

بررسی تلفات شبکه و هزینه احداث نیروگاه‌های تولید پراکنده بر اساس الگوریتم ژنتیک چند هدفه و الگوریتم بازار بورس

محمدرضا علیزاده پهلوانی^{۱*}، مجید خسروی^۲

۱- دانشیار، ۲- دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه صنعتی مالک اشتر

(دریافت: ۹۷/۰۱/۲۰، پذیرش: ۹۷/۱۰/۲۲)

چکیده

ایران، همچون تمامی کشورهای جهان، به جهت کاهش استفاده از سوخت‌های فسیلی و نشر کربن در محیط‌زیست، به سمت استفاده از منابع انرژی تولید پراکنده در حرکت است. منابع انرژی تجدیدپذیر بخش عمده‌ای از DGها را تشکیل می‌دهند. هدف اصلی پروژه‌های صنعت برق در زمینه برنامه‌ریزی و توسعه DGها، ترکیب بهینه این منابع در کنار یکدیگر است. مطالعات جامع و هدفمندی نیاز است تا عملکرد DGها در شبکه قدرت را شناخته و از تأثیرات سوء آن‌ها جلوگیری کند. به‌عنوان مثال مسئله‌ی جایابی و تعیین ظرفیت DGها، در زمانی که تعداد زیادی از منابع تولید پراکنده به شبکه متصل باشند، به مراتب مشکل‌سازتر و پیچیده‌تر می‌شود. به جهت حل مشکلاتی از این قبیل و کم کردن موارد و اثرات ناخواسته استفاده از DGها، الگوریتم‌های بهینه‌سازی در طول یک دهه گذشته رشد و توسعه چشم‌گیری داشتند. در این مقاله ضمن تشریح دو روش موردنظر، به مقایسه نسخه بهینه‌شده الگوریتم ژنتیک با مرتب‌سازی نامغلوب و الگوریتم بازار بورس بر مبنای سیستم‌های موجود در MATPOWER در جهت پیدا کردن یک‌راه حل سریع و قابل‌اعتماد برای طرح‌ریزی بهینه منابع تولید پراکنده پرداخته شده و نتایج حاصل تشریح گردیده است.

کلیدواژه‌ها: تولید پراکنده، الگوریتم ژنتیک غیر مغلوب، الگوریتم بازار بورس، بهینه‌سازی

Examining the Network Losses and Costs of Construction of Distributed Generation Plants Based on Multi-Objective Genetic Algorithm and Exchange Market Algorithm

M. R. Alizadeh Pahlavani*, M. Khosravi

Malek Ashtar University of Technology

(Received: 09/04/2018; Accepted: 12/01/2019)

Abstract

IRAN and the world are moving away from central energy resource to distributed generation (DG) in order to lower carbon emissions. Renewable energy resources comprise a big percentage of DGs and their optimal integration to the grid is the main attempt of planning/developing projects with in electricity network. Feasibility and thorough conceptual design studies are required in the planning/development process as the most of the electricity networks are designed in the passed decades, not considering the challenges imposed by DGs. As an example, the issue of optimal placement and the capacity of DG's become problematic when large amount of dispersed generation is connected to a distribution network. Therefore, optimized algorithms have been developed over the last decade in order to do the planning purpose optimally such as to alleviate the unwanted effects of DGs. In this article, after explaining the two proposed methods, the modified non-sorting genetic algorithm (NSGA)'s and Exchange Market Algorithm (EMA)'s results, based on MATPOWER's systems have been compared, in order to find a fast and reliable solution to optimum planning.

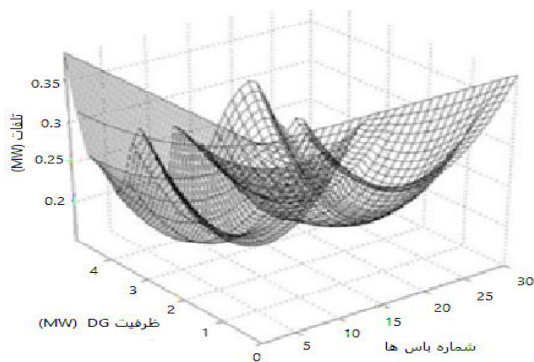
Keywords: Distributed Generation, Non-Dominated Genetic Algorithm, Exchange Market Algorithm, Optimization

محاسبات دقیق پخش بار نیاز است. محاسبات پخش بار بخش مهمی از بهینه‌سازی است که در آن تمامی متغیرها، به‌طور مجدد، با متغیرهای جدیدی محاسبه می‌شوند.

جدول ۱. اهداف مختلف در برنامه‌ریزی DGها

اهداف زیست‌محیطی	اهداف اقتصادی	اهداف فنی
نشر گازهای گلخانه‌ای	هزینه تجهیزات	ولتاژ
نشر CO2	هزینه عملکرد و نگهداری تجهیزات	تولید انرژی
انتشار رادیواکتیو	هزینه قطعی برق	انرژی تولید نشده
نویز	هزینه تولید انرژی	انرژی صادر شده
	عایدی و درآمد	توان تلف شده
	سود	بارگذاری خط
	نرخ بازدهی	توزیع هارمونیکی
		آستانه خطا
		ظرفیت نصب شده

همان‌طور که گفته شد، اهدافی که در طرح‌ریزی DGها در نظر گرفته می‌شود از انواع مختلفی است که در اکثر موارد باهم در تضاد هستند و بایستی به نحوی مصالحه‌ای بین آن‌ها ایجاد شود [۳]. به‌عنوان مثال، شکل (۱) نشان‌دهنده تأثیر محل نصب DGها بر تلفات سیستم است. برای یک باس خاص، افزایش ظرفیت DG می‌تواند موجب کاهش و یا افزایش تلفات شود و ممکن است از حد اولیه تلفات نیز فراتر رود [۴]. به همین دلیل نصب DG در شبکه با حداکثر ظرفیت ممکن، کاری منطقی به نظر نمی‌رسد. تعیین ظرفیت DG در شبکه قدرت مسئله مهمی است که باید مورد بررسی قرار گیرد چرا که اشتباه در محاسبه آن موجب افزایش ولتاژ و میزان خطا می‌شود. DG نصب شده می‌تواند بر دامنه، مدت و جهت جریان خطا تأثیرگذار باشد. لذا باید اطمینان حاصل شود که تغییرات ایجاد شده در جریان خطا، بر روی عملکرد ادوات حفاظتی شبکه تأثیرگذار نباشد.



شکل ۱. تأثیر مکان و ظرفیت DG بر تلفات شبکه [۴]

بمنظور حل این گونه مسائل، روش‌های بهینه‌سازی به کمک طراح می‌آیند. لازم به ذکر است که روش‌های بهینه‌سازی تنها با

۱. مقدمه

کشور ایران مانند سایر کشورها در جهت کاهش استفاده از سوخت‌های فسیلی و نشر کربن در محیط‌زیست، به سمت استفاده از منابع انرژی تولید پراکنده^۱ قدم برمی‌دارد. منابع انرژی تجدید پذیر بخش عمده‌ای از DGها را تشکیل می‌دهند. هدف اصلی پروژه‌های صنعت برق در زمینه‌ی برنامه‌ریزی و توسعه DGها، ترکیب بهینه این منابع در کنار یکدیگر است. مطالعات جامع و هدفمندی نیاز است تا عملکرد DGها در شبکه قدرت را شناخته و از تأثیرات سوء آن‌ها جلوگیری کند [۱]. تولیدات پراکنده دارای انواع مختلفی هستند که بسته به نوع، ظرفیت نامی و نیز قیمتشان متفاوت‌اند. توربین‌های گازی کوچک با ظرفیت ۵۰۰ کیلووات تا ۲۰ مگاوات و بازدهی در حدود ۲۵ تا ۴۰ درصد و پیل‌های سوختی با ظرفیت ۵۰ کیلووات تا ۳ مگاوات و بازدهی در حدود ۴۵ تا ۵۵ درصد به تدریج در شبکه‌های توزیع و مصارف صنعتی و تجاری مورد استفاده قرار گرفته‌اند. سایر تولیدات پراکنده مثل میکرو توربین‌ها، توربین بادی، توربین آبی، فتوولتائیک، انرژی گرمایی، خورشیدی، چرخ لنگر^۲، بیوماس، باتری ذخیره‌ای، خازنی، زمین‌گرمایی^۳ و ... هم در حال گسترش هستند.

هر طراح شبکه موظف است تا جهت تقویت شبکه توزیع، مناطق مناسب و ظرفیت‌های مورد نیاز DGها را تعیین کند. بهبود شبکه توزیع با استفاده از DGها می‌تواند بر روی هزینه شبکه الکتریکی تأثیرگذار باشد. این امر می‌تواند موجب افزایش هزینه و یا کاهش آن برای یک طراح شبکه توزیع^۴ باشد. به‌عنوان مثال، مشابه تحقیق آقای زهلائی [۲]، با ایجاد ظرفیت‌های جدید در دوره‌های کوتاه‌مدت، می‌توان از نیاز به ارتقاها و پرهزینه‌ی در شبکه اجتناب کرد و یا آن‌ها را به تأخیر انداخت و موجب کاهش در هزینه سرمایه‌گذاری شد. از طرف دیگر، طراح شبکه توزیع موظف است تا سود حاصل از سرمایه‌گذاری و بازده بهره‌برداری از سیستم را حداکثر کند.

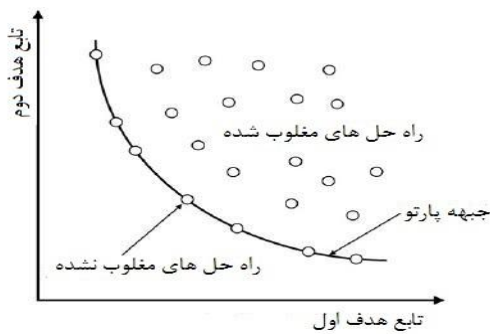
اهدافی که در طرح‌ریزی DGها در نظر گرفته می‌شود از انواع مختلفی است که در جدول (۱) آمده است. این جدول می‌تواند موارد بیشتری را شامل شود ولی همان‌طور که گفته شد اهداف طرح به میزان زیادی بستگی به دید و نگرش طراح دارد. اهداف اقتصادی، شامل هزینه‌های ثابت و متغیر DGها است. همچنین جهت نیل به اهداف فنی، در ترکیب بهینه منابع تولید پراکنده،

^۱ Distributed Generation (DG)

^۲ Flywheel

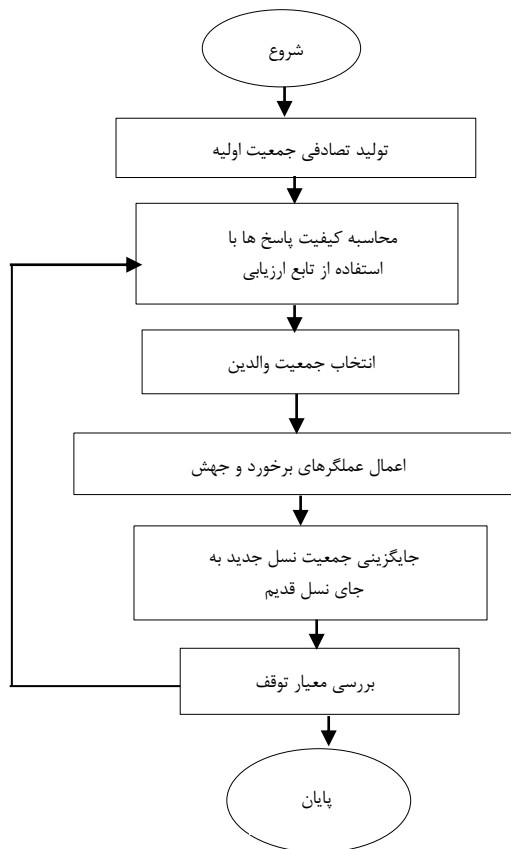
^۳ Geothermal

^۴ Distribution System Operator (DSO)



شکل ۲. مفهوم غلبه کردن در NSGA-II

در الگوریتم ژنتیک تک‌هدفه (کلاسیک) مراحل عملکرد به صورت فلوجارت شکل (۳) است. تفاوت روش GA کلاسیک با الگوریتم ژنتیک چندهدفه در قسمت نحوه جایگزینی جمعیت نسل جدید به جای نسل قبل است. از جمله کارهای ارزشمندی که در NSGA-II صورت گرفته است حذف روش اشتراک شایسته^۵ و استفاده از مفهوم ساده‌تری به نام فاصله ازدحامی^۶ است. این کار به این جهت صورت می‌گیرد که تنظیم پارامترها سخت نباشد و همچنین دقت الگوریتم را نیز افزایش می‌دهد.



شکل ۳. الگوریتم ژنتیک کلاسیک

به کارگیری روش‌های متنوع ایجاد نمی‌شوند بلکه نحوه استفاده و چگونگی به کار بردن این روش‌ها نیز حائز اهمیت است. در مکان یابی و تعیین ظرفیت DGها، یک بازه زمانی ۵ تا ۲۰ ساله را به عنوان دوره زمانی برنامه‌ریزی در نظر می‌گیرند. در طول این بازه زمانی، ساختار شبکه ممکن است دچار تغییراتی شود (مثلاً با اضافه یا کم شدن ایستگاه‌های فرعی). این قضیه به‌طور دینامیکی، تخمین همه حالت‌ها و ترکیب‌های ممکن شبکه را برای یافتن نقطه بهینه سخت و پیچیده می‌کند. به همین دلیل ساختار شبکه را در طول مدت طرح‌ریزی به صورت ثابت و بدون تغییر در نظر می‌گیریم.

یکی دیگر از اثرات منابع تولید پراکنده، اثر آن‌ها بر روی جهت پخش بار است. DG بر روی پخش بار سیستم تأثیر می‌گذارد، لذا نمی‌توان تولیدات پراکنده را به صورت یک سیستم با پخش بار بدون جهت در نظر گرفت. در نتیجه این موضوع نیز بر توان تولیدات پراکنده و همچنین نحوه عملکرد و کنترل آن تأثیرگذار است. در این مقاله هدف بر آن است تا ضمن معرفی دو روش NSGA-II و EMA، هر دوی این روش‌ها بر روی دو شبکه ۹ و ۳۳ باسه IEEE که از جنس شبکه‌های توزیع و فشار متوسط هستند، پیاده‌سازی شوند و ضمن مشاهده نتایج حاصل از آن‌ها نقاط ضعف و قوت هر یک بیان شود.

۲. معرفی الگوریتم NSGA-II

نسخه دوم الگوریتم ژنتیک با مرتب‌سازی نامغلوب که موسوم به NSGA-II است، باهدف کاستن حجم محاسبات الگوریتم ژنتیک تک‌هدفه، در سال ۲۰۰۲ و توسط دیب معرفی گردید [۵]. روشی که در این روش مورد استفاده قرار گرفته است، بهینه‌سازی تکاملی چندهدفه^۱ (MOE) نامیده می‌شود. روش MOE بر مبنای اصل جبهه پارتو^۲ بیان شده است، که در آن راه‌حل‌ها^۳ (در این نوشته منظور از راه‌حل‌ها همان اعضای جمعیت^۴ است) در یک فضای n بعدی (برای n تابع هدف) قرار دارند. مشابه تمام روش‌های بهینه‌سازی، سه اصل مهم باید مشخص شود: ضابطه و ملاک توابع (یا توابع هدف)، طراحی (یا کنترل) متغیرها و قیود مسئله. روش NSGA-II را شاید بتوان به عنوان معروف‌ترین و فراگیرترین الگوریتم چندهدفه در نظر گرفت. مشکل روش‌های غیرمستقیم در حل مسائل چندهدفه این است که، نمی‌توان با کمک آن روش‌ها در فضای دوبعدی مرتب‌سازی را انجام داد؛ لذا برای حل این مشکل در NSGA-II از مفهوم غلبه کردن استفاده می‌شود (شکل ۲).

^۱ Multi Objective Evolutionary Optimization (MOE)

^۲ Pareto Front

^۳ Solutions

^۴ Individuals

^۵ Fitness Sharing

^۶ Crowding Distance (CD)

تا اینجا با نحوه رتبه‌بندی در NSGA-II آشنا شدیم، حال اگر روش رتبه‌بندی نتواند برای ما مرتب‌سازی را انجام دهد، از مفهوم فاصله ازدحامی کمک می‌گیریم. روش فاصله ازدحامی یک ملاک ثانویه برای انتخاب اعضا است و بر اساس همسایه قبلی و بعدی اولین و آخرین عضو جمعیت تعیین می‌شود شکل (۶). فاصله ازدحامی هرچه بیشتر باشد و ناحیه بیشتری را پوشش دهد بهتر است، چرا که جواب انتخاب‌شده به تنوع راه‌حل‌های ما کمک می‌کند. رابطه فاصله ازدحامی برای نقطه λ_m نسبت به تابع هدف f_m به صورت رابطه (۱) است. در حالت کلی و برای m تابع هدف، فاصله ازدحامی نقطه λ_m به صورت رابطه (۲) است.

$$d_i^j = \frac{|f_j^{i+1} - f_j^{i-1}|}{f_j^{max} - f_j^{min}} \quad (1)$$

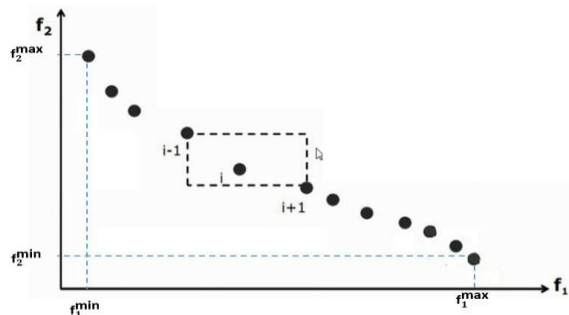
$$d_i = d_i^1 + d_i^2 + \dots + d_i^m = \sum_{j=1}^m d_i^j \quad (2)$$

با توجه به مفهوم رتبه‌بندی و فاصله ازدحامی، می‌توانیم نحوه تولید جمعیت جدید از والدین در NSGA-II را به صورت ۳ مرحله زیر خلاصه کنیم. شکل (۷).

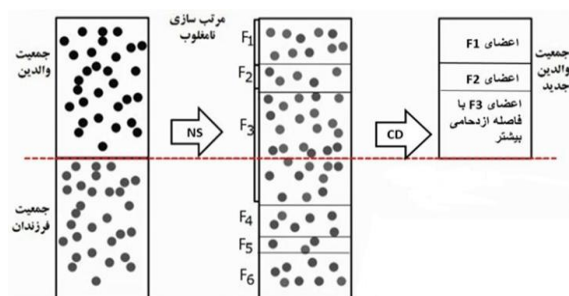
(۱) ابتدا دو عضو از جمعیت به تصادف انتخاب می‌شوند.

(۲) اگر رتبه دو عضو انتخاب‌شده یکسان نباشد، عضوی که دارای رتبه کمتری است (در جبهه پارتو پایین‌تری است) انتخاب می‌شود.

(۳) اگر رتبه دو عضو انتخاب‌شده یکسان باشد، عضوی که دارای فاصله ازدحامی بیشتر است، انتخاب می‌شود.



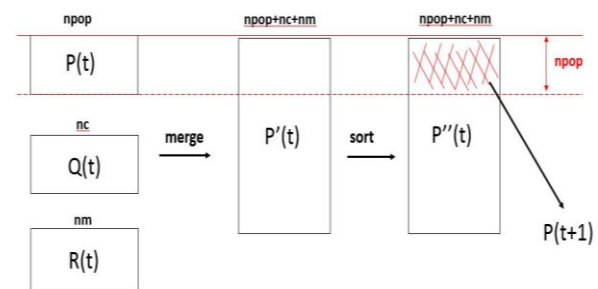
شکل ۶. نمایش فاصله ازدحامی برای دو تابع هدف



شکل ۷. انتخاب نسل جدید در NSGA-II

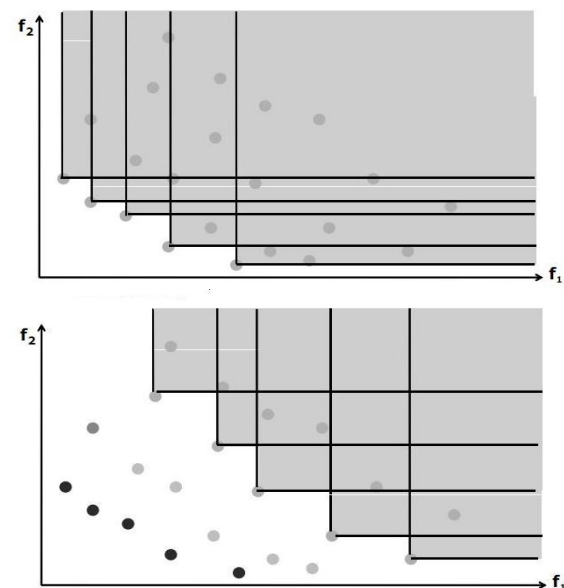
از دیگر کارهای صورت‌گرفته در NSGA-II که موجب افزایش سرعت و کاهش زمان پردازش گشته، استفاده از روش مرتب‌سازی نامغلوب^۱ است که برای رتبه‌بندی^۲ اعضای جمعیت و تراز کردن آن‌ها در جبهه پارتوهای مختلف استفاده می‌شود.

در الگوریتم NSGA-II، مشابه آنچه در شکل (۴) نمایش داده شده است، از روش ترکیب، مرتب‌سازی و حذف استفاده می‌شود. در شکل (۴)، $npop$ ، nc و nm به ترتیب بیانگر جمعیت اولیه، جمعیت فرزندان حاصل از برخورد و جمعیت جهش‌یافتگان هستند. و $P(t+1)$ نیز بیانگر جمعیت نهایی است که هم‌اندازه با جمعیت اولیه والدین ($npop$) است.



شکل ۴. روش ترکیب، مرتب‌سازی و حذف در NSGA-II

در مرحله مرتب‌سازی از روش رتبه‌بندی استفاده می‌شود و به این صورت عمل می‌کنیم که، دوبه‌دو اعضای جمعیت را باهم مقایسه می‌کنیم و به ارزیابی آن‌ها می‌پردازیم. سپس راه‌حلهایی که بر سایر اعضا غالب هستند را در جبهه پارتو اول قرار می‌دهیم و این‌گونه اعضا را رتبه‌بندی می‌کنیم (شکل ۵).



شکل ۵. رتبه‌بندی اعضا و تشکیل جبهه پارتو اول در NSGA-II

^۱ Non-Dominated Sorting (NS)

^۲ Ranking

۳. معرفی الگوریتم EMA

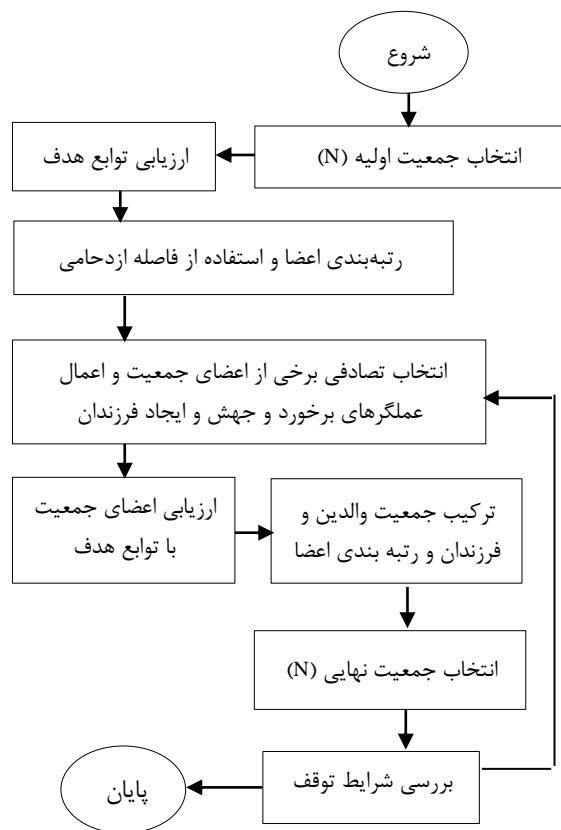
الگوریتم بازار بورس^۱ یا EMA یک الگوریتم قوی، مقاوم و کارآمد جهت استخراج نقطه بهینه جهانی مسائل بهینه‌سازی است. این الگوریتم بهینه‌سازی در سال ۲۰۱۴ توسط ناصر قربانی و ابراهیم بابائی با الهام از هوش انسانی و نحوه داد و ستد سهام در بازار بورس معرفی شده است [۶].

تولید و ساماندهی اعداد تصادفی در این الگوریتم به دلیل داشتن دو اپراتور جستجوگر و دو اپراتور جذب‌کننده به بهترین شکل ممکن صورت می‌گیرد لذا این الگوریتم محدودیت‌ها و مشکلات سایر الگوریتم‌ها نظیر گیر کردن در بهینه‌های محلی و در نتیجه همگرایی زودرس (مشکل اکتشاف) یا توانایی ناکافی در یافتن نقاط مجاور نقطه بهینه (مشکل استخراج) و همگرا شدن به جواب‌های غیریکسان در هر بار اجرای برنامه را تا حد قابل قبولی بهبود داده است.

بررسی عملکرد افراد نخبه در بازار بورس موجب شکل‌گیری الگوریتم EMA شده است. نحوه عملکرد افراد موفق بازار بورس در حالت بازار بدون نوسان و بازار با نوسان متفاوت است. در این الگوریتم فرض بر این است که در هر تکرار دو حالت متفاوت بازاری وجود دارد. رفتار نخبگان بازار بورس در حالتی که ارزش دارایی آن‌ها زیاد، متوسط و کم است مورد ارزیابی قرار گرفته و از آن خصوصیات در الگوریتم EMA استفاده شده است. در EMA در هر تکرار دو حالت بازاری وجود دارد و بعد از هر حالت بازاری برانندگی افراد مورد بررسی قرار گرفته و افراد بر اساس ارزش دارایی خود مرتب می‌گردند.

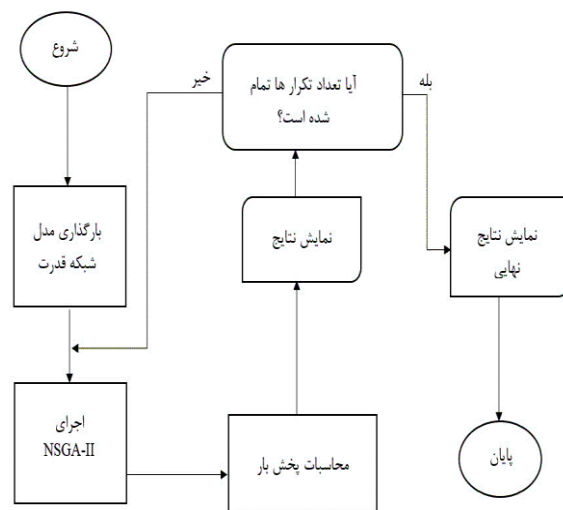
بعد از پایان هر حالت بازاری نفرات ابتدایی، میانی و انتهایی جمعیت با نام نفرات گروه یک، دو و سه شناخته می‌شوند. افراد گروه یک در کلیه تکرارها تمایلی به انجام دادوستد نداشته و نفرات گروه دو و سه با روابط جداگانه اقدام به دادوستد سهام می‌نمایند. در بازار بدون نوسان، الگوریتم وظیفه جذب نفرات به سمت فرد نخبه و در حالت بازار با نوسان الگوریتم وظیفه جستجو را دارد. با توجه به موارد اشاره شده این الگوریتم در حالت بازار بدون نوسان و حالت با نوسان دارای دو اپراتور (نفرات گروه دو و گروه سه) جذب‌کننده و دو اپراتور جستجوگر است که باعث می‌گردد تولید و ساماندهی اعداد تصادفی در EMA به بهترین شکل ممکن انجام شود. نحوه دادوستد سهام در حالت‌های مختلف بازاری و در گروه‌های مختلف در ادامه آورده شده است.

انتخاب اعضای جمعیت در NSGA-II، به طور کامل در فلوچارت شکل (۸) آورده شده است.



شکل ۸. نحوه عملکرد NSGA-II

در این تحقیق برنامه موردنظر به این صورت عمل می‌کند که، مدل سیستم قدرت را فراخوانی می‌کند و در هر مرحله و به ازای افراد جمعیت، با مکان‌یابی DG پخش بار را بر روی آن اعمال می‌کند و نتایج را نشان می‌دهد. این فرآیند تا اتمام تعداد تکرارها ادامه می‌یابد. شمای کلی طرح در شکل (۹) مشخص است.

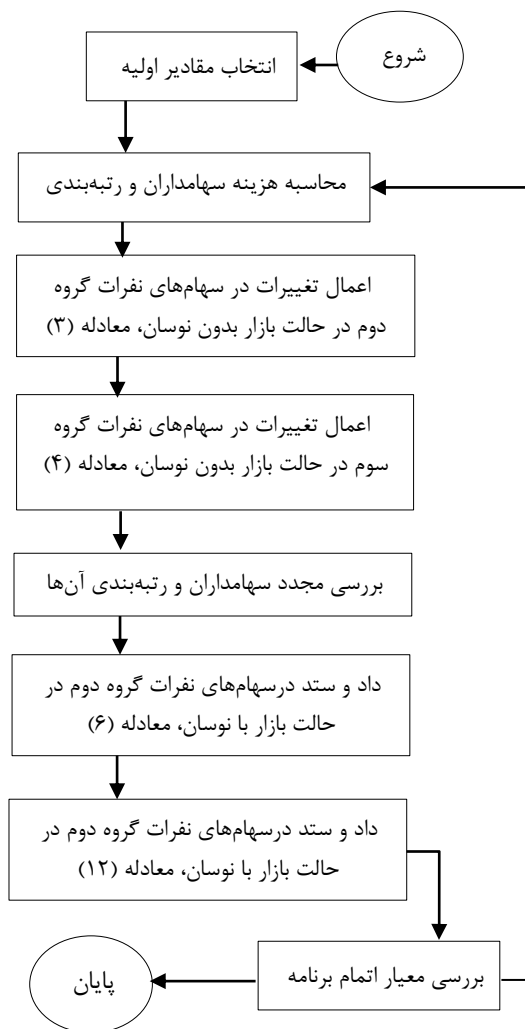


شکل ۹. ساختار روش NSGA-II

^۱ Exchange Market Algorithm

۳-۳. نحوه پیاده‌سازی EMA بر روی مسائل

شکل (۱۰) فلوچارت مراحل و نحوه پیاده‌سازی EMA در حل مسائل مختلف را نشان می‌دهد [۷].



شکل ۱۰. مراحل پیاده‌سازی و اجرای الگوریتم EMA

۴. مدل‌سازی ریاضی و مدل‌سازی بار

در این بخش ابتدا مدل‌سازی ریاضی توابع هدف و قیود مسئله و سپس مدل‌سازی بار را انجام می‌دهیم و شبکه را در قالب کدهای متلب پیاده‌سازی می‌کنیم. سپس اطلاعات موجود را در حلقه اصلی NSGA-II و EMA وارد می‌کنیم. تلاش بر این است تا تأثیر این روش را در جابجایی منابع تولید پراکنده در سیستم قدرت مشاهده کنیم و همچنین برنامه باید امکان اعمال تغییرات را بسته به نظر طراح داشته باشد.

روش پخش بار استفاده شده در این مقاله روش گوس-سایدل است یک روش کلاسیک و شناخته‌شده برای حل شبکه‌های غربالی است. الگوریتم این روش مبتنی بر تکرارهای

است و با افزایش تکرار مقدار آن کاهش می‌یابد. $Iter_{max}$ شماره آخرین تکرار برنامه بوده و k شماره تکرار برنامه است. $g_{1,max}$ و $g_{1,min}$ نشانگر بیش‌ترین و کمترین مقدار ریسک بازار است. به بیان دیگر $g_1 = [g_{1,max}, g_{1,min}]$

در حالتی که نیاز به استفاده از ضریب جریمه در مسئله بهینه‌سازی نیست مقدار δ برابر با n_{t1} است. در قسمت دوم این بخش لازم است هر شخص به مقداری که سهام اضافی خریداری نموده به همان مقدار نیز برخی از سهام‌های خود از هر نوع را به صورت تصادفی بفروشد تا مجموع سهام‌های هر فرد بدون تغییر باقی بماند. در این قسمت لازم است هر فرد در کل به مقدار Δn_{t2} مجموع سهام‌های خود را کاهش دهد. در این حالت مقدار Δn_{t2} هر شخص برابر است با رابطه (۱۱):

$$\Delta n_{t2} = n_{t2} - \delta \quad (11)$$

در رابطه (۱۱) مقدار سهامی است که باید هر فرد به آن اندازه سهام بفروشد و n_{t2} مجموع سهام‌های فرد t ام بعد از اعمال تغییرات در سهام است.

گروه سوم، سهامداران با برازندگی ضعیف: درصد ریسک افراد در این گروه متفاوت بوده و با کاهش رتبه آن‌ها از لحاظ برازندگی مقدار این ریسک افزایش می‌یابد. در این بخش برخلاف گروه دو، مجموع تعداد سهام‌های افراد با انجام دادوستد تغییر می‌کند. به بیان دیگر در این بخش هر فرد مقداری سهام خرید و یا فروش می‌نماید. سهامداران این گروه برخی از سهام‌های خود را طبق روابط (۱۲) تا (۱۵) تغییر می‌دهند.

$$\Delta n_{t3} = (4 \times r_s \times \mu \times \theta_2) \quad (12)$$

$$r_s = (0.5 - rand) \quad (13)$$

$$\theta_2 = n_{t1} \times g_2 \quad (14)$$

$$g_2^k = g_{2,max} - \frac{g_{2,max} - g_{2,min}}{iter_{max}} \times k \quad (15)$$

در روابط (۱۲) تا (۱۵)، Δn_{t3} مقدار سهمی است که باید به صورت تصادفی در سهام‌های هر شخص از گروه سه اعمال گردد. r_s عدد تصادفی در بازه $[-0.5, 0.5]$ است. θ_2 ضریب ریسک مربوط به هر فرد از گروه سه بوده و g_2 ریسک متغیر بازار در گروه سه است. μ ضریب افزایش ریسک بوده و باعث می‌شود سهامداران با رتبه‌های پایین از لحاظ تابع برازندگی ریسک بیش‌تری نسبت به سایر رقبای موفق‌تر خود داشته باشند. در این بخش افراد با تغییر در تعداد کل سهام‌های خود به صورت تصادفی بخشی از سهام‌های خود را خرید یا فروش می‌نمایند.

داریم:

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* = |V_i|(\cos \delta_i + j \sin \delta_i)(I_{ai} - jI_{ri}) \quad (18)$$

δ_i زاویه ولتاژ V_i نسبت به زاویه شین اصلی است. با تفکیک قسمت‌های حقیقی و موهومی رابطه (۱۸) و حل آن برحسب I_{ai} و I_{ri} روابط (۱۹) و (۲۰) را داریم.

$$I_{ai} = \frac{1}{|V_i|} (P_i \cos \delta_i + Q_i \sin \delta_i) \quad (19)$$

$$I_{ri} = \frac{1}{|V_i|} (P_i \sin \delta_i - Q_i \cos \delta_i) \quad (20)$$

با قرار دادن روابط (۱۹) و (۲۰) در معادله (۱۸)، خواهیم داشت:

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n [\alpha_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij}(Q_i P_j + P_i Q_j)] \quad (21)$$

که در آن:

$$\alpha_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (22)$$

$$\beta_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (23)$$

رابطه (۲۱) را به‌عنوان رابطه نهایی تلفات و یکی از توابع هدف در نظر می‌گیریم.

منابع DG به دلیل پراکنده بودن و مزایایی که دارند، هزینه کلی سیستم را کاهش می‌دهند هرچند خود آن‌ها نیز هزینه‌هایی دارند که باید محاسبه شوند. در کنار این مزیت و همچنین افزایش قابلیت اطمینان سیستم، کمینه شدن هزینه تولید پراکنده یکی از موارد مهمی است که باید به‌عنوان یک تابع هدف مورد بررسی قرار گیرد.

در طرح‌ریزی‌های هزینه، معمولاً هزینه کل شامل هزینه اولیه، هزینه نگهداری و تعمیر در یک بازه زمانی و هزینه‌های مربوط به تولید برق و همچنین کاهش ارزش سرمایه در طول چندین سال است. از آنجایی که معمولاً بازه زمانی مورد بررسی در برنامه‌ریزی‌های هزینه چندین سال است، به طبع آن، ارزش پول فعلی نیز عوض می‌شود. به همین علت و برای در نظر گرفتن این مسئله دو عبارت "ارزش فعلی سرمایه" و "نرخ نزول" تعریف می‌شوند [۸].

$$X \times P^t = \text{ارزش } X \text{ ریال امروز در } t \text{ سال آینده} \quad (24)$$

بر مبنای معادله (۲۴)، اگر ضریب ارزش فعلی (P) برابر با

زیاد است. توانایی روش پخش بار گوس-سایدل به شدت وابسته به تعداد باس‌ها و تعداد به‌هم‌پیوستگی‌های شبکه است و در مواقعی که به هم‌پیوستگی باس‌ها زیاد باشد (مشابه سیستم‌های ۹ و ۳۳ باسه به کار برده شده در این تحقیق) این روش از لحاظ سرعت همگرایی روش مناسبی است.

۴-۱. مدل‌سازی ریاضی توابع هدف

توابع هدف ما عبارت‌اند از تابع تلفات حقیقی شبکه و تابع هزینه DGهای اضافه‌شده. تابع هزینه ابتدا به صورت ساعتی محاسبه شده و سپس برای یک بازه زمانی ۷ ساله تعمیم داده شده است.

به جهت داشتن انرژی الکتریکی با کمترین هزینه و بیش‌ترین قابلیت اطمینان، نیاز به بازده بالا و تأثیر مثبت روش‌های بهینه‌سازی احساس می‌شود. مبحث بهینه‌سازی بسیار گسترده و وسیع است و پرداختن به تمامی جزئیات آن خارج از بحث این مقاله است، لیکن مواردی اصلی و مهمی وجود دارد که باید در تمامی بهینه‌سازی‌ها رعایت و اعمال شود.

به دلیل خاصیت ذاتی غیرخطی بودن در سیستم‌های قدرت، روش‌های بهینه‌سازی برای این مبحث طرفداران زیادی دارد. به‌عنوان مثال، تابع تلفات یک شبکه قدرت، خاصیت غیرخطی دارد. برای به دست آوردن این تابع، که یکی از توابع هدف اصلی این مقاله نیز است، مراحل زیر را مطابق نمودار ارائه‌شده در شکل (۱۰) دنبال می‌کنیم.

در این قسمت می‌خواهیم مدلی برای تلفات سیستم در شرایط بهره‌برداری اقتصادی به دست آوریم. برای این منظور باید تابع تلفات سیستم (P_L) را برحسب قدرت‌های خروجی ژنراتورها $P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gm}$ و ضرایب مربوطه تعیین کنیم [۸].

در حالت کلی، برای یک سیستم قدرت با n ژنراتور، معادله تلفات را می‌توان مطابق رابطه (۱۶) این‌چنین بیان کرد.

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_i \cdot B_{ij} \cdot P_j \quad (16)$$

در رابطه (۱۶) ضرایب B، ضرایب تلفات نامیده می‌شوند. اگر ولتاژهای خطی در معادلات فوق برحسب KV و مقاومت برحسب Ω باشند، ضرایب B برحسب $(MW)^{-1}$ و P_L برحسب MW خواهند بود.

جمع قدرت‌هایی که به سیستم تزریق می‌شود در خطوط انتقال سیستم مصرف می‌شود. اگر P_L و Q_L قدرت اکتیو و راکتیو خطوط انتقال باشند، رابطه (۱۷) را داریم:

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n S_i = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* \quad (17)$$

برای تعیین رابطه P_L برحسب قدرت شین‌ها رابطه (۱۸) را

¹ Present Worth Value

² Discount Rate

۴-۲. قیود بهینه‌سازی

ترکیب بهینه منابع تولید پراکنده در شرایطی رخ می‌دهد که قیود خاص و مشخصی بر سیستم اعمال شود. قیود مسئله به دو دسته تقسیم می‌شود: قیود مساوی و نامساوی.

قیود مساوی محدوده نگهداری توان است. این مورد شامل معادله‌های پخش بار است که پخش بار شبکه الکتریکی را معین می‌کند و باید در حین پروسه بهینه‌سازی مشخص شود. [۹]

قیود نامساوی شامل محدودیت‌های حرارتی برای انشعاب‌های شبکه و یا حدود ولتاژ باس بارها است. در ادامه، قیودی را که برای مناسب شدن منابع تولید پراکنده به کار می‌رود آورده شده است.

قیود مساوی: مجموع توان اکتیو و راکتیو تولیدی سیستم اصلی (P_{GT} و Q_{GT}) و واحدهای DG (P_{DGT} و Q_{DGT}) باید با مجموع بار درخواستی (P_{DT} و Q_{DT}) و مجموع توان اکتیو و راکتیو تلفات (P_{LT} و Q_{LT}) برابر باشد.

$$P_{GT} + P_{DGT} - P_{DT} - P_{LT} = 0 \quad (30)$$

$$Q_{GT} + Q_{DGT} - Q_{DT} - Q_{LT} = 0 \quad (31)$$

قیود نامساوی: قیود نامساوی محدودیت‌های فیزیکی اجزا را در سیستم قدرت مشخص می‌کند. این محدودیت‌ها به نحوی محاسبه و اعمال می‌شوند که سیستم قدرت در حاشیه امنیت مشخصی کار کند [۸].

محدودیت پروفیل ولتاژ: معیارهای پایداری، شبکه را ملزم می‌کند تا دامنه ولتاژ باس بارها را در حد معینی نگه دارد. بیان این امر به صورت ریاضی در رابطه (۳۲) بیان شده است.

$$|V_i^{min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{max}| \quad \forall i \in \{\text{number of buses}\} \quad (32)$$

محدودیت حرارتی خط: آستانه حرارتی خط انتقال بیش‌ترین مقداری است که تا قبل از آن درجه حرارت، المان‌های خط با توجه به میزان بار و سایر شرایطی که برقرار است، بدون مشکل به فعالیت خود ادامه می‌دهند [۱۰]. ظرفیت توان قابل انتقال از طریق فیدرها (S_k) در هر یک از انشعاب‌های قدرت (k)، باید در چارچوب حداکثر ظرفیت حرارتی خط انتقال برحسب MVA باشد (S_k^{max}). معادله (۳۳).

$$S_k \leq S_k^{max} \quad \forall k \in \{\text{number of branches}\} \quad (33)$$

محدودیت زاویه فاز: زاویه ولتاژ باس (δ_i) که مربوط به باس i

۰/۹ باشد، ارزش ۱۰۰ ریال امروز، سال آینده ۹۰ ریال می‌شود.

ضریب ارزش فعلی سرمایه، ارزش پول آینده را کاهش می‌دهد. آنچه ما در رابطه کلی هزینه به کار می‌بریم نرخ نزول (d) است. اگر % d=11.11 باشد، ۱۱۱/۱۱ ریال در یک سال آینده ارزش ۱۰۰ ریال امروز را دارد. در نتیجه ارزش پول فعلی مطابق معادله (۲۵) است.

$$P(t) = 1/(1 + d)^t \quad (25)$$

t زمان آینده به سال است.

هزینه سرمایه‌گذاری: در رابطه (۲۶)، دوره زمانی برنامه‌ریزی است، N_{new} تعداد DGهای جدید قرار گرفته در شبکه، d_t نرخ نزول، i_{nt} و s_{nt} به ترتیب هزینه سرمایه‌گذاری و ارزش مازاد DGهای اضافه شده در بازه زمانی است (MW/ریال). P_{nt} ظرفیت توان DG_n است در دوره زمانی t برحسب (MW). u_{nt} نیز با توجه به حضور و یا عدم حضور DG_n در شبکه در مدت t، به ترتیب ۱ و ۰ می‌شود.

$$C_1 = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N_{new}} d_t (i_{nt} - s_{nt}) P_{nt} u_{nt} \quad (26)$$

هزینه تعیین شده اجرا و نگهداری: هزینه مشخص شده هزینه‌ای است که فقط یک بار در مراحل ساخت و پیاده‌سازی تعیین می‌شود و به ظرفیت تولیدی و میزان بار بستگی ندارد. این هزینه شامل هزینه ساخت، نصب، تجهیزات، زمین، جواز احداث، توسعه سایت و آماده‌سازی آن، مالیات، حق بیمه و نیروی کار است.

$$C_2 = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} d_t f_{nt} p_{nt} X_{nt} \quad (27)$$

در معادله (۲۷)، N تعداد واحدهای تولید است، F_{nt} هزینه مشخص شده اجرا و نگهداری DG_n است (MW/ریال) و X_{nt} تعداد تجمعی از n امین واحد تولید است در طول بازه زمانی.

هزینه تولید (در حال اجرا): هزینه اجرا در مدتی که سیستم در حال سرویس‌دهی است محاسبه می‌شود و به میزان بار درخواستی بستگی دارد و شامل موارد زیر است: هزینه سوخت، تلفات سیستم الکتریکی، سرکشی و نگهداری و اصلاحات متداول مانند عوض کردن قسمت‌های مختلف. این مورد در معادله (۲۸) آورده شده است:

$$C_3 = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} d_t v_{nt} g_{nt} \quad (28)$$

v_{nt} هزینه متغیر اجرا و نگهداری است که مربوط به واحد تولید n ام و در مدت زمان t است (MW/ریال)

دومین تابع هدف مسئله که مجموع هزینه‌های گفته شده است در رابطه (۲۹) آورده شده است.

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 \quad (29)$$

محدودیت ضریب توان: منابع تولید پراکنده معمولاً در شرایطی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند که بر روی ضریب توان آن‌ها کنترلی صورت گیرد. این امر مستلزم اعمال قیودی بر روی ضریب توان است.

$$\cos(\phi_{DG}) = \frac{P}{\sqrt{P_{DG}^2 + Q_{DG}^2}} = \text{constant} \quad (41)$$

در رابطه (۴۱)، P_{DG} برابر با توان واقعی خروجی DG است، Q_{DG} توان راکتیو خروجی DG است و ϕ_{DG} برابر با ثابت زاویه ضریب توان DG است.

محدودیت کوتاه‌سازی^۲: کوتاه‌سازی انرژی به این معناست که، انرژی که امکان تولید شدن دارد، به دلیل محدودیت استفاده از شبکه تولید نشود. در چنین مواردی بهره‌برداری از DG‌ها کاهش می‌یابد و یا خروجی آن‌ها در بار زائد^۳ تلف می‌شود. همچنین به جهت اینکه ولتاژ شبکه از حد مشخصی فراتر نرود، توان خروجی DG‌ها محدود می‌شود. کوتاه‌سازی انرژی به ساعات شبانه‌روز و فصول سال وابسته است.

۴-۳. مدل‌سازی بار در سیستم‌های قدرت

توابع هدف ما عبارت‌اند از تابع تلفات حقیقی شبکه و تابع هزینه DG‌های اضافه‌شده. تابع هزینه ابتدا به صورت ساعتی محاسبه شده و سپس برای یک بازه زمانی ۷ ساله تعمیم داده شده است. دستگاه‌هایی که در این مقاله مورد بررسی قرار گرفته است، دو شبکه ۹ و ۳۳ باسه توزیع IEEE است که به جز شین اسلک بقیه شین‌ها، شین بار هستند. سیستم اول، یک شبکه توزیع شعاعی ۹ باسه است که شامل یک ایستگاه فشارقوی ۳۲/۱۳۲ kv است که ۸ شین بار را تغذیه می‌کند. سیستم دوم، یک شبکه توزیع ۳۳ باسه و دارای سطح ولتاژ ۱۲/۶۶Kv است همچنین ظرفیت فیدر تغذیه نیز برابر با ۸MW است.

دیاگرام خطی و داده‌های مربوط به سیستم‌های مذکور به ترتیب در پیوست‌های ۱ و ۲ آورده شده است. برخی از اطلاعات مسئله در جدول (۲) ارائه شده است. از آنجایی که شبکه‌های ۹ و ۳۳ باسه به کاررفته متعلق به شبکه فشار متوسط است ظرفیت‌ها برحسب MW گفته شده است. اعداد انتخاب شده برای ظرفیت DG‌ها در این جدول به صورت تجربی و با توجه به مشخصات سیستم تعیین شده است. به این صورت که در سیستم ۳۳ باسه ظرفیت توانی شبکه در حدود ۴ الی ۵ مگاوات است لذا ظرفیت

است در بین دو حد بالا و حد پایین محدود می‌شود. این امر برای تمامی باس‌ها صادق است. معادله (۳۴).

$$\delta_i^{\min} \leq \delta \leq \delta_i^{\max} \quad \forall i \in \{\text{number of buses}\} \quad (34)$$

محدودیت توان اکتیو و راکتیو تولیدی: توان تولیدشده از ژنراتورهای سیستم اصلی و DG‌ها که با P_{gen} و Q_{gen} نمایش داده می‌شود باید بین حد بالا و پایین خود محدود شود.

$$P_{gen}^{\min} \leq P_{gen} \leq P_{gen}^{\max} \quad (35)$$

$$Q_{gen}^{\min} \leq Q_{gen} \leq Q_{gen}^{\max} \quad (36)$$

محدودیت ظرفیت ترانسفورماتورهای فرعی^۱: از آنجاکه شبکه‌های ۹ و ۳۳ باسه استفاده شده در این مقاله از جنس شبکه‌های توزیع هستند و در آن‌ها از ترانس‌های 20k/400 V استفاده شده است، مجموع توان تأمین شده توسط ترانسفورماتورهای فرعی و انشعابی S_{load}^{total} باید از حد ماکزیمم ظرفیت ترانس کمتر باشد (S_{sst}^{max}). شایان ذکر است که افزایش توان انتقالی در ایستگاه‌های فرعی شبکه توزیع موجب ایجاد تلفات زیادی در شبکه می‌شود.

$$S_{load}^{total} \leq S_{sst}^{max} \quad (37)$$

محدودیت تعداد DG‌ها: مجموع تعداد DG‌های به کاررفته در شبکه توزیع باید در حد بالای خود محدود شوند. (N_{DG}^{max})

$$N_{dg} \leq N_{DG}^{max} \quad (38)$$

محدودیت سطح اتصال کوتاه: برای اطمینان از این موضوع که، سطح اتصال کوتاه پس از نصب و اعمال DG‌ها در شبکه موجب افزایش سطح اتصال کوتاه اولیه و نامی نمی‌شود، باید محاسبات مربوط به خطا و بروز اتصال کوتاه در نظر گرفته شود.

$$SCL_{WDG} \leq SCL_{rated} \quad (39)$$

به علاوه در مطالعات مربوط به حالت گذرا نیز سطح اتصال کوتاه در نظر گرفته می‌شود که عبارت است از نسبت توان ژنراتورها در هر باس (P_{DG}) به میزان سطح اتصال کوتاه در دیگر باس‌ها (SCL_{BUS}). اگر این نسبت کمتر از ۰.۱ باشد، برطبق استاندارد اروپایی EN50160، این سیستم در حالت پایدار می‌ماند.

$$\frac{P_{DG_i}}{SCL_i \cdot \cos(\phi)} \times 100 \leq 10\% \quad \forall i \in N \quad (40)$$

² Curtailment Limitations

³ Dump Load

¹ Substation Transformer

بین ولتاژ و جریان خروجی مبدل (که از طریق الگوهای مختلف کلیدزنی در مبدل‌ها قابل تحقق است) می‌توان توان اکتیو و راکتیو را در سطح مورد انتظار کنترل نمود. در مجموع، کنترل توان راکتیو در سرفصل‌های تحقیقاتی این مقاله نیست. در ادامه با توجه به عدم قطعیت و ثابت نبودن مقدار توان خروجی، از دو ضریب قیمت برق^۱ و ضریب درخواست توان^۲ بهره برده‌ایم [۸].

مدل‌سازی بار و قیمت برق: در مدل‌سازی غیرقطعی مسئله، از دو فاکتور تقاضای بار و ارزش قیمت برق به‌عنوان ورودی استفاده شده است. برای این منظور مدل‌سازی احتمالی عدم قطعیت بار در شبکه‌های توزیع با روش نمونه‌برداری ابرمکعب لاتین^۳ را به‌کار برده‌ایم [۱۱]. با در نظر گرفتن α به‌عنوان نرخ رشد بار و بار مورد نیاز مبنا در باس i ام $P_{i,base}^D$ و $Q_{i,base}^D$ و مدت‌زمان t و در ساعت h ام، روابط (۴۲-۴۴) را به دست می‌آوریم.

$$P_{i,t,h}^D = P_{i,base}^D \times DLF_{i,t,h} \times (1 + \alpha) \quad (42)$$

$$Q_{i,t,h}^D = Q_{i,base}^D \times DLF_{i,t,h} \times (1 + \alpha)^t \quad (43)$$

$$S_{i,t,h}^D = P_{i,t,h}^D + jQ_{i,t,h}^D \quad (44)$$

در روابط (۴۲-۴۴) $P_{i,t,h}^D$ ، $Q_{i,t,h}^D$ و $S_{i,t,h}^D$ به ترتیب بیانگر توان ظاهری، اکتیو و راکتیو در باس i در مدت t سال و در سطح تقاضای بار در ساعت h هستند. قیمت برق خریداری‌شده از شبکه اصلی و قیمت برق فروخته‌شده به مشتریان بسته به بازار برق تعیین می‌شود و این مقدار برای هر سطح تقاضا به‌صورت یکسان تعریف نشده است. از این رو، در حالت کلی قیمت برق را برای بازه زمانی t و سطح تقاضا در ساعت h به‌صورت رابطه (۴۵) تعریف می‌کنیم [۱۱].

$$\rho_{t,h} = \rho \times PLF_{t,h} \quad (45)$$

در معادله (۴۵)، ρ برابر قیمت پایه برق و $PLF_{t,h}$ برابر ضریب قیمت برق در بازه زمانی t و سطح تقاضای ساعت h است. ضریب قیمت برق با توجه به بازار انرژی متغیر خواهد بود. نمودار تغییرات قیمت و تقاضای بار برای ۲۴ ساعت یک شبانه‌روز در شکل (۱۱) آورده شده است.

DG در بازه ۰/۰۲ الی ۲ مگاوات که یک بازه منطقی و قابل پیاده‌سازی است در نظر گرفته شده است. در سیستم ۹ باسه، ظرفیت توانی شبکه در حدود ۲۰ مگاوات است. لذا بازه ۰/۰۵ تا ۴/۵ مگاوات برای DGها در نظر گرفته شده است که نشان‌دهنده کارآمدی هر دو روش به‌کاررفته در این مقاله در بازه وسیعی از ظرفیت DGها است.

جدول ۲ برخی از داده‌های مسئله

نوع داده	سیستم ۹ باسه	سیستم ۳۳ باسه
تعداد DG	۲	۳
ظرفیت حداقل MW	۰/۰۵	۰/۰۲
ظرفیت حداکثر MW	۴/۵	۲
تعداد تکرار	۵۰	۵۰
تعداد اعضای جمعیت	۵۰	۵۰
بازه زمانی	۷ سال	۷ سال
نرخ رشد بار در سال	۰/۰۵	۰/۰۵
نرخ کاهش ارزش سرمایه در هر سال (%)	۱۱/۱۱	۱۱/۱۱
هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه از پیش تعیین شده هر واحد DG (\$/MW)	۲,۰۰۰,۰۰۰	۲,۰۰۰,۰۰۰
هزینه نگهداری و عملکرد (\$/MW)	۱۰۰	۱۰۰

هر دو روش پیاده‌سازی شده NSGA-II و EMA قابلیت مکان‌یابی و تعیین ظرفیت برای تمامی شین‌های سیستم را دارد (به‌جز شین مرجع که معمولاً در نظر گرفته نمی‌شود) و هرکدام از شین‌ها از اولویت یکسانی برخوردارند و الگوریتم‌ها با توجه به بهینه‌شدن هزینه و تلفات، مکان و ظرفیت‌های بهینه را معین می‌کنند.

برای واقعی‌تر شدن طرح و امکان مدل‌سازی بار به‌صورت عملی، DGهای به‌کاررفته توربین بادی در نظر گرفته شده‌اند و فرض شده است که تنها توان اکتیو را به شبکه تزریق می‌کنند.

در اینجا لازم به ذکر است که، هدف اصلی نصب DGها تولید توان اکتیو بوده و به‌عنوان جبران‌ساز توان راکتیو معمولاً مورد استفاده قرار نمی‌گیرند. به‌عبارت‌دیگر در شبکه‌های تولید پراکنده SVMها و ادوات FACTS تولیدکننده یا جبران‌ساز توان راکتیو هستند. همچنین شایان ذکر است که با ایجاد اختلاف‌فاز معین

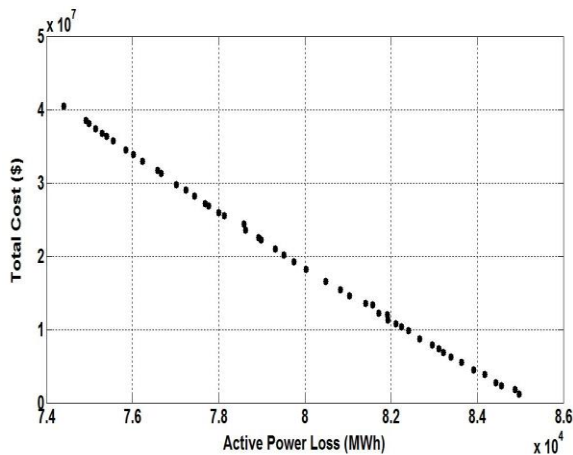
¹ Price Level Factor (PLF)

² Demand Level Factor (DLF)

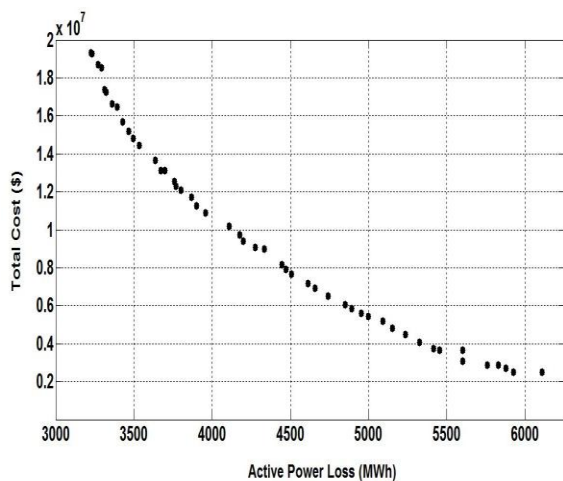
³ Latin Hypercube Sampling (LHS)

۵. نتایج مقایسه دو روش NSGA-II و EMA

ابتدا نتایج حاصل از روش NSGA-II را برای دو سیستم ۹ و ۳۳ باسه به ترتیب در نمودار شکل‌های (۱۳) و (۱۴) مشاهده می‌کنیم. از آنجاکه این روش یک روش دو هدفه است و هر دو تابع هدف به‌طور هم‌زمان بهینه می‌شوند، جواب‌ها بر روی یک جبهه پارتو نشان داده شده‌اند. شایان ذکر است که میزان تلفات سیستم‌های ۹ و ۳۳ باسه در حالت بدون DG به ترتیب برابر $۸/۹۱۶۴ \times 10^4$ MWh و $۶/۷۳۶۴ \times 10^3$ MWh است.

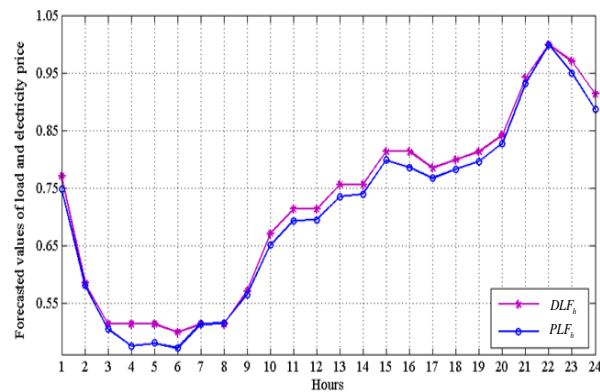


شکل ۱۳. نمودار جبهه پارتو شبکه ۹ باسه IEEE



شکل ۱۴. نمودار جبهه پارتو سیستم ۳۳ باسه IEEE

در ادامه مقاله، دو سیستم ۹ و ۳۳ باسه مذکور، با روش EMA نیز بهینه‌سازی شده‌اند که نتایج آن در ادامه آورده خواهد شد. از آنجاکه EMA یک الگوریتم بهینه‌سازی تک‌هدفه است، لذا برای مقایسه آن با روش NSGA-II، باید این الگوریتم را نیز به‌صورت تک‌هدفه استفاده کرد. برای این منظور تابعی با عنوان تابع هزینه کل^۳ تعریف شده است. این تابع در واقع بیانگر مجموع



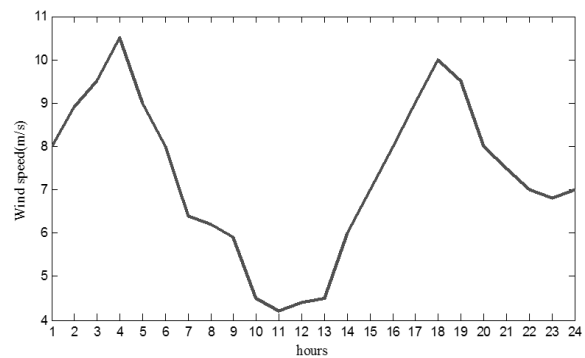
شکل ۱۱. نمودار درخواست توان و قیمت برق برای یک شبانه‌روز

برای به‌کارگیری توربین بادی به‌عنوان DG در شبکه، نیاز به مدل‌سازی DG است برای این منظور و بر اساس روابط توزیع ویبول^۱ [۱۲-۱۳]، می‌توان توان خروجی توربین را مدل‌سازی کرد. برنامه‌ریزی بر روی توان خروجی توربین، وابستگی زیادی به سرعت باد در آن منطقه دارد. با کمک تابع توزیع احتمالی^۲ که در [۱۴] معرفی شده است، می‌توان سرعت باد را مدل‌سازی کرد و روابط بین سرعت باد و توان خروجی توربین را در رابطه (۴۶) بیان کرد. شکل (۱۲) نیز نمودار تغییرات سرعت باد در یک شبانه‌روز را نشان می‌دهد.

در رابطه (۴۶) $P_{i,r}^{wg}$ برابر با توان نامی توربین، $P_{i,t,h}^{wg}$

توان تولیدی توربین بادی، v_{out}^{cut} حد بالای سرعت باد، v_{in}^{cut} حد پایین سرعت باد و v_{rated} سرعت نامی باد است.

$$P_{i,t,h}^{wg} = \begin{cases} 0 & \text{if } v \leq v_{in}^{cut} \text{ or } v \geq v_{out}^{cut} \\ P_{i,r}^{wg} \frac{v - v_{in}^{cut}}{v_{rated} - v_{in}^{cut}} & \text{if } v_{in}^{cut} \leq v \leq v_{rated} \\ P_{i,r}^w & \text{else} \end{cases} \quad (46)$$

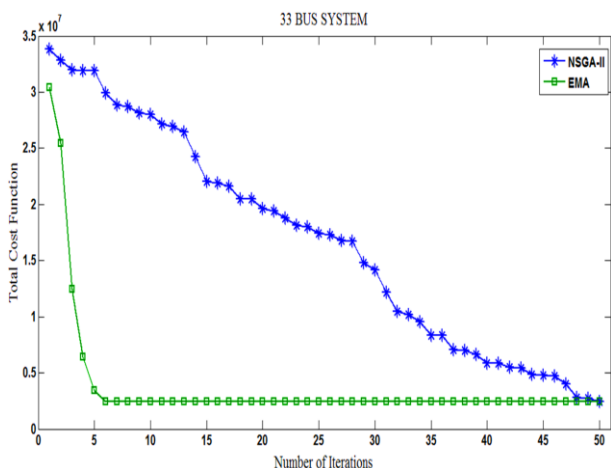


شکل ۱۲. نمودار تغییرات سرعت باد در یک شبانه‌روز

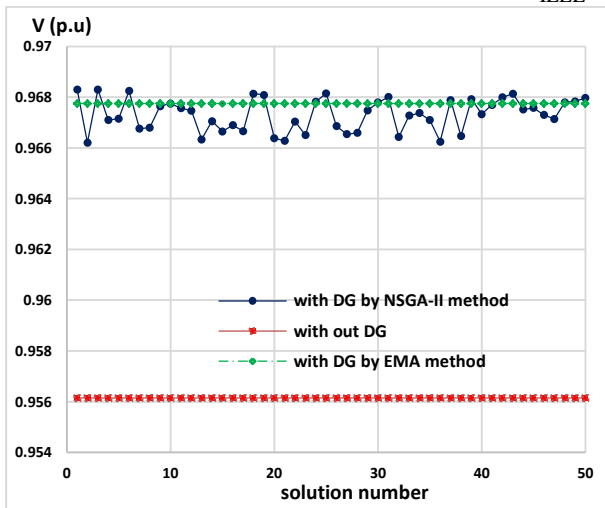
^۳ Total Cost Function

^۱ Weibull Distribution

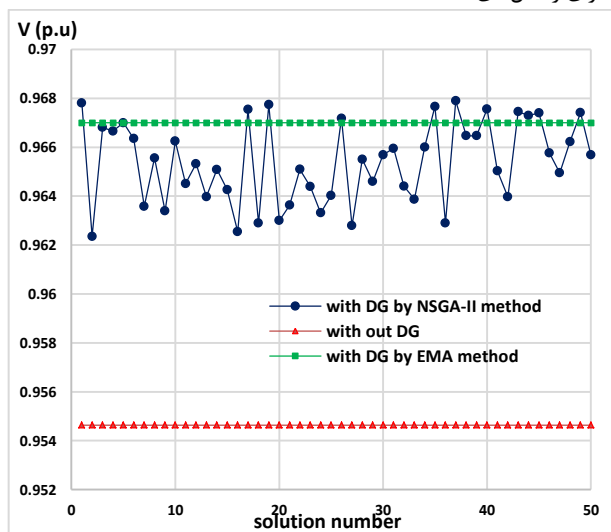
^۲ Probability Density Function (PDF)



شکل ۱۶. اعمال دو روش NSGA-II و EMA بر سیستم ۳۳ باسه IEEE



شکل ۱۷. میانگین ولتاژ کل سیستم ۹ باسه (بدون شین اسلک) به ازای راه‌حل‌های مختلف

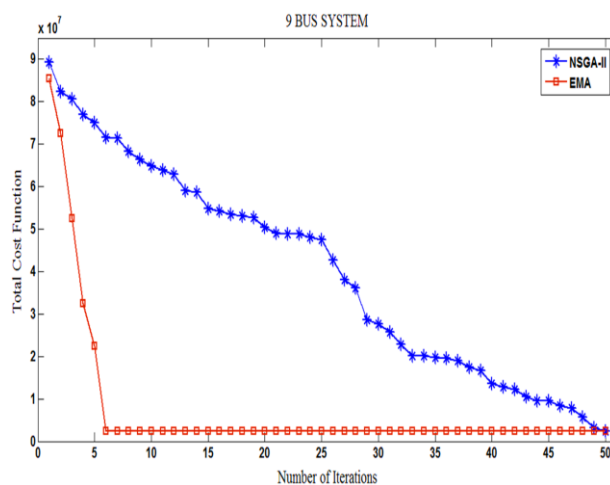


شکل ۱۸. میانگین ولتاژ کل سیستم ۳۳ باسه (بدون شین اسلک) به ازای راه‌حل‌های مختلف

هزینه‌های DG و تلفات شبکه برای هر دو روش NSGA-II و EMA است و به صورت یک عدد بدون واحد و صرفاً برای مقایسه مقادیر بیان می‌شود. از مقایسه روش NSGA-II و EMA این نتایج حاصل می‌شود که، سرعت و عملکرد EMA بهتر از NSGA-II است و این روش سریعاً و در تعداد تکرارهای کمتری نقطه مینیمم کلی را در شبکه پیدا می‌کند. اما از طرف دیگر، روش NSGA-II طیف جواب‌های بیشتری را برای ما فراهم می‌کند و از آنجایی که این الگوریتم دو هدفه است و جواب‌ها در یک صفحه دویبعدی و به صورت جبهه پارتو نمایش داده می‌شوند، امکان انتخاب هر یک از راه‌حل‌ها بسته به نظر طراح شبکه وجود دارد که این امر از جمله مزایای این روش است.

شکل‌های (۱۵) و (۱۶)، که برحسب مقدار تابع هزینه کل و تعداد تکرارها رسم شده است، نتایج حاصل از اعمال دو روش NSGA-II و EMA را به ترتیب برای دو سیستم ۹ و ۳۳ باسه استاندارد IEEE نشان می‌دهند. با توجه شکل‌های (۱۵) و (۱۶) مشهود است که، نقاط مینیمم هر دو الگوریتم بسیار به هم نزدیک هستند که این امر بیانگر صحت و کارآمدی روش‌های NSGA-II و EMA معرفی شده در این مقاله است.

در قسمت پایانی این بخش، تأثیر پروفیل ولتاژ دو روش را بر روی سیستم‌های قدرت به کاررفته مشاهده می‌کنیم. در شکل‌های (۱۷) و (۱۸) به ترتیب میزان بهبود پروفیل ولتاژ با دو روش NSGA-II و EMA بر روی سیستم‌های ۹ و ۳۳ باسه مشاهده می‌شود. از آنجاکه روش NSGA-II یک مجموعه جواب بهینه را ارائه می‌دهد، به ازای راه‌حل‌های گوناگون، میزان بهبود نیز متفاوت است و راه‌حلی که در شکل‌های (۱۳) و (۱۴) تلفات را بیشتر کاهش داده‌اند، در اینجا نیز در بهبود پروفیل ولتاژ عملکرد بهتری دارند.



شکل ۱۵. اعمال دو روش NSGA-II و EMA بر سیستم ۹ باسه IEEE

[7] Ghorbani, N.; Babaei, E. "Exchange Market Algorithm for Economic Load Dispatch"; Adv. Mater. Res-Switz 2016, 75, 19-27.

[8] Willis, H. L. "Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition"; ABB Inc. Raleigh, North Carolina, U.S.A. 2004.

[9] Ziadi, Z.; Taira, S.; Oshiro, M.; Funabashi, T. "Optimal Power Scheduling for Smart Grids Considering Controllable Loads and High Penetration of Photovoltaic Generation"; IEEE Trans. Smart Grid 2014, 5, 2350-2359

[10] Facci, A.; Andreassi, L.; Ubertin, S. "Optimization of CHCP (Combined Heat Power and Cooling) Systems Operation Strategy Using Dynamic Programming"; Energy 2014, 66, 387-400.

[11] Cartaa, J. A.; Ramírezb, P.; Velázquezc, S. "A Review of Wind Speed Probability Distributions Used in Wind Energy Analysis: Case studies in the Canary Islands"; Renew. Sust. Energ. Rev. 2009, 13, 933-955.

[12] Celik, A. N. "A Statistical Analysis of Wind Power Density Based on the Weibull and Rayleigh Models at the Southern Region of Turkey"; Renew. Energ. 2004, 29, 593-604.

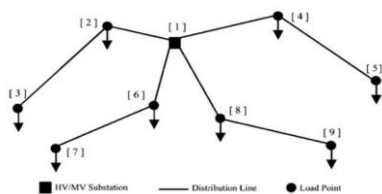
[13] Zimmerman, R. D.; Murillo-Sánchez, C. E.; Thomas, R. J. "Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education"; IEEE Trans. Power Syst. 2011, 26, 12-19.

[14] Shu, Zh.; Jirutitijaroen, P. "Latin Hypercube Sampling Techniques for Power Systems Reliability Analysis With Renewable Energy Sources"; IEEE Trans. Power Syst. 2011, 26, 2066-2073.

۸. پیوست‌ها

پیوست (۱)

دیگرام خطی شبکه ۹ باسه (به‌جز باس اسلک که شین شماره ۱ است، تمام شین‌ها دارای بار هستند)



اطلاعات باس بارها

شماره شین	دامنه ولتاژ (pu)	زاویه ولتاژ (pu)	بار اکتیو (MW)	بار راکتیو (MVar)
۱	۱	۱	۰	۰
۲	۱	۰	۱۱/۲	۰
۳	۱	۰	۶	۰
۴	۱	۰	۷	۰
۵	۱	۰	۸/۸	۰
۶	۱	۰	۵	۰
۷	۱	۰	۸/۸	۰
۸	۱	۰	۸/۷	۰
۹	۱	۰	۱۰/۲	۰

۶. نتیجه‌گیری

امروزه به دلیل پیچیدگی سیستم‌های قدرت و حجم زیاد محاسبات مربوط به این‌گونه شبکه‌ها، استفاده از روش‌های ابتکاری در حل مسائل سیستم‌های قدرت امری متداول و مرسوم است. در این مقاله به طرز نوآورانه، ضمن تشریح کامل دو روش NSGA-II و EMA و با استفاده از مدل‌سازی دقیق بار و در نظر گرفتن توربین بادی به‌عنوان یک منبع تولید پراکنده، به مقایسه عملکرد دو روش مورد بحث به جهت بهینه‌سازی سیستم‌های ۹ و ۳۳ باسه با کمک مکان‌یابی و تعیین ظرفیت بهینه DG‌ها پرداخته شده است. از مقایسه روش‌های NSGA-II و EMA این نتایج حاصل می‌شود که، سرعت عملکرد EMA بهتر از NSGA-II است و این روش سریعاً و در تعداد تکرارهای کمتری نقطه مینیمم کلی را در شبکه پیدا می‌کند. اما از طرف دیگر، روش NSGA-II طیف جواب‌های بیشتری را برای ما فراهم می‌کند و از آنجایی که این الگوریتم دو هدفه است و جواب‌ها در یک صفحه دوبعدی و به‌صورت جبهه پارتو نمایش داده می‌شوند، امکان انتخاب هر یک از راه‌حل‌ها بسته به نظر طراح شبکه وجود دارد که این امر از جمله مزایای روش NSGA-II است. مقایسه الگوریتم NSGA-II به‌عنوان یکی از جامع‌ترین و فراگیرترین الگوریتم‌های ابتکاری در کنار الگوریتم نوپا و سریع EMA، ایده نوینی را در ذهن محققین برای کارهای آتی ایجاد خواهد کرد. همچنین روش‌های معرفی شده در این مقاله به دلیل جامع بودن و انعطاف‌پذیری آن در پیاده‌سازی می‌توانند برای طرح‌ریزی سایر منابع انرژی نیز مورد استفاده قرار گیرند.

۷. مراجع

[1] Ruiz-Romero, S.; Colmenar-Santos, A. "Integration of Distributed Generation in the Power Distribution Network: The Need for Smart Grid Control Systems, Communication and Equipment for a Smart City"; Renew. Sust. Energ. Rev. 2014, 38, 223-234.

[2] Zahlay, D.; Santos, S. F.; Bizuayehu, A. W. "DG Investment Planning Analysis with Renewable Integration and Considering Emission Costs"; IEEE Int. Conf. Computer as a Tool (EUROCON), 2015.

[3] Celli, G.; Ghiani, E.; Mocci, S.; Pilo, F. "A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation"; IEEE Trans. Power Syst. 2005, 20, 750-757.

[4] Acharya, N.; Mahat, P.; Mithulananthan, N. "An Analytical Approach for DG Allocation in Primary Distribution Network"; Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2006, 28, 669-678.

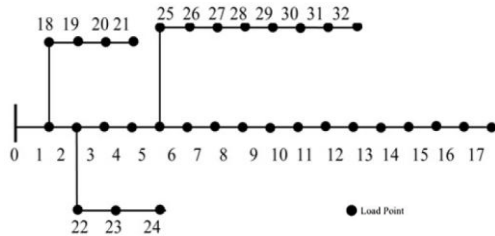
[5] Deb, K.; Pratap, A.; Agarwal, S.; Meyerivan, T. "A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II"; IEEE Trans. Evol. Comput. 2002, 6, 182-197.

[6] Ghorbani, N.; Babaei, E. "Exchange Market Algorithm"; Appl. Soft. Comput. 2014, 19, 177-187.

پیوست (۲)

اطلاعات خط

اطلاعات شبکه ۳۳ باسه IEEE در ادامه آورده شده است. دیاگرام تک خطی شبکه ۳۳ باسه (تمامی شین‌ها به جز شین شماره صفر، شین بار هستند).



باس شروع	باس انتها	p.u مقاومت	p.u راکتانس
۱	۳	۰/۱۲۸۶	۰/۱۳۷۷
۳	۷	۰/۲۵۵۳	۰/۵۰۵۱
۱	۲	۰/۱۸۳۷	۰/۳۶۷۳
۲	۶	۰/۲۵۷۱	۰/۵۰۵۱
۱	۵	۰/۱۵۶۱	۰/۱۵۶۱
۵	۹	۰/۱۹۲۸	۰/۳۶۷۳
۱	۴	۰/۲۰۷۵	۰/۴۱۳۲
۴	۸	۰/۲۲۰۴	۰/۴۵۹۱

شماره شاخه	شین شروع	شین انتها	مقاومت (Ω)	راکتانس (Ω)	توان اکتیو بار (KW)	توان راکتیو بار (KVar)
۱	۰	۱	۰/۰۹۲۲	۰/۰۴۷۰	۱۰۰	۶۰
۲	۱	۲	۰/۴۹۳۰	۰/۲۵۱۱	۹۰	۴۰
۳	۲	۳	۰/۳۶۶۰	۰/۱۸۶۴	۱۲۰	۸۰
۴	۳	۴	۰/۳۸۱۱	۰/۱۹۴۱	۶۰	۳۰
۵	۴	۵	۰/۸۱۹۰	۰/۷۰۷۰	۶۰	۲۰
۶	۵	۶	۰/۱۸۷۲	۰/۶۱۸۸	۲۰۰	۱۰۰
۷	۶	۷	۰/۷۱۱۴	۰/۲۳۵۱	۲۰۰	۱۰۰
۸	۷	۸	۱/۰۰۳	۰/۷۴	۶۰	۲۰
۹	۸	۹	۱/۰۰۴۴	۰/۷۴	۶۰	۲۰
۱۰	۹	۱۰	۰/۱۹۶۶	۰/۰۶۵۰	۴۵	۳۰
۱۱	۱۰	۱۱	۰/۳۷۴۴	۰/۱۲۲۸	۶۰	۳۵
۱۲	۱۱	۱۲	۱/۴۶۸۰	۰/۱۵۵۰	۶۰	۳۵
۱۳	۱۲	۱۳	۰/۵۴۱۶	۰/۷۱۲۹	۱۲۰	۸۰
۱۴	۱۳	۱۴	۰/۵۹۱۰	۰/۵۲۶۰	۶۰	۱۰
۱۵	۱۴	۱۵	۰/۷۴۶۳	۰/۵۴۵۰	۶۰	۲۰
۱۶	۱۵	۱۶	۱/۲۸۹۰	۱/۷۲۱۰	۶۰	۲۰
۱۷	۱۶	۱۷	۰/۷۳۲۰	۰/۵۷۴۰	۹۰	۴۰
۱۸	۱	۱۸	۰/۱۶۴۰	۰/۱۵۶۵	۹۰	۴۰
۱۹	۱۸	۱۹	۱/۵۰۴۲	۱/۳۵۵۴	۹۰	۴۰
۲۰	۱۹	۲۰	۰/۴۰۹۵	۰/۴۷۸۴	۹۰	۴۰
۲۱	۲۰	۲۱	۰/۷۰۸۹	۰/۹۳۷۳	۹۰	۴۰
۲۲	۲	۲۲	۰/۴۵۱۲	۰/۳۰۸۳	۹۰	۵۰
۲۳	۲۲	۲۳	۰/۸۹۸۰	۰/۷۰۹۱	۴۲۰	۲۰۰
۲۴	۲۳	۲۴	۰/۸۹۶۰	۰/۷۰۱۱	۴۲۰	۲۰۰
۲۵	۵	۲۳	۰/۲۰۳۰	۰/۱۰۳۴	۶۰	۲۵
۲۶	۲۵	۲۶	۰/۲۸۴۲	۰/۱۴۴۷	۶۰	۲۵
۲۷	۲۶	۲۷	۱/۰۵۹۰	۰/۹۳۳۷	۶۰	۲۰
۲۸	۲۷	۲۸	۰/۸۰۴۲	۰/۷۰۰۶	۱۲۰	۷۰
۲۹	۲۸	۲۹	۰/۵۰۷۵	۰/۲۵۸۵	۱۲۰	۶۰۰
۳۰	۲۹	۳۰	۰/۹۷۴۴	۰/۹۶۳۰	۱۵۰	۷۰
۳۱	۳۰	۳۱	۰/۳۱۰۵	۰/۳۶۱۹	۲۱۰	۱۰۰
۳۲	۳۱	۳۲	۰/۵۰۳۲	۰/۵۳۰۲	۶۰	۴۰