JIPET

Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology
Vol. 15/ No. 59/ Autumn 2024
P-ISSN: 2322-3871, E-ISSN: 2345-5594, http://jipet.iaun.ac.ir/

20.1001.1.23223871.1403.15.59.6.9

Research Article

Distributed Generations Management to Restore Protective Coordination Using Multi-Agent Systems

Saeed Soltaniyan[1,2], *MSc.*, Bahador Fani[1,2], *Associate Professor*

[1]Department of Electrical Engineering- Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran
[2]Smart Microgrid Research Center- Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran
ssltanyan5@gmail.com, b.fani@pel.iaun.ac.ir

Abstract
Utilizing the structure of multi-agent systems is one of the methods proposed today to improve the performance of network protection systems. Given that the presence of distributed generation resources as well as network restructuring has always been a concern for network managers, so it is expected that with the introduction of smart equipment and capabilities that provide network managers, better performance and maintenance They help. Intelligent devices are able to exchange information by communicating on a telecommunications platform. The purpose of this paper is to coordinate the protection relays in the presence of distributed generation sources by removing the connection between the relay agents and the information collected from the entire network by the central controller. The proposed method, in addition to improving the speed of the traditional multi agent system protection system, increases the security of the protection system and eliminates the need for information from one agent of one section to the agents of another sections.

Keywords: distributed generation resources, multi-agent systems, protection coordination

Received: 6 December 2022
Revised: 23 January 2023
Accepted: 11 March 2023

Corresponding Author: Dr. Bahador Fani

Citation: S. Soltaniyan, B. Fani, "Distributed generations management to restore protective coordination using multi-agent systems", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 15, no. 59, pp. 125-142, September 2024 (in Persian).

20.1001.1.23223871.1403.15.59.6.9

مقاله پژوهشی

مدیریت منابع تولید پراکنده برای بازیابی هماهنگی حفاظتی با استفاده از ساختار سیستم‌های چندعاملی

سعید سلطانیان[۱،۲]، کارشناسی‌ارشد، بهادر فانی[۱،۲] دانشیار

۱- دانشکده مهندسی برق- واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران
۲- مرکز تحقیقات ریزشبکه‌های هوشمند- واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف‌آباد، ایران
ssltanyan5@gmail.com, b.fani@pel.iaun.ac.ir

چکیده: به‌کارگیری ساختار سیستم‌های چندعاملی یکی از روش‌هایی است که امروزه برای بهبود عملکرد سیستم‌های حفاظت شبکه پیشنهاد شده است. با توجه به اینکه حضور منابع تولید پراکنده و همچنین تغییر ساختار شبکه همواره نگرانی‌هایی را برای مدیران شبکه فراهم کرده، بنابراین انتظار می‌رود که با ورود تجهیزات هوشمند و قابلت‌هایی که برای مدیران شبکه فراهم می‌آورند، به عملکرد و نگهداری بهتر آنها کمک نمایند. تجهیزات هوشمند، به کمک برقراری ارتباط بر روی یک بستر مخابراتی قادرند تا به تبادل اطلاعات بپردازند. طرح حفاظتی پیشنهادی این مقاله در یک ساختار چندعاملی پیاده‌سازی می‌شود. سطح حفاظتی اصلی که توسط عامل‌های رله پیاده‌سازی می‌شود، عامل‌ها به بررسی امکان بروزرسانی تنظیمات حفاظتی می‌پردازند تا در صورتی که زمان مناسب برای آن فراهم باشد، عاملهای رله با تنظیمات جدید خطا را در زمان مناسبی برطرف سازند. در صورتی‌که سطح حفاظت اول تشخیص دهد که امکان بروزرسانی تنظیمات وجود نداشته و یا در ارتباط میان عامل‌های رله اختلالی ایجاد شده، طرح حفاظت پشتیبان را جایگزین می‌کند. طرح حفاظت پشتیبان توسط عامل شبکه اصلی و نواحی تولید پراکنده پیاده‌سازی می‌شود. در این طرح سعی می‌شود که به کمک کاهش جریان تزریقی منابع اینورتری در زمان وقوع خطا جریان را به مقدار اولیه نزدیک کرد تا مانع از عملکرد اشتباه و از بین رفتن هماهنگی رله‌ها شود.

کلمات کلیدی: سیستم‌های چندعاملی، منابع تولید پراکنده، هماهنگی حفاظتی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۹/۱۵
تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۱۱/۲
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۱۲/۲۰

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر بهادر فانی
نشانی نویسنده‌ی مسئول: اصفهان- نجف‌آباد- بلوار دانشگاه- دانشگاه آزاد اسلامی واحد نجف‌آباد

۱- مقدمه

امروزه با توسعه سیستم‌های قدرت و پیچیده‌تر شدن شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی[۱] برای تأمین انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان، لزوم اجرایی شدن طرحی جهت بالا بردن قابلیت اعتماد[۲] شبکه در تامین به موقع نیاز مصرف کنندگان و همچنین افزایش کیفیت توان[۳] مصرفی آنها اهمیت دارد [۱۰-۱]. استفاده از منابع تولیدپراکنده[۴] مانند توربین‌های بادی[۵]، میکروتوربین‌ها[۶]، صفحات خورشیدی[۷] و پیل‌های سوختی[۸] به عنوان یک تولیدکننده توان کوچک جهت اتصال به شبکه‌های توزیع و قرارگیری آنها در کنار بارهای مختلف رو به افزایش است [۱۵-۱۱]. از معایب استفاده از منابع تولیدپراکنده می‌توان به ایجاد ناهماهنگی[۹] در سیستم حفاظتی[۱۰] شبکه‌های توزیع، جزیره‌ای شدن منابع تولید-پراکنده، مشکلات مربوط به تنظیم، کنترل ولتاژ و فرکانس و افزایش سطح خطای اتصال کوتاه را بیان نمود [۱۶،۱۷].

به‌طور کلی هدف از طراحی سیستم حفاظتی شبکه، حفظ پایداری سیستم قدرت[۱۱] به واسطه برطرف ساختن خطا[۱۲] بر روی شبکه است. از مهمترین وظایف سیستم حفاظتی، کاهش آسیب‌های ناشی از وقوع خطا در سیستم توزیع و بی‌برق شدن بارهای موجود به واسطه عملکرد صحیح و به موقع سیستم حفاظتی است. بنابراین در صورت رخداد خطا در هر بخش از سیستم توزیع، سیستم حفاظتی برای ایزوله کردن ناحیه‌ای که تحت وقوع خطا است وارد عمل شده و شبکه را از وجود جریان خطای اتصال کوتاه ایزوله می‌کند [۱۸].

تاکنون روش‌های مختلفی برای پوشش مشکلات ناشی از حضور منابع تولید پراکنده بر روی عملکرد سیستم حفاظتی و همچنین حفظ هماهنگی حفاظتی[۱۳] بیان شده است. تعدادی از این روش‌ها دارای معایبی مانند هزینه‌های قابل توجه در پیاده‌سازی و پیچیده شدن شرایط برقراری هماهنگی حفاظتی هستند. بنابراین لازم است روشی ارائه شود که علاوه بر بهبود سیستم حفاظتی در شبکه‌های توزیع، معایب روش‌های ارایه شده را نیز پوشش دهد [۱۹].

قراردادن محدودیت بر روی ظرفیت تولیدی منابع و همچنین یافتن مکان مناسب برای اتصال آنها به نحوی که بر روی هماهنگی تجهیزات حفاظتی تأثیر گذار نباشد، روش‌هایی هستند که در مقاله‌های [۲۰] الی [۲۶] بررسی شده‌اند. این روش‌ها باعث محدودکردن ظرفیت منابع و همچنین مکان نصب آنها می‌گردد و علاوه بر آن ممکن است تا در صورت تغییر در ساختار شبکه ناکارآمد باشند. جدا شدن منابع تولید پراکنده از شبکه به منظور اجتناب از بر هم خوردن شرایط هماهنگی از دیگر روش‌های پیشنهادی است. اما به دلیل عدم استفاده از ظرفیت این منابع و مشکلات ناشی از بازگردانی مجدد آنها به شبکه ناکارآمد است.

با توجه به اینکه در حضور منابع تولید پراکنده ممکن است تا جهت جریان خطا از دو سمت شبکه تزریق گردد، استفاده از حفاظت‌های جهتی به عنوان راه‌کار دیگر در برخی مقاله‌ها مطرح شده است [۲۷]. همچنین استفاده از تجهیزات اضافی مانند کلیدها و یا استفاده ازحفاظت‌های دیستانس[۱۴] یا دیفرانسیل[۱۵] به جای حفاظت‌های اضافه جریان[۱۶]، از جمله راه‌کارهای دیگر در حفاظت شبکه‌های توزیع است [۳۰-۲۸].

به منظور کاهش میزان جریان خطا در طول شبکه از تجهیزاتی به نام محدودکننده‌های جریان خطا[۱۷] استفاده می‌شود. استفاده از محدودکننده‌های جریان این امکان را فراهم می‌سازد تا با افزایش امپدانس در طول مسیر خطا میزان جریان خطا کاهش یافته تا سیستم حفاظت شبکه دچار اشتباه نگردد. اما استفاده از محدودکننده‌ها در شبکه‌های توزیع به دلیل تلفات کلیدزنی[۱۸] و همچنین هزینه بالای طراحی محبوبیت کمی دارند [۳۳-۳۱]. روش‌های وفقی[۱۹] از جمله روش‌هایی هستند که به منظور بهبود عملکرد صحیح سیستم حفاظتی پیشنهاد شده‌اند. در این دسته از روش‌ها، در ابتدا وضعیت شبکه بررسی شده و با توجه به تغییرات جریان شبکه، تنظیمات متناسب با آن محاسبه گشته و بر روی رله‌ها بارگذاری می‌گردد. محاسبه تنظیمات می‌تواند به‌صورت آنلاین بر روی رله‌ها بارگذاری گردد و یا به‌صورت محلی توسط یک مهندس قدرت در مکان رله‌ها صورت پذیرد. روش اول نیازمند استفاده از یک بستر مخابراتی است که در آن تنظیمات جدید برای رله‌ها ارسال می‌گردد و در روش دوم تنظیمات جدید توسط نرم‌افزار محاسبه شده و روی رله‌ها قرار می‌گیرد [۳۶-۳۴].

استفاده از روش‌های هوشمند[۲۰] یکی دیگر از راه‌حل‌هایی است که به منظور رفع مشکلات حفاظتی شبکه در حضور منابع تولید پراکنده و همچنین در برابر تغییرات شبکه پیشنهاد شده است. یکی از طرح‌های حفاظتی بررسی شده در زمینه شبکه‌های

هوشمند استفاده از سیستم‌های چندعاملی[۲۱] است [۳۹-۳۷]. در این روش‌ها عامل‌ها، اطلاعات شبکه را جمع آوری کرده و به-واسطه یک ساختار ارتباطی، شروع به انتقال اطلاعات در میان تجهیزات مختلف شبکه می‌کنند که در نهایت قادرند تا طرح حفاظتی شبکه را اصلاح نمایند. در مرجع [۴۰] روشی مبتنی بر ساختار سیستم چند عاملی ارائه شده است که در آن به‌واسطه حضور عامل‌های[۲۲] مختلف و وجود یک سیستم کنترل‌کننده مرکزی[۲۳] تنظیمات سیستم حفاظتی به‌روزرسانی می‌گردد. استفاده از این ساختار به عنوان یک راه‌حل جدید حفاظتی پیشنهاد شده که البته مشکلاتی را نیز به همراه دارد. یکی از معایب اصلی اتصال واحدهای تولید پراکنده به شبکه، تاثیر نامطلوب آنها بر عملکرد سیستم حفاظتی شبکه است. در این مقاله با استفاده از عامل‌های رله[۲۴] به عنوان طرح حفاظت اصلی[۲۵] و عامل‌های منابع تولیدی شامل عامل شبکه اصلی و عامل‌های منابع تولید پراکنده به عنوان طرح حفاظت پشتیبان[۲۶]، روشی ارائه می‌شود تا علاوه بر کنترل هماهنگی میان تجهیزات حفاظتی[۲۷] در حضور منابع تولید پراکنده، قادر باشد وابستگی طرح حفاظتی را به ارتباط میان میان عامل‌های رله و اطلاعات جمع‌آوری شده از کل شبکه توسط کنترل‌کننده مرکزی حذف نماید. در جدول (۱) مقایسه روش پیشنهادی با تعدادی از روش‌های مبتنی بر سیستم چندعاملی نمایش داده شده است.

روش پیشنهادی به‌صورت هماهنگی میان عامل‌های رله در ساختار چندعاملی و مدیریت منابع تولید پراکنده انجام می‌شود. با توجه به اینکه در سیستم‌های چندعاملی مشکل در زمان به‌روز رسانی و رفت و برگشت اطلاعات در شبکه در لحظه وقوع خطا است، بنابراین طرح حفاظتی در کنار این روش در زمان وقوع خطا برای بهبود سیستم حفاظتی در فرآیند رفع خطا ارایه می‌شود. طرح پیشنهادی سعی دارد تا با مدیریت صحیح منابع تولید پراکنده مشکلات سیستم حفاظتی را در شرایط خطا بر طرف نماید. طرح پیشنهادی برخلاف روش‌های مطرح شده قادر است تا بدون در نظر داشتن محل خطا، مکان قرارگیری منابع و مقدار سطح نفوذ[۲۸] آنها در شبکه مشکلات سیستم حفاظتی را برطرف نماید. به همین منظور به کمک استفاده از یک ساختار چندعاملی طرحی پیشنهاد شده که در آن با استفاده از عامل قرار گرفتن منابع تولید پراکنده در شبکه، به مدیریت میزان تولید این منابع در لحظه وقوع خطا پرداخته می‌شود تا بتواند در صورت عدم عملکرد صحیح سیستم حفاظتی، با مدیریت میزان تولید این منابع مشکل سیستم حفاظتی را برطرف کند. ساختار مقاله در ادامه به این شرح است. در بخش دوم، نحوه مدیریت جریان منابع تولید پراکنده بررسی می‌شود. در ادامه در بخش سوم الگوریتم حفاظتی[۲۹] عامل‌های تولید پراکنده در پیاده‌سازی طرح حفاظت پشتیبان شرح داده می‌شود. به منظور تصدیق صحت روش پیشنهادی شبکه مورد مطالعه در بخش چهارم شبیه-سازی شده و در نهایت در بخش پنجم از روش پیشنهادی نتیجه‌گیری به عمل می‌آید.

۲- مدیریت جریان منابع تولیدات پراکنده

با توجه به تاثیر منابع تولید پراکنده بر روی شبکه توزیع و نیز تکنولوژی سیستم‌های چندعاملی، می‌توان روشی را بررسی نمود که در آن با استفاده از انتخاب منابع تولید پراکنده به عنوان عامل در ساختار سیستم‌های چندعاملی، اثر این منابع را در لحظه وقوع خطا کنترل نمود. این روش با برقراری ارتباط مابین همه منابع تولید پراکنده بر روی شبکه توزیع، می‌تواند میزان جریان خطای تزریقی منابع را در شرایط مختلف جهت حفظ هماهنگی در میان تجهیزات حفاظتی حفظ کنترل نماید.

Table (1): Comparison of the proposed method with similar methods

جدول (۱): مقایسه روش پیشنهادی با روش‌های مشابه

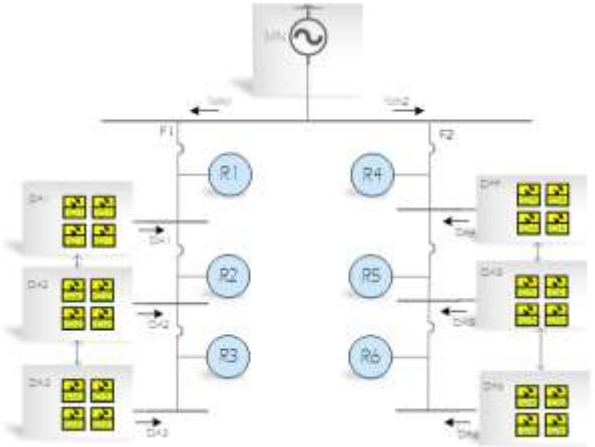
شماره مرجع / ویژگی ها	تعداد نوع عامل	وجود طرح پشتیبان	متمرکز	تغییر سیستم حفاظتی	زمان عملکرد	بروزرسانی تنظیمات
[۴۰]	۵	×	✓	✓	چندین ثانیه	✓
[۴۱]	۴	×	×	✓	چندین میلی‌ثانیه	✓
[۴۲]	۱	×	✓	×	چندین میلی‌ثانیه	×
[۴۳]	۱	×	×	✓	میلی‌ثانیه	×
روش پیشنهادی	۲	✓	×	×	میلی‌ثانیه	✓

به بیان کاملتر، با مشخص بودن میزان تولید هر ناحیه و میزان جریان پیش‌بینی شده برای شرایط خطا بر روی شبکه، در زمان قبل از ورود منابع تولید پراکنده، به شرایطی نزدیک شد که در آن حاشیه زمانی میان تجهیزات حفاظتی بازیابی شود. نواحی که در آن منابع تولید پراکنده به شبکه متصل هستند، به بخش‌های مجزایی تقسیم می‌گردند. در هریک از این بخش‌ها با توجه به اهمیت تامین بار آن ناحیه و نیز کیفیت توان مصرفی، جهت انتقال به مصرف کنندگان، شامل تعدادی منابع تولید پراکنده است. این منابع تولید پراکنده با توجه به سطح نیاز هر ناحیه در مصرف انرژی، دارای ظرفیت‌های متفاوتی هستند و آن ناحیه را تغذیه می‌نمایند. در طرح مورد نظر تمامی منابع تولید پراکنده به عنوان عامل در نظر گرفته می‌شوند که قابلیت اشتراک توان و جریان خروجی با دیگر عامل ها را به‌واسطه ارتباط مخابراتی خواهند داشت.

۱-۲- ناحیه‌بندی منابع تولید پراکنده

با توجه به اینکه هماهنگی میان تجهیزات حفاظتی به واسطه وجود نواحی تولیدی بر روی شبکه دچار اختلال می‌گردد، بنابراین سعی می‌شود تا به‌وسیله کنترل جریان خروجی این منابع، تاثیرگذاری آن بر جریان خطا مدیریت شود. در این حالت هر ناحیه که به‌وسیله یک شماره در شبکه مشخص می‌گردد، به عنوان یک ناحیه تولید پراکنده است که با عنوان DA نام گذاری می‌گردد. هر DA وظیفه دارد تا اطلاعاتی را جمع‌آوری کرده و به دیگر نواحی انتقال دهد و همچنین با دریافت اطلاعات از سایر نواحی محاسبات لازم را جهت بهبود شرایط هماهنگی ایجاد نماید. در صورتی که ناحیه جدیدی نیز به شبکه اضافه گردد، هنگام متصل شدن آن به شبکه حضور خود را به دیگر نواحی اعلام کرده و اطلاعات خود را برای آنها ارسال می‌کند.

هر ناحیه تولید پراکنده در این طرح میزان تولید جریان خود را در لحظه وقوع خطا مشخص می‌کند و آن را به ناحیه همسایه خود انتقال می‌دهد، تا همه شبکه از آن با خبر گردند و به دنبال آن همین جریان را از همسایه‌های خود دریافت می‌کند. علاوه بر اطلاعات تولید نواحی، هر ناحیه وضعیت سیستم حفاظتی فیدری که بر روی آن قرار گرفته را در اختیار دارد تا بر اساس آن بتواند حفاظت پایین‌دست و بالادست خود را تشخیص دهد. در شکل (۱)، شش ناحیه تولید پراکنده DA1، DA2، DA3، DA4، DA5 و DA6 مشخص هستند که بر روی دو فیدر مجزا واقع شده‌اند. این شش ناحیه که بر روی بستر مخابراتی با یکدیگر در ارتباط هستند، می‌توانند تا به وسیله این ارتباط اطلاعات خود را به یکدیگر منتقل نمایند. به عنوان مثال ناحیه DA2 بر روی فیدر F2، می‌داند که در بالادست خود رله R1 و در پایین‌دست خود رله R2 قرار دارند و همچنین اطلاعات رله R1 و R2 شامل میزان جریان خطایی که این دو رله بر اساس آن با یکدیگر هماهنگ هستند را در اختیار دارد. همچنین ناحیه DA6 اطلاعات مربوط به رله R6 بر روی فیدر F2 را در اختیار دارد. این نواحی این اطلاعات را به یکدیگر منتقل می‌کنند و بر اساس آن جدولی برای خود تشکیل می‌دهند.



شکل (۱): طرح حفاظت پشتیبان بر اساس عامل‌های نواحی تولیدی

Figure (1): Backup protection scheme based on DGs zones agents

در صورتی‌که خطایی در انتهای فیدر F1 اتفاق افتد، این نواحی میزان جریان خود را به یکدیگر گزارش می‌دهند. در این وضعیت میزان جریان هر ناحیه به ترتیب برابر I_{DA1}، I_{DA2}، I_{DA3}، I_{DA4}، I_{DA5} وI_{DA6} است. این شش جریان به عنوان جریانی که این نواحی به نقطه خطا تزریق می‌کنند، در اختیار هر ناحیه قرار می‌گیرد تا تاثیرگذاری هر ناحیه بر میزان جریان خطای اتصال کوتاه مشخص شود. جدول‌های (۲) و (۳) اطلاعات هر ناحیه را نمایش می‌دهد. همان‌طور که مشخص است، هر ناحیه اطلاعات مربوط به وضعیت سیستم حفاظتی را نسبت به خود در اختیار دارد. به عنوان مثال ناحیه DA1، دو رله R1 و R2 را برای خود به عنوان حفاظت بالادست و پایین‌دست ثبت کرده است. در این جدول همچنین اطلاعات مربوط به ماکزیمم جریانی که هر یک از این رله‌ها با بر مبنای آن هماهنگ شده‌اند نیز قرار داده دارد. به عنوان مثال برای همین ناحیه دو رله R1 و R2 برای جریان IFmax1 هماهنگ هستند. جدول (۳) برای وقوع یک خطا بر روی ناحیه حفاظت اصلی رله R6 به نمایش درآمده‌است. با توجه به ناحیه خطا، مقدار قابل توجه از جریان شبکه اصلی (I_{MN2}) به نقطه خطا تزریق می‌گردد و مقدار بسیار ناچیزی به فیدر سالم انتقال می‌یابد. در این حالت میزان جریان عبوری از رله‌ها، به کمک اطلاعات به اشتراک گذاشته شده توسط نواحی، مشخص می‌گردد. در این حالت مشخص است که بیشترین سهم جریان مربوط به رله R6 است که توسط ۶ ناحیه تغذیه شده و کمترین جریان خطا بر روی رله R3 است. اطلاعات آمده در دو جدول فوق مبنای طرح حفاظت پشتیبان هستند. بر اساس این اطلاعات:

- عامل‌های تولید پراکنده هر ناحیه اطلاعات محیط پیرامون خود را دریافت می‌کنند.
- نواحی همسایه را شناسایی می‌شوند.
- رله‌های حفاظتی محدود شده در هر ناحیه مشخص می‌شوند
- فیدر و ناحیه خطا تعیین می‌شود.
- با توجه به میزان جریان عبوری از رله‌ها، شرایط عملکرد هر رله نسبت به جریان هماهنگی ماکزیمم مقایسه می‌شود.

با توجه به اینکه ارتباط این عامل‌ها به‌صورت نقطه به نقطه است، به این منظور در خواست‌های هر ناحیه برای اینکه بتواند به نواحی دیگر انتقال داده شوند، ملزوم این است که به نحوی از سایر نواحی دیگر با خبر گردند.

Table (2): Information obtained from the zones of DGs

جدول (۲): اطلاعات به‌دست آمده توسط نواحی تولید پراکنده

پارامتر / ناحیه	جریان هر ناحیه	جریان شبکه اصلی	موقعیت رله‌های همسایه	جریان خطای رله‌های همسایه
DA1	I_{DA1}	I_{MN1}	R1, R2	I_{Fmax1}
DA2	I_{DA2}	I_{MN1}	R2, R3	I_{Fmax2}
DA3	I_{DA3}	I_{MN1}	R3	I_{Fmax3}
DA4	I_{DA4}	I_{MN2}	R4, R5	I_{Fmax4}
DA5	I_{DA5}	I_{MN2}	R5, R6	I_{Fmax5}
DA6	I_{DA6}	I_{MN2}	R6	I_{Fmax6}

Table (3): Calculation of fault current information passing through relays by DG agents

جدول (۳): محاسبه اطلاعات جریان خطای عبوری از رله ها توسط عامل‌های تولید پراکنده

پارامتر / ناحیه	جریان هر ناحیه	جریان شبکه اصلی	جریان عبوری از رله
DA1	I_{DA1}	ناچیز	$I_{DA1}+ I_{DA2}+ I_{DA3}$
DA2	I_{DA2}	ناچیز	$I_{DA2}+ I_{DA3}$
DA3	I_{DA3}	ناچیز	I_{DA3}
DA4	I_{DA4}	I_{MN2}	$I_{DA1}+ I_{DA2}+ I_{DA3}+ I_{MN2}+ I_{DA4}$
DA5	I_{DA5}	I_{MN2}	$I_{DA1}+ I_{DA2}+ I_{DA3}+ I_{MN2}+ I_{DA4}$
DA6	I_{DA6}	I_{MN2}	$I_{DA1}+ I_{DA2}+ I_{DA3}+ I_{MN2}+ I_{DA4}+ I_{DA5}$

در این شرایط لازم است تا برای هر عامل جدولی مشابه جدول‌های فوق مختص به همان ناحیه تعریف گردد تا بتواند بر اساس آن، داده‌ها را به ناحیه مورد نظر خود ارسال نماید. جهت انجام این کار و ساخته شدن جدول کاملی از اطلاعات نواحی مختلف در هر عامل، لازم است تا این عامل‌ها، همسایگان متصل به خود را در جدول خود مشخص کرده و آن را به ناحیه همسایه خود انتقال دهد. عامل همسایه هم جدول خود را برای آن ارسال نموده و با دریافت اطلاعات یکدیگر، جدول خود را کامل می‌کنند. این فرآیند در ابتدای ورود منابع جدید اتفاق می‌افتد. به بیان کامل‌تر، زمانی که یک ناحیه جدید به شبکه متصل می‌گردد، با ارسال پیام اتصال، اتصال خود را برای عامل همسایه مشخص کرده و جدول خود را با سایرین به اشتراک می‌گذارد. این فرآیند با توجه به ارتباط مابین عامل‌های منابع تولید پراکنده انجام شده تا همه نواحی برای یکدیگر مشخص گردند.

۲-۲- نحوه عملکرد هر ناحیه در شرایط خطا بر اساس جدول اطلاعاتی

در ابتدا کلیه DAها از یکدیگر با خبر می‌گردند. ارتباط این DAها به صورت نقطه به نقطه بوده و جدول مربوط به سایر بخش‌هایی را که متصل به خود هستند را به یکدیگر گزارش می‌دهند. به عنوان مثال DA2 در شکل (۱) اطلاعات لازم DA3 را به DA1 و بالعکس اطلاعات مربوط به DA1 را به DA3 گزارش می‌دهد. در صورتی که عامل پراکنده از ناحیه‌ای قصد ارسال اطلاعات و یا درخواستی برای ناحیه که ارتباط مستقیم با آن نداشته باشد، این اطلاعات را با نقطه مستقیم متصل به خود انتقال می‌دهد. زمانی که خطا بر روی یک فیدر اتفاق افتد، در ابتدا نواحی مختلف مقدار جریان I_{MN} را به عنوان معیاری برای تشخیص فیدر خطا بررسی می‌کنند. با مشخص شدن فیدر خطا دیده، هر ناحیه با توجه به اطلاعاتش میزان تاثیرگذاری هر فیدر را بر روی فیدر خطا دیده مشخص می‌نماید. سپس با توجه به آن مشخص می‌شود که هر ناحیه بر اساس بیشترین تاثیر گذاری بالاترین اولویت را در کاهش جریان ناحیه خود خواهد داشت.

۳- الگوریتم حفاظتی عامل‌های تولید پراکنده در پیاده سازی طرح حفاظت پشتیبان

در صورتی‌که زمان کافی برای پاک‌سازی خطا وجود نداشته باشد، سطح دوم حفاظتی عمل می‌کند. پیاده‌سازی دو طرح حفاظتی موازی ریسک ایجاد اختلال در عملکرد سیستم حفاظتی در صورت قطع شدن ارتباط میان عامل‌ها را کاهش می‌دهد. در طرح حفاظت پیشنهادی در صورت ایجاد اختلال بر روی بستر مخابراتی بین عامل‌های رله، طرح حفاظت پشتیبان جایگزین آن خواهد شد. شکل (۲) نحوه پیاده‌سازی و عملکرد طرح حفاظتی پشتیبان را نمایش می‌دهد. بر اساس این طرح در ابتدا نواحی متصل به شبکه اتصال خود را به سایر نواحی دیگر انتقال می‌دهند تا هر ناحیه از وضعیت اتصال سایر نواحی آگاه گردد. هر ناحیه با گرفتن میزان جریان خروجی نواحی دیگر، قادر است تا میزان جریان عبوری از رله ناحیه خود را محاسبه نماید. بر این اساس، در زمان وقوع خطا نواحی با توجه به اینکه جریان مشاهده شده توسط رله و تنظیمات آن را نیز در اختیار دارند بر مبنای آن سه حالت اتفاق می‌افتد:

الف- کاهش جریان IFMAX: با کاهش جریان IFMAX عملکرد حفاظت پشتیبان کندتر شده و باعث می‌گردد تا در صورت عدم عملکرد حفاظت اصلی، خطا برای مدت زمان زیادی بر روی شبکه باقی بماند. در این حالت لازم است تا در ابتدا نواحی نزدیک به رله اصلی و در ادامه نواحی نزدیک به رله پشتیبان جریان خود را کاهش می‌دهند.

ب- افزایش IFMAX: در این حالت افزایش جریان بر زمان عملکرد حفاظت پشتیبان اثر گذار بوده و ممکن است منجر به عملکرد اشتباه حفاظت پشتیبان شود. در این حالت لازم است تا در ابتدا نواحی بالادست حفاظت پشتیبان جریان تزریقی خود را کاهش دهند.

ج- حفظ هماهنگی: در این حالت در صورتی‌که میزان جریان عبوری از رله پشتیبان نزدیک به مقدار IFMAX تنظیم شده قرار گیرد، خطا در زمان مناسب برطرف می‌شود. در واقع می‌توان گفت شرایط به زمانی نزدیک می‌باشد که بر اساس حفاظت‌های اصلی و پشتیبان با یکدیگر هماهنگی هستند.

طرح حفاظتی دوم، بر اساس کنترل میزان جریان ماکزیمم عبوری از رله‌ها است. عامل‌های تولید پراکنده میزان جریان عبوری از رله‌ها را محاسبه می‌کنند و سپس میزان جریان منابع متصل به شبکه را به نحوی کنترل می‌کنند که به اندازه جریان

ماکزیمم شبکه نزدیک شود. عامل‌های تولید پراکنده برای کنترل میزان جریان خروجی منابع اینورتری از میزان جریان ماکزیمم رله همسایه خود استفاده می‌کنند. مسئله حائز اهمیت برنامه‌ریزی است که هر عامل تولید پراکنده برای خود اتخاذ می‌کند تا بتواند میزان تاثیر گذاری خود را به شبکه اصلی کاهش داده و عملکرد صحیح سیستم حفاظت شبکه اصلی را حفظ نماید. IDG,SC به مقداری اشاره دارد که در آن بیشترین مقدار جریانی که منبع اینورتری به خطی که به آن متصل شده تزریق می‌کند. مقدار K در رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$IDG,SC = K \times IDG,n \quad (۱)$$

در این رابطه IDG,SC جریان خروجی DG در طول زمان خطا، IDG,n جریان نامی منبع اینورتری و K ضریب افزایش جریان است. ضریب K تنها برای منابعی تغییر می‌کند که جریان خطای تزریقی قابل توجهی خواهند داشت و اولویت تغییر K برای منابع متناسب با شکل (۲) است.

۱-۳- نحوه گزینش طرح حفاظتی در شرایط خطا

دو طرح حفاظتی پیشنهادی لازم است تا با یکدیگر ارتباط داشته باشند تا در صورت ایجاد نقص در طرح حفاظت اصلی، حفاظت پشتیبان جایگزین گردد. در این حالت لازم است تا هر دو طرح به صورت همزمان فراخوانی شوند. به بیان کامل‌تر زمانی که خطایی در شبکه رخ می‌دهد، طرح حفاظت اصلی درخواست بروزرسانی تنظیمات را به واحد مرکزی انتقال داده و در انتظار می‌ماند. در اینجا طرح حفاظت پشتیبان نیز مقدار جریان‌های عبوری بر روی رله‌های حفاظتی را مشخص کرده و نواحی که لازم است تا در کاهش جریان نقش داشته باشند را مشخص می‌کند. ارتباط مخابراتی میان این دو سطح از دو کانال ارتباطی مجزا تشکیل شده که بر روی معماری TCP/IP پیاده‌سازی می‌گردد. حال بر روی بستر این ارتباط، در صورتی که قرار باشد تا اتفاقی در سطح اول طرح حفاظت رخ دهد که به عملکرد صحیح سیستم حفاظت اصلی لطمه وارد کند، عامل‌های سطح اول یک پیام پخشی[۳۰] در شبکه جهت آگاه کردن سطح حفاظتی پشتیبان از وقوع رویداد در شبکه استفاده می‌نماید. با وقوع این رویداد در صورت موفقیت آمیز نبودن عملکرد در سطح اصلی، سطح حفاظت پشتیبان به عنوان کمک کننده، عمل می‌نماید.

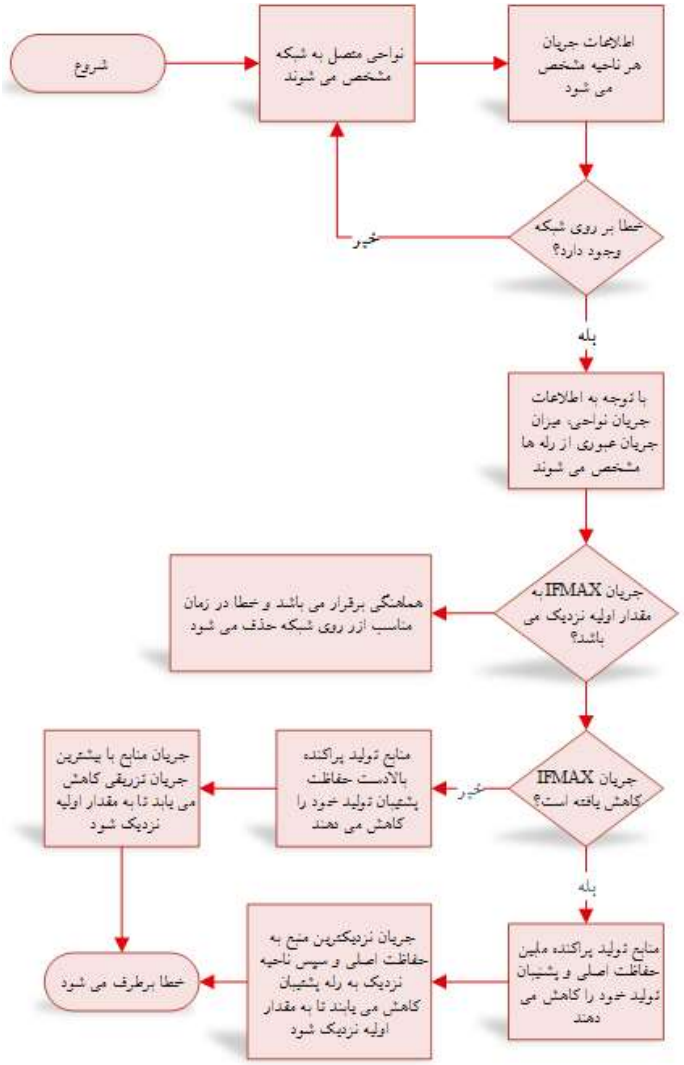
۴- نتایج شبیه‌سازی

برای بررسی طرح پیشنهادی شبکه نشان داده شده در شکل (۳) مورد مطالعه قرار گرفته است. این شبکه توسط ۶ رله اضافه جریان که بر روی دو فیدر F1 و F2 قرارگرفته‌اند حفاظت می‌شود. عامل‌های رله‌های RA1، RA2 و RA3 بر روی فیدر F1 و رله‌های RA4، RA5 و RA6 بر روی فیدر دوم قرار دارند. در شبکه مورد مطالعه ولتاژ نامی ۱۲/۶۶ کیلوولت، فرکانس شبکه ۵۰ هرتز، ظرفیت اتصال کوتاه شبکه خارجی ۲۰ مگاولت-آمپر و ظرفیت کل بار ۴/۸ مگاوات است. همچنین طول فیدرهای F1 و F2 به ترتیب ۱۸ و ۱۶ کیلومتر است. برای آنالیز جریان‌های بار، محاسبات اتصال کوتاه و تحلیل عملکرد رله‌های اضافه جریان در شرایط خطا از نرم‌افزار ETAP استفاده شده است.

مشخصه اضافه جریان رله‌ها برای هر دو فیدر در شکل‌های (۴) و (۵) آمده که به ترتیب هماهنگی میان حفاظت‌های RA1، RA2 و RA3 و هماهنگی میان حفاظت‌های RA4، RA5 و RA6 را نشان می‌دهند. هماهنگی ایجاد شده میان رله‌ها در شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده بوده و حاشیه هماهنگی رله‌ها برای عملکرد صحیح متناسب با استاندارد در محدوده زمانی ۳۰۰ تا ۴۰۰ میلی-ثانیه در نظر گرفته شده است. هماهنگی میان حفاظت‌های رله‌های مختلف در جدول‌های (۴) و (۵) آمده است. لازم به ذکر است که هماهنگی حفاظتی فوق در زمان حضور منابع تولید پراکنده است.

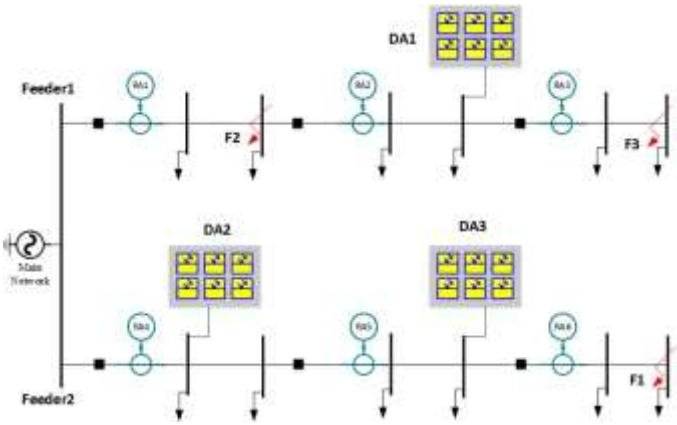
سه ناحیه تولید پراکنده DA1، DA2 و DA3 با ظرفیت‌های برابر ۵، ۵ و ۲ مگاوات را در نظر بگیرید که به شبکه متصل شوند. میزان تاثیرپذیری و تاثیرگذاری منابع تولید پراکنده به سطح جریان اتصال کوتاه این شبکه‌ها بستگی دارد. وقوع خطا بر روی شبکه اصلی و بالا بودن سطح جریان تزریق شده از این شبکه‌ها، می‌تواند میزان تاثیرگذاری آنها را بالا ببرد. بالابردن سطح جریان اتصال کوتاه شبکه همچنین می‌تواند باعث به هم ریختگی و عملکرد اشتباه سیستم حفاظت شبکه گردد و حفاظت‌های

پشتیبان هماهنگی خود را با حفاظت اصلی ناحیه دیگر از دست می‌دهند. در ادامه تاثیر منابع تولید پراکنده بر روی شبکه برای سه خطای مختلف بررسی می‌شود.



شکل (۲): الگوریتم طرح عملکرد حفاظت پشتیبان درشرایط خطا

Figure (2): Backup protection algorithm in the fault conditions



شکل (۳): شبکه مورد مطالعه برای شبیه‌سازی شده در نرم افزار ETAP

Figure (3): The studied network simulated in ETAP software

Table (4): Coordination between RA1, RA2 and RA3

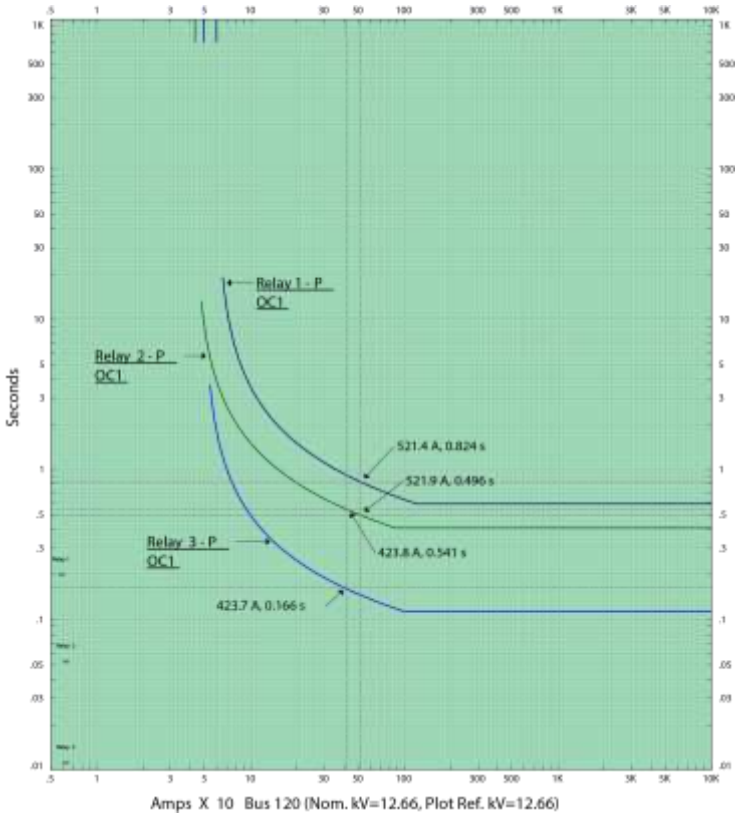
جدول (۴): هماهنگی میان حفاظت‌های RA1، RA2 و RA3

رله‌های هماهنگ	جریان خطا (آمپر)	زمان عملکرد (میلی-ثانیه)	حاشیه زمان عملکرد بین دو رله (میلی-ثانیه)
RA1	۵۲۱	۸۲۴	۳۲۸
RA2		۴۹۶	
RA2	۴۲۴	۵۴۱	۳۷۵
RA3		۱۶۶	

Table (5): Coordination between RA4, RA5 and RA6

جدول (۵): هماهنگی میان حفاظت‌های RA4، RA5 و RA6

رله‌های هماهنگ	جریان خطا (آمپر)	زمان عملکرد (میلی-ثانیه)	حاشیه زمان عملکرد بین دو رله (میلی-ثانیه)
RA4	۵۴۳	۹۵۹	۳۴۷
RA5		۶۱۲	
RA5	۴۵۵	۶۸۵	۳۰۸
RA6		۳۷۷	

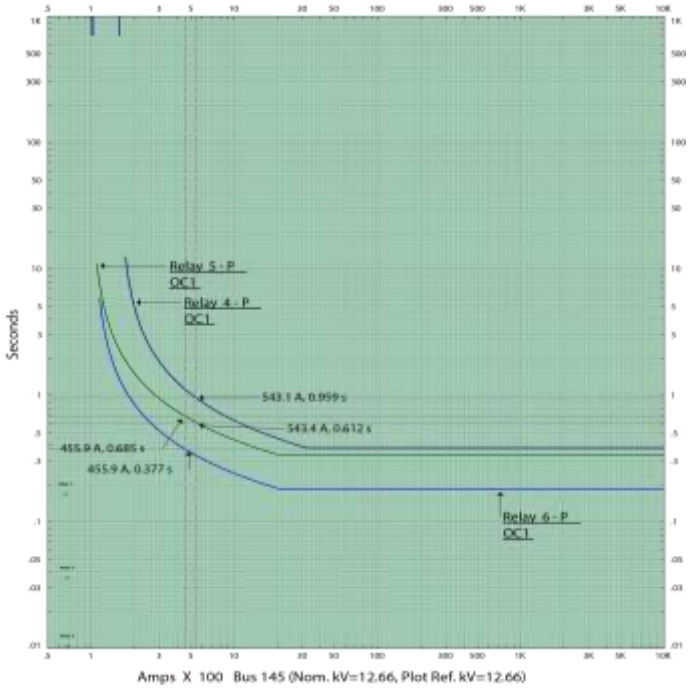


شکل (۴): مشخصه اضافه جریان حفاظت‌های RA1، RA2 و RA3 در شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده

Figure (4): Overcurrent characteristics of RA1, RA2 and RA3 protections in the absence of DGs

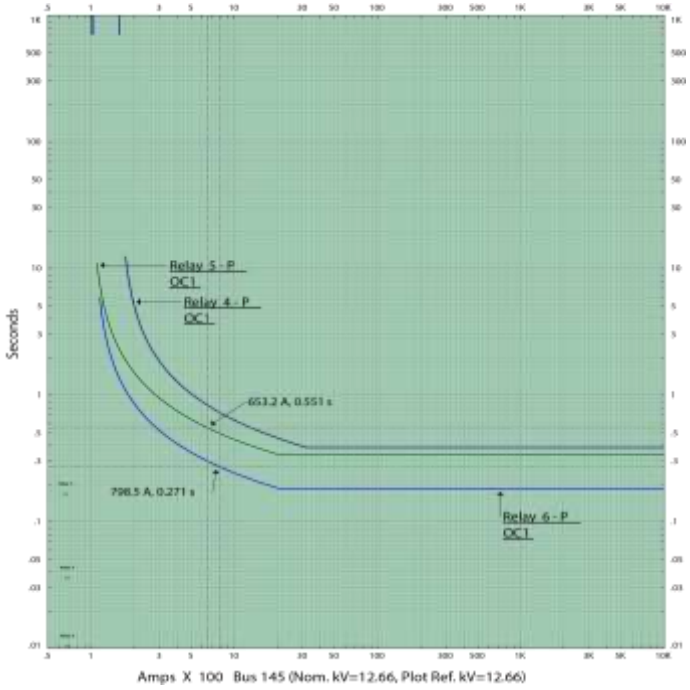
۴-۱- بررسی عملکرد طرح حفاظتی در زمان وقوع خطای اول

برای خطای اول (F1) لازم است تا رله RA6 به عنوان حفاظت اصلی و رله RA5 به عنوان حفاظت پشتیبان عمل کند. با اتصال شبکه‌های جانبی، شبکه با چالش عدم هماهنگی حفاظتی روبرو می‌شود. رله RA5 که در شرایط قبل از اتصال نواحی تولید پراکنده با رله RA6 هماهنگ شده بود به علت افزایش سطح جریان خطا، هماهنگی خود را با رله اصلی از دست داده و نیاز به تنظیم مجدد دارد. شکل (۶) از دست رفتن این هماهنگی را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود جریان رله RA6 به میزان ۷۹۸ آمپر و رله RA5 به میزان ۶۵۳ آمپر افزایش یافته است.



شکل (۵): مشخصه اضافه جریان حفاظت‌های RA4، RA5 و RA6 در شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده

Figure (5): Overcurrent characteristics of RA4, RA5 and RA6 protections in the absence of DGs



شکل (۶): از دست رفتن هماهنگی حفاظت‌های RA5 و RA6 در زمان وقوع خطا F1

Figure (6): Coordination loss of protections RA5 and RA6 during the occurrence of fault F1

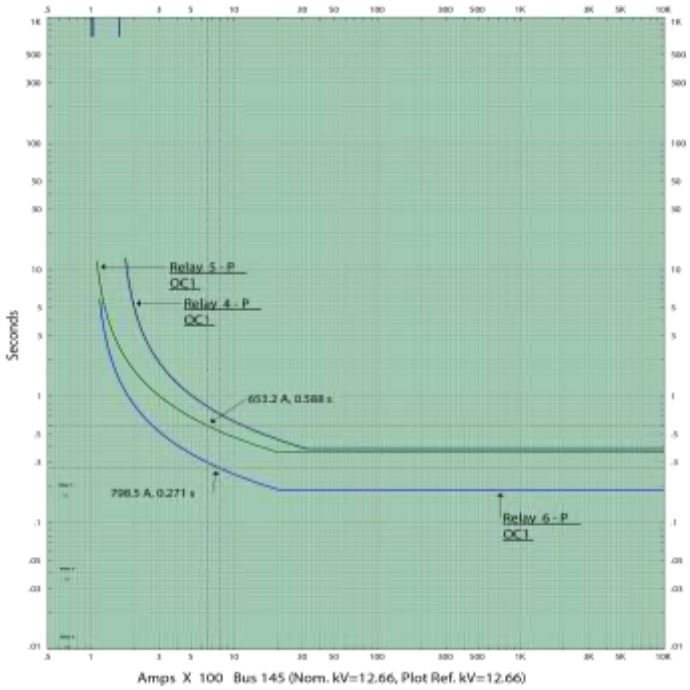
در این حالت زمان عملکرد این دو رله به ترتیب برابر ۲۷۱ و ۵۵۱ میلی ثانیه است که حاشیه هماهنگی این دو رله به مقدار ۲۸۰ میلی ثانیه کاهش یافته که نشان دهنده نقض حاشیه هماهنگی است. با توجه به از دست رفتن هماهنگی در زمان وقوع خطا، طرح حفاظتی به عنوان راه‌حل پیشنهادی به صورت زیر پیشنهاد می‌گردد. در طول طرح حفاظتی اصلی عامل‌های رله اطلاعات شبکه را جمع‌آوری می‌کنند، بر اساس اطلاعات به‌دست آمده، عامل‌ها بررسی می‌کنند که هماهنگی حفظ شده یا خیر. با توجه به اینکه هماهنگی از دست رفته است، اطلاعات برای واحد پردازش مرکزی ارسال می‌شوند. حاشیه هماهنگی[۳۱]

میان دو رله به زمان ۲۸۰ میلی ثانیه رسیده است، لازم است تا فرآیند بروز رسانی تنظیمات رله پشتیبان سریعتر از زمان فوق انجام گردد. در این حالت تنظیمات جدید توسط واحد مرکزی محاسبه شده و برای بارگذاری بر روی رله RA5 ارسال می‌شود. عملکرد رله‌ها در حالت جدید در شکل (۷) قابل مشاهده است. در این حالت مشخص است که رله RA5 در شرایط جدید خطا را در مدت زمان ۵۸۸ میلی ثانیه برطرف می‌سازد. حاشیه هماهنگی برقرار شده در شرایط جدید برابر ۳۱۷ میلی-ثانیه است. اما در این مدت زمان در صورتی که طرح حفاظتی اول موفق به رفع خطا نشود، لازم است تا سطح حفاظتی پشتیبان را فراخوانی نماید. در طی طرح حفاظتی پشتیبان، در ابتدا نواحی متصل به شبکه مشخص شده و اطلاعات جریان در هر ناحیه مطابق جدول (۶) تشکیل می‌شود. جریان عبوری از رله‌های قرار گرفته در مسیر خطا در زمان خطای F1 در سه ناحیه به ترتیب برابر ۴۱، ۶۵۲ و ۷۹۲ آمپر است. همان‌طور که دیده می‌شود مقدار جریان خطای عبوری از رله‌های RA5 و RA6 به مقدار IFMAX نزدیک نبوده و از مقدار آن بیشتر است. در این حالت لازم است تا جریان به مقدار ۴۵۴ آمپر نزدیک شود. بنابراین باید در ابتدا منابع مابین دو رله RA5 و RA6 میزان جریان تزریق خود را کاهش دهند. عامل ناحیه DA2 با کنترل میزان جریان خروجی منبع اینورتری، میزان جریان خطای تزریقی خود را به مقدار ۶۸ آمپر کاهش می‌دهد. در این شرایط میزان جریان عبوری از رله‌های RA5 و RA6 به ترتیب برابر ۶۲۴ و ۷۲۶ آمپر می‌شود. در این شرایط زمان عملکرد این دو رله به ترتیب در زمان های ۶۰۳ و ۲۸۴ میلی ثانیه خواهد بود که نشان از قرار گفتن حاشیه زمانی آنها در محدوده استاندارد است. شکل (۸) عملکرد این دو رله را نمایش می‌دهد که در آن طرح حفاظتی پیشنهادی عملکرد مناسبی برای برطرف سازی خطا در این شرایط داشته است.

Table (6): Current information in the DA1, DA2 and DA3 zones when fault F1 occurs

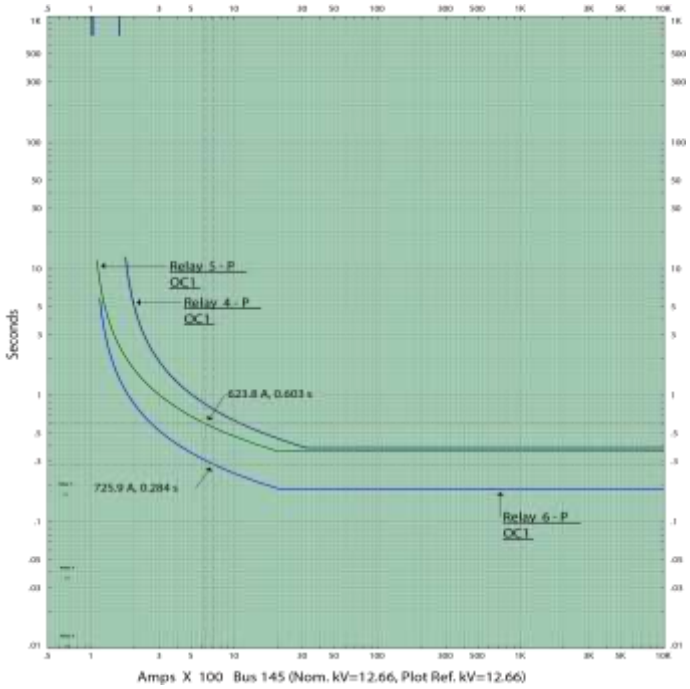
جدول (۶): اطلاعات جریان در نواحی تولید پراکنده یک، دو و سه در زمان خطای F1

ناحیه / پارامتر	ناحیه تولید پراکنده یک	ناحیه تولید پراکنده دو	ناحیه تولید پراکنده سه
جریان هر ناحیه (آمپر)	۴۱	۴۴۰	۱۶۴
جریان شبکه اصلی (آمپر)	-	۳۰۵	۵۰۵
موقعیت رله‌های همسایه	RA2, RA3	RA4, RA5	RA5, RA6
جریان خطای رله‌های همسایه (آمپر)	۴۲۷	۵۴۲	۴۵۳



شکل (۷): تغییر تنظیمات حفاظت RA5 **در زمان وقوع خطای** F1 **در طرح حفاظت اصلی**

Figure (7): Changing RA5 protection settings when fault F1 occurs in the main protection scheme



شکل (۸): هماهنگی حفاظتی RA5 و RA6 در زمان وقوع خطای F1 در طرح حفاظت پشتیبان

Figure (8): RA5 and RA6 protection coordination when fault F1 occurs in backup protection scheme

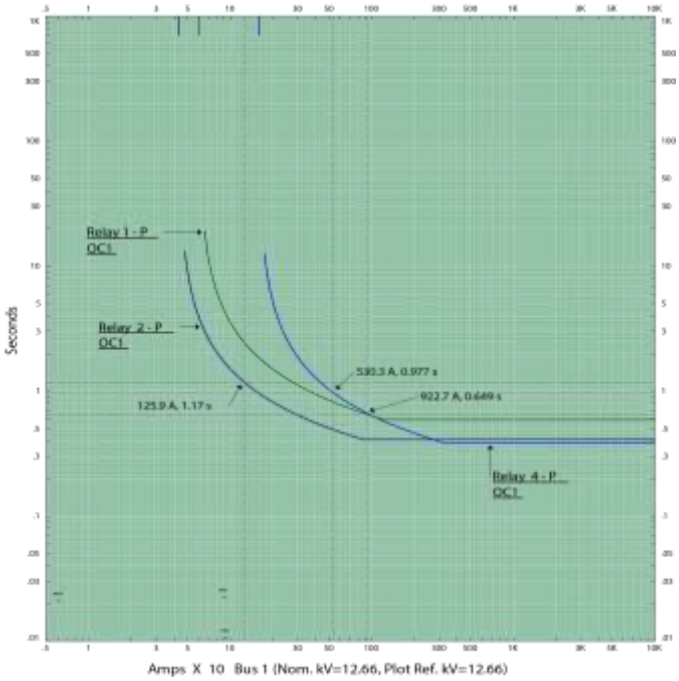
اولویت عملکرد با طرح حفاظت اصلی است که تنظیمات حفاظتی را به‌روز رسانی نماید، اما با توجه به اینکه زمان عملکرد دو رله باعث نقض حاشیه هماهنگی استاندارد شده است، طرح حفاظت پشتیبان می‌تواند جایگزین مناسبی برای اصلاح عملکرد حفاظتی رله‌ها باشد.

۴-۲- بررسی عملکرد طرح حفاظتی در زمان وقوع خطای دوم

خطای دوم (F2) در ناحیه‌ای در میان دو رله RA1 و RA2 اتفاق افتاده است. در این شرایط لازم است تا هر دو رله با توجه به اینکه جریان خطا را هم از سمت شبکه اصلی و هم از ناحیه DA1 مشاهده می‌کنند، عمل نمایند. رله RA2 خطا را در زمان یک ثانیه برطرف می‌سازد و با توجه به اینکه جریانی از رله RA3 عبور نمی‌کند، پشتیبانی برای این رله وجود ندارد. حفاظت RA4 در فیدر دوم نیز جریان خطای برگشتی از نواحی DA2 و DA3 را مشاهده می‌کند و در صورتی که رله RA1 موفق به عملکرد به موقع نگردد، می‌تواند باعث عملکرد اشتباه رله RA4 شود. جریان عبوری از رله RA2 برابر ۱۲۶ آمپر است. این جریان برای دو رله RA1 و RA4 به ترتیب برابر ۹۲۳ و ۵۳۱ آمپر بوده و زمان عملکرد آن ۶۴۸ و ۹۷۵ میلی ثانیه است. شکل (۹) زمان عملکرد این سه رله را نمایش می‌دهد. با توجه به زمان عملکرد دو رله RA1 و RA4، مشاهده می‌شود که این دو رله هماهنگی با یکدیگر را از دست داده‌اند. در این حالت بر اساس طرح حفاظتی اصلی، عامل های رله این عدم هماهنگی را تشخیص داده و درخواست اطلاعات خود را به واحد کنترل مرکزی ارسال می‌کنند. واحد مرکزی تنظیمات جدید را محاسبه کرده و برای رله RA4 ارسال می‌نماید. شکل (۱۰) هماهنگی را در شرایط جدید برای این دو رله RA1 و RA4 نشان می‌دهد که در این حالت حاشیه هماهنگی میان دو رله به اندازه ۳۱۹ میلی-ثانیه است.

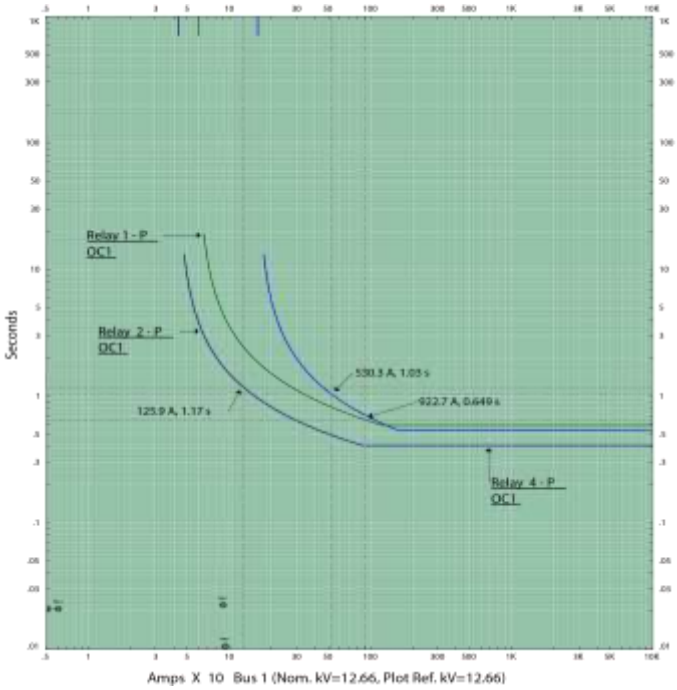
۴-۳- بررسی عملکرد طرح حفاظتی در زمان وقوع خطای سوم

در صورت وقوع خطا سوم (F3) در ناحیه حفاظتی رله RA3، لازم است تا دو حفاظت RA2 و RA3 به ترتیب در نقش حفاظت پشتیبان و اصلی قرار گیرند. در این شرایط جریان عبوری از دو رله RA2 و RA3 به ترتیب برابر با ۴۱۶ و ۷۵۲ آمپر بوده و زمان عملکرد آنها برابر ۵۴۵ و ۱۲۵ میلی-ثانیه است.



شکل (۹): عملکرد حفاظتی RA1، RA2 و RA4 در زمان وقوع خطای F2

Figure (9): Protection performance of RA1, RA2 and RA4 when fault F2 occurs



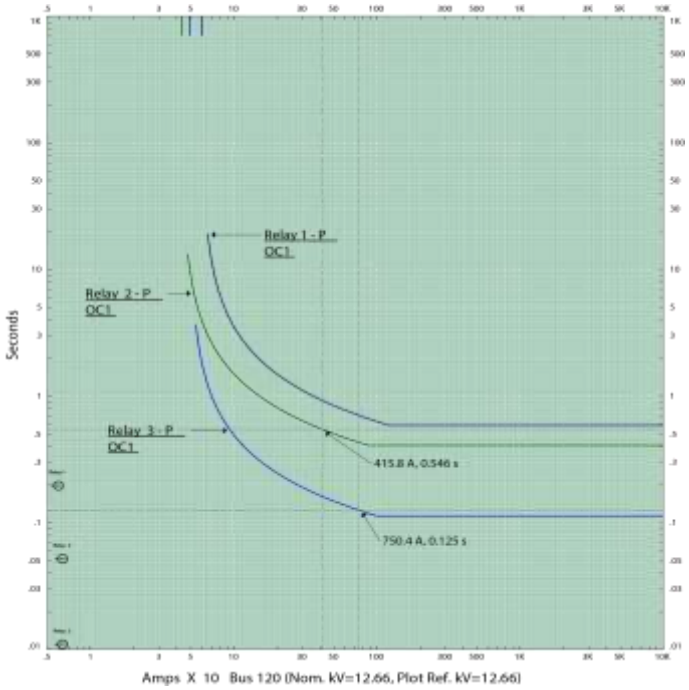
شکل (۱۰): هماهنگی حفاظتی RA1 و RA4 در زمان وقوع خطای F2 در طرح حفاظت اصلی

Figure (10): RA1 and RA4 protection coordination when fault F2 occurs in the main protection scheme

Table (7): Current information in the DA1, DA2 and DA3 zones when fault F3 occurs

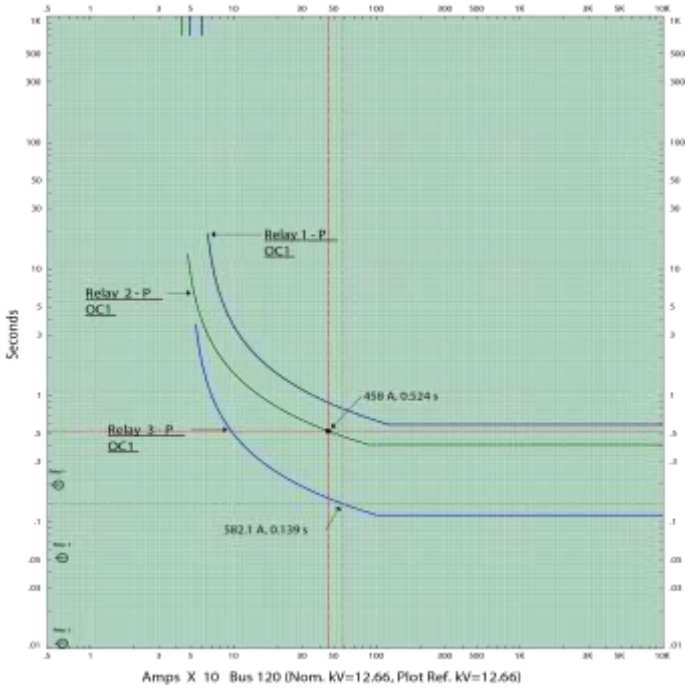
جدول (۷): اطلاعات جریان در نواحی تولید پراکنده یک، دو و سه در زمان خطای F3

ناحیه / پارامتر	ناحیه تولید پراکنده یک	ناحیه تولید پراکنده دو	ناحیه تولید پراکنده سه
جریان هر ناحیه (آمپر)	۳۷۹	۱۵۰	۵۵
جریان شبکه اصلی (آمپر)	۲۸۵	-	-
موقعیت رله‌های همسایه	RA2, RA3	RA4, RA5	RA5, RA6
جریان خطای رله‌های همسایه (آمپر)	۴۲۷	۵۴۲	۴۵۴



شکل (۱۱): از دست رفتن هماهنگی حفاظت های RA2 و RA3 در زمان وقوع خطا F3

Figure (11): Loss of protections coordination of RA2 and RA3 when fault F3 occurs



شکل (۱۲): هماهنگی حفاظتی RA2 و RA3 در زمان وقوع خطای F3 در طرح حفاظت پشتیبان

Figure (12): RA2 and RA3 protection coordination when fault F3 occurs in backup protection scheme

حاشیه زمانی عملکرد این دو رله برابر ۴۲۰ میلی ثانیه بوده که نشان دهنده از دست رفتن هماهنگی م یان ا ین دو ر له ا ست. شکل (۱۱) عملکرد این دو رله را نشان می‌دهد. در این حالت عملکرد طرح حفاظت پشتیبان مورد برر سی قرار می‌گ یرد. در ابتدا جدول (۷) مربوط به اطلاعات جریانی سایر نواحی تشکیل می‌شود. جریان عبوری از رله های قرار گرفته در مسیر خ طا در زمان خطای F3 برای سه ناحیه به ترتیب ۷۵۲، ۲۰۵ و ۵۵ آمپر است. در ادامه میزان جریان IFMAX ع بوری از ر له RA3 از میزان جریان پیش فرض بزرگتر بوده و لازم است تا این جریان به مقدار جریان هماهنگی دو رله نزدیک شود. در این شرایط از

میان نواحی DA2 و DA3 عامل ناحیه DA2 که بالادست این دو حفاظت قرار گرفته و ظرفیت بزرگ‌تری را نیز دارد میزان جریان خطای تزریقی به شبکه را کاهش داده و به میزان ۱۵۹ آمپر می‌رساند. در این شرایط میزان جریان خطای عبوری از رله RA3 برابر ۵۸۲ آمپر و زمان عملکرد آن ۱۳۹ میلی ثانیه می‌گردد. برای رله RA2 میزان جریان خطای عبوری از رله ۴۵۸ آمپر و زمان عملکرد آن ۵۲۳ میلی ثانیه خواهد شد. در این شرایط حاشیه هماهنگی میان این دو رله به مقدار استاندارد ۳۸۴میلی ثانیه رسیده است. شکل (۱۲) هماهنگی میان این دو رله را در شرایط جدید نشان می‌دهد.

۵- نتیجه‌گیری

طرح حفاظتی پیشنهادی از دو طرح حفاظتی مختلف تشکیل می شود که در یک ساختار چندعاملی پیاده سازی می شوند. با در نظر گرفتن رله‌های اضافه جریان به عنوان تنها عامل ساختار MAS و ارتباط توزیع شده، هماهنگی میان آنها برقرار می‌شود. در طرح بعدی که به عنوان طرح حفاظت پشتیبان در این پایان نامه بررسی گردید، منابع تولید پراکنده به عنوان عامل در نظر گرفته می شوند و با تقسیم‌بندی شبکه به نواحی تولیدی مختلف و ارتباط این نواحی با یکدیگر، سعی می‌شود تا میزان تاثیر این منابع بر روی هماهنگی ما بین تجهیزات حفاظتی کاهش یابد. طرح پیشنهادی برخلاف روش‌های مطرح شده در این زمینه قادر است تا بدون در نظر داشتن محل خطا، مکان قرارگیری منابع و مقدار سطح نفوذ آنها در شبکه مشکلات سیستم حفاظتی را برطرف نماید. به همین منظور با استفاده از عامل قرار گرفتن منابع تولید پراکنده در شبکه، به مدیریت میزان تولید این منابع در لحظه وقوع خطا پرداخته می‌شود تا بتوان در صورت عدم عملکرد صحیح سیستم حفاظتی، با مدیریت میزان تولید این منابع مشکل سیستم حفاظتی برطرف شود.

سپاسگزاری

این مقاله مستخرج از پایان‌نامه دوره کارشناسی‌ارشد در دانشگاه آزاد اسلامی واحد نجف‌آباد است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

References

مراجع

[1] M. Saeedirad, E. Rokrok, M. Joorabian, "Technical and economic management of energy distribu-tion to reduce charging costs and reduction", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 54, pp. 59-74, Sept. 2023 (dor: 20.1001.1.23223871.1402.14.54.4.0).

[2] B. Fani, H. Bisheh, A. Karami-Horestani, "An offline penetration-free protection scheme for PV-dominated distribution systems", Electric Power Systems Research, vol. 157, pp. 1-9, April 2018 (doi: 10.1016/j.epsr.2-017.11.020).

[3] S. Zanjani, Z. Azimi, M. Azimi, “Assesment and analyze hybride control system in distribution static synchronous compensator based current source converter”, Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 2, no. 7, pp. 59-67, Dec. 2011 (dor: 20.1001.1.23223871.1390.2.7.7.5).

[4] G. Shahgholian, "A brief overview of microgrid performance improvements using distributed FACTS devices", Journal of Renewable Energy and Environment, vol. 10, no. 1, pp. 43-58, Jan. 2023 (doi: 10.30501/jree.2022.321435.1305).

[5] I. Khonakdar-Tarsi, M. Fotuhi-Firuzabad, H. Mohammadnezhad-Shurkaei, M. Ehsan, "Optimal maintenance algorithm for distribution network in presence of incentive regulation", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 13, no. 52, pp. 1-18, March 2023 (dor: 20.1001.1.23223871.1401.13.52.1.6).

[6] S.A. Hashemi-Zadeh1, O. Zeidabadi-Nejad, S. Hasani, A.A. Gharaveisi, G. Shahgholian, "Optimal DG placement for power loss reduction and improvement voltage profile using smart methods", International Journal of Smart Electrical Engineering, Vol. 1, No. 3, pp. 141-147, Sept. 2012 (dor: 20.1001.1.22519-246.2012.01.03.1.1).

[7] Y. Xu, C. Singh, "Adequacy and economy analysis of distribution systems integrated with electric energy storage and renewable energy resources", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 2332-2341, Nov. 2012 (doi: 10.1109/TPWRS.2012.2186830).

[8] G. Shahgholian, "Power system stabilizer application for load frequency control in hydro-electric power plant", Engineering Mathematics, Vol. 2, No. 1, pp. 21-30, Feb. 2017 (doi: 10.11648/j.engmath.2-0170201.14)
[9] L. Tong, S. Zhao, H. Jiang, J. Zhou, B. Xu, "Multi-scenario and multi-objective collaborative optimization of distribution network considering electric vehicles and mobile energy storage systems", IEEE Access, vol. 9, pp. 55690-55697, April 2021 (doi: 10.1109/ACCESS.2020.3026204).
[10] M. Sadeghian, B. Fani, "Advanced localized reactive power sharing in microgrids", Electric Power Systems Research, vol. 151, pp. 136-148, Oct. 2017 (doi: 10.1016/j.epsr.2017.05.028).
[11] S. Bazeghi, S. Javadi, A. Hekmati, "Modeling and Improvement of Function of Solar Resources using Comparative Multipurpose Algorithm of PSO", International Journal of Smart Electrical Engineering, vol. 5, no. 3, pp. 133-136, Sept. 2016 (dor: 20.1001.1.22519246.2016.05.03.2.0).
[12] E. Hosseini, E. Aghadavoodi, G. Shahgholian, H. Mahdavi-Nasab, "Intelligent pitch angle control based on gain-scheduled recurrent ANFIS", Journal of Renewable Energy and Environment, Vol. 6, No. 1, pp. 36-45, Feb. 2019 (doi: 10.30501/jree.2019.95920).
[13] G. Shahgholian, "Analysis and simulation of dynamic performance for DFIG-based wind farm connected to a distrubition system", Energy Equipment and Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 117-130, June 2018 (doi: 10.22059/EES.2018. 315 31).
[14] [4] H. Razmi, H. Doagou-Mojarrad, J. Olamaei, "Comparative study of optimization algorithms for sizing of wind turbine/ fuel cell/ electrolyzer/ hydrogen tank in the hybrid stand-alone power system", Signal Processing and Renewable Energy, vol. 4, no. 3, pp. 81-94, Sept. 2020 (dor: 20.1001.1.25887327.2020.4.3.-6.2).
[15] E. Aghadavoodi, G. Shahgholian, "A new practical feed-forward cascade analyze for close loop identification of combustion control loop system through RANFIS and NARX", Applied Thermal Engineering, Vol. 133, pp. 381-395, March 2018 (doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.01.075).
[16] H. Bisheh, B. Fani, G. Shahgholian, "A novel adaptive protection coordination scheme for radial distribution networks in the presence of distributed generation", International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 31, no. 3, Article Nimber: e12779, Mar. 2021 (doi: 10.1002/2050-7038.12779).
[17] K. Pereira, B.R. Pereira, J. Contreras, J.R.S. Mantovani, "A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 7064-7075, May 2018 (doi: 10.1109/TPWRS.2018.2842648).
[18] D. Ranamuka, A.P. Agalgaonkar, K.M. Muttaqi, "Examining the interactions between DG units and voltage regulating devices for effective voltage control in distribution systems", IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 53, no. 2, pp. 1485-1496, Oct. 2017 (doi: 10.1109/IAS.2015.7356850).
[19] T. Saksornchai, B. Eua-arporn, "Determination of allowable capacity of distributed generation with protection coordination", Engineering Journal, vol. 13, no. 3, pp. 29-44, Nov. 2009 (doi: 10.4186/ej.2009.1-3.3.29).
[20] H. Xing, H. Fan, X. Sun, S. Hong, H. Cheng, "Optimal siting and sizing of distributed renewable energy in an active distribution network", CSEE Journal Power Energy Systeme, vol. 4, no. 3, pp. 380–387, Sept. 2018 (doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00480).
[21] U. Akram, M. Khalid, S. Shafiq, "Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system", IET Renewable Power Generition, vol. 12, no. 1, pp. 72–80, Jan. 2018 (doi: 10.1049/iet-rpg.20-17.0010).
[22] F. Abbasi, S.M. Hosseini, "Optimal DG allocation and sizing in presence of storage systems considering network configuration effects in distribution systems", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 10, no. 3, pp. 617–624, Feb. 2016 (doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0367).
[23] D. Khatod, V. Pant, J. Sharma, "Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 683–695, May 2013 (doi: 10.110-9/TPWRS.2012.2211044).
[24] H. Zhan, C. Wang, Y. Wang, X. Yang, X. Zhang, C. Wu, Y.Chen, "Relay protection coordination integrated optimal placement and sizing of distributed generation sources in distribution networks", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 55–65, April 2015 (doi: 10.1109/TSG.2015.2420667).
[25] D. Kumar, D. Srinivasan, T. Reindl, "A fast and scalable protection scheme for distributed network with distributed generation", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 31, no. 1, pp. 67–75, Jan. 2016 (doi: 10.110-9/TPWRD.2015.2464107).
[26] K. Saleh, H.H. Zeineldin, A. Al-Hinai, E.F. El-Saadany, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time–current–voltage characteristic", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 30, no. 2, pp. 537 – 544, Aug. 2015 (doi: 10.1109/TPWRD.2014.2341666).

[27] A. Tsimtsios, G.N. Korres, V.C. Nikolaidis, "A pilot-based distance protection scheme for meshed distribution systems with distributed generation", International Journal Elect Power Energy Systems, vol. 105, pp. 454–469, Aug. 2019 (doi: 10.1109/TPWRD.2014.2341666).
[28] K. El-Arroudi, G. Joós, "Performance of interconnection protection based on distance relaying for wind power distributed generation", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 33, no. 2, pp. 620–629, April 2018 (doi: 10.1109/TPWRD.2017.2693292).
[29] L. Huchel, HH. Zeineldin, "Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering DG", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 7m no. 3, pp. 1642–1649, April 2016 (doi: 10.1109/TSG.2015.2420711).
[30] H. Jo, S.K. Joo, K. Lee, "Optimal placement of superconducting fault current limiters (SFCLs) for protection of an electric power system with distributed generations (DGs)", IEEE Trans. on Applied Superconductivity, vol. 23, no. 3, Dec. 2013 (doi: 10.1109/TASC.2012.2232958).
[31] K. Wheeler, M. Elsamahy, S. Faried, "Use of superconducting fault current limiters for mitigation of distributed generation influences in radial distribution network fuse–recloser protection systems", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 11, no. 7, pp. 1605-1612, May 2017 (doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1156).
[32] Y. Kim, H. Jo, S. Joo, "Analysis of impacts of superconducting fault Current limiter (SFCL) placement on distributed generation (DG) expansion", IEEE Trans. on Applied Superconductivity, vol. 26, no. 4, pp. 1–5, April 2016 (doi: 10.1109/TASC.2016.2550598).
[33] M. Ojaghi, Z. Sudi, J. Faiz, "Implementation of full adaptive technique to optimal coordination of overcurrent relays", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 28, no. 1, pp. 235-244, Jan. 2013 (doi: 10.1109/TPWRD.2012.2221483).
[34] P. Shah, B.R. Bhalja, "New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser–fuse miscoordination during distributed generation interconnections", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 8, no. 4, pp. 682-688, April 2014 (doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0222).
[35] E. Piesciorovsky, N.N. Schulz, "Fuse-relay adaptive overcurrent protection scheme for microgrid with distributed generators", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 11, no. 2, pp. 540-549, Jan. 2017 (doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1144).
[36] V. Papaspiliotopoulos, G.N. Korres, V.A. Kleftakis, N.D. Hatziargyriou, "Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 393–400, Feb. 2017 (doi: 10.1109/TPWRD.2015.2509784).
[37] T. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh, "Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 27, no. 3, pp. 1560–1567, Aug. 2012 (doi: 10.1109/TPWRS.2012.2185072).
[38] A. Zidan, E.F. El-Saadany, "A cooperative multiagent framework for self-healing mechanisms in distribution systems", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 3, no. 3, pp. 1525–1539, Sept. 2012 (doi: 10.1109/TSG.2012.2198247).
[39] Z. Liu, C. Su, HK. Høidalen, Z. Chen, "A multiagent system-based protection and control scheme for distribution system with distributed-generation integration", IEEE Trans on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 536–545, Jan. 2017 (doi: 10.1109/TPWRD.2016.2585579).
[40] M. Cintuglu, T. Ma, O.A. Mohammed, "Protection of autonomous microgrids using agent-Based distributed communication", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 351–360, Jan. 2017 (doi: 10.1109/TPWRD.2016.2551368).
[41] B. Fani, E. Abbaspour, A. Karami-Horestani, "A fault-clearing algorithm supporting the MAS-based protection schemes", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 103, pp. 257–266, Dec. 2018 (doi: 10.1016/j.ijepes.2018.06.001).
[42] M. Ataei, "Multi-agent based protection scheme using current-only directional overcurrent relays for looped/meshed distribution systems", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 16, no. 8, pp. 1567–1581, April 2022 (doi: 10.1049/gtd2.12234).

زیرنویس‌ها

1. Electric energy distribution
2. Reliability
3. Power quality
4. Distributed generation
5. Wind turbine
6. Micro turbine
7. Solar panels

8. Fuel cell
9. Miscoordination
10. Protection system
11. Power system stability
12. Fault clearing
13. Protection coordination
14. Distance protection
15. Differential protection
16. Overcurrent protection
17. Fault clearing limiter
18. Switching loss
19. Adaptive methods
20. Smart methods
21. Multi-agent system
22. Agents
23. Central controller
24. Relay agent
25. Main protection
26. Backup protection
27. Protection device
28. Penetration
29. Protection algorithm
30. Broadcast
31. Coordination margin