



Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article

(2023) 2(1):53-76

Fault Current Control of Distributed Generations Equipped with Synchronous Generator to Coordinate Protective Relays

Aslan Sanei¹, M.Sc., Esmail Rokrok², Assistant Professor, Farhad Namdari², Professor¹Department of Electrical Engineering, Najaf Abad Branch, Islamic Azad University, Isfahan, Iran²Department of Engineering, Lorestan University, Khorramabad, Iran

Abstract:

The presence of distributed generation sources (DGs) will affect the extent and duration of system failures. This will inevitably require the need to review the functioning of the system of protection and re-coordination of the relevant equipment. Because the lack of an appropriate coordination between the DG units connected to a distribution system could lead to the exchange of power between these units and the system's instability, improper operation of the system of protection or the unintended islanding of a part of the system. Due to the fact that synchronous machine type DGs (SMDGs) are the most problematic for system coordination (over-current relays) than other types of DGs; in this paper, controlling the output current of generators Synchronization is proposed by tap changer of the transformer connected to it. In this method, the SMDG's participation in the flow of error is limited by the control of the pincer. Before the fault occurred and in accordance with the system conditions, the transformer tapping device connected to the synchronous generator has been changed and it reduces the flow during an error. This strategy, in addition to reducing the generation error of the generators and transformer assembly installed as a dispersed generation source, also increases the permeability coefficient of these sources. The proposed technique is implemented on a sample distribution system in the ETAP software; the results of the simulation show the effectiveness of the proposed method.

Keywords: Distribution network, Distributed generation, Synchronous generator, Tap-changer of transformer, Over-current relay.

Received: 08 October 2022**Revised:** 06 December 2022**Accepted:** 18 December 2022**Corresponding Author:** Dr. Esmail Rokrok, rokrok.e@lu.ac.irDOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.1969031.1041>



مقاله پژوهشی

فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

کنترل جریان خطای تولیدات پراکنده مجهز به ژنراتور سنکرون به منظور هماهنگی رله‌های حفاظتی

اصلان صانعی^۱، کارشناسی ارشد، اسماعیل رکرک^۲، استادیار، فرهاد نامداری^۳، استاد

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، اصفهان، ایران

۲ دانشکده مهندسی برق، دانشگاه لرستان، خرم آباد، ایران

چکیده: حضور گسترده تولیدات پراکنده (DG) با بالا بردن سطح اتصال کوتاه، باعث از بین رفتن هماهنگی ادوات حفاظتی در سیستم توزیع می‌شود. با توجه به این که DGهای از نوع ماشین سنکرون (SMDG) بیشترین مشکل را برای هماهنگی سیستم (رله-های اضافه جریان) ایجاد می‌کنند؛ در این مقاله کنترل جریان خروجی ژنراتورهای سنکرون توسط تغییر تپ‌چنجر ترانسفورماتور متصل به آن، هنگام وقوع خطا پیشنهاد شده است. در این روش، مشارکت SMDGها در تغذیه‌ی جریان خطا، با کنترل تپ‌چنجر، محدود می‌شود. قبل از وقوع خطا و متناسب با شرایط سیستم، تپ‌چنجر ترانسفورماتور متصل به ژنراتور سنکرون تغییر کرده و باعث کاهش جریان در هنگام بروز خطا می‌شود. روش پیشنهادی روی یک سیستم توزیع نمونه در ETAP پیاده‌سازی شده است؛ نتایج حاصل از شبیه‌سازی، کارایی روش پیشنهادی را تأیید می‌کند.

واژه‌های کلیدی: شبکه توزیع، تولید پراکنده، ژنراتور سنکرون، تپ‌چنجر ترانسفورماتور، رله‌های اضافه جریان

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۰۷/۱۶

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۹/۱۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۹/۲۷

نویسنده‌ی مسئول: دکتر اسماعیل رکرک، rokrok.e@lu.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.1969031.1041>



در چند سال اخیر ساختار سنتی سیستم‌های انرژی الکتریکی دست خوش تغییرات کمی و کیفی در زمینه‌های گسترده‌ای شده‌اند. از جمله این تغییرات که فراتر از حوزه برق هم می‌باشد، می‌توان به ملاحظات زیست محیطی، ایجاد بازارهای برق، بهره‌مندی از انرژی‌های تجدیدپذیر و همچنین افزایش رضایتمندی مشترکین اشاره نمود. این مسایل زمینه‌ساز حضور منابع تولید پراکنده (DG) در شبکه‌های توزیع بوده است. این منابع، نیروگاه‌های کوچک و غیرمتمرکز با توان تولیدی چند کیلووات تا چند مگاوات هستند که معمولاً در سمت بارهای شبکه، به سیستم توزیع متصل می‌شوند [۴-۱].

منابع تولید پراکنده با اتصال به شبکه‌های توزیع که عموماً دارای ساختار شعاعی هستند، این سیستم را به شبکه‌ای از چند سو تغذیه تبدیل می‌کند. بنابراین حضور منابع DG، موجب تغییر پروفایل جریان عبوری از شبکه خواهد شد. از این رو علی‌رغم وجود مزایای فراوان منابع تولید پراکنده برای سیستم قدرت، این منابع می‌توانند یک سری نگرانی‌هایی نیز برای شبکه به همراه داشته باشند. شرایط وقوع خطا در شبکه در حضور منابع پراکنده از جمله این نگرانی‌ها به شمار می‌آید. نرخ تغییر جریان در شرایط خطا وابسته به اندازه توان تولیدی منابع تولید پراکنده می‌باشد. بنابراین می‌توان گفت منابع تولید پراکنده عملکرد سیستم حفاظتی شبکه را تحت تأثیر قرار داده، منجر به اختلال در عملکرد هماهنگ سیستم حفاظتی می‌گردند. همچنین موجب تعویض عناصر اصلی و تغییر در ساختار شبکه، به علت تغییر مقادیر نامی تجهیزات می‌شود [۸-۵].

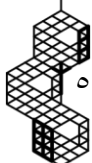
تولیدات پراکنده را می‌توان به سه دسته کلی ژنراتورهای القایی، ژنراتورهای مبتنی بر اینورتر و ژنراتورهای سنکرون تقسیم نمود. ژنراتورهای القایی معمولاً از ظرفیت کمی برای تولید توان برخوردار هستند. این نوع منابع، در هنگام تولید توان اکتیو، برای تأمین توان راکتیو به یک منبع خارجی، نیاز دارند. ژنراتورهای القایی جریان خطا را فقط برای چند سیکل، تغذیه کرده و تأثیر چندانی در برهم زدن هماهنگی ادوات حفاظتی در شبکه‌های توزیع ندارند [۹، ۱۰]. منابع مبتنی بر اینورتر ولتاژ DC و یا ولتاژ AC با یک فرکانس خاص را به ولتاژ و فرکانس نامی شبکه تبدیل می‌کنند. این منابع جریان خطا را به اندازه ۱ تا ۲ پریونیت تغذیه می‌کنند که غالباً نمی‌تواند سبب از دست رفتن هماهنگی سیستم حفاظتی شبکه گرد [۹، ۱۰] د. ژنراتورهای سنکرون که توانایی تولید هر دو نوع توان اکتیو و راکتیو را دارند، جریان خطایی بین ۲ تا ۵ برابر جریان نامی در شرایط وقوع خطا به شبکه تزریق می‌کنند [۹، ۱۰]. از این رو نسبت به سایر منابع تولید پراکنده می‌توانند در از دست رفتن هماهنگی حفاظتی در شبکه‌های توزیع تأثیر گذارتر باشند. با در نظر گرفتن جریان خطای منابع تولید پراکنده، حضور گسترده‌ی این منابع می‌تواند سبب افزایش مشکلات مربوط به سیستم حفاظتی شده که از مهمترین آنها می‌توان به دو مورد زیر اشاره نمود.

الف- از دست رفتن هماهنگی ادوات حفاظتی [۱۱].

ب- تجاوز جریان خطا از محدوده عملکرد مجاز در تجهیزات جداکننده (کلید قدرت) [۱۲].

به منظور کاهش اثر منابع تولید پراکنده بر روی سیستم حفاظت شبکه توزیع در مقالات متعددی روش‌های مختلفی ارائه شده است. از جمله این راه‌کارها می‌توان به چند مورد اشاره کرد.

- تخلیه میدان تحریک ژنراتور سنکرون برای محدود کردن جریان خطای آن [۱۳]. در این روش جریان خطای سیستم تولید پراکنده محدود می‌شود و در نتیجه از تأثیر خطا بر روی حفاظت اضافه جریان شبکه جلوگیری می‌شود که این روش با تجهیز ژنراتور به یک مدار دشارژ میدان مبتنی بر سوئیچ‌های استاتیکی پیاده‌سازی می‌گردد. اضافه کردن سوئیچ‌های استاتیکی و امان دشارژ جهت تخلیه میدان تحریک، سبب افزایش هزینه می‌شود. همچنین عملکرد آن به دلیل تأخیر در دشارژ سیم‌پیچ میدان تحریک دقت بالایی ندارد. علاوه بر این با توجه به محدود بودن ولتاژ قابل تحمل توسط سیم‌پیچ میدان تحریک در زمان تخلیه‌ی سیم پیچ مذکور، این روش برای ماشین‌های تولید پراکنده سنکرون با ظرفیت تولیدی بالا کارایی چندانی ندارد.
- استفاده از برخی از روشهای حفاظت تطبیقی که این روشها معمولاً در میکروگریدها مورد استفاده قرار می‌گیرد و نیازمند زیرساخت مخابراتی وسیع و یک واحد محاسبه سریع است [۱۴]. بنابراین علاوه بر پرهزینه بودن اجرای روش پیشنهادی، به دلیل اینکه عملکرد سیستم حفاظتی وابسته به بستر مخابراتی می‌باشد، می‌تواند قابلیت اطمینان شبکه را کاهش دهد.
- جدا سازی منابع تولید پراکنده در لحظه وقوع اتصال کوتاه [۱۵]. در این روش، پیش از اینکه سیستم حفاظتی خطا را در شبکه تشخیص داده و آن را برطرف نماید، منابع DG از مدار خارج می‌شوند. بنابراین سیستم حفاظتی می‌تواند مشابه زمانی که این





منابع در شبکه حضور نداشتند، عملکرد مناسب خود را داشته باشد. اما این روش می‌تواند مطلوب نباشد. به عبارت دیگر برای عملکرد سریع سیستم حفاظتی نظیر طرح‌های مبتنی بر به کارگیری منحنی سریع ریکلوزر، قابل پیاده‌سازی نیست. به علاوه خروج منابع، موجب افزایش ناراضی‌های سرمایه‌گذاران آنها شده و همچنین مسأله وصل مجدد منابع DG نیازمند ملاحظات خاص خود می‌باشد.

- محدود کردن ظرفیت منابع DG [۱۶-۱۸]. در این روش با در نظر گرفتن شاخص هماهنگی^۱ (PCI)، باسبارها برای نصب منابع DG اولویت‌بندی می‌شوند. سپس حداکثر ظرفیت DG در باسبارها بر اساس اولویت، به‌گونه‌ای انتخاب می‌شود که بازه‌ی زمانی مجاز^۲ (CTI)، بین زمان عملکرد تمام رله‌های اصلی و پشتیبان شبکه از مقدار مشخصی کمتر نشود. در این صورت حضور منابع DG در شبکه محدود شده که ممکن است موجب اختلال در شرایط بهره‌برداری عادی و افت ولتاژهای ناشی از افزایش بار در شبکه گردد.

- استفاده از محدودکننده‌های جریان خطا^۲ (FCL) که به دو روش پیشنهاد شده است. روش اول قرار دادن FCL در حالت سری با شبکه قدرت می‌باشد [۱۹-۲۱]. در این حالت تنظیم هماهنگی رله‌ها به دلیل این که حضور منابع DG در سیستم به صورت قطعی مشخص نبوده و همچنین مشارکت سیستم اصلی نیز محدود است، کار مشکلی است. روش دوم که به کارگیری FCL به صورت سری با هر DG می‌باشد، با توجه به پرهزینه بودن FCLها و تحمیل هزینه‌های اضافی به مالکان منابع تولید پراکنده و یا شبکه، چندان مطلوب نمی‌باشد.

- اصلاح سیستم حفاظت شبکه توزیع [۲۲]. به این ترتیب که تمامی عناصر حفاظتی شبکه دوباره بررسی شده و برای شرایط جدید تنظیم می‌شوند. در این روش باید در نظر داشت که تعداد تجهیزات حفاظتی در یک شبکه توزیع گسترده بسیار زیاد بوده و برای ایجاد هماهنگی نیاز به دستگاه‌های تنظیم‌کننده‌ی رله‌های حفاظتی و مراحل پیچیده‌ای خواهد بود که ممکن است افزایش هزینه و زمان را به همراه داشته باشد.

این مقاله یک روش جدید برای سازگاری بیشتر منابع تولید پراکنده سنکرون با شبکه‌های توزیع از طریق کاهش تأثیر نامطلوب این منابع بر روی سیستم حفاظت ارائه می‌کند. با کنترل جریان خروجی منبع تولید پراکنده در شبکه توزیع از ایجاد ناهماهنگی در سیستم حفاظتی جلوگیری می‌کند. این کار به وسیله تپ ترانسفورماتور متصل به ترمینال خروجی ژنراتور سنکرون محقق می‌گردد. در مقایسه با روش‌هایی که در بالا به آن اشاره شد، بدون تحمیل نمودن هزینه‌های اضافی به شبکه و اصلاح سیستم حفاظتی، در شرایط حضور منابع تولید پراکنده با ضریب نفوذهای مختلف هماهنگی حفاظتی حفظ می‌گردد.

در بخش دوم مقاله، سیستم حفاظتی شبکه در حضور منابع تولید پراکنده بررسی و در بخش سوم وضعیت هماهنگی حفاظتی برای مکانهای مختلف نصب منبع تولید پراکنده‌ی سنکرون در شبکه ارزیابی می‌گردد. سپس کنترل تپ‌چنجر ترانسفورماتور در بخش چهارم مطرح می‌شود. در ادامه در بخش‌های پنجم و ششم پس از یک تحلیل جامع شامل بررسی جریان خطای ژنراتور سنکرون قبل و بعد از تغییر در سیم‌پیچ ترانسفورماتور، ایده اصلاح تپ‌چنجر ترانسفورماتور و تأثیر آن بر روی شبکه بیان می‌شود. نتایج شبیه سازی در بخش هفتم قابل مشاهده بوده و در انتها، در بخش هشتم نتیجه‌گیری ارائه شده است.

۲- سیستم حفاظتی شبکه توزیع در حضور منابع تولید پراکنده

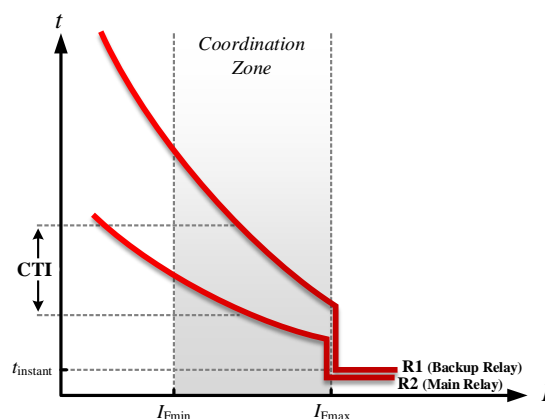
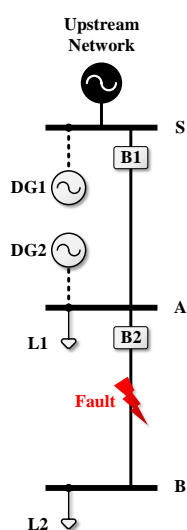
هنگامی که منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع متصل می‌شوند، سطح جریان اتصال کوتاه در شبکه تغییر می‌کند. از آنجایی که در طراحی سیستم حفاظتی، هدف، به حداقل رساندن زمان برطرف سازی خطا و همچنین کاهش نواحی بی‌برق شده در اثر وقوع خطا می‌باشد، تغییر جریان اتصال کوتاه در شبکه می‌تواند موجب اختلال در عملکرد سیستم حفاظتی و فاصله گرفتن طراحی اولیه سیستم حفاظتی از هدف اصلی خود بشود.

در زمان عدم حضور منابع تولید پراکنده در شبکه توزیع، مطابق با طراحی متداول سیستم حفاظتی در آن شبکه، بین تجهیزات حفاظتی نصب شده هماهنگی برقرار می‌باشد. سیستم حفاظتی شبکه توزیع، عبور جریان خطا را در شبکه تشخیص می‌دهد و به ازای حداقل و حداکثر جریان اتصال کوتاه عبوری از پیش تعیین شده از تجهیزات حفاظتی یعنی $[I_{Fmin}, I_{Fmax}]$ ، متناسب با ناحیه حفاظتی خود عملکرد مناسبی خواهد داشت. به عبارت دیگر در این بازه‌ی جریانی مطابق شکل (۱)، تجهیزات حفاظتی با هم هماهنگ عمل می‌کنند. در شرایطی که جریان عبوری از تجهیزات حفاظتی خارج از محدوده مجاز $[I_{Fmin}, I_{Fmax}]$ واقع شود، می‌تواند منجر به



ناهماهنگی در عملکرد سیستم حفاظتی شبکه گردد. کلیدهای B1 و B2 در شبکه نمونه شکل (۲)، هر دو با رله‌های اضافه جریان تجهیز شده‌اند و منحنی رله‌ی اضافه جریان (۱) مربوط به کلید B1 و منحنی اضافه جریان (۲) مربوط به کلید B2 می‌باشد که به ترتیب حفاظت پشتیبان و حفاظت اصلی هستند و در شکل (۱) به خوبی قابل مشاهده است.

هنگامی که در یک شبکه توزیع با ساختار شعاعی مطابق شکل (۲)، منابع تولید پراکنده نصب می‌گردند، بسته به مکان نصب آنها جریان عبوری از تجهیزات حفاظتی شبکه متفاوت خواهد بود. حضور منبع تولید پراکنده در بالادست یک تجهیز حفاظتی (قبل از کلید B1 در شکل (۲))، موجب افزایش جریان خطای عبوری از آن تجهیز می‌شود. همان گونه که در بخش قبل به آن اشاره شد، اگر این افزایش جریان از مقدار نهایی I_{Fmax} فراتر رود، می‌توان گفت که حضور منبع DG سبب به وجود آمدن ناهماهنگی در سیستم حفاظتی شبکه شده است. اما فرار گرفتن منبع تولید پراکنده در پایین دست تجهیز حفاظتی (بعد از کلید B1 در شبکه نمونه شکل (۲))، سبب کاهش جریان عبوری از آن می‌شود. و در شرایطی که با حضور منبع DG، جریان تجهیز حفاظتی کمتر از مقدار I_{Fmin} شود، کلید B1 به عنوان حفاظت پشتیبان امکان عملکرد خود را از دست داده و هماهنگی میان تجهیزات حفاظتی از دست می‌رود.



شکل (۲): شمای تک خطی شبکه توزیع نمونه در حضور منابع تولید پراکنده

شکل (۱): مشخصه‌های حفاظتی رله‌های اضافه جریان

فرار گرفتن منابع تولید پراکنده در ابتدای فیدر و در بالادست حفاظت پشتیبان، موجب افزایش جریان خطای عبوری از هر دو رله‌ی اصلی و پشتیبان می‌شود. بر اساس مشخصه حفاظتی شکل (۱)، در صورتی که اندازه‌ی جریان خطای عبوری از رله پشتیبان به جریان لحظه‌ای تنظیم شده بر روی آن برسد، حضور منبع DG موجب عملکرد رله پشتیبان در حالت لحظه‌ای و هم‌زمان با رله اصلی می‌گردد. این اختلال در زمان‌های عملکرد رله‌های اصلی و پشتیبان نشان دهنده‌ی از دست رفتن هماهنگی میان دو رله خواهد بود [۲۳] و [۲۶،۲۷].

حضور منبع تولید پراکنده در بین رله‌های اصلی و پشتیبان، باعث افزایش جریان خطای دیده شده توسط رله اصلی و کاهش جریان خطای رله پشتیبان خواهد شد. در این حالت حاشیه هماهنگی میان دو رله با کاهش زمان عملکرد رله اصلی و افزایش زمان عملکرد رله پشتیبان، بیشتر می‌شود. اگر افزایش حاشیه زمانی میان رله‌های اصلی و پشتیبان در بازه جریانی $[I_{Fmin}, I_{Fmax}]$ واقع شود، حضور منابع DG نه تنها موجب ناهماهنگی نمی‌شود، بلکه با ایجاد یک حاشیه زمانی مناسب برای عملکرد رله‌ها موجب بهبود عملکرد سیستم حفاظتی می‌گردد. اما زمانی که جریان عبوری از رله‌ی پشتیبان از حداقل جریان مجاز خود یعنی I_{Fmin} کمتر شود، زمان عملکرد آن به اندازه‌ای افزایش می‌یابد که خارج از محدوده عملکرد رله به عنوان حفاظت اضافه جریان پشتیبان بوده و در ناحیه اضافه بار عمل می‌کند. این مسأله در شرایطی که هنوز در شبکه خطا وجود داشته، رخ داده و بنابراین یک ناهماهنگی در سیستم حفاظتی شبکه به شمار می‌آید.



مطابق با هر دو شرایط قرار گیری منابع تولید پراکنده در بالادست و یا مابین دو رله اصلی و پشتیبان، مکان نصب و ضریب نفوذ منابع می‌تواند تعیین کننده شرایط حفظ و یا از دست رفتن هماهنگی حفاظتی باشد. برای شبکه شکل (۲)، جریان خطای عبوری از شبکه در زمان عدم حضور منابع DG برابر I_F می‌باشد. این جریان با توجه به ساختار شعاعی شبکه توزیع، به طور یکسان از هر دو رله اصلی و پشتیبان عبور می‌کند. زمانی که منبع تولید پراکنده در شبکه قرار می‌گیرد، جریان عبوری از رله اصلی برابر I_M و جریان رله پشتیبان برابر I_B می‌باشد. برای شرایطی که منابع DG مابین رله‌ها قرار داشته باشند، رابطه‌ی جریانی $I_B < I_F < I_M$ برقرار خواهد بود. با نزدیک شدن مکان نصب منبع تولید پراکنده به رله‌ی پشتیبان، تأثیر آن بر روی جریان عبوری از حفاظت اصلی کمتر شده و اثر بیشتری بر روی جریان عبوری از رله پشتیبان خواهد داشت. در اینجا منظور از تأثیر، انحراف از جریان تنظیم شده در رله‌ی اضافه جریان می‌باشد. این انحراف جریانی می‌تواند هم در جهت افزایش و هم در جهت کاهش جریان باشد. در شرایطی که منابع در بالادست رله پشتیبان نصب شوند، رابطه جریانی $I_F < I_M = I_B$ برقرار می‌باشد. در این شرایط با نزدیک شدن منبع DG به شبکه بالادست، کمترین تأثیر را بر روی جریان عبوری از هر دو رله اصلی و پشتیبان داشته و زمانی که به مکان نصب رله پشتیبان نزدیک می‌شود، بیشترین انحراف جریانی را بر روی رله‌ها ایجاد می‌کند. به علاوه، با افزایش ضریب نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه، اثر جریانی این منابع در انحراف جریان عبوری از رله‌های اصلی و پشتیبان بیشتر می‌شود. بنابراین می‌توان گفت در نظر گرفتن اثر همزمان افزایش ضریب نفوذ منابع DG و همچنین نصب این منابع در نقاط با تأثیر بیشتر بر روی سیستم حفاظتی، احتمال از دست رفتن هماهنگی را افزایش می‌دهد. در چنین شرایطی، بازیابی هماهنگی حفاظتی نیازمند راهکاری به منظور حذف و یا کاهش اثر منابع تولید پراکنده بر روی سیستم حفاظتی می‌باشد.

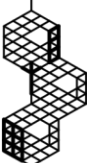
۳- وضعیت هماهنگی حفاظتی برای مکانهای مختلف نصب منبع تولید پراکنده‌ی سنکرون در شبکه

در این قسمت فرض می‌کنیم که در مرحله طراحی شبکه، امکان تعیین مکان نصب برای منبع DG در هر نقطه از فاصله‌ی بین دو تجهیز حفاظتی وجود دارد. در این شرایط تعیین مکان نصب DG در فاصله‌ی مذکور برای کاهش جریان اتصال کوتاه در سیستم شبکه توزیع اهمیت ویژه‌ای دارد. برای درک بهتر موضوع، شبکه توزیع شکل (۲) که دارای آرایش شعاعی است را در نظر می‌گیریم. مطابق این شکل حفاظت فیدر از دو رله‌ی اضافه جریان R1 و R2 که هر کدام به عنوان حفاظت اصلی خطوط در نظر گرفته شده، تشکیل شده است. هر رله در زون اصلی، وظیفه‌ی حفاظت از فیدر مربوط به خود را دارد. همچنین رله‌ی R1 به عنوان پشتیبان رله‌ی پایین دست خود یعنی رله R2 نیز محسوب شده و در صورت عملکرد نادرست رله‌ی پایین دست، پس از یک حاشیه زمانی مناسب عمل می‌کند. رله‌ها از نوع زمان معکوس بوده، منحنی مشخصه‌ی زمان - جریان آنها مطابق شکل (۱) می‌باشد. ملاحظه می‌شود که بین زمان عملکرد هر دو رله یک حاشیه زمانی مجاز (CTI) به منظور عملکرد هماهنگ در شرایط وقوع خطا در نظر گرفته شده است. در واقع عملکرد جفت رله‌ها به عنوان حفاظت‌های اصلی و پشتیبان با هم هماهنگ می‌باشد. خطای در نظر گرفته شده برای شبکه شکل (۲) در فاصله‌ی نزدیک رله‌ی R2 می‌باشد. بنابراین این رله به عنوان حفاظت اصلی و رله‌ی R1 به عنوان حفاظت پشتیبان آن در نظر گرفته می‌شود.

در ابتدا فرض می‌کنیم زمانی که منبع تولید پراکنده در شبکه حضور ندارد، جریان خطای شبکه برابر با I_{Fault} است. هنگامی که یک DG در شبکه‌ی توزیع، در باس بالادست رله‌ی R1 نصب شود و اتصال کوتاهی مطابق شکل (۲) در شبکه رخ دهد، جریان عبوری از نقطه‌ی خطا متناسب با امپدانس بین شبکه و منبع تولید پراکنده افزایش می‌یابد. بنابراین چون مقداری از جریان خطا توسط DG تأمین می‌گردد، متناسب با امپدانس بین DG و نقطه‌ی خطا، جریان تزریقی از سمت شبکه‌ی توزیع بالادست کاهش می‌یابد. روابط مربوط به جریان رله‌های R1 و R2 به صورت زیر است.

$$I_{R1} = I_{Fault} - \left(\frac{Z_{DG-Fault}}{Z_{source-Fault}} \right) I_{DG\ Fault} \quad (1)$$

$$I_{R2} = I_{Fault} + \left(\frac{Z_{Source-DG}}{Z_{source-Fault}} \right) I_{DG\ Fault} \quad (2)$$



که در این روابط $Z_{DG-Fault}$ امپدانس بین منبع تولید پراکنده تا نقطه‌ی وقوع خطا، $Z_{Source-DG}$ امپدانس بین شبکه تا منبع تولید پراکنده و $Z_{source-Fault}$ امپدانس کل دیده شده از شبکه تا نقطه‌ی وقوع خطا می‌باشد. $I_{DG Fault}$ جریان حالت خطای منبع تولید پراکنده است.

با توجه به دو رابطه (۱) و (۲)، با نزدیک شدن منبع تولید پراکنده به نقطه‌ی خطا و همچنین با افزایش توان منبع تولید پراکنده، جریان خطا افزایش پیدا می‌کند. بنابراین برای کاهش جریان خطا باید تا حد امکان محل نصب منبع تولید پراکنده را به شبکه‌ی بالادست نزدیک کرد. با در نظر گرفتن شکل (۲) مشاهده می‌شود که بهترین موقعیت روی خط ۱، نزدیک به رله‌ی R1 می‌باشد. در شرایطی که تعداد DGها بیشتر از یکی باشد باید گفت که بهترین حالت این است که ضریب پراکندگی منابع تولید پراکنده در نزدیکی رله‌ی R1 بیشتر باشد. بر این اساس چند نکته حائز اهمیت می‌باشد.

الف- مطالبی که در بالا اشاره شد، اهمیت موضوع بازیابی هماهنگی را در شرایط حضور منابع تولید پراکنده مبتنی بر ژنراتور سنکرون، نسبت به سایر منابع تولید پراکنده نشان می‌دهد.

ب- در مواردی که نسبت ظرفیت نصب شده منبع تولید پراکنده به توان شبکه‌ی اصلی مقدار ناچیزی باشد، می‌توان در روابط (۱) و (۲) از ترم دوم آنها صرف نظر کرد. بنابراین مقادیر جریان‌های I_{R1} و I_{R2} تقریباً باهم برابر می‌شود. به عبارت دیگر می‌توان گفت تغییر مکان منبع تولید پراکنده بر روی خطوط شبکه توزیع تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر روی جریان خطا ندارد و می‌توان از آن چشم‌پوشی نمود.

ج- به هر اندازه که نرخ پراکندگی منابع تولید پراکنده در سمت رله‌ی R1 بیشتر باشد جریان عبوری از این رله کاهش بیشتری نسبت به جریان خطای اولیه شبکه دارد. به طوری که در این شرایط ممکن است جریان عبوری از رله پشتیبان کمتر از حداقل مقدار مجاز خود یعنی $I_{F min}$ برای برقراری هماهنگی رسیده و سبب از دست رفتن هماهنگی حفاظتی بشود.

د- هر چه ضریب پراکندگی منابع تولید پراکنده در سمت رله‌ی R2 بیشتر باشد، جریان خطای عبوری از رله‌ی R1 تقریباً بدون تغییر باقی مانده و جریان خطای عبوری از رله‌ی R2 بیشترین انحراف را از مقدار اولیه خود دارد. علت این امر تغذیه شدن جریان خطا توسط منبع DG و با بیشترین توان ممکن DG می‌باشد.

۴- کنترل تپ‌چنجر ترانسفورماتور

جریان تزریقی DG مبتنی بر ژنراتور سنکرون به شبکه، متناسب با امپدانس معادل دیده شده از ترمینال خروجی آن می‌باشد. با وقوع خطا در شبکه، این امپدانس معادل به شدت کاهش پیدا می‌کند [۲۴]. این مسأله موجب افزایش ناگهانی در جریان خروجی ژنراتور سنکرون می‌گردد. بنابراین در صورتی که بتوان در لحظه وقوع خطا امپدانس معادل دیده شده از سمت منبع DG را افزایش داد، جریان خروجی ژنراتور در شرایط خطا محدود می‌شود. با اجرای این روش می‌توان از انحراف جریان عبوری از تجهیزات حفاظتی شبکه به خارج از محدوده مجاز و به وجود آمدن ناهماهنگی در سیستم حفاظتی شبکه توزیع در شرایط حضور منابع تولید پراکنده جلوگیری کرد. روش پیشنهادی استفاده از تنظیم تپ ترانسفورماتور متصل به ژنراتور سنکرون می‌باشد. در واقع با افزایش امپدانس معادل شبکه-ی دیده شده از طرف ژنراتور سنکرون در هنگام وقوع خطا، جریان منبع تولید پراکنده محدود می‌شود. نکته قابل ذکر این است که به-دلیل اینکه در ژنراتورهای سنکرون، کنترل ولتاژ ترمینال خروجی ترانسفورماتور توسط سیستم تحریک ژنراتور انجام می‌شود، می‌توان گفت تپ‌چنجر ترانسفورماتور متصل به منبع تولید پراکنده سنکرون در بیشتر اوقات بدون تغییر باقی می‌ماند. بنابراین بدون ایجاد اختلالی در سیستم کنترل ولتاژ از تپ‌چنجر ترانسفورماتور برای به کارگیری استراتژی پیشنهادی استفاده می‌کنیم.

تپ‌چنجر، ابزار تنظیم ولتاژ ترانسفورماتور می‌باشد که با تغییر تعداد حلقه‌های سیم‌پیچی که بر روی آن نصب می‌باشد ولتاژ خروجی ترانسفورماتور را تنظیم می‌کند و مانع افزایش و یا کاهش نسبی ولتاژ خروجی می‌شود و رابطه‌ی $V_1/V_2=N_1/N_2$ را به تناسب تبدیل می‌کند. در این رابطه ΔN تعداد حلقه‌های سیم‌پیچ تپ‌چنجر قرار گرفته بر روی سیم‌پیچ اولیه‌ی ترانسفورماتور و $\Delta N'$ تعداد حلقه‌های سیم‌پیچ تپ‌چنجر نصب شده بر روی سیم‌پیچ ثانویه‌ی ترانسفورماتور می‌باشد. با توجه به ساختار متراکم تپ‌چنجرها، باید از قطعاتی با حجم کم برای ساخت این دستگاه استفاده شود و کنتاکت‌هایی که در تپ‌چنجر به کار



برده می‌شود به دلیل کوچک بودن، قابلیت عبور جریان زیاد را ندارند. از این رو معمولاً تپ‌چنجرها بر روی سیم‌پیچ فشار قوی ترانسفورماتور که جریان عبوری از آن نسبت به سمت فشار ضعیف کمتر می‌باشد [۲۸]، قرار دارند.

همان گونه که در بالا به آن اشاره شد، در استراتژی پیشنهادی با افزایش تعداد حلقه‌های سیم‌پیچ فشار قوی ترانسفورماتور توسط تپ-چنجر، می‌توان امپدانس معادل شبکه را به اندازه‌ای بالا برد که از ایجاد ناهماهنگی میان زمان عملکرد رله‌ها جلوگیری بعمل آید. در اجرای روش پیشنهادی لازم است که افت ولتاژ ترمینال ورودی ترانسفورماتور در این شرایط در نظر گرفته شود. این کاهش در ولتاژ ترمینال خروجی منبع DG باید مطابق استاندارد، در بازه ۱۰ درصد ولتاژ نامی شبکه قرار داشته باشد [۲۹].

شکل (۳)، دیاگرام تک خطی یک شبکه توزیع در شرایط حضور منبع تولید پراکنده مبتنی بر ژنراتور سنکرون را نشان می‌دهد. همان گونه که مشاهده می‌شود خروجی ژنراتور سنکرون متصل به یک ترانسفورماتور مجهز به تپ‌چنجر می‌باشد. در شبکه‌ی شکل (۳) امپدانس معادل دیده شده از ترمینال ژنراتور سنکرون در زمان بروز خطا، مطابق رابطه‌ی (۳) محاسبه می‌گردد.

$$Z_{eq} = Z_T + Z_{th} = R_{fault} + jX_{fault} \quad (3)$$

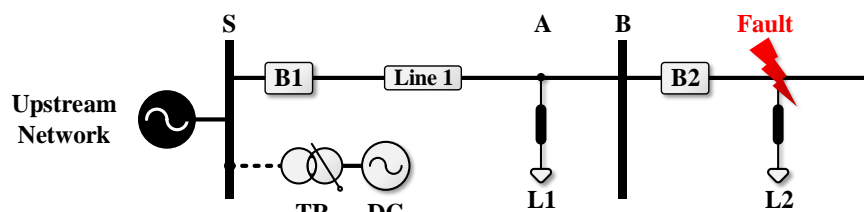
که در این رابطه، Z_{th} امپدانس معادل دیده شده از سمت ژنراتور سنکرون، بعد از ترانسفورماتور در زمان وقوع خطا و Z_T امپدانس ترانسفورماتور می‌باشد. R_{fault} و X_{fault} به ترتیب قسمت حقیقی و موهومی امپدانس معادل دیده شده از ترمینال ژنراتور سنکرون تا نقطه وقوع خطا می‌باشند. امپدانس معادل دیده شده از ترمینال خروجی ژنراتور قبل از تغییر تپ‌چنجر بعد از رخ دادن خطا از رابطه (۴) به دست می‌آید.

$$Z_{eq1} = Z_{T0} + Z_{th} \quad (4)$$

که در این رابطه، Z_{T0} امپدانس ترانسفورماتور در پله وسط می‌باشد. بر اساس استراتژی پیشنهادی، قبل از وقوع خطا، تپ‌چنجر ترانسفورماتور باید از پله وسط (0%) بر روی $+n\%$ قرار گیرد. n با علامت مثبت، برابر نسبت تعداد حلقه‌های در مدار قرار گرفته‌ی سیم‌پیچ تپ‌چنجر به تعداد کل حلقه‌های سیم‌پیچی که تپ‌چنجر بر روی آن نصب شده است، می‌باشد. مقدار n بستگی به شرایط شبکه و قدرت ترانسفورماتور به کار گرفته شده در اتصال به شبکه دارد. بعد از تغییر تپ‌چنجر به میزان $+n\%$ امپدانس معادل دیده شده از خروجی ژنراتور سنکرون در هنگام وقوع خطا مطابق رابطه (۵) محاسبه می‌شود.

$$Z_{eq2} = Z_{T0} + Z_{Tn} + Z_{th} \quad (5)$$

که در این رابطه Z_{Tn} امپدانس حلقه‌های اضافه شده توسط تپ‌چنجر به سیم‌پیچ فشار قوی ترانسفورماتور می‌باشد. از مقایسه روابط (۴) و (۵)، می‌توان نتیجه گرفت که $Z_{eq1} < Z_{eq2}$. به عبارت دیگر می‌توان گفت که با تغییر امپدانس معادل از Z_{eq1} به Z_{eq2} ، جریان اتصال کوتاه کاهش می‌یابد.



شکل (۳): سیستم توزیع نمونه



۵- تحلیل جریان خطای ژنراتور سنکرون

در این بخش، در ابتدا جریان خطای ماشین سنکرون در حضور ترانسفورماتور بدون افزایش تپ‌چنجر مورد بررسی قرار می‌گیرد. در این شرایط رفتار جریانی شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد. در مرحله بعد با اعمال تغییر بر روی تپ ترانسفورماتور شرایط را مورد بررسی قرار داده و نتیجه را مشاهده می‌کنیم.

۵-۱- تپ ترانسفورماتور، ثابت

با اتصال منبع DG سنکرون به شبکه‌ی توزیع، جریان خطای ژنراتور سنکرون نیز به جریان خطای شبکه اضافه می‌شود. در ضریب نفوذ مشخصی از حضور منبع تولید پراکنده، ظرفیت نصب شده می‌تواند به اندازه‌ای باشد که سبب اختلال در عملکرد سیستم حفاظتی شود. بنابراین لازم است که تحلیل کاملی بر روی جریان خطای ژنراتور انجام شود. رابطه کامل مربوط به جریان خطای ژنراتور سنکرون در مرجع [۲۵] ارایه شده است. با توجه به این رابطه، مقدار مؤثر مؤلفه AC جریان خطای ژنراتور با تقریب خوب، از رابطه‌ی (۶) به دست می‌آید.

$$I_{a,ac}(t) \approx U_{mq} \left[\frac{1}{X_d} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) \right] e^{-\frac{t}{T'_d}} + U_{md} \left(\frac{1}{X_q} \right) \quad (6)$$

$$T'_d = \frac{1}{\omega_0 R_F} \left(X_F + \frac{X_{md} X_a}{X_{md} + X_a} \right) \quad (7)$$

$$X'_d = \frac{T'_d}{T_{d0}} X_d \quad (8)$$

$$T_{d0} = \frac{1}{\omega_0 R_F} (X_{md} + X_F) \quad (9)$$

که در این روابط U_{mq} اندازه ولتاژ ترمینال ژنراتور بر روی محور q، T'_d ثابت زمانی اتصال کوتاه گذرای محور d، X'_d راکتانس گذرای سنکرون محور d، X_F راکتانس سیم‌پیچ تحریک، X_{md} راکتانس متقابل سیم‌پیچ محور d ماشین سنکرون، R_F مقاومت سیم‌پیچ میدان، X_a راکتانس نشستی آرمیچر و ω_0 سرعت زاویه‌ای ژنراتور سنکرون می‌باشد. همان گونه که ملاحظه می‌شود T'_d و X'_d شامل المان‌های مجموعه ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور می‌باشند که با توجه به T'_d و X'_d مقدار $I_{a,ac}(t)$ تغییر کرده و می‌تواند مقدار جدیدی داشته باشد.

۵-۲- تپ ترانسفورماتور، متغیر

تعویض پله‌ی تپ‌چنجر ترانسفورماتور یا به عبارتی تغییر در تعداد حلقه‌های سیم‌پیچ فشارقوی [۲۸]، موجب شده که امپدانس مجموعه تغییر یابد. افزایش تعداد دور سیم‌پیچ فشارقوی باعث افزایش X_a در مجموعه ژنراتور و ترانسفورماتور می‌شود. با در نظر گرفتن رابطه‌ی (۶) الی (۹) و وابستگی آن روابط به پارامترهای T'_d و X'_d ، مشاهده می‌شود که با افزایش X_a در رابطه‌ی (۷) مقدار T'_d بیشتر می‌شود. مطابق رابطه (۹) تغییرات X_a به دلیل عدم وجود پارامترهای ترانسفورماتور، پارامتر تأثیر گذار نمی‌باشد. بنابراین می‌توان گفت تغییرات X'_d ، به طور مؤثری بر روی مؤلفه AC جریان اثر گذار است.

۶- اصلاح تپ‌چنجر ترانسفورماتور و تأثیر آن بر روی شبکه

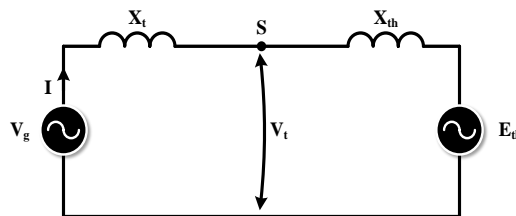
از آنجایی که استراتژی پیشنهادی در این مقاله بر اساس اصلاح تپ‌چنجر ترانسفورماتور متصل به منبع DG می‌باشد، بنابراین نیاز به بررسی اثر تغییر تپ‌چنجر ترانسفورماتور نه تنها در شرایط وقوع خطا، بلکه در حالت کار دائمی سیستم نیز می‌باشد. به عبارت دیگر، تغییر تپ‌چنجر در حالت کار دائمی شبکه نباید اثر نامطلوبی بر روی شبکه و همچنین ژنراتور سنکرون داشته باشد.

با افزایش نسبت تبدیل ترانسفورماتور توسط تپ‌چنجر، نظر به اینکه سمت فشار قوی ترانسفورماتور به باس بی‌نهایت متصل شده است و ولتاژ باس بی‌نهایت ثابت در نظر گرفته می‌شود، ولتاژ خروجی ترانسفورماتور ثابت مانده و در نتیجه ولتاژ ورودی ترانسفورماتور یا به عبارتی ولتاژ خروجی ژنراتور سنکرون کاهش پیدا می‌کند. شکل (۴) مدار معادل سیستم مورد نظر را نمایش می‌دهد.

در شکل (۴)، V_g ولتاژ خروجی منبع تولید پراکنده سنکرون، X_L امپدانس معادل ترانسفورماتور، I جریان ژنراتور، V_t ولتاژ خروجی ترانسفورماتور و X_{th} و E_{th} پارامترهای مدار معادل شبکه می‌باشند. با توجه به اینکه منابع تولید پراکنده سنکرون از نوع تولیدکننده‌های PQ در شبکه توزیع می‌باشند، لازم است مقادیر P و Q در محاسبات ثابت در نظر گرفته شوند. در شکل مذکور، نقطه محل اتصال مجموعه‌ی منبع تولید پراکنده سنکرون به باس بی‌نهایت می‌باشد که در آن ولتاژ V_t ثابت در نظر گرفته می‌شود. در این شرایط، روابط توانی شبکه مطابق زیر می‌باشد.

$$V_g = V_t \cdot (n_L / n_H) \quad (10)$$

$$P = V_g I \cos \varphi \quad (11)$$

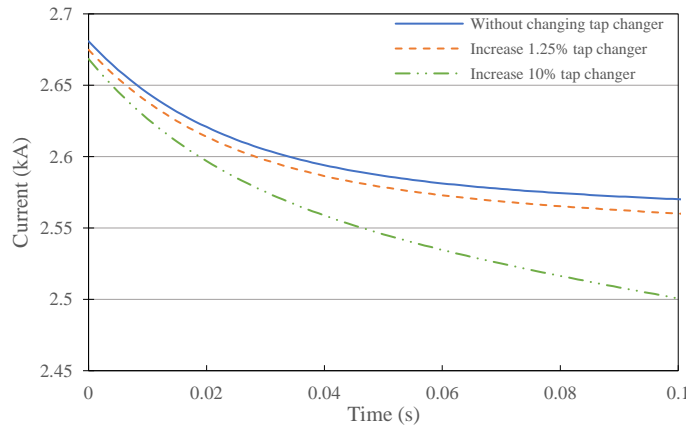


شکل (۴): مجموعه ژنراتور سنکرون و ترانسفورماتور متصل به مدار معادل

مطابق روابط (۱۰) و (۱۱) و کاهش رابطه‌ی n_L/n_H به دلیل افزایش n_H تعداد دور سیم‌پیچ سمت فشار قوی و n_L تعداد دور سیم‌پیچ سمت فشار ضعیف، با فرض ثابت بودن اندازه‌ی V_t اندازه‌ی V_g باید کاهش پیدا کند. نظر به اهمیت مسأله تولید بهینه و اقتصادی برای سرمایه‌گذاران و مالکان منابع تولید پراکنده در شرایط بهره‌برداری عادی شبکه، معمولاً زاویه‌ی بین V_g و I صفر در نظر گرفته می‌شود. از این رو رابطه (۱۱) به صورت $P = V_g I$ ساده‌سازی می‌گردد. با توجه به ثابت بودن P و کاهش V_g ، پس از تغییر تپ‌چنجر، جریان خروجی ژنراتور افزایش پیدا می‌کند.

با در نظر گرفتن مسایل مطرح شده در بخش قبل، می‌توان یک محدوده بهینه برای عملکرد روش پیشنهادی تعیین نمود. مطابق با استاندارد، مقدار افت ولتاژ مجاز در شبکه توزیع به اندازه ۱۰٪ می‌باشد [۲۹]. از این رو باید در نظر داشت که افزایش تپ‌چنجر به منظور بازیابی هماهنگی حفاظتی در حضور منبع تولید پراکنده در شبکه، سبب افت ولتاژهای بیشتر از ۱۰ درصد نشود. از سوی دیگر طبق رابطه ساده شده‌ی بالا، با ثابت فرض کردن P و حداکثر افت ولتاژ مجاز معادل ۱۰ درصد، می‌توان گفت افزایش جریان ژنراتور به اندازه‌ی ۱۰ درصد می‌باشد. از طرفی عموماً منابع در حالت کار دائمی شبکه، به اندازه بار کامل خود بهره‌برداری نمی‌شوند [۳۰] و بنابراین جریان خروجی ژنراتور پس از تغییر تپ‌چنجر نیز به جریان نامی خود نرسیده و ژنراتور در شرایط اضافه بار قرار نمی‌گیرد.

شکل (۳) را در نظر بگیرید. نصب DG در هر یک از نقاط S، A و B می‌تواند سبب اختلال در هماهنگی بین B1 و B2 شود. به عنوان نمونه مطابق شکل، یک منبع تولید پراکنده سنکرون در نقطه S در شبکه نصب می‌شود. شکل (۵) مقدار مؤثر مؤلفه‌ی AC جریان جاری شده به سمت نقطه خطا را نشان می‌دهد. نکته قابل توجه این است که اکثر تجهیزات حفاظتی مانند رله‌های اضافه جریان، مؤلفه DC جریان خطا را فیلتر کرده و براساس مقدار مؤثر مؤلفه‌ی AC کار می‌کند. بنابراین باید گفت منحنی شکل (۵) برای تحلیل شرایط خطا کفایت می‌کند. از شکل (۵) می‌توان نتیجه گرفت که افزایش تپ‌چنجر ترانسفورماتور منجر به کاهش سریع‌تر مؤلفه‌ی مؤثر AC جریان خطا می‌شود. با این حال افزایش تپ‌چنجر ترانسفورماتور موجب کاهش ولتاژ ترمینال خروجی ژنراتور می‌گردد که نباید بیشتر از معیار استاندارد تعیین شده باشد.



شکل (۵): مقدار مؤثر مؤلفه AC جریان در طول خطای سه فاز در باس S

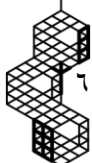
۷- شبیه‌سازی و نتایج

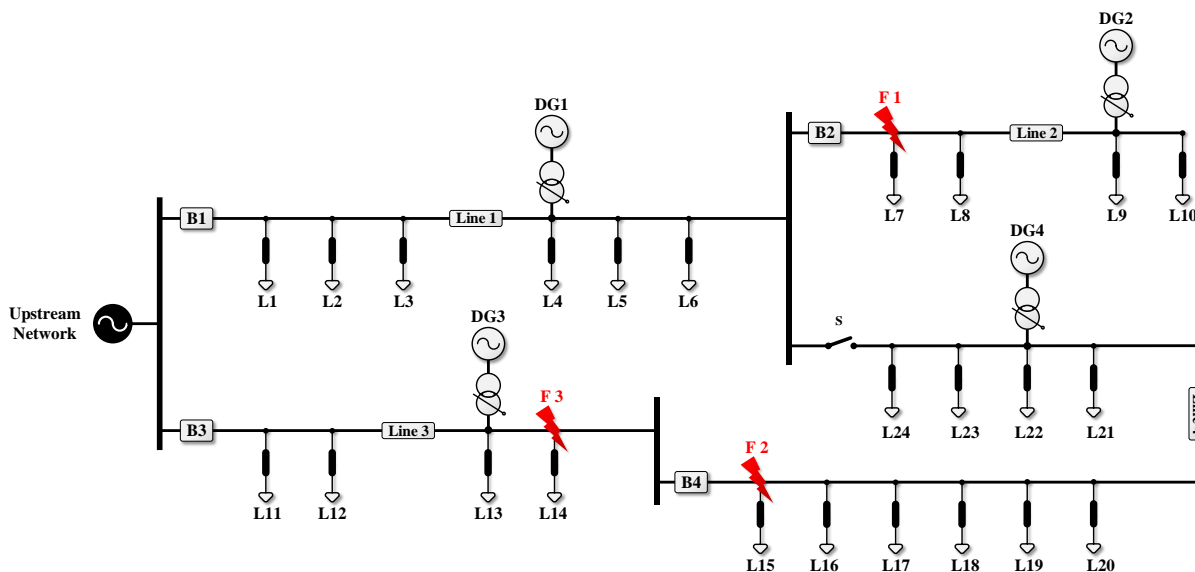
به منظور صحت سنجی روش پیشنهادی، شبکه نمایش داده شده در شکل (۶) در محیط نرم افزار ETAP شبیه سازی شده است. در این سیستم توزیع ۲۰ کیلو ولت، شبکه بالادست توسط یک معادل تونن منبع ولتاژ و امپدانس سری $Z_{source} = 0.2425 + 0.9701j \text{ p.u.}$ تعریف می‌شود و فیدر از هادی چهار سیم هوایی ACSR با امپدانس سری $Z_{feeder} = 0.705 + 0.292j \text{ ohms/km}$ تشکیل شده است (V_{base} برابر ۲۰ کیلوولت، S_{base} برابر ۴۳۰ مگا ولت آمپر می‌باشد). طول هر بخش مابین باسبارهای مربوط به بارهای شبکه، ۲ کیلومتر می‌باشد. تمامی بارهای موجود در این سیستم به وسیله ترانسفورماتورهای ۲۰ به ۰/۴ کیلو ولت به شبکه اصلی متصل می‌شوند. مشخصات بارهای شبکه مورد مطالعه بر اساس جدول (۱) می‌باشد.

شبکه شکل (۶) از دو فیدر اصلی تشکیل شده که در شرایط عادی به صورت مستقل از یکدیگر بارهای خود را تأمین می‌نمایند. هر فیدر توسط دو رله‌ی اضافه جریان که مربوط به کلیدهای B1 تا B4 هستند، حفاظت می‌شود. بر اساس طرح حفاظتی اولیه در شبکه، هر کلید وظیفه‌ی حفاظت از فیدر مربوط به خود را دارد. همچنین به ازای تجهیز حفاظتی پایین دست خود، بعنوان حفاظت پشتیبان عمل می‌کند. مطابق شکل، حفاظت شاخه‌های جانبی بر عهده فیوز بوده که رله بالادست آن به عنوان حفاظت پشتیبان می‌باشد.

این شبکه از چهار ناحیه اصلی Line1 الی Line4، تشکیل شده است. با توجه به شرایط طراحی شبکه و نیاز عملیاتی، بارهای موجود در Line2 از اهمیت بالایی برخوردار بوده و لازم است با کمترین وقفه تأمین توان گردند. بدین منظور جهت افزایش قابلیت اطمینان این شبکه، فیدرهای شبکه توسط کلید S، به نحوی به یکدیگر متصل می‌گردند که با وصل این کلید در هر لحظه امکان تأمین بارهای موجود در Line2 از سمت Line1 یا Line3,4 وجود خواهد داشت. به بیان دیگر در صورتی که هر دو کلید B1 و B3 بسته باشند، امکان بسته شدن کلید S و تغییر آرایش شبکه به حالت حلقه‌ای وجود نداشته و هر دو فیدر به صورت مستقل بارهای خود را تأمین می‌نمایند. در صورتی که کلید S بسته شود، یکی از کلیدهای B1 یا B3 باز گشته و هر دو فیدر، به یک فیدر از یک سو تغذیه تبدیل می‌شوند. برای این منظور یک Inter-Lock بین عملکرد کلید S با کلیدهای B1 و B3 در ابتدای دو فیدر برقرار شده است.

بر اساس محاسبات اتصال کوتاه انجام شده در شبکه شکل (۶) و مطابق با طراحی متداول سیستم حفاظتی در شبکه‌های توزیع، رله‌های اضافه جریان نصب شده در شبکه تنظیم شده که پارامترهای تنظیمی آن در جدول (۲) موجود می‌باشد. تنظیمات اتخاذ شده برای تجهیزات حفاظتی شبکه به نحوی بوده که با وجود اعمال مانور در شبکه و تغییر توپولوژی آن، هماهنگی میان تجهیزات حفاظتی برقرار باشد. بنابراین می‌توان در سه وضعیت متفاوت شبکه مورد مطالعه را مورد بررسی قرار داد. برای این منظور سه سناریو زیر تعریف می‌شود.





شکل (۶): شبکه شبیه سازی شده

جدول (۱): بارهای نصب شده در شبکه شکل (۶)

Line	Load Num	P (KW)	Power Factor
1	L1-L6	750	0.921
2	L7-L10	750	0.956
3	L11-L14	750	0.883
4	L15-L24	750	0.975

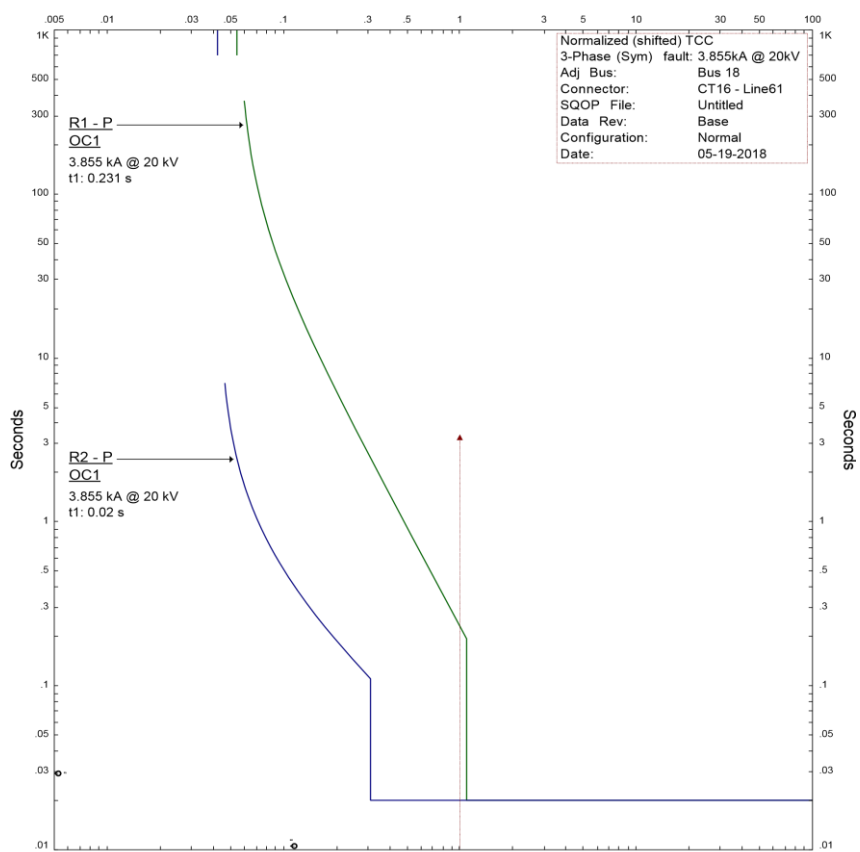
۷-۱- سناریوی اول

در این سناریو که در واقع شرایط عادی شبکه محسوب می‌شود، کلیدهای B1 تا B4 همگی بسته بوده و کلید S باز می‌باشد. برای این حالت دو فیدر اصلی به صورت مجزا بارهای خود را تأمین می‌کنند. برای این شرایط با وقوع خطا در نقطه F1 و در زمان عدم حضور منابع تولید پراکنده در شبکه، جریان خطا برابر ۳۸۵۵ آمپر می‌باشد. از آنجایی که خطای بوجود آمده در زون حفاظتی کلید B2 بوده، این کلید بعنوان حفاظت اصلی و بر روی منحنی لحظه‌ای خود در زمان ۲۰ میلی ثانیه خطا را برطرف می‌کند. در صورت عدم عملکرد موفق این کلید، کلید B1 با زمان ۲۳۱ میلی ثانیه فیدر مربوطه را بی‌برق می‌کند (شکل ۷). اما زمانی که منبع تولید پراکنده در شبکه قرار داشته باشد، شرایط متفاوت خواهد بود. با حضور منبع DG1 و با توان تولیدی برابر ۱۸ مگاوات، به ازای خطا واقع در نقطه F1 جریان‌های عبور از کلیدهای B1 و B2 به ترتیب برابر ۳۳۵۳ و ۴۳۵۳ آمپر بوده که بر این اساس زمان عملکرد آنها نیز به ترتیب برابر ۳۰۶ و ۲۰ میلی ثانیه می‌باشد (شکل ۸). از مقایسه بین شرایط حضور منبع DG1 و عدم حضور آن در شبکه، مشاهده می‌شود که حاشیه زمانی مابین زمان عملکرد کلیدهای B1 و B2 از ۲۲۱ به ۲۸۶ میلی ثانیه افزایش یافته است. این افزایش نه تنها موجب از دست رفتن هماهنگی حفاظتی نشده است، بلکه با ایجاد یک حاشیه امن مابین زمان‌های عملکرد تجهیزات اصلی و پشتیبان، می‌توان گفت حضور منبع تولید پراکنده در این شرایط بهره برداری از شبکه، عملکرد سیستم حفاظتی را بهبود داده است.

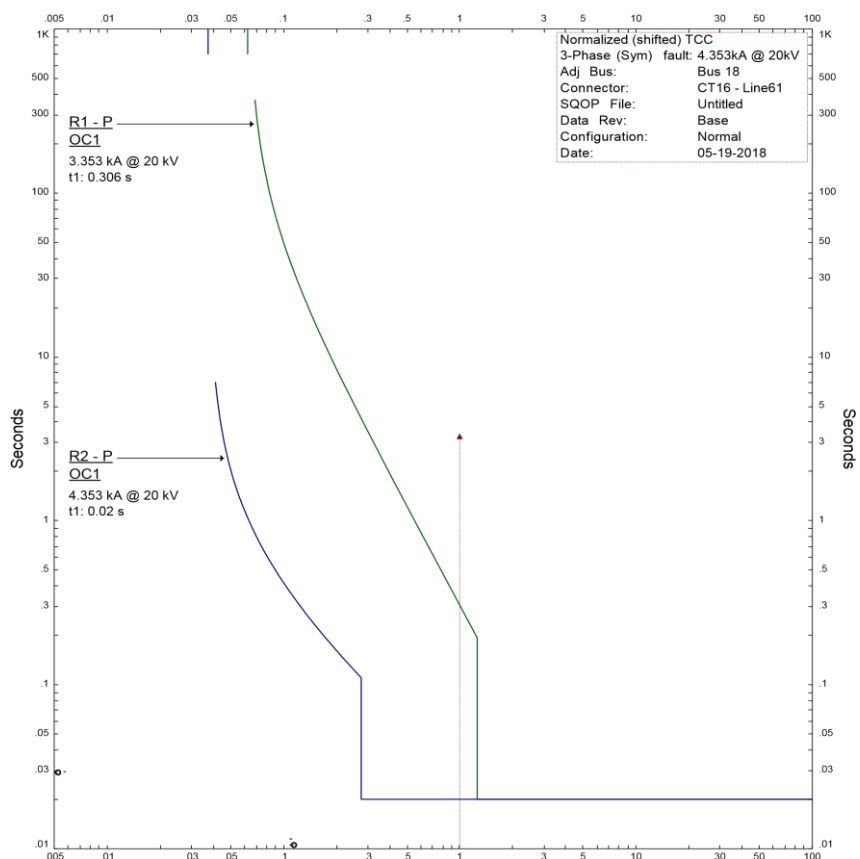
جدول (۲): پارامترهای تنظیمی رله‌های شبکه شکل (۶)

Relay	Inverse Time Curve		Instantaneous Curve	
	I _{pick-up} (A)	TMS(s)	I _{pick-up} (A)	Time(s)
R1	210	0.97	4214	0.02
R2	162.8	0.052	1201	0.02
R3	163.6	1.05	2681	0.02
R4	160	0.5	1821	0.02





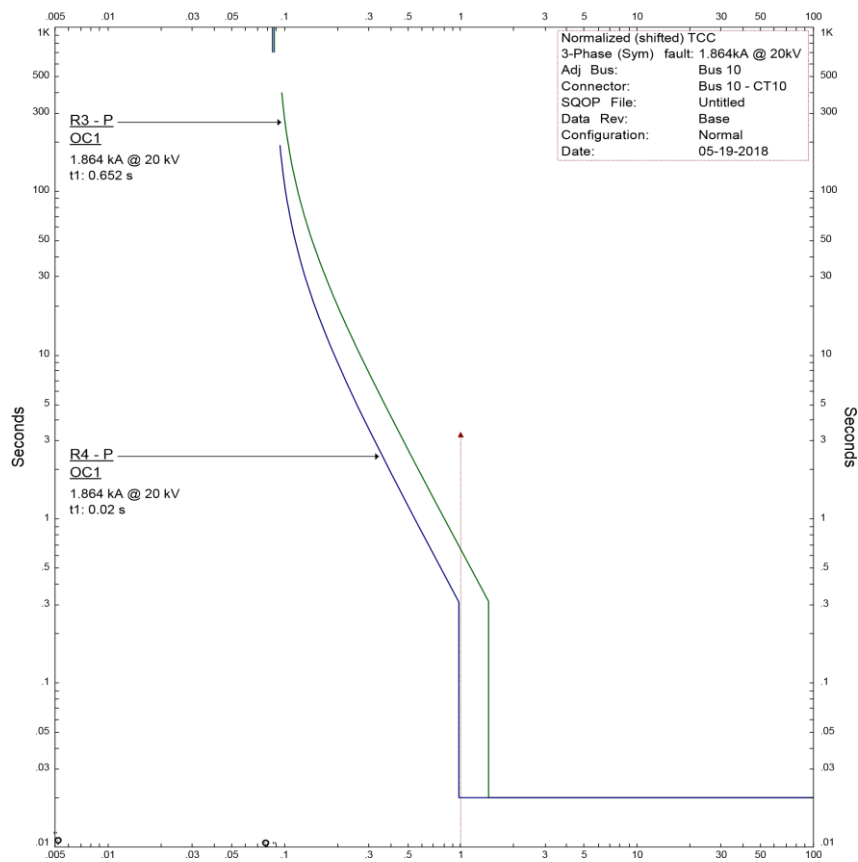
شکل (۷): هماهنگی بین کلیدهای B1 و B2 بدون حضور DG



شکل (۸): هماهنگی بین کلیدهای B1 و B2 در حضور DG1

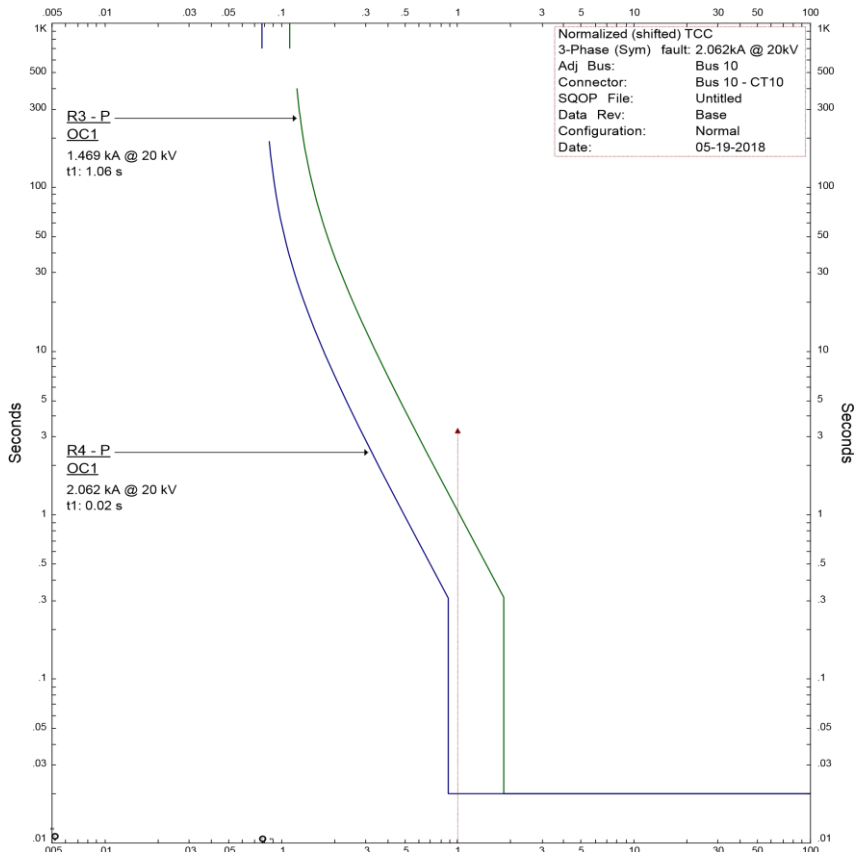


زمانی که در نقطه F2 در شبکه شکل (۶) که در محدوده‌ی حفاظتی کلید B4 قرار دارد، خطایی رخ می‌دهد جریانی برابر با ۱۸۶۴ آمپر از فیدر عبور می‌کند. در این حالت کلید مذکور در زمان ۲۰ میلی ثانیه بر اساس مشخصه لحظه‌ای خود بخش خطا دیده شبکه را بی برق می‌کند. پس از کلید B4 و بعد از گذشت زمان ۶۵۲ میلی ثانیه کلید B3 بعنوان پشتیبان کلید B4 خطای ایجاد شده بر روی فیدر را برطرف می‌نماید (شکل (۹)). اما در شرایطی که DG3 بر روی فیدر قرار می‌گیرد، جریان عبوری از کلیدهای B3 و B4 با هم متفاوت شده و زمان‌های عملکرد آنها تغییر می‌کند. زمانی که این منبع دارای توان تولیدی ۹ مگاوات می‌باشد، با وقوع خطا در نقطه F2، زمان عملکرد کلید B4 با توجه به مشخصه لحظه‌ای آن برابر ۲۰ میلی ثانیه و زمان عملکرد کلید B3 برابر ۸۶۱ میلی ثانیه می‌باشد. با افزایش تولید منبع DG3 به اندازه‌ی ۱۸ مگاوات، جریان عبوری از کلید B3 به ۱۴۶۹ آمپر کاهش یافته و زمان عملکرد آن به ۱۰۵۶ میلی ثانیه می‌رسد (شکل (۱۰)). در سیستم‌های قدرت یک حد تحمل حرارتی برای هادی‌های شبکه در نظر می‌گیرند، که مقدار آن مطابق استاندارد [۳۱] مشخص می‌شود و معمولاً برای سیستم توزیع برابر یک ثانیه در نظر گرفته می‌شود. در این شرایط باید گفت که حضور منبع تولید پراکنده با افزایش زمان قطع جریان خطا توسط حفاظت پشتیبان، منجر به از دست رفتن هماهنگی حفاظتی شده است.

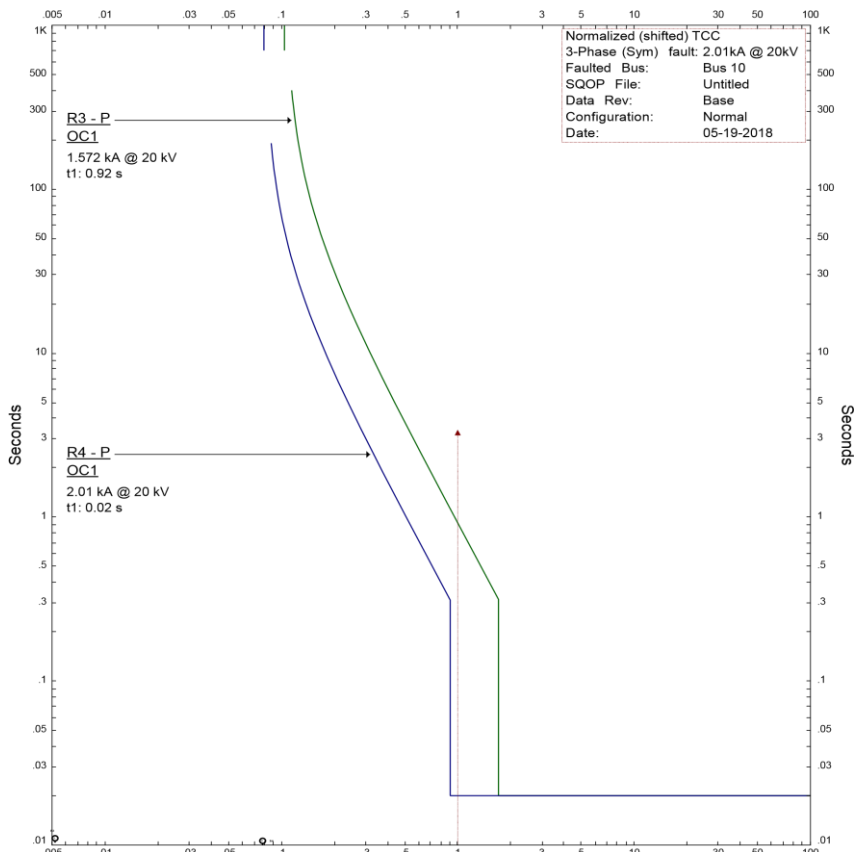


شکل (۹): هماهنگی بین کلیدهای B3 و B4 بدون حضور DG





شکل (۱۰): هماهنگی بین کلیدهای B3 و B4 در حضور DG3



شکل (۱۱): هماهنگی بین کلیدهای B3 و B4 در حضور DG3 بعد از اعمال استراتژی



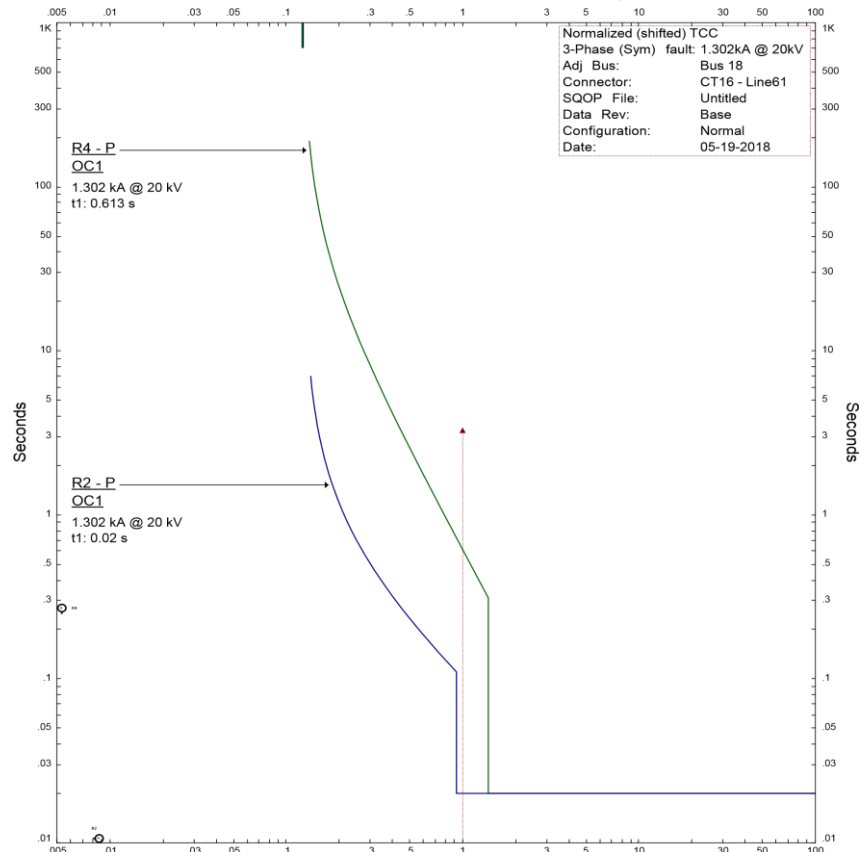


حضور منبع DG2 در شبکه به دلیل اینکه پس از نقطه خطا در شبکه قرار گرفته، تأثیری بر روی جریان خطای عبوری از کلیدها ندارد.

۲-۷- سناریوی دوم

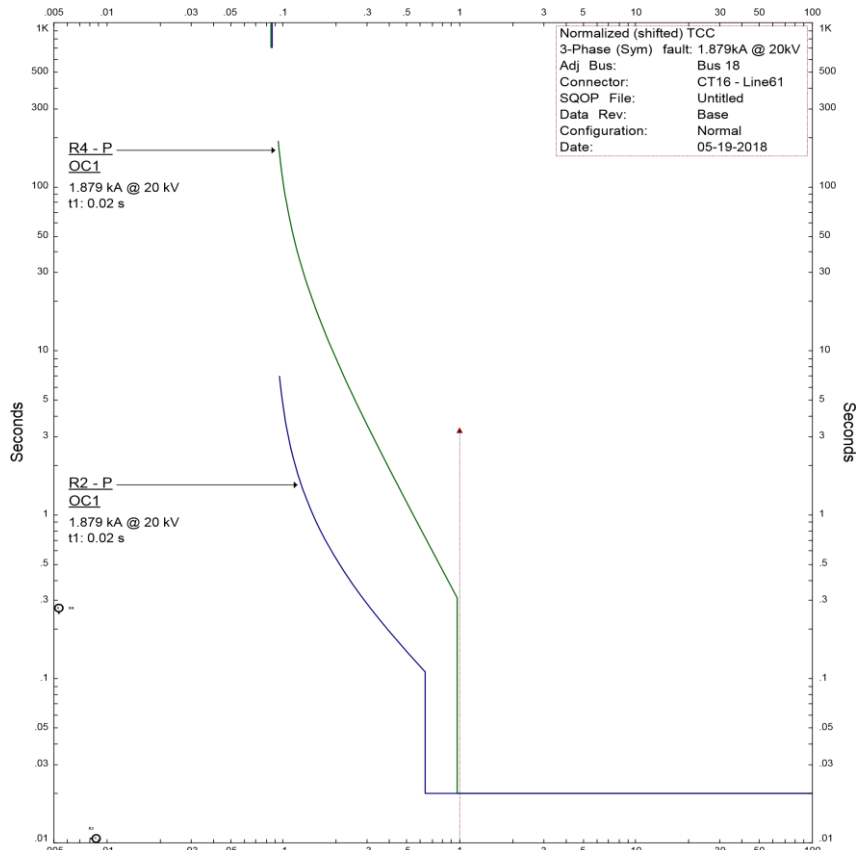
در این حالت، وضعیت کلید B1 بصورت باز و کلیدهای B2 تا B4 و همچنین کلید S بسته می‌باشد. برای این شرایط بهره برداری، هماهنگی مابین کلیدهای B2 و B4 و همچنین مابین کلیدهای B3 و B4 که دو به دو بصورت حفاظت اصلی و پشتیبان بوده، برقرار می‌باشد. هماهنگی بین کلیدهای B3 و B4 در حضور منبع تولید پراکنده، مشابه سناریوی اول بوده که در بالا به طور کامل بررسی شد. در ادامه هماهنگی بین کلید B2 و B4 بررسی می‌شود.

زمانی که در نقطه F1 خطایی در شبکه رخ می‌دهد، کلید B2 بعنوان حفاظت اصلی بر روی مشخصه لحظه‌ای خود و در زمان ۲۰ میلی ثانیه اتصالی بوجود آمده را قطع می‌کند. پس از آن کلید پشتیبان یعنی کلید B4 در زمان ۶۱۳ میلی ثانیه فیدر خطا دیده را بی برق می‌نماید (شکل (۱۲)). در این شرایط حضور منابع DG3 و DG4 بر روی جریان عبوری از کلیدها تأثیر گذار هست. با قرار گیری منبع DG3 با ظرفیت تولیدی ۹ مگاوات زمان عملکرد کلید B4 به اندازه‌ی ۳۷۴ میلی ثانیه کاهش می‌یابد، که در این شرایط منجر به قطع سریعتر خطا را به همراه دارد. اما زمانی که تولید این منبع به ۱۸ مگاوات می‌رسد، جریان عبوری از کلیدهای B2 و B4 به ۱۸۷۹ رسیده که منجر شده کلید B4 نیز همانند کلید B2 بر روی مشخصه لحظه‌ای و در زمان ۲۰ میلی ثانیه عمل می‌کند (شکل (۱۳)). در این شرایط هماهنگی میان این دو کلید کاملاً دچار اختلال شده است.

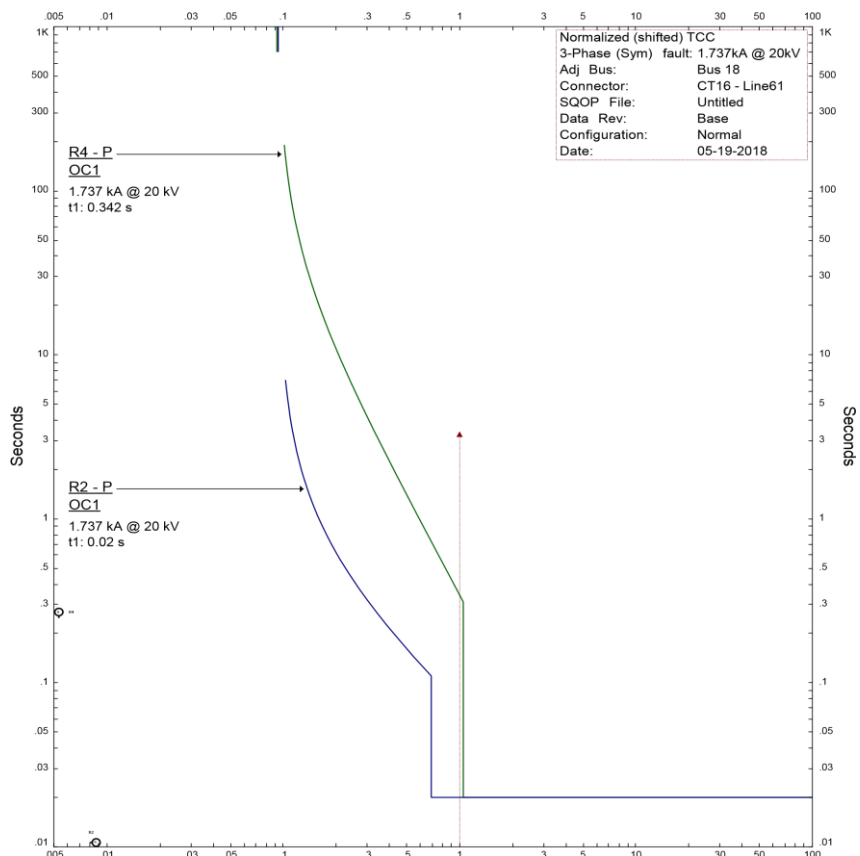


شکل (۱۲): هماهنگی بین کلیدهای B2 و B4 بدون حضور DG

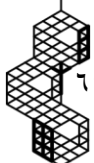


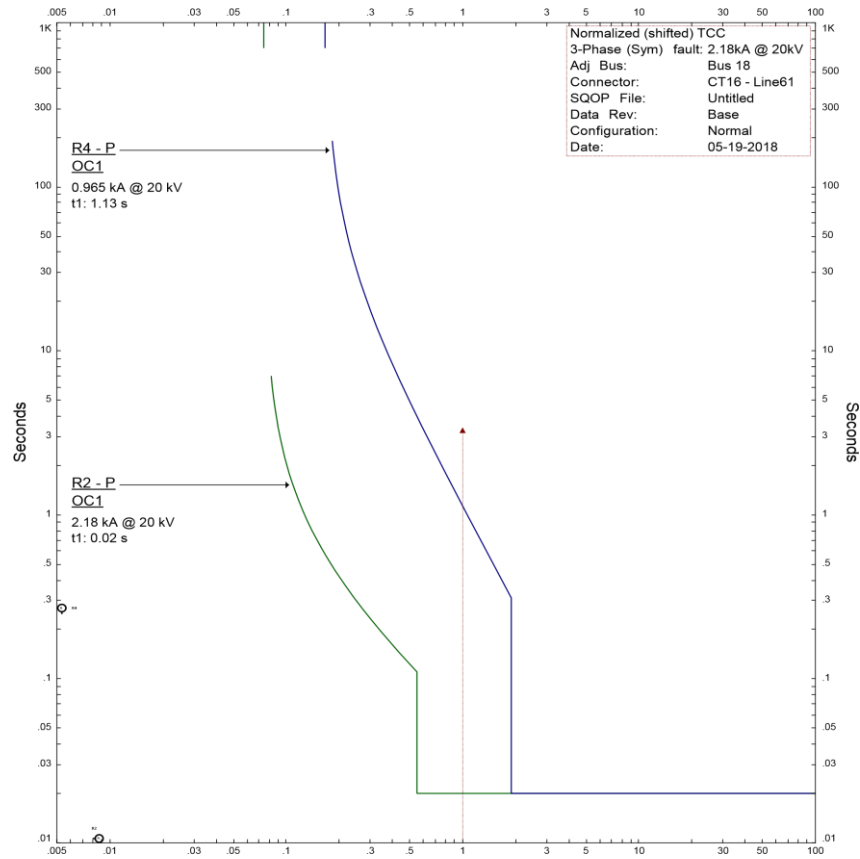


شکل (۱۳): هماهنگی بین کلیدهای B2 و B4 در حضور DG3

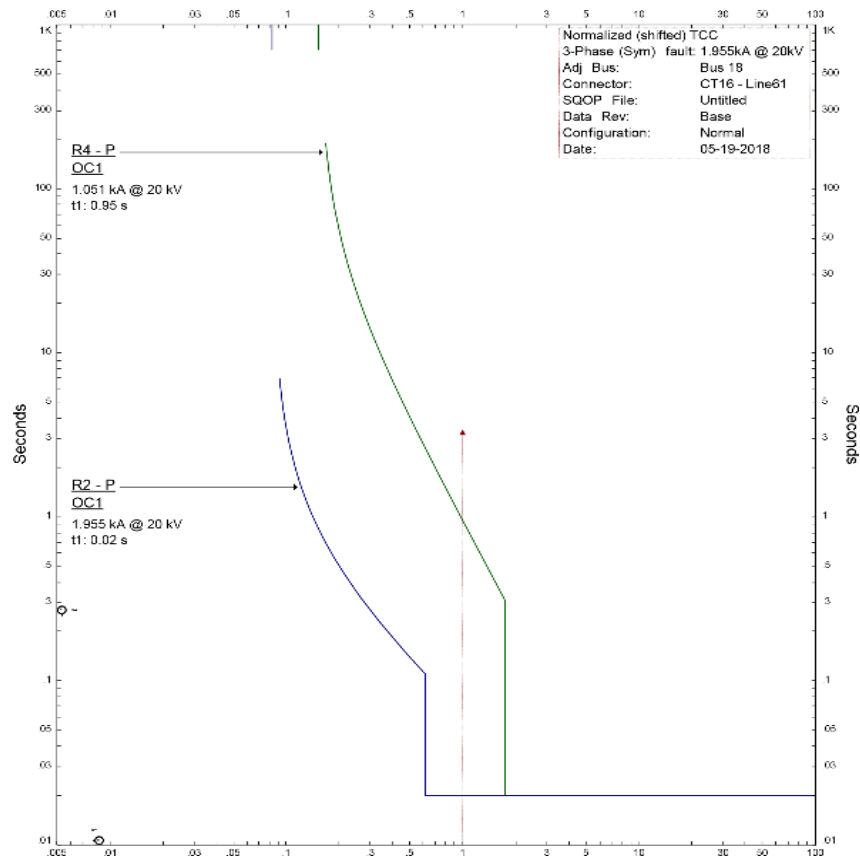


شکل (۱۴): هماهنگی بین کلیدهای B2 و B4 در حضور DG3 بعد از اعمال استراتژی





شکل (۱۵): هماهنگی بین کلیدهای B2 و B4 در حضور DG4



شکل (۱۶): هماهنگی بین کلیدهای B2 و B4 در حضور DG4 بعد از اعمال استراتژی

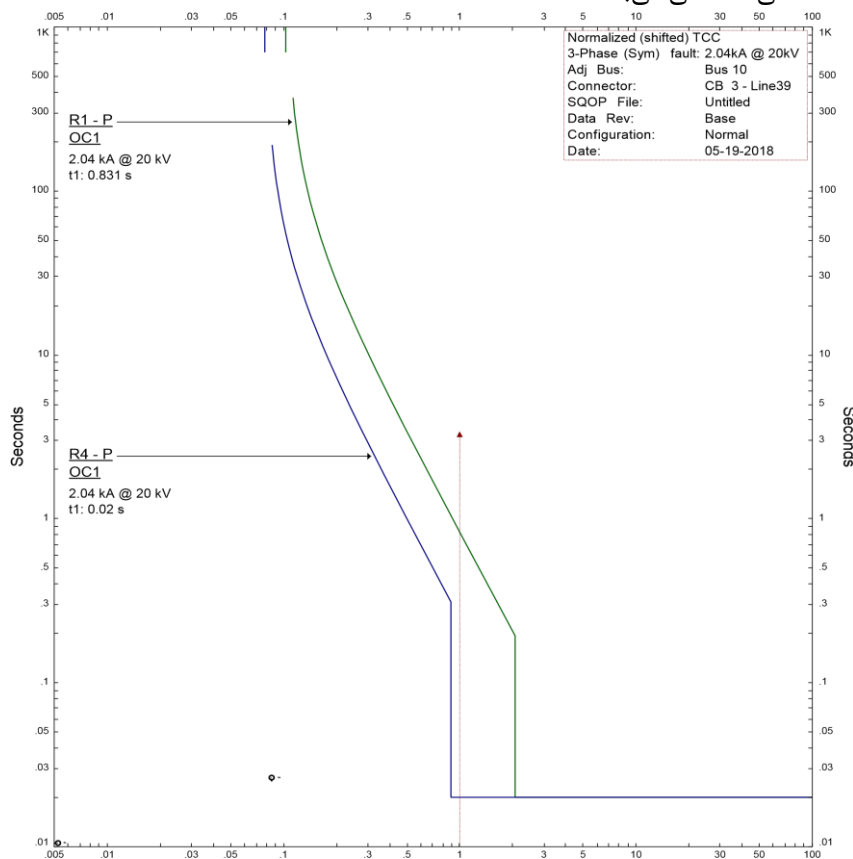




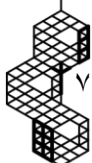
زمانی که منبع DG4 در شبکه قرار داشته باشد، به ازای خطا واقع در F1 و متناسب با ظرفیت تولیدی این منبع، جریان عبوری از کلید B4 کاهش و زمان عملکرد آن افزایش می‌یابد. تا جایی که در توان تولیدی ۱۸ مگا وات برای منبع DG4، جریان عبوری از کلید B4 برابر ۹۶۵ آمپر و زمان عملکرد آن برابر ۱۱۳۱ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۵)). این زمان عملکرد فراتر از حد مجاز یک ثانیه با توجه به حد حرارتی هادی‌های شبکه بوده و بنابراین در این شرایط هماهنگی حفاظتی بین کلیدهای B2 و B4 از دست رفته است.

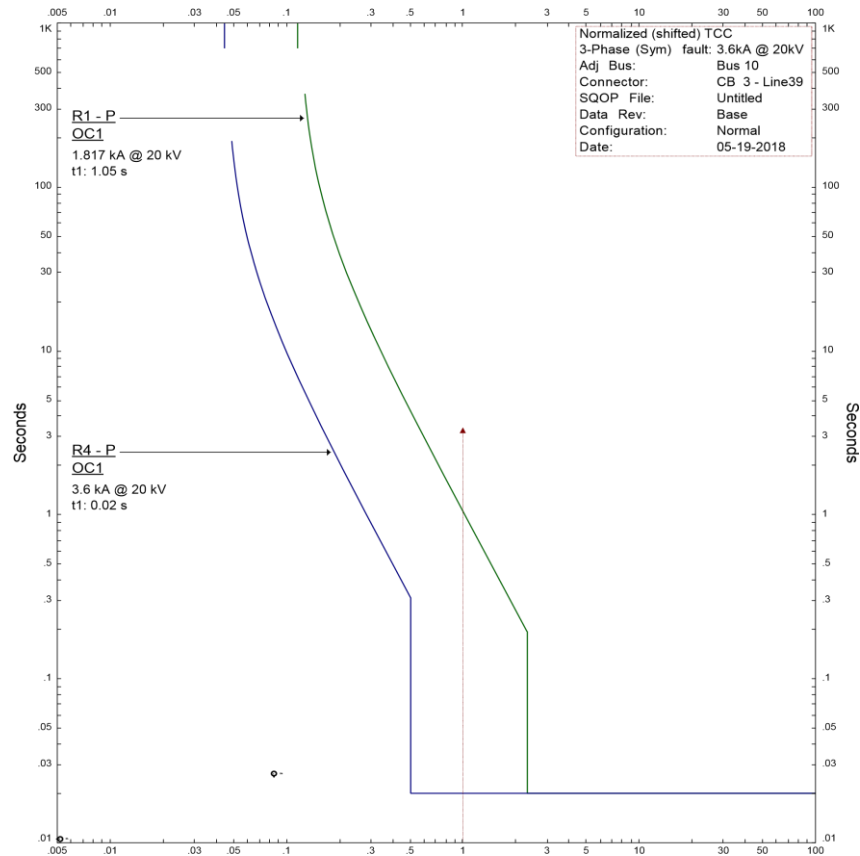
۷-۳- سناریوی سوم

وضعیت سناریوی سوم به صورت باز بودن کلید B3 و بسته بودن کلیدهای B1، B2، B4 و S می‌باشد. به ازای چنین شرایطی از شبکه، هماهنگی بین کلیدهای B1 و B2 و همچنین B1 و B4 برقرار می‌باشد. هماهنگی بین کلیدهای B1 و B2 در حضور منبع تولید پراکنده، مشابه سناریوی اول بوده که در بالا به طور کامل بررسی شد. در ادامه هماهنگی بین کلید B1 و B4 بررسی می‌شود. همان گونه که در شکل (۶) مشاهده می‌شود، زمانی که در نقطه F3 خطایی رخ می‌دهد کلید B4 بعنوان حفاظت اصلی وظیفه برطرف کردن خطا را برعهده دارد. بدین منظور و برای خطای مذکور جریان عبوری از فیذر برابر ۲۰۴۰ آمپر بوده که برای این جریان کلید B4 بر روی مشخصه لحظه‌ای خود عملکرد داشته و زمان عملکرد آن برابر ۲۰ میلی ثانیه می‌باشد. در صورت عدم عملکرد موفق کلید B4، کلید پشتیبان آن که در این سناریو کلید B1 می‌باشد عمل کرده و زمان قطع آن به ازای جریان خطای مذکور برابر ۸۳۱ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۷)). جریان عبوری از کلیدهای مذکور به ازای فرارگیری منابع DG1 و یا DG4 تحت تأثیر قرار می‌گیرد. در این شرایط زمان عملکرد کلید پشتیبان یعنی کلید B1 افزایش می‌یابد. به ازای حضور منبع DG4 و در ظرفیت تولیدی ۹ مگاوات، جریان عبوری از کلیدهای B1 و B4 باهم متفاوت بوده و به ترتیب برابر ۲۹۲۸ و ۱۹۱۱ آمپر می‌باشد. با توجه به جریان‌های عبوری از کلیدها، زمان عملکرد کلید B4 برابر ۲۰ میلی ثانیه متناسب با مشخصه لحظه‌ای آن بوده و زمان عملکرد کلید B1 بر اساس مشخصه زمان معکوس آن برابر ۹۴۹ میلی ثانیه می‌باشد. با وجود افزایش در زمان عملکرد کلید پشتیبان، باز هم عملکرد سیستم حفاظتی در عبوری ۱۸۱۷ آمپر از آن، برابر ۱۰۵۱ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۸)). این زمان عملکرد بیش از حد تحمل حرارتی هادی‌های شبکه بوده و خارج از محدوده هماهنگی حفاظتی می‌باشد.

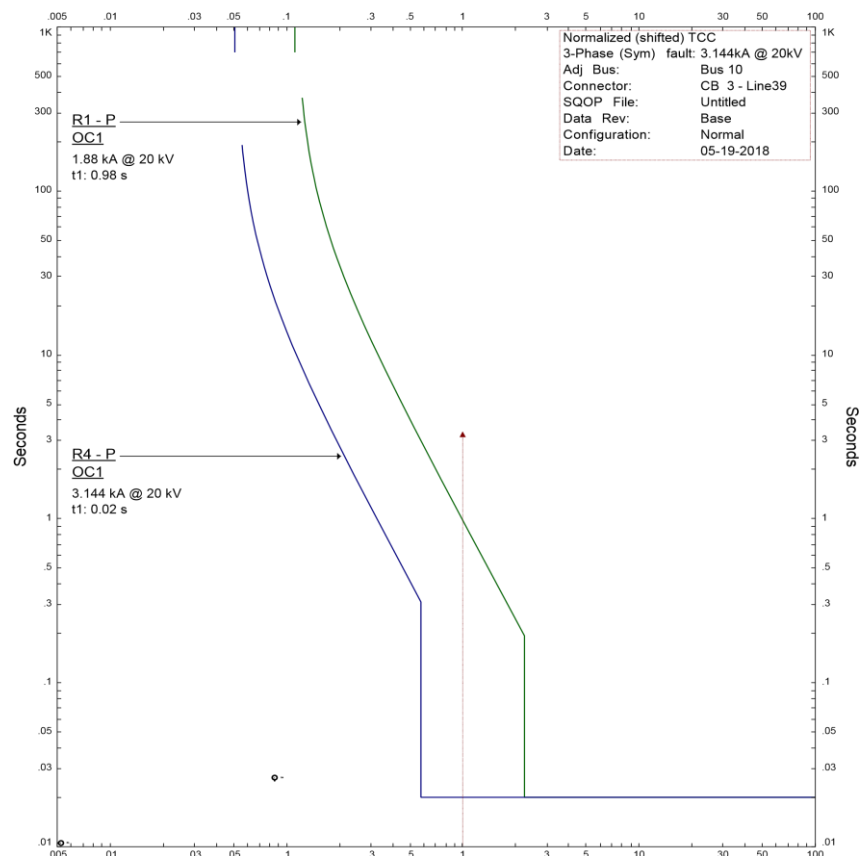


شکل (۱۷): هماهنگی بین کلیدهای B1 و B4 بدون حضور DG





شکل (۱۸): هماهنگی بین کلیدهای B1 و B4 در حضور DG4



شکل (۱۹): هماهنگی بین کلیدهای B1 و B4 در حضور DG4 بعد از اعمال استراتژی





همان گونه که در بالا مشاهده شد، به ازای سناریوهای مختلف بهره‌برداری از شبکه تست شکل (۶)، در شرایط حضور منابع تولید پراکنده هماهنگی سیستم حفاظتی شبکه تحت تأثیر قرار می‌گیرد. ملاحظه شد که تأثیر این منابع متناسب با مکان قرار گیری در شبکه و همچنین ظرفیت نصب شده آنها متفاوت می‌باشد. در ادامه برای جلوگیری از ایجاد شرایط ناهماهنگی در سیستم حفاظتی شبکه، بر اساس استراتژی پیشنهادی، اقدام به بازیابی هماهنگی می‌نماییم. برای این منظور از تپ‌چنجر ترانسفورماتورهای متصل به منابع DG استفاده می‌کنیم. منابع تولید پراکنده نصب شده در شبکه شکل (۶)، همگی دارای مشخصات یکسان بوده پارامترهای آنها مطابق جدول (۳) است. همچنین ترانسفورماتور هر واحد تولیدی نیز مشابه بوده و دارای مشخصات فنی مطابق جدول (۴) می‌باشد.

جدول (۳): ثابت‌های کاری ماشین سنکرون شبیه‌سازی شده

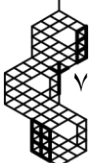
راکتانس بر حسب پریونیت	ثابت زمانی بر حسب ثانیه
$X_d = 1.550$	$T'_{d0} = 6.500$
$X_q = 1.550$	$T'_d = 2.032$
$X'_d = 0.280$	$T''_{d0} = 0.035$
$X''_d = 0.190$	$T''_d = 0.154$
$X''_q = 0.190$	$T''_{q0} = 0.035$
	$T''_q = 0.017$

جدول (۴): مشخصات ترانسفورماتور واسط منبع DG شبیه‌سازی شده

مشخصات پلاک	پارامترهای کاری بر حسب پریونیت
$S = 20MVA$	$Z = 7.000$
$V_1 = 11KV$	$X / R = 18.600$
$V_2 = 25KV$	$X \% = 6.990$
$I_1 = 1050A$	$R \% = 0.376$
$I_2 = 461.9A$	

جدول (۲) مشخصات رله‌های نصب شده در شبکه را نشان می‌دهد و در آن تنظیمات مربوط به هر دو بخش لحظه‌ای و زمان معکوس به تفکیک مشخص شده است. بر اساس این تنظیمات و متناسب با مکان‌های خطاهای مختلف در شبکه شکل (۶) در شرایطی که هیچ منبع تولید پراکنده‌ای در شبکه حضور ندارد، جریان و زمان عملکرد رله‌های حفاظتی شبکه محاسبه شده و در جدول (۲) قابل مشاهده است. در شکل (۲۰) به ازای یک اتصال نمونه در شبکه، جریان خطای به وجود آمده در شرایط حضور منبع تولید پراکنده، نشان داده شده است. در این شکل تغییرات جریانی از لحظه شروع تا ۱۲۰ میلی ثانیه به ازای دو منحنی مبتنی بر تپ‌چنجر ثابت و تپ‌چنجر اصلاح شده بر اساس استراتژی پیشنهادی، نمایش داده شده است. خط افقی سبز رنگ نشان دهنده مرز هماهنگی رله‌ها، منحنی آبی رنگ، جریان منبع تولید پراکنده در شرایط عادی و منحنی خط چین زرد رنگ جریان منبع DG پس از اعمال استراتژی پیشنهادی می‌باشد. همانطور که در شکل (۲۰) مشخص شده است، هنگامی که عملیات تغییر تپ چنجر ترانسفورماتور، در زمان قبل از وقوع خطا انجام می‌شود، میزان مشارکت منبع DG در جریان خطا کاهش می‌یابد. در ادامه به ازای سناریوهای مختلف در شبکه عملکرد روش پیشنهادی را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

در سناریوی اول (باز بودن کلید S) زمانی که منبع DG3 دارای توان تولیدی ۱۸ مگاوات می‌باشد، در شرایطی که تپ ترانسفورماتور آن ثابت باقی بماند، با وقوع خطا جریان عبور از کلید B3 برابر ۱۴۶۹ آمپر و زمان عملکرد آن برابر ۱۰۵۶ میلی ثانیه می‌باشد. پس از اعمال تغییر بر روی تپ ترانسفورماتور بر اساس استراتژی پیشنهادی، جریان عبوری از کلید مذکور برابر ۱۵۷۲ آمپر و زمان عملکرد آن برابر ۹۲۰ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۱)). مشاهده می‌شود که با اعمال روش پیشنهادی، زمان عملکرد کلید پشتیبان در محدوده‌ی هماهنگی باقی می‌ماند.

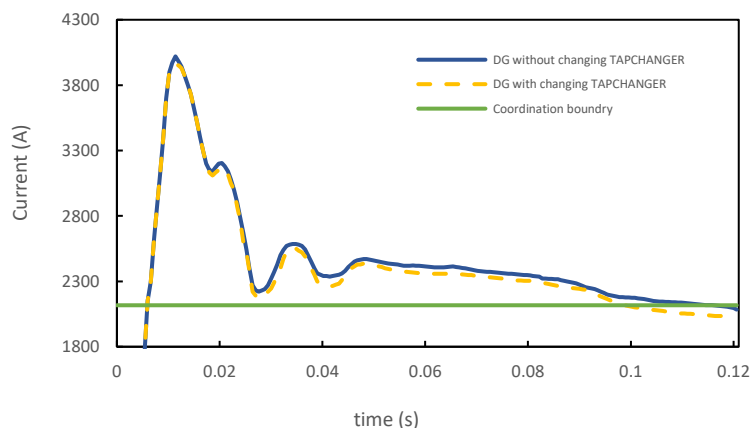




در سناریوی دوم (باز بودن کلید B1 و بسته بودن کلید S) با حضور منابع DG3 و DG4 هماهنگی میان کلیدهای B4 و B2 دچار اختلال می‌شود. زمانی که منبع DG3 در شبکه باشد، با ثابت بودن تپ‌چنجر ترانسفورماتور مربوط به خود و در توان تولیدی ۱۸ مگاوات جریان عبوری از کلیدهای B2 و B4 برابر ۱۸۷۹ آمپر و زمان عملکرد آنها برابر ۲۰ میلی ثانیه بوده که نشان دهنده شرایط ناهماهنگی می‌باشد. با اعمال تغییر بر روی تپ‌چنجر، جریان عبوری از کلید B4 برابر ۱۷۳۷ آمپر و زمان عملکرد آن برابر ۳۴۲ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۴)). این درحالی است که به ازای این جریان عبوری، زمان عملکرد کلید B2 برابر ۲۰ میلی ثانیه بوده و در نتیجه حاشیه هماهنگی به خوبی حفظ شده است.

با حضور منبع DG4 در شبکه، زمانی که تپ‌چنجر آن ثابت باقی بماند و توان تولیدی آن برابر ۱۸ مگاوات باشد، جریان‌های عبوری از کلیدهای B2 و B4 به ترتیب برابر ۲۱۸۰ و ۹۶۵ آمپر و زمان‌های عملکرد آنها برابر ۲۰ و ۱۱۳۱ میلی ثانیه می‌باشد. پس از تغییر تپ‌چنجر جریان عبوری از کلیدهای B2 و B4 به ترتیب برابر ۱۹۵۵ و ۱۰۵۱ آمپر و زمان‌های عملکرد آنها به ترتیب برابر ۲۰ و ۹۵۰ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۶)). در این شرایط به خوبی هماهنگی بازیابی شده است.

برای سناریوی سوم (باز بودن کلید B3 و بسته بودن کلید S) حضور منبع DG1 و DG4 می‌تواند بر روی زمان عملکرد تجهیزات اثر داشته باشد. در شرایط تولید ۱۸ مگاواتی منبع DG4 و با ثابت بودن تپ‌چنجر ترانسفورماتور آن، جریان عبوری از کلیدهای B1 و B4 به ترتیب برابر ۱۸۱۷ و ۳۶۰۰ آمپر و زمان‌های عملکرد آنها برابر ۱۰۵۱ و ۲۰ میلی ثانیه می‌باشد. اما با اعمال استراتژی پیشنهادی بر روی تپ‌چنجر ترانسفورماتور منبع DG4، جریان‌های عبوری از کلیدهای B1 و B4 به ترتیب برابر ۱۸۸۰ و ۳۱۴۴ آمپر و زمان عملکرد آنها به ترتیب برابر ۹۸۰ و ۲۰ میلی ثانیه می‌باشد (شکل (۱۹)). همان گونه که مشاهده می‌شود، هماهنگی از دست رفته در این شرایط، با اعمال روش پیشنهادی به خوبی بازیابی گردید.



شکل (۲۰): اثر تغییر تپ‌چنجر بر اساس استراتژی پیشنهادی بر روی جریان منبع تولید پراکنده

۸- نتیجه گیری

امروزه با وجود پیشرفت‌های گوناگون در صنعت برق، از جمله حضور واحدهای تولید پراکنده در شبکه های توزیع، کار حفاظت این شبکه‌ها پیچیده شده و نمی‌توان این شبکه‌ها را همانند شبکه‌های سنتی بهره‌برداری و حفاظت کرد، چون بسیاری از پارامترهای شبکه با حضور این واحدها تغییر می‌کند.

با حضور واحدهای DG متعدد، حفاظت و تنظیم رله‌ها مشکل می‌شود، که در حال حاضر این کار فقط مبتنی بر فرآیند سعی و خطاست اما در صورتی که اثرات هر یک از این واحدها بر شبکه کنترل شود می‌توان مشکل حفاظت این شبکه‌ها را حل کرد.

در این مقاله، روشی برای نگر داشتن هماهنگی حفاظتی شبکه های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده ی سنکرون، با تغییر در تپ-چنجر ترانسفورماتور مربوط به خروجی منبع تولید پراکنده ی سنکرون ارائه شده است، که در این روش با تغییر تپ‌چنجر، امپدانس شبکه به گونه‌ای تغییر می‌کند که جریان خروجی از مجموعه‌ی منبع تولید پراکنده کاهش پیدا کند تا حدی که در هماهنگی حفاظتی

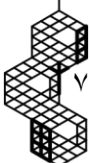




شبکه بی‌اثر باشد. بررسی نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در شرایطی که مکان بروز خطا در شبکه تغییر کند و همچنین با قرار گرفتن DGها در نقاط مختلف شبکه، روش ارائه شده باعث حفظ هماهنگی حفاظتی شبکه می‌گردد و این خود دلیلی بر اثبات این ادعا و روش مطرح شده در این مقاله می‌باشد.

مراجع

- [1] H. L. Willis and L. Philipson, *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*. CRC Press, 2018. doi: 10.1201/9781420028263.
- [2] N. Hadjsaid, J.-F. Canard, and F. Dumas, "Dispersed generation impact on distribution networks," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, no. 2, pp. 22–28, Apr. 1999, doi: 10.1109/67.755642.
- [3] T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secrest, and A. Law, "Placement of dispersed generation systems for reduced losses," in *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, p. 9. doi: 10.1109/HICSS.2000.926773.
- [4] H. Zareipour, K. Bhattacharya, and C. A. Cañizares, "Distributed generation: Current status and challenges," *ResearchGate*, vol. 8, no. 1, 2004, Accessed: Jan. 01, 2004. [Online]. Available: www.researchgate.net/publication/228586297_Distributed_generation_Current_status_and_challenges
- [5] E. Marmolejo, C. Duque, M. T. Torres, G. Ramos, and A. Torres, "Analysis of the prospects for distributed generation (DG) for colombian electric power sector," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pp. 640–647. doi: 10.1109/PSCE.2004.1397530.
- [6] E. M. Petrie, H. L. Willis, and M. Takahashi, "Distributed generation in developing countries," *Cogeneration and On-Site Power Production*, vol. 33, no. 1, pp. 41–49, 2001.
- [7] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [8] T. M. de Britto, D. R. Morais, M. A. Marin, J. G. Rolim, H. H. Zurn, and R. F. Buendgens, "Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks," in *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE Cat. No. 04EX956)*, pp. 623–628. doi: 10.1109/TDC.2004.1432451.
- [9] C. J. Mozina, "Impact of Smart Grids and Green Power Generation on Distribution Systems," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 49, no. 3, pp. 1079–1090, May 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2253292.
- [10] N. Nimpitiwan, G. T. Heydt, R. Ayyanar, and S. Suryanarayanan, "Fault Current Contribution from Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 634–641, Jan. 2007, doi: 10.1109/TPWRD.2006.881440.
- [11] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, Jul. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.909115.
- [12] S.-Y. Kim, W.-W. Kim, and J.-O. Kim, "Determining the location of superconducting fault current limiter considering distribution reliability," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 3, p. 240, 2012, doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0287.
- [13] H. Yazdanpanahi, W. Xu, and Y. W. Li, "A Novel Fault Current Control Scheme to Reduce Synchronous DG's Impact on Protection Coordination," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 542–551, Apr. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2276948.
- [14] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "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, Jan. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2003.820204.
- [15] J. K. Tailor and A. H. Osman, "Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Jul. 2008, pp. 1–8. doi: 10.1109/PES.2008.4596422.
- [16] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, "Prevention of Reliability Degradation from Recloser–Fuse Miscoordination Due to Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 2545–2554, Oct. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.915899.





- [17] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, "An Appropriate Distributed Generation Sizing Considering Recloser-Fuse Coordination," in *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pp. 1–6. doi: 10.1109/TDC.2005.1546838.
- [18] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, "Impact of protection coordination on sizes of several distributed generation sources," in *2005 International Power Engineering Conference*, 2005, pp. 669-674 Vol. 2. doi: 10.1109/IPEC.2005.206992.
- [19] G. Tang and R. Iravani, "Application of a fault current limiter to minimize distributed generation impact on coordinated relay protection," *ResearchGate*, pp. 1–6, Jan. 2005, Accessed: Jan. 01, 2005. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/228677545_Application_of_a_fault_current_limiter_to_minimize_distributed_generation_impact_on_coordinated_relay_protection
- [20] T. Sato *et al.*, "Study on the Effect of Fault Current Limiter in Power System with Dispersed Generators," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 17, no. 2, pp. 2331–2334, Jun. 2007, doi: 10.1109/TASC.2007.899884.
- [21] J. R. S. S. Kumara, A. Atputharajah, J. B. Ekanayake, and F. J. Mumford, "Over current protection coordination of distribution networks with fault current limiters," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 8 pp. doi: 10.1109/PES.2006.1709251.
- [22] F. Viawan, D. Karlsson, A. Sannino, and J. Daalder, "Protection Scheme for Meshed Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation," in *2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, 2006, pp. 99–104. doi: 10.1109/PSAMP.2006.285378.
- [23] G. Benmouyal *et al.*, "IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 868–872, Jul. 1999, doi: 10.1109/61.772326.
- [24] J. Pasic, "Approach to faulted line impedance calculation," in *2012 16th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, Mar. 2012, pp. 1121–1124. doi: 10.1109/MELCON.2012.6196625.
- [25] B. Adkins and R. G. Harley, *The General Theory of Alternating Current Machines: Application to Practical Problems*. Dordrecht: Springer Netherlands, 1978. doi: 10.1007/978-94-009-5802-9.
- [26] "IEEE Guide for the Application Operation, and Coordination of High-Voltage (>1000 V) Current-Limiting Fuses," in *IEEE Std C37.48.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.48.1-2011) vol., no.*, pp.1-87, 3 April 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6178752.
- [27] "IEEE Standard Design Tests for High-Voltage (>1000 V) Fuses, Fuse and Disconnecting Cutouts, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Fuse Links and Accessories Used with These Devices," in *IEEE Std C37.41-2008 (Revision of IEEE Std C37.41-2000)*, vol., no., pp.1-96, 13 March 2009, doi: 10.1109/IEEESTD.2009.4803852
- [28] IEC/IEEE 60214-2:2019, "Tap-changer-Part 2: Application guide," 2019.
- [29] IEC 60038:2009+AMD1:2021 CSV Consolidated version, "Standard Voltages," 2021.
- [30] IEC 60034-1:2022 RLV Redline version, "Rotating Electrical Machine Part 1: Rating and Performance," 2022.
- [31] IEC 61850-7-4, "Communication networks and systems in substations, Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible logical node classes and data classes," 2003.

زیر نویس‌ها

¹ Protection Coordination Index
² Coordination Time Interval
³ Fault Current Limiter

