

Classical and Solid-state Tap-changers of HV/MV Regulating Transformers and their Regulators

Authors

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz
 Piotr Mysiak

Keywords

on-load tap-changer, voltage regulation, 110/15 kV transformer

Abstract

The paper presents the designs of classic and solid-state tap-changers for HV/MV regulating transformers. A simulation model was designed to assess the quality of voltage regulation with an on-load tap-changer. Disruption in this model is represented by a change in the demand and supply voltage of the transformer. Based on simulation studies, the paper presents the comparative characteristics of classic and solid-state tap-changers. The effect of replacing the classical tap-changer switch with a solid-state one on the regulator synthesis was also studied. Based on the analyses above new options of regulation with solid-state tap-changers have been formulated. The purpose of this paper is to determine the requirements for this new type of regulator for solid-state tap-changers and possible criteria for the operation of this control mechanism.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017309

Received: 09.03.2017

Accepted: 27.06.2017

Available online: 30.09.2017

1. Introduction

This article deals with on-load tap-changers, which allow for an adjustment to be made in the voltage or reactive power flow without switching the power transformer off during operation. From the control theory point of view, these are actuators (including transformers). The classic on-load tap-changer consists of movable and fixed contacts, an electric drive for tap changing, and additional components such as resistors and reactors. Due to the heat released during switching operations and the durability of the switches, both the number and the frequency of tap changes are limited by the assumed useful life of the system. This fact makes it impossible to provide high-quality voltage regulation under fast-changing conditions such as load changes, and barely predictable RES output, which depends on actual atmospheric conditions (e.g.: PV, WF). Furthermore, in the ideal tap-changer the current flows through the control winding at all times during tap changing, i.e. when switching from one tap to the another there may be no period of current break in all taps. In addition, in order to avoid short circuits between taps, there should be no period at which both taps are conductive without additional impedance. Fulfilling both of these conditions is difficult and requires special mechanical constructions.

Complex tap-changing mechanisms are prone to damage, including: contact burnout, asynchronous three-phase operation, complete damage to the drive. One of the modern solutions, not yet used in the National Power System (NPS), are solid-state tap-changers. Solid-state changers are not so strictly regulated as their classical counterparts, e.g. with regard to the number of changing operations or their frequency. In addition, the downsizing of mechanical parts has produced a device with much more durability.

2. Regulating transformers and voltage regulation

Some power transformers may have their voltage ratios adjusted. This is accomplished by changing the number of turns in the transformer winding. In theory, the best control solution would be to simultaneously change the numbers of turns on both sides of the transformer so that its magnetic flux does not change during the adjustment. However, such a solution would be costly. That's why one of the windings is selected. The number of selected winding coils is changed in steps by changing taps, so the ratio of the transformer also changes in steps (is discretized). There are two types of power transformers with variable ratios.

The first is a transformer with a ratio that may only be adjusted after it has been disconnected from the grid, this arrangement serves for occasional voltage regulation several times a year, e.g. seasonal load change. Most of them are lower power MV/LV transformers. The typical ratio adjustment range is $\pm 5\%$. As their control performance is not very good, they won't be considered any further. The other type is a power transformer with an on-load tap-changer, in other words, a regulating transformer. They change taps without delay. Their typical ratio adjustment range is $\pm 20\%$. These are typically high-power transformers, such as unit, coupler or step-down transformers. It is therefore possible to automatically control the voltage ratio, and depending on where the transformer is installed in the NPS and the purpose this may be:

- voltage regulation in specified grid locations
- reactive power flow control
- active power flow control [1].

From the automation point of view, the automatic ratio control process may be illustrated as in Fig. 1. The regulating component is the regulating transformer. This equipment reduces disruption $z(t)$ in the form of changes in power demand, switching, power output of nearby sources, e.g. RES, or disruption in the operation of selected grid components. The control device is the on-load tap-changer which, when operating in voltage regulation mode, measures the voltage on the specified side of the transformer.

Voltage in HV/MV transformers is usually adjusted on the MV side. Since the loads may change dynamically, and the voltage U_T on the MV bars is measured, therefore the voltage in the depth of the grid will change. Because of this, the tap-changer (PZ) regulators allow for voltage regulation on the MV side with current compensation. This regulation consists of the fact that the input, based on which the degree of deviation is determined, is not just U_T (MV bars) but U_T minus the voltage drop on impedance Z_k (a regulator parameter). For this purpose, the MV current measurement I_T is used.

Current compensation is troublesome because distribution grids are complex, so it is difficult to select Z_k for most real cases,

especially since the compensation parameters change as a result of many factors related to the weather and the load on each line. In practice, the compensation function is disabled in the regulators, and the correct voltage at the receivers is provided by increasing the set voltage to the upper half of the regulation range, i.e. between U_N and $1.1 \cdot U_N$ [4, 5]. This is the correct solution for grids without local sources. However, in present times, RES sources are connected to the distribution grid as standard. The solution is to use a regulation algorithm with MLDC – *Multi Line Drop Compensation*, in the tap-changer PZ regulators, which determines the optimum position of the on-load tap-changer of the HV/MV transformer. Regulating the tap changing function of the transformer with an MLDC algorithm, unlike the classical control method, will seek to identify the tap at which the power supply voltages across all lines will stay within acceptable limits. The process of new tap identification is based on flow calculations in a grid model fed with actual measurements. However, with this level of complexity (often more than 100 MV/LV substations supplied from a single HV/LV substation, lines not homogeneous throughout their lengths) and its continuous changes (new customers or sources connected, MV grid expanded, supply reconfigured after a fault), the distribution grid is difficult to render in an accurate and up-to-date model. An elaborate model can quickly become obsolete [4]. This implies the need to use grid measurements instead of current exact grid models and flow calculations. This requires the deployment of a remote measuring system in selected grid locations. The concept of superior reactive power and a voltage management system was presented at the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering [4, 5].

The optimization criteria for voltage in the distribution grid may include [12]:

- minimum economic losses incurred by consumers due to supply voltage deviation from the rated value
- minimum power and energy losses in the grid incurred by the distribution company
- minimum total costs, i.e. power and energy losses in the grid plus bonuses and discounts granted to customers as a form of

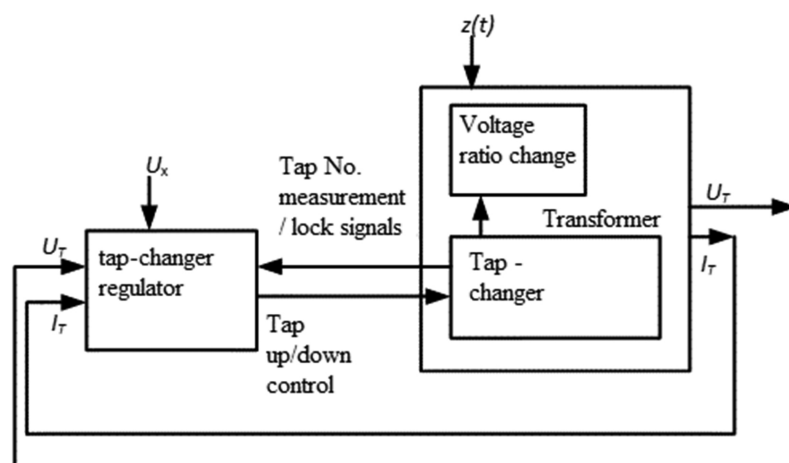


Fig. 1. Lower voltage control by transformer tap changing, where: U_x – voltage setpoint; U_T and I_T – voltage and current on the selected transformer side; $z(t)$ – disturbance in the control system

compensation for the failure to keep voltage variation within acceptable limits

- minimum relative energy losses in the grid
- maximum profit for the trading company from the sale of energy
- minimum supply voltage variation.

Since the grid operator is obliged to ensure the required energy quality for connected customers, the minimum supply voltage variation should be adopted as the MLDC regulation criterion. This topic has been discussed in [13, 14]. In [8] the adverse impact of distributed generation was reported with regard to maintaining distribution grid voltages, if controlled by the traditional transformer adjustment method, and how the MLDC control algorithm improves the performance of the system.

Voltage regulation quality criterion in the form of minimum variation may be adopted in a single power grid condition as the standard deviation from the nominal value:

$$J = \sum_{i=1}^n \frac{|U_i - U_n|}{U_n} \quad (1)$$

where: U_i – voltage in i -th node [V], U_n – rated voltage [V], n – No. of nodes.

When analysing the changing condition of the grid (simulation in time interval with a pre-set step) this criterion can take the form:

$$J = \int_{t=0}^N \sum_{i=1}^n \frac{|U_i(t) - U_n|}{U_n} dt \quad (2)$$

where: $U_i(t)$ – voltage in i -th node at time t , N – simulation end time.

3. Classic tap-changers

The classification of regulating transformer tap-changers is shown in Fig. 2. The first break-down criterion are the operational considerations, i.e. the conditions of transformer winding tap change (Fig. 2). This breaks tap-changers down into no-load and on-load. In automatic control systems, only on-load changers are employed that change taps without interrupting the transformer's operation. Hereinafter, only the on-load tap-changers will be discussed, as the no-load changers are only used in manual transformer control systems. At present, mechanical on-load tap-changers are commonly used. Another criterion used to categorize mechanical tap-changers is the type of insulation used. Those with oil insulation are most common. The oil in this type of changer, used for insulation, provides cooling and electric arc quenching. Arc quenching in oil produces combustion by-products, such as carbon compounds and gases. With increasing levels of contamination, the insulating oil loses its insulating properties in a relatively short time. This results in a gradual deterioration of the electrical strength of the contact gap with each change.

For larger power transformer changers a separate selector and power switch are used, and their switching sequence is shown in Fig. 3. Actual current paths are marked red, 1 – selector on, 2 – second selector, 3 – power switch. At first, the selector dry-switches the tap (Fig. 3a–c), and then the power switch activates (Fig. 3d–g). During switching operations of the power switch the circuit cannot be broken. For this reason, contacts in the power switch are changed so that the target contact is first closed, and

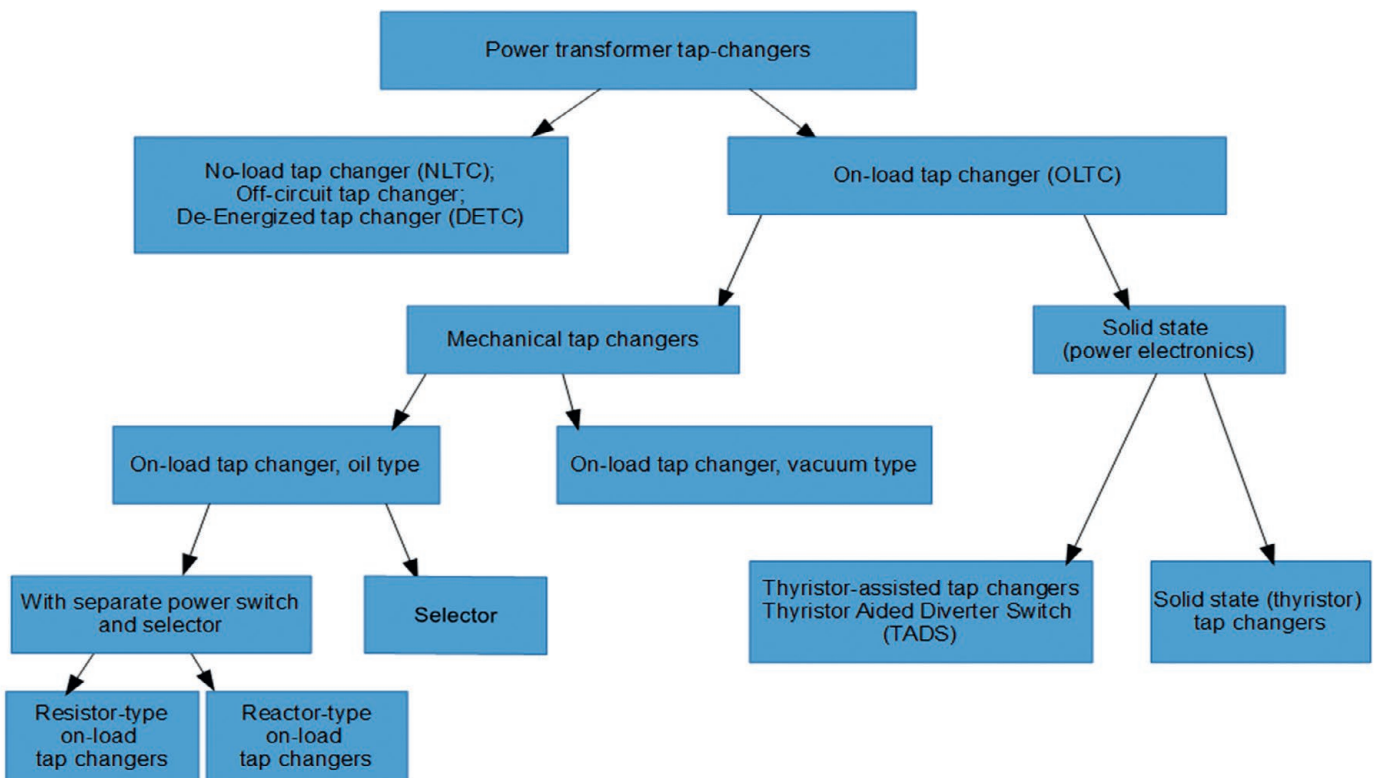


Fig. 2. Classification of tap-changers

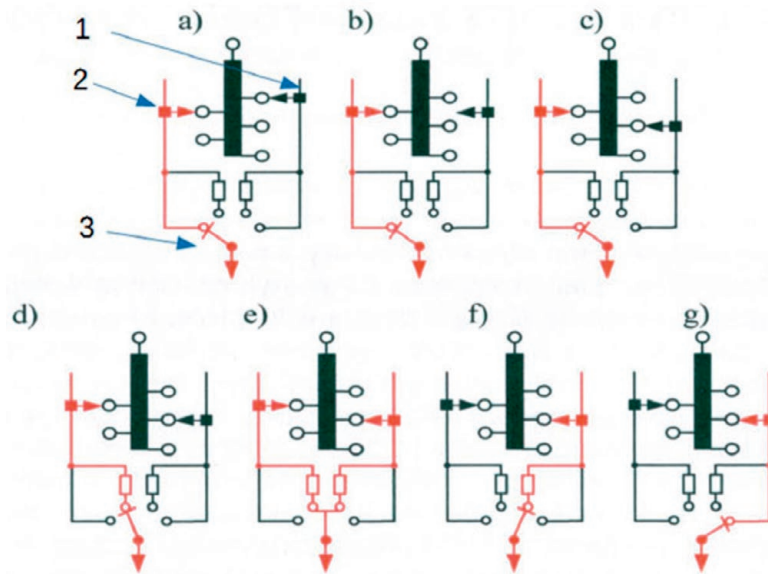


Fig. 3. Sequence of tap-changes with separate selector and power switch [6, 2]

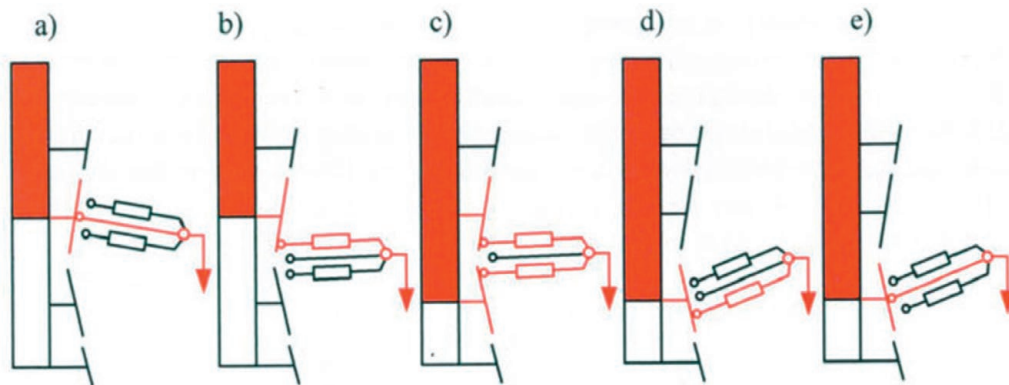


Fig. 4. Selector tap-changer's switching sequence [7, 2]

then the initial contact is opened. Selector changers are available for smaller power transformers. Their switching sequence is shown in Fig. 4. This rotating switch consists of three contacts, which simplifies their design. Changers with vacuum chambers are quite interesting devices. An interesting group of changers are solid-state changers. Solid-state changers can also be divided into two groups. The first are hybrid devices, i.e. with solid-state and classic switches. Solid-state switches are used to change taps with no electric arc, whereas the classic switches can only change taps under no load. Classic switches conduct load currents when the tap does not change. The changers discussed hereinafter are fully electronic, containing only solid-state switches.

They are characterized by the absence of an electric arc, high switching frequency, lack of required breaks between switching operations, low operating costs, and the option of switching taps on non-sequentially.

4. Solid-state tap-changers

Fig. 5 shows a typical electronic tap-changer design. The pair of reciprocally coupled thyristors is the AC current switch. This device contains no impedance to limit the inter-tap current,

which requires precise real-time control with solid-state switches. This switch has as many adjustment steps as there are transformer taps. The number of adjustment steps is equal to the number of operational switches. The bypass switch is used in an emergency, i.e. over currents. Its current carrying capacity is higher than that of operational switches. It may be implemented in another technology, e.g. switch with vacuum chambers.

In the tap-changer shown in Fig. 6, the switches are divided into two groups, selected by switch Z or Y. In order to prevent an inter-tap current, proper switch control is required. The disadvantage of this system is the higher voltage drop on two serially connected switches.

The changer design shown in Fig. 7 enables the connection of any part of the control winding in any direction (in the same or opposite direction). This ensures a wide range of control. Control winding sections between taps do not have to be equal, which makes it possible to select them according to requirement. This diagram does not show the bypass switch. A more flexible design is shown in Fig. 8. Each winding section can be independently connected (in the same or opposite direction) to the

main winding. It requires more operational switches, but ensures many more adjustment steps.

Advantages of solid-state tap-changers include [3]:

- low operating costs, no oil testing and refill is required, unlike in the classic changers
- fast switching, solid-state components are much faster than mechanical contact elements

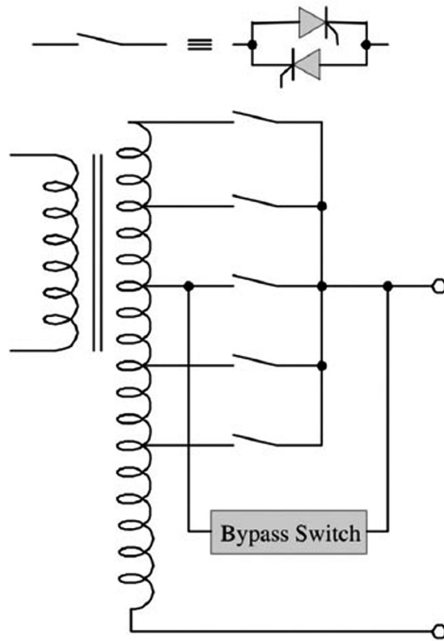


Fig. 5. Design example of an electronic tap-changer without impedance limiting inter-tap currents [3, 10]

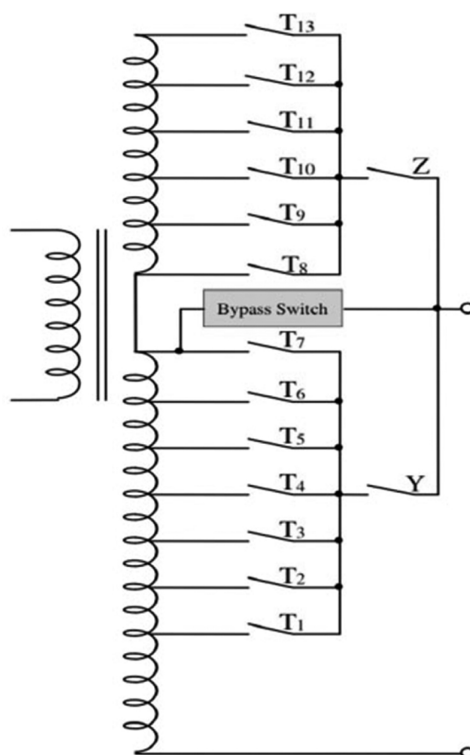


Fig. 6. Design example of an electronic tap-changer without impedance limiting inter-tap currents, divided into two groups [3, 10]

- non-sequential tap changing – there is no need to switch to the neighbouring tap, as is the case with the classic tap-changers. With soft commutation, no additional impedance is needed to limit the inter-tap current. This allows for any tap change, and the downsizing of the device.

The disadvantages of solid-state tap-changers include [3]:

- larger voltage drop on mechanical contacts – this is due to the solid-state characteristics of the components
- higher cost of the whole device compared to the classical solution of a transformer with the same power
- lower resistance to overcurrents and overvoltages than devices with mechanical contacts – this is due to the lower resistance to overcurrents and overvoltages of solid-state components.

5. Computer simulation assumptions

The analysis was limited to MV grids. Low voltage circuits were omitted because the classical tap-changer regulators do not take voltage in LV grids into account. The voltage in the MV grid depends on the HV/MV transformer output voltage, reactive and active power intakes at MV/LV substations, the voltage characteristics of the nodes with MV/LV substations, and the HV/MV voltage ratio of the transformer. In addition, the MV grid voltage depends on the power output to MV and/or LV grid.

The purpose of the simulation is to compare the capabilities of classic and solid-state tap-changers to improve the quality of electricity, i.e. the voltage. To do this, three model variants need to be developed:

- using fixed-ratio HV/MV transformers, variable HV input voltage, variable power intakes by MV/LV substations, and with voltage characteristics implemented
- using HV/MV transformers with a classical on-load tap-changer, variable HV input voltage, variable power intakes by MV/LV substations
- using HV/MV transformers with solid-state on-load tap-changers, variable HV input voltage, variable power intakes by MV/LV substations.

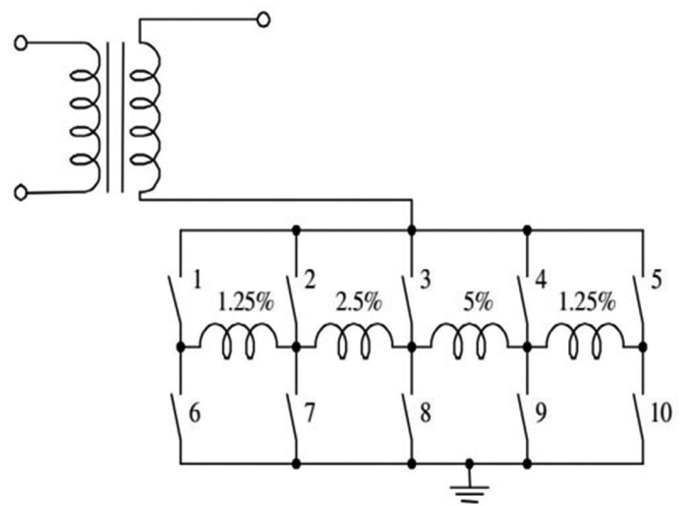


Fig. 7. Design of the universal electronic tap-changer – parallel connected sections [3, 9]

The result of these simulations will be rms voltages in all nodes of the MV network, and the evaluation of the voltage regulation quality according to a chosen criterion – formula (2). The following assumptions and simplifications were adopted for the model:

- Solid-state AC switches modelled in a simplified way. No actual thyristor parameters taken into account
- In real systems on the HV side both the voltage and its angle are changed, which can be determined by means of HV grid flow calculations. The simulation was limited to random changes in effective voltage in the range of $0.75-1.25 U_N$
- In regulating transformers with electronic tap-changers, different techniques are used to increase the number of voltage control steps with a predetermined number of taps, e.g. discrete cycle modulation (DSM) [3]. This technique was not used during the simulation, so the positive effect of the electronic tap-changer will be underestimated
- For the electronic and solid-state tap-changer the same number of transformer taps was assumed
- The constraints shown in Tab. 1 were applied to the classic tap-changer simulation. An algorithm of the classical mechanical tap-changer regulator was presented, among other accounts, in [1]
- The MLDC algorithm was used, superior true voltage control must be in place, such as an integrated voltage regulation and a reactive power management system [4, 5]. The object of the simulation is to compare the regulatory properties of both tap-changer types. It was not intended to set optimal control algorithms.

6. Modelling and simulation

The simulation was conducted in a MATLAB environment using the physical modelling toolboxes of Simscape Power Systems.

No.	Name / description	Value	Unit
1	Tap-changer durability (No. of switching operations)	$250 \cdot 10^3$	–
2	Tap change time	8	s
3	No. of taps (not shorted)	33 (-16, 0,+16)	–
4	U_{wz} – relative voltage change at tap change by one	0.01875	p.u.
5	Control block delay	50	s
6	Dead band	0.0375	p.u.
7	U_{ref} – reference voltage	1.04	p.u.

Tab. 1. Technical and operational specification of mechanical tap-changers

No.	Name / description	Value	Unit
1	Tap change time	0.1	s
2	No. of taps (not shorted)	33 (-16, 0,+16)	–
3	U_{wz} – relative voltage change at tap change by one	0.01875	p.u.
4	Dead band in U_{wz} units	$-0.5 \div +0.5$	p.u.
5	Generation time of possible tap change signal	2	s

Tab. 2. Parameters of electronic tap-changer simulations

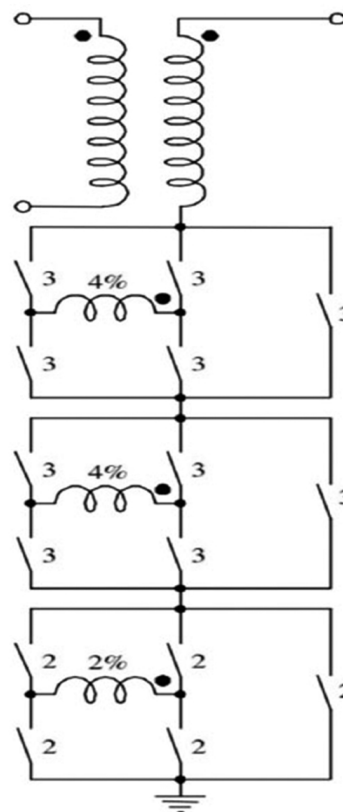


Fig. 8. Flexible design of the universal electronic tap-changer – parallel connected sections [3, 11]

Coefficient J for a system with a fixed-ratio transformer	892.5
Coefficient J for a system with a classic tap-changer	861.8
Coefficient J for a system with a solid-state tap-changer	265.1

Tab. 3. Simulation results of variable load and supply impact on voltage quality

The simulation model with an electronic tap-changer is shown in Fig. 9. Other models are very similar (with or without regulators of various types). For all models, the same input was used. Three simulations were made. Firstly for a system with a fixed-ratio transformer. Secondly for classic tap-changer and lastly for an electronic tap-changer. The simulation results are presented in Tab. 3.

7. Conclusions

Simulations were carried out in a manner similar to the actual conditions (variable load, variable supply voltage), using flow calculations. This required the tap-changer’s characteristic parameters to be specified. Solid-state tap-changers significantly improve voltage regulation quality with respect to the classical changer, irrespective of their control algorithms. The voltage regulation quality is improved due to the switching capacity of the solid-state switches. However, the tasks and requirements of the regulators are different for both tap-changer versions. This affects the synthesis of the regulator. The regulator for solid-state changers requires fast measurement systems and fast control of

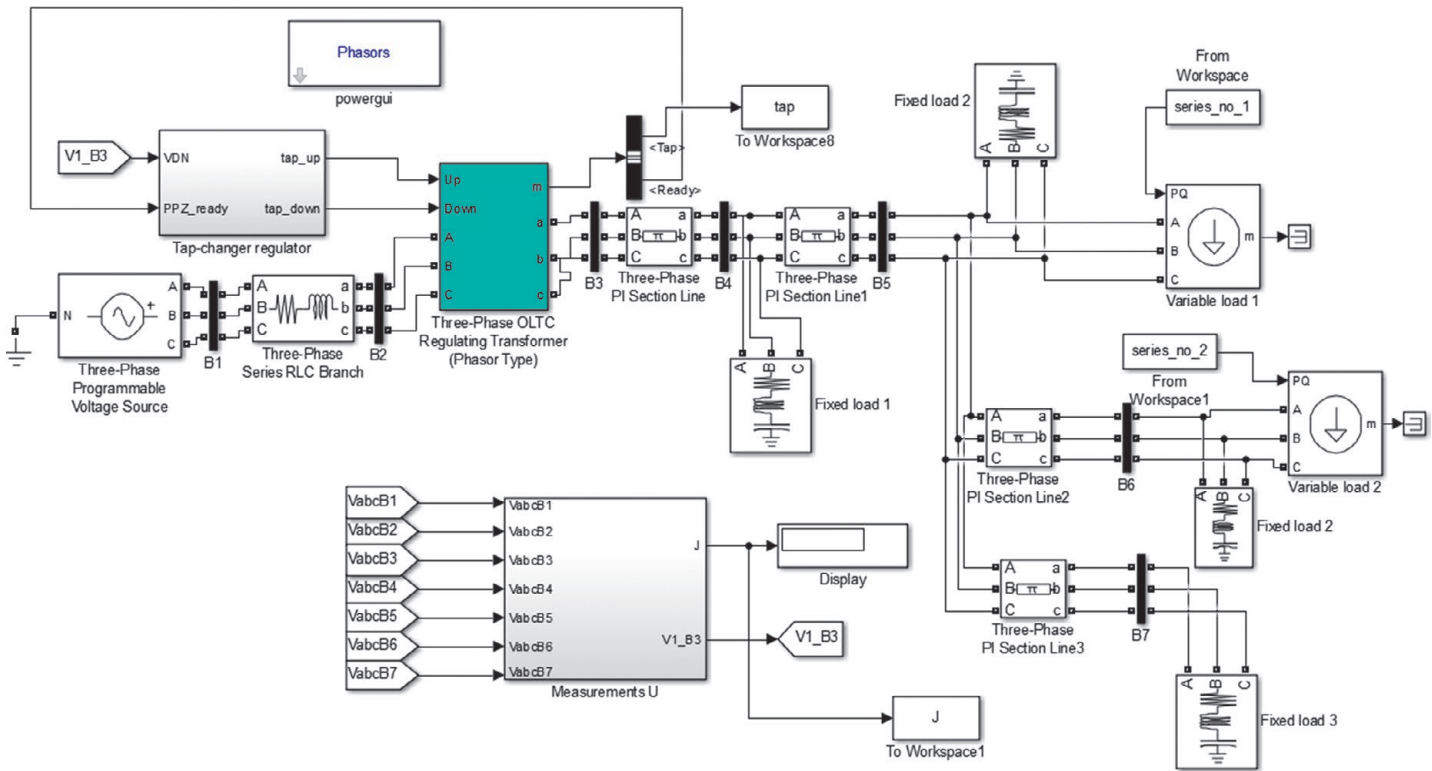


Fig. 9. Diagram of the simulation of electronic tap-changer regulator performance impact on voltage quality

solid-state switches. This affects the choice of hardware platform. Coefficient J depends on the grid size (No. of nodes) and simulation time. However, the results for the same grid and the same simulation parameters can be used directly. When comparing different grids or different simulations, these coefficients should be normalized by the number of nodes and simulation time. Compared to classic systems, the measurement of voltage RMS the effective value most often implemented in, for instance, 10 cycles, is not needed, but precise zero detection is required to ensure proper commutation.

From this it follows that suitable hardware platforms may include FPGA systems, and advanced 32-bit microcontrollers and single board computers. Hardware platform choice must be preceded by tests of pre-programmed systems, which will be the subject of subsequent publications.

A significant improvement in voltage regulation quality with the use of an electronic tap-changer results from its various features. Upon the occurrence of a control error, a classical changer's regulator must „wait” for a definite time before changing the tap to an adjacent one. Electronic changer regulators switch „immediately” to the required control winding tap.

REFERENCES

1. J. Machowski, „Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego” [Power system adjustment and stability], Publishing House of the Warsaw University of Technology, Warszawa 2007.
2. A. Cichoń, „Nowa metoda diagnostyki stanu technicznego podobciążeniowych przełączników zaczepów” [New method for

- diagnosing the technical condition of on-load tap-changers], Opole University of Technology, Opole 2011.
3. J. Faiz, B. Siahkollah, „Electronic tap-changer for distribution transformers”, Power Systems. Springer-Verlag, Berlin – Heidelberg 2011.
4. Ł. Czapla, J. Jemielity, „Opracowanie koncepcji i założeń technicznych do realizacji systemu zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID)” [Development of concepts and technical assumptions for implementation of the voltage and reactive power management system in a smart grid area], statutory works of the Gdańsk Branch of Institute of Power Engineering, Gdańsk 2010.
5. Ł. Czapla, T. Ogryczak, „System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID)” [Voltage and reactive power management system in a smart grid area], *Elektro.info*, No. 7–8, 2012.
6. „Transformatory w eksploatacji” [Transformers in operation], edited by R. Malewski, Energo-Complex Publishers, Vol. I, Piekary Śląskie 2005.
7. „Eksploatacja transformatorów energetycznych” [Operation of power transformers], edited by R. Malewski, Energo-Complex Publishers, Vol. II, Piekary Śląskie 2008.
8. C. Joon-Ho, K. Jae-Chul, „Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 2, 2000.
9. R.C. Degeneff, „A new concept for a solid-state on-load tap-changers. Electricity Distribution. Part 1”, Contributions, CIRED, 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438).
10. F.Q. Yousef-Zai, D. O'Kelly, „Solid-State on-load transformer tap-changer”, *IEE Proceedings – Electric Power Applications*, Vol. 143, No. 6, 1996.

11. O. Dernirci et al., "A new approach to solid-state on-load tap-changing transformers", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 13, Issue 3, 1998.
 12. A. Kot, W.L. Szpyra, "Optymalna regulacja napięcia w sieciach rozdzielczych średniego napięcia" [Optimal voltage regulation in medium voltage distribution grids], *Acta Energetica*, No. 2/2, 2009.
 13. A. Kot, "Ewolucyjna optymalizacja regulacji napięcia w rozległej sieci rozdzielczej zawierającej lokalne źródło mocy" [Evolutional optimization of voltage regulation in an extensive distribution network with local power source], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 9, 2006.
 14. A. Kot, "Optimal voltage control in the medium voltage networks containing dispersed generation", *Archiwum Energetyki*, Vol. XXXVII, No. 1–2, 2007.
-

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

Institute of Power Engineering

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Graduated with a Masters degree in automation and robotics from the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology (2002). He's worked in industry as an automation and IT engineer. Now a main specialist in the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. His interests include the application of artificial intelligence methods in power engineering, voltage regulation in power substations, research and implementation of fuzzy logic in embedded systems, design of regulators. In addition, he deals with renewable energy and energy storage (Smart Grid). PhD student at the Department of Marine Automatics, Electrical Faculty of Gdynia Maritime University.

Piotr Mysiak

Gdynia Maritime University

e-mail: p.mysiak@we.am.gdynia.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of the Technical University of Łódź (1984) and from the Electrical Faculty of Gdynia Maritime University (1993). He received the title of doctor of technical sciences in power engineering (1996). After habilitation (2001), in the same year he was appointed associate professor at the Department of Marine Automatics at Gdynia Maritime Academy. He participates in research, educational and economic projects for the development of Kashub and Pomerania region. He has over 50 publications and research papers to his credit on the protection of electronic power converters, and the minimization of their adverse impact on the power grid.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 110–117. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Klasyczne i półprzewodnikowe przełączniki zacze- pów transformatorów regulacyjnych WN/SN i ich regulatory

Autorzy

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz
Piotr Mysiak

Słowa kluczowe

podobciążeniowy przełącznik zacze-
pów, regulacja napięcia, transformator 110/15 kV

Streszczenie

W artykule przedstawiono konstrukcje klasycznego oraz półprzewodnikowych przełączników zacze-
pów dla transformatorów regulacyjnych WN/SN. Zaprojektowano model symulacyjny do oceny jakości regulacji napięcia za pomocą podobciążeniowego przełącznika zacze-
pów (PZ). Zakłóceniem w tym modelu są zmiany zapotrzebowania oraz zmiany napięcia zasilania transformatora. W artykule na podstawie badań symulacyjnych zaprezentowano charakterystykę porównawczą klasycznych przełączników zacze-
pów oraz półprzewodnikowych. Zbadano również, jaki wpływ na syntezę regulatora ma zmiana klasycznego przełącznika na półprzewodnikowy. Na podstawie ww. analiz sformułowano nowe możliwości regulacji z półprzewodnikowymi przełącznikami zacze-
pów. Celem artykułu jest określenie wymagań dla nowego typu regulatora półprzewodnikowych przełączników zacze-
pów oraz możliwości kryteriów działania tej regulacji.

Data wpływu do redakcji: 09.03.2017

Data akceptacji artykułu: 27.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

1. Wstęp

W artykule będziemy się zajmowali podob-
ciążeniowymi przełącznikami zacze-
pów, które umożliwiają regulację napięcia lub
przepływu mocy biernej bez wyłączenia
transformatora elektroenergetycznego
z ruchu. Z punktu widzenia teorii sterowa-
nia są to urządzenia wykonawcze (łącznie
z transformatorem). Klasyczne wykonanie
podobciążeniowego przełącznika zacze-
pów składa się ze styków ruchomych i nieru-
chomych, napędu elektrycznego umożli-
wiającego zmianę zacze-
pu oraz elementów
dodatkowych, jak rezystory lub dławiki. Ze
względu na wydzielanie się ciepła podczas
operacji łączeniowych oraz trwałości łącz-
ników zarówno liczba, jak i częstotliwość
przełączeń zacze-
pów jest ograniczona przy
założonej żywotności układu. Fakt ten unie-
możliwia zapewnienie wysokiej jakości
regulacji napięcia przy szybkozmiennych
warunkach, np. zmianach obciążenia, obec-
ności generacji OZE o trudno prognozo-
walnej mocy wyjściowej, zależnej zazwyczaj
od aktualnych warunków atmosferycznych
(np.: PV, FW). Ponadto w idealnym prze-
łączniku zacze-
pów w trakcie operacji prze-
łączania zacze-
pu w żadnej chwili nie może
wystąpić przerwa w przepływie prądu przez
uzwojenie regulacyjne, tj. przy przełączeniu
z jednego zacze-
pu na drugi nie może wystąpić
moment, w którym przez żaden zacze-
pu nie płynie prąd. Ponadto w celu uniknięcia
zwarcia pomiędzy zacze-
pami nie powinien
wystąpić moment, w którym przewodziłyby
jednocześnie oba zacze-
py bez udziału dodat-
kowej impedancji. Spełnienie jednocześnie
obu tych warunków jest trudne do realizacji
i wymaga specjalnych konstrukcji mecha-
nicznych. Złożone mechanizmy przełącz-
ników zacze-
pów narażone są na wystę-
powanie uszkodzeń, m.in.: wypalenie/
napalenie styków, niejednoczesna ich praca

w trzech fazach, całkowite uszkodzenie
napędu. Jednym z nowoczesnych rozwiązań,
niestosowanych jeszcze w Krajowym
Systemie Elektroenergetycznym (KSE), są
półprzewodnikowe przełączniki zacze-
pów. Łączniki półprzewodnikowe nie posia-
dają takich surowych ograniczeń jak ich
klasyczne odpowiedniki, np. dot. liczby
operacji łączeniowych czy ich częstotliwości.
Ponadto redukcja części mechanicznej
umożliwia uzyskanie urządzenia o znacznie
większej trwałości.

2. Transformatory regulacyjne i regulacja napięcia

Niektóre transformatory elektroenerge-
tyczne umożliwiają zmianę przekładni.
Odbyna się ona poprzez zmianę liczby
zwojów w uzwojeniu transformatora.
Teoretycznie najlepszym rozwiązaniem
sterowania byłaby równoczesna zmiana
liczby zwojów po obu stronach transfor-
matora, tak aby w trakcie sterowania stru-
mien magnetyczny transformatora nie
ulegał zmianie. Jednak takie rozwiązanie
byłoby kosztowne. Wybiera się do tego
jedno z uzwojeń. Liczbę zwojów wybra-
nego uzwojenia zmienia się skokowo za
pomocą odczepów, zatem zmiana prze-
kładni transformatora odbywa się również
w sposób skokowy (zdyskretyzowany).
Transformatory elektroenergetyczne
z możliwością zmiany przekładni mogą
być zrealizowane w dwóch wariantach.
W pierwszym są to transformatory o prze-
kładni zmienianej tylko po jego odłączeniu
od sieci i służą do sporadycznej, kilkukrotnej
w ciągu roku regulacji napięcia, np. zmiana
sezonowa obciążenia. Najczęściej są to trans-
formatory mniejszych mocy SN/nn. Typowy
zakres zmian przekładni wynosi $\pm 5\%$.
Ze względu na to, że nie mają one tak
korzystnych właściwości regulacyjnych,

w niniejszym artykule nie będą omawiane.
W drugiej grupie są transformatory elek-
troenergetyczne wyposażone w podob-
ciążeniowe przełączniki zacze-
pów, nazywane
są regulacyjnymi. Zmiana ich przekładni
odbywa się w trakcie pracy. Zakres zmian
przekładni tych transformatorów wynosi
typowo $\pm 20\%$. Są to typowo transformatory
dużych mocy, np.: blokowe, sprzęgające lub
redukcyjne (GPZ). Możliwe jest zatem sterowa-
nie automatyczne przekładnią, zależnie
od miejsca instalacji transformatora w KSE
oraz celu może to być :

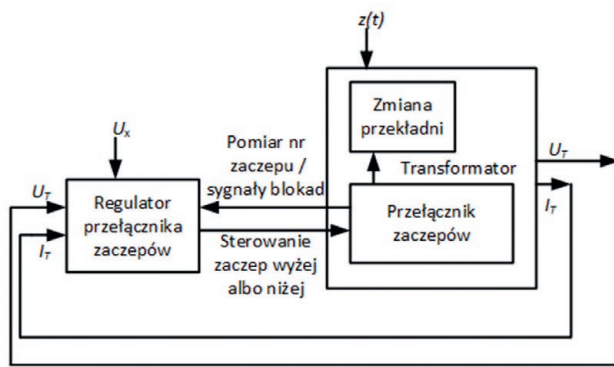
- regulacja napięcia w zadanym punkcie
sieci
- regulacja przepływu mocy biernej
- regulacja przepływu mocy czynnej [1].

Z punktu widzenia automatyki proces auto-
matycznego sterowania przekładnią można
przedstawić na rys. 1. Obiektem regulacji
jest transformator regulacyjny. Na obiekt
ten działają zakłócenia $z(t)$ w postaci zmian
zapotrzebowania na moc, zmiany stanów
łączników, zmiany mocy generowanej przez
pobliskie źródła, np. OZE, czy też zakłó-
cenia w pracy wybranych elementów sieci.
Urządzeniem sterującym jest regulator prze-
łącznika zacze-
pów, który pracując w trybie
regulacji napięcia, mierzy napięcie po okre-
ślonej stronie transformatora.

W transformatorach WN/SN stosuje się tryb
regulacji napięcia po stronie SN. Ze względu
na to, że pobierane moce przez odbiorniki
mogą się dynamicznie zmieniać, a mierzona
wielkością U_T jest napięcie na szynach
SN, zatem napięcie w głębi sieci będzie się
zmieniać. Z tego względu regulatory prze-
łączników zacze-
pów (PZ) umożliwiają regu-
lację napięcia po stronie SN z kompensacją
prądową. Polega ona na tym, że wielkością
wejściową nie jest bezpośrednio U_T (napięcie
szyn SN), na podstawie której wyznaczany
jest uchyb, lecz U_T pomniejszone o spadek

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 110–117. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Układ sterowania napięcia dolnego za pomocą przełącznika zaczeów transformatora, gdzie: U_x – wartość zadana napięcia; U_T i I_T – napięcie oraz prąd po wybranej stronie transformatora; $z(t)$ – zakłócenia układu regulacji

napięcia na impedancji Z_k (będącej parametrem regulatora). Do tego celu wykorzystywany jest pomiar prądu po stronie SN – I_T . Zastosowanie kompensacji prądowej jest kłopotliwe, bowiem układy sieci rozdzielczych są złożone, dlatego trudno jest dobrać Z_k dla większości realnych przypadków, tym bardziej że parametry kompensacji zmieniają się w wyniku działania wielu czynników związanych z pogodą i obciążeniem poszczególnych linii. W praktyce funkcja kompensacji jest wyłączona w regulatorach, a prawidłowy poziom napięć u odbiorców zapewnia się poprzez podwyższenie napięcia zadanego do górnej połowy zakresu regulacji, tj. pomiędzy wartością U_N a wartością $1,1 \cdot U_N$ [4, 5]. Jest to rozwiązanie słuszne dla sieci bez źródeł lokalnych. Jednak obecnie standardem są przyłączane do sieci dystrybucyjnej źródła OZE. Rozwiązaniem jest zastosowanie w regulatorach PZ algorytmu regulacji z kompensacją spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang.

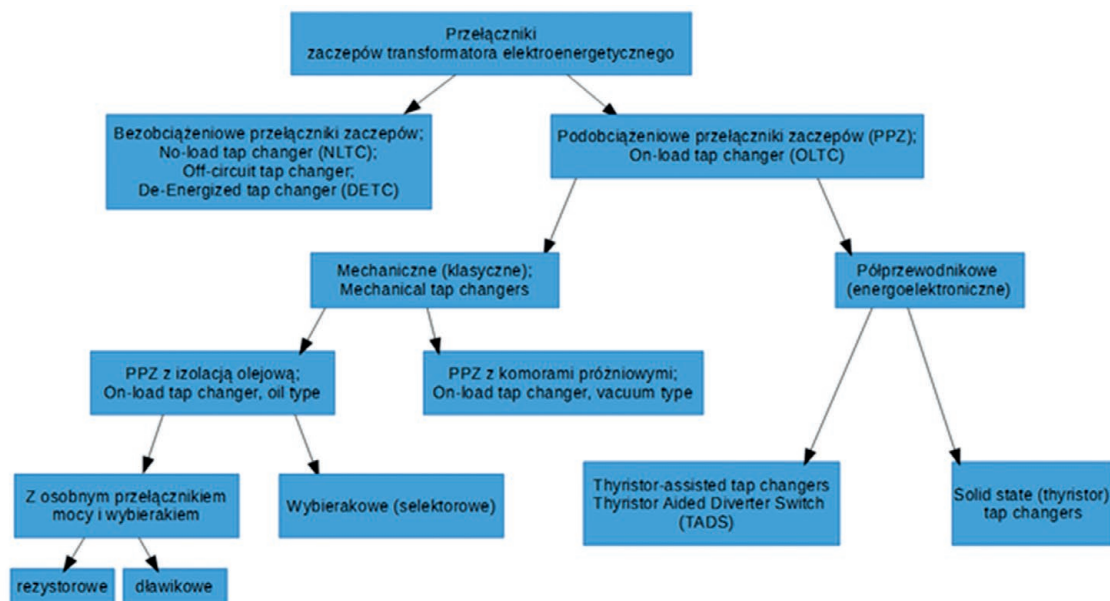
MLDC – *Multi Line Drop Compensation*), który służy do wyznaczania optymalnego położenia podobciążeniowego przełącznika zaczeów transformatora WN/SN. Regulacja zaczeów transformatora regulatora z wykorzystaniem algorytmu MLDC, w odróżnieniu od metody klasycznej regulacji, będzie dążyła do wyznaczenia numeru zaczeów transformatora, przy którym na wszystkich liniach zasilających napięcia odbiorców będą utrzymane w dopuszczalnych granicach. Proces wyznaczania nowego zaczeów opiera się na obliczeniach rozpliwowych na podstawie modelu sieci, do którego są wprowadzone rzeczywiste pomiary. Jednak złożoność sieci rozdzielczych (łączna liczba stacji SN/nn w danym GPZ często przekracza 100, linie nie są jednorodne na całej swej długości) oraz ciągłych jej zmian (przyłączani są nowi odbiorcy lub źródła, rozbudowa sieci SN, po awariach odbiorcy mogą być przełączeni na inną linię) utrudnia wykorzystanie

dokładnego i aktualnego modelu sieci. Uzyskany dużym nakładem pracy model może w krótkim czasie być nieaktualny [4]. Z tego wynika konieczność wykorzystania pomiarów sieci zamiast aktualnego dokładnego modelu sieci i obliczeń rozpliwowych. Wymaga to utworzenia zdalnego systemu pomiarowego w danych punktach sieci. Koncepcję nadrzędnego systemu zarządzania mocą bierną i napięciem zaprezentowano w Gdańskim Oddziale Instytutu Energetyki [4, 5].

Kryteriami optymalizacji napięcia w sieci dystrybucyjnej mogą być [12]:

- minimalizacja kosztów strat gospodarczych powstających u odbiorców na skutek odchylenia napięcia zasilającego od wartości znamionowej
- minimalizacja kosztów strat mocy i energii w sieci ponoszonych przez spółkę dystrybucyjną
- minimalizacja kosztów łącznych, tj. kosztów strat mocy i energii w sieci oraz kosztów bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom za niedotrzymanie odchylenia napięcia w dopuszczalnych granicach
- minimalizacja względnych strat energii w sieci
- maksymalizacja zysku osiąganego przez spółkę obrotu ze sprzedaży energii
- minimalizacja odchylenia napięcia u odbiorców.

Ze względu na to, że operator sieci ma obowiązek zapewnić wymaganą jakość energii dla przyłączonych odbiorców, jako kryterium regulacji MLDC należy przyjąć minimalizację odchylenia napięcia u przyłączonych podmiotów. Omówiono je w pracach [13, 14]. W [8] wykazano, jak niekorzystnie na dotrzymanie poziomów w sieci rozdzielczej wpływa rozproszona generacja, przy zastosowaniu tradycyjnej metody regulacji transformatorem, oraz jak poprawia sytuację zastosowanie algorytmu regulacji MLDC.



Rys. 2. Klasyfikacja przełączników zaczeów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 110–117. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Kryterium oceny jakości regulacji napięcia jako minimalizację odchyżeń można określić dla pojedynczego stanu sieci elektroenergetycznej jako znormalizowane odchylenie od wartości znamionowej:

$$J = \sum_{i=1}^n \frac{|U_i - U_n|}{U_n} \quad (1)$$

gdzie: U_i – napięcie w i -tym węźle [V], U_n – napięcie znamionowe [V], n – liczba węzłów. W przypadku analizy sieci dla zmieniającego się jej stanu (symulacja w przedziale czasu z zadaniem krokiem) kryterium to może przyjąć postać:

$$J = \int_{t=0}^N \sum_{i=1}^n \frac{|U_i(t) - U_n|}{U_n} dt \quad (2)$$

gdzie: $U_i(t)$ – napięcie w i -tym węźle w chwili t , N – czas końcowy symulacji.

3. Klasyczne przełączniki zacze­pów

Klasyfikację przełączników zacze­pów transformatorów regulacyjnych zaprezentowano na rys. 2. Pierwszym kryterium ich podziału są względy eksploatacyjne, tj. warunki zmiany zacze­pu uzwojenia transformatora (rys. 2). Ze względu na eksploatację wyróżniamy przełączniki zmieniające zacze­py bez obciążenia oraz podobciążeniowe. W układach automatycznej regulacji stosowane są tylko przełączniki zmieniające zacze­py w trakcie pracy transformatora. W dalszej części artykułu będą omawiane podobciążeniowe przełączniki zacze­pów, ponieważ przełączniki pracujące bez obciążenia stosowane są tylko w układach ręcznego sterowania transformatora przez obsługę. Obecnie powszechnie stosowane są mechaniczne podobciążeniowe PZ. Kolejnym kryterium podziału mechanicznych przełączników zacze­pów to rodzaj stosowanej izolacji. Ich najbardziej popularną grupą są te z izolacją olejową. Olej w tego typu przełącznikach, wykorzystywany w celach izolacyjnych, zapewnia chłodzenie oraz gaszenie łuku elektrycznego. Z powodu gaszenia łuku w oleju powstają uboczne produkty spalania, np. związki węgla i gazy. W wyniku zanieczyszczeń olej izolacyjny traci swoje właściwości izolacyjne w dość krótkim czasie. Skutkuje to stopniowym pogarszaniem się wytrzymałości elektrycznej przerwy międzystykowej z każdym przełączeniem. Dla większych mocy transformatora stosuje się przełączniki z osobnym wybierakiem i przełącznikiem mocy, którego sekwencja przełączeń została pokazana na rys. 3. Kolorem czerwonym zaznaczono aktywne ścieżki prądowe, 1 – pracujący wybierak, 2 – drugi wybierak, 3 – przełącznik mocy. Najpierw bezprądowo wybierak zmienia zacze­p (rys. 3a–c), a następnie pracuje przełącznik mocy (rys. 3d–g). W trakcie operacji łączeniowych przełącznika mocy obwód nie może być przerwany. Z tego powodu zmiana styku w przełączniku mocy odbywa się w ten sposób, że najpierw zwierany jest styk docelowy, a następnie rozwierany styk początkowy. Dla mniejszych mocy transformatora dostępne są przełączniki wybierakowe. Ich sekwencję łączeniową pokazano na rys. 4. Ten obracający się zestyk ruchomy składa

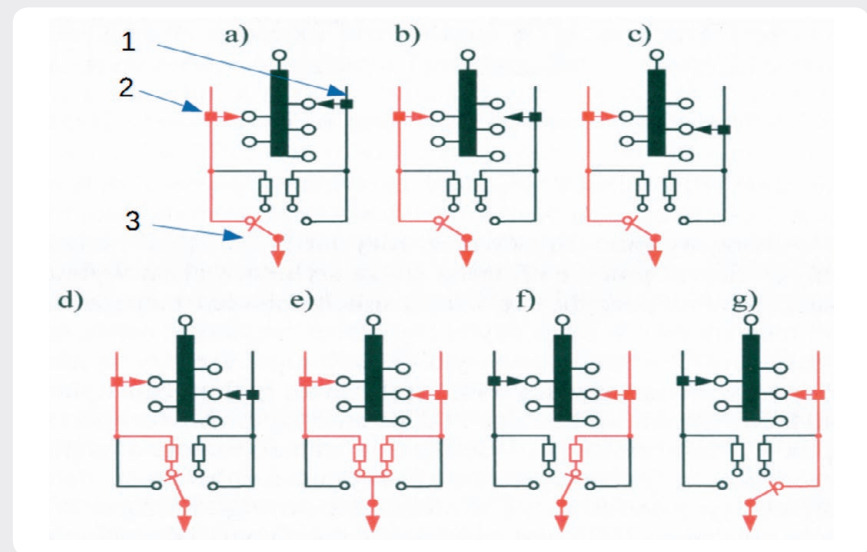
się z trzech styków, co upraszcza ich budowę. Dość ciekawą konstrukcją są przełączniki z komorami próżniowymi. Interesującą grupą przełączników są przełączniki półprzewodnikowe. Przy czym półprzewodnikowe PZ można również podzielić na dwie grupy. Pierwsze to urządzenia hybrydowe, tzn. urządzenia z półprzewodnikowymi oraz klasycznymi łącznikami. Łączniki półprzewodnikowe używane są do zmiany zacze­pu bez tworzenia się łuku elektrycznego, a klasyczne łączniki realizują operacje łączenia bez obciążenia. Łączniki klasyczne przewodzą prądy obciążenia, gdy nie zmienia się zacze­p. Omawianą dalej grupą przełączników są w pełni elektroniczne, zawierające wyłącznie łączniki półprzewodnikowe. Cechują się one tym, że nie występuje w nich zjawisko łuku elektrycznego, a także wysoką częstotliwością łączeń, brakiem wymaganych przerw pomiędzy operacjami łączenia, niskimi kosztami eksploatacji, możliwością niesekwencyjnego załączenia zacze­pu.

4. Półprzewodnikowe przełączniki zacze­pów

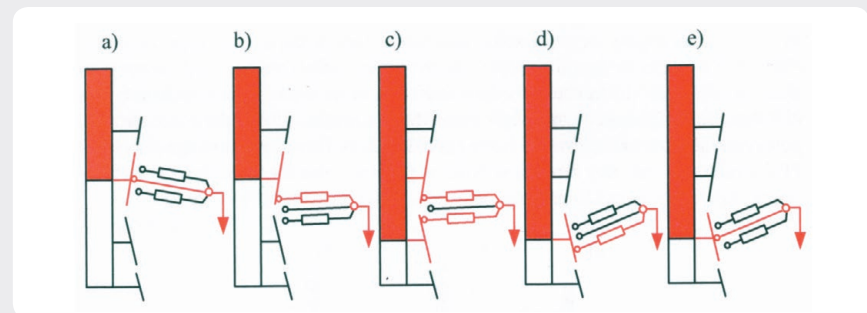
Na rys. 5 przedstawiono typową budowę elektronicznego przełącznika zacze­pów. Para połączonych przeciwobnie tyristorów stanowi łącznik prądu przemiennego. Urządzenie to nie zawiera impedancji

ograniczającej prąd międzyczacze­powy, wymaga to precyzyjnego sterowania czasu rzeczywistego łącznikami półprzewodnikowymi. Przełącznik ten ma tyle stopni regulacji, ile jest zacze­pów transformatora. Liczba stopni regulacji jest równa liczbie łączników roboczych. Przełącznik obejściowy (*bypass*) jest wykorzystywany w sytuacji awaryjnej, tj. przy przewodzeniu prądów przetężeniowych. Posiada on znacznie większą obciążalność od łączników roboczych. Może on być zrealizowany w innej technologii, np. wyłącznik z komorami próżniowymi.

W PZ pokazanym na rys. 6 łączniki podzielono na dwie grupy, wybierane łącznikiem Z albo Y. W celu uniknięcia powstawania prądu międzyczacze­powego wymagane jest właściwe sterowanie łącznikami. Wadą tego układu jest wyższy spadek napięcia powodowany przez dwa szeregowo połączone łączniki. Struktura przełącznika pokazanego na rys. 7 umożliwi przyłączenie dowolnej części uzwojenia regulacyjnego w dowolnym kierunku (zgodnie lub przeciwnie). Co zapewnia szeroki zakres sterowania. Części uzwojenia regulacyjnego wyznaczone przez zacze­py nie muszą być równe, co umożliwia jego dobór zależnie od potrzeb. Na tym rysunku nie pokazano łącznika obejściowego. Bardziej elastyczna konstrukcja została przedstawiona



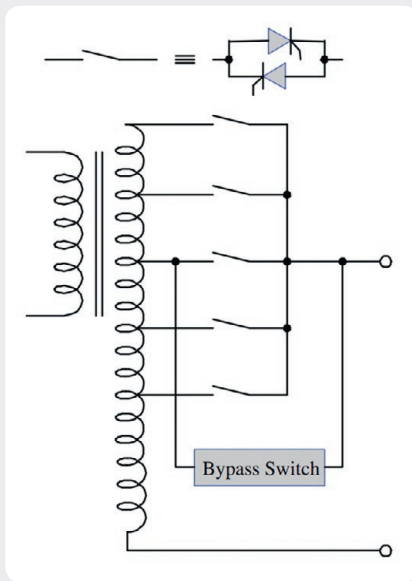
Rys. 3. Sekwencja przełączeń przełącznika zacze­pów z osobnym wybierakiem i przełącznikiem mocy [6, 2]



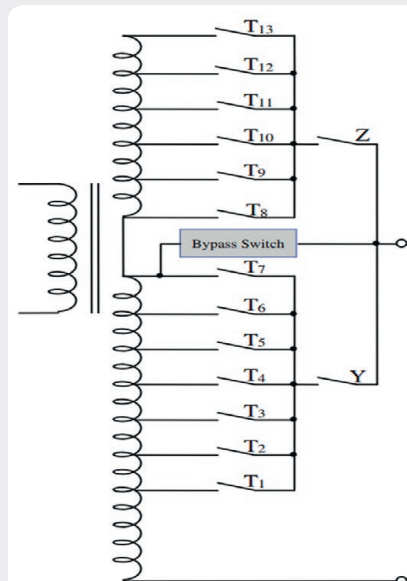
Rys. 4. Sekwencja łączeniowa przełącznika zacze­pów typu wybierakowego [7, 2]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 110–117. When referring to the article please refer to the original text.

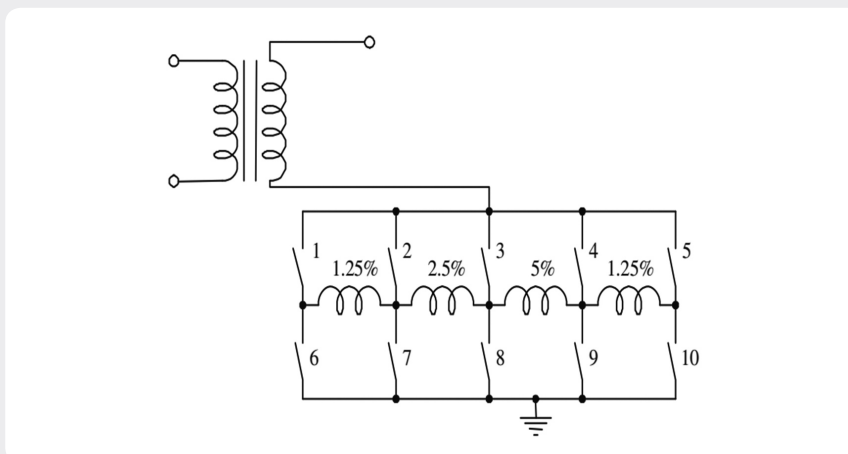
PL



Rys. 5. Przykładowa struktura elektronicznego przełącznika zacsepów bez impedancji ograniczającej prądy międzyzaczepowe [3, 10]



Rys. 6. Przykładowa struktura elektronicznego przełącznika zacsepów bez impedancji ograniczającej prądy międzyzaczepowe, z podziałem na dwie grupy [3, 10]



Rys. 7. Struktura uniwersalnego elektronicznego przełącznika zacsepów – równolegle przyłączane sekcje [3, 9]

na rys. 8. Każda z części uzwojenia może być niezależnie załączana (zgodnie lub przeciwnie) z uzwojeniem głównym. Wymaga ona większej liczby łączników roboczych, lecz zapewnia znacznie większą liczbę stopni regulacji.

Zaletami półprzewodnikowych PZ są [3]:

- niski koszt eksploatacji, nie jest wymagane – jak w klasycznych – badanie i wymiana oleju
- duża szybkość przełączania, półprzewodnikowe elementy są znacznie szybsze od mechanicznych elementów stykowych
- niesekwencyjne załączanie zacsepów – nie ma wymagania przełączania na sąsiedni zacsep transformatora, jak to ma miejsce w klasycznych PZ. Dzięki zastosowaniu miękkiej komutacji nie trzeba stosować dodatkowej impedancji ograniczającej prąd międzyzaczepowy. Umożliwia to dowolne przełączenie zacsepów oraz zmniejszenie konstrukcji.

Wadami półprzewodnikowych PZ są [3]:

- większy spadek napięcia w stanie przewodzenia od mechanicznych zestyków – wynika to z właściwości elementów półprzewodnikowych
- wyższy koszt całego urządzenia w stosunku do rozwiązania klasycznego dla transformatora tej samej mocy
- mniejsza odporność na przetężenia i przepięcia od mechanicznych zestyków – wynika to z mniejszej odporności elementów półprzewodnikowych na prądy przetężeniowe i przebicia.

5. Założenia symulacji komputerowej

Analizę ograniczono do sieci SN. Pominięto obwody niskiego napięcia, ponieważ klasyczne regulatory PZ nie uwzględniają wartości napięć w sieciach nn. Wartość napięcia w sieci SN zależy od wartości napięcia zasilającego transformator WN/SN, wartości mocy biernych i czynnych

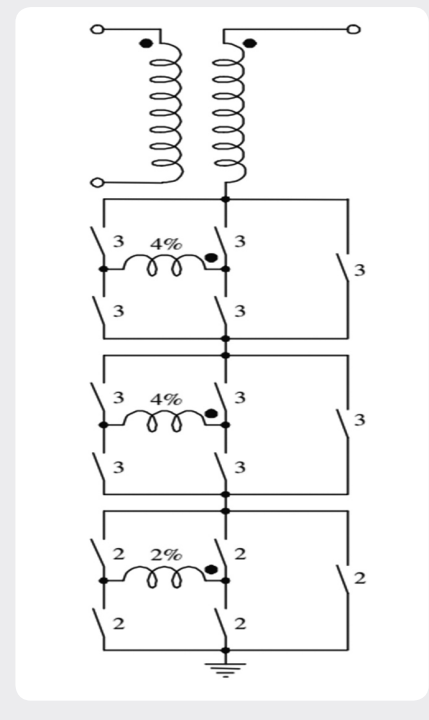
pobieranych w stacjach SN/nn, charakterystyk napięciowych węzłów ze stacjami SN/nn oraz przekładni transformatora WN/SN. Dodatkowo na wartość napięcia w sieci SN ma wpływ przyłączona generacja do sieci SN lub nn.

Celem symulacji jest porównanie możliwości klasycznych i półprzewodnikowych przełączników zacsepów na możliwość poprawy jakości energii elektrycznej, tj. wartości napięcia. W tym celu należy utworzyć trzy warianty modeli:

- z transformatorem WN/SN o stałej przekładni, ze zmienną wartością napięcia zasilającego WN, zmiennymi wartościami pobieranych mocy przez stacje SN/nn z zaimplementowaną charakterystyką napięciową
- z transformatorem WN/SN z klasycznym podobciążeniowym PZ, ze zmienną wartością napięcia zasilającego WN, zmiennymi wartościami pobieranych mocy przez stacje SN/nn
- z transformatorem WN/SN z półprzewodnikowym podobciążeniowym PZ, ze zmienną wartością napięcia zasilającego WN, zmiennymi wartościami pobieranych mocy przez stacje SN/nn.

Wynikiem tych symulacji będą wartości napięć skutecznych we wszystkich węzłach sieci SN i ocena jakości regulacji napięcia wg wybranego kryterium – wzór (2). W modelu zastosowano następujące założenia i uproszczenia:

- Łączniki półprzewodnikowe prądu przemiennego zamodelowano w sposób uproszczony. Nie uwzględniano rzeczywistych parametrów tyrystorów
- W rzeczywistych układach po stronie WN zmienia się zarówno wartość napięcia, jak i jego kąt, co można wyznaczyć za



Rys. 8. Elastyczna struktura uniwersalnego elektronicznego przełącznika zacsepów – szeregowo przyłączane sekcje [3, 11]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 110–117. When referring to the article please refer to the original text.

PL

7. Wnioski

Symulacje przeprowadzono w sposób zbliżony do warunków rzeczywistych (zmiennie obciążenia, zmiennie napięcie zasilania), wykorzystując obliczenia rozplątane. Wymagało to określenia parametrów charakterystycznych PZ. Zastosowanie półprzewodnikowych PZ poprawia w znaczący sposób jakość regulacji napięcia w stosunku do przełącznika klasycznego, niezależnie od zastosowanych algorytmów regulacji. Poprawa jakości regulacji napięcia wynika z właściwości łączeniowych półprzewodnikowych przełączników. Jednak zadania i wymagania regulatora są odmienne dla obu wersji PZ. Ma to wpływ na syntezę regulatora. Regulator dla półprzewodnikowych PZ wymaga szybkich układów pomiarowych oraz szybkiego sterowania łącznikami półprzewodnikowymi. Wpływa to na wybór platformy sprzętowej.

Wartość wskaźnika J zależy od wielkości sieci (liczby węzłów) i czasu symulacji. Jednak dla tej samej sieci i tych samych parametrów symulacji wyniki mogą być wykorzystywane bezpośrednio. W przypadku porównywania różnych sieci lub różnych symulacji wskaźniki te należy znormalizować liczbą węzłów oraz czasem symulacji.

W porównaniu z klasycznymi układami nie jest wymagany tylko pomiar wartości skutecznej najczęściej realizowanej za np. 10 okresów, ale wymagana jest precyzyjna detekcja zera dla zapewnienia prawidłowej komutacji.

Z tego wynika, że możliwą do wykorzystania platformą sprzętową będą mogły być układy FPGA oraz zaawansowane 32-bitowe mikrokontrolery lub komputery jednoukładowe. Wybór platformy sprzętowej musi zostać poprzedzony badaniami

z zaprogramowanymi układami, co będzie przedmiotem kolejnych publikacji.

Znaczna poprawa jakości regulacji napięcia po zastosowaniu elektronicznego przełącznika zaczepek wynika z kilku właściwości. Po wystąpieniu uchybu regulacji regulator klasycznych przełączników musi „oczekać” określony czas, zanim zmieni zaczepek na sąsiedni. Regulator elektronicznych PZ przełącza „od razu” na wymagany zaczepek uzwojenia regulacyjnego.

Bibliografia

- Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- Cichoń A., Nowa metoda diagnostyki stanu technicznego podobciążeniowych przełączników zaczepek, Politechnika Opolska, Opole 2011.
- Faiz J., Siahkolah B., Electronic tap-changer for distribution transformers, Power Systems. Springer-Verlag, Berlin – Heidelberg 2011.
- Czapla Ł., Jemielity J., Opracowanie koncepcji i założeń technicznych do realizacji systemu zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), praca statutowa Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego Oddział Gdańsk, Gdańsk 2010.
- Czapla Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), *Elektro.info* 2012, nr 7–8.
- Transformatory w eksploatacji, red. R. Malewski, Wydawnictwo Energo-Complex, t. I, Piekary Śląskie 2005.
- Eksploatacja transformatorów energetycznych, red. J. Subocz, Wydawnictwo Energo-Complex, t. II, Piekary Śląskie 2008.
- Joon-Ho C., Jae-Chul K., Advanced Voltage Regulation Method at the Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2000, Vol. 15, No. 2.
- Degeneff R.C., A new concept for a solid-state on-load tap changers. Electricity Distribution. Part 1, Contributions, CIRED, 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438).
- Yousef-Zai F.Q., O’Kelly D., Solid-State on-load transformer tap-changer, *IEE Proceedings – Electric Power Applications* 1996, Vol. 143, No. 6.
- Dernirci O. i in., A new approach to solid-state on-load tap-changing transformers, *IEEE Transaction on Power Delivery* 1998, Vol. 13, Issue 3.
- Kot A., Szpyra W.L., Optymalna regulacja napięcia w sieciach rozdzielczych średniego napięcia, *Acta Energetica* 2009, nr 2/2.
- Kot A., Ewolucyjna optymalizacja regulacji napięcia w rozległej sieci rozdzielczej zawierającej lokalne źródło mocy, *Przegląd Elektrotechniczny* 2006, nr 9.
- Kot A., Optimal voltage control in the medium voltage networks containing dispersed generation, *Archiwum Energetyki* 2007, t. XXXVII, nr 1–2.

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk Instytut Badawczy

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na kierunku automatyka i robotyka na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2002). Pracował w przemyśle jako automatyk oraz informatyk. Obecnie zatrudniony jest w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki na stanowisku specjalisty. Jego zainteresowania obejmują zastosowania metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce, regulację napięcia w stacji elektroenergetycznej, badania i implementację logiki rozmytej w systemach wbudowanych, projektowanie regulatorów. Ponadto zajmuje się energetyką odnawialną oraz magazynami energii (Smart Grid). Doktorant w Katedrze Automatyki Okrętowej Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni.

Piotr Mysiak

dr hab. inż. prof. nadzw. AMG

Akademia Morska w Gdyni

e-mail: p.mysiak@we.am.gdynia.pl

Studia ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Łódzkiej (1984) oraz na Wydziale Elektrycznym Akademii Morskiej w Gdyni (1993). Stopień doktora nauk technicznych uzyskał w dziedzinie energoelektroniki (1996). Uzyskał tytuł doktora habilitowanego (2001), w tym samym roku został mianowany na stanowisko profesora nadzwyczajnego w Katedrze Automatyki Okrętowej Akademii Morskiej w Gdyni. Bierze udział w przedsięwzięciach naukowo-badawczych, edukacyjnych i gospodarczych rozwoju regionu Kaszub i Pomorza. Ma na swoim koncie ponad 50 publikacji i opracowań naukowo-badawczych z zakresu zabezpieczeń przekaźników energoelektronicznych oraz minimalizacji negatywnego oddziaływania tych urządzeń na sieć zasilającą.