



# Technovations in Electrical Engineering & Green Energy System

Research Article

(2022) 1(1):1-12

## A Modified Scheme for Relays Coordination in Distribution Networks Considering the Transient Stability Criterion

Farzad Hajimohammadi<sup>1</sup>, *M.Sc*, Mohammad Reza Esmaili<sup>2,3</sup>, *Assistant Professor*, Ghazanfar Shahgholian<sup>4</sup>, *Associate Professor*, Jawad Faiz<sup>5</sup>, *Professor*

<sup>1</sup> Akhtar Bargh Esfahan Company, Isfahan, Iran

<sup>2</sup> Esfahan Regional Electric Company (EREC), Isfahan, Iran

<sup>3</sup> Department of Electrical Engineering, Qom University of Technology, Qom, Iran

<sup>4</sup> Department of Electrical Engineering, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran

<sup>5</sup> School of Electrical and Computer Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran

### Abstract:

Considering environmental issues and the use of green energy resources has led to the increase of Distributed Generations (DGs) connection to electric power grid. Beside many benefits, these generations impose challenges to the electric system. Two main challenges investigated in this article are related to the impact of DGs on the Protective Devices (PDs) coordination and the transient stability of these resources at the fault time incidence. As for Synchronous-based Distributed Generations (SBDGs), the challenge of protection coordination arises from the injection current rate of these generations under fault circumstances and the transient stability challenge is due to the low inertia constant. In proposed method, by shifting the relay characteristic curve downwards and repositioning the curve below the Critical Clearing Time (CCT), not only the coordination of the PDs will be improved, but also the instability of SBDGs will be eliminated. This paper presents a modified time-current-voltage characteristic curve for the overcurrent relays. The simulation results done by ETAP software confirm the effective performance of the proposed method.

**Keywords:** Synchronous-based Distributed Generations, Distribution Network, Transient Stability, Protection coordination.

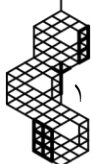
**Received:** 11 March 2022

**Revised:** 4 May 2022

**Accepted:** 27 May 2022

**Corresponding Author:** Dr. Mohammad Reza Esmaili, ismaili1360@gmail.com

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.690987>





## یک طرح اصلاح شده جهت هماهنگی رله‌ها در شبکه‌های توزیع با در نظر گرفتن معیار پایداری گذرا

فرزاد حاجی محمدی<sup>۱</sup>، کارشناسی ارشد، محمدرضا اسماعیلی<sup>۲</sup>، استادیار، غضنفر شاهقلیان<sup>۴</sup>، دانشیار، جواد فیض<sup>۵</sup>، استاد

۱- شرکت اختر برق اصفهان، اصفهان، ایران

۲- شرکت برق منطقه ای اصفهان، اصفهان، ایران

۳- دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی قم، قم، ایران

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

۵- گروه مهندسی برق و کامپیوتر، دانشکده فنی دانشگاه تهران، تهران، ایران

**چکیده:** توجه به مسائل زیست محیطی و استفاده از منابع انرژی سبز، منجر به افزایش اتصال تولیدات پراکنده به شبکه قدرت الکتریکی شده است. در کنار مزایای متعدد، این تولیدات چالش‌هایی به سیستم الکتریکی تحمیل می‌کنند. دو چالش عمده که در این مقاله مورد بررسی قرار می‌گیرد مربوط به تاثیر تولیدات پراکنده بر روی هماهنگی تجهیزات حفاظتی و پایداری گذرای این منابع در زمان وقوع خطا است. به طور ویژه برای تولیدات پراکنده مبتنی بر ژنراتور سنکرون، چالش هماهنگی حفاظتی ناشی از سهم جریان تزریقی این منابع در شرایط خطا بوده و چالش پایداری گذرا به دلیل ثابت اینرسی پایین می‌باشد. در روش پیشنهادی به کمک شیفت منحنی مشخصه رله به سمت پائین و قرار گرفتن مجدد منحنی زیر مقدار زمان بحرانی رفع خطا، نه تنها هماهنگی بین تجهیزات حفاظتی بهبود پیدا خواهد کرد؛ بلکه از ناپایداری شدن تولیدات پراکنده مبتنی بر ژنراتور سنکرون نیز جلوگیری می‌شود. در این مقاله یک منحنی مشخصه زمان - جریان - ولتاژ اصلاح شده برای رله‌ها ارائه می‌گردد. نتایج شبیه‌سازهای انجام شده با نرم افزار ETAP، عملکرد موثر روش پیشنهادی را تأیید می‌کند.

**واژه‌های کلیدی:** تولیدات پراکنده مبتنی بر ژنراتور سنکرون، شبکه توزیع، پایداری گذرا، هماهنگی حفاظتی

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۱۲/۲۰

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۲/۱۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۳/۰۶

نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمدرضا اسماعیلی ، ismaili1360@gmail.com

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2022.690987>



اتصال منابع تولید پراکنده<sup>۱</sup> (DG) در شبکه‌های قدرت علیرغم مزایای اقتصادی و فنی فراوان همچون کنترل ولتاژ، کنترل توان راکتیو، تأمین و بازیابی انرژی الکتریکی و افزایش ظرفیت توان انتقالی [۵-۱]، منجر به ایجاد چالش‌هایی در زمینه هماهنگی تجهیزات حفاظتی<sup>۲</sup> (PDS) و پایداری گذرای DGهای متصل به سیستم‌های قدرت شده است. با اتصال منابع DG به سیستم، به دلیل سهم جریان تزریقی این منابع در صورت وقوع خطای اتصال کوتاه؛ عملکرد سیستم حفاظتی دچار اختلال می‌گردد. قابل ذکر است که در [۶،۷] مشکلات حفاظتی به عنوان یکی از بزرگترین محدودیت فنی در خصوص استفاده گسترده از تولیدات پراکنده در سیستم قدرت معرفی شده است.

اتصال تولیدات پراکنده مبتنی بر ژنراتور سنکرون<sup>۳</sup> (SBDGs) به تنهایی نمی‌تواند ظرفیت پشتیبان مورد اطمینان را برای مصرف‌کنندگان فراهم کند. بنابراین قطع ناخواسته آن‌ها می‌تواند منجر به عدم تداوم برق‌رسانی پایدار گردد. از طرف دیگر به دلیل ثابت اینرسی پایین SBDGs، به خطاهای شبکه بسیار حساس هستند. بنابراین الزامات پایداری گذرای باید در سیستم‌های حفاظتی این شبکه‌ها با برآورده شدن زمان بحرانی پاک‌سازی<sup>۴</sup> (CCT) مربوط به SBDGs در نظر گرفته شود. CCT، حداکثر زمانی است که یک سیستم قدرت می‌تواند قبل از خروج تجهیزات ناحیه درگیر خطا مقاومت کند؛ بدون اینکه ناپایدار شود [۸]. قابل ذکر است که در گذشته پایداری گذرای بدون حضور منابع تولید DG موضوعیت نداشت. اما با افزایش اتصال منابع DG، تحلیل پایداری گذرای شبکه و به طور ویژه در بخش توزیع اهمیت پیدا کرده است. در حقیقت پایداری منابع DG متصل به شبکه، به عنوان پایداری گذرای شبکه نیز تعبیر می‌شود.

همان‌طور که بیان شد با اتصال منابع DG به سیستم و به خصوص با افزایش ضریب نفوذ آن‌ها، به ازای وقوع شرایط اتصال کوتاه، می‌تواند منجر به برهم خوردن هماهنگی طرح‌های حفاظتی مرسوم بین PDS شود. به منظور حفظ هماهنگی بین PDS و به طور ویژه هماهنگی رله اضافه جریان<sup>۵</sup> (OCR) تا کنون راه‌حل‌های متعددی پیشنهاد شده است که به شرح زیر می‌باشند. قابل ذکر است که در این دسته از روش‌ها محدودیت پایداری گذرای منابع SBDG لحاظ نشده است و تنها حفظ هماهنگی حفاظتی به عنوان هدف در در نظر گرفته شده است.

- اصلاح ضریب تنظیم زمانی<sup>۶</sup> (TDS) تجهیز اضافه جریان مبتنی بر ولتاژ (منحنی مشخصه‌های غیر استاندارد زمان - جریان - ولتاژ): در این دسته از روش‌ها به کمک یک ترم ولتاژی مقدار ضریب تنظیم زمانی به صورت آنلاین و متناسب با افت ولتاژ محل نصب تجهیز اضافه جریان در زمان خطا کاهش می‌یابد و در نتیجه زمان عملکرد جدید<sup>۷</sup> (Top-New) محاسبه می‌گردد [۹-۱۳].
- اصلاح مشخصه عملکرد زمان - جریان رله با استفاده از تنظیم مقادیر ثابت A و P: در این تکنیک Top-New با تنظیم مقادیر ثابت A و P و برازش منحنی<sup>۸</sup> به نزدیکترین منحنی استاندارد، محاسبه می‌گردد [۱۴، ۱۵].
- سیستم‌های حفاظت چند عامله<sup>۹</sup>: در این طرح‌های حفاظتی علاوه بر هزینه بالا در صورت عملکرد نادرست سیستم مخابراتی، قابلیت اطمینان سیستم کاهش پیدا می‌کند [۱۶-۱۸].
- روش‌های مبتنی بر رله‌های عددی: پیشرفت‌های زیاد در رله‌های عددی، به کاربران اجازه می‌دهد مشخصه‌های زمان - جریان دلخواه را به صورت جدول و به صورت گرافیکی تنظیم کنند [۱۹، ۲۰]. در [۱۹] یک مشخصه قطع غیر استاندارد جدید برای رله‌های اضافه جریان ارائه شده است. روش مورد استفاده در این مقاله منجر به کاهش قابل توجه حداکثر زمان قطع در مقایسه با مشخصه‌های نوعی اضافه جریان زمان آنی<sup>۱۰</sup> (DTOC) و حداقل زمان معکوس - آنی<sup>۱۱</sup> (IDTM) می‌شود. با استفاده از رله‌های عددی، استراتژی‌های هماهنگی حفاظتی تکامل یافته‌اند. در [۲۰] ذکر شده است که مشخصه‌های تعریف شده توسط کاربر انعطاف پذیری بالاتری را در هماهنگی ایجاد می‌کند و فرآیند و زمان عملکرد رله‌ها را کاهش می‌دهد. همچنین، رله‌های اضافه جریان جهت<sup>۱۲</sup> (DOCRs) عددی قادر به ارائه پارامترهای قابل کنترل بیشتری هستند. با استقرار این رله‌ها، سایر ضرایب مدل رله اضافه جریان نیز می‌توانند در فرآیند هماهنگی به عنوان متغیرهایی برای بهینه سازی در نظر گرفته شوند. در نتیجه می‌توان از یک متغیر خطی در مدل معمولی برای جابجایی مشخصه رله به بالا و پایین با شیب تعریف شده توسط کاربر استفاده نمود. بر اساس رله‌های عددی در [۲۱]





یک طرح حفاظتی جدید با مشخصه خطی چند قطعه‌ای<sup>۱۳</sup> برای سیستم‌های توزیع<sup>۱۴</sup> (DNs) شعاعی ارائه شده است. نه تنها این رله‌ها راه را برای دستیابی به یک طرح حفاظتی مقاوم فراهم می‌کنند [۲۲]، بلکه با استفاده از این رله‌ها پاسخ سریع حفاظتی امکان پذیر می‌گردد.

توجه به الزامات و قیود پایداری گذرای DNs در کنار طرح حفاظتی اضافه جریان، در مطالعات اندکی مورد توجه قرار گرفته است. طرح‌های هماهنگی حفاظتی ارائه شده در [۲۴، ۲۳] برای تأمین نیازهای پایداری گذرا در راستای حفاظت DNهای شعاعی است. در [۲۳] به بررسی پایداری DG و هماهنگی بهینه حفاظت OCR در DNها می‌پردازد. در ابتدا پایداری DGها به دست می‌آید و سپس با فاصله زمانی هماهنگی<sup>۱۵</sup> (CTI) بین OCRها ترکیب می‌شود. معیارهای پایداری DG و CTI رله به عنوان محدودیت در مساله هماهنگی حفاظتی بهینه استفاده می‌شوند. در [۲۴] حفاظت DOCR به منظور هماهنگی حفاظتی با توجه به محدودیت‌های CCT و CTI پیشنهاد شده است. DOCR پیشنهادی شامل منحنی اصلی و کمکی است. هماهنگی DOCRها با محدودیت‌های مربوط به پایداری مورد بحث و فرموله گردیده است و در نهایت نشان داده شد که استفاده از DOCR می‌تواند پایداری DGها را حفظ کند در حالی که به هماهنگی مناسب و حداقل زمان عملکرد رله‌ها دست می‌یابد. DOCR پیشنهادی بر روی هماهنگی رله - رله و رله - فیوز مورد آزمایش قرار گرفته است.

در این مقاله ترکیب حفاظتی رله-رله مورد مطالعه قرار گرفته و هماهنگی حفاظت‌ها به طور آنلاین و محلی با در نظر گرفتن حفظ پایداری گذرای SBDGs انجام می‌گیرد. بر این اساس CCT محاسبه شده از مطالعات پایداری گذرا در ترکیب با CTI بین PDS محاسبه شده از مطالعات هماهنگی حفاظتی به عنوان محدودیت‌های تنظیمی مورد استفاده قرار می‌گیرند. ترم ولتاژی مورد استفاده در مشخصه عملکرد پیشنهادی رله به صورت محلی و به کمک ترانسفورماتور ولتاژ نصب شده در محل اتصال PD به DN به صورت محلی قابل اندازه گیری می‌باشد. با توجه به اینکه ولتاژ مذکور به صورت محلی و از طریق اجرای مدار از ترانسفورماتور ولتاژ تا ورودی رله اضافه جریان قابلیت اجرایی دارد، در نتیجه برای انتقال مقادیر ولتاژ نیاز به زیر ساخت‌های مخابراتی نمی‌باشد. نوآوری‌های این مقاله در مقایسه با کارهای قبلی، به شرح زیر است:

- در نظر گرفتن پایداری گذرای SBDGs و هماهنگی حفاظتی PDS به عنوان پارامترهای ترکیبی جهت انجام تنظیمات رله‌های اضافه جریان
- وابسته نبودن روش پیشنهادی به سطح نفوذ SBDGs
- آنلاین بودن روش پیشنهادی
- عدم نیاز به زیر ساخت‌های مخابراتی

بخش‌های بعدی این مقاله به شرح زیر سازمان‌دهی است: بخش ۲ به بیان مساله می‌پردازد. بررسی ترکیب حفاظتی رله - رله و بیان محدودیت‌های حفاظتی و پایداری در این بخش تحلیل و ارائه شده است. روش پیشنهادی در بخش ۳ این مقاله ارائه شده است. در بخش ۴، نتایج شبیه‌سازی آورده شده است. در نهایت، نتیجه گیری در بخش ۵ ارائه شده است.

## ۲- بیان مساله

همان‌طور که بیان شد با اتصال منابع DG به DN، به دلیل جریان تزریقی این منابع در زمان وقوع خطا، عملکرد سیستم حفاظتی ممکن است با مشکل مواجه شود. تولیدات پراکنده مبتنی بر اینورتر معمولاً دارای یک محدود کننده جریان خطا بوده و جریان خطای تزریقی به DN را به اندازه ۱ تا ۴ پریونیت محدود می‌کنند، درحالی‌که تولیدات پراکنده مبتنی بر ژنراتورهای سنکرون یا القایی می‌توانند جریان خطایی به اندازه ۵ تا ۱۰ پریونیت تزریق کنند [۲۵]. بنابراین در این مقاله منابع DG مورد مطالعه از نوع SBDG در نظر گرفته شده است.

از طرف دیگر SBDGs با اینرسی کم در زمان وقوع خطا، علاوه بر ایجاد عدم هماهنگی حفاظتی، سیستم نیز از نظر پایداری گذرا نیز دچار اختلال شده و ایمنی ژنراتورها با خطرات مکانیکی روبرو می‌شود. بنابراین با متصل شدن SBDGs به DN محدودیت‌های بیان شده در حوزه پایداری و حفاظت باید به صورت هم‌زمان در طراحی‌های حفاظتی انجام شده در نظر گرفته شوند. در ادامه مطالعات حفاظتی - پایداری در حالت DN شعاعی با حفاظت OC مطالعه و بررسی شده است.



## ۱-۲- حفاظت اضافه جریان شبکه‌های DN

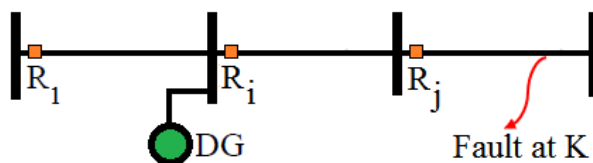
رله‌های اضافه جریان به عنوان یکی از ساده‌ترین و موثرترین راه حل‌ها برای حفاظت از سیستم قدرت استفاده می‌شوند. غالباً رله‌های اضافه جریان به عنوان تجهیزات حفاظتی اصلی برای سیستم‌های توزیع شعاعی استفاده می‌شوند [۲۶]. رله اضافه جریان دارای دو متغیر اصلی است: ضرب تنظیم زمانی و جریان برداشت ( $I_{Pickup}$ ). زمان عملکرد رله ( $T_{Op}$ ) توسط معادله (۱) محاسبه می‌شود: [۲۸، ۲۷]:

$$T_{Op} = \frac{A \times TDS}{\left(\frac{I_F}{I_{Pickup}}\right)^B - C} \quad (1)$$

$I_F$  جریان خطای دیده شده توسط رله می‌باشد. "x" نشان دهنده ضرب اسکالر است.  $A$ ،  $B$ ،  $C$ ، ثابت‌هایی هستند که برای نشان دادن یک فرم ریاضی از مشخصه رله اضافه جریان حداقل زمان معکوس استفاده می‌شوند. این ضرایب طبق استاندارد IEC 60255 براساس نوع منحنی تجهیز اضافه جریان مشخص می‌گردد که در جدول (۱) ضمایم آورده شده است [۲۹]. خطایی که در ناحیه رله رخ داده می‌دهد هم توسط رله اصلی و هم از طریق رله پشتیبان به طور همزمان قابل تشخیص است. برای جلوگیری از سوء عملکرد، رله پشتیبان باید عملکرد قطع را فقط در صورت عدم عملکرد رله اصلی تضمین کند. مطابق شکل (۱) اگر  $R_i$  رله اصلی برای خطا در مکان  $k$  باشد و  $R_j$  برای همان خطا رله پشتیبان باشد، می‌توان محدودیت هماهنگی را به صورت رابطه (۲) بیان کرد.

$$T_{j,k} - T_{i,k} \leq \Delta t \quad (2)$$

که  $T_{i,k}$  زمان عملکرد رله اصلی  $R_i$  برای خطا در ناحیه حفاظتی  $k$  است و  $T_{j,k}$  زمان عملکرد رله پشتیبان  $R_j$  برای همان خطا در ناحیه حفاظتی  $k$  است.  $\Delta t$  در حقیقت مقدار CTI است [۳۰]. حداقل CTI بین دو رله نباید زیر ۳۵۰ میلی‌ثانیه باشد [۱۴]. در حقیقت به منظور داشتن یک هماهنگی حفاظتی صحیح بین دو رله اضافه جریان  $R_i$  و  $R_j$ ، رله  $R_i$  به ازای وقوع خطای در ناحیه تحت حفاظتش در کمترین زمان ممکن عمل می‌کند و در صورت گسترش خطا، رله  $R_j$  باید حداقل پس از گذشت زمان ۳۵۰ میلی‌ثانیه از زمان عملکرد رله  $R_j$  عمل کند.



شکل (۱): یک سیستم توزیع نوعی شامل منابع تولید پراکنده با حفاظت اضافه جریان

## ۲-۲- پایداری گذرای منابع SBDGs

پایداری گذرا در سیستم‌های قدرت با اتفاقاتی مانند اتصال کوتاه، خروج ناگهانی یک خط پر بار، کاهش ناگهانی ولتاژ تحریک یک ژنراتور سنکرون و ... ایجاد می‌گردد. در این پدیده کمیتی که تغییراتش به عنوان شاخص اصلی پایداری و یا ناپایداری شناخته می‌شود، انرژی جنبشی توربین ژنراتورهای موجود در شبکه است. برای نشان دادن درجه پایداری شبکه و ژنراتورها نسبت به یک اختلال مشخص، می‌توان از شاخص CCT استفاده نمود. CCT برابر زمان بحرانی رفع خطا می‌باشد و برابر با حداکثر زمانی است که رفع خطا را می‌توان به تأخیر انداخت با شرط اینکه ژنراتورها پایدار باقی بمانند. واضح است که هر چه مقدار این زمان بیشتر باشد درجه پایداری ژنراتورها بزرگتر خواهد بود.

بزرگتر بودن CCT در مقایسه با زمان عملکرد رله‌های حفاظتی موجود در شبکه به عنوان قید و فاکتور اصلی برای اتصال یک DG جدید به شبکه مطرح می‌باشد. از طرف دیگر کوچکترین زمان بحرانی تحمل خطا ( $CCT_{Min}$ ) برای DG باید حداقل  $K$  برابر بیشترین زمان عملکرد رله اصلی ( $Max\{T_{Op-R_i}\}$ ) ناحیه خطا در شبکه باشد. لازم به ذکر است که مقدار  $K$  به عنوان یک فاکتور حاشیه اطمینان بنا به نوع تولید پراکنده، توپولوژی شبکه، محل اتصال تولید پراکنده به شبکه، ضریب نفوذ تولید پراکنده و ... قابل تنظیم



است که در این مقاله مقدار ۱.۵ در نظر گرفته شده است [۳۱]. بنابراین به ازای یک طرح اتصال DG، پس از محاسبه کوچکترین زمان بحرانی تحمل خطا، مطابق رابطه (۳) می‌توان شرط بیان شده را بررسی نمود.

$$K \times \text{Max}\{T_{Op-R_i}\} \leq CCT_{Min} \quad (3)$$

### ۳- روش پیشنهادی

مطابق روش پیشنهادی زمان عملکرد رله‌ها به صورتی تنظیم مجدد می‌شوند که محدودیت CCT و CTI برقرار شود. برای این منظور زمان عملکرد جدید رله به صورت رابطه (۴) ارائه می‌گردد:

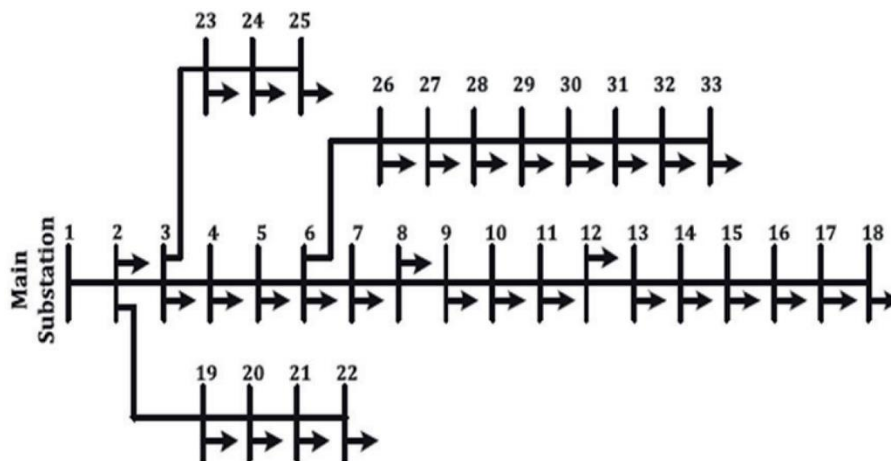
$$T_{Op} = \frac{A}{\left(\frac{I_F}{I_{Pickup}}\right)^B - C} \times TDS_{New} \quad (4)$$

$$TDS_{New} = TDS_{Old} \times (1 - V_{sc})$$

$V_{sc}$  اندازه ولتاژ خطا در محل اتصال PD به DN در واحد پریونیت (p.u) می‌باشد. با استفاده از مشخصه پیشنهادی زمان عملکرد رله به صورت قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد و نه تنها هماهنگی حفاظتی در مقایسه با مشخصه استاندارد بهبود پیدا می‌کند بلکه از ناپایداری SBDGs نیز جلوگیری می‌گردد. در حقیقت روش پیشنهادی با ارائه یک مشخصه زمان - جریان - ولتاژ جدید منجر به برقراری هر دو شرط بیان شده در روابط (۲) و (۳) می‌گردد.

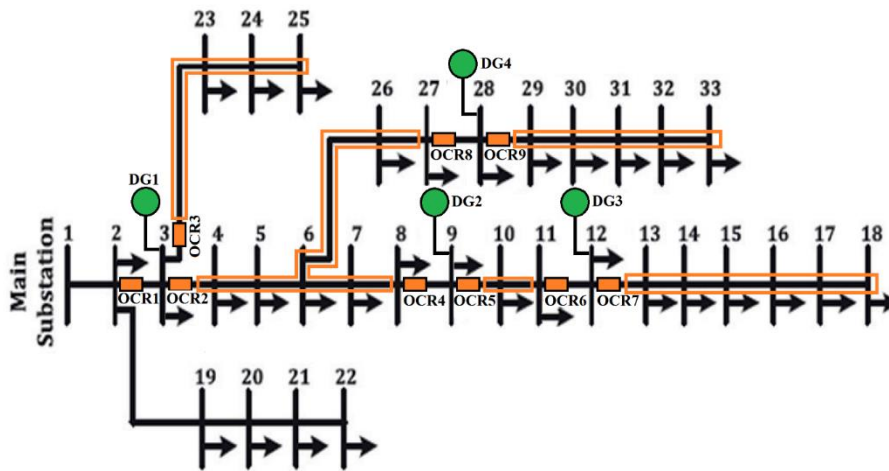
### ۴- شبکه مورد مطالعه

شبکه مورد مطالعه در این مقاله جهت بررسی صحت عملکرد روش پیشنهادی، شبکه IEEE 33 bus می‌باشد که در شمای تک خطی آن شکل (۲) نشان داده شده است. شبکه تست مذکور یک شبکه شعاعی با توان مبنای ۲۰ مگاوات آمپر و سطح ولتاژ مبنای ۶۶.۱۲ کیلوولت است. مشخصات سیستم IEEE 33 Bus مورد مطالعه و منابع DG متصل به آن به ترتیب در جدول‌های (۲) و (۳) ضمیمه ارائه شده است. در این شبکه از منابع SBDG استفاده شده است و سطح توان هر کدام از این منابع برابر یک مگاوات است. محل اتصال منابع تولید پراکنده باس‌های ۳، ۹، ۱۲ و ۲۸ انتخاب شده است [۲۳]. شبیه‌سازهای پخش بار، اتصال کوتاه، هماهنگی حفاظتی و مطالعات پایداری در نرم‌افزار ETAP انجام شده است. با توجه به محل اتصال منابع SBDG به سیستم مورد مطالعه، ۵ سناریو مطابق جدول (۱) مورد بررسی قرار می‌گیرد. مطابق جدول به ازای هر تولید پراکنده دو رله اضافه یکی قبل و یکی بعد از محل نصب SBDG قرار می‌گیرد. رله بعد از تولید پراکنده رله اصلی و رله قبل از تولید پراکنده رله پشتیبان می‌باشد. شمای تک خطی حفاظتی آن در شکل (۳) آورده شده است.



شکل (۲): شمای تک خطی شبکه مورد مطالعه





شکل (۳): شمای تک خطی حفاظتی شبکه مورد مطالعه

جدول (۱): سناریوهای مورد مطالعه بر روی شبکه تست IEEE 33 Bus

سناریو	حفاظت OCR پشتیبان	حفاظت OCR اصلی	باس خطا
۱	OCR1	OCR2	B27
۲	OCR1	OCR3	B8
۳	OCR4	OCR5	B11
۴	OCR6	OCR7	B18
۵	OCR8	OCR9	B33

## ۵- نتایج شبیه‌سازی

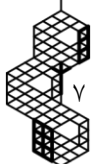
مطابق جدول (۱) به منظور بررسی سناریوهای مطرح شده در این مقاله به کمک الگوریتم پیشنهادی، شبیه‌سازی‌های پخش بار، اتصال کوتاه، هماهنگی حفاظتی و پایداری در محیط نرم افزار Etap انجام شده است. لازم به ذکر است تنظیمات نوعی برای رله‌های اضافه جریان به صورت جدول (۲) می‌باشد. با انجام تنظیمات حالت نوعی و سپس بررسی مقدار CTI و در صورت نیاز مقدار TDS رله‌های اضافه جریان پشتیبان اصلاح می‌گردد (افزایش می‌یابد) تا در حضور تولیدات پراکنده، مقدار CTI برقرار گردد. لازم به ذکر است حداکثر زمان رفع خطا از سیستم ۱۰۰۰ میلی‌ثانیه در نظر گرفته شده است [۱۴]. برای این منظور مطالعات هر سناریو به ازای خطای اتصال کوتاه سه فاز با مقاومت خطای صفر در انتهای ناحیه تحت حفاظت رله اصلی (بدترین شرایط خطا) انجام شده است. بنابراین طرح مذکور نسبت به انواع خطاهای دیگر با مقاومت‌های خطای مختلف مقاوم می‌باشد.

جدول (۲): تنظیمات نوعی رله‌های OC

نسبت تبدیل ترانسفورماتورهای جریان	نوع منحنی	TDS	$I_{Pickup}$
۵۰/۱	معکوس نرمال	۰/۱	۱/۲

## ۵-۱- نتایج مطالعات حفاظتی

نتایج حاصل از شبیه‌سازی هماهنگی حفاظتی جهت برقراری CTI بین OCRها در ۵ سناریوی تعریف شده در جدول (۳) آورده شده است. همانطور که از جدول (۳) دیده می‌شود، در سناریوهای اول، دوم، سوم و پنجم به منظور برقراری CTI برابر و بزرگتر از ۳۵۰ میلی‌ثانیه؛ مقدار TDS جدید محاسبه شده برای رله‌های پشتیبان از رابطه (۴) افزایش یافته است. اما در سناریوی چهارم به دلیل جریان خطای پایین، حتی با کاهش مقدار TDS رله‌ها به کمترین مقدار قابل تنظیم یعنی ۰/۱ نیز؛ رله‌ها قادر به تشخیص خطا نیستند. بنابراین برای برطرف کردن این مورد علاوه بر اصلاح مقدار TDS رله پشتیبان، مقدار جریان برداشت رله‌های OCR6 و





OCR7 به مقدار ۰/۶ کاهش پیدا کرده است. در سناریوی پنجم نیز به منظور محدود کردن زمان عملکرد رله پشتیبان به ۱۰۰۰ میلی‌ثانیه، مقدار TDS رله OCR8 کاهش یافته است.

**جدول (۳) نتایج شبیه‌سازی حفاظتی سناریوهای مورد مطالعه بر روی شبکه IEEE 33 Bus**

CTI (Msec)	زمان عملکرد		جریان خطای دیده شده (کیلوآمپر)		باس خطا	جریان برداشت اصلی و پشتیبان	TDS		OCR اصلی	OCR پشتیبان	سناریو
	(میلی‌ثانیه)		(کیلوآمپر)				OCR اصلی	OCR پشتیبان			
	OCR اصلی	OCR پشتیبان	OCR اصلی	OCR پشتیبان							
352	547	195	1.417	1.279	B27	1.2	0.22	0.1	OCR2	OCR1	۱
418	645	227	1.327	1.197	B8	1.2	0.14	0.1	OCR3	OCR1	۲
360	530	170	1.507	1.088	B25	1.2	0.14	0.1	OCR5	OCR4	۳
363	677	314	1.166	1.001	B11	0.6	0.14	0.1	OCR7	OCR6	۴
357	653	296	0.596	0.506	B18	1.2	0.07	0.07	OCR9	OCR8	۵
406	920	514	0.883	0.771	B33						

### ۲-۵- نتایج مطالعات پایداری

به منظور بررسی برقراری محدودیت CCT، لازم است شبیه‌سازی مطالعات پایداری گذرای SBDGها به ازای خطای اتصال کوتاه سه فاز با مقاومت خطای صفر در محل اتصال DG به شبکه انجام گردد. سپس شرط رابطه (۳) بررسی شود و در صورت عدم برقراری شرط مذکور، به کمک روش پیشنهادی مطابق رابطه (۴) منحنی مشخصه اصلی اصلاح گردد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی پایداری حالت گذرای SBDGهای متصل به شبکه در جدول (۴) آورده شده است. مطابق جدول مذکور در سناریوهای اول، دوم، چهارم و پنجم شرط رابطه (۴) برقرار نیست و نیاز به اصلاح مقدار TDS رله اصلی می‌باشد.

**جدول (۴) نتایج شبیه‌سازی پایداری گذرای سناریوهای مورد مطالعه بر روی شبکه IEEE 33 Bus**

سناریو	حفاظت OCR پشتیبان	حفاظت OCR اصلی	باس خطا	حداکثر زمان عملکرد اصلی	CCT/K (Msec)	برقراری رابطه (۴)
۱	OCR1	OCR2	B27	195	160	-
۲	OCR1	OCR3	B25	170	160	-
۳	OCR4	OCR5	B11	314	340	✓
۴	OCR6	OCR7	B18	296	253	-
۵	OCR8	OCR9	B33	514	147	-

### ۳-۵- نتایج روش پیشنهادی

نتایج حاصل از شبیه‌سازی هماهنگی حفاظتی - پایداری به کمک روش پیشنهادی با در نظر گرفتن همزمان محدودیت های CTI و CCT، برای سناریوهای اول، دوم، چهارم و پنجم در جدول (۵) آورده شده است. نتایج نشان می‌دهد مطابق رابطه (۴)، مقدار TDS رله‌های اصلی کاهش یافته است تا به طور همزمان هر دو محدودیت بیان شده برقرار گردد. در حقیقت در این شرایط با کاهش مقدار TDS رله اصلی، نه تنها محدودیت CCT ارضا می‌گردد، بلکه محدودیت CTI نیز بهبود می‌یابد. در حقیقت در این شرایط به ازای تمام سناریوهای مورد مطالعه، نه تنها مقدار CTI بین رله اصلی و پشتیبان بیشتر از ۳۵۰ میلی‌ثانیه است؛ بلکه مقدار CCT/K کمتر از زمان عملکرد OCR اصلی می‌باشد.

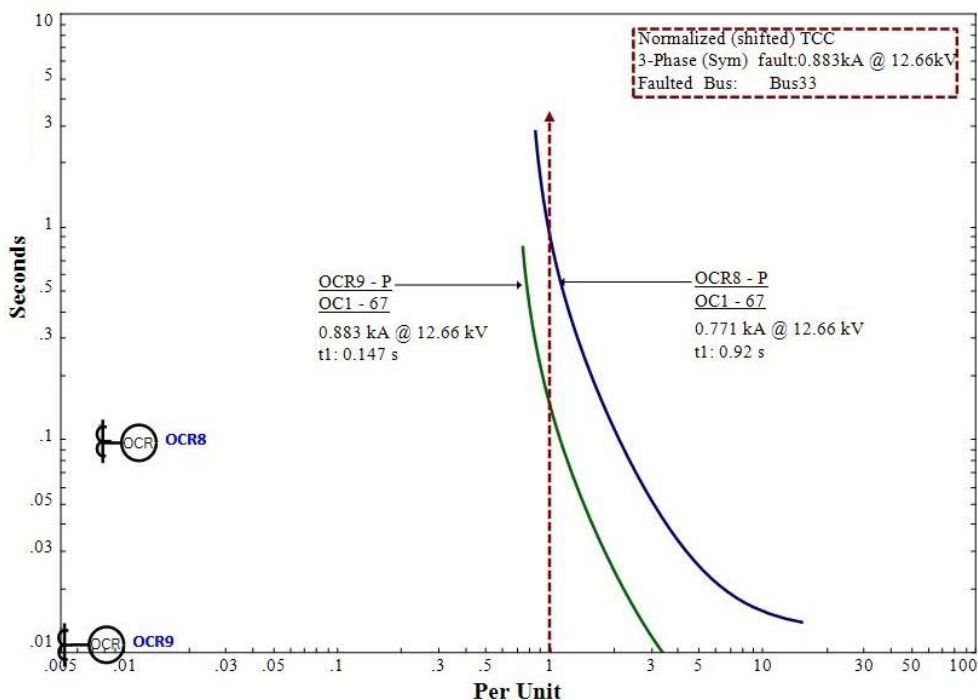
شکل (۴) نشان‌دهنده عملکرد تجهیزات حفاظتی سناریو پنجم است که بیانگر بیشترین تاثیر حفاظتی روش پیشنهادی می‌باشد. مطابق نتایج، مقدار CTI در این سناریو در بیشترین مقدار و برابر ۷۳۳ میلی‌ثانیه می‌باشد و مقدار CCT/K در مقدار مرزی رابطه (۴) قرار دارد و برابر حداکثر زمان عملکرد OCR اصلی است. قابل ذکر است که در این سناریو، حداکثر زمان رفع خطا از سیستم توسط رله پشتیبان برابر ۹۲۰ میلی‌ثانیه است و از ۱۰۰۰ میلی‌ثانیه تجاوز نکرده است.





جدول (۵) نتایج شبیه‌سازی روش پیشنهادی بر سناریوهای مورد مطالعه بر روی شبکه IEEE 33 Bus

سناریو	OCR پشتیبان	OCR اصلی	TMS		باس خطا	جریان خطای دیده شده (کیلوآمپر)		زمان عملکرد (میلی ثانیه)		CCT/K (Msec)	CTI (Msec)
			OCR پشتیبان	OCR اصلی		OCR پشتیبان	OCR اصلی	OCR پشتیبان	OCR اصلی		
۱	OCR1	OCR2	0.22	0.04	B27	1.279	1.417	78	547	160	469
۲	OCR1	OCR3	0.14	0.03	B8	1.197	1.327	91	645	160	554
۴	OCR6	OCR7	0.14	0.04	B25	1.088	1.507	51	530	253	479
۵	OCR8	OCR9	0.04	0.02	B18	0.506	0.596	118	653	147	773
					B33	0.771	0.883	147	920		



شکل (۴): عملکرد تجهیزات حفاظتی سناریو پنجم

## ۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله تجزیه و تحلیل پایداری گذرای یک شبکه تست استاندارد شامل SBDG با استفاده از نرم افزار Etap بررسی شده است. زمانی که خطایی در سیستم توزیع الکتریکی شامل تولیدات پراکنده رخ دهد، در صورت عدم رفع به موقع خطا، پایداری تولیدات پراکنده از بین می‌رود. بنابراین به کمک شبیه‌سازی مطالعات پایداری گذرا، زمان بحرانی پاکسازی خطا برای تمامی SBDG متصل به شبکه به ازای بدترین شرایط خطا استخراج گردید. بدترین شرایط خطا در مطالعات پایداری، خطای سه فاز در محل اتصال SBDG به سیستم در نظر گرفته شده است. از طرف دیگر طرح حفاظتی در مرحله اول بدون در نظر گرفتن محدودیت CCT به ازای بدترین شرایط خطا شبیه‌سازی گردید. لازم به ذکر است که بدترین شرایط خطا در مطالعات حفاظتی به ازای هر سناریو، خطای سه فاز در انتهای ناحیه تحت حفاظت رله اضافه جریان اصلی است. سپس در ادامه مطالعات، محدودیت CCT بر طرح حفاظتی مورد بررسی قرار گرفته شد. همانطور که مشاهده گردید تنها در سناریوی سوم علاوه بر شرط CTI، شرط CCT نیز برقرار بود. در مورد سایر سناریوهای دیگر با اصلاح مقدار TDS رله اضافه جریان اصلی هر دو شرط CCT و CTI برقرار شد. مطابق نتایج شبیه‌سازی، در این



سناریوها نه تنها شاخص CTI بین هر زوج رله اصلی و پشتیبان بهبود پیدا کرد، بلکه از ناپایداری SBDGها نیز جلوگیری شد. روش پیشنهادی به راحتی جهت هماهنگی OCRها در DNهای شامل DG با در نظر گرفتن معیار پایداری گذرا قابل اجرا است.

## ضمایم

جدول (۱): ضرایب منحنی مشخصه زمان- جریان تجهیز اضافه جریان بر اساس استاندارد IEEE 60255-3

Parameters	IEC curves				
	Short time inverse	Normal inverse	Very inverse	Extremely inverse	Long time inverse
$\alpha$	0.05	0.14	13.5	80	120
$\beta$	0	0	0	0	0
$\gamma$	0.4	0.02	1	2	1

جدول (۲): مشخصات سیستم IEEE 33 Bus مورد مطالعه

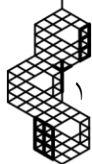
Sending bus	Receiving bus	R(ohm)	X(ohm)	Load at receiving bus	
				P <sub>L</sub> (KW)	Q <sub>L</sub> (KVAR)
1	2	0.0922	0.0477	100	60
2	3	0.493	0.2511	90	40
3	4	0.366	0.1864	120	80
4	5	0.3811	0.1941	60	30
5	6	0.819	0.707	60	20
6	7	0.1872	0.6188	200	100
7	8	1.7114	1.2351	200	100
8	9	1.03	0.74	60	20
9	10	1.04	0.74	60	20
10	11	0.1966	0.065	45	30
11	12	0.3744	0.1238	60	35
12	13	1.468	1.155	60	35
13	14	0.5416	0.7129	120	80
14	15	0.591	0.526	60	10
15	16	0.7463	0.545	60	20
16	17	1.289	1.721	60	20
17	18	0.732	0.574	90	40
2	19	0.164	0.1565	90	40
19	20	1.5042	1.3554	90	40
20	21	0.4095	0.4784	90	40
21	22	0.7089	0.9373	90	40
3	23	0.4512	0.3083	90	50
23	24	0.898	0.7091	420	200
24	25	0.896	0.7011	420	200
6	26	0.203	0.1034	60	25
26	27	0.2842	0.1447	60	25
27	28	1.059	0.9337	60	20
28	29	0.8042	0.7006	120	70
29	30	0.5075	0.2585	200	600
30	31	0.9744	0.963	150	70
31	32	0.3105	0.3619	210	100
32	33	0.341	0.5302	60	40

جدول (۳): مشخصات منابع SBDG و ترانسفورماتور اتصال آن‌ها به سیستم IEEE 33 Bus

SBDG				$r_{st} = 0.09 pu$	$X_l = 0.14 pu$	$X_d = X_q = 1.55 pu$	
SBDG1	SBDG2	SBDG3	SBDG4	3 kV	$X'_d = 0.25 pu$	$X'_q = 0.6 pu$	$X''_d = 0.2 pu$
1 MVA	1 MVA	1 MVA	1 MVA		$X''_q = 0.6 pu$	$H = \text{nominal MVA}$	
Setup Transformers				12.66/3kv	$U_k = 6\%$	$x/r = 8.5$	



- [1] J. Iqbal, M. Khan, M. Talha, H. Farman, B. Jan, A. Muhammad, and H. A. Khattak, "A generic Internet of Things architecture for controlling electrical energy consumption in smart homes," *Sustainable Cities and Society*, vol. 43, pp. 443–450, 2018, doi: 10.1109/10.1016/j.scs.2018.09.020.
- [2] K. Yigit, and B. Acarkan, "A new electrical energy management approach for ships using mixed energy sources to ensure sustainable port cities," *Sustainable Cities and Society*, vol. 40, pp. 126–135, 2018, doi: 10.1109/10.1016/j.scs.2018.04.004.
- [3] A. Maleki, M. G. Khajeh, and M. A. Rosen, "Two heuristic approaches for the optimization of grid-connected hybrid solar–hydrogen systems to supply residential thermal and electrical loads," *Sustainable Cities and Society*, Vol. 34, pp. 278–292, 2017, doi: 10.1016/j.scs.2017.06.023.
- [4] D. Ranamuka, A. P. Agalgaonkar, and K. M. Muttaqi, "Examining the interactions between DG units and voltage regulating devices for effective voltage control in distribution systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, Vol. 53, no. 2, pp. 1485–1496, 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2619664.
- [5] K. A. Joshi, and N. M. Pindoriya, "Case-specificity and its implications in distribution network analysis with increasing penetration of photovoltaic generation," *CSEE J. Power Energy Syst*, Vol. 3, no. 1, pp. 101-113, 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.0013.
- [6] H. Hooshyar, and M. E. Baran, "Fault analysis on distribution feeders with high penetration of PV systems," *IEEE Trans. Power Syst*, Vol. 28, no. 3, pp. 2890–2896, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2227842.
- [7] H. H. Zeineldin, Y. Rady, I. Mohamed, V. Khadkikar, and V. R. Pandi, "A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 4, no. 3, pp. 1523–1532, 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2263745.
- [8] A. Yazdaninejadi, D. Nazarpour, and S. Golshannavaz, "Sustainable electrification in critical infrastructure: Variable characteristics for overcurrent protection considering DG stability," *Sustainable Cities and Society*, vol. 54, 2020, doi.org/10.1016/j.scs.2020.102022.
- [9] K. A. Saleh, H. H. Zeineldin, A. Al-Hinai, and E. F. El-Saadany, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic," *IEEE Trans Power Delivery*; pp. 537-544, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2341666.
- [10] S. Jamali, and H. Borhani-Bahabadi, "Recloser time-current-voltage characteristic for fuse saving in distribution networks with DG," *IET Gener Transm Distrib*, Vol. 11, pp.272-279, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0979.
- [11] S. Jamali, and H. Borhani-Bahabadi, "Non-communication protection method for meshed and radial distribution networks with synchronous-based DG," *Int J Electr Power Energy Syst*, Vol. 93, pp. 468-478, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.019.
- [12] S. Jamali, and H. Borhani-Bahabadi, "Self-adaptive relaying scheme of reclosers for fuse saving in distribution networks with DG," *Int J Power Energy Res*; Vol. 1, pp.8-19, 2017, doi: 10.22606/ijper.2017.11002.
- [13] F. Hajimohammadi, B. Fani, and I. Sadeghkhan, "Fuse saving scheme in highly photovoltaic-integrated distribution networks," *Int Trans Electr Energ Syst*; Vol. 30, no.1, 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12148.
- [14] B. Fani, H. Bisheh, and A. Karami-Horestani, "An offline penetration-free protection scheme for PV-dominated distribution systems," *Electric Power Systems Research*; Vol. 157, pp. 1-9, 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.11.020.
- [15] B. Fani, H. Bisheh, and I. Sadeghkhan, "A Protection Coordination Scheme for Distribution Networks with High Penetration of Photovoltaic Generators," *IET Generation Transmission & Distributio*; Vol. 12, pp.1802-1814, 2018, doi: iet-gtd.2017.1229.
- [16] Z. Liu, C. Su, H. K. Høidalen, and Z. Chen, "A multiagent system-based protection and control scheme for distribution system with distributed-generation integration," *IEEE Trans. Power Deliv*, Vol.32, pp. 536–545, 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2585579.
- [17] P. C. Maiola, and J. G. Rolim, "A multi-agent system for protection coordination of radial systems in the presence of distributed generation," *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection*, 2012, doi: 10.1049/cp.2012.0051.





- [18] H. Bisheh, and B. Fani, "Local penetration-free control approach against numerous changes in PV generation level in MAS-based protection schemes," *IET Renewable Power Generation*; Vol. 13, pp.1197-1204, 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.6083.
- [19] T. Keil, and J. Jager, "Advanced coordination method for overcurrent protection relays using nonstandard tripping characteristics," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, no. 1, pp. 52–57, 2007, doi: 10.1109/TPWRD.2007.905337.
- [20] A. Yazdanejadi, A. Hamidi, S. Golshannavaz, F. Aminifar, and S. Teimourzadeh, "Impact of inverter-based DERs integration on protection, control, operation, and planning of electrical distribution grids," *The Electricity Journal*, Vol. 32, no. 6, pp. 43–56, 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.05.016.
- [21] M. Ojaghi, and R. Ghahremani, "Piece-wise linear characteristic for coordinating numerical overcurrent relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 32, no. 1, pp. 145–151, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2578324.
- [22] S. Teimourzadeh, F. Aminifar, and M. Davarpanah, "Microgrid dynamic security: Challenges, solutions and key considerations," *The Electricity Journal*, Vol. 30, no. 4, pp. 43–51, 2017, doi.org/10.1016/j.tej.2017.04.015.
- [23] T. S. Aghdam, H. K. Karegar, and H. H. Zeineldin, "Transient stability constrained protection coordination for distribution systems with DG," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, no. 6, pp. 5733–5741, 2017, doi: 10.1109/TSG.2017.2695378.
- [24] T. S. Aghdam, H. K. Karegar, and H. H. Zeineldin, "Optimal coordination of double inverse overcurrent relays for stable operation of DGs," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 15, no. 1), pp. 183–192, 2018, doi: 10.1109/TII.2018.2808264.
- [25] P. P. Barker, and R.W. de Mello, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: part1-radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 15, pp. 486–493, 2000, doi: 10.1109/PESS.2000.868775.
- [26] R. M. Kumar, and P. Vahab, "Overcurrent and Earth fault Relay Coordination for Microgrids with Modern Numerical Relay Features," *International Journal of Engineering Research and General Science*, Volume 4, no. 3, 2016.
- [27] P. M. Anderson, "Power System Protection," *McGraw-Hill*, New York, 1999.
- [28] Y. G. Paithankar, and S. R. Bhide, "Fundamentals of Power System Protection," *Prentice Hall of India Private Limited*, New Delhi, 2007.
- [29] IEC standard for single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time, IEC standard 60255-3.
- [30] A. A. Kalage<sup>1</sup>, and N. D. Ghawghawe, "Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Modified Adaptive Teaching Learning Based Optimization Algorithm," *Intelligent Industrial Systems*, Vol. 2, no. 1, pp. 55–71, 2016.
- [31] Instructions for distributed generation sources connection to Iran's electricity grid, *Power Generation, Transmission and Distribution Management Company (Tavanir)*, 1400.

## زیرنویس‌ها

- <sup>1</sup> Distributed Generation (DG)  
<sup>2</sup> Protective Devices (PDs)  
<sup>3</sup> Synchronous-based Distributed Generations (SBDGs)  
<sup>4</sup> Critical Clearing Time (CCT)  
<sup>5</sup> Over Current Relay (OCR)  
<sup>6</sup> Time Dial Setting (TDS)  
<sup>7</sup> New Operation Time (Top-New)  
<sup>8</sup> Curve Fitting  
<sup>9</sup> Multi Agent System-based Protection  
<sup>10</sup> Definite Time Over Current (DTOC)  
<sup>11</sup> Inverse Definite Minimum Time (IDMT)  
<sup>12</sup> Directional Over Current Relays (DOCRs)  
<sup>13</sup> Piece-wise linear characteristic  
<sup>14</sup> Distribution Networks (DNs)  
<sup>15</sup> Coordination Time Interval (CTI)

