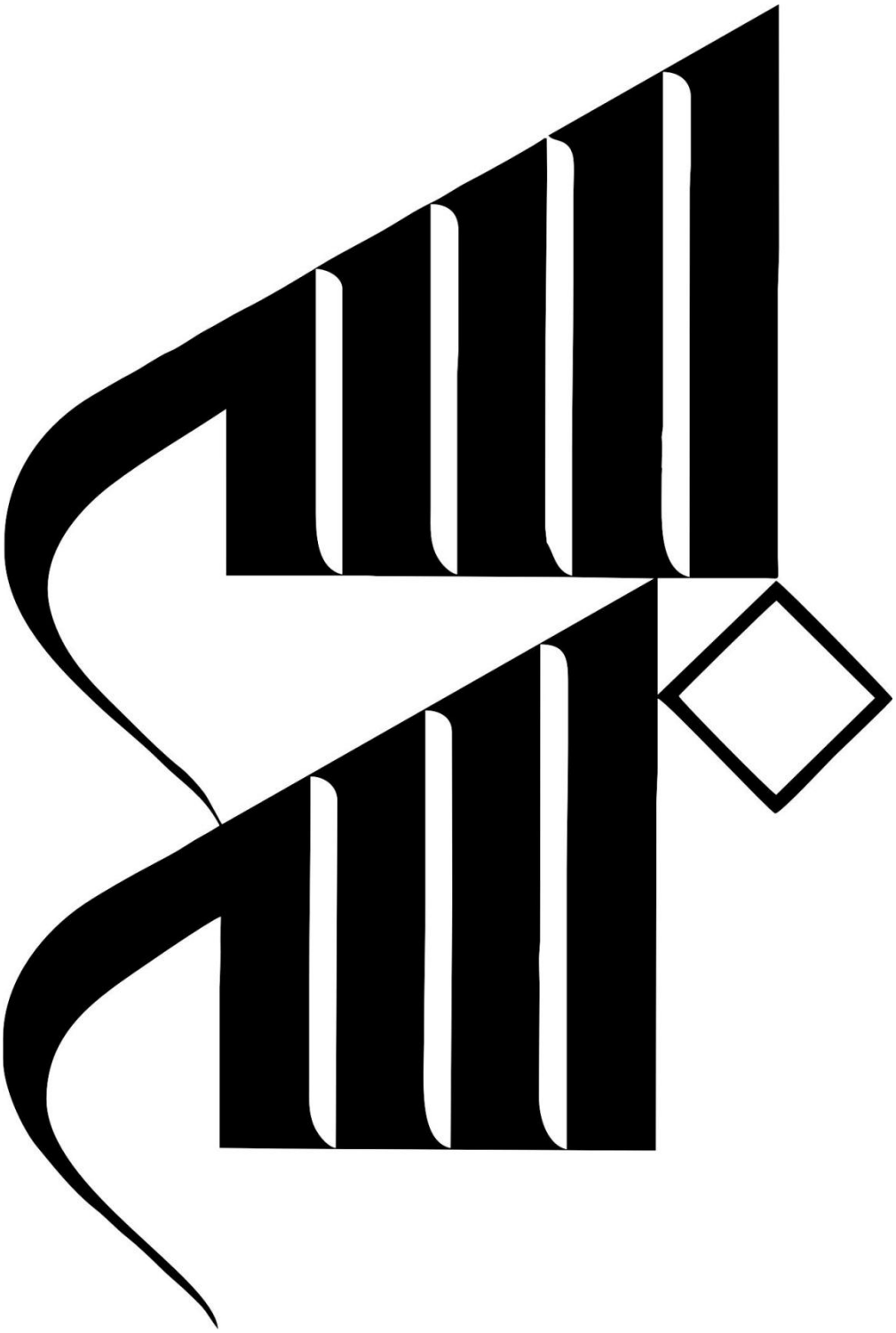


دانشگاه صنعتی شاهرود
دانشکده مهندسی برق و رباتیک

گروه- قدرت

حفاظت شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده

دانشجو: میثم بخشی هتکه لویی

استاد راهنما:

دکتر مهدی بانژاد

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

شهریور۱۳۹۲

شماره :۱۰۸۶/آ.ت.ب
تاریخ : ۹۲/۰۶/۲۵
ویرایش : ------

بسمه تعالی

مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (۶)

فرم صورتجلسه دفاع پایان نامه تحصیلی دوره کارشناسی ارشد

با تأییدات خداوند متعال و با استعانت از حضرت ولی عصر (عج) جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم / آقای :

میثم بخشی هتکه لویی رشته : **بـــرق** گرایش : **قـدرت**

تحت عنوان : **حفاظت شبکه های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده**

که در تاریخ **۹۲/۰۶/۲۵** با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح زیر است :

قبول (با درجه : خوب امتیاز ۱۶٫۷۷) ☑ دفاع مجدد ☐ مردود ☐

۱ـ عالی (۲۰ ـ ۱۹) ۲ـ بسیار خوب (۱۸/۹۹ ـ ۱۸)

۳ـ خوب (۱۷/۹۹ ـ ۱۶) ۴ـ قابل قبول (۱۵/۹۹ ـ ۱۴)

۵- نمره کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول

عضو هیأت داوران	نام ونام خانوادگی	مرتبهٔ علمی	امضـــاء
۱ـ استاد راهنما	مهدی بانژاد	استادیار	
۲ـ استاد مشاور	—	—	—
۳ـ نماینده شورای تحصیلات تکمیلی	حمیدرضا امیدی	استادیار	
۴ـ استاد ممتحن	زهرا مرتضی	دانشیار	
۵ ـ استاد ممتحن	محسن اصیلی	استادیار	

رئیس دانشکده :

تقدیم به

نگاه پر امید پدرم،

دیدگان پر مهر مادرم،

و چشمان پر شور برادرم...

تقدیر و تشکر

سپاس خداوندی را که توفیق کسب علم و اندیشه را به من عطا کرده و همواره یادش موجب دلگرمی و آرامش بوده و هست...

بدین وسیله بر خود لازم می‌دانم از تمامی عزیزانی که در انجام این پایان‌نامه به هر نحوی مرا یاری کرده‌اند تشکر و قدردانی کنم. جا دارد که در ابتدا از جناب آقای دکتر بانژاد استاد راهنمای خود کمال تشکر را داشته باشم که با لطف و راهنمایی خود مرا در این امر یاری نمودند. همچنین از زحمات خانواده خود سپاس‌گزارم که با پیگیری و حمایت‌هایشان همواره در جهت تسهیل امور برای اینجانب کوشیده‌اند. در نهایت جا دارد که به طور ویژه از تمامی دوستان خوب و مهربانم در طول دوران تحصیل قدردانی کنم:

از تمامی دوستان دانشگاه صنعتی شاهرود بخصوص دوستان ورودی ۹۰، از تمامی دوستانم در دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تمامی دوستانم در دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تمامی دوستانم در دانشگاه صنعت آب و برق عباس‌پور، دوستانم در شرکت توزیع استان‌های مازندران و قزوین و بقیه دوستانم در هرکجا که هستند، و از اینکه ذکر نام تک‌تکشان در اینجا امکان‌پذیر نبوده پوزش می‌طلبم و همواره برایشان آرزوی سلامتی و موفقیت دارم.

تعهـد نامـه

اینجانب ..... دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته ..... دانشکده مهندسی برق و رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه با عنوان :

.....

تحت راهنمائی آقای دکتر ..... متعهد می شوم :

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « **دانشـگاه صـنعتی شـاهرود** » و یـا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایـان نامـه رعایـت مـی گردد.
- در کلیـه مراحل انجام این پایان نامـــه، در مواردی که از موجـود زنـده (یا بافت های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصـول اخـــلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

تاریخ : ۹۲/۶/۲۵

امضاء دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود .
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

*** متن این صفحه نیز باید در ابتدای نسخه های تکثیر شده پایان نامه وجود داشته باشد .**

چکیده

شبکه‌های توزیع سنتی ماهیتی شعاعی دارند که به واسطه‌ی یک منبع تغذیه ازشبکه‌ی سراسری تغذیه می‌شوند. سیستم حفاظت این‌گونه شبکه‌ها نیز بر مبنای شعاعی بودن آنها طراحی می‌گردد و بسیار ساده است و معمولا به وسیله‌ی فیوز، ریکلوزر و رله‌ی اضافه جریان پیاده‌سازی می‌شود. یکی از پدیده‌های قابل توجهی که در سال‌های اخیر در صنعت برق رخ داده است، حضور منابع تولید پراکنده در شبکه‌های قدرت می‌باشد. با نصب منابع تولید پراکنده درداخل شبکه‌های توزیع، شارش توان از حالت شعاعی خارج می‌گردد، در نتیجه رفتار کلی سیستم های توزیع دست‌خوش تغییر می‌شود. بنابراین هماهنگی انجام شده بین تجهیزات حفاظتی شبکه، قبل از نصب منابع تولید پراکنده، دیگر معتبر نخواهد بود. البته میزان تاثیر تولید پراکنده بر روی هماهنگی عناصر حفاظتی بستگی به اندازه ظرفیت این منابع، نوع و نیز محل نصب آنها دارد. از این رو مطالعه‌ی اثرات متقابل فیدر و واحد تولید پراکنده ضروری است.

هدف از این پایان‌نامه نیز، بررسی مشکلات ناشی از نصب منابع تولید پراکنده درحفاظت شبکه-های توزیع شعاعی بوده و به منظور رفع این مشکلات ابتدا به بررسی راهکارهای متنوعی که طی سال‌های اخیر ارائه گردیده از قبیل: تغییر ادوات و تنظیمات حفاظتی، حفاظت های تطبیقی، حفاظت مبتنی بر عامل، محدودکننده های جریان و ... پرداخته می‌شود. شایان ذکر است که هرکدام از این روش‌ها شامل زیرشاخه هایی بوده که با توجه به شرایط و حالات خاص مورد نظر، دارای استراتژی ها و الگوریتم های خاصی می باشند و همواره با به‌کار گرفتن الگوریتمی جدید و ترکیبی از روشهای موجود می‌توان به راه‌کاری جدیدی به منظور طرح یک سیستم حفاظتی مناسب دست یافت. در انتها نیز بنا بر حفاظت تطبیقی و با استفاده از شبکه عصبی طراحی شده برای یک رله تطبیقی که می‌تواند مستقل از تعداد، اندازه و مکان منبع تولید پراکنده به بهترین شکل عمل کند مورد بررسی قرار گرفته است و با پیاده سازی بر روی یک شبکه ۲۵باسه یک شهرک صنعتی در استان قزوین مورد ارزیابی

قرار گرفته است. در این روش با دریافت سهم جریان هر منبع، ناحیه و خط خطا دیده را مشخص و رله دستورات لازم برای جداسازی و دیگر عملیات مربوط به آن ناحیه را به بریکر های مربوطه خواهد داد. همچنین پیشنهادهایی برای بهبود پاسخ شبکه عصبی و تشخیص مکان خطا بر روی خط نیز مطرح و مورد ارزیابی قرار گرفته است.

کلید واژه:
منابع تولید پراکنده، حفاظت شبکه‌های توزیع، حفاظت تطبیقی، شبکه‌های عصبی

فهرست مطالب

عنوان **صفحه**

فصل اول: مقدمه ۱

فصل دوم: تعاریف و مفاهیم مربوط به شبکه‌های توزیع و تولید پراکنده ۵

۲-۱- شبکه توزیع ۶

۲-۲- تعریف منابع تولید پراکنده ۷

۲-۳- منافع و معایب اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع ۹

۲-۴- برخی از تعاریف مرتبط با تولید پراکنده ۱۱

۲-۵- طبقه بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به قدرت نامی ۱۲

۲-۶-چند نمونه از فناوریهای منابع تولید پراکنده ۱۴

۲-۶-۱- میکرو توربین ۱۵

۲-۶-۲- پیل سوختی (FC) ۱۶

۲-۶-۳- سیستم های مبدل انرژی باد ۱۷

۲-۶-۴- سیستمهای خورشیدی فتوولتائیک ۱۸

۲-۶-۵- تولیدکننده‌های برق آبی مقیاس کوچک ۱۸

فصل سوم: حفاظت از شبکه های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده ۲۱

۳-۱- حفاظت از شبکه های توزیع ۲۲

۳-۲- رله های حفاظتی موجود در شبکه های توزیع ۲۳

۳-۲-۱- رله های اضافه جریان ۲۴

۳-۲-۲- چند وسیله حفاظتی دیگر ۲۷

۳-۳- تأثیر واحدهای تولید پراکنده بر حفاظت شبکه ۳۰

۳-۳-۱- ایمنی شبکه ۳۱

۳-۳-۲- تریپ اشتباه ۳۲

۳-۳-۳- کور شدن حفاظت ۳۳

۳-۳-۴- جلوگیری از عملکرد ریکلوزر ۳۴

۳-۳-۵- جزیره‌ای شدن ناخواسته ۳۶

۳-۳-۶- مشکلات هماهنگی در شبکه‌های توزیع به هم پیوسته ۳۷

۳-۳-۶-۱- هماهنگی فیوز- فیوز ۳۷

۳-۳-۶-۲- هماهنگی فیوز- ریکلوزر ۴۱

۳-۳-۶-۳- هماهنگی رله- رله ۴۴

۳-۴- استانداردهای بین‌المللی در مورد شبکه های توزیع و حفاظت آنها ۴۶

۳-۵- استانداردهای مرتبط با شبکه های توزیع و فوق توزیع ۴۷

۳-۶- مروری بر کارهای صورت گرفته در روشهای نوین حفاظت ۴۸

۳-۶-۱- سیستم حفاظت تطبیقی ۴۸

۳-۶-۲- اندازه‌گیری هم زمان فازوری ۴۹
۳-۶-۳- سیستمهای هوشمند ۵۰
۳-۶-۴- استفاده از تبدیل موجک ۵۱

فصل چهارم: مروری بر کارهای انجام‌شده با درنظرگرفتن اثر منابع تولید پراکنده بر روی حفاظت شبکه های توزیع ۵۲

۴-۱- روش‌های ارائه‌شده جهت کاهش مشکلات حفاظتی شبکه‌های توزیع با حضور تولیدات پراکنده ۵۳
۴-۲- تغییر ادوات و تنظیمات حفاظتی ۵۴
۴-۳- محدودکننده جریان خطا ۵۵
۴-۳-۱- مشخصات محدودکننده جریان خطای ایدهآل ۵۶
۴-۳-۲- انواع مختلف محدودکنندههای جریان خطا ۵۶
۴-۳-۲-۱- محدودکنندههای پسیو ۵۷
۴-۳-۲-۲- محدودکنندههای حالت جامد ۵۷
۴-۳-۲-۳- محدودکنندههای ترکیبی ۵۸
۴-۴- حفاظت تطبیقی ۵۹
۴-۴-۱- حفاظت تطبیقی Off-Line ۵۹
۴-۴-۲- حفاظت تطبیقی On-Line ۶۰
۴-۴-۳- انواع حفاظت تطبیقی براساس ماهیت اطلاعات ۶۰
۴-۴-۳-۱- سیستم حفاظتی بر مبنای اطلاعات محلی ۶۱
۴-۴-۳-۲- سیستم حفاظتی غیر محلی بر مبنای شبکه‌های الکتریکی هوشمند ۶۴
۴-۴-۳-۳- بر مبنای ترکیبی از حفاظت‌های محلی و نیز غیر محلی ۶۷
۴-۵- حفاظت مبتنی بر عامل ۶۸
۴-۵-۱- سیستم چند عامله ۶۸
۴-۶- سیستم چند عاملی چند لایه ۷۲

فصل پنجم: استفاده از شبکه عصبی برای حفاظت تطبیقی سیستم توزیع در حضور منابع تولید پراکنده و بهبود نتایج آن ۷۴

۵-۱- لزوم و کاربرد حفاظت تطبیقی ۷۵
۵-۲- اجزای اصلی حفاظت تطبیقی ۷۶
۵-۲-۱- نرم‌افزار ۷۶
۵-۲-۲- سخت‌افزار ۷۸
۵-۳- ارائه طرح حفاظت تطبیقی مورد نظر ۷۸
۵-۳-۱- اندازه‌گیری ۸۱
۵-۳-۲- محاسبات off-line و ذخیره‌سازی داده‌ها ۸۱
۵-۳-۳- آشکارسازی خطا و تعیین نوع آن به صورت on-line ۸۲
۵-۳-۴- شیوه تعیین قسمت خطا دار به صورت on-line ۸۴
۵-۳-۵- شبکه عصبی استفاده شده ۸۵
۵-۳-۶- نحوه تشخیص نوع خطا ۸۷
۵-۳-۷- جداسازی خطا و بازیابی شبکه ۸۷

فصل ششم: شبیه‌سازی و تحلیل نتایج ۸۹

۶-۱- سیستم مورد استفاده ۹۰
۶-۲- ناحیه بندی سیستم نمونه ۹۲
۶-۳- محاسبات اتصال کوتاه ۹۳
۶-۴- الگوریتم شبیه‌سازی ۹۵
۶-۵- نتایج شبیه‌سازی ۹۶
۶-۶- عوامل موثر بر بهبود پاسخ شبکه عصبی ۱۰۲

فصل هفتم: نتیجه‌گیری و پیشنهادات ۱۰۴

نتیجه‌گیری ۱۰۵
پیشنهادات ۱۰۶

پیوست۱: طبقه‌بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به قدرت نامی در ایران ۱۰۸

پیوست۲: طرح‌های اتصال DG به شبکه‌همراه با تجهیزات جانبی مورد نیاز ۱۲۰

مراجع: ۱۳۶

فهرست شکل‌ها

شکل (۲-۱): شماتیک نقاط PCC و ACP در هنگام نصب DG[۵] ۱۲
شکل (۲-۲): شبکه پایین‌دست و بالادست DG [۵] ۱۲
شکل (۲-۳) : طرحهای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه با توجه به قدرت نامی[۵] ۱۴
شکل (۲-۴) : یک سیستم میکروتوربین [۱۰] ۱۵
شکل (۲-۵) : بهره‌برداری ایده آل از یک پیل سوختی [۱۱] ۱۶
شکل (۲-۶): اصول کلی عملکرد مبدل انرژی بادی [۱۲] ۱۷
شکل (۳-۱): منحنی مشخصه رله‌ها ۲۶
شکل(۳-۲): نزدیکی مشخصهی Extremely Inverse رله اضافه جریان به زمان قطع فیوز ۲۶
شکل (۳-۳): تریپ اشتباه فیدر با نصب DG [۲۰] ۳۲
شکل(۳-۴) : کور شدن حفاظت رله جریان زیاد با نصب DG [۲۰] ۳۴
شکل (۳-۵): جلوگیری از بازبست ریکلوزر با نصب DG [۲۳] ۳۵
شکل (۳-۶): بررسی هماهنگی فیوز-فیوز با حضور تولیدات پراکنده [۸] ۳۸
شکل (۳-۷): محدوده هماهنگی فیوز-فیوز با حضور تولیدات پراکنده [۸] ۴۰
شکل (۳-۸) بررسی هماهنگی فیوز-ریکلوزر با حضور تولید پراکنده در شبکه توزیع[۸] ۴۲
شکل (۳-۹): منحنی‌های هماهنگی فیوز-ریکلوزر[۸] ۴۳
شکل (۳- ۱۰): منحنی‌های هماهنگی فیوز – ریکلوزر[۸] ۴۳
شکل (۳-۱۱): بررسی هماهنگی رله‌های جریان زیاد با حضور تولیدات پراکنده در یک شبکه توزیع شعاعی ۴۴
شکل (۳-۱۲): مدل نرم‌افزار یک حفاظت تطبیقی جهت تنظیم رله[۳۸] ۴۹
شکل (۴-۱): مدار ساده قدرت با و بدون محدودکننده جریان خطا ۵۵
شکل (۴-۲): محدودکننده حالت جامد از نوع رزونانسی ۵۷
شکل (۴-۳): محدودکننده ترکیبی مبتنی بر کلید خلا ۵۸
شکل (۴-۴): روند کار یک سیستم حفاظت تطبیقی جهت تنظیم رله[۴۸] ۶۰
شکل(۴-۵): نمونه‌ای از یک رله جریان زیاد با چندین مشخصه برای هر حالت کاری ۶۲
شکل(۴-۶): روند کامل طرح حفاظت بر مبنای اطلاعات محلی و بدون استفاده از بستر مخابراتی ۶۳
شکل(۴-۷): طرح کلی تقسیم ورودی‌ها در ساختار تشخیص حالت شبکه[۵۰] ۶۳
شکل(۴-۸): تشخیص وقوع عیب توسط رلهها با استفاده از تابع پارکس[۲۷] ۶۵
شکل (۴-۹): زمان‌های تشخیص اغتشاش در ولتاژ باسهای دو طرف خط انتقال معیوب[۲۷] ۶۶
شکل (۴-۱۰): ریزشبکه با طرح حفاظت مبتنی بر مکان‌یابی عیب ۶۷
شکل (۴-۱۱): ساختار multi-agent جهت برقراری هماهنگی حفاظتی[۵۳] ۶۹
شکل (۴-۱۲): ساختار عامل رله[۵۲] ۷۱
شکل(۴-۱۳): نمونه‌ای از ساختار سیستم حفاظت چند عاملی چند لایه[۵۳] ۷۲
شکل (۵-۱): روند کار نرم‌افزار یک حفاظت تطبیقی[۴۸] ۷۷
شکل (۵-۲): ناحیه بندی شبکه توزیع توسط بریکرها[۴۷] ۷۹
شکل (۵-۳): شمای کلی الگوریتم [۵۵] ۸۰
شکل (۵-۴): الگوریتم کلی این روش به‌کاربرده شده [۵۵] ۸۴

شکل (۵-۵): مشارکت منبع k برای خطای اتفاق افتاده بین باس i و باسj [۴۷] ۸۵
شکل (۵-۶): نمونه یک الگوریتم یادگیری نظارت شده ۸۶
شکل(۵-۷) سیستم شبکه عصبی به کار گرفته‌شده ۸۶
شکل (۶-۱): شبکه ۲۵ باسه شهرک صنعتی ۹۰
شکل (۶-۲) ناحیه بندی شبکه ۲۵ باسه ۹۲
شکل(۶-۳) الگوریتم off-line [۴۷] ۹۴
شکل(۶-۴) : الگوریتم تشخیص خطا ۹۶
شکل(۶-۵): تخمین سیستم حفاظتی شبکه عصبی و خطای نسبی در هر داده ۹۷
شکل(۶-۶): میزان خطا و درستی عملکرد برای مراحل آموزش و تست به همراه تجمع دادههای ورودی برای آموزش ۱۰۰
شکل(۶-۷): تخمین سیستم حفاظتی شبکه عصبی و خطای نسبی در هر داده ۱۰۰
شکل (۶-۸): تخمین شبکه حفاظتی و خطای نسبی برای هر ورودی ۱۰۲

فهرست جداول

جدول (۲-۱): طبقه‌بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به مقادیر نامی ۱۳
جدول (۲-۲): طرح‌های مجاز برای اتصال DG به شبکه با توجه به قدرت نامی ۱۴
جدول (۲-۳): DG ها و نحوه اتصال و روش‌های کنترل [۱۲] ۱۹
جدول (۲-۴): تقسیم‌بندی معمول DG های متصل به شبکه ۲۰
جدول(۳-1): مقادیر ویژه منحنی مشخصه‌های اضافه جریان زمان معکوس ۲۵
جدول(۴-۱): زمان ذخیره‌شده در حافظه رلهها برای کشف عیب ۶۷
جدول(۵-۱): جدول مربوط به تشخیص نوع خطا[۵۶] ۸۷
جدول (۶-۱): اطلاعات خطوط شبکه ۲۵ باسه ۹۰
جدول(۶-۲): اطلاعات بار شبکه ۲۵ باسه صنعتی ۹۱
جدول(۶-۳): اتصال کوتاه سه فاز ۹۴
جدول(۶-۴): خروجی نتایج شبکه عصبی به ازای تست های مختلف ۱۰۱

فصل اول

مقدمه

شبکه‌های توزیع سنتی ماهیتی شعاعی دارند که به واسطه‌ی یک منبع تغذیه از شبکه‌ی سراسری تغذیه می‌شوند. سیستم حفاظت این‌گونه شبکه‌ها بسیار ساده است و معمولاً به وسیله‌ی فیوز، ریکلوزر[۱] و رله‌ی اضافه جریان پیاده‌سازی می‌شود. یکی از پدیده‌های قابل‌توجهی که در سال-های اخیر در صنعت برق رخ داده است حضور منابع تولید پراکنده (DG[۲]) در شبکه‌های قدرت می-باشد. تولیدات پراکنده، منابع تولید انرژی الکتریکی هستند که به شبکه‌های توزیع متصل می‌شوند. اضافه شدن این واحدها به سیستم توزیع، کاهش تلفات، بهبود پروفیل ولتاژ، آزادسازی ظرفیت، بهبود کیفیت توان و بسیاری منافع دیگر را به همراه دارد. نیروگاه‌های آبی، بادی، پیل‌های سوختی،سلول‌های خورشیدی، میکرو توربین‌ها، باتری‌ها، نیروگاه‌های زمین گرمایی و تلمبه ذخیره‌ای از متداول‌ترین انواع تولید پراکنده به حساب می‌آیند [۱]. در ایران نیز استفاده از واحدهای گازی در توان کمتر از25 MW به عنوان منابع تولید پراکنده مقرر شده است.

این مزایا باعث شده که در سال‌های اخیر گرایش به سمت این واحدها افزایش پیدا کند، اما با وارد شدن این واحدها میزان و جهت توان اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط و در نتیجه رفتار کلی سیستم‌های توزیع دست‌خوش تغییر می‌گردند. از این رو مطالعه‌ی اثرات متقابل فیدر و واحد تولید پراکنده ضروری است، یکی از مهم‌ترین اثرات مولدهای پراکنده روی سی ستم‌های توزیع نیرو، از بین رفتن هماهنگی میان فیوز، رله‌ی جریان زیاد و ریکلوزر است که ممکن است باعث اختلال عملکرد سیستم حفاظت شود. گاهی ممکن است برای یک شبکه‌ی توزیع داده‌شده، بتوان اندازه و مکان واحد تولید پراکنده را طوری تعیین کرد که هماهنگی ادوات حفاظتی حفظ شود [۲]. البته با توجه به این که مطالعه‌ی جایابی و پیدا کردن سایز مناسب برای مولدهای پراکنده در گرو بسیاری از مسائل فنی و غیر فنی است، درگیر کردن مسئله‌ی حفاظت پیچیده شدن این مطالعات را درپی دارد.

---

[۱] Recloser
[۲] Distributed Generation

گاهی با اعمال تغییرات سطحی در تنظیم ادوات حفاظتی و یا نصب ادواتی جزئی در شبکه، هماهنگی میان ادوات به دست می‌آید [۳]. ادوات حفاظتی سنتی در حضور مولدهای پراکنده، بالذات مشکلاتی دارند، فیوزها و بازبست‌های قدیمی ماهیت جهت‌دار ندارند، جایگزینی همه‌ی آن‌ها با واحدهای جهت‌دار ممکن است مقرون به صرفه نباشد.همچنین در مورد عملکرد جزیره‌ای تولیدات پراکنده اگر عمل بازبست با سنکرونیزم همراه نباشد خسارات زیادی به بار می‌آورد [۴]. از این روی برای رفع این مشکلات در سیستم فعلی، استاندارد IEEE 1547 ملزم می‌کند که DG بعد از وقوع خطا و قبل از عملکرد ادوات حفاظتی، سریعاً از شبکه خارج گردد تا سیستم قادر به بازیابی خاصیت شعاعی و هماهنگی خود گردد. این بدین معنی است که DG حتی برای خطاهای گذرا قطع می‌شود. کنار گذاشتنDG با هر بار رخ دادن خطای گذرا، قابلیت اعتماد سیستم را کاهش می‌دهد، همچنین این راه‌حل به دلیل نادیده گرفتن اهداف اتصال DG چندان منطقی به نظر نمی‌رسد. از سوی دیگر، مطلوب است که سیستم حفاظت در حضور و در غیاب منابع تولید پراکنده، عملکرد مناسبی داشته باشد، این مهم انعطاف‌پذیری بیشتر سیستم حفاظت را می‌طلبد، به این مفهوم که حرکت سیستم حفاظت از سخت‌افزاری محض به سمت نرم‌افزاری شدن لااقل در حضور تولیدات پراکنده امری ضروری به نظر می‌آید.

با توجه به مواردی که در اتوماسیون توزیع طرح می‌شود، روشی مبتنی بر بسترهای مخابراتی برای حفاظت شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده ارائه می‌گردد. از آن جا که فلسفه‌ی حفاظت، تشخیص به موقع خطا و جداسازی قسمت آسیب‌دیده از شبکه در زمان مناسب و با کمترین انرژی توزیع نشده است، این کار به طور معمول با ایجاد هماهنگی در عملکرد زمانی بین فیوز و رله‌ی اضافه جریان و ریکلوزر انجام می‌شود، که می‌توان با استفاده از سیستم های ارتباط داده‌ای محقق گردد، به این صورت که با نصب ادوات پایش در نقاط مناسبی از شبکه، به طور دائم وضعیت شبکه پایش شده و در صورت بروز هر گونه اشکال، مرکز کنترلی که داده‌ها را دریافت و پردازش می‌کند محل خطا را نیز تعیین می‌نماید، سپس با استفاده از کلیدهایی که در سطح فیدر نصب هستند،

قسمت خطا دیده را از شبکه جدا می‌کند، البته در حضور واحدهای تولید پراکنده با قابلیت عملکرد جزیره‌ای، تصمیم‌گیری در مورد جداسازی طوری صورت می‌گیرد که کمترین خاموشی به وجود آید.

در این پایان‌نامه بررسی حفاظت شبکه‌های توزیع در حضور تولیدات پراکنده انجام گردید، و یک طرح حفاظت تطبیقی ارائه‌شده تا مستقل از تعداد، اندازه و مکان DG بتواند به بهترین شکل عملکرد خود را انجام دهد. برای این منظور ابتدا طی الگوریتمی شبکه‌های توزیع به نواحی جداگانه‌ای که در صورت نیاز قادر به بهره‌برداری به صورت جزیره‌ای باشند تقسیم می‌گردد، سپس شبکه‌های عصبی برای این سیستم طراحی می‌شود تا رله‌ی تطبیقی با استفاده از آن‌ها حفاظت لازم را انجام دهد. برای مدل‌سازی شبکه‌ی نمونه از نرم‌افزار DIgSILENT و برای اجرای الگوریتم پیشنهادی از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده است.

در فصل بعدی به طور مختصری، تعریف و بیان مفاهیم شبکه‌های توزیع، منابع تولید پراکنده و مفاهیم مرتبط با آن شرح داده می‌شود. در فصل سوم با مفاهیم، اجزاء و روش‌های حفاظت شبکه‌های توزیع آشنا و تعدادی از تجهیزات مورد استفاده در شبکه بررسی می‌گردد. در فصل چهارم نیز به بیان چالش‌های حفاظتی ایجادشده در شبکه‌های توزیع به واسطه حضور منابع تولید پراکنده پرداخته می‌شود و با مروری پوست‌کَن‌های صورت پذیرفته در این زمینه، روش و راه‌کارهای حفاظتی بیان و توضیح مختصری از روش‌های گوناگون ارائه می‌گردد. در فصل پنجم تفسیر روش بکار برده شده و الگوریتم آن، همچنین شرایط و الزامات مورد نیاز بیان شده است. در فصل ششم نیز شبیه‌سازی و نتایج برای شرایط مختلف نشان داده‌شده و مورد ارزیابی و تحلیل قرار می‌گیرد. در پایان، در فصل هفتم نیز نتیجه‌گیری و پیشنهادها مطرح می‌گردد. البته به منظور بیان پاره‌ای از مطالب و جزئیات بیشتر پیوست‌هایی نیز آورده شده است.

فصل دوم

تعاریف و مفاهیم مربوط به شبکه‌های توزیع و تولید پراکنده

۲-۱- شبکه توزیع

شبکه برق در سطح ولتاژ فشار ضعیف، شامل کلیه خطوط (هوایی یا زمینی) و پست‌های توزیع برق می‌باشد. البته، سمت فشار متوسط پست‌های فوق توزیع نیز بخشی از شبکه توزیع شناخته می-شود[۵].

شبکه‌های توزیع سنتی، دارای ساختار شعاعی و در اصطلاح حلقه باز یا درختی بوده و دارای تغذیه از شبکه فشارقوی به شبکه فشار ضعیف هستند[۶]. این شبکه‌ها به صورت غیرفعال و دارای پخش بار یک جهته می‌باشند، اما در حال تغییر اساسی از شبکه‌های توزیع غیرفعال به شبکه‌های توزیع آینده هستند که در آن‌ها جهت پخش بار دوجهته بوده و شبکه توزیع به یک شبکه فعال تبدیل خواهد شد. در مفهوم پخش بار یک جهته، پخش توان تنها از سمت بالادست شبکه توزیع به سمت نقاط انتهایی آن جریان می‌یابد و پخش بار سمت ولتاژ ضعیف شبکه توزیع فقط از مصرف‌کنندگان تشکیل شده است. اما در یک شبکه توزیع فعال، جریان از سطح فشار ضعیف به بالادست شبکه توزیع نیز می‌تواند جاری گردد.

بدون حضور واحدهای تولید پراکنده، شبکه توزیع غیرفعال می‌باشد، چرا که توان الکتریکی از شبکه اصلی گرفته‌شده و به بارهای شبکه توزیع خواهد رسید و شبکه توزیع تنها نقش یک رابط را خواهد داشت. اما با حضور واحدهای DG در سیستم توزیع، شبکه توزیع به صورت فعال در خواهد آمد و در آن جاری شدن توان به صورت دوجهته صورت خواهد گرفت. به عبارت دیگر علاوه بر جاری شدن توان از سمت نیروگاه‌های بزرگ به بارهای انتهایی شبکه توزیع، انرژی الکتریکی منابع تولید پراکنده نیز از سطح ولتاژ پایین سیستم توزیع به سمت شبکه بالادست جاری خواهد شد. از این رو برای حرکت به سمت یک سیستم فعال باید تدابیر فنی لازم اندیشیده شود و زیرساخت‌های لازم برای این تغییر ایجاد شود. سیستم توزیع فعال نیازمند به‌کارگیری سیستم های کنترل انعطاف‌پذیر و

هوشمند می‌باشد. به منظور استفاده از منابع انرژی پراکنده و تجدیدپذیر، شبکه توزیع فعال باید از فناوری‌های آینده شبکه که حرکت به سمت شبکه هوشمند و ریز شبکه‌هاست استفاده نماید.

بنابراین رویکرد فعلی به‌کارگیری واحدهای DG که بر اساس نصب مولدها به منظور تأمین بار محلی می‌باشد، باید تغییر نماید. رویکرد فعلی تنها به نصب واحدهای DG فکر کرده و پس از بهره‌برداری یکی از واحدهای DG و اتصال آن شبکه، به سراغ نصب واحدهای دیگر می رود. این رویکرد با اهداف شبکه توزیع فعال کمی تناقض دارد. شبکه توزیع فعال باید دارای رویکرد یکپارچگی واحدهای DG باشد. به عبارت دیگر علاوه بر هدف تأمین بار محلی که بر عهده هر واحد تولید پراکنده می‌باشد، یکپارچگی بین تمامی واحدهای تولید پراکنده نیز امری ضروری می‌باشد .

به منظور دستیابی به یک سیستم توزیع فعال تکامل‌یافته نیاز به انجام تحقیقات گسترده می‌باشد. دامنه این تحقیقات باید شامل موضوعاتی نظیر کنترل فعال گسترده، سیستم کنترل و حفاظت تطبیق‌پذیر، تجهیزات مدیریت شبکه، شبیه‌سازی به هنگام شبکه، اندازه‌گیری و سنسورهای پیشرفته، سیستم‌های مخابراتی و ارتباطی گسترده، طراحی جدید سیستم های توزیع و انتقال و به‌کارگیری روش‌های هوشمند در بهره‌برداری باشند.

۲-۲- تعریف منابع تولید پراکنده

تعاریف گوناگونی از منابع تولید پراکنده صورت پذیرفته است ولی عموماً منظور از تولید پراکنده، استفاده از توربین‌های بادی، توربین‌های آبی، واحدهای توربین گازی کوچک، پیل‌های سوختی و... می‌باشد که توان خروجی آن‌ها از چندین کیلووات تا چندین مگاوات متغیر بوده و به صورت پراکنده در شبکه توزیع برای تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز مصرف‌کنندگان مورد استفاده قرار می-گیرند[۴]. به طور کلی، مولد تولید پراکنده مجموعه‌ای از دستگاه‌ها و یا تأسیسات، به صورت یک واحد تولید برق است که بهره‌برداری از آن به صورت متصل به شبکه توزیع محلی از نظر فنی امکان‌پذیر بوده، ظرفیت عملی تولید آن در محل اتصال به شبکه توزیع از ۲۵ مگاوات بیشتر نباشد. مجموعه چند

مولد (که این شرایط در مورد مجموع ظرفیت آن‌ها رعایت شود و در یک نقطه به شبکه توزیع متصل شوند؛ اعم از اینکه این مجموعه، عرفاً نیروگاه، مولد و یا غیر آن نام گیرد) نیز به عنوان تولید پراکنده در ایران شناخته می‌شود[۵].

تعاریفی دیگر نیز توسط سازمان‌های مختلف ارائه شده است که تا حدودی متفاوت است. مؤسسه IEEE تولید برق توسط وسایلی که به اندازه کافی از نیروگاه‌های مرکزی کوچک‌تر باشند و قادر به نصب در محل مصرف هستند را به عنوان تولید پراکنده تعریف کرده است. IET واحدهای تولیدکننده توان در محل مصرف یا در داخل شبکه توزیع که توان را به طور مستقیم به شبکه توزیع محلی تزریق می‌کنند را تولید پراکنده معرفی می‌کند. در ادامه نیز به طور خلاصه تعریف تولید پراکنده را در چند کشور دنیا مطرح می‌گردد. [۷].

- آمریکا: منابع کوچک تولیدکننده توان (از چند کیلووات تا ۵۰ مگاوات) که به شبکه توزیع در طرف شرکت برق یا مصرف‌کننده متصل می‌شوند.
- آلمان: تعریف مشخصی وجود ندارد ولی معمولاً به انرژی خورشید، بادی و آبی کوچک گفته می‌شود (به سطح ولتاژ تا $۲۰KV$ متصل شده و برای پارک‌های بادی تا $۱۰KV$ متصل می‌گردند).
- استرالیا: تولیدی است که به شبکه توزیع (تا $۱۳۲KV$) وصل می‌شود و قادر است مستقیماً بار خریدار را تغذیه نماید.
- انگلیس: تولیدی است که به سیستم توزیع تا $۱۳۲KV$ وصل شود و ممکن است به صورت متمرکز بهره‌برداری شود.
- ایتالیا: تولیدی است که به شبکه‌های بالای $۰/۴\ KV$ تا $۱۵۰KV$ وصل می‌شود.
- جمهوری چک: تولیدی است که به شبکه توزیع (تا $۱۱۰KV$) وصل باشد.
- دانمارک: تولیدی است که مراکز دیسپچ بار منطقه‌ای را تحت تأثیر قرار ندهد.

- فرانسه: متصل شده به شبکه توزیع با قابلیت تغذیه مستقیم بارهای (تولیدی که به سطوح ولتاژ ۰/۴ ، ۱۵ و ۲۰ کیلوولت وصل می‌شود.)
- فنلاند: تولیدی است که به ولتاژهای KV ۰/۴ و KV ۲۰ وصل شود.

۲-۳- منافع و معایب اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع

اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع منافع الکتریکی زیادی دارد که از آن جمله می-توان به موارد زیر اشاره نمود:

- در هنگام بروز خاموشی‌های شبکه به عنوان پشتیبان اضطراری عمل می‌کند.
- افت ولتاژ را کاهش می‌دهد.
- قابلیت اطمینان شبکه را افزایش می‌دهد
- کاهش تلفات الکتریکی
- بهبود ضریب قدرت فیدرها با آزاد نمودن ظرفیت سرویس‌دهی
- امکان تغذیه بارهای محلی در مدت جزیره‌ای شدن شبکه
- ارزشمند نمودن ذخایر انرژی به واسطه کاهش پیک بار در زمان‌های اوج مصرف[۸]

در کنار مزایایی که اتصال منابع تولید پراکنده به سیستم به همراه دارد، این منابع ممکن است که تأثیرات بالقوه‌ای نیز بر بهره‌برداری، حفاظت و کنترل سیستم‌های توزیع و انتقال داشته باشند. احداث این ژنراتورها، توزیع مجدد بار را به همراه خواهد داشت و همچنین در مواردی باعث افزایش جریان خطا و مشکلات اضافه ولتاژ خواهد شد.

اتصال منابع تولید پراکنده در شبکه قدرت (به خصوص در بخش توزیع) ملاحظاتی را به دنبال خواهد داشت که پیش از این کمتر مورد توجه قرار گرفته است. این ملاحظات اثرات جدی بر بهره-برداری از شبکه توزیع به همراه دارند، که عبارت‌اند از:

- خارج شدن شبکه توزیع از حالت شعاعی، (طراحی شبکه توزیع به صورت شعاعی بوده یعنی، در آن شارش جریان و تشخیص خطا به صورت یک جهته در شبکه انجام می‌گیرد ولی با اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع، این شبکه از حالت شعاعی خارج می‌شود.)
- از دست رفتن مرجع زمین در یک سیستم توزیع با ساختار ستاره زمین‌شده
- پس از اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه توزیع، رله‌های موجود در شبکه توزیع قادر به تشخیص خطاهای جهت‌دار و هماهنگی‌های خطاهای معکوس نیستند.
- به خطر افتادن ایمنی در شبکه توزیع
- اثرپذیری کنترل ولتاژ از ورود مولدهای تولید پراکنده
- عملکرد جزیره‌ای منابع تولید پراکنده
- تغییر سیستم بازبست خودکار
- اثرپذیری محدوده‌های پایداری سیستم
- اثرپذیری رخداد خطا در عملکرد بریکرها
- وقوع مشکلات فرو رزونانس

همان طور که مشاهده می‌شود، با توجه به روند روبه رشد استفاده از منابع تولید پراکنده در کشورهای مختلف دنیا و از جمله در ایران و تأثیرگذار بودن این منابع بر بهره‌برداری، حفاظت و کنترل سیستم‌های توزیع و انتقال، بررسی تأثیرات بالقوه‌ای که استفاده از منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع به همراه دارد یکی از الزامات اساسی اتصال این منابع به شبکه‌های توزیع بشمار می‌آید.

۲-۴- برخی از تعاریف مرتبط با تولید پراکنده

- **شبکه اختصاصی**

مجموعه‌ای از تجهیزات مورد نیاز (شامل خط، پست اختصاصی، تجهیزات اندازه‌گیری، حفاظت، پایش و مخابرات) که مولد تولید پراکنده را به شبکه عمومی برق متصل می‌کند[۵].

- **نقطه اتصال واقعی** *DG* **به شبکه** (*ACP*[1])

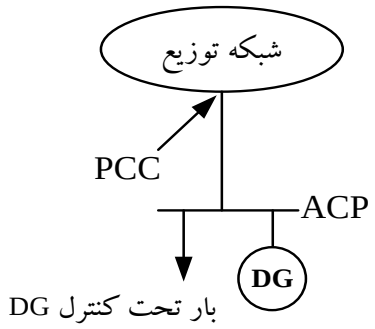
این نقطه محل فیزیکی اتصال *DG* به شبکه می‌باشد اما چون باری از شبکه به آن متصل نیست، در نتیجه کنترل تغییرات ولتاژ آن در دست مالک *DG* است حتی اگر باری هم به این نقطه متصل باشد کنترل و تغذیه این بار بر عهده مالک *DG* می‌باشد[۹].

- **نقطه اتصال مشترک** (PCC[2])

در واقع، نقطه اتصال مشترک (PCC) به عنوان نزدیک‌ترین نقطه به نقطه‌ای که تجهیزات DG به آن متصل هستند، تعریف می‌شود که سایر استفاده‌کنندگان شبکه نیز به آن متصل می‌شوند. این نقطه از دیدگاه شبکه، نقطه اتصال DG به شبکه بوده و اگر تغییری از جانب DG روی آن نقطه اعمال شود روی بارهای شبکه مؤثر خواهد بود. در واقع در این نقطه تأثیرات DG روی شبکه بروز خواهد کرد و کنترل آن بر عهده بهره‌بردار شبکه می‌باشد. نقطه اتصال مشترک (PCC) باید در طراحی و نمودار تک خطی مشخص شود. مالک شبکه (بهره‌بردار)، طراحی، ساخت، نگهداری و بهره‌برداری از تأسیسات طرف شبکه توزیع را در نقطه اتصال مشترک هماهنگ می‌کند. مالک DG نیز مسئولیت هماهنگی، طراحی، ساخت، نگهداری و بهره‌برداری از تأسیسات سمت تولید را در این نقطه بر عهده دارد. مالک DG مسئول هرگونه هزینه اضافی تحمیل‌شده به شبکه انتقال و توزیع ناشی از اتصال است. مالک شبکه بررسی فنی، طراحی و ساخت مورد نیاز برای نصب را انجام می‌دهد و هزینه‌های مورد نظر را به عهده مالک DG می‌گذارد. هزینه‌های بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات در سمت فیدر

[1] Actual Connection Point
[2] Point of Common Coupling

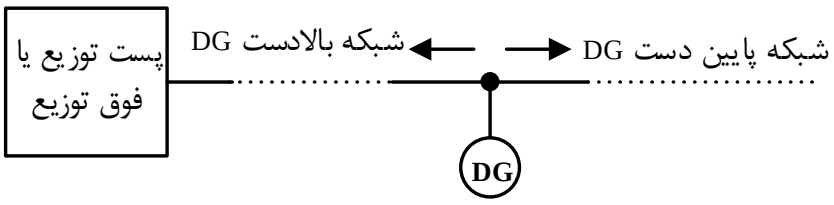
نیز توسط بهره‌بردار تقبل می‌شود بر خلاف نقطه اتصال واقعی، بارهای متصل به *PCC*، بارهای تحت کنترل شبکه بوده و می‌توانند تغییر کنند. شماتیک این دو نقطه در شکل (۲-۱) نشان داده شده است [۹].



شکل (۲-۱): شماتیک نقاط PCC و ACP در هنگام نصب DG[۵]

- **شبکه پایین‌دست و بالادست DG**

شبکه‌های توزیع معمولاً به صورت از چند سو تغذیه طراحی و به صورت شعاعی بهره‌برداری می‌شوند. در این پروژه، از نقطه اتصال DG به سمت انتهای فیدر، شبکه پایین‌دست نامیده می‌شود. شبکه بالادست DG نیز از نقطه اتصال DG به سمت ابتدای فیدر که ممکن است پست توزیع یا فوق توزیع باشد، تعریف می‌گردد[۹].



شکل (۲-۲): شبکه پایین‌دست و بالادست DG [۵]

۲-۵- طبقه‌بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به قدرت نامی

از آنجایی که مسائل فنی مربوط به اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع (مانند حداقل تجهیزات حفاظتی و کنترلی مورد نیاز جهت اتصال صحیح این مولدها به شبکه و مکان اتصال این

مولدها به شبکه) می‌تواند به طور چشمگیری با قدرت نامی این مولدها تغییر کند، بنابراین، در کشورهای مختلف دنیا مولدهای تولید پراکنده از لحاظ قدرت نامی به کلاس‌های مختلفی تقسیم‌بندی می‌شوند. با توجه به این که ظرفیت این مولدها و محل اتصال آن‌ها به شبکه متفاوت می‌باشد، بهتر است چنین تقسیم‌بندی صورت گیرد. در ایران نیز مولدهای پراکنده با توجه به ظرفیت نامی آن‌ها به چند کلاس تقسیم‌بندی می‌شوند که به شکل خلاصه در جدول (۲-۲) و جدول (۲-۳) ارائه شده است.

جدول (۲-۱): طبقه‌بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به مقادیر نامی

کلاس	مقادیر نامی
۱	کمتر از ۲۰ کیلووات
۲	بیشتر از ۲۰ کیلووات و کمتر از ۲۰۰ کیلووات
۳	بیشتر از ۲۰۰ کیلووات و کمتر از ۱ مگاوات
۴	بیشتر از ۱ مگاوات و کمتر از ۷ مگاوات
۵	بیشتر از ۷ مگاوات و کمتر از ۲۵ مگاوات

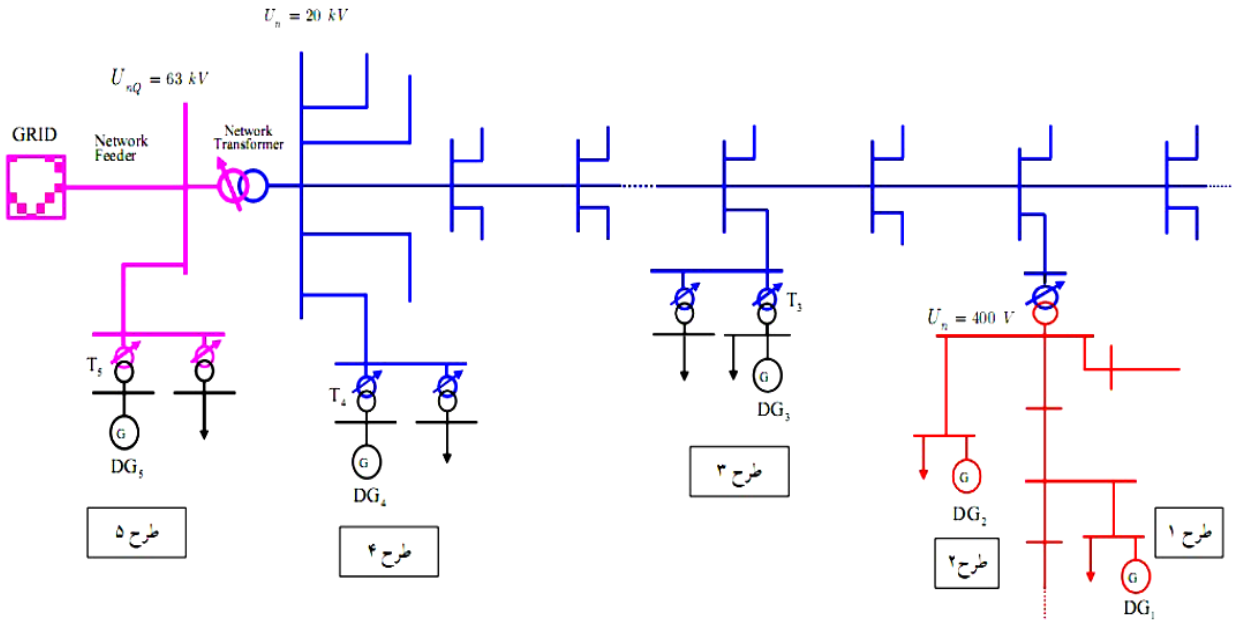
طبقه‌بندی فوق برای مولدهای سه‌فاز ارائه شده است. منابع تولید پراکنده تک فاز با ظرفیت کمتر از ۵ کیلووات نیز جزء کلاس۱ بوده و با استفاده از طرح ۱ که در شکل (۲-۳) نشان داده شده است، به شبکه متصل می‌شوند.

با توجه به طبقه‌بندی صورت گرفته در جدول(۲-۱)، مولدهای هر کلاس با توجه به کلاس قدرتی که در آن قرار می‌گیرند از طریق یک یا دو طرح خاص می‌توانند به شبکه متصل شوند. طرح‌هایی که اکثراً برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند، در جدول(۲-۲) و شکل (۲-۳) نمایش داده‌شده‌اند. همان طور که در این شکل مشاهده می‌شود با توجه به کلاس قدرت

مولدها، برخی از مولدها به طور مستقیم و بدون نیاز به ترانسفورماتور متصل‌کننده، به شبکه متصل می‌شوند و برخی دیگر با استفاده از ترانسفورماتور به شبکه توزیع متصل می‌شوند.

جدول (۲-۲): طرح‌های مجاز برای اتصال DG به شبکه با توجه به قدرت نامی

کلاس	۱	۲	۳	۴	۵
۱	*				
۲	*	*			
۳		*	*	*	
۴				*	*
۵					*



شکل (۲-۳) : طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه با توجه به قدرت نامی[۵]

در پیوست۱، به طور مفصل به بررسی کلاس‌های مختلف DG و طرح‌های گوناگون اتصال آن‌ها به شبکه توزیع در ایران و خلاصه‌ای از دیگر کشورها پرداخته شده است.

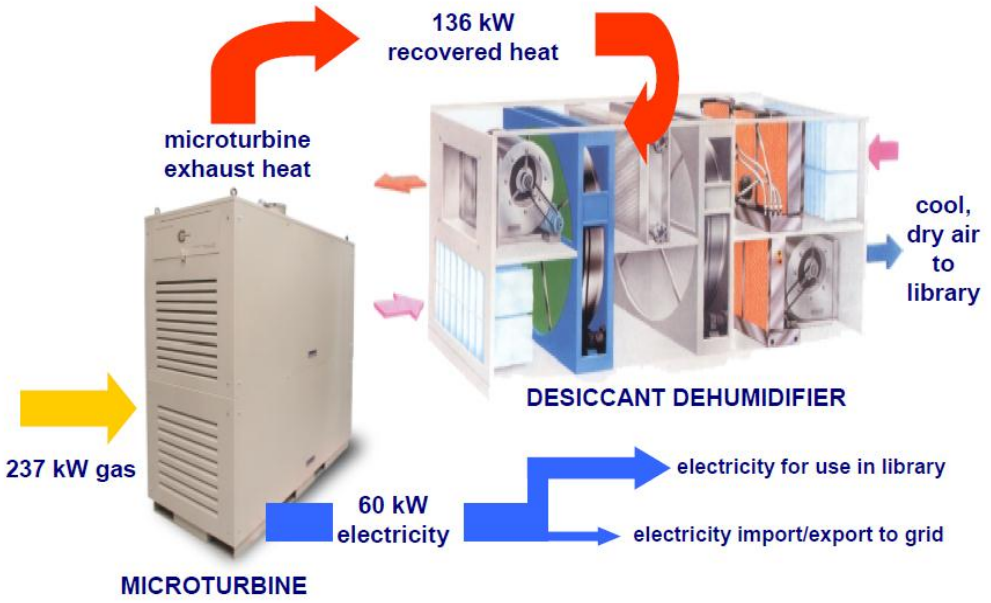
۲-۶-چند نمونه از فناوری‌های منابع تولید پراکنده

در ادامه با چند نمونه از فن‌آوری‌های تولیدات پراکنده آشنا می‌شوید.

۲-۶-۱- میکرو توربین

میکرو توربین‌ها از یک ژنراتور و یک توربین گازی کوچک که بر روی یک شفت نصب شده است، تشکیل‌شده‌اند. دامنه تولید توان این واحدها از250kW تا حدود 300kW می‌باشد. میکرو توربین‌ها به صورت واحدهای با شفت یکپارچه و شفت دوتیکه در دسترس هستند. واحد با شفت یکپارچه از یک ماشین سنکرون با سرعت بالا با یک کمپرسور و یک توربین که بر روی همان شفت نصب‌شده‌اند، تشکیل شده است. برای این ماشین‌ها سرعت توربین از 50000 rpm تا 120000 rpm می‌باشد و چون فرکانس آن‌ها بالاست (1500-400 Hz) برای تبدیل فرکانس نیازمند واسط الکترونیک قدرت می‌باشند. از طرف دیگر، واحدهای با طرح شفت دو تیکه از یک توربین چرخشی با سرعت 3000 rpm و یک ژنراتور معمولی متصل به جعبه‌دنده برای افزایش سرعت تشکیل‌شده‌اند.

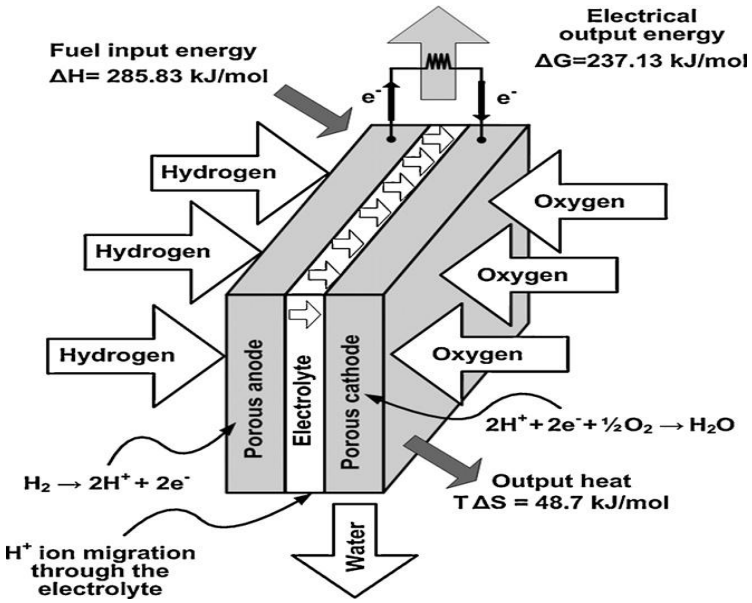
میکرو توربین‌های معمولی بازده 30-20 درصدی دارند. بهره‌برداری به صورت CHP می‌تواند بازده سیستم را تا حدود ۷۰- ۸۰ درصد افزایش دهد. میکرو توربین‌ها می‌تواند با سوخت‌های تجاری در دسترس مانند گاز طبیعی، پروپان راه‌اندازی شوند.



شکل (۲-۴) : یک سیستم میکروتوربین [۱۰]

۲-۶-۲- پیل سوختی (FC)

پیل سوختی وسیله‌ای که در طی یک فرآیند الکتروشیمیایی، انرژی ذخیره‌شده شیمیایی در سوخت را به طور مستقیم، بدون نیاز به توربین و ژنراتور و بدون احتراق و ایجاد آلودگی، به برق *DC* تبدیل می‌کند. اجزای اصلی تشکیل‌دهنده یک پیل سوختی عبارت از مخزن سوخت، الکترولیت و الکترودهای نازک و متخلل آند و کاتد می‌باشند. از نظر ساختاری الکترولیت در میان دو الکترود کاتد و آند واقع می‌شود، سوخت با ورود به الکترود متخلخل آند و واکنش با یک کاتالیست اکسیدکننده، الکترون از دست می‌دهد و یونیزه می‌گردد، اکسیژن(هوا) نیز با ورود به الکترود متخلخل و برخورد با یک کاتالیست اکسیدکننده، احیا می‌گردد. الکترون آزادشده در آند از طریق یک مدار خارجی از آند به طرف کاتد جریان پیدا می‌کند و یک جریان الکتریکی *DC* ایجاد می‌کند. سوخت یونیزه شده نیز با توجه به نوع پیل سوختی از طریق الکترولیت به سمت کاتد یا آند حرکت می‌کند و با ترکیب و واکنش میان یون‌ها، محصولاتی نظیر آب و دی‌اکسید کربن حاصل می‌شوند، که باید از محیط واکنش خارج شوند.

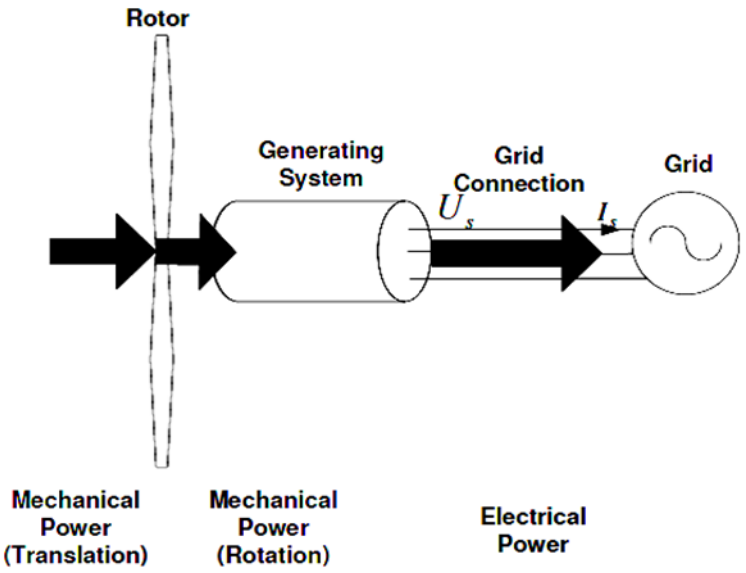


شکل (۲-۵) : بهره‌برداری ایده آل از یک پیل سوختی [۱۱]

گازهای هیدروژن و اکسیژن غیرقابل نفوذ در الکترولیت می‌باشند و فقط یون‌ها می‌توانند وارد الکترولیت شوند، لذا در کل انجام واکنش، الکترون از طریق مدار خارجی انتقال می‌یابد و جریان الکتریکی پدید می‌آورد. پیل سوختی در حال حاضر به پنج نوع مختلف قلیایی (AFC)، اسید فسفریکی (PAFC)، کربنات مذاب (MCFC)، اکسید جامد (SOFC) و پلیمر جامد (SPFC) تقسیم می‌گردند.

۲-۶-۳- سیستم های مبدل انرژی باد

سیستم‌های مبدل انرژی باد، انرژی بادی را به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کنند. جزء اصلی این سیستم‌ها، توربین بادی می‌باشد، که با یک ژنراتور از طریق یکه جعبه‌دنده کوپل شده است. شکل (۲-۶) اصول کلی کارکرد یک سیستم مبدل انرژی باد را نشان می‌دهد. تا اواسط دهه ۱۹۹۰ سایز توربین‌های بادی مبدل انرژی به طور میانگین $300kW$ بود، اما اخیراً توربین‌های با ظرفیت بالاتر تا $5MW$ ساخته و نصب‌شده‌اند. توان خروجی توربین‌های بادی توسط فاکتورهای مختلفی همچون سرعت باد، سایز و شکل توربین تعیین می‌شود.



شکل (۲-۶): اصول کلی عملکرد مبدل انرژی بادی [۱۲]

توربین بادی را می‌توان به دو نوع سیستم های سرعت ثابت و سرعت متغیر دسته‌بندی نمود. در این نوع سیستم‌ها سرعت توربین توسط وسایل مکانیکی علیرغم تغییر سرعت باد، توسط تغییر زوایه پره یا توسط تغییر زاویه توربین نسبت به افق و دیگر روش‌ها ثابت نگه داشته می‌شود. در این روش سرعت روتور با تغییرات سرعت باد تغییر می‌کند و مورد استفاده بیشتری دارد.

۲-۶-۴- سیستم‌های خورشیدی فتوولتائیک

در سیستم‌های فتوولتائیک بدون بهره‌گیری از تجهیزات متحرک به طور مستقیم انرژی خورشیدی به انرژی الکتریکی تبدیل می‌گردد. در حال حاضر بیش‌ترین استفاده از مبدل‌های فتوولتائیک در کاربردهای کوچک و پراکنده می‌باشد. یک سیستم فتوولتائیک به طور کلی از چهار قسمت اصلی آرایه خورشیدی، تنظیم‌کننده (تنظیم‌کننده نقطه توان حداکثر، تنظیم‌کننده ولتاژ، کنترل‌کننده میزان شارژ و دشارژ باتری)، واحد ذخیره ساز انرژی و اینورتر ولتاژ (در نیاز به ولتاژ متناوب) تشکیل می‌گردد. کوچک‌ترین و اساسی‌ترین قسمت یک آرایه خورشیدی را سلول خورشیدی تشکیل می‌دهد. این سلول‌ها بدون استفاده از سیکل ترمودینامیک یا عامل سیال، انرژی تشعشع فوتون‌های نور خورشید را مستقیماً به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کند. این سلول خودشان می‌توانند جمع کننده نور باشند یا از متمرکز کننده نوری مانند آینه یا عدسی محدب استفاده کنند. سلول‌های خورشیدی می‌توانند با بازدهی بین ۵ تا ۲۵ درصد عمل تبدیل انرژی را انجام دهند. برای افزایش جریان و ولتاژ سلول‌ها را به طور گروهی با اتصال سری و موازی در یک واحد بزرگ‌تر نصب می‌نمایند، که به این واحدها مدول می‌گویند. با نصب تعدادی از مدول‌های خورشیدی بر روی یک صفحه نگه‌دارنده واحدی بزرگ‌تر به دست می‌آید، که پانل خورشیدی نامیده می‌شود.

۲-۶-۵- تولیدکننده‌های برق آبی مقیاس کوچک

در سالیان اخیر ساخت واحدهای برق آبی مقیاس کوچک به خصوص در منطق دورافتاده روستایی و سیستم های تولید پراکنده انرژی، بسیار مورد توجه قرار گرفته است. بطوریکه در حال

حاضر برخی از این نیروگاه‌ها به صورت پکیج در کشورهای مختلف ساخته می‌شوند و در ابعاد تجاری در سطح جهان عرضه می‌گردند. توسعه این واحدها در یک منطقه وابسته به توپولوژی آن ناحیه، وجود منابع آبی و بارش سالیانه کافی می‌باشد. نحوه جانمایی تأسیسات این واحدها به دلایل متعددی نظیر شرایط جغرافیایی محل احداث از واحدی تا واحد دیگر می‌تواند کاملاً متفاوت باشد.

در جدول (۲-۴) نیز خلاصه‌ای از ویژگی‌های DG ها و نحوه‌ی اتصال و روش‌های کنترل آن‌ها را مشاهده می‌کنید.

جدول (۲-۳): DG ها و نحوه‌ی اتصال و روش‌های کنترل [۱۲]

کنترل توان	واسط	تولیدی اصلی	
AVR **و** گاورنر **تغییر سرعت توربین**	ژنراتور سنکرون ژنراتور آسنکرون	موتورهای دیزلی توربین آبی کوچک توربین بادی سرعت ثابت	**DG های معمول**
کنترل سرعت و ولتاژ DC	مبدل الکترونیک قدرت AC-DC-AC	توربین بادی با سرعت متغییر میکروتوربین	**DG های غیرمعمول**
MPPT و کنترل ولتاژ DC	مبدل الکترونیک قدرت DC-DC-AC	فتوولتائیک پیل سوختی	
شارژ شدن/ کنترل ولتاژ و فرکانس	مبدل الکترونیک قدرت DC-DC-AC	باتری	**ذخیره ساز بلند مدت**
حالت شارژ	مبدل الکترونیک قدرت DC-DC-AC	ابر خازن	**ذخیره ساز کوتاه مدت**
کنترل سرعت	مبدل الکترونیک قدرت AC-DC-AC	چرخ گردان	

در جدول زیر نیز به شکلی دیگر خلاصه‌ای از انواع مولدهای الکتریکی تولیدات پراکنده، پاره‌ای از مشخصات و ویژگی‌های هر یک از آن‌ها آورده شده است.

جدول (۲-۴): تقسیم‌بندی معمول DG های متصل به شبکه

ژنراتورهای سنکرون	ژنراتورهای القائی	DG مجهز به اینورتر
• اتصال به فیدر اولیه شبکه توزیع • توان بالا تا ۳۰ مگاوات • تا حد زیادی توانایی تغذیه جزیره را دارند. • حفاظت ضد جزیره ای برای آنها ضروری است. • توربین گازی و دیزل ژنراتور	• اتصال به فیدر اولیه • توان تولیدی بین ۱۰ تا ۲۵ مگاوات • عدم تولید توان راکتیو بنابراین برای تامین توان راکتیو خود به شبکه نیاز دارند پس در حالت جزیره ای عملکرد ندارند مگر اینکه از طرف جزیره توان راکتیو تزریق شود. • توربین بادی	• اتصال به فیدر ثانویه شبکه • توان چند صد وات تا یک مگاوات • عملکرد آن وابسته به عملکرد اینورتر آن می باشد. • قابلیت تغذیه جزیره را دارد. • فتو ولتائیک، میکرو توربین و پیل سوختی

فصل سوم

حفاظت از شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده

منابع تولید پراکنده علاوه بر محاسن بسیار زیادی که دارند، دارای معایبی نیز می‌باشند. یکی از عمده‌ترین معایب این منابع، تأثیر مستقیم آن‌ها بر حفاظت شبکه‌های توزیع می‌باشد به گونه‌ای که در برخی موارد،طرح‌های حفاظتی موجود در کنار حضور واحدهای DG کارایی خود را از دست می‌دهند.

در این فصل اثر نصب واحدهای تولید پراکنده بر طرح‌های حفاظتی موجود در شبکه‌های توزیع و نیز ادوات حفاظتی شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد. قوانین و استانداردهای موجود در رابطه با نصب و اتصال این واحدها به شبکه توزیع، توضیح داده می‌شود و در پایان نیز روش‌های نوین حفاظت از شبکه‌های توزیع به اختصار توضیح داده خواهد شد.

۳-۱- حفاظت از شبکه‌های توزیع

مبحث حفاظت اصولی از شبکه‌های توزیع در مرجع [۱۴-۱۳] موجود می‌باشد. هدف اولیه از حفاظت سیستم‌ها، اطمینان از عملکرد بدون خطر سیستم و نیز حفاظت از افراد و تجهیزات موجود می‌باشد. علاوه بر آن وظیفه دیگر حفاظت، کاهش دادن اثرات ناشی از خطاهای غیرقابل اجتناب در سیستم‌های قدرت می‌باشد از نظر الکتریکی، حالت‌های خطرناک خطا بر اثر دو عامل اصلی جریان زیاد و اضافه ولتاژ به وجود می‌آیند.

به عنوان مثال اتصال غیر سنکرون دو شبکه باعث به وجود آمدن جریان‌های زیادی می‌گردد. همچنین ولتاژ تماسی ناشی از خطای اتصال زمین برای افراد خطرناک است. مشکل کلی این حالت‌ها، خروج جریان و ولتاژ از محدوده‌های مورد نظر می‌باشد. بنابراین هدف اصلی در حفاظت، جلوگیری از حالت‌های اضافه جریان و اضافه ولتاژ به منظور تضمین عملکرد بدون خطر سیستم می‌باشد.

امروزه ادوات حفاظت الکترومکانیکی توسط میکرو پروسسورها[۱] که مشتمل بر یک رله و تعدادی قطعه کوچک می‌باشند جایگزین شده‌اند. ولتاژ و جریان به صورت مناسبی از سایر کمیت‌ها جدا می-

[۱] Micro processor

گردند و به مقادیر دیجیتالی تبدیل می‌شوند. این مقادیر سپس به عنوان ورودی به الگوریتم‌های خاص واردشده و تصمیم جهت فرمان قطع و یا عدم قطع توسط رله را صادر می‌کنند [۱۵] .

بسته به توپولوژی شبکه، طرح‌های حفاظتی گوناگونی مورد استفاده قرار می‌گیرند. ساده‌ترین ساختار شبکه جهت حفاظت، سیستم شعاعی می‌باشد که در این صورت نیاز به رله‌های بسیار ساده‌ای می‌باشد. عموماً، طرح‌های حفاظتی اضافه جریان و نیز طرح‌های وابسته به زمان جهت حفاظت این شبکه‌ها استفاده می‌شود. و طرح‌های حفاظتی پیچیده‌تر جهت حفاظت از شبکه‌های حلقوی و غربالی استفاده می‌گردند. رله‌های امپدانسی به دلیل کاهش نسبت ولتاژ به جریان، دستور قطع را صادر می-کنند. از آنجا که توسط این رله‌ها می‌توان فاصله تا محل خطا را نیز مشخص نمود به این رله‌ها، رله-های دیستانس نیز می‌گویند. توضیحات بیشتر درباره این رله‌ها در [۱۵] موجود می‌باشد. یک طرح حفاظتی مشترک جهت حفاظت از ترانسفورماتورها، باسبارها و خطوط انتقال، حفاظت تفاضلی می-باشد که نحوه عملکرد این طرح بر مقایسه جریان ورودی و خروجی سیستم استوار می‌باشد.

۳-۲- رله‌های حفاظتی موجود در شبکه‌های توزیع

از نظر تاریخی، در ابتدا رله‌های مورد استفاده در شبکه‌های قدرت از نوع الکترومکانیکی بودند. پس از این رله‌ها، رله‌های استاتیکی مطرح شدند که از مدارهای الکترونیکی بهره می‌گرفتند. با توجه به مشخصه عملکردی خوب رله‌های الکترومکانیکی، رله‌های استاتیکی جایگزین مناسبی برای آن‌ها نبودند و از این رو در بسیاری از سیستم‌های قدرت هم‌اکنون رله‌های الکترومکانیکی مورد استفاده قرار می‌گیرند و وظایف خود را به خوبی انجام می‌دهند [۱۵]. با گسترش استفاده از میکروپروسسورها، حفاظت‌های عددی[۱] نیز به وجود آمد. در رله‌های عددی، به صورت همزمان در هر لحظه از سیگنال ولتاژ و جریان نمونه‌برداری می‌شود و سپس این اطلاعات پردازش می‌شوند و تصمیمات لازم گرفته

[۱] Numerical protection

می‌شوند. رله‌های عددی چندمنظوره می‌باشند و می‌توانند به عنوان ابزارآلات الکترونیکی مورد استفاده قرار بگیرند [۱۶].

تمرکز اصلی این پروژه، بر روی رله‌های عددی می‌باشد و تنظیمات رله‌های اضافه جریان مورد استفاده، بر اساس مشخصه عملکردی رله‌های عددی می‌باشد. بسته به سطح حفاظت و نوع حفاظت مورد نیاز، می‌توان رله‌های متنوعی را انتخاب نمود.

۳-۲-۱- رله‌های اضافه جریان

اساس عملکرد رله‌های اضافه جریان به این صورت است که اگر جریان اندازه‌گیری شده به وسیله رله از مقدار تنظیمی رله بیشتر باشد، رله عمل خواهد کرد. این رله در خطوط توزیع به عنوان حفاظت اصلی و در خطوط انتقال و فوق توزیع به عنوان حفاظت پشتیبان مورد استفاده قرار می‌گیرد [۵]

این رله‌ها دارای سه مشخصه است:

- **مشخصه جریان زیاد آنی:** تنظیمات در این حالت بدین صورت است که در صورت بیشتر شدن جریان مشخصه از یک مقدار مشخص، رله به صورت آنی عمل خواهد کرد.

- **مشخصه اضافه جریان زمان معلوم:** تنظیمات در این حالت بدین صورت است که در صورت بیشتر شدن جریان از جریان تنظیمی رله، رله در زمان مشخص فرمان می‌دهد.

- **مشخصه جریان زیاد زمان معکوس:** در این حالت با افزایش جریان خطا، زمان عملکرد رله کاهش می‌یابد. زمان عملکرد رله‌ها با توجه به جریان خطای عبوری، از منحنی مشخصه‌ی آن‌ها پیروی می‌کند . منحنی مشخصه‌ی متفاوتی برای رله‌ها با توجه به اهداف به‌کارگیری از آن‌ها وجود دارد که بر طبق استاندارد شناخته‌شده IEC255-4 از رابطه (۳-۱) پیروی می‌کنند این مدل به مدل وارینگتون معروف می‌باشد [۱۵]:

$$t = TMS \frac{A}{(\frac{I}{I_p})^b - 1} \qquad (۱-۳)$$

t : زمان عملکرد

I : جریان عبوری از رله

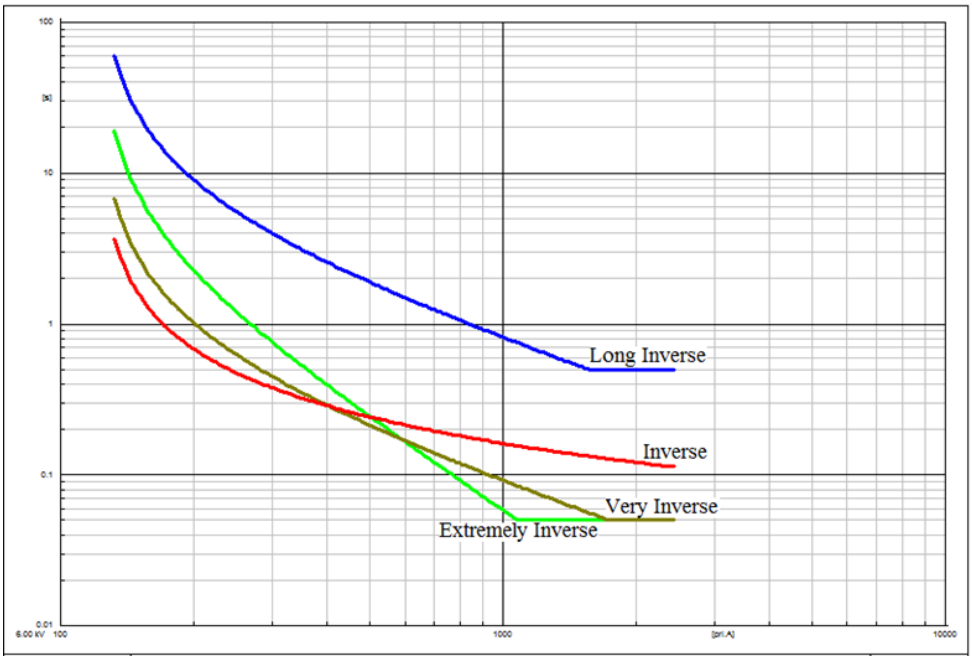
I_p : جریان تنظیمی رله

TMS[۱]: ضریب تنظیم زمان که مقادیری بین ۰/۰۵ تا ۳ می‌تواند اختیار کند. A وb نیز مقادیر ویژه‌ای می‌گیرند که وابسته به نوع رله بوده و می‌تواند نوع مشخصه را تعیین کنند در جدول (۳-۱) مقادیر متفاوت این دو پارامتر به همراه نوع مشخصه آورده شده است. همان‌گونه که از رابطه‌ی (۳-۱) برمی‌آید در یک TMS و I_b ثابت کاهش I به افزایش زمان عملکرد رله منجر می‌شود . که این مطلب در شکل(۳-۱) نیز دیده می‌شود. همان‌گونه که در شکل (۳-۲) ملاحظه می‌شود، رفتار فیوز به منحنی مشخصه Extremely Inverse نزدیک است و در صورت کاهش جریان خطا زمان قطع آن بیشتر می‌شود.

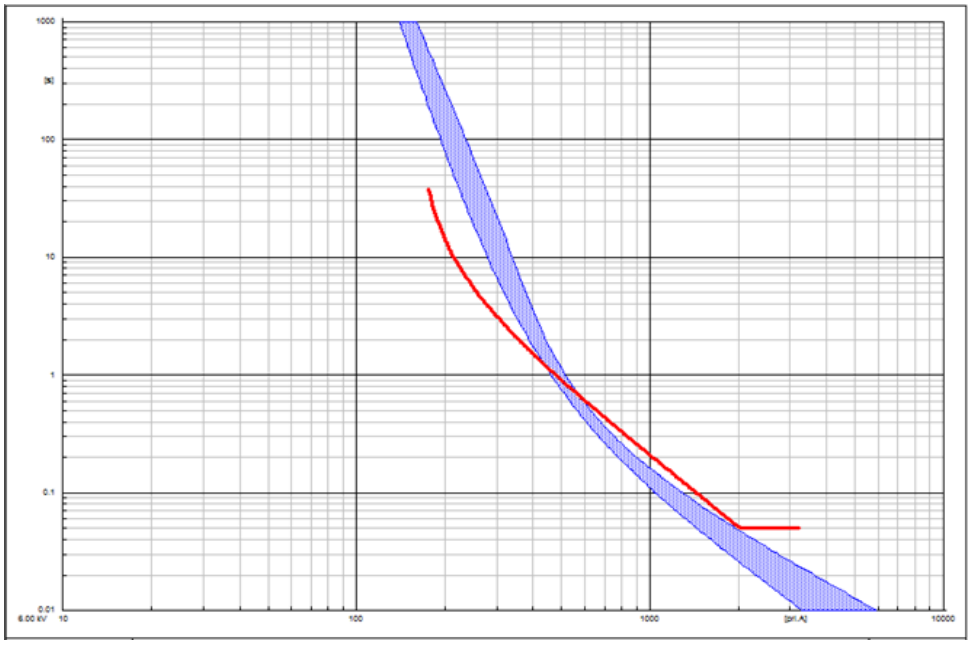
جدول(۳-1): مقادیر ویژه‌ی منحنی مشخصه‌های اضافه جریان زمان معکوس

نوع مشخصه	A	B
Inverse	0/14	0/02
Very Inverse	13/5	1
Extremely Inverse	80	2
Long Inverse	120	1

[۱] Time Multiplier Setting



شکل (۳-۱): منحنی مشخصه رله‌ها



شکل(۳-۲): نزدیکی مشخصه‌ی Extremely Inverse رله‌ی اضافه جریان به زمان قطع فیوز

در برخی از شبکه‌ها شرایطی پیش می‌آید که جریان خطا می‌تواند در دو جهت برقرار شود یا به عبارت دیگر جریان خطا از دو طریق تأمین می‌گردد. در این حالت، به منظور تشخیص مناسب خطا و

هماهنگ‌سازی مناسب سیستم حفاظتی، بایستی جهت جریان نیز مشخص گردد. بنابراین از رله‌های اضافه جریان مجهز به واحد تشخیص‌دهنده جهت جریان استفاده می‌شود که این رله‌ها، رله‌های اضافه جریان جهت‌دار نامیده می‌شوند. در این نوع رله‌ها جهت تشخیص جهت توان، از سیگنال‌های ولتاژ و جریان استفاده می‌شود. موارد کاربرد این رله، در خطوط از دو سو تغذیه شده، شبکه‌های رینگ و شبکه‌هایی که از یک خط دو مداره تغذیه می‌شوند می‌باشد.

۳-۲-۲- چند وسیله حفاظتی دیگر

علاوه بر رله‌های حفاظتی تعریف‌شده در قسمت‌های قبل، وسایل حفاظتی دیگری در شبکه‌های توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند. به عنوان مثال فیوزها و بازبست‌ها به صورت گسترده‌ای در شبکه-های توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند. اساس عملکرد این دو وسیله مشابه رله‌های تعریف‌شده در قسمت‌های قبل می‌باشند. [۱۷]

- **فیوز**

یک رله جریان زیاد می‌باشد که با ذوب شدن فلز درون آن، مدار را قطع می‌کنند. این فلز با عبور جریان زیاد گرم شده و ذوب می‌گردد. مدت زمان عملکرد فیوز از زمان شروع عملیات ذوب شدن تا زمان نهایی رفع خطا می‌باشد. تفاوت اصلی این فیوزها در مدت زمان دوام جرقه در فیوزها می‌باشد.

- **ریکلوزر**[۱]

ریکلوزر، در واقع نوعی رله است که فرمان وصل مجدد را به کلید قدرت می‌دهد. به این صورت که در حین رخ دادن خطا یا اتصال‌کوتاه در شبکه، توانایی چندین مرتبه (معمولاً ۳ مرتبه) قطع و وصل را دارد. بدین معنی که در صورت ایجاد خطا در شبکه و قطع کلید، پس از گذشت یک دوره زمانی از پیش تنظیم‌شده (مثلاً دو ثانیه) این تجهیز فرمان وصل مجدد را صادر می‌کند. اگر بعد

[۱] Recloser

از وصل همچنان خطا پاک‌سازی نشده بود مجدداً قطع می‌کند و این عمل را چندین مرتبه انجام می‌دهد و اگر بعد از هر وصل، خطا بر طرف شده بود که کلید وصل باقی می‌ماند در غیر این صورت مجدداً قطع می‌شود و زمانی که تعداد قطع و وصل به اندازه تعریف‌شده رسید قطع باقی می‌ماند. یک بازبست مطابق مشخصه زمان-جریان رله جریان زیاد عمل می‌کند.بنابراین زمان عملکرد بازبست‌ها قابل تنظیم می‌باشد. برای حالت‌های قطع مختلف می‌توان از مشخصه‌های زمان-جریان متفاوت استفاده نمود.

در اکثر موارد خطا در شبکه‌های هوایی موقتی است و پس از یک قطع و وصل برطرف می‌شود. مثلاً اگر خطای به وجود آمده در اثر وجود جسمی در بین دو فاز شبکه باشد، پس از مدت کوتاهی این جسم می‌افتد و خطا برطرف می‌شود. پس هیچ لزومی ندارد به خاطر چنین مسئله‌ای که خودبه‌خود بر طرف می‌شود شبکه کلاً قطع بماند. به همین دلیل استفاده از ریکلوزر که موجب رفع خطای گذرا و بهبود قابلیت اطمینان شبکه می‌گردد در شبکه‌های توزیع هوایی در حال افزایش است. در شبکه‌های شامل منابع تولید پراکنده، وجود ریکلوزر در ابتدای فیدر و قبل از محل نصب مولد، احتمال جزیره‌ای شدن شبکه را افزایش می‌دهد، لذا باید تمهیدات لازم جهت جلوگیری از این حالت پیش‌بینی شود.

- **سکشنلایزر**[1]

تجهیزی است که به منظور جداسازی محل خطا در سیستم الکتریکی مورد استفاده قرار می‌گیرد. ریکلوزرها و سکشنلایزرها برای افزایش حفاظت سیستم‌های الکتریکی در شبکه توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند. این تجهیزات با واحدهای حفاظتی کنترلی و ارتباطی مورد استفاده قرار می‌گیرند. این تجهیز به عنوان پشتیبان ریکلوزرهای اتوماتیکی و یا کلید قدرت مورد استفاده قرار می‌گیرد.

[1] Sectionaliser

- **کلید قدرت (بریکر[1])**

منظور از یک کلید قدرت، وسیله‌ای است که بتواند یک مدار الکتریکی را در شرایط عادی و شرایط خطا (با زمان تعریف‌شده محدود) قطع و وصل نماید و در این حالت طوری عمل کند که خود آسیب ندیده و شبکه نیز به نحو مطلوبی کنترل شود. کلیدهای قدرت برای قطع جریان‌های عادی و اتصال‌کوتاه طراحی می‌شوند. این کلیدها را می‌توان توسط شستی‌های محلی و یا سیگنال‌های مخابراتی توسط سیستم حفاظت، از راه دور باز و یا بسته نمود. بنابراین، در صورتی که جریان و ولتاژ خط و یا فرکانس سیستم و سایر پارامترهای کنترلی از حد معینی که از پیش تنظیم شده است، تجاوز نماید، با فرمانی که از رله‌های مربوطه به آن‌ها می‌رسد، کلید قطع می‌گردد. چنانچه از کلید قدرت برای سنکرون کردن ژنراتور با شبکه استفاده شود زمان باز شدن و زمان بسته شدن آن دو کمیت مهمی هستند که باید مورد توجه قرار گیرند. زمان بسته شدن هر چه کمتر باشد احتمال انحراف مقادیر دامنه، فاز ولتاژ و اختلاف فرکانس در لحظه سنکرونیزاسیون کمتر خواهد بود. زمان باز شدن هرچه کمتر باشد سرعت رفع خطا بیشتر شده و از بروز آسیب بیشتر به ژنراتور و شبکه در هنگام وقوع خطا جلوگیری خواهد شد. همان‌گونه که بیان شد قابلیت فرمان‌پذیری از راه دور و عملکرد اتوماتیک کلید قدرت می‌باشد که استفاده از آن را در شبکه‌های الکتریکی شامل اتوماسیون امکان‌پذیر می‌سازد.

- **سکسیونر**

بر خلاف کلیدهای قدرت، سکسیونرها قادر به قطع هیچ جریانی نیستند. آن‌ها فقط در جریان صفر باز و بسته می‌شوند. این کلیدها اصولاً جداکننده هستند که بهره‌بردار را به جدا کردن کلیدهای قدرت، ترانسفورماتورها، خطوط انتقال و امثال آن‌ها از شبکه برق‌دار قادر می‌سازند. سکسیونرها جزو تجهیزاتی محسوب می‌شوند که بیشتر در هنگام تعمیرات و تغییر مسیر جریان مورد استفاده قرار می-

[1] Circuit Breaker

گیرند. سکسیونرهای مورد استفاده در جداسازی منابع تولید پراکنده از شبکه، باید دارای اینترلاک با کلید قدرت باشند و همچنین به دلیل احتمال برق‌دار بودن دو طرف آن باید ارت‌دار نباشد و یا ارت آن امکان زمین کردن خط را نداشته باشد.

- هنگامی که چندین وسیله حفاظتی در یک شبکه به صورت سری استفاده‌شده باشند در آن صورت هماهنگی بین ادوات حفاظتی ضروری می‌باشد چرا که نباید سیستم حفاظت پشتیبان قبل از حفاظت اصلی عمل کند. هدف این است تا آن که امکان دارد سیستم حفاظت اصلی به سرعت عمل کند و یا این‌که تأخیر زمانی عملکرد حفاظت پشتیبان به اندازه کافی باشد.

۳-۳- تأثیر واحدهای تولید پراکنده بر حفاظت شبکه

حفاظت‌های معمولی در شبکه توزیع بر اساس این‌که شبکه‌های توزیع، سیستم‌های شعاعی هستند طرح‌ریزی می‌شوند. اما در صورت اتصال واحدهای تولید پراکنده به سیستم، فیدرها در برخی از نقاط خود دوطرفه می‌شوند و جریان الکتریسیته ممکن است از هر دو جهت آن‌ها عبور کند. بنابراین دیگر این فیدرها شعاعی نیستند. سیستم حفاظتی طراحی‌شده برای شبکه توزیع فشار ضعیف و متوسط معمولاً با استفاده از یک الگوریتم غیرفعال طراحی می‌شوند یعنی هیچ‌گونه تولیدی در شبکه توزیع در نظر گرفته نمی‌شود. با در نظر گرفتن منابع تولید پراکنده، شبکه فعال می‌گردد و بنابراین طرح‌های مربوط به حالت غیرفعال کارایی خود را از دست می‌دهند. این مسئله باعث می‌شود که برخی از طرح‌های حفاظتی که بر مبنای اندازه‌گیری جریان عمل می‌کردند به هم بخورند.

در صورتی‌که میزان تولید واحد DG کمتر از ۱۰٪ کل بار فیدر شبکه توزیع باشد در آن صورت تأثیر واحد DG بر تنظیم ادوات حفاظتی قابل چشم‌پوشی است. یکی از موارد خیلی مهم در این حالت این است که آیا با افزایش سطح اتصال کوتاه در شبکه، ادوات حفاظتی در شبکه قادر به عملکرد مناسب می‌باشند یا خیر. به طور معمول مقدار جریان خطایی که در شبکه‌های توزیع توسط واحد

DG تأمین می‌شود بسیار اندک می‌باشد اما در صورتی که واحد DG بزرگ باشد و یا تعداد واحدهای DG افزایش یابد در آن صورت افزایش سطح اتصال کوتاه باعث عملکرد نامناسب ادوات حفاظتی شبکه می‌گردد. تأثیر اصلی واحدهای DG بر حفاظت فیدرهای توزیع در چند حوزه می‌باشد[۱۸]:

- عملکرد رله‌های اضافه جریان
- عملکرد بازبست‌ها و حفاظت جزیره‌ای شدن
- هماهنگی حفاظتی

از جمله آثار سوء این اختلالات می‌توان به معضلات زیر اشاره کرد که در ادامه به تفضیل توضیح داده می‌شوند [۱۹]:

۱ - ایمنی شبکه

۲ - تریپ اشتباه

۳ - کور شدن حفاظت

۴ - جلوگیری از بازبست ریکلوزر

۵ - جزیره‌ای شدن ناخواسته

۶ - مشکلات هماهنگی در شبکه‌های توزیع به هم پیوسته:

- هماهنگی فیوز- فیوز
- هماهنگی فیوز- ریکلوزر
- هماهنگی رله- رله

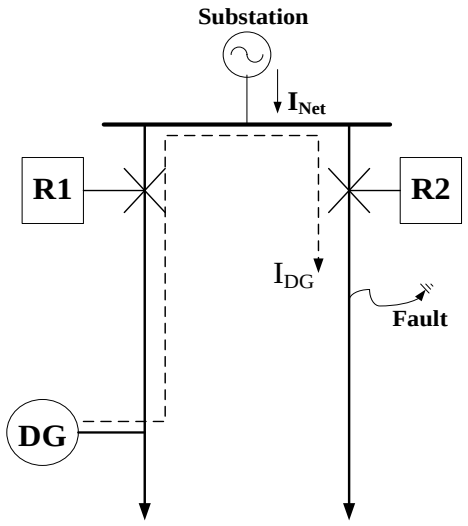
۳-۳-۱- ایمنی شبکه

با نصب DG سطح اتصال کوتاه در نقاط مختلف شبکه دچار تغییر می‌گردد. این مسئله علاوه بر اینکه باعث به هم خوردن عملکرد رله‌ها، فیوزها، کلیدهای ریکلوزر و هماهنگی آن‌ها می‌گردد

مشکلاتی را نیز برای تجهیزات دیگر موجود در شبکه به وجود می‌آورد. از آنجایی که یکی از پارامترهای مهم در انتخاب تجهیزات نصب‌شده در شبکه مانند کلیدها و ترانس‌های جریان (CT)، جریان اتصال کوتاه عبوری از آن‌ها است با نصب DG در شبکه و افزایش سطح اتصال کوتاه در صورت عدم تعویض این تجهیزات ممکن است آسیب‌هایی به پرسنل و تجهیزات شبکه وارد گردد.

۳-۳-۲- تریپ اشتباه

چگونگی بروز این مشکل و خروج بی‌موقع فیدر در شکل (۳-۳) نشان داده شده است. مطابق شکل شبکه دارای دو فیدر و دو رله در ابتدای هر فیدر می‌باشد. در حالت عادی (بدون حضور DG) خطایی که در شکل نشان داده‌شده توسط رله روی فیدر خطادار قطع می‌گردد. با نصب یک واحد DG در محل نشان داده‌شده در شکل، DG نیز جریانی به محل خطا تزریق می‌کند. این امکان وجود دارد که جریان اندازه‌گیری شده در ابتدای فیدر DG، از تنظیمات مجاز تریپ رله تجاوز نماید و منجر به تریپ اشتباه رله واقع بر فیدر بدون خطا شود. این مفهوم به طور کلی منجر به قطع غیرضروری فیدر حاوی DG شده و در نتیجه بر روی قابلیت اطمینان و امنیت شبکه تأثیر می‌گذارد.



شکل (۳-۳): تریپ اشتباه فیدر با نصب DG [۲۰]

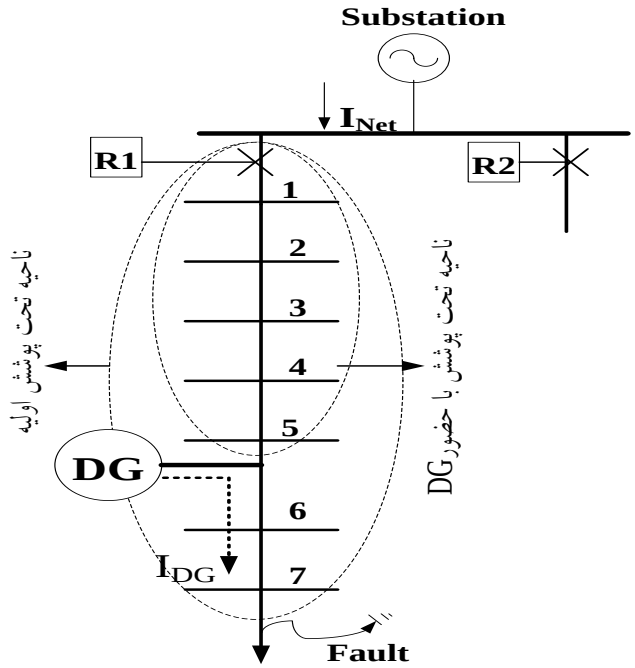
یکی از روش‌های ساده برای جلوگیری از تریپ اشتباه، هماهنگ کردن دو رله می‌باشد. یعنی تنظیمات جریانی و زمانی رله‌ها طوری تغییر یابد که رله واقع روی فیدر شامل DG، کندتر از فیدرهای مجاور عمل نماید. البته این مسئله با توجه به عناصر حفاظتی پایین‌دست با محدودیت‌هایی همراه می‌باشد. روش مؤثر دیگر انتخاب رله‌های جهت‌دار است که مستلزم سرمایه‌گذاری جدید در شبکه می‌باشد.

۳-۳-۳- کور شدن حفاظت

همان طور که در شکل (۳-۴) نیز نشان داده است این حالت هنگامی رخ می‌دهد که واحد تولید پراکنده بین رله و محل خطا قرار داشته باشد[۲۰]. رله جریان زیاد نصب‌شده در ابتدای فیدر که برای پوشش کل فیدر تنظیم شده است، به دلیل نصب DG و کاهش جریان اتصال کوتاه عبوری از رله نمی‌تواند انتهای خط را پوشش دهد. وقتی تولید پراکنده به شبکه وصل شود، جریان خطایی که توسط رله جریان زیاد دیده می‌شود، کاهش می‌یابد که این امر سبب کاهش ناحیه عملکرد رله می‌شود. ناحیه عملکرد رله با افزایش جریان تزریقی توسط تولید پراکنده کاهش می‌یابد. در نتیجه رله برای خطاهایی که در انتهای فیدر رخ می‌دهند، فرمانی صادر نمی‌کند. در این حالت در صورت امکان باید تنظیم جریانی رله را به میزانی کاهش داد که مینیمم جریان اتصال کوتاه ناحیه مورد نظر را در حالت جدید شبکه ببیند. مقدار پوشش خط توسط رله (با حضور DG) به اندازه مقاومت خطا نیز بستگی دارد. اگر مقدار مقاومت خطا صفر باشد، رله خطاها را تا جائیکه DG نصب‌شده، بدون اشکال می‌پوشاند. اما اگر خطا با مقاومت همراه باشد ناحیه عملکرد رله با اضافه شدن DG بیشتر کاهش می‌یابد[۲۱].

یک راه مرسوم برای حل این مشکل، کمی پایین‌تر تنظیم نمودن حدود تریپ رله فیدر بعد از نصب DG می‌باشد. از آنجا که مشکلات تریپ باید در حالات عملیاتی مختلف واحد DG اجتناب شوند، در نتیجه تعیین میزان کاهش تنظیمات به مورد خاص مربوط است. نکته مهم دیگر این است

که کاهش تنظیم جریان تریپ در تضاد با مشکل گذشته (خروج بی‌موقع فیدر) می‌باشد و لذا تنظیم جریان کاهش‌یافته احتمال قطع غیرضروری فیدر را افزایش می‌دهد.



شکل(۳-۴) : کور شدن حفاظت رله جریان زیاد با نصب DG [۲۰]

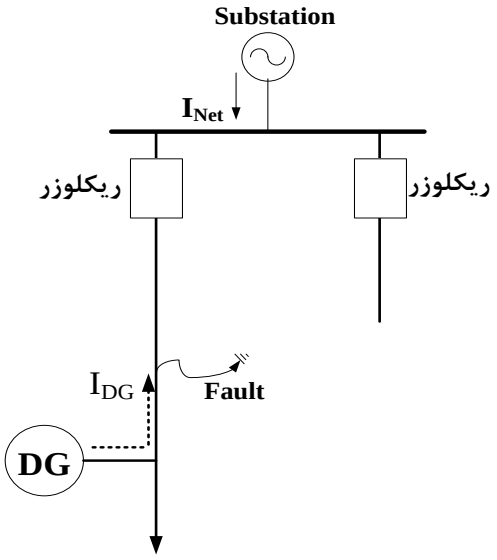
۳-۳-۴- جلوگیری از عملکرد ریکلوزر

از آن‌جا که خطا با قطع جریان تغذیه از منبع ممکن است به سرعت رفع شود، بنابراین معمولاً از بازبست‌ها جهت قطع و وصل شبکه به صورت گسترده‌ای استفاده می‌شود. در صورتی که منابع تولید پراکنده پس از وقوع خطا هم چنان به کار خود ادامه دهند در آن صورت دو مشکل مهم به هنگام عملکرد بازبست‌ها پدید می‌آید [۲۲] .

۱- خطا ممکن است بر اثر تغذیه جریان توسط منبع تولید پراکنده از بین نرود، بنابراین عملیات بازبست با موفقیت صورت نمی‌پذیرد.

۲- به هنگام عملکرد جزیره‌ای، فرکانس ناحیه جداشده ممکن است تغییر کند. بنابراین در صورت عملکرد کلید بازبست، دو ناحیه غیر سنکرون به یکدیگر متصل می‌شوند که خطرآفرین می-باشد.

همان طور که از شکل (۳-۵) مشخص است بدون حضور DG شبکه توزیع شعاعی است. بنابراین هنگامی که ریکلوزر عمل می‌کند قسمت پایین‌دست خود را بی برق می‌کند تا خطا به شبکه آسیب نرساند و درعین‌حال خطای گذرا رفع گردد. با حضور تولیدپراکنده، پست تغذیه و DG نصب‌شده، هر دو نقطه خطا را تغذیه می‌نمایند. در مدت زمان مرده مراحل ریکلوزر، واحد DG ممکن است به شبکه متصل باقی بماند و ولتاژ را در شبکه حفظ نماید و سبب می‌شود که قوس همچنان در نقطه اتصالی بعد از ریکلوزر باقی بماند. این امر منجر به خطای ریکلوزر و تبدیل خطای گذرا به خطای دائم می‌شود[۲۳]. در این حالت حفاظت‌های دیگر (مانند حفاظت ضد جزیره‌ای) عمل کرده و خطا را رفع می‌نمایند. بنابراین خطای گذرا موجب بی برق شدن شبکه می‌گردد.



شکل (۳-۵): جلوگیری از بازبست ریکلوزر با نصب DG [۲۳]

جهت امکان پاک شدن کامل خطا، بایستی بین مدت زمان قطع و وصل بازبست، اندکی زمان مرده در نظر گرفته شود. زمان خاموشی مورد نیاز در رله‌های بازبست، معمولاً بین ۱۰۰ ms تا ۱۰۰۰ ms

می‌باشد [۲۲]. در صورتی که از منابع تولید پراکنده استفاده گردد، این زمان بایستی افزایش یابد. برخی از مراجع زمان خاموشی 1s و یا بیشتر را برای سیستم‌های توزیع حاوی منابع تولید پراکنده پیشنهاد داده‌اند. یکی دیگر از راه‌حل‌هایی که برای این مشکل پیشنهادشده این است که DG قبل از اینکه ریکلوزر عمل کند از شبکه خارج گردد.

۳-۳-۵- جزیره‌ای شدن[۱] ناخواسته

یکی از مهم‌ترین مسائل و مشکلاتی که در حضور تولیدات پراکنده در شبکه به وجود می‌آید، مسئله جزیره‌ای شدن می‌باشد. جزیره‌ای شدن هنگامی اتفاق می‌افتد که در اثر عملکرد رله‌ها، فیوزها یا ریکلوزرها، قسمتی از شبکه که دارای منبع تولید پراکنده از تغذیه اصلی جدا شود. در این حالت ممکن است یک یا چند عنصر تولید پراکنده در بخش جداشده شبکه قرار داشته و شبکه جداشده توسط این ژنراتورها تغذیه شود که به این حالت جزیره‌ای شدن می‌گوییم. در بسیاری از موارد جزیره‌ای شدن اثرات نامطلوبی بر روی سیستم ایجاد می‌کند. این مسئله ممکن است بر روی کیفیت توان و قابلیت اطمینان سیستم اثرات نامطلوبی بگذارد. با وجود این که در حالت جزیره‌ای شدن تأمین توان قسمتی از شبکه باعث کاهش قطعی برق می‌گردد، اما به دلایلی که در ادامه بیان می‌گردد جزیره‌ای شدن قابل‌قبول نمی‌باشد، در واقع در چنین حالتی اپراتور شبکه نمی‌تواند تضمینی برای کیفیت توان در منطقه جزیره شده بدهد. ممکن است ولتاژ و فرکانس‌های غیرعادی به وجود آید و سطح اتصال کوتاه ممکن است آن قدر پایین باشد که حفاظت‌های جریان زیاد عمل نکنند.

اتصال دوباره شبکه جزیره شده به کل شبکه پیچیده است ممکن است باعث صدمه دیدن تجهیزات، پرسنل و کاهش قابلیت اطمینان گردد. به همین دلیل جزیره‌ای شدن توسط روش‌هایی تشخیص داده‌شده و DG قطع می‌گردد. روش‌های مختلفی برای این کار ارائه شده است که به سه دسته می‌توان طبقه‌بندی کرد:

---

[۱] Islanding

۱- روش‌های پسیو (مانند تشخیص نرخ تغییر فرکانس) [۲۴و۲۵]

۲- روش‌های اکتیو (مانند مونیتورینگ پاسخ سیستم) [۲۶و۲۷]

۳- روش‌های مخابراتی [۲۸].

از آنجا که جزیره‌ای شدن می‌تواند تأثیرات نامطلوبی بر روی کیفیت ولتاژ و مسائل امنیتی سیستم بگذارد، لازم است تولیدات پراکنده در حالت جزیره‌ای ایجادشده، سریعاً قطع گردند. طبق استانداردIEEE 1547-2003 ، جزیره ایجادشده باید حداکثر دو ثانیه پس از ایجاد جزیره تشخیص داده‌شده و کلیدهای قدرت تولیدات پراکنده را قطع کنند[۲۹]. تشخیص حالت جزیره‌ای در زمانی که میزان بارهای مصرفی به میزان توان تولیدی DG نزدیک باشد مشکل‌تر است زیرا در این حالت تغییرات فرکانس و ولتاژ کمتر شده و روش‌های تشخیص فرکانس و ولتاژ کارایی نخواهند داشت.

۳-۳-۶- مشکلات هماهنگی در شبکه‌های توزیع به هم پیوسته

شبکه‌های توزیع معمولاً به صورت شعاعی بوده و در اثر وقوع خطا، عبور جریان خطا در یک جهت مشخص می‌باشد. بنابراین حفاظت شبکه توزیع با فرض شعاعی بودن شبکه طراحی می‌گردد. بعد از اتصال تولید پراکنده بخشی از سیستم خاصیت شعاعی خود را از دست می‌دهد و این مسئله باعث اختلال در عملکرد سیستم حفاظتی می‌گردد. تأثیر تولید پراکنده بر روی حفاظت به عواملی مانند اندازه، نوع و مکان تولید پراکنده وابسته خواهد بود.

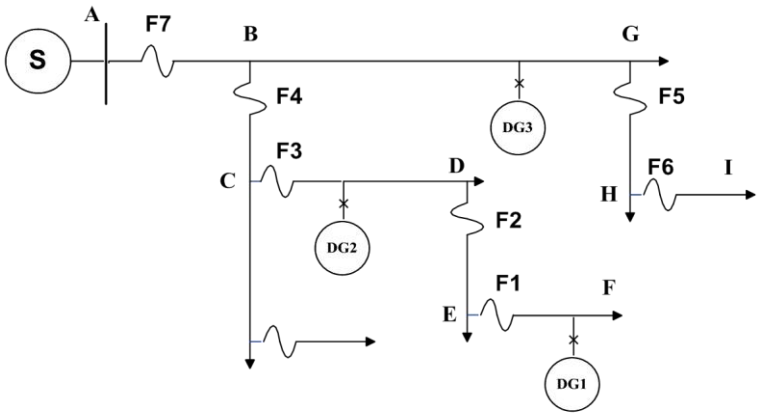
در این بخش تأثیر تولید پراکنده بر روی هماهنگی تجهیزات حفاظتی همانند فیوز ـ فیوز، فیوز ـ ریکلوزر و رله-رله بررسی می‌شود.

۳-۳-۶-۱- هماهنگی فیوز- فیوز

وقتی که تولید پراکنده وارد شبکه می‌شود، اندازه جریان عبوری از سیستم ممکن است دچار تغییر شود. همچنین در بعضی موارد ممکن است جریان برگشتی (جریانی که از سمت بار به سمت

منبع در جریان باشد) در شبکه به وجود آید. این بدان معنی است که از یک فیوز در یک شبکه توزیع، هم به ازای خطای پایین‌دست و هم به ازای خطای بالادست جریان عبور خواهد کرد.

شکل(۳-۶) قسمتی از یک شبکه توزیع را نشان می‌دهد که جفت فیوزهای F5-F6، F3-F4، F2-F3 و F1-F2 با همدیگر هماهنگ شده‌اند.



شکل (۳-۶): بررسی هماهنگی فیوز-فیوز با حضور تولیدات پراکنده [۸]

حال با نصب تولیدات پراکنده (DG) نشان داده‌شده در شکل(۳-۶) مشکلاتی در هماهنگی فیوزها به وجود خواهد آمد که در ذیل به آن‌ها اشاره می‌شود:

۱- ماکزیمم و مینیمم جریان خطایی که در قسمت HI اتفاق می‌افتد تغییر خواهد کرد و با توجه به بالادست قرار گرفتن تمام تولیدات پراکنده، جریان خطا از سمت منبع افزایش می‌یابد. همچنین جریان عبوری از فیوزهای F5 و F6 نسبت به قبل افزایش پیدا می‌کند ولی هرگز جریان برگشتی از آن‌ها عبور نخواهد کرد.

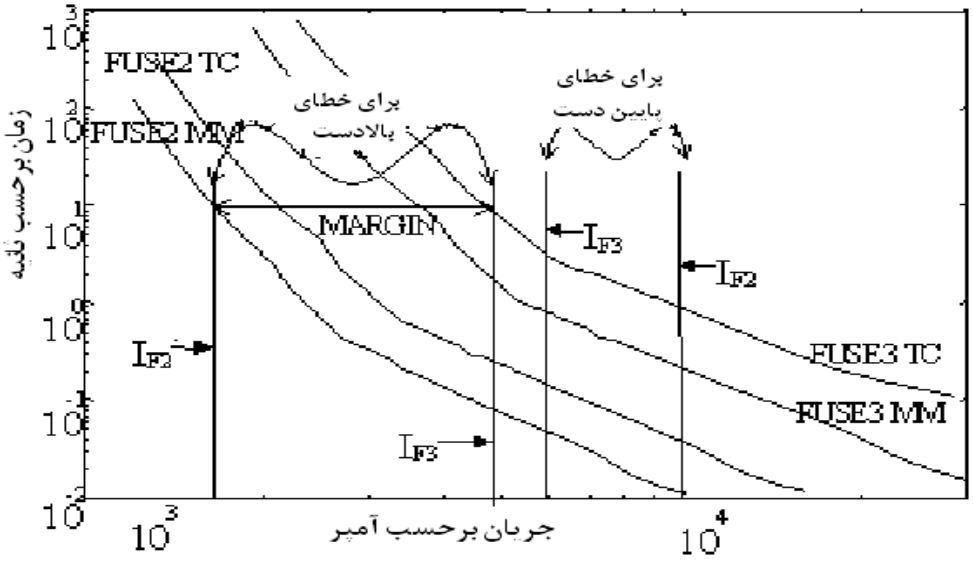
۲- برای خطاهایی که در قسمت CD اتفاق می‌افتد از فیوزهای F4 و F3 جریان پایین‌دست عبور خواهد کرد ولی اگر خطا در قسمت AB اتفاق بیفتد از این دو فیوز جریان خطای بالادست عبور خواهد کرد. با این حال باید این نکته را مورد توجه داشت که جریان عبوری از این دو فیوز، در هر دو

حالت یکسان خواهد بود. حالتی که برای فیوزهای F4 و F3 به وجود آمد برای فیوزهای F1 و F2 نیز وجود دارد.

۳- برای خطاهایی که در قسمت DE اتفاق می‌افتد جریان عبوری از فیوز F2 بیشتر از جریان عبوری از فیوز F3 می‌باشد. ولی برای خطاهایی که در قسمت BC اتفاق می‌افتد، جریان عبوری از فیوز F3 بیشتر از فیوز F2 می‌باشد. که در حالت اول، جریان خطا جریان پایین‌دست و برای حالت دوم، جریان خطا، یک جریان بالادست می‌باشد.

۴- در حالت اول، اگر فیوزهای F5 و F6 بتوانند با افزایش جریان خطای ناشی از ورود تولید پراکنده، باهم هماهنگ باشند، تغییر چندانی در هماهنگی آن‌ها به وجود نمی‌آید چرا که این دو فیوز فقط در معرض جریان خطای پایین‌دست قرار دارند. از آنجا که ماکزیمم و مینیمم جریان خطا تغییر می‌کند، لذا تنها تغییری که در منحنی هماهنگی فیوزهای F5 و F6 به وجود می‌آید، این گونه است که رنج هماهنگی این دو فیوز تغییر خواهد کرد. اما اگر افزایش جریان بیشتر از حد مجاز باشد و با توجه به شرط هماهنگی فیوز ـ فیوز که زمان رفع خطای فیوز اصلی باید از ۷۵٪ میینیمم ذوب فیوز پشتیبان کمتر باشد، زمان عملکرد این دو فیوز به هم نزدیک خواهد بود و همان طور که در منحنی شکل(۳-۷) نشان داده شده است احتمال عمل کردن همزمان دو فیوز وجود دارد. در نتیجه این دو فیوز نمی‌توانند برای مدت زیادی باهم هماهنگ باشند و در این صورت این فیوزها باید با فیوز مناسب‌تر جایگزین شوند.

در حالت دوم یک تضاد آشکار بروز خواهد کرد. با توجه به اینکه یکی از مهم‌ترین مشخصه‌های یک سیستم حفاظتی این است که فقط قسمت آسیب‌دیده (قسمتی که خطا در آن حادث شده است) را از مدار خارج کند، لذا برای خطایی که در قسمت CD اتفاق می‌افتد فیوز F3 باید قبل از فیوز F4



شکل (۳-۷): محدوده هماهنگی فیوز-فیوز با حضور تولیدات پراکنده [۸]

عمل کند و برای خطایی که در قسمت AB اتفاق می‌افتد فیوز F4 باید قبل از فیوز F3 عمل کند. ولی با توجه به اینکه جریان عبوری از دو فیوز در دو حالت خطای بالادست و پایین‌دست یکسان می‌باشد، امکان برآورده شدن توالی عملکرد فیوزها وجود ندارد. و همین روال برای فیوزهای F1 و F2 به ازای خطا در قسمت EF و CD نیز وجود دارد.

برای حالت سوم شکل(۳-۷) مشخصه‌های دو فیوز F2 و F3 بدون حضور تولیدات پراکنده نشان داده شده است. حال برای خطای پایین‌دست، جریان عبوری از فیوز F2 (IF2) بیشتر از جریان عبوری از فیوزF3 (IF3) می‌باشد. این اختلاف بین جریان IF2 و IF3 متناسب با اندازه و نوع تولید پراکنده می‌باشد. همان طور که در شکل (۳-۷) دیده می‌شود تا زمانی که IF2 بیشتر از IF3 باشد، هماهنگی بین دو فیوز از بین نخواهد رفت. البته لازم به ذکر است که در اینجا فرض شده است که افزایش جریان خطا از منحنی‌های فیوز تجاوز نکند، که در غیر این صورت مطمئناً دو فیوز با همدیگر هماهنگ نخواهند بود.

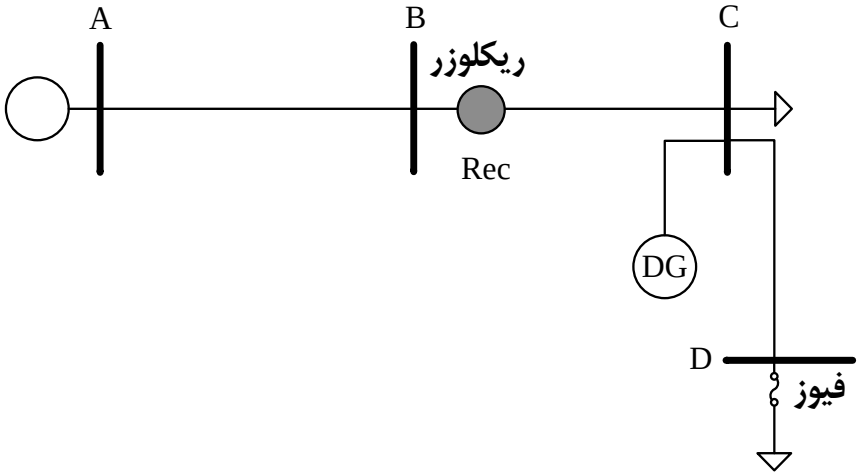
برای خطای بالادست جریان عبوری از فیوز F3 (IF3) بیشتر از جریان عبوری از فیوز F2 (IF2) هست. در این حالت همان طور که شکل(۳-۷) مشاهده می‌شود، اگر اختلاف جریان بیشتر از حدود

نشان داده شده باشد، آنگاه F3 قبل از F2 عمل کرده و در نتیجه هماهنگی حفظ خواهد شد. اما اگر این اختلاف از حدود نشان داده‌شده کمتر باشد، F2 قبل از F3 عمل می‌کند و در نتیجه هماهنگی بین این دو فیوز از بین خواهد رفت.

می‌توان نتیجه گرفت که هماهنگی فیوز- فیوز به اندازه، نوع و مکان تولید پراکنده وابسته می‌باشد. یکی از راه‌حل‌هایی که برای حل مشکل هماهنگی فیوزها پیشنهادشده این است که قبل از اینکه فیوزی وارد عمل شود، تمام تولیدات پراکنده در زمان خطا از مدار حذف‌شده و شبکه مجدداً به حالت شعاعی برگردد.

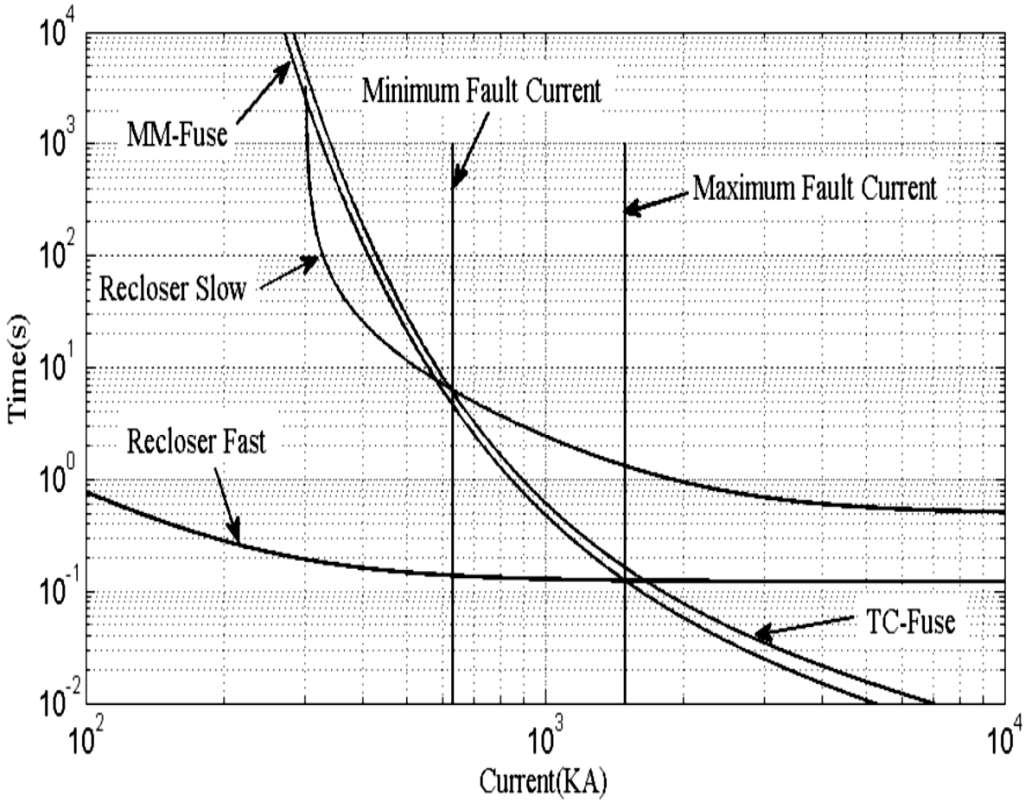
۳-۳-۶-۲- هماهنگی فیوز- ریکلوزر

همان‌گونه که مطرح شد، یکی دیگر از مشکلات استفاده از DG در شبکه توزیع، برهم خوردن هماهنگی فیوز و ریکلوزر می‌باشد. برای توضیح این مطلب شکل(۳-۸) را در نظر بگیرید که در آن یک خط توزیع نشان داده‌شده که به فیدر بار متصل بوده و این فیدر با یک فیوز حفاظت شده است. در ابتدا فرض می‌شود که تولید پراکنده وصل نباشد و ریکلوزری که در خط اصلی قرار دارد به ازای تمام خطاهایی که در مدار بار اتفاق می‌افتد، با فیوز هماهنگ می‌باشد. نکته‌ای که باید در اینجا مد نظر قرار گیرد این است که در صورت عدم وجود تولید پراکنده، به ازای تمام جریان خطا که در فیدر اتفاق می‌افتد، اندازه جریان عبوری از فیوز و ریکلوزر یکسان می‌باشد. این دو وسیله باید به ازای تمام خطاهایی که در فیدر حادث می‌شود، با همدیگر هماهنگ باشند. این هماهنگی در شکل (۳-۹) نشان داده شده است. در این شبکه فیوز باید فقط به ازای خطای دائمی که در سیستم رخ می‌دهد، عمل کند. برای خطای گذرا، ریکلوزر باید با عملکرد آنی خود مدار را قطع کرده و احتمال حذف خطا را افزایش دهد. تنها در شرایطی که خطا دائمی باشد فیوز مجاز به باز کردن مدار می‌باشد. همچنین ریکلوزر با استفاده از عملکرد تأخیری به عنوان یک پشتیبان برای فیوز عمل می‌کند.

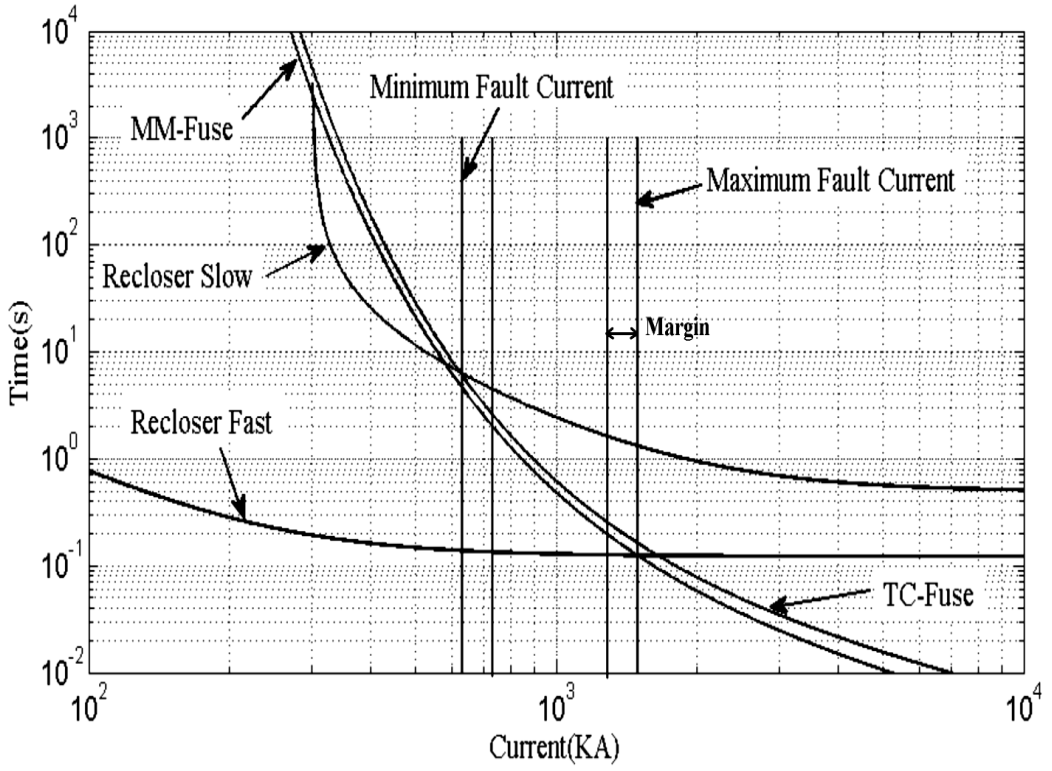


شکل (۳-۸) بررسی هماهنگی فیوز-ریکلوزر با حضور تولید پراکنده در شبکه توزیع[۸]

حال اگر تولید پراکنده مطابق شکل در نقطه پایین‌دست ریکلوزر (که این نقطه می‌تواند قبل یا بعد از نقطه اتصال فیدر بار با خط باشد) وصل شود، منجر به تغییراتی در شبکه می‌شود. ماکزیمم و مینیمم جریان خطا برای فیدر بار تغییر می‌کند. برای هر نوع خطا در فیدر بار، جریان عبوری از فیوز بیشتر از ریکلوزر می‌باشد. همان طور که در شکل(۳-۹) نشان داده شده است، برای حفظ هماهنگی جریان خطا باید بین حداقل جریان خطا (I_{fmin}) و حداکثر جریان خطا (I_{fmax}) قرار داشته باشد. اگر بعد از اتصال تولید پراکنده، جریان خطای گذرا در فیدر بار از I_{fmax} نشان داده‌شده در شکل(۳-۱۰) تجاوز کند، آنگاه هماهنگی بین فیوز و ریکلوزر از بین خواهد رفت. علت از بین رفتن هماهنگی این است که در خارج از محدوده بین I_{fmin} و I_{fmax} مشخصه حداقل ذوب فیوز پایین‌تر از مشخصه سریع ریکلوزر قرار می‌گیرد. اگر جریان‌های خطا در داخل محدوده مجاز باشند، آنگاه یک حد معینی وجود دارد که در آن محدوده می‌توان هماهنگی بین فیوز و ریکلوزر را حفظ نمود.



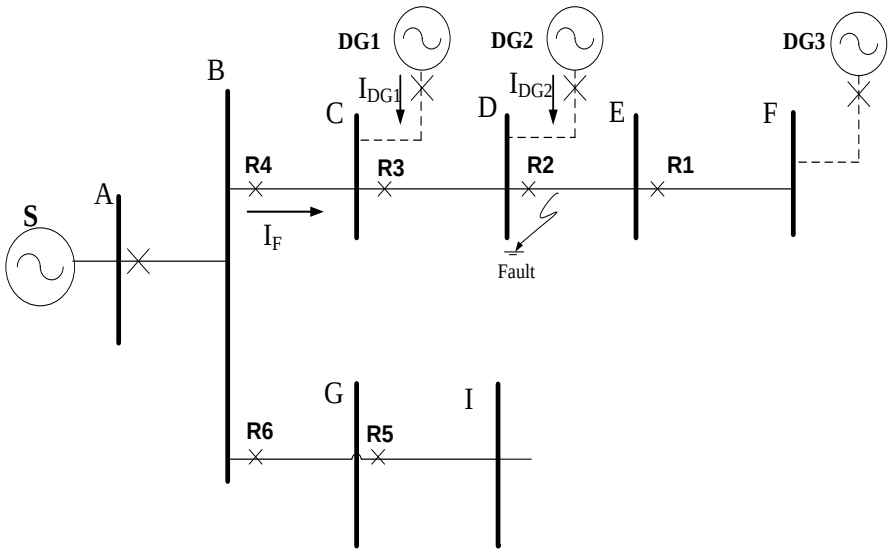
شکل (۳-۹): منحنی‌های هماهنگی فیوز-ریکلوزر[۸]



شکل (۳- ۱۰): منحنی‌های هماهنگی فیوز – ریکلوزر[۸]

۳-۳-۶-۳- هماهنگی رله- رله

شکل (۳-۱۱) یک فیدر توزیع در یک شبکه شعاعی نمونه را نشان می‌دهد. رله‌های نشان داده‌شده در شکل بدون درنظرگرفتن DGها با یکدیگر تنظیم و هماهنگ شده‌اند. روش هماهنگی رله‌ها در این شبکه شعاعی ساده بدین صورت است که زمان عملکرد رله پشتیبان باید به ازا بیش‌ترین جریان خطای عبوری از رله اصلی (خطا در محل رله اصلی) به اندازه یک فاصله زمانی مشخص (CRTI)[۱] بیشتر باشد.



شکل (۳-۱۱): بررسی هماهنگی رله‌های جریان زیاد با حضور تولیدات پراکنده در یک شبکه توزیع شعاعی

حال اگر تولیدات پراکنده نشان داده‌شده در شکل طبق سناریوهای مختلف وارد شبکه شوند، حالت‌های مختلفی برای هماهنگی رله‌ها ممکن است اتفاق بیفتد:

۱) در ابتدا اگر فقط واحد تولید پراکنده DG1 مطابق شکل(۳-۱۱) قبل از رله‌های اصلی و پشتیبان (R3 و R2) به شبکه وصل گردد، برای خطای واقع‌شده در جلو رله اصلی R2 جریان خطای جلو رله افزایش می‌یابد و سبب می‌شود که جریان خطای عبوری از هر دو رله اصلی و رله پشتیبان (R3 و R2) افزایش یابد و از آنجا که این دو رله برای جریان خطا بدون حضور DG هماهنگ شده‌اند

[۱] Critical Time Interval

لذا امکان از بین رفتن هماهنگی بین این دو رله با حضور تولید پراکنده بسیار زیاد می‌باشد. بدیهی است که با افزایش مقدار ظرفیت تولید پراکنده فاصله هماهنگی بین دو رله به مراتب کمتر از مقدار مجاز خواهد شد. در این حالت اگر رله‌ها را در حضور DG و با توجه به ظرفیت آن طوری هماهنگ کنیم که حداکثر فاصله هماهنگی را داشته باشند، در صورت عدم حضور DG نیز هماهنگ باقی خواهند ماند ولی این مشکل ممکن است پیش آید که اگر واحد تولید پراکنده از شبکه بیرون باشد فاصله هماهنگی دو رله اصلی و پشتیبان زیاد خواهد شد.

۲) در حالت دیگر اگر فقط واحد تولید پراکنده DG2 مطابق شکل بین رله اصلی و پشتیبان (R3 و R2) نصب شود، در این صورت با حضور تولید پراکنده جریان خطای عبوری از رله اصلی افزایش می‌یابد و زمان عملکرد رله اصلی کاهش می‌یابد. از طرفی جریان عبوری از رله پشتیبان ممکن است کمی کاهش یابد و در نتیجه زمان عملکرد آن افزایش می‌یابد. لذا بدیهی است که در این حالت و با حضور DG هم هماهنگی بین دو رله اصلی و پشتیبان حفظ خواهد شد.

۳) در حالت سوم فرض می‌شود که هر دو واحد تولید پراکنده DG2 و DG1 به شبکه وصل شوند. همان طور که مشاهده می‌شود برای خطا در باس D واحد DG1 قبل از حفاظت پشتیبان و واحد تولید پراکنده DG2 قبل از حفاظت اصلی قرار دارد. این حالت در واقع ترکیبی از حالت‌های اول و دوم ذکرشده می‌باشد.

همان طور که اشاره شد، حضور تولید پراکنده DG1 قبل از حفاظت پشتیبان سبب می‌شود که جریان عبوری از هر دو رله افزایش یابد و فاصله هماهنگی بین دو رله کاهش یابد و با افزایش ظرفیت DG ممکن است که هماهنگی بین دو رله از بین برود. از سوی دیگر حضور واحد DG2 قبل از حفاظت اصلی سبب می‌شود که جریان عبوری از رله اصلی افزایش یابد و زمان قطع رله اصلی کاهش یابد که منجر به افزایش فاصله هماهنگی خواهد شد. بنابراین ظرفیتDGها و میزان جریان تزریقی آن‌ها در هنگام خطا و محل نصب آن‌ها بسیار مهم می‌باشد.

۴) در حالت چهارم فرض می‌شود که فقط واحد تولید پراکنده DG3 به شبکه متصل گردد. در این حالت و با حضور واحد تولید پراکنده DG3 در شبکه، در صورت وقوع خطا در باس D جریان معکوس از رله‌های R1 و R2 عبور خواهد کرد. در این حالت برای اینکه DGها هم جریان خطا را تزریق نکنند و خطا به صورت دائمی برقرار نباشد باید رله R2 زودتر از رله R1 عمل کرده و فرمان قطع صادر کند. حال آنکه همان طور که قبلاً گفته شد برای خطاهای مستقیم باید رله R2 پشتیبان رله R1 می‌بود و لذا این حالت با حالت عادی و جریان خطای مستقیم شبکه در تناقض می‌باشد و سبب می‌شود که برای خطای معکوس در این حالت هماهنگی بین دو رله از بین برود.

۳-۴- استانداردهای بین‌المللی در مورد شبکه‌های توزیع و حفاظت آن‌ها

به منظور طراحی و هماهنگ‌سازی عملکرد رله‌ها در شبکه، برخی از قوانین به صورت همگانی پذیرفته شده است. در ادامه چند مورد از مهم‌ترین این قوانین توضیح داده می‌شوند [۲۲] .

انتخاب‌گری

یک سیستم حفاظتی بایستی تنها قسمت خطا دیده‌شده را قطع نماید(یا این‌که کوچک‌ترین ناحیه مشتمل بر خطا را از مدار خارج کند) تا از اثرات خطا بکاهد.

افزونگی

یک سیتم حفاظتی بایستی از چند طرح حفاظتی جهت افزایش قابلیت اطمینان سیستم استفاده نماید. این طرح‌ها با یکدیگر متفاوت می‌باشند. مثلاً در یک خط انتقال حفاظت دیستانس و حفاظت دیفرانسیلی دو طرح حفاظتی محسوب می‌شوند.

دسته‌بندی

به منظور انجام مناسب دو عمل قبل یعنی انتخاب‌گری و افزونگی، بایستی رله‌ها رتبه‌بندی شوند. این کار سبب می‌شود که تعداد حالت‌های اضافی پشتیبانی زیاد شود بدون این‌که مسئله انتخاب‌گری نادیده گرفته شود.

امنیت

امنیت سیستم حفاظتی به این صورت تعریف می‌شود: ((توانایی رله جهت دفع همه حوادث و حالت‌های گذرا در سیستم به گونه‌ای که قسمت‌های سالم در شبکه تا آن‌جا که امکان دارد از مدار خارج نشوند.))

قابلیت اطمینان

قابلیت اطمینان سیستم حفاظتی به این صورت است تعریف می‌شود: ((توانایی آشکارسازی و قطع ناحیه حادثه‌دیده که در ناحیه حفاظتی رله قرار دارد.))

۳-۵- استانداردهای مرتبط با شبکه‌های توزیع و فوق توزیع

در کنار برخی از قوانین بین‌المللی جهت اتصال شبکه‌های قدرت به یکدیگر، استانداردهایی در این مورد در سطح جهانی پذیرفته‌شده و انتشار یافته است. در اینجا چند نمونه از این استانداردها که مرتبط با شبکه‌های توزیع و فوق توزیع می‌باشند اشاره می‌شود.

IEEE C37.95-1989 که در آن دستورالعمل‌هایی در مورد رله‌های حفاظتی مورد استفاده در شبکه‌های توزیع جهت اتصال مصرف‌کننده‌ها به شبکه ارائه شده است [۳۰] .

IEEE Std C37.119™-2005 حاوی اطلاعاتی درباره چگونگی خطا در عملکرد بریکرها است.حفاظت پشتیبان را توضیح می‌دهد و درباره نحوه تنظیمات آشکارسازهای جریان خطا و تایمرها توضیح می‌دهد [۳۱] .

IEEE 929-2000 که در آن دستورالعمل‌هایی عملی جهت اتصال مناسب سیستم‌های فتوولتائیک (PV) به شبکه اصلی ارائه شده است [۳۲] .

IEEE 242-2000 پیشنهادهایی عملی را جهت حفاظت و هماهنگی سیستم‌های قدرت صنعتی و اقتصادی داده است [۳۳] .

IEEE 1547 که در آن یک سری دستورات و استانداردها جهت اتصال شبکه‌ها به یکدیگر ارائه داده شده است [۳۴] .

۳-۶- مروری بر کارهای صورت گرفته در روش‌های نوین حفاظت

۳-۶-۱- سیستم حفاظت تطبیقی

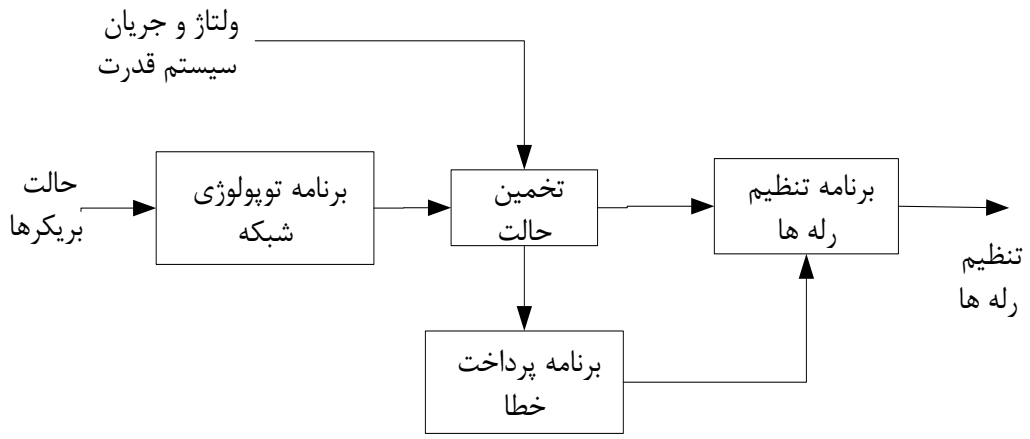
حفاظت تطبیقی یک سیستم حفاظت لحظه‌ای می‌باشد که بسته به تغییرات موجود در شبکه، سیگنال پاسخ را تغییر می‌دهد. این سیستم معمولاً به صورت اتوماتیک بوده اما می‌تواند به صورت دستی نیز تغییر داده شود. رله‌های تطبیقی نیز به رله‌هایی گفته می‌شود که تنظیمات، مشخصات و توابع منطقی مورد استفاده در آن‌ها به صورت لحظه‌ای توسط وسایل و سیگنال‌های خارجی تغییر داده می‌شود. به بیانی دیگر حفاظت تطبیقی، سیستمی است که بسته به شرایط موجود در شبکه، تنظیمات و مشخصات رله‌های موجود را تغییر می‌دهد [۲۲].

در صورت استفاده از ادوات FACTs در شبکه، استفاده از رله‌های تطبیقی اهمیت بسیار زیادی پیدا می‌کند. چرا که امپدانس خط در کنار حضور این ادوات دچار تغییر می‌شود و در نتیجه عملکرد سیستم حفاظتی با مشکل مواجه می‌شود [۳۵] .

در [۳۶] تعدادی از روش‌های حفاظت تطبیقی بیان‌شده‌اند که از اطلاعات لحظه‌ای سیستم جهت بهینه‌سازی سیستم حفاظتی استفاده می‌شود. یک مورد از این روش‌ها سیستم تطبیقی مبتنی بر

مدل‌سازی امپدانسی می‌باشد که در این مدل از امپدانس شبکه به عنوان اطلاعات ورودی رله‌ها استفاده می‌شود. در [۳۷] پیشنهاد شده است از اندازه‌گیری هم‌زمان ولتاژ شین‌ها و جریان خطوط به عنوان اطلاعات مرجع برای رله‌های تطبیقی استفاده شود. کاربرد حفاظت تطبیقی در تعیین عملکرد رله‌ها و نیز تعیین زمان وصل مجدد واحدهای DG که پس از وقوع خطا از مدار خارج‌شده بودند مبحثی است که در [۳۸] مورد آزمایش قرار گرفته است.

در شکل(۳-۱۲) یک الگوریتم از مدل نرم‌افزار استفاده‌شده برای هماهنگ‌سازی رله‌ها نشان داده شده است که می‌تواند رله‌ها را به صورت لحظه‌ای تنظیم نماید. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان داده است که اختلاف نتایج به دست آمده بین حفاظت سنتی و حفاظت تطبیقی رله‌ها در حدود ۱۰٪ می‌باشد که این میزان اختلاف، نشان‌دهنده میزان کارایی حفاظت تطبیقی در حفاظت از شبکه‌های قدرت می‌باشد.



شکل (۳-۱۲): مدل نرم‌افزار یک حفاظت تطبیقی جهت تنظیم رله[۳۸]

۳-۶-۲- اندازه‌گیری هم‌زمان فازوری

حالت سیستم قدرت را می‌توان با استفاده از واحد اندازه‌گیری فازورها (PMU) مشخص نمود. این واحدهای اندازه‌گیری به‌صورت هم‌زمان ولتاژ ترمینال‌ها و جریان خطوط را در فاصله‌های زمانی کم‌تر

از ۲۰ms اندازه‌گیری می‌کنند. هماهنگ‌سازی فازورها توسط سیستم موقعیت‌یاب جهانی (GPS) صورت می‌پذیرد.

در برخی از سیستم‌های حفاظتی که به سیستم حفاظتی گسترده معروف هستند، ولتاژ و جریان اندازه‌گیری شده به یک کامپیوتر مرکزی ارسال می‌شود و در آن‌جا از این اطلاعات جهت تخمین حالت، حفاظت و بهینه‌سازی عملیات بهره‌برداری سیستم استفاده می‌شود [۳۵]. چنین سیستم‌هایی دارای قابلیت‌های بسیار زیادی جهت حفاظت و کنترل می‌باشند. در [۳۷] ساختارهای مختلف حفاظت گسترده مورد بحث قرار گرفته است. در این مرجع سعی شده است از اطلاعات PMUها جهت حفاظت تطبیقی سیستم استفاده گردد. در [۳۵] سعی شده است از سیستم حفاظت گسترده جهت حفاظت دیستانس و حفاظت اضافه جریان استفاده شود. نتایج استفاده از این سیستم حفاظتی با حفاظت معمول موجود در شبکه مورد مقایسه قرار گرفته است در پایان نیز راه‌حل‌هایی جهت استفاده از سیستم حفاظتی گسترده پیشنهاد شده است. یکی از کاربردهای اندازه‌گیری هم‌زمان می‌تواند تشخیص نواحی جزیره باشد.

اطلاعاتی که از واحدهای PMU نصب شده در دو سمت نواحی کوپل شده به دست می‌آید می‌تواند جهت مقایسه لحظه‌ای فازورها مورد استفاده قرار گیرد که یک نوع خاص از حفاظت تفاضلی می‌باشد. از آن‌جا که در حال حاضر، واحدهای PMU گران‌قیمت می‌باشند، استفاده از روش حفاظت تفاضلی در شبکه‌های توزیع توجیه اقتصادی چندانی ندارد.

۳-۶-۳- سیستم‌های هوشمند

سیستم‌های هوشمند ((سیستم‌هایی هستند که بر اساس روش‌های مبتنی بر هوش مصنوعی جهت آموزش و یادگیری اجزای موجود در شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد. در [۳۹] از شبکه‌های عصبی مصنوعی (ANN) جهت کنترل و مدیریت منابع تولید پراکنده استفاده شده است.

۳-۶-۴- استفاده از تبدیل موجک

در [۴۱] تحقیق بسیار مناسبی بر روی زمینه‌های کاربرد تبدیل موجک در سیستم‌های قدرت صورت گرفته است که در آن موارد متعددی از کاربرد تبدیل موجک در سیستم‌های قدرت مشخص شده است. موارد استفاده تبدیل موجک در بحث حفاظت از سیستم‌های قدرت را می‌توان به صورت زیر دسته‌بندی نمود.

۱) آشکارسازی خطا

۲) استخراج مشخصه‌های سیگنال خطا

۳) دسته‌بندی خطاها

۴) محل یابی خطاها

کاربردهای این تبدیل در بحث حفاظت از سیستم‌های قدرت به صورت متنوعی گسترش‌یافته و روز به‌روز نیز بر محبوبیت این روش افزوده می‌گردد. توانایی این تبدیل برای به دست آوردن دقت‌های متغیر در حوزه زمان و فرکانس، باعث توجه محققان بسیار زیادی گردیده است. با توجه به گسترش روزافزون ادوات دیجیتالی در سیستم‌های قدرت و نیاز به یک ابزار مناسب جهت پردازش سیگنال‌های گسسته، این تبدیل در آینده نه چندان دور جای اکثر روش‌های سنتی موجود در این سیستم‌ها را خواهد گرفت.

در این پایان‌نامه نیز یک طرح حفاظت تطبیقی با به‌کارگیری ادوات pmu و با استفاده از شبکه-های عصبی مصنوعی (ANN) مبتنی بر سیستم های هوشمند مورد ارزیابی قرار گرفته است.

فصل چهارم

مروری بر کارهای انجام‌شده با درنظرگرفتن اثر منابع تولید پراکنده بر روی حفاظت شبکه‌های توزیع

با توجه به فصل گذشته مشاهده نمودیم که اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌های توزیع، علی-رغم دارا بودن مزایای زیاد، مشکلاتی را نیز در شبکه توزیع منجر می‌شود که عمده این مشکلات متوجه سیستم حفاظت الکتریکی شبکه‌های توزیع است. در مقالات و تحقیقات صورت پذیرفته تاکنون، مشکلات مختلف اتصالDG به شبکه‌های توزیع به تفصیل بیان گردیده و همچنین راهکارهای مختلف و متفاوتی جهت حل و یا تسکین بخشی این مشکلات ارائه گردیده است.

۴-۱- روش‌های ارائه‌شده جهت کاهش مشکلات حفاظتی شبکه‌های توزیع با حضور تولیدات پراکنده

۱) تنظیم مجدد ادوات حفاظتی یا تعویض ادوات حفاظتی

۲) خروج تولیدات پراکنده به هنگام وقوع خطا

۳) روش استفاده از محدودکننده جریان خطا (FCL)

۴) روش حفاظت تطبیقی

۵) روش استفاده از سیستم‌های چند عاملی[۱]

در روش‌های اولیه پیشنهاد شده است که با حضور تولیدات پراکنده تنظیمات عناصر حفاظتی شبکه به طور مجدد صورت گیرد و در صورت نیاز از ادوات حفاظتی مناسب استفاده شود . همچنین پیشنهاد شد که به هنگام وقوع خطا تولیدات پراکنده از شبکه قطع شوند تا مشکلی برای حفاظت شبکه به هنگام وقوع خطا به وجود نیاید. استاندارد IEEE 1547 ملزم می‌کند که DG بعد از وقوع خطا و قبل از عملکرد ادوات حفاظتی، سریعاً از شبکه خارج گردد.

این روش‌ها اگرچه روش‌های ساده‌ای می‌باشند ولی با افزایش تعداد تولیدات پراکنده نصب‌شده در شبکه نمی‌توان از این روش‌ها استفاده نمود چرا که با افزودن تولیدات پراکنده جدید به شبکه و تغییر آرایش و ساختار شبکه، باید به طور مداوم تنظیمات ادوات حفاظتی یا خود تجهیزات حفاظتی را تغییر داد. علاوه بر این با این روش‌ها نمی‌توان برای حالات مختلف بهره‌برداری از تولیدات پراکنده (ورود و

[۱] Multi-agent system

خروج DG ها و...) هماهنگی عناصر حفاظتی را حفظ نمود. همچنین خروج DGها به هنگام وقوع خطا سبب می‌شود که نتوان از تمام ظرفیت DG ها در شبکه استفاده نمود و حتی در صورت وقوع خطاهای گذرا نیز باید DG ها را از شبکه خارج نمود. در صورتی که یکی از دلایل استفاده روزافزون از DG ها افزایش قابلیت اطمینان شبکه و تأمین بار مشترکین شبکه می‌باشد که با خروج DG ها این امر امکان‌پذیر نمی‌باشد. در ضمن با خروج DG ها از شبکه، وصل مجدد آن‌ها به شبکه با مشکل سنکرونیزاسیون ممکن است مواجه شود که مشکلات و هزینه‌های دیگری را درپی خواهد داشت. در ادامه روش‌های ذکرشده تشریح می‌گردد،در پایان روش‌های جدیدتر از قبیل حفاظت تطبیقی و روش‌های هوشمند دیگر مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. پیاده‌سازی این روش‌ها اگرچه دارای پیچیدگی‌های فراوانی می‌باشد ولی از نظر فنی قابل‌قبول بوده و ایده‌های خوبی برای حفاظت شبکه هستند. علاوه بر آن اعمال این روش‌ها منجر به تغییر اساسی در سیستم حفاظت شبکه‌های توزیع فعلی خواهد شد.

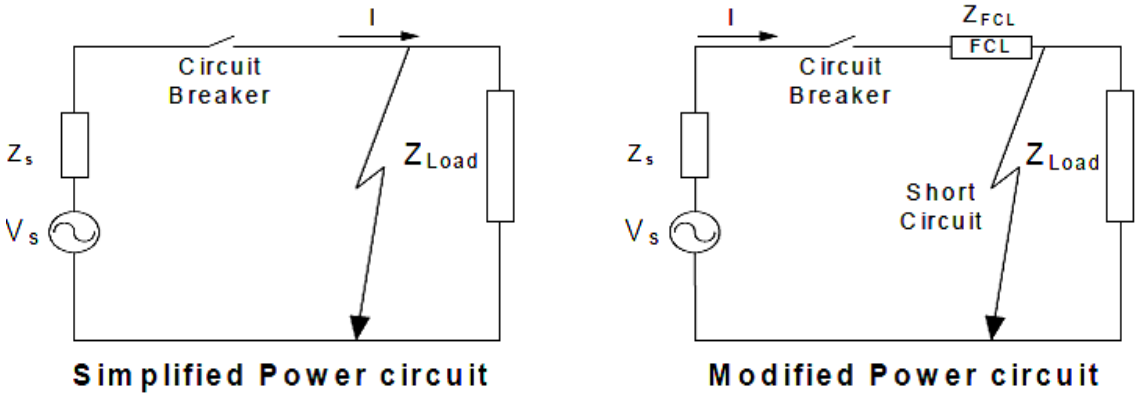
۴-۲- تغییر ادوات و تنظیمات حفاظتی

بنابر رویکرد فعلی به‌کارگیری واحدهای DG که بر اساس نصب مولدها به منظور تأمین بار محلی می‌باشد، و تنها به نصب واحدهای DG فکر کرده و پس از بهره‌برداری یکی از واحدهای DG و اتصال آن شبکه، به سراغ نصب واحدهای دیگر می رود، این روش آسان‌ترین راه‌حل برای از بین بردن مشکلات ناشی از اتصال DG می‌باشد. از آنجا که با اتصال DG سطح جریان اتصال کوتاه افزایش می-یابد، لذا نیاز خواهد بود با تغییر المان‌های حفاظتی مقادیر نامی آن‌ها افزایش داده شود. این کار باعث می‌شود که مقدار جریان اتصال کوتاه در محدوده مجاز باقی بماند. از طرفی رله‌های موجود در شبکه که دو جهته بودند جای خود را به رله‌های جهت‌دار می‌دهند، لذا رله‌های ابتدای فیدر تنها برای یک جهت جریان پاسخ خواهند داد و از عملکرد بی‌جهت رله‌های شبکه برای خطای اتفاق افتاده در فیدر دیگر جلوگیری خواهد شد. در این روش همچنین با تغییر دادن تنظیمات حفاظتی سعی می‌شود تا از عدم هماهنگی به وجود آمده دوری شود. این کار مستلزم آنالیز دوباره شبکه بوده و زمان زیادی را

تلف خواهد کرد. به عنوان مثال، در[۴۳] از ایده استفاده از رله و بازبست مبتنی بر پردازنده استفاده شده است. در این ادوات، کاربر می‌تواند منحنی‌های زمان – جریان متفاوتی را بسته به عملکرد شبکه تعریف کند. زمانی که یک DG به شبکه متصل می‌شود یک منحنی از قبل تعریف‌شده در داخل بازبست می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. این ایده از نظر تئوری درست کار می‌کند ولی تغییر ادوات حفاظتی در یک شبکه هزینه‌های زیادی را در بر خواهد داشت. از طرفی اگر DG طوری استفاده شود که در بازه‌ای از زمان کاملاً روشن باشد و در بازه‌ای دیگر کاملاً خاموش(مثل استفاده از DG برای پیک زدایی یا توان کمکی)، منحنی بازبست باید در هر بازه تغییر داده شود. این تغییرات در عمل غیرممکن است.

۴-۳- محدودکننده جریان خطا

یک طرح حفاظتی که بیشتر از دیگر روش‌های ذکرشده در بالا مورد توجه مهندسین برق قرار گرفته است، استفاده از محدودکننده جریان خطا[۱] (FCL) می‌باشد[۲۲-۲۵] که نقش آن مدیریت و کاهش سطح جریان خطاست، طوری که بر روی شبکه تأثیری نداشته باشد. یک مدل شبکه ساده را در شکل در نظر بگیرید که شامل منبع ولتاژ V_s با امپدانس داخلی Z_s، بار Z_{load} و امپدانس خطای Z_{fault} می‌باشد.



شکل (۴-۱): مدار ساده قدرت با و بدون محدودکننده جریان خطا

[۱] Fault Current Limiter

در حالت ماندگار:

$$I_{line} = \frac{V_s}{Z_s + Z_{load}} \quad (۱-۴)$$

زمانی که خطا اتفاق می‌افتد:

$$I_{fault} = \frac{V_s}{Z_s + Z_{fault}} \quad (۲-۴)$$

با جایگذاری FCL در شبکه مطابق شکل (۴-۱) معادله جریان خطا برابر خواهد بود با:

$$I_{fault} = \frac{V_s}{Z_s + Z_{fault} + Z_{FCL}} \quad (۳-۴)$$

رابطه بالا نشان می‌دهد که با ورود FCL جریان خطا نه تنها به امپدانس منبع و بار وابسته است، بلکه تابعی از امپدانس FCL نیز می‌باشد. از این رو با تعیین امپدانس FCL می‌توان جریان خطا را کنترل کرد.

۴-۳-۱- مشخصات محدودکننده جریان خطای ایده‌آل

قبل از بیان روش استفاده از FCL بهتر است برخی ویژگی‌های آن بازگو شود، بدین جهت مشخصات یک FCL ایده‌آل در زیر آمده است:

- صفر بودن افت ولتاژ روی FCL در حالت ماندگار
- آشکار کردن جریان خطا در سیکل اول و کاهش آن به مقدار مورد نظر در سیکل بعدی.
- توانایی عملکرد مجدد برای چندین خطا در یک بازه کوچک زمانی.
- بازیابی اتوماتیک FCL به شرایط قبل از خطا بدون دخالت انسان.
- بی‌اثر بودن بر پایداری ولتاژ و زاویه.
- بی‌اثر بودن بر عملکرد رله‌ها و بریکرها.

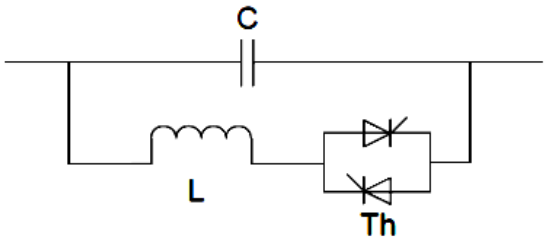
۴-۳-۲- انواع مختلف محدودکننده‌های جریان خطا

سه گروه عمده از FCLها به قرار زیر می‌باشند:

۴-۳-۲-۱- محدودکننده‌های پسیو

محدودکننده‌هایی که به تریگر خارجی برای فعال شدن نیاز ندارند، محدودکننده‌های پسیو خوانده می‌شوند. ساده‌ترین این‌ها محدودکننده سلفی می‌باشد. با افزودن امپدانس $Z = j\omega L$ در مسیر جریان خطا، به دلیل اینکه جریان سلف نمی‌تواند به صورت لحظه‌ای تغییر کند کار محدودسازی جریان صورت می‌گیرد. نوع دیگر از محدودکننده‌های پسیو، استفاده از محدودکننده جریان خطای ابررسانایی (SFCL[۱]) می‌باشد. مواد ابررسانا خاصیت مقاومت الکتریکی خود را در مقادیر مشخصی از دما، میدان مغناطیسی و چگالی جریان از دست می‌دهند. در حالت ماندگار، SFCL اجازه می‌دهد که جریان بار از داخل آن عبور کند طوری که هیچ افت ولتاژی در دو سر آن موجود نباشد. با وقوع خطا، یک افزایش ناگهانی در جریان منجر به افزایش دما شده و مقاومت مواد ابررسانا شدیداً زیاد می‌شود.

۴-۳-۲-۲- محدودکننده‌های حالت جامد



شکل (۴-۲): محدودکننده حالت جامد از نوع رزونانسی

محدودکننده‌های حالت جامد از ترکیب سلف،خازن و تریستور یا GTO برای دستیابی به قابلیت محدودسازی استفاده می‌کنند. یک نمونه از این محدودکننده در شکل(۴-۲) نشان داده شده است. در این مدل، در حالت ماندگار، تریستورها خاموش بوده و جریان تنها از خازن عبور می‌کند. استفاده از خازن در این حالت به خاطر خاصیت جبران‌سازی مفید خواهد بود. از این رو برای شرایط نرمال داریم:

$$Z_{FCL(normal)} = \frac{-j}{\omega C} \qquad (۴-۴)$$

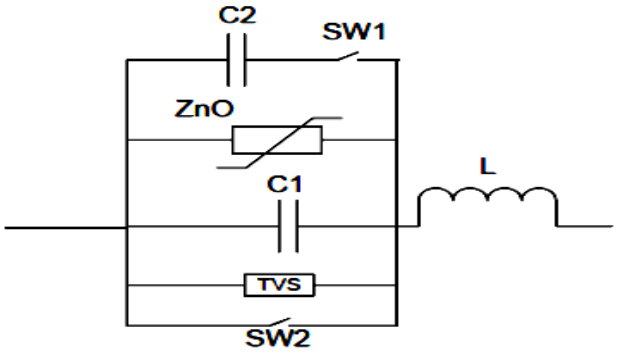
[۱] Super conductor Fault Current Limiter

زمانی که خطایی اتفاق می‌افتد، تریستورها روشن‌شده و باعث جاری‌شده جریان از داخل سلف می‌شوند. به عبارتی در این حالت سلف و خازن با همدیگر موازی شده و با ایجاد یک مدار تشدید باعث می‌شوند یک مقاومت بالا در مسیر جریان قرار گیرد.

$$Z_{FCL(fault)} = \frac{j\omega L}{1-\omega^2 LC} \qquad (۵-۴)$$

۴-۳-۲-۳- محدودکننده‌های ترکیبی

همان طور که از نام آن پیداست، این محدودکننده‌ها از ترکیب کلیدهای مکانیکی، FCLهای حالت جامد، ابررساناها و سایر تکنولوژی‌ها برای کاهش جریان خطا استفاده می‌کنند. یک نمونه از محدودکننده‌های ترکیبی در شکل(۴-۳) دیده می‌شود که از تریگر کردن کلید خلأ استفاده می‌کند.



شکل (۴-۳): محدودکننده ترکیبی مبتنی بر کلید خلا

در این روش، راکتانس خازن C1 و سلف L در فرکانس قدرت تقریباً صفر است. در حالت ماندگار، TVS و SW2 در حالت خاموش هستند. کلید SW2 یک کنتاکتور خلأ مغناطیس دائم می‌باشد که از فرسودگی TVS در طول زمان جلوگیری می‌کند. زمانی که خطایی اتفاق می‌افتد، با ارسال سیگنال تریگر به TVS و کنتاکتور، خازن C1 بای‌پس شده و منجر به محدود شدن جریان خطا توسط سلف می‌شود. برق‌گیر ZnO برای حفاظت اضافه ولتاژ استفاده‌شده و خازن C2 و کلید SW1 کار جبران-سازی را انجام می‌دهند.

مهم‌ترین مشکلات موجود در این روش، تعیین مقدار بهینه برای امپدانس[۴۴] و همچنین تعیین مکان بهینه[۴۵] برای FCL است. از طرفی در صورتی که از DG به صورت پریودیک استفاده شود

استفاده از FCL جهت کاهش جریان خطا منطقی نخواهد بود و لذا باید FCLها از شبکه برداشته شوند.

۴-۴- حفاظت تطبیقی

هدف هر طرح حفاظتی جدا کردن تنها ناحیه آسیب‌دیده از شبکه می‌باشد. با حضور DG یک طرح بهتر برای حفاظت شبکه استفاده از حفاظت تطبیقی[۴۶-۴۸] است. در شبکه‌ی قدرت با تغییرات زیادی مانند ورود و خروج خط‌ها ، منابع تولید ، بارها و ... روبه رو هستیم اگر قرار باشد یک حفاظت بهینه (زمان عملکرد برای رفع خطا مینیمم) داشته باشیم باید تمام پارمترهایی که روی عملکرد سیستم حفاظت تأثیر می‌گذارد را مانیتور و سیستم حفاظت را با تغییر این پارامترها ، به‌روز[1] کرد. به این سیستم حفاظت که با تغییر پارامترهای شبکه قدرت خود را تطبیق می‌دهد ، حفاظت تطبیقی می‌گویند. این عمل را می‌توان به دو صورت انجام داد، یک حفاظت تطبیقی On-Line و دیگری حفاظت تطبیقی Off-Line .

۴-۴-۱- حفاظت تطبیقی Off-Line

اگر شبکه کوچک باشد می‌توان تمام حالت‌ها را پیش‌بینی کرد و برای هر حالت تنظیم مناسب رله‌ها را برای حفاظت بهینه در یک Lookup Table ذخیره کرد و با تشخیص حالات شبکه تنظیم مناسب را برای رله‌ها ارسال کرد . در این صورت نیازی به محاسبه تنظیم رله‌ها با هر تغییر نیست و این یعنی زمان تطبیق حفاظت با شرایط شبکه در زمان کوتاهی صورت می‌پذیرد. و این از مزیت‌های روش Off-Line نسبت به On-Line است ولی برای شبکه‌های بزرگ که تغییرات زیاد می‌شوند دور از دسترس است ولی اگر جایی امکان پیاده کردن روش On-Line وجود نداشت می‌توان تا جایی که امکان دارد تغییرات مهم شبکه را که روی حفاظت تأثیر دارد ، را در نظر گرفت .

[1] update

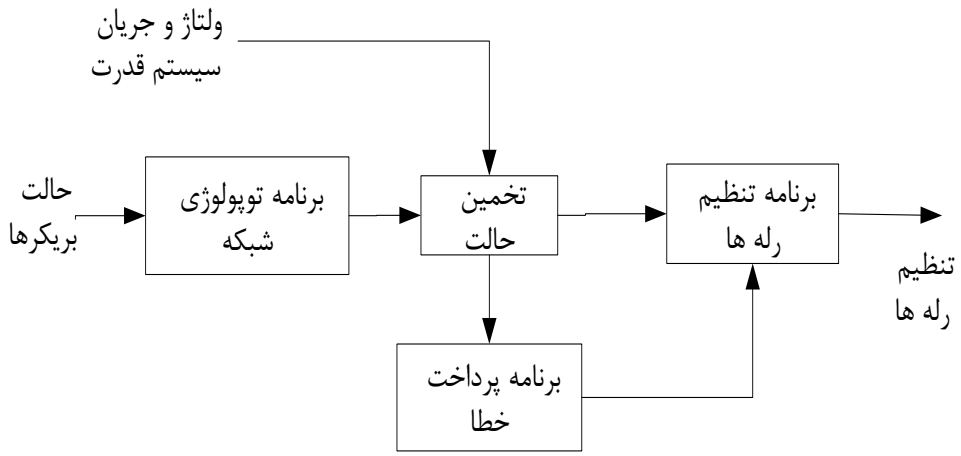
۴-۴-۲- حفاظت تطبیقی On-Line

یک حفاظت تطبیقی On-Line را می‌توان به دو صورت انجام داد:

۱) ارسال تنظیم برای رله‌ها

۲) ارسال تریپ برای بریکرها از کامپیوتر مرکزی

در طرح اول سیستم حفاظتی با تشخیص توپولوژی شبکه و وضعیت بارها و انجام محاسبات پخش بار و اتصال کوتاه با یک برنامه هماهنگی ، هماهنگی بهینه بین ادوات حفاظتی را انجام می‌دهد و تنظیمات جدید برای رله‌ها ارسال می‌گردد. در شکل زیر روند کار یک سیستم حفاظت تطبیقی جهت تنظیم رله نشان داده شده است.



شکل (۴-۴): روند کار یک سیستم حفاظت تطبیقی جهت تنظیم رله[۴۸]

طرح دوم در فصل بعد به صورت کامل توضیح داده خواهد شد، در این طرح نیازی به رله نیست ولی باید جریان تمام خطوط (همان جاهایی که رله را قرار می‌دادیم) نمونه گیری شوند و برای کامپیوتر مرکزی ارسال شوند.

۴-۴-۳- انواع حفاظت تطبیقی براساس ماهیت اطلاعات

این نوع حفاظت[۴۹-۵۱] بنا به نوع ماهیت اطلاعات مورد نیاز در الگوریتم بکار رفته به دو نوع محلی و غیر محلی تقسیم می‌شود. در طراحی سیستم حفاظتی برای سیستم‌های توزیع با پیکربندی

همواره متغیر به دلیل نفوذ منابع تولید پراکنده تا جایی که امکان دارد بایستی از حفاظت محلی استفاده کرد، اما این اصل کلی نیست. زیرا برای برقراری برخی از توابع حفاظت کاملاً نیاز به اطلاعات غیر محلی است. دلیل اصل بودن طراحی بر مبنای اطلاعات محلی تا حد امکان، مسئله امنیت و نیز سرعت ارسال اطلاعات در بستر مخابراتی موجود در شبکه‌های الکتریکی هوشمند است. چنانچه بنابراین تکنولوژی‌ها و استراتژی‌های جدیدی بتوان تا سر حد امکان سیستم حفاظت را محلی تعریف کرد، اطلاعاتی که به وسیله بستر مخابراتی بایستی ارسال کرد از حد امکان کمتر می‌شوند. کاهش اطلاعات لازم برای ارسال روی بستر مخابراتی باعث کاهش ترافیک داده و در نتیجه ارسال سریع‌تر اطلاعات می‌شود. از طرف دیگر اطلاعات کمتری در معرض حک قرار دارند و این اصل باعث افزایش امنیت سیستم حفاظتی نیز می‌شود.

بر همین اساس انواع روش‌های ممکن در حفاظت سیستم‌های توزیع هوشمند به صورت زیر تقسیم-بندی می‌شوند:

۱- کاملاً بر مبنای اطلاعات محلی[۱]

۲- بر مبنای اطلاعات غیر محلی[۲]

۳- بر مبنای ترکیبی از اطلاعات محلی و غیر محلی در قالب سیاست‌های حفاظتی چند لایه[۳]

۴-۴-۳-۱- سیستم حفاظتی بر مبنای اطلاعات محلی

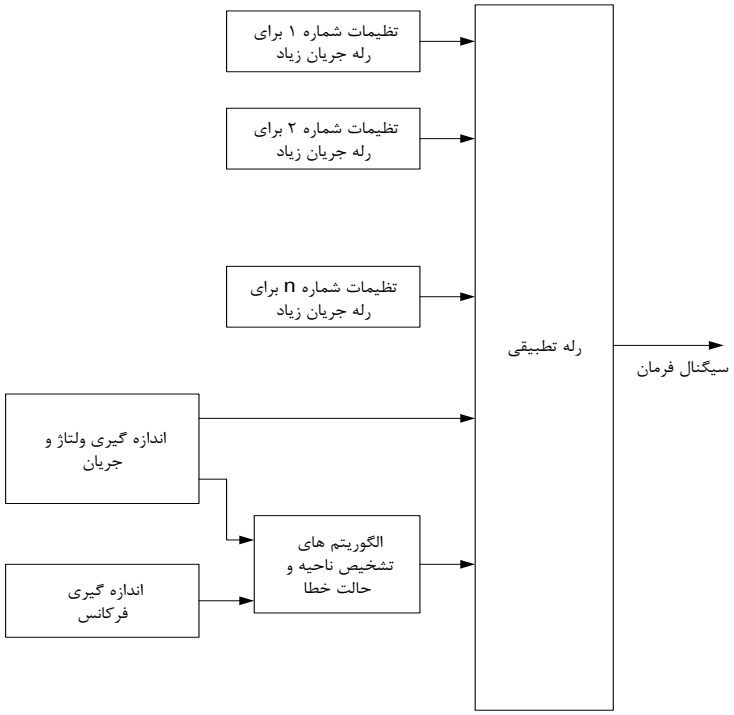
در یک طرح پیشنهادی از این روش، تمامی تنظیمات مربوط به هر دستگاه حفاظتی برای هر حالت کاری شبکه در حافظه همان دستگاه ذخیره می‌شود و دستگاه پس از تشخیص شرایط کاری جاری(جدید) تنظیمات مربوط به همان حالت را انتخاب می‌کند و بر اساس همین تنظیمات عمل می‌کند. این روند بر روی تمامی دستگاه‌های حفاظتی پیاده می‌شود. در این روش هر دستگاه برای تشخیص حالت کاری اعم از سنکرون با شبکه اصلی و یا حالت جزیره‌ای از اطلاعات محلی استفاده می‌کند و نیازی به بستر مخابراتی نیست و حفاظت نیز کاملاً محلی است. در این روش از متوسط

[1] Local Information based and not communicated controllable protection system

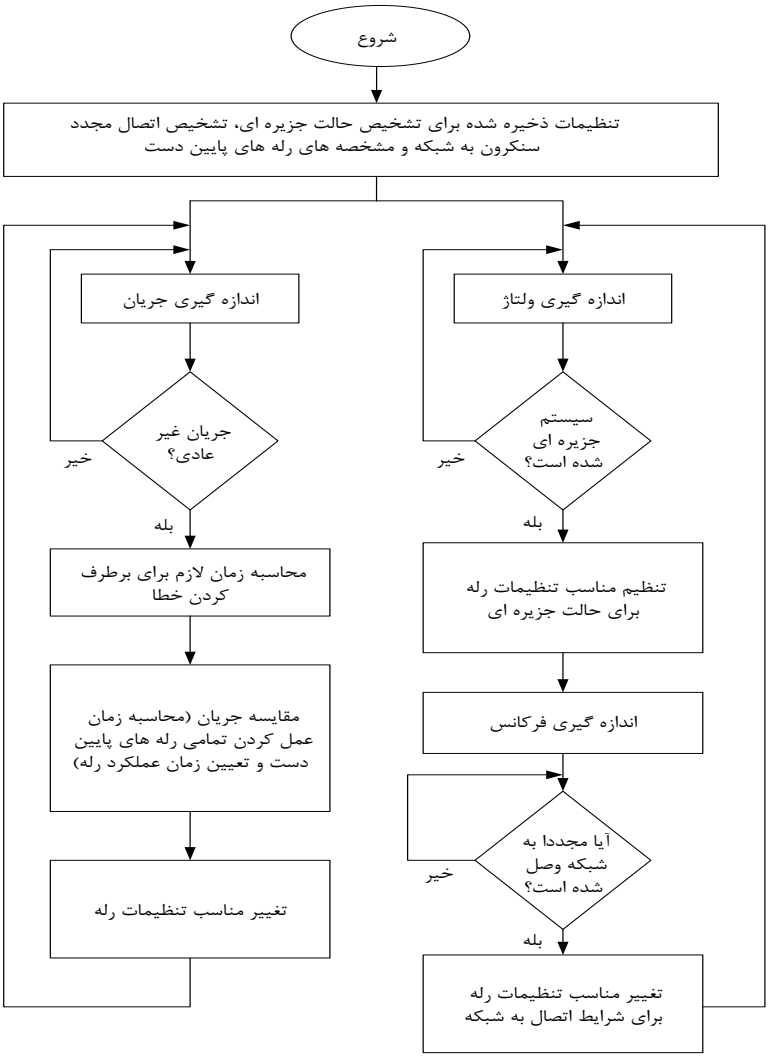
[2] Wide Area Measurement (WAM) and communicated controllable relaying protection system

[3] A Mixture of Both Two above schemes in most cases in a Multi-Layer Multi-Objective or Multi-Agent algorithms

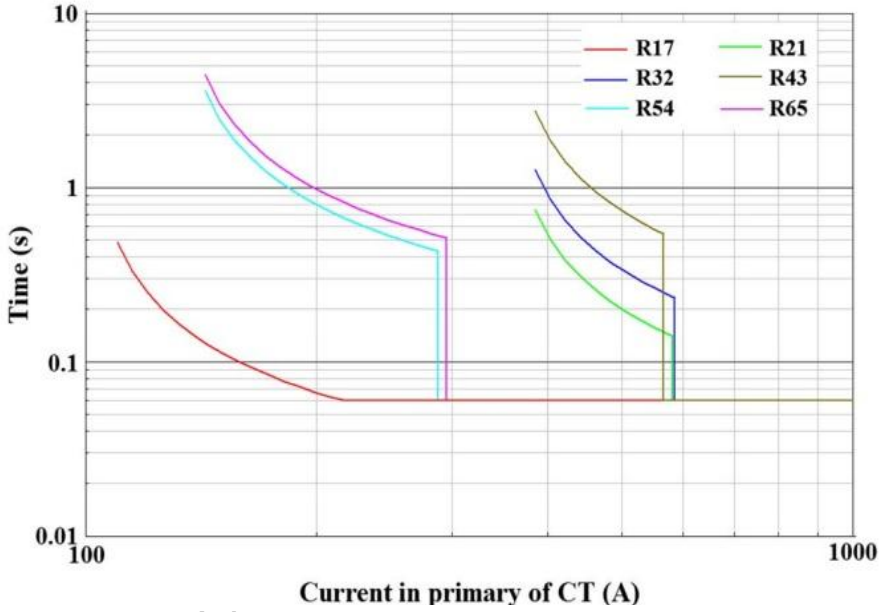
تغییرات ولتاژ محل رله برای تشخیص وقوع حالت جزیره‌ای و نیز برای تشخیص دوباره وصل شدن به شبکه اصلی(سنکرون شدن ناحیه جزیره شده) از متوسط تغییرات فرکانس استفاده می‌شود. چنانچه ولتاژ محل رله از محدوده $0/95<V<50/1$ تجاوز کند، نشان می‌دهد که ناحیه مربوطه از شبکه بالادست ایزوله است و در حالت جزیره می‌باشد. و همچنین اگر فرکانس محل رله از محدوده $49/9<V<50/1$ تجاوز کند، نشان می‌دهد که ناحیه مربوطه به شبکه بالادست متصل شده است و در حالت سنکرون می‌باشد. در شکل‌های زیر مشخصه یک روند کامل این طرح و نیز مشخصه یک نمونه از رله با چندین تنظیم آمده است [۵۱]. همان طور که ملاحظه می‌شود هر رله با استفاده از متوسط تغییرات ولتاژ و فرکانس حالت جاری شبکه را تشخیص داده و تنظیمات مربوط به همان حالت را برای رفع عیب استفاده می‌کند. در شکل (۴-۷) تنظیمات بالا برای حالت وصل و تنظیمات پایین نیز برای حالت جزیره استفاده می‌شود.



شکل(۴-۵): نمونه‌ای از یک رله جریان زیاد با چندین مشخصه برای هر حالت کاری



شکل(۴-۶): روند کامل طرح حفاظت بر مبنای اطلاعات محلی و بدون استفاده از بستر مخابراتی



شکل(۴-۷): طرح کلی تقسیم ورودی‌ها در ساختار تشخیص حالت شبکه[۵۰]

۴-۴-۳-۲- سیستم حفاظتی غیر محلی بر مبنای شبکه‌های الکتریکی هوشمند

یک شبکه توزیع هوشمند دارای منابع تولید پراکنده در اصطلاح ریزشبکه نامیده می‌شود. در یک ریزشبکه به دلیل وجود بستر مخابراتی پرسرعت و امن به هرگونه اطلاعاتی دسترسی است.

یک ریزشبکه دارای قسمت‌های زیر می‌باشد:

۱- بستر مخابراتی پر سرعت امن

۲- سیستم کنترل مرکزی(SRCU)

۳- دستگاه‌های اندازه‌گیری گسترده(WAM)

۴- دستگاه‌های حفاظتی دیجیتال با قابلیت دریافت سیگنال تعیین‌کننده تنظیمات

البته در این قسمت، فقط تجهیزات مورد استفاده در سیستم حفاظتی ذکر شده است. درحالی‌که کل یک ریزشبکه الکتریکی هوشمند دارای تجهیزات و تکنولوژی‌های مورد استفاده گسترده‌ای است.

در این روش، طی چند سال اخیر استراتژی‌های زیادی ارائه شده است، اما آنچه تاکنون به عنوان یک طرح کاملاً موجه ارائه می‌شود، مکان‌یابی عیب با استفاده از اطلاعات غیر محلی و ارسال فرمان مناسب برای تمامی بریکرهای اطراف عیب است. ترتیب ارسال فرمان قطع به بریکرها بر مبنای میزان نزدیکی به محل عیب است، بیکرهای نزدیک‌تر به محل عیب بایستی زودتر قطع شوند. در صورت عدم قطع توسط بریکرهای دارای اولویت فرمان قطع با یک تأخیر از پیش تعیین‌شده به بریکرهای با اولویت پایین‌تر ارسال می‌شود.

تاکنون روش‌های زیادی برای مکان‌یابی عیب ارائه شده است و بسیاری از این روش‌ها در این ایده کارایی دارند. در ادامه یکی از روش‌های مکان‌یابی عیب ارائه می‌شود. این روش نیاز به اطلاعات غیر محلی دارد و برای برآورد این اطلاعات از بستر مخابراتی موجود در شبکه‌های الکتریکی هوشمند استفاده می‌شود. در این روش، هر رله به محض وقوع عیب با استفاده از یک تابع خاص اغتشاشات موجود در ولتاژ باس را تشخیص می‌دهد. این رله اولین لحظه‌ای را که در آن مقدار این تابع از حد مشخصی بیشتر شده

است را به SRCU می‌فرستد. همین کار توسط سایر رله‌های شبکه نیز انجام می‌شود. با در دست بودن لحظه تشخیص اغتشاش در ولتاژ محل تمامی رله‌ها، محل خطا بین دو رله‌ای است که زودتر سیگنال تشخیص اغتشاش را به SRCU ارسال کرده‌اند. تابع تشخیص اغتشاش(پارکس) در ولتاژ باس‌ها توسط رله‌ها به صورت زیر است:

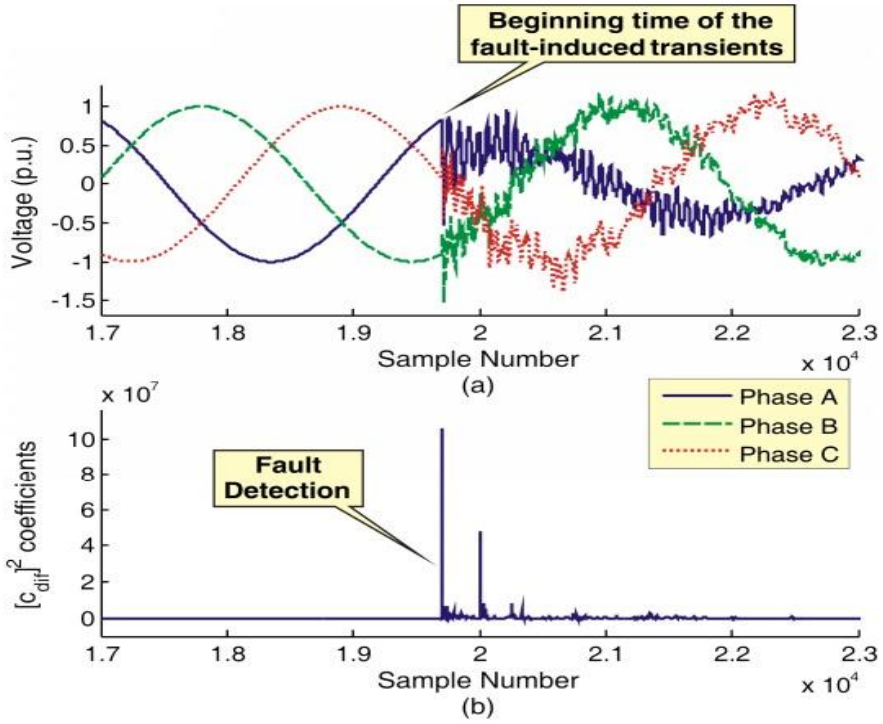
$$[c_{dif}(k)]^2 = \{G \cdot [V_d(k) - V_d(k-1)]\}^2 \qquad (۶-۴)$$

G: ضریب تنظیم برای تقویت خروجی

Vd(k): ولتاژ قبل از وقوع عیب

Vd(k-1): ولتاژ بعد از وقوع عیب

در شکل (۴-8) نمونه‌ای از کارکرد این تابع ارائه شده است. همان طور که دیده می‌شود با یک تأخیر پس از وقوع عیب مقدار این تابع از مقدار قبلی به شدت بیشتر می‌شود و نشان از وقوع عیب است.



شکل(۴-۸): تشخیص وقوع عیب توسط رله‌ها با استفاده از تابع پارکس[۲۷]

برای تعیین محل دقیق عیب از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$d = \frac{l + (t_1 - t_2) \cdot v}{2} \qquad (۴-۷)$$

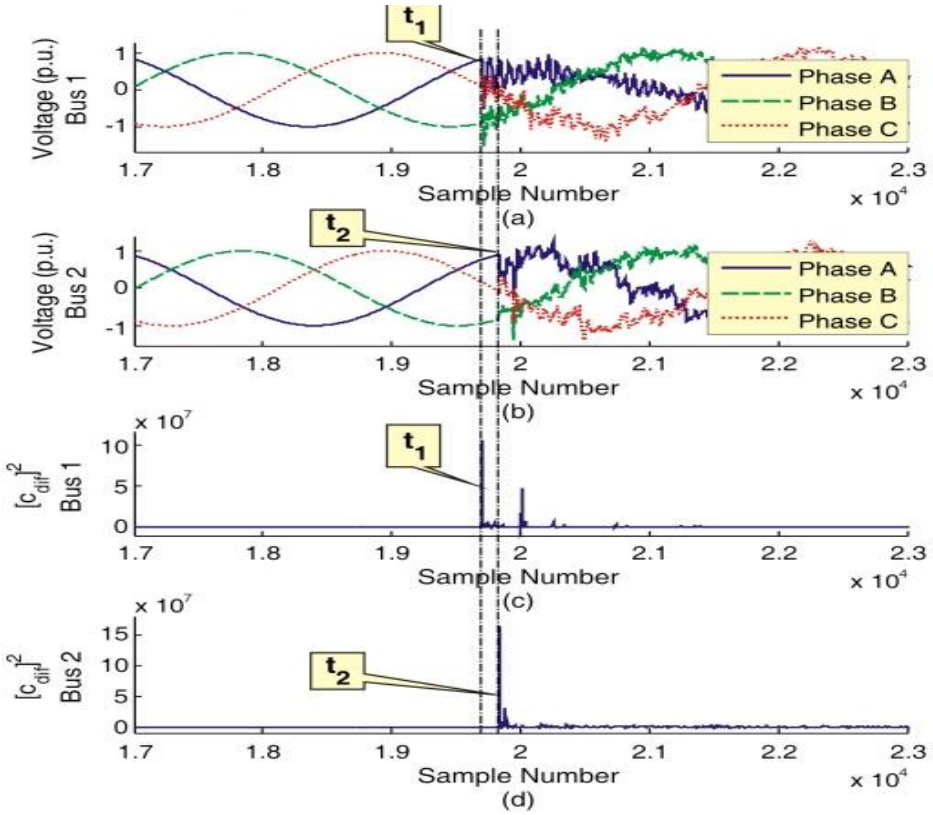
l: طول خط انتقال بین دو رله‌ای که سریع‌تر از تمام سایر رله‌ها وقوع اغتشاش در ولتاژ را تشخیص داده‌اند.

ti: لحظه تشخیص عیب توسط رله iام

v: سرعت انتشار امواج

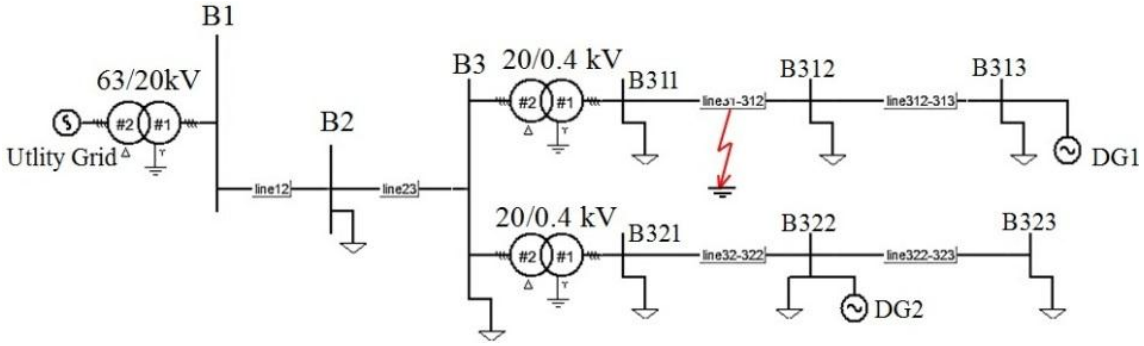
d: فاصله عیب از وسط خط انتقال

با تعیین محل عیب، فرمان قطع ابتدا به بریکرهایی ارسال می‌شود که دو طرف خط انتقال دارای عیب هستند و در صورت عدم عملکرد این بریکرها، با یک تأخیر مشخص فرمان قطع به سایر بریکرهای اطراف با اولویت نزدیکی به محل عیب ارسال می‌شود. در شکل (۴-۹) زمان تشخیص وجود اغتشاش در ولتاژ باس‌های دو طرف خط انتقال معیوب ارائه شده است.



شکل (۴-۹): زمان‌های تشخیص اغتشاش در ولتاژ باس‌های دو طرف خط انتقال معیوب[۲۷]

مثال: فرض کنید در شبکه شکل (۴-۱۰) لحظه کشف وقوع اغتشاش دلیل وقوع عیب در تمام باس-های شبکه از طریق بستر مخابراتی در SRCU مطابق جدول(۴-۱) دریافت شده است. طبق مطالب گفته‌شده و بر اساس این زمان‌ها عیب تشخیص داده می‌شود که بین باس‌های B311 و B312 بوده و مکان دقیق آن و نیز ترتیب قطع بریکرها را که توسط SRCU صادر می‌شود نیز مشخص می‌گردد.



شکل (۴-۱۰): ریزشبکه با طرح حفاظت مبتنی بر مکان‌یابی عیب

جدول(۴-۱): زمان ذخیره‌شده در حافظه رله‌ها برای کشف عیب

باس‌بار	لحظه کشف اغتشاش در ولتاژ باس‌بار								
	سال	ماه	روز	ساعت	دقیقه	ثانیه	صدم ثانیه	هزارم ثانیه	میلیونوم ثانیه
B_1	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۵.۰۱
B_2	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۴.۴۰
B_3	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۴.۰۰
B_{311}	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۱.۲۰
B_{312}	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۱.۳۲
B_{313}	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۱.۷۸
B_{321}	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۴.۳۷
B_{322}	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۴.۸۱
B_{323}	۱۳۹۱	۰۴	۰۹	۲۳	۱۴	۵۹	۰۰۱	۰۴۸	۹۵.۲۰

۴-۴-۳-۳- بر مبنای ترکیبی از حفاظت‌های محلی و نیز غیر محلی

در این روش برای ترکیب دو نوع حفاظت معرفی‌شده در قسمت‌های قبل، از استراتژی‌های مدیریتی موجود برای ترکیب این دو روش استفاده می‌شود. از جمله این استراتژی‌ها می‌توان از

الگوریتم چند عاملی چند لایه[۱] استفاده کرد، در ابتدا به معرفی سیستم چند عامله[۲] و حفاظت مبتنی بر آن پرداخته و در ادامه استراتژی مد نظر که بر مبنای ترکیبی از حفاظت‌های محلی و نیز غیر محلی می‌باشد شرح داده می‌شود.

۴-۵- حفاظت مبتنی بر عامل

در این روش حفاظت براساس عامل[۳] می‌باشد[۵۲] و[۵۳]. و شبکه توزیع به چندین قسمت تقسیم می‌شود. یک عامل[۴]، یک سیستم کامپیوتری است که قادر است اقدامات مستقلی را در یک محیط به منظور نیل به اهداف از پیش تعیین‌شده انجام دهد. محیط عملکرد عامل یک زیرساخت ارتباطی و تبادلاتی از طریق پروتکل‌های مربوطه برای آن ایجاد می‌کند. پروتکل‌های ارتباطی عامل‌ها را قادر می‌سازد که پیام‌ها را با یکدیگر مبادله نموده و آن‌ها را بفهمند.

عامل‌ها به طور کلی دارای هویت:

پیش‌گستر[۵]

شخصی[۶]

تطبیقی[۷]

مستقل[۸]

عامل می‌تواند دارای وجود فیزیکی و یا قسمتی از برنامه بدون نمود خارجی باشد.

۴-۵-۱- سیستم چند عامله

MAS[۱] شاخه‌ای از هوش مصنوعی توزیع‌شده می‌باشد که می‌تواند با هماهنگی موجود بین خود وظایف خاصی را انجام داده و اهداف معینی را محقق سازد. با ایجاد ارتباط بین عامل‌های مختلف

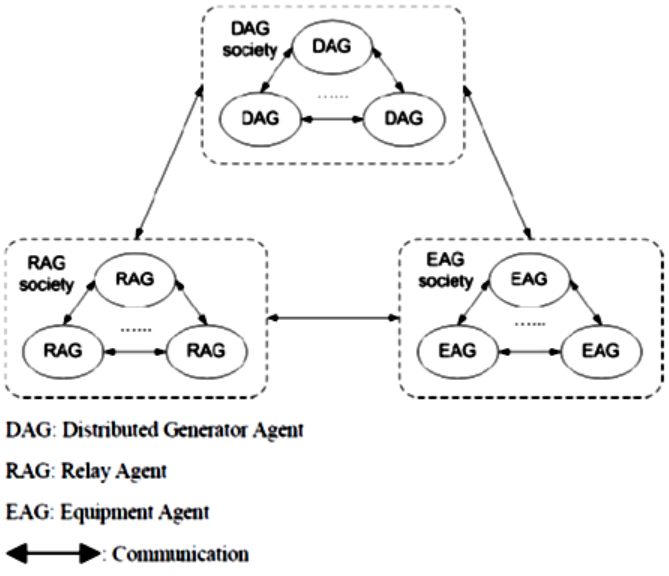
---

۱ Multi-Layer Multi-Agent
۲ Multi-Agent
۳ Agent-based
۴ Agent
۵ Proactive
۶ Personalized
۷ Adaptive
۸ Autonomous

براساس پروتکل‌های موجود و با ایجاد هماهنگی بین آن‌ها، می‌توان یک سیستم یکپارچه را پیاده‌سازی کرد که قادر به حل مشکلات سختی می‌باشد که یک عامل نمی‌تواند آن را حل کند.

MAS در زمینه‌های بسیاری پیاده‌سازی شده است، از جمله آن‌ها می‌توان به حفاظت شبکه قدرت، حفاظت تطبیقی دیستانس و حفاظت سیستم تولید پراکنده با امپدانس زمین بالا اشاره کرد. رفتار یک سیستم چند عامله، نه تنها به عامل‌های تشکیل‌دهنده آن، بلکه به نحوه ارتباط آن‌ها با یکدیگر نیز وابستگی پیدا می‌کند. در یک سیستم چند عامله پیچیده، هر عامل نه تنها باید قادر باشد کارهای مربوط به خود را که به صورت محلی رخ می‌دهد انجام دهد، بلکه لازم است به طور موثر با دیگر عامل‌ها نیز در تقابل باشد.

به منظور رفع مشکلات هماهنگی حفاظتی در یک سیستم قدرت، سیستم چند عامله دارای ساختار خاص جهت تعامل با این موضوع است. شماتیک این ساختار در شکل (۴-۱۱) نمایش داده شده است. ساختار شکل (۴-۱۱) مشتمل بر عامل رله، عامل مولد تولید پراکنده و عامل تجهیز است. هر عامل می‌تواند هم با عامل‌های جامعه خود و هم با عامل‌های جوامع دیگر در ارتباط باشد.



شکل (۴-۱۱): ساختار multi-agent جهت برقراری هماهنگی حفاظتی[۵۳]

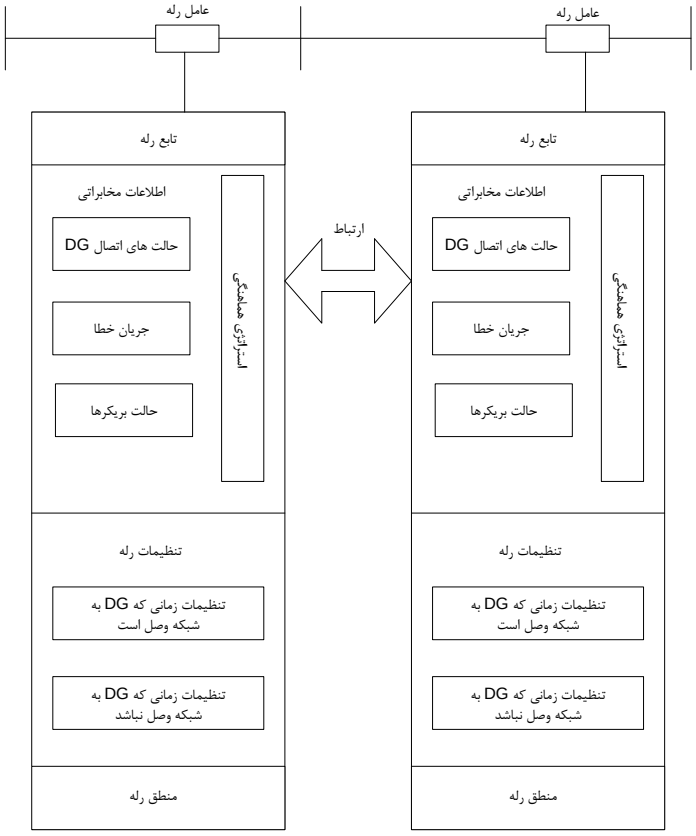
[۱] Multi-Agent system

عامل‌ها اطلاعات سنسورها را که ممکن است شامل اندازه‌گیری‌های محلی جریان، ولتاژ و وضعیت بریکر باشد از سیستم می‌گیرد و یک فرمان خروجی مانند سیگنال قطع بریکر، تغییر تنظیم تپ ترانسفورماتور و سیگنال کلیدزنی بانک‌های خازنی تولید می‌کند.

براساس مشخصات توضیح داده‌شده از MAS، این سیستم می‌تواند اطلاعات مورد نیاز برای حفاظت دیفرانسیل جریانی را فراهم کند. حفاظت دیفرانسیل جریانی دارای ویژگی‌های خاصی می‌باشد که از آن جمله می‌توان عدم محدودیت زمانی برای حذف خطا در کل طول خط و اساس عملکرد ساده و قابل‌اعتماد آن را نام برد. الگوریتم حفاظت مطرح‌شده نیازمند انتقال سنکرون داده‌ها از ترمینال‌ها می‌باشد، بدین منظور حفاظت یک انتها به عنوان Clock اصلی و حفاظت نقاط انتهایی دیگر از روش سنکرون سازی استفاده می‌کند تا مطمئن شود که جریان تمام ترمینال‌ها همزمان می‌باشند.

- عامل رله

هر رله نصب شده در سیستم به عنوان عامل رله به شمار می آید. ساختار عامل رله در شکل (۴-۱۲) نشان داده شده است. عامل رله اطلاعات مرتبط را توسط ارتباطات خود با دیگر رله‌ها جستجو می‌کند. هدف آن آشکارسازی عملکرد اشتباه رله، عدم عملکرد بریکر و وضعیت اتصال DG است و با این‌کار می‌تواند پشتیبانی حفاظتی بسیار بهتری در مقایسه با روشهای سنتی فراهم کند. یک گروه از رله‌ها که دارای تابع عملکرد یکسان هستند یک جامعه کوچک را تشکیل می‌دهند مانند جامعه عامل-رله جریان زیاد و جامعه عامل‌رله دیفرانسیل.



شکل (۴-۱۲): ساختار عامل رله[۵۲]

- عامل مولد تولید پراکنده

هر مولد تولید پراکنده به عنوان یک عامل تولید پراکنده در نظر گرفته می‌شود. در مبحث هماهنگی حفاظتی، مولدهای تولید پراکنده عمدتا با عامل رله در سیستم توزیع در ارتباط‌اند تا وضعیت اتصال خود را برای برقراری هماهنگی‌های لازم به عامل رله اعلام کنند.

- عامل تجهیز

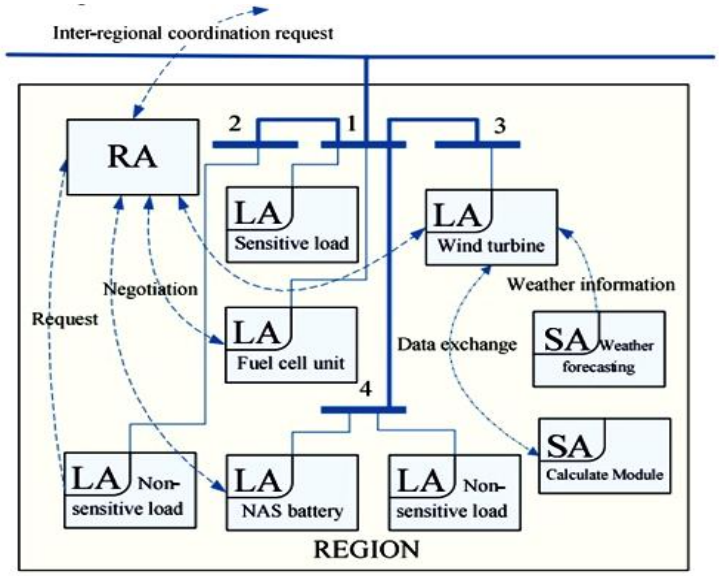
عامل تجهیز، شامل عامل ترانس جریان، عامل بریکر و غیره است. این تجهیزات که در سیستم قدرت گسترده اند اطلاعات و عملکرد سیستم قدرت محلی را جمع آوری کرده و در اختیار عامل رله برای برقراری هماهنگی‌های لازم قرار می‌دهند.

البته عامل‌هایی که در فوق به آنها اشاره شد مربوط به پیاده سازی سیستم چند عامله در شبکه توزیع است.

۴-۶- سیستم چند عاملی چند لایه

در این استراتژی، از چندین عامل با قابلیت یادگیری هوشمند استفاده می‌شود. این عامل‌ها دارای سطوح تصمیم‌گیری قابل تعیین هستند. ضرورت تعریف این الگوریتم عدم وابستگی هر گونه تصمیم‌گیری به ناظر مرکزی است. در این روش تمامی تصمیم‌گیری‌ها توسط ناظر مرکزی صورت نمی-گیرد، بلکه بسیاری از تصمیمات توسط لایه‌های پایینی انجام می‌شود و فقط در مورد تصمیماتی که نیازمند به پارامترهای خارج از ناحیه دسترسی عامل مربوطه است از لایه‌های بالاتر استفاده می‌شود. در شکل(۴-۱۳) نمونه‌ای از این ساختار برای ترکیب روش‌های محلی و غیر محلی ارائه شده است.

این ساختار دارای سه لایه است که به ترتیب سطح اختیار در تصمیم‌گیری از بالا به پایین شامل لایه‌های ناظر مرکزی[۱]، منطقه‌ای[۲] و محلی[۳] می‌باشد. هر یک از لایه‌ها نیز دارای تعدادی عامل با قابلیت



شکل(۴-۱۳): نمونه‌ای از ساختار سیستم حفاظت چند عاملی چند لایه[۵۳]

یادگیری on line و یا off line می‌باشد. عامل‌های محلی مسئول حفاظت در مورد پارامترهایی هستند که نیاز به پارامترهای کاملاً محلی دارند. برای مثال در صورتی که برای حفاظت باس‌بار از حفاظت دیفرانسیل استفاده شود، تمامی جریان‌های مورد نیاز در محل باس‌بار در دسترسی هستند و

[1] SRCU
[2] Regional
[3] Local

نیازی به دریافت اطلاعات از سایر نقاط دور و غیر محلی نیست. در صورتی که حفاظت یکی از تجهیزات، نیاز به دسترسی به پارامترهای عاملین محلی مختلفی داشته باشد بایستی طرح حفاظتی توسط عاملین لایه بالاتر یعنی منطقه‌ای صورت گیرد. این لایه با تمامی عاملین لایه محلی ارتباط دو طرفه دارد. برای مثال حفاظت فیدر در این لایه قرار دارد. به همین ترتیب برای اجرای حفاظت براساس پارامترهای خارج از یک لایه منطقه‌ای بایستی حفاظت توسط ناظر مرکزی صورت پذیرد. مزیت این سیستم عبارت‌اند از:

۱- عدم نیاز به برقراری ارتباط مخابراتی بین تمامی نقاط شبکه، چرا که شبکه مخابراتی به صورت یک هرم است که تمامی بسترهای آن دارای قابلیت ارتباط دو طرفه دارند و برای برقراری ارتباط بین عاملین محلی از بالادست این لایه یعنی عاملین منطقه‌ای استفاده می‌شود و نیازی به برقراری ارتباط بین تمامی عاملین محلی با یکدیگر نیست.

۲- برای هرگونه تصمیم‌گیری در مورد سیستم حفاظتی نیازی به ارسال اطلاعات تا ناظر مرکزی نیست، بلکه فقط در صورت غیر لایه‌ای بودن اطلاعات مورد نیاز از ناظر مرکزی استفاده می‌شود. و این امر تأخیر موجود در روش دوم برای ارسال اطلاعات تا ناظر مرکزی و نیز دریافت تنظیمات جدید توسط رله‌ها را تا حد قابل قبولی کاهش می‌دهد. از سوی دیگر تمامی اطلاعات شبکه در ناظر مرکزی در دسترس نیست و این امر امنیت طرح را بالا می‌برد.

رله‌های عامل که در مرز این نواحی جداشده قرارگرفته‌اند می‌توانند جهت جریان خطا را از سیگنال‌های گذرای ناشی از وقوع خطا تشخیص دهند. با اطلاعات به دست آمده از رله‌ها که در نقاط مختلف شبکه قرار دارند می‌توان قسمت آسیب‌دیده را تشخیص داد. بنابراین الگوریتم تشخیص جهت خطا که از ضرایب تبدیل موجک استفاده می‌کند باید بر روی رله‌های عامل پیاده شود.

فصل پنجم

استفاده از شبکه عصبی برای حفاظت

تطبیقی سیستم توزیع در حضور منابع تولید

پراکنده و بهبود نتایج آن

۵-۱- لزوم و کاربرد حفاظت تطبیقی

در شبکه‌ی قدرت با تغییرات زیادی مانند ورود و خروج خط‌ها ، منابع تولید ، بارها و ... روبه‌رو هستیم اگر قرار باشد یک حفاظت بهینه (زمان عملکرد برای رفع خطا مینیمم) داشته باشیم باید تمام پارمترهایی که روی عملکرد سیستم حفاظت تأثیر می‌گذارد را مانیتور و سیستم حفاظت را با تغییر این پارامترها ، به‌روز کرد. در این قسمت مشکلاتی را که تغییر پارامترهای گفته‌شده در شبکه‌ی قدرت برای سیستم حفاظت پیش می‌آورد بیان می‌گردد تا بتوان به لزوم این نوع حفاظت بیشتر پی برد.

- **تغییر بار و تولید**

بار در سر تا سر شبکه در طول شبانه‌روز تغییر می‌کند برای تنظیم رله‌ها، حداکثر جریان بار[۱] را ملاک قرار می‌دهیم و برای اضافه‌بارهای احتمالی یک ضریب در حداکثر جریان بار ضرب می‌کنیم در کل جریان بار عبوری از رله‌ها به دو دلیل عمده تغییر می‌کنند:

- **تغییر جریان بارها**

جریان زمان کم باری شبکه در مقایسه با زمان پرباری آن کوچک است و در این صورت اگر خطای با امپدانس رخ بدهد در زمان کم باری رخ بدهد و جریان آن کوچک‌تر از $1.3I_{Lmax}$ باشد قابل‌تشخیص نیست در صورتی که اگر تنظیم رله در زمان کم باری مساوی $1.3I_{Lmin}$ تنظیم بشود در مقایسه با حالت قبل خطاهای با امپدانس را اگر جریان آن‌ها از $1.3I_{Lmin}$ بیشتر و از جریان $1.3I_{Lmax}$ کمتر باشد می‌توان خطا را تشخیص داد .

- **تغییر فیدر تغذیه شبکه**

در شبکه‌های توزیع برای بالا بردن قابلیت اطمینان بین دو فیدر معمولاً یک کلید وجود دارد که در حالت عادی شبکه باز است و اگر قسمتی از فیدر مجاور به دلیل خطا بی برق بشود می‌توان با

---

[۱] I_{Lmax}

بستن این کلید تعدادی از بارها را بازیابی کرد. در این صورت جریان بارهای بازیابی شده هم از فیدر سالم عبور می‌کنند و در شرایط جدید باید سیستم حفاظتی اجازه ی عبور این اضافه‌بار را بدهد و همچنین حالت عادی عملکرد را با خطا اشتباه نگیرد .

- **تغییر توپولوژی شبکه**

وارد و خارج شدن منابع تولید پراکنده و خطوط باعث تغییر جریان اتصال کوتاه عبوری از جفت رله اصلی و پشتیبان جریان‌زیاد در حین خطا می‌شود. برای هماهنگ کردن یک جفت رله اصلی و پشتیبان اگر N حالت مختلف در ورود و خروج منابع و خطوط داشته باشیم یکی از این حالت‌ها بحرانی‌ترین شرایط را برای هماهنگی به وجود می‌آورد و چنانچه در این حالت دو رله را باهم هماهنگ و فاصله زمانی عملکرد آن‌ها را به ازای خطا جلوی رله‌ی اصلی به اندازه‌ی CTI[1] تنظیم کنیم در N-1 حالت دیگر این فاصله زمانی بزرگ‌تر از CTI است در صورتی که بهترین سیستم حفاظت آن سیستمی است که در تمام شرایط این فاصله زمانی همان CTI باشد .

۵-۲- اجزای اصلی حفاظت تطبیقی

۵-۲-۱- نرم‌افزار

حفاظت تطبیقی که تا کنون مطرح شده و فلوچارت آن نشان داده شده است نمونه‌ای از یک حفاظت تطبیقی On-Line است که همین حفاظت On-Line را می‌توان به دو صورت انجام داد:

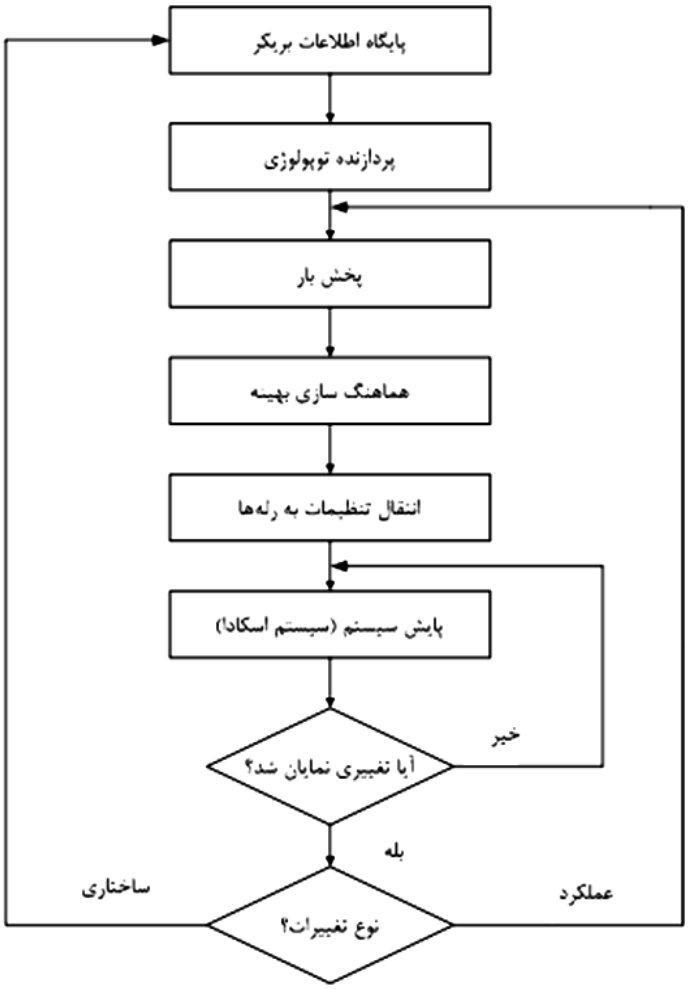
۱- ارسال تنظیم برای رله‌ها

۲- ارسال تریپ برای بریکرها از کامپیوتر مرکزی

فلوچارت زیر مربوط به طرح اول است، نرم‌افزار این سیستم حفاظتی با تشخیص توپولوژی شبکه و وضعیت بارها و انجام محاسبات پخش بار و اتصال کوتاه با یک برنامه هماهنگی ، هماهنگی بهینه

[1] Critical Time

بین ادوات حفاظتی را انجام می‌دهد . در شکل زیر روند کار نرم‌افزار را به صورت یک فلوچارت نشان می‌دهیم.



شکل (۵-۱): روند کار نرم‌افزار یک حفاظت تطبیقی[۴۸]

ملاحظاتی را باید در ارتباط با برنامه‌ی هماهنگی در نظر گرفت از جمله اینکه برنامه‌ی هماهنگی نباید از نظر زمانی طولانی باشد چون ممکن است وقتی که نرم‌افزار بعد از یک تغییر سراغ محاسبه تنظیم مجدد برای رله‌ها می‌رود شرایط جدیدی پیش بیاید که اگر در این شرایط خطایی رخ بدهد با تنظیمات موجود هماهنگی از بین برود .پس باید برنامه هماهنگی بهینه در زمان کوتاهی انجام بگیرد که دست یافتن به این مطلوب در شبکه‌های بزرگ مشکل به نظر می‌رسد.

در طرح دوم، یعنی طرحی که در این پایان‌نامه از آن استفاده شده روند کار کمی متفاوت است بدین‌گونه که نیازی به رله و ارسال تنظیمات برای رله نیست، بلکه تمامی هماهنگی‌ها و تنظیمات زمانی توسط رله مرکزی انجام گرفته و نتایج برای اعمال در هنگام خطا به صورت فرمان قطع یا وصل متناسب با آن خطا به بریکری‌های نصب شده صادر می‌گردد که در ادامه روند کار و ابزار مورد نیاز تشریح خواهدشد.

۵-۲-۲- سخت‌افزار

برای پیاده کردن حفاظت تطبیقی باید زیرساخت‌هایی موجود باشد:

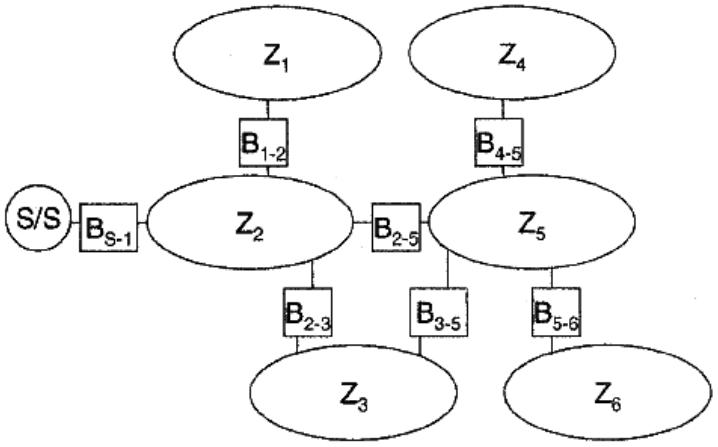
- مانیتورینگ بریکرها ، منابع تولید و بارها
- کامپیوتر مرکزی برای انجام محاسبات لازم
- تجهیزات حفاظتی قابلیت دریافت تنظیم‌های ارسالی از سمت کامپیوتر را داشته باشند
- کانال‌های مخابراتی برای ارسال و دریافت داده

۵-۳- ارائه طرح حفاظت تطبیقی مورد نظر

هدف هر طرح حفاظتی جدا کردن تنها ناحیه آسیب‌دیده از شبکه می‌باشد. با حضور DG یک طرح بهتر برای حفاظت شبکه استفاده از حفاظت تطبیقی[۴۶-۴۸] است. راه‌حل استفاده شده بدین صورت است که در ابتدا شبکه‌ی توزیع باید به چند ناحیه همانند شکل(۵-۲) تقسیم‌بندی شود، بدین ترتیب که در ناحیه یا DG حضور نداشته باشد یا اگر DG حضور داشت، تبادل بار و مصرف در آن ناحیه بدون استفاده از شبکه سراسری و فقط با در نظر گرفتن تولید DGها برقرار باشد. به عبارت دیگر شبکه‌ی توزیع به دو دسته تقسیم می‌شود که این دو دسته خصوصیات زیر را دارا می‌باشند:

۱) دسته اول نواحی هستند که در آن‌ها هیچ منبع تولیدی وجود ندارد و تأمین بارهای موجود در آن نواحی کاملاً وابسته به شبکه‌ی سراسری است.

۲) دسته‌ی دوم نواحی هستند که در آن‌ها منبع تولید پراکنده وجود دارد. بدیهی است که حداقل یکی از منابع تولیدی واقع در هر کدام از این نواحی باید مجهز به سیستم کنترل فرکانس باشد تا بتواند در مواقعی که لازم است آن ناحیه به صورت جزیره‌ای بهره‌برداری شود، فرکانس ناحیه را کنترل نماید.



شکل (۵-۲): ناحیه بندی شبکه توزیع توسط بریکرها[۴۷]

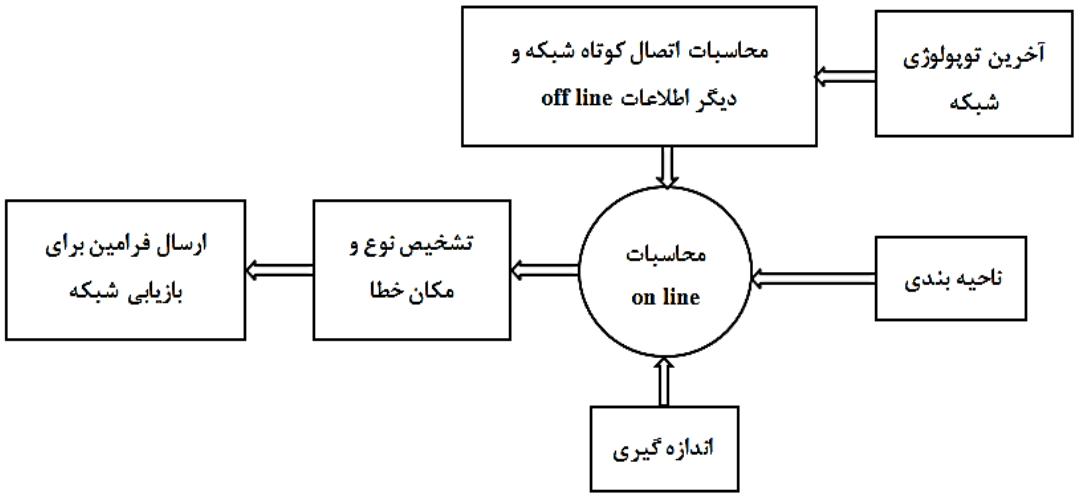
نحوه‌ی انتخاب نواحی بدین صورت است که از ابتدای فیدر، به ازای هر DG یک ناحیه در نظر گرفته می‌شود، هر ناحیه تا زمانی که DG واقع در آن قدرت تغذیه بار ناحیه را داشته باشد به سمت انتهای فیدر امتداد می‌یابد. به محض این‌که میزان بار پیک پست‌های واقع در ناحیه از میزان تولید آن منبع تولید پراکنده بیشتر شد ناحیه در نظر گرفته‌شده به پایان می‌رسد و در نقاط ابتدا و انتهای ناحیه دو بریکر قرار داده می‌شود. البته اگر در حین حرکت به سمت انتهای فیدر قبل از رسیدن بار ناحیه به حداکثر تولید منبع واقع در آن ناحیه DG دیگری قرار داشت، DG دوم نیز جزء همان ناحیه لحاظ شده و ناحیه تا نقطه‌ای امتداد می‌یابد که بار پیک آن از مجموع تولید دو DG بیشتر نشود.

علت در نظر گرفتن نواحی به سمت انتهای فیدر این است که تا حد امکان به بارهای بیشتری اجازه تغذیه شدن از شبکه بالادستی داده شود. این عمل باعث بالا رفتن قابلیت اطمینان شبکه و

کاهش انرژی تأمین نشده[1] خواهد شد. البته در مواقعی که میزان تولید DG از بار پست‌های پایین-دستی‌اش بیشتر باشد باید امتداد ناحیه به سمت بالا در نظر گرفته شود.

لازم به ذکر است که کلیدهای نصب‌شده برای جداسازی نواحی از یکدیگر باید مجهز به رله‌ی سنکرو-چک باشند تا در هنگام وصل مجدد نواحی به شبکه‌ی سراسری بتوانند دو شبکه را باهم سنکرون کنند. هم‌چنین این کلیدها باید توانایی گرفتن سیگنال فرمان از راه دور را نیز دارا باشند و باید قادر باشند به صورت متوالی توسط سیگنال ارسالی از رله اصلی واقع در پست توزیع باز و بسته شوند.

برای پیاده‌سازی الگوریتم مورد نظر باید یک رله‌ی کامپیوتری که قابلیت انجام محاسبات و ذخیره‌ی اطلاعات را داشته باشد در پست فوق توزیع قرار داده شود تا بتواند ورودی‌های لازم(که از طریق اندازه‌گیری برخی پارامترهای شبکه تهیه می‌شوند) را دریافت کند، بر روی آن‌ها پردازش انجام دهد و در نهایت با تشخیص محل و نوع خطا فرمان‌های لازم را به ادوات حفاظتی صادر نماید. شکل(۵-۳) شمای کلی الگوریتم را نشان می‌دهد.



شکل (۵-۳): شمای کلی الگوریتم [۵۵]

[1] Energy Not Supply

۵-۳-۱- اندازه‌گیری

گام اول برای این طرح حفاظتی جمع‌آوری اطلاعات ورودی می‌باشد، که از اندازه‌گیری حاصل می‌شود. اندازه‌گیری‌های زیر برای این طرح پیشنهاد می‌شوند:

- فازور جریان سنکرون‌شده تمامی DGهای متصل به شبکه و خود شبکه از پست توزیع برای تمامی فازها به صورت همزمان.
- یک سیگنال که جهت جریان گذرنده از بریکرهای نواحی را نشان می‌دهد.

اندازه‌گیری‌های انجام‌شده توسط واحد اندازه‌گیری فازور (PMU) ارسال‌شده و توسط پالس ساعت GPS سنکرون می‌شوند.

۵-۳-۲- محاسبات off-line و ذخیره‌سازی داده‌ها

در محاسبات off-line باید مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه برای تمام انواع خطا و در تمام نقاط شبکه انجام‌شده و به ازای تمام خطاها جریان تمام DGها، منبع اصلی و فیدرهای فرعی مشخص شود و مشخصه‌ی آستانه ذوب[1] و قطع کامل (TC) تمام فیوزهای واقع در شبکه نیز باید ذخیره شود. با استفاده از مشخصات فوق و ذخیره آن‌ها در رله می‌توان به ازای تمام خطاها عملیات بازبست را پس از تشخیص مکان خطا با فیوزهای شبکه در آن ناحیه به طور نرم‌افزاری هماهنگ کرد، بدین‌گونه که از بررسی مشخصه MM و نتایج مطالعات اتصال کوتاه، مدت زمان قبل از آسیب رسیدن، به فیوزها در سیستم در هنگام خطا محاسبه می‌شود. البته لازم است که تمام محاسبات فوق به ازای هرگونه تغییر در شبکه به‌روز شود. به عنوان مثال در هنگام تغییر در آرایش شبکه (مثلاً قطع یک خط) لازم است که ماتریس ادمیتانس شبکه به‌روز شده و مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه مجدداً اجرا شود.

[1] Max Melting (MM)

با در دسترس بودن جریان DGها و منبع تغذیه اصلی به ازای تمام انواع خطا و بر روی تمام باس‌های شبکه، می‌توان جدولی تهیه کرد که با مقایسه مقادیر فوق به ازای بروز خطا با مقادیر آن جدول، محل دقیق وقوع خطا و نوع آن را تشخیص داد.

در صورت لزوم و در صورت کمبود داده‌های ورودی به منظور مقایسه و تشخیص درست ناحیه خطا دیده می‌توان علاوه بر جریان DGها و منبع تغذیه اصلی از جریان شاخه‌های فرعی (فیدرهایی که DG روی آن قرار ندارند) نیز استفاده نمود.

پس از شناسایی محل خطا و در نتیجه ناحیه‌ی خطا دیده، رله فرمان قطع را به بریکرهای لازم برای جدا کردن آن از دیگر نواحی شبکه ارسال می‌کند و در نتیجه قسمت آسیب‌دیده از شبکه جدا می‌گردد.

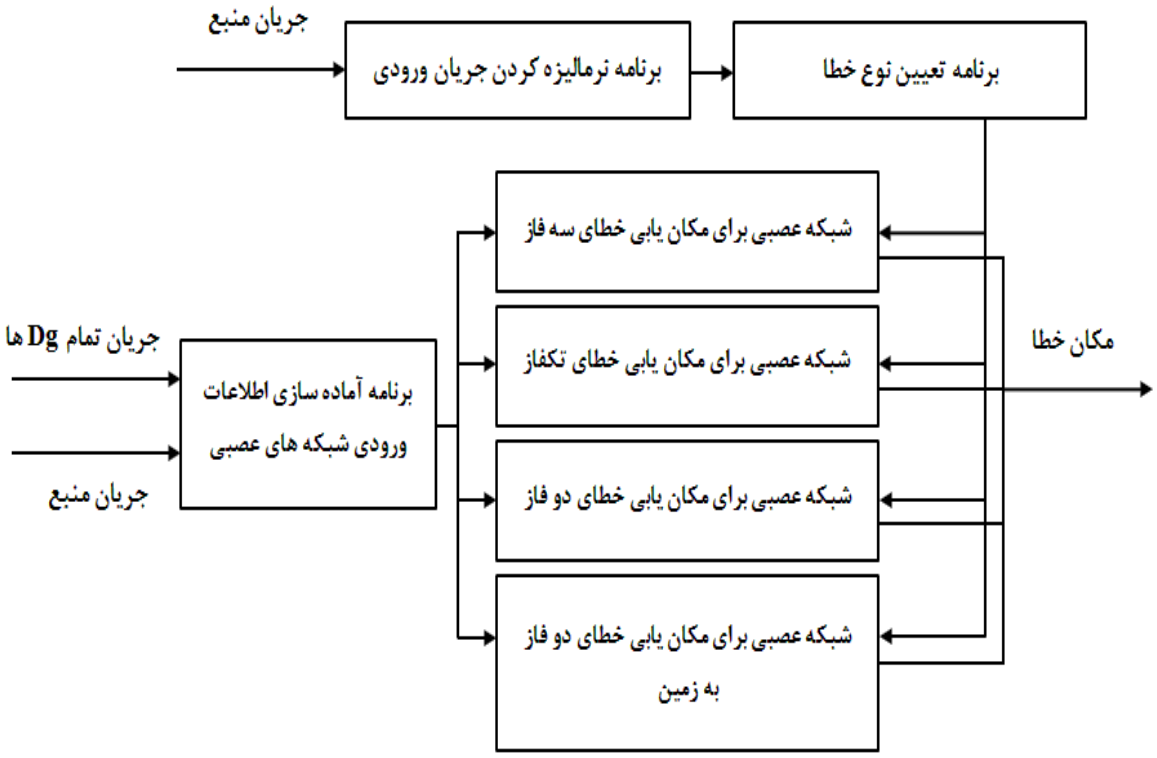
به طور خلاصه مراحل مربوط به محاسبات off-line به شرح زیر است:

۱. دریافت اطلاعات شبکه؛
۲. اجرای برنامه پخش بار؛
۳. اجرای برنامه اتصال کوتاه برای انواع خطا و در همه باس‌ها؛
۴. استخراج تمام جریان‌های لازم به ازای هر نوع خطا در هر باس از بانک اطلاعاتی؛
۵. استخراج زمان لازم برای نسوختن فیوزهای شبکه از آستانه ذوب فیوزها؛

۵-۳-۳- آشکارسازی خطا و تعیین نوع آن به صورت on-line

همان‌گونه که اشاره شد، بردارهای جریان سه فاز هم‌زمان از تمام DGهای شبکه و منبع اصلی به طور پیوسته در دسترس است. حاصل جمع مقادیر فوق همواره برابر با بار شبکه است. اگر در شبکه خطا رخ دهد حاصل جمع مقادیر فوق به طور ناگهانی و به شدت بزرگ‌تر از مجموع بار شبکه خواهد شد. لذا در این شرایط رله‌ی اصلی که در داخل پست فوق توزیع واقع شده است تشخیص می‌دهد که در شبکه خطا رخ داده است. در شرایطی که مجموع جریان‌های فوق برابر با صفر شد نشانگر این مطلب است که خطای رخ داده‌شده در شبکه، در محدوده‌ی حفاظتی یکی از DGها (بین DG و محل

اندازه‌گیری جریان آن) صورت گرفته است. در این شرایط رله فرمانی را صادر نخواهد کرد تا سیستم حفاظت مربوط به DG عمل کرده و DG مربوطه را از مدار خارج کند. برای تشخیص محل خطا، از مقایسه‌ی مقادیر جریان DGها، شبکه‌ی اصلی و شاخه‌های فرعی با مقادیر جدول تهیه‌شده در محاسبات Offline استفاده می‌شود. این ایده اولین بار در [۴۷] مطرح شد. اما در [۴۷] فقط از جریان DGها و منبع اصلی استفاده شده است و نمی‌تواند محل خطا را دقیقاً مشخص نماید و در برخی موارد در تشخیص محل خطا دچار اشتباه می‌شود. البته با اضافه شدن تعداد DGها خطای روش پیشنهادی کاهش می‌یابد در [۱] برای اطمینان از تشخیص صحیح محل خطا جریان تمام شاخه‌های فرعی فاقد DG هم بررسی می‌شود. این بررسی باعث می‌شود که اولاً مقادیر عددی بیشتری برای مقایسه در اختیار رله‌ی اصلی قرار گیرد و در نتیجه خطای تشخیص آن به شدت کاهش یابد. ثانیاً به دلیل این‌که اندازه‌گیری در شاخه‌های فرعی فاقد DG انجام می‌شود، به ازای خطاهایی که بر روی آن شاخه قرار نداشته باشند جریان اندازه‌گیری شده توسط آن‌ها برابر با جریان بار همان شاخه است که این امر مشخص می‌کند که خطا بر روی آن قرار ندارد. هرچند این عمل موجب بهبود نتایج می‌شود ولی با افزایش واحدهای اندازه‌گیری (pmu) همراه است که موجب افزایش هزینه‌ها می‌شود. در این پروژه با در نظر گرفتن نتایج و روش‌های قبلی، از شبکه‌های عصبی برای آنالیز داده‌ها و تشخیص مکان و ناحیه خطا استفاده شده است، بدین صورت که از داده‌های بخش off-line برای آموزش شبکه عصبی استفاده می‌گردد، همچنین با آنالیز جریان فازهایی که از سمت شبکه اصلی تزریق می‌گردد نوع خطا تشخیص داده می‌شود. الگوریتم کلی این روش به صورت شکل(۵-۴) می‌باشد.



شکل (۵-۴): الگوریتم کلی این روش به‌کاربرده شده [۵۵]

وقتی که خطایی تشخیص داده شد کل جریان خطا در هر فاز از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

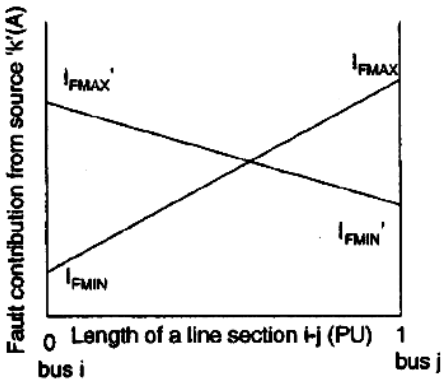
$$[I_{fabc}] = \sum_{i=1}^{n} [I_{fabc}]_{source_i} \qquad (۱-۵)$$

که در آن $[I_{fabc}]$ کل جریان خطا، و $[I_{fabc}]_{source_i}$ جریان خطای تزریقی توسط منبع i-ام و n تعداد کل منابع می‌باشد.

۵-۳-۴- شیوه تعیین قسمت خطا دار به صورت on-line

از نقطه‌نظر خطا، هر DG می‌تواند به عنوان یک منبع ولتاژ با یک امپدانس تونن پشت آن مدل شود. اگر نقطه خطا از یک باس به باس کناری شیفت پیدا کند، برای یک نوع خطای مشخص، امپدانس تونن می‌تواند زیاد یا کم شود. بنابراین همان طور که در شکل (۵-۵) دیده می‌شود اگر نقطه خطا از باس (i) به باس (j) شیفت پیدا کند، برای یک نوع خطای مشخص، جریان تزریقی هر منبع

می‌تواند به طور پیوسته افزایش یابد (از مقدار IF_{MIN} به IF_{MAX}) و یا به طور پیوسته کاهش یابد (از مقدار IF_{MAX} به IF_{MIN}).



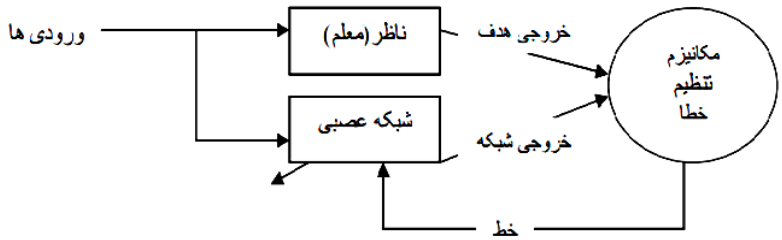
شکل (۵-۵): مشارکت منبع k برای خطای اتفاق افتاده بین باس i و باس j [۴۷]

بنابراین جریان تزریقی منبع k برای یک نوع خطای مشخص، مابین دو باس i و باس j اتفاق می‌افتد. جریان تزریقی هر منبع برای هر نوع خطا برای همه باس‌ها از آنالیز خطای off-line به دست می‌آید.

۵-۳-۵- شبکه عصبی استفاده شده

الگوریتم یادگیری نظارت‌شده یا با ناظر بدین صورت است که مجموعه‌ای از زوج داده که به داده‌های یادگیری موسوم هستند داده می‌شود. هر داده یادگیری شامل ورودی به شبکه و خروجی هدف است. پس از اعمال ورودی به شبکه خروجی شبکه با خروجی هدف مقایسه می‌گردد و سپس خطای یادگیری محاسبه‌شده و از آن جهت تنظیم پارامتر های شبکه (وزن‌ها) استفاده می‌گردد به گونه‌ای که اگر دفعه بعد به شبکه همان ورودی را دادیم خروجی شبکه به خروجی هدف نزدیک گردد. هنر یک شبکه عصبی این است که با روش تکرار وزن‌ها را به دست آورد.

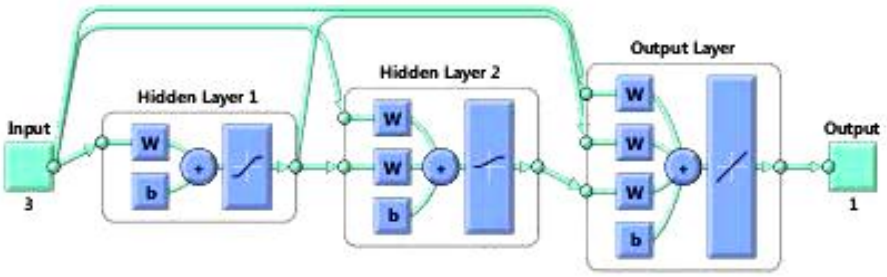
برای آموزش شبکه عصبی در محیط MATLAB بدین صورت عمل می‌شود،که سهم جریان اتصال کوتاه همه منابع که از نرم‌افزار DigSILENT به دست آمده به عنوان ورودی و شماره خط و



شکل (۵-۶): نمونه یک الگوریتم یادگیری نظارت شده

باس مربوط به عنوان خروجی هدف شبکه داده می‌شود، پس از پایان دوره آموزش، زمانی که رله وقوع خطا را تشخیص داد، با فراخوانی برنامه شبکه عصبی اقدام به یافتن مکان و ناحیه خطا می‌کند تا فرمان متناسب با آن را صادر کند، شبکه عصبی با گرفتن سهم جریان اتصال‌کوتاه اندازه‌گیری شده همه منابع در لحظه خطا، خط و ناحیه خطا دیده را تعیین می‌نماید و در ادامه دستور قطع بریکرهای بین نواحی و کلید اصلی DG در صورت پایدار بودن خطا، مطابق الگوریتم ارائه‌شده صادر می‌گردد.

سیستم شبکه عصبی به کار گرفته‌شده در شکل(۵-۷) مشاهده می‌شود و یک شبکه Cascade با ۲ لایه مخفی و توابع tangent sigmoid و Logarithm sigmoid است. لایه خروجی نیز تابع خطی در نظر گرفته شده است. تعداد نرون در لایه‌های اول و دوم با توجه به تعداد داده‌های ورودی و میزان دقت و پیچیدگی هدف مدنظر تعیین می‌گردد. تعداد ورودی به دلیل وجود سه منبع تغذیه، ۳ می‌باشد. در این شبکه عصبی از ٪ ۸۰ داده‌ها به عنوان داده‌های آموزش، ٪ ۱۰ برای اعتبارسنجی و ٪ ۱۰ برای آزمایش استفاده شده است. الگوریتم بهینه‌سازی یادگیری شبکه، الگوریتم لونبرگ است.



شکل(۵-۷) سیستم شبکه عصبی به کار گرفته‌شده

عملکرد شبکه توسط میانگین مربعات خطا داده‌ها (MSE) بررسی می گردد و در انتها از خطای نسبی (RE) که به صورت معادله(۵-۲) محاسبه می‌شود برای مشاهده بهبود شبکه، استفاده گردید.

$$\% \, Error = \sum_{i=1}^{N} \frac{\Pr edicted \;\; Output - Orginal \; Output}{Orginal \; Output} \qquad (۲-۵)$$

که N تعداد ورودی‌ها به شبکه عصبی است.

۵-۳-۶- نحوه‌ی تشخیص نوع خطا

همان‌گونه که در الگوریتم آمده در شکل(۵-۴) دیده می‌شود برای تشخیص نوع خطا، اعم از تک-فاز، دوفاز به هم، دوفاز به هم با زمین و سه‌فاز تنها بررسی جریان فازهای فیدر اصلی کافی است، و نیازی به برنامه شبکه عصبی نیست. برای این منظور مطابق رابطه (۵-۳) ابتدا Inormal محاسبه‌شده و سپس با انجام مقایسه جریان برای سه‌فاز مختلف با توجه به هر یک از حالت‌های آمده در جدول (۵-۱) نوع خطا به راحتی تشخیص داده می‌شود.

$$I_{normal} = \frac{I}{I_{max}} \qquad (۳-۵)$$

که I جریان خطای هر فاز و Imax ماکزیمم جریان خطاست.

جدول(۵-۱): جدول مربوط به تشخیص نوع خطا[۵۶]

Fault type		I_a	I_b	I_c
1-Phase	Ag	1	0	0
	Bg	0	1	0
	Cg	0	0	1
2-Phase	AB	1	−1	0
	AC	1	0	−1
	BC	0	1	−1
2-Phase to ground	ABg	1	1	0
	ACg	1	0	1
	BCg	0	1	1
3-Phase	ABC	1	1	1

۵-۳-۷- جداسازی خطا و بازیابی شبکه

پس از آن‌که رله محل خطا را تشخیص داد و ناحیه‌ی خطا دیده مشخص شد، نوبت به جداسازی ناحیه خطا دیده و بازیابی شبکه می‌رسد. اطلاعات در مورد این‌که کدام بریکرها باید تریپ داده شوند

در بانک اطلاعاتی موجود است. فلسفه کلی به این صورت است که پس از تشخیص ناحیه‌ای که در آن خطا اتفاق افتاده، رله فرمان قطع را به تمام بریکرهای جداکننده آن ناحیه و نواحی پایین‌دستی‌اش و هم‌چنین تمام DGهای واقع در آن صادر می‌کند. در این شرایط تمام نواحی بالادست ناحیه خطا دیده از طریق شبکه سراسری تغذیه می‌شوند، ناحیه خطا دیده بی‌برق می‌شود و نواحی پایین‌دست آن در صورتی که دارای DG باشند از طریق آن تغذیه شده و در غیر این صورت بی‌برق می‌شوند.

با توجه به این که بیش از ۸۰ درصد خطاهای شبکه‌های توزیع ماهیتی گذرا دارند، باید امکانی فراهم شود که به خطاهای گذرا فرصت از بین رفتن داده شود. این کار در شبکه‌های توزیع سنتی به وسیله بازبست‌ها انجام می‌شود. در طرح مورد نظر این عملیات بازبست توسط کلیدهای جداکننده نواحی و با کنترل رله اصلی صورت می‌گیرد. نحوه عملکرد به این صورت است که پس از قطع ناحیه خطا دیده، عملیات بازبست توسط بریکر ارتباط‌دهنده آن ناحیه با شبکه بالادستی و با فرمان رله اصلی صورت می‌گیرد. پس از هر بازبست رله شرایط شبکه را بررسی می‌کند. در صورتی که خطا دائمی بود و هم چنان وجود داشت، رله مجدداً فرمان قطع را صادر می‌کند و در صورتی که خطا گذرا بود و طی عملیات بازبست از بین رفت، رله فرمان وصل مجدد بریکرها به همراه عملیات سنکرونیزم بازیابی شبکه را صادر می‌کند. البته برای موفقیت‌آمیز بودن این فرایند لازم است که عملیات بازبست قبل از آسیب رسیدن به فیوزهای واقع در شبکه انجام گیرد. با توجه به این‌که منحنی MM تمام فیوزها در بانک اطلاعاتی رله موجود بوده و در محاسبات off-line زمان لازم برای این‌که به هیچ فیوزی آسیب نرسد استخراج شده است لذا رله به راحتی می‌تواند در زمان مناسب عملیات بازبست را انجام دهد.

به عنوان مثال اگر در شکل (۵-۲) خطایی گذرا در Z_3 اتفاق بیفتد، رله ابتدا فرمان قطع را به بریکرهای CB_{2-3}، CB_{3-5} و DGهای واقع در Z_3 صادر می‌کند تا خطای گذرا را تشخیص دهد. در پایان نیز پس از رفع خطا رله فرمان وصل مجدد همراه با عملیات سنکرونیزم را به CB_{3-5} و DGهای واقع در Z_3 ارسال می‌کند تا شبکه به طور کامل بازیابی شود.

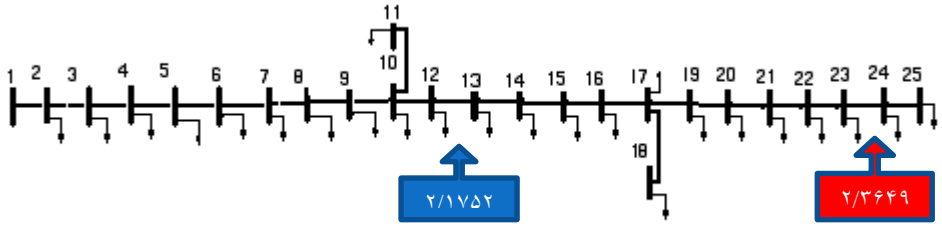
فصل ششم

شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

در این فصل بر مبنای روش بیان‌شده در فصل قبل شبیه‌سازی صورت می‌گیرد.

۶-۱- سیستم مورد استفاده

تا کنون جنبه‌های مختلف مرتبط با حفاظت تولیدات پراکنده و ابزارهای اجرایی مورد بررسی قرار گرفت. شبکه مورد مطالعه در این پروژه که الگوریتم‌های گفته‌شده در فصل قبل بر روی آن اجرا گردیده است. مربوط به یکی از شهرک‌های صنعتی موجود در قزوین می‌باشد، شبکه مورد مطالعه دارای ۲۵ باس بوده که ولتاژ مبنای شبکه ۲۰ کیلوولت و توان ظاهری مبنا ۱۰۰ مگا ولت‌آمپر است. شکل(۶-۱) این شبکه را نشان می‌دهد. اطلاعات بار- فیوز و خطوط شبکه که از شرکت توزیع قزوین دریافت شد به ترتیب در جدول (۶-۱) و (۶-۲) آورده شده است.



شکل (۶-۱): شبکه ۲۵ باسه شهرک صنعتی

جدول (۶-۱): اطلاعات خطوط شبکه ۲۵ باسه

Branch No.	Sended node	Recived node	Distance(m)	R(pu)	X(pu)
۱	۱	۲	۴۰۰	۰/۰۲۱۱	۰/۰۱۰۱
۲	۲	۳	۲۰۰	/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۳	۳	۴	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۴	۴	۵	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵
۵	۵	۶	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۶	۶	۷	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۷	۷	۸	۴۰۰	۰/۰۲۱۱	۰/۰۱۰۱
۸	۸	۹	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۹	۹	۱۰	۴۰۰	۰/۰۲۱۱	۰/۰۱۰۱
۱۰	۱۰	۱۱	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۱۱	۱۱	۱۲	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵

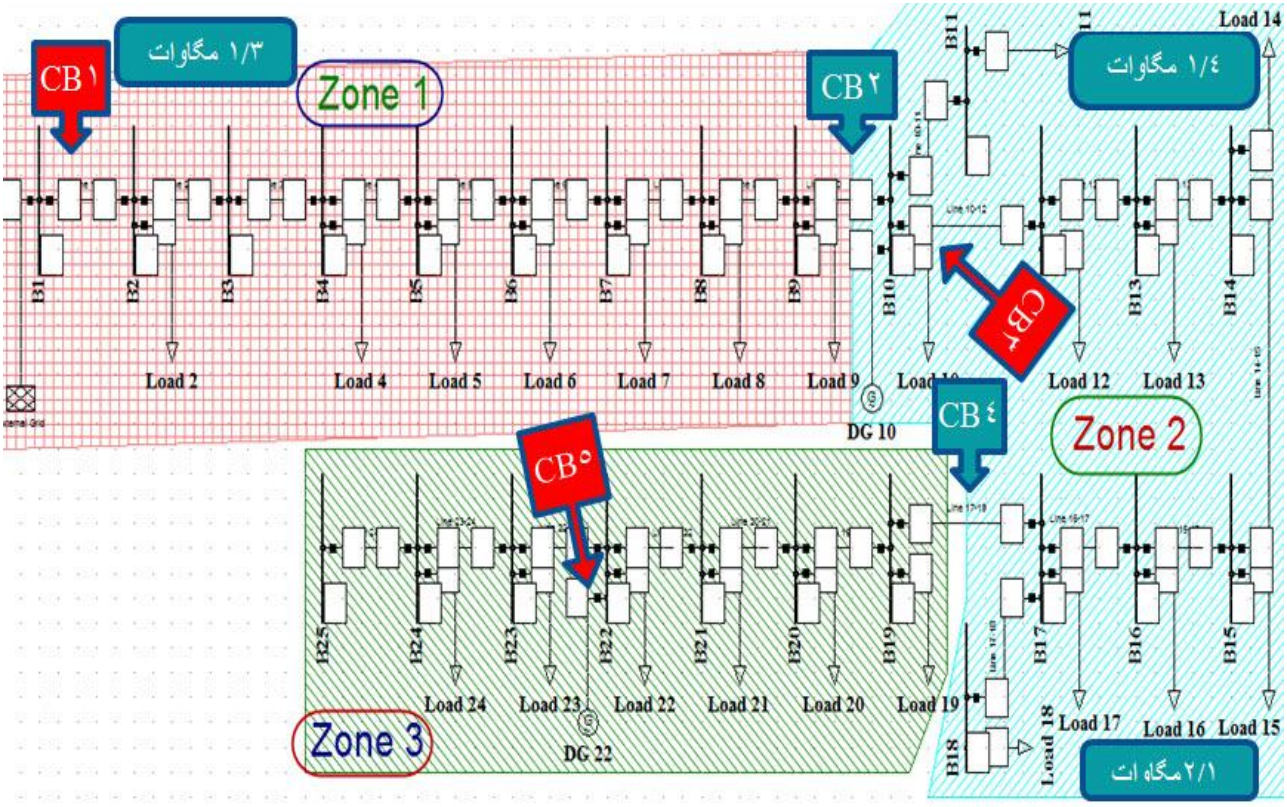
۱۲	۱۲	۱۳	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۱۳	۱۳	۱۴	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵
۱۴	۱۴	۱۵	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۱۵	۱۵	۱۶	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۱۶	۱۶	۱۷	۴۰۰	۰/۰۲۱۱	۰/۰۱۰۱
۱۷	۱۷	۱۸	۴۰۰	۰/۰۲۱۱	۰/۰۱۰۱
۱۸	۱۸	۱۹	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵
۱۹	۱۹	۲۰	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵
۲۰	۲۰	۲۱	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵
۲۱	۲۱	۲۲	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵
۲۲	۲۲	۲۳	۳۰۰	۰/۰۱۹۴	۰/۰۰۸۸
۲۳	۲۳	۲۴	۳۰۰	۰/۰۱۵۸	۰/۰۰۷۵
۲۴	۲۴	۲۵	۲۰۰	۰/۰۱۰۵	۰/۰۰۵

جدول(۶-۲): اطلاعات بار شبکه ۲۵ باسه صنعتی

BUS	KW	KVAR	فیوز	BUS	KW	KVAR	فیوز
۱	۰	۰	–	۱۴	۳۰۰	۱۰	۲۰۰۰
۲	۲۰۰	۵۰	۱۲۵۰	۱۵	۲۰۰	۱۰	۱۶۰۰
۳	۰	۰	۱۶۰۰	۱۶	۱۰۰	۱۰	۲۰۰۰
۴	۲۰۰	۵۰	۲۰۰۰	۱۷	۱۰۰	۱۰	۱۶۰۰
۵	۲۰۰	۵۰	۲۰۰۰	۱۸	۱۰۰	۱۰	۶۳۰
۶	۲۰۰	۵۰	۱۰۰۰	۱۹	۱۰۰	۱۰	۱۶۰۰
۷	۱۰۰	۱۰	۲۰۰۰	۲۰	۲۵۰	۱۰	۱۶۰۰
۸	۱۰۰	۲۰	۱۶۰۰	۲۱	۴۵۰	۱۰۰	۱۶۰۰
۹	۳۰۰	۱۰	۱۶۰۰	۲۲	۳۰۰	۱۰	۱۶۰۰
۱۰	۲۰۰	۱۰	۶۳۰	۲۳	۴۰۰	۱۹۰	۱۶۰۰
۱۱	۳۰۰	۱۰	۱۶۰۰	۲۴	۶۰۰	۱۹۰	۱۶۰۰
۱۲	۲۰۰	۱۰	۱۶۰۰	۲۵	۰	۰	۰
۱۳	۲۰۰	۱۰	۲۰۰۰				

۶-۲- ناحیه بندی سیستم نمونه

دو میکروتوربین با توان‌های ۲/۱۷۵۲ و ۲/۳۶۴۹ مگاوات به ترتیب در شین‌های ۱۰ و ۲۲ قرار داده شده است. ضریب قدرت DG ها ۰/۹ فرض شده‌اند. با توجه به مطالب بیان‌شده در فصل قبل در ارتباط با ناحیه بندی، این شبکه به ۳ ناحیه تقسیم می‌گردد که در شکل (۶-۲) نشان داده شده است. ناحیه ۱ شامل شین‌های ۱ تا ۹ بوده که با رنگ قرمز نشان داده شده است . کل بار در این ناحیه ۱/۳مگاوات است که توسط شین مرجع (پست) تأمین می‌شود. شین‌های ۱۰ الی ۱۸ نیز که با رنگ آبی متمایز شده است در ناحیه ۲ قرار دارند. مجموع بار اکتیو در این ناحیه ۱/۴ مگاوات است که توسط DG ۲/۱۷۵۲ مگاواتی، متصل به شین ۱۰ تغذیه می‌گردد. ناحیه ۳ شامل شین‌های ۱۹ الی ۲۵ بوده که با رنگ سبز نشان داده شده است. کل بار در این ناحیه ۲/۱ مگاوات است که توسط DG ۲/۳۶۴۹ مگاواتی متصل به شین ۲۲ تأمین می‌گردد.

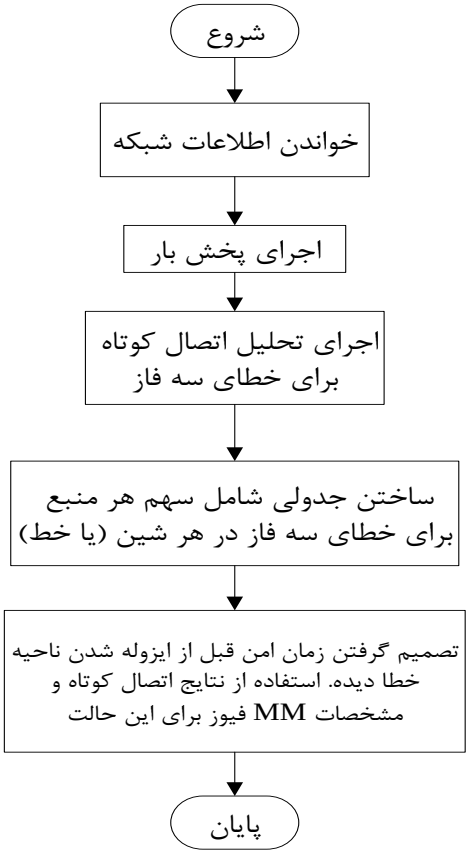


شکل (۶-۲) ناحیه بندی شبکه ۲۵ باسه

به منظور در نظر گرفتن قابلیت اطمینان شبکه در هنگام عملکرد جزیره‌ای، در هر ناحیه تفاوتی بین بار تولیدی و مصرفی لحاظ شده است. در شبکه فوق با توجه به شکل (۶-۲) به پنج بریکر نیاز داریم، که بریکر CB_1 برای اتصال پست $۶۳/۲۰KV$ ، CB_2 در خط ۹ برای جداسازی نواحی ۱و ۲، CB_3 برای اتصال DG در شین ۱۰ ، بریکرCB_4 در خط ۱۸ برای جداسازی نواحی ۲و ۳ و CB_5 برای اتصال DG در شین ۲۲ قرار می‌گیرند. همان‌گونه که بیان گردید رله تطبیقی ارائه‌شده باید قابلیت دسترسی به هر پنج بریکر نامبرده را داشته باشد. همان طور که در شرح شرایط طرح حفاظتی در فصل قبل ذکر شد، بریکرهای حفاظتی بین نواحی یعنی CB_2 و CB_4 نیز باید قابلیت سنکرونیزم داشته باشند.

۶-۳- محاسبات اتصال کوتاه

طبق الگوریتم شکل(۶-۳) که مربوط به بخش off-line توضیح داده‌شده می‌باشد، سهم جریان هر DG و همچنین منبع اصلی برای تمامی انواع خطای اتصال کوتاه در هر شین توسط نرم‌افزار DigSILENT محاسبه شده است. که این اطلاعات با توجه به نوع خطا برای آموزش و تحلیل شبکه عصبی مربوط به همان نوع خطا استفاده گردیده است. قابل ذکر است همان‌گونه که در الگوریتم شکل(۵-۴) نیز مشاهده می‌شود، روند کار اعم از آموزش و نتایج و تحلیل شبکه عصبی برای خطاهای مختلف یکی است، و تنها تفاوت مربوط به تشخیص اولیه نوع خطاست که مکانیسم آن نیز به شبکه عصبی مربوط نمی‌باشد. از این‌رو تنها نتایج مربوط به تحلیل‌های خطای اتصال کوتاه سه فاز در این قسمت مورد بررسی قرار می‌گیرد. نتایج مربوط به خطای اتصال کوتاه سه فاز به دست آمده با استاندارد IEC در جدول (۶-۳) قابل مشاهده است.



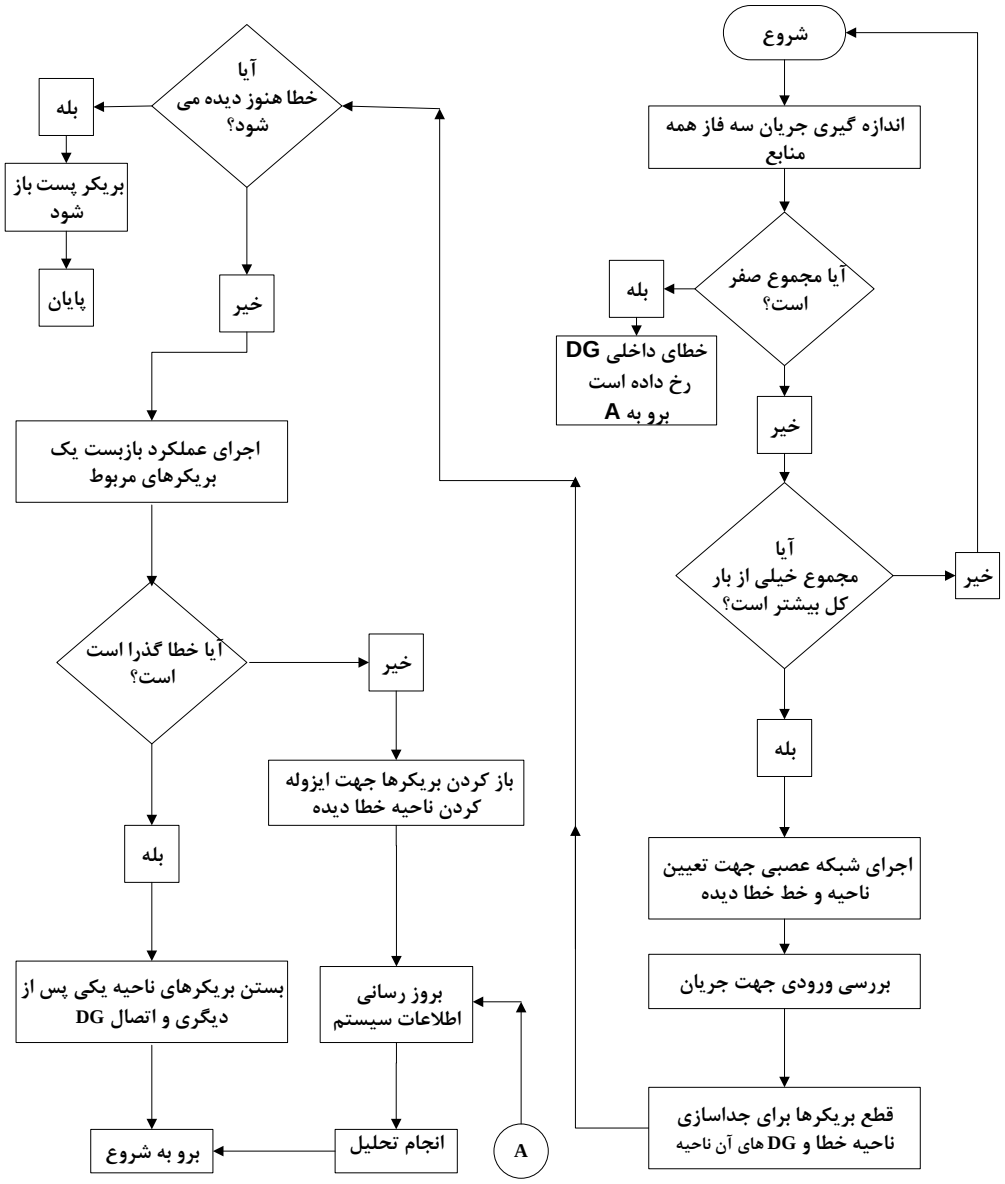
شکل(۶-۳) الگوریتم off-line [۴۷]

جدول(۶-۳): اتصال کوتاه سه فاز

BUS	I_s (KA)	$I_{DG۱۰}$ (KA)	$I_{DG۲۲}$ (KA)	BUS	I_s (KA)	$I_{DG۱۰}$ (KA)	$I_{DG۲۲}$ (KA)
۱	۴۸۸/۶۷۵	۰/۴۸۶	۰/۴۸۰	۱۴	۱۵/۹۶۴	۰/۳۸	۰/۴۹۴
۲	۱۰۳/۸۱۹	۰/۴۸۸	۰/۴۸۲	۱۵	۱۵/۰۷۳	۰/۳۵۹	۰/۴۹۴
۳	۷۵/۹۶۶	۰/۴۸۹	۰/۴۸۳	۱۶	۱۴/۲۷۶	۰/۳۴	۰/۴۹۴
۴	۵۹/۶۹۵	۰/۴۹۰	۰/۴۸۴	۱۷	۱۲/۹۰۳	۰/۳۰۷	۰/۴۹۵
۵	۴۵/۰۶	۰/۴۹۱	۰/۴۸۵	۱۸	۱۱/۷۵۱	۰/۲۸	۰/۴۵۱
۶	۳۸/۷۲	۰/۴۹۲	۰/۴۸۶	۱۹	۱۲/۰۳۷	۰/۲۸۶	۰/۴۹۶
۷	۳۳/۹۳۶	۰/۴۹۳	۰/۴۸۷	۲۰	۱۱/۵۲۳	۰/۲۷۴	۰/۴۹۶
۸	۲۷/۱۷	۰/۴۹۵	۰/۴۸۹	۲۱	۱۰/۸۲۸	۰/۲۵۸	۰/۴۹۷
۹	۲۴/۷۱۸	۰/۴۹۶	۰/۴۹۰	۲۲	۱۰/۲۱۱	۰/۲۴۳	۰/۴۹۸
۱۰	۲۰/۹۱۷	۰/۴۹۸	۰/۴۹۲	۲۳	۹/۵۳۵	۰/۲۲۷	۰/۴۶۵
۱۱	۱۹/۳۹۸	۰/۴۶۲	۰/۴۵۶	۲۴	۹/۰۴۳	۰/۲۱۵	۰/۴۴۱
۱۲	۱۸/۷۳۷	۰/۴۴۶	۰/۴۹۲	۲۵	۸/۷۴۲	۰/۲۰۸	۰/۴۲۶
۱۳	۱۷/۵۲۲	۰/۴۱۷	۰/۴۹۳				

۶-۴- الگوریتم شبیه‌سازی

برنامه نوشته‌شده توسط شبکه عصبی در محیط MATLAB بدین صورت عمل می‌کند که ابتدا برای هر نوع خطا و برای هر حالت ممکن برای ساختار شبکه (تغییر ساختار شبکه پس از خروج و یا ایزوله‌شدن یک یا چند ناحیه)، یک شبکه عصبی مربوط به آن حالت آموزش داده می‌شود تا در هنگام تغییر ساختار شبکه نیاز به آموزش مجدد نباشد و چون این کار در ابتدا صورت می‌پذیرد و در حالت on-line و پس از هر تغییر در شبکه فقط شبکه عصبی مربوط به آن حالت فراخوانی می‌گردد پس زمان مربوط به آموزش شبکه مطرح نمی‌باشد. پس از اتمام آموزش و فراخوانی شبکه عصبی مربوط با حالت مورد نظر، با دادن سهم جریان اتصال کوتاه همه منابع به برنامه، خط و ناحیه خطا دیده تعیین می‌شود و در ادامه دستور قطع بریکرهای بین نواحی و کلید اصلی DG در صورت پایدار بودن خطا، مطابق الگوریتم ارائه داده‌شده در شکل (۶-۴) صادر می‌گردد.



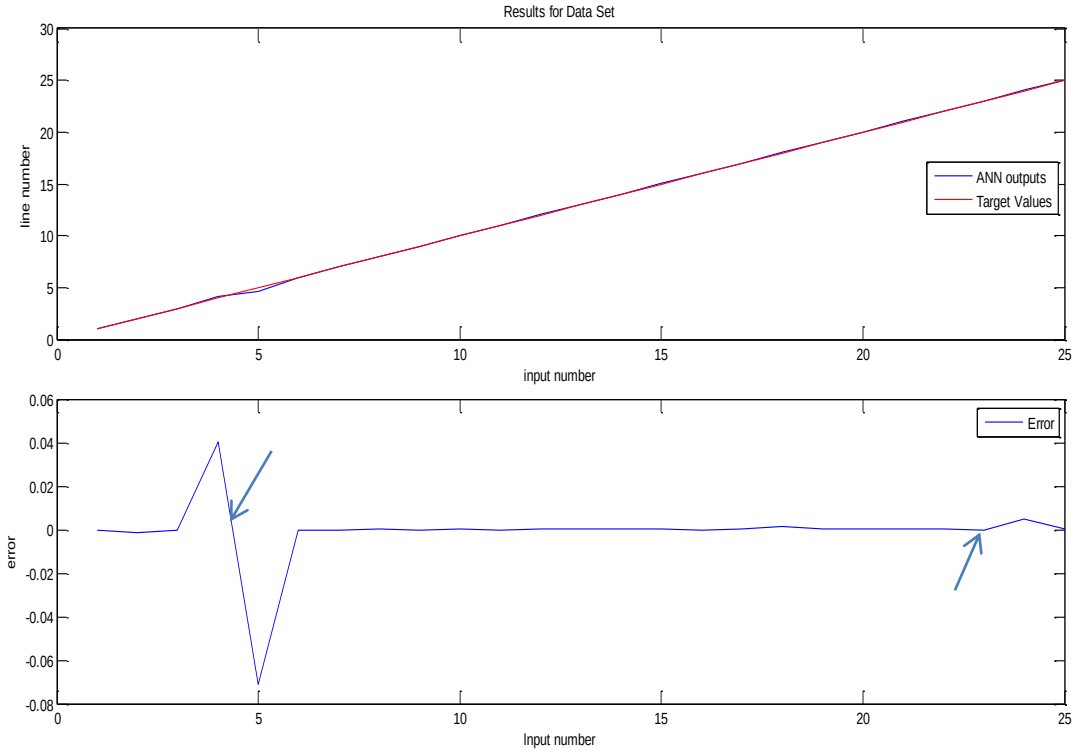
شکل(۶-۴) : الگوریتم تشخیص خطا

۶-۵- نتایج شبیه‌سازی

در ابتدا از داده‌های جدول (۶-۳) برای آموزش و انجام تست برنامه شبکه عصبی استفاده می-کنیم، بدین گونه که هر ردیف از داده‌های ۳ تایی جریان را به عنوان ورودی با یک شماره خط به عنوان هدف متناظر می‌کنیم.

بعد از اجرای برنامه پنجره‌ای باز می‌شود که اطلاعاتی را از الگوریتم بکار رفته، پردازش و پارامترهای مربوط به آموزش ازجمله تعداد مراحل، زمان و نتایج را در حین و پایان آموزش شبکه

نشان می‌دهد. همان طور که از نتایج اجرای برنامه براساس داده‌های جدول (۶-۳) به دست آمده در قسمت آموزش شبکه بعد از ۶ تکرار به عملکرد بهینه خود با MSE، ۰/۰۴۱۵۲ و خطای نسبی ۰/۰۱۴۲۰ رسید. تخمین سیستم حفاظتی و همچنین خطای نسبی در هر داده به شبکه عصبی در شکل (۶-۶) نشان داده شده است.



شکل(۶-۵): تخمین سیستم حفاظتی شبکه عصبی و خطای نسبی در هر داده

همان طور که مشاهده می‌شود شبکه عصبی توانسته به خوبی به ازای هر داده ورودی از شبکه یعنی سهم جریان اتصال کوتاه هر منبع، شماره خط خطا دیده را تشخیص دهد. نمودار با رنگ قرمز مربوط به مقادیر هدف و نمودار با رنگ آبی خروجی‌های شبکه عصبی است.

نکته

نکته قابل توجه این است که در خطوطی که خطوط انتهایی نسبت به منابع به حساب می‌آیند به دلیل اینکه جریان خطا به ازای آن خطوط نزدیک به هم است (امپدانس تونن خطوط نزدیک به هم

دارند) خطای نسبی تشخیص برای شبکه عصبی کمی بیشتر از سایر نقاط است، همان‌گونه که از شکل(۶-۱) قابل مشاهده است خطوط ۲۳ ،۲۴ و۲۵ برای دو منبع اصلی و DG باس ۱۰ به عنوان باس انتهایی محسوب می‌شوند، یعنی سهم جریان خطا این دو منبع برای خطوط یادشده نزدیک به هم است و جریان خطای DG روی باس ۲۲ بیش‌ترین نقش را در تعیین خط خطادار دارد و همچنین خطوط ۱تا ۸ نیز برای دو DG موجود در شبکه به عنوان باس انتهایی بوده و سهم جریان خطا این دو منبع برای خطوط یادشده نزدیک به هم است و منبع اصلی بیش‌ترین نقش را برای تشخیص خطا در این خطوط دارد.

با توجه به شکل(۶-۵) مطالب بیان‌شده علت افزایش خطا در نقاطی است که با فلش نشان داده شده است. همان‌گونه که بیان شد ورودی ما برای آموزش، یک داده سه‌تایی به ازای هر خط است که شامل سهم جریان هر منبع می‌باشد و شبکه عصبی با تکیه بر وزن‌دهی به هر یک از این سه داده برای آموزش و تشخیص خود استفاده می‌نماید. حال با توجه به جدول(۶-۳) مشاهده می‌نمایید که رنج تغییرات سهم دو DG برای خطوط ۱تا۹ بسیار اندک است و این داده‌ها نزدیک به هم می‌باشند و تنها منبع اصلی تغییرات قابل‌ملاحظه‌ای دارد، از طرفی برای خطوط ۴، ۵ و۶ تغییرات سهم این منبع نیز کاهش می‌یابد به طوری که داده‌های ما برای این خطوط هر سه سهم جریانی‌اش نزدیک به هم‌اند و تغییرات کمی دارند. همین امر علت بیشتر بودن خطا در این خطوط نسبت به ناحیه دوم نشان داده‌شده در شکل(۶-۵) می‌باشد.

همان‌گونه که بیان شد صرف استفاده از روش بیان‌شده در الگوریتم ممکن است دقت پاسخ شبکه کمی پایین بیاید و در بعضی موارد(با توجه به اندازه شبکه) حتی خط و مطابق با آن ناحیه مربوطه به درستی تشخیص داده نشده و به طبع فرامین اشتباه صادر گردد. به همین منظور و برای بهبود این حالت می‌باید داده‌های بیشتری برای مقایسه در اختیار شبکه عصبی قرارداد که برای این امر می‌باید:

۱) تعداد ورودی را افزایش داد، یعنی بجای داده‌های سه‌تایی داده‌های ما برای هر خط چهار یا پنج باشد، که لازمه آن این است که یا تعداد DG بیشتری در شبکه بکار گیریم (که مربوط به ساختار

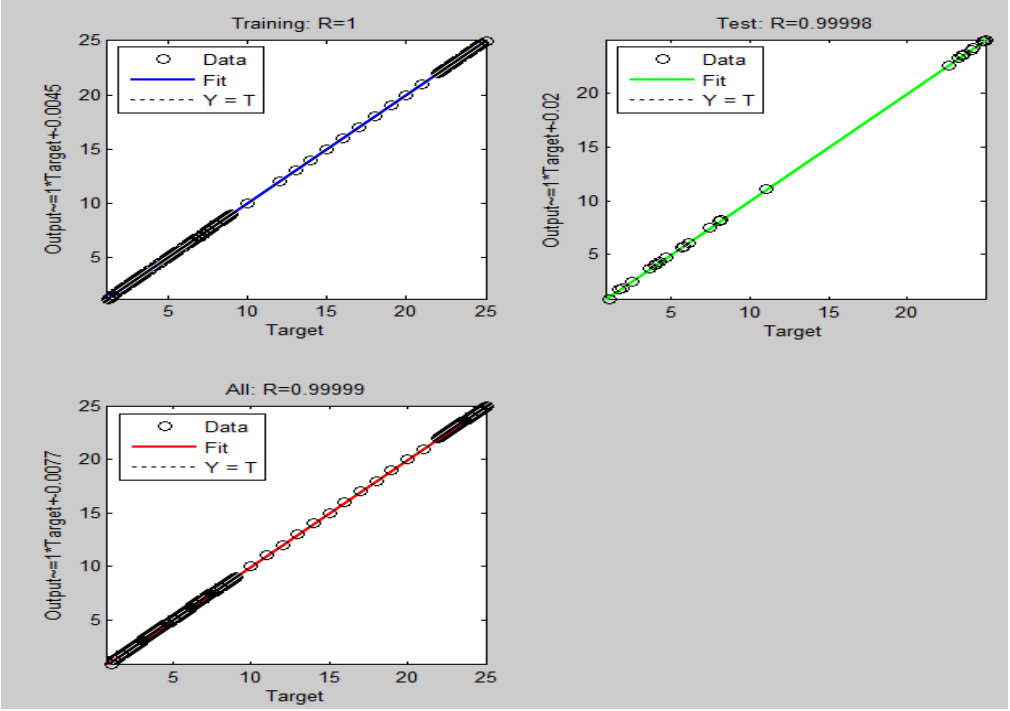
شبکه است و دست ما نیست) و یا جریان عبوری از فیدرهای فرعی که منبعی در آن حضور ندارد را نیز در نظر بگیریم (که مستلزم نصب ادوات اندازه‌گیری اضافی بر روی این فیدرهاست) که مقرون به صرفه نیست.

۲) افزایش تعداد خود داده‌ها به ازای هر خط، بدین صورت که خطوط نام‌برده شده را به چند قسمت مختلف در طول آن تقسیم کرده و اطلاعات مربوط به اتصال‌کوتاه این نقاط از خط نیز به داده-های آموزشی اضافه می‌گردند، که بهترین روش برای این منظور به حساب می‌آید. البته تعداد دفعات آموزش نیز موثر است و با افزایش آن می‌توان خطا را کاهش داد و بر بهبود روش افزود.

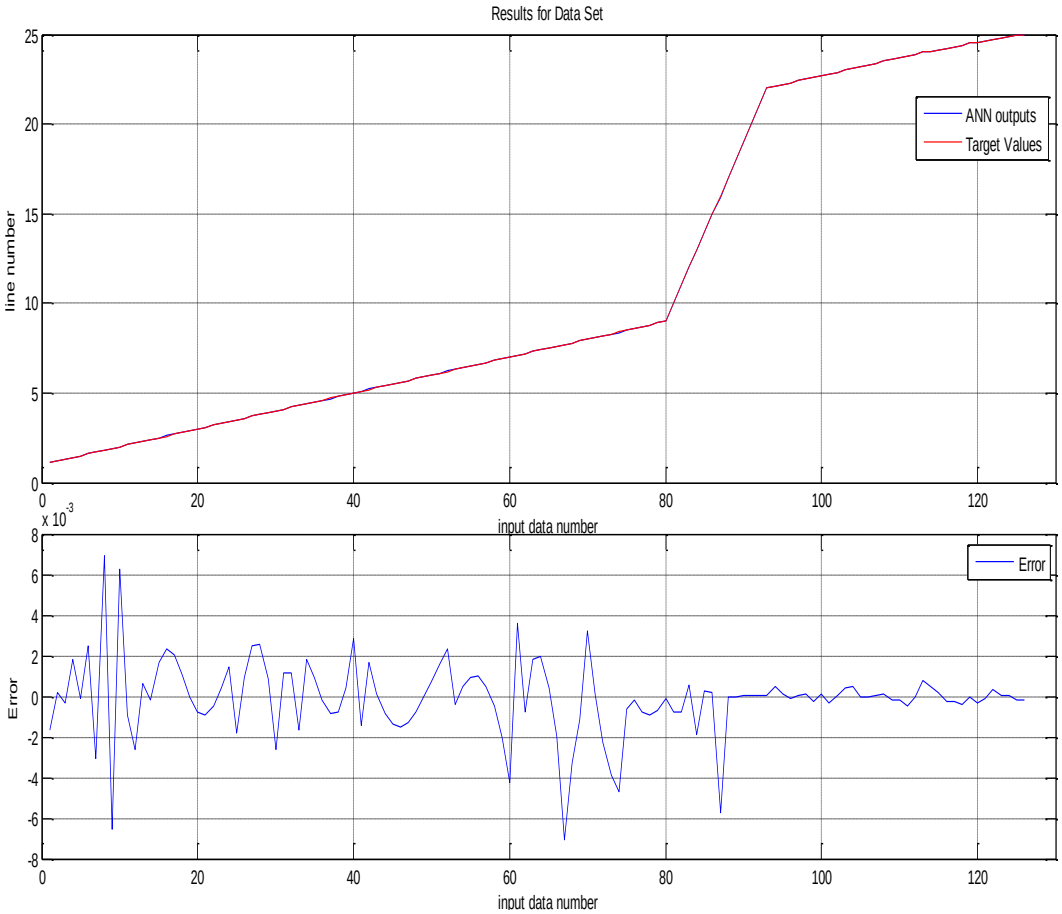
در این قسمت به منظور بررسی راه‌کارهای فوق و بهبود نتایج الگوریتم بیان‌شده، داده‌های مربوط به جریان اتصال کوتاه خطوط یادشده (خطوط ۱ تا ۸ و خطوط ۲۲ تا ۲۵) را ۱۰ برابر می‌کنیم، یعنی سهم جریان اتصال کوتاه به ازای هر ۱۰٪ از طول خط. پس از اجرای برنامه، شبکه بعد از ۶ مرحله آموزش به عملکرد بهینه خود با MSE ،۰۰۳۴/ ۰ و خطای نسبی ۰/۰۰۰۱رسید. در شکل(۶-۷) نیز میزان درستی عملکرد شبکه و همچنین میزان خطا برای مراحل آموزش و تست به همراه تجمع داده-های ورودی به‌کاررفته، قابل‌مشاهده می‌باشد. تخمین سیستم حفاظتی و همچنین خطای نسبی در هر داده به شبکه عصبی در شکل (۶-۷) نشان داده شده است. همان‌گونه که می‌بینید خطای نسبی برای نقاط مورد نظر بهبود زیادی یافته است.

نکته

از نتایج به دست آمده و میزان تأثیر مثبت این کار در کاهش میزان خطا، این سوال مطرح گردید که آیا می‌توان از این موضوع به منظور تشخیص مکان خطا بر روی خط نیز استفاده کرد؟ برای اطمینان از عملکرد صحیح رله در این سناریو، عملکرد رله به ازای خطای سه فاز متقارن بر روی خط-های مختلف و درصدهای مختلفی از طول خط طبق جدول(۶-۴) مورد ارزیابی قرار گرفت، خروجی نتایج شبکه عصبی نیز در ردیف کناری آن آمده است.



شکل(۶-۶): میزان خطا و درستی عملکرد برای مراحل آموزش و تست به همراه تجمع داده‌های ورودی برای آموزش



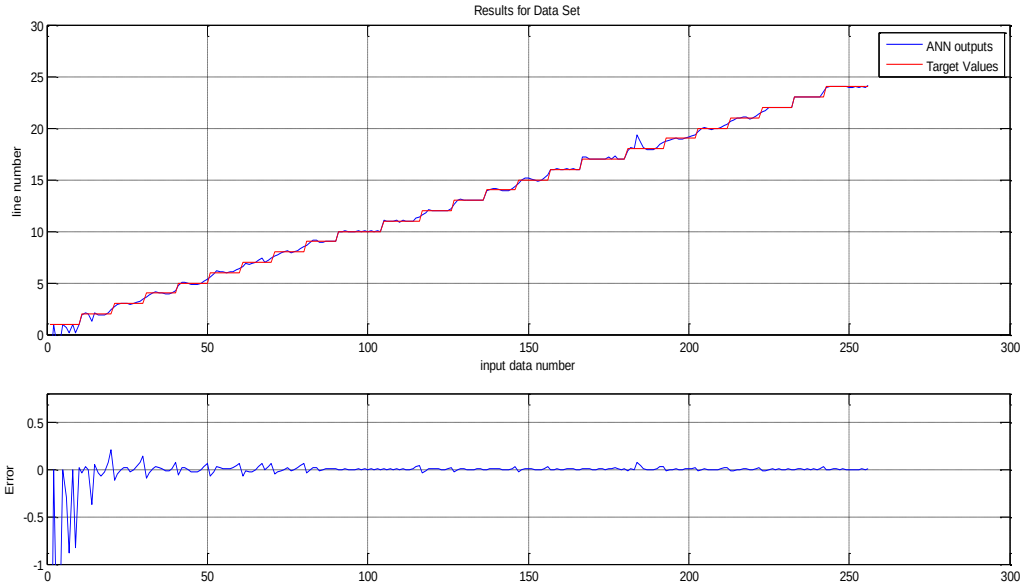
شکل(۶-۷): تخمین سیستم حفاظتی شبکه عصبی و خطای نسبی در هر داده

جدول(۶-۴): خروجی نتایج شبکه عصبی به ازای تست های مختلف

جواب شبکه	مکان خطا بر حسب درصد طول خط	شماره خط	جواب شبکه	مکان خطا بر حسب درصد طول خط	شماره خط
۱۱.۷۴۸۳	٪۸۰	۱۱	**۴.۱۸۴۱**	٪۴۰	۴
۱۸.۸۱۵۸	٪۸۰	۱۸	**۸.۷۸۵۷**	٪۸۰	۸
۱۷.۷۸۴۴	٪۸۰	۱۷	**۱۰.۴۴۴۰**	٪۴۰	۱۰
۲۴.۹۸۴۲	٪۸۰	۲۴	**۱۱.۴۱۴۰**	٪۴۰	۱۱

از جدول فوق مشاهده می‌گردد که شبکه عصبی نه‌تنها شماره خط را به درستی حدس می‌زند بلکه با تقریب خوبی فاصله وقوع خطا را نیز از ابتدای خط نشان می‌دهد. پس می‌توان نتیجه گرفت که با افزایش داده‌ها علاوه بر تشخیص خط خطادار مکانش را نیز به دست آورد (برای خطوط با طول زیاد اهمیت بیشتری دارد) که با افزودن این بخش به الگوریتم کارایی آن افزایش می‌یابد. اگر هم محل خطا بر روی خط چندان مطرح نباشد، می‌دانیم که تشخیص درست ناحیه خطا دیده مهم‌ترین اصل است، پس تشخیص خطا بر روی خطوط بین نواحی که بریکیرهای جدا کننده نواحی نیز بر روی آن‌ها قرار گرفته‌اند اهمیت ویژه‌ای دارد، لذا با استفاده از مطالب فوق و به‌کارگیری آن تنها برای این خطوط می‌توان دیگر نگران درستی تشخیص ناحیه خطا نبود.

اگر هم فقط هدف یافتن- خط خطا باشد باز هم می‌توان برای هر خط چندین نقطه را به عنوان ورودی در نظر گرفت که مطابق شکل (۶-۸) به دست می‌آید، که پاسخ آن به ازای تست‌های گرفته‌شده نسبت به حالتی که در شکل (۶-۵) وجود دارد بهتر است، یعنی خط خطا دیده را با دقت بیشتری تشخیص می‌دهد.



شکل (۶-۸): تخمین شبکه حفاظتی و خطای نسبی برای هر ورودی

۶-۶- عوامل موثر بر بهبود پاسخ شبکه عصبی

همان‌گونه که ملاحظه نمودیم با استفاده از داده‌های بیشتر از نقاط مختلف، به‌خصوص نقاطی که پاسخ شبکه عصبی دارای خطای بیشتری است، موجب بهبود دادن پاسخ شبکه عصبی می‌شود، دیگر عامل موثر بر بهبود پاسخ افزایش تعداد مراحل آموزش شبکه است. هرچند اگر تعداد DG بکار رفته بیشتر شود، به دلیل افزایش تعداد ورودی شبکه و به وجود آمدن گزینه‌های بیشتر برای مقایسه، ناخودآگاه پاسخ‌ها بهتر خواهد شد.

نکته

با توجه به اینکه در الگوریتم بیان‌شده و این نوع حفاظت، نکته اصلی و گام اول تشخیص درست ناحیه خطا دیده می‌باشد، لذا مهم‌ترین خطوط از لحاظ تشخیص در هنگام خطا، خطوط بین نواحی هستند که بریکرها بر آن قرار دارند. با توجه به نتایج شکل (۶-۷) و داشتن جهت جریان، تنها با گرفتن نمونه‌های بیشتری از جریان خطا بر روی این خطها، می‌توان به این مهم دست یافت.

در ادامه و برای بررسی عملکرد این طرح، یک داده جریانی مربوط به اتصال کوتاه در ۸۰درصد خط ۱۷ را به شبکه اعمال می‌کنیم. رله با دریافت خروجی ۱۷/۷۸۴۴ از شبکه خطا و محل آن را

تشخیص می‌دهد، از آنجایی که زمان تشخیص خطا امر مهمی در حفاظت می‌باشد زمان تشخیص خطا توسط شبکه عصبی در محیط متلب نیز اندازه‌گیری شده است، که برای این خطا شبکه طی زمان ۰/۰۰۶ ثانیه خطا را تشخیص و فرامین لازم را صادر می‌کند(Elapsed time is 0.006530 seconds.) همان‌گونه که ملاحظه می‌شود این زمان بسیار اندک است. حال با تشخیص اینکه خطا در ناحیه دوم قرار گرفته است، بلافاصله فرمان قطع CB_2، CB_3 و CB_4 را می‌دهد تا ناحیه دوم به طور کامل ایزوله شود. در این حالت ناحیه اول از طریق شبکه سراسری تغذیه شده، ناحیه دوم بی برق می‌شود و ناحیه سوم به صورت جزیره‌ای به کار خود ادامه می‌دهد. پس از آن برای تشخیص خطای گذرا عملیات بازبست توسط CB_2 انجام می‌شود. همچنین این عملیات با فیوز واقع بر خط ۱۷ هماهنگ می‌گردد، یعنی پس از تشخیص خط خطا دیده اطلاعات مربوط به مینیمم زمان ذوب و زمان قطع کامل فیوز واقع در خط ۱۷ از بانک اطلاعاتی خوانده‌شده و زمان بازبست‌های اول و دوم بریکر با آن‌ها تنظیم می‌شود. در این حالت نیز به دلیل بی برق بودن ناحیه دوم در هنگام وصل مجدد به سنکرونیزم نیازی نیست. همچنین در صورتی که خطا ماهیتی گذرا داشت و در طول عملیات بازبست از بین رفت باید شبکه بازیابی شود. برای این کار ابتدا فرمان وصل به CB_4 (همراه با عملیات سنکرونیزم) ارسال‌شده و سپس فرمان وصل به همراه عملیات سنکرونیزم به CB_3 صادر می‌گردد. در صورتی که خطا دائمی بود فیوز، خط را قطع می‌کند و طی عملکرد کند بازبست ناحیه دوم برق‌دار شده و پس از آن فرمان وصل مجدد CB_3 و CB_4 همراه با عملیات سنکرونیزم ارسال می‌شود. اما در صورتی که فیوز شاخه فرعی نیز نتوانست خطا را قطع کند کلیدهای CB_2، CB_3 و CB_4 باز می مانند.

فصل هفتم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

نتیجه‌گیری

یکی از پدیده‌های قابل‌توجهی که در سال‌های اخیر در صنعت برق رخ داده است حضور منابع تولید پراکنده در شبکه‌های قدرت می‌باشد، که استفاده از این منابع روزبه‌روز رو به افزایش است. این مسئله با برهم زدن هماهنگی‌های موجود در روش‌های سنتی ازجمله هماهنگی بین رله‌ها، فیوزها و ریکلوزرها باعث بروز مشکلاتی در شبکه توزیع می‌گردد. میزان این اثرگذاری وابسته به اندازه، مکان و نوع تولید پراکنده می‌باشد. در رویکردهای فعلی که تنها به نصب واحدهای DG فکر کرده و پس از بهره‌برداری یکی از واحدهای DG و اتصال آن شبکه به منظور تأمین بار محلی، به سراغ نصب واحدهای دیگر می رود، تغییر و تنظیم مجدد ادوات حفاظتی مدنظر می‌باشد، که با تغییر حالت‌های مختلف و افزایش تعداد این منابع مشکل یادشده کماکان پابرجا خواهد ماند. روش ارائه‌شده در این پایان‌نامه و شبکه عصبی طراحی‌شده برای رله تطبیقی به راحتی این مشکلات را حل کرده است و مستقل از تعداد، اندازه و مکان DG می‌تواند بهینه عمل کند. در این روش در ابتدا با تقسیم‌بندی شبکه‌ی مورد نظر به نواحی جداگانه‌ای که در صورت نیاز قدرت بهره‌برداری به صورت جزیره‌ای را دارا باشند، ارائه گشت، پس از تقسیم‌بندی شبکه توزیع به نواحی جداگانه، شبکه عصبی توسط نتایج محاسبات Off-line آموزش داده می‌شود سپس با تشخیص وقوع خطا و نوع آن توسط رله، شبکه عصبی با دریافت سهم جریان هر منبع، ناحیه و خط خطا دیده (حتی مکان خطا روی خط) را مشخص می‌کند و در اختیار رله کامپیوتری داخل پست فوق توزیع قرار می‌دهد و رله دستورات لازم برای جداسازی آن ناحیه را به بریکرهای مربوطه می‌دهد و بقیه شبکه می‌تواند به کار عادی خود ادامه دهد و فقط ناحیه و خط خطا دیده از شبکه جدا می‌شود. در حالتی که خطا دائمی باشد، رلهٔ تطبیقی تنها ناحیه دچار خطا و تولیدات پراکنده مربوط به آن ناحیه را از شبکه خارج می‌کند و سایر قسمت‌های شبکه به فعالیت عادی خود ادامه می‌دهند. در صورتی که خطا گذرا باشد رلهٔ تطبیقی فرمان قطع به بریکرهای مربوط به تولیدات پراکنده همان ناحیه ارسال کرده و سپس عمل بازبست را روی بریکر ناحیه انجام داده و در هر مرحله‌ای که خطا رفع شود فرمان وصل به بریکر ناحیه و بریکر

تولید پراکنده ارسال می‌کند. این رله تطبیقی، تولیدات پراکنده ناحیه دچار خطا را چه در زمانی که خطا گذرا باشد یا دائمی از شبکه جدا می‌کند.

همان‌گونه که در فصل گذشته نشان داده شد با افزایش تعداد نمونه‌های گرفته‌شده در قسمت offline که منجر به افزایش تعداد داده‌های آموزشی می‌شود می‌توان شاهد عملکرد بهتر شبکه عصبی بود. همچنین برخلاف دیگر روش‌ها افزایش تعداد DG به دلیل افزایش تعداد ورودی‌های شبکه عصبی اثر مثبت داشته و دقت تشخیص را بالا می‌برد.

پیشنهادات

البته ایده‌ی مطرح‌شده نقاط ضعفی هم دارد. به عنوان مثال، الگوریتم تشخیص خطا، قدرت تشخیص خطاهای امپدانس بالا را نداشته و مقاومت خطا را صفر در نظر می‌گیرد. هم‌چنین در تقسیم‌بندی نواحی برای اطمینان از عملکرد صحیح سیستم حفاظت بار پیک هر ناحیه مورد توجه قرارگرفته و شروع ناحیه بندی از بالادست DG به سمت پایین‌دست انجام گردیده است، درحالی‌که این امر باعث می‌شود که در هنگام عملکرد ناحیه به صورت جزیره‌ای، اگر بارها در پیک خود قرار نداشته باشند مقدار انرژی تأمین نشده افزایش یابد. هم‌چنین ممکن است که با افزایش تعداد DGها تقسیم‌بندی شبکه به نواحی جداگانه احتیاج به کلیدهای فراوانی داشته باشد که از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نباشد. بنابراین به نظر می‌رسد که اضافه کردن الگوریتم‌هایی برای تشخیص خطاهای امپدانس بالا، و همچنین ناحیه‌بندی بهینه شبکه با در نظر گرفتن تعداد کلیدهای مشخص و در نهایت بهره‌برداری بهینه از نواحی برای عملکرد جزیره‌ای، به الگوریتم ارائه‌شده امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر می‌باشد.

و اما با توجه به بررسی و نتایج دیگر روش‌ها و با در نظر گرفتن رویکردهای جدید، یعنی داشتن شبکه‌های فعال، به دلیل تغییرات روزافزون و پویا در پارامترهای موثر در طراحی سیستم حفاظتی از قبیل افزایش تعداد و نوع منابع تولید پراکنده در سیستم‌های توزیع، عدم قطعیت و تغییر مکان نصب

این منابع به دلیل تجدید آرایش، تجدید آرایش شبکه برای مدیریت بار و کاهش تلفات و نیز مش-بندی و افزایش تعداد زیرفیدرها، کاملاً بدیهی است که برای طراحی یک سیستم حفاظتی معتبر در تمامی این شرایط بایستی تنظیمات دستگاه‌های حفاظتی را بسته به پیکربندی شبکه و نیز وضعیت منابع تولید پراکنده به طور متناسب تغییر داد. بنابراین نیاز به سیستمی احساس می‌شود که تمامی این عوامل موثر را با استفاده از بستر مخابراتی موجود در شبکه‌های الکتریکی هوشمند دریافت کرده و بر اساس اصول کاملاً منطقی تنظیمات مناسب دستگاه‌های حفاظتی را برآورد کرده و برای آن‌ها ارسال کند. در واقع نتیجه گرفته می‌شود استفاده از منطق حفاظت مبتنی بر چندلایه‌ای چندعامله، بهترین گزینه است. اما همان‌گونه که بیان شد کاملاً وابسته به برقراری بستر مخابراتی بسیار پرسرعت و امنی است که در مفهوم شبکه‌های الکتریکی هوشمند در دسترس است. لذا تا زمان نیل به این مهم می‌توان بر زیرمجموعه‌های این روش ازجمله روش‌های مبتنی بر عامل با به‌کارگیری داده‌های محلی و آنالیزهای مربوط به آن که وابستگی کمتری به بستر مخابراتی دارند، بیشتر کارکرد.

پیوست۱:

طبقه‌بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به

قدرت نامی در ایران

در ایران نیز مولدهای تولید پراکنده بر اساس قدرت نامی به پنج کلاس تقسیم‌بندی می‌شوند. اساس و شالوده این تقسیم‌بندی "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق[۲۱]" بوده است. که مسئولیت اجرای دستورالعمل اتصال مولدهای تولید پراکنده به شبکه توزیع با قدرت نامی کمتر از ۷ مگاوات بر عهده شرکت‌های توزیع نیروی برق و اجرای این دستورالعمل برای مولدهای با قدرت نامی بیشتر از ۷ مگاوات، بر عهده شرکت‌های برق منطقه‌ای می‌باشد.

جدول (۱): طبقه‌بندی مولدهای مقیاس کوچک با توجه به مقادیر نامی

کلاس	مقادیر نامی
۱	کمتر از ۲۰ کیلووات
۲	بیشتر از ۲۰ کیلووات و کمتر از ۲۰۰ کیلووات
۳	بیشتر از ۲۰۰ کیلووات و کمتر از ۱۰۰۰ کیلووات
۴	بیشتر از ۱ مگاوات و کمتر از ۷ مگاوات
۵	بیشتر از ۷ مگاوات و کمتر از ۲۵ مگاوات

طبقه‌بندی فوق برای مولدهای سه‌فاز ارائه شده است. منابع تولید پراکنده تکفاز با ظرفیت کمتر از ۵ کیلووات نیز جزء کلاس ۱ بوده و با استفاده از طرح ۱ که در شکل(۱) نشان داده شده است، به شبکه متصل می‌شوند.

با توجه به طبقه‌بندی صورت گرفته در جدول(۱)، مولدهای هر کلاس با توجه به کلاس قدرتی که در آن قرار می‌گیرند از طریق یک یا دو طرح خاص می‌توانند به شبکه متصل شوند. طرح‌هایی که اکثراً برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرند، در شکل ۳ نمایش داده‌شده‌اند. همان طور که در این شکل مشاهده می‌شود با توجه به کلاس قدرت مولدها، برخی از مولدها به طور مستقیم و بدون نیاز به ترانسفورماتور متصل‌کننده به شبکه متصل می‌شوند و برخی دیگر با استفاده از ترانسفورماتور به شبکه توزیع متصل می‌شوند.

ترتیب شماره‌گذاری این پنج طرح متناسب با افزایش ظرفیت DG، سطح خطا در نقطه اتصال مشترک (PCC) و زمان و هزینه مورد نیاز برای برقراری اتصال DG با شبکه در نظر گرفته شده است. با توجه به این مطلب، طرح‌های مجازی که با توجه به توان نامی منابع تولید پراکنده می‌توان برای اتصال این منابع به شبکه مورد استفاده قرارداد، در جدول ۲ ارائه شده است.

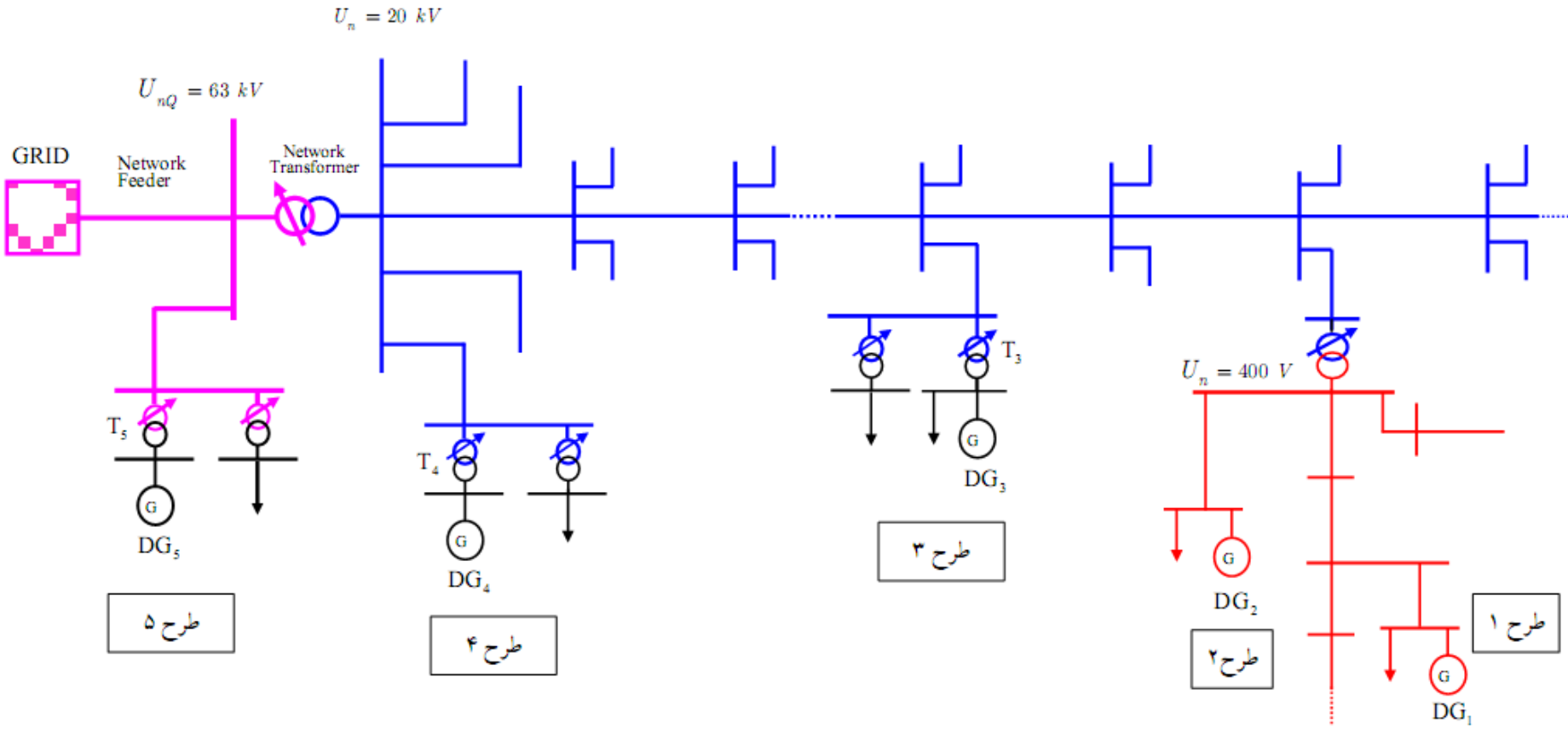
همان طور که در جدول ۲ مشاهده می‌شود، مطابق این جدول امکان اتصال برخی از کلاس‌های مولدهای پراکنده به شبکه از طریق بیش از یک طرح امکان‌پذیر است. به عنوان مثال، مطابق این جدول،

مولدهای کلاس ۴ از طریق طرح‌های ۳ و ۴ می‌توانند به شبکه متصل شوند، اما باید توجه شود که طرح-های ارائه‌شده در جدول ۲، طرح‌های پیشنهادی برای اتصال هر کلاس قدرت می‌باشند و در نهایت نتیجه مطالعات اتصال‌کوتاه و پخش‌بار تعیین‌کننده طرح مناسب برای اتصال مولد پراکنده به شبکه است. به عبارت دیگر، نتایج مطالعات پخش‌بار و اتصال‌کوتاه مشخص می‌کند که در یک فیدر خاص، آیا یک مولد کلاس ۴ می‌تواند از طریق طرح ۳ به شبکه متصل شود و یا باید از طریق طرح ۴ به شبکه متصل شود. برای سایر کلاس‌ها و طرح‌های ارائه‌شده در جدول ۲ نیز به همین صورت نتایج مطالعات پخش‌بار و اتصال‌کوتاه تعیین‌کننده طرح مناسب برای اتصال مولدهای پراکنده به شبکه خواهد بود.

نکته دیگری که در جدول۲ مشخص شده است این است که برخی از کلاس‌های ارائه‌شده برای مولدهای پراکنده نمی‌توانند از طریق برخی از طرح‌ها به شبکه متصل شوند و یا به عبارتی تنها از طریق طرح‌های مشخص‌شده در این جدول می‌توانند به شبکه متصل شوند (چون به لحاظ فنی و اقتصادی ممکن و مقرون به صرفه نیستند). به عنوان مثال مولدهای کلاس ۱ تنها از طریق طرح‌های ۱و ۲ می-توانند به شبکه برق متصل شوند، که در نهایت نتایج مطالعات طرح مناسب جهت اتصال مولد به شبکه را مشخص می‌کند اما، مولدهای این کلاس نمی‌توانند از طریق طرح‌های ۳، ۴ و ۵ به شبکه متصل شوند (مثلاً اتصال مولدهای کلاس ۱ (حداکثر ظرفیت ۲۰ کیلووات) از طریق طرح ۵ و به ثانویه پست فوق توزیع از طریق ترانسفورماتور اختصاصی، به لحاظ فنی امکان‌پذیر و به لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه نیست.)

جدول (۲): طرح‌های مجاز برای اتصال *DG* به شبکه با توجه به قدرت نامی

کلاس / طرح	۱	۲	۳	۴	۵
۱	*				
۲	*	*			
۳		*	*	*	
۴				*	*
۵					*



شکل (۱-۳): طرح‌های اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه با توجه به قدرت نامی

۱-۳-۱-۱- کلاس ۱

این کلاس شامل مولدهای سه‌فاز تا قدرت ۲۰ کیلووات و مولدهای تکفاز تا قدرت ۵ کیلووات است. منابع تولید پراکنده این کلاس، یا به فیدر فشار ضعیف موجود شبکه توزیع (طرح ۱) متصل می‌شوند یا اینکه مستقیماً به سمت ۴۰۰ ولت ترانسفورماتور $۲۰kV/۴۰۰V$ شبکه توزیع متصل می‌شوند (شکل ۱-۴). اگر کنترل ولتاژ بار نشان داده‌شده در شکل ۱-۴ بر عهده DG باشد، نقطه اتصال مشترک (PCC) و نقطه اتصال واقعی (ACP) در این طرح باهم متفاوت خواهند بود. در غیر این صورت، اگر کنترل ولتاژ این بار بر عهده بهره‌بردار شبکه باشد، آنگاه شینه‌ای که DG به آن متصل شده است نقش PCC را خواهد داشت یعنی PCC و ACP یک نقطه خواهند شد.

از آنجایی که، در شبکه توزیع معمولاً جریان مجاز هر مصرف‌کننده خانگی تکفاز ۲۵ آمپر است بنابراین، منابع تولید پراکنده تکفاز با قدرت نامی کمتر از ۵ کیلووات می‌توانند از طریق طرح ۱ به شبکه توزیع متصل شوند و جوابگوی مصرف داخلی هر مصرف‌کنندهٔ تکفاز باشند چون، جریانی که هر منبع تولید پراکنده تکفاز با قدرت نامی ۵ کیلووات می‌تواند به شبکه تزریق کند برابر است با:

$$I = \frac{P}{V_{ph}.\cos\varphi} = \frac{5000}{220\times 0.9} \approx 25 \ \text{A}$$

و این تقریباً برابر است با مصرف داخلی یک مصرف‌کننده خانگی تکفاز.

در مورد مصرف‌کننده‌های سه‌فاز خانگی نیز حداکثر جریان مجاز ۳۵ آمپر است بنابراین، منابع تولید پراکنده با توان نامی کمتر از ۲۰ کیلووات می‌توانند پاسخگوی مصرف داخلی چنین مصرف‌کنندگانی باشند و با استفاده از یکی از طرح‌های ۱ یا ۲ به شبکه توزیع متصل شوند، چون، جریانی که یک مولد سه‌فاز با توان نامی ۲۰ کیلووات می‌تواند به شبکه تزریق کند برابر است با:

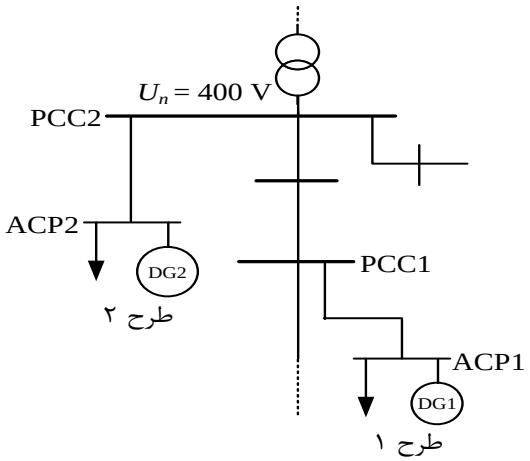
$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{20000}{\sqrt{3}\times 380\times 0.9} \approx 33 \ \text{A}$$

این جریان را تمام سیم‌های بکار رفته در شبکه توزیع ایران می‌توانند تحمل کنند زیرا، ضعیف‌ترین هادی بکار رفته در شبکه‌های فشار ضعیف توزیع، هادی با سطح مقطع ۱۶ میلی مترمربع می‌باشد که حداکثر جریان مجاز آن ۱۲۵ آمپر می‌باشد. بنابراین، اگر بارهای متصل به ACP_2 از مدار خارج شوند آنگاه سیم‌های موجود توانایی تحمل عبور چنین جریانی را در جهت معکوس و به سمت پست دارند، البته این بدبینانه‌ترین حالت است، زیرا در حال حاضر اکثر هادی‌های شبکه توزیع دارای سطح مقطع ۲۵ میلی‌متر مربع و بیشتر هستند.

در جدول ۱-۴ مشخصات هادی‌های مسی مورد استفاده در سمت فشارضعیف شبکه توزیع ارائه شده است.

جدول (۱-۴): مشخصات هادی‌های مسی مورد استفاده در شبکه‌های توزیع

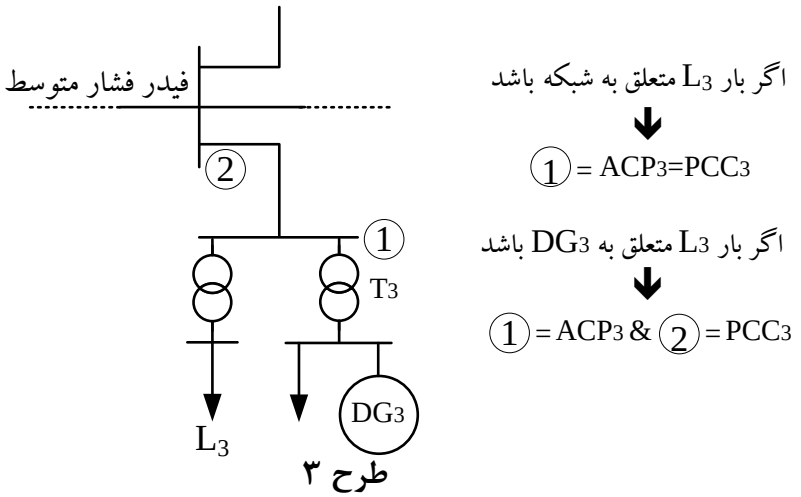
ظرفیت جریانی A	مقاومت DC در ۲۰ درجه سانتی‌گراد Ω/km	مفتول‌ها		سطح مقطع حقیقی mm^2	سطح مقطع نامی mm^2
		قطر mm	تعداد		
۱۲۵	۱/۱۳۹	۱/۷	۷	۱۵/۸۹	**۱۶**
۱۶۰	۰/۷۴۶	۲/۱	۷	۲۴/۲۵	**۲۵**
۲۰۰	۰/۵۲۶	۲/۵	۷	۳۴/۳۶	**۳۵**
۲۵۰	۰/۳۶۶	۳	۷	۴۹/۴۸	**۵۰**
۲۵۰	۰/۳۷۶	۱/۸	۱۹	۴۸/۳۶	**۵۰**
۳۰۰	۰/۲۷۹	۲/۱	۱۹	۶۵/۸۲	**۷۰**



شکل (۱-۴): مکان نصب *DG*های کلاس ۱، شامل طرح ۱ و طرح ۲

۱-۳-۱-۲ - کلاس ۲

در این کلاس منابعی با قدرت ۲۰ کیلووات تا ۲۰۰ کیلووات قرار می‌گیرند. مولدهای این کلاس یا مستقیماً به سمت ۴۰۰ ولت ترانسفورماتور $۲۰kV/۴۰۰V$ شبکه توزیع متصل شده (طرح ۲) و یا از طریق ترانسفورماتور اختصاصی به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت شبکه توزیع متصل می‌شوند (طرح ۳). شکل ۱-۵ نحوه اتصال مولدهای این کلاس را از طریق طرح ۳ به شبکه توزیع نشان می‌دهد.



شکل (۱-۵): اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع از طریق طرح ۳

انتخاب طرح اتصال منابع تولید پراکنده کلاس۲ به شبکه توزیع، که می‌تواند یکی از طرح‌های ۲ یا ۳ باشد، با توجه به ظرفیت *DG*، ظرفیت ترانسفورماتورها، سطح اتصال‌کوتاه شبکه در نقطه اتصال مشترک، ظرفیت هادی‌های شبکه و حداقل بار محلی سالیانه انجام می‌شود. اگر محدودیت‌های فوق اجازه اتصال منابع تولید پراکنده این کلاس را از طریق طرح ۲ ندهد، از طرح ۳ برای اتصال این منابع به شبکه توزیع استفاده می‌شود.

در این حالت اگر *DG* با قدرت ۲۰۰ کیلووات، مستقیماً به ثانویه پست توزیع متصل شود (طرح ۲) آنگاه جریان تزریقی توسط *DG* به صورت زیر خواهد بود:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3}\times 0.4\times 0.9} \approx 320 \text{ A}$$

این مقدار جریان از حد مجاز جریان هادی مسی با سطح مقطع ۷۰ میلی‌متر مربع نیز بیشتر است. در این صورت می‌توان از دو هادی با سطح مقطع ۳۵ میلی‌متر مربع یا در صورت طولانی بودن فاصله برای کاهش تلفات از دو خط با سطح مقطع ۵۰ میلی‌متر مربع به صورت موازی استفاده کرد. با توجه به اینکه مابقی هادی‌های شبکه جریان حالت عادی خود را عبور می‌دهند در نتیجه به جز هادی‌هایی که *DG* را به پست متصل می‌کند مابقی هادی‌ها جریان حالت عادی خود را دارند و از این نظر مشکلی به وجود نخواهد آمد. در صورتی که *DG* از طریق طرح ۳ به شبکه متصل شود، آنگاه حداکثر جریانی که مولدهای کلاس ۲ به شبکه تزریق می‌کنند برابر است با:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{200}{\sqrt{3}\times 20\times 0.9} \approx 6.4 \text{ A}$$

این مقدار جریان توسط هادی‌های مختلف شبکه فشار متوسط کاملاً قابل‌تحمل بوده و حتی هادی فاکس از این دسته که کمترین سطح مقطع را دارد تا ۱۹۲ آمپر می‌تواند جریان را از خود عبور دهد. مشخصات هادی‌های آلومینیومی مورد استفاده در شبکه‌های توزیع در جدول ۱-۵ ارائه شده است.

جدول (۱-۵): مشخصات هادی‌های آلومینیومی مورد استفاده در شبکه توزیع

نام تجاری	سطح مقطع (میلی‌متر مربع)	حداکثر جریان مجاز (آمپر)
فاکس	۴۲.۷۷	۱۹۲
مینک	۷۳.۵۶	۲۲۸
هاینا	۱۲۶.۴۳	۴۱۷
لینکس	۲۲۶.۲	۵۴۹

۱-۳-۱ -۳- کلاس ۳

این کلاس شامل مولدهایی است که ظرفیت نامی آن‌ها بین ۲۰۰ تا ۱۰۰۰ کیلووات است. این مولدها از طریق ترانسفورماتور اختصاصی به وسط فیدر ۲۰ کیلوولت شبکه توزیع متصل می‌شوند. نحوه اتصال این مولدها به شبکه توزیع در شکل ۱-۵ نشان داده شده است.

با توجه به نصب مولدهای این کلاس منحصراً روی فیدرهای فشار متوسط، ماکزیمم جریان تزریقی توسط DG با قدرت ۱ مگاوات برابر خواهد با:

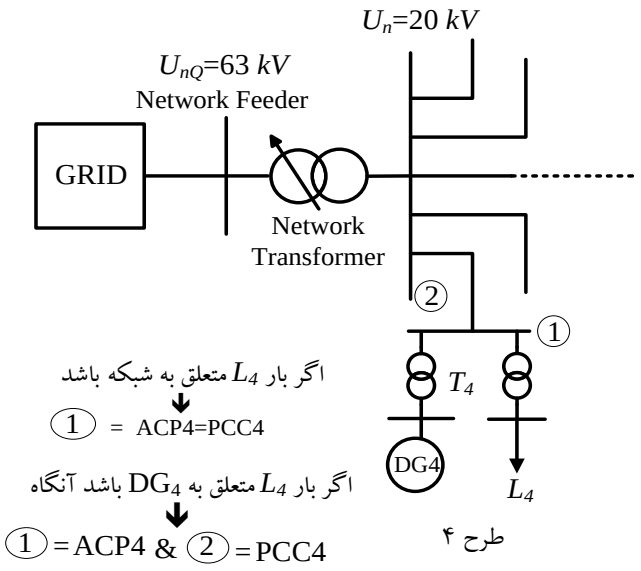
$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{1000}{\sqrt{3}\times 20\times 0.9} \approx 32 \ \text{A}$$

این مقدار جریان خیلی پایین‌تر از حد مجاز جریان ضعیف‌ترین هادی خطوط فشار متوسط هوایی کشور است. ضعیف‌ترین هادی خطوط فشار متوسط، هادی فاکس است که ماکزیمم جریان مجاز آن برابر ۱۹۲ آمپر می‌باشد. از این رو از نظر اضافه جریان با مشکل خاصی مواجه نخواهیم بود.

۱-۳-۱ -۴- کلاس ۴

منابع تولید پراکنده با ظرفیت نامی ۱ تا ۷ مگاوات در این کلاس قرار می‌گیرند. این مولدها یا از طریق ترانسفورماتور به فیدر ۲۰ کیلوولت شبکه توزیع (طرح ۳)(شکل ۱-۵)، متصل می‌شوند و یا با استفاده از طرحی که در شکل۱-۶ نشان داده شده است به شبکه متصل می‌شوند. در طرح ۴ مولدها

از طریق ترانسفورماتور اختصاصی مستقیماً به سمت $۲۰kV$ ترانسفورماتور $۶۳/۲۰kV$ پست فوق توزیع متصل می‌شوند.



شکل (۱-۶): اتصال منابع تولید پراکنده از طریق طرح ۴

انتخاب طرح اتصال مولدهای تولید پراکنده کلاس۴ به شبکه توزیع، که می‌تواند یکی از طرح‌های ۳ یا ۴ باشد، با توجه به ظرفیت DG، ظرفیت ترانسفورماتورها، سطح اتصال‌کوتاه شبکه در نقطه اتصال مشترک، ظرفیت هادی‌های شبکه و حداقل بار محلی سالیانه انجام می‌شود. اگر محدودیت‌های فوق اجازه اتصال منابع تولید پراکنده این کلاس را از طریق طرح ۳ ندهد، از طرح ۴ برای اتصال این منابع به شبکه توزیع استفاده می‌شود.

در حالتی که منابع این کلاس از طریق طرح ۳ به شبکه متصل گردند، ماکزیمم جریانی که مولدهای این کلاس می‌توانند به شبکه تزریق کنند برابر است با:

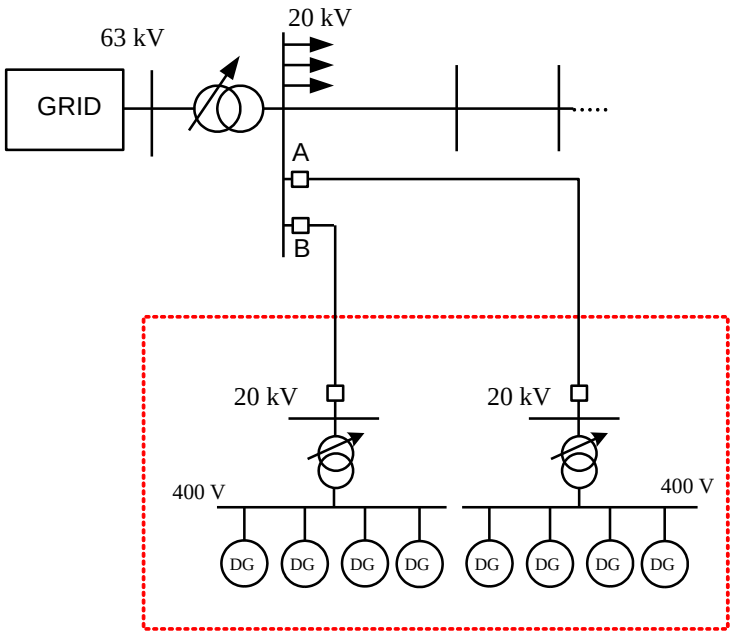
$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{7000}{\sqrt{3}\times 20\times 0.9} \approx 224 \ \text{A}$$

این مقدار جریان بالاتر از ظرفیت هادی فاکس بوده و تقریباً برابر حداکثر جریان مجاز هادی مینک می‌باشد؛ از این رو پیشنهاد می‌شود که برای DGهایی با قدرت نزدیک به ۷ مگاوات، تمام هادی‌های انشعاب اصلی شبکه بالادست DG از نوع هاینا انتخاب شود. برای DGهایی با قدرت کمتر می‌توان از هادی‌هایی با سطح مقطع کمتر استفاده کرد. البته در هر حالت باید مقدار جریان را مانند بالا محاسبه و شبکه بالادست DG را با هادی متناسب تجهیز کرد.

هنگامی که DG از طریق ترانسفورماتور اختصاصی به ثانویه پست فوق توزیع متصل می‌شود (طرح ۴)، همین حالت پیش خواهد آمد.

۱-۳-۱ -۵- کلاس ۵

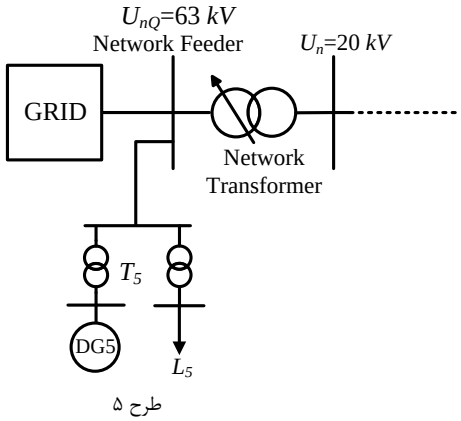
منابع تولید پراکنده با ظرفیت نامی ۷ تا ۲۵ مگاوات در این کلاس قرار می‌گیرند. این مولدها یا از طریق طرح ۴ به شبکه توزیع متصل می‌شوند و یا از طریق طرح ۵. در طرح ۴ مولدها از طریق ترانسفورماتور مستقیماً به سمت $۲۰kV$ ترانسفورماتور $۶۳/۲۰kV$ پست فوق توزیع متصل می‌شوند. در این کلاس، چنانچه بخواهیم از طرح ۴ جهت اتصال مولدهای پراکنده به شبکه استفاده کنیم، به علت بالا بودن ظرفیت مولدهای پراکنده، از دو خط موازی جهت اتصال این مولدها به شبکه استفاده می‌شود که این نحوه اتصال در شکل ۱-۷ نشان داده شده است.



شکل (۱-۷): اتصال مولدهای کلاس ۵ به شبکه از طریق طرح ۴

در این طرح هر ژنراتور نیز ممکن است ترانسفورماتور مجزای مخصوص به خود را داشته باشد. در واقع این طرح، همان تکرار طرح ۴ می‌باشد. ظرفیت هر فیدر فشار متوسط تعیین‌کننده ظرفیت ژنراتورهای متصل شده به آن می‌باشد.

در طرح ۵ که در شکل ۱-۸ نشان داده شده است، منابع تولید پراکنده کلاس ۵ از طریق ترانسفورماتور اختصاصی مستقیماً به سمت ۶۳kV ترانسفورماتور ۲۰kV/ ۶۳ پست فوق توزیع متصل می‌شوند.



شکل (۱-۸): اتصال منابع تولید پراکنده از طریق طرح ۵

در حالتی که منابع تولید پراکنده کلاس ۵ از طریق طرح ۴ بـه شـبکه متصـل گردنـد، مـاکزیمم جریانی که مولدهای این کلاس می‌توانند به شبکه تزریق کنند برابر است با:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{25000}{\sqrt{3}\times 20\times 0.9} \approx 801 \text{ A}$$

این مقدار جریان بالاتر از حداکثر جریان قابل‌حمل توسط هادی‌های شبکه فشـار متوسـط یعنـی جریان قابل‌حمل توسط هادی لینکس (۵۴۹ آمپر) می‌باشـد؛ از ایـن رو پیشـنهاد مـی‌شـود کـه بـرای *DG*هایی با قدرت بالاتر از ۷ مگاوات، یا از دو هادی به صورت موازی استفاده گردد یا از طرح ۵ بـرای اتصال *DG* به شبکه استفاده شود. در صورتی که از طرح ۵ برای اتصال *DG* به شـبکه اسـتفاده شـود، جریانی که توسط *DG* به شبکه تزریق خواهد شد، برابر است با:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V_L.\cos\varphi} = \frac{25000}{\sqrt{3}\times 63\times 0.9} \approx 254 \text{ A}$$

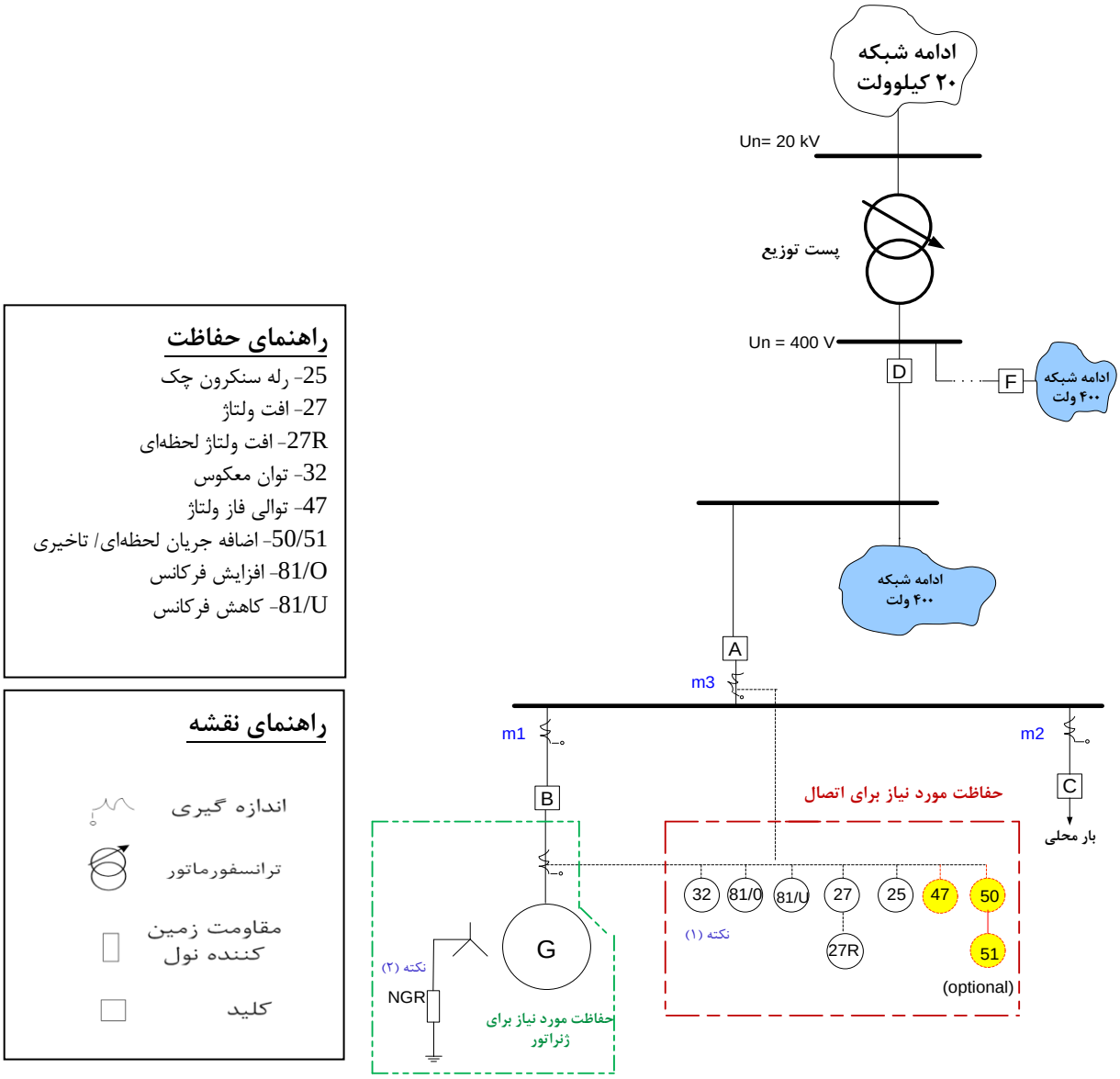
این جریان به راحتی توسط هادی‌های موجود قابل‌حمل می‌باشد.

استفاده از طرح‌هایی که در این بخش برای اتصال منابع تولید پراکنده بـه شـبکه توزیـع معرفـی گردید منوط به قابل‌قبول بودن نتایج مطالعات فنی مختلـف (مثـل اتصـال‌کوتـاه، پخـش‌بـار و ...) در شبکه توزیع مورد نظر و با توجه به مکان در نظر گرفته‌شده برای اتصال *DG* به شبکه می‌باشد.

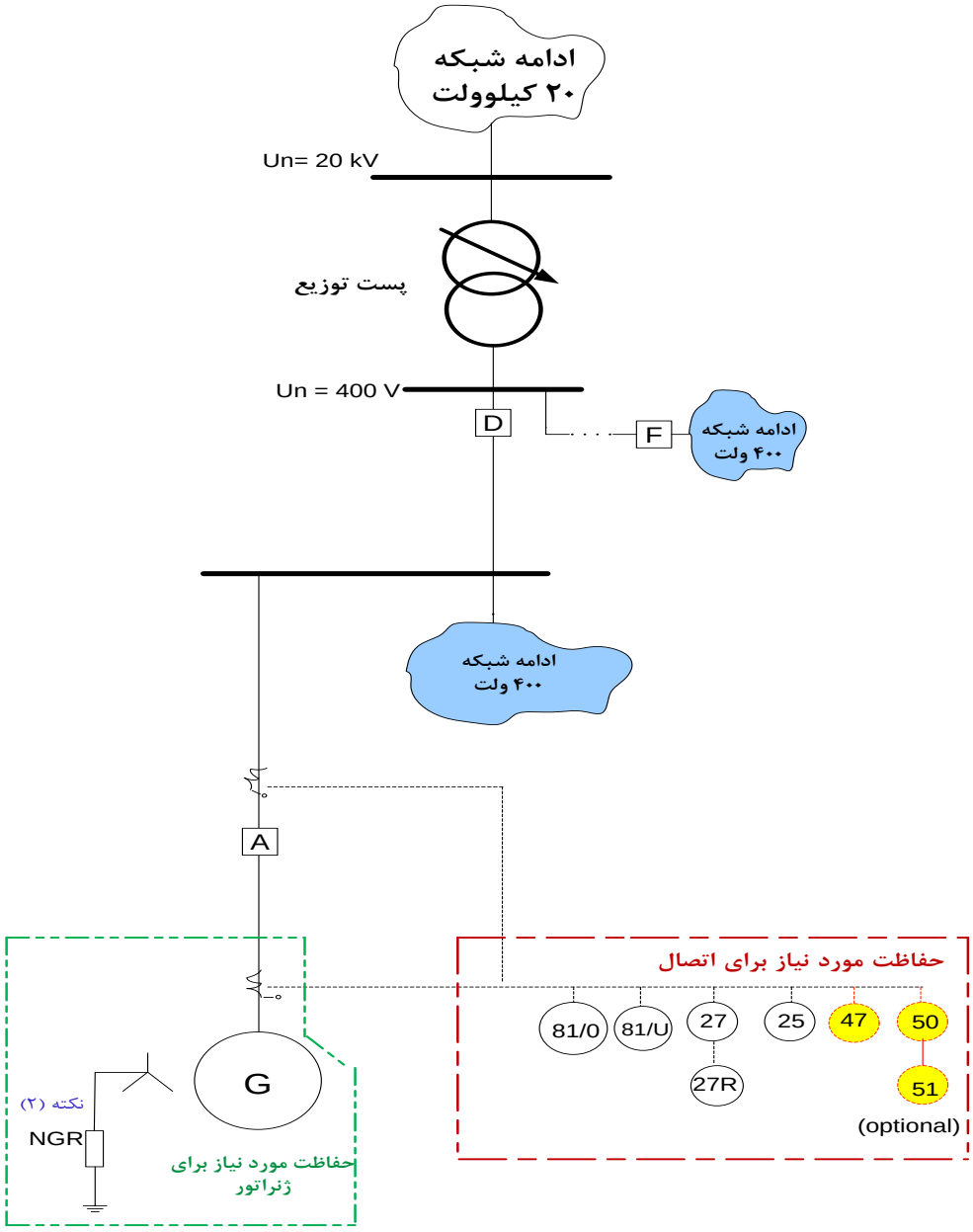
پیوست ۲

طرح‌های اتصـــال DG به شبکه

همـــراه با تجهـــیزات جانـــبی مـــورد نیاز



شکل (۲-۱): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۱ از طریق طرح ۱ به شبکه (دارای بار محلی)



شکل (۲-۲): طرح اتصال تجهیزات حفاظتی مورد نیاز

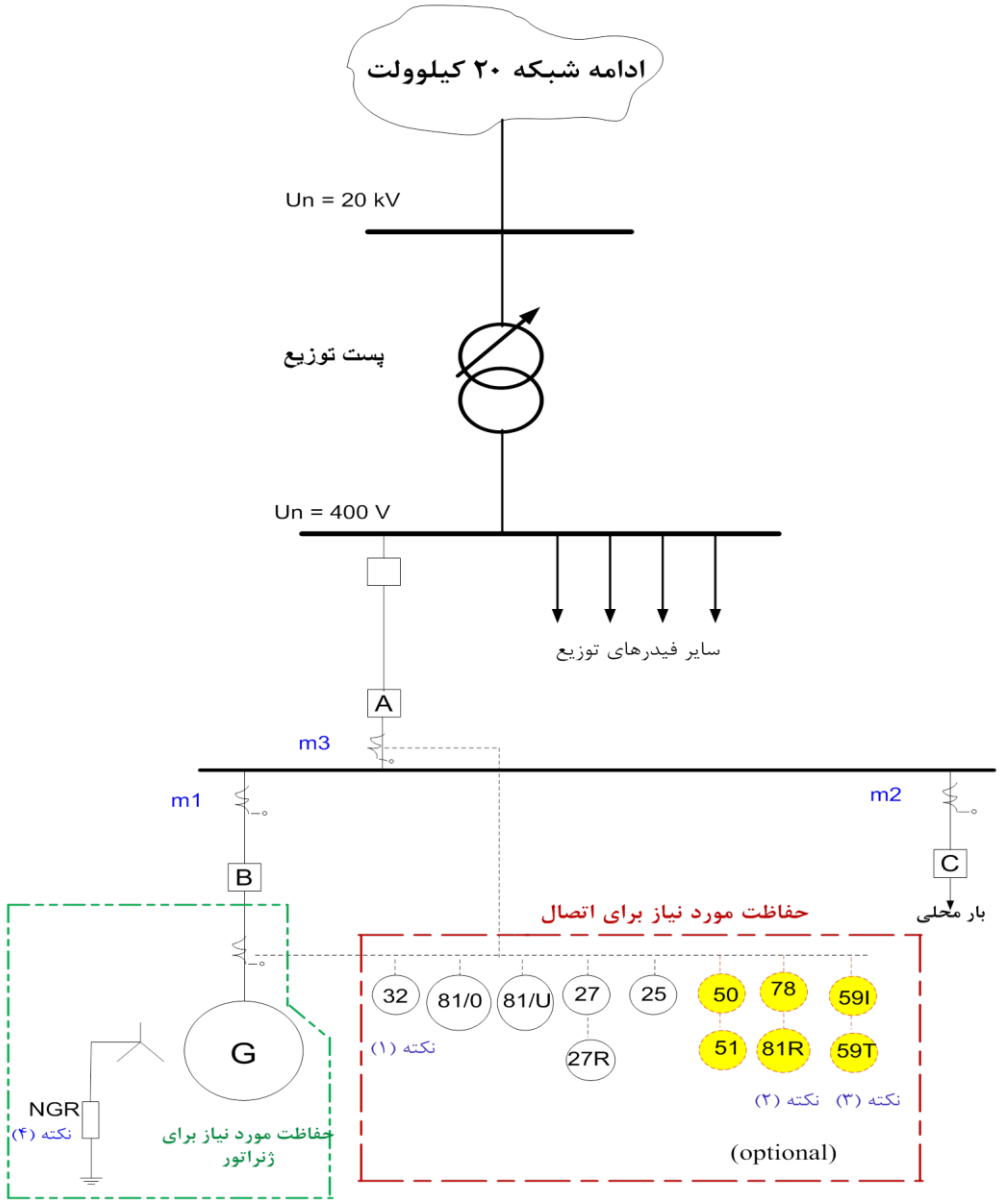
جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۱ از طریق طرح ۱ به شبکه (بدون بار محلی)

راهنمای حفاظت

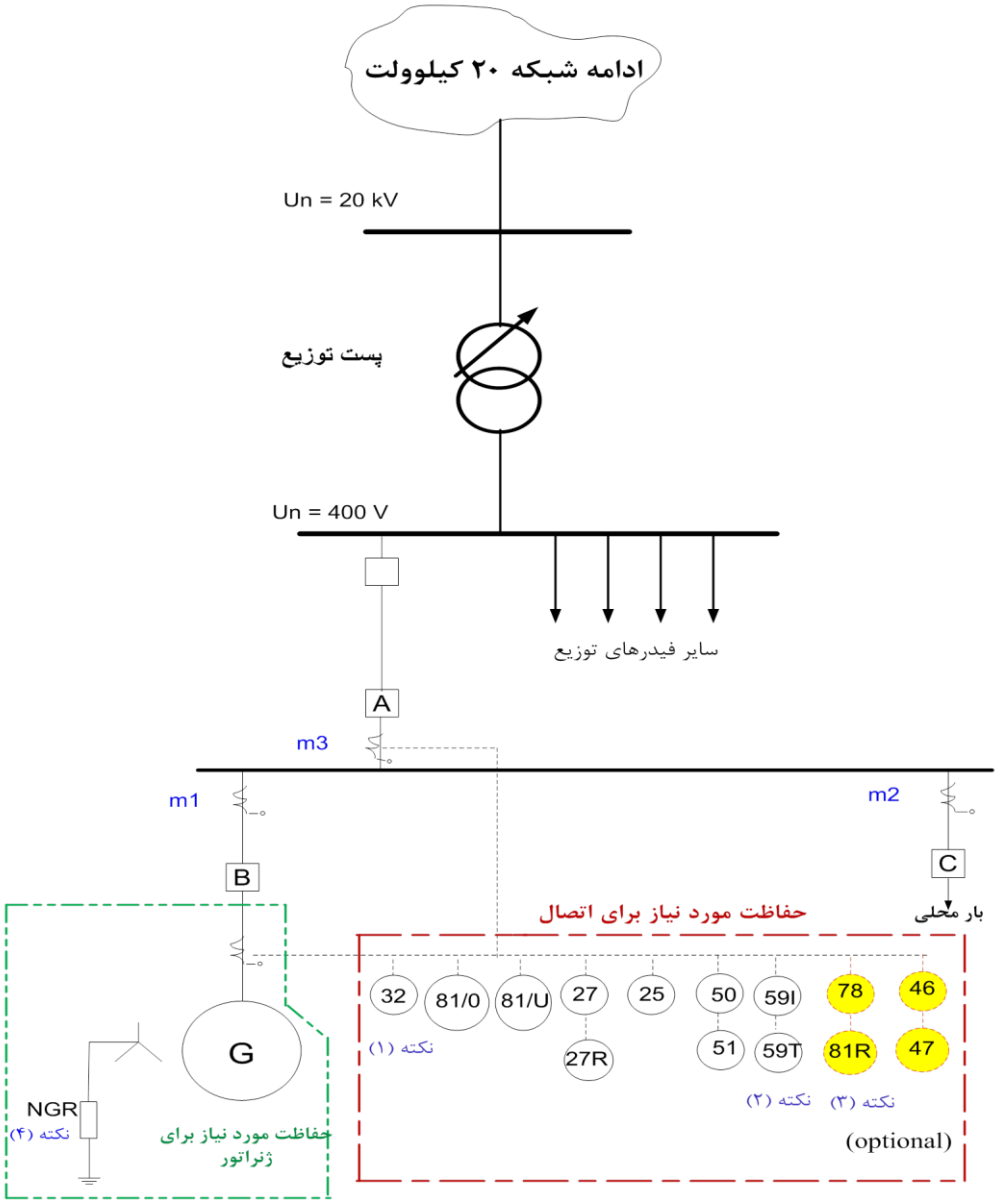
25- سنکرون چک
27- افت ولتاژ
27R- افت ولتاژ لحظه‌ای
32- توان معکوس
50/51- اضافه جریان لحظه‌ای/ تاخیری
59I- اضافه ولتاژ آنی
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
81/O- اضافه فرکانس
81/U- زیر فرکانس

راهنمای نقشه

اندازه گیری
فیوز
مقاومت زمین کننده نول
کلید قدرت



شکل (۲-۳): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۱ از طریق طرح ۲ به شبکه



شکل (۲-۴): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۲ از طریق طرح ۲ به شبکه

راهنمای حفاظت

25- سنکرون چک
27- زیر ولتاژ
27R- زیر ولتاژ لحظه‌ای
32- توان معکوس
46- توالی فاز منفی
47- توالی فاز ولتاژ
49- دمای سیم‌بندی ولتاژ
50/51- اضافه جریان لحظه‌ای/ تاخیری
59I- اضافه ولتاژ سریع
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
81/O- اضافه فرکانس
81/U- زیر فرکانس

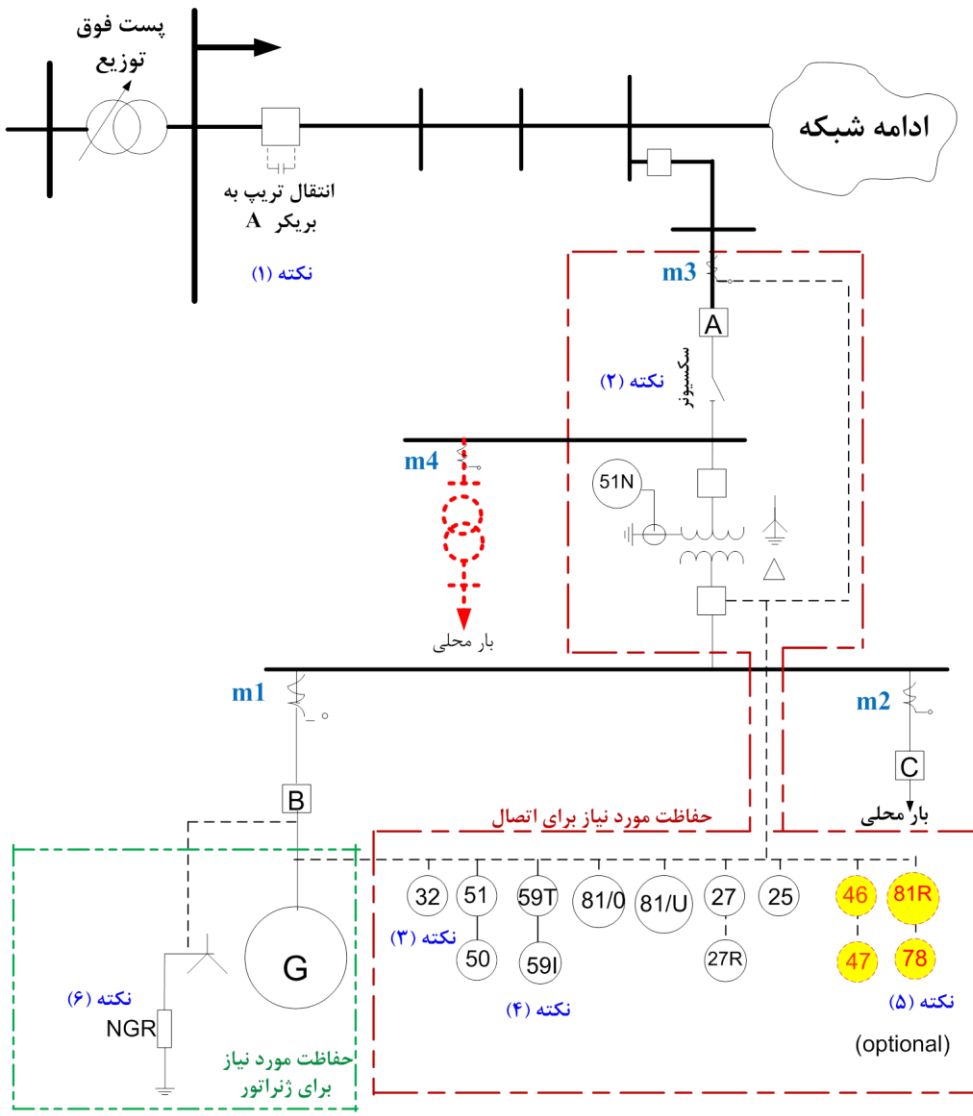
راهنمای نقشه

اندازه گیری

ترانسفورماتور

مقاومت زمین کننده نول

کلید قدرت



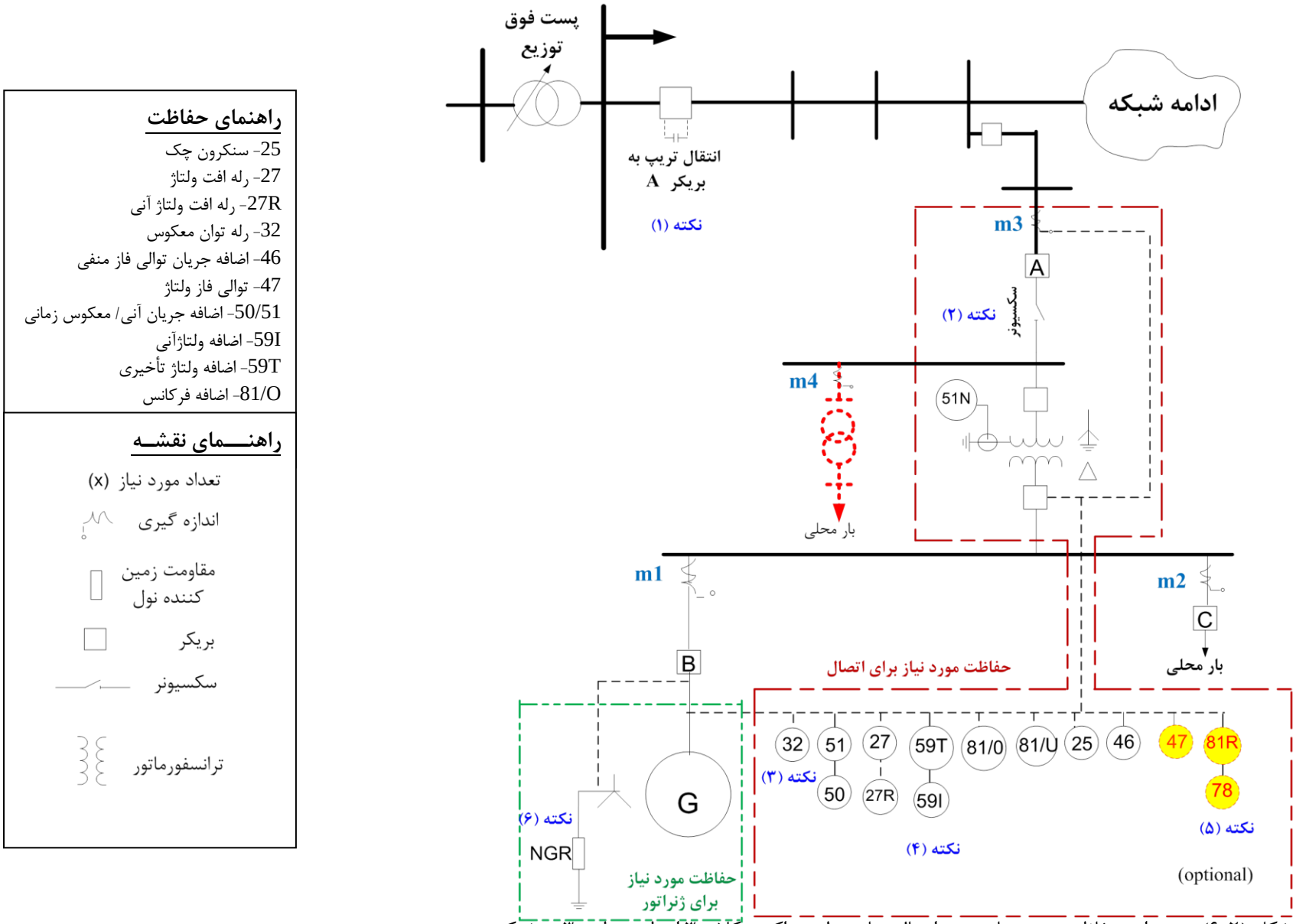
شکل (۲-۵): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس ۲ از طریق طرح ۳ به شبکه توزیع

راهنمای حفاظت

25- سنکرون چک
27- رله افت ولتاژ
27R- رله افت ولتاژ لحظه‌ای
32- توان معکوس
46- اضافه جریان توالی فاز منفی
47- توالی فاز ولتاژ
50/51- اضافه جریان آنی/ معکوس زمانی
59I- اضافه ولتاژ آنی
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
81/O- اضافه فرکانس
81/U- افت فرکانس

راهنـــمای نقشـه

تعداد مورد نیاز (x)
اندازه گیری
مقاومت زمین کننده نول
بریکر
سکسیونر
ترانسفورماتور



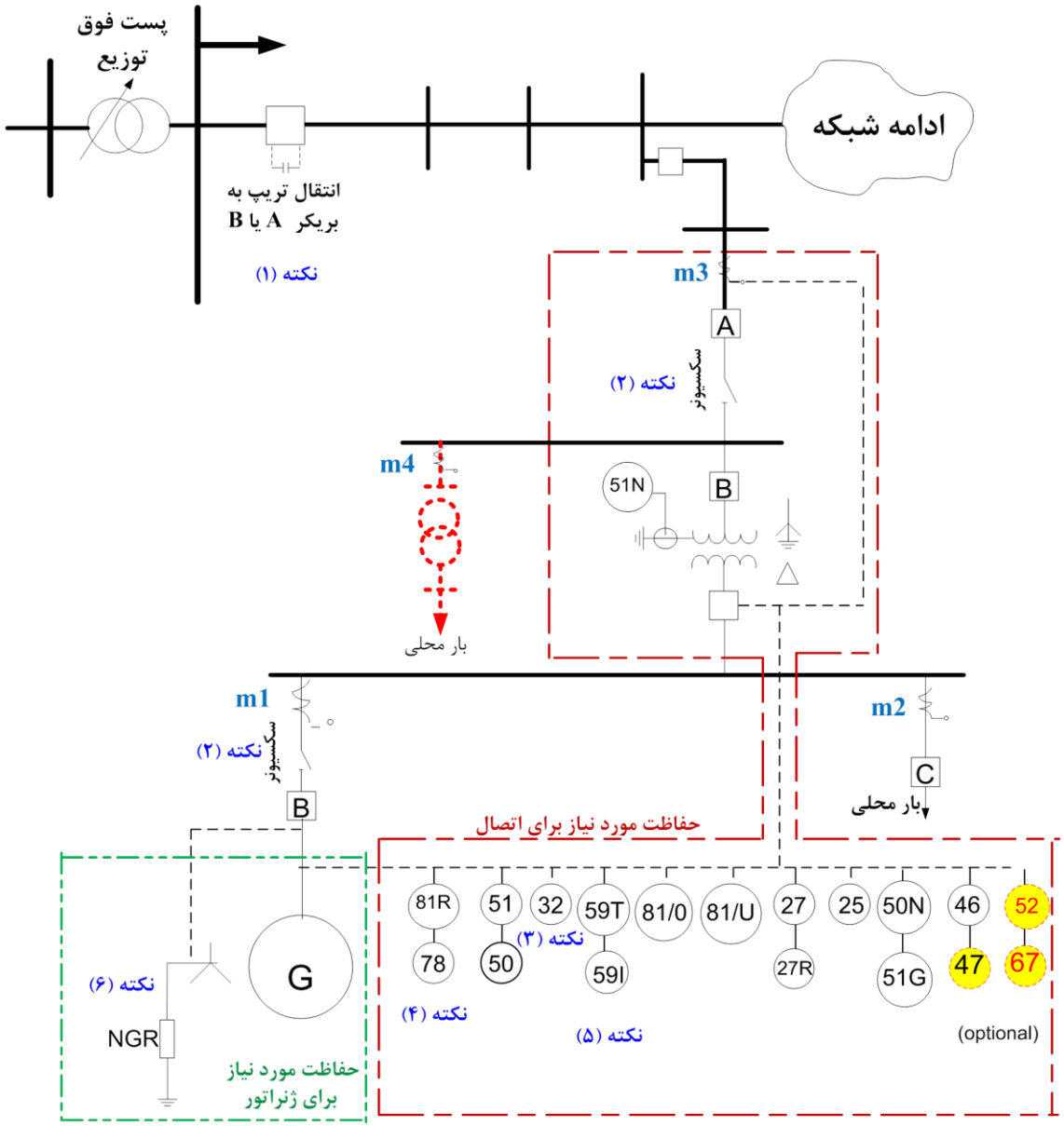
شکل (۲-۶): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس۳ از طریق طرح ۳ به شبکه توزیع

راهنمای حفاظت

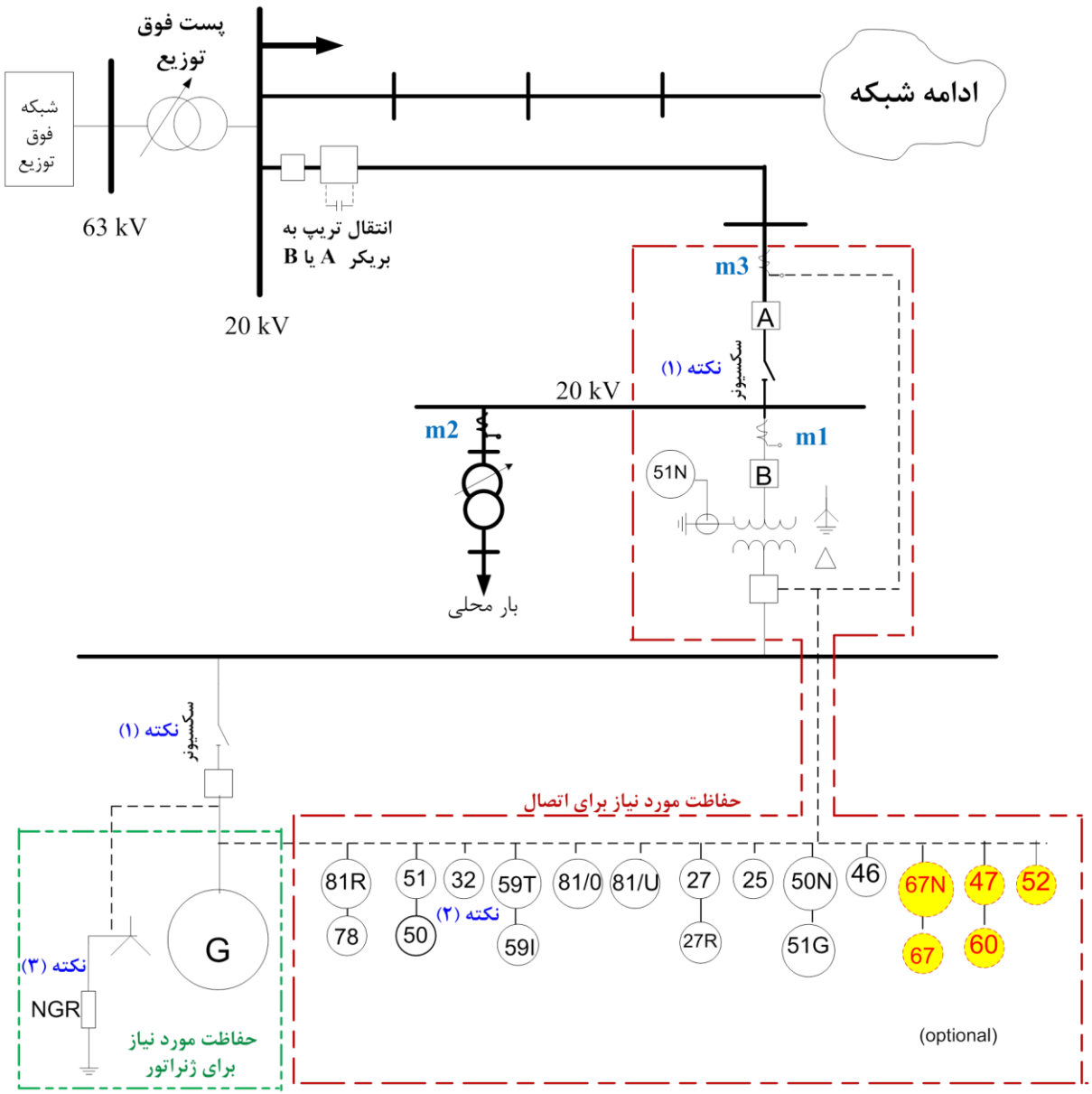
25- سنکرون چک
27- رله افت ولتاژ
27R- افت ولتاژ لحظه‌ای
32- توان معکوس
46- اضافه جریان توالی فاز منفی
47- توالی فاز ولتاژ
50/51- اضافه جریان لحظه‌ای/ تأخیری
50N- اضافه جریان نول آنی
51G- اضافه جریان زمین معکوس زمانی
59I- اضافه ولتاژ آنی
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
67- اضافه جریان جهت‌دار
52- خطای کلید قدرت
81/O- اضافه فرکانس
81/U- افت فرکانس

راهنـــمای نقشــه

تعداد مورد نیاز (x)
اندازه گیری
فیوز
مقاومت زمین کننده نول
بریکر
سکسیونر
ترانسفورماتور



شکل (۲-7): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس۴ از طریق طرح ۳ به شبکه توزیع



شکل (۲-۸): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس۴ از طریق طرح ۴ به شبکه توزیع

راهنمای حفاظت

25- رله سنکرون چک
27- افت ولتاژ
27R- افت ولتاژ لحظه‌ای
32- توان معکوس
46- اضافه جریان توالی فاز منفی
47- توالی فاز ولتاژ
50/51- اضافه جریان لحظه‌ای/ تاخیری
50N- اضافه جریان نول
51G- اضافه جریان زمین
59I- اضافه ولتاژ آنی
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
60- بالانس ولتاژ
52- خطای کلید قدرت (BF)
67- اضافه جریان جهت‌دار
67N- اضافه جریان جهت‌دار نول
81/O- اضافه فرکانس
81/U- زیر فرکانس

راهنـــمای نقشــه

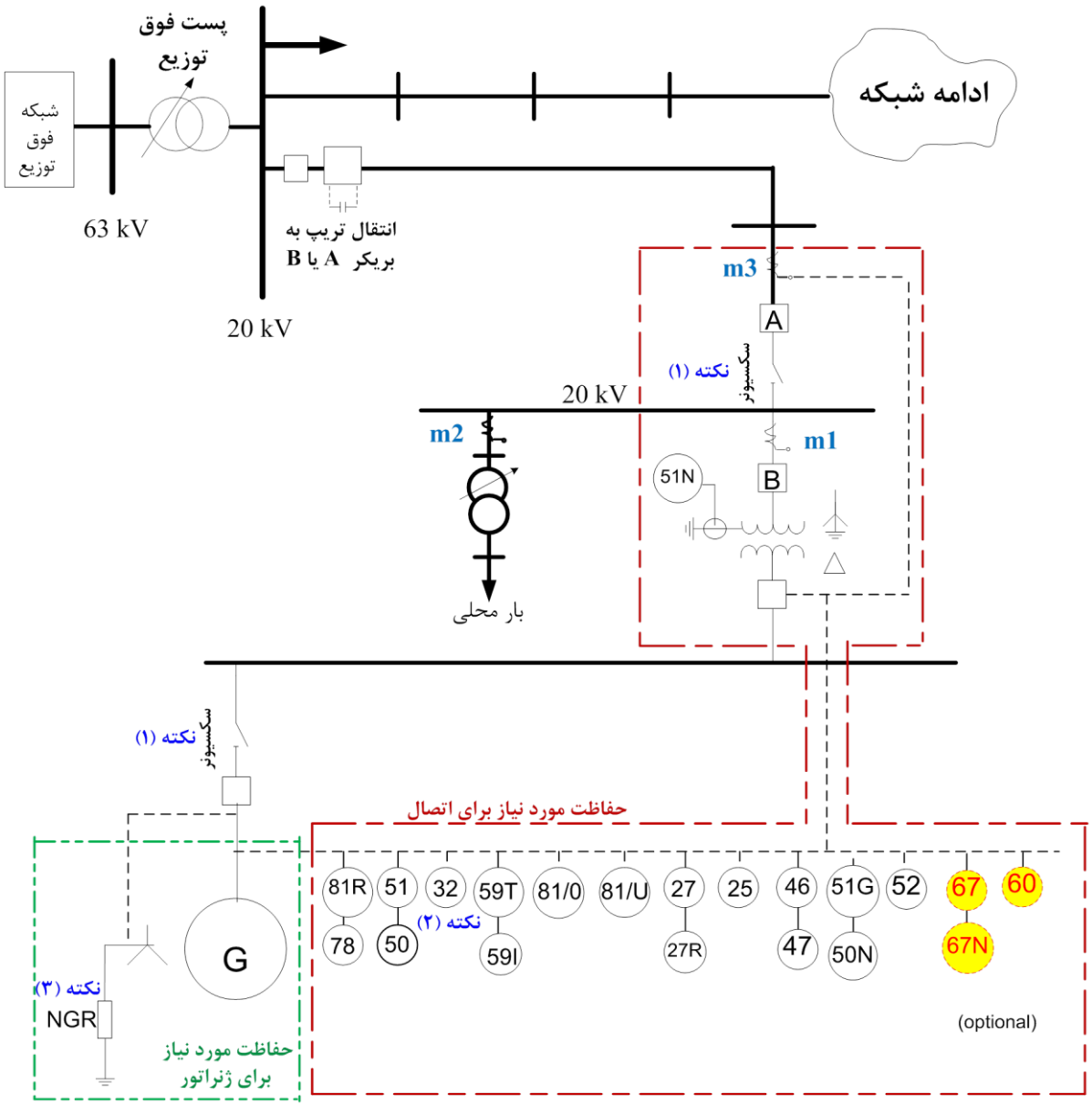
تعداد مورد نیاز (x)
اندازه گیری
فیوز
مقاومت زمین کننده نول
بریکر
سکسیونر
ترانسفورماتور

راهنمای حفاظت

25- سنکرون چک
27- رله افت ولتاژ
27R- رله افت ولتاژ آنی
32- رله توان معکوس
46- اضافه جریان توالی فاز منفی
47- توالی فاز ولتاژ
49- دمای سیم‌بندی (اضافه بار)
50/51- اضافه جریان آنی/ تاخیری
50N- اضافه جریان نول آنی
51G- اضافه جریان زمین معکوس زمانی
51V- اضافه جریان کنترل‌شده با ولتاژ
52 – خطای کلید قدرت
59I- اضافه ولتاژ آنی
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
60- رله تعادل ولتاژ
67- اضافه جریان جهت‌دار
67N- اضافه جریان جهت‌دار نول
81/O- اضافه فرکانس
81/U- افت فرکانس

راهنـــمای نقشــه

تعداد مورد نیاز (x)
اندازه گیری
فیوز
مقاومت زمین کننده نول
بریکر
سکسیونر
ترانسفورماتور



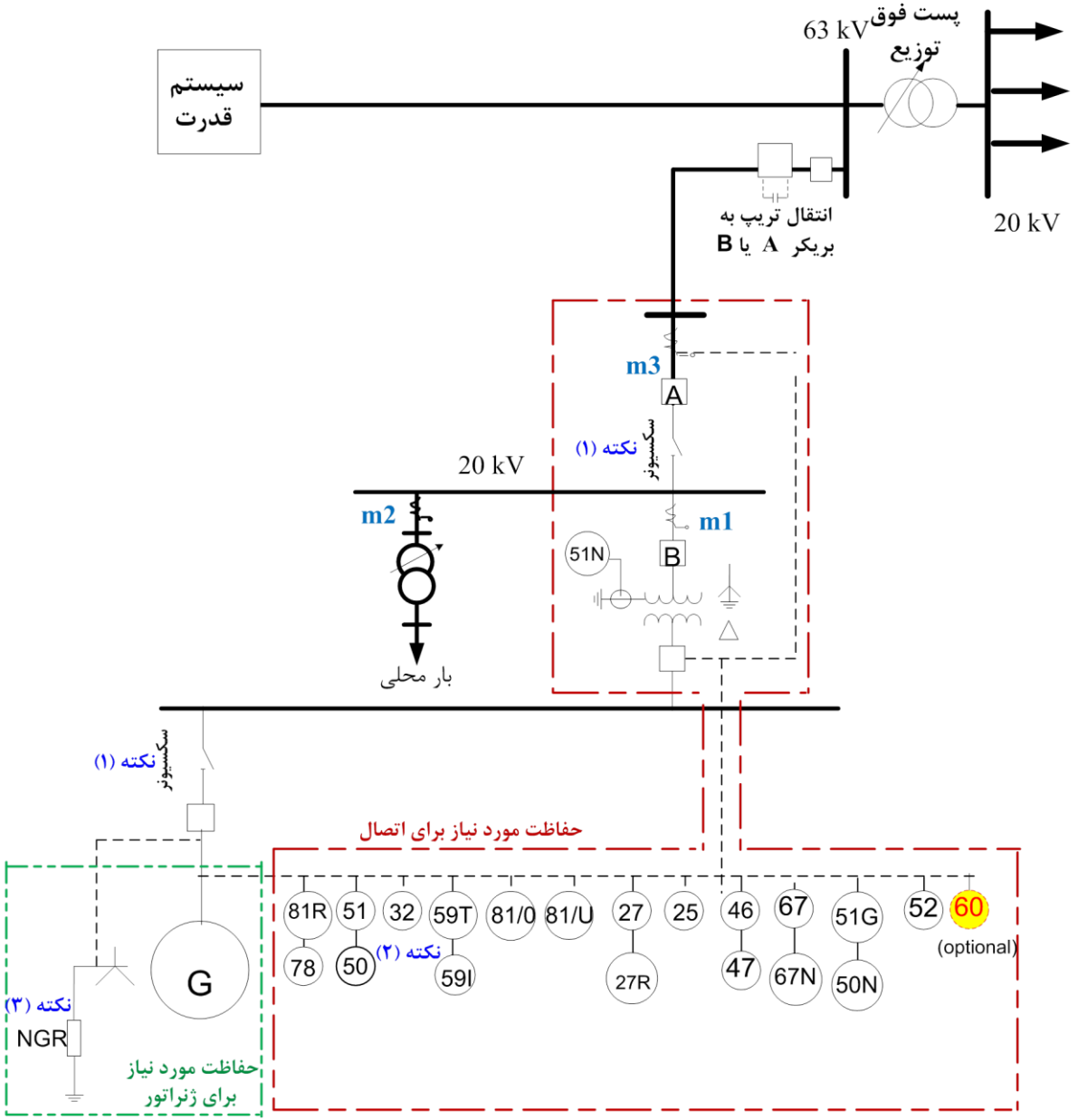
شکل (۲-۹): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس۵ از طریق طرح ۴ به شبکه توزیع

راهنمای حفاظت

25- رله سنکرون چک
27- رله افت ولتاژ
27R- رله افت ولتاژ لحظه‌ای
32- رله توان معکوس
46- اضافه جریان توالی فاز منفی
47- توالی فاز ولتاژ
50/51- اضافه جریان لحظه‌ای/ تاخیری
50N- اضافه جریان نول آنی
51G- اضافه جریان زمین معکوس زمانی
52- خطای کلید قدرت
59I- اضافه ولتاژ آنی
59T- اضافه ولتاژ تاخیری
60- رله تعادل ولتاژ
67- اضافه جریان جهت‌دار
67N- اضافه جریان جهت‌دار نول
81/O- اضافه فرکانس
81/U- افت فرکانس

راهنـــمای نقشـــه

تعداد مورد نیاز (x)
اندازه گیری
ترانسفورماتور
مقاومت زمین کننده نول
بریکر
سکسیونر
ترانسفورماتور



شکل (۲-۱۰): تجهیزات حفاظتی مورد نیاز جهت اتصال منابع تولید پراکنده کلاس۵ از طریق طرح ۵ به شبکه توزیع

جمع‌بندی

به طور کلی حداقل تجهیزات جانبی مورد نیاز برای اتصال *DG*های کلاس ۱ تا ۵ از طریق طرح‌های اتصال ۱ تا ۵، به شبکه به شرح جداول ۲-۱، ۲-۲، ۲-۳ و ۲-۴ جمع‌بندی می‌شود.

- **حداقل تجهیزات کنترل و کلیدزنی :**

حداقل تجهیزات کنترل و کلیدزنی به شرح جدول ۲-۱ می‌باشد.

جدول (۲-۱): حداقل تجهیزات کنترل و کلیدزنی پیشنهادی برای اتصال *DG* در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

تجهیزات کنترل و کلیدزنی	**کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آن‌ها به شبکه**								
	کلاس ۱ (طرح ۱)	کلاس ۱ (طرح ۲)	کلاس ۲ (طرح۲)	کلاس ۲ (طرح۳)	کلاس ۳ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۵)
کلید سنکرون	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
کلید قدرت	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
سکسیونر	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
AVR	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
گاورنر	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

- **حداقل تجهیزات حفاظتی :**

حداقل تجهیزات حفاظتی به شرح جدول 2-2 می‌باشد.

جدول (2-2): حداقل تجهیزات حفاظتی پیشنهادی برای اتصال *DG* در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

شماره تجهیزات حفاظتی	**کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آن‌ها به شبکه**								
	کلاس ۱ (طرح ۱)	کلاس ۱ (طرح ۲)	کلاس ۲ (طرح۲)	کلاس ۲ (طرح۳)	کلاس ۳ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۵)
25	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
27	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
32*	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

شماره تجهیز حفاظتی	کلاس ۱ (طرح ۱)	کلاس ۱ (طرح ۲)	کلاس ۲ (طرح۲)	کلاس ۲ (طرح۳)	کلاس ۳ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۵)
46	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
50/51	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
50/50N	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
51/51G	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
59**	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
81	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
81R***	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
78***	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
52	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
47	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
67	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
67N	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓
60	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓

* این رله برای ژنراتورهایی که تنها برای تغذیه بار محلی به صورت موازی با شبکه مورد استفاده قرار می‌گیرند و در آن‌ها تزریق توان به شبکه مجاز نمی‌باشد و یا مواردی که برای تزریق توان توسط *DG* به شبکه یک سقف مشخص تعیین شده است، کاربرد دارد.

** استفاده از رله اضافه ولتاژ زمین 59G هنگامی لازم است که احتمال وقوع فرورزنانس وجود دارد. رله اضافه ولتاژ آنی *59I* برای آشکارسازی شروع فرورزنانس استفاده می‌شود و هنگامی لازم است که:

- از انتقال تریپ استفاده نشود.
- و یا احتمال کلیدزنی تکفاز در شبکه بالادست وجود داشته باشد. (به عنوان مثال استفاده از ریکلوزرهای تکفاز یا فیوزهای تکفاز در *PCC*)

*** در این طرح از این دو تابع حفاظتی تنها زمانی جهت آشکارسازی جزیره استفاده می‌شود که حداکثر بار محلی و یا دیماند بار محلی نزدیک به میزان ظرفیت تولید *DG* باشد و یا حداقل بار سالیانه ترانسفورماتور توزیع نزدیک به ظرفیت *DG* باشد.

- **حداقل تجهیزات اندازه‌گیری:**

حداقل تجهیزات اندازه‌گیری به شرح جدول۲-۳ می‌باشد.

جدول (۲-۳): حداقل تجهیزات اندازه‌گیری پیشنهادی برای اتصال DG در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

تجهیزات اندازه‌گیری	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آن‌ها به شبکه								
	کلاس ۱ (طرح ۱)	کلاس ۱ (طرح ۲)	کلاس ۲ (طرح۲)	کلاس ۲ (طرح۳)	کلاس ۳ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۵)
کنتورها	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ترانسفورماتورهای جریان (CT)	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ترانسفورماتورهای ولتاژ (VT)	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓

- **حداقل تجهیزات مانیتورینگ:**

حداقل تجهیزات مانیتورینگ به شرح جدول ۲-۴می‌باشد.

جدول (۲-۴): حداقل تجهیزات مانیتورینگ پیشنهادی برای اتصال DG در کلاس‌ها و طرح‌های مختلف

تجهیزات اندازه‌گیری	کلاس‌های مختلف و طرح‌های اتصال آن‌ها به شبکه								
	کلاس ۱ (طرح ۱)	کلاس ۱ (طرح ۲)	کلاس ۲ (طرح۲)	کلاس ۲ (طرح۳)	کلاس ۳ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۳)	کلاس ۴ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۴)	کلاس ۵ (طرح ۵)
ترانسدیوسرها و CTها و VTها	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
پورتهای نرم-افزاری	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
تجهیزات اندازه-گیری و ثبت داده‌ها	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
RTUها	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
ایجاد بستر مخابراتی	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
انتقال تریپ	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓

نکته مهم:

در صورتی که چندین مولد پراکنده در شبکه حضورداشته باشند مطمئناً حضور این مولدها در شبکه بر پارامترهای شبکه و نحوه شارش توان و جریان در شبکه تأثیرگذار خواهد بود و عملکرد سایر مولدهای موجود در شبکه را تحت تأثیر قرار خواهد داد. به طور کلی، جمع‌بندی ارائه‌شده در این بخش هم در مورد حضور یک مولد پراکنده در شبکه مصداق دارد و هم برای حضور چند مولد در شبکه. نتایج مطالعات فنی نظیر مطالعات پخش‌بار، اتصال‌کوتاه، هماهنگی حفاظتی و ... تعیین‌کننده تمهیداتی است که باید برای اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه در نظر گرفته شود و چنانچه در شرایط حضور چندین مولد پراکنده در شبکه لزومی بر در نظر گرفتن و وجود یک تجهیز جانبی خاص جهت اتصال مولد به شبکه باشد بایستی حتماً در نظر گرفته شود و تنظیمات مناسبی برای تجهیزات مورد نظر لحاظ گردد. در چنین مواردی باید زیرساخت ارتباطی مناسب جهت مانیتورینگ همزمان چندین مولد پراکنده توسط شرکت برق در نظر گرفته شود و زیرساخت مورد استفاده در شبکه برق قابلیت ارتقاء و توسعه‌پذیری داشته باشد تا چنانچه در آینده امکان اتصال مولدهای پراکنده بیشتری به شبکه فراهم گردید از نقطه‌نظر تجهیزات مانیتورینگ مشکلی ایجاد نگردد.

هدف از به‌کارگیری یک ترانسفورماتور اختصاصی این است که چون جریان تزریق‌شده توسط ژنراتور به شبکه در سطح ۴۰۰ ولت زیاد است و هادی‌های شبکه نمی‌توانند به لحاظ حرارتی این جریان را تحمل کنند، بنابراین سطح ولتاژ از ۴۰۰ ولت به ۲۰ کیلوولت افزایش می‌یابد، همچنین برای اینکه ژنراتور بتواند توان خود را به شبکه تزریق کند باید سطح ولتاژ افزایش یابد تا به حد سطح ولتاژ شبکه برسد. به علاوه، استفاده از ترانسفورماتور باعث کاهش سطح اتصال‌کوتاه شبکه و کاهش تأثیرگذاری DG بر شبکه و برعکس خواهد شد و تا حدی از افت و خیزهای ولتاژ جلوگیری کرده و باعث می‌شود هارمونیک‌های تولیدی توسط ژنراتور به سمت شبکه انتقال پیدا نکند.

۳-۱۲- ملاحظات کلی

با توجه به اینکه محل اتصال کوتاه در شبکه توزیع توسط DG نیز تغذیه می‌شود، بنابراین برای اطمینان از قطع سریع جریان و کاهش تبعات حاصل از عبور جریان خطا توصیه می‌شود به موارد زیر در طراحی سیستم حفاظتی توجه شود:

- **تغذیه کمکی سیستم حفاظتی مولد مقیاس کوچک:**

توصیه می‌شود تغذیه مدار فرمان و کلید نقطه اتصال مشترک با ولتاژ DC انجام شود تا به هنگام افت ولتاژ شدید ناشی از اتصال کوتاه سیستم حفاظتی قادر به بازکردن کلید و رفع سریع خطا باشد.

- **به‌کارگیری مسیرهای متفاوت در مدارات حفاظتی:**

توصیه می‌شود فرمان قطع هر یک از رله‌های *DG*، رله ترانسفورماتور واسط و رله نقطه اتصال مشترک از طریق دو مدار جداگانه به کلیدهای مربوطه منتقل گردد. ضمناً در صورتی که برای حفاظت مولد و نقطه اتصال مشترک از دو نوع رله استفاده شده باشد، توصیه می‌شود فرمان قطع یکی از آن‌ها از طریق مدار تریپ اول و فرمان قطع رله دوم نیز از طریق مدار تریپ دوم منتقل شود. با این روش اطمینان حاصل می‌شود که در صورت بروز مشکل در یکی از مدارهای حفاظتی یا تغذیه کمکی آن‌ها، مدار دوم قادر به ارسال فرمان تریپ به کلید خواهد بود.

در صورت افزایش ضریب نفوذ *DG*ها در شبکه برق، مناسب است از خدمات جانبی آن‌ها نظیر مشارکت در کنترل فرکانس و ولتاژ شبکه استفاده شود. از این‌رو توصیه می‌شود امکان استفاده از وضعیت‌های مختلف کنترل‌کننده‌ها در نظر گرفته شود. به عبارتی توصیه می‌شود کنترل‌کننده سیستم تحریک قابلیت کنترل ضریب توان و کنترل ولتاژ را داشته باشد. به‌علاوه توصیه می‌شود کنترل‌کننده محرک اولیه (گاورنر) دارای وضعیت‌های کنترل توان ثابت، دروپ[1] و کنترل فرکانس باشد.

[1] Droop Control

مراجع:

[۱] جوادیان, حقی فام. "بررسی تأثیر حضور منابع تولید پراکنده در عملکرد سیستم حفاظت شبکه‌های توزیع". دوازدهمین کنفرانس شبکه‌های توزیع نیروی برق, اردیبهشت ۸۶

[۲] رفعت, جوادیان, بطحایی, حقی فام. "تعیین حداکثر ظرفیت منابع تولید پراکنده برای حفظ هماهنگی فیوز-بازبست در شبکه‌های توزیع". بیست و دومین کنفرانس بیبن المللی برق.

[۳] حقی فام, مومنی, حمیدی بهشتی. "اتوماسیون شبکه‌های توزیع انرژی الکتریکی".کنفرانس دانشجویی مهندسی برق.

[۴] K.Kauhaniemi, L.Kumpulainen,"Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," Development s in Power System Protection, 8th IEE International Conference, 5-8 April; 2004, Vol.1, pp.315-318

[۵].شرکت توانیر، "دستورالعمل اتصال مولدهای مقیاس کوچک به شبکه توزیع نیروی برق"، ویرایش اول، خرداد، ۱۳۸۸.

[٦] I. Xing, M. Popov, "Smart Protection in Dutch Medium Voltage Distributed Generation System" , in Proc. Of 2010 Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pp. 1-8 .

[7] سعید کمالی نیا، "بهبود ساختارشبکه برق با استفاده ازقابلیت های تولید پراکنده و امکان سنجی نصب این منابع در ایران"،هشتمین کنفرانس دانشجویی مهندسی برق، ۱۳۸۴.

[8] T. M. De Britto, T. M., Morais, D. R., Marin, M. A., Rolim, J. G., Zurn, H. H., and Buendgens, R. F., "Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks", in Proc. IEEE Transmission and Distribution Latin America, Sao Paulo, Brazil, pp. 1-6, Nov. 2004.

[9] Stavros A. Papathanassiou, "A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network", Electric power systems research. 77, pp. 24–34, 2007.

[10] J. I. San Mart, I. Zamora, J. J. San Mart, V. Aperribay and P. Eguia, "Review Hybrid Fuel Cells Technologies for Electrical Microgrids", Electric Power ystems Research, Vol. 80, no. 9,September 2010, Pages 993- 1005.

[11] F. A. Mohamed, "Micro Grid Modeling and Online Management", PhD thesis, Helsinki, Finland: University of Technology, 2008.

[12] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou and A. Dimeas, "Microgrids Management" , IEEE Power & energy magazine, p54- 65, may/June 2008.

[13] Martin Geidl, "Protection of Power System with Distributed Generation State of the art", Power System laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 20th July 2005.

[14] Ismail Mohamed Elmarkabi, "control And Protection of Distributed Networks With Distributed Generators", A dissertation submitted to the Graduate Faculty of North Carolina State University in partial fulfillment of the requirement for the Degree of Doctor of Philosophy, 2004.

[15] جمالی، صادق، ۱۳۸۴، " حفاظت سیستم‌های قدرت "، ویرایش اول، مرکز انتشارات دانشگاه علم صنعت، ۴۲۹ص.

[16] Biljana Hadzi-Kostova, "Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralised Energy Resources", dissertation for doctorine an Otto von Guericke University, 111ctober 2005.

[۱۷].توانیر- معاونت تحقیقات و تکنولوژی- دفتر استانداردها، "استاندارد خطوط هوایی توزیع-جلد پنجم: هادیها و مفتولهای خطوط هوایی توزیع"، شهریورماه ۱۳۷۶.

[18] Ismail Mohamed Elmarkabi, "control And Protection of Distributed Networks With Distributed Generators", A dissertation submitted to the Graduate Faculty of North Carolina State University in partial fulfillment of the requirement for the Degree of Doctor of Philosophy, 2004.

[19] Hannu Jaakko Laaksonen, “Protection Principles for Future Microgrids”, IEEE Trans. Power Electron., vol. 25, no. 12, pp. 2910-2918(2010).

[20] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "Operating conflicts for distributed generation on distribution systems," 2001, pp. A3/1-A3/6.

[21] Coster, E.J.; Myrzik, J.M.A.; Kruimer, B.; Kling, W.L. “Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids” Proceedings of the IEEE . vol. 99, no. 1, pp. 28-39, 2011.

[22] Martin Geidl, "Protection of Power System with Distributed Generation State of the art", Power System laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 20th July 2005

[23] Naiem, A. F.; Hegazy, Y.; Abdelaziz, A. Y.; Elsharkawy, M. A. “A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27. No. 1, pp. 176-185, 2012.

[24] El-Khattam, W.; Yazdani, A.; Sidhu, T.S.; Seethapathy, R. “Investigation of the Local Passive Anti-Islanding Scheme in a Distribution System Embedding a PMSG-Based Wind Farm” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 1, pp. 42-52, 2011.

[25] Zeineldin, H.H.; Kirtley, J.L. “A Simple Technique for Islanding Detection With Negligible Nondetection Zone” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 2, pp.779-786, 2009.

[26] Lopes, L.A.C.;Yongzheng Zhang; “Islanding Detection Assessment of Multi-Inverter Systems With Active Frequency Drifting Methods” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 1, pp. 480-486, 2008.

[27] Pigazo, A.; Liserre, M.; Mastromauro, R.A.; Moreno, V.M.; Dell'Aquila, A. “Wavelet-Based Islanding Detection in Grid-Connected PV Systems” IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, no. 11, pp. 4445-4455, 2009.

[28] Balaguer-Álvarez, I.J.; Ortiz-Rivera, E.I. “Survey of Distributed Generation Islanding Detection Methods” IEEE Latin America Transactions, (Revista IEEE America Latina) , vol. 8, no. 5, pp. 565-570, 2010.

[29] “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems” IEEE Std 1547-2003 , pp. 0-16.

[30] IEEE C37.95-1989 guide for protective relaying of utility consumer interconnection, 1989.

[31] IEEE Std C37.119-2005, IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers

[32] IEEE 929-2000 recommended practice for utility interface of photo- voltaic (PV) system, 2000.

[33] IEEE 242-2001 recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems, 2001.

[34] IEEE 1547, Application Guide for Distributed Generation Interconnection: 2006 Update

[35] Dr.techn, Lothar Fickert, "Coordination between conventional and wide area protection for electrical power system", Graz University of Technology, May 2003.

[36] Vajira Pathirana, "A Power System Protection scheme Combining Impedance Measurement And Traveling Waves: Software And Hardware Implementation", A dissertation submitted for the Doctor of philosophy, The university of Manitoba in Canada, April 2004.

[37] Seethalekshmi K., S.N. Singh, and S.C. Srivastava, "Wide-area Protection and Control: Present State and Key Challenge", Fifteenth national Power System Conference (NPSC), IIT Bombay, December 2008

[38] Hun-Chul Seo and Chul-Hwan Kim, "An adaptive Reclosing Algoritm Considering Distributed Generation", International Journal of control, Automation and Systems, vol. 6, no. 5, pp. 651-659, October 2008.

[39] Ahmed Mohamed Refaat Azmy, "Simulation and Management of Distributed Generating Units using Intelligent Techniques", A dissertation submitted for the degree of Doctor of Philosophy, The university of Duisburg-Essen, 2005/01/14.

[40] Hassan Khorashadi-Zadeh, Zuyi LI, "An ANN Based Approach to Improve the Distance Relaying Algorithm", Turk J Elec Engin, VOL.14, NO.2 2006

[41] C. Kim and R. Aggarwal, "Wavelet transform in power system", power Eng, J., vol. 15, ni.4, pp. 193-202, Aug. 2001.

[42] Feng Liang and B. Jeyasura, Senior Member, IEEE, "Transmission Line Distance Protection Using Wavalet Transform Algorithm", IEEE Transaction on power Delinery, VOL. 19, NO.2, APRIL 2004.

[43] S. M. Brahma and A. A. Girgis "Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation" In Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pp. 435-458, Jan. 2002.

[44] Hongesombut, K.; Mitani, Y.; Tsuji, K. "Optimal location assignment and design of superconducting fault current limiters applied to loop power systems" IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 13, no. 2, pp. 1828-1831, 2003.

[45] Teng, J.-H.; Lu, C.-N. "Optimum fault current limiter placement with search space reduction technique" IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 4, no. 4, pp.485-494, 2010.

[46]Mahat, P.; Zhe Chen; Bak-Jensen, B.; Bak, C.L. "A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation" IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, no. 3, pp. 428-437, 2011.

[47]Brahma, S.M.; Girgis, A.A. "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation" IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 56-63, 2004.

[48]El-khattam, W.; Sidhu, T.S. "Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study" IET Renewable Power Generation, vol. 3, no. 4, pp.415-425, 2009.

[49] P. Mahat, Zh. 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.

[50] I. Xing, M. Popov, "Smart Protection in Dutch Medium Voltage Distributed Generation System" , in Proc. Of 2010 Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pp. 1-8 .

[51] M. Baran, I. El-Markabi, "Adaptive Over Current Protection for Distribution Feeders with Distributed Generators", in Proc. Of 2004 IEEE Power Systems Conference and Exposition, pp. 1-8 .

[52] Zeng Xiangjun; Li, K.K.; Chan, W.L.; Su Sheng "Multi-agents based protection for distributed generation systems" Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, (DRPT 2004). pp. 393 – 397. Vol.1, 2004.

[53] Wan, H.; Wong, K.P.; Chung, C.Y. "Multi-agent application in protection coordination of power system with distributed generations" IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-6, 2008.

[54] Perera, N.; Rajapakse, A.D.; Buchholzer, T.E. “Isolation of Faults in Distribution Networks With Distributed Generators” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 4, pp. 2347-2355, 2008.

[55] S.A.M. Javadian, M.-R. Haghifam, S.M.T. Bathaee, M. Fotuhi Firoozabad. “Adaptive centralized protection scheme for distribution systems with DG using risk analysis for protective devices placement” Electrical Power and Energy Systems 44 pp. 337–345, 2013.

[56] Hadi Zayandehroodi, Azah Mohamed, Hussain Shareef, Masoud Farhoodnea “A novel neural network and backtracking based protection coordination scheme for distribution system with distributed generation ” Electrical Power and Energy Systems 43 pp 868–879, 2012.

Abstract

Traditional distribution networks are radial in nature, supplied at one end through a main source. These networks generally have a simple protection system usually implemented using fuses, re-closers, and over-current relays. One of the significant events that have occurred in recent years in the power industry is the presence of distributed generation sources in power grids. With the installation of DG into distribution networks, the rate and direction's of the active and reactive power flow through the lines and the radial mode is change. As a result, the overall behavior of distributed systems is change as well. So the coordination between network protective equipment before installation of DG, is no longer valid. The impact of DG on the coordination of protective elements depends on the size, capacity, types and installation place of this resource. Hence it is necessary to study the interaction between the feeder and distributed generation units.

The purpose of this thesis is study of the problems that caused by the installation of distributed generation sources on radial distribution networks protections, and in order to solve these problems, we have evaluated the various approaches that have been proposed in recent years, such as: Exchange and re-set protection devices, adaptive protection, agent-based protection,fault current limiting, and ... . It is notable that each of these methods has been subdirectories that has specific strategies and algorithms in specific terms and conditions and by employing the new algorithm and a new approach combines the existing methods can be achieved in order to design a protective system. Finally, an adaptive protection method has been studied that using multilayer Perceptrons (MLPs) neural networks and has the best application independent of the number, size and location of DGs. This method implemented on a network of 25-bus an industrial city in the province of Qazvin and has been evaluated.With this method, by receiving the current contribution of each source, faulty area and faulty line are identify and relay commands for separation and related operation to the breakers.

Key words: Distributed generation, Protection of distribution networks, Adaptive protection, Neural networks