ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و قیمت بازار برق با استفاده از خاصیت انعطاف-پذیری نیروگاه‌ها و شبکه‌های عصبی

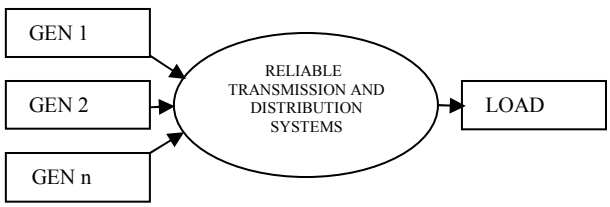
حسین هارون آبادی
استادیار گروه برق، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد اسلام‌شهر، haroonabadi@iiau.ac.ir

چکیده: سیاست تجدید ساختار، موجب بروز تغییراتی در برخی مسائل مرتبط با قابلیت اطمینان و قیمت برق در سیستم‌های قدرت شده است. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و برآورد قیمت انرژی الکتریکی در بازار برق اشتراکی با استفاده از شبکه‌های عصبی می‌پردازد. در ارزیابی قابلیت اطمینان تولید، صرفاً تعامل بین مجموعهٔ تولید و بار الکتریکی مَدِّ نظر است. لذا با استفاده از اصول حاکم بر بازار اشتراکی و در نظر گرفتن انعطاف پذیری نیروگاه‌ها، قابلیت اطمینان تولید و قیمت فروش انرژی الکتریکی در بازار، با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو تعیین می‌شوند. سپس به منظور ایجاد ساختاری واحد جهت تعیین شاخص-های فوق، از یک شبکه عصبی پرسپترون چند لایه استفاده می‌گردد. در نهایت، روش مذکور بر روی شبکهٔ آزمونِ IEEE-RTS آزمایش شده و مقادیر شاخص قابلیت اطمینان و قیمت فروش، به ازای مقادیر مختلف تمرکز بازار و کشش قیمت تقاضا، تعیین می-شوند.

واژه‌های کلیدی: قابلیت اطمینان تولید، قیمت برق، بازار برق ، انعطاف پذیری نیروگاه‌ها، شبکه عصبی.

۱- مقدمه

هدف اصلی یک سیستم قدرت، تامین انرژی الکتریکی قابل اطمینان و مقرون به صرفه برای مشترکین می‌باشد. یک سیستم قدرت واقعی، بسیار پیچیده و بزرگ می‌باشد. لذا «سطوح سلسله مراتبی»[۱] بمنظور شناخت و تقسیم بندی حوزه‌های عملیاتی، بسط و گسترش پیدا کرده‌اند[۱]. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید (HLI) در بازار برق اشترکی می‌پردازد و سیستم‌های انتقال و توزیع، مانند شکل (۱) قابل اطمینان فرض می‌شوند.



شکل (۱): دیاگرام بازار برق اشتراکی برای ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و قیمت بازار

یکی از شاخص‌های مناسبی که بیان کننده قابلیت اطمینان تولید بوده و در این مقاله نیز از آن استفاده می‌شود، شاخص «انتظار از دست دادن بار»[۲] است؛ که عبارت از مدت زمانی است که بار مصرفی، بیش از توان تغذیه کننده می‌باشد.

به طور کلی، شاخص‌های قابلیت اطمینان یک سیستم، می‌توانند بر اساس یکی از دو روش زیر ارزیابی شوند:

- روش تحلیلی مستقیم.
- روش شبیه سازی آماری.

شبیه سازی مونت کارلو، که در این مقاله نیز، از آن جهت تعیین مقادیر قابلیت اطمینان آموزش شبکهٔ عصبی استفاده شده است، یکی از ابزار مهندسی کارآمد می باشد که ما را به تحلیل آماری عدم قطعیت‌های موجود در مسائل مهندسی قادر می سازد [۲].

تابع هدف سیستم‌های سنتی برای «در مدار قرار گرفتن واحدها»[۳]، کاهش هزینه تولید است. با ورود به قرن بیست و یکم، اگرچه بسیاری از کشورها هنوز دارای همان ساختار سنتی پیشین هستند، اما کشورهایی چون آمریکا [۴-۳]، انگلستان و ولز [۶-۵] و کشورهای

Archive of SID
www.SID.ir

اسکاندیناوی [۷]، سعی در تجدید ساختار و ایجاد بازار برق نموده اند. در بازار برق، هدف اصلی شرکت کنندگانِ در بازار، افزایش سود شخصی است؛ که این موضوع نیز به طور تنگاتنگی به نوع بازار وابسته است. پس عملاً قابلیت اطمینان تولید و قیمت برق در سیستم‌های قدرت تجدید ساختار شده، وابستگی زیادی به نوع بازار و مشخصه‌های آن خواهد داشت.

بطور کلی، اقتصاددانان، بازارها را به چهار دستهٔ کلی تقسیم می‌کنند [۸]. این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و تعیین قیمت در بازار انحصاری چند جانبه فروش با در نظر گرفتن انعطاف پذیری نیروگاه‌ها در کنترل سریع توان تولیدی خود جهت افزایش قیمت بازار می‌پردازد.

ویژگی‌های اصلی بازار انحصاری چند جانبه فروش عبارتند از [۸]:

- تسلط چند مؤسسه بر یک صنعت
- رقابت شدیدی مؤسسات با یکدیگر.
- تاثیر پذیری رفتار هر یک از مؤسسات از مؤسسات دیگر

تاکنون مقالات متعددی پیرامون ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم-های قدرت تجدید ساختار شده ارائه شده[۱۲-۹]. در این مقاله، ضمن در نظر گرفتن اصول بازار اشتراکی و با استفاده از منحنی عرضهٔ نیروگاه‌ها و منحنی تقاضا، شاخص قابلیت اطمینان «انتظار از دست دادن بار» و قیمت بازار با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو محاسبه می‌شوند. سپس به منظور ایجاد ساختاری واحد جهت تعیین قابلیت اطمینان و قیمت بازار، از یک شبکهٔ عصبی «پرسپترون» چند لایه که بر اساس مقادیر حاصل از شبیه سازی مونت کارلو آموزش دیده است، استفاده می‌شود. بخش دو، به بررسی اصول حاکم بر بازار اشتراکی مفروض می‌پردازد. در بخش سه، الگوریتم ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در این بازار بر اساس شبیه سازی مونت کارلو و شبکهٔ عصبی بررسی می‌گردد، و بخش چهار، به مطالعات عددی روش پیشنهادی بر روی شبکهٔ آزمون IEEE-RTS و تحلیل نتایج آن می‌پردازد.

۲- بررسی اصول بازار برق اشتراکی

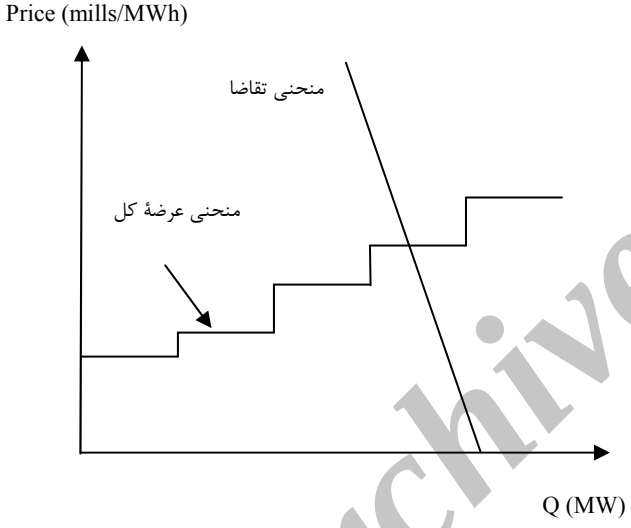
منحنی تقاضای بازار دارای شیب منفی است. میزان کاهش توان، توسط شاخصی بنام «کشش قیمتی تقاضا»[۴] بیان شده و بصورت درصد تغییرات بار به ازای درصد مشخصی از تغییرات قیمت انرژی برق تعریف می‌شود. این شاخص، برای زمان‌های آتیِ کوتاه، مقدار کمی داشته و هر چه زمان، طولانی تر شود، مقدار این شاخص نیز افزایش می‌یابد؛ زیرا در زمان‌های طولانی‌تر، امکان تطبیق بار مشترکین نسبت به قیمت، بیشتر می‌شود[۱۳]. تابع تقاضا معمولاً به صورت $P=a-bQ$ بیان می‌شود. لذا کشش قیمتی تقاضا از (۱) بدست می‌آید.

$$Ed=\left|\frac{dQ}{dP}\right|=\frac{1}{b} \qquad (۱)$$

اگر توان تخمین زده شده توسط مراکز دیسپاچینگ و کنترل سیستم قدرت را توانی مستقل از قیمت، و برابر Qn در نظر بگیریم، به ازای این توانِ Qn ، قیمت، برابر صفر خواهد بود. در نتیجه با داشتن کشش قیمتی تقاضا (Ed)، معادلهٔ تابع تقاضا از (۲) بدست می‌آید.

$$P=a-bQ=bQn-bQ=\frac{Qn}{Ed}-\frac{Q}{Ed} \qquad (۲)$$

منحنی عرضهٔ یک مؤسسه، آن بخش از منحنی هزینهٔ نهائی است که دارای شیب مثبت بوده و مقدار آن، بیشتر و یا برابر با هزینه متغیر متوسط باشد[۸]. لازم به ذکر است که در نیروگاه‌ها، هزینهٔ نهائی، برابر هزینهٔ متغیر متوسط است[۱۴]. همچنین منحنی عرضهٔ کل یک صنعت نیز از جمع افقی منحنی‌های عرضهٔ تک تک اعضاء حاصل می-شود. این منحنی، یک «منحنی صعودی بر حسب قیمت»[۵] می‌باشد. مقدار و قیمت تعادلی نیز با توجه نقطهٔ تقاطع منحنی‌های عرضهٔ کل و تقاضا مطابق شکل (۲) بدست می‌آیند.



شکل (۲): منحنی‌های عرضه و تقاضای شماتیک

در سیستم‌های قدرت، نیروگاه‌های متفاوتی از لحاظ انعطاف پذیری در کاهش یا افزایش توان تولیدی در کوتاه مدت وجود دارند. به عنوان مثال نیروگاه‌های آبی، گازی و زغال سنگ دارای قابلیت تغییر توان تولیدی در کوتاه مدت (چند ساعت) می‌باشند. در صورتیکه نیروگاه‌های بادی، سوخت ترکیبی و هسته ای فاقد این قابلیت می‌باشند. تمرکز بیشتر توان تولیدی یک بازار برق بر نیروگاه‌های انعطاف پذیر موجب افزایش منفعت طلبی نیروگاه‌های انعطاف پذیر در کاهش تولید به منظور افزایش قیمت فروش می‌شود. زیرا پاسخ سایر نیروگاه‌ها در کوتاه مدت، محدود می‌باشد[۱۵].

در مباحث بازار برق که در آن برخی نیروگاه‌ها دارای انعطاف پذیری می‌باشند، جهت اندازه گیری «تمرکز بازار»، از شاخص«HHI»[۶] که از (۳) بدست می‌آید، استفاده می شود [۱۵]:

Archive of SID

www.SID.ir

$$HHI = \sum_{NU} S_n \left[S_n + \frac{\overline{S}}{NU} \right] \qquad (۳)$$

هر چه HHI کمتر باشد، «قدرت بازار»[۷] نیز کمتر می‌شود. «قدرت بازار»، توسط «شاخص لرنر»[۸] طبق (۴) بدست می‌آید [۱۵]:

$$\overline{L} = \frac{HHI}{Ed} = \frac{P - \overline{C}}{P} \qquad (۴)$$

بطوری‌که:

$$\overline{C} = \sum_{NU} \left[S_n + \frac{\overline{S}}{NU} \right] MC_n \qquad (۵)$$

لذا رابطهٔ کلی قیمت بازار (بدون لحاظ کردن مقدار تقاضا)، بر اساس هزینهٔ نهائی شرکت‌های دارای نیروگاه‌های انعطاف پذیر، از (۶) بدست می‌آید:

$$P = \frac{\overline{C}}{1 - \overline{L}} = K_1 MC_1 + \ldots + K_{NU} MC_{NU} \qquad (۶)$$

بطوریکه وزن هزینهٔ نهائی شرکت n اُم برابر است با:

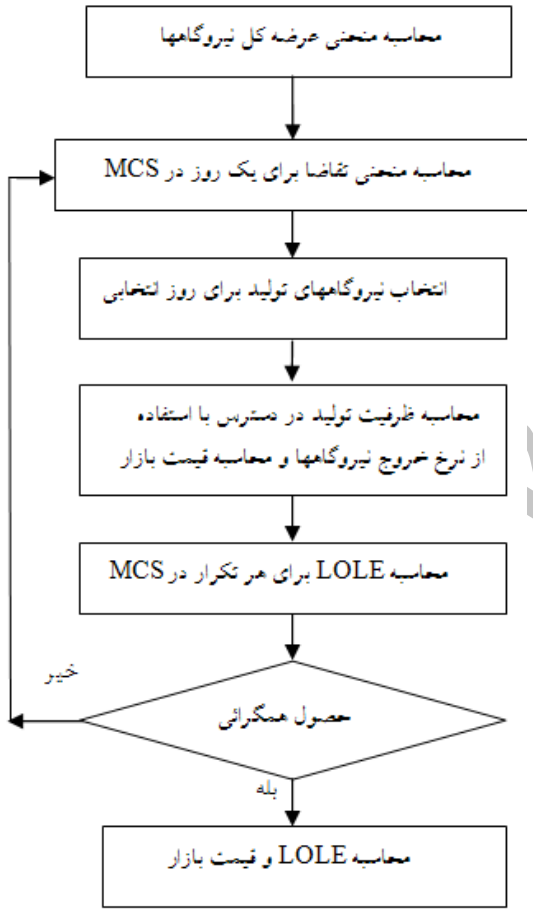
$$K_n = \frac{\partial(P)}{\partial(MC_n)} = \frac{(S_n + \frac{\overline{S}}{NU})}{1 - \overline{L}} \qquad (۷)$$

همانطور که از (۴) و (۶) مشاهده میشود، هر چه کشش قیمتی تقاضا افزایش یابد، قیمت فروش در بازار کمتر شده و شاخص $LOLE$ نیز کاهش می‌یابد. زیرا با افزایش کشش قیمتی تقاضا، شیب منحنی تقاضا کاهش یافته و نقطهٔ تقاطع منحنی‌های عرضه و تقاضا در توان کمتری اتفاق می‌افتد. این مسأله نیز به نوبهٔ خود موجب استفاده از نیروگاه‌های کمتر و کاهش $LOLE$ می‌شود. همچنین با «ادغام» شرکت‌های دارای نیروگاه‌های انعطاف پذیر با یکدیگر، شاخص HHI افزایش یافته و در نتیجه قیمت بازار نیز افزایش می‌یابد.

۳- ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و قیمت بازار با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو و شبکهٔ عصبی

الگوریتم ارزیابی شاخص قابلیت اطمینان تولید ($LOLE$) و قیمت بازار با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو، مطابق شکل (۳) و به شرح زیر است:

۱. با استفاده از توان قابل تولید و محاسبهٔ هزینهٔ نهائی هر نیروگاه، منحنی عرضهٔ کل نیروگاه‌ها بدست می‌آید.
۲. هر تکرار در روش مونت کارلو، با تولید یک عدد تصادفی بین [۱-۰] به منظور انتخاب یکی از روزهای دوره زمانی و بار متناظر با آن روز شروع می‌شود (Qn). سپس با استفاده از (۲)، منحنی تقاضا بدست می‌آید.
۳. از تلاقی منحنی عرضهٔ کل نیروگاه‌ها و منحنی تقاضا، نیروگاه‌هایی که برای آن روز معین در اولویت تولید قرار می‌گیرند، تعیین می شوند. همچنین مقدار تعادلی، از قطع این دو منحنی بدست می-آید. قیمت بازار نیز با جمع هزینه‌های نهائی وزن دار نیروگاه‌های منتخب برای تولید (معادلهٔ ۶)، بدست می‌آید.

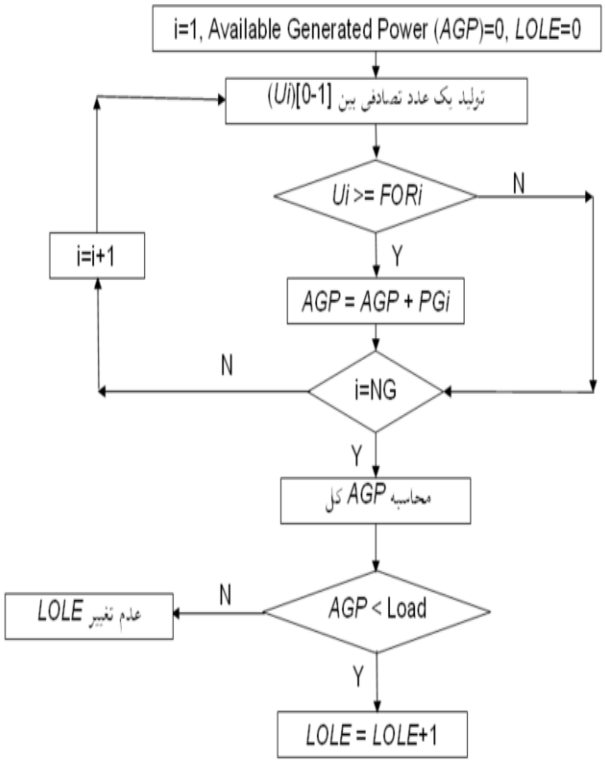


شکل (۳): الگوریتم ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و قیمت بازار با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو

۴. برای هر نیروگاه انتخابی در بند (۳)، یک عدد تصادفی بین [۱-۰] تولید می‌شود. اگر عدد تصادفی انتخابی، بزرگتر از «نرخ خروجی اجباری»[۹] آن نیروگاه باشد، نیروگاهِ مذکور در این تکرار، سالم و در سرویس است؛ در غیر این صورت، نیروگاه، دچار خروج اجباری شده و قادر به تامین توان نخواهد بود. این مرحله برای تمام

www.SID.ir

نیروگاه‌ها و با تولید یک عدد تصادفی مستقل برای هر نیروگاه، انجام می‌شود (شکل۴).

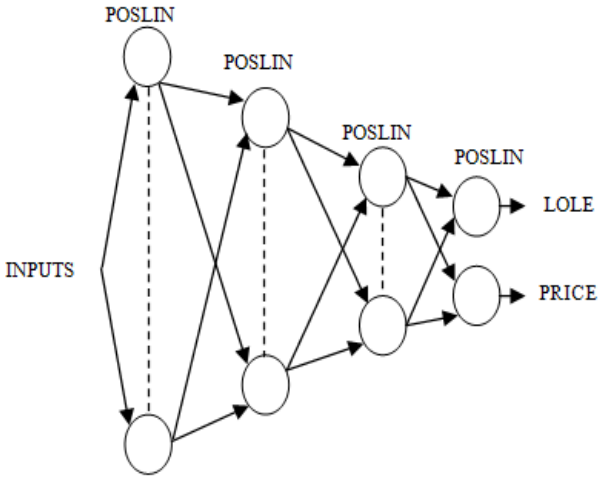


شکل (۴): الگوریتم محاسبه توان تولیدی در دسترس و *LOLE* در شبیه سازی مونت کارلو برای هر تکرار

۵. در نهایت، مجموع توان تولیدی نیروگاه‌هایی که سالم بوده و در مدار قرار می گیرند، محاسبه می شوند. اگر این مجموع، از نقطهٔ تقاطع منحنی عرضهٔ کل نیروگاه‌ها و منحنی تقاضا (که برابر بار شبکه است) کمتر باشد، در آن روز (و در نتیجه در آن تکرار) خاموشی خواهیم داشت و لذا می‌بایست *LOLE* یک واحد افزایش یابد؛ در غیر این صورت به تکرار بعد می‌رویم.

۶. اگر تمام مراحل ۲ تا ۵ را با تعداد دفعات تکرار زیاد، برای یک دوره زمانی خاص انجام دهیم و سپس مقدار *LOLE* و قیمت بازار حاصل را بر مبنای دورهٔ زمانی مورد نظر محاسبه کنیم، شاخص *LOLE* و قیمت بازار برای آن بازهٔ زمانی بدست می آیند.

حال به منظور ایجاد ساختاری واحد جهت محاسبهٔ قابلیت اطمینان و قیمت بازار، از یک شبکهٔ عصبی پرسپترون چهار لایه که تعداد نورون-های آن در هر لایه به ترتیب ۲۰، ۱۵، ۱۲ و ۲ نورون می‌باشد، مطابق شکل (۵) استفاده می‌شود. تمامی نورون‌ها در این شبکهٔ عصبی دارای «تابع انتقال» POSLIN می‌باشند. شاخص‌های ورودی به این شبکهٔ عصبی، دو شاخص اصلی مربوط به قسمت‌های عرضه و تقاضای بازار یعنی *HHI* و *Ed* بوده و خروجی‌های آن نیز شاخص *LOLE* و قیمت بازار می‌باشند. جهت آموزش این شبکهٔ عصبی نیز، از برخی مقادیر ورودی و خروجی روش مونت کارلو استفاده می‌شود.



شکل (۵): شبکهٔ عصبی پیشنهادی برای ارزیابی قابلیت اطمینان و قیمت بازار

۴- مطالعات عددی

جهت انجام مطالعات عددی از شبکهٔ آزمون قابلیت اطمینان IEEE-Reliability Test System (IEEE-RTS) استفاده می‌شود [۱۶]. در این مقاله، مفروضات ذیل، جهت انجام مطالعات عددی، در نظر گرفته شده اند:

۱. تمامی سناریوها، برای نیمهٔ دوم سال، از هفته ۲۷ اُم تا هفتهٔ ۵۲ اُم (۱۵۲ روز) و بر اساس مقادیر حداکثر بار روزانهٔ شبکهٔ آزمون IEEE-RTS برای این بازهٔ زمانی شبیه سازی می‌شوند.

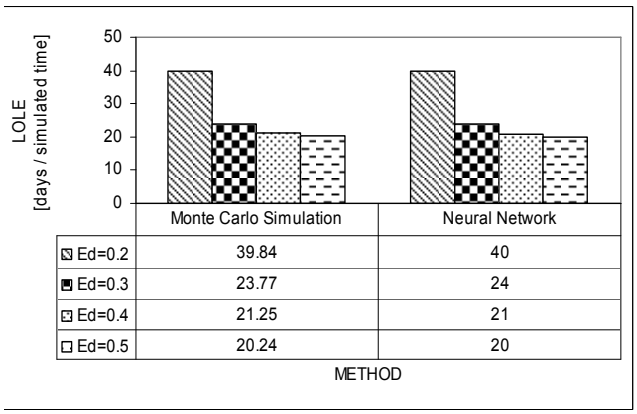
۲. هر سناریو، برای چهار کشش قیمتی تقاضا (۰/۲، ۰/۳، ۰.۴/و ۰/۵) شبیه سازی می‌گردد.

۳. تمامی شبیه سازی‌های مونت کارلو، با ۵۰۰۰ تکرار انجام شده و در تمامی موارد، شاخص‌های *LOLE* و قیمت محاسبه شده، مقادیر پایدار آنها می‌باشند.

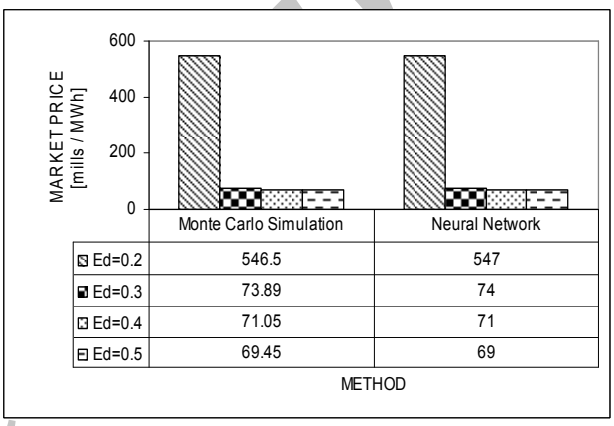
۴. شبکهٔ عصبی، با روش TRAINLM در نرم افزار MATLAB با ۱۵۰ «گام»[۱۰]، آموزش یافته و به «میانگین مربعات خطائی»[۱۱] برابر $۱۰^{-۶}$ می‌رسد. البته بدیهی است که جهت حصول نتایج مطلوب در سیستم‌های قدرت با ابعاد و ویژگی‌های متفاوت، مشخصات شبکهٔ عصبی نیز باید تغییر یابند.

در سناریوی اول، هر نیروگاه انعطاف پذیر متعلق به یک شرکت مستقل بوده و هیچگونه ادغامی بین شرکت‌ها وجود ندارد. در این حالت، شاخص *HHI* برابر ۰/۰۴۱۴ می‌باشد. با این فرض، مقادیر *LOLE* و قیمت بازار برای کشش‌های قیمتی تقاضای مختلف با استفاده از روش مونت کارلو و شبکهٔ عصبی، به ترتیب طبق نمودار و جدول ارائه شده در شکل‌های (۶) و (۷) بدست می‌آیند.

Archive
www.SID.ir



شکل (۶): مقادیر $LOLE$ برای سناریوی اول به ازای روش‌های شبیه سازی مونت کارلو و شبکهٔ عصبی

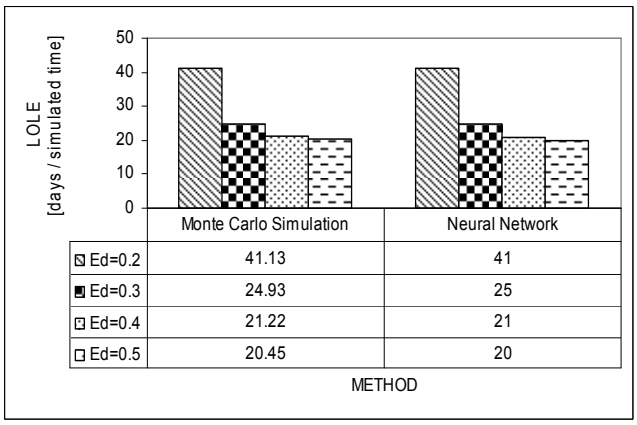


شکل (۷): مقادیر قیمت بازار برای سناریوی اول به ازای روش‌های شبیه سازی مونت کارلو و شبکهٔ عصبی

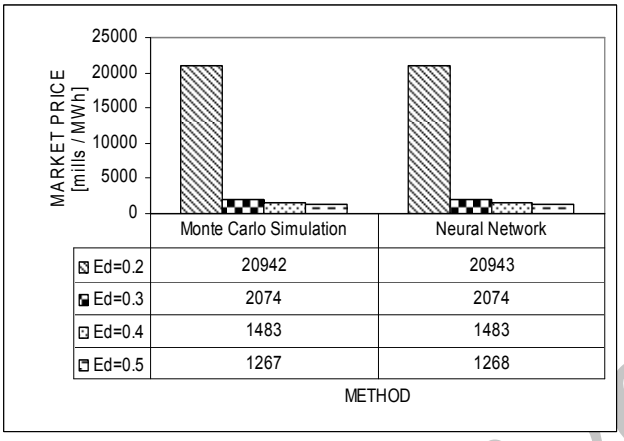
در سناریوی دوّم، تمام نیروگاه‌های انعطاف پذیری که از یک نوع می‌باشند با یکدیگر ادغام می‌شوند. لذا به طور کلی ۸ دسته نیروگاه در بازار وجود خواهد داشت. در این حالت، شاخص HHI برابر ۰/۱۸۴۳ می‌باشد. با این فرض، مقادیر $LOLE$ و قیمت بازار برای کشش‌های قیمتی تقاضای مختلف با استفاده از روش مونت کارلو و شبکهٔ عصبی، به ترتیب طبق نمودار و جدول ارائه شده در شکل‌های (۸) و (۹) بدست می آیند.

همان‌طورکه از چهار منحنی فوق مشاهده می‌گردد، مقادیر شاخص قابلیت اطمینان و قیمت بازار در دو روش مذکور بسیار نزدیک به هم، و در برخی موارد نیز یکسان می‌باشند.

با افزایش کشش قیمتی تقاضا، شیب منحنی تقاضا کاهش یافته و نقطهٔ تقاطع منحنی‌های عرضه و تقاضا در توان کمتری اتفاق می‌افتد. این مسأله نیز منجر به استفاده از نیروگاه‌های کمتر و کاهش $LOLE$ می‌شود. همچنین با افزایش کشش قیمتی تقاضا، طبق (۴)، «شاخص لرنر» کاهش یافته و طبق (۶) قیمت بازار کاهش می‌یابد. لازم به ذکر است که نظر به اشتراکی بودن بازار، قیمت فروش برق برای تمامی نیروگاه‌های منتخب برای تولید یکسان می‌باشد.



شکل (۸): مقادیر $LOLE$ برای سناریوی دوّم به ازای روش‌های شبیه سازی مونت کارلو و شبکهٔ عصبی



شکل (۹): مقادیر قیمت بازار برای سناریوی دوّم به ازای روش‌های شبیه سازی مونت کارلو و شبکهٔ عصبی

چون با ادغام نیروگاه‌های انعطاف پذیر، NU کاهش یافته و شاخص HHI افزایش می‌یابد، لذا قیمت بازار در سناریوی دوم نسبت به مقادیر متناظر آن در سناریوی اول افزایش چشمگیری را نشان می‌دهد. به طور کلی هرچه ادغام شرکت‌ها و نیروگاه‌های انعطاف پذیر بیشتر شود، قیمت فروش برق در بازار نیز بیشتر می‌شود.

۵- نتیجه

در این مقاله به ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و تعیین قیمت بازار در بازار برق اشتراکی با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو و شبکه‌های عصبی مصنوعی پرداخته شد و نتایج زیر حاصل گردید:

- نیروگاه‌های انعطاف پذیر، می‌توانند با یکدیگر ادغام شده و اقدام به افزایش قیمت بازار نمایند. هر چه ادغام شرکت‌ها و نیروگاه‌های انعطاف پذیر بیشتر شود، قیمت فروش برق در بازار برق نیز بیشتر می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

- هر چه کشش قیمتی تقاضا کاهش یابد، امکان تطبیق مصرف مشترکین با قیمت نیز کاهش یافته و لذا قیمت برق در بازار افزایش می‌یابد.
- به منظور ایجاد ساختاری واحد جهت محاسبهٔ قابلیت اطمینان و قیمت بازار، از یک شبکهٔ عصبی پرسپترون چند لایه استفاده گردید که مقادیر خروجی آن بسیار نزدیک به مقادیر شبیه سازی مونت کارلو بودند.

فهرست علائم

MC: هزینه نهائی (mills/MWh)

Q: مقدار توان تولیدی یا مصرفی (MW)

P: قیمت انرژی الکتریکی در بازار (mills/MWh)

Ed: کشش قیمتی تقاضا ($MW^2h/mills$)

Qn: توان مصرفی تخمینی توسط مراکز دیسپاچینگ مستقل از قیمت (MW)

$LOLE$: شاخص انتظار از دست دادن بار (روز بر دوره زمانی شبیه سازی شده)

a: عرض از مبدا تابع تقاضا (mills/MWh)

b: شیب تابع تقاضا ($mills/MW^2h$)

NU: تعداد شرکت‌های دارای نیروگاه‌های انعطاف پذیر

$\overline{S}$: سهم نیروگاه‌های انعطاف ناپذیر از کل توان بازار

S_n: سهم شرکت n اُم دارای نیروگاه‌های انعطاف پذیر از کل توان بازار

K_n: ضریب وزنی هزینهٔ نهائی شرکت n اُم دارای نیروگاه‌های انعطاف پذیر در معادلهٔ قیمت بازار

مراجع

[1] Billinton R., Allan R., *Reliability Evaluation of Power Systems (Chap.1)*, Second edition. New York: Plenum press, 1996.

[2] Billinton R.; Allan R.; *Reliability evaluation of engineering systems (Chap.13),* Second edition, Plenum press, New York 1992.

[3] Energy Information Administration (EIA); "*The changing structure of the electric power industry: An update"*, DOE/EIA-0562(96) (Washington, DC, December 1996), 1996.

[4] Energy Information Administration (EIA); "*Electric sales and revenue"*, DOE/EIA-0450(96) (Washington, DC, December 1996), 1996.

[5] Office of Gas and Electricity Market (OFGEM) - Department of Trade and Industry (DTI); "*An overview of the New Electricity Trading Arrangement (NETA) - V. 1.0*, England, 31 May 2000.

[6] Office of Gas and Electricity Market (OFGEM) – DTI; *News release - New electricity market goes live*, England, 27 March 2001.

[7] http://www.ks.dk/publikationer/konkurrence/2003/nordisk.

[۸] فرجی، یوسف؛ **تئوری اقتصاد خرد، شرکت چاپ و نشر بازرگانی**، تهران، چاپ چهارم، ۱۳۸۲.

[9] Wang P.; Ding, Y. & Goel, L., "*Reliability assessment of restructured power systems using optimal load shedding technique*", Generation, Transmission & Distribution, IET, Vol. 3, Issue: 7, July 2009, pp. 628 – 640.

[10] Jaeseok Choi; Hongsik Kim; Junmin Cha; Roy Billinton; "*Nodal probabilistic congestion and reliability evaluations of a transmission system under the deregulated electricity market"*, Power engineering society summer meeting, IEEE Publication, pp. 497-502, July 2001.

[11] Peng Wang; R.Billinton; "*Implementation of non-uniform reliability in a deregulated power market"*, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 150, No. 5, pp. 857- 861, September 2003.

[12] Haroonabadi H. & Haghifam M.-R., "*Generation Reliability Evaluation in Power Markets Using Monte Carlo Simulation and Neural Networks*". Proceedings of 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP), Curitiba, Nov 2009, pp. 1-6.

[13] International Energy Agency (IEA); *The power to choose-Demand response in liberalized electricity markets*, IEA, 2003.

[14] Severin Borenstain, "*Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity market"*, University of California energy institute, Feb.1999.

[15] http://www.ks.dk/publikationer/konkurrence/2003/nordisk/ kap04.

[16] Reliability test system task force of the IEEE subcommittee on the application of probability methods; *"IEEE- Reliability Test System (IEEE- RTS)"*, IEEE Transactions, PAS-98 No.6, pp. 2047-2054, Nov./Dec.1979.

حسین هارون آبادی تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد تهران جنوب (۱۳۷۸)، کارشناسی‌ارشد مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد تهران جنوب (۱۳۸۰) و دکتری مهندسی برق-قدرت از دانشگاه آزاد علوم تحقیقات (۱۳۸۷) سپری کرده است. فعالیت‌های پژوهشی و علاقه‌مندی ایشان در زمینه قابلیت اطمینان، بازار برق و کاربرد محاسبات هوشمند در سیستم‌های قدرت است.

زیرنویس‌ها

[1] . Hierarchical Levels (HL)
[2] . Loss Of Load Expectation (LOLE)
[3] .Unit Commitment (UC)
[4] . Price elasticity of demand
[5] . Merit order
[6] . Hirschman-Herfindahl Index
[7] . Market power
[8] . Lerner index
[9] . Forced Outage Rate (FOR)
[10] . Epoch
[11] . Mean Square Error (MSE)

Archive of SID

www.SID.ir