بررسی تأثیر حضور نیروگاه‌های بادی بر قیمت بازار و قابلیت اطمینان سیستم‌قدرت در بازار رقابتی غیرکامل

مسعودرضا حبیبی[۱]، حسین هارون آبادی*[۲]، ابراهیم خرم[۳]

۱- دانشجوی کارشناسی‌ارشد برق، گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران، h.masoodreza@gmail.com

۲*- استادیار گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران، hoharoonabadi@yahoo.com

۳- استادیار گروه برق، واحد اسلامشهر، دانشگاه آزاد اسلامی، اسلامشهر، ایران، ebrahim_k59@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۰/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۱۲/۲۶

چکیده: مزایای تولید برق از انرژی باد، باعث گسترش روزافزون نیروگاه‌های بادی در سرتاسر جهان شده است. هزینه پایین تولید و مزایای زیست محیطی نیروگاه‌های بادی از دلایل مهم استفاده از انرژی باد می‌باشد. از طرف دیگر هزینه‌های عدم قطعیت در تولید و کنترل خروجی توربین‌های بادی از جمله مشکلاتی است که برای بهره‌برداران و بازارهای برق به وجود می‌آید. از اقدامات اساسی جهت افزایش نفوذ توان بادی، بررسی اثرات این نفوذ در شبکه‌های قدرت تجدیدساختاریافته می‌باشد. در این مقاله اثر حضور نیروگاه‌های بادی بر قیمت بازار و قابلیت اطمینان سیستم‌قدرت در سطح تولید و در بازه زمانی یکساله مورد ارزیابی قرار گرفته است. روش پیشنهادی بر روی شبکه۲۴ شینه IEEE-RTS آزمایش شده و سعی شده است با در نظر گرفتن درصد رزروهای مختلف و کشش‌های قیمتی‌تقاضای متفاوت، نتایج واقعی‌تری نسبت به بازار و قابلیت اطمینان شبکه بدست آید. در شبیه سازی، اثر عدم قطعیت‌های رزرو شبکه در نظر گرفته شده و همچنین از شبیه‌سازی مونت‌کارلو جهت مدلسازی باد استفاده می‌شود. این مطالعه با شبیه‌سازی طرح‌های اضافه شدن و جایگزین شدن تولیدکنندگان توان بادی در شبکه، سعی در بررسی و مقابسه نتایج طرح‌ها با یکدیگر داشته تا از این طریق، تغییرات قابلیت اطمینان سیستم و کارایی بازار، همزمان مورد ارزیابی قرارگیرد. نتایج بدست آمده حاکی از تاثیر مثبت همزمانی تخصیص رزرو و طرح‌های پیشنهادی بر اطمینان و کارایی بازار است.

واژه‌های کلیدی: نیروگاه‌های بادی، قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت، بازار برق، شبیه‌سازی مونت‌کارلو.

۱- مقدمه

رشد و گسترش سیستم‌های قدرت و افزایش بار مصرفی این سیستم‌ها از یک سو و مشکلات زیست محیطی ناشی از سوخت‌های فسیلی از سوی دیگر انرژی‌های تجدیدپذیر را بیش‌ازپیش به موضوع روز سیستم-های قدرت تبدیل کرده است. این انرژی‌ها علاوه بر تجدیدپذیری، پایدار و سازگار با محیط زیست نیز می‌باشند. از سوی دیگر، گسترش نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر می‌تواند موجب تأثیر بر برخی از جنبه‌های سیستم‌های قدرت نظیر قابلیت اطمینان و قیمت انرژی در بازار برق گردد. مزایای زیست محیطی و اقتصادی نیروگاه‌های بادی این نیروگاه-ها را به یکی از پرکاربردترین و متداول‌ترین منابع انرژی تجدیدپذیر در جهان مبدل کرده است. بطوریکه ظرفیت نصب شده‌ی نیروگاه‌های بادی از۲۳۹۰۰ مگاوات در سال ۲۰۰۱ به۵۳۹۱۲۳ مگاوات در سال ۲۰۱۷ رسیده است [۱]. با این وجود، محدودیت‌های فنی و عدم قطعیت در انرژی باد سبب به وجود آمدن تغییراتی در ارزیابی‌های فنی و اقتصادی سیستم‌های قدرت در حضور این واحدهای تولیدی در بازار برق شده است [2,3]. در مرجع [۴] تأثیر بکارگیری باتری به عنوان ذخیره‌ساز انرژی (BESS) در کنار مزرعه بادی بر قابلیت اطمینان تولید بررسی شده و نشان داده شده است که همکاری BESS و نیروگاه بادی زمانی موثرتر خواهد بود که ظرفیت تولید و نفوذ مزرعه بادی افزایش یابد. در [۵] هماهنگی تولیدکننده برق بادی (WPP) و نیروگاه آبی به عنوان یک راه موثر برای افزایش توانایی عرضه برق بادی به سیستم قدرت و بازار برق و کاهش هزینه عدم تعادل معرفی شده است. همچنین نشان داده شده است که نیروگاه بادی در هماهنگی

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

کامل با یک واحد آبی می‌تواند تفاوت بین تولید واقعی و فروش انرژی در روزهای آینده را کاهش دهد و از کاهش سود نیروگاه بادی جلوگیری کند. در [۶] حضور یک نیروگاه بادی تحت طرح‌های مختلف (گیرنده قیمت، ارائه منحنی عرضه و ائتلاف با یک نیروگاه غیر بادی) در تعادل بازار بررسی شده است. در این مقاله نشان داده شده است هزینه پرداختی مصرف‌کنندگان در همه طرح‌ها کاهش می‌یابد. مرجع [۷] با بررسی تغییرات سه شاخص قابلیت اطمینان در پیک‌بار، قابلیت اطمینان سالیانه‌ی سیستم‌های قدرت را با حضور نیروگاه بادی بررسی و ارزیابی کرده و نشان داده است نیروگاه‌های بادی در تغییرات اوج بازار از قابلیت اطمینان بالایی برخوردار هستند. نیروگاه‌های انعطاف‌پذیرتر، می‌توانند با یکدیگر ادغام شده و اقدام به افزایش قیمت بازار نمایند. در [۸] جهت ارزیابی قابلیت اطمینان تولید و تعیین قیمت بازار، در بازار برق اشتراکی از شبیه‌سازی مونت‌کارلو و شبکه‌های عصبی بهره‌برده و نتیجه گرفته هر چه کشش‌قیمتی‌تقاضا کاهش یابد، امکان تطبیق مصرف مشترکین با قیمت نیز کاهش یافته و در نتیجه قیمت برق در بازار افزایش می‌یابد. ارزیابی قابلیت اطمینان تولید در بازار برق اشتراکی با استفاده از سیستم‌های هوشمند و شبیه‌سازی مونت‌کارلو در [۹] پرداخته شده است. شاخص قابلیت اطمینان LOLE ارزیابی شده و نشان داده شده هرچه کشش‌قیمتی‌تقاضا افزایش یابد LOLE کاهش یافته و قابلیت افزایش می‌یابد. مرجع [۱۰] به مطالعه در مورد قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت با حضور نیروگاه‌های بادی و ESSها پرداخته و در این مطالعه نشان داده شده است که افزایش ظرفیت توان بادی به دلیل متغیر بودن می‌تواند باعث نامطلوب شدن سطح قابلیت اطمینان سیستم شود اما حضور ESSها همزمان با نفوذ توان بادی تأثیر قابل توجهی بر بهبود قابلیت اطمینان سیستم داشته است. [۱۱] به بررسی اثرات تولید توان بادی بر MCP و قابلیت اطمینان پرداخته و بررسی نتایج نشان می‌دهد توان بادی می‌تواند سبب کاهش MCP و قابلیت اطمینان سیستم تولید شود و همچنین می تواند قابلیت طمینان انتقال را با کاهش بارگیری خطوط انتقال افزایش داده و با کاهش هزینه های عملیاتی و هزینه کل شبکه باعث کاهش قیمت برق شود

هدف اصلی از این مطالعه، بررسی تأثیر نیروگاه‌های بادی بر قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت در سطح تولید است و ضمن ارزیابی شاخص LOLE، به بررسی تاثیر اقتصادی این نیروگاه‌ها بر قیمت بازار می‌پردازد. در بخش دوم این مقاله، به مدلسازی سرعت باد و توان تولیدی نیروگاه‌های بادی و در بخش سوم به شرح مدلسازی حضور مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان در بازار برق پرداخته می‌شود. در بخش چهارم، الگوریتم کلی تعیین قیمت برق و ارزیابی قابلیت اطمینان بیان شده و در بخش پنجم مطالعه طرح‌های حضور واحدهای بادی معرفی می‌گردند. در بخش‌های ششم و هفتم، تعیین داده‌های اولیه شبیه‌سازی و نتایج حاصل از پیاده‌سازی طرح‌ها ارائه شده و بخش هشتم به نتیجه‌گیری و پیشنهادات اختصاص دارد.

۲- مدلسازی سرعت باد و توان تولیدی نیروگاه بادی

واضح است که مقدار توان تولیدی نیروگاه‌های بادی به سرعت باد بستگی دارد و از اولین و اساسی‌ترین اقداماتی که برای بررسی حضور نیروگاه‌های بادی در سیستم‌های قدرت باید انجام شود پیش‌بینی سرعت باد است. از ویژگی‌های اصلی سرعت باد، نوسانات زیاد سرعت وزش باد در طول شبانه روز است.

با توجه به مرجع [۱۲] مناسب ترین تابع برای مدلسازی سرعت باد تابع توزیع ویبال می‌باشد. در این روش مدلسازی، برای هر واحد بادی با توجه به اطلاعات گذشته سرعت باد منطقه‌ای، پارامترهای تابع توزیع احتمال ویبال بدست می‌آید. شکل کلی تابع چگالی احتمال توزیع ویبال طبق رابطه (۱) می‌باشد.

$$pdf(v) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \qquad (۱)$$

$pdf(v)$ نشان دهنده تابع توزیع چگالی احتمالی[۱]، k ضریب شکل (بدون بعد)، c ضریب مقیاس ($^{m}/_{s}$) و v سرعت باد ($^{m}/_{s}$) می‌باشد. تابع توزیع ناشی از رابطه (۱) در رابطه (۲) نشان داده شده است.

$$P(v < v_x) = \int_0^{v_x} pdf(v).dv = 1 - e^{-\left(\frac{v_x}{c}\right)^{k}} \qquad (۲)$$

مطالعات متعددی بر روی برازش توزیع ویبال بر منحنی سرعت باد در زمان‌های طولانی انجام شده است. طبق نتایج [۱۳]، مقدار پارامتر k برای توزیع‌احتمال باد به ازای ارتفاع‌ها و سرعت‌های مختلف باد تقریباً ثابت و در زمان طولانی برابر ۱/۶۹۸ است. با داشتن مقدار ضریب k و میانگین سرعت باد (v_m)، می‌توان پارامتر c را برای توزیع ویبال از طریق رابطه (۳) محاسبه نمود.

$$c = \left(\frac{v_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}\right) \qquad (۳)$$

مقدار میانگین سرعت باد (v_m) را می‌توان برابر مقدار پیش‌بینی شده از سرعت باد قرار داد. با بدست آوردن تابع توزیع و بکارگیری روش‌های شبیه‌سازی (شبیه‌سازی مونت‌کارلو)، می‌توان تغییرات سرعت باد را مدل کرد. شبیه‌سازی مونت‌کارلو یکی از رایج‌ترین روش‌های شبیه-سازی بوده و مبنای این روش تولید اعداد تصادفی و استفاده از روابط مربوطه جهت مدلسازی رفتار سیستم و تکرار محاسبات سیستم به دفعات زیاد می‌باشد. پس با داشتن تابع توزیع ویبال و داده‌های گذشته از سرعت باد، می‌توان داده‌های تصادفی مناسب برای زمان آینده را تولید نمود.

بعد از مرحله مدلسازی سرعت باد می‌توان، توان خروجی نیروگاه بادی را مدلسازی کرد. تبدیل انرژی مکانیکی ایجاده شده به انرژی مکانیکی، کاری است که در نیروگاه‌های معمولی و بادی انجام می‌شود. با تغییر سرعت باد، انرژی‌ای که توربین‌های بادی جذب می‌کنند نیز تغییر می-کند. بین سرعت باد و توان خروجی توربین‌های بادی یک رابطه

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

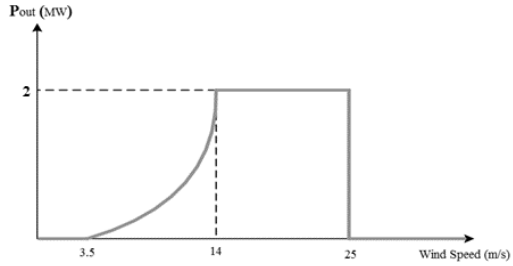
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

غیرخطی برقرار است. البته این نوع رابطه وابسته به نوع توربین و مشخصات آن نیز است. با در دسترس بودن سرعت باد و با درنظر گرفتن منحنی توان توربین، می‌توان توان تولیدی توربین‌های بادی را مشخص کرد. باتوجه به اینکه رابطه‌ی بین توان تولیدی یک توربین بادی و سرعت باد، رابطه‌ای غیرخطی است، برای محاسبه‌ی توان خروجی توربین بادی می‌توان از مشخصه توان – سرعت که یک رابطه‌ی غیرخطی (۴) است استفاده کرد.

$$P_t = \begin{cases} 0 & v_w \geq v_{ci} \\ P_r \dfrac{{v_w}^2 - {v_{ci}}^2}{{v_r}^2 - {v_{ci}}^2} & v_{ci} \leq v_w \leq v_r \\ P_r & v_{ci} \leq v_w \leq v_{co} \\ 0 & v_w \geq v_{ci} \end{cases} \qquad (۴)$$

مشخصات هر توربین شامل پارامترهای v_{ci} سرعت قطع پایین[۲]، v_{co} سرعت قطع بالا[۳]، v_r سرعت نامی[۴]، و P_r حداکثر توان تولیدی[۵] است که توسط شرکت سازنده و باتوجه به ویژگی‌های توربین تعیین و ارائه می‌گردد. به عنوان مثال شکل (۱) رابطه‌ی میان P_t و v_w را به صورت منحنی توان – سرعت برای یک توربین بادی با توان نامی ۲ مگاوات و پارامترهای $v_{ci} = 3/5\, {}^{m}/_{s}$، $v_r = 14\, {}^{m}/_{s}$ و $v_{co} = 25\, {}^{m}/_{s}$ را نشان می‌دهد.



شکل (۱): منحنی توان - سرعت توربین بادی

در شبیه‌سازی این مطالعه، برای سادگی شبیه‌سازی فرض شده است که همه توربین‌های بادی هر نیروگاه بادی، در معرض وزش باد یکسان هستند و همچنین، حداکثر ظرفیت تولید هر توربین بادی۲ مگاوات، سرعت قطع پایین $3/5\, {}^{m}/_{s}$، سرعت نامی $14\, {}^{m}/_{s}$، سرعت قطع بالا $25\, {}^{m}/_{s}$ و هر نیروگاه بادی متشکل از ۲۵ توربین بادی با ظرفیت نامی۲ مگاوات فرض شده است. برای داده‌های سرعت باد در طول سال، از داده‌های واقعی یک نیروگاه بادی در شمال اسپانیا استفاده شده است. داده‌های سرعت باد روزانه و سالیانه مربوط به این نیروگاه، در یک پایگاه اینترنتی [۱۴] برای مقاصد تحقیقاتی در اختیار عموم قرار داده شده است.

مرجع [۱۵] علاوه بر پارامتر ماهیت تصادفی باد (عدم قطعیت سرعت باد)، نرخ‌خرابی مکانیکی توربین‌های بادی ($FOR_{T.w}$) را نیز در محاسبات شبیه‌سازی، در نظر گرفته و نتایج شاخص‌های قابلیت اطمینان (LOLE و LOEE) حاکی از تأثیر بالای این موضوع بر قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت است. با برآورد احتمال خرابی تجهیزات توربین‌های بادی ($FOR_{T.w}$) و بررسی تأثیر آن بر تأمین رزرو مورد نیاز احتمالی از بابت $FOR_{T.w}$، می‌توان قطعی و خاموشی شبکه را کاهش داد. در این بررسی نیز از احتمال خروج اجباری واحد-های بادی استفاده شده است. مقدار احتمال خروج اجباری توربین‌های بادی، $FOR_{T.w} = 0.05$ فرض شده است.

۳- حضور در بازارهای انرژی الکتریکی

همانطور که قبلاً نیز عنوان شد این مقاله به بررسی تأثیر حضور واحدهای بادی بر قیمت بازار برق در طرح‌های مختلف و همچنین به ارزیابی قابلیت اطمینان (شاخص LOLE) می‌پردازد.

۳-۱- شبیه سازی اقتصادی مصرف کنندگان

با توجه به تجدیدساختار یافتن صنعت برق و حق انتخاب مشتریان، مصرف‌کنندگان نقش منفعل‌تری در بازارهای انرژی الکتریکی دارند. اکثر مصرف‌کنندگان نیز نسبت به قیمت برق حساس هستند و با توجه به نظریه اقتصاد خرد، مصرف‌کنندگان توان الکترکی، مصرف و تقاضای خود را تا مقداری افزایش می‌دهند، که سود حاشیه‌ای که از مصرف برق به دست می‌آورند، برابر با قیمتی که باید پرداخت کنند، شود.

مصرف‌کنندگان در کوتاه مدت، توانایی عکس‌العمل زیادی در برابر نوسانات قیمت بازار برق را ندارند و به همین علت کشش‌قیمتی‌تقاضا در کوتاه مدت بسیار ناچیز است. پس حساسیت‌قیمتی‌تقاضا برای توان برقی در کوتاه مدت بسیار کم است[۱۶]. حساسیت خیلی کم تقاضا در بازارهای رقابتی غیرکامل، تأثیر نامطلوبی بر روی عملکرد بازارهای توان برقی دارد و اعمال قدرت بازار توسط تولیدکنندگان را تحمیل می‌کند. تابع تقاضا معمولا به صورت رابطه (۵) بیان می‌شود:

$$\pi = a - b.Q_T \qquad (۵)$$

در رابطه (۵)، π قیمت بازار برق بر حسب $\frac{\$}{\mathrm{MWh}}$ و Q_T میزان کل تولیدMW می باشد. a و b ضرایب این تابع بوده، به ترتیب بر حسب $\frac{\$}{\mathrm{MWh}}$ و $\frac{\$}{MW^2h}$ و همیشه مثبت می‌باشند. با در نظرگرفتن تعریف پارامتر حساسیت قیمتی تقاضا، این پارامتر از رابطه (۶) بدست می-آید[۱۷].

$$Ed = \left|\frac{dQ_T}{d\pi}\right| = \frac{1}{b} \qquad (۶)$$

در رابطه (۶) Ed معرف کشش‌قیمتی تقاضا می‌باشد. اگر مقدار بار پیش‌بینی شده‌ی درخواستی مشترکین (Q_n) را مستقل از قیمت در نظر بگیریم، با داشتن حساسیت قیمتی‌تقاضا (Ed)، می‌توان معادله تابع تقاضا از (۷) بدست آورد.

$$\pi = a - b.Q_T = b.Q_n - b.Q_T = \frac{Q_n}{Ed} - \frac{Q_T}{Ed} \qquad (۷)$$

رابطه (۷) نشان دهنده تأثیر پذیری قیمت بازار از هزینه تولید و میزان بار درخواستی مصرف‌کنندگان و همچنین تأثیرپذیری بار شبکه از قیمت بازار و هزینه تولید است. هر چه Ed بیشتر باشد تأثیر آن بر قیمت و هم چنین کاهش هزینه تولید بیشتر خواهد بود. با انجام شبیه‌سازی‌ها مشخص می‌شود که افزایش Ed باعث کاهش قیمت برق

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017
[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

و کاهش مصرف شده است. در این مطالعه، مقادیر کشش‌قیمتی‌تقاضا برابر ۰/۰۵، ۰/۱، ۰/۱۵و ۰/۲ در نظر گرفته شده است.

۳-۲- شبیه سازی تولیدکنندگان و نحوه تعیین قیمت بازار برق

در این مطالعه، تولیدکنندگان توان الکتریکی را در یک بازار رقابتی غیرکامل[۶] در نظر می‌گیریم و تولیدکنندگان در این بازار، برای بهینه کردن سود فروش توان تولیدی خود به رقابت خواهند پرداخت. کم بودن تعداد تولیدکنندگان و یا حضور تولیدکنندگان راهبردی در بازار برق باعث شکل گیری بازار برق با رقابت غیرکامل می‌شود. در بازاری با رقابت غیرکامل، تولیدکنندگان راهبردی از مزیت قدرت بازار برخوردار بوده و توانایی تغییر قیمت بازار به نفع خودشان را دارند. در یک بازار واقعی، ذینفعان بازار رفتار خود را با توجه به رفتار سایر شرکت کنندگان تغییر می‌دهند. در این شرایط هریک از مشارکت کنندگان در بازار به دنبال تأثیرگذاری بیشتر بر قیمت بازار و بیشینه کردن سود خود هستند. در این حالت هریک از تولیدکنندگان، در حین کار بررسی می‌کند که آیا با تغییر ظرفیت تولید یا قیمت پیشنهادی خود به سود بیشتری دست می‌یابد یا خیر؟ در صورتی که چنین امکانی وجود داشته باشد، پارامترهای تولیدی خود را تغییر می‌دهد. این تغییر و تحولات در همه نیروگاه‌ها انجام شده و آنقدر ادامه می‌یابد تا همه نیروگاه‌ها در سودآورترین حالت قرار گرفته باشند. این حالت زمانی رخ می‌دهد که نیروگاه‌ها با تغییر تولید خود به سود بیشتری نرسند. به این حالت، حالت تعادل نش[۷] گفته می‌شود و نشان دهنده تعادل بازار در رقابت غیرکامل است. تعادل‌نش یکی از رایج‌ترین روش‌ها، برای پیش‌بینی نتیجه و خروجی رقابت می‌باشد. هیچ یک از شرکت‌کنندگان در بازار، قادر نیستند با تغییر رفتار یکجانبه خود، نقطه‌ای که در حالت تعادل‌نش مشخص شده را تغییر داده و به سود بیشتری برسند. مدل‌ها و روش‌های مختلفی برای رقابت شرکت‌کنندگان در بازار برق ارائه شده است. مدل کورنو[۸]، مدل برتراند[۹] و مدل تابع عرضه[۱۰] از جمله این روش‌ها هستند. در این مطالعه از مدل کورنو برای مدلسازی حضور واحدهای تولیدکننده و محاسبه نقطه تعادل نش در بازار برق استفاده شده است. سادگی مدل کورنو در محاسبات، همراه با در نظر گرفتن جزئیات و محدودیت‌های مسأله از مزیت‌های مدل کورنو می‌باشد. مدل کورنو سعی بر محاسبه سود بیشینه برای هریک از واحدهای شرکت کننده در بازار را دارد. فرض می‌کنیم هر واحد تولیدی متعلق به یک شرکت مستقل می‌باشد و تمام شرکت‌کنندگان در بازار سعی در به حداکثر رساندن سود خود را دارند. سود هریک از واحدها در بازار برق برابر است با:

$$\Omega_i = \pi(Q_T).P_i - C_i(P_i) \qquad (۸)$$

در رابطه (۸) Ω_i مقدار سود واحد تولیدی iام، P_i مقدار توان تولید شده واحد تولیدی iام، π قیمتی است که توان برقی در بازار به فروش رفته (قیمت تسویه بازار MCP) و$C_i(P_i)$ هزینه تولید توان فروش رفته واحد iام می‌باشد. هر واحد تولیدی سعی می‌کند با پارامترهایی که در اختیار دارد در راستای بیشینه کردن سود خود پیش برود. فرض کنیم تنها پارامتری که در اختیار هر واحد تولیدی قرار دارد، فقط پارامتر مقدار تولید (P_i) باشد، شرط لازم برای بهینه کردن معادله (۸) برابراست با:

$$\frac{d\Omega_i}{dP_i} = \frac{d(\pi P_i)}{dP_i} - \frac{dC_i(P)}{dP_i} = 0 \qquad (۹)$$

$\frac{dC_i(P)}{dP_i}$ معرف هزینه‌حاشیه‌ای[۱۱] (MC) واحدiام است و تعریف آن یعنی هزینه‌ای که واحد تولیدی برای تولید یک مگاوات اضافی در زمان مورد نظر متحمل شود. $\frac{d(\pi P_i)}{dP_i}$ نشان‌دهنده درآمدحاشیه‌ای[۱۲] (MR) واحدiام می‌باشد و آن یعنی درآمدی که شرکتi ام برای تولید یک مگاوات اضافی کسب می‌کند. هر تولیدکننده برای بیشینه کردن سود، تولید خود را درحدی تنظیم می‌کند که درآمدحاشیه‌ای شرکت با هزینه‌حاشیه‌ای آن برابر شود، در رابطه (۱۰) نشان داده شده است.

$$MR_i = MC_i \qquad (۱۰)$$

در رابطه (۱۰)، MR_i یعنی درآمد حاشیه‌ای واحد iام و MC_i نشان دهنده هزینه حاشیه‌ای واحد iام می‌باشد. همچنین می‌دانیم که مجموع تولید واحدها بایستی برابر مصرف کل (Q_T) باشد، در رابطه (۱۱) نشان داده شده است. در ضمن طبق رابطه (۱۲) برای هر واحد تولیدی فقط قید حداکثر مقدار تولید در نظر گرفته شده است.

$$Q_T = \sum_i P_i \qquad (۱۱)$$

$$P_i \le P_i^{max} \qquad (۱۲)$$

P_i^{max} نشان دهنده حداکثر ظرفیت واحد تولیدی iام می‌باشد. برای بیشینه شدن سود همه نیروگاه‌ها بایستی مشتق سود در همه آنها برابر صفر باشد (رابطه ۱۳). بنابراین:

$$\pi(Q_T) + P_i.\frac{d\pi}{dQ_T}.\frac{dQ_T}{dP_i} - \frac{dC_i}{dP_i} = 0 \qquad (۱۳)$$

با توجه به روابط (۶)، (۷) و (۹) می‌توان رابطه (۱۴) را نوشت:

$$\frac{Q_n}{Ed} - \frac{Q_T}{Ed} - P_i - MC_i = 0 \qquad (۱۴)$$

با روابط (۱۱) و (۱۴)، یک دستگاه معادلات با $(i+1)$ معادله و مجهول تشکیل داده می‌شود که در آن P_i ها و Q_T مجهولات معادله هستند.

این دستگاه معادلات را می‌توان به فرم $AX = B$ به این شکل نوشت: معادله (۱۵) به روش‌های مختلف حل معادلات‌خطی، قابل حل است.

$$\begin{bmatrix} -\frac{1}{Ed} & 0 & \dots & 0 & -\frac{1}{Ed} \\ 0 & -\frac{1}{Ed} & \dots & 0 & -\frac{1}{Ed} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & -\frac{1}{Ed} & -\frac{1}{Ed} \\ 1 & 1 & \dots & 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} MC_1 - \frac{Q_n}{Ed} \\ MC_2 - \frac{Q_n}{Ed} \\ \vdots \\ MC_n - \frac{Q_n}{Ed} \\ 0 \end{bmatrix} \qquad (۱۵)$$

در این مطالعه جهت اعمال هزینه‌هایی مانند هزینه‌ی کارکنان، هزینه تعمیر و نگهداری و همچنین به دلیل متغیر بودن راندمان و نرخ

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

حرارتی نیروگاه‌ها و تغییر هزینه‌های تولید، از نرخ هزینه‌همترازشده یا هزینه یکنواخت شده (LCOE[۱۳]) به عنوان هزینه‌حاشیه‌ای (MC) نیروگاه‌ها در محاسبات و ارزیابی‌ها استفاده شده است. این شاخص، میانگین هزینه‌های برآوردی ساخت، نگهداری، سوخت‌رسانی و هزینه-های اضافی برای تولید برق را به ازای هر مگاوات ساعت، برآورد کرده و کل هزینه تمام شده یک مگاوات ساعت برق را در طول عمر یک نیروگاه بر اساس نرخ کنونی محاسبه می‌کند. امروزه از LCOE جهت ارزیابی هزینه استفاده می‌شود. مقادیر نرخ متوسط تولید از منبع [۱۸] استخراج و استفاده شده است.

در رابطه (۱۵) حداکثر ظرفیت ممکن برای واحدهای تولیدی در نظر گرفته نشده و برخی از پاسخ‌هایی که برای P_iها به دست می‌آید، قابل قبول نیست. برای رفع این مشکل، الگوریتمی مطابق شکل (۲) و به شرح ذیل در حل معادلات خطی استفاده شده است:

۱) ابتدا معادلات بدون در نظر گرفتن حداکثر ظرفیت حل می‌شوند.

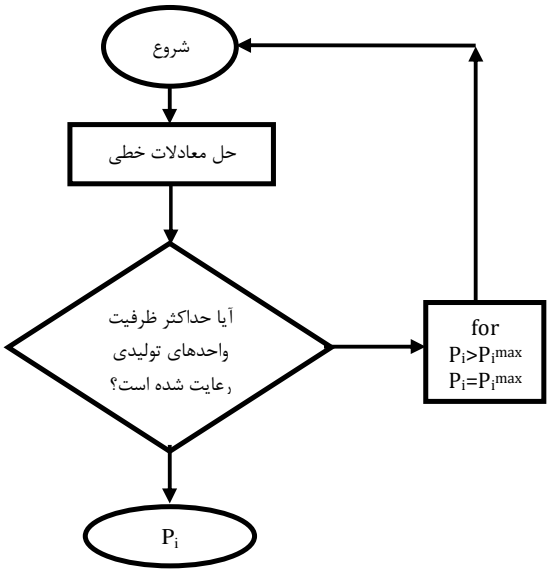
۲) بررسی می‌شود که آیا ژنراتوری وجود دارد که توان به دست آمده برای آن بیشتر از حداکثر ظرفیتش باشد. اگر وجود داشت مرحله ۳ و اگر وجود نداشت مرحله ۵ انجام می‌شود.

۳) اگر توان تعیین شده هرکدام از واحدها از حداکثر ظرفیت بیشتر بود، مقدار تولید آن واحدها بر روی حداکثرتوان تنظیم می‌شود.

۴) مجدداً معادلات رقابت با فرض ثابت بودن تولید ژنراتورهایی که در مرحله قبل ظرفیتشان بر روی حداکثر تنظیم شده، حل می‌شود و سپس مرحله ۲ دوباره بررسی می‌شود.

۵) توان بدست آمده ژنراتورها به عنوان مقدار نهایی لحاظ می‌شود.

با استفاده از روش فوق، مقادیر بهینه توان و سهم بازار برای ژنراتورهای شبکه RBTS-24 به ازای پیک بار سالیانه به دست می‌آید.

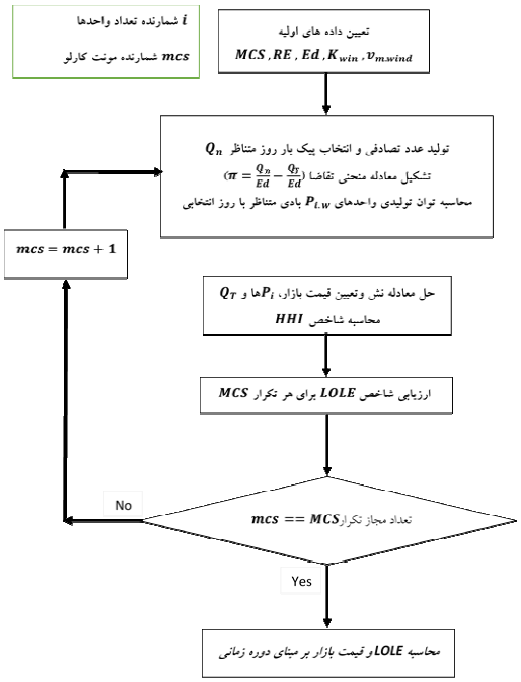


شکل (۲): دیاگرام حل معادلات خطی تعادل بازار رقابتی غیرکامل

۴- تعیین قیمت بازار و ارزیابی قابلیت اطمینان تولید با استفاده از شبیه‌سازی مونت‌کارلو

۴-۱- الگوریتم کلی تعیین قیمت بازار برق و ارزیابی قابلیت اطمینان تولید با رقابت غیرکامل با استفاده از مونت کارلو

الگوریتم استفاده شده در این مطالعه از مرجع [۹] استخراج شده است. این روش را می‌توان برای بررسی تأثیرگذاری هر سناریو بر پارامترهای موردنظر استفاده کرد. این روش از شبیه‌سازی مونت‌کارلو بهره برده و در انتها معیار قابل قبولی از پارامترها در اختیار کاربر می‌گذارد. الگوریتم تعیین قیمت بازار رقابتی غیرکامل با استفاده از شبیه‌سازی مونت‌کارلو طبق شکل (۳) و دستورالعمل ذیل انجام شده است:



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

۱) ابتدا داده‌های اولیه شبیه‌سازی ازجمله تعداد تکرار مونت‌کارلو، حساسیت قیمتی تقاضا (Ed) و درصد رزرو (RE) و همچنین داده‌های اولیه و ثابت جهت مدلسازی توان بادی، معین می‌شود. اپراتور شبکه، واحدها را بر اساس قیمت‌حاشیه‌ای اعلام شده مرتب کرده و آنها را با در نظر گرفتن ظرفیت کامل در کنار یکدیگر قرار داده و منحنی عرضه اولیه کل نیروگاه‌ها و منحنی تقاضای بار پیش بینی شده برای روزهای مختلف سال را در بازار رقابتی غیرکامل تشکیل می‌دهد.

۲) در هر تکرار روش مونت‌کارلو، با تولید یک عدد تصادفی، یکی از روزهای دوره زمانی مورد مطالعه، انتخاب می‌شود. بار متناظر با آن از منحنی تقاضای پیش‌بینی شده، استخراج شده و برابر Q_n قرار داده می‌شود. معادله منحنی تقاضا از رابطه (۷) تشکیل می‌شود. با مشخص

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017
[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

شدن Q_n، مقدار رزرو نیز برای این منحنی بر اساس درصد رزرو اعلام شده، محاسبه می‌شود. با مشخص شدن روز انتخابی، پارامتر v_m از پایگاه داده سرعت باد منطقه [۱۴] استخراج و پارامتر c محاسبه شده و با بکارگیری شبیه‌سازی مونت‌کارلو و تابع توزیع ویبال $Weibull(c,k)$، سرعت باد در منطقه هر واحد بادی برای روز انتخاب شده مدل و محاسبه می گردد. و در نهایت با استفاده از رابطه (۴) توان تولیدی واحدهای بادی (P_{wi}) محاسبه می‌گردد.

۳) حالت تعادل‌نش بازار از حل معادله (۱۵) بدست می‌آید. از حالت تعادل‌نش میزان بار درخواست مشترکین (Q_T) و قیمت بازار استخراج شده و برای این تکرار مونت کارلو ذخیره می‌گردد. همچنین واحدهای تولیدی که برای تأمین بار روز انتخابی و رزرو در اولویت قرار گرفته‌اند مشخص می‌شوند.

۴) در این مرحله محاسبات ارزیابی شاخص قابلیت اطمینان LOLE انجام می شود. معرفی روش ارزیابی LOLE در قسمت (۵-۲) به طور کامل توضیح داده شده است.

۵) مراحل ۴ تا ۶ را به تعداد مشخص شده روش مونت‌کارلو (مرحله ۱) انجام می‌شود و نتایج هر تکرار ذخیره می‌گردد.

۶) جهت ثبت و تحلیل نتایج، مجموع مقادیر ذخیره شده برای هر پارامتر محاسبه و بر تعداد دفعات مونت‌کارلو تقسیم شده تا میانگینی از پارامترهای مورد نظر اعلام شود.

۴-۲- ارزیابی شاخص LOLE قابلیت اطمینان سیستم قدرت

LOLE شاخص قابلیت اطمینانی است که در این مطالعه مورد بررسی قرار می‌گیرد و نشان دهنده انتظار قطع بار می‌باشد. با تولید اعداد تصادفی وضعیت تولید نیروگاه‌ها برای هر تکرار مونت‌کارلو، مشخص می‌شود. جهت تعیین وضعیت تمامی واحدها از نرخ خروج اجباری واحدها (FOR) جهت محاسبه LOLE استفاده شده است.

۴-۲-۱- تعریف محدوده سالم بودن و خرابی واحدها

در این روش برای کار هر واحد تولیدی یک محدوده‌ی صفر تا یک فرض شده است([۰-۱]). با توجه به FOR هر واحد، فاصله‌ی صفر تا FOR محدوده‌ی خرابی ([۰-FOR]) و فاصله‌ی FOR تا یک ([۱-FOR])، محدوده‌ی سالم بودن آن واحد در نظر گرفته شده است.

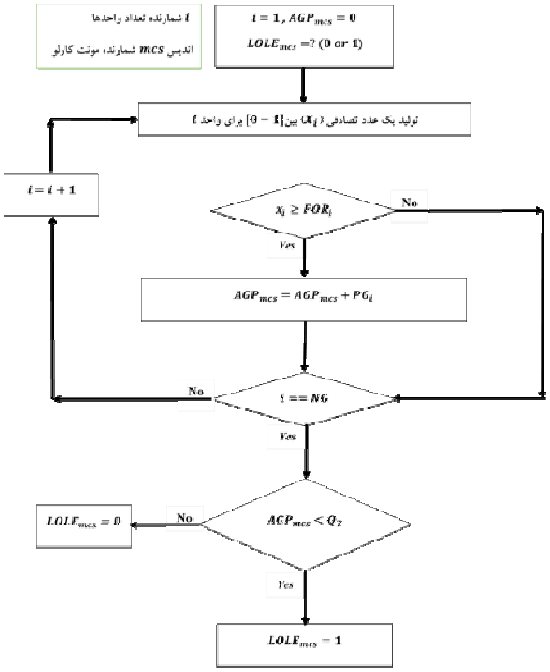
FOR نشان‌دهنده‌ی احتمال ناآمادگی واحد تولیدی است و باتوجه به تعریف احتمال، محدوده نرخ خروج اجباری هر واحد بین [0-1] می‌باشد. نرخ خروج اجباری واحدهای تولیدی از جدول (۱) استخراج شده است. در این مطالعه از مقدار پیک بار روزانه استفاده شده پس واحد LOLE، روز بر سال می‌باشد. نحوه محاسبه LOLE به این شرح می‌باشد که هر زمان ظرفیت تولید سیستم کاهش یابد و سیستم تولید، توانایی تأمین میزان باردرخواستی مشتریان را نداشته باشد، در شبکه خاموشی یا قطعی برق اتفاق می‌افتد و یک قطعی بار ثبت می‌شود.

۴-۲-۲- الگوریتم محاسبه LOLE در شبیه‌سازی مونت-کارلو

در هر تکرار مونت‌کارلوی الگوریتم تعیین قیمت بازار، نیروگاه‌های مجاز به تولید، و مقدار توان تولیدی آنها مشخص می‌شود. در این مرحله برای هر واحد تولیدی که در لیست تأمین‌کنندگان پیک بار روز انتخابی قرار دارند، یک عدد تصادفی بین [0-1] تولید می‌شود (به عنوان مثال x_i).

الگوریتم محاسبه توان در دسترس و ثبت خاموشی در شبیه سازی مونت‌کارلو برای هر تکرار در شکل (۴) نمایش داده شده است.

اگر عدد تصادفی هر واحد در محدوده‌ی سالم بودن آن نیروگاه باشد ($\mathrm{FOR} \le x_i \le 1$)، آن واحد در این تکرار مونت‌کارلو، در حالت‌کار و توان تولیدی آن در دسترس فرض می‌شود. اما اگر عدد تصادفی تولید شده آن واحد در محدوده‌ی خرابی ($0 \le x_i < \mathrm{FOR}$) واحد قرار گیرد، فرض بر این می‌شود که آن واحد تولیدی دچار خروج اضطراری شده و توانائی تأمین توان محوله را ندارد. بعد از مشخص شدن وضعیت تولید همه نیروگاه‌ها، مجموع توان تولیدی نیروگاه‌هایی که سالم بوده و در مدار تولید هستند (AGP[۱۴])، محاسبه می‌شود. اگر این مجموع توان تولیدی از بار مصرفی شبکه Q_T کمتر باشد، در آن روز انتخابی (این تکرار مونت‌کارلو) خاموشی خواهیم داشت. پس برای این تکرار، خاموشی ثبت می‌شود. بعد از اتمام تکرارهای مونت‌کارلو، مجموع تعداد دفعاتی که خاموشی ثبت شده است، محاسبه شده و نتیجه بر مبنای دوره زمانی مورد نظر اعلام می‌شود.



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

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]
Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017
[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

۵- بیان و مدلسازی طرح‌های حضور واحدهای بادی در شبکه

حضور نیروگاه بادی را در یک سیستم قدرت می توان به عنوان یک منبع تولید توان با خروجی بسیار متغیر فرض کرد. از آنجا که این خروجی بسیار متغیر، اثراتی بر بازار و شبکه‌قدرت دارد، می‌بایست حضور واحدهای بادی، تحت کنترل و طبق اصول بازار و شبکه قدرت باشد. در این بررسی دو طرح متفاوت برای حضور نیروگاه‌های بادی در بازار رقابتی غیرکامل برق تعریف شده است. این طرح‌ها عبارت انداز:

- اضافه شدن سه واحد بادی
- جایگزینی سه واحد بادی

هدف اصلی این طرح‌ها بررسی تأثیر گذاری واحدهای بادی بر نقطه تعادل سیستم (قیمت بازار و مقدار درخواست) و ارزیابی این تأثیرات بر شاخص LOLE می باشد.

در این دو طرح، تولیدکنندگان اعم از بادی و غیربادی منحنی‌عرضه خود را به بهره‌بردار بازار ارائه می‌دهند و منحنی‌عرضه‌کل نیروگاه‌ها محاسبه می‌شود. جهت مدلسازی حضور واحدهای بادی اینگونه فرض می‌شود که هر واحد بادی آخرین و دقیق ترین تابع عرضه خود را یک ساعت قبل از تحویل انرژی به بهره‌بردار ارائه می‌دهد و بهره‌بردار مجموع پیشنهادهای تولیدی واحدهای بادی را از بار کل درخواستی مشترکان (D) کم می‌کند و باقیمانده توان درخواستی را براساس اصول بازار غیرکامل به نیروگاه‌های غیربادی اختصاص می‌دهد. طبق رابطه (۱۶) می توان گفت حضور واحدهای بادی به صورت بار منفی مدل شده است.

$$D - \sum P_{w.forecast} = \sum P_{NW} \qquad (۱۶)$$

D : کل بار درخواستی مشترکان

$\sum P_{w.forecast}$: مجموع توان تولیدی نیروگاه‌های بادی

$\sum P_{NW}$: مجموع توان تولیدی نیروگاه‌های غیربادی

در صورت تولید برق‌بادی بیش از مقدار پیش‌بینی ($P_{w.forecast}$) یا تولید کمتر از آن، که باعث ایجاد عدم تعادل مثبت یا منفی می‌شود، بهره‌بردار سیستم باید با استفاده از رزروهای تعیین شده، این مشکل را جبران کند و با فرض اینکه هزینه تخصیص رزرو برعهده مصرف-کنندگان می‌باشد، تولیدکنندگان در بازار در محیطی بدون عدم قطعیت شرکت می‌کنند. ورود نیروگاه‌های بادی در بازار رقابتی غیر کامل، قدرت تعیین قیمت شرکت‌ها یا تولید کننده‌های تأثیر گذار بر بازار را کاهش می‌دهد. در شبیه سازی طرح‌های حضور واحدهای بادی، پوشش عدم قطعیت تولید نیروگاه‌های بادی بر عهده سیستم رزرو شبکه فرض شده است.

در شبیه سازی حضور واحدهای بادی، در مرحله اول سه واحد بادی را به شبکه **اضافه** می‌کنیم و در مرحله دوم همان واحدهای بادی را **جایگزین** واحدهای غیر بادی منتخب می‌کنیم. به عنوان مثال ۳ واحد آبی ۵۰ مگاواتی را حذف کرده و ۳ واحد بادی با حداکثر توان تولیدی هرواحد ۵۰ مگاوات را جایگزین می‌کنیم.

۶- تعیین داده‌های شبیه‌سازی

۶-۱- معرفی سیستم تست

برای هرگونه بررسی و مطالعه بر روی سیستم‌های قدرت، نیاز به اطلاعات یک شبکه جهت مدلسازی است. در این مطالعه تمامی مطالعات بر روی شبکه تست RTS-24BUS(IEEE) انجام شده است [۱۹]. این شبکه، دارای ۱۱ باس ژنراتوری است که مجموع ۳۲ واحد ژنراتوری بر روی آنها مستقر هستند، همچنین ظرفیت نصب شده در این شبکه ۳۴۰۵ مگاوات بوده و پیک بار آن ۲۸۵۰ مگاوات است. اطلاعات این واحدها بر اساس داده‌های شبکه [۱۹] به صورت جدول (۱) نمایش داده شده است. داده‌های مربوط به هزینه حاشیه ای تولید واحدها نیز از مرجع [۱۸] استخراج شده است.

جدول (۱):اطلاعات واحدهای تولیدی شبکه تست[۱۹]

ظرفیت(مگاوات)	نوع واحد	تعداد	نرخ خروج اجباری	هزینه حاشیه‌ای ($/MWh)
۱۲	حرارتی	۵	۰/۰۲	۹۴/۷
۲۰	حرارتی	۴	۰/۱	۱۰۹/۴
۵۰	آبی	۶	۰/۰۱	۶۶/۲
۷۶	حرارتی	۴	۰/۰۲	۱۴۰
۱۰۰	حرارتی	۳	۰/۰۴	۹۴/۷
۱۵۵	حرارتی	۴	۰/۰۴	۱۲۳/۲
۱۹۷	حرارتی	۳	۰/۰۵	۹۴/۷
۳۵۰	حرارتی	۱	۰/۰۸	۱۲۳/۲
۴۰۰	هسته‌ای	۲	۰/۱۲	۹۹/۱

۶-۲- مدلسازی بار

مدلسازی بار در ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت و تعیین قیمت بازار برق از اصول مهم و اساسی می‌باشد. در این بررسی از اطلاعات پیک بار روزانه [۱۹] استفاده شده است. بیشترین مقدار پیک روزانه برابر ۲۸۵۰ مگاوات و کمترین مقدار پیک روزانه ۱۴۸۵/۶ مگاوات در یک سال (دوره مطالعه) می باشد.

۶-۳- روش تعیین مقدار رزرو

در سیستم‌های قدرت همیشه احتمال‌خرابی، از دسترس خارج شدن واحدهای تولیدی و یا تغییر بار پیش‌بینی نشده، وجود دارد. با توسعه استفاده از نیروگاه‌های تجدیدپذیر و دارای عدم قطعیت در تولید، به ویژه نیروگاه‌های بادی، چالش‌های جدی برای حفظ پایداری شبکه‌های قدرت ایجاد می‌شود. یکی از راه‌های موثر برای کاهش این اثرات در نظرگرفتن رزرو تولید برای سیستم‌های قدرت می‌باشد. رزرو چرخان (SR) به عنوان یک منبع مهم برای حفاظت از سیستم‌های قدرت و عاملی برای بهبود قابلیت اطمینان شبکه، شناخته شده است. در صورتی که یک واحد یا چند واحد تولیدشان کاهش یافته یا قطع شود، باید ذخیره کافی در سایرواحدها وجود داشته‌باشد تا در یک زمان

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

مشخص، کمبود توان را جبران‌کنند. مقدار رزرو پیک بار روز انتخابی، درصدی از پیک بار پیش‌بینی شده همان روز تعیین می‌شود. در این روش رزرو کمتری در نظرگرفته می‌شود و هزینه‌های سیستم‌تولید نیز کاهش می‌یابد. در این بررسی سعی شده تأثیر حضور نیروگاه‌های بادی (درحداکثر ظرفیت‌های تولیدی ۱۵۰مگاوات) همراه با تغییرات (افزایش) رزرو موردارزیابی قرارگیرد. میزان رزرو موردنیاز شبکه به صورت درصدی ثابت از نیروگاه‌های غیر بادی درنظر گرفته می‌شود. هر شبیه‌سازی ابتدا بدون درنظرگرفتن رزرو انجام می‌شود و در ادامه با سه حاشیه ذخیره ۴%،۸%و۱۳% انجام می‌شود. فرض‌شده‌است که شرکت‌های غیربادی که در بازار برق حضوردارند، مسئول تأمین رزرو می‌باشند.

۷- نتایج شبیه‌سازی

۷-۱- نتایج شبیه‌سازی شبکه بدون حضور نیروگاه-های بادی در بازار رقابتی غیرکامل

ابتدا شبکه تست را بدون حضور تولیدکننده‌های توان بادی، با در نظر گرفتن رزروها و کشش‌های‌قیمتی موردنظر، شبیه‌سازی کرده و پارامترهای شاخص قابلیت‌اطمینان LOLE، میانگین قیمت بازار و میانگین باردرخواستی مصرف کنندگان، در حالت‌های مختلف محاسبه و ثبت می‌شود. نتایج بدست آمده را مبنای محاسبات در نظر گرفته و با اعمال نفوذ توان بادی در طرح‌های مختلف، تغییرات قیمت، LOLE و دیگر فاکتورها بررسی می‌شود. نتایج بدست آمده در جداول (۲)، (۳) و (۴) ثبت شده است.

طبق نتایج جدول (۲)، نتایج شاخص LOLE این حالت نشان می‌دهد با افزایش مقدار رزرو و کشش‌قیمتی‌تقاضا، این شاخص رو به بهبودی پیش رفته است.

جدول (۲): مقادیر شاخص LOLE شبکه RTS، بدون حضور واحدهای بادی در بازار رقابتی غیرکامل

طرح	بدون حضور نیروگاه‌های بادی			
پارامتر	LOLE			
رزرو / Ed	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۷۹/۲۶۱	۲۰۱/۸۷۴	۷۵/۷۱۲	۲۷/۶۶۴
۰/۰۵	۲۷۹/۰۱۰	۲۰۱/۵۱۰	۷۵/۴۹۴	۲۷/۴۴۶
۰/۱۵	۲۷۸/۷۸۵	۲۰۱/۲۱۹	۷۵/۴۹۴	۲۷/۳۰۰
۰/۲	۲۷۸/۶۰۲	۲۰۰/۴۹۱	۷۵/۴۹۴	۲۶/۶۴۵

جدول (۳): میانگین قیمت بازار برق برای مصرف‌کننده، بدون حضور واحدهای بادی در بازار رقابتی غیرکامل

طرح	بدون حضور نیروگاه‌های بادی			
پارامتر	میانگین قیمت بازار ($/MWh)			
رزرو / Ed	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۱۱۱/۸۲۱	۲۱۴۸/۹۸۳	۲۱۸۹/۶۷۸	۲۲۴۸/۰۵۰
۰/۰۵	۱۱۰۶/۲۹۱	۱۱۲۴/۶۸۶	۱۱۴۴/۸۲۰	۱۱۷۳/۵۲۵
۰/۱۵	۷۷۱/۱۸۹	۷۸۳/۳۱۶	۷۹۶/۵۹۴	۸۱۵/۴۶۲
۰/۲	۶۰۳/۷۲۷	۶۱۲/۶۷۶	۶۲۲/۵۰۸	۶۳۶/۵۰۶

با توجه به اینکه هزینه رزرو بر عهده مصرف‌کنندگان فرض شده است و طبق نتایج جدول (۳) ، قیمت بازار با افزایش مقدار رزرو افزایش یافته و در هر ستون با افزایش کشش‌قیمتی‌تقاضا، قیمت بازار کاهش یافته است و این نشان دهنده تأثیر پذیری بالای بازارهای رقابتی غیرکامل از کشش قیمتی تقاضا می‌باشد.

جدول (۴): میانگین توان درخواستی مصرف‌کنندگان در بازار، بدون حضور واحدهای بادی در بازار رقابتی غیرکامل

طرح	بدون حضور نیروگاه‌های بادی			
پارامتر	میانگین باردرخواستی (MW)			
رزرو / Ed	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۰۰۹/۷۷۳	۲۰۰۷/۹۱۵	۲۰۰۵/۸۸۰	۲۰۰۲/۹۶۲
۰/۰۵	۲۰۰۴/۷۳۵	۲۰۰۲/۸۹۶	۲۰۰۰/۸۸۲	۱۹۹۸/۰۱۲
۰/۱۵	۱۹۹۹/۶۸۶	۱۹۹۷/۸۶۷	۱۹۹۵/۸۷۵	۱۹۹۳/۰۴۵
۰/۲	۱۹۹۴/۶۱۹	۱۹۹۲/۸۲۹	۱۹۹۰/۸۶۲	۱۹۸۸/۰۶۳

طبق نتایج جدول (۴)، همانطور که انتظار می‌رفت با افزایش Ed (کشش قیمتی تقاضا) میانگین باردرخواستی کاهش یافته و همچنین با افزایش رزرو و در پی آن افزایش قیمت، میانگین توان در خواستی مصرف‌کنندگان، کاهش را نشان می‌دهد.

۷-۲- اضافه شدن ۳ واحد بادی در بازار رقابتی غیرکامل

در این مرحله به شبکه تست ۳ نیروگاه بادی با حداکثر توان تولیدی ۵۰ مگاواتی اضافه می‌شود و مجموع تولیدکنندگان به ۳۵ تولید کننده افزایش می‌یابد. نتایج محاسبات در جداول(۵)، (۶) و (۷) ثبت شده است.

در طرح اضافه شدن واحدهای بادی، نقش موثر رزرو بر قابلیت اطمینان سیستم بازار رقابتی غیرکامل را می‌توان مشاهده کرد. در این طرح با توجه به افزایش تعداد واحدهای شرکت‌کننده در بازار، احتمال کلی خروج واحدها نیز افزایش می‌یابد و از طرفی عدم قطعیت در تولید واحدهای بادی باعث افزایش شاخص LOLE می‌شود، امّا افزایش رزرو، توانست شاخص قابلیت اطمینان سیستم (LOLE) را کاهش داده و بهبود بخشد.

جدول (۵): مقادیر شاخص LOLE شبکه RTS، با اضافه شدن سه واحد $50MW$ بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	اضافه شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	LOLE			
رزرو / Ed	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۸۶/۹۷۸	۲۰۰/۷۸۲	۷۴/۶۹۳	۲۶/۲۰۸
۰/۰۵	۲۸۶/۶۸۰	۲۰۰/۴۱۸	۷۴/۶۲۰	۲۶/۱۳۵
۰/۱۵	۲۸۶/۴۳۶	۲۰۰/۲۰۰	۷۴/۶۲۰	۲۵/۷۷۱
۰/۲	۲۸۶/۰۷۴	۱۹۹/۲۵۴	۷۴/۵۴۷	۲۵/۴۸۰

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

جدول (۶): میانگین قیمت بازار برق برای مصرف‌کننده، با اضافه شدن سه واحد $50MW$ بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	اضافه شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین قیمت بازار ($/MWh)			
Ed \ رزرو	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۰۶۸/۶۶۰	۲۱۰۴/۶۶۷	۲۱۴۴/۰۷۷	۲۱۹۹/۳۱۴
۰/۰۵	۱۰۸۴/۸۲۴	۱۱۰۲/۶۳۸	۱۱۲۲/۱۳۲	۱۱۴۹/۳۹۹
۰/۱۵	۷۵۶/۹۸۳	۷۶۸/۷۰۸	۷۸۱/۵۲۸	۷۹۹/۵۱۷
۰/۲	۵۹۳/۱۷۶	۶۰۱/۸۰۸	۶۱۱/۲۸۲	۶۲۴/۶۲۴

جدول (۷): میانگین توان درخواستی مصرف‌کنندگان در بازار، با اضافه شدن سه واحد $50MW$ بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	اضافه شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین باردرخواستی (MW)			
Ed \ رزرو	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۰۱۱/۹۳۱	۲۰۱۰/۱۳۱	۲۰۰۸/۱۶۰	۲۰۰۵/۳۹۸
۰/۰۵	۲۰۰۶/۸۸۲	۲۰۰۵/۱۰۰	۲۰۰۳/۱۵۱	۲۰۰۰/۴۲۴
۰/۱۵	۲۰۰۱/۸۱۷	۲۰۰۰/۰۵۸	۱۹۹۸/۱۳۵	۱۹۹۵/۴۳۷
۰/۲	۱۹۹۶/۷۲۹	۱۹۹۵/۰۰۳	۱۹۹۳/۱۰۸	۱۹۹۰/۴۳۹

در این طرح با افزایش واحدهای ارزان‌تر در شبکه و کاهش حضور واحدهای گران، افت قیمت اتفاق افتاده و در پی آن میزان بار درخواستی نسبت به حالت مرجع، افزایش یافته و این افزایش تقاضا می‌تواند منجر به افزایش شاخص LOLE شود. درحالیکه طبق نتایج جدول (۵)، شاخص LOLE کاهش یافته است.

۷-۳- نتایج جایگزینی سه نیروگاه بادی با سه واحد آبی

جهت نمایش بهتر اثر نفوذ توان بادی بر شبکه در بازار رقابتی غیرکامل، تحت طرح جایگزینی، شبکه را شبیه‌سازی‌کرده و نتایج مقایسه می‌شود. با توجه به کمبود منابع آبی، محدودیت در ظرفیت آب ذخیره‌شده در پشت سدها و اثرات زیست‌محیطی استفاده مستمر از آب برای تولید توان برقی، فرض‌شده‌است که مجبور به حذف ۳واحد آبی و جایگزینی ۳نیروگاه بادی ۵۰مگاوات بوده‌ایم. در طرح جایگزینی، تعداد تولیدکنندگان توان برقی تغییری نمی‌کند. در این شبیه‌سازی واحدهای آبی با $FOR = 0.01$ را حذف‌کرده و بجای آن واحدهای بادی دارای عدم‌قطعیت در تولید و $FOR = 0.05$ جایگزین‌شده است. نتایج طرح جایگزینی در جداول (۸)، (۹) و (۱۰) ثبت‌شده است.

جدول (۸): مقادیر شاخص LOLE شبکه RTS، جایگزین شدن سه واحد $50MW$ بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	جایگزین شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	LOLE			
Ed \ رزرو	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۷۷/۰۷۷	۲۰۱/۷۲۰	۷۶/۷۳۱	۳۷/۷۱۰
۰/۰۵	۲۷۶/۷۹۲	۲۰۱/۵۱۷	۷۶/۵۸۶	۳۷/۳۴۶
۰/۱۵	۲۷۶/۵۴۲	۲۰۱/۲۱۹	۷۶/۳۶۷	۳۷/۲۰۱
۰/۲	۲۷۶/۲۷۵	۲۰/۰۱۷۴	۷۶/۴۴۰	۳۶/۹۱۰

با توجه به نتایج، حذف واحدهای آبی دارای قطعیت و جایگزین شدن واحدهای بادی دارای عدم قطعیت و پرنوسان در تولید توان بادی باعث شده قدرت بازار دیگر تولیدکنندگان تأثیرگذار بر بازار، بیشتر شود و سهم بیشتری از تولید بازار رقابتی غیرکامل را در اختیار بگیرند. با توجه به افزایش قدرت بازار برخی تولیدکنندگان، افزایش قیمت نیز در تمام حالت‌های طرح نسبت به مرجع اتفاق افتاده است که از نظر مصرف کنندگان امری نامطلوب تلقی می‌شود.

جدول (۹): میانگین قیمت بازار برق برای مصرف‌کننده، جایگزین شدن سه واحد $50MW$ بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	جایگزین شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین قیمت بازار ($/MWh)			
Ed \ رزرو	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۲۳۰۸/۱۲۲	۲۳۴۷/۵۳۶	۲۳۹۳/۳۸۱	۲۴۶۶/۰۵۵
۰/۰۵	۱۲۰/۰۴۵۲	۱۲۲۳/۵۴۸	۱۲۴۶/۰۳۰	۱۲۸۱/۷۰۹
۰/۱۵	۸۳۶/۰۹۳	۸۴۸/۹۵۳	۸۶۳/۶۴۷	۸۸۷/۰۱۶
۰/۲	۶۵۲/۱۶۱	۶۶۱/۷۰۵	۶۷۲/۵۳۱	۶۸۹/۷۱۶

جدول (۱۰): میانگین توان درخواستی مصرف‌کنندگان در بازار، جایگزین شدن سه واحد $50MW$ بادی، بازار رقابتی غیرکامل

طرح	جایگزین شدن ۳ واحد بادی ۵۰ مگاواتی			
پارامتر	میانگین باردرخواستی (MW)			
Ed \ رزرو	۰	٪۴	٪۸	٪۱۳
۰/۰۵	۱۹۹۹/۹۵۸	۱۹۹۷/۹۸۷	۱۹۹۵/۶۹۵	۱۹۹۰/۲۶۱
۰/۰۵	۱۹۹۴/۹۵۹	۱۹۹۳/۰۰۹	۱۹۹۰/۷۶۱	۱۹۸۷/۱۹۳
۰/۱۵	۱۹۸۹/۹۵۰	۱۹۸۸/۰۲۱	۱۹۸۵/۸۱۷	۱۹۸۲/۳۱۲
۰/۲	۱۹۸۴/۹۳۲	۱۹۸۳/۰۲۳	۱۹۸۰/۸۵۸	۱۹۷۷/۴۲۱

در این طرح جایگزینی، همراه با افزایش قیمت، کاهش تقاضا نیز ثبت شده‌است. امّا شاخص LOLE در رزروهای ۰ و ۴% کاهش جزئی را ثبت‌کرده‌اند ولی با افزایش رزرو، شاخص LOLE طرح جایگزینی ۳واحد بادی، نسبت به نتایج مرجع افزایش یافته و نامطلوب شده است. در طرح جایگزینی واحدهای بادی بجای واحدهای آبی، به‌دلیل‌اینکه هزینه تولید و نرخ‌خروج‌اجباری واحدهای آبی کمتر از سایر واحدهای سنتی می‌باشد و از طرفی جایگزینی واحدهای بادی که دارای عدم قطعیت و نوسان بالا در تولید هستند، باعث حضور واحدهای سنتی با هزینه‌ی تولید گرانتر و نرخ‌خروج‌اجباری بالاتر می‌شود، در نتیجه، هزینه‌ی نهایی سیستم (افزایش قیمت بازار) و شاخص LOLE سیستم افزایش یافته است.

۸- نتیجه‌گیری

به طور کلی در این مطالعه نشان داده شد افزایش درصد تخصیص رزرو سیستم، می‌تواند قابلیت اطمینان سیستم را بهبودداده و افزایش کشش‌قیمتی‌تقاضا (عکس‌العمل مصرف‌کنندگان دربرابر تغییرات قیمت بازار) باعث کاهش بار درخواستی و کاهش قیمت بازار می‌شود.

در بازار رقابتی غیرکامل، اضافه‌شدن واحدهای بادی همراه با درنظرگرفتن رزرو، در مقدار همه پارامترها تأثیر مثبت داشته‌است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

شاخص LOLE و قیمت، حتی با افزایش تقاضای توان، کاهش‌داشته و نتایج مطلوب را در اطمینان شبکه و قیمت بازار، می‌توان مشاهده‌کرد.

نتایج طرح جایگزین‌شدن واحدهای بادی بجای واحدهای آبی، نشان‌داد که جایگزینی نیروگاه‌های بادی، باعث افزایش شاخص LOLE و قیمت بازار شده، که نتایج نامطلوبی برای بازار و شبکه محسوب می‌شود.

در کل به منظور کاهش قیمت بازار برق و بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت، باید همزمان با افزایش تعداد واحدها و ظرفیت تولید توان بادی، با تخصیص رزروها و استفاده از طرح‌های کاربردی مناسب، قیمت بازار و قابلیت اطمینان سیستم قدرت را در وضعیت قابل قبولی برای بازیگران بازار و سیستم‌های قدرت، قرار داد.

همچنین به عنوان ادامه تحقیق، موارد زیر پیشنهاد می‌گردند:

۱) به منظور رفع بهتر مشکل ماهیت تصادفی و نوسانی بودن توان بادی می‌توان از سیستم‌های ذخیره ساز انرژی بهره برد و که مطمئناً شاخص LOLE قابلیت اطمینان را بهبود خواهد بخشید.

۲) به منظور کاهش سوخت‌های فسیلی و استفاده کمتر از رزرو سیستم‌های قدرت، می‌توان طرح ائتلاف نیروگاه‌های بادی با نیروگاه-های غیربادی را پیشنهاد داد.

۲) می‌توان با درنظرگرفتن قیود بیشتری از بازار برق و سیستم‌های قدرت، مانند قیود تجهیزات و خطوط انتقال، به نتایج صحیح‌تر طرح-های حضور واحدهای بادی دست یافت.

۳) می‌توان با مکان‌یابی صحیح احداث نیروگاه‌های بادی در شبکه، نسبت به بار شبکه و تلفات خطوط انتقال، به نتایج درست‌تری رسید.

۴) با افزایش تعداد واحدهای بادی جایگزین شده در طرح جایگزینی شاید بتوان به نتایج بهتری دست یافت.

۵) می‌توان اثرESSها را بر ظرفیت‌های مختلف نفوذ توان بادی بررسی‌کرد.

۶) می‌توان در مطالعات آتی از شاخص‌های دیگر ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت استفاده کرد.

مراجع

[1] www.gwec.net/global-figures/graphs

[2] Baringo, Luis, and Antonio J. Conejo. *"Risk-constrained multi-stage wind power investment."* IEEE Transactions on Power Systems 28, no. 1 (2013): 401-411.

[3] Nasri, Amin, Antonio J. Conejo, S. Jalal Kazempour, & Mehrdad Ghandhari. *"Minimizing wind power spillage using an OPF with FACTS devices."* IEEE Transactions on Power Systems 29, no. 5 (2014): 2150-2159.

[4] Shahooei, Zagros, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, and Ali Abbaspour. *"Reliability improvement of power system utilizing BESS with wind farm."* In Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference on, pp. 1120-1125. IEEE, 2015.

[5] Liu, Yangyang, Chuanwen Jiang, Jingshuang Shen, and Jiakai Hu. *"Coordination of hydro units with wind power generation using interval optimization."* IEEE Trans. Sustain. Energy 6, no. 2 (2015): 443-453.

[6] Banaei, Mohsen, Majid Oloomi Buygi, and Hamidreza Zareipour. *"Impacts of strategic bidding of wind power producers on electricity markets."* IEEE Transactions on Power Systems 31, no. 6 (2016): 4544-4553.

[7] Rajeevan, A. K., P. V. Shouri, and Usha Nair. *"ARIMA modeling of wind speed for wind farm reliability analysis."* In Emerging Research Areas: Magnetics, Machines and Drives (AICERA/iCMMD), 2014 Annual International Conference on, pp. 1-5. IEEE, 2014.

[8] Haroonabadi, H., and M-R. Haghifam. *"Generation reliability assessment in power market using fuzzy logic and monte carlo simulation."* In Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on, pp. 1-6. IEEE, 2007.

[9] Haroonabadi, H. *"Generation Reliability Assessment in Electricity Markets using Market Power Concept and Neural networks."* (IJSEAS) – Volume-2, Issue-9, September 2016

[10] Parvini, Zohreh, et al. "*Operational Reliability Studies of Power Systems in the Presence of Energy Storage Systems*." IEEE Transactions on Power Systems 33.4 (2018): 3691-3700.

[11] Ajalli, Majid, and Abolfazl Pirayesh. "*Effect of wind units on market clearing price, transmission congestion and network reliability in transmission expansion planning*." The Journal of Engineering 2018.5 (2018): 304-315.

[12] Liu, Xian, and Wilsun Xu. *"Minimum emission dispatch constrained by stochastic wind power availability and cost."* IEEE Transactions on Power Systems 25, no. 3 (2010): 1705-1713.

[13] Kwon, Soon-Duck. *"Uncertainty analysis of wind energy potential assessment."* Applied Energy 87, no. 3 (2010): 856-865.

[14] www.sotaventogalicia.com

[15] Sulaeman, Samer, Mohammed Benidris, and Joydeep Mitra. *"Evaluation of wind capacity credit using discrete convolution considering the mechanical failure of wind turbines."* In Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2014 International Conference on, pp. 1-6. IEEE, 2014.

[16] Daniel, S. K., and Strbac Goran. *"Fundamentals of power system economics."* John & Wileys Sons Ltd., London (2004).

[17] Haroonabadi, H., and M-R. Haghifam. *"Generation reliability assessment in power markets using Monte Carlo simulation & soft computing."* Applied Soft Computing 11, no. 8 (2011): 5292-5298.

[18] Cost, EIA Levelized. *"Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy*

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

Outlook 2017" Energy Information Administration 2017.

[19] Subcommittee, Probability Methods. *"IEEE reliability test system."* IEEE Transactions on power apparatus and systems 6 (1979): 2047-2054.

زیرنویس‌ها

[1] PDF : probabilistic Density Function
[2] Cut-in Wind Speed
[3] Cut-out Wind Speed
[4] Rated Wind Speed
[5] rated power
[6] Imperfect Competition
[7] Nash Equilibrium
[8] Cournot Model
[9] Bertrand Model
[10] Supply Function Model
[11] Marginal Cost
[12] Marginal Revenue
[13] Levelized Cost of Electricity
[14] Available Generated Power

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]

Effects of Wind Power plants on Energy Price and Power Systems Reliability in Imperfect Competition Electricity Market

Masoodreza Habibi[1], Hossein Haroonabadi[2,*] and Ebrahim Khorram[2]

[1] Student of Electrical Engineering, Islamshahr Branch, Islamic Azad University, Islamshahr, Iran
[2] Department of Electrical Engineering, Islamshahr Branch, Islamic Azad University, Islamshahr, Iran

Abstract:**The benefits of wind power generation have led to an ever-increasing expansion of wind farms around the world. The low cost of production and the environmental benefits of wind farms are some of the main reasons for using wind energy. On the other hand, uncertainty costs in the production and control of the output of wind turbines are among the problems that are being encountered for electricity operators and markets. One of the basic measures to increase the penetration of wind power is to study the effects of this penetration on the restructured power grids. In this study, the effects of wind power plants on the market price and power system reliability in generation sector is evaluated in the one-year period. The proposed method is tested on IEEE-RTS 24 bus network and it will be tried to obtain more realistic results compared to the market and reliability of the network, taking into account the different Reserves percentage and price elasticity of demands. In simulations, the effect of network reservation uncertainty is considered. Also, Monte Carlo simulation is used for wind modeling. This study attempts to compare the results of adding and replacing wind power producers in the grid to assess the changes in the system reliability and market efficiency. The results indicate a positive effect of concurrency of allocation of reserves and proposed schemes on reliability and market efficiency.**

Keywords: **Wind Power plants, Power Systems Reliability, Electricity Market, Monte Carlo simulation.**

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2025-10-26]

Journal of Novel Researches on Electrical Power - Vol. 6-No. 1- spring & summer 2017

[DOR: 20.1001.1.23222468.1396.6.1.1.8]