فصلنامه علمی پژوهش‌های اقتصادی ایران/ سال بیست‌وچهارم/ شماره ۸۱/ زمستان ۱۳۹۸/ صفحات ۴۲-۱

بررسی آثار سیاست‌های افزایش رقابت در بخش عمده‌فروشی برق بر قیمت و ترکیب نیروگاه‌های تولید برق ایران (رهیافت اقتصاد محاسباتی مبتنی بر عامل)

سعید مشیری[۱]

حبیب مروت[۲]

فرهاد فلاحی[۳]

محمدرضا اصغری اسکویی[۴]

میثم دوستی‌زاده[۵]

تاریخ ارسال: ۱۳۹۷/۰۷/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۱۲/۱۲

چکیده

شناسایی عوامل موثر بر تامین و عرضه برق در ادبیات اقتصادی اهمیت بسیاری دارد. در این مطالعه از یک مدل مبتنی بر عامل برای شبیه‌سازی بازار عمده‌فروشی رقابتی برق ایران و بررسی آثار سناریوهایی که در راستای رقابتی و کارا کردن بازار است، استفاده شده است. به طور مشخص، آثار اجرای دو سناریوی تغییر مکانیزم تسویه بازار و حذف یارانه سوخت بر قیمت‌های تعادلی برق، عایدی، سهم بازار و ظرفیت واقعی نیروگاه‌های با فناوری‌های متفاوت، برآورد شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد قیمت‌های برق در ساعت اوج بار به دلیل ورود نیروگاه‌های با هزینه نهایی بیشتر به شبکه، بیشتر از سایر زمان‌ها است. قیمت‌ها در سناریوی تغییر مکانیزم تسویه کمتر و در سناریوی حذف یارانه سوخت بیشتر از قیمت‌های سناریوی پایه هستند که به ترتیب منجر به کاهش و افزایش عایدی نیروگاه‌ها در این دو سناریو می‌شود. نتایج همچنین نشان می‌دهد ظرفیت واقعی نیروگاه‌ها و سهم نیروگاه‌های کاراتر در هردو سناریو نسبت به سناریوی پایه افزایش می‌یابد.

واژگان کلیدی: اقتصاد محاسباتی مبتنی بر عامل، رقابت، مکانیزم تسویه حساب، نیروگاه برق، یارانه سوخت.

طبقه‌بندی JEL: *Q41, C63, D43*.

۱- استاد، دانشکده اقتصاد، دانشگاه ساسکاچوآن، پست‌الکترونیکی: moshiri.s@usask.ca

۲- استادیار، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)، پست‌الکترونیکی: habib.morovat@atu.ac.ir

۳- دانشجوی دکتری مهندسی برق قدرت دانشگاه شاهد و پژوهشگر پژوهشگاه نیرو، پست‌الکترونیکی: ffallah@nri.ac.ir

۴- استادیار دانشکده علوم ریاضی و رایانه، دانشگاه علامه طباطبائی، پست‌الکترونیکی: oskoei@atu.ac.ir

۵- استادیار دانشکده فنی و مهندسی دانشگاه لرستان، پست‌الکترونیکی: m.dostizadeh@gmail.com

۱- مقدمه

برق به عنوان یک انرژی به نسبت پاک[1] از اهمیت روزافزونی در سبد انرژی خانوارها و بنگاه‌های تولیدی برخوردار است و استفاده از آن به عنوان یکی از معیارهای رشد و توسعه اقتصادی و اجتماعی کشورها محسوب می‌شود. بنابراین، شناسایی عوامل موثر بر تامین و عرضه برق در ادبیات اقتصادی اهمیت بسیاری دارد. یکی از ویژگی‌های بازار برق سنتی، تمرکز بالا در بخش تولید به علت وجود صرفه‌های اقتصادی مقیاس است که فرصت اعمال قدرت در تعیین مقدار تولید و قیمت به تولیدکنندگان بزرگ را فراهم می‌کند. علاوه بر این، با توجه به اهمیت بخش برق در رفاه خانوارها و همچنین پیشرفت فناوری و افزایش کارایی تولید و توزیع برق، نیاز به اصلاح ساختار بازار برق به سمت رقابتی شدن ضروری به نظر می‌رسد. رقابتی کردن بازار برق از دهه ۱۹۸۰ میلادی در کشورهای توسعه‌یافته مانند آمریکا، انگلستان و آلمان شروع و سپس در کشورهای در حال توسعه مانند هند، چین و شیلی ادامه یافته است. اصلاح ساختار بازار برق ابتدا با تفکیک بخش‌های مختلف تولید، انتقال و توزیع برق و سپس با خصوصی‌سازی آن‌ها و تشکیل مدیریت شبکه مرکزی نظارت بر بازار انجام شده است.

با توجه به ویژگی‌ها و حساسیت‌های اقتصادی، اجتماعی و سیاسی صنعت برق، انجام هرگونه اصلاحات اساسی در بازار، نیازمند بررسی‌های همه‌جانبه ارزیابی نتایج تغییرات است. در دهه‌های اخیر، مدل‌های زیادی به منظور مطالعه وضعیت بازار برق و ارزیابی نتایج انجام تغییرات ساختاری در آن توسط اقتصاددانان و مهندسان صنعت برق طراحی و مورداستفاده قرار گرفته‌اند، اما به‌تدریج نیاز به طراحی و استفاده از مدل‌هایی فراتر از مدل‌های تحلیلی و کلاسیک مانند مدل‌های محاسباتی مبتنی بر عامل پدیدار شده است. این مدل‌ها توانسته‌اند

---

۱ - میزان آلودگی ناشی از تولید و مصرف برق، بستگی به نوع انرژی اولیه مصرفی دارد. با گسترش استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در تولید برق و رشد فزاینده کارایی انرژی در ارائه خدمات حرارتی، روشنایی، سرمایشی و حمل‌ونقل، سهم برق در ایجاد آلایندگی‌ها به مراتب کمتر از سهم انرژی‌های فسیلی، مانند گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی به ویژه بنزین است.

محدودیت‌های مدل‌های تحلیلی را تا حدود زیادی رفع کنند؛ به‌طوری که در حال حاضر، کاربرد آن‌ها در زمینه‌های مختلف علمی به‌ویژه بازار برق، به شدت افزایش یافته است.

ساختار نوین بازار عمده‌فروشی برق، سه ویژگی اساسی به شرح زیر دارد که باید در مدل‌سازی درنظر گرفته شوند تا نتایج مدل‌سازی و شبیه‌سازی معتبر باشند:

الف- ناهمگنی واحدهای تولیدی: در تولید برق از فناوری‌های متفاوتی مانند نیروگاه‌های آبی، گازی، بخاری، هسته‌ای و ترکیبی استفاده می‌شود. ساختار هزینه و در نتیجه ساختار بازار با توجه به فناوری نیروگاه‌ها متفاوت است.

ب- تراکنش بین عوامل بازار: در بازار نوین عمده‌فروشی برق که معمولا ساختار انحصار چندجانبه دارد بین عوامل بازار، یعنی نیروگاه‌ها و همچنین نیروگاه‌ها وعامل بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO۱) تراکنش وجود دارد.

ج- پویایی: بازار عمده‌فروشی برق بسیار پویا بوده و قیمت و مقدار عرضه به صورت لحظه‌ای تعیین می‌شوند. در این بازارها، عوامل تولید از الگوهای یادگیری مختلف برای تعیین استراتژی‌های خود برای عرضه ساعات یا روزهای آتی استفاده می‌کنند.

رویکرد اقتصاد تحلیلی استاندارد چون نظریه بازی‌ها معمولا به تعیین وضعیت بازار توسط تعداد اندکی بازیگر -صرفنظر از قیود فنی و اقتصادی مانند شبکه انتقال- محدود می‌شود. بنابراین، جنبه‌هایی از مدل‌سازی مانند تعاملات پی‌درپی میان بازار و بازیگران، قیود شبکه انتقال، اطلاعات ناقص، مکانیزم‌های چندگانه تسویه بازار و ادغام بازار به ندرت در مدل‌های سنتی درنظر گرفته می‌شوند. در مقابل، مدل‌های اقتصاد محاسباتی مبتنی بر عامل با بهره‌گیری از افزایش سریع سرعت محاسباتی یارانه‌ها، پیچیدگی‌های سازوکارهای بازار برق را درنظر گرفته و امکان شبیه‌سازی واقعی محیط بازار را برای پژوهشگران فراهم می‌کند. بر همین اساس، مدل‌سازی مبتنی بر عامل به عنوان یکی از روش‌های محاسباتی متداول برای مطالعه سیستم‌های قدرت و بازارهای برق مطرح شده است.

1- Independent System Operator

صنعت برق ایران، مانند سایر کشورها برای سال‌های زیادی، متمرکز و دولتی بود، اما به تدریج گام‌هایی در جهت خصوصی‌سازی و تفکیک بخش‌های مختلف تامین، انتقال و توزیع برداشته شده است. هرچند با طراحی ساختار نوین بازار برق ایران و افزایش تعداد نیروگاه‌های خصوصی با تکیه بر اصل ۴۴ قانون اساسی، گام‌های مهمی در راستای افزایش رقابت و کارایی بازار برق برداشته شده است، اما تا رقابتی شدن بازار به صورت واقعی، فاصله به نسبت زیادی وجود دارد. به عنوان نمونه، نیروگاه‌ها هنوز سوخت خود را با قیمت یارانه‌ای دریافت می‌کنند که موجب پایین بودن کارایی در مصرف سوخت شده و علاوه بر تحمیل هزینه‌های بودجه‌ای زیاد بر دولت، آلاینده‌های زیست محیطی را نیز افزایش می‌دهند. علاوه بر این، در حال حاضر فرایند تسویه حساب نیروگاه‌ها با توجه به روش پرداخت براساس پیشنهاد[1] (PAB) است در حالی که در بازارهای رقابتی این فرایند براساس قیمت تسویه‌کننده بازار (MCP)[2] انجام می‌شود. بنابراین، آگاهی از اثر واقعی شدن قیمت سوخت نیروگاه‌ها و تغییر مکانیزیم تسویه حساب بر قیمت برق و ساختار بازار عمده‌فروشی آن با توجه به تنوع فناوری‌های تولیدی می‌تواند راهنمای سیاست‌گذاران در اصلاح، رقابتی‌تر و کاراتر کردن بازار برق باشد. در این پژوهش، با استفاده از یک مدل مبتنی بر عامل، آثار اجرای سناریوهای واقعی شدن قیمت سوخت نیروگاه‌ها و تغییر مکانیزم تسویه حساب با آن‌ها را ارزیابی و با وضعیت موجود (سناریوی پایه) مقایسه می‌کنیم.

سازماندهی مقاله در ادامه به این صورت است که در بخش دوم مدل اقتصاد محاسباتی عامل‌محور به طور خلاصه معرفی شده و در بخش سوم کاربرد این مدل در اقتصاد برق از ابعاد نظری و تجربی مرور خواهد شد. در بخش چهارم مدل ساختار نوین بازار برق ایران ارائه شده و در نهایت در بخش آخر نتایج اجرای سناریوهای مختلف بر عملکرد بازار برق ارزیابی و جمع‌بندی خواهند شد.

1- Pay As Bid
2- Market Clearing Price

۲- مدل اقتصاد محاسباتی عامل‌محور (ACE)[1] و کاربرد آن در بخش برق

مدل‌های مبتنی بر عامل (ABM)[2] در دهه‌های اخیر برای مدل‌سازی بازارهای با عوامل ناهمگن متعدد و دارای پیچیدگی‌های زیاد طراحی و توسعه یافته‌اند. این مدل‌ها با شبیه‌سازی انواع مختلف سیستم‌های پیچیده و تطبیق‌پذیر، امکان بررسی بسیاری از تعاملات و پویایی‌ها در محیطی مجازی را فراهم می‌آورند. مدل‌سازی عامل‌محور در ابتدا بیشتر در علومی مانند جامعه‌شناسی و زیست‌شناسی مورد استفاده قرار گرفت، اما کاربرد آن‌ها در مدل‌سازی اقتصادی طی دو دهه اخیر اافزایش یافته است. اقتصاد محاسباتی مبتنی بر عامل را می‌توان مطالعه محاسباتی فرایندهای اقتصادی که به‌صورت سیستم‌های پویایی که عوامل (ناهمگن) در آن‌ها تراکنش دارند، دانست (تس فتسیون[3]، ۲۰۰۶).

در مدل‌سازی ACE، یک دنیای اقتصادی مجازی با تعداد زیادی از عوامل (واحدهای) ناهمگن در نظر گرفته می‌شوند. وضعیت اولیه یک سیستم اقتصادی را می‌توان به‌وسیله تصریح اطلاعات اولیه و روش‌های رفتاری هر عامل و میزان در دسترس بودن اطلاعات برای سایر عوامل مشخص کرد. اطلاعات مربوط به هر عامل می‌تواند شامل صفات مربوط به نوع و ماهیت عامل (به عنوان مثال، جهان، بازار، بنگاه، مصرف‌کننده)، صفات ساختاری آن (مانند موقعیت جغرافیایی، طراحی، تابع هزینه، تابع مطلوبیت) و اطلاعات در مورد صفات عوامل دیگر (مانند نشانی‌ها و ویژگی‌های کلی و عمومی آن‌ها) باشد. هر عامل در تجزیه‌وتحلیل داده‌ها و اطلاعات می‌تواند از روش‌های عمومی مانند روش‌های رفتاری اجتماعی (مانند قوانین ضد تراست[4]، پروتکل‌های بازار[5]) و روش‌های رفتاری خصوصی و شخصی (مانند استراتژی‌های تولید و قیمت‌گذاری، الگوریتم‌های یادگیری مربوط به نحوه به روز کردن استراتژی‌ها) استفاده کند. مدل ACE نهایی باید از نظر پویایی کامل باشد؛ یعنی، سیستم اقتصادی مدل‌شده باید بتواند تنها براساس تعامل عوامل و بدون مداخله بیشتر

1- Agent-based Computational Economics
2- Agent Based Modelling
3- Tesfatsion
4- Antitrust Laws
5- Market Protocols

از ســوی طراح مدل طی زمان توســعه یافته و ویژگی‌های کلان را که الزاما در هر یک از عوامل به صــورت فردی وجود ندارد، نشــان دهد. این مدل‌ها به علت در نظرگرفتن تعامل عوامل مستقل و عنصر یادگیری عوامل، کاربردهای زیادی در اقتصاد رفتاری پیدا کرده‌اند (گیلبرت[1]، ۲۰۰۸). به طور کلی، می‌توان ویژگی های اصــلی مدل های ACE را به این صــورت بیان کرد: ناهمگن بودن عوامل، پویایی و فرایند یادگیری عوامل و تطبیق‌پذیری و تراکنش و تعامل بین عوامل مختلف. با توجه به تعدد عوامل ناهمگن و پویایی و پیچیدگی‌های زیاد، امکان حل مدل‌های عامل بنیان به صــورت تحلیلی وجود ندارد و در نتیجه از روش‌های محاسـباتی و شـبیه‌سـازی برای به دسـت آوردن نتایج کلی و سـناریوها استفاده می‌شود.[2]

۲-۱- مدل مبتنی بر عوامل در بازار برق

در مدل‌سـازی بازار برق با اسـتفاده از مدل‌های مبتنی بر عامل، عوامل با توجه به نوع بازار و سـطوح مختلف تعریف می‌شـوند. درصـورتی که هدف مدل‌سـازی، کل بازار برق باشـد، عوامل بازار در سه گروه اصلی قرار می‌گیرند:

الف- عوامل سمت تقاضا که عبارتند از شرکت‌های توزیع؛ این عوامل می‌توانند ناهمگن بوده و با یکدیگر و سایر عوامل بازار تراکنش داشته باشند و از الگوهای یادگیری متفاوت استفاده کنند.

ب- عوامل انتقال؛ وظیفه این عوامل انتقال برق از تولیدکنندگان به توزیع‌کنندگان برق اســت. این عوامل نیز با توجه به شــرایط اقلیمی و فناوری‌ها می‌توانند ناهمگن بوده و با یکدیگر و سایر عوامل تراکنش داشته باشند.

1- Gilbert

۲- برای مطالعه بیشتر در مورد این مدل‌ها و تفاوت آن با مدل‌های سنتی به مروت (۱۳۹۶) و کرمرز (۲۰۱۳) رجوع شود.

ج- تولیدکننده‌های برق که با توجه به فناوری‌های تولید برق (نیروگاه‌های بخار، گازی، هسته ای، آبی، بادی و...) ناهمگن بوده و می‌توانند با یکدیگر یا سایر عوامل بازار تراکنش داشته باشند.

مدل‌سازی کل بازار برق و همچنین بازارهایی که با این بازار به طور عمودی رابطه دارند، مانند بازار دی‌اکسید کربن و بازار سوخت از پیچیدگی‌های بیشتری برخوردار است و به همین دلیل بسیاری از محققان با توجه به اهداف مطالعه، بخش‌های اصلی بازار را به صورت جزیی مدل‌سازی می‌کنند.

در مدل‌سازی بازار برق به دلیل اهمیت رقابتی کردن سمت تولید بازار برق، بیشتر مطالعات به مدل‌سازی بازار عمده‌فروشی برق تمرکز کرده‌اند. از آنجایی‌که هدف این مطالعه نیز بررسی اثر واقعی‌سازی قیمت سوخت نیروگاه‌ها و تغییر مکانیزیم پرداخت به تولیدکنندگان بر قیمت برق و ترکیب نیروگاه‌های تولید برق است، تنها بخش تولید بازار برق مدل‌سازی و شبیه‌سازی خواهد شد. به عبارت دیگر، بخش‌های انتقال و تقاضا، برون‌زا فرض می‌شوند. به طور کلی، می‌توان بازار عمده‌فروشی برق را با سه نوع عامل تولید، انتقال و بهره‌بردار مستقل[1] به شرح زیر مشخص کرد.

۲-۱-۱- عوامل تولیدکننده (نیروگاه‌ها)

عامل تولید می‌تواند شامل یک یا چند نیروگاه باشد که به طور یکپارچه مدیریت می‌شوند. به عبارت دیگر، انواع نیروگاه‌ها می‌توانند در ترکیب سبد واحدهای این عوامل وجود داشته باشند. چنین عاملی برای حداکثرسازی سود خود می‌تواند تمام یا بخشی از واحدهای خود را در بازار شرکت دهد و در اتخاذ راهبرد شرکت در بازار و قیمت‌دهی به طور یکپارچه عمل کند. این عامل در برخی مواقع (به عنوان نمونه، زمانی که واحد تلمبه‌ای ذخیره در وضعیت پمپی باشد و یا دوره‌ای که واحدهای بزرگی مثل بخار، هسته‌ای و فسیلی

1- ISO

برای تعمیرات خارج از شـــبکه باشـــند) می‌تواند به عنوان خریدار انرژی الکتریکی از بازار حاضر شود.

عامل تولیدکننده با هدف حداکثر سازی سود خود و درنظر گرفتن هزینه‌های تولید و رفتار سـایر عوامل تولید، مقدار بهینه تولید خود را تعیین می‌کند. از آنجایی که در بسـیاری از بازارهای برق جهان (از جمله ایران) بازار یک روز قبل بوده و پیشـــنهاد قیمت و مقدار برای ۲۴ سـاعت آینده توسـط تولیدکننده داده می‌شـود، حداکثرسـازی سـود نیز برای یک شـبانه‌روز در نظر گرفته می‌شـود[۱]. تابع سـود انتظاری نیروگاه iام برای ۲۴ سـاعت آینده در یک بازار رقابتی از رابطه (۱) به دست می‌آید.

$$maxExp(\pi_i) = Exp\{\sum_{t=1}^{24} \lambda_{i,t}.\, q_{i,t} - TC_{i,t}\} \qquad (۱)$$
$$s.t\ q_{i,t} \in \Omega$$

که در آن $\lambda_{i,t}$ قیمت فروش هر واحد برق نیروگاه i در ساعت t برای تولید q مگاوات توان در یک سـاعت بوده و ثابت اسـت. قیمت فروش هر نیروگاه درنهایت بسـتگی به نحوه تسویه حساب و پرداخت اپراتور مستقل سیستم دارد. اگر بازار از نوع پرداخت براسـاس پیشـنهاد[۲] باشـد، چنانچه نیروگاه i در سـاعت t برنده مناقصـه شـود همان مبلغ پیشـــنهادی λ به عنوان پرداختی به نیروگاه بابت تولید هر مگاوات ســـاعت انرژی الکتریکی لحاظ می شود، اما اگر مکانیزم پرداخت برمبنای قیمت تسویه بازار[۳] باشد به تولیدکنندگان منتخب، قیمت تســـویه بازار پرداخت می‌شـــود. TC هزینه کل نیروگاه برای تولید q مگاوات توان در یک ســـاعت اســـت که شـــامل هزینه راه‌اندازی، هزینه ســـرمایه گذاری اولیه، هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه ســـوخت و بهره‌برداری اســـت. ســـاختار هزینه نیروگاه‌ها با توجه به فناوری های مختلف متفاوت اســـت. معمولا برای

۱- هرچند که عامل می‌تواند با افق میان یا بلندمدت پیشـنهاد قیمت روزانه بدهد، اما در اینجا چنین فرض می‌شـود که پیشنهاد قیمت‌ها برای حداکثرسازی سود روزانه باشد.

2- Pay As Bid

3- Pay-at-MCP(Market Clearing Price)

هزینه تولید نیروگاه‌هایی که از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کنند از تابع هزینه درجه ۲ که در رابطه (۲) نشان داده شده است، استفاده می‌شود (گریسبی[1]، ۲۰۱۲).

$$C_{i,t}^{q} = \alpha_i . q_{i.t}^{2} + \beta_i . q_{i.t} + \gamma_i \qquad (۲)$$

که در آن γ نمایانگر هزینه ثابت نیروگاه، α اثر راندمان و β بخش اصلی هزینه نهایی را نشان می‌دهد. مقادیر α, β, γ توسط نیروگاه تعیین می‌شوند. مهم‌ترین هزینه متغیر نیروگاه‌های حرارتی هزینه سوخت است. میزان تقاضا برای سوخت با توجه به نوع فناوری نیروگاه‌ها کاملا متفاوت است و این باعث ناهمگن بودن نیروگاه‌ها شده و اهمیت و ضرورت استفاده از مدل‌سازی مبتنی بر عامل برای بازار برق را نشان می‌دهد. هزینه هر واحد سوخت معمولا متغیر در نظر گرفته می‌شود و تابع میزان تولید بنگاه‌ها است. سایر هزینه‌ها مانند هزینه بهره‌برداری که شامل هزینه پرسنلی و نهاده‌های غیر از سوخت است و هزینه تعمیر و نگهداری که به هزینه‌های برنامه‌ریزی شده و اضطراری و حوادث تقسیم می‌شود معمولا درصدی از هزینه کل تولید در نظر گرفته می‌شود، از این رو، در β لحاظ می‌شود. هزینه راه‌اندازی واحدها علاوه بر نوع واحد به وضعیت واحد نیز بستگی دارد. طبیعتا زمان و هزینه راه‌اندازی واحد بخار و هسته‌ای با سیکل ترکیبی و گازی و آبی بسیار متفاوت است. همچنین در واحدهای بخار، راه‌اندازی سرد و گرم در زمان و هزینه بسیار متفاوت است[2]. هزینه سرمایه‌گذاری اولیه طی عمر مفید واحد، مستهلک و به صورت ثابت به هزینه‌ها افزوده می‌شود. در بازار برق ایران علاوه بر مبلغ پیشنهاد شده توسط نیروگاه‌ها به تمام واحدهای آماده بهره‌برداری مبلغی به عنوان هزینه آمادگی پرداخت می‌شود. سود بنگاه‌ها هنگامی حداکثر می‌شود که درآمد نهایی آن‌ها برابر با هزینه نهایی‌شان شود.

1- Grigsby

۲- برای مشاهده هزینه راه‌اندازی سه نوع نیروگاه در سه وضعیت سرد، گرم و داغ به مزدآور و همکاران (۱۳۹۳) رجوع شود.

در ارتباط با رابطه (۱) دو نکته مهم قابل ذکر اســت؛ یکی اینکه نیروگاه زمانی درآمد دارد که برنده مناقصــه شــده و تولید داشــته باشــد که لزوما در تمام ســاعات نخواهد بود. بنابراین، درآمد نیروگاه به دلیل عدم اطلاع از قیمت پیشــنهادی رقبا قبل از اعلام نتایج مشخص نیست. نکته دیگر اینکه نیروگاه از روز قبل نمی‌داند که در چه ساعاتی برنده و در چه ســاعاتی بازنده خواهد بود و در واقع از آرایش تولید فردای خود مطلع نیســت، از این رو،هزینه‌های نا شی از راه‌اندازی نیروگاه در روز تاثیر زیادی بر سودش خواهد دا شت. این موارد به همراه قیود فنی مانند حداقل زمان خاموش بودن واحد بعد از فرمان خروج و یا محدودیت شیب افزایش و کاهش تولید، حل مساله بهینه‌یابی را پیچیده‌تر می‌کند. مطالعات مربوط به قیمت‌دهی راهبردی، روش‌های مختلفی را پیشــنهاد داده‌اند. در یکی از روش‌ها، قیمت به طور ســاعتی پیش‌بینی می‌شــود و آرایش تولید روزانه با بهینه کردن مدل توســط خود نیروگاه[1] به دســت می‌آید. پیش‌بینی قیمت از تابع توزیع احتمال به دســت می‌آید و Ω مجموعه تولیدهای ممکن است که قیود بهره‌برداری مانند حداقل زمان لازم برای افزایش و کاهش تولید، نرخ بارگیری نیروگاه و محدودیت‌های توان خروجی را تامین می‌کنند. انواع نااطمینانی‌ها در تابع ســود انتظاری نیروگاه که ناشــی از نااطمینانی در پیش‌بینی تقاضــای مصرف، خروج خودکار واحدهای نیروگاهی، حوادث در شبکه انتقال و نیز عدم اطلاع از رفتار رقبا و تاثیر آن بر هزینه‌ها و سودآوری نیروگاه منجر به سوق دادن تحقیقات به سمت مدل‌های برنامه‌ریزی تصادفی[2] شده است (والاس[3] و دیگران، ۲۰۰۳).

در شبیه‌سازی مبتنی بر عامل، عوامل از داده‌های قبلی خود و بازخوردهای محیط و سایر عوامل در تصــحیح خروجی جدید با اســتفاده از روش‌های یادگیری اســتفاده می‌کنند. در واقع اگر عامل در قیمت‌دهی‌های ابتدایی دچار خطا شــود و ســود دوره‌ای خود را نتواند حداکثر کند به مرور و در هر تکرار با دریافت اطلاعات بیشتر و یادگیری و تطبیق با محیط به ســمت حداکثر کردن تابع هدفش حرکت خواهد کرد. از رابطه (۱) مشــخص اســت که

1- Self- schedule
2- Stochastic Programming Models
3- Wallace

سمت هزینه (با فرض عدم تغییر قیمت سوخت)، تابع مشخصات فنی نیروگاه بوده و قابل محاسبه است. تنها هزینه متغیر، هزینه راه‌اندازی واحدهای نیروگاه بخار است که دارای سه وضعیت راه‌اندازی سرد، گرم و داغ است. برای بازه روزانه، معمولا واحد بخار فرصت راه‌اندازی سرد و خاموش و روشن شدن گرم را ندارد. بنابراین، در صورت خروج و بازگشت در همان روز، راه‌اندازی داغ درنظر گرفته می‌شود و با این فرض، هزینه راه‌اندازی هم مستقل از زمان در نظر گرفته می شود. بخش درآمدی تابع سود در رابطه (۱)، وابسته به قیمت پیشنهادی است و در صورتی محقق می شود که نیروگاه در بازار برنده شود. برنده شدن به عواملی مانند پیشنهاد قیمت رقبا، نیاز مصرف، وضعیت تجهیزات شبکه برق و شرایط جوی بستگی دارد. اگر عامل تولید براساس اطلاعات و داده‌های قبلی خود یک پیش‌بینی از قیمت بازار داشته باشد، آن را در پیشنهاد قیمت خود لحاظ می‌کند تا بتواند درآمد و سود خود را بهبود دهد.

۲-۱-۲- عامل انتقال

از وظایف عامل انتقال، فراهم آوردن بستری مناسب، مطمئن و ایمن برای رساندن تولید نیروگاه‌ها به مصرف‌کنندگان است. برای این منظور باید ظرفیت خطوط انتقال و ترانسفوماتورهای شبکه انتقال متناسب با رشد تولید و مصرف، افزایش یابد. همچنین با برنامه‌ریزی منظم، بازدیدها و آزمون و سرویس های پیشگیرانه، نرخ خروج های خودکار تجهیزات، محدودیت‌های انتقال و تلفات شبکه کاهش یابد. یکی از مهم‌ترین و حساس‌ترین فعالیت‌ها، هماهنگی رله‌های حفاظتی[1] است که در صورت بروز حوادث در اسرع وقت، تجهیزات حادثه‌دیده از بقیه شبکه جدا شوند تا حادثه به بخش‌های دیگر گسترش نیابد. بنابراین، برای انجام چنین وظایفی باید مبلغی بابت حق استفاده از زیرساخت انتقال به عامل پرداخت شود و در صورت سلب فرصت از تولیدکننده یا

1- Relay Coordination

خاموشـــی مصـــرف‌کننده به دلیل محدودیت‌های انتقال، هزینه‌ای بابت جریمه از عامل انتقال دریافت شود.

قیمت‌گذاری انتقال باید با تخصیص هزینه‌ها به صورتی صحیح بین عوامل استفاده‌کننده از شبکه انتقال، هزینه‌های انتقال را بازیابی کند. تعیین دقیق استفاده از شبکه انتقال به علت ماهیت غیرخطی معادلات پخش بار[1]، مشـــکل اســـت. بنابراین، از مدل‌های تقریبی، شاخص‌های حساسیت و الگوریتم‌های ردیابی برای تعیین سهم هر عامل استفاده می‌شود. به عنوان مثال، می‌توان روش‌هایی چون نرخ تمبر پســـتی، مســـیر قرارداد، مگاوات-مایل یا مگاولت آمپر-مایل، روش‌های ردیابی و روش‌های پخش بار DC[2] را نام برد که برخی از آن‌ها به صـــورت وســـیعی توســـط شـــبکه‌های برق کشـــورهای مختلف مورد اســـتفاده قرار گرفته‌اند (شهیده‌پور[3] و دیگران، ۲۰۰۲).

در روز قبل از اجرای بازار، عامل انتقال باید برنامه‌های تعمیراتی از قبل هماهنگ‌شـــده روی تجهیزات انتقال را به اطلاع بهره‌بردار مستقل (ISO) برساند تا در آرایش تولید خود لحاظ کند. نکته مهم، اســـتقلال عوامل تولید از عوامل انتقال اســـت. چنانچه عوامل تولید از محدودیت‌های انتقال یا برنامه‌های تعمیراتی منطقه مربوط به خود مطلع شـــوند آن را در پیشنهاد قیمت خود درنظر می‌گیرند که می‌تواند منجر به بالا رفتن قیمت تسویه بازار شود. بنابراین، عامل انتقال فقط باید با ISO در ارتباط باشد و همواره محدودیت‌های شبکه انتقال (برنامه‌ریزی شده و یا اضطراری) را به ISO اطلاع دهد. در مدل‌سازی عوامل انتقال، ISO می‌تواند آرایش تولید اولیه مربوط به منطقه را به عامل انتقال ارائه دهد تا عامل انتقال امکان اجرای آن را با توجه به قیود و محدودیت‌های منطقه اعلام کند. در بازار برق ایران، این وظیفه بر عهده ISO اســـت که با اطلاع از محدودیت‌های انتقال (اضـــطراری و برنامه‌ریزی شده)، آرایش تولید اقتصادی همراه با قیود فنی شبکه را ارائه می‌دهد.

1- Load Flow
2- Direct Current Load Flow
3- Shahidehpour

۲-۱-۳- عامل بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO)

بهره‌بردار مستقل (ISO) وظیفه هماهنگی بین بخش‌های مختلف بازار برق را به عهده دارد. فراهم آوردن فضای تبادل بین بازیگران بازار، برگزاری مناقصه، توازن عرضه و تقاضا، پیش‌بینی بار، ارائه آرایش تولید نهایی به عوامل تولید، حفظ پایایی، امنیت و کفایت در حالت عادی و شرایط اضطرار از مهمترین وظایف ISO است. بهره‌بردار مستقل بر اساس اطلاعات مصرف گذشته، پیش‌بینی هوا و ایام تعطیل و روزهای خاص، پیش‌بینی نیاز مصرف را به طور یکپارچه با روش‌های مختلفی چون مدل شبکه‌های عصبی، مدل ARMA[1] و یا سایر روش‌ها انجام می‌دهد و به عوامل تولید اعلام می‌کند. در مدل‌هایی که برای سمت تقاضا و مصرف‌کننده نیز عامل تعریف می‌شود، این وظیفه به عهده عامل مصرف‌کننده یا عامل توزیع است و باید روز قبل از اجرای برنامه بازار، تقاضای خود را به ISO اطلاع دهد.

پس از اعلام پیش‌بینی نیاز مصرف به عامل‌های تولیدی، منحنی‌های عرضه (قیمت پیشنهادی برحسب توان تولیدی برای هر ساعت) از کلیه عامل‌های شرکت‌کننده در بازار جمع‌آوری می‌شود و براساس آن منحنی عرضه کل برای ۲۴ ساعت به دست می‌آید. با استفاده از نیاز مصرف پیش‌بینی شده برای هر ساعت و براساس قیمت پیشنهادی هر عامل تولید، ISO مناقصه را برگزار و لیست عامل‌های برنده را تعیین می‌کند. در این مرحله با استفاده از قیود اعلام شده از طرف عامل انتقال (محدودیت‌های خطوط و ترانسفورماتورها و حدود ولتاژ) و عامل تولید (حداقل زمان روشن یا خاموش بودن، هزینه راه‌اندازی، شیب افزایش و کاهش توان، حداکثر و حداقل قابل تولید اکتیو و راکتیو) چیدمان تولید با استفاده از برنامه‌ریزی امنیت-قید، مشارکت واحدها (SCUC[2]) به دست می‌آید. تابع هدف ISO برای بهینه‌یابی در رابطه (۳) آورده شده است (شهیدی‌پور و دیگران، ۲۰۰۲).

1- Auto Regressive Moving Average
2- Security Constraint Unit Commitment

$$min \sum_{i=1}^{N_g} \sum_{t=1}^{24} (\lambda_{i.t}. q_{i.t}. I_{i,t} + C_{i,t}^{s}) \quad (۳)$$

$$s.t$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} q_{i,t}. I_{i,t} = D_t$$

$$q_i^{min} \leq q_{i,t} \leq q_i^{max}$$

$$\left[X_{i,t}^{on} - T_i^{on}\right]. \left[I_{i,t-1} - I_{i,t}\right] \geq 0$$

$$\left[X_{i,t-1}^{off} - T_i^{off}\right]. \left[I_{i,t-1} - I_{i,t}\right] \geq 0$$

$$q_{i,t} - q_{i,t-1} \leq UR_i$$

$$q_{i,t-1} - q_{i,t} \leq DR_i$$

در رابطه (۳)، I وضعیت توقف یا فعالیت واحد، D میزان تقاضا در هر ساعت، C^s هزینه خدمات جانبی، q^{min} , q^{max} حداکثر و حداقل توان قابل تولید واحد، N_g تعداد واحدهای شرکت‌کننده در بازار، X^{on}, X^{off} دوره زمانی خاموش و روشن بودن واحد، T^{on} , T^{off} حداقل زمان توقف و فعالیت واحد و DR , UR حد نرخ افزایش و کاهش توان اکتیو واحد را نشان می‌دهند.

هدف بهره‌بردار مستقل، حداقل کردن هزینه تولید انرژی الکتریکی مورد نیاز است. همانطور که ملاحظه می‌شود هزینه‌ها دو جزء دارد که جزء اول، هزینه بهره‌بردار مستقل و درآمد واحدها فعال تولید است و جزء دوم، هزینه خدمات جانبی تولید است که بر عهده بهره‌بردار مستقل بازار است. با توجه به اینکه محدودیت‌های مربوط به واحدهای تولیدی در قیمت پیشنهادی آن‌ها لحاظ شده است، بنابراین، بهره‌بردار مستقل برای تعیین مشارکت واحدها فقط قیود انتقال و شبکه برق را درنظر می‌گیرد؛ اولین قید، مربوط به تراز بودن تولید و مصرف در هر ساعت است. قید دوم، بیانگر محدودیت حداقل و حداکثر تولید هر واحد نیروگاهی است. قیود سوم و چهارم، تضمین‌کننده شرط حداقل دوره زمانی فعالیت

واحد پس از راه‌اندازی و حداقل زمان لازم برای راه‌اندازی مجدد پس از توقف است. قیود پنجم و ششم، اجازه نمی‌دهد که نرخ افزایش و کاهش توان تولیدی هر واحد از حد مجاز فراتر برود. هر واحد نیروگاهی مطابق با مشخصات فنی خود در هر سطح تولید توان اکتیو، محدوده مجازی برای تولید یا جذب توان راکتیو دارد که از منحنی قابلیت[1] واحد تعیین می‌شود. قید هفتم، بیانگر همین محدودیت است. برای جلوگیری از آسیب رسیدن به تجهیزات متصل به شبکه برق و نیز برای حصول اطمینان از عدم فروپاشی ولتاژ[2]، محدوده مجازی برای سطوح ولتاژ تعیین می‌شود که معمولا ۵± درصد ولتاژ نامی در هر نقطه است و در قید هشتم آورده شده است. به دلیل عواملی همچون محدودیت‌های حرارتی[3] و یا پایداری دینامیکی[4] شبکه برق، تجهیزات انتقال توان، اعم از ترانسفورماتورها و خطوط انتقال، دارای محدودیت‌های توان عبوری هستند که در قید آخر این محدودیت در بارگذاری[5] تجهیزات انتقال لحاظ شده است. بنابراین هدف اصلی ISO عبارت است از تعیین ترکیب بهینه نیروگاه‌های تامین‌کننده برق در ساعات پیک و غیرپیک مصرف برق.

به فرآیند تعیین زمان‌بندی و برنامه‌ریزی ورود و خروج واحدها اصطلاحا مشارکت واحدها (UC)[6] گفته می‌شود. محدودیت‌های مساله UC به دو دسته تقسیم می‌شوند: ۱- محدودیت‌های تولیدکنندگان (نظیر نرخ رمپ و حداقل روشن/خاموش بودن واحد و...) و ۲- محدودیت‌های سیستمی (نظیر میزان انرژی و رزرو مورد نیاز سیستم، محدودیت خطوط انتقال و...)[7].

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1- Capability Curve
2- Voltage Collapse
3- Thermal Limits
4- Dynamic Stability
5- Loading
6- Unit Commitment (UC)
۷- برای آگاهی از جزئیات محدودیت‌هایی که ISO باید در مساله مشارکت واحدها در نظر بگیرد به فلاحی (۱۳۹۲) رجوع شود.

ISO معمولا از دو مکانیزم برای کنترل بازار استفاده می‌کند: ۱- مکانیزم حراج[1] و ۲- مکانیزم تسویه حساب[2]. از مکانیزم حراج برای انتخاب پیشنهادات تولید کنندگان[3] و مصرف‌کنندگان[4] و همچنین تعیین میزان انرژی و خدمات جانبی استفاده می‌شود. سپس مکانیزم تسویه حساب برای تعیین میزان پرداخت به تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان منتخب مورد استفاده قرار می‌گیرد. در حال حاضر از دو مکانیزم حراج متداول در بازارهای عمده‌فروشی استفاده می‌شود: مینیمیم هزینه پیشنهاد[5] که در آن انتخاب تولیدکنندگان به گونه‌ای است که هزینه کل آن‌ها حداقل شود و مینیمم هزینه پرداخت[6] که در آن تولیدکنندگان براساس حداقل هزینه‌های پرداختی مصرف کنندگان انتخاب می‌شوند. همچنین بازارها با دو سیستم عمده زیر تسویه می شوند: مکانیزم پرداخت برمبنای پیشنهاد که درآن به تولیدکنندگان منتخب همان مقداری که خودشان پیشنهاد داده‌اند، پرداخت می شود و مکانیزم پرداخت برمبنای قیمت تسویه بازار که در آن به تولیدکنندگان منتخب، قیمت تسویه بازار[7] پرداخت می‌شود.

۲-۲- روش‌های یادگیری عوامل

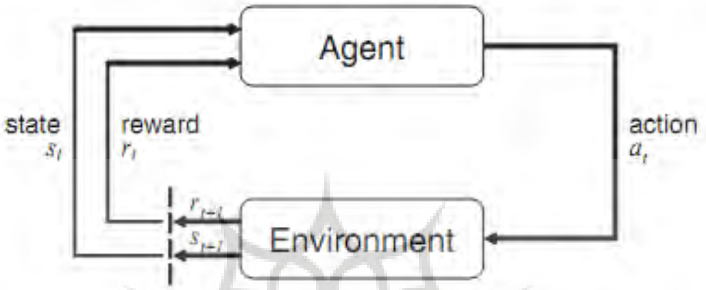
یادگیری عوامل یکی از ویژگی‌های مهم مدل‌های مبتنی بر عامل است. در این مدل‌ها، عوامل قادر به یادگیری از عملکرد گذشته خود و محیط پیرامون، یعنی رفتار سایر عوامل برای دستیابی به اهدافشان هستند. سه نوع مدل رفتاری برای یادگیری که بیشتر توجه محققان اقتصادی را به خود جلب کرده است، عبارتند از: رویکردهای غیرهوشمند، مدل‌های تقویتی و باورمحور و مفاهیم تکوینی. مطالعات و بررسی‌ها نشان داده است که

1- Auction Mechanism
2- Settlement Mechanism
3- Generation Offers
4- Demand Bids
5- Offer Cost Minimization
6- Payment Cost Minimization
۷- قیمت تسویه بازار بالاترین قیمت پیشنهادی توسط نیروگاه‌ها است که باعث می‌شود عرضه و تقاضا تسویه شوند.

الگوریتم‌های یادگیری تقویتی و باورمحور، موضوعات بشری را بهتر از تعادل پایای نش[1] پیش‌بینی می‌کنند.

شکل (۱) فرآیند یادگیری تقویتی را که بر آزمون و خطا استوار است، نشان می‌دهد.

شکل ۱- برهم کنش عامل و محیط در یادگیری تقویتی



ماخذ: Erev & Roth (1998)

براساس شکل (۱)، عامل از وضعیت s_t در زمان t و براساس تجربیات گذشته، فعالیت a_t را انجام می‌دهد و پاداش r_{t+1} را در راستای هدفی که دنبال می‌کند به دست می‌آورد و در نتیجه وضعیت عامل به s_{t+1} تغییر می‌یابد. عامل، نتیجه حاصله را ارزیابی می‌کند و احتمال انتخاب فعالیت ممکن براساس تجربیاتش را تغییر می‌دهد. روی‌هم‌رفته به‌روزرسانی احتمالات بین الگوریتم‌های تقویتی متفاوت است. دو الگوریتم تقویتی مهم و معتبر الگوریتم Erev & Roth و Q-learning هستند که در این مطالعه از آن‌ها استفاده شده است[2].

1- Nash Equilibrium

۲- برای مطالعه بیشتر در مورد روش‌های یادگیری به اصغری اسکویی و همکاران (۱۳۹۷) رجوع شود.

۳- مروری برمطالعات پیشین

توسعه مدل سازی و شبیه سازی مبتنی بر عامل در علوم اجتماعی و به‌خصوص در اقتصاد با حرکت پیشگامانه موسسه سانتافه (SFI[1]) مرتبط می شود (اپشتاین[2]، ۱۹۹۹). در این بخش، برخی از مطالعات مهم در ارتباط با مدل سازی بازار عمده‌فروشی برق که بیشتر بر مکانیزم تسویه حساب، تمرکز کرده‌اند، مرور می‌شود.

بور و بن[3] (۲۰۰۱) از یک مدل مبتنی بر عامل برای شبیه سازی بازار برق انگستان و ولز و مقایسه مکانیزم‌های قیمت‌گذاری استفاده کردند. در این مدل، تولیدکننده‌ها از الگوریتم یادگیری تقویتی پیروی کرده، پیشنهادهای قیمتی خود را با توجه به موفقیت دوره آخر خود تعدیل می‌کنند. طرف تقاضا با منحنی بار ایستا با کشش قیمتی پایین تصریح شده و قیود و هزینه‌های انتقال در نظر گرفته نشده‌اند. نتایج شبیه سازی سناریوهای مختلف نشان می‌دهد هنگامی که قیمت‌ها براساس قیمت تسویه‌کننده بازار (MCP) پرداخت می شوند، کمترین و هنگامی که به صورت ساعتی و پیشنهاد خرید (PAB) پرداخت می‌شوند، بیشترین مقدار را دارند. در این مقاله، همچنین نتایج مدل با مدل‌های کلاسیک انحصار کامل، انحصار دو جانبه و رقابت کامل اعتبارسنجی شده است. میانگین قیمت شبیه سازی شده بازار برای PAB و قیمت‌گذاری MCP بسیار نزدیک به نتایج نظری مربوط به مدل‌های انحصار و رقابت کامل هستند، اما در مورد انحصار دو جانبه، تفاوت متوسط قیمت از طریق روش‌های PAB و MCP در مدل شبیه‌سازی شده بسیار پایین تر از مدل‌های نظری است.

بور و همکاران (۲۰۰۳) از همان مدل بالا برای شبیه‌سازی بازار یک روز قبل آلمان استفاده کرده‌اند. در این مدل، واحدهای تولیدی، قیمت‌ها و مقادیر پیشنهادی خود را به بهره‌بردار مستقل ارائه داده و پرداخت‌ها به صورت PAB صورت می‌گرفت. نویسندگان تاثیر ادغام ۴ تولیدکننده بزرگ آلمان را که در زمان مطالعه احتمال آن وجود داشت،

1- Santa Fe Institue
2- Epstein
3- Bower and Bunn

شبیه‌سازی کرده‌اند. طبق نتایج این مطالعه، در اثر ادغام ۴ شرکت بزرگ، قیمت برق ۵۴ درصد افزایش و مصرف برق ۴۵ درصد کاهش می یابد.

کاو و اندرسون[1] (۲۰۰۲) یک مدل محاسباتی برای بازار برق استرالیا طراحی کردند. در این مدل، پیشنهاد قیمت به دو صورت مرحله‌ای و خطی ارائه می‌شود. در ساختار خطی، برنامه‌های پیشنهادی از طریق درون‌یابی خطی بین دو مقدار پیشنهادی دست می‌آید در حالی که در روش مرحله‌ای مقادیر بین دو مقدار اولیه ثابت نگاه داشته می‌شود. تقاضا، کشش‌ناپذیر فرض شده و می‌تواند دو مقدار بالا و یا پایین دا شته با شد. شبیه سازی برای یک بازار انحصار دوجانبه با دو ژنراتور یک اندازه انجام شد که یکی از آن‌ها هزینه نهایی پایین‌تری از دیگری دا شت. نتایج شبیه سازی نشان می‌دهد که در هر دو ساختار خطی و مرحله‌ای، امکان شکل‌گیری استراتژی‌های تبانی برای حداکثر کردن سود تولیدکنندگان وجود دارد.

مطالعات انجام شده تا قبل از سال ۲۰۰۹ بیشتر بر کارایی و مقایسه سازوکارهای مختلف بازار تمرکز داشته‌اند و از روش‌های یادگیری تقویتی استفاده کرده‌اند. روش تسویه نیز در بیشتر مطالعات براساس قیمت نهایی منطقه‌ای بوده است (ویدلیچ و ویت[2]، ۲۰۰۸).

در سال‌های اخیر پژوهش‌های زیادی در مورد مدل‌سازی سمت تقاضا، بازارهای لحظه‌ای، ملاحظات قیود شبکه انتقال و قیمت‌های نهایی منطقه‌ای انجام شده است. رشد شبکه‌های هوشمند و آثار آن بر واکنش تقاضا[3]، رشد تولیدات پراکنده و استفاده از انرژی‌های نو در سمت توزیع و اتصال شبکه‌های برق کشورهای هم‌جوار به یکدیگر را می‌توان در شکل‌گیری مطالعات اخیر موثر دانست. چند نمونه از محورهای اصلی پژوهش‌ها در سال‌های اخیر عبارتند از: وارد کردن مدل شبکه‌های هوشمند، تاثیر نااطمینانی‌های تولیدات پراکنده مانند توربین‌های بادی بر شبکه و راهبردهای قیمت‌دهی

1- Cau and Anderson
2- Weidlich and Veit
3- Demand Response

نیروگاه‌ها، قراردادهای دوجانبه، برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های انتقال (سیاست‌گذاری برای تشویق سرمایه‌گذاری در زمینه گسترش شبکه انتقال) و ملاحظات زیست محیطی. افزایش قیمت نفت در بازه سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۴ یکی از علل گرایش به فناوری انرژی‌های تجدیدپذیر است. در این میان مدل‌سازی عامل‌محور به دلیل امکان شبیه‌سازی و مدل کردن نااطمینانی‌های حاصل از به‌کارگیری فناوری‌های انرژی‌های نو برای تولید برق، مورد توجه بیشتر پژوهشگران قرار گرفت که در ادامه تنها برخی از آن‌ها مطرح می‌شود (مشیری و همکاران، ۱۳۹۷).

لی[1] و همکاران (۲۰۱۲) از یک مدل میتنی بر عامل برای شبیه‌سازی اثر بهینه‌سازی قیمت‌دهی نیروگاه‌های بادی در بازار عمده‌فروشی روز قبل با در نظرگرفتن تاثیر دقت پیش‌بینی کوتاه مدت نیروگاه بادی استفاده کردند. در این مطالعه، دو سطح نفوذ نیروگاه‌های بادی (۱۲ و ۲۴ درصد) مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت و شبکه برق ۹ باس و سه ژنراتوری در نرم‌افزار MATPOWER4.0 مدل شد. روش حراج قیمت یکسان، سازوکار قیمت گذاری نهایی منطقه‌ای و یادگیری عامل های تولید به روش تقویتی Variant Roth-Erev در نظر گرفته شد. نتایج نشان داد دقت پیش‌بینی عامل تولید و نیز اتخاذ روش یادگیری از تجربیات گذشته، خالص دریافتی عامل تولید را افزایش می‌دهد. همچنین افزایش سطح نفوذ نیروگاه‌های بادی در دوره مورد مطالعه منجر به کاهش قیمت تسویه بازار می‌شود.

بولیتز[2] و همکاران (۲۰۱۴) نااطمینانی‌های حاصل از خروج نیروگاه‌ها و نوسانات ناشی از تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر را در بازار عمده‌فروشی برق آلمان با مدل‌سازی میتنی بر عامل مورد بررسی قرار دادند. در این مدل، مقادیر ساعتی نیاز مصرف، تعرفه پرداختی به انرژی‌های تجدیدپذیر، قیمت روزانه زغال سنگ، گاز، نفت و انتشار دی‌اکسیدکربن مورد استفاده قرار گرفت. قیمت‌دهی عوامل تولید براساس هزینه‌های متغیر، هزینه روشن و خاموش شدن واحد و حداقل زمان راه‌اندازی بود.

1- Li
2- Bublitz

پیسیکا[1] و همکاران (۲۰۱۴) چارچوبی را برای مدل‌سازی روشی چند عامله برای ارزیابی قیمت‌گذاری پویای برق و پاسخ تقاضا طراحی می‌کنند. این چارچوب، مدل عامل‌محور با داده‌های تصمیم‌سازی و مدل پخش بار استاندارد را ترکیب می‌کند. این مدل نه تنها ابزاری برای ارتباط بین تعرفه‌های پویای متفاوت و تغییر بار مصرف‌کننده ارائه می‌دهد، بلکه تاثیر تغییر رفتار را بر شبکه توزیع برق نشان می‌دهد. برنامه‌های پاسخ تقاضا با مصرف‌کنندگان ارتباط برقرار می‌کنند و آن‌ها را به کاهش یا جابه‌جایی مصرف تشویق می‌کنند.

برونی[2] و همکاران (۲۰۱۵) تاثیر قدرت بازار روی سرمایه‌گذاری بزرگ در نیروگاه‌های بادی را در بازار عمده‌فروشی برق مورد مطالعه قرار دادند. در کوتاه‌مدت، افزایش نفوذ تولیدات نیروگاه‌های بادی منجر به کاهش قیمت بازار نقدی می‌شود، اما تاثیر آن در بلندمدت به دلیل تغییر در سرمایه‌گذاری، روشن نیست. در این مقاله، ارتباط بین سرمایه‌گذاری ظرفیت، سطح نفوذ تولیدات بادی و قدرت بازار مورد ارزیابی قرار گرفت. برای شبیه‌سازی سرمایه‌گذاری ظرفیت، مدل توسعه تولید حداقل هزینه و برای پیش‌بینی قیمت بازار با وجود قدرت بازار مدل عامل‌محور به‌کار گرفته شد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد افزایش نفوذ نیروگاه‌های بادی منجر به افزایش قدرت بازار می‌شود، اما تاثیر قیمت‌دهی سایر نیروگاه‌ها در جهت مقابل موجب ثابت ماندن قیمت‌ها می‌شود.

گالو[3] (۲۰۱۶) بر کاربرد مدل‌سازی مبتنی بر عامل بازار برق با وجود افزایش نفوذ تولیدات متغیر مانند نیروگاه‌های بادی در بازار برق امریکا می‌پردازد و مطرح می‌کند که عناصر کلیدی بازارهای عمده‌فروشی برق در حال حاضر و برای آینده، می‌توانند به روش عامل‌محور مدل شوند، زیرا مدل‌سازی شبکه برق و سیستم قدرت به تنهایی کافی نیست، بلکه فهم چگونگی تعامل بازیگران و اقتباسشان از هم نیز ضروری به نظر می‌رسد.

1- Pisica
2- Browne
3- Gallo

مروری بر مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که در بسیاری از مدل‌ها، طرف تقاضا به عنوان یک بار ثابت، بدون کشش فرض شده و محدودیت‌های انتقال شبکه نادیده گرفته شده‌اند. همچنین در بیشتر مدل‌ها، یادگیری عامل‌ها برا ساس حداکثر کردن سود پیشنهاد شده است. استراتژی‌های استقراض ظرفیت نیز به طور صریح مدل‌سازی نمی‌شوند. با وجودی که برتری خاصی بین مدل‌های یادگیری مشاهده نشده است، بسیاری از مدل‌ها بر الگوریتم یادگیری تقویتی که توسط ارو و راث[1] (۱۹۹۸) (و اصلاح این الگوریتم)، تکیه می‌کنند. بیشتر سوالات تحقیق در مورد مدل‌سازان عامل‌محور در مورد قدرت بازار و مکانیزم بازار، مقایسه قیمت پرداخت براساس پیشنهاد (PAB) و قیمت واحد یا قیمت تسویه‌کننده بازار (MCP) است. در این موارد، نتایج مدل‌های مختلف به نظر می‌رسد سازگار است. به طور مشخص‌تر، بیشتر پژوهشگران نتیجه گرفته‌اند که عوامل در سناریوی PAB قیمت بالاتری را پیشنهاد می‌دهند، اما قیمت‌های کلی در قیمت‌های یکسان (MCP) بالاتر است. یکی دیگر از مسائل مهم تحقیق در مدل سازی برق با استفاده از AB، ارزیابی توان بالقوه قدرت بازاری در ساختارهای مختلف بازار یا مکانیزم بازار است.

در ایران به تازگی مطالعه‌ای توسط مشیری و همکاران (۱۳۹۷) برای بررسی آثار افزایش قیمت سوخت نیروگاه‌ها در محیط نرم‌افزاری AMES انجام شده است که نشان می‌دهد در صورت افزایش ۱۰ برابری قیمت سوخت، قیمت تسویه بازار به نسبت کمتری افزایش خواهد یافت. هدف اصلی مطالعه حاضر، بررسی آثار رقابتی‌تر شدن بازار برق بر متغیرهای هدف (قیمت، درآمد، سود، ترکیب نیروگاه‌های تولید برق و ظرفیت نیروگاه‌ها) در ایران است. برای این منظور، سه سناریوی پایه (وضع موجود) تغییر مکانیزم تسویه و حذف یارانه سوخت در مدل طراحی شده عامل‌محور اجرا شده، نتایج به دست آمده مقایسه خواهند شد.

1- Erev and Roth

٤- نتایج شبیه‌سازی آثار اجرای سناریوهای سوخت و مکانیزم قیمت

در این بخش از مطالعه، ابتدا بخش عمده‌فروشی برق کشور با استفاده از اطلاعات گذشته و همچنین شرایط بخش صنعت با یک مدل مبتنی بر عامل شبیه‌سازی می‌شود. سپس با استفاده از مدل شبیه‌سازی شده، آثار تغییر در هر یک از ارکان این مدل در قالب سناریوهای مختلف بر عملکرد بخش عمده‌فروشی برق بررسی می‌شوند. مدل مورد استفاده برای بازار برق ایران شامل ۱۶ شرکت برق منطقه‌ای، ۱۰۵ نیروگاه و ۴۰۰ مولد برای بازار برق ایران است که در محیط نرم‌افزاری Anylogic طراحی شده است[1]. در ابتدا نتایج مدل اصلی به عنوان سناریوی پایه ارائه شده و با شاخص‌های واقعی بازار برق ایران مقایسه و تطبیق داده می‌شوند. سپس نتایج سناریوهای تغییر مکانیزم تسویه بازار و حذف سوخت یارانه‌ای تجزیه‌وتحلیل می‌شوند.

از آنجایی‌که میزان تعادلی عرضه و تقاضای بازار در هر لحظه و به ویژه در فصول مختلف سال متفاوت است برای واقعی‌تر و جامع‌تر کردن نتایج، شبیه‌سازی آثار اجرای سناریوهای مختلف بر متغیرهای هدف در سطوح بار مختلف انجام شده است. برای این منظور، اطلاعات در چهار حالت بار (بار در ۴ ساعت مختلف در یک روز) که نماینده بارهای متفاوت در فصول مختلف است، اندازه‌گیری شدند. طبق آمار بار در سال ۱۳۹۵، در فصل تابستان کمترین بار حدود ۳۵ مگاوات در ساعت، در حالت عادی (میان‌باری) برابر با ۴۰ مگاوات در ساعت و در حالت بیشینه (سقف) برابر با ۴۸ مگاوات در ساعت بوده است. مقدار بیشینه بار در زمستان سال ۱۳۹۵ نیز برابر با ۴۳ مگاوات در ساعت بوده است. نمودار (۱) منحنی تداوم بار[2] در سال ۱۳۹۵ را نشان می‌دهد. بعد از بررسی میزان بار در ساعات مختلف در یک روز معین (۴ خرداد ۱۳۹۶) نشان می‌دهد که ساعات ۲ (H2)، ۷ (H7)، ۱۱ (H11) و ۱۶ (H16) به ترتیب دارای بارهای ۴۰۰۱۷، ۳۵۰۷۰، ۴۳۱۹۶ و ۴۷۴۷۳

۱- مدل مورد استفاده در این مقاله براساس مدلی است که توسط فلاحی وهمکاران (۱۳۹۲) در پژوهشگاه نیرو طراحی شده است.

۲- منحنی تداوم بارا (Load Duration Curve) مقدار بار در ساعات مختلف سال را نشان می‌دهد. این منحنی از مرتب کردن مقدار بار از بیشترین به کمترین طی ساعات مختلف به دست می‌آید.

کیلووات ساعت هستند. بنابراین، چهار حالت فوق دامنه بار بین ۳۵ مگاوات در ساعت تا ۴۸ مگاوات در ساعت را در فصول مختلف سال به خوبی پوشش می‌دهند.

نمودار ۱- منحنی تداوم بار ایران در سال ۱۳۹۵

ماخذ: یافته‌های پژوهش

سه سناریوی بالا هر یک برای چهار مقدار بار (H1, H7, H11, H16) اجرا شده و نتایج با یکدیگر مقایسه می‌شوند. از آنجا که در این مدل، نیروگاه‌ها در طول زمان از اطلاعات موجود در بازار برای بهبود عملکردشان استفاده می‌کنند، عامل یادگیری نیز در مدل طراحی شده است. یادگیری نیروگاه‌ها به صورت تکرار برنامه به دفعات بسیار زیاد قابل اجرا است. در این پژوهش، هر سناریو برای هر زمان بار به تعداد ۱۰۰ هزار بار تکرار شده ا ست و نتایج مراحل آخر یادگیری به عنوان نقطه تعادل گزارش می شوند. با توجه به حجم زیاد و پیچیدگی‌های برنامه و همچنین تعداد بسیار تکرار در آن، اجرای هر سناریو به زمان به نسبت زیادی نیاز دارد که با رایانه ASUS-UX310U به صورت متوسط ۲/۵ ساعت بوده است.

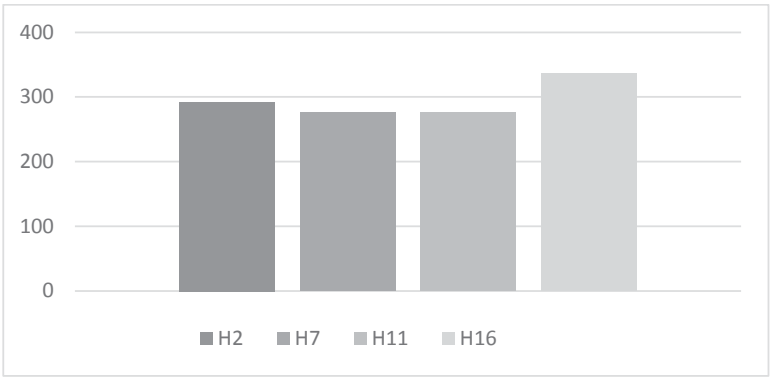
٤-۱- سناریوی پایه

سناریوی پایه براساس وضعیت موجود بازار برق ایران در چارچوب مدل مبتنی بر عامل

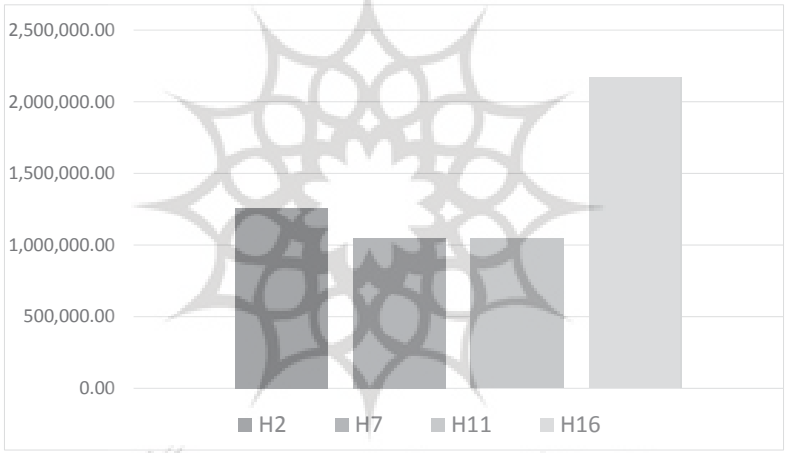
طراحی شـده اسـت. در این سـناریو، مدیریت شـبکه، تقاضـای کل را برآورد کرده و به نیروگاه‌ها اعلام می‌کند. بنابراین، تقاضـای کل برق در این مدل به صـورت برون‌زا تعیین می شود. البته تقا ضای برآورد شده شامل یک فا صله اطمینانی ا ست که به عنوان رعایت احتیاط در نظر گرفته می‌شـود. نیروگاه‌ها یک روز قبل، برنامه تولید و قیمت خود را به مدیریت شبکه اعلام می‌کنند. مدیریت شبکه پیشنهادات رسیده شده را در چارچوب یک برنامه بهینه یابی با هدف حداقل کردن هزینه کل و رعایت محدودیت‌های فنی ارزیابی کرده و در ساعت ۲۴ برنامه عرضه را برای روز بعد اعلام می‌کند. نیروگاه‌هایی که پیشنهاد تولیدشـان قبول شـده اسـت، تولید خود را با قیمتی که اعلام کرده‌اند، انجام خواهند داد و نیروگاه‌هایی که پیشنهاداتشان موردقبول قرار نگرفته است، مبلغی به عنوان حق آمادگی که کمتر از میزان دریافتی در صورت مشارکت در تولید شان ا ست، دریافت خواهند کرد. در سـناریوی پایه، مبنای پرداخت به نیروگاه‌ها، قیمت‌های پیشـنهادی(PAB) آن‌ها اسـت. مدیریت شـبکه سـقف قیمتی از قبل تعیین و اعلام می‌کند و نیروگاه ها معمولا برای برنده‌شدن در برنامه تولید قیمتی پایین‌تر از سقف پیشنهاد می‌کنند.

نتایج سـناریوی پایه در نمودار (۲) نشـان می‌دهد که قیمت برق به ازای هرکیلووات ساعت در بارH2 برابر با ۲۹۲/۴۵ ریال، درH7 و H11 برابر با ۲۷۶ ریال و در H16 برابر با ۳۳۷/۱۷ریال ا ست که به قیمت‌های واقعی در سه ماهه اول ۱۳۹۶ نزدیک هستند. طبق آمار مدیریت شـبکه، میانگین قیمت‌ها در روز ۴ خرداد ۱۳۹۶ برای بار سـاعت ۲ صـبح برابر با ۳۱۵ ریال برای سـاعت ۷ صـبح ۲۸۲ ریال، سـاعت ۱۱ صـبح ۳۴۵ ریال و برای سـاعت ۴ بعدازظهر۳۴۴ ریال به ازای هرکیلووات ساعت بوده است.

پرتال جامع علوم انسانی



نمودار ۲-الف- قیمت‌های برق در سناریوی پایه (ریال/کیلووات ساعت)



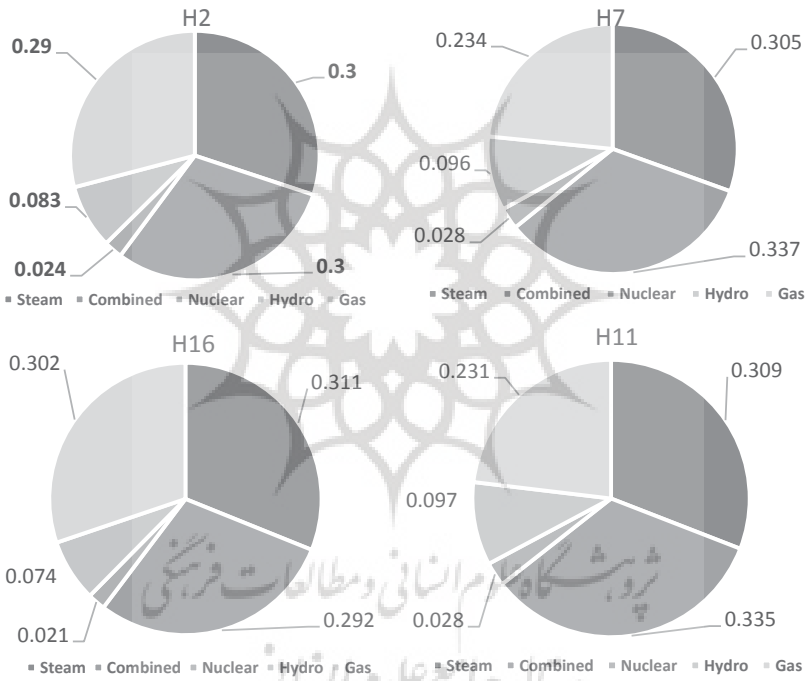
نمودار ۲-ب- عاید کل نیروگاه‌های در سناریوی پایه (ریال ساعت)

ماخذ: یافته‌های پژوهش

عایدی کل نیروگاه‌ها که برابر با درآمد فروش برق منطقه‌ای هزینه سوخت است، در نمودار (۲-ب) نشان داده شده است. طبق این نتایج، عایدی نیروگاه‌ها در ساعت بار H2 برابر با **۱۲۵۶۶۵۳** ریال به ازای هر کیلووات ساعت، حدود **۱۰۴۹۰۰۰** ریال برای H7 و H11 و **۲۱۷۰۴۹۶** ریال برای H16 خواهد بود. عایدی نیروگاه‌ها در ساعت بار H16 به علت بالاتر بودن قیمت در اوج بار بیشتر از عایدی در سایر زمان‌ها است. عایدی

نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نسبت به عایدی سایر نیروگاه‌ها بیشتر و پس از آن به ترتیب نیروگاه‌های بخار، گازی، آبی و هسته‌ای قرار دارند.

سهم نیروگاه‌های مختلف از بازار تولیدی برق روزانه در حالت‌های بار مختلف در نمودار (۴) نشان داده شده است. سهم نیروگاه‌های ترکیبی از کل تولید تقریبا یک سوم، بخاری ۳۰ درصد، گازی بین ۲۳ تا ۲۸ درصد، آبی بین ۰/۷ تا ۱ درصد و هسته‌ای بین ۰/۲ تا ۰/۳ درصد است.

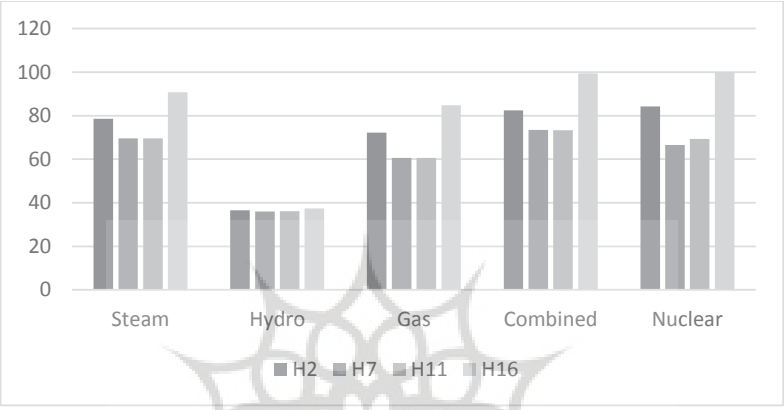


نمودار ٤- سهم نیروگاه‌ها در تولید کل روزانه در سناریوی پایه (درصد)

ماخذ: یافته‌های پژوهش

نمودار (۵) مقدار ظرفیت مورد استفاده نیروگاه‌ها را در سناریوی پایه نشان می‌دهد. به طور کلی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و هسته‌ای از بیشترین ظرفیت خود استفاده می‌کنند.

به طور مشخص‌تر، بیشترین عامل ظرفیت در ساعت ۲ (H2) مربوط به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و هسته‌ای در ساعت‌های ۷ و ۱۱ (H7, H11) به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخار و در ساعت ۱۶ (H16) به نیروگاه‌های هسته‌ای و سیکل ترکیبی تعلق دارد.



نمودار ۵- عامل ظرفیت نیروگاه‌ها در سناریوی پایه (درصد)

ماخذ: یافته‌های پژوهش

٤-۲- سناریوی تغییر مکانیزم تسویه بازار (MCP[1])

در سناریوی پایه، نیروگاه‌هایی که در برنامه تولید روز بعد مشارکت می‌کنند، قیمت‌های پیشنهادی‌شان برای تولید یک روز مبنای محاسبه فروش و درآمد آن‌ها قرار می‌گیرد. به عبارت دیگر، برای محاسبه میزان درآمد هر نیروگاه، قیمت فروش برق (با توجه به پیشنهاد آن‌ها) متفاوت در نظر گرفته می‌شوند. در سناریوی جدید، مکانیزم محاسبه قیمت و عایدی نیروگاه‌ها در صورت مشارکت در تولید تغییر می‌کند به طوری که فرض می شود آخرین قیمت پیشنهادی پذیرفته شده، قیمت تسویه‌کننده بازار (MCP) بوده و مبنای قیمت برای همه نیروگاه‌های پیشنهاددهنده که برنده شده‌اند، قرار گیرد؛ یعنی به همه نیروگاه‌هایی که برنده شده‌اند، قیمت یکسان پرداخت می‌شود. در این حالت، بسیاری از نیروگاه‌هایی که

1- Market Clearning Price

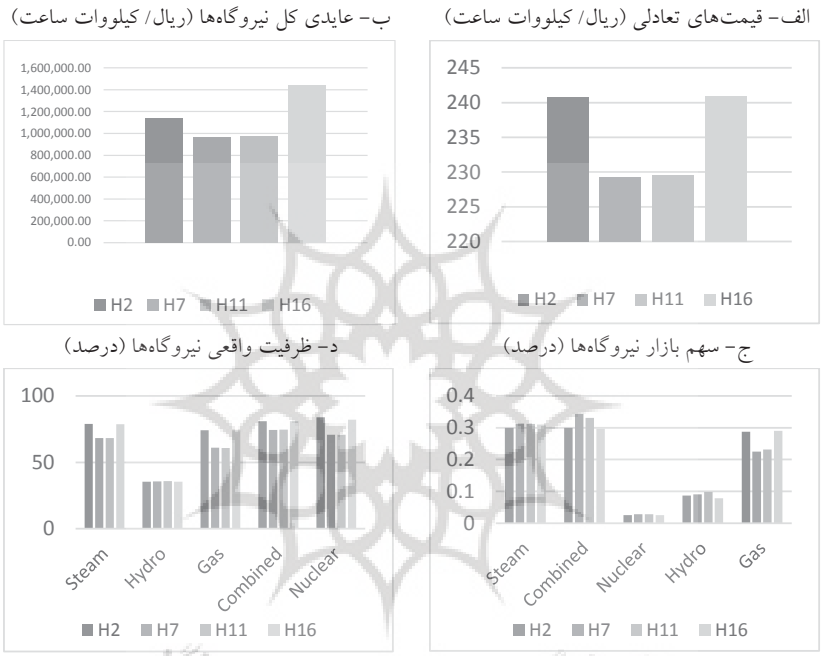
قیمت پیشنهادی آن‌ها پایین‌تر از قیمت تسویه‌کننده بازار است، کل مازاد تولیدکننده[1] را دریافت خواهند کرد. از آنجایی که در این حالت، نیروگاه‌هایی که کاراتر هستند، سود بیشتری به دست می‌آورند (زیرا مازاد تولیدکننده بیشتر و در نتیجه سود متغیر بیشتری دارند) و در بازار مانده و فعالیت می‌کنند. بنابراین، قیمت‌های پیشنهادی آن‌ها نسبت به سناریو پایه پایین‌تر خواهد بود. آثار اجرای سناریوی تغییر نحوه تسویه بازار بر شاخص‌های قیمت، عایدی، سهم بازار و عامل ظرفیت در زیر توضیح داده می‌شوند.

نمودار (۶) آثار اجرای سناریوی MCP را بر متغیرهای هدف نشان می‌دهد. نمودار (۶-الف) وضعیت قیمت‌های تعادلی برق را نشان می‌دهد که در آن قیمت‌ها در ساعت ۲ و ۱۶ برابر با ۲۴۱ ریال به ازای هر کیلووات ساعت و در ساعت‌های ۷ و ۱۱ برابر با ۲۲۹ ریال است. در مجموع، قیمت‌ها در این سناریو حدود ۲۶ در صد کم‌تر از قیمت‌ها در سناریوی پایه هستند. علت پایین بودن قیمت‌ها دراین سناریو نسبت به سناریوی پایه می‌تواند تغییر استراتژی پیشنهاد قیمت نیروگاه‌های کاراتر که هزینه نهایی کمتری نیز دارند، باشد. در سناریوی پایه با توجه به اینکه قیمت‌های پیشنهادی نیروگاه‌ها به آن‌ها پرداخت می‌شود، نیروگاه‌ها سعی در ارائه قیمت بالاتر -تا حدی که امکان انتخاب شدن را از دست ندهند- خواهند داشت. در سناریوی تغییر مکانیزم تسویه از آنجا که بالاترین قیمت پیشنهادی نیروگاهی که انتخاب شده است، مبنای تسویه با همه نیروگاه‌ها قرار می‌گیرد، نیروگاه‌های کاراتر قیمت‌های پایین‌تری متناسب با هزینه نهایی‌شان پیشنهاد خواهند داد، زیرا قیمت‌های بالاتری که توسط نیروگاه‌های با هزینه‌های نهایی بیشتر پیشنهاد می‌شود برای آن‌ها نیز درنظر گرفته خواهد شد. بنابراین، در مجموع انتظار می‌رود سطح قیمت‌ها در این سناریو نسبت به سناریوی پایه پایین‌تر باشد.

نمودار (۶-ب) وضعیت عایدی نیروگاه‌ها با توجه به قیمت‌های تعادلی در ساعت‌های بار مختلف را نشان می‌دهد. عایدی نیروگاه‌ها در این سناریو بین ۹۶۸ هزار ریال در ساعت بار H2 و ۱۴۳۹ هزار ریال در ساعت بار H16 در نوسان است که در مجموع نسبت به

1- Producer Surplus

عایدی نیروگاه‌ها در سناریوی پایه -به ویژه در حالت H16- کمتر است. به دلیل اینکه در این حالت نسبت به سناریو پایه، قیمت فروش کاهش یافته، اما هزینه‌ها تغییر نکرده است؛ در مجموع از درآمد و رفاه تولیدکننده کاسته شده و به رفاه مصرف‌کننده به علت خرید ارزان‌تر برق اضافه شده است.



نمودار ٦- آثار اجرای سناریوی MCP بر متغیرهای هدف

ماخذ: یافته‌های پژوهش

سهم بازار نیروگاه‌های مشارکت‌کننده در تولید برق در سناریوی MCP در نمودار (۶-ج) نشان داده شده‌اند. بیشترین سهم بازار در این سناریو به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و بخار(۳۰ تا ۳۵ درصد)، و سپس به نیروگاه‌های گازی (۲۲ تا ۲۹ درصد)، آبی (۸ تا ۱۰درصد) و هسته‌ای (حدود ۲ درصد) اختصاص دارد.

نمودار (۶-د)، عامل ظرفیت در سناریوی MCP را نشان می‌دهد. بیشترین عامل

ظرفیت مربوط به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، بخاری و هسته‌ای با ظرفیت حدود ۸۰ در صد در ساعات اوج بار (H2, H16) و حدود ۷۰ در صد در ساعات ۷ و ۱۱ است. نیروگاه‌های گازی ظرفیتی بین ۶۰ تا ۷۵ در صد و نیروگاه‌های آبی حدود ۳۵ در صد را نشان می‌دهند. در مجموع، عامل‌های ظرفیت در سناریوی MCP تفاوت چندانی با آن‌ها در سناریوی پایه ندارند.

٤-۳- سناریوی حذف یارانه سوخت

بیش از ۹۵ در صد برق کشور از نیروگاه‌های حرارتی که از سوخت‌های گاز طبیعی و مایع (نفت کوره و گازوئیل) استفاده می‌کنند، تولید می‌شود. مصرف سوخت مایع علاوه بر ایجاد آلودگی‌های زیست محیطی -با توجه به وجود بازارهای صادراتی- هزینه فرصت بالایی نیز به همراه دارد. در سال‌های اخیر، در پی اعمال سیاست‌های اتخاذ شده به منظور کاهش مصرف سوخت مایع و افزایش مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌ها، مصرف سوخت مایع طی سال‌های ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۶ از ۴۸ درصد به زیر ۱۰ درصد رسیده و مصرف گاز طبیعی از ۵۲ درصد به بیش از ۹۰ درصد رسیده است (ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۶).

در حال حاضر، نیروگاه‌های حرارتی کشور سوخت خود را به صورت تهاتری و در مقابل تحویل برق از وزارت نیرو و نفت تهیه می‌کنند[1]. با توجه به اینکه هزینه سوخت از مهم‌ترین اقلام هزینه‌های نیروگاه‌ها به شمار می‌رود، این روش معامله برای تهیه سوخت، تاثیر منفی بر انگیزه‌های افزایش بازدهی نیروگاه‌ها دارد. به عبارت دیگر، در روش تهاتری سوخت با برق، نیروگاه‌ها انگیزه چندانی برای صرفه‌جویی در سوخت و افزایش کارایی تولید ندارند، زیرا آن‌ها با توجه به فناوری مورد استفاده و بازدهی موجودشان در مقابل سوخت دریافتی، میزان برق مشخصی ارائه می‌دهند. مقایسه بازدهی نیروگاه‌های حرارتی در ایران و سایر کشورها نیز اهمیت این مساله را بیشتر نشان می‌دهد. بازدهی نیروگاه‌های

۱- هر چند قیمت‌های گاز طبیعی وبرق تحویلی در معامله مشخص می‌شوند، اما این قیمت‌ها تنها در صورت حساب‌های مالی منعکس شده و در واقع هیچ‌گاه مبلغی بابت هزینه سوخت و یا برق تحویلی معادل آن رد و بدل نمی‌شود.

گازی در ایران در حال حاضر حدود ۳۵ درصد است که نسبت به بازدهی نیروگاه‌های گازی در کشورهای انگلستان، هند، کره جنوبی، ژاپن، آمریکا و دانمارک (حدود ۵۰ درصد) بسیار پایین‌تر است.

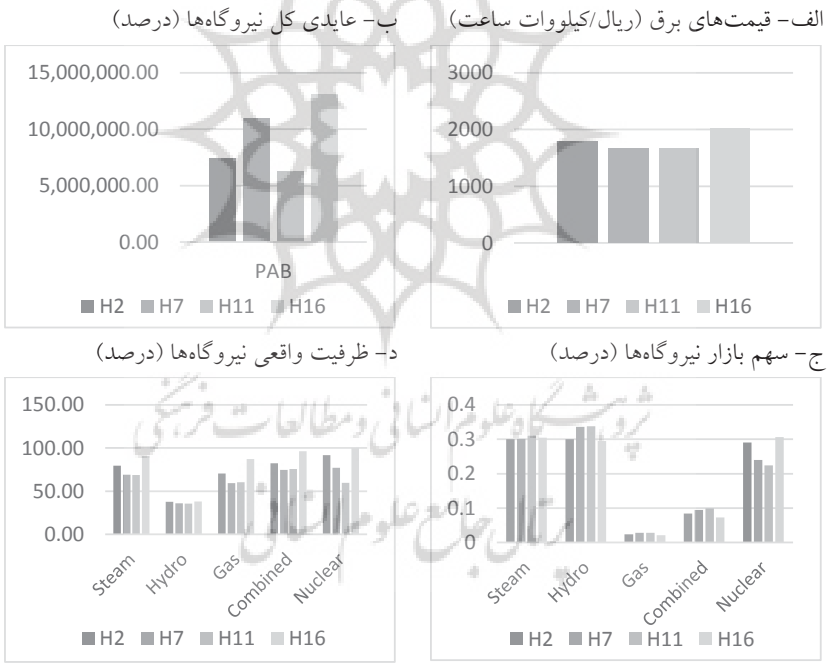
یکی از روش‌های موثر در ایجاد انگیزه برای بهبود کارایی نیروگاه‌ها و صرفه‌جویی در مصرف سوخت کشور و درنتیجه کاهش آلودگی‌ها و بهبود محیط‌زیست آزادسازی قیمت سوخت نیروگاه‌ها است. آزادسازی قیمت سوخت نیروگاه‌ها همچنین به شفافیت انجام معاملات در بازار برق کمک خواهد کرد. به طورطبیعی، لازمه پیاده کردن سیاست آزادسازی سوخت به عنوان نهاده اصلی تولید، آزادسازی قیمت برق به عنوان محصول تولید شده خواهد بود. بنابراین، نیروگاه‌ها سوخت را به قیمت بازار تهیه کرده و برق را نیز با قیمت‌های متناسب با هزینه‌های تمام شده و نرخ بازگشت سرمایه‌شان عرضه خواهند کرد. در این بخش نتایج پیاده کردن سناریوی آزادسازی سوخت از طریق شبیه‌سازی مدل نشان داده می‌شود. برای تعدیل قیمت سوخت، فرض می‌شود که با توجه به سهم قابل توجه گاز طبیعی در سوخت نیروگاه‌ها، قیمت گاز طبیعی تحویلی به نیروگاه‌ها از ۷۰۰ ریال به ازای هرمترمکعب گاز طبیعی به ۳۸۰۰ ریال، یعنی ۵ برابر، افزایش یابد. باید توجه داشت که قیمت جدید بر مبنای قیمت گاز تحویلی به صنایع پتروشیمی است و هنوز با قیمت‌های منطقه ای در بازارهای صادراتی فاصله دارد.

نمودار (۷-الف) اثر افزایش قیمت گاز طبیعی بر قیمت برق را نشان می‌دهد. قیمت برق در این سناریو بین ۱۶۶۰ ریال هر کیلووات ساعت و ۲۰۲۴ ریال هر کیلووات ساعت در ساعت‌های مختلف بار است. بنابراین، قیمت‌های برق در این سناریو نسبت به سناریوی پایه ۶ برابر خواهد شد.

طبق نمودار (۷-ب) عایدی نیروگاه‌ها در این سناریو بین ۶۲۱۸ هزار ریال و ۱۳۰۶۴ هزار ریال متناسب با ساعت بار خواهد بود که حدود ۶ برابر عایدی در سناریوی پایه است.

نمودار (۷- ج) ترکیب نیروگاه‌های تولید برق در سناریوی حذف یارانه سوخت را نشان می‌دهد. انتظار می‌رود افزایش قیمت سوخت، شرایط رقابتی را به ضرر نیروگاه‌های

حرارتی و به نفع نیروگاه‌های غیرحرارتی تغییر داده و به دنبال آن سهم بازارآن‌ها نیز تغییر یابد، اما همان طور که مشخص است در این سناریو، سهم نیروگاه‌ها در تولید برق نسبت به سناریوی پایه تغییر چندانی نکرده است. علت یکسان بودن سهم بازار در سناریوهای پایه و افزایش قیمت سوخت می‌تواند نا شی از این واقعیت با شد که در حال حا ضر، نیروگاه‌های غیرحرارتی نیز مانند نیروگاه‌های حرارتی، هزینه فر صتی معادل میانگین هزینه متغیر متو سط نیرو گاه‌های حرارتی در دفاتر مالی‌شان منظور می‌شود. به عبارت دیگر، از نظر هزینه سوخت در نحوه محاسبه عایدی (درآمد فروش منطقه‌ای هزینه سوخت)، تفاوتی بین نیروگاه‌های حرارتی و غیرحرارتی وجود ندارد درنتیجه، هرگونه تغییری در هزینه سوخت، تغییری در عایدی نیروگاه‌ها ایجاد کرده و سهم بازار را تغییر نخواهد داد.



نمودار ۷- آثار اجرای سناریوی حذف یارانه سوخت بر متغیرهای هدف

ماخذ: یافته‌های پژوهش

نمودار (۷-د) عامل ظرفیت در سناریوی حذف یارانه سوخت را نشان می‌دهد. در این سناریو، نیروگاه‌های بخاری، سیکل ترکیبی و هسته ای با ظرفیت نسبتا بیشتری و نیروگاه های گازی با ظرفیت کمتری نسبت به عامل ظرفیت در سناریوی پایه تولید می‌کنند.

۵- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مطالعه از یک مدل مبتنی بر عامل برای شبیه سازی بازار عمده‌فروشی رقابتی برق ایران برای بررسی آثار سناریوهایی که در راستای رقابتی و کارا کردن بازار است، استفاده شده است. در مدل طراحی شده، ۱۶ شرکت برق منطقه‌ای، ۱۰۵ نیروگاه و ۴۰۰ مولد با نظارت مدیریت شبکه در بازار یک روز قبل فعالیت دارند که برق موردنیاز کشور را تولید می‌کنند. سناریوهای اجرا شده شامل سه سناریوی پایه (وضع موجود)، سناریوی سیاست پرداخت بر مبنای قیمت تسویه‌کننده بازار (MCP) به جای پرداخت بر مبنای پیشنهاد (PAB) و سناریوی حذف یارانه سوخت هستند که آثار آن‌ها بر قیمت برق، عایدی نیروگاه‌ها، ظرفیت مولد نیروگاه‌های مختلف و سهم آن‌ها از بازار برق ارزیابی می‌شوند. نتایج شبیه‌سازی به سیاست‌گذاران امکان می‌دهد تا بتوانند بدون متحمل شدن هزینه اجرای عملی آن‌ها، پیش‌بینی‌های لازم را در راستای کاهش آثار منفی احتمالی این سیاست‌ها داشته باشند.

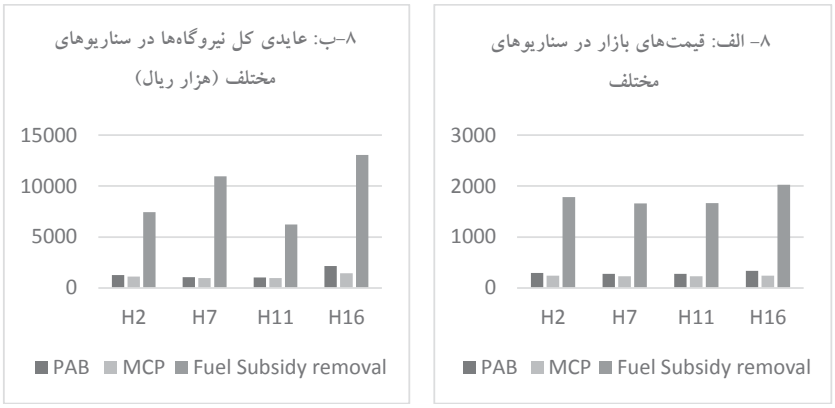
آثار اجرای سناریوها در چهار ساعت بار(H2, H7, H11, H16) که تقریبا ۷۰ درصد وضعیت بار در طول سال را پوشش می‌دهد، بررسی شده است. به منظور پیاده‌سازی فرایند یادگیری عامل‌ها، هر سناریو در هر ساعت بار به تعداد ۱۰۰۰۰ مرتبه تکرار شده و میانگین ۱۰۰۰ مشاهده انتهایی که در آن‌ها مشاهدات به نسبت کامل همگرا شده‌اند به عنوان نتایج تعادلی بازار درنظر گرفته می‌شود.

نمودار (۸-الف) قیمت‌های تعادلی برق در سه سناریو را نشان می‌دهد. همانگونه که از شکل مشخص است، قیمت‌های برق در ساعت اوج بار H16 بیشتر از سایر زمان‌ها است که به دلیل ورود نیروگاه‌های با هزینه نهایی بیشتر به شبکه است. همچنین قیمت‌ها در سناریوی

تغییر مکانیزم تسویه کمتر و در سناریوی حذف یارانه سوخت بیشتر از قیمت‌های سناریوی پایه هستند. در سناریوی تغییر مکانیزم تسویه، نیروگاه‌های با راندمان بالاترو هزینه نهایی کم‌تر انگیزهای برای ارائه پیشنهاد قیمت بالا ندارند؛ زیرا مطمئن هستند که قیمت‌های بالایی که توسط نیروگاه‌های باراندمان پایین پیشنهاد می‌شوند به آن‌ها نیز پرداخت خواهد شد. بنابراین، سطح قیمت‌های نهایی در این سناریو تا حدودی کمتر از قیمت‌های سناریوی پایه است. قیمت‌ها در سناریوی حذف یارانه سوخت به علت افزایش قابل توجه هزینه‌های تولیدکنندگان نسبت به سناریوی پایه افزایش یافته است. اما از آنجایی که در سناریوی حذف یارانه سوخت، قیمت سوخت بیش از ۶ برابر می‌شود، قیمت تعادلی برق نیز به تبع آن افزایش شدیدی می‌یابد که این موضوع آثار رفاهی منفی زیادی بر مصرف‌کنندگان خواهد شد. بنابراین، به نظر می‌رسد برای کاهش آثار واقعی کردن قیمت سوخت، ابتدا سیاست تسویه حساب براساس قیمت تسویه‌کننده بازار انجام شود تا قیمت برق کاهش یابد و در ادامه به‌تدریج و به صورت مرحله‌ای یارانه سوخت کاهش یابد تا افزایش قیمت برق ناشی از آن تا حدی به خاطر اجرای سناریوی MCP تقلیل یابد.

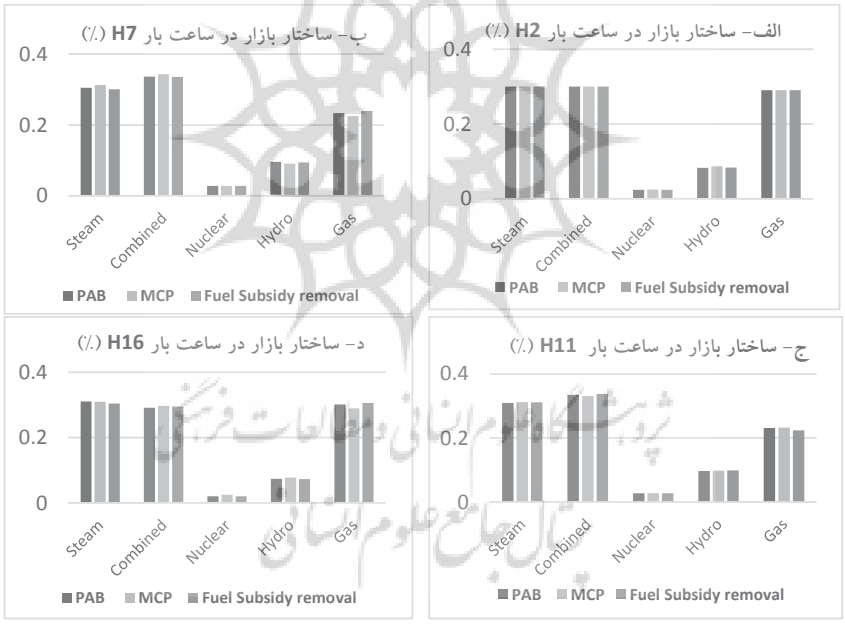
نمودار (۸-ب) عایدی کل نیروگاه‌ها در سه سناریو را نشان می‌دهد. با توجه به افزایش قیمت در سناریوی افزایش قیمت سوخت عایدی نیروگاه‌ها در این سناریو افزایش می‌یابد، اما در سناریو MCP به دلیل کاهش قیمت برق، عایدی نیروگاه‌ها کاهش می‌یابد.

نمودارهای (۹- الف) تا (۹-د)، ترکیب نیروگاه‌های تولید برق در سه سناریو در ساعت‌های بار مختلف را نشان می‌دهند. سهم بازار در سناریوی تغییر مکانیزم تسویه بازار و حتی افزایش قیمت سوخت تغییر زیادی نمی‌کند؛ تغییر نکردن سهم بازار در سناریوی حذف یارانه سوخت می‌تواند به دلیل نحوه محاسبه پرداخت‌ها به نیروگاه‌های آبی و هسته‌ای باشد که طبق آن، هزینه فرصتی معادل میانگین هزینه متغیر متوسط نیروگاه‌های حرارتی برای آن‌ها در نظر گرفته می‌شود، اما در سناریو تغییر مکانیزم بازار سهم نیروگاه‌های آبی اندکی افزایش یافته است که به علت کاراتر بودن این نیروگاه‌ها است.



نمودار ۸- قیمت‌های بازاری و عایدی کل نیروگاه‌ها در سناریوهای مختلف

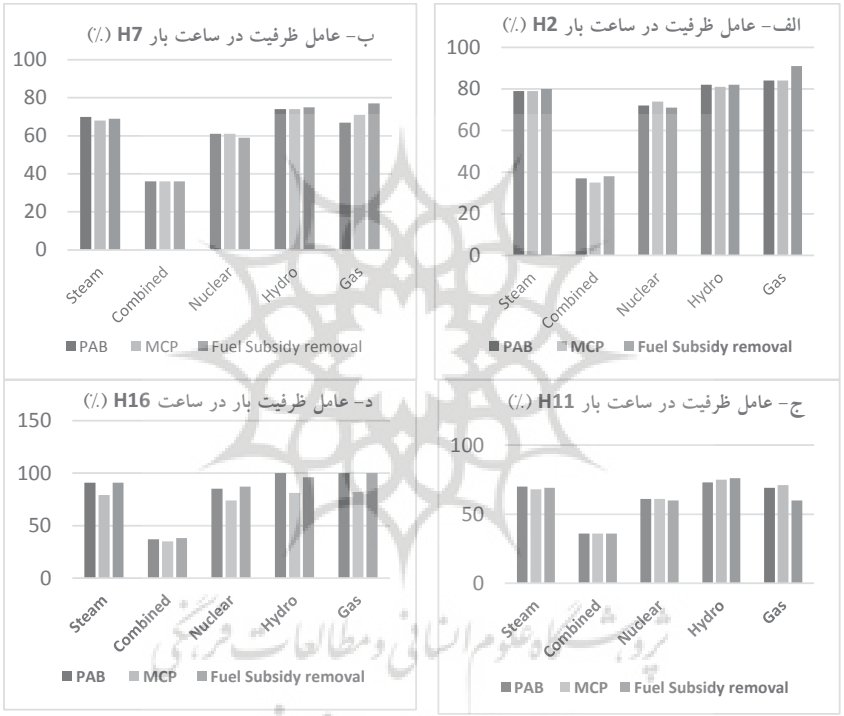
ماخذ: یافته‌های پژوهش



نمودار ۹- ترکیب نیروگاه‌های تولید برق در سناریوهای مختلف در ساعت بار مختلف

ماخذ: یافته‌های پژوهش

نمودارهای (۱۰-الف) تا (۱۰-د) عامل ظرفیت نیروگاه‌ها در سه سناریو در ساعت بارهای مختلف را نشان می‌دهد. عامل ظرفیت نیروگاه‌ها که نشانگر میزان استفاده از ظرفیت آن‌ها در برنامه تولیدی‌شان است نیز در سناریوهای گوناگون متفاوت خواهد بود. طبق انتظار، نیروگاه‌های آبی و هسته‌ای در صد بیشتری از ظرفیت شان را در سناریوهای حذف یارانه سوخت و در ساعات اوج بار به‌کار می‌گیرند.



نمودار ۱۰- عامل ظرفیت در سناریوهای مختلف در ساعات بار مختلف (درصد)

ماخذ: یافته‌های پژوهش

نکته‌ای که در نهایت باید به آن اشاره کرد آن است که رقابتی کردن بازار برق نیاز به شرایط اولیه و سیاست‌گذاری‌های خاص دارد که بدون رعایت آن‌ها ممکن است نتایج

غیرمطلوبی به بار آورد. برخی الزامات نهادی و سیاستی به عنوان پیش‌زمینه رقابتی کردن بازار برق عبارتند از:

۱- قوانین و تنظیم مقررات: با توجه به ویژگی‌های بازار برق که قبلا به آن‌ها اشاره شده است، ایجاد بازار رقابتی در این بخش نیاز به قوانین و مقررات ویژه‌ای دارد که سلامت و شفافیت و در نتیجه کارایی این بازارها را تامین کند. در واقع، نقش نهادهای قانون‌گذاری و دولت به عنوان تنظیم‌کننده و ناظر بر بازار حتی در بازارهای رقابتی نیز از اهمیت زیادی برخوردار است. از جمله قوانین مهم در این بخش عبارتند از: قانون حمایت از مالکیت فردی، قوانین موثر حمایت از قراردادها، قوانین مربوط به مدیریت شبکه در راستای افزایش شفافیت و کارایی، قوانین ضد انحصار.

۲- مکانیزم تامین سوخت نیروگاه‌ها: در حال حاضر هزینه اصلی نیروگاه‌های حرارتی که مربوط به سوخت مورد استفاده آن‌ها است به صورت تهاتری از جانب وزارت‌خانه‌های نیرو و نفت تامین می‌شود که مغایر با شرایط رقابتی و تخصیص بهینه منابع در بازار است. این اقدام، تصمیم‌گیری بهینه نیروگاه‌ها را در مورد میزان و نحوه به‌کارگیری سوخت و انگیزه کافی نیروگاه‌ها برای پیشرفت فناوری و صرفه‌جویی در سوخت، محدود کرده است. بنابراین، برای رقابتی کردن بازار برق ایران، آزادسازی قیمت‌های نهاده‌ها و برق تولیدی ضروری است. با توجه به نتایج کمی این پژوهش، آزاد کردن قیمت سوخت نیروگاه‌ها و قیمت برق تحویلی، فواید زیر را به دنبال خواهد داشت:

اول، با توجه به اینکه هرگونه صرفه‌جویی در مصرف سوخت منجر به افزایش سود بنگاه‌ها خواهد شد، انگیزه لازم برای افزایش راندمان نیروگاه‌ها به وجود خواهد آمد.

دوم، نیروگاه‌های حرارتی قدیمی که بازدهی بسیار کمی دارند، قادر به ادامه حیات در بازار رقابتی نبوده به نفع نیروگاه‌های نو با فناوری و بازدهی زیاداز بازار کنار خواهند رفت.

سوم، افزایش قیمت سوخت به معنی افزایش درآمد وزارت نفت و افزایش قیمت برق به معنی افزایش درآمد وزارت نیرو خواهد بود. با توجه به اینکه هزینه سوخت، بخش اصلی هزینه تولید برق را تشکیل می‌دهد، افزایش درآمد و هزینه دو وزارت‌خانه متعادل بوده و

می‌توانند همدیگر را خنثی کنند.

چهارم، در صورت افزایش راندمان نیروگاه ها، میزان مصرف سوخت آن‌ها کاهش یافته و امکان کسب درآمد بیشتر از محل صادرات منابع سوختی فراهم خواهد شد.

۳- بازارهای مالی: بازارهای مالی می‌توانند در شفاف‌سازی معاملات و قیمت‌ها، کاهش هزینه‌های مبادلاتی و همچنین تامین سرمایه نیروگاه‌ها موثر باشند. بازارهای مالی همچنین می‌توانند در جهت تامین نهاده‌ها و فروش برق نیروگاه‌ها در یک محیط رقابتی سالم در خدمت صنعت برق قرار گیرند. نیروگاه‌ها می‌توانند سوخت موردنیاز خود را از بازار بورس کالا تهیه کنند. همچنین فروش برق می‌تواند در بازار بورس با استفاده از قراردادهای مختلف مالی دوجانبه معامله شود. در حال حاضر، فروش برق در بازار بورس انرژی به مقدار محدودی انجام می‌شود، اما با آزادسازی بازار، قابلیت توسعه بسیار بیشتری دارد. سهام نیروگاه‌ها به عنوان بنگاه‌های تولیدی می‌تواند در بازار بورس عرضه و معامله شود. ایجاد صندوق سرمایه‌گذاری پروژه برای تامین مالی پروژه‌های نیروگاه‌ها نیز مفید خواهد بود.

۴ - توسعه ظرفیت: توسعه ظرفیت تولید برق یکی از ضروریات صنعت برق برای پاسخگویی به نیازهای روزافزون کشورها است. با این وجود ایجاد بازار رقابتی برق با اینکه منافع فراوانی دارد، اما در ساختار بازار رقابتی، نیروگاه‌ها تنها با هدف حداکثرکردن سود در دوره فعالیت شان تولید می‌کنند و لزوما دغدغه ظرفیت‌سازی برای تامین نیاز آینده را ندارند. ایجاد ظرفیت‌های جدید نیاز به تامین سرمایه‌های زیاد در ابتدای پروژه‌ها دارد که ممکن است در توان یا تمایل بخش خصوصی با توجه به زمان بازگشت سرمایه به نسبت طولانی نباشد. بنابراین، در این مورد، استفاده از روش‌های دیگر مانند مشارکت بخش خصوصی و دولتی یا استفاده از بازارهای موازی برای ایجاد ظرفیت، لازم به نظر می‌رسد. با توجه به حساسیت زیاد ایجاد ظرفیت‌های جدید و چالش‌هایی که بازارهای رقابتی برای تامین چنین ظرفیت‌هایی با آن‌ها روبه‌رو هستند، مکانیزم‌های بهینه ایجاد ظرفیت هنوز به عنوان یکی از موضوعات مورد بحث و تجربه در کشورهای مختلف مطرح هستند.

با توجه به تجربه به نسبت موفق طرح‌های مشارکت دولت-بازار به نظر می‌رسد که اجرای چنین الگویی در بازار برق، حداقل در مراحل ابتدایی تغییرساختاربازار به ویژه در کشورهایی که نهادهای قوی برای حمایت از ساختار بازار ندارند، مناسب باشد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

منابع

اصغری اسکویی، محمدرضا، فلاحی، فرهاد، دوستی‌زاده، میثم و مشیری، سعید (۱۳۹۷). کاربرد یادگیری تقویتی در یک مدل سازی عامل محور برای بازار عمده‌فروشی برق ایران. *فصلنامه پژوهش‌های اقتصاد انرژی ایران*. شماره ۲۵. صفحه ۴۰-۱.

ترازنامه انرژی (سال‌های مختلف). وزارت نیرو.

فلاحی، فرهاد (۱۳۹۲). بهینه‌سازی برنامه‌ریزی آرایش تولید واحدها براساس اولویت قیمت‌های پذیرفته شده بازار با لحاظ محدودیت‌های بارگذاری شبکه انتقال با روش‌های جدید. گروه پژوهشی اقتصاد و مدیریت برق. پژوهشگاه نیرو.

مروت، حبیب (۱۳۹۶). مروری بر اقتصاد محاسباتی مبتنی بر عامل. *سیاست‌گذاری پیشرفت اقتصادی*. شماره ۱۵.صفحه ۸۱- ۱۲۵.

مزدآور، سیدعلیرضا، قراگوزلو، حبیب و اکبری فرود، اصغر (۱۳۹۳). تاثیر مدلسازی پرداخت هزینه روشن و خاموش شدن واحدهای نیروگاهی در استراتژی قیمت دهی آنها در بازار برق ایران. کنفرانس بین المللی برق. پژوهشگاه نیرو.

مشیری، سعید، مروت، حبیب و نصیری، عباس (۱۳۹۷). بررسی تاثیر افزایش قیمت سوخت بر قیمت برق با استفاده از مدل‌سازی عامل بنیان بازار برق. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*. سال چهاردهم. شماره ۵۶. ۱-۳۴.

Bower, J., & Bunn, D. (2001). Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market. *Journal Of Economic Dynamics And Control*, 25 (3-4), 561-592.

Bower, J., Bunn, D. W., & Wattendrup, C. (2001). A model-based analysis of strategic consolidation in the German electricity industry. *Energy Policy*, 29 (12), 987-1005.

Browne, O., Poletti, S., & Young, D. (2015). How does market power affect the impact of large scale wind investment in'energy only'wholesale electricity markets?. *Energy Policy*, 87, 17-27.

Bublitz, A., Genoese, M., & Fichtner, W. (2014, May). An agent-based model of the German electricity market with short-time uncertainty factors. In *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)* (pp. 1-5). IEEE.

Cau, T. D. H., & Anderson, E. J. (2002, July). A co-evolutionary approach to modelling the behaviour of participants in competitive electricity markets. In *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting,* (Vol. 3, pp. 1534-1540). IEEE.

Epstein, J. M. (1999). Agent-based computational models and generative social science. *Complexity*, *4*(5), 41-60.

Erev, I., & Roth, A. E. (1998). Predicting how people play games: Reinforcement learning in experimental games with unique, mixed strategy equilibria. *American Economic Review*, 848-881.

Gallo, G. (2016, January). An integrated agent-based and production cost modeling framework for renewable energy studies. In 2016 49th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS) (pp. 2390-2399). IEEE.

Grigsby, L. L. (Ed.). (2001). *The electric power engineering handbook* (pp. 89-97). Boca Raton: CRC Press.

Kremers, E. A. (2013). *Modelling and simulation of electrical energy systems through a complex systems approach using agent-based models*. KIT scientific publishing.

Li, H., & Tesfatsion, L. (2009, July). The AMES wholesale power market test bed: A computational laboratory for research, teaching, and training. In 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting (pp. 1-8). IEEE.

Pisica, I., Axon, C. J., Hobson, P. R., Taylor, G. A., & Wallom, D. C. (2014, October). A multi-agent model for assessing electricity tariffs. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe* (pp. 1-6). IEEE.

Shahidehpour, M., Yamin, H., & Li, Z. (2003). *Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management*. John Wiley & Sons.

Tesfatsion, L. (2006). Agent-based computational economics: A constructive approach to economic theory. *Handbook of computational economics*, *2*, 831-880.

Wallace, S. W., & Fleten, S. E. (2003). Stochastic programming models in energy. *Handbooks in operations research and management science*, 10, 637-677.

Weidlich, A., & Veit, D. (2008). A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. *Energy Economics*, 30(4), 1728-1759.