

A Review on the Non-Conventional Protection Schemes for Active Distribution Networks

Farzad Hajimohammadi¹, MSc, Ehsan Heydarian-Forushani², Assistant Professor, Seyed Fariborz Zarei², Assistant Professor, Hossein Mokhtari³, Professor

¹ Akhtar Bargh Esfahan Company, Isfahan, Iran.

² Department of Electrical and Computer Engineering, Qom University of Technology, Qom, Iran.

³ Department of Electrical Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

Abstract:

In this paper, the different protection challenges of active distribution networks are reviewed and the conventional and non-conventional schemes are examined. In active distribution networks, due to the presence of distributed generations at different levels of distribution network, the functionality of the conventional protection strategies are partially or totally are affected. Therefore, the protection strategies should be updated, and the conventional protective schemes and characteristics should be changed. In this paper, first, the potential protection issues raised of active distribution networks are reviewed. Among the challenges, the bidirectional flow of the fault current, the increased amplitude of fault current, the dependency of the fault current on the operating point, the reduction of reach of the relays, the blinding of the protective relay, unwanted islanding, and etc. are reviewed. Then, the performance of the conventional protections including fuses, overcurrent relays, reclosers under such conditions has been investigated. Furthermore, the existing modified protection methods in the literature are examined, which are classified into two general categories of (i) protective relays with unconventional characteristics, and (ii) adaptive protective relays. Finally, the studied different methods are compared with each other, and their performance characteristics are evaluated.

Keywords: Microgrid (MG), Distribution network (DN), Distributed generation (DG), Protection technique.

Received: 04 August 2022

Revised: 23 October 2022

Accepted: 30 November 2022

Corresponding Author: Dr. Ehsan Heydarian-Forushani, heydarian@qut.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.1971633.1046>



مروری بر مشخصه‌های حفاظتی غیراستاندارد به کار رفته در شبکه‌های توزیع فعال

فرزاد حاجی محمدی^۱، کارشناسی ارشد، احسان حیدریان فروشانی^۲، استادیار، سید فریبرز زارعی^۲، استادیار، حسین مختاری^۳، استاد

۱- شرکت اختر برق اصفهان، اصفهان، ایران

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه صنعتی قم، قم، ایران

۳- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

چکیده: در سال‌های اخیر، فرآیند توسعه از سیستم‌های قدرت الکتریکی معمولی به شبکه‌های هوشمند منجر به تعریف و پایه‌گذاری مفهوم ریزشبکه‌ها (MGs) شده است. در واقع، MG یک ساختار آینده‌نگر برای اتصال منابع انرژی تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره انرژی و بارها است. MG را می‌توان به عنوان یک شبکه توزیع (DN) محلی شامل تولیدات پراکنده (DGs) خطاب کرد. ادغام چنین منابعی مزایای فراوانی از جمله کاهش تلفات توان، بهبود کیفیت توان و قابلیت اطمینان شبکه و کاهش ازدحام شبکه الکتریکی به همراه دارد. از سوی دیگر، پیکربندی جدید شبکه باعث ایجاد چالش‌های متعدد حفاظتی می‌شود که با طرح‌های حفاظتی معمول قابل برطرف کردن نیستند. این مسائل عبارتند از: حرکت توان در دو جهت مختلف، تغییر سطح جریان خطا به دلیل حالت‌های مختلف عملکرد شبکه، قطع اشتباه و حفاظت ناحیه کور. بنابراین، طرح‌های هماهنگی حفاظتی جدید و کارآمدی برای MGها و DN شامل DGها تعمیم یافته است. این مقاله مروری بر تکنیک‌های حفاظتی اعمال شده جهت کاهش تأثیر DGها بر DN را ارائه می‌کند.

واژه‌های کلیدی: ریز شبکه، شبکه توزیع، تولید پراکنده، تکنیک حفاظتی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۰۵/۱۳

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۸/۰۱

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۹/۰۹

نویسنده‌ی مسئول: دکتر احسان حیدریان فروشانی، heydarian@qut.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.1971633.1046>



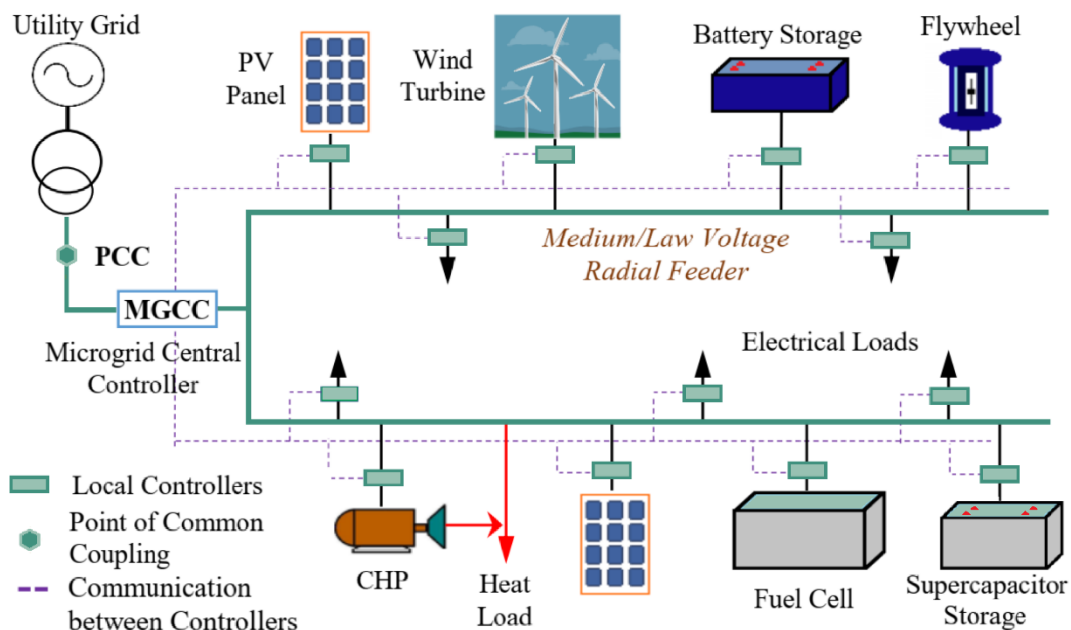
۱- مقدمه

با گذشت زمان تقاضای توان الکتریکی در حال افزایش است به طوری که نیاز به نصب واحدهای جدید تولید کننده به یک امری ضروری تبدیل شده است تا تقاضای فزاینده توان برآورده شود. نیروگاه‌های بزرگ معمولی مشکلات زیادی از جمله انتشار کربن بالا، هزینه ساخت و ساز بالا، هزینه سوخت بالا، راندمان پایین، تلفات انتقال توان بالا، قابلیت اطمینان کمتر و صرف زمان ساخت بیشتر دارند [۱-۳]. امروزه اتصال تولید پراکنده (DG)^۱ در شبکه توزیع (DN)^۲ به دلیل مزایای متعدد از جمله قابلیت نصب در مجاورت مصرف کننده‌ها، صرفه اقتصادی، بهبود پروفیل ولتاژ شبکه، افزایش قابلیت اطمینان و پایداری شبکه، کاهش تلفات خطوط انتقال، کاهش ازدحام شبکه انتقال و توزیع و به حداقل رساندن تأثیرات منفی شبکه بر چالش گرمایش جهانی، به طور چشمگیری افزایش یافته است [۴-۷].

علیرغم مزایای حاصل از نصب واحدهای DG، نفوذ بالای DGها در DNهای شعاعی منجر به مشکلات حفاظتی متعددی می‌شود که می‌تواند تاثیر منفی بر کارایی طرح‌های حفاظتی داشته باشد [۸]. هنگامی که خطایی در DN رخ می‌دهد، بنا به شرایط و دلایل زیر وجود DG منجر به اختلال در عملکرد طرح‌های حفاظت معمول می‌شود [۹، ۱۰]:

- بر اساس نوع، توان، موقعیت نصب DG
- ساختار شبکه
- تغییر سطح جریان خطا در DN
- حرکت توان در دو جهت^۳

ریزشبکه (MG)^۴ معمولاً به‌عنوان یک مجموعه از منابع انرژی پراکنده (DER)^۵، سیستم‌های ذخیره انرژی (ESS)^۶ و بارها هستند که می‌تواند در حالت متصل به شبکه^۷ یا حالت جزیره‌ای^۸ عمل کند [۱۱، ۱۲]. قابل ذکر است DGها شامل فتوولتائیک^۹، توربین بادی^{۱۰} و دیزل ژنراتورها^{۱۱}، ... هستند [۱۳، ۱۴]. شکل (۱) نشان داده ساختار یک MG نوعی است [۱۴]. یک MG همچنین می‌تواند چندین نوع گزینه ذخیره‌سازی مانند باتری، چرخ طیار^{۱۳}، سلول سوختی^{۱۴}، ذخیره ساز ابرخازنی^{۱۵} و ... داشته باشد. DN شعاعی از طریق یک دستگاه جداساز تحت عنوان نقطه اتصال مشترک (PCC)^{۱۶} که معمولاً به کمک یک سوئیچ استاتیک اجرا می‌شود به شبکه برق اصلی الکتریکی متصل می‌گردد. منابع انرژی پراکنده و بارها در MG توسط کنترل کننده‌های محلی (LCs)^{۱۷} که عموماً مبدل‌های الکترونیک قدرت^{۱۸} هستند، کنترل می‌شوند. MG به طور کلی توسط کنترل کننده مرکزی (MGCC)^{۱۹} کنترل می‌شود که سیگنال‌های فرمان را به هر یک از LCها ارسال می‌کند.

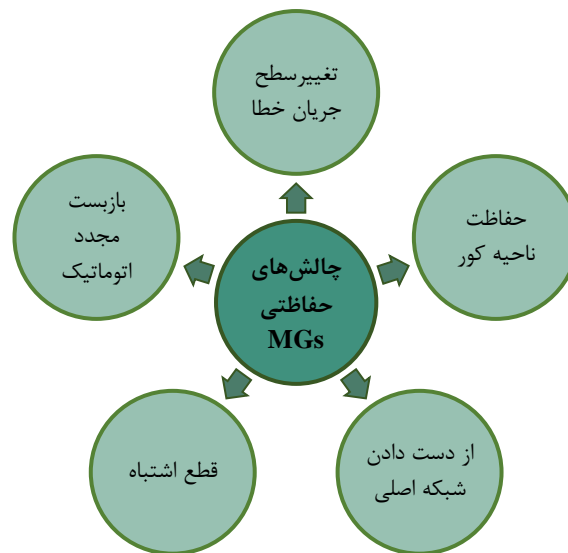


شکل (۱): دیاگرام شماتیک یک MG

در بخش ۲ این مقاله ابتدا چالش‌های حفاظتی اصلی ناشی از اتصال DGs به DN ارائه می‌گردد و هر یک از چالش‌ها به طور کامل شرح داده می‌شود. سپس در بخش ۳ تکنیک‌های حفاظتی ارائه شده برای MGs و DN شامل DGs به دو دسته اصلی رویکردهای حفاظتی سنتی و اصلاح شده تقسیم بندی می‌گردد و هر دسته با ذکر راهکارها و مزایا و معایب مربوطه بیان می‌شود. در نهایت بخش (۴) به مقایسه‌ای بین روش‌های بیان شده در این مقاله اختصاص داده شده است. نتیجه گیری در بخش (۵) آورده شده است.

۲- چالش‌های حفاظت از MGs و DN شامل DGs

برای اطمینان از عملکرد قابل اطمینان و ایمن شبکه قدرت در زمان وقوع خطا، باید تجهیزات حفاظتی مناسب با قابلیت گزینش پذیری بهتر، عملکرد سریع، سادگی، انعطاف پذیری، گزینه‌های تنظیمات متفاوت و قیمت پایین انتخاب شود. همانطور که قبلاً بیان شد، طرح‌های حفاظتی معمول طراحی شده برای شبکه توزیع شعاعی با جریان خطای بالا و یک طرفه (تولید به سمت بار)، برای یک MG به دلایلی مانند حرکت دوطرفه جریان خطا، ویژگی‌های دینامیکی DGها، ماهیت متناوب DG و تغییر در جریان خطا؛ به طور صحیح عمل نمی‌کنند و احتمال اختلال در عملکرد آنها وجود دارد [۱۵، ۱۶]. چالش‌های عمده‌ای که در حفاظت MGs با آن مواجه هستیم به شرح موارد بیان شده در شکل (۲) است [۱۷].



شکل (۲): چالش‌های حفاظتی MGs و DN شامل DG

۱-۲- تغییر سطح جریان خطا

اتصال DG به DN، سطح جریان خطا را به میزان قابل توجهی تغییر می‌دهد. با توجه به اینکه MGها در یکی از دو حالت عملکرد متصل به شبکه یا حالت جزیره‌ای کار می‌کنند، بنابراین در حالت متصل به شبکه؛ جریان خطا بسیار زیاد خواهد بود زیرا هم شبکه اصلی و هم DGهای موجود در MG، خطا را تغذیه می‌کنند. اما در حالت جزیره‌ای جریان خطا بسیار کم است، زیرا تنها منابع موجود در ریزشبکه، DGهای متصل شده با ظرفیت محدود می‌باشند [۱۸].

علاوه بر این، جریان خطای تزریق شده توسط DG با توجه به نوع DG متفاوت است. DGهای مبتنی بر ژنراتور سنکرون^{۲۰} (SBDGs) با نفوذ بالا، جریان خطایی در محدوده ۵ تا ۶ برابر جریان نامی تزریق می‌کنند که باعث تغییر قابل توجهی در سطح جریان خطا می‌شود [۱۹-۲۲]. در حالی که DGهای مبتنی بر اینورتر^{۲۱} (IBDGs) که به MGها متصل شده‌اند، در مقایسه با SBDGs نمی‌توانند جریان خطای زیادی به جریان خطا تزریق کنند. این محدودیت به دلیل توانایی کم اضافه بار حرارتی اینورترها و بر اساس گزارش آزمایشگاه ملی انرژی‌های تجدیدپذیر^{۲۲} ایالات متحده، می‌باشد و منجر به محدود کردن حداکثر جریان خطای خروجی آنها به حدود ۱ تا ۲ برابر جریان نامی می‌گردد [۲۳-۲۶].

DGهای مبتنی بر منابع انرژی تجدیدپذیر ماهیت بسیار متناوب دارند (به طور مثال تابع شدت و زاویه تابش خورشید، شدت وزش باد و ... هستند). از این رو این نوع DGها تنها در صورتی به خطا جریان تزریق می‌کنند که در شرایط تولید و متصل به شبکه باشند. بنابراین مقدار جریان خطا وابسته به نحوه عملکرد، نوع DG و تعداد DGهای متصل به شبکه تغییر می‌کند. از این رو، پیش بینی دقیق جریان خطا امری دشوار است [۳۱-۲۷].

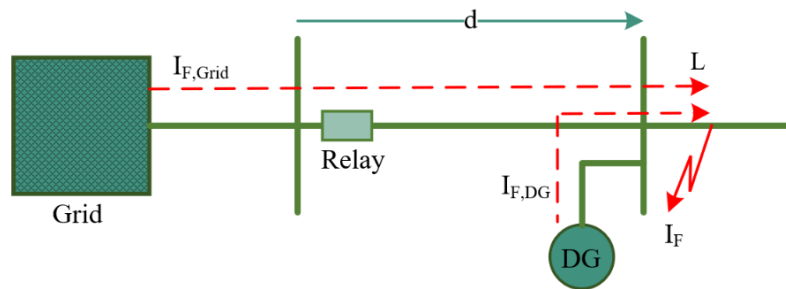
۲-۲- حفاظت ناحیه کور

در یک سیستم توزیع شعاعی معمولی، مقدار جریان برداشت (I_{Pickup})^{۲۳} رله اضافه جریان (OC)^{۲۴} با توجه به مقدار امپدانس کل فیدر تنظیم شده است. مقدار I_{Pickup} رله OC به گونه‌ای تنظیم می‌شود که مقدار آن همیشه بیشتر از جریان نامی فیدر و کوچکتر از کمترین مقدار جریان اتصال کوتاه باشد. با ادغام DGs در این سیستم توزیع شعاعی، این سیستم قدرت به عنوان یک MG عمل می‌کند. کور شدن حفاظت^{۲۵} زمانی اتفاق می‌افتد که با اتصال DG به این سیستم توزیع، امپدانس DG به امپدانس سیستم اضافه می‌گردد و تنها زمانی اتفاق می‌افتد که منبع انرژی تجدیدپذیر بین شبکه اصلی و بار نصب شود [۳۶-۳۲]. با افزایش امپدانس، مقدار جریان خطا نسبت به مقدار I_{Pickup} رله OC که قادر به تشخیص جریان خطا نیست، کاهش می‌یابد. شکل (۳) نشان دهنده اتصال یک DG در فاصله d از منبع اصلی یک سیستم توزیع است. به ازای وقوع خطا در فاصله L ، حداکثر جریان خطا در هر فاز به صورت معادله (۱) محاسبه می‌شود [۹].

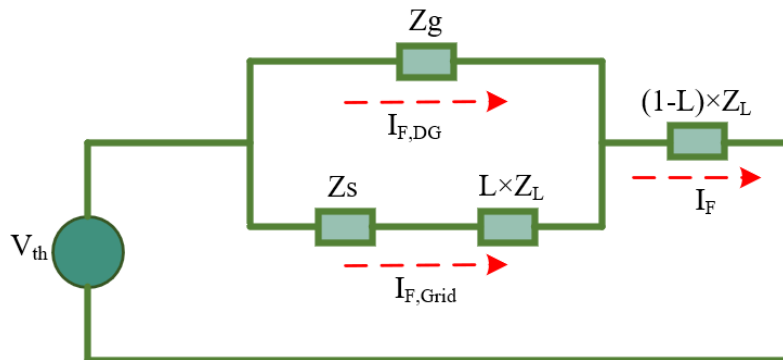
$$I_F = \frac{V_{th}}{\sqrt{3}Z_{th}} \quad (1)$$

که در آن V_{th} ولتاژ قبل از خطا در نقطه خطا و Z_{th} امپدانس تونن است. در صورتیکه Z_G ، Z_S و Z_L به ترتیب امپدانس DG، منبع اصلی و خط انتقال را نشان دهند، مدار معادل تونن شبکه را می‌توان به صورت شکل (۴) نشان داد. امپدانس تونن به صورت رابطه (۲) محاسبه می‌شود [۹].

$$Z_{th} = \frac{(Z_S + L \times Z_L) \times Z_G}{Z_S + L \times Z_L + Z_G} + (1-L)Z_L \quad (2)$$



شکل (۳): حفاظت ناحیه کور



شکل (۴): مدار معادل تونن

بنابراین امپدانس تونن محاسبه شده در نقطه خطا به دلیل امپدانس اضافی ایجاد شده توسط DG، افزایش می‌یابد. جریان خطای تزریق شده از شبکه اصلی مطابق رابطه (۳) برابر است با:

$$I_{F,Grid} = \frac{Z_G}{Z_S + L \times Z_L + Z_G} \times I_F \quad (3)$$

۲-۳- از دست دادن شبکه اصلی (جزیره‌ای شدن ناخواسته)

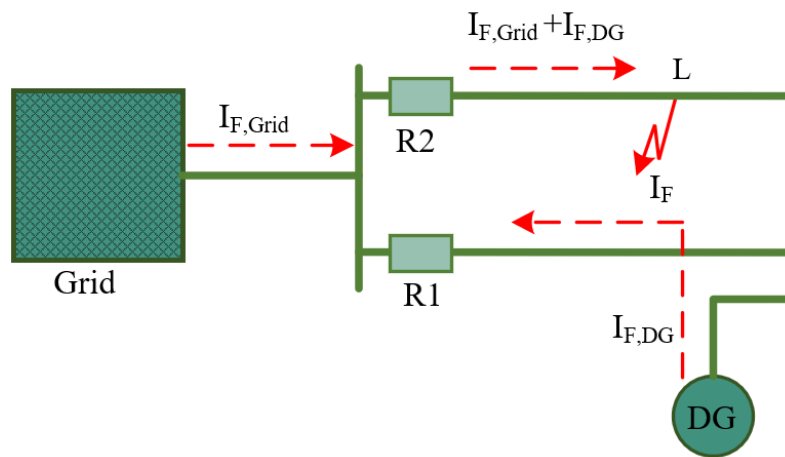
از دست دادن شبکه اصلی^{۲۶} یا جزیره‌ای شدن ناخواسته^{۲۷} به قطع اتصال MG از منبع اصلی اشاره دارد، اما MG به بخشی از بار شبکه متصل باقی می‌ماند. این پدیده به دلیل زیر ایجاد می‌گردد [۳۷-۳۹]:

- خطا در شبکه اصلی
- مشکل در اتصال کلید قدرت مدار به منبع اصلی
- انجام عملیات تعمیر و نگهداری

در صورت وقوع شرایط جزیره‌ای ناخواسته، از آنجایی که بخشی از شبکه برق دار شده و در صورتیکه حالت جزیره‌ای شناسایی نشود، فرد مراجعه کننده جهت بررسی خطا در معرض خطر برق گرفتگی است [۴۰،۴۱].

۲-۴- قطع اشتباه

قطع اشتباه^{۲۸} یا اصطلاحاً قطع همدردی^{۲۹} زمانی رخ می‌دهد که یک وسیله حفاظتی (PD)^{۳۰} متصل به یک فیدر مشخص، به دلیل اتصال DGها و تزریق جریان به محل وقوع خطا منجر در یک فیدر مجاور، به اشتباه خطا پاسخ دهد و عملکرد داشته باشد [۱۵]، [۱۸] و [۴۲]. برای نشان دادن این پدیده، دیاگرام ارائه شده در شکل (۵) را در نظر بگیرید. به ازای خطا در پایین دست R2، سهم DG می‌تواند بر جریان تنظیمی رله R1 غلبه کند. در صورت وقوع، بسته به تنظیمات رله‌های R1 و R2، ممکن است منجر به قطع نادرست رله R1 شود. قابل ذکر است که قطع همدردی در MG منجر به کاهش قابلیت اطمینان سیستم قدرت می‌شود [۴۳].



شکل (۵): قطع اشتباه رله R1 به ازای خطا در پایین دست رله R2

۲-۵- بازبست مجدد اتوماتیک و غیرسنکرون

هنگامی که یک DG توسط یک کلید بازبست مجدد^{۳۱} به شبکه متصل می‌شود، هماهنگی بین DG و شبکه باید در نظر گرفته شود. اگر این اتصال بدون توجه به سنکرونیسم، هماهنگی رله‌ها و فیوزها اتفاق بیفتد، ممکن است اضافه ولتاژها، جریان‌های اضافی و گشتاورهای مکانیکی زیادی ایجاد گردد که می‌توانند باعث خرابی‌های سلسله مراتبی^{۳۲} ژنراتورها و موتورهای دوار شوند [۴۴،۴۵]. سایر تجهیزات متصل به شبکه (به عنوان مثال، کلید قدرت) نیز در برابر استرس اضافی آسیب پذیر هستند [۴۵]. بنابراین باید استراتژی حفاظتی مناسب و قابل اطمینان برای عملکرد پایدار MG متصل به DN اجرا شود.



علاوه بر این، مشکل بازبست مجدد اتوماتیک وجود دارد. در واقع بدون DG، اکثر خطاهای گذرا ممکن است توسط بازبست مجدد اتوماتیک در شبکه‌های توزیع شعاعی پاک شوند. با این وجود در حضور DG، هم DG و هم شبکه جریان خطا را تغذیه می‌کنند. اگرچه بازبست شبکه را قطع می‌کند، DG ممکن است جریان خطا را در طول زمان بازبست مجدد خودکار تغذیه کند که می‌تواند از خاموش شدن قوس جلوگیری نماید. در این حالت، احتمال دارد خطای گذرا به یک خطای دائمی تبدیل شود [۹] و [۲۶].

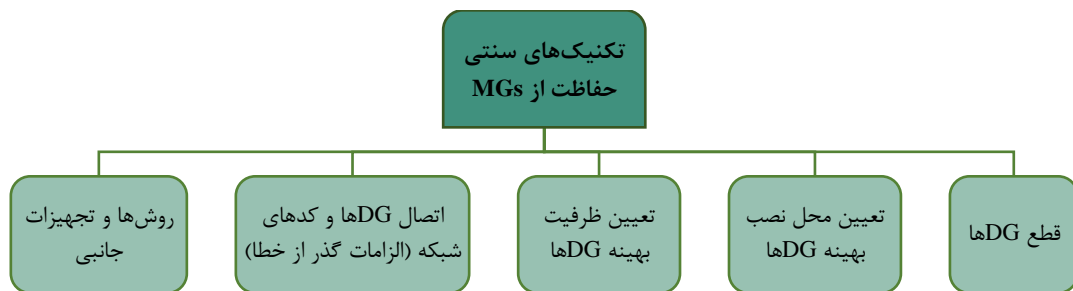
۳- تکنیک‌های حفاظت از MGs و DN شامل DGs

یک طرح حفاظتی مناسب برای MG باید به گونه‌ای طراحی شود که در صورت وقوع هر گونه خطا، حداقل بخش ممکن از سیستم بدون تأثیر بر بقیه سیستم ایزوله شود. این مورد را می‌توان با ترکیب یک PD اولیه و پشتیبان انجام داد. PD اولیه وظیفه دارد برای هر گونه خطا در منطقه تحت حفاظت خود عمل کند. در صورتی که PD اولیه عمل نکند، PD پشتیبان عملکرد خواهد داشت. سیستم‌های توزیع سنتی غالباً شعاعی هستند و از این رو طرح حفاظتی این سیستم‌ها با رله‌های OC و فیوزها طراحی شده است که بسیار ساده هستند. همانطور که قبلاً بیان شد، اتصال DGs به سیستم موجود، شبکه را پیچیده تر می‌کند. همچنین جریان خطا غیر قابل پیش بینی است، زیرا با نحوه عملکرد، نوع DG و تعداد DG تغییر می‌کند. از این رو، طراحی یک روش حفاظتی کارآمد برای مقابله با مسائل ذکر شده یک کار چالش برانگیز است.

در سال‌های اخیر، مقالات بسیاری در مورد چالش‌های حفاظتی و تکنیک‌های حفاظتی مناسب برای MGs ارائه شده‌اند. در این مطالعات استراتژی‌های مختلفی برای کاهش مشکلات حفاظتی در DNهای شامل DG پیشنهاد شده است که آنها را می‌توان به دو دسته اصلی، تکنیک‌های سنتی^{۳۳} و رویکردهای اصلاح شده^{۳۴} تقسیم بندی نمود که در ادامه هر کدام از این دسته روش‌ها به طور کامل مورد بررسی قرار می‌گیرند.

۳-۱- تکنیک‌های حفاظت سنتی از MGs

در این قسمت، استراتژی‌های مرتبط با کاهش تأثیر DGها بر حفاظت سیستم توزیع ارائه می‌شود. رویکرد اول مبتنی بر استراتژی‌های سنتی است که در آن تنظیمات PDs تغییری نمی‌کند. شکل (۶) نشان دهنده تکنیک‌های سنتی ارائه شده جهت حفظ هماهنگی PDs در MGs و DN شامل DGs می‌باشد.



شکل (۶): تکنیک‌های حفاظت سنتی از MGs

۳-۱-۱- قطع DGها

یک رویکرد مرسوم برای عدم تغییر تنظیمات حفاظتی و جلوگیری از قطع غیرضروری DG در [۴۶] اتخاذ شده است. در این روش به محض تشخیص خطا، زمان برطرف کردن خطا را با قطع کردن ناحیه DG به حداقل می‌رساند. به طور کلی، شیوه‌های فعلی معمولاً توسط اپراتورهای شبکه توزیع (DNO)^{۳۵} و مالکان DG برای جدا کردن DG پس از شناسایی خطا طبق استاندارد IEEE 1547-2003 [۴۷] دنبال می‌شوند که به شرح جدول‌های (۱) و (۲) می‌باشد.

این مطالعه معمولاً برای همه انواع DGهای متصل به PCC تا توان 10MVA اعمال می‌شود. کاربرد آن جلوگیری از درگیری غیر ضروری سایر نواحی سیستم به دلیل خطا در یک ناحیه مشخص است. به عنوان مثال اگر در یک سیستم شامل IBDG خطایی رخ دهد، مطابق استاندارد برای محافظت از جزیره شدن ناخواسته؛ سیستم باید در عرض دو ثانیه قطع گردد.



جدول (۱): پاسخ سیستم اتصال به ولتاژهای غیرعادی

محدوده ولتاژ (درصد ولتاژ مرجع) ^{الف}	زمان قطع (ثانیه) ^ب
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

الف) ولتاژهای مرجع ولتاژهای نامی سیستم هستند که در جدول (۱) استاندارد ANSI C84.1-1995 بیان شده است.
ب) $DR \leq 30$ KW: حداکثر زمان پاکسازی. $DR > 30$ KW: زمان‌های پاکسازی پیش فرض

جدول (۲): پاسخ سیستم اتصال به فرکانس‌های غیرعادی

توان منبع پراکنده	محدوده فرکانس (هرتز)	زمان قطع (ثانیه) ^{الف}
≤ 30 KW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
	> 60.5	0.16
> 30 KW	$< \{59.8 - 57.0\}$ (adjustable set point)	Adjustable 0.16 to 300
	< 57.0	0.16

الف) $DR \leq 30$ KW: حداکثر زمان پاکسازی. $DR > 30$ KW: زمان‌های پاکسازی پیش فرض

۳-۱-۲- تعیین مکان بهینه DGها

روش مرسوم دیگر بهینه سازی مکان نصب DG بدون نیاز به تغییر در تنظیمات PDS است. این رویکرد می‌تواند به DNO کمک کند تا تصمیم بگیرد شبکه را گسترش دهد و اجازه نصب DGهای جدید را بدهد یا آن را محدود نماید. در [۴۸] روشی را پیشنهاد کرده است که مکان بهینه و استفاده مناسب از DGهای متناوب را تعیین می‌کند. این مقاله از چارچوب‌های بهینه‌سازی دو مرحله‌ای برای کاهش هزینه‌های بلندمدت از جمله سرمایه‌گذاری، عملیات تعمیرات و نگهداری و ... استفاده نموده است. در [۴۹] یک تکنیک مبتنی بر برنامه‌ریزی تکاملی (EP)^{۳۶} برای مکان‌یابی بهینه DG مبتنی بر منابع انرژی تجدیدپذیر (باد و خورشید) در یک سیستم توزیع شعاعی، ارائه شده است. برای کاهش حجم جستجو و در نتیجه به حداقل رساندن بار محاسباتی، یک تکنیک تجزیه و تحلیل حساسیت به کار گرفته شده است که مجموعه‌ای از مکان‌های مناسب را برای محل نصب DG ارائه می‌کند. در [۵۰] یک روش بهینه مکان‌یابی DG برای به حداکثر رساندن سطح نفوذ DG در شبکه‌های توزیع بدون تغییر طرح حفاظت رله اصلی ارائه می‌کند. قابل ذکر است که در این مقاله الگوریتم ژنتیک برای یافتن مکان‌ها بهینه DG در شبکه‌های توزیع شامل DG استفاده شده است.

۳-۱-۳- تعیین ظرفیت بهینه DGها

یکی دیگر از روش‌های نوعی جهت حفظ هماهنگی PDS تعیین حداکثر ظرفیت DGهای متصل به DN است، به گونه ای که نیاز به تغییر در تنظیمات PDS نباشد [۵۱، ۵۲]. [۵۱] چارچوبی برای تعیین مکان‌های بهینه و محدودیت‌های ظرفیت مجاز DGs در سیستم توزیع با استفاده از الگوریتم ژنتیک (GA)^{۳۷} ارائه می‌کند. یک تابع چند هدفه بر اساس حداکثر ظرفیت کل DGها، افزایش ولتاژ، کاهش تلفات توان و سطح جریان خطا ایجاد شده است. فرآیند بهینه‌سازی سطح ولتاژ و هماهنگی PDS را به عنوان دو محدودیت اصلی در نظر می‌گیرد. محدودیت هماهنگی شامل طرح‌های حفاظتی فیوز - بازبست مجدد و رله - رله می‌باشد. در [۵۲]، یک روش بهینه‌سازی برای تعیین اندازه بهینه DG در سیستم توزیع پیشنهاد شده است. این روش شاخص‌های فنی سیستم مانند تلفات، پروفیل ولتاژ و بارگذاری فیدرهای سیستم توزیع را در نظر می‌گیرد. فرآیند بهینه سازی توسط الگوریتم برنامه نویسی دینامیک (DP)^{۳۸} رو به جلو حل می‌شود تا اثرات DG بر روی پارامترهای فنی ذکر شده ارزیابی شود. قابل ذکر است که روش پیشنهادی این مقاله در یک بخش از سیستم توزیع ایران اعمال شده و نتایج آن گزارش شده است.

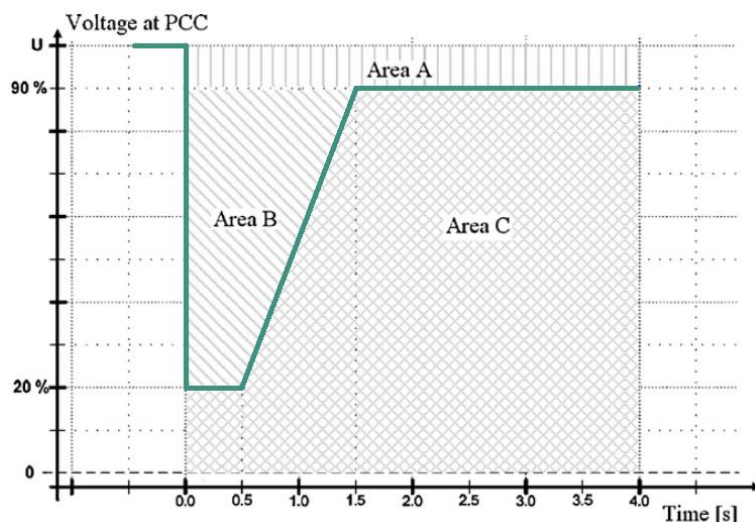


۳-۱-۴- اتصال DGها و کدهای شبکه (الزامات گذر از خطا)

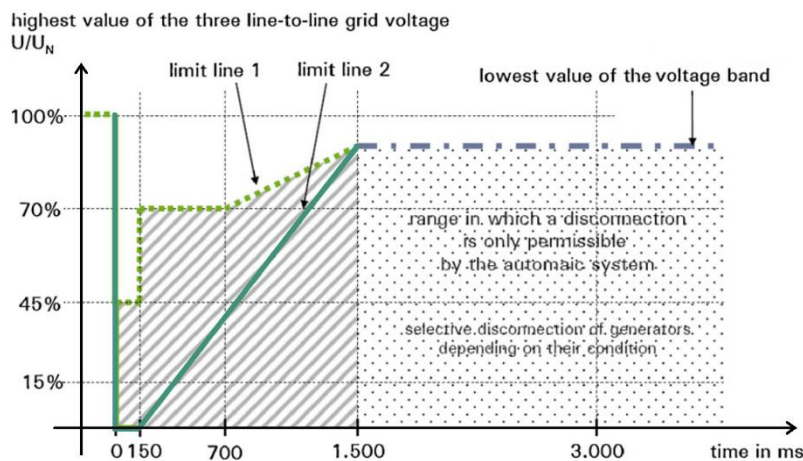
الزامات گذر از خطا (FRT) توسط کدهای شبکه^{۴۰} اعمال می‌شود تا از افت تولید توان به دلیل افت ولتاژ ناشی از وقوع خطاها در شبکه جلوگیری شود. این امر قابلیت اطمینان سیستم را افزایش می‌دهد و بازیابی پایدار و سریع سیستم را تضمین می‌کند. در [۵۳] روشی را برای در نظر گرفتن الزامات FRT پارک‌های بادی و مشکل هماهنگی حفاظت رله‌های OC پیشنهاد شده است. برای این منظور، یک رابطه ریاضی بین جریان خطای عبوری از رله و افت ولتاژ در نقطه PCC توربین بادی ارائه شده است. سپس با استفاده از این فرمول، شاخص جدیدی برای ارزیابی هماهنگی زمانی بین الزامات FRT و سیستم حفاظتی تعریف می‌شود.

با توجه به مزایای FRT، چندین شرکت تامین برق و شبکه‌های برق، الزامات انواع مختلف DG را در کدهای شبکه خود استاندارد کرده اند [۵۴]. شکل (۷) یک مثال عملی از منحنی FRT را نشان می‌دهد که توسط اپراتور سیستم دامنارک برای ژنراتورهای بادی متصل به سیستم انتقال ($V > 110 \text{ kV}$) تعریف شده است. مطابق نمودار ارائه شده تا زمانی که ولتاژ PCC اندازه‌گیری شده در ناحیه B باقی می‌ماند، نیروگاه بادی باید تحت شرایط خطا به سیستم انتقال متصل بماند. هنگامی که پروفیل ولتاژ در ناحیه C واقع شود، به ژنراتور بادی اجازه داده می‌شود از شبکه جدا شود [۵۵].

همانطور که در شکل (۸) نشان داده شده است، کد شبکه آلمان هیچ الزامی برای افت ولتاژ نامتقارن اعمال نمی‌کند، اما قابلیت FRT را برای خطاهای سه فاز با افت ولتاژ صفر برای حداکثر مدت زمان ۱۵۰ میلی ثانیه و به دنبال آن بازیابی ولتاژ به ۰.۸ پریونیت تا ۱.۵ ثانیه را درخواست می‌کند [۵۶]. پارامترهای منحنی‌های FRT ژنراتور بادی برای سایر کدهای شبکه در جدول (۲) خلاصه شده است.



شکل (۷): منحنی FRT دامنارک



شکل (۸): منحنی FRT آلمان

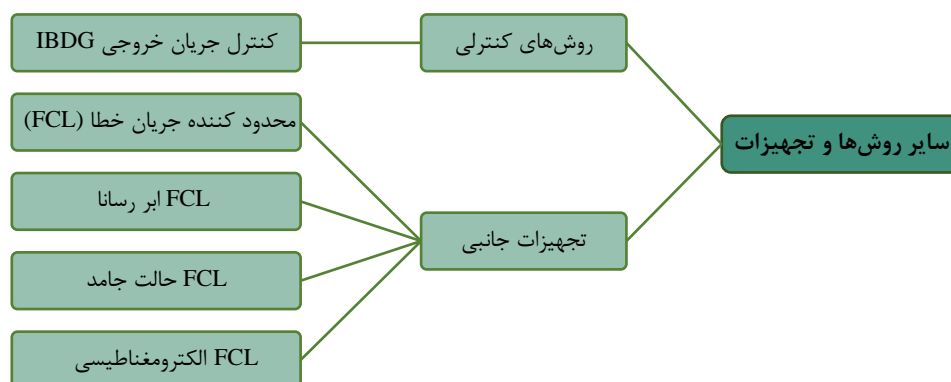


جدول (۳): پارامترهای الزامات FRT برای کدهای شبکه بین المللی

کد شبکه کشور	در طول خطا		پاک سازی خطا	
	حداقل ولتاژ (پریونیت)	حداکثر زمان (ثانیه)	حداقل ولتاژ (پریونیت)	حداکثر زمان (ثانیه)
استرالیا	0	0.1	0.7	2
کانادا	0	0.15	0.85	1
دانمارک	0.2	0.5	0.9	1.5
آلمان	0	0.15	0.9	1.5
ایرلند	0.15	0.625	0.9	3
نیوزلند	0	0.20	0.6	1
اسپانیا	0	0.15	0.85	1
انگلستان	0.15	0.14	0.8	1.2
ایالات متحده آمریکا ^{۴۱} (FERC)	0.15	0.625	0.9	3
ایالات متحده آمریکا ^{۴۲} (WECC)	0	0.15	0.9	1.75

۳-۱-۵- روش ها و تجهیزات جانبی

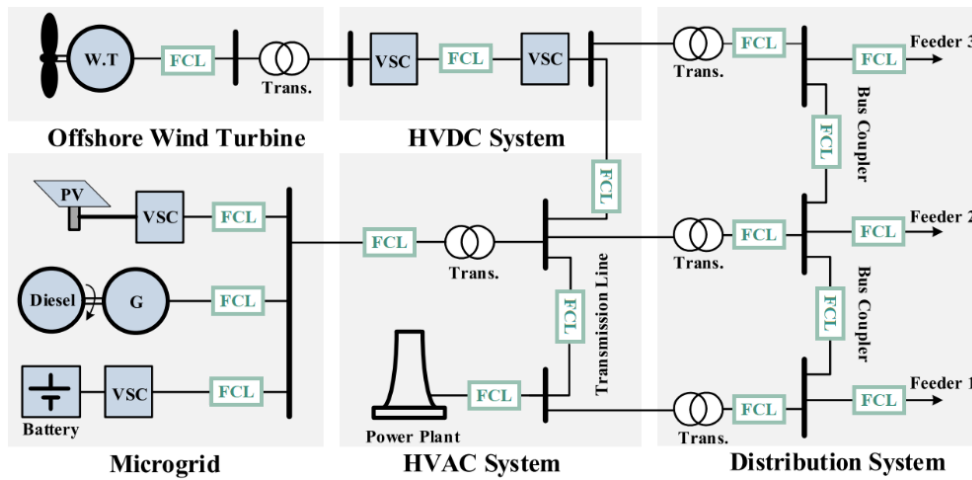
به منظور کاهش عدم هماهنگی^{۴۳} حفاظتی در DN ناشی از سطوح بالای جریان خطا تزریقی از DGها، روش های کنترلی یا تجهیزاتی مانند محدود کننده جریان خطا (FCL)^{۴۴} که به صورت سری به منظور محدود کردن جریان خطا و در نتیجه بهبود عملکرد FRT DGها به یکدیگر متصل می شود، نیاز است. شکل (۹) بیانگر روش ها و تجهیزات جانبی اعم از انواع FCLها می باشد.



شکل (۹): روش ها و تجهیزات جانبی جهت حفظ هماهنگی حفاظتی

روش های کنترلی، مبتنی بر کنترل جریان تزریقی منابع DG به سیستم قدرت در لحظات وقوع خطا می باشد [۵۷-۵۹]. لازم به ذکر است که در روش مذکور اگر کنترلر مناسبی طراحی نشود، در صورت ایجاد افت ولتاژ قابل توجه بر روی ترمینال های دو سر اینورتر DG، توان خروجی این منابع به صورت ناگهانی به شدت کاهش پیدا خواهد کرد و تقریباً مشابه حالتی می گردد که DG از سیستم خارج شده باشد. بنابراین طراحی صحیح کنترلر IBDG بسیار مهم می باشد.

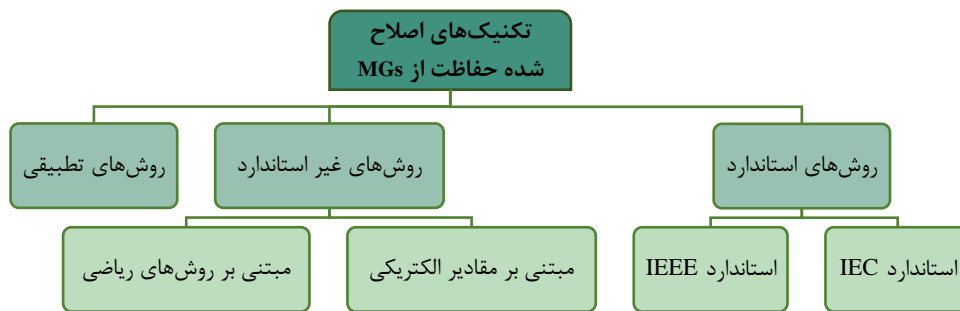
شکل (۱۰) نمونه یک شبکه قدرت الکتریکی محافظت شده توسط FCLها را نشان می دهد [۶۰]. FCLها در شرایط وقوع خطا، جریان خطای تزریق شده توسط شبکه بالادست به ریزش شبکه و توسط DGs در ریزش شبکه به سمت شبکه را محدود می کنند. شرایط عادی شبکه در حداقل مقدار مقاومت (برای جلوگیری از افت ولتاژ و تلفات ناخواسته) و به ازای وقوع خطا تا حداکثر مقدار مقاومت خود تغییر می کنند [۶۰-۶۲]. یک کنترل کننده جریان خطای ابررسانا ترکیبی^{۴۵} [۶۳] شامل ترکیبی از FCL ابررسانا^{۴۶} [۶۴]، FCL حالت جامد^{۴۷} [۶۵]، FCL الکترومغناطیسی^{۴۸} [۶۶] است. FCL یکی از روش های کارآمد برای محدود کردن و کنترل جریان خطا است که در ریزش شبکه پیشنهاد شده می گردد. لازم به ذکر است که مکان یابی و محاسبات مقدار صحیح FCLها در مقالات متعددی بررسی شده است [۶۷-۷۲].



شکل (۱۰): نمونه یک شبکه قدرت الکتریکی محافظت شده توسط FCLها

۳-۲- روش‌های اصلاح شده حفاظت از MGs

در این بخش روش‌ها و استراتژی‌های هماهنگی حفاظت اصلاح شده را بر اساس تجهیزات اضافی و مشخصه‌های رله‌ها برای جلوگیری از مسائل مربوط به قابلیت اطمینان و پایداری شبکه مورد بحث قرار می‌دهد که به طور خلاصه در نمودار نشان داده در شکل (۱۱) آورده شده است.



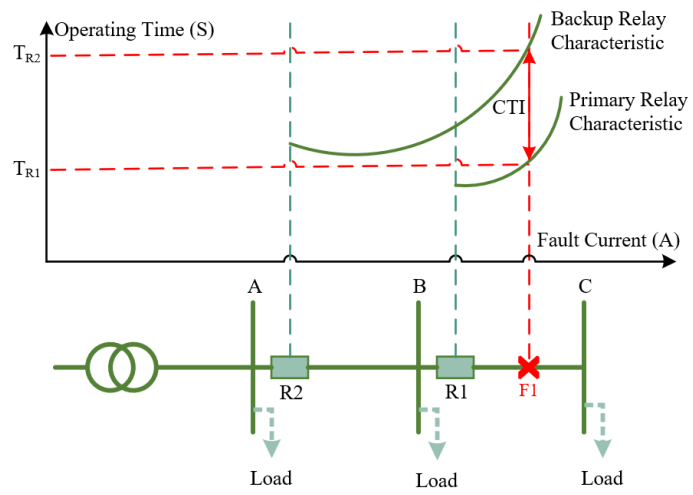
شکل (۱۱): تکنیک‌های اصلاح شده حفاظت از MGs

۳-۲-۱- روش‌های استاندارد

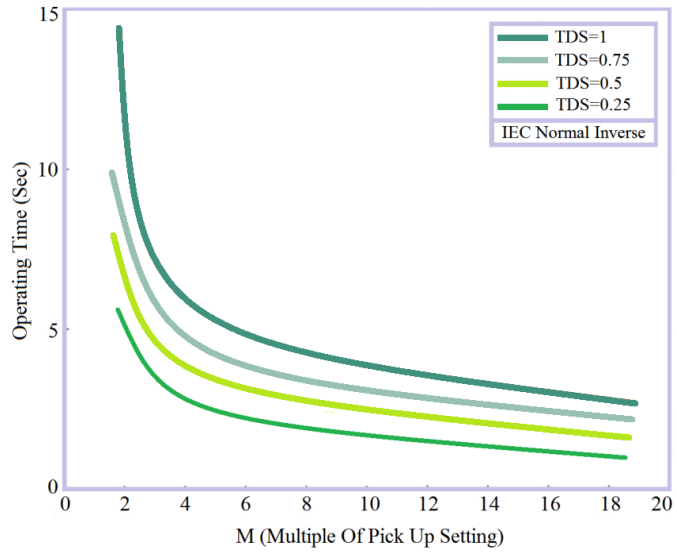
حفاظت از سیستم قدرت به عنوان تشخیص شرایط غیر معمول در عملکرد سیستم قدرت و جلوگیری از تهدیدات بیشتر مانند ناپایداری و آسیب به تجهیزات، با پاک کردن بخش خطا در اسرع وقت تعریف می‌شود [۷۳]. بنابراین، تجهیزات حفاظتی باید قادر به اندازه گیری پارامترهای سیستم باشند و فوراً شرایط غیر معمول را تشخیص دهند که این ویژگی به عنوان حساسیت تعریف شده است [۷۴]. علاوه بر این، سیستم حفاظت طراحی شده است تا خطاها را به گونه‌ای تشخیص دهد که سبب قطع شدن حداقل بخش‌های ممکن سیستم شود، که تحت عنوان قابلیت انتخاب نامیده می‌شود [۷۵].

به طور معمول، وسایل حفاظتی یک DN شامل فیوزها، ریکلوزرها، رله‌ها و کلیدهای قدرت است. این وسایل حفاظتی با یکدیگر هماهنگ می‌شوند تا جریان خطای یک طرفه را که از منبع اصلی شبکه به نقطه خطا تزریق می‌شود را قطع کنند [۷۶]. در شکل (۱۲)، خطا F1 را می‌توان با رله R1 یا رله R2 پاک کرد. با این حال، سیستم حفاظت باید R1 را انتخاب کند تا بار متصل به باس B قطع نشود. در مفاهیم کلی حفاظت، اصطلاح اولیه^{۴۹} به اولین تجهیزات حفاظتی اشاره دارد که باید برای پاک کردن خطا عمل کند، در حالی که اصطلاح پشتیبان^{۵۰} به رله دوم که برای همان خطا اختصاص داده شده است [۷۷]. علاوه بر این، افزایش سطح امنیت سیستم حفاظتی می‌تواند با اختصاص یک تجهیزات حفاظتی پشتیبان برای هر یک از تجهیزات حفاظتی اولیه فراهم شود [۷۸]. با انجام این کار، سیستم حفاظت می‌تواند حتی در صورت اشکال در تجهیزات حفاظتی اولیه عمل کند. همچنین هماهنگی سیستم حفاظتی امری بسیار مهم

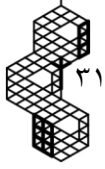
است. به همین دلیل، تجهیزات حفاظتی پشتیبان قبل از عملکرد در مقابل خطا در ناحیه ثانویه خود باید تا زمان خاصی صبر کنند که فاصله زمانی هماهنگی^{۵۱} نامیده می‌شود. به طور کلی مقدار CTI در محدوده ۰/۲ تا ۰/۵ ثانیه در نظر گرفته می‌شود [۷۹]. داشتن یک مشخصه استاندارد (SC)^{۵۲} جریان - زمان معکوس باعث شده است که رله‌های اضافه جریان به یکی از رایج‌ترین تجهیزات حفاظتی در سیستم‌های توزیع تبدیل شوند و امکان هماهنگی آن‌ها با سایر تجهیزات حفاظتی فراهم گردد [۸۰]. برای داشتن یک تصویر واضح، یک خط شعاعی ساده با دو OCR در شکل (۱۲) نشان داده شده است. در این حالت، R1 و R2 به ترتیب به عنوان رله اصلی و پشتیبان در مقابل F1 تعیین می‌شوند. همانطور که در شکل (۱۲) دیده می‌شود، منحنی‌های جریان - زمان^{۵۳} معکوس رله‌ها به ازای خطاهای پایین دست که می‌توانند توسط رله دیده شوند، هماهنگ گردند. در فلسفه حفاظت، هماهنگی به کمک اصلاح TDS و تنظیمات I_{Pickup} که در معادلات استاندارد دیده می‌شوند، به دست می‌آید [۸۱]. تغییرات در منحنی‌های مشخصه به دلیل مقادیر مختلف TDS در شکل (۱۳) دیده می‌شود. لازم به ذکر است که مقادیر پایین‌تر TDS باعث کاهش زمان‌های عملکرد می‌شود، اما در عین حال، انعطاف پذیری منحنی برای جریان‌های خطای پایین‌تر از دست می‌رود. در سال‌های اخیر تلاش برای استفاده از تکنیک‌های بهینه‌سازی به جای روش‌های دیگر مانند روش‌های تحلیلی و نظریه گراف برای هماهنگ کردن تجهیزات حفاظتی اختصاص یافته است [۸۲]. به عبارت دیگر، هماهنگی رله می‌تواند به عنوان یک مسئله بهینه‌سازی با TDS و I_{Pickup} به عنوان متغیرهای بهینه‌سازی و با قیود محدود آن‌ها همراه با CTI مطلوب، مطرح گردد که بین هر جفت رله هماهنگی تضمین شده باشد [۸۳].



شکل (۱۲): یک خط شعاعی ساده و منحنی تجهیزات حفاظتی



شکل (۱۳): اثر TDS بر روی مشخصه استاندارد نرمال





مشخصه استاندارد IEC: همانطور که در استاندارد IEC 60255-3 نشان داده شده است [۸۴]، رابطه بین زمان عملکرد رله (t) و مقدار پارامترهایی که در این زمان تاثیر می‌گذارد، می‌تواند با استفاده از یک منحنی مشخصه نشان داده شود که مطابق رابطه (۴) تعریف می‌گردد:

$$t = \frac{A}{\left(I_f/I_p\right)^B - 1} \times TDS \quad (4)$$

در این معادله، ثابت‌های A و B برابر مقادیر تعریف شده در جدول (۴) برای به دست آوردن یک مشخصه معکوس نرمال^{۵۴}، بسیار معکوس^{۵۵} یا یک مشخصه به شدت معکوس^{۵۶} است. جریان برداشت (I_p) یک پارامتر طراحی است، در حالیکه I_f جریان خطای دیده شده توسط رله می‌باشد. نمایش‌های گرافیکی مشخصات استاندارد IEC در شکل (۱۴) نشان داده شده است.

جدول (۴): ضرایب نشان دهنده استاندارد IEC 60255-3 [۸۴]

مشخصه	نرمال معکوس	خیلی معکوس	به شدت معکوس
A	۰/۱۴	۱۳/۵	۸۰
B	۲	۱	۰/۰۲

مشخصه استاندارد IEEE: یکی دیگر از اهداف SC که به طور گسترده پذیرفته شده است برای نشان دادن دقیق مشخصات خروجی رله‌های الکترومکانیکی است، که در استاندارد IEEE C37.112-1996 ارائه شده است [۸۵]. مطابق استاندارد مذکور، مشخصه پیشنهاد شده توسط رابطه (۵) تعریف شده است. نکته‌ای که این مشخصه را از مشخصه ارائه شده در استاندارد IEC متفاوت می‌نماید، افزودن یک پارامتر اضافی C است. رابطه غیر خطی بین جریان ورودی و شار در هسته رله الکترومکانیکی، دلیل اضافه کردن یک پارامتر اضافی بوده است. به همین علت، معادله مشخصات استاندارد IEEE حاوی پارامتر C برای نشان دادن زمان قطع ثابت ناشی از اشباع القایی است که وقتی مقدار جریان ورودی بیشتر از یک آستانه است، رخ می‌دهد. برای کاربردهای حفاظت عملی، کمیته IEEE سه مشخصه متفاوت، مشابه مشخصه‌های استاندارد IEC، تعریف کرده است. جدول (۵) مقادیر A ، B و C را به صورت خلاصه بیان می‌کند تا مشخصات مختلف استاندارد IEEE حاصل گردد. ترسیم گرافیکی از پاسخ‌های داده شده توسط سه مشخصه استاندارد IEEE به مقادیر جریان خطای متفاوت در شکل (۱۵) دیده می‌شود.

$$t = \left[\frac{A}{\left(I_f/I_p\right)^B - 1} + C \right] \times TDS \quad (5)$$

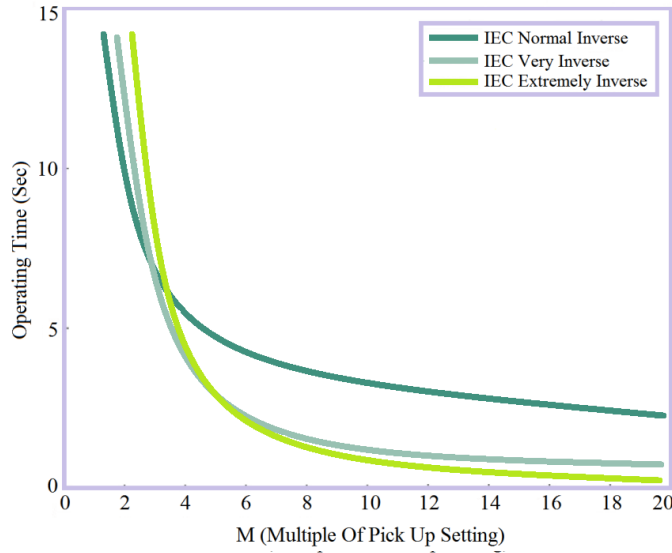
جدول (۵): ضرایب نشان دهنده استاندارد IEEE C37.112-1966 [۸۵]

مشخصه	تقریباً معکوس ^{۵۷}	خیلی معکوس	به شدت معکوس
A	۰/۰۵۱۵	۱۹/۶۱	۲۸/۲
B	۰/۰۲	۲	۲
C	۰/۱۱۴۰	۰/۴۹۱	۰/۱۲۱۷

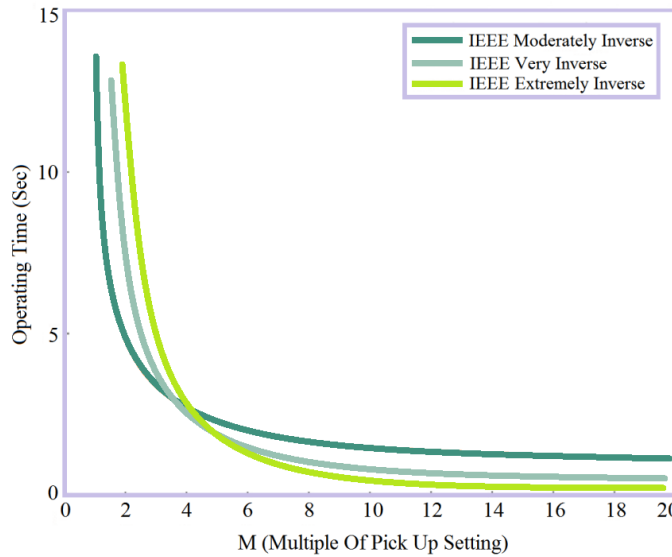
۳-۲-۲- روش‌های غیراستاندارد

در این بخش به ارائه جزئیات در مورد مطالعات انجام شده با هدف ساخت مشخصه‌های غیر استاندارد (N-SCs)^{۵۸} برای دستیابی به هماهنگی حفاظتی در سیستم‌های قدرت اختصاص داده شده است. این رویکردها به دو دسته تقسیم می‌شوند: الف) رویکردهای مبتنی بر مقادیر الکتریکی، ب) رویکردهای ریاضی





شکل (۱۴): منحنی مشخصه‌های رله اضافه جریان معکوس تعیین شده توسط استاندارد IEC 60255-3 (TDS = 1) [۸۴]



شکل (۱۵): منحنی مشخصه رله اضافه جریان معکوس تعیین شده توسط استاندارد IEEE C37.112-1996 (TDS = 1) [۸۵]

روش‌های غیراستاندارد مبتنی بر مقادیر الکتریکی: در گذشته، رله‌هایی که برای تشخیص و پاک سازی خطا استفاده می‌شدند تنها به مقدار جریان خطا بستگی داشتند. با این حال، امروزه مقدار ولتاژ نیز می‌تواند برای تشخیص بخش درگیر خطای اتصال کوتاه مورد استفاده قرار گیرد. رله‌های اضافه جریان جهتی (DOCRs)^{۵۹} به طور کلی بیشتر قابل دسترس هستند و قادر به اندازه‌گیری هر دو مقدار جریان و ولتاژ خطا از طریق ترانسفورماتورهای جریان و ولتاژ می‌باشند. تحقیقات قبلی نشان داد که این ویژگی DOCRs فرصت استفاده از N-SCها را ایجاد می‌کند که نه تنها جریان، بلکه مقدار ولتاژ نیز در نظر گرفته می‌شود [۸۶-۸۹]. برخی از مقالات استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ و اضافه کردن پارامتر ولتاژ به SCs به منظور کاهش اثرات ناشی از اتصال DG را پیشنهاد کرده‌اند، در حالی که دسته ای دیگر از مقالات استفاده از مشخصات مبتنی بر ادمیتانس را به منظور فراهم کردن مشخصه زمان معکوس، پیشنهاد کرده‌اند. در این ادامه روش‌های دستیابی به هماهنگی رله‌ها با استفاده از ترکیب‌های مختلف مقادیر جریان و ولتاژ اندازه‌گیری شده بیشتر بررسی شده است.

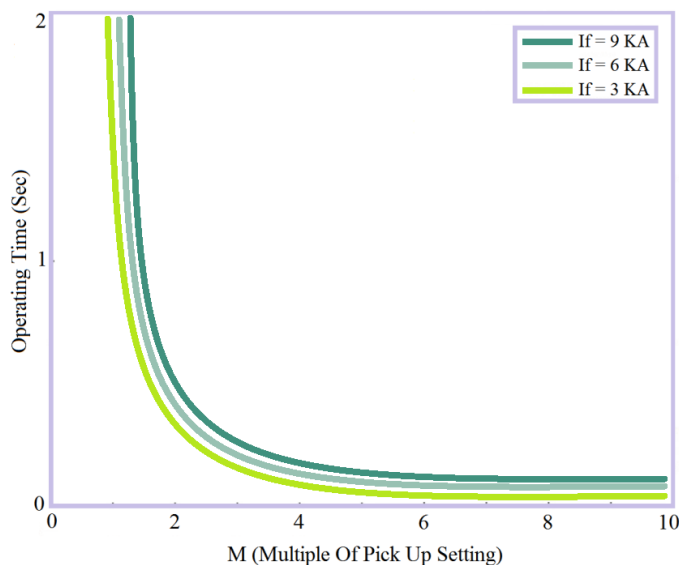




الف) مشخصه‌های مبتنی بر جریان: امکان تولید N-SCها صرفاً بر اساس اندازه‌گیری جریان وجود دارد و می‌تواند به آسانی در SCs استفاده می‌شود. سیستم‌های صنعتی محیطی بسیار قوی از نظر تجهیزات حفاظتی را تشکیل می‌دهند. اکثراً انواع تجهیزات حفاظتی مانند رله‌های دیجیتال، رله‌های الکترومکانیکی و فیوزها در یک سیستم قدرت صنعتی دیده می‌شود. در چنین محیط متنوعی، هماهنگ کردن انواع مختلف تجهیزات حفاظتی مانند رله - فیوز در هنگام استفاده از روش‌های استاندارد، یک کار چالش برانگیز است. برای مقابله با مشکلات هماهنگی پیچیده در یک سیستم قدرت صنعتی، یک N-SC در [۹۰] پیشنهاد شد. در این مشخصه مقدار A به جای ثابت بودن، به طور پویا متناسب با مقدار جریان اندازه‌گیری شده تغییر و به روز رسانی می‌گردد. معادلات مشخصه مورد استفاده در [۹۰] در روابط (۶) و (۷) آورده شده است. با این حال، لازم است اثر تغییر جریان خطا در مشخصه‌های N-SC که توسط روابط (۶) و (۷) بیان شده است، در شکل (۱۶) نشان داده شده است.

$$A(I_f) = A.e^{-I_f/c} \quad (۶)$$

$$t = \left[\frac{A(I_f)}{(I_f/I_p)^B - 1} + C \right] \times TDS \quad (۷)$$



شکل (۱۶): تاثیر تغییر جریان بر N-SC ساخته شده توسط روابط (۶) و (۷) به ازای $TDS = 1$ و $C = 6.5$, $B = 0.5$, $A = 14.5$

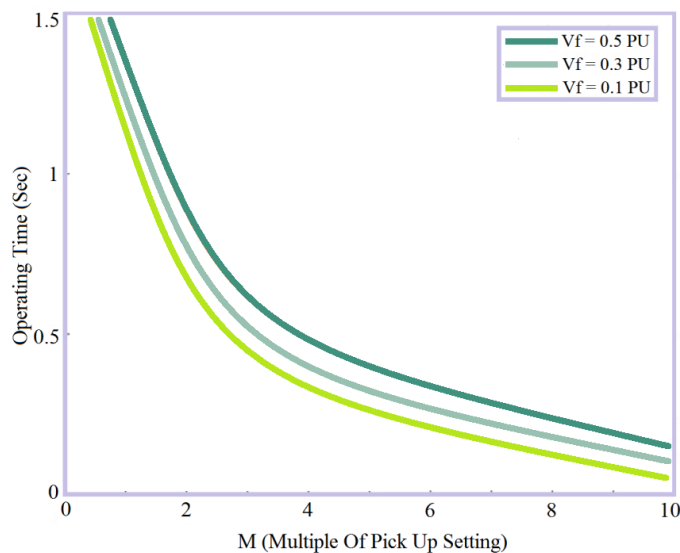
مقدار A در رابطه (۶) به عنوان یک ثابت تعریف شد، اما دیگر نیازی به رعایت دقیق استانداردها در هنگام انتخاب مقدار A نیست. روش مشابه برای ثابت C نیز معتبر است که به این معناست که می‌تواند به صورت آزادانه انتخاب شود. علاوه بر این، نوع تابع رابطه (۶) با روش برازش منحنی 6° بر اساس پارامترهای تعیین شده سیستم تعیین می‌گردد. نتایج ارائه شده نشان می‌دهد که با استفاده از روش N-SC فوق در سیستم‌های قدرت زمان عملکرد رله‌ها کاهش چشمگیری خواهد داشت.

با این حال، لازم است تاکید شود که ثابت‌های جدید برای هر مورد خاص نیاز به تنظیم دارند و تعمیم دادن راه حل با ارائه یک فرمول برای مقابله با چالش‌های حفاظتی در سایر انواع سیستم‌های قدرت، نیاز به تحقیق بیشتری دارد. سایر مطالعات با هدف به دست آوردن N-SCs بر اساس اندازه‌گیری جریان در [۹۱، ۹۲]. ارائه شده است، که روش حفاظت تطبیقی و روش‌های غیر استاندارد را ترکیب می‌کند. در این مطالعات I_p به عنوان تابعی از جریان بار $I_p(IL)$ در نظر گرفته شده است. با این حال، به جای استفاده از یک معادله صریح، رویکرد برازش منحنی بر اساس یک معادله چند جمله‌ای که در [۹۳] ارائه شد که با استفاده از نرم افزار طراحی شده است و به طور ویژه برای کاربردهای هماهنگی رله‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. اگر چه یک ساختار بسیار پیچیده به عنوان یک معادله خروجی توسط نرم افزار داده شده است، اما نیازی به تنظیم پارامترها نیست و هماهنگی خودکار از ویژگی‌های برتر این روش است.



ب) مشخصه‌های مبتنی بر ولتاژ: ایده اصلی استفاده از مقدار ولتاژی که توسط رله دیده می‌شود، هماهنگی مورد اطمینان رله به ازای نفوذ بالای DG را فراهم نموده است. از آنجایی که DG به جریان خطا کمک می‌کند، ولتاژهای باس در سیستم به طور غیرمستقیم به ازای تغییرات جریان خطا تحت تأثیر قرار می‌گیرند. یکی از اولین مطالعاتی که با استفاده از ولتاژ اندازه‌گیری انجام شد، در مرجع [۸۶] آورده شده است که رابطه (۸) را پیشنهاد کرده‌اند. در این رابطه، مقدار ولتاژ قرار داده شده در معادله مشخصه استاندارد IEC به عنوان یک ضریب تبدیل شده است که باعث کاهش زمان عملکرد رله در هر شرایط خطا می‌شود. همچنین فرض شده است که زمان عملکرد رله زمانی که مقدار که مقدار ولتاژ اندازه‌گیری صفر است کمترین مقدار را دارد. در حقیقت این شرایط بدان معنی است که یک خطا در نقطه اتصال رله رخ داده است. لازم به ذکر است که پریونیت ولتاژ اندازه‌گیری شده (V_f) در این معادله استفاده می‌شود در حالی که یک ثابت جدید k برای تنظیم سهم ولتاژ تعریف شده است. لازم به ذکر است که روش منحصر به فردی برای محاسبه ثابت k در [۸۶] ارائه نشده است و بنابراین هنوز باید توسط تحقیقات بیشتری مورد توجه قرار گیرد. اثر ولتاژ بر N-SC پیشنهاد شده در [۸۶] در شکل (۱۷) نشان داده شده است.

$$t = \left(\frac{1}{e^{(1-V_f)}} \right)^k \left[\frac{A}{\left(\frac{I_f}{I_p} \right)^B - 1} \right] \times TDS \quad (۸)$$



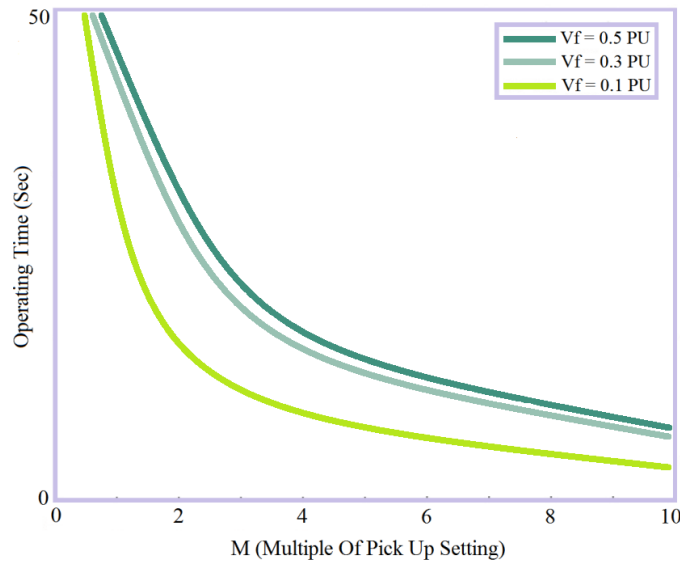
شکل (۱۷): تأثیر تغییر ولتاژ بر N-SC ساخته شده توسط رابطه (۸) به ازای $A = 0.14$, $B = 0.02$, $C = 1.5$ و $TDS = 1$

N-SC پیشنهاد شده در [۸۶] نیز در مرجع [۸۸] برای یک سیستم انتقال شامل نیروگاه‌های بادی استفاده شده است. بر اساس رابطه بین مقدار ولتاژ در نقطه اتصال مشترک و رفتار توربین‌های باد در گذر از خطا، مطالعه با هدف عملکرد نیروگاه‌های بادی با تنظیم صحیح تنظیمات حفاظتی انجام شده است. به طور معمول، حالت اتصال نیروگاه‌های بادی در صورت وقوع هر نوع خطا توسط ولتاژ بحرانی و مدت زمان مشاهده ولتاژ تعیین می‌شود که در کدهای شبکه تعریف شده است. بر این اساس، در [۸۸] این حداکثر طول مدت مجاز به عنوان حد بالا برای رله‌های پشتیبان در نظر گرفته می‌شود که از رابطه (۸) استفاده می‌شود. با عملکرد رله حفاظت فیدر قبل از حفاظت کاهش ولتاژ ژنراتور توربین بادی، امکان حفظ ژنراتورهای متصل شده افزایش یافته است. یکی دیگر از ویژگی‌های مهم این مطالعه این است که در مقایسه با اکثریت مطالعاتی است که صرفاً بر روی سیستم‌های توزیع متمرکز شده‌اند، نمونه‌ای از کاربرد یک روش غیر استاندارد در مورد الزامات حفاظت از سطح انتقال را نشان داده است. معادله (۹) تحت تغییر توپولوژی‌های شبکه پس از خروج سیستم قدرت در مرجع [۸۹] آزمایش شده است.

$$t = \left(\frac{V_f}{e^{k.V_f}} \right) \left[\frac{A}{\left(\frac{I_f}{I_p} \right)^B - 1} \right] \times TDS \quad (۹)$$



استفاده از مزایای یک SC در هنگام طراحی یک مشخصه جدید در مرجع [۹۴] آورده شده است، که در آن پارامتر ولتاژ برای بهبود هماهنگی فیوز - رله در حضور DG استفاده شده است. معادله مشخصه که در مرجع [۹۴] ارائه شده است به کمک رابطه (۹) بیان شده است. مشابه رابطه (۸) معادله مشخصه پیشنهادی همچنین شامل مقدار پریونیت ولتاژ (V_f) و یک ثابت k می‌باشد. رابطه بین تغییر ولتاژ و مشخصه N-SC پیشنهاد شده در شکل (۱۸) به تصویر کشیده شده است. علاوه بر این، ارائه دقیق محاسبات مقدار k در مرجع [۹۴] آورده شده است که در آن بیان شده است که یک مشخصه کاهشی قابل ملاحظه تنها برای مقادیر k که کمتر از ۲ به دست می‌آید. لازم به ذکر است که برای محاسبه k برای سه حالت خطاهای فاز به زمین یا تک فاز به زمین و دو فاز به زمین استفاده می‌شود. اطمینان از هماهنگی حفاظت بدون هیچ زیرساخت ارتباطی، مزیت روش ارائه شده در مرجع [۹۴] است.



شکل (۱۸): تاثیر تغییر ولتاژ بر N-SC ساخته شده توسط رابطه (۹) به ازای $A = 80$, $B = 2$, $k = 1.71$ و $TDS = 1$

یک روش مشابه در مورد استفاده از مقادیر ولتاژ در [۹۵] ارائه شده است، که یک دیدگاه جدید را با استفاده از یک تابع لگاریتمی در مخرج آورده است. مشخصه ارائه شده در [۹۵] را به عنوان یک روش ترکیبی می‌توان در نظر گرفت، زیرا شامل عبارت ریاضی غیر نوعی و مقادیر الکتریکی است که در رابطه (۱۰) آورده شده است. مطابق رابطه (۱۰) دیده می‌شود، زمانی که ولتاژ اندازه‌گیری شده توسط رله صفر است، زمان عملکرد رله فقط به ثابت D بستگی دارد. همچنین دلیل استفاده از لگاریتم طبیعی محدود نمودن تغییرات زیاد جریان و ولتاژ بوده است. در نهایت معادله پیشنهادی برای طرح‌های حفاظتی بدون نیاز به ارتباطات طراحی شده است، با این وجود ساختار پیچیده معادله مشخصه ممکن است برای کاربران چالش برانگیز باشد.

$$t = TDS \cdot \frac{(V_f)^k}{e^{V_f}} \left[\frac{A}{\left(\ln(V_n \frac{I_f}{V_f}) \right)^B - \left(\ln(V_n \frac{I_{set}}{V_{set}}) \right)^B} + C \right] + D \quad (10)$$

شکل دیگری از مشخصه مبتنی بر ولتاژ در [۹۶] ارائه شده است که توسط روابط (۱۱) و (۱۲) بیان می‌گردد. N-SC پیشنهادی به منظور بهبود هماهنگی ریکلوزر - فیوز در یک سیستم توزیع شامل واحدهای DG ایجاد شده است. رویکرد ارائه شده مزایا و معایب مشابهی با [۹۵] دارد. لازم به ذکر است که زمانی که ولتاژ صفر است، سیگنال قطع بدون انتظار برای کاهش جریان خطای زیر گذرا^{۶۱}، به منظور محافظت از کلید قدرت در $t = 0$ تولید می‌شود. تغییرات مشخصه پیشنهادی به ازای تغییرات ولتاژ، در شکل (۱۹) نشان داده شده است.



$$A = V_f \cdot (1 - V_f) \quad (11)$$

$$t = A \cdot \left[\frac{28.2}{(I_f/I_p)^2 - (1/e^{(1-V_f)})^2} + 0.01217 \right] \cdot TDS \quad (12)$$

یک N-SC مبتنی بر ولتاژ متفاوت در مراجع [۹۷،۹۸] ارائه شده است که به رابطه (۱۳) بیان می‌گردد. معادله مشخصه بیان شده شبیه به رابطه (۸) است با این تفاوت که برای استفاده از ولتاژ از تابع لگاریتمی بهره گرفته شده است. در این مورد، مقدار ولتاژ اندازه‌گیری شده که به معادله مشخصه اضافه شده است در واحد پریونیت می‌باشد و سهم ولتاژ را می‌توان با استفاده از پارامتر k کنترل کرد. پاسخ N-SC پیشنهاد شده در [۹۷،۹۸] به تغییر ولتاژ در شکل (۲۰) نشان داده شده است.

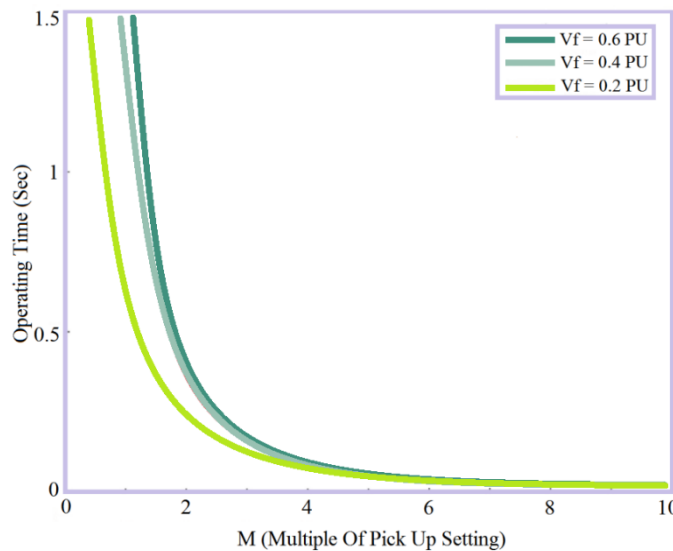
$$t = \left(\frac{1}{1 - (\log V_f)^C} \right)^K \left[\frac{A}{(I_f/I_p)^B - 1} \right] \quad (13)$$

روش دیگری با استفاده از اندازه‌گیری ولتاژ با تابع لگاریتمی در [۹۹] پیشنهاد شده است که معادله مشخصه آن در رابطه (۱۴) آورده شده است. معادله مشخصه شامل تنظیم TDS نمی‌شود و بنابراین اشکال ذاتی افزایش زمان عملکرد با حرکت به سمت منبع را حذف می‌کند. علاوه بر این، هماهنگی با تنظیم A ، B و C در معادله تضمین می‌شود. مشخصه پیشنهادی اثر DG را به حداقل می‌رساند و زمان‌های عملکرد نسبتاً کمی را فراهم می‌کند. با این وجود، با توجه به ابعاد بزرگ شبکه و در نتیجه افزایش تعداد متغیرهای مورد نیاز بهینه‌سازی، تحقیقات بیشتری در این زمینه لازم است.

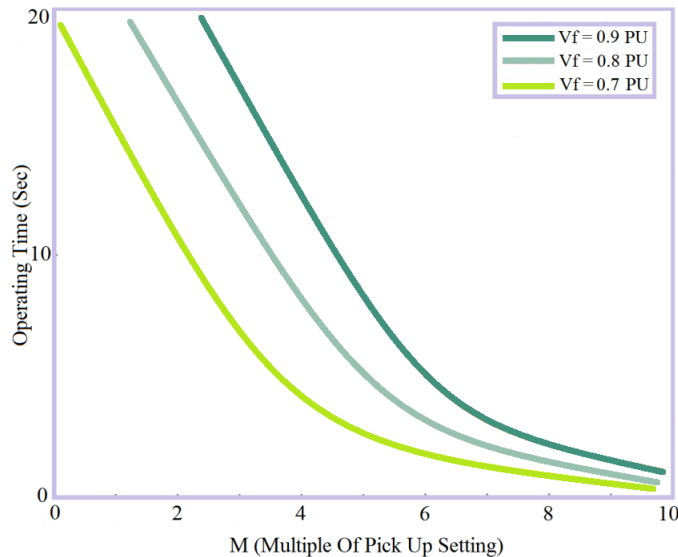
$$t = \frac{\log(V_f + A)}{M^B - 1} + C \quad (14)$$

ج) مشخصه‌های مبتنی بر ادیانتانس: یک راه حل دیگر برای کاهش اثرات نسل جدید تولیدات پراکنده بر هماهنگی حفاظتی در سیستم قدرت در [۱۰۰] پیشنهاد شده است که از اندازه‌گیری مقدار ادیانتانس استفاده می‌کند. معادله مشخصه پیشنهادی توسط رابطه (۱۵) بیان شده است و در شکل (۲۱) نمایش داده شده است.

$$t = \frac{A}{Y_r^B - 1} + C \quad (15)$$



شکل (۱۹): تاثیر تغییر ولتاژ بر N-SC ساخته شده توسط روابط (۱۱) و (۱۲) به ازای $TDS = 0.05$



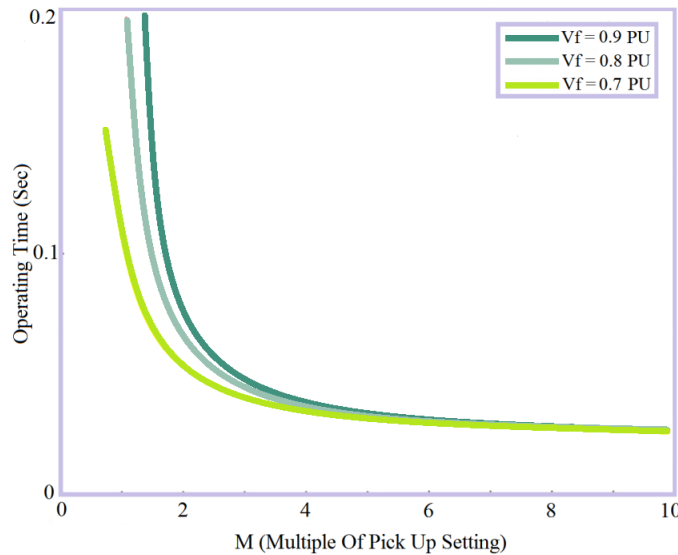
شکل (۲۰): تاثیر تغییر ولتاژ بر N-SC ساخته شده توسط رابطه (۱۳)

به ازای $K = 5$ و $C = 1$, $B = 1.4$, $A = 80$

ساختار مشخصه بسیار مشابه معادلات استاندارد است با این تفاوت که مقدار I_f / I_p با Y_r جایگزین شده است و معادله شامل تنظیمات TDS نمی‌باشد. در رابطه (۱۵)، مقدار ادمیتانس نرمالیزه شده بر اساس رابطه (۱۶) محاسبه می‌گردد. علاوه بر این، به جای استفاده از تنظیمات جریان و زمان، به منظور هماهنگ کردن رله‌های حفاظتی، از Y_t و ثابت‌های A , B و C استفاده می‌شود.

$$Y_r = \left| \frac{Y_m}{Y_t} \right| \quad (16)$$

در اینجا Y_m بیانگر ادمیتانس اندازه‌گیری در طول خطا است و Y_t مقدار ادمیتانس تنظیمی رله است. از معادلات می‌توان نتیجه گرفت که رله سیگنال فرمان قطع را تنها زمانی تولید می‌کند که $|Y_m| > |Y_t|$ باشد. با توجه به مقدار Y_t اگر حفاظت مورد استفاده، رله دیستانس 62 باشد؛ خط محافظت شده به نواحی مختلفی تقسیم خواهد شد و اگر حفاظت یک مشخصه زمان معکوس باشد، به همه نواحی اختصاص داده خواهد شد. ایده عدم استفاده از مقادیر TDS ایجاد فرصتی برای جلوگیری از زمان‌های عملکرد بالا برای رله‌های نزدیک به منبع اصلی می‌باشد. با این وجود، تنظیم نواحی اضافی با مقادیر منحصر به فرد A , B و C برای هر رله می‌تواند یک کار چالش برانگیز برای کاربران باشد. علاوه بر این، اندازه‌گیری و محاسبه مقدار ادمیتانس نیز باید به دقت مورد توجه قرار گیرد زیرا سیستم‌های توزیع دارای خطوط کوتاه‌تر از سیستم‌های انتقال هستند. علاوه بر این، شناسایی محل‌های خطا با مقاومت بالا که نزدیک به انتهای نواحی تعریف شده است، می‌تواند یک موضوع غیر مهم در این روش باشد. از طریق تقسیم حفاظت خط به نواحی بیشتر می‌توان از تغییر در مقدار لحظه زمانی هماهنگی با توجه به کاهش جریان خطا، جلوگیری کرد. اما این مورد می‌تواند باعث افزایش بار محاسباتی شود. لازم به ذکر است که زیرساخت ارتباطی برای اجرای N-SC پیشنهادی لازم نیست. N-SC مبتنی بر ادمیتانس پیشنهاد شده در [۱۰۱، ۱۰۲] برای کاربردهای MG هست که شامل DG‌های مبتنی بر اینورتر با جریان‌های خطای محدود شده می‌باشد. N-SC مبتنی بر ادمیتانس قادر به جداسازی بخش‌های معیوب سیستم بوده و اجازه می‌دهد بقیه سیستم در حالت جزیره‌ای به عملکرد خود ادامه دهد. حفاظت MG با استفاده از N-SC مبتنی بر ادمیتانس حتی پس از قطع شبکه نیز فراهم می‌گردد. همچنین N-SC پیشنهاد شده برای شبکه‌های توزیع در [۱۰۳] مورد آزمایش قرار گرفته است که به خوبی نشان داده شده است که با استفاده از N-SC مبتنی بر ادمیتانس، مشخصه زمان معکوس می‌تواند مستقل از تغییرات امپدانس منبع باشد. با این حال، به علت ترکیب جریان خطای شبکه با DGها، هنوز محدودیتی که رله‌های پایین‌دست بعد از رله بالادست عمل می‌کنند وجود دارد.



شکل (۲۱): تاثیر تغییر ولتاژ بر N-SC ساخته شده توسط رابطه (۱۵) به ازای $A = 0.0047$, $B = 0.08$ و $C = 0$

روش‌های غیراستاندارد مبتنی بر روش‌های ریاضی: این بخش مطالعاتی را نشان می‌دهد که با هدف ساخت N-SCs با استفاده از عبارت ریاضی و به طور متفاوت از استاندارد است. هر روش غیر استاندارد می‌تواند به عنوان یک روش ریاضی متفاوت در نظر گرفته شود. برای بیان ریاضی وار مشخصه عملکرد فیوزها، توابع لگاریتمی به طور گسترده‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرند. با الهام از مشخصه حفاظتی پایه سیستم، یک مشخصه جدید رله در [۱۰۴] ارائه شده است. معادله توصیفی پیشنهاد شده در (۱۷) آورده شده است. علاوه بر این، نمایش گرافیکی N-SC به ازای ضرایب مختلف B در شکل (۲۲) دیده می‌شود. بر خلاف مشخصه استاندارد مقادیر A , B و C به عنوان ثابت‌ها در نظر گرفته نمی‌شوند و برای هماهنگی رله‌ها استفاده می‌شوند.

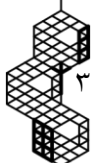
$$t = A \times \log(I_f) + B \quad (17)$$

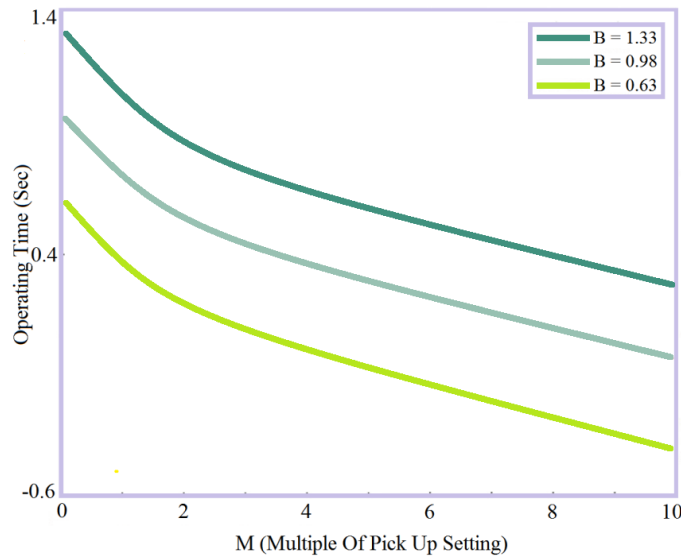
با توجه به چالش‌های حفاظتی در MGها، معادله (۱۸) که تقریباً شبیه روش لگاریتمی در معادله (۱۷) است، در [۱۰۵] پیشنهاد شده است. با وجود این که معادله مشخصه پیشنهادی قادر به تشخیص جریان‌های خطای کم است، به منظور استفاده در سطوح جریان بالاتر مانند سیستم‌های توزیع یا سیستم‌های انتقال می‌توان معادله را بهبود یا اصلاح نمود. شکل (۲۳) تغییرات N-SC ارائه شده در [۱۰۵] را به ازای تغییرات TDS نشان می‌دهد.

$$t = TDS \frac{3}{\log(I_f)} \quad (18)$$

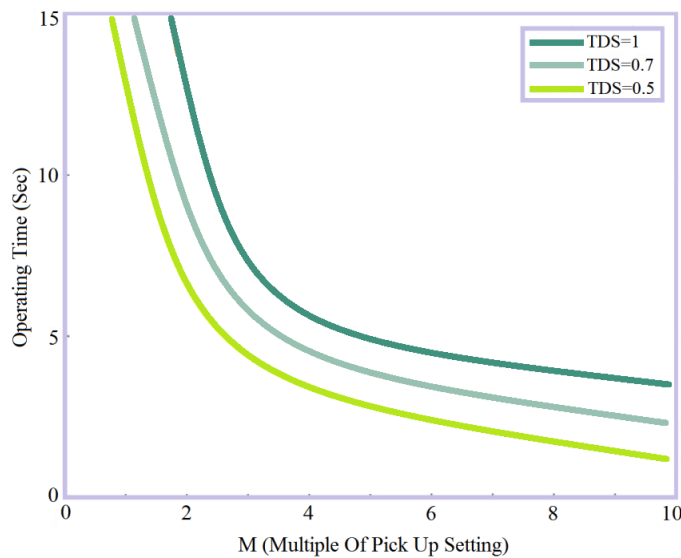
به منظور گسترش محدوده دمای عملکرد رله و بهره‌گیری از مزایای رله و نیاز کمتر به نگهداری استفاده از رله‌های مبتنی بر ریزپردازنده در [۱۰۶] برای یک OCR توسعه داده شده است. معادله مشخصه رله پیشنهادی در (۱۹) آورده شده است. اگر چه شکل کلی این مشخصه بسیار شبیه به معادله استاندارد است، از رابطه (۱۹) دیده می‌شود که ثابت‌ها به صورت وابسته به زمان در ده برابر جریان عملکرد t_{10} هستند. با این وجود، همان طور که در [۱۰۶] بیان شده است، هیچ مشخصه منحصر به فردی وجود ندارد که برای همه حالت‌های حفاظتی معتبر باشد.

$$t = \frac{A(t_{10})}{(I_f/I_p) - 1} + B(t_{10}) \quad (19)$$





شکل (۲۲): مشخصه N-SC ساخته شده توسط رابطه (۱۷) به ازای $A = -1.05$

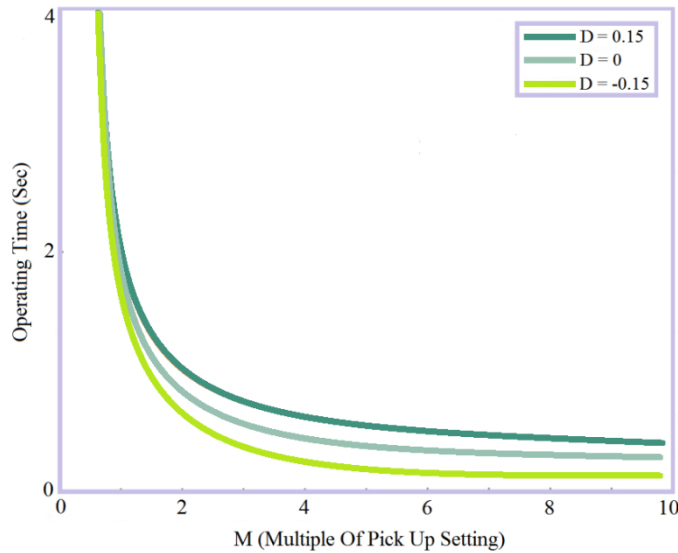


شکل (۲۳): مشخصه N-SC ساخته شده توسط رابطه (۱۸)

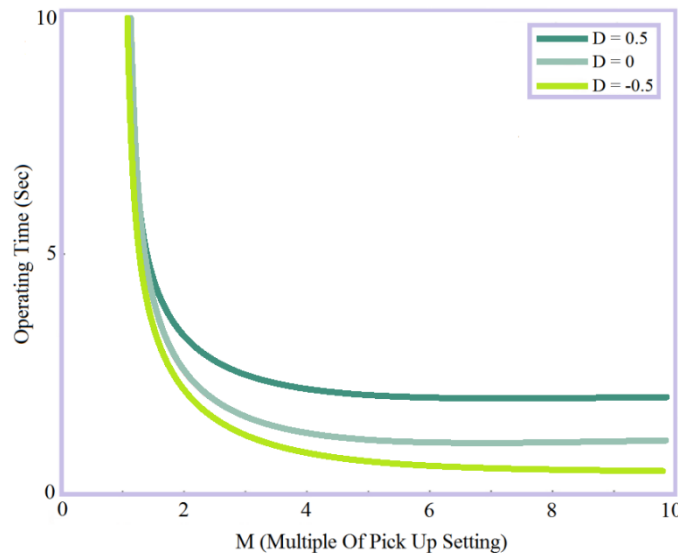
به منظور حفظ فرم کلی SCs، یک اصل مبتنی بر شیفت مشخصه در مراجع [۱۰۷، ۱۰۸] اجرا شده است. با ایجاد یک ساختار مشابه در SCs با در نظر گرفتن ثابت‌های A و B به عنوان متغیرها، معادله مشخصه پیشنهادی مطابق رابطه (۲۰) بیان شده است. لازم به ذکر است که در [۱۰۷]، ثابت C صفر در نظر گرفته شده است. معادله (۲۰) به کاربر اجازه می‌دهد مقادیر مورد نظر را به D اختصاص دهد تا در حالی که شکل اصلی را حفظ می‌کند، منحنی را در طول محور زمان شیفت دهد. همانطور که در [۱۰۷] گفته شده است، زمانی قسمت متغیر معادله صفر است که C صفر باشد و جریان خطا بینهایت باشد. زمان‌های عملکرد مطلوب برای جریان خطای بالا می‌تواند با در نظر گرفتن کمترین مقدار برای D حاصل گردد. معادله مشابه در مرجع [۱۰۸] استفاده شده است. پاسخ N-SC پیشنهاد شده در [۱۰۷] به ازای مقادیر مختلف C در شکل (۲۴) نشان داده شده است. پاسخ N-SC پیشنهاد شده در [۱۰۸] به ازای مقادیر مختلف D در شکل (۲۵) به تصویر کشیده شده است.

$$t = \left[\frac{A}{\left(\frac{I_f}{I_p}\right)B - 1} + C \right] \times TDS + D \quad (20)$$





شکل (۲۴): مشخصه N-SC ساخته شده توسط رابطه (۲۰) به ازای $A = 0.14$, $B = 0.02$, $C = 0$ و $TDS = 1$



شکل (۲۵): مشخصه N-SC ساخته شده توسط رابطه (۲۰) به ازای $A = 0.015$, $B = 0.02$, $C = 0.114$ و $TDS = 1$

۳-۲-۳- روش‌های تطبیقی

لازم به ذکر است که اتصال DGها از طریق MG در سیستم قدرت موجود، میزان جریان خطا و سطح اتصال کوتاه را تغییر می‌دهد. از این رو، سطح توان تجهیزات حفاظتی نیز باید مورد بازنگری قرار گیرد و به طور مناسب افزایش یابد. همچنین وضعیت DG، حالت عملکرد و سایر تغییرات شبکه باید فوراً به کنترل کننده مرکزی برای طراحی طرح حفاظتی مناسب؛ ارسال و به روز شود [۱۰۹-۱۱۱]. حفاظت MG تطبیقی شامل چنین نوع حفاظت می‌باشد. حفاظت ریزشکه تطبیقی بر اساس اضافه جریان، دیفرانسیل و توالی اجزا پیشنهاد شده است. حفاظت تطبیقی به طور موثر توسط یک طرح ارتباطی [۱۱۲، ۱۱۳] که با کمک بر پروتکل کنترل انتقال/پروتکل اینترنت (TCP/IP) مبتنی بر شبکه اترنت^{۶۳} کار می‌کند، انجام می‌شود.

حفاظت اضافه جریان تطبیقی: در حفاظت تطبیقی اضافه جریان، واحد پردازش مرکزی ریزشکه (MCPU)^{۶۴} شامل تمام تنظیمات ریزشکه را همراه با وضعیت DG است و آن را در ساختاری به نام جدول رویداد^{۶۵} ذخیره می‌کند. سپس برای هر پیکربندی، جریان خطا که توسط هر رله برای همه مکان‌های مختلف خطای احتمالی مشاهده می‌شود؛ در ساختار دیگری به نام جدول جریان خطا^{۶۶}



ذخیره می‌کند. در ادامه برای هر مجموعه‌ای از تنظیمات، تنظیمات رله با سلسله مراتب عملکرد رله برای هر خطای خاص با تاخیر زمانی آن نیز در ساختار دیگری به نام جدول عملکرد^{۶۷} ذخیره می‌شود [۱۱۴، ۱۱۵].

برای یک بازه زمانی ثابت، وضعیت DG و پیکربندی شبکه (متصل به شبکه یا جزیره‌ای) و جریان در مکان هر رله به طور دوره‌ای در MCPU به روز می‌شود. با کمک جدول رویداد، جدول جریان خطا و جدول عملکرد؛ سیگنال مناسب در زمان مشخص توسط MCPU به رله‌های مناسب داده می‌شود. به دلایلی اگر رله کار نکند، بلافاصله فرمان به رله بالادست مربوطه می‌رسد و پس از مدت زمان مشخصی بر اساس جدول عملکرد به عنوان پشتیبان عمل می‌کند.

اگر یک خطا در شبکه رخ دهد، DGs جریان خطا به شبکه تزریق می‌کنند. در چنین شرایطی، رله بالادست که MG را به شبکه اصلی متصل می‌کند؛ برای جداسازی MG از شبکه اصلی عمل می‌کند. اگر رله بالادست عملکرد نداشته باشد، رله پایین دست بعدی عمل می‌کند که درست برعکس حالت قبلی؛ عیب در داخل MG است [۱۱۶]. از این رو سلسله مراتب عملکرد رله معکوس خواهد شد که در جدول جداگانه نیز در MCPU ذخیره می‌شود. به منظور تشخیص خطا در داخل MG و خارج MG (شبکه اصلی)، MCPU جهت جریان را در PCC تعیین می‌کند. اگر جهت رو به جلو باشد، خطا را در داخل MG فرض می‌کند و از جدول سلسله مراتبی مربوطه پیروی می‌کند و اگر جهت جریان معکوس شود، در نظر می‌گیرد که خطا در شبکه است و بر این اساس از عملکرد توالی رله پیروی می‌کند.

حفاظت دیفرانسیل تطبیقی: رله‌های دیفرانسیل معمولاً برای محافظت از تجهیزاتی مانند ترانسفورماتورها و خطوط انتقال کوتاه استفاده می‌شوند. حفاظت دیفرانسیل برای یک خطای داخلی به خوبی عمل می‌کند، اما برای انتقال آنی داده بین پایانه‌های تجهیز مورد محافظت، به یک ارتباط قابل اعتماد نیاز دارد. حفاظت دیفرانسیل بر اساس اصل قانون جریان کیرشهف (KCL)^{۶۸} کار می‌کند. مقادیر جریان، از دو رله انتهایی فیدر از طریق لینک ارتباطی دریافت می‌شود. جریان در دو سر مقایسه می‌شود، اگر اختلاف جریان از حد آستانه بیشتر شود؛ سیگنال قطع ارسال می‌شود. برای حفاظت مناسب، باید شیب‌های مهار و عملکرد به درستی طراحی شوند تا از عدم تطابق ناشی از تداخل جریان ترانسفورماتور جلوگیری شود [۱۱۱].

پویایی ریزش‌بکه (انتقال بین حالت متصل به شبکه و حالت جزیره‌ای) گاهی باعث می‌شود که طرح دیفرانسیل با شکست مواجه شود. بنابراین برای موثر ساختن طرح دیفرانسیل حتی در شرایط گذرا، می‌توان از طرح حفاظت دیفرانسیل پیشرفته، مبتنی بر نظارت منطقه وسیع و نمونه‌های جریان فرکانس بالا استفاده کرد [۱۱۷-۱۱۹].

حفاظت تطبیقی مبتنی بر توالی اجزا: طرح حفاظت اضافه جریان و دیفرانسیل تطبیقی، همه رله‌هایی هستند که مبتنی بر ارتباط هستند که این امر منجر به گران‌تر شدن آنها خواهد شد. از این رو، برای کاهش هزینه [۱۲۰]، ریزش‌بکه به یک فرمانده حفاظت ریزش‌بکه (MPC)^{۶۹}، چندین رله حفاظتی ریزش‌بکه مبتنی بر ارتباط (CMPR)^{۷۰} و چندین رله حفاظتی ریزش‌بکه (MPR)^{۷۱} نیاز دارد. هر MPR/CMPR دارای پنج ماژول است:

- ماژول جهتی
- ماژول حفاظت جزیره‌ای
- ماژول حفاظتی متصل به شبکه
- ماژول رابط
- ماژول قطع

ماژول جهتی جهت حرکت جریان را تعیین می‌کند و همچنین نسبت خطا را محاسبه می‌کند (نشان دهنده تغییر از حالت عادی به شرایط خطا). ماژول حفاظتی متصل به شبکه و جزیره‌ای به گونه‌ای طراحی شده است که به ترتیب در حالت‌های مشخص شده، حفاظت مورد نیاز را ارائه دهد. ماژول رابط دارای یک فانکشن جابجایی ولتاژ نوترال (NVD)^{۷۲} و سنکروچک^{۷۳} است. NVD برای تشخیص خطا در سمت شبکه برای فعال سازی عملکرد جزیره‌ای استفاده می‌شود. سنکروچک برای اطمینان از اتصال مجدد مناسب قسمت کوچکی از شبکه به شبکه اصلی استفاده می‌شود.



جدول (۶): خلاصه ویژگی‌ها، مزایا و معایب روش‌های حفاظت سنتی [۱۲۲] و اصلاح شده [۱۲۳]

استراتژی حفاظتی	ویژگی اصلی	مزایا	معایب
سنتی	قطع DG بر اساس استاندارد IEEE1547-2003 به منظور قطع سایر فیدرها	تکنیک راحت جلوگیری از حالت جزیره‌ای ناخواسته بدون نیاز به لینک ارتباطی بدون نیاز به تغییر تنظیمات حفاظتی	محدود نمودن ظرفیت DGها کاهش قابلیت اطمینان سیستم زمان بر بودن اتصال مجدد به سیستم
	تعیین ظرفیت و مکان بهینه DGها	تعیین حداکثر ظرفیت DG در مکان اتصال بهینه کاهش تلفات توان بهبود پروفایل ولتاژ	محدود کردن ظرفیت DG و عدم توانایی در تامین بار مزاد مورد نیاز شبکه محدود نمودن توانایی عبور جریان از خط بر اساس محدودیت‌های حفاظتی
	تکنیک FRT	متصل باقی ماندن DGها به شبکه با برآورده شدن الزامات مربوط به کدهای شبکه جلوگیری از عدم تولید توان حتی در صفر ولتاژ برای مدت زمان ۰.۱۵ ثانیه	تأثیر بر عملکرد سیستم با تغییر در توپولوژی سیستم هزینه بالا فرآیندها پیچیده تشخیص خطا و ایزوله کردن برای IBDGs
	روش‌های کنترلی و تجهیزات جانبی	کاهش تأثیر افت ولتاژ با محدود کردن جریان تزریقی DGها	زمان طولانی بازیابی FCLs نیاز به محاسبات مجدد ظرفیت و مکان نصب FCL با گسترش شبکه و DG هزینه بالای ESSها هزینه بالای روش‌های کنترلی جهت برآورده کردن الزامات FRT
اصلاح شده	مبتنی بر جریان	جریان خطا به عنوان یک متغیر برای به دست آوردن مقدار پارامتر A مشخصه استفاده می‌شود. صنعتی مناسب است.	معتبر در شرایط خاص باید برای هر مورد به روز شود.
	مبتنی بر ولتاژ و	یک عبارت شامل مقدار ولتاژ به عنوان ضریب استفاده می‌شود. برای حفاظت به زیرساخت ارتباطی متکی نیست و برای کاهش اثر DG استفاده می‌شود.	پیچیدگی عبارات ریاضی پارامتر اضافی برای کنترل ضریب ولتاژ اعتبار سنجی تجربی محدود
	مبتنی بر ادمیتانس	استفاده از مقدار ادمیتانس Y_r به جای جریان‌های I_f/I_p و بدون در نظر گرفتن مقدار TDS	جلوگیری از زمان عملکرد بالای رله به دلیل عدم وجود TDS اعتبار سنجی تجربی
	مشخصه غیر استاندارد	مشخصه‌هایی که با استفاده از توابع غیرنمایی به دست می‌آیند (مانند لگاریتمی، چند جمله‌ای و غیره)	مشکلات در مورد شبکه‌های مش احتمال ناهماهنگی اعتبارسنجی تجربی محدود



در این روش MG به چندین ناحیه کوچکتر تقسیم شده است و یک CMPR در هر ناحیه قرار می‌گیرد تا از حفاظت در آن منطقه خاص مراقبت کند و همچنین چندین MPR نیز در این منطقه نصب می‌گردد. تفاوت بین CMPR و MPR در این است که CMPR می‌تواند با MPC ارتباط برقرار کند، اما MPR فناوری ارتباطی ندارد. علاوه بر این فیوزها، ریکلوزر و سکشنالیزر^۴ نیز برای ارائه حفاظت بهتر در دسترس هستند [۱۲۱].

۴- مروری بر مزایا و معایب رویکردهای حفاظتی

در جدول (۶) مروری بر ویژگی‌ها، مزایا و معایب رویکردهای حفاظت سنتی و اصلاح شده مورد بحث در این مقاله آورده شده است. قابل ذکر است که در مورد ساخت مشخصه‌های غیر استاندارد، ساخت یک مشخصه که تمام الزامات حفاظتی را برآورده کند ممکن است یک کار بسیار دشوار باشد که حتی ممکن است غیرممکن توصیف شود.

۵- نتیجه‌گیری

افزایش تقاضای توان را می‌توان با اتصال MGs تامین کرد. اما اتصال DG به شبکه توزیع، روش‌ها و الگوریتم‌های حفاظتی موجود را بی‌اثر می‌کند. در این مقاله دلایل عدم کاربرد الگوریتم‌های موجود و روش‌های حفاظتی مختلف پیشنهاد شده برای MG به تفصیل مورد بحث قرار گرفت و مزایا و معایب هر دسته از روش‌ها بیان گردید. در میان تمامی روش‌های بیان شده، حفاظت تطبیقی بهترین حفاظت موجود برای ریزش‌بکه است؛ زیرا تغییرات دینامیکی در توپولوژی شبکه توزیع نیز در محاسبات تنظیمات رله در نظر گرفته شده است. بنابراین برای بارهای ریزش‌بکه حفاظت اضافه جریان تطبیقی و برای خطوط توزیع، حفاظت دیفرانسیل تطبیقی بهترین طرح حفاظتی را تشکیل می‌دهد. هزینه اجرای طرح حفاظت تطبیقی با توجه به رله‌ها و سنسورهای دیجیتال پیشرفته بسیار بالا است، اما اگر هزینه آن با قیمت انرژی مقایسه شود و برای مدت طولانی محاسبه شود؛ در مقایسه با سایر روش‌ها انتخاب مناسبی به نظر می‌رسد. از طرف دیگر، استفاده از مشخصه رله‌های قابل برنامه‌ریزی، جهت پیاده‌سازی مشخصه‌های رله تعریف شده توسط کاربر، هماهنگی بهتری بین رله‌ها فراهم می‌کند و زمان عملکرد رله را برای خطاهای دو جهته در شبکه به طور چشمگیری کاهش می‌دهد. ادغام مشخصه‌های زمان معکوس تعریف شده توسط کاربر می‌تواند با توجه به طرح شبکه، یک طرح حفاظتی قوی برای مکان‌یابی خطاهای احتمالی و بهینه‌سازی تنظیمات هماهنگی رله ارائه دهد.

مراجع

- [1] Y. Tan and Z. Wang, "Incorporating unbalanced operation constraints of three-phase distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 2449–2452, May 2019. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2895559.
- [2] J. Liu, Y. Zhou, Y. Li, G. Lin, W. Zu, Y. Cao, and et al., "Modelling and analysis of radial distribution network with high penetration of renewable energy considering the time series characteristics," *IET Gener. Transmiss. Distrib.*, vol. 14, no. 14, pp. 2800–2809, Jul. 2020. doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1874.
- [3] J. A. Rohten, J. J. Silva, J. A. Muñoz, F. A. Villarroel, D. N. Dewar, M. E. Rivera, and J. R. Espinoza, "A simple self-tuning resonant control approach for power converters connected to micro-grids with distorted voltage conditions," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 216018–216028, Dec. 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3041528.
- [4] T. Niknam, M. Zare, and J. Aghaei, "Scenario-Based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources," *IEEE Trans. on Power Del.*, vol. 27, no. 4, pp. 2004–2019, Oct. 2012. doi: 10.1109/TPWRD.2012.2209900.
- [5] K. Nekooei, M. M. Farsangi, H. N. Pour, and K. Y. Lee, "An improved multi-objective harmony search for optimal placement of DGs in distribution systems," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 557–567, March 2013. doi: 10.1109/TSG.2012.2237420.
- [6] T. Niknam, B. B. Firouzi, and A. Ostadi, "A new fuzzy adaptive particle swarm optimization for daily Volt/Var control in distribution networks considering distributed generators," *Applied Energy*, vol. 87, no. 6, pp. 1919–1928, Jan. 2010. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.01.003.
- [7] W. Shang, S. Zheng, L. Li, and M. Redfern, "A new volt/VAR control for distributed generation," in *Proc. IEEE Power Engineering Conference*, Sept. 2013, pp. 1–5. doi: 10.1109/PTC.2003.1304390.



- [8] J. Tian, H. Gao, M. Hou, J. Liang, and Y. Zhao, "A fast current protection scheme for distribution network with distributed generation," 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection, 2010. doi: 10.1049/cp.2010.0319.
- [9] B.J. Brearley, and R.R. Prabu, "A review on issues and approaches for microgrid protection," *Renew Sustain Energy*, vol. 67, pp. 988–97, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.047.
- [10] X. Zhang and S. Azad, "A review of the protection of microgrids with converter-based resources," in 2020 CIGRE Canada Conf. Expo, 2020.
- [11] M. T. Hagh and N. Ghadimi, "Radial basis neural network-based islanding detection in distributed generation," *Int. J. Eng. Trans. Basics*, vol. 27, no. 7, pp. 1061–1070, Jul. 2014, doi: 10.5829/idosi.ije.2014.27.07a.07.
- [12] U. Shahzad and S. Asgarpoor, "A Comprehensive Review of Protection Schemes for Distributed Generation," *Energy Power Eng.*, vol. 09, no. 08, pp. 430–463, 2017, doi: 10.4236/epe.2017.98029.
- [13] H. Haddadian, and R. Noroozian, "Optimal operation of active distribution systems based on microgrid structure," *Renew Energy*, vol. 104, pp.197–210, 2017. doi: 10.1016/j.renene.2016.12.018.
- [14] C. Phurailatpam, B. Rajpurohit, and N. Pindoriya, "Embracing Microgrids: Application for Rural and Urban India," in 10th National Conference on Indian Energy Sector, 2015.
- [15] L. Che, M. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Adaptive protection system for microgrids: protection practices of a functional microgrid system," *IEEE Electrification Mag.*, vol.2, no.1, pp. 66–80, 2014. doi:10.1109/mele.2013.2297031.
- [16] IhamäkiJukka, "Integration of microgrids into electricity distribution networks," Master's Thesis submitted in Lappeenranta University of Technology, 2012.
- [17] S. A. Hosseini, H. A. Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, F. Razavi, and A. Nasiri, "An overview of microgrid protection methods and the factors involved," *Renew Sustain Energy*, vol. 64, pp. 174–86, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.089.
- [18] P. Barra, D. Coury, and R. Fernandes, "A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109524, 2020. doi: 10.1016/j.rser.2019.109524.
- [19] S. Baloch, and M. S. Muhammad, "An intelligent data mining-based fault detection and classification strategy for microgrid," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 22470–22479, Feb. 2021. doi: 10.1109/ACCESS.2021.3056534.
- [20] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, "Short-circuit calculations in networks with distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 7, pp. 1181–1191, Jul. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.10.003.
- [21] I. Tristiu, C. Bulac, S. Costinas, L. Toma, A. Mandis, and T. Zabava, "A new and efficient algorithm for short-circuit calculation in distribution networks with distributed generation," in Proc. 9th Int. Symp. Adv. Topics Electr. Eng. (ATEE), May 2015, pp. 816–821.
- [22] S. T. Ustun, "Design and development of a communication assisted microgrid protection system," Ph.D. thesis submitted in School of Engineering and Science, Faculty of Health, Engineering and Science, Victoria University, 2013.
- [23] J. Keller, and B. Kroposki, "Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources," Nat. Renew. Energy Lab., Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-550-46698, 2010.
- [24] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Ustun, "Fault current coefficient and time delay assignment for microgrid protection system with central protection unit," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 598–606, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2214489.
- [25] H. Margossian, J. Sachau, and G. Deconinck, "Short circuit calculation in networks with a high share of inverter based distributed generation," in Proc. IEEE 5th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. (PEDG), Jun. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/PEDG.2014.6878629.
- [26] 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," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 365–379, Dec. 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.00030.
- [27] P. Barker, and R. D. Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems," In: 2000 power engineering society summer meeting. IEEE; 2000. doi:10.1109/pess.2000.868775.



- [28] W. K. A. Najy, H. H. Zeineldin, and W. L. Woon, "Optimal protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capability," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1668–1677, Apr. 2013, doi:10.1109/TIE.2012.2192893.
- [29] A. A. Memon, and K. Kauhaniemi, "A critical review of AC microgrid protection issues and available solutions," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 129, pp. 23–31, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.epr.2015.07.006.
- [30] Z. Liu, C. Su, H.K. Hoidalén, Z. Chen, "A multiagent system-based protection and control scheme for distribution system with distributed-generation integration," *IEEE Trans Power Deliv.*, vol.32, no.1, pp. 536–45, 2017. doi:10.1109/tpwr.2016.2585579.
- [31] M. Usama, M. Moghavvemi, H. Mokhlis, N. N. Mansor, H. Farooq, and A. Pourdaryaei, "Optimal protection coordination scheme for radial distribution network considering ON/OFF-grid," *IEEE Access*, vol. 4, Jan. 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3048940.
- [32] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain, and M. A. Abusara, "Integration of distributed generation into the grid: Protection challenges and solutions," in Proc. 10th IET Int. Conf. Develop. Power Syst. Protection (DPSP) Manag. Change, 2010, pp. 1–5, doi: 10.1049/cp.2010.0347.
- [33] B.P. Bhattarai, B. Bak-Jensen, S. Chaudhary, J.R. Pillai, "An adaptive overcurrent protection in smart distribution grid," In: 2015 IEEE eindhoven Power Tech. IEEE; 2015. doi: 10.1109/ptc.2015.7232310.
- [34] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres, V. A. Kleftakis, and N. D. Hatzargyriou, "Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 1, pp. 393–400, Feb. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2509784.
- [35] D. Lagos, V. Papaspiliotopoulos, G. Korres, and N. Hatzargyriou, "Microgrid protection against internal faults: Challenges in islanded and interconnected operation," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 3, pp. 20–35, 2021. doi: 10.1109/MPE.2021.3057950.
- [36] A. Srivastava, R. Mohanty, M. A. F. Ghazvini, D. Steen, O. Carlson, and et al., "A review on challenges and solutions in microgrid protection," in 2021 IEEE Madrid Power Tech, pp. 1–6, IEEE, 2021. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9495090.
- [37] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "A pattern recognition approach for detecting power islands using transient signals—Part I: Design and implementation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 4, pp. 3070–3077, Oct. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2053724.
- [38] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "A pattern-recognition approach for detecting power islands using transient signals—Part II: Performance evaluation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 27, no. 3, pp. 1071–1080, Jul. 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2187344.
- [39] M. L. Ong'ondo, N. G. Nyauma, and M. J. Saulo, "Modeling and simulation of solar photovoltaic renewable energy sources power generation system for mgs and loss of mains detection," *Multidisciplinary Journal of Technical University of Mombasa*, vol. 1, no. 1, pp. 37–44, 2020. doi: ir.tum.ac.ke/handle/123456789/17457.
- [40] M. D. Laverty, and R. J. Best, D. J. Morrow, "Loss of mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings," *IET Gener Transm Distrib.*, vol.9, no.2, pp. 146–53, jan. 2015. doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0106.
- [41] D. M. Laverty, R. J. Best, and D. J. Morrow, "Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings," *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 9, no. 2, pp. 146–153, Jan. 2015. doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0106.
- [42] P. A. Kumar and J. S. Y. Nagaraju, "Protection issues in micro grid," 2013.
- [43] A. Hartono, "Microgrid safety and protection strategies," 2018.
- [44] K. Kauhaniemi, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. In: Eighth IEE international conference on developments in power system protection," 2004. doi: 10.1049/cp:20040126.
- [45] L. Kumpulainen, and K. Kauhaniemi, "Distributed generation and reclosing coordination," In: Nordic distribution and asset management conference, 2004.
- [46] I. Xyngi, and M. Popov, "An intelligent algorithm for the protection of smart power systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1541–1548, Sep. 2013. doi: 10.1109/TSG.2013.2244621.
- [47] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, Standard 1547-2003, 2003.



- [48] Z. Wang, B. Chen, J. Wang, J. Kim, and M. M. Begovic, "Robust optimization based optimal DG placement in microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2173–2182, Sep. 2014. doi: 10.1109/TSG.2014.2321748.
- [49] K. D. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, "Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators," *IEEE Trans. Power Syst.* Vol. 28, no. 2, May 2013. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2211044.
- [50] H. Zhan, C. Wang, Y. Wang, X. Yang, X. Zhang, C. Wu, and Y. Chen, "Relay protection coordination integrated optimal placement and sizing of distributed generation sources in distribution networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.7, pp. 55–65, 2016. doi: 10.1109/TSG.2015.2420667.
- [51] H.A. Abdel-Ghany, A.M. Azmy, N.I. Elkalashy, and E.M. Rashad, "Optimizing DG penetration in distribution networks concerning protection schemes and technical impact," *Electr Power Syst Res.*; vol. 128, pp. 113-122, 2015. doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.005.
- [52] M. Ahmadigorji, M. T. Kenari, and M. Mehrasa, "Optimal DG sizing in primary distribution feeders using dynamic programming approach," 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, doi: 10.1109/EEEIC.2012.6221405.
- [53] D. Yoosefian, and R. Mohammadi Chabanloo, "Protection of distribution network considering fault ride through requirements of wind parks," *Electric Power Systems Research*, Vol. 178, January 2020. doi: 10.1016/j.epsr.2019.106019.
- [54] M. Mohseni, and S. M. Islam, "Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.16, 2012. doi: 10.1016/j.rser.2012.03.039.
- [55] Energinet, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW," Sep. 2010. Available at: <http://www.energinet.dk>.
- [56] I. Erlich, W. Winter, A. Dittrich, "Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system," In: Proceedings of IEEE power engineering society general meeting. 2006. doi: 10.1109/PES.2006.1709340.
- [57] N. Rajaei, and M. M. A. Salama, "Management of Fault Current Contribution of Synchronous DGs Using Inverter-Based DGs," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.6, no.6, pp. 3073-3081, 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2432759.
- [58] E. Ebrahimi, M. J. Sanjari, G. B. Gharehpetian, "Control of three-phase inverter-based DG system during fault condition without changing protection coordination," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 814–823, Dec. 2014. doi: 10.1016/j.ijepes.2014.05.058.
- [59] H. Yazdanpanahi, Y. Wei Li, and W. Xu, "A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.3, no.3, pp. 1427–1436, 2012. doi: 10.1109/TSG.2012.2184309.
- [60] A. Heidary, H. Radmanesh, K. Rouzbehi, A. Mehrizi-Sani, and G. B. Gharehpetiane, "Inductive fault current limiters: A review," *Electric Power Systems Research*, vol. 187, 2020. doi: 10.1016/j.epsr.2020.106499.
- [61] A. E. Dahej, S. Esmaili, H. Hojabri, "Co-Optimization of Protection Coordination and Power Quality in Microgrids Using Unidirectional Fault Current Limiters," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5080–5091, Sep. 2018. doi: 10.1109/TSG.2017.2679281.
- [62] H. Eid, H.M. Sharaf, M. Elshahed, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Networks utilizing User-Defined Characteristics and Fault Current Limiter," 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica, 2021. doi: 10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543303.
- [63] M. Ebrahimpour, B. Vahidi, and S.H. Hosseinian, "A hybrid superconducting fault current controller for DG networks and microgrids," *IEEE Trans Appl Supercond.*, vol. 23, no.5, 2013. doi: 10.1109/TASC.2013.2267776.
- [64] I. K. Okakwu, P. E. Orukpe, and E. A. Ogujor, "Application of superconducting fault current limiter (SFCL) in power systems: A review," *Eur. J. Eng. Res. Sci.*, vol. 3, no. 7, pp. 28–32, Jul. 2018, doi: 10.24018/ejers.2018.3.7.799.
- [65] A. Abramovitz, and K. M. Smedley, "Survey of solid-state fault current limiters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 6, pp. 2770–2782, 2012. doi: 10.1109/TPEL.2011.2174804.
- [66] M. Eladawy, and I.A. Metwally, "Compact designs of permanent-magnet biased fault current limiters," *IET Electr. Power Appl.*, vol. 14, no. 3, pp. 471–479, 2020. doi: 10.1049/iet-epa.2019.0498.



- [67] M. E. Hamidi and R. M. Chabanloo, "Optimal Allocation of Distributed Generation with Optimal Sizing of Fault Current Limiter to Reduce the Impact on Distribution Networks Using NSGA-II," *IEEE Systems Journal*, vol.13, no.2, pp. 1714–1724, 2019. doi: 10.1109/JSYST.2018.2867910.
- [68] A. Abo El-Ela, R. A. El-Sehiemy, A. M. Shaheen, and A. R. Ellien, "Optimal Allocation of Distributed Generation Units Correlated with Fault Current Limiter Sites in Distribution Systems," *IEEE Systems Journal*, vol.15, no.2, pp. 2148–2155, 2021. doi: 10.1109/JSYST.2020.3009028.
- [69] A. A. Kalage, N. D. Ghawghawe, and T. V. Deokar, "Optimum location of superconducting fault current limiter to mitigate DG impact," 2016 2nd International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB), pp. 704–707, 2016. doi: 10.1109/AEEICB.2016.7538385.
- [70] Y. Zhao, O. Krause and T.K. Saha, "A new approach for optimal allocation of multiple SFCLs in a power system with distributed generation," Proceedings of the 2015 IEEE power and energy engineering conference (APPEEC), 2015, pp. 15–18, Nov 2015. doi: 10.1109/APPEEC.2015.7380876.
- [71] H. Hua, T. Liu, X. Liu, C. He, L. Wu, L. Nan, X. Su, "Optimal Allocation and Sizing of Fault Current Limiters Considering Transmission Switching with an Explicit Short Circuit Current," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp.1–1, May 2020. doi: 10.1109/TPWRS.2022.3174870.
- [72] A. Mahmoudian, M. R. Islam, A. Z. Kouzani, and M. A. P. Mahmud, "Optimal Allocation of Fault Current Limiter in Distribution Network with NSGA-II Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020. doi: 10.1109/ASEMD49065.2020.9276231.
- [73] A.G. Phadke, and J.S. Thorp, "Computer Relaying for Power Systems," John Wiley & Sons, 2009. doi: 10.1002/9780470749722.
- [74] P.M. Anderson, "Power System Protection," Wiley, 1998.
- [75] S.H. Horowitz, and A.G. Phadke, "Power System Relaying," vol. 22, John Wiley & Sons, 2008.
- [76] V.C. Nikolaidis, E. Papanikolaou, and A.S. Safigianni, "A communication-assisted overcurrent protection scheme for radial distribution systems with distributed generation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.7 no.1, pp. 114–123, 2016. doi:10.1109/TSG.2015.2411216.
- [77] A.G. Phadke, W. Peter, D. Lei, and V. Terzija, "Improving the performance of power system protection using wide area monitoring systems," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol.4, no.3, pp. 319–331, 2016.
- [78] H.M. Zeineldin, H.H. Sharaf, and E. El-Saadany, "Protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capabilities using dual setting directional overcurrent relays," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.9, no.1, pp. 431–151, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2546961.
- [79] M.Y. Shih, C.A.C. Salazar, A.C. Enríquez, "Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimization," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol.9, no.14, pp. 2040–2049, 2015. doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0394.
- [80] V.N. Rajput, and K.S. Pandya, "Coordination of directional overcurrent relays in the interconnected power systems using effective tuning of harmony search algorithm," *Sustain. Comput. Inf. Syst.*, vol.15, pp. 1–15, 2017. doi: 10.1016/j.suscom.2017.05.002.
- [81] K.A. Saleh, H.H. Zeineldin, and E.F. El-Saadany, "Optimal protection coordination for microgrids considering n – 1 contingency," *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol.13, no.5, pp. 2270–2278, 2017. doi: 10.1109/TII.2017.2682101.
- [82] S. Gokhale, and V. Kale, "An application of a tent map initiated chaotic firefly algorithm for optimal overcurrent relay coordination," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol.78, pp. 336–342, 2016. doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.087.
- [83] D.K. Ibrahim, E.E.D.A. El Zahab, and S.A.E.A. Mostafa, "New coordination approach to minimize the number of re-adjusted relays when adding DGs in interconnected power systems with a minimum value of fault current limiter," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 85, pp.32–41, 2017. doi: 10.1016/j.ijepes.2016.08.003.
- [84] IEC, Electrical relays-part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time, 60255-3, 1989.
- [85] IEEE, Standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays, std c37.112-1996, 1996.
- [86] K.A. Saleh, H. Zeineldin, A. Al-Hinai, and E.F. El-Saadany, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 537–544, 2015. doi: 10.1109/TPWRD.2014.2341666.



- [87] M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, and M. Wishart, "Fault isolation in distributed generation connected distribution networks," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, no.10, pp.1053–1061, 2011. doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0735.
- [88] K.A. Saleh, M.S. El Moursi, and H.H. Zeineldin, "A new protection scheme considering fault ride through requirements for transmission level interconnected wind parks," *IEEE Trans. Ind. Inf.*, vol. 11, no. 6 pp.1324–1333, 2015. doi: 10.1109/TII.2015.2479583.
- [89] N. Bayati, A. Dadkhah, S. Sadeghi, B. Vahidi, and A.E. Milani, "Considering variations of network topology in optimal relay coordination using time-current-voltage characteristic, 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)," 2017, pp.1–5. doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977810.
- [90] O.A. Soria, A.C. Enríquez, and L.T. Guajardo, "Overcurrent relay with unconventional curves and its application in industrial power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 110, pp. 113–121, 2014. doi: 10.1016/j.epsr.2013.12.012.
- [91] A.C. Enriquez, E. Vazquez-Martinez, and H.J. Altuve-Ferrer, "Time overcurrent adaptive relay," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 841–847, 2003. doi: 10.1016/S0142-0615(03)00059-0.
- [92] A. Conde, and E. Vázquez, "Functional structure for performance improvement of time overcurrent relays," *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 35, no. 3, pp. 261–278, 2007. doi: 10.1080/15325000600978635.
- [93] S. Zocholl, J. Akamine, A. Hughes, M. Sachdev, L. Scharf, and H. Smith, "Computer representation of overcurrent relay characteristics," *IEEE Trans. Power Delivery*, no. 4, vol. 3, pp. 1659–1667, 1989. doi: 10.1109/61.32656.
- [94] S. Jamali, and H. Borhani-Bahabadi, "Recloser time-current-voltage characteristic for fuse saving in distribution networks with DG," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 1, pp. 272–279, 2017. doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0979.
- [95] S. Jamali, and H. Borhani-Bahabadi, "Non-communication protection method for meshed and radial distribution networks with synchronous-based DG," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 93, pp. 468–478, 2017. doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.019.
- [96] S. Jamali, and H. Borhani-Bahabadi, "Self-adaptive relaying scheme of reclosers for fuse saving in distribution networks with DG," *Int. J. Power Energy Res.*, vol. 1, no. 1, 2017. doi: 10.22606/ijper.2017.11002.
- [97] A. Agrawal, M. Singh, and M. Tejeswini, "Voltage current based time inverse relay coordination for PV feed distribution systems," 2016 National Power Systems Conference (NPSC), IEEE (2016), pp. 1–6. doi: 10.1109/NPSC.2016.7858866.
- [98] M.V. Tejeswini, and B.C. Sujatha, "Optimal protection coordination of voltage-current time-based inverse relay for PV based distribution system," 2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT), 2107. pp. 1–7, htdoi:10.1109/ICECCT.2017. 8118006.
- [99] H.C. Kılıçkiran, H. Akdemir, İ. Şengör, B. Kekezoğlu, and N.G. Paterakis, "A non-standard characteristic based protection scheme for distribution networks," *Energies*, vol. 11, no. 5, pp. 1241, 2018. doi: 10.3390/en11051241.
- [100] M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, "An inverse time admittance relay for fault detection in distribution networks containing DGs," TENCON 2009 – 2009 IEEE Region 10 Conference, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/TENCON.2009.5396204.
- [101] R. Majumder, M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Control and protection of a microgrid connected to utility through back-to-back converters," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no.7, pp. 1424–1435, 2011. doi: 10.1016/j.epsr.2011.02.006.
- [102] M. Dewadasa, R. Majumder, A. Ghosh, and G. Ledwich, "Control and protection of a microgrid with converter interfaced micro sources," ICPS'09. International Conference on Power Systems, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442654.
- [103] M. Dewadasa, A. Ghosh, and G. Ledwich, "Fold back current control and admittance protection scheme for a distribution network containing distributed generators," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 8, pp. 952–962, 2010. doi: 10.1016/j.epsr.2011.02.006.



- [104] T. Keil, and J. Jager, "Advanced coordination method for overcurrent protection relays using nonstandard tripping characteristics," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, no.1, pp. 52–57, 2008. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905337.
- [105] M. Khederzadeh, "Adaptive setting of protective relays in microgrids in grid-connected and autonomous operation," 11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP), 2012. doi: 10.1049/cp.2012.0076.
- [106] E.Y. Erokhin, "New overcurrent RST80 relays and their time-current characteristics," *Russian Electrical Engineering*, vol. 82, no. 3, pp. 156–159, 2011.
- [107] A. Yazdani nejadi, M.S. Naderi, M. S. Naderi, G. B. Gharehpetian, and V. Talavat, "Protection coordination of directional overcurrent relays: New time current characteristic and objective function," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 1, pp. 190–199, 2018. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0574.
- [108] J. Tan, P. McLaren, R. Jayasinghe, and P. Wilson, "Software model for inverse time overcurrent relays incorporating IEC and IEEE standard curves," Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. IEEE CCECE 2002, vol. 1, 2002, pp. 37–41, doi: 10.1109/CCECE.2002.1015171.
- [109] H. J. Laaksonen, "Protection principles for future microgrids," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 25, no.12, pp. 2910–2918, 2010. doi: 10.1109/TPEL.2010.2066990.
- [110] T.S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420," *IEEE Trans Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp.1560–1567, 2012. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2185072.
- [111] T.S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Differential protection of microgrids with central protection unit support," In: IEEE Tencon spring conference, 2013. doi: 10.1109/TENCONSpring.2013.6584408.
- [112] M.A. Zamani, A. Yazdani, and T.S. Sidhu, "A communication-assisted protection strategy for inverter-based medium-voltage microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 3, pp. 2088–2099, 2012. doi: 10.1109/TENCONSpring.2013.6584408.
- [113] S.M. Brahma, and A.A. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," *IEEE Trans Power Deliv.*, vol. 19, no.1, pp. 53–63, 2004. doi:10.1109/TPWRD.2003.820204.
- [114] A. Oudalov, and A. Fidigatti, "Adaptive network protection in microgrids," *Int J Distrib Energy Resour.*, vol. 4, no. 3, pp. 201–225, 2009.
- [115] A. H. Etemadi, and R. Iravani, "Overcurrent and overload protection of directly voltage controlled distributed resources in a microgrid," *IEEE Trans Ind Electron*, vol. 60, no. 12, pp. 5629 – 5638, 2013. doi: 10.1109/TIE.2012.2229680.
- [116] H. Laaksonen, D. Ishchenko, and A. Oudalov, "Adaptive protection and microgrid control design for Hailuoto Island," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 5, no.3, pp. 1486–1493. 2014. doi: 10.1109/TSG.2013.2287672.
- [117] M.P. Nthontho, S.P. Chowdhury, S. Winberg, S. Chowdhury, "Protection of domestic solar photovoltaic based microgrid," In: 11th international conference on developments in power system protection, 2012. pp. 1–6. doi: 10.1049/cp.2012.0137.
- [118] E. Sortomme, J. Ren, and S. S. Venkata, "A differential zone protection scheme for microgrids," In: IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672113.
- [119] A. R. Haron, A. Mohamed, and H. Shareef, "Coordination of over current, directional and differential relay for the protection of microgrid system," *Procedia Technol.*, vol.11, pp.366–373, 2013. doi: 10.1016/j.protcy.2013.12.204.
- [120] M.A. Zamani, T.S. Sidhu, and A. Yazdani, "A protection strategy and microprocessor-based relay for low-voltage microgrids," *IEEE Trans Power Deliv.*, vol.26, no. 3, pp. 1873–1883, 2011. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2120628.
- [121] M.A. Zamani, T.S. Sidhu, and A. Yazdani, "Investigations into the control and protection of an existing distribution network to operate as a microgrid: a case study," *IEEE Trans Ind Electron*, vol. 61, no. 4, pp. 1904–1915, 2014. doi: 10.1109/TIE.2013.2267695.
- [122] H. C. Kiliçkiran, İ. Şengör, H. Akdemir, B. Kekezoğlu, O. Erdinç, and N. G. Paterakis, "Power system protection with digital overcurrent relays: A review of nonstandard characteristics," *Electric Power Systems Research*, vol.164, pp. 89–102, 2018. doi: 10.1016/j.epsr.2018.07.008.

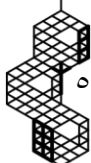




- [123] M.Usama, H. Mokhlis, M. Moghavvemi, N. N. Mansor, M. A. Alotaibi, M. A. Muhammad and A. A. Bajwa, "A Comprehensive Review on Protection Strategies to Mitigate the Impact of Renewable Energy Sources on Interconnected Distribution Networks," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 35740–35765, 2021. doi: 10.1109/ACCESS.2021.3061919.

زیر نویس ها

- ¹ Distributed Generation (DG)
- ² Distribution Network (DN)
- ³ Bidirectional power flow
- ⁴ Microgrid (MG)
- ⁵ Distributed Energy Sources (RES)
- ⁶ Energy Storage Systems (ESS)
- ⁷ Grid connected mode
- ⁸ Island mode
- ⁹ Photovoltaics
- ¹⁰ Wind Turbine
- ¹¹ Diesel Generators
- ¹² Combined Heat and Power (CHP)
- ¹³ Flywheel
- ¹⁴ Fuel Cell
- ¹⁵ Supercapacitor storage
- ¹⁶ Point of Common Coupling (PCC)
- ¹⁷ Local Controllers (LCs)
- ¹⁸ Power Electronic Converters
- ¹⁹ Microgrid Central Controller (MGCC)
- ²⁰ Synchronous Based Distributed Generations (SBDGs)
- ²¹ Inverter Based Distributed Generations (IBDGs)
- ²² National Renewable Energy Laboratory
- ²³ Pickup Current (I_{Pickup})
- ²⁴ Over Current Relay (OCR)
- ²⁵ Protection Blinding
- ²⁶ Loss of Mains
- ²⁷ Unintentional islanding
- ²⁸ False Tripping
- ²⁹ Sympathetic Tripping
- ³⁰ Protection Device (PD)
- ³¹ Recloser
- ³² Cascade Failure
- ³³ Conventional Protection Strategies
- ³⁴ Modified Protection Schemes
- ³⁵ Distribution Network Operators (DNO)
- ³⁶ Evolutionary Programming (EP)
- ³⁷ Genetic Algorithm (GA)
- ³⁸ Dynamic Programming (DP)
- ³⁹ Fault Ride Through (FRT)
- ⁴⁰ Grid Codes
- ⁴¹ Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
- ⁴² Western Electricity Coordinating Council (WECC)
- ⁴³ Miscoordination
- ⁴⁴ Fault Current Limiter (FCL)
- ⁴⁵ Hybrid Superconducting FCL (HFCL)
- ⁴⁶ Superconducting FCL (SFCL)
- ⁴⁷ Solid State FCL (SSFCL)
- ⁴⁸ Electromagnetic FCL
- ⁴⁹ Primary
- ⁵⁰ Backup
- ⁵¹ Coordination Time Interval (CTI)
- ⁵² Standard Characteristics (SCs)
- ⁵³ Time-Current characteristics (TCCs)
- ⁵⁴ Normal Inverse (NI)
- ⁵⁵ Very Inverse (VI)
- ⁵⁶ Extremely Inverse (EI)



- ⁵⁷ Moderately Inverse
- ⁵⁸ Non-Standard Characteristics (N-SCs)
- ⁵⁹ Directional Over Current Relays (DOCRs)
- ⁶⁰ Curve Fitting Method
- ⁶¹ Sub-Transient Fault Current
- ⁶² Transmission Control Protocol/Internet Protocol (TCP/IP)
- ⁶³ Ethernet Network
- ⁶⁴ Microgrid Central Processing Unit (MCPU)
- ⁶⁵ Event Table
- ⁶⁶ Fault Current Table
- ⁶⁷ Action Table
- ⁶⁸ Kirchhoff's Current Law (KCL)
- ⁶⁹ Microgrid Protection Commander (MPC)
- ⁷⁰ Communication assisted Microgrid Protection Relays (CMPR)
- ⁷¹ Microgrid Protection Relays (MPR)
- ⁷² Neutral Voltage Displacement (NVD)
- ⁷³ Synchronism Check
- ⁷⁴ Sectionalizer

