فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال دوازدهم / شماره‌ی ۵۰/ پاییز ۱۳۹۵/ صفحات ۱۹۳-۱۵۷

بررسی اثرات افزایش قیمت سوخت و نرخ ارز در بازار عمده فروشی برق ایران

علی اصغر اسماعیل نیا

استادیار، دانشکده اقتصاد، دانشگاه آزاد تهران مرکز، aeketabi@gmail.com

آزاده شاه گلدی[1]

کارشناسی ارشد توسعه اقتصادی و برنامه‌ریزی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه آزاد تهران مرکز،
azade.shahgaldi@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۴/۱۰/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۰۴/۱۴

چکیده

امروزه دغدغه بسیاری از کشورهای جهان، بهینه‌سازی صنعت برق، افزایش کارایی و پیش‌بینی ظرفیت‌های لازم برای پاسخگویی به تقاضای روز افزون برق می‌باشد. در این تحقیق، ضمن شبیه‌سازی بازار برق ایران، اثر تغییر در نرخ سوخت و نرخ ارز بر قیمت برق در بازار عمده فروشی بررسی شده و سپس با به‌کارگیری مدل‌های مالی (شامل هزینه‌ها و درآمدهای نیروگاه‌ها)، بازدهی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های مختلف مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد در حال حاضر نرخ بازدهی داخلی واقعی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های گازی، بیش‌تر از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری است. با افزایش قیمت سوخت نیروگاهی، نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری و در نتیجه انگیزه احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری نسبت به گازی افزایش می‌یابد. هم چنین، با افزایش نرخ ارز ترتیب موجود در انگیزه‌های سرمایه‌گذاری حفظ شده و با کاهش نرخ ارز، انگیزه‌های سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری نسبت به نیروگاه‌های گازی افزایش می‌یابد.

طبقه‌بندی JEL : Q5, Q41, L94

کلید واژه‌ها: شبیه‌سازی، بازار عمده فروشی برق، نرخ پایه آمادگی، نرخ سقف قیمت انرژی، نرخ ارز، قیمت سوخت، نرخ بازدهی داخلی

۱- نویسنده مسئول

۱- مقدمه

از اوایل دهه ۱۹۸۰، تغییر نگرشی جدی در زمینه تجدید ساختار و تغییر دیدگاه به تنظیم مقررات در صنعت برق ایجاد شده است. در پی تغییرات ساختاری صورت گرفته در برخی از کشورها از اوایل دهه ۱۳۸۰ تحولات ساختاری معنی‌داری در صنعت برق ایران نیز به وقوع پیوست. مجزاسازی عمودی و افقی در صنعت یکپارچه برق کشور و تفکیک بخش‌های تولید، انتقال و توزیع، تشکیل بازار عمده فروشی برای ایجاد رقابت در بخش تولید و مشارکت بخش خصوصی برای احداث نیروگاه در قالب قراردادهای BOO[1] و BOT[2] از اهم این تحولات به شمار می‌روند. با توجه به خصوصیت کالای برق (عدم ذخیره پذیری)، تعادل لحظه به لحظه عرضه و تقاضای آن، شرط اساسی پایداری سیستم‌های قدرت به شمار می‌رود. لذا تشکیل بازار متمرکز برق برای مبادله پذیر کردن این کالا بر اساس مکانیزم‌های رقابتی ضروری می‌باشد. از طرفی بررسی شرایط تولید و انگیزه‌های سرمایه‌گذاری در این صنعت نیز امری مهم جهت توسعه و پایداری سیستم‌های قدرت است بنابراین برای ارزیابی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌ها، علاوه بر بررسی هزینه‌های مختلف نیروگاه، باید شرایط بازار برق ایران را نیز به‌عنوان تعیین کننده درآمدهای نیروگاه مورد توجه قرار داد. هزینه‌های تولید برق مانند هزینه‌های تولید هر کالا یا خدمت دیگر تحت تأثیر هزینه‌های ثابت و متغیر آن می‌باشد. در شرایط حاضر که به نظر می‌رسد یک اجماع کلی در خصوص هدفمند سازی یارانه‌ها و نزدیک کردن قیمت حامل‌های انرژی به قیمت‌های جهانی (هزینه‌های سوخت نیروگاهی در ایران در حال حاضر در سطوحی بسیار پایین‌تر از قیمت جهانی قرار دارند) وجود دارد و انتظار می‌رود که هزینه‌های متغیر تولید برق در ایران با افزایش قابل توجهی روبه رو شود. از سوی دیگر، عدم اطمینان در خصوص نرخ ارز به عنوان یکی از مهم‌ترین عوامل تعیین کننده هزینه‌های ثابت احداث نیروگاه (قیمت‌های جهانی احداث نیروگاه تا حدود زیادی ثابت بوده و نوسان در هزینه‌های احداث عمدتا برخواسته از تغییر نرخ ارز در کشور می‌باشد)، وجود دارد. به عبارت بهتر، به نظر می‌رسد در آینده نزدیک هزینه‌های ثابت و متغیر تولید برق، هر دو در کشور با تغییرات قابل توجهی رو به رو شوند،

1- Build, Own, Operate
2- Build, Own, Transfer

به‌نحوی‌که هم میزان هزینه‌ها افزایش یافته و هم تناسب میان هزینه‌ها با تغییرات زیادی همراه گردد. این تغییرات اساسی در ساختار هزینه‌ها علاوه بر اینکه می‌تواند سبب تغییر در قیمت برق در بازار عمده فروشی می‌تواند، باعث تغییر در انگیزه‌های سرمایه‌گذاری در صنعت برق نیز می‌شود. بنابراین می‌توان گفت که در شرایط کنونی بازار برق ایران، عدم اطمینان قابل توجهی در خصوص هزینه‌ها و درآمدهای انواع نیروگاه‌های موجود در بازار و نیز انگیزه‌ها و سودآوری سرمایه‌گذاری‌های جدید در این حوزه وجود دارد. با توجه به این مسئله، انجام مطالعه‌ای جامع که نشان دهنده نحوه تأثیرپذیری قیمت برق و نیز میزان بازدهی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های جدید از تغییرات صورت گرفته در هزینه‌های تولید باشد، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

در ادامه این مقاله ابتدا به مرور سایر مطالعات انجام شده در این زمینه پرداخته می‌شود، پس از آن اصول کلی حاکم بر بازارهای برق بررسی می‌شود. سپس روش انجام تحقیق و داده‌های مورد استفاده بررسی شده و نحوه مدل‌سازی تحقیق ارائه می‌شود. این مدل‌سازی به دو قسمت «شبیه‌سازی بازار برق ایران» و «ارزیابی سرمایه‌گذاری» تفکیک می‌شود. در قسمت اول، بازار برق ایران شبیه‌سازی می‌شود تا بتوان اثر تغییر در قیمت سوخت و نرخ ارز را بر قیمت برق محاسبه نمود. در قسمت دوم با در اختیار داشتن خروجی‌های بازار برق ایران (قیمت برق)، درآمدها و هزینه‌های نیروگاه محاسبه می‌شود. سپس بر اساس درآمدها و هزینه‌های نیروگاه، مدل مالی احداث نیروگاه تهیه و بر مبنای آن میزان سود آوری پروژه احداث نیروگاه مورد بررسی قرار می‌گیرد. درنهایت نتایج مدل و نتیجه‌گیری ارائه می‌شود.

۲- مروری بر مطالعات انجام شده

این مطالعه به دنبال شبیه‌سازی بازار برق ایران به منظور بررسی اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی و نیز افزایش نرخ ارز بر قیمت برق و بازدهی سرمایه‌گذاری تفکیک تکنولوژی‌های مختلف نیروگاهی می‌باشد. در این راستا تمرکز این مطالعه بر ارائه یک مدل شبیه‌سازی برای بازار برق ایران است که ضمن در بر داشتن جزئیات، از دقت کافی نیز برخوردار باشد. به طور کلی با توجه به یارانه‌ای نبودن قیمت‌های انرژی و ثبات

نسبی نرخ ارز در کشورهای توسعه یافته، بررسی اثر اصلاح قیمت سوخت و تغییرات نرخ ارز در بازار برق این کشورها، مورد توجه محققان خارجی نبوده است. با این وجود، مطالعات خارجی متعددی در خصوص شبیه‌سازی بازار برق، با اهداف دیگری انجام شده که در ادامه به برخی از آنها اشاره می‌شود. در مطالعات داخلی با وجود نوسانات زیاد نرخ ارز و کاهش مداوم ارزش پول ملی و نیز با توجه به اینکه ایران به طور کلی وارد کننده تجهیزات نیروگاهی است (و به همین دلیل هزینه‌های احداث نیروگاه به شدت تحت تأثیر نرخ ارز قرار می‌گیرد)، مطالعه‌ای در خصوص اثر تغییرات نرخ ارز بر صنعت و بازار برق ایران به انجام نرسیده و از این جهت مطالعه حاضر اولین مورد در این زمینه می‌باشد. در خصوص اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران، دو مطالعه داخلی قابل اتکا توسط منظور و رضایی به انجام رسیده که تا حدود زیادی در راستای بخشی از اهداف این مقاله قرار می‌گیرند، اما، این مطالعات رویکرد کلی‌تری به مسأله داشته و جزییات بازار برق مانند نحوه تسویه بازار توسط بهره‌بردار مستقل سیستم و تعیین قیمت در این بازار را مد نظر قرار نداده‌اند، در حالی که در مطالعه حاضر سعی شده با رویکرد جز به کل، جزئیات بیش‌تری از بازار برق ایران مورد توجه قرار گیرد تا بتوان با دقت بیش‌تری تغییرات قیمت بازار را در نتیجه تغییر قیمت سوخت نیروگاهی و نرخ ارز، تخمین زد. دیگر نوآوری این مطالعه در مقایسه با سایر مطالعات (داخلی و خارجی)، وارد کردن نهاد تنظیم مقررات در شبیه‌سازی بازار برق است. به عبارت دیگر در این مطالعه برای اولین بار چگونگی تعیین سقف بازار و نرخ پایه آمادگی توسط نهاد تنظیم مقررات مورد توجه قرار گرفته است. اهمیت این موضوع در این است که نرخ‌های مزبور به شدت درآمدهای نیروگاه‌ها را تحت تأثیر قرار داده و از سوی دیگر خود، تحت تأثیر قیمت سوخت نیروگاهی و نرخ ارز قرار می‌گیرند.

منظور و رضایی (۱۳۹۲) با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی به بررسی تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر روند آتی قیمت برق در بازار تجدید ساختار یافته در پایان دورهٔ شبیه‌سازی پرداخته‌اند. مدل آنها با استفاده از نرم افزار پاورسیم، برای سال‌های ۹۸-۱۳۸۹ تحت سناریوهایی که شامل اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، افزایش نرخ رشد اقتصادی و اعمال مالیات بر ارزش افزوده می‌شوند، شبیه‌سازی شده است. در تحلیل اولیه نرخ رشد اقتصادی، برابر با متوسط نرخ رشد ده سال گذشته یعنی ۵/۴

درصد فرض شده است. سپس اثر افزایش نرخ رشد اقتصادی به میزان ۸ درصد بر بازار برق بررسی شده و نتایج حاصل از اجرای مدل در این حالت نشان می‌دهد که متوسط رشد سالیانه قیمت، ۱۱/۷ درصد بیش از رشد قیمت در صورت عدم اجرای قانون هدفمندی یارانه‌هاست. در صورت عدم اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها و با فرض رشد متوسط حدود ۵ درصد قیمت برق در هر سال، پیش بینی می‌شود قیمت برق تا پایان دوره به ۴۰۹ ریال بر هر کیلووات ساعت برسد.

منظور و رضایی (۱۳۹۱) به بررسی اثر افزایش قیمت حامل‌های انرژی بر میزان ظرفیت سازی و تولید برق در کشور با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی می‌پردازند و نحوه تصمیم سازی سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری در ایجاد ظرفیت‌های نیروگاهی و هم چنین روند ظرفیت سازی نیروگاهی و تولید کل شبکه برق در یک بازه زمانی ۱۰ ساله (۹۸-۱۳۸۸)، بر اساس مدل پیشنهادی شبیه‌سازی می‌شود و روند تغییرات میزان تولید و ظرفیت‌های تولید برق به تفکیک انواع فناوری‌های تولید شامل توربین گازی، سیکل ترکیبی، بخاری، برقابی و بادی پیش‌بینی می‌شود. در نتیجه می‌توان گفت که در صورت اصلاح قیمت حامل‌های انرژی در پایان سال ۱۳۹۸ ظرفیت نصب شده به ۱۷۹ گیگاوات خواهد رسید. این میزان بسیار بالاتر از ظرفیت مورد انتظار در زمان مورد نظر می‌باشد زیرا ۱۳۹۴ ظرفیت نامی تولید برق در ایران در پایان سال ۱۳۹۲ معادل ۷۰۲۸۰ مگاوات بوده است. به نظر می‌رسد این نتیجه به دلیل عدم توجه کافی به سمت تقاضا در مدل مورد نظر بوده و انتظار بر آن بوده است که با افزایش قیمت حامل‌های انرژی، تقاضای برق، هم چنان براساس نرخ‌های رشد قبلی افزایش یابد.

اولسینا و همکاران (۲۰۰۶) مدلی مبتنی بر سیستم‌های پویا برای شبیه‌سازی بازار برق پیشنهاد داده‌اند. برخلاف مدل‌های کلاسیک شبیه‌سازی بازار که بر این فرض استوارند که بازار، نتایج یک برنامه‌ریزی متمرکز را بازتولید می‌کند، مدل پیشنهادی آنها ضمن در نظر داشتن ساختار بازار، بر منطق ارتباط میان اجزای سیستم تأکید می‌کند. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که ممکن است موانع زیادی در برابر انجام سرمایه‌گذاری‌های جدید برای ایجاد ظرفیت‌های ذخیره کافی در بازار برق وجود داشته باشد. این امر مانع از شکل‌گیری قیمت‌های پایدار در بلند مدت می‌شود. به عبارت بهتر نتایج تحقیق آنها بیان می‌کند که به دلیل وجود حلقه‌های بازخوردی در بازارهای برق

به همراه برخی وقفه‌های زمانی، بازارهای برق می‌توانند در بلندمدت، رفتارهایی کاملا بی‌ثبات از خود نشان دهند.

باترود و همکاران (۲۰۰۷) در مطالعه خود یک مدل عامل بنیان برای توسعه تولید در صنعت برق در چارچوب یک محیط تجدید ساختار شده برق ارائه نمودند که تصمیم‌های سرمایه‌گذاری شرکت‌های تولیدکننده برق را با در نظر گرفتن کنش و واکنش‌های میان تولید کنندگان مختلف بررسی می‌نماید. این مدل دو مرحله دارد. در مرحله اول هر شرکت تولید کننده سود آوری انتظاری خود را تخمین می‌زند و در خصوص سرمایه‌گذاری جدید تصمیم‌گیری می‌کند. در مرحله دوم پس از سرمایه‌گذاری شرکت‌های تولید کننده برای احداث نیروگاه، تسویه بازار عملا اتفاق می‌افتد. آنها در نهایت مدل خود را برای سیستم قدرت در کره جنوبی کالیبره کرده و اثرات اعمال سقف قیمت در بازار برق را بر قیمت بازار و توسعه سرمایه‌گذاری شرکت‌های فعال در بازار و نیز شرکت‌های وارد شونده به بازار بررسی نمودند.

الن فولی و همکاران (۲۰۱۴) در مقاله‌ای تحت عنوان "افزایش قیمت‌های عمده فروشی برق بر اثر افزایش قیمت گاز طبیعی"، با استفاده از تحلیل‌های آماری به این نتیجه رسیدند که رابطه مستقیمی بین تغییر در قیمت سوخت و تغییر در قیمت عمده فروشی برق وجود دارد و در یک بازه زمانی ۱۰ ساله افزایش قیمت سوخت (گاز طبیعی) است سبب افزایش قیمت عمده فروشی برق خواهد شد. این در حالی است که متوسط قیمت گاز طبیعی در سال ۲۰۰۳ معادل ۵/۹۶ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو بوده و طی این دورهٔ ۱۰ ساله نوسانات متعددی داشته، به‌نحوی‌که در سال ۲۰۰۸ به بالاترین میزان خود یعنی ۱۰ دلار رسید و متناسب با آن قیمت عمده فروشی برق نیز در آن سال به بیش‌ترین مقدار خود یعنی ۸۰/۵۶ دلار به ازای هر مگاوات ساعت رسیده است. در سال بعد با کاهش قیمت گاز به ۴/۷۹ دلار شاهد کاهش قیمت برق تا ۴۲ دلار بوده‌ایم.

۳- اصول کلی بازار برق

طی دهه ۱۹۸۰ بسیاری از کشورهای توسعه یافته، تغییرات ساختاری عمده‌ای در صنایع زیر ساختی خود از جمله صنعت برق تجربه کردند. این تغییرات ساختاری به

معنی حرکت از انحصار به سمت توسعه رقابت در بخش‌هایی از صنعت برق مانند عمده فروشی و خرده فروشی است که امکان شکل‌گیری رقابت و منتفع شدن مصرف‌کنندگان از منافع ناشی از آن در آنها وجود دارد (فرانکو و همکاران ۲۰۱۵، سانتوز و همکاران ۲۰۱۵). در این راستا، صنعت برق ایران نیز در دهه گذشته با تغییرات مهمی مانند مجزا سازی عمودی و افقی، ورود سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و تشکیل بازار عمده فروشی برق در سال ۱۳۸۳ ایران همراه بود.

تجدید ساختار صنعت برق عمدتا با تشکیل یک نهاد تنظیم مقررات مستقل از دولت و صنعت و هم چنین یک بازار برق عمده فروشی که توسط بهره‌بردار مستقل سیستم[1] اجرا می‌شود (در ایران، شرکت مدیریت شبکه برق)، همراه است. به‌طور کلی بازار برق چارچوبی است برای خرید و فروش انرژی بین مصرف‌کنندگان مستقل و تولیدکنندگان برق به نحوی که تعادل عرضه و تقاضای برق در هر لحظه از زمان برقرار باشد (استافت ۲۰۰۲). در این بازار خریداران و فروشندگان پیشنهادات قیمت و حجم مورد نظر خود را برای خرید و فروش برق در هر ساعت از شبانه روز ارائه می‌دهند. این پیشنهادات براساس سازوکار تعیین شده توسط نهاد تنظیم مقررات، تسویه می‌شود. محققان این حوزه، سازوکارهای مختلفی جهت تسویه قیمت در بازارهای برق جهان پیشنهاد داده‌اند. با این وجود سازوکارهای قیمت تسویه کننده بازار[2] و پرداخت بر اساس پیشنهاد[3] متداول‌ترین مکانیزم‌های حراج در بازارهای برق به شمار می‌روند (استرمیکین و همکاران ۲۰۱۴).

در مکانیزم قیمت تسویه کننده بازار، هر یک از عرضه‌کنندگان و تقاضاکنندگان پیشنهادات قیمت-مقدار خود را برای هر یک از ساعات شبانه روز به بهره بردار مستقل سیستم اعلام می‌کنند. بهره بردار مستقل سیستم با توجه به پیشنهادات ارائه شده منحنی عرضه و تقاضای صنعت را استخراج و بر اساس آن قیمت و مقدار تعادلی بازار را محاسبه می‌کند. در این روش بالاترین قیمت پیشنهادی پذیرفته شده، به‌عنوان قیمت بازار تعیین و تولیدکنندگانی که قیمتی پایین‌تر از قیمت تعادلی بازار را پیشنهاد دهند

1- Independent system operator
2- System marginal price
3- Pay as bid

در بازار پذیرفته و فارغ از قیمت پیشنهادی خود، دریافت کننده قیمت بازار به ازای هر واحد از تولید خود خواهند بود. می‌توان ثابت کرد در شرایطی که فروض رقابت کامل برقرار باشد، تحت سیستم قیمت تسویه‌کننده بازار، منحنی پیشنهاد هر یک از عرضه‌کنندگان معادل منحنی هزینه نهایی آنان خواهد بود. (هررو و همکاران ۲۰۱۵)

در مکانیزم پرداخت بر مبنای پیشنهاد نیز روش پیشنهاددهی قیمت- مقدار و نحوه محاسبه منحنی عرضه و تقاضا و نقاط تعادلی قیمت و مقدار همانند مکانیزم قیمت تسویه کننده بازار اجرا می‌شود. با این تفاوت که در این روش بر خلاف روش پیشین هر یک از تولیدکنندگانی که پیشنهاد آنان پذیرفته شده، به جای دریافت قیمت تسویه‌کننده بازار، قیمتی که خود پیشنهاد داده‌اند را دریافت خواهند کرد. طرفداران سیستم پرداخت بر مبنای پیشنهاد اعتقاد دارند که اولاً، تحت این شرایط، رفتارهای انحصار طلبانه تولیدکنندگان تا حدود زیادی کنترل شده و ریسک مربوط به ارائه قیمت‌های بالا برای آنان بسیار زیاد خواهد بود. علاوه بر آن، برقراری این سیستم موجب کاهش قیمت‌های عمده فروشی شده و امکان انتقال مازاد رفاه از تولیدکنندگان به مصرف کنندگان را فراهم می‌کند. با این حال در شرایط رقابتی و عدم وجود قدرت بازار خروجی‌های این دو سازوکار یکسان است. در ایران براساس به تصمیم نهاد تنظیم مقررات بازار برق، سازوکار پرداخت بر مبنای پیشنهاد برای تسویه بازار انتخاب شده است (لیو و همکاران ۲۰۱۲).

۴- روش انجام تحقیق و داده‌های مورد استفاده

در ابتدا ضمن بررسی شرایط بازار برق ایران (مانند ظرفیت نصب شده، راندمان نیروگاه‌ها، ضریب بهره برداری نیروگاه‌ها و ...) و با در نظر گرفتن برخی فروض در خصوص این بازار، با استفاده از اصول تعیین نرخ انرژی و پایه آمادگی در بازارهای برق از جمله بازار برق ایران که توسط هیئت تنظیم بازار برق پیاده‌سازی و اجرا می‌شود، و هم چنین مبانی اقتصاد خرد مربوط به بازارهای برق و نحوه عملکرد نیروگاه‌ها در بازار (نیروگاه‌هایی که به حداکثر کردن سود خود در یک بازار رقابتی می‌پردازند)، نسبت نسبت به ارائه و تدوین مدلی برای شبیه‌سازی بازار برق ایران اقدام می‌شود. شبیه‌سازی بازار برق ایران، این امکان را فراهم می‌نماید که ضمن شناخت روابط میان بخش‌های

تأثیرگذار در بازار برق، اثر تغییر در متغیرهای مؤثر بر این بازار مانند هزینه سوخت مصرفی نیروگاه‌ها و نرخ ارز را در درجه اول بر قیمت عمده فروشی برق و در درجه دوم بر درآمدها و هزینه‌های نیروگاه‌ها بررسی کرده و پس از تهیه مدل مالی نیروگاه، می‌توان تعیین نمود که با تغییر این متغیرها، بازدهی سرمایه‌گذاری (نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری) و انگیزه‌های احداث نیروگاه‌های مختلف به چه صورت تغییر خواهد نمود.

در این بخش، از داده‌های ارائه شده توسط شرکت توانیر در آمار تفصیلی صنعت برق ایران در سال ۱۳۹۲ که شامل اطلاعات فنی و اقتصادی کلیه نیروگاه‌های موجود در سطح کشور می‌باشد برای شبیه‌سازی استفاده شده است در جدول ۱ خلاصه‌ای اجمالی از اطلاعات مربوط به نیروگاه‌های حاضر در بازار برق ایران در سال ۹۲ مشاهده می‌شود. متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور ۳۷ درصد است که کم‌ترین راندمان (۱۹.۵ درصد) مربوط به نیروگاه گازی بوشهر و بیش‌ترین راندمان (۴۹.۶ درصد) مربوط به نیروگاه سیکل ترکیبی نیشابور می‌باشد. در سال ۹۲ مجموع قدرت نامی و عملی نیروگاه‌های حرارتی در کشور به ترتیب ۵۷۴۱۰ و ۴۹۳۴۵ مگاوات بوده است. با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات مورد نیاز مربوط به برخی از نیروگاه‌ها، ظرفیت عملی کل نیروگاه‌های حرارتی در مدل مورد نظر ۴۷۷۷۰ مگاوات لحاظ شده که در این بین بیش‌ترین میزان ظرفیت عملی نصب شده در دامنه راندمان ۳۳ تا ۳۶ درصد (۱۰۶۴۱ مگاوات) قرار دارد.

جدول ۱- وضعیت کلی نیروگاه‌های کشور

دامنه راندمان (درصد)	۱۸-۲۱	۲۱-۲۴	۲۴-۲۷	۲۷-۳۰	۳۰-۳۳	۳۳-۳۶	۳۶-۳۹	۳۹-۴۲	۴۲-۴۵	بیش از ۴۵	متوسط/ مجموع
متوسط راندمان هر دسته (درصد)	۲۰	۲۳	۲۵	۲۹	۳۱	۳۵	۳۷	۳۹	۴۴	۴۶	۳۷
قدرت عملی (مگاوات)	۲۴۳	۱۶۰۸	۵۳۳	۴۷۸۲	۸۱۳۸	۱۰۶۴۱	۵۲۱۳	۳۸۱۳	۷۰۸۳	۵۷۱۸	۴۷۷۷۰
نسبت قدرت عملی به اسمی	۰.۶۹	۰.۷۴	۰.۷۶	۰.۸۲	۰.۸۴	۰.۸۹	۰.۹۸	۰.۹۴	۰.۸۵	۰.۸۱	۰.۸۳
ضریب بهره برداری (درصد)	۲۲	۲۳	۳۶	۳۷	۵۱	۵۵	۶۵	۶۶	۷۳	۷۵	۵۰

منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران، سال ۱۳۹۲ و یافته‌های تحقیق

علاوه بر اطلاعات فوق که مربوط به مشخصات فنی و اقتصادی اقسام نیروگاه‌های مختلف کشور می‌باشد، در این تحقیق از داده‌های مرتبط با هزینه‌های نیروگاه‌ها نیز استفاده خواهد شد. مهم‌ترین اطلاعات برای شبیه‌سازی بازار برق ایران داده‌های مربوط به هزینه‌های ثابت احداث و بهره برداری و راندمان نیروگاه‌ها (تعیین کننده هزینه‌های متغیر تولید برق) می‌باشد. (جدول ۲)

جدول ۲- ویژگی‌ها و ساختار هزینه‌ای نیروگاه‌ها

نوع نیروگاه	متوسط راندمان هر دسته (درصد)	هزینه احداث (Euro/KW)	هزینه بهره برداری ثابت (Euro/KW.Year)	دورهٔ ساخت (سال)	طول دورهٔ بهره برداری (سال)
گازی	۳۱	۴۰۰	۲۰	۲	۲۵
بخاری	۳۷	۸۰۰	۱۰	۳	۲۵
سیکل ترکیبی	۴۶	۵۵۰	۱۷	۳	۲۵

منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران سال ۱۳۹۲ و نظر خبرگان صنعت برق

در جدول ۲ متوسط راندمان هر دسته و هزینه‌های احداث انواع نیروگاه‌ها بر حسب یورو بیان شده است. علاوه بر داده‌های فوق، در این مطالعه از اطلاعات دیگری در مورد انواع متغیرهایی که یک نیروگاه در طول دورهٔ بهره برداری، با آنها مواجه است مانند نرخ سوخت نیروگاهی، نرخ ارز، نرخ سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی نیز استفاده شده است. همچنین نرخ سوخت نیروگاهی ۸۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی و نرخ ارز نیز برابر ۳۲۵۰۰ ریال به ازای هر یورو در نظر گرفته شده است[1]. نرخ سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی نیز به ترتیب برابر با ۴۴۴ ریال و ۱۸۵ ریال در نظر

۱- با توجه با اینکه در این تحقیق از اطلاعات نیروگاهی در انتهای سال ۱۳۹۲ برای شبیه سازی بازار برق و پیش‌بینی قیمت در سال ۱۳۹۳ استفاده می‌شود، لذا برای ارزیابی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه، نرخ ارز سال ۱۳۹۳ مورد استفاده قرار می‌گیرد. باید توجه داشت که نرخ یورو در این سال از ۳۴۹۴۶ ریال در ابتدای سال تا ۳۰۱۵۶ ریال در انتهای سال در نوسان بوده بنابراین از متوسط نرخ یورو یعنی ۳۲۵۰۰ ریال استفاده شده است.

گرفته شده که دو نرخ از ابتدای سال ۱۳۹۳ در بازار عمده فروشی برق ایران جاری بوده‌اند.

۵- مدل سازی

مدل‌سازی در این تحقیق به دو قسمت «شبیه‌سازی بازار برق ایران» و «ارزیابی سرمایه‌گذاری» تفکیک می‌شود. در قسمت شبیه‌سازی بازار برق ایران، عملکرد بخش‌ها و نهادهای مختلف مؤثر در بازار برق ایران در قالب یک مدل استقرایی[1] (جزئیات در بخش ۵ -۲) با استفاده از نرم‌افزار متلب شبیه‌سازی می‌شود. در قسمت ارزیابی سرمایه‌گذاری نیز به منظور ارزیابی سودآوری سرمایه‌گذاری در ساخت یک نیروگاه مفروض، یک مدل مالی تهیه و بر اساس نتایج آن سود آوری سرمایه‌گذاری در انواع نیروگاه تخمین زده می‌شود. البته این دو قسمت مدل با هم ارتباطی دو طرفه دارند. به عبارت بهتر از یک طرف نهاد تنظیم کننده برای تعیین سقف قیمت انرژی بازار و نرخ پایه آمادگی، از همان مدل مالی استفاده می‌کند که سرمایه‌گذار برای اتخاذ تصمیمات سرمایه‌گذاری از آن بهره می‌گیرد. از سوی دیگر سرمایه‌گذار در تهیه مدل مالی از خروجی‌های شبیه‌سازی بازار برق ایران استفاده می‌نماید.

فروض مدل

در بازار برق ایران تقاضاکنندگان برق تنها پیشنهادات مربوط به نیاز مصرف خود را ارائه می‌دهند، لذا در این بازار، منحنی تقاضا عمودی و تقاضا کاملا بی‌کشش فرض می‌شود. وجود سقف قیمتی نیز به عنوان یکی از فروض این مدل و از جمله مهم‌ترین مشخصه‌های بسیاری از بازارهای برق در دنیا می‌باشد. علاوه بر آن در بازار برق ایران، هر یک از نیروگاه‌ها مبلغ قابل توجهی را به عنوان بهای ظرفیت و تحت عنوان پرداخت بابت آمادگی دریافت می‌کنند که این مبلغ با اعلام آمادگی نیروگاه‌ها جهت حضور در بازار و مستقل از پذیرفته شدن و یا نشدن در حراج برگزار شده برای هر ساعت، به آنها پرداخت می‌گردد که این مورد نیز در مدل‌سازی مورد توجه قرار گرفته است. هم چنین

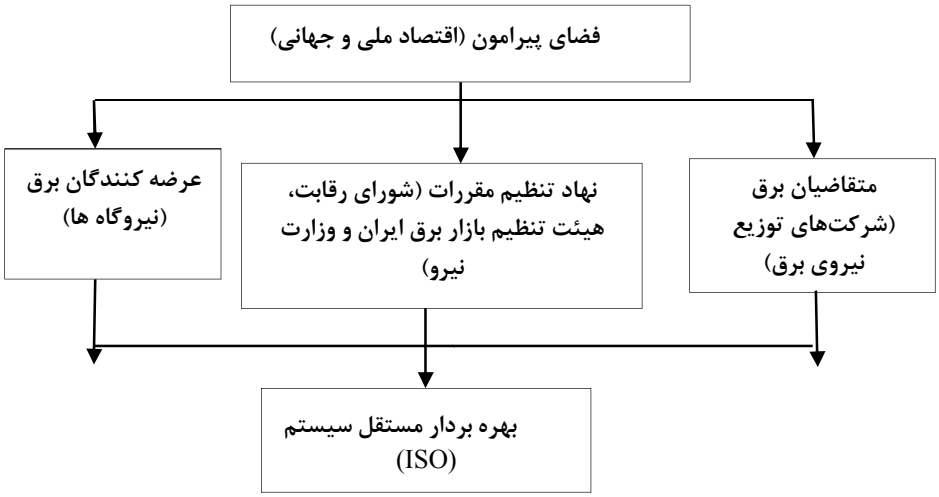
1- Bottom- Up

از هزینه نهایی نیروگاه‌ها که از اطلاعات مربوط به راندمان نیروگاه قابل استخراج است، برای تعیین پیشنهادات آنها استفاده می‌شود.

در این تحقیق برای شبیه‌سازی بازار برق ایران از سازوکار قیمت تسویه کننده بازار به جای سازوکار پرداخت بر مبنای پیشنهاد که در بازار برق ایران در حال اجرا می‌باشد، استفاده شده است. به این دلیل که مدل‌سازی سازوکار قیمت تسویه کننده بازار نسبت به‌سازوکار پرداخت بر مبنای پیشنهاد تا حدود زیادی ساده‌تر بوده و بر اساس مطالعات صورت گرفته در این حوزه، این دو ساز وکار در شرایط رقابتی دارای خروجی یکسانی هستند (فدریکو و رحمان ۲۰۰۳).

شبیه‌سازی بازار برق ایران

همانگونه که در شکل ۱ مشاهده می‌گردد، در مدل ارائه شده در این مطالعه اجزای مؤثر در بازار عمده فروشی برق ایران در قالب پنج بلوک مختلف نشان داده شده است. بر این اساس، متغیرهای برونزای مؤثر بر بازار برق مانند نرخ ارز یا قیمت سوخت نیروگاهی در فضای پیرامون این بازار (شامل اقتصاد ملی و جهانی) تعیین می‌شود. این متغیرهای برونزا بر عملکرد سمت عرضه (مانند قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها در بازار) و تقاضا و نیز تصمیمات اتخاذ شده در نهاد تنظیم مقررات (مانند سقف قیمت انرژی در بازار یا نرخ پایه آمادگی) اثرات قابل توجهی خواهد داشت. برآیند این این اثرات موجب می‌شود که خروجی بازار (قیمت برق) که توسط بهره بردار مستقل سیستم تعیین می‌شود، با تغییر جدی مواجه شود. لذا با استفاده از مدل پیشنهاد شده برای شبیه‌سازی بازار برق ایران، می‌توان اثر تغییر در متغیرهای برونزای قیمت سوخت نیروگاهی و نرخ ارز را مشاهده نمود. در ادامه، نحوه عملکرد بلوک‌های مختلف و چگونگی تأثیر آنها بر سایر بخش‌های بازار برق ایران با جزئیات بیش‌تر بررسی می‌گردد.



نمودار ۱- شبیه‌سازی عوامل مؤثر بر بازار برق ایران

فضای پیرامون

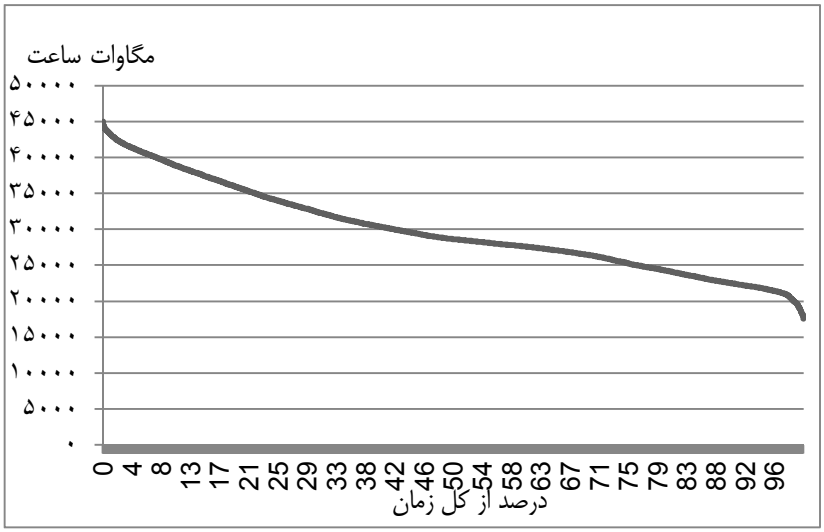
به طور کلی اقتصاد ملی و جهانی، فضای پیرامون بازار برق ایران را تشکیل می‌دهند. در این بین، عوامل متعددی در فضای پیرامون، این بازار تأثیر می‌گذارند. اما در این تحقیق بسیاری از عوامل غیر ضروری حذف و تنها عوامل مهم مؤثر بر نتایج مورد توجه قرار می‌گیرند. ضمناً، از آنجا که بازار برق ایران توانایی تأثیرگذاری جدی بر بسیاری از متغیرهای فضای پیرامون را ندارد، در این مطالعه متغیرهای فضای پیرامون به صورت برون زا فرض می‌شوند. نرخ ارز، قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، هزینه‌های ثابت احداث نیروگاه‌های مختلف، هزینه‌های بهره برداری ثابت نیروگاه‌های مختلف مهم‌ترین متغیرهای فضای پیرامون مؤثر بر بازار برق ایران می‌باشد.

تقاضای برق

در مباحث اقتصادی بازار برق، تقاضای سالیانه برق بر اساس منحنی تداوم بار[1] برآورد می‌شود که بیانگر میزان تداوم زمانی بار در شبکه است و به این معناست که در یک بازه زمانی مشخص، حداقل و حداکثر بار مصرفی شبکه برق به چه میزان بوده و نیز

1- load duration curve

کل شبکه برق در مدت زمان مورد نظر چه میزان انرژی الکتریکی مصرف کرده است. این منحنی، نمودار تجمعی نزولی از بار شبکه بر اساس درصدهای زمانی مختلف می‌باشد. مساحت زیر این منحنی نیز نشان دهنده میزان انرژی مصرفی در طول بازه زمانی مورد نظر می‌باشد. نمودار ۲، منحنی تداوم بار ایران را در سال ۱۳۹۲ نشان می‌دهد. محور افقی بازه زمانی را نشان می‌دهد و شامل ۸۷۶۰ ساعت در طول یک سال می‌باشد و محور عمودی نیز بیانگر میزان بار تولیدی در طول یک سال است که به ترتیب از بیش‌ترین مقدار بار به کم‌ترین مقدار بار مصرفی در این بازه زمانی می‌رسد. در این نمودار مشاهده می‌شود که حداکثر و حداقل بار مورد تقاضا در شبکه برق ایران به‌ترتیب برابر ۴۵۰۰۶ و ۱۷۵۲۶ مگاوات ساعت بوده است.



شکل ۲- منحنی تداوم بار (تقاضای برق) ایران

منبع: ۱۳۹۲ شرکت مدیریت شبکه برق ایران و یافته‌های تحقیق

برای به تعادل رساندن بازار و تعیین قیمت از طریق بر هم کنش میان عرضه و تقاضا، می‌توان از اطلاعات مربوط به منحنی تداوم بار به عنوان منحنی تقاضا در بازار استفاده نمود. در هر صورت به دلیل کمبود اطلاعات مورد نیاز در مورد نیروگاه‌های تجدیدپذیر، مدل‌سازی عملکرد آنها در بازار با مشکل جدی مواجه است، ضمن اینکه

این نیروگاه‌ها به دلیل داشتن هزینه نهایی بسیار کم (تقریبا صفر) عمدتا در حاشیه بازار قرار نگرفته و تعیین کننده قیمت در بازار نخواهند بود. این امر به معنی حذف تقاضای پوشش داده شده توسط این نیروگاه‌ها از منحنی تداوم بار نیز می‌باشد که به‌دلیل در اختیار نبودن اطلاعات مربوطه امکان‌پذیر نخواهد بود. از سوی دیگر، در آمار تفصیلی صنعت برق ایران، میزان کارکرد و انرژی تولیدی هر یک از نیروگاه‌های حرارتی و مشخصات هزینه‌ای آن‌ها در هر سال منتشر می‌شود. لذا می‌توان به جای استفاده مستقیم از تقاضای برق یا همان منحنی تداوم بار، به صورت غیرمستقیم از میزان کارکرد نیروگاه‌ها در سال که در پاسخ به تقاضا انجام شده، استفاده نمود. در این صورت می‌توان به نقاط تقاطع منحنی عرضه و تقاضا دست یافت.

عرضه برق

برای به‌دست آوردن منحنی عرضه برق لازم است ابتدا منحنی عرضه بنگاه‌ها را محاسبه نمود. منحنی عرضه صنعت نیز از جمع افقی منحنی‌های هزینه نهایی کل بنگاه‌ها به‌دست می‌آید. در شرایط رقابت کامل و تحت ساز و کار قیمت تسویه کننده بازار، منحنی پیشنهاد هر یک از عرضه‌کنندگان معادل منحنی هزینه نهایی آنان خواهد بود. این امر از شرط لازم برای حداکثر شدن سود هر یک از عرضه‌کنندگان به دست می‌آید. در سیستم مزبور سود تولید کننده iام عبارتست از:

$$\pi_i = P * q_i - TC_i \qquad (۱)$$

در رابطه فوق، T سود بنگاه i ام، TC هزینه کل این بنگاه و p قیمت تعادلی بازار و q_i مقدار تولید است. تولید کننده نوعی i ام در حداکثر سازی سود خود p را به عنوان قیمت داده شده و برونزا فرض می‌کند، چرا که تحت شرایط رقابت کامل، هیچ یک از تولید کنندگان قادر به تأثیرگذاری بر قیمت‌های تعادلی بازار نیستند. شرط لازم برای حداکثر شدن سود عبارتست از (کرشن و استربک، ۲۰۰۴):

$$P = \frac{\partial TC_i}{\partial q_i} = MC_i \qquad (۲)$$

بنابراین در شرایط رقابت کامل هر تولید کننده، در هر قیمت معین، آن مقداری عرضه خواهد کرد که هزینه نهایی آن را معادل قیمت بازار گرداند. به عبارت بهتر در این حالت منحنی عرضه معادل منحنی هزینه نهایی خواهد شد. می‌توان نشان داد که

مهم‌ترین بخش هزینه‌های متغیر یک نیروگاه، هزینه‌های مرتبط با سوخت مصرفی آن به‌ازای هر کیلووات ساعت است. بر این اساس، با فرض قابل قبول خطی بودن مشخصه ورودی- خروجی نیروگاه، می‌توان گفت که این هزینه محاسبه شده، شیب منحنی هزینه نهایی بنگاه است (اولسینا و همکاران، ۲۰۰۶). لذا نیروگاه‌ها پیشنهادات مربوط به قیمت هر کیلووات ساعت برق خود در بازار را بر اساس رابطه زیر ارائه خواهند داد:

$$\mathrm{Bid} = \mathrm{MC} = \mathrm{P_f} * \mathrm{Q_f} \qquad (۳)$$

که در آن $\mathrm{P_f}$ قیمت سوخت مصرفی[۱] و $\mathrm{Q_f}$ نیز میزان مصرف سوخت به ازای هر کیلووات ساعت تولید برق می‌باشد که به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$\mathrm{Q_f} = \frac{\mathrm{HV_\varepsilon}}{\mathrm{HV_f} \times \mathrm{EFF}} \qquad (۴)$$

که در آن $\mathrm{HV_e}$ ارزش حرارتی هر کیلووات ساعت برق تولیدی و $\mathrm{HV_f}$ ارزش حرارتی[۲] هر واحد سوخت مصرفی (هر لیتر سوخت مایع یا هر مترمکعب گازطبیعی) است. EFF نیز بیانگر راندمان[۳] نیروگاه است. بنابراین هزینه نهایی یا همان پیشنهاد قیمتی نیروگاه به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی را می‌توان بر اساس رابطه زیر تعیین نمود:

$$\mathrm{Bid} = \frac{\mathrm{HV_\varepsilon} \times \mathrm{P_f}}{\mathrm{HV_f} \times \mathrm{EFF}} \qquad (۵)$$

در رابطه فوق، ارزش حرارتی هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی و نیز ارزش حرارتی هر واحد سوخت مصرفی، مقدار مشخص و معلومی است[۴]. لذا با در اختیار داشتن قیمت سوخت مصرفی و راندمان الکتریکی هر یک از نیروگاه‌ها، می‌توان هزینه نهایی تولید برق هر نیروگاه را مشخص نمود (اولسینا و همکاران، ۲۰۰۶).

۱- بر حسب ریال به ازای هر مترمکعب گاز طبیعی و یا به ازای هر لیتر گازوییل و مازوت

2- Heating Value

3- Efficiency

۴- مطابق اطلاعات موجود در ترازنامه انرژی کشور ارزش حرارتی هر کیلووات ساعت برق معادل ۸۶۰ کیلوکالری می‌باشد. در محاسبات سالنامه آمار تفصیلی صنعت برق کشور ظرفیت حرارتی هر متر مکعب گاز طبیعی و نیز هر لیتر گازوییل و مازوت ۸۶۰۰ کیلوکالری در نظر گرفته شده است. با وجود اینکه این عدد برای گازوییل و مازوت اندکی کمتر از مقدار واقعی آن (حدود ۸۹۰۰ تا ۹۰۰۰) است، به منظور ساده‌سازی محاسبات در این مطالعه نیز از داده‌های مورد استفاده در محاسبات آمار تفصیلی صنعت برق استفاده می‌شود.

همانگونه که ذکر گردید، برای استخراج منحنی هزینه نهایی یا عرضه صنعت نیز لازم است منحنی هزینه نهایی تک تک نیروگاه‌ها محاسبه و با تجمیع افقی این منحنی‌ها به منحنی عرضه صنعت دست یافت. همانطور که در جدول ۳ نشان داده شده است، در این تحقیق به منظور ساده‌سازی و ملموس کردن منحنی عرضه، ابتدا نیروگاه‌های موجود براساس راندمان و به ترتیب نزولی مرتب و بر همان اساس به ۱۰ دسته مختلف با دامنه ۳ درصدی تقسیم‌بندی شده‌اند. در گام دوم متوسط راندمان و مجموع ظرفیت هر دسته محاسبه و در نهایت بر اساس قیمت سوخت مصرفی و مطابق با روابط فوق، هزینه نهایی تولید هر کیلووات ساعت برق محاسبه شده است. در این قسمت با استفاده از رابطه ۵-۵ هزینه نهایی تولید برق برای نیروگاه‌های رده ۳۶-۳۳ درصد و با متوسط راندمان ۳۵ درصد برابر با ۲۲۸.۵ ریال محاسبه شده است:

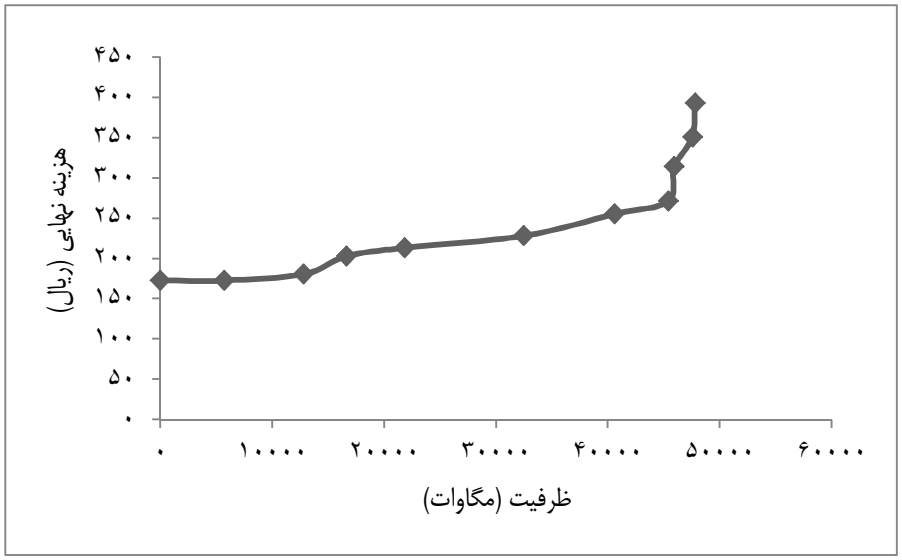
$$MC = \frac{860 \times 800}{8600 \times 0.35} = 228.5$$

جدول ۳- استخراج منحنی عرضه صنعت برق در سال ۱۳۹۲ (با فرض قیمت هر متر مکعب گاز طبیعی ۸۰۰ ریال)

دامنه راندمان (درصد)	۲۱-۱۸	۲۴-۲۱	۲۷-۲۴	۳۰-۲۷	۳۳-۳۰	۳۶-۳۳	۳۹-۳۶	۴۲-۳۹	۴۵-۴۲	بیش از ۴۵
متوسط راندمان (درصد)	۲۰	۲۳	۲۵	۲۹	۳۱	۳۵	۳۷	۳۹	۴۴	۴۶
ظرفیت (مگاوات)	۲۴۳	۱۶۰۸	۵۳۳	۴۷۸۲	۸۱۳۸	۱۰۶۴۱	۵۲۱۳	۳۸۱۳	۷۰۸۳	۵۷۱۸
ظرفیت تجمیعی (مگاوات)	۴۷۷۷۰	۴۷۵۲۷	۴۵۹۱۹	۴۵۳۸۶	۴۰۶۰۴	۳۲۴۶۷	۲۱۸۲۶	۱۶۶۱۳	۱۲۸۰۰	۵۷۱۸
هزینه نهایی (ریال)	۳/۳۹۳	۲/۳۵۱	۲/۳۱۴	۴/۲۷۱	۵/۲۵۵	۳/۲۲۸	۵/۲۱۳	۹/۲۰۲	۶/۱۸۰	۹/۱۷۲

منبع: تراز نامه انرژی ۱۳۹۲ و یافته‌های تحقیق

با توجه به اعداد جدول فوق منحنی عرضه کل صنعت مطابق نمودار ۳ به دست می‌آید. نکته قابل توجه این است که این منحنی به ازای سوخت نیروگاهی ۸۰۰ ریال رسم شده و با تغییر قیمت سوخت نیروگاهی هزینه نهایی نیروگاه‌ها تغییر نموده و منحنی عرضه بنگاه و صنعت نیز به سمت بالا یا پایین حرکت خواهد کرد. به عبارت بهتر با توجه به یکی از اهداف اصلی این تحقیق یعنی بررسی اثر تغییر قیمت سوخت نیروگاهی بر سودآوری انواع نیروگاه‌های مختلف، به ازای هر قیمت سوخت نیروگاهی در مدل از یک منحنی عرضه خاص استفاده می‌شود.



نمودار ۳- منحنی عرضه صنعت برق

منبع: یافته‌های تحقیق

نهاد تنظیم مقررات

این نهاد یکی از مهم‌ترین عناصر مؤثر بر بازار برق است که مقررات حاکم بر بازار و قواعد رقابت میان بازیگران در بازار را تعیین می‌کند. در ایران نیز از آنجا که تاکنون نهاد تنظیم کننده بخشی تشکیل نشده و شورای رقابت نیز به صورت جدی در فضای تنظیم مقررات در حوزه برق ورود نکرده است، وزارت نیرو به صورت مستقیم و یا از طریق

هیات تنظیم بازار برق، نسبت به تنظیم مقررات در بازار برق ایران اقدام می‌کند که مهم‌ترین کار ویژه‌های آن، تعیین سازوکار تسویه بازار برق و نیز تعیین نرخ سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی در بازار برق ایران می‌باشد. در حال حاضر این نهاد، روش پرداخت بر مبنای پیشنهاد را به عنوان سازوکار تسویه در بازار برق ایران انتخاب نموده است[۱]. با وجود مباحث نظری قابل توجه و دقیقی که در خصوص دلایل انتخاب هر یک از سازوکارهای مختلف تسویه برای یک بازار خاص وجود دارد، به دلیل اینکه سازوکار مورد نظر معمولا برای مدت زمان طولانی انتخاب می‌شود و در انتخاب آن عوامل کیفی قابل توجهی نیز مؤثرند، در مدل‌سازی صورت گرفته، این کارویژه نهاد تنظیم مقررات (تعیین سازوکار تسویه) مورد توجه قرار نگرفته است. علاوه بر آن می‌توان نشان داد که با در نظر گرفتن فروض مورد توجه در این تحقیق، انتخاب هر یک از مدل‌های مختلف تسویه بازار، تأثیر چندانی بر خروجی‌های بازار نخواهد داشت (فدریکو و رحمان، ۲۰۰۳). بنابراین در این مطالعه نهاد تنظیم مقررات فقط تعیین کننده سقف قیمت انرژی و نرخ پایه آمادگی است. بر اساس تحقیقات نگارنده، در حال حاضر هیات تنظیم بازار برق ایران این دو نرخ را به صورت همزمان و به نحوی تعیین می‌کند که نرخ بازدهی داخلی (IRR)[۲] واقعی سرمایه‌گذاری در یک نیروگاه معیار اوج بار، حدود ۶ درصد شود. برای این منظور در این تحقیق فرض می‌شود که نهاد تنظیم مقررات نیز به یک مدل شبیه‌سازی بازار برق ایران مشابه مدل طراحی شده در این تحقیق دسترسی دارد و با تغییر هر یک از نرخ‌های سوخت نیروگاهی یا نرخ ارز، نرخ‌های سقف انرژی و پایه آمادگی را به نحوی تغییر می‌دهد که مجددا IRR سرمایه‌گذاری در یک نیروگاه معیار برابر با ۶ درصد شود[۳].

۱- از دیگر سازوکارهای جایگزین می‌توان به "قیمت تسویه کننده بازار" و "حراج ویکری" اشاره نمود.

۲- Internal rate of return : معادل نرخ سودی است که سرمایه‌گذار می‌تواند با سرمایه‌گذاری در یک طرح به‌دست آورد. شاخص IRR از جمله پرکاربردترین شاخص‌های مالی است که می‌تواند توجیه پذیری مالی طرح را در مقایسه با شرایط معمول سرمایه‌گذاری در کشور و صنعت خاص نشان دهد.

۳- با توجه به اینکه نرخ ارز بیشتر با هزینه‌های ثابت و قیمت سوخت نیروگاهی نیز با هزینه‌های متغیر در ارتباط هستند، فرض می‌شود که با تغییر نرخ ارز، نهاد تنظیم مقررات فقط نرخ پایه آمادگی را تعدیل می‌کند (به‌نحوی‌که IRR احداث یک نیروگاه معیار در سطح ۶ درصد ثابت باقی بماند) و سقف انرژی بازار ثابت خواهد ماند. به همین ترتیب در صورت تغییر قیمت سوخت نیروگاهی، نرخ پایه آمادگی ثابت مانده و سقف انرژی بازار به نحوی تعدیل خواهد شد که IRR احداث یک نیروگاه معیار در سطح ۶ درصد ثابت باقی بماند.

بهره بردار مستقل سیستم

شرکت مدیریت شبکه برق ایران به عنوان بهره بردار مستقل سیستم در بازار برق ایران، در کنار مرکز ملی راهبری ضمن حصول اطمینان از پایداری شبکه، وظیفه مدیریت و بهره برداری از بازار برق کشور را بر عهده دارد. این شرکت به‌عنوان مدیر بازار، بر مبنای مقررات و دستورالعمل‌های مصوب هیات تنظیم، از طریق برگزاری حراج در بازار برق و با در نظر گرفتن قیود پایداری شبکه، نسبت به تنظیم میزان تولید و مصرف در سیستم برق کشور اقدام می‌نماید.

با توجه به اینکه در حالت کلی قیمت و مقدار تعادلی بازار در هر ساعت از تقاطع منحنی تقاضا و عرضه حاصل می‌گردد، و با در نظر گرفتن اینکه تقاضا در صنعت برق در هر لحظه متفاوت از زمان‌های دیگر است، لذا می‌توان گفت که منحنی تقاضا در هر لحظه، نقطه‌ای متفاوت از منحنی عرضه را قطع خواهد کرد. لذا در این بازار در هر سال به تعداد ۸۷۶۰ (تعداد ساعات یک سال) قیمت و مقدار تعادلی می‌تواند شکل بگیرد. از آنجا که وجود این تعداد زیاد از نقاط تعادل، ضمن زمان برکردن محاسبات و مدل‌سازی، سبب پیچیدگی بیش‌تری در تحلیل‌ها می‌شود، در این تحقیق نقاط تعادل به صورت غیر مستقیم محاسبه شده‌اند (حیدری ۱۳۸۸).

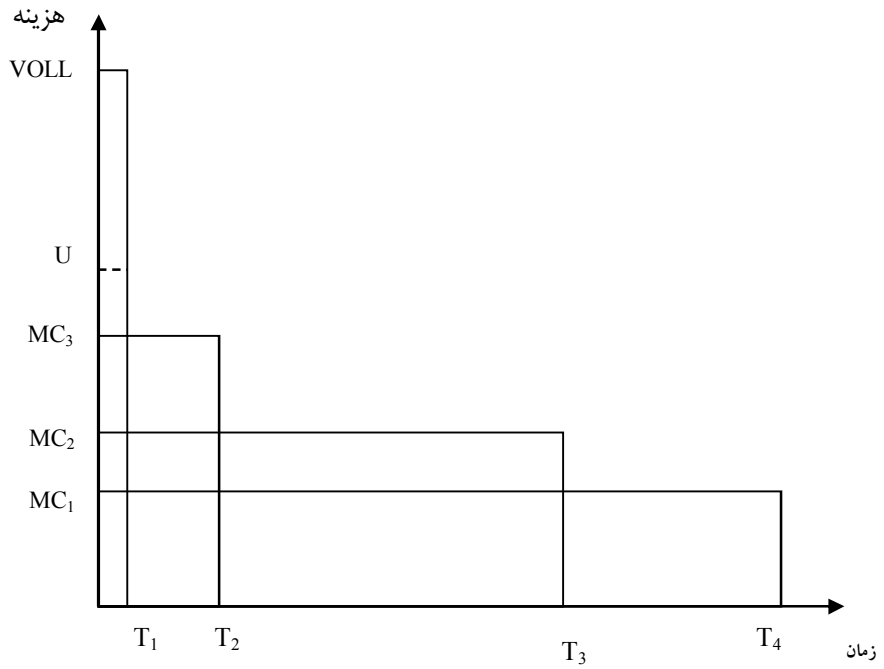
نمودار ۴ هزینه‌های نهایی یک سیستم قدرت ساده که تنها شامل سه نیروگاه اوج بار (نیروگاه گازی)، میان باری (نیروگاه بخاری) و بار پایه (نیروگاه سیکل ترکیبی) است را نشان می‌دهد. در این سیستم ارزش بار از دست رفته برابر با VOLL[1] و بازار نیز دارای سقف قیمتی U باشد. اگر MC_1، MC_2 و MC_3 به ترتیب بیانگر هزینه نهایی سه نیروگاه سیکل ترکیبی، بخاری و گازی باشند، می‌توان گفت که نیروگاه سیکل ترکیبی T_4 ساعت سال در مدار بوده و در این بین در بازه T_4- T_3 ساعت از سال، ارزان‌ترین نیروگاه بازار خواهد بود. در این زمان هزینه نهایی این نیروگاه تعیین کننده قیمت بازار و ظرفیت آن نیز برابر با تقاضای بازار خواهد بود. نیروگاه بخاری نیز T_3 ساعت سال در مدار بوده و در T_1- T_2 ساعت از سال، ارزان‌ترین نیروگاه بازار خواهد بود. در این زمان تقاضای بازار برابر با ظرفیت نیروگاه سیکل ترکیبی به‌علاوه ظرفیت نیروگاه بخاری

1- Value Of Lost Load

خواهد بود. در مورد نیروگاه گازی نیز می‌توان گفت که این نیروگاه T_2 ساعت در حاشیه بازار قرار گرفته و در T_2- T_1 ساعت تعیین کننده قیمت بازار بوده و در T_1 ساعت نیز قیمت‌های بازار معادل سقف قیمت بازار خواهند بود. در T_2 ساعتی که نیروگاه گازی در حاشیه بازار قرار می‌گیرد، تقاضای بازار معادل مجموع ظرفیت کل سه نیروگاه می‌باشد. لازم به ذکر است که T_3، T_4 و T_2 بیانگر تعداد ساعات کارکرد نیروگاه‌های مختلف در سال می‌باشند که از حاصل‌ضرب ۸۷۶۰ در ضریب بهره برداری نیروگاه‌های متناظر به‌دست می‌آیند (اولسینا و همکاران، ۲۰۰۶ و حیدری، ۱۳۹۴).

حال اگر مطابق نمودار ۴، ظرفیت، هزینه‌های متغیر و نیز میزان کارکرد نیروگاه‌های مختلف در اختیار باشند، می‌توان با مرتب کردن آنها برحسب هزینه‌های متغیر، قیمت‌های بازار را در ساعات مختلف مشخص کرد. به عبارت بهتر با استفاده از ضریب بهره برداری نیروگاه‌های مختلف و نیز با محاسبه هزینه‌های متغیر تولید هر نیروگاه براساس رابطه ۵ می‌توان نشان داد که هزینه‌های نهایی هر نیروگاه چه تعداد ساعت، تعیین کننده قیمت بازار بوده و در این زمان متوسط تقاضای بازار (بار الکتریکی شبکه که حاصل تقاطع عرضه و تقاضاست) نیز چه میزان بوده است[1]. بر این اساس می‌توان متوسط قیمت بازار و نیز متوسط قیمت هر نیروگاه را محاسبه نمود. برای سادگی بیش‌تر، مطابق جدول ۱، در این تحقیق نیروگاه‌های مختلف بر مبنای راندمان، در ۱۰ گروه مختلف طبقه‌بندی شده و بر اساس آن، قیمت‌ها و مقدار تعادلی بار شبکه محاسبه شده است.

۱- مطابق با توضیحات ارائه شده در خصوص نمودار ۴ میزان تقاضای بازار در این زمان معادل مجموع ظرفیت این نیروگاه و کلیه نیروگاه‌های دارای هزینه نهایی کمتر از نیروگاه مزبور خواهد بود.



شکل ۴- زمان‌بندی هزینه‌های نهایی سیستم قدرت با فرض ترکیب تولید بهینه
منبع: ۲۰۰۶ اولسینا و همکاران

ارزیابی سرمایه‌گذاری

سرمایه‌گذار متقاضی احداث نیروگاه، تصمیمات سرمایه‌گذاری خود را بر اساس میزان سود آوری آن اتخاذ می‌کند (هری و همکاران، ۲۰۱۶). لذا در این قسمت جهت ارزیابی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه، نسبت به تهیه مدل مالی اقدام می‌شود. ابتدا درآمدها و هزینه‌های احداث نیروگاه مشخص شده، سپس یک مدل مالی تهیه و نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه مشخص می‌شود.

درآمد: همانگونه که در قسمت شبیه‌سازی بازار برق عنوان گردید، درآمد نیروگاه از دو جزء انرژی و آمادگی تشکیل می‌شود. مطابق مفاد آیین نامه‌های[1] موجود درآمد آمادگی به ازای کلیه ساعاتی که نیروگاه آعلام آمادگی تولید کرده و پیشنهاد عرضه برق در بازار را ارائه می‌کند فارغ از اینکه در بازار برنده شده باشد یا نه، به نیروگاه اختصاص می‌یابد. با وجود اینکه نرخ آمادگی در ساعات مختلف و با توجه به میزان ظرفیت ذخیره متفاوت است، میانگین آن با نرخ پایه آمادگی برابر خواهد بود. بنابراین درآمد سالیانه آمادگی نیروگاه بر اساس رابطه زیر محاسبه خواهد شد:

درآمد آمادگی= نرخ پایه آمادگی× ظرفیت اسمی نیروگاه × ضریب افت قدرت × ضریب آمادگی ۸۷۶۰

محاسبه درآمد انرژی نیروگاه، ارتباط نزدیکی با مباحث مطرح شده در قسمت «بهره‌بردار مستقل سیستم» دارد. به طور کلی درآمد انرژی نیروگاه هم بر اساس تعداد ساعات کارکرد نیروگاه در سال و هم بر اساس نرخ‌های مختلف محاسبه می‌شود. در بازار عمده فروشی برق، هزینه نهایی گران‌ترین نیروگاه پذیرفته شده در هر ساعت، تعیین کننده قیمت بازار خواهد بود. لذا، با توجه به اینکه کدام نیروگاه در حاشیه بازار قرار خواهد گرفت، قیمت‌های مختلفی بر بازار حاکم می‌شود. با توجه به فروض مطرح شده در خصوص نمودار ۴ می‌توان درآمد انرژی نیروگاه‌های مختلف را محاسبه کرد:

درآمد انرژی نیروگاه گازی به صورت زیر تعیین می‌شود:

$$\text{درآمد انرژی} = C_{OCGT} * [U * T_1 + MC_3 * (T_2\text{-}T_1)]$$

که در آن C_{OCGT} ظرفیت عملی نیروگاه گازی سیکل باز است که برابر حاصل‌ضرب ظرفیت اسمی نیروگاه در ضریب افت قدرت می‌باشد. سایر متغیرها نیز در توضیحات مربوط به نمودار ۴ تعریف شده‌اند.

درآمد انرژی نیروگاه بخاری نیز به صورت زیر تعیین می‌شود:

$$\text{درآمد انرژی} = C_{HT} * [U * T_1 + MC_3 * (T_2 - T_1) + MC_2 * (T_3 - T_2)]$$

که در آن C_{HT} بیانگر ظرفیت عملی نیروگاه بخاری است.

۱- "آیین نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق موضوع بند "ب" ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران " و "آیین نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور"

به همین صورت درآمد انرژی نیروگاه سیکل ترکیبی را نیز به صورت زیر تعیین می‌شود:

$$\text{درآمد انرژی} = C_{CCGT} * [U * T_1 + MC_3 * (T_2 - T_1) + MC_2*(T_3 - T_2)] + MC_1*(T_4 - T_3)]$$

که در آن C_{CCGT} بیانگر ظرفیت عملی نیروگاه سیکل ترکیبی است.

با استفاده از این الگو می‌توان درآمد انرژی کلیه نیروگاه‌ها را محاسبه نمود. پس از محاسبه درآمدها، لازم است هزینه‌های نیروگاه‌ها نیز مشخص گردند. به طور کلی هزینه‌های نیروگاه در سه دسته کلی شامل هزینه متغیر، هزینه ثابت احداث و هزینه ثابت بهره برداری قرار می‌گیرند.

هزینه‌های ثابت احداث: این هزینه مقدار مشخص و ثابتی است و عمدتا به هزینه‌های عمرانی مانند خرید زمین، و خرید تجهیزاتی مانند توربین، ژنراتور و ... مربوط می‌شود. این هزینه بر حسب یورو به ازای هر کیلووات ظرفیت تولید بیان شده که می‌توان این هزینه‌ها را به صورت خطی و در طول دوران ساخت نیروگاه به صورت زیر اعمال نمود:

$$\text{هزینه‌های سالیانه ثابت احداث (فقط در دوران ساخت)} = \frac{\text{هزینه‌های ثابت احداث (£/KWH)}}{\text{تعداد سال‌های احداث}}$$

هزینه‌های ثابت بهره برداری: این هزینه‌ها به طور کلی و بر حسب یورو به ازای هر کیلووات ظرفیت در سال بیان می‌گردند.

هزینه‌های متغیر: بیانگر هزینه‌هایی است که به واسطه تولید برق ایجاد می‌شوند و عمدتا شامل هزینه‌های سوخت مصرفی و تا حدودی هزینه‌های آب و روغن مصرفی نیروگاه است که دو جزء اخیر چندان قابل توجه نمی‌باشند. همانگونه که در قسمت مربوط به «عرضه» بیان گردید، هزینه‌های متغیر تولید هر کیلووات ساعت برق بر اساس رابطه ۵-۵ تعیین می‌شود. پس از محاسبه هزینه‌های متغیر تولید برای هر نیروگاه بر اساس رابطه ۵، می‌توان هزینه‌های سالیانه متغیر تولید برق نیروگاه را به صورت زیر محاسبه کرد.

هزینه‌های متغیر سالیانه = هزینه متغیر تولید ظرفیت اسمی نیروگاه ×ضریب افت قدرت × ضریب تولید ×۸۷۶۰

با توجه به مطالب ارائه شده، مدل مالی مورد نظر برای ارزیابی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه را می‌توان در قالب جدول ۴ بیان نمود. در این جدول FC نشان دهنده هزینه‌های ثابت احداث، SFC هزینه‌های ثابت بهره برداری، AMC هزینه‌های متغیر

سالیانه، ER درآمد انرژی و CR نیز بیانگر درآمد آمـادگی اسـت. همانگونـه کـه در ایـن جدول مشاهده می‌گردد، در مدل مورد بررسی طول دورهٔ سـاخت ۲ سـال و طـول دورهٔ بهره برداری نیز ۲۵ سال در نظر گرفته شده است. اعداد و ارقام ارائه شده در جـدول ۴، می‌تواند بیانگر مدل مالی احداث یک نیروگاه گازی سیکل ساده باشد.

جدول ۴- نمونه مدل مالی احداث یک نیروگاه

سال	هزینه‌های ثابت احداث	هزینه‌های ثابت بهره براداری	هزینه‌های متغیر سالیانه	درآمد	خالص درآمد-هزینه
-1	-FC/2	0	0	0	-FC/2
0	-FC/2	0	0	0	-FC/2
1	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
2	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
3	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
4	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
5	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
6	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
7	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
8	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
9	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
10	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
11	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
12	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
13	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
14	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
15	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
16	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
17	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
18	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
19	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
20	0	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
21	1	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
22	2	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
23	3	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
24	4	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC
25	5	-SFC	-AMC	ER+CR	ER+CR-AMC-SFC

منبع: یافته‌های تحقیق

پس از تهیه مدل مالی نیروگاه مطابق جدول ۴، سرمایه‌گذار با محاسبه نرخ بازدهی داخلی برای مدل فوق و مقایسه آن با هزینه‌های فرصت خود نسبت به سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه اقدام خواهد کرد. نکته قابل توجه این است که در این تحقیق کلیه درآمدها و هزینه با در نظر گرفتن تورم صفر مورد توجه قرار می‌گیرند. لذا محاسبات مربوط به IRR بیانگر نرخ بازدهی داخلی واقعی است و اثرات تورم از آن خارج شده است. به هر روی در این تحقیق هدف اصلی بررسی چگونگی تغییرات IRR نیروگاه‌های مختلف در نتیجه تغییر در نرخ ارز و نرخ سوخت است.

۶- خروجی‌های مدل

نتایج مدل نشان می‌دهد که با وجود قیمت‌های فعلی نرخ سوخت و ارز، متوسط قیمت فروش برق در بازار عمده فروشی برق ایران ۶۲۱ ریال به ازای هر کیلووات ساعت برآورد می‌شود. جدول زیر قیمت فروش برق انواع نیروگاه‌ها را نشان می‌دهد:

جدول ۵- خروجی‌های شبیه‌سازی بازار در حالت پایه (نرخ سوخت ۸۰۰ ریال، نرخ انرژی ۴۴۴ ریال و نرخ پایه آمادگی ۱۸۵ ریال)

دامنه راندمان (درصد)	۱۸-۲۱	۲۱-۲۴	۲۴-۲۷	۲۷-۳۰	۳۰-۳۳	۳۳-۳۶	۳۶-۳۹	۳۹-۴۲	۴۲-۴۵	بیش از ۴۵
نرخ آمادگی مؤثر (ریال)	۲/۷۵۶	۳/۷۳۳	۳/۴۶۳	۸/۴۴۷	۶/۳۲۶	۹/۳۰۴	۷/۲۵۵	۴/۲۵۳	۶/۲۲۷	۰/۲۲۱
نرخ انرژی (ریال)	۰/۴۴۴	۲/۴۴۱	۷/۳۹۳	۳/۳۹۰	۸/۳۵۳	۵/۳۴۵	۲/۳۲۴	۱/۳۲۳	۶/۳۰۸	۷/۳۰۴
متوسط نرخ فروش (ریال)	۲/۲۰۰,۱	۴/۱۷۴,۱	۰/۸۵۷	۱/۸۳۸	۴/۶۸۰	۴/۶۵۰	۸/۵۷۹	۵/۵۷۶	۲/۵۳۶	۷/۵۲۵
کارکرد سالانه (ساعت)	۹۲۹,۱	۹۸۹,۱	۱۴۸,۳	۲۵۷,۳	۴۶۶,۴	۷۸۳,۴	۷۰۵,۵	۷۵۶,۵	۴۰۸,۶	۵۹۹,۶
هزینه سوخت (ریال)	۳/۳۹۳	۲/۳۵۱	۲/۳۱۴	۴/۲۷۱	۵/۲۵۵	۳/۲۲۸	۵/۲۱۳	۹/۲۰۲	۶/۱۸۰	۹/۱۷۲
متوسط قیمت بازار (ریال)										۱/۶۲۱

منبع: یافته‌های تحقیق

همان‌گونه‌که انتظار می‌رود نیروگاه‌های اوج بار (گازی) دارای بالاترین قیمت و نیروگاه‌های بار پایه (سیکل ترکیبی و بخاری) دارای پایین‌ترین قیمت فروش برق در بازار می‌باشند. در حقیقت، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در زمان‌های پر باری که نیروگاه‌های گازی در شبکه قرار می‌گیرند، برق را با قیمتی برابر با قیمت نیروگاه‌های گازی (معادل هزینه نهایی این نیروگاه‌ها) می‌فروشند. بنابراین میانگین درآمد انرژی نیروگاه‌های گازی بالاتر از نیروگاه‌های بخاری و سیکل ترکیبی است. اما درکم باری که تقاضای شبکه کم‌تر است تنها نیروگاه‌های با راندمان بالاتر به دلیل داشتن مزیت رقابتی ناشی از هزینه‌های متغیر کم‌تر، موفق به فروش برق خود در بازار می‌شوند. بنابراین در این ساعات نرخ انرژی دریافتی توسط این نیروگاه‌ها کم‌تر از نرخ انرژی نیروگاه‌های اوج باراست. به عبارت بهتر نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری برق تولیدی خود را هم به قیمت‌هایی برابر با نیروگاه‌های گازی (در پر باری) و هم به قیمت‌هایی کم‌تر از این نیروگاه‌ها (در زمان‌های کم باری) به فروش می‌رسانند. بنابراین متوسط نرخ انرژی این نیروگاه‌ها کم‌تر از نرخ انرژی نیروگاه‌های گازی خواهد بود. همین استدلال را نیز می‌توان در خصوص مقایسه نرخ انرژی نیروگاه‌های بخاری و سیکل ترکیبی انجام داد، به نحوی که میانگین نرخ انرژی نیروگاه‌های بخاری کم‌تر از میانگین نرخ انرژی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی است. با وجود اینکه همه نیروگاه‌ها به طور متوسط به ازای هر کیلووات ظرفیت آماده نرخ آمادگی یکسانی را دریافت می‌کنند، میانگین نرخ آمادگی مؤثر[1] نیروگاه‌های گازی که به ازای هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی محاسبه می‌شود بیش‌تر از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری است.

۱- به‌طورکلی پرداخت بابت آمادگی به ازای هر کیلووات ظرفیت آماده پرداخت شده و اساسا بر حسب انرژی تولیدی محاسبه و پرداخت نمی‌شود. با این وجود در این مطالعه برای روشن شدن بیشتر موضوع، نرخ آمادگی موثر به صورت حاصل تقسیم کل درآمد آمادگی نیروگاه در یک سال بر کل انرژی تولیدی در همان زمان تعریف می‌شود. به عبارت بهتر این نرخ بیانگر آن است که نیروگاه به طور متوسط به ازای هر کیلوواتساعت برق تولیدی چند ریال آمادگی دریافت می‌کند. بدیهی است از آنجایی که تقریبا همه نیروگاه‌ها دارای ضریب آمادگی یکسان و حدود ۹۰ درصد بوده ولی میزان تولید آنها متفاوت است (نیروگاه‌های با راندمان بالاتر دارای میزان تولید بالاتری می‌باشند)، لذا هر چه نیروگاهی دارای ضریب بهره برداری بالاتری باشد (نیروگاه‌های با راندمان بالاتر مانند سیکل ترکیبی) نرخ آمادگی موثر پایین‌تری دریافت خواهد کرد و بالعکس هر چه نیروگاهی دارای ضریب بهره برداری پایین‌تری باشد (نیروگاه‌های با راندمان پایین‌تر مانند گازی) نرخ آمادگی مؤثر بالاتری خواهد داشت.

در حال حاضر در کشور، سوخت نیروگاهی با نرخی معادل ۸۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی به نیروگاه‌ها تحویل داده می‌شود که این نرخ بسیار پایین‌تر از قیمت جهانی آن است و موجب بروز دو پیامد جدی در صنعت برق ایران شده است. پیامد اول اینکه قیمت‌های سوخت یارانه‌ای و ارزان به قیمت‌های برق نیز منتقل می‌شود. به عبارت بهتر سوخت ارزان قیمت برای نیروگاه، سبب شکل‌گیری قیمت‌های پایین در بازار برق ایران می‌شود. پیامد دوم زمانی رخ می‌دهد که هزینه‌های متغیر ناشی از قیمت‌های سوخت کم‌تر از قیمت‌های جهانی بوده ولی هزینه‌های ثابت احداث و بهره برداری برگرفته از قیمت‌های جهانی است و این امر سبب تغییر قیمت‌های نسبی می‌شود. در این حالت تناسب میان هزینه‌های متغیر و درآمد نیروگاه‌ها با هزینه‌های ثابت بهره برداری و احداث تغییر خواهد کرد به نحوی که اهمیت نسبی هزینه‌های متغیر در مقایسه با هزینه‌های ثابت به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت. لذا نیروگاه‌هایی که دارای مزیت رقابتی در هزینه‌های متغیرِ پایین‌تر می‌باشند (نیروگاه‌های سیکل ترکیبی) به دلیل داشتن هزینه‌های ثابت بالاتر، برتری خود را از دست خواهند داد. به عبارت بهتر انتظار می‌رود که در این قیمت‌های پایین سوخت، بازدهی نسبی سرمایه‌گذاری در ساخت نیروگاه‌های بخاری و سیکل ترکیبی در مقایسه با نیروگاه‌های گازی کم‌تر باشد.

جدول ۶ نرخ بازدهی داخلی واقعی سرمایه‌گذاری در انواع نیروگاه‌ها را در شرایط فعلی بازار ایران نشان می‌دهد. مطابق تحلیل فوق، این نتایج نشان می‌دهد که پروژه‌های سرمایه‌گذاری در نیروگاه گازی و بخاری به ترتیب دارای بالاترین و پایین‌ترین نرخ بازدهی داخلی می‌باشند. این امر به این معناست که در شرایط فعلی، سرمایه‌گذاران بیش‌تر تمایل دارند در ساخت نیروگاه‌های با راندمان پایین سرمایه‌گذاری نماید و کم‌ترین اقبال مختص سرمایه‌گذاری در ساخت نیروگاه‌های بخاری است. سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نیز در میانه این دو قرار می‌گیرد.

جدول ۶- نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در ساخت نیروگاه‌های مختلف

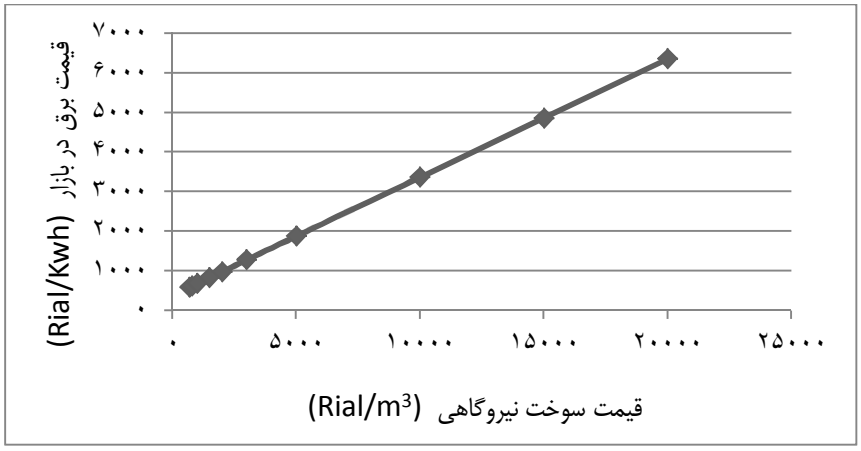
نوع نیروگاه	نرخ بازدهی داخلی (درصد)
گازی سیکل ساده	۶
بخاری	۴.۶
سیکل ترکیبی	۵.۸۶

منبع: یافته‌های تحقق

۶- نتایج مدل

نتایج حاصل از شبیه‌سازی بازار برق ایران در شرایط فعلی نشان می‌دهد که در حال حاضر نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه گازی ۶ درصد می‌باشد. این مقدار برای نیروگاه سیکل ترکیبی و بخاری به ترتیب برابر با ۵.۸۶ و ۴.۶ درصد است. ترکیب هزینه‌های موجود در بازار برق ایران به گونه‌ای است که سرمایه‌گذاران متقاضی احداث نیروگاه را به سمت احداث نیروگاه‌های گازی سوق می‌دهد. لذا لازم است نشان داده شود که با تغییر شرایط و هزینه‌ها در بازار برق ایران، این تمایلات سرمایه‌گذاری به چه سمت و سویی پیش خواهد رفت.

به عبارت بهتر با افزایش هزینه‌های نهایی نیروگاه‌های مختلف، منحنی عرضه کلیه نیروگاه‌ها و به تبع آن منحنی عرضه صنعت به سمت بالا منتقل خواهد شد. با فرض ثابت بودن تقاضا، برونداد این تغییر در عرضه، افزایش قیمت برق در بازار خواهد بود. نمودار ۵ رابطه مستقیم میان قیمت سوخت نیروگاهی و قیمت برق در بازار ایران را نشان می‌دهد، به‌نحوی‌که با افزایش قیمت سوخت به ۵ هزار ریال به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی، قیمت برق در بازار تا ۱۸۷۳ریال بر کیلووات‌ساعت افزایش یافته و در صورتی که قیمت سوخت نیروگاهی به ۲۰ هزار ریال افزایش یابد، قیمت برق تا ۶۳۵۲ ریال بر کیلووات ساعت افزایش خواهد یافت.

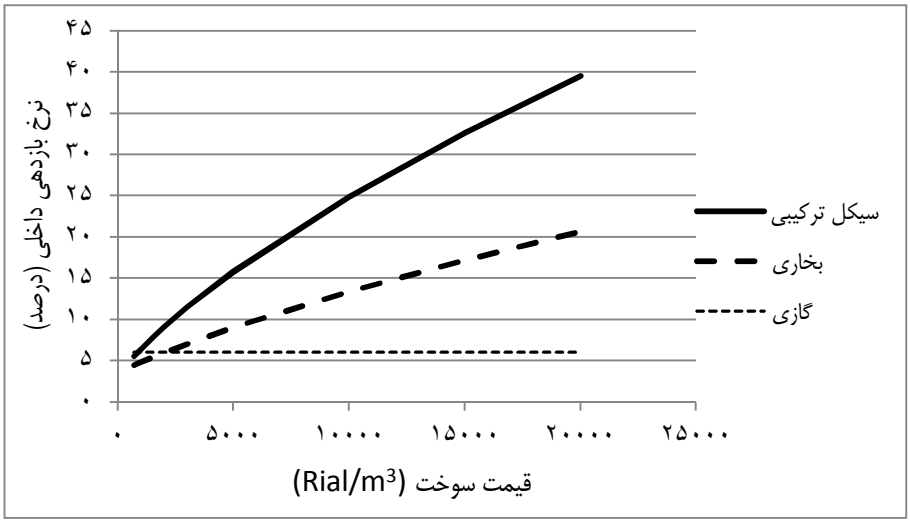


نمودار ۵ - رابطه میان قیمت برق در بازار و قیمت سوخت نیروگاهی

منبع: یافته‌های تحقیق

افزایش قیمت سوخت سبب می‌گردد که هزینه‌های متغیر نیروگاه‌های مختلف و به تبع آن قیمت برق در بازار عمده فروشی با افزایش مواجه شود که به معنی افزایش نسبی اهمیت هزینه‌های متغیر نیروگاه‌ها در مقایسه با هزینه‌های ثابت است (وایلد ۲۰۱۲). لذا انتظار می‌رود با افزایش قیمت سوخت، نیروگاه‌های با راندمان بالاتر که دارای مصرف سوخت و در نتیجه هزینه‌های متغیر کم‌تری در تولید برق هستند، از مزیت رقابتی بالاتری نسبت به سایر نیروگاه‌ها برخوردار شوند. به عبارت دیگر، با افزایش قیمت سوخت، میزان افزایش هزینه‌های متغیر در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با افزایش کم‌تری در مقایسه با نیروگاه‌های گازی مواجه می‌شود و از آنجا که در شرایط جدید، نهاد تنظیم مقررات بازار، نرخ سقف انرژی بازار را به نحوی اصلاح می‌کند که نرخ بازدهی داخلی نیروگاه گازی با تغییر مواجه نشود (این امر به معنای افزایش درآمدهای کلیه نیروگاه‌هاست)، لذا نرخ بازدهی داخلی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی افزایش و نرخ بازدهی داخلی نیروگاه‌های گازی در سطح قبلی (۶ درصد) ثابت خواهد ماند. با توجه به این نتیجه می‌توان انتظار داشت که با افزایش قیمت سوخت، اقبال سرمایه‌گذاران به احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در مقایسه با نیروگاه‌های گازی افزایش یابد. نمودار ۶

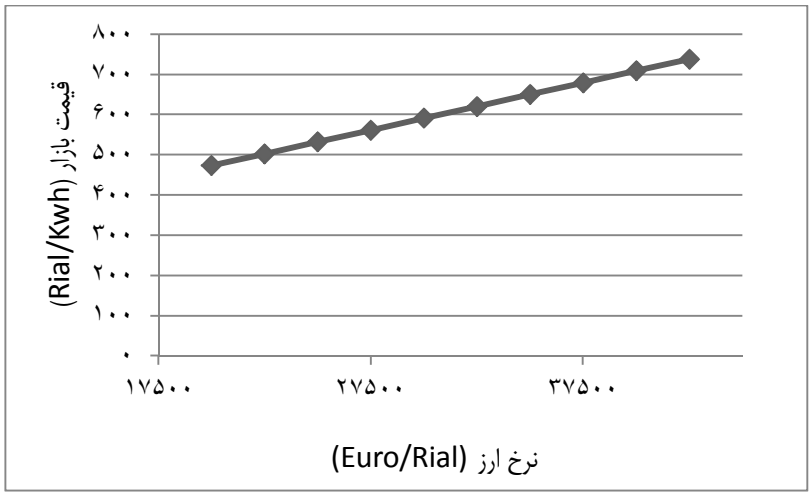
رابطه میان نرخ سوخت و نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگـاه‌هـای مختلـف را نشان می‌دهد.



نمودار ۶- نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های مختلف و نرخ سوخت نیروگاهی
منبع: یافته‌های تحقیق

بر این اساس مشاهده می‌شود که با افزایش قیمت سوخت، بازدهی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با افزایش قابل توجهی مواجه می‌شود. در این تحقیق پـس از بررسی اثر افزایش قیمت سوخت نیروگاهی بر بازار برق ایران، افزایش نرخ ارز بـه عنـوان متغیر مهم و تأثیرگذار بر هزینه‌های ثابت احداث و بهـره بـرداری نیروگـاه‌هـا نیـز مـورد توجه قرار گرفت. با افزایش نرخ ارز، هزینه‌هـای ثابـت نیروگـاه‌هـا افـزایش مـی‌یابـد امـا هزینه‌های متغیر آنها با تغییر جدی مواجه نمی‌شود. پس انتظار می‌رود کـه ایـن امـر در کوتاه‌مدت در یک بازار با خاصیت جهش قیمت، نتیجه محسوسی بـر قیمـت‌هـای بـازار برق نداشته باشد. اما در بلند مدت احداث برخـی از نیروگـاه‌هـای جدیـد یـا جـایگزینی برخی از نیروگاه‌های فعلی که قبـل از افـزایش نـرخ ارز سـودآور بودنـد، دیگـر سـودآور نخواهد بود و در نتیجه افزایش قیمت‌ها در بازار به گونه‌ای خواهد بود که تعادل بازار بـه وضعیت قبلی خود بازگردد.

اما در بازاری که نهاد تنظیم مقررات بلافاصله پس از افزایش هزینه‌های تولید یا بهره‌برداری، ترکیب نرخ سقف انرژی و نرخ پایه آمادگی را تعدیل می‌کند، موضوع اندکی متفاوت خواهد بود. به عبارت دیگر، با افزایش نرخ ارز، نهاد تنظیم مقررات نرخ آمادگی را بر اساس نرخ‌های ارز جدید به شرحی که رفت تعدیل خواهد کرد. این امر بدین معنی است که با افزایش (کاهش) نرخ ارز، نرخ پایه آمادگی به عنوان بخشی مهم و تعیین کننده در قیمت برق با افزایش (کاهش) روبرو می‌شود. لذا انتظار بر این است که با افزایش (کاهش) نرخ ارز قیمت برق در بازار نیز افزایش (کاهش) یابد. نمودار ۷ نحوه ارتباط میان قیمت برق در بازار و نرخ ارز را نشان می‌دهد.

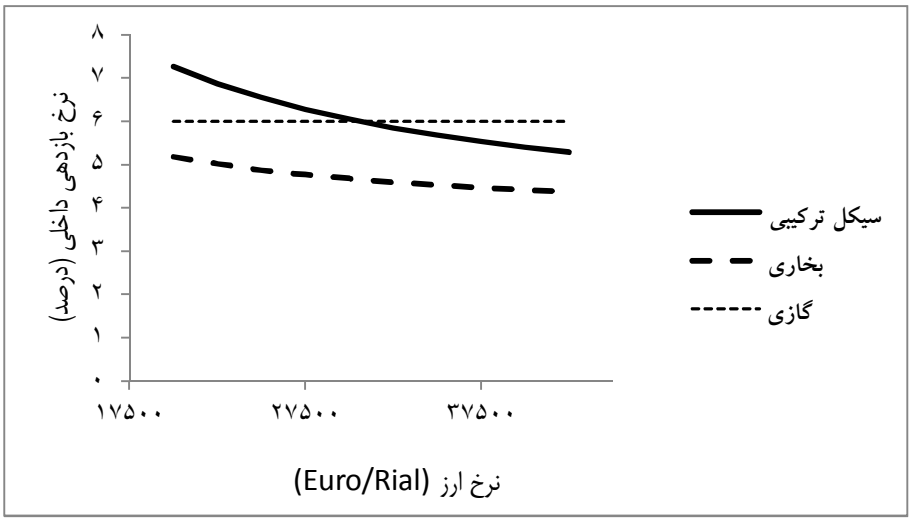


نمودار ۷- رابطه میان قیمت برق در بازار و نرخ ارز

منبع: یافته‌های تحقیق

افزایش نرخ ارز دو اثر کلی بر درآمدها و هزینه‌های نیروگاه خواهد داشت. از یک طرف هزینه‌های احداث و بهره برداری نیروگاه‌ها را افزایش خواهد داد و از سوی دیگر با افزایش نرخ پایه آمادگی، درآمدهای نیروگاه‌ها را افزایش می‌دهد. با توجه به اینکه کلیه نیروگاه‌ها نرخ آمادگی یکسانی به ازای هر کیلووات ظرفیت آماده دریافت می‌کنند، طبیعتاً افزایش درآمد آمادگی آنها نیز در طول یک سال یکسان خواهد بود (با فرض

تعداد ساعات آمادگی یکسان). اما با توجه به اینکه هزینه‌های ثابت احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی بیش از نیروگاه‌های گازی است، با افزایش یکسان در نرخ ارز، هزینه‌های ثابت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به صورت مطلق با افزایش بیش‌تری روبرو خواهد بود، به عبارت بهتر با افزایش (کاهش) نرخ ارز، درآمدهای کلیه نیروگاه‌ها به میزان یکسانی افزایش (کاهش) یافته ولی هزینه‌های نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در مقایسه با نیروگاه‌های گازی با افزایش (کاهش) بیش‌تری روبرو خواهد شد. لذا انتظار می‌رود که با افزایش (کاهش) نرخ ارز بازدهی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های گازی در مقایسه با سایر نیروگاه‌ها افزایش (کاهش) یابد. نمودار ۸ رابطه میان نرخ ارز و نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های مختلف را نشان می‌دهد.



نمودار ۸- نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های مختلف و نرخ ارز
منبع: یافته‌های تحقیق

در نمودار ۸ مشاهده می‌شود که با تغییر نرخ ارز، نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های گازی در سطح ۶ درصد ثابت باقی خواهد ماند. این امر به خاطر اعمال کارویژه نهاد تنظیم مقررات در بازار است که با هر تغییر در نرخ ارز، نرخ پایه آمادگی را به نحوی اصلاح می‌کند که نرخ بازدهی داخلی نیروگاه‌های گازی در سطح ۶ درصد

باقی بماند. اما از سوی دیگر نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در سایر نیروگاه‌ها با تغییر مواجه خواهد شد. چنانچه با افزایش نرخ ارز از ۳۲۵۰۰ ریال به ازای هر یورو به ۴۲۵۰۰ ریال، نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری به ترتیب از ۵.۸۶ و ۴.۶ درصد به ۵.۲۹ و ۴.۳۷ درصد کاهش می‌یابد. به عبارت دیگر با افزایش (کاهش) نرخ ارز، نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های گازی در مقایسه با سایر نیروگاه‌ها افزایش (کاهش) خواهد یافت.

۷- نتیجه‌گیری

در این مقاله به بررسی اثرات تغییر در نرخ ارز و نرخ سوخت بر بازدهی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های مختلف پرداخته شد. نتایج تحقیق حاکی از آن است که در شرایط کنونی بازار برق ایران و با در نظر گرفتن قیمت‌های فعلی سوخت، سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های گازی بازدهی بیش‌تری نسبت به سایر نیروگاه‌ها دارد. این در حالی است که این نوع نیروگاه‌ها دارای سطوح پایینی از راندمان وکارایی بوده و میزان اتلاف انرژی در آن‌ها بیش از نیروگاه‌های بخاری و سیکل ترکیبی است. این امر به معنی اتلاف هر چه بیش‌تر سوخت‌های فسیلی است که مهم‌ترین منبع تأمین ارز مورد نیاز کشور هستند. برای بررسی دقیق‌تر این موضوع، با استفاده از مدل شبیه‌سازی بازار برق ایران، اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران مورد بررسی بیش‌تری قرار گرفت. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که با افزایش قیمت حامل‌های سوخت و نزدیک‌تر کردن آن به نرخ‌های جهانی، بازدهی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های مختلف با تغییرات جدی مواجه شده به نحوی که سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخاری در مقایسه با نیروگاه‌های گازی با بازدهی بیش‌تری همراه خواهد شد. لذا به عنوان یکی از راهکارهای سیاستی قابل ارائه در این مقاله، جهت اصلاح ترکیب تکنولوژی و تولید بهینه برق، می‌توان حذف یارانه‌های سوخت مصرفی نیروگاه‌ها و اصلاح قیمت حامل‌های انرژی تا سطوح جهانی و یا حداقل افزایش آن به سطوحی بیش از سطوح فعلی را پیشنهاد داد تا سبب افزایش سرمایه‌گذاری و ایجاد انگیزه‌های لازم جهت احداث نیروگاه‌های کاراتر مانند نیروگاه‌های سیکل ترکیبی شود.

هم چنین، عملکرد فعلی نهاد تنظیم مقررات صنعت برق در تعیین نرخ سقف انرژی و نرخ پایه آمادگی در بازار به گونه‌ای است که نرخ بازدهی داخلی سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه گازی معیار معادل ۶ درصد شود، که این امر سبب می‌شود فارغ از میزان نیاز بازار و در هر سطحی از هزینه‌های ثابت و متغیر، سرمایه‌گذاری در احداث این نیروگاه‌ها، همچنان نرخ بازدهی داخلی واقعی ۶ درصد را به همراه داشته باشد. چنین رویکردی به معنای حمایت صنعت برق از احداث نیروگاه گازی می‌باشد. لذا راهکاری که در این زمینه پیشنهاد می‌شود این است که در شرایط مختلف، معیار هیئت تنظیم بازار برق ایران در تعیین نرخ سقف انرژی و نرخ پایه آمادگی به گونه‌ای تغییر کند که تصمیمات سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌ها در جهت رفع نیازهای بازار برق کشور اصلاح گردد.

فهرست منابع

آمار تفصیلی صنعت برق ایران، شرکت توانیر، (۱۳۹۲).

آمار تفصیلی صنعت برق ایران، شرکت توانیر، (۱۳۹۳).

ترازنامه انرژی، وزارت نیرو (۱۳۹۲).

حیدری، کیومرث، (۱۳۸۸)، گزارش ساختار قیمت‌گذاری و شیوه تدوین نرخ پایه آمادگی و انرژی در بازار برق ایران، وزارت نیرو، دفتر سرمایه گذاری و تنظیم مقررات بازار آب و برق.

حیدری، کیومرث، (۱۳۹۴)، اقتصاد برق، کاربرد، مفاهیم و نظریه‌های اقتصاد، چاپ اول، تهران.

صورتحساب‌های قطعی بازار برق ایران، (۱۳۹۲)، وزارت نیرو، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، دفتر امور عملیات و آرایش بازار برق.

منظور، داود، رضایی، حسین، (۱۳۹۱)، اثرات اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر قیمت برق در بازار تجدید ساختار یافته، فصلنامه علمی پژوهشی برنامه‌ریزی و بودجه، شمارهٔ ۱ صفحات ۹۵-۱۰۸.

منظور، داود، رضایی، حسین، (۱۳۹۱)، بررسی اثر اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت سازی و تولید برق در کشور: رویکرد پویایی سیستمی، فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی سال بیستم، شماره ۶۴، صفحات ۲۵ – ۴۶.

وب سایت بانک مرکزی، آمار و داده‌ها، نرخ ارز www.cbi.ir .

Botterud, A., Mahalik, R.M., Veselka, T.D., Ryu, H.S, Sohn, K.W., (2007), *Multi-Agent Simulation of Generation Expansion in Electricity Market,* Power Engineering Society General Meeting, IEEE.

Federico, G., Rahman, D., (2003), *Bidding in an Electricity Pay-as-Bid Auction*, Journal of Regulatory Economics, 24:2, 175-211.

Foley,E., Blomberg, M.,Girard ,L., (2014), *Wholesale Electricity prices in New England Rose on Higher Natural Gas prices, ISO New England*.

Franco, C., Castaneda, M. Dyner, I., (2015), *Simulating the new British Electricity-Market Reform,* European Journal of Operational Research 245, 273–285.

Hary, N., Rious, V., Saguan, M., (2016) *The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms*, Energy Policy, 91, 113–127.

Herrero, I., Rodilla, P., Batlle, C., (2015) *Electricity market-clearing prices and investment incentives: The role of pricing rules,* Energy Economics 47, 42–51.

Liu ,Zh., Yan, J., Shi, Y., Zhu, K., Pu, G.,(2012), *Multi-agent based experimental analysis on bidding mechanism in electricity auction markets*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 43, 696–702.

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

Santos, G., Pinto, P., Morais , T., Sousa, T., Pereira, I., Fernandes, R., Praça, I., Vale, Z., (2015) *Multi-agent simulation of competitive electricity markets: Autonomous systems cooperation for European market modeling*, Energy Conversion and Management, 99, 387–399.

Stoft, S., (2002), *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, USA, Wiley-IEEE Press.

Strbac, G., kirschen, D., (2004), *fundamentals of power system economics*, first edition, England, Wiley.

Streimikiene, D., Siksnelyte, I.,(2014), *Electricity market opening impact on investments in electricity sector,* Renewable and Sustainable Energy Reviews 29, 891–904.

Wild, F., Bell, P., Foster, J., (2012), *Impact of Carbon Prices on Wholesale Electricity Prices, Carbon Pass- Through Rates and Retails Electricity Tariffs in the NEM,* School of Economics, The University of Queensland St Lucia, QLD, 4072.

The Effects of Rising Fuel Prices and Exchange Rate on the Wholesale Electricity Market in Iran

Ali Asghar Esmaeilnia
assistant professor of economics, Islamic Azad University Central Tehran Branch, aeketabi@gmail.com

Azadeh Shahgaldi[1]
MA student of development economics and planning, Islamic Azad University Central Tehran Branch, azade.shahgaldi@gmail.com
Received: 2015/01/16 Accepted: 2016/07/04

Abstract

Nowadays, many countries have focused on optimizing their power industry, increasing its efficiency and putting in place necessary capacities to respond to growing demand. In this study while we simulate the electricity market, we review the effect of changes in fuel prices and the exchange rate on the price of electricity on the wholesale market. We then use a financial model that includes plant costs and revenues to study the returns on investments in different plants.

The results show that the current internal rate of return on investment in the construction of open cycle gas turbine power plants is more than the combined cycle gas turbine and steam power plant. With rising fuel prices, incentives and internal rate of return on investment in CCGT power plants and steam power plants increase more than OCGT power plants. The same order of preference holds in cases of increases in the exchange rate, while a decrease in the exchange rate increases the incentives to invest in CCGT power plants and steam power plants more than OCGT power plants.

JEL Classification : Q5, Q41, L94

Keywords: simulation, wholesale electricity market, exchange rate, fuel price, internal rate of return.

1- Corresponding Author