



Semnan University



Research Article

Island Partitioning of Smart Distribution Systems in Emergencies Considering Voltage and Frequency Stability

Zahra Hosseini Najafabadi ^a, Asghar Akbari Foroud ^{a,*}

^a Electrical and Computer Engineering Faculty, Semnan University, Semnan, Iran

PAPER INFO

Paper history:

Received: 2023-12-22

Revised: 2024-03-06

Accepted: 2024-04-20

Keywords:

Frequency stability;
Island partitioning;
Intentional islanding;
Smart distribution system;
Voltage stability index.

ABSTRACT

Island partitioning is an attractive solution to restore service in a smart distribution system that becomes islanded unintentionally. Immediately after the disconnection of the main grid due to a fault, the island subsystem experiences intense voltage and frequency deviations. Providing methods for island partitioning without considering frequency and voltage characteristics cannot lead to reliable solutions. So, in this paper, a two-stage and multi-objective solution is presented to restore the services of the island system in emergencies, considering the frequency and voltage stability. In the first stage, according to the available time to decide on the control measures, the partitioning scheme with the aim of the highest restored load and voltage stability margin is presented with the honey badger algorithm. In the algorithm, voltage stability index, load priority and controllability, frequency response and voltage stability margin are included in load shedding and in finding the borders of the partitions, respectively. In the second stage, optimal power flow is done to set the partitions and satisfy the system operational constraints. Not only does the proposed method create partitions with the allowable bus voltage and frequency, but it also provides the lowest losses, the largest restored load, and the highest restored load compared to other methods. Moreover, the proposed method is more comprehensive due to multi-objective and considering voltage stability, frequency stability, simultaneous faults, controllable and uncontrollable distributed generations, reserve, position of switches, available time to decision making, time delay between control measures, and handling islands with positive and negative power imbalance.

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2024.32736.2589>

© 2024 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

* Corresponding author.

E-mail address: aakbari@semnan.ac.ir

How to cite this article:

Hosseini Najafabadi, Z., & Akbari Foroud, A. (2024). Island Partitioning of Smart Distribution Systems in Emergencies Considering Voltage and Frequency Stability. *Journal of Modeling in Engineering*, 22(79), 153-173. doi: 10.22075/jme.2024.32736.2589

بخش بندی جزیره سیستم های توزیع هوشمند تحت شرایط اضطراری با لحاظ پایداری ولتاژ و فرکانس

زهرا حسینی نجف آبادی^۱، اصغر اکبری فرود^{۱*}

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۱۰/۰۱	<p>بخش بندی جزیره یک راه حل مناسب برای بازیابی توان در سیستم توزیع هوشمندی که به صورت ناخواسته جزیره ای می شود می باشد. بلافاصله بعد از قطع شبکه اصلی به علت خطا، زیرسیستم جزیره ای دچار انحرافات شدید ولتاژ و فرکانس خواهد شد. ارائه روش هایی برای بخش بندی جزیره بدون توجه به مشخصه های ولتاژی و فرکانسی نمی تواند به راه حل های قابل اطمینانی منتهی شود. از این رو، در این مقاله یک راه حل دومرحله ای و چندهدفه برای بازیابی توان سیستم توزیع هوشمند جزیره ای در شرایط اضطراری با لحاظ پایداری فرکانسی و ولتاژی ارائه شده است. در مرحله اول، باتوجه به زمان در دسترس برای تصمیم گیری در مورد اقدامات کنترلی، طرح بخش بندی پیشنهادی باهدف بیشترین ارزش بار بازیابی شده و بیشترین حاشیه پایداری ولتاژ با الگوریتم گورکن عسل خوار ارائه می شود. در طرح پیشنهادی، شاخص پایداری ولتاژ، اولویت و کنترل پذیری بار در حذف بار، و پاسخ فرکانسی و حاشیه پایداری ولتاژ در یافتن مرزهای بخش ها لحاظ شده است. در مرحله دوم، پخش بار بهینه برای تنظیم بخش ها و برقراری قیود عملیاتی سیستم انجام می شود. راه حل پیشنهادی نه تنها منجر به ایجاد بخش هایی با ولتاژ باس مجاز و فرکانس مجاز می شود؛ بلکه نسبت به سایر روش ها، کمترین تلفات، بیشترین مقدار بار بازیابی شده و بارهایی با بیشترین ارزش تأمین می شوند. به علاوه، باتوجه به چندهدفه بودن و در نظر گرفتن پایداری ولتاژی و فرکانسی، پوشش جزایر با عدم تعادل توان مثبت و منفی، وقوع خطاهای هم زمان، وجود منابع کنترل پذیر و کنترل ناپذیر، رزرو توان، کنترل پذیری بارها و تولیدات پراکنده، موقعیت کلیدها، حداکثر زمان در دسترس برای تصمیم گیری در مورد اقدامات کنترلی و تأخیر زمانی بین اقدامات کنترلی، از سایر روش ها جامع تر می باشد.</p>
بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۱۲/۱۶	
پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۲/۰۱	
<p>واژگان کلیدی:</p> <p>پایداری فرکانسی، بخش بندی جزیره، جزیره سازی عمدی، سیستم توزیع هوشمند، شاخص پایداری ولتاژ.</p>	

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2024.32736.2589>

© 2024 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

۱- مقدمه

تعادل همچنین ممکن است به از دست دادن بخش جزیره شده منجر شود. پارتیشن بندی و ایجاد بخش های مستقل در منطقه جزیره شده ی شبکه توزیع هوشمند که با کمک منابع تولید پراکنده ممکن می شود، می تواند راه حلی برای این مشکل باشد. به عبارت دیگر، پارتیشن بندی جزیره یا جزیره سازی ناحیه جدا شده، در عملکرد اضطراری،

وقوع یک خطای جدی در یک سیستم توزیع می تواند منجر به جداسازی کل یا بخش هایی از شبکه اصلی شود. باتوجه به عدم تعادل بین تولید و تقاضا، کنترل فرکانس و ولتاژ در بخش جدا شده از شبکه، مسائل چالش برانگیزی برای عملکرد سیستم های توزیع آینده به وجود می آورد. این عدم

* پست الکترونیک نویسنده مسئول: aakbari@semnan.ac.ir

۱. دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه سمنان، سمنان، ایران

استناد به این مقاله:

با یکی از الگوریتم‌های بهینه‌سازی آن را حل کرده‌اند. در مرحله دوم، آن‌ها از یک تحلیل حساسیت معمولی به‌جای پخش بار بهینه برای بررسی قیود عملیاتی استفاده کرده‌اند. علاوه بر این، آن‌ها امکان تنظیم منبع تولید پراکنده (DG)^۲ را در طرح پیشنهادی خود در نظر نگرفته‌اند. در مقاله [۱۹]، جزایر با تکیه بر مدل گراف سیستم توزیع انتخاب می‌شوند، سپس پخش بار بهینه (OPF)^۳ در DIGSILENT انجام می‌شود تا قیود عملیاتی سیستم برآورده شود. در [۲۰] ابتدا در صورت کمبود توان اکتیو، برنامه حذف بار برای برقراری تعادل توان انجام می‌شود. سپس بارها با استفاده از تئوری حمل‌ونقل به DGها اختصاص می‌یابند. در مرحله دوم، OPF برای تنظیم بخش‌ها انجام می‌شود. این روش تنها با فرض وجود کلید در تمام خطوط قابل انجام است. مقالات [۲۰-۱۲] پایداری ولتاژ و فرکانس را در طرح بخش‌بندی پیشنهادی خود در نظر نگرفته‌اند.

اولویت حذف بار یکی از عوامل مهمی است که عملکرد گذرای زیرسیستم غنی از بار را در طی فرایند جزیره‌سازی تحت تأثیر قرار می‌دهد [۲۱]. یک طرح حذف بار ولتاژی بر اساس شاخص‌های پایداری ولتاژ برای یک سیستم توزیع جزیره‌ای در [۲۲ و ۲۳] ارائه شده است. در روش حذف بار این مقالات، هیچ مرجع فرکانسی در نظر گرفته نشده است در واقع طرح حذف بار پیشنهادی‌شان فرکانسی نیست و تنها بر اساس شاخص‌های پایداری ولتاژ است. در [۲۴]، یک طرح حذف بار ولتاژی و فرکانسی برای سیستم توزیع جزیره‌ای بر اساس شاخص‌های پایداری ولتاژ ارائه شده است به این نحو که در صورت وجود عدم تعادل توان بین تولید و تقاضا در سیستم جزیره‌ای و رسیدن فرکانس به زیر 49.5Hz، بار باس ضعیف که بر اساس مقدار شاخص پایداری ولتاژ (VSI)^۴ مرتب‌شده حذف خواهد شد. حذف بار به‌طور پیوسته ادامه می‌یابد تا زمانی که عدم تعادل توان به صفر برسد. موضوع مقالات [۲۲-۲۴] در نظر گرفتن پایداری ولتاژ در طرح حذف بار یک سیستم توزیع جدانشده از شبکه بالادست است و در این مقالات، بخش‌بندی سیستم توزیع جزیره‌ای انجام نشده است. اکثر این مقالات از شاخص‌های پایداری ولتاژ برای رتبه‌بندی بارها در طرح حذف بار استفاده کرده‌اند. روش‌های حذف بار فرکانسی و ولتاژی ذکر شده در مقالات [۲۲-۲۴] ماهیت گام‌به‌گام

یک راه‌حل برای حفظ منبع توان قابل‌اطمینان برای مصرف‌کنندگانی است که تحت تأثیر وقوع حوادث شدید قرار گرفته‌اند و می‌تواند به معنای ساخت مناطق خودمختار درون سیستم توزیع با حداقل عدم تعادل تولید - بار باشد. به‌تازگی این موضوع، علاقه‌مندان زیادی را از محققین سیستم توزیع به دست آورده است.

بخش‌بندی شبکه به زیرسیستم‌هایی مانند ریزشبکه‌ها انعطاف‌پذیری شبکه را بالا می‌برد [۱] نویسندگان [۲ و ۳] راه‌کارهایی ابتدایی را برای طراحی شبکه‌های هوشمند مبتنی بر ریزشبکه‌های مستقل در شبکه توزیع به‌منظور بهبود پایداری توان با تمرکز بر توانایی خوددرمانی، معرفی کرده‌اند. در مقالات [۴ و ۵]، طرح‌هایی برای جزیره‌سازی سیستم توزیع به‌منظور به‌حداقل‌رساندن تلفات سیستم و هزینه عملیاتی ارائه شده است. مقالات [۶ و ۷] روش‌هایی را برای برنامه‌ریزی و طراحی تقسیم کنترل‌شده سیستم‌های توزیع و ساخت ریزشبکه‌های خودکفا ارائه می‌دهند. مقاله [۸] الگوریتمی را برای منطقه‌بندی شبکه‌های توزیع نامتعادل در مقیاس بزرگ البته در شرایط خطا ارائه می‌دهد. اگرچه روش‌هایی برای تقسیم سیستم توزیع و جزیره‌سازی سیستم توزیع در مقالات [۲-۸] پیشنهاد شده است، اما این روش‌ها برای عملیات اضطراری مناسب نیستند و برای اهداف برنامه‌ریزی مناسب هستند.

جزیره‌سازی سیستم توزیع پس از یک خطا می‌تواند اقدامی برای کاهش پیامدهای قطع خدمات باشد [۹]. برای کاهش مدت‌زمان قطع، یک الگوریتم بازیابی توان توزیع باید (۱) تمام منابع موجود را برای بازیابی حداکثر تعداد مشتریان ترکیب کند و (۲) یک طرح بازیابی کارآمد ایجاد کند [۱۰ و ۱۱]. مقالات [۱۲-۱۴] روشی را برای بخش‌بندی سیستم توزیع جزیره‌شده به علت خطا ارائه کردند. امکان خطاهای هم‌زمان در [۱۲ و ۱۳]، قابلیت کنترل بارها در [۱۳] و تنظیم DG در [۱۳ و ۱۴] در نظر گرفته نشده است. در [۱۴]، هر بخش فقط شامل یک DG است. این روش برای سیستم‌هایی با منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر که ماهیت متناوب دارند مناسب نیست. مقالات [۱۵-۱۸]، به دلیل پیچیدگی مسئله تقسیم جزیره، آن را به‌صورت دو زیر مسئله حل کرده‌اند. در مرحله اول، مسئله بخش‌بندی را به‌صورت یک مسئله کوله‌پشتی درختی مدل‌سازی کرده و

⁴ Voltage Stability Index

² Distributed Generation

³ Optimal Power Flow

دارند. اما همان‌طور که در [۲۱] گفته شده است یک زیرسیستم جزیره‌ای با اینرسی کم به عدم تعادل توان حساس است، بنابراین در صورتی که تولید جزیره از بار جزیره کمتر باشد، کاهش سریع بار برای حفظ سریع یکپارچگی شبکه بسیار مهم است. بنابراین روش‌های حذف بار فرکانسی و حذف بار ولتاژی ارائه شده در آن مقالات به دلیل ماهیت گام‌به‌گام و زمان پردازش طولانی و تأخیر قطع بین پله‌ها بسیار کند بوده [۲۵] و منجر به حذف بار بیش‌از حد می‌شود.

از آنجایی که در شرایط اضطراری تصمیم‌گیری سریع در مورد اقدامات کنترلی ضروری است، بخش‌بندی جزیره بدون توجه به زمان مجاز برای اجرای اقدامات کنترلی ممکن است در عمل منجر به نقض حدود فرکانسی مجاز و فعال‌سازی رله‌های فرکانسی، تریپ DGها و خاموشی شود. مطالعات قبلی پارتیشن‌بندی جزیره، به این موضوع بیشتر به صورت استاتیکی پرداخته‌اند و حداکثر زمان در دسترس را برای اجرای اقدامات کنترلی، جنبه‌های دینامیکی و پایداری ولتاژ و فرکانس را در فرایند بخش‌بندی سیستم توزیع هوشمند جزیره‌ای در نظر نگرفته‌اند. بنابراین، طرح‌های پارتیشن‌بندی جزیره پیشنهادی آن‌ها نمی‌تواند پایداری بخش‌های حاصل را تضمین کند. علاوه بر این، مدل بخش‌بندی جزیره پیشنهادی آن‌ها به وضعیتی که تولید جزیره بیشتر از بار آن است نمی‌پردازد. از این رو نیاز به روشی که نگاهی عملی‌تر به این موضوع داشته باشد و پایداری ولتاژ و فرکانس را در طرح بخش‌بندی سیستم توزیع جزیره‌ای در نظر بگیرد، احساس می‌شود. بنابراین، نویسندگان در تحقیق قبلی [۲۶]، یک روش دومرحله‌ای برای بخش‌بندی شبکه توزیع هوشمند جزیره‌ای با در نظر گرفتن پایداری فرکانسی، DGهای کنترل‌پذیر و کنترل‌ناپذیر و تأخیر زمانی در اجرای اقدامات کنترلی ارائه شده است. اکنون در مقاله حاضر، علاوه بر در نظر گرفتن پایداری فرکانسی و حداکثر زمان در دسترس برای تصمیم‌گیری در مورد اقدامات کنترلی، پایداری ولتاژ استاتیکی نیز در نظر گرفته شده است. به گونه‌ای که شاخص پایداری ولتاژ (VSI) و حاشیه پایداری ولتاژ (VSM)^۵ به ترتیب در مدل حذف بار و در یافتن مرزهای بخش‌ها تحت تأثیر قرار گرفته‌اند. علاوه بر این، مدل پیشنهادی، بخش‌بندی جزایری که تولید آن‌ها بیش از بار کل آن‌ها

باشد را نیز پوشش می‌دهد. مدل حذف بار مورد استفاده در این مقاله دو هدفه و تک‌مرحله‌ای است که برای زیرسیستم‌های جزیره‌ای با اینرسی کم که نیاز به حذف سریع بار دارند مناسب است. بخش‌بندی جزیره نیز چندهدفه است و مرزهای بخش‌ها با هدف به حداکثر رساندن مقدار بار بازسازی شده/به‌حداقل رساندن هزینه عملیاتی و به حداکثر رساندن مقدار حاشیه پایداری ولتاژ با الگوریتم گورکن عسل خوار^۶ (HBA) به دست آمده است. مطالعات تجربی در [۲۷] برتری این الگوریتم را از نظر میزان همگرایی و تعادل اکتشاف - بهره‌برداری نسبت به سایر الگوریتم‌های بهینه‌سازی نشان می‌دهد. در این مقاله برای جبران ماهیت متغیر بارها و تولیدات تجدیدپذیر، بخشی از توان یکی از ژنراتورهای کنترل‌پذیر در هر بخش به عنوان رزرو در نظر گرفته می‌شود. روش پیشنهادی به دو نوع سیستم تست توزیع شعاعی (سیستم نوع ۱ دارای DGهای کنترل‌پذیر و سیستم نوع ۲ دارای DGهای کنترل‌پذیر و کنترل‌ناپذیر) اعمال گردیده و در چند سناریو نتایج با نتایج روش‌های دیگر مقایسه می‌شود. روش پیشنهادی نه تنها منجر به ایجاد بخش‌هایی می‌شود که فرکانس آن‌ها و ولتاژ باس‌ها در رنج مجاز می‌باشد بلکه بیشترین مقدار بار بازیابی شده و بیشترین ارزش بار و کمترین تلفات به دست می‌آید. همچنین تأثیر نوع شاخص پایداری ولتاژ در بخش‌بندی جزیره و رابطه آن با رزرو توان اکتیو و راکتیو بررسی می‌شود. مشاهده می‌شود در صورت در نظر گرفتن رزرو توان در فرایند بخش‌بندی، شاخص پایداری ولتاژی که در رابطه آن از توان اکتیو و راکتیو باس‌ها استفاده می‌شود، مقدار تابع شایستگی بهتری ارائه می‌دهد. نوآوری‌های این مقاله به شرح زیر است:

- ۱- ارائه یک روش عملی‌تر و چندهدفه برای بخش‌بندی سیستم توزیع هوشمند جزیره‌ای
- ۲- ارائه حذف بار تک‌مرحله‌ای و دو هدفه به منظور برقراری سریع تعادل توان اکتیو و راکتیو و با هدف حداکثر کردن ارزش بارهای باقیمانده و حداکثر کردن شاخص پایداری ولتاژ کل باس‌ها
- ۳- در نظر گرفتن شاخص پایداری ولتاژ در حذف بار و حاشیه پایداری ولتاژ در یافتن مرزهای بخش‌ها
- ۴- بررسی تأثیر نوع شاخص پایداری ولتاژ در بخش‌بندی جزیره و رابطه بین نوع شاخص پایداری ولتاژ با رزرو

^۵Voltage Stability Margin

^۶ Honey Badger Algorithm

توان در فرایند بخش‌بندی

مطالب مقاله به شرح زیر سازمان‌دهی شده است. بخش ۲ جزئیات و فرمول‌بندی مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد. در بخش ۳ چند مورد مطالعاتی شبیه‌سازی شده و نتایج ارائه و تحلیل شده و نتایج با نتایج مقالات قبل مقایسه شده است. در نهایت نتیجه‌گیری در بخش ۴ ارائه شده است.

۲- فرمول‌بندی مدل پیشنهادی بخش‌بندی جزیره پیشنهادی

هنگام وقوع یک خطای شدید، سیستم توزیع ممکن است به یک یا چند بخش تقسیم شود. در بخش متصل به شبکه کمبود توان اکتیو و راکتیو توسط شبکه اصلی جبران می‌شود و کنترل ولتاژ و فرکانس به راحتی انجام می‌شود اما در بخش جدا شده به علت عدم تعادل توان، کنترل ولتاژ و فرکانس چالش‌برانگیز خواهد بود و ممکن است منجر به ازدست‌رفتن بخش‌های جزیره‌ای شود. در این مقاله بخش‌بندی جزایر و ایجاد بخش‌های مستقل و خودکفا با حفظ پایداری فرکانسی و ولتاژی انجام می‌شود.

در کار قبلی‌مان در مرجع [۲۶] ذکر شده که بین اقدامات کنترلی (یعنی بین کلیدزنی مرز و تغییر تولید/بار) تأخیر زمانی وجود دارد. همچنین بین قطع خطا و اقدامات کنترلی هم تأخیر زمانی وجود دارد که بخشی از آن مربوط به زمانی است که طول می‌کشد در مورد اقدامات کنترلی تصمیم‌گیری شود که در واقع همان زمان اجرای الگوریتم حل مسئله است. در آن مقاله، درصدی از زمانی که طول می‌کشد فرکانس سیستم جزیره‌ای به علت عدم تعادل توان بدون اقدامات کنترلی به حد مجاز فرکانس برسد، به عنوان حداکثر زمان مجاز برای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شد. همچنین زمان توقف الگوریتم حل مسئله بخش‌بندی برابر این زمان فرض شد. بعلاوه، نشان داده شد که در صورتی که کلیدزنی مرز و حذف بار به‌طور هم‌زمان انجام شود نیازی به در نظر گرفتن قیود فرکانسی در فرایند بخش‌بندی نیست و همین در نظر گرفتن حداکثر زمان مجاز برای تصمیم‌گیری می‌تواند مانع از نقض حدود فرکانسی شود. اما در صورتی که بین کلیدزنی مرز و حذف بار تأخیر زمانی وجود داشته باشد به علت عدم تعادل توان بخش‌ها قبل از تغییر بار/تولید، فرکانس مجدد تغییر می‌کند. در صورتی که عدم تعادل توان بخش بالا و اینرسی معادل DG های آن بخش پایین باشد سرعت این تغییر فرکانس ممکن است بیشتر از سرعت

تغییر فرکانس قبل از کلیدزنی مرز باشد و ممکن است حدود مجاز فرکانس قبل از تغییر بار/ تولید نقض شود. بنابراین در این حالت، در نظر گرفتن قیود فرکانسی در فرایند بخش‌بندی ضرورت دارد.

همان‌طور که می‌دانید جزایری که تولید کل در آن‌ها بیشتر از بار کل می‌باشد یعنی $\Delta P_k > 0$ می‌باشد برای برقراری تعادل توان باید تولید ژنراتورهای کنترل‌پذیر را بر اساس هزینه عملیاتی کاهش داد و در جزایری که بار کل آن‌ها بیشتر از تولید کل آن‌ها می‌باشد یعنی $\Delta P_k < 0$ باید برای برقراری تعادل توان برنامه حذف بار اجرا شود. بنابراین ابتدا جزیره یا جزایر در یکی از دو دسته A ($\Delta P_k > 0$) یا B ($\Delta P_k < 0$) دسته‌بندی می‌شوند.

در این مقاله در صورت نیاز به حذف بار، بارهای بارزش کمتر و VSI کمتر حذف می‌شوند. پس از برقراری تعادل توان بخش‌ها با تغییر بار/تولید، فرکانس معادل (با فرض وجود تأخیر زمانی بین اقدامات کنترلی) و VSM هر بخش محاسبه می‌شود. اگر هر یک از این دو محدودیت‌های مجاز خود را نقض کنند، راه‌حلی که منجر به ایجاد آن بخش شده است رد می‌شود. در بین پاسخ‌های قابل قبول، راه‌حلی که بیشترین مقدار VSM و بیشترین مقدار ارزش بار بازبایی شده را داشته باشد به‌عنوان پاسخ نهایی پذیرفته می‌شود. در واقع، با این کار، VSM بخش‌ها حفظ می‌شود، میزان حاشیه پایداری ولتاژ استاتیکی بخش‌ها افزایش می‌یابد و پایداری ولتاژ استاتیکی نه‌تنها در حذف بار، بلکه در یافتن مرزهای بخش‌ها نیز تأثیر داده می‌شود. پس از تعیین اقدامات کنترلی اولیه، بخش بار بهینه برای تنظیم بخش‌ها و ارضای قیود عملیاتی سیستم انجام می‌شود.

جزئیات الگوریتم بخش‌بندی پیشنهادی در شکل (۱) نشان داده شده است و به‌صورت زیر می‌باشد:

گام اول: جمع‌آوری داده‌ها

گام دوم: محاسبه عدم تعادل توان برای هر ناحیه جزیره شده

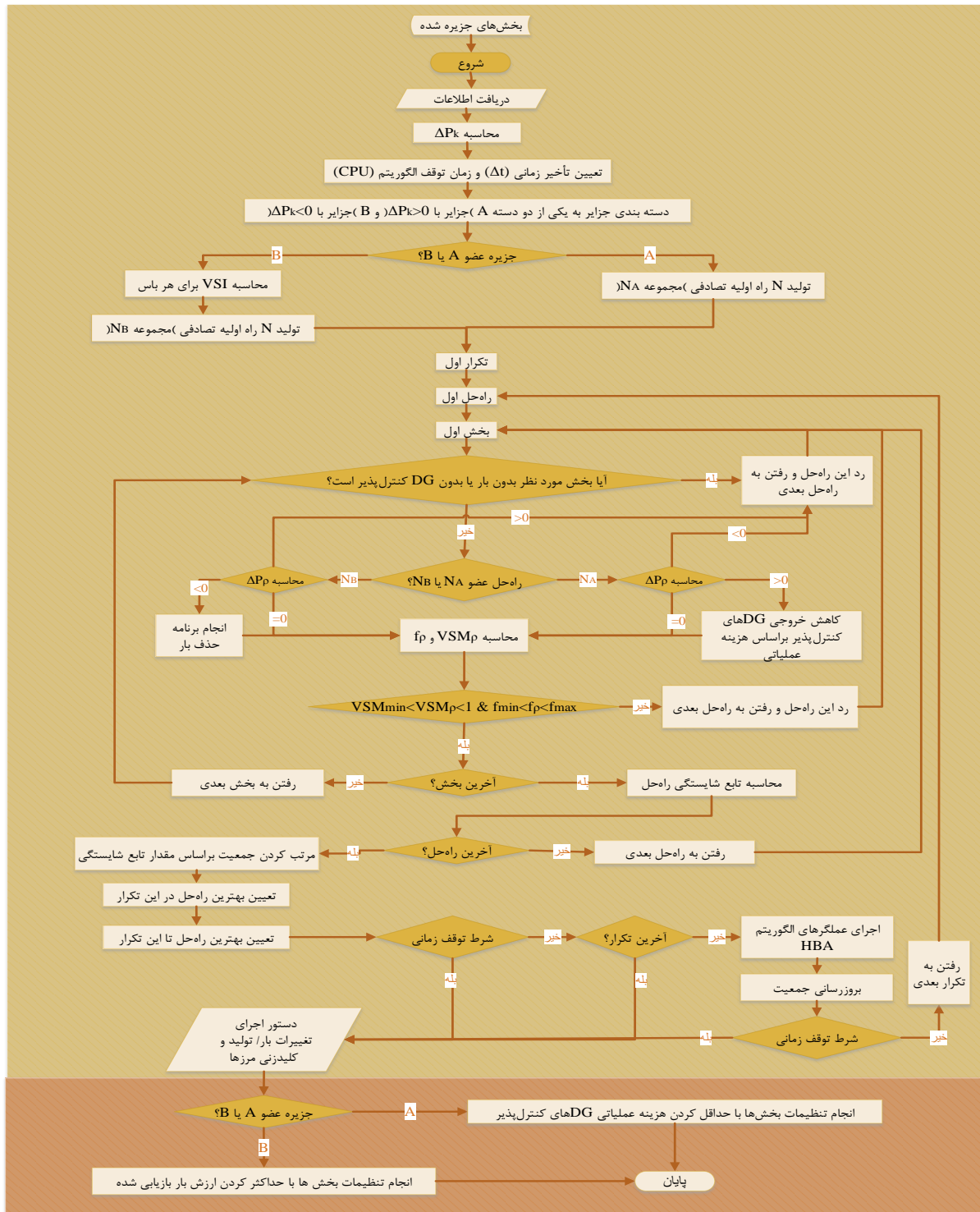
$$\Delta P_k = \sum_{j \in n_{DG,k}} P_{DG,j} - \sum_{i \in n_{L,k}} P_{L,i} \quad (1)$$

گام سوم: تعیین زمان اجرای برنامه الگوریتم بخش‌بندی پیشنهادی و زمان اجرای اقدامات کنترلی به‌صورت شرح داده شده در زیر بخش ۲-۱

گام چهارم: دسته‌بندی جزیره یا جزایر در یکی از دسته‌های A (جزایر با $\Delta P_k > 0$) یا دسته B (جزایر با $\Delta P_k < 0$).

می‌شود.
 گام ششم: بخش‌بندی جزیره/جزیره‌ها به صورت شرح داده‌شده در زیر بخش ۲-۳
 گام هفتم: انجام پخش بار بهینه و تنظیم بخش‌ها به صورت شرح داده‌شده در زیر بخش ۲-۴

گام پنجم: محاسبه شاخص پایداری ولتاژ باس‌ها به صورت شرح داده‌شده در زیر بخش ۲-۲ برای باس‌های جزایر دسته B. اطلاعات مورد نیاز برای محاسبه شاخص پایداری ولتاژ باس‌ها به صورت آنلاین در لحظه‌ی جزیره‌ای شدن سیستم توزیع از واحد اندازه‌گیری فازوری (PMU)^۷ دریافت



شکل ۱- فلوچارت مدل پیشنهادی

⁷ Phasor Measurement Unit

عملکرد بریکرها^۸، تأخیر ارتباطی بین مرکز کنترل و پست‌ها^۹ و... وجود دارد. اقدامات کنترلی مانند تغییر بار/ تولید (حذف بار یا کاهش توان تولیدی) و همچنین کلیدزنی مرزها با اجرای الگوریتم بخش‌بندی پیشنهادی به صورت هم‌زمان تعیین می‌شوند. می‌توان فرض کرد که اجرای آن‌ها هم به صورت هم‌زمان است اما در عمل ممکن است که تغییر بار/ تولید دیرتر از کلیدزنی مرزها اتفاق بیفتد. در صورتی که t_0 لحظه وقوع خطا، t_1 زمان قطع خطا، t_2 لحظه کلیدزنی مرزها و t_3 لحظه تغییر بار/ تولید باشد فرض می‌شود که:

$$t_2 = t_1 + \begin{cases} 1.2\Delta t, & \text{Simultaneous implementation} \\ \Delta t, & \text{Non-Simultaneous implementation} \end{cases} \quad (7)$$

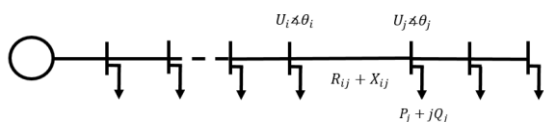
$$t_3 = t_1 + 1.2\Delta t \quad (8)$$

۲-۲- محاسبه شاخص پایداری ولتاژ باس‌ها

مقاله [۲۸] شاخص جدیدی برای ارزیابی پایداری ولتاژ در شبکه‌های توزیع ارائه می‌کند که علاوه بر سادگی در محاسبات، از سرعت و دقت بالایی نیز برخوردار است. این مزایا امکان استفاده از آن را در شبکه‌های توزیع با تعداد باس‌های زیاد را ممکن می‌سازد. رابطه این شاخص پایداری ولتاژ به صورت زیر است:

$$VSI_1 = U_i^2 - 4(P_j R_{ij} + Q_j X_{ij}) \geq 0 \quad (9)$$

Eq.9 سطح پایداری ولتاژ باس j (باس دریافت) شاخه ij را محاسبه می‌کند که U_i اندازه ولتاژ پریونیت باس i (باس ارسال)، P_j و Q_j به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو معادل باس j در واحد پریونیت، و R_{ij} و X_{ij} به ترتیب مقادیر پریونیت مقاومت و راکتانس شاخه ij هستند. نمونه‌ای از یک فیدر شبکه توزیع و شاخه‌ای از آن در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل ۲- نمونه از یک فیدر سیستم توزیع شعاعی و شاخه‌ای از آن

از آنجایی که در شبکه‌های هوشمند تشخیص سریع هر مشکلی از اهمیت بالایی برخوردار است نیاز است که شاخص علاوه بر داشتن دقت لازم از سرعت بالایی نیز برخوردار باشد. لذا نویسندگان مقاله [۲۸] شاخص پیشنهادی را برای قابل استفاده کردن آن در شبکه‌های

۲-۱- تعیین زمان اجرای برنامه الگوریتم بخش‌بندی

پیشنهادی و زمان اجرای اقدامات کنترلی

در شرایط اضطراری تصمیم‌گیری سریع در مورد اقدامات کنترلی بسیار مهم است و در مورد سیستم توزیعی که در اثر وقوع خطا جزیره‌ای شده است باید قبل از اینکه فرکانس سیستم به علت عدم تعادل توان به حد مجاز فرکانس برسد اقدامات کنترلی تعیین و اجرا شوند. تأخیر زمانی تقریبی بین لحظه قطع خطا و زمان تقریبی که طول می‌کشد تا فرکانس ناحیه جزیره شده k بدون انجام اقدامات کنترلی به حد مجازش برسد به صورت زیر تعیین می‌شود:

$$\Delta t_k = \frac{2 \times H_k \times \Delta f \times S_b}{\Delta P_k \times f_0} \quad (2)$$

که:

$$\Delta f = \pm 5\% f_0 \quad (3)$$

$$H_k = \frac{\sum_{i \in n_{dg,k}^c} H_i \times S_i}{S_b} \quad (4)$$

اگر سیستم توزیع به علت خطای شدید به چند جزیره تبدیل شده باشد این تأخیر زمانی تقریبی برابر با کمترین تأخیر زمانی به دست آمده می‌باشد:

$$\Delta t = \min(\Delta t_k) \quad \forall k \in n_k \quad (5)$$

زمانی که از این روش به دست می‌آید تقریبی است و عملکرد گاورنرها در نظر گرفته نشده است و از زمان واقعی و زمانی که از روش پیشنهادی مان در مقاله [۲۶] به دست می‌آید حداقل ۲۰-۳۰ درصد کمتر است. اما هدف داشتن یک زمان تقریبی برای دانستن این است که چقدر زمان برای تعیین اقدامات کنترلی در دسترس است و هرچه این زمان کمتر باشد حاشیه ایمن بیشتر می‌شود. در ضمن روش پیشنهادی این مقاله ساده‌تر است و سریع‌تر تأخیر زمانی را تعیین می‌کند. اقدامات کنترلی که با اجرای الگوریتم بخش‌بندی تعیین می‌شوند باید در زمانی کمتر از Δt به دست آیند. در این مقاله زمان اجرای الگوریتم بخش‌بندی (که به صورت شرط توقف زمانی برای الگوریتم بخش‌بندی تعیین می‌شود) برابر ۹۰٪ این زمان (Δt) در نظر گرفته می‌شود:

$$CPU = 90\% \Delta t \quad (6)$$

لازم به ذکر است که بین زمان تعیین اقدامات کنترلی و زمان اجرای آن‌ها تأخیر زمانی به دلایلی مانند تأخیر در

⁹ Substation

⁸ Circuit Breaker

Set parameters t_{max} , N , β , C .
 Initialize population with random positions.
 Evaluate the fitness of each honey badger position x_i using objective function and assign to f_i , $i \in [1, 2, \dots, N]$.
 Save best position x_{prey} and assign fitness to f_{prey} .
while $t \leq t_{max}$ **do**
 Update the decreasing factor α using (3) in [27].
 for $i = 1$ to N **do**
 Calculate the intensity I_i using Eq. (2) in [27].
 if $r < 0.5$ **then** r is random number between 0 and 1
 Update the position x_{new} using Eq. (4) in [27].
 else
 Update the position x_{new} using Eq. (6) in [27].
 end if
 Evaluate new position and assign to f_{new} .
 if $f_{new} \leq f_i$ **then**
 Set $x_i = x_{new}$ and $f_i = f_{new}$.
 end if
 if $f_{new} \leq f_{prey}$ **then**
 Set $x_{prey} = x_{new}$ and $f_{prey} = f_{new}$.
 end if
 end for
end while Stop criteria satisfied.
Return x_{prey}

شکل ۳- شبه کد الگوریتم HBA

همان‌طور که در [۲۶] بیان شده DG های کنترل‌ناپذیر نمی‌توانند به‌طور مستقل توان بارها را تأمین کنند بنابراین در هر بخش باید حداقل یک DG کنترل‌پذیر وجود داشته باشد. اگر در هر جزیره m تولید پراکنده کنترل‌پذیر وجود داشته باشد، آن جزیره حداکثر می‌تواند به m بخش تقسیم شود. در یک سیستم توزیع شعاعی برای تقسیم جزیره به m بخش نیاز است که $m-1$ کلید بسته باز شود. بنابراین در یک جزیره با m تولید پراکنده کنترل‌پذیر باید حداقل $m-1$ موقعیت کلید از بین کلیدهای موجود برای مرزهای بخش‌ها انتخاب شود. و در صورتی که n جزیره وجود داشته باشد و تعداد کل تولیدات پراکنده کنترل‌پذیر در جزایر برابر m باشد حداکثر تعداد $m-n$ کلید به‌عنوان مرزهای بخش‌ها باز می‌شوند. در این مقاله موقعیت مرزهای بخش‌ها و تعداد بخش‌ها با استفاده از الگوریتم HBA تعیین می‌شود به‌طوری‌که فرض می‌شود تعداد متغیرها $2m-2n$ می‌باشد که $m-n$ متغیر اول شماره موقعیت کلیدها و $m-n$ متغیر بعدی شامل اعداد صفر (کلید بسته) و ۱ (کلید باز) متناظر با $m-n$ متغیر اول می‌باشد.

در جزایر دسته A که توان تولیدی بیشتر از بار کل جزیره است برای تعادل توان باید توان تولیدی کاهش یابد و توان DG های کنترل‌پذیر با هدف کاهش هزینه عملیاتی آن‌ها مجدداً توزیع شود. در جزایر دسته B که بار کل بیشتر از

توزیع هوشمند توسعه داده و بهبود می‌بخشند، به‌طوری‌که شاخص نهایی فقط شامل دامنه و زاویه ولتاژ باس‌های ارسال و دریافت است. بنابراین زمان لازم برای محاسبه این شاخص کاهش می‌یابد و می‌تواند در شبکه‌های هوشمند استفاده شود.

$$VSI_2 = U_i^2 - 4[U_i U_j \cos(\theta_i - \theta_j) - U_j^2] \quad (10)$$

ما در این مقاله بیشتر از شاخص دوم استفاده می‌کنیم به‌جز در مواردی که رزرو توان داریم از شاخص اول که با توان باس‌ها سروکار دارد استفاده می‌کنیم چراکه منجر به نتایج بهتری می‌شود. توضیحات تکمیلی در بخش ۳-۵ ارائه شده است.

۲-۳- بخش‌بندی جزیره بر اساس الگوریتم

بهینه‌سازی گورکن عسل خوار HBA

الگوریتم HBA یک الگوریتم بهینه‌سازی فرا ابتکاری جدید است که رفتار جست‌وجوی گورکن عسل خوار را تقلید می‌کند. گورکن عسل خوار برای یافتن منبع غذایی یا بو می‌کشد و حفر می‌کند یا به دنبال پرنده راهنمای عسل می‌رود. حالت اول مد حفاری^{۱۰} و حالت دوم مد عسلی^{۱۱} نامیده می‌شود. در مد حفاری گورکن از قابلیت بویایی برای تقریب محل طعمه استفاده می‌کند. هنگامی که به آنجا می‌رسد در اطراف طعمه حرکت می‌کند تا محل مناسب را برای کندن و صید طعمه انتخاب کند. در مد دوم گورکن عسل خوار، پرنده راهنمای عسل را دنبال می‌کند تا موقعیت مستقیم کندو را پیدا کند. هدف HBA ایجاد تعادل بین توانایی‌های اکتشاف و استخراج با پیمایش مؤثر در فضای جست‌وجو و اجتناب از مناطق غیربهینه است. شبه کد این الگوریتم در شکل ۳ نشان داده شده است و جزئیات این الگوریتم و فرمول‌های اشاره‌شده در این شبه کد در مقاله [۲۷] آورده شده است. در [۲۷] کارایی HBA پیشنهادی از طریق ۲۴ تابع معیار استاندارد، ۲۹ تابع مجموعه آزمایشی CEC'17 و چهار مسئله طراحی مهندسی ارزیابی شده است. علاوه بر این، به‌منظور مقایسه منصفانه، بسیاری از تکنیک‌های بهینه‌سازی دیگر نیز در همان محیط آزمایشی تست شده‌اند. نتایج تجربی نشان داد که HBA به‌طور مؤثری برای حل مسائل با فضای جست‌وجوی پیچیده قابل استفاده است. مطالعه تجربی همچنین برتری را از نظر سرعت همگرایی و تعادل اکتشاف- استخراج^{۱۲} تأیید کرد.

¹² Exploration-exploitation balance

¹⁰ Digging mode

¹¹ Honey mode

تولید کل است برای تعادل توان حذف بار انجام می‌شود. از آنجایی که بارها و تولیدات پراکنده کنترل‌ناپذیر ماهیت متغیر دارند، بهتر است درصدی از ظرفیت یکی از DG های کنترل‌پذیر در هر بخش به‌عنوان رزرو برای جبران این تغییرات توان در نظر گرفته شود. مقدار این توان رزرو می‌تواند برابر با درصدی از بار بخش (C_1) و درصدی از توان DG های کنترل‌ناپذیر بخش (C_2) باشد. بنابراین عدم تعادل توان هر بخش با معادله (۱۱) به‌صورت زیر به دست می‌آید:

$$\Delta P_p = \sum_{j \in N_{dg^c, \rho}} P_{DG, j} + (1 - C_2) \sum_{j \in N_{dg^{uc, \rho}}} P_{DG, j} - (1 + C_1) \sum_{i \in N_{l, \rho}} P_{L, i} \quad (11)$$

گام‌های الگوریتم پیشنهادی بخش‌بندی جزیره بر اساس الگوریتم HBA به‌صورت زیر بیان می‌شود:

❖ تولید N راه‌حل تصادفی اولیه برای جزایر دسته A و B که به ترتیب با NA و NB نشان داده می‌شوند.

❖ برای هر تکرار

• برای هر راه‌حل

○ برای هر بخش

▪ اگر بخش بدون بار یا بدون تولید پراکنده کنترل‌پذیر است، راه‌حل متناظر را با بی‌ارزش کردن تابع شایستگی راه‌حل رد کنید.

▪ برای راه‌حل‌هایی که عضو NA هستند (مجموعه راه‌حل‌های جزیره با $\Delta P_k > 0$):

- اگر بار کل بخش بزرگ‌تر از تولید کل بخش باشد ($\Delta P_p < 0$) راه‌حل با بی‌ارزش کردن تابع شایستگی آن رد شود.

- اگر تولید بخش بیشتر از بار بخش باشد ($\Delta P_p > 0$) برای برقراری تعادل توان، خروجی تولیدات پراکنده کنترل‌پذیر بر اساس هزینه عملیاتی کاهش یابد.

▪ برای راه‌حل‌هایی که عضو NB هستند (مجموعه راه‌حل‌های جزیره با $\Delta P_k < 0$):

- اگر تولید کل بخش بیشتر از بار کل بخش باشد ($\Delta P_p > 0$) راه‌حل با بی‌ارزش کردن تابع شایستگی آن رد شود.

- اگر بار کل بخش بیشتر از تولید کل بخش باشد ($\Delta P_p < 0$) برای برقراری تعادل توان حذف بار تک‌مرحله‌ای دو هدفه با هدف حداکثر کردن ارزش بارهای باقیمانده و حداکثر کردن شاخص پایداری ولتاژ کل باس‌های بخش به‌صورت بیان‌شده در زیر بخش ۲-۳-۱ انجام شود.

▪ در صورت فرض وجود تأخیر زمانی بین اقدامات کنترلی، فرکانس هر بخش باید طبق روش ذکرشده در مقاله قبلی‌مان در [۲۶] تعیین شود.

▪ حاشیه پایداری ولتاژ هر بخش به‌صورت بیان‌شده در زیر بخش ۲-۳-۲ محاسبه شود.

▪ اگر حاشیه پایداری ولتاژ برای هر بخش یا فرکانس معادل بخش در رنج مجاز نبود راه‌حل با بی‌ارزش کردن تابع شایستگی آن رد شود.

○ تابع شایستگی برای هر راه‌حل به‌صورت بیان‌شده در زیر بخش ۲-۳-۳ محاسبه شود.

- برای راه‌حل‌های عضو NA هدف حداقل کردن هزینه عملیاتی و حداکثر کردن حاشیه پایداری ولتاژ استاتیکی کل بخش‌ها است.

- برای راه‌حل‌های عضو NB هدف حداکثر کردن ارزش بارهای باقیمانده و حداکثر

$$x_i^{LSh} \in \begin{cases} [0,1] \\ \{0,1\} \end{cases} \quad \begin{matrix} i \in n_{cl100,\rho} \\ otherwise \end{matrix} \quad \forall \rho \in n_\rho \quad (16)$$

۲-۳-۲- محاسبه حاشیه پایداری ولتاژ

در اینجا حاشیه پایداری ولتاژی به‌عنوان شاخصی برای یافتن مرزهای بخش‌هایی با حاشیه پایداری ولتاژ بهتر استفاده می‌شود. به‌طوری‌که راه‌حل‌هایی که منجر به ایجاد بخش‌هایی با حاشیه پایداری ولتاژ پایین شده و قید حاشیه پایداری ولتاژ را نقض کنند رد می‌شوند. برای محاسبه VSM از روش استفاده‌شده در مقاله [۲۹] استفاده می‌شود. ابتدا شاخص L_l که سطح بارگذاری شاخه‌ی l را نشان می‌دهد محاسبه می‌شود (معادله ۱۷) که مقدار آن بین صفر تا یک خواهد بود. سپس حاشیه پایداری ولتاژ برای هر فیدر بخش با معادله (۱۸) به دست می‌آید که مقداری بین صفر تا یک خواهد داشت. نمونه‌ای از فیدر یک سیستم توزیع شعاعی و شاخه‌ای از آن در شکل (۲) نشان داده شده است.

$$L_l = \left[2 \frac{U_j}{U_i} \cos(\theta_i - \theta_j) - 1 \right]^2 \quad (17)$$

$$VSM_f = \prod_{l \in n_{br,f}} L_l \quad (18)$$

$$VSM_\rho = \min(VSM_f) \quad \forall f \in n_{f,\rho} \quad (19)$$

$$VSM_{Total} = \min(VSM_\rho) \quad \forall \rho \in n_\rho \quad (20)$$

VSM برای هر بخش برابر با کمترین حاشیه پایداری ولتاژ فیدرهای آن بخش خواهد بود (معادله ۱۹). VSM کل بخش‌ها کمترین VSM بخش‌ها خواهد بود (معادله ۲۰). بر اساس [۲۹] رنج مناسب VSM برای اینکه پروفیل ولتاژ مقادیر استاندارد داشته باشد به‌صورت زیر خواهد بود:

$$0.67 \leq VSM_{Total} \leq 1 \quad (21)$$

۲-۳-۳- تابع شایستگی

تابع شایستگی الگوریتم پیشنهادی بخش‌بندی جزیره برای جزایر دسته A ($\Delta P_k > 0$) برابر خواهد بود با حداقل کردن هزینه تولید توان تولیدات پراکنده کنترل‌پذیر و حداکثر کردن حاشیه پایداری ولتاژ کل بخش‌ها به‌صورت بیان شده در زیر:

$$fitness = \min \left(\sum_{j \in n_{dg^c,k}} C_j(P_{DG,j}) - VSM_{Total} \right) \quad (22)$$

کردن حاشیه پایداری ولتاژ استاتیکی کل

بخش‌ها است.

- جمعیت بر اساس مقدار تابع شایستگی مرتب شود.
 - بهترین راه‌حل در این تکرار تعیین شود.
 - بهترین راه‌حل تا این تکرار تعیین شود.
 - شرط توقف زمانی چک شود.
 - شرط توقف تکرار چک شود.
 - عملگرهای الگوریتم گورکن عمل خوار اجرا شود.
 - جمعیت به‌روزرسانی شود.
 - شرط توقف زمانی مجدداً چک شود.
- ❖ دستور اجرای کلیدزنی مرزها و تغییرات بار/ تولید بر اساس بهترین راه‌حل به‌دست‌آمده صادر شود.

۲-۳-۱- حذف بار

هنگامی‌که در بخش، بار کل بیشتر از توان تولیدی است باید بخشی از بار حذف شود تا تعادل توان برقرار شود. در این مقاله حذف بار با برنامه‌نویسی خطی عدد صحیح مختلط و با هدف حداکثر کردن ارزش بارهای باقیمانده و حداکثر کردن شاخص پایداری ولتاژ کل باس‌ها (معادله ۱۳) و به‌شرط کمتر یا برابر بودن توان اکتیو و راکتیو بار کل بخش از تولید کل توان اکتیو و راکتیو بخش (به ترتیب معادلات ۱۴ و ۱۵) حل می‌شود. برای بارهایی که کاملاً کنترل‌پذیرند مقدار x_i^{LSh} می‌تواند مقداری بین ۰ و ۱ باشد. در غیر این صورت مقدار آن تنها یکی از مقادیر ۰ و ۱ خواهد بود که مقدار ۰ به معنای حذف بار آن باس است.

$$value_i = v_i \times P_{L,i} \quad \forall i \in n_{l,\rho}, \quad \forall \rho \in n_\rho \quad (12)$$

$$\max f_{LSh} = \sum_{i \in n_{l,\rho}} value_i \times VSI_i \times x_i^{LSh} \quad \forall \rho \in n_\rho \quad (13)$$

$$(1 + C_1) \sum_{i \in n_{l,\rho}} P_{L,i} \times x_i^{LSh} \quad (14)$$

$$\leq \sum_{j \in n_{dg^c,\rho}} P_{DG,j} + (1 - C_2) \sum_{j \in n_{dg^{uc},\rho}} P_{DG,j} \quad \forall \rho \in n_\rho$$

$$(1 + C_1) \sum_{i \in n_{l,\rho}} Q_{L,i} \times x_i^{LSh} \quad (15)$$

$$\leq \sum_{j \in n_{dg^c,\rho}} Q_{DG,j} + (1 - C_2) \sum_{j \in n_{dg^{uc},\rho}} Q_{DG,j} \quad \forall \rho \in n_\rho$$

می‌شود. به این صورت که اگر بار جزیره اولیه بیشتر از تولید آن باشد، DG ها در حداکثر ظرفیت خود مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند و در OPF از کاهش بارهای کنترل‌پذیر برای رضای قیود و تلفات استفاده می‌شود. اگر تولید جزیره اولیه بیشتر از بار آن باشد، از توزیع مجدد DG ها برای برقراری قیود و تلفات استفاده می‌شود. برای مشاهده فرمول‌ها و توضیحات بیشتر به زیربخش ۲-۲ مقاله [۲۶] مراجعه شود.

۳- شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

برای ارزیابی عملکرد الگوریتم بخش‌بندی جزیره پیشنهادی از سیستم توزیع شعاعی ۶۹ باسه PG&E استفاده می‌شود (شکل ۴) که بار کل آن 3.8MW و 2.69Mvar و سطح ولتاژ آن 12.66 kV است. اطلاعات باس‌ها و خطوط در [۳۰] و اطلاعات کنترل‌پذیری و ضریب اولویت بارها، ظرفیت خطوط، اطلاعات DG های کنترل‌پذیر و کنترل‌ناپذیر، گاورنر و AVR در [۲۶] داده شده است. ارزیابی‌های عددی در نرم‌افزار MATLAB R2018b روی لپ‌تاپ با پردازنده Core i7 اینتل با فرکانس ۲/۷ گیگاهرتز انجام شده است.

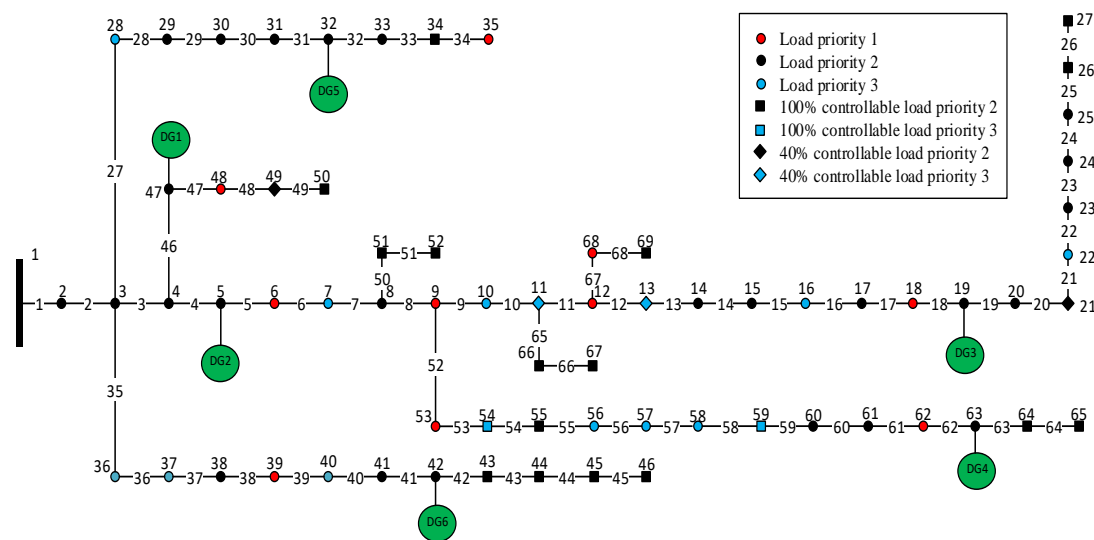
تابع شایستگی برای جزایر دسته B ($\Delta P_k < 0$) برابر خواهد بود با حداکثر کردن ارزش بارهای باقیمانده و حداکثر کردن حاشیه پایداری ولتاژ کل بخش‌ها به صورت بیان شده در زیر:

$$f_{fitness} = \max \left(\sum_{i \in n_{i,k}} v_i P_{L,i} + VSM_{Total} \right) \quad (23)$$

در تابع هدف (23) مقدار ارزش بارها نسبت به مقدار حاشیه پایداری ولتاژ اندازه بزرگی دارد و باعث نادیده گرفتن VSM_{Total} می‌شود. از این رو در این تابع از مقادیر پروینیت برای توان بارها ($P_{L,i}$) استفاده شده تا اثر حاشیه پایداری ولتاژ را نیز بتوان در نظر گرفت.

۲-۴- پخش بار بهینه و تنظیمات بخش‌ها

در این مرحله، برای پاسخ نهایی به دست‌آمده از الگوریتم بخش‌بندی مبتنی بر HBA، به منظور در نظر گرفتن تلفات و برقراری قیود عملیاتی سیستم پخش بار بهینه مشابه کار قبلی‌مان در مقاله [۲۶] انجام می‌شود. در این مرحله، برای پاسخ نهایی به دست‌آمده از الگوریتم مبتنی بر HBA، برای در نظر گرفتن تلفات و رضای محدودیت‌های عملیاتی سیستم، OPF مشابه کار قبلی ما در مقاله [۲۶] انجام

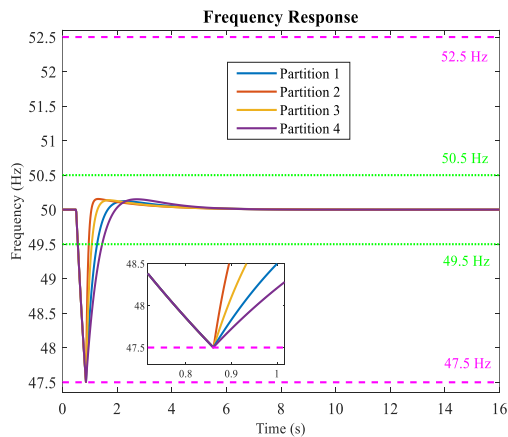


شکل ۴- سیستم توزیع ۶۹ باسه PG&E

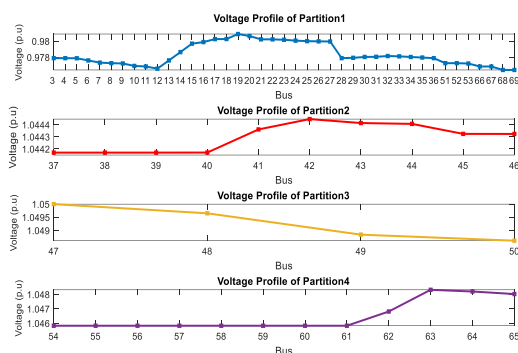
فرض می‌شود تمام DG ها کنترل‌پذیر هستند. عدم تعادل توان جزیره در این حالت 1662.19 kW است که به علت بیشتر بودن بار کل جزیره از تولید کل، جزیره در دسته B قرار می‌گیرد. با این عدم تعادل توان و با معادله (۲) مقدار تقریبی تأخیر بین fault tripping و زمان رسیدن فرکانس سیستم جزیره‌ای به حد فرکانس، ۳۰۰ میلی‌ثانیه خواهد

۳-۱- مورد مطالعاتی اول: بخش‌بندی سیستم توزیع هوشمند جداشده از شبکه بالادست در صورت اجرای هم‌زمان اقدامات کنترلی

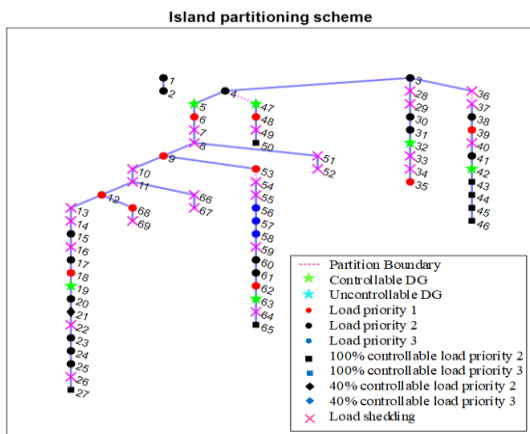
فرض می‌شود یک خطای شدید سه‌فاز به زمین در $t_0=0$ s در خط ۲ اتفاق افتاده است و fault tripping در $t_1=0.5$ اتفاق می‌افتد و سیستم توزیع جزیره‌ای می‌شود. همچنین



شکل ۵- پاسخ فرکانسی بخش‌ها در مورد مطالعاتی اول (قطع شبکه بالادست و اجرای هم‌زمان اقدامات کنترلی)



شکل ۶- مشخصه ولتاژ باس‌ها در مورد مطالعاتی اول (قطع شبکه بالادست و اجرای هم‌زمان اقدامات کنترلی)



شکل ۷- طرح بخش‌بندی جزیره به‌دست‌آمده برای مورد مطالعاتی اول (قطع شبکه بالادست و اجرای هم‌زمان اقدامات کنترلی)

بود. اگرچه این مقدار به علت در نظر نگرفتن عملکرد گاورنر کمتر از مقدار واقعی خواهد بود اما می‌تواند یک حاشیه ایمن برای دانستن زمان در دسترس برای تصمیم‌گیری در مورد اقدامات کنترلی ایجاد کند. شرط توقف زمانی برای الگوریتم بخش‌بندی برابر ۹۰ درصد این زمان یعنی ۲۷۰ میلی‌ثانیه فرض می‌شود. در مورد مطالعاتی اول فرض می‌شود که اقدامات کنترلی به‌طور هم‌زمان در $t_2=t_3=0.86$ s اجرا می‌شوند. پاسخ فرکانسی و مشخصه ولتاژ باس‌های بخش‌ها به ترتیب در شکل (۵) و (۶) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌کنید فرکانس بخش‌ها و ولتاژ باس‌ها در رنج مجاز می‌باشد. نتایج حذف بار و بخش‌بندی در شکل (۷) و جدول ۱ نشان داده شده است. همان‌طور که می‌بینید راه‌حل از چهار بخش تشکیل شده و نتایج حذف بار و کنترل بار مشخص است. با مقایسه مقدار بار بازیابی شده کل و تلفات با مقالات قبلی در جدول ۲ مشاهده می‌شود که بیشترین مقدار بار بازیابی شده کل و بیشترین مقدار ارزش بار بازیابی شده کل و کمترین مقدار تلفات به‌دست‌آمده است.

۳-۲- مورد مطالعاتی دوم: بخش‌بندی سیستم توزیع هوشمند جداشده از شبکه بالادست در صورت اجرای غیر هم‌زمان اقدامات کنترلی

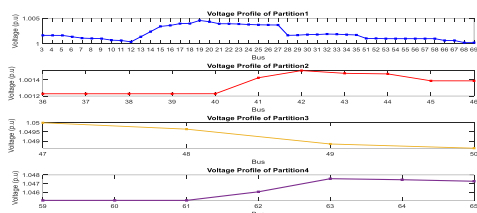
در این مورد شرایط خطا مانند مورد مطالعاتی قبل است فقط بین اجرای اقدامات کنترلی تأخیر زمانی وجود دارد. فرض می‌شود که کلیدزنی مرز در $t_2=0.8$ s و حذف بار در $t_3=0.86$ s اجرا می‌شود. پاسخ فرکانسی بخش‌ها و مشخصه ولتاژ باس‌ها به ترتیب در شکل‌های (۸) و (۹) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود فرکانس بخش‌ها و ولتاژ باس‌ها در رنج مجاز می‌باشد و ولتاژ اکثر بار در شکل (۱۰) و نتایج کلی بخش‌بندی در جدول ۳ آورده شده است. راه‌حل شامل ۳ بخش است و مقدار بار بازیابی شده کل ۲۱۳۵.۵۴۲۹ kW می‌باشد و از بار بازیابی شده مقاله [۲۶] در شرایط مشابه که مقدار بار بازیابی شده آن ۲۱۳۴.۵۶۳kW به‌دست‌آمده بود بیشتر می‌باشد.

جدول ۱- خروجی طرح بخش‌بندی جزیره برای مورد مطالعاتی اول (قطع شبکه بالادست و اجرای هم‌زمان اقدامات کنترلی)

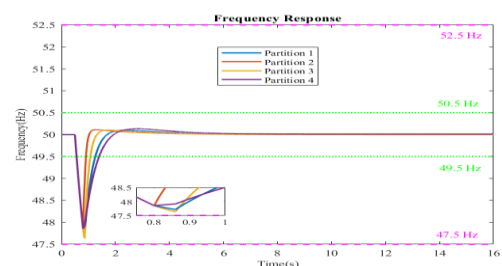
خط ۳۶-۳۷، خط ۴-۴۷ و خط ۵۳-۵۴											مرز بخش‌ها	
بخش ۴			بخش ۳			بخش ۲			بخش ۱		عدم تعادل توان تولید-بار (kW)	
-۴۱۲/۴			-۵۹۸/۴			-۵۹/۶۴			-۵۹۱/۷۵			
۵۴، ۵۵، ۵۹ و ۶۴			۴۹			۳۷ و ۴۰			۷، ۸، ۱۰، ۱۱، ۱۳، ۱۴، ۱۶، ۲۲، ۲۶، ۲۸، ۲۹، ۳۳، ۳۴، ۳۶، ۵۱، ۵۲، ۵۶، ۶۷ و ۶۹		حذف بار	
۳۳/۳۳۷۸ کیلووات از باس ۶۵			۲۱۳/۸۳۸۵ کیلووات از باس ۵۰			۰/۰۰۴۴ کیلووات از باس ۴۳ و ۹/۶۴۴ کیلووات از باس ۴۵			۱/۰۱ کیلووات از باس ۲۱ و ۲/۹۵۱۸ کیلووات از باس ۲۷		مقدار بار کنترل‌شده (kW)	
۳/۳۳۷۸			۰/۱۳۸۵			۰/۰۱۱۹			۱/۰۱۱۷		تلفات توان هر بخش (kW)	
۳۹	۳۵	۲۷	۲۴	۲۱	۲۰	۱۸	۱۷	۱۲	۹	۶	شماره باس	بار بازیابی شده
۲۴	۶	۱۱/۰۴۸۲	۲۸	۱۱۲/۹۹	۱	۶۰	۶۰	۱۴۵	۳۰	۲/۶	توان (kW)	
۶۸	۶۵	۶۲	۶۱	۵۳	۵۰	۴۸	۴۶	۴۵	۴۳	۴۱	شماره باس	
۲۸	۲۰/۶۲۲	۳۲	۱۲۴۴	۴/۳۵	۱۷۰/۸۶۱۵	۷۹	۳۹/۲۱۶۳	۲۹/۵۷۶۲	۵/۹۹۵۶	۱/۲	توان (kW)	
۲۱۳۵/۵											مقدار بار بازیابی شده کل (kW)	
۹۹/۷۹											نسبت بار بازیابی شده کل به تولید در دسترس (%)	
۵۸۳۴۰/۵											ارزش کل بار	
۴/۴۹۹۹											تلفات شبکه (kW)	
۰/۲۱											نسبت تلفات شبکه به بار بازیابی شده کل (%)	
۱۶۶۶/۶۹											حذف بار کل (kW)	
۱/۰۵ پریونیت در باس ۴۷											حداکثر	ولتاژ باس (p.u)
۰/۹۷۶ پریونیت در باس ۶۸											حداقل	

جدول ۲- مقایسه نتایج روش پیشنهادی با نتایج سایر مقالات در مورد مطالعاتی اول (قطع شبکه بالادست و اجرای هم‌زمان اقدامات کنترلی)

روش‌ها	روش مرجع [۱۵]	روش مرجع [۱۶]	روش مرجع [۱۸]	روش مرجع [۲۰]	روش مرجع [۲۶]	روش پیشنهادی
بار بازیابی شده کل (kW)	۲۱۱۱/۸۲	۲۰۶۲/۸۷	۲۱۲۸/۶۷	۲۱۳۴/۹۷	۲۱۳۴/۶۶۹	۲۱۳۵/۵
نسبت بار بازیابی شده کل به تولید در دسترس (%)	۹۸/۶۸	۹۶/۳۹	۹۹/۴۷	۹۹/۷۶	۹۹/۷۵	۹۹/۷۹
تلفات شبکه (kW)	۵/۳۶	۶/۹۳	۷/۰۶	۵/۰۶۴	۵/۳۳۱	۴/۵
ارزش کل بار بازیابی شده	-	۵۶۱۹۷/۴	۵۷۱۱۹	۵۸۳۳۵/۲	۵۸۳۳۲/۲	۵۸۳۴۰/۵



شکل ۹- منحنی مشخصه ولتاژ باس‌های بخش‌ها در مورد مطالعاتی دوم (قطع شبکه بالادست و اجرای غیر هم‌زمان اقدامات کنترلی)



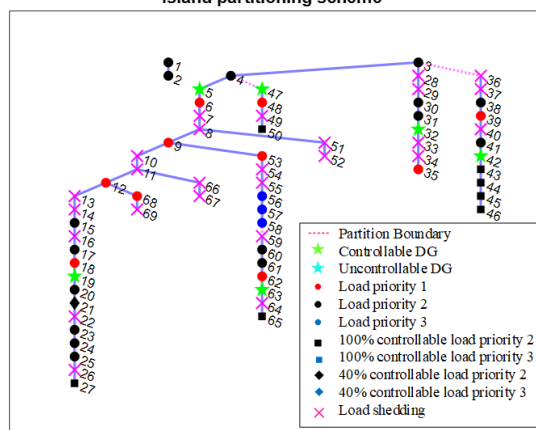
شکل ۸- پاسخ فرکانسی بخش‌ها در مورد مطالعاتی دوم (قطع شبکه بالادست و اجرای غیر هم‌زمان اقدامات کنترلی)

جدول ۳- خروجی طرح بخش‌بندی جزیره برای مورد مطالعاتی دوم (قطع شبکه بالادست و اجرای غیر هم‌زمان اقدامات کنترلی)

خط ۳-۳۶، خط ۴-۴۷ و خط ۵۸-۵۹											مرز بخش‌ها		
بخش ۴			بخش ۳			بخش ۲			بخش ۱			عدم تعادل توان تولید-بار (kW)	
-۳۶۲/۰۰			-۵۹۸/۴			-۸۵/۶۴			-۶۱۶/۱۵				
۶۵ و ۵۹			۴۹			۳۴ و ۳۳، ۲۹، ۲۸			۲۷، ۲۲، ۱۶، ۱۴، ۱۳، ۱۱، ۱۰، ۸، ۷، ۵۵، ۵۴، ۵۲، ۵۱، ۳۴، ۳۳، ۲۹، ۲۸، ۶۹ و ۶۷، ۶۶			حذف بار	
۲۰۶/۳۲۲۹ کیلووات از باس ۶۴			۲۱۳/۸۳۸۵ کیلووات از باس ۵۰			۰/۰۰۵۴ کیلووات از باس ۴۵ و ۸/۴۴۷۵ کیلووات از باس ۴۶			۳/۸۳۱۳ و ۲۱ کیلووات از باس ۲۶ کیلووات از باس ۲۶			مقدار بار کنترل‌شده (kW)	
۳/۳۲۲۹۳			۰/۱۳۸۴۶			۰/۰۱۲۹۶			۰/۸۸۹۲۷			تلفات توان هر بخش (kW)	
۳۹	۳۵	۲۶	۲۴	۲۱	۲۰	۱۸	۱۷	۱۲	۹	۶	شماره باس	بار بازیابی شده	
۲۴	۶	۱۰/۱۶۸۷	۲۸	۱۱۳/۹۹۲۰	۱	۶۰	۶۰	۱۴۵	۳۰	۲/۶	توان (kW)		
	۶۸	۶۴	۶۲	۶۱	۵۳	۵۰	۴۸	۴۶	۴۵	۴۳	شماره باس		
	۲۸	۲۰/۶۷۷۱	۳۲	۱۲۴۴	۴/۳۵	۱۷۰/۸۶۱۵	۷۹	۳۰/۷۷۲۵	۳۹/۲۱۴۶	۶	توان (kW)		
۲۱۳۵/۶۳۶۳۶											مقدار بار بازیابی شده کل (kW)		
۹۹/۷۹۶۱											نسبت بار بازیابی شده کل به تولید در دسترس (%)		
۵۸۳۸۵/۵											ارزش کل بار		
۴/۳۶۳۶۴											تلفات شبکه (kW)		
۰/۲۰۴۳											نسبت تلفات شبکه به بار بازیابی شده کل (%)		
۱۶۶۶/۵۵۳۶۴											حذف بار کل (kW)		
۱/۰۵ پریونیت در باس ۶۳											ولتاژ باس حداکثر		
۱/۰۱۲۵ پریونیت در باس ۳۶											ولتاژ باس حداقل (p.u)		

خطا در $t_1=0.5$ s اتفاق می‌افتد و سیستم توزیع به دو جزیره تبدیل می‌شود. در این مورد فرض می‌شود که اقدامات کنترلی به‌طور هم‌زمان اجرا می‌شوند. پاسخ فرکانسی و پاسخ ولتاژی بخش‌ها به ترتیب در شکل (۱۱) و (۱۲) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌کنید فرکانس بخش‌ها و ولتاژ باس‌ها در رنج مجاز می‌باشند. نتایج حذف بار و بخش‌بندی در شکل (۱۳) و جدول ۴ نشان داده شده است. همان‌طور که می‌بینید راه‌حل از ۴ بخش تشکیل شده و نتایج حذف بار و کنترل بار مشخص است و با مقایسه مقدار بار بازیابی شده کل و تلفات با مقالات قبلی در جدول ۵ مشاهده می‌شود که بیشترین مقدار بار بازیابی شده کل و بیشترین مقدار ارزش بار بازیابی شده کل و کمترین مقدار تلفات به‌دست‌آمده است.

Island partitioning scheme



شکل ۱۰- طرح بخش‌بندی برای مورد مطالعاتی دوم (قطع شبکه بالادست و اجرای غیر هم‌زمان اقدامات کنترلی)

۳-۳- مورد مطالعاتی سوم: بخش‌بندی جزیره هنگام وقوع خطای چندگانه

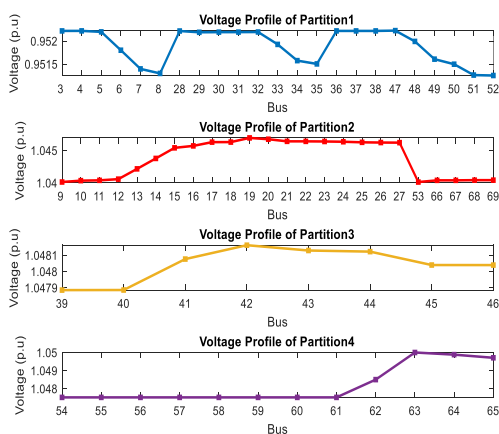
فرض می‌شود دو خطای شدید سه‌فاز به زمین در $t_0=0$ s در خطوط ۲ و ۸ به‌طور هم‌زمان اتفاق افتاده است و قطع

جدول ۴- خروجی طرح بخش‌بندی جزیره برای مورد مطالعاتی سوم (خطای چندگانه)

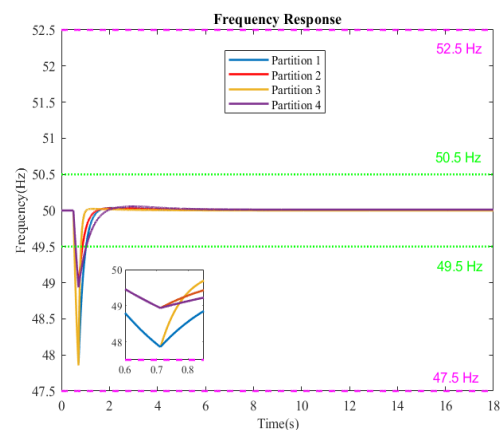
۵۳-۵۴/۳۸-۳۹												مرز بخش‌ها		
بخش ۴			بخش ۳			بخش ۲			بخش ۱			عدم تعادل توان تولید-بار (kW)		
-۴۱۲/۴			-۳۳/۶۴			-۴۰۲/۱۵			-۸۱۴					
۶۴، ۵۹، ۵۵، ۵۴			۴۰			۶۶، ۲۴، ۲۲، ۱۷، ۱۶، ۱۴، ۱۳، ۱۱، ۱۰			۴۹، ۳۷، ۳۶، ۲۸، ۷			حذف بار		
۶۵ در باس ۳۸/۳۲۶۷			۹/۶۴ در باس ۰/۰۱۱۸، ۴۵ در باس ۴۶			۲۱ در باس ۰/۱۰۶، ۲۶ در باس ۰/۳۵			۵۲ در باس ۰/۱۹۷۳، ۵۰ در باس ۰/۱۹۷۳			مقدار بار کنترل‌شده (kW)		
۳/۳۲۶۷			۰/۰۱۱۸			۱/۷۰۲۴			۰/۱۹۷۳			تلفات توان هر بخش (kW)		
۳۹	۳۵	۳۴	۳۳	۲۹	۲۷	۲۶	۲۱	۲۰	۱۸	۱۲	۹	۸	۶	شماره باس
۲۴	۶	۱۹/۵	۱۴	۲۶	۱۲/۳۰۸۲	۳/۵	۱۱۳/۹۸۹۳	۱	۶۰	۱۴۵	۳۰	۷۵	۲/۶	توان (kW)
	۶۸	۶۵	۶۲	۶۱	۵۳	۵۲	۵۱	۵۰	۴۸	۴۶	۴۵	۴۳	۴۱	شماره باس
	۲۸	۳۰/۶۷۳۳	۳۲	۱۲۴۴	۴/۳۵	۳/۴۰۲۷	۴۰/۵	۷۳/۸	۷۹	۳۹/۲۰۸۲	۲۹/۵۸	۶	۱/۲	توان (kW)
۲۱۳۴/۷۶۱۸												مقدار بار بازیابی شده کل (kW)		
۹۹/۷۵												نسبت بار بازیابی شده کل به تولید در دسترس (%)		
۵۸۳۳۳/۱۲												ارزش کل بار		
۰/۹۹۷												مقدار VSM		
۵/۲۳۸۲												تلفات شبکه (kW)		
۰/۲۴۵												نسبت تلفات شبکه به بار بازیابی شده کل (%)		
۱۶۶۷/۴۲۸۲												حذف بار کل (kW)		
۶۳ در باس ۱/۰۵												حداکثر (p.u)		
۵۲ در باس ۰/۹۵۱۳												حداقل		

جدول ۵- مقایسه نتایج روش پیشنهادی با نتایج سایر مقالات در مورد مطالعاتی سوم (خطای چندگانه)

روش پیشنهادی	روش مرجع [۲۶]	روش مرجع [۲۰]	روش‌ها
۲۱۳۴/۷۶۲	۲۱۳۴/۵۶۳	۲۱۲۷/۱۵	بار بازیابی شده کل (kW)
۹۹/۷۵	۹۹/۷۴۶	۹۹/۴	نسبت بار بازیابی شده کل به تولید در دسترس (%)
۵/۲۳۸	۵/۴۳۷	۱۲/۸۵	تلفات شبکه (kW)
۵۸۳۳۳/۱۲	۵۸۳۳۱/۱۳	۵۸۲۵۷	ارزش کل بار بازیابی شده

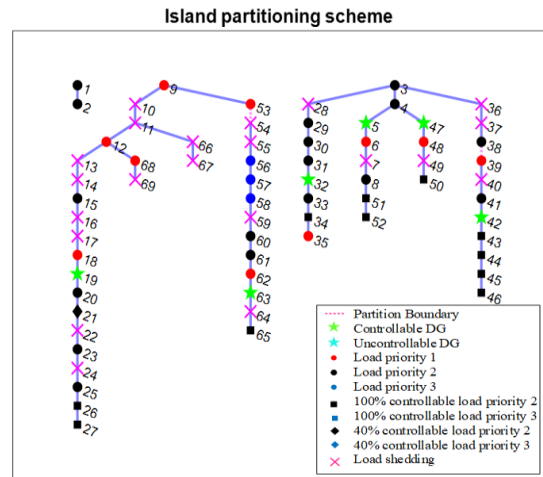


شکل ۱۲- منحنی مشخصه ولتاژ باس‌های بخش‌ها در مورد مطالعاتی سوم (خطای چندگانه)



شکل ۱۱- پاسخ فرکانسی بخش‌ها در مورد مطالعاتی سوم (خطای چندگانه)

[۲۶] داده‌شده است. شرایط خطا و شبیه‌سازی تماماً مشابه مورد مطالعاتی اول است. فرض می‌شود سیستم توزیع به علت یک خطای شدید سه‌فاز به زمین در خط ۲، از شبکه بالادست جدا شده و همچنین اقدامات کنترلی هم به‌طور هم‌زمان اجرا می‌شوند. با در نظر گرفتن شاخص پایداری ولتاژ باس VSI، نتایج و طرح بخش‌بندی در جدول ۶ و شکل (۱۴) به ترتیب نشان داده شده‌اند. حداکثر و حداقل ولتاژ باس‌ها در جدول ۶ مشخص است. پاسخ فرکانسی بخش‌ها نیز در شکل (۱۵) داده شده است که فرکانس بخش‌ها در حدود مجاز می‌باشند. همان‌طور که مشاهده می‌کنید در هر بخش حداقل یک DG کنترل‌پذیر وجود دارد. همچنین به علت ماهیت متغیر بارها و DG های کنترل‌ناپذیر، درصدی از ظرفیت یکی از DG های کنترل‌پذیر (DG کنترل‌پذیر با بیشترین ظرفیت تولید توان) در هر بخش به‌عنوان رزرو برای جبران این تغییرات توان در نظر گرفته می‌شود که مقدار آن برابر با C1 درصد بار کل بخش و C2 درصد توان DG های کنترل‌ناپذیر می‌باشد. مقدار C1 و C2 به ترتیب برابر با ۳٪ و ۵٪ فرض شده است.



شکل ۱۳- طرح بخش‌بندی برای مورد مطالعاتی سوم (خطای چندگانه)

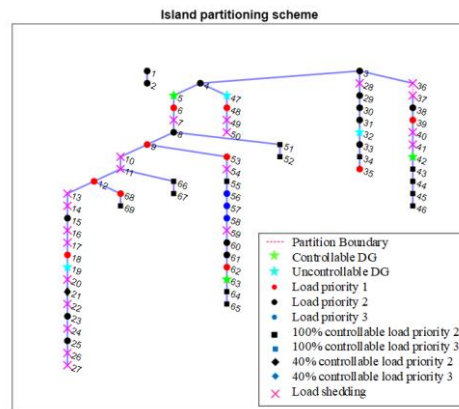
۳-۴- مورد مطالعاتی چهارم: بخش‌بندی جزیره در سیستم توزیع هوشمند شامل DG های کنترل‌پذیر و کنترل‌ناپذیر

در موردهای مطالعاتی قبلی DG ها کنترل‌پذیر بودند. در این مورد مطالعاتی DG های ۱، ۳ و ۶ کنترل‌ناپذیر و از نوع فتوولتائیک هستند که مشخصات DG ها در مرجع

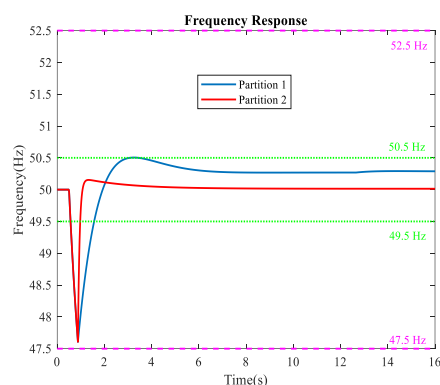
جدول ۶- نتایج بخش‌بندی جزیره در سیستم مورد مطالعاتی چهارم

۳۶-۳۷ (خط ۳۶)														مرز بخش‌ها	
بخش ۲							بخش ۱							عدم تعادل توان تولید-بار (kW)	
۵۹/۶-							۱۲۷۲/۶-								
۴۱،۴۰،۳۷							۵۹،۵۴،۵۰،۴۹،۳۶،۲۸،۲۷،۲۶،۲۴،۲۲،۲۰،۱۷،۱۶،۱۴،۱۳،۱۱،۱۰،۷							حذف بار	
۰/۰۱۱۳ در باس ۴۵، ۱۱/۳۵۲۶ در باس ۴۶							۱/۳۰۸۶ در باس ۵۲، ۰/۴۱۵۷ در باس ۵۵، ۱/۵۹۰۶ در باس ۶۶، ۱/۵۹۷ در باس ۶۷، ۲۰/۴۲۸۶ در باس ۶۹							مقدار بار کنترل‌شده (kW)	
۰/۰۱۱۳							۵/۹۴۵۸							تلفات توان هر بخش (kW)	
۴۶	۴۵	۴۳	۳۹	۳۵	۳۴	۳۳	۲۹	۲۱	۱۸	۱۲	۹	۸	۶	شماره باس	
۲۷/۸۶۷۴	۳۹/۲۰۸۷	۶	۲۴	۶	۱۹/۵	۱۴	۲۶	۱۱۴	۶۰	۱۴۵	۳۰	۷۵	۲/۶	توان (kW)	
	۶۹	۶۸	۶۷	۶۶	۶۵	۶۴	۶۲	۶۱	۵۵	۵۳	۵۲	۵۱	۴۸	شماره باس	
	۷/۵۷۱۴	۲۸	۱۶/۴۰۳	۱۶/۴۰۹۴	۵۹	۲۲۷	۳۲	۱۲۴۴	۲۳/۵۸۴۳	۴/۳۵	۲/۲۹۱۴	۴۰/۵	۷۹	توان (kW)	
۲/۹۱۲۶ در باس ۴۲							۹۱/۸۴۴۷ در باس ۶۳							توان رزرو (kW)	
۲۳۶۹/۲۸۵۶														مقدار بار بازیابی‌شده کل (kW)	
۹۹/۷۵														نسبت بار بازیابی‌شده کل به تولید در دسترس (%)	
۶۰۶۷۸/۳۶														ارزش کل بار	
۰/۹۹۷۵														مقدار VSM	
۵/۹۵۷۱														تلفات شبکه (kW)	
۰/۲۵۱۴														نسبت تلفات شبکه به بار بازیابی‌شده کل (%)	
۱۴۳۲/۹۰۴۴														حذف بار کل (kW)	
۱۹ در باس ۴۹														حداکثر	
۶۹ در باس ۴۲۷														ولتاژ باس (p.u) حداقل	

گرفته نشده است و موقعیت و توان DG ها متفاوت با سیستم تست مورد استفاده در این مقاله است. بنابراین برای مقایسه بهتر، مقادیر توان DG ها و موقعیت آن‌ها مطابق مقاله [۳۲] در نظر گرفته شده است و از رزرو توان صرف نظر شده است که نتایج را می‌توان در ستون آخر جدول ۷ مشاهده کرد. همان‌طور که از جدول ۷ می‌توان فهمید درصد بار بازیابی شده در روش پیشنهادی این مقاله از سایر مقالات بالاتر است. در واقع چه با در نظر گرفتن توان رزرو و چه بدون در نظر گرفتن توان رزرو حدوداً 99.75 درصد از بار نسبت به توان خروجی DG ها بازیابی می‌شود که همان‌طور که در جدول ۷ مشخص است این مقدار بیشتر از سایر مقالات است. در ضمن مقالات [۳۱] و [۳۲] خطاهای چندگانه را در نظر نگرفته‌اند. در صورت وقوع دو خطای هم‌زمان در خطوط ۲ و ۸ با شرایط مشابه مورد مطالعاتی سوم، نتایج در دو حالت در نظر گرفتن توان رزرو و بدون در نظر گرفتن توان رزرو در جدول ۸ به‌طور خلاصه نشان داده شده است. در صورت خطا در خطوط ۲ و ۸ سیستم توزیع به دو جزیره تقسیم می‌شود که الگوریتم بخش‌بندی در هر دو حالت (با در نظر گرفتن توان رزرو و بدون در نظر گرفتن توان رزرو) نیازی به کلیدزنی خطوط و بخش‌بندی این جزایر ندیده است. به عبارت دیگر، این راه‌حل بیشترین مقدار تابع شایستگی را نسبت به سایر راه‌حل‌ها در این مورد داشته است.



شکل ۱۴- طرح بخش‌بندی برای مورد مطالعاتی چهارم



شکل ۱۵- پاسخ فرکانسی بخش‌ها برای مورد مطالعاتی چهارم
 نتایج به‌دست‌آمده با روش پیشنهادی مان در جدول ۷ با نتایج مقالات [۲۶]، [۳۱] و [۳۲] مقایسه شده است و بهتر بودن نتایج مشخص است. در مقاله [۳۲] توان رزرو در نظر

جدول ۷- مقایسه نتایج روش پیشنهادی با نتایج سایر مقالات در مورد مطالعاتی چهارم

روش	روش مرجع [۳۱]	روش مرجع [۲۶]	روش پیشنهادی	روش مرجع [۳۲]	روش پیشنهادی
ظرفیت تولید (kW)	۲۴۷۰	۲۴۷۰	۲۴۷۰	۲۴۳۶/۵	۲۴۳۶/۵
توان رزرو (kW)	۹۱/۳۴	۹۴/۷۵۷۳	۹۴/۷۵۷۳	.	.
کل توان خروجی واقعی (kW)	۲۳۷۸/۶۶	۲۳۷۵/۲۴۲۷	۲۳۷۵/۲۴۲۷	۲۴۳۶/۵	۲۴۳۶/۵
کل تقاضا (kW)	۳۸۰۲/۱۹	۳۸۰۲/۱۹	۳۸۰۲/۱۹	۳۸۰۲/۱۹	۳۸۰۲/۱۹
کل بار بازیابی شده (kW)	۲۳۵۸/۷	۲۳۶۸/۳۴	۲۳۶۹/۲۸	۲۴۲۵/۶	۲۴۳۰/۲
نسبت کل بار بازیابی شده به کل توان خروجی واقعی (%)	۹۹/۱۶	۹۹/۷۱	۹۹/۷۵	۹۹/۵۵	۹۹/۷۴
نسبت کل بار بازیابی شده به کل تقاضا (%)	۶۲/۰۳	۶۲/۲۹	۶۲/۳۱	۶۳/۷۹	۶۳/۹۱

جدول ۸- خلاصه نتایج بخش‌بندی جزیره در سیستم مورد مطالعاتی چهارم در مورد وقوع خطای هم‌زمان در خطوط ۲ و ۸

رزر تو ان	تعداد بخش	بار بازیابی شده کل (kW)	تلفات شبکه (kW)	ارزش کل بار بازیابی شده	VSM	نسبت بار بازیابی شده کل به کل تولید در دسترس (%)	ولتاژ (p.u)		حداقل فرکانس (Hz)		فرکانس حالت ماندگار (Hz)
							حداقل	حداکثر	بخش ۱	بخش ۲	
بله	۲	۲۳۶۹/۲۲۳۹	۶/۰۱۸۸	۶۰۶۷۷/۷۴	۰/۹۸۹۵	۹۹/۷۴۶۶	۱/۰۴۱	۱/۰۴۹	۴۷/۸۲	۴۹/۵۲	۵۰/۰۷
۹۴/۵۷۳۴kW							۵۰/۲۶	۲			
خیر	۲	۲۴۶۳/۶۰۸۳	۶/۳۹۱۷	۶۱۶۳۱/۵۸	۰/۹۹۷۲	۹۹/۷۴۱۲	۱	۱/۰۴۷	۴۷/۸۲	۴۹/۵۲	۵۰

جدول ۹- چند نمونه طرح بخش‌بندی جزیره برای نشان دادن تأثیر شاخص پایداری ولتاژ

شایستگی	VSM	Value	تلفات شبکه (kW)	VSI	مرز بخش‌ها	رزر تو ان	نوع سیستم
۶/۴۷۶۲	۰/۹۹۲۳	۵۴۸۳۹	۴/۴۳۵۹	VSI ₁	۵۸, ۲۸, ۳	با رزر تو ان	نوع ۱ (سیستم با DG های کنترل پذیر)
۶/۲۳۶۷	۰/۷۵۳۱	۵۴۸۳۶	۴/۵۹۲۳	VSI ₂			
۶/۴۶۹۹	۰/۹۸۶۱	۵۴۸۳۸	۴/۴۰۳۷	VSI ₁	۵۲, ۳۸		
۶/۲۲۶۶	۰/۷۴۳۵	۵۴۸۳۱	۵/۱۶۰۵	VSI ₂			
۶/۴۸۲۳	۰/۹۹۸۶	۵۴۸۳۷	۴/۵۱۰۸	VSI ₁	۵۹, ۴۶, ۲۷		
۶/۴۱۶۷	۰/۹۳۳۰	۵۴۸۳۷	۴/۵۶۱۰	VSI ₂			
۶/۶۶۶۶	۰/۸۳۲۴	۵۸۳۴۲	۴/۳۵۴۰	VSI ₁	۵۳, ۴۶, ۳۶	بدون رزر تو ان	
۶/۸۳۳۴	۰/۹۹۹۳	۵۸۳۴۱	۴/۴۹۹۹	VSI ₂			
۶/۶۳۷۷	۰/۸۰۴۰	۵۸۳۳۷	۴/۸۴۷۵	VSI ₁	۵۲, ۴۶, ۲۸		
۶/۸۳۳۴	۰/۹۹۹۴	۵۸۳۴۰	۴/۵۱۳۵	VSI ₂			
۶/۶۲۰۴	۰/۷۸۷۰	۵۸۳۳۴	۵/۱۸۲۱	VSI ₁	۵۹, ۴۶, ۳۶		
۶/۶۸۴۳	۰/۸۵۰۱	۵۸۳۴۲	۴/۳۶۹۹	VSI ₂			
۷/۰۶۵۳	۰/۹۹۷۵	۶۰۶۷۸	۵/۹۵۷۱	VSI ₁	۳۶	با رزر تو ان	نوع ۲ (سیستم با DG های کنترل پذیر و کنترل ناپذیر)
۷/۰۶۴۹	۰/۹۹۷۵	۶۰۶۷۳	۶/۴۲۵۰	VSI ₂			
۷/۰۶۴۲	۰/۹۹۶۸	۶۰۶۷۴	۶/۴۱۲۵	VSI ₁	۳۵, ۸		
۷/۰۶۳۳	۰/۹۹۷۰	۶۰۶۶۳	۷/۴۷۳۷	VSI ₂			
۷/۰۶۳۹	۰/۹۹۶۹	۶۰۶۷۰	۶/۸۰۱۹	VSI ₁	۳۶, ۸		
۷/۰۶۳۸	۰/۹۹۷۰	۶۰۶۶۸	۶/۹۷۹۲	VSI ₂			
-	-	-	-	VSI ₁	-	بدون رزر تو ان	
۷/۱۵۹۷	۰/۹۹۷۵	۶۱۶۲۲	۶/۳۳۱۵	VSI ₂	۸		
۷/۱۵۹۲	۰/۹۹۷۴	۶۱۶۱۸	۶/۷۲۸۰	VSI ₁			
۷/۱۵۹۳	۰/۹۹۷۲	۶۱۶۲۲	۶/۳۹۱۸	VSI ₂	۳۵		
-	-	-	-	VSI ₁			
۷/۰۲۵۴	۰/۸۶۳۲	۶۱۶۲۲	۶/۳۳۰۳	VSI ₂			

۳-۵- مقایسه تأثیر دو شاخص پایداری ولتاژ در

نتایج الگوریتم بخش‌بندی جزیره

در شبیه‌سازی‌های انجام‌شده در این مقاله از لحاظ نوع DG های موجود در سیستم توزیع می‌توان گفت که از دو نوع سیستم توزیع ۶۹ باسه اصلاحی استفاده شده است. نوع ۱ سیستمی است که تنها شامل DG های کنترل پذیر است و نوع ۲ که هر دو نوع DG کنترل پذیر و کنترل ناپذیر را دارا می‌باشد. در موارد مطالعاتی ذکر شده در بالا در سیستم

نوع ۱ از شاخص VSI₂ که تنها شامل دامنه و زاویه ولتاژ باس‌های ابتدا و انتهای شاخه است، استفاده شده است. در حالی که در سیستم نوع ۲، در مواردی که رزر تو ان در نظر گرفته شده است از شاخص VSI₁ که در رابطه آن، توان اکتیو و راکتیو باس‌ها نیز وجود دارد استفاده شده است و در موارد بدون رزر تو ان از شاخص VSI₂ استفاده شده است. چراکه با بررسی موارد مختلف زیادی ثابت شد که در سیستم شامل DG های کنترل پذیر و کنترل ناپذیر (سیستم

بار/کاهش تولید و کلیدزنی مرزها را ارائه می‌دهد. این الگوریتم باتوجه به زمان در دسترس برای تصمیم‌گیری در مورد اقدامات کنترلی علاوه بر در نظر گرفتن شاخص پایداری ولتاژ و اولویت و کنترل‌پذیری بار در حذف بار، پاسخ فرکانسی و حاشیه پایداری ولتاژ را نیز در یافتن مرزهای بخش‌ها در نظر می‌گیرد. در مرحله دوم پخش بار بهینه برای تنظیم بخش‌ها و برقراری قیود عملیاتی سیستم انجام می‌شود. اعمال روش پیشنهادی به سیستم تست ۶۹ باسه اصلاحی IEEE و با در نظر گرفتن چند مورد مطالعاتی و مقایسه نتایج با نتایج مقالات دیگر، کارایی روش پیشنهادی را تأیید می‌نماید و مشاهده می‌شود که راه‌حل پیشنهادی نه تنها منجر به ایجاد بخش‌هایی با ولتاژ باس مجاز و فرکانس مجاز می‌شود بلکه کمترین تلفات، بیشترین مقدار بار بازیابی شده و بارهایی با بیشترین ارزش به دست می‌آید. به علاوه، باتوجه به چندهدفه بودن و در نظر گرفتن پایداری ولتاژی و فرکانسی، وقوع خطاهای هم‌زمان، وجود منابع کنترل‌پذیر و کنترل‌ناپذیر، رزرو توان، کنترل‌پذیری بارها و DGها، موقعیت کلیدها، حداکثر زمان در دسترس برای تصمیم‌گیری در مورد اقدامات کنترلی، در نظر گرفتن تأخیر زمانی بین اقدامات کنترلی و پوشش جزایر با عدم تعادل توان مثبت و منفی از سایر روش‌های پیشنهادی موجود جامع‌تر می‌باشد. همچنین تأثیر نوع شاخص پایداری ولتاژ در بخش‌بندی جزیره بررسی شده است و مشاهده شد که در صورت در نظر گرفتن رزرو توان در فرایند بخش‌بندی جزیره برای پوشش ماهیت متغیر تولیدات پراکنده تجدیدپذیر و بارها، شاخص پایداری ولتاژی که در رابطه آن، توان باس‌ها وجود دارد پاسخ بهتری ارائه می‌دهد.

نوع 2) در اکثر موارد بررسی شده، در کلیدزنی یکسان، موقعی که رزرو توان در نظر گرفته می‌شود شاخص VSI_1 که در رابطه آن، توان اکتیو و راکتیو باس وجود دارد پاسخ بهتری نسبت به شاخص VSI_2 ارائه می‌دهد. به علاوه، در سیستم نوع ۲ در مواردی که رزرو توان در نظر گرفته نمی‌شود شاخص VSI_2 پاسخ بهتری نسبت به VSI_1 ارائه می‌دهد. در مورد سیستم نوع ۱ (فاقد DG کنترل‌ناپذیر) در اکثر موارد بررسی شده، با در نظر گرفتن رزرو توان، شاخص VSI_1 و بدون در نظر گرفتن توان، شاخص VSI_2 پاسخ بهتری می‌دهد به همین دلیل برای موارد بدون رزرو توان شاخص VSI_2 که پارامترهای کمتری هم نیاز دارد مناسب‌تر است. به‌طور کلی در هر دو نوع سیستم نوع ۱ و ۲ در صورت در نظر گرفتن رزرو توان در فرایند بخش‌بندی بهتر است از شاخصی که علاوه بر سادگی در رابطه آن، توان باس‌ها وجود دارد استفاده شود.

در جدول ۹ چند نمونه برای بخش‌بندی سیستم توزیع جدا شده از شبکه بالادست برای نشان دادن تأثیر شاخص‌های پایداری ولتاژ در نتایج بخش‌بندی آورده شده است.

۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک راه‌حل دومرحله‌ای و چندهدفه برای بازیابی توان سیستم توزیع هوشمند جزیره‌ای در شرایط اضطراری با در نظر گرفتن پایداری فرکانسی و ولتاژی ارائه شده است. در مرحله اول، الگوریتم بخش‌بندی پیشنهادی بر اساس الگوریتم گورکن عسل خوار با هدف حداکثر کردن ارزش بار بازیابی شده/حداقل کردن هزینه عملیاتی و حداکثر کردن حاشیه پایداری ولتاژ، برنامه حذف

فهرست علائم و اختصارات

اندیس‌ها	معنی
k	جزیره
ρ	بخش
cl	بار کنترل‌پذیر
LSh	حذف بار
مجموعه‌ها	
$n_{f,p}$	مجموعه فیدرها در بخش ρ
$n_{br,f}$	مجموعه شاخه‌ها در فیدر f
$n_{1,k} / n_{1,p}$	مجموعه بارها در جزیره k / بخش ρ
$n_{cl,p}$	مجموعه بارهای کنترل‌پذیر در بخش ρ
$n_{cl100,p}$	مجموعه بارهای 100% کنترل‌پذیر در بخش ρ
X_{ij}	راکتانس بین باس‌های i و j
$f_{SteadyState}$	سطح فرکانس حالت پایدار
S_b	توان ظاهری مبنای سیستم
S_i	توان ظاهری مبنای ژنراتور i
H_i	ثابت اینرسی ژنراتور i
H_k / H_p	ثابت اینرسی معادل ژنراتورها در جزیره k / بخش ρ
v_i	ضریب اولویت بار i
C_1	ضریب رزرو بار
C_2	ضریب رزرو DGهای کنترل‌ناپذیر
متغیرها	
P_L	تقاضای توان اکتیو
Q_L	تقاضای توان راکتیو

توان اکتیو DG	P_{DG}	مجموعه DGها در جزیره k / بخش ρ	$n_{dg,k} / n_{dg,\rho}$
توان راکتیو DG	Q_{DG}	مجموعه DGهای کنترل‌پذیر در جزیره k / بخش ρ	$n_{dg^c,k} / n_{dg^c,\rho}$
دامنه ولتاژ باس i	U_i	مجموعه DGهای کنترل‌ناپذیر در جزیره k / بخش ρ	$n_{dg^{uc},k} / n_{dg^{uc},\rho}$
زاویه ولتاژ باس i	Θ_i	مجموعه جزایر / مجموعه بخش	n_k / n_ρ
انحراف فرکانس از مقدار نامی	Δf		پارامترها
عدم تعادل توان تولید - بار در جزیره k / بخش ρ	$\Delta P_k / \Delta P_\rho$	درصد کنترل‌پذیری بار کنترل‌پذیر i	α_i
توان اکتیو تزریقی به باس i	P_i	ارزش کل بار i	value _i
توان راکتیو تزریقی به باس i	Q_i	مقاومت بین باس‌های i و j	R_{ij}

مراجع

- [1] A.M. Nakhaee, S.A. Hosseini, S.H.H. Sadeghi, and A. Nasiri. "A Framework for Assessing the Impact of Operational Uncertainties on the Reliability of Adaptive Microgrid Protection Schemes." *Arabian Journal for Science and Engineering* 48, no. 5 (2023): 6293–6306.
- [2] S.A. Arefifar, Y.A.-R.I. Mohamed, T.H.M. EL-Fouly. "Optimum microgrid design for enhancing reliability and supply-security." *IEEE Transactions on Smart Grid* 4, no. 3 (2013): 1567–1575.
- [3] S. A. Arefifar, Y. A.-R. I. Mohamed, T.H.M. EL-Fouly. "Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids." *IEEE Transactions on Power Systems* 28, no. 4 (2013): 4192–4200.
- [4] A. El-Zonkoly, M. Saad, R. Khalil. "New algorithm based on CLPSO for controlled islanding of distribution systems." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 45, no. 1 (2013): 391–403.
- [5] N. Wongwantanee, J.G. Singh, B.S. Rajpurohit. "Generation cost and loss power minimization in intentional islanded networks based on BPSO." *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, pp. 1-5. IEEE, 2014.
- [6] A. El-Zonkoly. "Optimal scheduling of observable controlled islands in presence of energy hubs." *Electric Power Systems Research* 142, (2017): 141–152.
- [7] M. Barani, J. Aghaei, M.A. Akbari, T. Niknam, H. Farahmand, M. Korpas. "Optimal partitioning of smart distribution systems into supply-sufficient microgrids." *IEEE Transactions on Smart Grid* 10, no. 3 (2018): 2523-2533.
- [8] J. Ge, Z. Wu, J. Xu, Q. Hu. "A two-stage flow-based partition framework for unbalanced distribution networks." *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, (2023): 1-11.
- [9] E. Daccò, D. Falabretti, A. Vicario. "Intentional Islanding of Active Distribution Networks by GenSets: An Analysis of Technical Constraints and Opportunities." *International Transactions on Electrical Energy Systems* 2023, (2023): 1–19.
- [10] S. Poudel, and A. Dubey. "A two-stage service restoration method for electric power distribution systems." *IET Smart Grid* 4, no. 5 (2021): 500-521.
- [11] L. Yang, Y. Xu, H. Sun, M. Chow, J. Zhou. "A multiagent system based optimal load restoration strategy in distribution systems." *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 124, (2021): 1-13.
- [12] J. Su, H. Bai, P. Zhang, H. Liu, S. Miao. "Intentional islanding algorithm for distribution network based on layered directed tree model." *Energies* 9, no. 3 (2016): 124-144.
- [13] J. Chen, B. Sun, Y. Li, R. Jing, Y. Zeng, M. Li. "An evaluation method of distributed generation credible capacity based on island partition." *Energy Report* 8, (2022): 11271-11287.
- [14] B. Qiu, J.G. An, J.U. Song, Y.S. Oh. "An Optimization-Based Intentional Islanding Scheme for Service Restoration in Distribution Systems Considering Anti-Parallel Operation of Distributed Generations." *Applied Sciences* 13, no. 9 (2023): 5501.

- [15] L. Jikeng, W. Xudong, W. Peng, L. Shengwen, S. Guang-Hui, M. Xin, X. Xing-Wei, and L. Shanshan. "Two-stage method for optimal island partition of distribution system with distributed generations." *IET Generation, Transmission & Distribution* 6, no. 3 (2012): 218-225.
- [16] M.H. Oboudi, R. Hooshmand, A. Karamad. "Feasible method for making controlled intentional islanding of microgrids based on the modified shuffled frog leap algorithm." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 78, (2016): 745-54.
- [17] H. Zhang, M. Peng, H. Wu, L. Zhu, H. Che, Zh. Liu. "A Strategy for Intentional Islanding of Distribution Networks Based on Node Electrical Relevance and Artificial Bee Colony Algorithm." *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering* 13, no. 1 (2018): 84-91.
- [18] M.H. Oboudi, R. Hooshmand, A. Karamad. "A feasible method for controlled intentional islanding in microgrids based on PSO algorithm." *Journal of Swarm and Evolutionary Computation* 35 (2017): 14-25.
- [19] M.H. Oboudi, R. Hooshmand, M. Rastegar. "Resilience-oriented intentional islanding of reconfigurable distribution power systems." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 7, no. 4 (2019): 741-52.
- [20] V. Hosseinneshad, M. Rafiee, M. Ahmadian, P. Siano. "Optimal island partitioning of smart distribution systems to improve system restoration under emergency conditions." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 97 (2018): 155-164.
- [21] W. Zheng, P. Crossley, B. Xu, H. Qi. "Transient stability of a distribution subsystem during fault-initiated switching to islanded operation." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 97 (2018): 418-427.
- [22] N.A. Yusof, H.M. Rosli, H. Mokhlis, M. Karimi, J. Selvaraj, N.M. Sapari. "A new under-voltage load shedding scheme for islanded distribution system based on voltage stability indices." *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering* 12, no. 5 (2017): 665-675.
- [23] M.Y. Worku, M.A. Hassan, M.A. Abido. "Power Management, Voltage Control and Grid Synchronization of Microgrids in Real Time." *Arabian Journal for Science and Engineering* 46 (2021): 1411-1429.
- [24] Z. Hanif, H.M. Rosli, C. Nataraj. "Under voltage load shedding scheme for islanded distribution system based on voltage stability indices." *Journal of Applied Technology and Innovation* 4, no. 2 (2020).
- [25] Y. Tofis, S. Timotheou, E. Kyriakides. "Minimal load shedding using the swing equation." *IEEE Transactions on Power Systems* 32, no. 3 (2017): 2466-2467.
- [26] Z. Hosseini Najafabadi, A. Akbari Foroud. "Island partitioning of smart distribution systems under emergency conditions considering frequency stability." *Journal of International Transactions on Electrical Energy Systems* 31, no. 11 (2021): e13122.
- [27] F.A. Hashim, E.H. Houssein, K. Hussain, M.S. Mabrouk, W. Al-Atabany. "Honey badger algorithm: new metaheuristic algorithm for solving optimization problems." *Mathematics and Computers in Simulation* 192 (2022): 84-110.
- [28] S.E. Sadeghi, A. Akbari Foroud. "A new approach for static voltage stability assessment in distribution networks." *International Transactions on Electrical Energy Systems* 30, no. 3 (2020): e12203
- [29] M.H. Hauqe. "A linear static voltage stability margin for radial distribution systems." *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. 2006
- [30] J.S. Savier and D. Das. "Impact of Network Reconfiguration on Loss Allocation of Radial Distribution Systems." *In IEEE Transactions on Power Delivery* 22, no. 4 (2007): 2473-2480.
- [31] G. Xu, S. Wu, Y. Tan. "Island partition of distribution system with distributed generators considering protection of vulnerable nodes." *Applied Sciences* 7, no. 10 (2017): 1057-1073.
- [32] K. Sanaullah, M. Xia, M. Hussain, S. Hussain, A. Tahir. "Optimal islanding for restoration of power distribution systems using prim's MST algorithm." *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 8, no.2 (2022): 599-608.