

Structure of the Automatic Protection of a 2-tank Symmetric Phase Shifting Transformer

Authors

Tomasz Bednarczyk
Adrian Halinka
Piotr Adrian Rzepka
Mateusz Szablicki

Keywords

phase shifting transformer, automatic protection, transformer, disturbance

Abstract

Phase shifting transformers (PST) are new elements in the Polish power system. Their main task is to enable the transmission system operator to control the active power flows at the cross-border connection between the Polish and the German power systems.

The paper presents the design characteristics of a 2-tank, 3-phase, symmetric phase shifting transformer (including key structural aspects) and the idea of its operation. A description of the structure of the automatic protection applied to this phase shifting transformer is included, with consideration of the measuring transducer locations and the protection criteria employed in the protection from the effects of high current short circuits.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017301

Received: 12.02.2017

Received in revised form: 19.06.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. Phase shifting transformer application in the power system

A phase shifting transformer is used to control the active power flow of in a complex transmission grid to improve its transmission capacity, reliability and operational security. It is an effective and cost-efficient tool to improve the power flow control reliability and efficiency in an overloaded transmission line in which it is installed. In the Polish power system, the phase shifting transformers are used to control the active power flow with a transformer set (Fig. 1) consisting of a series transformer and a booster transformer.

The basic concept of phase angle control in a phase shifting transformer consists in adding an additional voltage (quadrature voltage ΔU) to the voltage in the main circuit, to increase or decrease the active power flow.

2. Phase shifting transformer design solutions

There are many different phase shifting transformer designs. In a simplified way, this is shown in Tab. 1, according to two breakdown criteria, i.e. the number of cores and the connection.

This paper discusses a 2-core symmetric phase shifting transformer (Fig. 2). It consists of two separate transformer units interconnected galvanically. The main unit is called series transformer, the primary winding of which is divided into two symmetric parts, i.e. source side "S" and load side "L". The series transformer's secondary winding is connected in a triangle with an ARS Advanced Retard Switch inserted in the main circuit. The additive unit (excitation unit) is a 2-winding booster transformer with a YNyn0 connection. In Fig. 2, as well as in the whole study, the colour identification of windings' and of transformer units'

Number of cores	1-core			2-core	
Connection	symmetric	asymmetric	hexagonal	symmetric	asymmetric

Tab. 1. Phase shifting transformer design solutions

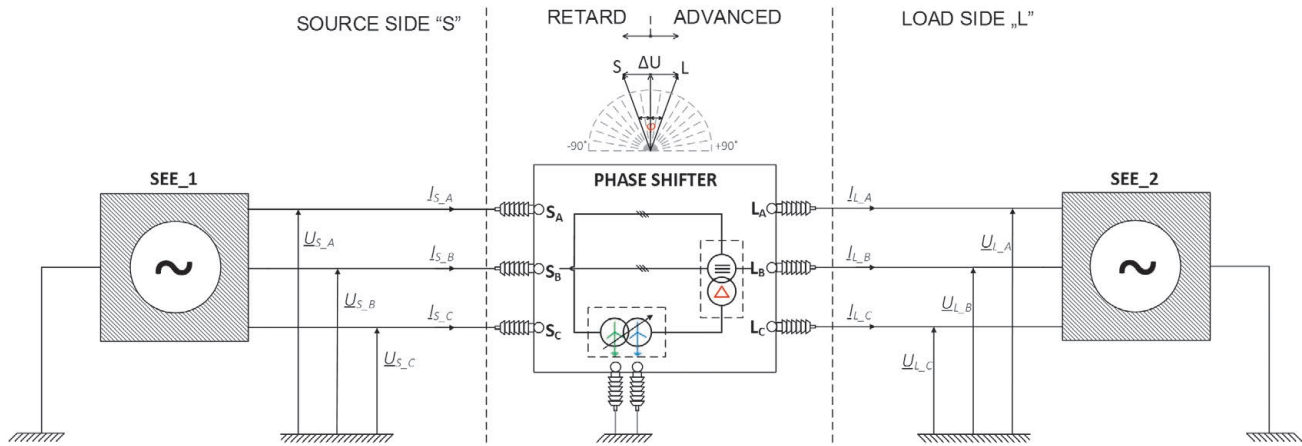


Fig. 1. Phase shifting transformer diagram

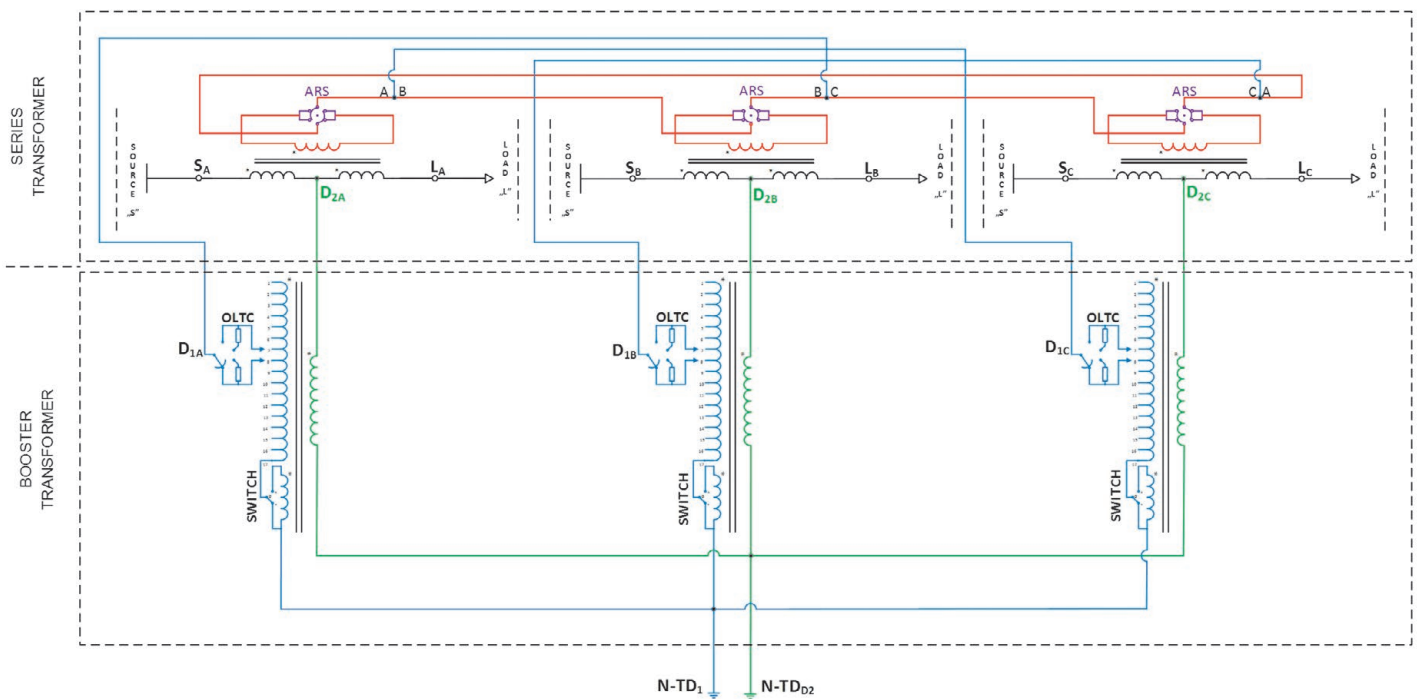


Fig. 2. Symmetric phase shifting transformer design [1]

connections is adopted: **series transformer** windings – **primary** (series), **secondary (D)**, booster transformer windings – **primary (YN)**, **secondary (yn)**.

2.1. Series transformer

A series transformer is the phase shifting transformer’s main element, with the winding connected in series to the circuit between power substation busbars (source side – “S”) and transmission line (load – “L”). Because of the phase shifting transformer’s symmetrical design, the series transformer’s primary winding consists of two sections symmetrically divided between the “S” and “L” sides. Set between the primary winding’s separated parts is a galvanic connection to the booster transformer’s primary winding (Fig. 2). The series transformer’s secondary winding is connected in a triangle and powered

through the booster transformer’s secondary (regulation) winding, with consideration of the appropriate phase connection, so that the added booster voltage is shifted by 90° to the phase.

2.2. ARS switch

The ARS switch reverses the regulation direction by reversing the connections of the series transformer’s triangular winding ends. The phase angle is adjusted indirectly by changing the position of the on-load tap-changer – adjusting the booster voltage amplitude.

ARS has three operating positions (Fig. 3):

- “A” advanced – series transformer’s secondary windings are push-pull connected, in this ARS position the angle is adjusted positively, since the “input” booster voltage phasor

is directed along the voltage drop in the branch with the phase shifting transformer, so that the resulting voltage drop is increased by the booster voltage component. The „advanced” direction means that the active power flow in the grid branch with the phase shifting transformer will increase more than in the absence thereof.

- “0” – series transformer’s secondary windings are shorted, in this ARS position the angle cannot be adjusted; this is a

neutral position, and the phase shift between the “S” and “L” sides is only due to the presence of the series transformer impedance.

- “R” retard – in this ARS position the angle is adjusted negatively, since the “input” booster voltage phasor is directed in opposition to the voltage drop phasor in the branch with the phase shifting transformer, so that the resulting voltage drop is decreased by the booster voltage component. The “retard”

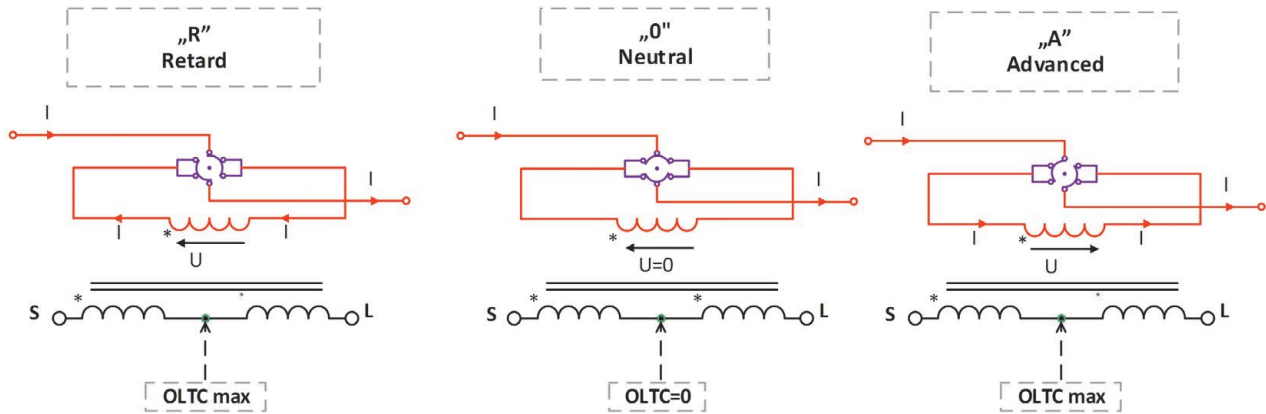


Fig. 3. Direction of current flow depending on ARS switch position for one phase – series transformer’s secondary winding – series transformer’s primary winding [1]

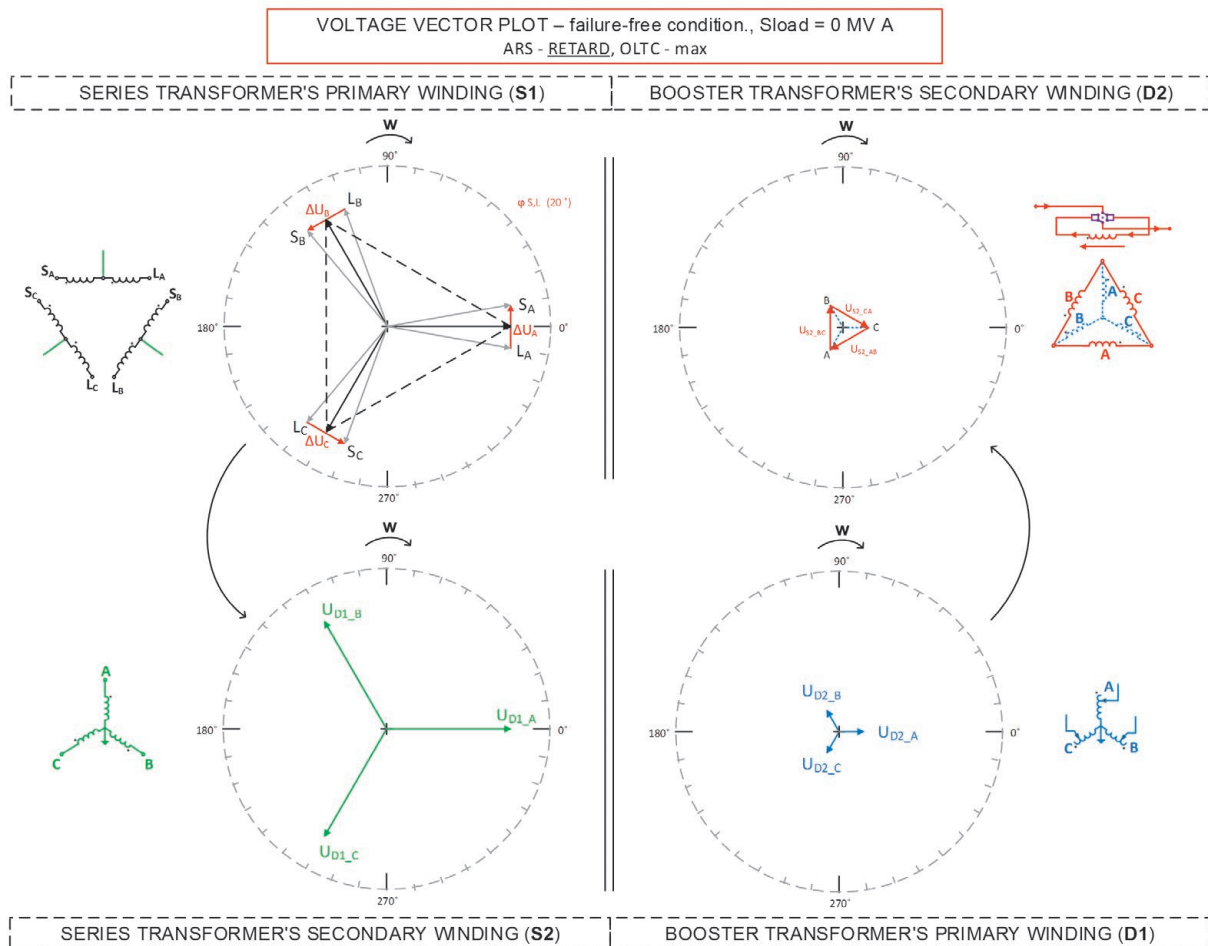


Fig. 4. Voltage vector plot for PST transformer units

direction means that the active power flow in the grid branch with the phase shifting transformer will decrease more than in the absence thereof.

The ARS position can be changed only in the case [1] when the on-load tap-changer is in the minimum position, which means that there is no voltage in the booster transformer's secondary winding circuit.

2.3. Booster transformer

A booster transformer is the phase shifting transformer's element that controls the phase angle between the "S" and "L" sides within a preset range resulting from its rated parameters. Booster transformer's secondary winding is star-connected with the neutral extended and earthed. Each phase is powered from the respective terminals of the series transformer's triangular winding (Fig. 2) in such a way that the phasor of the booster voltage input to the series transformer primary winding is shifted by 90° to the series transformer phase. The booster transformer's

secondary winding is provided with an on-load tap-changer (OLTC), which adjusts the booster voltage amplitude. The OLTC voltage regulation range corresponds to the adjustment range of the phase angle between the "S" and "L" sides. The booster transformer's primary winding is star-connected with the neutral extended and earthed. The windings' beginnings are galvanically connected between the symmetrically distributed parts of the series transformer's primary winding coils, which indirectly allows for symmetrical output of the booster voltage to the primary circuit and thus to regulate the active power parameters (value and flow direction) in the branch with the PST.

3. PST automatic protection concept

The technical requirements for the automatic protection systems for LV transformers included in [12] define the set of protection features recommended for PST:

- 1) two basic (differential) protections activated by short-circuits in the transformer

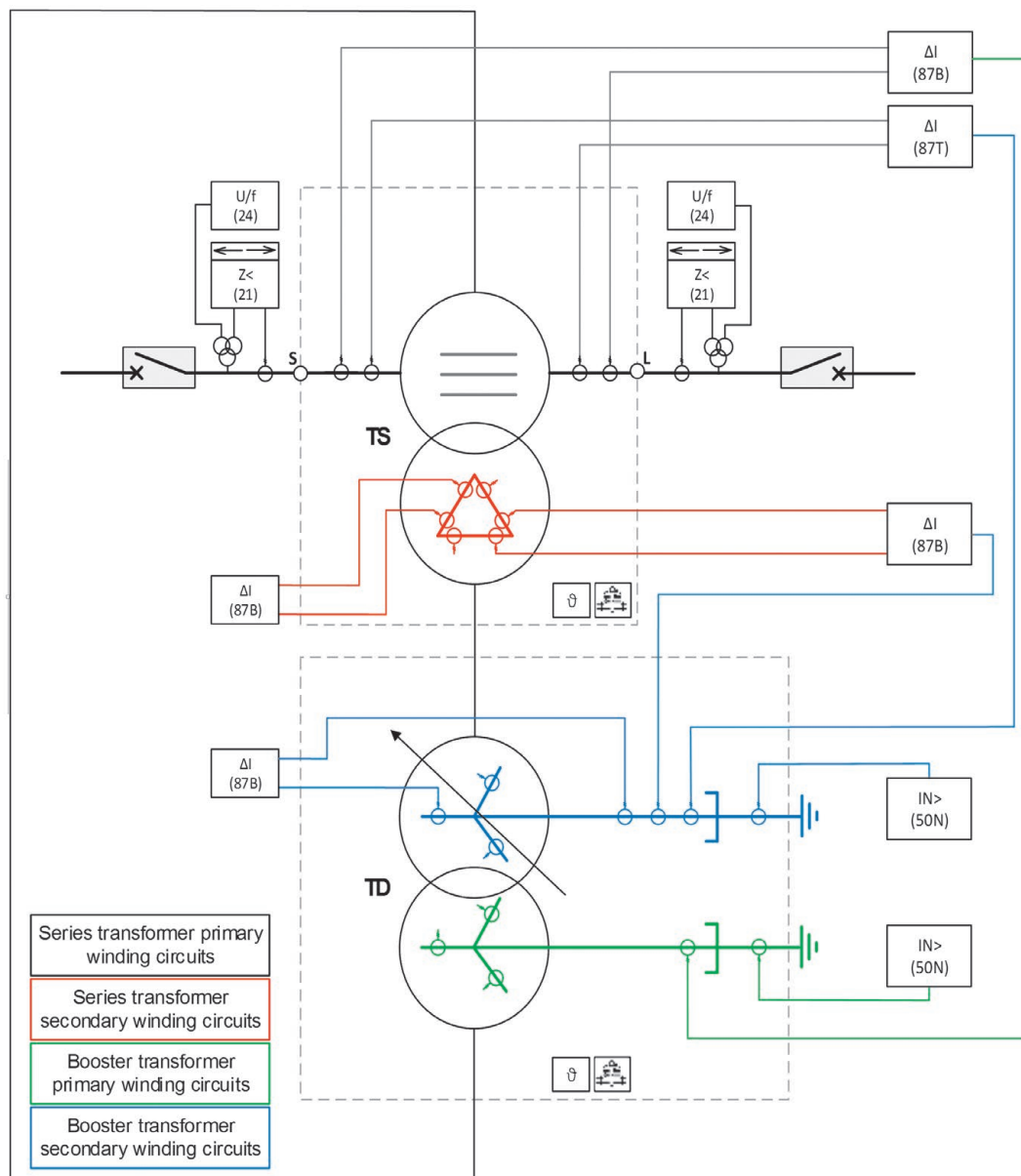


Fig. 5. Structural diagram of PST automatic protection (protection description in the text)

- 2) two reserve protections (distance protection, earth fault protection) on each side of the transformer's upper and lower windings
- 3) star point protection
- 4) manufacturer's protection: gas-flow protection, heat models and temperature sensors.

Fig. 5 shows the structural diagram of PST automatic protection together with the locations of the current and voltage transformers from which input signals are fed to individual protections. PST is an unconventional implementation of power transformer. This makes the correct approach to PST's automatic protection design a big challenge. The selected most important issues to

consider when defining the automatic protection concept for PST are:

- variable phase angle between PST's "S" and "L" sides
- series transformer core magnetisation parameters depending on OLTC position
- differential current depending on OLTC position
- location of current transformers inside the series transformer and booster transformer tanks and their effect on the automatic protection systems' performance in case of external faults and saturation of cores (Fig. 6)
- selection of appropriate class of current transformers and their accuracy limit factor.

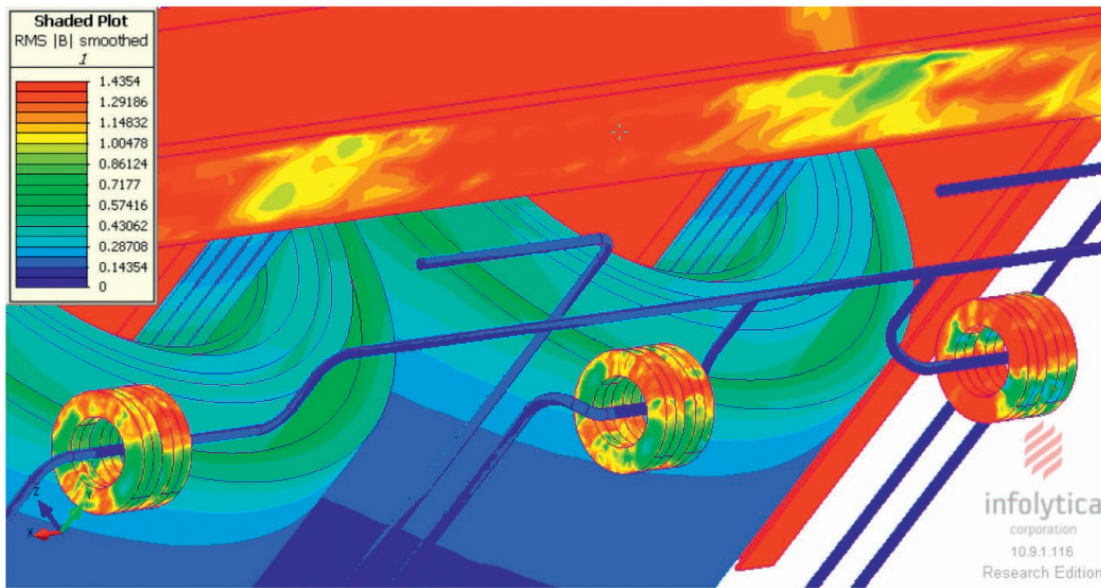


Fig. 6. Example of current transformers' deployment inside transformer tank [13]

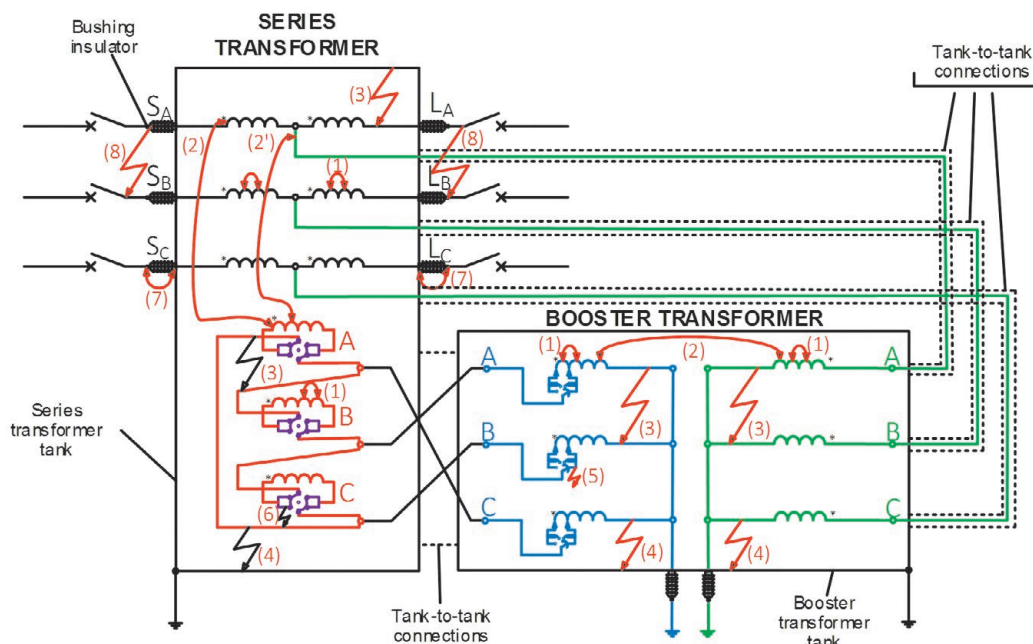


Fig. 7. Possible fault locations in PST, internal short-circuits: (1) – coil-to-earth, (2) – coil-to-coil, (3) – phase-to-phase at coil outputs, (4) – coil-to-transformer tank, (5) – OLTC, (6) – ARS, external short circuits: (7) phase-to-tank, (8) phase-to-phase

In order to define the proper structure of the automatic protection systems for PST, possible short circuit locations in the PST transformer set should be first identified. These locations are limited by the switches' deployment of the PST's "S" and "L" sides. Particularly dangerous for PST (also for devices thereto adjacent at the substation and for the personnel) are internal short circuits (Fig. 7: (1) – (6)). The most dangerous is the condition whereby a PST so short-circuited is not quickly enough switched-off, because the energy cumulated inside the transformer's tank may cause its explosion. Consequently, the PST and adjacent substation devices (circuit breakers, current transformers, voltage transformers, disconnectors) will be destroyed. It is therefore important to provide PST with multiple mutually reserved protections in order to ensure as much as possible the PST's shut-down as quickly as possible. In a LV grid, the short-circuit of every kind (phase-to-earth, phase-to-phase) is a high-current fault, and every grid component affected must be switched-off immediately (total fault duration shall not exceed 120 ms [8]). Practically equally threatening, but with less potential consequences for substation equipment, are external short circuits beyond the PST (Fig. 7: (7), (8)). They may, however, undermine the power system's stability. In addition, the possibility of a short circuit with a non-zero transition resistance at the short-circuit point (short arc) should be taken into consideration.

3.1. Differential current criterion in PST protection

General features of the PST operation impose considerably higher requirements for PST's automatic protection from the effects of short-circuits with respect to the "classical" transformer's automatic protection. The "S" and "L" PST side voltage phasors vary depending on the set PST control angle. This prevents the use of the standard transformer differential protection, even

though PST is *de facto* a transformer. The standard differential protection in the operating area is insensitive to changes in the voltage module by way of OLTC in the range for which it has been designed (Fig. 8: blue line), usually the voltage regulation is $U_{2n} + 10\%$. In the case of PST, when adjusting the phase angle between the "S" and "L" sides, the phase angle change should be considered (Fig. 8: black line) by feeding a signal of the OLTC position to the differential protection, or by comparing the correlation between phase currents in the "S" and "L" sides. It can be seen from the differential protection characteristic (Fig. 8) that the protection can be activated at PST control angle 12° , which will be differential current = 20.1%, with the release threshold $I_{diff} = 20.0\%$.

Under PST's normal operating conditions a failure to take into account the PST control position may lead to unwanted (unnecessary) activation of the differential current based protection. The percentage value of the differential current was determined from [3]:

$$I_{diff} = I_L \cdot \sin\left(\frac{\varphi}{2}\right) \tag{1}$$

where: I_{diff} – differential current, I_L – phase current on load side "L" PST, φ – phase angle between phase currents on PST's "S" and "L" sides.

Paper [3] proposes a universal algorithm for determining differential currents, which takes into account the phase correlation between PST's source and load sides:

$$\begin{bmatrix} I_{diff_A} \\ I_{diff_B} \\ I_{diff_C} \end{bmatrix} = \frac{M(0^\circ)}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_{S_A} \\ I_{S_B} \\ I_{S_C} \end{bmatrix} + \frac{M(\varphi)}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_{L_A} \\ I_{L_B} \\ I_{L_C} \end{bmatrix} \tag{2}$$

where: M – transformation matrix,

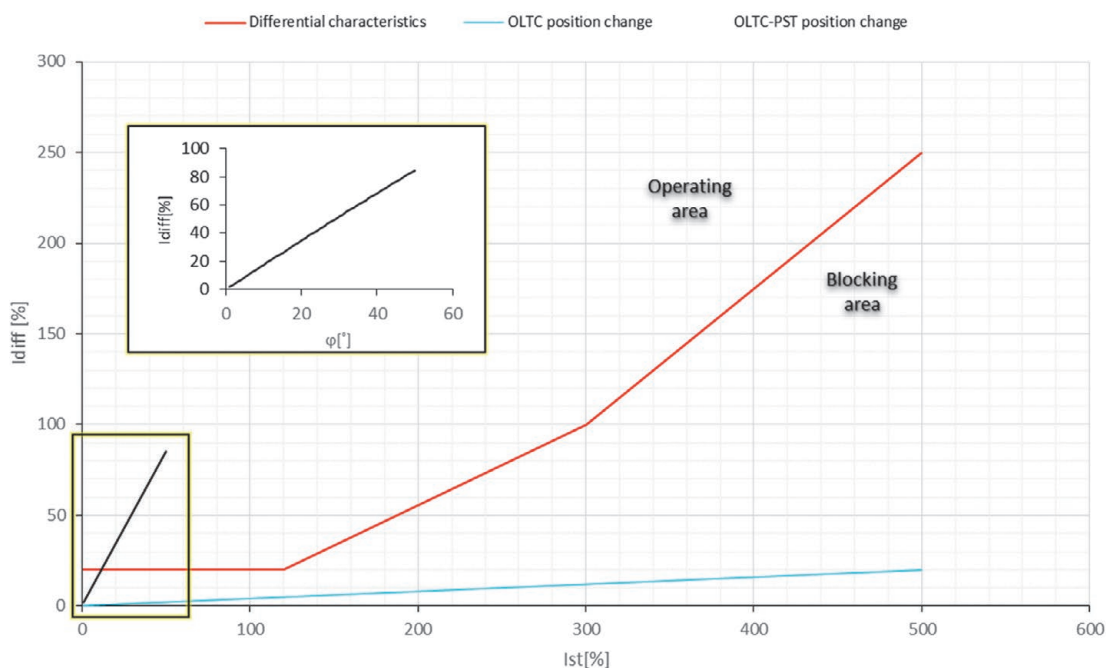


Fig. 8. Characteristics of transformer differential current protection

$$M(\varphi) = \begin{vmatrix} 1 + 2\cos(\varphi) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha^2) \\ 1 + 2\cos(\varphi - \alpha^2) & 1 + 2\cos(\varphi) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha) \\ 1 + 2\cos(\varphi - \alpha) & 1 + 2\cos(\varphi - \alpha^2) & 1 + 2\cos(\varphi) \end{vmatrix} \quad (3)$$

where: $\alpha = 120^\circ$, $\alpha^2 = 240^\circ$.

Upon substituting $\varphi = 0^\circ$ into equation (3), the transformation matrix for zero phase shift is:

$$M(0^\circ) = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} \quad (4)$$

The proposed algorithm continuously determines the transformation matrix with consideration of the actual PST "control". A review of operation and maintenance manuals of the leading manufacturers' differential current protections has revealed no practical application of this algorithm.

3.2. "Primary" differential protection ΔI (87B_P - Fig. 5)

In order to protect the primary windings of the series transformer and booster transformer from the effects of short circuits, it is recommended in [6, 7] to apply a differential protection (designation ANSI - 87B). This criterion is based on the electrical node protection principle, i.e. the current balance is controlled in accordance with the first Kirchhoff's law.) Differential currents for protection 87B [11] (Fig. 9):

$$\Delta I_x = |I_{S_x} - I_{L_x} - I_{D1_x}| \quad (5)$$

where: I_{S_x} - phase current on source side "S", I_{D1_x} - phase current in booster transformer primary winding, I_{L_x} - phase current on load side "L", $x = A, B, C$.

3.3. "Secondary" differential protection ΔI (87T_S - Fig. 5)

In order to protect the primary winding of the series transformer and the secondary winding of the booster transformer from the effects of short circuits, it is recommended in [6, 7] to apply a differential protection (designation ANSI - 87T) with percentage stabilization and 2nd and 3rd harmonic lock. For the protection's proper performance, it is necessary to take into account the changes of the winding connections' polarity at the moment of the change in the direction of the power flow through ARS switch. This can be accomplished by a programmatic (adaptive) vector variation of the signals in the protection or by a switch for the change in the direction of the connections of the secondary windings of current transformers with protection. In simplification, the algorithm is based on dependence (6) [11].

Differential current in phase A -

$$\Delta I_A = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_C} + I_{L_C}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_B} + I_{L_B}) - I_{D2_A} \right|$$

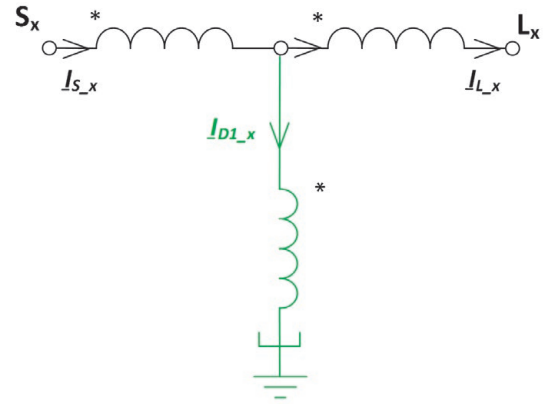


Fig. 9. Example of the visualization of differential current determination (5)

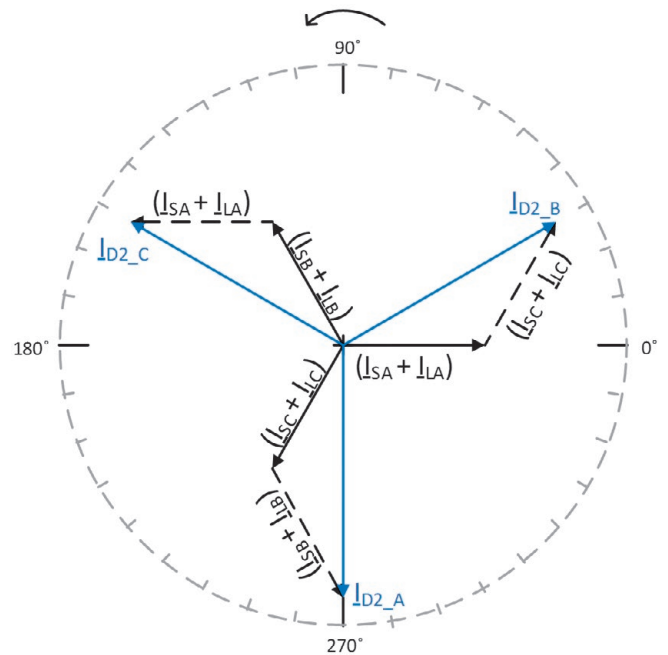


Fig. 10. Vector plot of currents in booster transformer's secondary winding and series transformer's primary winding

Differential current in phase B -

$$\Delta I_B = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_A} + I_{L_A}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_C} + I_{L_C}) - I_{D2_B} \right|$$

Differential current in phase C -

$$\Delta I_C = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_B} + I_{L_B}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{S_A} + I_{L_A}) - I_{D2_C} \right| \quad (6)$$

where: N_s - turns ratio, I_{D2_x} - current in phase x of booster transformer secondary winding ($x = A, B, C$).

To illustrate the relationships applied in equation (6), Fig. 10 shows a vector plot of the current components for the booster transformer's primary winding and the series transformer's primary winding.

3.4. “Supplementary” differential protection ΔI (87B_1,2,3 – Fig. 5)

For the supplementary protection, it is also proposed to use the electrical node protection principle based RCDs, i.e. according to the operating principle of protection (87B). The proposed criterion is insensitive to magnetizing current surges, and therefore it is not necessary to consider blocking the protection from selected harmonics.

3.5. Booster transformer earth-fault protection (50N – Fig. 5)

A booster transformer’s primary and secondary windings operate with the effectively earthed neutral, so to supplement the booster transformer’s protection from the effects of non-symmetric faults a zero-current over-current criterion based protection (ANSI-50N) is used. However, it is noted that coil-to-earth short-circuits are “visible” only in case of a larger shorter number of the coils. This is a disadvantage of the protection of this kind. It is relevant for determining this protection’s settings to take into account the protection response’s current and time selectivity – it is necessary to coordinate the settings with the protection settings of the transmission lines connected to the buses of the substation, where the PST is installed. Another important aspect that can affect this protection’s proper performance is the possibility of the booster transformer core’s asymmetric magnetization, which in some cases can lead to unnecessary (unnecessary) protection.

3.6. Thermal model based overload protection $I\theta$ (49 – Fig. 5)

Protection from operating overloads should protect the transformer from harmful overheating of its windings, while at the same time retaining its load carrying capacity (depending on the type of cooling). Typically, the protection is based on a thermal model of the protected transformer, and, following the model’s heating process, reflects the temperature of the hottest spot in the windings.

It is important this protection’s proper performance to select the correct time constant T_e of the transformer. This parameter can be determined either by calculation or by means of factory measurements of the windings heating. The time of the thermal model based protection response is determined by algorithm (7):

$$t = T_e \cdot \ln \left(\frac{\left(\frac{I_{\max}}{k \cdot I\theta} \right)^2 - \left(\frac{\Theta_p}{100} \right)^2}{\left(\frac{I_{\max}}{k \cdot I\theta} \right)^2 - \left(\frac{\Theta_{\text{wyt}}}{100} \right)^2} \right) \quad (7)$$

where: t – protection response time, T_e – thermal time constant (in minutes), I_{\max} – max load current, k – security factor $I\theta$ – current threshold setpoint, Θ_p – initial heat load, in percent, Θ_{wyt} – shut-down load, in percent.

3.7. Overexcitation protection U/f (24 – Fig. 5)

Excessive stream in the series transformer’s or booster transformer’s core should not trigger the differential current criterion, but no long periods should be allowed when the core magnetic induction exceeds 20-30% of the rated value [14] due to increased voltage on the winding terminals or grid frequency reduction. Therefore, transformers are protected from overexcitation by voltage/ frequency (V/Hz) criterion based protections.

3.8. Gas-flow protection (63 – Fig. 5)

Gas-flow relay in transformer tank: The Buchholz gas-flow protection is installed on the pipe connecting the transformer tank to the conservator tank. Its purpose is to protect the transformer in the following cases: all short-circuits inside the tank (Fig. 7: (1), (2)), when gases are evolving due to thermal decomposition of the solid insulation, with the oil level dropping due to leakage from the tank. The relay has two stages. The first stage (1 st.) should react to lowering the oil level inside the relay or collecting a small amount of gas in the relay, which results in signalling. The second stage responds to a gas or oil flow in the pipe to the conservator at a rate of approx. 50 cm/s, which corresponds to the flow of approx. 2300 cm³/s [14]. This stage’s response is delayed by approx. 0.3 seconds, causing the PST to shut down.

OLTC and ARS gas-flow relay: There are three separate compartments for OLTC inside the booster transformer tank. The gas-flow relay is installed in the pipe connecting the compartments to the conservator. The purpose of the OLTC gas-flow relay is to protect the OLTC and PST in the event of OLTC damage or switching too high currents (which is always accompanied by a strong electric arc). The relay reacts to a flow of oil or gas – oil mixture toward the conservator. This relay has one stage that turns the PST off.

3.9. Under-impedance protection $Z <$ (21 – Fig. 5)

Typically, PST’s main reserve protection is a distance protection. This protection should respond to short circuits inside the booster transformer and series transformer tanks and to external short circuits. Its criterion is based on the short circuit impedance vector determination from relevant combination of the voltage and current phasors dependent on the fault type (symmetrical, asymmetrical). In the current implementations of the under-impedance protections of transformers and auto-transformers, the measurement and decision algorithms do not take into account many PST variables:

- variable phase angle between currents and voltages on “S” and “L” PST sides (Fig. 3) – this may falsify the determined short circuit loop impedance (impedance “measurement” error in PST control function)
- variable positive Z_1 , negative Z_2 , and zero Z_0 sequence PST impedances “as seen” from the terminals of “S” and “L” sides depending on PST control (Fig. 11)
- “transfer” of asymmetrical short-circuits by PST at faults on its “S” and “L” sides, the dependence of the “transfer” on the PST

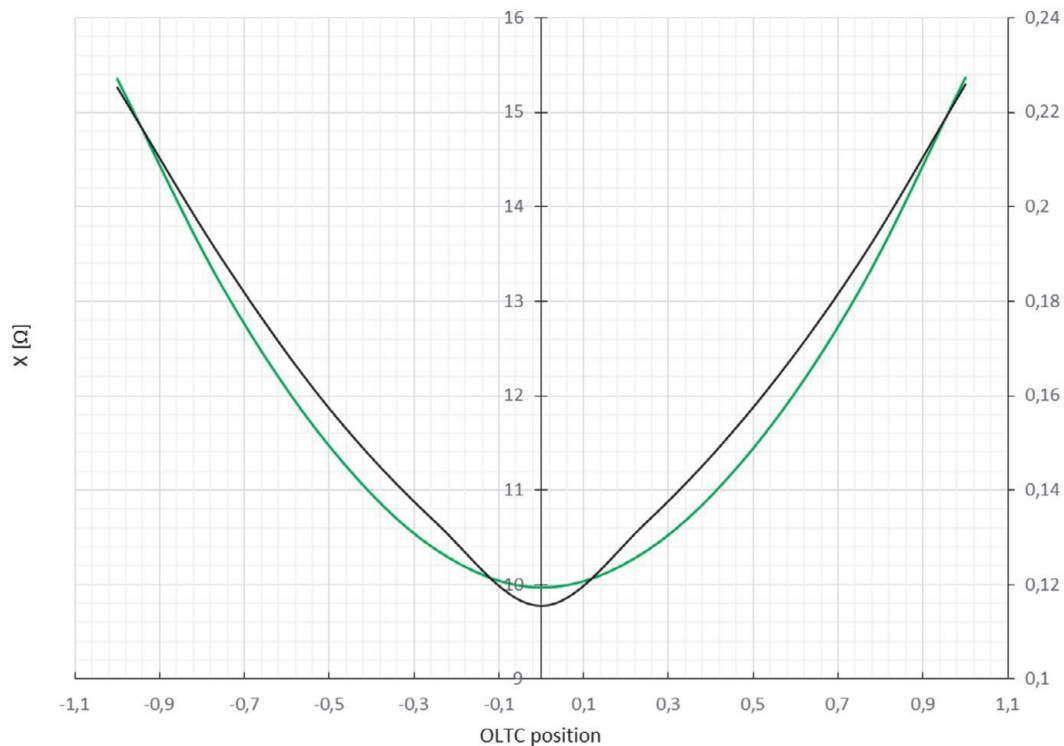


Fig. 11. PST reactance X and resistance R dependence on OLTC position [11]

control is demonstrated in [4]. For example, a phase-to-earth short-circuit on the "L" side results in changes in the current modules in the affected and unaffected phases, and also the current phasor positions on the "L" and "S" sides are different. Also, different currents on the GN and DN sides can be expected in standard transformer designs. It depends on the group of transformer connections. In PST, no constant correlation between the "S" and "L" sides can be determined, since it depends on the PST control

- d) variable direction of power flow through PST (Fig. 3)
- e) change in the equivalent circuit's longitudinal and transverse parameters depending on the PST control
- f) various ranges of the power regulation angle depending on the PST load
- g) change in the PST of short-circuit voltage as a function of OLTC position [11].

Neglecting these factors in the operation of conventional under-impedance protections (for transformers and auto-transformers) may lead to their malfunctioning (missing or unwanted responses).

Study [5] discusses the distance line protection performance in grids with phase shifting transformers. The results showed that in specific cases, the sub-impedance criterion based distance protections may malfunction (missing responses). Their proper performance depends on the PST control status (control angle range and power flow direction).

4. Conclusions

Due to the complexity of the PST components connection structure (also the complexity of the phenomena that occur during normal and disturbed PST operations), unconventional

(i.e. different than for power transformers) automatic control system solutions are required to protect PST treated as a single grid object. At present, to provide adequate PST protection from the effects of internal and external faults, many measuring transducers are deployed inside the series transformer and booster transformer tanks. Also, the number of protections and protection criteria employed is unusual. So far, only PST dedicated measurement and decision protection algorithms have been developed for differential current protections that take into account the PST characteristics. This criterion is used as the PST basic protection from the effects of short-circuit disturbances. However, backup protection is also important, especially in LV grids, where PSTs are usually installed. That is why it seems necessary to undertake work on a new measurement and decision-making algorithm for under-impedance protection.

REFERENCES

1. Technical documentation "COMTAP ARS" 1889046/03, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2010.
2. IEEE Std C57.135: "IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers", August 2011.
3. Z. Gajić, "Differential protection for arbitrary three-phase power transformers", Lund University, Lund 2008.
4. A. Halinka, P. Rzepka, M. Szablicki, "»Przenoszenie« zwarć niesymetrycznych przez przesuwniki fazowe" ["Transfer" of asymmetrical faults by phase-shifting transformers], Forecasting in electric power engineering, PE 2016, Abstracts of 13th international scientific conference, Podlesice, 6th-8th April 2016.

5. A. Halinka, P. Rzepka, M. Szablicki, "Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Studium przypadku" [Operating conditions of line distance protection in grids with phase shifting transformers. Case study], Forecasting in electric power engineering, PE 2016, Abstracts of 13th international scientific conference, Podlesice, 6th–8th April 2016.
6. M.A. Ibrahim, F.P. Plumtre, "Protection of Phase Angle Regulating Transformers", IEEE Special publication, October 1999.
7. M.A. Ibrahim, F.P. Stacom, "Phase Angle Regulating Transformer Protection", *IEEE Transaction*, Vol. 9, No. 1, 1994.
8. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej" [IRIESP Transmission Grid Code] ver. 2.1 PSE, February 2013.
9. E. Jeziński, "Transformatory" [Transformers], WNT, Warsaw 1982.
10. B. Kasztenny, M. Thompson, N. Fisher, "Fundamentals of Short-Circuit Protection for Transformers", Schweitzer Engineering Laboratories Inc., November 2012.
11. U. Khan, "Modelling and protection of phase shifting transformers", The University of Western Ontario, November 2013.
12. "Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne PSE-SF.KSE2.3/2012v1, Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, pomiary i układy obwodów wtórnych" [Standard Functional Specifications PSE-SF.KSE2.3/2012v1, Automatic protection systems, secondary circuits' measurements and configurations, Konstancin-Jeziorna, April 2014.
13. C. Wester, L. Sevov, "Phase angle regulating transformer protection using digital relays", International IEE Conference on Developments in Power System Protection, 2004.
14. W. Winkler, A. Wiszniewski, "Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych" [Automatic protection in power systems], WNT, Warsaw 1999.

Tomasz Bednarczyk

Silesian University of Technology
 e-mail: tomasz.bednarczyk@polsl.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of the Silesian University of Technology. At present a PhD student at the Institute of Electrical Power Engineering and Control Systems. His research activity is primarily related to the analysis of the phenomena associated with short circuits (metallic and arc) in HV and LV power grids, especially concerning the measurement and decision-making accuracy of automatic protections, including the under-impedance criterion based. His area of interest also includes measurements of electric power devices and studies of the accuracy of voltage and current circuit processing for the purposes of power system automation. In the professional sphere, he deals with power substation commissioning: start-up and acceptance measurements of devices and grids, testing of automatic protection systems and designing of a substation's secondary circuits.

Adrian Halinka

Silesian University of Technology
 e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of the Silesian University of Technology. Since 1994 he has been professionally associated with the Institute of Electrical Power Engineering and Control Systems at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology, now as its professor. His scientific and research interest are primarily focused on: analogue and digital measurement signal processing, frequency adaptive measurement and decision algorithms in digital automatic protections, decision making techniques in power system automation, power automation (protection) systems dedicated to grid structures with distributed generations sources, areal automatic protection systems based on synchronous measurement techniques, automatic measurements, protection and control systems in smart grids.

Piotr Adrian Rzepka

Silesian University of Technology
 e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl

Assistant professor at the Institute of Power Engineering and Control Systems of the Silesian University of Technology in Gliwice, principal consultant at PSE Innovations sp. z o.o. He works on issues related to the operation of automatic protections and system controls, modelling and analysis of disturbance states in the power system, determining the impact of distributed sources on the grid performance under disturbances, and areal power automation systems for the supervision of classical and autonomous grid structures with local generation sources.

Mateusz Szablicki

Silesian University of Technology
 e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl

Research assistant at the Institute of Power Engineering and Control Systems of the Silesian University of Technology in Gliwice, principal consultant at PSE Innovations sp. z o.o. He works on issues related to power system automation of functional and configuration wise complex grid systems (including grids saturated with distributed sources, smart grids), defining new non-classical solutions dedicated to areal automatic power system protection solutions (including multi-agent systems, synchronous measurement) and modelling and simulation of the operating conditions of electrical power objects (especially electromagnetic transients).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Struktura automatyki zabezpieczeniowej 2-kadziowego symetrycznego przesuwника fazowego

Autorzy

Tomasz Bednarczyk
Adrian Halinka
Piotr Adrian Rzepka
Mateusz Szablicki

Słowa kluczowe

przesuwnik fazowy, automatyka zabezpieczeniowa, transformator, zakłócenia

Streszczenie

Przesuwniki fazowe są nowym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego. Ich podstawowym zadaniem jest umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego sterowania przepływami mocy czynnej na połączeniu transgranicznym polskiego i niemieckiego systemu elektroenergetycznego.

W artykule przedstawiono charakterystykę budowy 2-kadziowego, 3-fazowego, symetrycznego przesuwника fazowego (z uwzględnieniem kluczowych aspektów konstrukcyjnych) oraz ideę jego działania. Zamieszczono opis struktury elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej stosowanej dla takiego przesuwника fazowego, uwzględniając umiejscowienie przetworników pomiarowych oraz kryteria zabezpieczeniowe wykorzystywane w zabezpieczeniach służących do jego ochrony przed skutkami zwarć wielkoprądowych.

Data wpływu do redakcji: 12.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 19.06.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Zastosowanie przesuwników fazowych w SEE

Przesuwnik fazowy (PF) jest używany do sterowania przepływem mocy czynnej w złożonej sieci przesyłowej, w tym pozwala na poprawę zdolności przesyłowych, niezawodności i bezpieczeństwa pracy tej sieci. Jest skutecznym i ekonomicznym narzędziem, które umożliwia zwiększenie niezawodności i efektywności sterowania przepływem mocy w przeciążonej linii

przesyłowej, w której został zainstalowany. W polskim systemie elektroenergetycznym (SEE) zastosowanie znalazły PF regulujące przepływ mocy czynnej za pomocą zespołu transformatorowego (rys. 1) składającego się z transformatora szeregowego oraz transformatora dodatkowego.

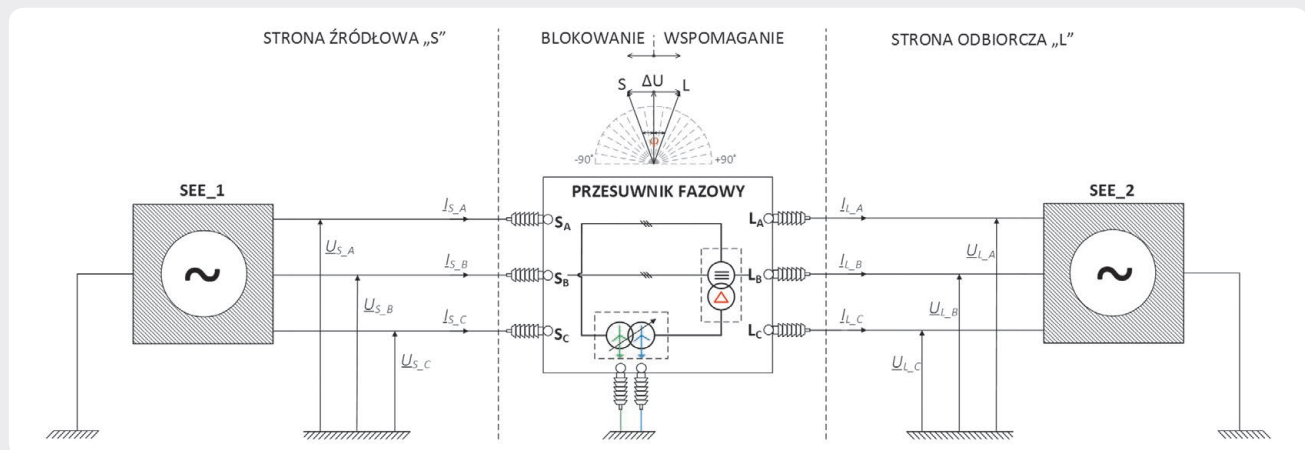
Podstawowa koncepcja regulacji kąta fazowego w PF polega na dodaniu dodatkowego napięcia (napięcia kwadraturowego ΔU) do napięcia występującego w torze głównym,

w celu zwiększenia lub zmniejszenia przepływającej mocy czynnej.

2. Rozwiązania konstrukcyjne PF

Wyróżnia się wiele różnych konstrukcji PF. W sposób uproszczony przedstawiono to w tab. 1, wyróżniając dwa kryteria podziału, tj. liczbę rdzeni oraz sposób połączeń.

Na potrzeby tego artykułu rozpatrywanym rozwiązaniem konstrukcyjnym jest 2-rdzeniowy symetryczny PF (rys. 2). Składa się



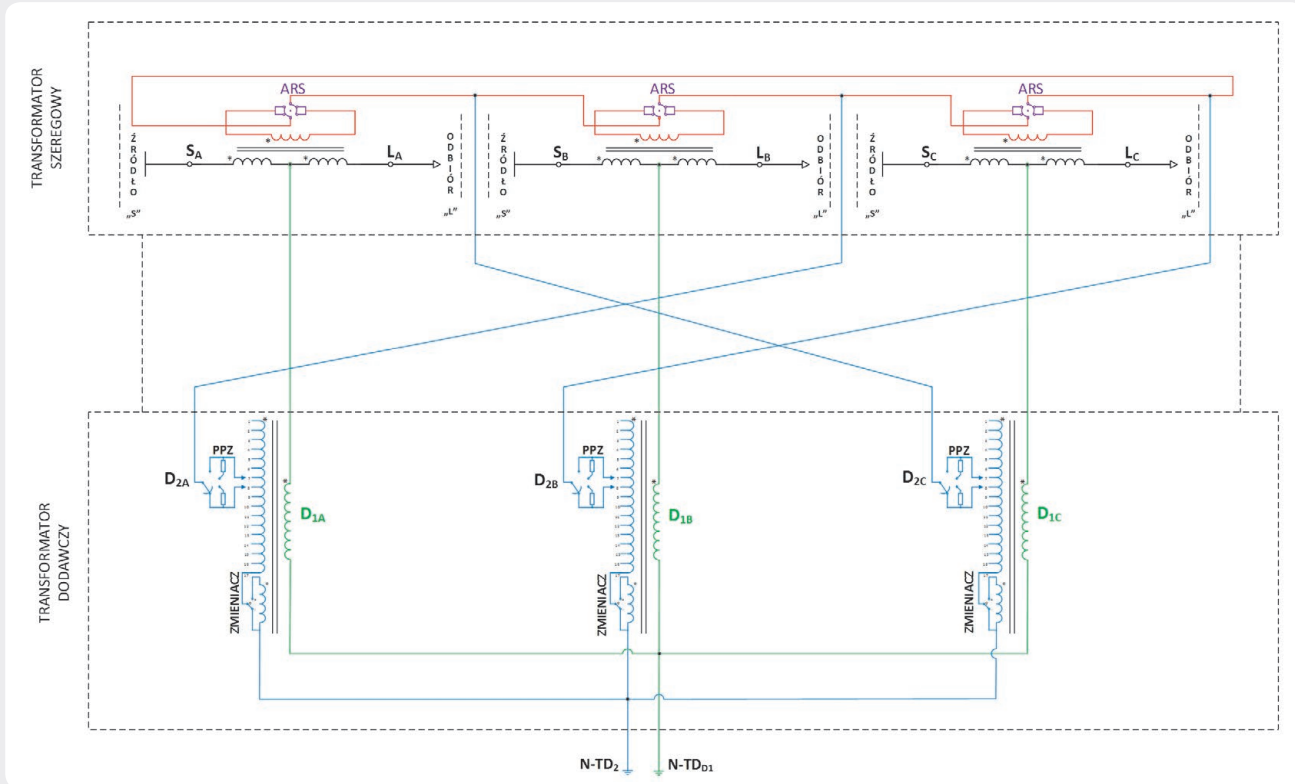
Rys. 1. Schemat przesuwника fazowego

Liczba rdzeni	1-rdzeniowe		2-rdzeniowe	
Sposób połączeń	symetryczne	asymetryczne	heksagonalne	asymetryczne

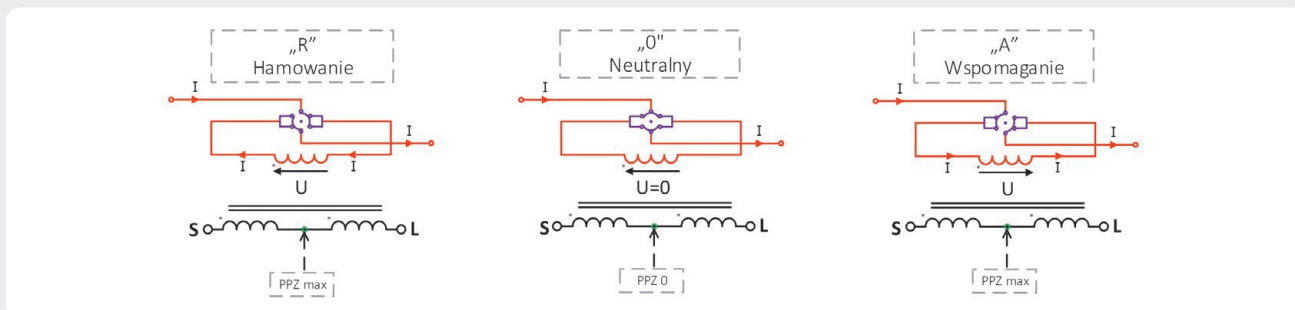
Tab. 1. Rozwiązania konstrukcyjne PF

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Konstrukcja symetrycznego PF [1]



Rys. 3. Kierunek przepływu prądu w zależności od pozycji przełącznika ARS dla jednej fazy – uzwojenie wtórne TS – uzwojenie pierwotne TS [1]

on z dwóch odrębnych jednostek transformatorowych połączonych ze sobą galwanicznie. Jednostka główna nosi nazwę transformatora szeregowego (TS), której uzwojenie pierwotne podzielone jest na dwie symetryczne części, tj. strony źródłowej „S” (ang. *source*) oraz strony odbiorczej „L” (ang. *load*). Uzwojenie wtórne TS połączone jest w układzie trójkąta z wpiętym w obwód główny przełącznikiem zmiany kierunku przepływu mocy ARS (ang. *Advanced Retard Switch*). Jednostka dodawcza (jednostka wzбудzająca) jest 2-zwojowym transformatorem dodawczym (TD) o grupie połączeń YNyn0. Na rys. 2, a także w całym opracowaniu, przyjęto kolorystyczną identyfikację uzwojeń i połączeń jednostek transformatorowych: **TS** – uzwojenie **pierwotne** (szeregowo), **wtórne** (D), TD – uzwojenie **pierwotne** (YN), **wtórne** (yn).

2.1. Transformator szeregowo

TS jest głównym elementem PF, którego uzwojenie włączone jest szeregowo w obwód pomiędzy szynami zbiorczymi stacji elektroenergetycznej (strona źródłowa – „S”) a linią przesyłową (odbiór – „L”). Ze względu na symetryczne wykonanie PF uzwojenie pierwotne TS składa się z dwóch części podzielonych symetrycznie między strony „S” i „L”. Pomędzy wydzielonymi częściami uzwojenia pierwotnego TS wykonane jest galwaniczne połączenie z pierwotnym uzwojeniem TD (rys. 2). Uzwojenie wtórne TS połączone jest w układzie trójkąta, które zasilane jest poprzez wtórne uzwojenie TD (regulacyjne) z uwzględnieniem odpowiedniego przyłączenia faz, tak aby wprowadzane napięcie dodawcze było usytuowane pod kątem 90° względem danej fazy.

2.2. Przełącznik ARS

Przełącznik ARS służy do zmiany kierunku regulacji, co realizuje się poprzez reorientację kierunkowości połączenia początków i końców uzwojenia trójkątowego TS. Natomiast regulacja kąta fazowego odbywa się w sposób pośredni poprzez zmianę pozycji podobciążeniowego przełącznika zacząpów (PPZ) – regulacja amplitudy napięcia dodawczego.

ARS ma trzy pozycje pracy (rys. 3):

- „A” (ang. *advanced* – wspomaganie) – uzwojenia wtórne TS połączone są przeciwnie, w tej pozycji przełącznika ARS regulacja kąta odbywa się w zakresie dodatnim, ponieważ „wprowadzany” fazaor napięcia dodawczego skierowany jest zgodnie ze stratą napięcia występującą w gałęzi z PF, przez co wypadkowa strata napięcia zostaje powiększona o składnik napięcia dodawczego. Kierunek „wspomagania” oznacza, że wartość przepływającej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

mocy czynnej w gałęzi sieciowej z PF wzrosnie bardziej niż w sytuacji braku PF.

- „0” – uzwojenia wtórne TS są zwarte, w tej pozycji przełącznika ARS nie ma możliwości regulacji kąta; jest to pozycja neutralna, a przesunięcie fazy pomiędzy stroną „S” i „L” wynika jedynie z obecności impedancji własnej TS.
- „R” (ang. *retard* – hamowanie) – w tej pozycji przełącznika ARS regulacja kąta odbywa się w zakresie ujemnym, „wprowadzany” fazor napięcia dodatkowego skierowany jest przeciwnie do fazora straty napięcia występującego w gałęzi z PF, przez co wypadkowa strata napięcia zostaje zmniejszona o składnik napięcia dodatkowego. Kierunek „hamowania” oznacza, że wartość przepływającej mocy czynnej w gałęzi sieciowej z PF zmaleje bardziej niż w sytuacji braku PF.

Zmiana pozycji przełącznika ARS może nastąpić tylko w przypadku [1], gdy PPZ znajduje się w pozycji minimalnej, co oznacza brak napięcia w obwodzie uzwojenia wtórnego TD.

2.3. Transformator dodatkowy

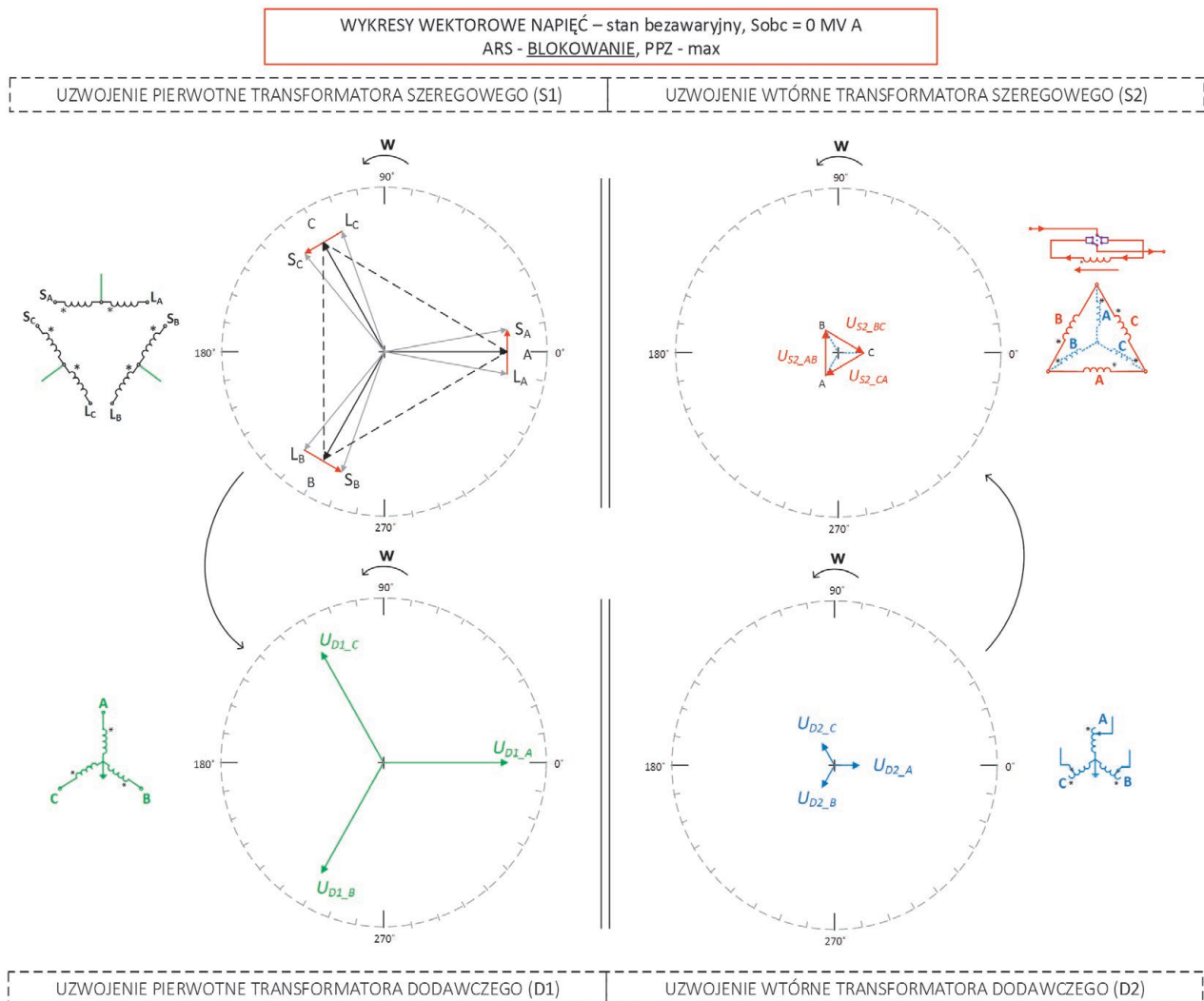
TD jest elementem PF, który wpływa na kształtowanie się wartości kąta fazowego pomiędzy stroną „S” i „L” w zadanym zakresie wynikającym z jego parametrów znamionowych. Uzwojenie wtórne TD wykonane jest w układzie połączeń gwiazdy z wyprowadzonym i uziemionym punktem zerowym. Poszczególne fazy zasilane są z odpowiednich zacisków uzwojenia trójkąta TS (rys. 2) w taki sposób, aby fazor napięcia dodatkowego wprowadzanego do uzwojenia pierwotnego TS był zorientowany względem danej fazy TS pod kątem 90° . Uzwojenie wtórne TD wyposażone jest w PPZ, za pomocą którego regulowana jest wartość amplitudy napięcia dodatkowego. Zakres regulacji napięcia PPZ odpowiada zakresowi regulacji kąta fazowego pomiędzy stroną „S” i „L”. Połączenie uzwojenia pierwotnego TD jest wykonane w układzie gwiazdy z wyprowadzonym i uziemionym punktem zerowym. Początki uzwojeń połączone są galwanicznie pomiędzy symetrycznie rozłożone części cewek uzwojenia pierwotnego TS, co

umożliwia w sposób pośredni symetryczne wprowadzenie napięcia dodatkowego do obwodu pierwotnego i tym samym regulację parametrów mocy czynnej (wartość i kierunek przepływu) w gałęzi z PF.

3. Koncepcja elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej PF

Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) transformatorów NN, zawarte w [12], określają zalecany zestaw funkcji zabezpieczeniowych dla PF:

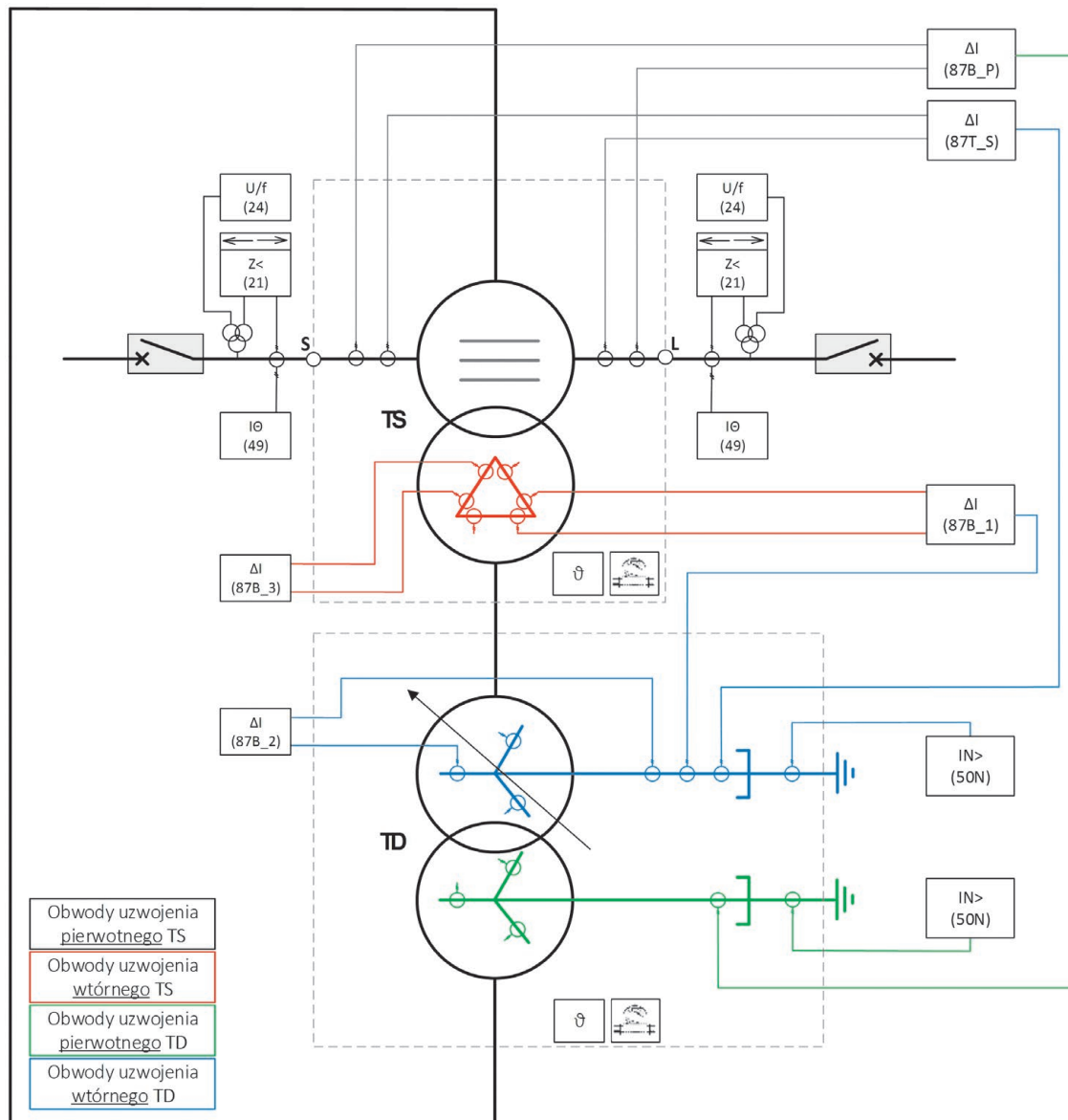
1. dwa zabezpieczenia podstawowe (różnicowe) reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze
2. po dwa zabezpieczenia rezerwowe (zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe) po każdej stronie uzwojenia górnego i dolnego napięcia transformatora
3. zabezpieczenie w pkt gwiazdowym
4. zabezpieczenia producenta: zabezpieczenie przepływowo-gazowe, modele cieplne oraz czujniki temperatury.



Rys. 4. Wykres wektorowy napięć dla poszczególnych jednostek transformatorowych PF

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

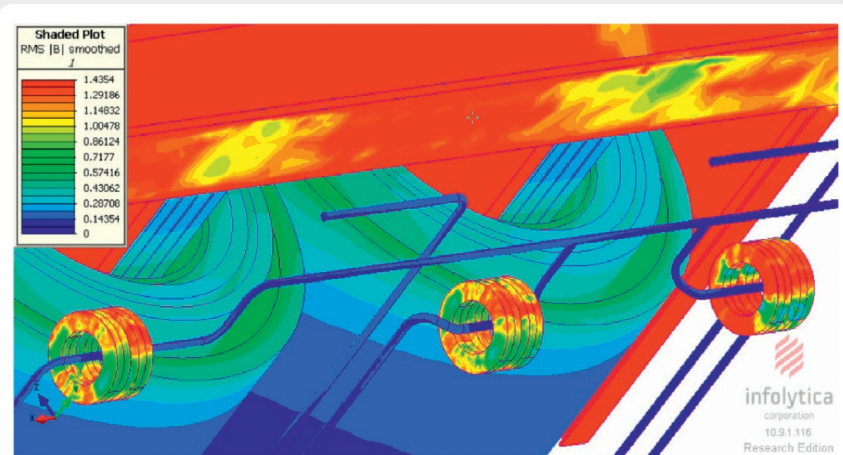


Rys. 5. Schemat strukturalny obwodów EAZ PF (opis zabezpieczeń w tekście)

Na rys. 5 przedstawiono schemat strukturalny EAZ PF wraz z lokalizacją przekładników prądowych i napięciowych, z których doprowadza się sygnały wejściowe do poszczególnych zabezpieczeń.

PF jest niekonwencjonalnym wykonaniem transformatora energetycznego. Powoduje to, że prawidłowe podejście do tematu projektowania układów EAZ dla PF jest dużym wyzwaniem. Wybrane problemy, jakie należy uwzględnić przy definiowaniu koncepcji EAZ dla PF, to (wymieniono najważniejsze):

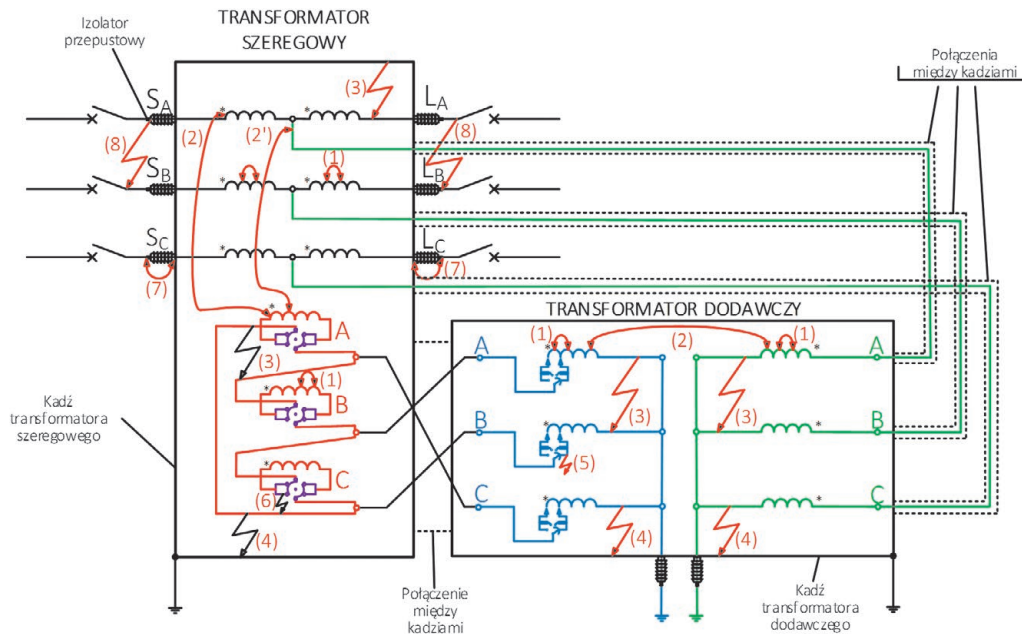
- zmienny kąt fazowy pomiędzy stroną „S” i „L” PF
- parametry magnesowania rdzenia TS zależne od pozycji PPZ
- zależność prądów różnicowych od pozycji PPZ
- lokalizacja przekładników prądowych wewnątrz kadzi TS i TD oraz ich wpływ



Rys. 6. Przykład rozmieszczenia przekładników prądowych wewnątrz kadzi transformatora [13]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 7. Możliwe lokalizacje zwarc w PF, zwarcia wewnętrzne: (1) – zwojowe, (2) – międzyzwojowe, (3) – międzyfazowe na wyprowadzeniach uzwojeń, (4) – uzwojenia z kadzią transformatora, (5) – PPZ, (6) – ARS, zwarcia zewnętrzne: (7) pomiędzy fazą a kadzią, (8) – międzyfazowe

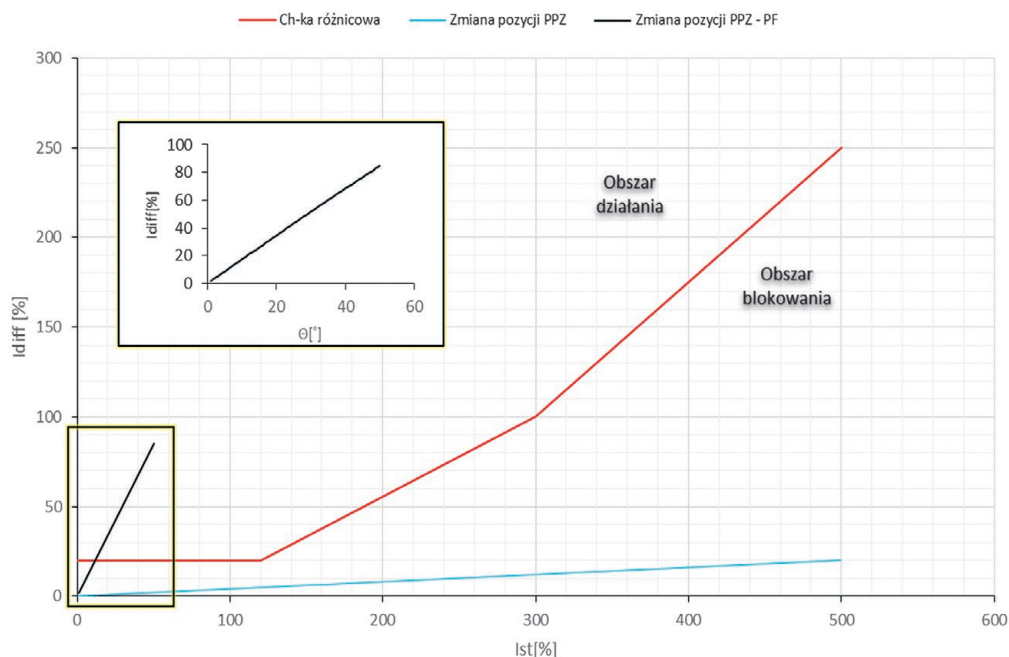
na poprawną pracę układów EAZ w przypadkach zwarc zewnętrznych i nasycenia się rdzeni (rys. 6)

- dobór odpowiedniej klasy przekładników prądowych oraz ich współczynnika granicznej dokładności.

W celu zdefiniowania odpowiedniej struktury układów EAZ dla PF należy najpierw zapoznać się z możliwymi lokalizacjami zwarc w zespole transformatorowym PF. Lokalizacje te ograniczone są miejscami zainstalowania wyłączników po stronie „S”

i „L” PF. Szczególnie groźne dla PF (także urządzeń sąsiadujących na stacji oraz obsługi) są zwarcia wewnętrzne (rys. 7: (1)–(6)). Największe niebezpieczeństwo pojawia się w sytuacji niedostatecznie szybkiego wyłączenia PF objętego takim zwarcie, ponieważ energia gromadzona wewnątrz kadzi transformatora może spowodować jego eksplozję. W konsekwencji zniszczeniu ulegnie PF oraz sąsiadujące urządzenia stacyjne (wyłączniki, przekładniki prądowe, napięciowe, odłączniki).

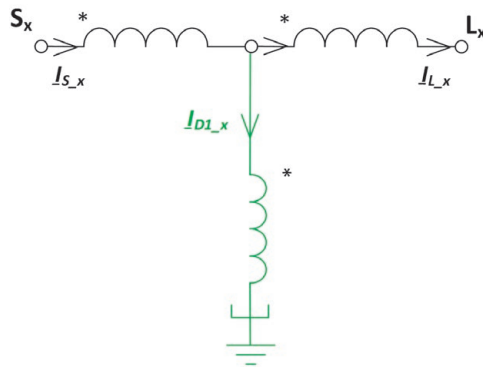
Dlatego też istotne jest zastosowanie dla PF kilku zabezpieczeń wzajemnie się rezerwujących, w celu zapewnienia możliwie jak największej pewności wyłączenia PF w jak najkrótszym czasie. W sieci NN każdy rodzaj zwarcia (fazowe, międzyfazowe) jest zwarcie wieloprądowym i każdy obiekt sieciowy objęty takim zakłóceniem musi zostać wyłączony z sieci bezwzględnie (całkowity czas trwania zwarcia nie może przekraczać 120 ms [8]). Praktycznie równie groźne, ale z mniejszymi ewentualnymi



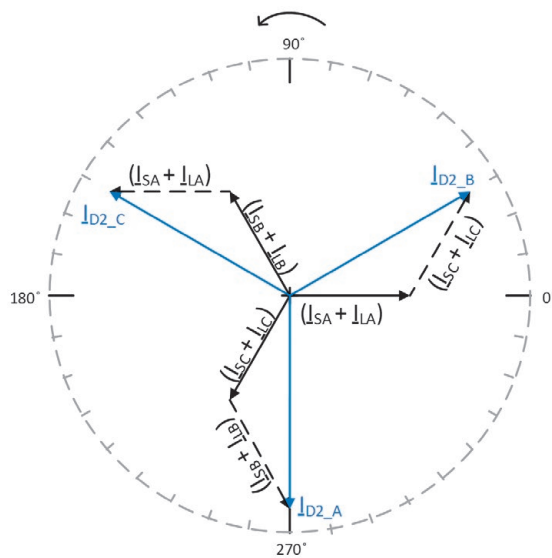
Rys. 8. Charakterystyka zabezpieczenia różnicowoprądowego transformatora

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 9. Przykład wizualizacji wyznaczenia prądu różnicowego (5)



Rys. 10. Wykres wektorowy prądów uzwojenia wtórnego TD i uzwojenia pierwotnego TS

skutkami dla urządzeń stacji elektroenergetycznej, są zwarcia zewnętrzne, poza PF (rys. 7: (7), (8)). Mogą one jednak prowadzić do zachwiania stabilności SEE. Dodatkowo należy uwzględnić możliwość wystąpienia zwarcia o niezerowej rezystancji przejścia w miejscu zwarcia (łuku zwarciego).

3.1. Kryterium różnicowoprądowe zastosowane do ochrony PF

Ogólne cechy pracy PF nakładają znacznie większe wymagania dla automatyki zabezpieczeniowej, która ma chronić PF przed skutkami zwarcia w odniesieniu do automatyki zabezpieczeniowej „klasycznego” transformatora. Fazory napięć strony „S” i „L” PF są zmienne w zależności od ustawionego kąta regulacji PF. Uniemożliwia to zastosowanie standardowego wykonania zabezpieczenia różnicowego transformatora, pomimo iż PF jest *de facto* transformatorem. Standardowe zabezpieczenie różnicowe w obszarze działania jest niezule na zmiany modułu napięcia poprzez PPZ w zakresie, na jaki został zaprojektowany (rys. 8: niebieska linia), zazwyczaj regulacja napięcia wynosi $U_{2n} + 10\%$. W przypadku

PF, gdy regulowany jest kąt fazowy pomiędzy stroną „S” i „L”, należy uwzględnić zmianę kąta fazowego (rys. 8: czarna linia) poprzez doprowadzenie sygnału do zabezpieczenia różnicowego o pozycji PPZ lub poprzez porównanie ze sobą korelacji pomiędzy prądami fazowymi strony „S” i „L”. Z charakterystyki zabezpieczenia różnicowego (rys. 8) można odczytać, że zabezpieczenie może zadziałać przy kącie wysterowania PF 12°, co będzie stanowiło wartość prądu różnicowego $I_{diff} = 20,1\%$, przy nastawionym progu zadziałania $I_{diff} = 20,0\%$. Przypadek nieuwzględnienia pozycji wysterowania PF może doprowadzić w normalnych warunkach pracy PF do zbędnego (niepotrzebnego) zadziałania zabezpieczenia opartego na kryterium różnicowoprądowym. Procentowa wartość prądu różnicowego została wyznaczona na podstawie zależności [3]:

$$I_{diff} = I_L \cdot \sin\left(\frac{\varphi}{2}\right) \quad (1)$$

gdzie: I_{diff} – prąd różnicowy, I_L – prąd fazowy strony odbiorczej „L” PF, φ – kąt

fazowy pomiędzy prądem fazowym strony „S” i „L” PF.

W opracowaniu [3] zaproponowano uniwersalny algorytm do wyznaczania prądów różnicowych, w którym uwzględniona jest korelacja fazowa pomiędzy stroną źródłową i odbiorczą PF:

$$\begin{bmatrix} I_{diff_A} \\ I_{diff_B} \\ I_{diff_C} \end{bmatrix} = \frac{M(0^\circ)}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_{S_A} \\ I_{S_B} \\ I_{S_C} \end{bmatrix} + \frac{M(\varphi)}{3} \cdot \begin{bmatrix} I_{L_A} \\ I_{L_B} \\ I_{L_C} \end{bmatrix} \quad (2)$$

gdzie: M – macierz transformacji,

$M(\varphi) =$

$$\begin{bmatrix} 1+2\cos(\varphi) & 1+2\cos(\varphi-\alpha) & 1+2\cos(\varphi-\alpha^2) \\ 1+2\cos(\varphi-\alpha^2) & 1+2\cos(\varphi) & 1+2\cos(\varphi-\alpha) \\ 1+2\cos(\varphi-\alpha) & 1+2\cos(\varphi-\alpha^2) & 1+2\cos(\varphi) \end{bmatrix} \quad (3)$$

gdzie: $\alpha = 120^\circ$, $\alpha^2 = 240^\circ$

Podstawiając do równania (3) za $\varphi = 0^\circ$ macierz transformacji dla zerowego przesunięcia fazowego wynosi:

$$M(0^\circ) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Zaproponowany algorytm w sposób ciągły wyznacza macierz transformacji z uwzględnieniem aktualnego „wysterowania” PF. Na podstawie przeglądów dokumentacji techniczno-ruchowych zabezpieczeń różnicowoprądowych wiodących producentów nie znaleziono zastosowania powyższego algorytmu w praktycznych aplikacjach.

3.2. Zabezpieczenie różnicowe ΔI (87B_P – rys. 5) „pierwotne”

W celu ochrony uzwojeń pierwotnych TS i TD przed skutkami zwarcia, w [6, 7] rekomenduje się stosowanie zabezpieczenia różnicowego (oznaczenie ANSI – 87B). Wymienione kryterium bazuje na zasadzie ochrony węzła elektrycznego, to znaczy kontrolowany jest bilans prądów zgodnie z I prawem Kirchhoffa). Prądy różnicowe dla zabezpieczenia 87B [11] (rys. 9):

$$\Delta I_x = |I_{S_x} - I_{L_x} - I_{D1_x}| \quad (5)$$

gdzie: I_{S_x} – prąd fazowy strony źródłowej „S”, I_{D1_x} – prąd fazowy uzwojenia pierwotnego TD, I_{L_x} – prąd fazowy strony odbiorczej „L”, $x = A, B, C$.

3.3. Zabezpieczenie różnicowe ΔI (87T_S – rys. 5) „wtórne”

W celu ochrony uzwojenia pierwotnego TS i uzwojenia wtórnego TD przed skutkami zwarcia, w [6, 7] rekomenduje się stosowanie zabezpieczenia różnicowego (oznaczenie ANSI – 87T) ze stabilizacją procentową oraz blokadą od 2. i 3. harmonicznej. Dla prawidłowego działania zabezpieczenia konieczne jest uwzględnienie zmiany biegunowości połączeń uzwojeń w momencie zmiany kierunku przepływu mocy przez przełącznik ARS. Jest to możliwe poprzez programową (adaptacyjną) zmianę wektorową sygnałów w zabezpieczeniu lub za pomocą

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

przełącznika zmiany kierunków połączeń uzwojeń wtórnych przekładników prądowych z zabezpieczeniem. W uproszczeniu algorytm bazuje na zależności (6) [11].

Prąd różnicowy fazy A –

$$\Delta I_A = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{s,C} + I_{l,C}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{s,B} + I_{l,B}) - I_{D2,A} \right|$$

Prąd różnicowy fazy B –

$$\Delta I_B = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{s,A} + I_{l,A}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{s,C} + I_{l,C}) - I_{D2,B} \right|$$

Prąd różnicowy fazy C –

$$\Delta I_C = \left| \frac{1}{N_s} \cdot (I_{s,B} + I_{l,B}) - \frac{1}{N_s} \cdot (I_{s,A} + I_{l,A}) - I_{D2,C} \right| \quad (6)$$

gdzie: N_s – przekładnia zwojowa, $I_{D2,x}$ – prąd uzwojenia wtórnego TD fazy x ($x = A, B, C$).

W celu zobrazowania zależności zastosowanych w równaniu (6) na rys. 10 przedstawiono wykres wektorowy składowych prądów dla uzwojenia pierwotnego TD oraz pierwotnego uzwojenia TS.

3.4. Zabezpieczenie różnicowe ΔI (87B_1,2,3 – rys. 5) „uzupełniające”

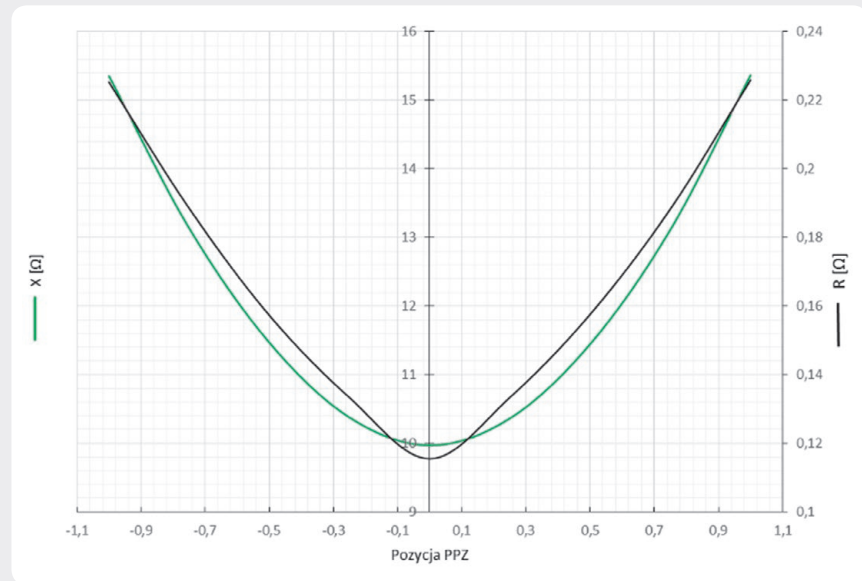
W celu ochrony uzupełniającej proponuje się również zastosowanie zabezpieczeń różnicowoprądowych bazujących na zasadzie ochrony węzła elektrycznego, a więc zgodnie z zasadą działania zabezpieczenia (87B). Proponowane kryterium jest niewrażliwe na udary prądów magnesujących, a więc brak jest konieczności uwzględnienia blokowania zabezpieczenia od wybranych harmonicznyc.

3.5. Zabezpieczenie od zwarć doziemnych TD (50N – rys. 5)

Uzwojenia pierwotne i wtórne TD pracują ze skutecznie uziemionym punktem neutralnym, dlatego też w celu uzupełnienia ochrony transformatora TD przed skutkami zwarć niesymetrycznych wykorzystuje się zabezpieczenie bazujące na kryterium nadprądowym zerowoprądowym (oznaczenie ANSI – 50N). Zaznacza się jednak, że zwarcia zwojowe są „widoczne” tylko w przypadku zwarcia większej liczby zwojów. Jest to wadą tego rodzaju zabezpieczenia. Istotne przy wyznaczaniu nastawień tego zabezpieczenia jest uwzględnienie selektywności prądowej oraz czasowej działania zabezpieczeń – konieczna jest koordynacja nastawień z nastawieniami zabezpieczeń linii przesyłowych przyłączonych do szyn stacji, w której zainstalowany jest PF. Kolejnym ważnym aspektem, który może wpływać na poprawność działania tego zabezpieczenia, jest możliwość niesymetrycznego magnesowania się rdzeni TD, co w pewnych przypadkach może doprowadzić do zbędnego (niepotrzebnego) zadziałania zabezpieczenia.

3.6. Zabezpieczenie przeciążeniowe oparte na modelu cieplnym $I\theta$ (49 – rys. 5)

Zabezpieczenie od przeciążeń rucho- wych powinno chronić transformator



Rys. 11. Zależność reakcji X i rezystancji R PF od pozycji PPZ [11]

od szkodliwych dla jego izolacji przegrzań, przy jednoczesnym zachowaniu możliwości wykorzystania dopuszczalnej jego obciążalności (wartość zależna od typu chłodzenia). Zwykle stosowane zabezpieczenie bazuje na modelu cieplnym chronionego transformatora i na podstawie przebiegu nagrzewania modelu cieplnego odzwierciedlana jest temperatura najgorętszego punktu w uzwojeniach.

Dla prawidłowej pracy tego zabezpieczenia ważne jest odpowiednie dobranie cieplnej stałej czasowej T_e transformatora. Parametr ten może zostać wyznaczony obliczeniowo lub za pomocą pomiarów fabrycznych nagrzewania uzwojeń. Czas zadziałania zabezpieczenia opartego na modelu cieplnym wyznaczany jest na podstawie algorytmu (7):

$$t = T_e \cdot \ln \left(\frac{\left(\frac{I_{\max}}{k \cdot I\theta} \right)^2 - \left(\frac{\theta_p}{100} \right)^2}{\left(\frac{I_{\max}}{k \cdot I\theta} \right)^2 - \left(\frac{\theta_{\text{wyl}}}{100} \right)^2} \right) \quad (7)$$

gdzie: t – czas zadziałania zabezpieczenia, T_e – cieplna stała czasowa (w minutach), I_{\max} – prąd maksymalnego obciążenia, k – współczynnik bezpieczeństwa, $I\theta$ – nastawiona wartość progowa prądu, θ_p – początkowe obciążenie cieplne wyrażone w procentach, θ_{wyl} – obciążenie wyłączenia wyrażone w procentach.

3.7. Zabezpieczenie od przewzbudzenia U/f (24 – rys. 5)

Nadmierny strumień w rdzeniu TS lub TD nie powinien spowodować pobudzenia kryterium różnicowo-prądowego, jednakże nie należy dopuszczać do długotrwałej sytuacji, w której wartość indukcji magnetycznej rdzenia przekracza 20–30% wartości znamionowej [14] wskutek podwyższonego napięcia na zaciskach uzwojeń lub obniżenia częstotliwości sieciowej. Dlatego w celu ochrony transformatora przed przewzbudzeniem stosuje się zabezpieczenie

bazujące na kryterium napięciowo-częstotliwościowym V/Hz.

3.8. Zabezpieczenie gazowo-przepływowe (63 – rys. 5)

Przełącznik gazowo-przepływowy kadzi transformatora: Zabezpieczenie gazowo-przepływowe typu Buchholz instalowane jest na rurze łączącej każdą transformatora ze zbiornikiem konserwatora. Jego zadaniem jest ochrona transformatora w następujących przypadkach: wszystkie zwarcia wewnątrz kadzi (rys. 7: (1), (2)), przy wydzielaniu się gazów na skutek rozkładu termicznego izolacji stałej, przy obniżeniu się poziomu oleju na skutek wycieków z kadzi. Przełącznik ma dwa stopnie działania. Pierwszy stopień (I st.) powinien reagować na obniżenie poziomu oleju wewnątrz przełącznika lub zebranie się małej ilości gazu w przełączniku, co skutkuje pobudzeniem sygnalizacji. Natomiast drugi stopień przełącznika działa, gdy przez rurę prowadzącą do konserwatora nastąpi przepływ gazu lub oleju z prędkością ok. 50 cm/s, co odpowiada przepływowi ok. 2300 cm³/s [14]. Stopień ten działa z opóźnieniem ok. 0,3 s, powodując wyłączenie PF.

Przełącznik gazowo-przepływowy PPZ i ARS: Wewnątrz kadzi TD wydzielone są trzy oddzielne komory dla PPZ. Przełącznik gazowo-przepływowy zainstalowany jest w rurze łączącej komory z konserwato- rem. Zadaniem przełącznika gazowo-przepływowego PPZ jest ochrona PPZ i PF w przypadku uszkodzenia PPZ lub przeciekania prądów o zbyt dużych wartościach (czemu towarzyszy zawsze silny łuk elektryczny). Zadziałanie przełącznika następuje w momencie przepływu w kierunku konserwatora oleju lub mieszaniny oleju z gazem. Przełącznik ten ma jeden stopień działania, który powoduje wyłączenie PF.

3.9. Zabezpieczenie podimpedancyjne $Z < (21 - \text{rys. 5})$

Jako główne zabezpieczenie rezerwowe PF zwykle stosuje się zabezpieczenie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

odległościowe. Zabezpieczenie to powinno reagować na zwarcia zlokalizowane wewnątrz kadzi TD i TS oraz zwarcia zewnętrzne. Wykorzystane kryterium bazuje na wyznaczeniu wektora impedancji obwodu zwarciego na podstawie odpowiedniej kombinacji fazorów napięć i prądów zależnych od rodzaju zwarcia (symetryczne, niesymetryczne). W aktualnym wykonaniu zabezpieczeń podimpedancyjnych transformatorów i autotransformatorów algorytmy pomiarowe i decyzyjne nie uwzględniają wielu zmiennych wielkości PF:

- a) zmienny kąt fazowy pomiędzy prądami i napięciami strony „S” i „L” PF (rys. 3) – może to spowodować zafałszowanie wyznaczonej impedancji pętli zwarcia (błąd „pomiaru” impedancji w funkcji wysterowania PF)
- b) zmienna impedancja zgodna Z_1 , przeciwna Z_2 oraz zerowa Z_0 PF „widziana” z zacisków strony „S” i „L” zależnie od wysterowania PF (rys. 11)
- c) „przenoszenie” zwarć niesymetrycznych przez PF przy zwiarcach zlokalizowanych po stronie „S” i „L”, w opracowaniu [4] wykazano zależność „przenoszenia” zwarć niesymetrycznych przez PF w funkcji wysterowania PF. Przykładowo zwarcie fazowe z ziemią po stronie „L” skutkuje zmianą modułu prądu fazy dotkniętej zwarcie oraz faz zdrowych, jak i również położenie fazorów prądów jest inne po stronie „L” i „S”. W standardowych wykonaniach transformatorów również można się spodziewać różnego rozkładu prądów po stronie GN i DN. Jest to zależne od grupy połączeń transformatorów. Natomiast w przypadku PF niemożliwe jest określenie stałej korelacji pomiędzy stroną „S” i „L”, ponieważ jest ona zależna od wysterowania PF
- d) zmienny kierunek przepływu mocy przez PF (rys. 3)
- e) zmiana parametrów podłużnych i poprzecznych schematu zastępczego zależnie od wysterowania PF
- f) różny zakres kąta regulacji mocy w zależności od obciążenia PF
- g) zmiana napięcia zwarcia PF w funkcji pozycji PPZ [11].

Brak uwzględnienia w działaniu konwencjonalnych zabezpieczeń podimpedancyjnych (zabezpieczeń przeznaczonych do ochrony transformatorów i autotransformatorów) wymienionych czynników może

powodować błędne działanie tych zabezpieczeń (brakujące lub zbędne).

W opracowaniu [5] poruszono tematykę działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Wyniki badań wskazały, że w zadanych przypadkach zabezpieczenia odległościowe, bazujące na kryterium podimpedancyjnym, mogą błędnie działać (brakujące działanie). Warunki prawidłowej pracy zabezpieczeń uzależnione były od stanu wysterowania PF (zakres kąta regulacji oraz kierunek przepływu mocy).

4. Wnioski

Złożoność struktury połączeń elementów składowych PF (także złożoność zjawisk, które występują podczas normalnej i zakłócenowej pracy PF) wymusza nieszablonowe (tj. inne niż dla transformatorów energetycznych) rozwiązania układów EAZ przeznaczonych do ochrony PF traktowanego jako jeden obiekt sieciowy. Obecnie zapewnienie odpowiedniego stopnia ochrony PF przed skutkami zwarć wewnętrznych i zewnętrznych powoduje mnogą liczbę przetworników pomiarowych zlokalizowanych wewnątrz kadzi TS i TD. Także liczba zabezpieczeń oraz zastosowanych kryteriów zabezpieczeniowych jest nietypowa. Jak dotąd opracowano jedynie algorytmy pomiarowe i decyzyjne zabezpieczeń różnicowo-prądowych dedykowane PF, które uwzględniają charakterystyczne cechy PF. Kryterium to jest wykorzystywane jako podstawowe zabezpieczenie PF przed skutkami zakłóceń zwarciovych. Jednak ważne są również zabezpieczenia rezerwowe, zwłaszcza w sieciach NN, gdzie zwykle zainstalowane są PF. Dlatego wydaje się, że niezbędne jest podjęcie prac nad nowym algorytmem pomiarowym i decyzyjnym zabezpieczenia podimpedancyjnego.

Bibliografia

1. Dokumentacja techniczna „COMTAP ARS” 1889046/03, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2010.
2. IEEE Std C57.135: IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers. August 2011.
3. Gajić Z., Differential protection for arbitrary three-phase power transformers, Lund University, Lund 2008.

4. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., „Przenoszenie” zwarć niesymetrycznych przez przesuwniki fazowe, Forecasting in electric power engineering, PE 2016, Abstracts of 13th international scientific conference, Podlesice, 6th–8th April 2016.
5. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M., Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi. Studium przypadku, Forecasting in electric power engineering, PE 2016, Abstracts of 13th international scientific conference, Podlesice, 6th–8th April 2016.
6. Ibrahim M.A., Plumptre F.P., Protection of Phase Angle Regulating Transformers, IEEE Special publication, October 1999.
7. Ibrahim M.A., Stacom F.P., Phase Angle Regulating Transformer Protection, *IEEE Transaction* 1994, Vol. 9, No. 1.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej ver.2.1. PSE, luty 2013.
9. Jezierski E., Transformatory, WNT, Warszawa 1982.
10. Kasztenny B., Thompson M., Fisher N., Fundamentals of Short-Circuit Protection for Transformers. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., November 2012.
11. Khan U., Modeling and protection of phase shifting transformers, The University of Western Ontario, November 2013.
12. Standardowe Specyfikacje Funkcjonalne PSE-SF.KSE2.3/2012v1, Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, pomiary i układy obwodów wtórnych, Konstancin-Jeziorna, kwiecień 2014.
13. Wester C., Sevov L., Phase angle regulating transformer protection using digital relays, International IEE Conference on Developments in Power System Protection, 2004.
14. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 1999.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Tomasz Bednarczyk

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: tomasz.bednarczyk@polsl.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Obecnie doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów. Jego działalność naukowo-badawcza jest związana przede wszystkim z analizą zjawisk towarzyszących zwarciom (metalicznym i łukowym) w sieciach elektroenergetycznych WN i NN, szczególnie dotyczy poprawności pomiarowej i decyzyjnej automatyki zabezpieczeniowej, w tym wykorzystującej kryterium podimpedancyjne. Obszar jego zainteresowań obejmuje również pomiary urządzeń elektroenergetycznych oraz badania dokładności przetwarzania torów napięciowych i prądowych na potrzeby automatyki elektroenergetycznej. W sferze zawodowej zajmuje się uruchamianiem stacji elektroenergetycznych: rozruch, pomiary odbiorcze urządzeń i sieci, badanie układów automatyki zabezpieczeniowej oraz projektowaniem stacyjnych obwodów wtórnych.

Adrian Halinka

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: adrian.halinka@polsl.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej. Od 1994 roku jest związany zawodowo z Instytutem Elektroenergetyki i Sterowania Układów Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, obecnie na stanowisku profesora. Obszar jego zainteresowań naukowych i badawczych koncentruje się przede wszystkim na: analogowym i cyfrowym przetwarzaniu sygnałów pomiarowych, adaptacyjnych częstotliwościowo algorytmach pomiarowych i decyzyjnych stosowanych w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej, technikach decyzyjnych wykorzystywanych w automatyce elektroenergetycznej, systemach automatyki elektroenergetycznej (zabezpieczeniowej) dedykowanych strukturom sieciowym ze źródłami generacji rozproszonej, obszarowych systemach automatyki zabezpieczeniowej bazujących na technikach pomiarów synchronicznych, automatyce pomiarowej, zabezpieczeniowej i sterującej w sieciach typu smart.

Piotr Adrian Rzepka

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z działaniem automatyki zabezpieczeniowej i systemowej, modelowaniem i analizą stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, określeniem wpływu źródeł rozproszonych na funkcjonowanie układów sieciowych w stanach zakłóceń oraz obszarowymi systemami automatyki elektroenergetycznej do nadzoru klasycznych i autonomicznych struktur sieci z lokalnymi źródłami wytwórczymi.

Mateusz Szablicki

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl

Asystent w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, główny konsultant w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z systemami automatyki elektroenergetycznej układów sieciowych złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie (w tym sieciami nasyconymi rozproszonymi źródłami wytwórczymi, sieciami typu smart), definiowaniem nowych, nieklasycznych rozwiązań dedykowanych obszarowym systemom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (w tym systemami wieloagentowymi, pomiarami synchronicznymi) oraz modelowaniem i symulacją warunków pracy obiektów elektroenergetycznych (zwłaszcza elektromagnetycznych stanów przejściowych).