Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
P.P 97-108

Vol. 10 / No. 3/ Autumn 2021
ISSN 2322-2344
eISSN 2717-1639

Optimal Restoration of Active Distribution Systems for Enhancing Resilience Considering the Uncertainty of Renewable Sources

http://dorl.net/dor/20.1001.1.23222344.1400.10.3.11.0

Abozar Samimi [1], Assistant professor, Mehdi Nikzad [2], Assistant professor

1- Department of Electrical Engineering, Arak University of Technology, Arak, Iran.
2- Department of Electrical Engineering, Islamshahr Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.

Abstract

Smart grids all over the world aim at providing reliable and resilient power to customers. During major contingencies of large-scale natural disasters, Distributed Generations (DGs) play a key role in delivering a resilient and reliable supply of loads. Major natural disasters such as floods and hurricanes often cause lengthy interruptions in electricity distribution systems and degrade the level of service to end-users. The utilities have mainly focused on restoring the distribution system since the power grid is susceptible to natural disasters. A resilient system's primary purpose is to allow the restoration of out-of-service loads as soon as possible after an extreme event. The resilience of a power system can be defined as “the ability of the system to prepare and plan for absorbing the damage and adapting/recovering in order to prevent the impacts of similar events in the future”. Therefore, the resilience of a power system is briefly attributed to three aspects of prevention, survivability, and recovery. Improvements in any or all of these features can enhance the overall resilience of the power system. This paper presents a self-healing restoration algorithm for power distribution systems exposed to extreme natural disasters. Indeed, an improved restoration algorithm in distribution systems in the presence of renewable and dispatchable DGs is proposed for enhancing the survivability of out-of-service loads due to extreme events, like natural disasters. The algorithm can analyze the effects of multiple faults, which arise due to a low-probability, high-impact event like a natural disaster. In the presented method, an optimal strategy is introduced to restore maximum loads with minimum switching operations and maximum load restoration under fault conditions. In order to consider uncertain parameters, a stochastic scenario-based approach is considered and the expected values as objectives are minimized to consider the effect of all scenarios. In the proposed method, the Genetic Algorithm (GA) is utilized as a powerful algorithm in optimization and how to implement and solve the proposed model by the GA is introduced. An evaluation of the proposed approach is conducted through a typical case study. A modified IEEE 33-node system is considered for this reason. The simulated results indicate that in the presence of microgrids and an automated switching-based distribution system, the system's resilience is improved significantly. However, the present study did not address microgrids' dynamic response. In the event of extreme natural disasters, utilities can use the proposed algorithm to improve the recovery of out-of-service loads.

Keywords: Resilience, Optimal Restoration, Distributed Generations, Genetic Algorithm, Scenario Generation, Uncertainty
Received: 2021 January 5
Accepted: 2021 July 31

Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
ص.ص 97-108

Vol. 10 / No. 3/ Autumn 2021
ISSN 2322-2344
eISSN 2717-1639

بازیابی بهینه سیستم‌های توزیع فعال با هدف بهبود تاب‌آوری و با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر

ابوذر صمیمی[1]، استادیار، مهدی نیک زاد[2]، استادیار

نوع مطالعه: پژوهشی

http://dorl.net/dor/20.1001.1.23222344.1400.10.3.11.0

۱- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی اراک - اراک- ایران

– آدرس پست الکترونیکی a.samimi@arakut.ac.ir, abouzarsamimi@alumni.iust.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه آزاد اسلامی واحد اسلامشهر - تهران- ایران

– آدرس پست الکترونیکی Mehdi.Nikzad@yahoo.com

چکیده: هدف شبکه‌های هوشمند در سراسر جهان، تأمین برق قابل اطمینان و تاب‌آور به مشترکین می‌باشد. در اتفاقات بزرگ ناشی از حوادث طبیعی، منابع تولید پراکنده در تغذیه قابل اطمینان و تاب‌آور بارهای شبکه نقش کلیدی را بازی می‌کنند. تاب‌آوری سیستم‌های قدرت را می توان به عنوان توانایی سیستم در آماده‌سازی و برنامه‌ریزی برای جذب آسیب و تطبیق/ بازیابی به منظور جلوگیری از تأثیرات حوادث مشابه در آینده تعریف کرد. بنابراین، تاب آوری یک سیستم قدرت بطور خلاصه به سه مشخصه پیشگیری، قابلیت تداوم برق رسانی و بازیابی نسبت داده می‌شود. بهبود در هر یک یا تمام این سه مشخصه، تاب آوری کل سیستم را بهبود می‌دهد. در این مقاله، یک الگوریتم بازیابی بهبود یافته در سیستم‌های توزیع، با حضور منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر و قابل برنامه‌ریزی برای افزایش قابلیت تداوم تغذیه بارهای قطع شده ناشی از حوادث شدید همانند حوادث طبیعی ارائه می‌شود. در مدل ارائه شده، یک استراتژی بهینه برای بازیابی حداکثر بارها با مینیمم عملکردهای کلیدزنی و حداکثر بازیابی بار تحت شرایط خطا پیشنهاد می‌شود. در روش پیشنهادی، از الگوریتم ژنتیک به عنوان یک الگوریتم قدرتمند در بهینه سازی استفاده شده و چگونگی پیاده سازی و حل مدل پیشنهادی توسط الگوریتم ژنتیک معرفی می‌گردد. کارایی روش پیشنهادی بر روی شبکه تست ۳۳ باس IEEE بررسی و نتایج حاصل تحلیل شده است.

واژه های کلیدی: تاب‌آوری، بازیابی بهینه، منابع تولید پراکنده، الگوریتم ژنتیک، تولید سناریو، عدم قطعیت.

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۹۹/۱۰/۱۶

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۴۰۰/۰۵/۰۹

نام نویسنده‌ی مسئول : ابوذر صمیمی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران – اراک – خیابان دانشگاه – دانشگاه صنعتی اراک – دانشکده‌ی مهندسی برق

۱- مقدمه

تولیدات پراکنده (DGs)[۱] علاوه بر تأمین انرژی پاک، در تحقق سیستم‌های توزیع فعال، شکل‌گیری ریزشبکه‌های جزیره‌ای، دست‌یابی به تاب‌آوری و بازیابی سیستم توزیع تحت شرایط آب و هوایی نرمال و بحرانی توجه زیادی را به خود معطوف کرده‌اند. با افزایش سطح حوادث شدید و اثرات آنها، نه تنها بهره‌برداری قابلیت اطمینان محور، بلکه بهره‌برداری‌های تاب آور نیز مورد توجه قرار گرفته است. از این رو، تمایز بین دست‌یابی به قابلیت اطمینان و تاب‌آوری برای بهره‌برداری مؤثر سیستم لازم است. نویسندگان مراجع (Mohamed et al. 2019) (Hu, Xie, and Tai 2018) تلاشهایی توسط برای تمیز دادن مفهوم تاب‌آوری و قابلیت اطمینان یک سیستم در حالت کلی انجام داده اند. DG مبتنی بر فناوری تولید خورشیدی در شبکه‌هایی که زیرساختهای الکتریکی آن رو به توسعه است و همچنین مناطقی که از تابش مناسب نور خورشید برخوردار هستند، به عنوان بهترین راهکار برای بهبود و توسعه تاب‌آوری سیستم پیشنهاد شده است (Buque and Chowdhury 2016). در مرجع (Sandhya and Chatterjee 2021) یک بررسی کلی از انواع مختلف تکنیک‌های ارزیابی تاب‌آوری، همراه با یک مقایسه مبتنی بر معیارهای مختلف، شامل الگوریتم‌های ارزیابی تاب‌آوری، گراف، روش و معادلات صورت گرفته است.

استفاده از مفهوم تاب‌آوری در فاز بهره‌برداری شاید چندان اقتصادی به نظر نرسد. از این رو می‌توان با تغییر نگرش و اعمال اصلاحات لازم، این مفهوم را در فاز برنامه‌ریزی توسعه شبکه لحاظ نمود و اثرات مثبت آن را به وضوح در مرحله بهره‌برداری از سیستم مشاهده کرد. نویسندگان مرجع (Yuan et al. 2016) برنامه‌ریزی توسعه شبکه را با هدف افزایش تاب‌آوری سیستم نسبت به حوادث طبیعی و طوفان‌های سهمگین در دو مرحله مقاوم سازی و مکان‌یابی بهینه واحدهای تولید پراکنده پیشنهاد داده‌اند.

اگر یک سیستم برق‌رسانی، قابلیت انطباق با اغتشاش و یا به اصطلاح دوام داشته باشد، سیستم‌های حفاظتی فقط تجهیزات و بخش‌های آسیب دیده را از مدار خارج می‌کنند و از گسترش اغتشاش در شبکه جلوگیری می‌کنند. بنابراین، سایر بخش‌های سالم در مدار باقی مانده و حداقل بخشی از بار سیستم تأمین می‌شود. در این شرایط، اولویت‌بندی تغذیه بارهای مهم و حیاتی سیستم قدرت امری منطقی و ضروری به نظر می‌رسد. به عبارت دیگر، یک سیستم تاب‌آور با قابلیت انطباق در برابر حوادث شدید باید متشکل از مجموعه‌ای از زیرسیستم‌های کوچک‌تر باشد که در حالت عادی به صورت یکپارچه و در حالت اضطراری به صورت جداگانه قابل بهره برداری باشند.

بازیابی اشاره به ظرفیت برای برگشت سرویس‌دهی در اسرع وقت است. پس از رخداد یک اغتشاش و آسیب دیدن بخشی از شبکه، بهره‌بردار بر حسب منابعی که در اختیار دارد و نیز شناخت و تجربه‌ی خود شروع به بازیابی بارهای خاموش شده، می‌نماید. البته ممکن است به دلیل محدودیت منابع، بخشی از بارهای شبکه قابل بازیابی نبوده و برگشت سرویس برق به آنها تا تعمیر و اصلاح بخش‌های آسیب دیده به تعویق افتد.

بر خلاف مطالعات قابلیت اطمینان که مجموعه ای از حوادث را به صورت یکجا مد نظر قرار داده و رفتار سیستم را توسط شاخص‌هایی کلی ارائه می‌دهد، مطالعه‌ی تاب آوری به صورت اختصاصی برای یک حادثه انجام می‌گیرد. ممکن است طراحی سیستم به گونه‌ای باشد که تاب آوری سیستم در برابر یک حادثه بیشتر شود ولی همزمان تاب آوری آن در برابر یک حادثه دیگر کاهش یابد. هدف اصلی داشتن یک سیستم تاب آور، بازیابی سریع بارهای خارج از سرویس (قطع شده) پس از یک حادثه شدید است. از آنجا که شبکه برق بیشتر در معرض خطر بلایای طبیعی است، شرکتهای برق عمدتاً روی استراتژی‌های بازیابی سیستم‌های توزیع متمرکز شده‌اند (Che, Khodayar, and Shahidehpour 2014).

بازیابی سیستم توزیع برق، یک مسأله بهینه‌سازی پیچیده با قیود چندگانه است. در پژوهشهای مختلفی، راه حل‌هایی برای این مسأله پیشنهاد کرده‌اند که شامل سیستم‌های خبره، منطق فازی، سیستم‌های چند عامله، جستجوی ابتکاری، روش‌های پرتو، الگوریتم‌های بهینه‌سازی تصادفی مبتنی بر ژنتیک و کلونی موچگان، برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح (MINLP)[۲] می‌باشد (Solanki, Khushalani, and Schulz 2007) (Flueck 2012 Nguyen and Jiang and Jiang 2012). در مرجع (Hou et al. 2014)، یک مدل جدید مبتنی بر جایگشت، برای بازیابی سیستم قدرت با توجه به قابلیت ژنراتور و اولویت‌بندی بار پیشنهاد شده است. نویسندگان مرجع (Yuan, Illindala, and Khalsa 2017) الگوریتم اصلاح شده Viterbi را برای یافتن یک استراتژی بازیابی بهینه پیشنهاد داده‌اند. الگوریتم بهبودیافته بازیابی سیستم‌های توزیع با حضور ریزشبکه‌ها و با هدف افزایش قابلیت تداوم برق‌رسانی به بارهای خارج از سرویس بعد حوادث شدید با حداقل عملکردهای کلیدزنی در (Mathew et al. 2018) ارائه شده است.

بعد از وقوع حوادث شدید، DG ها در ریزشبکه‌ها نقشی کلیدی را در حفظ تداوم تغذیه بارها برای مصرف‌کننده‌ها و بارهای حساس و مهم ایفا می‌کنند (Pham, Besanger, and Hadjsaid 2009). موضوعات مختلف کنترل ریزشبکه‌ها، بازیابی به کمک ریزشبکه و چند فن‌آوری دیگر شبکه هوشمند برای تقویت تاب آوری شبکه برق در مرجع (Strbac et al. 2015) ارائه شده است. در مرجع (Xu et al. 2018)، یک رویکرد مبتنی بر تاب‌آوری با کمک ریزشبکه برای بازیابی بارهای مهم در یک فیدر توزیع پس از یک حادثه بزرگ طبیعی پیشنهاد شده است. بازیابی سرویس– محور مبتنی بر مفهوم زمان بهره‌برداری مداوم در مرجع (Gao et al. 2016) مورد بحث قرار گرفته است. یک چارچوب بازیابی بار با ملاحظه‌ی مسائل فنی مربوط به شبکه‌های ثانویه، محدودیت ظرفیت DG و منابع تولیدی، محدودیت‌های دینامیکی و قیود بهره برداری در مرجع (Xu et al. 2019) پیشنهاد شده است. استراتژی محدودسازی ریسک بهره‌گیری از ریزشبکه‌ها بر اساس یک مدل ترکیبی گاوسی برای بیان ارزیابی کمی تاب‌آوری برحسب توزیع احتمال تولید توربین بادی (WT)[۳] و فتوولتائیک (PV)[۴] جهت بازیابی بار در مرجع (Wang et al. 2019) ارائه شده است. یک روش منظم برای افزایش حداکثر بازیابی بار با استفاده از کلیدهای کنترل از راه دور در (Xu et al. 2016) بحث شده است. نویسندگان مرجع (Li et al. 2014)، از یک روش گرافیکی مبتنی بر درخت فراگیر (ST)[۵] برای بازیابی سیستم توزیع بهره گرفته‌اند. با این حال، این رویکرد فقط برای یک خطای واحد است، که برای خطاهای رخ داده در هنگام یک رویداد فاجعه بار، قابل کاربرد نیست. دلیل این امر این است که، در هنگام یک فاجعه طبیعی، چندین

خطا رخ می‌دهد که در نهایت منجر به وضعیت خاموشی سراسری می‌شود. در مرجع (alizadeh, ghaffarpour, and ranjbar 2020)، مسئله‌ی مشارکت واحدهای مقید به امنیت به صورت یک بهینه‌سازی مقاوم با محوریت تاب آوری ارائه شده است. در این مرجع، یک مدل تصمیم‌گیری سه سطحی مقاوم ارائه شده است که در آن بهره‌بردار سیستم قدرت منابع تولید را در سطح اول برای یک حالت پایه برنامه‌ریزی می‌کند در حالی که، عامل خرابکار قصد از کار انداختن حساس‌ترین پست را دارد به طوری که تمام واحدهای تولیدی و خطوط متصل به آن پست از مدار خارج شوند. در همین حین، بهره‌بردار سیستم یکبار دیگر سعی در برنامه‌ریزی مجدد واحدهای تولیدی دارد به نحوی که کمترین میزان قطع بار ناخواسته حاصل شود.

در سیستم‌های قدرت با منابع بالای تجدیدپذیر، بهره‌بردار باید اثرات عدم قطعیت تولیدات این منابع را نیز در تصمیم‌گیری خود لحاظ کند. از این رو، بر خلاف بهینه‌سازی‌های متداول دو سطحی مقاوم که سعی در یافتن کمینه هزینه در بدترین سناریو دارند، روش تولید ستون و قید پیشنهادی منابع را برای یک حالت پایه به گونه‌ای برنامه‌ریزی می‌کند که در صورت بروز حملات خرابکارانه، کمترین قطع بار حاصل شود. در مرجع (Kwasinski 2010)، کاهش هزینه و دسترسی به انرژی برق دو عامل اصلی در برنامه‌ریزی توسعه تولید با هدف افزایش تاب آوری ذکر شده اند. همچنین، در مرجع (Chen and Kezunovic 2016) با استفاده از منطق فازی، سعی شده است تا دقیق‌ترین پیش‌بینی‌ها برای خروج احتمالی تجهیزات در زمان وقوع حوادث بزرگ حاصل شود. در مرجع (Zangeneh, Jadid, and Rahimi-Kian 2009) به جهت افزایش تاب آوری در شبکه‌های هوشمند، از یک مدل تصمیم‌گیری خاموشی سلسله مراتبی با هدف کنترل هوشمند چند ریزشبکه‌ای استفاده شده است. برای مقابله با عدم قطعیت موجود در سیستم‌های قدرت می‌توان از برنامه‌ریزی تصادفی یا بهینه‌سازی مقاوم بهره جست. با وجود مزایای برنامه‌ریزی تصادفی در مقابله با عدم قطعیت و مطالعات ریسک، به دلیل بار محاسباتی بالای این روش، پیاده‌سازی در واقعیت با محدودیت‌هایی همراه خواهد بود. لیکن بهینه‌سازی مقاوم به عنوان جایگزین، جواب بهینه را بدون نیاز به تابع توزیع متغیر تصادفی با بار محاسباتی کمتر به‌دست می‌آورد. با این‌حال، مدلهای بهینه‌سازی مقاوم موجود، بسیار محافظه کارانه هستند. در (Saberi, Falaghi, and Esmaeeli 2020)، یک شاخص جدید تاب‌آوری معرفی شده و همچنین نحوه اثر گذاری نوع، مکان واندازه بهینه‌ی تولیدات پراکنده بر روی تاب‌آوری شبکه توزیع به صورت کمی بررسی گردیده است.

استفاده از سیستمهای ذخیره ساز انرژی (ESS)[۶] قابل حمل و نقل، پتانسیل قابل توجهی برای افزایش تاب‌آوری سیستمهای توزیع در برابر خاموشی‌های مناطق وسیع دارد. در (Ye et al. 2021)، یک مدل بهینه‌سازی یکپارچه و هماهنگ برای بازیابی سیستم‌های توزیع نامتعادل بعد از خروج‌های مقیاس بزرگ توان، ناشی از حوادث شدید با حضور DG های قابل برنامه‌ریزی و تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی) و ESS ارائه شده است. یک طرح همزمان برای بازیابی سیستم بعد از حادثه و برنامه زمان‌بندی تولید در ریزشبکه‌ها و بازآرایی‌های شبکه با هدف کمینه‌سازی هزینه کل سیستم شامل هزینه قطع مشترک، هزینه تولید و هزینه‌های مربوط به ESS قابل حمل و نقل در (Yao, Wang, and Zhao 2019) معرفی شده است. یک ساختار ارزیابی کیفی تاب‌آوری تحت شرایط آب و هوایی طوفانی برای سیستم قدرت در (Yang et al. 2018) پیشنهاد شده است. در حین انجام این ارزیابی، نویسندگان اثر زمانی و همچنین مکانی توفان را در نظر گرفته که به کمک آن بتوان با توجه به شدت هوا، محل خطا، برنامه‌های پاسخ اضطراری و بازیابی، تخمین تاب‌آوری سیستماتیک را انجام داد.

در (Borghei and Ghassemi 2021)، برنامه‌ریزی ریزشبکه‌ها برای تقویت شبکه در برابر حوادث شدید با هدف تعیین گره‌های بهینه برای اتصال ریزشبکه به همراه ظرفیت واحدهای تولیدی قابل برنامه‌ریزی مستقر در ریزشبکه‌ها پیشنهاد شده است. یک استراتژی بازیابی مقاوم در (Sedgh et al. 2021) پیشنهاد شده است که در آن منابع توان موبایل (سیار) را برنامه‌ریزی کرده و ریزشبکه‌های چندگانه را با هدف بیشینه‌سازی بارهای مهم بازیابی شده، تشکیل می‌دهند. یک مدل بهینه‌سازی برای تخصیص منابع توان اضطراری در میان ریزشبکه‌ها و بارهای حساس یک سیستم توزیع پیش از یک فاجعه طبیعی شدید در (Wang et al. 2020) بررسی شده است. در (Zhu, Yuan, and Wang 2020) یک مدل شکل‌گیری ریزشبکه مبتنی بر راهبرد بهره‌برداری اضطراری برای سیستمهای توزیع تاب‌آور پیشنهاد شده است.

در این مقاله، یک مدل سناریو- محور برای بازیابی بهینه سیستم‌های توزیع با حضور منابع تجدیدپذیر و منابع تولید پراکنده قابل برنامه‌ریزی با هدف افزایش تاب آوری سیستم ارائه شده است. در مدل پیشنهادی عدم قطعیت منابع بادی و خورشیدی به صورت همزمان مورد ملاحظه قرار گرفته است. در راستای بهبود و افزایش تاب‌آوری سیستم‌های توزیع، دو هدف کمینه‌سازی قطع بار و تعداد کلیدزنی شبکه برای رسیدن به آرایش شعاعی مناسب در نظر گرفته شده است. در فرمول‌بندی ارائه شده، توابع هدف به شکل هزینه‌ی بهره برداری در نظر گرفته شده است. یکی دیگر از نوآوری‌های این مقاله، استفاده از یک برنامه‌ی مبتنی بر تئوری گراف برای محاسبه‌ی تمامی گراف‌های فراگیر زیر مجموعه‌ی گراف متناظر شبکه توزیع در هر سناریو و با هدف بررسی و تشخیص شعاعی بودن شبکه می‌باشد. مدل پیشنهادی، یک مسأله برنامه‌ریزی غیرخطی باینری می‌باشد که توسط الگوریتم ژنتیک بهینه‌سازی شده است.

در ادامه بخش‌های مختلف مقاله به صورت زیر آمده است:

در بخش دوم مدلسازی مسأله توضیح داده شده است. در بخش سوم، الگوریتم حل مسأله بیان شده است. در بخش چهارم نتایج شبیه‌سازی و در بخش پنجم نتیجه‌گیری مقاله ارائه شده است.

۲- مدلسازی مسأله

در این قسمت ابتدا، نحوه مدل سازی عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر توضیح داده خواهد شد. سپس فرمول بندی پیشنهادی مسأله بازیابی بهینه سیستم توزیع با در نظر گرفتن عدم قطعیت منابع تولید پراکنده با هدف افزایش تاب آوری سیستم ارائه می‌شود. در انتها، مراحل پیاده سازی و حل مدل پیشنهادی توسط الگوریتم ژنتیک به عنوان یک الگوریتم بهینه‌سازی قدرتمند معرفی می‌گردد.

۲-۱- تولید و کاهش سناریوهای مرتبط با عدم قطعیت منابع تجدید پذیر

در این مقاله، عدم قطعیت متناظر با توان تولیدی واحدهای توربین بادی (WT) و فتوولتائیک (PV) مدل‌سازی شده و از عدم قطعیت مربوط به تقاضای بار صرف‌نظر شده است. برای تولید سناریوهای مورد نظر، ابتدا

لازم است که عدم قطعیت توانهای تولید شده واحدهای WT و PV را به‌صورت توابع توزیع احتمال[۷] (PDF) پیوسته از خطاهای پیش‌بینی تولید آنها مدل‌سازی کرد. معمولاً برای توصیف توزیع احتمال توان تولیدی WT، از تابع وای‌بل (ریلی) استفاده می‌شود که تابعی از سرعت وزش باد بوده و به صورت زیر بیان می‌شود (Nikzad and Samimi 2020):

$$f_W(v) = \left(\frac{2v}{c^2}\right)\exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (۱)$$

که در آن c و v اندیس مقیاس و سرعت باد می‌باشد. اندیس مقیاس بر اساس اطلاعات گذشته سرعت باد قابل حصول است. اگر متوسط سرعت باد یعنی v_m معلوم باشد، شاخص مقیاس به صورت روابط زیر به دست می‌آید:

$$v_m = \int_0^\infty v f_W(v)\, dv = \frac{\sqrt{\pi}}{2}c \quad (۲)$$

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}}v_m \quad (۳)$$

توان اکتیو تولیدی یک WT تابعی از سرعت باد بوده که توسط رابطه (۴) محاسبه می‌شود:

$$P_{WT} = P_{WT}^{rated} \times \begin{cases} 0 & v_m \le v_{ci} \ \ or \ \ v_m \ge v_{co} \\ \dfrac{(v_m - v_{ci})}{v_r - v_{ci}} & v_{ci} \le v_m \le v_r \\ 1 & v_r \le v_m \le v_{co} \end{cases} \quad (۴)$$

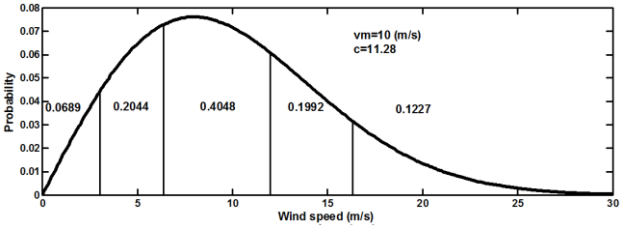
v_{ci}، v_{co} و v_r به‌ترتیب سرعت قطع پایین، قطع بالا و سرعت نامی WT می‌باشد. P_{WT}^{rated} توان نامی WT است.

برای مدلسازی عدم قطعیت سرعت ساعتی باد، تابع توزیع احتمال به تعدادی بازه گسسته تقسیم می‌شود. هر بازه، معادل یک سناریو خاص سرعت باد (بطور متناظر تولید توان باد) خواهد بود. احتمال سناریوی w ام، یعنی π_w، و سرعت متوسط متناظر باد در این سناریو یعنی v_w با استفاده از روابط زیر محاسبه می شود:

$$\pi_w = \int_{v_w^{min}}^{v_w^{max}} f_W(v)\, dv \quad (۵)$$

$$v_w = \frac{1}{\pi_w}\int_{v_w^{min}}^{v_w^{max}} v \cdot f_W(v)\, dv \quad (۶)$$

v_w^{min} و v_w^{max} حدود بازه سناریوی باد w ام است. در شکل (۱) توزیع وای‌بل تولید باد با پنج بازه گسسته نشان داده شده است:



شکل (۱): تولید سناریوهای عدم قطعیت باد با استفاده از توزیع وای‌بل

توان خروجی سیستم PV عمدتاً وابسته به تابش خورشید است. برای مدل‌سازی رفتار تابش خورشید، از تابع توزیع احتمالی بتا استفاده می‌شود (Sedighizadeh et al. 2019):

$$f_B(\mathrm{S}) = \begin{cases} \dfrac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} S^{\alpha-1}(1-S)^{\beta-1} & 0 \le S \le 1, \alpha \ge 0, \ \beta \ge 0 \\ 0 & otherwise \end{cases} \quad (۷)$$

$$F_B(\mathrm{S}) = \int_0^S \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} S^{\alpha-1}(1-S)^{\beta-1}\, dS \quad (۸)$$

که در آن S بیان کننده میزان تابش (kW/m^2)، α و β پارامترهای توابع چگالی احتمال توزیع تجمعی بتا است. به منظور محاسبه پارامترهای توابع چگالی احتمال، از میانگین μ و انحراف معیار σ متغیر تصادفی به صورت زیر استفاده می‌شود:

$$\beta = (1-\mu)\times\left(\frac{\mu\times(1+\mu)}{\sigma^2} - 1\right) \quad (۹)$$

$$\alpha = \frac{\mu\times\beta}{1-\mu} \quad (۱۰)$$

حال می توان با استفاده از رابطه (۱۱)، مقدار تابش خورشید را به توان تولیدی PV تبدیل کرد:

$$P_{PV}(S) = A_c.\eta.S \quad (۱۱)$$

که در آن $P_{PV}(\mathrm{S})$ بیانگر میزان توان خروجی PV برحسب kW برای میزان تابش S، A_c سطح آرایه ها بر حسب متر مربع و η بازده یا راندمان سیستم PV است. مشابه تولید باد، تابع توزیع احتمال PV به تعدادی بازه گسسته برای تولید حالتهای تابش خورشید در هر ساعت، تقسیم می‌شود.

توان تولیدی هر ساعت توسط سیستم مرکب باد و خورشید برابر مجموع توان خروجی سیستم بادی و توان خروجی سیستم خورشیدی است:

$$P_h = P_W + P_{PV} \quad (۱۲)$$

با فرض اینکه P_W و P_{PV} بصورت مستقل از هم عمل می‌کنند تابع چگالی احتمال برای متغیر تصادفی P_h به صورت کانولوشن بین تابع چگالی P_W و P_{PV} مطابق رابطه زیر است:

$$f_h(P_h) = f_W(P_W) * f_B(P_{PV}) \quad (۱۳)$$

از آنجایی که وارد کردن تابع چگالی احتمال پیوسته در قالب ریاضی مشکل می‌باشد، از شبیه‌سازی مونت کارلو برای دستیابی به سناریوهای مختلف استفاده می‌شود. اما تولید سناریوهای مختلف نیز بر پیچیدگی‌های ریاضی مسأله می‌افزاید. راهکار مناسب برای جلوگیری از پیچیدگی‌های محاسباتی، گسسته‌سازی تابع توزیع احتمال پیوسته با تقسیم آن به چندین بازه می‌باشد. در این صورت سطح محصور در هر بازه بیانگر احتمال رخداد میانه آن بازه است. در این مقاله، در مدل احتمالاتی پیشنهادی برای سیستم بادی و خورشیدی، تابع توزیع احتمال به هفت بازه تقسیم می‌شود. از آنجایی که این دو سیستم مستقل از هم فرض می‌شوند، لذا احتمال وقوع هر سناریو حاصل ضرب احتمال وقوع این دو مشخصه در هر سناریو خواهد بود.

یکی از چالش‌های اساسی در مطالعات سیستم‌های قدرت با وجود منابع بادی و خورشیدی، مدل‌سازی همبستگی بین منابع بادی و خورشیدی با توجه به همبستگی سرعت باد، دما و تابش می‌باشد. به عبارت دیگر، در سیستم‌هایی که دارای بیش از یک منبع بادی یا خورشیدی هستند، برای مناطق نزدیک به هم همبستگی سرعت باد، دما و تابش باید مد نظر قرار بگیرد. روشهای مختلفی برای مدل‌سازی این همبستگی در تحقیقات گذشته بیان شده است. دو روش اصلی برای اندازه‌گیری همبستگی بین متغیرهای تصادفی در سیستم‌های قدرت روش‌های همبستگی پیرسون و روش همبستگی مرتبه‌ای است (Papaefthymiou and Kurowicka 2009). در این مقاله، به منظور سازگار کردن عدم قطعیت منابع بادی و فتولتائیک با مدل مونت‌کارلو پیشنهادی از ضریب همبستگی رتبه‌ای اسپیرمن[8] (SRCC) استفاده شده است. این روش شامل مراحل زیر است (Chen et al. 2019):

مرحله اول: شبیه‌سازی سری‌های متوالی توان خروجی منابع بادی و فتوولتائیک با در نظر گرفتن همبستگی سرعت باد و تابش خورشید.

مرحله دوم: محاسبه ضرایب همبستگی اسپیرمن (Papaefthymiou and Kurowicka 2009) بین توانهای خروجی منابع بادی و فتوولتائیک بر اساس سری‌های متوالی توان بادی و فتوولتائیک تولید شده در مرحله اول. این ضریب مقدار همبستگی و رابطه‌ی میان دو متغیر ترتیبی را نشان می دهد که متناظر با ضریب همبستگی پیرسون می باشد. در این ضریب همبستگی، به جای استفاده از خود مقادیر متغیرها از رتبه‌های آنان استفاده می شود. در رابطه (۱۴) ضریب همبستگی C بین دو متغیر x و y ، تعریف شه است. در این رابطه $\bar{x}$ و $\bar{y}$ میانگین این متغیرها هستند.

$$C = \frac{\sum_i^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_i^n (x_i - \bar{x})^2 (y_i - \bar{y})^2}} \qquad (۱۴)$$

مرحله سوم: تشکیل جدول احتمالاتی حالت‌های چندگانه منابع بادی و فتوولتائیک با استفاده از سری‌های متوالی تولید شده در مرحله اول.

مرحله چهارم: تولید اعداد تصادفی یکنواخت بین ۰ تا ۱ با ضریب همبستگی خطی معین شده در مرحله دوم. این مرحله به کمک روش کاپولا (Papaefthymiou and Kurowicka 2009) اعمال خواهد شد. کاپولاها توابعی هستند که توابع توزیع چند متغیره را به توابع توزیع حاشیه‌ای یک متغیرهٔ آنها پیوند می‌دهند.

مرحله پنجم: تعیین حالت‌های منبع بادی و فتوولتائیک با توجه به اعداد تصادفی تولید شده در مرحله چهارم.

۲-۲- فرمول‌بندی مسأله

2-2-1- معرفی تابع هدف

در راستای بهبود و افزایش تاب‌آوری سیستم‌های توزیع، دو هدف کمینه‌سازی قطع بار و تعداد کلیدزنی شبکه برای رسیدن به آرایش شعاعی مناسب در نظر گرفته می‌شود. یک راهبرد منطقی دیگر نیز در نظر گرفتن متوسط این اهداف به ازای تمامی سناریوها می باشد. لذا، در این مقاله توابع هدف پیشنهادی، به شکل هزینه‌ی بهره برداری مطابق روابط (۱۵) و (۱۶) در نظر گرفته شده است:

$$OPC1 = Min \sum_{s=1}^{NS} prob(s) \times \left[P_{grid}(s) \cdot \pi_{grid} + \sum_{b=1}^{Nb} C_{DG}(b,s) + \sum_{b=1}^{Nb} VOLL(b) \cdot P_{sheded}(b,s) \right] \qquad (۱۵)$$

$$OPC2 = Min \sum_{s=1}^{NS} prob(s) \times \left[P_{grid}(s) \cdot \pi_{grid} + \sum_{b=1}^{Nb} C_{DG}(b,s) + \sum_{b=1}^{Nb} VOLL(b) \cdot P_{sheded}(b,s) + \mathrm{SC(s)} \right] \qquad (۱۶)$$

در این روابط، $prob(s)$ احتمال وقوع سناریوی s و NS تعداد سناریوها است. همچنین، $P_{grid}(s)$ توان خریداری شده از شبکه بالادست، π_{grid} قیمت توان اکتیو شبکه‌ی بالادست، $C_{DG}(b,s)$ هزینه‌ی تولید DG در باس b و سناریوی s، $VOLL(b)$ ارزش بار از دست رفته در باس b ، $P_{Sheded}(b,s)$ بار قطع شده در باس b و سناریوی s و SC(s) هزینه‌ی کلیدزنی در سناریوی s می‌باشد.

هزینه تولید توان DG باس b به شکل رابطی زیر بیان می‌شود:

$$C_{DG}(b,s) = A_b + B_b \cdot P_{DG}(b,s) + C_b \cdot P_{DG}^2(b,s) \qquad (۱۷)$$

که A_b, B_b, C_b ضرایب تابع هزینه و $P_{DG}(b,s)$ توان اکتیو تولیدی DG متصل به باس b و سناریوی s می باشد.

هزینه کلید زنی که در تابع هدف دوم در نظر گرفته شده است، منعکس کننده دفعات کلید زنی در هر سناریو می‌باشد که مطابق رابطه‌ی زیر قابل تعریف است:

$$\mathrm{SC(s)} = Dc \cdot SN(s) \qquad (۱۸)$$

در این رابطه، $SN(s)$ تعداد دفعات کلیدزنی لازم در سناریوی s وDc هزینه استهاک[9] کلید زنی سوئیچ‌ها می باشد. این تجهیزات مجاز هستند که با عملکردهای کلیدزنی محدودی در طول عمر مفید خود بهره‌برداری شوند. بنابراین، کاهش ارزش هزینه سرمایه‌گذاری ناشی از عملکردهای کلیدزنی، بر حسب «دلار/ عملکرد کلیدزنی» بیان می‌شود.

۲-۲-۲- قیود مسئله

- معادلات پخش توان

روابط پخش بار برای تمام شین های شبکه غیر از شین متصل به شبکه بالادست مطابق زیر است. منطقی است که قطع یا کاهش بار در ضریب

توان ثابت اعمال شود. بر این اساس، در معادلات زیر این موضوع در نظر گرفته شده است.

$$P_{DG}(b,s) + P_{shedd}(b,s) - P_d(b) = V(b,s)\sum_{b'=1}^{Nb} V(b',s)\big(G_{bb'}cos(\delta_b(s)-\delta_{b'}(s)) + B_{bb'}sin(\delta_b(s)-\delta_{b'}(s))\big)\cdot x_{bb'}(s) \quad (۱۹)$$

$$Q_{DG}(b,s) + P_{shedd}(b,s)\cdot\tan(\cos^{-1}\varphi(b)) - Q_d(b) = V(b,s)\sum_{b'=1}^{Nb} V(b',s)\big(G_{bb'}sin(\delta_b(s)-\delta_{b'}(s)) - B_{bb'}cos(\delta_b(s)-\delta_{b'}(s))\big)\cdot x_{bb'}(s) \quad (۲۰)$$

که $P_d(b)$ و $Q_d(b)$ توان های اکتیو و راکتیو بار در باس b هستند. $v(b,s)$ و $\delta_b(s)$ به ترتیب، دامنه و فاز ولتاژ باس b در سناریوی s می‌باشد. $G_{bb'}$ و $B_{bb'}$ کندوکتانس و سوسپتانس خط بین باس‌های b و b' می باشند. $\varphi(b)$ زاویه‌ی ضریب توان بار در باس b می باشد (قطع یا کاهش بار در ضریب توان ثابت انجام می شود). $x_{bb'}(s)$ متغیری باینری است که اگر خط بین باس‌های b و b' در سناریو s ام قطع باشد، مقدار آن صفر است و در غیر اینصورت یک خواهد بود.

شین متصل به شبکه بالادست (شین شماره ۱) را که از طریق آن توان اکتیو خریداری شده از شبکه‌ی بالا دست می‌تواند به شبکه‌ی توزیع تزریق شود، شین اسلک در نظر می گیریم و در این شین، اندازه و زاویه ولتاژ به ترتیب یک پریونیت و صفر در نظر گرفته می‌شوند.

$$P_{grid}(s) + P_{shedd}(1,s) - P_d(1,s) = \sum_{b'=1}^{Nb} V(b',s)\left(G_{bb'}cos\big(\delta_{b'}(s)\big) - B_{bb'}sin\big(\delta_{b'}(s)\big)\right)\cdot x_{bb'}(s) \quad (۲۱)$$

- قیود توان عبوری خطوط

$$-S_{l_{bb'}}^{max}\cdot x_{bb'}(s) \le S_{bb'}(s) \le S_{l_{bb'}}^{max}\cdot x_{bb'}(s) \quad (۲۲)$$

که $S_{bb'}(s)$ توان ظاهری عبوری از خط بین باس‌های b و b' و سناریوی s می باشد. $S_{l_{bb'}}^{max}$ حداکثر توان ظاهری عبوری از خط l بین باس‌های b و b' می باشد.

- قید ولتاژ باس‌های شبکه

$$0.9 \le V(b,s) \le 1.1 \quad (۲۳)$$

در این رابطه $v(b,s)$ ولتاژ باس b در سناریوی s می باشد.

- قید قطع بار:

$$0 \le P_{sheded}(b,s) \le P_d(b) \quad (۲۴)$$

که در آن $P_d(b)$ توان اکتیو باس b می باشد.

- قید منابع تولید پراکنده

$$P_{DG-min}(b)\cdot I(b) \le P_{DG}(b,s) \le P_{DG-max}(b)\cdot I(b) \quad (۲۵)$$

که $P_{DG-max}(b)$ و $P_{DG-min}(b)$ به ترتیب بیشینه و کمینه توان تولیدی DG در باس b می باشند. $I(b)$ یک متغیر باینری بوده که نشان دهنده درمدار بودن یا نبودن DG منصل به باس b است.

- قید شعاعی ماندن شبکه

ساختار هر شبکه را می‌توان به کمک یک گراف نمایش داد. طبق نظریه گراف، اگر در یک شبکه از رئوسی که درجه آنها یعنی تعداد یالهای گذرنده از آن رئوس، یک باشد، مسیری به تمام رأسهای دیگر درخت وجود داشته باشد، همبند است و در صورتی‌که در آن هیچ حلقه‌ای هم وجود نداشته باشد، آن شبکه شعاعی می‌باشد. بر همین اساس، یک شبکه زمانی می‌تواند یک درخت باشد که دو شرط ذیل برقرار گردد:

۱) تعداد شاخه ها حتما برابر با تعداد گره‌ها منهای یک باشد؛

۲) بین هر باس دلخواه و باس اسلک حداقل یک مسیر وجود داشته باشد.

یکی از مهمترین مراحل روش پیشنهادی، زیر برنامه‌ای جهت بررسی و تشخیص شعاعی بودن شبکه می‌باشد، به طوری که در اجرای برنامه روش پیشنهادی، اگر ابتدا پیکربندی به دست آمده از لحاظ شعاعی بودن تایید نگردد، از چرخه الگوریتم خارج می‌شود. در این مقاله، در هر سناریو برای محاسبه‌ی تمامی گراف‌های فراگیر زیر مجموعه آن از الگوریتمی که در مرجع (Knuth 2001) آورده شده، استفاده شده است.

۳- الگوریتم حل مسأله

مدل پیشنهادی، یک مسأله برنامه‌ریزی غیرخطی باینری[۱۰] می‌باشد که توسط الگوریتم ژنتیک بهینه‌سازی می‌شود. در مدل پیشنهادی، متغیرهای تصمیم گیری همگی از نوع باینری بوده و به تعداد کلیدهای مانور (تای سوییچ) در تعداد سناریوها می‌باشند. در شکل (۲)، روند نمایه‌ی حل مسأله با استفاده از الگوریتم ژنتیک معرفی شده است.

۴- شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

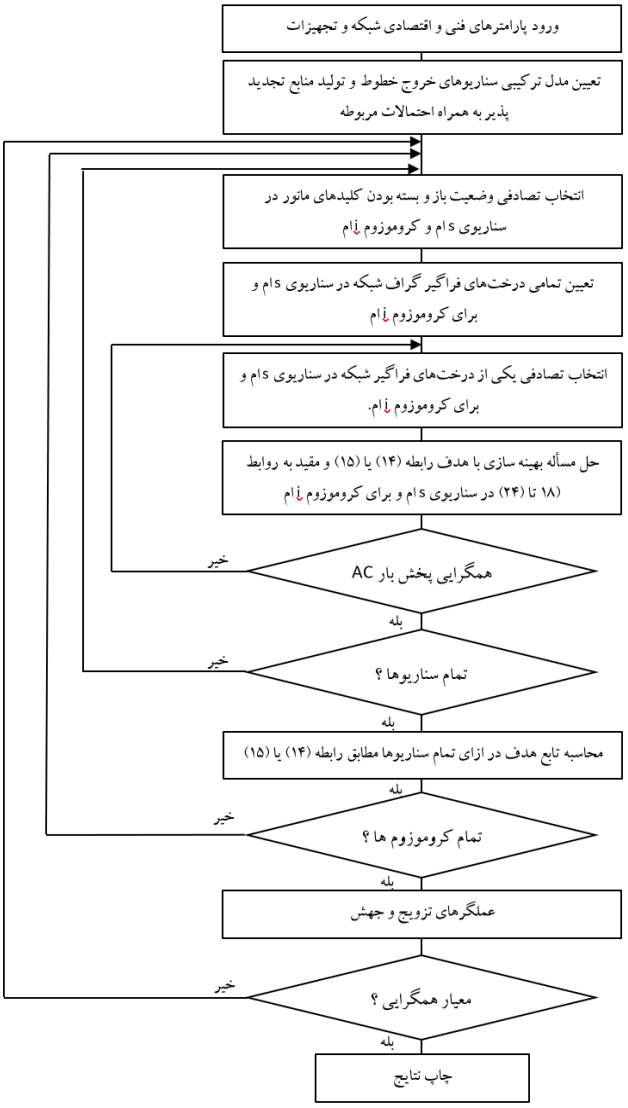
۴-۱- اطلاعات شبکه

به منظور ارزیابی رویکرد پیشنهادی، سیستم توزیع شعاعی ۳۳ شین IEEE به عنوان سیستم تست انتخاب شده است. همانطور که در شکل (۳) نشان داده شده است، این شبکه دارای ۳۲ کلید سکسیونر و پنج تای سوئیچ جهت بازآرایی می‌باشد. در گره ۱۸، پیل سوختی (FC)[۱۱] و در گره ۲۸ دیزل ژنراتور نصب شده است. همچنین یک توربین بادی در گره ۳۲ و یک واحد PV در گره ۱۷ به شبکه وصل شده‌اند. با توجه به اینکه تنها یک WT و یک PV در شبکه تست در نظر گرفته شده است، همبستگی بین منابع بادی و خورشیدی با توجه به همبستگی سرعت باد، دما و تابش وجود ندارد.

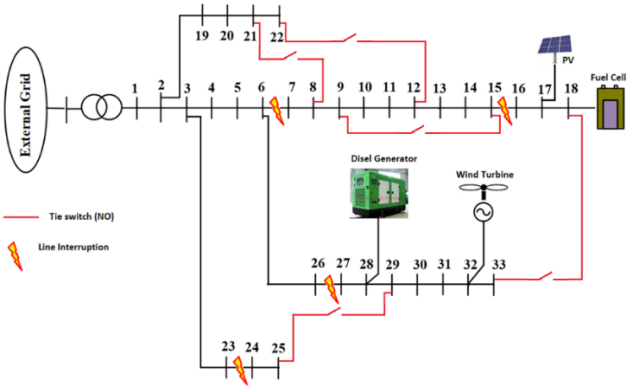
همچنین فرض شده است که پایه‌ها و هادی‌های مسیرهای مانور دارای استقامت بیشتری نسبت به سایر پایه‌های سیستم در مقابل وقوع طوفان هستند و احتمال آسیب‌پذیری و قطعی این خطوط بسیار کم می‌باشد.

توان و ولتاژ پایه سیستم به ترتیب ۱۰۰ kVA و ۱۲/۶۶ kV هستند و محدودیت ولتاژ در بازه ۰/۹ تا ۱/۱ پریونیت می‌باشد. مجموع توان اکتیو و راکتیو بارهای سیستم به ترتیب ۳۷۱۵ kW و ۲۳۰۰ kVAr است. مدل بهینه‌سازی پیشنهادی ، برنامه ریزی غیر خطی باینری می‌باشد که توسط الگوریتم ژنتیک در محیط نرم افزار MATLAB شبیه‌سازی و بهینه سازی شده است.

با استفاده از الگوریتم ارایه شده برای تجدید پیکربندی، در صورت امکان جزیره‌های به وجود آمده توسط مسیرهای مانور موجود به فیدرهای دیگر وصل می‌شوند تا توسط شبکه بالادست تغذیه گردند. در غیر اینصورت، به همراه منابع DG نصب شده در شبکه، تشکیل یک جزیره مستقل می‌دهند و برای یک دوره زمانی، بارهای خاموش شده دوباره تغذیه می‌شوند. به این ترتیب، تا زمان تعمیر خطوط و ترمیم پایه‌های آسیب دیده، خاموشی بارها کاهش داده می‌شود و تاب آوری سیستم توزیع بهبود می‌یابد. فرض بر این است که با وقوع طوفان، احتمال آسیب و قطعی خطوط به شرح جدول (۱) وجود دارد.



شکل (۲): روند نمای حل مسأله‌ی پیشنهادی با الگوریتم ژنتیک



شکل (۳): سیستم تست شعاعی ۳۳ شین توزیع به همراه خطوط آسیب پذیر شبکه در مقابل طوفان

جدول (۱): خطوط آسیب پذیر در برابر طوفان و احتمال قطعی هر یک

شماره سناریوی قطعی خط	گره ابتدا	گره انتها	احتمال قطعی (٪)
۱	۶	۷	۵۰
۲	۱۵	۱۶	۲۵
۳	۲۳	۲۴	۱۵
۴	۲۶	۲۷	۱۰

همانگونه که ذکر شد شبکه مورد مطالعه دارای یک واحد دیزل ژنراتور، یک واحد FC و همچنین یک WT و یک واحد PV است. ضریب توان واحدهای WT و PV یک فرض شده است. ظرفیت WT برابر ۵۰۰kW، $v_m = 6\ \frac{m}{s}$ ، سرعت قطع پایین $4\ \frac{m}{s}$، سرعت نامی $14\ \frac{m}{s}$ و سرعت قطع بالا برابر $25\ \frac{m}{s}$ در نظر گرفته شده است. پارامترهای PV نیز عبارت است از:

$$\mu = 12\ \frac{kW}{m^2}$$
$$\sigma = 2\ \frac{kW}{m^2}$$
$$\eta = 18.6\%$$
$$A_c = 50\ m^2$$

برای مدلسازی عدم قطعیت منابع تجدیدپذیر ابتدا، تعداد ۱۰۰۰۰ سناریو تولید می شود. در هر سناریو، توان تولیدی WT و PV برای ساعت مورد نظر تعیین شده و با جمع توان‌ها، توان مدل ترکیبی منابع تجدیدپذیر به دست می‌آید. همچنین احتمال هر سناریو مطابق توضیحات بخش ۲-۱ محاسبه شده است. سناریوها به ترتیب نزولی مرتب شده‌اند و با حذف سناریوهای تکراری، ۱۰ سناریو با بیشترین احتمال انتخاب شده‌اند که احتمال آنها نیز نرمالیزه شده است. مقادیر تولید WT و PV برای هر سناریو به همراه احتمال متناظر آنها، در جدول (۲) نشان داده شده است.

جدول (۲): مقادیر تولید WT و PV و احتمال مربوط به آنها

شماره سناریوی تولید منابع تجدید پذیر	توربین بادی (kW)	پنل خورشیدی (kW)	احتمال
۱	۲۹۶/۲	۹۷/۹	٪۴۶
۲	۷۰/۱	۱۱۴/۱	٪۲۹

۳	۲۵۵/۸	۹۱/۹	٪۱۰
۴	۳۶۸/۰	۱۰۶/۰	٪۳
۵	۱۹۰/۲	۱۲۶/۶	٪۳
۶	۲۱۲/۰	۱۰۷/۵	٪۲
۷	۱۶۵/۹	۱۲۶/۰	٪۲
۸	۴۲۸/۸	۱۲۳/۶	٪۲
۹	۱۷۷/۶	۷۰/۸	٪۱
۱۰	۱۹۸/۲	۱۳۴/۱	٪۱

با ترکیب جداول ۱ و ۲، تعداد ۴۰ سناریو به دست می‌آید که در نهایت، با انتخاب ۱۰ سناریو با بالاترین احتمال، سناریوهای نهایی تعیین می‌شوند. همچنین، مطابق جدول (۳)، احتمال سناریوها مجدداً نرمالیزه می‌شوند.

جدول (۳): ترکیب سناریوهای قطع خطوط و تولید منابع تجدیدپذیر و تعیین سناریوهای نهایی

شماره سناریوی منتخب	تولید منابع تجدیدپذیر		قطعی خط		
	تولید WT (kW)	تولید PV (kW)	گره ابتدا	گره انتها	احتمال
۱	۲۹۶/۲	۹۷/۹	۶	۷	٪۲۸
۲	۷۰/۱	۱۱۴/۱	۶	۷	٪۱۸
۳	۲۹۶/۲	۹۷/۹	۱۵	۱۶	٪۱۴
۴	۷۰/۱	۱۱۴/۱	۱۵	۱۶	٪۹
۵	۲۹۶/۲	۹۷/۹	۲۳	۲۴	٪۸
۶	۲۵۵/۸	۹۱/۹	۶	۷	٪۶
۷	۲۹۶/۲	۹۷/۹	۲۶	۲۷	٪۶
۸	۷۰/۱	۱۱۴/۱	۲۳	۲۴	٪۵
۹	۷۰/۱	۱۱۴/۱	۲۶	۲۷	٪۴
۱۰	۲۵۵/۸	۹۱/۹	۱۵	۱۶	٪۳

جدول (۴)، داده‌های فنی و اقتصادی مربوط به دیزل ژنراتور و FC را نشان می‌دهد. همچنین هزینه خرید برق از شبکه‌ی بالا دست ۱۵۰$/MWh و حداکثر توان قابل دریافت از شبکه MW ۴ و MVAr ۳ در نظر گرفته شده است. ارزش بار از دست رفته در تمامی گره‌ها ۲۰۰ $/MWh در نظر گرفته شده است.

جدول (۴): پارامترهای فنی بهره برداری از دیزل ژنراتور و FC

منبع تولیدی	$a_j \left(\frac{\$}{h}\right)$	b_j ($/MWh)	c_j ($/kWh²)	P^{max} (kW)	P^{min} (kW)	Q^{max} (kVAr)	Q^{min} (kVAr)
FC	۲۰۰	۹۰	۰	۱۰۰۰	۰	۴۸۰	-۴۸۰
Diesel Generator	۱۵۰	۵۰	۰	۶۰۰	۰	۲۹۰	-۲۹۰

۴-۲- نتایج شبیه‌سازی

در این بخش نتایج مربوط به شبیه سازی با هر یک از توابع هدف روابط (۱۵) و (۱۶) آورده شده اند. لازم به ذکر است که Dc در رابطه (۱۸) برابر با ۱۰۰ در نظر گرفته شده است. جداول (۵) و (۶)، پیکربندی شبکه را در سناریوهای ۱ تا ۱۰ برای توابع هدف OPC1 و OPC2 نمایش می دهند.

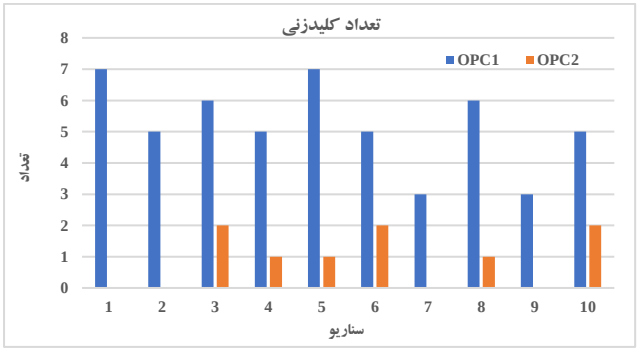
جدول (۵): پیکربندی شبکه در سناریوهای ۱ تا ۱۰ برای تابع هدف OPC1

شماره سناریوی منتخب	باز شدن سکسیونر (به دلیل خطا) از (گره)-به (گره)	باز شدن سکسیونر(به دلیل مانور) از (گره)-به (گره)	بسته شدن تای سوئیچ (به دلیل مانور) از (گره)-به (گره)
۱	۶-۷	۳-۴ ۸-۹ ۱۱-۱۰	۲۱-۸ ۱۵-۹ ۲۲-۱۲ ۲۹-۲۵
۲	۶-۷	۲۳-۳ ۳۱-۳۰	۲۲-۱۲ ۳۳-۱۸ ۲۹-۲۵
۳	۱۶-۱۵	۱۵-۱۴ ۲۲-۲۱ ۲۷-۲۶	۱۵-۹ ۲۲-۱۲ ۲۹-۲۵
۴	۱۶-۱۵	۸-۹ ۲۶-۶	۲۲-۱۲ ۳۳-۱۸ ۲۹-۲۵
۵	۲۴-۲۳	۷-۸ ۱۲-۱۱ ۱۶-۱۵	۲۱-۸ ۲۲-۱۲ ۳۳-۱۸ ۲۹-۲۵
۶	۶-۷	۱۲-۱۱ ۳۰-۲۹	۲۱-۸ ۱۵-۹ ۳۳-۱۸
۷	۲۷-۲۶	۲۰-۱۹	۲۱-۸ ۲۹-۲۵
۸	۲۴-۲۳	۱۳-۱۲ ۱۹-۲ ۳۲-۳۱	۲۱-۸ ۱۵-۹ ۳۳-۱۸
۹	۲۷-۲۶	۱۲-۱۱	۲۲-۱۲ ۳۳-۱۸
۱۰	۱۶-۱۵	۷-۸ ۲۶-۶	۲۲-۱۲ ۳۳-۱۸ ۲۹-۲۵

جدول (۶): پیکربندی شبکه در سناریوهای ۱ تا ۱۰ برای تابع هدف OPC2

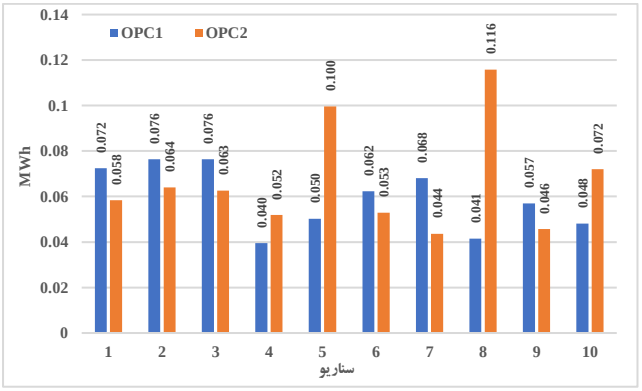
شماره سناریوی منتخب	باز شدن سکسیونر (به دلیل خطا) از (گره)-به (گره)	باز شدن سکسیونر(به دلیل مانور) از (گره)-به (گره)	بسته شدن تایسوئیچ (به دلیل مانور) از (گره)-به (گره)
۱	۶-۷	-	-
۲	۶-۷	-	-
۳	۱۶-۱۵	۷-۸	۲۱-۸
۴	۱۶-۱۵	-	۳۳-۱۸
۵	۲۴-۲۳	-	۲۹-۲۵
۶	۶-۷	۱۰-۹	۱۵-۹
۷	۲۷-۲۶	-	-
۸	۲۴-۲۳	-	۲۹-۲۵
۹	۲۷-۲۶	-	-
۱۰	۱۶-۱۵	۲۷-۲۶	۲۹-۲۵

همانگونه که در جداول (۵) و (۶) دیده می‌شود، تعداد کلیدزنی لازم برای بازآرایی شبکه با در نظر گرفتن تابع هدف OPC2 کاهش چشم‌گیری یافته است و این به دلیل در نظر گرفتن هزینه‌ی استهلاک کلیدزنی در تابع هدف می‌باشد. تعداد کلیدزنی در هر سناریو و برای هر دو تابع هدف در شکل ۴ نمایش داده شده است. ملاحظه می‌شود که با در نظر گرفتن تابع هدف OPC1 در برخی سناریوها به ۷ بار کلیدزنی نیازمند هستیم و این در حالی است که با در نظر گرفتن هدف OPC2 حداکثر با دو بار کلیدزنی به آرایش جدید و بهینه شبکه می‌رسیم. لازم به ذکر است که حتی در سناریوهای ۱، ۲، ۷ و ۹ نیاز به کلیدزنی نمی‌باشد. به بیان دیگر، با هدف OPC2 به طور متوسط ۰/۶۸ بار کلیدزنی و با هدف OPC1، ۵/۷ بار کلید زنی لازم است که در این حالت به مراتب بیشتر می باشد.



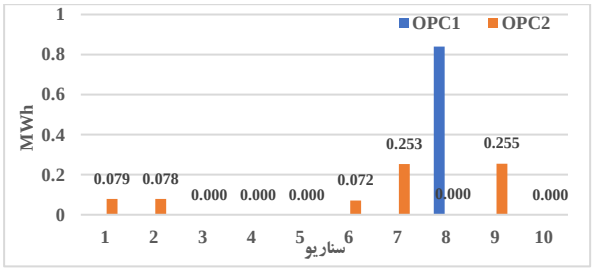
شکل (۴): تعداد کلیدزنی در هر سناریو

تلفات شبکه در هر سناریو در شکل (۵) نمایش داده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود سناریوهای ۲ و ۳ برای تابع هدف OPC1 و سناریوی ۸ برای تابع هدف OPC2 دارای بیشترین تلفات می باشند. همچنین سناریوی ۸ برای تابع هدف OPC1 و سناریوی ۷ برای تابع هدف OPC2 دارای کمترین تلفات می باشند. متوسط تلفات با اهداف OPC1 و OPC2 به ترتیب برابر با ۶۵ و ۶۴/۷ کیلووات می باشند.

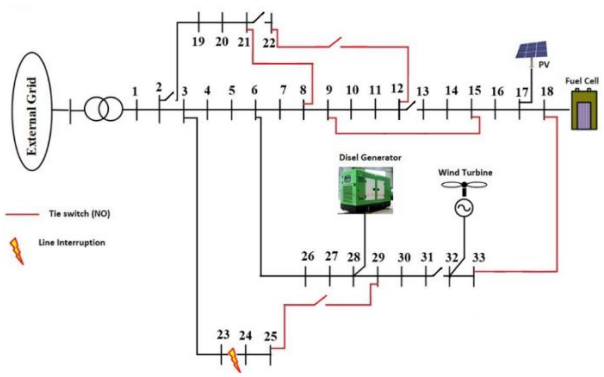


شکل (۵): تلفات شبکه در سناریوهای مختلف

مقادیر قطع بار هر سناریو برای هر یک از توابع هدف در شکل (۶) نشان داده شده است. متوسط قطعی بار با تابع هدف OPC1 و OPC2 به ترتیب برابر با ۴۴/۳ و ۶۳/۲ کیلووات است. همانطور که دیده می شود با هدف OPC2، بهره بردار در سناریوهای ۱، ۲، ۶، ۷ و ۹ ناگزیر به قطع بار است درحالی‌که اگر هدف OPC1 باشد بهره‌بردار در تمامی سناریوها بجز سناریوی ۸، با مانور انجام شده و منابع داخلی توانسته است بار شبکه را تأمین کند، ولی در سناریوی ۸ قطع بار اجتناب ناپذیر است. شکل (۷) کمک می‌کند تا بر روی این موضوع بررسی دقیق‌تری انجام شود. همانگونه که مشخص است در این سناریو گره‌های ۲۳ و ۲۴ از شبکه جدا می‌شوند و از آنجایی‌که منبع تولید پراکنده‌ای در این شین‌ها وجود ندارد تمامی بارشان دچار قطعی می گردد.



شکل (۶): قطع بار در سناریوهای مختلف

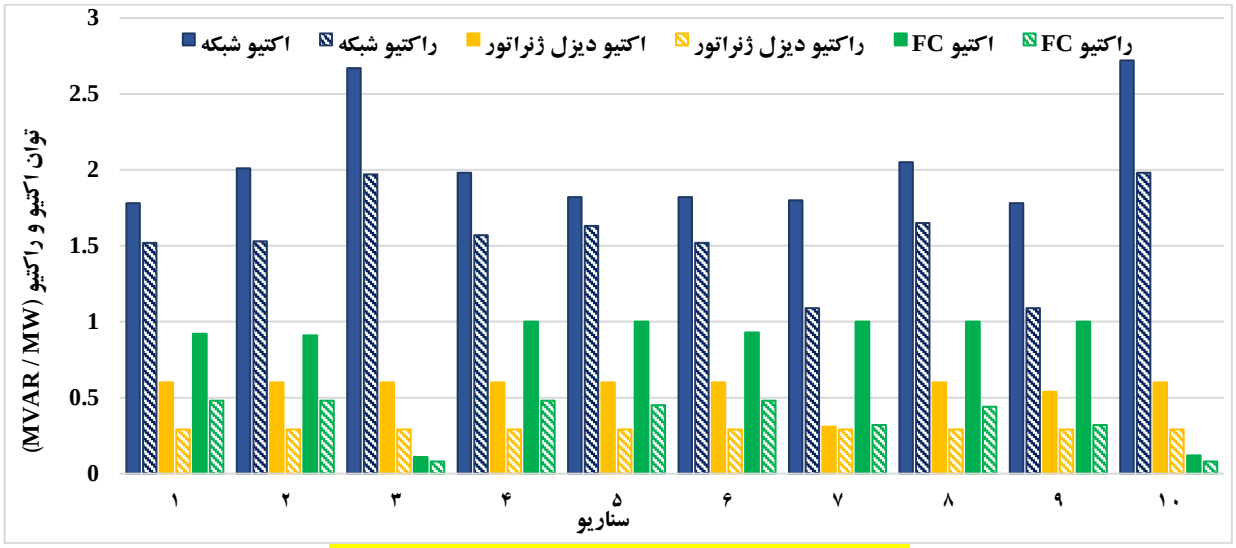


شکل (۷): آرایش شبکه در سناریوی ۸ با تابع هدف OPC1

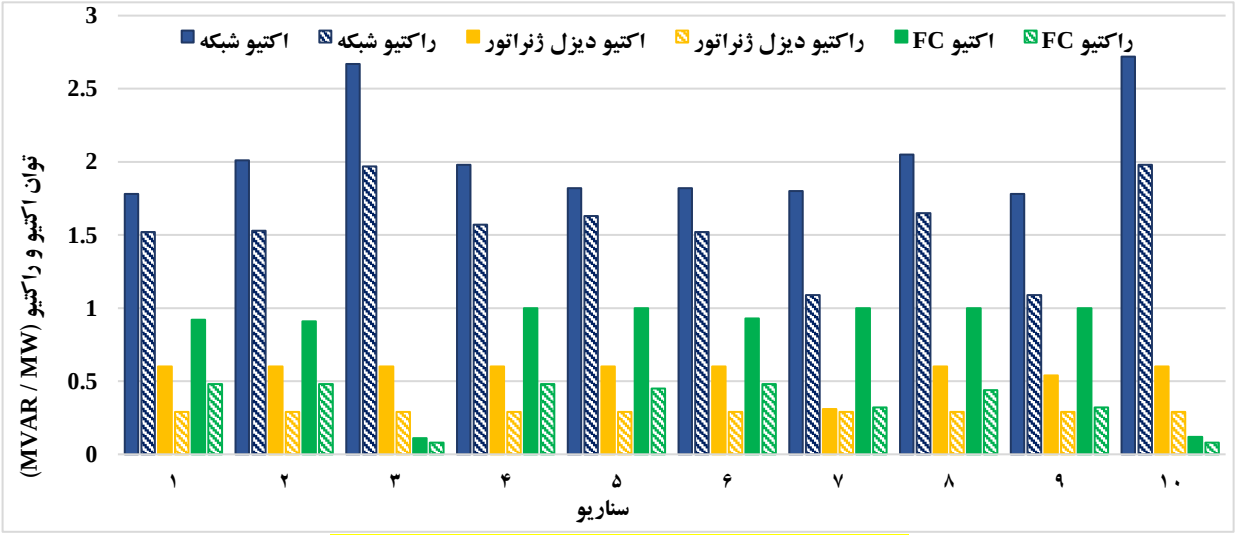
در شکلهای (۸) و (۹)، مقادیر تولید اکتیو و راکتیو منابع تأمین توان شامل شبکه‌ی بالادست و DG های نصب شده ارائه شده‌اند. همانطور که مشاهده می شود DG ها در اکثر سناریوها در حداکثر ظرفیت تولید خود قرار دارند و دلیل این امر هزینه تولید پایین‌تر این منابع در مقایسه با خرید توان از شبکه‌ی بالا دست می باشد.

در شکلهای (۱۰) و (۱۱)، مقادیر حداکثر و حداقل ولتاژ و باس‌های مرتبط با آنها گزارش داده شده است. همانگونه که دیده می‌شود تمامی مقادیر در محدوده مجاز می باشند.

مقادیر توابع هدف OPC1 و OPC2 به ترتیب برابر با ۷۵۹/۲ و ۸۳۴/۵ دلار می‌باشند. مقدار OPC2 بدون در نظر گرفتن هزینه‌ی متوسط کلیدزنی (در بالاتر اشاره شد که متوسط کلیدزنی در تابع هدف OPC2، ۰/۶۸ بار بوده و با هزینه‌ی ۱۰۰ دلار برابر با ۶۸ دلار می‌شود) ۷۶۶ دلار خواهد شد که ۰/۸٪ از OPC1 بزرگتر می‌باشد که این مقدار کم قابل صرف نظر کردن می‌باشد.



شکل (۸): مقادیر تولیدی توان اکتیو و راکتیو با تابع هدف OPC1



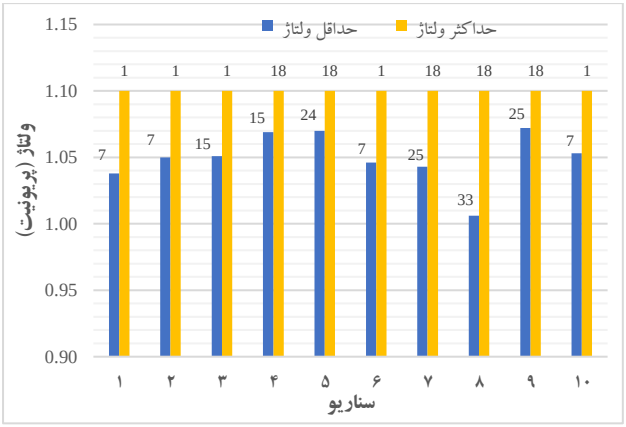
شکل (۹): مقادیر تولیدی توان اکتیو و راکتیو با تابع هدف OPC2

۵- نتیجه‌گیری

هدف این مقاله استفاده از الگوریتم ژنتیک و نظریه گراف برای حل یک مسأله بهینه‌سازی غیرخطی باینری، به منظور یافتن آرایش شعاعی مناسب در بازیابی بار در راستای تقویت تاب آوری شبکه توزیع می‌باشد، بطوریکه اهداف کمینه‌سازی تعداد کیدزنی و قطع بار محقق شود. مدل پیشنهادی روی شبکه ۳۳ باسه استاندارد IEEE با استفاده از نرم افزار MATLAB و الگوریتم ژنتیک پیاده‌سازی شد. نتایج مربوط به دو تابع هدف که شامل متوسط هزینه‌ی بهره برداری با و بدون در نظر گرفتن متوسط هزینه‌ی استهلاک کلیدزنی بودند، ارائه شد.



شکل (۱۰): مقادیر حداکثر و حداقل ولتاژ و باس‌های مربوطه با تابع هدف OPC1



شکل (۱۱): مقادیر حداکثر و حداقل ولتاژ و باس‌های مربوطه با تابع هدف OPC2

نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که در نظر گرفتن متوسط هزینه اسهلاک کلیدزنی منجر به کاهش قابل ملاحظه‌ای در دفعات کلیدزنی لازم برای بازآرایی شبکه می‌شود در حالیکه درصد ناچیزی به هزینه‌ی بهره‌برداری اضافه می‌کند که قابل صرف نظر کردن است. از نظر تلفات شبکه، هر دو تابع هدف دارای مقدار متوسط تلفات تقریباً برابری بودند و متوسط مقدار بار قطع شده با در نظر گرفتن هزینه کلیدزنی افزایش می¬یابد. همچنین مقادیر تولید اکتیو و راکتیو منابع تأمین توان شامل شبکه‌ی بالادست و DG ها نیز برای سناریوهای مختلف ارائه شد. در نهایت، حداقل و حداکثر ولتاژ گره‌ها در سناریوهای مختلف نشان داده شد که این مقادیر مبین این است که تمامی ولتاژ گره‌ها در محدوده مجاز هستند.

مراجع

Alizadeh, m iman, reza ghaffarpour, and ali mohammad ranjbar. 2020. 'Tri-level Robust Resiliency-driven SCUC in Power Systems with High Penetration Rate of Renewables', *jiaeee*, 17: 113-21.

Borghei, Moein, and Mona Ghassemi. 2021. 'Optimal planning of microgrids for resilient distribution networks', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 128: 106682.

Buque, C., and S. Chowdhury. 2016. "Distributed generation and microgrids for improving electrical grid resilience: Review of the Mozambican scenario." In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1-5.

Che, L., M. Khodayar, and M. Shahidehpour. 2014. 'Only Connect: Microgrids for Distribution System Restoration', *IEEE Power and Energy Magazine*, 12: 70-81.

Chen, Fan, Fangxing Li, Wei Feng, Zhinong Wei, Hantao Cui, and Haitao Liu. 2019. 'Reliability assessment method of composite power system with wind farms and its application in capacity credit evaluation of wind farms', *Electric Power Systems Research*, 166: 73-82.

Chen ,P., and M. Kezunovic. 2016. 'Fuzzy Logic Approach to Predictive Risk Analysis in Distribution Outage Management', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7: 2827-36.

Gao, H., Y. Chen, Y. Xu, and C. Liu. 2016 'Resilience-Oriented Critical Load Restoration Using Microgrids in Distribution Systems', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7: 2837-48.

Hou, Jia, Zhao Xu, Zhao Yang Dong, and Kit Po Wong. 2014. 'Permutation-based Power System Restoration in Smart Grid Considering Load Prioritization', *Electric Power Components and Systems*, 42: 361-71.

Hu, B., K. Xie, and H. Tai. 2018. 'Inverse Problem of Power System Reliability Evaluation: Analytical Model and Solution Method', *IEEE Transactions on Power Systems*, 33: 6569-78.

Jiang, Yanjun, and Jianguo Jiang. 2012. 'An Object-oiented Framework with Multi-objective Cellular Evolutionary Algorithm for Service Restoration of Shipboard Power Networks', *Electric Power Components and Systems*, 40: 898-914.

Knuth, Donald E. 2001. *The Art of Computer Programming, The: Combinatorial Algorithms, Part 1* (Addison Wesley).

Kwasinski, A. 2010. 'Technology Planning for Electric Power Supply in Critical Events Considering a Bulk Grid, Backup Power Plants, and Micro-Grids', *IEEE Systems Journal*, 4: 167-78.

Li, J., X. Ma, C. Liu, and K. P. Schneider. 2014. 'Distribution System Restoration With Microgrids Using Spanning Tree Search', *IEEE Transactions on Power Systems*, 29: 3021-29.

Mathew, Rohit K., Ashok Sankar, Kumaravel Sundaramoorthy, and Anuranj N. Jayadeebhai. 2018. 'An Improved Algorithm for Power Distribution System Restoration Using Microgrids for Enhancing Grid Resiliency', *Electric Power Components and Systems*, 46: 1731-43.

Mohamed, M. A., T. Chen, W. Su, and T. Jin. 2019. 'Proactive Resilience of Power Systems Against Natural Disasters: A Literature Review', *IEEE Access*, 7: 163778-95.

Nguyen, C. P., and A. J. Flueck. 2012. 'Agent Based Restoration With Distributed Energy Storage Support in Smart Grids', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3: 1029-38.

Nikzad, Mehdi, and Abouzar Samimi' .2020 .Integration of Optimal Time-of-Use Pricing in Stochastic Programming for Energy and Reserve Management in Smart Micro-grids', *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*.

Papaefthymiou, G., and D. Kurowicka. 20' .09Using Copulas for Modeling Stochastic Dependence in Power System Uncertainty Analysis', *IEEE Transactions on Power Systems*, 24: 40-49.

Pham, T. T. H., Y. Besanger, and N. Hadjsaid. 2009. 'New Challenges in Power System Restoration With Large Scale of Dispersed Generation Insertion', *IEEE Transactions on Power Systems*, 24: 398-406.

Saberi, Reza, Hamid Falaghi, and Mostafa Esmaeeli. 2020. 'Resilience-Based Framework for Distributed Generation Planning in Distribution Networks', *ieijqp*, 9: 35-49.

Sandhya, Kumari, and Kalyan Chatterjee. 2021. 'A review on the state of the art of proliferating abilities of distributed generation deployment for achieving resilient distribution system', *Journal of Cleaner Production*, 287: 125023.

Sedgh, Seyed Amin, Meysam Doostizadeh, Farrokh Aminifar, and Mohammad Shahidehpour. 2021. 'Resilient-enhancing critical load restoration using mobile power sources with incomplete information', *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 26: 100418.

Sedighizadeh, Mostafa, Masoud Esmaili, Atefeh Jamshidi, and Mohammad-Hassan Ghaderi. 2019. 'Stochastic multi-objective economic-environmental energy and reserve scheduling of microgrids considering battery energy

storage system', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1.16-1 :06

Solanki, J. M., S. Khushalani, and N. N. Schulz. 2007. 'A Multi-Agent Solution to Distribution Systems Restoration', *IEEE Transactions on Power Systems*, 22: 1026-34.

Strbac, G., N. Hatziargyriou, J. P. Lopes, C. Moreira, A. Dimeas, and D. Papadaskalopoulos. 2015. 'Microgrids: Enhancing the Resilience of the European Megagrid', *IEEE Power and Energy Magazine*, 13: 35-43.

Wang, Hongbin, Yuquan Liu, Jian Fang, Jiaxing He, Yan Tian, and Hang Zhang. 2020. 'Emergency sources pre-positioning for resilient restoration of distribution network', *Energy Reports*, 6: 1283-90.

Wang, Z., C. Shen, Y. Xu, F. Liu, X. Wu, and C. Liu. 2019. 'Risk-Limiting Load Restoration for Resilience Enhancement With Intermittent Energy Resources', *IEEE Transactions on Smart Grid*.22-2507 :10 ,

Xu, Y., C. Liu, K. P. Schneider, and D. T. Ton. 2016. 'Placement of Remote-Controlled Switches to Enhance Distribution System Restoration Capability', *IEEE Transactions on Power Systems*, 31: 1139-50.

Xu, Y., C. Liu, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, and D. T. Ton. 2018. 'Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9: 426-37.

Xu, Y., C. Liu, Z. Wang, K. Mo, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, and D. T. Ton. 2019. 'DGs for Service Restoration to Critical Loads in a Secondary Network', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10: 435-47.

Yang, W., F. Shanshan, W. Bing, H. Jinhui, and W. Xiaoyang. 2018. 'Towards optimal recovery scheduling for dynamic resilience of networked infrastructure', *Journal of Systems Engineering and Electronics*, 29: 995-1008.

Yao, S., P. Wang, and T. Zhao. 2019. 'Transportable Energy Storage for More Resilient Distribution Systems With Multiple Microgrids', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10: 3331-41.

Ye ,Z., C. Chen, B. Chen, and K. Wu. 2021. 'Resilient Service Restoration for Unbalanced Distribution Systems With Distributed Energy Resources by Leveraging Mobile Generators', *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 17: 1386-96.

Yuan, C., M. S. Illindala, and A. S. Khalsa. 2017. 'Modified Viterbi Algorithm Based Distribution System Restoration Strategy for Grid Resiliency', *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32: 310-19.

Yuan, W., J. Wang, F. Qiu, C. Chen, C. Kang, and B. Zeng. 2016. 'Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7: 2817-26.

Zangeneh, Ali, Shahram Jadid, and Ashkan Rahimi-Kian. 2009. 'A hierarchical decision making model for the prioritization of distributed generation technologies: A case study for Iran', *Energy Policy*, 37: 5752-63.

Zhu, Junpeng, Yue Yuan, and Weisheng Wang. 2020. 'An exact microgrid formation model for load restoration in resilient distribution system', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 116: 105568.

زیرنویس‌ها

[1] - Distributed Generation
[2] - Mixed-Integer Nonlinear Programming
[3] - wind turbine
[4] - Photovoltaic
[5] - Spanning Tree
[6] - Energy Storage System
[7] - Probability Distribution Function
[8] - Spearman’s Rank Correlation coefficient
[9] - Depreciation cost
[10] - Nonlinear binary programming
[11] - Fuel Cell