

Power unit impedance and distance protection functions during faults in the external power grid

Author

Marcin Lizer

Keywords

power unit, power swing, stability, unit impedance protection

Abstract

This paper presents the problem of the risk of an unnecessary tripping of a generation unit's underimpedance protection functions in circumstances of generator power swings following elimination of long-lasting fault in the external power grid. The first part describes typical solutions of a generator impedance protection function (21e) and unit distance protection function (21s). Starting characteristics of these protection functions are shown, as well as their typical operating logics and ways of calculating their settings. Then exemplary (the most common) solutions of unit under-impedance relays power swing blocking functions are described. Following this introduction, the issues of the threat of unnecessary operation of fast-tripping protection zones of 21e and 21s protection functions are described, which arises in the circumstances of generator asynchronous power swings occurring after elimination of long-lasting faults in the grid supplied by the power unit. The paper also shows that the available power swing blocking functions may not be able to correctly detect the described conditions, thus allowing the unnecessary operation of under-impedance relays. How an impedance calculation algorithm affects the impedance trajectory seen by a protection relay is also presented.

1. Introduction

The rapidly growing industrial and municipal customers' demand for electricity makes power system components operate close to their allowable load and stability limits – the capacity of power lines and transformers is used to the maximum, and generators maintain their operating points leaving a small stability reserve for the event of a disturbance or fault in the power grid. For these reasons, almost every unplanned outage of a transmission grid component or power plant unit can disrupt the power system stability and initiate a blackout, depriving consumers of electricity supply. In this situation an unwanted operation of a line's, transformer's, or power unit's under-impedance protection relay becomes even more dangerous.

An under-impedance protection relay is exposed to unnecessary operation during a power swing. For such a condition relays are provided with power swing blocking functions that typically operate by checking the rate of change of the impedance seen by a protection relay. This paper presents the operating principles and setting modes of generator impedance (21e) and unit distance (21s) protection functions. It also describes the operating principles of the most common solutions of these power swing blocking functions.

It has been noted on the basis of simulation studies that in such a case there is the risk of an unnecessary operation of

a generator's impedance and/or unit's distance protection while the generator's power swings are developing, following the elimination of a close fault in the external power grid. In addition, it has been also verified in simulation studies that the most common power swing blocking solutions (based on impedance change rate measurement) applied to a unit's under-impedance protection relay may not be able to properly recognize a developing asynchronous power swing, thus allowing for the relay's unwanted operation.

2. Power unit under-impedance protection functions

Power units are usually equipped with two under-impedance protections: generator impedance protection function (21e) implemented in power plants' protection system, and unit distance protection (21s) implemented in the protection terminal of a power plant substation's unit feeder bay [1, 2].

Generator impedance protection function (21e)

A generator impedance protection function is implemented in the protection system in a power plant. This is a backup unit's and unit feeder's protection against the effects of a phase-to-phase faults within the unit, unit feeder, or external power grid [2].

This protection function determines a fault loop impedance based on measurements of the three-phase generator current in the generator neutral point and the three-phase generator voltage at the generator terminals (fig. 1a) [1]. Since the generator neutral point is typically isolated from the ground, and the low-voltage winding of the power unit transformer (TB in fig. 1a) is typically connected in a triangle, protection function 21e is not able to detect a ground fault within the unit or external grid. Therefore, there is no need to calculate the ground fault loop impedance, and the protection function may determine the impedance for each phase separately (after-phase measurements).

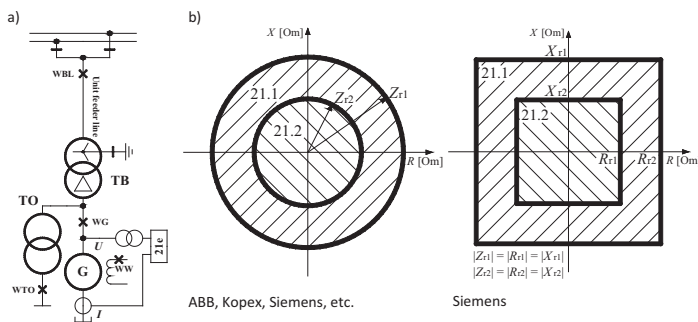


Fig. 1. Generator impedance protection function (21e): a) operating diagram b) typical starting characteristics

Protection function 21e typically operates with a dual, non-directional, circular or quadratic starting characteristic. Examples of protection function 21e starting characteristics are shown in fig. 1b [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9]. The circle centre, or the point of the rectangle diagonals' intersection corresponds to a short circuit at the voltage measurement point – directly at the generator terminals. Owing to such a characteristic, the protection 21e operating area can cover both the power unit and feeder line, as well as some part of generator and unit auxiliary transformer windings [2]. The logic of protection function 21e is shown in fig. 2.

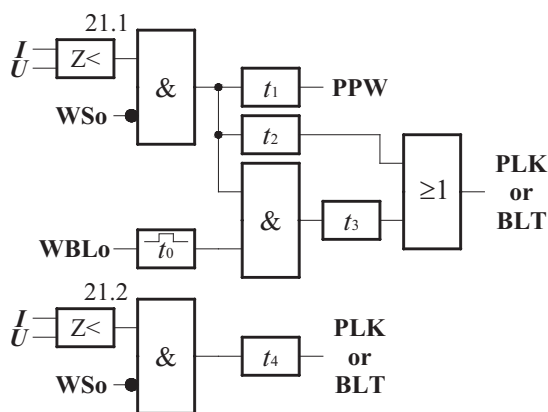


Fig. 2. Generator impedance protection function (21e) operating logic

Inner protection zone (21.2 in fig. 1b) should not reach beyond the unit transformer – its range is usually set to approximately 70% of the unit transformer impedance. This zone normally operates with a short ($t_4 = 100 \div 600$ ms) or without any delay with complete shutdown of the unit's electrical circuit by opening the generator (WG), unit (WBL), excitation (WW), auxiliaries (WTO) circuit breakers, and bringing the unit's thermo-mechanical part to a BLT state (turbine idle run – reduced steam supply to turbine) or PLK state (boiler idle run – fast emergency valves closed to cut off steam supply to turbine).

Outer protection zone (21.1 in fig. 1b) should cover the entire unit transformer and feeder line. This zone should possibly also reach the external grid (the range is severely limited by current supports). Typically, the zone range is selected as at least 120% of the unit transformer reactance. The operation time delay in zone 21.1 of protection function 21e should be longer by the accepted grading of delay time than the longest delay of the backup distance protections relays at the power plant substation (typically $t_1 = 1.2 \div 3.8$ s). Protection function 21e operation in zone 21.1, delayed by t_1 , should open the unit circuit breaker (WBL) and bring the unit's thermo-mechanical element to a PPW state (isolated operation – reduced steam supply to turbine).

If after this operation zone 21.1 of protection function 21e deactivates, this means that the short circuit occurred in the external grid. If the zone doesn't deactivate after opening of the unit circuit breaker, this means that the short circuit occurred within the power unit circuits or unit feeder line. To enable protection function 21e zone 21.1 to eliminate such a short circuit, a second time step should be added, which at delay time t_2 should trigger a complete shutdown of the power unit circuits, and bring its thermo-mechanical part to the BLT or PLK state. Delay time t_2 should be longer than the first step's delay t_1 of protection function 21e zone 21.1 by the accepted grading of delay time.

If the unit circuit breaker is open (unit's isolated operation) before the fault occurrence, a small delay time ($t_3 = 0 - 0.1$ s) of protection function 21e zone 21.1 operation is recommended [13]. Such operation should bring immediate shutdown of the unit's electrical circuit, and bringing its thermo-mechanical part to the BTL or PLK state. Such operation of the zone 21.1 is also recommended shortly after closing the unit circuit breaker (WBLo [Unit's on-off switch open] signal retention time $t_0 = 0.2 \div 0.5$ s), thereby backing up the operation of the unit's other protections function against the effects of switching it on to a short circuit [13].

Unit distance protection function (21s)

The unit distance protection function is implemented in the protection terminal installed in the unit bay of the power plant substation. This is a unit and unit feeder line backup protection function against the effects of a fault within the unit, unit feeder line, or external power grid [2]. It is also a backup protection function of the power plant substation's busbars and outgoing lines [2].

This protection function determines a fault loop impedance based on measurements of the three phase current and voltage in the power plant substation's unit bay (fig. 3) [1]. Since the low-voltage winding of the unit generator transformer is typically connected in a triangle, protection 21s is not able to detect a ground fault on the transformer's low voltage side. It is able to detect a ground fault in the unit feeder line, unit generator transformer's high voltage winding, and in an external power grid. Therefore, the protection function calculates the short circuit impedance in six fault loops (three loops for ground faults and for three loops for phase to phase faults).

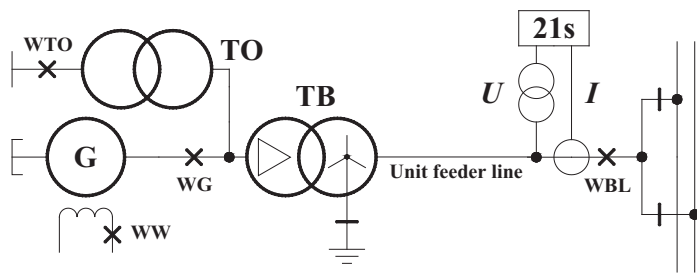


Fig. 3. Power unit distance protection function (21s) operating diagram

Protection function 21s usually operates with a four- or five-zone, bidirectional, polygonal starting characteristic. Examples of the protection function 21s starting characteristics are shown in fig. 4a [5] and fig. 4b [9]. The operating logic of protection function 21s is shown in fig. 5.

Typically the protection zones I and II are directed toward the unit (forward direction), and the other zones (III, IV, or possibly V) are directed toward the external power grid (reverse direction).

The reactance reach of zone I should cover the entire unit line and ca. 70-80% of the unit transformer windings. The resistance reach should be set the same way as the reactance reach. It should include the resistances of the unit feeder line and part of the unit transformer resistance. The extended resistance reach of zone I should be set off from the minimum operating impedance. For the zones of protection function 21s directed toward the power unit (zones I and II) the minimum operating impedance occurs during the auxiliary drives' self-start, while the drives are supplied from the power system. Protection function 21s zone I should operate instantaneously or be delayed by the minimum time ($t_1 = 0.1$ s). It should shut down the unit's electrical circuit, and bring its thermo-mechanical part to the BLT or PLK state. Operation in earth-fault loops and phase to phase fault loops should be enabled for zone I of the protection function 21s. The reactance reach of zone II should cover the entire unit feeder line, 100% of the unit transformer windings, and approx. 60% of the auxiliary transformer windings. Only operation in phase to phase fault loops should be enabled for zone II of the protection function 21s. Its response to phase-to-earth faults should be disabled due to the zone II coverage of the unit transformer windings, which are typically Yd11 configured

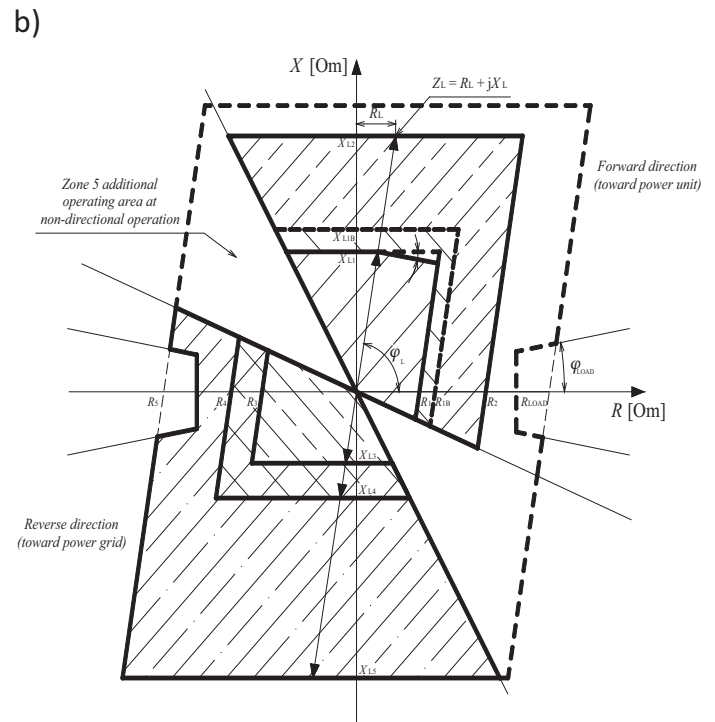
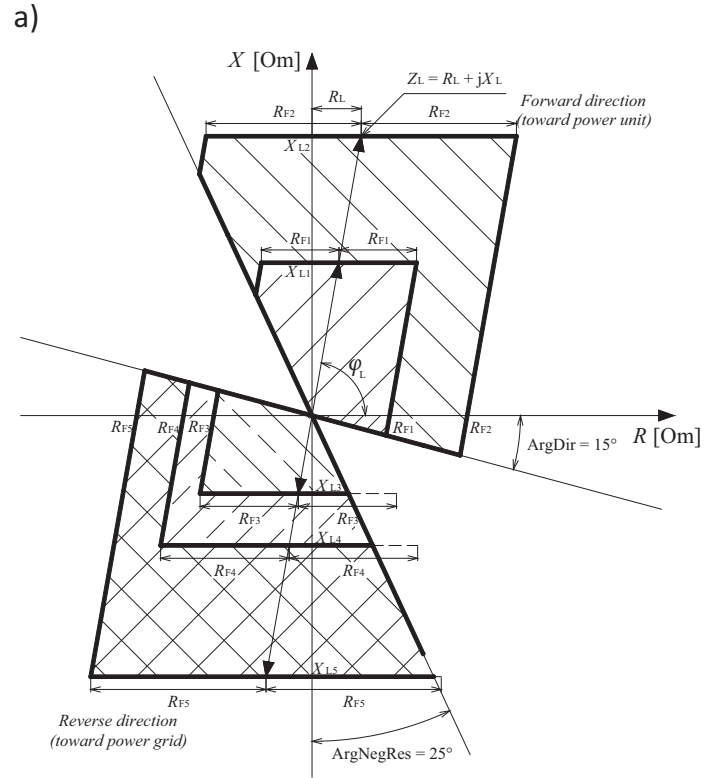


Fig. 4. Power unit distance protection function (21s), relay a) REL 531 by ABB, b) 7SA522 by SIEMENS starting characteristics

(triangle-connected generator side winding). In this configuration, at a single-phase short circuit at the low-voltage side of the transformer, current will not flow from the system to the fault, so there will be no conditions for the distance protection's operation. The resistance reach should be set the same way as the reactance reach. It should include the resistances of the unit feeder line, unit transformer, and part of the auxiliary transformer

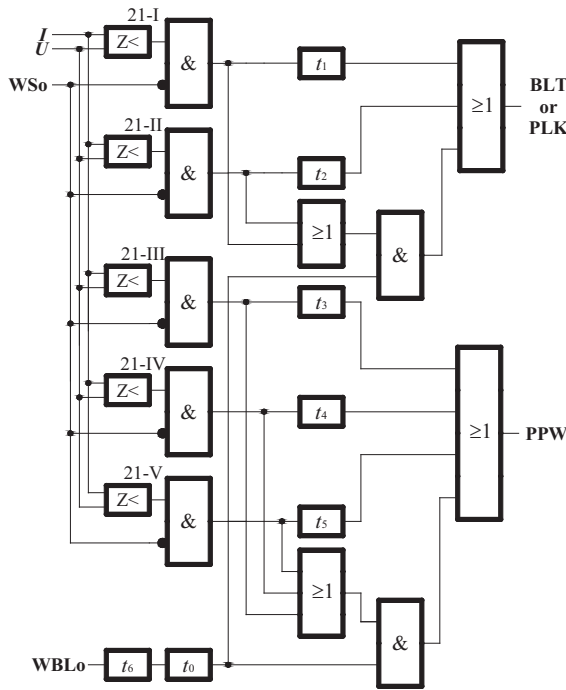


Fig. 5. Power unit distance protection function (21s) operating logic

windings resistance. The zone's extended resistance reach should be set off from the minimum operating impedance, as in the case of the protection's function 21s zone I. Protection function 21s zone II operation should be delayed by the short time t_2 (one time step, usually ca. $0.1 \div 0.6$ s). It should shut down the unit's electrical circuit, and bring its thermo-mechanical part to state BLT or PLK. The other protection function 21s zones (III, IV, and possibly V) should be directed toward the power system which the unit supplies. That zones should have enabled operation in phase-to-phase and single phase fault loops.

The reach of zone III should cover the power plant substation busbars and 80% of zone I of the distance protection relay of the shortest line outgoing from the substation. The resistance reach should be set the same way as the reactance reach. It should include 80% of the resistance range of zone I of the distance protection relay of the shortest line outgoing from the substation. The extended resistance reach of zone III should be set off from the minimum operating impedance. For the zones of protection function 21s directed toward the power grid the minimum operating impedance occurs during the maximum unit load. The delay time of zone III should be set off by a one time step from the delay of zone I of the distance protection relays of lines outgoing from the power plant substation. Its operation should open the unit's circuit breaker (WBL in fig. 3) and bring its thermo – mechanical part to state PPW.

Protection function 21s zones IV and V, like its zone III, should be set so that their operation backs up subsequent zones (zone II and III, respectively) of the distance protection relays of the power plant substation's outgoing feeder bays [13]. Delay times t_4 and t_5 should be set off by a one time step from the delays of the backed up zones of the distance protection relays of lines outgoing from the power plant substation. Protection function 21s zones IV and

V operation should open the unit's circuit breaker (WBL in fig. 3) and bring its thermo-mechanical part to state PPW.

It is recommended [13] that all protection function 21s zones implement the logic of immediate operation to the unit's switching on to a fault. This logic should be active for a short time after the unit circuit breaker closing (for WBL0 [Unit's circuit breaker open] signal retention time $t_0 \approx 1$ s). Owing to this logic, protection function 21s becomes a back up for the unit's other protection functions against the effects of switching it on to a short circuit in the system or within its circuits, while its auxiliaries are supplied from the system.

3. Power swing blocking of power unit under-impedance protection functions

Just like distance protections in power grids, under-impedance protections of power units are also exposed to unnecessary operation during power swings.

The reason for the generator power swings can be a short circuit in the external grid. During a short circuit in the power grid and shortly after its clearance, the synchronous generator's rotor accelerates and decelerates in relation to the system frequency. Rotor swings cause oscillations of all power unit electrical parameters, including the impedance measured by the unit's under-impedance protection relays [10].

Generator rotor swings can be either synchronous or asynchronous. Whether a generator will swing synchronously or asynchronously upon a short circuit in the grid may be most easily explained with use of the equal area criterion for the generator – rigid grid model (fig. 6) [10, 11].

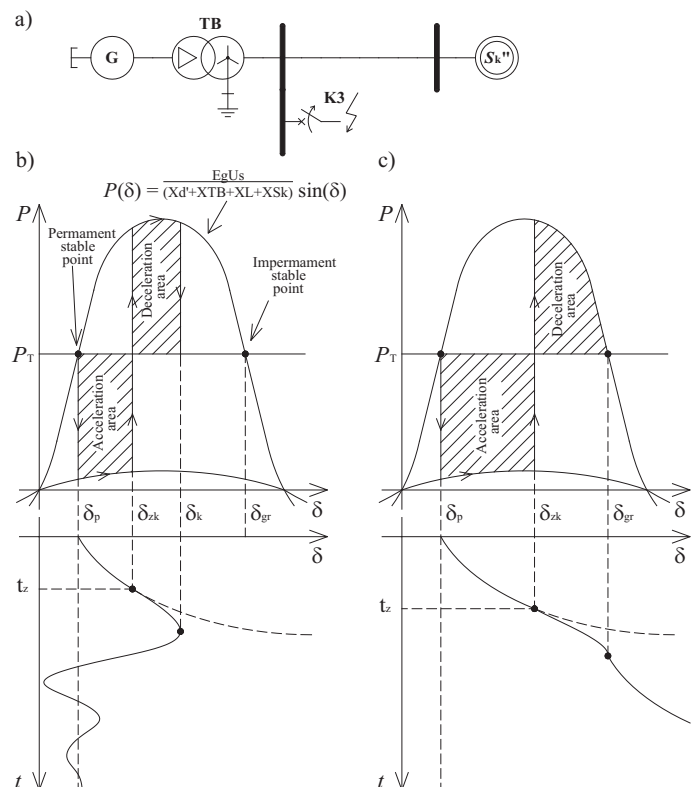


Fig. 6. Equal area criterion: a) generator- rigid grid model, b) synchronous generator swings, c) asynchronous generator swings

In the circuit in fig. 6a a close three-phase short circuit occurred at the beginning of the line outgoing from the power plant substation. The short circuit is eliminated by the line's protection relays. In simple terms, if a short circuit has been eliminated rapidly (e.g. by the basic line protection), the resulting acceleration area (proportional to the rotor's acceleration against the system frequency) is smaller than the deceleration area achievable in the conditions before the fault (power angle δ does not exceed limit δ_{gr}). In this case, after elimination of the short circuit damped synchronous swings will occur, through which the generator operating point adopts a new steady point of operation.

If a fault has been eliminated too slowly (e.g. by a backup time-delay protection), during it the rotor will gain enough acceleration that after elimination of the fault the generator will lose synchronism with the grid (acceleration area is larger than deceleration area, and power angle δ exceeds limit value δ_{gr}) and will begin to swing asynchronously in relation to the system voltage frequency (power angle δ will not stop to increasing).

How fast the generator rotor speeds up in relation to the system frequency during a fault (how fast power angle δ , and therefore the acceleration area, increase during the fault), depends on the turbo-generator set's mechanical time constant T_m (proportional to its moment of inertia) [11]. How large the acceleration area generated during a fault is depends on the generator's active load before the fault (P_T) and on the fault type, location, and duration.

During power swings following a fault elimination the impedance trajectories can intersect the under-impedance protection functions starting characteristics. They may activate or operate unnecessarily. Therefore, the operation of such under-impedance protection functions should be blocked during power swings. Swings are detected and protection functions are blocked by power swing blocking functions.

The most commonly used power swing blocking solutions are based on measuring a simplified rate of change of impedance (or resistance) seen by the protection relay. Power swings have a low rate of change of the impedance compared to a short circuit in the grid. Therefore, a blocking feature can distinguish between a power swing and short circuit by checking the impedance vector increments over time. Furthermore, a power swing is three-phase by its nature (neither a negative sequence nor zero component should occur in the currents and voltages measured by the protection relays during a swing), so, therefore, its blocking is usually triggered by positive impedance component measurement.

4. Transmission system operator requirements for power swing blocking functions

Power swing blocking of a generator impedance protection function (21e) is not required by any regulation of polish TSO. Power swing blocking of a unit distance protection function (21s) is required by PSE Operator SA's Standard Technical Specification "Distance protection of 400 kV, 220 kV, 110 kV unit feeder lines" [12]. The specification [12] also requires the power swing blocking function capability to detect both synchronous and

asynchronous 0.5 to 5 Hz power swings. In addition, all zones of the protection function 21s should have a possibility of being blocked by power swing blocking function. The blocking function should also have independent starting characteristic and it should be disabled in the event of any short circuit occurring. Also the blocking function unblocking time must be adjustable, after which it will be disabled regardless of the conditions.

5. Examples of power swing blocking of generator impedance protection function 21e

Currently, practically only SIEMENS offers the function of PSB (power swing blocking) for generator impedance protection (21e). The PSB function operating principle is briefly presented below in the example of the 7UM62 protection relay [8].

The PSB function of the 7UM62 relay's protection function 21e is created as an additional TPOL zone with the range exceeding the furthest reaching starting zone P/SPOL which is subject to blocking (fig. 7). The blocking can cover the protection function 21e 1, 2 or both starting zones. The TPOL zone's distance from the P/SPOL zone, and the minimum impedance rate of change ($\Delta Z/\Delta t$) have to be adjusted.

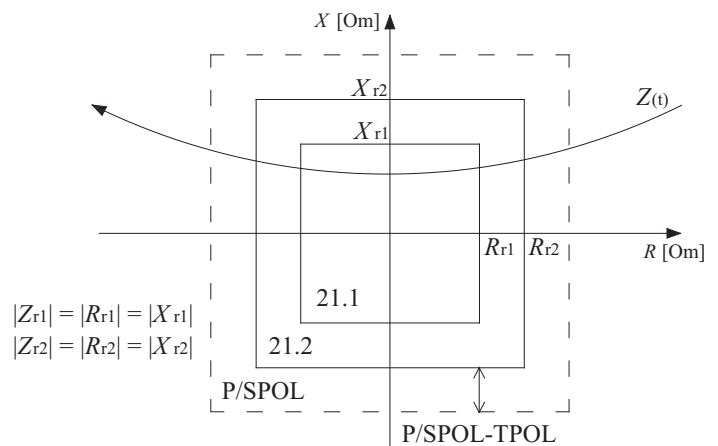


Fig. 7. PSB blocking characteristic of SIEMENS 7UM62 relay's protection function 21e

Since the impedance vector's entry to the TPOL zone the impedance rate of change is calculated in 20 ms intervals [8]. If a short circuit occurs, the impedance rate of change is high – higher than the setpoint, and furthermore the first $\Delta Z/\Delta t$ value is calculated after the impedance vector has entered both the blocking and blocked zones. In this case, the blocking feature cannot be activated till the impedance vector exits the blocked zone. [8] If there are power swings, the impedance rate of change is much lower than during a fault – the determined $\Delta Z/\Delta t$ value should be smaller than the setpoint. In this case, the blocking feature is activated upon the impedance vector's entry into the blocked zone. To enable the PSB function activation, its conditions must be met for all three phases [8].

The power swing blocking function of 7UM62 relay's protection function 21e will be deactivated if the unblocking time

(adjustable T-ACTION P/S) has run out, or the impedance vector has left the blocked zones, or the measured impedance change rate has increased over the setpoint, or if in the current measured by the relay a negative sequence component has appeared, which can mean that an asymmetric short circuit has developed [8].

6. Power swing blocking of power unit distance protection(21s)

The power swing blocking function for power unit distance protections is offered by almost all relay manufacturers. The most commonly used solutions, as in the case of protection function 21e power swing blocking, are those based on measurement of the impedance rate of change or the impedance increments. Two types of PSB functions based on these principles are presented below.

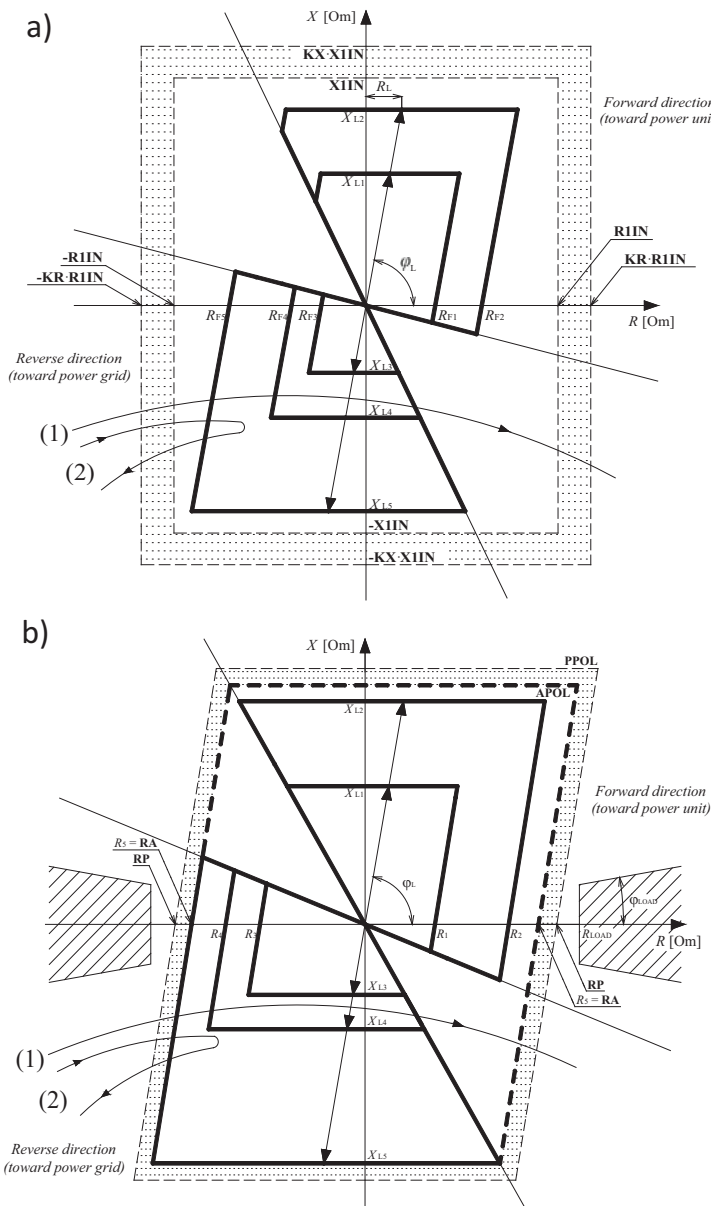


ABB in its REL 531 protection relay offers a PSD (power swing detection) function. Its starting characteristics are shown in fig. 8a [5].

The REL 531 power swing detection function consists in two additional rectangular zones with a range beyond the blocked zones. The function settings determine the inner zone's resistance and reactance reach, and KR and KX coefficients that denote the outer zone's reach. From the impedance vector's entry to the outer PSD zone, time Δt is counted until its entry to the inner PSD zone. If the measured time Δt is shorter than the setpoint, the function recognizes it as a short circuit occurrence. If time Δt is longer than the setpoint, the PSD function is activated [5].

The PSD function of REL 531 relay has two adjustable Δt times: tP1, measured at the impedance trajectory's first pass through PSD zones, and tP2, measured at subsequent passes. The blocking feature treats a series of PSD zones' activations as one event if the time interval between them is shorter than tH. If the time interval activations is longer than tH, the PSB function status is reset (at the next activation time tP1 will again be compared with the measured pass time) [5].

The PSD function is deactivated when the unblocking time (primary tR2 or secondary tR1, counted instead of tR2 if a zero current component appears while the blocking feature is on) has expired, or when the impedance vector has left both PSB zones. If prior to PSD activation a zero component has appeared in the current measured by REL 531 relay, the blocking will not be activated [5].

SIEMENS offers a PSD (power swing detection) function in its 7SA522 protection relay with the starting characteristics shown in fig. 8b [9]. The blocking function consists of an additional PPOL polygonal zone set off from the blocked zone with the largest range (APOL). For the blocking purpose the APOL zone is treated as non-directional. The distance between PPOL and APOL zones is not adjustable and depends on the rated current setting of current transformers ($Z_{diff} = 1 \Omega$ or 5Ω). From the impedance vector's entry into the PPOL zone, resistance increments dR and reactance increments dX are calculated in a 5 ms window. On the basis of the determined increments the following blocking criteria are checked [9]:

1. Are the impedances measured in the three phases symmetrical (neither zero, nor negative sequence impedance component)?
2. Is the impedance step changing (or are increments too large compared to to increments measured before)?
3. Is the impedance vector movement direction changing in the R axis (is the movement monotonic)?
4. Is the impedance trajectory situated in the local instability area?

The blocking function is activated for each phase individually if all the criteria are met for it for at least six successive measured increments. [9] The blocking activation conditions are checked until the impedance vector leaves the PPOL zone. The blocking activation will be reset after leaving the PPOL zone or when criteria 1 or 2 are no longer met. However, while the blocking function is set and the criteria are no longer met or the impedance vector has

Fig. 8. Starting characteristics of power swing blocking function of power unit distance protection (21s): a) REL 531 by ABB, b) 7SA522 by SIEMENS

left the PPOL zone, the function will stay on until the end of the adjustable unblocking time (68 Trip Delay) [9].

7. Danger of unnecessary operation of power unit under-impedance protection after slowly eliminated faults in external grid

As noted earlier, following a short circuit in an external grid the generator is exposed to synchronous and asynchronous swings of its rotor relative to the grid frequency. Whether following a fault the generator loses synchronism and will swing asynchronously relative to the system depends on the turbo-generator sets inertia, generator load before the fault, and the fault location, type and duration [10, 11].

As shown in the power system model studies [13] and according to the two-machine model research (like in fig. 6a) [14], synchronous generator rotor swings following a quickly eliminated short circuit in the power grid (usually with elimination time $t_z < 125$ ms), do not threaten an unnecessary activation and operation of the generator impedance protection function (21e) and unit distance protection function (21s). This situation is illustrated by the following exemplary impedance trajectories seen by protection functions 21e (fig. 9a) and 21s (fig. 9b).

In fig. 9 impedance samples are calculated from samples of RMS currents and voltages, and the phase shift between them.

If a short circuit in a grid lasts long enough that after its elimination a generator loses synchronism with the power grid and starts swinging asynchronously, both protection function 21e zones can be activated. Also, an unnecessary tripping of protection 21e zone 21.2 may occur – this zone is operating instantaneously, or with minimal time delay. In this case both zones directed toward power unit of distance protection function 21s may also be activated. Zone I may unnecessarily trip – it is operating instantaneously, or with a small time delay. Unwanted tripping of the protection functions may occur, especially if the grid's short circuit power was small before and after the fault. This situation is illustrated by the following exemplary impedance trajectories seen by protection functions 21e (fig. 10a) and 21s (fig. 10b).

An unnecessary operation of protection functions 21e or 21s for asynchronous generator swings is bad for the system. As a result of that unnecessary tripping the unit is brought to state BLT or PLK. This extends the unit restart time and creates the risk of blackout due to a power deficit in the system [10]. In this situation, the unit should be cut off from the power grid and brought to state PPW by a pole slip protection (78). This action allows

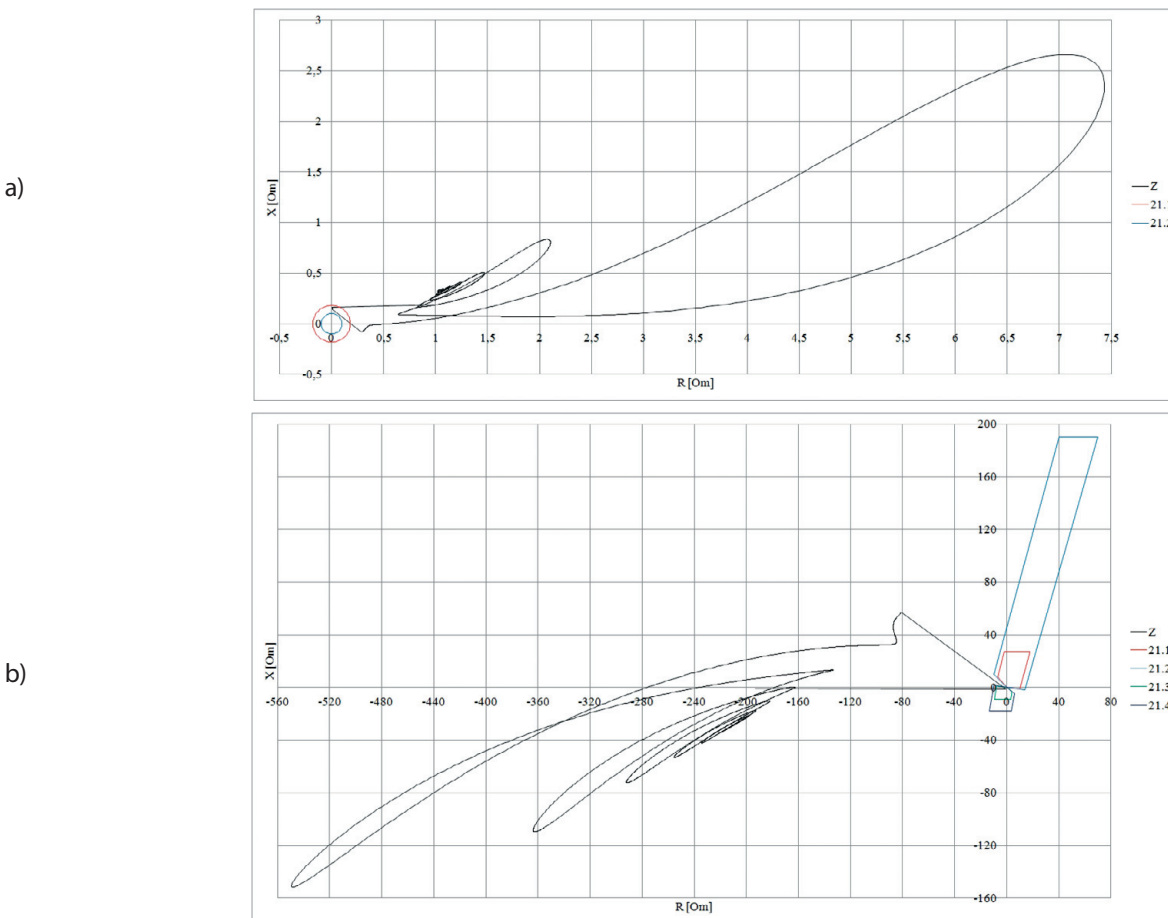


Fig. 9. Synchronous impedance swings developed after a quickly eliminated, close, three-phase short circuit in the external power grid ($t_z = 100$ ms), seen by protection functions: a) generator impedance protection function 21e, b) unit distance protection function 21s unit distance protection (21s): a) REL 531 by ABB, b) 7SA522 by SIEMENS

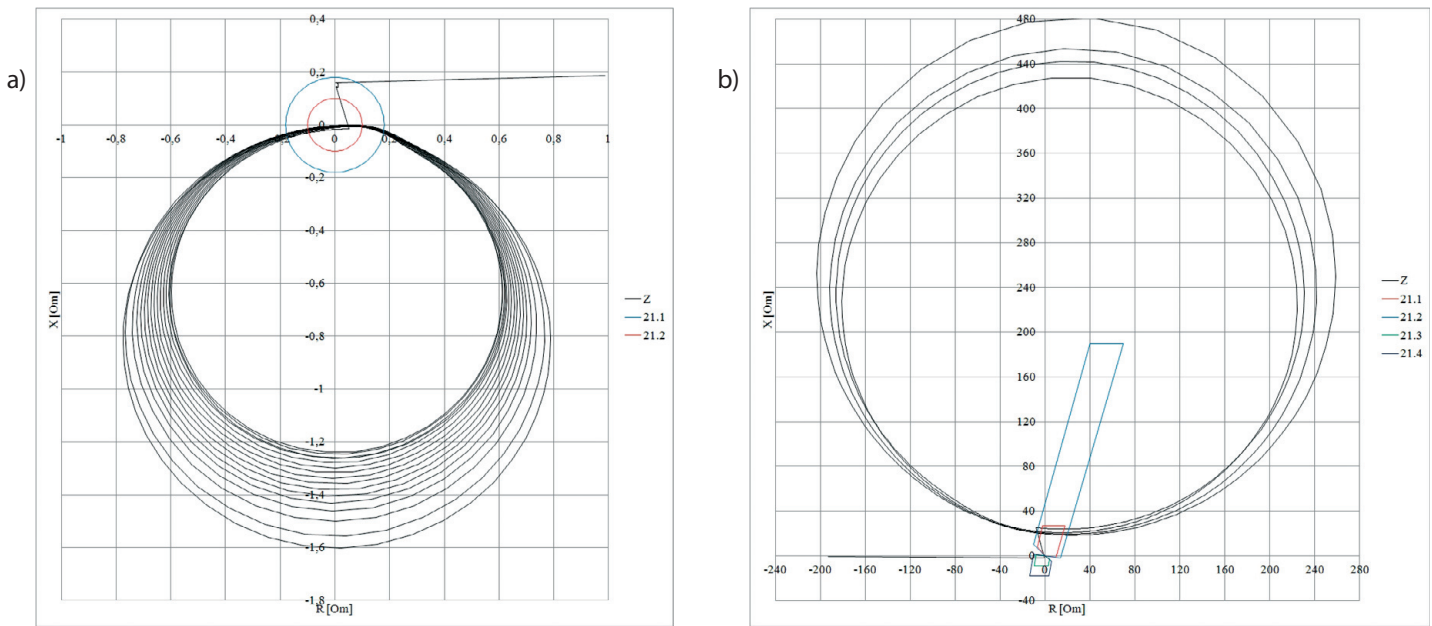


Fig. 10. Asynchronous impedance swings developed after a slowly eliminated, close, three-phase short circuit in the power grid ($t_z = 300$ ms), seen by protection functions: a) generator impedance protection function 21e, b) unit distance protection function 21s

quickly restarting the unit after loss of synchronism. In addition, protection 78 sends trip signals at times more convenient to the circuit breakers [3, 4, 6, 7, 8].

In the above situation, the zones of protection function 21e (zone 21.2) and 21s (zone I) exposed to unnecessary operation should be blocked by a power swing blocking function. Simulation studies [13, 14] indicate, however, that the available power swing blocking functions based on the impedance rate of change measurement (or rather on calculation of the resistance and reactance increments in specific time intervals, or duration measurement of the impedance vectors' transition between zones) may not be able to correctly identify starting of asynchronous generator swings after a long-lasting short circuit in the power grid.

The highest risk of an unnecessary tripping of the aforementioned protection functions 21e and 21s zones is in the first moment after the short circuit elimination, when the impedance vector can abruptly move to the vicinity of point (0, 0) in the impedance plane, and then start asynchronous swinging. In this situation the impedance vector after the short circuit may abruptly move into protection function 21e zone 21.2 or protection function 21s zone I, and stay there long enough to cause an unwanted operation of these protections. In this part of the circle made by vector $Z(t)$ during asynchronous swings the impedance rate of change is the lowest in the whole asynchronous rotation period (the lower it will be, the smaller in this situation is the difference between the acceleration area generated during the short circuit and the deceleration area available in these conditions after the short circuit) [14].

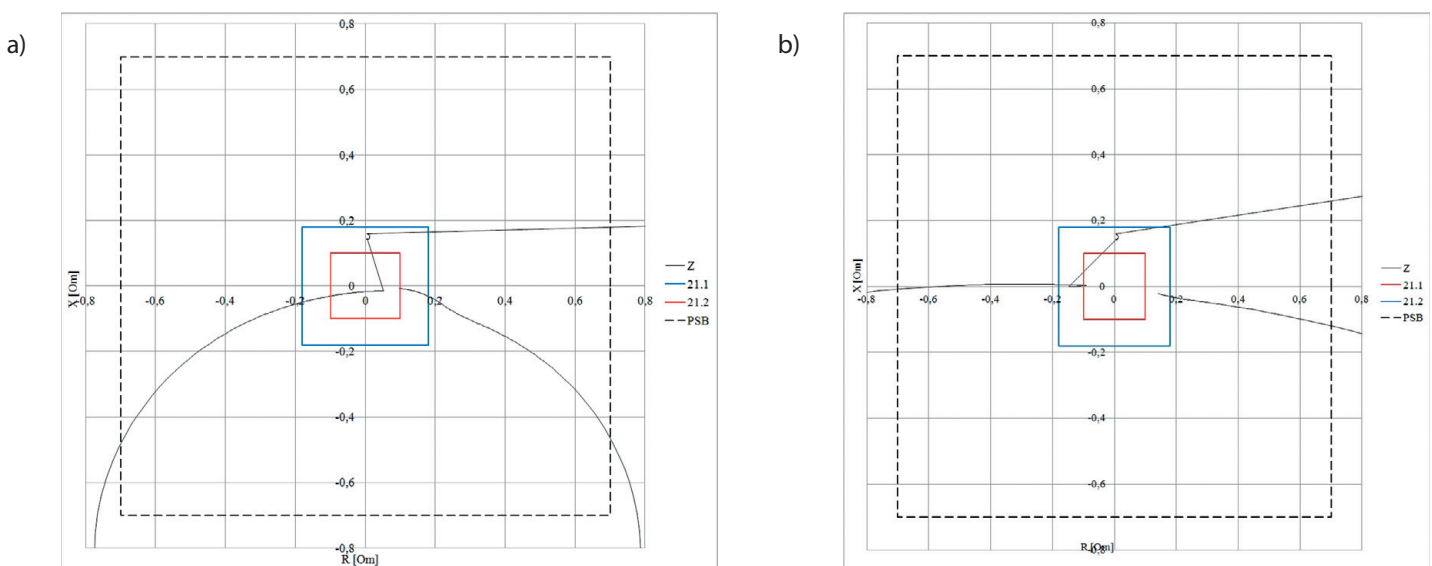


Fig. 11. Asynchronous swings after slowly eliminated, close, three-phase short circuit in the power grid, seen by protection function 21e: a) step transition to zone 21.2, b) entry to zone 21.2 from zone 21.1

With regard to PSB function available for protection function 21e, the following two configuration options should be considered. In the first option both 21e zones can be blocked. Upon development of asynchronous swings after the elimination of a short circuit situated in zone 21.1, after the short circuit the impedance vector may not leave zone 21.1, but abruptly move to zone 21.2 (as shown in fig. 11a) or in its vicinity, and enter it during the first asynchronous rotation development (as shown in fig. 11b). In this situation, even if the blocking criteria are met, its response is not possible (after activation of zone 21.1 by a short circuit the impedance vector has not left it after the fault elimination – the blocking feature may conclude that the short circuit persists in zone 21.1) and zone 21.2 may unnecessarily respond after the short circuit disappears.

In the other configuration option of protection function 21e blocking by PSB function it covers only the un-delayed zone 21.2. In this case, there is a risk that the blocking conditions are satisfied practically after each three phase short circuit in zone 21.1 lasting for more than 20 ms (duration of $\Delta Z / DT$ determining interval [8]), since the impedance rate of change during a short circuit will be practically nil, and the impedance vector will stay inside the blocking zone and outside the blocked zone. In this situation, if a three-phase short circuit develops within the unit's low voltage circuits while zone 21.1 is activated, zone 21.2 will probably be unnecessarily blocked. This configuration therefore carries the theoretical risk of missing zone 21.2 operation.

In a unit distance protection function 21s power swing blocking function based on duration measurement of the impedance trajectory transit between additional under-impedance zones (e.g. REL 531 relay by ABB) while asynchronous generator swings are developing after a short circuit in the external power grid (in protection zones III, IV or V), the impedance vector may not go beyond the blocking zones, but straight away move to the

vicinity of the protection's starting characteristics of zones I and II (fig. 12a). In this situation the blocking feature may not be able to detect asynchronous swings following a long eliminated short circuit until the start of the second asynchronous rotation period – the fast zone I and II of protection function 21s may operate unnecessarily after elimination of the grid fault. This situation is all the more likely, the lower the system's short circuit power, and the lower the turbo-generator set's mechanical time constant is. In a protection 21s power swing blocking function based on measurement of the increments of resistance (dR) and reactance (dX) within specified time intervals (e.g. 5 ms) and checking on this basis the power swing distinguishing criteria (e.g. in 7SA522 relay by SIEMENS) while asynchronous generator swings are developing after a short circuit in the grid (in protection zones III, IV or V), after the fault elimination the impedance vector may move to the protection's fast zone I quickly enough (abruptly) that the blocking feature will not be able in the meantime to update the dX dR increments (fig. 12b). In this situation the blocking function may not be able to block protection function 21s, allowing for an unwanted operation of its zone I after the grid fault is eliminated. Also in this case the discussed situation is all the more likely, the lower the system's short circuit power, and the lower the turbo generator set's mechanical time constant is.

8. Influence of impedance calculation algorithm on the risk of generator under-impedance protection functions unnecessary operation in the circumstances of asynchronous power swings

The impedance trajectories shown above were derived (to simplify the analysis) from the samples of RMS currents and voltages, and from the phase shift between them. This approach allows tracking the impedance trajectory seen, so to speak, on

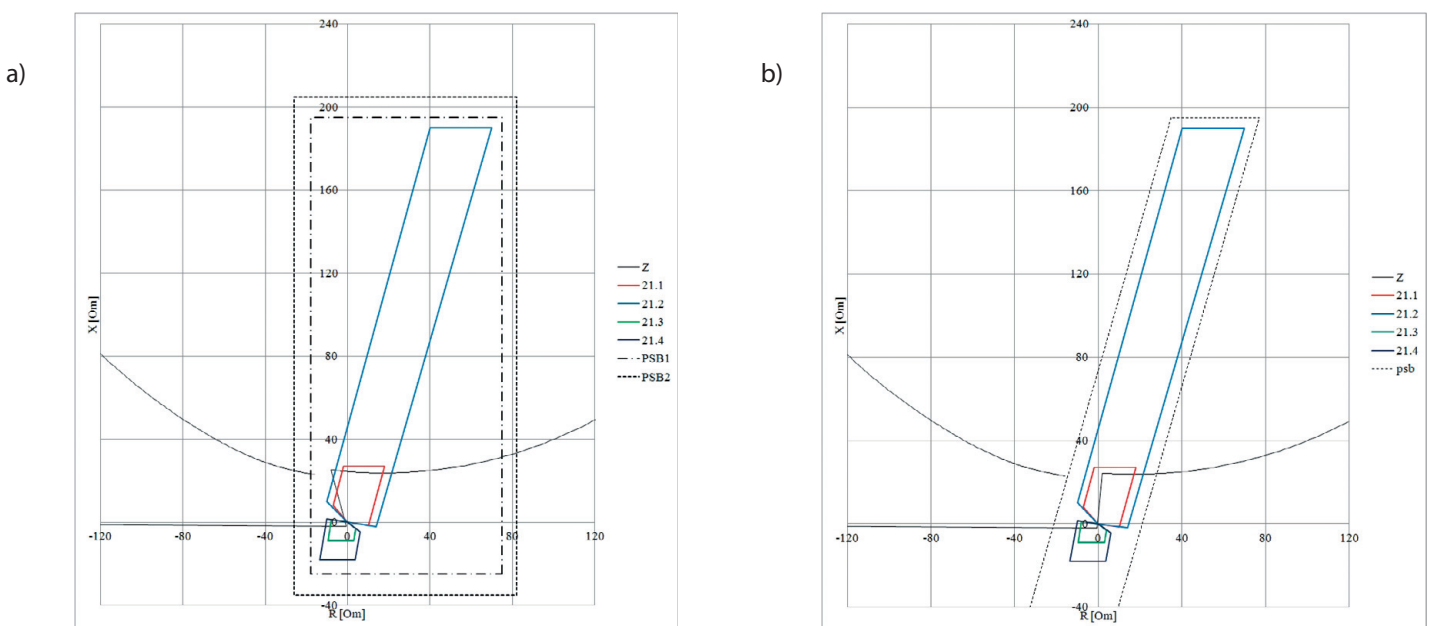


Fig. 12. Protection function 21s power swing blocking function response to asynchronous swings after a slowly switched off close three-phase short circuit in the grid: a) based on duration of impedance transit between additional zones, b) based on dR and dX increments

the instrument transformers' primary side, and, therefore, also before filtration in the relay input circuits, and without taking into account the impedance calculation algorithm.

To better understand how a relay's under-impedance function "sees" impedance trajectories, the set of filters installed in the relay and the impedance calculation algorithm implemented there should be modelled in simulation studies. Unfortunately, details of the (analogue and digital) filtration systems installed in a relay, and of the impedance calculation algorithm, significantly exceed the know-how imparted on its recipient in its available technical and operational documentation – in practice they are known only to its designers and comprise the manufacturer's trade secret. The impact of the impedance determination algorithm and digital filtering is shown in fig. 13.

Fig. 13a shows a section of the impedance trajectory from fig. 12b as seen by a distance relay operating under a fast A3 Łobos algorithm [15]. This algorithm calculates the samples of resistance and reactance from the last three current and voltage samples. Therefore it allows quickly estimating the impedance samples, but at the expense of strong falsification of its trajectory, resulting from the presence of harmonic and non-periodic components in the input waveforms [15].

In this algorithm, the transition from the short circuit point in the impedance plane to the starting point of the first asynchronous rotation is of a step nature (practically as it is in reality). This algorithm may therefore increase the risk of an unnecessary response of protections 21e and 21s at the start of asynchronous swings following elimination of the grid fault.

Fig. 13b shows a section of the impedance trajectory from fig. 12b as seen by a distance relay operating under the accurate, but slow Phadke/Ibrahim algorithm [15]. This algorithm calculates the resistance and reactance samples on the basis of the number of samples corresponding to the whole cycle of the signals' basic harmonics (at sampling frequency 1000 Hz the algorithm needs 20 samples of current and voltage signals). Thus, it is much slower than the A3 Łobos algorithm, although the impedance trajectories it produces are smoother and less susceptible to interference from the signal components with different frequencies. The large number of samples it requires acts as a low pass filter, suppressing misrepresentations noticeable in fast impedance calculation methods, and significantly reducing impedance change dynamics. Therefore, under this algorithm the transition from the short circuit point in the impedance plane to the starting point of the first asynchronous rotation is of a much slower nature than

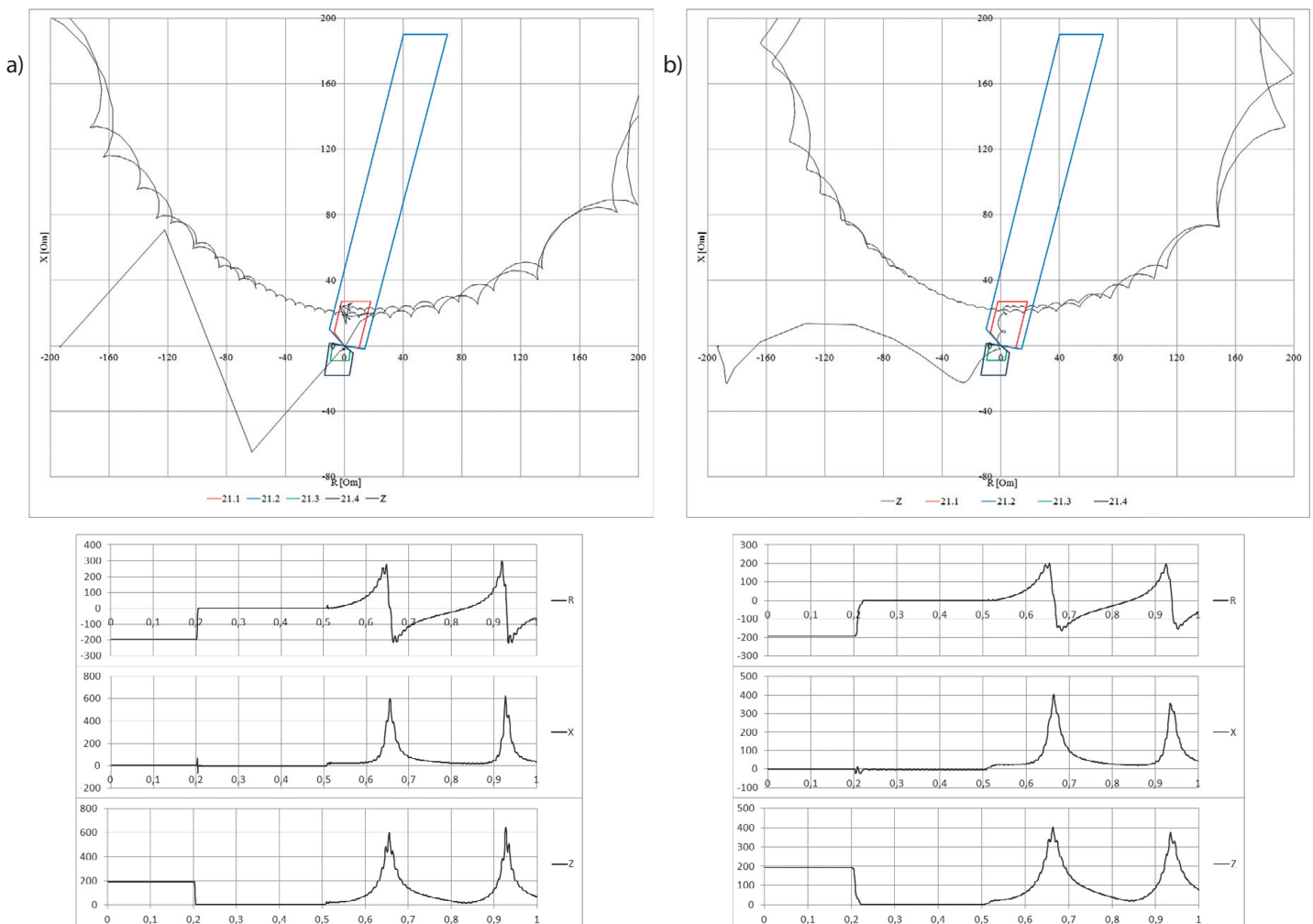


Fig. 13. Impedance trajectories as seen by protection function 21s during asynchronous swings after a slowly eliminated, close, three-phase short circuit in the grid, operating under impedance calculation algorithms: a) A3 Łobos, b) Phadke/Ibrahim

when using the A3 Lobos algorithm (this is a falsification caused by the impedance calculation method).

This algorithm may, therefore, decrease the risk of an unwanted operation of protection functions 21e and 21s at the start of asynchronous swings following the grid fault elimination. This is because it provides the opportunity of activation of power swing blocking function based on calculating the resistance and reactance increments (the relay “see” that after a fault the impedance vector doesn’t immediately move to the endangered zones, the algorithm will starch that transient state in time). A blocking feature based on verification of the transition duration between additional zones will still be exposed to the failure to detect swings at the first asynchronous rotation. A disadvantage of this impedance calculation method is relay tripping self time extension.

9. Summary

Power units are protected with the following under-impedance solutions: generator impedance protections function (21e) and unit distance protections function (21s). These are backup protections of a power unit and unit feeder line against the effects of short circuits within the unit or the line. They are also basic protections of a unit against the effects of short circuits in the power plant substation or external power grid. These protections can interoperate with a power swing blocking function based on, for example, determining the rate of change of the impedance calculated by the relay.

The reason for power swing blocking of the under-impedance protections is the risk of their unnecessary operation in the circumstances of power swings following a short circuit in the external grid.

Based on simulation studies [13, 14] it has been found that during synchronous power swings following a quickly eliminated short circuit in the grid there is no risk of unnecessary activation or tripping of protection functions 21e or 21s.

If a short circuit in a grid has lasted long enough that after its elimination a generator loses synchronism, there is the risk of unnecessary operation of the protection zones reacting immediately or with minimal delay time, as a result of step-relocation of the end of the impedance vector measured by the relay to the vicinity of these zones or inside them.

An unnecessary response of protection functions 21e or 21s for asynchronous generator swings is bad for the system. As a result of such an unnecessary tripping the unit’s electrical and thermo-mechanical parts are completely shut down. This extends the restart time and creates the risk of blackout due to power deficit. In this situation, the unit should be cut off from the power grid by a pole slip protection function (78).

There is concern that the power swing blocking solutions currently available for protection functions 21e and 21s may not be able to correctly identify developing asynchronous generator swings following a long-eliminated short circuit in the grid. These blocking functions may not be able to disable the protections allowing their unnecessary tripping, and in other configurations they may block them unnecessarily. This will be more likely the

smaller the system’s short circuit power is and the turbine-generator set’s mechanical time constant is.

As shown by the cited simulation results, the impedance calculation algorithm and the signal pre-treatment (analogue and digital filtering) have a large impact on under-impedance relay performance in the face of the described situation. Fast algorithms achieve near-real change rate dynamics of the impedance measured by the relay. However, for the same reason they bear the risk of unnecessary response of protection 21e and 21s fast zones at the start of asynchronous swings after too long elimination of a short circuit in the grid. Slower algorithms reduce the change rate dynamics of the impedance measured by the relay, and thus they provide an opportunity for some power swing blocking solutions to correctly detect the onset of asynchronous swings after too long elimination of a fault in the grid, thus reducing the risk of unnecessary operation of protection functions 21e and 21s. A disadvantage of such slow methods is extended relay tripping self time.

These issues need to be further verified by as accurate as possible simulation studies, and (if possible) with statistical surveys. Statistical surveys would allow verifying simulation test results and determining whether the problems described here occur theoretically only, or also in reality. Verifying the available protection functions 21e and 21s using digital testers by forcing current and voltage waveforms generated in simulation programs (e.g. in Comtrade format) would be very valuable. This would allow taking into account the input signals pre-processing and impedance calculation algorithm implemented in tested relays.

If the results of the above proposed tests will be negative or not fully satisfactory, an attempt should be made to develop a new operating logic and a new power swing blocking algorithm for protection functions 21e and 21s that would allow for the proper performance of unit under-impedance protections while asynchronous generator swings are developing following a slowly eliminated short circuit in the external power grid.

REFERENCES

1. Żydanowicz J., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa [Automatic protections for power systems], Warsaw, WNT 1966.
2. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych [Automatic protections in power systems], Warsaw, WNT 1999.
3. Kopex Electric Systems SA, Biblioteka funkcji przekaźników, logiki, pomiarów [Library of protection functions, operating logic, measurements], Tychy 2006.
4. Kopex Electric Systems SA, CZAZ-GT: opis zabezpieczeń [CZAZ-GT: protection functions descriptions], Tychy 2006.
5. ABB, Application manual REL 531 – High speed line distance protection terminal, 2003.
6. ABB, Generator protection IED REG 670 – Technical reference manual, issue 1.1, Sweden.
7. ABB, Mikroprocesorowe zabezpieczenie generatora REG 316*4 [REG 316*4 microprocessor generator protection relay], Warsaw, 1997.

8. Siemens, SIPROTEC 7UM62 V4.1 Multifunctional Generator, Motor and Transformer Protection relay, 2002.
 9. Siemens, SIPROTEC Distance protection 7SA522 V4.65 and higher – Manual, 2009.
 10. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability], Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warsaw 2007.
 11. Bernas S., Systemy elektroenergetyczne [Power systems], Warsaw, WNT 1982.
 12. PSE Operator SA, Standardowe specyfikacje techniczne: Zabezpieczenie odległościowe linii blokowej 400 kV, 220 kV, 110 kV [Standard Technical Specification “Distance protection of 400 kV, 220 kV, 110 kV unit lines”], Warsaw, Match 2008.
 13. Dobrzyński K., Dytry H., Klucznik J., Lizer M., Lubośny Z., Szwiecer W., Wróblewska S., 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 [Catalogue of requirements for generator protection systems with regard to their protection functions and their settings coordination with power grid protection relays – Stage I and II], an Institute of Power Engineering and Gdańsk University of Technology study commissioned by PSE Operator SA, Warsaw, 2010 (Stage I) and 2011 (Stage II).
 14. Dytry H., Lizer M., Szwiecer W., Wróblewska S., Koordynacja zabezpieczeń elektroenergetycznych od zakłóceń zewnętrznych generatorów przyłączonych do szyn rozdzielni bezpośrednio oraz przez transformator blokowy z zabezpieczeniami sieci [Coordination of protection functions against external faults of generators connected to substation busbars directly or through a unit transformer with grid protection relays, Institute of Power Engineering, statutory study, Warsaw 2011.
 15. Nelles D., Opperskalski H., Digitaler Distanzschutz – Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen, DUV, Wiesbaden 1991.
-
- In this paper information contained in the specific protection relays manuals was used.

Marcin Lizer

Institute of Power Engineering in Warsaw

e-mail: marcin.lizer@ien.com.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Warsaw University of Technology (2009). Currently works in the Electric Power Engineering Automation Laboratory of the Institute of Power Engineering in Warsaw. His professional and scientific interests include issues related to protection systems of power units, distributed energy sources and transmission and distribution power grids, as well as issues related to generation stability during disturbances.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 22–33. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Impedancyjne i odległościowe zabezpieczenia bloku w czasie zakłóceń w sieci zewnętrznej

Autor

Marcin Lizer

Słowa kluczowe

blok energetyczny, kołysania mocy, stabilność, zabezpieczenia impedancyjne bloku

Streszczenie

W artykule przedstawiono problem ryzyka zbędnego działania zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostki wytwórczej, w czasie kołysań mocy następujących po długo likwidowanych zwarcich w sieci zewnętrznej. W pierwszej części opisano zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e) i odległościowe bloku (21s). Pokazano charakterystyki rozruchowe, logiki działania i sposób nastawiania tych zabezpieczeń. Następnie opisano przykładowe (najczęściej stosowane) rozwiązania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku. Po powyższym wprowadzeniu opisano problematykę zagrożenia zbędnym działaniem szybko działających stref zabezpieczeń 21e i 21s, jakie powstaje w chwili rozwijania się asynchronicznych kołysań generatora, następujących po przedłużającej się likwidacji zwarc w sieci, na którą pracuje blok. W artykule pokazano też, że dostępne blokady kołysaniowe mogą nie być w stanie poprawnie wykryć opisywanej sytuacji, dopuszczając do zbędnego działania powyższych zabezpieczeń. Pokazano też, jak na trajektorię impedancji widzianą przez przekątnik wpływa zastosowany algorytm wyznaczania impedancji.

1. Wstęp

Szybko rosnące zapotrzebowanie zakładów przemysłowych i odbiorców komunalnych na energię elektryczną sprawia, że elementy systemu elektroenergetycznego pracują blisko granic dopuszczalnego obciążenia i granic stabilności – do maksimum wykorzystywana jest przepustowość linii elektroenergetycznych i transformatorów, a generatory utrzymują punkty pracy pozostawiające niewielki zapas stabilności na wypadek zakłóceń i zwarc w sieci. Z tych powodów praktycznie każde nieplanned wyłączenie elementu sieci przesyłowej lub bloku elektrowni może zaburzyć stabilność systemu elektroenergetycznego i zainicjować blackout, pozbawiając zasilania odbiorców energią elektryczną. W tej sytuacji jeszcze groźniejsze stają się zbędne działania zabezpieczeń podimpedancyjnych linii, transformatorów i bloków elektrowni. Zabezpieczenia podimpedancyjne narażone są na zbędne działanie w czasie kołysań mocy. Na tę okoliczność wyposaża się je w blokady kołysaniowe, działające zwykle na zasadzie sprawdzania szybkości zmian impedancji widzianej przez przekątnik zabezpieczeniowy. W artykule przedstawiono zasadę działania i sposoby nastawiania zabezpieczeń impedancyjnych generatora (21e) i odległościowych bloku (21s). Opisano też zasadę działania najczęściej stosowanych rozwiązań blokad kołysaniowych tych zabezpieczeń.

Na podstawie badań symulacyjnych zauważono, że istnieje ryzyko zbędnego działania zabezpieczeń impedancyjnych generatora i odległościowych bloku w czasie rozwijania się kołysań asynchronicznych generatora, następujących po zlikwidowaniu bliskich zwarc w sieci zewnętrznej. Ponadto w badaniach symulacyjnych sprawdzono też, że najpopularniejsze rozwiązania blokad kołysaniowych (bazujące na sprawdzaniu szybkości zmian impedancji) w przypadku zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytwórczych mogą nie być w stanie

poprawnie rozpoznać rozwijających się asynchronicznych kołysań mocy, zezwalając na zbędne działanie tych zabezpieczeń.

2. Zabezpieczenia podimpedancyjne jednostek wytwórczych

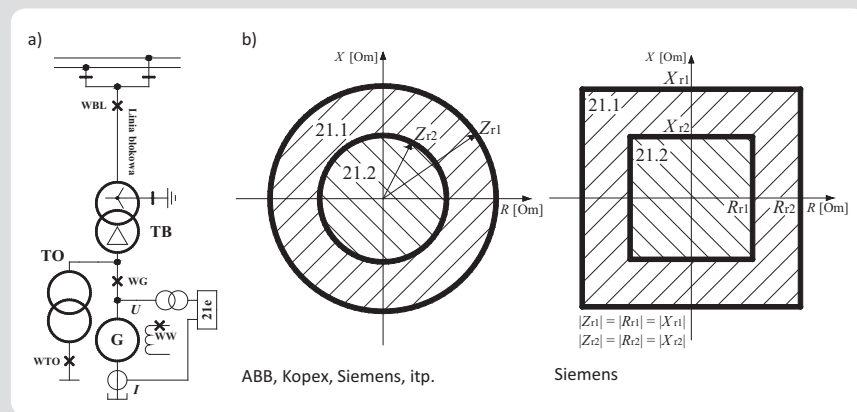
Bloki energetyczne wyposaża się zwykle w dwa zabezpieczenia podimpedancyjne: zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e), wchodzące w skład funkcji zabezpieczeniowych zaimplementowanych w zespole zabezpieczeniowym w elektrowni, oraz zabezpieczenie odległościowe bloku (21s), zaimplementowane w terminalu zabezpieczeniowym w polu blokowym stacji przyelektrownianej [1, 2].

Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e)

Zabezpieczenie impedancyjne generatora wchodzi w skład funkcji zabezpieczeniowych zaimplementowanych w zespole zabezpieczeniowym, zainstalowanym w elektrowni. Jest to rezerwowe zabezpieczenie bloku i linii blokowej od skutków zwarc międzyfazowych w obrębie bloku, linii blokowej i sieci zewnętrznej [2].

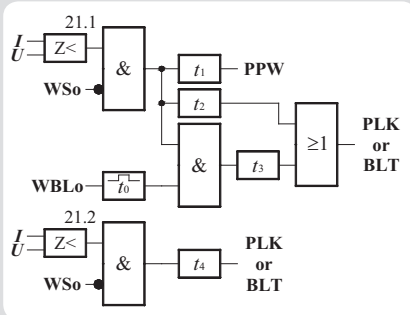
Zabezpieczenie to wyznacza impedancję pętli zwarcia na podstawie pomiaru prądu trójfazowego w punkcie neutralnym generatora oraz napięcia trójfazowego na jego zaciskach (rys. 1a) [1]. Ponieważ punkt neutralny generatora jest odizolowany od ziemi, a dolne uzwojenie transformatora blokowego połączone jest zwykle w trójkąt, zabezpieczenie 21e nie jest w stanie wykrywać zwarc doziemnych w obrębie bloku i sieci zewnętrznej. W związku z tym nie ma potrzeby obliczania impedancji w pętlach zwarc doziemnych, a funkcja zabezpieczeniowa może wyznaczać impedancję dla każdej fazy oddzielnie (pofazowo).

Zabezpieczenie 21e pracuje zwykle z dwustrefową, bezkierunkową, kołową lub kwadratową charakterystyką rozruchową. Przykładowe charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia 21e pokazane są na rys. 1b [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9]. Środkowi okręgu lub punktowemu przecięcia się przekątnych prostokąta odpowiada zwarcie w miejscu pomiaru napięcia – bezpośrednio na zaciskach generatora.



Rys. 1. Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e): a) układ pracy, b) typowe charakterystyki rozruchowe

Dzięki zastosowaniu takiej charakterystyki swoim obszarem działania zabezpieczenie 21e będzie w stanie objąć zarówno transformator blokowy, linię blokową, jak i część uzwojeń stojana generatora i transformatora odziewowego [2]. Logika działania zabezpieczenia 21e pokazana jest na rys. 2.



Rys. 2. Zabezpieczenie impedancyjne generatora (21e): logika działania

Strefa wewnętrzna zabezpieczenia (21.2) na rys. 1b) nie powinna swoim zasięgiem wykraczać poza transformator blokowy – jej zasięg nastawia się zwykle na ok. 70% reaktancji transformatora blokowego. Strefa ta działa zwykle z niewielkim ($t_4 = 100\div 600$ ms) czasem zwłoki lub bezzwłocznie na całkowite wyłączenie części elektrycznej bloku poprzez otwarcie wyłączników: generatorowego (WG), blokowego (WBL), wzbudzenia (WW), potrzeb własnych (WTO) oraz doprowadzenie części ciepło-mechanicznej bloku do stanu BLT (bieg luzem turbiny – ograniczenie dopływu pary do turbiny) lub PLK (praca luzem kotła – zamknięcie szybkich zaworów awaryjnych, odcinających dopływ pary do turbiny).

Strefa zewnętrzna zabezpieczenia (21.1) na rys. 1b) powinna swoim zasięgiem obejmować cały transformator blokowy oraz linię blokową. Strefa ta w miarę możliwości powinna sięgać też w sieć zewnętrzną (zasięg ten jest silnie ograniczony poprzez podparcia prądowe). Zwykle zasięg tej strefy dobiera się co najmniej jako 120% reaktancji transformatora blokowego. Czas zwłoki działania strefy 21.1 zabezpieczenia 21e powinien być dłuższy o przyjęty czas stopniowania od najdłuższego czasu zwłoki rezerwowanych zabezpieczeń odległościowych, pracujących w stacji przyelektrownianej (zwykle $t_1 = 1,2\div 3,8$ s). Żądanie strefy 21.1 zabezpieczenia 21e powinno, z czasem opóźnienia t_1 , powodować otwarcie wyłącznika blokowego (WBL) i doprowadzenie części ciepło-mechanicznej bloku do stanu PPW (praca na potrzeby własne – ograniczenie dopływu pary do turbiny).

Jeżeli po tej operacji strefa 21.1 zabezpieczenia 21e odzwbudzi się, będzie to oznaczało, że zwarcie miało miejsce w sieci zewnętrznej. Jeżeli strefa nie odzwbudzi się po otwarciu wyłącznika blokowego, będzie to oznaczało, że zwarcie wystąpiło w obrębie bloku lub linii blokowej. Aby strefa 21.1 zabezpieczenia 21e była w stanie również wyłączać takie zwarcia, należy zastosować drugi stopień czasowy, który z czasem t_2

powinien inicjować całkowite wyłączenie części elektrycznej bloku i doprowadzenie części ciepło-mechanicznej do stanu BLT lub PLK. Czas opóźnienia działania t_2 powinien być dłuższy od czasu opóźnienia działania stopnia pierwszego t_1 strefy 21.1 zabezpieczenia 21e o przyjęty stopień czasowy. Jeżeli wyłącznik blokowy był otwarty (blok pracuje na potrzeby własne) przed pojawieniem się zakłócenia, zaleca się [13], aby strefa 21.1 zabezpieczenia 21e działała z niewielką zwłoką ($t_3 = 0,1$ s) lub bezzwłocznie na całkowite wyłączenie części elektrycznej bloku i doprowadzenie części ciepło-mechanicznej do stanu BLT lub PLK. Zaleca się, aby w taki sposób strefa 21.1 działała również krótko po zamknięciu wyłącznika blokowego (przez czas podtrzymania sygnału WBL o [Wyłącznik blokowy otwarty] $t_0 = 0,2\div 0,5$ s), rezerwując tym samym działanie innych zabezpieczeń chroniących blok przed skutkami załączenia go na zwarcie [13].

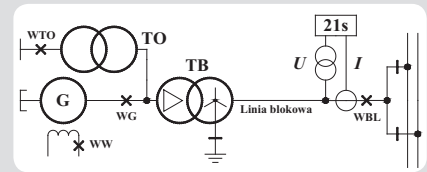
Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s)

Funkcja zabezpieczenia odległościowego bloku zaimplementowana jest w terminalu zabezpieczeniowym, zainstalowanym w polu blokowym stacji przyelektrownianej. Jest to rezerwowa funkcja zabezpieczeniowa bloku i linii blokowej od skutków zwarć w obrębie bloku, linii blokowej i sieci zewnętrznej. Stanowi też rezerwę zabezpieczeń szyn i linii odpływowych stacji przyelektrownianej [2].

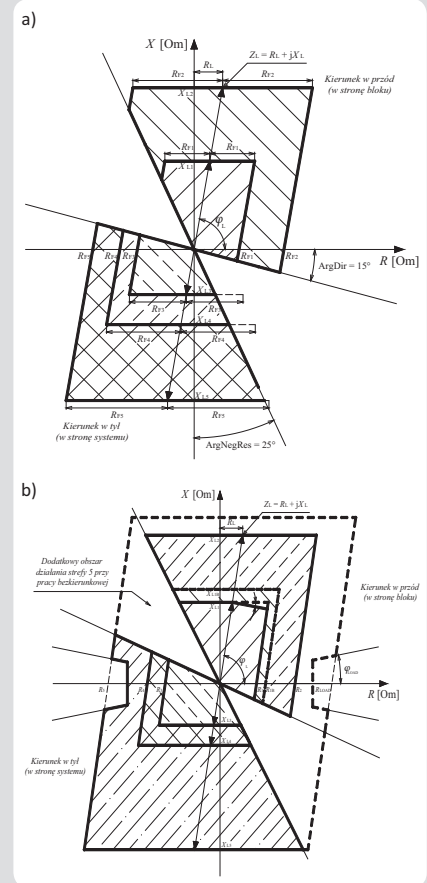
Zabezpieczenie to wyznacza impedancję pętli zwarcia na podstawie pomiaru prądu i napięcia trójfazowego w polu blokowym stacji przyelektrownianej (rys. 3) [1]. Ponieważ dolne uzwojenie transformatora blokowego połączone jest zwykle w trójkąt, zabezpieczenie 21s nie jest w stanie wykrywać zwarć doziemnych po stronie dolnego napięcia transformatora blokowego. Jest ono w stanie wykrywać zwarcia doziemne w linii blokowej, uzwojeniu górnego napięcia transformatora blokowego i sieci zewnętrznej. W związku z tym zabezpieczenie oblicza impedancję zwarcia w sześciu pętlach zwarć (trzech dla zwarć doziemnych i trzech dla zwarć międzyfazowych).

Zabezpieczenie 21s pracuje zwykle z cztero- lub pięciostrefową, dwukierunkową, poligonalną charakterystyką rozruchową. Przykładowe charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia 21s pokazane są na rys. 4a [5] i rys. 4b [9]. Logika działania zabezpieczenia 21s pokazana jest na rys. 5. 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).

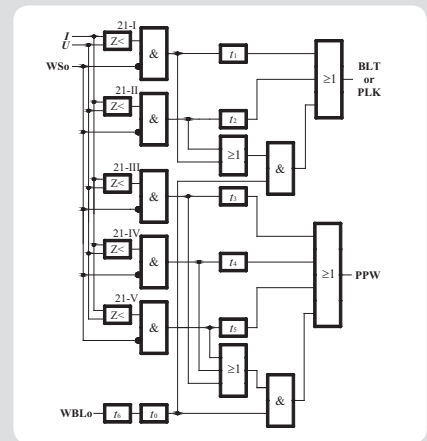
Strefa I powinna obejmować swoim zasięgiem reaktancyjnym całą linię blokową oraz ok. 70÷80% uzwojeń transformatora blokowego. Zasięg rezystancyjny powinien być dobrany analogicznie jak zasięg reaktancyjny. Należy w nim uwzględnić rezystancje linii blokowej i części uzwojenia transformatora blokowego. Rozszerzony zasięg rezystancyjny strefy I powinien być odstroszony od minimalnej impedancji ruchowej. W przypadku stref zabezpieczenia 21s patrzących w stronę bloku (strefa I i II) minimalna impedancja ruchowa wystąpi w czasie



Rys. 3. Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s): układ pracy

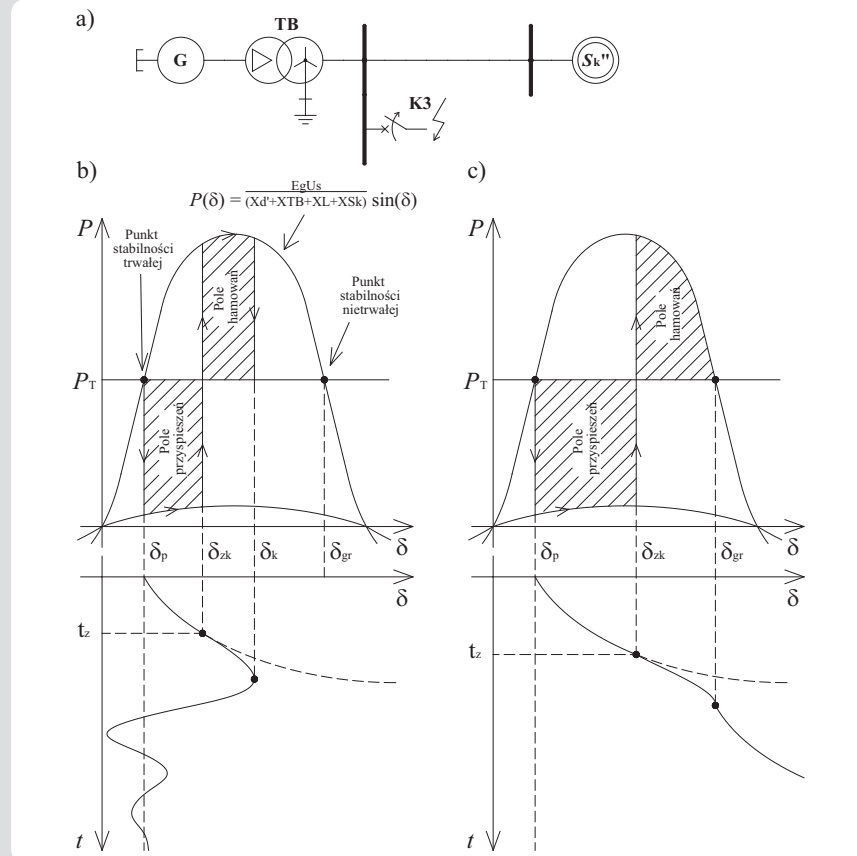


Rys. 4. Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s): charakterystyki rozruchowe przełącznika a) REL 531 firmy ABB, b) 7SA522 firmy SIEMENS



Rys. 5. Zabezpieczenie odległościowe bloku (21s): logika działania

samorozuchu napędów potrzeb własnych, w czasie zasilania ich z systemu elektroenergetycznego. Działanie strefy I zabezpieczenia 21s powinno być bezzwłoczne lub opóźnione o minimalny czas zwłoki ($t_1 = 0,1$ s). Powinno ono powodować wyłączenie części elektrycznej bloku i doprowadzenie części ciepło-mechanicznej bloku do stanu BLT lub PLK. Dla strefy I w przekaźniku realizującym opisywaną funkcję zabezpieczeniową powinno być aktywne działanie dla pętli zwarć międzyfazowych oraz jednofazowych. Strefa II powinna obejmować swoim zasięgiem reaktancyjnym całą linię blokową, 100% uzwojeń transformatora blokowego oraz ok. 60% uzwojeń transformatora odczepowego. Dla strefy II w przekaźniku realizującym opisywaną funkcję zabezpieczeniową powinno być aktywne działanie tylko dla pętli zwarć międzyfazowych. Działanie dla pętli jednofazowych należy dezaktywować ze względu na obejmowanie strefą II transformatora blokowego, który pracuje zwykle z grupą połączeń Yd11 (uzwojenia połączone w trójkąt po stronie generatora). W takiej konfiguracji, przy zwarciu jednofazowym za transformatorem, prąd nie będzie dopływał do miejsca zwarcia od systemu, więc nie będzie też warunków do rozruchu zabezpieczenia. Zasięg rezystancyjny powinien być dobrany analogicznie jak zasięg reaktancyjny. Należy w nim uwzględnić rezystancje linii blokowej, transformatora blokowego i część rezystancji uzwojeń transformatora odczepowego i generatora. Rozszerzony zasięg rezystancyjny strefy powinien być odstrojony od minimalnej impedancji ruchowej, tak jak w przypadku strefy I zabezpieczenia. Działanie strefy II zabezpieczenia 21s powinno być opóźnione o czas t_2 (jeden stopień czasowy zwykle ok. $0,1 \div 0,6$ s). Powinno ono powodować wyłączenie części elektrycznej bloku i doprowadzenie części ciepło-mechanicznej bloku do stanu BLT lub PLK. Pozostałe strefy (III, IV i ewentualnie V) zabezpieczenia 21s powinny być skierowane w stronę systemu, na który pracuje blok. Wszystkie strefy skierowane w stronę systemu powinny mieć aktywne działania dla pętli zwarć międzyfazowych oraz jednofazowych. Strefa III powinna obejmować swoim zasięgiem szyny zbiorcze stacji przyelektrownianej oraz 80% I strefy zabezpieczenia odległościowego najkrótszej linii odpywowej tej stacji. Zasięg rezystancyjny powinien być dobrany analogicznie jak zasięg reaktancyjny. Należy w nim uwzględnić 80% zasięgu rezystancyjnego I strefy zabezpieczenia odległościowego najkrótszej linii odpywowej stacji przyelektrownianej. Rozszerzony zasięg rezystancyjny strefy III powinien być odstrojony od minimalnej impedancji ruchowej. W przypadku stref zabezpieczenia 21s, patrzących w stronę sieci, minimalna impedancja ruchowa wystąpi w czasie maksymalnego obciążenia bloku. Opóźnienie działania strefy III zabezpieczenia 21s powinno być czasowo odstrojone o jeden stopień czasowy od opóźnienia działania strefy I zabezpieczeń odległościowych linii odpywowych stacji przyelektrownianej. Jej zadziałanie powinno powodować otwarcie wyłącznika blokowego i doprowadzenie części ciepło-mechanicznej bloku do stanu PPW.



Rys. 6. Metoda równych pól: a) model generator – sieć, b) kołysania synchroniczne, c) kołysania asynchroniczne

Strefy IV i V zabezpieczenia 21s w analogiczny sposób jak strefa III powinny być nastawione tak, aby swoim działaniem rezerwowały kolejne strefy (odpowiednio strefę II i III) zabezpieczeń odległościowych pól odpywowych stacji przyelektrownianej [13]. Zwłoki czasowe t_1 i t_2 powinny być czasowo odstrojone o jeden stopień czasowy od opóźnienia działania rezerwowych stref zabezpieczeń odległościowych linii odpywowych stacji. Zadziałanie stref IV i V zabezpieczenia 21s powinno powodować otwarcie wyłącznika blokowego i doprowadzenie bloku do stanu PPW.

Zaleca się [13], aby wszystkie strefy zabezpieczenia 21s realizowały logikę bezzwłocznego działania w sytuacji załączenia bloku na zwarcie. Taki sposób działania powinien być aktywny przez krótki czas od momentu zamknięcia wyłącznika blokowego (przez czas podtrzymania sygnału WBL0 [Wyłącznik blokowy otwarty], $t_0 \approx 1$ s). Dzięki takiej logice zabezpieczenie 21s stałoby się rezerwą innych zabezpieczeń chroniących blok przed skutkami załączenia go na zwarcie w systemie lub w obrębie bloku, w czasie zasilania potrzeb własnych z systemu.

3. Blokady kołysaniowe zabezpieczeń podimpedancyjnych jednostek wytórczych

Podobnie jak zabezpieczenia odległościowe pracujące w sieci elektroenergetycznej, również zabezpieczenia podimpedancyjne jednostki wytórczej narażone są na zbędne działanie w czasie kołysań mocy.

Powodem powstawania kołysań mocy w przypadku generatora mogą być zwarcia powstałe w sieci zewnętrznej. W czasie zwarć w sieci oraz krótko po nich wirnik generatora synchronicznego ulega przyspieszeniu i opóźnieniu względem częstotliwości systemu. Kołysania wirnika wywołują wahania wszystkich parametrów elektrycznych, w tym również impedancji mierzonej przez przekaźniki podimpedancyjne jednostki wytórczej [10]. Kołysania generatora mogą mieć charakter synchroniczny lub asynchroniczny. To, czy generator po zwarciu w sieci ulegnie kołysaniom synchronicznym lub asynchronicznym, najłatwiej jest wyjaśnić za pomocą metody równych pól na modelu generator – sieć sztywna (rys. 6) [10, 11].

W układzie z rys. 6a powstaje bliskie zwarcie trójfazowe na początku linii odpywowej stacji przyelektrownianej. Zwarcie to jest likwidowane przez zabezpieczenia tej linii. W uproszczeniu, jeżeli zwarcie zostanie zlikwidowane szybko (np. przez podstawowe zabezpieczenia linii), to uzyskane w czasie zwarcia pole przyspieszeń (proporcjonalne do uzyskanego przyspieszenia wirnika względem częstotliwości systemu) będzie mniejsze od możliwego do uzyskania w danych warunkach przedzwarciających pola hamowań (kąta mocy δ nie przekroczy wartości granicznej δ_{gr}). W takiej sytuacji po likwidacji zwarcia występują tłumione kołysania synchroniczne, poprzez które punkt pracy generatora przyjmie nową ustaloną wartość.

Jeżeli zwarcie zostanie zlikwidowane zbyt wolno (np. przez rezerwowe, zwłoczne zabezpieczenia), to wirnik nabierze w czasie zwarcia na tyle duże przyspieszenie, że po zlikwidowaniu zwarcia generator utraci synchronizm z siecią (pole przyspieszeń będzie większe od pola hamowań, a kąt mocy δ przekroczy wartość graniczną δ_{gr}) i zacznie się kołysać asynchronicznie względem częstotliwości napięcia systemu (kąt mocy δ nie przestanie wzrastać).

To jak szybko wirnik generatora przyspiesza w czasie zwarcia względem częstotliwości systemu (jak szybko zwiększa się w czasie zwarcia kąt mocy δ , a tym samym pole przyspieszeń i pole hamowań), zależy od mechanicznej stałej czasowej turbozespołu T (proporcjonalnej do jego momentu bezwładności) [11]. To, jak duże będą pole przyspieszeń uzyskane w czasie zwarcia, zależy od tego, jakie było obciążenie czynne generatora przed zwarciem (PT) oraz od typu, lokalizacji i czasu trwania zwarcia. Podczas kołysań mocy następujących po likwidacji zwarć trajektorie impedancji mogą przecinać charakterystyki rozruchowe zabezpieczeń podimpedancyjnych. Może dojść do ich zbędnego pobudzenia się lub działania. Działanie zabezpieczeń podimpedancyjnych powinno być w związku z tym blokowane w czasie kołysań mocy. Do wykrywania kołysań i blokowania przełączników służą blokady kołysaniowe.

Najczęściej stosowane są rozwiązania blokad kołysaniowych bazujące na uproszczonym pomiarze szybkości zmian impedancji lub rezystancji widzianej przez przełącznik. Kołysania mocy charakteryzują się małą szybkością zmian impedancji w porównaniu ze zvarciami w sieci. Blokada może zatem rozróżniać kołysania mocy od zwarć poprzez sprawdzanie przyrostów wektora impedancji w czasie. Ponadto kołysania mocy mają charakter trójfazowy (w prądach mierzonych przez zabezpieczenie w czasie kołysań nie powinna pojawiać się składowa przeciwna lub zerowa), w związku z tym blokady działają zwykle na podstawie pomiaru składowej zgodnej impedancji.

4. Wymagania operatora sieci przesyłowej odnośnie stosowania blokad kołysaniowych

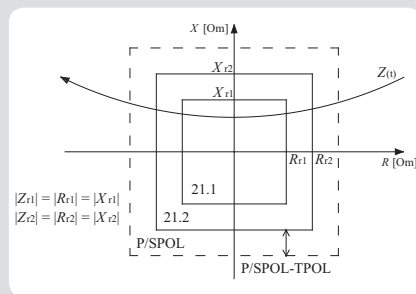
W zabezpieczeniach impedancyjnych generatora (21e) nie jest obecnie wymagane stosowanie blokad kołysaniowych.

W zabezpieczeniach odległościowych bloku (21s) stosowanie blokad kołysaniowych jest wymagane przez Standardową Specyfikację Techniczną „Zabezpieczenie odległościowe linii blokowej 400 kV, 220 kV, 110 kV” PSE SA [12]. Specyfikacja [12] wymaga także, aby blokady kołysaniowe były w stanie wykryć zarówno kołysania synchroniczne, jak i asynchroniczne o częstotliwości 0,5÷5 Hz. Ponadto wszystkie zabezpieczenia 21s powinny mieć możliwość aktywacji blokady o niezależnej charakterystyce rozruchowej i możliwości dezaktywacji w razie pojawienia się dowolnego zwarcia. Blokady muszą mieć też nastawialny czas deblokady, po upływie którego zostanie ona zdjęta niezależnie od panujących warunków.

5. Przykłady blokad kołysaniowych zabezpieczeń impedancyjnych generatora 21e

Obecnie praktycznie tylko firma SIEMENS oferuje blokadę kołysaniową (PSB, ang. *power swing blocking*) zabezpieczeń impedancyjnych generatora (21e). Poniżej przedstawiono pokrótce zasadę działania tej blokady na przykładzie przełącznika 7UM62 [8].

Blokadę PSB funkcji 21e przełącznika 7UM62 tworzy dodatkowa strefa TPOL o zasięgu większym od najdalej sięgającej strefy rozruchowej, podlegającej blokowaniu P/SPOL (rys. 7). Blokady może objąć 1, 2 lub obie strefy rozruchowe zabezpieczenia. Nastawiana jest odległość strefy TPOL od największej strefy P/SPOL oraz minimalna szybkość zmian impedancji ($\Delta Z/\Delta t$). Od wejścia wektora impedancji do strefy TPOL obliczana jest szybkość zmian impedancji w oknie 20 ms [8]. Jeżeli ma miejsce zwarcie, to szybkość zmian impe-



Rys. 7. Charakterystyka blokady kołysaniowej funkcji 21e przełącznika 7UM62 firmy SIEMENS

dancji jest duża – większa od nastawionej wartości, a ponadto pierwsza wartość $\Delta Z/\Delta t$ zostanie obliczona, gdy tylko wektor impedancji znajduje się będzie zarówno w strefie blokady, jak i w strefie blokowanej. W takiej sytuacji aktywacja blokady nie będzie możliwa do chwili opuszczenia strefy blokowanej [8]. Jeżeli mają miejsce kołysania mocy, to szybkość zmian impedancji jest znacznie mniejsza niż w czasie zwarć – wyznaczona wartość $\Delta Z/\Delta t$ powinna być mniejsza niż wartość nastawiona. W takiej sytuacji blokady zostanie aktywowana, kiedy

wektor impedancji wejdzie w strefę blokowaną. Aby aktywacja blokady była możliwa, jej warunki muszą być spełnione dla trzech faz [8].

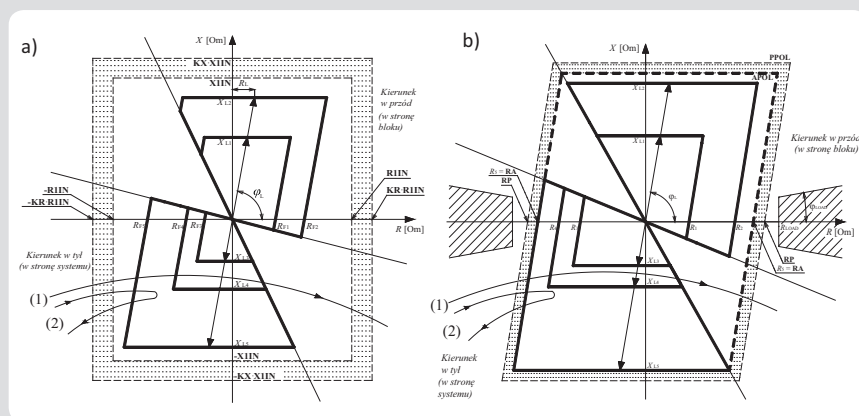
Dezaktywacja blokady kołysaniowej funkcji 21e przełącznika 7UM62 nastąpi, jeśli upłynie czas deblokady (nastawialny T-ACTION P/S) albo wektor impedancji opuści strefy blokowane lub też zmierzona szybkość zmian impedancji zwiększy się ponad nastawioną wartość albo jeśli w mierzonym przez przełącznik prądzie pojawi się składowa przeciwna, mogąca świadczyć o powstaniu zwarcia niesymetrycznego [8].

6. Blokady kołysaniowe zabezpieczeń odległościowych bloku (21s)

W przypadku funkcji zabezpieczenia odległościowego bloku praktycznie wszyscy producenci przełączników oferują blokady kołysaniowe. Najczęściej stosowanymi rozwiązaniami, podobnie jak w przypadku blokad zabezpieczeń 21e, są te oparte na sprawdzaniu szybkości zmian impedancji lub na sprawdzaniu wielkości jej przyrostów. Poniżej zostaną przedstawione dwa typy blokad oparte na powyższych zasadach. Firma ABB w przełączniku REL 531 oferuje blokadę kołysaniową PSD (ang. *power swing detection*). Charakterystyki rozruchowe blokady pokazano na rys. 8a [5].

Blokadę tworzą dwie dodatkowe prostokątne strefy o zasięgu większym niż blokowane strefy. W nastawieniach blokady określa się zasięg rezystancyjny i reaktancyjny strefy wewnętrznej oraz współczynniki KR i KX, określające zasięg strefy zewnętrznej. Od wejścia wektora impedancji do zewnętrznej strefy PSD zliczany jest czas Δt do wejścia w strefę wewnętrzną. Jeżeli zmierzony czas Δt jest krótszy od nastawionych czasów, blokady uznaje, że ma miejsce zwarcie. Jeśli czas Δt jest większy od nastawionych czasów, blokady jest aktywowana [5].

Blokady PSD przełącznika REL 531 ma nastawialne dwa czasy Δt : tP1, sprawdzany przy pierwszym przejściu trajektorii impedancji przez strefy PSD, oraz tP2, sprawdzany przy kolejnych przejściach. Blokady traktuje serię pobudzeń stref PSD jako jedno zdarzenie, jeżeli czas przerwy pomiędzy nimi jest krótszy niż czas tH. Jeśli czas przerwy pomiędzy pobudzeniami jest dłuższy od tH, stan blokady jest zerowany



Rys. 8. Charakterystyki rozruchowe blokad kołysaniowych zabezpieczeń odległościowych bloku (21s): a) REL 531 firmy ABB, b) 7SA522 firmy SIEMENS

(przy następnym pobudzeniu sprawdzany będzie czas tP1) [5].

Blokada PSD dezaktywowana jest, kiedy upłynie czas deblokady (podstawowy tR2 lub dodatkowy tR1, odliczany zamiast tR2, jeśli w czasie trwania blokady pojawi się składowa zerowa prądu) lub kiedy wektor impedancji opuści obie strefy blokady. Jeżeli w prądzie mierzonym przez przekątnik REL 531 przed pobudzeniem blokady PSD pojawiła się składowa zerowa, blokada nie zostanie aktywowana [5].

Firma SIEMENS w przekątniku 7SA522 oferuje blokadę kołysaniową PSD (ang. *power swing detection*) pracującą z charakterystykami rozruchowymi pokazanymi na rys. 8b [9].

Blokadę tworzy dodatkowa poligonalna strefa PPOL odsunięta od blokowanej strefy o największym zasięgu APOL. Strefa APOL na potrzeby blokady traktowana jest jako bezkierunkowa. Odległość strefy PPOL od APOL jest nienastawialna i zależy od nastawienia prądu znamionowego strony wtórnej przekładników prądowych ($Z_{diff} = 1 \Omega / 5 \Omega$). Od wejścia wektora impedancji do strefy PPOL obliczane są przyrosty rezystancji dR i reaktancji dX w oknie 5 ms. Na podstawie wyznaczonych przyrostów sprawdzane są następujące kryteria blokady [9]:

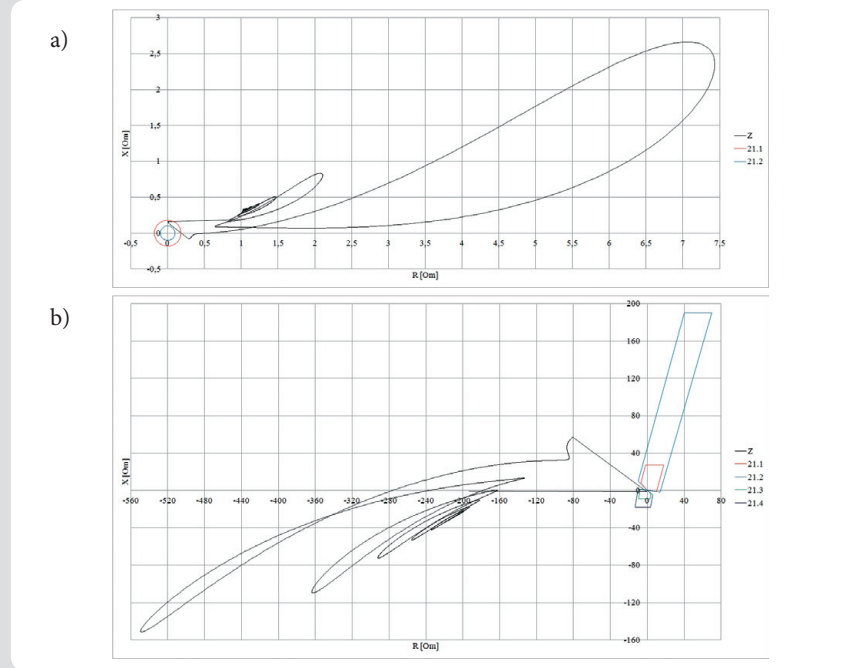
1. Czy impedancje mierzone w trzech fazach są symetryczne (brak składowej zerowej lub przeciwnej impedancji)
2. Czy nie dochodzi do skokowych zmian impedancji (czy przyrosty nie są zbyt duże)
3. Czy nie zmienia się kierunek ruchu wektora impedancji w osi R (czy ruch jest monotoniczny)
4. Czy trajektorie impedancji lokuje się w obszarze niestabilności lokalnej.

Blokada jest aktywowana indywidualnie dla każdej fazy, jeśli spełnione są dla niej wszystkie kryteria [9]. Warunki aktywacji blokady są sprawdzane, dopóki wektor impedancji nie opuści strefy PPOL. Pobudzenie blokady zostanie zresetowane po opuszczeniu strefy PPOL lub kiedy przestanie być spełniane kryterium 1 lub 2. Jeżeli jednak w trakcie trwania blokady kryteria przestaną być spełniane lub wektor impedancji opuści strefę PPOL, blokada pozostanie utrzymywana do upływu nastawialnego czasu deblokady (68 Trip Delay) [9].

7. Zagrożenie zbędnym działaniem zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku po długo likwidowanych zwarcia w sieci zewnętrznej

Jak napisano wcześniej, w następstwie zwarcia w sieci zewnętrznej generator narażony jest na synchroniczne i asynchroniczne kołysania jego wirnika względem częstotliwości sieci. To, czy po zwarcu generator utraci synchronizm i będzie kołysał się asynchronicznie względem systemu, zależy od inercji turbozespołu, obciążenia generatora przed zwarcem oraz od lokalizacji, typu i czasu trwania zwarcia [10, 11].

Z przeprowadzonych na potrzeby pracy [13] badań na modelu sieci KSE oraz z badań na modelu dwumaszynowym (rys. 6a), przeprowadzonych na potrzeby pracy [14], wynika, że synchroniczne kołysania wirnika generatora, następujące po szybko zlikwidowanym zwarcu w sieci (zwykle $t_z < 125$ ms), nie zagrażają zbędnym pobudzeniem się i działaniem zabezpieczenia impedancyjnego generatora (21e) i odległościowego



Rys. 9. Synchroniczne kołysania impedancji powstałe po szybko wyłączonym, bliskim, trójfazowym zwarcu w sieci ($t_z = 100$ ms), widziane przez zabezpieczenia: a) impedancyjne generatora 21e, b) odległościowe bloku 21s

bloku (21s). Powyższą sytuację ilustrują poniższe trajektorie impedancji widziane przez funkcję 21e (rys. 9a) i 21s (rys. 9b).

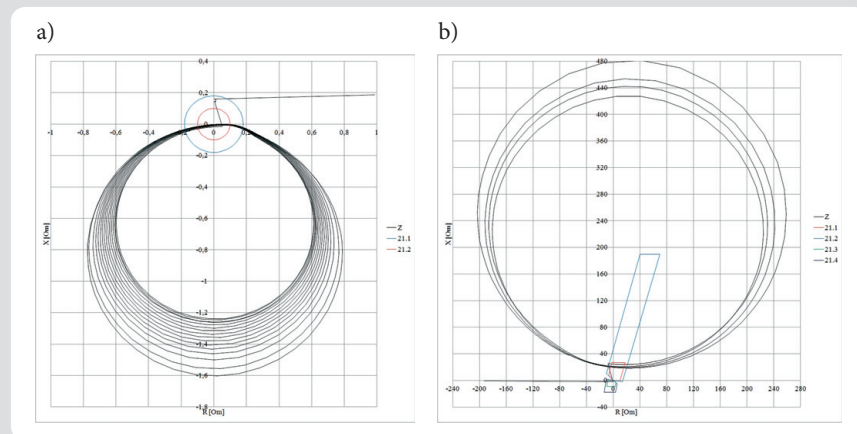
Na rys. 9 wartości chwilowe impedancji zostały określone na podstawie chwilowych wartości skutecznych prądów, napięć oraz chwilowego przesunięcia fazowego między tymi sygnałami.

Jeżeli zwarcie w sieci będzie trwało na tyle długo, że po jego zakończeniu generator utraci synchronizm z siecią i rozpoczną się jego kołysania asynchroniczne, to pobudzeniu mogą ulec obie strefy zabezpieczenia 21e. Może też dojść do zbędnego zadziałania, w szczególności strefy 21.2 zabezpieczenia 21e działającej bezzwłocznie lub z minimalnym czasem zwłoki. W przypadku zabezpieczenia odległościowego 21s, w powyższej sytuacji pobudzeniu mogą ulec obie strefy patrzące w stronę bloku. Może dojść do zbędnego działania strefy I działającej bezzwłocznie lub z małym czasem zwłoki, zwłaszcza jeśli

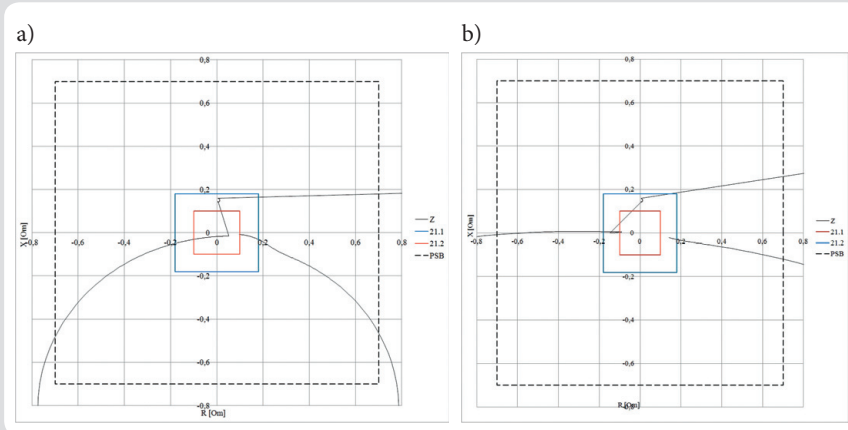
moc zwarcia sieci przed zwarcem była nieduża. Sytuację tę ilustrują poniższe trajektorie impedancji widziane przez funkcję 21e (rys. 10a) i 21s (rys. 10b).

Zbędne działanie zabezpieczeń 21e lub 21s w czasie kołysań asynchronicznych generatora jest niekorzystne dla pracy systemu. W wyniku jego działania blok doprowadzany jest do stanu BLT lub PLK. Wydłuża to czas restartu bloku i stwarza ryzyko powstania blackoutu na skutek deficytu mocy [10]. W tej sytuacji blok powinien zostać odcięty od sieci i doprowadzony do stanu PPW przez zabezpieczenie od skutków poślizgu biegunów (78). Takie działanie pozwala na szybki restart bloku po utracie synchronizmu. Dodatkowo zabezpieczenie 78 wysłał sygnały sterujące w chwili dogodnej dla wyłącznika [3, 4, 6, 7, 8].

W powyższej sytuacji narażone na zbędne zadziałanie strefy zabezpieczeń 21e (strefa 21.2) i 21s (strefa I) powinny zostać



Rys. 10. Asynchroniczne kołysania impedancji powstałe po powolnie wyłączonym, bliskim, trójfazowym zwarcu w sieci ($t_z = 300$ ms), widziane przez zabezpieczenia: a) impedancyjne generatora 21e, b) odległościowe bloku 21s



Rys. 11. Kołysania asynchroniczne po powolnym wyłączeniu, bliskim, trójfazowym zwarcium w sieci, widziane przez zabezpieczenia 21e: a) skokowe przejście do strefy 21.2, b) wkroczenie do strefy 21.2 ze strefy 21.1

zablokowane przez blokady kołysaniowe. Badania symulacyjne [13, 14] wskazują jednak na to, że dostępne blokady kołysaniowe opierające się na sprawdzaniu szybkości zmian impedancji (a w zasadzie na obliczaniu przyrostów rezystancji i reaktancji w określonych oknach czasowych lub sprawdzaniu czasów przejścia wektorów impedancji pomiędzy strefami) mogą nie być w stanie poprawnie rozpoznać rozwijania się kołysań asynchronicznych generatora po długotrwałym zwarcium, a następnie jako kołysań mocy wymagających zablokowania przekąźnika.

Największe ryzyko zbędnego działania wymienionych stref zabezpieczeń 21e i 21s powstaje w pierwszej chwili po likwidacji zwarcia, kiedy wektor impedancji może skokowo przemieścić się w pobliże punktu (0;0) na płaszczyźnie impedancji, a następnie rozpocząć kołysania asynchroniczne. W tej sytuacji wektor impedancji może po zwarcium skokowo przemieścić się do wnętrza strefy 21.2 zabezpieczenia 21e lub strefy I zabezpieczenia 21s i pozostać w nich na tyle długo, aby spowodować zbędne działania tych zabezpieczeń. W omawianej części koła zataczanego przez wektor $Z(t)$ w czasie kołysań asynchronicznych szybkość zmian impedancji jest najmniejsza w całym obrocie asynchronicznym (będzie ona tym mniejsza, im mniejsza będzie w zaistniałej sytuacji różnica powierzchni pola przyspieszeń uzyskanego w czasie zwarcia i pola hamowań dostępnego w danych warunkach po zwarcium) [14].

W przypadku dostępnych dla zabezpieczenia 21e blokad PSB należy rozpatrzyć dwa przypadki ich konfiguracji. W pierwszym przypadku blokada obejmuje obie strefy 21e. W razie rozwoju kołysań asynchronicznych po likwidacji zwarcia, które lokowało się w strefie 21.1, wektor impedancji może po zwarcium nie opuścić strefy 21.1, lecz skokowo przemieścić się do strefy 21.2 (jak na rys. 11a) lub w jej pobliżu i wkroczyć do niej w czasie rozwijania się pierwszego obrotu asynchronicznego (jak na rys. 11b). W tej sytuacji nawet jeśli kryteria blokady będą spełnione, to jej aktywacja nie będzie możliwa (po pobudzeniu strefy 21.1 na skutek zwarcia wektor impedancji nie opuścił jej po zlikwidowaniu zakłócenia – blokada może uznać, że dalej ma miejsce zwarcie w strefie 21.1)

i strefa 21.2 będzie mogła zadziałać zbędnie już po zaniknięciu zwarcia.

W drugiej możliwej konfiguracji blokady PSB zabezpieczenia 21e obejmuje ona tylko bezzwłoczną strefę 21.2. W takim przypadku istnieje ryzyko, że warunki blokady zostaną spełnione praktycznie po każdym zwarcium trójfazowym w strefie 21.1, trwającym powyżej 20 ms (czas trwania okna wyznaczania $\Delta Z/\Delta t$ [8]), ponieważ szybkość zmian impedancji w czasie zwarcia będzie praktycznie zerowa, a wektor impedancji będzie przebywał wewnątrz strefy blokady i na zewnątrz strefy blokowanej. W tej sytuacji, jeśli powstanie zwarcie trójfazowe w obrębie obwodów dolnego napięcia bloku, w czasie trwania pobudzenia strefy 21.1, strefa 21.2 zostanie prawdopodobnie zbędnie zablokowana. Taka konfiguracja niesie zatem teoretyczne ryzyko powstania brakującego zadziałania strefy 21.2.

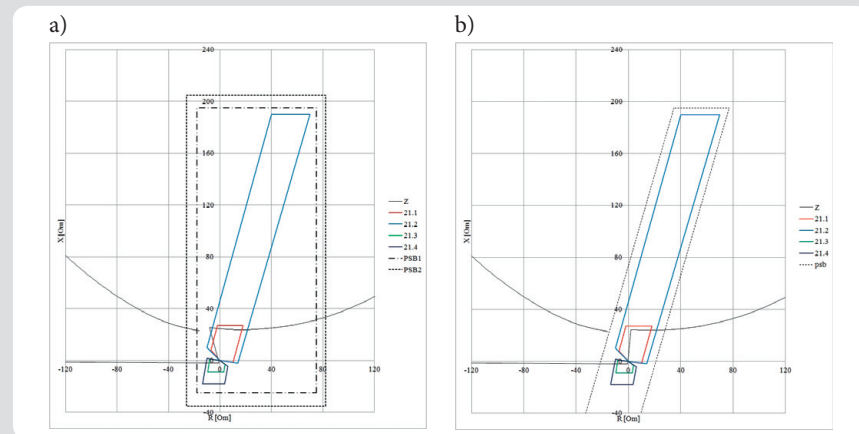
W przypadku blokad kołysaniowych zabezpieczeń odległościowych bloku 21s, działających na zasadzie pomiaru czasu przejścia trajektorii impedancji pomiędzy dodatkowymi strefami podimpedancyjnymi (np. w przekąźniku REL 531 firmy ABB), w czasie rozwijania się kołysań asynchronicznych generatora po zwarcium w sieci (w strefach III, IV lub V zabezpieczenia), wektor impedancji

może nie wyjść poza strefy blokady, tylko od razu przemieścić się w pobliżu charakterystyk ruchowych zabezpieczenia (rys. 12a). W tej sytuacji blokada może nie być w stanie zauważyć kołysań asynchronicznych, następujących po długo likwidowanym zwarcium aż do momentu rozpoczęcia się drugiego obrotu asynchronicznego – szybko działająca strefa I zabezpieczenia 21s może zbędnie zadziałać już po zlikwidowaniu zwarcia w sieci. Ta sytuacja jest tym bardziej prawdopodobna, im mniejsza jest moc zwarcia w systemie i mniejsza jest mechaniczna stała czasowa turbozespołu.

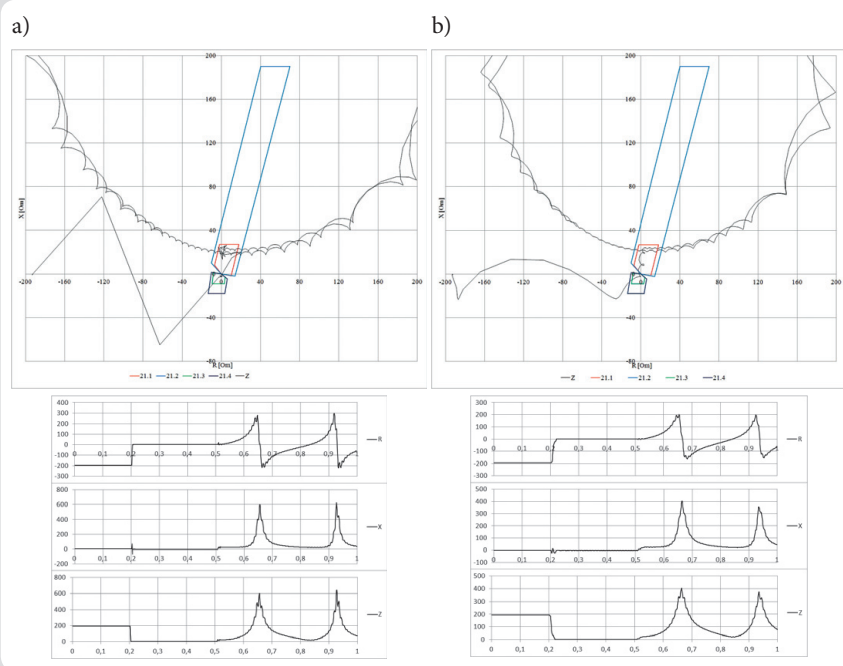
W przypadku blokad kołysaniowych zabezpieczeń 21s, działających na zasadzie pomiaru przyrostów rezystancji (dR) i reaktancji (dX) w określonym oknie czasowym (np. 5 ms) i sprawdzających na podstawie tych wartości kryteria wyróżniające kołysania mocy (np. w przekąźniku 7SA522 firmy SIEMENS), w czasie rozwijania się kołysań asynchronicznych generatora po zwarcium w sieci (w strefach III, IV lub V zabezpieczenia), wektor impedancji po wyłączeniu zakłócenia może na tyle szybko (skokowo) przemieścić się do szybko działającej strefy I zabezpieczenia, że blokada nie zdąży zaktualizować w tym czasie wartości przyrostów dR i dX (rys. 12b). W tej sytuacji blokada może nie być w stanie zablokować zabezpieczenia 21s, pozwalając na zbędne zadziałanie strefy I już po wyłączeniu zwarcia w sieci (w strefach III, IV lub V). Również w tym przypadku opisywana sytuacja będzie tym bardziej prawdopodobna, im mniejsza będzie moc zwarcia w systemie i mniejsza będzie mechaniczna stała czasowa turbozespołu.

8. Wpływ algorytmu wyznaczania impedancji na ryzyko zbędnego działania zabezpieczeń podimpedancyjnych generatora w czasie asynchronicznych kołysań mocy

Pokazane powyżej trajektorie impedancji zostały wyznaczone (dla uproszczenia analizy) z chwilowych wartości skutecznych prądów i napięć oraz przy znajomości chwilowego przesunięcia fazowego pomiędzy nimi. Takie podejście pozwala na obserwację trajektorii impedancji widzianych niejako po stronie pierwotnej przekładników, a więc



Rys. 12. Zachowanie się blokady kołysaniowej zabezpieczenia 21s w czasie kołysań asynchronicznych po powolnym wyłączeniu, bliskim, trójfazowym zwarcium w sieci: a) blokada wyznaczająca czas przejścia impedancji między dodatkowymi strefami, b) blokada wyznaczająca przyrosty dR i dX



Rys. 13. Trajektorie impedancji widziane przez zabezpieczenia 21s w czasie kołysań asynchronicznych po powolnie wyłączonym, bliskim, trójfazowym zwarciu w sieci, przy zastosowaniu algorytmu wyznaczania impedancji: a) A3 Łobosa, b) Phadke/Ibrahima

również przed filtracją w układach wejściowych przekąźnika i bez uwzględnienia zastosowanego algorytmu wyznaczania impedancji.

Aby lepiej zrozumieć, jak trajektorie impedancji „widzi” funkcja podimpedancyjna przekąźnika, należy w badaniach symulacyjnych odwzorować zastosowany w przekąźniku układ filtrów oraz zaimplementowany algorytm wyznaczania impedancji. Niestety, informacje na temat zastosowanych w danym przekąźniku układów filtracji (analogowej i cyfrowej) oraz na temat zastosowanego algorytmu wyznaczania impedancji znacząco wykraczają poza wiedzę przekazaną odbiorcy w dostępnej dokumentacji techniczno-ruchowej zabezpieczenia – informacje te znane są praktycznie tylko konstruktorom urządzenia i stanowią tajemnicę handlową producenta. Wpływ algorytmu wyznaczania impedancji oraz zastosowania filtracji cyfrowej został pokazany na rys. 13.

Rys. 13a pokazuje fragment trajektorii impedancji z rys. 12b widzianej przez przekąźnik odległościowy przy zastosowaniu szybkiego algorytmu typu A3 Łobosa [15]. Algorytm ten wyznacza chwilową wartość rezystancji i reaktancji z trzech ostatnich próbek wartości chwilowych prądu i napięcia. Pozwala zatem na szybkie oszacowanie wartości chwilowej impedancji, jednak kosztem mocnego zafałszowania jej trajektorii, wynikającego z obecności składowych harmonicznych i aperiodycznych w przebiegach wejściowych [15]. W przypadku tego algorytmu przejście z punktu zwarciowego na płaszczyźnie impedancji do punktu rozpoczynającego pierwszy obrót asynchroniczny ma charakter skokowy (praktycznie tak jak ma to miejsce w rzeczywistości). Zastosowanie tego algorytmu może zatem zwiększyć ryzyko zbędnego działania zabezpieczeń 21e lub 21s w chwili rozpoczęcia kołysań

asynchronicznych po zakończeniu zwarcia w sieci.

Rys. 13b pokazuje fragment trajektorii impedancji z rys. 12b widzianej przez przekąźnik odległościowy przy zastosowaniu dokładnego, lecz wolnego algorytmu Phadke/Ibrahima [15]. Algorytm ten wyznacza chwilową wartość rezystancji i reaktancji na podstawie próbek w liczbie odpowiadającej całemu okresowi podstawowej harmonicznej sygnałów (przy częstotliwości próbkowania równej 1000 Hz algorytm potrzebuje 20 próbek sygnałów prądu i napięcia). Żatem jest on znacznie wolniejszy w porównaniu z algorytmem A3 Łobosa, ale jednocześnie uzyskane za jego pomocą trajektorie impedancji są gładziej i mniej podatne na zakłócenia od składowych sygnałów o innej częstotliwości. Duża liczba próbek wymagana w algorytmie działa jak filtr dolnoprzepustowy, tłumiący zafałszowania zauważalne w szybkich metodach wyznaczania impedancji i wprowadzający znaczne obniżenie dynamiki zmian impedancji. W związku z tym przy zastosowaniu tego algorytmu przejście z punktu zwarciowego na płaszczyźnie impedancji do punktu rozpoczynającego pierwszy obrót asynchroniczny ma znacznie wolniejszy charakter w porównaniu z metodą A3 Łobosa (jest to zafałszowanie w stosunku do rzeczywistego skokowego przebiegu, wynikające ze sposobu wyznaczania impedancji). Zastosowanie tego algorytmu może zatem obniżyć ryzyko zbędnego działania zabezpieczeń 21e lub 21s w chwili rozpoczęcia kołysań asynchronicznych po zakończeniu zwarcia w sieci. Daje ono bowiem szansę na zadziałanie blokady kołysaniowej, bazującej na obliczaniu przyrostów rezystancji i reaktancji (pod warunkiem że wektor impedancji nie przemieści się po zwarciu bezpośrednio do zagrożonych stref). Blokady bazujące na sprawdzaniu czasu

przejścia pomiędzy dodatkowymi strefami dalej będą narażone na niewykrzyce kołysań przy pierwszym obrocie asynchronicznym. Wadą powyższej metody jest wydłużenie czasu własnego przekąźnika.

9. Podsumowanie

W skład zabezpieczeń bloków wytwórczych wchodzi zabezpieczenia podimpedancyjne: impedancyjne generatora (21e) i odległościowe bloku (21s). Są to rezerwy zabezpieczenia bloku i linii blokowej od skutków zwarć w obrębie bloku i linii blokowej. Jednocześnie stanowią one podstawowe zabezpieczenie bloku od skutków zwarć w stacji przyelektrownianej i sieci zewnętrznej. Zabezpieczenia te mogą współpracować z blokadami kołysaniowymi, działającymi np. na zasadzie określania szybkości zmian impedancji mierzonej przez przekąźnik.

Powodem stosowania blokad kołysaniowych zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku jest ryzyko ich zbędnego działania w czasie kołysań mocy występujących w następstwie zwarcia w sieci zewnętrznej.

Na podstawie badań symulacyjnych [13, 14] stwierdzono, że w czasie synchronicznych kołysań mocy, następujących po szybko wyłączonych zwarciach w sieci, nie ma zagrożenia zbędnym pobudzeniem się lub zadziałaniem zabezpieczeń 21e lub 21s.

Jeżeli zwarcie w sieci trwa na tyle długo, że generator po jego wyłączeniu traci synchronizm, pojawia się zagrożenie zbędnego działania stref zabezpieczeń działających bezzwłocznie lub z minimalnymi zwłokami, na skutek skokowego przemieszczenia się końca wektora impedancji mierzonej przez przekąźnik w pobliże lub do wnętrza tych stref.

Zbędne działanie zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku w czasie kołysań asynchronicznych generatora jest niekorzystne dla pracy systemu. W wyniku ich zbędnego działania część elektryczna i ciepłomechaniczna bloku jest całkowicie wyłączana. Wydłuża to czas restartu i stwarza ryzyko powstania blackoutu na skutek deficytu mocy. W tej sytuacji blok powinien zostać odcięty od sieci przez zabezpieczenie od skutków poślizgu biegunów (78).

Istnieje obawa, że dostępne obecnie blokady kołysaniowe zabezpieczeń 21e i 21s mogą nie być w stanie poprawnie rozpoznać rozwijających się asynchronicznych kołysań generatora, następujących po długo likwidowanym zwarcie w sieci. Blokady mogą nie być w stanie zablokować zabezpieczenia, pozwalając na jego zbędne zadziałanie, a w innych konfiguracjach mogą powodować zbędne blokowanie przekąźnika. Będzie to tym bardziej prawdopodobne, im mniejsza będzie moc zwarciowa w systemie i mechaniczna stała czasowa turboszespołu. Jak pokazują przytoczone wyniki symulacji, duży wpływ na zachowanie się przekąźnika podimpedancyjnego w obliczu opisywanej sytuacji ma zastosowany algorytm wyznaczania impedancji oraz obróbka wstępna sygnałów (filtracja analogowa i cyfrowa). Algorytmy szybkie pozwalają na osiągnięcie dynamiki zmian impedancji mierzonej przez przekąźnik bliskiej rzeczywistej. Ponoszą one jednak z tego samego powodu ryzyko zbędnego zadziałania szybkich stref zabezpieczeń 21e i 21s w chwili rozpoczęcia kołysań asynchronicznych, po zbyt

dłuższej likwidacji zwarcia w sieci. Algorytmy wolniejsze obniżają dynamikę zmian impedancji widzianej przez przełącznik, a co za tym idzie, dają szansę na poprawne wykrycie przez niektóre rozwiązania blokad kołysaniowych rozpoczęcia się kołysań asynchronicznych, po zbyt długiej likwidacji zwarcia w sieci, zmniejszając tym samym ryzyko zbędnego działania zabezpieczeń 21e i 21s. Wadą stosowania wolnych metod jest wydłużenie czasu własnego przełącznika.

Powyższe problemy należy dalej weryfikować za pomocą możliwie dokładnych badań symulacyjnych oraz (w miarę możliwości) za pomocą badań statystycznych. Badania statystyczne pozwoliłyby na zweryfikowanie wyników badań symulacyjnych i określenie, czy opisywane problemy występują tylko teoretycznie, czy również w rzeczywistości. Bardzo wartościowe byłoby sprawdzenie dostępnych zabezpieczeń 21e i 21s za pomocą cyfrowych testerów, poprzez wymuszenie przebiegów prądów i napięć wygenerowanych w programach symulacyjnych (np. w formacie Comtrade). Pozwoliłoby to na uwzględnienie sposobu obróbki wstępnej sygnałów wejściowych oraz algorytmu wyznaczania impedancji zastosowanych w badanym przełączniku.

Jeżeli wyniki powyżej zaproponowanych badań będą negatywne lub nie w pełni satysfakcjonujące, należy podjąć próbę opracowania nowej logiki działania zabezpieczeń 21e i 21s oraz nowego algorytmu działania blokad kołysaniowych, pozwalających

na poprawną pracę zabezpieczeń podimpedancyjnych bloku w sytuacji rozwijania się asynchronicznych kołysań generatora w następstwie powolnie likwidowanych zwarc w sieci zewnętrznej.

Bibliografia

1. Żydanowicz J., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, Warszawa, WNT 1966.
2. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, Warszawa, WNT 1999.
3. Kopex Electric Systems SA, Biblioteka funkcji przełączników, logiki, pomiarów, Tychy 2006.
4. Kopex Electric Systems SA, CZAZ-GT: opis zabezpieczeń, Tychy 2006.
5. ABB, Application manual REL 531 – High speed line distance protection terminal, 2003.
6. ABB, Generator protection IED REG 670 – Technical reference manual, wersja 1.1, Szwecja.
7. ABB, Mikroprocesorowe zabezpieczenie generatora REG 316*4, Warszawa, 1997.
8. Siemens, SIPROTEC 7UM62 V.4.1 Multifunctional Generator, Motor and Transformer Protection relay, 2002.
9. Siemens, SIPROTEC Distance protection 7SA522 V4.65 and higher – Manual, 2009.
10. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego; Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
11. Bernas S., Systemy elektroenergetyczne, Warszawa, WNT 1982.
12. PSE Operator SA, Standardowe specyfikacje techniczne: Zabezpieczenie odległościowe linii blokowej 400 kV, 220 kV, 110 kV, Warszawa, marzec 2008.
13. 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 wykonana przez Instytut Energetyki i Politechnikę Gdańską dla PSE Operator SA, Warszawa, 2010 (Etap I) i 2011 (Etap II).
14. Dytry H. i in., Koordynacja zabezpieczeń elektroenergetycznych od zakłóceń zewnętrznych generatorów przyłączonych do szyn rozdzielni bezpośrednio oraz przez transformator blokowy z zabezpieczeniami sieci, Instytut Energetyki, praca statutowa, Warszawa 2011.
15. Nelles D., Opperskalski H., Digitaler Distanzschutz – Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen, DUV, Wiesbaden 1991.

W referacie wykorzystano informacje zawarte w danych katalogowych przełączników.

Marcin Lizer

mgr inż.

Instytut Energetyki w Warszawie

e-mail: marcin.lizer@ien.com.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2009). Obecnie pracuje w Pracowni Automatyki Elektroenergetycznej Instytutu Energetyki w Warszawie. Zakres jego zainteresowań zawodowych i naukowych obejmuje zagadnienia związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową jednostek wytwórczych, rozproszonych źródeł energii oraz przesyłowych i dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych, a także kwestie związane ze stabilnością pracy jednostek wytwórczych w czasie zakłóceń.