برنامه‌ریزی بهینه مقید به پایداری ولتاژ برای توسعه مزارع بادی بزرگ در جنوب‌شرق ایران

امیررضا قلی‌زاده[۱]، دانشجوی دکترا؛ عباس ربیعی[۲]، استادیار؛ روح‌الله فدایی‌نژاد[۳]، دانشیار

۱- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته- کرمان-ایران- amirreza.ghz@gmail.com
۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه زنجان - زنجان - ایران – rabiee@znu.ac.ir
۳- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه تحصیلات تکمیلی صنعتی و فناوری پیشرفته- کرمان-ایران- rfadaein@kgut.ac.ir

چکیده:امروزه به‌کارگیری انرژی‌های تجدید پذیر نه‌تنها به یک موضوع بدیهی تبدیل شده است بلکه بعضاً به‌کارگیری بیش از پیش آن‌ها، خود موجب بروز چالش‌های بهره‌برداری جدیدی در شبکه شده است. در حقیقت افزایش ضریب نفوذ این قبیل منابع تولید توان متغیر و نوسانی، در کنار مزایای متعدد آن‌ها، همواره با نگرانی‌های مختلفی همچون حفظ حاشیه امنیت و پایداری ولتاژ شبکه همراه بوده است. در این مقاله یک روش جدید سناریوبنیان برای برنامه‌ریزی چندمعیاره طرح‌های توسعه مزارع بادی بزرگ با رویکرد مدیریت پروژه و به‌منظور کمینه‌سازی هزینه تراز شده انرژی و حفظ حاشیه امنیت پایداری ولتاژ شبکه به‌صورت بهینه، ارائه شده است. شبکه مورد مطالعه شبکه انتقال جنوب شرق ایران بوده و در طی یک برنامه‌ریزی ده ساله به‌تدریج ضریب نفوذ منابع بادی در آن تا میزان قابل‌توجهی افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است که این بخش از شبکه انتقال ایران از ضعف ذاتی پایداری ولتاژ رنج می‌برد، و لذا درنظرگرفتن ملاحظات پایداری ولتاژ ضروری می‌نماید. شبکه مورد نظر در محیط نرم‌افزار MATPOWER مدل شده است و نتایج به‌دست‌آمده توسط روش بهینه سازی اجتماع ذرات (PSO)، نشان از کارآمدی روش پیشنهادی دارد.

واژه‌های کلیدی: انرژی بادی، حاشیه پایداری ولتاژ، هزینه تراز شده انرژی ، روش سناریو بنیان، مدیریت پروژه و PSO.

Optimal Voltage Stability Constrained Planning Model for Integration of Large Scale Wind Farms into Iran’s southeast Grid

A. Gholizadeh[1], Ph.D student; A. Rabiee[2], Assistant Professor; R. Fadaeinedjad[3], Associate Professor

1- Department of Electrical Engineering, Graduate University of Advanced Technology, Kerman, Iran. Email: amirreza.ghz@gmail.com
2- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran. Email: rabiee@znu.ac.ir
3- Department of Electrical Engineering, Graduate University of Advanced Technology, Kerman, Iran. Email: rfadaein@kgut.ac.ir.

Abstract: Recently, the penetration of intermittent power sources has increased in power systems due to the international drive for clean and sustainable energy sources; but these alternative energies could encounter the power systems with some problems which should be planned and prevented. In this paper, based on project management consideration, a novel scenario-basis multi-objective planning method for large wind farm development plans is proposed in order to optimally minimize the wind farms’ Levelized Cost of Energy (LCOE) and total cost of power flow while maintaining the desired security margin of the grid in any state of operation. The studies are conducted on actual power system of Iran’s southeast grid using MATPOWER software and the obtained results show the effectiveness of the proposed method.

Keywords: wind energy, voltage stability margin (VSM), levelized cost of energy (LCOE), scenario based method, project management, Particle swarm optimization (PSO).

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۱۲/۲۸
تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۶/۰۶/۲۲ و ۱۳۹۶/۰۷/۲۶
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۶/۰۸/۲۶
نام نویسنده مسئول: عباس ربیعی
نشانی نویسنده مسئول: دانشگاه زنجان، دانشکده مهندسی، گروه برق

۱- مقدمه

افزایش روبه‌رشد ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه‌های قدرت در جهان امروز، در کنار مزایای متعددی همچون بهره‌برداری از انرژی پاک باد، قطع و یا کاهش وابستگی به بازار جهانی نفت، امنیت انرژی از دیدگاه پدافند غیرعامل و غیره، همواره با نگرانی‌هایی نیز همراه بوده است. یکی از این موارد حفظ حاشیه پایداری شبکه قدرت در حضور این منابع تولید توان غیرقطعی است. زیرا برای افزایش ضریب نفوذ منابع انرژی الکتریکی بادی در شبکه برق، خصوصیت واضح آن، یعنی غیریکنواختی و عدم‌پیوستگی انرژی باد (که خصوصیت ذاتی آن بوده و وابسته به شرایط هوایی است) عامل بسیار مهمی است که باید مدنظر قرار گیرد. این امر موجب خواهد شد که توان خروجی نیروگاه‌های بادی نیز متغیر، غیریکنواخت و نوسانی باشد. هر شبکه‌ای که بخواهد از انرژی بادی استفاده کند مجبور به پذیرش این ناپیوستگی می‌باشد که عاملی برای ناپایداری شبکه نیز خواهد بود. این تزریق غیرقطعی توان به شبکه باید کنترل‌شده باشد، زیرا هر شبکه‌ای می‌تواند تا حدی نسبت به عدم‌قطعیت تولید انرژی مقاوم بوده و از منابع انرژی ناپیوسته استفاده نماید. این مسئله در کنار مصرف توان راکتیو در برخی مبدل‌های بادی، به‌ویژه در شبکه‌های ضعیف مشکلات حادتری را نیز ایجاد می‌نماید. از این‌رو در شبکه‌هایی که تصمیم بر افزایش بهره‌گیری از انرژی بادی را دارند، حفظ حاشیه پایداری ولتاژ و حتی بهبود آن مسئله مهمی است که باید مورد مطالعه و بررسی قرار گیرد.

تاکنون پژوهش‌های متعددی در دنیا انجام شده‌اند که هر یک به یکی از جنبه‌های این چالش پیش‌روی صنعت برق پرداخته‌اند؛ به‌عنوان نمونه در مرجع [۱] پایداری ولتاژ یک سیستم قدرت با ضریب نفوذ بالای انرژی بادی مورد مطالعه و تحلیل قرار گرفته است و به بررسی دقیق اثر نیروگاه‌های بادی بر پایداری ولتاژ شبکه پرداخته شده است. به‌عنوان نمونه‌ای دیگر، در مرجع [۲] به امکان‌سنجی استفاده از توان راکتیو ژنراتورهای بادی سرعت متغیر متصل به شبکه به‌منظور حمایت و افزایش حاشیه پایداری ولتاژ شبکه در حالت پایدار دائمی پرداخته می‌شود. در [۳] به مطالعه تأثیر نیروگاه‌های بادی بزرگ بر پایداری ولتاژ و پایداری زاویه‌ای سیستم قدرت پرداخته‌شده و تأثیر جبران‌سازی زیاد با ادوات FACTS بر پایداری شبکه موردبررسی قرارگرفته است. در مرجع [۴] به‌کارگیری ادوات ذخیره‌ساز انرژی برای یکنواخت‌سازی توان خروجی مزارع بادی به‌منظور افزایش حاشیه پایداری ولتاژ شبکه موردبررسی قرارگرفته است.

وجود منابع تولید توان متغیر در شبکه، نیاز به روش‌های جدیدی را ضروری می‌نماید. از این حیث می‌توان به مرجع [۵] اشاره کرد که یک روش جدید برای اعمال پخش بار بهینه (SMP-OPF) با لحاظ عدم‌قطعیت منابع تولید بادی و تأثیر تکنولوژی‌های خطوط انتقال HVDC بر پایداری ولتاژ شبکه، ارائه می‌کند. در [۶] نیز روشی برای کنترل ولتاژ اصلاحی (CVC) در شبکه قدرت با لحاظ عدم‌قطعیت بار و منابع بادی ارائه شده است؛ که در آن عدم‌قطعیت بار و تولید توسط روش سناریوبنیان وارد مسئله می‌شود. در [۷] نیز مسئله تعیین بهینه توان راکتیو به‌منظور بهبود پایداری ولتاژ در یک شبکه قدرت در شرایط وجود عدم‌قطعیت منابع تولید بادی و بار مطالعه شده است.

آنچه مشخص است این است که در تمام مقالات اشاره شده در بالا و سایر مقالاتی که در اینجا مجال اشاره به آن‌ها نیست، مسئله پایداری ولتاژ در حضور منابع بادی بررسی شده است، اما در هیچ‌یک مسئله پایداری ولتاژ در حین سال‌های توسعه ظرفیت منابع بادی در شبکه با لحاظ رشد شبکه و بار مطالعه نشده است. این مقاله درصدد پرداختن به این موضوع می‌باشد. همچنین اکثر روش‌های ارائه‌شده بر روی شبکه‌های غیرواقعی همچون شبکه‌های نمونه IEEE پیاده‌سازی شده‌اند که با واقعیت فاصله دارند. اما در این مقاله، شبکه واقعی جنوب شرق ایران که از قضا ضعیف‌ترین قسمت شبکه از دیدگاه پایداری ولتاژ بوده و درعین‌حال بیشترین پتانسیل و احتمال احداث مزارع بادی بزرگ را در آینده را دارد، مورد مطالعه قرار گرفته است. افزون بر آن، در این مقاله در کنار تلاش برای حفظ حاشیه پایداری ولتاژ مطلوب از طریق برنامه‌ریزی بهینه منابع تولید شبکه و تعیین فرامین کنترلی مناسب به‌منظور پرهیز از فروپاشی ولتاژ در شرایط بروز اغتشاشات، به تعیین بهینه مقادیر ظرفیت نصب سالانه توربین‌های بادی در مزارع بادی در حال ساخت با رویکرد مدیریت پروژه و همچنین با درنظرگرفتن قیود اقتصادی همچون سود و تورم پرداخته می‌شود، تا در نهایت هزینه تراز شده تولید انرژی (LCOE) این مزارع بادی کمینه گردد؛ چیزی که در جهان امروز برای رقابت‌پذیربودن انرژی‌های نو بسیار حیاتی است. از ویژگی‌های این مقاله آن است که سعی شده است در آن تا بیشترین میزان از ساده‌سازی‌های مرسوم اجتناب شود و مدل به واقعیت نزدیک گردد. نمونه آن استخراج دقیق تابع ویبول سایت‌های بادی و به‌کارگیری آن به‌جای تابع رایلی، استخراج دقیق تابع پروفیل بار و به‌کارگیری آن به‌جای تابع نرمال، لحاظ رشد بار و توسعه شبکه انتقال و تولید مطابق با مطالعات واقعی انجام‌شده توسط مشاورین برق‌های منطقه‌ای دو استان و ... می‌باشد. همچنین تلفیق مفاهیم کنترل پروژه با موضوع مقاله به‌منظور نگرش واقعی به روند احداث و پیشرفت کار و همچنین اصلاح معادله LCOE برای حالتی که در آن هر توربین بادی مستقل از سایر توربین‌ها وارد مدار تولید می گردد، از دیگر ویژگی‌های این مقاله است.

این مقاله در ۸ بخش سازمان‌دهی شده است؛ ابتدا در بخش بعدی به‌مرور مفاهیم پایداری ولتاژ پرداخته شده و سپس در بخش ۳ مدل شبکه مورد مطالعه ارائه می‌گردد. در بخش‌های ۴ و ۵ به‌ترتیب به مکان‌یابی سایت‌های بادی و لحاظ عدم‌قطعیت باد و بار در مدل پرداخته می‌شود. در بخش‌های ۶ و ۷ این مقاله منطق فرمول‌بندی مسئله آورده شده است. در بخش ۸ نتایج عددی مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرند و در نهایت در بخش ۹ به جمع‌بندی مقاله پرداخته می‌شود.

۲- پایداری ولتاژ

با نزدیک‌تر شدن روزافزون نقطه کار سیستم به مرز ناپایداری، به‌خصوص ناپایداری ولتاژ، ارائه روش‌های مدون و دقیق برای تحلیل و بهبود پایداری ولتاژ سیستم، بیش‌ازپیش ضروری می‌نماید. طبق تعریف پایداری ولتاژ عبارت است از توانایی سیستم در حفظ ولتاژ حالت پایدار در همه باس‌ها در شرایط عملکرد عادی و حتی پس از قرارگیری در معرض اغتشاش[۸]. در طرف مقابل، ناپایداری ولتاژ از تلاش دینامیک‌های بار برای بازگرداندن مصرف به بیش از توانایی مجموع سیستم انتقال و تولید سرچشمه می‌گیرد. در حقیقت با عبور از حد بیشینه توان قابل تحویل، سازوکار بازیابی توان ناپایدار می‌گردد که موجب کاهش توان مصرفی به‌جای افزایش آن می‌گردد. این مسئله هسته ناپایداری ولتاژ است[۹]. جهت سنجش پایداری ولتاژ یک سیستم، شاخص‌های مختلفی مرسوم است که از آن‌ها به اندیس‌های پایداری ولتاژ نیز یاد می‌شود. یکی از این شاخص‌ها، شاخص حاشیه بارگذاری است. حاشیه بارگذاری یا همان حاشیه امنیت عبارت است از حداکثر میزان افزایش بار (بارگذاری) سیستم، از نقطه کار فعلی شبکه تا نقطه فروپاشی ولتاژ. برای محاسبه حاشیه بارگذاری از نوشتن همزمان معادلات پخش بار در نقطه کار فعلی و نقطه فروپاشی ولتاژ (نقطه دماغه منحنی P-V) و محاسبه تفاضل آن‌ها استفاده می‌شود[۱۰]. همان‌طورکه در شکل ۱ مشاهده می‌شود منحنی P-V برای یک شین بار دلخواه از سیستم نشان داده شده است؛ نقطه کار A، نقطه کاری معمول سیستم است که در آن بار سیستم برابر P_{D0} است. با افزایش بار، نقطه کار سیستم بر روی منحنی P-V از A به B حرکت می‌کند. نقطه B نقطه زانویی منحنی یا همان نقطه فروپاشی ولتاژ است که به آن حد بارگذاری نیز می‌گویند. به فاصله بین نقاط A و B نیز به‌اصطلاح حاشیه بارگذاری گفته می‌شود که در اینجا با λ نشان داده شده است. همان‌طورکه می‌دانیم، تازمانی‌که ژنراتورها به حدود توان راکتیو خود نرسیده‌اند، ولتاژ تولیدی‌شان به‌دلیل عملکرد خودکار و حلقه بسته سیستم کنترل تحریک، ثابت خواهد بود. اما به‌تدریج با افزایش تقاضای بار در شین‌های بار، توان راکتیو خروجی ژنراتورها نیز افزایش می‌یابد و به‌تدریج به حد بالای خود یعنی Q_G^{max} می‌رسد. ژنراتوری که به حد بالای توان راکتیو خود برسد دیگر قابلیت تثبیت ولتاژ ترمینال را از دست خواهد داد و با ادامه افزایش بار، ولتاژ ترمینال این ژنراتور به‌تدریج کاهش می‌یابد. در یک سیستم چند ماشینه وقتی ژنراتوری قابلیت تنظیم ولتاژ ترمینال خود را از دست دهد، روند کاهش ولتاژ در سایر شین‌های بار نیز افزایش می‌یابد (یعنی شیب منحنی از نقطه A به B بیشتر می‌شود). این اتفاق بار بیشتری بر روی توان راکتیو خروجی سایر ژنراتورهای سیستم تحمیل کرده و درنتیجه روند رسیدن آن‌ها به حد بالای توان راکتیو تولیدی مربوط به خودشان را تسریع می‌کند. دراین‌شرایط چنانچه روند افزایش تقاضای بار ادامه یابد، به‌تدریج سایر واحدهای ژنراتور نیز به حدود تولید توان راکتیو خود خواهند رسید و با ازدست‌رفتن قابلیت کنترل ولتاژ شبکه، پدیده فروپاشی ولتاژ رخ می‌دهد[۱۱ و ۱۲]. از این‌رو حاشیه بارگذاری مناسب می‌تواند از فروپاشی ولتاژ در هنگام بروز اختلالات ناگهانی مانند افزایش بار و یا خروج تجهیزات جلوگیری نماید. از این‌رو لازم است تا این حاشیه امنیت برای کلیه شین‌های سیستم رعایت شود.

شکل ۱: حاشیه بارگذاری و حد بارپذیری در یک شین بار

شکل ۱ رابطه بین بار مصرفی و توان تولیدی در نقطه حد بارگذاری را برحسب مقادیر متناظر در نقطه کار فعلی و با استفاده از پارامتر بارگذاری λ نشان می‌دهند. از این‌رو می‌توان گفت که نقطه حد بارگذاری به‌صورت پارامتری برحسب نقطه کار فعلی بیان شده است.

$$\widehat{P}_{D_i} = (1+\lambda)\times P_{D_i}, \forall i \in NB \qquad (۱)$$

$$\widehat{Q}_{D_i} = (1+\lambda)\times Q_{D_i}, \forall i \in NB \qquad (۲)$$

علامت ^ نشانگر پارامترها در نقطه زانویی منحنی می‌باشد. در حقیقت در این روش سعی می‌شود تا شبکه را در حالتی بهره‌برداری کرد تا λ موردنظر در تمامی شرایط حالت پایدار دائمی حفظ شود تا شبکه در شرایط پس از حادثه نیز از فروپاشی فاصله داشته باشد. در این مقاله مقدار λ طبق توصیه شورای هماهنگی برق غرب آمریکای شمالی (WECC) برابر با ۱۰٪ انتخاب شده است[۱۳].

۳- مدل شبکه

شبکه مورد مطالعه، شبکه سراسری تولید و انتقال (۲۳۰-۴۰۰ کیلوولت) جنوب‌شرق ایران مربوط به سال ۱۳۹۱ است.

شکل ۲: شبکه تولید و انتقال جنوب‌شرق ایران

سیستم برق ایران، شبکه‌ای گسترده و قدیمی است که بیشترین مشکل و ضعف ذاتی آن در همین منطقه وجود دارد زیرا که از دیدگاه شبکه، این منطقه شبکه‌ای تنک محسوب می‌شود؛ و درعین‌حال وجود منابع بادی قابل توجه در کانال بادی هم‌راستای مرز شرقی ایران، از خواف در خراسان به سمت زابل در شمال استان سیستان و بلوچستان، چشم‌انداز احداث مزارع بادی بزرگ در این منطقه را بسیار پررنگ نموده است.

به‌منظور تمرکز بر روی شبکه جنوب‌شرق لازم است که به جداسازی شبکه جنوب‌شرق از شبکه مادر اقدام گردد. با این‌کار یک شبکه ۱۱۷ باسه (به همراه ۱۰ شین خارجی که در شکل ۲ با خطوط Tie-Line مشخص شده‌اند) با ۱۴۰ شاخه (Branch) و ۶ نیروگاه که مجموعاً دارای ۲۸ ژنراتورمی باشد، حاصل می‌شود که مطالعات بر روی آن متمرکز می‌شود. در شکل ۲ پیکربندی این شبکه در سطح تولید و انتقال ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت نشان داده شده است. شایان ذکر است که از این ۱۴۰ شاخه، تعداد ۸۰ عدد خط انتقال، ۲۷ عدد اتصال کابلی بین سوییچ‌گیرها در پست‌ها و ۳۳ عدد ترانسفورماتور نیروگاهی و پست $۲۳۰^{KV}/۴۰۰^{KV}$ می‌باشند؛ اما در شکل ۲ برای اجتناب از پیچیدگی و سردرگمی، پست‌های انتقال و نیروگاه‌ها به‌صورت متمرکز نشان داده شده‌اند. به‌عنوان نمونه پیکربندی نیروگاه کرمان در شکل ۳ قابل مشاهده است.

شکل ۳: پیکربندی نیروگاه کرمان

این منطقه شامل دو استان سیستان و بلوچستان و کرمان است که اطلاعات بار ده ساله آن‌ها، مطابق با اطلاعات دریافتی از برق‌های منطقه‌ای این دو استان و شرکت مدیریت شبکه برق ایران، در جدول ۱ برای پیک بار سال‌های ۹۱ تا ۹۵ و پیش بینی آن تا سال ۱۴۰۱ آمده است. دقت شود از آنجایی‌که این پیک بارها هم‌زمان نیستند، ۰٫۹۵ مجموع آن‌ها به‌عنوان پیک بار هم‌زمان درنظر گرفته شده است.

هدف آن است که در این شبکه دو مزرعه بادی با ظرفیتی مشخص احداث شود به‌گونه‌ای که در ابتدای سال ۱۴۰۲، در این شبکه به ضریب نفوذ ۱۰ درصدی انرژی تولیدی از مزارع بادی دست‌یابیم.

جدول ۱: پیش‌بینی پیک بار منطقه جنوب‌شرق

سال	پیک بار سیستان و بلوچستان(MW)	پیک بار کرمان (MW)	پیک هم‌زمان
۱۳۹۲	۱۱۸۸	۱۸۲۵	۲۸۶۲
۱۳۹۳	۱۲۰۸	۱۹۵۴	۳۰۰۳
۱۳۹۴	۱۲۹۹	۲۰۶۰	۳۱۹۱
۱۳۹۵	۱۳۶۲	۲۲۱۸	۳۴۰۱
۱۳۹۶	۱۴۳۰	۲۵۶۰	۳۷۹۰
۱۳۹۷	۱۵۰۰	۲۷۵۰	۴۰۳۷
۱۳۹۸	۱۵۷۰	۳۱۳۵	۴۴۷۰
۱۳۹۹	۱۶۴۵	۳۴۵۵	۴۸۴۵
۱۴۰۰	۱۷۳۵	۳۷۲۰	۵۱۸۲
۱۴۰۱	۱۸۲۵	۳۹۷۵	۵۵۱۰

طبق اطلاعات مدیریت شبکه برق، در سال ۹۴ بار پایه در این منطقه ۳۵٪ بار پیک و بار متوسط نیز ۶۵٪ بار پیک بوده است. با رعایت همین الگو (ضریب ۰٫۶۵ برای تبدیل پیک انرژی به انرژی متوسط در هر سال)، انرژی مورد نیاز شبکه در سال ۱۴۰۱ برابر خواهد بود با:

$$E_{g\text{-}1401}: 5510\times8760\times0.65 = 31373940\ ^{MWh} \quad (۳)$$

چنانچه طبق برنامه‌ریزی ۱۰ ساله از ابتدای سال ۱۳۹۲، در پایان سال ۱۴۰۱ این امکان حاصل شود که ۱۰٪ از انرژی شبکه از منابع بادی تأمین شود، انرژی بادی مورد نیاز در آن سال برابر خواهد بود با:

$$E_{w\text{-}1401}: 31373940\times0.1 = 3137394\ ^{MWh} \quad (۴)$$

با درنظرگرفتن ضریب ظرفیت ۴۰٪ برای مزارع بادی (جدول ۴) لازم است تا ظرفیت نهایی مزارع بادی برابر با مقدار زیر باشد:

$$P_{wf\text{-}r}: 3137394\ ^{MWh}/(8760^{h}\times0.4) = 895\ ^{MW} \quad (۵)$$

از این‌رو با احداث ۹۰۰ مگاوات مزرعه بادی در طی ده سال به ضریب نفوذ ۱۰ درصدی دست خواهیم یافت.

۴- مکان‌یابی سایت‌های بادی و تعیین مشخصات توربین بادی

به‌طورکلی نخستین مرحله در روند احداث مزارع بادی، انجام مطالعات امکان‌سنجی احداث نیروگاه بادی و گام نخست برای انجام مطالعات امکان‌سنجی احداث، انجام پتانسیل‌سنجی باد است. بر اساس داده‌های ایستگاه‌های بادسنجی سازمان انرژی‌های نو ایران (جدول ۲)، می‌توان گفت که بهترین سایت‌های بادی در این منطقه با توجیه اقتصادی مطلوب، سایت‌های بادی "میل‌نادر" و "لوتک" می‌باشند.

جدول ۲: اطلاعات باد برخی از دکل‌های بادسنجی در جنوب‌شرق

	سراوان	میل‌نادر	لوتک	چابهار	رفسنجان	بم
سرعت متوسط باد در ارتفاع ۴۰ m	۵/۲۸۲	۶/۸۴۴	۶/۹۰۷	۵/۳۸۳	۵/۴۰۹	۵/۱۵۷
سرعت متوسط باد در ارتفاع ۶۰ m	۵/۳۱۶	۷/۳۱۲	۷/۴۲۱	۵/۶۹۹	۵/۷۱۲	۵/۴۷۷
سرعت متوسط باد در ارتفاع ۸۰ m	۵/۷۹۲	۷/۸۶۷	۷/۹۱۱	۶/۰۱۱	۶/۱۰۱	۵/۸۴۸

الگوی وزش باد در هر منطقه‌ای با تقریب خوبی تابع توزیع احتمال ویبول است. در این دو سایت نیز با استفاده از اطلاعات سالانه باد توزیع ویبول برای هر سایت محاسبه شده‌اند (شکل ۵) که در بخش ۶ این مقاله برای محاسبه توان تولیدی نیروگاه‌های بادی به‌کار می‌روند.

شایان ذکر است در این مقاله به‌منظور افزودن مدل مزارع بادی به شبکه از مدل نمایش تک‌توربینه (STR) استفاده خواهد شد. طبق مکان‌یابی‌های انجام‌شده دو مزرعه بادی ۴۵۰ مگاواتی، جمعاً به توان ۹۰۰ مگاوات، هر یک از طریق یک مدل STR جداگانه، به‌تدریج در طول ۱۰ سال به شبکه اضافه خواهند شد.

از آنجایی‌که بیشتر مطالعات امکان‌سنجی انجام‌شده در ایران، توربین‌های بادی با ژنراتور DFIG را برای استفاده در کشور پیشنهاد می‌دهند، (به‌عنوان نمونه نیروگاه بادی در دست احداث شرکت مپنا در کهک قزوین که دارای توربین‌های بادی ۲/۵ مگاواتی با ژنراتور DFIG کمپانی Fuhrlander است)، در این مقاله نیز توربین‌های بادی ۲ مگاواتی با ژنراتورهای DFIG برای مزارع بادی درنظرگرفته شده‌اند.

جدول ۳: اطلاعات ژنراتور بادی

$V_{cut\text{-}in}$ (m/s)	V_{rated} (m/s)	$V_{cut\text{-}out}$ (m/s)	$P_{wt\text{-}r}$ (MW)
4	14	25	2

جهت افزایش دقت مدل مزارع بادی لازم است تا مشخصات عملکردی این نوع ژنراتور نیز به‌دقت در شبکه مدل شود. به‌این‌منظور از منحنی قابلیت ژنراتور استفاده شده است. منحنی قابلیت ژنراتور شامل قیود پایداری و حدود جریان‌های استاتور و روتور است. لحاظ حدود بهره‌برداری عملی یک ژنراتور مشخص می‌کند که این ژنراتور به چه میزان می‌تواند به تولید توان بپردازد. به‌این‌منظور با درنظرگرفتن تمام مقادیر به‌صورت پریونیت، بر اساس مقادیر نامی ژنراتور DFIG، لازم است تا محدودیت‌های حد جریان استاتور، حد جریان روتور، حد حالت پایدار دائمی، حد بهره‌برداری کلی و حد خروجی توان اکتیو و راکتیو توربین بادی به معادلات پخش بار شبکه اضافه گردند [۵]. ساده‌ترین نوع منحنی قابلیت ژنراتور یک چهارضلعی مربع- مستطیل است که حدودی بر توان‌های اکتیو و راکتیو ژنراتور تحت عنوان حدود بالا و پایین توان اکتیو و حدود بالا و پایین توان راکتیو اعمال می‌کند. اما منحنی قابلیت یک ژنراتور واقعی معمولاً شامل موازنه‌ای بین توانمندی تولید توان اکتیو و راکتیو است به‌طوری‌که این امکان وجود ندارد که ژنراتور به‌طور هم‌زمان حین تولید حداکثر توان اکتیو، حداکثر (یا حداقل) توان راکتیو خود را نیز تولید نماید. در حقیقت هنگامی‌که ژنراتوری در بیشینه توان اکتیو خود کار می‌کند توانمندی تولید بیشینه (کمینه) توان راکتیو آن کاهش می‌یابد.

برای تقریب این حدود نرم‌افزار MATPOWER امکان لحاظ‌کردن یک شیب بالایی و پایینی به منحنی قابلیت مربع-مستطیلی را ایجاد کرده است. از این‌رو لازم است این پارامترها یعنی Q_G^{min}،Q_G^{max}،P_G^{min} و P_G^{max} به ترتیب در داده‌های ورودی نرم‌افزار برای هر ژنراتور مورد نظر وارد گردد. در این صورت نرم‌افزار به‌صورت خودکار منحنی قابلیت ذوزنقه‌ای شکل ۴ را برای آن ژنراتور درنظرمی‌گیرد [۱۴].

شکل ۴: منحنی قابلیت کار ژنراتور DFIG در نرم‌افزارMATPOWER

۵- مدل‌سازی عدم‌قطعیت تولید برق توربین بادی و بار شبکه

یک روش رایج برای مدل‌سازی فرایندهای تصادفی روش مونت‌کارلو است. در حقیقت این روش یک الگوریتم محاسباتی است که از نمونه‌گیری تصادفی بر روی تابع توزیع احتمال یک متغیر برای محاسبه نتایج استفاده می‌کند. اما هنگامی‌که با سیستم‌های بزرگ با متغیرهای فراوان روبرو هستیم روش‌های ساده‌تر و سریع‌تر موجه خواهند بود. یکی ازاین‌روش‌ها، رهیافت سناریوبنیان است که در آن حوزه تغییرات پارامترها به چندین سناریو تقسیم‌شده و با متوسط‌گیری در بازه این سناریوها، احتمال رخداد هر سناریو در محاسبات لحاظ می‌گردد. گفتنی است هر چه این سناریوها بیشتر شوند، روش سناریو بنیان به روش مونت‌کارلو نزدیک‌تر می‌شود [۱۵].

الف) باد

در این مقاله برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت باد، مدل مبتنی بر سناریو بکارگرفته خواهد شد که در آن با درنظرگرفتن منحنی توزیع احتمال تغییرات سرعت باد (PDF) و همچنین نمودار تولید توان توربین بادی، سناریوهای مختلفی برای شرایط مختلف وزش باد درنظر گرفته می شود. همان‌طورکه پیش‌تر گفته شد تابع توزیع احتمال تغییرات سرعت باد از نوع ویبول است که رابطه آن به‌صورت زیر است:

$$\mathrm{PDF}(x) = \frac{K}{C}\left(\frac{x}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{x}{C}\right)^{K}} \qquad (۶)$$

شکل ۵: تغییرات سالانه سرعت باد در محل سایت و منحنی ویبول آن
راست میل‌نادر. K=1.51 C=7.61 m/s
چپ لوتک. K=1.63 C=7.73 m/s

در شکل ۵، از آنالیز داده‌های واقعی باد در سایت‌های میل‌نادر و لوتک در طول سه سال، تابع توزیع احتمالی ویبول سرعت باد برای هر سایت با ضرایب C و K مربوطه محاسبه شده است؛ با به‌کارگیری این پارامترها، به‌عنوان نمونه برای سایت لوتک عبارت خواهد بود از:

$$PDF(v)=\frac{1.63}{7.73}\left(\frac{v}{7.73}\right)^{0.63}e^{-\left(\frac{v}{7.73}\right)^{1.63}} \qquad (۷)$$

با تقسیم تابع توزیع احتمال سرعت باد به سناریوهای مختلف، احتمال اینکه متغیر تصادفی v در بازه $v_{w,min}$ تا $v_{w,max}$ قرار بگیرد یعنی احتمال رخ دادن هر سناریو برابر است با:

$$\pi_w=\int_{v_{w,\min}}^{v_{w,\max}}\frac{1.63}{7.73}\left(\frac{v}{7.73}\right)^{0.63}e^{-\left(\frac{v}{7.73}\right)^{1.63}}dv \qquad (۸)$$

سرعت متوسط باد در هر سناریو برابر است با:

$$V_w=\frac{v_{w,\max}+v_{w,\min}}{2} \qquad (۹)$$

که معادل x در فرمول ۶ است. توان تولیدی ژنراتور بادی در هر سناریو نیز با استفاده از v_w به‌دست می‌آید:

$$P_{wt(v_w)}=\begin{cases}0 & if \quad v_w<v_{cut.in}\ or\ \ v_w>v_{cut.out}\\ \dfrac{v_w-v_{cut.in}}{v_{rated}-v_{cut.in}}P_{wt-r} & if \quad v_{cut.in}\le v_w\le v_{rated}\\ P_{wt-r} & if \quad v_{rated}<v_w\le v_{cut.out}\end{cases} \qquad (۱۰)$$

این منحنی توان در شکل ۶ قابل مشاهده است [۱۶]. از آنجایی‌که توان تولیدی مزرعه بادی جمع آثار توان کلیه توربین‌های بادی آن مزرعه است، معادل این منحنی برای توان تولیدی مزرعه بادی (P_{wf}) میل‌نادر و لوتک به‌کار گرفته می‌شود. دقت شود که ضرایب احتمالی وزش باد در هر سناریو (فرمول ۸)، باید در توان تولیدی هر سناریو (فرمول ۱۰)، ضرب شوند. این سناریوها و احتمالات متناظر با آن‌ها و همچنین توان تولیدی در هر سناریو در جدول ۴ آورده شده است.

جدول ۴: سناریوهای وزش باد در سایت‌های بادی لوتک و میل‌نادر

سناریو	بازه سرعت باد ($V_{w,max}-V_{w,min}$)	سایت میل نادر		سایت لوتک	
		احتمال	توان تولیدی	احتمال	توان تولیدی
w1	پایین $V_{cut.in}$ و بالای	۰/۲۳۷۶	۰	۰/۲۳۰۵	۰
w2	۴-۵	۰/۰۸۳۴	۰/۰۰۴۱۷P_{wf-r}	۰/۰۹۰۲	۰/۰۰۴۵۱P_{wf-r}
w3	۵-۶	۰/۰۷۹۰	۰/۰۱۱۸۵P_{wf-r}	۰/۰۸۵۷	۰/۰۱۲۸۵P_{wf-r}
w4	۶-۷	۰/۰۷۶۲	۰/۰۱۹۰۵P_{wf-r}	۰/۰۸۳	۰/۰۲۰۷۵P_{wf-r}
w5	۷-۸	۰/۰۷۴۰	۰/۰۲۵۹P_{wf-r}	۰/۰۷۹۸	۰/۰۲۷۹۳P_{wf-r}
w6	۸-۹	۰/۰۶۴۴	۰/۰۲۸۹۸P_{wf-r}	۰/۰۶۹۷	۰/۰۳۱۳۷P_{wf-r}
w7	۹-۱۰	۰/۰۶۱۱	۰/۰۳۳۶۰۵P_{wf-r}	۰/۰۵۹۳	۰/۰۳۲۶۱P_{wf-r}
w8	۱۰-۱۱	۰/۰۵۹	۰/۰۳۶۰۱P_{wf-r}	۰/۰۴۹۳	۰/۰۳۲۰۵P_{wf-r}
w9	۱۱-۱۲	۰/۰۴۸	۰/۰۳۵۴۴۵P_{wf-r}	۰/۰۴۵۱	۰/۰۳۳۸۲P_{wf-r}
w10	۱۲-۱۳	۰/۰۴۱۷	۰/۰۳۴۸۶۵P_{wf-r}	۰/۰۴۱۵	۰/۰۳۵۲۸P_{wf-r}
w11	۱۳-۱۴	۰/۰۳۶۷	۰/۰۳۴۸۶۵P_{wf-r}	۰/۰۳۵۲	۰/۰۳۳۴۴P_{wf-r}
w12	V_{rated} تا $V_{cut.out}$	۰/۱۳۸۹	۰/۱۳۸۹P_{wf-r}	۰/۱۳۰۷	۰/۱۳۰۷P_{wf-r}
ضریب ظرفیت هر سایت:		CF=۰/۴۰۷		CF=۰/۳۹۵	

شکل ۶: منحنی توان توربین بادی

ب) بار

بنا بر ذات متغیر و تصادفی بار شبکه، نیاز است عدم‌قطعیت بار نیز وارد مسئله شود. به‌طورکلی در شرایطی که دسترسی به داده‌های واقعی بار نباشد توزیع احتمال بار را می‌توان با استفاده از تابع توزیع نرمال تقریب زد [۱۶]، که این امر موجب کاهش دقت مسئله می‌گردد. چه‌بسا با استفاده از تکنیک‌های صحت‌سنجی، توزیع نرمال حتی نزدیک به توزیع احتمال بار منطقه مورد نظر نیز نباشد. در اینجا با استناد به داده‌های واقعی بار منطقه، دقیق‌ترین برازش برای توزیع بار منطقه محاسبه و به‌کار گرفته شده است.

شکل ۷: داده‌های واقعی بار در سال ۱۳۹۳ و منحنی توزیع احتمالی آن

همان‌طورکه قابل مشاهده است، از آنالیز اطلاعات بار شبانه‌روزی در این منطقه در طول سال ۱۳۹۳ به‌منظور استخراج دقیق‌ترین برازش منحنی، توزیع احتمال Johnson-SB [۱۷] با پارامترهای ۰٫۲۱۲۲۵=γ، ۰٫۶۸۹۶۱=δ، ۱۷۹۰٫۱=β و ۱۱۹۰/۴= ζ به‌عنوان توزیع احتمالی تغییرات بار به‌دست‌آمده که با روش صحت‌سنجی Kolmogorov Smirnov نیز دقت آن تأیید شده است.

$$F(z)=\frac{\delta}{\beta\sqrt{2\pi}z(1-z)}\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\gamma+\delta\ln(\frac{z}{1-z})\right)^2\right) \quad (۱۱)$$

که در آن:

$$z=\frac{L_d-\xi}{\beta}$$

احتمال رخداد هر سناریو نیز توسط فرمول (۱۲) و با استفاده از مقادیر حدی ($L_{d,max}$ و $L_{d,min}$) به‌دست‌می‌آید.

$$\pi_d=\int_{L_{d,min}}^{L_{d,max}}\frac{\delta}{\beta\sqrt{2\pi}z(1-z)}\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\gamma+\delta\ln(\frac{z}{1-z})\right)^2\right)dz \quad (۱۲)$$

مقدار متوسط بار در هر سناریو، نیز برابر است با:

$$L_d=\frac{L_{d,max}+L_{d,min}}{2} \quad (۱۳)$$

در اینجا نیز مقدار بار هر سناریو در احتمال آن سناریو ضرب می‌گردد.

شکل ۸: سناریوهای بار تولید شده در طول سال ۱۳۹۳

با تولید تعداد مناسبی از سناریوهای باد و بار، مجموع تعداد کل سناریوهای عدم‌قطعیت برابر است با حاصل‌ضرب تعداد سناریوهای بادی در سناریوهای بار. یعنی ۷۲=۱۲×۶ سناریو احتمالی در هر سال و نهایتاً ۷۲۰ سناریو در کل ده سال برای پخش بار وجود دارد. که در هر سناریو پخش بار بهینه به‌منظور تعیین مقادیر بهینه متغیرهای کنترلی انجام می‌شود.

احتمال رخداد هر سناریو در طول یک سال برابر است با [۱۸]:

$$\pi_s=\pi_w\times\pi_d \quad (۱۴)$$

با همین روش، سناریوهای بار در سال‌های ۱۳۹۱ تا ۱۳۹۴ که اطلاعات آن‌ها در دسترس است، تولید می‌شوند (سناریوهای بار تولید شده برای سال ۱۳۹۳ در جدول ۵ آورده شده است). برای سال‌های ۱۳۹۵ تا ۱۴۰۱ نیز با استفاده از پیش‌بینی پیک و متوسط بار، و رعایت همین الگوی تغییرات بار در طول یک سال، مقدار بار در هر سناریو و احتمال آن تخمین زده می‌شوند.

جدول ۵: سناریوهای بار در منطقه جنوب شرق در سال ۱۳۹۳

سناریو	بازه بار سناریو (P_{dmin}-P_{dmax})	بار متوسط متناظر با این سناریو (P_d)	احتمال رخداد این سناریو (π_d)
L1	۱۰۳۵-۱۳۶۳	۱۱۹۹	۰٫۰۷۵
L2	۱۳۶۴-۱۶۹۱	۱۵۲۸	۰٫۲۶۴
L3	۱۶۹۲-۲۰۱۹	۱۸۵۶	۰٫۲۱۴
L4	۲۰۲۰-۲۳۴۷	۲۱۸۴	۰٫۱۷۴
L5	۲۳۴۸-۲۶۷۵	۲۵۱۲	۰٫۱۷۶
L6	۲۶۷۶-۳۰۰۳	۲۸۴۰	۰٫۰۹۷

۶- فرمول‌بندی مسئله

برای پیاده‌سازی مسئله در محیط MATPOWER، مطابق شکل ۱، لازم است تا با بهینه‌سازی فرامین کنترلی در چهارچوب OPF Stochastic، نقطه A (نقطه کار سیستم) در هر سناریو به‌گونه‌ای انتخاب گردد تا با کمترین هزینه همواره نقطه کار B بیش از ده درصد مقدار بار با آن فاصله داشته باشد.

متغیرهای کنترلی (پارامترهای بهینه‌سازی) نیز در این شبکه عبارت‌اند از ولتاژ و توان اکتیو تولیدی ۲۸ ژنراتور مرسوم که در ۶ نیروگاه مستقر هستند و همچنین تپ ۳۳ ترانسفورماتور شبکه که ۲۸ عدد از آن‌ها ترانسفورماتورهای نیروگاهی و مابقی ترانسفورماتورهای پست هستند. ازاین‌رو مجموع این متغیرهای کنترلی به ۸۹ عدد بالغ می‌گردد.

همان‌طورکه می‌دانید هدف مسئله OPF کمینه‌سازی هزینه کل (TC) پرداختی به‌ازای برقراری تعادل انرژی در شبکه است که به‌صورت معادله زیر تعریف می‌شود:

$$TC=\min\left\{\sum_i F_i(P_{G_i})\right\} \quad (۱۵)$$

$F_i(P_{G_i})$ تابع هزینه سوخت واحد حرارتی i-ام است که معمولاً به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$F_i(P_{G_i})=a_iP_{G_i}^2+b_iP_{G_i}+c_i \quad (۱۶)$$

$$TC=\sum_i(a_iP_{G_i}^2+b_iP_{G_i}+c_i) \quad (۱۷)$$

که TC با توجه به قیود زیر کمینه می‌شود:

$$\left(\sum_{i=1}^{NG}P_{G_i}\right)-P_D=V_b\sum_{j=1}^{NB}V_jY_{bj}\cos(\theta_b-\theta_j-\varphi_{bj}) \quad (۱۸)$$

$$\left(\sum_{i=1}^{NG}Q_{G_i}\right)-Q_D=V_b\sum_{j=1}^{NB}V_jY_{bj}\sin(\theta_b-\theta_j-\varphi_{bj}) \quad (۱۹)$$

$$P_{G_i}^{min}\le P_{G_i}\le P_{G_i}^{max},\forall i\in NG \quad (۲۰)$$

$$Q_{G_i}^{min}\le Q_{G_i}\le Q_{G_i}^{max},\forall i\in NG \quad (۲۱)$$

$$V_b^{min}\le V_b\le V_b^{max},\forall b\in NB \quad (۲۲)$$

$$0\le S_l(V,\theta)\le S_l^{max},\forall l\in NL \quad (۲۳)$$

$$t_d^{min}\le t_d\le t_d^{max},\forall d\in NT \quad (۲۴)$$

از آنجایی‌که این مدل OPF برای بهبود پایداری ولتاژ بکار می‌رود لازم است تا برای لحاظ کردن شاخص حاشیه بارگذاری λ، قیود پخش

بار برای هر دو نقطه کار فعلی و نقطه حد بارپذیری به‌طور هم‌زمان نوشته شود. رابطه بین این قیود نیز همان‌طورکه پیش‌تر اشاره شد با استفاده از پارامتر بارگذاری λ مشخص می‌شود (فرمول ۱). ازاین‌رو:

$$\left(\sum_{i=1}^{NG}\widehat{P}_{G_i}\right)-\widehat{P}_D=\widehat{V}_b\sum_{j=1}^{NB}\widehat{V}_j Y_{bj}\cos(\widehat{\theta}_b-\widehat{\theta}_j-\varphi_{bj}) \quad (۲۵)$$

$$\left(\sum_{i=1}^{NG}\widehat{Q}_{G_i}\right)-\widehat{Q}_D=\widehat{V}_b\sum_{j=1}^{NB}\widehat{V}_j Y_{bj}\sin(\widehat{\theta}_b-\widehat{\theta}_j-\varphi_{bj}) \quad (۲۶)$$

$$\widehat{P}_{G_i}=\min(P_{G_i}^{\max},(1+\lambda)\times P_{G_i}),\forall i\in NG \quad (۲۷)$$

$$P_{G_i}^{\min}\le\widehat{P}_{G_i}\le P_{G_i}^{\max},\forall i\in NG \quad (۲۸)$$

$$Q_{G_i}^{\min}\le\widehat{Q}_{G_i}\le Q_{G_i}^{\max},\forall i\in NG \quad (۲۹)$$

$$V_b^{\min}\le\widehat{V}_b\le V_b^{\max},\forall b\in NB \quad (۳۰)$$

$$0\le\widehat{S}_l(V,\theta)\le S_l^{\max},\forall l\in NL \quad (۳۱)$$

$$0.10<\lambda \quad (۳۲)$$

شایان ذکر است که در هر سال بار اکتیو و راکتیو شبکه متناسب با نرخ پیش‌بینی بار افزایش می‌یابد و از این‌رو ژنراتورهای موجود شبکه تا آنجایی‌که می‌توانند به تأمین بار پرداخته و از آن‌پس برای سال‌های بعدی مطابق با GEP و TEP شبکه، طرح توسعه شبکه به مدل شبکه اضافه می‌شود. میزان ظرفیت نصب نیروگاه‌های بادی در هر سال نیز باید در ابتدا محاسبه شده و به مدل اضافه شود. از این‌رو لازم است تا ابتدا مقادیر بهینه ظرفیت‌های نصب سالانه یعنی P1 تا P10 را مطابق با روش پیشنهادی در بخش بعدی (روابط ۳۳ تا ۳۶) محاسبه نمود و سپس با تنظیم بهینه پارامترهای کنترلی شبکه که در بالا به آن اشاره شد، حاشیه پایداری ولتاژ ۱۰ درصدی را با کمترین هزینه در همه حالات برقرار نمود. توالی این مراحل در روند نمای شکل ۹ قابل مشاهده است.

۷- بهینه‌سازی میزان ظرفیت نصب سالانه

همان‌طورکه اشاره شد، جهت دست‌یابی به ضریب نفوذ ۱۰ درصدی انرژی تولیدی در شبکه جنوب‌شرق، لازم است که در افق ۱۰ ساله ۹۰۰ مگاوات نیروگاه بادی در دو سایت بادی لوتک و میل نادر نصب شود. در حالت انتزاعی ممکن است تصور شود که این امر به‌صورت خطی و با میزان نصب سالانه ۹۰ مگاوات امکان‌پذیر است. اما در عمل متغیرهای بی‌شماری همچون نیروی انسانی، منابع مالی، ماشین‌آلات، تجهیزات و برنامه‌ریزی، بر اجرای یک مگاپروژه مهندسی در این ابعاد تأثیرگذارند. به‌طورکلی یک پروژه احداث نیروگاه بادی را می‌توان به سه بخش تقسیم نمود؛ نخست برنامه‌ریزی و محاسبات مهندسی، مرحله دوم خرید تجهیزات، ساخت و اجرا و مرحله آخر راه‌اندازی. در بخش نخست، مطالعات بادسنجی، مطالعات اقتصادی و همچنین مطالعات اتصال به شبکه در قالب مطالعات امکان‌سنجی احداث انجام می‌پذیرد. در مرحله دوم عملیات سفارش و خریداری توربین‌های بادی و حمل اجزای آن به سایت، آماده‌سازی سایت همچون پی‌ریزی فنداسیون‌ها و احداث جاده‌های دسترسی و درنهایت مونتاژ توربین بادی در سایت، انجام می‌پذیرد.

شکل ۹: روند نمای مسئله

مرحله سوم نیز مرحله تکمیل تست‌های پیش‌راه‌اندازی و درنهایت راه‌اندازی و اتصال به شبکه است.

لازم به اشاره است که فاکتور زمان در اجرای پروژه‌ها و برنامه‌ها نقش مهمی را ایفا می‌کند. در این مقاله فرض می‌شود که تأخیری در اجرای پروژه در افق زمانی ده ساله به وجود نخواهد آمد و در پایان سال دهم تمام میزان ظرفیت پیش‌بینی‌شده وارد مدار می‌شود. البته باید توجه داشت که تأخیر در پروژه‌ها، به‌ویژه در ایران امری معمول است. تأخیر در پروژه‌ها، پیامدهایی به دنبال دارد که هر چه از زمان شروع آن می‌گذرد آثار و تبعات منفی آن بیشتر می‌شود. به‌ویژه اینکه، اغلب، تأخیر در پروژه هزینه اتمام آن را افزایش داده و همچنین موجب زیان‌های پنهان ناشی از بهره‌برداری دیرهنگام پروژه نیز می‌گردد.

۷-۱- چرخه عمر پروژه

چرخه عمر پروژه (Project Life Cylce) توالی مراحلی است که پروژه از ابتدای شروع تا پایان آن، پشت سر می‌گذارد. با آن‌که ابعاد پروژه‌های مختلف از نظر بزرگی و پیچیدگی متفاوت است، اما می‌توان بر اساس استاندارد بین‌المللی مدیریت پروژه (PMBOK) ، همه آن‌ها را در یک ساختار چرخه عمر کلی به‌صورت شکل ۱۰ مدل کرد که شامل مراحل: شروع پروژه، سازمان‌دهی و آماده‌سازی، انجام کار مد نظر پروژه و اتمام پروژه می‌باشد [۲۰]. شکل ۱۰ نشان‌دهنده میزان هزینه و به‌کارگیری نیروی انسانی متناسب با پیشرفت یک پروژه است. همان‌طورکه مشخص است در ابتدای پروژه میزان هزینه و سطح نیروی انسانی پایین است.

شکل ۱۰: نمودار پیش‌بینی پیشرفت پروژه

زیرا که ابتدای هر پروژه‌ای، هنگام تولید مدارک مهندسی (E) می باشد. پس از آن میزان سرمایه‌گذاری در پروژه متناسب با پیشرفت عملیات اجرایی افزایش یافته و در سرانجام در انتهای پروژه هزینه‌ها کاهش می‌یابد تا به صفر برسد. همین روند متناظر با تولید اقلام قابل تحویل پروژه (deliverables) نیز هست. به این معنی که در ابتدای پروژه به دلایل مختلف همچون تولید مدارک مهندسی، انعقاد قرارداد خرید و حمل تجهیزات به سایت(P)، آماده‌سازی سایت و غیره، روند پیشرفت پروژه کند است. البته یکی دیگر از دلایل این کندی، بالا بودن میزان ریسک و عدم‌قطعیت‌ها در ابتدای پروژه نیز هست. با پیشرفت پروژه، میزان ریسک و عدم قطعیت‌ها کاهش یافته و روند پیشرفت پروژه سرعت می‌گیرد. از این‌رو بدیهی است که در پروژه توسعه مزارع بادی لوتک و میل‌نادر در دو سال نخست، به‌دلیل شروع عملیات مهندسی، خرید و حمل اجزا توربین‌های بادی، پی‌ریزی فنداسیون‌ها، انجام شبکه ارت سایت و همچنین ساخت پست برق جهت اتصال مزرعه بادی به شبکه، تولید انرژی وجود نخواهد داشت و بر اساس منطق و یک قضاوت مهندسی می‌توان شروع تولید را در سال سوم و تداوم آن را به‌صورت شکل ۱۰ انتظار داشت. از این‌رو تابع هدف برابر است با:

$$\text{Objective Function} = \text{Min (LCOE)} \qquad (۳۳)$$

Subject to:

$$\sum_{t=1}^{10} P_{(t)} = P_{wf-r} \qquad (۳۴)$$

And

$$P_1 = P_2 = 0 \qquad (۳۵)$$

$$P_{min-t} < P_t < P_{max-t} \qquad (۳۶)$$

که در آن $P_{(t)}$ ظرفیت نصب توربین‌های بادی در پایان سال tام و LCOE هزینه تراز شده تولید انرژی است، که در ادامه معرفی می‌شود.

۷-۱-۱- هزینه تراز شده تولید انرژی

هزینه تراز شده انرژی (LCOE)، هزینه متوسط نصب و بهره‌برداری از یک پروژه به ازاء هر کیلوات ساعت انرژی تولیدی در طول زمان بهره‌برداری (عمر پروژه) برحسب $/KWh است. این هزینه شامل هزینه‌های نصب، هزینه‌های فاینانس، مالیات، هزینه تعمیرات و بهره‌برداری، هزینه استهلاک و غیره از ابتدای پروژه تا انتهای دوران بهره‌بردای است. در حقیقت LCOE نقطه سربه‌سر هزینه و سود پروژه است. از این‌رو لازم است تا قیمت قرارداد فروش برق (PPA) بالاتر از LCOE باشد تا پروژه سودآور گردد [۲۱ و ۲۲].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n}(I_t + M_t)\frac{(1+k)^t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} E_t} \qquad (۳۷)$$

فرمول فوق هزینه‌های توزیع شده پروژه در طول عمرکاری آن به مبدأ زمانی شروع پروژه منتقل کرده و ارزش خالص فعلی (NPW) را محاسبه می‌شود. گفتنی است که فرمول فوق برای محاسبه LCOE توربین‌های بادی که در یک زمان وارد مدار شده‌اند مناسب است؛ اما در این پروژه در طی ۱۰ سال، هرساله مقداری از ظرفیت مزرعه بادی وارد مدار می‌گردد، بهتر است اصلاحی در آن ایجاد گردد. از این‌رو با بازنویسی فرمول ۳۷ به‌صورت زیر و محاسبه مقادیر پارمترهای آن در فرمول‌های ۳۹ تا ۴۱، داریم:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{N}(I'_t + M'_t)}{\sum_{t=1}^{N} E'_t} \qquad (۳۸)$$

که در آن:

I'_t: ارزش خالص فعلی هزینه سرمایه‌گذاری احداث در سال tام

M'_t: ارزش خالص فعلی هزینه تعمیرات و بهره‌برداری (O&M) توربین‌های نصب شده در سال tام تا پایان عمر اقتصادی‌شان(n)

E'_t: انرژی کل تولیدی توسط توربین‌های نصب شده در سال tام تا پایان عمر اقتصادی‌شان(n)

N : طول دوره احداث (۱۰ سال)

همان‌طورکه در فرمول فوق مشخص است هزینه تولید برق شامل دو بخش اصلی است؛ هزینه سرمایه‌گذاری احداث و هزینه تعمیرات و بهره‌برداری. در طول سالیان اخیر با پیشرفت تکنولوژی، هزینه سرمایه‌گذاری احداث مزارع بادی در خشکی به‌طور متوسط به ۱۵۵۰ دلار در کیلووات تقلیل یافته است؛ که این نرخ در این مقاله به‌عنوان هزینه سرمایه‌گذاری احداث (P_{ins}) درنظر گرفته‌شده است[۲۳]. هزینه تعمیرات و بهره‌برداری نیز بخش قابل‌توجهی در هزینه تولید برق (LCOE) توربین‌ها بادی به‌شمار می‌رود. هزینه‌های تعمیرات و بهره‌برداری به‌طورکلی شامل هزینه‌های بیمه، تعمیرات پیشگیرانه منظم (PM)، تعمیر خرابی‌ها، تأمین یدک، هزینه‌های مدیریتی و غیره است. طبق تجربیات جهانی در مزارع بادی جدید هزینه تعمیرات و بهره‌برداری می‌تواند به‌طور متوسط در حدود ۱۰ تا ۳۰ درصد هزینه‌های تولید برق (LCOE) در طول عمر کاری توربین بادی باشد. در محاسبه LCOE، طول عمر مفید توربین‌های بادی ۲۰ سال درنظرگرفته می‌شود؛ همچنین باید دقت داشت که نه‌تنها به علت فرسودگی (wear and tear) سالیانه حدود ۰/۱ درصد از توان تولیدی نیروگاه کاسته می‌شود، بلکه به هزینه‌های تعمیرات و بهره‌برداری

(C_{om}) نیروگاه نیز مطابق با تورم متعارف در ایران سالانه ۱۰ درصد افزوده خواهد شد. همچنین با توجه به استهلاک مضاعف توربین‌ها در نیمه‌عمر پایانی آن‌ها، هزینه‌های تعمیرات و نگهداری برای آن‌ها در ده سال دوم، ۲ برابر می‌شود [۲۱]. از این‌رو مقادیر I'_t، M'_t و E'_t در فرمول ۳۸ عبارت‌اند از:

$$I'_t = P_t \times C_{ins} \times \left[\frac{1+k_t}{1+r_t}\right]^t \quad (۳۹)$$

$$M'_t = \left(\sum_{n=0}^{10} 0.4 \times 8760 \times P_{wf(t)} (1-.001)^n \times C_{o\&m(t+n)} + \sum_{n=11}^{20} 0.4 \times 8760 \times P_{wf(t)} (1-.001)^n \times 2 \times C_{o\&m(t+n)}\right) \times \left[\frac{1+k_{(t+n)}}{1+r_{(t+n)}}\right]^{(t+n)} \quad (۴۰)$$

$$E'_t = \sum_{n=0}^{20} 0.4 \times 8760 \times P_{wf(t)} (1-.001)^{(n-1)} \quad (۴۱)$$

دقت شود با توجه به درنظرگرفتن ۲۰ سال به‌عنوان دوره در مدار بودن هر توربین بادی، دوره تولید انرژی و همچنین نیازمندی به تعمیرات و نگهداری برای هر توربین بادی نیز ۲۰ سال و برای کل مزرعه بادی با توجه به در سرویس آمدن گروه آخر توربین‌های بادی در سال دهم، به ۳۰ سال می‌انجامد. از این‌رو برای تمایز بین سال‌های احداث و سال‌های بهره‌برداری، اندیس سال‌های بهره‌برداری را با n و اندیس سال‌های احداث را با t نمایش داده شده است.

۸- نتایج

با به‌کارگیری روش شرح داده شده در بخش ۷، مقادیر بهینه ظرفیت نصب سالانه و تعداد توربین‌ها در هر سال به شرح جدول ۶ است:

جدول ۶: ظرفیت نصب بهینه (MW) و تعداد توربین‌های بادی در سال

	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}
توان	۰	۰	۴۰	۷۶	۱۲۰	۱۶۴	۱۶۸	۱۶۴	۱۱۶	۵۲
تعداد	۰	۰	۲۰	۳۸	۶۰	۸۲	۸۴	۸۲	۵۸	۲۶

روند این مقادیر بهینه ظرفیت نصب در شکل ۱۱ بر حسب مگاوات آورده شده است و مشاهده می‌گردد که با روند کلی پیشرفت پروژه هماهنگ است (معادلات ۳۳-۳۶). همچنین این مقادیر منجر به هزینه تراز شده بهینه تولید انرژی 0.19 USD/KWh می‌گردد؛ که این عدد به علت هزینه‌های تعمیرات و نگهداری بالا و میزان بالای تورم در ایران، از میزان متوسط جهانی بالاتر است اما برای ایران رقم متعارف و مناسبی است. لازم به اشاره است که به‌دلیل عدم دسترسی به مقادیر متقن هزینه‌های تولید ژنراتورها در شبکه جنوب‌شرق، ضرایب تولید ژنراتورهای شبکه ۱۱۸ باسه IEEE به‌عنوان مبنا در این مقاله به‌کار گرفته شده است. همچنین هزینه‌های تعمیرات نگهداری نیز با تقریب، برابر با متوسط نرخ جهانی و با لحاظ ضریب تورم سالانه ایران در معادلات لحاظ شده‌اند.

شکل ۱۱: مقادیر ظرفیت نصب سالانه و تجمعی توربین‌های بادی

همان‌طورکه پیش‌تر گفته شد، شبکه مورد بررسی دارای ۸۹ متغیر کنترلی، شامل ولتاژ و توان اکتیو ۲۸ ژنراتور نیروگاهی و تپ ۳۳ ترانسفورماتور، می‌باشد. از آنجایی‌که گزارش‌دهی این حجم از داده‌ها در گنجایش این مقاله نمی‌گنجد، نتایج بهینه‌سازی برای چند پارامتر از هر سه دسته پارامترهای ولتاژ ژنراتورها، تپ ترانسفورماتورها و توان اکتیو ژنراتورها را به‌عنوان گزیده در ادامه آورده می‌شود. از این‌رو دو ژنراتور ۱۶۰ مگاولت‌آمپری G_{12} و G_{28} که به‌ترتیب در دو نیروگاه کرمان و چابهار و همچنین دو ترانسفورماتور T_8 و T_{28} که به ترتیب با توان ۳۱۵ مگاولت‌آمپر در نیروگاه کرمان و ۴۰ مگاولت‌آمپر در نیروگاه زاهدان وجود دارند، به‌عنوان تجهیزات منتخب برای ارائه نتایج انتخاب‌شده و نتایج بهینه‌سازی برای پارامترهای ولتاژ و توان اکتیو این دو ژنراتور و گام تپ برای این دو ترانسفورماتور در ادامه آورده شده است. موقعیت این تجهیزات در شکل ۲ برجسته شده است. افزون‌برآن، از آنجایی‌که در تمام حالات عدم‌قطعیت باد و بار در طول ده سال، دیسپچ بهینه برای هریک از این متغیرهای کنترلی به‌دست آمده است، ناگزیر مقدار متوسط سالانه آن‌ها، با استفاده از میانگین وزنی بر روی ۷۲ سناریوی عدم‌قطعیت سالانه، به روش زیر محاسبه و ارائه می‌شود:

$$X_{ave(N)} = \sum_{l=1}^{6} \sum_{w=1}^{12} \pi_{(l,w)} \times X_{(N,l,w)} \quad (۴۲)$$

با به‌کارگیری این روش، مقادیر به‌دست‌آمده برای این پارامترهای منتخب در طول ده سال در شکل‌های ۱۲ تا ۱۴ آورده شده است.

شکل ۱۲: مقادیر متوسط متغیر Vg12 و Vg28 در طول ده سال

در شکل ۱۲، با استفاده از فرمول ۳۴، مقادیر متوسط ولتاژ خروجی ژنراتورهای ۱۲ و ۲۸ برحسب پریونیت آورده شده است.

شکل ۱۳: مقادیر متوسط متغیر Pg12 و Pg28 در طول ده سال

شکل ۱۴: مقادیر متوسط متغیر TAP8 و TAP28 در طول ده سال

در شکل ۱۳ نیز متوسط سالانه توان اکتیو ژنراتورها قابل مشاهده است. این پارامتر از آن جهت در بهینه‌سازی اهمیت دارد که نشان دهنده میزان مشارکت هر ژنراتور در تأمین توان شبکه در کلیه سناریوهاست. در شکل ۱۴ نیز متوسط تغییرات تپ ترانسفورماتورها دیده می‌شود.

همان‌طورکه پیش‌تر بیان شد هریک از این مقادیر سالانه، بر روی ۷۲ سناریو به‌صورت وزنی متوسط‌گیری شده‌اند. در جدول ۷، برای نمونه، مقادیر سناریوی بار چهارم از سال هشتم برای سه متغیر از مجموع کلیه متغیرهای شبکه آورده شده است.

جدول ۷: پارامترهای به‌دست‌آمده در سناریوی بار ۴ از سال ۸

	سناریو باد	Vg 28	Pg 12	TAP 8	Cost after Opt.	Cost before Opt.
سناریوی بار چهارم	۱	۱/۱	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۲	۱۸۱۲۶۰	۱۸۲۰۰۳
	۲	۱/۰۲۴	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۱	۱۸۱۲۶۰	۱۸۲۰۰۹
	۳	۱/۰۳	۱۵۰/۳۵۴	۱/۰۳	۱۸۱۲۷۵	۱۸۲۰۲۰
	۴	۱/۰۹۲	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۱	۱۸۱۲۵۷	۱۸۲۰۳۱
	۵	۱/۱	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۲	۱۸۱۲۷۷	۱۸۲۰۴۲
	۶	۱/۰۲۴	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۱	۱۸۱۲۹۰	۱۸۲۰۴۸
	۷	۱/۱	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۱	۱۸۱۲۷۸	۱۸۲۰۴۰
	۸	۱/۱	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۱	۱۸۱۲۶۱	۱۸۲۰۲۳
	۹	۱/۱	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۲	۱۸۱۲۷۳	۱۸۲۰۳۸
	۱۰	۱/۰۱۹	۱۵۰/۳۵۱	۱/۰۱	۱۸۱۲۷۲	۱۸۲۰۴۶
	۱۱	۱/۰۸۸	۱۵۰/۳۵۱	۱	۱۸۱۲۸۴	۱۸۲۰۴۰
	۱۲	۱/۰۳۱	۱۵۰/۳۴۲	۱/۰۱	۱۸۱۴۵۱	۱۸۲۲۱۵

افزون‌برآن هزینه تأمین انرژی در این ده سال نیز با توجه به بهینه‌سازی انجام‌گرفته در شکل ۱۵ آورده شده است. هزینه تأمین انرژی شبکه پس از بهینه‌سازی با رنگ آبی پیش از بهینه‌سازی با رنگ قرمز نشان داده شده است. باید توجه داشت که چنانچه حاشیه پایداری ولتاژ ۱۰ درصدی درنظرگرفته نشود، می‌توان به حالات بیشتری را برای یافتن حداقل هزینه مدنظر داشت. اما لحاظ قید حاشیه بارگذاری ۱۰ درصدی موجب کاهش تعداد حالات دیسپچ بهینه می‌گردد.

همان‌طورکه مشاهده می‌شود با افزایش بار، هزینه تأمین انرژی نیز در شبکه افزایش می‌یابد. به‌گونه‌ای‌که این هزینه از ۸۱۹۶۳/۴۳ دلار بر ساعت در سال نخست، به ۱۹۵۳۰۱/۶ دلار بر ساعت در سال دهم بالغ می‌گردد. این درحالی‌است که در صورت عدم نصب توربین‌های بادی این هزینه در سال دهم به ۲۰۱۴۸۶/۳۲ دلار بر ساعت بالغ می‌شد.

در شکل ۱۵ دیده می‌شود که با افزایش بارگذاری شبکه در هر سال، میزان اختلاف هزینه تأمین انرژی بهینه شبکه با هزینه بدون بهینه‌سازی، کاهش می‌یابد. این ازآن‌روست که با افزایش بار، شبکه تا حداکثر توان قابل انتقال بارگذاری شده است و از این جهت احتمال یافتن بهترین دیسپچ برای پخش باری که در عین حفظ حاشیه امنیت ولتاژ ۱۰ درصدی، به کمترین هزینه نیز بیانجامد، نسبت به قبل محدودتر می‌گردد. گفتنی است از آنجایی‌که در دو سال نخست هیچ توربین بادی نصب نشده است، کاهش هزینه تأمین انرژی (در شکل ۱۵) تنها از طریق دیسپچ بهینه پارامترهای کنترلی به‌دست آمده است.

شکل ۱۵: مقدار متوسط هزینه تأمین انرژی پس و پیش از بهینه‌سازی

۹- نتیجه‌گیری

با افزایش ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در جهان، چشم‌انداز به‌کارگیری این منبع پاک انرژی در ایران نیز پررنگ‌تر از پیش شده است. در این بین ارزیابی ریسک به‌کارگیری این منابع جدید بسیار اهمیت می‌یابد. یکی از مواردی که موجب ایجاد نگرانی است، نوسانات دائم این منابع انرژی است که ناشی از ذات متغیر باد است. این نوسانات در ضرایب نفوذ بالا و یا در شبکه‌های ضعیف خود عاملی جدی برای ناپایداری شبکه و از جمله ناپایداری ولتاژ است.

در این مقاله روشی جهت برنامه‌ریزی افزایش ضریب نفوذ نیروگاه‌های بادی در شبکه پیشنهاد شده است که هدف آن حفظ پایداری ولتاژ شبکه در کلیه حالات بهره‌برداری از شبکه با لحاظ عدم‌قطعیت باد و بار است و درعین‌حال با رعایت رویکرد مدیریت پروژه، سعی در کمینه‌سازی هزینه برق بادی تولیدی نیز دارد.

مطالعات و روش پیشنهادی در این مقاله بر روی شبکه جنوب‌شرق ایران پیاده‌سازی شده است. نتایج به‌دست‌آمده گویای کارآمدی این روش پیشنهادی است و نشان می‌دهد که با برنامه‌ریزی بهینه متغیرهای کنترلی در حین رشد شبکه و بار در طول سال‌های توسعه منابع بادی، نه‌تنها می‌توان به حاشیه پایداری مطلوب با کمترین هزینه دست یافت، بلکه هزینه تولید برق بادی را نیز کمینه ساخت.

در پایان لازم به اشاره است که به‌منظور کاهش اثرات نامطلوب عدم‌قطعیت انرژی منابع تجدید پذیر، می‌توان به به‌کارگیری ادوات ذخیره‌ساز انرژی در شبکه‌های قدرت نیز توجه کرد. این ذخیره‌سازها شامل مواردی نظیر نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای، باتری و غیره هستند. استفاده از ذخیره‌سازهای انرژی مزایای متعددی دارد، از جمله، اصلاح پروفیل بار (از طریق پیک‌سایی و جابجایی بار)، کاهش تلفات (به‌خصوص در بار پیک)، کاهش قیمت برق، آزادسازی ظرفیت واحدهای حرارتی، کاهش اثرات نامطلوب تغییرات سریع توان خروجی واحدهای بادی و موارد دیگر. لذا درنظرگرفتن ذخیره‌ساز انرژی در مسئله برنامه‌ریزی توسعه نیروگاه‌های بزرگ و تعیین ظرفیت و محل بهینه احداث ذخیره‌سازهای انرژی به‌عنوان یک محور جدید برای پژوهش‌های آتی پیشنهاد می‌گردد.

فهرست علائم و اختصارات

مجموعه‌ها

NB	مجموعه شین‌ها
NG	مجموعه ژنراتورها
NL	مجموعه خطوط
NT	مجموعه ترانسفورماتورها

اندیس‌ها

l	اندیس خطوط
T	اندیس سال
i, j	شمارنده اندیس‌ها
D	اندیس ترانسفورماتور
B	اندیس شین

پارامترها

n	طول عمر یک توربین بادی
N	طول مدت پروژه ساخت
P_D/Q_D	بار اکتیو/راکتیو
P_G/Q_G	توان اکتیو/راکتیو ژنراتور
Q_G^{min}/Q_G^{max}	حدود توان راکتیو هر ژنراتور
P_G^{min}/P_G^{max}	حدود توان اکتیو هر ژنراتور
V_b	ولتاژ هر شین
V_b^{min}/V_b^{max}	حدود ولتاژ هر شین
S_l	ظرفیت عبور توان از هر خط
E_{g-1401}	انرژی مورد نیاز شبکه در سال ۱۴۰۱
E_{w-1401}	توان مورد نیاز شبکه در سال ۱۴۰۱
P_{wf}	توان تولیدی مزرعه بادی
P_{wf-r}	توان نامی مزرعه بادی
$v_{cut.in}$/ $v_{cut.out}$	سرعت باد شروع به کار و پایان کار توربین بادی
v_{rated}	سرعت باد نامی توربین بادی
P_{wt-r}/P_{wt}	توان تولیدی/ توان نامی توربین بادی
$v_{w,min}/v_{w,max}$	کرانه‌های سرعت باد در هر سناریوی بادی
v_s	سرعت باد متناظر به هر سناریو بادی
$L_{d,min}/L_{d,max}$	کرانه‌های میزان بار در هر سناریوی بار
L_d	میزان بار متناظر با هر سناریو بار
π_w	احتمال رخداد هر سناریوی بادی
π_d	احتمال رخداد هر سناریوی بار
π_s	احتمال رخداد هر سناریوی باد و بار
a, b, c	ضرایب تابع هزینه ژنراتور در نیروگاه‌های فسیلی
C/ K	پارامترهای شکل و اندازه در توزیع احتمال ویبول
γ/δ	پارامترهای شکل در توزیع احتمال جانسون SB
β/ζ	پارامترهای اندازه و مکان در توزیع احتمال جانسون SB
λ	حاشیه بارگذاری

متغیرها

P_t	ظرفیت نصب سالانه توربین‌های بادی
I_t	هزینه سرمایه‌گذاری در سال tام
M_t	هزینه سرمایه‌گذاری در سال tام
E_t	انرژی الکتریکی تولیدی در سال tام
r	نرخ تورم
k	نرخ تنزیل
C_{ins}	هزینه سرانه نصب توربین بادی به ازای هر مگاوات
$C_{o\&m}$	هزینه سرانه O&M برای هر مگاوات‌ساعت انرژی تولیدی
X	متغیرهای کنترلی در بهینه‌سازی

واژگان مخفف

STR	Single Turbine Representation
DFIG	Double Fed Induction Generator
PDF	Probability Density Function
OPF	Optimum power Flow
TEP	Transmission Expansion Planning
GEP	Generation Expansion Planning

مراجع

[1] Eknath Vittal, mark O'Malley, "A steady state voltage stability analysis of power systems with high penetration of wind", IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, pp. 433-442, Feb. 2010.

[2] V.seshadri sravan Kumar, Kommi Krishna, "Coordination of reactive power in grid-connected wind farm for voltage stability enhancement", IEEE Trans. Power Syst., vol. 2, pp. 2381-2390, Jan. 2014.

[3] M. J. Hossain, Hemanshu R. Pota, "Investigation of the impacts of Large-Scale wind Power Penetration on the

Angle and Voltage stability of Power systems", *IEEE Systems Journal, vol. 6, pp. 76-84, 2012, Sep. 2011.*

[4] Ha Thu Le, Surya Santoso," Augmenting Wind Power Penetration and Grid Voltage Stability Limits Using ESS: Application, Design, Sizing and a Case study*", IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, pp. 161-171, Sep. 2012.*

[5] A. Rabiee, A. Soroudi, "Stochastic multi-period OPF Model of Power Systems With HVDC-Connected Intermittent Wind power Generation*", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 29, pp. 336-344, May. 2013.*

[6] A. Rabiee, A. Soroudi, "Corrective voltage control scheme considering demand response and stochastic wind power*", IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, pp. 2965-2973, Apr. 2014.*

[7] Z. Feng, V. Ajjarapu, "A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse*", IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 2, pp. 791-797, 2000.*

[8] A.Kundur, Power System Stability and Control, London, U.K. McGraw-Hill 1994

[9] T. Van Cutsem, Voltage Stability of Electric Power Systems, Newyork, U.S.A, Springer, 1998.

[۱۰] عباس ربیعی، احسان هوشمند، سامان نیک‌خواه، "استفاده از تئوری تصمیمگیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی برای حل مسئله پخش بهینه توان مقید به پایداری ولتاژ در حضور مزارع بادی"، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، جلد ۶۴ ، شماره ۶، صفحه ۱۰۹-۱۲۲، زمستان ۹۵

[11] A. Rabiee, A. Soroudi, *"*Risk-averse preventive voltage control of AC/DC power systems including wind power generation*". IEEE Trans. Sustainable Energy, vol. 6, no. 4, pp. 1494-1505, Jul. 2015.*

[۱۲] فرید کربلایی، شهریار عباسی و حسین صابری، "محاسبه سریع و دقیق حاشیه پایداری ولتاژ با تقریب منحنی PV"، مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز، دوره ۶۶، شماره ۹، صفحه ۶۱-۶۹، تابستان ۱۳۹۳

[13] A. Abed "Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology", WECC final report, 1998.

[14] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez, MATPOWER 6.1 user's manual, Pserc, 2016.

[15] Y. Atwa, E. El-Saadany, "Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems", IET *Renew. Power Gen., vol. 5, no. 1, pp. 79–88, Jan. 2011.*

[16] S. M. Mohseni-Bonab, A. Rabiee, B. mohammadi, "Voltage Stability Constrained Multi-Objective Optimal Reactive Power Dispatch under Load and Wind Power Uncertainties: A Stochastic Approach", *Int. J. Renewable Energies, vol. 85 , pp. 598-609, Jan. 2016.*

[17] Ai-Bing Yu. (1994, Aug). Johnson's SB distribution function as applied in the mathematical representation of particle size distributions. Part 1: Theoretical background and numerical simulation. *Particle Syst. Charac.* [Online]. *11(4)*, pp. 291–298. Available: http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ppsc.19940110404

[18] T. Amraee, A. Soroudi, "Probabilistic determination of pilot points for zonal voltage control", IET Gener. Transm. Distribution, vol. 6, no. 1, pp. 1–10, Jan. 2012.

[19] Kartik S. Pandya, *optimal reactive power dispatch using particle swarm optimization, www.mathworks.com, 2015.*

[20] Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide) 5th Edition, PMI Global Standards, 2013

[21] Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume1: Power Sector, Wind Power, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012.

[22] C. R. A. Hallam, "Evaluation of the Levelized Cost of Energy Method for Analyzing Renewable Energy Systems: A case Study of System Equivalency Crossover Points Under Varying Analysis Assumption", *IEEE Systems Journal, vol, 9, no. 1, pp. 199-208, Dec. 2015.*

[23] Renewables 2016, Global Status Report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2016 Full Report.