



Technovations in Electrical Engineering & Green Energy System

Research Article

(2022) 1(2):45-62

MAS Based Intelligent Protection Coordination Scheme for Distribution Network with Distributed Generation

Mahmoud Hojjati¹, MSc, Majid Tavoosi², Instructor, Mohammad Reza Yousefi^{1,3}, Assistant Professor, Ghazanfar Shahgholian^{1,3}, Associate Professor, Ali Reza Seifi⁴, Professor

¹ Department of Electrical Engineering, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran.

² Department of Skills and Entrepreneurship, Isfahan (Khorasgan) Branch, Islamic Azad University, Isfahan, Iran.

³ Smart Microgrid Research Center, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran.

⁴ Department of Electrical Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran.

Abstract:

The rapid growth of grid-connected embedded distributed generations (DGs) is changing the operational characteristics of distribution networks (DNs). In order to implement DNs with DGs, some challenges should be faced, especially concerning protection issues, that may make conventional protection schemes ineffective. MAS techniques can enable the power grid to become smarter, reliable, selfhealing, and robust. Its decentralized nature and operational robustness make the MAS application a leading technology. Despite the fast, reliable and multi-purpose operation of MAS-based protection schemes, the inherent delay or failure of communication system must not affect the vital role of fault clearing, i.e., the ever-increasing DGs in DNs as well as network size increase has resulted in a heavy communication burden yielding to delay or even failure in communication. In this paper, an Intelligent protection algorithm is presented that protect the grid, when the connection between agents is lost, by using point-to-point communication between relay agents in the first layer of the MAS. Reduction of the agents used and no need to connect to the higher layers of the MAS are the benefits of this method. For simulation, 16 bus Test DN is used, that The results confirm the applicability of the proposed model for grid protection coordination.

Keywords: Distribution Network (DN), Protection Coordination, Distributed Generation (DG), Multi Agent System (MAS)

Received: 4 March 2022

Revised: 28 June 2022

Accepted: 18 July 2022

Corresponding Author: Majid Tavoosi, majid.tavoosi@iau.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/TEEGES.2022.1960240.1018>





طرح هماهنگ حفاظت هوشمند مبتنی بر MAS برای شبکه‌ی توزیع در حضور منابع تولید پراکنده

محمود حجتی^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد، مجید طاوسی^۲، مربی، محمدرضا یوسفی^۳،^۱، استاد یار،
غضنفر شاهقلیان^۳،^۱، دانشیار، علیرضا سیفی^۴، استاد

- ۱- دانشکده مهندسی برق، واحد نجف‌آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران
- ۲- دانشکده مهارت و کارآفرینی واحد اصفهان (خوراسگان)، دانشگاه آزاد اسلامی، اصفهان، ایران
- ۳- مرکز تحقیقات ریزشبکه های هوشمند، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران
- ۴- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شیراز، شیراز، ایران

چکیده: رشد سریع تولیدات پراکنده متصل به شبکه (DG)، تغییر ویژگی های بهره برداری شبکه های توزیع (DNs) را به دنبال دارد. برای پیاده سازی DNها با DGها، باید با چالش هایی مواجه شد؛ به ویژه در مورد مسائل حفاظتی که ممکن است طرح های حفاظتی مرسوم را ناکارآمد کند. تکنیک های MAS شبکه برق را قادر می سازد تا هوشمندتر، قابل اعتمادتر، خود ترمیم شونده و قوی تر باشد. ماهیت غیرمتمرکز و استحکام عملیاتی، برنامه MAS را به یک فناوری پیشرو تبدیل کرده است. علیرغم عملکرد سریع، قابل اعتماد و چند منظوره طرح های حفاظتی مبتنی بر MAS، تأخیر یا خرابی ذاتی سیستم ارتباطی نباید بر نقش حیاتی پاک کردن عیب تأثیر بگذارد؛ به عبارتی افزایش روزافزون DGها در DNها و همچنین افزایش اندازه شبکه، منجر به یک بار ارتباطی سنگین شده است که منجر به تأخیر یا حتی شکست در ارتباطات می شود. در این مقاله، یک الگوریتم حفاظتی هوشمند ارائه شده است که با استفاده از ارتباط نقطه به نقطه بین عوامل رله در اولین لایه MAS، شبکه را در هنگام قطع ارتباط بین عامل ها محافظت می کند. کاهش عوامل مصرفی و عدم نیاز به اتصال به لایه های بالاتر MAS، از مزایای این روش می باشد. برای شبیه سازی از DN نمونه ۱۶ باس استفاده شده است که نتایج، کارآیی مدل پیشنهادی را برای هماهنگی حفاظت شبکه، تأیید می کند.

واژه های کلیدی: شبکه توزیع، هماهنگی حفاظت، تولید پراکنده، سیستم چند عاملی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۱۲/۱۳

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۴/۰۷

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۴/۲۷

نویسنده ی مسئول: مجید طاوسی ، majid.tavoosi@iau.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/TEEGES.2022.1960240.1018>



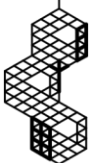
در دنیای امروز و در صنعت برق کشورها، منابع تولید پراکنده (DER^۱) که غالباً به شکل انرژی‌های نو، همچون توربین بادی و سلول خورشیدی مطرح می‌باشند، از جایگاه ویژه‌ای برخوردار هستند. بهره‌برداری از این منابع باعث می‌شود بخشی از انرژی مورد نیاز در محل بار تامین گردد که این موضوع به کاهش تقاضای انرژی الکتریکی از شبکه بالادست و کاهش تلفات منجر می‌گردد [۱ و ۲]. این قبیل منابع انرژی که غالباً از طریق مبدل‌های واسط الکترونیکی به شبکه اتصال می‌یابد؛ به موجب پیشرفت تکنولوژی، توجیه اقتصادی، غلبه بر چالش‌های شبکه‌های سنتی از جمله مسائل زیست محیطی و بازدهی انرژی، بهبود پروفایل ولتاژ شبکه، آزادسازی ظرفیت خطوط و کاهش تلفات، افزایش قابلیت اطمینان شبکه، بهبود شاخص‌های کیفیت توان و ... دارای سطح نفوذ بالا در اتصال به شبکه است. با این حال، اتصال این منابع ممکن است منجر به ایجاد مسائلی از جمله ایجاد شرایط عملکرد جزیره‌ای، مشکلات کنترل ولتاژ و فرکانس، تغییر آرایش شبکه توزیع (DN^۲) از حالت شعاعی به حلقوی، بازست غیرسنکرون، افزایش سطح اتصال کوتاه و سهم مشارکت منابع اتصال یافته در خطا، تغییر پروفایل و جهت جریان شود. در این میان، مشارکت در خطا، برخی پیچیدگی‌ها در کارایی سیستم حفاظتی شبکه‌های موجود را به دنبال دارد [۳-۷].

تغییر جهت جریان خطا، افزایش یا کاهش شدت جریان خطا، کوری حفاظت، قطع فیدر همجوار، صدور فرمان اشتباه به دستگاه‌های قطع کننده مدار و اختلال در هماهنگی بین دستگاه‌های حفاظتی (PDS^۳) برخی از تاثیرات احتمالی ادغام منابع اینورتری بویژه واحدهای تولید پراکنده (DG^۴) هستند. روش‌های متداول تحلیل اتصال کوتاه برای بررسی تغییرات جریان خطا در فیدهای با نفوذ بالای منابع اینورتری و ارزیابی اثر آنها روی تجهیزات حفاظتی ناکارآمد هستند [۴]. بنابراین به منظور کاهش تأثیر حضور منابع DG بر روی سیستم حفاظت متداول سیستم توزیع، تکنیک‌های متعددی برای حفظ طرح‌های حفاظتی سنتی در شرایط حضور واحدهای DG پیشنهاد شده است، که عمدتاً می‌توانند به چهار دسته طبقه بندی شده در جدول (۱) ارائه شوند.

جدول (۱): دسته بندی روشهای ارائه شده برای حفظ برنامه های حفاظتی در DNها

ردیف	روش	شرح	مثال	معایب
۱	حفظ برنامه حفاظتی متداول در دسترس [۸-۱۰]	اطمینان در مورد اعتبار حفاظت بدلیل سازگاری در سیستم حفاظت و جریانهای خطا	محدود کردن نفوذ DGها [۸]، قطع DG درست بعد از تشخیص خطا [۹] و بکارگیری FCL ^۵ [۱۰]	محرومیت DN از مزایای DGها در بهره برداری نرمال افزایش احتمال آسیب DGها و وابستگی اعتبار حفاظت به روشهای تشخیصی گران قیمت و دشواری تعیین امپدانس FCLها
۲	تغییر سخت افزار حفاظتی [۱۱-۱۴]	ارتقاء قابلیت‌های عناصر حفاظتی برای مقابله (تحمل) با چالشهای جدید مربوط به DGها	رله دیستانس [۱۱] رله دیفرانسیل [۱۲] رله جهتی [۱۳] و بریکرهای اضافی [۱۴]	بصورت قابل توجهی گران قیمت است، بویژه برای شبکه های کوچک مثل DNها معمولاً منجر به سخت شدن تنظیمات حفاظتی می شود هنگام تغییرات احتمالی سیستم، برزورسانی واقعا سخت و ناممکن است.
۳	روش تنظیم گروهی مطمئن بصورت نابهنگام (آفلاین) [۱۵ و ۱۶]	حل مسائل حفاظتی بدون تحمیل تغییر سخت افزار (که گران قیمت است)	تنظیم گروه بهینه [۱۵] و تنظیم چندگروهی (جدول جست و جوی رویداد) [۱۶]	روشهای آفلاین نمی توانند همیشه بهره برداری صحیح را تضمین کنند، چرا که نیاز به حجم بالای محاسبات در یافتن تنظیمات مناسب گروه دارند که وجود آنها همیشه تضمین نمی شود
۴	روش محاسبات زمان واقعی (آنلاین) برای تنظیم گروه [۱۷-۱۹]	سیستم حفاظت خود را با نقطه کار DN هماهنگ می کند	ارتباط اختصاص یافته با CPU ^۶ [۱۷-۱۹]	روشهای لنتباقی آنلاین معمولاً نیاز به ساختارهای ارتباطی و کنترل کننده های پردازشی سریع دارند

براساس حالت‌های مختلف شبکه (برای ریزشبکه‌های کوچک (MGها^۷) و DNهای متناظر در شرایط اتصال به شبکه) که از مکان‌ها، انواع، یا نسل‌های مختلف واحدهای DG و همچنین مکان‌های خطای مختلف و توپولوژی‌های قابل انتخاب DN/ MGها ناشی می‌شود، محققان به تدریج به روشهای تطبیقی نزدیک به زمان واقعی دست یافته‌اند، چرا که در صورت تغییر وضعیت DN یا DG، نقض سطح فعلی خطا یا جهت‌ها ممکن است سیستم‌های حفاظتی را به سمت شرایط خطرناکی مانند نقطه کور حفاظتی، لغزش

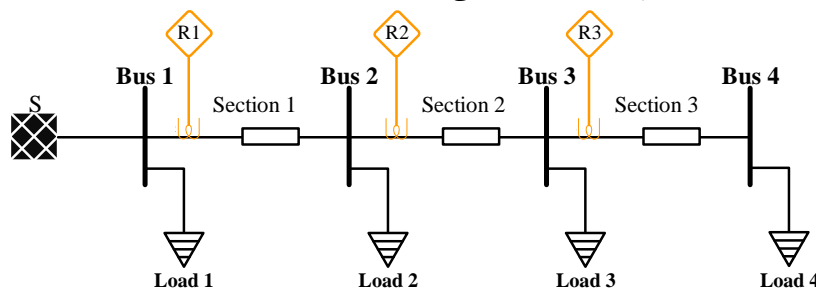


علامتی یا جزیره سازی ناخواسته DG سوق دهد [۲۰]. از این رو، تکنیک‌های محافظت هوشمند به نام تکنیک‌های نزدیک به زمان واقعی که توانایی تطبیق با وضعیت در حال پیشرفت سیستم را دارند، در مقالات محبوب‌تر شده‌اند.

ویژگی‌های سیستم چند عاملی (MAS^۱) می‌تواند به رویکردهای تطبیقی نزدیک به زمان واقعی کمک کند تا راه حلی برای این مشکل پیدا کنند. با هماهنگی رفتارهای هوشمند عوامل، MAS امکان ترکیب توانایی‌های عوامل، تحت یک ساختار ارتباطی توزیع شده را فراهم می‌کند که در آن، روش‌های متمرکز به دلیل اشکالات زیر پیشنهاد نمی‌شوند: رسیدن به نقطه مطلوب نیاز به یک قابلیت ارتباطی بالا با یک کنترل کننده مرکزی قدرتمند دارد؛ و به دلیل وابستگی به شکست‌های تک نقطه‌ای، آسیب‌پذیری سیستم نسبتاً بالاست [۱۶]. با استفاده از دستگاه‌های الکترونیکی هوشمند (IED^۲) به عنوان عامل افزوده شده به رله‌ها (یا هر وسیله حفاظتی دیگر)، محققان می‌توانند به راحتی از طبیعت تاب‌آوری MAS در طرح‌های حفاظتی خود استفاده کنند. به موازات توجه روزافزون به MAS، استاندارد در حال ظهور IEC-61850 زیرساخت‌های ارتباطی کارآمدی را برای استقرار صنعتی MAS در حفاظت سیستم‌های قدرت فراهم کرده است [۲۱]. قابلیت در دسترس IEC-61850، استفاده از MAS در راه حل‌های حفاظتی DNها را تسریع می‌کند. در این مقاله با بهره‌گیری از IED و سیستم‌های چند عاملی، روشی پیشنهاد شده است تا با استفاده از ارتباط توزیع شده بین عامل‌ها و بهره‌مندی از قدرت و قابلیت IED، سعی بر خودترمیمی و بازیابی هماهنگی میان رله‌های اضافه جریان گردد. در الگوریتم پیشنهادی با استفاده از ارتباط نقطه به نقطه بین عوامل رله در اولین لایه MAS، شبکه در هنگام قطع ارتباط بین عامل‌ها محافظت می‌شود. نوآوری مقاله در کاهش عوامل مصرفی و عدم نیاز به اتصال به لایه‌های بالاتر MAS می‌باشد، به طوری که آسیب‌پذیری روش پیشنهادی در برابر اشکالات سیستم چند لایه‌ای متمرکز مرفع شده است. حسن دیگر روش پیشنهادی این است که تنها عامل‌های در نظر گرفته شده عامل رله‌ها می‌باشند. در این طرح در صورت بروز خطا، سیستم به صورت آنلاین هماهنگی را حفظ می‌کند و در صورتیکه ارتباط بین عامل‌ها از میان رود، سیستم به صورت هوشمند و بر اساس تشخیص شرایط مشابه هماهنگی میان رله‌ها را حفظ می‌کند. در بخش‌های بعدی این مقاله، ابتدا تاثیر DG بر حفاظت شبکه توزیع بررسی خواهد گردید. سپس ساختار MAS و نقش آنها در حفاظت شبکه قدرت در قسمت سوم بیان می‌گردد. در قسمت چهارم الگوریتم حفاظتی پیشنهادی بر اساس ساختار MAS بررسی خواهد شد و در بخش پنجم جهت نشان دادن صحت الگوریتم پیشنهادی، شبیه‌سازی سیستم تست ارائه گردیده است و در انتها نتیجه‌گیری آمده است.

۲- بررسی تاثیر DG روی هماهنگی حفاظت DN

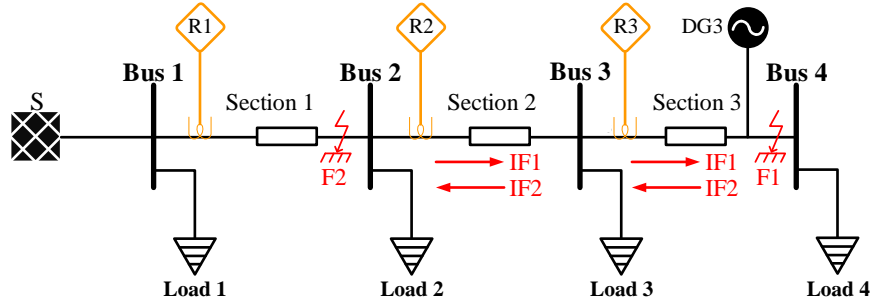
از مهمترین چالش‌های حضور DG روی حفاظت شبکه‌های توزیع می‌توان به افزایش قدرت جریان اتصال کوتاه، کور شدن و از دست رفتن هماهنگی حفاظتی اشاره کرد. برای بررسی تاثیر حضور منابع تولید پراکنده بر روی هماهنگی حفاظتی بین رله‌های اضافه جریان، شبکه شکل (۱) را در نظر بگیرید. این شبکه توسط منبع S تغذیه می‌گردد. همچنین رله‌های R1، R2 و R3 جهت حفاظت اضافه جریان در طول فیدر توزیع، استفاده شده است. در این شبکه رله R3 بر اساس عبور خطای حداکثر جهت حفاظت از ناحیه سوم این فیدر تنظیم شده است و رله R2 با حفظ یک حاشیه زمانی مطمئن برای خطا در این ناحیه هماهنگ شده است. همچنین برای جریان خطای حداکثر در ناحیه دوم، زمان مناسب جهت هماهنگی میان رله‌های R1 و R2 در نظر گرفته شده است. در این شبکه رله R2 به عنوان پشتیبان رله R3 و رله R1 به عنوان پشتیبان رله R2 می‌باشند.



شکل (۱): شبکه توزیع نمونه شعاعی

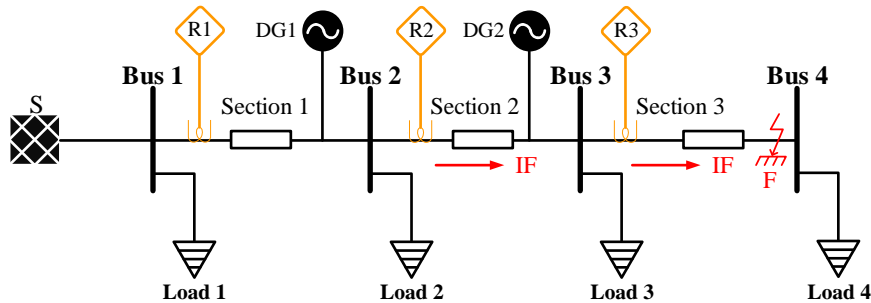
اگر در شبکه توزیع نمونه فقط DG3 به فیدر متصل باشد و خطای F1 در ناحیه سوم و پایین دست شبکه اتفاق افتد (براساس شکل (۲))، جریان گذرنده از رله R2 و R3 به یک میزان می‌باشد. در این حالت با توجه به یکسان بودن جریان‌های عبوری از رله‌ها،

نقش این دو رله مانند حالتی است که DG در شبکه وجود ندارد. در این شرایط رله‌ها جریان IF1 را احساس می‌کنند و هماهنگی میان آنها برقرار می‌باشد. حال چنانچه خطای F2 در ناحیه اول و بالادست رله R2 و R3 اتفاق افتد، این دو رله، جریان برگشتی ناشی از مشارکت DG3 را احساس می‌کنند. در این حالت با توجه به تنظیمات این دو رله، R3 زودتر از R2 عمل می‌کند؛ در صورتی که با توجه به موقعیت خطا، R2 حفاظت اصلی و R3 حفاظت پشتیبان می‌باشد. در این حالت رله‌ها با عدم هماهنگی مواجه می‌شوند.



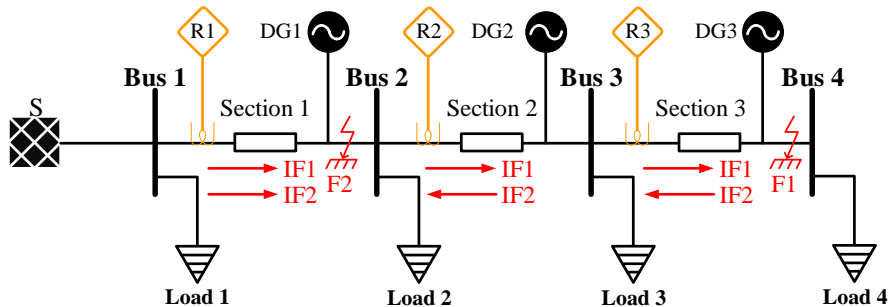
شکل (۲): اتصال DG3 به شبکه و بررسی وقوع خطای F1 و F2

در صورت اتصال دو منبع DG1 و DG2 به شبکه نمونه مطابق با شکل (۳) و وقوع خطا در ناحیه سوم و پایین دست فیدر، مقدار حداقل و حداکثر جریان خطا افزایش پیدا می‌کند. اگرچه در این حالت رله‌ها، جریان برگشتی مشاهده نمی‌کنند اما احتمالاً با توجه به ظرفیت منابع DG رله‌ها نیازمند بروز رسانی تنظیمات برای جریان‌های جدید می‌باشند.



شکل (۳): اتصال DG1 و DG2 به شبکه و بررسی وقوع خطا در پایین دست رله‌ها

چنانچه مطابق با شکل (۴)، DG1، DG2، و DG3 به فیدر توزیع متصل باشند، جریان خطا در ناحیه سوم به شدت افزایش پیدا می‌کند. همچنین رله‌ها جریان‌های متفاوتی را به دلیل وجود DGها در طول فیدر مشاهده می‌نمایند. حال اگر خطا در بالا دست شبکه و در ناحیه اول رخ دهد در این حالت رله‌ها شاهد جریان برگشتی می‌باشند. همچنین این جریان‌ها متفاوت می‌باشد که این امر سبب می‌گردد تا هماهنگی میان رله‌های اضافه جریان از دست رود.



شکل (۴): اتصال DG1، DG2، و DG3 به شبکه و بررسی وقوع خطا در بالادست و پایین دست رله‌ها

مواردی که بررسی شد به وضوح بیان می‌کند، چنانچه برنامه‌ی مشخصی برای ورود و خروج DG به شبکه و تغییر در تنظیمات ادوات حفاظتی وجود نداشته باشد، هماهنگی عملکرد میان حفاظت‌های اضافه جریان از دست می‌رود. در این شرایط، بهره‌برداری از شبکه نیازمند ساختار هوشمند است که این خود منجر به مدیریت هوشمند در هر لحظه از زمان می‌شود تا بتواند خود را با شرایط متنوع بهره‌برداری وفق دهد.





۳- الگوریتم حفاظتی پیشنهادی در ساختار MAS

طرح حفاظتی پیشنهادی مبتنی بر تبادل اطلاعات شبکه از طریق بستر ارتباطی در زمینه مفهوم MAS است. عامل^{۱۰} وسیله ای الکترونیکی است که قادر به جمع آوری اطلاعات از عناصر شبکه برق، انجام فرآیندهای محاسباتی و حتی امکان برقراری ارتباط با سایر عوامل از طریق شبکه ارتباطی است. در ساختار MAS چند سطحی، تمامی عوامل در هر سطح وظیفه جمع آوری و انتقال اطلاعات، تصمیم گیری و اجرای دستورات سیستم کنترل مرکزی را بر عهده دارند. بر اساس چنین ساختاری، اطلاعات بین سطوح مختلف در گردش خواهد بود. به عنوان مثال، در صورت وقوع یک رویداد شبکه، اطلاعات مربوطه از طریق عوامل جمع آوری شده و از طریق شبکه مخابراتی از طریق سطوح بالاتر به سیستم مرکزی ارسال می شود. داده های موجود در سیستم مرکزی پردازش شده و تصمیمات مناسب به نمایندگان ارسال می شود. ساختار MAS به دلیل ویژگی های خاص خود مانند عدم وابستگی به وضعیت شبکه یا تغییر در مکان و نفوذ DGها، می تواند پنجره ای از فرصت جدید در مقایسه با سایر رویکردها ایجاد کند. با این حال، رویکرد MAS مشکلات خاص خود را دارد. زمانی که اتصال لایه به درستی اجرا شود، این سیستم می تواند خروجی درستی داشته باشد، زیرا داشتن اطلاعات از وضعیت شبکه در هنگام تصمیم گیری و همچنین اجرا بسیار مهم است. این امر تنها با ایجاد یک رابطه عالی بین سطوح مخابراتی امکان پذیر است. اگر این رابطه توسط عوامل به درستی انجام نشود، منجر به عدم آگاهی از وضعیت شبکه می شود و ممکن است خروجی نامناسبی به همراه داشته باشد، زیرا طرح حفاظتی اجرا شده به همه عوامل شبکه بستگی دارد [۱۶ و ۲۳].

به منظور ایجاد ارتباط مناسب بین عوامل، انتقال داده در کنار شبکه با استفاده از IEC-61850 که یک پروتکل اختصاصی برای شبکه های توزیع است، انجام می شود. معمولاً پروتکل های ارتباطی استاندارد شده مانند IEC-61850 به عنوان پروتکل قابل قبول برای برقراری ارتباط در شبکه ها استفاده می شوند. استاندارد بین المللی IEC-61850 چارچوب ارتباطی و اشتراک گذاری اطلاعات را در حالی که بهره برداری سیستم های قدرت در حال انتقال از وضعیت کنترل متمرکز به برخی از قابلیت های غیر متمرکز است، فراهم می کند. برنامه های کنترل غیرمتمرکز، از ارتباط با سرعت بالا به صورت همگرا استفاده می کنند. تکنولوژی GOOSE مبتنی بر IEC-61850، یک ارتباطات همگانی همگرا برای ارتباط سریع بین دو یا چند دستگاه با توابع غیر متمرکز در محدوده ۴ تا ۵ میلی ثانیه فراهم می کند [۲۰]. هدف از ارائه استاندارد بین المللی IEC-61850 برای سیستم ها و شبکه های مخابراتی، طراحی زیربنایی به منظور تبادل اطلاعات میان تجهیزات هوشمندی است که سازندگان و یا نوع کاربرد آنها متفاوت می باشد. بدین وسیله این تجهیزات قادر می شوند که به طور نامحدود اطلاعات را میان یکدیگر مبادله نمایند. توانایی تجهیزات برای تبادل اطلاعات به معنی قابلیت اشتراک اطلاعات و استفاده از آنها در جهت هماهنگی صحیح میان دو یا چند تجهیز هوشمند اولیه از سازنده یکسان یا متفاوت می باشد. این استاندارد علاوه بر آن که پیشرفته ترین و فراگیرترین استاندارد برای ارتباطات داخلی پست می باشد، یک راهنمای جامع برای سیستم های اتوماسیون پست است. استاندارد IEC-61850 از انتقال مقادیر آنالوگی پشتیبانی می کند که توسط هر نوع ترانسفورماتور اندازه گیری و مطابق با این استاندارد تهیه شده باشند. بنابراین ترانسفورماتورهای اندازه گیری به سادگی می توانند با پیروی از این استاندارد، به هر نوع تجهیز حفاظتی یا دیگر ادوات هوشمند اولیه متصل شوند. بدین ترتیب تمامی حسگرهایی که در طی سال ها تولید شده اند، مورد پذیرش این استاندارد قرار می گیرند [۲۱].

۳-۱- اشکالات MAS متمرکز

تاکنون روش های حفاظت مبتنی بر وجود یک واحد مرکزی برای محاسبه جریان خطای منابع تولید پراکنده در یک شبکه، در توپولوژی های مختلف، در مقالات بسیاری پیشنهاد شده است. اشکالات عمده روش های متمرکز، لزوم قابلیت ارتباطات بالا با یک کنترل کننده قدرتمند مرکزی و وابستگی به تصمیم گیری آن می باشد. وجود این وابستگی به راحتی می تواند سیستم را با سقوط کامل همراه نماید. اکثر برنامه های کنترل مرکزی برای عملیات شبکه ها مناسب نیستند، زیرا ممکن است هماهنگی رله های معمولی برای شرایط بخصوصی متفاوت باشد. بنابراین، برای جلوگیری از محدودیت های موجود بر روی سیستم های حفاظت شبکه، طرح های حفاظت توزیع پیشرفته و ارتباطات تعاملی مورد نیاز است [۲۴]. با توجه به انعطاف پذیری ذاتی آنها، رویکردهای غیرمتمرکز توجه بیشتری نسبت به روش های متمرکز برای حفاظت شبکه ها داشته است. رویکردهای غیرمتمرکز مبتنی بر سیستم چند عاملی توانایی بررسی خود را دارد و بر اساس شرایط محیطی پیش رو از خود واکنش نشان می دهد. طرح های حفاظتی مبتنی بر مبنای تبادل اطلاعات به طور گسترده در مقالات مورد بحث قرار گرفته است. با این حال هرگز آن را به سطح کاملی نرسانده و در مرحله توسعه اولیه باقی مانده است [۱۶ و ۲۵].

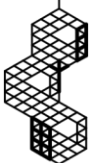


به طور کلی مشکلات یک ساختار متمرکز شامل زمان زیاد جهت بروزرسانی تنظیمات سیستم حفاظتی، وابستگی به کنترل کننده مرکزی، وجود بار سنگین اطلاعاتی بر روی بستر مخابراتی و صرف زمان زیاد جهت انتقال اطلاعات بین سطوح مختلف خواهد بود.

۳-۲- الگوریتم MAS پیشنهادی

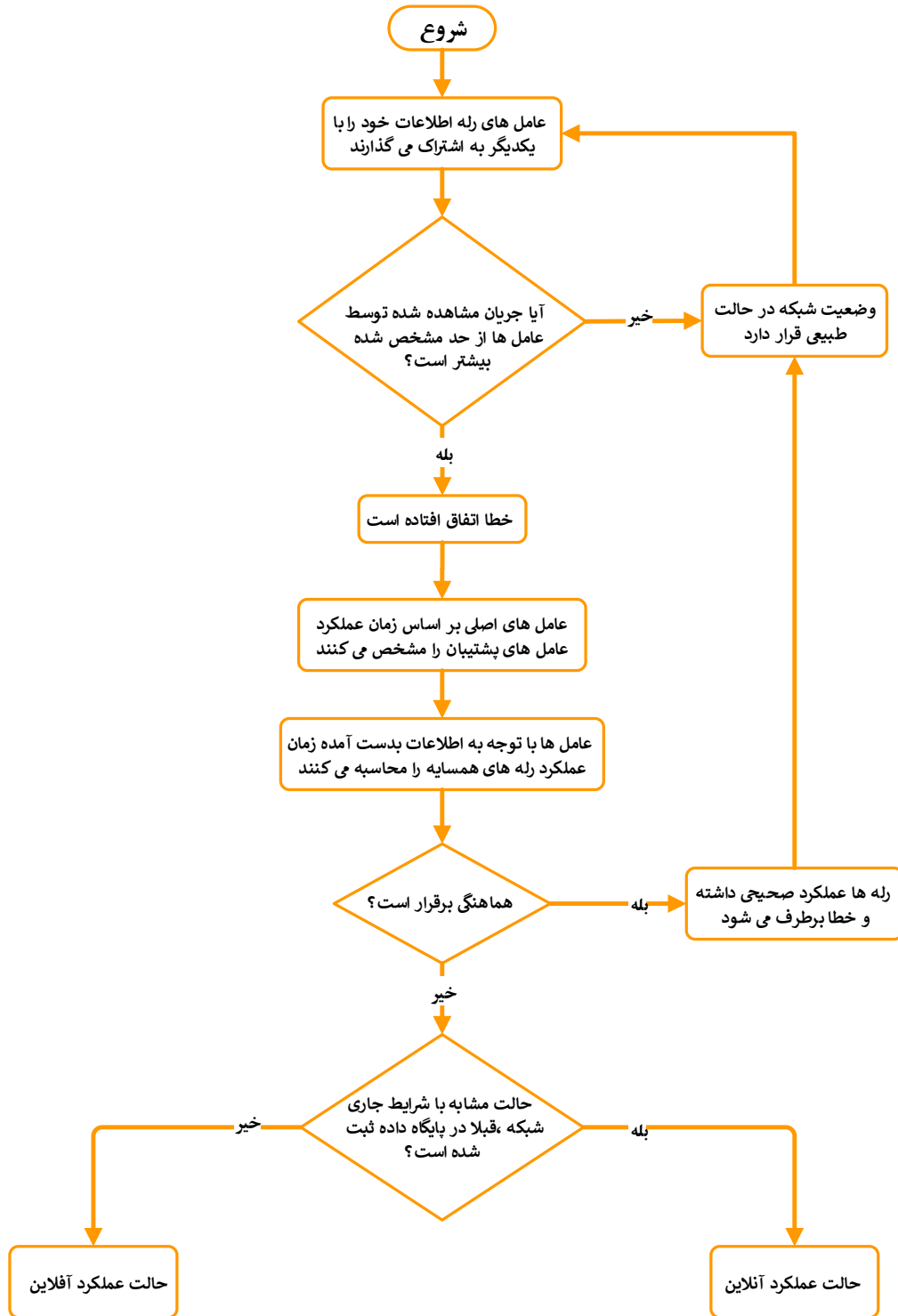
با توجه به بررسی انجام شده در مورد ساختار سیستم‌های چند عاملی و بررسی مشکلات ناشی از وابستگی ساختار به واحد پردازش مرکزی، در این مقاله روشی را بیان شده است تا بر اساس آن از قابلیت‌های MAS به منظور عدم وابستگی به سطوح مخابراتی بالاتر استفاده کرده و به دنبال آن نیاز به حضور واحد پردازش مرکزی مرتفع شود. بر این اساس در الگوریتم پیشنهادی، با در نظر گرفتن عامل‌های رله به عنوان تنها عاملی که به آن نیاز داریم؛ بر اساس اندازه‌گیری‌های انجام شده و اطلاعات جریانی گرفته شده از شبکه، زمان عملکرد رله‌ها را به صورت مستقل اصلاح می‌شود. بر طبق این روش عامل‌های رله با برقراری یک ارتباط نقطه به نقطه با همسایگان خود، یک جدول از زمان عملکرد آن‌ها را بدست آورده و بر اساس آن الگوی رفتاری خود را تغییر می‌دهند. در این حالت عامل‌ها قادرند تا در صورت بروز مشکلات مشابه به صورت آفلاین عمل نموده و در صورت وقوع تغییرات جدید متناسب با شرایط شبکه، وضعیت خود را مشخص نموده و عملکرد صحیحی داشته باشند. با توجه به بررسی ساختار سیستم چندعاملی و همچنین نوع ارتباط و توانمندی که این ساختار در اختیار شبکه قرار می‌دهد، می‌توان راه حلی را ارائه داد که به کمک آن، عامل‌ها بتوانند شرایط جدید را تشخیص داده و متناسب با آن تصمیم‌گیری داشته باشند. اما از طرف دیگر باید ساختار را به نحوی پیاده‌سازی نماییم که بر اساس آن نیازی به حضور کنترل مرکزی برای دستیابی به تنظیمات صحیح نداشته باشیم و از طرف دیگر با کاهش عامل‌ها از افزایش ترافیک و بار شبکه مخابراتی و مشکلات مربوط به آن جلوگیری نماییم. در روش پیشنهادی، قصد داریم تا تجهیزات هوشمند را به کمک عامل‌ها بر روی رله‌های اضافه جریان در شبکه پیاده‌سازی نموده و با این کار مشکلات موجود بر روی سیستم چندعاملی سنتی را کاهش دهیم. عامل‌های هوشمند با توجه به اینکه قابلیت ثبت اطلاعات و همچنین اندازه‌گیری آن‌ها را دارند، می‌توانند در شرایط رخداد تغییرات، نسبت به آن واکنش نشان داده و تصمیم‌گیری صحیحی را اتخاذ نمایند. بر این اساس لازم است تا عامل‌های رله در ابتدا اطلاعات جریانی و زمان‌بندی عملکرد خود را داشته باشند و آن را در اختیار سایر عامل‌ها قرار دهند. رله‌ها با توجه به میزان جریان عبوری از خود، زمان‌بندی مشخصی را خواهند داشت. این بدان معنی است که می‌توان برای یک رله در محدوده جریانی، میانگین زمان عملکرد مشخصی را در نظر گرفت. رله‌ها بر اساس ترمیم این بازه زمانی قادرند تا در صورت وقوع شرایط مشابه عملکرد صحیحی داشته باشند. عامل‌های رله برای اینکه بتوانند شرایط هماهنگی خود را با رله پشتیبان مقایسه نمایند، باید از وضعیت عملکرد همسایگان خود با خبر باشند، بنابراین با استفاده از جدول عملکرد زمانی تشکیل شده این مقادیر را بررسی می‌نمایند. برای هماهنگی میان عامل‌های رله، بازه زمانی در نظر گرفته شده؛ زمانی بین ۳۰۰ تا ۴۰۰ میلی ثانیه می‌باشد. در صورتی که رله‌ها این حاشیه زمانی را نسبت به عملکرد یکدیگر حفظ نمایند، رله اصلی و رله پشتیبان در وضعیت هماهنگ قرار خواهند گرفت. با توجه به اینکه رله‌ها بر اساس حداکثر جریان خطای سه فاز مشخصی با یکدیگر هماهنگ شده‌اند، تغییرات در این جریان می‌تواند مشخص کننده وضعیت قرارگیری منابع در شبکه باشد. با طرح پیشنهادی در این مقاله خواهیم توانست یک سیستم مدیریت متمرکز برای رله داشته باشیم که در صورت وقوع شرایط جدید خود را با آن تطبیق دهد. شکل (۵) الگوریتم پیشنهادی این مقاله را نشان می‌دهد. این فرآیند به صورت زیر شروع می‌شود:

- **گام اول:** عامل‌های رله روی بستر مخابراتی دائماً با هم در ارتباط بوده و تغییرات جریان خود را به هم گزارش می‌دهند.
- **گام دوم:** با توجه به جریان عبوری و تنظیمات رله‌ها در شرایط طبیعی شبکه، رله‌ها نسبت به جریان عبوری از خود حساسیت نشان داده و در صورتی که جریانی بیشتر از آستانه تحریک از آن‌ها عبور کند، جریان خطا را تشخیص خواهند داد.
- **گام سوم:** با توجه به اینکه نزدیک‌ترین رله به نقطه خطا به عنوان رله اصلی وظیفه دارد تا خطا را برطرف نماید، بنابراین لازم است تا با توجه به زمان عملکرد و ارتباط میان عامل‌های رله، رله‌های پشتیبان مشخص شوند. این وضعیت به کمک رله اصلی و بر اساس میزان جریان عبوری از آن‌ها مشخص می‌شود.
- **گام چهارم:** عامل‌ها بر اساس میزان جریانی که از عامل‌های همسایه خود دریافت می‌کنند، زمان عملکرد آن‌ها را محاسبه کرده و وضعیت هماهنگی خود را مشخص می‌کنند.





- **گام پنجم:** در صورتی که حاشیه زمانی عملکرد میان دو رله در بازه زمانی استاندارد قرار داشته باشد، رله اصلی و پشتیبان با یکدیگر هماهنگ می‌باشند.
- **گام ششم:** در صورتی که هماهنگی میان دو رله برقرار نباشد، لازم است تا شرایط را به نحوی کنترل نماییم تا بر اساس آن بتوانیم از عملکرد اشتباه حفاظت‌های پشتیبان جلوگیری نماییم.
- **گام هفتم:** در این مرحله لازم است تا شرایط پیش آمده بررسی شود. بر این اساس با توجه به هوشمند بودن تجهیزات و بر اساس پایگاه داده در نظر گرفته شده برای آن‌ها، به مقایسه شرایط پیش آمده نسبت به شرایط قبلی پرداخته می‌شود. در این حالت دو وضعیت حالت عملکرد آفلاین و حالت عملکرد آنلاین بوجود می‌آید که در ادامه توضیح داده شده است.

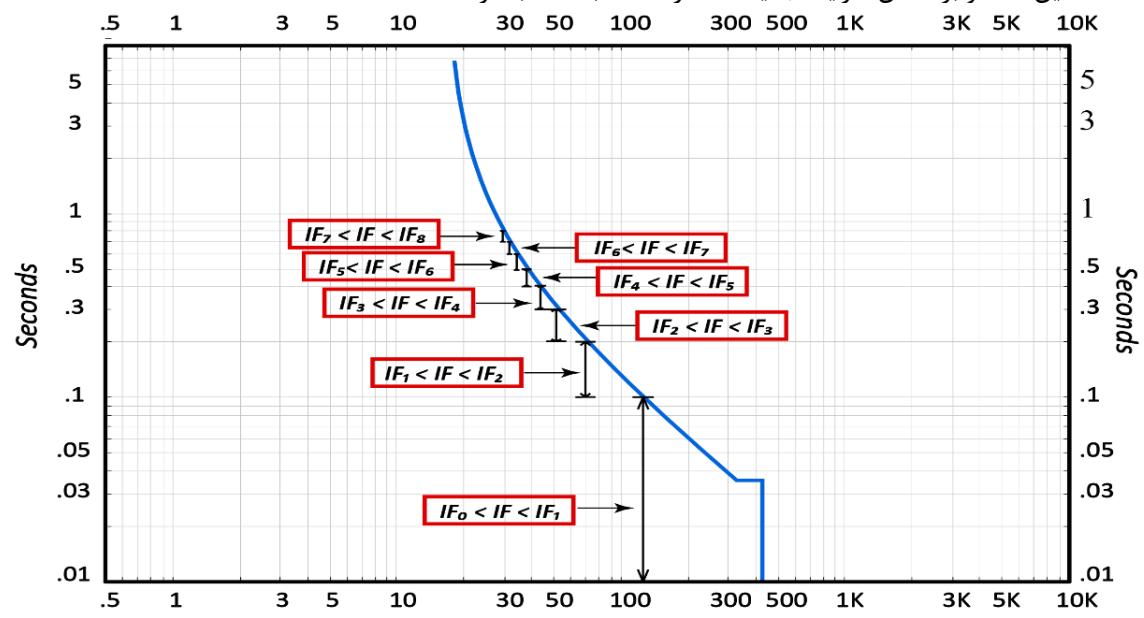


شکل (۵): الگوریتم حفاظتی پیشنهادی



۳-۲-۱- حالت عملکرد آفلاین

برای یک شبکه با توجه به شرایط مختلف و حضور منابع تولید پراکنده ممکن است تا در صورت وقوع خطا شرایط مشابهی برای آن اتفاق افتد. بر این اساس لازم است تا این شرایط به صورتی در نظر گرفته شوند تا در صورت وقوع اشکال در سیستم مخابراتی شبکه، بتوان باز هم عملکرد صحیحی را از سیستم حفاظتی انتظار داشت. در این حالت عامل‌ها، جدول اطلاعاتی خود بر اساس زمان و میزان جریان عبوری از خود و نحوه عملکرد در آن شرایط را در اختیار دارند. این جدول بر اساس تنظیمات مربوط به رله‌های همسایه ساخته می‌شود. شکل (۶) نحوه دسته بندی زمانی را برای یک عامل رله نشان می‌دهد. در این حالت رله اصلی متناسب با جدول و بر اساس جریان خطای رخ داده، جدولی با بازه جریانی مشخص به همراه زمان عملکرد حفاظت پشتیبان تهیه می‌کند و بر اساس اطلاعات دریافتی نقطه مشترک با اطلاعات ذخیره شده در پایگاه داده خود مشخص می‌کند. اطلاعات ذخیره شده در این بخش به صورت جدول (۲) نشان داده شده است. با توجه به جدول مشخص است که حفاظت پشتیبان چه الگوی جریانی- زمانی را برای میزان جریان مشاهده شده دنبال می‌کند. این اطلاعاتی است که حفاظت اصلی در اختیار دارد و با توجه به زمان عملکرد خود و زمان عملکرد حفاظت پشتیبان یک الگوی مشخص را برای خود ذخیره کرده تا بصورت پیش فرض از آن استفاده کند. شکل (۷) الگوریتم حالت عملکرد آفلاین را نشان می‌دهد. بر این اساس در صورتی که الگوی جریانی برای یک میزان جریان خطا وجود نداشته باشد، لازم است تا وارد حالت آنلاین شده و بر اساس شرایط جدید، عملکرد مناسب انتخاب گردد.



Amperes $\times 10$ (Nom. kV=20, Plot Ref. kV=20)
 شکل (۶): دسته بندی زمان عملکرد رله متناسب با جریان عبوری

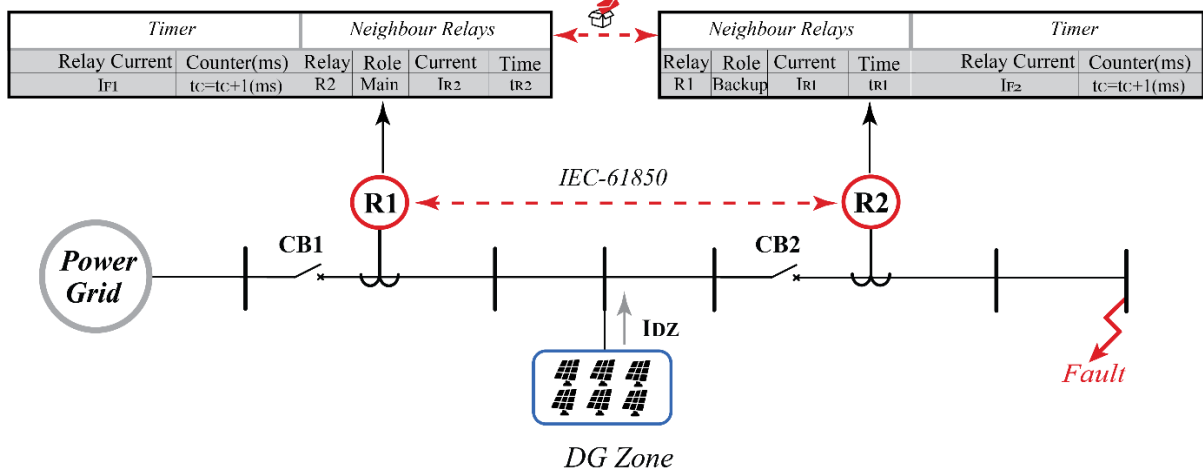
جدول (۲): زمان بندی جریانی عامل رله

محدوده جریان خطا	محدوده زمان عملکرد
$IF_0 \leq IF < IF_1$	$t_0 \leq t < t_1$
$IF_1 \leq IF < IF_2$	$t_1 \leq t < t_2$
$IF_2 \leq IF < IF_3$	$t_2 \leq t < t_3$
$IF_3 \leq IF < IF_4$	$t_3 \leq t < t_4$
$IF_4 \leq IF < IF_5$	$t_4 \leq t < t_5$
$IF_5 \leq IF < IF_6$	$t_5 \leq t < t_6$
$IF_6 \leq IF < IF_7$	$t_6 \leq t < t_7$
$IF_7 \leq IF < IF_8$	$t_7 \leq t < t_8$





شکل (۷): حالت عملکرد آفلاین عامل رله



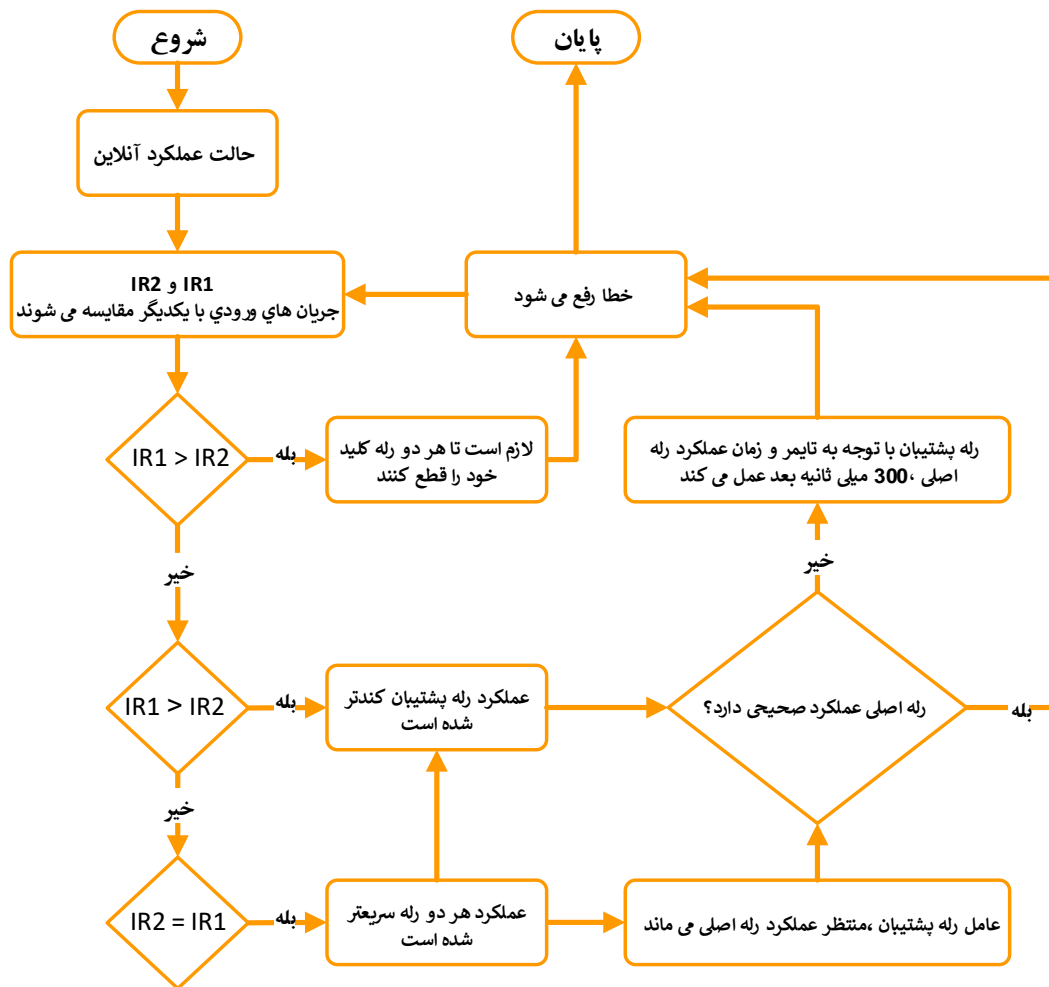
شکل (۸): اشتراک اطلاعات میان عامل رله اصلی و پشتیبان

۳-۲-۲- حالت عملکرد آنلاین

با توجه به اینکه ملاک عملکرد سیستم حفاظتی جریان عبوری از آن می باشد، بنابراین با مشاهده جریان خطا بر روی سایر عامل های رله می توان از عملکرد ناصحیح آن ها در شرایط مختلف جلوگیری نمود. بر این اساس در حالت عملکرد آنلاین، روشی پیشنهاد می شود که در آن عامل های رله با توجه به ارتباطی که با یکدیگر دارند، عملکرد یکدیگر را بررسی نموده و تصمیم گیری صحیح در شرایط مختلف خواهند داشت. در شکل (۸) نحوه ارتباط و تشکیل جدول همسایگی عامل های رله نشان داده شده است. با توجه به شکل مشخص است که عامل های رله بر اساس جریان خطای ایجاد شده تعیین نقش کرده و وظیفه خود نسبت به خطای ایجاد شده را مشخص می کنند. رله R2 که در شرایط رخداد خطا جریان خطای بیشتری را مشاهده می کند، به رله بالادست خود اعلام می کند که در این شرایط وظیفه حفاظت اصلی را بر عهده خواهد داشت. هر کدام از عامل های رله به منظور بررسی زمان عملکرد خود در مواجهه با خطا، یک تایمر را فعال کرده و تا زمانی که همچنان خطا را بر روی شبکه احساس کنند، به شمارش خود ادامه می دهد. رله ها در یک شبکه بر اساس ماکزیمم جریان خطای شبکه با یکدیگر هماهنگ می شوند؛ حال با اتصال منابع تولید پراکنده، جریان خطای هر دو رله تحت تاثیر قرار می گیرد، اما موضوعی که در بخش دوم این مقاله نیز به آن پرداخته شد، تحت تاثیر قرار گرفتن جریان رله پشتیبان

می‌باشد. با توجه به اینکه رله اصلی وظیفه دارد تا در کوتاه ترین زمان ممکن خطا را برطرف سازد، بنابراین تاثیر حضور منابع تولید پراکنده بر روی عملکرد رله اصلی تنها موجب عملکرد سریعتر آن شده و این رله پشتیبان است که ممکن است عملکرد آن نزدیک به رله اصلی و یا بسیار طولانی‌تر از شرایط استاندارد گردد.

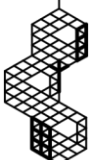
در طرح پیشنهادی رله‌ها در ابتدا جریان خطای عبوری از یکدیگر را مشاهده می‌کنند؛ پس از مشخص شدن حفاظت اصلی، عامل رله پشتیبان بصورت پیش فرض عملکردی نخواهد داشت تا زمانی که پس از گذشت از یک زمان در نظر گرفته شده از زمان عملکرد رله اصلی، همچنان جریان خطا بر روی شبکه مشاهده شود. در این حالت رله پشتیبان تصور می‌کند رله اصلی موفق به قطع کلید نشده و لازم است تا کلید خود را قطع نماید. با این روش نه تنها باعث می‌شود تا وابستگی به مخابرات کاهش یابد، بلکه عملکرد رله‌ها را مستقل از شرایط پیش آمده قرار می‌دهیم تا بتوانیم وابستگی را در شرایط خرابی ارتباط مخابراتی تا جایی که امکان پذیر باشد، حذف نماییم. شکل (۹) فلوجارت روش عملکرد آنلاین را نمایش می‌دهد.



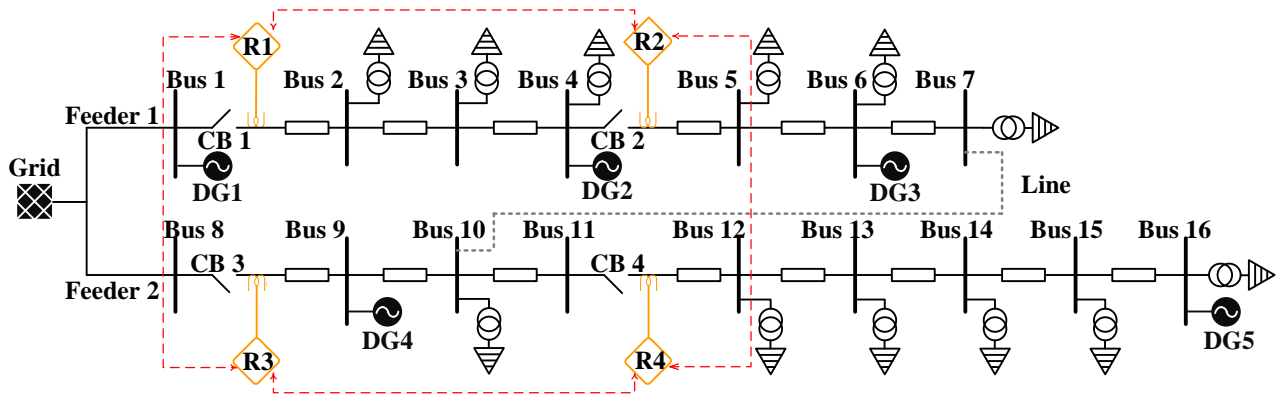
شکل (۹): حالت عملکرد آنلاین

۴- شبیه سازی

به منظور نمایش نحوه عملکرد روش پیشنهادی بر روی شبکه توزیع، شکل (۱۰) به عنوان شبکه مورد مطالعه، در نرم افزار ETAP شبیه سازی شده است. این شبکه به گونه‌ای پیاده سازی شده که همواره به علت اهمیت بارهای موجود بر روی ناحیه پایین دست رله R4، لازم است تا آن‌ها همواره تغذیه گردند. به این منظور در طراحی شبکه یک خط اتصال از فیدر F1 به F2 در نظر گرفته شده است، تا در صورتی که به علت قطع شدن فیدر F2، بارهای ناحیه پایین دست رله R4 دچار خاموشی نگردند، توسط فیدر F1 تامین شوند. این شبکه بر اساس ساختار پیاده سازی قبلی، در شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده طراحی شده است. سیستم حفاظتی شامل تنظیمات مختلفی می‌باشد، به این صورت که هر رله دارای دو دسته تنظیمات بوده است که در صورت تغییر وضعیت خط کمکی و



اتصال دو فیدر به یکدیگر، بسته به وضعیت باز شدن کلید CB3، لازم است تا بر روی آن‌ها اعمال گردد. در روند تغییر آرایش شبکه، قصد داریم تا طرح پیشنهادی را در قالب دو وضعیت بهره‌برداری شبکه و در شرایط مختلف خطا و حضور منابع تولید پراکنده در نواحی مختلف بررسی نماییم. ساختار مخابراتی عامل‌ها در این طرح مربوط به ارتباط میان عامل‌های رله در لایه حفاظت اول و ارتباط میان عامل‌های تولیدی در لایه حفاظت دوم می‌باشد. این شبکه در طرح حفاظت لایه اول خود متشکل از چهار عامل رله بوده که دو حفاظت R1 و R2 بر روی فیدر اول و دو حفاظت R3 و R4 بر روی فیدر دوم قرار گرفته و بصورت نقطه به نقطه با یکدیگر ارتباط دارند. منابع تولید پراکنده DG1 با ظرفیت ۱۰ مگاوات، DG2 با ظرفیت ۱۰ مگاوات، DG3 با ظرفیت ۵ مگاوات، DG4 با ظرفیت ۵ مگاوات و ناحیه DG5 با ظرفیت ۵ مگاوات می‌توانند به شبکه متصل شوند. در ادامه با پیاده سازی سناریوهای مختلف، طرح پیشنهاد شده در این مقاله را بررسی می‌نماییم.



شکل (۱۰): شبکه مورد مطالعه

۴-۱- سناریوی اول: دو فیدر F1 و F2 به شبکه متصل باشند

بر این اساس در شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده، بر روی فیدر F1 دو رله R1 با منحنی مشخصه Extremely Inverse و رله R2 با منحنی مشخصه Very Inverse، وظیفه حفاظت این فیدر را بر عهده دارند. بر روی فیدر F2 دو رله R3 با منحنی مشخصه Extremely Inverse و رله R4 با منحنی مشخصه Inverse، وظیفه حفاظت این فیدر را بر عهده دارند. با توجه به تنظیمات موجود بر روی رله‌ها، قبل از اتصال منابع تولید پراکنده، هماهنگی لازم بر روی شبکه برقرار می‌باشد. در ابتدا قصد داریم تا به بررسی سیستم حفاظتی فیدر اول بپردازیم. فرض کنیم که تنها منبع تولید پراکنده DG1 به شبکه متصل باشد. در اثر وقوع خطا در ناحیه حفاظت اصلی رله R2، میزان جریان عبوری از این رله به مقدار ۱۹۰۰ آمپر افزایش یافته، که منجر به عملکرد این رله در زمان ۸۱ میلی ثانیه شده است. از طرفی دیگر در همین شرایط میزان جریان مشاهده شده توسط رله R1، به میزان ۱۹۰۰ آمپر می‌باشد، که نسبت به شرایط عملکرد شبکه در لحظه بدون حضور منابع تولید پراکنده، افزایش یافته است و باعث شده تا این رله، خطا را در لحظه ۳۷۴ میلی ثانیه قطع نماید. در بررسی این موضوع در طرح حفاظتی پیشنهادی، با توجه به ارتباط بین عامل‌های رله‌های R1 و R2، در ابتدا این عامل‌ها به بررسی وضعیت جریان‌های عبوری از خود می‌پردازند. با توجه به جدول زمان عملکرد رله‌ها مطابق جدول (۳)، جریان عبوری از رله‌ها از بازه جریانی در شرایط طبیعی خارج شده است. در این حالت به دلیل مشخص نبودن الگوی جریانی برای شرایط پیش آمده لازم است تا الگوی حفاظتی لازم مشخص شده و بر مبنای آن رله‌ها عمل نمایند. جریان رله R1 و R2 با یکدیگر برابر می‌باشد، اما این جریان نسبت به شرایط طبیعی شبکه در لحظه عدم حضور DG افزایش یافته است. این موضوع برای رله‌ها بیانگر این است که مکان قرارگیری منبع در جایی بالا دست هر دو رله می‌باشد. در این حالت بنابر طرح پیشنهادی لازم است تا عامل رله پشتیبان عملکردی نداشته و منتظر حذف شدن خطا توسط عامل رله اصلی بماند. در این شرایط با توجه به اینکه رله اصلی در زمان ۸۱ میلی ثانیه خطا را برطرف می‌سازد، بنابراین رله پشتیبان تا زمان ۳۸۱ میلی ثانیه منتظر مانده و در صورتی که همچنان جریان خطا را مشاهده نماید، کلید خود را باز می‌نماید. در این حالت نه تنها باعث می‌شود تا از عملکرد اشتباه رله پشتیبان در صورت تاخیر در عملکرد رله اصلی جلوگیری شود، بلکه یک الگوی عملکرد جدید نیز برای سیستم حفاظتی در این شرایط تعریف می‌شود تا بدون تغییر در تنظیمات خود، در شرایط مشابه، متناسب با آن عمل نماید. در این حالت رله R1 بصورت جدول (۴) بروز رسانی می‌گردد. در شرایط جدید، عملکرد دو رله R1 و R2 بصورت شکل (۱۱) می‌باشد.

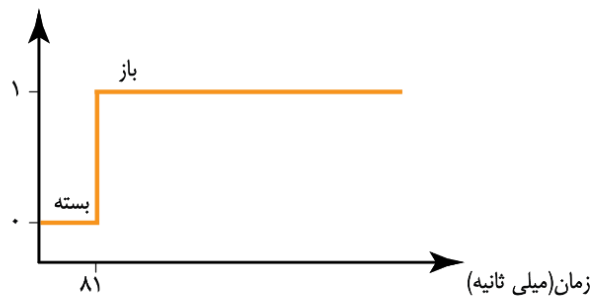
جدول (۳): جدول زمانی عملکرد حفاظت‌ها در سناریو اول

بازه جریان	زمان
1020-1223	168
1224-1427	135
1428-1631	112
1632-1650	96

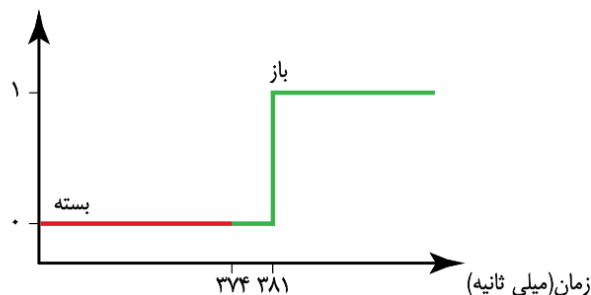
جدول (۴): بروزرسانی جدول زمانی عملکرد رله R1 در سناریو اول

جریان R1	زمان
1020-1223	1033
1224-1427	914
1428-1631	666
1632-1650	510
1651-1900	381

وضعیت کلید CB2

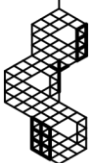


وضعیت کلید CB1



شکل (۱۱): وضعیت عملکرد کلید CB2 و CB1 در سناریو اول

در شرایط بعدی، منبع تولید پراکنده DG2 را به شبکه متصل می‌نماییم. به ازای خطای ایجاد شده در ناحیه حفاظت رله R2، میزان جریان عبوری از رله R2، ۲۴۹۰ آمپر می‌باشد و این رله این خطا را در زمان ۶۰ میلی ثانیه حذف می‌کند. در این شرایط جریان رله R1، ۱۶۶۰ آمپر می‌باشد. این رله در شرایط ابتدایی شبکه خطا را در زمان ۵۰۸ میلی ثانیه برطرف می‌نمود. اما پس از اضافه شدن منبع DG1 به شبکه، این رله جدول زمانی خود را بروزرسانی کرده و در این شرایط خطا را در زمان ۳۸۱ میلی ثانیه حذف می‌کند. همچنین با توجه به اینکه شرایط جدید برای رله R2 در اثر افزایش جریان شبکه پیش آمده، این رله جدول عملکرد خود را بصورت جدول (۵) بروزرسانی می‌کند. در این مقاله، حاشیه زمانی استاندارد برای عملکرد میان حفاظت اصلی و پشتیبان زمانی در بازه ۳۰۰ تا ۴۰۰ میلی ثانیه در نظر گرفته شده است. فرض کنیم که در این شرایط ارتباط مخابراتی دچار مشکل شده و رله های R1 و R2 موفق به برقراری ارتباط با یکدیگر نشوند. رله R1 جریان عبوری کمتری نسبت به شرایطی که برای آن تنظیمات صورت گرفته مشاهده می‌کند. پس این تغییر را به منزله تغییر در شرایط شبکه و ورود یک منبع ما بین خود و رله پایین دست خود تصور می‌کند. رله R2 نیز این بار جریان خطای بیشتری را مشاهده می‌کند. این رله نیز منبع را در مکانی در بالا دست خود تصور می‌کند. پس از اینکه این دو رله نتوانند هماهنگی خود را بررسی نمایند، رله R2 که جریان خطای بیشتر را مشاهده نموده در زمان کوتاه تری خطا را برطرف می‌نماید. در این حالت رله R1 به جدول الگویی خود مراجعه کرده و با توجه به جریان مشاهده شده، مدت زمان ۳۸۱ میلی ثانیه را



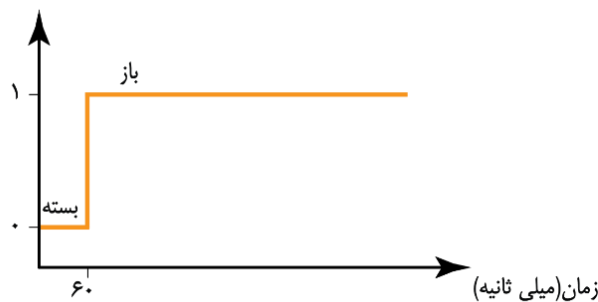


برای عملکرد خود انتخاب می کند. در این شرایط ما توانسته ایم تا بر اساس الگوهای قبلی سیستم حفاظت شبکه را در زمان قطع سیستم مخابراتی بهبود بخشیم. شکل (۱۲) هماهنگی ایجاد شده میان این دو رله را نمایش می دهد.

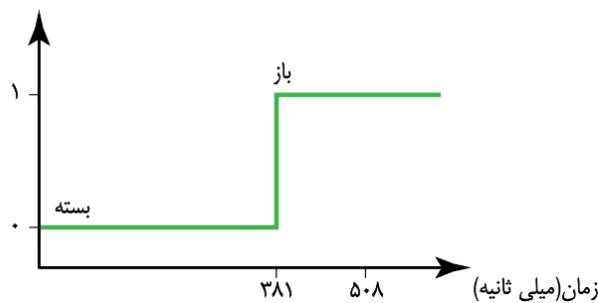
جدول (۵): بروزرسانی جدول زمانی عملکرد رله R2 در سناریو اول

زمان	جریان R2
168	1020-1223
135	1224-1427
112	1428-1631
96	1632-1835
84	1836-2039
75	2040-2243
67	2244-2447
61	2448-2490

وضعیت کلید CB2



وضعیت کلید CB1



شکل (۱۲): وضعیت عملکرد کلید CB1 و CB2 در سناریو اول

۴-۲- سناریوی دوم: فیدر F2 از ورودی جدا گردد

بر این اساس در زمان باز بودن کلید مانور در شرایط عدم حضور منابع تولید پراکنده، بر روی فیدر F1 سه رله R1 با منحنی مشخصه Extremely Inverse، R2 با منحنی مشخصه Very Inverse و رله R4 با منحنی مشخصه Inverse، وظیفه حفاظت این فیدر را بر عهده دارند. در صورتی که کلید CB1 بسته و کلید CB3 باز گردد، سه رله R1، R2 و R4 وظیفه حفاظت فیدر اصلی را بر عهده دارند. در این حالت رله R4 وظیفه حفاظت ناحیه اصلی خود را داشته و رله R2 در شرایط جدید، علاوه بر اینکه ناحیه مربوط به رله R3 را نیز در ناحیه حفاظت اصلی خود محافظت می نماید، باید به عنوان پشتیبان رله R4 قرار گرفته و زمان هماهنگی مناسب را در صورت عدم عملکرد به موقع آن داشته باشد. با توجه به تنظیمات موجود بر روی رله ها، قبل از اتصال منابع تولید پراکنده، هماهنگی لازم بر روی شبکه برقرار می باشد. فرض کنید در این حالت شبکه، در ابتدا منبع تولید پراکنده DG1 و DG3 به شبکه متصل شوند. در صورتی که خطایی در ناحیه حفاظت رله R4 اتفاق افتد، جریان عبوری از این رله برابر ۲۳۶۰ آمپر می شود. در همین شرایط جریانی که رله R2 مشاهده می کند برابر ۱۶۳۰ آمپر می باشد. با توجه به تنظیمات رله R4، این رله این خطا را در مدت زمان ۱۱۹ میلی ثانیه و رله R2، در مدت زمان ۳۵۴ میلی ثانیه این خطا را رفع می نماید. بر اساس طرح پیشنهادی در ابتدا با توجه به جریان عبوری از رله ها، حفاظت های اصلی و پشتیبان مشخص می شوند. با توجه به اینکه هماهنگی حفاظتی در شرایط جدید برقرار نمی باشد، عامل ها وارد مرحله تشخیص شرایط سیستم می شوند. بر اساس اطلاعات موجود در جداول اطلاعاتی عامل ها، بر اساس شرایط پیش آمده اطلاعاتی مبنی بر شرایط

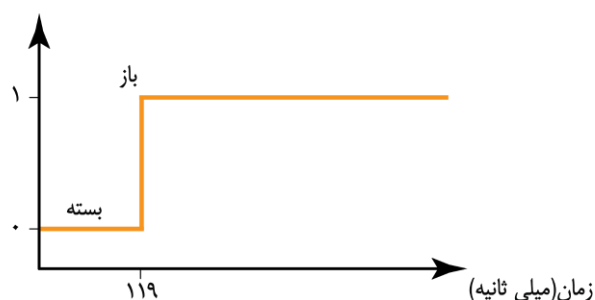


مشابه وجود ندارد، پس وارد حالت آنلاین از طرح پیشنهادی می‌گردیم. با توجه به اینکه جریان رله اصلی بیشتر از عملکرد رله پشتیبان می‌باشد، پس زمان عملکرد این رله سریعتر از رله پشتیبان می‌باشد. در این شرایط رله پشتیبان با دریافت اطلاعات جریانی رله R4 جدول خود را نیز بصورت جدول (۶) بروزرسانی می‌کند. در این شرایط با توجه به تغییرات جدید، اینبار رله R2 جریان خطای ۱۶۳۰ آمپر را در زمان ۴۱۹ میلی ثانیه مشاهده و رفع می‌کند. شکل (۱۳) عملکرد این رله در شرایط جدید را نمایش می‌دهد.

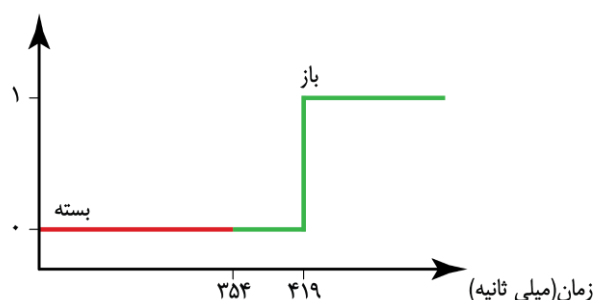
جدول (۶): بروزرسانی جدول زمانی عملکرد رله R2 و R4 در سناریو دوم

جریان R2	زمان	جریان R4	زمان
1050-1079	650	1050-1079	176
1080-1214	559	1080-1214	165
1215-1349	489	1215-1349	156
1350-1484	435	1350-1484	149
1485-1619	391	1485-1619	142
1620-1754	419	1620-1754	137
		1755-1889	133
		1890-2024	129
		2025-2159	125
		2160-2294	123
		2295-2360	120

وضعیت کلید CB4



وضعیت کلید CB2



شکل (۱۳): وضعیت عملکرد کلید CB2 و CB4 بر اساس شرایط ثبت شده در سناریو دوم

در شرایط دیگر در همین وضعیت کلیدها، این بار فرض می‌کنیم تا منابع تولید پراکنده DG1 و DG5 به شبکه متصل شوند. اگر خطایی مابین حفاظت R2 و R4 اتفاق افتد، بر اساس موقعیت قرار گیری منابع میزان جریان عبور از رله R4 برابر ۶۶۳ آمپر می‌باشد. در همین شرایط جریانی عبوری از رله R2 و R1 برابر ۱۵۰۰ آمپر می‌باشد. رله R2 و R1 میزان جریانی که مشاهده می‌کند باهم برابر است و میزان جریان خطای زیادی را مشاهده می‌کنند. از طرفی رله R4 نیز شرایط خطا را احساس کرده و جریان کمتری را نسبت به رله‌های بالا دست خود مشاهده می‌کند. در این حالت رله‌ها متوجه خطایی در میان دو رله R2 و R4 می‌شوند. با توجه به طرح پیشنهادی رله‌های اصلی و پشتیبان مشخص می‌شود که در این حالت رله R1 پشتیبان رله R2 می‌باشد. رله R4 این خطا را در زمان ۲۱۶ و رله R2 این خطا را در زمان ۴۰۱ میلی ثانیه رفع می‌نماید. اما رله R1 همین خطا را در زمان ۸۶۰ میلی ثانیه مشاهده می‌کند. در این صورت رله R1 با توجه به طرح پیشنهادی در ابتدا عملکردی نخواهد داشت و در صورت عدم عملکرد رله R2، با توجه به برنامه‌ریزی جدید جدول عملکرد خود را مطابق با جدول (۷) بروزرسانی می‌نماید و خطا را در زمان ۷۰۱ میلی ثانیه رفع می‌نماید. شکل (۱۴) نحوه عملکرد این رله در شرایط جدید را نمایش می‌دهد.

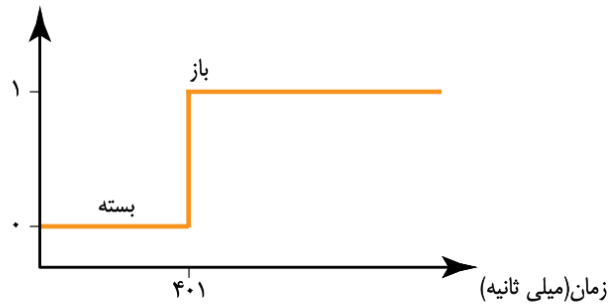




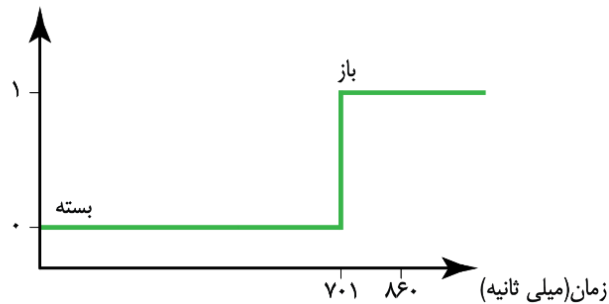
جدول (۷): بروزرسانی جدول زمانی عملکرد رله R1 در سناریو دوم

جریان R1	زمان
1050-1199	1730
1200-1349	1320
1350-1499	1040
1500-1649	701
1650-1800	693

وضعیت کلید CB2



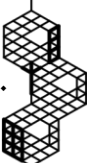
وضعیت کلید CB1



شکل (۱۴): وضعیت عملکرد کلید CB1 و CB2 بر اساس شرایط ثبت شده در سناریو دوم

۵- نتیجه گیری

منابع تولید پراکنده با توسعه و افزایش ظرفیت خود و قرارگیری در نقاط مختلف، سیستم حفاظت شبکه را با مشکلاتی مواجه ساخته است. عملکرد غیر ضروری دستگاه حفاظتی و یا عملکرد خارج از برنامه از جمله مشکلاتی است که به واسطه حضور این منابع ایجاد می گردد. علت وقوع این مشکل، تاثیر این منابع بر جریان اتصال کوتاه شبکه می باشد. کاهش و یا افزایش این جریان بر روی عملکرد رله های اضافه جریان تاثیر گذار می باشد. در این مقاله با اتصال منابع تولید پراکنده در نقاط مختلف یک شبکه آزمایشی، تاثیر گذاری بر روی جریان خطا نشان داده شد و به دنبال آن از دست رفتن هماهنگی حفاظتی به نمایش درآمد. در ادامه، با تعریف عامل و سیستم چندعاملی به عنوان راه حلی جهت جلوگیری از شکست سیستم حفاظتی در شرایط حضور منابع تولید پراکنده و همچنین تغییر توپولوژی شبکه پرداخته شد. سپس ساختار سلسله مراتبی تعریف گردید و در آن نقش عامل های شبکه در دستیابی ساختار به یک سیستم حفاظت اصلاح شده مشخص شد. با ارائه مشکلات سیستم چند عاملی مبتنی بر کنترل مرکزی، در الگوریتم پیشنهادی به کمک عامل های رله به عنوان تنها عامل در نظر گرفته شده در شبکه، داده های جریانی را مورد ارزیابی قرار داده و به کمک اطلاعات جریانی گرفته شده از سایر عامل ها، زمان عملکرد رله ها را به صورت مستقل اصلاح نمودیم. مطابق این روش، عامل های رله با برقراری یک ارتباط نقطه به نقطه با همسایگان خود، یک جدول از زمان عملکرد آن ها بدست آورده و بر اساس آن الگوی رفتاری خود را تغییر می دهند. در این حالت عامل ها قادرند تا در صورت بروز مشکلات مشابه به صورت آفلاین عمل نموده و در صورت وقوع تغییرات جدید متناسب با شرایط شبکه، وضعیت خود را مشخص نموده و عملکرد صحیحی را داشته باشند.



- [1] A. M. R. Lede, M. G. Molina, M. Martinez and P. E. Mercado, "Microgrid architectures for distributed generation: A brief review," *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126746.
- [2] Y. K. Wu, C. Y. Lee, L. C. Liu and S. H. Tsai, "Study of Reconfiguration for the Distribution System With Distributed Generators," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1678-1685, July 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2046339.
- [3] P.H.A. Barra, D.V. Coury, R.A.S. Fernandes, "A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, pp. 2-16, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109524.
- [4] M. Meskin, A. Domijan and I. Grinberg, "Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper," *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 14, pp. 5944-5960, Nov. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1652.
- [5] D. S. Kumar, D. Srinivasan and T. Reindl, "A Fast and Scalable Protection Scheme for Distribution Networks With Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 67-75, Feb. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2464107.
- [6] R. K. Varma, S. A. Rahman, V. Atodaria, S. Mohan and T. Vanderheide, "Technique for Fast Detection of Short Circuit Current in PV Distributed Generator," in *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 3, no. 4, pp. 155-165, Dec. 2016, doi: 10.1109/JPETS.2016.2592465.
- [7] B. Fani, H. Bisheh and A. Karami-Horestani, "An offline penetration-free protection scheme for PV-dominated distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 157, pp. 1-9, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.11.020.
- [8] K. A. Saleh, H. H. Zeineldin, A. Al-Hinai and E. F. El-Saadany, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a New Time–Current–Voltage Characteristic," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 537-544, April 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2341666.
- [9] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain and M. A. Abusara, "An Adaptive Relaying Scheme for Fuse Saving in Distribution Networks With Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 669-677, Apr. 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2224675.
- [10] A. Sinclair, D. Finney, D. Martin and P. Sharma, "Distance Protection in Distribution Systems: How It Assists With Integrating Distributed Resources," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 3, pp. 2186-2196, May-June 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2288426.
- [11] P. H. Shah and B. R. Bhalja, "New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser–fuse miscoordination during distributed generation interconnections," *IET Generation Transmission & Distribution*, vol. 8, pp. 682-688, Apr. 2014, doi:10.1049/iet-gtd.2013.0222.
- [12] H. C. Jo, S. K. Joo and K. Lee, "Optimal Placement of Superconducting Fault Current Limiters (SFCLs) for Protection of an Electric Power System with Distributed Generations (DGs)," in *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 23, no. 3, pp. 5600304-5600304, June 2013, Art no. 5600304, doi: 10.1109/TASC.2012.2232958.
- [13] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, Jan. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2003.820204.
- [14] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh and S. G. Srivani, "Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 365-379, Dec. 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.00030.
- [15] A. Darwish, A.S. Abdel-Khalik, A. Elserougi, S. Ahmed and A. Massoud, "Fault current contribution scenarios for grid-connected voltage source inverter-based distributed generation with an LCL filter," *Electric Power Systems Research*, vol. 104, pp. 93-103, Nov. 2013, doi:10.1016/j.epsr.2013.06.020.
- [16] A. A. Shobole and M. Wadi, "Multiagent systems application for the smart grid protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, pp. 3-15, Oct. 2021, doi:10.1016/j.rser.2021.111352.
- [17] P.H.A. Barra, D.V. Coury and R.A.S. Fernandes, "A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, pp. 1-16, Feb. 2020, doi:10.1016/j.rser.2019.109524.





- [18] S. F. Zarei and S. Khankalantary, "Protection of active distribution networks with conventional and inverter-based distributed generators," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, pp. 1-13, Jul. 2021, doi:10.1016/j.ijepes.2020.106746.
- [19] J. Kennedy, P. Ciufo and A. Agalgaonkar, "A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1308-1317, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.258..
- [20] E. Abbaspour, B. Fani and A. Karami-Horestani, "Adaptive scheme protecting renewable-dominated micro-grids against usual topology-change events," *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, pp. 1–13, May 2021, doi: 10.1049/rpg2.12193.
- [21] G. Zhabelova and V. Vyatkin, "Multiagent Smart Grid Automation Architecture Based on IEC 61850/61499 Intelligent Logical Nodes," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 5, pp. 2351-2362, May 2012, doi: 10.1109/TIE.2011.2167891.
- [22] S. D. J. McArthur et al., "Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1743-1752, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.908471.
- [23] Z. Liu, C. Su, H. K. Høidalen and Z. Chen, "A Multiagent System-Based Protection and Control Scheme for Distribution System With Distributed-Generation Integration," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 536-545, Feb. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2585579.
- [24] W. K. A. Najy, H. H. Zeineldin and W. L. Woon, "Optimal Protection Coordination for Microgrids With Grid-Connected and Islanded Capability," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1668-1677, Apr. 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2192893.
- [25] H. Wan, K. K. Li and K. P. Wong, "An Adaptive Multiagent Approach to Protection Relay Coordination With Distributed Generators in Industrial Power Distribution System," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 5, pp. 2118-2124, Sept.-Oct. 2010, doi: 10.1109/TIA.2010.2059492.

زیرنویس‌ها

-
- ¹ Distributed Energy Resources
 - ² Distribution Network
 - ³ Protection Devices
 - ⁴ Distributed Generations
 - ⁵ Fault Current Limiter
 - ⁶ Central Processing Unit
 - ⁷ MicroGrid
 - ⁸ Multi Agent System
 - ⁹ Intelligent Electronic Device
 - ¹⁰ Agent

