Investigating Competition in Iran's Electricity Industry

Amir Bagheri[1] | a.bagheri@imps.ac.ir
Hamid Nazeman[2]

Abstract The transition from a structurally old-fashion and vertically integrated electric power industry to a new one in which production, distribution, and retail sale of electricity are treated separately, is usually accompanied by establishing an electricity market both at wholesale and retail sale levels. In pursuance of the success story in re-structuring the electric power industry worldwide, Iran also launched the electric power market in 1383 (AD 2004). One of the concerns of regulators in the electricity sector in every country is the extent and degree of competitiveness in the electric power market that safeguards the interest of electricity users. The present paper aims to evaluate the performance of the wholesale market for electricity within the framework of profit maximization modeling for power generating industries concerning deviation from perfect market conditions. The findings of this paper indicate that on average, power market performance in Iran deviates by 18 percent from the result expected in a competitive market.

Keywords: Re-structuring of Electric Power Industry, Marginal Cost of Power Generating Industry, Generalized Method of Moments (GMM), Competition Criterion, Lerner Index.

JEL Classification: D41, D42, L94.

1. Ph.D. in Economics. Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran (Corresponding Author).
2. Ph.D. in Economics, Université Libre de Bruxelles.

The Journal of PLANNING & BUDGETING | Vol. 25 | No. 1 | Spring 2020 | PP 87-108 | doi 0.29252/jpbud.25.1.87 | ISSN: 2251-9092

بررسی رقابت در صنعت برق ایران

امیر باقری | a.bagheri@imps.ac.ir
دکتری اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران
(نویسنده‌مسئول).

حمید ناظمان
دکتری اقتصاد، دانشگاه آزاد بروکسل.

مقاله پژوهشی

دریافت: ۱۳۹۸/۱۱/۱۲ | پذیرش: ۱۳۹۹/۰۸/۱۹

چکیده: گذر از ساختار سنتی یکپارچه عمودی صنعت برق به ساختار جدید آن با بخش‌های تولید، انتقال، توزیع، و خرده‌فروشی مجزا از یکدیگر، به‌طور معمول با ایجاد بازار برق در سطح عمده‌فروشی یا خرده‌فروشی همراه است. یکی از انتظارهای نهاد تنظیم‌گر بخش برق از بازارهای برق فعال در هر کشوری، از جمله ایران، میزان رقابتی بودن نتایج این بازارها در جهت حفظ منافع مصرف‌کنندگان است. پژوهش حاضر در چارچوب مدلسازی بیشینه‌سازی سود نیروگاه‌ها، عملکرد بازار عمده‌فروشی برق ایران را به واسطه انحراف از معیار رقابت کامل ارزیابی می‌کند. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که به‌طور متوسط عملکرد بازار برق ایران اختلاف ۱۸ درصدی با نتایج مورد انتظار از یک بازار رقابتی دارد.

کلیدواژه‌ها: تجدید ساختار صنعت برق، هزینه نهایی، گشتاورهای تعمیم‌یافته، معیار رقابتی، شاخص لرنر.
طبقه‌بندی JEL: D41, D42, L94.

فصلنامه علمی - پژوهشی برنامه‌ریزی و بودجه
شاپا (چاپی) ۲۲۵۱-۹۰۹۲ | doi 10.29252/jpbud.25.1.87
سال بیست و پنجم | شماره ۱ | بهار ۱۳۹۹ | ص ص ۱۰۸-۸۷

مقدمه

بر اساس آموزه‌های اقتصادی در تعادل بازار رقابت کامل، مازاد رفاه تولیدکننده و مصرف‌کننده بدون دخالت دولت بیشینه می‌شود. از این‌رو، بخش خصوصی انگیزه ورود به چنین بازارهایی را دارد (Varian, 1992). اما این گزاره در هر شرایطی برقرار نیست. برای مثال محمدی (۱۳۷۹) نشان می‌دهد، در شرایطی مانند ساختار سنتی صنعت برق، که در آن انحصار طبیعی در سه بخش تولید، انتقال، و توزیع وجود دارد، و مازاد رفاه تولیدکننده و مصرف‌کننده (در شرایط تعادل بازار رقابت کامل) بیشینه نمی‌شود و بخش خصوصی انگیزه ورود به چنین بازارهایی را ندارد، دخالت دولت توجیه‌پذیر است. به همین دلیل در سال‌های قبل از ۱۹۹۰ شاهد حضور مستقیم دولت، حتی به شکل مالکیت دولتی، در بیش‌تر کشورها هستیم. لی[1] (۱۹۹۳)، و سیاهکلی (۱۳۹۲)، نشان می‌دهند از دهه ۱۹۹۰ با پیشرفت فناوری و حذف انحصار طبیعی ناشی از وجود صرفه‌های ناشی از مقیاس، دست‌کم در بخش تولید برق، انگیزه ورود بخش خصوصی به بخش تولید برق تقویت می‌شود و شاهد تغییر نگرش به صورت حذف دخالت مستقیم دولت و تشکیل بازارهای رقابتی تنظیم‌شده در بخش تولید برق هستیم. با توجه به این‌که با طراحی یک سازوکار انگیزشی مانند سازوکار حراج می‌توان به نتایج مشابه یک محیط رقابتی دست یافت (Milgrom & Weber, 1982)، بیش‌تر کشورها بازار برق را در قالب سازوکار حراج اجرا می‌کنند.

بازار عمده‌فروشی برق ایران به دنبال تجربه موفق برخی کشورها در زمینه بازار برق و به امید کسب نتایج مثبت ناشی از رقابت از سال ۱۳۸۳ راه‌اندازی می‌شود. در واقع، پرسش اصلی پژوهش حاضر این است که با گذشت بیش از ۱۵ سال از عمر بازار عمده‌فروشی برق ایران، عملکرد این بازار از نظر انحراف از معیار رقابتی چقدر است؟ پژوهش‌های مختلفی به موضوع سنجش قدرت بازار به عنوان شاخصی از درجه رقابت‌پذیری بازارهای برق در ایران و جهان می‌پردازند، به‌ویژه می‌توان به جاسکو و کان[2] (۲۰۰۱)، باستون[3] (۲۰۰۰)، رینالدز[4] (۲۰۱۸)، ربیعی و همکاران (۱۳۹۵)، ناظمی و همکاران (۱۳۹۰)، و رزمی و همکاران (۱۳۸۹) اشاره کرد. ولاک[5] (۲۰۱۵)، مشخص می‌کند که چگونه چهار عرضه‌کننده بزرگ در بازار عمده‌فروشی برق نیوزلند، قدرت بازار یک‌جانبه اعمال می‌کنند.

1. Lai
2. Joskow & Kahn
3. Batstone
4. Reynolds
5. Wolak

همچنین، پینائو[1] (۲۰۰۲)، و فاطمی اردستانی و همکاران[2] (۲۰۱۷)، به‌ترتیب به سنجش درجه رقابت‌پذیری بازارهای برق در جهان و ایران می‌پردازند. ولاک (۲۰۰۱)، با استفاده از رویکرد نوین در بازار عمده‌فروشی برق کالیفرنیا، تابع هزینه متغیر را برای واحدهای بنگاهی بدون فروض در رویکرد سنتی تخمین می‌زند. سوری و مردانی (۱۳۸۶)، با استفاده از قیمت و مقدار توان پیشنهادشده به بازار برق ایران، هزینه نهایی نیروگاه نکا را تخمین می‌زنند.

سهم این پژوهش از سه جهت است: نخست این‌که با استفاده از قیمت و مقدار توان پیشنهادشده به بازار برق ایران، تابع هزینه نهایی همه نیروگاه‌ها تخمین زده می‌شود، در حالی که پژوهش‌های پیشین تنها هزینه نهایی یک نیروگاه را تخمین می‌زنند. دوم، مسئله سنجش درجه رقابت‌پذیری بازار برق در چارچوب یک مدل بیشینه‌سازی تابع سود نیروگاه‌ها برای اولین بار در ایران به دلیل تفاوت شکل و مدل حراج (که pay-as-bid است) صورت می‌گیرد. سوم، در این پژوهش اثر مالکیت نیروگاه‌ها بر میزان رقابت‌پذیری بازار برق ایران نیز اندازه‌گیری می‌شود. به عبارت دیگر، سهم پژوهش حاضر این است که رقابت‌پذیری بازار برق را در چارچوب یک مدل بیشینه‌سازی تابع سود نیروگاه‌ها برای همه نیروگاه‌ها مورد ارزیابی قرار می‌دهد. یعنی ابتدا با استفاده از روش گشتاورهای تعمیم‌یافته تابع هزینه نهایی همه نیروگاه‌ها را در بازار برق ایران (که شکل حراج با شکل رایج آن در سایر کشورها متفاوت است) تخمین می‌زند و سپس در چارچوب مدل بیشینه‌سازی تابع سود نیروگاه‌ها، میزان انحراف پیشنهاد قیمت پذیرفته‌شده نیروگاه‌ها در بازار برق ایران را از معیار رقابتی (هزینه نهایی برآوردشده در مرحله پیشین) محاسبه می‌کند.

مبانی نظری پژوهش

در حال حاضر، اعتقاد بر این است که بخش تولید برق دارای شرایط رقابت است و تشکیل بازار رقابتی در این بخش می‌تواند آثار مثبت اقتصادی به همراه داشته باشد (Joskow & Kahn, 2001). ولی در شرایطی که تعداد بنگاه‌ها در این بازار محدود باشد، می‌توان پیش‌بینی کرد که پدیده ایجاد قدرت انحصاری در نزد برخی از بنگاه‌ها پدید می‌آید که باعث انحراف نتایج مورد نظر به سمت رفتارهای غیررقابتی و کاهش منافع اجتماعی می‌شود. زیرا بر اثر قدرت انحصار یا قدرت بازار، قیمت به سطحی بالاتر از هزینه نهایی افزایش می‌یابد. این امر، به‌ویژه در بازار برق که از یک طرف در کوتاه‌مدت محدودیت ظرفیت تولید دارد و با تقاضای بی‌کششی مواجه است، و از سوی دیگر به دلیل

1. Pineau
2. Fatemi Ardestani *et al*.

غیراقتصادی بودن ذخیره تولید، نیازمند برابری لحظه‌ای بین تولید و تقاضاست، بسیار محتمل است. بنابراین، باید این موضوع بررسی شود که آیا ساختار ارائه‌شده و روابط این دو و نتایج آن به نتایج یک بازار رقابتی نزدیک است یا خیر. برای بررسی این موضوع لازم است ابتدا قیمت‌های منتج از یک بازار رقابتی به لحاظ نظری تبیین شود، سپس شیوه استخراج آن با وضعیت بازار برق ایران مشخص شود و شاخص‌ها و آزمون‌های لازم برای انجام ارزیابی‌ها تبیین گردد.

موسسه‌های اقتصادی در یک بازار رقابتی با هدف کسب سود بیشینه وارد می‌شوند و می‌توان نشان داد که با توجه به شرایط موجود در این بازارها، نتیجه رقابت منتج به برابری قیمت با هزینه نهایی می‌شود که دست‌کم در کوتاه‌مدت، هزینه متغیر تولید را جبران می‌کند. ولی در بلندمدت به دلیل آزادی تحرک عوامل تولید و بنگاه‌ها، دوباره شاهد برابری قیمت با هزینه نهایی اما بدون وجود سود اقتصادی هستیم. در واقع، در بلندمدت شرایط بازار منتج به تعدیل قیمت‌ها تا کم‌ترین منحنی هزینه متوسط بلندمدت پایین می‌آید که بیانگر کسب هزینه‌های جاری بنگاه‌ها به علاوه هزینه فرصت سرمایه‌گذاری آن‌هاست. با توجه به شرایط بهینه پارتو، که شرط بهینگی را برابری قیمت با هزینه نهایی می‌داند، می‌توان نتیجه گرفت که بازار رقابتی، بهترین شرایط را از نظر تخصیص مناسب منابع ایجاد می‌کند و ملاحظه می‌شود که در این بازار میزان عرضه محصول در میان سایر بازارها بیش‌ترین است.

در پاسخ به این پرسش که آیا رقابت موجب شکل‌گیری کم‌ترین قیمت ممکن می‌گردد، وریان (۱۹۹۲)، نشان می‌دهد که رقابت تضمین‌کننده تحقق پایین‌ترین قیمت ممکن در هر نقطه از زمان نیست، در عوض تضمین می‌کند عرضه‌کنندگان تنها کل هزینه بلندمدت خود را پوشش دهند. همچنین، رقابت موجب تضمین تولید ارزان‌ترین عرضه‌کنندگان می‌شود و بر اساس همین، متوسط هزینه‌های تولید کمینه می‌شود و درآمد تولیدکنندگان به‌نحوی می‌شود که هزینه‌هایشان پوشش داده می‌شود. در واقع، دلالت بر این دارد که هزینه متوسط بلندمدت برای مصرف‌کنندگان کمینه می‌شود و رقابت، هزینه‌های متوسط بلندمدت تولید و مصرف‌کنندگان را کمینه می‌کند. با توجه به این توضیح‌ها روشن می‌شود، چنانچه بازار برق ایران شرایط رقابتی داشته باشد، باید قیمت‌های آن به‌نسبت نزدیک به هزینه‌های نهایی بازار باشد. از این‌رو، در ادامه مبانی نظری محاسبه هزینه نهایی در این نوع بازار مورد توجه قرار می‌گیرد. برای محاسبه هزینه نهایی روش‌های مختلفی وجود دارد که برخی بر اساس اطلاعات ناقص[1] و برخی بر اساس اطلاعات کامل[2] هستند. از آن‌جا که اطلاعات

1. Imperfect Information
2. Perfect

مربوط به هزینه بنگاه‌های تولید برق منتشر نمی‌شود و گاه مشاهده می‌گردد که مالکان این بنگاه‌ها اطلاعات دقیقی از هزینه‌های اقتصادی خود ندارند، در این پژوهش از روش مبتنی بر اطلاعات ناقص برای استخراج هزینه نهایی بنگاه‌های تولید برق استفاده می‌شود.

تابع هزینه نهایی در حالت اطلاعات ناقص و بازار برق با حراج قیمت یکسان

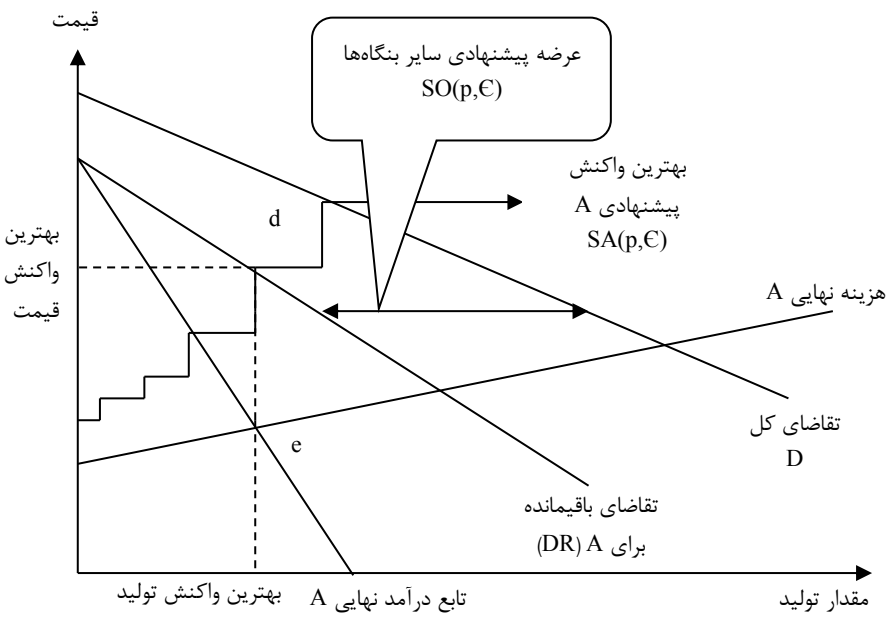
به‌طور معمول، در بازارهای برق اطلاعات مربوط به هزینه تولید در نیروگاه‌ها در اختیار نظارت‌کننده یا تنظیم‌کننده بازار قرار نمی‌گیرد و حتی گاه ملاحظه می‌شود خود مدیرانِ نیروگاه‌ها نیز اطلاعات دقیقی در این رابطه ندارند. برای نمونه، نهاد نظارت‌کننده بر بازار، فقط قیمت‌ها و مقادیر پیشنهادی نیروگاه را برای شرکت در بازار در اختیار دارد. از این‌رو، لازم است روش‌های علمی مناسب برای استخراج توابع هزینه‌ای، به‌ویژه تابع هزینه نهایی در حالت نقصان اطلاعات تبیین گردد. یکی از این روش‌ها، استخراج تابع هزینه نهایی بر اساس اطلاعات قیمت و مقادیر تسویه‌کننده بازار مبتنی بر رفتار بیشینه‌سازی سود توسط بنگاه است.

منطبق بر مبانی نظری، تعدادی از پژوهشگران به برآورد تابع هزینه نهایی می‌پردازند. راس[1] (۱۹۷۰)، برای برآورد تابع هزینه نهایی یک روزنامه انحصاری در سال‌های دهه ۱۹۶۰ از روشی متکی بر داده‌های زمانی قیمت و مقادیر تسویه‌کننده بازار استفاده می‌نماید. همچنین ولاک (۲۰۰۱)، با استفاده از داده‌های قیمت و مقدار پیشنهادشده به بازار الکتریسیته استرالیا برای دوره ۱۵ می تا ۲۴ آگوست ۱۹۹۷، تابع هزینه نهایی یک نیروگاه را در بازار عمده‌فروشی الکتریسیته استرالیا برآورد می‌کند. ولاک (۲۰۰۱)، بحث می‌کند که از دید نهادهای مقررات‌گذار در بازار الکتریسیته از بین تمامی اطلاعات و متغیرهای موجود در مسئله بیشینه‌سازی، تنها چیزی که مجهول است شکل تابعی هزینه نیروگاه است. وی یک شکل تابعی برای تابع هزینه فرض می‌کند و مسئله بیشینه‌سازی را با استفاده از روش گشتاورهای تعمیم‌یافته حل می‌کند. ولاک (۲۰۰۱)، برای تخمین پارامترها، با استفاده از مدل بهترین واکنش پیشنهادی، از شرایط مرتبه اول مسئله بیشینه‌سازی به عنوان شرایط گشتاوری استفاده می‌کند. در ادامه، روش مورد استفاده ولاک در بازار برق با ارائه نمودار و معادله‌های مربوطه تبیین می‌گردد.

بازار برق در شرایط انحصار چندجانبه قرار دارد که در آن تعداد محدودی بنگاه فعالیت می‌نمایند و هر یک می‌تواند قیمت بازار و سود رقبا را تحت تاثیر قرار دهد. در این بازار، رقابت بر پایه قیمت‌هاست و بنگاه‌ها با توجه به رفتار قیمتی بنگاه‌های رقیب پیشنهاد قیمتی خود را ارائه می‌دهند.

1. Rosse

شکل (۱)، تابع تقاضای بازار را در شرایط انحصار چندجانبه نشان می‌دهد. چنانچه تقاضای کل بازار را با D(p) و عرضه پیشنهادی سایر بنگاه‌ها به‌جز بنگاه A را با SO(p) نشان دهیم، تقاضای باقیمانده برای بنگاه A از کم کردن جمع تابع پیشنهادهای همه بنگاه‌ها به‌جز A، از منحنی تقاضای بازار به‌دست می‌آید که با خط DR(p) نشان داده می‌شود. چنانچه بنگاه A از وضعیت منحنی هزینه نهایی خود اطلاع داشته باشد، در شرایط سود بیشینه در نقطه b قرار می‌گیرد. بنابراین، می‌توان برحسب قیمت‌های مختلف، نقاطی را که بنگاه A برای تولید انتخاب می‌نماید مشخص کرد و بدین ترتیب، منحنی SA(p) به عنوان منحنی واکنش بنگاه استخراج شود. ولاک (۲۰۰۱)، نشان می‌دهد از این روش می‌توان به صورت معکوس برای استخراج تابع هزینه نهایی بنگاه در بازار انحصار چندجانبه استفاده کرد. وی نشان می‌دهد با فرض این‌که در بازار برق قیمت‌ها و مقادیر پیشنهادی بنگاه مبتنی بر شرایط بیشینه‌سازی سود باشد، منحنی SA(p) بنگاه بر اساس پیشنهادهای داده‌شده استخراج می‌شود. حال با دانستن تابع تقاضای کل بازار و مقادیر عرضه سایر بنگاه‌های جانشین، و منحنی SA(p) می‌توان مبتنی بر شرایط کسب سود بیشینه، برآوردی از تابع هزینه نهایی بنگاه به‌دست آورد.



شکل ۱: نحوه تصمیم‌گیری یک بنگاه در شرایط انحصار چندجانبه فروش

تولیدکنندگان در بیش‌تر بازارهای برق دنیا، مقادیر تولیدشان را در هر دوره یک‌ساعته یا نیم‌ساعته به صورت پله‌ای (برای مثال، دست‌بالا ده پله)، و برای هر پله با قیمت متفاوت به بازار پیشنهاد می‌دهند. ایده اساسی این است که تولیدکنندگان موجود در بازار برق، با فرض عقلایی بودن تولیدکنندگان و با توجه به قواعد بازار روی توابع پیشنهادشدنی به‌نحوی پیشنهاد می‌دهند که سود انتظاری‌شان بیشینه شود. در نظر بگیرید که برای بنگاه A رقیبان متفاوتی وجود داشته باشد که هر یک سهمی از بازار را به خود اختصاص می‌دهد. همچنین، بنگاه A دارای j واحد نیروگاهی باشد. $SA_{ij}(P,\Theta)$ مقدار پیشنهادی توسط واحد j در قیمت P در طول دورهٔ i، $C_j(q,\beta_j)$ q هزینه متغیر محصول تولیدشده توسط واحد j، β_j بردار پارامترهای تابع هزینه برای واحد j، و $DR_{ij}(p)$ تقاضای پسماند برای واحد j در ساعت i که بنگاه A با آن مواجه است. مقدار کل پیشنهاد بنگاه A در قیمت P در طول دورهٔ بار i به صورت رابطه (۱) است.

$$SA_i(P,\Theta)=\sum_{j=1}^{J} SA_{ij}(P,\Theta) \qquad (۱)$$

با توجه به علایم بالا، سود متغیر محقق‌شده بنگاه A در طول روز d به صورت رابطه (۲) درمی‌آید.

$$\Pi_d(\Theta,\varepsilon)=\sum_{i=1}^{24}\left[DR_i(P_i(\varepsilon_i,\Theta),\varepsilon i)P_i(\varepsilon_i,\Theta)-\sum_{j=1}^{J}C_j(SA_{ij}(P_i(\varepsilon_i,\Theta),\Theta),\beta_j)\right] \qquad (۲)$$

که در آن ε بردار ε_i تحقق‌یافته برای i=1,...,24 است، و P_i (ε_i و Θ) قیمت تسویه‌کننده بازار برای دورهٔ بار i است که از معادله $DR_i(P,\varepsilon_i)=SA_i(P,\Theta)$ به‌دست می‌آید. به منظور صرفه‌جویی در علایم، در ادامه p_i (ε_i و Θ) به صورت p نوشته می‌شود. راهبرد بهترین واکنش پیشنهادی، مقدار انتظاری $\Pi_d(\Theta,\varepsilon)$ را نسبت به Θ بیشینه می‌کند. با توجه به این توضیح‌ها، برای بیشینه کردن سود انتظاری روزانه و برای استخراج پارامترهای تابع هزینه سطوح واحد نیروگاهی، از روش تخمین گشتاورهای تعمیم‌یافته (GMM)[1] برای همه روزها (d) استفاده می‌شود. بنابراین، از شرط مرتبه اول نسبت به پیشنهاد قیمت پله‌ای بنگاه A استفاده می‌کنیم. محدودیت گشتاوری به‌طور ضمنی با استفاده از شرایط مرتبه اول چنین است:

$$E_{\varepsilon}\left(\frac{\partial\Pi_d(\Theta_d,\varepsilon}{\partial P_{km}}\right)=0 \qquad (۳)$$

معادله (۳)، تعداد J×K را تا محدودیت گشتاوری تعریف می‌کند که برای تخمین پارامترها توابع هزینه نهایی مورد استفاده قرار می‌گیرد. نمونه همسان این محدودیت گشتاوری مانند رابطه (۴) است:

1. Generalized Method of Moments

$$\frac{\partial \Pi_d(\Theta_d,\varepsilon)}{\partial P_{km}} = \sum_{i=1}^{24}[(DR'_I(p_I(\varepsilon_i,\Theta),\varepsilon_i)P_i(\varepsilon_i,\Theta)+(DR_i(P_i(\varepsilon_i,\Theta),\varepsilon_i)) \quad (۴)$$
$$-\sum_{j=1}^{J} C'j(SA_{ij}(P_i(\varepsilon_i,\Theta)),\beta_j)(\frac{\partial SA_{ij}}{\partial P_i})\frac{\partial P_i}{\partial P_{km}}$$
$$-\sum_{j=1}^{J} C'_j(SA_{ij}(P_i(\varepsilon_i,\Theta)),\beta_j)\frac{\partial SA_{ij}}{\partial P_{km}}]$$

که Pi نشان‌دهنده قیمت تسویه‌کننده بازار در دورهٔ بار i است. فرض کنید که $l_d(\beta)$ نشان‌دهنده بردار J×K بعدی مشتقات جزئی معین در (۳) باشند، که β برداری ترکیبی $_j\beta$ و j=1, ..., J است و فرض کنید که فرم تابعی هزینه به شکل ($_j\beta$ و q) C_j صحیح باشد. از شرایط مرتبه اول برای بیشینه‌سازی سود انتظاری با توجه به قیمت‌های پیشنهادی می‌توان مقادیر b را از شرط کمینه کردن رابطه (۵) به‌دست آورد که تخمین سازگاری از β است.

$$\left[\frac{1}{D}\sum_{d=1}^{D} l_d(b)\right], \left[\frac{1}{D}\sum_{d=1}^{D} l_d(b)\right] \quad (۵)$$

فرض کنید b(I) نشان‌دهنده این تخمین سازگار β باشد، و I نشان‌دهندهٔ ماتریس واحد مورد استفاده‌شده به عنوان ماتریس وزنی GMM است. می‌توان تخمین سازگاری از ماتریس وزنی بهینه GMM را به صورت رابطه (۶) استفاده نمود:

$$V_D(b(I)) = \frac{1}{D}\sum_{d=1}^{D} l_d(b(I))l_d(b(I))' \quad (۶)$$

و تخمین‌زننده GMM مقدار b را به‌دست می‌دهد که عبارت (۷) را کمینه می‌کند:

$$[\frac{1}{D}\sum l_d(b)]'V_D(b(I)^{-1}[\frac{1}{D}\sum_{d=1}^{D} l_d(b)] \quad (۷)$$

آخرین مرحله ضروری برای اجرای این تکنیک، انتخاب فرم تابعی برای تابع هزینه نهایی هر واحد است. فرض کنید مالک بنگاه A دو نیروگاه برق دارد. نیروگاه شماره ۱ دارای دست‌بالا ظرفیت ۶۶۰ و دست‌کم ۲۰۰ مگاوات است. نیروگاه شماره ۲ نیز دارای دست‌بالا ظرفیت ۵۰۰ و دست‌کم ۱۸۰ مگاوات است. چون از لحاظ فیزیکی برای نیروگاه عرضه انرژی ایمن در نرخ زیر پایین‌ترین حد عملکرد ناممکن است، فرم‌های تابعی (۸)، و (۹)، برای این دو نوع نیروگاه در نظرگرفته می‌شود.

$$C'_1(q,\beta_1) = \beta_{10} + \beta_{11}(q-200) + \beta_{12}(q-200)^2 \quad (۸)$$
$$C'_2(q,\beta_2) = \beta_{20} + \beta_{21}(q-180) + \beta_{22}(q-180)^2 \quad (۹)$$

این فرم‌های تابعی در رابطه (۵)، برای تشکیل محدودیت‌های گشتاوری نمونه جایگذاری می‌شود تا به روش GMM تخمین‌ها از بردار β به‌دست آید.

$$\beta = (\beta_{10}, \beta_{11}.\beta_{12}, \beta_{20}, \beta_{21}, \beta_{22})' \quad (۱۰)$$

نیاز به اشاره است در روش گشتاورهای تعمیم‌یافته، پارامترها بر اساس کمینه کردن تابع هدف (۱۱) برآورد می‌گردد:

$$K = S(B)'VS(B) \quad (۱۱)$$

که در آن B بردار پارامترها با ابعاد (n×1) و S(B) بردار محدودیت گشتاوری با ابعاد (m×1) است. V نیز ماتریس وزنی با ابعاد (m×m) است. در این روش، چنانچه تعداد شرایط گشتاوری (m) بیش‌تر از تعداد پارامترها (n) باشد، با وضعیت اعتبار محدودیت‌های گشتاوری برای تخمین پارامترها مواجه می‌شویم. پس آزمون (۱۲) مورد استفاده قرار می‌گیرد.

$$H_0 : m > n$$
$$H_1 : m \le n \quad (۱۲)$$

همچنین، مقدار بهینه تابع هدف (K)، به‌طور مجانبی به صورت متغیر تصادفی کای ـ دو با درجه آزادی مابه‌التفاوت تعداد معادله‌ها از تعداد پارامترها توزیع می‌شود.

تابع هزینه نهایی در حالت اطلاعات ناقص و بازار برق با حراج قیمت پیشنهادی

تاکنون شرایط مرتبه اول بیشینه‌سازی سود یک بنگاه در بازار برق با مدل حراج قیمت یکسان معرفی شد. با توجه به این‌که مدل حراج بازار برق ایران قیمت پیشنهاد است، لازم است شرایط مرتبه اول بازنویسی شود. بدین منظور، از رویکرد بکار گرفته‌شده در ولاک (۲۰۰۱؛ ۲۰۱۵)، و فاطمی و همکاران (۲۰۱۷) استفاده می‌شود. بنابراین، با توجه به تصادفی بودن طبیعت قیمت تسویه‌کننده بازار، سود انتظاری بنگاه iام برای پله kام و در ساعت hام در بازار برق ایران به این صورت است:

$$\pi_{ih}^{k} = \left[S_{ih}^{k}\left(P_{ih}^{k}\right)P_{ih}^{k} - C_{ih}^{k}\right]I_{ih}^{k} \quad (۱۳)$$

که در آن:

$$I_{ih}^{k} = \begin{cases} 1 \; if \; P_{ih}^{k} \le MCP_h \\ 0 \; if \; P_{ih}^{k} \ge MCP_h \end{cases} \quad (۱۴)$$

و

$$C_{ih}^{k} = \left[C_{ih}\left(\sum_{l=1}^{K} S_{ih}^{l}\left(P_{ih}^{l}\right)\right) - C_{ih}\left(\sum_{l=1}^{K-1} S_{ih}^{l}\left(P_{ih}^{l}\right)\right)\right] \quad (۱۵)$$

همچنین، $S_{ih}^{k}(.)$ مقدار ظرفیتی است که بنگاه i برای پله kام در ساعت hام پیشنهاد قیمت داده است. P_{ih}^{k} قیمت پیشنهادی برای مقدار $S_{ih}^{k}(.)$ است و C_{ih} هزینه متغیر بنگاه i برای همه

پله‌های ظرفیت تا پله kام در ساعت hام است. در صورتی که C_{ih}^{k} هزینه متغیر بنگاه i برای پله kام در ساعت hام است. از آن‌جایی که سود انتظاری (پیش از واقعه) برای پله kام در ساعت hام یک متغیر تصادفی است، بنابراین برای ساختن محتمل‌ترین سود انتظاری، نیاز به گرفتن امید ریاضی از تابع سود پس از واقعه است، یعنی:

(۱۶)

$$E(\pi_{ih}^{k}) = \int_{-\infty}^{+\infty}\left[\left(S_{ih}^{k}(P_{ih}^{k})P_{ih}^{k} - C^{k}\right)I_{ih}^{k}\right]f_{MCP_h}(MCP_h)d(MCP_h) = \left[S_{ih}^{k}(P_{ih}^{k})P_{ih}^{k} - C^{k}\right]\int_{P_{ih}^{k}}^{+\infty} f_{MCP_h}(MCP_h)d(MCP_h) = \left[S_{ih}^{k}(P_{ih}^{k})P_{ih}^{k} - C^{k}\right]\left[1 - F_{MCP_h}(P_{ih}^{k})\right]$$

بنابراین، کل سود قبل از واقعه بنگاه i در ساعت h به صورت رابطه (۱۷) است:

$$E(\pi_{ih}^{k}) = \sum_{k=1}^{K}\left[S_{ih}^{k}P_{ih}^{k} - C^{k}\right]\left[1 - F_{MCP_h}(P_{ih}^{k})\right] \qquad (۱۷)$$

بنابراین، مشابه اثبات انجام‌شده در شرایط مرتبه اول برای پله kام واحد iام در ساعت h به صورت رابطه (۱۸) است:

$$\frac{P_{ih}^{k} - C_{ih}'\left(S_{ih}^{k}(P_{ih}^{k})\right)}{P_{ih}^{k}} = -\frac{1}{e_{RD,P_{ih}^{k}}} \qquad (۱۸)$$

که $e_{RD,P_{ih}^{k}}$ کشش قیمتی تقاضای باقیمانده در سطح قیمت P_{ih}^{k} است. رابطه (۱۸)، به «شاخص لرنر» برای بنگاه i در بازار معروف است، که برای اندازه‌گیری توانایی قدرت بازار یک‌جانبه بنگاه‌ها در بازار مورد استفاده قرار می‌گیرد. معادله (۱۸)، به عنوان شرایط گشتاوری که بسته به تعریف بنگاه و مشتق‌گیری می‌تواند در حالت واحد نیروگاهی دارای h×k و در حالت نیروگاهی h×i×k محدودیت گشتاوری باشد، برای تخمین پارامترها توابع هزینه نهایی نیروگاه‌های مورد استفاده قرار می‌گیرد.

برآورد تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی با استفاده از روش گشتاور تعمیم‌یافته تکراری

با توجه به این‌که رابطه (۱۸) به عنوان شرایط گشتاوری معرفی می‌شود:

$$E\left[\frac{P_{ih}^{k} - C_{ih}'\left(S_{ih}^{k}(P_{ih}^{k})\right)}{P_{ih}^{k}} - \frac{1}{e_{RD,P_{ih}^{k}}}\right] = E[m(\theta)] = 0 \qquad (۱۹)$$

که در آن برای هر واحد نیروگاهی i، به تعداد h×k شرط گشتاوری وجود دارد. با توجه به این‌که برای تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی صورت (۲۰) فرض می‌شود:

$$MC = \alpha + \beta_1(q - q_{min}) + \beta_2(q - q_{min})^2 \quad (۲۰)$$

در عمل برای هر واحد نیروگاهی ۳ پارامتر و به تعداد ساعات مورد بررسی (۷۴۴ ساعت) ضربدر تعداد پله‌های پیشنهادی پذیرفته‌شده در بازار برق ایران در هر ساعت (دست‌کم ۰ و دست‌بالا ۱۰ پله)، شرایط گشتاوری وجود خواهد داشت. روش تعمیم‌یافته گشتاوری، پارامترهای اشاره‌شده را به‌نحوی انتخاب می‌کند که عبارت (۲۱) کمینه شود:

$$J_T = m(\theta)'Wm(\theta) \quad (۲۱)$$

که θ یک بردار kتایی (۳ تایی) از پارامترهاست و $m(\theta)$ بردار Lتایی (۷۴۴ در تعداد پله‌های پذیرفته‌شده در بازار) از شرایط متعامد بودن است، و W یک ماتریس وزنی معین ـ مثبت با بعد L×L است. اگر به تعداد شرایط گشتاوری پارامتر وجود داشته باشد، همه گشتاورها به‌طور کامل منطبق خواهند شد و تابع هدف J_T مقدار صفر خواهد داشت که در این حالت پارامترهای تابع هزینه نهایی، دقیقاً تشخیص‌پذیر خواهند بود. در موقعیتی که شرایط گشتاوری بیش‌تر از پارامترها باشد (بیش از حد تشخیص‌پذیر)، همه محدودیت‌های گشتاوری برآورده نمی‌شود و با استفاده از ماتریس وزنی W اهمیت نسبی شرایط گشتاوری مختلف تعیین می‌شود. به عبارت دیگر، به شرایط گشتاوری با نااطمینانی کم‌تر وزن بیش‌تری داده می‌شود. روش‌های مختلفی برای تخمین ماتریس S وجود دارد که می‌تواند به شکل‌های مختلفی از واریانس ناهمسانی یا همبستگی سریالی محاسبه شود. به‌طور کلی، برای به‌دست‌آوردن ماتریس وزنی بهینه، تخمین بردار پارامترها مورد نیاز است، و به‌طور همزمان، برای تخمین پارامترها نیز ماتریس وزنی مورد نیاز است. برای حل این وابستگی، تجربه رایج این است که ماتریس وزنی اولیه به عنوان ماتریس واحد در نظرگرفته شود و سپس پارامترها تخمین زده شوند. با تخمین پارامترهای جدید ماتریس وزنی جدیدی محاسبه می‌شود. سپس پارامترهای جدید با ماتریس وزنی جدیدتر تخمین زده می‌شوند و تا آخر.

$$W_0 = I \quad (۲۲)$$

$$\hat{\theta}_1 = argmin \quad m(\theta)'W_0m(\theta) \quad (۲۳)$$

$$W_1 = f(\hat{\theta}_1) \quad (۲۴)$$

$$\hat{\theta}_2 = argmin \quad m(\theta)'W_1m(\theta) \quad (۲۵)$$

این فرایند می‌تواند با محاسبه W_2 و سپس کمینه کردن عبارت درجه دوم برای پیدا کردن $\hat{\theta}_3$ تکرار شود. این تکرار می‌تواند تا جایی صورت گیرد که تغییرها در تابع هدف به اندازه کافی کوچک باشد (قضیه کوشی). به‌طور کلی، تکرار تا مرحله برآورد $\hat{\theta}_n$ به روش تعمیم‌یافته گشتاورهای n-

مرحله‌ای معروف است و اغلب روش تعمیم‌یافته گشتاورهای تکرارشونده نامیده می‌شود. برنامه این بخش با استفاده از نرم‌افزار متلب[1] نوشته می‌شود. تکنیک تعمیم‌یافته گشتاورها برای کمینه‌سازی عبارت J_T از الگوریتم تکراری شبه ـ نیوتنی استفاده می‌کند. و مقدار کمینه تابع هدف را به صورت موضعی پیدا می‌کند. به این صورت که ابتدا با یک نقطه اولیه برای بردار پارامترها و ماتریس وزنی که یک ماتریس متقارن و معین مثبت است، شروع می‌کند و در هر مرحله بردار پارامترها و ماتریس وزنی جدیدی محاسبه می‌شود و با استفاده از این مقادیر، مقدار تابع هدف در هر مرحله محاسبه می‌شود. این الگوریتم تا زمانی تکرار می‌شود که تغییرها در مقدار تابع هدف به اندازه کافی کوچک باشد. یعنی تا زمانی که اختلاف ماتریس وزنی در هر مرحله با مرحله قبلی از یک حدی کوچک‌تر باشد. هنگامی که ماتریس وزنی بهینه به‌دست می‌آید، بردار پارامترهایی که با استفاده از این ماتریس تخمین زده می‌شوند، تخمین سازگاری می‌شوند که همان ضرایب تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی هستند.

برازش مدل

اگر مدل به‌طور تشخیص‌پذیر باشد، در آن صورت برای هر محدودیت یک پارامتر وجود دارد، بنابراین محدودیت‌ها می‌توانند به‌طور دقیق برآورده شوند. اگر مدل بیش از حد تشخیص‌پذیر باشد، در آن صورت ممکن نیست هر گشتاوری صفر شود. بنابراین، پرسش این است که ما چقدر از صفر دور هستیم؟ پاسخ این پرسش توسط آزمون محدودیت‌های بیش از حد تشخیص‌پذیری که اغلب با TJ_T نشان داده می‌شود، روشن می‌شود. این آماره آزمون، دارای توزیع χ^2_{L-K} تحت فرضیه صفر است. اگر ماتریس وزنی بهینه مورد استفاده قرار گیرد، آزمون برازش مدل به‌سادگی TJ_T است. اگر یک ماتریس وزنی زیر بهینه مورد استفاده قرار بگیرد، در آن صورت ضروری است که از رابطه (۱۵) برای پیدا کردن $Tm(\theta)'[\mathrm{cov}(\mathrm{m}(\theta))]^{+}m(\theta)$ به‌جای TJ_T استفاده کنیم. علامت $[.]^{+}$ نشان‌دهنده شبه‌معکوس است، چون ماتریس واریانس ـ کوواریانس یک ماتریس منفرد (معکوس‌پذیر نیست) است. همچنین، ماتریس واریانس ـ کوواریانس گشتاورها اجازه می‌دهد آماره t را برای آزمون گشتاورهای فردی محاسبه کنیم.

1. MATLAB-R20019a

آزمون تشخیص‌پذیری بیش از حد پارامترها[1]

برای اعتبارسنجی پارامترهای برآوردشده، از آزمون تشخیص‌پذیری بیش از حد پارامترها که به آزمون سارجن-هانسن[2] معروف است، استفاده می‌شود. این آزمون دارای آماره J است که به صورت رابطه (۲۶) بیان می‌شود:

$$J \equiv T\hat{m}(\hat{\theta})' \hat{W}^{-1} \hat{m}(\hat{\theta}) \xrightarrow{a} \chi^2_{L-K} \qquad (۲۶)$$

که دارای توزیع χ^2 با (L-K) درجه آزادی است. L تعداد محدودیت‌ها یا شرایط گشتاوری است و K تعداد پارامترهاست. اگر L بیش از K باشد، می‌توان آزمون J تشکیل شود و نشان داده شود که شرایط گشتاوری برقرار است. فرضیه صفر به صورت رابطه (۲۷) است:

$$H_0: E[m(\theta)] = 0 \qquad (۲۷)$$

از نظر مفهومی، این آزمون به این معناست که آیا $\hat{m}(\hat{\theta})$ به اندازه کافی به صفر نزدیک است و این‌که آیا مدل داده‌ها را به‌خوبی برازش می‌کند. اگر $J > q^{\chi^2_{L-K}}_{0.95}$ باشد، فرضیه H_0 در سطح اطمینان ۹۵ درصد رد می‌شود و پارامترهای برازش‌شده اعتبار ندارند.

شاخص‌های اندازه‌گیری میزان رقابت‌پذیری بازار

یکی از مهم‌ترین اقدام‌هایی که در تحلیل هر بازاری توسط تحلیلگران باید انجام شود، اندازه‌گیری میزان رقابت‌پذیری بازار یا به‌اصطلاح میزان قدرت انحصاری بازار است. در ادامه، ابتدا روش‌های کلی اندازه‌گیری عامل قدرت بازار ارائه می‌گردد و سپس با توجه به شرایط ساختاری صنعت برق روش اندازه‌گیری مورد توجه در این پژوهش به همراه آزمون مورد نظر ارائه می‌شود. همچنان‌که خدادادکاشی (۱۳۷۹) نشان می‌دهد، عموماً برای اندازه‌گیری شدت و میزان قدرت بازار از سه نوع الگو استفاده می‌شود: الگوهایی که به محاسبه درجه سودآوری در نزد بنگاه‌ها می‌پردازند؛ الگوهایی که به محاسبه اخلال در رفاه اجتماعی و تخصیص منابع می‌پردازند؛ و الگوهایی که میزان تمرکز را در بازار مورد سنجش قرار می‌دهند. یکی از مرسوم‌ترین روش‌ها که در دومین گروه قرار می‌گیرد، شاخص لرنر است.

1. Over-identification Test
2. Sargan-Hansen Test

شاخص لرنر[1]

شاخص لرنر، میزان فاصله از رقابت را بر اساس شکاف نسبی بین قیمت و هزینه نهایی اندازه‌گیری می‌کند. هرچه شکاف بین قیمت و هزینه نهایی بیش‌تر باشد، فاصله از شرایط رقابتی بیش‌تر و اخلال بیش‌تری در رفاه اجتماعی و تخصیص منابع ایجاد می‌شود. از طرف دیگر، در بازار انحصاری میزان اخلال در عملکرد بازار را به کمک کشش قیمتی تقاضا می‌توان ارزیابی کرد. هرچه کشش قیمتی تقاضا کم‌تر باشد، اثرهای اخلالی رفتارهای ضدرقابتی بیش‌تر می‌شود. زیرا کوچک بودن اندازه کشش قیمتی تقاضا دلالت بر آن دارد که متقاضیان محصول انحصارگر نسبت به تغییر قیمت حساس نیستند. با توجه به تابع تقاضا می‌توان تابع درآمد نهایی را به صورت رابطه (۲۸) نشان داد، که در آن P قیمت، MR درآمد نهایی، و p_q مشتق تابع تقاضا بر اساس مقدار تقاضا (Q) است. همچنین، مقدار k پارامتری است که درجه یا میزان انحصار را نشان می‌دهد. به‌طوری که برای بازار انحصاری کامل، میزان آن برابر یک و برای بازار رقابتی کامل که همه بنگاه‌ها قیمت‌پذیرند، برابر صفر است، و برای سایر انواع بازار مانند انحصار چندجانبه و رقابت انحصاری، بین صفر و یک است.

$$MR(k) = P + kPq \times Q \qquad (۲۸)$$

در شرایط سود بیشینه، برابری درآمد نهایی (MR) با هزینه نهایی (MC) برقرار است (رابطه ۲۹). با توجه به رابطه (۲۸)، و (۲۹)، رابطه (۳۰) نوشته می‌شود که مطابق آن بسته به نوع بازار و میزان k، شاخص لرنر رابطه معکوس با کشش تقاضا دارد.

$$MR(k) = MC \qquad (۲۹)$$

$$P + k \times Pq \times Q = MC \Rightarrow P - MC = -k \times Pq \times Q \Rightarrow \frac{P - MC}{P} = -\frac{k}{\in} = L \qquad (۳۰)$$

همان‌گونه که اشاره شد، برای آزمون میزان رقابت‌پذیری بازار برق باید میزان نزدیکی نسبی قیمت‌ها با هزینه نهایی مورد سنجش قرار گیرد، به‌گونه‌ای که اگر این شاخص به‌طور معناداری بزرگ‌تر از صفر باشد، می‌توان به نبود کسب نتایج رقابتی در بازار رأی داد. در پژوهش حاضر نیز برای آزمون فرضیه‌های اشاره‌شده از بررسی وضعیت شاخص لرنر مطابق رابطه (۳۱) استفاده می‌شود.

$$H_0 : \mu_L = 0$$
$$H_1 : \mu_L \succ 0 \qquad (۳۱)$$

1. Lerner Index

μ_L میانگین شاخص لرنر در جامعه آماری است. برای انجام این آزمون‌ها ابتدا با اتکای به نتایج مدل‌های استخراج هزینه نهایی، مقادیر هزینه نهایی استخراج می‌شود، و سپس با مقایسه آن‌ها با قیمت‌های عملکردی بازار، شاخص لرنر استخراج می‌گردد.

نتایج پژوهش

برآورد پارامترهای تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی

در این مرحله، با استفاده از روش گشتاورهای تعمیم‌یافته، پارامترهای تابع هزینه نهایی تصریح‌شده در رابطه (۳۲)، برای همه واحدهای نیروگاهی فعال در بازار عمده‌فروشی برق ایران برآورد می‌شود. برای برآورد پارامترهای این تابع، از داده‌های منتشرشده روی سایت شرکت مدیریت شبکه برق ایران[1] در خصوص پیشنهاد قیمت و مقدار تولید استفاده می‌شود[2]. محاسبه‌ها در محیط نرم‌افزار متلب انجام می‌شود و نتایج متوسط ضرایب برآوردشده تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی در جدول (۱) ارائه می‌شود.

$$MC = \alpha + \beta_1(q - q_{min}) + \beta_2(q - q_{min})^2 \qquad (۳۲)$$

جدول ۱: متوسط ضرایب برآوردشده تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی

نام متغیر	متوسط ضرایب	انحراف معیار
	Rials / Mwh	Rials / Mwh
عرض از مبدا	۳۶۴۱۹۴	۱۹۴۸۸
$(q - q_{minimum})$	۶/۴	۱/۸
$(q - q_{minimum})^2$	۲/۳	۰/۵۳

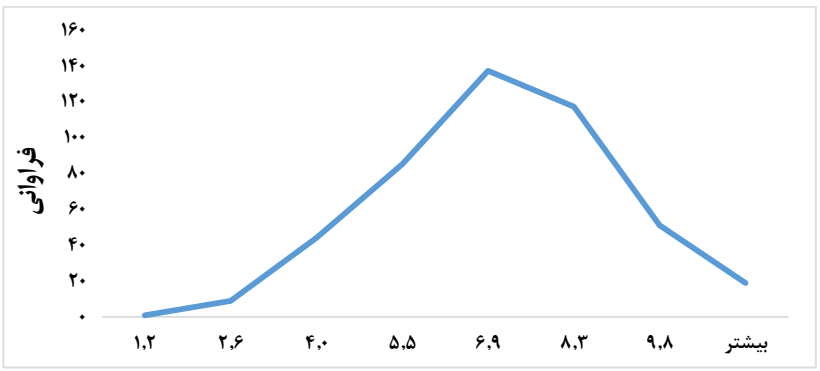
مقدار بهینه تابع هدف به‌طور مجانبی دارای توزیع $\chi^2(L-K)$ کای ـ دو با درجه آزادی (تعداد پارامترها ـ تعداد معادله‌ها یا شرایط گشتاوری) توزیع می‌شود. تحت فرضیه صفر همه محدودیت‌های گشتاوری (به عنوان تعداد ابزارها) تحمیل‌شده برای تخمین پارامترها معتبر هستند. مقدار بهینه تابع هدف با استفاده از تخمین سازگار ماتریس وزنی بهینه عدد ۰/۰۰۴۶ به‌دست می‌آید. بنابراین، مقدار آماره آزمون J=TQ=۳/۴ به‌دست می‌آید که از مقدار متغیر تصادفی کای ـ دو در سطح ۹۵ درصد با (L-k) یعنی

1. https://www.igmc.ir/Electronic-Services/Power-Market-Deputy/Reports

۲. بر اساس سایت شرکت مدیریت شبکه، اطلاعات ۴۶۳ واحد نیروگاهی موجود در بازار برق ایران در شهریور ماه سال ۱۳۹۶ (برای ۷۴۴ ساعت معادل ۳۱ روز) استفاده شده است.

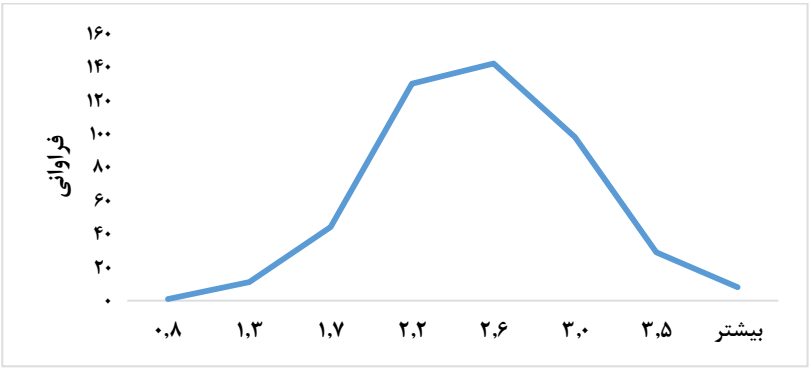
(۷۴۴-۳=۷۴۱) درجه آزادی (معادل ۷۷/۹) کم‌تر است، پس نمی‌توان فرضیه صفر را رد کرد. به عبارت دیگر، محدودیت‌های گشتاوری (۴۴۶۴)[1] معتبر است (برون‌زایی متغیرهای ابزاری را نمی‌توان رد کرد، به این دلیل که مسئله بیشینه‌سازی سود برای واحدهای نیروگاهی در ساعت‌های مختلف مستقل از یکدیگر هستند)، و به‌طور متوسط رفتار بیشینه‌سازی سود واحدهای نیروگاهی را نمی‌توان رد کرد. نتایج ردیف ۱ تا ۳ جدول (۱)، به‌ترتیب بر اساس متوسط‌گیری از داده‌های نمودارهای (۲)، (۳)، و (۴) به‌دست می‌آید.

نمودار ۲: توزیع ضریب α تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی



نمودار ۳: توزیع ضریب β_1 تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی

۱. این محدودیت‌ها و شرایط گشتاوری از حاصل‌ضرب تعداد ساعات (۳۱ روز و ۲۴ ساعت در مجموع ۷۴۴ ساعت) در تعداد پله‌های پیشنهادی پذیرفته‌شده در هر ساعت به‌دست می‌آید که بیانگر همان تعداد محدودیت‌ها یا متغیرهای ابزاری است.



نمودار ۴: توزیع ضریب β_2 تابع هزینه نهایی واحدهای نیروگاهی

برآورد شاخص لرنر

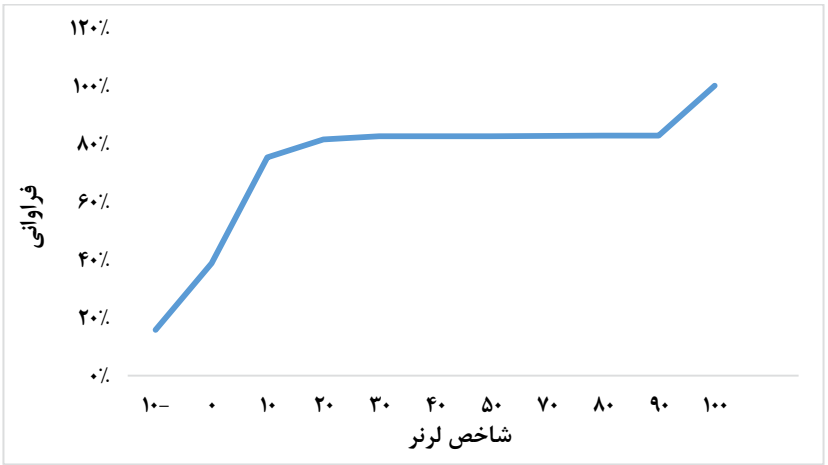
برای قضاوت در خصوص انحراف بازار برق ایران، از معیار رقابتی سمت چپ شاخص لرنر برای هر واحد نیروگاهی به این صورت محاسبه می‌شود: ابتدا بر اساس تابع هزینه نهایی برآوردشده در بخش پیشین، برای هر واحد نیروگاهی در هر ساعت، در مقدار تولید آخرین پله پذیرفته‌شده در آرایش فنی بازار هزینه نهایی محاسبه می‌شود و سپس اختلاف بین قیمت آخرین پله پذیرفته‌شده در آرایش فنی بازار در همان ساعت با هزینه نهایی اشاره‌شده محاسبه می‌شود. یعنی برای ۴۶۳ واحد نیروگاهی به تعداد ۷۴۴ ساعت (۳۱ روز و ۲۴ ساعت در هر روز) شاخص لرنر محاسبه می‌شود. متوسط شاخص‌های لرنر ۴۶۳ واحد نیروگاهی در ۷۴۴ ساعت در جدول (۲) گزارش می‌شود.

جدول ۲: شاخص لرنر

میانگین شاخص لرنر	انحراف معیار شاخص لرنر
۰/۱۸۳	۰/۳۶۴

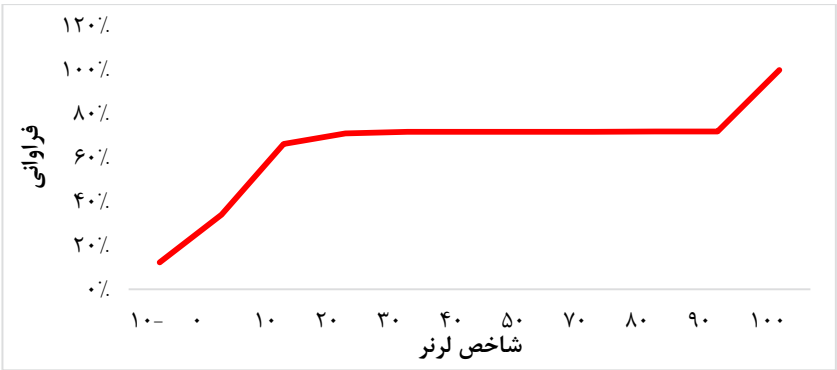
همان‌طور که ملاحظه می‌گردد، در دوره مورد بررسی (ساعات شهریور ماه سال ۱۳۹۶)، متوسط شاخص لرنر ۱۸/۳ درصد است. به عبارت دیگر در این دوره، به‌طور متوسط بازار برق ایران ۱۸/۳ درصد از معیار رقابتی (قیمت برابر هزینه نهایی) انحراف داشته است. متوسط شاخص گزارش‌شده در

جدول (۲)، بر اساس مشاهده‌های نمودار (۵) محاسبه می‌شود. نمودار (۵)، توزیع تجمعی شاخص لرنر را روی کل مشاهده‌ها (۴۶۳ واحد نیروگاهی و ۷۴۴ ساعت) نشان می‌دهد.



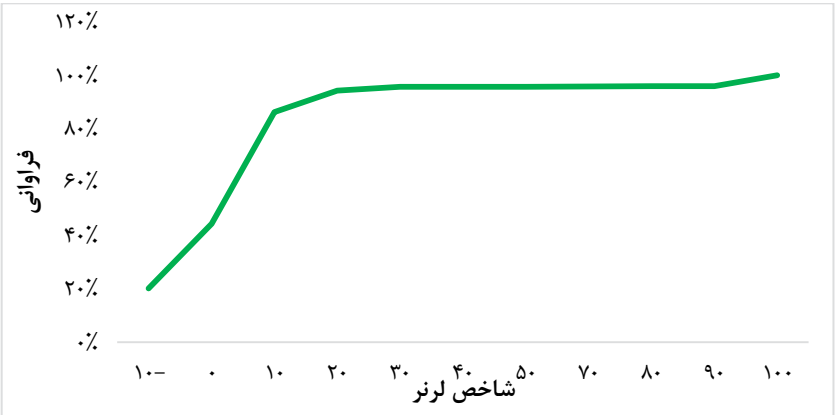
نمودار ۵: توزیع تجمعی شاخص لرنر (برای همه واحدها)

همان‌طور که مشاهده می‌گردد، در ۸۰ درصد ساعات، شاخص لرنر ۱۰ درصد و کم‌تر است و بازار برق ایران از معیار رقابتی، ۱۰ درصد انحراف دارد. نمودارهای (۶)، و (۷)، توزیع تجمعی شاخص لرنر را به‌ترتیب برای واحدهای نیروگاهی دولتی و خصوصی نشان می‌دهد.



نمودار ۶: توزیع تجمعی شاخص لرنر (برای واحدهای با مالکیت دولتی)

همان‌طور که مشاهده می‌گردد، شاخص لرنر برای واحدهای دولتی در ۶۵ درصد ساعات، ۱۰ درصد و کم‌تر است.



نمودار ۷: توزیع تجمعی شاخص لرنر (برای واحدهای با مالکیت غیردولتی)

همان‌طور که مشاهده می‌گردد، شاخص لرنر برای واحدهای غیردولتی در ۸۵ درصد ساعات، ۱۰ درصد و کم‌تر است. با مقایسه نمودارهای (۶)، و (۷)، می‌توان نتیجه گرفت که شاخص لرنر برای واحدهای نیروگاهی غیردولتی نسبت به واحدهای نیروگاهی دولتی[۱]، در تعداد ساعات بیش‌تری ۱۰ درصد و کم‌تر است. از طرف دیگر، تعداد واحدهای نیروگاهی دولتی که شاخص لرنر ۱۰۰ درصد دارند، بیش‌تر از واحدهای نیروگاهی غیردولتی است. این نتیجه مربوط می‌شود به واحدهای برقآبی که مالکیت دولتی دارند.

بحث و نتیجه‌گیری

در این پژوهش، عملکرد بازار عمده‌فروشی برق ایران از نظر انحراف از معیار رقابت کامل در چارچوب مدلسازی مسئله بیشینه‌سازی سود نیروگاه‌ها مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. بدین صورت که ابتدا هزینه نهایی همه نیروگاه‌های فعال در بازار برق ایران با استفاده از روش گشتاورهای

۱. تعداد واحدهای نیروگاهی ۴۶۳ است که ۵۶ درصد آن دارای مالکیت دولتی و ۴۴ درصد آن دارای مالکیت خصوصی است.

تعمیم‌یافته با لحاظ شرط مرتبه اول مسئله بیشینه‌سازی سود بنگاه‌ها به عنوان محدودیت گشتاوری بازیابی می‌شود و در مرحله بعد، میزان انحراف پیشنهاد قیمت پذیرفته‌شده نیروگاه‌ها از هزینه نهایی بازیابی‌شده (شاخص لرنر) محاسبه می‌شود.

نتایج برآوردهای مدل اقتصادسنجی نشان می‌دهد که در دوره مورد بررسی (ساعات شهریور ماه سال ۱۳۹۶)، متوسط شاخص لرنر ۱۸/۳ درصد است. همچنین، بررسی توزیع شاخص لرنر نشان می‌دهد که مقدار این شاخص برای کل نیروگاه‌ها در ۸۰ درصد ساعات، ۱۰ درصد و کم‌تر است؛ نیروگاه‌های دولتی، در ۶۵ درصد ساعات، ۱۰ درصد و کم‌تر است؛ و نیروگاه‌های غیردولتی در ۸۵ درصد ساعات، ۱۰ درصد و کم‌تر است. این نتایج به این معناست که به‌طور متوسط عملکرد بازار برق ایران اختلاف ۱۸ درصدی با نتایج مورد انتظار از یک بازار رقابتی دارد. به عبارت دیگر، شاخص لرنر در ۸۰ درصد ساعات، ۱۰ درصد و کم‌تر است، به این معناست که میزان انحراف بازار برق ایران از معیار رقابتی در سطح کم و قابل‌قبولی است. با توجه به این‌که در این پژوهش، متوسط هزینه نهایی نیروگاه‌ها حدود ۳۷ تومان به‌ازای هر کیلووات ساعت بازیابی‌شده است و سقف قیمت انرژی در بازار برق ایران ۴۴ تومان به‌ازای هر کیلووات ساعت است، ممکن است یکی از دلایل مهم انحراف کم، پیشنهاد قیمت نیروگاه‌ها از معیار رقابتی (هزینه نهایی آن‌ها)، و پایین بودن سقف قیمت بازار برق ایران باشد. زیرا در عمل نیروگاه‌ها نمی‌توانند بیش‌تر از سقف اشاره‌شده پیشنهاد قیمت ارائه کنند. با مقایسه شاخص لرنر مربوط به نیروگاه‌های دولتی و غیردولتی می‌توان نتیجه گرفت که نیروگاه‌های دولتی[1] بیش‌تر از نیروگاه‌های غیردولتی[2] در انحراف بازار برق ایران از معیار رقابتی نقش دارند. دلیل آن هم به‌احتمال سهم بازار نیروگاه‌های برقآبی با مالکیت دولتی و هزینه نهایی بسیار ناچیز آن‌هاست که در عمل به اختلاف زیاد پیشنهاد قیمت پذیرفته در بازار با هزینه نهایی آن‌ها منجر می‌شود و در کل سهم نیروگاه‌های دولتی را در انحراف از معیار رقابتی افزایش می‌دهد.

در گذشته، تابع هزینه نهایی نیروگاه با استفاده از قیمت و مقدار توان پیشنهادشده به بازار برق ایران و روش تعمیم‌یافته گشتاوری در بازار برق ایران تنها برای یک نیروگاه تخمین زده شده بود، در حالی که در این پژوهش برای همه نیروگاه‌ها هزینه نهایی بازیابی شده است. همچنین، مسئله سنجش درجه رقابت‌پذیری بازار برق در چارچوب یک مدل بیشینه‌سازی تابع سود نیروگاه‌ها برای نخستین بار در ایران به دلیل تفاوت شکل و مدل حراج (pay-as-bid) صورت می‌گیرد. همچنین، در این پژوهش

۱. شاخص لرنر برای نیروگاه‌های دولتی در ۳۵ درصد ساعات بیش‌تر از ۱۰ درصد است.

۲. شاخص لرنر برای نیروگاه‌های غیردولتی در ۱۵ درصد ساعات بیش‌تر از ۱۰ درصد است.

اثر مالکیت نیروگاه‌ها بر میزان انحراف بازار برق ایران از معیار رقابتی نیز بررسی شده است.

در نهایت پیشنهاد می‌شود نهاد تنظیم‌گر بخش برق در تعیین سقف قیمت انرژی برای بازار برق ایران بازنگری کند و آن را افزایش دهد.

منابع

الف) فارسی

خدادادکاشی، فرهاد (۱۳۷۹). ارزیابی قدرت و *حجم فعالیت‌های انحصاری در بازار ایران*. انتشارات موسسه مطالعات و پژوهش‌های بازرگانی.

ربیعی، مریم؛ ممی‌پور سیاب، و حیدری، کیومرث (۱۳۹۵). ارزیابی قدرت بازار در بازار برق ایران با تاکید بر شرایط نیروگاه‌ها در شبکه. *نشریه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، ۶(۲۳)، ۱۰۱-۷۵. http://jemr.khu.ac.ir/article-1-1250-fa.html.

رزمی، جعفر؛ قادری، سیدفرید، و ذکایی آشتیانی، امین (۱۳۸۹). تحلیل شاخص‌های ارزیابی رقابتی بودن بازار برق ایران: مطالعه موردی. *نشریه مدیریت بازرگانی*، ۲(۵)، ۶۰-۴۱.

سوری، داود، و مردانی، حسن (۱۳۸۶). تخمین هزینه نهایی نیروگاه نکا با استفاده از قیمت و مقدار توان پیشنهادشده به بازار برق ایران. *نشریه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۴(۱۴)، ۹۶-۷۷.

سیاهکلی، حسن (۱۳۹۲). *تجدید ساختار در صنعت برق با مروری بر ساختار صنعت برق ایران*. انتشارات شیوه.

محمدی، تیمور (۱۳۷۹). *قیمتگذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران*. پایان‌نامه دکتری دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی.

ناظمی، علی؛ خوش‌اخلاق، رحمان؛ عمادزاده، مصطفی، و شریفی، علیمراد (۱۳۹۰). برآورد قدرت بازار در بازار برق عمده‌فروشی ایران. *نشریه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، ۱(۴)، ۵۵-۳۱. http://jemr.khu.ac.ir/article-1-261-fa.html.

ب) انگلیسی

Batstone, S. R. (2000). An Equilibrium Model of an Imperfect Electricity Market. *Department of Management, University of Canterbury, New Zealand.*

Fatemi Ardestani, S. F., Mardani, H., & Ghazizadeh, M. S. (2017). Testing Optimality of Firms' Actual Bid in Iran Wholesale Electricity Market. *International Transactions on Electrical Energy Systems, 27*(11), e2411. https://doi.org/10.1002/etep.2411.

Joskow, P., & Kahn, E. (2001). *Identifying the Exercise of Market Power: Refining the Estimates. Identifying the Exercise of Market Power.* Mimeo.

Lai, L. L. (2001). *Power System Restructuring and Deregulation: Trading, Performance and Information Technology:* John Wiley & Sons.
Milgrom, P. R., & Weber, R. J. (1982). A Theory of Auctions and Competitive Bidding. *Econometrica: Journal of the Econometric Society, 50*(5), 1089-1122. https://econpapers.repec.org/article/ecmemetrp/v_3a50_3ay_3a1982_3ai_3a5_3ap_3a10891122-.htm
Pineau, P.-O. (2002). *Competition, Marginal Cost Pricing and Profitability in the Electricity Sector.* Paper Presented at the Energy Markets in Turmoil: Making Sense of it All.
Reynolds, S. S. (2018). Measuring Market Power in Wholesale Electricity Markets: A Dynamic Competition Approach.
Rosse, J. N. (1970). Estimating Cost Function Parameters Without Using Cost Data: Illustrated Methodology. *Econometrica: Journal of the Econometric Society, 38*(2), 256-275. https://doi.org/10.2307/1913008.
Varian, H. R. (1992). *Microeconomic Analysis:* WW Norton.
Wolak, F. A. (2001). Identification and Estimation of Cost Functions Using Observed Bid Data: An Application to Electricity Markets (08982937-). *NBER Working Paper Series,* NO. 8191.
Wolak, F. A. (2015). Measuring the Competitiveness Benefits of a Transmission Investment Policy: The Case of the Alberta Electricity Market. *Energy Policy, 85*(1), 426-444. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.024.