

Improving Electrical Distribution Systems Resilience by their Optimal and Adaptable Operation in the Presence of Mobile Power Sources

R. Ghaffarpour, S. Sadi*, S. Zamanian, M. Mahmoudian

Abstract

Natural disasters and cyber-attacks pose many risks to the acceptable performance of power grids. In addition, the bitter experiences, gained from the recent Natural disasters in the country, lead to a greater focus on the concept of resilience. In this paper, a flexible method for improving the distribution network distribution resilience is proposed considering remote control switches and mobile power sources according to Tavanir Company policies. In the proposed method, changing the network configuration in real-time, controlling switches, and utilizing mobile power sources bring high flexibility and resilience to the network. The objective functions and constraints of the problem are completely linearized to reduce the complexity and solving time of the resilience problem. The mixed-integer linear programming method is used in the proposed method to optimize the objective functions. A modified IEEE 33-bus distribution system is utilized to evaluate the efficiency of the proposed method. According to the results, when the mobile power sources are located in the network based on the proposed method along with sending the repair team and operating switches after a disaster, the value of the objective functions and un-supplied loads are reduced by about 85 %. Therefore, the proposed method has a proper performance in increasing the resilience of distribution systems.

Key Words: *Resiliency, Mobile Power Sources, Remote Control Switch, Customer Interruption Cost, Mixed Integer linear Programming*

This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license.

Publisher: Imam Hussein University

© Authors



*Doctoral Student, Faculty of Passive Defense, Imam Hossein Comprehensive University, Tehran, Iran - (sajad.sadi@gmail.com) - writer - in - change

نشریه علمی پدافند غیرعامل

سال چهاردهم، شماره ۳، پائیز ۱۴۰۲، (پیاپی ۵۵): صص ۱۱۴-۱۰۵

علمی - ترویجی

ارتقای تاب‌آوری سامانه‌های توزیع الکتریکی از طریق عملکرد بهینه و

تطبيق پذیری در حضور منابع تولید سیار

رضا غفارپور^۱، سجاد سعدی^{۲*}، سعید زمانیان^۳، مهرداد محمودیان^۴

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۱۰/۰۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۵/۱۶

چکیده

حوادث ناگوار اعم از بلایای طبیعی یا حملات مخرب، خطرات فراوانی را برای عملکرد قابل قبول شبکه‌های قدرت الکتریکی ایجاد می‌کنند. علاوه بر این، تجربه‌های تلخ کسب‌شده از حوادث فاجعه‌بار همچون سیل و زلزله در ایران در سال‌های اخیر، موجب سوق‌دهی بیشتر تمرکز و توجه به مفهوم تاب‌آوری شده است. در همین راستا، در این مقاله با توجه به پتانسیل‌های موجود در شبکه توزیع کشور به همراه تکنولوژی‌هایی همچون کلیدهای کنترل از راه دور و منابع تولید سیار با توجه به سیاست‌های توانیر، روشی منعطف را جهت بهبود تاب‌آوری شبکه‌های توزیع پیشنهاد می‌شود. توجه به تغییر آرایش شبکه در زمان واقعی به کمک کلیدهای کنترل از راه دور در کنار استفاده از منابع تولید سیار که قابلیت انتقال در طول شبکه را دارا هستند، قابلیت انعطاف و اتکای بالایی را به ارمغان می‌آورد. قیود و تابع هدف مسأله بهبود تاب‌آوری سیستم، بطور کامل خطی‌سازی می‌شوند تا ضمن کاهش پیچیدگی فضای مسأله، زمان حل آن نیز کاهش پیدا کند. برای حل مسأله تاب‌آوری بهینه سیستم نیز از روش برنامه‌ریزی خطی آمیخته عدد صحیح استفاده می‌شود. جهت ارزیابی کارایی روش پیشنهادی، از سیستم توزیع اصلاح شده ۳۳ بوس استاندارد استفاده می‌شود. با توجه به نتایج، زمانی که ژنراتورهای اضطراری با استفاده از روش پیشنهادی پس از وقوع حوادث فاجعه‌بار در کنار اعزام گروه تعمیرات به محل‌های مربوطه و انجام عملیات کلیدزنی، در محل‌های مناسب قرار می‌گیرند، مقدار تابع هدف و بارهای تامین نشده در حدود ۸۵ درصد کاهش پیدا می‌کنند. بنابراین، روش پیشنهادی کارایی مناسبی در افزایش تاب‌آوری سیستم‌های توزیع الکتریکی دارد.

کلید واژه‌ها: تاب‌آوری، منابع تولید سیار، کلیدهای کنترل از راه دور، هزینه خاموشی مشترکین، برنامه‌ریزی آمیخته عدد صحیح



* این مقاله یک مقاله با دسترسی آزاد است که تحت شرایط و ضوابط مجوز Creative Commons Attribution (CC BY) توزیع شده است.

© نویسندگان

ناشر: دانشگاه جامع امام حسین (ع)

^۱استادیار دانشگاه جامع امام حسین (ع)، تهران، ایران

^۲دانشجوی دکتری و پژوهشگر دانشگاه جامع امام حسین (ع)، تهران، ایران - sajad.sadi@gmail.com - نویسنده مسئول

^۳دانشجوی دکتری و پژوهشگر دانشگاه جامع امام حسین (ع)، تهران، ایران

^۴دکتری و پژوهشگر دانشگاه صنعتی شیراز، شیراز، ایران

۱- مقدمه

اصلی‌ترین ویژگی انعطاف‌پذیری منابع تغذیه سیار این است که می‌توانند از طریق شبکه جاده ای انرژی و توان را تحویل دهند و می‌توانند به عنوان منابع قدرت پشتیبان برای تضمین تامین برق برای بارهای مهم عمل کنند [۴]. به عبارت دیگر، منابع تغذیه سیار می‌توانند تا حدی از وقوع قطعی جلوگیری کنند، حتی اگر سیستم دسترسی توان به شبکه اصلی را از دست بدهد. علاوه بر این، در صورت وقوع قطعی، منابع تغذیه سیار بعد جدیدی از انعطاف‌پذیری را فراهم می‌کنند که می‌تواند از طریق شبکه جاده تحویل داده شود. به عبارت دیگر، منابع تغذیه سیار را می‌توان به شبکه توزیع فرستاد تا با تشکیل ریزشبکه‌ها، بارهای الکتریکی را بازیابی کنند [۵].

با این حال، شاید مسأله دیسپاچینگ^{۱۳} منابع تغذیه سیار که اساساً یک مسئله مسیریابی و برنامه‌ریزی وسیله نقلیه همراه با ترمیم شبکه توزیع است، به خوبی بررسی نشده است. انتظار می‌رود استفاده از خودروهای برقی موجب بهبود امنیت سیستم‌های الکتریکی شده و به عنوان تغذیه پشتیبان عمل کنند [۶]. استفاده از سیستم‌های ذخیره انرژی متحرک نصب‌شده روی کامیون در مراجع [۷ و ۸]، ژنراتورهای اضطراری سیار در مراجع [۹-۱۱] و وسایل نقلیه الکتریکی برقی در بازیابی سرویس در منابع [۱۲ و ۱۳] مورد مطالعه قرار گرفته شده‌اند. باس‌های الکتریکی، که می‌توانند به عنوان وسایل نقلیه الکتریکی برقی طبقه متوسط دسته‌بندی شوند، قبل از وقوع حوادث فاجعه‌بار، در شبکه توزیع مکان‌یابی می‌شوند [۱۳]. با این وجود، این روش یک مکان‌یابی از پیش تعیین‌شده بدون مسیریابی و برنامه‌ریزی بیشتر است. تاثیر بکارگیری سیستم‌های ذخیره انرژی متحرک نصب‌شده روی کامیون در بهبود قابلیت اطمینان و تاب‌آوری شبکه با نصب آن‌ها در شبکه توزیع مورد بررسی واقع شده است [۸]. با توجه به قابلیت‌های ژنراتورهای اضطراری سیار، استفاده از آن‌ها در سیستم‌های توزیع الکتریکی جهت بهبود تاب‌آوری سیستم در برابر حوادثی با احتمال وقوع کم و اثرگذاری زیاد پیشنهاد شده است [۱۰]. در ادامه یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی دو مرحله ارائه شده است. این مدل هم شرایط عادی و اضطراری و هم مدت هر شرایط را در نظر می‌گیرد؛ که به عنوان یک برنامه خطی عدد صحیح مختلط^{۱۴} برای به حداقل رساندن کل هزینه سرمایه‌گذاری^{۱۵} خطوط انتقال و منابع انرژی توزیع شده، مقادیر پیش‌بینی شده هزینه عملکرد ژنراتورها در شرایط عادی و اضطراری و هزینه کاهش بار در شرایط اضطراری فرموله شده است [۱۴]. ارزیابی خطر^{۱۶} را به عنوان همبستگی بین

امروزه خاموشی^۱ سیستم‌های قدرت یکی از چالش‌برانگیزترین مسائل مدیریت انرژی هم در صنعت برق و هم برای مصرف‌کنندگان است و دلیل آن وابستگی زیاد جوامع مدرن به انرژی الکتریکی و فرآیندهای پرهزینه جهت بازیابی سیستم‌های قدرت^۲ می‌باشد. بلایای طبیعی، مشکلات فنی و قطعی توسط انسان، سه دلیل اصلی وقوع خاموشی در شبکه‌های قدرت هستند که بر اساس مطالعات صورت گرفته، از میان موارد ذکر شده، بلایای طبیعی بویژه زلزله و تغییرات شدید آب و هوایی نقش قابل توجهی در وقوع خاموشی‌های گسترده شبکه برق ایفا می‌کنند.

همچنین در دهه‌های اخیر، تعداد دفعات وقوع حوادثی^۳ با احتمال وقوع کم و اثرگذاری زیاد همچون سیل، زلزله، آتشفشان و حملات مخرب افزایش یافته است و انتظار می‌رود نرخ این افزایش در سال‌های آینده، شدیدتر شود [۱]. از آنجایی که وقوع چنین حوادثی موجب افزایش قابل توجه مدت زمان خاموشی شده و خسارت فراوانی را به تجهیزات الکتریکی و مشترکین وارد می‌کنند لذا دیدگاه مرسوم قابلیت اطمینان^۴ جهت فائق آمدن بر چالش‌های شبکه‌های قدرت مدرن، کافی نمی‌باشد. بنابراین توجه به بهبود تاب‌آوری^۵ سیستم‌های قدرت، امری حیاتی و غیرقابل اجتناب است [۲].

با این حال، روش مدیریتی مرسوم مدیریت خاموشی‌ها به روشی منفعلانه انجام می‌شود و اقدامات پیشگیرانه معمولاً اتخاذ نمی‌شود و تنها اقدامات ترمیمی پس از بروز خرابی آغاز می‌شود و باعث قطع سرویس برق^۶ برخی از مشتریان می‌شود. چنین طرحی می‌تواند برای خاموشی‌های مرسوم به اندازه کافی کارآمد باشد، اما در برابر حوادثی با احتمال وقوع کم و اثرگذاری زیاد^۷، اثر کاملاً محدودی دارد [۳].

منابع تغذیه سیار^۸، از جمله وسایل نقلیه الکتریکی برقی^۹، سیستم‌های ذخیره انرژی متحرک روی کامیون^{۱۰} و ژنراتورهای اضطراری سیار^{۱۱}، می‌توانند انعطاف‌پذیری^{۱۲} قابل توجهی را جهت بهبود تاب‌آوری سیستم به ارمغان بیاورد. به طور خاص، از

¹ Block out

² Power System Restoration

³ Contingencies

⁴ Reliability

⁵ Resilience

⁶ Power Outage

⁷ High-Impact Low-Probability

⁸ Mobile Power Source

⁹ Electric Vehicle

¹⁰ Mobile Energy Storage System

¹¹ Mobile Emergency Generators

¹² Flexibility

¹³ Economic Load Dispatch

¹⁴ Mixed Integer Linear Programing

¹⁵ Capital Costs

¹⁶ Risk Assessment

۱۰ مگاوات رونمایی گردید [۱۷]. لذا در این مقاله نیز هدف بر آن شد تا در راستای سیاست‌های ستاد مدیریت بحران و پدافند غیرعامل کشور و همچنین مهیا بودن بسترهای لازم جهت اجرای عملیاتی روش پیشنهادی، استفاده از ژنراتورهای سیار قابل حمل، به عنوان منبع توان سیار به منظور بهبود تاب‌آوری سیستم و افزایش انعطاف‌پذیری شبکه، در دستور کار قرار گیرد.

در دسترس نبودن برخی از شاخه‌های شبکه توزیع به دنبال وقوع حوادثی با احتمال وقوع کم و اثرگذاری زیاد منجر به شکل‌گیری تعدادی جزیره فیزیکی^۳ می‌شود که در آن برخی یا تمام نقاط بار از شبکه اصلی جدا شده‌اند. برنامه‌ریزی و مسیریابی بهینه ژنراتورهای سیار را می‌توان از طریق فرمول پیشنهادی بهینه‌سازی با هدف بهبود تاب‌آوری سیستم‌های توزیع به دست آورد. با شناسایی شاخه‌های آسیب دیده در مرحله اول، ژنراتور سیار می‌تواند به سایر جزیره‌ها منتقل شود که در آن برخی از بارهای بحرانی با توان تأمین شده توسط ژنراتور بازمی‌مانند، در حالی که شاخه‌های مجهز به سوئیچ‌های کنترل از راه دور^۴ جهت تحویل بهینه توان، باز یا بسته شوند. در همین حال، سایر شاخه‌های آسیب دیده توسط تیم تعمیرات ترمیم می‌شوند و این فرآیند تکرار می‌شود تا زمانی که تمام شاخه‌های آسیب دیده ترمیم شده و تمام نقاط بار توسط شبکه اصلی تأمین می‌شود. سپس سیستم کاملاً بازمی‌مانند شده و عملکرد انعطاف‌پذیر شبکه توزیع به حداکثر خود می‌رسد.

۳- فرمول‌بندی مسئله تاب‌آوری سیستم توزیع

در این بخش، به ارائه تابع هدف و قیود مسئله پرداخته می‌شود و فرمول‌بندی آنها به تفصیل بیان می‌گردند.

۳-۱- تابع هدف

در این بخش مدلی جهت برنامه‌ریزی ژنراتورهای سیار در هماهنگی با تغییر آرایش شبکه پیشنهاد می‌شود. در واقع به طور همزمان با ژنراتورهای سیار که قابلیت حمل و نقل در طول شبکه را دارا می‌باشند، تغییر آرایش شبکه نیز مدنظر قرار می‌گیرد تا به تحویل حداکثری توان به نقاط بار از طریق ژنراتورهای سیار یا شبکه اصلی در صورت امکان کمک نماید. لذا، تابع هدف مسأله با هدف حداکثرسازی مقدار بارهای تأمین‌شده با در نظر گرفتن اولویت‌بندی آن‌ها و حداقل‌سازی هزینه تولید ژنراتورهای سیار انتخاب شده است. اما از آنجایی که توان مصرفی از جنس توان و هزینه تولید ژنراتورهای سیار از نوع واحد پول است، لذا یا باید تابع هدف مربوطه بصورت چند هدفه بیان شود یا یکسان‌سازی واحدهای مربوط به ترم‌های تابع هدف صورت پذیرد که در این

احتمال و تأثیر بیان می‌کند. این احتمال از تجزیه و تحلیل موجود در یک سیستم عامل، مقدار زیادی از داده‌ها را از پایگاه داده‌های تاریخی آب و هوا فقط در یک پارامتر معنایی معروف به عنوان احتمال خرابی جمع می‌کند. تأثیر مالی توسط یک فرمول مبتنی بر سری زمانی تعیین می‌شود که از داده‌های مکانی - مکانی ناشی از وقایع مدیریت خطا و هزینه خاموشی مشترک پشتیبانی می‌کند [۱۵]. یک پیکربندی مجدد پیش از رویداد مبتنی بر انعطاف‌پذیری مبتنی بر سنکرو فاز^۱ می‌تواند اطمینان از به حداقل رساندن تأثیر رویداد مورد انتظار بر روی سیستم توزیع برق و عملکرد مرتبط باشد. تمرکز این مقاله ارائه روش‌های داده کاوی^۲ برای تشخیص ناهنجاری و پیشنهاد تغییر شکل پیکربندی پیش از رویداد با مقاومت در برابر تاب‌آوری با جزیره به عنوان یک مکانیزم فعال برای به حداقل رساندن تأثیر حوادث نامطلوب بر روی سیستم با استفاده از داده‌های همگام‌سازی پردازش شده است. نتایج برای فیدرهای صنعتی واقعی و موارد آزمایش با پاسخ رضایت‌بخش تأیید می‌شوند [۱۶].

در این مقاله، به منظور تکمیل‌تر کردن پژوهش‌های اخیر در حوزه تاب‌آوری سیستم توزیع که به تعدادی از آنها اشاره گردید، روشی ترکیبی جهت بهبود تاب‌آوری سیستم‌های توزیع الکتریکی در برابر حوادث فاجعه‌بار ارائه می‌شود که بطور همزمان استفاده از ژنراتورهای سیار و عملیات کلیدزنی (به کمک کلیدهای کنترل از راه دور) را در دستور کار قرار می‌دهد تا ضمن بازمی‌مانند هر چه سریع‌تر سرویس، قابلیت انعطاف‌پذیری بالایی را برای شبکه به ارمغان بیاورد. علاوه بر این مواردی همچون اولویت‌بندی بارها و هزینه خاموشی مشترکین نیز در فرمول‌بندی مسأله بهبود تاب‌آوری سیستم‌های توزیع، مد نظر قرار گرفته است.

۲- بیان مسئله تاب‌آوری سیستم توزیع

در این مقاله به منظور بهبود انعطاف‌پذیری عملیاتی سیستم قدرت، پتانسیل منابع قدرت سیار برای بازمی‌مانند سیستم توزیع الکتریکی پس از حملات فاجعه‌بار طبیعی بررسی می‌شود. در همین حال، با توجه به عدم دسترسی برخی از شاخه‌های توزیع و تحویل توان از منابع قدرت سیار به بارهای بحرانی، تغییر آرایش شبکه توزیع نیز در طول فرآیند بازمی‌مانند برای تشکیل ریزشبکه‌های پویا با انجام عملیات کلیدزنی در برخی از شاخه‌های شبکه توزیع در نظر گرفته می‌شود.

همچنین لازم به ذکر است که پس از حوادث فاجعه‌بار اخیر، بخصوص سیل‌های عظیم سال ۱۳۹۸ در کشور عزیزمان، ایران، در مهرماه سال ۱۳۹۸ از بزرگترین نیروگاه سیار کشور با ظرفیت

³ Physical Island

⁴ Remote Control Switch

¹ Synchro Phase

² Data Analysis

$$\text{Minimize } f = \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_h} PR_i \times CIC_{i,j} + \sum_{i=1}^{N_{MEG}} C_{MEG} \times P_{MEG,i} \quad (7)$$

در رابطه (۷)، پارامترهای N_t ، N_h و N_{MEG} به ترتیب نشان دهنده تعداد نقاط بار، تعداد انواع مشترکین و تعداد ژنراتورهای اضطراری سیار استفاده شده در سیستم توزیع هستند. پارامترهای PR ، CIC ، MEG و P_{MEG} نیز به ترتیب نشان دهنده اولویت نقاط بار، هزینه کل خاموشی مشترکین، هزینه هر واحد انرژی تولیدی توسط ژنراتور سیار و توان خروجی ژنراتور سیار هستند.

۳-۲- قیود مسئله

علاوه بر تابع هدف، تعدادی از قیود جهت اجرای روش پیشنهادی به منظور بازیابی شبکه توزیع مدنظر قرار گرفته شده است که در ادامه توضیح داده شده‌اند.

قیود مربوط به اتصال ژنراتورهای سیار: پس از وقوع یک حادثه از نوع حوادثی با احتمال وقوع کم و اثرگذاری زیاد، ژنراتورهای سیار به سرعت با برنامه‌ریزی سریع در طول شبکه حرکت می‌کنند تا در صورت امکان با اتصال به جزایر شکل گرفته، وظیفه تأمین توان نقاط بار را به عهده گیرند. از آنجا که ژنراتورهای سیار برای اتصال به شبکه به امکانات مرتبط نیاز دارند، تنها نقاط بار مجهز به امکانات اتصال متناظر را می‌توان به عنوان باس‌های کاندید جهت اتصال ژنراتورهای سیار در نظر گرفت. در هر دوره زمانی متناسب با شرایط شبکه، هر ژنراتور سیار می‌تواند به حداکثر یک باس نامزد از پیش تعیین شده متصل شود که این محدودیت در رابطه (۸) نشان داده شده است. رابطه (۹) نیز نشان می‌دهد که ژنراتور سیار نمی‌تواند به نقاط باری که به امکانات مرتبط مجهز نیستند متصل شود [۱۹].

$$\sum_{i=1}^{N_{n,MEG}} \alpha_{m,MEG,i} \leq 1 \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{n,FACless}} \alpha_{m,MEG,i} = 0 \quad (9)$$

در این روابط، $N_{n,MEG}$ و $N_{n,FACless}$ به ترتیب باس‌های منتخب جهت اتصال ژنراتور سیار و باس‌های فاقد امکانات جهت اتصال ژنراتورهای سیار می‌باشند. $\alpha_{m,MEG}$ نیز یک متغیر باینری بوده که نشان دهنده وضعیت اتصال ژنراتور سیار شماره m ام به باس i ام است. بدین صورت که اگر به باس مورد نظر متصل باشد مقدار متغیر برابر با ۱ و در غیر این صورت صفر خواهد بود. قیود مربوط به توان خروجی ژنراتورهای سیار: روابط (۱۰) و (۱۱) به ترتیب محدوده توان اکتیو و راکتیو خروجی ژنراتورهای اضطراری

مقاله راه‌حل دوم مدنظر قرار گرفته شده است. بدین صورت که میزان توان تأمین شده نقاط بار با هزینه خاموشی مشترکین با توجه به نوع مشترک سنجیده می‌شود. بنابراین، پیش از بیان تابع هدف مسأله، هزینه خاموشی مشترکین با توجه به نوع آن‌ها تعریف می‌شود. بر اساس منحنی هزینه خاموشی میانگین مشترکین [۱۸]، هزینه خاموشی انواع مشترکین خانگی، تجاری و صنعتی بر حسب یک تابع چند جمله‌ای از مدت زمان خاموشی تخمین زده شده است که در روابط (۱) الی (۳) آمده است [۱۸].

$$IC_{res} = -0.0004715 \times OT^4 + 0.00185 \times OT^3 + 0.0003597 \times OT^2 + 1.926 \times OT + 0.01752 \quad (1)$$

$$IC_{com} = -0.1297 \times OT^4 + 1.349 \times OT^3 - 5.098 \times OT^2 + 20.04 \times OT + 1.949 \quad (2)$$

$$IC_{ind} = -0.1725 \times OT^4 + 1.38 \times OT^3 - 1.247 \times OT^2 + 3.747 \times OT + 4.004 \quad (3)$$

در روابط (۱) الی (۳)، IC_{res} ، IC_{com} و IC_{ind} به ترتیب هزینه خاموشی مشترکین خانگی، تجاری و صنعتی است و OT نیز بیانگر مدت زمان خاموشی نقطه‌بار مربوط به مشترک می‌باشد.

به‌منظور لحاظ نمودن اولویت‌بندی نقاط بار و کاهش پیچیدگی و مدت زمان حل مسأله، خطی‌سازی روابط (۱) الی (۳) مد نظر است. این خطی‌سازی خصوصاً برای مشترکین خانگی و تجاری که متناسب با شبکه توزیع در بافت شهری هستند، از دقت بالایی برخوردار است. در نتیجه، روابط مذکور با استفاده از روابط (۴) الی (۶) برورسانی می‌شوند. در این روابط، اعداد ذکر شده در روابط قبلی (۱ الی ۳) با استفاده از خطی‌سازی حاصل شده‌اند. به عبارت دیگر، جهت کاهش زمان محاسبات و پیچیدگی مسئله، از روابط (۴) الی (۶) که خطی شده روابط (۱) الی (۳) هستند، استفاده می‌شود [۱۸].

$$IC_{res} = 1.926 \times OT + 0.00531 \quad (4)$$

$$IC_{com} = 12.7 \times OT + 4.527 \quad (5)$$

$$IC_{ind} = 10.6 \times OT - 3.83 \quad (6)$$

حال که هزینه خاموشی مشترکین^۱ (COC) بر حسب نوع مشترک بیان شد، زمان آن رسیده است تا تابع هدف مسأله نیز بیان شود. از آنجایی که در مرحله قبل، حداکثرسازی مقدار بارهای تأمین شده مد نظر بود، اکنون حداقل‌سازی هزینه خاموشی مشترکین در دستور کار قرار می‌گیرد. لذا، تابع هدف مسأله بهبود تاب‌آوری شبکه توزیع شامل حداقل‌سازی هزینه‌های مربوط به خاموشی مشترکین و تولید منابع تغذیه سیار است. رابطه (۷) نشان دهنده تابع هدف مسأله تاب‌آوری سیستم توزیع است [۱۸].

^۱Consumers outage cost

(۲۰) نیز به ترتیب محدودکننده توان تزریقی به نقاط بار و تعیین‌کننده ضریب توان نقاط بار هستند [۱۸ و ۱۹].

$$\sum_{i=1}^{N_{n,total}} \sum_{j=1}^{N_{n,total}} F_{P,ji} - \sum_{i=1}^{N_{n,total}} \sum_{j=1}^{N_{n,total}} F_{P,ij} = \quad (15)$$

$$D_{P,i} - G_{P,i} - P_{MEG,i}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{n,total}} \sum_{j=1}^{N_{n,total}} F_{Q,ji} - \sum_{i=1}^{N_{n,total}} \sum_{j=1}^{N_{n,total}} F_{Q,ij} = \quad (16)$$

$$D_{Q,i} - G_{Q,i} - Q_{MEG,i}$$

$$-\alpha_{BR,ij} \times F_{P,ij}^{\max} \leq F_{P,ij} \leq \alpha_{BR,ij} \times F_{P,ij}^{\max} \quad (17)$$

$$-\alpha_{BR,ij} \times F_{Q,ij}^{\max} \leq F_{Q,ij} \leq \alpha_{BR,ij} \times F_{Q,ij}^{\max} \quad (18)$$

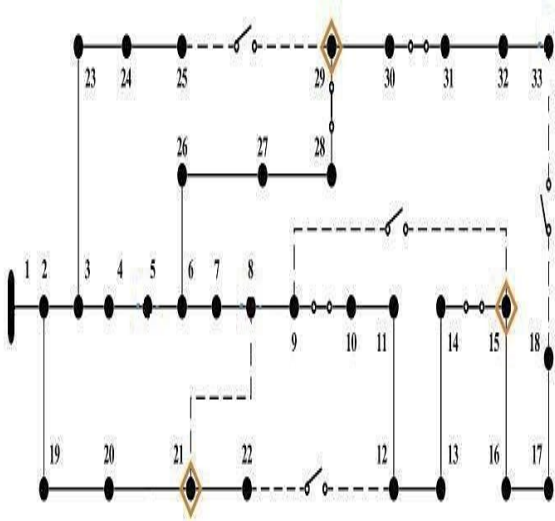
$$0 \leq D_{P,i} \leq D_{P,i}^{NOM} \quad (19)$$

$$D_{Q,i} = (D_{Q,i}^{NOM} / D_{P,i}^{NOM}) \times D_{P,i} \quad (20)$$

در روابط فوق، $F_{P,ij}$ و $F_{Q,ij}$ به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو گذرنده از شاخه متصل‌کننده باس‌های i و j هستند. پارامترهای $D_{P,i}$ و $G_{P,i}$ به ترتیب توان تغذیه شده ناشی از تقاضای نقطه بار i ام و توان تولید شده در باس مبدأ i ام در صورت وجود منبع هستند. پارامترهای $F_{P,ij}^{\max}$ و $F_{Q,ij}^{\max}$ نیز به ترتیب حد ظرفیتی توان‌های اکتیو و راکتیو گذرنده از شاخه متصل‌کننده باس‌های i و j هستند. پارامترهای $D_{P,i}^{NOM}$ و $G_{P,i}^{NOM}$ نیز به ترتیب مقادیر نامی تقاضای توان‌های اکتیو و راکتیو در نقطه بار i ام هستند.

۴- پیاده‌سازی کامپیوتری و ارزیابی نتایج

در این بخش جهت بررسی توانایی روش پیشنهادی در بازآرایی و بهبود بهره‌وری سیستم توزیع، عملکرد آن بر روی شبکه تست اصلاح شده ۳۳ باس استاندارد که دیگرام تک‌خطی آن در شکل (۱) نشان داده شده است، بررسی می‌شود.



شکل (۱): شبکه توزیع اصلاح شده ۳۳ باس استاندارد [۱۹]

سیار را مشخص می‌کنند. همچنین این روابط الزام‌کننده این مورد هستند که اگر ژنراتور اضطراری سیار به شبکه توزیع متصل نباشد، مقادیر مذکور صفر است [۱۹].

$$0 \leq P_{mMEG} \leq \sum_{i=1}^{N_{n,MEG}} \alpha_{mMEG,i} \times P_{mMEG}^{\max} \quad (10)$$

$$0 \leq Q_{mMEG} \leq \sum_{i=1}^{N_{n,MEG}} \alpha_{mMEG,i} \times Q_{mMEG}^{\max} \quad (11)$$

در روابط فوق، P_{mMEG} و Q_{mMEG} به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو خروجی ژنراتور اضطراری سیار شماره m ام بوده و P_{mMEG}^{\max} و Q_{mMEG}^{\max} نیز به ترتیب حداکثر توان‌های اکتیو و راکتیو خروجی قابل حصول از ژنراتور اضطراری سیار شماره m ام هستند.

قیود مربوط به وضعیت شاخه‌ها و ساختار شبکه: رابطه (۱۲) بیانگر آن است که شاخه‌های آسیب‌دیده در شبکه تا زمان اعزام گروه تعمیرات و برطرف شدن مشکلات مربوطه، باز و بی‌برق خواهند بود. رابطه (۱۳) نیز نشان می‌دهد که شاخه‌های سالم از شبکه که دارای کلیدهای کنترل از راه دور نیستند، در تمام مدت برنامه‌ریزی حالت اولیه خود را حفظ می‌کنند و امکان باز و بست برای آن‌ها وجود ندارد. همچنین، رابطه (۱۴)، قید مربوط به حفظ ساختار شعاعی شبکه را در طول مدت زمان برنامه‌ریزی بیان می‌کند [۱۹].

$$\alpha_{BR,ij} \leq \alpha_{BR,ij}^{DAM} \quad (12)$$

$$\alpha_{BR,ij} = \alpha_{BR,ij}^{initial} \quad (13)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{n,total}} \sum_{j=1}^{N_{n,total}} \alpha_{BR,ij} = N_{n,total} - N_{island} \quad (14)$$

در روابط فوق، $\alpha_{BR,ij}$ نشان‌دهنده وضعیت اتصال شاخه متصل‌کننده باس‌های i و j بوده که یک متغیر باینری است؛ بدین صورت که اگر شاخه مذکور بسته باشد متغیر مربوطه مقدار ۱ را اختیار کرده و در صورت باز بودن مقدار آن برابر با صفر خواهد بود. پارامتر $\alpha_{BR,ij}^{DAM}$ نیز نشان‌دهنده وضعیت آسیب‌دیدگی شاخه متصل‌کننده باس‌های i و j است؛ بدین شرح که اگر شاخه مذکور آسیب‌دیده نباشد مقدار متغیر برابر با ۱ و در غیر اینصورت مقدار آن صفر خواهد بود. پارامتر $\alpha_{BR,ij}^{initial}$ نیز بیانگر وضعیت اولیه اتصال شاخه‌های شبکه است. پارامترهای N_{island} و $N_{n,total}$ به ترتیب تعداد کل باس‌های شبکه و تعداد جزیره‌های شکل گرفته در شبکه ناشی از وقوع حادثه هستند.

قیود مربوط به تعادل توان: روابط (۱۵) و (۱۶) به ترتیب بیانگر تعادل توان اکتیو و راکتیو در تمامی باس‌های شبکه هستند. روابط (۱۷) و (۱۸) نیز توان اکتیو و راکتیو جریان یافته در شاخه‌های برق‌دار را به حد ظرفیتی آن‌ها محدود کرده و برای شاخه‌های بی‌برق مقدار صفر را در نظر می‌گیرد. روابط (۱۹) و

جدول (۲): بارهای تامین شده و تامین نشده در مورد مطالعاتی ۱

| دوره زمانی | مجموع بارهای تامین شده (kW) | شماره باس بارهای تامین نشده |
|------------|-----------------------------|---|
| ۱ | ۱۰۶۷/۸ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۱۸، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲ و ۳۳ |
| ۲ | ۱۰۶۷/۸ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱ و ۳۲ |
| ۳ | ۱۳۷۷/۷ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹ و ۳۳ |
| ۴ | ۱۴۶۴/۹ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱ و ۳۳ |
| ۵ | ۱۴۶۴/۹ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹ و ۳۳ |
| ۶ | ۱۶۲۱/۳ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲ و ۳۳ |
| ۷ | ۱۶۲۱/۳ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۲۴، ۲۵، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲ و ۳۳ |
| ۸ | ۲۵۰۷/۳ | ۲۴ |
| ۹ | ۲۸۱۷/۲ | - |
| ۱۰ | ۲۸۱۷/۲ | - |

جدول (۳): مقدار تابع هدف و وضعیت شاخه‌ها در مورد مطالعاتی ۱

| دوره زمانی | مقدار تابع هدف | شاخه‌های آسیب دیده | شاخه‌های غیرفعال |
|------------|----------------|--------------------|---|
| ۱ | ۲۴۷۲۳۸/۳۰ | ۰۸، ۰۹، ۱۲، ۱۶، ۱۹ | ۰۸، ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۴، ۳۶ و ۳۷ |
| ۲ | ۲۴۷۲۳۸/۳۰ | ۰۸، ۰۹، ۱۲، ۱۶، ۲۳ | ۰۸، ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۶ و ۳۷ |
| ۳ | ۱۸۹۱۸۵/۶۲ | ۰۹، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴ | ۰۸، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳ و ۳۶ |
| ۴ | ۱۸۷۴۹۴/۰۰ | ۰۸، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۷ |
| ۵ | ۱۸۷۴۹۴/۱۷ | ۰۸، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۷ |
| ۶ | ۱۶۸۸۴۱/۰۵ | ۰۸، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۷ |
| ۷ | ۱۵۳۰۶۶/۷۲ | ۰۸، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۷ |
| ۸ | ۱۰۷۵۳/۱۹ | ۰۸، ۱۲، ۲۳ | ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۶ |
| ۹ | ۰ | ۲۴ | ۰۸، ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۶ |
| ۱۰ | ۰ | - | ۰۸، ۰۹، ۱۰، ۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۷، ۲۸، ۲۹، ۳۰، ۳۱، ۳۲، ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۷ |

• **مورد مطالعاتی ۱:** در این مورد مطالعاتی تنها اعزام گروه تعمیرات و انجام عملیات کلیدزنی بطور همزمان مدنظر بوده و استفاده از ژنراتورهای اضطراری سیار در دستور کار قرار نمی‌گیرد.

• **مورد مطالعاتی ۲:** در این مورد مطالعاتی به‌طور همزمان با اعزام گروه تعمیرات به محل‌های مربوطه، انجام عملیات کلیدزنی

شبکه ۳۳ باس اصلاح شده دارای ۳۷ شاخه و ۸ کلید کنترل از راه دور است. از میان باس‌های موجود در شبکه، باس‌های شماره ۱۵، ۲۱ و ۲۹ دارای امکانات لازم جهت نصب ژنراتورهای سیار بوده و از محل‌های پیشنهادی جهت نصب آنها به شما می‌روند. همچنین تعداد حداکثر سه ژنراتور سیار جهت نصب در شبکه تست در نظر گرفته شده است. ژنراتورهای اضطراری سیار ۱، ۲ و ۳ به ترتیب دارای حداکثر ظرفیت ۸۰۰، ۵۰۰ و ۳۰۰ کیلووات هستند که هزینه تولید انرژی الکتریکی آنها، ۰/۱ دلار به ازای هر کیلووات در نظر گرفته شده است. مقادیر مربوط به اولویت‌بندی و نوع مشترکین نقاط بار و تقاضای توان نامی آنها در جدول (ض ۱) ضمیمه آمده است. لازم به ذکر است که اولویت‌بندی مشترکین بر اساس اهمیت آنها صورت گرفته و با یک عدد از بین ۱ تا ۱۰ بیان می‌شود؛ بدین صورت که هر چقدر عدد مربوط بزرگتر باشد، نقطه بار نیز از اهمیت بیشتری برخوردار است. مقادیر مربوط به حداکثر توان اکتیو و راکتیو عبوری از شاخه‌های موجود در شبکه نیز در جدول (ض ۲) ضمیمه ارائه شده است.

با توجه فضای مسأله و قیود مربوطه، جهت انجام شبیه‌سازی‌های مربوطه از نرم افزار متلب و برنامه‌ریزی خطی آمیخته عدد صحیح استفاده شده است که از دقت و سرعت همگرایی بالایی برخوردار است. در موارد مطالعاتی بررسی شده، فرض شده است که تعداد ۹ شاخه از ۳۷ شاخه شبکه توزیع ۳۳ باس، پس از وقوع یک حادثه فاجعه بار، دچار آسیب و قطعی شده‌اند. جدول ۱ بیانگر ترتیب و مدت زمان تعمیر شاخه‌ها پس از وقوع حادثه را نشان می‌دهد. به منظور ارزیابی بهتر روش پیشنهادی، ۲ حالت مطالعاتی زیر در نظر گرفته شده است:

جدول (۱): مدت زمان تعمیر شاخه‌ها در هر دوره زمانی

| ردیف (دوره زمانی) | شماره شاخه | مدت زمان تعمیر (ساعت) |
|-------------------|------------|-----------------------|
| ۱ | - | ۰ |
| ۲ | ۱۹ | ۱/۵ |
| ۳ | ۸ | ۳ |
| ۴ | ۹ | ۳/۵ |
| ۵ | ۱۲ | ۴/۵ |
| ۶ | ۱۶ | ۶/۵ |
| ۷ | ۳۰ | ۸ |
| ۸ | ۲۷ | ۱۰ |
| ۹ | ۲۴ | ۱۱ |
| ۱۰ | ۲۳ | ۱۲ |

جدول (۵): مقدار تابع هدف و وضعیت شاخه‌ها در مورد مطالعاتی ۲

| دوره زمانی | مقدار تابع هدف | شاخه‌های آسیب‌دیده | شاخه‌های غیرفعال |
|------------|----------------|----------------------------|---------------------|
| ۱ | ۳۹۱۵۷/۵۸ | ۸، ۹، ۱۲، ۱۶، ۱۹، ۲۳ | ۱۰، ۱۷، ۳۱، ۳۲ و ۳۶ |
| ۲ | ۳۹۱۵۷/۵۸ | ۸، ۹، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴ | ۳۳ و ۳۶ |
| ۳ | ۳۹۰۰۲/۶۴ | ۹، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴، ۲۷ | ۳۳ و ۳۶ |
| ۴ | ۳۷۳۱۱/۱۹ | ۸، ۱۲، ۱۶، ۲۳، ۲۴، ۲۷ و ۳۰ | ۱۷، ۳۱، ۳۲، ۳۳ و ۳۶ |
| ۵ | ۳۷۳۱۱/۱۹ | ۱۶، ۲۳، ۲۴، ۲۷، ۳۰ | ۱۷، ۳۱، ۳۲، ۳۳ و ۳۶ |
| ۶ | ۱۸۶۵۸/۰۶ | ۲۳، ۲۴، ۲۷، ۳۰ | ۳۱، ۳۲، ۳۳ و ۳۴ |
| ۷ | ۱۲۱۶۵/۵۲ | ۲۳، ۲۴، ۲۷ | ۲۸، ۳۳، ۳۴ و ۳۵ |
| ۸ | ۱۰۷۵۳/۱۹ | ۲۳، ۲۴ | ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۶ |
| ۹ | ۰ | ۲۴ | ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۶ |
| ۱۰ | ۰ | - | ۳۳، ۳۴، ۳۵ و ۳۶ |

جدول (۶): محل و میزان تولید منابع سیار در مورد مطالعاتی ۲

| ردیف (دوره زمانی) | محل قرارگیری ژنراتورهای سیار (شماره باس) | | | میزان تولید ژنراتورهای سیار (kW) | | |
|-------------------|--|-----------|-----------|----------------------------------|-----------|-----------|
| | ژنراتور ۱ | ژنراتور ۲ | ژنراتور ۳ | ژنراتور ۱ | ژنراتور ۲ | ژنراتور ۳ |
| ۱ | ۲۹ | ۱۵ | - | ۵۹۱ | ۳۰۹ | - |
| ۲ | ۲۹ | ۱۵ | - | ۵۹۱ | ۳۰۹ | - |
| ۳ | ۲۹ | - | - | ۵۹۱ | - | - |
| ۴ | ۲۹ | - | - | ۵۹۱ | - | - |
| ۵ | ۲۹ | - | - | ۵۹۱ | - | - |
| ۶ | ۲۹ | - | - | ۵۹۱ | - | - |
| ۷ | ۲۹ | - | - | ۸۰۰ | - | - |
| ۸ | - | - | - | - | - | - |
| ۹ | - | - | - | - | - | - |
| ۱۰ | - | - | - | - | - | - |

با توجه به جدول (۳)، در دوره‌های زمانی ۹ و ۱۰، کل بار سیستم تامین شده و در نتیجه، مقدار تابع هدف در نظر گرفته شده که هزینه قطعی برق مشترکین است، صفر می‌شود. در نتیجه، مقدار تابع هدف ۱۰۰ درصد بهبود پیدا می‌کند. علاوه بر این، هر چقدر شماره دوره‌های زمانی افزایش پیدا می‌کند، تعداد شاخه‌های آسیب دیده سیستم توزیع نیز کاهش می‌کند به نحوی که در دوره زمانی ۱، ۹ شاخه آسیب دیده در شبکه وجود دارد در حالیکه در دوره زمانی ۸، فقط ۱ شاخه آسیب دیده در سیستم باقی می‌ماند و در دوره‌های زمانی ۹ و ۱۰ نیز هیچ شاخه آسیب دیده‌ای در سیستم توزیع ۳۳ باس وجود ندارد.

و امکان استفاده از ژنراتورهای سیار بررسی می‌شود تا برنامه‌ریزی صورت گرفته عملکردی بهینه داشته باشد.

در جدول (۲)، نتایج حاصل از بارهای تامین شده^۱ و تامین نشده^۲ در دوره‌های زمانی مختلف در مورد مطالعاتی ۱، ارائه شده است. مقدار تابع هدف و وضعیت شاخه‌های سیستم توزیع اصلاح شده ۳۳ باس در مورد مطالعاتی ۱ نیز در جدول (۳) قابل مشاهده هستند.

با مشاهده جدول (۲)، می‌توان دریافت که در هر دوره زمانی نسبت به دوره زمانی قبل، شرایط شبکه از نظر میزان تامین نقاط بار رو به بهبود بوده و مقدار تابع هدف نیز کاهش می‌یابد. به عبارت دیگر، در دوره زمانی ۱، مجموع بارهای تامین شده برابر با ۱۰۶۷/۸ کیلووات است؛ در دوره‌های زمانی بعدی، با اصلاح ساختار شبکه، میزان بارهای تامین شده افزایش پیدا می‌کند و پس از دوره زمانی ۸، کل بارهای سیستم توزیع ۳۳ باس تامین می‌شود. در نتیجه، در بازه زمانی ۹، میزان بار تامین شده برابر با ۲۸۱۷/۲ کیلووات می‌شود که برابر با کل بار سیستم توزیع در نظر گرفته شده است. همچنین بیشترین بهبود در شرایط شبکه توزیع ۳۳ باس، در دوره زمانی ۸ اتفاق می‌افتد که در آن عمده شاخه‌های آسیب‌دیده تعمیر شده‌اند. به عبارت دیگر، در دوره زمانی ۱، بار ۱۶ باس سیستم توزیع تامین نمی‌شوند. در بازه‌های زمانی بعدی، این تعداد باس کاهش پیدا می‌کند به نحوی که در بازه زمانی ۸، فقط بار باس شماره ۲۴ تامین نمی‌شود. در بازه‌های زمانی ۹ و ۱۰ تمامی بارهای سیستم توزیع تامین می‌شوند. جدول (۳) نیز، علاوه بر نشان دادن مقادیر تابع هدف مربوط به هر دوره زمانی در مورد مطالعاتی ۱، بیانگر شاخه‌های فعال و غیرفعال مربوط به هر دوره نیز می‌باشد. همانطور که مشاهده می‌شود، شاخه‌های فعال و غیرفعال سیستم توزیع اصلاح شده ۳۳ باس استاندارد، در دوره‌های زمانی مختلف، متفاوت هستند.

جدول (۴): بارهای تامین شده و تامین نشده در مورد مطالعاتی ۲

| دوره زمانی | مجموع بارهای تامین شده (kW) | شماره باس بارهای تامین نشده |
|------------|-----------------------------|-----------------------------|
| ۱ | ۱۹۶۹/۳ | ۱۰، ۱۷، ۱۸، ۲۴، ۳۱، ۳۲، ۳۳ |
| ۲ | ۱۹۶۹/۳ | ۱۰، ۱۷، ۱۸، ۲۴، ۳۱، ۳۲ |
| ۳ | ۱۹۶۹/۳ | ۱۰، ۱۷، ۱۸، ۲۴، ۳۱، ۳۲ |
| ۴ | ۲۰۵۶/۶ | ۱۷، ۱۸، ۲۴، ۳۱، ۳۲ |
| ۵ | ۲۰۵۶/۶ | ۱۷، ۱۸، ۲۴، ۳۱، ۳۲ |
| ۶ | ۲۲۱۲/۹ | ۲۴، ۳۱، ۳۲ |
| ۷ | ۲۴۲۱/۳ | ۲۴ |
| ۸ | ۲۵۰۷/۳ | ۲۴ |
| ۹ | ۲۸۱۷/۲ | - |
| ۱۰ | ۲۸۱۷/۲ | - |

^۱ Supplied Load

^۲ Not Supplied Load

خرابی تبدیل می‌شود، میزان بارهای تامین شده در هر دو مورد مطالعاتی یکسان است. با توجه به جدول (۵) نیز می‌توان بیان کرد که مقادیر تابع هدف در دوره‌های زمانی مورد مطالعاتی ۲ کمتر از مورد مطالعاتی ۱ بوده و در نتیجه میزان هزینه قطعی برق مشترکین با اضافه کردن ژنراتورهای اضطراری سیار کاهش می‌یابد. به عنوان مثال، در مورد دوره زمانی ۱ مورد مطالعاتی ۱، مقدار تابع هدف برابر با $247238/30$ بوده در حالیکه در دوره زمانی ۱ مورد مطالعاتی ۲، مقدار تابع هدف برابر با $39157/58$ است؛ در نتیجه، در این دوره زمانی، مقدار تابع هدف در مورد مطالعاتی ۲، $84/16$ درصد نسبت به مورد مطالعاتی ۱ کاهش پیدا می‌کند.

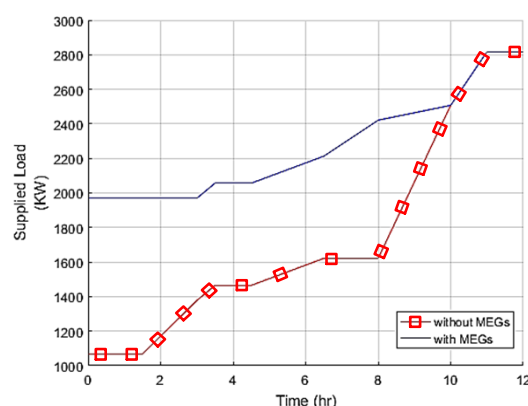
در جدول (۶)، محل قرارگیری و میزان تولید ژنراتورهای سیار نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، بیشترین استفاده از ژنراتور اضطراری سیار ۱ در محل ثابت باس شماره ۲۹ شده است در حالی که از ژنراتور اضطراری سیار ۳ در هیچ مورد مطالعاتی استفاده نمی‌شود. با توجه به این جدول می‌توان بیان کرد که پس از دوره زمانی ۸ که سیستم به حالت پایدار و بدون خرابی باز می‌گردد، دیگر نیازی به استفاده از ژنراتورهای اضطراری سیار نیست. البته در دوره‌های زمانی دیگر، استفاده از ژنراتورهای اضطراری سیار به مقدار قابل توجهی باعث بهبود شرایط سیستم توزیع می‌شود که به وضوح در مقدار تابع هدف و میزان بارهای تامین شده مشخص بود.

نمودار شکل‌های ۲ و ۳ نیز با مقایسه دو مورد مطالعاتی ۱ و ۲ در میزان بار تامین شده و مقادیر تابع هدف در هر دوره زمانی، صراحتاً بیانگر مزیت استفاده از ژنراتورهای اضطراری سیار جهت بهبود تاب‌آوری شبکه‌های توزیع پس از وقوع حوادث فاجعه‌بار است. همانطور که در این شکل‌ها قابل مشاهده است، مقدار تابع هدف و بارهای تامین شده سیستم توزیع ۳۳ باس زمانی که از ژنراتورهای اضطراری سیار استفاده می‌شود تا 85 درصد نسبت به حالت بدون استفاده از ژنراتورهای سیار بهبود پیدا می‌کنند.

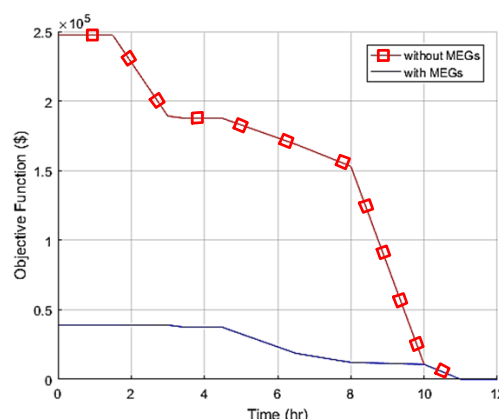
۵- اعتبار سنجی و مقایسه

به‌منظور اعتبار سنجی نتایج حاصل شده در این مقاله، الگوریتم تاب‌آوری پیشنهادی با روش‌های مرسوم ارائه شده در مراجع [۱۰] و [۱۳] ارزیابی و مقایسه شده‌اند. طبق نمودارهای ترسیم شده در شکل‌های (۴) و (۵)، از آنجا که این نمودارها نزدیک به یکدیگر می‌باشند، اعتبار روش پیشنهادی به تأیید می‌رسد. به‌علاوه، به دلیل اینکه در روش مقاله پیش رو، مجموع انرژی‌های تأمین نشده کمتر از دو مرجع دیگر است، لذا بهینه بودن در کاهش هزینه‌ها و کاهش خاموشی‌ها را نسبت به روش‌های موجود در پی خواهد داشت. در شکل‌های زیر، محور افقی همان دوره‌های زمانی را نشان می‌دهد و محور عمودی، میزان انرژی تأمین نشده بر حسب کیلووات را به تصویر می‌کشد.

در جدول (۴)، نتایج حاصل از بارهای تامین شده و تامین شده در دوره‌های زمانی مختلف در مورد مطالعاتی ۲، ارائه شده است. مقدار تابع هدف و وضعیت شاخه‌های سیستم توزیع اصلاح شده ۳۳ باس در مورد مطالعاتی ۲ نیز در جدول (۵) قابل مشاهده هستند. محل قرارگیری و میزان تولید ژنراتورهای سیار در مورد مطالعاتی ۲ در جدول (۶) ارائه شده‌اند.



شکل (۲): مجموع بارهای تامین شده در موارد مطالعاتی ۱ و ۲



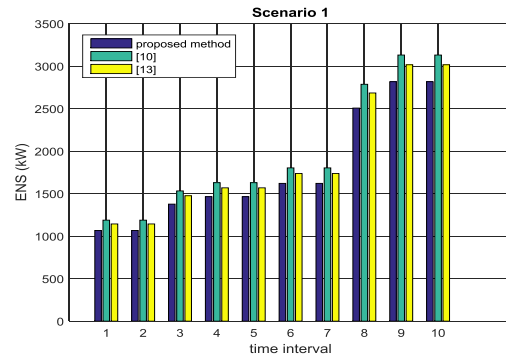
شکل (۳): مقدار تابع هدف در موارد مطالعاتی ۱ و ۲

با مشاهده جدول (۴)، می‌توان بیان کرد که اگرچه در این مورد مطالعاتی نیز همانند مورد مطالعاتی ۱، شرایط شبکه رو به بهبود می‌رود، ولی میزان بارهای تامین شده در دوره‌های زمانی اولیه نسبت به مورد مطالعاتی ۱ بیشتر است که به دلیل وجود ژنراتورهای اضطراری سیار در سیستم توزیع است. به عبارت دیگر، در دوره زمانی ۱ مورد مطالعاتی ۱، مجموع بارهای تامین شده برابر با $1067/8$ کیلووات است در حالیکه، در دوره زمانی ۱ مورد مطالعاتی ۲، مجموع بارهای تامین شده برابر با $1969/3$ کیلووات است، در نتیجه، میزان بارهای تامین شده سیستم توزیع ۳۳ باس در دوره زمانی ۱ مورد مطالعاتی ۲، $84/43$ درصد نسبت به مورد مطالعاتی ۱ افزایش پیدا کرده است.

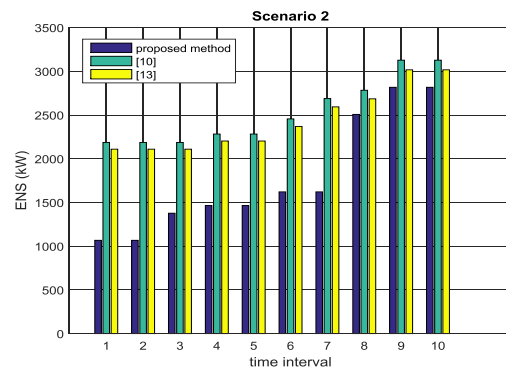
در دوره‌های زمانی دیگر نیز میزان بار تامین شده در مورد مطالعاتی ۲ بیشتر از مورد مطالعاتی ۱ است. البته در دوره‌های زمانی ۸، ۹ و ۱۰ که سیستم توزیع به حالت پایدارتر و بدون

۷- مراجع

- [1] M. Mirsadeghi, F. Moazen, R. Ghaffarpour, "Improving the Resilience of Power Grids in the Face of Focused Attacks Using the Contingency Analysis", *J. Passive Defence*, vol. 3, no. 3, pp. 1-10, 2022 (In Persian).
- [2] H. Alami, "The effect of load response programs in ensuring the security of the power grid in critical conditions by considering passive defense criteria", *J. Passive Defence*, vol. 5, no. 3, pp. 63-74, 2014 (In Persian).
- [3] P. Madani, R. Dashti, "Providing passive defense solutions to prevent a nationwide blackout in Iran", *J. Passive Defence*, vol. 8, no. 2, pp. 43-53, 2017 (In Persian).
- [4] T. Kemabonta, G. Mowry, "A syncretistic approach to grid reliability and resilience: Investigations from Minnesota", *Energy Strategy Rev.*, vol. 38, pp. 100726, 2021.
- [5] "Enhancing grid resilience with integrated storage from electric vehicles", EAC of U.S. Dept. Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep., 2018.
- [6] A. Taherkhani, G. Heravi, A. Shokravi, "Developing a framework to enhance the seismic resilience of the electricity distribution system feeding the healthcare system", *Int. J. Disaster Risk Reduction*, vol. 71, pp. 102801, 2022.
- [7] D. Mishra et al., "Active distribution system resilience quantification and enhancement through multi-microgrid and mobile energy storage", *Appl. Energy*, vol. 311, pp. 118665, 2022.
- [8] J. Kim and Y. Dvorkin, "Enhancing Distribution System Resilience with Mobile Energy Storage and Microgrids", *IEEE Trans. Smart Grid*, 2018.
- [9] B. Zhou et al., "Multiobjective generation portfolio of hybrid energy generating station for mobile emergency power supplies", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5786–5797, 2018.
- [10] S. Lei, J. Wang, C. Chen, and Y. Hou, "Mobile emergency generator prepositioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters" *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2030-2041, 2018.
- [11] K. S. A. Sedzro, A. J. Lamadrid, and L. F. Zuluaga, "Allocation of resources using a microgrid formation approach for resilient electric grids", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2633-2643, 2018.
- [12] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghaie, "Reliability Studies of Modern Distribution Systems Integrated With Renewable Generation and Parking Lots", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 431–440, 2017.
- [13] H. Gao, Y. Chen, S. Mei, S. Huang, and Y. Xu, "Resilience-oriented prehurricane resource allocation in distribution systems considering electric buses", *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1214-1233, 2017.
- [14] <https://barghnews.com/fa/news/39249>
- [15] Brown, R.E.: *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press, 2017.
- [16] S. Esmaili, A. Anvari-Moghaddam, S. Jadid, and J. M. Guerrero, "A stochastic model predictive control approach for joint operational scheduling and hourly reconfiguration of distribution systems", *Energies*, vol. 11, no. 7, 2018.
- [17] H. Ranjbar, S. H. Hosseini, and H. Zareipour, "Resiliency-Oriented Planning of Transmission Systems and Distributed Energy Resources", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8950, no. c, 2021.
- [18] J. B. Leite, J. R. S. Mantovani, T. Dokic, Q. Yan, P. C. Chen, and M. Kezunovic, "Resiliency Assessment in Distribution Networks Using GIS-Based Predictive Risk Analytics", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 6, pp. 4249–4257, 2019.
- [19] S. Pandey, S. Chanda, A. Srivastava, A. Hovsapian, "Resiliency-driven proactive distribution system reconfiguration with synchrophasor data", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2748-2758, 2020.
- [20] S. Saedi, M. Alilou, J. Gholami, "Electrical Energy Saving in Office Equipment: Life Cycle Cost Method", *Iranian J. Energy*, vol. 24, pp. 101-134, 2021.
- [21] S. Saedi, J. Gholami, M. Alilou, "Classification of Energy Consumption of Lighting System in Buildings: a New Method", *Iranian J. Energy*, vol. 24, pp. 7-33, 2021.
- [22] R. Ghaffarpour, M. E. Alizade, "Resiliency concept explanation in electricity network and its relationship with passive defense", *J. Shahr-E-Tabavar*, vol. 2, no. 1, pp. 51-64, 2020 (in Persian).
- [23] J. Hajializadeh, D. Ghasem Zadeh, "A comparative study of smart city and global city: concepts and approaches", *J. Shahr-E-Tabavar*, vol. 2, no. 2, pp. 43-52, 2020 (in Persian).



شکل (۴): مقدار انرژی تأمین نشده روش پیشنهادی در مقایسه با مراجع [۱۰] و [۱۳] در سناریو اول



شکل (۵): مقدار انرژی تأمین نشده روش پیشنهادی در مقایسه با مراجع [۱۰] و [۱۳] در سناریو دوم

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، روشی ترکیبی جهت بهبود تاب‌آوری سیستم‌های توزیع پیشنهاد شد که به طور هم‌زمان با استفاده از گروه تعمیرات، عملیات کلیدزنی توسط کلیدهای ریموت و استفاده از منابع تولید سیار عملکرد بهینه سیستم را پس از وقوع حوادث فاجعه‌بار، تضمین می‌کند. ضمن اینکه مواردی همچون اولویت‌بندی بارها، هزینه خاموشی مشترکین و حفظ ساختار شعاعی شبکه نیز در نظر گرفته شد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی روش پیشنهادی بیانگر این است که علاوه بر قابلیت انعطاف‌پذیری بالا، روش پیشنهادی از سرعت اجرای بالا به دلیل استفاده از برنامه‌ریزی خطی آمیخته عدد صحیح و صرفه اقتصادی به دلیل کاهش هزینه خاموشی مشترکین و کاهش هزینه اجرای طرح نسبت به طرح‌های جایگزین برخوردار است. ضمن اینکه با توجه به بهبود قابل توجه سرعت بازبایی شبکه پس از وقوع حوادث فاجعه‌بار، روش پیشنهادی به جلب رضایت مشترکین بخصوص در فضای تجدیدساختار یافته کمک شایانی خواهد کرد. علاوه بر این، استفاده از ژنراتورهای اضطراری سیار نیز به میزان قابل توجهی باعث بهبود شرایط سیستم توزیع در هنگام وقوع خرابی می‌شوند به نحوی که میزان بارهای تأمین شده و همچنین هزینه قطعی برق مشترکین را تا حدود ۸۵ درصد بهبود می‌بخشد.

ضمیمه

جدول ضمیمه (۲): شماره و حداکثر میزان توان عبوری از شاخه‌ها

[۱۹]

| شماره شاخه | باس مبدا | باس مقصد | حداکثر توان اکتیو (kW) | حداکثر توان راکتیو (kVar) |
|------------|----------|----------|------------------------|---------------------------|
| ۱ | ۱ | ۲ | ۴۶۰۰ | ۴۶۰۰ |
| ۲ | ۲ | ۳ | ۴۱۰۰ | ۴۱۰۰ |
| ۳ | ۳ | ۴ | ۲۹۰۰ | ۲۹۰۰ |
| ۴ | ۴ | ۵ | ۲۹۰۰ | ۲۹۰۰ |
| ۵ | ۵ | ۶ | ۲۹۰۰ | ۲۹۰۰ |
| ۶ | ۶ | ۷ | ۱۵۰۰ | ۱۵۰۰ |
| ۷ | ۷ | ۸ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۸ | ۸ | ۹ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۹ | ۹ | ۱۰ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۱۰ | ۱۰ | ۱۱ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۱۱ | ۱۱ | ۱۲ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۱۲ | ۱۲ | ۱۳ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۱۳ | ۱۳ | ۱۴ | ۴۵۰ | ۴۵۰ |
| ۱۴ | ۱۴ | ۱۵ | ۳۰۰ | ۳۰۰ |
| ۱۵ | ۱۵ | ۱۶ | ۲۵۰ | ۲۵۰ |
| ۱۶ | ۱۶ | ۱۷ | ۲۵۰ | ۲۵۰ |
| ۱۷ | ۱۷ | ۱۸ | ۱۰۰ | ۱۰۰ |
| ۱۸ | ۲ | ۱۹ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۱۹ | ۱۹ | ۲۰ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۲۰ | ۲۰ | ۲۱ | ۲۱۰ | ۲۱۰ |
| ۲۱ | ۲۱ | ۲۲ | ۱۱۰ | ۱۱۰ |
| ۲۲ | ۳ | ۲۳ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۲۳ | ۲۳ | ۲۴ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۲۴ | ۲۴ | ۲۵ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۲۵ | ۶ | ۲۶ | ۱۵۰۰ | ۱۵۰۰ |
| ۲۶ | ۲۶ | ۲۷ | ۱۵۰۰ | ۱۵۰۰ |
| ۲۷ | ۲۷ | ۲۸ | ۱۵۰۰ | ۱۵۰۰ |
| ۲۸ | ۲۸ | ۲۹ | ۱۵۰۰ | ۱۵۰۰ |
| ۲۹ | ۲۹ | ۳۰ | ۱۵۰۰ | ۱۵۰۰ |
| ۳۰ | ۳۰ | ۳۱ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۳۱ | ۳۱ | ۳۲ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۳۲ | ۳۲ | ۳۳ | ۱۰۰ | ۱۰۰ |
| ۳۳ | ۸ | ۲۱ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۳۴ | ۹ | ۱۵ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |
| ۳۵ | ۱۲ | ۲۲ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۳۶ | ۱۸ | ۳۳ | ۵۰۰ | ۵۰۰ |
| ۳۷ | ۲۵ | ۲۹ | ۱۰۵۰ | ۱۰۵۰ |

مقادیر مربوط به اولویت بندی و نوع مشترکین نقاط بار و تقاضای توان نامی آن‌ها در جدول (ض ۱) ارائه شده است. لازم به ذکر است که اولویت بندی مشترکین بر اساس اهمیت آن‌ها صورت گرفته و با یک عدد از بین ۱ تا ۱۰ بیان می‌شود؛ بدین صورت که هر چقدر عدد مربوط بزرگتر باشد، نقطه بار نیز از اهمیت بیشتری برخوردار است. مقادیر مربوط به حداکثر توان اکتیو و راکتیو عبوری از شاخه‌های موجود در شبکه نیز در جدول (ض ۲) ارائه شده است [۱۹].

جدول ضمیمه (۱): اولویت بندی و مقادیر تقاضای توان نقاط بار [۱۹]

| شماره باس | توان اکتیو نامی | توان راکتیو نامی | اولویت | نوع مشترک |
|-----------|-----------------|------------------|--------|-----------|
| ۱ | ۰ | ۰ | ۴ | خانگی |
| ۲ | ۱۰۰ | ۶۰ | ۲ | خانگی |
| ۳ | ۹۰ | ۴۰ | ۴ | خانگی |
| ۴ | ۱۲۰ | ۸۰ | ۷ | تجاری |
| ۵ | ۶۰ | ۲۰ | ۴ | خانگی |
| ۶ | ۶۰ | ۲۰ | ۹ | تجاری |
| ۷ | ۲۰۰ | ۱۰۰ | ۹ | تجاری |
| ۸ | ۲۰۰ | ۱۰۰ | ۵ | خانگی |
| ۹ | ۶۰ | ۲۰ | ۱۰ | تجاری |
| ۱۰ | ۶۰ | ۲۰ | ۳ | خانگی |
| ۱۱ | ۴۵ | ۳۰ | ۵ | خانگی |
| ۱۲ | ۶۰ | ۳۵ | ۴ | خانگی |
| ۱۳ | ۶۰ | ۳۵ | ۶ | خانگی |
| ۱۴ | ۱۲۰ | ۸۰ | ۸ | تجاری |
| ۱۵ | ۶۰ | ۱۰ | ۵ | خانگی |
| ۱۶ | ۶۰ | ۲۰ | ۵ | خانگی |
| ۱۷ | ۶۰ | ۲۰ | ۱ | خانگی |
| ۱۸ | ۹۰ | ۴۰ | ۷ | تجاری |
| ۱۹ | ۹۰ | ۴۰ | ۴ | خانگی |
| ۲۰ | ۹۰ | ۴۰ | ۷ | تجاری |
| ۲۱ | ۹۰ | ۴۰ | ۱۰ | تجاری |
| ۲۲ | ۹۰ | ۴۰ | ۶ | خانگی |
| ۲۳ | ۹۰ | ۵۰ | ۹ | تجاری |
| ۲۴ | ۴۲۰ | ۲۰۰ | ۶ | خانگی |
| ۲۵ | ۴۲۰ | ۲۰۰ | ۸ | تجاری |
| ۲۶ | ۶۰ | ۲۵ | ۱ | خانگی |
| ۲۷ | ۶۰ | ۲۵ | ۷ | تجاری |
| ۲۸ | ۶۰ | ۲۰ | ۱ | خانگی |
| ۲۹ | ۱۲۰ | ۷۰ | ۵ | خانگی |
| ۳۰ | ۲۰۰ | ۶۰۰ | ۷ | تجاری |
| ۳۱ | ۱۵۰ | ۷۰ | ۵ | خانگی |
| ۳۲ | ۲۱۰ | ۱۰۰ | ۴ | خانگی |
| ۳۳ | ۶۰ | ۴۰ | ۶ | خانگی |