

برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه با هدف کمینه‌سازی ضرر اقتصادی

امیر علامه^۱، اصغر اکبری فرود^{۲*}

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: پذیرش مقاله:	برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی می‌تواند از نگاه بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) و با اهدافی چون کاهش هزینه، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و یا افزایش رفاه اجتماعی صورت گیرد. اما، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی به دلایلی همچون هزینه‌ی بهره‌برداری پایین واحدهای بادی و تلاش برای استفاده‌ی حداکثری از انرژی باد، باید متفاوت باشد و نمی‌تواند توأم با برنامه‌ریزی واحدهای حرارتی انجام پذیرد. این امر سبب نگاهی متفاوت و جدید به مسأله‌ی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی می‌گردد. در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، مالکیت تجهیزات و بهره‌برداری آن‌ها از هم تفکیک شده و مالک تجهیزات به دنبال کسب سود بالاتر است. در این مقاله، روشی برای برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه، با هدف کمینه کردن سود از دست رفته‌ی واحدها در بازه‌ی خروج ارائه می‌گردد. برای این منظور از مدل مسأله‌ی برنامه‌ریزی مشارکت واحدها بر پایه‌ی قیمت (PBUC) استفاده می‌شود. با استفاده از داده‌های سرعت باد در بازه‌ی مورد مطالعه و تابع چگالی احتمال ویبول، سرعت باد در منطقه پیش‌بینی می‌گردد و با توجه به منحنی توان توربین‌های بادی، توان تولیدی توربین‌ها تخمین زده می‌شود. برای نزدیکی به واقعیت، عدم قطعیت در برآورد توان تولیدی با استفاده از توزیع نرمال مدل‌سازی شده و در مسأله‌ی برنامه‌ریزی واحدها لحاظ می‌گردد. در ادامه، نتایج عددی برای یک IEEE-RTS محاسبه می‌شود. بازه‌ی خروج واحدها با اولویت از دست دادن کمترین سود (کمترین ضرر) به ISO پیشنهاد می‌گردد. سپس، سپس، ISO بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان، در خصوص پذیرش یا رد پیشنهادهای تصمیم‌گیری می‌نماید.
واژگان کلیدی: برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری، واحد بادی، مالک نیروگاه، سرعت باد، توان توربین بادی، سود واحد، عدم قطعیت.	

۱-مقدمه

نیروگاه‌های بادی از جمله منابع تولید انرژی هستند که امروزه به لحاظ مزایای متعدد از جمله تجدیدپذیری، پاک بودن و تولید گازهای گلخانه‌ای کمتر در مقایسه با نیروگاه‌های سوخت فسیلی، مورد توجه بسیاری از کشورهای جهان قرار گرفته‌اند. در نیروگاه‌های بادی برخلاف دیگر نیروگاه‌ها، مقدار منبع اولیه انرژی، یعنی سرعت جریان

خروج‌های برنامه‌ریزی شده به سبب توقف تولید برق توسط واحد خارج شده، باعث کاهش قابلیت اطمینان سیستم می‌شوند، اما در عوض از خروج‌های اضطراری که ضررهای سنگینی را به واحد و همچنین به کل شبکه وارد می‌نمایند، جلوگیری می‌کنند.

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: aakbari@semnan.ac.ir

۱. دانش آموخته کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه سمنان

۲. استاد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه سمنان

باد متغیر است. یکی از روش‌های معمول برای تخمین انرژی برق بادی قابل حصول، استفاده از ترکیب تابع چگالی ویبول سرعت باد و منحنی توان توربین‌های بادی می‌باشد. مقادیر تخمینی با مقدار تولید واقعی توربین‌ها مقایسه شده و درصد خطا محاسبه می‌گردد. درصد خطای به دست آمده را می‌توان به عنوان عدم قطعیت تولید توان توربین‌های بادی در نظر گرفت [۱ و ۲].

برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای تولیدی از نگاه ISO می‌تواند با اهداف کمینه کردن هزینه، افزایش قابلیت اطمینان و یا بیشینه نمودن رفاه اجتماعی صورت گیرد [۳ و ۴]. می‌دانیم در مسأله‌ی برنامه‌ریزی مشارکت واحدها (UC)، به دنبال تولید با کمترین هزینه و در نظر گرفتن قید تعادل بار و تولید هستیم [۵ و ۶]. اگر به این مسأله، محدودیت‌های امنیت را نیز اضافه کنیم، مسأله‌ی برنامه‌ریزی مشارکت واحدها با قیود امنیت (SCUC) خواهیم داشت. پس می‌توان برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای تولیدی را با هدف کمینه کردن هزینه و افزایش قابلیت اطمینان سیستم انجام داد [۷-۱۰].

رفاه اجتماعی پارامتری است که رضایتمندی سمت عرضه و تقاضا را نشان می‌دهد. می‌توان شرایط سمت تقاضا در برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای تولیدی و برنامه‌ریزی خروج واحدها را برای رسیدن به بیشترین رفاه اجتماعی در نظر گرفت [۱۱ و ۱۲].

در مرجع [۱۳]، مسأله‌ی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری نیروگاه‌های شامل مزارع بادی، با هدف بیشینه نمودن قابلیت اطمینان سیستم، انجام شده و عدم قطعیت تولید انرژی از نیروی باد در مدل مسأله در نظر گرفته نشده است. در مرجع [۱۴]، عدم قطعیت بار و توان تولیدی نیروگاه بادی را با استفاده از مدل استوار دو مرحله‌ای، مدل‌سازی کرده و برای مدیریت بیشتر این مسأله، از دستگاه‌های ذخیره ساز انرژی نیز استفاده کرده است.

مرجع [۱۵ و ۱۶]، انرژی باد را به عنوان منبع انرژی تولید پراکنده و سیستم را شامل مجموعه‌ای از نیروگاه‌های بادی در نظر گرفته است. با استفاده از داده‌های روزانه، توزیع احتمال سرعت باد را به دست آورده و با نمونه‌گیری، توان تولید شده را برآورد نموده است. هدف، پیدا کردن بهترین راهکار تعمیرات به منظور کمینه کردن هزینه‌ی کل و بیشینه نمودن انرژی تولید شده‌ی سالانه می‌باشد.

مزارع بادی فراساحلی می‌توانند راه حلی برای مشکل تولید برق باشند، اما نسبتاً گران بوده و هزینه‌ی نصب آن بیش از دو برابر اندازه‌ی مشابه آن در خشکی است. لذا در این جا هزینه‌ی عملیات تعمیر و نگهداری بسیار حائز اهمیت است [۱۷]. همچنین با توجه به مرجع [۱۸]، کاهش هزینه‌ی بهره‌برداری و نگهداری، از اقدامات بالقوه‌ای است که می‌تواند هزینه‌ی انرژی تولید شده توسط نیروگاه‌های بادی فراساحلی را کاهش دهد. مرجع [۱۹]، به ارزیابی همزمان هزینه‌ی تعمیر و نگهداری و قابلیت اطمینان توربین‌های بادی فراساحلی پرداخته است.

در مرجع [۲۰] نیز اشاره شده با توجه به افزایش مداوم اندازه و تعداد توربین‌های بادی، برای توسعه‌ی پایدار دراز مدت نیروگاه بادی و افزایش رقابت پذیری آن در بازار، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری آن از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

در مرجع [۲۱]، به محدودیت‌های موجود در عملیات دریایی برای واحدهای بادی فراساحلی اشاره شده که انتخاب استراتژی مناسب تعمیر و نگهداری در آن می‌تواند بر کاهش هزینه، ایمنی و ... تاثیر گذار باشد.

در این مقاله، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه، بدون در نظر گرفتن شبکه و با هدف کمترین ضرر اقتصادی واحدها در نظر گرفته می‌شود. برای این منظور از مدل مسأله‌ی PBUC استفاده گردیده و با تشکیل تابع هدف و اعمال محدودیت‌ها، نسبت به حل مسأله‌ی بهینه‌سازی به روش لاگرانژ اقدام شده است. در ادامه، با معرفی مدل توربین بادی و با استفاده از تابع چگالی احتمال ویبول، توان خروجی توربین بادی پیش‌بینی می‌شود. با استفاده از توزیع نرمال، عدم قطعیت تولید انرژی باد، مدل‌سازی گردیده و برنامه‌ریزی در دو حالت بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت و با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید انرژی باد، انجام می‌گردد. در پایان، نتایج عددی و تحلیل آن برای یک IEEE-RTS با استفاده از برنامه‌نویسی در نرم‌افزار متلب انجام می‌شود. در نهایت بازه‌ی خروج واحدها با اولویت از دست دادن کمترین سود به ISO پیشنهاد می‌شود. ISO بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان، در خصوص پذیرش یا رد پیشنهادها تصمیم‌گیری خواهد نمود.

نوآوری‌های این مقاله به اختصار عبارتند از:

واحد به صورت اختلاف هزینه‌ی واحد از درآمد واحد بیان شده است.

$$F(i,t) = P_{gm}(t)P(i,t) - C_i(P(i,t)) \quad (1)$$

که:

$$F(i,t): \text{ سود واحد } i \text{ در زمان } t$$

$$P_{gm}(t): \text{ قیمت پیش‌بینی شده‌ی بازار برای انرژی}$$

$$P(i,t): \text{ تولید واحد } i \text{ در زمان } t$$

$$C_i(P(i,t)): \text{ هزینه‌ی تولید واحد } i \text{ در زمان } t$$

در رابطه‌ی (۲) نیز تابع هزینه‌ی واحد نشان داده شده است.

$$C_i(X) = a_i X^2 + b_i X + c_i \quad (2)$$

که:

$$a_i, b_i, c_i: \text{ ضرائب تابع هزینه هستند.}$$

همچنین فرض‌های زیر در نظر گرفته می‌شود:

۱- پیشنهاد تولید، پذیرفته شده و تولید پیشنهادی به GENCO اهدا شده است.

۲- خروج اجباری نداشته و ظرفیت واحد در دسترس است.

۳- قیمت، از جنس قیمت تسویه‌ی بازار (MCP) در نظر گرفته می‌شود. یعنی مقدار آن برای تمام واحدها یکسان است.

۴- از هزینه‌ی خاموش کردن واحد صرف نظر شده است.

مطابق رابطه‌ی (۳)، سود کل واحدها در بازه‌ی خروج عبارت است از [۲۲]:

$$F = \sum_i \sum_t F(i,t) \quad (3)$$

همان‌طور که اشاره شد، هدف در مسأله‌ی PBUC، بیشینه نمودن سود است. در رابطه‌ی (۴)، تابع هدف نشان داده شده است [۲۲].

تابع هدف:

$$\text{Max} \left\{ \sum_i \sum_t F(i,t) \right\} \quad (4)$$

برای حل مسأله‌ی بهینه‌سازی، از روش لاگرانژ استفاده می‌شود. روش لاگرانژ، متغیرهای دوگان را کمینه می‌کند. این مطلب در رابطه‌های (۵) الی (۹) بیان شده است [۲۲].

$$\text{LR: Min} \left\{ \sum_i \sum_t -F(i,t) \right\} \quad (5)$$

$$L = \sum_i \sum_t \{-P_{gm}(t)P(i,t) + C_i(P(i,t))\} \quad (6)$$

$$L(i) = \sum_t \{-P_{gm}(t)P(i,t) + C_i(P(i,t))\}$$

الف) تبیین تفاوت‌های تعمیر و نگهداری واحدهای بادی با واحدهای حرارتی (واحدهای سوخت فسیلی).

ب) ارائه‌ی روشی نوین برای تعمیر و نگهداری واحدهای بادی که ضمن تأمین هدف مالک نیروگاه بادی (کمترین ضرر اقتصادی واحدها در بازه‌ی خروج)، هدف ISO (تأمین قابلیت اطمینان سیستم) را نیز تأمین می‌نماید.

ج) در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید انرژی از نیروی باد در روش ارائه شده برای برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی.

در ادامه‌ی مقاله، در بخش ۲، روش ارائه شده برای برنامه‌ریزی برای خروج واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه تشریح می‌گردد. در بخش ۳، مدل‌سازی عدم قطعیت تولید انرژی باد ارائه می‌شود. بخش ۴ به ارائه‌ی نتایج عددی و تحلیل نتایج تخصیص داده شده است. بخش ۵ به مقایسه با برخی مقالات مشابه می‌پردازد و در بخش ۶، نتیجه‌گیری ارائه شده است.

۲- برنامه‌ریزی برای خروج واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه (تولید کننده)

۲-۱- مسأله‌ی PBUC، تابع هدف، محدودیت‌ها و متغیر تصمیم‌گیری

در این بخش، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه تولید کننده (GENCO) و بدون در نظر گرفتن شبکه، انجام شده و با استفاده از مسأله‌ی PBUC، سود هر یک از واحدها به دست می‌آید. PBUC تابع بهره‌برداری پیشرفته‌ای است که بیشتر توسط GENCO ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. در GENCO ها هدف اصلی، بیشینه نمودن سود بوده و UC مورد استفاده در آن‌ها به دنبال کمینه کردن هزینه نمی‌باشد. GENCO پس از انجام پیش‌بینی بار، PBUC را اجرا می‌کند. PBUC یک مسأله-ی بهینه‌سازی مقید است. مسأله‌ی بهینه‌سازی در حالت کلی از سه بخش اصلی تشکیل می‌شود: تابع هدف، محدودیت‌ها و متغیرهای تصمیم‌گیری.

در این‌جا تابع هدف، بیشینه نمودن سود می‌باشد. در رابطه‌ی ارائه شده، تنها قیمت الکتریسیته لحاظ شده و امنیت در نظر گرفته نمی‌شود. فرض شده که GENCO تنها در بازار انرژی شرکت کرده و همچنین از هزینه‌ی راه اندازی واحد نیز صرف نظر شده است. در رابطه‌ی (۱)، سود

داده‌های آماری سرعت باد و ترکیب تابع چگالی ویبول جریان باد با منحنی توان توربین‌های بادی به دست آورد. متغیر تصمیم‌گیری:

در رابطه‌ی (۱۳)، $P(i,t)$ متغیر تصمیم‌گیری می‌باشد.

۲-۲- مدل توربین بادی

از جمله عوامل تاثیرگذار بر توان توربین، سرعت باد است که با توان رابطه‌ی مستقیم دارد. هر چه سرعت وزش باد بیشتر باشد، پتانسیل انرژی باد برای تولید الکتریسیته بیشتر خواهد بود و می‌توان از آن برق بیشتری تولید کرد. در رابطه‌ی (۱۷)، نمونه‌ای از مدل توربین بادی ارائه شده که در آن توان تولیدی توربین بر حسب تابعی از سرعت باد بیان شده است [۲۴].

$$P(x) = \begin{cases} 0 & x < v_c, x > v_s \\ P_r(a + bx + cx^2) & v_c \leq x \leq v_r \\ P_r & v_r \leq x \leq v_s \end{cases} \quad (17)$$

که:

$P(x)$: توان تولیدی توربین در سرعت x

P_r : توان نامی توربین

v_c : سرعت قطع پایین

v_s : سرعت قطع بالا

v_r : سرعت نامی توربین

در رابطه‌ی (۱۷)، منظور از v_c کمترین مقدار سرعت باد است که برای سرعت‌های کمتر از آن، توربین دیگر قادر به تولید برق نمی‌باشد. v_s نیز بیشترین مقدار سرعت باد است که توربین برای سرعت‌های بیشتر از آن، مقدار توانی در سطح پایین‌تر از بیشترین توان تولید می‌کند. علت کاهش میزان برق تولید شده توسط توربین در سرعت‌های بالای باد، اعمال نیرو از سوی باد بر پره‌های توربین و جلوگیری از چرخش مناسب پره‌ها است. چرخش نامناسب پره‌ها سبب کاهش بازده توربین و به دنبال آن کاهش توان تولید شده می‌شود. پس باید سرعت باد در محدوده‌ی مناسب انتخاب گردد [۲۴].

با توجه به رابطه‌ی (۱۷)، اگر متغیر x که همان سرعت باد است، بین v_r و v_s قرار گیرد، توربین بیشترین توان یا همان توان نامی خود را تولید خواهد کرد. در شکل (۱)، منحنی توان توربین بادی نشان داده شده است.

$$+ \sum_t \lambda(t)P(i,t) \quad (7)$$

که:

$\lambda(t)$: ضریب لاگرانژ

$$L(i) = \sum_t L(i,t) \quad (8)$$

$$L(i,t) = -P_{gm}(t)P(i,t) + C_i(P(i,t)) + \lambda(t)P(i,t) \quad (9)$$

حال مطابق رابطه‌ی (۱۰)، کمترین مقدار تابع لاگرانژ $L(i,t)$ به دست می‌آید.

$$\frac{\partial L(i,t)}{\partial P(i,t)} = -P_{gm}(t) + \frac{\partial C_i(P(i,t))}{\partial P(i,t)} + \lambda(t) = 0 \quad (10)$$

در رابطه‌های (۱۱) و (۱۲) نیز به ترتیب تابع هزینه‌ی واحد و مشتق آن نسبت به توان تولیدی واحد نشان داده شده است.

$$C_i(P(i,t)) = a(i)P(i,t)^2 + b(i)P(i,t) + c(i) \quad (11)$$

$$\frac{\partial C_i(P(i,t))}{\partial P(i,t)} = 2a(i)P(i,t) + b(i) \quad (12)$$

در نهایت مطابق رابطه‌ی (۱۳) خواهیم داشت:

$$2a(i)P(i,t) + b(i) = \lambda(i,t) \quad (13)$$

که:

$\lambda(i,t)$: همان مقدار MCP می‌باشد.

محدودیت‌ها:

محدودیت انرژی مطابق رابطه‌ی (۱۴) بیان می‌شود [۲۲]:

$$P_{min}(i,t) \leq P(i,t) \leq P_{max}(i,t) \quad (14)$$

چون واحدهای مورد مطالعه بادی هستند، سایر محدودیت‌ها نظیر سوخت و آلودگی در نظر گرفته نمی‌شود. همچنین از نرخ بارگیری واحدها می‌توان صرف نظر کرد [۲۳].

کمترین و بیشترین مقدار توان واحدها نیز به ترتیب مطابق رابطه‌های (۱۵) و (۱۶) بیان می‌شود.

اگر $P(i,t)$ کمتر از مقدار مجاز باشد، خواهیم داشت:

$$P(i,t) = P_{min}(i,t) \quad (15)$$

و اگر $P(i,t)$ بیشتر از مقدار مجاز باشد، خواهیم داشت:

$$P(i,t) = P_{max}(i,t) \quad (16)$$

در این مسأله چون واحدهای مورد مطالعه بادی هستند، باید کمترین و بیشترین توان تولید شده را با استفاده از

چگالی احتمال و تابع توزیع تجمعی در رابطه‌های (۲۰) و (۲۱) بیان شده است [۲۴].

تابع چگالی احتمال:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\delta_x^2}} e^{-\frac{(x-\mu_x)^2}{2\delta_x^2}} \quad (20)$$

تابع توزیع تجمعی:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(z) dz = \Phi\left(\frac{x-\mu_x}{\delta_x}\right) \quad (21)$$

که:

x : سرعت باد

δ_x : انحراف معیار سرعت باد

δ_x^2 : واریانس سرعت باد

μ_x : میانگین سرعت باد

این پارامترها با استفاده از داده‌های تاریخی، آنالیز می‌شوند. مطابق رابطه‌های (۲۲) و (۲۳)، می‌توان سطح خطای بالای منحنی توزیع نرمال را با سطح اطمینان $(1 - \alpha)$ تخمین زد [۲۷].

$$P\left(\frac{e - \mu_e}{\delta_e} < z\right) = \Phi(z) = (1 - \alpha) \quad (22)$$

$$e = \mu_e + z\delta_e \quad (23)$$

که:

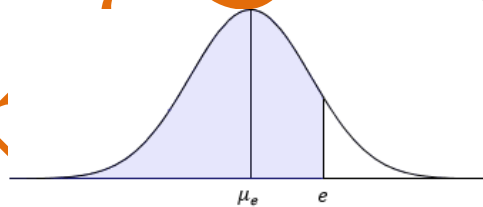
e : ریسک تولید

μ_e : میانگین خطای پیش‌بینی

δ_e : انحراف معیار استاندارد خطای پیش‌بینی

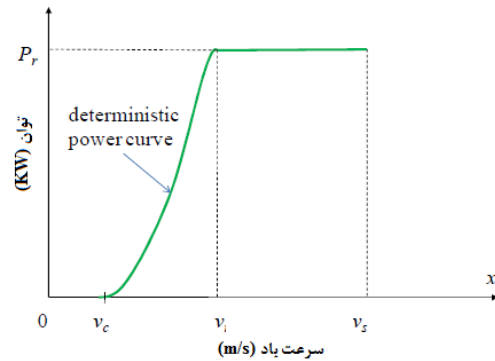
$\Phi(z)$: احتمال وقوع مطابق جدول توزیع نرمال

کل سطح زیر منحنی نرمال برابر یک بوده و سطح اطمینان نیز برابر $(1 - \alpha)$ می‌باشد [۲۷]. این مطلب در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل ۲- میزان سطح اطمینان بر روی منحنی توزیع نرمال

برای وارد کردن ریسک تولید، ابتدا سطح اطمینان مورد نیاز مشخص می‌شود. سپس با استفاده از رابطه‌ی (۲۲) و جدول توزیع نرمال، مقدار z به دست می‌آید. انحراف معیار و میانگین خطا نیز از داده‌های آماری در دوره‌ی مورد مطالعه به دست می‌آیند. حال با در دست داشتن z



شکل ۱- منحنی توان توربین بادی [۲۴]

۲-۳- توزیع ویبول سرعت باد برای پیش‌بینی توان بادی قابل حصول

با توجه به ماهیت تصادفی باد، با اندازه‌گیری‌های طولانی مدت در بازه‌های زمانی مختلف، از تابع چگالی احتمال سرعت باد یا توزیع ویبول برای محاسبه‌ی انرژی باد استفاده می‌شود [۲۵].

در رابطه‌های (۱۸) و (۱۹)، به ترتیب تابع چگالی احتمال و تابع توزیع تجمعی سرعت باد آمده است [۲۶].

تابع چگالی احتمال:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (18)$$

تابع توزیع تجمعی:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (19)$$

که:

v : سرعت باد

c : پارامتر مقیاس

k : پارامتر شکل

این پارامترها را می‌توان با استفاده از روش تکراری محاسبه نمود [۲۶].

با استفاده از منحنی ویبول، توزیع پیوسته‌ی جریان باد در منطقه به دست می‌آید. با ترکیب این منحنی با منحنی توان توربین‌های بادی، انرژی برق تولیدی توربین‌ها تخمین زده می‌شود. در صورت صحت اطلاعات اولیه، تولید واقعی توربین‌ها باید به رقم تخمینی بسیار نزدیک باشد. در عین حال برای نزدیکی به واقعیت، عدم قطعیت در برآورد و تخمین تولید توربین‌ها در نظر گرفته می‌شود.

۳- مدل‌سازی عدم قطعیت تولید انرژی باد با استفاده از توزیع نرمال

استفاده از توزیع نرمال

در توزیع نرمال متغیر X با $X \sim N(\mu, \delta^2)$ ، به ترتیب تابع

میانگین خطا و انحراف معیار و نیز با استفاده از رابطه‌ی (۲۳)، مقدار ریسک تولید محاسبه می‌گردد. در ادامه، توان خروجی توربین بادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید انرژی، مطابق رابطه‌ی (۲۴) محاسبه می‌شود [۲۷].

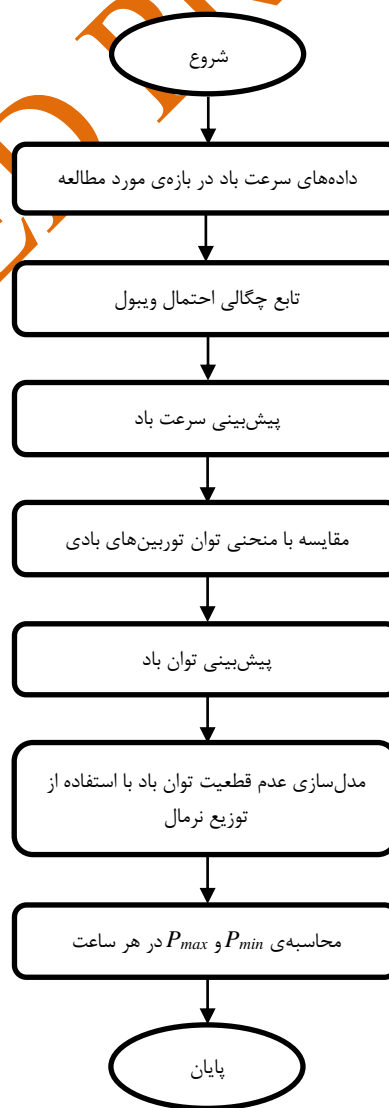
$$P_{out} = (1 - e)P_{forecast} \quad (24)$$

که:

P_{out} : توان خروجی توربین بادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید انرژی

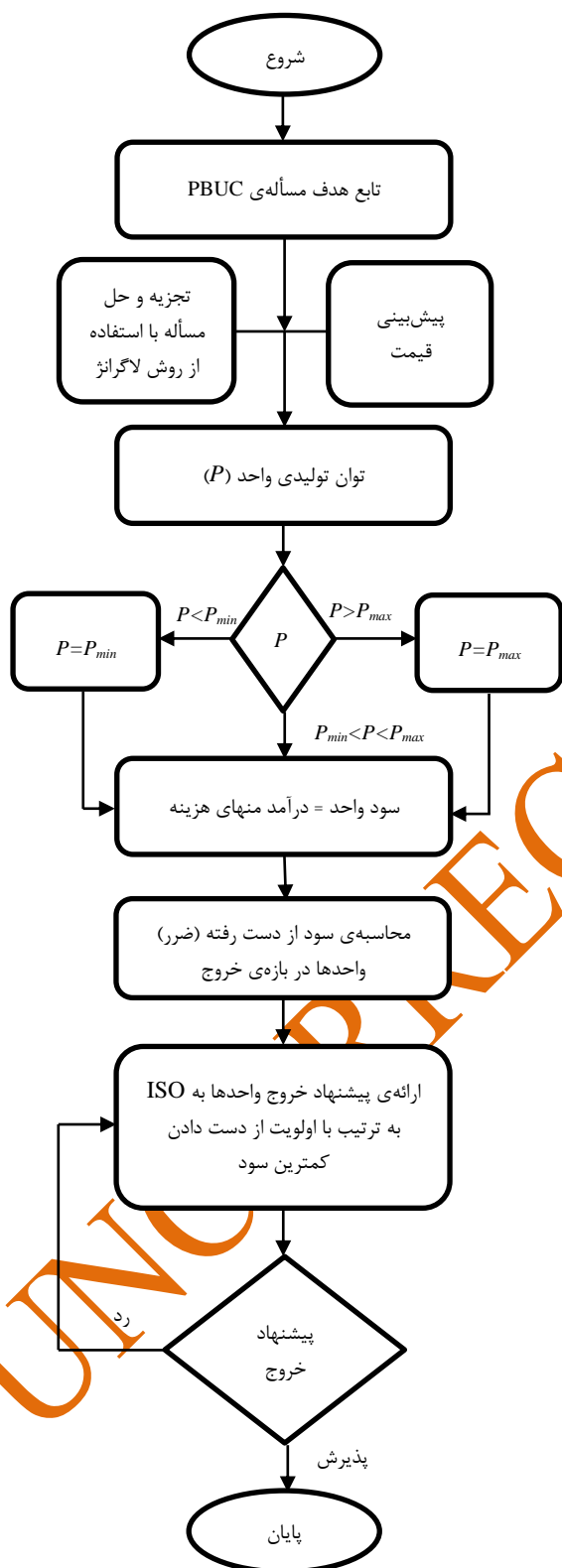
$P_{forecast}$: پیش‌بینی تولید توربین بادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید انرژی

در شکل (۳)، فلوچارت محاسبه‌ی کمترین و بیشترین توان تولیدی واحدها در ساعت‌های مختلف آمده است.



شکل ۳- محاسبه‌ی کمترین و بیشترین توان تولیدی واحدها در ساعت‌های مختلف

در شکل (۴) نیز، فلوچارت مربوط به محاسبه‌ی سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج و ارائه‌ی پیشنهاد خروج به ISO آمده است.



شکل ۴- محاسبه‌ی سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج و ارائه‌ی پیشنهاد خروج به ISO

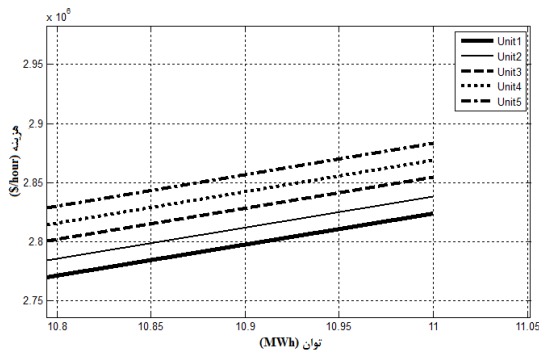
۴- نتایج عددی

جدول ۱- اطلاعات واحدهای تولیدی

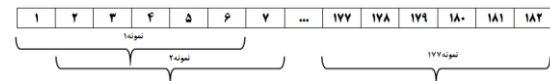
شماره- ی واحد	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	a_i	b_i	c_i
۱	۱۲	۲.۴	۰.۰۲۵۳	۲۵.۵۴۷	۲۴.۳۸۹
۲	۱۲	۲.۴	۰.۰۲۶۴	۲۵.۶۷۵	۲۴.۴۱۱
۳	۱۲	۲.۴	۰.۰۲۸۰	۲۵.۸۰۲	۲۴.۶۳۸
۴	۱۲	۲.۴	۰.۰۲۸۴	۲۵.۹۳۱	۲۴.۷۶۰
۵	۱۲	۲.۴	۰.۰۲۸۵	۲۶.۰۶۱	۲۴.۸۸۸

فرض شده است مالک مزرعه‌ی بادی شامل ۵ واحد بادی قصد دارد هر یک از واحدهای خود را برای انجام تعمیر و نگهداری در ۶ ماهه‌ی نخست سال میلادی (زمستان و بهار) به مدت ۶ روز پیوسته از مدار خارج نماید. از آنجا که بازه‌ی تعمیرات در یک دوره‌ی ۶ ماهه در نظر گرفته شده (۲۶ هفته، ۱۸۲ روز و ۴۳۶۸ ساعت) و بازه‌ی خروج واحدها برابر ۶ روز می‌باشد، برای هر یک از واحدها مطابق شکل (۵)، در ۱۷۷ نمونه‌ی ممکن، مقدار سود محاسبه می‌شود. کمترین عدد به دست آمده، بیانگر کمینه‌ی سود از دست رفته (ضرر) واحد در بازه‌ی خروج است.

با توجه به جدول (۱)، نمودار توابع هزینه‌ی واحدهای تولیدی در شکل (۶) رسم گردیده است.



شکل ۶- نمودار توابع هزینه‌ی واحدهای تولیدی



شکل ۵- تعداد حالت‌های ممکن برای خروج واحدهای بادی

این IEEE-RTS شامل ۵ واحد تولیدی با ظرفیت مشابه ۱۲ مگاوات می‌باشد [۲۸]. در جدول (۱)، اطلاعات واحد-های تولیدی آمده است.

در این سیستم تست، مطابق جدول (۲)، پیک بار ساعتی بر حسب درصدی از پیک بار روزانه بیان شده است.

جدول ۲- پیک بار ساعتی بر حسب درصدی از پیک بار روزانه

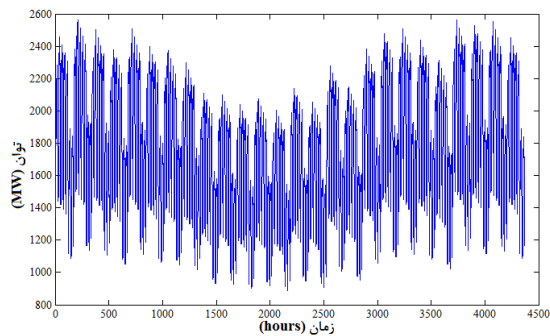
ساعت	هفته‌های زمستانی	هفته‌های بهار/پاییزی	ساعت	هفته‌های زمستانی	هفته‌های بهار/پاییزی	ساعت	هفته‌های زمستانی	هفته‌های بهار/پاییزی
۲۴-۱	۶۷	۶۳	۸-۹	۹۵	۹۵	۱۶-۱۷	۹۹	۹۰
۱-۲	۶۳	۶۲	۹-۱۰	۹۶	۹۹	۱۷-۱۸	۱۰۰	۹۲
۲-۳	۶۰	۶۰	۱۰-۱۱	۹۶	۱۰۰	۱۸-۱۹	۱۰۰	۹۶
۳-۴	۵۹	۵۸	۱۱-۱۲	۹۵	۹۹	۱۹-۲۰	۹۶	۹۸
۴-۵	۵۹	۵۹	۱۲-۱۳	۹۵	۹۳	۲۰-۲۱	۹۱	۹۶
۵-۶	۶۰	۶۵	۱۳-۱۴	۹۵	۹۲	۲۱-۲۲	۸۳	۹۰
۶-۷	۷۴	۷۲	۱۴-۱۵	۹۳	۹۰	۲۲-۲۳	۷۳	۸۰
۷-۸	۸۶	۸۵	۱۵-۱۶	۹۴	۸۸	۲۳-۲۴	۶۳	۷۰

در جدول (۳)، پیک بار روزانه بر حسب درصدی از پیک بار هفتگی بیان گردیده است.

جدول ۳- پیک بار روزانه بر حسب درصدی از پیک بار هفتگی

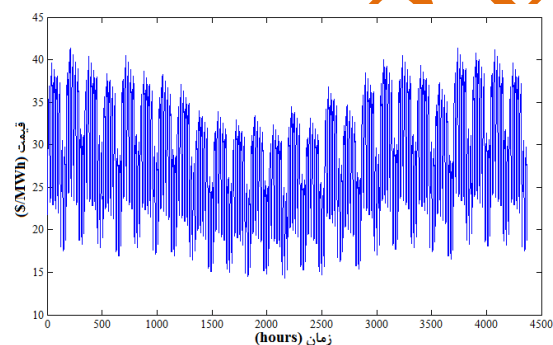
پیک بار	روز
۹۳	دوشنبه
۱۰۰	سه‌شنبه
۹۸	چهارشنبه
۹۶	پنجشنبه
۹۴	جمعه
۷۷	شنبه
۷۵	یکشنبه

می‌باشد. با توجه به جدول (۴)، پیک بار هفتگی تعیین شده و در ادامه با توجه به جدول (۳)، پیک بار روزانه محاسبه می‌گردد. مقدار بار در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه نیز مطابق جدول (۲) تعیین شده و در شکل (۷) نشان داده شده است.



شکل ۷- مقدار بار در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه

پیش‌بینی قیمت، متناسب با بار و برای تمام واحدها یکسان است. پیک قیمت سالانه نیز برابر $46 \text{ [\$/MWh]}$ می‌باشد. با توجه به جدول (۴)، پیک قیمت هفتگی تعیین شده و در ادامه با توجه به جدول (۳)، پیک قیمت روزانه محاسبه می‌گردد. قیمت پیش‌بینی شده‌ی انرژی در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه نیز مطابق جدول (۲) تعیین شده و در شکل (۸) نشان داده شده است.



شکل ۸- قیمت پیش‌بینی شده‌ی انرژی در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه

برای داده‌های سرعت باد، از اطلاعات ثبت شده در یکی از ایستگاه‌های باد سنجی (برگرفته از سایت سازمان انرژی‌های نو)، استفاده می‌شود [۲۹]. با توجه به اطلاعات موجود، سرعت وزش باد در هر ساعت از بازه‌ی ۶ ماهه‌ی مورد مطالعه در شکل (۹) نشان داده شده است.

در جدول (۴) نیز، پیک بار هفتگی بر حسب درصدی از پیک بار سالانه نشان داده شده است.

جدول ۴- پیک بار هفتگی بر حسب درصدی از پیک بار سالانه

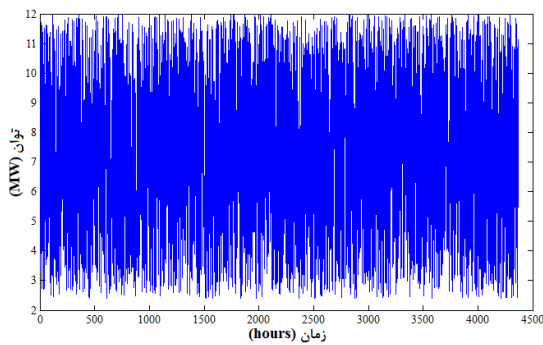
پیک بار	هفته	پیک بار	هفته
۷۵.۰	۱۴	۸۶.۲	۱
۷۲.۱	۱۵	۹۰.۰	۲
۸۰.۰	۱۶	۸۷.۸	۳
۷۵.۴	۱۷	۸۳.۴	۴
۸۳.۷	۱۸	۸۸.۰	۵
۸۷.۰	۱۹	۸۴.۱	۶
۸۸.۰	۲۰	۸۳.۲	۷
۸۵.۶	۲۱	۸۰.۶	۸
۸۱.۱	۲۲	۷۴.۰	۹
۹۰.۰	۲۳	۷۳.۷	۱۰
۸۸.۷	۲۴	۷۱.۵	۱۱
۸۹.۶	۲۵	۷۲.۷	۱۲
۸۶.۱	۲۶	۷۰.۴	۱۳

در این سیستم تست، پیک بار سالانه برابر ۲۸۵۰ مگاوات

در شکل (۱۲)، مقدار توان پیش‌بینی شده‌ی واحدهای بادی در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه نشان داده شده است. با اطلاعات موجود، بیشینه‌ی توان پیش‌بینی شده برابر ۱۱.۹۹۸۵ مگاوات به دست می‌آید.

در برخی از ساعت‌ها نیز سرعت وزش باد بسیار کم بوده (کمتر از ۳ متر بر ثانیه) و توان خروجی برابر صفر در نظر گرفته می‌شود.

با وارد کردن این اطلاعات در مسأله، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدها انجام می‌گردد. بازه‌ی خروج واحدها با اولویت از دست دادن کمترین سود به ISO پیشنهاد می‌شود. ISO بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان، در خصوص پذیرش یا رد پیشنهادهای تصمیم‌گیری خواهد نمود. در جدول (۵)، کمترین سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج بهینه آمده است.

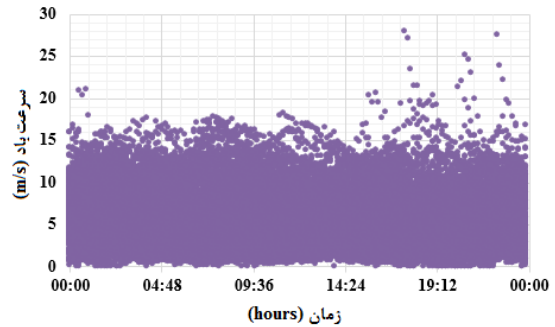


شکل ۱۲- توان پیش‌بینی شده‌ی واحدهای بادی در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه (بدون خطای پیش‌بینی)

جدول ۵- کمترین سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج بهینه (بدون خطای پیش‌بینی)

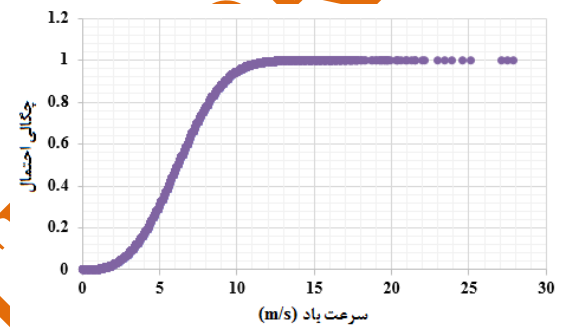
شماره‌ی واحد	کمترین سود از دست رفته (ضرر) [ساعت/دلار]	بازه‌ی خروج بهینه [روز]
۱	۳۳۰۳.۹	۸۷ الی ۹۲
۲	۳۲۰۴.۱	۸۷ الی ۹۲
۳	۳۱۰۳.۷	۸۷ الی ۹۲
۴	۲۹۸۴.۳	۸۷ الی ۹۲
۵	۲۸۹۵.۱	۸۷ الی ۹۲

می‌توان بیشینه‌ی خطای پیش‌بینی سرعت (توان) باد را حدود ۱۰٪ در نظر گرفت. انحراف معیار استاندارد پیش‌بینی برابر ۰.۰۵ و سطح اطمینان پیش‌بینی نیز برابر ۰.۹۵ در نظر گرفته می‌شود [۲۶ و ۲۷].



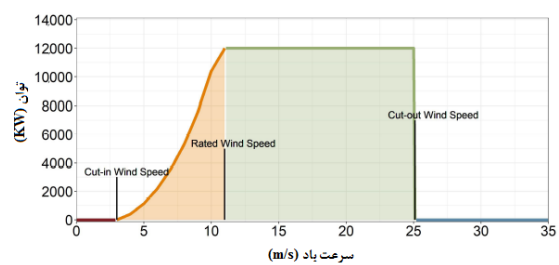
شکل ۹- سرعت وزش باد در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه

با استفاده از تابع چگالی احتمال ویبول (k=3, c=7) و داده‌های سرعت باد در شکل (۹)، منحنی ویبول سرعت باد در بازه‌ی مورد مطالعه مطابق شکل (۱۰) ترسیم شده است.



شکل ۱۰- منحنی ویبول سرعت باد در بازه‌ی مورد مطالعه

منحنی توان توربین‌های بادی مورد استفاده (ارائه شده توسط سازنده) نیز در شکل (۱۱) نشان داده شده است.



شکل ۱۱- منحنی توان توربین‌های بادی مورد استفاده [۳۰]

مطابق شکل (۱۱)، سرعت قطع پایین باد برابر ۳ متر بر ثانیه، سرعت نامی توربین برابر ۱۱ متر بر ثانیه، سرعت قطع بالای باد برابر ۲۵ متر بر ثانیه و توان نامی توربین برابر ۱۲ مگاوات می‌باشد.

با استفاده از توزیع آماری ویبول و منحنی توان توربین‌ها، توان پیش‌بینی شده‌ی باد در هر ساعت در اختیار می‌باشد.

با استفاده از رابطه‌ی (۲۲) و درونیابی در جدول توزیع نرمال مطابق جدول (۶)، مقدار Z متناظر با احتمال 0.95 به دست می‌آید.

جدول ۶- درونیابی در جدول توزیع نرمال

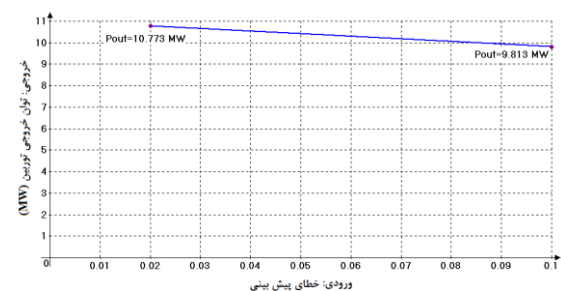
Z	۰.۰۲	۰.۰۳	۰.۰۴	۰.۰۵	۰.۰۶
۱.۴	۰.۹۲۲۲	۰.۹۲۳۶	۰.۹۲۵۱	۰.۹۲۶۵	۰.۹۲۷۹
۱.۵	۰.۹۳۵۷	۰.۹۳۷۰	۰.۹۳۸۲	۰.۹۳۹۴	۰.۹۴۰۶
۱.۶	۰.۹۴۷۴	۰.۹۴۸۴	۰.۹۴۹۵	۰.۹۵۰۵	۰.۹۵۱۵
۱.۷	۰.۹۵۷۳	۰.۹۵۸۲	۰.۹۵۹۱	۰.۹۵۹۹	۰.۹۶۰۸
۱.۸	۰.۹۶۵۶	۰.۹۶۶۴	۰.۹۶۷۱	۰.۹۶۷۸	۰.۹۶۸۶

حال مطابق رابطه‌ی (۲۳)، می‌توان ریسک تولید را محاسبه نمود. همچنین با توجه به رابطه‌ی (۲۴)، بیشینه‌ی توان خروجی به دست می‌آید. نتایج در جدول (۷) آمده است.

جدول ۷- ریسک تولید و بیشینه‌ی توان خروجی با در نظر گرفتن ۱۰٪ خطای پیش‌بینی

μ_e	۰.۱
δ_e	۰.۰۵
$(1 - \alpha)$	۰.۹۵
$P(0.9495)$	۱.۶۴
$P(0.9505)$	۱.۶۵
$P(0.95)=z$	۱.۶۴۵
e	۰.۱۸۲۲۵
$P_{out-max}$ [MW]	۹.۸۱۳

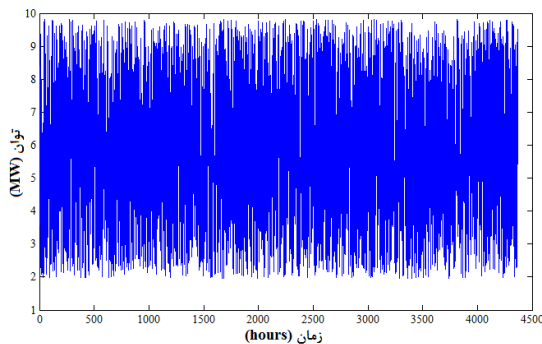
با استفاده از آنالیز حساسیت، حساسیت خروجی (توان خروجی توربین) را نسبت به ورودی (خطای پیش‌بینی) بررسی می‌کنیم (تک ورودی با ثابت بودن سایر ورودی‌ها). خطای پیش‌بینی معمولاً بین ۲ تا ۱۰ درصد متغیر می‌باشد (با میانگین حدود ۶٪) [۲۶]. نتایج در شکل (۱۳) نشان داده شده است. مطابق شکل (۱۳)، توان خروجی بین ۱۰.۷۷۳ و ۹.۸۱۳ مگاوات تغییر می‌کند.



شکل ۱۳- حساسیت خروجی (توان خروجی توربین) نسبت به ورودی (خطای پیش‌بینی)

از آنجا که تابع هدف مسأله مطابق رابطه‌ی (۱)، سود واحدها (اختلاف هزینه از درآمد) بوده و درآمدها نیز به صورت حاصلضرب توان تولیدی در قیمت پیش‌بینی می‌باشد، در این مقاله با در نظر گرفتن خطای پیش‌بینی توان باد برابر با ۱۰٪ (به جای میانگین ۶٪)، ضمن ساده سازی مسأله، در واقع درصدی هم برای خطای پیش‌بینی قیمت و عدم قطعیت آن در نظر گرفته شده است.

با در نظر گرفتن ریسک تولید، مقدار توان پیش‌بینی شده‌ی واحدهای بادی در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه در شکل (۱۴) نشان داده شده است. با اطلاعات موجود، بیشینه‌ی توان پیش‌بینی شده برابر ۹.۸۱۱۷ مگاوات به دست می‌آید.



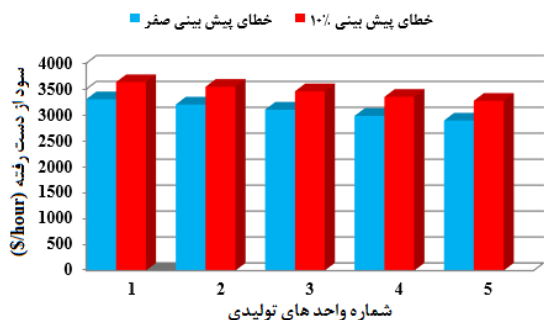
شکل ۱۴- توان پیش‌بینی شده‌ی واحدهای بادی در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه (با خطای پیش‌بینی ۱۰٪)

موارد ذکر شده در جدول (۸) به طور خلاصه بیان شده است.

جدول ۸- بیشینه‌ی توان واحدهای بادی در حالت‌های مختلف

حالت/توان (مگاوات)	بدون خطای پیش‌بینی	با خطای پیش‌بینی ۱۰٪
بیشینه‌ی توان در بهترین شرایط	۱۲	۹.۸۱۳
بیشینه‌ی توان پیش‌بینی شده	۱۱.۹۹۸۵	۹.۸۱۱۷

حال با توجه به توان‌های خروجی جدید با در نظر گرفتن ریسک تولید، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدها انجام می‌گردد. بازه‌ی خروج واحدها با اولویت از دست دادن کمترین سود به ISO پیشنهاد می‌شود. ISO بر اساس



شکل ۱۵- کمترین سود از دست رفته (ضرر) واحدها در دو حالت بدون خطای پیش‌بینی و با خطای پیش‌بینی ۱۰٪

۵- مقایسه با برخی مقالات مشابه

در مرجع [۲۶]، درصد خطای توان تولیدی پیش‌بینی شده (با استفاده از توزیع ویبول) نسبت به توان تولیدی واقعی انواع توربین‌های بادی نیروگاه منجیل در ۸ ماه از سال محاسبه شده است. درصد خطا معمولاً بین ۲ تا ۱۰ درصد متغیر بوده و میانگین درصد خطای پیش‌بینی حدود ۶٪ می‌باشد. نزدیک بودن مقادیر توان تولیدی پیش‌بینی به توان تولیدی واقعی و پایین بودن درصد خطای پیش‌بینی و نیز مقایسه‌ی نتایج به دست آمده با نتایج این مقاله نشان می‌دهد استفاده از توزیع ویبول، روشی مناسب برای تخمین سرعت باد و در نتیجه پیش‌بینی توان تولیدی توربین‌های بادی است.

در مرجع [۳۱]، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری تولید کننده شامل ۳۲ واحد تولیدی حرارتی با هدف فروش هر چه بیشتر برق تولیدی و کسب سود بیشتر، در نظر گرفته شده است. پس از مدل‌سازی مسأله و تعریف تابع هدف و محدودیت‌ها، برنامه‌ی نگهداری بهینه با دو سناریوی مختلف به ISO ارائه می‌گردد. تفکیک مالکیت تجهیزات و بهره‌برداری آن‌ها در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته و همچنین مقایسه‌ی هدف اتخاذ شده با هدف مسأله در این مقاله، بیانگر نگاهی متفاوت به مسأله‌ی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری از دیدگاه مالک نیروگاه (تولید کننده) است.

۶- نتیجه‌گیری

در بسیاری از مراجع، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحد-های بادی از نگاه بهره‌بردار مستقل سیستم و با اهدافی چون کاهش هزینه، افزایش قابلیت اطمینان سیستم، افزایش رفاه اجتماعی و ... انجام می‌گیرد.

در این مقاله، با نگاهی جدید به مسأله‌ی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی، با تغییر دیدگاه و هدف مسأله،

معیارهای قابلیت اطمینان، در خصوص پذیرش یا رد پیشنهادها تصمیم‌گیری خواهد نمود. در جدول (۹)، کمترین سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج بهینه آمده است.

جدول ۹- کمترین سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج بهینه (با خطای پیش‌بینی ۱۰٪)

شماره‌ی واحد	کمترین سود از دست رفته (ضرر) [ساعت/دلار]	بازه‌ی خروج [بهینه/روز]
۱	۳۶۳۴.۶	۸۷ الی ۹۲
۲	۳۵۴۶.۲	۸۷ الی ۹۲
۳	۳۴۵۷.۳	۸۷ الی ۹۲
۴	۳۳۵۰.۹	۸۷ الی ۹۲
۵	۳۲۷۴.۵	۸۷ الی ۹۲

در حالت اول، عدم قطعیت در تولید انرژی باد در نظر گرفته نشده و یا به عبارتی خطای پیش‌بینی سرعت باد برابر صفر است. نتایج به دست آمده در جدول (۵)، بیانگر کمترین سود از دست رفته (ضرر) در بازه‌ی خروج بهینه برای هر یک از واحدها است. به عبارتی اگر هر واحد در بازه‌ی روز-های ۸۷ الی ۹۲ از مدار خارج شود، تولید کننده کمترین سود را از دست خواهد داد.

در حالت دوم، عدم قطعیت در تولید انرژی باد در نظر گرفته شده و ۱۰٪ خطای پیش‌بینی سرعت باد لحاظ گردیده است. با استفاده از توزیع نرمال، ریسک تولید محاسبه شده و توان خروجی توربین با در نظر گرفتن ریسک تولید به دست آمده است. نتایج به دست آمده در جدول (۹) بیانگر کمترین سود از دست رفته (ضرر) در بازه‌ی خروج بهینه برای هر یک از واحدها است. در این حالت چون توان خروجی توربین کاهش یافته، نسبت به حالت قبل ضرر بیشتری متوجه تولید کننده می‌شود.

مقایسه‌ی بین دو حالت در شکل (۱۵) نشان داده شده است. محور افقی بیانگر شماره‌ی واحدهای تولیدی و محور عمودی بیانگر سود از دست رفته (ضرر) در بازه‌ی خروج واحد می‌باشد.

برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری از نگاه مالک نیروگاه و با هدف از دست دادن کمترین سود در بازه‌ی خروج واحدها انجام گردیده است.

نتایج به دست آمده نشان می‌دهد واحدی که هزینه‌ی کمتری دارد (واحد ۱)، در حالتی که روشن است، بیشترین سود را کسب می‌کند. پس در حالتی که خاموش است، بیشترین ضرر را متحمل می‌شود. برعکس واحدی که هزینه‌ی بیشتری دارد (واحد ۵)، در حالتی که روشن است، کمترین سود را کسب می‌کند. پس در حالتی که خاموش است، کمترین ضرر را متحمل می‌شود. این امر به سه عامل بستگی دارد؛ میزان تولید هر یک از واحدها در زمانی که روشن بوده با در نظر گرفتن محدودیت‌های کمترین و بیشترین توان پیش‌بینی شده، پیش‌بینی قیمت و توابع هزینه‌ی واحدها.

همچنین بازه‌ی خروج برای تمام واحدها یکسان به دست آمده که با توجه به یکسان بودن قیمت (از جنس MCP) صحیح است.

موارد فوق، صحت نتایج به دست آمده را از نظر کیفی تأیید می‌کند.

مراجع

برای حل مسأله از روش لاگرانژ که یکی از روش‌های ریاضی برای حل مسائل بهینه‌سازی می‌باشد، استفاده شده است. با توجه به این که واحدهای مورد مطالعه بادی بوده، بسیاری از قیود و محدودیت‌ها در تابع هدف در نظر گرفته نمی‌شود، در نتیجه روش لاگرانژ پاسخ دقیق و مناسبی به مسأله‌ی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری واحدها خواهد داد. حتی با بزرگتر شدن بازه‌ی مورد مطالعه نیز (یکساله)، روش مذکور از دقت و سرعت بالایی در یافتن جواب بهینه برخوردار است. پس می‌توان گفت صحت نتایج از نظر کمی نیز مورد قبول می‌باشد.

برای کار در آینده می‌توان از سایر منابع تولید پراکنده نظیر واحدهای خورشیدی (با اعمال محدودیت‌ها و در نظر گرفتن عدم قطعیت توان تولیدی)، همراه با واحدهای بادی برای مدل‌سازی مسأله استفاده نمود. همچنین می‌توان با افزایش بازه‌ی مورد مطالعه، برنامه‌ریزی خروج واحدها را برای مدت یک سال انجام داد. به علاوه، می‌توان عدم قطعیت قیمت پیش‌بینی شده‌ی انرژی را به طور جداگانه در مدل‌سازی مسأله لحاظ نمود.

[1] H. S. Bagiorgas, M. N. Assimakopoulos, D. Theoharopoulos, D. Matthopoulos, and G. K. Mihalakakou, "Electricity generation using wind energy conversion systems in the area of Western Greece," *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 5, pp. 1640–1655, 2007, doi: 10.1016/j.enconman.2006.11.009.

[2] M. Patel, "Ancillary Power Systems," *Wind Sol. Power Syst.*, pp. 355–364, 2005, doi: 10.1201/9781420039924.ch18.

[3] S. H. Elyas, S. B. Sarookolaee, and A. A. Foroud, "A novel approach for maintenance scheduling of generation units in restructured power system," 2011 IEEE PES Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT India 2011, no. 1, pp. 374–379, 2011, doi: 10.1109/ISET-India.2011.6145345.

[4] V. Sharifi, A. Abdollahi, and M. Rashidinejad, "Flexibility-based generation maintenance scheduling in presence of uncertain wind power plants forecasted by deep learning considering demand response programs portfolio," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 141, p. 108225, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108225.

[5] A. A. Foroud, M. Amirahmadi, M. Bahmanzadeh, and A. A. Abdoos, "Optimal bidding strategy for all market players in a wholesale power market considering demand response programs," *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 21, no. 1, pp. 293–311, Jan. 2011, doi: 10.1002/etep.440.

[6] R. J. Green and D. M. Newbery, "Competition in the British electricity spot market," *J. Polit. Econ.*, vol. 100, no. 5, pp. 929–953, Oct. 1992, doi: 10.1086/261846.

[7] D. Zhang, W. Li, and X. Xiong, "Bidding based generator maintenance scheduling with triple-objective optimization," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 93, pp. 127–134, 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2012.07.014.

[8] C. Feng and X. Wang, "A competitive mechanism of unit maintenance scheduling in a deregulated environment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 351–359, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036469.

[9] S. Kannan, S. Baskar, J. D. McCalley, and P. Murugan, "Application of NSGA-II algorithm to generation expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 454–461, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2004737.

[10] S. Zhong, A. A. Pantelous, M. Beer, and J. Zhou, "Constrained non-linear multi-objective optimisation of preventive maintenance scheduling for offshore wind farms," *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 104, pp. 347–369, May 2018, doi: 10.1016/j.ymssp.2017.10.035.

[11] S. H. Elyas, A. Akbari Foroud, and H. Chitsaz, "A novel method for maintenance scheduling of generating units considering the demand side," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 51, pp. 201–212, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.02.026.

[12] R. Eshraghnia, H. R. Mashhadi, M. H. M. Shanechi, and A. Karsaz, "A novel approach for maintenance scheduling of generating units in a competitive environment," *2006 IEEE Power India Conf.*, vol. 2005, pp. 821–828, 2005, doi: 10.1109/POWERI.2006.1632614.

[13] S. Perez-Canto and J. C. Rubio-Romero, "A model for the preventive maintenance scheduling of power plants including wind farms," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 119, pp. 67–75, 2013, doi: 10.1016/j.res.2013.04.005.

[۱۴] جمشید آقایی، امین رحیمی رضایی و محمدرضا کریمی، "هماهنگی نیروگاه‌های بادی و دستگاه‌های ذخیره ساز سیستم قدرت در مسأله‌ی برنامه‌ریزی امنیت-مقید مشارکت واحدها با استفاده از بهینه‌سازی استوار"، نشریه مدل‌سازی در مهندسی، دوره ۱۶، شماره ۵۳، تابستان ۱۳۹۷، صفحه ۲۰۷–۲۲۰.

[15] S. Carlos, A. Sánchez, S. Martorell, and I. Marton, "Onshore wind farms maintenance optimization using a stochastic model," *Math. Comput. Model.*, vol. 57, no. 7–8, pp. 1884–1890, 2013, doi: 10.1016/j.mcm.2011.12.025.

[16] X. Ge, Q. Chen, Y. Fu, C. Y. Chung, and Y. Mi, "Optimization of maintenance scheduling for offshore wind turbines considering the wake effect of arbitrary wind direction," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 184, p. 106298, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106298.

[17] M. I. H. Tusar and B. R. Sarker, "Maintenance cost minimization models for offshore wind farms: A systematic and critical review," *Int. J. Energy Res.*, vol. 46, no. 4, pp. 3739–3765, Mar. 2022, doi: 10.1002/er.7425.

[18] Z. Zhang, "Multi-ACO Application in Routing and Scheduling Optimization of Maintenance Fleet (RSOMF) Based on Conditions for Offshore Wind Farms," *J. Power Energy Eng.*, vol. 06, no. 10, pp. 20–40, Oct. 2018, doi: 10.4236/jpee.2018.610002.

[19] T. S. Su, X. Y. Weng, V. F. Yu, and C. C. Wu, "Optimal maintenance planning for offshore wind farms under an uncertain environment," *Ocean Eng.*, vol. 283, p. 115033, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.115033.

[20] C. Zhang and T. Yang, "Optimal maintenance planning and resource allocation for wind farms based on non-dominated sorting genetic algorithm-II," *Renew. Energy*, vol. 164, pp. 1540–1549, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.10.125.

[21] Z. Ren, A. S. Verma, Y. Li, J. J. E. Teuwen, and Z. Jiang, "Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144. Elsevier Ltd, p. 110886, Jul. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.110886.

[22] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, 1th ed., John Wiley & Sons, Inc., USA, 2002.

[23] D. Lee and R. Baldick, "Limiting ramp rate of wind power output using a battery based on the variance gamma process," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 10, pp. 1591–1596, 2012, doi: 10.24084/repqj10.771.

[24] T. Jin and Z. Tian, "Uncertainty analysis for wind energy production with dynamic power curves," 2010 IEEE 11th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS 2010, pp. 745–750, 2010, doi: 10.1109/PMAPS.2010.5528405.

[25] E. S. Hrayshat, "Wind availability and its potentials for electricity generation in Tafila, Jordan," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 9, no. 1, pp. 111–117, 2005, doi: 10.1016/j.rser.2004.01.011.

[۲۶] مهدی شریفی، " بررسی کاربرد توزیع آماری ویبول در تخمین تولید برق از توربین‌های بادی در ایران "، بیست و یکمین کنفرانس بین‌المللی برق، پژوهشگاه نیرو، تهران، ایران، ۲۲ آبان، دوره ۲۱، ۱۳۸۵.

[۲۷] مهدی اکبرپور، رسول تانوردی و محمد لوحی، " برنامه‌ریزی بین واحدهای تولیدی یک سیستم ترکیبی نیروگاه بادی-پمپ ذخیره‌ای در محیط بازار برق "، دومین کنفرانس منطقه‌ای سیرد، پژوهشگاه نیرو، تهران، ایران، ۶ دی، دوره ۲، ۱۳۹۲.

[28] "IEEE reliability test system: A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319398.

[29] Moaleman Wind Speed Data, (2007), from <http://www.sun.org.ir/fa/regions>

[30] C. Ortega, A. Younes, M. Severy, C. Chamberlin, and A. Jacobson, "Resource and load compatibility assessment of wind energy offshore of humboldt county, california," *Energies*, vol. 13, no. 21, 2020, doi: 10.3390/en13215707.

[31] N. M. Tabari, M. Pirmoradian, B. Hassanpour, H. Daneshi, and R. Sirjani "Maintenance scheduling in a competitive environment from the GenCos' point of view", International Universities Power Engineering Conference, Cardiff, UK, August 2010, pp. 1-5.

Maintenance Scheduling of Wind Units from the Power Plant Owner's Perspective with the Objective of the Lowest Economic Loss of the Units

Amir Allameh¹, Asghar Akbari Foroud²

1. Faculty of Electrical and Computer Engineering-Semnan University-Semnan-Iran
2. Faculty of Electrical and Computer Engineering-Semnan University-Semnan-Iran

*Corresponding Author: Asghar Akbari Foroud

ARTICLE INFO

Keywords:
maintenance scheduling,
wind unit,
power plant's owner,
wind speed,
wind turbine power,
unit's profit,
uncertainty.

ABSTRACT

The maintenance scheduling of wind units can be analyzed through the lens of an Independent System Operator (ISO) with goals that encompass cost minimization, enhanced system reliability, or improved social welfare. Nevertheless, the maintenance scheduling of wind units ought to be distinct as a result of factors including the relatively low operating costs associated with wind units and the endeavor to optimize the utilization of wind energy. Simultaneous execution of thermal unit scheduling is not feasible. This calls for the development of a novel method for the maintenance scheduling of wind turbines. In a restructured power system, there is a clear delineation between equipment ownership and operation, leading equipment owners to pursue increased profitability. This article presents a methodology for the maintenance scheduling of wind units, focusing on the perspective of power plant owners. The primary objective is to minimize the financial losses incurred during the outage period of these units. The Price-Based Unit Commitment (PBUC) model is employed for this purpose. The estimation of wind speed in the prediction region is conducted by utilizing wind speed data from the study period and employing the Weibull probability density function. Subsequently, the estimated power generation of wind turbines is calculated by referencing the power curve specific to these turbines. In order to address the concept of reality, uncertainty in power estimation is represented through the utilization of a normal distribution and considered within the framework of the unit commitment problem. Following that, numerical computations are performed for an IEEE-RTS (Reliability Test System). The proposal to the ISO involves determining the outage period of units, with a focus on prioritizing the minimization of the least profit loss or minimum loss. Subsequently, the ISO exercises its authority to determine the acceptance or rejection of proposals by employing reliability criteria.
