر از هزینه ها باشد، بازیگران هیچ پیشنهادی در بازار ظرفیت نخواهند داشت (آن ها نیازی به بازده¬های حاصل از بازار ظرفیت برای سر به سرشدن ندارند). برعکس، اگر قابلیت سوددهی مورد انتظار از بازار انرژی کمتر از هزینه¬های عملیات و نگهداری باشد، بازیگران اختلاف بازار ظرفیت را درخواست می دهند. بنابراین، اگر پیشنهاد آن ها پذیرفته شود، آن ها حداقل هزینه های قابل اجتناب خود را پوشش می¬دهند (به شرطی که به طور صحیح بازده های حاصل از بازار انرژی را برآورد کرده باشند). در تمامی موارد، بازیگران تمامی ظرفیت های موجود را درخواست می¬دهند.

• برای سرمایه گذاری¬های جدید، برخلاف ظرفیت موجود، تصمیمات سرمایه گذاری هنوز در انتظار است و هزینه های سرمایه گذاری به عنوان هزینه¬های اجتناب پذیر درنظر گرفته می¬شوند. بنابراین، قابلیت سوددهی مورد انتظار درطی طول عمر اقتصادی دارایی ها می بایست هردو هزینه سرمایه گذاری و عملیات و نگهداری را پوشش دهد. بازیگران از روش NPV به منظور مقایسه سودهای مورد انتظار حاصل از بازارهای ظرفیت و انرژی و هزینه-های اجتناب پذیر استفاده می¬کنند. اگر NPV مثبت باشد، سرمایه گذاران هیچ سرمایه گذاری و درخواستی در بازار ظرفیت نخواهند داشت. در غیر این صورت، سرمایه گذاران با درنظر گرفتن کمبود ارزش خالص حاضر پروژه درخواست می دهند. در واقع، وقتی قیمت ظرفیت برای تنها یک سال تضمین می شود، سرمایه گذاران نمی توانند به قیمت ظرفیت بالاتر از قیمت ظرفیت مورد انتظار برای باقی عمر اقتصادی اتکا کنند (به جز برای سال اول). بنابراین، برای اطمینان از سر به سرشدن، آن ها می بایست کمبود کل را در اولین سال مزایده علاوه بر قیمت ظرفیت مورد انتظار درخواست دهند. سرمایه گذاران همواره بیشینه ظرفیت اضافه را پیشنهاد می دهند که در شکل 6 در بازار ظرفیت تعریف شده است (که به طور کامل یا جزئی برطبق تقاضای ظرفیت و پیشنهادهای حاصل از ظرفیت های موجود پذیرفته نمی شوند).



شکل 8: مزایده ظرفیت

بنابراین، با داشتن منحنی­های تقاضا و تامین محاسبه­شده، قیمت ظرفیت را می­توان تعیین کرد. بازیگرانی که درخواست­شان پذیرفته می­شود، سرمایه گذاری می­کنند یا کارخانه­های خود را در عمل نگه می­دارند. بازیگرانی که پیشنهادات آن­ها پذیرفته نشده­است، کارخانه­های خود را می­بندند یا دیگر سرمایه گذاری نخواهند کرد.

**2.4. مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک**

مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک که در شکل 9 توصیف شده­است، شامل مجموعه­ای از واحدهای تولید می­باشد که برای ضرورت­ها توسط یک عامل مستقل، معمولا اپراتور سیستم، در دسترس قرار می­گیرد. ظرفیت قراردادی از بازار خارج می­شود و تنها در گزینه آخر به منظور اجتناب از کمبودها فعال می­شود. عامل میزان ظرفیت برای قرارداد، حاصل از بار مورد انتظار و سرمایه گذاری و تصمیمات توقف در بازار انرژی تعیین می­کند، و ازطریق یک مزایده پیمان می­بندد.



شکل 9: نمودار ساده­شده مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک

بنابراین، ظرفیت را می­توان در دو بازار انحصاری طبقه­بندی کرد: یکی برای مخازن استراتژیک، که مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک پایین نامیده می­شود، و یکی برای ظرفیت غیر رزورشده، که بازار انرژی پایین نامیده می­شود. این بازارها انحصاری هستند زیرا ظرفیت در بازار انرژی قادر به مشارکت در مزایده­های ذخیره استراتژیک نمی­باشد و در نتیجه سودهای صرف آن از بازار انرژی ناشی می­شود. متقابلا، ظرفیت ذخیره نیز قادر به فروش انرژی در بازار انرژی نیست، به جز در گزینه آخر وقتی TSO نیازمند آن می­باشد. شرایط گسترش و استفاده از ظرفیت ذخیره می­بایست به منظور حداقل کردن تداخلات با بازار انرژی به طور دقیق تعریف شوند. در این­جا، وقتی هیچ ظرفیتی در بازار انرژی موجود نیست و آن­ها در قیمت بازار انرژی فروخته شده­اند، ذخیره­سازی استراتژیک گسترش می­یابد. بنابراین، برای یک تولیدکننده در بازار انرژی، هیچ اختلافی در بازده­های آن در زمان کمبود یا تنش زیاد وجود ندارد. شکل 10 نحوه مدل­سازی این دو بازار انحصاری، و همچنین ارتباط بین آن­ها و تصمیمات سرمایه گذاری و توقف را نشان می­دهد.



شکل 10: بازار انرژی و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک

بازیگران تنها در بازار انرژی قادر به سرمایه گذاری می­باشند (سرمایه گذاری­ها در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک به نظر خطرناک می­باشد، زیرا بازیگران قادر به فروش انرژی نیستند و قیمت مخازن نیز تنها برای یک سال تضمین شده می­باشد). آن­ها در بازار انرژی سال به سال شرکت می­کنند تا زمانی که کمبودی بوجود آید (یعنی سودهای مورد انتظار آن­ها حاصل از بازار انرژی کمتر از هزینه­های مورد انتظار آن­ها شود). بنابراین، بازیگران در تلاش برای عبور از ظرفیت خود در ذخیره­سازی استراتژیک می­باشند و برای کارخانه­های خود در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک پیشنهاداتی را ارائه می­دهند. اگر پیشنهادات آن­ها پذیرفته نشود، کارخانه­ها عقب نشینی می­کنند. در غیر این صورت، کارخانه­ها تبدیل به ظرفیت ذخیره­شده می­شوند و هر سال در مزایده­ها درخواست می­دهند تا زمانی که درخواست آن­ها رد شود.

برای بازار انرژی، هیچ اختلاف مهمی با بازار صرفا انرژی توصیف­شده در بالا وجود ندارد. چون ذخایر استراتژیک تنها زمانی برای گسترش در نظر گرفته می­شوند که کمبودهایی رخ می­دهد و در حد قیمت بازار انرژی به فروش می­رود، کارخانه­های موجود در بازار انرژی بازده مشابهی را ایجاد می­کنند، صرف نظر از این­که کمبودهایی رخ می­دهد یا ذخایر استراتژیک گسترش می­یابند. بنابراین، سودهای حاصل از بازار انرژی را می­توان با توجه به تابع توصیف­شده در شکل 4 توصیف کرد؛ که یک بودجه احتیاطی سیستمی را فراهم می­کند که با ظرفیت موجود در بازار انرژی، و نه با ظرفیت کل سیستم (که شامل ظرفیت ذخیره­شده می­باشد) محاسبه می­شود. سپس، همانند قبل، شرکت­های تولیدی یک قابلیت سوددهی مورد انتظار را محاسبه می­کنند و متعقبا تصمیم به سرمایه گذاری یا تعلیق برنامه­های چهار سال آینده کارخانه­های خود می­گیرند (با پارامترهای مشابه با پارامترهای بازار صرفا انرژی).

مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک به طور مؤثری کار می­کند. هر سال، به منظور تضمین این امر که سیستم ظرفیت لازم را ایجاد و از کمبودها جلوگیری می­کنند، TSO قادر به حفظ ظرفیت می­باشد که حداقل در آخرین گزینه تولید می­شود. ابتدا، TSO تقاضای آینده (همانند قبل، TSO یک پیش­بینی کامل از بار آینده ندارد و به دلیل انحراف نرخ رشد اقتصادی یا شرایط آب وهوا عوامل نامشخص آینده را مشارکت نمی­دهد) و ظرفیت آینده در بازار انرژی (وقتی بازیگران سرمایه گذاری خود را انجام می­دهند یا تصمیم به توقف می­گیرند، TSO مزایده­هایی را نگه می­دارد، در نتیجه دقیقا ظرفیت موجود آینده برای چهار سال پیش رو را می­داند) را برآورد می­کند. سپس اگر بودجه احتیاطی کمتر از بودجه احتیاطی هدف باشد، مزایده­ها به منظور قرارداد ذخایر کافی برای رسیدن به هدف سازماندهی می­شوند. با این حال، TSO نمی­تواند حجم انحصاری از ذخایر را در مقایسه با ظرفیت موجود قرارداد ببندد (اگر سهم زیادی از کارخانه­ها رزرو شده باشند، بازار انرژی منحرف خواهدشد). بنابراین، یک حجم بیشینه از مخازن، و همچنین حد قیمت ذخیره­سازی در مزایده­ها به منظور حفظ مشتریان مدل­سازی می­شود. دو دسته از بازیگران می­توانند در این مزایده­ها درخواست دهند: بازیگرانی که ظرفیت لازم در بازار انرژی را دارا می­باشند و تصمیم به توقف گرفته­اند (چون قابلیت سوددهی مورد انتظار در بازار انرژی به اندازه کافی زیاد نیست تا با هزینه­ها سر به سر شود) و بازیگرانی که ظرفیت لازم در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک را دارا می­باشند. همانند قبل، بازیگران هزینه­های اجتناب پذیر خود را درخواست می­دهند، یعنی هزینه­های عملیات و نگهداری، و تمامی ظرفیت موجود خود را درخواست می­دهند. اگر درخواست­ها پذیرفته شود، آن­ها حداقل هزینه­های قابل اجتناب خود را پوشش داده­اند. در غیر این صورت، آن­ها نیروگاه­های ذخیره خود را متوقف می­کنند.

**2.5. پارامترها برای مورد مرجع**

بیشتر داده­های مورد استفاده در این مدل مشابه با داده­های مورد استفاده Hobbs (2005) برای مدل وی، مبتنی بر سیستم PJM می­باشد. چون هدف این مطالعه پیش­بینی تکامل­های آینده از سیستم قیمت دقیق نیست، بلکه مقایسه طراحی­های بازار مختلف می­باشد، این داده­ها بروزرسانی نمی­شوند. جدول 1 پارامترهای اصلی مورد نظر برای مورد مرجع را نشان می­دهد.

جدول 1: پارامترهای اصلی برای مورد مرجع

|  |  |
| --- | --- |
| **پارامترها** | **مقدار برای مورد مرجع** |
| هدف بودجه احتیاطی سیستم | 15% بار |
| بودجه احتیاطی کمبود (بودجه احتیاطی که کمتر از آن کمبودها رخ می­دهند) | 10% بار |
| رشد بار اوج | 1.7% |
| انحراف استاندارد رشد بار اوج | 1% |
| انحراف استاندارد آب و هوا | 2% |
| WACC | 10% |
| هزینه­های سرمایه گذاری | $600,000/MW |
| هزینه­های عملیات و نگهداری | شکل 2 را ببینید |
| سال­های موردنظر برای محاسبه سود مورد انتظار برای تصمیمات سرمایه گذاری (y سالی است که تصمیمات گرفته می­شود) | y-3 تا y+4 |
| وزن داده­شده به سود هر سال برای محاسبه سود میانگین برای تصمیمات سرمایه گذاری | هر سال مقدار یکسانی را دارد |
| سال­های موردنظر برای محاسبه سودهای مورد انتظار برای تصمیمات توقف (y سالی است که تصمیمات گرفته می­شود) | y-3 تا y+4 |
| وزن­های داده­شده به سود هر سال برای محاسبه میانگین سود برای تصمیمات توقف | هر سال مقدار یکسانی را دارد |
| بیشینه افزایش ظرفیت | 10% ظرفیت نصب­شده سال قبل |
| NPV برای رسیدن به حداکثر افزایش ظرفیت | $400,000/MW |
| افزایش ظرفیت وقتی NPV=0 | 1.7% |
| بیشینه توقف ظرفیت | 15% ظرفیت نصب­شده سال قبل |
| مقدار بیشینه ظرفیت­های ذخیره­شده | 15% ظرفیت نصب­شده سال قبل |
| حد قیمت در بازار ظرفیت | $200,000/MW |
| حد قیمت در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک | $400,000/MW |

**2.6. شبیه­سازی و شاخص­ها**

مدل بر روی متلب پیاده­سازی شد. این مدل برای 30 سال، برای سه طراحی بازار انجام شد. پس از آن، برخی از نشانگرهای اقتصادی به منظور ارزیابی عملکرد هر طراحی بازار در طول 25 سال شبیه­سازی محاسبه می­شوند. این افق زمانی با درنظر گرفتن متون کنونی سازگار می­باشد (برای مثال، Hasani and Hosseini (2011) 30 سال را درنظر گرفته­است، Olsina et al. (2006) 20 سال را درنظر گرفت، De Vries and Heijnen (2008) 25 سال را درنظر گرفت و ...). علاوه برآن، 5 سال اول شبیه­سازی به منظور اجتناب از هر گونه اثر عرضی بالقوه ناشی از مقداردهی اولیه نادیده گرفته می­شود.

برای ارزیابی این طراحی­های بازار، رفاه اجتماعی باید بکار گرفته شود. چون تقاضا به عنوان یک مورد غیرارتجاعی درنظر گرفته می­شود، این امر را می­توان ازطریق هزینه کمبودها و هزینه­های تولید محاسبه کرد (De Vries (2004) را ببینید). در پایین، اثربخشی اشاره به هزینه­های کمبود و بهره­وری هزینه­های تولید کل دارد. در این مقاله، تقاضای محدود به عنوان یک پروکسی از هزینه­های کمبود بکار گرفته می­شود. اثرپذیری با درنظر گرفتن بودجه احتیاطی سیستم ارزیابی می­شود. به طور دلخواه، کمبودها، هر وقت بودجه احتیاطی سیستم کمتر از یک آستانه مشخص باشد، رخ داده درنظر گرفته می­شوند. برای هر سال شبیه­سازی، تقاضای محدود در مقایسه با تقاضای اوج محاسبه می­شود. سپس، این مقادیر در طول 25 سال شبیه­سازی میانگین­گیری می­شوند. در انتها، نتیجه، میانگین تقاضای محدود در سال را با درصد تقاضای اوج نشان می­دهد. بهره­وری ازطریق نشانگر هزینه­ها برآورد می­شود. هزینه­های سرمایه­گذاری و عملیات و نگهداری نیز درنظر گرفته می­شوند. برای هر سال، این هزینه­ها محاسبه و بر تقاضای اوج تقسیم می­شوند. سپس، مقدار میانگین در 25 سال شبیه­سازی محاسبه می­شود. نتیجه نهایی برحسب $/MW از بار اوج بیان می­شود.

علاوه برآن، چون دو نوع عدم قطعیت در این مدل تعریف شده­است، شبیه سازی­های مونته کارلو به منظور مقایسه عملکرد تحت سناریوهای رشد تقاضای بار مختلف انجام می­شود. برای هر شبیه­سازی (یعنی برای 30 سال مطالعه)، 60 متغیر تصادفی استخراج شدند (برای هر عدم قطعیت و برای هر سال یک مورد). سپس، مدل برای سه طراحی مختلف بر روی این بار اوج 30 سال اجرا می­شود و نشانگرها محاسبه و مقایسه می­شوند. بنابراین، اختلاف­ها در نتایج را تنها می­توان به لحاظ طراحی بازار، و نه به لحاظ داده­های ورودی مرتبط کرد. این فرایند 400 بار تکرار شد، این 400 شبیه­سازی در زیر سناریوها نامیده می­شود.

**3. نتایج و مباحثات**

در بخش اول، گرایش­های دوره­ای در سه طراحی بازار براساس نتایج شبیه­سازی بحث و بررسی می­شوند. سپس، بهره­وری و اثرپذیری مقایسه­ها توضیح داده می­شود. سرانجام، قدرت نتایج ازطریق تحلیل حساسیت مورد مطالعه قرار می­گیرد.

**3.1. مطالعه گرایش­های دوره­ای در سه بازار**

برای مطالعه گرایش­های دوره­ای در بازار صرفا انرژی و همچنین میزان گستره­ای که CRM قادر به کاهش آن­ها می­باشد، تکامل بودجه احتیاطی سیستم (به عنوان ظرفیت نصب­شده محاسبه می­شود، یعنی ظرفیت در بازار انرژی + ذخایر در صورت موجود – در بار اوج) برای یک سناریو متوسط از رشد بار در این­جا ارائه شده­است. تنها 25 سال آخر برداشت شده­­اند. با توجه به این­که بار اوج واقعی یا بار اوج مورد انتظار (که در زمان تصمیم­گیری محاسبه شده­است) بکار رفته­است، دو بودجه احتیاطی سیستم مختلف را می­توان محاسبه کرد. عملکردها با درنظر گرفتن کفایت ظرفیت به دو عامل وابسته می­باشند: 1- چگونه بازارها با درنظر گرفتن بار اوج موردنیاز، انگیزه کافی برای داشتن ظرفیت نصب­شده لازم را فراهم می­کنند و 2- چگونه این بار موردانتظار از بار واقعی متفاوت می­باشد. این نکته دوم به بازار موردنظر وابسته نیست، بلکه تنها به انحرافات تصادفی وابسته می­باشد. بنابراین، به منظور درک کامل نحوه کارکرد بازارها، تمرکز بر عامل اول و بودجه احتیاطی سیستم مورد انتظار می­باشد. شکل 11 تکامل این بودجه احتیاطی سیستم مورد انتظار را برای 25 سال از یک سناریو بار را توصیف می­کند. برای مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک، بودجه احتیاطی در بازار انرژی (یعنی بدون درنظر گرفتن ظرفیت ذخیره) نیز رسم شده­است.

عملکردهای کفایت هر بازار اختلاف­های مهمی را نشان می­دهد. در این سناریو، بازار صرفا انرژی، سرمایه گذاری دوره­ای بالا و تصمیمات توقف را تجربه می­کند. این چرخه­ها عمدتا ناشی از رفتار جمعی، عقلانیت محدود (با روشی که بازیگران قابلیت سود مورد انتظار را محاسبه می­کنند)، و ناکاملی در اطلاعات (درباره تقاضای بار آینده و تصمیمات رقبا) می­باشد. در مقایسه با نتایج موجود در متون، این چرخه­ها تشدید می­شوند، زیرا تاخیرهای درون­زا نیز درنظر گرفته می­شود. اگر سود کمی مورد انتظار است، بازیگران قادر به بستن نیروگاه­های خود می­باشند که باعث کاهش سریع بودجه احتیاطی می­شود (و بسیار سریع­تر از جریان کنونی است که درآن نیروگاه­ها در صورتی که سود کم باشد، از رده خارج نمی­شوند). همچنین مشاهده شده­است که میانگین بودجه احتیاطی، که حدود 7 – 8% می­باشد، کاملا متفاوت از بودجه احتیاطی بودجه احتیاطیی 15% است. در واقع، بازده­های حاصل از بازار انرژی، وقتی بودجه احتیاطی برابر با 15% است، به اندازه کافی برای جذب سرمایه گذاری­های جدید بالا نیست (بازده­ها برای این بودجه احتیاطی حدود $30,000/MW است، درحالی­که هزینه سرمایه گذاری سالانه حدود $70,000/MW می­باشد). بنابراین، در صورتی که سیاست گذاران خواهان دسترسی به این بودجه احتیاطی هدف هستند، پیاده­سازی CRM ضروری می­باشد.

وقتی بازار ظرفیت یا مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک اجرا می­شود، رفتار دوره­ای کاهش می­یابد و سیستم نیز کمبودهای کمتری را تجربه خواهد کرد. برای بازار ظرفیت، بودجه احتیاطی سیستم همواره برابر با 15% بودجه احتیاطی هدف می­باشد. این نتیجه به نظر منطق می­رسد، زیرا بازار ظرفیت صریحا هدف را برای رسیدن انتخاب می­کند. اگر کارخانه­های کافی وجود نداشته باشد، قیمت ظرفیت به مقداری افزایش خواهد یافت که کارخانه­های جدید یا کارخانه­های موجود سر به سر خواهند شد. در برخی از موارد افراطی (که در این جا مد نظر نیست)، این 15% هدف در صورتی که قیمت ظرفیت به حد قیمت برسد، قابل دسترس نیست. نتیجه مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک (خط "بودجه احتیاطی کل سیستم")، اگر بهتر از موارد بازار صرفا انرژی باشد، توانایی کمتر CRM برای کاهش چرخه­ها را در مقایسه با بازار ظرفیت نشان می­دهد. مراحل فروظرفیتی کاهش می­یابند اما هنوز مراحل فراظرفیتی وجوددارند. در واقع، در بازار انرژی، هیچ هدف صریحی برای بودجه احتیاطی سیستم وجود ندارد و همانند بازار صرف انرژی، قیمت انرژی تنها نشانه برای هماهنگی تصمیمات و ارائه انگیزه برای سرمایه گذاری­ها یا توقف­ها می­باشد (چون ظرفیت ذخیره در بازار انرژی دخیل نمی­شود). بنابراین، این قیمت منجربه عواقب مشابه موارد بازار صرفا انرژی، یعنی رفتار دوره­ای و میانگین بودجه احتیاطی کمتر از 15% هدف می­شود. این امر را می­توان با خط "بودجه احتیاطی بازار انرژی" که تصمیمات گرفته­شده در بازار انرژی را توصیف می­کند، متوجه شد. با این حال، برخلاف بازار صرفا انرژی، TSO با تراکم ذخایر استراتژیک به منظور اجتناب از کمبودها، قادر به واکنش به عنوان آخرین گزینه می­باشد. بنابراین، مراحل فروظرفیتی در مقایسه با بازار صرفا انرژی کاهش می­یابند، اما این روش در مقایسه با بازار ظرفیت اثر گذاری کمتری دارد زیرا بودجه احتیاطی کل سیستم همواره برابر با بودجه احتیاطی هدف 15% نیست. سه پارامتر عملکرد مناسب ظرفیت ذخیره را محدود می­کنند. ابتدا، مدل بیان می­کند که TSO بالای 15% از ظرفیت موجود را نمی­تواند قرارداد ببندد، حتی اگر کمبودهای بزرگی قابل انتظار باشد. دوم، چون تنها ظرفیتی که از رده خارج می­شود، قادر به مشارکت در مزایده­های ذخایر می­باشد، پیشنهادات می­بایست کمتر از تقاضای TSO باشند. سرانجام، حد قیمت ذخیره­سازی باید دسترسی شود، که ظرفیت پذیرفته­شده را محدود می­کند. بنابراین، یک اختلاف مهم بین ظرفیت موردنیاز برای دسترسی به بودجه احتیاطی هدف و ظرفیتی که در واقع پذیرفته می­شود، وجوددارد.

علاوه برآن، هنگام تمرکز بر مراحل سرمایه گذاری بیش از حد، مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک بهتر از بازار صرفا انرژی عمل نمی­کند. در صورتی که سرمایه گذاران سودهای زیادی را انتظار داشته باشند، احتمال رخداد سرمایه گذاری بیش از حد وجوددارد. هیچ نشانه­ای برای اجتناب از این امر وجودندارد و TSO نمی­تواند بازیگران را مجبور به تعویق سرمایه گذاری­های آن­ها کند. مهم-تر این­که، این مراحل فراظرفیت ممکن­است عملکرد مناسب کل مکانیزم در موارد ریسک کمبودها را پایین بیاورند. در شکل 11 قابل ملاحظه است که: پس از مراحل فرا ظرفیت حول سال اول تا دهم، ظرفیت ذخیره کافی برای دسترسی به هدف 15% وجودندارد. درواقع، پس از مرحله فراظرفیت، هیچ گونه ظرفیت ذخیره وجودندارد و این ریسک وجود دارد که برای چندین سال هیچ سرمایه گذاری اتفاق نیافتد، با این حال احتمال خروج از رده زیادی وجوددارد. در ابتدا، این خروج از رده­ها برای امنیت منبع خطرناک نیست، چون بودجه احتیاطی سیستم هنوز بالای 15% بودجه احتیاطی هدف می­باشد. با این حال، وقتی به کمتر از 15% هدف می­رسد، TSO نه تنها برای ظرفیت از رده خارج شده، بلکه برای افزایش بار اوج، نیاز به ظرفیت ذخیره برای جبران می­باشد. با این حال، تنها نیروگاه­هایی که در سال مشابهی از رده خارج شده­اند، قادر به مشارکت در مزایده­ها می­باشند. بنابراین، TSO نمی­تواند ظرفیت لازم برای جبران افزایش بار اوج را بدست آورد و بودجه احتیاطی سیستم به کمتر از 15% هدف کاهش می­یابد. این بودجه احتیاطی تا زمانی که سرمایه گذاری­ها رخ دهند، کاهش می­یابد. بنابراین، پس از مرحله فراظرفیتی، TSO ممکن­است قادر به کنترل افزایش بار نباشد و برخی کمبودها درطی چندین سال رخ دهند.

بودجه احتیاطی واقعی سیستم در شکل 12 ارائه شده­است. همان­طور که قبلا توضیح داده­شد، بودجه احتیاطی واقعی به دلیل متغیرهای نامشخص رشد از موارد مورد انتظار متفاوت می­باشند و عملکرد CRM کمتر محسوس می­باشد. برای مثال، در سال نوزدهم، در بازار ظرفیت برخی کمبودها تجربه می­شود با این حال مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک چنین نیست، زیرا انحرافات رشد بار واقعی را فروظرفیتی مورد انتظار می­سازد. این کمبودها نه ناشی از بازار ظرفیت ناکارامد، بلکه ناشی از رشد انحراف خاص می­باشند. با این حال، نتایج کلی مشابهی را می­توان هنگام ارزیابی بودجه احتیاطی سیستم واقعی برداشت کرد.



شکل 12: تمامل بودجه احتیاطی واقعی برای یک سناریو از رشد بار در مورد مرجع

در نتیجه­گیری، برای این سناریو خاص، هر دو مکانیزم مراحل فروظرفیتی را که در بازار صرفا انرژی اتفاق می­افتند، محدود می­کنند. با این حال، مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک، به نظر در برخی موارد به دلیل چندین عامل محدود کننده اثرگذاری کمتری دارد. علاوه برآن، این مکانیزم مراحل فراظرفیتی را نیز کنترل نمی­کند که برای بازار ظرفیت مورد خاصی نیست. این مراحل فراظرفیتی زیان­آور هستند زیرا عملکرد مناسب مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک را خراب می­کنند و در آینده نیز باعث کمبودهایی می­شوند. علاوه برآن، چون مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک مسیری را که سرمایه گذاران تصمیمات خود را در بازار انرژی می­گیرند، تصحیح نمی­کنند؛ کفایت عملکرد این مکانیزم به شدت وابسته به بازده­های حاصل از بازار انرژی و مشخصات چرخه می­باشد. اگر چرخه­ها آهسته­تر از موارد شکل 11 باشند، مکانیزم از لحاظ اثرگذاری بهتر عمل می­کنند، چون سرمایه گذاری بیش از حد احتمال رخداد کمتری دارد و ظرفیت ذخیره کمتری موردنیاز می­باشد. برعکس اگر چرخه­ها قوی­تر باشند، عملکرد مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک می­تواند بدتر نیز بشود. در مورد بازار ظرفیت، چون این مکانیزم به طور صریح بودجه احتیاطی هدف را تعریف می­کند، همواره به این هدف می­رسد و نتایج آن وابستگی کمتری به فرضیه دوره­ای دارد.



شکل 11: تکامل بودجه احتیاطی سیستم مورد انتظار برای یک سناریو از رشد بار

**3.2. مقایسه­های اقتصادی بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک**

تحلیل نتایج قبلی نشان می­دهد که به نظر بازار ظرفیت برای سناریو تصادفی مشخص بسیار مؤثرتر می­باشد. شبیه سازی­های مونته کارلو به منظور تایید این بیان برای سناریوهای بار مختلف انجام شده­است. علاوه برآن، بهره­وری محاسبه و برای هر دو مکانیزم مقایسه شده­است. چهارصد شبیه­سازی از سناریوهای رشد تقاضا انجام شد. برای هر سناریو، اختلاف راندمان بین هر دو مکانیزم، و همچنین اختلاف اثرپذیری مقایسه شد. سپس، این نتایج به شکلی مشابه با شکل 13، براساس نشانه­های این اختلاف­ها نشان داده­شد. هر نقطه اختلاف راندمان و اثرپذیری را در مقایسه با بازار ظرفیت برای سناریو رشد تقاضا به تصویر می­کشد. سه مورد را می­توان شناسایی کرد. در بخش 1، بازار ظرفیت کمبودهای کمتری را تجربه می­کند و هزینه­های تولید کلی کمتر از موارد مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک می­باشند؛ می­توان نتیجه گرفت که برتری بازار ظرفیت بر مبنای این معیارها می­باشد. در مورد مخالف (بخش 3)، مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک مکانیزم بهتری می­باشد. در موارد آخر (بخش­های 2 و 4)، هیچ نتیجه­گیری را نمی­توان برداشت کرد.



شکل 13: نمایش گرافیکی اختلاف شاخص­ها برای هر بار سناریو

نتایج برای مورد مرجع در شکل 14 نشان داده شده­است. بیشتر سناریوها (326 مورد از 400 مورد) در بخش 1 می­باشند، که درآن بازار ظرفیت بسیار مؤثرتر و کارامدتر از مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک عمل می­کند. شرایط باقیمانده سناریویی را نشان می­دهند که درآن مکانیزم ذخیرهسازی استراتژیک اثرپذیری مشابه بازار ظرفیت را دارا می­باشد اما کارامدی کمتری را دارد. با توجه به شاخص اثرپذیری (برای مثال تقاضای محدود)، برتری بازار ظرفیت در بخش قبلی توصیف شد. باید توجه داشت که اختلاف­ها بسیار ضعیف هستند (به طور میانگین تقریبا 2% بار اوج در هر 10 سال). دو دلیل این امر را توضیح می­دهد: ابتدا، مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک و همچنین بازار ظرفیت، دربیشتر زمان­ها در ایجاد یک ظرفیت ذخیره کافی موفق می­باشند؛ دوم، چون کمبودها فرض می­شود که در کمتر از 10% بودجه احتیاطی رخ می­دهند، این مکانیزم کمتر از 15% هدف را فراهم می­کند و هیچ کمبودی را تجربه نمی­کند. در مورد هزینه­های کلی تولید، برتری بازار ظرفیت واضح می­باشد. هزینه­های تولید در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک در مقایسه با ظرفیت بازار حدودا 25% بیشتر می­باشد. هزینه­های ظرفیت ذخیره این اختلاف­ها را توضیح می­دهند. همان­طور که شکل 12 نشان می­دهد، TSO نیاز به میزان زیادی از ظرفیت ذخیره­شده به منظور اجتناب از کمبودها می­باشد (برای هر سناریو، میانگین ظرفیت ذخیره­شده حدودا 10% ظرفیت موجود می­باشد). چون ظرفیت ذخایر عمدتا نیروگاه­های قدیمی هستند که از بازار انرژی خارج شده­اند، هزینه­های عملیات و نگهداری آن­ها بسیار مهم است. بنابراین، این امر به طور چشمگیری منجربه افزایش هزینه­های کل تولید برای اجتناب از کمبودها می­شود. در بازار ظرفیت، نیروگاه­ها جوان­تر هستند زیرا یک داوری بین ظرفیت موجود و ظرفیت جدید درطی مزایده­های ظرفیت انجام می­شود. اگر ظرفیت موجود بسیار قدیمی و گران­تر از ظرفیت جدید باشد، آنگاه بسته خواهدشد و سرمایه گذاری­های جدید رخ خواهدداد. در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک، هیچ داوری مشابهی وجودندارد و ظرفیت ذخیره­شده لزوما گران و قدیمی می­باشد. بنابراین، برای این مورد مرجع، بازار ظرفیت به نظر بسیار مؤثرتر و کارامدتر از مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک به نظر می­رسد. کمبودها احتمال رخداد کمتری دارند و هزینه­های کلی تولید نیز اهمیت کمتری دارا می­باشند.



شکل 14: مقایسه اثرپذیری و بهره­وری

**3.3. تجزیه و تحلیل میزان حساسیت**

در این بخش، قدرت نتایج قبلی ازطریق تحلیل میزان حساسیت بررسی می­شود. پارامترهای اصلی که راندمان و اثرپذیری مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک را تصحیح می­کنند، در این­جا بررسی شده­اند. این موارد جایگزین، که در جدول 2 ارائه شده­اند، برای سناریوهای بار مشابهی همانند مورد مرجع انجام شده­اند. میانگین راندمان و شاخص­های اثرپذیری برای 400 سناریو برای موارد مرجع و جایگزین، و همچنین تعداد سناریوها در هر بخش شکل 13 محاسبه شده­است.

جدول 2: موارد جایگزین

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **مورد جایگزین** | **پارامتر متغیر** | **مقدار** |
| 1 | بیشینه مقدار ظرفیت­های ذخیره­شده | 20% |
| 2 | بیشینه مقدار ظرفیت­های ذخیره­شده | 10% |
| 3 | بیشینه افزایش ظرفیت | 15% |
| 4 | بیشینه افزایش ظرفیت | 7% |
| 5 | رشد بار اوج | 4% |
| 6 | رشد بار اوج | 0.5% |
| 7 | NPV برای رسیدن به بیشینه افزایش ظرفیت | $600,000/MW |
| 8 | NPV برای رسیدن به بیشینه افزایش ظرفیت | $200,000/MW |
| 9 | حد قیمت در هر دو مکانیزم | $300,000/MW |
| 10 | حد قیمت در هر دو مکانیزم | $200,000/MW |
| 11 | سال­های مورد نظر برای محاسبه سود تصمیمات سرمایه گذاری مورد انتظار | Y تا y+4 |
| 12 | بیشینه توقف­های ظرفیت | 10% |

در هر مورد جایگزین، بازار ظرفیت هنوز مؤثرتر و کارامدتر از مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک می­باشد، چون میانگین اختلافات هر شاخص مثبت و اکثریت بیشتر سناریوها در بخش 1 می­باشند. برای برخی از موارد جایگزین (1 و 5)، بیشتر سناریوها با توجه به شاخص کارامدی یکسان می­باشند. با این حال، برای این موارد، بازار ظرفیت هنوز بسیار مؤثرتر می­باشد.

در موارد 1، 2، 9 و 10، پارامترهای متغیر نحوه کارکرد بازار ظرفیت و متعاقبا اثرپذیری و راندمان آن را تصحیح نمی­کنند. اختلافات بین این موارد تنها ناشی از عملکرد مختلف مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک می­باشد. این اختلاف­ها عمدتا با داوی بین کفایت هدف و هزینه­ها برای رسیدن به این هدف توصیف می­شوند. برای کاهش کمبودها، ظرفیت­های ذخیره بیشتری موردنیاز می­باشد، که هزینه­های کل تولید را افزایش می­دهد (چون نیروگاه­های ذخیره گران می­باشند). برای موارد جایگزین 9 و 10، حد قیمت ذخیره کمتر به این معناست که نیروگاه­های قدیمی و گران را بیش از این نمی­توان ذخیره کرد. بنابراین، در سال­های اخیر، TSO در تراکم ذخایر استراتژیک کافی موفق نبوده­است و کمبودهای زیادی رخ داده­است (این اثر مخصوصا برای مورد 10 که درآن تقاضای محدود حدودا 6 برابر بزرگتر از مورد مرجع می­باشد، قابل توجه است). در عوض، این امر منجربه هزینه­های تولید کمتر شده­است زیرا ذخایر استراتژیک گران کمتری بکار می­رود. اثر مشابهی در موارد 1 و 2 ظاهر می­شود. وقتی بیشینه مقدار ظرفیت ذخیره­شده 20% می­باشد، اختلاف اثرپذیری کاملا کاهش می­یابد با این حال اختلاف اثرپذیری افزایش می­یابد. اثر معکوس با میزان فروظرفیتی ذخیره­شده ظاهر می­شود. در موارد 3، 4، 7، 8 و 12، گرایش دوره­ای متفاوتی مورد مطالعه قرار گرفت. درواقع، اختلاف پارامترهای متغیر مسیری را که سرمایه گذاران به قابلیت سوددهی مورد انتظار واکنش نشان می­دهند، تغییر می­دهد (برای مثال، در مورد 8 در مقایسه با مورد مرجع برای NPV یکسان، آن­ها مستعد سرمایه گذاری بیشتر می­باشند). در موارد 4، 7 و 12، رفتار جمعی کاهش می­یابد: سرمایه گذاران تمایل به واکنش با شدت کمتر دارند. سپس مراحل فروظرفیتی اجتناب می­شوند و TSO در حفظ ظرفیت کافی موفق می­شود. در موارد 3 و 8، رفتار جمعی بسیار مهم­تری مدل­سازی می­شود. گرایش­های دوره­ای در شکل­های 11 و 12 برجسته شده­اند. همان­طور که قبلا توصیف شد، این مراحل بزرگترر از سرمایه گذاری بیش از حد عملکرد مناسب مکانیزم را پایین می­آورد. علاوه برآن، گرایش­های بسیار دوره­ای منجربه مراحل مهمی از فروظرفیتی می­شود که TSO با ذخیره ظرفیت قادر نیست به طور کامل از آن­ها اجتناب نماید. سرانجام، دیگر پارامترها، که مسیر کارکرد هر دو مکانیزم را تصحیح می­کنند، در موارد 5، 6 و 11 مطالعه شده­اند: عملکرد هر دو بازار تصحیح می­شود اما اختلافات به لحاظ راندمان و اثرپذیری مشابه باقی می­ماند.

برای نتیجه­گیری این بخش، وقتی مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک مسیری را تغییر می­دهد که بازیگران تصمیمات خود را در بازار انرژی می­گیرند، عواقب مشابهی مانند موارد بازار صرفا انرژی رخ می­دهد، از جمله گرایش­های دوره­ای و میانگین بودجه احتیاطی سیستم که کمتر از 15% هدف می­باشد. بنابراین، TSO می­بایست ذخایر استراتژیک بزرگی را قرارداد ببندد که لزوما قدیمی و گران می­باشند. علاوه برآن، این چرخه­ها عملکرد مناسب این مکانیزم را در موارد فراظرفیتی (چون TSO قادر به قرارداد ذخایر کافی برای جبران رشد بار نیست) و در موارد فروظرفیتی بزرگ (چون حدود این مانیزم، حجم یا قیمت، احتمالا قابل دسترس می­باشند) پایین می­آورند. برعکس، برای بازار ظرفیت، یک حجم هدف صریح وجوددارد که همواره قابل دسترس می­باشد. علاوه برآن، این بودجه احتیاطی هدف با بازار ظرفیت به طور بسیار مؤثرتری قابل دسترس می­باشد (یعنی، سرمایه گذاری­ها و هزینه­های عملیات و نگهداری اهمیت کمتری دارند) چون یک داوری در هر سال بین ظرفیت موجود و سرمایه گذاری­های جدید وجوددارد. بنابراین، رفاه اجتماعی وقتی مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک پیاده­سازی می­شود، در مقایسه با بازار ظرفیت کمتر می­باشد. این نتایج به سیاست گذاران هنگام تصمیم­گیری برای اجرای بازار ظرفیت یا مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک کمک می­کند.

جدول 3: نتایج برای موارد پایه و جایگزین



**4. نتیجه­گیری و پیامدهای سیاسی**

اهداف این مقاله مطالعه این امر است که چگونه CRMها، از جمله بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک ، قادر به تصحیح گرایش­های دوره­ای می­باشند و موضوعات سرمایه­گذاری مستعد رخداد در بازارهای صرفا انرژی می­باشند و سپس این دو CRM را با هم مقایسه می­کند. این مقایسه­ها مبتنی بر رفاه اجتماعی است، که با توجه به هزینه­های کل تولید و هزینه­های کمبود ارزیابی می­شوند. مدل­سازی دینامیک سیستم به منظور شبیه­سازی عملکرد هر دو CRM بکار می­رود. براساس نتایج شبیه­سازی، هر دو مکانیزم در کاهش گرایش­های دوره­ای که در بازار صرفا انرژی اتفاق می­افتند، به خصوص مشکلات با سرمایه گذاری کم موفق می­باشند. با این حال، مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک برخلاف بازار ظرفیت قادر به کنترل سرمایه گذاری بیش از حد نمی­باشد. هنگام مقایسه این دو مکانیزم، بازار ظرفیت کمبودهای کمتری را تجربه می­کند و هزینه­های تولید کلی کمتری (سرمایه گذاری­ها و هزینه­های عملیات و نگهداری) را نیز در مقایسه با مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک ارائه می­کند؛ یعنی، رفاه اجتماعی در بازار ظرفیت در مقایسه با مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک بیشتر و بالاتر می­باشد.

این نتایج اهمیت ارزیابی جنبه دینامیک مکانیزم­های ظرفیت را برجسته می­کند. به دلیل چندین عامل خاص، دستیابی به یک حالت تعادل در سیستم­های برق با درنظر گرفتن موضوع سرمایه گذاری چندان مشخص نیست و برخی از گرایش­های دوره­ای در بازار صرفا انرژی ظاهر می­شود. به همین دلیل است که مکانیزم­های ظرفیت باید ارزیابی شوند. نه تنها از دیدگاه استاتیک، بلکه از جنبه دینامیک نیز باید مقایسه شوند. علاوه برآن، از این نتایج و براساس فرضیات ما و داده­ها، از نظر اقتصادی بازار ظرفیت به نظر بسیار سودمندتر از مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک می­باشد، زیرا در هزینه­های کم کمبودها را کاهش می­دهد. این نتایج پیامدهای مستقیمی برای سیاست گذاران هنگام تصمیم­گیری درباره این­که کدام مکانیزم را می­بایست پیاده­سازی کنند، دارد. با توجه به مطالعه موردی در این مقاله، پیاده­سازی بازار ظرفیت منجربه رفاه اجتماعی بسیار زیاد می­شود. برعکس، کمیسیون اروپایی پیاده­سازی مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک را پیشنهاد می­دهد چرا که دارای اختلال­زایی کمتر برای بازار انرژی دارد و پیاده­سازی ساده­تری را نیز دارا می­باشد. این دو معیار را می­توان در نسخه آینده مدل­سازی به منظور وزن­دهی آن­ها دربرابر نتایج کنونی کنترل کرد.

**پیوست A**

نشانه گذاری (نوتاسیون)

**شاخص­ها و مجموعه­ها**

$y\in N$ : مجموعه سال­های موردنظر در مدل (N=30 سال)

**پارامترها**

$τ$ : میانگین رشد بار اوج

$α\_{i}$ و $β\_{i}$ : وزن­های موردنظر برای محاسبه قابلیت سوددهی مورد انتظار

$OMC(K)$ : هزینه­های عملیات و نگهداری سالیانه برای نیروگاه که K سال قبل ساخته شده­است ($/MW).

WACC : میانگین هزینه وزنی سرمایه

LT : زمان پیشروی فناوری اوج، که چند سال قبل بازار ظرفیت و مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک سازماندهی شده­اند، را نشان می­دهد.

IC : هزینه­های سرمایه گذاری ($/MW)

$S\_{Max}$ : بیشینه ظرفیت توقف هر سال (% ظرفیت نصب­شده)

$I\_{Max}$ : بیشینه ظرفیت اضافه شده در سال (% ظرفیت نصب شده)

m : هدف بودجه احتیاطی سیستم (% بار اوج)

SM : بودجه احتیاطی کمبود (% بار اوج)

$σ\_{g}$ : انحراف استاندارد پارامتر رشد اقتصادی

$σ\_{w}$ : انحراف استاندارد پارامتر شرایط آب وهوا

**متغیرها**

برای تمامی طراحی­های بازار

$L\_{WN}(y)$ : بار اوج هنجارشده آب وهوا درطی سال y (MW)

$L\_{A}(y)$ : بار اوج واقعی درطی سال y (MW)

$L\_{F}(y,z)$ : پیش­بینی بار اوج درطی سال y که در سال z محاسبه شده­است (MW)

$K(y)$ : ظرفیت نصب­شده کل درطی سال y (MW)

$K\_{M}(y)$ : ظرفیت نصب­شده کل به جز ظرفیت ذخیره­شده درطی سال y (MW)

$K(y,v)$ : ظرفیت نصب­شده که عملیاتی می­شود درطی سال v و درطی سال y در دسترس می­باشد (MW)

$ER(y)$ : بازده­های واقعی حاصل از بازار انرژی درطی سال y ($/MW)

$ER\_{F}(y,z)$ : بازده­های مود انتظار حاصل از بازار انرژی درطی سال y که در سال z محاسبه شده­است ($/MW)

$EP\_{E}(y)$ : قابلیت سوددهی مورد انتظار حاصل از بازار انرژی که در سال y محاسبه شده­است ($/MW)

NPV(y) : ارزش خالص حاضر که در طی سال y محاسبه شده­است ($/MW)

S(y) : تصمیمات توقف گرفته­شده در طی سال y (MW)

I(Y) : تصمیمات سرمایه­گذاری گرفته­شده در طی سال y (MW)

برای بازار ظرفیت صرف

CP(y) : قیمت ظرفیت درطی سال y ($/MW)

$EP\_{C}(y)$ : قابلیت سود مورد انتظار از بازار ظرفیت که در سال y محاسبه می­شود ($/MW)

$NPV\_{corrected}(y)$ : ارزش خالص حاضر تصحیح­شده به منظور محاسبه قیمت پیشنهادی برای سرمایه گذاری­های جدید درطی سال y ($/MW)

$P\_{existing}^{capacity}(y,v)$ : قیمت پیشنهادی در بازار ظرفیت درطی سال y برای ظرفیتی که درطی سال y عملیاتی می­شود ($/MW)

$Q\_{existing}^{capacity}(y,v)$ : تعداد پیشنهادی در بازار ظرفیت درطی سال y، برای ظرفیتی که در طی سال y عملیاتی می­شود (MW)

$P\_{existing}^{capacity}(y,v)$ : قیمت پیشنهادی برای بازار ظرفیت درطی سال y برای ظرفیت جدید ($/MW)

$Q\_{existing}^{capacity}(y,v)$ : تعداد پیشنهادی برای بازار ظرفیت درطی سال y برای ظرفیت جدید ($/MW)

$P\_{new}^{capacity}(y,v)$ : تعداد پذیرفته شده در بازار ظرفیت درطی سال y، برای ظرفیتی که در طی سال v عملیاتی می­شود (MW)

$Q\_{new}^{capacity}(y,v)$ : تعداد پذیرفته شده در بازار ظرفیت درطی سال y برای ظرفیت جدید (MW)

$P\_{cleared existing}^{capacity}(y,v)$ : قیمت بازار در بازار ظرفیت درطی سال y ($/MW)

$Q\_{cleared new}^{capacity}(y,v)$ : ظرفیت موردنیاز که با TSO درطی سال y تعریف می­شود (MW)

$P\_{cleared}^{capacity}(y)$ : قیمت بازار در بازار ظرفیت درطی سال y ($/MW)

$K\_{needed}^{capacity}(y)$ : ظرفیت مورد نیاز که با TSO درطی سال y تعریف می­شود (MW)

برای مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک

$P\_{reserved}^{reserve} (y,v)$ : قیمت پیشنهادی برای مزایده ذخایر درطی سال y، برای ظرفیتی که قبلا رزرو شده­است و درطی سال y عملیاتی می­شود ($/MW).

$Q\_{reserved}^{reserve} (y,v)$ : تعداد پیشنهادی برای مزایده ذخایر درطی سال y، برای ظرفیتی که قبلا رزرو شده­است و درطی سال y عملیاتی می­شود (MW).

$P\_{left}^{reserve} (y,v)$ : قیمت پیشنهادی در مزایده ذخایر درطی سال y برای ظرفیتی که به تازگی بازار انرژی را رها کرده­است و درطی سال y عملیاتی می­شود ($/MW)

$Q\_{left}^{reserve} (y,v)$ : تعداد پیشنهادی در مزایده ذخایر درطی سال y برای ظرفیتی که به تازگی بازار انرژی را رها کرده­است و درطی سال v عملیاتی می­شود ($/MW)

$Q\_{cleared reserved}^{reserve} (y,v)$ : تعداد پذیرفته­شده در مزایده ذخایر درطی سال y، برای ظرفیتی که قبلا رزرو شده­است و درطی سال v عملیاتی می­شود (MW)

$Q\_{cleared left}^{reserve} (y,v)$ : تعداد پذیرفته شده در مزایده ذخایر درطی سال y، برای ظرفیتی که به تازگی بازار انرژی را رها کرده­است و درطی سال v عملیاتی می­شود (MW)

$K\_{needed}^{reserve} (y)$ : الزامات ذخایر تعریف­شده توسط TSO درطی سال y (MW)

$K\_{reserved}(y,v)$ : ظرفیت ذخیره­شده درطی سال y که در طی سال v عملیاتی می­شود (MW)

R(y) : ظرفیت ذخیره کل درطی سال y (MW)

**معادلات**

معادلات زیر نحوه کارکرد (یعنی تصمیات بازیگران نسبت به سرمایه گذاری­های موردنیاز و توقف­ها) بازارهای مختلف در سال y را توصیف می­کنند.

بار (برای هر سه بازار یکسان می­باشد)



فرض می­شود g (resp.w) از تابع توزیع نرمال زیر پیروی می­کند:



**بازار صرفا انرژی**

بازده­های حاصل از بازار انرژی



قابلیت سوددهی آینده مورد انتظار





NPV



تصمیمات سرمایه گذاری



تصمیمات توقف (شکل A1 را ببینید)

ظرفیت آینده



**بازار ظرفیت**

بازده­ها و قابلیت سوددهی مورد انتظار حاصل از بازار انرژی مشابه با موارد محاسبه شده برای بازار صرفا انرژی محاسبه می­شود (معادلات 3 - 7)

قابلیت سوددهی آینده حاصل از بازار ظرفیت



درخواست­ها برای ظرفیت موجود



درخواست­ها برای سرمایه گذاری­های جدید



مزایده­ها



منحنی پیشنهاد با توجه به قیمت­ها و تعداد محاسبه شده قبلی ایجاد می­شود. منحنی تقاضا با $K\_{needed}^{capacity}$ و حد قیمت در بازار ظرفیت تعریف می­شود (تقاضای غیر الاستیک). سپس، مزایده حل می­شود و پاسخ­های مختلف $Q\_{cleared existing}^{capacity}$، $Q\_{cleared new}^{capacity}$ و $P\_{cleared}^{capacity}$ محاسبه می­شوند.



ظرفیت آینده



**مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک**

بازده­های حاصل از بازار انرژی



قابلیت سوددهی آینده مورد انتظار



وقتی ER و $ER\_{F}$ محاسبه می­شوند، سرمایه گذاری و تصمیمات توقف همانند بازار صرفا انرژی انجام می­شوند (سوالات 6 تا 10 + شکل A1).

ظرفیت بازار آینده



درخواست­ها برای ظرفیت قبلی در مکانیزم ذخیره­سازی استراتژیک



درخواست­ها برای نیروگاهی که در بازار انرژی است و تصمیم به توقف دارد



مزایده­ها



منحنی پیشنهاد با توجه به قیمت­ها و تعداد محاسبه­شده قبلی ایجاد می­شود. منحنی تقاضا نیز با $K\_{needed}^{reserve}$ و حد قیمت در مکانیزم ذخیره­سازی (تقاضای غیر الاستیک) تعریف می­شود. سپس، مزایده حل می­شود و جواب­های مختلف $Q\_{cleared left}^{reserve}$، $Q\_{cleared reserved}^{reserve}$ و $P\_{cleared}^{reserve}$ محاسبه می­شوند.



ظرفیت کل آینده



وقتی تمام تصمیمات توقف و سرمایه گذاری انجام شد، شبیه­سازی مجددا برای سال y+1 انجام می­شود.

شاخص­ها

در انتهای سال 30، شاخص­های زیر محاسبه می­شوند:

اثرپذیری



بهره­وری (راندمان)



**References**

 Arango, S., Larsen, E., 2011. Cycles in deregulated electricity markets: empirical evidence from two decades. Energy Policy 39 (5), 2457–2466.

Assili, M., Javidi, D.H.M., Ghazi, R., 2008. An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment. Energy Policy 36 (10), 3703–3713.

 Batlle, C., Rodilla, P., 2010. A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply. Energy Policy 38 (11), 7169–7179.

 Bidwell, M., Henney, A., 2004. Will the new electricity trading arrangements ensure generation adequacy? Electr. J. 17 (7), 15–38.

Cepeda, M., Finon, D., 2011. Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets. Energy Policy 39 (6), 3128–3143.

Cramton, P., Stoft, S., 2008. Forward reliability markets: less risk, less market power, more efficiency. Util. Policy 16 (3), 194–201.

CREG-Commission de régulation de l’électricité et du gaz, 2012. Study (F) 121011- CDC-1182 on capacity remuneration mechanisms.

CREG-Commission de régulation de l’électricité et du gaz, 2015. Etude(F) 150604- CDC-1422 sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique.

De Vries, L., 2004. Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets. The Myths of the Invisible Hand and the Copper Plate (Ph.D. thesis). Delft University of Technology, The Netherlands.

 De Vries, L., Heijnen, P., 2008. The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: the effectiveness of capacity mechanisms. Util. Policy 16 (3), 215–227.

Dixit, A., Pindyck, R., 1994. Investment Under Uncertainty. Princeton University Press, Princeton.

Dyner, I., Larsen, E., 2001. From planning to strategy in the electricity industry. Energy Policy 29 (13), 1145–1154.

European Commission, 2013. Commission staff working document. Generation Adequacy in the Internal Electricity Market – Guidance on Public Interventions. Finon, D., Pignon, V., 2006. Electricité et sécurité de fourniture de long terme. La Recherche D'instruments Règlementaires Respectueux du Marché Electrique. Revue ISMEA Economie et Société, série Energie, no. 10.

Finon, D., Meunier, G., Pignon, V., 2008. The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms. Util. Policy 16 (3), 202–214.

Ford, A., 1999. Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States. Energy Policy 27 (11), 637–658.

Ford, A., 2001. Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in California. Energy Policy 29 (11), 847–869.

Ford, A., 2002. Boom and bust in power plant construction: lessons from the California electricity crisis. J. Ind. Compé t. Trade 2 (1), 59–74.

Forrester, J.W., 1961. Industrial Dynamics. MIT press.

 Gary, S., Larsen, E., 2000. Improving firm performance in out-of-equilibrium, deregulated markets using feedback simulation models. Energy Policy 28 (12), 845–855.

 Green, R., 2006. Investment and generation capacity. In: Lévêque, F. (Ed.), Competitive Electricity Markets and Sustainability 2; 2006, pp. 21–53.

Hani, Th., Bialek, J., Cherkaoui, R., 2006. Modeling generation capacity margin as a dynamic control problem, IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, Canada.

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

 Hasani, M., Hosseini, S.H., 2013. Dynamic analysis of various investment incentives and regional capacity assignment in Iranian electricity market. Energy Policy 56, 271–284.

Hobbs, B., 2005. Affidavit of Benjamin F. Hobbs on behalf of PJM Interconnection, L. L.C. submitted to the Federal Energy Regulatory Commission.

Hobbs, B., Hu, M.-C., Iñón, J., Stoft, S., Bhavaraju, M., 2007. A dynamic analysis of a demand curve-based capacity market proposal: the PJM reliability pricing model. IEEE Trans. Power Syst. 22 (1), 3–14.

 Hobbs, B., Iñón, J., Kahal, M., 2001. A review of issues concerning electric power capacity markets. Project report submitted to the Maryland Power Plant Research Program. Maryland Department of Natural Resources. Baltimore, The Johns Hopkins University.

Joskow, P.L., 2007. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. In: Dieter Helm (Ed.), The New Energy Paradigm. Oxford University Press, Oxford.

Kadoya, T., Sasaki, T., Ihara, S., Larose, E., Sanford, M., Graham, A.K., Stephens, C.A., Eubanks, C.K., 2005. Utilizing system dynamics modeling to examine impact of deregulation on generation capacity growth. Proc. IEEE 93 (11), 2060–2069.

McGraw Hill Financial, 2015. Power in Europe, issue 698.

 Olsina, F., Garcés, F., Haubrich, H.-J., 2006. Modeling long-term dynamics of electricity markets. Energy Policy 34 (12), 1411–1433.

 Olsina, F., Pringles, R., Larisson, C., Garcés, F., 2014. Reliability payments to generation capacity in electricity markets. Energy Policy 73, 211–224.

Oren, S., 2000. Capacity payments and supply adequacy in competitive electricity markets. In: Proceedings of the VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE). Curitiba, Brazil.

Park, J., Ahn, N.-S., Yoon, Y.-B., Koh, K.-H., Bunn, D.W., 2007. Investment incentives in the Korean electricity market. Energy Policy 35 (11), 5819–5828.

Stoft, S., 2002. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. IEEE Press, Piscataway, NJ.

Syed Jalal, T., Bodger, P., 2010. The development of a system dynamics model to evaluate electricity generation expansion in New Zealand. In: Proceedings of Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2010), Paper 68.

Teufel, F., Miller, M., Genoese, M., Fichtner, W., 2013. Review of System Dynamics for electricity market simulations. KIT Scientific Publishing, Deutschland.

 Vazquez, C., Rivier, M., Pérez-Arriaga, I.J., 2002. A market approach to long-term security of supply. IEEE Trans. Power Syst. 17 (2), 349–357.

Wilson, J., 2010. Forward capacity market CONEfusion. Electr. J. 23 (9), 25–40.