فصلنامــه اقتصاد مالی
دورهٔ ۱۷ / شمارهٔ ۱ (پیاپی ٦٢)/ بهار ۱٤۰۲
صفحه ۲۷۷ تا ۳۱٦

بررسی تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی تراز مالی صنعت برق ایران بر مبنای ارائه یک مدل شبیه سازی از کارکرد این بازار

جمشید پژویان[۱]
تیمور محمدی[۲]
علی اصغر اسماعیل نیا[۳]
الهام غفوریان[۴]

تاریخ دریافت: ۱٤۰۱/۱۰/۰۹ تاریخ پذیرش: ۱٤۰۱/۱۲/۱۵

چکیده

مقاله حاضر به بررسی تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای کلیدی بازار برق ایران (متوسط قیمت برق و تراز مالی صنعت برق) بر مبنای ارائه یک مدل شبیه سازی از کارکرد این بازار اختصاص دارد. در این راستا ابتدا بازار برق ایران با استفاده از مدلی که در آن وجود یا عدم وجود رقابت در بازار برق مبتنی بر میزان ضریب ذخیره نیروگاهی در دسترس در هر ساعت می باشد، مورد شبیه سازی قرار گرفته و ضریب ذخیره بحرانی مربوطه بر اساس کارکرد واقعی بازار برق ایران مورد احصاء قرار گرفته است[۵].

با توجه به قرار داشتن سقف و نرخ پایه آمادگی بازار برق در سطحی نازل تر از سطحی که موجب ایجاد علایم لازم برای سرمایه گذاری بهینه در ظرفیت نیروگاهی گردد، سقف و نرخ پایه آمادگی فعلی بازار نقطه شروع مناسبی برای بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی (متوسط قیمت بازار برق و تراز مالی صنعت برق) به شمار نمی رود. بر این اساس قبل از بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی، سقف و نرخ پایه آمادگی بازار، بر اساس مدل شبیه سازی ارائه شده مورد تعدیل قرار گرفته است. محاسبات انجام شده حاکی از آن است که اصلاح سقف قیمت بازار برق به گونه ای که بتواند علایم لازم برای سرمایه گذاری در ظرفیت مکفی نیروگاهی در شبکه برق کشور را ایجاد کند، مستلزم افزایش آن از حدود ۴۱۷ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به حدود ۵۷۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت می باشد. در این حالت متوسط قیمت بازار عمده فروشی برق از حدود ۶۰۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به حدود ۷۰۶ ریال به ازای هر

۱- گروه اقتصاد، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران. (نویسنده مسئول)، Pajooyan.J.2002@gmail.com
۲- گروه اقتصاد دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران. ta.mohammadi@gmail.com
۳- گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران. a_esmailnia@yahoo.com
۴- گروه اقتصاد، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران. Ghafourian.El.2008@gmail.com
۵ . شبیه سازی انجام شده بر اساس اطلاعات مربوط به منحنی تداوم بار و وضعیت نیروگاههای کشور در سال ۱۳۹۳ صورت پذیرفته است.

نوع مقاله: علمی
Ecj@iauctb.ac.ir
This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License

کیلووات ساعت افزایش پیدا می نماید. اجرای این سیاست بار مالی در حدود ۲۹۸۹۴ میلیارد ریال را به وزارت نیرو تحمیل می نماید.

با توجه به اینکه در بازارهای دارای سقف (و پرداخت بابت آمادگی) اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی مستلزم اصلاح متناسب در سقف قیمت بازار می باشد، اثرات ناشی از اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی ، بواسطه تأثیر آن بر سقف قیمت بازار برق (و با فرض اصلاح متناسب سقف قیمت بازار برق توسط نهاد تنظیم مقررات بخش برق (هیئت تنظیم بازار برق)) مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی با اعمال سه سناریوی مختلف در رابطه با اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی صورت پذیرفته است. قیمت گاز مورد استفاده در صنعت پتروشیمی (به عنوان خوراک این واحدها)، قیمت صادراتی گاز به کشور ترکیه، و حد کمینه پیش بینی شده در قانون هدفمندی یارانه ها در رابطه با قیمت گاز طبیعی، سناریوهای مختلف مورد استفاده برای اصلاح قیمت گاز مصرفی نیروگاههای کشور می باشند. اجرایی شدن سناریوهای فوق موجب افزایش سقف بازار از ۵۷۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به ۱۷۸۳، ۳۶۵۵ و ۲۸۳۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به ترتیب سناریوهای فوق خواهد گردید. متوسط قیمت بازار تعدیل شده، متناسب با تعدیل صورت گرفته در سقف قیمت بازار (به ترتیب سناریوهای فوق) به ترتیب معادل ۱۹۲۲، ۳۸۰۱ و ۲۹۷۳ ریال به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود. همچنین بار مالی متناظر با هذ کدام از سناریوها به ترتیب معادل ۶۱۷۱۷، ۱۵۶۵۷۴ و ۱۱۴۸۶۶ میلیارد ریال خواهد بود.

واژه‌های کلیدی: شبیه سازی، بازار عمده فروشی، نرخ پایه آمادگی، سقف بازار، نرخ ارز، قیمت سوخت، نرخ بازدهی داخلی.

طبقه بندی JEL: Q5,Q41,L94

۱- مقدمه

ساختار صنعت برق در دهه های اخیر با دگرگونی هایی شگرف و اساسی مواجه بوده است. در واقع تغییر نگرش به صنعت برق، از صنعتی با ویژگی های انحصار طبیعی به حوزه ای که می توان رقابت را حداقل در سطوح تولید و خرده فروشی گسترش داد، از اوایل دهه ۱۹۸۰ میلادی در بین اکثر کشورهای دنیا رواج یافته و زمینه های تجدید ساختار و تغییر نگرش به تنظیم مقررات در این صنعت را فراهم کرده است.

پیرو تغییرات ساختاری صورت گرفته در صنعت برق در برخی از کشورهای دنیا، از اوایل دهه هشتاد خورشیدی تحولات ساختاری مهم و معنی داری در صنعت برق ایران به وقوع پیوست. مجزاسازی شرکتی و حقوقی بخش های تولید و توزیع، تشکیل بازار عمده فروشی برای ایجاد رقابت در بخش تولید و مشارکت بخش خصوصی برای احداث نیروگاه در قالب قراردادهای BOO و BOT اهم این تحولات به شمار می روند. با تشکیل و راه اندازی بازار برق ایران در سال ۱۳۸۴، امکان مشارکت نیروگاههای دولتی و خصوصی در این بازار، بر اساس مبانی رقابتی فراهم گردید.

تشکیل و راه اندازی بازار عمده فروشی برق نقطه عطف بسیار مهمی در تاریخ اقتصادی صنعت برق قلمداد می شود، چرا که راه اندازی این بازار در واقع به مفهوم جایگزینی تصمیمات متمرکز در رابطه با میزان و نوع هر کدام از ظرفیت های نیروگاهی با تصمیمات بازیگران خصوصی (با انگیزه کسب حداکثر منافع اقتصادی) است. با این حال علیرغم این تحول بسیار مهم در ساختار اقتصادی صنعت برق، کارکرد بازار برق در علامت دهی لازم به سرمایه گذاری بهینه در ظرفیت و تکنولوژی های مختلف نیروگاهی با دو چالش عمده و اساسی مواجه بوده است؛ عدم تعدیل سقف و نرخ پایه آمادگی بازار برای ایجاد علایم قیمتی مناسب برای سرمایه گذاری بهینه در ظرفیت نیروگاهی و عدم اصلاح قیمت سوخت برای ایجاد انگیزه لازم برای اصلاح ترکیبی تکنولوژیکی نیروگاهها.

محاسبات انجام شده در رابطه با نرخ بازده داخلی نیروگاههایی که برق تولیدی خود را در قالب قراردادهای تبدیل انرژی (موضوع تبصره (۴) الحاقی به ماده (۷) بند (و) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه) با شرکت توانیر به فروش می رسانند، حاکی از وجود نرخ بازده داخلی واقعی حدود نه و نیم درصد (۹/۵ درصد) برای این نوع از سرمایه گذاری هاست. این در حالی است که نرخ بازده داخلی واقعی تکنولوژی های گازی و سیکل ترکیبی در چارچوب سقف و نرخ پایه آمادگی تعیین شده در بازار برق ایران کمتر از ۶ درصد می باشد. این امر به مفهوم اتکای به قراردادهای تبدیل انرژی، به جای اتکاء به چارچوب بازار برق در راستای علامت دهی مناسب به شکل گیری ظرفیت بهینه نیروگاهی است. بدیهی است شرایط مزبور در تناقض اساسی با اهداف اولیه تجدید ساختار و راه اندازی بازار برق برای جایگزینی تصمیمات متمرکز در رابطه با میزان و نوع هر کدام از ظرفیت های نیروگاهی با تصمیمات بازیگران خصوصی (با انگیزه کسب حداکثر منافع اقتصادی) قرار دارد. محدودیت های مالی و نقدینگی شرکت توانیر به واسطه اصلاح سقف قیمت بازار می تواند به عنوان مهم ترین فرضیه قابل طرح در رابطه با علل عدم اصلاح سقف وو نرخ پایه آمادگی بازار، به گونه ای که منجر به سرمایه گذاری بهینه در ظرفیت نیروگاهی گردد، مطرح گردد، چرا که، همانطور که بعداً نیز ملاحظه خواهد گردید، اصلاح سقف قیمت بازار بر اساس نیروگاه معیار هیئت تنظیم بازار برق (نیروگازی مدل V942) می تواند منجر به پرداختی بیشتر صنعت برق نسبت به وضعیت اولیه آن گردد. با توجه به قرار داشتن سقف و نرخ پایه آمادگی بازار برق در سطحی نازل تر از سطحی که موجب ایجاد علایم لازم برای سرمایه گذاری بهینه در ظرفیت نیروگاهی گردد، سقف و نرخ پایه آمادگی فعلی بازار نقطه شروع مناسبی برای بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی (متوسط قیمت بازار برق و تراز مالی صنعت برق) به شمار نمی رود. بر این اساس قبل از بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی، سقف و نرخ پایه آمادگی بازار، بر اساس مدل شبیه سازی ارائه شده مورد تعدیل قرار خواهد گرفت. همچنین آثار تعدیل مزبور بر متوسط قیمت بازار و تراز مالی صنعت برق نیز مورد تجزیه و تحلیل قرار خواهد گرفت.

در حال حاضر قیمت گاز مصرفی نیروگاههای فعال در بازار برق کشور معادل ۷۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب گاز مصرفی می باشد. به طور واضح این قیمت از تفاوتی معنی دار با قیمت فعلی گاز صادراتی به کشور ترکیه (حدود ۳۰ الی ۳۵ سنت) برخوردار است. با فرض قیمت ۳۰ الی ۳۵ سنت برای گاز صادراتی، حداقل قیمت گاز تعیین شده برای مصارف داخلی (مطابق قانون هدفمندی یارانه ها) نیز تفاوتی فاحش با قیمت گاز مورد استفاده

در نیروگاههای کشور دارد[۱]. از طرفی در مقایسه با قیمت گاز مورد استفاده در واحدهای پتروشیمی (به عنوان خوراک مورد استفاده در این واحدها)، قیمت گاز مورد استفاده در نیروگاههای فعال در بازار عمده فروشی برق در سطحی بسیار نازل قرار دارد. به طور مسلم، در شرایط نازل بودن قیمت سوخت نیروگاهی، اصلاح ترکیب تکنولوژیکی نیروگاهها در چارچوب نظام انگیزشی عمده فروشی برق غیر قابل تصور می باشد. بر این اساس اصلاح قیمت سوخت مورد استفاده در نیروگاههای کشور پیش شرط ضروری برای ایجاد انگیزه لازم در سمت دهی سرمایه گذاری های تولید نیروگاهی در بکارگیری نیروگاههای با راندمان بالاتر می باشد. از آنجایی که اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاهها بدون انجام اصلاح متناسب در سقف قیمت بازار عمده فروشی برق امکان پذیر نمی باشد[۲]، اصلاح سقف قیمت بازار، متناسب با اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی، اقدامی ضروری در راستای متناسب نمودن بازار با سطح قیمت جدید تعیین شده برای سوخت نیروگاهی است. بدون شک، اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی و تعدیل سقف بازار (متناسب با آن) می تواند آثار و تبعات خاصی را بر متوسط قیمت بازار، سودآوری نیروگاههای مختلف فعال در بازار عمده فروشی و تراز مالی صنعت برق به همراه داشته باشد؛ آثار و تبعاتی که گرچه ممکن است در نهایت منجر به ارسال علایم لازم در راستای تغییر ترکیب سرمایه گذاری نیروگاهی در راستای دستیابی به ترکیب بهینه نیروگاهی در بلند مدت گردد، ممکن است از منظر سیاست گذاران بخش صنعت برق تصمیمی بسیار چالشی تلقی گردد؛ چرا که افزایش سقف بازار بواسطه افزایش قیمت سوخت نیروگاهی می تواند از طرفی موجب افزایش متوسط قیمت بازار برق و از طرفی برهم خوردن تعادل اولیه تراز مالی صنعت برق (در راستای ایجاد کسری در تراز مزبور) گردد.

یه طور مسلم اجرایی نمودن هر تصمیم سیاستی مستلزم محاسبه و احصاء آثار مالی و نقدینگی ناشی از اجرای آن سیاست و پیش بینی منابع مالی لازم برای اجرای آن می باشد. به عبارتی دیگر در صورتی که مجموعه سیاست گذاری کلان انرژی کشور خواهان اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی و علامت دهی مناسب به سرمایه گذاران در راستای اصلاح ترکیب تکنولوژیکی نیروگاههای کشور باشند، محاسبه و تأمین منابع مالی لازم برای انجام این مهم گریز ناپذیر می باشد. در این راستا محاسبه تغییرات در متوسط قیمت بازار و تراز مالی صنعت برق بواسطه تغییرات صورت گرفته در قیمت سوخت نیروگاهی محور اصلی مقاله حاضر را تشکیل می دهد.

صنایع مورد بررسی در متون متعارف و کلاسیک اقتصاد خرد، حداقل از یکی از ویژگی های عدم وجود هزینه های به گل نشسته، عدم نوسانات در تقاضا، و ذخیره پذیر بودن کالای تولید شده برخوردار هستند. برخورداری یک صنعت از حداقل یکی از ویژگی های فوق الذکر، موجب تسلط یک شیوه تولید بر سایر شیوه ها و کنار گذاشته شدن سایر تکنولوژی های مورد استفاده در آن صنعت خواهد گردید. این در حالی است که عدم وجود حداقل یکی از این ویژگی ها شرایط خاصی را برای آن صنعت رقم خواهد زد؛ شرایطی که در آن حضور و فعالیت همزمان

[۱] . مطابق بند ب ماده یک قانون هدفمندی یارانه ها، میانگین قیمت فروش داخلی گاز طبیعی به گونه ای تعیین شود که به تدریج تا پایان برنامه پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران ، معادل حداقل هفتاد و پنج درصد (۷۵%) متوسط قیمت گاز طبیعی صادراتی پس از کسر هزینه‌های انتقال، مالیات و عوارض شود.

[۲] . اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاهها بدون انجام اصلاح متناسب در سقف قیمت بازار عمده فروشی برق موجب متضرر شدن تمامی انواع نیروگاهها و خارج شدن برخی از آنها از جرگه تولید خواهد شد. بدون شک ادامه این وضعیت در بلندمدت غیر قابل تصور است.

تکنولوژی های مختلف تولید امکان پذیر بوده و اصلاح قیمت نهاده ها صرفاً موجب تغییر در ترکیب تکنولوژی های تولیدی خواهد شد. از آنجایی که هیچ کدام از فروض نامبرده، در مورد صنعت برق موضوعیت ندارند، ادبیات و چارچب تحلیلی حاکم بر این صنعت بسیار متفاوت از چارچوب تحلیلی متداول در ادبیات مرسوم اقتصادی است. صنعت برق صنعتی با تقاضای پرنوسان است، که با توجه به عدم ذخیره پذیری آن تولید آن در ساعات کم باری برای استفاده در ساعات اوج بار میسر نبوده و برای پاسخگویی به تقاضای ساعات اوج بار بایستی ظرفیتی متناسب با تقاضای آن ساعات را نگه داری کرد، ظرفیت هایی که تنها و تنها مورد استفاده آنها پاسخگویی به تقاضای برق در ساعات اوج بار بوده و پس از فروکش کردن تقاضا هیچ مورد استفاده دیگری نداشته و تنها هزینه ای معادل هزینه فرصت میزان سرمایه به کار رفته را به مالکان خود بار می کنند. بدین ترتیب بسیار منطقی خواهد بود که سرمایه گذارانی که تقاضای برق در ساعات اوج بار را تأمین می کنند به جای انتخاب بهترین تکنولوژی متناسب با جزء تقاضای تقریباً ثابت در طول دوره(بار پایه)، سرمایه خود را در تکنولوژی هایی به کار گیرند که هزینه فرصت عدم استفاده از سرمایه در ساعات عدم استفاده از نیروگاهها را با توجه به هزینه های عدم به کارگیری مزایای تکنولوژی بهینه متناسب با جزء تقاضای نسبتاً ثابت به حداقل برسانند. با توجه به چارچوب تحلیل اقتصادی خاص حاکم بر صنعت برق، قبل از ورود به شبیه سازی ضروری است تا ابتدا چارچوب تحلیلی مزبور مورد بررسی و مرور اجمالی قرار گیرد. به طور مسلم مدل مورد استفاده برای شبیه سازی بازار برق بایستی بر آن چارچوب منطبق شود. بررسی اجمالی چارچوب تحلیلی حاکم بر صنعت برق بخش بعدی این مقاله (بخش دوم) را تشکیل می دهد.

شبیه سازی بازار برق ایران مستلزم شناختی کلی از این بازار می باشد. در این راستا معرفی اجمالی چارچوب و ساختار حاکم بر بازار برق ایران یکی از مقدمات ضروری ورود به مدلسازی این بازار می باشد. بررسی و مرور اجمالی چارچوب و ساختتار حاکم بر بازار برق ایران بخش سوم این مقاله را تشکیل می دهد.

بخش چهارم مقاله حاضر به بررسی تحقیقات انجام شده در رابطه با موضوع مقاله حاضر اختصاص دارد. همانطور که در آن بخش نیز ملاحظه خواهد شد، متأسفانه تاکنون هیچ تحقیق جامعی در رابطه با موضوع مورد بررسی در این مقاله وجود نداشته و معدود تحقیقاتی نیز که در جهت پاسخگویی به آنها صورت پذیرفته است، بدون توجه به ویژگی های خاص صنعت برق و مبانی تحلیل اقتصادی مختص به آن (که در فصل دوم این مقاله معرفی خواهد گردید) صورت گرفته است.

بخش پنجم این مقاله به معرفی و ارائه یک مدل شبیه سازی برای بازار برق ایران و استخراج نتایج حاصل از مدل در رابطه با تأثیرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متوسط قیمت بازار عمده فروشی و تراز مالی صنعت برق اختصاص دارد.

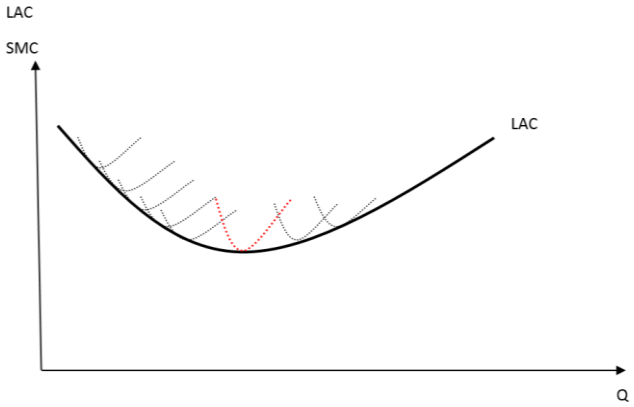
بخش پایانی مقاله (بخش ششم) به جمع بندی، نتیجه گیری و ارائه توصیه های سیاستی منتج از نتایج تحقیق اختصاص یافته است.

چارچوب تحلیل اقتصادی صنعت برق

همچنانکه قبلاً نیز عنوان شد، صنایع مورد بررسی در متون متعارف و کلاسیک اقتصاد خرد، حداقل از یکی از ویژگی های عدم وجود هزینه های به گل نشسته، عدم نوسانات در تقاضا، و ذخیره پذیر بودن کالای تولید شده برخوردار بوده و برخورداری یک صنعت از حداقل یکی از ویژگی های فوق الذکر، موجب تسلط یک شیوه تولید بر سایر شیوه ها و کنار گذاشته شدن سایر تکنولوژی های مورد استفاده در آن صنعت خواهد گردید. برای مثال با برقراری فروض عنوان شده در بلند مدت تقریباً تمامی فولاد تولیدی در یک اقتصاد با استفاده از تکنولوژی خاص و منحصر به فردی صورت خواهد پذیرفت[۱].

نمودار شماره (۱) منحنی های هزینه متوسط بلند مدت و کوتاه مدت را در یک صنعت فرضی نشان می دهد. در نمودار مزبور منحنی های نشان داده شده به وسیله خطوط غیر ممتد معرف منحنی های هزینه کوتاه مدت و منحنی نشان داده شده به وسیله خط ممتد معرف منحنی هزینه متوسط بلند مدت است. منحنی هزینه متوسط بند مدت در واقع خط راهنمای سرمایه گذاران برای انتخاب تکنولوژی(منحنی هزینه متوسط کوتاه مدت) مناسب برای ورود به بازار به شمار می رود.

در شرایط وجود رقابت کامل، عدم جابجایی منحنی های هزینه متوسط بلند مدت و کوتاه مدت و برقراری حداقل یکی از فروض عدم وجود هزینه های به گل نشسته، عدم نوسانات در تقاضا و یا ذخیره پذیر بودن کالای تولید شده تکنولوژی(منحنی هزینه متوسط کوتاه مدت) نشان داده شده به وسیله خط غیر ممتد قزمز رنگ بهترین و کاراترین تکنولوژی برای ورود به صنعت به شمار رفته و تقریباً تمامی تولیدات صنعت توسط تکنولوژی مزبور صورت خواهد پذیرفت.



نمودار شماره ۱: بهینگی یک تکنولوژی خاص تولیدی در شرایط برقراری فروض کلاسیک

منبع: یافته‌های پژوهشگر

[۱] . در صورت عدم وجود هزینه های به گل نشسته، در بلند مدت تمامی تولید توسط یک تکنولوژی خاص و منحصر به فرد صورت خواهد پذیرفت.

در صورتی که فرض نخست(عدم وجود هزینه های به گل نشسته) در صنعت برق برقرار می بود(حتی با نقض دو فرض بعدی (عدم نوسانات در تقاضا و ذخیره پذیر بودن کالای تولید شده))، تمامی برق مورد تقاضا در هر لحظه تنها و تنها با یک نوع تکنولوژی نیروگاهی انجام می پذیرفت. برای مثال(به فرض محال) در صورتی که مالکین نیروگاه می توانستند در مواقع کمبود تقاضا ظرفیت نیروگاهی خود را به قیمتی معادل هزینه فرصت سرمایه به کار رفته در آن اجاره دهند، تنها حضور و فعالیت یک نوع تکنولوژی نیروگاهی، برای مثال تکنولوژی سیکل ترکیبی یا گازی(فقط یکی از آنها و نه هر دو آنها) بهینه قلمداد می شد.

در صورت برقراری فرض دوم(عدم نوسانات در تقاضا) در صنعت برق، تقاضای ثابت و بدون نوسان موجود در صنعت تنها با به کارگیری یک نوع تکنولوژی نیروگاهی(فارغ از برقراری یا عدم برقراری فرض های اول و سوم(عدم وجود هزینه های به گل نشسته و ذخیره پذیر بون کالای تولید شده)) تأمین می گردید. به عبارتی دیگر در صورت عدم وجود نوسانات تقاضا ظرفیت متناسب با استفاده از بهترین تکنولوژی در دسترس شکل گرفته و تقاضای مورد نیاز را تأمین می کرد.

برقراری فرض سوم (ذخیره پذیر بودن برق تولید شده) نیز می توانست اثری همانند برقراری فرض های اول یا دوم بر ترکیب تگنولوژیکی صنعت برق داشته باشد. در صورتی که برق کالایی ذخیره پذیر می بود، تولید برق با استفاده از بهترین تکنولوژی در دسترس و ذخیره آن در ساعات کم باری برای پاسخگویی به تقاضای ساعات پرباری بهترین استراتژی هر کدام از تولید کنندگان محسوب می گردید.

همانطور که پیشتر نیز عنوان گردید، هیچ کدام از فروض نامبرده در مقدمه این فصل در مورد صنعت برق موضوعیت نداشته و این امر ساخت تکنولوژیکی خاصی را برای صنعت برق رقم می زند، به طوریکه حتی در بلندمدت حضور و فعالیت همزمان تکنولوژی های مختلف تولید امری بهینه قلمداد می شود. به عبارتی دیگر صنعت برق صنعتی با تقاضای پرنوسان است، که با توجه به عدم ذخیره پذیری کالا تولید آن در ساعات کم باری برای استفاده در ساعات اوج بار میسر نبوده و برای پاسخگویی به تقاضای ساعات اوج بار بایستی ظرفیتی متناسب با تقاضای آن ساعات را نگه داری کرد، ظرفیت هایی که تنها و تنها مورد استفاده آنها پاسخگویی به تقاضای برق در ساعات اوج بار بوده و پس از فروکش کردن تقاضا هیچ مورد استفاده دیگری نداشته و تنها هزینه ای معادل هزینه فرصت میزان سرمایه به کار رفته را به مالکان خود بار می کنند. بدین ترتیب بسیار منطقی خواهد بود که سرمایه گذارانی که تقاضای برق در ساعات اوج بار را تأمین می کنند به جای انتخاب بهترین تکنولوژی متناسب با جزء تقاضای تقریباً ثابت در طول دوره(بار پایه)، سرمایه خود را در تکنولوژی هایی به کار گیرند که هزینه فرصت عدم استفاده از سرمایه در ساعات عدم استفاده از نیروگاهها را با توجه به هزینه های عدم به کارگیری مزایای تکنولوژی بهینه متناسب با جزء تقاضای نسبتاً ثابت به حداقل برسانند.

لزوم حضور و فعالیت همزمان تکنولوژی های مختلف تولید در صنعت برق را می توان با تحلیلی ساده به تصویر کشید. این تحلیل در عین حال به این پرسش اساسی که " تقاضای صنعت برق در یک دوره معین زمانی بایستی با چه مقدار ظرفیت از هر کدام از تکنولوژی های در دسترس نیروگاهی پاسخ داده شود؟"نیز پاسخ می دهد. فرض می کنیم دو نوع تکنولوژی نیروگاهی در دسترس صنعت برق وجود دارد؛ نیروگاههای بار پیک (نیروگاه

هایی با هزینه ثابت نسبتاً پایین برای هر کیلووات ظرفیت احداث شده و هزینه متغیر نسبتاً بالا برای هر کیلووات ساعت تولیدی) و نیروگاههای بار پایه (نیروگاه هایی با هزینه ثابت نسبتاً بالا برای هر کیلووات ظرفیت احداث شده و هزینه متغیر نسبتاً کم برای هر کیلووات ساعت تولیدی). نیروگاههای گازی ساده(توربین های گازی سیکل باز) مثال متداول نیروگاه های بار پیک[1] و نیروگاههای سیکل ترکیبی مثال متداول در زمینه نیرگاههای بار پایه به شمار می روند.

پانل شماره ۱ از نمودار شماره ۲ هزینه کل دو نوع تکنولوژی نیروگاهی(نیروگاه های بار پیک و نیروگاه های بار پایه) را با توجه به میزان ساعات استفاده از آنها (تولید آنها) به تصویر می کشد. در این مثال طول دوره مورد بررسی را یک سال(۸۷۶۰) ساعت در نظر می گیریم. با این حال می توان طول دوره مورد بررسی را هر عدد دلخواه دیگری نیز در نظر گرفت. در پانل مزبور عرض از مبدأها هزینه های ثابت و شیب خطوط هزینه های متغیر هر کدام از تکنولوژی ها را مشخص می کنند. خط با عرض از مبدأ کمتر و شیب بیشتر(هزینه ثابت کمتر و هزینه متغیر بیشتر) ساختار هزینه نیروگاه بار پیک و خط با عرض مبدأ بیشتر و شیب کمتر(هزینه ثابت بیشتر و هزینه متغیر کمتر) ساختار هزینه نیروگاه بار پایه را نشان می دهند.

همانطور که پانل ۱ از نمودار شماره ۲ نشان می دهد، در صورتی که لازم باشد تا نیروگاهی کمتر از T^* ساعت در سال مورد استفاده قرار گیرد، در این صورت استفاده از یک نیروگاه بار پیک یک انتخاب بهینه محسوب می شود، حال آنکه در صورتی که لازم باشد تا نبروگاهی بیش از T^* ساعت در سال مورد بهره برداری قرار گیرد، نیروگاه بار پایه مناسب ترین گزینه به شمار می رود. خط پررنگ در پانل شماره ۱ از نمودار شماره ۲ کمترین هزینه ممکن برای تولید T^2 کیلووات ساعت انرژی در طول سال را نشان می دهد.

برای تعیین میزان مورد نیاز بهره برداری(ساعات استفاده) از هر کدام از نیروگاه ها می توان از پانل شماره ۲ در نمودار شماره ۲ استفاده کرد. پانل شماره ۲ از نمودار شماره ۲ منحنی تداوم بار [3] یک شبکه الکتریکی نوعی را به تصویر می کشد. منحنی تداوم بار از ثبت ساعت به ساعت بار درخواستی توسط مصرف کنندگان در یک سال و مرتب کردن اعداد ثبت شده از بیشترین تا کمترین اعداد به دست می آید. با توجه به پانل مزبور تقاضای برق (بار درخواستی) در T^* اُمین ساعت پر بار سال برابر BGW است. به عبارتی دیگر در طول سال T^* ساعت وجود دارد که تقاضای برق(بار درخواستی) حداقل به اندازه BGW می باشد. بدین ترتیب در صورتی که بخواهیم از نیروگاههای با پایه ای استفاده کنیم که حداقل به اندازه T^* در مدار باشند، بایستی از وجود حداقل ظرفیتی به اندازه BGW اطمینان حاصل کنیم.

پانل شماره ۳ از نمودار شماره ۲ خط ۴۵ درجه است که ظرفیت های مندرج در محور عمودی پانل شماره ۲ به پانل شماره ۴ منتقل می سازد. در صورتیکه هزینه متغیر نیروگاه بار پایه معادل C_B باشد، در این صورت تا زمانی

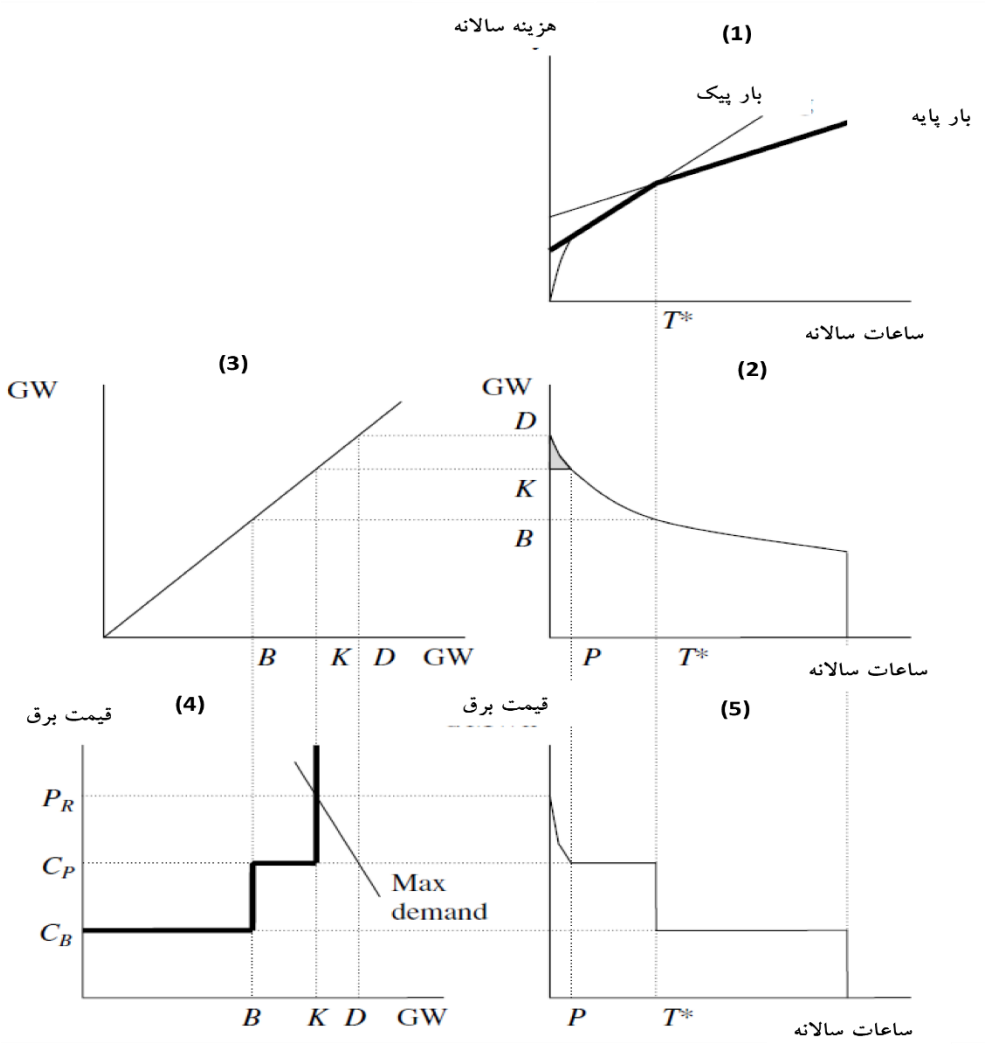
---

[1] . از آنجایی که عمده هزینه های به کار رفته در واحدهای نیروگاهی از نوع هزینه های به گل نشسته است، نیروگاه های قدیمی یا نیروگاه هایی که احداث شده اند ولی به واسطه پیشرفت تکنولوژیکی سریع احداث آنها دیگر مقرون به صرفه نیست نیز در اغلب موارد به مثابه نیروگاه های بار پیک عمل می کنند.

[2] . T عددی دلخواه است به طوریکه $T \leq 8760$

[3] . Load Duration Curve

که تقاضای برق (بار درخواستی) از میزان ظرفیت موجود نیروگاه های بار پایه[۱] فزونی نگیرد، C_B معادل هزینه متغیر صنعت و بنابراین قیمت بازار خواهند بود. در سطوح بالاتر تقاضا(تقاضای بیش از BGW) هزینه متغیر نیروگاههای بار پیک(C_P) تعیین کننده قیمت بازار خواهند بود.



نمودار شماره ۲: ترکیب تکنولوژیکی بهینه نیروگاهها با توجه به عوامل تعیین کننده تقاضا و عرضه

منبع: یافته‌های پژوهشگر

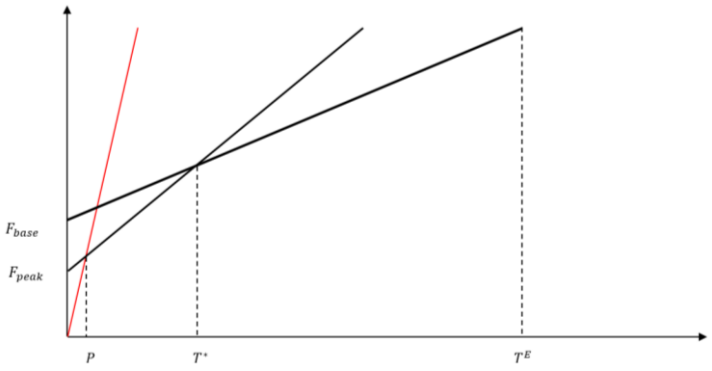
[۱] . در حالت بهینه ظرفیت نیروگاه های بار پایه معادل BGW خواهد بود.

منحنی تداوم بار در پانل شماره ۲ نمودار شماره ۲ با این فرض ترسیم شده بود که قیمت در T^* ساعت پربار سال معادل C_P و در بقیه ساعات سال معادل C_B باشد. همانطور که پانل شماره ۴ نمودار شماره ۲ نیز نشان می دهد، در قیمت C_P حداکثر تقاضای بار معادل DGW خواهد بود. در صورتی که صنعت ظرفیتی معادل DGW می داشت، تمامی تقاضای مزبور می توانست به طور کامل پاسخ داده شود، با این حال در صورت وجود این مقدار از ظرفیت قیمت نمی تواست از هزینه متغیر نیروگاههای بار پیک فزونی گیرد. بدین ترتیب نیروگاههای مزبور تنها هزینه های متغیر خود را پوشش داده و قادر به پوشش هزینه های ثابت خود نخواهند بود. در شرایط مزبور نیروگاههای بار پایه قادر به پوشش قسمتی از هزینه های ثابت خود خواهند بود(در ساعاتی که هزینه متغیر نیروگاه های بار پیک تعیین کننده قیمت بازار باشند) ولی قسمتی از هزینه های ثابت این نیروگاهها(که معادل تفاوت هزینه های ثابت این نیروگاه ها با نیروگاههای بار پیک است) پوشش داده نخواهد شد. به طور طبیعی در نظام بازار چنین وضعیتی نمی تواند وضعیتی پایدار تلقی گردد. به عبارتی دیگر حتی در شرایطی که چنین وضعیتی برقرار باشد عدم سرمایه گذاری و یا حتی خروج برخی از تولید کنندگان از بازار[1] قیمت ها را به گونه ای تغییر خواهد داد تا تمامی نیروگاهها (بار پیک یا بار پایه) تمامی هزینه های خود، اعم از ثابت یا متغیر را پوشش دهند. همانطور که پانل شماره ۴ از شکل شماره ۲ نشان می دهد، در صورتی که ظرفیت کمتر از DGW باشد، قیمت می تواند از هزینه متغیر فاصله گرفته و معادل ارزش نهایی کالا برای مصرف کنندگان (که بر اساس منحنی تقاضا مشخص می گردد) افزایش یابد. با توجه به پانل مزبور وجود ظرفیتی معادلKGW موجب برقراری قیمتی معادل P_R در ساعات اوج بار خواهد گردید. قیمت P_R می تواند به عنوان هزینه خاموشی برای مصرف کنندگان نیز تلقی گردد. به عبارتی دیگر در صورتی که قیمت برق از P_R فراتر رود، مصرف کنندگان تحمل هزینه های خاموشی را به هزینه های ناشی از مصرف اضافی ترجیح خواهند داد. قیمت های برق در ساعات مختلف در پانل شماره ۵ از نمودار شماره ۲ به تصویر کشیده شده اند. قیمت برق در بالاترین سطح تقاضا معادل P_R بوده و در سطوح پایین تر تقاضا کاهش خواهد یافت. بدین ترتیب در نظام بازار منحنی تداوم بار در سطح ظرفیت KGW به صورت مسطح درآمده و میزان تقاضایی که به صورت واقعی پوشش داده خواهد شد ازKGW فراتر نخواهد رفت. به عبارتی سطح بالای خط افقی معادلKGW پوشش داده نشده و به وسیله مکانیزم بازار جیره بندی خواهد شد. بالاتر رفتن قیمت از هزینه متغیر نیروگاههای بار پیک در ساعات اوج بار علاوه بر جیره بندی ظرفیت در این ساعات هزینه های ثابت نیروگاه های بار پیک و هزینه های ثابت بالاتر نیروگاه های بار پایه نسبت به نیروگاههای گازی را پوشش خواهد داد. مثال ساده زیر این ادعا را به خوبی اثبات می کند:

فرض کنیم متوسط حداکثر تمایل به پرداخت مصرف کنندگان برای ساعات اوج مصرف معادل V باشد[2]. این میزان معادل شیب خط گذرا از مبدأ مختصات در نمودار شماره ۳ است.

[1] . با توجه به هزینه های به گل نشسته بالا در تمامی زنجیره تولید و عرضه صنعت برق(از جمله بخش تولید)خروج نیروگاهها از بازار به صورت بسیار کند و بطئی صورت خواهد گرفت.

[2] . پر واضح است که حداکثر تمایل پرداخت مصرف کنندگان برای برق تابعی از زمان استفاده از آن بوده و به عبارتی دیگر ارزش خاموشی برای مصرف کنندگان در هر لحظه از زمان متفاوت بوده و خط قرمز رنگ در نمودار شمارع ۳ بایستی به صورت یک منحنی با شیب کاهنده ترسیم می شد. با این حال ثابت می شود که نتایج حاصل از مدل ساده ارائه شده به وسیله نمودار شماره ۳ تفاوتی با نتایج حاصل از مدل واقعی ندارند.



نمودار شماره ۳: نحوه جبران هزینه های ثابت نیروگاهای مختلف

منبع: یافته‌های پژوهشگر

در نمودار مزبور F_{peak} معرف هزینه های ثابت نیروگاه بار پیک و F_{base} معرف هزینه های ثابت نیروگاه بار پایه می باشند. فرض کنیم هزینه های متغیر نیروگاههای مزبور ثابت و به ترتیب برابر V_{peak} و V_{base} می باشند. در P ساعت بسیار پر بار سال(ساعات اوج مصرف)خواهیم داشت:

$$V*P= F_{peak}+ V_{peak}*P$$
$$V*P- V_{peak}*P= F_{peak}$$
$$F_{peak}= (V - V_{peak})*P \qquad (1)$$

رابطه شماره (۱) به طور واضح گویای این مطلب است که اختلاف حداکثر تمایل پرداخت مصرف کنندگان از هزینه متغیر(نهایی) نیروگاههای بار پیک در ساعات اوج مصرف هزینه های ثابت نیروگاه های بار پیک را پوشش خواهد داد. برای T^* ساعت پر بار سال خواهیم داشت:

$$F_{peak}+ V_{peak}* T^*= F_{base}+ V_{base}* T^*$$
$$F_{base}-F_{peak}=(V_{peak}- V_{base})* T^* \qquad (2)$$

رابطه شماره ۲ نشان می دهد که هزینه های ثابت بالاتر نیروگاههای بار پایه در مقایسه با نیروگاههای بار پیک از تفاوت هزینه های متغیر این نیروگاهها در T^* ساعت پربار سال جبران می شود.

با ادغام روابط (1) و (2) خواهیم داشت:

$$F_{base}=(V - V_{peak})*P +(V_{peak}- V_{base})* T^* \qquad (3)$$

رابطه (3) به این مفهوم است که هزینه ثابت نیروگاه بار پایه در شرایط رقابت کامل از دو اختلاف قیمت بازار(حداکثر تمایل مصرف کنندگان به پرداخت در ساعات اوج بار) و اختلاف هزینه متغیر نیروگاه بار پایه از بار پیک در T^* ساعت پربار سال جبران می گردد.

از آنجایی که $T^* = P + PT^*$ رابطه (3) را می توان به شکل زیر نیز بازنویسی کرد:

$$F_{base}=(V - V_{base})*P+(V_{peak}- V_{base})* PT^* \qquad (۴)$$

رابطه فوق حاکی از آن است که هزینه ثابت نیروگاه پایه از دو جزء اختلاف هزینه متغیر نیروگاه بار پایه از قیمت بازار در زمان هایی که هزینه متغیر نیروگاه بار پیک تعیین کننده قیمت بازار است و اختلاف هزینه متغیر نیروگاه بار پایه از قیمت بازاتر در زمان هایی که حداکثر تمایل مصرف کنندگان تعیین قیمت کننده قیمت بازار می باشد، به دست می آید.

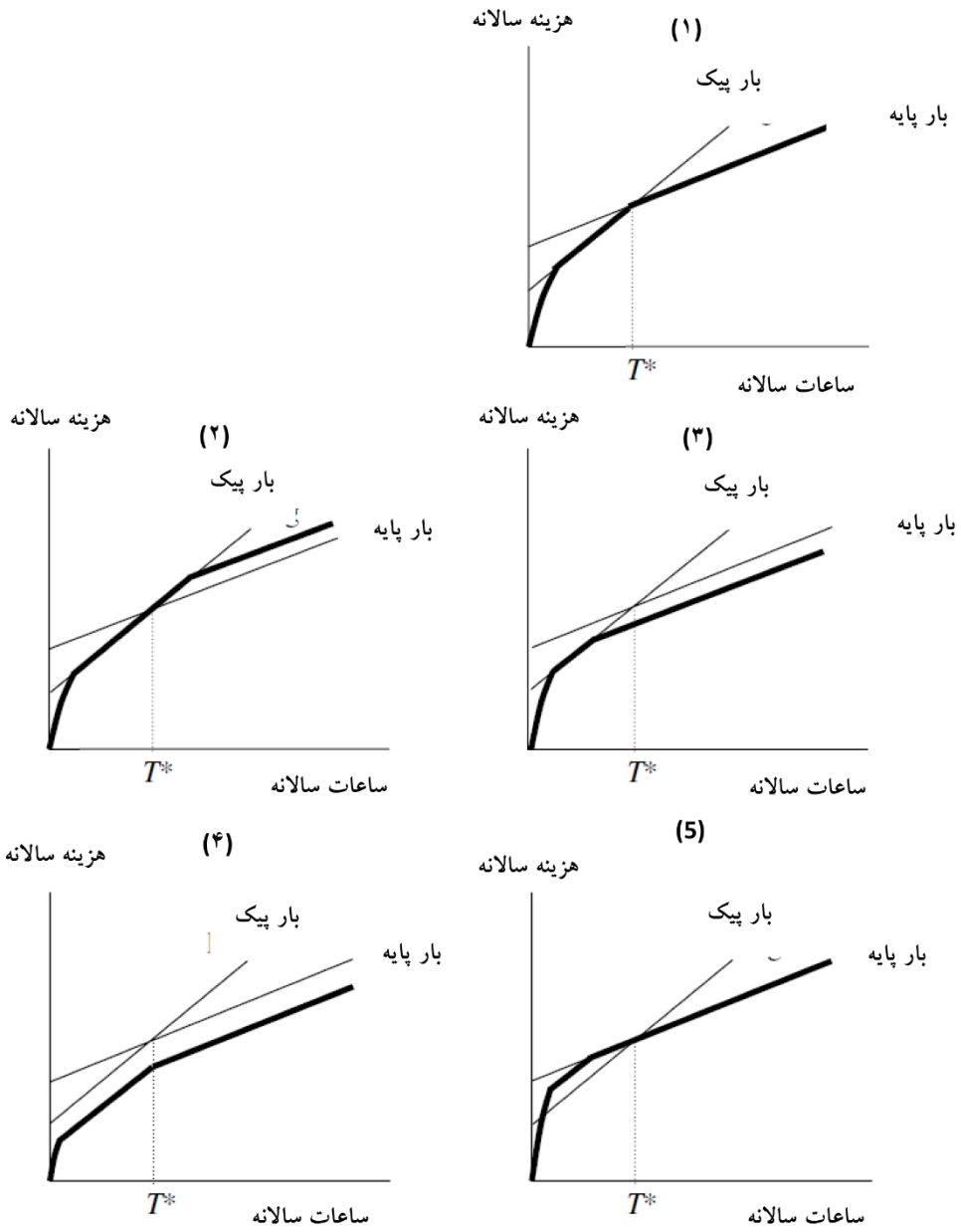
عدم بهینگی ظرفیت موجود نیروگاهی و یا عدم بهینگی ترکیب تکنولوژی نیروگاهی سودآوری نیروگاههای موجود در صنعت و بدین ترتیب روند سرمایه گذاری در نیروگاهها را تحت تأثیر قرار خواهد داد. عدم بهینگی های فوق الذکر می توانند از عوامل مختلفی مانند، خطای سرمایه گذاران در احداث ظرفیت بهینه نیروگاهی از نظر مقدار یا ترکیب تکنولوژیکی، تغییر در پارامترهای هزینه ای، تغییر در پارامترهای تقاضا و یا تغییرات تکنولوژیکی ناشی گردد.

در حالت کلی سودآوری نیروگاههای بار پیک به میزان کل ظرفیت تولید وابسته است(نه به میزان نیروگاههای بار پیک در صنعت). برای اثبات این مدعا حالتی را در نظر بگیریم که در آن ظرفیت نیروگاهی برابر با KGW بوده ولی ظرفیت نیروگاههای بار پایه کمتر از BGW باشد. این بدین مفهوم است که میزان ظرفیت نیروگاهی بار پیک بیشتر از مقدار بهینه آن در حالت ترکیب بهینه تکنولوژی های تولید (وضعیت نشان داده شده در پانل شماره ۱ از نمودار شماره ۲) باشد. این وضعیت در پانل شماره ۲ از نمودار شماره ۴ به تصویر کشیده شده است. در این حالت برای T^* ساعت پربار سال درآمد کل یه سرعت افزایش پیدا کرده و خود را به سطح منحنی هزینه کل خواهد رساند. پس از آن منحنی درآمد کل روند قبلی خود را ادامه خواهد داد؛ چرا که هنوز تعداد کافی نیروگاه بار پایه برای پوشش دادن تقاضا وجود ندارد. نهایتاً در نقطه ای در سمت راست نقطه T^* منحنی درآمد کل موازی با منحنی هزینه کل نیروگاه بار پایه می گردد، چرا که کل بار مورد تقاضا در این ساعات می تواند توسط نیروگاههای بار پایه پوشش داده شود. در چنین شرایطی در مقایسه با حالت ترکیب بهینه نیروگاهها، نیروگاههای بار پایه سود غیر نرمالی را کسب می کنند. این امر انگیزه بسیار قوی برای ورود این نوع از نیروگاهها به صنعت ایجاد می کند. با ورود این نوع از نیروگاهها به صنعت انتظار بر این است که تعدادی از نیروگاههای بار پیک از صنعت خارج شده و تعادل به حالت ترکیب بهینه برسد. در حالت عکس، یعنی حالتی که میزان کل ظرفیت معادل میزان ظرفیت بهینه بوده ولی میزان ظرفیت نیروگاهی بار پیک کمتر از مقدار بهینه آن در حالت ترکیب بهینه تکنولوژی های تولید(حالت نشان داده شده در پانل شماره ۳ نمودار شماره ۴)) است، سودآوری نیروگاه های بار پیک تفاوتی با

سودآوری این نیروگاهها در حالت ترکیب بهینه نخواهد داشت. با این حال سودآوری نیروگاههای بار پایه (نسبت به حالت ترکیب بهینه تکنولوژی های نیروگاهی) کمتر بوده و نیروگاههای مزبور قادر به پوشش بخشی از هزینه های ثابت خود نیستند. در چنین شرایطی در بلند مدت انتظار بر این است که نیروگاههای بار پیک جایگزین نیروگاهها ی بار پایه گردند.

بحث های ارائه شده به وسیله پانل های شماره ۲و ۳ نمودار شماره ۴ بیانگر آن بودند که در صورتی که میزان بهینه ای از ظرفیت نیروگاهی در صنعت وجود داشته باشد، ترکیب نا بهینه نیروگاهی سودآوری نیروگاههای بار پیک را تحت تأثیر قرار نداده و صرفاً با تغییر سودآوری نیروگاه های بار پایه سرمایه گذاری یا عدم سرمایه گذاری نیروگاه های مزبور را تحت تأثیر قرار خواهد داد. با این حال در شرایطی که مقدار ظرفیت نیروگاهی موجود در صنعت بیش از مقدار بهینه آن (KGW) باشد، سودآوری نیروگاه های بار پیک تحت تأثیر قرار خواهد گرفت. در پانل شماره ۴ از نمودار شماره ۴ ظرفیت نیروگاهی بار پایه معادل BGW بوده و کل ظرفیت نیروگاهی بیش از حد بهینه بوده و ما بین KGW و DGW قرار دارد. این بدین مفهوم است که در برخی از ساعات اوج بار قیمت معادل با هزینه متغیر نیروگاه های بار پیک و کمتر از حداکثر تمایل مصرف کنندگان برای پرداخت بابت برق مصرفی در آن ساعات خواهد بود. با توجه به مطالب ارائه شده در بخش قبل این امر موجب عدم پوشش بخشی از هزینه های ثابت نیروگاههای بار پیک و بار پایه می گردد. این تحلیل نشان دهنده آن است که وجود ظرفیت اضافی نیروگاه های بار پیک، در شرایطی که میزان ظرفیت نیروگاههای بار پایه در حد بهینه باشد، موجب زیان هر دو نوع تکنولوژی نیروگاهی خواهد گردید.

پانل شماره ۵ از نمودار شماره ۴ حالتی را نشان می دهد که میزان ظرفیت نیروگاهی و ترکیب تکنولوژی های نیروگاهی، هیچکدام در حد بهینه قرار ندارند. به عبارتی کل ظرفیت نیروگاهی به واسطه کمبود ظرفیت نیروگاه های بار پیک کمتر از حد بهینه آن بوده ولی ظرفیت نیروگاههای بار پایه بیش از حد بهینه آن می باشد. این حالت موجب می شود تا سودی غیر نرمال نصیب نیروگاه های بار پیک گردد، با این حال ممکن این وضعیت زیانی را به نیروگاه های بار پایه تحمیل کند. کمبود ظرفیت نیروگاهی به این مفهوم است که قیمت ها به میزان ساعاتی بیشتر از P ساعت از C_P فزونی گرفته و برای ساعاتی منحنی درآمد کل بالای منحنی هزینه کل قرار خواهد گرفت. برای ساعاتی از سال منحنی درآمد کل موازی با منحنی هزینه کل بوده و پس از آن نیروگاههای بار پایه نیروگاه های تعیین کننده قیمت در بازار خواهند بود. با توجه به اینکه میزان ظرفیت نیروگاه های بار پایه بیش از میزان ظرفیت بهینه آنها است، نیروگاه های بار پایه برای ساعات بیشتری از سال تعیین کننده قیمت بازار بوده و این امر به طور آشکاری موجب تحمیل زیان به این نیروگاه ها خواهد شد. این زیان می تواند با قیمت های بسیار بالای برق(معادل حداکثر تمایل مصرف کنندگان برای پرداخت) برای ساعات بیشتری از P ساعت در سال جبران گردد.



نمودار شماره ۴: روند تغییرات سودآوری بخش تولید با توجه به تغییرات در پارامترهای سمت عرضه و تقاضا

منبع: یافته‌های پژوهشگر

مروری بر ساختار و قواعد بازار برق ایران

در پی فرایند تجدید ساختار در صنعت برق ایران، بازار برق ایران به منظور فراهم ساختن چارچوبی رقابتی برای رقابت فروشندگان از یکسو و خریداران از سویی دیگر در سال ۱۳۸۳ کار خود را آغاز کرد . نحوه تعامل ارکان بازار در بازار برق ایران به شرح زیر است :

مالک نیروگاه(شرکت های برق منطقه ای و نیروگاههای متعلق به بخش غیردولتی)، تا ۳ روز قبل از روز تحویل، پیشنهاد فروش برق خود را برای هر ساعت از شبانه‌روز موعد تحویل، در قالب فرمی استاندارد همراه با قابلیت تولید ابراز شده و برآورد خود از قابلیت تولید قابل گسیل ، به مدیر بازار تحویل می‌دهد. این فرم برای هر ساعت از شبانه‌روز، در واقع نمودار عرضه مالک نیروگاه (رابطهٔ حجم انرژی تحویلی و قیمت آن) برای آن ساعت به حساب می آید. این نمودار عرضه می‌تواند حداکثر ۱۰ پله داشته باشد. سقف قیمت پیشنهادی مجاز توسط هیأت تنظیم بازار برق ایران اعلام می‌شود. از طرف دیگر خریداران(شرکت های توزیع)، تا ۳ روز قبل، در قالب فرمی، نیاز مصرف (تقاضای) خود را برای ۲۴ ساعت شبانه‌روز ۳ روز قبل به مدیر بازار اعلام می‌کنند. بنا به "آیین نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش در شبکه برق کشور"، نیاز مصرف هر خریدار می تواند بر دو گونه باشد: (۱) نیاز مصرف با نرخ بازار که خریدار تقبل می‌کند با هر نرخی که در بازار به دست آمد، برق را خریداری کند و (۲) نیاز مصرف با نرخ پیشنهادی خود خریدار. نیاز مصرف کل هر خریدار برای هر ساعت از حاصل جمع این دو نوع نیاز مصرف بدست می‌آید. در حال حاضر عملاً خریداران(شرکت های توزیع) کل نیاز مصرف خود را با نرخ بازار اعلام می‌کنند و سازوکار اجرایی برای خرید با نرخ پیشنهادی موجود نیست. یعنی، هر خریدار صرفاً میزان برق مورد نیاز خود را مشخص می‌نماید(تقاضای کاملاً بی کشش). بدین سبب می‌توان گفت که طرف خرید در این بازار رقابتی نبوده و صرفاً طرف فروش این بازار بر مبنای رقابت استوار است .

مالک نیروگاه تا دو روز قبل از روز مبادله با توجه به اطلاعات جدید خود امکان تغییر در پله های تولید و قابلیت تولید ابراز شده را دارد، ولی قادر به تغییر نرخهای پیشنهادی خود نمی باشد . این امر برای روز قبل از مبادله نیز صادق است. مدیر بازار تا ساعت ۱۲ روز قبل، پذیرش و یا عدم پذیرش هر واحد نیروگاهی برای تولید انرژی و نرخ پذیرفته شده انرژی تولیدی آن را به مالک نیروگاه اعلام می نماید. مرکز مجاز است در هر زمان کاهش یا افزایش نیاز شبکه به انرژی را به واحد نیروگاهی اعلام نماید و بهره‌بردار نیروگاه مکلف است در حداقل مدتی که از لحاظ فنی مورد نیاز است، و براساس دستورالعملهای ثابت بهره‌برداری، دستورات مرکز را اجرا کند. در این حالت بابت اجرای دستورات مرکز به واحدهائی که آمادگی خود را اعلام و در نتیجه بهای‌آمادگی را برای قابلیت تولید ابراز شده دریافت می‌نمایند هزینه اضافی پرداخت نمی‌شود، ولی برای سایر واحدها هزینه اجرای دستورات مرکز محاسبه و پرداخت می‌شود. در صورتی که درخواست مرکز از بهره‌بردار نیروگاه مبنی بر افزایش تولید به سقف قابلیت تولید قابل گسیل از سوی بهره بردار عملی نشود، این امر به آزمون ناموفق ظرفیت منجر شده و مالک‌نیروگاه مشمول پرداخت خسارت مطابق رویه تعیین خسارت می‌شود. درصورتیکه اجرای دستورات مرکز هزینه‌های اضافی برای واحد نیروگاهی ایجاد و یا موجب کاهش درآمد و یا سلب فرصت کسب درآمد شود، مدیر بازار موظف به جبران آن بر اساس ضوابطی که با پیشنهاد مرکز به تصویب هیئت می‌رسد، خواهد بود .

خریدار می‌باید هرگونه تغییری در نیاز مصرف کل خود را بلافاصله به مرکز اعلام و متعاقباً گزارشی از علل تغییر در نیاز مصرف را نیز ارسال نماید. چنانچه نیاز مصرف کل به دلایل خارج از کنترل خریدار تغییر کند، خریدار با اعلام این تغییرات تا ساعت ۱۲ روز قبل از مبادله به مرکز مشمول پرداخت خسارت نخواهد شد. مدیر بازار تا ساعت۱۲ روز قبل میزان انرژی قابل گسیل به خریدار را اعلام می کند. در صورتی که این میزان کم تر از نیاز مصرف خریدار باشد، خریدار مجبور به اعمال خاموشی متناسب با مابه التفاوت مزبور است. تخمین دقیق خریدار از نیاز مصرف از اهمیت بسیاری برخوردار است، چرا که در صورت عدم مصرف نیاز مصرف اعلام شده از سوی خریدار، پرداخت خسارت طبق رویه های تعیین خسارت الزامی خواهد بود. از سویی دیگر اگر خریدار نیاز مصرف را کم تر از حد واقعی پیش بینی کرده باشد، برای جبران مابه التفاوت بین نیاز مصرف واقعی و نیاز مصرف کل باید هزینه های نهایی مربوطه را پرداخت کند .

قیمت تعادل بازار به وسیله مدیر بازار تعیین می شود. مدیر بازار پس از جمع‌آوری پیشنهادهای فروش و نیازهای مصرف اعلام‌شده، با توجه به اطلاعات مربوط به وضعیت شبکه که از "مرکز" دریافت می‌کند، با درنظرگرفتن ملاحظات ایمنی شبکه و رعایت اصل رقابت میان عرضه‌کنندگان، قیمت و مقدار تعادلی بازار و میزانی که هرکدام از تولیدکنندگان موظف به تولید آن هستند را محاسبه می کند . محل تقاطع نیاز مصرف کل با نمودار عرضه کل قیمت و مقدار تعادلی بازار را به دست می دهد. انتخاب عرضه‌کننده‌ها بر مبنای کم‌ترین قیمت های ارائه شده صورت می گیرد. به عبارتی با توجه به برنامه ارسالی از سوی فروشندگان، برنامه تولیدی انتخاب می شود که مجموع پرداختی به مالکین نیروگاه را حداقل کند.

مبلغ پرداخت شده به مالکین نیروگاه شامل دو جزء است. اول انرژی (که از حاصلضرب بالاترین قیمت پیشنهادی پذیرفته شده مالک در مقدار تولید او به دست می آید) و دوم آمادگی .

بابت جابجایی انرژی مبادله‌شده بر روی شبکهٔ انتقال، می‌باید مبلغی نیز به مالکان شبکهٔ انتقال (شرکت‌های برق منطقه‌ای) پرداخت شود که در حال حاضر به صورت یکسان و یکپارچه با نرخی واحد برای تمام سطوح انرژی و کلیهٔ مناطق و نقاط اتصال، محاسبه شده و توسط مدیر بازار به مالکان شبکهٔ انتقال پرداخت می‌شود .

مدیر بازار مجموع مبالغ پرداختی خود را محاسبه می‌کند و در قالب دو هزینه، یکی قدرت درخواستی و دیگری هزینهٔ انرژی مصرفی، به خریداران سرشکن می‌کند. مجموع مبالغی که مدیر بازار از خریداران دریافت می‌کند برابر است با مجموع مبالغی که به تولیدکنندگان و مالکان شبکه انتقال می‌پردازد .

در واقع ایجاد بازار عمده فروشی برق با هدف ایجاد فضائی مناسب برای خرید و فروش رقابتی برق بوده و زیر ساخت های مناسبی برای استفاده از شبکه برق برای ترانزیت انرژی تولیدکنندگان خصوصی فراهم ساخته است. در عین حال این بازار موجب خواهد شد، با واگذاری ظرفیت های نیروگاهی به بخش خصوصی و راه اندازی بورس برق، انرژی برق با کمترین هزینه تامین گردد.

همانطور که در بخش قبل نیز اشاره شد، بازار برق ایران بازاری مسقف می باشد. در حالت کلی اجتناب از قیمت های بسیار بالای بازار در ساعات اوج بار عمده دلیل مسقف کردن بازار عمده فروشی برق به حساب می آید. در صورتی که سقف بازار برق بر اساس هزینه متغیر یک نیروگاه نوعی تعیین گردد، نیروگاه مزبور قادر به تأمین

هزینه های ثابت خود نخواهد بود. در این حالت ضروری است که درآمد از دست رفته نیروگاهها (به دلیل مسقف نمودن بازار) مورد جبران قرار گیرد. جبران درآمد مزبور می تواند از روش های مختلفی، مانند مکانیزم پرداخت بابت ظرفیت (یا آمادگی) یا طراحی بازار ظرفیت به عنوان بازاری مکمل در کنار بازار عمده فروشی برق انجام پذیرد. در این راستا بازار مسقف همرا با پرداخت بابت آمادگی به عنوان مشخصه اصلی بازار برق ایران، از ابتدای تشکیل این بازار به شمار می رود. به طور مسلم تعیین سقف و نرخ پایه آمادگی بازار بایستی بر اساس یک نیروگاه معیار صورت پذیرد. نیروگاه معیار نیروگاهی است که در صورت در نظر گرفتن هر مقدار دلخواهی برای سقف بازار (که مساوی یا بیشتر از هزینه متغیر آن باشد)، دریافتی های آن از بابت فروش برق (در بازار) و آمادگی قادر به جبران تمامی هزینه های آن نیروگاه باشد. به عبارتی دیگر در صورت تعیین سقف بازار به هر میزانی دلخواه (مساوی یا بیشتر از هزینه متغیر نیروگاه معیار)، نرخ پایه آمادگی بازار بایستی به گونه ای تعیین گردد که (همراه با درآمدهای ناشی از فروش برق در بازار) قادر به جبران تمامی هزینه های نیروگاه باشد. نیروگاه با کمترین هزینه احداث و بیشترین هزینه متغیر بهترین نیروگاه معیار برای محاسبه نرخ پایه آمادگی بازار می باشد، چرا که در صورت تعیین نیروگاهی با هزینه احداث بیشتر و هزینه متغیر کمتر (به عنوان نیروگاه معیار) ممکن است هیچ گونه تمایلی برای سرمایه گذاری در نیروگاه با کمترین هزینه احداث و بیشترین هزینه متغیر، حتی با وجود بهینگی احداث آن در شبکه برق، وجود نداشته باشد، این در حالی است که تعیین نیروگاه با کمترین هزینه احداث و بیشترین هزینه متغیر به عنوان نیروگاه معیار همواره تضمین کننده سرمایه گذاری بهینه در سایر نیروگاهها (نیروگاههایی با هزینه احداث بالاتر و هزینه متغیر کم تر) می باشد. انتخاب نیروگاه گازی V942 به عنوان نیروگاه معیار در بازار برق ایران به همین منظور صورت پذیرفته است.

مطالعات انجام گرفته

متأسفانه علیرغم تشکیل بازار عمده فروشی برق تاکنون هیچ گونه بررسی جامعی در رابطه با تأثیرات ناشی از تغییرات قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی در این مقاله (متوسط قیمت بازار عمده فروشی برق و تراز مالی صنعت برق) صورت نپذیرفته است. معدود تحقیقاتی (تا حدودی) مرتبطی نیز که در این خصوص انجام پذیرفته اند، بدون توجه به ویژگی های خاص صنعت برق و مبانی تحلیل اقتصادی مختص به آن (که در بخش دوم این مقاله) معرفی گردید، صورت پذیرفته اند. در این راستا بخش حاضر به مرور تحقیقات انجام شده مرتبط با مقاله حاضر اختصاص دارند. برخی از تحقیقات مرور شده در این بخش مربوط به بررسی مقایسه ای سیستم های حراج مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار و پرداخت بر مبنای پیشنهاد می باشند. نتایج حاصله از این تحقیقات در مدل ارائه شده برای شبیه سازی بازار برق مورد استفاده قرار گرفته اند.

پژوهش انجام شده توسط منظور و رضایی (۱۳۹۲) یکی از معدود مطالعات مفصل داخلی انجام شده مرتبط با مقاله حاضر می باشد. پژوهش مزبور با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی به بررسی تاثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر روند آتی قیمت برق در بازار تجدید ساختار یافته در پایان دوره شبیه سازی پرداخته است. مدل پیشنهادی ارائه شده با استفاده از نرم افزار پاورسیم، برای سال های ۱۳۸۹-۱۳۹۸ تحت سناریوهایی که شامل اصلاح

قیمت سوخت مصرفی نیروگاه ها، افزایش نرخ رشد اقتصادی و اعمال مالیات بر ارزش افزوده می‌شوند، شبیه سازی 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 می دهد که متوسط رشد سالیانه قیمت ۱۱/۷ درصد بیش از رشد قیمت در صورت عدم اجرای قانون هدفمندی یارانه هاست. در صورت عدم اصلاح قیمت سوخت نیروگاه ها 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. پس از افزایش قیمت حامل های انرژی تحویلی به نیروگاه ها، با فرض افزایش نرخ رشد اقتصادی به ۸ درصد، و وجود ساز و کار بازار برق، قیمت برق به تدریج افزایش یافته و در سال ۱۳۹۳ به حداکثر میزان خود ۷۴۵ ریال بر هر کیلووات ساعت خواهد رسید و پس از آن به سطح ۵۸۵ ریال بر هر کیلووات ساعت در پایان دوره کاهش خواهد یافت. در واقع مکانیسم عرضه و تقاضا موجب نوساناتی در قیمت می شود که عمدتاً ناشی از نوسانات فصلی است. همچنین در این مقاله اثرات وضع مالیات بر ارزش افزوده بر قیمت بازار برق نیز بررسی شده است. مالیات بر ارزش افزوده با نرخ ۴ درصد در سال ۱۳۹۰ وضع شده بود که تا سال ۱۳۹۴ به ۸ درصد افزایش می‌یابد. اگر مدل با فرض اصلاح قیمت سوخت نیروگاه ها همراه مالیات بر ارزش افزوده اجراء شود، با فرض نرخ رشد تولید ناخالص داخلی معادل ۵/۴ درصد، قیمت برق در پایان دوره (سال ۱۳۹۸)، ۶۱۱/۴ ریال بر کیلووات ساعت خواهد بود. بدین ترتیب، وضع مالیات بر ارزش افزوده سبب افزایش رشد متوسط قیمت برق به میزان ۸/۲ درصد نسبت به پیش از اصلاح قیمت ها تا پایان دوره مورد بررسی می‌شود. چنان چه نرخ رشد اقتصادی ۸ درصد در نظر گرفته شود، قیمت بازار برق به ۶۴۱/۲ ریال بر هر کیلووات ساعت در پایان دوره خواهد رسید که نسبت به پیش از اصلاح قیمت سوخت تحویلی به نیروگاه ها به طور متوسط ۹/۶ درصد افزایش رشد سالیانه خواهد داشت. عدم لحاظ چارچوب تحلیل اقتصادی معرفی شده در بخش دوم این مقاله را می توان به عنوان مهم ترین نقیصه تحقیق مزبور قلمداد نمود. برای مثال بررسی تأثیر افزایش قیمت سوخت نیروگاهی بر متوسط قیمت بازار برق مستلزم بررسی تأثیر آن در هر کدام از ساعات مربوط به منحنی تداوم بار می باشد، چرا که تأثیر این افزایش در ساعات کمبود بار بسیار متفاوت از ساعات پرباری بوده و نتیجه نهایی تأثیر مزبور کاملاً مربوط به شکل منحنی تداوم بار شبکه برق مورد بررسی است.

منظور و رضایی (۱۳۹۱) در مقاله ای دیگر به بررسی اثر افزایش قیمت حامل های انرژی بر میزان ظرفیت سازی و تولید برق در کشور با استفاده از رویکرد پویایی سیستمی پرداخته اند. در مقاله مزبور نحوه تصمیم سازی سرمایه گذاران برای سرمایه گذاری در ایجاد ظرفیت های نیروگاهی و هم چنین روند ظرفیت سازی نیروگاهی و تولید کل شبکه برق در یک بازه زمانی ۱۰ ساله (۱۳۸۸-۱۳۹۸) بر اساس مدل پیشنهادی شبیه سازی و روند تغییرات میزان تولید و ظرفیت های تولید برق به تفکیک انواع فناوری های تولید شامل توربین گازی، سیکل ترکیبی، بخاری، برقآبی و بادی به کمک آن پیش بینی گردیده است. آنچه می توان از این مقاله دریافت این است که در صورت اصلاح قیمت حامل های انرژی در پایان سال ۹۸ ظرفیت نصب شده به ۱۷۹ گیگاوات خواهد رسید و این میزان بسیار بالاتر از ظرفیت مورد انتظار در زمان مورد نظر می باشد زیرا هم اکنون (سال ۹۴) ظرفیت نامی تولید برق در ایران در پایان سال ۹۲ معادل ۷۰۲۸۰ مگاوات است. به نظر می رسد این نتیجه به خاطر عدم توجه کافی

به سمت تقاضا در مدل مورد نظر است و انتظار بر آن بوده است که با افزایش قیمت حامل های انرژی تقاضای برق، هم چنان بر اساس نرخ های رشد قبلی افزایش یابد. عدم توجه به مبانی اقتصادی مربوط به صنعت برق (که به طور مفصل در فصل دوم مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفت)، مهم ترین ایراد قابل طرح در هر دو پژوهش تشریح شده در فوق می باشد. همانطور که در فصل مزبور نیز عنوان شد، تقاضا برای برق (بر خلاف سایر کالاها) تقاضایی یکدست و هموار نمی باشد. به عبارتی دیگر زمانی که بحث مربوط به تغییرات تقاضا در صنعت برق و آثار آن بر شکل گیری و تغییرات در ظرفیت نیروگاهی مورد بحث و بررسی قرار می گیرد، تغییرات مزبور بایستی در همه ساعات مورد نظر قرار گرفته و شکل گیری ظرفیت نیروگاهی بهینه (در چارچوب بازار برق و یا سیستم های برنامه ریزی متمرکز) در آن چارچوب مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گیرند. برای مثال در صورتی که رشد بار پیک به طور قابل ملاحظه ای بیشتر از رشد بار پایه باشد، سیستم های برنامه ریزی متمرکز نیروگاهی (مانند سیستم هایی که برنامه ریزی تولید را در شرایط ماقبل تجدید ساختار صنعت برق بر عهده داشتند)، افزایش ظرفیت نیروگاههای گازی را نسبت به نیروگاههای سیکل ترکیبی گزینه مناسب تر و بهینه تری تلقی خواهند نمود. چرا که تأمین برق موردد اشاره با استفاده از نیروگاههای گازی، ارزانتر و بهینه تر از نیروگاههای سیکل ترکیبی خواهد بود. در مجموع عدم مبنا قرار گرفتن منحنی تداوم بار (Load Duration Curve) در تحلیل های مربوط به تغییرات تقاضا و ظرفیت نیروگاهی نصب شده بر آن اساس مهم ترین و اساسی ترین ایراد قابل طرح در رابطه با پژوهش های فوق الاشاره به شمار می رود. برای مثال در صورتی که رشد تقاضای عنوان شده صرفاً مربوط به بار پایه مصرفی در شبکه سراسری باشد، نتایج بسیار متفاوت از زمانی خواهد بود که رشد بار مصرفی مربوط به همنه ساعات و یا ساعات پیک مصرف باشد.

منظور و صفاکیش (۱۳۸۸) در مطالعه خود به طراحی و اجرای یک مدل سری زمانی جهت تبیین و پیش بینی رفتار کوتاه مدت و میان مدت قیمت های متوسط روزانه نقدی در بازار برق کشور پرداخته اند. و از داده های سری زمانی در سال ۱۳۸۷ استفاده کرده اند. جهت طراحی، مدل سه مرحله ای می شود. با استفاده از آزمون دیکی فولر تعمیم یافته مشاهده می شود که مدل مانا می باشد، لذا تغییرات حاصل از شوک های عرضه و تقاضا موجب تشکیل روند ایستا یا متغیر نمی شود. سپس با استفاده از مدل آرما[1] قیمت های لحظه ای برق بر اساس مقادیر گذشته متغیر وابسته و مقادیر گذشته عبارات خطا تخمین زده شده و با استفاده از روش باکس جنکینز، متغیرهای تاخیری اول و هفتم به عنوان متغیر های توضیحی مدل انتخاب می شود. پس از مشاهده نتایج آزمون ال ام گارچ[2] برای ورود ناپایداری مشاهده شده از قیمت ها از یک مدل گارچ ۱-۱ استفاده و مشاهده شد پسماندهای مدل دارای الگوی خطای سفید و توزیع نرمال می باشد. همچنین بر اساس آماره های تعیین کننده قدرت پیش بینی مدل، مدل ارائه شده توانسته است مقادیر مشاهده شده قیمت برق را به خوبی پیش بینی نماید. بنابراین قیمت های لحظه ای (نقدی) برای کوتاه مدت و میان مدت قابل پیش بینی می باشد.

[1] ARMA
[2] LM GARCH

ابونوری و همکاران(۱۳۹۲) در پژوهش خود، تأثیر تشکیل بازار برق بر کارایی نیروگاههای کشور با استفاده از روش تحلیل پوششی داده ها و استفاده از شاخص کارایی مالم کویست، در دوره زمانی ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۸، را مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار داده اند. نتایج تحقیق حاکی از تأثیر مثبت تشکیل بازار برق بر کارایی نیروگاههای بخار و تأثیر منفی آن برای نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی بوده است.

سجودی و همکاران (۱۳۹۳) در پژوهش خود در رابطه با اثر تجدید ساختار بازار برق بر کارایی فنی نیروگاه-های کشور طی دوره ۱۳۷۸ تا ۱۳۹۰ آثار ناشی از تجدید ساختار در صنعت برق را بر نیروگاههای حرارتی کشور مورد تجزیه و تحلیل قرار داده اند. به این منظور ابتدا کارایی فنی ۳۵ نیروگاه حرارتی طی دوره ۱۳۷۸ تا ۱۳۹۰ به روش تصادفی ناپارامتریک پوششی دادهها محاسبه و سپس با بکارگیری روش پنل دیتا توبیت، اثر تجدید ساختار بر کارایی فنی محاسبه شده تخمین زده شده است. نتایج حاصل از تحقیق نشان دهنده اثر مثبت تجدید ساختار بازار برق بر کارایی فنی نیروگاههای بخاری و گازی می‌باشد.

الن فولی و همکاران (۲۰۱۴) در پژوهش خود روند تغییرات قیمت های عمده فروشی برق را بر اثر افزایش قیمت گاز طبیعی، با استفاده از تحلیل های آماری بررسی نموده اند. نتایج پژوهش حاکی از آن است که در یک بازه زمانی ۱۰ ساله افزایش در نرخ سوخت که همان گاز طبیعی است باعث افزایش در قیمت عمده فروشی برق خواهد شد. در سال مبنای دوره مورد بررسی (سال ۲۰۰۳)متوسط قیمت گاز طبیعی معادل ۵/۹۶ دلار بوده و طی این دوره ۱۰ ساله نوسانات متعددی داشته است. به عنوان مثال در سال ۲۰۰۸ به بالاترین میزان خود یعنی ۱۰ دلار رسیده است 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 که قیمت گاز طبیعی به ۴/۷۹ دلار تنزل یافته است، قیمت برق تا حدود ۴۲ دلار نیز کاهش یافته است. در مجموع تحقیق مزبور حاکی از آن است که رابطه مستقیمی بین تغییر در قیمت سوخت (گاز طبیعی) و تغییر در قیمت عمده فروشی برق وجود دارد.

اسماعیل نیا و شاهگلدی(1395) ضمن شبیه سازی بازار برق اثر تغییرات قیمت سوخت و نرخ ارز بر قیمت های بازار عمده فروشی و نیز سودآوری هر کدام از نیروگاهها را بررسی کرده اند. مطالعات صورت گرفته در این تحقیق حاکی از آن است که در سال پایه تحقیق، نرخ بازدهی داخلی سرمایه گذاری در نیروگاههای گازی بیشتر از نیروگاههای سیکل ترکیبی بوده و نرخ بازدهی داخلی سرمایه گذاری در نیروگاههای بخار نیز کم تر از نیروگاههای سیکل ترکیبی است. در این حالت افزایش نرخ ارز منجر به حفظ این شرایط می شود. در حالی که کاهش نرخ ارز منجر به افزایش نرخ بازدهی داخلی نیروگاههای سیکل ترکیبی نسبت به سایر نیروگاهها می گردد. در شرایط افزایش قیمت سوخت نرخ بازدهی داخلی نیروگاههای سیکل ترکیبی بیش از همه نیروگاهها بوده و نرخ بازدهی داخلی نیروگاههای بخار بیش از نرخ بازدهی داخلی نیروگاههای گازی خواهد بود.

کنت رز (۲۰۰۷) به بررسی اثر هزینه های سوخت بر قیمت برق در دو بازار عمده فروشی و خرده فروشی برق در منطقه نیوانگلند واقع در ایالات متحده پرداخته است. مقاله مزبور با استفاده از روش تحلیلی توصیفی انجام شده و حاکی از آن است که گرچه قیمت های سوخت در تعیین قیمت برق نقش مهمی ایفا می کند اما داستان از این نسبت دادن ساده انگارانه هزینه سوخت به قیمت برق پیچیده تر است. در مقایسه با حرکت متوالی قیمت

های برق، هزینه های سوخت می تواند گاهی اوقات در جهت خلاف هم باشد همان طور که در قیمت های منطقه[1] PJM دیده شد. به طور کلی میزان بار مشترکین و تغییرات فصلی عوامل دیگری هستند که ممکن است تغییرات قیمت برق را بهتر از هزینه های سوخت و گاز طبیعی به تنهایی توضیح دهد. با وجود اینکه که قیمت گاز طبیعی اغلب به عنوان عامل مهمی برای افزایش قیمت برق در سطح عمده فروشی به کار برده می‌شود، گاز طبیعی فقط ۵.۵ درصد از تولید در PJM را در سال ۲۰۰۶ به خود اختصاص داد و سهم زغال سنگ و منابع هسته ای، ۹۱ در صد از کل تولید بود.

یک توضیح برای عدم تاثیر کامل گاز طبیعی روی قیمت های عمده فروشی برق این است که این سوخت همیشه، تعیین کننده قیمت نهایی برق نبوده است. اگرچه این قضیه تغییرات قیمت برق را بطور کامل توضیح نمی دهد. واحد های گاز سوز طبیعی اغلب در طول سال در PJM تعیین کننده قیمت نهایی برق نبوده اند. و واحدهای زغال سنگ برای ساعات بیشتری تعیین کننده قیمت نهایی بوده اند. زغال سنگ ۶۹ درصد از سال، تعیین کننده قیمت نهایی بوده، در حالیکه گاز طبیعی ۲۴.۸ درصد سال این گونه بوده است. در سمت خرده فروشی گاز طبیعی اغلب به عنوان عامل اصلی افزایش قیمت های اخیر برای مشترکین خرده فروشی شناخته شده است. اما تامین کنندگان خدمات کامل خرده فروشی، هزینه ها و ریسک های اضافی را به قیمت عمده فروشی اضافه کردند که به طور مستقیم به هزینه های انرژی مرتبط نیست و این هزینه ها اغلب شامل ظرفیت، خدمات جانبی، هزینه های انتقال، هزینه های تراکم بار، هزینه مدیریت ریسک، ریسک ناشی از نوسانات قیمت سوخت، ریسک ناشی از تغییرات بار، ریسک ناشی از تغییر دادن فروشنده توسط مشتریان، ریسک ناشی از تغییرات قانون و مقررات، ریسک های نقطه متقابل، هزینه های اداری، بازاریابی و قانونی(حقوقی) برای خدمت رسانی به مشترکین خرده فروش می شود. بنابراین هنوز به طور شفاف نمی توان گفت که این هزینه ها و ریسک ها که اغلب نیز قابل اندازه گیری نیستند بتوانند با خطای کمی، شکاف میان قیمت عمده فروشی و خرده فروشی برق را به طور کامل توضیح دهند.

اتباعی (۱۳۹۳) در پژوهش خود به بررسی تأثیر مکانیزم حراج انتخابی از بین حراج های متداول در بازارهای برق (حراج مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار و حراج مبتنی بر پرداخت بر مبنای پیشنهاد) بر کارایی تولید، کارایی کل و متوسط قیمت انتظاری بازار در شرایط عدم تقارن اطلاعات بازیگران نسبت به هزینه نهایی بازیگر رقیب، موضوع پرداخته است. در این راستا برای بررسی مقایسه ای مکانیزم های حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد و قیمت تسویه کننده بازار، با توجه به ساختار بازار برق ایران مدلی ساده شامل دو بازیگر، با اطلاعات کامل نسبت به هزینه نهایی خود و اطلاعات ناقص در رابطه با هزینه نهایی حریف طرح ریزی و نتایج حاصله در رابطه با هر کدام از مکانیزم ها مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. نتایج حاصله حاکی از آن است که توابع پیشنهادی بازیگران در مکانیزم های حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد و قیمت تسویه کننده بازار متفاوت از هم می باشند، با این حال کارایی تولید و متوسط قیمت انتظاری در هر کدام از مکانیزم ها معادل هم می باشند.

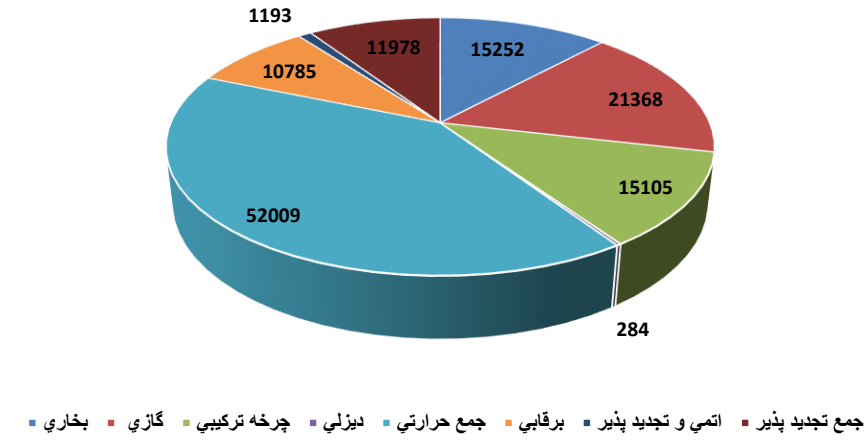
[1] Pennsylvania, Jersey, Maryland

فدریکو و رحمان(۲۰۰۳) در پژوهش خود بررسی کارایی نسبی مکانیزم های حراج متداول در بازارهای برق را در دستئر کار خود قرار داده اند. بررسی مقایسه ای مکانیزم حراج مبتنی بر پرداخت بر مبنای پیشنهاد و مکانیزم حراج مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار در شرایط رقابتی و انحصاری محور اصلی کار این پژوهشگران را تشکیل می دهد. آن ها این حراج ها را تحت شرایط عدم قطعیت تقاضا و اطلاعات کامل هزینه ای مدل سازی و به این نتیجه رسیده اند که در ساختار رقابتی، مکانیزم حراج مبتنی بر پرداخت بر مبنای پیشنهاد، در مقایسه با مکانیزم حراج رقیب(مکانیزم حراج مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار) علیرغم افزایش مازاد رفاه مصرف کنندگان، کاهش در کارایی تولید را به همراه دارد. در واقع پژوهش آنها حاکی از آن است که در شرایط رقابت (و با پذیرش فروش لحاظ شده در مدل) با جایگزینی مکانیزم های حراج مزبور به جای همدیگر همواره بده بستانی بین مازاد رفاه مصرف کننده و کارایی تولید وجود خواهد داشت. بررسی صورت گرفته در شرایط انحصاری از کارایی تولید کمتر مکانیزم حراج مبتنی بر پرداخت بر مبنای پیشنهاد نسبت به مکانیزم حراج تسویه کننده قیم

دوریس و هیجینن(۲۰۰۸) پژوهش خود را به بررسی تأثیر طراحی بازار بر سرمایه گذاری نیروگاهی تحت تأثیر شرایط عدم اطمینان اختصاص داده اند. با توجه به بررسی های به عمل آمده، در صورت وجود عدم اطمینان، بازارهای کاملاً آزاد (بازارهای بدون محدودیت سقف و پرداخت بابت ظرفیت) منجر به بروز سیکل های سرمایه گذاری در ظرفیت نیروگاهی خواهند شد، این در حالی است که بازارهایی که دارای مکانیزم پرداخت بابت ظرفیت هستند، بسته به مکانیزم بازار طراحی شده، موجب کاهش در سیکل های سرمایه گذاری می شوند.

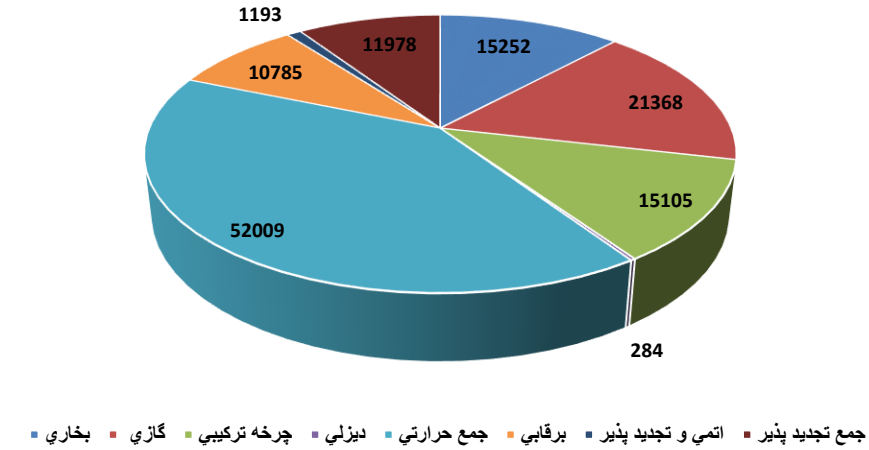
ارائه مدلی برای شبیه سازی بازار برق

همچنانکه در بخش دوم مقاله حاضر نیز عنوان شد، صنایع مورد بررسی در متون متعارف و کلاسیک اقتصاد خرد، حداقل از یکی از ویژگی های عدم وجود هزینه های به گل نشسته، عدم نوسانات در تقاضا، و ذخیره پذیر بودن کالای تولید شده برخوردار می باشند. این در حالی است که صنعت برق فاقد ویژگی های عنوان شده در فوق می باشد. بر این اساس با توجه به مباحث عنوان شده در بخش دوم، در صنعت برق، حضور و فعالیت همزمان تکنولوژی های مختلف تولید برق امری طبیعی و بهینه قلمداد می شود. نگاهی اجمالی به وضعیت نیروگاههای کشور در سال ۱۳۹۳ (به عنوان آخرین سالی که اطلاعات رسمی مربوط به صنعت برق در آمار تفصیلی صنعت برق انتشار یافته است) حاکی از مشارکت تکنولوژی های مختلف تولیدی در برق تولید شده در آن سال می باشد. نمودارهای شماره ۵ و ۶ به ترتیب میزان مشارکت نیروگاههای مختلف را در تولید برق و ظرفیت تولیدی برق سال ۱۳۹۳ به تصویر می کشند.



نمودار شماره ۴: میزان تولید نیروگاههای مختلف در برق تولیدی سال ۱۳۹۳ (میلیون کیلووات ساعت)

منبع: یافته‌های پژوهشگر



نمودار شماره ۵: میزان ظرفیت نامی نیروگاههای مختلف در سال ۱۳۹۳(مگاوات)

منبع: یافته‌های پژوهشگر

گرچه شکل گیری ترکیب تکنولوژیکی موجود برق به دلایلی اعم از تصمیم گیری متمرکز دولتی در رابطه با شکل گیری تکنولوژی ها در دوره ماقبل تجدید ساختار و قیمت های پایین سوخت می تواند ترکیبی غیر بهینه قلمداد شود، با این حال در صورتی که ترکیب تکنولوژی بهینه با آزاد سازی قیمت سوخت مصرفی نیروگاهها و انعکاس اثرات آن در بازار برق شکل گیرد، حضور همزمان انواع تکنولوژی های نیروگاهی (به جز تکنولوژی هایی که نسبت به حداقل یکی از تکنولوژی ها از هزینه ثابت و متغیر بیشتری برخوردارند (مانند تکنولوژی بخار در ترکیب نیروگاهی کشور))، امری بهینه خواهد بود، گرچه انتظار بر این است که با وقوع اتفاقات یاد شده سهم نیروگاههای با راندمان بالاتر نسبت به سهم نیروگاههای با راندمان کم تر افزایش پیدا کند. صنعت برق صنعتی با تقاضای پرنوسان است، که با توجه به عدم ذخیره پذیری کالا تولید آن در ساعات کم باری برای استفاده در ساعات اوج بار میسر نبوده و برای پاسخگویی به تقاضای ساعات اوج بار بایستی ظرفیتی متناسب با تقاضای آن ساعات را نگه داری کرد، ظرفیت هایی که تنها و تنها مورد استفاده آنها پاسخگویی به تقاضای برق در ساعات اوج بار بوده و پس از فروکش کردن تقاضا هیچ مورد استفاده دیگری نداشته و تنها هزینه ای معادل هزینه فرصت میزان سرمایه به کار رفته را به مالکان خود بار می کنند. بدین ترتیب بسیار منطقی خواهد بود که سرمایه گذارانی که تقاضای برق در ساعات اوج بار را تأمین می کنند به جای انتخاب بهترین تکنولوژی متناسب با جزء تقاضای تقریباً ثابت در طول دوره(بار پایه)، سرمایه خود را در تکنولوژی هایی به کار گیرند که هزینه فرصت عدم استفاده از سرمایه در ساعات عدم استفاده از نیروگاهها را با توجه به هزینه های عدم به کارگیری مزایای تکنولوژی بهینه متناسب با جزء تقاضای نسبتاً ثابت به حداقل برسانند.

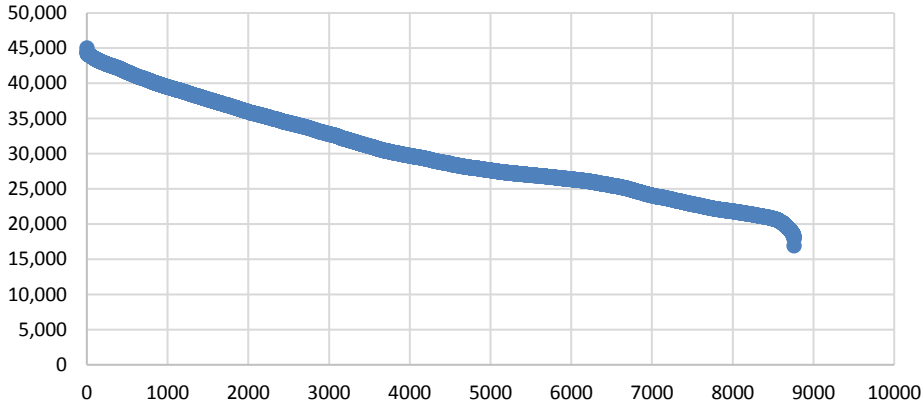
نمودار شماره ۶ منحنی تداوم بار شبکه برق کشور را در سال ۱۳۹۳ به تصویر می کشد. با توجه به منحنی مزبور، میزان بار مصرفی در ساعات اوج بار بسیار متفاوت از میزان بار مصرفی در ساعات غیر اوج می باشد. با توجه به ویژگی های یاد شده و با فرض عدم اعمال خاموشی در شبکه برق کشور میزان ظرفیت نیروگاهی کشور بایستی متناسب با حداکثر بار درخواستی مصرف کنندگان باشد.

بدیهی است در صورتی که بار درخواستی مصرف کنندگان در سطحی بسیار نازل قرار داشته باشد (شرایط بار پایه) همه تولیدکنندگان قادر با تولید و عرضه برق نخواهند بود. در سیستم سنتی (سیستم ماقبل راه اندازی بازار برق) انتخاب نیروگاهها برای تولید و عرضه برق از طریق سیستم متمرکز و با رعایت حداقل هزینه تأمین برق، به شرط برقراری الزامات امنیتی شبکه برق، صورت می پذیرفت. این در حالی است که در چارچوب بازار برق انتخاب نیروگاهها بر اساس قیمت پیشنهادی آنها (با رعایت الزامات امنیتی شبکه برق) صورت می پذیرد.

همانطور که در بخش سوم نیز عنوان شد، در حال حاضر مکانیزم حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد، مکانیزم مورد استفاده در بازار برق ایران می باشد. با این حال با توجه به قضیه برابری درآمدها در تئوری حراج[1] و تحقیقات مفصل انجام شده در رابطه با بررسی مقایسه ای مکانیزم حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد و مکانیزم حراج پرداخت بر مبنای قیمت تسویه کننده بازار (که برخی از آنها در بخش قبل مرور گردیدند) و عدم تأثیر مکانیزم حراج

[1] . قضیه برابری درآمدها به طور مفصل در منبع زیر مورد بحث و بررسی قرار گرفته است:
Krishna, Vijay, Auction Theory (2002), A&P Publishers, pp:29-34

انتخابی بر کارایی و متوسط قیمت انتظاری بازار، در مدلسازی های صورت گرفته در بازار برق به کارگیری فرض مکانیزم حراج پرداخت بر مبنای پیشنهاد به جای فرض مکانیزم حراج پرداخت بر مبنای قیمت تسویه کننده بازار می تواند بدون آسیب رساندن به کلیات چارچوب تحلیلی موجب ساده سازی هر بیشتر آن گردد.



نمودار شماره ۶: منحنی تداوم بار در سال ۱۳۹۳(مگاوات)

منبع: یافته‌های پژوهشگر

با توجه به مبحث عنوان شده در فوق چارچوب مدل شبیه سازی مورد طراحی در این مقاله با فرض برقراری چارچوب مکانیزم مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار صورت می گیرد.

در حالتی که مقدار بار مورد درخواستی مصرف کنندگان در سطح پایینی قرار داشته باشد، فرض وجود رقابت کامل بین بازیگران فرض معقول و پذیرفته ای به نظر می رسد، چرا که در این حالت مقدار بار مورد تقاضای مصرف کنندگان از تفاوتی معنی دار با کل ظرفیت نیروگاهی در دسترس (که متناسب با کل بار درخواستی در ساعات اوج بار می باشد) برخوردار است. درصورت وجود رقابت کامل بین بازیگران، در مکانیزم حراج مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار قیمت پیشنهادی بازیگران معادل هزینه متغیر آنان خواهد بود. این امر را به راحتی می توان از شرط لازم برای حداکثر شدن سود هر یک از عرضه کنندگان به دست آورد. در سیستم مزبور سود هر تولید کننده iام عبارتست از:

$$\pi_i = Pq_i - TC_i \qquad (۵)$$

در رابطه فوق π_i سود بنگاه iام، TC_i هزینه کل این بنگاه و P قیمت تعادلی بازار است. تولید کننده نوعی iام در حداکثر سازی خود P را به عنوان داده شده و برونزا فرض می کند، چرا که تحت شرایط رقابت کامل هیچیک از

تولید کنندگان قادر به تأثیر گذاری بر قیمت های تعادلی بازار نیستند. شرط لازم برای حداکثر شدن سود عبارتست از:

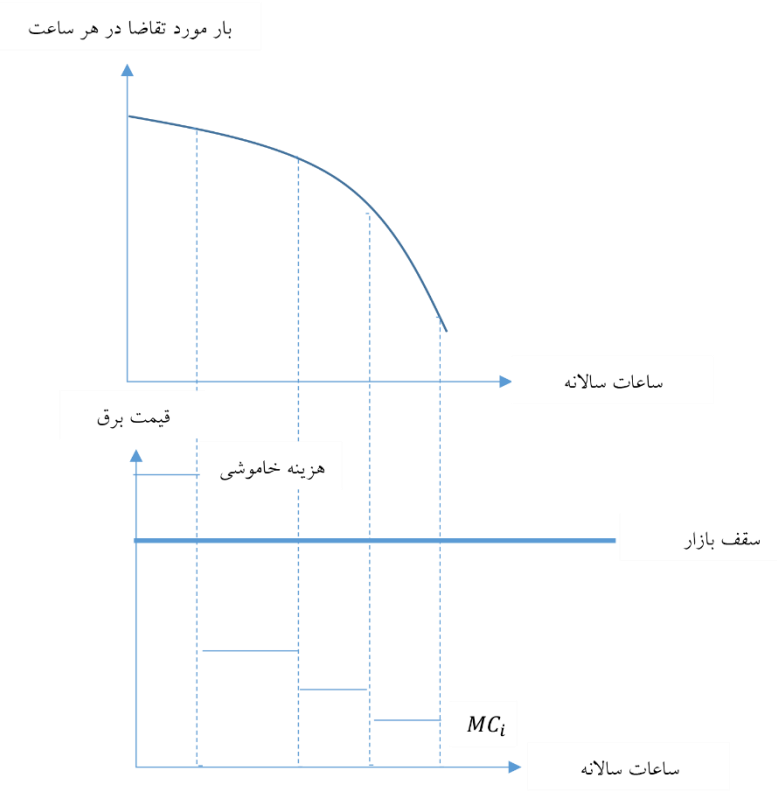
$$P = \frac{\partial TC_i}{\partial q_i} = MC_i \qquad (۶)$$

بنابراین در شرایط رقابت کامل هر تولید کننده ای 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.
زمانیکه عرضه کنندگان در بازار پیشنهادات خود را بر اساس هزینه نهایی خود تنظیم کنند، در نقطه تعادل تنها تولید کنندگانی تولید خواهند کرد که هزینه نهایی آنها کمتر یا مساوی قیمت نهایی بازار باشد. بدین ترتیب می توان مطمئن بود که تولید کل(مقدار عرضه و تقاضا در نقطه تعادل) با حداقل هزینه ممکن صورت خواهد گرفت.

با افزایش بار مورد تقاضای مصرف کنندگان، بواسطه افزایش در تراکم شبکه برق کشور قدرت محلی تولید کنندگان محلی بیشتر شده و قدرت انحصاری آنان را افزایش می دهد. از طرفی هر چه میزان بار مصرفی مصرف کنندگان افزایش یابد، احتمال رد شدن قیمت های پیشنهادی بالا کاهش می یابد، چرا که نزدیک شدن تقاضای بار مصرفی مصرف کنندگان به حداکثر ظرفیت نیروگاهی موجود موجب ایجاد قدرت بازار برای بازیگران می گردد. برای مثال زمانی که کل ظرفیت نیروگاهی معادل ۵۰۰۰۰ مگاوات و کل بار درخواستی مصرف کنندگان معادل ۴۹۵۰۰ مگاوات بوده و اندازه هر کدام از نیروگاهها نیز معادل ۱۰۰۰ مگاوات فرض شود، نیروگاه حدی (نیروگاه با کمترین راندمان (بیشترین هزینه متغیر) می تواند بیشترین قیمت پیشنهادی ممکن را بدون هراس از رد شدن قیمت پیشنهادی ارائه کند.

حتی در صورتی که قیمت های پیشنهادی بالا رد گردند، افزایش قیمت پیشنهادی همچنان می تواند استراتژی بهینه ای محسوب گردد، چرا که بالا بودن تقاضای بار مصرفی به این معنی است که در صورت خارج شدن یک واحد نیروگاهی از مدار، جایگزین های بسیار کمی برای آن قابل تصور است. بر این اساس با افزایش تقاضای بار مصرفی احتمال بکارگیری نیروگاههای غیر برنده نیز افزایش می یابد. از آنجایی که پرداختی به نیروگاه های جانشین بر اساس قیمت پیشنهادی آنان صورت می پذیرد، افزایش قیمت پیشنهادی، استراتژی بهینه بازیگران در ساعات اوج بار محسوب می گردد.

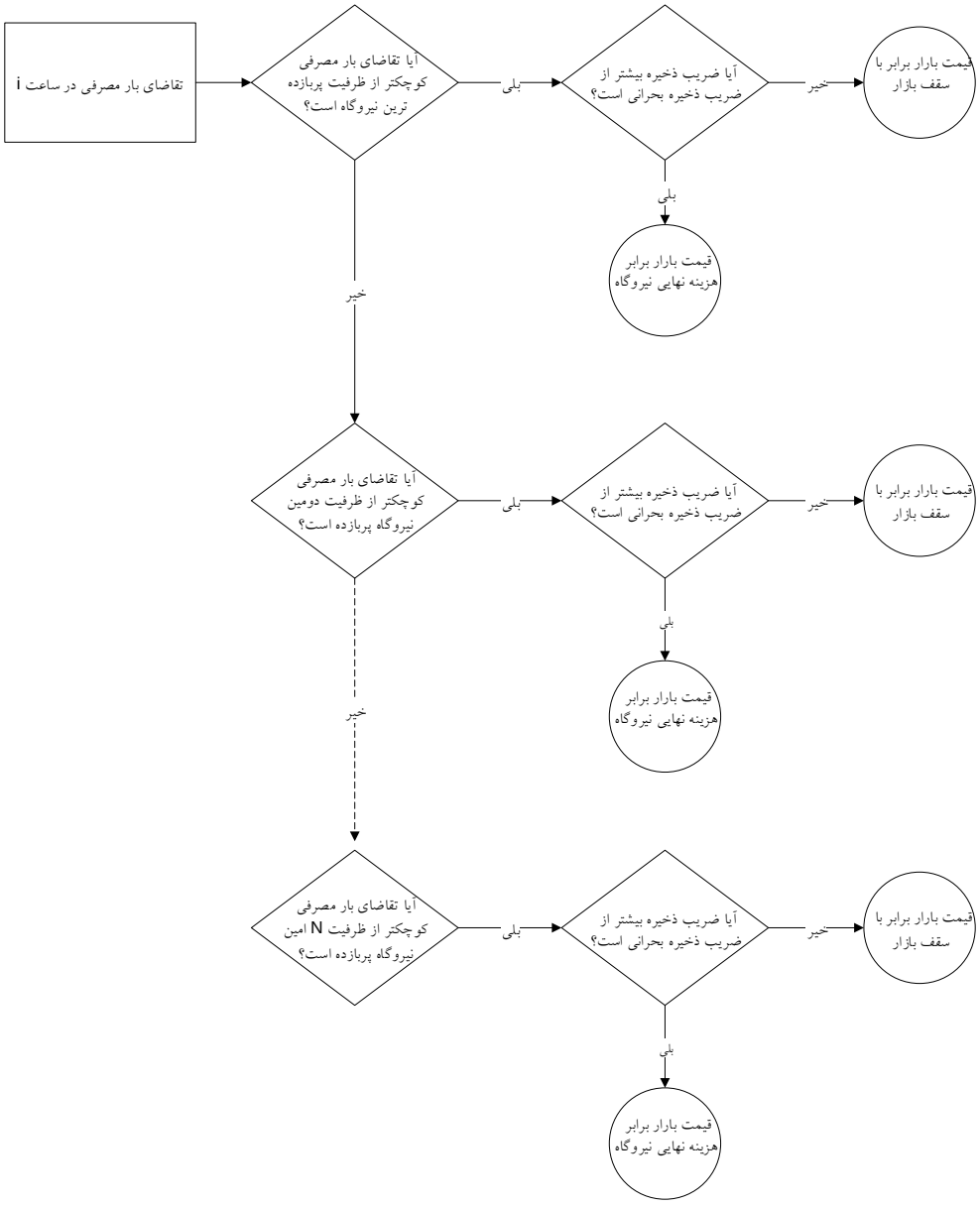
نحوه طراحی مدل شبیه سازی مورد استفاده ددر این مقاله بر اساس منطق ارائه شده در نمودار شماره (۷) صورت پذیرفته است. در راستای طراحی مدل شبیه سازی م ابتدا داده های مربوط به بار مصرفی در هر کدام از ساعات سال (۱۳۹۳) از کمترین مقدار به بیشترین مقدار و ظرفیت های نیروگاهی کشور از بیشترین راندمان به کمترین راندمان مرتب و تقاضای بار مصرفی در هر ساعات به مقدار کل ظرفیت نیروگاهی (با اولویت نیروگاههای با راندمان بالا) نگاشت شده اند. نگاشت هر میزان از تقاضای بار مصرفی به نیروگاههای با بیشترین راندمان از این روی صورت پذیرفته است که در سیستم حراج مبتنی بر قیمت تسویه کننده بازار بار مصرفی در هر ساعات از طریق پربازده ترین نیروگاهها صورت خواهد گرفت، چرا که هزینه متغیر کم تر این نیروگاهها منجر به قدرت رقابتی بیشتر آنها می گردد. نگاشت تقاضای بار مصرفی به نیروگاهها منجر به احصاء نیروگاه حدی (نیروگاه با کم ترین راندمان در بین نیروگاههای انتخاب شده برای تولید) می گردد. در واقع در هر ساعت نیروگاه حدی نیروگاه با کمترین راندمان در میان پربازده ترین نیروگاههای به کار گرفته شده برای تولید در آن ساعات می باشد.



نمودار شماره ۷: نحوه تعیین قیمت در بازار برق

منبع: یافته‌های پژوهشگر

همانطور که قبلاً نیز عنوان شد، تا زمانی که تراکم بیش از حد شبکه انتقال بواسطه افزایش تقاضای بار مصرفی و نزدیک شدن ضریب ذخیره ساعتی به ضریب ذخیره بحرانی موجب ایجاد قدرت انحصاری در میان بازیگران نگردد، قیمت پیشنهادی آنان معادل هزینه متغیر آنان خواهد بود. ضریب ذخیره بحرانی میزانی از ضریب ذخیره است که در غیر این صورت قیمت پیشنهادی می تواند تا حد سقف تعیین شده برای بازار برق افزایش پیدا نماید. همانطور که از نموار شماره (۷) نیز معلوم می باشد، تا قبل از برقراری قدرت انحصاری برای بازیگران بازار، قیمت بازار معادل هزینه های بازیگر حدی و پس از آن معادل سقف قیمت تعیین شده در بازار خواهد بود. در صورت عدم اعمال سقف بازار، قیمت بازار تا حد هزینه خاموشی افزایش پیدا خواهد نمود. نحوه طراحی مدل شبیه سازی مورد استفاده در این مقاله در فلوچارت زیر به تصویر کشیده شده است.



منبع: یافته‌های پژوهشگر

برنامه تدوین شده در قالب فلوچارت فوق و در چارچوب نرم افزار MATLAB با فرض ضریب ذخیره اولیه فرضی اجرا و ضریب ذخیره مزبور برای انطابق نتایج مدل شبیه سازی با نتایج حاصل از داده های واقعی بازار برق مورد کالبراسیون قرار گرفت. نتیجه کالبراسیون صورت گرفته حاکی از ضریب ذخیره بحرانی حدود ۲۵٪ در بازار برق ایران می باشد. در راستای آزمون توانایی مدل شبیه سازی شده ضریب ذخیره مزبور به عنوان متغیر ثابت فرض و شبیه سازی انجام شده برای داده های بازار برق در دوره های زمانی قبل تر اعمال گردیدند. با اعمال شبیه سازی بر روی داده های گذشته اختلاف بین نتایج بازار با نتایج مدل کمتر از حدود ۵٪ بود. بر این اساس ضریب ذخیره بحرانی به دست آمده ضریب ذخیره قابل قبولی برای استخراج نتایج قابل اطمینان از مدل شبیه سازی شده به شمار می روند.

میزان درآمد کسب شده توسط هر کدام از واحدهای نیروگاهی و هر کدام از انواع تکنولوژی های نیروگاهی، با استفاده از مدل شبیه سازی شده قابل استخراج می باشد. بر این اساس درآمدهای حاصله برای هر کدام از نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی مورد استخراج قرار گرفت. نتایج حاصله از ارزیابی اقتصادی پروژهای احداث واحدهای و سیکل ترکیبی حاکی از نرخ بازدهی داخلی واقعی معادل ۵/۵ درصد برای نیروگاه گازی و ۵/۸ درصد برای نیروگاه سیکل ترکیبی است.

محاسبات انجام شده در رابطه با نرخ بازده داخلی نیروگاههایی که برق تولیدی خود را در قالب قراردادهای تبدیل انرژی (موضوع تبصره (۴) الحاقی به ماده (۷) بند (و) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه) با شرکت توانیر به فروش می رسانند، حاکی از وجود نرخ بازده داخلی واقعی حدود نه و نیم درصد (۹/۵ درصد) برای این نوع از سرمایه گذاری هاست. نرخ های بازدهی داخلی واقعی به دست آمده برای نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی از تفاوتی معنی دار با نرخ مزبور برخوردار است. بر این اساس ایجاد انگیزه لازم برای سرمایه گذاری در ظرفیت نیروگاهی در چارچوب بازار برق مستلزم آن است که نرخ بازدهی داخلی واقعی نیروگاه معیار (نیروگاه گازی مدل V942) حداقل معادل نرخ بازدهی داخلی واقعی قراردادهای موضوع تبصره (۴) الحاقی به ماده (۷) بند (و) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه گردد[۱]. در سال ۱۳۹۳ سقف بازار برق معادل ۴۱۷ ریال به ازای هر کیلووات ساعت و نرخ پایه آمادگی معادل ۱۸۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت تعیین گریده بود. با توجه به لزوم گسترش رقابت در بازار برق، ثابت نگه داشتن مقدار آمادگی و اصلاح سقف بازار می تواند سیاست مطلوب تری برای ایجاد انگیزه های لازم برای سرمایه گذاری در بخش تولید همزمان پیگیری اهداف سیاست گذاران بازار برق در گسترش رقابت در این بازار تلقی گردد. بر این اساس دستیابی به نرخ بازدهی داخلی معادل ۹/۵ درصد برای نیروگاه معیار مستلزم افزایش سقف بازار انرژی از مقدار اولیه آن (۴۱۷ ریال به ازای هر کیلوات ساعت) به مقدار ۵۷۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت می باشد. این امر موجب افزایش همزمان نرخ بازدهی داخلی واقعی برای نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی می گردد، هر چند در این حالت نرخ بازدهی داخلی نیروگاه سیکل ترکیبی (۸/۴ درصد) کمتر از نرخ بازدهی نیروگاه گازی (۹/۵ درصد) می باشد. دلیل این امر کاملاً واضح می باشد، چرا که با افزایش

[۱] . فرض بر این است که نرخ بازدهی داخلی واقعی تعیین شده برای نیروگاههای مزبور نرخ بازدهی داخلی واقعی مطلوب و مورد نظر سیاست گذاران بخش انرژی می باشد، فارغ از میزان ظرفیت اضافی یا کمبود ظرفیتی که سیاست گذاری مورد نظر نهایتاً منجر به آن گردد.

سقف انرژی درآمدهای نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی به طور یکسان افزایش پیدا می کنند، این در حالی است که هزینه احداث نیروگاههای سیکل ترکیبی به طور معناداری بیش از هزینه احداث نیروگاههای گازی است. بر این اساس نسبت سودآوری نیروگاههای گازی نسبت به نیروگاههای سیکل ترکیبی بیشتر خواهد بود. نتایج حاصل از اعمال سیاست فوق الذکر در جدول زیر (جدول شماره (۱)) به تصویر کشیده شده اند.

جدول شماره ۱: نحوه تغییر در متغیرهای بازار بواسطه اصلاح سقف بازار برای سودآور نمودن سرمایه گذاری در احداث ظرفیت نیروگاهی در چارچوب بازار برق

متغیر	حالت اولیه	حالت اصلاح سقف
سقف بازار (ریال به کیلووات ساعت)	۴۱۷	۵۷۰
نرخ آمادگی (ریال به ازای هر کیلووات ظرفیت)	۱۸۵	۱۸۵
متوسط قیمت انرژی(ریال به کیلووات ساعت)[۱]	359	۴۶۷
متوسط قیمت بازار(ریال به کیلووات ساعت)[۲]	600	۷۰۶
متوسط نرخ نبدیل انرژی(ریال به کیلووات ساعت)[۳]	418	۵۲۶
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه گازی (درصد)	۵/۵	۹/۵
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه سیکل ترکیبی (درصد)	۵/۸	۸/۴
هزینه برق خریداری شده برای صنعت برق (میلیارد ریال)[۴]	113291	143185

منبع: یافته‌های پژوهشگر

با توجه به جدول فوق افزایش سقف بازار متوسط قیمت بازار را از میزان حدود ۶۰۰ ریال به ازای هر کیلوات ساعت به میزان ۷۰۶ ریال به ازای هر کیلووات ساعت افزایش داده و بار مالی در حدود ۲۹۸۹۴ میلیارد ریال را به وزارت نیرو تحمیل می کند. بار مالی مزبور با افزایشی حدود ۱۳۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت برق فروخته شده به مشترکین قابل حصول می باشد. در صورتی که الگوی مصرف معادل ۲۰۰ کیلوات ساعت ماهانه برای هر مشترک خانگی در نظر گرفته شود، این امر بار مالی در حدود ۲۷۰۰۰ ریال را به هر کدام از مشترکین خانگی تحمیل می کند. با توجه به مار مالی اندک ناشی از اجرای این سیاست و اهمیت اصلاح سقف بازار برق به منظور ارسال علایم درست و مناسب قیمتی برای سرمایه گذاری در ظرفیت نیروگاهی، اصلاح سقف قیمت بازار تا مقدار محاسبه شده در فوق سیاستی ضروری به نظر می رسد.

[۱] . متوسط قیمت در بازار انرژی (بدون پرداخت آمادگی).
[۲] . متوسط قیمت بازار شامل پرداخت بابت آمادگی و انرژی.
[۳] . متوسط قیمت بازار با کسر هزینه سوخت به ازای هر کیلوات ساعت تولیدی.
[۴] . فرض بر این است که وزارت نیرو سوخت را با همان نرخ ۷۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب از دولت خریداری و با قیمت مورد نظر در اختیار نیروگاهها قرار می دهد. به عبارتی دیگر فرض بر این است که نحوه تعامل مالی وزارت نیرو با دولت مستقل از نحوه قیمت گذاری سوخت نیروگاهی توسط وزارت نیرو است. در این حالت تمامی بار مالی افزایش هزینه سوخت (که شامل تغییر در هزینه متغیر نیروگاههای موجود و منافع کسب شده بواسطه اصلاح قیمت سوخت برای نیروگاههایی با راندمان بالاتر از راندمان نیروگاه معیار است) بر وزارت نیرو تحمیل نشده و صرفاً منافع کسب شده بواسطه اصلاح قیمت سوخت برای نیروگاههایی با راندمان بالاتر از راندمان نیروگاه معیار به این وزارتخانه تحمیل می گردد.

با فرض تعدیل سقف بازار برای برقراری نرخ بازدهی قابل قبول برای ایجاد انگیزه لازم در سرمایه گذاران برای احداث ظرفیت نیروگاهی مناسب، اثرات ناشی از اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی در این مقاله، با استفاده از مدل شبیه سازی ارائه شده، قابل بررسی و احصاء می باشد.

تأثیر افزایش قیمت سوخت نیروگاهی را می توان به طور مستقیم در تغییر در هزینه نیروگاه معیار منعکس نمود. این روش، روش مورد استفاده در تعدیل سقف بازار برق ایران بواسطه افزایش قیمت سوخت نیروگاهی در پی اجرای فاز اول قانون هدفمندی یارانه ها در سال ۱۳۸۹ بوده و در این مقاله نیز به عنوان مبنای تعدیل قیمت سقف بازار مورد استفاده قرار گرفته است.

تعمیم قیمت گاز مورد استفاده در واحدهای پتروشیمی به نیروگاهها اولین اولین سناریوی قابل بررسی برای اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی است. در حال حاضر تعرفه گاز مورد استفاده در واحدهای پتروشیمی بالاترین نرخ گاز فروخته شده در داخل کشور می باشد (حدود ۱۳ سنت دلار به ازای هر متر مکعب). در صورتی که قیمت گاز مورد استفاده در نیروگاهها به همین میزان افزایش یابد، ضروری است که تعدیل لازم در سقف بازار صورت پذیرد. جدول زیر تغییرات در متغیرهای مورد بررسی را بواسطه تغییر در قیمت سوخت نیروگاهی از ۷۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب فعلی به ۱۳ سنت دلار (حدود ۴۵۵۰ ریال به ازای هر متر مکعب) به تصویر می کشد.

جدول شماره ۲: نحوه تغییر در متغیرهای بازار بواسطه اصلاح سقف بازار در اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر مبنای قیمت خوراک واحدهای پتروشیمی

متغیر	حالت اولیه	حالت اصلاح سقف
سقف بازار (ریال به کیلووات ساعت)	۵۷۰	۱۷۹۲
نرخ آمادگی (ریال به ازای هر کیلووات ظرفیت)	۱۸۵	۱۸۵
متوسط قیمت انرژی(ریال به کیلووات ساعت)[۱]	۴۶۷	۱۶۹۰
متوسط قیمت بازار(ریال به کیلووات ساعت)[۲]	۷۰۶	۱۹۲۹
متوسط نرخ تبدیل انرژی(ریال به کیلووات ساعت)[۳]	۵۲۶	۷۸۵/۴
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه گازی (درصد)	۹/۵	۹/۷۲
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه سیکل ترکیبی (درصد)	۸/۴	۲۰/۴۳
هزینه برق خریداری شده برای صنعت برق (میلیارد ریال)[۴]	143185	206640

منبع: یافته‌های پژوهشگر

[۱] . متوسط قیمت در بازار انرژی (بدون پرداخت آمادگی).
[۲] . متوسط قیمت بازار شامل پرداخت بابت آمادگی و انرژی.
[۳] . متوسط قیمت بازار با کسر هزینه سوخت به ازای هر کیلوات ساعت تولیدی.
[۴] . در مقاله حاضر از جزئیات مربوط به نحوه تعاملات مالی وزارت نیرو و دولت در رابطه با سوخت مصرفی نیروگاهها صرفنظر شده است. فرض بر این است که وزارت نیرو سوخت را با همان نرخی که از دولت خریداری می کند در اختیار نیروگاهها قرار می دهد. تا آنجایی که بار مالی تحمیل شده به وزارت نیرو، ناشی از اصلاح سقف و نرخ پایه آمادگی بازار، با یا بدون افزایش قیمت سوخت نیروگاهها، مد نظر باشد (همچنان که در این مقاله نیز چنین است) صرف نظر کردن از جزئیات تعاملات مالی وزارت نیرو و دولت هیچ گونه خللی به تحلیل های ارائه شده در این مقاله وارد نمی کند.

با توجه به جدول فوق افزایش سقف بازار متوسط قیمت بازار را از میزان حدود ۷۰۶ ریال به ازای هر کیلوات ساعت به میزان ۱۹۲۹ریال به ازای هر کیلووات ساعت افزایش داده و بار مالی در حدود ۶۳۴۵۴ میلیارد ریال را به وزارت نیرو تحمیل می کند. همانطور که از جدول فوق نیز مشتهده می شود، اصلاح قیمت سوخت اثری بسیار معنی دار بر افزایش سودآوری نیروگاه های سیکل ترکیبی به همراه دارد.

نکته جالب توجه در جدول فوق افزایش نرخ بازده داخلی نیروگاه گازی معیار (نیروگاه گازی V942) بواسطه اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی می باشد. این امر از آنجا ناشی می شود که افزایش قیمت سوخت نیروگاهی موجب افزایش هزینه متغیر نیروگاههای با راندمان پایین تر از راندمان نیروگاه گازی معیار می گردد. این امر به نوبه خود موجب افزایش انتفاع نیروگاه مزبور (نیروگاه معیار) می شود. چرا که در ساعاتی که نیروگاههای با راندمان پایین تر از راندمان نیروگاه معیار به عنوان نیروگاه های تعیین کننده قیمت در بازار (نیروگاه نهایی) پذیرفته شوند، نیروگاه معیار درآمدی اضافی ما به ازای تفاوت در هزینه متغیر (نهایی) خود با هزینه نهایی (متغیر) آن نیروگاهها کسب می کند. هر چه قیمت سوخت از افزایش بیشتری برخوردار باشد، درآمد اضافی مزبور بیشتر خواهد بود. برای مثال در صورتی که قیمت سوخت نیروگاهی معادل ۷۰۰ ریال به ازای هر متر مکعب بوده و راندمان نیروگاه معیار نیز معادل ۳۱/۵ درصد لحاظ شود (راندمان نیروگاه گازی V942)، هزینه نهایی نیروگاه معیار تقریباً معادل ۲۲۲ ریال به ازای هر کیلووات ساعت و هزینه نهایی نیروگاه (برای مثال) با راندمان ۲۵ درصد معادل ۲۸۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود. در ساعاتی که نیروگاه با راندمان ۲۵ درصد تعیین کننده قیمت بازار باشد، نیروگاه معیار درآمد اضافی معادل تفاوت هزینه نهایی خود با هزینه نهایی آن نیروگاه (که معادل ۵۸ ریال به ازای هر کیلووات ساعت است) را کسب می کند، این در حالی است که اگر قیمت سوخت نیروگاهی به ۴۵۵۰ ریال به ازای هر متر مکعب افزایش یابد، درآمد اضافی نیروگاه معیار در ساعاتی که نیروگاه با راندمان ۲۵ درصد به عنوان نیروگاه نهایی و تعیین کننده قیمت بازار فعالیت می کند، به حدود ۳۷۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت افزایش خواهد یافت. بر این اساس ضروری است تا رگولاتور بر اساس افزایش نرخ بازده داخلی نیروگاه معیار سقف بازار را به گونه ای تغییر دهد که نرخ بازده داخلی آن همانند قبل گردد. در صورتی که ملاحظه فوق مد نظر قرار گیرد جدول شماره (۲) به جدول شماره (۳) تغییر پیدا خواهد نمود.

جدول شماره ۳: نحوه تغییر در متغیرهای بازار بواسطه اصلاح سقف بازار در اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر مبنای قیمت خوراک واحدهای پتروشیمی با لحاظ آثار ثانویه

متغیر	حالت اولیه	حالت اصلاح سقف
سقف بازار (ریال به کیلووات ساعت)	۵۷۰	۱۷۸۳
نرخ آمادگی (ریال به ازای هر کیلووات ظرفیت)	۱۸۵	۱۸۵
متوسط قیمت انرژی(ریال به کیلووات ساعت)	۴۶۷	۱۶۸۴
متوسط قیمت بازار(ریال به کیلووات ساعت)	۷۰۶	۱۹۲۲
متوسط نرخ تبدیل انرژی(ریال به کیلووات ساعت)	۵۲۶	۷۵۲

متغیر	حالت اولیه	حالت اصلاح سقف
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه گازی (درصد)	۹/۵	۹/۵
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه سیکل ترکیبی (درصد)	۸/۴	۲۰/۳۲
هزینه برق خریداری شده برای صنعت برق (میلیارد ریال)	143185	204902

منبع: یافته‌های پژوهشگر

با توجه به جدول فوق افزایش سقف بازار متوسط قیمت بازار را از میزان حدود ۷۰۶ ریال به ازای هر کیلوات ساعت به میزان ۱۹۲۲ریال به ازای هر کیلووات ساعت افزایش داده و بار مالی در حدود ۶۱۷۱۷ میلیارد ریال را به وزارت نیرو تحمیل می کند. در صورتی که بار مالی مزبور به صورت مستقیم از افزایش تعرفه برق مشترکین تأمین گردد، بار مالی ماهانه تحمیل شده به مشترکین خانگی رعایت کننده الگوی مصرف در حدود ۵۶۰۰۰ ریال خواهد بود.
با توجه به تأثیر قابل توجه اجرای سیاست فوق (اصلاح سقف قیمت بازار بر مبنای قیمت گاز مصرفی واحدهای پتروشیمی) بر شکل گیری ترکیب تکنولوژیکی بهینه نیروگاهی (افزایش انگیزه سرمایه گذاران برای احداث واحدهای سیکل ترکیبی به جای واحدهای گازی و همچنین تبدیل نیروگاههای گازی به نیروگاههای سیکل ترکیبی) و بار مالی اندک ناشی از اجرای این سیاست، اجرای آن را می توان اقدامی معقول و منطقی در راستای افزایش راندمان نیروگاههای کشور و جلوگیری از هدررفت سوخت در بلندمدت تلقی نمود.
از آنجایی که مدل ارائه شده در این مقاله آثار ثانویه ناشی از اصلاح قیمت سوخت بر سودآوری نیروگاه معیار را نیز در نظر می گیرد، می تواند به عنوان مدلی مناسب در تدوین سقف بازار برق، بواسطه اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی مورد استفاده قرار گیرد.
در صورتی که قیمت گاز صادراتی به ترکیه (حدود ۳۰ سنت دلار به ازای هر متر مکعب) مبنای اصلاح سقف قیمت بازار قرار گیرد، با لحاظ آثار ثانویه ناشی از اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر سودآوری نیروگاه معیار، نتایج مطابق جدول زیر خواهد بود.

جدول شماره۴ : نحوه تغییر در متغیرهای بازار بواسطه اصلاح سقف بازار در اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر مبنای قیمت گاز صادراتی به کشور ترکیه با لحاظ آثار ثانویه

متغیر	حالت اولیه	حالت اصلاح سقف
سقف بازار (ریال به کیلووات ساعت)	۵۷۰	۳۶۵۵
نرخ آمادگی (ریال به ازای هر کیلووات ظرفیت)	۱۸۵	۱۸۵
متوسط قیمت انرژی(ریال به کیلووات ساعت)	۴۶۷	3562
متوسط قیمت بازار(ریال به کیلووات ساعت)	۷۰۶	3801
متوسط نرخ نبدیل انرژی(ریال به کیلووات ساعت)	۵۲۶	1100
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه گازی (درصد)	۹/۵	۹/۵
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه سیکل ترکیبی (درصد)	۸/۴	۳۵/۲۳
هزینه برق خریداری شده برای صنعت برق (میلیارد ریال)	143185	299759

منبع: یافته‌های پژوهشگر

با توجه به جدول فوق افزایش سقف بازار متوسط قیمت بازار را از میزان حدود ۷۰۶ ریال به ازای هر کیلوات ساعت به میزان ۳۸۰۱ به ازای هر کیلووات ساعت افزایش داده و بار مالی در حدود ۱۵۶۵۷۴ میلیارد ریال را به وزارت نیرو تحمیل می کند. در صورتی که بار مالی مزبور به صورت مستقیم از افزایش تعرفه برق مشترکین تأمین گردد، بار مالی ماهانه تحمیل شده به مشترکین خانگی رعایت کننده الگوی مصرف در حدود ۱۴۰۰۰۰ریال خواهد بود. بار مالی که در این حالت به مصرف کنندگان تحمیل می گردد، بیش از تعرفه فعلی پرداختی آنان بابت برق مصرفی اشان می باشد. با این حال تعرفه های بسیار نازل فعلی برقرار شده برای مشترکین را نمی توان معیاری مناسب برای اعمال یا عدم سیاست هایی از نوع سیاست عنوان شده در فوق تلقی نمود. در هر حال در صورتی که سیاست گذاران بخش انرژی خواهان افزایش راندمان بخش عرضه و شکل گیری ترکیب بهینه تکنولوژیکی عرضه برق در بلندمدت باشند، توسل به سیاست هایی اینچنینی گریز ناپذیر است.

در صورتی که قیمت گاز بر اساس کمینه هدف پیش بینی شده در قانون هدفمندی یارانه ها مبنای اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی قرار گیرد (۷۵ درصد متوسط قیمت گاز طبیعی صادراتی) و متوسط قیمت گاز صادراتی نیز معادل گاز صادراتی به ترکیه فرض شود (حدود ۳۰ سنت دلار به ازای هر متر مکعب)، با لحاظ آثار ثانویه ناشی از اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر سودآوری نیروگاه معیار، نتایج مطابق جدول زیر خواهد بود.

جدول شماره۵ : نحوه تغییر در متغیرهای بازار بواسطه اصلاح سقف بازار در اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر مبنای کمینه قیمت گاز هدف گذاری شده در قانون هدفمندی با لحاظ آثار ثانویه

متغیر	حالت اولیه	حالت اصلاح سقف
سقف بازار (ریال به کیلووات ساعت)	۵۷۰	۲۸۳۰
نرخ آمادگی (ریال به ازای هر کیلووات ظرفیت)	۱۸۵	۱۸۵
متوسط قیمت انرژی(ریال به کیلووات ساعت)	۴۶۷	۲۷۳۴
متوسط قیمت بازار(ریال به کیلووات ساعت)	۷۰۶	۲۹۷۳
متوسط نرخ تبدیل انرژی(ریال به کیلووات ساعت)	۵۲۶	۹۴۷
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه گازی (درصد)	۹/۵	۹/۵
نرخ بازدهی داخلی نیروگاه سیکل ترکیبی (درصد)	۸/۴	۲۸/۹۶
هزینه برق خریداری شده برای صنعت برق (میلیارد ریال)	143185	258051

منبع: یافته‌های پژوهشگر

با توجه به جدول فوق افزایش سقف بازار متوسط قیمت بازار را از میزان حدود ۷۰۶ ریال به ازای هر کیلوات ساعت به میزان ۲۹۷۳ به ازای هر کیلووات ساعت افزایش داده و بار مالی در حدود 114866میلیارد ریال را به وزارت نیرو تحمیل می کند. در صورتی که بار مالی مزبور به صورت مستقیم از افزایش تعرفه برق مشترکین تأمین گردد، بار مالی ماهانه تحمیل شده به مشترکین خانگی رعایت کننده الگوی مصرف در حدود ۱۰۰۰۰۰ ریال خواهد بود.

جمع بندی و نتیجه گیری

در مقاله حاضر تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای کلیدی بازار برق ایران (متوسط قیمت بازار برق و تراز مالی صنعت برق) بر مبنای ارائه یک مدل شبیه سازی از کارکرد این بازار مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفت. در این راستا ابتدا بازار برق ایران با استفاده از مدلی که در آن وجود یا عدم وجود رقابت در بازار برق مبتنی بر میزان ضریب ذخیره نیروگاهی در دسترس در هر ساعت می باشد، مورد شبیه سازی قرار گرفته و ضریب ذخیره بحرانی مربوطه بر اساس کارکرد واقعی بازار برق ایران مورد کالیبراسیون قرار گرفت. کالیبراسیون صورت گرفته حاکی از آن بود که ضریب ذخیره بحرانی رقابت بین بازیگران بازار، در حدود ۲۵٪ می باشد. به عبارتی دیگر مدل شبیه سازی ارائه شده برای بازار برق ایران حاکی از آن بود که در صورتی که ضریب ذخیره بحرانی بازار در حدود ۲۵٪ کل ظرفیت نیروگاهی لحاظ شود، نتایج تحصیل شده از شبیه سازی منطبق بر نتایج حاصل از کارکرد واقعی بازار برق خواهد بود. برای بررسی اعتبار ضریب ذخیره بحرانی محاسبه شده (برای امکان کاربست مدل برای پیش بینی تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی در مقاله)، ضریب دخیره محاسبه شده برای داده های مربوط به بازار برق در شرایط مختلف بازار در سال های گذشته اعمال گردید. با توجه به عدم تفاوت معنی دار بین نتایج مدل شبیه سازی و نتایج بازار، ضریب ذخیره محاسبه شده به عنوان ضریبی مؤثق برای پیش بینی تأثیر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی در مقاله مورد استفاده قرار گرفت.

با توجه به قرار داشتن سقف و نرخ پایه آمادگی بازار برق در سطحی نازل تر از سطحی که موجب ایجاد علایم لازم برای سرمایه گذاری بهینه در ظرفیت نیروگاهی گردد، سقف و نرخ پایه آمادگی فعلی بازار نمی توانست نقطه شروع مناسبی برای بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی (متوسط قیمت بازار برق و تراز مالی صنعت برق) به شمار رود. بر این اساس قبل از بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی، سقف و نرخ پایه آمادگی بازار، بر اساس مدل شبیه سازی ارائه شده مورد تعدیل قرار گرفت. محاسبات انجام شده حاکی از آن بود که اصلاح سقف قیمت بازار برق به گونه ای که بتواند علایم لازم برای سرمایه گذاری در ظرفیت مکفی نیروگاهی در شبکه برق کشور را ایجاد کند، مستلزم افزایش آن از حدود ۴۱۷ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به حدود ۵۷۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت می باشد. در این حالت متوسط قیمت بازار عمده فروشی برق از حدود ۶۰۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به حدود ۷۰۶ ریال به ازای هر کیلووات ساعت افزایش پیدا می نماید. بار مالی ناشی از این اقدام سیاستی (که در عین حال سیاستی بسیار مهم و ضروری در راستای حصول اطمینان از تأمین برق مطمئن تلقی می شود) برای وزارت نیرو در حدود ۲۹۸۹۴ میلیارد ریال خواهد بود. مبلغ مزبور با افزایش اندک در تعرفه های برق مشترکین (حدود ۲۷۰۰۰ ریال برای مشترکین خانگی با مصرف حدود ۲۰۰ کیلووات ساعت در ماه) قابل انجام خواهد بود.

با توجه به اینکه در بازارهای دارای سقف (و پرداخت بابت آمادگی) اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی مستلزم اصلاح متناسب در سقف قیمت بازار می باشد، اثرات ناشی از اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی ، بواسطه تأثیر آن بر سقف قیمت بازار برق (و با فرض اصلاح متناسب سقف قیمت بازار برق توسط نهاد تنظیم مقررات بخش برق (هیئت تنظیم بازار برق)) مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفت. تأثیر اصلاح قیمت

سوخت نیروگاهی بر متغیرهای مورد بررسی با اعمال سه سناریوی مختلف در رابطه با اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی صورت پذیرفت. قیمت گاز مورد استفاده در صنعت پتروشیمی (به عنوان خوراک این واحدها)، قیمت صادراتی گاز به کشور ترکیه، و حد کمینه پیش بینی شده در قانون هدفمندی یارانه ها در رابطه با قیمت گاز طبیعی، سناریوهای مختلف مورد استفاده برای اصلاح قیمت گاز مصرفی نیروگاههای کشور بودند. اجرایی شدن سناریوهای فوق موجب افزایش سقف بازار از ۵۷۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به ۱۷۸۳، ۳۶۵۵ و ۲۸۳۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت به ترتیب سناریوهای فوق خواهد گردید. متوسط قیمت بازار تعدیل شده، متناسب با تعدیل صورت گرفته در سقف قیمت بازار (به ترتیب سناریوهای فوق) به ترتیب معادل ۱۹۲۲، ۳۸۰۱ و ۲۹۷۳ ریال به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود. همچنین بار مالی متناظر با هذ کدام از سناریوها به ترتیب معادل ۶۱۷۱۷، ۱۵۶۵۷۴ و ۱۱۴۸۶۶ میلیارد ریال خواهد بود.

گرچه اجرای برخی از سناریوهای فوق (بالاخص سناریوهای دوم و سوم) ممکن است، بار مالی قابل توجهی را (در قیاس با وضعیت فعلی تعرفه های پرداختی از سوی مصرف کنندگان) به آنان تحمیل نماید، با این حال از آنجایی که تعرفه های فعلی صنعت برق در سطحی بسیار نازل قرار دارند، نمی توانند مبنای مناسبی برای تجزیه و تحلیل آثار مالی ناشی از اجرای سیاست های اصلاح قیمتی در بازار برق قلمداد شوند. به عبارتی دیگر سطح بسیار نازل تعرفه های فعلی حاکی از امکان پذیری اجرای سناریوهای فوق، بدون تحمیل هزینه های قابل توجه برای مصرف کنندگان (نه در قیاس با سطح فعلی تعرفه های پرداختی توسط آنان بلکه در قیاس با سطح کلی مخارج آنان) می باشد. از طرفی در صورتی که منافع ناشی از اجرای سناریوهای فوق در بلندمدت (اصلاح ترکیب تکنولوژیکی نیروگاهها، جلوگیری از هدر رفت سوخت و کاهش آلاینده های زیست محیطی) مد نظر قرار گیرد، ضرورت اجرای سیاست های فوق می تواند به خوبی مشخص گردد. محاسبه منافع ناشی از اجرای سیاست های فوق در بلندمدت نیازمند تعمیم مدل شبیه سازی صورت گرفته به مدل پویای بلندمدتی است که در آن سرمایه گذاران، سرمایه گذاری خود در تکنولوژی های مختلف نیروگاهی را به صورت پویا مورد ارزیابی و تعدیل قرار می دهند. تعمیم مزبور می تواند مبنای مطالعه ای بسیار مهم (از حیث مشخص نمودن میزان ضرورت اجرای سیاست های تعدیل سقف قیمت بازار بواسطه تعدیل قیمت سوخت نیروگاهی) در تحقیقات بعدی باشد.

فهرست منابع

۱) ابونوری و همکاران، تأثیر تشکیل بازار برق بر کارایی نیروگاههای برق، نشریه علمی و پژوهشی کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران، سال دوم، شماره سوم، بهار و تابستان ۱۳۹۳

۲) اتباعی، فرامرز، بررسی مقایسه ای حراج مبتنی بر تبعیض قیمت و حراج مبتنی بر قیمت یکتا در بازارهای برق، پایان نامه دکتری، ۱۳۹۳

۳) اسماعیل نیا و شاهگلدی، بررسی اثرات افزایش قیمت سوخت نیروگاهی و نرخ ارز در بازار عمده فروشی برق ایران، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال دوازدهم، شماره ۵۰، پاییز ۹۵، صفحات ۱۹۳-۱۵۷

۴) آمار تفصیلی صنعت برق ایران، توانیر، ویژه تولید درسال ۱۳۹۳

۵) پژویان، جمشید، محمدی، تیمور، قیمت گذاری بهینه برای صنعت برق، (۱۳۷۹)، پژوهش های اقتصادی ایران، سال۶، شماره۳، صفحات ۶۲-۳۹.

۶) ترازنامه انرژی، ۱۳۹۲، وزارت نیرو.

۷) حیدری، کیومرث، ساختار قیمت گذاری و شیوه تدوین نرخ پایه آمادگی و انرژی در بازار برق ایران، وزارت نیرو، دفتر تنظیم مقررات (۱۳۷۶).

۸) سجودی و همکاران، مقایسه کارایی فنی نیروگاههای حرارتی کشور و بررسی عوامل مؤثر بر آن، کاربرد روش تصادفی ناپارامتریک پوشش داده ها، تحقیقات اقتصادی، دوره ۴۹، شماره ۱، بهار ۱۳۹۳

۹) منظور، داود، رضایی، حسین، اثرات اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه ها بر قیمت برق در بازار تجدیدساختاریافته، (۱۳۹۱)، فصلنامه علمی پژوهشی برنامه ریزی و بودجه، شماره ۱ صفحات ۹۵-۱۰۸

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

۱۱) منظور، داود، صفاکیش، امیر کاظم، پیش بینی قیمت برق در بازار برق رقابتی ایران با رویکرد مدل‌های سری زمانی، هفتمین همایش ملی انرژی، ۱۳۸۸

۱۲) وب سایت شرکت مدیریت شبکه برق ایران، گزارش ها، گزارشات سالانه، صورتحساب های قطعی بازار برق

13) Botterud, a long-term planning in restructured power systems dynamic modeling ,of investments in new power generation under uncertainty. Ph.D. Dissertation .Norwegian University of Science and Technology (NTNU). 27- 47 2002.

14) BP Statistical Review of World Energy edition 64th, June 2015.

15) Cramton, P.; Auction Design and Strategy Principles and Practice; Market Design Inc., University of Maryland.

16) Dahlan, 2011, Valuation model for generation investment in liberalized electricity market, a thesis submitted to The University of Manchester for the degree of Doctor of Philosophy.

17) De Vries, Heijnen, 2008, the impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms. Utilities Policy 16, 215-227

18) FEDERICO, G., and RAHMAN, D., Bidding in an Electricity Pay-as-Bid Auction, Journal of Regulatory Economics, vol. 24:2, pp. 175-211, 2003.

19) Fereidoon P. Sioshansi, Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, 2008.
20) Glachant, 2006, Generation technology mix in competitive electricity markets. A contribution in "Competitive Electricity Markets and Sustainability", edited by François Leveque.
21) Khalili Araghi.M, Barkhordari.S, An evaluation of the welfare effects of reducing energy subsides in Iran, Energy Policy, 398–404, 2012.
22) Olsina et al. 2006, Modeling long term dynamics of electricity markets, energy policy 34, 1411-1433
23) OPEC, Annual Statistical Bulletin, 50th edition, 2015.
24) OPEC, Monthly Oil Market Report, 2015.
25) S. Stoft, «Power System Economics, Designing Markets for Electricity», IEEE Press, 2002.
26) Strbac.G and kirschen.D fundamentals of power system economics, 2004.
27) Vogstad, K, System dynamics analysis of the Nordic electricity market: The Transition from fossil fuelled towards a renewable supply within a liberalized electricity market. The Norwegian University of Science and Technology (NTNU). 1- 156، 2005.

Financial Economics
Vol. (17) Issue (62) April 2023

Abstract

Alyzing the Effects of Fuel Price Reform on Electricity Industry's Financial Balance, Employing a Simulation of the Function of the Market

Jamashid Pajooyan[1]
Teymour Mohammadi[2]
Aliasghar Esmaeelniya[3]
Elham Gafourian[4]

Received: 30 / December / 2022 Accepted: 06 / March / 2023

Abstract

This article is devoted to the study of the impact of a reform in power plant fuel prices on the key variables of Iran's electricity market (average electricity price and the financial balance of the electricity industry). It is based on a simulation model. In this regard, we employed a model in which the presence or absence of competition in the electricity market is based on the amount of power plant storage factor that is available in every hour. The corresponding critical storage factor, which is based on actual operation, is also calculated. Due to a suppressed price cap and availability rate (that is even lower than what is necessary for sending optimal investment signals), the current price cap and availability rate is not a valid starting point for calculating the desired effects. Hence, before examining the effects of a price reform on the mentioned variables, the price cap and availability rates need to be adjusted to a level that can guarantee a minimum IRR for investors in this sector. According to calculations, in order to sending the necessary signals for investment, by assuming a fixed availability rate, it is necessary to increase the current price cap (nearly 417 Rials per kilowatt hour) to a new level (570 Rials per kilowatt hour). According to that, the average wholesale market price will increase from nearly 600 Rials per kilowatt hour to 706 Rials per kilowatt hour. The implementation of this policy imposes a financial burden of about 29894 billion Rials to the Ministry of Energy. Given that, in markets amid with a price cap (and hence an availability payment), a price reform in fuel price, requires a proportional modification in the market price cap. Based on this obligation, the effects of the price reform on the mentioned variables, is calculated and analyzed. The analysis is based on three different scenarios about fuel price for power plants; The price of gas used in the petrochemical industry (as a raw material for this industry), the price of gas that is exported to Turkey, and, the minimum bound foreseen in the "law on the targeting of subsidies" in relation to the price of natural gas. Implementation of the mentioned scenarios will increase the market cap from 570 Rials per kilowatt hour to 1783, 3655 and 2830 Rials per kilowatt hour respectively. Adjusted average market price, proportional to the adjustment made in the market price cap, would be equivalent to 1922, 3801 and 2973 rials per kilowatt hour respectively. Furthermore, the financial burden corresponding to these scenarios will be 61717, 156574 and 114866 billion Rials respectively.

Keywords: Simulation, wholesale Electricity Market, Base Availability Payment, Market Price Cap, Exchange Rate, Fuel Price, Internal Rate of Return
JEL Classification: Q5, Q41, L94

[1] . Professor of Economics of Allame Taba Taba ee University. Pajooyan.J.2002@gmail.com
[2] . Associate Professor of Allame Taba Taba ee University. ta.mohammadi.gmail.com
[3] . Associate Professor of Islamic Azad university, Central Tehran Branch. a_esmailnia@yahoo.com
[4] . PHD student of Islamic Azad University, Science and Research Branch. Ghafourian.El.2008@gmail.com
Ecj@iauctb.ac.ir

This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License