

استفاده از تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی برای حل مسئله پخش بهینه توان مقید به پایداری ولتاژ در حضور مزارع بادی

عباس ربیعی^۱، استادیار، احسان هوشمند^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد، سامان نیک‌خواه^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد

۱- گروه برق، دانشکده مهندسی - دانشگاه زنجان - زنجان - ایران

Email: rabiee@znu.ac.ir^۱, ehsanhooshmand@znu.ac.ir^۲, s.nikkhah@znu.ac.ir^۳

چکیده: در این مقاله به مطالعه و بررسی مسئله پخش بار بهینه مقید به پایداری ولتاژ در حضور عدم قطعیت موجود در تولید توان از مزارع بادی پرداخته شده است. با توجه به غیرقطعی بودن تولید توان مزارع بادی، روشی پیشنهاد می‌شود که به ازای یک حد مجاز برای افزایش هزینه نسبت به مقدار پایه، بالاترین میزان از عدم قطعیت برای تولید توان از مزارع بادی را مشخص کند. این میزان عدم قطعیت با در نظر گرفتن مقدار مشخصی از حاشیه بارگذاری شبکه تعیین می‌شود. لازم به ذکر است که حاشیه بارگذاری مهم‌ترین شاخص ارزیابی پایداری ولتاژ است که فاصله نقطه کار فعلی شبکه را از نقطه فروپاشی ولتاژ تعیین می‌کند. بدین منظور از روش تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی برای مدیریت ارتباط بین عدم قطعیت در تولید توان از مزارع بادی و حد بارپذیری شبکه استفاده می‌شود. مدل ارائه شده بر روی شبکه ۳۹ و ۱۱۸ شینه IEEE و در محیط نرم‌افزار بهینه‌سازی GAMS پیاده‌سازی شده است. به منظور ارزیابی کارایی مدل ارائه شده، نتایج حاصل از آن با نتایج به دست آمده از روش شبیه‌سازی مونت کارلو مقایسه شده‌اند. نتایج شبیه‌سازی، نشان می‌دهد که رهیافت ارائه شده، یک رهیافت بهینه و مقاوم برای لحاظ نمودن همزمان عدم قطعیت و پایداری ولتاژ در مسئله پخش بار بهینه است.

واژه‌های کلیدی: پخش بار بهینه (OPF)، تولید توان بادی، تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی (IGDT)، عدم قطعیت، پایداری ولتاژ، حاشیه بارگذاری.

Application of Information Gap Decision Theory for Solution of Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow in the Presence of Wind Farms

A. Rabiee¹, Assistant Professor, E. Hooshmand¹, MSc, S. Nikkhah¹, MSc.

1- Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran

rabiee@znu.ac.ir¹, ehsanhooshmand@znu.ac.ir², s.nikkhah@znu.ac.ir³

Abstract: This paper deals with the Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow (VSC-OPF) problem in the presence of wind power generation uncertainty. Due to the uncertain nature of wind power generation, an approach is proposed that determines the maximum uncertainty of wind power generation to give a percentage of total cost increase. This maximum uncertainty is determined in a way that a desired loading margin (LM), is satisfied. It is worth to note that LM is the most important measure of voltage stability which reflects the distance from the current operating point to the voltage collapse point. For this aim, Information Gap Decision Theory (IGDT) is utilized to handle the uncertainty of wind power generation and voltage stability in the proposed VSC-OPF model. The proposed model is implemented on the IEEE 39 and 118-bus standard test systems, and solved by General Algebraic Modeling System (GAMS) optimization software. In order to evaluate the effectiveness of the proposed methodology for uncertainty handling, the results obtained by IGDT technique are compared with Monte Carlo Simulations (MCS). The simulation results imply that the uncertainty radius and the desired LM have an inverse relationship, such that for a given percentage of cost increase, the radius of uncertainty decreases with respect to the increase of the desired LM.

Keywords: Optimal power flow (OPF), wind power generation, information gap decision theory (IGDT), uncertainty, voltage stability, loading margin (LM).

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۶/۱۶

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۴/۸/۱۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۱۱/۳

نام نویسنده مسئول: عباس ربیعی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - زنجان - بلوار دانشگاه زنجان - دانشگاه زنجان - دانشکده مهندسی، گروه برق

۱- مقدمه

امروزه با توجه به وجود چالش‌های اقتصادی، زیست‌محیطی و رشد سریع تقاضای انرژی، متولیان شبکه‌های قدرت به دنبال بهره‌برداری بهینه از شبکه تولید و انتقال موجود هستند. تلفات بالا و راندمان پایین شبکه‌های اولیه ضرورت نیاز به اصلاح آن‌ها را افزایش می‌دهد. با توجه به بار مالی تعویض تجهیزات و توسعه شبکه، راهکار اقتصادی‌تر اصلاح شبکه موجود است. در این میان مطرح شدن مسائلی چون هزینه سوخت، روند روبه‌افزایش گرمایش زمین، آلودگی‌های زیست‌محیطی ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی و مسئله امنیت انرژی باعث رویکرد بشر به منابع جدید و تجدیدپذیر انرژی برای اصلاح شبکه و تولید انرژی شده است. انرژی باد به‌عنوان یک منبع انرژی تجدیدپذیر، دارای پتانسیل‌های زیادی برای کاهش مشکلات مطرح شده است.

از سویی دیگر، درخواست روزافزون برای انرژی، مسائل اقتصادی و زیست‌محیطی در توسعه ظرفیت سیستم‌های قدرت و افزایش فشارها بر کاهش هزینه، سیستم‌های قدرت را به بهره‌برداری در شرایط نزدیک‌تر به حدود پایداری، به‌ویژه پایداری ولتاژ سوق داده است [۱]. با توجه به این مسائل یکی از اهداف اصلی بهره‌بردار شبکه (SO)، کمینه کردن هزینه تولید انرژی، با در نظر گرفتن محدودیت‌های شبکه، به خصوص حدود پایداری آن است [۲]. با توجه به محدود بودن حد انتقال توان در خطوط انتقال و همچنین محدودیت در تولید انرژی و افزایش روزافزون تقاضای انرژی، فشار بر سیستم انتقال افزایش یافته است. با بهره‌برداری شبکه در حداکثر سطح انتقال توان، احتمال ناپایداری ولتاژ افزایش پیدا می‌کند [۳، ۴].

پایداری ولتاژ یک جزء حیاتی از پایداری سیستم است که تحت تأثیر الگوی تولید توان‌های حقیقی و راکتیو از منابع انرژی و همچنین سطح بار سیستم قرار دارد [۵]. مهم‌ترین شاخص برای ارزیابی میزان پایداری ولتاژ یک سیستم، شاخص حد بارپذیری (LL) است. این شاخص به میزان افزایش مجاز بار سیستم از نقطه کار فعلی تا نقطه بحرانی (یا نقطه فروپاشی ولتاژ^۲) به شرطی که هیچیک از قیود بهره‌برداری سیستم نقض نشود، اطلاق می‌شود [۶]. در مرجع [۱]، با در نظر گرفتن حد بارپذیری، یک حاشیه پایداری مجاز برای سیستم در نظر گرفته شده است؛ تا در هنگام بروز اختلالاتی همچون خروج ناگهانی یک خط، سیستم از حاشیه بارپذیری مناسب برخوردار بوده و به سمت فروپاشی ولتاژ نرود. در مرجع [۷] با انجام یک پخش بار ضرایب تابع درجه دو به دست می‌آید که از آن در تقریب منحنی‌های PV جهت به دست آوردن حاشیه پایداری ولتاژ استفاده شده است. اثر تغییر استراتژی‌های تولید و کنترل انرژی بادی بر روی پایداری ولتاژ در مرجع [۵] بررسی شده است، به‌صورتی که کنترل ولتاژ ترمینال حاشیه بارگذاری را افزایش می‌دهد. یک روش جدید پخش بار بهینه توان راکتیو مقید به امنیت ولتاژ جهت تضمین حاشیه بارگذاری مناسب در مرجع [۸] استفاده شده است. در مرجع [۹]، با هماهنگ‌سازی منابع تأمین توان راکتیو حاشیه بارگذاری بهبود یافته است. در مرجع [۱۰]، یک

چارچوب کنترلی جامع به‌منظور دستیابی به حاشیه بارگذاری قابل‌اطمینان درحالی‌که هزینه کنترل مربوطه کمینه شود مطرح شده است. در مرجع [۱۱]، با جایابی شین‌هایی در سیستم که حساسیت بیش‌تری به پایداری ولتاژ دارند، مکان و ظرفیت مزارع بادی به گونه‌ای تعیین شده است که به بهبود حاشیه پایداری ولتاژ شبکه کمک کند.

همان‌طوری که اشاره شد استفاده از انرژی باد مزایای زیادی همچون کم کردن هزینه تأمین انرژی و عدم آلودگی زیست‌محیطی دارد. از طرفی دیگر، عدم قطعیت ذاتی موجود در تولید انرژی از باد، عملکرد سیستم‌هایی که از این انرژی برای پاسخ به تقاضای بار استفاده می‌کنند را تحت‌تأثیر قرار داده است [۱۲]. در مرجع [۱۳]، عدم قطعیت انرژی باد با استفاده از روش سناریو بنیان^۴ مدل‌سازی و مورد مطالعه قرار گرفته است. به این صورت که به وسیله یک پخش بار بهینه، مقدار توان اکتیو و راکتیو تولیدی توسط واحدهای بخاری و بادی موجود در سیستم تعیین شده است. ادغام عدم قطعیت تولید انرژی بادی با مسئله در مدار قرار دادن نیروگاه‌های مقید به امنیت (SC-UC) سیستم موضوعی چالش‌برانگیز است که در مراجع [۱۴، ۱۵] مورد بررسی قرار گرفته است. عدم قطعیت در پارامترها و متغیرهای تصمیم‌گیری یکی از اصلی‌ترین نگرانی‌های بهره‌برداران شبکه قدرت است [۱۶]. در مرجع [۱۷]، به‌منظور کاهش اثر عدم قطعیت در تولید توان از مزرعه بادی و تأثیر آن بر روی بازار، مدل جدیدی برای بهره‌برداری هماهنگ مزارع بادی و واحدهای تلمبه ذخیره، ارائه شده است.

تئوری تصمیم‌گیری بر مبنای شکاف اطلاعاتی (IGDT^۱) یکی از روش‌های توانمند در توصیف عدم قطعیت است. برخلاف روش‌هایی نظیر مونت‌کارلو^۵ و برنامه‌ریزی تصادفی (سناریو بنیان)، این روش نیازی به تابع چگالی احتمال پارامترهای غیرقطعی مسئله ندارد و برای تصمیم‌گیری‌های مقاوم در برابر عدم قطعیت‌های شدید استفاده می‌شود. همچنین برخلاف روش بهینه‌سازی مقاوم (RO^۶)، این روش نیازی به تعیین حداکثر شعاع عدم قطعیت برای پارامترهای غیرقطعی نداشته و از این نظر انعطاف‌پذیری بیش‌تری دارد [۱۸]. در واقع، روش IGDT به دنبال تعیین حداکثر شعاع عدم قطعیت مجاز برای پارامترهای غیرقطعی مسئله است، به گونه‌ای که تابع هدف مسئله در محدوده مجاز تعیین‌شده توسط تصمیم‌گیر باقی بماند. در مرجع [۱۹]، از IGDT برای کمک به بهره‌بردار شبکه در انتخاب منابع مناسب تولید توان جهت پاسخ به تقاضای متغیر بار مصرف‌کنندگان استفاده شده است. در مرجع [۲]، از IGDT به‌منظور کمینه کردن هزینه با در نظر گرفتن عدم قطعیت انرژی باد استفاده شده است. در مرجع [۲۰]، از IGDT برای شناسایی استراتژی بهینه خرید از منابع موجود با هدف مقاوم بودن این استراتژی در برابر هزینه بالای خرید استفاده شده است. در مرجع [۲۱]، عدم قطعیت در بازار برق با استفاده از IGDT بررسی شده است. در مرجع [۲۲]، یک مدل مبتنی بر IGDT به‌منظور کمک به بهره‌بردار شبکه توزیع در انتخاب منابع قابل اعتماد برای پاسخ به بار

روش IGDT بر روی آن اختصاص خواهد داشت. در بخش پنجم نتایج شبیه‌سازی ارائه می‌شود. در نهایت، بخش ششم به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری از مقاله خواهد پرداخت.

۲- پارامتر بارگذاری و شاخص حد بارپذیری

در این مقاله از پخش بار بهینه مقید به حد بارپذیری (یا حاشیه بارگذاری) استفاده شده است. در این روش با استفاده از پارامتر بارگذاری (λ)، معادلات پخش بار در نقطه فروپاشی ولتاژ (نقطه دماغه منحنی P-V) به همراه معادلات پخش بار در نقطه کار فعلی شبکه به صورت همزمان نوشته می‌شوند. برای توضیح بیشتر این مطلب شکل ۱ را در نظر بگیرید. در این شکل که منحنی P-V در یک شین بار دلخواه از سیستم را نشان می‌دهد، نقطه A نقطه کار فعلی سیستم است که در آن بار برابر P_{D0} است. با افزایش بار در شین‌های بار، نقطه کار سیستم بر روی منحنی P-V از A به B حرکت می‌کند. نقطه B نقطه زانوی منحنی یا همان نقطه فروپاشی ولتاژ است که به آن نقطه حد بارپذیری نیز اطلاق می‌شود. به فاصله بین نقاط A و B نیز اصطلاحاً حاشیه بارگذاری (یا حد بارپذیری) گفته می‌شود.

همان‌طور که می‌دانیم تا زمانی که ژنراتورها به حدود توان راکتیو خود نرسند، به دلیل عملکرد خودکار و حلقه بسته سیستم کنترل تحریک، ولتاژ شین‌های ژنراتوری ثابت خواهد بود. با افزایش بار در شین‌های بار، توان راکتیو خروجی ژنراتورها نیز افزایش می‌یابد و به تدریج به حد بالای خود یعنی Q_G^{\max} می‌رسد. در یک سیستم چندماشینه، پس از اینکه به دلیل افزایش بار، ژنراتوری به حد بالای توان راکتیو خود رسید، قابلیت تثبیت ولتاژ ترمینال خود را از دست خواهد داد و با ادامه افزایش بار، ولتاژ ترمینال این ژنراتور به تدریج کاهش خواهد یافت. با از دست رفتن قابلیت تثبیت ولتاژ یک ژنراتور، نرخ کاهش ولتاژ در شین‌های بار افزایش می‌یابد (به بیان دیگر با حرکت از نقطه A به B به تدریج شیب مشخصه P-V بیشتر می‌شود) که این مسئله بر روی توان راکتیو خروجی سایر واحدهای تولیدی نیز تأثیر گذاشته و روند رسیدن آن‌ها به حد بالای توان راکتیو تولیدی مربوط به خود را تسریع می‌کند. با ادامه روند افزایش بار، به تدریج سایر واحدهای ژنراتوری نیز به حدود توان راکتیو خود خواهند رسید و با از دست رفتن قابلیت کنترل ولتاژ شبکه، پدیده فروپاشی ولتاژ رخ می‌دهد. این شرایط متناظر با نقطه B در شکل ۱ است.

حاشیه بارگذاری مناسب می‌تواند از فروپاشی ولتاژ در هنگام بروز اختلال ناگهانی نظیر افزایش بار یا خروج تجهیزات، جلوگیری نماید. همان‌طور که در بخش چهارم نیز اشاره خواهد شد، می‌توان معادلات پخش بار در نقطه حد بارپذیری را بر حسب پارامترهای نقطه کار فعلی سیستم و پارامتر بارگذاری (λ) نوشت. از این رو می‌توان مقدار حداقل λ را به گونه‌ای در نظر گرفت که فاصله کافی و مناسبی میان نقطه کار فعلی سیستم و نقطه فروپاشی ولتاژ وجود داشته باشد.

شبکه پیشنهاد شده است. مراجع [۲۳] و [۲۴] روشی را برای به دست آوردن استراتژی مناقصه در بازار برق برای مصرف‌کنندگان بزرگ با استفاده از IGDT ارائه داده‌اند. یک روش ترکیبی مبتنی بر IGDT به منظور توسعه استراتژی مناقصه بهینه در مرجع [۲۵] ارائه شده است. در مرجع [۲۶]، روشی مقاوم مبتنی بر IGDT برای مشارکت بهینه مزارع بادی در بازار برق با در نظر گرفتن عدم قطعیت توان آن‌ها و قیمت برق بازار ارائه شده است.

با توجه به مطالب پیشین، ملاحظه می‌شود که مسئله پخش بار بهینه مقید به پایداری ولتاژ (VSC-OPF) و مسئله وجود عدم قطعیت در منابع انرژی تجدیدپذیر، یا عمدتاً به صورت مستقل از هم مورد بررسی قرار گرفته‌اند و یا اینکه با استفاده از روش‌هایی نظیر سناریوبنیان مطالعه شده‌اند که نیاز به اطلاعات زیادی از پارامترهای غیرقطعی شبکه دارد. این اطلاعات یا عموماً در دسترس نیست و یا به طور مستمر در حال تغییر الگوست؛ اما بررسی ارتباط بین حد بارپذیری (یا پایداری ولتاژ) و عدم قطعیت در تولید انرژی از منابع انرژی تجدیدپذیر، موضوعی است که کم‌تر بدان پرداخته شده است و می‌توان آن را انگیزه این مقاله برای پرداختن به این مسئله قلمداد نمود.

در این مقاله، مسئله پخش بار بهینه توان با توجه به عدم قطعیت در تولید توان از مزرعه بادی و ارتباط آن با حد بارپذیری مورد بررسی قرار می‌گیرد. به این صورت با در نظر گرفتن یک مدل مقاوم و ریسک‌گریز (RA^1)، با تعیین حداکثر شعاع (یا مقدار) عدم قطعیت انرژی قابل استحصال از باد به ازای مقدار مجازی از افزایش هزینه بهره‌برداری، حد بارپذیری مشخصی نیز تأمین می‌شود. خروجی این مسئله، مقدار بهینه توان تولیدی واحدهای نیروگاهی شبکه است که به طور هم‌زمان هم عدم قطعیت موجود منابع تجدیدپذیر و هم حد بارپذیری در تعیین آن‌ها نقش داشته‌اند، در نتیجه برنامه تولید توان نیروگاه‌ها، مقاوم به عدم قطعیت و ایمن در برابر ناپایداری ولتاژ خواهد بود. لذا مهم‌ترین نوآوری‌های این مقاله عبارت‌اند از:

- تحلیل حساسیت به منظور نشان دادن تأثیر تغییرات حد بارپذیری مجاز و میزان عدم قطعیت تولید توان مزارع بادی بر روی هزینه تأمین انرژی در سیستم.
- ارائه یک مدل جامع برای مسئله VSC-OPF با در نظر گرفتن پارامتر حاشیه بارگذاری و به‌کارگیری روش IGDT برای تعیین توان خروجی بهینه نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن هم‌زمان عدم قطعیت موجود در تولید توان از مزارع بادی و همچنین قیود مربوط به پایداری ولتاژ شبکه.
- تحلیل حساسیت میزان عدم قطعیت تولید توان از مزارع بادی نسبت به سطوح مختلفی از حد بارپذیری مجاز شبکه.

ادامه این مقاله به صورت زیر سازمان‌دهی شده است: در بخش دوم به معرفی پارامتر بارگذاری و مفهوم شاخص حد بارپذیری پرداخته خواهد شد. اصول روش IGDT در بخش سوم معرفی خواهد شد. بخش چهارم به ارائه مدل پخش بهینه توان مقید به پایداری ولتاژ و اعمال

$$H_i(X, \bar{\gamma}) \leq 0, \quad \forall i \in \Omega_I \quad (7)$$

$$G_j(X, \bar{\gamma}) = 0, \quad \forall j \in \Omega_E \quad (8)$$

با استفاده از خروجی به‌دست‌آمده از معادلات (۸)-(۶) مقدار پایه تابع هدف به دست می‌آید. به‌بیان‌دیگر، مقدار تابع هدف با فرض این‌که پارامتر غیرقطعی دقیقاً برابر مقدار پیش‌بینی‌شده (یا مقدار تخمین زده‌شده) خود باشد به دست می‌آید. چنانچه پارامتر غیرقطعی از مقدار پیش‌بینی‌شده خود متفاوت باشد، تصمیم‌گیرندگان با دو استراتژی مختلف مواجه هستند.

استراتژی ریسک‌گریز (RA): این استراتژی مربوط به حالتی است که عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی اثر نامطلوبی بر روی تابع هدف داشته باشد. به‌بیان‌دیگر تحقق واقعی پارامتر غیرقطعی، باعث افزایش تابع هدف از مقدار پایه خود شود. لذا این استراتژی به‌دنبال این است که به ازای یک مقدار مشخص و از پیش تعیین‌شده‌ای برای بدتر شدن تابع هدف از مقدار پایه خود، حداکثر مقدار شعاع عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی را بیابد. این بدین معنی است که مقادیر بهینه متغیرهای تصمیم‌گیری به‌گونه‌ای تعیین می‌شوند که حداکثر شعاع عدم قطعیت ممکن برای پارامتر غیرقطعی به ازای یک مقدار مشخصی از افزایش تابع هدف، به دست آید.

استراتژی ریسک‌جو (RS^{۱۲}): عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی همواره سبب بدتر شدن تابع هدف نمی‌شود. در این استراتژی، تحقق واقعی پارامتر غیرقطعی نه‌تنها اثر نامطلوبی بر روی مقدار تابع هدف ندارد، بلکه مقدار واقعی پارامتر غیرقطعی باعث کاهش تابع هدف از مقدار پایه خود می‌شود. درواقع در این استراتژی، تصمیم‌گیرنده به دنبال دستیابی به تابع هدفی کمتر از مقدار پایه، بر اثر تغییرات مثبت پارامتر غیرقطعی است.

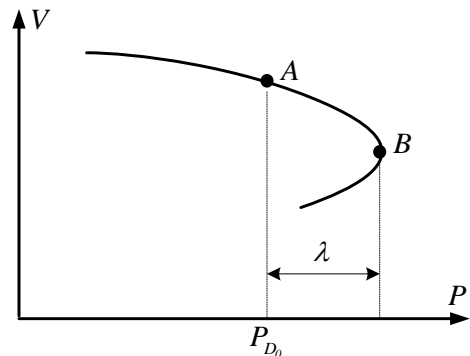
۳-۱- استراتژی ریسک‌گریز

این استراتژی تابع هدف را در برابر امکان خطا در پیش‌بینی پارامتر غیرقطعی ورودی مقاوم می‌سازد [۲۷]. این استراتژی عموماً توسط تصمیم‌گیرندگان محافظه‌کار استفاده می‌شود. مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری باید به‌گونه‌ای به دست آید که تابع هدف واقعی (f) در برابر انحراف پارامتر غیرقطعی γ نسبت به مقدار پیش‌بینی‌شده $\bar{\gamma}$ به‌صورت بهینه محاسبه شود. زمانی که تابع هدف در برابر حداکثر شعاع عدم قطعیت ایمن‌سازی شود، تصمیم‌گیری مقاوم به دست می‌آید. به‌بیان‌دیگر، تصمیم‌گیرنده مطمئن خواهد بود که به ازای تغییرات پارامتر غیرقطعی در محدوده شعاع عدم قطعیت به‌دست‌آمده، مقدار تابع هدف از حد مجازی که برای تعیین شعاع عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی در نظر گرفته شده است، تجاوز نخواهد کرد. روابط ریاضی توصیف‌کننده این استراتژی به‌صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$\mathcal{R}_C = \max_{X, \alpha} \alpha \quad (9)$$

$$H_i(X, \bar{\gamma}) \leq 0, \quad \forall i \in \Omega_I \quad (10)$$

$$G_j(X, \bar{\gamma}) = 0, \quad \forall j \in \Omega_E \quad (11)$$



شکل ۱: مفهوم حاشیه بارگذاری و حد بارپذیری به‌وسیله منحنی P-V

۳-۲ اصول روش تئوری تصمیم‌گیری بر مبنای شکاف اطلاعاتی (IGDT)

در این مقاله، از مدل IGDT ارائه‌شده در مرجع [۱۶] برای بررسی عدم قطعیت تولید توان مزارع بادی و ارتباط آن با حد بارپذیری استفاده شده است. روش پیشنهادی به هیچ اطلاعات اضافی نظیر تابع چگالی احتمال متغیرهای تصادفی نیازی ندارد. برخلاف روش برنامه‌ریزی تصادفی که متغیرهای خروجی به سناریوهای احتمالی وابسته هستند، پاسخ به‌دست‌آمده از روش IGDT دقیق و کارآمد است. در ادامه، این روش به‌طور مختصر توضیح داده می‌شود. مسائل بهینه‌سازی عموماً به‌صورت زیر بیان می‌شوند:

$$f = \min_X (f(X, \gamma)) \quad (1)$$

$$H_i(X, \gamma) \leq 0, \quad \forall i \in \Omega_I \quad (2)$$

$$G_j(X, \gamma) = 0, \quad \forall j \in \Omega_E \quad (3)$$

$$\gamma \in \Gamma \quad (4)$$

در معادلات فوق، γ پارامتر غیرقطعی ورودی است. همچنین، مجموعه عدم قطعیت‌ها در رفتار پارامتر غیرقطعی ورودی را توصیف می‌کند. پارامتر X مجموعه متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله است. تابع هدف (۱) که با $f(X, \gamma)$ نشان داده شده است، در حالت کلی هم به متغیر تصمیم‌گیری X و هم به پارامتر غیرقطعی ورودی γ وابسته است. توصیف ریاضی مجموعه عدم قطعیت به‌صورت زیر است:

$$\Gamma = \Gamma(\bar{\gamma}, \alpha) = \left\{ \gamma : \left| \frac{\gamma - \bar{\gamma}}{\bar{\gamma}} \right| \leq \alpha \right\} \quad (5)$$

در این معادله $\bar{\gamma}$ مقدار پیش‌بینی‌شده پارامتر غیرقطعی است. همچنین، α مقدار حداکثر انحراف ممکن پارامتر غیرقطعی از مقدار پیش‌بینی‌شده خود است که به آن شعاع عدم قطعیت (یا پارامتر عدم قطعیت) نیز اطلاق می‌شود.

یک استراتژی متداول با در نظر گرفتن معادلات (۴)-(۱) و با فرض این‌که پارامتر غیرقطعی هیچ انحرافی از مقدار پیش‌بینی‌شده خود نداشته باشد، به‌صورت زیر توصیف می‌شود. به این حالت اصطلاحاً حالت پایه (BC^{۱۱}) اطلاق می‌شود:

$$f_b = \min_X (f(X, \bar{\gamma})) \quad (6)$$

۴-۱- مدل پخش بهینه توان مقید به پایداری ولتاژ

• تابع هدف

تابع هدف مسئله OPF حداقل کردن هزینه پرداخت‌شده برای برقراری تعادل انرژی در شبکه است که به صورت معادله (۱۶) تعریف می‌شود.

$$TC = \min \left\{ \sum_{i \in NG} F_i(P_{G_i}) \right\} \quad (16)$$

$F_i(P_{G_i})$ تابع هزینه سوخت ($\$/h$) واحد حرارتی i ام است که معمولاً به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$F_i(P_{G_i}) = a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i \quad (17)$$

• قیود تساوی و نامساوی پخش بار

تابع هدف (۱۶) با توجه به قیود تساوی و نامساوی پخش بار، بهینه می‌شود. این قیود عبارت‌اند از قیود تساوی پخش بار و حدود بهره‌برداری و فیزیکی نظیر حدود ولتاژها، توان‌های راکتیو و غیره. نظر به اینکه مدل OPF ارائه‌شده مقید به پایداری ولتاژ است و با توجه به توضیحاتی که در بخش دوم در خصوص استفاده از شاخص حاشیه بارگذاری (یا حد بارپذیری) ارائه شد، برای فرموله کردن شاخص حاشیه بارگذاری، نیاز است که قیود تساوی و نامساوی نقطه کار فعلی و نقطه حد بارپذیری (شکل ۱ را در نظر بگیرید) به طور هم‌زمان نوشته شده و رابطه بین این قیود با استفاده از پارامتر بارگذاری (λ) مشخص شود. در ادامه به معرفی دقیق قیود مربوطه خواهیم پرداخت.

الف- قیود تساوی و نامساوی در نقطه کار فعلی

$$\left(\sum_{i=1}^{NG_b} P_{G_i} \right) + P_{w_b} - P_{D_b} = V_b \sum_{j=1}^{NB} V_j Y_{bj} \cos(\theta_b - \theta_j - \phi_{bj}) \quad (18)$$

$$\left(\sum_{i=1}^{NG_b} Q_{G_i} \right) + Q_{w_b} - Q_{D_b} = V_b \sum_{j=1}^{NB} V_j Y_{bj} \sin(\theta_b - \theta_j - \phi_{bj}) \quad (19)$$

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max}, \quad \forall i \in NG \quad (20)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max}, \quad \forall i \in NG \quad (21)$$

$$V_b^{\min} \leq V_b \leq V_b^{\max}, \quad \forall b \in NB \quad (22)$$

$$0 \leq S_\ell(V, \theta) \leq S_\ell^{\max}, \quad \forall \ell \in NL \quad (23)$$

$$0 \leq P_{w_b} \leq \Lambda_{w_b}, \quad \forall b \in NB_W \quad (24)$$

$$\kappa_{2_b} \times P_{w_b} \leq Q_{w_b} \leq \kappa_{1_b} \times P_{w_b}, \quad \forall b \in NB_W \quad (25)$$

(۱۸) و (۱۹) معادلات پخش توان در نقطه کار فعلی (نقطه A مطابق شکل ۱)، (۲۳)-(۲۰) نیز به ترتیب حدود توان‌های حقیقی، راکتیو، ولتاژ و اندازه توان ظاهری عبوری از خطوط می‌باشند. لازم به ذکر است که در روابط (۱۸) و (۱۹)، توان‌های حقیقی و راکتیو تزریقی از مزارع بادی نیز وارد شده‌اند. همچنین، رابطه (۲۴) حدود تولید توان از مزرعه بادی در شین b ام و رابطه (۲۵) نیز حدود توان راکتیو خروجی مزرعه بادی را در آن شین نشان می‌دهد.

$$f(X, \gamma) \leq \Delta_c \quad (12)$$

$$\Delta_c = f_b(X, \gamma) \times (1 + \beta), \quad \gamma \in \Gamma \quad (13)$$

$$\left| \frac{\gamma - \bar{\gamma}}{\bar{\gamma}} \right| \leq \alpha \quad (14)$$

$$0 \leq \beta \leq 1 \quad (15)$$

Δ_c مقدار بحرانی تابع هدف (یا حداکثر مقدار مجاز افزایش تابع هدف نسبت به مقدار پایه) است که غالباً توسط تصمیم‌گیرنده تعیین می‌شود. مطابق رابطه (۱۳)، این مقدار به صورت تابعی از مقدار پایه تابع هدف تعریف می‌شود. β که همان شعاع عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی مسئله است، یک متغیر مثبت است. در رابطه (۱۳) پارامتر β نیز همان درجه تحمل افزایش تابع هدف نسبت به مقدار پایه به دلیل عدم قطعیت‌های نامطلوب تعریف شده است، که مقدار آن توسط تصمیم‌گیرنده مشخص می‌شود.

در مدل ارائه‌شده در معادلات (۱۵)-(۹)، حداکثر شعاع عدم قطعیت β ، به گونه‌ای تعیین می‌شود که به ازای تغییرات پارامتر غیرقطعی γ مطابق رابطه (۱۴)، مقدار تابع هدف از محدوده مجاز تعیین شده در رابطه (۱۲) تجاوز نکند.

۳-۲- استراتژی ریسک‌جو

با توجه به اینکه در این مقاله به دنبال تعیین و کمینه کردن اثر نامطلوب عدم قطعیت در پارامتر ورودی (توان تولیدی از مزرعه بادی) هستیم و به دنبال ارائه رهیافتی مقاوم برای حل مسئله OPF با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها هستیم، لذا از بحث پیش‌تر درباره روش ریسک‌جو جهت رعایت اختصار و تمرکز بیشتر بر روی روش ریسک‌گریز، در این مقاله صرف نظر می‌کنیم. در خصوص روش ریسک‌جو توضیحات مفصل در مرجع [۲] داده شده است.

هدف از این مقاله تعیین اثر نامطلوب پارامتر غیرقطعی (توان تولیدی مزرعه بادی) بر روی تابع هدف مسئله است. با توجه به اینکه قید پایداری ولتاژ نیز در نظر گرفته شده است، استراتژی ریسک‌جو می‌تواند منجر به ایجاد مصالحه در این قید شود؛ به بیان دیگر تصمیم خوش‌بینانه‌ای که در استراتژی ریسک‌جو گرفته می‌شود، می‌تواند سبب شود که در شرایط واقعی سیستم، حاشیه پایداری ولتاژ از میزانی که در این تصمیم‌گیری خوش‌بینانه (ریسک‌پذیر) در نظر گرفته شده است، کمتر شده که این مسئله برای بهره‌بردار سیستم به هیچوجه قابل قبول نیست. زیرا تضمین پایداری سیستم از اهمیت بیش‌تری نسبت به کم‌تر شدن هزینه بهره‌برداری شبکه برخوردار است.

۴- مدل پخش بار بهینه مقید به پایداری ولتاژ

در این بخش به ارائه مدل پخش بهینه توان مقید به پایداری ولتاژ با استفاده از شاخص حد بارپذیری پرداخته و سپس به توسعه مدل ارائه‌شده خواهیم پرداخت که در آن با استفاده از رهیافت IGDT، عدم قطعیت در توان خروجی مزرعه بادی مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

$$\lambda \geq \lambda_{des} > 0 \quad (39)$$

(۳۹)-(۳۵) بیانگر این مسئله هستند که برای ژنراتورهایی که به حدود بالا یا پایین تولید توان راکتیو خود می‌رسند، دیگر اندازه ولتاژ در نقطه کار فعلی و نقطه حد بارپذیری یکسان نخواهند بود. مثلاً در صورتی که ژنراتوری توان راکتیو تولید کند ولی هنوز به حد بالای تولید توان راکتیو خود نرسیده باشد، قید (۳۶) غیرفعال (یا کوچک‌تر از صفر) بوده و متغیر اضافی $v_b^{up} = 0$ خواهد بود. با توجه به تولید توان راکتیو، قید (۳۷) نیز اساساً غیرفعال است و داریم $v_b^{dn} = 0$. در این صورت طبق رابطه (۳۵) ولتاژ ترمینال آن ژنراتور در نقطه کار فعلی و نقطه حد بارپذیری باهم برابر خواهند بود. در غیر این صورت، چنانچه اگر محدودیت (۳۶) فعال شود، با غیر صفر شدن v_b^{up} ، ولتاژ آن شین ژنراتوری در نقطه حد بارپذیری کم‌تر از نقطه فعلی خواهد شد. مشابه همین استدلال برای فعال شدن قید (۳۷) نیز وجود دارد.

نهایتاً، معادله (۳۹) شرط حداقل حاشیه بارگذاری را بیان می‌کند. این رابطه نشان می‌دهد که پارامتر بارگذاری بایستی از یک حاشیه بارپذیری مطلوب (λ_{des}) که توسط بهره‌بردار شبکه تعیین می‌شود، بزرگ‌تر باشد. به بیان دیگر، حد بارپذیری مطلوب باید برآورده شود.

۴-۲- پیاده‌سازی روش IGDت بر روی مسئله

در مدل ارائه‌شده برای VSC-OPF، پارامتر ورودی غیرقطعی، توان حقیقی تولیدشده توسط مزارع بادی است که در روابط (۱۸) و (۲۶) ظاهر شده است، در نتیجه مدل OPF مقید به پایداری ولتاژ در حالت پایه به صورت زیر تعریف می‌شود. لازم به یادآوری است که در حالت پایه، توان خروجی از مزارع بادی برابر مقدار تخمین زده شده (یا همان مقدار پیش‌بینی شده) خود است.

$$TC_b = \min_{DV} \left\{ \sum_i F_i(P_{G_i}) \right\}_{\forall P_{v_b} = \bar{P}_{v_b}} \quad (40)$$

Subject to:

$$(39) \text{ تا } (18) \quad (41)$$

در معادله (۴۰) TC_b هزینه کل تأمین انرژی در حالت پایه است که در آن پارامترهای غیرقطعی دقیقاً برابر مقدار پیش‌بینی شده متناظر است. رابطه (۴۱) نیز به این اشاره دارد که بایستی همه روابط (۱۸) تا (۳۹) به طور هم‌زمان در نظر گرفته شوند.

با توجه به استراتژی ریسک‌گریز که در بخش قبل ارائه شد، در یک سطح بار مشخص، کاهش توان تزریقی مزارع بادی از مقدار پیش‌بینی شده (یا تخمین زده شده) خود، منجر به افزایش توان تولیدی توسط واحدهای حرارتی شده و در نتیجه هزینه تولید توان نسبت به حالت پایه افزایش می‌یابد. لذا می‌توان خروجی واقعی از مزرعه بادی در شین b ام را برحسب مقدار پیش‌بینی شده خود، توسط رابطه (۴۵) بیان نمود. نهایتاً با توجه به توضیحاتی که پیش‌تر در خصوص رهیافت ریسک‌گریز ارائه شد، مدل OPF مقید به پایداری ولتاژ به صورت زیر خواهد بود:

$$\max_{DV} \alpha \quad (42)$$

ب- قیود تساوی و نامساوی در نقطه حد بارپذیری

$$\left(\sum_{i=1}^{NG_b} \hat{P}_{G_i} \right) + P_{w_b} - \hat{P}_{D_b} = \hat{V}_b \sum_{j=1}^{NB} \hat{V}_j Y_{bj} \cos(\hat{\theta}_b - \hat{\theta}_j - \phi_{bj}) \quad (26)$$

$$\left(\sum_{i=1}^{NG_b} \hat{Q}_{G_i} \right) + Q_{w_b} - \hat{Q}_{D_b} = \hat{V}_b \sum_{j=1}^{NB} \hat{V}_j Y_{bj} \sin(\hat{\theta}_b - \hat{\theta}_j - \phi_{bj}) \quad (27)$$

$$\hat{P}_{D_b} = (1 + k_{D_b} \lambda) \times P_{D_b}, \quad \forall b \in NB \quad (28)$$

$$\hat{Q}_{D_b} = (1 + k_{D_b} \lambda) \times Q_{D_b}, \quad \forall b \in NB \quad (29)$$

$$\hat{P}_{G_i} = \min(P_{G_i}^{\max}, (1 + k_{G,i} \lambda) \times P_{G_i}), \quad \forall i \in NG \quad (30)$$

$$P_{G_i}^{\min} \leq \hat{P}_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max}, \quad \forall i \in NG \quad (31)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq \hat{Q}_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max}, \quad \forall i \in NG \quad (32)$$

$$\hat{V}_b^{\min} \leq \hat{V}_b \leq \hat{V}_b^{\max}, \quad \forall b \in NB \quad (33)$$

$$0 \leq \hat{S}_\ell(V, \theta) \leq S_\ell^{\max}, \quad \forall \ell \in NL \quad (34)$$

(۲۶) و (۲۷) معادلات پخش توان در نقطه حد بارپذیری (نقطه B مطابق شکل ۱)، (۲۸) و (۲۹) نیز الگوی افزایش توان مصرفی بارها از نقطه کار فعلی تا نقطه حد بارپذیری (یعنی از A به B در شکل ۱)، (۳۰) نیز الگوی افزایش توان تولیدی ژنراتورها برای تأمین افزایش بار از نقطه A تا نقطه B و (۳۱)-(۳۴) نیز به ترتیب حدود توان‌های حقیقی، راکتیو، ولتاژ و اندازه توان ظاهری عبوری از خطوط در نقطه حد بارپذیری شبکه می‌باشند.

لازم به ذکر است که روابط (۲۸)-(۳۰) رابطه بین بار مصرفی و توان تولیدی در نقطه حد بارپذیری را برحسب مقادیر متناظر در نقطه کار فعلی و با استفاده از پارامتر بارگذاری (λ) نشان می‌دهند. از این رو می‌توان گفت که نقطه حد بارپذیری به صورت پارامتری برحسب نقطه کار فعلی بیان شده است.

• قیود مربوط به پایداری ولتاژ و حد بارپذیری

علاوه بر قیود (۳۰)-(۲۸) که ارتباط بین نقاط کار فعلی و حد بارپذیری را به صورت پارامتری نشان می‌دهند، اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری در این دونقطه نیز باهم رابطه دارند. همان‌طور که در بخش دوم نیز توضیح داده شد تا زمانی که ژنراتورها به حدود توان راکتیو خود نرسند، ولتاژ شین‌های ژنراتوری ثابت خواهد بود. با افزایش بار سیستم، توان راکتیو خروجی ژنراتورها افزایش می‌یابد و کم‌کم به حد بالای خود، یعنی Q_G^{\max} می‌رسد. پس از اینکه ژنراتوری به حد بالای توان راکتیو خود رسید، دیگر قابلیت تثبیت ولتاژ ترمینال خود را نخواهد داشت. با ادامه افزایش بار، ولتاژ ترمینال ژنراتور کاهش می‌یابد. این بدین معنی است که اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری لزوماً در نقطه کار فعلی و نقطه حد بارپذیری باهم برابر نیست. برای بیان ریاضی این موضوع، روابط (۳۹)-(۳۵) را در نظر بگیرید [۲۸].

$$\hat{V}_b = V_b + v_b^{dn} - v_b^{up} \quad (35)$$

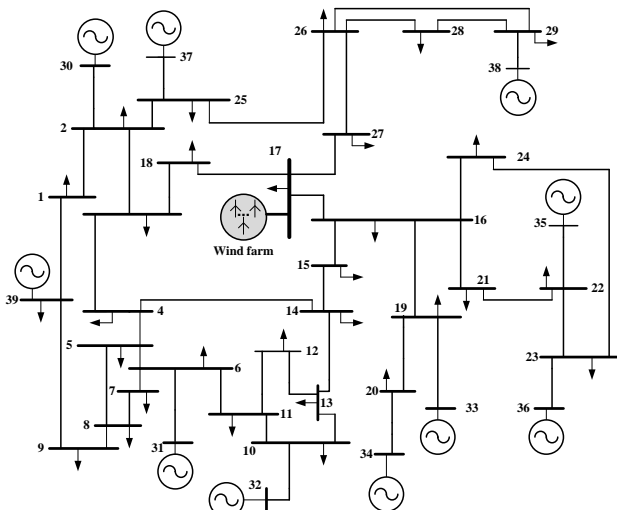
$$(Q_{G_i}^{\max} - Q_{G_i}) \times v_b^{up} \leq 0 \quad (36)$$

$$(Q_{G_i} - Q_{G_i}^{\min}) \times v_b^{dn} \leq 0 \quad (37)$$

$$v_b^{dn}, v_b^{up} \geq 0 \quad (38)$$

منابع تأمین انرژی شبکه، مزرعه بادی و واحدهای حرارتی هستند. دیاگرام تک‌خطی این سیستم در شکل ۲ نشان داده شده است. بار کل این سیستم برابر ۲۳/۶۲۵۴ MW است.

با توجه به ابعاد شبکه مورد مطالعه، تعداد کل متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله (یا همان متغیرهای کنترلی) برابر ۲۰ است (۱۰ متغیر برای توان خروجی ژنراتورها و ۱۰ متغیر برای اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری). تعداد کل متغیرهای مسئله نیز با در نظر گرفتن متغیرهای کنترلی، حالت و وابسته برابر برابر ۲۴۵ است.



شکل ۲: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۳۹ شینه IEEE

در بخش اول شبیه‌سازی‌ها بر روی این شبکه، ابتدا VSC-OPF در حالت BC حل می‌شود. به بیان دیگر در این حالت توان تولیدی مزرعه بادی با مقدار پیش‌بینی شده (یا تخمین زده شده) خود برابر است. سپس مسئله VSC-OPF به ازای میزان مجاز افزایش هزینه و یک مقدار مشخص برای حد بارپذیری مورد بررسی قرار خواهد گرفت. این تحلیل، همان استراتژی ریسک‌گریز است که پیش‌تر معرفی گردید.

در بخش دوم، با انجام تحلیل حساسیت به بررسی تأثیر تغییرات حد بارپذیری بر روی شعاع عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی خواهیم پرداخت. این مطالعه از این جهت حائز اهمیت است که اثر تغییرات حاشیه بارگذاری مطلوب را بر روی حداکثر شعاع عدم قطعیت پارامتر غیرقطعی نشان می‌دهد. لذا می‌توان پی برد که تولید توان از مزرعه بادی به چه میزان امکان تغییر دارد، به گونه‌ای که یک حاشیه پایداری ولتاژ مطلوب تأمین شود.

در بخش سوم نیز به ارزیابی مقاوم بودن نتایج به دست آمده از استراتژی ریسک‌گریز و برتری آن نسبت به نتایج حالت پایه خواهیم پرداخت.

۱-۱-۵ - جایابی بهینه مزرعه بادی

فرض بر این است که قرار است یک مزرعه بادی با ظرفیت نامی ۱۵۰۰ MW در این شبکه بهره‌برداری شود. برای تعیین محل بهینه

Subject to:

$$(43) \quad (39)-(18)$$

$$(44) \quad TC \leq TC_b \times (1 + \beta)$$

$$(45) \quad P_{w_b} = \bar{P}_{w_b} \times (1 - \alpha)$$

۳-۴ - متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله

متغیرهای تصمیم‌گیری (یا متغیرهای کنترلی) در مدل VSC-OPF پیشنهادی، همان توان‌های حقیقی خروجی ژنراتورها و ولتاژ شین‌های ژنراتوری هستند. لازم به ذکر است که متغیرهایی نظیر اندازه و زاویه ولتاژ شین‌های بار، زاویه ولتاژ شین‌های ژنراتوری، توان راکتیو خروجی ژنراتورها و مزرعه بادی و همچنین توان عبوری از خطوط، متغیرهای وابسته هستند که با حل مسئله VSC-OPF و هم‌زمان با تعیین مقادیر بهینه متغیرهای تصمیم‌گیری شبکه، مقدار این متغیرهای وابسته نیز تعیین خواهد شد. پس:

$$(46) \quad DV = X = \begin{cases} P_{G_i}, \forall i \in NG \\ V_b, \forall b \in NB_G \end{cases}$$

۵ - شبیه‌سازی و نتایج عددی

در این بخش شبیه‌سازی‌ها و نتایج عددی بر روی دو شبکه استاندارد ۳۹ و ۱۱۸ شینه IEEE ارائه می‌شوند. ابتدا نتایج عددی به دست آمده بر روی شبکه ۳۹ شینه ارائه می‌شود که شامل جایابی بهینه مزرعه بادی، تحلیل استراتژی ریسک‌گریز، تحلیل حساسیت بر روی پارامترهای مختلف و ارزیابی مقاوم بودن نتایج به دست آمده از استراتژی ریسک‌گریز است. سپس نتایج عددی مربوط به شبکه ۱۱۸ شینه ارائه خواهد شد.

مدل VSC-OPF پیشنهادی با در نظر گرفتن عدم قطعیت تولید توان مزرعه بادی در محیط نرم‌افزار بهینه‌سازی GAMS [۲۹]، پیاده‌سازی شده است. برای تحلیل این مسئله از حل‌کننده CONOPT4 در یک کامپیوتر شخصی با مشخصات زیر استفاده شده است:

Intel@Core™i5-3210M CPU @ 2.50GHz, 8GB RAM

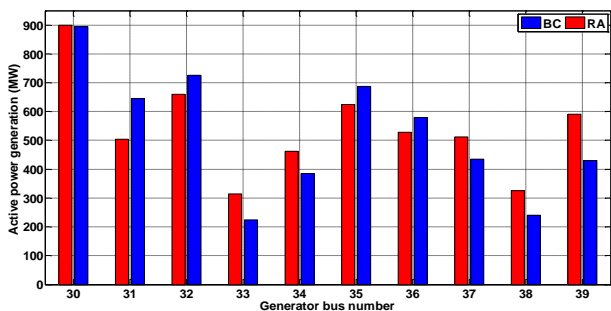
۱-۵ - شبیه‌سازی بر روی شبکه ۳۹ شینه IEEE

مدل پخش بار بهینه مقید به حد بارپذیری و عدم قطعیت تولید توان مزارع بادی بر روی شبکه ۳۹ شینه IEEE پیاده‌سازی شده است. این شبکه دارای ۱۰ واحد ژنراتوری و ۴۶ خط است. اطلاعات مربوط به پخش بار این شبکه در مرجع [۳۰]، موجود است. در جدول پ-۱ پیوست، اطلاعات مربوط به واحدهای ژنراتوری داده شده است.

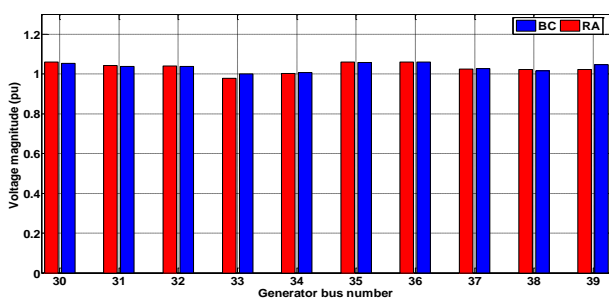
در شبیه‌سازی‌ها نیز ضرایب K_1 و K_2 در معادله (۲۵) به ترتیب برابر $+0/75$ و $-0/75$ در نظر گرفته شده‌اند، تا محدوده عملکرد زیر تحریک تا فوق تحریک مزرعه بادی پوشش داده شود.

مدت‌زمان لازم برای حل این مدل در استراتژی ریسک‌گریز برابر ۳/۷۹ ثانیه است. طبق رابطه (۴۴)، هزینه کل در این استراتژی برابر است با $54636/206 \text{ \$/h}$ و شعاع عدم‌قطعیت تولید توان مزرعه بادی برابر 0.168 (یا $16/8 \%$) به دست می‌آید. مطابق رابطه (۴۵)، در این حالت توان واقعی تولیدی از مزرعه بادی $873/9 \text{ MW}$ خواهد بود. مقدار بهینه توان‌های تولیدی توسط واحدهای حرارتی در شکل ۴ و اندازه بهینه ولتاژ شین‌های ژنراتوری در این حالت نیز شکل ۵ نشان داده شده است.

همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده شده است، در استراتژی RA، توان حقیقی خروجی واحدها نسبت به حالت BC متفاوت است. با کاهش توان تولیدی از مزرعه بادی، توان خروجی ژنراتورهای موجود در شین‌های ۳۰، ۳۳، ۳۴، ۳۷-۳۹ نسبت به حالت BC افزایش می‌یابد و تولید توان در سایر ژنراتورها کاهش می‌یابد. همان‌طور که از شکل ۲ می‌توان ملاحظه نمود، بیش‌تر ژنراتورهایی که در نزدیکی مزرعه بادی قرار دارند، به دلیل کاهش توان مزرعه بادی با افزایش توان خروجی مواجه شده‌اند تا بتوانند بار مصرفی شین‌های اطراف مزرعه بادی را تأمین نمایند. همچنین شکل ۵ نشان می‌دهد که ولتاژ شین‌های ژنراتوری در دو حالت BC و RA تفاوت چندانی ندارد.



شکل ۴: توان حقیقی تزریقی توسط ژنراتورها در دو حالت BC و RA در شبکه ۳۹ شینه



شکل ۵: اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری در دو حالت BC و RA در شبکه ۳۹ شینه

۵-۱-۳- تحلیل حساسیت

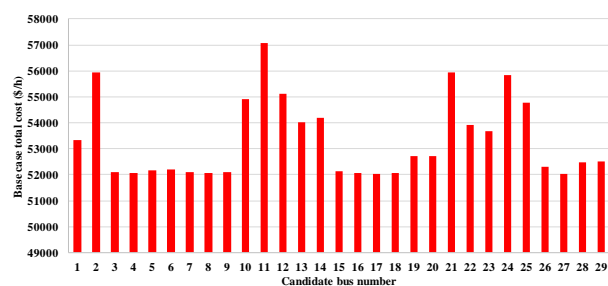
در این قسمت به بررسی حساسیت پارامتر عدم‌قطعیت، حد بارپذیری مطلوب و افزایش هزینه نسبت به یکدیگر می‌پردازیم. شکل ۶ حساسیت پارامتر عدم‌قطعیت (α)، نسبت به تغییر میزان حد بارپذیری مطلوب (λ_{des}) را به ازای β های مختلف نشان می‌دهد. همان‌گونه که از شکل ۶ مشاهده می‌شود، با افزایش حد بارپذیری

اتصال این مزرعه بادی، مسئله VSC-OPF در حالت پایه به ازای محل اتصال‌های مختلف (شین‌های مختلف) حل می‌شود. بهترین محل برای اتصال مزرعه بادی به شبکه شینی است که به ازای آن، هزینه کل کم‌ترین مقدار باشد. شکل ۳ مقدار هزینه در حالت پایه را به‌ازای اتصال مزرعه بادی در شین‌های ۱ تا ۲۹ (شین‌های بار شبکه) نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشخص است، شین شماره ۱۷ بهترین محل برای نصب مزرعه بادی است، زیرا هزینه به‌دست‌آمده در حالت پایه به‌ازای نصب مزرعه بادی در این شین، برابر $52034/482 \text{ \$/h}$ است، که کم‌ترین مقدار است. لذا در ادامه شبیه‌سازی‌ها محل اتصال مزرعه بادی به شبکه شین شماره ۱۷ در نظر گرفته می‌شود که در شکل ۲ نیز نشان داده شده است.

البته به ازای جایابی مزرعه بادی در شین‌های ۲۷، ۱۸ و ۱۶ نیز هزینه نزدیک به مقدار فوق‌الذکر به دست می‌آید و می‌توان از این شین‌ها نیز به‌عنوان اولویت‌های بعدی برای اتصال مزرعه بادی به شبکه استفاده نمود.

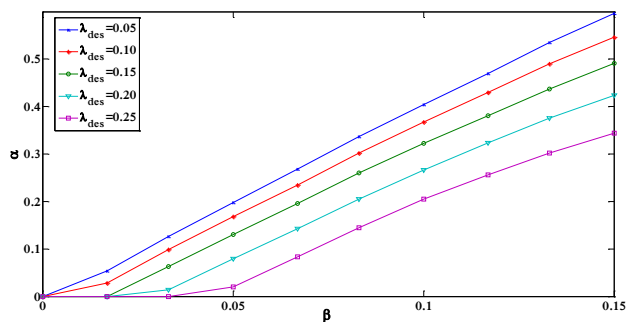
۵-۱-۲- حل مسائل VSC-OPF در حالت‌های پایه و استراتژی ریسک‌گریز

در این حالت ابتدا با فرض اینکه توان تولیدی مزرعه بادی با مقدار پیش‌بینی‌شده خود یکسان است، مسئله VSC-OPF در حالت پایه تحلیل می‌شود. فرض بر این است که مقدار پیش‌بینی‌شده برای توان تولیدی از مزرعه بادی، برابر ۷۰٪ مقدار نامی، یعنی 1050 MW است. مقدار به‌دست‌آمده برای تابع هدف (هزینه کل) در حالت پایه برابر $52034/482 \text{ \$/h}$ است. مقادیر بهینه توان حقیقی تولیدی توسط واحدهای حرارتی برای حالت پایه در شکل ۴ داده شده است. همچنین، مقادیر بهینه به‌دست‌آمده برای ولتاژ شین‌های ژنراتوری در شکل ۵ نشان داده شده است.

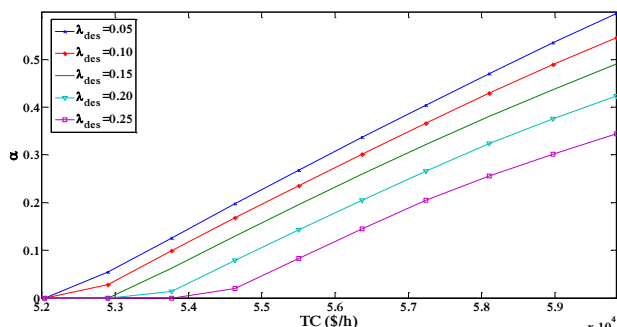


شکل ۳: هزینه حالت پایه به ازای شین‌های مختلف کاندید برای نصب مزرعه بادی در شبکه ۳۹ شینه

برای پیاده‌سازی استراتژی ریسک‌گریز، فرض می‌شود که حداکثر ۵٪ افزایش هزینه نسبت مقدار پایه توسط بهره‌بردار سیستم قابل تحمل بوده و حداقل حاشیه بارگذاری مطلوب برابر ۱۰٪ است. پس مدل VSC-OPF (یعنی روابط (۴۵)-(۴۲)) به ازای $\beta = 0.105$ (۵٪ افزایش هزینه) و $\lambda_{des} = 0.1$ (۱۰ درصد حد بارپذیری) حل می‌شود و حداکثر شعاع عدم قطعیت در تولید توان از مزرعه بادی به دست می‌آید.



شکل ۷: تغییرات α برحسب تغییرات β به ازای λ_{des} های مختلف در شبکه ۳۹ شینه



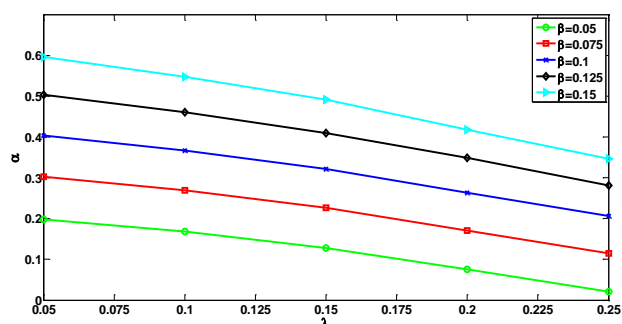
شکل ۸: منحنی تغییرات α به ازای تغییرات کل هزینه تولیدی در λ_{des} های مختلف در شبکه ۳۹ شینه

همچنین به ازای یک شعاع عدم قطعیت مشخص، با افزایش حاشیه بارگذاری مطلوب، هزینه بهره‌برداری بیشتری به سیستم تحمیل خواهد شد. این بدین معنی است که تضمین هم‌زمان حاشیه بارگذاری مطلوب بزرگ‌تر و شعاع عدم قطعیت بیشتر، مستلزم تحمیل هزینه بهره‌برداری بالاتر است.

۱-۵-۴- ارزیابی نتایج به دست آمده از استراتژی ریسک‌گریز

در این قسمت برای ارزیابی نتایج به دست آمده از استراتژی ریسک‌گریز، ابتدا اعدادی تصادفی برای توان خروجی مزرعه بادی در بازه $[(1-\alpha)\bar{P}_{w_b}, \Lambda_{w_b}]$ تولید می‌شود و سپس با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و با توجه به مجموعه اعداد تصادفی تولیدشده در بازه فوق، مسئله VSC-OPF حل می‌شود. در صورتی که استراتژی RA مقاوم باشد، بایستی به ازای همه اعداد مجموعه فوق، هزینه به دست آمده کمتر از مقداری باشد که در روش RA به دست آمد (یعنی بایستی برای همه نمونه‌ها داشته باشیم: $TC \leq TC_{bc} \times (1+\beta)$). در اینجا با استفاده از توزیع یکنواخت، ۱۰۰۰ نمونه تصادفی در بازه $[۸۷۳/۹ \text{ MW}, ۱۵۰۰ \text{ MW}]$ برای پارامتر غیرقطعی مسئله تولید می‌شود. شکل ۹ هزینه به دست آمده از روش مونت کارلو را با مقدار به دست آمده در استراتژی RA در روش IGDT مقایسه می‌کند. هیستوگرام آبی‌رنگ فراوانی هزینه به دست آمده از روش مونت کارلو را نشان می‌دهند و نمودار قرمز رنگ نیز حداکثر هزینه قابل تحمل در استراتژی RA روش IGDT را نشان می‌دهد. همان‌طور که از این شکل مشهود است، حداکثر هزینه در روش مونت کارلو $۵۳۹۸۴/۸۷ \text{ S/h}$ است. در این روش میانگین هزینه و ضریب انحراف استاندارد هزینه به ترتیب

مطلوب شعاع عدم قطعیت در تولید توان از مزرعه بادی کاهش می‌یابد. با تغییر حد بارپذیری از $۰/۰۵$ تا $۰/۲۵$ به ازای $\beta = ۰/۰۵$ افزایش هزینه، شعاع عدم قطعیت از $۰/۱۹۸$ به $۰/۰۲۱$ کاهش یافته است. این بدین معنی است که حاشیه بارگذاری مجاز و شعاع عدم قطعیت تولید توان از مزرعه بادی رابطه عکس باهم دارند و برای حفظ حاشیه بارگذاری بیشتر، میزان کم‌تری از شعاع عدم قطعیت قابل تحمل است. همچنین ملاحظه می‌شود که با افزایش درصد مجاز افزایش هزینه (β)، در یک مقدار مشخصی از حد بارپذیری مجاز، شعاع عدم قطعیت بزرگ‌تری وجود خواهد داشت. با توجه به این شکل ملاحظه می‌شود که به ازای $\beta = ۰/۰۵$ و $\lambda = ۰/۱$ ، عدم قطعیت برابر $۰/۱۶۸$ ($۰/۱۶/۸$) خواهد شد که همان مقداری است که در استراتژی ریسک‌گریز در قسمت قبل به دست آمد.



شکل ۶: تغییرات شعاع عدم قطعیت برحسب λ_{des} به ازای β مختلف در شبکه ۳۹ شینه

نمودار تغییرات α برحسب β با در نظر گرفتن λ های مختلف در شکل ۷ نشان داده شده است. از این شکل ملاحظه می‌شود که با افزایش حد بارپذیری مطلوب شعاع عدم قطعیت کاهش پیدا می‌کند. به گونه‌ای که به ازای $\lambda_{des} = ۰/۰۵$ ، با افزایش β از صفر تا $۰/۱۵$ ، شعاع عدم قطعیت از صفر تا $۰/۵۹/۶$ افزایش می‌یابد. به ازای $\lambda_{des} = ۰/۲۵$ ، در β های کم‌تر از $۰/۰۵$ شعاع عدم قطعیت برابر صفر بوده و نهایتاً با افزایش β به $۰/۱۵$ ، حداکثر شعاع عدم قطعیت به $۰/۳۴/۴$ می‌رسد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش حد بارپذیری مطلوب، به ازای مقادیر کوچک β افزایش α ناچیز و تقریباً برابر صفر است. حساسیت پارامتر α نسبت به افزایش هزینه در شکل ۸ نشان داده شده است. همان‌طور که از این شکل ملاحظه می‌شود، با افزایش حد بارپذیری مطلوب، عدم قطعیت در نظر گرفته شده برای توان تولیدی مزرعه بادی کاهش می‌یابد. از این شکل ملاحظه می‌شود که برای اینکه هزینه بهره‌برداری از یک مقدار مشخصی کم‌تر باشد، در λ_{des} های کوچک‌تر شعاع عدم قطعیت بزرگ‌تری قابل تحمل است.

این حالت نیز با فرض این که توان خروجی همه ژنراتورها به جز ژنراتور شین ۳۸، ثابت و برابر مقدار به دست آمده از استراتژی RA باشد، مسئله VCS-OPF با در نظر گرفتن توان خروجی مزرعه بادی برابر ۱۰۵۰ MW حل شده و مقدار هزینه برابر ۵۲۷۱۳/۹۳۳\$/h به دست می‌آید. این نشان‌دهنده کاهش هزینه‌ای برابر با ۱۹۲۲/۲۶۸\$/h نسبت به آنچه در استراتژی RA به دست آمد، است.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، میزان کاهش هزینه در حالت دوم نسبت به میزان افزایش هزینه در حالت اول کم‌تر است که مؤید این نکته است که در صورت استفاده از استراتژی RA، بهره‌بردار شبکه ریسک افزایش هزینه کم‌تری را نسبت به حالت BC متحمل خواهد شد.

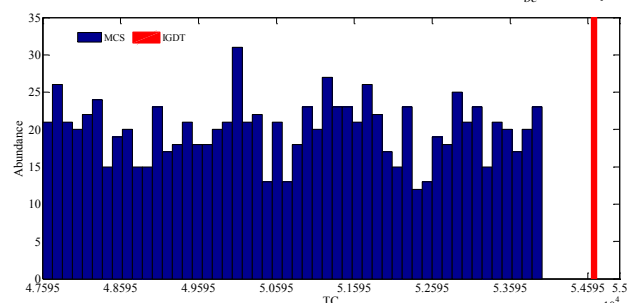
همچنین ملاحظه می‌شود که در حالت اول و به ازای عدم تحقق مقدار پیش‌بینی شده توان خروجی مزرعه بادی، هزینه به دست آمده (یعنی ۵۵۲۷۳/۰۶۳\$/h) بیش‌تر از هزینه به دست آمده از استراتژی RA (یعنی ۵۴۶۳۶/۲۰۶\$/h) است که مؤید این مطلب است که در صورت لحاظ نمودن عدم قطعیت توان خروجی مزرعه بادی، ممکن است بهره‌بردار سیستم در شرایط بهره‌برداری واقعی متحمل هزینه بالاتری نسبت به استراتژی RA شود.

۵-۲- پیاده‌سازی بروی شبکه ۱۱۸ شینه IEEE

این شبکه دارای ۵۴ شین ژنراتوری، ۶۴ شین بار و ۱۸۶ خط انتقال می‌باشد. اطلاعات این سیستم شامل اطلاعات بارها، واحدهای تولیدی و خطوط انتقال در مرجع [۳۰] داده شده است. مشابه تحلیلی که در بخش ۵-۱-۱ انجام گرفت، در این شبکه نیز جایابی بهینه مزرعه بادی به ظرفیت ۲۰۰۰ MW انجام شده است که نتیجه آن در شکل ۱۰ نشان داده شده است. فرض بر این است که مقدار پیش‌بینی شده برای توان تولیدی از مزرعه بادی، برابر ۸۰٪ مقدار نامی، یعنی ۱۶۰۰ MW است. همان‌طور که در این شکل مشخص است، به ازای اتصال مزرعه بادی به شین شماره ۳۸، هزینه در حالت پایه برابر ۲۰۱۵۴۲/۳۹۴\$/h به دست می‌آید که کم‌ترین مقدار هزینه است. لذا شین شماره ۳۸ بهترین مکان برای نصب مزرعه بادی در این شبکه است. البته به ازای جایابی مزرعه بادی در شین‌های ۶۳، ۶۴ و ۶۸ نیز هزینه نزدیک به مقدار فوق‌الذکر به دست می‌آید و می‌توان از این شین‌ها نیز به‌عنوان اولویت‌های بعدی برای اتصال مزرعه بادی به شبکه استفاده نمود.

با توجه به ابعاد این شبکه، تعداد کل متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله (یا همان متغیرهای کنترلی) برابر ۱۰۸ است (۵۴ متغیر برای توان خروجی ژنراتورها و ۵۴ متغیر برای اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری). تعداد کل متغیرهای مسئله نیز با در نظر گرفتن متغیرهای کنترلی، حالت و وابسته برابر ۸۷۷ است.

برابر ۵۰۶۷۲/۱۴\$/h و ۰/۰۳۸۱۵۴ خواهند شد. در حالی که حداکثر هزینه به دست آمده از روش IGDT برابر ۵۴۶۳۶/۲۰۶\$/h است. با مقایسه این دو مقدار، مقاوم بودن پاسخ به دست آمده از روش IGDT کاملاً مشهود است. زیرا برای تمام حالت‌های ممکن برای تابع هدف (هزینه کل) ناشی از عدم قطعیت تولید توان از مزرعه بادی، $TC \leq TC_{bc} \times (1 + \beta)$ است.



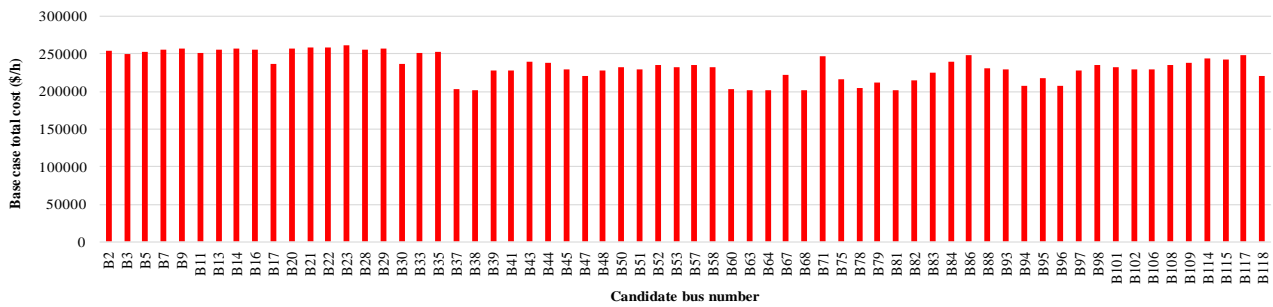
شکل ۹: نمودار فراوانی مجموع هزینه در روش‌های مونت کارلو و IGDT در شبکه ۳۹ شینه

اکنون برای مقایسه مزیت استفاده از استراتژی RA مقایسه زیر انجام می‌پذیرد:

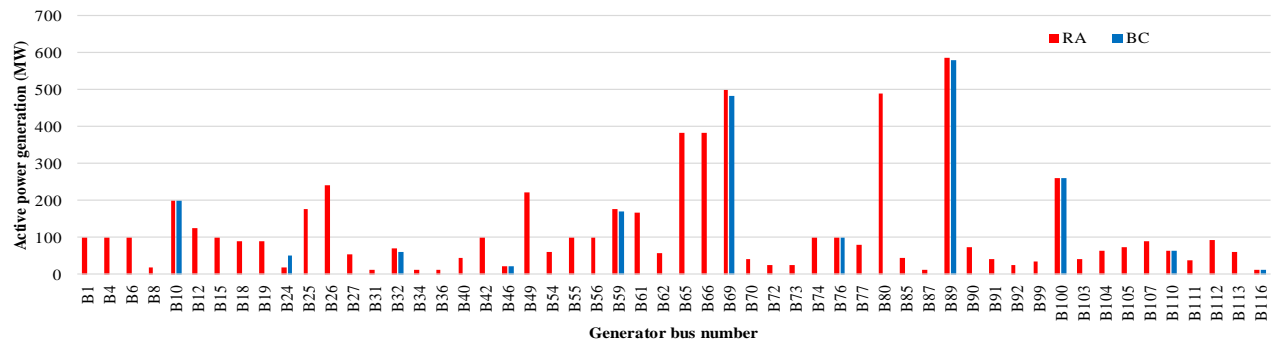
حالت اول: همان‌طور که پیش‌تر نیز دیدیم، در حالت BC و با فرض این که توان تولیدی مزرعه بادی برابر مقدار پیش‌بینی شده ۱۰۵۰ MW باشد، هزینه کل برابر ۵۲۰۳۴/۴۸۲\$/h به دست می‌آید. حال فرض می‌کنیم که به ازای توان‌های تولیدی نیروگاه‌ها در این حالت (که در شکل ۴ نشان داده شده است)، در واقعیت توان پیش‌بینی شده مزرعه بادی محقق نشده و همان توانی محقق شود که در استراتژی RA محاسبه شد، یعنی ۸۷۳/۹ MW. حال فرض می‌کنیم که به ازای توان‌های تولیدی نیروگاه‌ها در این حالت (که در شکل ۴ نشان داده شده است)، در واقعیت توان پیش‌بینی شده مزرعه بادی محقق نشده و همان توانی محقق شود که در استراتژی RA محاسبه شد، یعنی ۸۷۳/۹ MW. در این صورت و با فرض این که توان خروجی همه ژنراتورها به جز ژنراتور شین ۳۸ (که برای برقراری تعادل توان قادر به تغییر توان خروجی خود است)، ثابت بوده و برابر همان مقدار به دست آمده از حالت BC باشند، دوباره مسئله VSC-OPF حل می‌شود.

مقدار به دست آمده برای هزینه کل در این حالت برابر ۵۵۲۷۳/۰۶۳\$/h است که به میزان ۳۲۳۸/۵۸۱\$/h بیش‌تر از هزینه به دست آمده در حالت BC است.

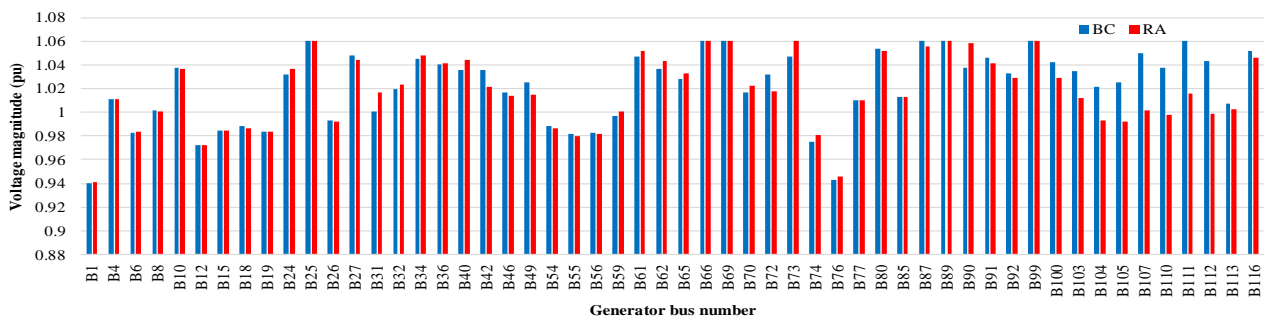
حالت دوم: در اینجا برعکس حالت اول، فرض می‌شود که به ازای برنامه‌ریزی به دست آمده از استراتژی RA (که در آن به ازای شعاع عدم قطعیت ۰/۱۶۸ و توان مزرعه بادی ۸۷۳/۹ MW، مقدار هزینه برابر ۵۴۶۳۶/۲۰۶\$/h به دست آمد)، در واقعیت توان خروجی پیش‌بینی شده مزرعه بادی محقق شود (یعنی توان ۱۰۵۰ MW نه ۸۷۳/۹ MW). در



شکل ۱۰: هزینه حالت پایه به ازای شین‌های مختلف کاندید برای نصب مزرعه بادی در شبکه ۱۱۸ شینه



شکل ۱۱: توان حقیقی تزریقی توسط ژنراتورها در دو حالت RA و BC در شبکه ۱۱۸ شینه



شکل ۱۲: اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری در دو حالت RA و BC در شبکه ۱۱۸ شینه

مزرعه بادی به دست می‌آید. مدت‌زمان لازم برای حل این مدل در استراتژی ریسک‌گریز برابر $30/48$ ثانیه است. طبق رابطه (۴۴)، هزینه کل در این استراتژی برابر است با $211619/513$ \$/h و شعاع عدم قطعیت تولید توان مزرعه بادی برابر $0/1186$ (یا $11/6\%$) به دست می‌آید. مطابق رابطه (۴۵)، در این حالت توان واقعی تولیدی از مزرعه بادی $1302/4$ MW خواهد بود. مقدار بهینه توان‌های تولیدی توسط واحدهای حرارتی در شکل ۱۱ و اندازه بهینه ولتاژ شین‌های ژنراتوری در این حالت نیز شکل ۱۲ نشان داده شده است.

۲-۲-۵- تحلیل حساسیت

در این قسمت به بررسی حساسیت پارامتر عدم قطعیت، حد بارپذیری مطلوب و افزایش هزینه نسبت به یکدیگر می‌پردازیم. شکل ۱۳ حساسیت پارامتر α نسبت به تغییر میزان حد بارپذیری مطلوب (λ_{des}) را به ازای β های مختلف نشان می‌دهد. همان‌گونه که از

۵-۲-۱- حل مسائل VSC-OP در حالت‌های پایه و استراتژی ریسک‌گریز

مشابه شبکه ۳۹ شینه روش‌های تحلیل حساسیت برای نشان دادن حساسیت عدم قطعیت در تولید مزرعه بادی به‌ازای تغییرات حد بارپذیری و درصد افزایش هزینه در این شبکه نیز پیاده‌سازی شده است. مسئله VSC-OPF در حالت پایه تحلیل می‌شود.

مقدار به‌دست‌آمده برای تابع هدف (هزینه کل) در حالت پایه برابر $201542/394$ \$/h است. مشابه شبکه ۳۹ شینه، برای پیاده‌سازی استراتژی ریسک‌گریز فرض می‌شود که حداکثر 5% افزایش هزینه نسبت مقدار پایه توسط بهره‌بردار سیستم قابل‌تحمل بوده و حداقل حاشیه بارگذاری مطلوب برابر 10% است. به‌بیان‌دیگر، مدل VSC-OPF به ازای $\beta = 0/05$ (5% افزایش هزینه) و $\lambda_{des} = 0/1$ (10% درصد حد بارپذیری) حل می‌شود و حداکثر شعاع عدم قطعیت در تولید توان از

شکاف اطلاعاتی استفاده شده است که با استفاده از این روش و بدون داشتن اطلاعات خاصی از توزیع احتمالی باد، عدم قطعیت ذاتی موجود در تولید توان از مزرعه بادی به نحو مناسبی پوشش داده شد. مدل ارائه‌شده از حد بارپذیری به‌عنوان قید اصلی پایداری ولتاژ در مسئله VSC-OPF بهره می‌گیرد.

نتایج عددی به‌دست‌آمده از طریق نرم‌افزار GAMS بر روی شبکه‌های استاندارد ۳۹ و ۱۱۸ شینه IEEE، نشان می‌دهند که به ازای یک حد مجاز برای افزایش هزینه نسبت به مقدار پایه، با افزایش حد بارپذیری مطلوب شعاع عدم قطعیت مجاز در تولید توان مزرعه بادی کاهش می‌یابد. همچنین به ازای یک شعاع عدم قطعیت مشخص، با افزایش حاشیه بارگذاری مطلوب، هزینه بهره‌برداری بیشتری به سیستم تحمیل خواهد شد. این بدین معنی است که تضمین هم‌زمان حاشیه بارگذاری مطلوب بزرگ‌تر و شعاع عدم قطعیت بیشتر، مستلزم تحمیل هزینه بهره‌برداری بالاتر است.

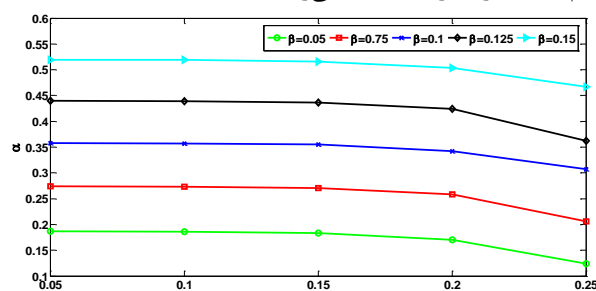
همچنین مقاوم بودن نتیجه به‌دست‌آمده در استراتژی RA روش IGDT با شبیه‌سازی مونت‌کارلو، تصدیق شد. همچنین نشان داده شد که در صورت لحاظ نکردن عدم قطعیت موجود در توان خروجی مزرعه بادی، ممکن است بهره‌بردار سیستم در شرایط بهره‌برداری واقعی متحمل هزینه بالاتری نسبت به مقدار متناظر در استراتژی RA شود.

فهرست علائم و اختصارات

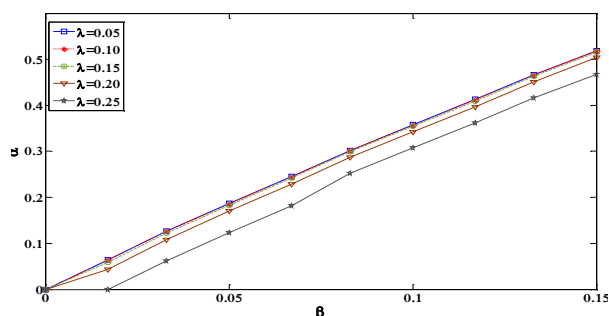
مجموعه‌ها	
مجموعه شین‌های سیستم	NB
مجموعه ژنراتورها	NG
مجموعه شین‌های دارای ژنراتور	NB_G
مجموعه شین‌هایی که به مزارع بادی متصل هستند	NB_W
مجموعه ژنراتورهایی که به شین b ام متصل هستند	NG_b
مجموعه خطوط انتقال	NL
اندیس‌ها	
اندیس شین	b
اندیس ژنراتور	i
اندیس خط انتقال	ℓ
اندیس مزرعه بادی	w
متغیرها و پارامترها	
هزینه کل	TC
هزینه کل در حالت پایه	TC_{bc}
توان حقیقی/راکتیو تولیدشده توسط واحد حرارتی i ام	P_{G_i} / Q_{G_i}
توان حقیقی/راکتیو بار در شین b ام	P_{D_b} / Q_{D_b}
توان حقیقی/راکتیو تزریق‌شده از مزرعه بادی در شین b ام	P_{w_b} / Q_{w_b}
میزان تغییرات توان تولیدی در شین i	$k_{G,i}$
میزان تغییرات بار در شین b	$k_{D,b}$

شکل ۱۳ ملاحظه می‌شود، با افزایش حد بارپذیری مطلوب شعاع عدم قطعیت در تولید توان از مزرعه بادی کاهش می‌یابد. همچنین از این شکل ملاحظه می‌شود که به ازای مقادیر حدبارپذیری بزرگ‌تر از ۰/۲ حساسیت α به λ_{des} افزایش می‌یابد. با تغییر حد بارپذیری از ۰/۰۵ تا ۰/۲۵ به ازای $\beta = 0/05$ ، شعاع عدم قطعیت از ۰/۱۸۷ به ۰/۱۲۴ کاهش یافته است. مشابه استدلالی که در شبکه ۳۹ شینه ارائه شد، این بدین معنی است که حاشیه بارگذاری مجاز و شعاع عدم قطعیت تولید توان از مزرعه بادی رابطه عکس باهم دارند و برای حفظ حاشیه بارگذاری بیشتر، میزان کم‌تری از شعاع عدم قطعیت قابل تحمل است. همچنین ملاحظه می‌شود که با افزایش درصد مجاز افزایش هزینه (β) ، در یک مقدار مشخصی از حد بارپذیری مجاز، شعاع عدم قطعیت بزرگ‌تری وجود خواهد داشت.

نمودار تغییرات α برحسب β با در نظر گرفتن λ ‌های مختلف در شکل ۱۴ نشان داده شده است. از این شکل ملاحظه می‌شود که با افزایش حد بارپذیری مطلوب به ازای یک β مشخص، شعاع عدم قطعیت کاهش پیدا می‌کند؛ به‌گونه‌ای که به ازای $\lambda_{des} = 0/05$ ، با افزایش β از صفر تا ۰/۱۵، شعاع عدم قطعیت از صفر تا ۰/۵۱/۹٪ افزایش می‌یابد، در حالی که به ازای $\lambda_{des} = 0/25$ با افزایش β از صفر تا ۰/۱۵، شعاع عدم قطعیت از صفر به ۰/۴۶/۷٪ می‌رسد.



شکل ۱۳: تغییرات شعاع عدم قطعیت برحسب λ_{des} به ازای β مختلف در شبکه ۳۹ شینه



شکل ۱۴: تغییرات α برحسب تغییرات β به ازای λ_{des} های مختلف در شبکه ۱۱۸ شینه

۶- نتیجه‌گیری

این مقاله مدل جامعی برای مسئله پخش بهینه توان مقید به پایداری ولتاژ (VSC-OPF) با در نظر گرفتن عدم قطعیت در تولید توان از مزارع بادی ارائه شده است. بدین منظور از روش تئوری تصمیم‌گیری بر مبنای

[2] A. Rabiee, A. Soroudi, and A. Keane, "Information gap decision theory based OPF with HVDC connected wind farms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3396-3406, 2015.

[3] M. J. Hossain, H. R. Pota, M. A. Mahmud, and R. Ramos, "Investigation of the impacts of large-scale wind power penetration on the angle and voltage stability of power systems," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 76-84, 2012.

[4] C. M. Affonso, L. C. Da Silva, F. G. Lima, and S. Soares, "MW and MVar management on supply and demand side for meeting voltage stability margin criteria," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1538-1545, 2004.

[5] E. Vittal, M. O'Malley, and A. Keane, "A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 433-442, 2010.

[6] W. Rosehart, C. Canizares, and V. Quintana, "Multiobjective optimal power flows to evaluate voltage security costs in power networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 578-587, 2003.

[7] فرید کربلایی، شهریار عباسی و حسین صابری، «محاسبه سریع و دقیق حاشیه پایداری ولتاژ با تقریب منحنی PV»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۴، شماره ۳، صفحه ۳۳-۴۰، ۱۳۹۳.

[8] A. Rabiee, and M. Parniani, "Voltage security constrained multi-period optimal reactive power flow using benders and optimality condition decompositions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 696-708, 2013.

[9] V. Kumar, K. K. Reddy, and D. Thukaram, "Coordination of reactive power in grid-connected wind farms for voltage stability enhancement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2381-2390, 2014.

[10] A. Rabiee, M. Parvania, M. Vanouni, M. Parniani, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Comprehensive control framework for ensuring loading margin of power systems considering demand-side participation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 12, pp. 1189-1201, 2012.

[11] R. Al Abri, E. F. El-Saadany, and Y. M. Atwa, "Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 326-334, 2013.

[12] A. Soroudi, B. Mohammadi-Ivatloo, and A. Rabiee, "Energy hub management with intermittent wind power," *Green Energy and Technology*, ed., Springer, pp. 413-438, 2014.

[13] A. Rabiee, and A. Soroudi, "Stochastic multiperiod OPF model of power systems with HVDC-connected intermittent wind power generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 336-344, 2014.

[14] E. M. Constantinescu, V. M. Zavala, M. Rocklin, S. Lee, and M. Anitescu, "A computational framework for uncertainty quantification and stochastic optimization in unit commitment with wind power generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 431-441, 2011.

[15] J. Wang, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Security-constrained unit commitment with volatile windpower

اندازه/زاویه عنصر z بام ماتریس ادمیتانس شبکه	Y_{bj} / ϕ_{bj}
اندازه توان ظاهری انتقال یافته از خط انتقال l ام	$S_l(V, \theta)$
حداکثر توان قابل انتقال از خط انتقال l ام	S_l^{\max}
تابع هزینه واحد حرارتی i ام	$F_i(P_{G_i})$
اندازه/زاویه ولتاژ در شین b ام	V_b / θ_b
توان حقیقی/راکتیو تولیدی در نقطه حد بارپذیری	$\bar{P}_{G_i} / \bar{Q}_{G_i}$
توان حقیقی/راکتیو بار شین b ام در نقطه حد بارپذیری	$\bar{P}_{D_b} / \bar{Q}_{D_b}$
اندازه/زاویه ولتاژ شین b ام در نقطه حد بارپذیری	$\bar{V}_b / \bar{\theta}_b$
متغیرهای اضافی برای مدل‌سازی رسیدن ژنراتورها به حدود توان راکتیو	v_b^{dn}, v_b^{up}
پارامتر بارگذاری	λ
حاشیه بارگذاری مطلوب	λ_{des}
درصد انحراف از تابع هدف در استراتژی ریسک‌گریز	β
شعاع عدم قطعیت	α
مجموعه عدم قطعیت‌ها در پارامتر غیرقطعی ورودی	Γ
پارامتر عدم قطعیت	γ
حداکثر شعاع عدم قطعیت	\mathfrak{R}_c
حداکثر مقدار مجاز تابع هدف در حضور عدم قطعیت	Δ_c
ضریب متناظر با حد پایین توان راکتیو خروجی مزرعه بادی متصل شده به شین b ام	κ_{1b}
ضریب متناظر با حد بالای توان راکتیو خروجی مزرعه بادی متصل شده به شین b ام	κ_{2b}
ظرفیت نامی مزرعه بادی در شین b ام	Λ_{w_b}

پیوست

جدول پ-۱: اطلاعات واحدهای ژنراتوری سیستم ۳۹ شینه

Bus No.	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Q_{max} (MVar)	Q_{min} (MVar)	a \$/h	b \$/MWh	c \$/MW ² h
۲۰	۱۰۴۰	۰	۴۰۰	۱۴۰	۵۰۰	۸	۰/۰۰۱۲۵
۳۱	۶۴۶	۰	۳۰۰	-۱۰۰	۱۵۰	۷/۹	۰/۰۰۱۶۶
۳۲	۷۲۵	۰	۳۰۰	۱۵۰	۵۰۰	۸	۰/۰۰۱۲۵
۳۲	۶۵۲	۰	۲۵۰	۰	۸۰۰	۷/۶۵	۰/۰۰۷۴
۳۳	۵۰۸	۰	۱۶۷	۰	۳۰۰	۷/۷	۰/۰۰۴۲۵
۳۵	۶۸۷	۰	۳۰۰	-۱۰۰	۱۵۰	۷/۹	۰/۰۰۱۶۶
۳۶	۵۸۰	۰	۲۴۰	۰	۵۰۰	۸	۰/۰۰۱۲۵
۳۷	۵۶۴	۰	۲۵۰	۰	۹۰۰	۸/۰۵	۰/۰۰۳۳۲
۳۸	۸۶۵	۰	۳۰۰	-۱۵۰	۱۰۰	۷/۵	۰/۰۰۷۶۵
۳۹	۱۱۰۰	۰	۳۰۰	-۱۰۰	۳۰۰	۷/۷	۰/۰۰۴۲۵

مراجع

[1] A. Rabiee, A. Soroudi, B. Mohammadi-Ivatloo and M. Parniani, "Corrective voltage control scheme considering demand response and stochastic wind power," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 2965-2973, 2014.

زیرنویس

- ^۱ System operator (SO)
- ^۲ Loadability limit (LL)
- ^۳ Voltage collapse
- ^۴ Scenario based modeling
- ^۵ Security constrained unit commitment (SC-UC)
- ^۶ Information gap decision theory (IGDT)
- ^۷ Monte Carlo
- ^۸ Robust optimization (IGDT)
- ^۹ Voltage stability constrained optimal power flow (VSC-OPF)
- ¹⁰ Risk averse (RA)
- ¹¹ Base case
- ¹² Risk seeker (RS)

- generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1319-1327, 2008.
- [16] B. Ayyub, “Applied research in uncertainty modeling and analysis,” *Springer Science & Business Media*, vol. 20, 2007.
- [۱۷] امیرحسین زارع نیستانک، رحمتا... هوشمند و معین پرستگاری، «بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌های بادی با استفاده از نیروگاه‌های تلمبه‌ای - ذخیره‌ای به منظور کاهش عدم قطعیت در عملکرد آنان در بازار برق»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۱، شماره ۲، صفحه ۵۲-۵۹، ۱۳۹۱.
- [18] A. Soroudi, and T. Amraee, “Decision making under uncertainty in energy systems: state of the art,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp. 376-384, 2013.
- [19] A. Soroudi, and M. Ehsan, “IGDT based robust decision making tool for DNOs in load procurement under severe uncertainty,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 886-895, 2013.
- [20] K. Zare, M. P. Moghaddam, and M. K. Sheikh-el-Eslami, “Electricity procurement for large consumers based on Information Gap Decision Theory,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 1, pp. 234-242, 2010.
- [21] B. Mohammadi-Ivatloo, H. Zareipour, N. Amjady, and M. Ehsan, “Application of information-gap decision theory to risk-constrained self-scheduling of GenCos,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1093-1102, 2013.
- [22] M. P. Cheong, D. Berleant, and G. Sheblé, “Information gap decision theory as a tool for strategic bidding in competitive electricity markets,” *IEEE International Conference on Power Systems*, pp. 421-426, 2004.
- [23] K. Zare, M. P. Moghaddam, and M. K. Sheykh-el-Eslami, “Demand bidding construction for a large consumer through a hybrid IGDT-probability methodology,” *Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 2999-3007, 2010.
- [24] K. Zare, M. P. Moghaddam, and M. K. Sheykh-el-Eslami, “Electricity procurement for large consumers based on information gap decision theory,” *Energy Policy*, vol. 38, pp. 234-242, 2010.
- [25] S. Nojavan, K. Zare, and M. A. Ashpazi, “A hybrid approach based on IGDT-MPSO method for optimal bidding strategy of price-taker generation station in day-ahead electricity market,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 69, pp. 335-343, 2015.
- [26] M. Moradi-Dalvand, B. Mohammadi-Ivatloo, N. Amjady, H. Zareipour, and A. Mazhab-Jafari, “Self-scheduling of a wind producer based on Information Gap Decision Theory,” *Energy*, vol. 81, pp. 588-600, 2015.
- [27] Y. Ben-Haim, *Info-gap Decision Theory: Decisions under Severe Uncertainty*, Academic Press, 2006.
- [28] R. J. Avalos, C. A. Cañizares, F. Milano, and A. J. Conejo, “Equivalency of continuation and optimization methods to determine saddle-node and limit-induced bifurcations in power systems,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems-I*, vol. 56, no. 1, pp. 210-223, 2009.
- [29] *GAMS, A User Guide*, New York, NY, USA, 2008.
- [30] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “Matpower: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, 2011.