

Evaluation of the Impact of Coordinating Voltage Protection of Distributed Generation Resources with Network Current Protection on Reliability Index

Zeinab Piran¹, Abbas Saberi Noghabi^{2*}, Saeed Reza Goldani³

¹ Department of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran
z.piran@birjand.ac.ir

² Department of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran
a.saberi@birjand.ac.ir

³ Department of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran
sgoldani@birjand.ac.ir

Keywords:

overcurrent relay, distributed generation (DG), reliability index, protection voltage, protective coordination constraints

Abstract: With the expansion of the penetration of distributed generation sources in distribution networks, their voltage protection has become one of the fundamental challenges in improving the reliability and performance of overcurrent relays. When a fault occurs, if the voltage protection of distributed generation sources operates before the overcurrent relays operate, these sources will be disconnected from the network and reliability indexes, including ENS, will increase. Therefore, the time interval between the operation of the distributed generation voltage protection system and the network current protection is of particular importance. Also, failure to observe the time interval between the operation of the main and backup network protections can cause incoordination and unnecessary outages. Therefore, the three reliability index, the coordination of voltage protection with current protection and the coordination of the main and backup network current protections, should be examined simultaneously. In this paper, a new index, based on the combination of these three factors, was proposed to evaluate the effect of voltage protection on current protection. In order to evaluate the efficiency of the proposed index, this index had been examined on a sample test system. Simulation results showed that the proposed method was able to effectively evaluate the impact of distributed generation voltage protection on relay performance, protection coordination, and reliability.

Original Research Article

Paper History:

Received: 2026/05/17

Revise: 2026/09/04

Accepted: 2026/09/07

How to cite this article: Z, Piran. A, Saberi Noghabi. S, R Goldani. "Evaluation of the Impact of Coordinating Voltage Protection of Distributed Generation Resources with Network Current Protection on Reliability Index". "Energy Engineering and Management, Vol. 15, No. 4, PP. 99- 113, 2026. <https://doi.org/10.22052/EEM.2026.258767.1174>

© 2023 University of Kashan Press.

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



Extended Abstract

Introduction

Some distribution network parameters, including the reliability and performance of overcurrent relays, are affected by DG voltage protection. When a fault occurs, DG voltage protection causes them to be disconnected from the network. In previous studies, the effect of this protection on these criteria was investigated. Therefore, in this paper, a new index including parameters affected by voltage protection is proposed. The extent of the effect of different fault conditions on reliability, considering voltage protection and the constraints of coordination of overcurrent relays with each other, depends on the location and capacity of the DG. In the proposed index, the effect of the presence of DG on the ENS criterion is investigated, considering voltage protection, the coordination of relay pairs, and the comparison of their operating time with the allowed voltage protection time. Finally, the proposed method was implemented on a sample test system to identify the impact of voltage protection on reliability criteria and protection performance.

Materials and Methods

The δ index was presented to determine the effect of DG voltage protection on various parameters. First, in the absence of DG, short-circuit calculations were performed for the fault current passing through the overcurrent relays, and then the optimal relay settings were calculated for three-phase faults without resistance and with the line initially in its initial state. Next, the DG was installed on bus i . When a fault occurred, short-circuit calculations were performed, and the current passing through the overcurrent relays and their operating time were calculated and stored by equation (1). The VPCC voltage and the allowable fault clearance time were calculated from the voltage protection characteristic. Considering the operating time of the relays and the allowable voltage protection time, if a fault occurred in the system that affected the VPCC of distributed generation and this

VPCC was not restored to 0.9 per unit or higher in t_{vp} , the relevant DG was disconnected from the network. If the DG was disconnected from the network, they could not contribute to reducing ENS. Then, the δ index was calculated according to the results obtained. Given that the presence of DG in the network could have different situations, the issue of prioritizing buses in the presence of DG was examined, considering voltage protection. This process was repeated for all buses and the proposed index was calculated for all of them. This index determined which bus had the greatest impact on improving reliability, considering voltage protection, with the least violation of the protection coordination constraint.

Results

The smaller the value of the proposed index, the less effective the criteria will be from DG voltage protection; therefore, the DG will be connected to the grid under fault conditions. To evaluate the proposed index, the number of three faults at the beginning, end, and 50% of the three-phase type without resistance in all lines were considered. The effectiveness of all criteria from voltage protection was examined by considering the presence of DG on all buses of the sample network; then, the δ index was calculated for each bus. The results clearly showed that in the event of a fault in some lines, DG was disconnected from the grid due to voltage protection and would not contribute to reducing the ENS. If the value of $\Delta t'$ is positive, it means that there is no violation of coordination constraints; its negative value means that coordination constraints are violated. All these indices were calculated by installing DG on different buses. With the help of the proposed index, the best bus for DG presence was determined, considering the impact of voltage protection on the reliability and performance of overcurrent relays.

Discussion and Conclusion

In this paper, a new index has been proposed to evaluate the effect of DG voltage protection coordination and current

protection on network reliability. Simulation results show that the proposed index is able to simultaneously evaluate the effect of distributed generation voltage protection on network reliability, overcurrent relay performance, and protection coordination. It was also found that the installation location and DG capacity have an impact on the proposed index. Sensitivity analysis of the proposed index shows that increasing fault resistance and increasing DG capacity in some cases can reduce the effect of voltage protection on the proposed index and thereby improve the performance of the protection system. These results indicate the ability of the proposed index to prioritize network buses by considering voltage protection and its impact on various criteria. The best network bus in which the index produces the lowest ENS value and the least changes in the coordination time interval between the relay pairs is determined by the proposed index.

ارزیابی تأثیر هماهنگی حفاظت ولتاژ منابع تولید پراکنده با حفاظت جریان شبکه بر شاخص قابلیت اطمینان

زینب پیران^۱، عباس صابری نوقابی^{۲*}، سعیدرضا گلدانی^۳

^۱ دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران، z.piran@birjand.ac.ir

^۲ استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران، a.saberi@birjand.ac.ir

^۳ استادیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران، sgoldani@birjand.ac.ir

واژه‌های کلیدی:

رله اضافه جریان، منابع تولید پراکنده،
شاخص‌های قابلیت اطمینان، حفاظت ولتاژ، قیود
هماهنگی حفاظتی

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۲/۲۷

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۶/۱۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۶/۱۶

چکیده: با گسترش نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، حفاظت ولتاژ آن‌ها به یکی از چالش‌های اساسی در بهبود قابلیت اطمینان و عملکرد رله‌های اضافه جریان تبدیل شده است. در هنگام وقوع خطا، در صورت عملکرد حفاظت ولتاژ منابع تولید پراکنده پیش از عملکرد رله‌های اضافه جریان، این منابع از شبکه جدا شده و شاخص‌های قابلیت اطمینان از جمله ENS افزایش می‌یابد؛ بنابراین، فاصله زمانی عملکرد سیستم حفاظت ولتاژ تولید پراکنده و حفاظت جریان شبکه از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. همچنین عدم رعایت فاصله زمانی عملکرد حفاظت‌های اصلی و پشتیبان شبکه نیز می‌تواند باعث عدم هماهنگی و خاموشی‌های بی‌مورد شود؛ بنابراین، سه معیار قابلیت اطمینان، هماهنگی حفاظت ولتاژ با حفاظت جریان و هماهنگی حفاظت‌های اصلی و پشتیبان جریانی شبکه باید به صورت هم‌زمان بررسی شوند. در این مقاله شاخص جدیدی بر اساس ترکیب این سه عامل برای ارزیابی تأثیر حفاظت ولتاژ بر حفاظت جریانی پیشنهاد شده است. به منظور ارزیابی کارایی شاخص پیشنهادی، این شاخص بر روی سیستم تست نمونه مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که روش پیشنهادی قادر است تأثیر حفاظت ولتاژ تولید پراکنده بر عملکرد رله‌ها، هماهنگی حفاظتی و قابلیت اطمینان به طور مؤثری ارزیابی کند.

۱. مقدمه

ممکن، خطا را شناسایی و رفع کنند، درحالی که هماهنگی بین رله اصلی و پشتیبان حفظ شود [۹].

تأثیر هماهنگی حفاظتی بر قابلیت اطمینان شبکه در برخی از مراجع بررسی شده است. در [۱۰]، یک الگوریتم مبتنی بر شبیه سازی مونت کارلو به منظور یافتن شاخص های قابلیت اطمینان برای روش های مختلف هماهنگی رله استفاده می شود که در آن اثر روش های هماهنگی و شکست پنهان رله های حفاظتی بر قابلیت اطمینان سیستم در نظر گرفته شده است. در [۴] یک تکنیک جدید زنجیره مارکوف، با در نظر گرفتن اثر هماهنگی حفاظتی، برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه پیشنهاد شده است. بالین حال، در این مراجع، حفاظت ولتاژ DG ها در نظر گرفته نشده است.

در [۱۱] و [۱۲] استفاده از رله های اضافه جریان جهت دار با مشخصه جریان-ولتاژ دوگانه به منظور رفع خطا در مدت زمان مجاز حفاظت ولتاژ پیشنهاد شده است. در [۱۳] با استفاده از یک رابطه ریاضی بین جریان خطای عبوری از رله اضافه جریان و ولتاژ نقطه اتصال مشترک (V_{PCC})^۵ توربین بادی، شاخص جدیدی برای هماهنگی حفاظتی بین حفاظت ولتاژ و رله اضافه جریان پیشنهاد شده است.

در [۱۴] در تابع هدف بهینه سازی هماهنگی بین DOCR ها، به جای زمان عملکرد رله اضافه جریان از مقدار انرژی تأمین نشده (ENS)^۶ استفاده شده است. در [۱۵] یک طرح حفاظتی با مشخصه جدید برای رله های اضافه جریان به منظور به حداقل رساندن ENS پیشنهاد شده است. در [۱۶] روشی برای بازپیکربندی خطا که هم الزامات گذر از خطا (FRT)^۷ و هم عدم قطعیت خروجی DG ها را در نظر گرفته است، پیشنهاد کرده است. روش پیشنهادی DG ها را قادر می سازد تا در طول خطا، به شبکه متصل مانده و قابلیت اطمینان را به طور قابل توجهی بهبود بخشند.

در [۱۷] یک روش جدیدی را جهت بهبود الزامات FRT با هماهنگ سازی رله اضافه جریان ارائه شده است که عملکرد رله اضافه جریان را قبل از زمان بحرانی FRT بهبود می بخشد. در [۱۸] برای بهبود الزامات FRT یک مشخصه جدید برای کاهش زمان عملکرد DOCR پیشنهاد شده است. در [۱۹] یک مشخصه

در سال های اخیر استفاده از واحدهای تولید پراکنده (DG)^۱ از قبیل سیستم های فتوولتائیک و توربین های بادی و همچنین واحدهای سنکرونی در شبکه های توزیع گسترش یافته است. با حضور DG در شبکه و تغییر سطح اتصال کوتاه چالش هایی در برنامه ریزی، بهره برداری و سطح قابلیت اطمینان در شبکه های توزیع به وجود آمده است [۱]. در گذشته DG ها در هنگام وقوع خطا به علت عدم توانایی کنترل ولتاژ و فرکانس، توسط سیستم های حفاظتی خودشان از شبکه جدا می شدند. این مسئله در مواقعی که میزان تولیدی DG کم باشد، قابل قبول است. با افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع و تبدیل شدن آن ها به یکی از تأمین کنندگان بار شبکه، ضروری است در هنگام وقوع خطا این منابع مطابق الزامات حفاظت از ولتاژ، برای مدت مشخصی به شبکه متصل بمانند [۲]. وقوع خطا در نقطه ای از شبکه بسته به شدت و محل خطا، منجر به افت سطح ولتاژ در یک یا چند شین می شود. در صورت بروز چنین شرایطی، ممکن است حفاظت ولتاژ (VP)^۲ منابع تولید پراکنده آن ها را از شبکه جدا کرده که این موضوع سبب کاهش سطح قابلیت اطمینان می گردد [۳].

تأثیر DG ها بر بهبود قابلیت اطمینان شبکه ارتباط نزدیکی با عملکرد سیستم حفاظتی شبکه از جمله رله های اضافه جریان (OCR)^۳ دارد [۴]. بنابراین، آن ها نمی توانند قابلیت اطمینان شبکه را بدون کمک کلیدها و سایر وسایل حفاظتی بهبود بخشند [۵]. علاوه بر این، بدون جزیره سازی عمدی در شبکه های توزیع، بهره مندی DG ها در بهبود قابلیت اطمینان شبکه معنادار نیست. مطابق با استاندارد IEEE 1547.4 قابلیت اطمینان شبکه را می توان با تقسیم شبکه توزیع به سیستم های جزیره ای متعدد در حضور DG بهبود بخشید [۶]. از طرفی به دلایلی همچون جریان برق دوطرفه، ماهیت متناوب منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر، سهم جریان خطای DG ها و حفاظت از شبکه های توزیع در حضور DG ها بسیار چالش برانگیز است [۷]. در [۸]، طرح های حفاظتی مبتنی بر رله های اضافه جریان جهت دار (DOCR)^۴ برای چنین سیستم هایی پیشنهاد شده است. DOCR ها باید در سریع ترین زمان

5. Point of Common Coupling
6. Energy Not Supplied
7. Fault Ride Through

1. Distributed Generation
2. Voltage Protection
3. Overcurrent Relay
4. Directional Overcurrent Relay

$$t_i = TMS_i \times f(M_i)$$

$$f(M_i) = \frac{K_1}{M_i^{K_2} - 1} \quad (1)$$

$$M_i = \frac{I_i}{I_{pi}}$$

تنظیم جریانی رله‌های اضافه جریان به گونه‌ای انجام می‌شود که برای حداقل جریان خطا (I_{min}^{fault}) عملکرد و برای حداکثر جریان بار (I_{max}^{load}) فاقد عملکرد باشد. ضرایب k_1 و k_2 نوع مشخصه (کاهشی، بسیار کاهشی و بسیار زیاد کاهشی) رله را مشخص می‌کند. در این مقاله نوع رله، کاهشی با مقادیر $k_1=0/14$ و $k_2=0/02$ در نظر گرفته شده است.

۲.۲. هماهنگی رله‌های اضافه جریان

به منظور جلوگیری از تداخل عملکرد سیستم حفاظتی و افزایش قابلیت اطمینان می‌بایست در سیستم حفاظتی ابتدا رله‌های اصلی عمل کنند و در صورت عدم عملکرد با یک تأخیر زمانی رله پشتیبان عملکرد داشته باشد. لذا تنظیمات رله‌ها باید به نحوی انجام شود که این هماهنگی حاصل شود.

مسئله هماهنگی رله‌های اضافه جریان، یک مسئله بهینه‌سازی با تعدادی قیدها می‌باشد. هدف مسئله هماهنگی حفاظتی، محاسبه ضریب تنظیم جریانی و زمانی بوده؛ به گونه‌ای که خطا در هر نقطه از شبکه در سریع‌ترین زمان با کمترین ناحیه ممکن رفع گردد و در ضمن هیچ تداخل زمانی در عملکرد تجهیزات اصلی و پشتیبان رخ ندهد [۲۱].

$$\text{Min } \sum t_i$$

$$\text{s.t:}$$

$$t_j - t_i \geq CTI$$

در رابطه ۲، t_i زمان عملکرد رله‌های اصلی بوده و t_j زمان عملکرد رله پشتیبان می‌باشد. قیود هماهنگی برای تمامی زوج رله‌های اصلی و پشتیبان نوشته می‌شود. به منظور عدم تداخل زمانی تجهیزات حفاظتی با یکدیگر باید برای هر دو تجهیز در کنار هم یک فاصله زمانی وجود داشته باشد. برای تجهیز اصلی (پایین‌دست) و تجهیز پشتیبان (بالادست) باید یک فاصله زمانی

دوگانه زمان-جریان-ولتاژ برای DOCRها پیشنهاد شده است که حفاظت ولتاژ DG با عملکرد سریع تجهیزات حفاظتی بهبود می‌یابد. در [۲۰] یک طرح حفاظت ولتاژ جدیدی پیشنهاد می‌کند که ترکیبی از یک مبدل چند سطحی مدولار خود-اتلاف توان (PS-MMC)^۱ و یک چاپر ac است.

در مطالعات پیشین، از جمله مراجع [۸] تا [۱۹] اثر حفاظت ولتاژ DG تنها بر اساس یک معیار بررسی شده است؛ درحالی‌که در شبکه توزیع، شاخص‌های قابلیت اطمینان و عملکرد رله‌های اضافه جریان تحت تأثیر حفاظت ولتاژ DG می‌باشند. در هنگام وقوع خطا حفاظت ولتاژ DG سبب جدا شدن آن از شبکه می‌گردد که قابلیت اطمینان شبکه را کاهش می‌دهد. در این مقاله شاخص جدیدی شامل پارامترهای متأثر از حفاظت ولتاژ پیشنهاد شده است. در شاخص پیشنهادی اثر حضور DG، بر معیار ENS با در نظر گرفتن حفاظت ولتاژ، هماهنگی جفت رله‌ها و مقایسه زمان عملکرد آن‌ها با زمان مجاز حفاظت ولتاژ بررسی شده و یک شاخص ارائه شده است. در نهایت، روش پیشنهادی بر روی سیستم تست نمونه پیاده‌سازی می‌شود. به‌طوری‌که تأثیر حفاظت ولتاژ بر روی معیارهای قابلیت اطمینان و عملکرد حفاظتی بررسی شده است.

۲. رله اضافه جریان

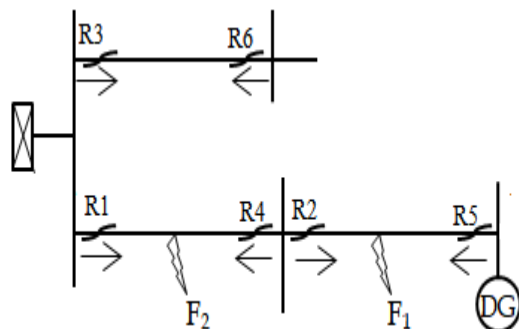
از مهم‌ترین تجهیزات حفاظتی به‌کار برده شده در شبکه توزیع رله اضافه جریان است. رله اضافه جریان یک نوع رله حفاظتی است که هنگامی که جریان بار بیش از یک مقدار از پیش تعیین شده شود، عمل می‌کند و متداول‌ترین دستگاه حفاظتی است که برای مقابله با اتصال کوتاه در سیستم‌های قدرت استفاده می‌شود.

۱.۲. مشخصه رله اضافه جریان

هر رله اضافه جریان دارای یک مشخصه استاندارد IEC/IEEE است که بر اساس آن عمل می‌کند. در رابطه (۱) TMS_i ، I_i ، M_i و I_{pi} به ترتیب ضریب تنظیم زمانی، جریان خطای عبوری، نسبت جریان اتصال کوتاه به جریان تنظیم و تنظیم جریان رله نام می‌باشد.

1. Power Self-Dissipation Modular Multilevel Converter
2. Time Multiplier Setting

یک شبکه توزیع ساده مجهز به DG در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل (۱): شبکه نمونه با DG

در این شبکه رله‌های اضافه جریان از نوع جهت‌دار در نظر گرفته شده است. به ازای خطای F1، رله‌های R5 و R2 به‌عنوان تجهیزات اصلی باید سریع خطا را در مدت زمان مجاز حفاظت ولتاژ تولید پراکنده رفع کنند. اگر عملکرد رله‌ها در زمانی طولانی‌تر از مدت زمان مجاز حفاظت ولتاژ عملکرد داشته باشند، آنگاه از شبکه جدا می‌شود. باین‌حال، اگر فرمان قطع مدار توسط رله قبل از زمان مجاز ارسال شود، DG متصل مانده و به کار خود ادامه می‌دهد. در صورت عدم عملکرد رله R2، رله R1 پس از مدت زمانی به‌اندازه CTI عمل خواهد کرد. در صورت وقوع خطا در F2 رله R4 و R1 باید عملکردی سریع‌تر از زمان مجاز حفاظت ولتاژ داشته باشند. در غیر این صورت DG از شبکه جدا می‌گردد. همچنین در صورت عدم عملکرد رله R4 رله R5 فرمان قطع را صادر خواهد کرد؛ بنابراین عملکرد رله‌ها در مدت زمان مجاز حفاظت ولتاژ به‌شدت بر روی ENS تأثیرگذار خواهد بود. در این مقاله تأثیر حفاظت ولتاژ بر روی ENS به‌عنوان اولین معیار در شاخص پیشنهادی در نظر گرفته شده است.

۲.۳. تأثیر حفاظت ولتاژ DG بر حفاظت اصلی

همان‌طور که در بخش (۳.۱) بررسی شد، چنانچه خطا در زمان مجاز حفاظت ولتاژ DG توسط رله‌های اضافه جریان رفع گردد، DG به شبکه متصل مانده، اما اگر عملکرد رله‌های اضافه جریان کندتر از زمان مجاز حفاظت ولتاژ باشد، DG از شبکه جدا می‌گردد؛ بنابراین با مقایسه زمان عملکرد رله‌های اضافه جریان اصلی و زمان مجاز حفاظت ولتاژ دومین پارامتر متأثر از حفاظت ولتاژ در رابطه ۴ معرفی گردیده است.

به‌اندازه CTI^۱ باشد تا هماهنگی کامل بدون تداخل زمانی برقرار باشد.

۳. حفاظت ولتاژ منابع تولید پراکنده

در جدول ۱ مشخصه عملکرد حفاظت ولتاژ منابع تولید پراکنده نشان داده شده است. مطابق با این مشخصه با توجه به میزان افت ولتاژ در PCC زمان مجاز رفع خطا مشخص شده است. به‌عنوان مثال به ازای ولتاژ ۰/۷ پریونیت در PCC مدت زمان مجاز رفع خطا ۰/۱۶ ثانیه خواهد بود.

جدول (۱): مشخصه عملکرد حفاظت ولتاژ DG [۲۲]

ولتاژ (پریونیت)	زمان مجاز (ثانیه)
۱/۲	۰/۱۶
۱/۱	۲/۰۰
۰/۷	۲/۰۰
۰/۴۵	۰/۱۶

۱.۳. تأثیر حفاظت ولتاژ DG بر مقدار ENS

میزان از دست رفتن انرژی تحویلی به مشترکین در صورت وقوع خطا توسط شاخص ENS بیان شده و واحد آن kWh می‌باشد. در یک شبکه هر چه میزان شاخص ENS کوچک‌تر باشد، بیانگر بالاتر بودن میزان قابلیت اطمینان در شبکه خواهد بود. در فرمول (۳) Li توان اکتیو و Ui مدت زمان دسترسی ناپذیری نقطه نام خواهد بود.

$$ENS = \sum_{i=1}^n U_i L_i \quad (3)$$

در این مقاله، شاخص ENS به‌عنوان معیار قابلیت اطمینان انتخاب شده است؛ زیرا این شاخص علاوه بر محاسبه میزان انرژی تأمین نشده، تأثیر مستقیم خروج منابع تولید پراکنده ناشی از عملکرد حفاظت ولتاژ را نیز منعکس می‌کند.

عملکرد حفاظت ولتاژ DG به‌شدت بر شاخص‌های قابلیت اطمینان از جمله ENS تأثیر می‌گذارد. برای روشن‌تر شدن موضوع،

$$\delta = \begin{cases} \alpha \times ENS & t_{vp} - t_{relay} > 0 \text{ و } t_b - t_p - CTI > 0 \\ \alpha \times ENS + \gamma |\Delta t'| & t_{vp} - t_{relay} > 0 \text{ و } t_b - t_p - CTI < 0 \\ \alpha \times ENS + \beta |\Delta t| & t_{vp} - t_{relay} < 0 \end{cases}$$

در رابطه ۶ اگر شرط $t_{vp} - t_{relay} > 0$ و $t_b - t_p - CTI > 0$ برقرار باشد در این صورت DG به شبکه متصل مانده و قیود هماهنگی حفظ گردیده و مقدار شاخص از رابطه ۷ محاسبه می‌گردد.

$$\delta = \alpha \times ENS \quad (۷)$$

اگر شرط $t_{vp} - t_{relay} > 0$ و $t_b - t_p - CTI < 0$ برقرار باشد، در این حالت حضور DG بر قیود هماهنگی رله‌ها تأثیرگذار خواهد بود و مقدار شاخص توسط رابطه ۸ محاسبه می‌گردد. در رابطه ۸ هر چه $|\Delta t'|$ بزرگ‌تر باشد، حضور DG تأثیر بیشتری بر قیود هماهنگی حفاظتی خواهد داشت. در رابطه ۸ $|\Delta t'|$ مجموع نقض قیود هماهنگی حفاظتی در تمامی شرایط وقوع خطا است.

$$\delta = \alpha \times ENS + \gamma |\Delta t'| \quad (۸)$$

چنانچه در صورت وقوع خطا شرط $t_{vp} - t_{relay} < 0$ برقرار باشد، به دلیل عملکرد کند رله نسبت به زمان مجاز حفاظت ولتاژ در این شرایط DG از شبکه جدا خواهد شد. هر چه $|\Delta t|$ کوچک‌تر باشد، الزامات FRT تأثیر کمتری بر عملکرد رله‌ها داشته است. به دلیل اینکه هماهنگی حفاظتی در صورت عدم حضور DG برقرار است، بنابراین پارامتر $\Delta t'$ تأثیرگذار نیست. بنابراین؛ بطله (۶) به صورت رابطه ۹ بازنویسی گردیده است.

$$\delta = \alpha \times ENS + \beta |\Delta t| \quad (۹)$$

تأثیر حفاظت ولتاژ بر ENS و تأثیر حفاظت ولتاژ بر حفاظت اصلی و بر قیود هماهنگی حفاظتی و تأثیر هرکدام ضرایب مخصوص خود را دارند. به علت آنکه پارامترهای ارائه شده در شاخص پیشنهادی هم دیمانسیون نیستند، ابتدا تمامی پارامترها نرمالیزه شده، سپس شاخص محاسبه می‌شود. با توجه به اهمیت ضرایب α ، β و γ در شاخص پیشنهادی وزن داده شده است.

$$\Delta t = t_{vp} - t_{relay} \quad (۴)$$

در این رابطه t_{relay} زمان عملکرد رله و t_{vp} زمان مجاز مشخصه حفاظت ولتاژ DG می‌باشد. Δt اختلاف زمانی بین زمان مجاز مشخصه حفاظت ولتاژ برای رفع خطا و زمان عملکرد رله‌های اضافه جریان می‌باشد. به علت تأخیر عملکرد رله پشتیبان نسبت به رله اصلی، در رابطه ۴ فقط زمان عملکرد رله اصلی لحاظ شده است. از رابطه فوق می‌توان نتیجه گرفت که در شرایطی که زمان عملکرد رله سریع‌تر از حفاظت ولتاژ باشد، Δt مثبت بوده و DG به شبکه متصل خواهد ماند. این شرایط جزء شرایط مطلوب در نظر گرفته شده است. در صورتی که عملکرد رله کندتر از حفاظت ولتاژ باشد، مقدار Δt منفی شده و DG از شبکه جدا می‌گردد.

۳.۳. تأثیر حفاظت ولتاژ DG بر قیود هماهنگی

در زمان وقوع خطا، جریانی از سمت DG به محل خطا تزریق می‌گردد. این جریان سبب تغییر جریان خطای عبوری از رله شده و زمان عملکرد رله‌های اضافه جریان تغییر خواهد کرد. این موضوع می‌تواند سبب ایجاد عدم هماهنگی بین رله‌های اصلی و پشتیبان گردد. در این مقاله هماهنگی رله‌های اصلی و پشتیبان به عنوان پارامتر سوم در شاخص پیشنهادی در نظر گرفته شده است.

$$\Delta t' = t_b - t_p - CTI \quad (۵)$$

در رابطه ۵ میزان نقض قیود هماهنگی حفاظتی بیان شده است. در این رابطه t_b زمان عملکرد رله پشتیبان و t_p زمان عملکرد رله اصلی است. در رابطه ۵ به ازای مقدار مثبت $\Delta t'$ هماهنگی حفاظتی در حضور DG حفظ شده و به ازای مقدار منفی آن قیود هماهنگی حفاظتی نقض خواهد شد.

۴. ارائه و محاسبه شاخص پیشنهادی

در این بخش برای بررسی میزان تأثیر معیارهای معرفی شده در بخش ۳ شاخص جدیدی مطابق رابطه ۶ ارائه شده است.

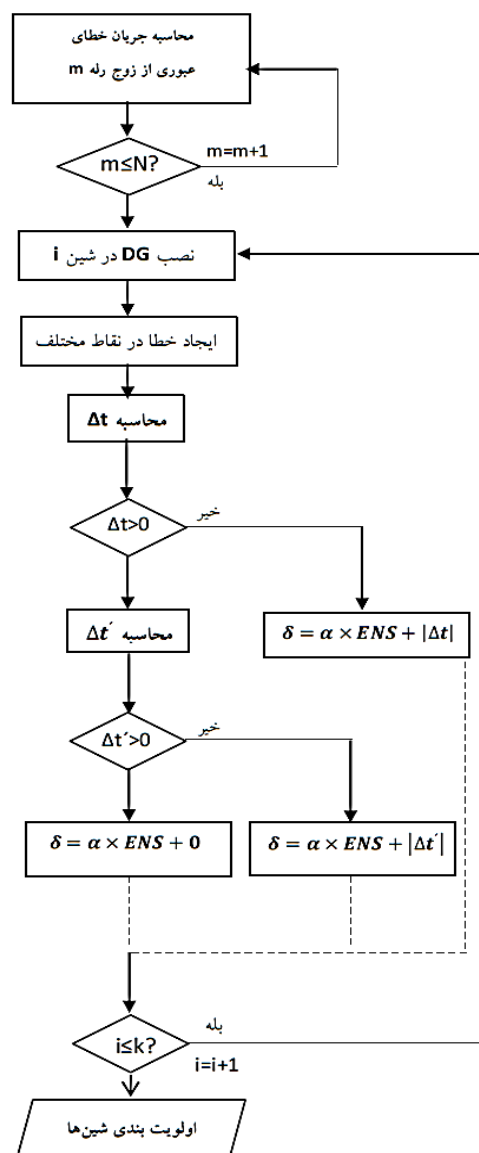
(۶)

مطابق رابطه ۱۰ مجموع ضرایب وزن‌ها یک در نظر گرفته شده است.

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (10)$$

۵. اولویت‌بندی شین‌ها بر اساس شاخص پیشنهادی

در بخش (۴) شاخص δ به منظور تعیین تأثیر حفاظت ولتاژ DG بر روی پارامترهای مختلف ارائه گردید. برای محاسبه این شاخص الگوریتم شکل ۲ پیشنهاد شده است.



شکل (۲): روندنمای محاسبه شاخص پیشنهادی شین‌ها

مطابق با این الگوریتم در حالت بدون حضور DG محاسبات اتصال کوتاه انجام شده، جریان خطای عبوری از رله‌های اضافه جریان و سپس تنظیمات بهینه رله‌ها برای خطاهای سه فاز بدون مقاومت و در ابتدا خط محاسبه می‌شود و سپس مسئله هماهنگی رله‌های اضافه جریان مطابق رابطه ۲ حل شده و تنظیمات بهینه تمامی رله‌ها محاسبه می‌شود.

در ادامه مطابق با این الگوریتم DG در شین i نصب می‌شود. با ایجاد خطا محاسبات اتصال کوتاه انجام شده و جریان عبوری از رله‌های اضافه جریان و زمان عملکرد آن‌ها توسط رابطه ۱ محاسبه و ذخیره می‌گردد. ولتاژ V_{PCC} و زمان مجاز رفع خطا از مشخصه حفاظت ولتاژ مطابق با جدول ۱ محاسبه می‌گردد. باتوجه به زمان عملکرد رله‌ها و زمان مجاز حفاظت ولتاژ اگر خطایی که در سیستم رخ دهد که بر V_{PCC} تولید پراکنده تأثیر بگذارد و این V_{PCC} به 0.9 پریونیت یا بالاتر در t_{VP} بازبازی نشود، DG مربوطه از شبکه جدا می‌گردد. چنانچه DG از شبکه جدا گردد، نمی‌تواند در کاهش ENS مشارکت داشته باشند. سپس با توجه به نتایج به‌دست آمده، شاخص δ محاسبه می‌گردد. این فرآیند با نصب DG در تمامی شین‌ها تکرار گردیده و شاخص پیشنهادی برای تمامی آن‌ها محاسبه می‌گردد. این شاخص تعیین می‌کند که حضور DG در کدام شین تأثیر بیشتری در بهبود قابلیت اطمینان با در نظر گرفتن حفاظت ولتاژ با کمترین نقض قید هماهنگی حفاظتی داشته است.

در الگوریتم فوق m شماره زوج رله اصلی و پشتیبان، N تعداد کل زوج رله‌ها، k تعداد کل شین‌ها و i مکان‌های نصب DG در شبکه می‌باشد.

۶. نتایج شبیه‌سازی

در این مقاله شبکه نمونه ۶ شینه به کمک شاخص پیشنهادی رابطه ۶ مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. در شکل ۳ دیاگرام تک خطی شبکه به همراه مکان و شماره رله‌های اضافه جریان آورده شده است.

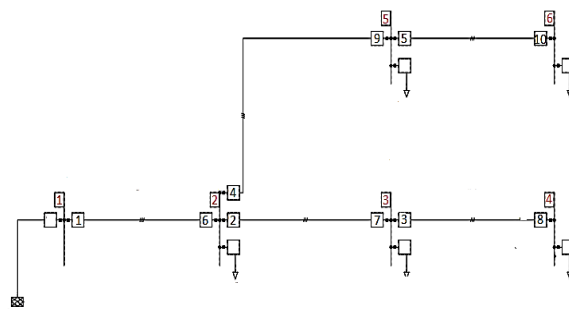
این شبکه از یک فیدر اصلی و دو فیدر فرعی تشکیل شده و هر فیدر توسط رله اضافه جریان جهت‌دار حفاظت می‌شود. هر تجهیز وظیفه حفاظت از فیدر مربوطه به خود را دارد و به ازای تجهیز حفاظتی پایین دست خود، به‌عنوان پشتیبان عمل خواهد

خطای عبوری از تجهیزات حفاظتی توسط نرم افزار دیگسایلنت^۱ محاسبه شده و با نامعلوم گرفتن تنظیم جریان رله‌ها، این مسئله به یک مسئله برنامه‌ریزی تبدیل شده و توسط نرم افزار متلب^۲ حل شده است. نوع خطا، خطای سه فاز بدون مقاومت در جلوی رله در نظر گرفته شده است. تنظیمات جریان شبکه نمونه با توجه به حداقل جریان خطا و حداکثر جریان بار و تنظیم موجود بر روی رله‌ها محاسبه شده است. تنظیمات جریان و زمان رله‌های اضافه جریان در جدول ۳ آورده شده است.

جدول (۳): تنظیمات بهینه رله‌های اضافه جریان

شماره رله	تنظیم جریان (kA)	ضریب تنظیم زمان (S)
۱	۰/۳۷۶	۰/۱۲۱۸
۲	۰/۱۳۷	۰/۱۰۶۹
۳	۰/۰۶۹	۰/۰۵۰
۴	۰/۱۶۵	۰/۰۸۱۴
۵	۰/۰۸۵	۰/۰۵
۶	۰/۰۱۳	۰/۰۵
۷	۰/۱۱	۰/۰۷۲۶
۸	۰/۱۱۴	۰/۱۲۲۸
۹	۰/۰۶۲	۰/۰۸۶۶
۱۰	۰/۱	۰/۱۰۸۷

کرد. اطلاعات این شبکه شامل طول، امپدانس خطوط و بار شین‌ها در جدول ۲ آورده شده است.



شکل (۳): شبکه تست نمونه

در این مقاله تمامی رله‌های اضافه جریان از نوع معکوس معمولی، با مشخصه IEC و با CTI برابر ۰/۲ ثانیه در نظر گرفته شده است. ژنراتور سنکرون ۱ مگاوات آمپر و ۸ کیلوولت در نظر گرفته شده است. جدول ۱ جهت محاسبه زمان عملکرد حفاظت ولتاژ DG در شاخص پیشنهادی در نظر گرفته شده است.

جدول (۲): داده‌های شبکه نمونه

شماره خط	امپدانس خط (Ω)	طول خط (km)	میزان بار (kW)
۱	$۰/۱۲ + j۰/۱۵$	۱۰	۳۰۰
۲	$۰/۰۲ + j۰/۰۵$	۱۰	۳۰۰
۳	$۰/۰۲ + j۰/۰۵$	۱۰	۳۰۰
۴	$۰/۰۷ + j۰/۰۹$	۵۰	۵۰۰
۵	$۰/۰۷ + j۰/۰۹$	۵۰	۵۰۰

۱.۶. تنظیمات بهینه رله‌های اضافه جریان

جهت ارزیابی شاخص پیشنهادی ابتدا بدون حضور DG مسئله هماهنگی رله‌های اضافه جریان رابطه ۲ حل گردیده است. جریان

۲.۶. محاسبه شاخص پیشنهادی

با توجه به تنظیمات به دست آمده در مرحله قبل، معیار ENS، زمان عملکرد رله‌های اضافه جریان و $\Delta t'$ بدون حضور DG محاسبه گردیده و در جدول ۴ آورده شده است. مقدار شاخص ENS در حالت بدون حضور DG در این شبکه برابر با kWh ۱۷۲۰ خواهد بود. در این مقاله، علامت (*) بیانگر حالتی است که برای آن وضعیت، رله عملکرد ندارد و یا زوج رله اصلی-پشتیبان برای آن خط وجود نداشته است.

جدول (۴): محاسبه ENS و $\Delta t'$ در حالت عدم حضور DG

$\Delta t' (s)$	زمان عملکرد رله اصلی (ثانیه)	زمان عملکرد رله پشتیبان (ثانیه)	نوع خط	نوع بار
-	۰/۳۷۹	-	۱	-
*	*	*	۶	۷
*	*	*	۶	۹
۰/۰۸۶	۰/۲۸۶	۰/۵۸۲	۲	۱
*	*	*	۷	۸
۰/۰۰۵	۰/۱۱۴	۰/۳۱۹	۳	۲
*	*	*	۸	-
۰/۱۹۲	۰/۲۸	۰/۶۷۲	۴	۱
*	*	*	۹	۱۰
۰/۱۴۸	۰/۲۸۵	۰/۶۳۳	۵	۴
*	*	*	۱۰	-
ENS (kWh)				۱۷۲۰
$ \Delta t' (s)$				۰/۰۰
δ				۱

مشاهده می‌گردد که تمامی قیود هماهنگی برقرار بوده است و $\Delta t'$ برای همه زوج رله‌ها بزرگتر از صفر بوده و مقدار $|\Delta t'|$ در شاخص δ برابر صفر در نظر گرفته شده است. جهت نشان دادن اهمیت یکسان معیارهای شاخص δ ، تمامی ضرایب α ، β و γ یکسان و برابر ۰/۳۳ در نظر گرفته شده است.

در ادامه برای نشان دادن تأثیر حفاظت ولتاژ بر شاخص پیشنهادی DG در شین ۴ نصب گردیده و جریان‌های خطای تزریقی توسط شبکه و DG محاسبه گردیده است. به کمک این جریان‌ها و تنظیمات زمان موجود در جدول ۲ زمان عملکرد تجهیزات اصلی، پشتیبان و $\Delta t'$ محاسبه گردیده و در ستون ۳ جدول ۵ آورده شده است. به کمک زمان مجاز حفاظت ولتاژ مقدار Δt نیز محاسبه شده و در ستون ۴ آورده شده است. خطاهایی که در مدت زمان مجاز حفاظت ولتاژ توسط تجهیزات حفاظتی اصلی و پشتیبان رفع نمی‌گردد، به صورت منفی و زیرخطدار نشان داده شده است. مشاهده می‌گردد با نصب DG در شین ۴ به ازای خطا در ابتدای خطوط ۲ و ۳، عملکرد رله‌ها طولانی‌تر از مدت زمان مجاز حفاظت ولتاژ بوده و DG از شبکه جدا می‌گردد. در صورت وقوع خطا در خط ۲ زمان عملکرد رله ۲ و ۷ بیشتر از زمان مجاز حفاظت ولتاژ می‌باشد که سبب قطع DG خواهد شد. برای خطا بدون مقاومت در ۵۰٪ خط، زمان عملکرد رله ۲ ۰/۲۸۹ ثانیه و رله ۷ ۰/۲۸۶ ثانیه بوده درحالی‌که زمان موردنیاز حفاظت ولتاژ ۰/۱۶ ثانیه است. این مورد به شدت بر روی شاخص ENS تأثیر می‌گذارد.

برای سایر خطاها، فرمان قطع رله‌های اضافه جریان قبل از حفاظت ولتاژ DG بوده و DG از شبکه جدا نمی‌گردد. با وقوع خطا در خط ۵ زمان عملکرد رله ۴ ۰/۲۶۴ ثانیه بوده که بسیار کمتر از ۱/۱۰۶ ثانیه (زمان مجاز حفاظت ولتاژ) است؛ بنابراین DG به شبکه متصل می‌ماند.

جدول (۵): محاسبه ENS و $\Delta t'$ در حالت حضور DG در شین ۴

Δt (s)	$\Delta t'$ (s)	$\frac{\Delta t'}{\Delta t}$	$\frac{\Delta t'}{\Delta t}$
۰/۰۶	-	۱	-
	۰/۰۱۹	۶	۷
	*	۶	۹
<u>-۰/۱۳۶</u>	۰/۰۴۹	۲	۱
	۰/۰۰۷	۷	۸
<u>-۰/۳۲۰</u>	<u>-۰/۰۹</u>	۳	۲
	-	۸	-
۰/۸۴۲	۰/۳۱۵	۴	۱
	*	۹	۱۰
۱/۲۴۲	۰/۰۳۱	۵	۴
	*	۱۰	-
۱۳۲۰	ENS (kWh)		
۰/۰۹	$ \Delta t' $ (s)		
۰/۴۶۵	$ \Delta t $ (s)		
۲	δ		

منفی آن به معنی نقض قیود هماهنگی می‌باشد. تمامی این شاخص‌ها با نصب DG در شین‌های مختلف محاسبه گردیده و در جدول ۶ آورده شده است. با کمک شاخص پیشنهادی بهترین شین جهت حضور DG با در نظر گرفتن تأثیر حفاظت و لتاژ بر روی قابلیت اطمینان و عملکرد رله‌های اضافه جریان مشخص شده است. با حضور DG در شین ۴ بیش‌ترین میزان تأثیرپذیری معیارها از حفاظت و لتاژ اتفاق می‌افتد و بدترین شین برای حضور DG از دیدگاه شاخص پیشنهادی می‌باشد. هر چه مقدار شاخص پیشنهادی کمتر باشد، به همان نسبت حفاظت و لتاژ تأثیر کمتری بر معیارهای ارائه شده در بخش ۳ دارد.

کمترین میزان تأثیرپذیری از حفاظت و لتاژ مربوط به شین شماره ۶ با مقدار ۰/۷۹۲ می‌باشد که نشان می‌دهد تأثیرپذیری معیارها از حفاظت و لتاژ DG در این شین بسیار پایین می‌باشد.

با مقایسه جدول ۴ و ۵ مشخص می‌شود که با حضور DG مقدار ENS کاهش یافته است. همچنین با حضور DG نقض قیود هماهنگی حفاظتی در برخی خطاها رخ داده است.

۳.۶. تأثیر مکان نصب DG بر شاخص پیشنهادی

در این بخش برای ارزیابی شاخص پیشنهادی ۳ خطا در ابتدا، انتها و ۵۰ درصد طول خط از نوع سه فاز بدون مقاومت در تمامی خطوط لحاظ شده است. تأثیرپذیری تمامی معیارها از حفاظت و لتاژ با در نظر گرفتن حضور DG بر روی تمامی شین‌های شبکه نمونه (۳) بررسی و سپس شاخص δ برای هر شین محاسبه شده و نتایج در جدول ۶ آورده شده است.

نتایج به‌خوبی نشان داده است که در صورت وقوع خطا در برخی خطوط DG با توجه به حفاظت و لتاژ از شبکه جدا شده و در کاهش میزان ENS مشارکت نخواهد داشت. در سطر ۱۷ مقدار ENS به ازای حضور DG در هر شین آورده شده است. چنانچه مقدار $\Delta t'$ مثبت باشد، به معنی عدم نقض قیود هماهنگی و مقدار

جدول (۶): محاسبه معیارهای Δt ، $\Delta t'$ و ENS به ازای نصب DG در تمامی شین‌ها

شماره قید	شماره رله پشتیبان	شماره رله اصلی	شماره شین نصب DG									
			۲		۳		۴		۵		۶	
			$\Delta t'(s)$	$\Delta t(s)$	$\Delta t'(s)$	$\Delta t(s)$	$\Delta t'(s)$	$\Delta t(s)$	$\Delta t'(s)$	$\Delta t(s)$	$\Delta t'(s)$	$\Delta t(s)$
۱	-	۱	-	۰/۰۶۷	-	۰/۰۶۱	-	۰/۰۶	-	۰/۰۶۵۶	-	۰/۰۸۵۷
۲	۷	۶	-		۰/۰۰۸		۰/۰۱۹		*		*	
۳	۹	۶	*		*		*		۰/۰۰۳		۰/۰۰۶	
۴	۱	۲	۰/۱۱۵	-۰/۱۱۳	۰/۰۰۵	-۰/۱۲۶	۰/۰۴۹	-۰/۱۳۶	۰/۰۸۴	۰/۳۸۷	۰/۰۰۷	۰/۰۵۸۴
۵	۸	۷	*		*		۰/۰۰۷		*		*	
۶	۲	۳	-۰/۰۱۲	۰/۰۶۴	۰/۰۲۶	۰/۰۴۸	۰/۰۰۸	-۰/۳۲۰	-۰/۰۰۶	۱/۰۳	-۰/۰۰۳	۱/۱۵۱
۷	-	۸	*		*		-		*		*	
۸	۱	۴	۰/۳۸۹	۰/۰۵۸۹	۰/۳۲۶	۰/۰۸۲	۰/۳۱۵	۰/۰۸۴۲	۰/۲۰۵	-۰/۱۲	۰/۲۰۱	۰/۰۴۶۷
۹	۱۰	۹	*		*		*		*		۰/۰۲۶	
۱۰	۴	۵	۰/۰۲۶	۱/۱۹	۰/۰۱۳	۱/۲۳۳	۰/۰۳۱	۱/۲۴۲	۰/۱۶	۰/۰۵۶۵	۰/۰۵۳	-۰/۲۹۹
۱۱	-	۱۰	*		*		*		*		*	
$\Sigma \Delta t (s)$			۰/۱۱۳		۰/۱۲۶		۰/۴۵۶		۰/۱۲		۰/۲۹۹	
$\Sigma \Delta t'(s)$			۰/۰۱۲		۰/۰۰		۰/۰۰		۰/۰۰۶		۰/۰۰۳	
ENS (kWh)			۱۳۲۰		۱۳۲۰		۱۳۲۰		۱۳۲۰		۹۲۰	
δ			۲		۱/۰۳۸		۲		۱/۵۲		۰/۷۹۲	

مراجع

- [1] Fani, B. Shahgholian, GH. Alhelou, H.H. Siano, P. "Inverter-based islanded microgrid: A review on technologies and control", e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, Vol. 2, pp. 2772-6711, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.100068>.
- [2] IEEE Std 1547-2018, IEEE Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with Associated Electric Power system interfaces, 2018, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.
- [3] Elmitwally, A. Kotb, M. Gouda, F. E. Elgamal, M. "A Coordination Scheme for a Combined Protection System Considering Dynamic Behavior and Wind DGs Fault Ride-Through Constraints", Electr. Power Syst. Res, Vol. 213, pp. 108720. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108720>.
- [4] Mazlumi, K. Abyaneh, H. A. "Relay coordination and protection failure effects on reliability indices in an interconnected sub-transmission system", Elect. Power Syst. Res, Vol. 79, pp. 1011-1017, 2009, <http://doi.org/10.22034/tjee.2023.57509.4663>.
- [5] Fatemi, S. S. Samet, H. "Allocation of renewables, switches, and relays considering relays actual operation time", IEEE Syst. J. Vol. 14, No. 1, pp. 950-959. 2020, <http://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2937363>.
- [6] Xiaotong, Xu. Fei, Xiao. Shaofeng, Lu. Z. J. Huaiying, Lin, H. Bing, "Structural and hierarchical partitioning of virtual microgrids in power distribution network", IEEE Syst. J. Vol. 13, No. 1, pp 823-832. 2019, <http://doi.org/10.1109/JSYST.2018.2821137>.
- [7] Baghaee, H. R. Mirsalim, M. Gharehpetian, G. B. Talebi, H. A. "OC/OL protection of droop-controlled and directly voltage-controlled microgrids using TMF/ANN-based fault detection and discrimination", IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron, to be published, pp. 3254-3265, 2019, <http://doi.org/10.1109/JESTPE.2019.2958925>.
- [8] Saleh, K. A. Zeineldin, H. H. Al-Hinai, A. El-Saadany, E. F. "Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic", IEEE Trans. Power Del, Vol. 30, No. 2, pp. 537-544. 2015, <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741830>.
- [9] Dehghanpour, E. Karegar, H. Kheirollahi, K. R. Soleymani, T. "Optimal coordination of directional overcurrent relays in microgrids by using cuckoo-linear optimization algorithm and fault current limiter", IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 9, No. 2, pp. 1155-1165. 2018, <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2587725>.
- [10] Jazaeri, M. Farzinfar, M. Razavi, F. "Evaluation of the impacts of relay coordination on power system reliability", Int. Trans. Elect. Energy Syst, Vol. 25, No. 12, pp. 3408-3421. 2014, <https://doi.org/10.1002/etep.2042>.
- [11] Chao, P. Li, W. Liang, X. Xu, S. Shuai, Y. "An Analytical Two-Machine Equivalent Method of DFIG-Based Wind Power Plants Considering Complete FRT Processes", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 36, No. 4, pp. 3657-3667, 2021, <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3054871>.
- [12] Yoosefian, D. Chabanloo, R. M. "Protection of distribution network considering fault ride through requirements of wind parks", Electr. Power Syst. Res, Vol. 178, pp. 106019, 2020, <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106019>.
- [13] Lee, J. H. Jeon, S. G. Kim, D. K. Oh, J. S. Kim, J. E. "Temporary fault ride-through method in power distribution systems with distributed generations based on PCS", Energies, Vol. 13, No. 5, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13051123>.
- [14] Fatemi, S. S. Samet, H. "Considering DGs Voltage Protection in Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays to Minimize the Energy Not Supplied", IEEE Syst. J, Vol. 15, No. 3, pp. 4037-4045, 2020, <http://doi.org/10.1109/JSYST.2020.3001378>.
- [15] Alam, M. N. "Adaptive protection coordination scheme using numerical directional overcurrent relays", IEEE Transactions on Industrial Informatics Vol. 14, No. 11, 2018, <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2834474>.
- [16] He, Y. et al. "A two-stage fault reconfiguration strategy for distribution networks with high penetration of distributed generators", Electronics, pp. 1-28, 2025, <http://doi.org/10.3390/electronics14091872>.
- [17] Mohammadzamani, F. Hashemi, M. Shahgholian, G. "Adaptive control of nonlinear time delay systems in the presence of output constraints and actuator's faults", International Journal of Control, Vol. 96, No. 3, pp.541-553, 2023, <http://doi.org/10.1080/00207179.2021.2005257>.
- [18] Yoosefian, D. H. Askarian-abyaneh, Kheshti, M. Li, Q. Terzija, V. "Fault ride through constrained protection scheme for

distribution networks with DFIG-based wind parks", Electric Power Systems Research, Vol. 215, 2023,

<http://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108973>.

[19] K. A. Saleh, M. S. El Moursi, and H. H. Zeineldin, "A New Protection Scheme Considering Fault Ride Through Requirements for Transmission Level Interconnected Wind Parks," IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 11, No. 6, pp. 1324-1333, 2015.

<http://doi:10.1109/TII.2015.2479583>.

[20] S. Wu, D. Shi, L. Qu, X. Zhang, L. Qi and Z. Yu, "A Novel FRT Scheme Combining Power Self-Dissipation MMC and AC Chopper for Offshore Wind VSC-HVdc System," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 14, No. 3, pp. 3074-3086, 2026,

<http://doi.org/10.1109/JESTPE.2025.3646860>.

[21] Alkaran, D. S. et al. "Overcurrent relays coordination in interconnected networks using accurate analytical method and based on determination of fault critical point," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, No. 2, pp. 870- 877, 2015,

<http://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2330767>.

[22] Xu, X. et al. "Optimal site selection and capacity determination of multitypes of distributed generation in microgrid considering environment cost and timing characteristics", Power Syst. Technol, Vol. 4, pp. 914-921, 2013,

Corpus ID: 114272734.