

تأثیر تولید پراکنده روی هماهنگی رله های جریان زیاد شبکه توزیع

فرزاد رضوی	حسین عسکریان ابیانه	حسن رستگار	مهدی جلالی مشایخی
دانشگاه تفرش	دانشگاه امیرکبیر	دانشگاه امیرکبیر	دانشگاه امیرکبیر
info@farzadrazavi.com	askarian@aut.ac.ir	rastegar@aut.ac.ir	m.mashayekhi62@gmail.com

چکیده - شبکه های توزیع سنتی از طریق یک منبع از شبکه سراسری تغذیه می شوند ، این امر باعث می شود که این شبکه ها ماهیت شعاعی پیدا کنند و جهت پخش توان در آنها همیشه از آن منبع واحد به سوی بارها می باشد. در سالهای اخیر ایده گسترش تولید پراکنده (DG) به عنوان یک منبع جایگزین برای تغذیه بارها گسترش یافته است . اگر چه اتصال تولید پراکنده به شبکه های توزیع دارای مزایای فراوانی می باشد ، اما تأثیرات نامطلوبی نیز در عملکرد شبکه توزیع موجب می شود. پس از اتصال DG به شبکه توزیع سطوح و جریانهای اتصال کوتاه نقاط مختلف تغییر کرده و مهمتر از آن در برخی نقاط جهت پخش توان نیز تغییر می کند. در واقع اتصال DG به شبکه توزیع ، باعث از بین رفتن ماهیت شعاعی آن می شود و این مشکلات تأثیر مستقیمی بر هماهنگی حفاظتی شبکه می گذارد. در این مقاله تأثیرات تولید پراکنده روی هماهنگی رله های جریان زیاد در شبکه توزیع مورد بررسی قرار گرفته است . در این مقاله تلاش شده است هماهنگی رله های جریان زیاد با تغییر مقدار و مکان DG ها مورد ارزیابی قرار گرفته است.

کلید واژه- تولید پراکنده ، رله های جریان زیاد ، شبکه توزیع ، هماهنگی حفاظتی

۱- مقدمه

اتصال DG به شبکه مزایای زیادی دارد که از جمله آنها می توان به افزایش قابلیت اطمینان ، کاهش تلفات ، تقویت کیفیت توان اشاره نمود. دلایل بیشتر برای اتصال DG به شبکه در مرجع [۶] آمده است.

حفاظت یکی از مهمترین مسائل سیستمهای قدرت می باشد. اطمینان از عملکرد سیستم قدرت به منظور حفظ جان انسانها و نیز تجهیزات ، به حداقل رساندن زمان خطا و به حداقل رساندن تعداد مصرف کنندگانی که تحت تأثیر خطا قرار گرفته اند، از جمله اهداف اصلی حفاظت سیستم توزیع می باشد . در حالتی که دو وسیله حفاظتی ترتیب عملکرد خاصی برای رفع خطای مشخص داشته باشند به گونه ای که در عملکرد همدیگر تداخل نداشته باشند این دو را هماهنگ می گوئیم. وسیله ای که تنظیم شده است تا ابتدا عمل کند را بعنوان حفاظت اصلی یا اولیه می نامیم که زودتر وارد عمل می شود و معمولاً به خطا نزدیکتر است. وسیله دیگر حفاظت پشتیبان را تامین می کند و زمانی که حفاظت اولیه بکار نیفتد پس از فاصله زمانی مشخصی وارد عمل می شود.

اتصال DG به شبکه توزیع مزایای فراوان و در عین حال تأثیرات نامطلوبی را به دنبال دارد. در حضور تولید پراکنده جریانهای اتصال کوتاه بخش های مختلف شبکه تغییر نموده

برای تولید پراکنده تعاریف زیادی ارائه شده است و تعریف واحدی برای آن وجود ندارد. در استاندارد IEEE ، تولید پراکنده به این صورت تعریف شده است: "تاسیسات تولید انرژی الکتریکی که به صورت منابع توزیع شده ای به یک سیستم قدرت از طریق یک نقطه اتصال وصل شده اند" [۱]. تعاریف زیادی از اندازه و انواع مختلف DG ها وجود دارد و طبق این تعریف اندازه DG می تواند از کمتر از یک کیلووات تا ۱۰۰ مگاوات باشد (۳ و ۲).

DG ها به هر دو صورت تجدید پذیر و تجدید ناپذیر موجود می باشند . سلول های سوختی ، توربین های بادی ، سلول خورشیدی و انرژی زمین گرمایی شکل هایی از DG های تجدید پذیر می باشند و توربین های احتراقی ، سیکل های ترکیبی، اشکالی از نوع تجدید ناپذیر می باشند. توضیحات بیشتری در این مورد در مرجع [۴] آمده است.

مطالعات متعدد نشان داده اند که سهم تولید پراکنده در برق دنیا تا سال ۲۰۱۰ به بیش از ۲۰٪ خواهد رسید [۵]. دو دلیل عمده برای افزایش میزان استفاده از DG را می توان گسترش بازار آزاد در صنعت برق برای سرمایه گذران و نیز تمایل جهانی برای کاهش انتشار گازهای گلخانه ای دانست.

تاثیرات روی هماهنگی رله - رله بدون انجام شبیه سازی داده است .

در بیشتر مقالات کار شده روی این موضوع هماهنگی فیوز و ریکلوزر بررسی شده و رله ها معمولاً مورد بررسی قرار نگرفته اند. همچنین تاثیر سایز و محل اتصال DG روی بحث حفاظت باید به عنوان نقطه مورد توجه مورد بررسی قرار گیرد.

در سالهای اخیر ساختار انعطاف ناپذیر و نیز روند رو به کاهش قیمت ، حضور رله های میکروپروسسوری را در شبکه های قدرت افزایش داده است. در سایه حضور این رله ها ، برنامه ریزی تطبیقی برای حفاظت شبکه امکان پذیر می شود و خطاها با سرعت بیشتری رفع می شوند. از سوی دیگر سایر ادوات حفاظتی چون فیوز قابلیت هیچ گونه تغییری در عملکرد را ندارند و با تغییر ساختار شبکه احتمالاً باید تعویض شوند. گسترش بازار برق و امکان سرمایه گذاری بخش خصوصی در تولید برق ، موجب تغییر ساختار شبکه های برق گشته و چاره ای جز جایگزین نمودن رله در بسیاری از نقاط نمی باشد. لذا بررسی تولید پراکنده روی هماهنگی رله ها ، که ما را به هدف بعدی که تنظیم رله ها در شرایط جدید شبکه می باشد، امری الزامی به نظر می رسد.

در این مقاله تلاش شده است تاثیرات DG روی هماهنگی رله های جریان زیاد با تغییر مقدار و محل اتصال آن مورد بررسی قرار گیرد.

۳- شبکه نمونه

شبکه ای که در این مقاله برای شبیه سازی انتخاب شده است ، با ساختار معمول شبکه های شعاعی می باشد . نمایش ساده ای از این شبکه در شکل ۱ نشان داده شده است این شبکه در نرم افزار ETAP مدل شده است. شبکه ۶۳ کیلو ولت نشان داده شده از طریق یک ترانس 40MVA به شبکه برق سراسری ۲۳۰ کیلو ولت ، با توان اتصال کوتاه 3000MVA و نسبت $X/R=6$ متصل شده است. شبکه ۶۳ کیلوولت نیز از طریق چهار پست ۶۳/۲۰ با ظرفیت 10MVA به سیستم توزیع الکتریکی متصل شده اند. شینهای شبکه ۶۳ کیلو ولت از طریق خطوط انتقال به طول ۸ کیلومتر به یکدیگر متصل شده اند . چهار نیروگاه تولید پراکنده G1، G2، G3 و G4 بارهای موجود در شبکه

و همچنین به دلیل تزریق توان از سمت DG ، ماهیت شعاعی شبکه از بین می رود . این تاثیرات باعث می شود که هماهنگی حفاظتی شبکه در برخی خطاها به درستی عمل نکند و خسارتهای فراوانی به تجهیزات الکتریکی شبکه وارد خواهد نمود. محور بحث این مقاله نیز بررسی این تاثیرات روی حفاظت شبکه به ازاء خطاهای مختلف و محل های مختلف DG ها می باشد.

۲- کارهای پیشین صورت گرفته در این زمینه

مقالات بسیاری در مورد تاثیر DG روی هماهنگی حفاظتی شبکه انجام شده است که در قسمت مراجع آمده است. در مقاله [۷] برخی از تاثیرات DG در یک شبکه بسیار ساده توسط معادلات مداری مورد بررسی قرار گرفته است و البته هیچ گونه تغییری در سایز DG اعمال نشده است. در مقاله [۸] تریپ اشتباه، از دست رفتن منبع اصلی و جلوگیری از بازپست به عنوان سه اثر نامطلوب DG مورد بررسی قرار گرفته است. نویسندگان مقالات [۹] و [۱۰] اثرات تولید پراکنده از نوع سنکرون را در شبکه های فشار متوسط مورد بررسی قرار داده اند. در این مقالات هماهنگی حفاظت های جریان زیاد و کاهش ولتاژ ، با تغییر مکان DG با اندازه مشخص و ثابت ارزیابی شده است. نویسندگان مقالات [۱۱] و [۱۲] و [۱۳] مشکل هماهنگی را برای فیوز و ریکلوزر بررسی نموده اند و نهایت با توجه به معادلات و قیود حفاظت شبکه اندازه ای را برای DG متصل به شبکه پیشنهاد نموده اند که در آن رنج هماهنگی حفاظتی شبکه عملکرد صحیحی دارد. در مقاله [۱۴] یک شبیه سازی دینامیکی برای اتصال دو نوع مختلف DG (سنکرون و آسنکرون) ارائه شده است و به کمک نتایج این شبیه سازی ، با توجه به منحنیهای گشتاور و سرعت روتور در ژنراتور های سنکرون و آسنکرون ، عملکرد سیستم حفاظت مورد ارزیابی قرار گرفته است. این مقاله در مورد از بین رفتن هماهنگی حفاظت اصلی و پشتیبان بحثی صورت نداده است.

در مقاله [۱۵] نویسندگان نرم افزاری ارائه نموده اند که در آن با توجه به "نقطه صفر" در پخش بار ، تاثیرات DG آن روی حفاظت مورد بررسی قرار گرفته است .

در مقالات [۱۶] و [۱۷] تاثیر DG روی هماهنگی های فیوز-فیوز ، فیوز-ریکلوزر با توجه به منحنی عملکرد آنها بررسی شده است . در مقاله [۱۶] توضیحاتی در مورد

RB	۲۶۰۰	۰/۲
RC	۲۹۰۰	۰/۳۵

جدول ۱: تنظیم رله ها و مقادیر اتصال کوتاه شبکه نمونه

۴- شبیه سازی و بررسی حالات مختلف

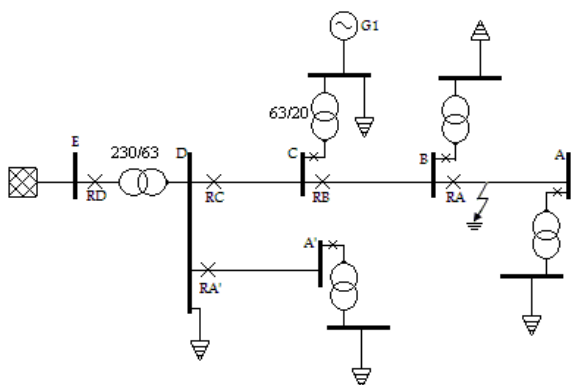
بر اساس شبکه نمونه ارائه شده ، سناریو های مختلفی برای محل DG و محل خطا در نظر گرفته شد و با جمع بندی همه حالات و حذف حالات تکراری نتایج ، سه حالت کلی مورد بررسی قرار گرفته است که در ادامه آمده است.

۴-۱- بررسی هماهنگی رله ها در جریانهای خطای

مستقیم (از شبکه به سمت بارها)

در این بخش هماهنگی رله ها در حضور DG در مورد خطاهایی مورد بررسی شده است که جریان به صورت مستقیم یعنی از شبکه به سمت بارها برقرار است. با حذف حالات تکراری ، سه حالت مورد بررسی قرار گرفته است.

الف) DG پیش از حفاظت اصلی و پشتیبان (اتصال G1 و قطع G2 و G3): نمایی از وضعیت شبکه در این حالت در شکل ۲ آمده است.

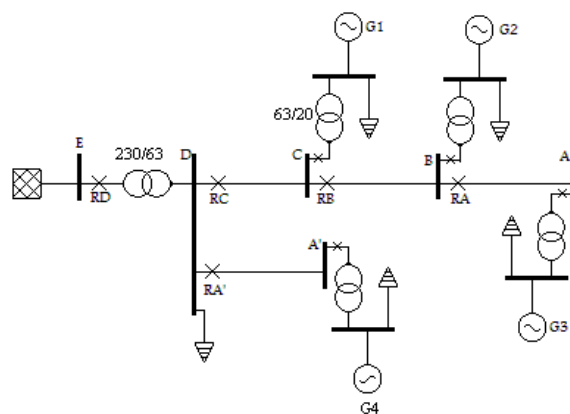


شکل ۲: DG قبل از حفاظت اصلی و پشتیبان (حالت ۴-الف)

در جدول ۲ جریان اتصال کوتاه جدید در مقایسه با حالت اولیه ، زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان و نیز فاصله هماهنگی بین دو رله اصلی و پشتیبان نشان داده شده است . ظرفیت تولید DG1 ، 4MW در نظر گرفته شده است .

جریان اتصال کوتاه عبوری (بدون حضور DG) بر حسب آمپر	۲۳۰۰
--	------

۲۰ کیلوولت را تغذیه می نمایند و طی سناریو های مختلف قطع و وصل خواهند شد . این نیروگاهها ژنراتور سنکرون از نوع PV می باشند . امپدانس ژنراتورها به منظور محاسبات اتصال کوتاه ۱۲٪ در نظر گرفته شده است. امپدانس ترانسفورماتور ۶۳/۲۳۰ برابر ۱۰٪ و امپدانس ترانسهای ۶۳/۲۰ برابر ۸٪ در نظر گرفته شده اند. بارهای در نظر گرفته شده روی شینهای ۲۰ کیلوولت در حدود 7MVA می باشند . همچنین شاخه موازی A'D به منظور بررسی تاثیر DG روی خطوط مجاور دیده شده است.



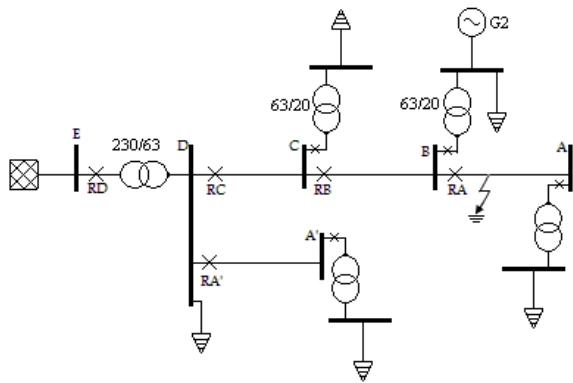
شکل ۱: نمایشی ساده از شبکه نمونه

رله های نشان داده در شبکه ، با فرض عدم حضور کلیه DG ها هماهنگ شده اند . برای هماهنگی رله ها از منحنی کاهش معمولی استفاده شده است . رابطه عملکرد این نوع رله به صورت زیر است :

$$t = \frac{0.14 \times TSM}{\left(\frac{I_F}{I_b}\right)^{0.02} - 1} \quad (1)$$

همچنین فاصله هماهنگی رله اصلی و پشتیبان 0.4 ثانیه در نظر گرفته شده است. جریان خطا به ازاء وقوع در جلوی هر رله و نیز TSM در نظر گرفته شده برای رله ها پس از هماهنگی در جدول ۱ آمده است.

رله	جریان خطا در جلوی رله	TSM
RA	۲۳۰۰	۰/۰۵
RA'	۲۹۰۰	۰/۰۵



شکل ۴: DG بین حفاظت اصلی و پشتیبان

جدول ۳ نتایج شبیه سازی ها در مورد این حالت است :

جریان اتصال کوتاه عبوری (بدون حضور DG)	۲۳۰۰
جریان اتصال کوتاه عبوری از RA در حضور DG	۲۶۰۰
جریان اتصال کوتاه عبوری از RB در حضور DG	۲۲۰۰
زمان عملکرد حفاظت اصلی	۰/۰۹۳
زمان عملکرد حفاظت پشتیبان	۰/۵۰۵
فاصله زمانی حفاظت اصلی و پشتیبان	۰/۴۱۱

جدول ۳: نمایش زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان

همانطور که دیده می شود با گذاشتن DG در محل فوق الذکر ، جریان خطای عبوری از رله اصلی زیاد و جریان عبوری از رله پشتیبان کم می شود و به همین دلیل همانطور که دیده می شود فاصله زمانی دو رله بیش از ۰/۴ ثانیه می شود. در این حالت با وجود اینکه سرعت عملکرد رله پشتیبان کمی پایین می آید ، با این حال هماهنگی بین دو رله برقرار است. با افزایش اندازه DG در این حالت ، زمان عملکرد رله اصلی کمتر و برای رله پشتیبان بیشتر می شود.

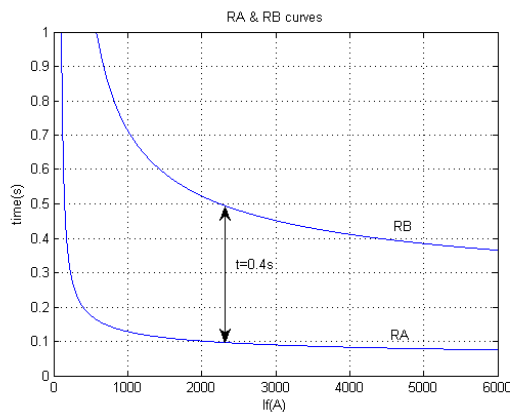
ج) قرار دادن دو DG در شبکه : در اینجا ترکیبی از دو حالت بالا ایجاد کنیم ، به گونه ای که یک DG قبل از حفاظت اصلی و یک DG قبل از حفاظت پشتیبان باشد (مطابق شکل ۵).

جریان اتصال کوتاه عبوری (در حضور DG) (بر حسب آمپر	۲۵۰۰
زمان عملکرد حفاظت اصلی (ثانیه)	۰/۰۹۴
زمان عملکرد حفاظت پشتیبان (ثانیه)	۰/۴۸۲
فاصله زمانی حفاظت اصلی و پشتیبان (ثانیه)	۰/۳۸۷

جدول ۲: نمایش زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان

همانطور که از جدول ۲ پیداست فاصله هماهنگی رله اصلی و پشتیبان به کمتر از مقدار مجاز (۰/۴ ثانیه) رسیده است هماهنگی دو رله از دست رفته است. هر چه اندازه DG را در این حالت افزایش دهیم ، فاصله هماهنگی بیشتر از دست می رود.

با توجه به منحنی رله ها می توان این موضوع را مشاهده نمود. در شکل ۳ منحنی دو رله RA و RB در نرم افزار MATLAB رسم شده است .



شکل ۳: مقایسه منحنی عملکرد RA و RB

همان طور که دیده می شود ، از آنجا که دو رله به ازاء جریان خطا مقابل رله A و بدون حضور DG (۲۳۰۰ آمپر) هماهنگ شده اند ، در حضور DG و به ازاء بیشتر شدن جریان این هماهنگی از دست می رود.

در این حالت چنانچه رله ها را به گونه ای هماهنگ کنیم که در حضور DG حداکثر فاصله هماهنگی را داشته باشند ، مطابق منحنی رله ها در شکل ۳ ، در صورت عدم حضور DG نیز هماهنگی باقی خواهد ماند.

ب) بین حفاظت اصلی و پشتیبان (اتصال G2 و قطع G1 و G3) : نمایی از این حالت در شکل ۴ آمده است.

با توجه به امپدانس DG و ترانسفورماتورها و خط انتقال به کمک جریان تزریقی DG ها طی خطا، می توان اندازه آنها را محاسبه نمود به عنوان مثال چنانچه DG2 برابر ۱۵۰۰ کیلووات باشد، برای اینکه فاصله هماهنگی دو رله از دست نرود DG1 باید حداقل برابر ۱۲۰۰۰ کیلووات باشد. جدول زیر زمان عملکرد رله های A و B را به ازاء دو مقدار ذکر شده برای DG ها نشان می دهد.

جریان اتصال کوتاه عبوری (بدون حضور DG)	۲۳۰۰
جریان اتصال کوتاه عبوری از RA در حضور DG	۳۱۰۰
جریان اتصال کوتاه عبوری از RB در حضور DG	۲۴۰۰
زمان عملکرد حفاظت اصلی (RA)	۰/۰۸۹
زمان عملکرد حفاظت پشتیبان (RB)	۰/۴۸۹
فاصله زمانی حفاظت اصلی و پشتیبان	۰/۴

جدول ۴: نمایش زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان

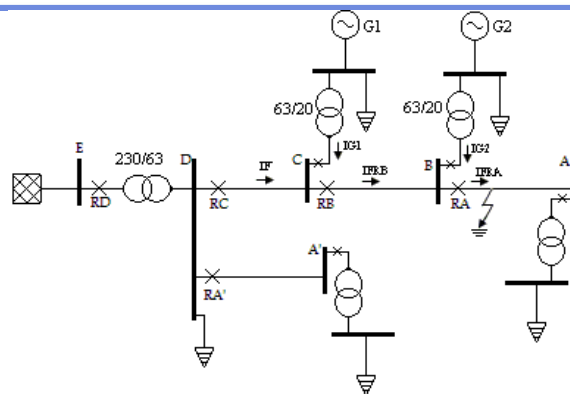
در این بخش چنانچه هماهنگی دو رله از دست برود، می توان با تغییر TSM رله B، به ازاء حضور DG ها، رله ها را هماهنگ نمود. همچنین باید به این نکته توجه نمود که حضور DG بین دو رله (DG2) باعث کاهش جریان بار عبوری از RB می شود. بنابراین برای هماهنگی صحیح در این حالت بهتر است تنظیم جریانی RB با فرض عدم حضور DG2 و برقراری ماکزیمم جریان بار صورت گیرد. گفتنی است چنانچه سه DG نیز داشته باشیم (حضور DG3)، وضعیت مشابهی ایجاد می شود و صرفاً محدوده های تزریق جریانهای DG ها برای ابقاء هماهنگی رله ها تغییر می کند.

۴-۲- بررسی هماهنگی رله ها در جریانهای خطای

معکوس (از DG ها به سمت بارها)

در این بخش هماهنگی رله ها در حضور DG در مورد خطاهایی مورد بررسی شده است که جریان به صورت معکوس یعنی از DG ها به سمت بارها برقرار است. با حذف حالات تکراری، دو حالت مورد بررسی قرار گرفته است.

الف) برقراری جریان معکوس با حضور یک DG: در این حالت که نمایش آن در شکل ۷ رسم شده است، از رله های RA و RB جریان به صورت معکوس عبور می کند. در این



شکل ۵: حضور دو DG در شبکه (حالت ۴-۱ ج)

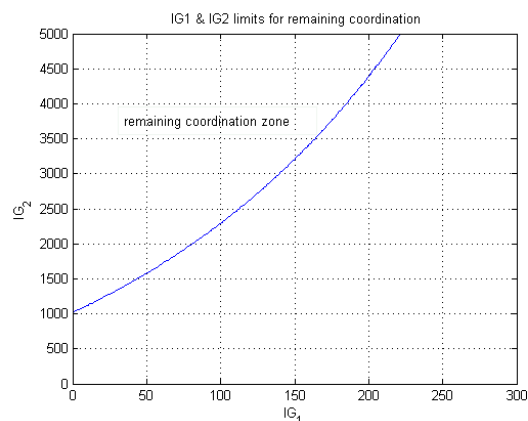
از حالت الف می دانیم گذاشتن DG قبل از حفاظت پشتیبان، موجب افزایش جریان عبوری از دو رله و کاهش فاصله هماهنگی دو رله می شود. از طرفی در حالت ب، گذاشتن DG بین دو رله موجب افزایش فاصله هماهنگی شده است. بنابراین در اینجا مقدار جریان تزریقی توسط DG ها طی اتصال کوتاه تعیین می کند که آیا هماهنگی همچنان برقرار است یا خیر. مقدار این جریانها از روابط زیر بدست می آید.

$$\frac{0.14 \times TSM_B}{\left(\frac{I_{FRB}}{I_{bB}}\right)^{0.02} - 1} - \frac{0.14 \times TSM_A}{\left(\frac{I_{FRA}}{I_{bA}}\right)^{0.02} - 1} \geq 0.4 \quad (2)$$

$$I_{FRB} = I_F + I_{G1} \quad (3)$$

$$I_{FRA} = I_F + I_{G1} + I_{G2} \quad (4)$$

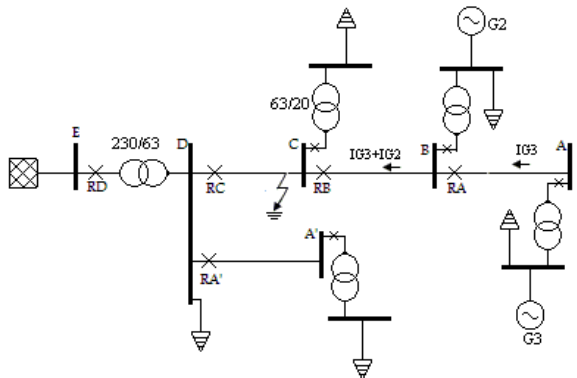
این معادلات دسته ای از نقاط برای جریان تزریقی از سوی DG ها به دست می دهند که در منحنی شکل ۶ رسم شده است.



شکل ۶: محدوده مقدار جریان تزریقی DG ها برای حفظ هماهنگی حفاظتی

ارزیابی اقتصادی برای اضافه نمودن رله های جهت دار صورت پذیرد. ممکن است در حالاتی قطع DGها هنگام وقوع خطا منطقی تر باشد.

(ب) برقراری جریان معکوس با حضور دو DG در شبکه : نمایش این حالت در شکل ۸ آمده است.



شکل ۸: برقراری جریان معکوس با حضور دو DG (حالت ۴-۲ ب)

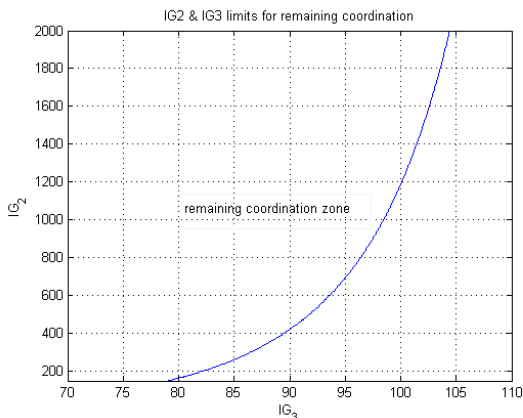
در اینجا با توجه به اینکه در جریان های معکوس RB جریان بیشتری از RA می بیند ، ممکن است بتوان محدوده ای پیدا نمود که این دو رله هماهنگ باشند. به این منظور به ازاء خطا پشت RB باید شرایط زیر برقرار باشد.

$$\frac{0.14 \times TSM_A}{\left(\frac{I_{FRA-b}}{I_{bA}}\right)^{0.02} - 1} - \frac{0.14 \times TSM_B}{\left(\frac{I_{FRB-b}}{I_{bB}}\right)^{0.02} - 1} \geq 0.4 \quad (5)$$

$$I_{FRA-b} = I_{DG3} \quad (6)$$

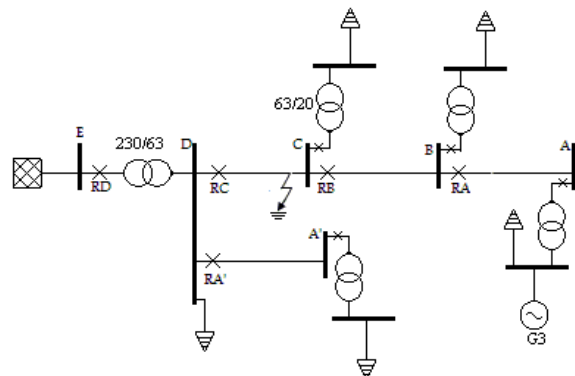
$$I_{FRB-b} = I_{DG2} + I_{DG3} \quad (7)$$

این معادلات دسته ای از نقاط را برای جریانهای تزریقی توسط DGها می دهد که در منحنی شکل ۹ آمده است.



شکل ۹: محدوده مقدار جریان تزریقی DGها برای حفظ هماهنگی حفاظتی

حالت حضور DGها تأثیری در جریان دیده شده توسط رله RC ندارد.



شکل ۷: برقراری جریان معکوس با حضور یک DG (حالت ۴-۲ الف)

نتایج به دست آمده در این حالت در جدول ۵ آمده است.

ظرفیت DG	4MW	10MW
جریان اتصال کوتاه عبوری از RB و RA	-۳۵۰	-۸۴۱
زمان عمل RA	۰/۲۱۴	۰/۱۳۷
زمان عمل RB	۱/۵۶۰	۰/۷۸۵

جدول ۵: نمایش زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان

رله RC موظف است که با عملکرد قطع به موقع ، برای خطای رخ داده شده مانع تزریق جریان از بالادست شود که با توجه به اینکه وجود DG تأثیری در این قضیه ندارد این کار را به خوبی انجام می دهد. اما برای رفع تزریق جریان از سمت DGها هم باید فکری نمود. در اینجا با توجه به شکل ۷ درست این است که برای رفع خطای رخ داده شده RB باید سریعتر از RA عمل نماید ، حال آنکه مطابق جدول ۵ خلاف این امر رخ داده است. در این حالت هماهنگی RA و RB کاملاً از دست رفته و شبکه برای وقوع این خطا به شدت دچار مشکل می شود. در اینجا باید رله ها را به گونه ای هماهنگ نمود که به ازاء جریان اتصال کوتاه مستقیم RB پشتیبان RA باشد و برای جریانهای معکوس RA پشتیبان RB که این امر با توجه به اینکه دو رله در هر دو حالت یک جریان را می بینند ، امکان پذیر نیست.

یک راه حل در این قسمت اضافه نمودن رله های جهت دار به منظور عملکرد صحیح در جریانهای معکوس می باشد. البته با توجه به ظرفیت DGها و توان انتقالی باید یک

در این حالت قصد داریم عملکرد رله های RA و RB و RA' را بررسی نماییم. جدول ۵ نتایج شبیه سازی در این حالت را نشان می دهد. ظرفیت DG ، ۴ مگاوات می باشد.

جریان اتصال کوتاه عبوری از RA و RB	۲۵۰۰
جریان اتصال کوتاه عبوری از رله RA'	۲۶۴
زمان عمل RA	۰/۰۹۴
زمان عمل RB	۰/۴۸۲
زمان عمل RA'	۰/۲۶۴

جدول ۷: نمایش زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان (حالت ۴-۳)

به ازاء خطای نشان داده شده در شکل ۶ ، رله RA اصلی و رله RB پشتیبان آن می باشد. مشکلی که در اینجا پیش می آید عملکرد سریعتر رله RA' نسبت به رله پشتیبان (RB) به ازاء این خطا می باشد. این تریپ اشتباه منجر به جدا شدن بار متصل به شین A' از شبکه قدرت شده و چنانچه سایز DG4 کمتر از مقدار بار متصل به A' باشد موجب بی برق شدن آن می شود. این مشکل نیز با جهت دار در نظر گرفتن رله RA' می تواند رفع شود.

۵- نتیجه گیری و پیشنهادات

در این مقاله حالات مختلفی از حضور DG در شبکه مورد بحث و ارزیابی قرار گرفت ، در نهایت نتایج زیر بدست آمد: (۱) در حالتی که جریان اتصال کوتاه از شبکه به سمت بارها جاری (جریان خطای مستقیم) می شود ، چنانچه DG قبل از رله های پشتیبان و اصلی باشد ، فاصله هماهنگی اصلی و پشتیبان کمتر از حد مجاز خواهد شد و هماهنگی از بین می رود. این مشکل با تغییر تنظیمات رله پشتیبان قابل رفع است. چنانچه DG بین حفاظت اصلی و پشتیبان باشد ، جریان خطای عبوری در رله اصلی افزایش یافته و در رله پشتیبان کاهش می یابد. در این حالت حفاظت اصلی به موقع عمل نموده و حفاظت پشتیبان کمی با تاخیر بیشتری عمل می کند ، اما در نهایت هماهنگی رله ها از بین نمی رود. چنانچه دو DG بین حفاظت اصلی و پشتیبان و پیش از حفاظت پشتیبان در شبکه باشد، می توان محدوده ای برای مقدار DG ها تعیین نمود که هماهنگی رله ها برقرار بماند و در سایر مقادیر DG ها هماهنگی از دست می رود.

(۲) در حالتی که جریان اتصال کوتاه معکوس برقرار شود، در حضور یک DG پس از حفاظت اصلی هماهنگی کاملاً از

از طریق حل معادلات رله ها و وارد نمودن امپدانسهای ژنراتور ، کابل و ترانسفورماتور ، در صورتی که DG1 را برابر ۱۰۰۰ کیلو وات در نظر بگیریم، چنانچه DG2 بزرگتر از ۱۲۰۰۰ کیلووات باشد هماهنگی بین دو رله برقرار خواهد شد. جدول زیر نمایانگر این موضوع می باشد.

جریان اتصال کوتاه عبوری از RA	-۹۰
جریان اتصال کوتاه عبوری از RB	-۶۰۰
زمان عملکرد حفاظت اصلی (RA)	۱/۴۰۵
زمان عملکرد حفاظت پشتیبان (RB)	۰/۹۷۲
فاصله زمانی حفاظت اصلی و پشتیبان	۰/۴

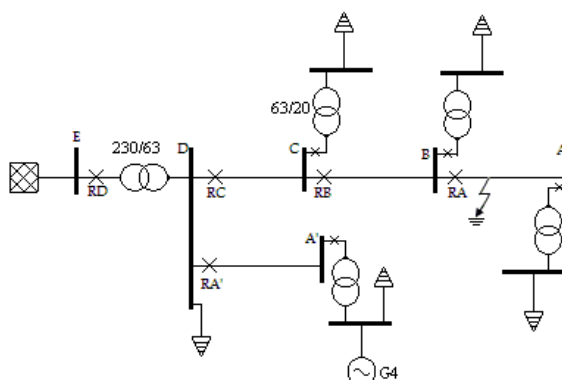
جدول ۶: نمایش زمان عملکرد رله های اصلی و پشتیبان

البته یافتن مقادیری از DG که باعث از دست رفتن هماهنگی نمیشود ، صرفاً به منظور بررسی کامل تاثیرات تولید پراکنده بر حفاظت بوده و در هر حال در صورت ورود این نیروگاهها به شبکه فکری برای حفاظت نمود. در این بخش نیز همچون قسمت قبل ، استفاده از رله های جهت دار اجتناب ناپذیر است.

در صورتی که DG1 نیز متصل باشد (حضور سه DG در شبکه) ، وضعیت مشابه همین حالت رخ می دهد و صرفاً محدوده جریان های تزریقی توسط DG برای باقی ماندن هماهنگی متفاوت خواهد بود.

۴-۳-۴ DG در فیدر مجاور محل وقوع خطا

علاوه بر آنچه که در بالا گفته شد حالت خاص دیگری نیز وجود دارد. نمایی از این حالت در شکل ۱۰ ترسیم شده است.



شکل ۱۰: DG در فیدر مجاور محل وقوع خطا (حالت ۴-۳)

- [9]. F.A. Viawan, M. Reza, "The impact of synchronous distributed generation on voltage dip and over-current protection coordination", 2005 International Conference on Future Power Systems, 16-18 Nov. 2005.
- [10]. Y. Baghzouz, "Voltage Regulation and Over-current Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation - A Case Study", HICSS, Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 03-06 Jan. 2005.
- [11]. S. Chaitusaney, A. Yokoyama, "Impact of protection coordination on sizes of several distributed generation sources", The 7th International Power Engineering Conference (IPEC), Vol. 2, pp. 669-674, 29 Dec., 2005.
- [12]. Lu, Yuping, Hua, Lidan, Wu, Jiapos, an, Wu, Gang, Xu, Guangting, "A Study on Effect of Dispersed Generator Capacity on Power System Protection", Power Engineering Society General Meeting, IEEE, pp. 1-6, 24-28 June 2007.
- [13]. A. Fazanehrafat, S.A.M. Javadian, S.M.T. Bathaee, M.R. Haghifam, "Maintaining The Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems in Presence of DG by Determining DG's Size", IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP2008) , pp.132-137, 17-20 March 2008.
- [14]. D.A.M. Geldtmeijer, F. Provoost, J.M.A. Myrzik, W.L. Kling, "Transient Short-Circuit Behavior of Distributed Energy Sources and Their Influence on Protection Coordination", Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, UPEC'06, Vol. 2, pp. 536-539, 6-8 Sept. 2006.
- [15]. T.M. de Britto, D.R. Morais, M.A. Marin, J.G. Rolim, H.H. Zurn, R.F. Buendgens, "Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks", Transmission and Distribution Conference and Exposition, Latin America, IEEE/PES, pp. 623-628, 8-11 Nov. 2004.
- [16]. A. Girgis, S. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System", Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE), pp. 115-119, 2001.
- [17]. T. Ackermann, V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects", Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Asia Pacific, IEEE/PES, 2002.

بین خواهد رفت. در صورتی که دو DG در شبکه باشد (پس از حفاظت اصلی و نیز بین حفاظت اصلی و پشتیبان) می توان محدوده ای برای مقدار DG ها تعیین نمود که هماهنگی رله ها برقرار بماند و در سایر مقادیر DG ها هماهنگی از دست می رود. در این حالات گذاشتن رله های جهت دار در صورت داشتن صرفه اقتصادی اجتناب ناپذیر است.

۳) چنانچه DG در فیدر مجاور محل خطا باشد، در صورت عدم عملکرد رله اصلی، به علت تنظیمات قبلی، رله موجود در فیدر دارای DG از رله پشتیبان سریعتر عمل کرده و منجر به صدور تریپ اشتباه می شود و موجب بی برق شدن بخشی از شبکه خواهد شد.

۴) با توجه به نیاز به تغییر تنظیمات رله ها در اثر حضور تولید پراکنده، طراحی یک طرح تطبیقی برای حفاظت شبکه متناسب با مقدار DG های موجود در شبکه، می تواند منجر به رفع سریعتر خطاها شود. ارائه چنین طرحی می تواند در مقالات بعدی مورد توجه باشد.

مراجع

- [1]. IEEE Standard for interconnecting distributed resource with Electric power system, IEEE Standard 1547-2003, pp. 1-16, 2003.
- [2]. The Electric power research institute (EPRI), Distributed generation : a definition, "in Proc. IEEE Electric power system Research, vol. 57, pp.195-204, 2001.
- [3]. N. Jenkins, "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system", CIGRE study Committee. No. 37, Final Rep, 2003.
- [4]. A. Chambers, S. Hamilton, B. Schnoor, "Distributed generation : A nontechnical guide", Tulsa, Oklahoma : PennWell Corporation, 2001.
- [5]. P.P. Barker and R.W.D. Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems", IEEE/Power Eng. Soc. Summer Meeting, Vol. 3, pp. 1645-1656, 2000.
- [6]. N. Jenkins et al., "Embedded generation", IEE, 2000.
- [7]. M.T. Doyle, "Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection", Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Vol. 1, pp. 103-105, 25-25 July 2002.
- [8]. K. Kauhaniemi, L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks", Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection, Vol. 1, pp. 315-318, 5-8 April 2004.