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 نمونهبرداری تطبیقی و تبدیل هیلبرت

نوع مطالعه: پژوهشی

على اكبر نظرى ، دانشجوى دكترى، فرزاد رضوى ، استاديار ، احمد فخاريان ، دانشيار

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 تقریبا از رله دیفرانسیل بهعنوان حفاظت اصلی ترانسفورماتورهای قدرت در سرتاسر جهان استفاده می شود. اما باوجود 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 نمونهبرداری می تواند تاثیر بسزایی بر روی عملکرد یک سیستم حفاظتی داشته باشد. با این وجود، با بالا بردن نرخ نمونهبرداری سطح محاسبات موردنیاز افزایش می یابد. در برابر اگر نرخ نمونهبرداری 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 نمونهبرداری تطبیقی و تبدیل هیلبرت ارائه شده است. روش ارائه شده قابلیت تشخیص جریان هجومی معمولی و جریان هجومی مهدردی را دارا می باشد. جریان هجومی همدردی نوعی از جریان هجومی است که در ترانسفورماتورهای موازی رخ می دهد. در این نمونهبرداری تطبیقی و تبدیل هیلبرت ارائه شده است. روش ارائه شده قابلیت تشخیص جریان هجومی معمولی و جریان هجومی نمونهبردای و خریان 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 مبکند. 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 هدردی را نیز دارا می باشد.

واژههای کلیدی: جریان هجومی، رله دیفرانسیل، حفاظت سیستمهای قدرت، نمونهبرداری تطبیقی.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۰/۰۶/۰۴

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۴۰۰/۱۰/۱۲

نام نویسندهی مسئول : فرزاد رضوی

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

نشریه علمی- پژوهشی کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران سال یازدهم شماره ۱ شماره پیاپی ۲۶ بهار ۱۴۰۱

۱ - مقدمه

امروزه به دلیل افزایش تقاضای انرژی در سطح جهان، سیستمهای قدرت بهمنظور حفظ دائمی د ستر سی م صرف کنندگان به انرژی دچار تحولات بسیاری شدهاند. این تحولات بااینکه دسترسی مصرف کنندگان به انرژی الکتریکی را تضمین می کند اما باعث پیچیده تر شدن سیستمهای قدرت نیز شده است. این پیچیدگی احتمال رخداد خطا را در سی ستمهای قدرت بسیار افزایش داده است. به همین دلیل سی ستمهای حفاظتی نیز باید با توجه به پیچیدگیهای موجود در سی ستمهای قدرت ارتقا پیدا کنند. از اجزاء مختلف موجود در یک سیستم قدرت ترانسفورماتورهای قدرت هستند که نقش حیاطی در انتقال انرژی ایفا می کنند. تران سفور ماتور های قدرت جزو مهم ترین و حساس ترین 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 بهعنوان حفاظت ا صلى ترانسفورماتورهاى قدرت استفاده مى شود (,Sahebi et al. 2018; Taheri, Hosseini, Salehimehr, et al. يكى از مهمترين چالش های پیش روی رله های دیفران سیل بروز جریان هجومی¹ در ترانسفورماتورها است (& Guzman et al., 2002; Horowitz Phadke, 2008). جریان هجومی در زمان کلید زنی تران سفورماتور ايجاد مي شود. اين جريان مي تواند تا چندين برابر جريان نامي تران سفور ماتور افزایش یا بد (-Taheri, Hosseini, Askarian Abyaneh, et al., 2020; Ziegler, 2012). بروز جريان هجومي می تواند موجب ا شتباه در عملکرد رله دیفرانسیل شده و باعث قطع و جدا سازی ترانسفورماتور سالم از شبکه گردد (Hong-ming et al., .(2014; Taheri, Hosseini, & Salehimehr

علاوه بر موارد فوق امروزه به دلیل پیچیده شدن سیستمهای قدرت و ۱ ستفاده از تران سفور ماتورهای موازی شاهد بروز جریان هجومی همدردی² ه ستیم. جریان هجومی همدردی برخلاف جریان هجومی معمولی باعث افزایش دامنه جریان می شود. روش های موجود تشخیص جریان هجومی ممکن ۱ ست در اثر رخداد این نوع از جریان هجومی به علت افزایش دامنه دچار ۱ شتباه شده و این نوع از جریان هجومی را خطا ت شخیص ده ند (Sadeghi et al., 2018). به همین دلیل جریان هجومی معمولی بسیار اهمیت دارد.

تا مدتها ا ستفاده از ن سبت هارمونیک دوم به هارمونیک ا صلی برای تمایز بین جریان هجومی و خطای داخلی ترانسفورماتور بسیار محبوب بود (& Guzman et al., 2002; Guzman et al., 2001; Sykes

¹ Inrush current

این ا صل بود که در زمان رخداد جریان هجومی مقدار هارمونیک دوم جریان بی شتر از زمان رخداد خطا ا ست. این روش ها امروزه به دلیل پی شرفت در ساخت تران سفورماتورها و کاهش جریان مغناطیس کنندگی در تران سفورماتورهای جدید عملا بیفایده ه ستند. مرجع (Tian & Liu, 1998) رو شي بر ا ساس توالي منفي توان ارائه كرده ا ست. همچنین مراجع (521; P6) از نقاط عبور از صفر جریان ديفرانسيل براي تشخيص جريان هجومي استفاده مي كنند. مهم ترين م شکل این روش ها زمانی ا ست که ترانسفورماتور جریان^۳ دچار ا شباع می شود. این روشها در زمان ا شباع تران سفورماتور جریان عملکرد منا سبی ندارند. مرجع (Pihler et al., 1997) رو شی بر ا ساس شبکههای عصبی مصنوعی ارائه داده است. همچنین مراجع (Bejmert et al., 2014; Wiszniewski & Kasztenny, 1995) از منطق فازى بهمنظور تمایز گذا شتن بین جریان هجومی و خطا ا ستفاده می کنند. بعلاوه روش مرکب از ما شین بردار پ شتیبان¹، بهعنوان طبقهبندی کننده و تبدیل موجک به عنوان ا ستخراج ویژگی نیز در (Rad et al., 2011) ارائه شده ا ست. لازم به ذکر ا ست، در برخی دیگر از روشهای پیشنهادی، سایر طبقهبندی کنندههای هو شمند مانند شبکه عصبی م صنوعی و انواع دیگر شبکه ع صبی م صنوعی یعنی شبکه ع صبی احتمالی⁴ برای تشخیص خطاهای داخلی یا شنهاد شدهاند(Barbosa et al., 2011; Gondane et al., 2018; Shin et al., 2003; Chalefar & Sanaye-Pasand, 2010). در (Zhalefar & Sanaye-Pasand, 2010) 2008)، شبكه عصبى مصنوعى أموزشيافته با الكوريتم PSO هسته ا صلی رلهی دیفرانسیلی هو شمند پیشنهادی را تشکیل دادهاند. مهم ترین چالش پیش روی روش های هو شمند نیاز به شبیه سازی های کامپیوتری زیاد بهمنظور آموزش شرایط مختلف خطا و جریان هجومی است. مرجع (Taheri & Sedighizadeh, 2021) یک روش بر اساس پنجره میانگین ارائه داده ا ست. در این روش بهمنظور کاهش زمان تشخيص چندين پنجره مختلف سيگنال باهم مقايسه شدهاند. مهمترين م شکل این مرجع عدم تشخیص جریان هجومی همدردی ا ست. مرجع (Taheri, Hosseini, & Salehimehr) روشی بر اساس نرخ تغییرات انرژی سیگنال ارائه داده است. مهمترین مشکل این روش عدم عملکرد منا سب در شبکههای مختلف است. مرجع (Taheri, Hosseini Askarian-Abyaneh, et al., 2020) یک روش بر اساس فاصله نمونه ها در زمان رخداد خطا و جریان هجومی ارائه داده ا ست. بااینکه این روش کاربردی است اما عملکرد آن در شبکههای مختلف نیاز به برر سی دارد. امروزه از تبدیل موجک در برنامه های مختلف حفاظتی بسيار استفاده مي شود. مراجع (Abniki et al., 2010; Baoming)

Morrison, 1972; Tian & Liu, 1998). ايده ا صلى اين روش،ها بر

et al., 2005; Bi et al., 2008; Tripathy, 2010) یک روش استخراج

نشریه علمی- پژوهشی کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران سال یازدهم شماره ۱ شماره پیاپی ۲۶ بهار ۱۴۰۱

² Sympathetic inrush current

³ Current transformer

⁴ Support vector machine (SVM)

⁵ Probabilistic neural network (PNN)

ویژگی بر اساس تبدیل موجک ارائه دادهاند. مهمترین چالش پیش روی روشهای ا ستفادهکننده از تبدیل موجک نیاز به نرخ نمونهبرداری بالا برای عملکرد مناسب است.

با توجه به بررسی انجام شده بیشتر روشهای تشخیص جریان هجومی دارای م شکلاتی نظیر ت شخیص نادر ست خطا با هارمونیک دوم بالا، مناسب نبودن برای حفاظت از ترانسفورماتورهای جدید، عدم تشخیص جریان هجومی همدردی و سوء عملکرد در زمان ا شباع ترانسفورماتور جریان ه ستند. علاوه بر این نرخ نمونهبرداری نیز از اهمیت زیادی در عملکرد برخی از روشهای موردبحث برخوردار است. با توجه به نکات مطرح شده در مرجع (Salehimehr et al., 2021) تغییر در نرخ نمونهبرداری می تواند تاثیرات زیادی بر روی عملکرد سی ستم های حفاظتی دا شته با شد. از طرفی افزایش بیش از حد نرخ نمونه برداری موجب افزایش سطح محا سبات موردنیاز می شود. از آنجایی که رلههای حفاظتی از میکروپرو س سورها برای انجام محا سبات ا ستفاده میکنند بالا بودن حجم محا سبات مىتواند بر روى عملكرد ساير توابع حفاظتى تاثیر بگذارد. در مقابل اگر مقدار نمونهبرداری پایین باشد روش حفاظتی از دقت لازم برخوردار نخواهد بود. به همین دلیل در این مقاله یک شیوه جدید بر اساس نمونهبرداری تطبیقی و فرکانس لحظهای بهمنظور رفع محدودیت های نمونهبرداری و همچنین رفع م شکلات موجود ت شخیص جریان هجومی ارائه شده ا ست. مهم ترین پی شرفتهای این مقاله را می توان به صورت زیر دسته بندی کرد:

۱. ا ستفاده از یک روش نمونهبرداری تطبیقی بهمنظور تغییر نرخ نمونهبرداری در شرایط مختلف.

۲.۱ ستفاده از تبدیل هیلبرت و فرکانس لحظهای به منظور ت شخیص جریان هجومی.

۳. در نظرگیری تاثیر نویز بر عملکرد روش ارائهشده.

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 پی شنهادی 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- فرمولاسيون

۲-۱- نمونهبرداری تطبیقی

اکثر روش های حفاظتی موجود از یک نرخ نمونهبرداری ثابت برای تشخیص انواع خطا استفاده میکنند. استفاده از نرخ نمونهبرداری ثابت دارای مزایلیی است ا ما در برخی از روش ها (مثلا روش های استفادهکننده از تبدیل موجک) این مقدار نمونهبردار میتولند تا ۱۶

کیلوهرتز و در برخی موارد به مقادیر بی شتری نیز بر سد(& Taheri (Sedighizadeh, 2020). ه مان طور که بیان شد این افزایش نرخ نمونهبرداری میتواند حافظه محا سباتی بیشتری از میکروپرو سسورها ا شغال کند. از طرفی کاهش نرخ نمونهبرداری موجب کاهش دقت روشهای حفاظتی خواهد شد. یکی از راه حل های موجود ا ستفاده از نمونهبرداری تطبیقی در رله های حفاظتی است.

در مراجع مختلف الگوریتم های مختلفی برای نمو خابرداری تطبیقی برای ر سیدن به اهداف مختلف ارائه شده ا ست (Augustyniak, .(2020; Hamida et al., 2021; Roy & Chakraborty, 2020 مهمترین مشکل این روشها بالا بودن زمان تغیر نمونهبرداری است. با توجه به این نکته که خطا در سیستمهای قدرت باید در چند میلی ثانیه تشخيص داده شود، استفاده از اين الگوريتمها باعث افزايش بسيار زياد زمان تشخیص خواهد شد. بهمنظور استفاده از نمونهبرداری تطبیقی و کاهش زمان تشخیص اختلال و تغییر نرخ نموغهبرداری می توان از تغييرات مشتق سيگنال استفاده كرد. شكل (۱-الف) تغييرات مشتق سیگنال را در زمان رخداد خطا نشان میدهد. برای ر سیدن به شکل (۱-الف) ابتدا از هر شش جریان ورودی رله دیفرانسیل مقدار موثر گرفته می شود. سپس تمامی این مقادیر موثر باهم 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 ح ساب می شود شکل (۱-الف). در صورتی که مقدار فا صله بین دو مقدار متوالی از مقدار م شخص بی شتر با شد نرخ نمونه برداری در مدتزمانی کمتر از ۳ میلی ثانیه از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ كيلوهرتز تغير خواهد كرد شكل (۱-ب). استفاده از مشتق سرعت لازم برای تغیر نرخ نمونهبرداری را دارا می با شد 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): نمونهبرداری تطبیقی الف) تغییرات مشتق در زمان رخداد خطا، ب) تغیر نرخ نمونهبرداری.

۲-۲- تبدیل هیلبرت و فرکانس لحظهای

فرکانس یکی از مهمترین دادهها در نظارت، حفاظت و کنترل سیستم قدرت است. محا سبه مقدار دقیق فرکانس برای برنامههایی که نیاز به Rahmann & Castillo,) پاسخ سریع دارند بسیار اهمیت دارد (Rahmann & Castillo,) 2014). تعریف معمول برای فرکانس لحظهای این است که معمولا فرکانس لحظهای با سرعت تغیر زاویه فاز همراه است. در این مقاله برای به دست آوردن فرکانس لحظهای از تبدیل هیلبرت استفاده شده برای به دست آوردن فرکانس لحظهای از تبدیل هیلبرت استفاده شده است. تبدیل هیلبرت برای اولین بار تو سط دیوید هیلبرت برای ویژگی معادلات انتگرال در فیزیک و ریاضیات ارائه شده است (باطه (۱) 2018). تبدیل هیلبرت را میتوان برای یک تابع به صورت رابطه (۱) تعریف کرد (, . Rahman, 2011; Hahn, 1996; Salehimehr et al. به دست آید.

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

$$z(t) = x(t) + jy(t) \tag{(7)}$$

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.

$$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)}$$
 (7)

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

اگرچه تعریف ارائه شده متداول ترین و اصلی ترین 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 معنی دار از سیگنال را فراهم می کند که همان نرخ تغییرات زاویه فاز است.

$$\omega(t) = \frac{d\theta}{dt} \tag{(a)}$$

برای به د ست آوردن فرکانس لحظهای پس از اعمال تبدیل هیلبرت به سیگنال ورودی از رابطه (۶) استفاده می شود (, 7 Raheri, Faghihlou) et al., 2020).

$$F = \frac{F_s}{2\pi} \times diff\left(angle\left(\bar{X}(t)\right)\right) \tag{9}$$

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

۲-۳- روش تشخیص جریان هجومی

بهمنظور ا ستفاده از تبدیل هیلبرت و فرکانس لحظهای برای ت شخیص جریان هجومی ابتدا لازم ا ست تا از طریق روابط (۷) تا (۹) جریانهای دیفرانسیل محاسبه شود.

$$I_{diffa} = I_{Pa} + I_{Sa} \tag{V}$$

$$I_{diffb} = I_{Pb} + I_{Sb} \tag{(A)}$$

$$I_{diffc} = I_{Pc} + I_{Sc} \tag{9}$$

 I_{Pa} ، الم على المال من I_{diffc} و I_{diffc} محيان هاى ديفران سيل I_{diffc} ، I_{diffa} كه در آن I_{c} I_{c}

در ادامه مقدار موثر برای هر جریان دیفرانسیل با استفاده از رابطه (۱۰) بهطور مجزا محا سبه می شود (Kagan et al., 2000). لازم به ذکر ا ست که تاکنون هیچ گونه آنالیزی رویدادههای نمونهبرداری شده انجامز شده ا ست. جریانهای دیفران سیل نیز م ستقیما با دادههای نمونهبرداری شده محاسبه می شوند.

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

در مرحله بعد با استفاده از تبدیل هیلبرت و روابط بیان شده در بخش (۲–۲) فرکانس لحظهای برای هر فاز محا سبه می شود. شکل (۲) تغییرات فرکانس لحظهای در زمان رخداد جریان هجومی و خطای سه فاز را نشان میدهد. لازم به ذکر است که خطای سه فاز در زمان ۵/۰ ثانیه اتفاق افتاده است. علت کم بودن فرکانس در زمان جریان هجومی و بعد از خطا این است که مقدار فرکانس سیگنال اصلی جریان محاسبه نشده است و فرکانس لحظهای بعد از محاسبه مقدار موثر بهدست آمده است.

نشریه علمی- پژوهشی کیفیت و بهره وری صنعت برق ایران سال یازدهم شماره ۱ شماره پیاپی ۲۶ بهار ۱۴۰۱



شکل (۲): تغییرات فرکانس لحظهای 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 ر خداد خطا افزایش پیدا خواهد کرد. با توجه به این نکته میتوان با تعیین یک مقدار آ ستانه منا سب بین خطا و جریان هجومی تمایز گذاشت. مقدار آستانه با استفاده از شبیه سازی های کامپیوتری مختلف به دست میآید. مقدار آستانه مورداستفاده در این مقاله برابر با ۸ است. خوانندگان برای دریافت اطلاعات بی شتر در مورد نحوه محا سبه مقدار آ ستانه میتواذند به مرجع (-Taheri, Hosseini, Askarian Abyaneh, et al., 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 میتوان به شکل زیر تشریح کرد: ۱. نمونهبرداری از سیگنال جریان. ۲. محاسبه مشتق جريان. ۳. محاسبه تغييرات مشتق. ۴. در این مرحله اگر بخش نمونه برداری تطبیقی اختلالی را تشخیص دهد فرکانس نمونهبرداری را از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز ر سانده و الگوريتم وارد مرحله تشخيص خطا مى شود در غير اين صورت الگوريتم به نقطه شروع بازمی گردد. ۵. محاسبه جریانهای دیفرانسیل. ۶. محاسبه مقدار موثر. ۷. محاسبه فركانس لحظهاي. ۸. در این مرحله اگر مقدار فرکانس بی شتر از مقدار آ ستانه با شد خطا ت شخیص داده شده و فرمان قطع به کلید قدرت ار سال می شود. اگر شرط تشخیص خطا برقرار نباشد مقدار نمونهبرداری از ۱۰ کیلوهرتز به ۱ کیلوهرتز کاهش پیدا میکند و الگوریتم به نقطه شروع بازمی گردد.



شکل (۳): الگوریتم روش پیشنهادی

۳- ارزیابی نرمافزاری روش ارائهشده

هدف از ارائه این بخش برر سی عملکرد روش ارائه شده در شرایط مختلف رخداد خطا و جریان هجومی در تران سفورماتور قدرت ا ست. موارد بررسی شده شامل موارد زیر میباشد. ۱. جریان هجومی.

- ۲. جریان هجومی همدردی.
- ۳. خطای تکفاز همزمان با جریان هجومی.
- ۴. خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی.
 - ۵. نویزی شدن سیگنال.
 - ۶. اشباع ترانسفورماتور جريان.

۱-۳- معرفی شبکه موردمطالعه

به منظور ارزیابی روش ارائه شده از سیستم نشان داده شده در شکل (۴) استفاده شده است. این شبکه از دو ترانسفور ماتور ۲۳۰ کیلوولت به ۶۳ کیلوولت باات صال YNd11 و تران سفور ماتور های جریان موردنیاز ت شکیل شده است. در برر سی مواردی چون جریان هجومی، خطای تکفاز، خطای سه فاز، ا شباع تران سفور ماتور جریان و نویزی شدن سیگنال ترانسفور ماتور T2 کاملا از شبکه جدا است. درواقع شبکه به صورت تک ترانسفور ماتوری کار می کند. در زمان برر سی تاثیر جریان هجومی همدردی بر روی روش ارائه شده به علت نیاز به ترانسفور ماتور موازی ترانسفور ماتور T2 به شبکه اضافه خواهد شد.



شكل (۴): شبكه موردمطالعه.

شبیه سازی با استفاده از نرمافزار PSCAD و متلب انجام شده است. ابتدا شبکه موردمطالعه در نرمافزار PSCAD شبیه سازی و تحلیل می شود، سپس در ادامه نتایج تحلیل برای پیادهسازی روش حفاظتی با استفاده از فایل COMTRADE به نرمافزار متلب ار سال خواهد شد. کلیه شبیه سازیها بر روی یک سیستم کامپیوتری با پردازنده Core کلیه شبیه سازیها بر موی یک سیستم کامپیوتری با پردازنده ir ir ۶۱ گیگابایت رم و با استفاده از ویندوز ۱۰ انجام شدهاند. خوانندگان می توانند برای کسب اطلاعات بیشتر درباره شبکه مور دمطالعه به مرجع (Dashti et al., 2016)

۲-۳- موردمطالعهای ۱: جریان هجومی

بهمنظور برر سی تاثیر جریان هجومی بر روی عملکرد روش ارائه شده کلید قدرت ترانسفورماتور T1 نشان دادهشده در شکل (۴) تحت زوایای مختلف (*θ*) بسته می شود. جدول (۱) نتایج این برر سی را نشان

میدهد. همچنین شکل (۵) تغییرات نرخ نمونهبرداری و شکل (۶) پاسخ روش ارائهشده را در کلید زنی با $0 = \theta$ نشان میدهد.

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







نمونەبردارى.

همانطور که از جدول (۱) و شکل (۵) مشخص است در زمان رخداد جریان هجومی مقدار تغییرات در مشتق جریان بسیار کم است (مقادیر نشان دادهشده در شکل (۵-الف) در ⁶⁶ 10 ضرب شدهاند) به همین دلیل چون روش پیشنهادی، اختلالی را در سیستم شناسایی نکرده است نرخ نمونهبرداری نیز دچار تغییر نشده است.



شکل (۶): پاسخ روش ارائهشده در زمان رخداد جریان هجومی با ۱۰ (۶): بانهای سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظهای در سه فاز

با توجه به شکل (۶) میتوان دریافت که در زمان رخداد جریان هجومی فرکانسهای لحظهای بهدستآمده مقدار آستانه تعیینشده را رد نکردهاند (شکل (۶-ج))، به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را بهمنظور قطع ترانسفورماتور قدرت ارسال نکرده است (شکل (۶-ب)). با توجه به این نکته میتوان گفت که روش ارائهشده جریان هجومی را بهدرستی تشخیص داده و رله دیفرانسیل را بلاک کرده است.

۳-۳- موردمطالعهای ۲: جریان هجومی همدردی

با توجه به این نکته که پدیده جریان هجومی در ترانسفورماتورهای موازی رخ میدهد، برای ارزیابی روش ارائهشده در زمان رخداد جریان هجومی همدردی ترانسفورماتور T2 به شبکه موردمطالعه 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 ترانسفور ماتور T1 جریان هجومی ایجاد خواهد شد. در مرحله بعد جريان هجومي همدردي بهوسيله ترانسفورماتور T2 ايجاد مي شود. ایجاد جریان هجومی همدردی در شرایطی اتفاق میافتد که جریان هجومی ترانسفورماتور T1 کاهش پیداکرده است. بروز جریان هجومی همدردی میتواند سیستم حفاظتی ترانسفورماتور T2 را دچار اشتباه کرده و موجب قطع ترانسفورماتور سالم شود. بهعلاوه درزمانی 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 میدهد. همچنین با توجه به موارد بیان شده نیاز است تا سیستمهای حفاظتی به گونهای اصلاح شوند تا در برابر این نوع جریان هجومی نیز عملکرد مناسبی داشته باشند.



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

جدول (۲) نتایج بهدستآمده از عملکرد روش ارائهشده در زمان رخداد جریان هجومی همدردی با زوایای مختلف را ارائه میدهد. همچنین شکلهای (۸) و (۹) به ترتیب تغییرات نرخ نمونهبرداری و عملکرد روش ارائهشده را در 0=0 نشان میدهند.

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

هجومى همدردى						
م الله م	(A)	۰۱à	تغییر در مقدار	عملكرد روش		
ىتۈرەشقانىك	قرب (٥)	Je	نمونەبردارى	ارائەشدە		
١		А	×	\checkmark		
٢	•	В	×	V		
٣		С	×	~		
۴		А	×	~		
۵	٨٠	В	×	\checkmark		
۶		С	×	\checkmark		
۷		А	×	~		
٨	17.	В	×	~		
٩		С	×	~		



شکل (۸): تغییرات فرکانس نمونهبرداری در زمان رخداد جریان هجومی همدردی (θ=θ)، الف) تغییرات مشتق سیگنال، ب) تغییر مقدار نمونهبرداری.



شکل (۹): پاسخ روش ارائهشده در زمان رخداد جریان هجومی همدردی با 0 = 6 ، الف) جریانهای سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظهای در سه فاز

با توجه به جدول (۲) و شکل (۸) میتوان دریافت که در زمان رخداد جریان هجومی همدردی نیز تغییرات در مشتق جریان بسیار کم است (مقادیر نشان دادهشده در شکل (۸–الف) در ^{7–10} ضرب شدهاند) به همین دلیل الگوریتم اختلالی را تشخیص نداده و فرکانس نمونهبرداری را تغییر نداده است.

با توجه به شکل (۹) میتوان دریافت که در زمان رخداد جریان هجومی همدردی نیز مانند جریان هجومی معمولی فرکانسهای لحظهای بهدستآمده مقدار آستانه تعیینشده را رد نکردهاند (شکل (۶–ج))، به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را بهمنظور قطع ترانسفورماتور قدرت ارسال نکرده است (شکل (۶–ب)). با توجه به این نکته میتوان گفت که روش ارائهشده جریان هجومی همدردی را نیز بهدرستی تشخیص داده و رله دیفرانسیل را بلاک کرده است.

۴-۳- موردمطالعهای ۳: خطای تکفاز

در قسمتهای قبلی مشاهده شد که الگوریتم ارائهشده بهخوبی 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 ارائهشده در زمان رخداد خطاهای تکفاز پرداخته شده است. خطای تکفاز متداول ترین نوع خطا در سیستمهای قدرت است به همین دلیل تشخیص این نوع خطا از اهمیت بالایی برخوردار است.

جدول (۳) و همچنین شکلهای (۱۰) و (۱۱) نتایج بهدستآمده از اعمال خطای تکفاز به الگوریتم ارائهشده را نشان میدهند. خطا در زمان نیم ثانیه پس از شروع شبیهسازی به شبکه اعمالشده است. لازم به ذکر است در این موردمطالعهای فقط ترانسفورماتور T1 در شبکه قرار دارد.

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

جريان هجومي						
موردمطالعه	درجه (()	نوع خطا	تغییر در مقدار نیبنه، دا م	عملکرد روش ا ائەشدە		
		1.6	لموتدبرتاري			
1		A-G	v	v		
٢	•	B-G	\checkmark	\checkmark		
٣		C-G	~	~		
۴		A-G	~	~		
۵	٨٠	B-G	\checkmark	\checkmark		
۶		C-G	\checkmark	\checkmark		
٧		A-G	\checkmark	\checkmark		
٨	15.	B-G	\checkmark	\checkmark		
٩		C-G	\checkmark	~		



شکل (۱۰): تغییرات فرکانس نمونهبرداری در زمان رخداد خطای تکفاز همزمان با جریان هجومی، الف) تغییرات مشتق سیگنال، ب) تغییر مقدار نمونهبرداری.



شکل (۱۱): پاسخ روش ارائهشده در زمان رخداد خطای تکفاز همزمان با جریان هجومی، الف) جریانهای سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظهای در سه فاز

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

افزایشیافته است (در شکل (۵–الف) مقادیر در ⁶–10 ضرب شدهاند اما در شکل (۱۰–الف) مقادیر در ^{33–10} ضرب شدهاند) به همین دلیل الگوریتم مقدار نمونهبرداری را از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز تغییر داده است. همانطور که قبلا نیز ذکر شد علت استفاده از نمونهبرداری تطبیقی افزایش دقت الگوریتم در زمان رخداد خطا و کاهش بار محاسباتی در شرایط کارکرد عادی است.

شکل (۱۱) عملکرد روش ارائهشده در برای خطای تکفاز را نشان میدهد. 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 کردهاند. به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را در مدتزمان کمی بیشتر از ۵ میلی ثانیه (شکل (۱۱-ب)) برای کلید قدرت ارسال کرده است.

۳-۵- موردمطالعهای ۴: خطای سه فاز

بااینکه میزان رخداد خطای سه فاز در سیستمهای قدرت بسیار کمتر از میزان رخداد خطای تکفاز است اما به دلیل متقارن بودن این نوع از خطا یک چالش جدی برای الگوریتمهای حفاظتی است. برای تست عملکرد روش ارائهشده در برابر این نوع از خطا در زمان نیم ثانیه بعد از شروع شبیهسازی یک خطای سه فاز به شبکه موردمطالعه اعمال خواهد شد. جدول (۴) به همراه شکلهای (۱۲) و (۱۳) عملکرد روش ارائهشده را در زمان رخداد خطای سه فاز نشان میدهند.

همان طور که از شکل (۱۲) مشخص است در زمان اعمال خطای سه فاز به شبکه موردمطالعه (در زمان نیم ثانیه) مقدار تغییرات مشتق سیگنال افزایشیافته است (در شکل (۵–الف) مقادیر در ⁶–10 ضرب شدهاند اما در شکل (۱۲–الف) مقادیر در ³–10 ضرب شدهاند) به همین دلیل الگوریتم مقدار نمونهبرداری را از ۱ کیلوهرتز به ۱۰ کیلوهرتز تغییر داده است. شکل (۱۳) عملکرد روش ارائهشده در برای خطای تکفاز را نشان میدهد. همان طور که از شکل (۱۳–ج) مشخص است در زمان رخداد خطای تکفاز فرکانسهای لحظهای محاسبه مقدار آستانه تعیین شده را رد کردهاند. به همین دلیل الگوریتم فرمان تریپ را در مدت زمان کرده بیشتر از ۵ میلی ثانیه (شکل (۱۳–ب)) برای کلید قدرت ارسال کرده است.

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

هجومى	ان	جريا
-------	----	------

موردمطالعه	(heta ، درجه (نوع خطا	تغییر در مقدار نمونهبرداری	عملکرد روش ارائەشدە
١		A-B-C	~	~
٢	•	A-B-C-G	\checkmark	\checkmark
٣	۸.	A-B-C	\checkmark	\checkmark
۴	χ.	A-B-C-G	\checkmark	\checkmark
۵	15.	A-B-C	\checkmark	\checkmark
۶	11.	A-B-C-G	~	~



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



شکل (۱۳): پاسخ روش ارائهشده در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی، الف) جریانهای سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظهای در سه فاز

۴-۴- موردمطالعهای 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 فیلتر های مختلف برای حذف نویز از سیگنال نیز باعث افزایش زمان تشخیص خطا خواهد شد. به همین دلیل بهتر است الگوریتمهای حفاظتی به گونهای طراحی شوند تا در برابر نویز نیز عملکرد مناسبی داشته باشند.

نویز گوسی سفید می تواند به شدت روی سیگنال تاثیر بزارد. 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 (; 2021, Sourie et al., 2021) Taheri, Faghihlou, et al., 2020; Taheri & Sedighizadeh, به همین دلیل در این مقاله نیز از نویز گوسی سفید با SNR = 30 dB سیگنال جریان را بعد از اعمال نویز نشان می دهد.



SNR = شكل (۱۴): سيگنال جريان بعد از اعمال نويز گوسی سفيد با SNR = شكل (۱۴): سيگنال جريان بعد از اعمال نويز گوسی منابر الم 30 dB

شکل (۱۵) عملکرد الگوریتم ارائهشده را در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی و نویز گوسی سفید نشان میدهد. همانطور

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



شکل (۱۵): پاسخ روش ارائهشده در زمان رخداد خطای سه فاز همزمان با جریان هجومی و نویز گوسی سفید، الف) جریانهای سه فاز، ب) سیگنال تریپ، ج) تغییرات فرکانس لحظهای در سه فاز

۳-۷- موردمطالعهای 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.

مرجع	سال انتشار	روش	نوع ترانسفور ماتور	نوع نمونەبردارى	نرخ نمونەبردارى	نوع پنجره سيگنال	اشباع ترانسفورماتور جريان	نويز	جریان هجومی همدردی
Taheri &) Sedighizadeh, (2021	2021	Moving window average	230:63 kV – Ynd11	معمولى	10 kHz	Blackman Harris	~	~	×
Bainy &) (Silva, 2020	7.7.	Generalized alpha plan	230:63 kV – Ynd11	معمولى	1 kHz	Rectangular	\checkmark	×	×
Taheri,) Hosseini, & Salehimehr, (2020	۲۰۲۰	Energy Variation	230:63 kV – Ynd11	معمولى	10 kHz	Rectangular	Ý	Ý	×
Behvandi et) (al., 2020	7.7.	Clarke's transform	230:63 kV – Ynd11	معمولى	2.5 kHz	Rectangular	\checkmark	×	×
Medeiros et) (al., 2015	7010	Wavelet trans-form	Different transformers	معمولى	15.36 kHz	Rectangular	\checkmark	×	×
روش این مقاله	-	فر کانس لحظهای	230:63 kV – Ynd11	تطبيقى	1 kHz, 10 kHz	Rectangular	\checkmark	\checkmark	~

هایسه روش ارائهشده در این مقاله با روشهای موجود تشخیص جریان هجومی.	۲): م	دول (۲	ج
--	-------	--------	---

اشباع رفتن ترانسفورماتورهای جریان در خطاهای مختلف را نشان

بروز اشباع در ترانسفورماتور جریان باعث اندازه گیری غیردقیق جریان خواهد شد. اشباع در ترانسفورماتورهای جریان میتواند تاثیر بسزایی بر روی عملکرد روشهای حفاظتی داشته باشد (& Taheri, Hosseini, ب Salehimehr). جدول (۵) نتایج تست الگوریتم ارائهشده در زمان به

ول (۵): عملکرد روش آرانهشده در زمان به آشباع رفتن

ترانسفورماتور جريان					
مور دمطالعه	(θ)	نوع خطا	تغییر در مقدار	عملكرد روش	
,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,		C	نمونهبردارى	ارائەشدە	
١		A-G	~	\checkmark	
٢	•	A-B	~	\checkmark	
٣		A-B-C	~	\checkmark	
۴		A-G	~	\checkmark	
۵	٨٠	A-B	~	\checkmark	
۶		A-B-C	~	\checkmark	
۷		A-G	\checkmark	\checkmark	
٨	15.	A-B	~	~	
٩		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 نمونهبرداری تطبیقی و فرکانس لحظهای ارائهشده است. روش ارائهشده قادر به تشخیص جریان هجومی و معمولی و جریان هجومی همدردی میباشد. علاوه بر این روش ارائهشده میتواند 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. <<u>www.abb.com</u>>.", 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 روشهای موجود

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

ازنظر زمان تشخیص خطا نیز روش ارائهشده بسیار بهبود داشته است. بهعنوان مثال مرجع (Taheri & Sedighizadeh, 2021) انواع خطا را در مدتزمانی بیشتر از ۱۶ میلی ثانیه تشخیص میدهد. همچنین Taheri, Hosseini, & (مرجع (& Salehimehr, 2020) است که با توجه به موارد بیان شده در بخش شبیه سازی روش ارائه شده در این مقاله خطا را در مدتزمان کمی بیشتر از ۵ میلی ثانیه تشخیص خواهد داد.

پیشرفت دیگر ارائهشده در این مقاله استفاده از نمونهبرداری تطبیقی است. تمامی مراجع ارائهشده در جدول (۶) از نمونهبرداری معمولی استفاده میکنند. این مورد میتواند باعث افزایش سطح محاسبات و یا کاهش دقت در تشخیص خطا شود. این در صورتی است که در این مقاله از روش نمونهبرداری تطبیقی استفادهشده است تا فقط در مواردی که نیاز است نرخ نمونهبرداری افزایش پیدا کند.

۵- نتیجه گیری

با توجه به این نکته که ترانسفورماتورهای قدرت یکی از اجزای حساس و مهم در سیستمهای قدرت هستند، حفاظت از آنها بسیار مهم است. از رلههای دیفرانسیل بهطور گستردهای بهعنوان حفاظت اصلی ترانسفورماتورهای قدرت استفاده می شود. باوجوداینکه رلههای دیفرانسیل از ویژگیهای 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. (20 .(11Detection 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-opertaion 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. 202 0 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 maloperation 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 transformbased 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., & Kasztenny, 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), 675-6.94

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