KNO-1003-4106

توزیع اقتصادی بار بین واحدهای حرارتی و بادی با استفاده از میانگین چگالی انرژی باد

جمشید محمودی ، تقی بارفروشی

دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل

بابل ، ایران

چکیده — در این مقاله روش جدیدی برای بدست آوردن تابع هدف مسئله توزیع اقتصادی در مجموعه‌ای از نیروگاه‌های بادی و حرارتی ارائه می‌شود. با افزایش نفوذ نیروگاه‌های بادی در سیستم قدرت، به دلیل ماهیت غیر قابل پیش‌بینی بودن توان خروجی این نیروگاه‌ها ، مسئله توزیع اقتصادی در آن پیچیده‌تر شده است. مشکل پیش‌بینی مقدار تولید نیروی برق بادی باعث می‌شود تا هزینه-های اضافی در زمان ارزیابی توزیع اقتصادی، در نظر گرفته شود. در روش ارائه شده در این مقاله، هزینه ذخیره و هزینه اضافی در تابع هدف مسئله توزیع اقتصادی مجموعه‌ای از نیروگاه‌های بادی و حرارتی با استفاده از میانگین چگالی انرژی باد تعریف می‌شود.

واژه‌های کلیدی — توزیع اقتصادی؛ سرعت باد؛ توزیع ویبول؛ چگالی توان باد.

مقدمه

امروزه با توجه به نگرانی های روزافزون افزایش آلاینده های زیست محیطی، استفاده از نیروگاه‌های بادی برای تولید انرژی بسیار رونق گرفته است. افزایش نفوذ نیروگاه‌های بادی در سیستم قدرت اگر چه سبب کاهش آلودگی‌های زیست محیطی می شود، اما به دلیل ماهیت غیر قابل پیش‌بینی بودن توان خروجی این نیروگاه‌ها ، سطح ریسک سیستم افزایش یافته و مسئله توزیع اقتصادی در آن پیچیده‌تر شده است[۱]. از طریق توزیع اقتصادی- که مشتمل بر توزیع توانی که قرار است بین ژنراتورهای مختلف تولید شود- می‌توان حداقل هزینه تامین برق را در سیستم ایجاد نمود.

با افزایش سهم برق بادی در شبکه‌های برق، مساله‌ی توزیع اقتصادی را باید در برق بادی لحاظ کرد و هزینه‌های این سیستم‌ها را بررسی نمود. حتی با وجود اینکه روش‌های پیش بینی توان باد درسال‌های اخیر پیشرفت قابل ملاحظه‌ای کرده‌اند نمی‌توان با دقت کامل توان باد را پیش بینی نمود [۲]. بنابراین در مساله‌ی توزیع اقتصادی با توجه به اینکه ممکن است توان باد طبق پیش‌بینی‌ها نباشد هزینه متفاوت خواهد شد. در نیروگاه‌های حرارتی، توان خروجی مورد نظر- در صورتی که نیروگاه به درستی عمل کند- را می‌توانند تولید کنند در نتیجه توان برنامه‌ریزی شده و تولید شده هردو قابل دسترسی هستند. چون توان در دسترس و برنامه‌ریزی شده در توربینهای بادی ممکن است تغییر کند موارد دیگری را هم باید در مورد توان باد در نظر گرفت تا هزینه‌ها درست ارزیابی گردند.

در این مقاله ارزیابی توزیع اقتصادی مورد استفاده بر مبنای چهار فاکتور زیر طراحی شده است[۳]:

۱- توان برنامه ریزی شده‌ی نیروگاه‌های حرارتی

۲- توان باد برنامه ریزی شده

۳- تفاوت بین توان باد در دسترس و برنامه‌ریزی شده (در صورتی که مثبت باشد)

۴- تفاوت بین توان باد برنامه‌ریزی شده و در دسترس (در صورتی که مثبت باشد)

از دید اپراتور سیستم، مورد اول هزینه جمع توان ناشی از ژنراتورهای معمولی و دومین مورد هزینه‌ای است که طبق توافقات به عمل آمده باید برای تولید کنندگان توان باد پرداخت. سومین مورد هم که به ارزیابی تفاوت هزینه بین توان باد در دسترس و برنامه‌ریزی شده می‌پردازد، شامل قراردادهای منعقد شده با تولید کننده‌های توان باد است تا از توان‌های تولید شده در جاهایی نظیر ایستگاه‌های پمپ آبی استفاده کنند. بنابراین سومین مورد بیشتر مربوط به هزینه‌های اضافی ناشی از استفاده نکردن از کل توان شبکه است. در واقع این مورد به ارزیابی هزینه‌ی توان باد مورد استفاده‌ی کمتر از حد پیشبینی می‌پردازد. از طرفی دیگر اگر توان باد مورد نیاز بیش از پیشبینی باشد باید به طریقی این توان باد را خرید و بار شبکه را به حد مطلوب رساند بنابراین هزینه‌ی توان اضافی یا

هزینه ی باد خریداری شـــده در مورد چهارم ارزیابی می‌شـــود. بنابراین این چهار مورد به ارزیابی هزینه‌ها برای حل مســـاله ی توزیع اقتصادی می‌پردازند.

در مرجع[۴] مسـئله توزیع اقتصـادی با توجه به طبیعت احتمال محور سـرعت باد حل شـده اسـت. در این مرجع اشـاره شـده که می‌توان ســـرعت باد را با اســـتفاده از توزیع ویبول تخمین زد و تابع چگالی احتمال (pdf) توان باد را بدســـت آورد. در مرجع[۵] راه حل‌های تحلیلی دشواری برای استفاده از توان باد در مسئله توزیع اقتصادی مطرح شده است. به طور کلی می‌توان گفت موضوع مقادیر سرعت باد و انتخاب تابع هدف مناسب، تاثیر زیادی در حل مسئله توزیع اقتصادی شامل شبکه‌های الکتریکی با توربین‌های بادی دارد. در این مقاله ضمن معرفی روش جدیدی برای بد ست آوردن تابع هدف در م سئله توزیع اقت صادی شامل نیروگاه‌های حرارتی و بادی، روشی برای شبیه سازی داده‌های سری خروجی توان توربین‌های بادی معرفی می‌شود. همچنین از روش نقطه داخلی برای حل حداقل سازی تابع هدف در م سئله توزیع اقت صادی ا ستفاده شده ا ست. نوآوری ا صلی این مقاله، ا ستفاده از میانگین چگالی انرژی باد برای محاسبه هزینه ذخیره و هزینه اضافی در تابع هدف مسئله توزیع اقتصادی مجموعه نیروگاه‌های بادی و حرارتی می‌باشد.

شبیه‌سازی سری‌های مقادیر باد

در مرجع [۵] روش بدست آوردن سری‌های باد با استفاده از توزیع ویبول – با پارامترهای (λ , k) - به طور مفصل شرح داده شده اســت. البته روش‌های دیگری مثل اســتفاده از الگوریتم‌های تکاملی که برمبنای تولید اولیه‌ی ســری‌های ســرعت باد عمل می‌کنند یا اســـتفاده از روش جمع مربعی متغیرهای توزیع نرمال، مورد اســـتفاده قرار می‌گیرند. زمان محاســـبه در این روش‌ها با افزایش تعداد محل‌های توربین‌های باد به صـــورت تصـــاعدی افزایش می‌یابد. همچنین دقت در این روش‌ها وابســـته به خطای مورد پذیرش در روند کمینه سازی است. در این مقاله برای بدست آوردن سری‌های باد از توزیع ویبول با پارامترهای (λ , k) استفاده می شود.

توزیع ویبول برای پیش‌بینی سرعت باد

سرعت باد در محاسبات انرژی باد، به عنوان یک متغیر تصادفی پیوسته مورد نظر است که می‌تواند تمام مقادیر واقع در یک فاصله را اختیار نماید. سرعت باد در یک محل خاص را می‌توان با توزیع ویبول تو صیف کرد. تابع ویبول حالت خا صی از توزیع گاما ست. این تابع نسبت به توابع دیگر نظیر رایله از انعطاف پذیری بیشتری برخوردار بوده، به صورت زیر تعریف می‌شود [۶]:

$$P(V)=\frac{k}{\lambda}.\left[\frac{V}{\lambda}\right]^{k-1}\exp\left(-\left[\frac{V}{\lambda}\right]^{k}\right) \qquad (۱)$$

در این رابطه V سرعت باد، k (فاکتور شکل) و λ (فاکتور مقیاس) پارامترهای توزیع ویبول هستند که با واحد متر بر ثانیه محاسبه می شود. تابع توزیع تجمعی (cdf) یک متغیر پیو سته با توزیع داده شده در آمار ب سیار ا ستفاده می شود. این تابع انتقال بین توزیع اقتصادی و سیستمی یکپارچه را امکان پذیر می‌سازد. این ویژگی معمولاً به صورت معکوس استفاده می‌شود تا شبیه سازی داده های معکوس را در زمانی که cdf معکوس شـده تا داده های توزیع شـده‌ی یکپارچه بین ۰ و ۱ را بدهد انجام داده و با cdf مورد نظر بتوان داده‌های تصـادفی را تولید کرد. برای نمونه در مورد متغیر توزیع شـده‌ی ویبول u متغیر Fu طبق رابطه‌ی (۲) محاسـبه شـده و توزیع یکپارچه ای از خود نشان می دهد:

$$F_u=1-\exp\left(\left[\frac{u}{\lambda}\right]^{k-1}\right) \qquad (۲)$$

محاسبه پارامترهای تابع توزیع ویبول

روش های مختلفی برای محا سبه فرا سنج های شکل و مقیاس تابع ویبول ارائه گردیده ا ست. یکی از رایج‌ترین این روش ها، روش "برازش حداقل مربعات " اســت که به کمک تابع احتمال تجمعی به دســت می آید. بدین منظور، لازم اســت با اســتفاده از معادله رگرسیون، رابطه خطّی بین مقادیر سرعت باد و احتمال وقوع آنها به شکل زیر مشخّص شود [۶]:

$$Y = A.X + B \quad (۳)$$

$$Y = \ln(-\ln(1-P(V))) \quad (۴)$$

$$X = \ln v_i \quad (۵)$$

در روابط (۴) و (۵) V_i میانه طبقات سرعت باد و $P(V)$ احتمال فراوانی تجمعی هر طبقه سرعت است. با مشخّص شدن مقادیر X و Y مقادیر A و B قابل محاسبه اند. در اینجا A ضریب زاویه خط Y=AX+B و B عرض از مبدا است. رابطه A و B با پارامترهای K وC به صورت زیر خواهد بود:

$$\lambda = \exp(\frac{-B}{A}) \quad (۶)$$

$$k = A \quad (۷)$$

پس از محاسبه پارامترهای شکل و مقیاس تابع ویبول (K و λ) و با استفاده از مقادیرV_i (سرعت میانه رده های سرعت) مقادیر تابع احتمال ویبول محاسبه می‌شوند.

محاسبه پارامترهای موثر در سنجش پتانسیل انرژی باد در یک مکان

پس از محاسبه مقادیر پارامترهای شکل و مقیاس تابع ویبول، می‌توان وضعیت یک مکان را از نظر پتانسیل انرژی باد ارزیابی کرد. یکی از مهمترین محاسباتی که در این رابطه باید صورت گیرد، محاسبه چگالی انرژی باد است. میانگین چگالی انرژی باد در یک مکان بر اساس تابع چگالی احتمال ویبول را می‌توان از طریق رابطه ی زیر به دست آورد:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho\lambda^3\Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) \quad (۸)$$

که در آن ρ دانسیته هوا و برابر ۱/۲۵۵ کیلوگرم بر مترمکعب است. دانسیته هوا تابعی از فشار و درجه حرارت است که تغییرات مربوط به آن در این محاسبات چندان با اهمیت تلقّی نمی شود. دانسیته هوا بر اثر افزایش میزان بخار آب در آن کاهش می‌یابد اما تصحیح لازم برای این مورد در تخمین قدرت ناشی از باد، قابل اغماض است. Γ تابع گاما است. میانگین چگالی انرژی باد در یک دوره معین(یک ماه یا یک سال) را می توان از طریق رابطه (۹) به دست آورد:

$$\frac{E}{A} = \frac{1}{2}\rho\lambda^3\Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right)T \quad (۹)$$

که در آن T دوره زمانی به ساعت است. برای مثال T برای یک دوره ماهانه ۷۲۰ و برای یک دوره سالانه ۸۷۶۶ ساعت است. محتمل ترین سرعت باد، یا سرعت بیشترین احتمال وقوع باد از رابطه (۱۰) قابل محاسبه است:

$$V_{MP} = C\left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (۱۰)$$

سرعت نامی باد، یا سرعت بادی که حداکثر انرژی الکتریکی را در خروجی ایجاد می‌کند، سرعتی است که بیشترین انرژی را در طول سال تولید می کند. این سرعت یکی از پارامترهای مهم در طرّاحی توربین های بادی است و از رابطه (۱۱) به دست می آید:

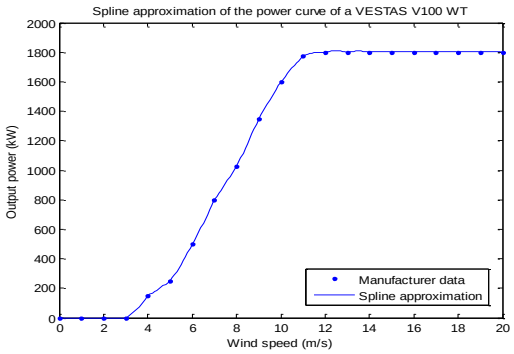
$$V_{MaxE} = C\left(1+\frac{2}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (۱۱)$$

سری‌های توانی سرعت باد

مرحله‌ی بعد بد ست آوردن سری‌های توان باد از سری‌های سرعت باد می‌با شد. این کار معمولاً به کمک ا ستفاده از منحنی توان صورت می‌گیرد که گروهی از زوجهای نقاط داده هستند که توسط یک شرکت توربین بادی ارائه می‌شوند. منحنی توان را می‌توان بصورت منحنی چند جمله ای تکه تکه که در (۱۲) نشان داده شده است در نظر گرفت[۱]:

$$\omega(u) = \alpha u^3 + \beta u^2 + \gamma u + \delta \qquad (۱۲)$$
$$u_i \le u \le u_{i+1}$$

که در آن u سرعت باد و w توان باد می‌باشد. u_j , u_{j+1} داده های سرعت باد هستند که توسط کارخانه سازنده ارائه می‌شوند، α_j و β_j ضرایب چندجمله ای در بازه ی j ام هستند. مقادیر داده شده در این مدل با داده‌های کارخانه Vestas V100 WT در شکل ۱ نشان داده شده‌اند.



شکل۱ : تقریب منحنی توربین بادی VESTAS V100 WT[8]

توزیع اقتصادی و روش پیشنهادی

توزیع اقتصادی را می‌توان به صورت ریا ضی به عنوان م ساله‌ی بهینه سازی ن شان داد که در آن هدف کمینه سازی هزینه‌ی نهایی تولید توان مورد نظر می باشد (با توجه به مقادیر توان برنامه ریزی شده هر ژنراتور برای زمانی خاص وقتی باید توزیع اقتصادی حل شود).

اگر منابع توان شبکه الکتریکی کاملاً قابل برنامه ریزی باشند (مانند نیروگاه‌های حرارتی) تولید با برنامه ریزی منطبق خواهد بود. اما اگر نیروگاه‌های شامل توربین‌های بادی با شند توان در د سترس و برنامه ریزی شده ممکن ا ست منطبق نبا شند. زیرا توان تولیدی واحدهای بادی را نمی‌توان نه با دقت تمام پیشبینی و کنترل کرد. بنابراین وقتی توربین‌های بادی در کمینه سازی هزینه تعداد بیشتری از حد معمول داشته باشند توان باد در دسترس ممکن است با برنامه‌ریزی متفاوت باشد.

نکته قابل ذکر اینکه وقتی تمام توان باد ا ستفاده ن شود هزینه‌ای ا ضافی اعمال می شود که صرف قرارداد با تولید کننده‌ی توان باد خواهد شد[۹]. بنابراین م ساله‌ی توزیع اقتصادی شامل بد ست آوردن مقادیر تمام p_i ها که توان برنامه‌ریزی شده برای واحد حرارتی معمولی iام (C_g) می‌باشد و w_i توان برنامه ریزی شده برای توربین بادی iام می باشد:

$$g = \sum_{i=1}^{n_{cg}} C_i^{cg}(p_i) + \sum_{i=1}^{n_{wt}} C_i^{wt}(\omega_i) \qquad (۱۳)$$
$$+ \sum_{i=1}^{n_{wt}} C_i^{wp}(\omega_i^{av} - \omega_i) + \sum_{i=1}^{n_{wt}} C_i^{wr}(\omega_i - \omega_i^{av})$$

که در آن n_{cg} تعداد ژنراتورهای معمولی بوده و n_{wt} تعداد توربینهای بادی است.

$$\sum_{i=1}^{n_{cg}} p_i + \sum_{i=1}^{n_{wt}} \omega_i = D \qquad (۱۴)$$
$$p_i^{min} \le p_i \le p_i^{max}$$
$$0 \le \omega_i \le \omega_i^r$$

که در آن D جمع تمام تقاضاهای بار بعلاوه ی تلفات بوده، P^{min} و P^{max} حداقل و حداکثر توان ژنراتور i ام بوده و w^r توان اندازه گیری شده‌ی توربین بادی i ام می‌باشد. C^{cg} تابع هزینه ی ژنراتور معمولی i ام می‌باشد و معمولاً به شکل زیر بیان می‌شود:

$$C_i^{cg}(p_i) = a_i\, p_i^2 + b_i p_i + c_i \qquad (۱۵)$$

که در آن a_i وb_i و c_i مولفه های ژنراتور i ام می‌باشند.

از طرفی تابع هزینه برای توربین i ام یعنیC^{wr} را می‌توان به صورت رابطه (۱۶) نشان داد:

$$C_i^{wt}(\omega_i) = d_i \omega_i \qquad (۱۶)$$

که در آن di مولفه‌ی توربین بادی i ام می‌باشد. هزینه‌ی اضافی(C^{wp})، تابعی از تفاوت بین توان باد برنامه ریزی شده و در دسترس می باشد. هزینه‌ی ذخیره(C^{wr}) تابعی از تفاوت بین توان در دسترس و برنامه ریزی شده‌ی بوده و به عنوان بخشی از مقدار قابل انتظار این تفاوت خواهد بود. در ادامه روش پیشنهادی در این مقاله برای محاسبه هزینه اضافی و هزینه ذخیره تشریح می شود.

تابع هدف را می‌توان به صورت رابطه (۱۷) بازنویسی کرد:

$$g = g_1 + g_2 + g_3 \qquad (۱۷)$$

که در آن:

$$g_1 = \sum_{i=1}^{n_{cg}} C_i^{cg}(p_i) + \sum_{i=1}^{n_{wt}} C_i^{wt}(\omega_i) \qquad (۱۸)$$

$$g_2 = k_{pi}\left(\frac{A}{2}\rho\lambda^3\Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) - \omega\right) \qquad (۱۹)$$

که k_{pi} یک مقدار ثابت برای توربین بادی i ام بوده و معمولاً بسته به قوانین محلی اعلام می شود.

$$g_3 = k_{ri}\left(\omega - \frac{A}{2}\rho\lambda^3\Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right)\right) \qquad (۲۰)$$

در رابطه (۲۰)، k_{ri} یک مقداری ثابت برای توربین بادی i ام بوده و بسته به توافق بین فروشنده و خریدار و همچنین وابسته به قوانین محلی است. در این روش میزان توان باد در دسترس در کل فرآیند حل مسئله برابر میانگین توان باد در یک مکان در نظر گرفته شده است. در مراجع[۳] و[۴] از روابط (۲۱) تا (۲۴) برای محاسبه هزینه اضافی و هزینه ذخیره استفاده شده است :

$$C_i^{wp}(\omega_i^{av} - \omega_i) = k_{pi}\, E(\omega - \omega_i) \qquad (۲۱)$$

و E به صورت رابطه (۲۲) محاسبه می‌شود:

$$E(\omega - \omega_i) = \int_{\omega_i}^{\omega_i^r} (\omega - \omega_i) f(\omega)\, d\omega \qquad (۲۲)$$

که در آن ω متغیر است و ω_i توان برنامه ریزی شده توربین بادی iام بوده و f(ω)، pdf توان باد است.

به همین ترتیب برای محاسبه هزینه ذخیره :

$$C_i^{wr}(\omega_i - \omega_i^{av}) = k_{ri}\, E(\omega_i - \omega) \qquad (۲۳)$$

که طبق رابطه (۲۴)، E بدست می‌آید :

$$E(\omega_i - \omega) = \int_{0}^{\omega_i^r} (\omega_i - \omega) f(\omega)\, d\omega \qquad (۲۴)$$

در بخش بعدی توزیع اقتصادی در مطالعه موردی با استفاده از میانگین چگالی انرژی باد انجام و با روش ارایه شده در مراجع [۳] و [۴] مقایسه خواهد شد.

مطالعه موردی

یک شـــبکه‌ی الکتریکی با دو واحد عادی و ۸ توربین بادی برای مطالعه ی موردی در نظر گرفته شـــده اســـت که در آنها بارهای مختلفی مورد مطالعه قرار گرفتند. برای هر میزان بار باید هردو واحد معمولی مورد اســـتفاده قرار گیرند. ضـــرایب تابع هزینه، حداقل و حداکثر توان تولیدی واحدهای حرارتی در جدول ۱ آمده‌اند. پارامترهای هزینه توربین‌های بادی شـــامل d ، kpi و kri نیز در جدول ۲ لیست شده اند و پارامترهای شکل و مقیاس (K و λ) تابع توزیع ویبول سرعت باد محلهای مربوطه در جدول ۳ نشان داده شده اند. در جدول ۳، λ و k مولفه‌های توزیع ویبول سرعت باد برای هر محل می‌با شند. چهار توربین بادی Vestas V80-2.0 MW و چهار Vestas V90-3.0MW در این سیستم به کار رفته اند.

تکنیک‌هایی که معمولاً در حل توزیع اقت صادی ا ستفاده می شود بر مبنای رها سازی لاگرانژی ، روش ج ستجوی م ستقیم ، برنامه ریزی تکاملی ، بهینه سازی هجوم ذرات ، الگوریتم های ژنتیک، افزودن شبیه سازی شده و روش نقطه‌ی میانی است[۱۰]. در این مقاله از الگوریتم نقطه میانی برای حل مسئله توزیع اقتصادی استفاده شده است.

جدول ۱: پارامترهای واحدهای حرارتی

		واحد ۱	*واحد۲*
حداقل توان خروجی (MW)	Pmin	۵	۵
حداکثر توان خروجی (MW)	Pmax	۴۰	۴۰
پارامترهای هزینه	a b c	۲۵ ۲۰ ۲۵	۲۵ ۲۵ ۲۰

جدول ۲: پارامترهای هزینه واحدهای توربین های بادی

	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
d	۳۰	۲۵	۳۵	۲۵	۳۰	۲۵	۳۵	۲۵
k_p	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰	۱۶۰
k_r	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰

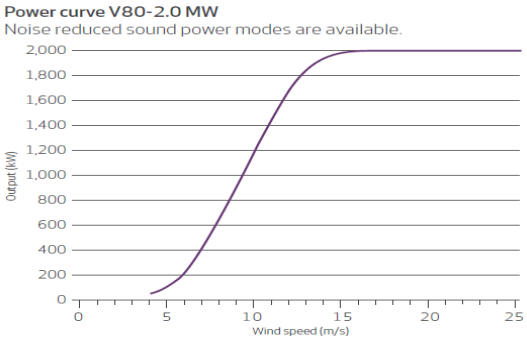
جدول ۳: پارامترهای سرعت باد

	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
λ	۸/۱۳	۸/۲۴	۷/۵۲	۹/۲۴	۸/۱۱	۷/۲۴	۷/۳۶	۹/۰۹
k	۱/۹۹	۲/۳۰	۲/۱۱	۲/۴۱	۱/۷۹	۲/۱۲	۲/۰۳	۲/۱۴

توربین‌های بادی با دو سرعت طراحی شده اند، یکی سرعت باد شروع به بازدهی نیرو (Cut-in speed) و دیگری سرعت بادی که توربین برای جلوگیری از آسیب، پره های خود را موازی با باد قرار داده و متوقف می‌شود(Cut-out speed).

جدول ۴: داده های بهره‌برداری توربین ۸۰ VESTAS[8]

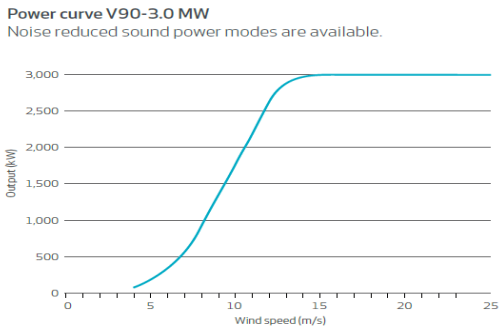
نرخ توان	KW۲۰۰۰
سرعت باد شروع (Cut-in speed)	m/s۴
نرخ افزایشی سرعت باد	m/s۱۶
سرعت باد پایانی (Cut-out speed)	m/s۲۵
قطر روتور	m ۸۰
مساحت جاروب روتور	m^2 ۵۰۲۷



شکل ۲: منحنی توان و داده های بهره‌برداری برای توربین VESTAS V80[8]

جدول ۵: داده های بهره‌برداری توربین ۹۰ VESTAS[8]

نرخ توان	KW۳۰۰۰
سرعت باد شروع (Cut-in speed)	m/s۳،۵
نرخ افزایشی سرعت باد	m/s۱۵
سرعت باد پایانی (Cut-out speed)	m/s۲۵
قطر روتور	m ۹۰
مساحت جاروب روتور	m^2 ۶۳۶۲



شکل ۳: منحنی توان و داده های بهره‌برداری برای توربین ۹۰ VESTAS[8]

مساله‌ی کمینه سازی توزیع اقتصادی با استفاده از الگوریتم نقطه میانی حل شده و و نتایج در شکل ۴ نشان داده شده اند. جداول ۶ و ۷ هزینه کل و هزینه توربین های بادی را نشان می‌دهند.

جدول۶: هزینه کل به ازای بارهای ۱۰ تا ۳۵

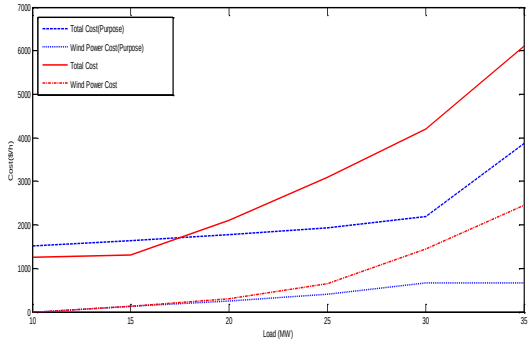
بار	هزینه کل
۱۰	۱۵۲۰
۱۵	۱۶۴۵
۲۰	۱۷۷۵/۷
۲۵	۱۹۳۱/۴
۳۰	۲۱۹۳/۴
۳۵	۳۸۶۸/۳

جدول ۷: هزینه کل بادی برای بارهای ۱۰ تا ۳۵

بار	هزینه کل بادی
۱۰	۰
۱۵	۱۲۵

۲۰	۲۵۵/۷۲
۲۵	۴۱۱/۴۵
۳۰	۶۷۳/۴
۳۵	۶۷۳/۴

برای مثال برای بار ۱۵ مگاوات هزینه ۱۶۴۵ واحد پول می‌باشد که سهم هزینه بادی ۱۲۵ واحد پول است. هزینه کل برای بار ۲۵ مگاواتی ۱۹۳۱,۴ که هزینه واحدهای بادی ۴۱۱,۴۵ می‌باشد. شکل ۴ روند مقایسه‌ای بین روش پیشنهادی در این مقاله و روش قبلی ارائه شده در مراجع[۳] و [۴] را نشان می‌دهد. در این شکل علاوه بر هزینه کل، هزینه توان بادی برای هر دو روش مقایسه شده اند. روش پیشنهادی علاوه بر اینکه زمان محاسبات کمتری نسبت به روش‌های قبلی دارد، دقت بیشتری نیز دارا می‌باشد. به عنوان مثال با وجود چهار توربین ۲ مگاواتی و چهار توربین ۳ مگاواتی، مجموع تولید این توربین‌ها ۲۰ مگاوات است که با ۱۰ مگاوات همیشه موجود ژنراتورهای غیربادی جمعاً ۳۰ مگاوات می‌شود (حداقل عملکرد هر دو واحد حرارتی ۵ مگاوات است). لذا تولید بادی و متعاقب آن هزینه آن می‌تواند تا بار ۳۰ مگاوات روند افزایشی داشته باشد و برای بار ۳۵ مگاواتی باید برابر بار ۳۰ مگاواتی باشد. در روش پیشنهادی در این مقاله به وضوح قابل مشاهده است و در روش قبلی این موضوع دارای خطا می‌باشد. در صورتی که مسئله توزیع اقتصادی را با در نظر گرفتن تنها یکی از واحدهای حرارتی حل کرد، نتایج آن در جداول ۸ و ۹ آورده شده که در ادامه توضیحاتی در مورد آن ارائه خواهد شد. در این حالت، برای بار ۱۰ مگاوات هزینه ۸۷۵ واحد پول می‌باشد.



شکل ۴: روند مقایسه‌ای هزینه کل و هزینه بادی در مجموعه نیروگاههای حرارتی و بادی با استفاده از روش پیشنهادی و روش ارائه شده در مراجع [۴]

برای این بار، ۵ مگاوات بوسیله واحد حرارتی و ۵ مگاوات دیگر با استفاده از واحدهای بادی تامین می شود. هزینه واحد حرارتی مطابق رابطه (۱۵) برابر ۷۵۰ واحد پولی و هزینه واحدهای بادی مطابق جدول ۹ برابر ۱۲۵ واحد پولی می‌باشد. هزینه کل برای بار ۲۵ مگاواتی ۱۴۲۲/۵۵ واحد پول است که سهم نیروگاه بادی از این مقدار هزینه، ۶۷۲/۵۴ واحد می‌باشد. از آنجایی که حداکثر مقدار مگاوات تولیدی نیروگاه‌های بادی ۲۰ مگاوات است و با در نظر گرفتن ۵ مگاوات حداقل توان تولیدی واحد حرارتی، برای بارهای بیشتر از ۲۵ مگاوات هزینه تولید نیروگاه‌های بادی ثابت و برابر ۶۷۲/۵۴ واحد پول می‌باشد. در این حالت که تنها یکی از واحدهای حرارتی استفاده شده، در بارهای کمتر از ۲۵ مگاوات هزینه کل توان تولیدی نسبت به حالتی که هر دو واحد در مدار باشند، بسیار کمتر بوده و برای بارهای بیشتر از ۲۵ مگاوات استفاده از هر دو واحد حرارتی مقرون به صرفه خواهد بود.

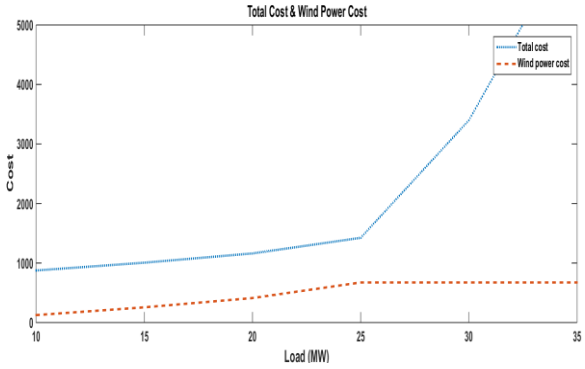
شکل ۵ روند افزایشی هزینه کل و هزینه بادی در بارهای مختلف با درنظر گرفتن تنها یکی از واحدهای حرارتی را نشان می‌دهد. شکل ۶ روند مقایسه‌ای از هزینه کل در مدار بودن هر دو واحد حرارتی و استفاده از تنها یکی از واحدها را نشان می‌دهد.

جدول ۸: هزینه کل به ازای بارهای ۱۰ تا ۳۵ با در نظر گرفتن تنها یکی از واحدهای حرارتی

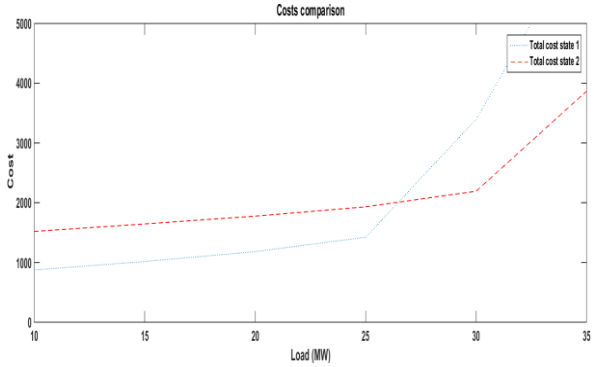
بار	هزینه کل
۱۰	۸۷۵
۱۵	۱۰۱۵/۷
۲۰	۱۱۸۱/۵۲
۲۵	۱۴۲۲/۵۵
۳۰	۳۳۹۷/۵۵
۳۵	۶۶۲۲/۵۵

جدول ۹: هزینه کل بادی برای بارهای ۱۰ تا ۳۵ با در نظر گرفتن تنها یکی از واحدهای حرارتی

بار	هزینه کل بادی
۱۰	۱۲۵
۱۵	۲۶۵/۷۲
۲۰	۴۳۱/۴۴
۲۵	۶۷۲/۵۴
۳۰	۶۷۲/۵۴
۳۵	۶۷۲/۵۴



شکل۵: روند افزایشی هزینه کل و هزینه بادی در بارهای مختلف با درنظر گرفتن تنها یکی از واحدهای حرارتی



شکل ۶: روند افزایشی هزینه کل در حالت استفاده از هر دو واحد حرارتی و استفاده از یک واحد

نتیجه‌گیری

در این مقاله روش جدیدی برای تعریف تابع هدف در مسئله توزیع اقتصادی برای یک سیستم شامل واحدهای حرارتی و بادی ارائه شده ا ست. روش بد ست آوردن سری‌های باد با ا ستفاده از توزیع ویبول با پارامترهای (λ , k) و نحوه محا سبه این پرامترها به طور مفصل توضیح داده شده است. از این سری‌های باد برای محاسبه سری‌های توانی استفاده می‌شوند. این کار معمولاً با استفاده از منحنی توان صورت می‌گیرد که گروهی از زوجهای نقاط داده هستند که توسط یک شرکت توربین بادی ارائه می‌شوند. در این مقاله با استفاده از میانگین چگالی انرژی باد در یک مکان که بر ا ساس تابع چگالی احتمال ویبول تعریف می شوند، توان باد درد سترس در مکان‌های مختلف نصب توربین محاسبه شده و در توابع مربوط به هزینه اضافی و ذخیره در تابع هدف مسئله توزیع اقتصادی مورد استفاده قرار

گرفته شده است. همانطور هم که از نتایج مشخص بوده،این روش پیشنهادی علاوه بر اینکه زمان محاسبات کمتری نسبت به روش‌های قبلی دارد، دقت بیشتری نیز دارا می‌باشد.

منابع

[۱]امینی، امیر؛ مریم رمضانی و حمید فلقی ، پخش بار اقتصادی با در نظر گرفتن ریسک ناشی از نیروگاه بادی در شبکه قدرت بااستفاده از الگوریتم جدید چند هدفه بر اساس حرکات باکتری، نوزدهمین کنفرانس مهندسی برق ایران، تهران، دانشگاه صنعتی امیرکبیر ۱۳۹۰.

[2] M. Lei, L. Shiyan, J. Chuanwen, L. Hongling, and Z. Yan, *A review on the forecasting of wind speed and generated power*, Renewable Sustain. Energy Rev., vol. 13, no. 4, pp. 915–920, May 2009.

[3] Daniel Villanueva, Andrés Feijóo, and José Luis Pazos , *Simulation of Correlated Wind Speed Data for Economic Dispatch Evaluation*, IEEE Trans. Sustain. Energy,vol. 3, no. 1, jn 2012

[4] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, *An economic dispatch model incorporating wind power*, IEEE Trans. Energy Convers., vol. 23, no.2, pp. 603–611, Jun. 2008.

[5] A. Feijóo and R. Sobolewski, *Simulation of correlated wind speeds*, Int. J. Integrated Energy Syst., vol. 1, no. 2, pp. 99–106, 2009.

[۶] کمال امیدوار، مهدی دهقان طرزجانی، **پتانسیل سنجی و برآورد مشخص ههای نیروی باد برای تولید انرژی در ایستگاه های همدیدی استان یزد**، فصلنامه، تحقیقات جغرافیایی، سال ۲۷ ، شماره دوم، تابستان ۱۳۹۱

[7] I. Segura-Heras, G. Escrivá-Escrivá, and M. Alcázar-Ortega, *Wind farm electrical power production model for load flow analysis*, Renewable Energy, vol. 36, no. 3, pp. 1008–1013, 2011.

[8] Vestas Wind Systems A/S [Online]. Available: http://www.vestas.com

[9] X. Liu andW.Xu, Economic load dispatch constrained by wind power availability: A here-and-now approach, IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 1, no. 1, pp. 2–9, Apr. 2010.

[10] K. P.Wong and C. C. Fung, *Simulated annealing based economic dispatch algorithm*, Proc. Inst. Elect. Eng. C, Generation, Transmission and Distribution, vol. 140, no. 6, pp. 509–515, Nov. 1993.