



Semnan University

Journal of Modeling in Engineering

Journal homepage: <https://modelling.semnan.ac.ir/>

ISSN: 2783-2538



Research Article

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

Amir Allameh ^a, Asghar Akbari Foroud ^{b,*}

^a MSc, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Semnan University, Semnan, Iran

^b Professor, Faculty of Electrical and Computer Engineering, Semnan University, Semnan, Iran

PAPER INFO

Paper history:

Received: 22 July 2023

Revised: 11 September 2023

Accepted: 29 October 2023

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 (PBU) 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.

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2023.31337.2498>

© 2024 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

* Corresponding Author.

E-mail address: aakbari@semnan.ac.ir

How to cite this article:

Allame, A., & Akbari Foroud, A. (2024). Maintenance Scheduling of Wind Units from the Power Plant Owner's Perspective with the Objective of Minimizing Economic Loss. *Journal of Modeling in Engineering*, 22(77), 175-188. doi: 10.22075/jme.2023.31337.2498

برنامه ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه با هدف کمینه سازی ضرر اقتصادی

امیر علامه^۱، اصغر اکبری فرود^{۲*}

| اطلاعات مقاله | چکیده |
|---|--|
| دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۰۴/۳۱ | برنامه ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی می تواند از نگاه بهره بردار مستقل سیستم (ISO) و با اهدافی چون کاهش هزینه، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و یا افزایش رفاه اجتماعی صورت گیرد. اما، برنامه ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی به دلایلی همچون هزینه بهره برداری پایین واحدهای بادی و تلاش برای استفاده حداکثری از انرژی باد، باید متفاوت باشد و نمی تواند توأم با برنامه ریزی واحدهای حرارتی انجام پذیرد. این امر سبب نگاهی متفاوت و جدید به مسأله برنامه ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی می گردد. در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، مالکیت تجهیزات و بهره برداری آن ها از هم تفکیک شده و مالک تجهیزات به دنبال کسب سود بالاتر است. در این مقاله، روشی برای برنامه ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه، با هدف کمینه کردن سود از دست رفته واحدها در بازه خروج ارائه می گردد. برای این منظور از مدل مسأله برنامه ریزی مشارکت واحدها بر پایه قیمت (PBUC) استفاده می شود. با استفاده از داده های سرعت باد در بازه مورد مطالعه و تابع چگالی احتمال ویبول، سرعت باد در منطقه پیش بینی می گردد و با توجه به منحنی توان توربین های بادی، توان تولیدی توربین ها تخمین زده می شود. برای نزدیکی به واقعیت، عدم قطعیت در برآورد توان تولیدی با استفاده از توزیع نرمال مدل سازی شده و در مسأله برنامه ریزی واحدها لحاظ می گردد. در ادامه، نتایج عددی برای یک IEEE-RTS محاسبه می شود. بازه خروج واحدها با اولویت از دست دادن کمترین سود (کمترین ضرر) به ISO پیشنهاد می گردد. سپس، ISO بر اساس معیارهای قابلیت اطمینان، در خصوص پذیرش یا رد پیشنهادها تصمیم گیری می نماید. |
| بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۶/۲۰ | |
| پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۰۷ | |
| واژگان کلیدی: برنامه ریزی تعمیر و نگهداری، واحد بادی، مالک نیروگاه، سرعت باد، توان توربین بادی، سود واحد، عدم قطعیت. | |
| DOI: https://doi.org/10.22075/jme.2023.31337.2498 | |
| © 2024 Published by Semnan University Press. This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/) | |

۱- مقدمه

نیروگاه های بادی از جمله منابع تولید انرژی هستند که امروزه به لحاظ مزایای متعدد از جمله تجدیدپذیری، پاک بودن و تولید گازهای گلخانه ای کمتر در مقایسه با نیروگاه های سوخت فسیلی، مورد توجه بسیاری از کشورهای جهان قرار گرفته اند. در نیروگاه های بادی برخلاف دیگر نیروگاه ها، مقدار منبع اولیه انرژی، یعنی سرعت

خروج های برنامه ریزی شده به سبب توقف تولید برق توسط واحد خارج شده، باعث کاهش قابلیت اطمینان سیستم می شوند، اما در عوض از خروج های اضطراری که ضررهای سنگینی را به واحد و همچنین به کل شبکه وارد می نمایند، جلوگیری می کنند.

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

۱. کارشناس ارشد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

۲. استاد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

استناد به این مقاله:

علامه، امیر، و اکبری فرود، اصغر. (۱۴۰۳). برنامه ریزی تعمیر و نگهداری واحدهای بادی از نگاه مالک نیروگاه با هدف کمینه سازی ضرر اقتصادی. مدل سازی در مهندسی،

۲۲(۷۷)، ۱۷۵-۱۸۸. doi: 10.22075/jme.2023.31337.2498

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 خروجی 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:

جریان 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.

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:

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

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].

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

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

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 مسأله‌ی بهینه‌سازی مقید است. مسأله‌ی بهینه‌سازی در حالت کلی از سه بخش اصلی تشکیل می‌شود: تابع هدف، محدودیت‌ها و متغیرهای تصمیم‌گیری.

در این جا 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 واحد به صورت اختلاف هزینه‌ی واحد از درآمد واحد بیان

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

$$L(i) = \sum_t \{-P_{gm}(t)P(i,t) + C_i(P(i,t))\} + \sum_t \lambda(t)P(i,t) \quad (7)$$

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:

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

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:

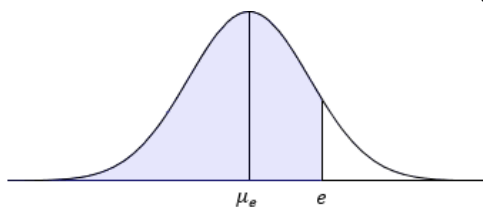
e : ریسک تولید

μ_e : میانگین خطای پیش‌بینی

δ_e : انحراف معیار استاندارد خطای پیش‌بینی

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

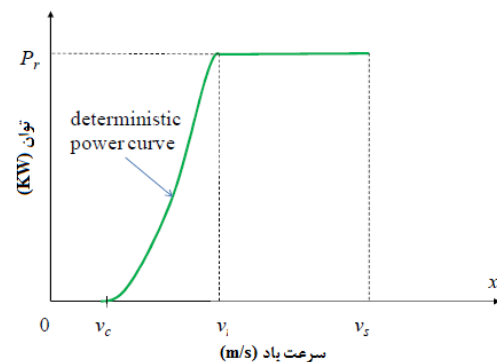
کل سطح زیر منحنی نرمال برابر یک بوده و سطح اطمینان نیز برابر $(1 - \alpha)$ می‌باشد [۲۷]. این مطلب در شکل (۲) نشان داده شده است.



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 ، میانگین خطا

در شکل (۱)، منحنی توان توربین بادی نشان داده شده است.



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

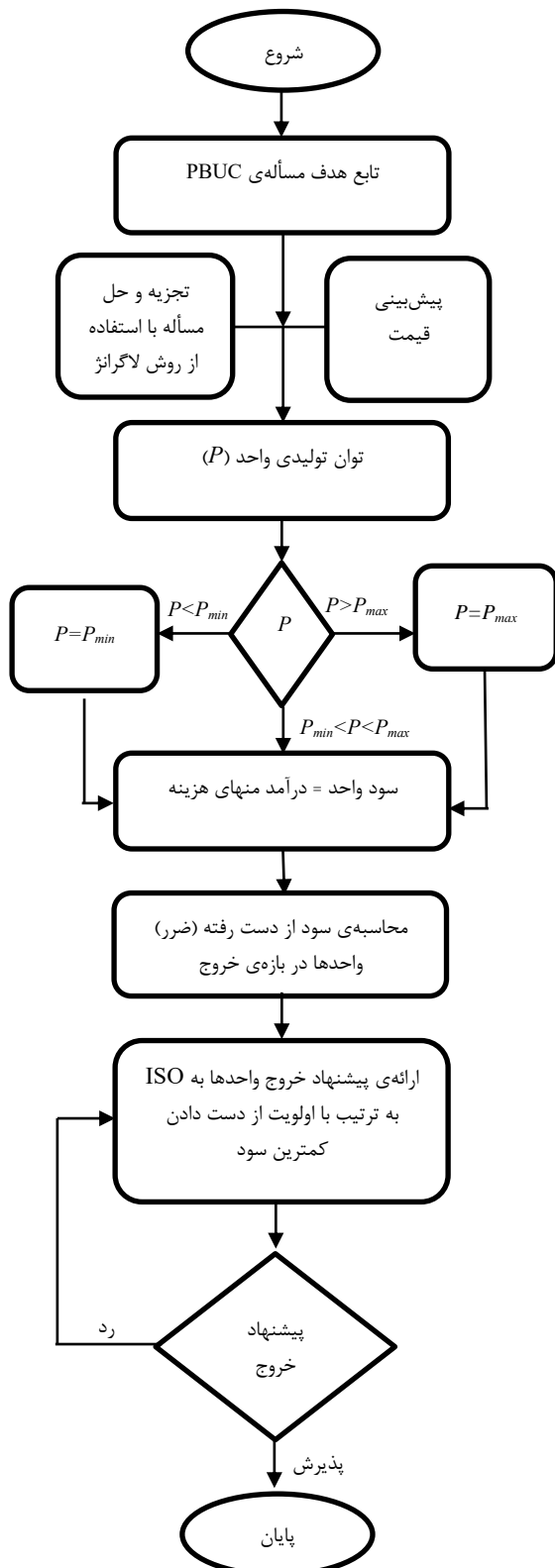
این پارامترها را می‌توان با استفاده از روش تکراری محاسبه نمود [۲۶].

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

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

در شکل (۴) نیز، فلوچارت مربوط به محاسبه 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

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].

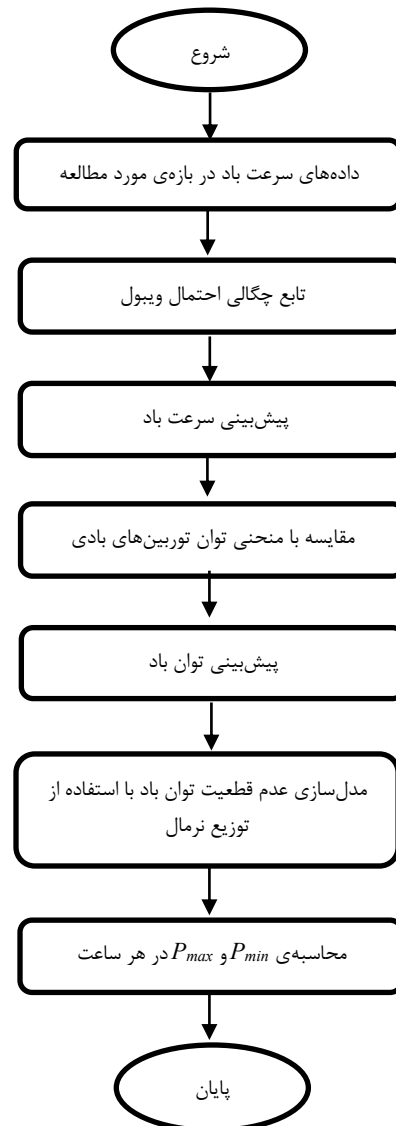
$$P_{out} = (1 - e)P_{forecast} \quad (24)$$

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

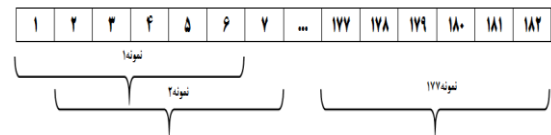
در شکل (۳)، فلوچارت محاسبه‌ی کمترین و بیشترین توان تولیدی واحدها در ساعت‌های مختلف آمده است.



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

۴- نتایج عددی

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.

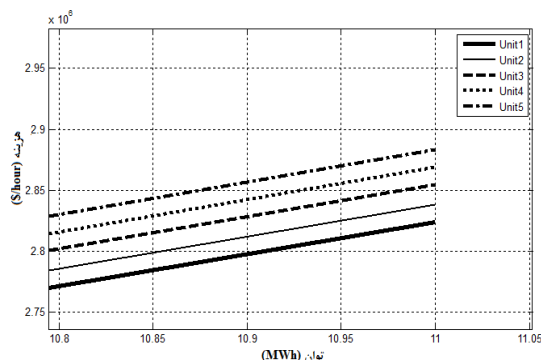


شکل ۵- تعداد حالت‌های ممکن برای خروج واحدهای بادی این IEEE-RTS شامل ۵ واحد تولیدی با ظرفیت مشابه ۱۲ مگاوات می‌باشد [۲۸]. در جدول ۱، اطلاعات واحدهای تولیدی آمده است.

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 |

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



شکل ۶- نمودار توابع هزینه‌ی واحدهای تولیدی

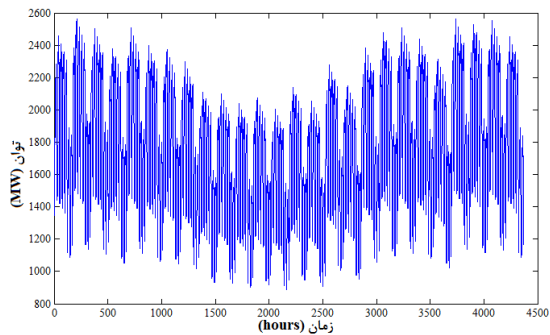
جدول ۲- پیک بار ساعتی بر حسب درصدی از پیک بار روزانه

| 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 |

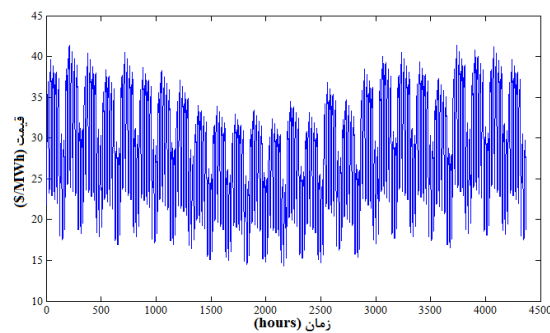
در جدول ۳، پیک بار روزانه بر حسب درصدی از پیک بار هفتگی بیان گردیده است.

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

می گردد. 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.



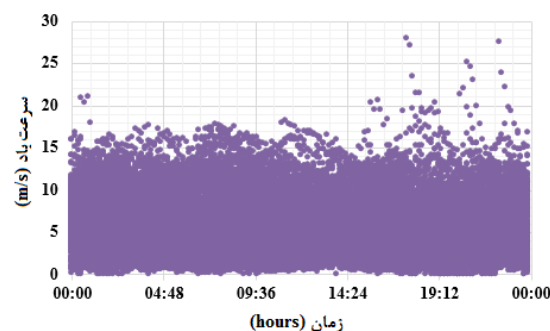
شکل ۶- مقدار بار در هر ساعت از بازه‌ی مورد مطالعه



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 بادسنجی (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.



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.

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 |

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

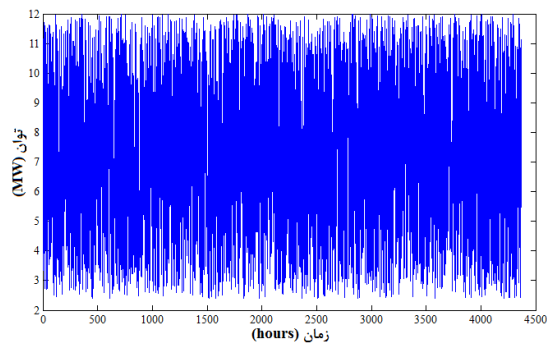
جدول ۴- پیک بار هفتگی بر حسب درصدی از پیک بار سالانه

| 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 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.

پیش‌بینی قیمت، متناسب با بار و برای تمام واحدها یکسان است. پیک قیمت سالانه نیز برابر $46 [\$/MWh]$ می‌باشد.

با توجه به جدول ۴، پیک قیمت هفتگی تعیین شده و در ادامه با توجه به جدول ۳، پیک قیمت روزانه محاسبه



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 |

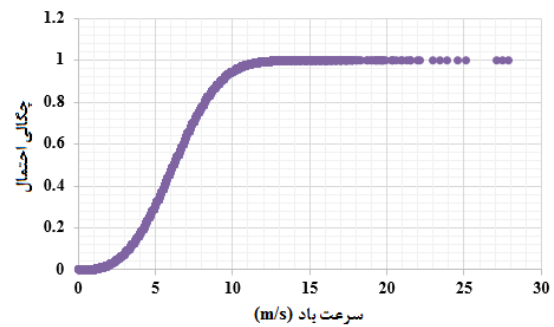
می‌توان بیشینه‌ی خطای پیش‌بینی سرعت (توان) باد را حدود ۱۰٪ در نظر گرفت. انحراف معیار استاندارد پیش‌بینی برابر ۰.۰۵ و سطح اطمینان پیش‌بینی نیز برابر ۰.۹۵ در نظر گرفته می‌شود [۲۶ و ۲۷].

با استفاده از رابطه‌ی (۲۲) و درون‌یابی در جدول توزیع نرمال مطابق جدول ۶، مقدار Z متناظر با احتمال ۰.۹۵ به دست می‌آید.

جدول ۶- درون‌یابی در جدول توزیع نرمال

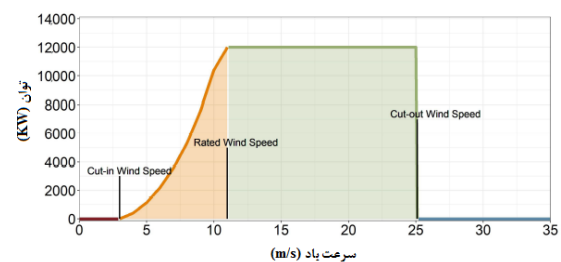
| Z | ۰.۰۲ | ۰.۰۳ | ۰.۰۴ | ۰.۰۵ | ۰.۰۶ |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| ۱.۴ | ۰.۹۲۲۲ | ۰.۹۲۳۶ | ۰.۹۲۵۱ | ۰.۹۲۶۵ | ۰.۹۲۷۹ |
| ۱.۵ | ۰.۹۳۵۷ | ۰.۹۳۷۰ | ۰.۹۳۸۲ | ۰.۹۳۹۴ | ۰.۹۴۰۶ |
| ۱.۶ | ۰.۹۴۷۴ | ۰.۹۴۸۴ | ۰.۹۴۹۵ | ۰.۹۵۰۵ | ۰.۹۵۱۵ |
| ۱.۷ | ۰.۹۵۷۳ | ۰.۹۵۸۲ | ۰.۹۵۹۱ | ۰.۹۵۹۹ | ۰.۹۶۰۸ |
| 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.



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.



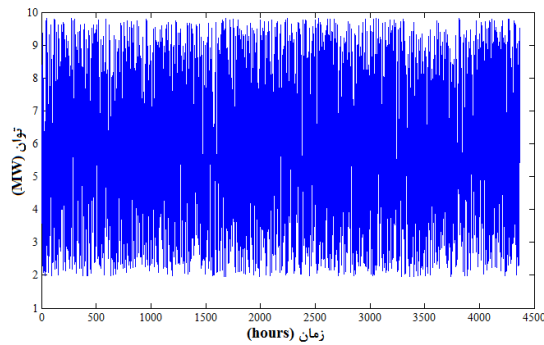
شکل ۱۱- منحنی توان توربین‌های بادی مورد استفاده [۳۰]

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. 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 پیشنهادها تصمیم‌گیری خواهد نمود. در جدول (۵)، کمترین سود از دست رفته (ضرر) واحدها در بازه‌ی خروج بهینه آمده است.



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 معیارهای قابلیت اطمینان، در خصوص پذیرش یا رد پیشنهادهای 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٪)

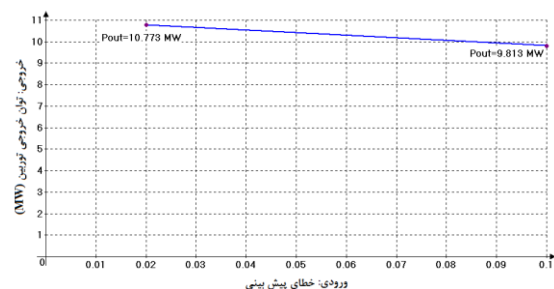
| شماره‌ی واحد | کمترین سود از دست رفته (ضرر) [ساعت/دلار] | بازه‌ی خروج بهینه [روز] |
|--------------|--|-------------------------|
| ۱ | ۳۶۳۴.۶ | ۹۲ الی ۸۷ |
| ۲ | ۳۵۴۶.۲ | ۹۲ الی ۸۷ |
| ۳ | ۳۴۵۷.۳ | ۹۲ الی ۸۷ |
| ۴ | ۳۳۵۰.۹ | ۹۲ الی ۸۷ |
| ۵ | ۳۲۷۴.۵ | ۹۲ الی ۸۷ |

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 درآمد واحدها 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 ساده‌سازی 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.

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 واحدهای 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 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.

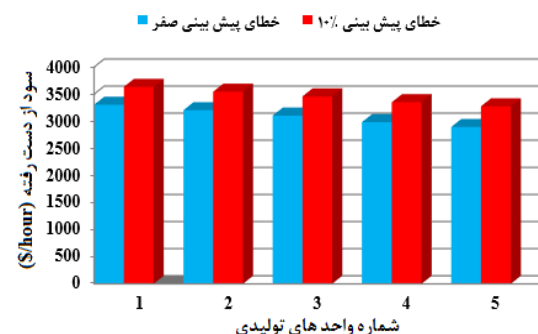
همچنین بازه‌ی خروج برای تمام واحدها یکسان به دست آمده که با توجه به یکسان بودن قیمت (از جنس MCP) صحیح است.

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

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 روزهای 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.



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

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.

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 قيود 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

مراجع

- [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 Conversion and Management* 48, no. 5 (2007): 1640-1655.
- [2] M. Patel. "Ancillary Power Systems." *Wind Sol. Power Syst*, 2005.
- [3] S.H Elyas, S. Babaeinejad Sarookolaee, and A. Akbari Foroud. "A novel approach for maintenance scheduling of generation units in restructured power system." *In ISGT2011-India*, pp. 374-379. IEEE, 2011.
- [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." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 141 (2022): 108225.
- [5] A. Akbari 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." *European Transactions on Electrical Power* 21, no. 1 (2011): 293-311.
- [6] R.J. Green, and D.M. Newbery. "Competition in the British electricity spot market." *Journal of political economy* 100, no. 5 (1992): 929-953.
- [7] W. Li, and X. Xiong. "Bidding based generator maintenance scheduling with triple-objective optimization." *Electric Power Systems Research* 93 (2012): 127-134.
- [8] C. Feng, and X. Wang. "A competitive mechanism of unit maintenance scheduling in a deregulated environment." *IEEE transactions on power systems* 25, no. 1 (2009): 351-359.
- [9] S. Kannan, S. Baskar, D. James McCalley, and P. Murugan. "Application of NSGA-II algorithm to generation expansion planning." *IEEE Transactions on Power systems* 24, no. 1 (2008): 454-461.
- [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." *Mechanical Systems and Signal Processing* 104 (2018): 347-369.
- [11] S.H. Elyas, A. Akbari Foroud, and H. Chitsaz. "A novel method for maintenance scheduling of generating units considering the demand side." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 51 (2013): 201-212.
- [12] R. Eshraghnia, M. Modir Shanechi, H. Rajabi Mashhadi, and A. Karsaz. "A novel approach for maintenance scheduling of generating units in a competitive environment." *In 2006 IEEE power India conference*, pp. 8-pp. IEEE, 2006.
- [13] S. Perez-Canto, and J.C. Rubio-Romero. "A model for the preventive maintenance scheduling of power plants including wind farms." *Reliability Engineering & System Safety* 119 (2013): 67-75.
- [14] J. Aghaei, A. Rahimi Rezaei, and M. Karimi. "Coordination of Wind Power Plants and Energy Storage Devices in Security-Constrained Unit Commitment Problem Using Robust Optimization." *Modeling in Engineering* 16, no. 53 (2018): 207-220 (in Persian).
- [15] S. Carlos, A. Sánchez, S. Martorell, and I. Martón. "Onshore wind farms maintenance optimization using a stochastic model." *Mathematical and Computer Modelling* 57, no. 7-8 (2013): 1884-1890.

- [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." *Electric Power Systems Research* 184 (2020): 106298.
- [17] M.I.H. Tusar, and B.R. Sarker. "Maintenance cost minimization models for offshore wind farms: A systematic and critical review." *International Journal of Energy Research* 46, no. 4 (2022): 3739-3765.
- [18] Z. Zhang. "Multi-ACO application in routing and scheduling optimization of maintenance fleet (RSOMF) based on conditions for offshore wind farms." *Journal of Power and Energy Engineering* 6, no. 10 (2018): 20.
- [19] T.S. Su, X.Y. Weng, F.Y. Vincent, and C.C. Wu. "Optimal maintenance planning for offshore wind farms under an uncertain environment." *Ocean Engineering* 283 (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." *Renewable Energy* 164 (2021): 1540-1549.
- [21] Z. Ren, A.S. Verma, Y. Li, J.J. Teuwen, and Z. Jiang. "Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 144 (2021): 110886.
- [22] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li. "Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management." *John Wiley & Sons*, 2002.
- [23] D. Lee, and R. Baldick. "Limiting ramp rate of wind power output using a battery based on the variance gamma process." *RE&PQJ* 10, no. 12 (2012).
- [24] T. Jin, and Z. Tian. "Uncertainty analysis for wind energy production with dynamic power curves." *In 2010 IEEE 11th international conference on probabilistic methods applied to power systems*, pp. 745-750. IEEE, 2010.
- [25] E.S. Hrayshat. "Wind availability and its potentials for electricity generation in Tafila, Jordan." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 9, no. 1 (2005): 111-117.
- [26] M. Sharifi. "Investigating the application of Weibull statistical distribution in estimating electricity production from wind turbines in Iran." *In 21th International Electricity Conference, Tehran, Iran, 2006.* (in Persian).
- [27] Me. Akbarpour, R. Tanverdi, and M. Lohi. "Scheduling between production units of a combined wind power plant-storage pump system in the electricity market environment." *In 2th Sird Regional Conference, Tehran, Iran, 2013.* (in Persian).
- [28] R.T. Task Force. "IEEE reliability test system." *IEEE Trans. on PAS* 98, no. 6 (1979): 2047-2054.
- [29] Moaleman Wind Speed Data, from <http://www.sun.org.ir/fa/regions> (2007).
- [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* 13, no. 21 (2020): 5707.
- [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." *In 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, pp. 1-5. IEEE, 2010.