

An Nonconventional Power Swing Blocking Solution for Power Unit's Under-impedance Protections

Author

Marcin Lizer

Keywords

power swings, power unit protection, power swing blocking, stability

Abstract

The paper discusses the problem of malfunctioning of under-impedance protections of power units and conventional power swing blocking solutions for these protections during power swings. Typical solutions of under-impedance protection (21g) and distance protection (21s) of generating units and of power swing blocking for these protections are presented. Some most likely situations of the development of asynchronous power swings are identified, which may lead to malfunction of conventional power swing blocking, and – consequently – to unnecessary activation of the power unit protections. In view of this hazard the article proposes an unconventional power swing blocking solution designed for the under-impedance protections, and presents example results of its operation's simulation.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017103

Received: 30.01.2017

Accepted: 02.03.2017

Available online: 30.03.2017

1. Under-impedance protections of generating units

Generating units are usually equipped with two types of under-impedance protections: impedance protection (21g) installed in the power plant, and distance protection (21s) in the plant substation's unit bay [6].

Impedance protection of generator (21e)

The impedance protection of a generator is a backup protection of the unit and unit line from the effects of phase to phase faults within the unit, unit bay, and external grid [8]. This protection

determines the fault loop impedance based on a measurement of the current in the generator's neutral point and its terminals voltage. It is usually operated with a dual-zone, omnidirectional, circular starting characteristic (Fig. 1a) and the operation logic shown in Fig. 1b.

The protection's inner zone (21g.1 in Fig. 1) should not extend its range beyond the unit step up transformer - its range is usually adjusted to ca. 70% of its reactance. Normally this zone, with a small ($t < 400$ ms) delay or without delay, shuts the unit completely off (opens the circuit breakers: of generator WG, unit WB, excitation WW, auxiliaries WP, and closes the shut-off valves

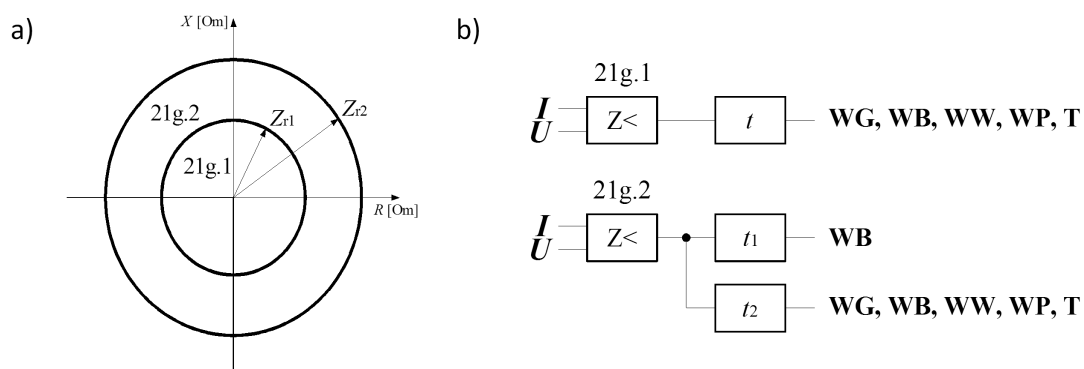


Fig. 1. Impedance protection of generator (21g): a) starting characteristics, b) logic

of turbine T). The protection's outer zone (21g.2 in Fig. 1) should cover the entire unit transformer and bay. Typically, the zone's range is selected as 120% of the unit transformer reactance. The 21g.2 zone's delay time should be longer by the grading time step than of the longest delay time of backup distance relays at the substation ($t_1 = 0,8-4$ s). Activation of zone 21g.2 should, after time t_1 , cut the unit off the grid (open unit circuit breaker WB). If after this operation zone 21g.2 does not deexcite, this means that the short circuit has occurred within the unit or the unit line, not in the grid. To enable 21g.2 zone's clearing such disturbances too, the second time stage should be set, which after delay time t_2 shall shut the unit off entirely. Time t_2 should be longer than time t_1 of zone 21g.2 by the adopted time stage.

Distance protection of unit (21s)

The distance protection of a unit is a backup protection of the unit and unit line from the effects of faults within the unit, unit line, and external grid [8]. Protection 21s determines the fault loop impedance by measuring current and voltage in the plant substation's unit bay. It's usually operated with four- or five-zone, bidirectional polygonal starting characteristics (Fig. 2a). Typically zone I and II of the 21s protection are directed towards the unit (forward), and the other zones (III, IV and optionally V) towards the external network (backward). The operating logic of protection 21s is shown in Fig. 2b.

The reactance range of protection 21s' zone I should cover the entire unit line and ca. 70% of the unit transformer's windings. Zone I action should be instantaneous or delayed by the minimum delay time ($t_1 < 0,4$ s). It should complete shut down the unit. The reactance range of protection 21s' zone II should cover the entire unit feeder and unit transformer, and ca. 60% of the tap transformer's windings. Zone II action should be delayed ($t_2 = 0,2-0,6$ s). As in the case of zone I, zone II should completely shut-down the unit.

Other zones, i.e. III, IV and V, of protection 21s should be directed towards the grid. Ranges and delay times of these zones should be coordinated with the settings of other distance relays in a

nearby grid. For this reason, these zones usually operate with long delay times (0.8–4 s). Tripping of the indicated zones should cut off the unit from the grid.

2. Conventional power swing blocking solution for power unit's under-impedance protections

Power unit's under-impedance protections are subject to malfunction during power swings [6]. In particular, these protections' fast zones (21g.1 and 21s.1 and 2) are exposed to unwanted operation in time of asynchronous power swings' development [3]. For this reason, protections 21g and 21s should be equipped with power swing blocking (PSB) that ensures power swing detection and blocking the zones exposed to such unwanted impact [1, 4, 5, 6, 7]. The conventional, most common power swing blocking solutions for under-impedance protections check the time of the transition between the additional under-impedance zones (inner and outer). Example characteristics of the power swing blocking of protection 21s based on the above scheme are shown in Fig. 3 [7]. With this solution, in a fault situation the impedance trajectory will abruptly move from the load point to the fault point (red trajectory in Fig. 3). In this case, the time of the impedance trajectory transition between the outer and inner blocking zone measured by the blocking algorithm will be short (in the order of some milliseconds). It should be shorter than the transition time setting. In this situation, the blocking will not be activated and the protection will be able to trip at a fault.

When power swings (especially asynchronous) arise, the impedance trajectories will move across the impedance plane with a relatively small, variable speed (blue trajectory in Fig. 3). If the trajectories have passed through the blockade characteristics, then lock, it is by the time thereby measured of the transition between the PSB zones will be much longer than in the case of short circuit (usually it ranges from several to several tens of milliseconds). It should be longer than the blockade transition time setting. In this situation, the blockade is activated, which will block the selected zones.

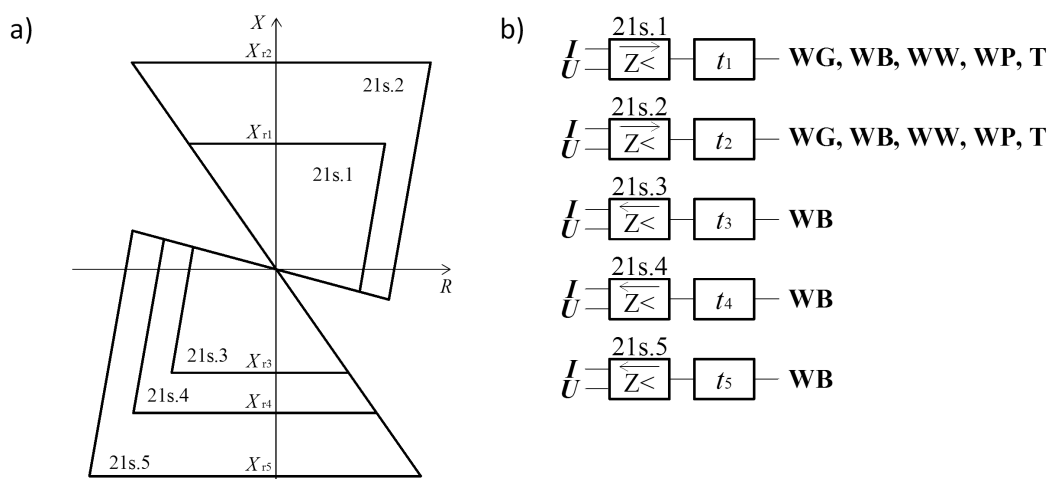


Fig. 2. Distance protection of unit (21s): a) starting characteristics, b) logic

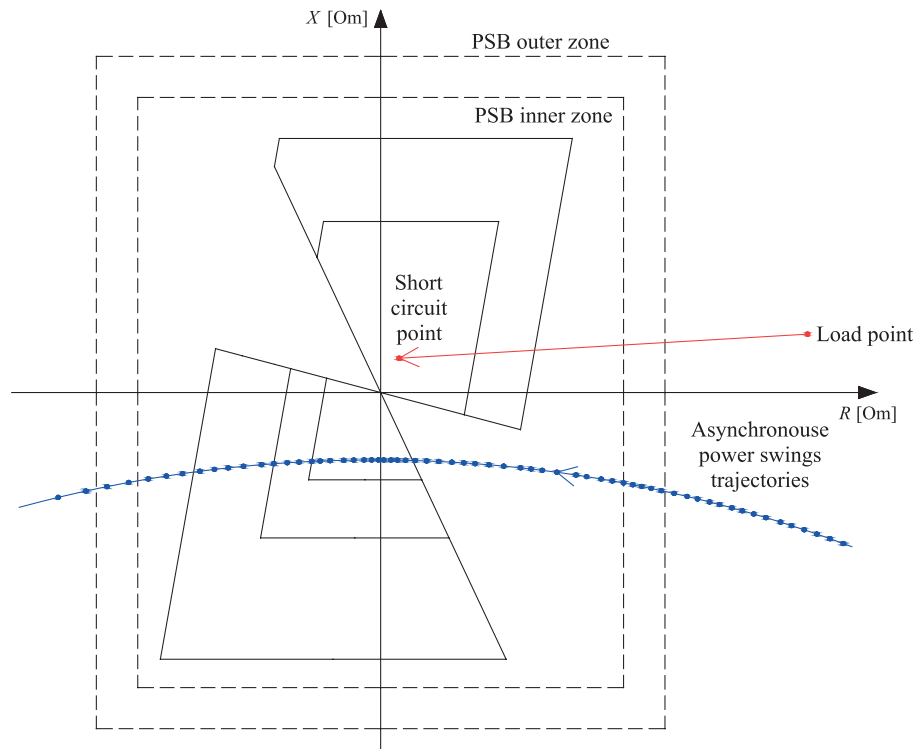


Fig. 3. Example characteristics of a distance relay's typical power swing blocking

The described blockade type is the most common in distance protection relays (21s). Depending on the adopted solutions, various blocking zone shapes are applied. They are usually similar to the shape of the starting zones of the device's distance protection function. In a relatively small number of relays other types of power swing blocking are available. Such solutions - after the impedance trajectory's entering the starting zone - are usually based on the estimation of the impedance's increments or derivatives. In the case of protection 21g, the power swing blocking is rarely available, although it is just as vulnerable to unwanted impact during power swings as protection 21s [1, 4, 5, 6, 7].

3. Risk of malfunction of conventional power swing blocking solutions for protections 21g and 21s during power swings

Conventional power swing blocking solutions for under-impedance unit protections – as per, for example, [1, 3, 4, 5, 6, 7] – may not operate properly at the time of many phenomena accompanying the development and duration of asynchronous power swings. This can lead to unnecessary tripping of under-impedance unit protections during power swings, which can contribute to a system failure.

A particular malfunction risk of the conventional power swing blocking solutions for under-impedance unit protections occurs when asynchronous power swings develop following the clearance of a close fault in the grid. An example impedance trajectory as seen by protection 21s during the described disturbance's simulation is shown in Fig. 4. In this example, the disturbance was cleared after exceeding the fault time limit (for the conditions considered), and thereby after fault clearing the generator has lost synchronism. It's illustrated in Fig. 4 as the impedance

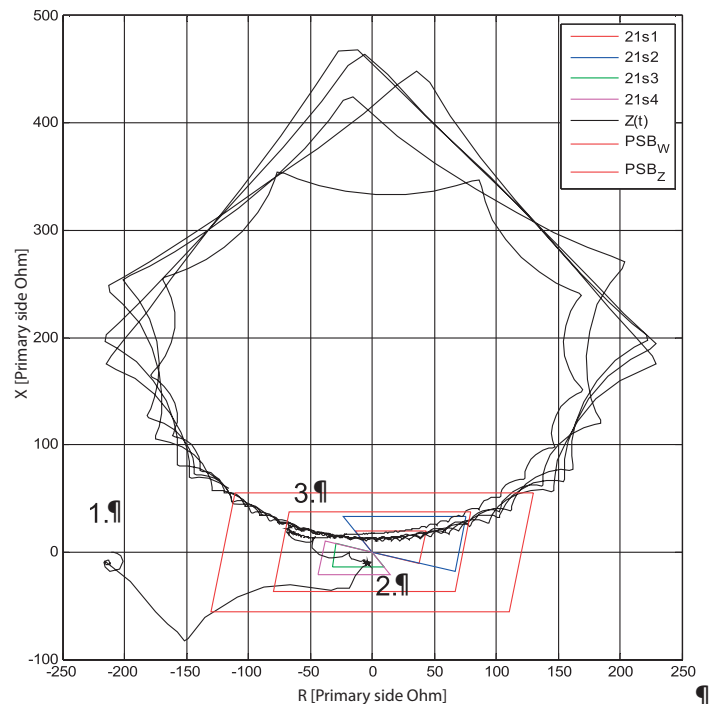


Fig. 4. Example of impedance trajectories as seen by protection 21s with a conventional power swing blockade during asynchronous power swings after fault clearance

trajectory's jump from the fault point (point 2 in Fig. 4) to the point from which the first asynchronous rotation starts (point 3 in Fig. 4). In the example after the fault clearance the impedance trajectories do not leave the inner zone of the swing blockade of protection 21s, whereby the blocking criterion is not checked

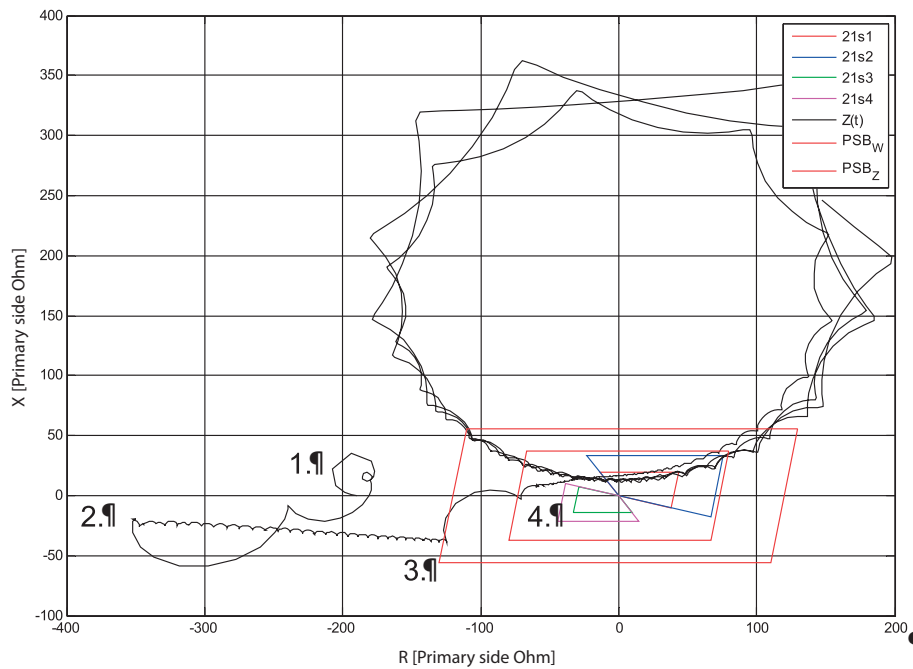


Fig. 5. Example impedance trajectories as seen by protection 21s with a conventional power swing blockade during power swings at which automatic recloser is activated

in this case. Therefore, the blockade cannot detect the developed power swings, and thus - protection 21s cannot be blocked during the first asynchronous rotation. In the present case, this leads to unwanted tripping of the 21s protection zone I during the first power swing rotation.

Position of the point, from where power swings start after fault clearance (point 3 in Fig. 4), depends on the voltage conditions, grid's and unit's equivalent parameters, and the excess over the fault clearance time limit (for the considered conditions) [4]. Depending on these factors, point 3 (Fig. 4) may be positioned either within the blocking band, or in the protection zone which is subject to blocking. In the first case the chances of the blockade's correct activation are large (its activation criterion will be checked). In the second case the risk of unwanted tripping of the blocked protection is high, and depends solely on the delay of the zones stimulated during power swings.

The other type of situation exposed to high malfunction risk of conventional power swing blocking for protections 21g and 21s is the case of the line's automatic reclosing (AR) during the asynchronous power swings. Example impedance trajectory in this situation is shown in Fig. 5. Simulated in the example was switching off some grid lines. This resulted in an increase of the equivalent grid impedance, and loss of the unit's synchronism. Asynchronous swings start from the impedance trajectory's jump from the load point (point 1 in Fig. 5) to point 2 in Fig. 5. During the first asynchronous rotation reclosing was simulated of some of the previously switched off lines. It affected the power swing conditions. As a result, the equivalent system impedance decreased, and the voltage conditions changed, and hence – the swing centre shifted towards the unit. Following these changes the impedance trajectory jumped from point 3 to point 4 in Fig. 5. As a result, the impedance trajectory's stay in the blocking band

has shortened. In the simulated case, it led to malfunctioning of the blockade of protection 21s, and thus – to its unwanted activation.

The cases of malfunctioning of conventional power swing blockade for under-impedance protection of generating unit shown in Fig. 4 and 5 are the most likely. References [3, 4, 6] report more examples showing the malfunction risk of various power swing blocking solutions.

4. Unconventional power swing blocking solution for protections 21g and 21s

In view of the malfunction risk of power swing blocking for generating units' under-impedance protections, an unconventional blocking solution dedicated to protections 21g and 21s is proposed below.

Power swings near synchronous generators develop as a result of fault clearance and an effect of changes in the grid's configuration that significantly increase its equivalent impedance. In both cases, upon occurrence of a power swing initiating factor, there is a step change in the height of the generator's power curve $P(\delta)$ [5, 8]. To this change corresponds a step displacement of the end of the impedance vector seen by protection 21g and 21s from the fault point or initial load point to the point at which the power swings start. Power swings are seen by the unit's under-impedance protection as a relatively slow and intermittent movement of the impedance trajectory across the impedance plane [8]. The proposed blocking algorithm detects power swings based on the above-described mechanism of their arising, i.e. on the impedance trajectory jumps' detection and on its component derivatives' monitoring. Operation of a model of the proposed power swing blocking algorithm, its model is sequential and divided into three stages.

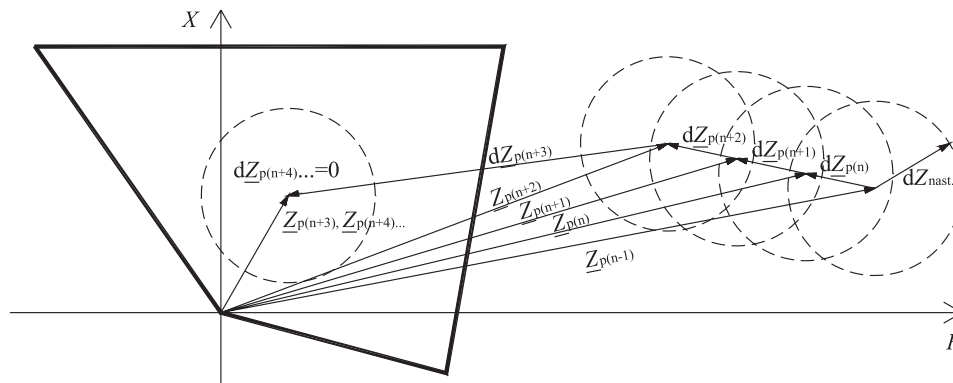


Fig. 6. Operating principle of the impedance trajectory jump detector

Step 1. Algorithm of impedance trajectory jump detection

The first step of the blocking algorithm is the detection of impedance trajectory's jumps, proving the start and clearance of short circuits or a change in the grid configuration. The detection is made by determining the impedance increment modules for successive time instants. It is constantly active, regardless of the current value of the impedance measured by the relay. Graphical representation of this step is shown in the example of zone I of protection 21s in Fig. 6. The impedance trajectory jump detector is implemented as a circular over-impedance zone with its centre at the current operating point ($Z_{p(n)}$) and its radius equal to the pre-set impedance increase ($dZ_{nast.}$). As the generator's operating point changes (e.g. as a result of load variations), the detector zone centre is moved to a new point corresponding to the current load. The detector signals a trajectory jump, if the designated impedance increase module $|dZ_{p(n)}|$ at a given time is greater than or equal to the pre-set parameter $dZ_{nast.}$. Impedance trajectory jump detection initialises the second stage of the algorithm.

Step 2. Algorithm of power swing detection

Upon impedance trajectory jump detection, the power swing detection algorithm starts its operation. Its task is to determine the derivatives of impedance components in subsequent time instants. Modules of the derivatives of resistance $|dR_{p(n)}/dt|$ and reactance $|dX_{p(n)}/dt|$ are compared with the pre-set $dZ_{nast.}/dt$. If $|dR_{p(n)}/dt|$ or $|dX_{p(n)}/dt|$ is greater than or equal to setting $Z_{nast.}/dt$, the blocking criterion is met. Occurrence of this condition (whereby a large value of the impedance derivative is maintained) will attest to the development of power swings. In the situation, whereby the cause of an impedance trajectory jump was, for example, a fault start, the modules $|dR_{p(n)}/dt|$ and $|dX_{p(n)}/dt|$ would quickly become close to zero. With which the blocking criterion would not be met, or would quickly cease to be met. The output signal that proves the detection of power swings activates the algorithm's third stage responsible for the decision on blocking and unblocking of the protection's zones.

Step 3. Algorithm of blocking zones of unit's under-impedance protection

Upon power swings detection, the blocking algorithm must decide to block or not to block a given zone of unit's

under-impedance protection. The blocking signal is the output signal of the power swings detection algorithm (step 2). Maintaining a high level of this signal indicates the presence of power swings. This condition does not yet block the unit's under-impedance protection. The protection's selected zone will be blocked, when it is operating during the power swing detection condition has been met. The zone will be unblocked after leaving it by the impedance trajectory (e.g. during subsequent asynchronous rotations) or if the power swing detection criterion has stopped to be fulfilled (e.g. in case of a fault during power swings). The blockade shall be deactivated, if the condition of inactive blocking criterion stays for a pre-set reset time. The blockade deactivation signal also disables the module responsible for the power swing detection algorithm implementation (step 2).

5. Simulation results of the proposed power swing blocking solution performance

The proposed power swing blocking solution for unit's under-impedance protection has been tested in multivariate simulation tests. It was assumed for protection 21g that its immediate inner zone (21g.1) shall be blocked. Assumed for protection 21s was blocking its immediate zone I facing the unit. As simulation results have shown, e.g. in [3], the other zones of protections 21g and 21s are usually activated with a delay sufficient to avoid their unwanted tripping during power swings.

As an example, the following simulation is presented as the reproduction a real disturbance which occurred in the polish national power system. This disturbance has been described, e.g. in [4]. During the disturbance, some asynchronous swings were observed in a large power plant as a result of a close two-phase short circuit in plant substation A and unwanted tripping of the grid lines between substations A and B, and A and C during the disturbance. Following these events, the generator lost synchronism. During the asynchronous power swings the unnecessarily switched-off lines were automatically reclosed, resulting in changed conditions of the unit's power swings. As a result, there was a missing operation of the power swing blockade of a distance relay (21s) of the unit, operating on the principle shown in Fig. 3 (there was the situation similar to shown in Fig. 5). Therefore, the unit was unnecessarily shut-down by the instantaneous zone I of protection 21s. The impedance trajectories as

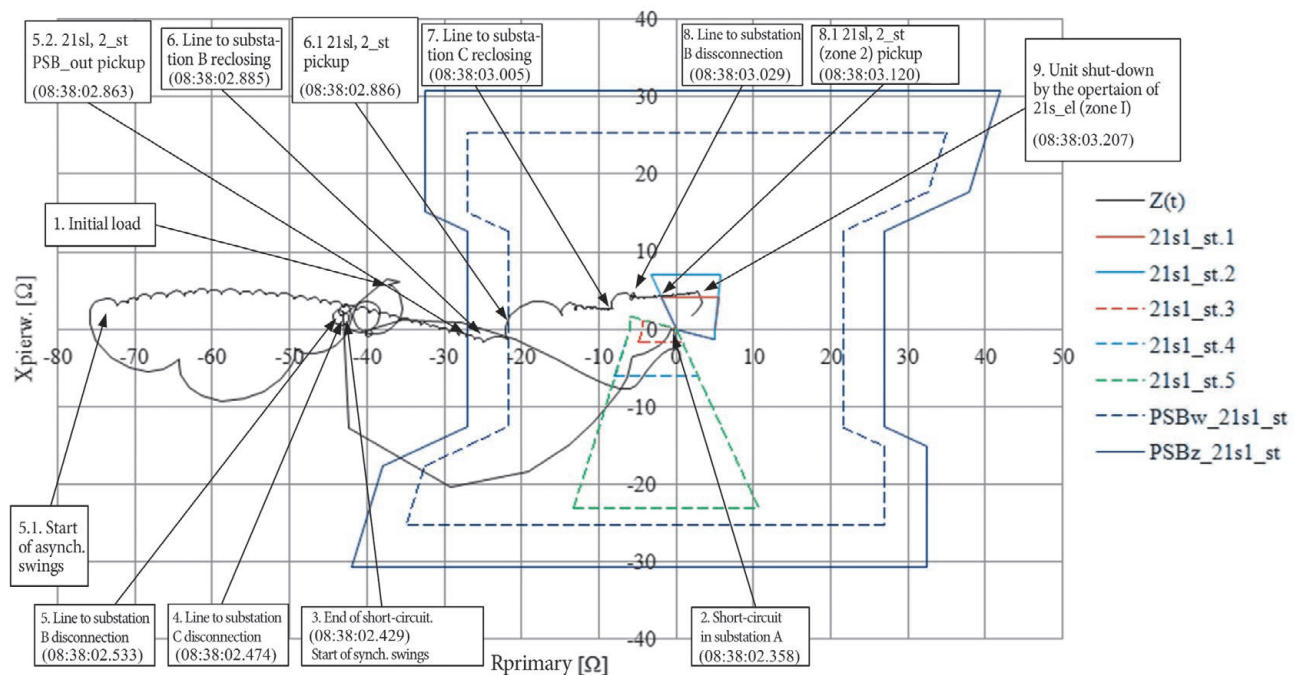


Fig. 7. Impedance trajectory as seen by protection 21s with a conventional power swing blocking solution during the analysed disturbance

seen at the time of the disturbance by protection 21s is shown in Fig. 7 [4].

Based on the disturbance's records from the 21s protection relay, a simulation was performed to show how the proposed algorithm of unit's under-impedance protection blocking solution would act at the time of the disturbance. Results of the simulation carried out for protection 21s are shown in Fig. 8 in the form of impedance trajectory and analogue and binary blocking signals.

According to the simulation results, the fault in substation A, from which the disturbance started, had been identified by protection 21s outside of its starting zones. Protection 21s had two active zones directed towards the unit (Fig. 7 and 8). The modelled blocking algorithm correctly detected the rapid change in the impedance at the fault's start ($t = 0.097$ s, Fig. 8a and b). At the same time the blockade of protection 21s was activated for a short time, due to the occurrence of the algorithm's transients. The blockade activation was maintained until $t = 0.142$ s (Fig. 8b and e), i.e. for 45 ms. During this period, none of the protection 21s zones was picked up, so there was no unwanted blocking. The protection 21s blockade also correctly detected the impedance trajectory's jump at the time of the fault clearance in substation A. This happened at $t = 0.168$ s (Fig. 8a and b). At the same time the protection 21s blockade was activated, as documented in Fig. 8e. This jump was followed by the start of, first synchronous and then asynchronous power swings of the generator. According to the simulation results, the protection 21s blockade was not deactivated throughout the swings' duration until the end of the simulation (Fig. 8e).

The impedance trajectory jump detector properly detected also further step changes in the impedance related to subsequent changes in the grid configuration during the power swings. The

outages of the lines connecting substation A with substations B and C were identified by the blockade starting from $t = 0.275$ s until $t = 0.312$ s (Fig. 8b and e). The outages were followed by asynchronous swings of the generator. According to [4], during the asynchronous power swings the line between substations A and B was automatically reclosed. The protection 21s blockade identified this configuration change as a jump of the impedance trajectory changing the power swing conditions, at $t = 0.624$ s (Fig. 8b e). This was followed by automatic reclosing of the line between substations A and C and virtually simultaneous disconnection of the line between substations A and B [4]. These grid configuration changes were correctly identified by the protection 21s blockade, starting at $t = 0.771$ s until $t = 0.776$ s (Fig. 8b and e).

Upon the occurrence of the grid configuration changes the trajectory impedance entered zones I and II of protection 21s, at $t = 0.862$ s. According to the simulation results the proposed power swing blocking algorithm applied to the 21s protection was active throughout the power swings duration (from the clearance of the fault in substation A to the end of the simulation, Fig. 8a and e). Thus, after the impedance trajectory's entering the immediate zone I it was properly blocked (Fig. 8f) thereby avoiding its unwanted tripping. Zone II of protection zone II 21s did not unnecessarily trip either during the disturbance. This zone was not blocked (as assumed in the model) and operated with delay time 200 ms, which was sufficient to wait out the impedance trajectory's passing through the zone during the power swings [3, 4].

Therefore, the proposed power swing blocking algorithm properly cooperated with the unit's protection 21s during the test and actual disturbances. The same simulations were also carried out for protection 21g.

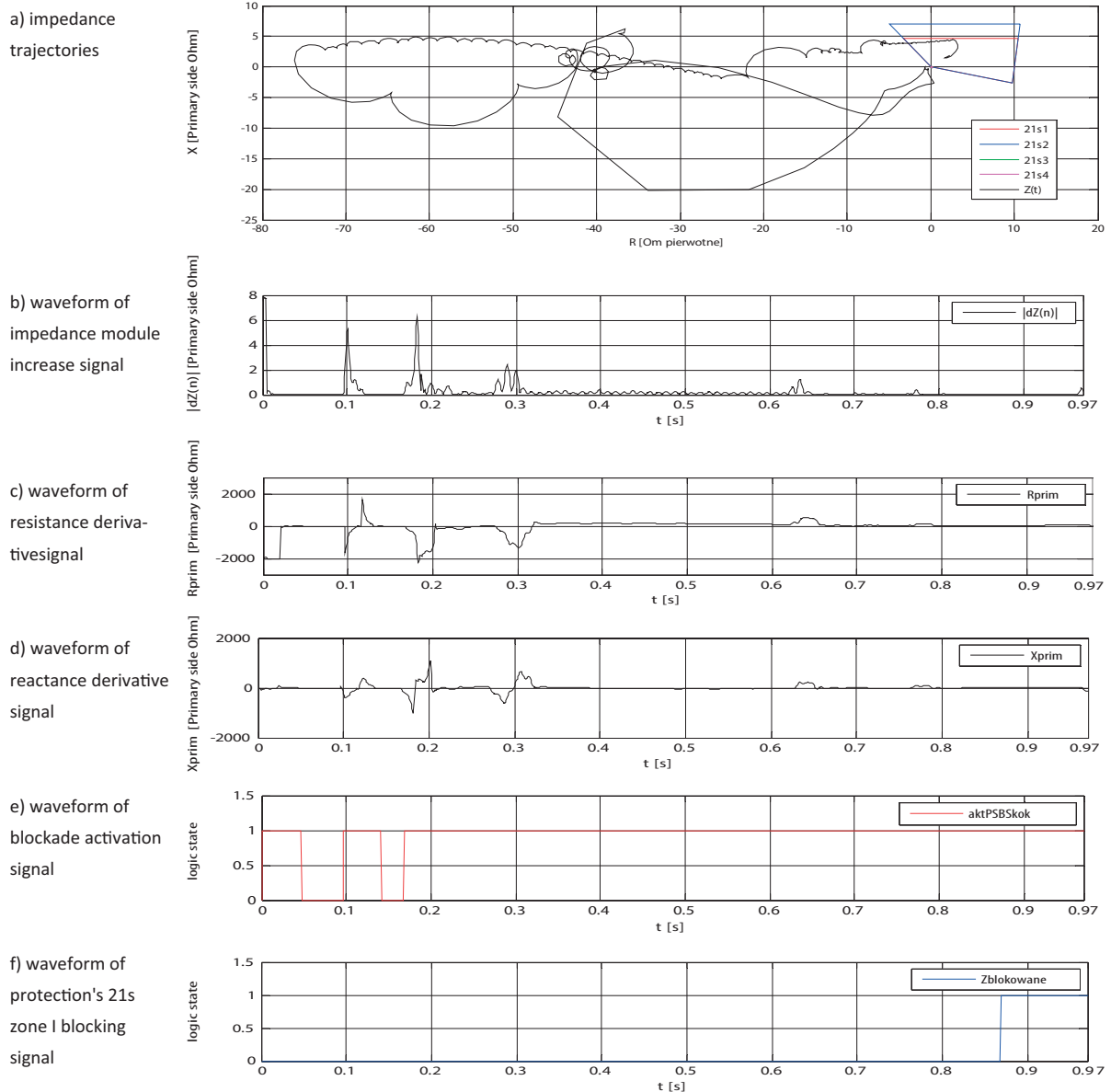


Fig. 8. Impedance trajectory as seen by protection 21s, and waveforms of internal signals of the proposed power swing blocking solution during the analysed disturbance

6. Summary

The paper presents typical solutions of generation units' under-impedance protection and conventional power swing blocking for these protections. Also reported are likely situations in which the blockades' malfunction may occur, which can lead to unwanted tripping of these protections. In view of this risk, the paper proposes an unconventional power swing blocking solution designed for generation and power units' under-impedance protections. The proposed solution has been tested by multivariate simulations. Also tested was the algorithm's performance during a system failure simulated on the basis of disturbance records from the relays involved in the failure. The results are positive and confirm the correctness of the assumptions made at the concept stage.

REFERENCES

1. K. Dobrzyński K. et al., "Opracowanie katalogu wymagań dla systemów zabezpieczeń elektrycznych generatorów w zakresie stosowanych funkcji i koordynacji ich nastaw z EAZ w sieci przesyłowej – Etap I i II" [Development of a catalogue of requirements for the systems of electrical generator protections with regard to their functions and coordination of their settings with transmission grid's automatic protections – Stages I and II], a study by the Electric Power Engineering Institute of Gdańsk University of Technology commissioned by PSE Operator S.A., Warszawa 2011.
2. S. Kończykowski, "Podstawy stabilności układów elektroenergetycznych" [Fundamentals of power systems stability], WNT, Warszawa 1974.

3. M. Lizer, "Impedancyjne i odległościowe zabezpieczenia bloku w czasie zakłóceń w sieci zewnętrznej" [*Power unit's impedance and distance protections during disturbances in an external network*], Conference „Zabezpieczenia przekąźnikowe w energetyce” [Relay protection in the power sector], 17–19 October 2012, Kocierz.
4. M. Lizer, S. Wróblewska, "Wpływ kołysań mocy na pracę zabezpieczeń odległościowych bloku na przykładzie zakłócenia w stacji przyelektrownianej" [*The impact of power swings on the performance of power unit's distance relays on the example of a disturbance in a power plant substation*], Conference APE, 13, 12–14 June 2013, Jurata.
5. J. Machowski, "Selektywność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym" [*Operating selectivity of protection during power swings in power system*], Conference „Zabezpieczenia przekąźnikowe w energetyce” [Relay protection in the power sector], 17–19 October 2012, Kocierz.
6. J. Machowski J., A. Smolarczyk, "Opracowanie zasad nastaw blokad przeciwkołysaniowych zabezpieczeń pod kątem odbudowy systemu – etap II" [*Development of setting principles for power swing blocking with a view to system recovery – stage II*], a study by the Electric Power Engineering Institute of Warsaw University of Technology commissioned by PSE Operator S.A., Warszawa 2006.
7. "Power swing and out-of-step consideration on transmission lines", A report to the Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2005.
8. J. Żydanowicz, "Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa" [*Power system's automatic protections*], WNT, Warszawa 1979.

Marcin Lizer

Institute of Power Engineering

e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Warsaw University of Technology. Currently working on his doctoral thesis at the Institute of Power Engineering dedicated to an unconventional power swing locking solution for generation units' under-impedance protections. He is professionally involved in issues of the protection of generation units, transmission, distribution and industrial grids.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostki wytwórczej

Autor

Marcin Lizer

Słowa kluczowe

kołysania mocy, zabezpieczenia jednostek wytwórczych, blokady kołysaniowe, stabilność

Streszczenie

Autor przedstawia problem nieprawidłowego działania zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych oraz konwencjonalnych rozwiązań blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń w czasie kołysań mocy. Zaprezentowano typowe rozwiązania zabezpieczeń impedancyjnych (21g) i odległościowych (21s) jednostek wytwórczych oraz blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń. Wskazano wybrane, najbardziej prawdopodobne sytuacje rozwijania się asynchronicznych kołysań mocy, w czasie których może dochodzić do nieprawidłowego działania konwencjonalnych blokad kołysaniowych, co będzie prowadzić do zbędnego działania omawianych zabezpieczeń jednostki wytwórczej. W związku z powyższym zagrożeniem w artykule zaproponowano niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej przeznaczone dla zabezpieczeń podimpedancyjnych blokad i przedstawiono przykładowe wyniki symulacji jej działania.

Data wpływu do redakcji: 30.01.2017

Data akceptacji artykułu: 02.03.2017

Data publikacji online: 30.03.2017

1. Zabezpieczenia podimpedancyjne jednostek wytwórczych

Bloki wytwórcze wyposaża się zwykle w dwa typy zabezpieczeń podimpedancyjnych: zabezpieczenie impedancyjne (21g) zainstalowane w elektrowni oraz zabezpieczenie odległościowe (21s) pracujące w polu blokowym stacji przyelektrownianej [6].

Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e)

Zabezpieczenie impedancyjne generatora jest rezerwowym zabezpieczeniem bloku i linii blokowej od skutków zwarć międzyfazowych w obrębie bloku, linii blokowej i sieci zewnętrznej [8]. Zabezpieczenie to wyznacza impedancję pętli zwarcia na podstawie pomiaru prądu w punkcie neutralnym generatora oraz napięcia na jego zaciskach. Pracuje ono zwykle z dwustrefową, bezkierunkową, kołową charakterystyką rozruchową (rys. 1a) oraz logiką działania pokazaną na rys. 1b.

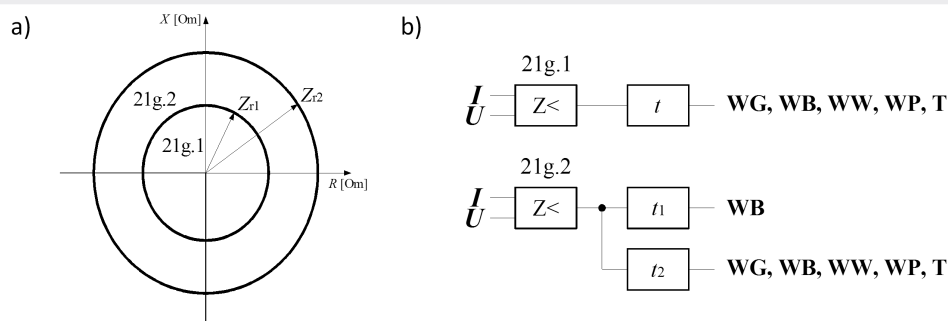
Strefa wewnętrzna zabezpieczenia (21g.1 na rys. 1) nie powinna swoim zasięgiem wykraczać poza transformator blokowy – jej zasięg nastawia się zwykle na ok. 70% jego reaktancji. Strefa ta działa zwykle z niewielkim ($t < 400$ ms) opóźnieniem

lub bezzwłocznie na całkowite wyłączenie bloku (otwarcie wyłączników: generatorowego WG, blokowego WB, wzbudzenia WW, potrzeb własnych WP oraz zamknięcie zaworów odcinających turbiny T). Strefa zewnętrzna zabezpieczenia (21g.2 na rys. 1) powinna swoim zasięgiem obejmować cały transformator blokowy oraz linię. Zwykle zasięg tej strefy dobiera się jako 120% reaktancji transformatora blokowego. Czas opóźnienia działania strefy 21g.2 powinien być dłuższy o przyjęty czas stopniowania od najdłuższego czasu zwłoki rezerwowanych zabezpieczeń odległościowych pracujących w stacji ($t_1 = 0,8-4$ s). Zadziałanie strefy 21g.2 powinno, z czasem t_1 , powodować odcięcie bloku od sieci (otwarcie wyłącznika blokowego WB). Jeżeli po tej operacji strefa 21g.2 nie odzwbudzi się, będzie to oznaczało, że zwarcie wystąpiło w obrębie bloku lub linii blokowej, a nie w sieci. Aby strefa 21g.2 była w stanie wyłączać również takie zakłócenia, należy zastosować drugi stopień czasowy, który z opóźnieniem t_2 spowoduje całkowite wyłączenie bloku. Czas t_2 powinien być dłuższy od czasu t_1 strefy 21g.2 o przyjęty stopień czasowy.

Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s)

Funkcja zabezpieczenia odległościowego bloku jest rezerwowym zabezpieczeniem bloku i linii blokowej od skutków zwarć w obrębie bloku, linii blokowej i sieci zewnętrznej [8]. Zabezpieczenie 21s wyznacza impedancję pętli zwarcia na podstawie pomiaru prądu i napięcia w polu blokowym stacji przyelektrownianej. Pracuje ono zwykle z cztero- lub pięciostrefową, dwukierunkową, poligonalną charakterystyką rozruchową (rys. 2a). Zwykle strefy I i II zabezpieczenia 21s skierowane są w stronę bloku (w przód), a pozostałe strefy (III, IV i ewentualnie V) w stronę sieci zewnętrznej (w tył). Logika działania zabezpieczenia 21s pokazana jest na rys. 2b.

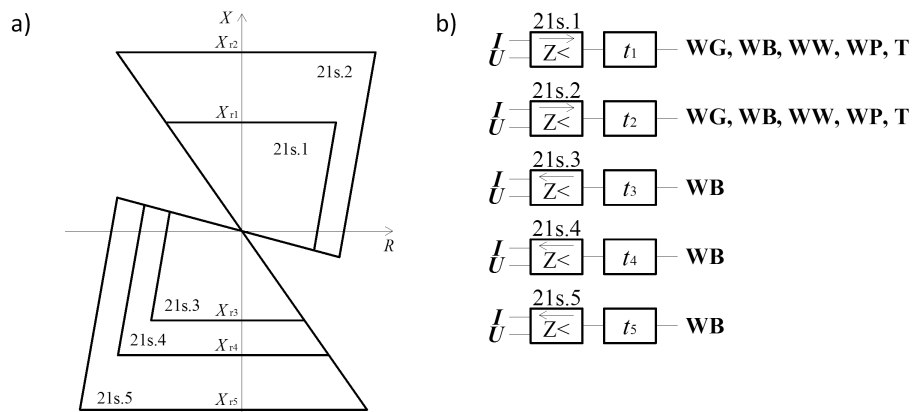
Strefa I zabezpieczenia 21s powinna obejmować zasięgiem reaktancyjnym całą linię blokową oraz około 70% uzwojeń transformatora blokowego. Działanie strefy I powinno być bezzwłoczne lub opóźnione o minimalny czas zwłoki ($t_1 < 0,4$ s). Powinno ono powodować całkowite wyłączenie bloku. Strefa II zabezpieczenia 21s powinna obejmować zasięgiem reaktancyjnym linię blokową i transformator blokowy oraz około 60% uzwojeń transformatora odzsepowego. Działanie strefy II powinno być zwłoczne



Rys. 1. Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21g): a) charakterystyka rozruchowa, b) logika

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s): a) charakterystyka rozruchowa, b) logika

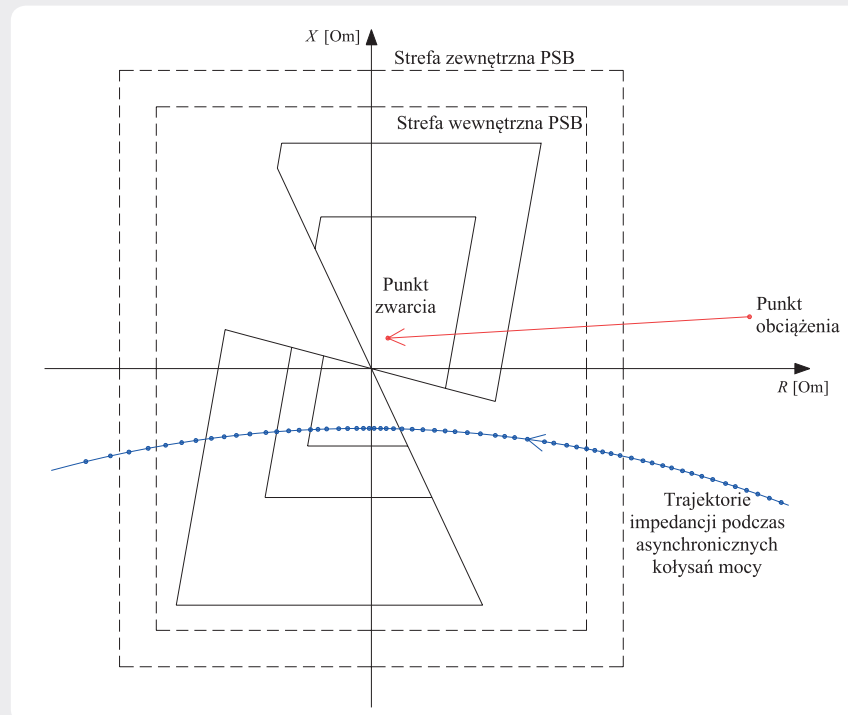
($t_2 = 0,2-0,6$ s). Tak jak w przypadku strefy I, powinno ono powodować całkowite wyłączenie bloku.

Pozostałe strefy III, IV i V zabezpieczenia 21s powinny być skierowane w stronę sieci. Zasięgi oraz czasy zwłoki tych stref powinny być skoordynowane z nastawieniami innych zabezpieczeń odległościowych pracujących w pobliskiej sieci. Z tego powodu strefy te działają zwykle z długimi czasami zwłoki (rzędu 0,8–4 s). Zadziałanie wskazanych stref powinno powodować odcięcie bloku od sieci.

2. Konwencjonalne rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych

Zabezpieczenia podimpedancyjne jednostek wytwórczych narażone są na nieprawidłowe działanie w czasie kołysań mocy [6]. W szczególności szybkie strefy tych zabezpieczeń (21g.1 oraz 21s.1 i 2) są narażone na zbędne działanie w czasie rozwijania się asynchronicznych kołysań mocy [3]. Z tego powodu zabezpieczenia 21g i 21s powinny być wyposażane w blokady kołysaniowe (ang. *Power swing blocking* – PSB) zapewniające wykrywanie kołysań mocy i blokowanie zagrożonych zbędnym działaniem stref [1, 4, 5, 6, 7]. Konwencjonalne, najczęściej spotykane rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych działają na zasadzie sprawdzania czasu przejścia pomiędzy dodatkowymi strefami podimpedancyjnymi (zewnętrzną i wewnętrzną). Przykładowe charakterystyki blokady kołysaniowej zabezpieczenia 21s opartej na powyższym schemacie pokazano na rys. 3 [7]. W rozwiązaniu tym, w sytuacji powstania zwarcia dojdzie do skokowego przemieszczenia się trajektorii impedancji z punktu obciążenia do punktu zwarcia (czerwona trajektoria na rys. 3). W takiej sytuacji zmierzony przez blokadę czas przejścia trajektorii impedancji pomiędzy zewnętrzną i wewnętrzną strefą blokady będzie krótki (rzędu pojedynczych milisekund). Powinien on być krótszy od nastawienia czasu przejścia blokady. W tej sytuacji blokada nie zostanie aktywowana i będzie możliwe zadziałanie zabezpieczenia w czasie zwarcia.

W przypadku wywiązania się kołysań mocy (w szczególności asynchronicznych)



Rys. 3. Przykładowe charakterystyki typowej blokady kołysaniowej zabezpieczenia odległościowego

trajektorie impedancji będą się przemieszczać po płaszczyźnie impedancji ze stosunkowo małą, zmienną prędkością (niebieska trajektoria na rys. 3). Jeśli trajektorie te przejdą przez charakterystyki blokady, to zmierzony przez nią czas przejścia między strefami PSB będzie znacznie większy niż w przypadku zwarcia (zwykle wynosi on od kilkunastu do kilkudziesięciu milisekund). Powinien on być dłuższy od nastawienia czasu przejścia. W tej sytuacji blokada zostanie aktywowana, co spowoduje zablokowanie wybranych stref.

Opisany typ blokady jest najczęściej spotykany w przekładnikach realizujących funkcję zabezpieczenia odległościowego (21s). W zależności od przyjętego rozwiązania stosowane są różne kształty stref blokady. Zwykle są one zbliżone do kształtu stref rozruchowych funkcji odległościowej

w danym urządzeniu. W stosunkowo niewielkiej liczbie przekładników dostępne są inne typy blokad kołysaniowych. Rozwiązania takie – po wkroczeniu trajektorii impedancji do strefy rozruchowej blokady – bazują zwykle na szacowaniu przyrostów lub pochodnych impedancji. W przypadku zabezpieczenia 21g blokady kołysaniowe są rzadko dostępne, mimo że jest ono tak samo narażone na zbędne działanie w czasie kołysań mocy jak zabezpieczenie 21s [1, 4, 5, 6, 7].

3. Ryzyko nieprawidłowego działania konwencjonalnych rozwiązań blokad zabezpieczeń 21g i 21s w czasie kołysań mocy

Konwencjonalne rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków – zgodnie z np. [1, 3, 4, 5, 6, 7] – mogą

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL

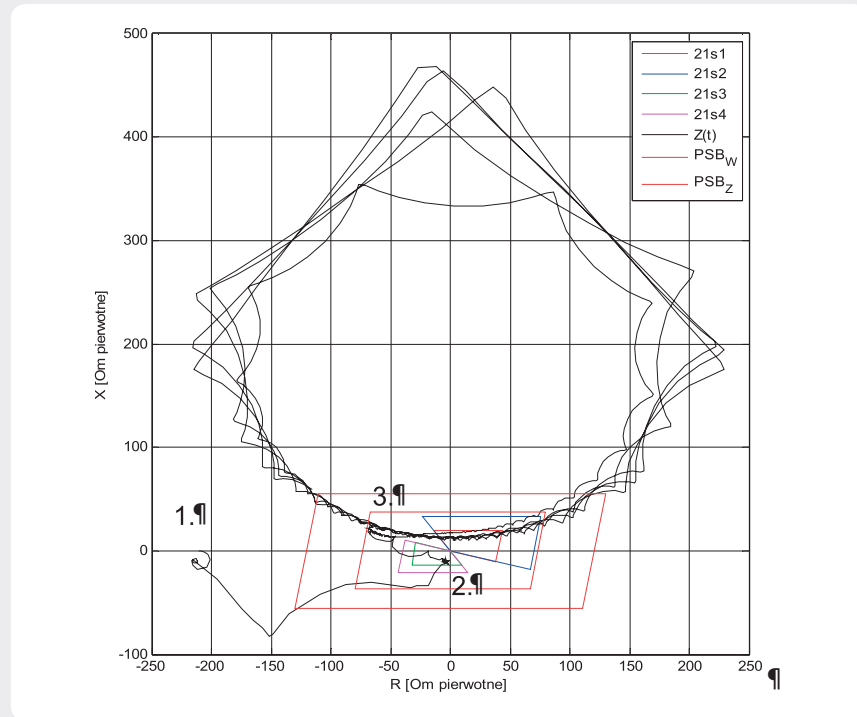
działać nieprawidłowo w czasie wielu zjawisk towarzyszących rozwijaniu się i trwaniu asynchronicznych kołysań mocy. Może to doprowadzić do zbędnego zadziałania zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków w czasie kołysań mocy, co może przyczynić się do powstania awarii systemowej.

W przypadku konwencjonalnych blokad zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych szczególnie niebezpieczeństwo wystąpienia ich niewłaściwego działania pojawia się w sytuacji wywiązania się asynchronicznych kołysań mocy po likwidacji bliskiego zwarcia w sieci. Przykład trajektorii impedancji widzianych przez zabezpieczenie 21s w czasie symulacji opisanego zakłócenia pokazano na rys. 4. W przedstawionym przykładzie likwidacja zakłócenia nastąpiła po przekroczeniu granicznego czasu zwarcia (dla rozpatrywanych warunków), przez co po wyłączeniu zakłócenia jednostka wytwórcza utraciła synchronizm. Na rys. 4 jest to zobrazowane jako skokowe przemieszczenie się trajektorii impedancji z punktu zwarcia (punkt 2 na rys. 4) do punktu, od którego rozpoczyna się pierwszy obrót asynchroniczny (punkt 3 na rys. 4). W przedstawionym przykładzie po zakończeniu zwarcia trajektorie impedancji nie opuszczają wewnętrznej strefy blokady zabezpieczenia 21s, przez co kryterium blokowania nie jest w tym przypadku sprawdzane. Zatem blokada nie ma możliwości wykrycia powstałych kołysań mocy, a co za tym idzie – niemożliwe jest zablokowanie zabezpieczenia 21s w czasie pierwszego obrotu asynchronicznego. W rozpatrywanym przypadku prowadzi to do zbędnego działania strefy I zabezpieczenia 21s podczas pierwszego obrotu kołysań mocy.

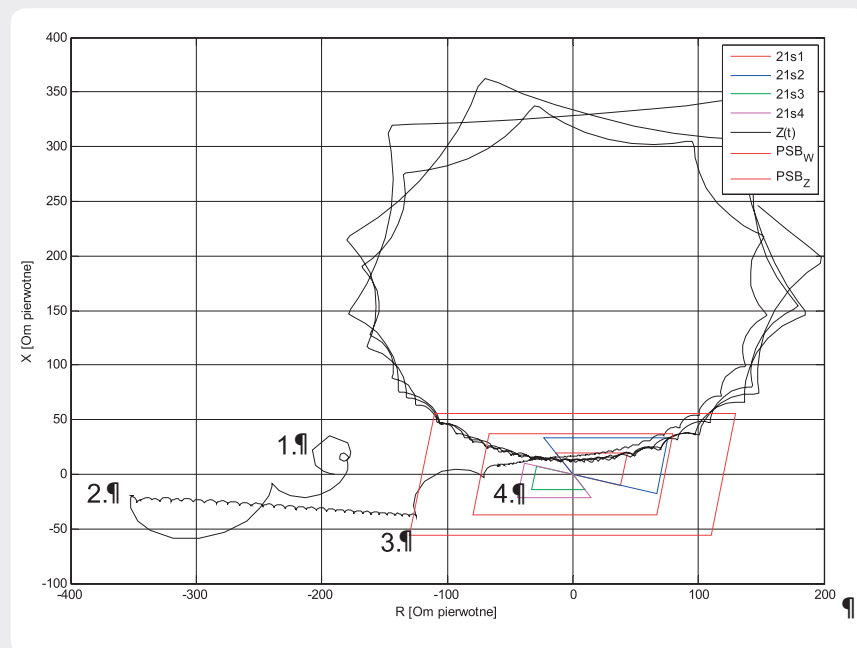
Lokalizacja punktu rozpoczynającego kołysania mocy po likwidacji zwarcia (punkt 3 na rys. 4) zależy od warunków napięciowych, parametrów zastępczych sieci i bloku oraz stopnia przekroczenia granicznego czasu likwidacji zwarcia (dla rozpatrywanych warunków) [4]. W zależności od wskazanych czynników punkt 3 (rys. 4) może wystąpić zarówno wewnątrz pasma blokady, jak i w strefie zabezpieczenia podlegającej blokowaniu. W pierwszym przypadku szanse na prawidłowe zadziałanie blokady są duże (sprawdzone zostanie jej kryterium działania). W drugim przypadku ryzyko zbędnego zadziałania blokowanego zabezpieczenia jest duże i zależy wyłącznie od czasu zwłoki stref pobudzonych w czasie kołysań mocy.

Drugim typem sytuacji, w czasie której występuje duże ryzyko nieprawidłowego działania konwencjonalnych blokad kołysaniowych zabezpieczeń 21g i 21s, jest przypadek działania automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ) linii podczas trwania kołysań asynchronicznych. Przykładem trajektorii impedancji pokazujących taką sytuację jest rys. 5. W przykładzie zasymulowano wyłączenie części linii sieciowych. Spowodowało to wzrost impedancji zastępczej sieci oraz utratę synchronizmu jednostki wytwórczej. Kołysania asynchroniczne rozpoczynają się od przeskoku trajektorii impedancji z punktu obciążenia (1 na rys. 5) do punktu 2 na rys. 5.

W czasie trwania pierwszego obrotu asynchronicznego zasymulowano ponowne



Rys. 4. Przykładowe trajektorie impedancji widziane przez zabezpieczenie 21s wyposażone w konwencjonalną blokadę kołysaniową w czasie asynchronicznych kołysań mocy po likwidacji zwarcia



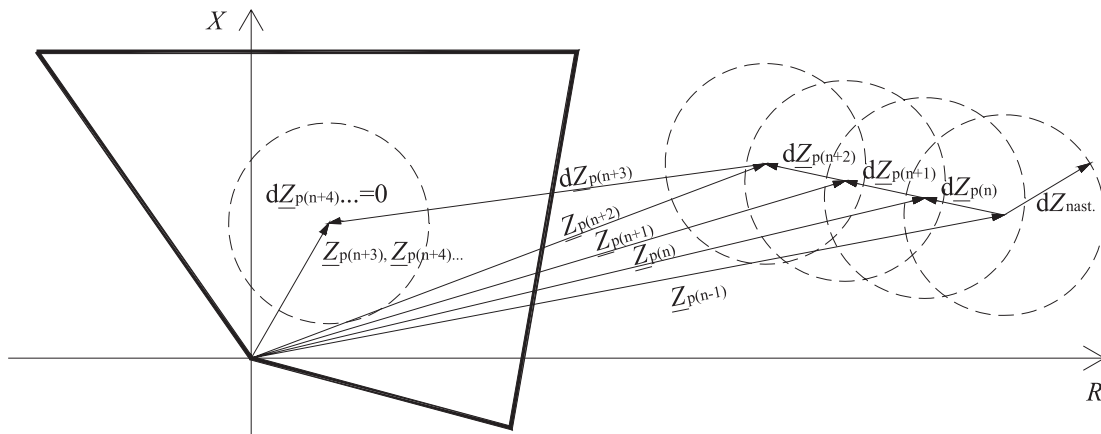
Rys. 5. Przykładowe trajektorie impedancji widziane przez zabezpieczenie 21s wyposażone w konwencjonalną blokadę kołysaniową w czasie kołysań podczas których dochodzi do działania SPZ

załączenie części z wyłączonych wcześniej linii. Wpłynęło to skokowo na warunki kołysań mocy. W efekcie obniżyła się impedancja zastępcza systemu oraz zmieniły się warunki napięciowe, a co za tym idzie – środek kołysań przesunął się w stronę bloku. W następstwie opisanych zmian wystąpił przeskok trajektorii impedancji z punktu 3 do punktu 4 na rys. 5. Na jego

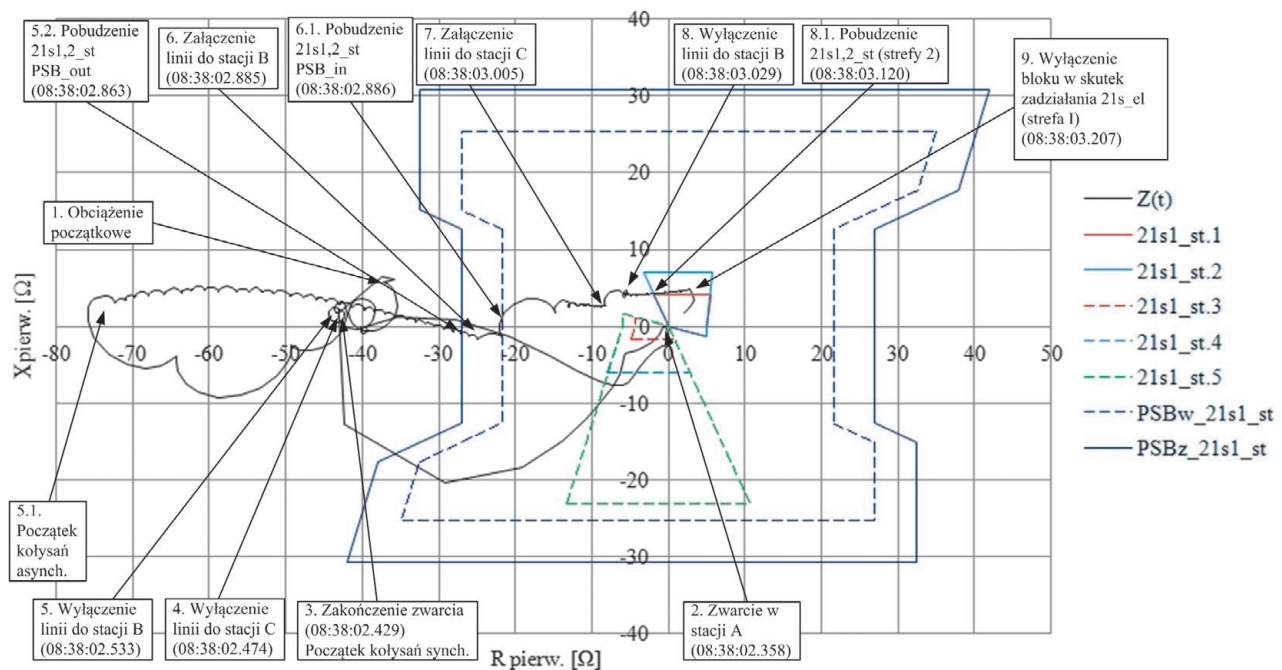
skutek okres przebywania trajektorii impedancji w paśmie blokady uległ skróceniu. W symulowanym przypadku doprowadziło to do nieprawidłowego działania blokady zabezpieczenia 21s, a co za tym idzie – do jego zbędnego zadziałania. Wskazane na rys. 4 i 5 przypadki nieprawidłowego działania konwencjonalnych blokad kołysaniowych zabezpieczeń

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Zasada działania detektora przeskoku trajektorii impedancji



Rys. 7. Trajektorja impedancji widziana przez zabezpieczenie 21s wyposażone w konwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej w czasie analizowanego zakłócenia

podimpedancyjnych bloku są najbardziej prawdopodobne. W literaturze [3, 4, 6] można znaleźć więcej przykładów pokazujących ryzyko nieprawidłowego działania różnych rozwiązań blokad kołysaniowych.

4. Niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczeń 21g i 21s

Z powodu opisanego zagrożenia nieprawidłowym działaniem blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków wytwórczych poniżej zaproponowano niekonwencjonalne rozwiązanie blokady dedykowane dla zabezpieczeń 21g i 21s. Kołysania mocy w pobliżu generatorów synchronicznych wywiązują się na skutek likwidacji zwarć oraz jako efekt zmian

konfiguracji sieci istotnie zwiększających jej impedancję zastępczą. W obu przypadkach, po wystąpieniu czynnika inicjującego kołysania mocy, dochodzi do skokowej zmiany wysokości charakterystyki mocy $P(\delta')$ generatora [5], [8]. Zmianie tej odpowiada skokowe przemieszczenie się końca wektora impedancji widzianej przez zabezpieczenie 21g i 21s z punktu zwarcia lub punktu obciążenia początkowego do punktu, od którego rozpoczynają się kołysania mocy. Kołysania mocy obserwowane są przez zabezpieczenia podimpedancyjne bloku jako stosunkowo wolne i niejednostajne przemieszczanie się trajektorii impedancji po płaszczyźnie impedancji [8]. Proponowany algorytm blokady wykrywa kołysania mocy na podstawie opisanego powyżej mechanizmu ich

powstawania, w oparciu o detekcję przeskoków trajektorii impedancji oraz monitoring pochodnych jej składowych. Działanie modelu proponowanego algorytmu blokady kołysaniowej ma charakter sekwencyjny i jest podzielone na trzy etapy.

Etap 1. Algorytm detekcji przeskoku trajektorii impedancji

Pierwszym etapem działania algorytmu blokady jest detekcja przeskoków trajektorii impedancji, świadczących o rozpoczęciu i likwidacji zwarć lub o zmianie konfiguracji sieci. Detekcja ta jest realizowana poprzez wyznaczanie modułów przyrostów impedancji dla kolejnych chwil czasowych. Jest ona stale aktywna, niezależnie od wartości chwilowej mierzonej przez przekładnik

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL

impedancji. Reprezentacja graficzna powyższego etapu została pokazana na przykładzie strefy I zabezpieczenia 21s na rys. 6. Detektor przeskoku trajektorii impedancji jest realizowany jako kołowa strefa nadimpedancyjna o środku w aktualnym punkcie pracy ($Z_{p(n)}$) oraz promieniu równym nastawionej wartości przyrostu impedancji (dZ_{nast}). W miarę zmieniania się punktu pracy generatora (np. na skutek zmiany obciążenia) środek strefy detektora ulega przesunięciu do nowego punktu odpowiadającego aktualnemu obciążeniu. Detektor sygnalizuje przeskoc trajektorii, jeśli wyznaczony moduł

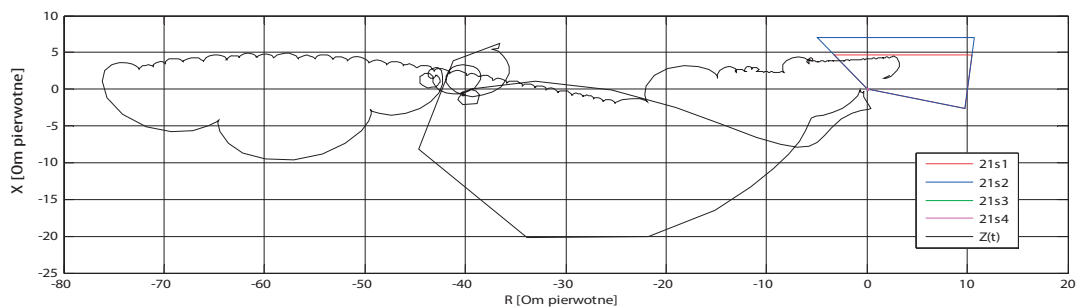
przyrostu impedancji $|dZ_{p(n)}|$ dla danej chwili jest większy lub równy nastawionemu parametrowi dZ_{nast} . Wykrycie przeskoku trajektorii impedancji zainicjuje pracę drugiego etapu działania algorytmu.

Etap 2. Algorytm wykrywania kołysań mocy

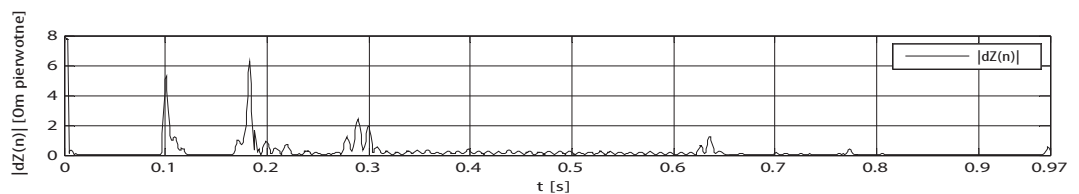
Po wykryciu przeskoku trajektorii impedancji swoje działanie rozpoczyna algorytm wykrywania kołysań mocy. Jego zadaniem jest wyznaczenie pochodnych składowych impedancji dla kolejnych chwil. Moduły wyznaczonych pochodnych rezystancji

$|dR_{p(n)}/dt|$ i reaktancji $|dX_{p(n)}/dt|$ są porównywane z nastawioną wartością dZ_{nast}/dt . Jeśli $|dR_{p(n)}/dt|$ lub $|dX_{p(n)}/dt|$ jest w danej chwili większe lub równe nastawieniu dZ_{nast}/dt , kryterium blokady jest spełnione. Wystąpienie powyższego stanu (w którym utrzymuje się duża wartość pochodnej impedancji) będzie świadczyć o wywiązaniu się kołysań mocy. W sytuacji, kiedy powodem wystąpienia przeskoku trajektorii impedancji było np. rozpoczęcie się zwarcia, wyznaczone moduły $|dR_{p(n)}/dt|$ i $|dX_{p(n)}/dt|$ szybko staną się bliskie zeru. Przez co kryterium blokady nie będzie lub

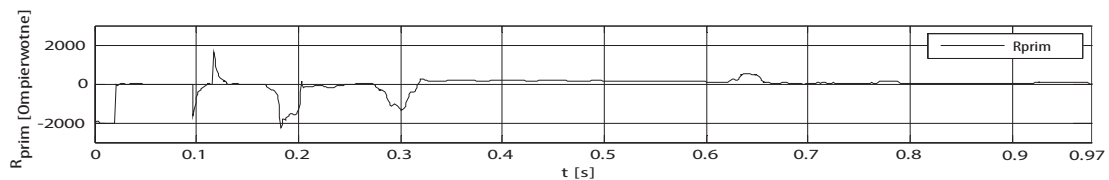
a) trajektorie impedancji



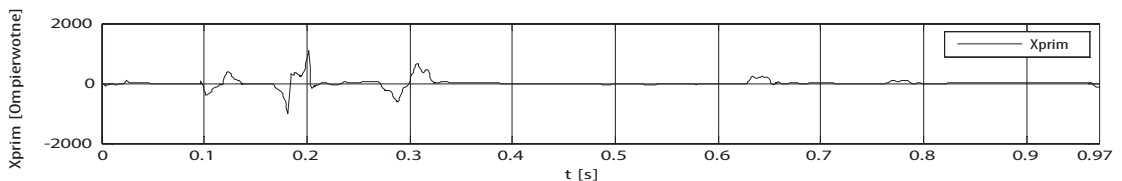
b) przebieg sygnału modułu przyrostu impedancji



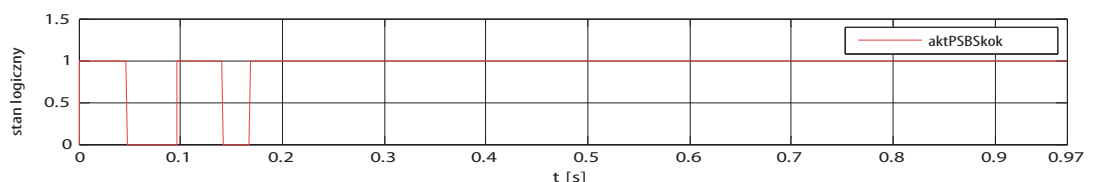
c) przebieg sygnału pochodnej rezystancji



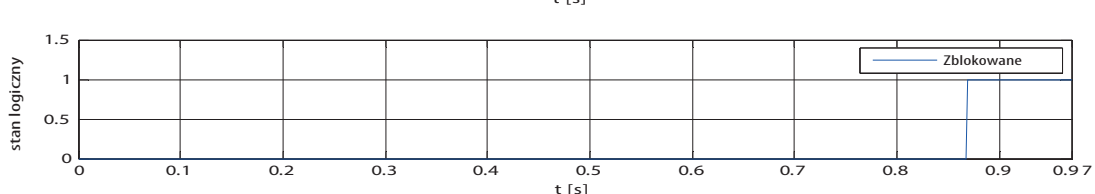
d) przebieg sygnału pochodnej reaktancji



e) przebieg sygnału pobudzenia blokady



f) przebieg sygnału blokowania strefy I zab. 21s



Rys. 8. Trajektorie impedancji widzianej przez zabezpieczenie 21s oraz przebiegi czasowe sygnałów wewnętrznych proponowanego rozwiązania blokady kołysaniowej w czasie analizowanego zakłócenia

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL

szybko przestanie być spełnione. Sygnał wyjściowy, świadczący o wykryciu kołysań mocy, aktywuje działanie trzeciego etapu algorytmu odpowiedzialnego za decyzję o zablokowaniu i odblokowaniu stref zabezpieczenia.

Etap 3. Algorytm blokowania stref zabezpieczenia podimpedancyjnego bloku

Po wykryciu kołysań mocy algorytm blokowania musi podjąć decyzję o zablokowaniu lub niezablokowaniu danej strefy zabezpieczenia podimpedancyjnego bloku. Sygnałem blokującym jest sygnał wyjściowy algorytmu wykrywania kołysań mocy (etap 2). Utrzymywanie się stanu wysokiego tego sygnału świadczy o występowaniu kołysań mocy. Stan taki nie powoduje jeszcze zablokowania zabezpieczenia podimpedancyjnego bloku. Wybrana strefa rozruchowa zabezpieczenia zostanie zablokowana, jeśli dojdzie do jej zadziałania w czasie, kiedy spełniony jest warunek wykrywania kołysań mocy. Odblokowanie strefy nastąpi po opuszczeniu jej przez trajektorię impedancji (np. w czasie kolejnych obrotów asynchronicznych) lub jeśli nastąpi dezaktywacja algorytmu wykrywania kołysań mocy (np. w sytuacji zwarcia podczas kołysań mocy). Do dezaktywacji blokady dojdzie, jeśli stan nieaktywnego kryterium blokowania utrzyma się przez nastawiony czas resetu. Sygnał dezaktywacji blokady wyłącza również moduł odpowiedzialny za realizację algorytmu wykrywania kołysań mocy (etap 2).

5. Wyniki symulacji działania proponowanego rozwiązania blokady kołysaniowej

Zaproponowane rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku zostało sprawdzone w wielowariantowych badaniach symulacyjnych. W przypadku zabezpieczenia 21g przyjęto, że blokowana będzie jego bezzwłoczna strefa wewnętrzna (21g.1). Dla zabezpieczenia 21s przyjęto blokowanie jego bezzwłocznej strefy I skierowanej w stronę bloku. Jak wskazują wyniki badań symulacyjnych np. z [3], pozostałe strefy zabezpieczeń 21g i 21s działają zwykle z opóźnieniami wystarczającymi, aby nie doszło do zbędnego ich zadziałania podczas kołysań mocy. Jako przykład przedstawiono poniżej symulacyjne odtworzenie rzeczywistego zakłócenia, do jakiego doszło w KSE. Zakłócenie to zostało opisane np. w [4]. Podczas wskazanego zakłócenia zanotowano asynchroniczne kołysania mocy generatora jednej z dużych elektrowni w wyniku bliskiego zwarcia 2-fazowego w stacji przyelektrownianej A oraz zbędnego wyłączenia linii sieciowych pomiędzy stacją A i B oraz A i C podczas tego zakłócenia. Po tych zdarzeniach generator pracujący w elektrowni utracił synchronizm. Podczas trwania asynchronicznych kołysań mocy działała automatyka SPZ zbędnie wyłączonych

linii, w efekcie czego zmieniały się warunki kołysań rozpatrywanej jednostki wytwórczej. W rezultacie doszło do brakującego działania blokady kołysaniowej jednego z zabezpieczeń odległościowych (21s) omawianego bloku, działającej na zasadzie przedstawionej na rys. 3 (doszło do sytuacji pokazanej na rys. 5). W następstwie doszło do zbędnego wyłączenia bloku przez strefę I zabezpieczenia 21s. Trajektorie impedancji widziane w czasie zakłócenia przez zabezpieczenie 21s pokazano na rys. 7 [4].

Na podstawie rejestracji omawianego zakłócenia z urządzenia realizującego funkcję zabezpieczenia 21s przeprowadzono symulację pokazującą, jak zaproponowany algorytm blokady zabezpieczenia podimpedancyjnych bloku zachowałby się w czasie tego zakłócenia. Wyniki symulacji przeprowadzonej dla zabezpieczenia 21s pokazano na rys. 8 w formie trajektorii impedancji oraz analogowych i dwustanowych sygnałów blokady.

Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji zwarcie w stacji A, od którego rozpoczęło się omawiane zakłócenie, zostało zidentyfikowane przez zabezpieczenie 21s poza obszarami stref rozruchowych. Zabezpieczenie 21s miało aktywne dwie strefy skierowane w stronę bloku (rys. 7 i 8). Zamodelowany algorytm blokady prawidłowo wykrył skokową zmianę impedancji w chwili rozpoczęcia się zwarcia ($t = 0,097$ s, rys. 8a i b). W tym samym momencie doszło do krótkotrwałego aktywowania się blokady zabezpieczenia 21s, na skutek występowania stanów przejściowych algorytmu. Pobudzenie blokady utrzymało się do chwili $t = 0,142$ s (rys. 8b i e), a więc przez 45 ms. W tym okresie żadna ze stref zabezpieczenia 21s nie była pobudzona, więc nie doszło do jej zbędnego zablokowania.

Blokada zabezpieczenia 21s wykryła też prawidłowo przeskok trajektorii impedancji występujący w momencie likwidacji zwarcia w stacji A. Doszło do tego w chwili $t = 0,168$ s (rys. 8a i b). W tym samym momencie blokada zabezpieczenia 21s aktywowała się, co potwierdza rys. 8e. Po wystąpieniu tego przeskoku rozpoczęły się początkowo synchroniczne, a następnie asynchroniczne kołysania analizowanego generatora. Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji blokada zabezpieczenia 21s nie dezaktywowała się przez cały okres tych kołysań aż do końca symulacji (rys. 8e). Detektor przeskoku trajektorii impedancji blokady prawidłowo wykrywał też dalsze skokowe zmiany impedancji towarzyszące kolejnym zmianom konfiguracji sieci w czasie kołysań mocy. Wyłączenia linii łączących stację A oraz stacje B i C zostały zidentyfikowane przez blokadę, począwszy od chwili $t = 0,275$ s, aż do chwili $t = 0,312$ s (rys. 8b i e). Po wystąpieniu tych wyłączeń rozpoczęły się kołysania asynchroniczne rozpatrywanego generatora. Zgodnie z [4], w czasie trwania asynchronicznych kołysań

mocy doszło do ponownego załączenia linii pomiędzy stacją A i B w cyklu automatyki SPZ. Blokada kołysaniowa zabezpieczenia 21s zidentyfikowała tę zmianę konfiguracji jako przeskok trajektorii impedancji zmieniający warunki kołysań mocy, w chwili $t = 0,624$ s (rys. 8b i e). Następnie doszło do ponownego załączenia linii pomiędzy stacją A i C w cyklu automatyki SPZ oraz praktycznie jednoczesnego wyłączenia linii pomiędzy stacją A i B [4]. Opisane zmiany konfiguracji sieci zostały prawidłowo zidentyfikowane przez blokadę zabezpieczenia 21s, począwszy od chwili $t = 0,771$ s, aż do chwili $t = 0,776$ s (rys. 8b i e). Po wystąpieniu opisanych zmian konfiguracji sieci doszło do wkroczenia trajektorii impedancji do strefy I i II zabezpieczenia 21s, w chwili $t = 0,862$ s. Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji zastosowane rozwiązanie blokady kołysaniowej zabezpieczenia 21s było pobudzone przez cały okres trwania kołysań mocy (począwszy od chwili likwidacji zwarcia w stacji A, aż do końca symulacji, rys. 8a i e). Zatem po wkroczeniu trajektorii impedancji w obszar bezzwłocznej strefy I doszło do jej prawidłowego zablokowania (rys. 8f), dzięki czemu uniknięto jej zbędnego zadziałania. W czasie analizowanego zakłócenia nie doszło też do zbędnego zadziałania strefy II zabezpieczenia 21s. Strefa ta nie podlegała blokowaniu (zgodnie z założeniami przyjętymi w modelu) i pracowała z czasem zwłoki równym 200 ms, który był wystarczający, aby przecześć przejście trajektorii impedancji podczas kołysań mocy przez wskazaną strefę [3, 4]. Zatem zaproponowany algorytm blokady kołysaniowej prawidłowo współpracował z zabezpieczeniem 21s omawianego bloku w czasie rozpatrywanego rzeczywistego zakłócenia. Analogiczne symulacje zostały też przeprowadzone dla zabezpieczenia 21g.

6. Podsumowanie

W artykule przedstawiono typowe rozwiązania zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków wytwórczych oraz konwencjonalnych blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń. Wskazano też prawdopodobne sytuacje, w których może dochodzić do nieprawidłowego działania opisanych blokad, w efekcie czego może dochodzić do zbędnego działania omawianych zabezpieczeń. W związku z istnieniem opisanego zagrożenia w artykule zaproponowano niekonwencjonalne rozwiązanie blokady kołysaniowej przeznaczone dla zabezpieczeń podimpedancyjnych bloków wytwórczych. Zaproponowane rozwiązanie zostało sprawdzone przez wielowariantowe symulacje. Sprawdzone również zachowanie się tego algorytmu podczas awarii systemowej odtworzonej symulacyjnie na podstawie rejestracji zakłóceń z przekaźników biorących udział w tej awarii. Uzyskane wyniki są pozytywne i potwierdzają poprawność założeń przyjętych na etapie koncepcji.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 24–31. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Bibliografia

1. Dobrzyński K. i in., Opracowanie katalogu wymagań dla systemów zabezpieczeń elektrycznych generatorów w zakresie stosowanych funkcji i koordynacji ich nastaw z EAZ w sieci przesyłowej – Etap I i II, praca Instytutu Energetyki i Politechniki Gdańskiej dla PSE Operator S.A., Warszawa 2011.
2. Kończykowski S., Podstawy stabilności układów elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1974.
3. Lizer M., Impedancyjne i odległościowe zabezpieczenia bloku w czasie zakłóceń w sieci zewnętrznej, Konferencja „Zabezpieczenia przekaźnikowe w energetyce”, Kocierz 17–19.10.2012.
4. Lizer M., Wróblewska S., Wpływ kołysań mocy na pracę zabezpieczeń odległościowych bloku na przykładzie zakłócenia w stacji przyelektrownianej, Konferencja APE'13, Jurata 12–14.06.2013.
5. Machowski J., Selektowność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, Konferencja „Zabezpieczenia przekaźnikowe w energetyce”, Kocierz 17–19.10.2012.
6. Machowski J., Smolarczyk A., Opracowanie zasad nastaw blokad przeciwkołysaniowych zabezpieczeń pod kątem odbudowy systemu – etap II, praca Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej dla PSE Operator S.A., Warszawa 2006.
7. Power swing and out-of-step consideration on transmission lines, A report to the Power System Relaying Committee Of the IEEE Power Engineering Society, 2005.
8. Żydanowicz J., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, WNT, Warszawa 1979.

Marcin Lizer

mgr inż.

Instytut Energetyki

e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej. Obecnie przygotowuje rozprawę doktorską w Instytucie Energetyki, poświęconą niekonwencjonalnemu rozwiązaniu blokady kołysaniowej zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostki wytwórczej. Zawodowo zajmuje się zagadnieniami związanymi z zabezpieczeniami jednostek wytwórczych, sieci przesyłowych, rozdzielczych i przemysłowych.