

حفاظت اضافه جریان مبتنی بر ارتباطات مؤثر برای شبکه‌های توزیع مجهز به منابع تولید پراکنده

رضا اسلامی^۱

^۱ استادیار، گروه قدرت دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی سهند تبریز، تبریز
eslami@sut.ac.ir

چکیده

طرح‌های متداول حفاظت در برابر اضافه جریان برای سیستم‌های توزیع شعاعی معمولاً تلاش می‌کنند تا یک ریکلوزر را در ابتدای فیدر با فیوزهای لاترال هماهنگ کنند. یکپارچه‌سازی تولید پراکنده در سیستم‌های توزیعی منجر به طرح شدن مسائلی مربوط به هماهنگی حفاظتی می‌شود که با اعمال روش‌های متداول حفاظتی، حل پیچیده‌ای خواهند داشت. این مقاله یک طرح حفاظتی مبتنی بر ارتباطات به شکل کارآمد پیشنهاد داده که رله‌های اضافه جریان جهت‌دار رایج را به جای ریکلوزرها در خط به کار می‌گیرد. استراتژی حفاظتی پیشنهادی، بحث انتخاب صحیح در هماهنگی حفاظتی را بدون در نظر گرفتن این موضوع که آیا واحدهای تولیدی به شبکه متصل هستند یا نه تضمین می‌کند و می‌تواند هم با فلسفه‌ی حفظ فیوز و هم با فلسفه‌ی سوختن فیوز طراحی گردد. نتیجه‌گیری نهایی نیز با استفاده از این طرح روی یک سیستم توزیع تست اتخاذ می‌گردد.

کلمات کلیدی

المان‌های جهت‌دار، تولید پراکنده (DG)، سیستم‌های توزیع، حفاظت از اضافه جریان، هماهنگی حفاظتی، انتقال سیگنال

بازبست، قطع خواهد شد. از سوی دیگر، مطالب مربوط به ریکلوزرهای مبتنی بر میکروپروسسور غیر تطبیقی در نقاط اتصال با المان‌های جهت‌دار، در منبع ارائه شده‌اند، ولی این روش نمی‌تواند هماهنگی بین رله‌های حفاظتی را پس از اتصال هر DG به شبکه، بررسی کند [۳]. هماهنگی بین ریکلوزرها و فیوزها در منبع با استفاده از معیارهای هماهنگ‌سازی شده و محاسبات طراحی آفلاین، حاصل شده است [۴]. فونمیلاو و باتلر-پوری جایگزین کردن فیوزهای لاترال‌ها را با ریکلوزرهای عددی و رله‌ها درجایی که DG به شبکه متصل شده است، به منظور حفظ هماهنگی بین دستگاه‌های حفاظت از اضافه جریان، پیشنهاد دادند [۵]. این متدولوژی در دو سیستم توزیعی الگو مورد تست قرار گرفته و به نظر می‌رسد که به خوبی کار می‌کند، حتی با وجود اینکه برخی فیوزها با وجود فرسودگی نتوانستند به خوبی کار کنند. رله‌های اضافه جریان جهت‌دار، عمدتاً در سیستم‌های توزیع نوع حلقه‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرند. باین حال، حفاظت جهت‌دار اضافه جریان به دلیل یکپارچه‌سازی عالی

۱- مقدمه

طرح‌های متداول حفاظت از اضافه جریان برای خطوط توزیع شعاعی، معمولاً مبتنی بر استفاده از یک ریکلوزر در ابتدای فیدر می‌باشند که با ابزارهای حفاظت پایین‌دستی (رله‌های اضافه جریان و / یا سکسیونرها) روی خط اصلی و با فیوزهای روی لاترال‌ها هماهنگ می‌گردد [۱]. همچنین معمولاً از یک قطع‌کننده‌ی مدار (CB) بازبست، در ابتدای فیدر همراه با یک یا دو ریکلوزر در نقطه‌ی میانی و انتهای فیدر استفاده می‌شود. هماهنگ کردن ریکلوزرها در یک خط توزیع شعاعی با فیوزها در روی لاترال‌ها هنگامی که واحدهای تولید پراکنده در خط قرار دارند، کاری چالش‌برانگیز است. ریکلوزرهای مبتنی بر میکروپروسسور با قابلیت‌های تطبیقی در منبع برای نیل به هماهنگی حفاظتی در چنین شبکه‌های توزیعی ارائه شده‌اند [۲]. این طرح، به طور مؤثری مورد استفاده قرار می‌گیرد ولی نشان می‌دهد که واحد DG قبل از اولین عملیات

۲-۱- فلسفه‌ی طراحی

منطق طراحی طرح حفاظتی، رله‌های اضافه جریان جهت‌داری را برای به‌کارگیری در هر دو سمت خط ارائه می‌دهد، این موضوع در شکل (۱) نشان داده شده است. هر رله در شکل (۱)، با نماد R نشان داده شده و این نماد دارای زیرنویس‌هایی است که جهت خط را در هر رله‌ی به‌خصوص نشان می‌دهند. به‌عبارت‌دیگر، در مورد رله‌ی اضافه جریان جهت‌دار R_{jk} ، خطا مربوط به یک جریان اتصال کوتاه هست که از باس j به k شارش می‌یابد.

همپوشانی مناطق حفاظتی رله‌ها در زمان تعریف ناحیه اولیه رله‌ها ایجاد می‌شود. به‌طور خاص، ناحیه‌ی حفاظت اولیه‌ی رله‌ی R_{jk} در چنین روشی تشکیل می‌گردد تا بخش خط S_{jk} و به‌اضافه درصدی از بخش اولیه‌ی خط $S_{j+1,k+1}$ در جهت دید رله پوشش دهد. به‌عنوان مثال، رله‌ی R_{23} طوری تنظیم شده تا کل بخش S_{23} به‌علاوه $a\%$ از خط S_{34} را پوشش دهد. از سوی دیگر، رله‌ی مخالف R_{32} طوری تنظیم شده تا کل بخش S_{23} به‌اضافه $a\%$ از خط S_{12} را در همان جهت دید رله پوشش دهد. بنابراین، ناحیه‌ی حفاظت اولیه‌ی رله، فیوزهای مجاورشان را هم-پوشانی می‌کند. نواحی حفاظت دارای تداخل در هر دو جهت، با خطوط خطی در شکل (۱) نشان داده شده‌اند. توجه داشته باشید که در موقعیت-های حاشیه‌ای (به‌عنوان مثال، در باس‌های B_1 و B_6)، اصل هم‌پوشانی نمی‌تواند به‌صورت ساده برای تمام بخش‌های خط مورد استفاده قرار گیرد. با در نظر گرفتن رله‌ی R_{21} ، ماکزیمم درصد هم‌پوشانی $b\%$ با توجه به فرم ناحیه‌ی حفاظتی تعیین می‌گردد که ناحیه‌ی حفاظت دیفرانسیلی اولیه از ترانسفورماتور و باس B_1 آن را پوشش دهد. به‌طور مشابه، ماکزیمم درصد پوشش اضافه‌ی رله‌ی R_{56} با توجه به فرم ناحیه‌ی حفاظتی تعیین می‌گردد که به‌آسانی ناحیه‌ی حفاظتی فیوز F6 را تحت پوشش قرار می‌دهد. هر رله باید با دو مرحله‌ی زمان قطع (DT) برای فاز خود و دو مرحله‌ی DT برای المان‌های اضافه جریان زمینی‌اش تنظیم کند. تنظیمات مرحله‌ی اول DT برای سنجش خطاهای فاز / زمین رخ داده در هر کدام از نواحی حفاظت اولیه‌ی رله مورد استفاده قرار می‌گیرد. تنظیمات مرحله‌ی دوم DT با تأخیر زمانی به‌صورت تابع پشتیبان در مورد تابع حفاظت اولیه رله‌های پایین‌دستی مورد استفاده قرار گرفته است.

بنابراین، اگر یک رله در بخش فاز زمین در ناحیه‌ی اولیه با خطا روبرو گردد، رله‌ی بالادستی که همان جهت را بررسی می‌کند، باید پس از یک بازه‌ی زمانی کافی برای هماهنگی (CTI)، شروع به کار کند. این طرح هم‌پوشانی ناحیه‌ای دومرحله‌ای در شکل (۲) نشان داده شده است.

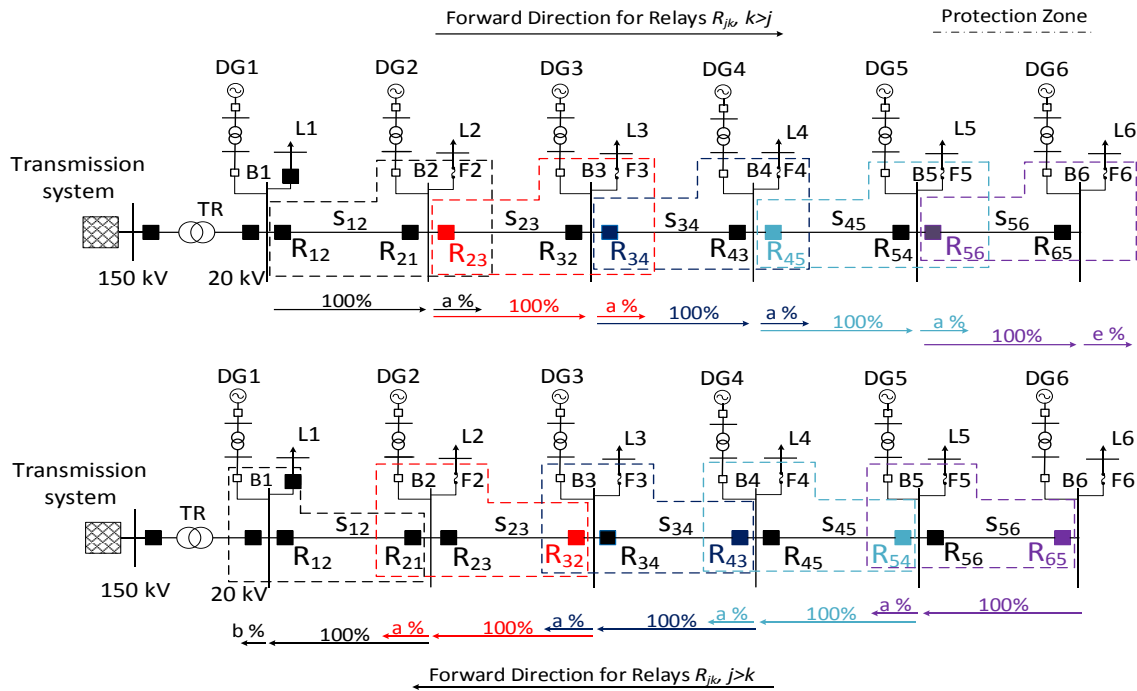
DG ها در چند سال اخیر، روی سیستم‌های توزیع شعاعی مورداستفاده قرار گرفته است [۶]، [۷]. رله‌های اضافه جریان جهت‌دار با قابلیت‌های ارتباطی، در شبکه‌های شعاعی مورداستفاده قرار می‌گیرند تا تعداد واحدهای DG قطع شده در حالات خطا، به حداقل برسد [۸]. عملکرد بازپست، برای بازگردانی سیستم به حالت اولیه مورداستفاده قرار می‌گیرد. حذف ذاتی خطا و مکان‌یابی خطا، در صورتی که رله‌های دیستانس در شبکه‌های توزیع مورداستفاده قرار گیرند، حاصل خواهند شد [۹ و ۱۰]. الگوریتم‌های مکان‌یابی خطا مبتنی بر شبکه‌های عصبی، اخیراً برای طراحی طرح‌های حفاظتی در سیستم‌های توزیعی دارای DG ارائه شده‌اند [۱۱ و ۱۲]. با این حال، سرعت و پیچیدگی این روش‌ها آن‌ها را از نظر نیازهای حفاظتی نامطلوب می‌کند. همچنین الگوریتم‌های مبتنی بر جریان وجود دارند که برای طراحی طرح‌های حفاظتی در سیستم‌های توزیعی شعاعی همراه با DG ارائه شده‌اند. نحوه محاسبه‌ی بزرگی جریان خطای حالت پایدار از کاهش امپدانس معادل شبکه‌ی حالت پایدار در منبع ارائه شده است [۱۳]. در حالی که مقایسه‌ی زاویه‌ی فاز جریان در منبع به‌صورت معیاری برای یک طرح رله گذاری پایلوت مورداستفاده قرار گرفته است [۱۴]. اصل حفاظت دیفرانسیلی به‌طور موفقیت‌آمیزی به‌عنوان یک طرح حفاظتی واحد در ریز شبکه‌ها مورد تست و بررسی قرار گرفته است [۱۵-۱۷]. در منبع [۱۸]، اصل یکسانی در سیستم‌های پیشرفته‌ی توزیع شهری با در نظر گرفتن استاندارد IEC-61850 مورد تست قرار گرفته است، در حالی که کارادی و همکاران [۱۹] یک طرح حفاظتی دیفرانسیلی پایلوت محوری را روی تست سیستم توزیع ۳۴ باسه‌ی IEEE به کار گرفته‌اند. این مقاله، یک طرح حفاظتی اضافه جریان مبتنی بر ارتباطات مؤثر را برای خطوط توزیعی DG ارائه داده است.

۲- طرح حفاظت اضافه جریان پیشنهادی

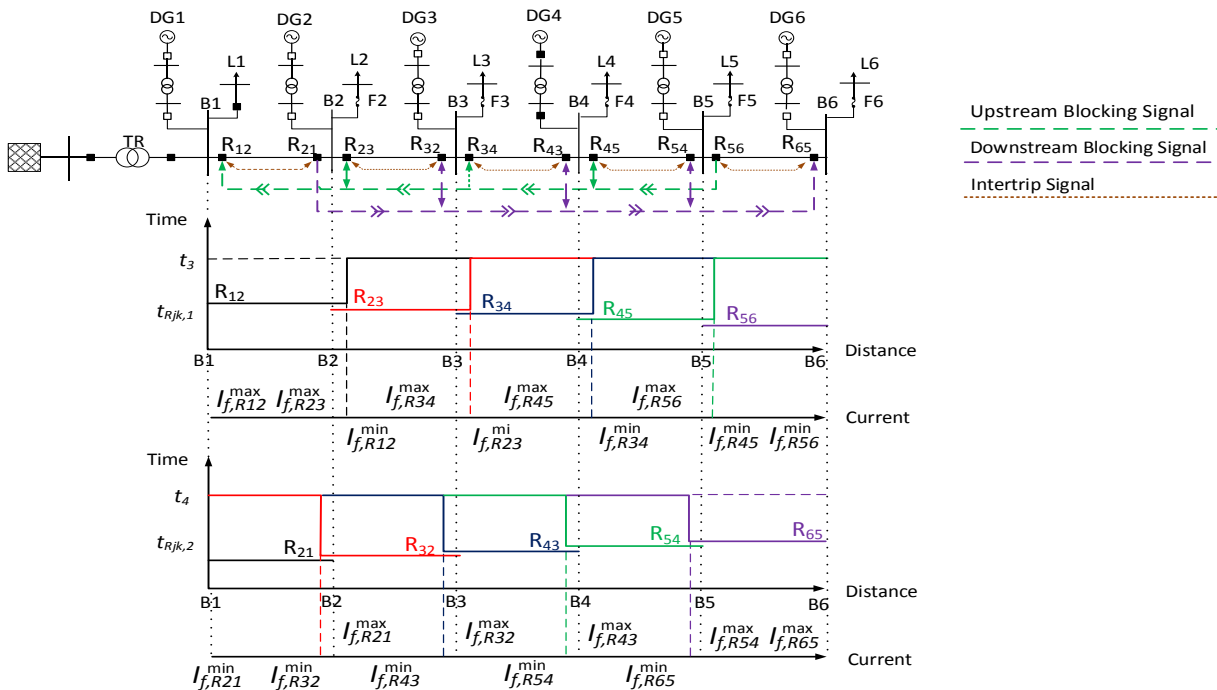
این مقاله، یک طرح حفاظت از اضافه جریان ساده ارائه داده که بر مبنای استفاده از رله‌های اضافه جریان جهت‌دار عددی برای حفاظت از یک خط توزیع شعاعی به همراه واحدهای DG به‌جای تکیه‌بر یک ریکلوزر در ابتدای خط هست. هر دستگاه الکترونیکی هوشمند مدرن و دارای قابلیت-های ارتباطی مشترکی می‌تواند برای پیاده‌سازی این طرح مورداستفاده قرار گیرد. طرح پیشنهادی حفاظتی می‌تواند هم بر مبنای قطع فیوز و هم بر مبنای ذخیره‌ی فیوز طراحی گردد.

فرضیات زیر در این آنالیز در نظر گرفته شده‌اند.

- ۱) فقط واحدهای DG سنکرون با شبکه موردنظر قرار گرفته‌اند.
- ۲) واحدهای DG به بدنه‌ی اصلی متصل شده‌اند.
- ۳) واحدهای DG در حالت ضریب توان ثابت عمل می‌کنند.



شکل (۱): نواحی حفاظت‌شده‌ی اولیه



شکل (۲): طرح تداخلی ناحیه‌ای دومرحله‌ای و مسیرهای ارتباطی

هر خط بارنگ متفاوت در دیاگرام، دو مرحله‌ی DT از المان اضافه جریان فاز / زمین را از رله‌ها نشان می‌دهد. سریع‌ترین تنظیمات DT مربوط به زمان قطع معادل با $t_{Rjk,1}$ یا $t_{Rjk,2}$ برای هر رخداد خطا در ناحیه‌ی حفاظتی اولیه از رله‌ی R_{jk} هست. (بدیهی است که $t_{Rjk,2}$ و $t_{Rjk,1}$

ی R_{34} فراهم می‌کند. در صورتی که رخداد خطایی در بخش هم‌پوشانی نواحی اولیه‌ی رله‌های R_{23} و R_{34} دیده شود، تنها یک مشکل انتخاب پذیری وجود خواهد داشت. در این حالت، هر دو رله تیپ شده و انتخاب پذیری سیستم از دست خواهد رفت. رله‌ی پشتیبان R_{12} به دلیل اینکه رله‌های R_{23} و R_{34} دارای خطاهای واضحی هستند، تریپ نخواهد کرد. به منظور جلوگیری از این مسئله، قاعده‌ی بعدی روی تمام رله‌هایی که در یک جهت قرار دارند، اعمال خواهد شد.

- (۱) هر زمانی که المان اضافه جریان فاز مرحله‌ی اول از رله اتخاذ گردد، یک سیگنال بلوکه شده به المان فاز مرحله‌ی اول از تمام رله‌های بالادستی ارسال می‌گردد. تابع اضافه جریان مرحله‌ی دوم از رله‌های بالادستی، این سیگنال بلوکه را مسدود می‌کند.
- (۲) به موازات این موضوع، رله می‌تواند CB خود را تریپ کرده و یک سیگنال داخلی در جهت مخالف از همان بخش خط به CB رله جلوی خود ارسال کند.

۲-۲- تنظیم رله‌ها

آنالیز دقیق خطا به منظور تنظیم المان‌های اضافه جریان فاز و زمین رله‌ها باید در هر بخش از خط انجام گیرد. این مرحله شامل محاسبات جریان-های اتصال کوتاه ماکزیمم و مینیمم دیده شده در هر رله‌ی مورد نظر برای تمام شرایط خطای فاز و زمین هست. برای مشخص شدن بهتر این موضوع، شبیه‌سازی تمام اتصالات کوتاه‌های مشترک (سه فاز، دو فاز، دو فاز به زمین، و تک فاز)، که در نواحی حفاظتی اولیه و ثانویه از هر رله رخ می‌دهند باید با در نظر گرفتن شرایط اتصال کوتاه ماکزیمم و مینیمم منابع (منابع معادل و متصل به واحدهای DG) در هر ترکیب احتمالی از موقعیت‌های اتصال DG و مقاومت‌های خط انجام گیرد. به منظور تشریح این مرحله، رله‌ی R_{34} را در نظر بگیرید. در ابتدا، جریان‌های اتصال کوتاه باید محاسبه شده و برای رخدادهای خطا در نواحی حفاظتی ذخیره گردند، سپس محدوده‌ی رله‌های بازبست R_{34} تا مقدار $a\%$ از بخش بعدی خط S_{45} در نظر گرفته شود. تمام خطاهای محتمل و شرایط شبکه‌ی که قبلاً تشریح شدند باید در این آنالیز در نظر گرفته شوند. ماکزیمم ($I_{pf,R34}^{max}$) و مینیمم ($I_{pf,R34}^{min}$) تمام جریان‌های خطای فاز محاسبه شده، که از لحاظ متدولوژی نیز تشریح شده‌اند، محدوده‌ی جریان اتصال کوتاه را تعریف کرده و می‌توانند المان فاز رله‌ی R_{34} را درون ناحیه‌ی اولیه تحت تمام شبکه‌های محتمل و شرایط خطا سنجش کنند؛ $I_{ef,R34}^{max}$ و $I_{ef,R34}^{min}$ به ترتیب جریان‌های اتصال کوتاه ماکزیمم و مینیمم برای خطاهای زمین می‌باشند که در نواحی حفاظتی اولیه‌ی رله‌ی R_{34} رخ می‌دهند. به عنوان مثال، بزرگ‌ترین جریان خطای فاز در ناحیه‌ی اولیه‌ی رله‌ی R_{34}

اشاره به زمان قطع یک مرحله‌ای رله‌هایی دارند که جهت مخالف سیستم را بررسی می‌کنند و به طور کلی می‌توان گفت که می‌توانند به طور مشابه تنظیم گردند). تنظیمات DT آرام‌تر مربوط به زمان قطع ثابت (t_3) برای جهت روبه جلو و t_4 برای رله‌های معکوس)، که با CTI_{Rjk} کافی با ناحیه اولیه عملکرد رله‌ها هماهنگ شده است، همچنین انتظار می‌رود که هر نوع خطایی نیز در ناحیه‌ی اولیه‌ی رله‌های همسایه رخ دهد. رله‌ی R_{65} با یک المان DT تأخیر زمانی ثانویه (در شکل (۲) با خطوط خطی نشان داده شده است) برای ناحیه‌ی حفاظتی اولیه تنظیم شده است، زیرا هیچ رله‌ی همسایه‌ای نمی‌تواند برای خطاها در ناحیه‌ی اولیه R_{65} به عنوان پشتیبان عمل کند. همین موضوع برای رله‌ی R_{12} نیز در نظر گرفته شده است، اگرچه المان اضافه جریان ترانسفورماتور یا رله‌ی دیفرانسیلی باس بتوانند به صورت یک حفاظت پشتیبان مورد استفاده قرار گیرند. منطق تداخلی که قبلاً تشریح شد، برای تضمین عملکرد هر رله‌ی R_{jk} برای رخداد خطا در بخش S_{jk} ضروری هست. از آنجایی که جریان‌های خطا هنگام اتفاق افتادن در مجاورت ناحیه حفاظتی مقادیر مشابهی دارند، کوتاه شدن برد طرح می‌تواند تأثیری منفی روی قابلیت اطمینان روش پیشنهادی برای این خطاها داشته باشد. از سوی دیگر، امنیت طرح حفاظتی پیشنهادی با استفاده از پیکربندی یک مسیر ارتباطی بین رله‌ها تضمین می‌گردد. چنین مسیر ارتباطی که با خطوط خطی و نقطه‌ای در دیاگرام شکل (۲) نشان داده شده است، می‌تواند به صورت یک شبکه‌ی اینترنت باشد که رله‌ها را از طریق کابل‌ها و سوئیچ‌های فیبر تک حالت متصل می‌کند [۲۰]. حال فرض کنید که خطایی در ناحیه‌ی حفاظت اولیه‌ی رله‌ی R_{34} رخ دهد. در حالتی که هیچ DG روی خط وجود نداشته باشد، این خطا به طور هم‌زمان از تمام رله‌های بالادستی در همان جهت مشاهده خواهد شد، این رله‌ها عبارت‌اند از R_{12} ، R_{23} و R_{34} . قابلیت انتخاب پذیری نیاز به این دارد که تنها کوتاه‌ترین بخش از سیستم قدرت قطع گردد. بنابراین، تنها رله‌ی R_{34} باید CB خود را روی سیستم توزیع بالاسری قرار دهد. ناحیه‌ی حفاظتی پشتیبان یعنی مرحله‌ی دوم از رله‌ی R_{12} می‌تواند تا اندکی خطاهای بخش S_{34} را پوشش دهد، در حالی که مرحله‌ی دوم R_{23} می‌تواند کل بخش S_{34} را تحت پوشش خود درآورد. تحت شرایط خاص، هر دو این رله‌ها می‌توانند برای پاک‌سازی خطای مفروض تریپ دهند. از این رو، جلوگیری از تریپ شدن رله‌های R_{12} و R_{23} به منظور حفظ انتخاب پذیری امری ضروری و مهم هست. اگر این خطا در فاصله‌ی مکان‌یابی شود که بزرگ‌تر از طول $a\%$ بخش خط S_{34} باشد (به صورتی که در باس B_3 نیز اندازه‌گیری شده است)، رله‌ی R_{12} نمی‌تواند تریپ بدهد. همان طوری که در مورد رله‌ی R_{23} نیز می‌بینیم، CTI بین تأخیر زمانی مرحله‌ی اول رله‌ی R_{34} و تأخیر زمانی مرحله‌ی دوم R_{23} ، زمان کافی را برای تریپ مرحله اول رله-

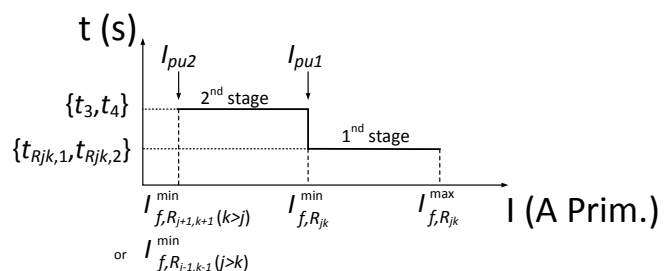
می‌دهد. اگر این هزینه تنها در راستای تقویت شبکه صرف شود، قطعاً غیرعملی بودن این سرمایه‌گذاری را اثبات خواهد کرد. باین‌حال، سرمایه‌گذاری موردنیاز باید با در نظر گرفتن مزایای عملیاتی و تعمیر و نگهداری موردنیاز برای بهره‌برداری از DSO و DG مورد ارزیابی قرار گیرد [۲۳]. به‌عنوان مثال، هزینه‌ی قطعی‌های برق، هزینه‌ی افزایش تلفات شبکه، هزینه‌ی قطع واحدهای DG و نیز کیفیت توان یا جریمه‌های قانونی مربوط به آن‌ها، معیارهای مهمی برای تولیدکنندگان DSO و DG بوده و باید در ارزیابی‌های اقتصادی طرح‌های حفاظتی در نظر گرفته شوند. توجه داشته باشید که تمام این هزینه‌ها نسبت نزدیکی با عملکرد سیستم حفاظتی دارند [۲۴ و ۲۵]. از سوی دیگر، سیاست‌گذاران، سهامداران را تشویق به سرمایه‌گذاری در سیستم قدرت می‌کنند. امروزه، روش معمول برای بسیاری از DSOها، تقاضای قطع فوری واحدهای DG در حالت خطا هست. تا زمانی که تعداد تولیدکنندگان افزایش یابد، این موضوع به‌راحتی قابل اجرا نخواهد بود، زیرا تولیدکنندگان در صورتی که مجبور به افت تولید ناشی از هرگونه خطایی در خط گردند، با سرمایه‌گذاری موافقت نخواهند کرد. زیرساخت‌های ارتباطی نیازمند سرمایه‌گذاری‌های نسبتاً بالایی هستند که با توجه به سطح مطلوب سرعت تعیین می‌گردد. باین‌حال توجه داشته باشید که یک شبکه‌ی ارتباطی در یک شبکه‌ی توزیع نه‌تنها به دلایل حفاظتی بلکه برای پیاده‌سازی انواع اتوماسیون‌ها حیاتی هست. اتوماسیون توزیع ممکن است هزینه‌های عملیاتی را در یک سیستم توزیعی به‌طور قابل توجهی کاهش دهد [۲۶]. بدیهی است که در تمام دلایل ذکرشده‌ی بالا، مطالعه‌ی سودمندی هزینه‌ها باید قبل از اتخاذ تصمیمات نهایی انجام گیرد [۲۷]. هماهنگی بین هزینه‌ی مطلوب و قابلیت اطمینان طرح حفاظتی کلی در این مورد، موردنیاز هست. در این زمینه، ما فرض می‌کنیم که سرمایه‌گذاری موردنظر می‌تواند به نفع هر دو سمت تقسیم گردد تا مزایای حاصل جبران گردند: (۱) افزایش قابلیت اطمینان سیستم توزیعی و (۲) افزایش تولید انرژی برای تولیدکنندگان با به حداقل رسانی احتمال تریپ‌های ناخواسته‌ی واحدهای تولیدی. این موضوع می‌تواند به‌صورت سرویس‌های فرعی و یک سری تناسبات برای هر دو سمت در نظر گرفته شود.

۳- مطالعه‌ی موردی

۳-۱- تشریح سیستم تست

روش حفاظت اضافه جریان پیشنهادی روی سیستم توزیع شکل (۱) مورد تست قرار گرفته است، که شامل یک سیستم شعاعی ۲۰ کیلوولتی ۵۰ هرتزی و خط هوایی طویل ۵۰ کیلومتری هست که به‌طور مساوی به پنج

برای خطای سه فاز رله در حالتی محاسبه‌شده که دو واحد DG به باس B3 متصل بوده‌اند درحالی‌که کوچک‌ترین آن‌ها برای رخداد خطای تک فاز در فاصله‌ی $a\%$ از بخش S_{45} رخ داده است، زمانی که دو واحد DG به باس‌های B_1 و B_4 متصل بوده‌اند. بدیهی است که اگر اندازه‌ی جریان اتصال کوتاه مینیمم در هر رله از ناحیه‌ی اولیه مشخص باشد، می‌توان اضافه جریان مرحله‌ی اولیه (Ipu1) و مرحله‌ی ثانویه (Ipu2) از المان اضافه جریان فاز/ زمین از رله‌ی R_{jk} را مستقیماً تعیین کرد. این موضوع در شکل (۳) نشان داده شده است و در آن دو منحنی DT بدون تشریح المان‌های خطای فاز و زمین رله‌ی R_{jk} نشان داده شده‌اند.



شکل (۳): تنظیمات المان‌های اضافه جریان فاز/ زمین

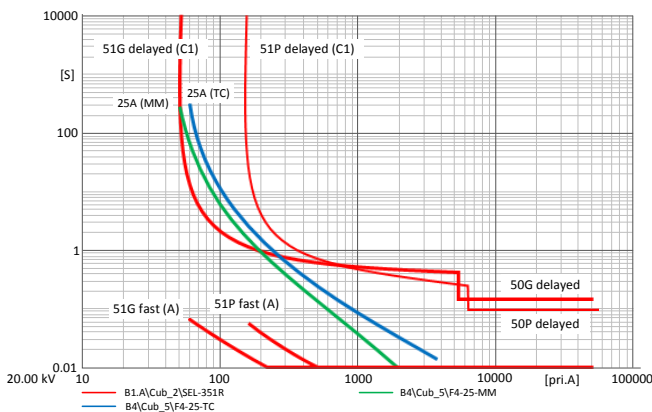
۲-۳- مسائل مربوط به هماهنگی

تنظیمات زمانی المان‌های اضافه جریان زمین و فاز باید به روشی انتخاب گردند که هماهنگی بین رله‌ها و فیوزها در لترال تضمین گردد. به‌عنوان مثال، در یک طرح FB، تأخیر DT فاز/ زمین مرحله‌ی اول کافی $t_{Rjk,2}$ و $t_{Rjk,1}$ به‌منظور ارائه‌ی زمان کافی برای مرحله‌ی اول فیوزها ضروری و لازم هست. بنابراین، اگر هر خطایی در یک لترال رخ دهد، فیوز به رله‌ی اصلی هشدار می‌دهد. از سوی دیگر، در یک طرح FS، رله‌ها باید عملکرد سریع‌تری در برابر این فیوزها داشته باشند. در این مورد، یک تأخیر DT سریع‌تر یا تنظیمات آنی باید برای المان اضافه جریان فاز/ زمین مرحله‌ی اول رله مورد استفاده قرار گیرد. بر این اساس، تأخیر زمانی رله‌ها در ولتاژ بالا باید برای هماهنگی سیستم اصلاح گردد. معمولاً، هر واحد DG متصل به یک شبکه‌ی توزیعی به‌واسطه‌ی طیف وسیعی از رله‌های حفاظتی، محافظت می‌گردد [۲۲].

۲-۴- ارزیابی اقتصادی

تجهیزات حفاظتی نیازمند سرمایه‌گذاری‌های قابل توجهی هستند که وابسته به سطح قابلیت اطمینان مطلوب سیستم حفاظتی است. حتی در صورتی‌که کوچک‌ترین سطح قابلیت اطمینان در نظر گرفته شود (یعنی، بدون هیچ افزونگی در دستگاه‌های حفاظتی)، نصب رله و CTs/VTs روی هر بخش از خط قطعاً هزینه‌ی پیاده‌سازی سیستم حفاظتی را افزایش

گرفته شده است. بدون حضور DG روی خط، هماهنگی بین ریکلوزر و فیوز برای هر رخداد خطایی در هر کجای خط تضمین می‌گردد. باین حال، این هماهنگی هنگام حضور DG از دست می‌رود. به عنوان مثال، یک واحد DG متصل به باس B_4 را در نظر بگیرید، همان طوری که در شکل (۲) نیز نشان داده شده است. شکل (۵) نشان می‌دهد که تحت شرایط اتصال کوتاه مینیمم در شبکه‌ی انتقال، ریکلوزر نمی‌تواند خطای تک فاز به زمین را در باس B_6 تشخیص دهد.



شکل (۴): نمودارهای هماهنگی برای طرح ریکلوزر - فیوز (بدون DG) در واقع، در طرح اضافه جریان- زمان، هیچ تقابل جریان خطایی با هیچ منحنی ریکلوزری وجود ندارد. از سوی دیگر، ریکلوزر برای خطای سه فاز در ابتدای فیدر همسایه (شکل (۶)) در صورتی که شرایط خطای ماکزیمم در سیستم انتقال وجود داشته باشد، به طور نامطلوبی تریپ می‌کند.

۳-۳- کاربرد طرح حفاظتی پیشنهادی

همان طوری که در بخش‌های قبلی تشریح شد، طرح حفاظتی پیشنهادی، به کارگیری رله‌های اضافه جریان جهت‌دار را در هر دو سمت هر بخش از خط به جای استفاده از ریکلوزر در ابتدای خط، پیشنهاد می‌دهد. کل بار فعال برابر 7.5 MW هست، طوری که ماکزیمم دو واحد DG می‌تواند به طور هم‌زمان به خط متصل گردد و این در صورتی است که سطح نفوذ نزدیک به 100% باشد. با در نظر گرفتن این موضوع، آنالیز جریان اتصال کوتاه تشریح شده در بخش II-B انجام گرفته است.

بخش تقسیم شده است؛ همچنین یک رسانای آلومینیومی 95 mm^2 در بخش‌های S_{12} ، S_{23} ، و S_{34} مورد استفاده قرار گرفته است در حالی که رسانای 50 ACSR و 35 mm^2 به ترتیب در بخش‌های S_{45} و S_{56} مورد استفاده قرار گرفته‌اند. کل بار خط برابر 7.5 MW و 1.48 MVAR هست. بار $L1$ اضافه شده به باس $B1$ ، کل توان مصرفی فیدر از سمت همان پست را نشان می‌دهد. شبکه‌ی انتقال به واسطه‌ی منابع معادل ارائه شده و دارای توان اتصال کوتاه ماکزیمم و مینیمم برابر ۴۳۵ و 250 MVAR هست. یک ماشین سنکرون روتورسیم پیچی شده متداول با داده‌های نامی 4.08 MW، 10.5 kV، 50 Hz، و $\cos \phi = 0.85$ به عنوان واحد DG در نظر گرفته شده است. توجه داشته باشید که واحدهای DG با ضریب توان واحد در حالت اتصال به شبکه کار می‌کنند، در حالی که در شبکه‌ی جزیره‌ای، یکی از واحدهای DG، ولتاژ را کنترل می‌کند. یک ترانسفورماتور افزاینده‌ی 25 MVA، 20 kV (YN)/10.5، 50 Hz (D) در تمام واحدهای DG مورد استفاده قرار گرفته‌اند. مدل‌های استاندارد موجود در نرم‌افزار دیگسایلنت برای نشان دادن سیستم مورد نظر استفاده شده‌اند.

۲-۳- هماهنگی ریکلوزر - فیوز

فیدر اصلی به واسطه‌ی یک رله‌ی بازبست SEL-351R محافظت می‌گردد که در ابتدای خط قرار گرفته است. این ریکلوزر در چرخه‌ی بازبست $5-10-50 \text{ s}$ (فواصل باز) عمل می‌کند. تنظیمات المان‌های اضافه جریان فاز و زمین ریکلوزر در جدول (۱) نشان داده شده‌اند.

جدول (۱): تنظیمات اضافه جریان - زمان ریکلوزر

المان زمین		المان فاز	
105 (A)	منحنی سریع	105 (A)	منحنی سریع
0.13	فاصله زمانی عملکرد	0.10	فاصله زمانی عملکرد
IEC-SI (CI)	منحنی کند	IEC-SI (CI)	منحنی کند
0.21	فاصله زمانی عملکرد	0.13	فاصله زمانی عملکرد
50 A prim.	جریان عملکرد	150 A prim.	جریان عملکرد

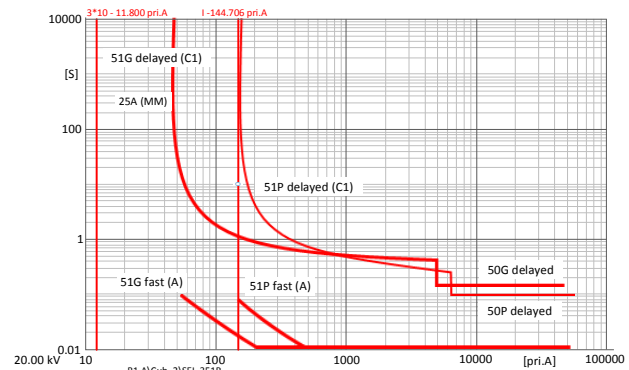
هیچ نیازی به نظارت برای سمت خط وجود ندارد زیرا در اصل هیچ واحد DG به خط متصل نشده است. از این‌رو، انتظار می‌رود که خط تنها در شبکه‌ی خارجی وجود داشته باشد. لترال‌های خط به واسطه‌ی خارج کردن فیوزهای دارای نرخ نامی 25A محافظت می‌گردند. شکل (۴)، هماهنگی بین ریکلوزر SEL-351R و فیوزها را با کمک یک طرح اضافه جریان- زمان نشان می‌دهد.

منحنی‌های سبز و آبی به ترتیب مربوط به مشخصه‌های مینیمم ملتینگ (MM) و پاک‌سازی کل (TC) فیوز می‌باشند. منطق FS در اینجا به کار

توجه داشته باشید، از آنجایی که تریپ داخلی بین رله‌های اضافه جریان نصب شده در سمت مخالف همان بخش از خط اعمال شده است، رله‌هایی که شبکه را نظارت می‌کنند ($R_{jk}, j > k$) نباید در حالت متصل به شبکه تنظیم گردند. این رله‌ها با رله‌های روبرو جلو تریپ داخلی خواهند شد ($R_{jk}, k > j$). از این رو، تنظیماتی که در جدول (۲) در پرانتزها نشان داده شده‌اند را می‌توان به عنوان موارد اضافه در حالت خطای تریپ داخلی در نظر گرفت. سپس، تأخیرهای زمانی مناسب t_{Rjk1}, t_{Rjk2}, t_2 و t_4 باید به منظور تضمین هماهنگی بین رله‌ها و فیوزها تعیین گردند. در یک طرح FB، ماکزیمم زمان TC (t_{TC}^{max}) هر فیوز ($i = 2, \dots, 6$) باید در ابتدا محاسبه گردد. سپس، در هر جفت رله - فیوز مربوطه، زمان تریپ مرحله‌ی اول رله باید بالاتر از مجموع زمان ماکزیمم TC همان فیوز و مینیمم CTI مورد نیاز (CTI_{min}) تنظیم گردد. این مقدار برای دومی برابر ۰.۳ ثانیه است. تأخیرهای DT ثابت t_2 و t_4 با اضافه کردن CTI_{min} به ماکزیمم تمام تأخیرهای زمانی مرحله‌ی اول تعیین می‌گردند ($t_{Rjk,1}^{max}$ و $t_{Rjk,2}^{max}$).

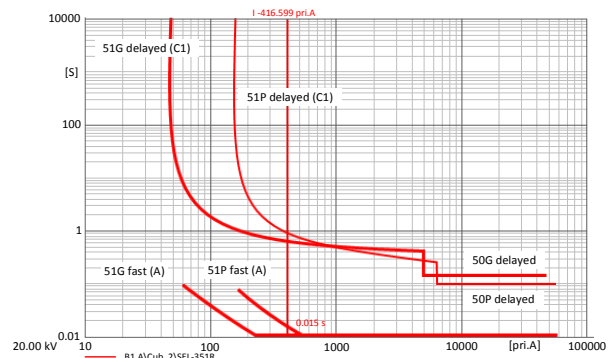
به عبارت دیگر، رابطه‌ی (۱) باید برقرار باشد. همچنین هماهنگی بین رله‌ها در خط اصلی باید تضمین گردد.

$$\begin{aligned}
 t_{Rjk,1} &= t_{TC_{Fi}}^{max} + CTI_{min} \\
 t_{Rjk,2} &= t_{TC_{Fi}}^{max} + CTI_{min} \\
 t_2 &= t_{Rjk,1}^{max} + CTI_{min} \\
 t_4 &= t_{Rjk,2}^{max} + CTI_{min}
 \end{aligned}
 \quad (1)$$



شکل (۵): نمودار حفاظت از اضافه جریان در حضور DG

جدول (۲)، روی تعیین تنظیمات اضافه جریان دومرحله‌ای برای هر رله اشاره شده در بالا متمرکز شده است. به دلیل دقت پایین ترانسفورماتورهای جریان، این تنظیمات با کاهش مقادیر تا 10% به دست آمده‌اند.



شکل (۶): تریپ فیدر اضافی در زمان حضور DG

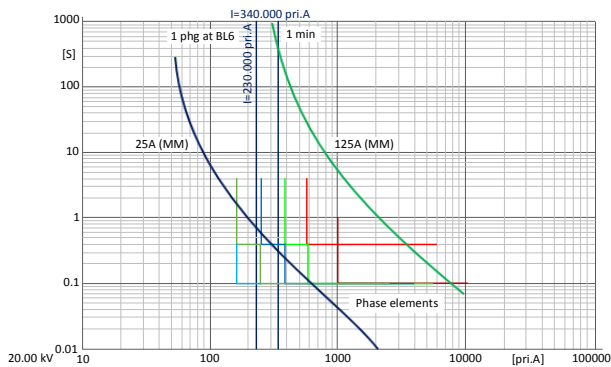
جدول (۲): تنظیمات اضافه جریان- زمان

	عملکرد جزیره‌ای				عملکرد متصل به شبکه			
	تنظیمات اضافه جریان (A)		Time settings (s)		تنظیمات اضافه جریان (A)		Time settings (s)	
Relay	$I_{\phi,pu1}/3I_{o,pu1}$	$I_{\phi,pu2}/3I_{o,pu2}$	$t_{Rjk1}(s)$	$t_2(s)$	$I_{\phi,pu1}/3I_{o,pu1}$	$I_{\phi,pu2}/3I_{o,pu2}$	$t_{Rjk1}(s)$	$t_2(s)$
R_{12}	396/99	315/54	0.45	2.10	1008/180	567/72	0.37	1.75
R_{23}	315/54	252/36	0.62	2.10	567/72	387/36	0.48	1.75
R_{34}	252/36	189/27	0.85	2.10	387/36	252/27	0.67	1.75
R_{45}	189/27	144/18	1.25	2.10	252/27	162/18	0.98	1.75
R_{56}	144/18	-	1.77	-	162/18	-	1.45	-
	$I_{\phi,pu1}/3I_{o,pu1}$	$I_{\phi,pu2}/3I_{o,pu2}$	$t_{Rjk2}(s)$	$t_4(s)$	$I_{\phi,pu1}/3I_{o,pu1}$	$I_{\phi,pu2}/3I_{o,pu2}$	$t_{Rjk2}(s)$	$t_4(s)$
R_{21}	171/18	-	0.45	0.80	(153/81)	-	(0.35)	(0.75)
R_{32}	198/18	171/18	0.45	0.80	(180/54)	(153/81)	(0.35)	(0.75)
R_{43}	225/27	198/18	0.48	0.80	(216/54)	(180/54)	(0.39)	(0.75)
R_{54}	270/261	225/27	0.48	0.80	(252/72)	(216/54)	(0.41)	(0.75)
R_{65}	342/522	270/261	0.50	0.80	(324/126)	(252/72)	(0.41)	(0.75)

گردد. از این شبیه‌سازی‌ها می‌توان نتیجه گرفت که در حالت اتصال به شبکه، ماکزیمم زمان قطع فیوزها در زمان برقراری شرایط مینیمم اتصال

زمان TC ماکزیمم یک فیوز به وسیله شبیه‌سازی تعداد جریان‌های اتصال کوتاه در انتهای لترال‌های فیوز تحت شرایط مختلف شبکه تعیین می-

15 ms بین رله‌ها تضمین گردد. مشاهده می‌شود که در خطاهای لترال مختلف، هماهنگی بین رله‌ها و فیوزهای 25A نمی‌تواند به دلیل زمان‌های MM کم حاصل گردد. از این رو، به منظور اعمال طراحی FS، جایگذاری فیوزهای موجود در فیوزی که دارای امتیاز بالاتری است، مورد بررسی قرار گرفته است. این کار محدودیت‌های بیش‌تری را ایجاد می‌کند: فیوز جدید باید در جریان خطای مینیمم I_{min} در لترال‌ها عمل کند. بررسی‌ها نشان دادند که این هماهنگی، زمانی حاصل می‌گردد که فیوز نامی 125A انتخاب شود (شکل (۹))، به‌جز برای خطای تک فاز در BL6 که تحت شرایط مینیمم اتصال کوتاه، شارش جریانی برابر ۲۳۰ آمپر ایجاد می‌کند. مینیمم کلی تمام جریان‌های خطای لترال برابر $I_{min} = 340A$ هست.



شکل (۹): هماهنگی فیوز - رله برای عملکرد حالت شبکه (طرح FS)

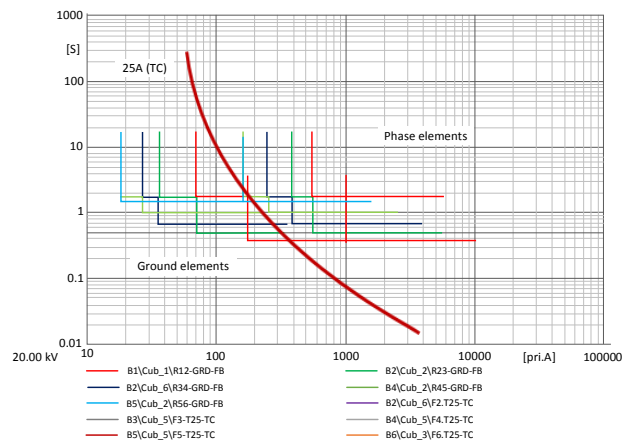
۴ - نتیجه

این مقاله، یک طرح حفاظتی مبتنی بر ارتباطات را برای خطوط توزیع شعاعی دارای DG ارائه داده است. این طرح، رله‌های اضافه جریان جهت‌دار مشترک را پیاده‌سازی می‌کند که به عملکرد انتقال بلوکی و تریپ داخلی کمک کرده و انتخاب پذیری بین رله‌ها در سیستم اصلی و فیوزها در لترال‌هایی تحت تمام شرایط عملکردی را تضمین می‌کند. همانگونه که در نتایج شبیه‌سازی‌ها نیز نشان داده شد، اگر رله‌ها به‌جای فیوزها در لترال‌ها نصب گردند، قابلیت اطمینان حفاظت تا حد زیادی افزایش می‌یابد.

مراجع

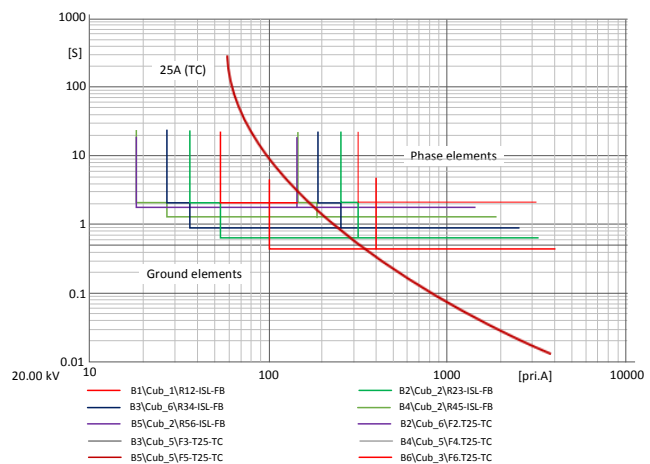
- [1] P. M. Anderson, Power System Protection, Piscataway, NJ, USA:IEEE Press, pp. 1330, 1998.
- [2] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation", Proc. 2002 IEEE Power Energy Soc. Winter Meeting Conf., vol. 1, pp. 453-458.

کوتاه سیستم توزیعی و زمانی که هیچ واحد DG عمل نمی‌کند، برقرار می‌گردد. در شبکه‌ی جزیره‌ای، ماکزیمم زمان TC برای یک واحد DG متصل به خط به دست می‌آید. جدول (۲)، شامل تنظیمات تأخیر زمانی حاصل از (۱) هست. طرح‌های اضافه جریان - زمان برای حالت متصل به شبکه و حالت جزیره‌ای به ترتیب در شکل‌های (۷) و (۸) نشان داده شده‌اند. این شکل‌ها اشاره به رله‌های روبه‌جلو دارند درحالی‌که فقط مشخصه‌ی TC فیوز 25A نشان داده شده است.



شکل (۷): هماهنگی فیوز - رله برای عملکرد حالت شبکه (طرح FB)

هماهنگی بین رله‌ها و فیوزها برای هرگونه خطایی تضمین شده است. در صورتی‌که طرح FS مدنظر باشد روش مشابهی اتخاذ خواهد شد، اما حال مینیمم $t_{MM Fi}^{min}$ تمام زمان‌های MM باید برای هر فیوز F_i محاسبه گردد.



شکل (۸): هماهنگی فیوز - رله برای عملکرد حالت جزیره‌ای (طرح FB)

در هر جفت فیوز - رله‌ی مربوطه، زمان تریپ رله باید کمتر از $t_{MM Fi}^{min}$ فیوز تنظیم گردد و $CTI_{min} = 0.3s$ در آن برقرار باشد. ما یک تأخیر DT مرحله‌ی اول را برای رله‌ها برابر ۰.۱ ثانیه انتخاب می‌کنیم. با این انتخاب، ابزارهای ارتباطاتی خیلی سریعی موردنیاز هست طوری که زمان انتقال

- Proc. 2008 China Int. Conf. Elect. Distrib. (CICED)*, pp. 1-5.
- [19] G. G. Karady, A. Rogers and V. Iyengar, "Feasibility of fast pilot protection for multi-load distribution systems", *Proc. 2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting Conf.*, pp. 1-5.
- [20] *Communications Technology for Protection Systems*, Jan. 2013, [online] Available: http://www.pes-psrc.org/Reports/APublications_new_format.htm.
- [21] S. P. Chowdhury, S. Chowdhury and P. A. Crossley, "Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generators: A comprehensive survey", *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 6, pp. 984-992, Jun. 2009.
- [22] D. Hornak and N. H. Chau, *Distributed Generation Interconnections: Protection Monitoring and Control Opportunities*, Highland, IL, USA: Basler Elect, 2002.
- [23] C. Gellings, "Estimating the costs and benefits of the smart grid. A preliminary estimate of the investment requirements and the resultant benefits of a fully functioning smart grid", Mar. 2011, [online] Available: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001022519>.
- [24] C. A. P. Meneses and J. R. S. Mantovani, "Improving the grid operation and reliability cost of distribution systems with dispersed generation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2485-2496, Aug. 2013.
- [25] M. E. Samper and A. Vargas, "Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—Part I: Model formulation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2331-2340, Aug. 2013.
- [26] M. Lehtonen and S. Kupari, "A method for cost benefit analysis of distribution automation", *Proc. 1995 Int. Conf. Energy Manage. Power Del.*, vol. 1, pp. 49-54.
- [27] V. Giordano, I. Onyeji, G. Fulli, M. S. Jimenez and C. Filliou, "Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects", 2012, [online] Available: <http://ec.europa.eu/energy/en/content/guidelines-conducting-cost-benefit-analysis-smart-grid-projects>.
- [3] A. Zamani, T. Sidhu and A. Yazdani, "A strategy for protection coordination in radial distribution networks with distributed generators", *Proc. 2010 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting Conf.*, pp. 1-8.
- [4] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, Jan. 2004.
- [5] H. B. Funmilayo and K. L. Butler-Purry, "An approach to mitigate the impact of distributed generation on the overcurrent protection scheme for radial feeders", *Proc. 2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 1-11.
- [6] 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.
- [7] P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen and C. L. Bak, "A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 428-437, Sep. 2011.
- [8] M. Dewadasa, A. Ghosh and G. Ledwich, "Protection of distributed generation connected networks with coordination of overcurrent relays", *Proc. 37th Annu. Conf. IEEE Ind. Elect. Soc. (IECON)*, pp. 924-929, 2011.
- [9] A. Sinclair, D. Finney, D. Martin and P. Sharma, "Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources", *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, no. 3, pp. 2186-2196, May/June. 2014.
- [10] C. Jecu et al., "Protection scheme based on non communicating relays deployed on MV distribution grid", *Proc. 2013 PowerTech*, pp. 1-6.
- [11] S. Javadian, M. R. Haghifam and N. Rezaei, "A fault location and protection scheme for distribution systems in presence of dg using MLP neural networks", *Proc. 2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting Conf.*, pp. 1-8.
- [12] H. Zayandehroodi, A. Mohamed, H. Shareef and M. Farhoodnea, "A novel neural network and backtracking based protection coordination scheme for distribution system with distributed generation", *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 868-879, 2012.
- [13] J. Ma, X. Wang, Y. Zhang, Q. Yang and A. G. Phadke, "A novel adaptive current protection scheme for distribution systems with distributed generation", *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 1460-1466, 2012.
- [14] N. El Halabi, M. García-Gracia, J. Borroy and J. L. Villa, "Current phase comparison pilot scheme for distributed generation networks protection", *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4563-4569, 2011.
- [15] E. Sortomme, S. S. Venkata and J. Mitra, "Microgrid protection using communication-assisted digital relays", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 4, pp. 2789-2796, Oct. 2010.
- [16] M. Dewadasa, A. Ghosh and G. Ledwich, "Protection of microgrids using differential relays", *Proc. 21st Australas. Univ. Power Eng. Conf. (AUPEC)*, pp. 1-6, 2011.
- [17] E. Sortomme, J. Ren and S. S. Venkata, "A differential zone protection scheme for microgrids", *Proc. 2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting Conf.*, pp. 1-5.
- [18] O. Rintamaki and J. Ylinen, "Communicating line differential protection for urban distribution networks",