
A novel method to differentiate internal faults and inrush current in power transformers using adaptive sampling and Hilbert transform

Ali Akbar Nazari¹, Ph.D. Student, Farzad Razavi², Assistant Professor, Ahmad Fakharian³ Associate Professor,

1- Department of Electrical Engineering, Qazvin Branch, Islamic Azad University, Qazvin, Iran.

Email: anazari@qiau.ac.ir

2- Department of Electrical Engineering, Qazvin Branch, Islamic Azad University, Qazvin, Iran.

Email: farzad.razavi@qiau.ac.ir (Corresponding author)

3- Department of Electrical Engineering, Qazvin Branch, Islamic Azad University, Qazvin, Iran.

Email: ahmad.fakharian@qiau.ac.ir

Abstract:

One of the most important pieces of equipment in power systems is the power transformer. The main task of transformers is to change the voltage level in the system to deliver the generated energy to the final consumers. Power transformers are the main components of power systems because, without them, power transmission from the power plants to the consumers is not practically possible. Therefore, the importance of power transformers makes their protection a crucial issue. Differential relay is the relay most commonly used to protect power transformers throughout the world. Despite their many advantages, these types of relays may operate incorrectly during the magnetizing inrush current of the transformer and cause the healthy transformer to be separated from the power network. Thus, using some appropriate techniques to cope with this problem is necessary for power transformer protection. In a power network, the sampling rate can significantly impact the performance of the protection system. In this case, as the sampling rate increases, the computational complexity also rises. On the other hand, if the sampling rate decreases, it can reduce the accuracy of the protection system. Therefore, this paper presents a new method based on adaptive sampling and Hilbert transform to discriminate between inrush current and internal faults in a power transformer. The proposed method is also capable of detecting sympathetic inrush current. Besides, this method precisely detects various fault types and has an accurate performance when the current transformer is saturated, or the signal is noisy. The proposed method has been tested on a 230/63 kV transformer. The simulation results demonstrate that the proposed method has an appropriate performance during normal and sympathetic inrush currents. In addition, the proposed technique can distinguish between all fault types and inrush current in power transformers.

Keywords: Inrush current, Differential relay, Power system protection, Adaptive sampling

Submit date: 2021/08/26

Accepted date: 2022/01/02

Corresponding author Name: Farzad Razavi

Corresponding author address: Department of Electrical Engineering, Qazvin Branch, Islamic Azad University, Qazvin, Iran.

تمایز بین جریان هجومی و خطای داخلی در ترانسفورماتور قدرت با استفاده از نمونه برداری تطبیقی و تبدیل هیلبرت

نوع مطالعه: پژوهشی

علی اکبر نظری^۱، دانشجوی دکتری، فرزاد رضوی^۱، استادیار، احمد فخاریان^۱، دانشیار

۱- گروه مهندسی برق، واحد قزوین، دانشگاه آزاد اسلامی، قزوین، ایران
anazari@qiau.ac.ir, farzad.razavi@qiau.ac.ir, ahmad.fakharian@qiau.ac.ir

چکیده: امروزه تقریباً از رله دیفرانسیل به عنوان حفاظت اصلی ترانسفورماتورهای قدرت در سرتاسر جهان استفاده می شود. اما با وجود مزایای زیاد، این نوع رله ها در زمان ایجاد جریان هجومی مغناطیس کنندگی ترانسفورماتور دچار اشتباه شده و موجب قطع شدن ترانسفورماتور سالم می گردند. به همین دلیل نیاز است تا با استفاده از روش هایی از این مشکل جلوگیری به عمل آید. علاوه بر این میزان نرخ نمونه برداری می تواند تاثیر بسزایی بر روی عملکرد یک سیستم حفاظتی داشته باشد. با این وجود، با بالا بردن نرخ نمونه برداری سطح محاسبات مورد نیاز افزایش می یابد. در برابر اگر نرخ نمونه برداری کاهش پیدا کند می تواند موجب کاهش دقت شود. به همین دلیل در این مقاله یک روش جدید برای تمایز بین جریان هجومی و خطای داخلی ترانسفورماتور قدرت با استفاده از نمونه برداری تطبیقی و تبدیل هیلبرت ارائه شده است. روش ارائه شده قابلیت تشخیص جریان هجومی معمولی و جریان هجومی همدردی را دارا می باشد. جریان هجومی همدردی نوعی از جریان هجومی است که در ترانسفورماتورهای موازی رخ می دهد. در این نوع از جریان هجومی دامنه سیگنال جریان بر خلاف جریان هجومی معمولی در گذشت زمان افزایش پیدا می کند. به علاوه این روش قابلیت تشخیص انواع خطا را دارد و در زمان به اشباع رفتن ترانسفورماتور جریان و نویزی شدن سیگنال عملکرد مناسبی خواهد داشت. روش پیشنهادی بر روی یک ترانسفورماتور ۲۳۰ کیلوولت به ۶۳ کیلوولت تست شده است. نتایج نشان می دهند که روش ارائه شده علاوه بر تشخیص جریان هجومی معمولی و انواع خطاهای مختلف توانایی تشخیص جریان هجومی همدردی را نیز دارا می باشد.

واژه های کلیدی: جریان هجومی، رله دیفرانسیل، حفاظت سیستم های قدرت، نمونه برداری تطبیقی.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۶/۰۴

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۰/۱۲

نام نویسنده ی مسئول: فرزاد رضوی

نشانی نویسنده ی مسئول: قزوین - خیابان دانشگاه - بلوار نخبگان - مجتمع شهید عباسپور - دانشکده مهندسی برق، پزشکی و مکاترونیک.

۱ - مقدمه

امروزه به دلیل افزایش تقاضای انرژی در سطح جهان، سیستم‌های قدرت به منظور حفظ دائمی دسترس مصرف‌کنندگان تحولات بسیاری شده‌اند. این تحولات با اینکه دسترسی مصرف‌کنندگان به انرژی الکتریکی را تضمین می‌کند اما باعث پیچیده‌تر شدن سیستم‌های قدرت نیز شده است. این پیچیدگی احتمال رخداد خطا را در سیستم‌های قدرت بسیار افزایش داده است. به همین دلیل سیستم‌های حفاظتی نیز باید با توجه به پیچیدگی‌های موجود در سیستم‌های قدرت ارتقا پیدا کنند. از اجزاء مختلف موجود در یک سیستم قدرت ترانسفورماتورهای قدرت هستند که نقش حیاتی در انتقال انرژی ایفا می‌کنند. ترانسفورماتورهای قدرت جزو مهم‌ترین و حساس‌ترین اجزاء یک سیستم قدرت هستند (Dashti et al., 2016; Ibrahim et al., 2018). ترانسفورماتورهای قدرت باید توسط رله‌های دقیق و سریع مورد محافظت قرار گیرند. امروزه در اکثر نقاط جهان از رله‌های دیفرانسیل به دلیل دقت و سرعت در عملکرد به عنوان حفاظت اصلی ترانسفورماتورهای قدرت استفاده می‌شود (Sahebi et al., 2018; Taheri, Hosseini, Salehimehr, et al., 2018). یکی از مهم‌ترین چالش‌های پیش روی رله‌های دیفرانسیل بروز جریان هجومی^۱ در ترانسفورماتورها است (Guzman et al., 2002; Horowitz & Phadke, 2008). جریان هجومی در زمان کلید زنی ترانسفورماتور ایجاد می‌شود. این جریان می‌تواند تا چندین برابر جریان نامی ترانسفورماتور افزایش یابد (Taheri, Hosseini, Askarian, 2012; Ziegler, 2012; Abyaneh, et al., 2020). بروز جریان هجومی می‌تواند موجب اشتباه در عملکرد رله دیفرانسیل شده و باعث قطع و جدا سازی ترانسفورماتور سالم از شبکه گردد (Hong-ming et al., 2014; Taheri, Hosseini, & Salehimehr, 2014).

علاوه بر موارد فوق امروزه به دلیل پیچیده شدن سیستم‌های قدرت و استفاده از ترانسفورماتورهای موازی شاهد بروز جریان هجومی همدردی^۲ هستیم. جریان هجومی همدردی برخلاف جریان هجومی معمولی باعث افزایش دامنه جریان می‌شود. روش‌های موجود تشخیص جریان هجومی ممکن است در اثر رخداد این نوع از جریان هجومی به علت افزایش دامنه دچار اشتباه شده و این نوع از جریان هجومی را خطا تشخیص دهند (Sadeghi et al., 2018). به همین دلیل گسترش روش‌هایی جدید برای تشخیص جریان هجومی همدردی و جریان هجومی معمولی بسیار اهمیت دارد.

تا مدت‌ها استفاده از نسبت هارمونیک دوم به هارمونیک اصلی برای تمایز بین جریان هجومی و خطای داخلی ترانسفورماتور بسیار محبوب بود (Guzman et al., 2002; Guzman et al., 2001; Sykes &

Morrison, 1972; Tian & Liu, 1998). ایده اصلی این روش‌ها بر این اصل بود که در زمان رخداد خطا است. این روش‌ها امروزه به دلیل پیچیدگی در ساخت ترانسفورماتورها و کاهش جریان مغناطیس کنندگی در ترانسفورماتورهای جدید عملاً بی‌فایده هستند. مرجع (Tian & Liu, 1998) روشی را براساس توالی منفی توان ارائه کرده است. همچنین مراجع (P6; 521) از نقاط عبور از صفر جریان دیفرانسیل برای تشخیص جریان هجومی استفاده می‌کنند. مهم‌ترین مشکل این روش‌ها زمانی است که ترانسفورماتور جریان^۳ دچار اشباع می‌شود. این روش‌ها در زمان اشباع ترانسفورماتور جریان عملکرد مناسبی ندارند. مرجع (Pihler et al., 1997) روشی را براساس شبکه‌های عصبی مصنوعی ارائه داده است. همچنین مراجع (Bejmert et al., 2014; Wiszniewski & Kasztenny, 1995) از منطق فازی به منظور تمایز گذشتن بین جریان هجومی و خطا استفاده می‌کنند. علاوه بر روش مرکب از ماشین بردار پشتیبان^۴، به عنوان طبقه‌بندی کننده و تبدیل موجک به عنوان استخراج ویژگی نیز در (Rad et al., 2011) ارائه شده است. لازم به ذکر است، در برخی دیگر از روش‌های پیشنهادی، سایر طبقه‌بندی کننده‌های هوشمند مانند شبکه عصبی مصنوعی و انواع دیگر شبکه عصبی مصنوعی یعنی شبکه عصبی احتمالی^۵ برای تشخیص خطاهای داخلی پیشنهاد شده‌اند (Barbosa et al., 2011; Gondane et al., 2018; Shin et al., 2003; Geethanjali et al., 2010). در (Zhalefar & Sanaye-Pasand, 2010)، شبکه عصبی هوشمند PSO (2008)، شبکه عصبی هوشمند پیاده‌سازی شده است. رله دیفرانسیلی هوشمند پیاده‌سازی شده است. رله دیفرانسیلی هوشمند نیاز به شبیه‌سازی‌های کامپیوتری زیاد به منظور آموزش شرایط مختلف خطا و جریان هجومی است. مرجع (Taheri & Sedighizadeh, 2021) یک روش براساس پنجره میانگین ارائه داده است. در این روش به منظور کاهش زمان تشخیص چندین پنجره مختلف سیگنال با هم مقایسه شده‌اند. مهم‌ترین مشکل این مرجع عدم تشخیص جریان هجومی همدردی است. مرجع (Taheri, Hosseini, & Salehimehr, 2021) روشی براساس نرخ تغییرات انرژی سیگنال ارائه داده است. مهم‌ترین مشکل این روش عدم عملکرد مناسب در شبکه‌های مختلف است. مرجع (Taheri, Hosseini, 2020; Askarian-Abyaneh, et al., 2020) یک روش براساس فاصله نمونه‌ها در زمان رخداد خطا و جریان هجومی ارائه داده است. با اینکه این روش کاربردی است اما عملکرد آن در شبکه‌های مختلف نیاز به بررسی دارد. امروزه از تبدیل موجک در برنامه‌های مختلف حفاظتی بسیار استفاده می‌شود. مراجع (Abniki et al., 2010; Baoming et al., 2005; Bi et al., 2008; Tripathy, 2010) یک روش استخراج

⁴ Support vector machine (SVM)

⁵ Probabilistic neural network (PNN)

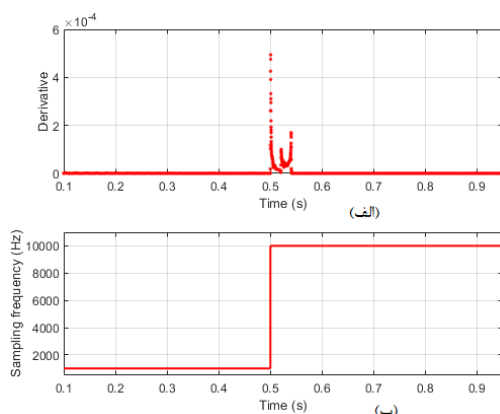
¹ Inrush current

² Sympathetic inrush current

³ Current transformer

کیلوهرتز و در برخی موارد به مقادیر بیشتری نیز برسد (Taheri & Sedighizadeh, 2020). همان طور که بیان شد این افزایش نرخ نمونه برداری می تواند حافظه محاسباتی بیشتری از میکروپرو سورها را شغال کند. از طرفی کاهش نرخ نمونه برداری موجب کاهش دقت روش های حفاظتی خواهد شد. یکی از راه حل های موجود استفاده از نمونه برداری تطبیقی در رله های حفاظتی است.

در مراجع مختلف الگوریتم های مختلفی برای نمونه برداری تطبیقی برای رسیدن به اهداف مختلف ارائه شده است (Augustyniak, 2020; Hamida et al., 2021; Roy & Chakraborty, 2020). مهم ترین مشکل این روش ها بالا بودن زمان تغییر نمونه برداری است. با توجه به این نکته که خطا در سیستم های قدرت باید در چند میلی ثانیه تشخیص داده شود، استفاده از این الگوریتم ها باعث افزایش بسیار زیاد زمان تشخیص خواهد شد. به منظور استفاده از نمونه برداری تطبیقی و کاهش زمان تشخیص اختلال و تغییر نرخ نمونه برداری می توان از تغییرات مشتق سیگنال استفاده کرد. شکل (۱-الف) تغییرات مشتق سیگنال را در زمان رخداد خطا نشان می دهد. برای رسیدن به شکل (۱-الف) ابتدا از هر شش جریان ورودی رله دیفرانسیل مقدار موثر گرفته می شود. سپس تمامی این مقادیر موثر با هم جمع شده تا یک سیگنال واحد تشکیل دهند. در ادامه با استفاده از یک پنجره سیگنال مقدار مشتق سیگنال در طول زمان محاسبه شده و میزان تغییرات بین دو داده متوالی حساب می شود. شکل (۱-الف). در صورتی که مقدار فاصله بین دو مقدار متوالی از مقدار مشخصی بیشتر باشد نرخ نمونه برداری در مدت زمانی کمتر از ۳ میلی ثانیه از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز تغییر خواهد کرد. شکل (۱-ب). استفاده از مشتق سرعت لازم برای تغییر نرخ نمونه برداری را دارا می باشد اما دقت لازم برای تشخیص خطا را نخواهد داشت. به همین دلیل نیاز است تا یک روش مناسب نیز برای تشخیص جریان هجومی ارائه شود. روش تشخیص جریان هجومی در قسمت بعد شرح داده شده است.



شکل (۱): نمونه برداری تطبیقی الف) تغییرات مشتق در زمان رخداد خطا، ب) تغییر نرخ نمونه برداری.

ویژگی بر اساس تبدیل موجک ارائه داده اند. مهم ترین چالش پیش روی روش های استفاده کننده از تبدیل موجک نیاز به نرخ نمونه برداری بالا برای عملکرد مناسب است.

با توجه به بررسی انجام شده بیشتر روش های تشخیص جریان هجومی دارای مشکلاتی نظیر تشخیص نادرست خطا یا هارمونیک دوم بالا، مناسب نبودن برای حفاظت از ترانسفورماتورهای جدید، عدم تشخیص جریان هجومی همدردی و سوء عملکرد در زمان اشباع ترانسفورماتور جریان هستند. علاوه بر این نرخ نمونه برداری نیز از اهمیت زیادی در عملکرد برخی از روش های مورد بحث برخوردار است. با توجه به نکات مطرح شده در مرجع (Salehimehr et al., 2021) تغییر در نرخ نمونه برداری می تواند تأثیرات زیادی بر روی عملکرد سیستم های حفاظتی داشته باشد. از طرفی افزایش بیش از حد نرخ نمونه برداری موجب افزایش سطح محاسبات مورد نیاز می شود. از آنجایی که رله های حفاظتی از میکروپرو سورها برای انجام محاسبات استفاده می کنند بالا بودن حجم محاسبات می تواند بر روی عملکرد سایر توابع حفاظتی تأثیر بگذارد. در مقابل اگر مقدار نمونه برداری پایین باشد روش حفاظتی از دقت لازم برخوردار نخواهد بود. به همین دلیل در این مقاله یک شیوه جدید بر اساس نمونه برداری تطبیقی و فرکانس لحظه ای به منظور رفع محدودیت های نمونه برداری و همچنین رفع مشکلات موجود تشخیص جریان هجومی ارائه شده است. مهم ترین پیشران های این مقاله را می توان به صورت زیر دسته بندی کرد:

- ۱.۱ استفاده از یک روش نمونه برداری تطبیقی به منظور تغییر نرخ نمونه برداری در شرایط مختلف.
 - ۱.۲ استفاده از تبدیل هیلبرت و فرکانس لحظه ای به منظور تشخیص جریان هجومی.
 - ۳ در نظرگیری تأثیر نویز بر عملکرد روش ارائه شده.
 - ۴ تشخیص جریان هجومی همدردی.
 - ۵ عملکرد مناسب در زمان به اشباع رفتن ترانسفورماتور جریان.
- مقاله حاضر به شرح زیر ارائه می شود: در بخش دوم فرمولاسیون روش جدید پیشران های ارائه شده است. در بخش سوم نتایج شبیه سازی ارائه شده است. در بخش چهارم روش ارائه شده با روش های ارائه شده در تحقیقات دیگر مقایسه شده است. در بخش پنجم نتیجه گیری ارائه شده است.

۲- فرمولاسیون

۲-۱- نمونه برداری تطبیقی

اکثر روش های حفاظتی موجود از یک نرخ نمونه برداری ثابت برای تشخیص انواع خطا استفاده می کنند. استفاده از نرخ نمونه برداری ثابت دارای مزایایی است اما در برخی از روش ها (مثلا روش های استفاده کننده از تبدیل موجک) این مقدار نمونه بردار می تواند تا ۱۶

۲-۲- تبدیل هیلبرت و فرکانس لحظه‌ای

فرکانس یکی از مهم‌ترین داده‌ها در نظارت، حفاظت و کنترل سیستم قدرت است. محاسبه مقدار دقیق فرکانس برای برنامه‌هایی که نیاز به پاسخ سریع دارند بسیار اهمیت دارد (Rahmann & Castillo, 2014). تعریف معمول برای فرکانس لحظه‌ای این است که معمولاً فرکانس لحظه‌ای با سرعت تغییر زاویه فاز همراه است. در این مقاله برای بدست آوردن فرکانس لحظه‌ای از تبدیل هیلبرت استفاده شده است. تبدیل هیلبرت برای اولین بار توسط دیوید هیلبرت برای ویژگی معادلات انتگرال در فیزیک و ریاضیات ارائه شده است (Korpel, 1982). تبدیل هیلبرت را می‌توان برای یک تابع به صورت رابطه (۱) تعریف کرد (Feldman, 2011; Hahn, 1996; Salehimehr et al., 2020). همچنین زاویه فاز توسط تبدیل هیلبرت می‌تواند از رابطه (۲) به دست آید.

$$H[X(t)] = \tilde{x}(t) = \pi^{-1} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{x(\tau)}{t-\tau} d\tau \quad (1)$$

$$z(t) = x(t) + jy(t) \quad (2)$$

جایی که $x(t)$ تابع ورودی و $z(t)$ تابعی از زمان با اندازه آنی است. همچنین مقادیر $a(t)$ و $\theta(t)$ از روابط (۳) و (۴) قابل محاسبه هستند.

$$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)} \quad (3)$$

$$\theta(t) = \arctan\left(\frac{y(t)}{x(t)}\right) \quad (4)$$

اگرچه تعریف ارائه شده متداول‌ترین و اصلی‌ترین تعریف برای فرکانس لحظه‌ای است اما با وجود این تعاریف دیگری نیز وجود دارد. فرکانس لحظه‌ای که با استفاده از سیگنال تحلیلی و تبدیل هیلبرت به دست می‌آید یک مفهوم فیزیکی معنی‌دار از سیگنال را فراهم می‌کند که همان نرخ تغییرات زاویه فاز است.

$$\omega(t) = \frac{d\theta}{dt} \quad (5)$$

برای بدست آوردن فرکانس لحظه‌ای پس از اعمال تبدیل هیلبرت به سیگنال ورودی از رابطه (۶) استفاده می‌شود (Taheri, Faghihlou, et al., 2020).

$$F = \frac{F_s}{2\pi} \times \text{diff}\left(\text{angle}\left(\tilde{X}(t)\right)\right) \quad (6)$$

که در آن F_s فرکانس نمونه‌برداری برابر با $1kHz$ یا $10kHz$ است و F فرکانس پایه سیستم قدرت برابر $50Hz$ است.

۲-۳- روش تشخیص جريان هجومی

به منظور استفاده از تبدیل هیلبرت و فرکانس لحظه‌ای برای تشخیص جريان هجومی ابتدا لازم است تا از طریق روابط (۷) تا (۹) جريان‌های دیفرانسیل محاسبه شود.

$$I_{diffa} = I_{Pa} + I_{Sa} \quad (7)$$

$$I_{diffb} = I_{Pb} + I_{Sb} \quad (8)$$

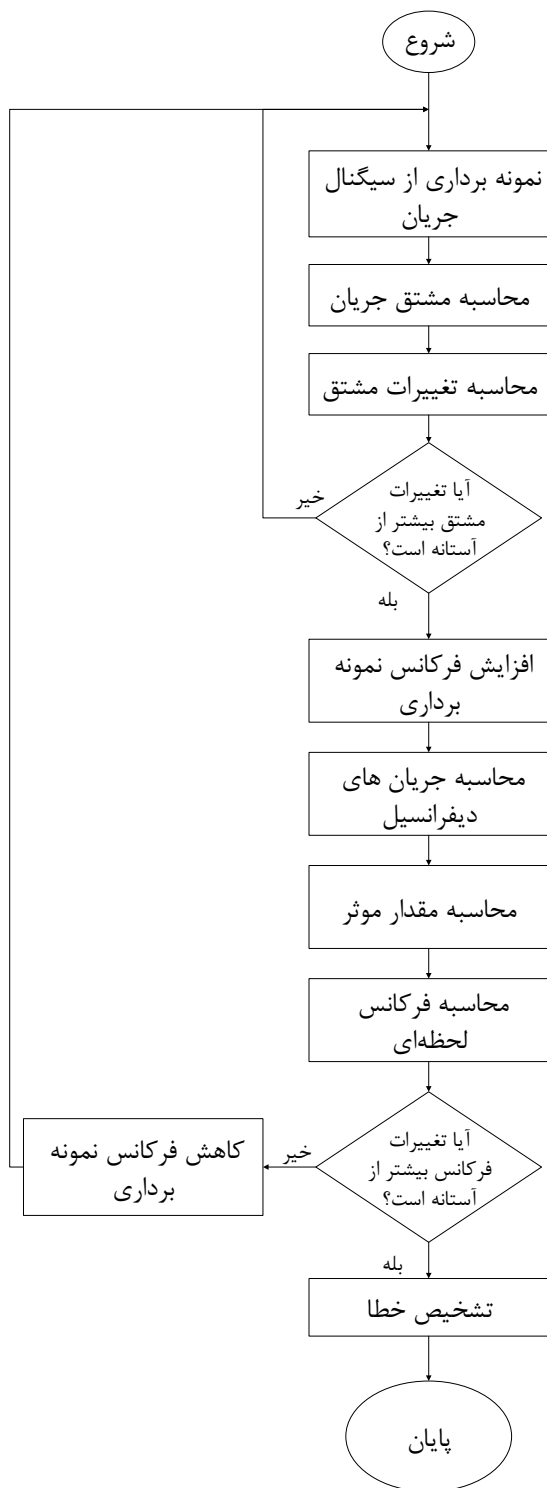
$$I_{diffc} = I_{Pc} + I_{Sc} \quad (9)$$

که در آن I_{diffa} ، I_{diffb} و I_{diffc} جريان‌های دیفرانسیل، I_{Pa} ، I_{Pb} و I_{Pc} جريان‌های طرف اولیه ترانسفورماتور و I_{Sa} ، I_{Sb} و I_{Sc} جريان‌های طرف ثانویه ترانسفورماتور هستند.

در ادامه مقدار موثر برای هر جريان دیفرانسیل با استفاده از رابطه (۱۰) به‌طور مجزا محاسبه می‌شود (Kagan et al., 2000). لازم به ذکر است که تاکنون هیچ‌گونه آنالیزی روی داده‌های نمونه‌برداری شده انجام نشده است. جريان‌های دیفرانسیل نیز مستقیماً با داده‌های نمونه‌برداری شده محاسبه می‌شوند.

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N I_{diff}^2}{N}} \quad (10)$$

در مرحله بعد با استفاده از تبدیل هیلبرت و روابط بیان شده در بخش (۲-۲) فرکانس لحظه‌ای برای هر فاز محاسبه می‌شود. شکل (۲) تغییرات فرکانس لحظه‌ای در زمان رخداد جريان هجومی و خطای سه فاز را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که خطای سه فاز در زمان 0.5 ثانیه اتفاق افتاده است. علت کم بودن فرکانس در زمان جريان هجومی و بعد از خطا این است که مقدار فرکانس سیگنال اصلی جريان محاسبه نشده است و فرکانس لحظه‌ای بعد از محاسبه مقدار موثر به دست آمده است.

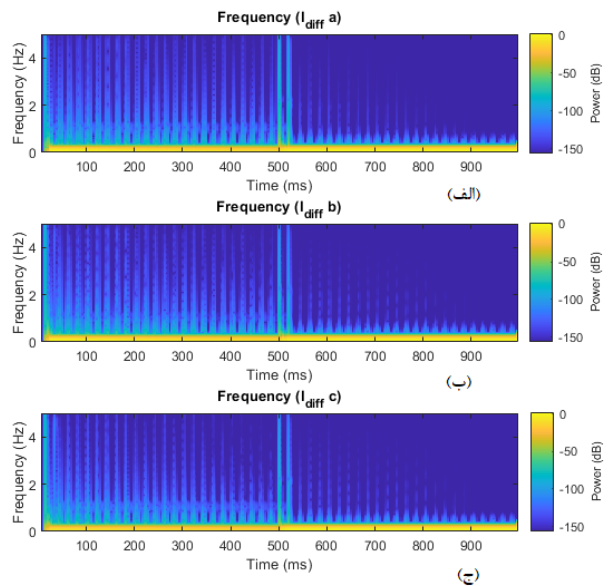


شکل (۳): الگوریتم روش پیشنهادی

۳- ارزیابی نرم افزاری روش ارائه شده

هدف از ارائه این بخش بررسی عملکرد روش ارائه شده در شرایط مختلف رخداد خطا و جریان هجومی در تراز سفورماتور قدرت است. موارد بررسی شده شامل موارد زیر می باشد.

۱. جریان هجومی.



شکل (۲): تغییرات فرکانس لحظه ای در زمان رخداد جریان هجومی و خطای سه فاز الف) تغییرات فرکانس در فاز اول، ب) تغییرات فرکانس در فاز دوم، ج) تغییرات فرکانس در فاز سوم.

همان طور که از شکل (۲) مشاهده می شود فرکانس لحظه ای در زمان رخداد خطا افزایش پیدا خواهد کرد. با توجه به این نکته می توان با تعیین یک مقدار آستانه ستنه مناسبت بین خطا و جریان هجومی تمایز گذاشت. مقدار آستانه با استفاده از شبیه سازی های کامپیوتری مختلف به دست می آید. مقدار آستانه مورداستفاده در این مقاله برابر با ۸ است. آستانه می تواند برای دریافت اطلاعات بیشتر در مورد نحوه محاسبه مقدار آستانه می تواند به مرجع (Taheri, Hosseini, Askarian, 2020) رجوع کنند. با توجه به موارد بیان شده الگوریتم روش ارائه شده در شکل (۳) نشان داده شده است. با توجه به شکل (۳) عملکرد الگوریتم را می توان به شکل زیر تشریح کرد:

۱. نمونه برداری از سیگنال جریان.
۲. محاسبه مشتق جریان.
۳. محاسبه تغییرات مشتق.
۴. در این مرحله اگر بخش نمونه برداری تطبیقی اختلالی را تشخیص دهد فرکانس نمونه برداری را از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز رسانده و الگوریتم وارد مرحله تشخیص خطا می شود در غیر این صورت الگوریتم به نقطه شروع بازمی گردد.
۵. محاسبه جریان های دیفرانسیل.
۶. محاسبه مقدار موثر.
۷. محاسبه فرکانس لحظه ای.
۸. در این مرحله اگر مقدار فرکانس بیشتر از مقدار آستانه باشد خطا تشخیص داده شده و فرمان قطع به کلید قدرت ارسال می شود. اگر شرط تشخیص خطا برقرار نباشد مقدار نمونه برداری از ۱۰ کیلوهرتز به ۱ کیلوهرتز کاهش پیدا می کند و الگوریتم به نقطه شروع بازمی گردد.

می دهد. همچنین شکل (۵) تغییرات نرخ نمونه برداری و شکل (۶) پاسخ روش ارائه شده را در کلید زنی با $\theta = 0$ نشان می دهد.

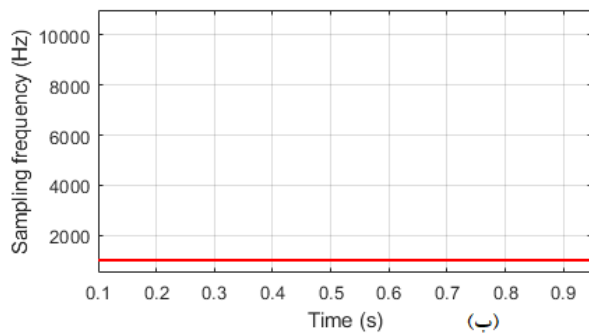
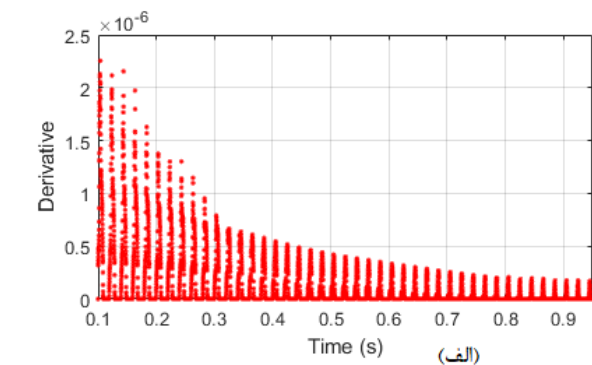
جدول (۱): عملکرد روش ارائه شده به ازای حالات مختلف جریان

هجومی

مورد مطالعه	درجه (θ)	فاز	تغییر در مقدار نمونه برداری	عملکرد روش ارائه شده
۱	۰	A	×	✓
۲		B	×	✓
۳		C	×	✓
۴	۸۰	A	×	✓
۵		B	×	✓
۶		C	×	✓
۷	۱۲۰	A	×	✓
۸		B	×	✓
۹		C	×	✓

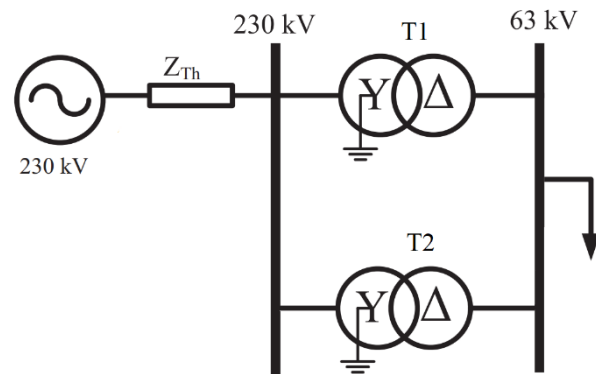
۳-۱- معرفی شبکه مورد مطالعه

به منظور ارزیابی روش ارائه شده از سیستم نشان داده شده در شکل (۴) استفاده شده است. این شبکه از دو ترانسفورماتور ۲۳۰ کیلوولت به ۶۳ کیلوولت با اتصال YNd11 و ترانسفورماتورهای جریان مورد نیاز تشکیل شده است. در بررسی مواردی چون جریان هجومی، خطای تکفاز، خطای سه فاز، اشباع ترانسفورماتور جریان و نویزی شدن سیگنال ترانسفورماتور T2 کاملاً از شبکه جدا است. در واقع شبکه به صورت تک ترانسفورماتوری کار می کند. در زمان بررسی تاثیر جریان هجومی همدردی بر روی روش ارائه شده به علت نیاز به ترانسفورماتور موازی ترانسفورماتور T2 به شبکه اضافه خواهد شد.



شکل (۵): تغییرات فرکانس نمونه برداری در زمان رخداد جریان هجومی ($\theta = 0$)، (الف) تغییرات مشتق سیگنال، (ب) تغییر مقدار نمونه برداری.

همان طور که از جدول (۱) و شکل (۵) مشخص است در زمان رخداد جریان هجومی مقدار تغییرات در مشتق جریان بسیار کم است (مقادیر نشان داده شده در شکل (۵-الف) در 10^{-6} ضرب شده اند) به همین دلیل چون روش پیشنهادی، اختلالی را در سیستم شناسایی نکرده است نرخ نمونه برداری نیز دچار تغییر نشده است.

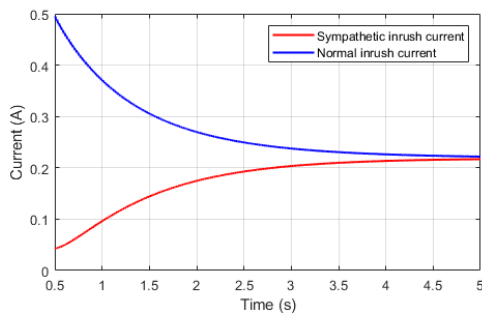


شکل (۴): شبکه مورد مطالعه.

شبیه سازی با استفاده از نرم افزار PSCAD و متلب انجام شده است. ابتدا شبکه مورد مطالعه در نرم افزار PSCAD شبیه سازی و تحلیل می شود، سپس در ادامه نتایج تحلیل برای پیاده سازی روش حفاظتی با استفاده از فایل COMTRADE به نرم افزار متلب ارسال خواهد شد. کلیه شبیه سازی ها بر روی یک سیستم کامپیوتری با پردازنده Core i7، ۱۶ گیگابایت رم و با استفاده از ویندوز ۱۰ انجام شده اند. خوانندگان می توانند برای کسب اطلاعات بیشتر درباره شبکه مورد مطالعه به مرجع (Dashti et al., 2016) مراجعه نمایند.

۳-۲- مورد مطالعه ای ۱: جریان هجومی

به منظور بررسی تاثیر جریان هجومی بر روی عملکرد روش ارائه شده کلید قدرت ترانسفورماتور T1 نشان داده شده در شکل (۴) تحت زوایای مختلف (θ) بررسی می شود. جدول (۱) نتایج این بررسی را نشان



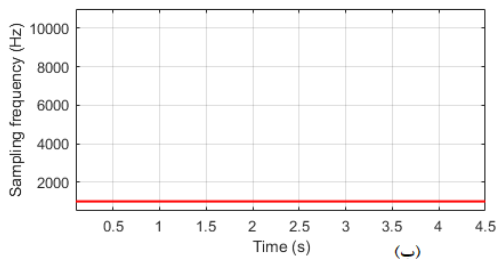
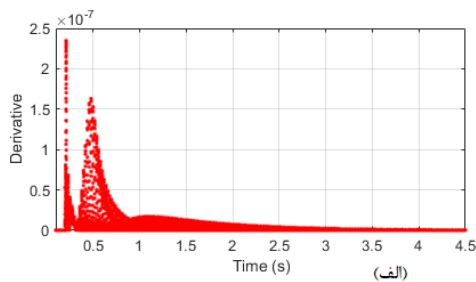
شکل (۷): تغییرات مقدار موثر جریان در زمان رخداد جریان هجومی معمولی و جریان هجومی همدردی

جدول (۲) نتایج به دست آمده از عملکرد روش ارائه شده در زمان رخداد جریان هجومی همدردی با زوایای مختلف را ارائه می دهد. همچنین شکل های (۸) و (۹) به ترتیب تغییرات نرخ نمونه برداری و عملکرد روش ارائه شده را در $\theta = 0$ نشان می دهند.

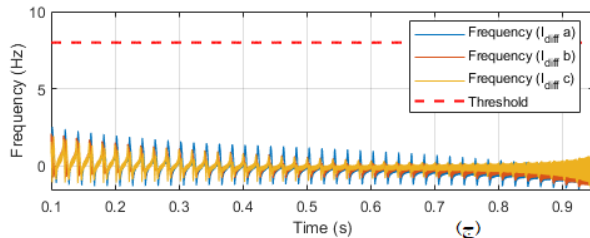
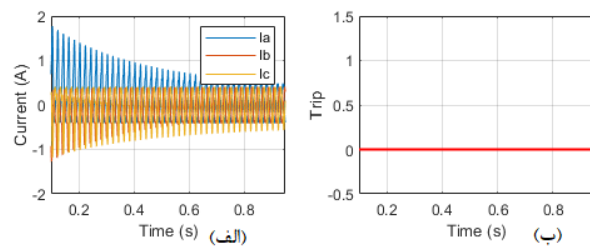
جدول (۲): عملکرد روش ارائه شده به ازای حالات مختلف جریان

هجومی همدردی

مورد مطالعه	درجه (θ)	فاز	تغییر در مقدار نمونه برداری	عملکرد روش ارائه شده
۱	۰	A	×	✓
۲		B	×	✓
۳		C	×	✓
۴	۸۰	A	×	✓
۵		B	×	✓
۶		C	×	✓
۷	۱۲۰	A	×	✓
۸		B	×	✓
۹		C	×	✓



شکل (۸): تغییرات فرکانس نمونه برداری در زمان رخداد جریان هجومی همدردی ($\theta = 0$)، الف) تغییرات مشتق سیگنال، ب) تغییر مقدار نمونه برداری.



شکل (۹): پاسخ روش ارائه شده در زمان رخداد جریان هجومی با $\theta = 0$ ، الف) جریان های سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظه ای در سه فاز

با توجه به شکل (۶) می توان دریافت که در زمان رخداد جریان هجومی فرکانس های لحظه ای به دست آمده مقدار آستانه تعیین شده را رد نکرده اند (شکل (۶-ج))، به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را به منظور قطع ترانسفورماتور قدرت ارسال نکرده است (شکل (۶-ب)). با توجه به این نکته می توان گفت که روش ارائه شده جریان هجومی را به درستی تشخیص داده و رله دیفرانسیل را بلاک کرده است.

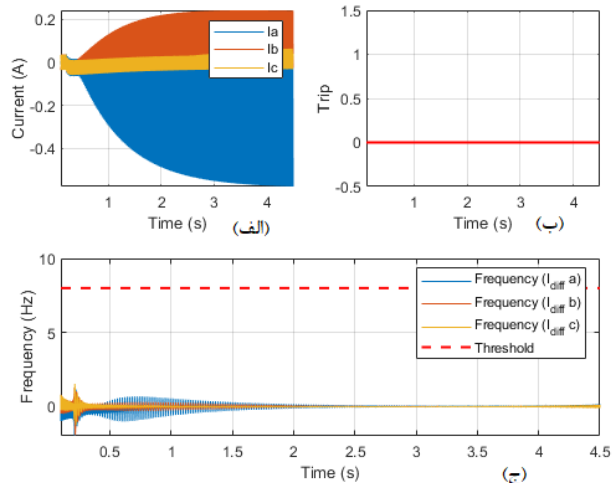
۳-۳- مورد مطالعه ای ۲: جریان هجومی همدردی

با توجه به این نکته که پدیده جریان هجومی در ترانسفورماتورهای موازی رخ می دهد، برای ارزیابی روش ارائه شده در زمان رخداد جریان هجومی همدردی ترانسفورماتور T2 به شبکه مورد مطالعه اضافه خواهد شد. بر این اساس ترانسفورماتور T2 به شبکه متصل است و ترانسفورماتور T1 در زوایای مختلف کلید زنی خواهد شد. پس از بسته شدن کلید ترانسفورماتور T1 جریان هجومی ایجاد خواهد شد. در مرحله بعد جریان هجومی همدردی به وسیله ترانسفورماتور T2 ایجاد می شود. ایجاد جریان هجومی همدردی در شرایطی اتفاق می افتد که جریان هجومی ترانسفورماتور T1 کاهش پیدا کرده است. بروز جریان هجومی همدردی می تواند سیستم حفاظتی ترانسفورماتور T2 را دچار اشتباه کرده و موجب قطع ترانسفورماتور سالم شود. به علاوه در زمانی که یک سیستم حفاظتی مشترک برای هر دو ترانسفورماتور ایجاد می شود، جریان ورودی خط که حاصل جمع برداری دو جریان ورودی است، مشابه خطای تکفاز خواهد شد. شکل (۷) تغییرات مقدار موثر جریان هجومی معمولی و جریان هجومی همدردی را نشان می دهد. همچنین با توجه به موارد بیان شده نیاز است تا سیستم های حفاظتی به گونه ای اصلاح شوند تا در برابر این نوع جریان هجومی نیز عملکرد مناسبی داشته باشند.

جدول (۳): عملکرد روش ارائه شده به ازای خطای تکفاز همزمان با

جریان هجومی

مورد مطالعه	درجه (θ)	نوع خطا	تغییر در مقدار نمونه برداری	عملکرد روش ارائه شده
۱	۰	A-G	✓	✓
۲		B-G	✓	✓
۳		C-G	✓	✓
۴	۸۰	A-G	✓	✓
۵		B-G	✓	✓
۶		C-G	✓	✓
۷	۱۲۰	A-G	✓	✓
۸		B-G	✓	✓
۹		C-G	✓	✓

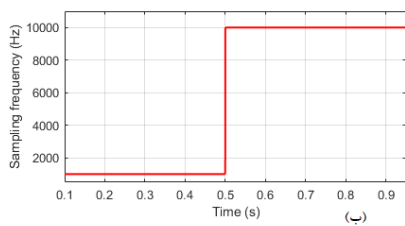
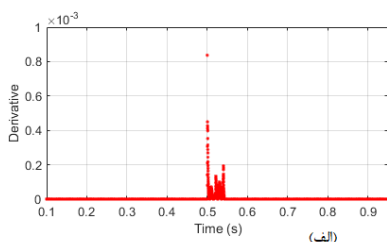


شکل (۹): پاسخ روش ارائه شده در زمان رخداد جریان هجومی

همدردی با $\theta = 0$ (الف) و جریان های سه فاز، (ب) سیگنال تریپ، (ج) تغییرات فرکانس لحظه ای در سه فاز

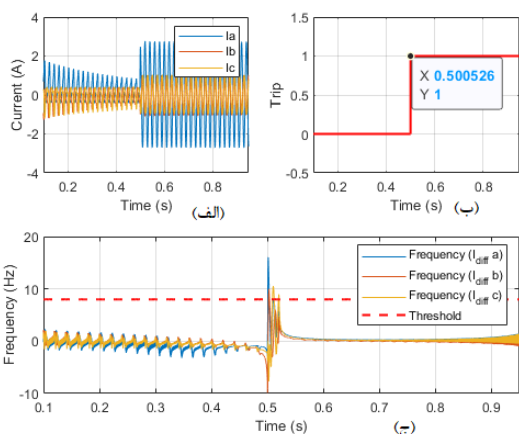
با توجه به جدول (۲) و شکل (۸) می توان دریافت که در زمان رخداد جریان هجومی همدردی نیز تغییرات در مشتق جریان بسیار کم است (مقادیر نشان داده شده در شکل (۸-الف) در 10^{-7} ضرب شده اند) به همین دلیل الگوریتم اختلالی را تشخیص نداده و فرکانس نمونه برداری را تغییر نداده است.

با توجه به شکل (۹) می توان دریافت که در زمان رخداد جریان هجومی همدردی نیز مانند جریان هجومی معمولی فرکانس های لحظه ای به دست آمده مقدار آستانه تعیین شده را رد نکرده اند (شکل (۶-ج))، به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را به منظور قطع ترانسفورماتور قدرت ارسال نکرده است (شکل (۶-ب)). با توجه به این نکته می توان گفت که روش ارائه شده جریان هجومی همدردی را نیز به درستی تشخیص داده و رله دیفرانسیل را بلاک کرده است.



شکل (۱۰): تغییرات فرکانس نمونه برداری در زمان رخداد خطای تکفاز

همزمان با جریان هجومی، (الف) تغییرات مشتق سیگنال، (ب) تغییر مقدار نمونه برداری.



شکل (۱۱): پاسخ روش ارائه شده در زمان رخداد خطای تکفاز همزمان

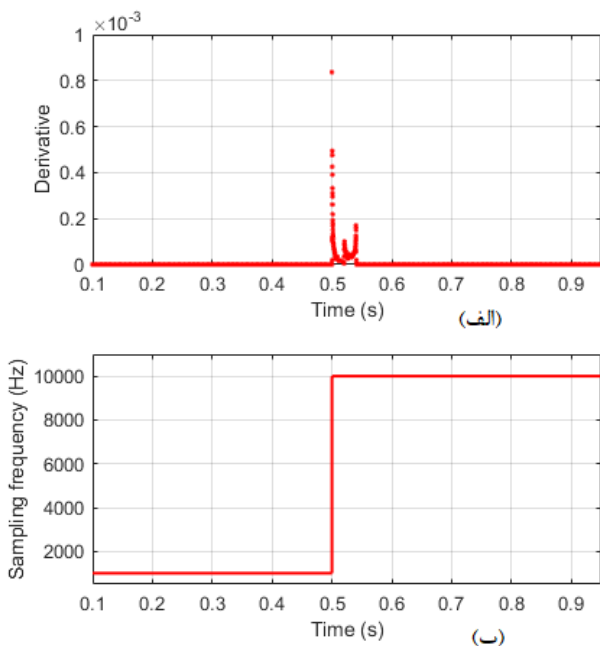
با جریان هجومی، (الف) جریان های سه فاز، (ب) سیگنال تریپ، (ج) تغییرات فرکانس لحظه ای در سه فاز

همان طور که از شکل (۱۰) مشخص است در زمان اعمال خطای تکفاز به شبکه مورد مطالعه (در زمان نیم ثانیه) مقدار تغییرات مشتق سیگنال

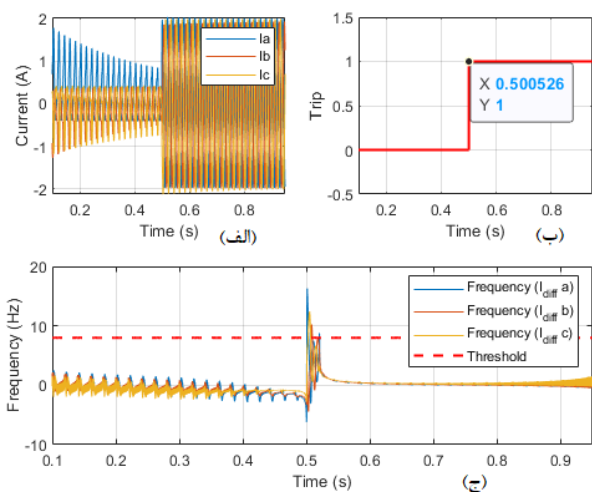
۳-۴- مورد مطالعه ای ۳: خطای تکفاز

در قسمت های قبلی مشاهده شد که الگوریتم ارائه شده به خوبی قادر به تشخیص انواع جریان هجومی (جریان هجومی معمولی و جریان هجومی همدردی) است. اما ممکن است بعد از تشخیص جریان هجومی و بلاک کردن رله دیفرانسیل یک خطای داخلی در ترانسفورماتور قدرت رخ دهد. به علاوه ممکن است در شرایط کارکرد عادی ترانسفورماتور خطا رخ دهد. به همین دلیل در این بخش به بررسی عملکرد روش ارائه شده در زمان رخداد خطاهای تکفاز پرداخته شده است. خطای تکفاز متداول ترین نوع خطا در سیستم های قدرت است به همین دلیل تشخیص این نوع خطا از اهمیت بالایی برخوردار است.

جدول (۳) و همچنین شکل های (۱۰) و (۱۱) نتایج به دست آمده از اعمال خطای تکفاز به الگوریتم ارائه شده را نشان می دهند. خطا در زمان نیم ثانیه پس از شروع شبیه سازی به شبکه اعمال شده است. لازم به ذکر است در این مورد مطالعه ای فقط ترانسفورماتور T1 در شبکه قرار دارد.



شکل (۱۲): تغییرات فرکانس نمونه برداری در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی، الف) تغییرات مشتق سیگنال، ب) تغییر مقدار نمونه برداری.



شکل (۱۳): پاسخ روش ارائه شده در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی، الف) جریان های سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظه ای در سه فاز

۳-۶- مورد مطالعه ای ۵: نویزی شدن سیگنال

در عمل نمی توان سیستمی پیاده سازی کرد که بدون نویز باشد. حتی مبدل های آنالوگ به دیجیتال نیز باعث ایجاد نویز بر روی سیگنال نمونه برداری شده خواهند شد. به علاوه استفاده از فیلترهای مختلف برای حذف نویز از سیگنال نیز باعث افزایش زمان تشخیص خطا خواهد شد.

افزایش یافته است (در شکل (۵-الف) مقادیر در 10^{-6} ضرب شده اند اما در شکل (۱۰-الف) مقادیر در 10^{-3} ضرب شده اند) به همین دلیل الگوریتم مقدار نمونه برداری را از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز تغییر داده است. همان طور که قبلا نیز ذکر شد علت استفاده از نمونه برداری تطبیقی افزایش دقت الگوریتم در زمان رخداد خطا و کاهش بار محاسباتی در شرایط کارکرد عادی است.

شکل (۱۱) عملکرد روش ارائه شده در برای خطای تکفاز را نشان می دهد. همان طور که از شکل (۱۱-ج) مشخص است در زمان رخداد خطای تکفاز فرکانس های لحظه ای محاسبه مقدار آستانه تعیین شده را رد کرده اند. به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را در مدت زمان کمی بیشتر از ۵ میلی ثانیه (شکل (۱۱-ب)) برای کلید قدرت ارسال کرده است.

۳-۵- مورد مطالعه ای ۴: خطای سه فاز

با اینکه میزان رخداد خطای سه فاز در سیستم های قدرت بسیار کمتر از میزان رخداد خطای تکفاز است اما به دلیل متقارن بودن این نوع از خطا یک چالش جدی برای الگوریتم های حفاظتی است. برای تست عملکرد روش ارائه شده در برابر این نوع از خطا در زمان نیم ثانیه بعد از شروع شبیه سازی یک خطای سه فاز به شبکه مورد مطالعه اعمال خواهد شد. جدول (۴) به همراه شکل های (۱۲) و (۱۳) عملکرد روش ارائه شده را در زمان رخداد خطای سه فاز نشان می دهند.

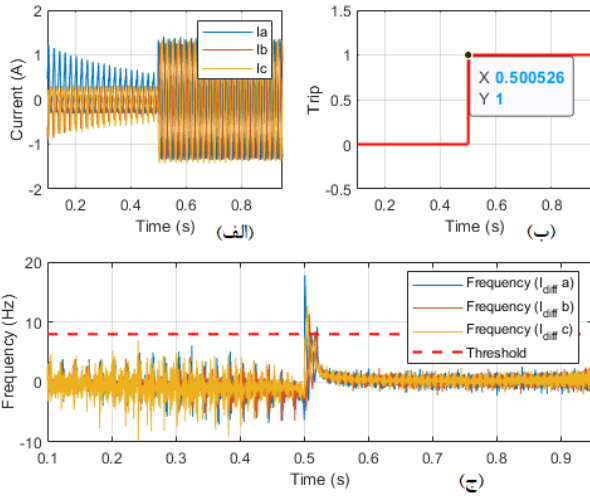
همان طور که از شکل (۱۲) مشخص است در زمان اعمال خطای سه فاز به شبکه مورد مطالعه (در زمان نیم ثانیه) مقدار تغییرات مشتق سیگنال افزایش یافته است (در شکل (۵-الف) مقادیر در 10^{-6} ضرب شده اند اما در شکل (۱۲-الف) مقادیر در 10^{-3} ضرب شده اند) به همین دلیل الگوریتم مقدار نمونه برداری را از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز تغییر داده است. شکل (۱۳) عملکرد روش ارائه شده در برای خطای تکفاز را نشان می دهد. همان طور که از شکل (۱۳-ج) مشخص است در زمان رخداد خطای تکفاز فرکانس های لحظه ای محاسبه مقدار آستانه تعیین شده را رد کرده اند. به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را در مدت زمان کمی بیشتر از ۵ میلی ثانیه (شکل (۱۳-ب)) برای کلید قدرت ارسال کرده است.

جدول (۴): عملکرد روش ارائه شده به ازای خطای سه فاز همزمان با

جریان هجومی

مورد مطالعه	درجه (θ)	نوع خطا	تغییر در مقدار نمونه برداری	عملکرد روش ارائه شده
۱	۰	A-B-C	✓	✓
۲		A-B-C-G	✓	✓
۳	۸۰	A-B-C	✓	✓
۴		A-B-C-G	✓	✓
۵	۱۲۰	A-B-C	✓	✓
۶		A-B-C-G	✓	✓

که از این شکل مشخص است روش ارائه شده در برابر نویز نیز عملکرد مناسبی دارد.



شکل (۱۵): پاسخ روش ارائه شده در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی و نویز گوسی سفید، الف) جریان های سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظه ای در سه فاز

۷-۳- مورد مطالعه ای ۶: اشباع ترانسفورماتور جریان

اشباع در ترانسفورماتور جریان موجب کاهش شدید اندوکتانس مغناطیسی و در ادامه افزایش جریان مغناطیس کنندگی هسته می شود. افزایش شدید جریان مغناطیس کنندگی موجب نقصان و کاهش جریان ثانویه در بخش هایی از شکل موج جریان می شود.

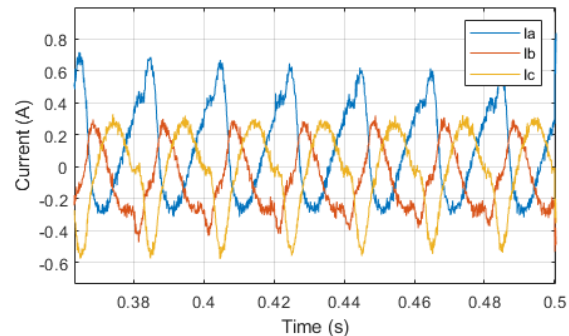
جدول (۶): مقایسه روش ارائه شده در این مقاله با روش های موجود تشخیص جریان هجومی.

مرجع	سال انتشار	روش	نوع ترانسفورماتور	نوع نمونه برداری	نرخ نمونه برداری	نوع پنجره سیگنال	اشباع ترانسفورماتور جریان	نویز	جریان هجومی همدردی
Taheri & Sedighizadeh, (2021)	۲۰۲۱	Moving window average	230:63 kV – Ynd11	معمولی	10 kHz	Blackman Harris	✓	✓	×
Bainy & (Silva, 2020)	۲۰۲۰	Generalized alpha plan	230:63 kV – Ynd11	معمولی	1 kHz	Rectangular	✓	×	×
Taheri, Hosseini, & Salehimehr, (2020)	۲۰۲۰	Energy Variation	230:63 kV – Ynd11	معمولی	10 kHz	Rectangular	✓	✓	×
Behvandi et al., (2020)	۲۰۲۰	Clarke's transform	230:63 kV – Ynd11	معمولی	2.5 kHz	Rectangular	✓	×	×
Medeiros et al., (2015)	۲۰۱۵	Wavelet transform	Different transformers	معمولی	15.36 kHz	Rectangular	✓	×	×
روش این مقاله	-	فرکانس لحظه ای	230:63 kV – Ynd11	تطبیقی	1 kHz, 10 kHz	Rectangular	✓	✓	✓

اشباع رفتن ترانسفورماتورهای جریان در خطاهای مختلف را نشان می دهد.

به همین دلیل بهتر است الگوریتم های حفاظتی به گونه ای طراحی شوند تا در برابر نویز نیز عملکرد مناسبی داشته باشند.

نویز گوسی سفید می تواند به شدت روی سیگنال تاثیر بگذارد. این تاثیر به حدی است که می تواند دقت الگوریتم های ارائه شده را به شدت کاهش دهد. مطالعات مختلفی از نویز گوسی سفید به منظور بررسی عملکرد الگوریتم های حفاظتی استفاده کرده اند (Hosseini et al., 2021; Taheri, Faghihloou, et al., 2020; Taheri & Sedighizadeh, 2020, 2021). به همین دلیل در این مقاله نیز از نویز گوسی سفید با SNR = 30 dB و واریانس برابر با 0.05 استفاده شده است. شکل (۱۴)



شکل (۱۴): سیگنال جریان بعد از اعمال نویز گوسی سفید با SNR = 30 dB و واریانس برابر با 0.05

شکل (۱۵) عملکرد الگوریتم ارائه شده را در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی و نویز گوسی سفید نشان می دهد. همان طور

بروز اشباع در ترانسفورماتور جریان باعث اندازه گیری غیردقیق جریان خواهد شد. اشباع در ترانسفورماتورهای جریان می تواند تاثیر بسزایی بر روی عملکرد روش های حفاظتی داشته باشد (Taheri, Hosseini, & Salehimehr, 2020). جدول (۵) نتایج تست الگوریتم ارائه شده در زمان به

جدول (۵): عملکرد روش ارائه شده در زمان به اشباع رفتن

ترانسفورماتور جریان

مورد مطالعه	درجه (θ)	نوع خطا	تغییر در مقدار نمونه برداری	عملکرد روش ارائه شده
۱	۰	A-G	✓	✓
۲		A-B	✓	✓
۳		A-B-C	✓	✓
۴	۸۰	A-G	✓	✓
۵		A-B	✓	✓
۶		A-B-C	✓	✓
۷	۱۲۰	A-G	✓	✓
۸		A-B	✓	✓
۹		A-B-C	✓	✓

رخداد جریان هجومی ممکن است دچار اشتباه شده و ترانسفورماتور سالم را از شبکه جدا کنند. به همین دلیل در این مقاله یک روش برای تشخیص جریان هجومی بر اساس نمونه برداری تطبیقی و فرکانس لحظه ای ارائه شده است. روش ارائه شده قادر به تشخیص جریان هجومی و معمولی و جریان هجومی همدردی می باشد. علاوه بر این روش ارائه شده می تواند انواع خطا را تشخیص داده و در زمان اشباع ترانسفورماتور جریان و یا نویزی شدن سیگنال عملکرد مناسبی داشته باشد.

مراجع

521, A. R. "Technical reference manual of RET 521 / 2.3 (Transformer protection terminal). ABB relay catalogue-1MRK 504 016-UEN. <www.abb.com>.", ed .

Abniki, H., Monsef, H., Khajavi, P., & Dashti, H. (2010). A novel inductance-based technique for discrimination of internal faults from magnetizing inrush currents in power transformers. 2010 Modern Electric Power Systems ,

Augustyniak, P. (2020). Adaptive sampling of the electrocardiogram based on generalized perceptual features. Sensors, 20(2), 373 .

Bainy, R. G., & Silva, K. M. (2020). Enhanced generalized alpha plane for numerical differential protection applications. IEEE Transactions on Power Delivery, 36(2), 587-597 .

Baoming, G., de Almeida, A. T., Qionglin, Z., & Xiangheng, W. (2005). An equivalent instantaneous inductance-based technique for discrimination between inrush current and internal faults in power transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, 20(4), 2473-2482 .

Barbosa, D., Netto, U. C., Coury, D. V., & Oleskovicz, M. (2011). Power transformer differential protection based on Clarke's transform and fuzzy systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 26(2), 1212-1220 .

Behvandi, A., Seifossadat, S. G., & Saffarian, A. (2020). A new method for discrimination of internal fault from other transient states in power transformer using Clarke's transform and modified hyperbolic S-transform. Electric Power Systems Research, 178, 106023 .

۴- مقایسه روش پیشنهادی با روش های موجود

به منظور اثبات کاربرد بودن روش ارائه شده در این بخش یک مقایسه بین روش ارائه شده در این مقاله و تحقیقات موجود انجام شده است. جدول (۶) این مقایسه را نشان می دهد. همان طور که از این جدول مشخص است مراجع قبلی با وجود جدید بودن توانایی تشخیص جریان هجومی همدردی را ندارند. علاوه بر این مراجع (Bainy & Silva, 2015; Medeiros et al., 2020; Behvandi et al., 2020) در برابر نویز گوسی سفید عملکرد مناسبی نخواهند داشت.

از نظر زمان تشخیص خطا نیز روش ارائه شده بسیار بهبود داشته است. به عنوان مثال مرجع (Taheri & Sedighizadeh, 2021) انواع خطا را در مدت زمانی بیشتر از ۱۶ میلی ثانیه تشخیص می دهد. همچنین مدت زمان تشخیص خطا در مرجع (Taheri, Hosseini, & Salehimehr, 2020) بیش از ۱۰ میلی ثانیه است. این در صورتی است که با توجه به موارد بیان شده در بخش شبیه سازی روش ارائه شده در این مقاله خطا را در مدت زمان کمی بیشتر از ۵ میلی ثانیه تشخیص خواهد داد.

پیشرفت دیگر ارائه شده در این مقاله استفاده از نمونه برداری تطبیقی است. تمامی مراجع ارائه شده در جدول (۶) از نمونه برداری معمولی استفاده می کنند. این مورد می تواند باعث افزایش سطح محاسبات و یا کاهش دقت در تشخیص خطا شود. این در صورتی است که در این مقاله از روش نمونه برداری تطبیقی استفاده شده است تا فقط در مواردی که نیاز است نرخ نمونه برداری افزایش پیدا کند.

۵- نتیجه گیری

با توجه به این نکته که ترانسفورماتورهای قدرت یکی از اجزای حساس و مهم در سیستم های قدرت هستند، حفاظت از آن ها بسیار مهم است. از رله های دیفرانسیل به طور گسترده ای به عنوان حفاظت اصلی ترانسفورماتورهای قدرت استفاده می شود. با وجود اینکه رله های دیفرانسیل از ویژگی های بسیار زیادی برخوردار هستند اما در زمان

- between magnetizing inrush and sympathetic inrush. 2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition ,
- Horowitz, S. H., & Phadke, A. G. (2008). Power system relaying (Vol. 22). John Wiley & Sons .
- Hosseini, S. A., Taheri, B., Abyaneh, H. A., & Razavi, F. (2021). Comprehensive power swing detection by current signal modeling and prediction using the GMDH method. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 6(1), 1-11 .
- Ibrahim, O. O., Zheng, T., & Zheng, X. (2018). Power transformer inrush current identification using relative wavelet energy. 2018 International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEEE) ,
- Kagan, N., Ferrari, E., Matsuo, N., Duarte, S., Sanommiya, A., Cavaretti, J., Castellano, U., & Tenorio, A. (2000). Influence of rms variation measurement protocols on electrical system performance indices for voltage sags and swells. Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No. 00EX441) ,
- Korpel, A. (1982). Gabor: frequency, time, and memory. *Applied optics*, 21(20), 3624-3632 .
- Medeiros, R., Costa, F., & Silva, K. (2015). Power transformer differential protection using the boundary discrete wavelet transform. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(5), 2083-2095 .
- P6, A. "Technical manual of P631, P632, P633, P634 (Transformer differential protection). AREVA relay catalogue-P63x/UK M/A54." ed .
- Pihler, J., Grcar, B., & Dolinar, D. (1997). Improved operation of power transformer protection using artificial neural network. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12(3), 1128-1136 .
- Rad, I. S., Alinezhad, M., Naghibi, S. E., & Kamarposhti, M. A. (2011). Detection of internal fault in differential transformer protection based on fuzzy method. *International Journal of Physical Sciences*, 6(26), 6150-6158 .
- Rahmann, C., & Castillo, A. (2014). Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid
- Bejmert, D., Rebizant, W., & Schiel, L. (2014). Transformer differential protection with fuzzy logic based inrush stabilization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63, 51-63 .
- Bi, D., Li, S., Wang, X., & Wang, W. (2008). A novel double-side average equivalent instantaneous inductance in nonsaturation zone based transformer protection 2008 . International Conference on Electrical Machines and Systems ,
- Dashti, H., Davarpanah, M., Sanaye-Pasand, M., & Lesani, H. (2016). Discriminating transformer large inrush currents from fault currents. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 75, 74-82 .
- Feldman, M. (2011). Hilbert transform in vibration analysis. *Mechanical systems and signal processing*, 25(3), 735-802 .
- Geethanjali, M., Slochanal, S. M. R., & Bhavani, R. (2008). PSO trained ANN-based differential protection scheme for power transformers. *Neurocomputing*, 71(4-6), 904-918 .
- Gondane, P. R., Sheikh, R. M., Chawre, K. A., Wasnik, V. V., Badar, A., & Hasan, M. (2018). INRUSH CURRENT DETECTION USING WAVELET TRANSFORM AND ARTIFICIAL NEURAL NETWORK. 2018 Second International Conference on Computing Methodologies and Communication (ICCMC) ,
- Guzman, A., Zocholl, S., Benmouyal, G., & Altuve, H. J. (2002). A current-based solution for transformer differential protection. II. Relay description and evaluation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(4), 886-893 .
- Guzman, A., Zocholl, Z., Benmouyal, G., & Altuve, H. J. (2001). A current-based solution for transformer differential protection. I. Problem statement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(4), 485-491 .
- Hahn, S. L. (1996). Hilbert transforms in signal processing. Artech House Signal Processing .
- Hamida, S. B., Hmida, H., Borgi, A., & Rukoz, M. (2021). Adaptive sampling for active learning with genetic programming. *Cognitive Systems Research*, 65, 23-39 .
- Hong-ming, S., Tao, Z., Shao-feng, H., & Ou, L. (2014). Study on a Mal-operation case of differential protection due to the interaction

- Detection Method Based on Current Lissajous Figure. *Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology (JIPET)*, 10(40), 43-56 .
- Taheri, B., Hosseini, S. A., Askarian-Abyaneh, H., & Razavi, F. (2020). Power swing detection and blocking of the third zone of distance relays by the combined use of empirical-mode decomposition and Hilbert transform. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(6), 1062-1076 .
- Taheri, B., Hosseini, S. A., & Salehimehr, S. An Energy Variation-Based Method for Discrimination Between the Internal Fault and Inrush Current in Power Transformers. 2020 14th International Conference on Protection and Automation of Power Systems (IPAPS) , Taheri, B., Hosseini, S. A., & Salehimehr, S. (2020). An Energy Variation-Based Method for Discrimination Between the Internal Fault and Inrush Current in Power Transformers. 2020 14th International Conference on Protection and Automation of Power Systems (IPAPS) , Taheri, B., Hosseini, S. A., Salehimehr, S., & Razavi, F. A New Method for the End-To-End Testing of Differential Relays. 2020 14th International Conference on Protection and Automation of Power Systems (IPAPS) , Taheri, B., & Sedighizadeh, M. (2020). Detection of power swing and prevention of mal-operation of distance relay using compressed sensing theory. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14 .5558-5570 ,(23)
- Taheri, B., & Sedighizadeh, M. (2021). A moving window average method for internal fault detection of power transformers. *Cleaner Engineering and Technology*, 100195 .
- Tian, K., & Liu, P. (1998). Improved operation of differential protection of power transformers for internal faults based on negative sequence power. *Proceedings of EMPD'98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No. 98EX137)* ,
- Tripathy, M. (2010). Power transformer differential protection using neural network principal component analysis and radial basis function neural network. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 18(5), 600-611 .
- requirements and definitions. *Energies*, 7(10), 6306-6322 .
- Roy, A., & Chakraborty, S. (2020). Support vector regression based metamodel by sequential adaptive sampling for reliability analysis of structures. *Reliability Engineering & System Safety*, 200, 106948 .
- Sadeghi, M. H., Damchi, Y., & Shirani, H. (2018). Improvement of operation of power transformer protection system during sympathetic inrush current phenomena using fault current limiter. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(22), 5968-5974 .
- Sahebi, A., Samet, H., & Ghanbari, T. (2018). Identifying internal fault from magnetizing conditions in power transformer using the cascaded implementation of wavelet transform and empirical mode decomposition. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(2), e2485 .
- Salehimehr, S., Taheri, B., & Faghihlou, M. (2021). Detection of power swing and blocking the distance relay using the variance calculation of the current sampled data. *Electrical Engineering* .1-15 ,
- Salehimehr, S., Taheri, B., Hosseini, S. A., Askarian Abyaneh, H., & Razavi, F. (2020). A new power swing detection method based on hilbert transform. *International Journal of Industrial Electronics, Control and Optimization* .
- Shin, M.-C., Park, C.-W., & Kim, J.-H. (2003). Fuzzy logic-based relaying for large power transformer protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3), 718-724 .
- Sykes, J., & Morrison, I. (1972). A proposed method of harmonic restraint differential protecting of transformers by digital computer. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*(3), 1266-1272 .
- Taheri, B., Faghihlou, M., Salehimehr, S., & Razavi, F. (2020). A fast Fourier transform-based method for power swing detection and distance relay malfunction prevention. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(6), 1458-1468 .
- Taheri, B., Hosseini, S. A., Askarian-Abyaneh, H., & Razavi, F. (2020). A New Inrush Current

Wiszniewski, A., & Kaszteny, B. (1995). A multi-criteria differential transformer relay based on fuzzy logic. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(4), 1786-1792 .

Zhalefar, F., & Sanaye-Pasand, M. (2010). A new fuzzy-logic-based extended blocking scheme for differential protection of power transformers. *Electric Power Components and Systems*, 38(6), 675-694 .

Ziegler, G. (2012). *Numerical differential protection: principles and applications*. John Wiley & Sons .