

Diagnosis of the Active Duration of the Secondary Arc Caused by a Single-phased Fault in order to Reclose the Transmission Lines Using the Hybrid Method

Arsalan Rajabi,¹ Nabi ollah Ramezani,^{2*} Iraj Ahmadi³

¹ Faculty of Electrical and Computer Engineering, Mazandaran University of Science and Technology, Behshahr, Iran, ma57rajabi@gmail.com

² Faculty of Electrical and Computer Engineering, Mazandaran University of Science and Technology, Behshahr, Iran, ramezani@mazust.ac.ir

³ Faculty of Electrical and Computer Engineering, Mazandaran University of Science and Technology, Behshahr, Iran, iraj.ahmadi@mazust.ac.ir

Keywords:

adaptive automatic reclosing,
transient fault,
dead time,
secondary arc,
high voltage power network.

Abstract: The importance of studying transient single-phased faults due to the high statistics of this phenomenon in the power transmission system requires that special attention be paid to the operation of the automatic reclosing relay. If an adaptive automatic reclosing relay is used instead of the conventional delay type, the reliability of the power system will be improved. To achieve this goal, it is necessary to determine the exact time of the secondary arc shutdown in order to determine the dead time of the reclosing relay. There are various indicators such as changes in the waveform of the faulty phase voltage, changes in the amplitude of odd harmonics of the voltage wave, THD% index, and changes in the voltage angle of the faulty phase to determine the extinguishing time of the secondary arc. The proposed algorithm in this article uses a hybrid method and a simultaneous measurement of indicators in order to ensure the shutdown of the secondary arc to issue the reclosing command by the relay. To test and validate the proposed method, one of 400 kV transmission lines is considered as a power system under study and simulated through EMTP-RV software. The obtained results imply that the secondary arc extinguishing time, using the proposed method, is much less than the constant dead time included in the conventional delay type recloser protection settings.

Original Research Article

Paper History:

Received: 09/07/2024

Revise: 18/09/2024

Accepted: 17/11/2024

How to cite this article: Rajabi, A., Ramezani, N., Ahmadi, I., "Diagnosis of the active duration of the secondary arc caused by a single-phase fault in order to reclose the transmission lines using the hybrid method", Energy Engineering and Management, Vol. 14, No. 2, PP. 30-43, 2024. <https://doi.org/10.22052/EEM.2024.255115.1074>
© 2023 University of Kashan Press.

This is an open access article under the CC BY license. (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



Introduction

Power transmission lines are exposed to various errors because they are usually long and pass through different areas with different conditions. Statistics have shown that a large percentage of airline faults

are transient and many of these transient faults are single-phased to ground faults; transient faults are classified as faults, the cause of which disappears after a short period of time. If the faulty phase is reconnected and the cause of fault is not resolved, a

single-phased fault will occur again and the line will be permanently disconnected by the protection system. It should be noted that there are two ways to operate the automatic reclosing relay in transmission lines: first, in a conventional and delayed method, a fixed time is considered for the transient error period, and after reconnecting, if there are signs and effects of the error, it will issue the command to permanently disconnection, and second, in an adaptive method, that means to adapt some parameters and characteristics; it recognized the nature of the fault in terms of transient or permanent, and after that, if the fault is transient, it determines the exact time to resolve the effects of the fault and, accordingly, the moment of reconnection. In other words, in the conventional delayed single-phased reclosing method, first the switches on the sides of the faulty phase are opened, and, after the defined dead time, the switch is closed again. The considered fixed time delay gives the air a opportunity to de-ionize and return to its normal state. However, the disadvantage of this method is that if the error is permanent, reclosing after the fixed time may damage the breaker and other network equipment. Also, if the fault is transient, in case of not removing completely the effects of the fault and not recovering completely the insulation properties of the air after the defined fixed time, the reclosing of the faulty phase causes an arc and reconnection at the fault point, which results in a loss of the opportunity to resolve the transient error. Thus, for choosing the dead time, two important points should be considered: first, the minimum amount for adjusting the dead time, which depends on the required time that the air insulation of the fault point is completely deionized; second, the maximum possible amount to adjust the dead time depends on the transient stability of the network, so that the increase in the dead time makes possible line instability and provides load imbalance.

In the adaptive reclosing method, the dead time is not constant and depends on the moment of secondary arc shutdown.

Materials and Methods

In this article, the duration of the secondary arc active in a certain line of 400 kV Mazandaran center to Firoozkoh substations, as a sample system, has been investigated. Therefore, at first, the model presented A.T. Johns has been considered for transient fault modeling, and, then, the methods obtained in previous studies and researches have been used to consider simultaneously several indicators and measure the moment of secondary arc extinction. The indicators used from previous researches are: the voltage waveform and related fluctuations, the analysis of the odd harmonics of the voltage wave and its fluctuations, the analysis of the voltage angle curve fluctuations of the faulty phase, and the method of calculating the total harmonic distortion factor (THD) in the faulty phase voltage.

It is also noteworthy that considering the possible shortcomings of each of the aforementioned methods, used in different conditions, the proposed algorithm is a hybrid one; that is, a simultaneous measurement of the above indicators in order to ensure that the secondary arc is extinguished; then, issuing the reclosing command by the relay has been designed and implemented so that the reclosing process can have the maximum reliability and confidence factor while these defects and shortcomings are overlapping each other.

Results

In summary, as received from previous research and experiences, the results of this simulation, due to the existence of some defects and shortcomings in detecting the moment of secondary arc is extinction through the above indicators, if to cover these defects. In the configuration and settings of smart relays, several indicators and methods should be used at the same time (the so-called "hybrid method"), a more accurate criterion for automatic reconnection has been obtained, and it helps to improve further the stability of the power system.

Discussion and Conclusion

The requirement of the adaptive reclosing operation is to determine the extinguishing time of the secondary arc, caused by the induction of healthy phases on the faulty phase so that the dead time for the protection unit can be optimally determined.

In this article, by using a simulation tool, the duration of the secondary arc activity after the opening of the faulty phase, in a sample line, was investigated through a single-phased fault modeling; according to the maximum activity time of 284.5 ms of the secondary arc, it was firstly found that in terms of the accuracy of the operation settings, the fixed time delay that set in the relay (equivalent to 800 ms) provided enough time to turn off the secondary arc in the faulty phase. Assuming the constant dead time set in the relay, the reclosing function will never fail in transient fault conditions; secondly, a decision was made to use the adaptive automatic reclosing method for transmission lines, from one side with the simultaneous measurement and an analysis of indicators, like the waveform of the fault phase voltage, the odd harmonic components of the fault phase voltage, the total harmonic distortion factor (THD) in the fault phase voltage, and the changes in the angle of the fault phase voltage. If the threshold limit determined for these indicators is reached, it can be assured of secondary arc extinction with a higher accuracy factor. Thus, the relay issues the command to reclose to the breaker only after receiving a positive response from one of the above methods; if it does not receive a positive response from any of them, it switches to the delayed reclosing method with a fixed dead time.

تشخیص مدت زمان فعال بودن قوس ثانویه ناشی از خطای تک فاز جهت بازبست خطوط انتقال با روش هیبرید

ارسلان رجبی^۱، نبی‌اله رضانی^{۲*}، ایرج احمدی^۳

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه علم و فناوری مازندران، بهشهر، ایران

ma57rajabi@gmail.com

^۲ دانشیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه علم و فناوری مازندران، بهشهر، ایران

ramezani@mazust.ac.ir

^۳ دانشیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه علم و فناوری مازندران، بهشهر، ایران

iraj.ahmadi@mazust.ac.ir

واژه‌های کلیدی:

بازبست خودکار تطبیقی،

خطای گذرا،

زمان مرده،

قوس ثانویه،

شبکه قدرت فشار قوی

چکیده: اهمیت مطالعه در خصوص خطاهای تک فاز گذرا به دلیل آمار بالای این پدیده در سیستم انتقال قدرت ایجاب می‌کند که به نحوه عملکرد رله بازبست خودکار توجه ویژه گردد. اگر از رله بازبست خودکار تطبیقی به جای نوع تأخیری مرسوم استفاده گردد، قابلیت اطمینان سیستم قدرت بهبود خواهد یافت. برای دستیابی به این هدف، تعیین زمان دقیق خاموشی قوس ثانویه برای تعیین زمان مرده رله بازبست، لازم و ضروری است. از پژوهش‌های موجود در این زمینه می‌توان دریافت که شاخص‌های مختلفی از قبیل تغییرات شکل موج ولتاژ فاز معیوب، تغییرات دامنه هارمونیک‌های فرد موج ولتاژ، شاخص %THD و تغییرات زاویه ولتاژ فاز معیوب، برای تعیین زمان خاموشی قوس ثانویه وجود دارد. با توجه به محدودیت و ضعف‌های موجود در روش‌های ذکرشده فوق برای تشخیص زمان خاموشی قوس ثانویه، نیاز به ارائه روشی قابل اجرا توسط ساختار سیستم حفاظتی موجود است که در کاربردهای عملی بتواند برای تمام سناریوهای مختلف جوابگو باشد. بنابراین در این مقاله، از یک الگوریتم پیشنهادی مبتنی بر روش ترکیبی (روش هیبرید) و سنجش همزمان شاخص‌ها به منظور اطمینان از خاموشی قوس ثانویه برای صدور فرمان بازبست توسط رله استفاده شده است. برای تست و اعتبارسنجی روش پیشنهادی، یک خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت ارتباطی بین پست مرکز مازندران و پست فیروزکوه به‌عنوان یک سیستم قدرت تحت مطالعه در نظر گرفته شده و از طریق نرم‌افزار EMTP-RV شبیه‌سازی گردیده است. نتایج به‌دست‌آمده دلالت بر این مسئله دارد که زمان خاموشی قوس ثانویه با استفاده از روش پیشنهادی، بسیار کمتر از زمان مرده ثابتی است که در تنظیمات حفاظت بازبست نوع تأخیری مرسوم لحاظ می‌شود.

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۴/۱۹

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۳/۰۶/۲۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۸/۲۷

۱. مقدمه

خطوط انتقال نیرو در معرض خطاهای مختلفی هستند، زیرا معمولاً طولانی بوده و از مناطق مختلف با شرایط گوناگون عبور می کنند. آمار نشان داده است که درصد زیادی از خطاهای خطوط هوایی از نوع گذرا بوده و نیز بسیاری از این خطاهای گذرا، از نوع خطاهای تک فاز به زمین هستند. خطاهای گذرا به عنوان خطاهایی دسته بندی شده اند که عامل به وجود آورنده آن ها پس از مدت کوتاهی از بین می رود. در صورت وصل مجدد فاز معیوب و عدم رفع عامل خطا، مجدداً خطای تک فاز به زمین رخ داده و فرمان قطع دائم خط، توسط سیستم حفاظت صادر خواهد شد. شایان ذکر است که در خطوط انتقال برای عملکرد رله بازبست خودکار به دو صورت می توان عمل کرد: روش اول آن است که به طور مرسوم و تأخیری، یک زمان ثابتی را برای دوره خطای گذرا در نظر گرفت و پس از وصل مجدد، در صورت وجود علائم و آثار خطا، فرمان قطع دائمی آن را صادر نمود و روش دوم اینکه به روش تطبیقی، یعنی تطبیق برخی پارامترها و مشخصه ها، هم ماهیت خطا از حیث گذرا و یا دائمی بودن را تشخیص داده و هم پس از آن در صورت گذرا بودن خطا، زمان دقیقی را برای رفع آثار خطا و به تبع آن لحظه وصل مجدد تعیین نمود. به بیان دیگر، در روش مرسوم تأخیری بازبست تک فاز، ابتدا کلیدهای طرفین فاز معیوب باز شده و پس از زمان مرده تعریف شده، کلید مجدداً بسته می شود. تأخیر زمانی ثابتی که در نظر گرفته شده، به هوا این فرصت را می دهد که از حالت یونیزاسیون خارج شده و دوباره به حالت نرمال خود بازگردد. لیکن عیب این روش این است که اگر خطا از نوع دائمی باشد، بسته شدن مجدد کلید بعد از سپری شدن زمان ثابت، ممکن است باعث آسیب رساندن به کلید و دیگر تجهیزات شبکه شود. همچنین اگر خطا از نوع گذرا باشد، در صورت عدم رفع کامل آثار خطا و عدم بازیابی کامل خواص عایقی هوا پس از گذشت زمان ثابت تعریف شده، وصل مجدد فاز معیوب باعث برقراری قوس و اتصالی مجدد در نقطه خطا شده و باعث از دست رفتن فرصت جهت رفع خطای گذرا خواهد شد. به همین دلیل باید در انتخاب زمان مرده، دو نکته مهم را در نظر گرفت: نخست اینکه حداقل زمان لازم برای تنظیم زمان مرده، به مدت زمانی که عایق هوای محل خطا کاملاً دیونیزه می شود وابسته است؛ ثانیاً حداکثر زمان ممکن برای تنظیم زمان مرده، به پایداری گذرای شبکه وابسته است، به طوری که افزایش زمان مرده، موجبات احتمال ناپایداری خط و نامتعادلی بارها را فراهم می کند.

در روش بازبست تطبیقی، زمان مرده ثابت نبوده و وابسته به لحظه خاموش شدن قوس ثانویه است. از طرفی، با عنایت به متداول نبودن بازبست تطبیقی در شبکه برق ایران، از طریق مدیریت شبکه برق ایران در قالب «نظامنامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران» محدودیت های استفاده از بازبست خودکار تحت عنوان «الزامات عمومی بازبست مرسوم» ذکر شده که در صورت استفاده از بازبست تطبیقی، بسیاری از این محدودیت ها برطرف خواهد شد. تاکنون مطالعات گسترده ای در زمینه بازبست تک فاز صورت گرفته که به طور کلی به دو گروه دسته بندی می شوند: دسته اول به دنبال روشی برای شناسایی لحظه خاموشی قوس ثانویه بوده و دسته دوم به دنبال تعیین مدت زمان فعال بودن قوس ثانویه با توجه به شرایط بهره برداری و تجهیزات به کاررفته در شبکه هستند؛ مثلاً در مرجع [۱] گفته شد که در صورت وقوع خطای تک فاز گذرا، ابتدا فاز معیوب از دو سمت ایزوله می شود، سپس بلافاصله هر دو فاز مجاور نیز باز می شوند تا عامل اصلی القای ولتاژ روی فاز معیوب از بین برود. در این صورت قوس ثانویه خیلی زود خاموش شده و می توان فوراً هر ۳ فاز را دوباره وصل کرد. طبق مرجع [۲] بعد از باز شدن فاز معیوب، نزدیک ترین فاز سالمی که با فاز معیوب القای متقابل بیشتری دارد، بی برق می شود تا مقدار القا کاهش یافته و در نهایت ولتاژ القایی کمتری به فاز معیوب اعمال شود و باعث زودتر خاموش شدن قوس ثانویه شود. طبق مرجع [۳] با کمک خازن های موازی با کنتاکت های کلید، جریانی با دامنه منفی در فاز معیوب جاری می شود تا باعث صفر شدن جریان القایی و خاموش شدن قوس شود. طبق مرجع [۴] بلافاصله بعد از جدا شدن فاز معیوب، از دو طرف، این فاز توسط بریکرهای زمین کننده، زمین می شود تا ولتاژ القا شده در فاز معیوب نزدیک به صفر شود. آن گاه قسمت عایقی محل خطا فرصت پیدا می کند سریع تر دیونیزه شده و به شرایط عادی برگردد. بعد از مدت خیلی کوتاه، دوباره بریکرهای زمین کننده باز شده که در این حالت هوای محل خطا دیونیزه شده و قوس مجدد تشکیل نخواهد شد، سپس می توان فرمان وصل مجدد فاز معیوب توسط رکلوزر را صادر کرد. طبق مرجع [۵] برای محدود کردن جریان قوس ثانویه و بهبود ولتاژ در خطوط انتقال فشار قوی ترانسپوز شده می توان از راکتورهای سه ستونه استفاده کرد ولی برای خطوط ترانسپوز نشده، راکتورهای چهار ستونه همراه راکتور نوترال پیشنهاد می گردد. در راکتورها توالی مثبت و منفی برابرند ولی در راکتور چهار ستونه طراحی به صورتی است که جابه جایی کلیدها باعث می شود راکتانس توالی صفر بزرگتر از راکتانس توالی مثبت باشد. در این صورت مؤلفه خازنی

نوسانات آن [۱۲]، تحلیل نوسانات منحنی زاویه ولتاژ فاز معیوب [۱۳] و نیز روش محاسبه ضریب اعوجاج هارمونیک کل در ولتاژ فاز خطا [۱۴]، که از تقسیم کردن مجذور مجموع مربعات هارمونیک‌های دوم تا پنجم به هارمونیک اول مطابق رابطه زیر به دست می‌آید، شاخصی برای تعیین زمان خاموش شدن قوس ثانویه در نظر گرفته شده است.

$$THD\% = \frac{100\%}{V_1} X \sqrt{\sum_{h=2}^5 V_h^2} \quad (1)$$

همچنین قابل ذکر است با توجه به نواقص و کاستی‌های احتمالی هر یک از روش‌های مورد استفاده مذکور در شرایط مختلف، الگوریتم پیشنهادی به روش ترکیبی (روش هیبرید)، یعنی سنجش همزمان شاخص‌های فوق به منظور اطمینان از خاموشی قوس ثانویه و سپس صدور فرمان بازبست توسط رله، طراحی و اجرا شده است تا ضمن همپوشانی یکدیگر در صورت وقوع این نواقص و کاستی‌ها، روند بازبست از ضریب اطمینان و موفقیت حداکثری برخوردار گردد. بنابراین روش پیشنهادی در این مقاله دارای ویژگی‌های زیر است:

- نقاط ضعف روش‌های مذکور را پوشش می‌دهد.
- با عنایت به دریافت سیگنال ولتاژ خط از ترانسفورماتور جریان توسط رله حفاظتی، بدون اینکه نیاز به هیچ‌گونه ادوات و تجهیزات اضافی باشد، به‌طور خودکار مقادیر لحظه‌ای هر یک از شاخص‌های مورد نظر پایش گردیده و یا براساس پیکربندی اعمال‌شده به رله استخراج می‌گردد. بنابراین، از مقایسه لحظه‌ای این مقادیر با حدود آستانه تعریف‌شده براساس مشخصات و داده‌های آماری خط که به رله به‌عنوان مقادیر تنظیمی اعمال شده، لحظه خاموشی قوس ثانویه مشخص می‌گردد. بنابراین مطابق امکانات موجود در خطوط انتقال ایران و بدون هیچ هزینه اضافی بر روی شبکه برق ایران قابل پیاده‌سازی است.
- تعیین زمان خاموشی قوس ثانویه پایین‌تری نسبت به روش سنتی ارائه‌شده توسط نظام‌نامه سیستم حفاظت و رله شبکه ایران که منجر به افزایش قابلیت اطمینان سیستم قدرت خواهد شد.

۲. تعریف قوس الکتریکی اولیه و ثانویه

یونیزه شدن هوای اطراف هادی بر اثر اضافه ولتاژها، نزدیک شدن هادی‌ها به دکل و... موجب ایجاد مسیری برای عبور جریان زیاد شده که به‌صورت قوس نمایان می‌شود. قوس

خستگی شده و قوس از بین می‌رود. طبق مرجع [۶] تست‌های آزمایشگاهی برای کاهش قوس ثانویه توسط مقاومت‌های سری با کنتاکت بریکر انجام شده است. طبق مرجع [۷] استفاده از مقاومت موازی و سری با کنتاکت بریکر، برای کاهش ولتاژ کلیدزنی و در نتیجه کاهش جریان قوس ثانویه و خاموش شدن سریع قوس در شرایط جبران شده با راکتور و بدون راکتور، در آزمایشگاه تست گردید. طبق مرجع [۸] زمان قوس ثانویه در بازبست در خطوط تک‌مداره و دومداره بدون جبران‌سازی در آزمایشگاه مورد بررسی قرار گرفته و نشان داده شد که قوس ثانویه در خطوط دومداره مدت‌زمان بیشتری برای خاموش شدن نیاز دارد. در مرجع [۹] مدلی در SIMULINK برای فرمول‌بندی یک مدار منطقی متشکل از ورودی‌ها و خروجی‌های باینری و گیت‌های منطقی ارائه شده است. خروجی مدار منطقی منجر به توسعه دو بلوک منحصربه‌فرد می‌شود که شامل تمام تکرارهای منطقی برای عملکرد موفقیت‌آمیز بازبست خودکار در هنگام خطای گذرا و یا قفل نمودن بازبست خودکار در هنگام خطاهای مداوم است. در مرجع [۱۰] یک توالی بازبست تطبیقی فاز به فاز برای خطای زمین تک فاز پیشنهاد شده که طبق آن بریکرهای سه‌فاز به دلیل بروز خطا قطع می‌شوند. پس از آن، بریکر یکی از فازهای سالم و فاقد خطا، از یک طرف بسته می‌شود. در این حالت می‌توان از طریق ولتاژ ظاهر شده روی فاز خطا، خطای دائمی را از خطای گذرا تشخیص داد. در صورت خطای دائمی، این فاز توسط بریکر دوباره قطع می‌شود و در صورت خطای گذرا، کلیدهای دیگر فازها نیز بسته می‌شوند. همچنین در مرجع [۱۱] با استفاده از یک روش ترکیبی پیشنهادی، اول نوع خطا از حیث دائمی یا گذرا بودن را با استفاده از انرژی‌های ضریب تبدیل موجک پیوسته (CWT) شناسایی می‌کند و سپس در صورت خطای نوع گذرا، براساس فاکتور اعوجاج هارمونیک کل (THD) در طول دوره خطا، لحظه حذف قوس ثانویه را تشخیص می‌دهد.

در این مقاله به بررسی مدت‌زمان فعال بودن قوس ثانویه در یک خط مشخص به‌عنوان سیستم نمونه به‌منظور بهبود آن پرداخته شده است. لذا در ابتدا مدل ارائه‌شده توسط A.T. Johns برای مدل‌سازی خطای گذرا در نظر گرفته شده و سپس از روش‌های به‌دست‌آمده در مطالعات و تحقیقات قبلی جهت در نظر گرفتن همزمان چند شاخص و نیز سنجش لحظه خاموشی قوس ثانویه استفاده شده است. این شاخص‌های بهره‌گیری شده از تحقیقات قبلی عبارت‌اند از: شکل موج ولتاژ و نوسانات مربوطه و نیز تحلیل هارمونیک‌های فرد موج ولتاژ و

1. Continuous Wavelet Transform
2. Total Harmonic Distortion

جریان I_s در محدوده پایین 1A تا 55A بوده که به پیچیدگی قوس ثانویه منتهی شده است و تقریباً می توان آن را با رابطه زیر بیان کرد:

$$V_s = 75I_s^{-0.4} \text{ V/cm} \quad (4)$$

همچنین ثابت زمانی مورد استفاده در رابطه (۲) به صورت تجربی به دست می آید و برابر است با:

$$T_s = \frac{\beta I_s^{1.4}}{l_s(t_r)} \quad (5)$$

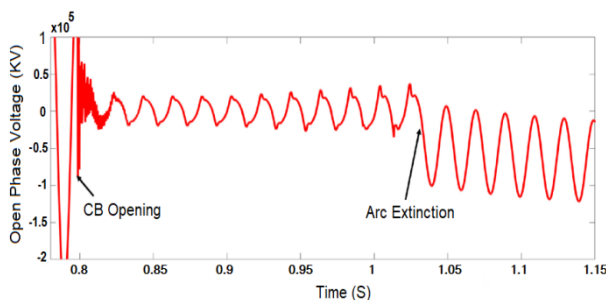
$$\beta = 2.51 \times 10^{-3}$$

۳. الگوریتم پیشنهادی

الگوریتم پیشنهادی این گونه معرفی می شود که پس از شروع خطا، با استفاده از نمونه برداری از سیگنال ولتاژ و جریان در جهت تشخیص خطای تک فاز عمل می گردد. در صورت تک فاز بودن خطا، فرمان باز شدن کلید فاز معیوب صادر می شود. پس از باز شدن فاز معیوب، با تداوم نمونه برداری از سیگنال ولتاژ، علاوه بر هارمونیک اصلی موج ولتاژ که براساس نتایج حاصل از مرجع [۱۲] مشابه شکل (۱) است، مؤلفه های هارمونیک فرد موج ولتاژ، منحنی تغییرات زاویه ولتاژ فاز خطا و منحنی ضریب اعوجاج هارمونیک کل در ولتاژ فاز خطا استخراج می گردد.

مطابق شکل (۲) برگرفته از مرجع [۱۲]، در دوره فعال بودن قوس ثانویه مؤلفه های DC ناشی از القای فازهای سالم موجب افزایش دامنه هارمونیک های موج ولتاژ گردیده و پس از خاموشی قوس ثانویه این هارمونیک ها به سمت صفر میل کرده اند.

همچنین مطابق مرجع [۱۰]، شاخص THD پس از خاموشی قوس ثانویه دچار یک افت محسوس در مقدار دامنه می گردد که در شکل (۳) نمونه ای از آن مشاهده می گردد:



شکل (۱): منحنی ولتاژ فاز معیوب از لحظه وقوع خطای تک فاز تا پس از خاموشی قوس ثانویه [۱۲]

الکتریکی ناشی از اتصال کوتاه را می توان به قوس اولیه و قوس ثانویه دسته بندی کرد.

۱.۲. قوس الکتریکی اولیه

عواملی چون صاعقه باعث یونیزه شدن هوای اطراف زنجیر مقرر شده و این پدیده موجب ایجاد قوسی با جریان بالا به موازات زنجیره مقرر می گردد. این قوس که از نوع گذرا بوده و تا زمان باز شدن کلیدها تداوم دارد، به قوس اولیه معروف است. مقدار جریان این قوس با توجه به نوع سیستم و توان انتقالی خط، بین ۱/۴ تا ۲۴ کیلوآمپر است [۱۴].

۲.۲. قوس الکتریکی ثانویه

با وقوع خطای گذرای تک فاز به زمین، برای محافظت از تجهیزات شبکه به دلیل ایجاد جریان زیاد، کلیدهای طرفین فاز معیوب به سرعت باز شده و بعد از برطرف شدن خطا، دوباره وصل خواهند شد. از طرفی، میدان اطراف فازهای سالم از مسیر خازن های بین فازی، ولتاژ زیادی را روی فاز معیوب القا می کنند. به واسطه ولتاژ القاشده بعد از رفع خطای گذرا و به دلیل عدم بازگشت خاصیت عایقی هوا در محل خطا به حالت عادی، قوس مجددی بین فاز معیوب و دکل ایجاد می شود. در این شرایط جریان کمی در حدود ۱۰ تا ۱۰۰ آمپر از آن عبور نموده که بدان قوس ثانویه اطلاق می شود.

برخلاف قوس اولیه، طول قوس ثانویه، مطابق با روابط ذیل و مدل ارائه شده [۱۴] توسط A.T. Johns ثابت نبوده و تا زمانی که قوس برقرار باشد، امکان افزایش آن تا چند برابر مقدار اولیه خود وجود خواهد داشت [۱۵].

$$\frac{dg_s}{dt} = \frac{1}{T_s} (G_s - g_s) \quad (2)$$

G_s و g_s به ترتیب رسانایی قوس ثانویه ثابت و متغیر زمان هستند و T_s ثابت زمانی است. رسانایی قوس ثابت G_s را می توان براساس رابطه زیر محاسبه کرد:

$$G_s = \frac{|i|}{V_s l_s(t_r)} \quad (3)$$

که در آن V_s و I_s به ترتیب نشان دهنده جریان قوس ثانویه، گرایان ولتاژ قوس ثابت و طول قوس هستند. به علاوه t_r زمان صرف شده از لحظه شروع قوس ثانویه است.

در معادلات قوس ثانویه به واسطه مقدار متغیر ولتاژ قوس (برخلاف قوس اولیه)، پارامتر ولتاژ قوس ثابت V_s ، تابعی از

برای سایر شاخص‌ها نیز بنا به دلایل نامکشوف، در برخی شرایط خاص امکان نتیجه‌گیری دقیق وجود ندارد. جدول (۱) به‌طور خلاصه نمایی از نواقص و کاستی‌های محتمل هر یک از شاخص‌ها را نشان می‌دهد. لذا الگوریتم در نظر گرفته‌شده به روش ترکیبی (روش هیبرید)، یعنی سنجش همزمان شاخص‌های فوق به‌منظور اطمینان از خاموشی قوس ثانویه و سپس صدور فرمان بازبست توسط رله، طراحی و اجرا گردیده است تا ضمن همپوشانی یکدیگر در صورت وقوع این نواقص و کاستی‌ها، روند بازبست از ضریب اطمینان و موفقیت حداکتری برخوردار گردد.

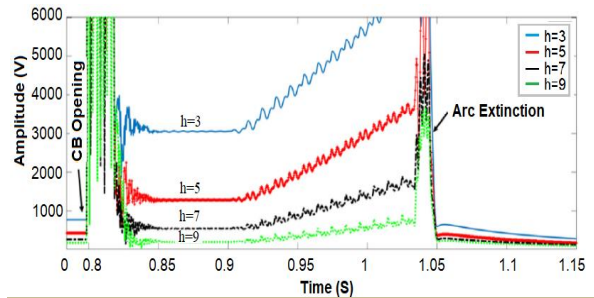
لذا مطابق اشکال فوق، در ادامه الگوریتم، می‌توان با تعریف یک حد آستانه برای دامنه ولتاژ، میزان افزایش دامنه هارمونیک‌های ۳ و ۵ و ۷ و ۹ در واحد زمان، مقدار زاویه ولتاژ و شاخص THD به‌صورت مقادیر زیر، لحظه گذر آن‌ها از حد آستانه را به‌طور همزمان پایش کرد و در صورت وقوع هر یک از این حدود آستانه، آن را برابر لحظه خاموشی قوس در نظر گرفت.

$$\begin{aligned} \text{THD}_i = T_0, V_i = V_0, \alpha_i = \alpha_0, V_{h3} = h_3, V_{h5} = h_5, \\ V_{h7} = h_7, V_{h9} = h_9 \end{aligned} \quad (۶)$$

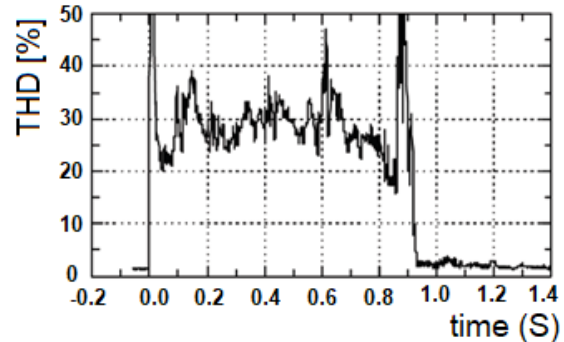
جدول (۱): میزان کاربرد شاخص‌ها در تعیین لحظه خاموشی قوس ثانویه (√: تماماً موفق، X: ناموفق و * : در برخی موارد ناموفق)

ردیف	شاخص سنجش	در خطوط فاقد راکتور	در دارای راکتور	در خطوط بلند با بار زیاد
۱	تغییرات ولتاژ فاز معیوب	√	√	X
۲	تغییرات زاویه ولتاژ فاز معیوب	√	X	√
۳	تغییرات هارمونیک‌های فرد ولتاژ فاز معیوب	√	X	√
۴	تغییرات THD%	√	X	*

همچنین در صورتی که خاموشی قوس ثانویه از طریق هیچ‌یک از شاخص‌های فوق محرز نگردد، الگوریتم به روش مرسوم بازبست تأخیری با زمان مرده ثابت سویچ شده و پس از رسیدن به زمان $t \geq 800\text{ms}$ ، فرمان وصل مجدد صادر می‌شود. مطابق شرح فوق الگوریتم پیشنهادی در شکل (۵) ارائه شد.

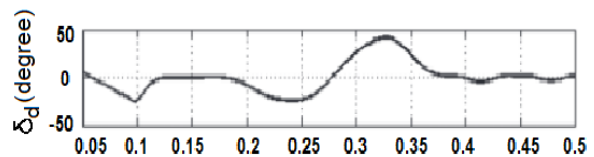


شکل (۲): منحنی هارمونیک‌های فرد در ولتاژ فاز معیوب [۱۲]



شکل (۳): منحنی THD% [۱۰]

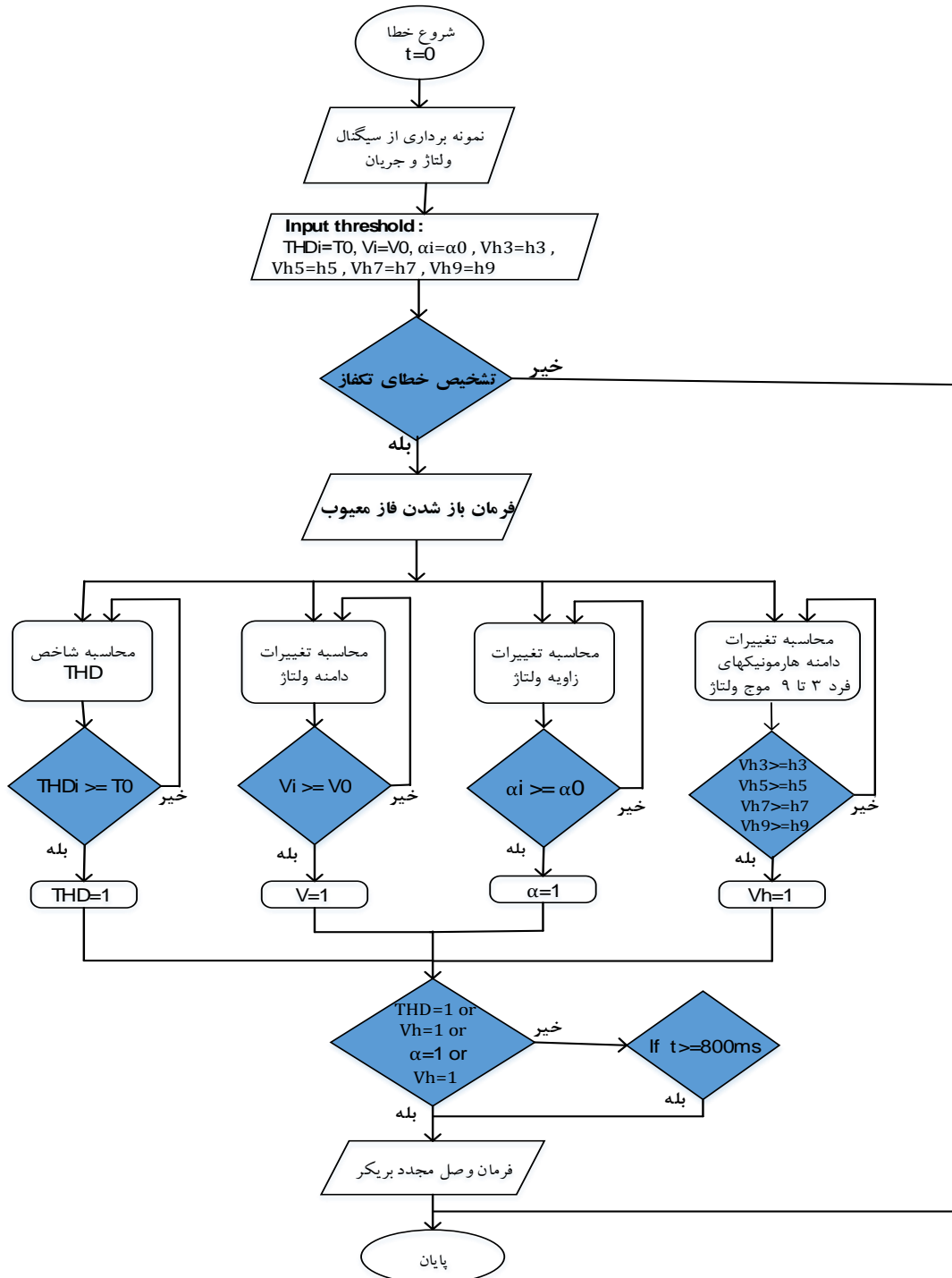
و نیز مطابق مرجع [۱۳]، پس از وقوع خطای تک‌فاز و قطع فاز خطا، زاویه ولتاژ دچار افت آنی شده و سپس به آرامی افزایش یافته و پس از خاموشی قوس ثانویه افزایش زیادی (بیشتر از مقدار اولیه) خواهد یافت که در شکل (۴) نمونه آن دیده می‌شود:



شکل (۴): منحنی تغییرات زاویه ولتاژ فاز معیوب از لحظه وقوع

خطای تک‌فاز تا پس از خاموشی قوس ثانویه [۱۳]

البته نواقص و کاستی‌هایی در هر یک از شاخص‌ها و روش‌های مورد استفاده مذکور در شرایط مختلف محتمل است. برای مثال گرچه خط واقعی مورد مطالعه در این مرجع فاقد راکتور است، در صورتی که به‌طور کلی در صدد استفاده از یافته‌ها و الگوریتم حاصل از این مرجع برای کلیه خطوط انتقال باشیم، در صورت وجود راکتور در ابتدا یا انتهای خط، صرفاً شاخص منحنی تغییرات موج ولتاژ فاز معیوب و زمان پایان قوس ثانویه را نشان می‌دهد. همچنین با استناد به تحقیقات قبلی مثل مرجع [۱۶] برای خطوط دارای طول زیاد و بار بالا، شاخص منحنی تغییرات موج ولتاژ فاز معیوب زمان پایان قوس ثانویه را نشان نمی‌دهد و از سایر شاخص‌ها باید به نتیجه رسید. البته



شکل (۵): الگوریتم پیشنهادی برای تشخیص زمان خاموشی قوس ثانویه

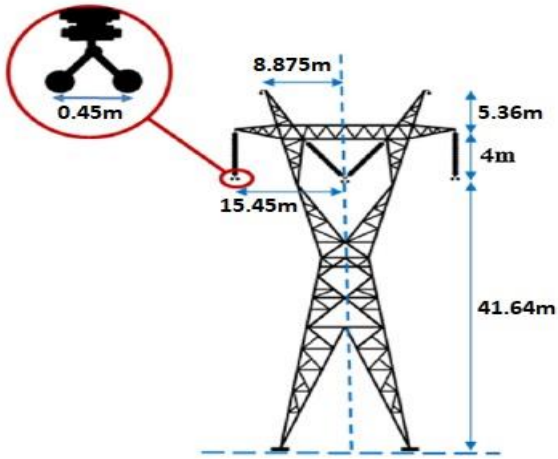
۴. پیادسازی الگوریتم برای یک سیستم قدرت

تحت مطالعه

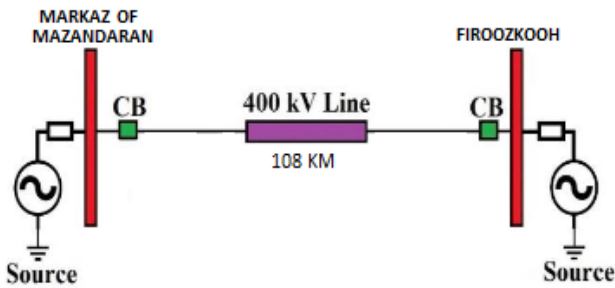
۱.۴. اطلاعات شبکه نمونه

این پژوهش در نظر گرفته شده است. این خط انتقال اولاً به لحاظ اهمیت، یکی از خطوط ارتباطی دو استان مازندران و تهران بوده و ثانیاً به دلیل عبور از مناطق کوهستانی و جنگلی در معرض تعداد خطاهای گذرای بیشتری است. از طرفی، مدیریت انتقال مربوط همیشه در صدد پیدا کردن علت برخی بازبست‌های ناموفق در این خط بوده و نسبت به علت‌های ممکن، اعم از دائمی بودن خطا و یا

خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت ارتباطی بین پست مرکز مازندران و پست فیروزکوه به طول ۱۰۸ کیلومتر، به عنوان سیستم قدرت تحت مطالعه



شکل (۶): ساختار فیزیکی دکل



شکل (۷): سیستم قدرت تحت مطالعه

نقص تنظیمات زمان مرده ثابت (در حالت گذرا بودن خط) و صدور فرمان وصل مجدد قبل از پایان قوس ثانویه ابهام داشته؛ به گونه‌ای که در برخی مقاطع فانکشن بازبست رله را غیرفعال نموده است. لذا در این مقاله سعی شده به این ابهام پاسخ درخور داده شود. سیستم مورد مطالعه از طریق نرم‌افزار EMTP-RV شبیه‌سازی شده است. این خط تک‌مداره بوده و دارای آرایش غیرترانسپوز و فاقد راکتور جبران‌ساز است و جریان اتصال کوتاه تک‌فاز در دو سر خط به شرح زیر می‌باشد:

- جریان اتصال کوتاه تک‌فاز از سمت پست مرکز:
 $I_{sc}=15.83 \text{ KA}$
- جریان اتصال کوتاه تک‌فاز از سمت فیروزکوه:
 $I_{sc}=28.96 \text{ KA}$

همچنین هندسه فیزیکی خط اعم از مشخصات هادی و سیم گارد و فواصل فازی و ارتفاع نصب که در نرم‌افزار وارد شده، به شرح جداول (۲) و (۳) است.

۲.۴. مدل‌سازی شبکه نمونه و تجزیه و تحلیل نتایج

خط با مشخصات فوق در نرم‌افزار EMTP-RV شبیه‌سازی شده و نیز خطای گذرا و قوس‌های اولیه و ثانویه براساس مدل ارائه‌شده توسط A.T. Johns مدل‌سازی گردیده است.

جدول (۲): جدول هندسه فیزیکی سیم محافظ اعم از مشخصات سیم گارد و فواصل افقی و ارتفاع نصب

۰/۴۸۹	Outer radius (cm)	شعاع خارجی سیم محافظ Cm
۰/۰۰۰۰۱	Inner radius (cm)	شعاع داخلی سیم محافظ Cm
۵۱	Tower height	ارتفاع سیم‌های محافظ از سطح زمین m
۱/۴۶۳	DC resistance (ohm/km)	مقاومت DC سیم محافظ Ohm/km
۱۷/۷۵	Horizontal position (m)	فاصله بین دو سیم محافظ m
۳۷	Midspan height (m)	ارتفاع عمودی سیم محافظ در وسط اسپن m
۱۰۰	Rg	مقاومت زمین Ohm

جدول (۳): جدول هندسه فیزیکی سیم هادی خط اعم از مشخصات هادی و فواصل افقی و ارتفاع نصب

۱/۵۸۲۵	Outer radius (cm)	شعاع خارجی سیم هادی Cm
۰/۴۶۵	Inner radius (cm)	شعاع داخلی سیم هادی Cm
۴۱/۴۶	Tower height	ارتفاع فازها از سطح زمین m
۰/۰۵۵۳	DC resistance (ohm/km)	مقاومت DC سیم هادی Ohm/km
۱۵/۴۵	Horizontal position (m)	فاصله بین دو فاز مجاور m
۲۷	Midspan height (m)	ارتفاع عمودی فازها در وسط اسپن m
۴۵	Bundle radius (cm)	فاصله بین باندها در هر فاز Cm

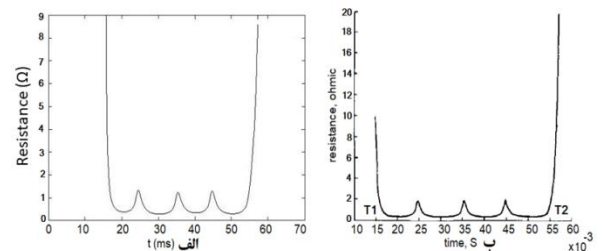
شدن کامل کلید فاز مربوط اتفاق بیفتد. در مراحل بعد، برای دستیابی به نتایج حاصل از حالت‌های مختلف ممکن برای وقوع خطای گذرای تک‌فاز، مدل‌سازی خطا در طول‌های مختلف خط انتقال (در ۱۰ قسمت مختلف طول خط) انجام و مشاهدات مربوط با یکدیگر مقایسه و ارزیابی گردیده و زمان شروع خطا نیز با در نظر گرفتن حالت‌های مختلف (از ۱۵ میلی‌ثانیه تا ۲۵ میلی‌ثانیه) با فرض احتمال همزمانی وقوع خطا با مقدار دامنه ماکزیمم یا مینیمم موج سینوسی ولتاژ، مورد مطالعه قرار گرفته است. همچنین حالت‌های فوق با فرض مقاومت زمین پای دکل‌ها برابر مقادیر مختلف از قبیل ۱۰۰، ۲۰۰ و ۳۰۰ اهم-متر شبیه‌سازی گردید و اثر مقاومت زمین دکل‌های خط بر خاموشی قوس ثانویه نیز بررسی شده است.

شایان ذکر است که مشاهدات تکمیلی مبین این واقعیت بوده که با فرض افزایش این پارامتر از ۱۰۰ تا ۳۰۰ اهم-متر، زمان خاموشی قوس ثانویه افزایش و برای مقادیر بزرگ‌تر از ۳۰۰ اهم-متر، زمان خاموشی قوس ثانویه کاهش خواهد یافت. در گام اول برای تمامی حالات فوق منحنی ولتاژ فاز خطا، شکل موج مؤلفه‌های هارمونیکی فرد ولتاژ فاز معیوب، منحنی مقاومت نقطه آرک، منحنی تغییرات زاویه ولتاژ فاز خطا و نیز منحنی شاخص $THD\%$ با فرض استفاده از بریکر غیر دینامیکی در ابتدا و انتهای خط مشاهده شده است.

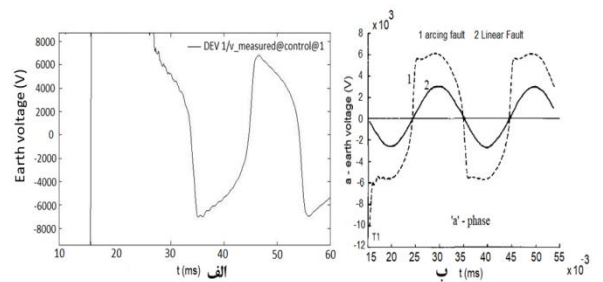
در گام دوم برای تکمیل نتایج به‌دست‌آمده از گام اول، از مدل کلید دینامیکی استفاده گردید، چراکه مطابق مرجع [۱۷] در صورت دینامیکی بودن کلید و رفتار متفاوتش در خاموشی آرک محفظه قطع، احتمال تغییر در نتایج وجود دارد؛ چراکه به دلیل مقاومت غیرصفر کانال قوس، عبور جریان باعث ایجاد ولتاژ در کنتاکت‌های بریکر می‌شود و برخلاف حالت غیردینامیکی که عمل قطع به‌صورت ایدئال یا تبدیل کلید از حالت هادی به عایق به‌صورت آنی است، در حالت دینامیکی این فرایند به‌صورت واقعی لحاظ می‌شود. بنابراین، با در نظر گرفتن کلید دینامیکی، فقط برای بدترین حالت نتایج گام اول (یعنی با فرض وقوع خطای تک‌فاز در ۵۰ درصد طول خط) شبیه‌سازی شده که نتایج آن به‌صورت جدولی دسته‌بندی شده است. گفتنی است که در حالت استفاده از کلید دینامیکی نه تنها شاهد افزایش زمان فعالیت قوس ثانویه نبوده‌ایم، بلکه به مقدار کمی شاهد کاهش آن بوده‌ایم. جدول (۴) نتایج عددی تمام حالت‌های بررسی شده در صورت استفاده از کلید قطع‌کننده غیردینامیکی و جدول (۵) این نتایج را با فرض استفاده از کلید دینامیکی نشان می‌دهد.

به‌منظور اعتبارسنجی این مدل‌سازی، ابتدا منحنی‌های مربوط به مقاومت قوس، ولتاژ نقطه خطا و ولتاژ فاز معیوب به‌دست‌آمده از این شبیه‌سازی (قسمت الف) با نمونه‌های متناظر ارائه‌شده در مقاله Johns [۱۵] (قسمت ب) در شکل‌های (۸) و (۹) و (۱۰) مقایسه گردید و نتیجه این مقایسه دلالت بر معتبر بودن شبیه‌سازی انجام‌شده است.

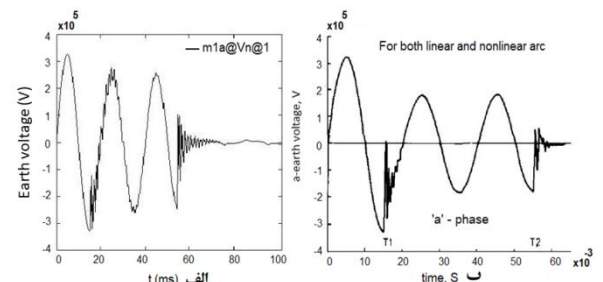
در ادامه از آنجاکه سیستم قدرت تحت مطالعه فاقد راکتور جبران‌ساز بوده، آنالیز شکل موج ولتاژ فاز خطا، آنالیز مؤلفه‌های هارمونیکی آن و پایش تغییرات زاویه ولتاژ و شاخص THD مبنای مشاهده و نتیجه‌گیری بوده است.



شکل (۸): منحنی مقاومت نقطه قوس: الف) به‌دست‌آمده از مدل‌سازی در این مقاله؛ ب) به‌دست‌آمده از مدل‌سازی مقاله Johns



شکل (۹): منحنی ولتاژ نقطه خطا: الف) به‌دست‌آمده از مدل‌سازی در این مقاله؛ ب) به‌دست‌آمده از مدل‌سازی مقاله Johns (منحنی خط‌چین)



شکل (۱۰): منحنی ولتاژ فاز خطا: الف) به‌دست‌آمده از مدل‌سازی در این مقاله؛ ب) به‌دست‌آمده از مدل‌سازی مقاله Johns

در ابتدا فرض بر این بوده که خطای تک‌فاز در زمان ۱۵ میلی‌ثانیه در یکی از نقاط فاز A رخ داده و سپس در زمان ۵۵ میلی‌ثانیه، باز

جدول (۴): زمان فعالیت قوس ثانویه ناشی از خطای تک فاز با فرض کلید قدرت قطع کننده غیردینامیکی در حالت های مختلف:
 ۱. خطا در نقاط مختلف خط؛ ۲. در مقادیر متفاوت مقاومت ویژه خاک؛ ۳. زمان شروع خطا با مقادیر متفاوت

ردیف	Percentage (%) of L	p (اهم متر)	زمان شروع خطا (ms)							
			۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۳	۲۵
۱	%۱۰	۱۰۰	۲۵۴/۸	۲۵۵/۵	۲۵۶/۲	۲۵۶/۴	۲۰	۲۱	۲۶۴/۹	۲۶۵/۲
۲		۲۰۰	۲۷۳/۸	۲۷۴	۲۷۴/۱	۲۷۴/۷	۲۰	۲۱	۲۸۳/۵	۲۸۳/۹
۳		۳۰۰	۲۷۳/۹	۲۷۴/۴	۲۷۴/۴	۲۷۴/۴	۲۰	۲۱	۲۸۳/۶	۲۸۳/۹
۴	%۲۰	۱۰۰	۲۵۵/۴	۲۵۲/۲	۲۵۶/۳	۲۵۶/۵	۲۰	۲۱	۲۶۵/۳	۲۶۴/۹
۵		۲۰۰	۲۷۴	۲۷۴	۲۷۳/۷	۲۷۵	۲۰	۲۱	۲۸۳/۸	۲۸۳/۶
۶		۳۰۰	۲۷۴/۱	۲۷۴/۱	۲۷۴/۲	۲۷۴/۲	۲۰	۲۱	۲۸۴	۲۸۴
۷	%۳۰	۱۰۰	۲۵۵	۲۵۵	۲۵۶/۳	۲۵۶/۷	۲۰	۲۱	۲۶۵/۳	۲۶۴/۸
۸		۲۰۰	۲۷۳/۶	۲۷۳/۷	۲۷۳/۷	۲۷۴/۷	۲۰	۲۱	۲۸۳/۸	۲۸۳/۹
۹		۳۰۰	۲۷۴/۳	۲۷۴/۲	۲۷۴/۱	۲۷۴	۲۰	۲۱	۲۸۴/۲	۲۸۴/۳
۱۰	%۴۰	۱۰۰	۲۵۵/۳	۲۵۵/۵	۲۵۵/۳	۲۵۶/۶	۲۰	۲۱	۲۶۵/۲	۲۶۵/۱
۱۱		۲۰۰	۲۷۳/۷	۲۷۳/۸	۲۷۳/۷	۲۷۴/۹	۲۰	۲۱	۲۸۳/۲	۲۸۴/۱
۱۲		۳۰۰	۲۷۴/۳	۲۷۴/۳	۲۷۴/۲	۲۷۴/۴	۲۰	۲۱	۲۸۴	۲۸۴/۴
۱۳	%۵۰	۱۰۰	۲۵۵/۴	۲۵۵/۲	۲۵۶/۶	۲۵۷	۲۰	۲۱	۲۶۵/۲	۲۶۵/۲
۱۴		۲۰۰	۲۷۴/۳	۲۷۶/۳	۲۷۴/۸	۲۷۵/۳	۲۰	۲۱	۲۸۴/۵	۲۸۴/۵
۱۵		۳۰۰	۲۷۴/۳	۲۷۴/۳	۲۷۴/۶	۲۷۴/۵	۲۰	۲۱	۲۸۴/۵	۲۸۴/۵
۱۶	%۶۰	۱۰۰	۲۵۵/۱	۲۵۴/۸	۲۵۴/۹	۲۵۶/۳	۲۰	۲۱	۲۶۴/۹	۲۶۵/۱
۱۷		۲۰۰	۲۷۴	۲۷۳/۹	۲۷۳/۹	۲۷۴/۹	۲۰	۲۱	۲۸۳/۸	۲۸۳/۷
۱۸		۳۰۰	۲۷۴/۳	۲۷۴/۵	۲۷۴/۱	۲۷۴	۲۰	۲۱	۲۸۴/۵	۲۸۴/۴
۱۹	%۷۰	۱۰۰	۲۵۵/۳	۲۵۴/۹	۲۵۴/۹	۲۶۵/۲	۲۰	۲۱	۲۶۵	۲۶۵/۱
۲۰		۲۰۰	۲۷۳/۹	۲۷۳/۹	۲۷۴	۲۷۵/۱	۲۰	۲۱	۲۸۳/۸	۲۸۴
۲۱		۳۰۰	۲۷۴	۲۷۴/۱	۲۷۴/۵	۲۷۴/۵	۲۰	۲۱	۲۸۴/۲	۲۷۴/۳
۲۲	%۸۰	۱۰۰	۲۵۵/۴	۲۵۴/۸	۲۵۶/۴	۲۵۶/۶	۲۰	۲۱	۲۶۵/۱	۲۶۵/۲
۲۳		۲۰۰	۲۷۳/۸	۲۷۴	۲۷۳/۴	۲۷۴/۹	۲۰	۲۱	۲۸۳/۹	۲۸۳/۸
۲۴		۳۰۰	۲۷۴	۲۷۴/۱	۲۷۴/۱	۲۷۴/۱	۲۰	۲۱	۲۸۴/۳	۲۸۴/۲
۲۵	%۹۰	۱۰۰	۲۵۵/۲	۲۵۴/۸	۲۵۶/۲	۲۵۶/۷	۲۰	۲۱	۲۶۵/۱	۲۶۵
۲۶		۲۰۰	۲۷۴	۲۷۳/۵	۲۷۳/۸	۲۷۴/۷	۲۰	۲۱	۲۸۳/۵	۲۸۳/۸
۲۷		۳۰۰	۲۷۴/۱	۲۷۴	۲۷۴/۲	۲۷۴/۳	۲۰	۲۱	۲۸۴	۲۸۴/۲
۲۸	%۱۰۰	۱۰۰	۲۵۴/۹	۲۵۴/۸	۲۵۶/۴	۲۵۶/۴	۲۰	۲۱	۲۶۵/۱	۲۶۵
۲۹		۲۰۰	۲۷۳/۷	۲۷۳/۷	۲۷۴/۷	۲۷۵/۱	۲۰	۲۱	۲۸۳/۸	۲۸۳/۸
۳۰		۳۰۰	۲۷۴/۱	۲۷۴/۳	۲۷۴/۶	۲۷۴	۲۰	۲۱	۲۸۴/۳	۲۸۴/۳

p : Resistivity (ohm-meter)

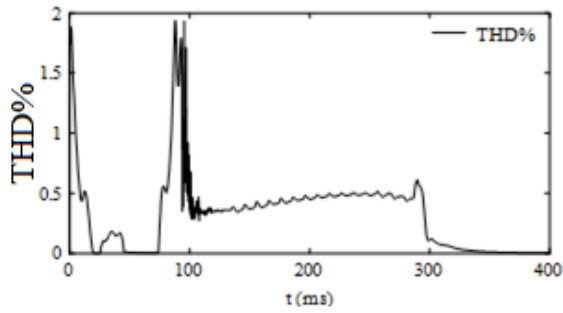
L : Length of Transmission Line (KM)

جدول (۵): زمان فعالیت قوس ثانویه ناشی از خطای تک فاز با فرض کلید قدرت قطع کننده دینامیکی در حالت های مختلف:
 ۱. خطا در بدترین نقطه (۵۰ درصد طول خط): ۲. مقادیر متفاوت برای مقاومت ویژه خاک؛ ۳. زمان شروع خطا با مقادیر متفاوت

ردیف	Percentage (%) of L	p (اهم متر)	زمان شروع خطا (ms)							
			۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۳	۲۵
۱	%۵۰	۱۰۰	۲۴۴/۷	۲۴۴/۸	۲۴۴/۹	۲۴۵/۲	۲۰	۲۱	۲۵۵/۱	۲۵۵/۲
۲		۲۰۰	۲۴۴/۷	۲۴۴/۸	۲۴۵	۲۴۵/۲	۲۰	۲۱	۲۵۵/۲	۲۵۵
۳		۳۰۰	۲۴۵	۲۴۴/۷	۲۴۴/۷	۲۴۵	۲۰	۲۱	۲۵۵/۲	۲۵۵/۳

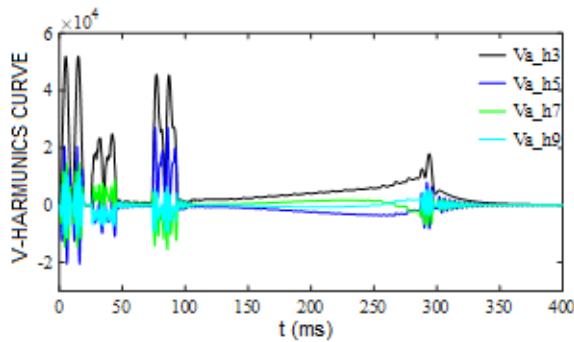
p : Resistivity (ohm-meter)

L : Length of Transmission Line (KM)



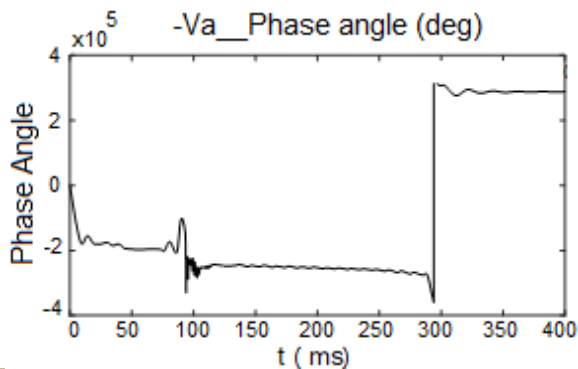
شکل (۱۳): منحنی شاخص THD

و همان گونه که در شکل (۱۴) مشاهده می شود، منحنی هارمونیک های فرد موج ولتاژ فاز معیوب پس از خاموشی قوس به سمت صفر میل می کنند. این مسئله دلالت بر حذف مؤلفه های DC ناشی از القای فازهای سالم بر روی فاز معیوب دارد که عامل به وجود آورنده قوس هستند.



شکل (۱۴): منحنی هارمونیک های فرد موج ولتاژ فاز معیوب

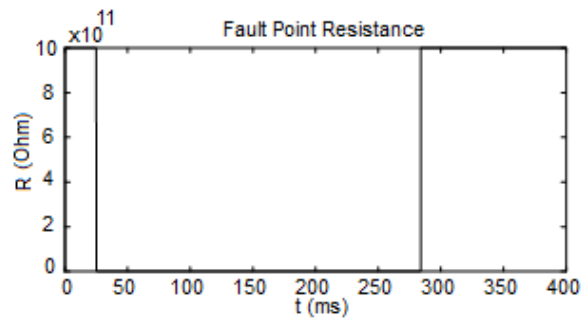
و نیز همانگونه که در شکل (۱۵) مشاهده می شود، پس از وقوع خطای تک فاز و قطع فاز خطا، زاویه ولتاژ دچار افت آنی شده و سپس به آرامی افزایش یافته است و پس از خاموشی قوس ثانویه ضمن افزایش ناگهانی به مقدار بیشتر از مقدار اولیه خود خواهد رسید.



شکل (۱۵): منحنی تغییرات زاویه موج ولتاژ فاز معیوب

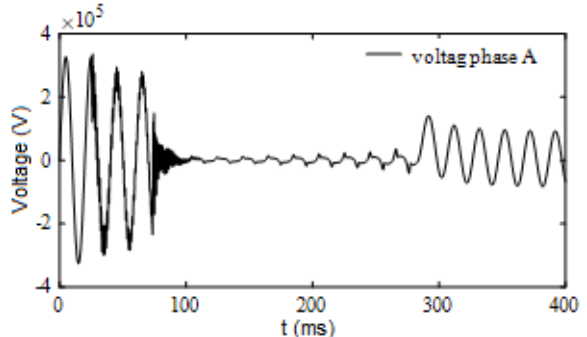
گرچه عمده نتایج حاصل از این الگوریتم در حالات مختلف این شبیه سازی تقریباً شبیه به هم بوده، با صرف دقت بیشتر، در بدترین حالت ممکن که مربوط به شرایط وقوع خطا در ۵۰ درصد طول خط، با زمان شروع خطا در لحظه ۲۵ میلی ثانیه و مقدار مقاومت زمین پای دکل ها برابر ۳۰۰ اهم متر بوده، مدت زمان فعال بودن قوس ثانویه، ۲۸۴.۵ میلی ثانیه (یعنی زمانی که مقاومت قوس مجدد از مقدار صفر بیشتر شود) به دست آمده که در مقایسه با روش بازبست تأخیری و دستورالعمل مدیریت شبکه ایران جهت تنظیم زمان مرده که برابر حداقل ۸۰۰ میلی ثانیه است، اختلاف قابل توجهی را نشان می دهد. همچنین از سوی دیگر این نتایج دلالت بر عدم تداوم آثار خطا و عدم فعالیت قوس ثانویه بعد از زمان ثابت تأخیری تنظیم شده دارد.

شکل های (۱۱) تا (۱۴) یک نمونه از نتایج حاصل از اجرای نرم افزار با فرض زمان شروع خطا در ۲۵ میلی ثانیه را نشان می دهد. همان گونه که در شکل (۱۱) مشاهده می شود، از زمان شروع خطا تا لحظه اتمام قوس ثانویه مقاومت نقطه خطا برابر صفر است و از لحظه اتمام قوس مقدارش بزرگتر از صفر شده است.



شکل (۱۱): منحنی مقاومت نقطه خطا به زمین (اهم)

و آن گونه که در شکل (۱۲) مشاهده می شود، ولتاژ فاز معیوب از زمان خاموشی قوس ثانویه افزایش دامنه ناگهانی پیدا می کند.



شکل (۱۲): منحنی ولتاژ فاز معیوب

همچنین همان گونه که در شکل (۱۳) مشاهده می شود، شاخص THD پس از خاموشی قوس ثانویه دچار افت محسوسی می گردد.

۵. نتیجه گیری

قوس ثانویه مطمئن گردید و بدین ترتیب رله فقط پس از دریافت پاسخ مثبت از یکی از روش های فوق، فرمان وصل مجدد به کلید را صادر می کند و در صورت عدم دریافت پاسخ مثبت از هیچ یک از آن ها، به روش بازبست تأخیری با زمان مرده ثابت سویچ می گردد. جماًلاً آن گونه که از تحقیقات و تجربیات قبلی و یا نتایج این شبیه سازی دریافت شده، به دلیل وجود برخی نواقص و کاستی ها در تشخیص لحظه خاموشی قوس ثانویه از طریق شاخص های فوق، چنانچه به منظور همپوشانی این نواقص، در پیکربندی و تنظیمات رله های هوشمند همزمان از چند شاخص و روش استفاده گردد (اصطلاحاً به روش هیبریدی) معیار دقیق تری برای وصل مجدد خودکار حاصل می گردد و به بهبود بیشتر پایداری سیستم قدرت کمک شایانی می کند. بنابراین، با به کارگیری روش هیبریدی، شاهد ویژگی های زیر در ارتباط با بازبست مناسب خطوط انتقال به هنگام وقوع خطا خواهیم بود:

- پوشش مشکلات روش های مذکور مطابق جدول (۱)؛
- عدم نیاز به سخت افزار و ادوات و تجهیزات جدید حفاظتی در پیاده سازی بر روی شبکه واقعی؛
- زمان خاموشی قوس ثانویه نسبت به روش سنتی ارائه شده توسط نظام نامه سیستم حفاظت و رله شبکه ایران پایین تر بوده که منجر به افزایش قابلیت اطمینان سیستم قدرت خواهد شد.

لازمه عملیات بازبست تطبیقی، تعیین زمان خاموشی قوس ثانویه ناشی از القای فازهای سالم روی فاز معیوب است تا از این طریق بتوان زمان مرده (dead time) تنظیمی برای واحد حفاظت را به طور بهینه تعیین کرد. در این مقاله با استفاده از ابزار شبیه سازی، مدت زمان فعال بودن قوس ثانویه بعد از باز شدن فاز معیوب، در یک خط نمونه ۴۰۰ کیلوولت پست مرکز مازندران-فیروزکوه، از نوع تک مداره و آرایش فازی غیرترانسپوز، از طریق مدل سازی خطای تک فاز مورد بررسی قرار گرفته و با توجه به حداکثر زمان فعالیت ۲۸۴/۵ میلی ثانیه ای قوس ثانویه، مشخص شد که اولاً به لحاظ صحت عملکرد تنظیمات بهره برداری، تأخیر زمانی ثابت تنظیم شده در رله (معادل ۸۰۰ میلی ثانیه) فرصت کافی برای خاموش شدن قوس ثانویه در فاز معیوب را فراهم می سازد و با فرض زمان مرده ثابت تنظیم شده در رله، هیچ گاه در شرایط خطای گذرا عملکرد بازبست، ناموفق نخواهد بود؛ ثانیاً در صورت اتخاذ تصمیم برای استفاده از روش بازبست خودکار تطبیقی برای خطوط انتقال، با سنجش و آنالیز همزمان شاخص ها و مواردی از قبیل شکل موج ولتاژ فاز خطا، مؤلفه های فرد هارمونیک ولتاژ فاز خطا، ضریب اعوجاج هارمونیک کل (THD) در ولتاژ فاز خطا و تغییرات زاویه ولتاژ فاز خطا از یک طرف و در صورت رسیدن به حد آستانه تعیین شده برای این شاخص ها از طرف دیگر، می توان با ضریب صحت بالاتری از اتمام

مراجع

- [1] Ahn, S. P., Kim, C. H., Aggarwal, R. K., Johns, A. T., "An alternative approach to adaptive single pole auto-reclosing in high voltage transmission systems based on variable dead time control", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, pp. 676-686, Oct. 2001, <https://doi.org/10.1109/61.956756>.
- [2] Fakheri, A. J., Grzan, J., Shperling, B. R., Ware, B. J., "The use of reactor switches in single phase switching", CIGRE Report 31-06, 1980.
- [3] Sun, Q., Yin, J., Wang, F., Yan, J., and Li, Q., Chen, S., "Influence of grading capacitor of multiple-break circuit breaker on the extinction of secondary arc – a new method for reducing dead time", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 11, No. 8, pp. 1954-1965, May 2017, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1295>.
- [4] Goda, Y., Matsuda, S., Inaba, T., Ozaki, Y., "Forced extinction characteristics of secondary arc on UHV (1000 kV class) transmission lines", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, pp. 1322-1330, July 1993, <https://doi.org/10.1109/61.252658>.
- [5] Kassakian, J. G., "The effects of non-transposition and earth return frequency dependence on transients due to high speed reclosing", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 95, No. 2, pp. 610-620, March 1976, <https://doi.org/10.1109/T-PAS.1976.32142>.
- [6] Kappenman, J. G., Sweezy, G. A., Koschik, V., Mustaphi, K. K., "Staged fault tests with single phase reclosing on the winnipeg-twin cities 500KV interconnection", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 3, pp. 662-673, March 1982, <https://doi.org/10.1109/TPAS.1982.317281>.
- [7] Dillard, J. K., Clayton, J. M., Kilar, L. A., "controlling switching surges on 1100-Kv transmission systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 8, pp. 1752-1762, Nov. 1970, <https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292759>.
- [8] Boisseau, A. G., Wyman, B. W., Skeats, W. F., "Effect of deionization time on reclosing circuit breakers", Electrical Engineering, Vol. 69, No. 4, pp. 346-350, April 1950, <https://doi.org/10.1109/EE.1950.6433793>.
- [9] Paul, D., Goswami, A. K., Rout, P. K., Prakash, S., "Modelling of Logic Circuit for Enabling High Speed Auto Reclosure of High Voltage System", IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Chennai, India, 1-6, 2018, <https://doi.org/10.1109/PEDES.2018.8707711>.

- [10] LIANG, Z., WANG, K., LI, W., "Research on phase-by-phase adaptive reclosing sequence for transmission lines", IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP), Xi'an, China, pp. 1389-1393, 2019, <https://doi.org/10.1109/APAP47170.2019.9225162>.
- [11] Ahmad Khan, W., Rehman, B., Rehman, A. u., Nasir, M., Abid, M. I., "A continuous wavelet and fast fourier transform-based single-phase adaptive auto-reclosing scheme for ehv transmission lines", Electrical Engineering, Vol. 105, pp. 1347-1361, january 2023, <https://doi.org/10.1007/s00202-023-01737-2>.
- [12] Nikoofekr, I., Sadeh, J., "Determining secondary arc extinction time for single-pole auto-reclosing based on harmonic signatures", Electric Power Systems Research, Vol. 163, Part A, pp. 211-225, October 2018, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.06.013>.
- [13] Zadeh, M. R. D., Voloh, I., Kanabar, M., Xue, Y., "An adaptive HV transmission lines reclosing based on voltage pattern in the complex plane", IEEE 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, 2012, <https://doi.org/10.1109/CPRE.2012.6201223>.
- [14] Radojevic, Z. M., Shin, J. R., "New Digital Algorithm for Adaptive Reclosing Based on the Calculation of the Faulted Phase Voltage Total Harmonic Distortion Factor", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp. 37-41, Jan. 2007, <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2006.886781>.
- [15] Johns, A.T., Aggarwal, R.K., Song, Y.H., "Improved techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 2, pp. 148-154, March 1994, <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19949869>.
- [16] Ge, Y., Sui, F., Xiao, Y., "Prediction methods for preventing single-phase reclosing on permanent fault", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, pp. 114-121, Jan. 1989, <https://doi.org/10.1109/61.19197>.
- [17] Schavemaker, P. H., Sluis, L. V. D., "The Arc model Blockset", Proceedings of the Second IASTED International Conference, Power and Energy Systems (EuropES), Crete, Greece, June 2002.