استراتژی قیمت‌دهی امنیت‌مقید نیروگاه‌ها بر مبنای تجزیه‌وتحلیل ریسک در بازار انحصار چند جانبه

ایمان طاهری[1] مسعود رشیدی نژاد[2] علی بدری[3]

۱- دانش‌آموخته کارشناسی ارشد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شهید باهنر- کرمان- ایران
i.taheriemami@gmail.com
۲- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شهید باهنر- کرمان- ایران
mrashidi@uk.ac.ir
۳- استادیار- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه شهید رجایی - تهران- ایران
a_badri73@yahoo.com

چکیده: در این مقاله، قیمت‌دهی نیروگاه‌ها در بازار عمده‌فروشی برق با در نظر گرفتن شبکه‌ی انتقال و نیز با وجود نایقینی از استراتژی‌های قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه‌های رقیب تبیین شده است. بدلیل انحصار چند جانبه‌ی حاکم بر بازارهای تجدید ساختاریافته‌ی انرژی الکتریکی، برای مدل‌سازی رقابت نیروگاه‌ها از مدل اقتصادی تعادل تابع عرضه (SFE) استفاده شده است. در این رقابت هر نیروگاه در حالی بدنبال کسب سود بیشینه است که برنامه‌ریزی تولید و قیمت پرداختی به نیروگاه‌ها توسط بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) تعیین می‌شود. از اینرو در این مقاله، مسئله‌ی تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی یک نیروگاه دلخواه توسط برنامه‌ریزی دو لایه مدل شده است بطوریکه در لایه‌ی مشرف سود نیروگاه بیشینه شده و در لایه‌ی دیگر بهره‌بردار مستقل سیستم با هدف کمینه کردن پرداختی مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی توأم با بهره‌برداری ایمن از سیستم قدرت، بازار را تسویه می‌کند. علاوه بر این، از آنجائی که هر نیروگاه در مورد استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب با نایقینی مواجه است در این مقاله برنامه‌ریزی دولایه‌ی مذکور نوعی برنامه‌ریزی تصادفی تلقّی گردیده و بمنظور شبیه‌سازی مسئله‌ی برنامه‌ریزی تصادفی از روش مونت‌کارلو استفاده شده است. رقابت نیروگاه‌ها در حضور نایقینی، در قالب بازی با اطلاعات ناکامل مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین با سنجش معیار ارزش در معرض ریسک (VaR)، متناسب با میزان ریسک‌پذیری هر نیروگاه استراتژی قیمت‌دهی اتخاذ شده است. روش پیشنهاد شده بر روی یک شبکه‌ی ۳۰ باس IEEE شبیه‌سازی شده و نتایج حاصله نشان‌دهنده‌ی تأثیر قابل توجه میزان ریسک‌پذیری بر استراتژی قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط هر نیروگاه است.

کلمات کلیدی: بازار برق، قدرت بازار، استراتژی قیمت‌دهی، تعادل نش بیز ، مدیریت ریسک.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۱/۱۰/۱۶
تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۳/۰۲/۰۳
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۳/۰۸/۲۰
نام نویسنده‌ی مسئول: پروفسور مسعود رشیدی‌نژاد
نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران – کرمان – خیابان ۲۲ بهمن –دانشگاه شهید باهنر – دانشکده‌ی برق

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]

۱- مقدمه

از نخستین سال‌های عرضه‌ی انرژی الکتریکی، شرکت‌های انحصاری با ساختاری یکپارچه و عمودی تقاضای مصرف‌کنندگان را تأمین کرده و طی سال‌های متمادی این رویه به همین صورت ادامه داشته است تا آنکه از اوایل دهه‌ی هشتاد میلادی با هدف افزایش بهره‌وری در این صنعت، ساختار سنتی عرضه‌ی برق جای خود را به ساختاری رقابتی در بخش‌های تولید، انتقال و توزیع واگذار کرد. در نتیجه‌ی اعمال قوانین بازار در بخش تولید، در بازارهای تجدید ساختاریافته نیروگاه‌ها بدنبال بیشینه کردن سودی هستند که از دادوستد انرژی بدست می‌آورند [۱]. همچنین عواملی مانند محدود بودن تعداد نیروگاه‌های عرضه-کننده‌ی انرژی، پرشدگی و تلفات در خطوط شبکه‌ی انتقال موجب شده‌اند تا بازار برق رقابتی کامل نبوده و با انحصار چندجانبه مواجه باشد. در این شرایط اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی مناسب نقشی اساسی در میزان سود هر نیروگاه ایفا می‌کند. برای آنکه بتوان به بررسی مسئله‌ی استراتژی قیمت‌دهی پرداخت، ابتدا باید ساختار بازار را مشخص نمود [۲]. اگر ساختار تسویه‌ی بازار بر اساس یک سازوکار سازگار با انگیزه انجام شود بهره‌وری اقتصادی مطلوب محقق می‌شود [۳]. از اینرو در بازار برق از سازوکاری مبتنی بر تئوری حراج برای تسویه‌ی بازار استفاده می‌شود. همچنین پس از تعیین نیروگاه‌های برنده در حراج، به دو روش قیمت پرداختی به هر نیروگاه مشخص می‌شود. در روش نخست به همه‌ی نیروگاه‌های تولید کننده‌ی توان قیمت تسویه‌ی یکسان پرداخت می‌شود [۴]. در حالیکه در روش دیگر، قیمت‌گذاری بر اساس پرداخت مبتنی بر پیشنهاد فروش انجام می‌گردد [۵]. تئوری بازی غیر مشارکتی یکی از روش‌های مطرح شده برای تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه در بازار با انحصار چندجانبه است [۶]. در این روش فقدان اطلاعات کامل هر نیروگاه از اطلاعات بازار در قالب بازی با اطلاعات غیرکامل مطرح می‌شود [۴]. برای مدل‌سازی نایقینی نیروگاه‌ها از استراتژی‌های قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه‌های رقیب، می‌توان از تابع توزیع احتمال استفاده کرد [۷]. همچنین در [۸] نایقینی در بار مصرفی توسط منطق فازی مدل شده است. وجود عوامل غیر قطعی موجب می‌شود که نیروگاه‌ها برای تشکیل سازوکار پیشنهاد فروش با ریسک مواجه شوند. در [۹] با در نظر گرفتن عامل ریسک استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی هر نیروگاه تعیین شده است. همچنین [۱۰] با در نظر گرفتن حساسیت قیمت تقاضا اقدام به تشکیل پیشنهاد فروش کرده است.

در این مقاله استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی یک نیروگاه دلخواه حاضر در بازار تسهیلات اشتراکی توسط روش برنامه‌ریزی دو لایه مدل‌سازی شده است. در لایه‌ی مشرف برنامه‌ریزی دو لایه سود هر نیروگاه بیشینه می‌شود و در لایه‌ی دیگر آن، بهره‌بردار مستقل سیستم با هدف بیشینه‌سازی رفاه اجتماعی شرکت-کنندگان بازار و با توجه به الزام بهره‌برداری ایمن از سیستم قدرت، بازار را تسویه می‌کند. بدلیل ناکامل بودن اطلاعات هر نیروگاه از استراتژی‌های قیمت‌دهی رقبایش، در این مقاله مسئله‌ی برنامه‌ریزی دو لایه بصورت یک مسئله‌ی برنامه‌ریزی تصادفی مطرح شده و سپس با استفاده از روش مونت‌کارلو مسئله‌ی برنامه‌ریزی تصادفی مذکور شبیه‌سازی گردیده است. برای تعیین پاسخ مسئله‌ی برنامه‌ریزی دولایه از یک روش مبتنی بر تکرار استفاده شده که در آن گام هر تکرار متناسب با تابع حساسیت سود انتظاری تعیین می‌شود بطوریکه در صورت همگرایی یک تکرار به استراتژی قیمت‌دهی بهینه مقدار تابع حساسیت سود انتظاری صفر می‌گردد. همچنین در این مقاله، رقابت نیروگاه‌ها با یکدیگر در قالب بازی با اطلاعات ناکامل بررسی شده و بر اساس تئوری بازی برای تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه از مفهوم تعادل نش بیز استفاده شده است. فقدان اطلاعات کامل موجب می‌شود هر نیروگاه راجع به سود دریافتی‌اش با نایقینی مواجه باشد. از اینرو بر اساس میزان ریسک‌پذیری نیروگاه، ارزش در معرض ریسک (VaR) به عنوان حداقل سود مورد انتظار نیروگاه در یک استراتژی قیمت‌دهی مشخص معرفی شده و با اندازه‌گیری VaR استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه محاسبه گردیده است.

ساختار این مقاله به این ترتیب است که: در بخش ۲ مفروضات ارائه‌ی پیشنهاد فروش و تسویه‌ی بازار مطرح شده است. در بخش ۳ مسئله‌ی استراتژی قیمت‌دهی با وجود اطلاعات کامل از استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب فرمول‌بندی شده و روشی برای حل آن ارائه گردیده است. در قسمت نخست بخش ۴، مسئله‌ی تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی یک نیروگاه دلخواه با وجود نایقینی از استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب، بر اساس تئوری بازی با اطلاعات ناکامل مدل‌سازی شده و برای تعیین پاسخ بهینه‌ی آن مفهوم تعادل نش بیز بیان شده است. سپس در قسمت دوم بخش ۴، تأثیرات میزان ریسک-پذیری بر استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. بخش ۵ به مطالعات موردی و تجزیه‌وتحلیل نتایج و در بخش ۶ به نتیجه‌گیری پرداخته شده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.1 Spring 2016

۲- مفروضات مدل‌سازی بازار با انحصار چندجانبه

۲-۱- ارائه‌ی پیشنهاد فروش

با این فرض که تمامی نیروگاه‌های حاضر در بازار انرژی الکتریکی نیروگاه حرارتی هستند هزینه‌ی تولید نیروگاه j ام تابعی از مقدار توان تولیدی این نیروگاه است بطوریکه:

$$C_j(p_j) = a_j P_j^2 + b_j P_j + c_j \qquad (۱)$$

$C_j(P_j)$ معادل با هزینه‌ی تولید P_j مگاوات توان توسط نیروگاه j ام است. a_j، b_j، c_j ضرایب ثابت در تابع هزینه‌ی نیروگاه j ام هستند. هزینه‌ی حاشیه‌ای نیروگاه j ام عبارت است از:

$$MC_j = 2a_j P_j + b_j \qquad (۲)$$

MC_j مقدار هزینه‌ای است که نیروگاه j ام برای رساندن میزان تولیدش از P مگاوات به $P+1$ مگاوات متقبّل می‌شود. بدلیل ناکامل بودن رقابت در بازارهای تجدید ساختار یافته‌ی انرژی الکتریکی از مدل‌های انحصار چند جانبه برای مدل کردن رقابت میان نیروگاه‌ها استفاده می‌شود. بمنظور مدل کردن رقابت غیرکامل از مدل‌های اقتصادی مختلفی از جمله مدل برتراند، مدل کورنو، مدل SFE می‌توان استفاده کرد. در این مقاله از مدل SFE برای مدل کردن رقابت میان نیروگاه‌ها بهره گرفته شده است. در مدل SFE ساختار پیشنهاد فروش نیروگاه‌ها بر مبنای هزینه‌ی حاشیه‌ای تولید آنها تشکیل می‌شود. همچنین پیشنهاد فروش انتخابی نیروگاه‌ها یا بصورت بلوک‌های قیمت-مقدار و یا بصورت منحنی قیمت‌دهی پیوسته ارائه می‌شود. در این مقاله فرض شده نیروگاه j ام بمنظور شرکت‌کردن در حراج انرژی بر اساس منحنی عرضه‌ی پیوسته پیشنهاد فروشی نزد گرداننده‌ی بازار ثبت می‌کند که بصورت زیر است:

$$\rho_j = k_j MC_j = k_j(2a_j P_j + b_j) \qquad (۳)$$

مقدار k_j نشان‌دهنده‌ی استراتژی قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه j ام است و MC_j هزینه‌ی حاشیه‌ای این نیروگاه را نشان می‌دهد. در این صورت افزایش استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه j ام معادل با افزایش مقدار k_j است.

۲-۲- سازوکار تسویه‌ی بازار

در بازار تسهیلات اشتراکی بهره‌بردار مستقل سیستم بمنظور تأمین توان مورد تقاضا برای یک بازه‌ی زمانی یک‌ساعته، حراجی یک مرحله برگزار می‌کند که در آن نیروگاه‌ها بطور محرمانه پیشنهادهای فروش مورد نظرشان را نزد این نهاد ثبت می‌کنند. لازم به ذکر است که در مقاله‌ی حاضر تقاضا غیرحساس به قیمت فرض شده است. بهره‌بردار مستقل سیستم پس از دریافت پیشنهادهای فروش نیروگاه‌ها آنها را به ترتیب افزایش قیمت رتبه‌بندی کرده و با تخصیص تولید توان به ارزان‌ترین نیروگاه‌ها بازار را تسویه و پرداختی مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی را کمینه می‌کند. همچنین از آنجائی که نیروگاه‌ها از طریق شبکه-ی انتقال با مصرف‌کنندگان در ارتباط هستند بهره‌بردار مستقل سیستم با توجه به تلفات و پُرشدگی خطوط شبکه‌ی انتقال بازار را تسویه می‌کند. برای یک سیستم قدرت فرضی شامل n_l خط انتقال و n_b باس که n_g باس آن ژنراتوری هستند، سازوکار تسویه‌ی بازار در رابطه‌ی (۴) آمده است.

$$\begin{aligned}
&\text{Min} \sum_{i=1}^{n_g} \rho_i P_i \\
&\text{Subject to :} \\
&\text{AC PowerFlow Equations} \\
&F_{min\,l} \le F_l \le F_{max\,l}\,;\, l = 1,\ldots,n_l \\
&P_{min\,i} \le P_i \le P_{max\,i}\,;\, i = 1,\ldots,n_g \\
&Q_{min\,i} \le Q_i \le Q_{max\,i}\,;\, i = 1,\ldots,n_g \\
&v_{min\,i} \le v_i \le v_{max\,i}\,;\, i = 1,\ldots,n_b \\
&\theta_i^{ref} \le \theta_i \le \theta_i^{ref}\,;\, i = n_{ref.}
\end{aligned} \qquad (۴)$$

در رابطه‌ی(۴)، ρ_i قیمتی است که نیروگاه i ام در ازای عرضه‌ی P_i مگاوات ساعت انرژی پیشنهاد می‌دهد. F_l مقدار توان عبوری از خط l ام و F_{minl} و F_{maxl} حداقل و حداکثر توان عبوری از این خط می‌باشند. P_{mini} و P_{maxi} و Q_{mini} و Q_{maxi} به ترتیب حداقل و حداکثر توان اکتیو و راکتیوی را نشان می‌دهند که نیروگاه i ام قادر به تولید آن است. همچنین $v_{min\,i}$ و $v_{max\,i}$ حدود بالا و پائین محدوده‌ی مجاز ولتاژ باس‌ها را مشخص کرده و θ_i^{ref} زاویه‌ی باس مرجع را نشان می‌دهد. از آنجائی که تسویه‌ی بازار بر مبنای رابطه‌ی (۴) یک مسئله‌ی برنامه‌ریزی غیر خطی مقیّد است در این مقاله برای تعیین پاسخ بهینه‌ی آن (تسویه‌ی بازار و تعیین برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌ها) از تابع لاگرانژ استفاده شده است. لذا با بازنویسی رابطه‌ی (۴) بصورت رابطه‌ی (۵) داریم:

$$\begin{aligned}
&\min_x \; f(x) \\
&\text{Subject to :} \\
&g(x) = 0 \\
&h(x) \le 0 \\
&x_{min} \le x \le x_{max}
\end{aligned} \qquad (۵)$$

که در رابطه‌ی(۵)، بردار x عبارت است از:

$$x = [\theta \;\; v \;\; P \;\; Q]^T \qquad (۶)$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

بـردارهـای θ و v متشـکل از n_g درایـه و بردارهـای P و Q متشکل از n_b درایه می‌باشند. با تعبیه‌ی قیود مساوی و نامسـاوی رابطه‌ی(۵) در $G(x)$ و $H(x)$ داریم:

$$\begin{aligned} &\underset{x}{\text{Min}} \quad f(x) \\ &\text{Subject to :} \\ &G(x)=0 \\ &H(x)\le 0 \end{aligned} \qquad (۷)$$

با استفاده از تابع مانع و متغیرهای کمکی، قیـود نـامسـاوی موجود در رابطه‌ی(۷) (تعداد قیود نامساوی n_{ineq}) در رابطه‌ی(۸) به قیود تساوی تبدیل شده‌اند:

$$\begin{aligned} &\underset{x}{\text{Min}} \quad \left[f(x)-\gamma\sum_{m=1}^{n_{ineq}} \ln(z_m) \right] \\ &\text{Subject to :} \\ &G(x)=0 \\ &H(x)+z=0 \\ &z>0 \end{aligned} \qquad (۸)$$

در رابطه‌ی (۸)، γ پارامتر اغتشاش است که در صورت صـفر بودن آن، پاسخ بهینه‌ی مسئله‌ی (۷) و پاسخ بهینـه‌ی مسـئله‌ی (۸) یکسان می‌باشد. تابع لاگرانژ مسئله‌ی مطرح شده در رابطـه-ی(۸) به ازای یک مقدار دلخواه γ عبارت است از:

$$\begin{aligned} L^{\gamma}(x,z,\lambda,\mu) &= f(x)+\lambda^{T}G(x)+ \\ &\mu^{T}(H(x)+z)-\gamma\sum_{m=1}^{n_{ineq}}\ln(z_m) \end{aligned} \qquad (۹)$$

در رابطه‌ی(۹)، بمنظور کمینه کردن تابع لاگرانژ باید شرایط بهینگی مرتبه‌ی اول کاروش-کان-تاکر (K.K.T.) برآورده شـوند که در این صورت داریم:

$$\nabla L^{\gamma}=\begin{bmatrix} f_x^{T}+G_x^{T}\lambda+H_x^{T}\mu \\ [\mu]z-\gamma e \\ G(x) \\ H(x)+z \end{bmatrix}=0 \qquad (۱۰)$$

در این مقاله بمنظور حل همزمان معادلات تساوی رابطـه‌ی (۱۰) از روش نیوتن استفاده شده که در آن، گام بروز رسانی هـر تکرار بر اساس رابطه‌ی (۱۱) مشخص می‌شود:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial(\nabla L^{\gamma})}{\partial x} & \frac{\partial(\nabla L^{\gamma})}{\partial z} & \frac{\partial(\nabla L^{\gamma})}{\partial \lambda} & \frac{\partial(\nabla L^{\gamma})}{\partial \mu} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta z \\ \Delta\lambda \\ \Delta\mu \end{bmatrix} = -\nabla L^{\gamma}(x,z,\lambda,\mu) \qquad (۱۱)$$

که معادل است با:

$$\begin{bmatrix} L_{xx}^{\gamma} & 0 & G_x^{T} & H_x^{T} \\ 0 & [\mu] & 0 & [z] \\ G_x & 0 & 0 & 0 \\ H_x & I & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta z \\ \Delta\lambda \\ \Delta\mu \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} L_x^{\gamma T} \\ [\mu]z-\gamma e \\ G(x) \\ H(x)+z \end{bmatrix} \qquad (۱۲)$$

با بازنویسی رابطه‌ی (۱۲) داریم:

$$\Delta\mu=-\mu+[z]^{-1}(\gamma e-[\mu]\Delta z) \qquad (۱۳)$$

$$\Delta z=-H(x)-z-H_x\Delta x \qquad (۱۴)$$

$$\begin{bmatrix} M & G_x^{T} \\ G_x & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} N \\ G(x) \end{bmatrix} \qquad (۱۵)$$

بطوری‌که:

$$\begin{aligned} M &\equiv L_{xx}^{\gamma}+H_x^{T}[z]^{-1}[\mu]H_x \\ N &\equiv L_x^{\gamma T}+H_x^{T}[z]^{-1}(\gamma e+[\mu]H(x)) \end{aligned} \qquad (۱۶)$$

در این صورت با تعیین Δx و $\Delta\lambda$ از رابطه‌ی (۱۵) و سـپس تعیین Δz و $\Delta\mu$ از روابط (۱۳) و (۱۴)، گام بـروزرسـانی نیـوتن تعیین می‌شود. در این روش، در صورتی شرایط بهینگی مرتبـه‌ی اول رابطه‌ی (۷) ارضا می‌شـوند کـه در ضـمن انجـام تکرارهـای نیوتن مقدار پارامتر اغتشاش γ نیز به صفر همگـرا شـود. در ایـن مقاله برای بروزرسانی پارامتر اغتشاش γ از رابطه‌ی (۱۷) استفاده شده است:

$$\gamma^{new}=\sigma\frac{z^{T}\mu}{n_{ineq}} \qquad (۱۷)$$

در رابطه‌ی(۱۷)، σ مقداری ثابـت اسـت کـه در ایـن مقالـه مقدار آن ۰/۱ در نظر گرفته شده اسـت. در نتیجـه‌ی تسـویه‌ی بازار، برنامه‌ریزی تولید نیروگاه‌ها تعیین شده و به ازای تولید هـر مگـاوات سـاعت قیمتـی معـادل بـا هزینـه‌ی حاشـیه‌ای محلـی (LMP) به آنها پرداخت می‌شود. سودی که نیروگـاه j ام بـدلیل فروش انرژی در این بازار بدست می‌آورد عبارت است از:

$$R_j(k_j,k_{-j})=P_j*LMP_j-C_j(p_j) \qquad (۱۸)$$

در رابطه‌ی (۱۸)، k_j نشان‌دهنده‌ی استراتژی قیمـت-دهـــی نیروگـــاه j ام و $k_{-j}=(k_1;...;k_{j-1};k_{j+1};...;k_{n_g})$ نشان‌دهنده‌ی بردار استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگـاه‌هـای رقیب با نیروگاه j ام است. رابطـه‌ی (۱۸) بیـان مـی‌دارد در شرایطی که نیروگاه‌های حاضر در بازار پیشنهادهای فـروش k_j و k_{-j} را نزد بهره‌بردار مستقل سیستم ثبت کـرده‌انـد،

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]

پس از تسویه‌ی بازار توسط بهره‌بردار مستقل سیستم نیروگاه j ام موفق به فروش P_j مگاوات توان با قیمت $LMP_j(\$/MWh)$ شده است. همچنین $C_j(P_j)$ و $R_j(\$/h)$ به ترتیب هزینه‌ی تولید و سود حاصل از فروش P_j مگاوات توان را برای نیروگاه j ام نمایش می‌دهند.

۳- قیمت‌دهی بهینه امنیت‌مقید- اطلاعات کامل

۳-۱- بیشینه‌سازی سود نیروگاه

در بازارهای رقابتی کامل قیمت تسویه‌ی بازار متأثر از استراتژی قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه‌ها نیست و هر نیروگاه تنها از طریق تنظیم مقدار تولید خود می‌تواند سود خود را بیشینه کند. لیکن نیروگاه‌های حاضر در بازار با انحصار چندجانبه از مزیت قدرت بازار برخوردارند که آنها را قادر می‌سازد با تغییر در استراتژی قیمت‌دهی، بر قیمت تسویه‌ی بازار تأثیرگذار باشند و به این ترتیب در ازای فروش توان قیمتی بیشتر از هزینه‌ی حاشیه‌ای تولید آن طلب کنند. از اینرو هر نیروگاه برای کسب سود بیشینه بایستی استراتژی قیمت‌دهی بهینه را اتخاذ نماید. نیروگاه j ام برای تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه با مسئله‌ی (۱۹) مواجه است:

$$\begin{aligned}
&\underset{k_j}{\text{Max}} \quad R_j(P_j, LMP_j) = P_j * LMP_j - C_j\left(P_j\right) \\
&\text{s. t.:} \\
&k_{j\min} < k_j < k_{j\max} \\
&\begin{cases}
\text{Min} \ \sum_{i=1}^{n_g} \rho_i P_i \\
\text{s.t.:} \begin{cases}
\text{AC PowerFlow Equations} \\
F_{minl} \le F_l \le F_{max\,l}; l = 1,...,n_l \\
P_{min\,i} \le P_i \le P_{max\,i}; i = 1,...,n_g \\
Q_{min\,i} \le Q_i \le Q_{max\,i}; i = 1,...,n_g \\
v_{min\,i} \le v_i \le v_{max\,i}; i = 1,...,n_b \\
\theta_i^{ref} \le \theta_i \le \theta_i^{ref}; i = n_{ref.}
\end{cases}
\end{cases}
\end{aligned} \qquad (۱۹)$$

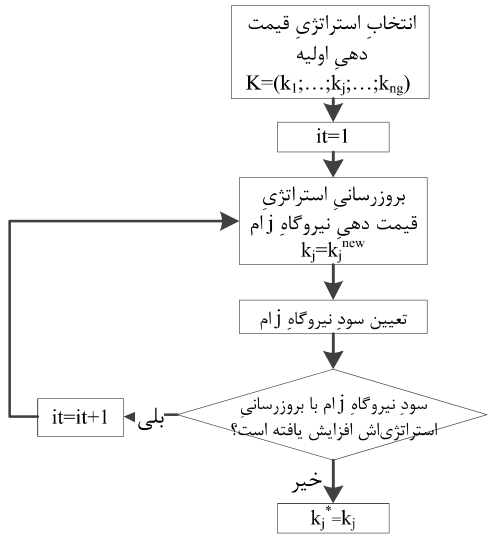
همان‌طور که از (۱۹) مشخص است برای بیشینه‌سازی سود نیروگاه j ام از روش برنامه‌ریزی دو لایه استفاده شده که در لایه‌ی مشرف آن، نیروگاه j ام با هدف بیشینه‌سازی سود خود بدنبال تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه است و در لایه‌ی دیگر آن، بهره‌بردار مستقل سیستم با توجه به شرایط شبکه‌ی انتقال و بر اساس پیشنهادهای فروش نیروگاه‌ها بازار را تسویه می‌کند. در این مقاله برای حل مسئله‌ی (۱۹) و تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام از یک روش مبتنی بر تکرار استفاده شده است که در آن با انتخاب استراتژی قیمت‌دهی اولیه برای نیروگاه j ام و با بهره‌گیری از مفهوم تابع حساسیت، پس از چند تکرار استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه مذکور تعیین می‌شود. استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه j ام در هر تکرار توسط رابطه‌ی (۲۰) بروز رسانی می‌شود:

$$k_j^{new} = k_j^{old} + \alpha \frac{\partial R_j}{\partial k_j^{old}} \qquad (۲۰)$$

در رابطه‌ی (۲۰)، α برای کنترل داشتن بر گام هر تکرار تعبیه شده است. چگونگی تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام در فلوچارت شکل (۱) آمده است.

۳-۲- تعیین تعادل نش

با توجه به لایه‌ی مشرف در رابطه‌ی (۱۹)، سودی که نیروگاه j ام کسب می‌کند تابعی از مقدار و قیمت توان فروخته شده توسط این نیروگاه است. لیکن این مقادیر در نتیجه‌ی تسویه‌ی بازار توسط بهره‌بردار مستقل سیستم در لایه‌ی دیگر رابطه‌ی (۱۹) تعیین می‌شوند. از اینرو سود نیروگاه j ام بطور ضمنی تابعی از استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه j ام و نیروگاه‌های رقیب با این نیروگاه است و از آنجائی که علاوه بر نیروگاه j ام دیگر نیروگاه‌های حاضر در بازار نیز بدنبال بیشینه‌سازی سودی هستند که از فروش انرژی الکتریکی بدست می‌آورند، تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام یک مسئله‌ی بهینه‌سازی تعاملی است. تئوری بازی برای حل این مسئله تعادل نش را مطرح کرده که در آن سود تمامی شرکت‌کنندگان بازار بیشینه است و هیچ نیروگاهی از طریق ایجاد تغییر یک‌جانبه در استراتژی قیمت‌دهی‌اش قادر به افزایش سود خود نیست. به عبارت دیگر استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی تعیین شده برای نیروگاه j ام وقتی



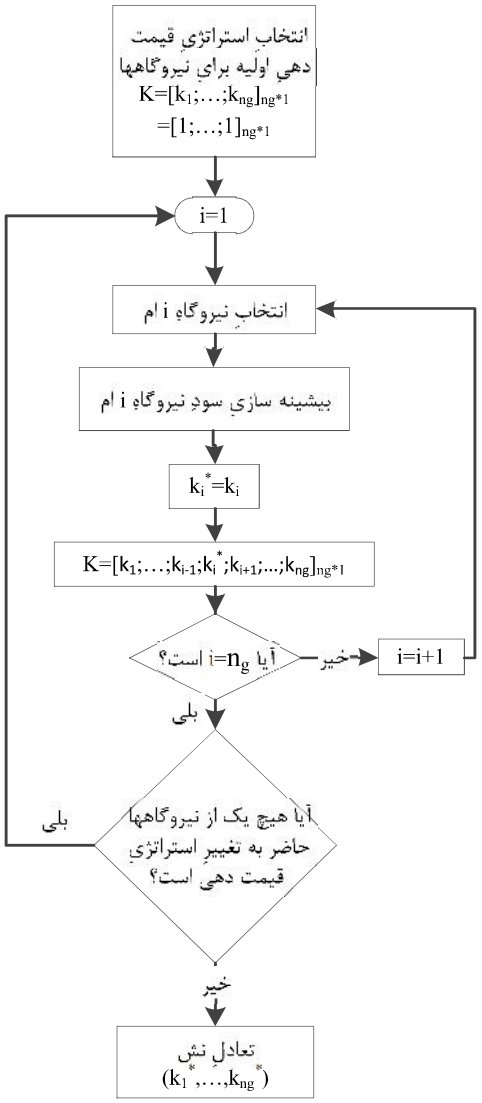
شکل (۱): تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

می‌تواند به کسب سود بیشینه منجر شود که در محاسبه‌ی آن، استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه‌های دیگر بهینه فرض شده باشد. از اینرو تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام مستلزم تعیین بردار استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی تمامی نیروگاه‌های حاضر در بازار است بطوریکه:

$$\underset{k_j}{\text{Max}} \quad R_j(k_1^*;...;k_{j-1}^*;k_j;k_{j+1}^*;...;k_{n_g}^*) \qquad (۲۱)$$

در رابطه‌ی (۲۱)، $k_{-j}^* = (k_1^*;...;k_{j-1}^*;k_{j+1}^*;...;k_{n_g}^*)$ نشان‌دهنده‌ی بردار استراتژی‌های قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه‌های رقیب با نیروگاه j ام است. با حل همزمان رابطه‌ی (۱۹) برای تمامی n_g نیروگاه حاضر در بازار، بردار استراتژی‌های قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه‌ها (تعادل نش) بدست می‌آید. در صورتی که در حین تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی هر نیروگاه فرض شود که نیروگاه مورد نظر از استراتژی‌های اتخاذ شده توسط نیروگاه‌های رقیب مطلع است، تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه در قالب تئوری بازی با اطلاعات کامل مطرح می‌شود. فلوچارت تعیین تعادل نش بازی با اطلاعات کامل در شکل (۲) آمده است.



شکل (۲): تعیین تعادل نش در بازی با اطلاعات کامل

۴- قیمت‌دهی بهینه امنیت‌مقید- اطلاعات ناکامل

۴-۱- سود بیشینه‌ی انتظاری

بدلیل محرمانه بودن اطلاعات قیمت‌دهی نیروگاه‌ها، نیروگاه دلخواه j ام تنها استراتژی قیمت‌دهی خودش (k_j) را بطور قطع می‌داند و در مورد استراتژی‌های قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه‌های رقیب (k_{-j}) با نایقینی مواجه است بطوریکه نیروگاه j ام با انجام مطالعات آماری بر اطلاعات تاریخی بازار رفتار قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب را توسط توابع توزیع احتمال تخمین می‌زند [۱۱]. در این مقاله فرض شده است که رفتار قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب با نیروگاه j ام، مطابق با توزیع نرمال ارائه شده در رابطه‌ی (۲۲) است:

$$k_i \in N(\mu_i,\sigma_i) \qquad \forall\, i=1,...,n_g \;\; ; i \neq j \qquad (۲۲)$$

به عبارتی دیگر، از دید نیروگاه j ام استراتژی‌های قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه‌های رقیب متغیرهای تصادفی هستند که می‌توان آنها را توسط توزیع نرمالی با میانگین μ و انحراف از معیار σ تشریح کرد. در این صورت بدلیل نایقینی در اطلاعات ورودی مسئله‌ی استراتژی قیمت‌دهی بهینه، برای بیشینه‌سازی سود نیروگاه j ام نمی‌توان از مدل‌سازی انجام شده در رابطه‌ی (۱۹) استفاده کرد بلکه باید مدل‌سازی مسئله بر اساس برنامه‌ریزی تصادفی صورت پذیرد. از اینرو در این مقاله برای تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام از روش مونت‌کارلو استفاده شده است. در روش مذکور بمنظور تعیین سودی که نیروگاه j ام در ازای اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی k_j بدست می‌آورد تعدادی آزمایش انجام می‌شود که در تمامی آنها استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه j ام ثابت و برابر با k_j است، لیکن استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب مقادیری تصادفی‌اند که در آزمایش‌های مختلف متفاوت‌اند. در هر آزمایش مونت‌کارلو با توجه به تابع توزیع احتمال تخمین زده شده برای نیروگاه‌های رقیب و متناسب با احتمال اتخاذ هر استراتژی قیمت‌دهی توسط آنها، برای هر یک از نیروگاه‌های رقیب بطور تصادفی یک استراتژی قیمت‌دهی اتخاذ می‌شود و سپس سود نیروگاه j ام در این شرایط تعیین می‌گردد. پس از انجام تمامی آزمایش‌های مونت‌کارلو، به تعداد این آزمایش‌ها (M_t) برای نیروگاه j ام سود تعیین شده است. در واقع نایقینی نیروگاه j ام از استراتژی‌های

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.1 Spring 2016

قیمت‌دهی رقبایش منجر به آن شده این نیروگاه از سودی که در ازای اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی k_j بدست می‌آورد بطـور قطعـی مطلع نباشد. به عبارت دیگر سود نیروگاه j ام وقتی این نیروگـاه استراتژی قیمت‌دهی k_j را اتخاذ نموده یک متغیر تصادفی اسـت که در نتیجه‌ی انجام آزمایش‌های مونت‌کارلو، به تعداد M_t نمونه از آن تولید شده است. در این صورت بدلیل نایقینی نیروگـاه j ام از سودی که در ازای اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی k_j بدست مـی-آورد و بنا بر مفهوم احتمال بیز، تنها سود انتظـاری ایـن نیروگـاه قابل محاسبه است. سود انتظاری نیروگاه j ام برابر است با:

$$ER_j = \frac{\sum_{m=1}^{M_t} R_j(k_j, k_{-j}^m)}{M_t} \qquad (۲۳)$$

همان طور که از رابطه‌ی (۲۳) بر می‌آید مقدار سود انتظاری نیروگاه j ام معادل با متوسط حسابی سودهای بدست آمده بـرای این نیروگاه در آزمایش‌های مونت‌کارلو است. پس از تعیین مقدار سودی که نیروگاه j ام از اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی k_j می‌تواند انتظار داشته باشد، می‌توان استراتژی قیمـت‌دهـی بهینـه‌ی ایـن نیروگاه (k_j^*) را نیز محاسبه کرد. در این مقاله با استفاده از یـک روش مبتنی بر تکرار استراتژی قیمت‌دهی بهینـه‌ی نیروگـاه j ام تعیین شده است. با تعریف تابع حساسیت سود انتظاری اقدام بـه بروز رسانی استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه j ام شده بطوریکه:

$$k_j^{new} = k_j^{old} + \alpha \frac{\partial ER_j}{\partial k_j^{old}} \qquad (۲۴)$$

با توجه به رابطه‌ی (۲۴)، در اسـتراتژی قیمـت‌دهـی بهینـه مقدار سود انتظاری نیروگاه j ام بیشینه می‌گردد. با روشی مشابه، استراتژی‌های قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگـاه‌هـای دیگـر حاضـر در بازار را نیز می‌توان تعیین کرد زیرا در بازارهای با انحصـار چنـد-جانبه تمامی نیروگاه‌ها سعی در بیشینه کردن سودی دارند که از دادوستد انـرژی بدسـت مـی‌آورنـد. در ایـن مقالـه بـرای تعیـین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام در حالی‌که این نیروگاه از استراتژی‌های قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط نیروگاه‌هـای دیگـر اطلاعات کامل ندارد از تئوری بازی غیـر مشـارکتی بـا اطلاعـات غیرکامل استفاده شده است. مقدماتی از تئوری بازی با اطلاعـات غیرکامل در ذیل آورده شده است.

تعریف۱ در نمایش صورت متعارف یک بازی بیز ایستا با N بازیگر فضاهای عمل بازیگران توسط $A_1,\ldots,A_N$، فضاهای نوع بازیگران توسط $T_1,\ldots,T_N$، باور بازیگران توسط $prob_1,\ldots,prob_N$ و توابع سود بازیگران توسط $R_1,\ldots,R_N$ نمایش داده می‌شود. نوع بازیگر j ام تنها برای بازیگر j ام مشخص است و تابع سود بازیگر j ام را تعیین می‌کند، $R_j(a_1,\ldots,a_N;t_j)$. همچنین $t_j \in T_j$ است. وقتی بازیگر j ام از نوع t_j است باور بازیگر j ام $prob_j(t_{-j}|t_j)$ نشان‌دهنده‌ی نایقینی بازیگر j ام در مورد نوع بازیگران رقیب t_{-j} است. این بازی را به این صورت نمایش می‌دهیم:

$G=\{A_1,\ldots,A_N;T_1,\ldots,T_N;prob_1,\ldots,prob_N;R_1,\ldots,R_N\}$

تعریف۲ در بازی بیز ایستای $G=\{A_1,\ldots,A_N; T_1,\ldots,T_N; prob_1,\ldots,prob_N; R_1,\ldots,R_N\}$، استراتژی بازیگر j ام یک تابع است $k_j(t_j)$، طوری که به ازای هر t_j متعلق به T_j، $k_j(t_j)$ یک عمل از مجموعه‌ی A_j را اختصاص می‌دهد.

تعریف۳ در بازی بیز ایستای $G=\{A_1,\ldots,A_N; T_1,\ldots,T_N; prob_1,\ldots,prob_N; R_1,\ldots,R_N\}$، بردار استراتژی $k^*=\{k_1^*;\ldots;k_j^*;\ldots;k_N^*\}$ یک تعادل نش بیز است اگر برای هر بازیگر دلخواه j ام و برای هر یک از نوع‌های بازیگر j ام $(t_j \in T_j)$، به ازای $k_j^*(t_j)$ عبارت زیر بیشینه باشد:

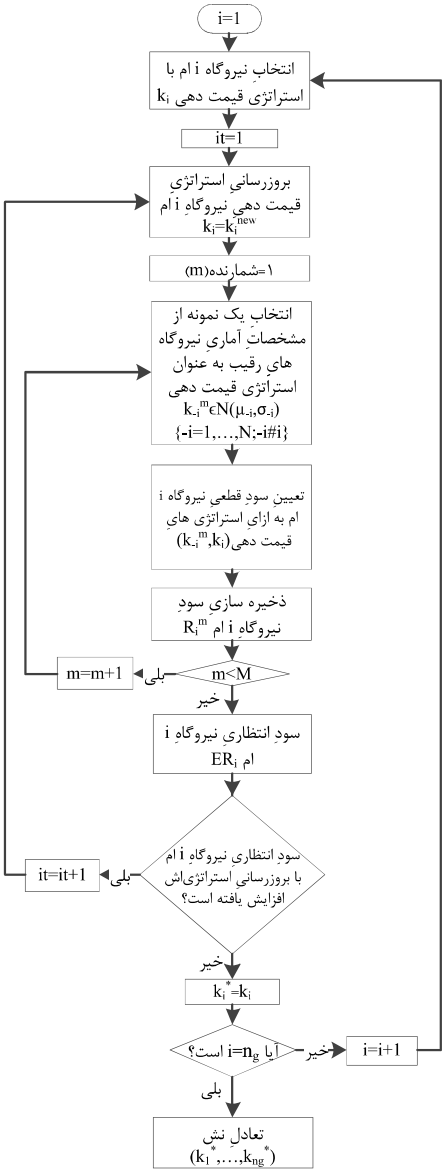
$$\max_{a_j \in A_j} \sum_{t_{-j} \in T_{-j}} R_j(a_j, k_{-j}^*(t_{-j}); t_j) prob_j(t_{-j}|t_j) \qquad (۲۵)$$

با توجه به رابطه‌ی (۲۵)، نایقینی نیروگاه j ام از اسـتراتژی-های اتخاذ شده توسط نیروگاه‌های رقیب موجب می‌شود که ایـن نیروگاه قادر به تعیین مقدار قطعی سود خود نباشد و به تَبَـع آن برای یافتن استراتژی قیمت‌دهی بهینه مقدار سود انتظاری خـود را بیشینه نماید. در اثر تعـارض منـافع نیروگـاه‌هـا یـک نقطـه‌ی تعادل شکل می‌گیرد که بر اساس تئوری بازی بـا اطلاعـات غیـر کامل این نقطه‌ی تعادل، تعادل نش بیز نامیده می‌شود. در تعادل نش بیز سود انتظـاری تمـامی نیروگـاه‌هـا بیشـینه اسـت [۱۲]. فلوچارت تعیین تعادل نش بیز در شکل (۳) آمده است.

۴-۲- مدیریت ریسک در اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی

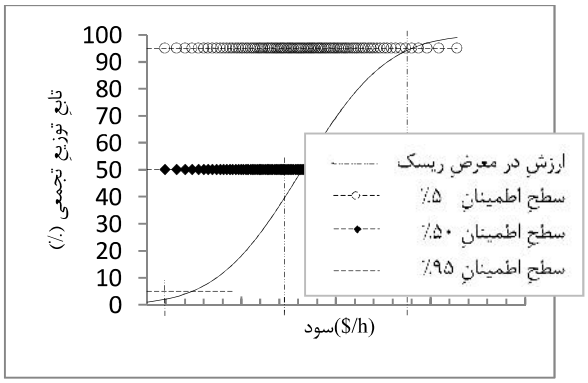
در مدل‌سازی مسئله‌ی بهینه‌سازی استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه دلخواه j ام به روش برنامه‌ریزی تصادفی، نایقینی راجع به استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب موجب نایقینی در مقدار سودی می‌شود که این نیروگاه در ازای اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی k_j بدست می‌آورد بطوریکه در نتیجه‌ی آزمایش‌های مونت‌کارلو یک جامعه‌ی آماری از این متغیر تصادفی (سود نیروگاه j ام) تشکیل می‌شود. از طرف دیگر تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه j ام توسط یک روش مبتنی بر تکرار، مستلزم مقایسه‌ی مقدار سود این نیروگاه در استراتژی‌های

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016



شکل (۳): تعیینِ تعادلِ نشِ بیز در بازی با اطلاعاتِ غیرِ کامل

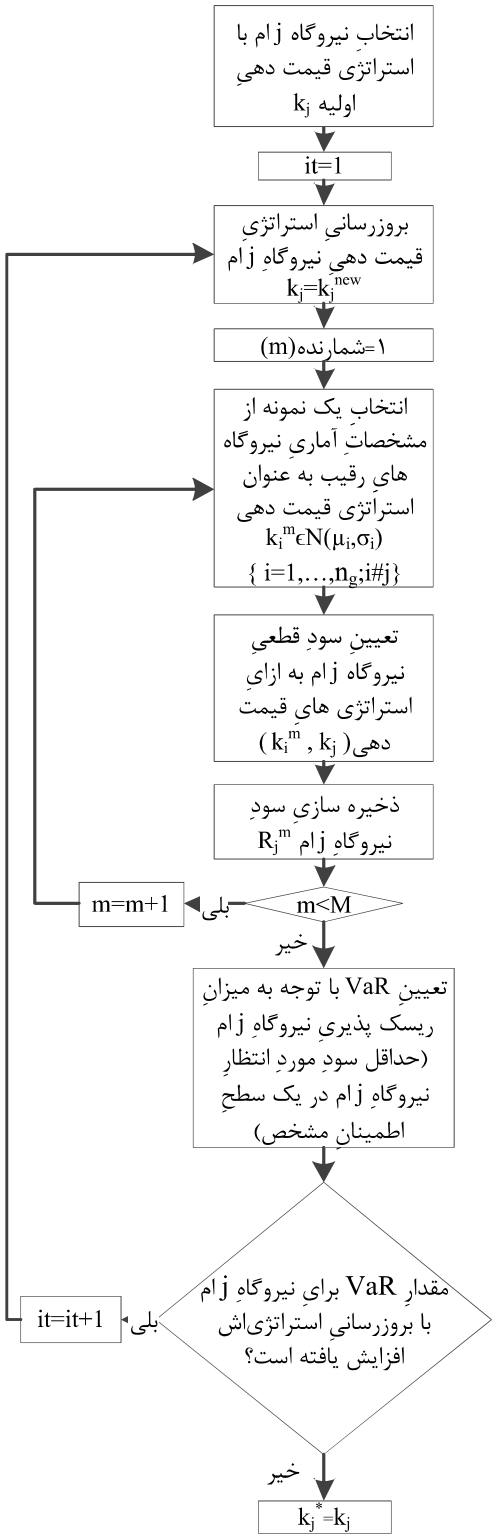
قیمت‌دهی مختلف است. در این صورت نیروگاه j ام برای سنجش ارجحیت اقتصادی دو استراتژی قیمت‌دهی متفاوت، به جای مقایسه‌ی مقدار عددی (اسکالر) سود ناشی از اتخاذ هر یک از این تصمیم‌ها با یکدیگر، به ناچار باید دو مجموعه را مقایسه نماید. مقایسه‌ی دو مجموعه در صورتی معنادار است که این مقایسه در مورد یک مشخصه‌ی خاص آماری صورت پذیرد. به این منظور بر رویدادهای گسسته‌ی ناشی از روش مونت‌کارلو یک توزیع احتمال پیوسته برازش می‌شود تا با تعیین مشخصه‌های آماری این تابع توزیع احتمال، امکان مقایسه‌ی دو استراتژی قیمت‌دهی برای نیروگاه j ام فراهم گردد. در این مقاله فرض شده است که سود نیروگاه دلخواه j ام متغیری تصادفی است که تابع توزیع نرمال قادر به تشریح آن است. بنا بر این در مقاله‌ی حاضر بر اساس مشخصه‌های آماری مربوط به توزیع‌های نرمال، سودهای ناشی از اتخاذ استراتژی‌های قیمت‌دهی متفاوت مقایسه می‌شوند. مقدار میانگین می‌تواند یکی از این مشخصه‌های آماری باشد، البته لازم به ذکر است که مقدار میانگین توزیع نرمال سود نیروگاه j ام معادل با سود انتظاری این نیروگاه نیز هست. با وجود مزایای استفاده از مقدار متوسط، نیروگاه j ام در بیشینه-سازی سود به روش سود انتظاری بدون در نظر گرفتن امکان وقوع سودهای بیشتر و یا کمتر از مقدار سود متوسط و در اصطلاح بدون آنکه ریسکی کرده باشد تصمیم‌گیری کرده است. به هر حال، نایقینی از استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب بطور ضمنی موجب می‌شود سود نیروگاه j ام وابسته به درجه‌ی ریسک‌پذیری این نیروگاه باشد که این موضوع لزوم تصمیم‌گیری بر مبنای مدیریت ریسک را نشان می‌دهد. مدیریت ریسک در گام نخست، مستلزم اندازه‌گیری ریسک است. در این مقاله بمنظور اندازه‌گیری ریسک از معیار ارزش در معرض ریسک (VaR) استفاده شده است. این سنجه بیان می‌دارد انتخاب استراتژی قیمت‌دهی k_j، با احتمال q% سودی بیشتر از VaR برای نیروگاه j ام بهمراه خواهد داشت. به عبارت دیگر VaR معادل با حداقل سودی است که نیروگاه j ام با سطح اطمینان q% انتظار کسب آن را دارد. بر این اساس نیروگاه‌ها به سه دسته‌ی ریسک گریز، ریسک پذیر و ریسک خنثی تقسیم می-شوند که نیروگاه‌های متعلق به هر دسته به ترتیب با سطح اطمینان ۹۵٪، ۵٪ و ۵۰٪ تصمیم‌گیری می‌کنند. بطور مثال، تصمیم‌گیری در سطح اطمینان ۵٪ به این معنی است که اگر چه بر اساس اطلاعات تاریخی بازار اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی k_j تنها در ۵٪ از مواقع (۵٪ از آزمایش‌های مونت‌کارلو) سودی بیشتر از مقدار VaR برای نیروگاه j ام بهمراه داشته است لیکن این نیروگاه ریسک کرده و سودی را که در ۵٪ از مواقع موفق به کسب آن شده مبنای تصمیم‌گیری خود قرار داده است. در شکل (۴) میزان ریسک‌پذیری هر نیروگاه توسط تابع توزیع تجمعی سود آن نیروگاه (cdf) نشان داده شده است. همان‌طور که از این نمودار مشخص است در یک استراتژی قیمت‌دهی مشخص،



شکل (۴): تابعِ توزیعِ تجمعیِ سود

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]

افزایش سطح اطمینان نیروگاه راجع به تصمیم اتخاذی‌اش تنها به بهای کاهش حداقل سود مورد انتظار نیروگاه (VaR) ممکن است. پس از تعیین میزان ریسک‌پذیری هر یک از نیروگاه‌ها، با استفاده از یک روش مبتنی بر تکرار سود بیشینه‌ی این نیروگاه‌ها را می‌توان تعیین کرد. در شکل (۵) فلوچارت تعیین سود



شکل (۵): تعیین سود بیشینه‌ی انتظاری با وجود ریسک

بیشینه‌ی نیروگاه j ام در سطوح اطمینان مختلف نشان داده شده است که در آن برای تعیین VaR از نمودار درامد بر حسب تابع توزیع تجمعی سود نیروگاه j ام استفاده شده است.

۵- مطالعات موردی

با استفاده از روش ارائه شده در این مقاله، استراتژی‌های قیمت-دهی بهینه‌ی ۶ نیروگاه حاضر در شبکه‌ی ۳۰ باس IEEE در حضور نایقینی از استراتژی‌های قیمت‌دهی رقبا و با در نظر گرفتن تلفات و پُرشدگی در خطوط انتقال تعیین شده است. برای این منظور فرض شده است می‌توان استراتژی قیمت‌دهی هر نیروگاه را با یک تابع توزیع نرمال با میانگین ۱/۲ و انحراف از معیار ۰/۰۷ تخمین زد [۱۳]. بار شبکه در تمامی مطالعات موردی انجام شده ثابت فرض شده است. همچنین در تمامی این مطالعات تعداد آزمایش‌های مونت‌کارلو ۱۰۰ در نظر گرفته شده است. نتایج حاصل از مطالعات موردی انجام شده در ذیل آمده است.

۵-۱- مورد مطالعاتی اول

در مورد مطالعاتی اول در حالی استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه‌های شرکت کننده در حراج انرژی الکتریکی تعیین شده است که این نیروگاه‌ها در مورد استراتژی‌های قیمت‌دهی رقبای-شان با نایقینی مواجه بوده و در عین حال همگی ریسک خنثی می‌باشند. لازم به ذکر است در شرایطی که نیروگاه‌ها از استراتژی قیمت‌دهی رقبای‌شان مطلع باشند (بازی با اطلاعات کامل)، سودی که پس از تسویه‌ی بازار بدست می‌آورند برابر با مقدار سودی است که انتظار کسب آن را دارند. لیکن در حل بازی با اطلاعات غیر کامل از طریق محاسبه‌ی سود انتظاری، تنها در ۵۰٪ از مواقع سود مورد انتظار نیروگاه‌ها برآورده می‌شود. بدیهی است درستی سود انتظاری تخمین زده شده توسط هر نیروگاه منوط به صحت اطلاعات تاریخی بازار راجع به استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی رقابت نیروگاه‌ها در مورد مطالعاتی اول در جدول(۱) نمایش داده شده است. در رقابت مذکور، نیروگاه ۱ اُم بدلیل هزینه‌ی تولید کمتر نسبت به نیروگاه‌های دیگر از مزیت قدرت بازار برخوردار است بطوریکه این نیروگاه با توجه به سهم بازار قابل توجهی که دارد برای فروش توان قیمتی معادل با ۲/۴۱ برابر هزینه‌ی حاشیه‌ای تولید آن طلب کرده است. همچنین اعمال قدرت بازار توسط این نیروگاه موجب شده است تمامی نیروگاه‌ها به جز

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

جدول (۱): نتایجِ حاصل از شبیه‌سازیِ موردِ مطالعاتیِ اول

#	نش بیز	سودِ بیشینه ($/h)	توان (MW)	LMP ($/MWh)	سود در نشِ بیز ($/h)
1	2.41	733.6	90.36	13.53	879.0
2	1.09	83.0	30.10	13.81	205.6
3	1.08	50.5	9.82	14.36	71.0
4	1.76	240.0	28.17	13.95	235.0
5	1.24	81.7	16.66	14.11	115.7
6	1.24	84.2	16.74	14.16	116.8

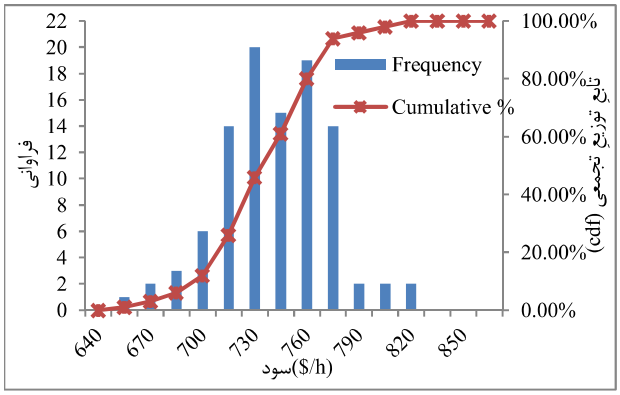
نیروگاه ۴ اُم بیشتر از انتظارشان سود بدست آورند. منحنی هیستوگرام سودهای بدست آمده برای نیروگاه‌های ۱ اُم و ۴ اُم در آزمایش‌های مونت‌کارلو (ناشی از اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی بهینه) و نیز توزیع تجمعی برازش شده بر آنها به ترتیب در شکل (۶) و شکل (۷) آمده است.

۵-۲- مورد مطالعاتی دوم

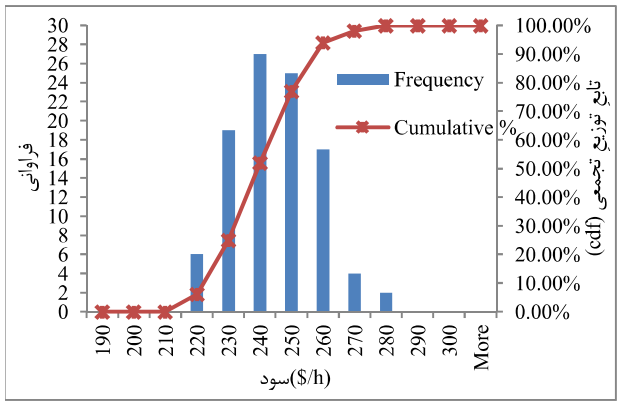
در مورد مطالعاتی دوم به بررسی رابطه‌ی بین میزان ریسک-پذیری هر نیروگاه با استراتژی قیمت‌دهی اتخاذ شده توسط آن نیروگاه پرداخته شده است. برای این منظور، با فرض ریسک‌گریز بودن نیروگاه ۱ اُم استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی این نیروگاه تعیین شده است. همچنین نیروگاه‌های دیگر حاضر در بازار ریسک‌خنثی فرض شده‌اند. نتایج حاصل از شبیه‌سازی مورد مطالعاتی دوم در جدول (۲) آمده است. مقایسه‌ی استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه ۱ اُم در جدول (۱) و جدول (۲) نشان می-دهد که این مقدار از ۲/۴۱ در حالت ریسک خنثی به ۲/۳۴ در حالت ریسک‌گریز کاهش یافته است که در نتیجه‌ی اتخاذ این استراتژی قیمت‌دهی توسط نیروگاه ۱ اُم، مقدار LMP در تمام باس‌های تولیدی شبکه کاهش یافته است. همچنین نیروگاه ۱ اُم در حالت ریسک‌خنثی انتظار کسب سود بیشتری نسبت به حالت ریسک‌گریز دارد. سودی‌هایی را که نیروگاه ۱ اُم در ازای اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی ۲/۳۴ در نتیجه‌ی آزمایش‌های مونت‌کارلو در حالت ریسک‌گریز بدست می‌آورد در منحنی هیستوگرام شکل (۸) نمایش داده شده است. با توجه به شکل (۸) در حالت ریسک‌گریز در ۹۵٪ از موارد نیروگاه ۱ اُم سودی بیشتر از سود بیشینه‌ی انتظاری بدست می‌آورد.

جدول (۲): نتایجِ حاصل از شبیه‌سازیِ موردِ مطالعاتیِ دوم

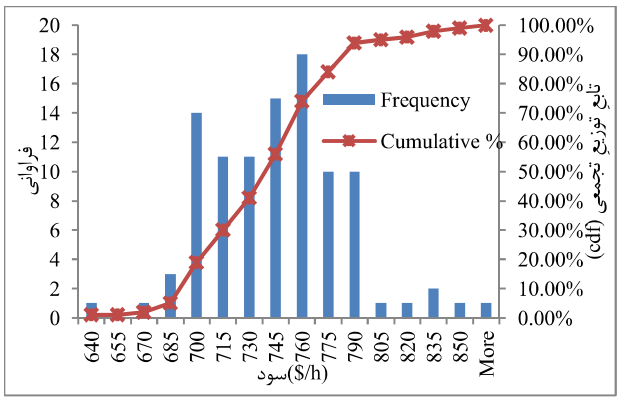
#	نش بیز	سودِ بیشینه ($/h)	توان (MW)	LMP ($/MWh)	سود در نشِ بیز ($/h)
1	2.34	675.1	91.55	13.27	864.2
2	1.09	83.1	30.50	13.62	199.20
3	1.08	50.5	9.75	14.26	69.90
4	1.76	240.0	27.86	13.86	230.94
5	1.24	81.7	16.55	14.11	115.7
6	1.24	84.2	16.57	14.16	116.8



شکل (۶): نمودارِ سودِ نیروگاهِ اول در سطحِ اطمینانِ ۵۰٪



شکل (۷): نمودارِ سودِ نیروگاهِ چهارم در سطحِ اطمینانِ ۵۰٪



شکل (۸): نمودارِ سودِ نیروگاهِ ۱ اُم در سطحِ اطمینانِ ۹۵٪

۵-۳- مورد مطالعاتی سوم

در مورد مطالعاتی سوم فرض شده است که نیروگاه ۴ اُم ریسک-پذیر و تمامی نیروگاه‌های دیگر ریسک‌خنثی هستند. نتایج حاصل از شبیه‌سازی مورد مطالعاتی سوم در جدول(۳) آمده است. افزایش میزان ریسک پذیری (کاهش سطح اطمینان) نیروگاه ۴ اُم در حالی موجب اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی ۱/۸۴۷ از طرف این نیروگاه شده که این مقدار در حالت ریسک خنثی برابر با ۱/۷۵ است. همچنین با افزایش استراتژی قیمت‌دهی سود

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.13- No.1 Spring 2016

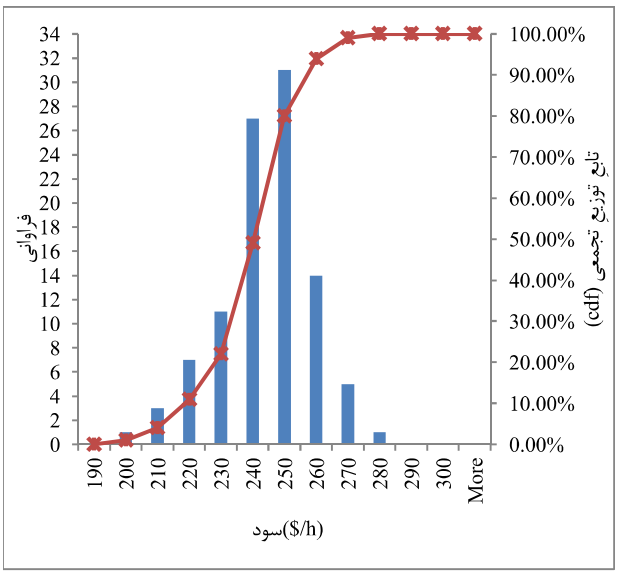
جدول (۳): نتایجِ حاصل از شبیه‌سازیِ موردِ مطالعاتیِ سوم

#	نش بیز	سودِ بیشینه ($/h)	توان (MW)	LMP ($/MWh)	سود در نشِ بیز ($/h)
1	2.41	733.6	91.12	13.60	891.7
2	1.09	83.1	31.29	13.92	209.4
3	1.08	50.5	10	14.52	72.7
4	1.85	262.2	26.42	14.14	229.5
5	1.24	81.7	16.91	14.26	118.9
6	1.24	84.2	16.98	14.29	119.6

مورد انتظار این نیروگاه از ۲۴۰($/h) به ۲۶۲/۱۷($/h) افزایش یافته است. لیکن ریسک صورت گرفته توسط نیروگاه ۴ اُم موفقیت‌آمیز نبوده و سود این نیروگاه از ۲۳۵/۳۷($/h) در حالت ریسک خنثی، به ۲۲۹/۴۸($/h) در حالت ریسک پذیر کاهش یافته است. بدیهی است که تفاوت میان مقدار سود بیشینه‌ی انتظاری و سود در تعادل نش بیز نیروگاه ۴ اُم در جدول(۳)، ناشی از نادرستی تخمین نیروگاه ۴ اُم راجع به استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب می‌باشد. همچنین با توجه به جدول‌های (۱) و (۳)، افزایش استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه ۴ اُم موجب کاهش فروش این نیروگاه و افزایش قیمت فروش (LMP) نیروگاه‌های دیگر شده است. نمودار هیستوگرام سودهایی که بر اساس روش مونت‌کارلو ممکن است اتخاذ استراتژی قیمت‌دهی بهینه برای نیروگاه ۴ اُم بهمراه داشته باشد در شکل (۹) آمده است.

۶- نتیجه‌گیری

بمنظور تعیین استراتژی قیمت‌دهی بهینه‌ی نیروگاه‌ها در بازار با انحصار چندجانبه از تئوری بازی غیرمشارکتی استفاده شده است. همچنین نایقینی هر نیروگاه از استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌های رقیب در قالب بازی با اطلاعات ناکامل مطرح شده و



شکل (۹): نمودارِ سودِ نیروگاهِ ۴ اُم در سطحِ اطمینانِ ۵٪

با تعیین تعادل نش بیز سود بیشینه‌ی انتظاری نیروگاه‌ها در حالی پیش‌بینی شده که درستی این پیش‌بینی در گرو صحت اطلاعات تاریخی بازار است. از اینرو می‌توان با انجام مطالعات دقیق آماری در خصوص اطلاعات تاریخی بازار روش ارائه شده در این مقاله را بهبود بخشید. وقوع پُرشدگی و تلفات در خطوط شبکه‌ی انتقال ارائه‌ی یک تخمین مناسب از استراتژی‌های قیمت‌دهی نیروگاه‌ها را با دشواری مواجه می‌کند، چرا که با توجه به شرایط بهره‌برداری سیستم قدرت، میزان بار مصرفی و توپولوژی شبکه ممکن است پُرشدگی و تلفات برای برخی از نیروگاه‌ها افزایش قدرت بازار را به همراه داشته باشند. همچنین در این مقاله با اندازه‌گیری معیار ارزش در معرض ریسک، استراتژی قیمت‌دهی نیروگاه‌ها در سه سطح ریسک‌پذیر، ریسک-خنثی و ریسک‌گریز تعیین شده و نتایج حاصله نشان‌دهنده‌ی تأثیر قابل ملاحظه‌ی میزان ریسک‌پذیری بر سود نیروگاه‌ها است. برای گسترش روش ارائه شده می‌توان به بررسی مسئله‌ی استراتژی قیمت‌دهی در بازار روز بعد پرداخت.

مراجع

[۱] الهه احسانی، محمد مدرس یزدی، آرش احسانی، "کاربرد مستقیم روش تعادل نش در تحلیل بازای راهبردی بازار برق"، نشریه انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، سال دوازدهم، شماره اول، بهار و تابستان ۹۴.

[2] Baillo, Alvaro, Cerisola, Santiago, Fernandez-Lopez, Jose M., Bellido, Rafael, "Strategic Bidding in Electricity Spot Markets Under Uncertainty: a Road Map", IEEE, 2006.

[3] S. Stoft, Power System Economics:Designing Markets for Electricity, John Wiley & IEEE Press, June 2002.

[4] Tao Li, Shahidehpour, Mohammad, "Strategic Bidding of Transmission-Constrained GENCOs with Incomplete Information", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 1, FEBRUARY 2005.

[5] A. Mozdawar, B. Khaki, M. Asgari, R. Riahi "Game Based Strategic Bidding in Pay as Bid Markets Considering Incomplete Information and Risk Factor", IEEE POWERENG, Lisbon, Portugal, March 2009.

[6] A. Badri, S. Jadid, M.P. Moghaddam, M. Rashidinejad, "Impact of generator's behaviors on Nash equilibrium considering transmission constraints" European Transactions on Electrical Power, Published online in Wiley InterScience, 2008.

[7] P. Bajpai, S.N. Singh, "Impact of Transmission Constraints on Supply Side Bidding Strategy Using BLP Approach", IEEE, 2008.

[8] M. Kabiri, S. Akbari, N. Amjady, "Fuzzy Game Theory Approach in Calculating the Optimal Bidding Strategy of Generating Companies with

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol13 No.1 Spring 2016

Consideration of Load Forecast Uncertainty", IEEE, 2009.

[9] A. Saleh, T. Tsuji, T. Oyama, "Optimal Bidding Strategies for Generation Companies in a Day-Ahead Electricity Market with Risk Management Taken into Account", American J. of Engineering and Applied Science, 2009.

[10] A. Badri, M. Rashidinejad "Security Constrained Optimal Bidding Strategy of GenCos in Day-Ahead Oligopolistic Power Markets:a Cournot-based Model", Springer-Verlag, March 2012.

[11] Conejo, Antonio J., Carrion, M., Morales, Juan M., Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets, Springer, 2010.

[۱۲] علیرضا شیخی، محسن پارسا مقدم، محمد کاظم شیخ الاسلامی، "برنامه‌ریزی توسعه منابع انرژی گسترده با بهره‌گیری از شبیه‌سازی مونت کارلو در فضای نظریه‌ی بازی‌ها با اطلاعات ناقص"، نشریه انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران، سال دوازدهم، شماره اول، بهار و تابستان ۹۴.

[13] F. Wen, A. Kumar David, "Optimal Bidding Strategies and Modeling of Imperfect Information Among Competitive Generators", IEEE Transaction on Power Systems, February 2001.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-06-25]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1395.13.1.6.0]