

پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا: رهیافت برنامه‌ریزی تصادفی

عباس ربیعی^۱، استادیار؛ مرتضی محمدی^۲، دانشجوی کارشناسی ارشد

۱- گروه برق - دانشکده مهندسی - دانشگاه زنجان - زنجان - ایران - rabiee@znu.ac.ir

۲- گروه برق - دانشکده مهندسی - دانشگاه زنجان - زنجان - ایران - morteza_mohammadi@znu.ac.ir

چکیده: در این مقاله به مطالعه و بررسی مسئله پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا در حضور انرژی باد، در شبکه‌های قدرت تجدید ساختاریافته پرداخته شده است. توزیع احتمالی بار شبکه، توان در دسترس نیروگاه‌های بادی و قیمت تبادل انرژی با شبکه خارجی مجاور از جمله عدم قطعیت‌های در نظر گرفته شده در این مقاله است. برای مدل‌سازی عدم قطعیت‌های مزبور، از روش مبتنی بر سناریو^۱ در چارچوب برنامه‌ریزی تصادفی^۲ استفاده شده است. به منظور اعمال قید پایداری گذرا در پخش بار بهینه احتمالی، از شاخص مرکز اینرسی ژنراتورها استفاده شده است. روش ارائه شده بر روی شبکه دارای ۳۹ باس IEEE و در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی شده است. به منظور ارزیابی کارایی مدل ارائه شده، نتایج حاصل از پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا با نتایج به دست آمده از حل مسئله پخش بار بهینه احتمالی بدون این قید مقایسه شده‌اند. همچنین برای یکی از سناریوهای مهم شبکه از طریق شبیه‌سازی زمانی توسط نرم‌افزار DIGSILENT وضعیت پایداری شبکه برای دو حالت مقید و عدم مقید به محدودیت پایداری گذرا مقایسه شده است. نتایج عددی نشان می‌دهند که با افزودن قید مرکز اینرسی به عنوان قید پایداری گذرا به مدل پخش بار بهینه احتمالی، بدون این که هزینه اضافی چندانی تحمیل شود، می‌توان پایداری گذرای شبکه را بهبود داد. همچنین نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهند که نتایج به دست آمده از رهیافت پخش بار بهینه تصادفی مقید به پایداری گذرا باعث افزایش شاخص زمان بحرانی رفع خطا در سیستم نیز می‌شود که این شاخص معیار مناسبی برای ارزیابی پایداری گذراست.

واژه‌های کلیدی: پخش بار بهینه احتمالی، برنامه‌ریزی تصادفی، روش مبتنی بر سناریو، عدم قطعیت، پایداری گذرا، مرکز اینرسی، انرژی باد.

Transient Stability Constrained Probabilistic Optimal Power Flow in the Electricity Market Environment

Abbas Rabiee¹, Assistant Professor; Morteza Mohammadi², MSc Student

1- Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran, Email: rabiee@znu.ac.ir

2- Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Zanjan, Zanjan, Iran, Email:

morteza_mohammadi@znu.ac.ir

Abstract: In this paper, a novel transient stability constrained probabilistic optimal power flow (TSC-POPF) model is studied in the presence of uncertain wind power generation, in the restructured power systems. Various uncertain parameters such as load demand, wind power generation and the price of energy exchange with the neighbor system are treated as uncertainty sources in the proposed method. In order to handle the uncertainties, scenario based modeling is utilized in the stochastic optimization framework. Additionally, the transient stability issue is modeled using center of inertia criterion which properly reflects the transient stability requirements in the problem. To show the effectiveness of the proposed method, IEEE 39-bus test system is employed. Simulation results achieved by the proposed method are further compared with the POPF by time-domain simulations which are carried out in the DIGSILENT software. Numerical results show that including transient stability constraints in the POPF problem formulation, improves the transient stability of system without imposing significant additional costs. Besides, the critical clearing time which is an important index of transient stability is increased considerably when the proposed TSC-POPF model is performed.

Keywords: Probabilistic optimal power flow, Stochastic programming, Scenario-based approach, Uncertainty, Transient stability, Center of inertia, Wind energy.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۳/۱۲/۰۳

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۳/۱۲/۲۷، ۱۳۹۴/۰۱/۲۷، ۱۳۹۴/۰۲/۱۷ و ۱۳۹۴/۲/۲۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۴/۰۳/۲۳

نام نویسنده مسئول: عباس ربیعی

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

۱- مقدمه

هدف از انجام پخش بار بهینه (OPF^3) در سیستم‌های قدرت، تأمین بار شبکه به صورت اقتصادی همراه با امنیت کافی است. مسئله OPF از یک بهینه‌سازی غیرخطی برای مشخص کردن مقدار بهینه متغیرهای الکتریکی در یک شبکه قدرت تشکیل شده است که دارای یک تابع هدف به همراه تعدادی قیود است. تابع هدف OPF می‌تواند اهداف متفاوتی مانند کمینه کردن هزینه کل، بیشینه کردن سود کل و یا حداکثر کردن رفاه اجتماعی باشد.

با گسترش روزافزون بازارهای رقابتی برق، مسائل جدیدی در صنعت برق مطرح شده‌اند. با توجه به عدم قطعیت‌هایی نظیر میزان بار، تولید انرژی بادی و خورشیدی، قیمت تبادل انرژی با شبکه‌های مجاور و غیره که در این بازارها وجود دارد، ضروری است که در سیستم‌های قدرت تجدید ساختاریافته پخش بار بهینه احتمالی ($POPF^4$) جایگزین پخش بار بهینه قطعی ($DOPF^5$) گردد. در حقیقت پخش بار بهینه احتمالی دربرگیرنده وضعیت کامل‌تری از حالت‌های محتمل متغیرهای غیرقطعی سیستم است. انجام پخش بار به صورت احتمالی به طراحان و بهره‌برداران سیستم دید روشن‌تری از وضعیت کلی سیستم می‌دهد و کمک می‌کند تا برنامه‌ریزی بهتری برای سرمایه‌گذاری در شبکه و بهره‌برداری از آن داشته باشند [۱].

پخش بار احتمالی اولین بار توسط بروکواسکا مطرح شد. بروکواسکا در این بررسی از مدل DC شبکه برای پخش بار احتمالی استفاده کرده است. در مرجع [۲]، الگوریتمی برای حل مسئله پخش بار بهینه احتمالی با در نظر گرفتن تغییرات بار شبکه ارائه شده است. در این مرجع از روش مسئله مکمل غیرخطی (NCP^6) برای حل مسئله بهینه احتمالی استفاده شده است. در [۳]، از آدرس‌دهی هم‌بسته^۷ بر اساس روش تخمین نقطه‌ای^۸ جهت انتخاب بهترین مقدار برای ورود پارامترهای تصادفی به مسئله پخش بار بهینه استفاده شده است. در این مرجع نشان داده شده است که با این روش پیشنهادی، زمان اجرای پخش بار بهینه به‌طور قابل توجهی نسبت به روش مونت کارلو کاهش می‌یابد. در سال ۲۰۰۵ سلنبرگ و همکارانش برای پخش بار بهینه احتمالی روش کمولانت را پیشنهاد نمودند و در نهایت نتایج به‌دست‌آمده از این روش را با روش مونت کارلو مقایسه کردند [۴]. در [۵-۷] پخش بار بهینه احتمالی با روش تخمین نقطه‌ای در شبکه‌ای که شامل ریزشکه، سیستم فوتوولتائیک و مزارع بادی است، انجام شده است. در [۸]، به مدل‌سازی شرایط حداکثر بارگذاری به صورت تابع چندهدفه توأم با در نظر گرفتن عدم قطعیت بار و انرژی بادی با استفاده از روش تخمین نقطه‌ای پرداخته شده است.

تاکنون در زمینه اعمال قید پایداری گذرا (TS^9) در پخش بار بهینه قطعی مطالعاتی انجام شده است. به‌عنوان نمونه، [۹] دو روش برای اعمال شرط پایداری گذرا در مسائل پخش بار بهینه قطعی در کنار مدل‌سازی دینامیکی ژنراتورها و کنترل‌کننده‌های آن مطرح کرده است. روش اول بر پایه حداکثر انحراف زاویه روتور ژنراتورها

($MRRAD^{10}$) بنا شده است. روش دوم حاشیه اطمینان پایداری گذرا را بر اساس توان خروجی ژنراتورها مطرح کرده و از آموزش شبکه‌های عصبی بهره می‌برد. در [۱۰]، یک روش بر پایه توان عبوری از خط با قید پایداری گذرا برای پخش بار مطرح شده است. در این مرجع قید پایداری گذرا بر اساس احتمال زمان بحرانی رفع خطا (CCT^{11}) بررسی شده است؛ بنابراین، این‌که سیستم از لحاظ پایداری گذرا در چه وضعیتی باشد بستگی به احتمال رخداد خطا در آن خط و احتمال زمان بحرانی آن دارد. نتایج این روش با روش نیوتن-رافسون مقایسه شده است. در [۱۱]، مطالعه‌ای در مورد تأثیر ژنراتورها بر روی حداکثر توان عبوری از خطوط با محوریت رعایت قید پایداری گذرا در پخش بار بهینه قطعی انجام شده است. در [۱۲]، یک الگوریتم گسسته‌سازی بر اساس نقاط درونی (IPM^{12}) برای بررسی قید پایداری گذرا در مسائل پخش بار بهینه قطعی مطرح شده است. در [۱۳] به بررسی یک روش جدید در مسائل پخش بار بهینه مقید به پایداری گذرا با استفاده از روش حساسیت مسیر^{۱۳} زاویه روتور پرداخته شده است و نشان داده شده است که زمان شبیه‌سازی برای بررسی پایداری گذرای سیستم با این روش بسیار کاهش می‌یابد. همچنین روش ارائه‌شده از دقت خوبی در تشخیص ناپایداری سیستم برخوردار است. علاوه بر این، در این مرجع نشان داده شده است که با اعمال محدودیت در میزان تغییرات زاویه روتور حول مرکز اینرسی مجموعه ژنراتورها، امکان پایدار کردن ژنراتورهای شبکه در مقابل اغتشاشات گذرا وجود دارد و برای تشخیص پایدار بودن ژنراتورها کافی است تعداد کمی از گام‌های اولیه در معادله نوسان ماشین‌ها حل شود. مرجع [۱۴]، با استفاده از روش تجزیه موازی دوسطحی^{۱۴} به فرمول‌بندی مسئله پخش بار بهینه مقید به پایداری گذرا پرداخته است. نتایج به‌دست‌آمده در این مرجع نشان می‌دهند که برای تشخیص ناپایداری ژنراتورها در مقابل خطاهای گذرا، نیازی به شبیه‌سازی زمانی طولانی‌مدت نیست. با روشی که در این مرجع پیشنهاد شده است، می‌توان از همان ابتدا با تحلیل چند گام اولیه، وضعیت پایداری ژنراتور را تشخیص داد. مرجع [۱۵] روش دوم‌رحله‌ای جدیدی را برای مسائل پخش بار بهینه مقید به پایداری گذرا پیشنهاد می‌دهد که شبیه‌سازی پایداری گذرای اولیه توسط برنامه‌ریزی خطی انجام می‌پذیرد و در شبیه‌سازی مرحله دوم، پایداری گذرا توسط روش نقاط درونی ارزیابی می‌شود.

با توجه به مطالب پیشین، ملاحظه می‌شود که مسئله پخش بار بهینه مقید به پایداری گذرا عمدتاً به صورت قطعی مورد بررسی قرار گرفته است؛ اما چگونگی اعمال قید پایداری گذرا در مسئله پخش بار بهینه احتمالی موضوعی است که نیاز به مطالعه بیشتری دارد. در این مقاله، حل مسئله پخش بار بهینه احتمالی در سیستم‌های تجدید ساختاریافته با در نظر گرفتن قید پایداری گذرا ارائه شده است. لذا مهم‌ترین نوآوری‌های مقاله عبارت‌اند از:

۱. ارائه مدل مبتنی بر سناریو برای مسئله پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا، با استفاده از شاخص مرکز اینرسی.

موجود در هم ضرب شده و مجموعه کل سناریوهای ممکن ایجاد می‌شود. در صورتی که تعداد متغیرهای غیرقطعی ورودی زیاد باشند، تعداد سناریوهای کل ایجاد شده بسیار زیاد خواهند بود. در نتیجه جهت کاهش بار محاسباتی و افزایش سرعت رسیدن به پاسخ مسئله می‌توان از فن‌های کاهش سناریو برای ادغام سناریوهای مشابه درهم، استفاده نمود [۱۷]. در این مقاله روش مبتنی بر سناریو، به‌عنوان روش حل مسئله پخش بار بهینه احتمالی انتخاب شده است.

۳- شاخص مرکز اینرسی و پایداری گذرا

اصولاً هدف از مطالعه پایداری گذرای شبکه، بررسی رفتار غیرخطی آن در صورت بروز اغتشاشات شدید است. پایداری گذرا، توانایی سیستم قدرت در حفظ سنکرونیزم است، زمانی که تحت تأثیر اغتشاش گذرای بزرگی مانند از دست دادن تولید، اتصال کوتاه سه‌فاز یا از دست دادن یک بار بزرگ قرار بگیرد. چنین اغتشاش‌هایی موجب ایجاد نوسان‌های شدید در زاویه روتور ژنراتورها، توان‌های انتقالی، ولتاژ شین‌ها و سایر متغیرهای سیستم خواهند شد. اگر انحراف زاویه پدیدآمده بین ژنراتورهای شبکه، درون محدوده‌های معینی باقی بماند، حالت سنکرونیزم ژنراتورها حفظ خواهد شد؛ اما اگر سنکرونیزم، به‌دلیل ناپایداری گذرا از دست برود، حدود ۲ تا ۳ ثانیه بعد از بروز اغتشاش، معلوم خواهد شد [۱۸]. در این حالت، در زاویه بین میدان دوار روتور و استاتور نوسان‌های شدیدی ایجاد خواهد شد؛ و این دو میدان دائماً بر روی هم لغزیده و سبب می‌شوند که ژنراتور سنکرون به‌صورت تناوبی توان اکتیو از شبکه جذب کرده و یا به شبکه تزریق نماید [۱۹].

در سیستم‌های قدرت تجدید ساختاریافته، بازیگران به دنبال بیشینه کردن سود خود بدون توجه به امنیت شبکه هستند. کاملاً واضح است که با افزایش میزان بار شبکه، احتمال وقوع پرشدگی خطوط و تخطی از حدود مجاز پایداری در نقاطی از شبکه افزایش می‌یابد [۲۰]؛ بنابراین با توجه به اهمیت زیاد امنیت بازار، بررسی پایداری گذرای شبکه تحت نظارت بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) [۶]، امری کاملاً مهم و ضروری در سیستم‌های تجدید ساختاریافته است. در مواقعی که اغتشاشی در سیستم رخ داده است، می‌توان از نحوه تغییرات زاویه روتور ژنراتورها برای ارزیابی سنکرونیزم شبکه، استفاده کرد [۲۱]. سیستم در صورتی ناپایدار خواهد شد که زاویه روتور ژنراتور در مقایسه با زاویه روتور مرجع سیستم، به‌طور مستمر افزایش پیدا کند. شاخص مرکز اینرسی (COI) [۷] ابزاری بسیار سودمند جهت تجزیه و تحلیل پایداری گذراست. زاویه روتور معادل هر بخش از شبکه، بر پایه اینرسی و زاویه روتور همه ژنراتورهای آن بخش تعیین می‌شود که این ویژگی از رفتار دینامیکی ماشین‌ها طبق معادله نوسان در مدل کلاسیک ژنراتور استخراج شده است [۲۲].

در بررسی پایداری گذرای سیستم‌های قدرت چندماشینه معمولاً از مدل کلاسیک استفاده می‌شود. در این مدل، ژنراتورها به‌صورت یک منبع ولتاژ با دامنه ثابت و راکتانس گذرا مدل‌سازی می‌شوند. معادلات نوسان ماشین سنکرون نام به‌صورت زیر نوشته می‌شود [۲۳]:

۲. مدل‌سازی عدم قطعیت‌های فنی و اقتصادی مهم نظیر عدم قطعیت در تولید انرژی الکتریکی از باد، عدم قطعیت در بار شبکه و عدم قطعیت در قیمت تبادل انرژی با شبکه خارجی مجاور.

۳. ارائه رهیافت برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای که در آن، متغیرهای تصمیم‌گیری *here and now* و *wait and see* تعیین می‌گردند.

این مقاله به‌صورت زیر سازمان‌دهی شده است: در بخش دوم روش مبتنی بر سناریو و اصول این روش معرفی می‌شود. بخش سوم به معرفی شاخص مرکز اینرسی و استفاده از آن به‌عنوان شاخص پایداری گذرا می‌پردازد. بخش چهارم به مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی فنی و اقتصادی می‌پردازد. بخش پنجم به ارائه مدل پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا در چارچوب برنامه‌ریزی تصادفی اختصاص دارد. در بخش ششم مطالعه عددی بر روی شبکه دارای ۳۹ شین IEEE انجام گرفته است. در قسمت اول این بخش نتایج به‌دست‌آمده از حل مسئله پخش بار بهینه احتمالی در صورت مقید بودن و نبودن به قید پایداری گذرا توسط نرم‌افزار GAMS ارائه شده است. در قسمت دوم، نتایج به‌دست‌آمده از قسمت اول، از طریق شبیه‌سازی زمانی در نرم‌افزار DigSILENT با یکدیگر مقایسه می‌شوند. در نهایت بخش هفتم به جمع‌بندی یافته‌ها و نتیجه‌گیری اختصاص دارد.

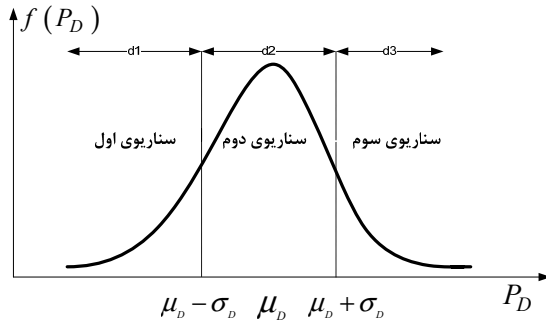
۲- اصول روش مبتنی بر سناریو

در مقایسه با روش مونت‌کارلو^{۱۵} که با مشکل انتخاب داده‌های فراوان و تکرار حل مسئله مواجه است، با استفاده از روش مبتنی بر سناریو سعی می‌شود با تعداد داده‌های نسبتاً کمتری، پاسخ مسئله در زمان کوتاه‌تری به‌دست آید. البته ذکر این نکته ضروری است که در روش مبتنی بر سناریو تابع چگالی احتمال متغیر خروجی به‌دست نمی‌آید، بلکه میانگین و انحراف معیار متغیر خروجی همراه با احتمال رخداد آن در سناریوهای مختلف تعیین می‌شود. توضیحات کامل‌تر درباره روش مبتنی بر سناریو در مرجع [۱۶] آمده است. به‌طور خلاصه، در این روش با توجه به تابع چگالی احتمال ورودی‌ها، بایستی برای تولید سناریوها ابتدا این منحنی‌ها به تعدادی نواحی مشخص تقسیم شود. هریک از این نواحی، به‌عنوان یک سناریو برای متغیر ورودی فرض می‌شود. در مرحله بعد می‌بایست برای هر سناریو دو مقدار زیر محاسبه شود:

۱. احتمال هر سناریو که با انتگرال‌گیری از ناحیه مورد نظر حاصل می‌شود.
۲. مقدار متوسط متغیر ورودی در هر سناریو که با متوسط‌گیری از هر ناحیه محاسبه شده و به‌عنوان نماینده متغیر ورودی در آن سناریو انتخاب می‌شود.

لازم به‌ذکر است که برای ایجاد تمام سناریوهای ممکن، با فرض استقلال متغیرهای تصادفی غیرقطعی مسئله، احتمال همه سناریوهای

در این مقاله، سه سناریو برای مدل‌سازی عدم قطعیت بار در نظر گرفته شده است. مطابق شکل ۱، فرض شده است که توزیع احتمالی بار در هر شین به صورت توزیع نرمال با میانگینی برابر با بار نامی آن شین و انحراف معیار ۲ درصد می‌باشد. جدول ۱ این سناریوها و احتمالات مربوطه را نشان می‌دهد.



شکل ۱: توزیع احتمالی نرمال تقاضای بار شبکه با میانگین μ_D و انحراف معیار σ_D و تولید ۳ سناریو آن

جدول ۱: سناریوهای بار و احتمال آن‌ها

شماره	بار	احتمال
d_1	$\mu_D - 1/5 \sigma_D$	۰/۱۶
d_2	μ_D	۰/۶۸
d_3	$\mu_D + 1/5 \sigma_D$	۰/۱۶

۲-۴- مدل‌سازی مزرعه بادی

برای مدل‌سازی دقیق‌تر توان تولیدی مزارع بادی به‌عنوان یکی دیگر از متغیرهای غیرقطعی، می‌بایست اثر هر دو عامل سرعت وزش باد و مدل توربین بر روی توان خروجی مزرعه بادی مدل‌سازی شوند. در این مقاله از الگوریتم [۲۴]، برای مدل‌سازی مزرعه بادی استفاده شده است. شکل ۲ مراحل این الگوریتم را نشان می‌دهد. روند کلی مدل‌سازی مزرعه بادی در دو بخش شبیه‌سازی سرعت وزش باد و شبیه‌سازی توربین بادی انجام می‌گیرد. ابتدا در نرم‌افزار MATLAB با تولید داده‌های تصادفی مطابق توزیع احتمالی سرعت وزش باد، هیستوگرام سرعت وزش باد ترسیم می‌شود. سپس با توجه به رابطه بین سرعت وزش باد و توان خروجی توربین بادی (رابطه (۶))، توزیع آماری (هیستوگرام) توان خروجی مزرعه بادی حاصل می‌شود که این هیستوگرام نشان‌دهنده سطوح مختلف توان تولیدی توسط توربین بادی در سناریوهای مختلف است. حال از روی این توزیع آماری که سطوح مختلف تولید توان مزرعه بادی را به‌همراه فراوانی نسبی آن نشان می‌دهد، توزیع چگالی احتمال توان خروجی توربین بادی به‌دست می‌آید که از روی آن سناریوهای مختلف تولید توان توربین بادی به‌همراه احتمال مربوطه استخراج می‌شود که این سناریوها در جدول ۲ آمده است. این سناریوها که از مرجع [۲۵] برداشت شده‌اند، با استفاده از فن کاهش سناریو [۲۳] به‌دست آمده‌اند. شایان ذکر است

$$\begin{cases} \delta_i = \omega_0(\omega_i - 1) \\ \omega_i = \frac{1}{M_i}(P_{M_i} - P_{G_i} - D_i(\omega_i - 1)) \end{cases} \quad (1)$$

در رابطه فوق، δ_i زاویه روتور ژنراتورها، ω_i سرعت زاویه‌ای ژنراتور، P_{G_i} توان اکتیو خروجی واحد، P_{M_i} توان مکانیکی ورودی، D_i میرایی و M_i اینرسی آن می‌باشند. اینک می‌توان مرکز اینرسی مجموعه چند ماشین را به صورت زیر تعریف کرد [۲۳]:

$$\delta_{COI} = \left(\sum_{i=1}^{NM} M_i \delta_i \right) / \left(\sum_{i=1}^{NM} M_i \right) \quad (2)$$

در رابطه (۲)، NM تعداد ماشین‌های سنکرون شبکه است. حال شرط پایداری زاویه‌ای ماشین‌ها به صورت زیر قابل بیان است [۲۳]:

$$\delta_{\min} \leq \delta_i - \delta_{COI} \leq \delta_{\max} \quad (3)$$

در این رابطه، δ_{\min} و δ_{\max} حداکثر انحراف زاویه روتورها از δ_{COI} هستند. هرچه این حدود محدودتر باشند، پایداری گذرای ماشین‌ها محتمل‌تر خواهد بود. در این مقاله از شاخص مرکز اینرسی که در روابط (۲) و (۳) داده شده است، به‌عنوان قید پایداری گذرا در مدل پخش بار بهینه احتمالی استفاده شده است.

۴- مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی فنی و اقتصادی

متغیرهای غیرقطعی در این مقاله شامل تقاضای بار، توان تولیدی مزرعه بادی و قیمت تبادل انرژی با شبکه خارجی مجاور است. لازم به‌ذکر است، چون تعداد عدم قطعیت‌های در نظر گرفته شده به صورت توأم زیاد است، انتخاب تعداد کم سناریوها برای متغیرهای غیرقطعی مزبور به‌منظور اجتناب از افزایش تعداد سناریوهاست. با این حال در انتخاب تعداد سناریوها، سعی شده است با کمترین تعداد سناریو توزیع احتمالی پارامترهای غیرقطعی به‌طور مطلوبی پوشش داده شود. در صورتی که سناریوهای بیشتری مدنظر باشد، می‌توان به‌راحتی آن‌ها را در مدل گنجانده و در صورت لزوم، با استفاده از فن‌های کاهش سناریو به تعداد مورد نظر سناریو تولید نمود [۱۷] که در این مقاله مدنظر نیست.

۴-۱- مدل‌سازی عدم قطعیت بارها

یکی از متغیرهای غیرقطعی سیستم قدرت، بار موجود در شین‌های شبکه است. بر اساس اندازه‌گیری‌های انجام شده، توزیع احتمالی بار شبکه در هر شین به صورت توزیع نرمال مدل می‌شود:

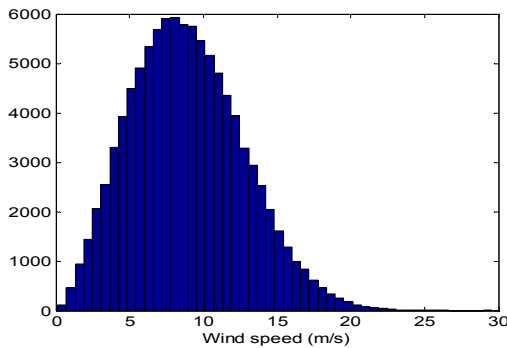
$$f(P_D) = \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_D} \right) e^{-\frac{(P_D - \mu_D)^2}{2\sigma_D^2}} \quad (4)$$

در این رابطه، متغیر تصادفی P_D بار در هر شین، μ_D میانگین بار، σ_D^2 واریانس آن و $f(P_D)$ تابع چگالی احتمال بار می‌باشند.

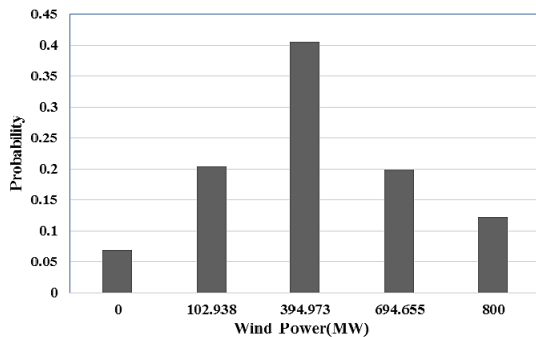
در تابع تولیدی توربین بادی، v_{ci} سرعتی از باد است که توربین برای سرعت‌های کمتر از آن توانایی تولید توان را ندارد. همچنین، v_r سرعت نامی و v_{co} سرعت بادی است که توربین برای سرعت‌های بیش از آن به دلیل مسائل حفاظتی و ایمنی، اجازه تولید توان ندارد. اطلاعات مربوط به مدل توربین‌های بادی که در این مقاله استفاده شده‌اند، از مرجع [۲۵] برداشت شده است. P_W^r نیز توان نامی توربین است. در این مقاله برای هر توربین ۲ مگاوات فرض شده است. مطابق الگوریتم شکل ۲ و با استفاده از رابطه (۶)، منحنی احتمالی توان تولید مزرعه بادی به دست می‌آید. این منحنی، مطابق با نحوه تولید سناریوها که در بخش ۲ بیان شد، برای ۵ سناریو در شکل ۴ نشان داده شده است. همچنین در جدول ۲ توان‌های تولیدی و احتمال هر یک از این سناریوها نیز نشان داده شده است.

۴-۳- مدل‌سازی قیمت تبادل انرژی با شبکه خارجی مجاور

برای ایجاد سناریوهای مختلف قیمت توان مبادله‌ای با شبکه خارجی مجاور، توزیع احتمالی قیمت تبادل انرژی در ۳ سناریو در نظر گرفته شده است که همراه با احتمال مربوطه در جدول ۳ ارائه شده است.



شکل ۳: نمودار توزیع احتمالی ویبول برای سرعت وزش باد



شکل ۴: سناریوهای مختلف تولید توان در مزرعه بادی

جدول ۳: سناریوهای تبادل توان با شبکه خارجی

شماره	e_1	e_2	e_3
قیمت (\$/MWh)	۱۱/۵	۱۳	۱۴/۵
احتمال	۰/۱۶	۰/۶۸	۰/۱۶

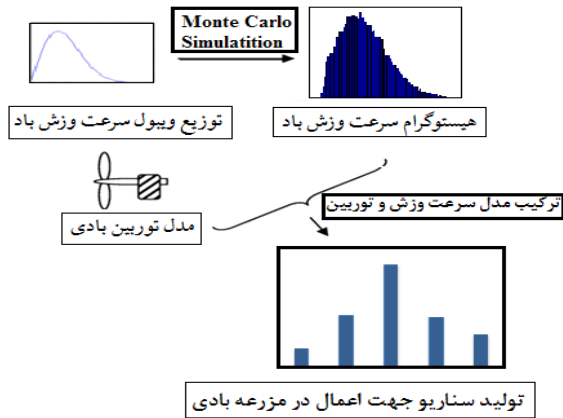
که می‌توان تعداد سناریوهای بیشتری برای توان تولیدی نیروگاه بادی در نظر گرفت که در این صورت بار محاسباتی مسئله افزایش می‌یابد.

۴-۲-۱- مدل‌سازی سرعت وزش باد

پرکاربردترین توزیع برای مدل‌سازی سرعت وزش باد، توزیع احتمالی ویبول است [۲۶]. این توزیع توسط رابطه (۵) توصیف می‌شود.

$$f(v, \lambda, k) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (5)$$

در این رابطه، k پارامتر ضریب شکل و λ پارامتر اسکالر است. در شکل ۳ هیستوگرام توزیع ویبول برای $k=2/5$ و $\lambda=10/0.4$ ترسیم شده است [۲۵] که در این مقاله از آن بهره گرفته شده است. ظرفیت مزرعه بادی در این مقاله ۸۰۰ مگاوات فرض شده است، این مزرعه از ۴۰۰ توربین ۲ مگاواتی تشکیل شده است؛ که به‌طور هم‌زمان در حال بهره‌برداری هستند.



شکل ۲: الگوریتم مدل‌سازی توان تولیدی مزرعه بادی

جدول ۲: سناریوهای مختلف برای توان تولیدی توسط مزرعه بادی

شماره	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5
توان (MW)	۰	۱۰۲/۹۴	۳۹۴/۹۷	۶۹۴/۷۷	۸۰۰
احتمال	۰/۰۶۸۹	۰/۲۰۴۴	۰/۴۰۴۸	۰/۱۹۹۲	۰/۱۲۲۷

۴-۲-۲- مدل‌سازی اثر توربین بادی

در عمل، میزان توان خروجی از یک توربین بادی در شرایط استاندارد برای سرعت‌های مختلف باد، توسط یک منحنی که به آن منحنی توان تولیدی توربین بادی گفته می‌شود، قابل محاسبه است [۲۴]. در این مقاله توان خروجی توربین بادی برحسب سرعت وزش باد به‌صورت رابطه زیر در نظر گرفته شده است:

$$\begin{cases} P_W = 0 & v \leq v_{ci} \text{ OR } v \geq v_{co} \\ P_W = \frac{v - v_{ci}}{v_{co} - v_{ci}} P_W^r & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_W = P_W^r & v_r \leq v \leq v_{co} \end{cases} \quad (6)$$

۴-۴- ایجاد کل سناریوهای عدم قطعیت

برای ایجاد تمام سناریوهای مربوط به عدم قطعیت، با فرض استقلال متغیرهای تصادفی غیرقطعی فوق‌الذکر، احتمال همه سناریوهای موجود در هم ضرب شده و مجموعه کل سناریوهای ممکن ایجاد می‌شود. با توجه به تعداد سناریوهای در نظر گرفته‌شده برای عدم قطعیت بار، باد و قیمت تبادل انرژی، مجموعاً ۴۵ سناریوی ترکیبی حاصل می‌شود که در هر سناریو میزان بار، تولید انرژی بادی و قیمت تبادل انرژی به‌همراه احتمال آن سناریو از ترکیب جداول ۱ تا ۳ به‌دست می‌آید. این سناریوها در جدول پ-۱ پیوست داده شده‌اند.

۵- رهیافت پخش بار بهینه مقید به پایداری گذرا

در این مقاله از روش قیمت‌گذاری و تسویه بازار مبتنی بر پخش بار بهینه استفاده شده است. در این روش پس از اجرای حراج، با مشخص شدن تمامی ژنراتورهایی که در یک ساعت خاص در مدار هستند، یک پخش بار بهینه انجام می‌پذیرد که هدف آن کمینه کردن هزینه تولید انرژی است.

در این پخش بار بهینه، بار شبکه و پیشنهاد قیمت فروشندگان مشخص بوده که این پیشنهادها معمولاً به‌صورت منحنی‌های تکه‌ای خطی با شیب‌های افزایشی می‌باشند (به این معنی که برای هر تولیدکننده، نرخ فروش انرژی با افزایش سطح تولید افزایش می‌یابد). قیود مسئله نیز، معادلات توازن توان حقیقی و راکتیو در تمامی شین‌های شبکه (پخش بار AC کامل)، محدودیت انتقال توان از خطوط، محدودیت ولتاژ شین‌ها و محدودیت‌های تولید است. نتایج این بهینه‌سازی، عبارت است از میزان تولید هر یک از ژنراتورها، همراه با قیمت محلی حاشیه‌ای (LMP^{۱۸}) در تمامی شین‌های شبکه.

هدف ISO از انجام پخش بار بهینه، کمینه کردن هزینه تولید انرژی با در نظر گرفتن امنیت سیستم از طریق قید پایداری گذراست. فرض شده است که پیشنهاددهندگان به بازار، فقط تولیدکنندگان انرژی اعم از واحدهای نیروگاهی و مزرعه بادی هستند.

۵-۱- فرمول‌بندی مسئله پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا

فرمول‌بندی مسئله پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا (TSC-POPF^{۱۹}) در سیستم قدرت در ذیل آمده است:

۱- تابع هدف:

$$\min ETC = \sum_{i=1}^{NG} CT_i(P_{G_i}) + \sum_{s=1}^{NS} (\pi_s \times TC_s) \quad (7)$$

که در آن:

$$TC_s = CT_{i,s}(P_{G_{i,s}}) + \sum_{j=1}^{NW} CW_{j,s}(P_{W_{j,s}}) + \sum_{k=1}^{NE} CE_{k,s}(P_{E_{k,s}}), \forall i = \{Slack\ bus\}, \forall s \quad (8)$$

$$CT_i(P_{G_i}) = \mu_i^{G,0} + \sum_{n=1}^{NC_i} \mu_i^{G,n} \times P_{G_i}^n \quad \forall i \quad (9)$$

$$CW_{j,s}(P_{W_{j,s}}) = \mu_j^W \times P_{W_{j,s}} \quad (10)$$

$$CE_{k,s}(P_{E_{k,s}}) = \mu_{j,s}^E \times P_{E_{k,s}} \quad (11)$$

$$P_{G_i} = P_{G_i}^{\min} + \sum_{n=1}^{NC_i} P_{G_i}^n \quad \forall i \quad (12)$$

$$0 \leq P_{G_i}^n \leq P_{G_i}^{n,\max} \quad \forall n, i \quad (13)$$

در روابط فوق، s اندیس سناریو، NS مجموعه کل سناریوها، NG تعداد کل واحدهای ژنراتوری، NW تعداد کل مزارع بادی و NE تعداد باس‌هایی هستند که به شبکه خارجی متصل هستند. در روابط (۷) و (۸)، TC_s هزینه کل در سناریوی s ام است که از مجموع هزینه واحدهای ژنراتوری، مزرعه بادی و تبادل با شبکه خارجی به‌دست می‌آید. همچنین، ETC هزینه کل متوسط است. روابط (۹) تا (۱۱) نیز به ترتیب قیمت فروش انرژی از واحدهای ژنراتوری، مزارع بادی و همچنین تبادل انرژی با شبکه خارجی هستند. روابط (۱۲) و (۱۳) نیز مربوط به مدل‌سازی بازه‌های مختلف توان تولیدی توسط واحدهای حرارتی است. همان‌طور که از روابط (۹) و (۱۲) مشخص است، از منحنی تکه‌ای خطی برای مدل‌سازی قیمت فروش انرژی واحدهای حرارتی استفاده شده است، به‌طوری که NC_i تعداد سطوح مختلف پیشنهاد قیمت نیروگاه s ام را نشان می‌دهد. همچنین ضرایب $\mu_i^{G,n}$ ، μ_j^W و $\mu_{j,s}^E$ در روابط (۹) تا (۱۱) نیز ضرایب هزینه (یا پیشنهاد قیمت) مربوط به ژنراتورها، مزرعه بادی و تبادل انرژی با شبکه مجاور است. در رابطه (۷) تابع هزینه به دو بخش تقسیم شده است که جمله اول هزینه تولید واحدهای ژنراتوری (به‌جز شین مرجع) و قسمت دوم هزینه متوسط سناریوهای مختلف است.

۲- قیود توازن توان‌های حقیقی و راکتیو (قیود پخش بار):

توان‌های حقیقی و راکتیو خالص تزریق‌شده در شین s ام به‌صورت زیر هستند:

$$\begin{cases} P_{net_{i,s}} = P_{G_i} + P_{W_{i,s}} + P_{E_{i,s}} - P_{D_{i,s}} \\ P_{D_{i,s}} = \Lambda_{D_{i,s}} \times Q_{D_{i,s}}^r \end{cases}, \forall i, s \quad (14)$$

$$\begin{cases} Q_{net_{i,s}} = Q_{G_{i,s}} + Q_{W_{i,s}} + Q_{E_{i,s}} - Q_{D_{i,s}} \\ Q_{D_{i,s}} = \Lambda_{D_{i,s}} \times Q_{D_{i,s}}^r \end{cases}, \forall i, s \quad (15)$$

معادلات توازن توان در شبکه عبارت است از:

$$P_{net_{i,s}} = V_{i,s} \sum_j V_{j,s} Y_{ij} \cos(\theta_{i,s} - \theta_{j,s} - \gamma_{ij}) \quad (16)$$

$$Q_{net_{i,s}} = V_{i,s} \sum_j V_{j,s} Y_{ij} \sin(\theta_{i,s} - \theta_{j,s} - \gamma_{ij}) \quad (17)$$

در روابط (۱۴) و (۱۵)، $P_{net_{i,s}}$ و $Q_{net_{i,s}}$ به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو تزریق‌شده به شین s ام، $P_{G_{i,s}}$ و $Q_{G_{i,s}}$ به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو تولیدی توسط واحدهای حرارتی (ژنراتوری)، $P_{W_{i,s}}$ و $Q_{W_{i,s}}$

در روابط فوق، NE مجموعه شین‌هایی است که به شبکه خارجی مجاور متصل هستند.

۶- قید پایداری گذرا:

در این مقاله، محدودیت‌های زاویه روتور ژنراتورها با توجه به شاخص مرکز اینرسی به‌عنوان قید پایداری گذرا در نظر گرفته شده است.

$$\delta_i^{\min} \leq \delta_{i,s} - \delta_{COI,s} \leq \delta_i^{\max}, \forall i \in NG, \forall s \in NS \quad (29)$$

در رابطه (۲۹)، $\delta_{i,s}$ و $\delta_{COI,s}$ به ترتیب، زاویه روتور ژنراتور نام و زاویه روتور مرکز اینرسی مجموعه ژنراتورها در سناریوی نام می‌باشند. δ_i^{\min} و δ_i^{\max} هم دو پارامتر ثابت هستند که برای تنظیم حداکثر محدوده اختلاف زاویه روتور ژنراتور نام نسبت به مرکز اینرسی مجموعه همه ژنراتورها به کار می‌رود. لازم به ذکر است که در شین‌هایی که فاقد مزرعه بادی هستند، $Q_{W_i,s}$ و $P_{W_i,s}$ برابر صفر است. به‌طور مشابه، برای شین‌هایی که فاقد ژنراتور هستند، $Q_{G_i,s}$ و $P_{G_i,s}$ برابر صفر است. همچنین در شین‌هایی که به شبکه خارجی متصل نیستند، $P_{E_i,s}$ و $P_{E_i,s}$ برابر صفر خواهد بود.

۵-۲- رهیافت برنامه‌ریزی تصادفی در پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا

در مدل TSC-POPF ارائه‌شده در بخش ۵-۱ که با روابط (۲۹)-(۷) داده شده است، دو دسته متغیر کنترلی وجود دارند [۱۷].

دسته اول متغیرهای کنترلی "here and now" هستند که مقدار آن‌ها قبل از تحقق سناریوها مشخص شده و به سیستم اعمال می‌شود [۱۷]. در واقع این متغیرهای کنترلی در همه سناریوهای احتمالی مقدار یکسانی دارند و تابع شماره سناریوها نیستند. متغیرهایی که در مسئله TSC-POPF از نوع "here and now" هستند، عبارت‌اند از توان خروجی واحدهای ژنراتوری (به‌جز ژنراتور شین مرجع که وظیفه ایجاد توازن توان را در سناریوهای مختلف بر عهده دارد) و همچنین ولتاژ مرجع شین‌های ژنراتوری شبکه. با توجه به این‌که در مدل ارائه‌شده توسط روابط (۲۹)-(۷) همه ولتاژها تابع سناریو در نظر گرفته شده‌اند، لازم است که برای این متغیرهای "here and now" وابستگی به شماره سناریو حذف شود. لذا معادله زیر نیز به مدل ارائه‌شده در بخش ۵-۱ اضافه می‌شود:

$$V_{i,s} = \bar{V}_i, \forall i \in NB_G, \forall s \quad (30)$$

که \bar{V}_i اندازه ولتاژ شین نام و NB_G نیز مجموعه شین‌های ژنراتوری می‌باشد.

دسته دوم متغیرهایی هستند که مقدار آن‌ها در سناریوهای مختلف متفاوت است و به آن‌ها متغیرهای "wait and see" اطلاق می‌شود. در واقع متغیرهای "wait and see" پس از تحقق هر سناریو مقداری متناظر با سناریوی محقق شده اختیار می‌کنند. در مدل TSC-POPF ارائه‌شده، متغیرهای کنترلی نظیر توان حقیقی خروجی مزارع بادی و همچنین میزان تبادل توان با شبکه خارجی از این دسته هستند. به

توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی توسط مزرعه بادی، $P_{E_i,s}$ و $Q_{E_i,s}$ توان‌های اکتیو و راکتیو تبدالی با شبکه خارجی مجاور، $P_{D_i,s}$ و

$Q_{D_i,s}$ نیز به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو بار در شین نام و سناریوی

s-ام هستند، همچنین $P_{D_i}^r$ و $Q_{D_i}^r$ توان‌های حقیقی و راکتیو

پیش‌بینی شده در شین نام هستند و $A_{D_i,s}$ نیز نسبت بار واقعی به بار

پیش‌بینی شده در شین نام و سناریوی نام می‌باشد. همچنین در روابط

(۱۶) و (۱۷)، $Y_{ij} < \gamma_{ij}$ ایامین درایه ماتریس ادمیتانس شبکه و $V_{i,s}$ و

$\theta_{i,s}$ نیز به ترتیب اندازه و زاویه ولتاژ شین نام در سناریوی s هستند.

۳- محدودیت‌های توان ژنراتورها، اندازه ولتاژ شین‌ها و توان عبوری از خطوط:

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i,s} \leq P_{G_i}^{\max}, \forall i \in NG, \forall s \in NS \quad (18)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i,s} \leq Q_{G_i}^{\max}, \forall i \in NG, \forall s \in NS \quad (19)$$

$$V_i^{\min} \leq V_{i,s} \leq V_i^{\max}, \forall i, s \quad (20)$$

$$0 \leq S_{\ell,s} \leq S_{\ell}^{\max}, \forall \ell \in NL, \forall s \in NS \quad (21)$$

که $S_{\ell,s}$ در رابطه (۲۲) توان ظاهری عبوری از خط ℓ ام در سناریوی s می‌باشد. در رابطه (۲۱) مقدار $S_{\ell,s}$ از معادلات زیر محاسبه می‌شود:

$$S_{\ell,s} = \sqrt{(P_{\ell,s})^2 + (Q_{\ell,s})^2} \quad (22)$$

$$P_{\ell,s} = g_{\ell} V_{i,s}^2 - V_{i,s} V_{j,s} [g_{\ell} \cos(\theta_{i,s} - \theta_{j,s}) + b_{\ell} \sin(\theta_{i,s} - \theta_{j,s})] \quad (23)$$

$$Q_{\ell,s} = -(0.5b_{0,\ell} + b_{\ell}) V_{i,s}^2 - V_{i,s} V_{j,s} [g_{\ell} \sin(\theta_{i,s} - \theta_{j,s}) - b_{\ell} \cos(\theta_{i,s} - \theta_{j,s})] \quad (24)$$

که در روابط (۲۲)-(۲۴) $Q_{\ell,s}$ و $P_{\ell,s}$ به ترتیب توان‌های حقیقی و راکتیو عبوری از خط ℓ ام (بین شین‌های نام و نام) در سناریوی s بوده و همچنین، g_{ℓ} ، b_{ℓ} و $b_{0,\ell}$ به ترتیب رسانایی، سوسپانس سری و موازی خط بر اساس مدل π آن هستند.

۴- محدودیت توان‌های اکتیو و راکتیو تولیدی در مزارع بادی:

$$0 \leq P_{W_i,s} \leq \Lambda_{W_i,s} \times P_{W_i}^r, \forall i \in NB_W, \forall s \quad (25)$$

$$Q_{W_i}^{\min} \leq Q_{W_i,s} \leq Q_{W_i}^{\max}, \forall i \in NB_W, \forall s \quad (26)$$

که رابطه (۲۵) توان حقیقی تولیدی توسط مزرعه بادی در سناریوی نام را نشان می‌دهد. $\Lambda_{W_i,s}$ در این رابطه نسبت توان در دسترس در

سناریوی نام به توان نامی مزرعه بادی است. مقدار $\Lambda_{W_i,s} \times P_{W_i}^r$ برای

مزرعه بادی نمونه که در این مقاله در نظر گرفته شده است، در جدول

۲ داده شده است. همچنین، NB_W نیز مجموعه شین‌های دارای مزرعه

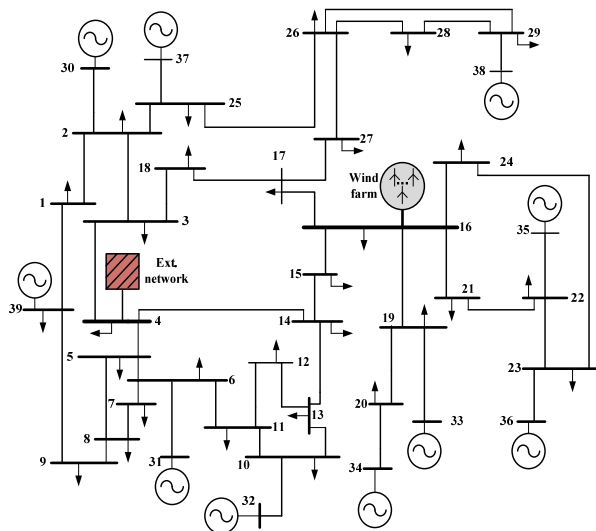
بادی می‌باشد.

۵- محدودیت‌های توان مبادله‌ای با شبکه خارجی مجاور:

$$P_{E_i}^{\min} \leq P_{E_i,s} \leq P_{E_i}^{\max}, \forall i \in NB_E, \forall s \quad (27)$$

$$Q_{E_i}^{\min} \leq Q_{E_i,s} \leq Q_{E_i}^{\max}, \forall i \in NB_E, \forall s \quad (28)$$

عبارت است از حداکثر زمان تداوم خطا در سیستم قدرت، به گونه‌ای که سیستم سنکرونیزم خود را حفظ نماید و ناپایدار نشود [۱۸]. هر چقدر این زمان برای یک شبکه بزرگ‌تر باشد، نشان‌دهنده ایستادگی بیشتر شبکه در برابر وقوع خطاها و در نتیجه دیرتر ناپایدار شدن آن است. در مطالعه دوم به‌زای یک محل خطای یکسان در یک نقطه مشخص از شبکه، مقدار CCT در تعدادی از سناریوها برای هر دو حالت POPF و TSC-POP به دست آمده و با هم مقایسه می‌شود.



شکل ۵: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۳۹ شینه IEEE

۶-۱-۱-۶ بخش اول: حل مسائل POPF و TSC-POPF در GAMS و مقایسه نتایج به دست آمده

همان‌طور که پیش‌تر نیز اشاره شد، مسائل POPF و TSC-POPF دارای مدل برنامه‌ریزی تصادفی هستند که دارای دو دسته متغیر کنترلی “*here and now*” و “*wait and see*” می‌باشد. متغیرهایی نظیر تولید توان حقیقی در شین‌های ژنراتوری (به‌جز شین ۳۱ که شین مرجع است) و اندازه ولتاژ همه شین‌های ژنراتوری متغیرهای “*here and now*” هستند. شکل ۶ توان حقیقی در شین‌های ژنراتوری به‌جز شین مرجع را برای هر دو مسئله POPF و TSC-POPF نشان می‌دهد. از این شکل ملاحظه می‌شود که افزودن قید پایداری گذرا (TSC-POPF) سبب شده است که برنامه‌ریزی تولیدی همه واحدها تغییر نماید، به گونه‌ای که توان خروجی در شین‌های ۳۰، ۳۳ و ۳۶ نسبت به حالت نامقید به پایداری گذرا (POPF) کاهش یابد و در شین‌های ۳۲، ۳۴، ۳۵، ۳۷، ۳۸ و ۳۹ افزایش یابد. همچنین، اندازه ولتاژ شین‌های ژنراتوری نیز در شکل ۷ نشان داده شده است. از این شکل ملاحظه می‌شود که در حالت مقید به پایداری ولتاژ، اندازه ولتاژ در شین‌های ۳۰، ۳۳ و ۳۶ کاهش یافته است و در سایر شین‌های ژنراتوری اندازه ولتاژ افزایش یافته است. همچنین شکل‌های ۱۰-۸ نیز مقدار بهینه متغیرهای کنترلی “*wait and see*” را در سناریوهای مختلف نشان

مدل فوق که دارای دو دسته متغیر کنترلی مزبور است، اصطلاحاً رهیافت برنامه‌ریزی تصادفی اطلاق می‌شود [۱۷].

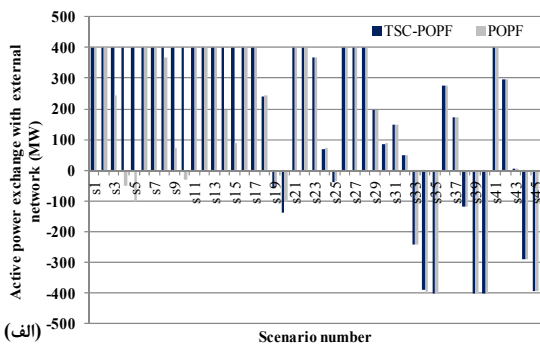
۶- نتایج شبیه‌سازی

مدل ارائه‌شده برای TSC-POPF بر روی شبکه ۳۹ شینه IEEE پیاده‌سازی شده است. این شبکه دارای ۱۰ ژنراتور و ۴۶ خط است. اطلاعات مربوط به پخش بار این شبکه از مرجع [۲۷] برداشت شده است. همچنین در جدول پ-۲ پیوست، اطلاعات مربوط به ژنراتورها آمده است. فرض شده است که یک مزرعه بادی با ظرفیت نامی ۸۰۰ مگاوات در شین ۱۶ به این شبکه متصل است. همچنین فرض شده است که این شبکه از طریق شین شماره ۴ به شبکه خارجی مجاور متصل است و ظرفیت تبادل توان‌های حقیقی و راکتیو با این شبکه به ترتیب ± 400 مگاوات و ± 300 مگاوار است. لازم به ذکر است که این مکان‌ها برای اتصال مزرعه بادی و شبکه خارجی به صورت دلخواه انتخاب شده‌اند. دیاگرام تک‌خطی این سیستم در شکل ۵ نشان داده شده است. مدل TSC-POPF ارائه‌شده در محیط نرم‌افزار بهینه‌سازی GAMS [۲۸] پیاده‌سازی شده و با سالور SNOPT [۲۹] حل شده است. در جدول پ-۱ اطلاعات مربوط به سناریوهای ۴۵ گانه که از ترکیب اطلاعات جداول ۱ تا ۳ به دست آمده است، ارائه شده است که این داده‌ها شامل بار، توان بادی در دسترس، قیمت تبادل انرژی با شبکه خارجی و احتمال هر سناریو می‌باشد. همچنین در جدول پ-۳ داده‌های مربوط به پیشنهاد قیمت ژنراتورها ارائه شده است. همان‌گونه که در روابط (۹) و (۱۲) ملاحظه شد، در این مقاله منحنی هزینه (یا منحنی پیشنهاد قیمت) ژنراتورها به صورت تکه‌ای خطی در نظر گرفته شده است که شیب هر بازه پیشنهاد قیمت متناظر با آن بازه می‌باشد. در جدول (پ-۳)، پیشنهاد قیمت ۲ سطحی در نظر گرفته شده است. همچنین، قیمت خرید توان از مزرعه بادی در همه سناریوها یکسان و برابر ۱۲ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است.

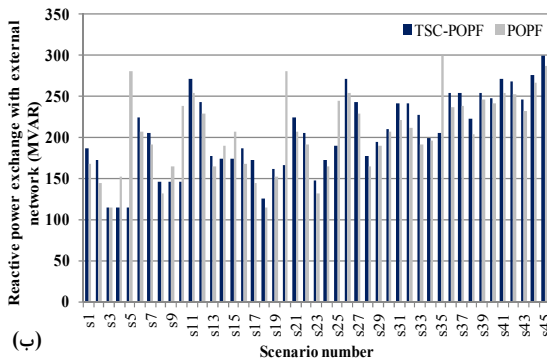
در بخش اول شبیه‌سازی‌ها، به منظور بررسی اثر در نظر گرفتن قید پایداری گذرا (معادله (۲۹)) در مسئله POPF، یکبار مسئله POPF بدون در نظر گرفتن این قید و بار دیگر با لحاظ نمودن این قید (یعنی TSC-POPF) حل شده و نتایج عددی این دو مطالعه با یکدیگر مقایسه شده است. در بخش دوم، به منظور ارزیابی نتایج به دست آمده از بخش اول، شبیه‌سازی حوزه زمان نیز توسط نرم‌افزار DigSILENT انجام شده است. در این بخش دو مطالعه مختلف برای مقایسه نتایج به دست آمده از بخش اول انجام پذیرفته است.

در مطالعه اول برای یک سناریوی یکسان، نتایج به دست آمده از بخش اول برای هر دو حالت پخش بار بهینه احتمالی (POPF) و مقید به پایداری گذرا (TSC-POPF) شبیه‌سازی زمانی می‌شوند و زمان بحرانی رفع خطا (CCT) در شین‌های ژنراتوری مختلف برای هر دو حالت با هم مقایسه می‌شوند. شاخص CCT معیار مهمی برای ارزیابی میزان پایداری گذرای یک سیستم است. طبق تعریف، CCT

فروش انرژی به شبکه خارجی عمدتاً در سناریوهایی است که قیمت تبادل انرژی بالاست (سناریوهای s31 تا s45) و خرید انرژی از شبکه خارجی بیشتر در سناریوهایی رخ داده است که قیمت تبادل انرژی با آن شبکه پایین است (سناریوهای s1 تا s15) و لذا اقتصادی تر است که بخشی از انرژی مورد نیاز شبکه به جای این که از ژنراتورهای داخل شبکه خریداری شود، از شبکه خارجی تأمین شود. همچنین، ملاحظه می شود که در همه سناریوها توان راکتیو از شبکه خارجی به سمت شبکه است که نشان دهنده نیاز شبکه به پشتیبانی توان راکتیو است. شکل ۱۰ نیز توان های حقیقی و راکتیو خروجی مزرعه بادی را در سناریوهای مختلف برای دو حالت نشان می دهد. در شکل ۱۰-الف توان حقیقی خروجی مزرعه بادی نشان داده شده است و شکل ۱۰-ب توان راکتیو تبدالی آن با شبکه را نشان می دهد.



(الف)

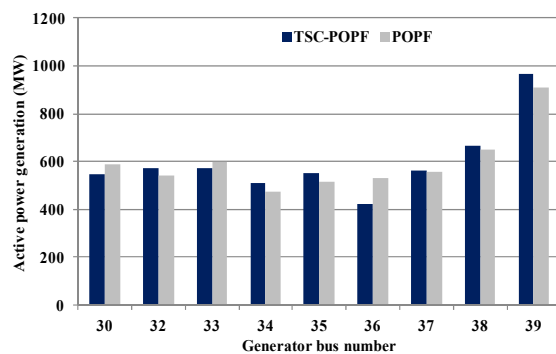


(ب)

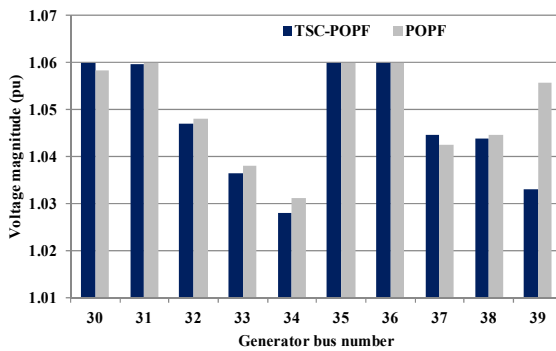
شکل ۹: توان های حقیقی و راکتیو مبادله شده با شبکه خارجی در سناریوهای مختلف؛ (الف) توان حقیقی، (ب) توان راکتیو

برای سناریوهای مختلف، مؤلفه های مختلف هزینه که شامل هزینه خرید انرژی از نیروگاه ها، هزینه تبادل انرژی با شبکه خارجی و همچنین هزینه خرید انرژی از مزرعه بادی است، به همراه میانگین و انحراف استاندارد کل هزینه برای دو حالت POPF و TSC-POPF در جدول ۴ گنجانده شده است. از جدول ۴-الف و ۴-ب ملاحظه می شود که در حالت مقید به پایداری گذرا میانگین کل هزینه برابر ۱۹/۸۲۷۷ دلار بر ساعت است، در حالی که این هزینه در حالت نامقید به پایداری گذرا برابر ۸۲/۴۵۰ دلار بر ساعت است. ملاحظه می شود که برای برقراری قید پایداری گذرا، به میزان ۳۷/۸۲۷ دلار بر

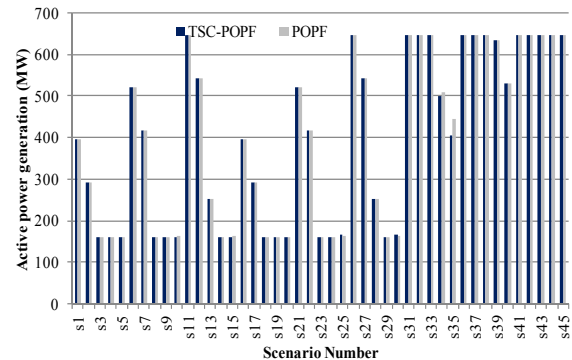
می دهند. شکل ۸ توان حقیقی خروجی ژنراتور شین مرجع (شین شماره ۳۱) را در دو حالت POPF و TSC-POPF در سناریوهای مختلف نشان می دهد. ملاحظه می شود که به جز سناریوهای s34 و s35 در بقیه سناریوها توان های خروجی تقریباً باهم برابر هستند. همچنین شکل ۹ نیز توان های حقیقی و راکتیو مبادله شده با شبکه خارجی را در دو حالت نشان می دهد. در شکل ۹-الف توان های حقیقی مبادله شده در سناریوهای ۴۵ گانه برای دو حالت مقایسه شده اند و شکل ۹-ب نیز توان های راکتیو تبدالی را نشان می دهد. از شکل های ۹-الف و ب ملاحظه می شود که توان حقیقی در برخی از سناریوها به شبکه خارجی فروخته می شود و در برخی از سناریوها از شبکه خارجی خریداری می شود.



شکل ۶: توان های حقیقی تولید شده توسط ژنراتورها



شکل ۷: اندازه ولتاژها در شین های ژنراتوری

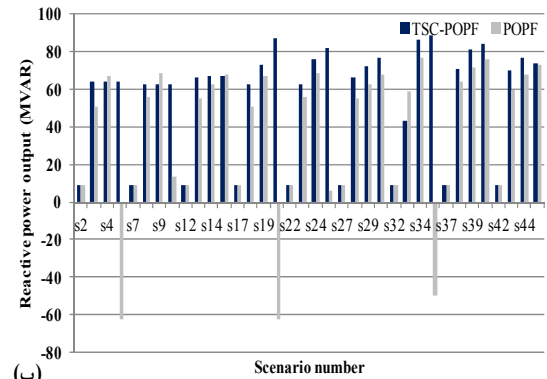
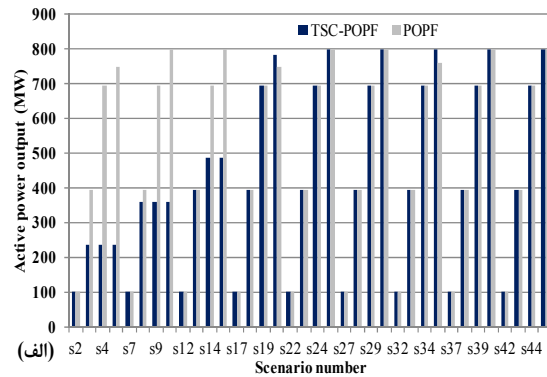


شکل ۸: توان حقیقی تولید شده در ژنراتور شین مرجع

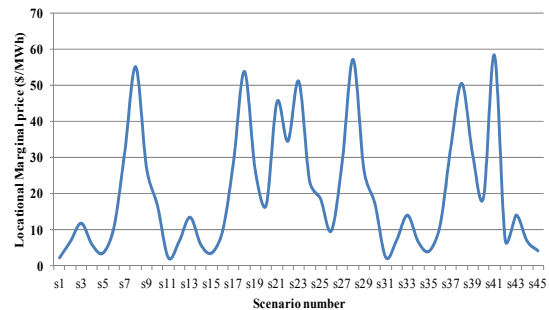
جدول ۴-الف: مؤلفه‌های مختلف هزینه در سناریوهای مختلف

	TC (\$/h)		CT (\$/h)	
	TSC-POPF	POPF	TSC-POPF	POPF
s1	۷۹۶۰۸/۴۲	۷۹۵۸۹/۶۶	۷۵۰۰۸/۴۲	۷۴۹۸۹/۶۶
s2	۷۹۴۲۳/۵۱	۷۹۲۰۲/۱۳	۷۳۵۸۷/۹۹	۷۳۵۷۲/۵۳
s3	۷۹۱۹۴/۶۶	۷۸۴۹۳/۵۲	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s4	۷۹۱۹۴/۶۶	۷۸۱۱۰/۰۹	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s5	۷۹۱۹۴/۶۶	۷۸۰۴۹/۳۶	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s6	۸۱۳۳۷/۳۰	۸۱۳۱۷/۱۹	۷۶۷۳۷/۳۰	۷۶۷۱۷/۱۹
s7	۸۱۱۴۷/۹۶	۸۰۹۲۴/۹	۷۵۳۱۲/۴۴	۷۵۲۹۵/۳
s8	۸۰۷۰۰/۳۷	۷۹۹۲۱/۰۶	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s9	۸۰۷۰۰/۳۷	۷۹۵۳۰/۲۴	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s10	۸۰۷۰۰/۳۷	۷۹۴۰۷/۸۷	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۸۲/۹۱
s11	۸۳۰۷۰/۷۸	۸۳۰۴۹/۳۸	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s12	۸۲۸۷۶/۹۴	۸۲۶۵۲/۶۴	۷۷۰۴۱/۴۲	۷۷۰۲۳/۰۴
s13	۸۲۳۵۹/۸۶	۸۱۵۶۰/۴۴	۷۳۰۲۰/۳۴	۷۳۰۱۰/۸۴
s14	۸۲۲۰۸/۴۵	۸۰۹۵۳/۱۷	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s15	۸۲۲۰۸/۴۵	۸۰۸۲۷/۶۸	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۹۲/۵۹
s16	۸۰۲۰۸/۴۲	۸۰۱۸۹/۶۶	۷۵۰۰۸/۴۲	۷۴۹۸۹/۶۶
s17	۸۰۰۲۳/۵۱	۷۹۸۰۲/۱۳	۷۳۵۸۷/۹۹	۷۳۵۷۲/۵۳
s18	۷۹۶۵۶/۳۷	۷۸۸۵۷/۷۳	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s19	۷۹۴۲۵/۱۱	۷۸۰۳۳/۴۱	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s20	۷۹۳۶۴/۱۵	۷۷۸۹۴/۹۷	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s21	۸۱۹۳۷/۳۰	۸۱۹۱۷/۱۹	۷۶۷۳۷/۳۰	۷۶۷۱۷/۱۹
s22	۸۱۷۴۷/۹۶	۸۱۵۲۴/۹۰	۷۵۳۱۲/۴۴	۷۵۲۹۵/۳۰
s23	۸۱۲۷۰/۵۷	۸۰۴۷۱/۴۷	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s24	۸۱۰۳۰/۹۵	۷۹۶۳۸/۷۸	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s25	۸۰۹۶۰/۸۵	۷۹۳۵۸/۶۷	۷۱۸۶۷	۷۱۷۸۵/۱۷
s26	۸۳۶۷۰/۷۸	۸۳۶۴۹/۳۸	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s27	۸۳۴۷۶/۹۴	۸۳۲۵۲/۶۴	۷۷۰۴۱/۴۲	۷۷۰۲۳/۰۴
s28	۸۲۹۵۹/۸۶	۸۲۱۶۰/۴۴	۷۳۰۲۰/۳۴	۷۳۰۱۰/۸۴
s29	۸۲۶۳۹/۹۱	۸۱۲۴۷/۳۲	۷۱۷۷۳/۰۵	۷۱۷۵۱/۶۵
s30	۸۲۵۶۶/۸۷	۸۰۹۶۲/۶۹	۷۱۸۶۷/۱۴	۷۱۷۹۲/۵۹
s31	۸۰۶۴۷/۸۷	۸۰۶۲۷/۳۷	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s32	۸۰۳۹۴/۶۵	۸۰۱۷۱	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s33	۷۹۷۰۳/۹۱	۷۸۹۰۲/۸۷	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s34	۷۹۱۲۴/۳۴	۷۷۷۲۶/۲۳	۷۶۴۵۲/۰۵	۷۶۵۶۵/۸۶
s35	۷۸۹۵۷/۴۲	۷۷۴۹۸/۲۴	۷۵۱۵۷/۴۲	۷۵۶۸۸/۸۸
s36	۸۲۴۵۷/۶	۸۲۴۴۶/۶۳	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s37	۸۲۲۰۱/۱۲	۸۱۹۷۶/۶۲	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s38	۸۱۵۰۰/۳۵	۸۰۶۹۹/۱۸	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s39	۸۰۸۳۰/۷۳	۷۹۴۳۶/۶	۷۸۲۹۵/۰۵	۷۸۲۹۰/۲
s40	۸۰۶۶۵/۳۶	۷۹۰۶۳/۵۲	۷۶۸۶۵/۲۶	۷۶۸۶۳/۵۲
s41	۸۴۲۷۰/۷۸	۸۴۲۴۹/۳۸	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
s42	۸۴۰۱۱/۰۶	۸۳۷۸۶/۱۴	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸

ساعت هزینه اضافی تحمیل شده است که همان هزینه تأمین پایداری گذراست. لازم به ذکر است با توجه به این که قیمت‌های پیشنهادی توسط واحدهای ژنراتوری (اصلی‌ترین منبع تأمین انرژی شبکه) بسیار نزدیک به هم در نظر گرفته شده است، تفاوت در هزینه کل چندان مشهود نمی‌باشد (در این مثال خاص ۸۲۷/۳۷ دلار بر ساعت به دست آمد). در شبکه‌های بزرگ و واقعی که پیشنهادهای قیمت ژنراتورها معمولاً متفاوت و گاهی دارای تفاوتی چشم‌گیر است، هزینه کل در حالت مقید به پایداری گذرا می‌تواند بیش از این مقدار دست‌خوش تغییر شود. همچنین مقادیر قیمت‌های حاشیه‌ای در سناریوهای مختلف برای ژنراتور شین مرجع در شکل ۱۱ نشان داده شده است.



شکل ۱۰: توان‌های حقیقی و راکتیو خروجی مزرعه بادی در سناریوهای مختلف: (الف) توان حقیقی، (ب) توان راکتیو



شکل ۱۱: مقادیر قیمت‌های حاشیه‌ای (LMP) برای ژنراتور شین مرجع در سناریوهای مختلف

S36	۳۹۸۶/۸۲	۳۹۸۷/۲۵	.	.
S37	۲۴۹۴/۸۲	۲۴۹۷/۶۴	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S38	-۱۷۰۹/۹۴	-۱۶۹۹/۸۰	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S39	-۵۸۰۰	-۵۸۰۰	۸۳۳۵/۶۸	۶۹۴۶/۴۰
S40	-۵۸۰۰	-۵۸۰۰	۹۶۰۰	۸۰۰۰
S41	۵۸۰۰	۵۸۰۰	.	.
S42	۴۳۰۴/۷۶	۴۳۰۷/۱۷	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S43	۹۰/۴۰	۱۰۰/۰۵	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S44	-۴۱۹۲/۳۴	-۴۱۷۵/۶۲	۸۳۳۵/۶۸	۶۹۴۶/۴۰
S45	-۵۶۸۸/۱۸	-۵۶۶۹/۱۳	۹۶۰۰	۸۰۰۰
ETC (\$/h)	۲۷۷۵/۱۴	۲۵۴۱/۴۵	۴۷۳۸/۳۱	۴۱۶۵/۳۳
SD	۳۰۳۴/۰۶	۳۰۲۳/۳	۲۹۵۲/۷۳	۲۵۵۰/۰۶

S32	۸۳۳۰/۷	۸۲۴۹۹/۰۳	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
S44	۸۲۶۱۴/۱۱	۸۱۲۲۰/۱۶	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
S45	۸۲۳۸۲/۶۰	۸۰۷۸۰/۲۵	۷۸۴۷۰/۷۸	۷۸۴۴۹/۳۸
ETC (\$/h)	۸۱۲۷۸/۱۹	۸۰۴۵۰/۸۲	۷۳۷۶۴/۷۴	۷۳۷۴۴/۰۴
SD	۱۰۰۰/۷۳	۱۲۴۱/۱۵	۲۵۶۰/۱۸	۲۵۶۵/۹۵

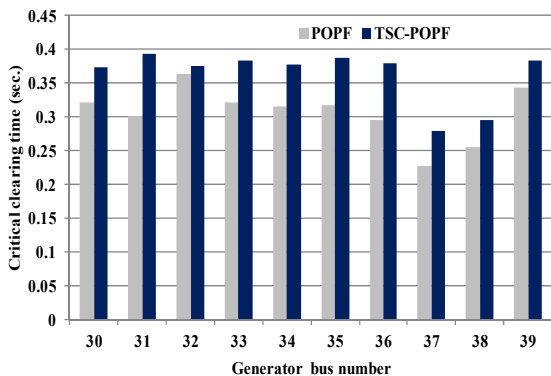
جدول ۴-ب: مؤلفه‌های مختلف هزینه در سناریوهای مختلف

	CE (\$/h)		CW (\$/h)	
	TSC-POPF	POPF	TSC-POPF	POPF
S1	۴۶۰۰	۴۶۰۰	.	.
S2	۴۶۰۰	۴۶۰۰	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S3	۴۶۰۰	۲۷۹۲/۲۷	۲۸۲۱/۶۱	۳۹۴۹/۶۰
S4	۴۶۰۰	-۵۸۷/۹۵	۲۸۲۱/۶۱	۶۹۴۶/۴۰
S5	۴۶۰۰	-۱۱۸۳/۶۶	۲۸۲۱/۶۱	۷۴۸۱/۳۷
S6	۴۶۰۰	۴۶۰۰	.	.
S7	۴۶۰۰	۴۶۰۰	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S8	۴۶۰۰	۴۲۱۹/۸۲	۴۳۲۷/۳۲	۳۹۴۹/۶۰
S9	۴۶۰۰	۸۳۲/۱۹	۴۳۲۷/۳۲	۶۹۴۶/۴۰
S10	۴۶۰۰	-۳۶۹/۹۵	۴۳۲۷/۳۲	۷۹۹۴/۹۲
S11	۴۶۰۰	۴۶۰۰	.	.
S12	۴۶۰۰	۴۶۰۰	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S13	۴۶۰۰	۴۶۰۰	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S14	۴۶۰۰	۲۲۵۵/۱۳	۵۸۳۵/۴	۶۹۴۶/۴۰
S15	۴۶۰۰	۱۰۳۵/۱	۵۸۳۵/۴	۸۰۰۰
S16	۵۲۰۰	۵۲۰۰	.	.
S17	۵۲۰۰	۵۲۰۰	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S18	۳۱۴۳/۸۰	۳۱۵۶/۴۸	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S19	-۶۸۳/۶۲	-۶۶۴/۶۴	۸۳۳۵/۶۸	۶۹۴۶/۴۰
S20	-۱۸۰۰/۵۶	-۱۳۳۸/۰۵	۹۳۹۱/۶۶	۷۴۸۱/۳۷
S21	۵۲۰۰	۵۲۰۰	.	.
S22	۵۲۰۰	۵۲۰۰	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S23	۴۷۵۸	۴۷۷۰/۲۳	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S24	۹۲۲/۲۱	۹۴۰/۷۴	۸۳۳۵/۶۸	۶۹۴۶/۴۰
S25	-۵۰۶/۱۴	-۴۲۶/۵۰	۹۶۰۰	۸۰۰۰
S26	۵۲۰۰	۵۲۰۰	.	.
S27	۵۲۰۰	۵۲۰۰	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S28	۵۲۰۰	۵۲۰۰	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S29	۲۵۳۱/۱۸	۲۵۴۹/۲۷	۸۳۳۵/۶۸	۶۹۴۶/۴۰
S30	۱۰۹۹/۷۴	۱۱۷۰/۱۱	۹۶۰۰	۸۰۰۰
S31	۲۱۷۷/۰۹	۲۱۷۸	.	.
S32	۶۸۸/۳۵	۶۹۲/۰۲	۱۲۳۵/۵۲	۱۰۲۹/۶۰
S33	-۳۵۰۶/۳۸	-۳۴۹۶/۱۱	۴۷۳۹/۵۲	۳۹۴۹/۶۰
S34	-۵۶۶۳/۳۹	-۵۷۸۶/۰۳	۸۳۳۵/۶۸	۶۹۴۶/۴۰
S35	-۵۸۰۰	-۵۸۰۰	۹۶۰۰	۷۶۰۹/۳۶

۲-۶- بخش دوم: شبیه‌سازی زمانی در DigSILENT و مقایسه نتایج

۲-۶-۱- مطالعه اول: مقایسه CCTها در سناریوی ۴۱

در این مطالعه برای سناریوی ۴۱ (S41) که متناظر با حداکثر بار و حداقل ظرفیت تولید توان از مزرعه باد است (بدترین سناریو از نظر پایداری گذرا)، زمان بحرانی رفع خطا برای ژنراتورهای مختلف در دو حالت POPF و TSC-POPF با یکدیگر مقایسه شده است. شکل ۱۲ نتایج بدست‌آمده برای CCTها را نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل دیده می‌شود، CCTها در حالتی که مسئله مقید به پایداری گذراست، نسبت به حالت نامقید بیشتر است که نشان‌دهنده حاشیه بیشتر پایداری گذرا به‌ازای نتایج بدست‌آمده از حل TSC-POPF است. به بیان دیگر، به‌ازای وقوع یک اتصال کوتاه یکسان برای هر دو حالت، حداکثر زمان تداوم آن (یا حداکثر زمان ایستادگی ماشین‌ها در برابر خطا)، برای نتایج حاصل از TSC-POPF افزایش یافته است. لازم به‌ذکر است که این CCTها به‌ازای خطای سه‌فاز متقارن در نزدیک شین هریک ژنراتورها محاسبه شده است. این محل بدترین نقطه ممکن برای وقوع خطا از نظر تأثیر بر پایداری گذرای ماشین‌هاست.

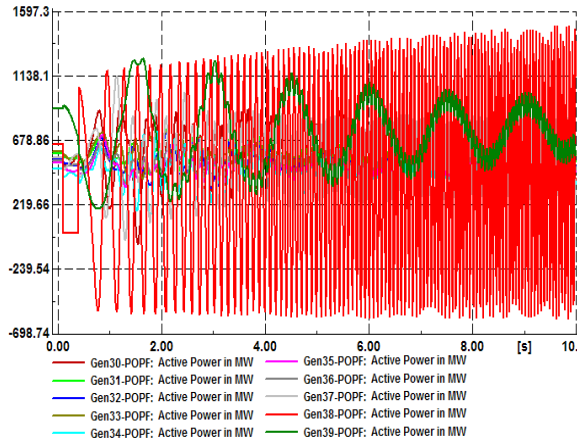


شکل ۱۲: مقایسه CCTها برای خطای نزدیک شین‌های ژنراتوری در سناریوی

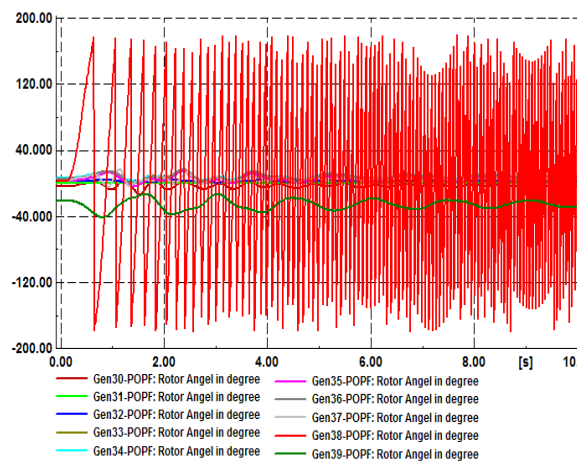
۴۱

۶-۲-۲- مطالعه دوم: مقایسه پاسخ‌های زمانی

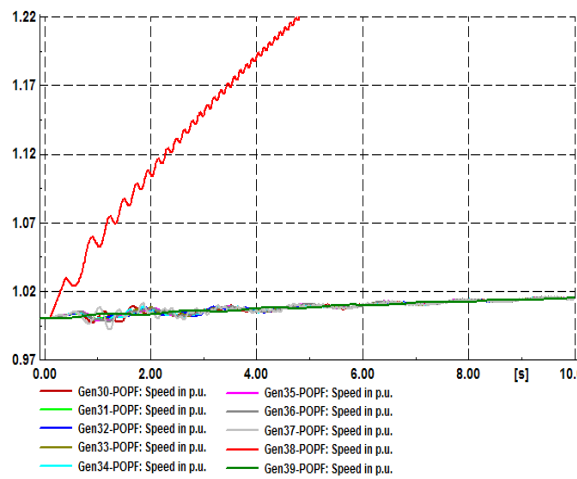
همان‌طور که پیش‌تر نیز بیان شد، در مطالعه دوم به‌ازای یک خطای اتصال کوتاه سه‌فاز بر روی خط انتقال مابین شین‌های ۲۵ و ۲ که به قطع شدن و خروج این خط منجر می‌شود، مقدار CCT برای ژنراتور باس ۳۷، در سناریوهای S1، S5، S12، S18، S24، S30، S36، S41 و S43 (که به‌دلخواه انتخاب شده‌اند) برای هر دو حالت POPF و TSC-POPF مقایسه می‌شود. شکل ۱۳ مقدار CCT را در سناریوهای مختلف به‌ازای خطای مزبور نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل نشان داده شده است، در همه سناریوها CCT به‌دست‌آمده به‌ازای نتایج TSC-POPF در مقایسه با POPF کمتر است که نشان‌دهنده وضعیت بهتر پایداری گذرای سیستم به‌ازای نتایج حاصل از TSC-POPF است. همچنین از این شکل ملاحظه می‌شود که سناریوی S41 بدترین سناریوی شبکه از نظر شاخص CCT می‌باشد، زیرا مقدار CCT در این سناریو از همه سناریوهای دیگر کمتر است. با مراجعه به جدول پ-۱ ملاحظه می‌شود که در این سناریو بار شبکه حداکثر بوده و تولید توان مزرعه بادی صفر است که منجر به حاشیه پایداری کمتر شده است. در ادامه برای سناریوی S41 که بدترین سناریوی در نظر گرفته‌شده در این مطالعه است، برای هر دو حالت POPF و TSC-POPF، منحنی‌های مربوط به توان خروجی، زاویه و سرعت ژنراتورها به‌ازای یک خطای سه‌فاز در خط مابین شین‌های ۲۶ و ۲۹ با مدت‌زمان تداوم خطای ۲۷۰ میلی‌ثانیه ترسیم شده است. فرض شده است که خطای مزبور با قطع شدن این خط رفع می‌شود. شکل ۱۴ منحنی‌های توان خروجی، زاویه و سرعت ژنراتورها را به‌ازای نتایج حاصل از POPF (نامقید به پایداری زاویه‌ای) نشان می‌دهد. در شکل ۱۴-الف تغییرات توان خروجی ژنراتورها و در شکل‌های ۱۴-ب و ۱۴-پ نیز تغییرات زاویه و سرعت ژنراتورها نشان داده شده است. همان‌طور که از این شکل ملاحظه می‌شود، به‌ازای خطای مزبور، سیستم سنکرونیزم خود را از دست داده و ناپایداری در ژنراتورهای شبکه رخ داده است. از این شکل ملاحظه می‌شود که ژنراتور شین ۳۸ که نزدیک‌ترین ماشین به محل وقوع خطا است، بیشتر از سایر ماشین‌ها تحت تأثیر ناپایداری قرار گرفته است.



(الف)



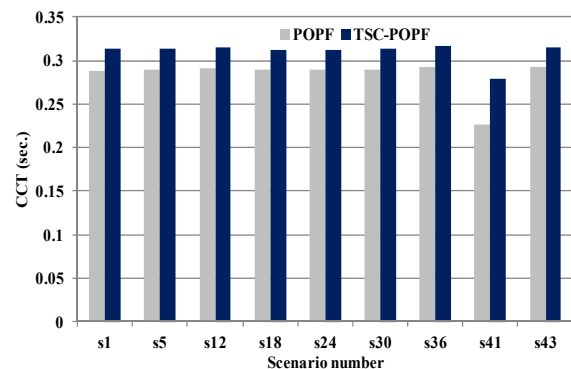
(ب)



(پ)

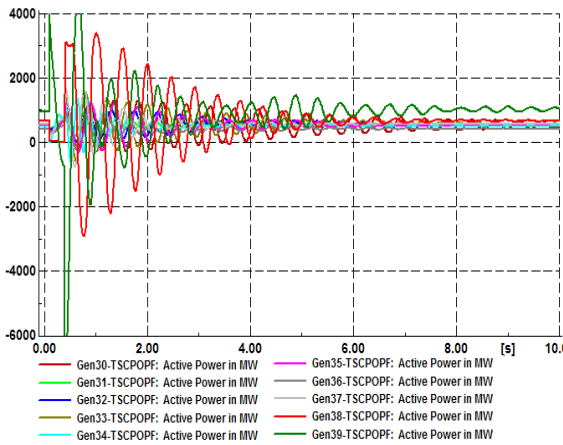
شکل ۱۴: پاسخ‌های زمانی به‌ازای خطا در نزدیکی شین ۳۸ (برای نتایج POPF): (الف) توان خروجی ژنراتورها، (ب) زاویه روتور ژنراتورها، (پ) سرعت ماشین‌ها

همچنین، شکل ۱۵ تغییرات توان خروجی، زاویه و سرعت ماشین‌ها را به‌ازای برنامه‌ریزی حاصل از TSC-POPF (مقید به پایداری زاویه‌ای)

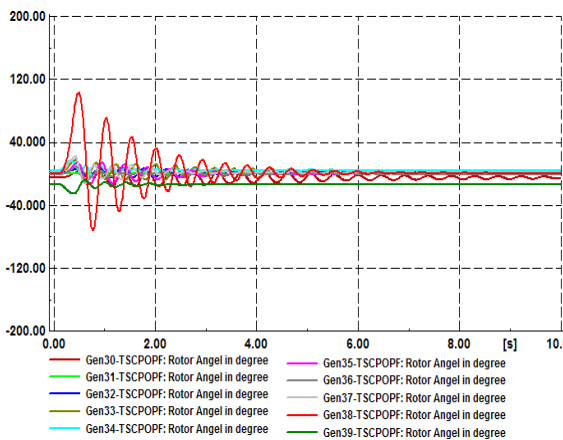


شکل ۱۳: مقایسه CCTهای ژنراتور باس ۳۷ در سناریوهای مختلف

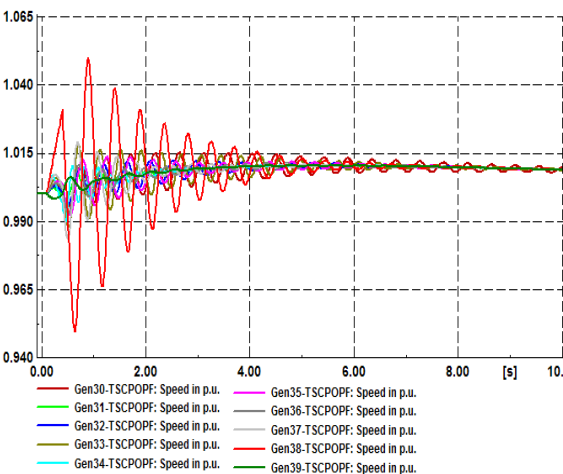
حاشیه پایداری گذرا، افزایش شاخص زمان بحرانی رفع خطا و بهبود امنیت سیستم می‌شود.



(الف)



(ب)



(پ)

شکل ۱۵: پاسخ‌های زمانی به‌زای خطا در نزدیکی شین ۳۸ (برای نتایج (الف) توان خروجی ژنراتورها، (ب) زاویه روتور ژنراتورها، (پ) سرعت ماشین‌ها)

نشان می‌دهد. در شکل ۱۵-الف تغییرات توان خروجی واحدها و در شکل‌های ۱۵-ب و ۱۵-پ تغییرات زاویه و سرعت ماشین‌ها نشان داده شده است. از این شکل ملاحظه می‌شود که به‌زای همان خطای مزبور در حالت مقید به پایداری گذرا، سیستم پایدار مانده و نوسانات الکترومکانیکی همه ماشین‌ها میرا می‌شود؛ بنابراین، زمانی که شبکه مقید به پایداری گذراست، به‌زای یک خطای یکسان، ژنراتورهای شبکه دوباره سنکرونیزم خود را بعد از رفع خطا و خروج خط از مدار، باز می‌یابند و شبکه به حالت پایدار جدیدی وارد می‌شود. لذا این نتیجه حاصل می‌شود که ISO می‌تواند پایداری گذرای سیستم را تنها با اعمال تغییرات جزئی در برنامه‌ریزی تولید واحدها با توجه به قید پایداری گذرا (بر اساس شاخص مرکز اینرسی)، بهبود ببخشد بدون این‌که هزینه اضافی چشم‌گیری برای ایجاد این تغییرات به بازیگران بازار (تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان انرژی) تحمیل شود.

۷- نتیجه‌گیری

این مقاله به ارائه مدلی نوین برای مسئله پخش بار بهینه احتمالی مقید به پایداری گذرا می‌پردازد. در مدل پیشنهادی، عدم قطعیت‌های فنی و بهره‌برداری مختلف با استفاده از روش مبتنی بر سناریو مدل‌سازی شده است. مدل ارائه‌شده از طریق نرم‌افزار GAMS بر روی شبکه‌ی استاندارد ۳۹ باسه IEEE پیاده‌سازی شده است. عدم قطعیت‌هایی نظیر توزیع احتمالی بار، توان در دسترس نیروگاه بادی با توجه به عدم قطعیت باد و قیمت تبادل انرژی با شبکه خارجی مجاور در این مقاله در نظر گرفته شده است.

به‌منظور اعمال قید پایداری گذرا در پخش بار بهینه احتمالی، از شاخص مرکز اینرسی ژنراتورها استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که بهره‌بردار مستقل سیستم می‌تواند با افزودن قید مرکز اینرسی به پخش بار بهینه احتمالی، بدون این‌که هزینه اضافی چشم‌گیری به بازیگران بازار (تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان انرژی) تحمیل شود، پایداری و امنیت شبکه را در مقابل خطاهای گذرا بهبود دهد.

با پیاده‌سازی مقادیر بهینه به‌دست‌آمده از هر دو حالت پخش بار بهینه احتمالی مقید و نامقید به پایداری گذرا در یکی از سناریوهای مهم شبکه در محیط نرم‌افزار DigSILENT نشان داده شد در صورتی‌که قید پایداری گذرا به مسئله پخش بار بهینه احتمالی افزوده شود، به‌زای خطاهای سه‌فاز مشابه، زمان بحرانی رفع خطای ژنراتورهای شبکه افزایش قابل توجهی می‌یابد.

همچنین شبیه‌سازی‌های زمانی برای یکی از سناریوها و به‌زای خطای یکسان در دو حالت فوق، نشان دادند که به‌زای نتایج حاصل از رهیافت TSC-POPF، سیستم قادر به حفظ پایداری زاویه‌ای خود می‌باشد. در حالی‌که برای نتایج حاصل از رهیافت POPF سیستم دچار ناپایداری می‌شود. در نتیجه می‌توان ادعا نمود که مقید کردن مسئله پخش بار بهینه احتمالی به قید پایداری گذرا، سبب بهبود

پیوست

جدول پ-۲: حدود توان‌ها و مقدار اینرسی ژنراتورها

Gen	P_G^{\min} (MW)	P_G^{\max} (MW)	Q_G^{\min} (MVar)	Q_G^{\max} (MVar)	M
۳۰	۰	۱۰۴۰	۱۴۰	۴۰۰	۴/۳۰
۳۱	۰	۶۴۶	-۱۰۰	۳۰۰	۳/۰۳
۳۲	۰	۷۲۵	۱۵۰	۳۰۰	۳/۵۸
۳۳	۰	۶۵۲	۰	۲۵۰	۲/۸۶
۳۴	۰	۵۰۸	۰	۱۶۷	۲/۶۰
۳۵	۰	۶۸۷	-۱۰۰	۳۰۰	۳/۴۸
۳۶	۰	۵۸۰	۰	۲۴۰	۲/۶۴
۳۷	۰	۵۶۴	۰	۲۵۰	۲/۴۳
۳۸	۰	۸۶۵	-۱۵۰	۳۰۰	۳/۴۵
۳۹	۰	۱۱۰۰	-۱۰۰	۳۰۰	۵۰

جدول پ-۱: اطلاعات مربوط به سناریوهای مختلف

#	Λ_{W_i}	Λ_{D_s}	$\mu^E \left(\frac{\$}{MWh} \right)$	π_s
S ₁	۰	-/۹۸	۱۱/۵	-/۰۰۱۶۵۳۶
S _۲	-/۱۲۸۷	-/۹۸	۱۱/۵	-/۰۰۴۹۰۵۶
S _۳	-/۴۹۳۷	-/۹۸	۱۱/۵	-/۰۰۹۷۱۵۲
S _۴	-/۸۶۸۳	-/۹۸	۱۱/۵	-/۰۰۴۷۸۰۸
S _۵	۱	-/۹۸	۱۱/۵	-/۰۰۲۹۴۴۸
S _۶	۰	۱	۱۱/۵	-/۰۰۷۷۱۶۸
S _۷	-/۱۲۸۷	۱	۱۱/۵	-/۰۰۲۲۸۹۲۸
S _۸	-/۴۹۳۷	۱	۱۱/۵	-/۰۰۴۵۳۳۷۶
S _۹	-/۸۶۸۳	۱	۱۱/۵	-/۰۰۲۲۳۱۰۴
S _{۱۰}	۱	۱	۱۱/۵	-/۰۰۱۳۷۴۲۴
S _{۱۱}	۰	۱/۰۲	۱۱/۵	-/۰۰۱۶۵۳۶
S _{۱۲}	-/۱۲۸۷	۱/۰۲	۱۱/۵	-/۰۰۴۹۰۵۶
S _{۱۳}	-/۴۹۳۷	۱/۰۲	۱۱/۵	-/۰۰۹۷۱۵۲
S _{۱۴}	-/۸۶۸۳	۱/۰۲	۱۱/۵	-/۰۰۴۷۸۰۸
S _{۱۵}	۱	۱/۰۲	۱۱/۵	-/۰۰۲۹۴۴۸
S _{۱۶}	۰	-/۹۸	۱۳	-/۰۰۷۰۲۷۸
S _{۱۷}	-/۱۲۸۷	-/۹۸	۱۳	-/۰۰۲۰۸۴۸۸
S _{۱۸}	-/۴۹۳۷	-/۹۸	۱۳	-/۰۰۴۱۲۸۹۶
S _{۱۹}	-/۸۶۸۳	-/۹۸	۱۳	-/۰۰۲۰۳۱۸۴
S _{۲۰}	۱	-/۹۸	۱۳	-/۰۰۱۲۵۱۵۴
S _{۲۱}	۰	۱	۱۳	-/۰۰۳۲۷۹۶۴
S _{۲۲}	-/۱۲۸۷	۱	۱۳	-/۰۰۹۷۲۹۴۴
S _{۲۳}	-/۴۹۳۷	۱	۱۳	-/۰۰۱۹۲۶۸۴۸
S _{۲۴}	-/۸۶۸۳	۱	۱۳	-/۰۰۹۴۸۱۹۲
S _{۲۵}	۱	۱	۱۳	-/۰۰۵۸۴۰۵۲
S _{۲۶}	۰	۱/۰۲	۱۳	-/۰۰۷۰۲۷۸
S _{۲۷}	-/۱۲۸۷	۱/۰۲	۱۳	-/۰۰۲۰۸۴۸۸
S _{۲۸}	-/۴۹۳۷	۱/۰۲	۱۳	-/۰۰۴۱۲۸۹۶
S _{۲۹}	-/۸۶۸۳	۱/۰۲	۱۳	-/۰۰۲۰۳۱۸۴
S _{۳۰}	۱	۱/۰۲	۱۳	-/۰۰۱۲۵۱۵۴
S _{۳۱}	۰	-/۹۸	۱۴/۵	-/۰۰۱۶۵۳۶
S _{۳۲}	-/۱۲۸۷	-/۹۸	۱۴/۵	-/۰۰۴۹۰۵۶
S _{۳۳}	-/۴۹۳۷	-/۹۸	۱۴/۵	-/۰۰۹۷۱۵۲
S _{۳۴}	-/۸۶۸۳	-/۹۸	۱۴/۵	-/۰۰۴۷۸۰۸
S _{۳۵}	۱	-/۹۸	۱۴/۵	-/۰۰۲۹۴۴۸
S _{۳۶}	۰	۱	۱۴/۵	-/۰۰۷۷۱۶۸
S _{۳۷}	-/۱۲۸۷	۱	۱۴/۵	-/۰۰۲۲۸۹۲۸
S _{۳۸}	-/۴۹۳۷	۱	۱۴/۵	-/۰۰۴۵۳۳۷۶
S _{۳۹}	-/۸۶۸۳	۱	۱۴/۵	-/۰۰۲۲۳۱۰۴
S _{۴۰}	۱	۱	۱۴/۵	-/۰۰۱۳۷۴۲۴
S _{۴۱}	۰	۱/۰۲	۱۴/۵	-/۰۰۱۶۵۳۶
S _{۴۲}	-/۱۲۸۷	۱/۰۲	۱۴/۵	-/۰۰۴۹۰۵۶
S _{۴۳}	-/۴۹۳۷	۱/۰۲	۱۴/۵	-/۰۰۹۷۱۵۲
S _{۴۴}	-/۸۶۸۳	۱/۰۲	۱۴/۵	-/۰۰۴۷۸۰۸
S _{۴۵}	۱	۱/۰۲	۱۴/۵	-/۰۰۲۹۴۴۸

جدول پ-۳: پیشنهادهای قیمت تولید انرژی برای واحدهای ژنراتوری

Gen	$\mu^{G,0}$ $\left(\frac{\$}{h} \right)$	$\mu^{G,1}$ $\left(\frac{\$}{MWh} \right)$	$\mu^{G,2}$ $\left(\frac{\$}{MWh} \right)$	$P_G^{l,max}$ (MW)	$P_G^{r,max}$ (MW)
۳۰	۵۰۰	۹/۷۳۲	۱۳/۷۳۲	۲۶۰	۷۸۰
۳۱	۸۰۰	۹/۸۲۴	۱۳/۸۲۴	۱۶۱/۵	۴۸۴/۵
۳۲	۳۰۰	۹/۷۲۳	۱۳/۷۲۳	۱۸۱/۲۵	۵۴۳/۷
۳۳	۱۵۰	۹/۴۲۱	۱۳/۴۲۱	۱۶۳	۴۸۹
۳۴	۹۰۰	۹/۴۵۴	۱۳/۴۵۴	۱۲۷	۳۸۱
۳۵	۱۰۰	۹/۵۲۹	۱۳/۵۲۹	۱۷۱/۷۵	۵۱۵/۲
۳۶	۲۰	۹/۴۵۹	۱۳/۴۵۹	۱۴۵	۴۳۵
۳۷	۶۶۰	۹/۳۶۳	۱۳/۳۶۳	۱۴۱	۴۲۳
۳۸	۱۰۰	۹/۳۸۱	۱۳/۳۸۱	۲۱۶/۲۵	۶۴۸/۷
۳۹	۶۳۰	۹/۰۹۲	۱۴/۰۹۲	۲۷۵	۸۲۵

مراجع

- [1] A.M. Leite da Silva, V.L. Arienti, and R.N. Allan, "Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1524-1530, 1984.
- [2] X. Li, and Y. Li, "Analysis of probabilistic optimal power flow taking account of the variation of load power," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 992-999, 2008.
- [3] C.S. Saunders, "Point estimate method addressing correlated wind power for probabilistic optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.29, no. 3, pp. 1045-1054, 2014.
- [4] A. Schellenberg, W. Rosehart, and J. Aguado, "Cumulant-based probabilistic optimal power flow (P-OPF) with Gaussian and gamma distributions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 773-781, 2005.
- [5] M. Marzband, A. Sumper, A. Ruiz-Álvarez, J.L. Domínguez-García, and B. Tomoiaga, "Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets," *Applied Energy*, vol. 106, pp. 365-76, 2013.
- [6] M. Marzband, A. Sumper, J.L. Domínguez-García, and R. Gumara-Ferret, "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and

- [17] A.J. Conejo, M. Carrion, and J.M. Morales, *Decision Making under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer Publications, 2010.
- [18] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Mc Graw-Hill Publications (New York), 1994.
- [19] J. Machowski, *Power System Dynamics Stability and Control*, John Wiley and Sons Publications, 2008.
- [20] P. Kaymaz, J. Valenzuela, and C.S. Park, "Transmission congestion and competition on power generation expansion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 156-163, 2007.
- [21] N. Amjady, and S.A. Banihashemi, "Transient stability prediction power systems by a new synchronism status index and hybrid classifier," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 4, pp. 509-518, 2010.
- [22] P.W. Sauer, and M.A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall Publications, 1998.
- [23] Q. Jiang, and Z. Huang, "An enhanced numerical discretization method for transient stability constrained optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1790-1797, 2010.
- [24] L. Shi, C. Wang, and L. Yao, "Optimal power flow solution incorporating wind power," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 233-241, 2012.
- [25] S. Wen, H. Lan, Q. Fu, D.C. Yu, and L. Zhang, "Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 644-652, 2015.
- [26] H. Bayem, M. Petit, Ph. Dessante, F. Dufourd, and R. Belhomme, "Probabilistic characterization of wind farms for grid connection studies," *Proceedings of European Wind Energy Conference & Exhibition*, Milan, pp. 1-8, 2007.
- [27] R. Zimmerman, C. Murillo-Sanchez, and R. 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.
- [28] GAMS, "A user guide," Available online at: <http://gams.com/>.
- [29] P.E. Gill, W. Murray, and M.A. Saunders, "Snopt: an SQP algorithm for large-scale constrained optimization," *SIAM Review*, vol. 47, no. 1, pp. 99-131, 2005.
- [7] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper, and J.L. Domínguez-García, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode," *Applied Energy*, vol. 128, pp. 164-74, 2014.
- [8] T. Niknam, F. Golestaneh, and A. Malekpour, "Probabilistic energy and operation management of a microgrid containing wind/photovoltaic/fuel cell generation and energy storage devices based on point estimate method and self-adaptive gravitational search algorithm," *Energy*, vol. 43, no. 1, pp. 427-437, 2012.
- [9] H. Ahmadi, H. Ghasemi, A.M. Haddadi, and H. Lesani, "Two approaches to transient stability-constrained optimal power flow," *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, vol. 47, pp. 181-192, 2013.
- [10] A.O. Uzoechi, and S. M. Mahajan, "A transient stability constrained, line-flow-based fast contingency screening and power flow evaluation," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 13, no. 3, 2012.
- [11] L. Hakim, "A study on the effect of generation shedding to total transfer capability by means of transient stability constrained optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 347-355, 2009.
- [12] Q. Jiang, and G. Geng, "A reduced-space interior point method for transient stability constrained optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1232-1241, 2010.
- [13] L. Tang, and J.D. McCalley, "An efficient transient stability constrained optimal power flow using trajectory sensitivity," *Proceedings of North American Power Symposium (NAPS)*, Champaign, pp. 1-6, 2012.
- [14] G. Geng, and Q. Jiang, "A two-level parallel decomposition approach for transient stability constrained optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2063-2073, 2012.
- [15] J. Quanyuan, and B. Zhou, "Parallel augmented Lagrangian relaxation method for transient stability constrained unit commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1140-1148, 2012.
- [16] A. Soroudi, and A. Rabiee, "Optimal multi-area generation schedule considering renewable resources mix: a real-time approach," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 1011-1026, 2013.

زیر نویس ها

⁹ Transient stability¹⁰ Maximum relative rotor angle deviation¹¹ Critical clearance time¹² Interior point method¹³ Trajectory sensitivity¹⁴ Two-level parallel decomposition¹⁵ Monte Carlo simulation¹⁶ Independent system operator¹⁷ Center of inertia¹⁸ Locational marginal price¹⁹ Transient stability constrained OPF¹ Scenario-based² Stochastic programming³ Optimal power flow⁴ Probabilistic optimal power flow⁵ Deterministic optimal power flow⁶ Nonlinear complementarity problem⁷ Addresses correlation⁸ Point estimate method