



# Acta Energetica

POWER ENGINEERING QUARTERLY

1/38 (March 2019)

YEAR 11

ISSN 2300-3022



Publisher

**ENERGA SA**

Patronage



**Politechnika Gdańska**



**ENERGA SA**

Scientific Council

**Janusz Biątek | Marko Cepin | Antoni Dmowski | Istvan Erlich | Irina Golub  
Bolesław Goranczewski | Nouredine Hadjsaid | Piotr Kacejko | Tadeusz Kaczorek  
Marian Kazimierkowski | Jan Kiciński | Kwang Y. Lee | Zbigniew Lubośny  
Jan Machowski | Om Malik | Peter Marton | Jovica Milanovic | Marta Molinas  
Jaroslav Nenadál | Josef Novák | Joao Abel Pecas Lopes | Sylwester Robak  
Mariusz Swora | Zbigniew Szczerba | Anna Szeliga-Kowalczyk | Vladimir Terzija  
G. Kumar Venayagamoorthy | Jacek Wańkowicz | Douglas Wilson | Ryszard Zajczyk**

Programme Council

**Grzegorz Widelski | Michał Zalewski**

Reviewers

**Bernard Baron | Paweł Bućko | Stanisław Czapp | Andrzej Graczyk | Piotr Helt  
Piotr Kacejko | Waldemar Kamrat | Andrzej Kanicki | Michał Karcz | Jan Kiciński  
Kwang Y. Lee | Karol Lewandowski | Józef Lorenc | Zbigniew Lubośny | Jan Machowski  
Jerzy Marzecki | Sebastian Nojek | Wiesław Nowak | Mirosław Parol | Józef Paska  
Stefan Paszek | Paweł Piotrowski | Désiré Dauphin Rasolomampionona  
Waldemar Rebizant | Waldemar Skomudek | Marian Sobierajski | Paweł Sowa  
Marcin Sroka | Jan Stępień | Zbigniew Szczerba | Dariusz Świsulski | Irena Wasiak  
Jacek Wasilewski | Artur Wilczyński | Kazimierz Wilkosz | Kurt Żmuda**

Editor-in-Chief

**Zbigniew Lubośny**

Vice Editor-in-Chief

**Sylwia Pawlak**

Managing Editor

**Tomasz Kozieniec**

Copy Editors

**Katarzyna Żelazek | Bernard Jackson**

Topic Editors

**Michał Karcz | Jacek Klucznik | Paweł Szawłowski**

Statistical Editor

**Sebastian Nojek**

Proofreading

**Mirosław Wójcik**

Graphic design  
and typesetting

**Art Design Maciej Blachowski**

Translation

**Skrivanek Sp. z o.o.**

Print

**DRUKARNIA WL Spółka z o.o.**

Dispatch preparation

**ENERGA Informatyka i Technologie Sp. z o.o.**

Editorial Staff Office

**Acta Energetica**  
al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, POLAND  
tel.: +48 58 77 88 466, fax: +48 58 77 88 399  
e-mail: [redakcja@actaenergetica.org](mailto:redakcja@actaenergetica.org)  
[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

Electronic Media

**Anna Fibak (Copy Editor)  
Paweł Banaszak (Technical Editor)**

Information about  
the original version

Electronic edition of Acta Energetica is the original version of the journal,  
which is available on the website [www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)  
The journal is also available in hard copy.  
The journal is indexed in Polish Technical Journal Contents BazTech  
<http://baztech.icm.edu.pl>, in Scientific journal database – the IC Journal  
Master List <http://jml2012.indexcopernicus.com/masterlist.php>  
and also in Directory of Open Access Journals (DOAJ) <https://doaj.org/>

## From the Chief Editor | The event horizon

An event horizon is “a boundary beyond which events cannot affect any outside observer at all.” [en.wikipedia.org]. The documents entitled *Energy Policy of Poland until ...* usually refer to the period from their publishing (current state information) to 20 years after. Such a 20-year perspective seems justified. It is long enough from the point of view of the investment project duration in the energy sector, which – even with pre-development included – does not exceed 10 years. This time is also long enough if, in a period that is several times longer than the time horizon set out in a *Energy Policy* document (i.e. 20 years), no critical changes are expected. In the energy sector, the power industry included, such a critical point does occur – it is the exhaustion of the earthly fossil energy resources. Fossil energy carriers will run out in 50 to 100 years, depending on the type of medium and the pace of the world’s economic development. This point in time (or rather period) – also because the imagination of many people does not go further – can be called an “event horizon”. As humanity, we are so close to the event horizon that we can no longer ignore it in planning the energy (power) systems development. Ignoring it is hiding one’s head in the sand, and it results to some extent from the term of office of authorities in democratic systems, from the functioning of capitalist economies (business here and now), from the indeterminacy of the world’s political and economic future (wars, economic crises, demography, religions) and undoubtedly from faith in the power of the human mind (someone will work out something and the problem will solve itself). However, this is a short-sighted approach.

Are there any signs of approaching the event horizon in the national documents presented now and in recent years? Rather not. According to assumptions of the *State Energy Policy until 2040*, coal fired power generation is to be replaced mainly with gas and nuclear power. It is justified, but it is a policy for the present and next generation only. Renewable energy sources will remain marginal.

There are, therefore, the following questions: should we bear the costs of the energy sector transformation, or should we apply the “minding my own business” policy? Should we contribute to the development of the renewable energy industry or only pay for imported technologies? Should we consider energy security as referring to the energy system within the state borders, or refer to an area larger than the state? The answers are not easy, but when approaching the event horizon, one should think about them and formulate answers. And that means that the energy policy of a state should reach beyond the event horizon. Most importantly, however, it should be implemented here and now, and not just discussed!

This does not mean that efforts aimed at solving current problems of power systems should be abandoned. On the contrary, they are essential for the quality of our lives and the quality of life of future generations. This issue of *Acta Energetica* presents the results of such efforts. Enjoy reading!

Zbigniew Lubośny  
Editor-in-Chief of *Acta Energetica*

## Od redaktora naczelnego | Horyzont zdarzeń

Horyzont zdarzeń (ang. *event horizon*) to „sfera otaczająca czarną dziurę lub tunel czasoprzestrzenny, oddzielająca obserwatora zdarzenia od zdarzeń, o których nie może on nigdy otrzymać żadnych informacji” [wikipedia.pl].

Dokumenty zatytułowane *Polityka energetyczna Polski do... roku* odnoszą się zazwyczaj do okresu od chwili ich opublikowania (informacja o stanie bieżącym) do 20 lat w przód. Taki 20-letni dystans wydaje się uzasadniony. Jest on odpowiednio długi z punktu widzenia czasu realizacji inwestycji w energetyce, który – nawet uwzględniając prace przygotowawcze – nie przekracza 10 lat.

Czas ten jest również odpowiednio długi, jeśli w okresie kilkukrotnie dłuższym niż horyzont czasu zapisany w dokumencie *Polityka energetyczna* (tj. 20 lat) nie spodziewamy się zmian o charakterze krytycznym. W energetyce, a w tym w elektroenergetyce, taki punkt krytyczny występuje – jest nim wyczerpanie się kopalnych zasobów nośników energii na Ziemi. Kopalne nośniki energii wyczerpią się za 50 do 100 lat, w zależności m.in. od rodzaju nośnika i tempa rozwoju gospodarczego świata. Ten punkt w czasie (a właściwie okres) – również ze względu na to, że wyobraźnia wielu osób nie sięga dalej – możemy nazwać „horyzontem zdarzeń”.

Jako ludzkość znajdujemy się tak blisko horyzontu zdarzeń, że już nie możemy go pomijać w planowaniu rozwoju systemów energetycznych (elektroenergetycznych). Pomijanie go jest chowaniem głowy w piasek, a wynika w pewnym stopniu z kadencyjności władzy w systemach demokratycznych, ze sposobu funkcjonowania gospodarek kapitalistycznych (biznes tu i teraz), z nieokreśloności przyszłości świata w sensie politycznym i gospodarczym (wojny, kryzysy ekonomiczne, demografia, religie) oraz niewątpliwie z wiary w potęgę umysłu ludzkiego (ktoś coś wymyśli i problem się sam rozwiąże). Jest to jednak podejście krótkowzroczne.

Czy w dokumentach krajowych, prezentowanych obecnie i w minionych latach, widać zbliżanie się do horyzontu zdarzeń? Raczej nie. Według założeń *Polityki energetycznej państwa do 2040 roku* elektroenergetyka węglowa ma być zastępowana głównie elektroenergetyką gazową i jądrową. Ma to swoje uzasadnienie, ale jest to polityka tylko dla pokolenia obecnego i następnego. Odnawialne źródła energii nadal będą marginalne.

Pojawiają się zatem pytania: czy powinniśmy ponosić koszty transformacji energetyki, czy zastosować politykę „nasza chata z kraja”? czy powinniśmy włączyć się w rozwój gałęzi przemysłu odnawialnych źródeł energii, czy tylko płacić za technologie przychodzące z zewnątrz? czy bezpieczeństwo energetyczne powinniśmy rozważać jako odniesione do systemu energetycznego w granicach państwa, czy odniesione do obszaru większego niż państwo? Odpowiedzi nie są łatwe, ale w sytuacji zbliżania się do horyzontu zdarzeń należy się nad nimi zastanawiać i już formułować odpowiedzi. A to oznacza, że polityka energetyczna państwa powinna sięgać poza horyzont zdarzeń. Co jednak najważniejsze, powinna być ona wdrażana tu i teraz, a nie tylko dyskutowana!

Powyższe nie oznacza, że działania zmierzające do rozwiązania bieżących problemów systemów elektroenergetycznych nie powinny być realizowane. Wręcz przeciwnie, mają one istotne znaczenie dla jakości naszego życia i jakości życia przyszłych pokoleń. Niniejszy numer *Acta Energetica* prezentuje właśnie efekty takich działań. Zapraszam do lektury.

prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny  
redaktor naczelny *Acta Energetica*



## Table of contents

HEAT EXCHANGE MODELS APPLIED IN 200 MW TURBOGENERATOR SET UPGRADES Roman Krok .....	6
ANALYSIS OF WAVEFORMS IN A POWER SYSTEM AT ASYMMETRICAL AND SYMMETRICAL SHORT-CIRCUITS IN A TRANSMISSION LINE Piotr Adam Pruski, Stefan Paszek .....	17
A CONCEPT OF NEW CURRENT COMPENSATION IN A HV/MV TRANSFORMER'S SEMICONDUCTOR TAP-CHANGER CONTROLLER Jarosław Grzegorz Korpikiewicz .....	28
EVALUATION OF THE APPLICATION OF A FORECASTING MODEL USING THE CLASSIC LEAST SQUARES METHOD IN FORECASTING DAILY 15-MINUTE PEAK POWER DEMAND IN THE NATIONAL POWER SYSTEM Rafał Czapaj, Jacek Kamiński, Pablo Benalcazar .....	45
HELM – A NEW METHOD OF CALCULATING POWER FLOWS IN POWER GRIDS Andrzej Mieczysław Wędzik .....	58
DEFINITION OF THE TIME ZONES OF A DYNAMIC TARIFF FOR A POTENTIAL GROUP OF FLEXIBLE ELECTRICITY CONSUMERS Kinga Bojda, Piotr Saługa .....	69
ADVANTAGES OF THE QNX OPERATING SYSTEM AND ITS NETWORK SYSTEMS IN DISTRIBUTED OBJECT INSTALLATIONS OF DCS MASTER SYSTEM Antonina Kieleczawa, Radosław Izakiewicz, Piotr Pietras, Michał Białecki, Roman Skakowski, Wojciech Szubert, Edward Ziąja .....	82
ANALYSIS OF THE IMPACT OF CHARGING ELECTRIC CARS ON THE POWER SYSTEM LOAD Wiktoria Weronika Stahl, Paweł Bućko .....	95

**Spis treści**

MODELE WYMIANY CIEPŁA STOSOWANE PRZY MODERNIZACJACH TURBOGENERATORÓW BLOKÓW TYPU 200 MW Roman Krok .....	12
ANALIZA PRZEBIEGÓW W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM PRZY ZWARCIACH NIESYMETRYCZNYCH I SYMETRYCZNYCH W LINII PRZESYŁOWEJ Piotr Adam Pruski, Stefan Paszek .....	23
KONCEPCJA NOWEJ KOMPENSACJI PRĄDOWEJ W REGULATORZE PÓŁPRZEWODNIKOWYCH PRZEŁĄCZNIKÓW ZACZEPÓW TRANSFORMATORA WN/SN Jarosław Grzegorz Korpikiewicz .....	37
OCENA ZASTOSOWANIA MODELU PROGNOSTYCZNEGO WYKORZYSTUJĄCEGO KLASYCZNĄ METODĘ NAJMNIEJSZYCH KWADRATÓW W PROGNOZOWANIU 15-MINUTOWEGO SZCZYTOWEGO DOBOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W KSE Rafał Czapaj, Jacek Kamiński, Pablo Benalcazar .....	52
HELM - NOWA METODA OBLICZANIA ROZPŁYWÓW MOCY W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Andrzej Mieczysław Wędzik .....	64
OKREŚLENIE STREF CZASOWYCH TARYFY DYNAMICZNEJ DLA POTENCJALNEJ GRUPY ELASTYCZNYCH ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ Kinga Bojda, Piotr Saługa .....	76
WALORY SYSTEMU OPERACYJNEGO QNX I JEGO SYSTEMÓW SIECIOWYCH W ROZPROSZONYCH INSTALACJACH OBIEKTOWYCH SYSTEMU DCS MASTER Antonina Kieleczawa, Radosław Izakiewicz, Piotr Pietras, Michał Białecki, Roman Skakowski, Wojciech Szubert, Edward Ziaja .....	89
WPŁYW ŁADOWANIA SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH NA OBCIĄŻENIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Wiktoria Weronika Stahl, Paweł Bućko .....	102

# Heat Exchange Models Applied in 200 MW Turbogenerator Set Upgrades

## Author

Roman Krok

## Keywords

turbogenerator set upgrade, modified heat network, flexible unit operation

## Abstract

The paper presents modified thermal networks applied to improve turbogenerator designs. New solutions of turbogenerator set components are implemented in the coal-fired unit revitalization as part of the “Bloki 200+” program for the Polish power industry [1]. As an example, a modified thermal network was developed for a turbogenerator stator winding with various bar designs. It was used to design a new turbogenerator stator winding for upgraded units with significantly increased capacity, suitable for flexible operation.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019101**

Received: 21.01.2019

Received in revised form: 24.04.2019

Accepted: 29.04.2019

Available online: 30.08.2019

## Introduction

At the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology research has been carried out since 1991 to develop new solutions for the main construction nodes. Because of limited suitability for a turbogenerator’s thermal calculations of off-the-shelf software, based mainly on the finite element method, a new temperature field modelling method had to be sought. A method of modified thermal networks was therefore developed, which allowed determining the temperature distribution in turbogenerator components [2]. With the classical thermal network method used in electrical machine calculation only the average component temperatures can be determined [3, 4]. In the stator winding of a large turbogenerator the difference between the maximum and minimum temperatures may be as much as several tens of K [5], and consequently the thermal state assessment requires the temperature distribution determination.

## Modified thermal network method

To develop a modified thermal network for a steady state, the turbogenerator’s active components (excitation winding wires, stator winding bars, etc.) are divided in the cooling medium stream flow direction into differential areas (Fig. 1), and then a thermal node is assigned to each of them. Thermal network nodes are connected by thermal conductivities.

Conductivity for a heat flux flowing due to the conduction between adjacent differential areas was determined from the relationship:

$$G_{\lambda} = \frac{\lambda_x \cdot F}{\Delta x} \quad (1)$$

where:  $\lambda_x$  – specific thermal conductivity of the component’s material, in  $x$  axis direction,  $F$  – surface area of the wall separating the adjacent areas.

Conductivity for a heat flux discharged from a differential area’s wall surface to the surrounding cooling medium was determined from the relationship:

$$G_k = \alpha_k \cdot F \quad (2)$$

where:  $\alpha_k$  – heat discharge coefficient,  $F$  – surface area of the wall of the area from which heat is discharged to the surrounding cooling medium.

In difference area representing nodes, separated inside the winding conductors, there are power losses depending on the temperature:

$$P_{(i)} = P_o \cdot (1 + \alpha \cdot \mathcal{G}_{(i)}), \quad P_o = k_d \cdot j^2 \cdot \rho_o \cdot V \quad (3)$$

where:  $P_o$  – power losses in separated areas at reference temperature (assumed as  $0^{\circ}\text{C}$ ),  $\alpha$  – temperature coefficient of



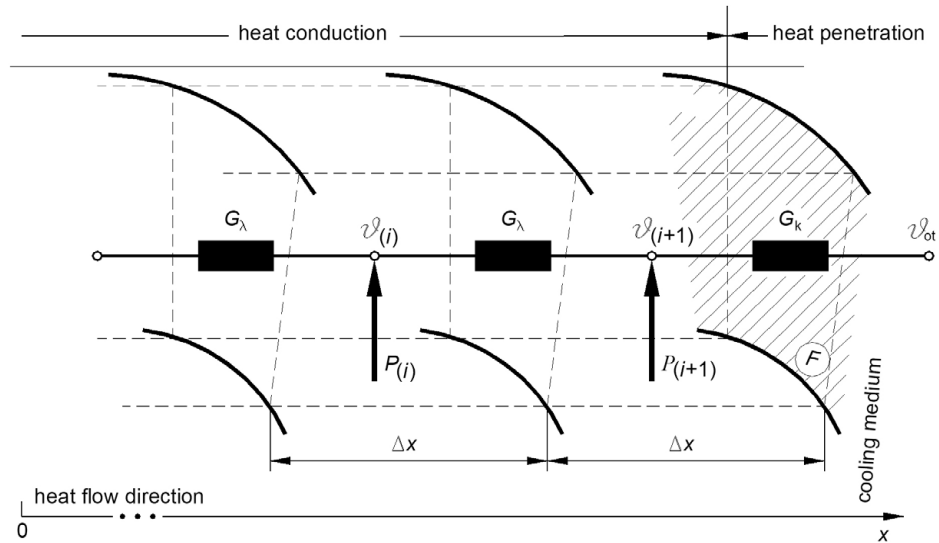


Fig. 1. Fragment of the modified thermal network for a turbogenerator component divided into differential areas

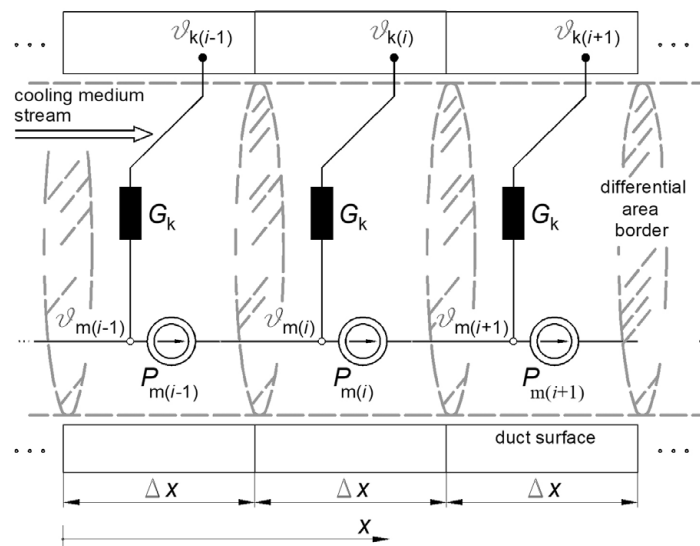


Fig. 2. Fragment of the modified thermal network for cooling medium stream flowing in duct divided into differential areas

winding material resistance change,  $\vartheta_{(i)}$  – average temperature of area  $i$ ,  $k_d$  – additional loss coefficient,  $j$  – average current density in winding,  $\rho_o$  – resistivity of winding material at reference temperature,  $V$  – volume of separated differential areas.

In addition, an original thermal network was developed for a stream of liquid or gas flowing in the turbogenerator's cooling ducts. It includes conventional current-motive forces (Fig. 2), with outputs equal to the thermal powers carried by a stream of cooling medium that flows in the duct:

$$P_{m(i)} = \dot{m} c_p \vartheta_{m(i)} \quad (4)$$

where:  $\dot{m}$  – cooling medium mass flow,  $c_p$  – specific heat of medium at constant pressure,  $\vartheta_{m(i)}$  – average medium temperature in differential area  $i$ , separated inside duct.

### Stator winding of a factory 200 MW turbogenerator

The turbogenerator stator winding is made of bars cooled with distilled water. Fig. 3 shows stator winding bar cross-section with elementary solid and hollow conduits for cooling water flow. In the factory solution the elementary conduits – both solid and hollow – are made of copper, with two solid conduits for one hollow conduit.

In the considered turbogenerator, the inlet and outlet water collectors in the stator winding are installed on the turbine side. As a consequence, is enough to develop the modified thermal network for two stator winding bars (distant by the winding pitch), connected in series. The model includes:

- additional losses from current displacement in elementary conduits [6]

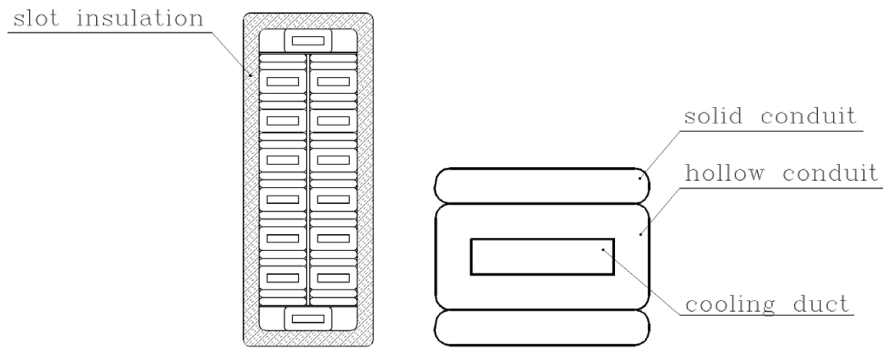


Fig. 3. Cross-section of stator winding bar of a factory turbogenerator

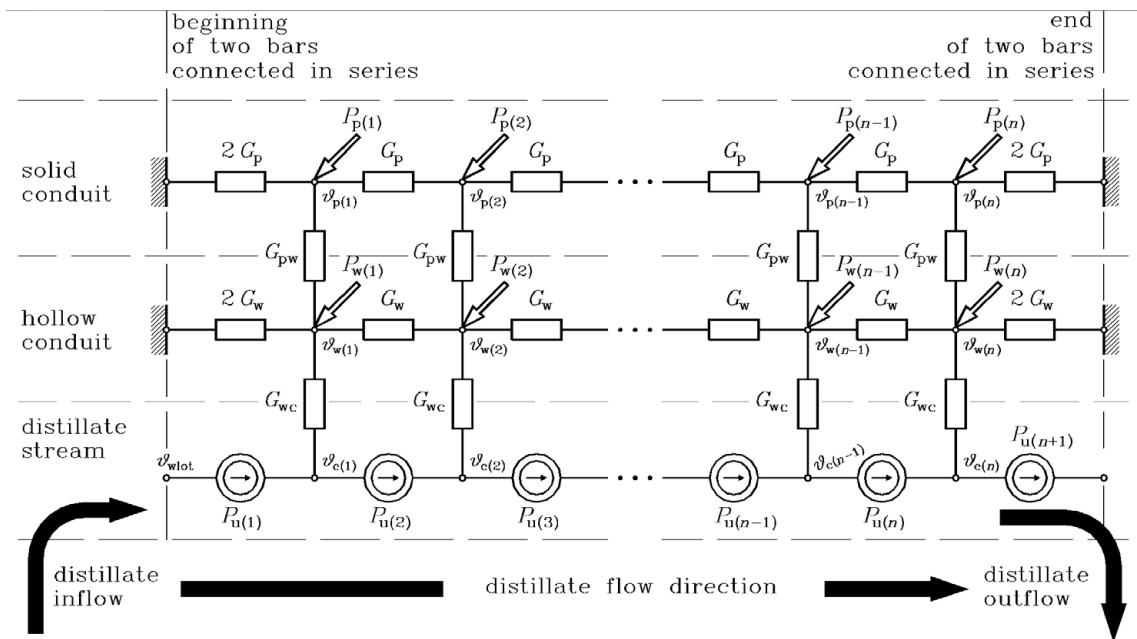


Fig. 4. Modified thermal network for stator winding of a turbogenerator cooled directly with distilled water

- dependence of power losses in winding conduits on their temperature
- heating of water flowing in cooling channels located inside hollow conduits
- heat convection in cooling water streams.

To develop a modified thermal network, the turbogenerator's stator winding bars were divided in the direction of water flow into differential areas. Next, the winding components and the cooling water stream within the separated differential areas were assigned thermal network nodes (Fig. 4).

The following values appear in the thermal diagram:

- conductivities for heat streams flowing along a solid ( $G_p$ ) and hollow ( $G_w$ ) conduits, respectively
- conductivities for heat streams flowing between solid and hollow conduits ( $G_{pw}$ )
- conductivities for heat streams flowing as a result of forced convection from the duct surface in a hollow conduit for cooling water stream ( $G_{wc}$ )
- power losses in solid ( $P_p$ ) and hollow ( $P_w$ ) conduits, respectively

- thermal power carried by stream of water flowing through walls of the differential areas separated in cooling ducts ( $P_u$ ).
- Based on the thermal network, a computer program was developed for calculating the temperature field in a turbogenerator stator winding. With it the distribution of temperature increment in solid and hollow elementary conduits in the stream of water in cooling channels can be determined. The temperature increments are determined in relation to the cold water temperature at the inflow to stator winding.

Currently, upgraded units' capacities are increased from 200 to 240 MW. Using the modified thermal network, the distribution of temperature increments in the stator winding of a factory turbogenerator was calculated, when loaded with 240 MW and the rated power factor.

Fig. 5 shows the calculated distribution of temperature increment in two stator winding bars connected in series. The largest temperature increase of 38.8 K was calculated in solid conduits at the cooling water outlet end of the bar.

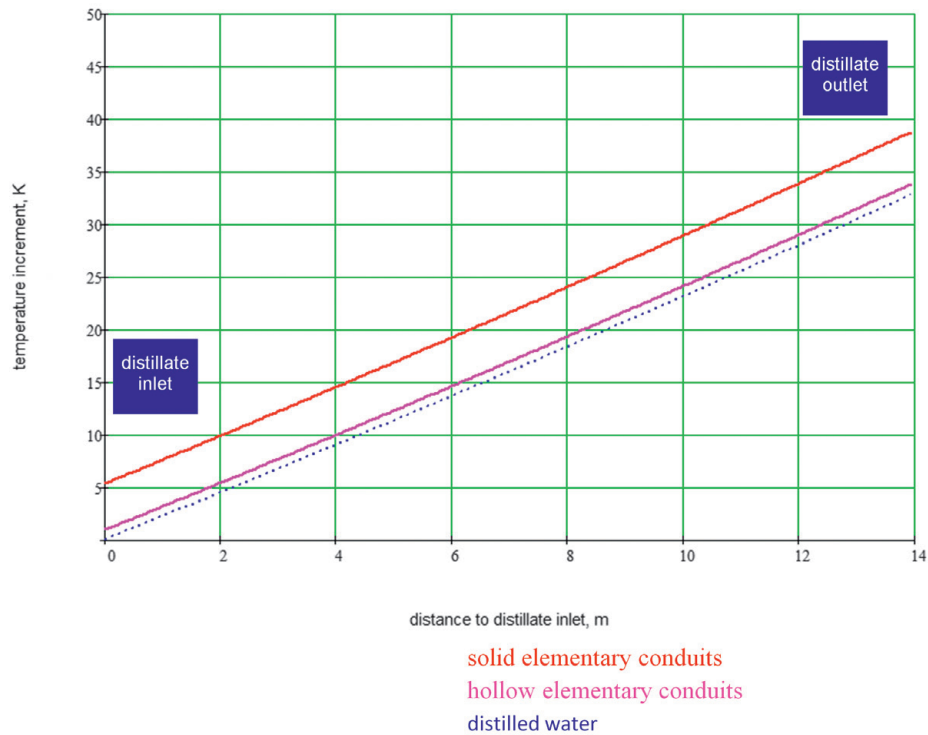


Fig. 5. Distribution of temperature increment in stator winding of a factory turbogenerator at 240 MW load

The results of thermal calculations of the stator winding of the turbogenerator were verified by measurements. The maximum difference between the measured and calculated temperature increments does not exceed 3.0 K, which is a very good result.

After the capacity upgrade to 240 MW, with a change in the turbogenerator load also the stator winding temperature changes in wide range. The difference in the thermal expansion coefficients of copper and insulation results in stresses in the stator winding bars. An effect of a turbogenerator's transition from constant load to flexible operation are frequent damages to the stator winding. This problem can be solved by a very large reduction in the stator winding temperature. This can be achieved by altering the stator winding design, which leads to less power losses and better cooling.

### Work on a new stator winding and turbogenerator rotor fans

Research on an improved turbogenerator design has been carried out at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology since 1991. Its subject is the development of new solutions for a turbogenerator's main structural nodes, including those designed for 200 MW units. Most of these solutions have been implemented in production at EthosEnergy Poland SA in Lubliniec.

The first works on the 200 MW turbogenerator upgrade started in 1993. They concerned the engineering alterations to increase the capacity by a dozen or so MW, while maintaining the rated power factor. The total output of RES sources installed in the power system was small, and as a consequence, the turbogenerators in coal-fired units operated under practically constant load. The stator winding upgrade consisted only in a

slight increase in the bar cross-section with the use of thinner layers of insulation made of new electro-insulating materials.

Further turbogenerator capacity increase from 200 to 220 MW, while maintaining the rated power factor, required a change in the stator winding bar design. The upgraded turbogenerators were to be installed in a power plant in Bulgaria. In Bulgarian climate the temperature of distilled water cooling the stator's winding reaches higher maxima in the summer than in Poland. Therefore, new stator winding bars were designed with less hollow conduits and more solid conduits – three solid conduits were placed between hollow conduits in a column. It should be noted that less hollow conduits means less surface area of heat transfer to water, which is unfavourable. However, the additional losses are significantly reduced due to current displacement in the elementary conduits. These losses depend on the height of the elementary conduits and are very large for tall hollow conduits. Eventually, with the structural alterations the stator winding temperature decreased. To dimension the elementary conduits, proprietary computer programs were used to calculate the temperature field in the stator winding. Pre-commissioning thermal measurements of the turbogenerators confirmed the project's success. After the turbogenerator capacity upgrade to 220 MW the stator winding temperature stayed within the limit, with the rated power factor maintained and the cold distilled water temperature increased.

Further capacity upgrade to 240 MW required another change in the stator winding design. With proprietary computer programs for examination of the impact of the number and size of solid and hollow elementary conduits [2] a new stator winding was designed with power losses significantly reduced. The new stator winding bars contain two columns of elementary conduits, with four solid conduits between hollow conduits.



Photo 1. The new turbogenerator rotor fans

The stator winding bars are set in the stator core slots. Losses in a stator winding are discharged into distilled water in the hollow conduits and to the stator core. The stator winding temperature can therefore be lowered, improving the core cooling efficiency. Stator core is made formed as a sheet packet. In the stator core ducts flows cooling nitrogen, and its flow is forced by fans mounted on the rotor shaft. With computer programs for ventilation calculations, new fans designed with various numbers of blades, and then their physical models were built to scale [7, 8]. These models were tested in a wind tunnel. Since the blades were adjustable, the optimal rake angle was determined to ensure the maximum fan efficiency. Based on the results of the model tests, new turbogenerator rotor fans were designed (Fig. 1). Tests shown that the fans'

efficiency can be further improved by using rear guide vanes. Fig. 6 shows the calculated distribution of temperature increment in the new stator winding's two stator bars connected in series. The largest temperature increment, 28.4 K, occurs in solid conduits.

Due to technical reasons, the maximum temperature increment of the stator winding bars' elementary conduits could not be measured. For experimental verification the measured increment of the temperature of water at the outflow from the stator winding bars is used. The maximum difference between the measured and calculated increments of the water temperature at the outflow from bars does not exceed 2.4 K, which is a very good result.

### Application of the upgraded stator winding

The maximum increment of the new stator winding's temperature at 240 MW turbogenerator load amounted to 28.4 K, that is by as much as 10.4 K lower than in the factory solution. According to Montinger's law, a temperature reduction by 8 K doubles the insulation service life [9]. In addition, the significant stator winding temperature reduction has reduced the range of bar length change due to thermal dilatation, which consequently has eliminated repetitive damage that arise at the turbogenerator's flexible operation.

The new turbogenerator stator winding implemented for production. The turbogenerators upgraded to 240 MW are operated in power plants in Poland and in European Union countries. Thermal measurements of the upgraded turbogenerators have confirmed the reduction of the temperature of the new stator winding in relation to the factory solution, as previously shown

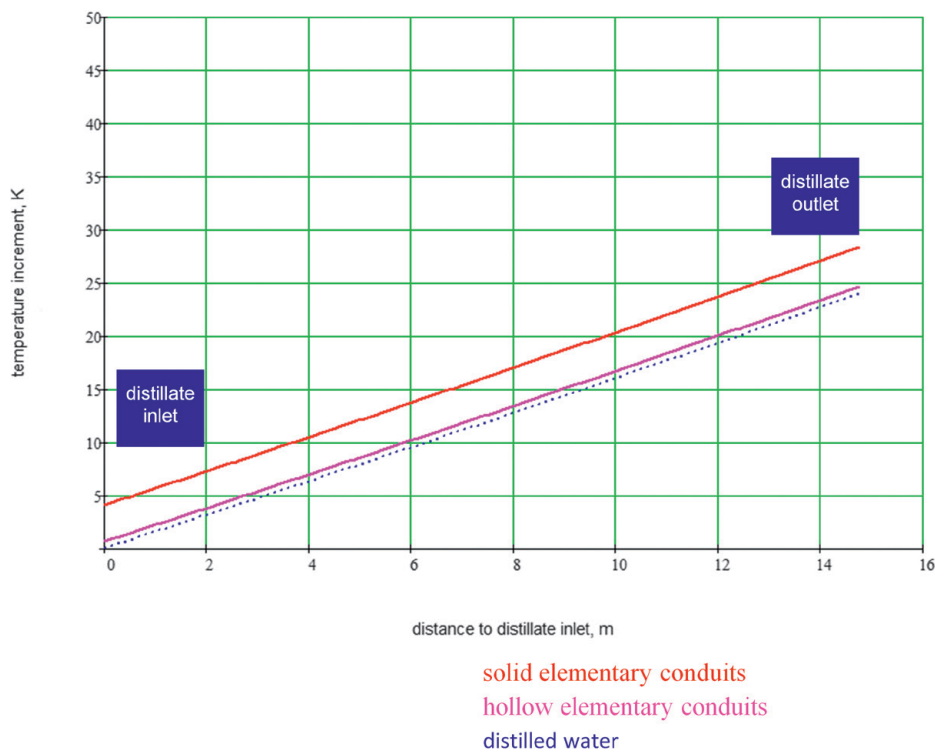


Fig. 6. Distribution of temperature increment in the new stator winding of a turbogenerator upgraded to 240 MW load

by calculations. In addition, the many years of trouble-free operation of the upgraded turbogenerators have proven that the new stator winding is suitable for application in turbogenerators in units designed for flexible operation.

## Summary

The original thermal models for the calculation of the temperature field in turbogenerators are used to design the upgrades of existing turbogenerators, in order to implement the requirements resulting from the "Bloki 200+" program for the Polish power industry. They were applied in the development of innovative solutions of the main structural nodes of 200 MW turbogenerators, the implementation of which has resulted in the capacity increase to 240 MW, while completely eliminating the damage due to the sets' flexible operation.

## REFERENCES

1. Trzeszczyński J., Dalsza eksploatacja bloków klasy 200 MW – racjonalna strategia dla polskiej energetyki [*Further operation of 200 MW sets – a rational strategy for the Polish power industry*], *Energetyka*, 2017, pp. 313–315.
2. Krok R., Sieci cieplne w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych prądu przemiennego [*Thermal networks in modeling the temperature field in AC electric machines*], Wydawnictwo Politechniki Śląskiej [habilitation monograph], Gliwice 2010.
3. Mukosiej J., Universal program for thermal calculation of electric machines by the method of equivalent thermal networks (ETN), Proceedings of ICEM '96, Vigo, Spain 1996, pp. 377–381.
4. Swift G., Molinski T.S., Lehn W., A fundamental approach to transformer thermal modeling – Part I: Theory and equivalent circuit, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, 2001, pp. 171–175.
5. Gurazdowski D., Zawilak J., Rozkład temperatury w pręcie uzwojenia stojana turbogeneratorsa [*Temperature distribution in a turbogenerator stator winding bar*], *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne*, No. 75, 2006, pp. 177–184.
6. Latek W., Turbogeneratory [*Turbogenerators*], WNT, Warsaw 1973.
7. Otte J. et al., Intensyfikacja chłodzenia generatorów dużej mocy [*Intensification of high-power generator cooling*], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 8, 2013, pp. 351–357.
8. Krok R., Pasko M., Nowe życie pracujących turbogeneratorów [*New life of existing turbogenerators*], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 2, 2017, pp. 83–86.
9. Kaźmierkowski P., Kalus M., Zwierchanowski R., Polski program efektywnego wykorzystania energii w napędach elektrycznych [*Polish program for the effective use of energy in electric drives*], The Polish National Energy Conservation Agency (KAPE), Warsaw 2004.

## Roman Krok

Silesian University of Technology  
 e-mail: roman.korab@polsl.pl

He gained his scientific degrees at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology, where he has been working continuously for 28 years. He deals with the issues of thermal calculations, design, structural improvement, protections and operation of turbogenerators, power transformers and mining electric motors. He participates in research works as part of the program for the Polish energy sector "Bloki 200+". A co-designer of numerous turbogenerator upgrades implemented in power plants in Poland and in European Union and Asia. A professor at the Silesian University of Technology.

## Modele wymiany ciepła stosowane przy modernizacjach turbogeneratorów bloków typu 200 MW

### Autor

Roman Krok

### Słowa kluczowe

modernizacja turbogeneratorsa, zmodyfikowana sieć cieplna, praca elastyczna bloków

### Streszczenie

W artykule zaprezentowano zmodyfikowane sieci cieplne, stosowane przy doskonaleniu konstrukcji turbogeneratorów. Nowe rozwiązania elementów turbogeneratorów są wdrażane podczas rewitalizacji bloków węglowych w ramach programu dla polskiej energetyki „Blok 200+” [1]. W formie przykładu zaprezentowano zmodyfikowaną sieć cieplną, utworzoną dla uzwojenia stojana turbogeneratorsa o różnej budowie prętów. Wykorzystano ją do projektowania nowego uzwojenia stojana turbogeneratorsa wchodzącego w skład modernizowanych bloków o znacznie podwyższonej mocy, dostosowanych do pracy elastycznej.

Data wpływu do redakcji: 21.01.2019

Data wystawienia recenzji: 24.04.2019

Data akceptacji artykułu: 29.04.2019

Data publikacji online: 30.08.2019

### Wprowadzenie

Na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej od 1991 roku prowadzone są prace badawcze mające na celu opracowanie nowych rozwiązań głównych węzłów konstrukcyjnych. Ograniczone możliwości wykorzystania komercyjnych programów, bazujących głównie na metodzie elementów skończonych, do obliczeń cieplnych turbogeneratorsa spowodowały poszukiwanie nowej metody modelowania pola temperatury. Opracowano metodę zmodyfikowanych sieci cieplnych, która umożliwia wyznaczenie rozkładu temperatury w elementach turbogeneratorsa [2]. Klasyczna metoda sieci cieplnych, stosowana w obliczeniach maszyn elektrycznych, umożliwia jedynie wyznaczenie średnich temperatur elementów [3, 4]. W uzwojeniu stojana dużego turbogeneratorsa różnica pomiędzy maksymalną i minimalną temperaturą wynosi nawet kilkadziesiąt K [5], a w konsekwencji ocena stanu cieplnego wymaga wyznaczenia rozkładu temperatury.

### Zmodyfikowana metoda sieci cieplnych

Aby utworzyć zmodyfikowaną sieć cieplną dla stanu ustalonego, elementy aktywne turbogeneratorsa (przewody uzwojenia wzbudzenia, pręty uzwojenia stojana itd.) dzieli się w kierunku przepływu strugi medium chłodzącego na obszary różnicowe (rys. 1), a następnie każdemu z nich zostaje przyporządkowany węzeł cieplny. Węzły sieci cieplnej połączone są przewodnościami cieplnymi.

Przewodność dla strumienia ciepła przepływającego na skutek przewodzenia pomiędzy sąsiadującymi obszarami różnicowymi wyznaczono z zależności:

$$G_{\lambda} = \frac{\lambda_x \cdot F}{\Delta x} \quad (1)$$

gdzie:  $\lambda_x$  – przewodność cieplna właściwa materiału, z którego wykonany jest element,

w kierunku osi  $x$ ,  $F$  – pole powierzchni ścianki oddzielającej sąsiadujące obszary. Przewodność dla strumienia ciepła odprowadzanego z powierzchni ścianki obszaru różnicowego do otaczającego ją medium chłodzącego wyznaczono z zależności:

$$G_k = \alpha_k \cdot F \quad (2)$$

gdzie:  $\alpha_k$  – współczynnik odprowadzania ciepła,  $F$  – pole powierzchni ścianki obszaru, z której ciepło jest odprowadzane do otaczającego ją medium chłodzącego.

W węzłach reprezentujących obszary różnicowe, wydzielone wewnątrz przewodów uzwojenia, występują straty mocy zależne od temperatury:

$$P_{(i)} = P_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \vartheta_{(i)}), \quad P_0 = k_d \cdot j^2 \cdot \rho_0 \cdot V \quad (3)$$

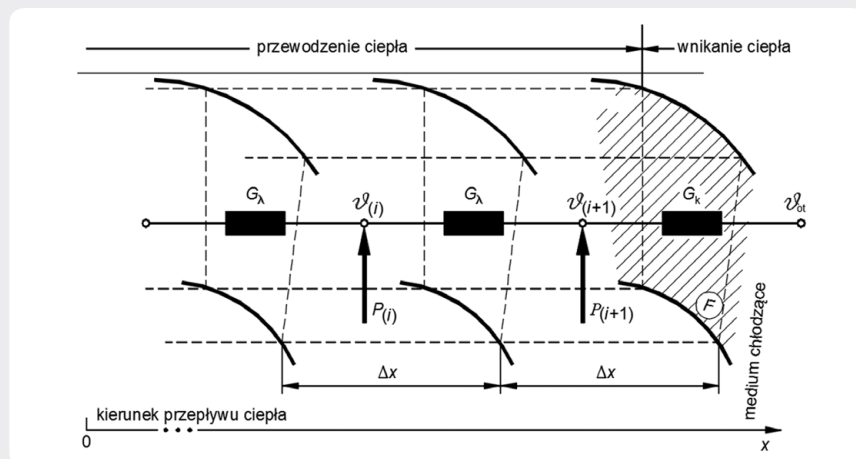
gdzie:  $P_0$  – straty mocy w wydzielonych obszarach, w temperaturze odniesienia (przyjęto temperaturę odniesienia 0°C),  $\alpha$  – temperaturowy współczynnik zmiany

rezystancji materiału, z którego wykonane jest uzwojenie,  $\vartheta_{(i)}$  – średnia temperatura  $i$ -tego obszaru,  $k_d$  – współczynnik strat dodatkowych,  $j$  – średnia gęstość prądu w uzwojeniu,  $\rho_0$  – rezystywność materiału, z którego wykonane jest uzwojenie w temperaturze odniesienia,  $V$  – objętość wydzielonych obszarów różnicowych.

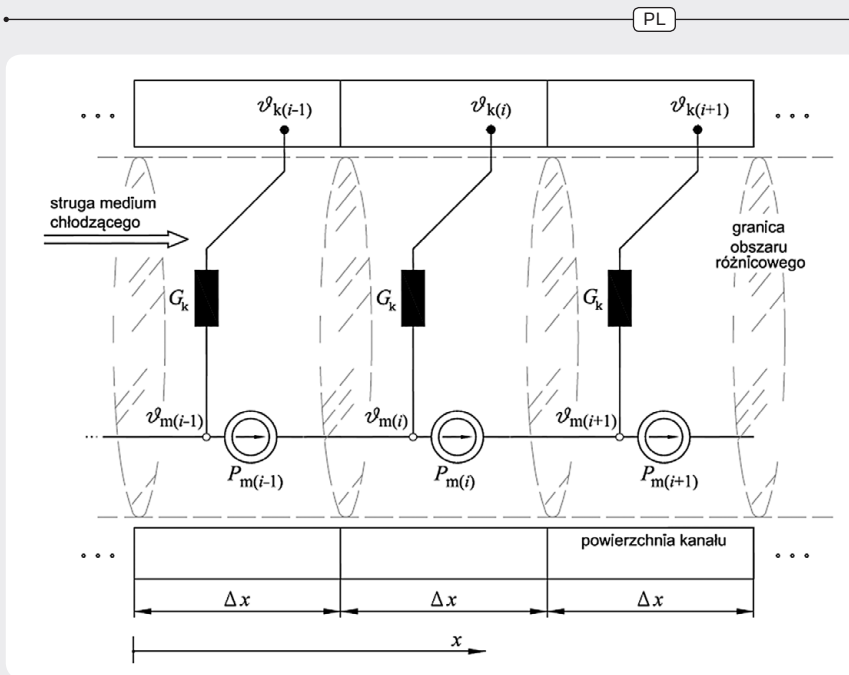
Dodatkowo została opracowana oryginalna sieć cieplna dla strugi cieczy lub gazu przepływającego w kanałach chłodzących turbogeneratorsa. Występują w niej umowne siły prądomotoryczne (rys. 2), o wydatkach równych mocom cieplnym unoszonym przez strugę medium chłodzącego, przepływającego w kanale:

$$P_{m(i)} = \dot{m} c_p \vartheta_{m(i)} \quad (4)$$

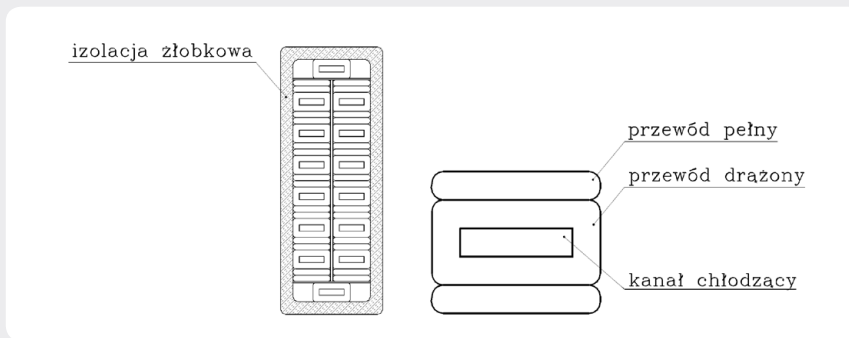
gdzie:  $\dot{m}$  – strumień masy medium chłodzącego,  $c_p$  – ciepło właściwe medium przy stałym ciśnieniu,  $\vartheta_{m(i)}$  – średnia temperatura medium w  $i$ -tym obszarze różnicowym, wydzielonym wewnątrz kanału.



Rys. 1. Fragment zmodyfikowanej sieci cieplnej dla elementu turbogeneratorsa podzielonego na obszary różnicowe



Rys. 2. Fragment zmodyfikowanej sieci cieplnej dla strugi medium chłodzącego, przepływającego w kanale podzielonym na obszary różnicowe



Rys. 3. Przekrój pręta uzwojenia stojana turbogeneratorsa fabrycznego

### Uzwojenie stojana turbogeneratorsa fabrycznego o mocy 200 MW

Uzwojenie stojana turbogeneratorsa wykonane jest z prętów chłodzonych wodą destylowaną. Na rys. 3 przedstawiono przekrój pręta uzwojenia stojana, na rysunku widoczne są elementarne przewody pełne oraz drażone, którymi przepływa woda chłodząca. W rozwiązaniu fabrycznym przewody elementarne – zarówno pełne, jak i drażone – wykonane są z miedzi, przy czym na jeden przewód drażony przypadają dwa przewody pełne.

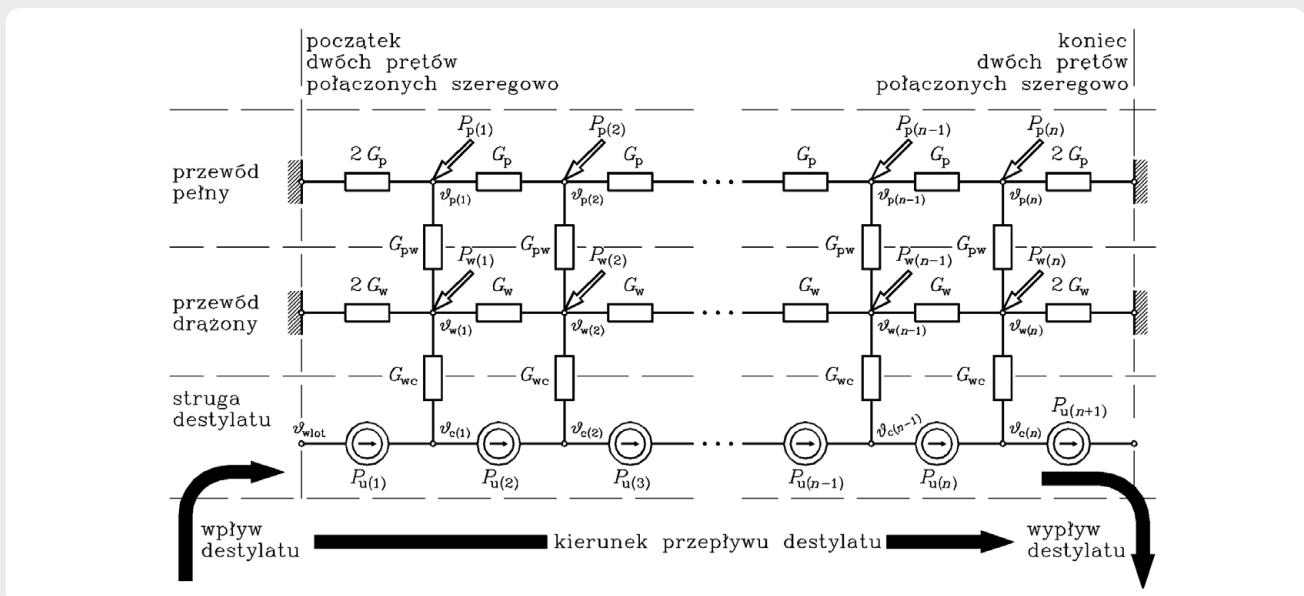
W rozpatrywanym turbogeneratorsie kolektory wodne wlotowe i wylotowe w uzwojeniu stojana są zainstalowane od strony turbiny. W konsekwencji zmodyfikowaną sieć cieplną wystarczy opracować dla dwóch prętów uzwojenia stojana (odległych o poskok uzwojenia), połączonych szeregowo. W modelu uwzględniono:

- straty dodatkowe wywołane zjawiskiem wypierania prądu w przewodach elementarnych [6]
- zależność strat mocy w przewodach uzwojenia od ich temperatury
- nagrzewanie się wody przepływającej w kanałach chłodzących, usytuowanych wewnątrz przewodów drażonych
- zjawisko unoszenia ciepła w strugach wody chłodzącej.

W celu utworzenia zmodyfikowanej sieci cieplnej pręty uzwojenia stojana turbogeneratorsa podzielono w kierunku przepływu wody na obszary różnicowe. Następnie elementem uzwojenia oraz strudze wody chłodzącej, w obrębie wydzielonych obszarów różnicowych, przyporządkowano węzły sieci cieplnej (rys. 4).

Na schemacie cieplnym występują następujące wielkości:

- przewodności dla strumieni ciepła przepływających odpowiednio wzdłuż przewodu pełnego ( $G_p$ ) oraz drażonego ( $G_w$ )
- przewodności dla strumieni ciepła przepływających pomiędzy przewodem pełnym i drażonym ( $G_{pw}$ )



Rys. 4. Zmodyfikowana sieć cieplna dla uzwojenia stojana turbogeneratorsa chłodzonego bezpośrednio wodą destylowaną

PL

- przewodności dla strumieni ciepła przepływających na skutek konwekcji wymuszonej z powierzchni kanału w przewodzie drażonym do strugi wody chłodzącej ( $G_{wc}$ )
- straty mocy odpowiednio w przewodzie pełnym ( $P_p$ ) oraz drażonym ( $P_w$ )
- moc cieplna unoszona przez strugę wody przepływającej przez ścianki obszarów różnicowych wydzielonych w kanałach chłodzących ( $P_i$ ).

Na bazie sieci cieplnej wykonano program komputerowy do obliczeń pola temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora. Umożliwia on wyznaczenie rozkładu przyrostu temperatury w przewodach elementarnych pełnych i drażonych oraz w strudze wody przepływającej w kanałach chłodzących. Przyrosty temperatury określone są w odniesieniu do temperatury zimnej wody na wpływie do uzwojenia stojana.

Obecnie podczas modernizacji bloków podwyższa się moc z 200 do 240 MW. Wykorzystując zmodyfikowaną sieć cieplną, obliczono rozkład przyrostu temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora fabrycznego, przy obciążeniu mocą 240 MW i znamionowym współczynniku mocy.

Na rys. 5 przedstawiono obliczony rozkład przyrostu temperatury w dwóch prętach uzwojenia stojana połączonych szeregowo. Największy przyrost temperatury równy 38,8 K mają przewody pełne na końcu pręta, na którym wypływa woda chłodząca.

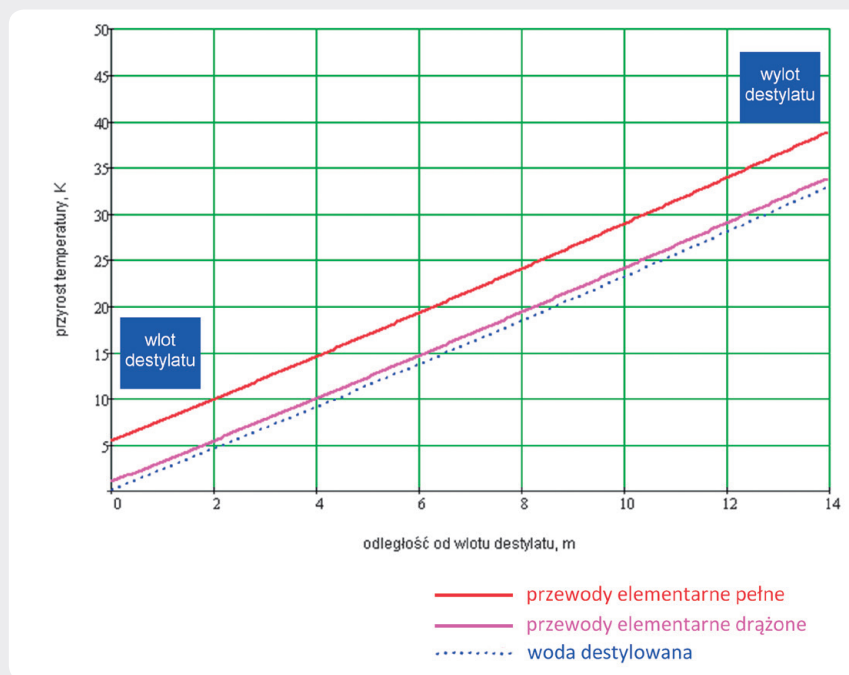
Przeprowadzono weryfikację pomiarową wyników obliczeń cieplnych uzwojenia stojana turbogeneratora. Maksymalna różnica pomiędzy zmierzonym i obliczonym przyrostem temperatury nie przekracza 3,0 K, co jest bardzo dobrym wynikiem.

Po podwyższeniu mocy do 240 MW, gdy zmienia się obciążenie turbogeneratora, zmienia się również w szerokim przedziale temperatura uzwojenia stojana. Różnica wartości współczynników wydłużalności termicznej miedzi oraz izolacji skutkuje powstawaniem naprężeń w prętach uzwojenia stojana. Efektem przejścia turbogeneratora z pracy ze stałym obciążeniem do pracy elastycznej są częste uszkodzenia uzwojenia stojana. Rozwiązaniem tego problemu jest bardzo duże obniżenie temperatury uzwojenia stojana turbogeneratora. Cel ten można zrealizować poprzez zmianę konstrukcji uzwojenia stojana, prowadzącą do zmniejszenia strat mocy oraz polepszenia chłodzenia.

#### Prace nad nowym uzwojeniem stojana oraz wentylatorami wirnika turbogeneratora

Badania dotyczące doskonalenia konstrukcji turbogeneratorów są prowadzone na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej od 1991 roku. Przedmiotem prac jest opracowanie nowych rozwiązań głównych węzłów konstrukcyjnych turbogeneratorów, w tym przeznaczonych dla jednostek o mocy 200 MW. Większość z tych rozwiązań została wdrożona do produkcji w EthosEnergy Poland SA w Lublińcu.

Pierwsze prace związane z modernizacją turbogeneratorów o mocy 200 MW rozpoczęto w 1993 roku. Dotyczyły opracowania zmian zapewniających możliwość podwyższenia mocy o kilkanaście MW, przy



Rys. 5. Rozkład przyrostu temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora fabrycznego przy obciążeniu mocą 240 MW

zachowaniu znamionowego współczynnika mocy. Całkowita moc generowana wtedy przez odnawialne źródła energii, zainstalowane w systemie elektroenergetycznym, była niewielka, a w konsekwencji turbogeneratory wchodzące w skład bloków węglowych pracowały praktycznie przy stałym obciążeniu. Modernizacja uzwojenia stojana turbogeneratora polegała jedynie na niewielkim zwiększeniu przekroju czynnego prętów, dzięki zastosowaniu cieńszych warstw izolacji wykonanych z nowych materiałów elektroizolacyjnych.

Dalsze podwyższenie mocy turbogeneratora z 200 do 220 MW, przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy, wymagało zmiany konstrukcji prętów uzwojenia stojana. Zmodernizowane turbogeneratory miały być zainstalowane w elektrowni w Bułgarii. Warunki klimatyczne tego kraju powodują, że temperatura wody destylowanej, chłodzącej uzwojenie stojana, osiąga latem wartości maksymalne wyższe niż w Polsce. Zaprojektowano więc nowe pręty uzwojenia stojana, w których zmniejszono liczbę przewodów drażonych oraz zwiększono liczbę przewodów pełnych – pomiędzy przewodami drażonymi w kolumnie umieszczono po trzy przewody pełne. Należy zwrócić uwagę na fakt, że zmniejszenie liczby przewodów drażonych powoduje zmniejszenie powierzchni oddawania ciepła do wody, co jest zjawiskiem niekorzystnym. Maleją jednak znacznie straty dodatkowe, spowodowane wypieraniem prądu w przewodach elementarnych. Straty te zależą od wysokości przewodów elementarnych i są bardzo duże dla wysokich przewodów drażonych. Ostatecznie wprowadzone zmiany konstrukcyjne spowodowały obniżenie temperatury uzwojenia stojana turbogeneratora. Do wyznaczenia wymiarów przewodów elementarnych wykorzystano

autorskie programy komputerowe do obliczeń pola temperatury w uzwojeniu stojana. Kontrolne pomiary cieplne, wykonane przed dopuszczeniem turbogeneratorów do pracy, wykazały uzyskanie założonych w projekcie celów. Temperatura uzwojenia stojana po zwiększeniu mocy turbogeneratora do 220 MW, przy zachowaniu znamionowym współczynniku mocy oraz podwyższonej temperaturze zimnej wody destylowanej, nie przekroczyła wartości dopuszczalnej.

Kolejne podwyższenie mocy modernizowanych turbogeneratorów do 240 MW wymagało dalszej zmiany konstrukcji uzwojenia stojana. Autorskie programy komputerowe do badań wpływu liczby oraz wymiarów przewodów elementarnych pełnych i drażonych na rozkład przyrostu temperatury [2] umożliwiły zaprojektowanie nowego uzwojenia stojana, w którym znacznie zmniejszono straty mocy. Nowe pręty uzwojenia stojana turbogeneratora zawierają dwie kolumny przewodów elementarnych, przy czym pomiędzy przewodami drażonymi znajdują się po cztery przewody pełne.

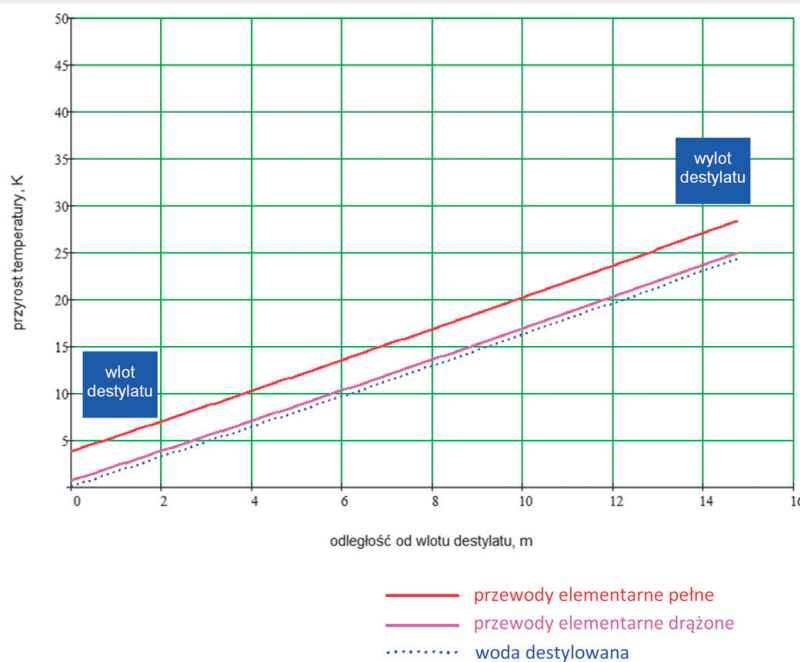
Pręty uzwojenia stojana umieszczone są w żłobkach rdzenia stojana. Straty wytwarzane w uzwojeniu stojana odprowadzane są do wody destylowanej, przepływającej w przewodach drażonych, oraz do rdzenia stojana. Temperaturę uzwojenia stojana można zatem obniżyć, poprawiając skuteczność chłodzenia rdzenia. Rdzeń stojana wykonany jest w formie pakietu blach. W kanałach, w rdzeniu stojana przepływa wodór chłodzący, którego przepływ wymuszają wentylatory osadzone na wale wirnika. Wykorzystując programy komputerowe do obliczeń wentylacyjnych, wykonano projekty nowych wentylatorów o różnej liczbie łopatek, a następnie zbudowano w skali modele fizyczne [7, 8]. Modele



PL



Fot. 1. Nowe wentylatory wirnika turbogeneratora



Rys. 6. Rozkład przyrostu temperatury w nowym uzwojeniu stojana turbogeneratora o mocy podwyższonej do 240 MW

te badano następnie w tunelu aerodynamicznym. Dzięki możliwości nastawiania łopatek znaleziono optymalny kąt natarcia zapewniający maksymalny wzrost wydajności wentylatora. Na podstawie wyników badań modelowych zaprojektowano nowe wentylatory wirnika turbogeneratora (fot. 1). Przeprowadzone badania wykazały, że możliwy jest dodatkowy wzrost wydajności wentylatorów poprzez zastosowanie tylnych łopatek kierowniczych. Na rys. 6 przedstawiono obliczony rozkład przyrostu temperatury w dwóch prętach, połączonych szeregowo, nowego uzwojenia

stojana. Największy przyrost temperatury – równy 28,4 K – występuje w przewodach pełnych. Ze względów technicznych nie ma możliwości pomiaru maksymalnego przyrostu temperatury przewodów elementarnych prętów uzwojenia stojana. Do weryfikacji pomiarowej wykorzystuje się mierzony przyrost temperatury wody na wypływie z prętów uzwojenia stojana. Maksymalna różnica pomiędzy zmierzonym i obliczonym przyrostem temperatury wody na wypływie z prętów nie przekracza 2,4 K, co jest bardzo dobrym rezultatem.

### Zastosowanie zmodernizowanego uzwojenia stojana turbogeneratora

Nowe uzwojenie stojana, przy obciążeniu turbogeneratora mocą 240 MW, ma maksymalny przyrost temperatury 28,4 K, czyli aż o 10,4 K mniejszy w porównaniu z rozwiązaniem fabrycznym. Zgodnie z prawem Montsingera zmniejszenie temperatury o 8 K podwaja trwałość izolacji [9]. Dodatkowo znaczne obniżenie temperatury uzwojenia stojana zmniejszyło zakres zmiany długości prętów na skutek dylatacji termicznej, co w konsekwencji wyeliminowało powtarzające się uszkodzenia, powstające podczas pracy elastycznej turbogeneratora.

Nowe uzwojenie stojana turbogeneratora zostało wdrożone do produkcji. Zmodernizowane turbogeneratory o mocy podwyższonej do 240 MW pracują w elektrowniach w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej.

Wykonane pomiary cieplne zmodernizowanych turbogeneratorów potwierdziły obniżenie temperatury nowego uzwojenia stojana w odniesieniu do fabrycznego, wykazane wcześniej obliczeniami. Dodatkowo wieloletnie, bezawaryjne okresy pracy zmodernizowanych turbogeneratorów są dowodem na to, że nowe uzwojenie stojana nadaje się do wykorzystania w turbogeneratorach wchodzących w skład bloków przeznaczonych do pracy elastycznej.

### Podsumowanie

Autorskie modele cieplne do obliczeń pola temperatury w turbogeneratorach są wykorzystywane do opracowania projektów modernizacji pracujących turbogeneratorów, w celu realizacji wymagań wynikających z programu dla polskiej energetyki „Błoki 200+”. Z ich pomocą zostały opracowane innowacyjne rozwiązania głównych węzłów konstrukcyjnych turbogeneratorów o mocy 200 MW, których wdrożenie skutkuje podwyższeniem mocy do 240 MW, przy jednoczesnym całkowitym wyeliminowaniu uszkodzeń powodowanych elastyczną pracą bloków.

### Bibliografia

1. Trzeszczyński J., Dalsza eksploatacja bloków klasy 200 MW – racjonalna strategia dla polskiej energetyki, *Energetyka* 2017, s. 313–315.
2. Krok R., Sieci cieplne w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej [monografia habilitacyjna], Gliwice 2010.
3. Mukosiej J., Universal program for thermal calculation of electric machines by the method of equivalent thermal networks (ETN), *Proceedings of ICEM '96*, Vigo, Spain 1996, s. 377–381.
4. Swift G., Molinski T.S., Lehn W., A fundamental approach to transformer thermal modeling – Part I: Theory and equivalent circuit, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2001, Vol. 16, s. 171–175.

PL

5. Gurazdowski D., Zawilak J., Rozkład temperatury w pręcie uzwojenia stojana turbogeneratorsa, *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne* 2006, nr 75, s. 177–184.
6. Latek W., Turbogeneratory, WNT, Warszawa 1973.
7. Otte J. i in., Intensyfikacja chłodzenia generatorów dużej mocy, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 8, s. 351–357.
8. Krok R., Pasko M., Nowe życie pracujących turbogeneratorów, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, nr 2, s. 83–86.
9. Kaźmierkowski P., Kalus M., Zwierchanowski R., Polski program efektywnego wykorzystania energii w napędach elektrycznych, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., Warszawa 2004.

**Roman Krok**

dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: roman.krok@polsl.pl

Stopnie naukowe uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej, gdzie pracuje nieprzerwanie od 28 lat. Zajmuje się problematyką obliczeń cieplnych, projektowania, doskonalenia konstrukcji, zabezpieczeń oraz eksploatacji: turbogeneratorów, transformatorów energetycznych oraz silników elektrycznych górniczych. Uczestniczy w pracach badawczych w ramach programu dla polskiej energetyki „Blok 200+”. Jest współautorem wielu wdrożonych do produkcji projektów modernizacji turbogeneratorów zainstalowanych w elektrowniach w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej i Azji. Zatrudniony na stanowisku profesora Politechniki Śląskiej.

# Analysis of Waveforms in a Power System at Asymmetrical and Symmetrical Short-Circuits in a Transmission Line

## Authors

Piotr Pruski  
Stefan Paszek

## Keywords

power system, load asymmetry, asymmetrical short-circuit, generator subtransient asymmetry

## Abstract

In the paper, current and voltage waveforms of a synchronous generator operating in a single-machine power system (PS) consisting of a generating unit connected by a high-voltage power line to a bus are analysed. Disturbances in the form of single-phase, two-phase clear of earth, and three-phase short-circuits in a transmission line are taken into account. The content of higher harmonics of the considered quantities in the steady state for various types of short-circuits is analysed. The synchronous generator model includes its subtransient asymmetry, which at asymmetrical short-circuits causes occurrence of higher harmonics in the waveforms of, among others, stator current and voltage, and the field current. These harmonics occur even when the saturation of the machine magnetic cores is neglected.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019102**

Received: 11.02.2019

Received in revised form: 25.04.2019

Accepted: 29.04.2019

Available online: 30.08.2019

## 1. Introduction

Short-circuits are the most common faults occurring in a power system (PS). Usually, they are asymmetrical short-circuits, and only a few percent of the total number of short-circuits are symmetrical [1]. Asymmetric operation of a power system is related to asymmetric load of synchronous generators. It results in many unfavourable phenomena, including additional heating of the rotor surface and mechanical vibrations of the machine elements. Therefore, it is necessary to limit the duration time of asymmetrical states [2].

Because modelling of the PS asymmetric operation is difficult, symmetrical short-circuits are mainly analysed in simulation investigations. Specialist software for analysing the PS transient states often allows the simulation of symmetric operating conditions only. Such software usually does not allow changes in the ready-made power system element models, access to all internal signals of the model or selection of the integration method of the state equations of the model. The use of large, commercial programs does not allow full and in-depth analysis of the system operation. Therefore, it is purposeful to conduct simulation investigations concerning the analysis of different asymmetric

operating states of a power system [2, 3, 4]. In the investigations, commonly known generating unit element models, after some modifications, can be used.

The analysis of PS asymmetric operating states, including short-circuits, may enable, among others, better selection of power system protection settings [5]. The waveforms of various power system quantities differ significantly depending on the type of asymmetry. An effectively working power system protection helps to reduce the disadvantageous effects of disturbances, and thus the magnitude and consequences of the failures occurring in the PS.

In the paper, a comparison and harmonic analysis of disturbance waveforms of selected quantities in the steady states of long-lasting short-circuits (single-phase to earth, two-phase clear of earth, and three-phase) in a single-machine power system consisting of a generating unit (with a synchronous generator), a high voltage transmission line, and a bus, are presented. The GENROU synchronous generator model (XT type), which takes into account the generator subtransient asymmetry and saturation of the generator magnetic cores, was used in the investigations. In the case of short-circuits to earth, it was assumed

that the generator operated with a grounded neutral point, therefore the appropriate waveforms might include a zero axial component.

## 2. The model of the analysed power system

The power system mathematical model was developed in the Matlab Simulink environment. This model consists of a separate model of the generating unit connected by a high voltage transmission line with a bus. A modified PARGU program was used for simulations [6].

### 2.1. The model of the generating unit

The generating unit model includes, among others, a synchronous generator model defined in the axial coordinate system (d, q, 0) [6, 7].

The GENROU generator model [6] taking into account the subtransient asymmetry (when  $X'_d \neq X'_q$ ) and saturation of the machine magnetic cores was used. It is a typical XT-type synchronous generator model often used in analyses of power system operation [6]. It includes two equivalent rotor circuits in each of the d and q axes (excitation circuit and one equivalent damping circuit in the d axis and two equivalent damping circuits in the q axis). The transformation voltage in the stator is neglected as small compared to the generator rotation voltage. Fig. 1 shows block diagrams of the GENROU model. They are complemented by differential equations of the machine rotor motion [6]:

$$T_m \frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{P_m - D\Delta\omega}{\omega} - M_e \quad (1a)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N \cdot \Delta\omega \quad (1b)$$

$$M_e = \Psi'_d I_q - \Psi'_q I_d + I_d I_q (X''_q - X''_d) \quad (1c)$$

The following symbols are used in Fig. 1 and equations (1):  $V_d, V_q, I_d, I_q, \Psi_d, \Psi_q$  – voltages, currents and flux linkages of the stator in the d and q axes;  $\underline{\Psi}'' = \Psi''_d - j\Psi''_q$  – subtransient flux linkage phasor;  $\Psi_{D1}, \Psi_{Q1}, I_{Q1}$  – flux linkages and current in the first damping circuit in the d and q axes;  $E'_d, E'_q$  – voltages behind the transient reactance;  $E_{fd}, I_{fd}$  – field voltage and current;  $R_a, X_\sigma$  – stator leakage resistance and reactance;  $X_d, X_q, X_{ad}, X_{aq}, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q$  – synchronous, magnetizing, transient and subtransient reactances;  $T'_{d0}, T''_{d0}, T'_{q0}, T''_{q0}$  – transient and subtransient time constants at the open stator winding;  $T_m, D, P_m, M_e, \Delta\omega, \omega_N, \delta$  – mechanical time constant, damping coefficient, mechanical power of the turbine, electromagnetic torque, angular speed deviation, rated angular speed, power angle. Component  $\Delta(X_{ad}I_{fd})$  represents the saturation effect of the machine magnetic circuit [6].

In some asymmetrical states, the classic GENROU model is complemented with the following equation for the zero axial component:

$$V_0 = L_0 \frac{dI_0}{dt} + I_0 R_a \quad (2)$$

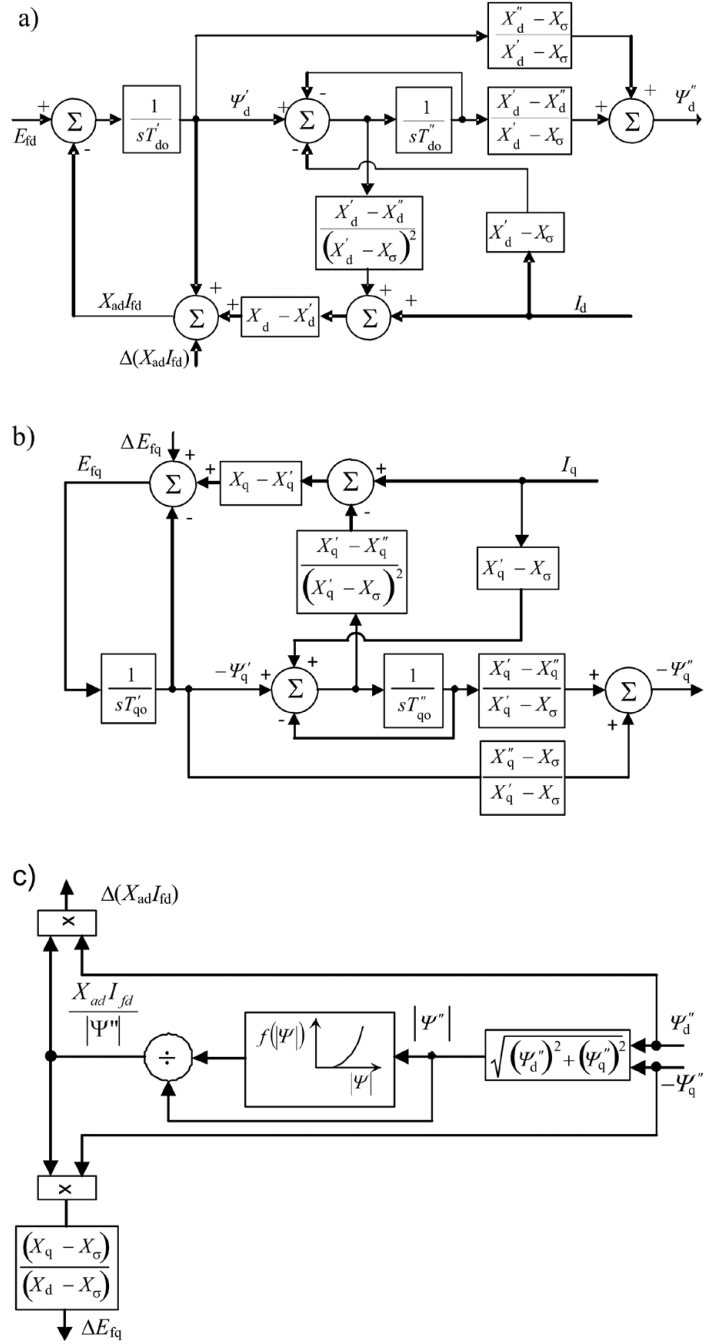


Fig. 1. Synchronous generator GENROU model: a) in the d axis; b) in the q axis; c) the way of taking into account the magnetic core saturation [8]

where:  $V_0, I_0$  – zero components of the stator voltage and current,  $R_a$  – stator winding resistance,  $L_0$  – generator stator winding inductance for the zero component.

The field voltage, the mechanical power of the turbine and the stator current axial components ( $I_d, I_q$  and  $I_0$ ) are the input signals of the developed generator model. The stator voltage axial components ( $V_d, V_q$  and  $V_0$ ), the stator terminal voltage ( $V_T$ ), the instantaneous power ( $P$ ) and the angular speed deviation of the generator are, among others, the output signals of the generator model.

## 2.2. Equations linking generator stator, transmission line, and bus quantities

When analysing power system asymmetrical states, it is convenient to express the equations of currents and voltages of the stator, the transmission line, and the bus in phase quantities (A, B, C). To link the phase equations to the equations in the axial coordinate system, the Park transformation is used:

$$\begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} = C^{-1} \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} \quad (3a)$$

where:

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \vartheta & \cos\left(\vartheta + \frac{4\pi}{3}\right) & \cos\left(\vartheta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \vartheta & -\sin\left(\vartheta + \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\vartheta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3b)$$

$$C^{-1} = C^T \quad (3c)$$

while angle  $\vartheta$  represents the shift between the phase A axis of the 3-phase winding and the d axis, according to Fig. 2.

A rotation speed of the axial coordinate system  $\omega_x$  can generally be arbitrarily assumed. Then, the angle  $\vartheta$  in the transformation matrix (3b) (assuming zero angle  $\vartheta$  at the beginning of observation  $t = 0$ ) is given by:

$$\vartheta(t) = \int_0^t \omega_x(t) \cdot dt \quad (4)$$

Further in the paper, it is assumed that  $\omega_x$  is equal to the synchronous speed of the generator.

Various transmission line asymmetries were considered in the investigations and appropriate line and bus models were developed.

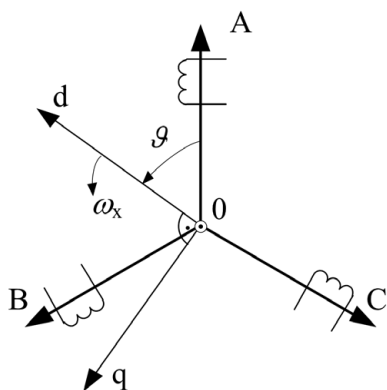


Fig. 2. Position of the phase A, B, C and axial d, q coordinate systems (zero axis is perpendicular to the d and q axes) [8]

Fig. 3 shows a diagram of the analysed power system at short-circuits. Symbols:  $i_j$  – stator currents,  $v_j$  – stator voltages,  $v_{bj}$  – bus voltages,  $Z_j$  – complex impedances of the transmission line (phase quantities,  $j = A, B, C$ ),  $I_{fd}$  – generator field current,  $v_d$  – voltage between the neutral points of the generator and the bus (for the generator neutral point ungrounded),  $t_0$  – disturbance occurrence time,  $W_G$  – generator neutral point ground switch.

To model a short-circuit to earth, bus voltages equal to zero should be assumed in selected phases  $v_{bj}$  and the line impedances should be proportionally reduced:

$$Z_{sj} = l \cdot Z_j, \quad Z_{bj} = Z_j - Z_{sj} \quad (5)$$

where:  $Z_{sj}$ ,  $Z_{bj}$  – line section impedances for the phase  $j$  at the short-circuit,  $l$  – distance of the short-circuit location in the transmission line from the generating unit in relation to the whole line length.

In the transmission line model – as in the stator equations of the GENROU generator model – transformation voltages were neglected. Therefore, the algebraic relationships between currents and voltages were determined. For healthy phases:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{v_j(t) + v_d(t) - v_{bj}(t)}{|Z_j|}, \quad \Delta t_j = \frac{\varphi_j}{2\pi f} \quad (6a)$$

for earth-faulted phases:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{v_j(t) + v_d(t)}{|Z_{sj}|} \quad (6b)$$

where:  $\varphi_j$  – phase angles of the respective transmission line impedances,  $f = 50$  Hz. Three equations were derived from (6a) and (6b). In addition, for the system with the generator neutral point ungrounded (open switch  $W_G$  in Fig. 3a):

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (6c)$$

The bus phase voltages were determined from dependences (3) and the equations for network voltage components d, q (there was no zero component in the symmetrical state before the disturbance):

$$V_{b,d} = V_b \sin(\delta), \quad V_{b,q} = V_b \cos(\delta) \quad (7a)$$

$$V_b = |\underline{V} - \underline{Z}I|, \quad \underline{V} = V_q - jV_d \quad (7b)$$

$$\underline{I} = I_q - jI_d, \quad \underline{Z} = R + jX \quad (7c)$$

where:  $V$ ,  $V_{b,d}$ ,  $V_{b,q}$  – rms value and axial components of the bus voltage,  $\delta$  – generator power angle,  $\underline{V}$ ,  $V_d$ ,  $V_q$ ,  $I$ ,  $I_d$ ,  $I_q$  – phasors and axial components of the steady-state generator stator voltages and currents before the disturbance,  $\underline{Z}$ ,  $R$ ,  $X$  – equivalent complex impedance, resistance and reactance of the transmission line.

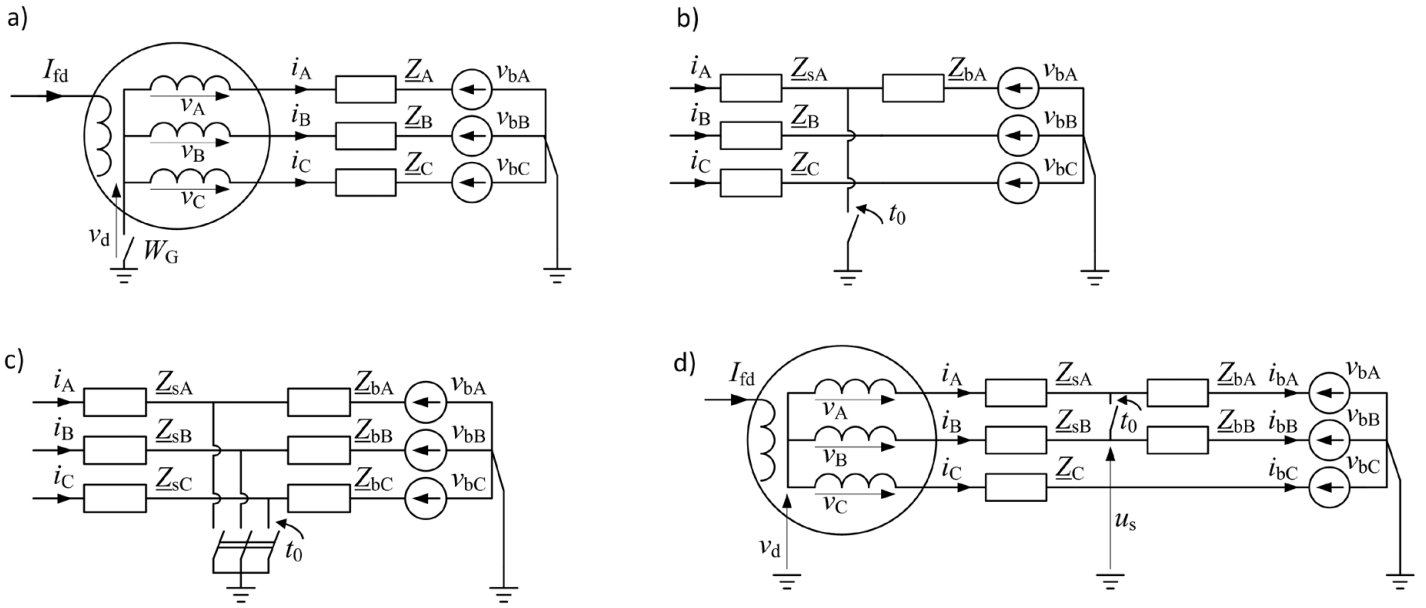


Fig. 3. Diagram of the PS at short-circuits: a) general, b) section modified to model a 1-phase short-circuit to earth, c) section modified to model a 3-phase short-circuit, d) for a 2-phase short-circuit clear of earth

Based on the axial stator voltages (generating unit model output signals) and axial bus voltages, phase values of these signals can be determined by the inverse Park transformation. From the system of equations (6), three or four unknown quantities can be calculated: three phase currents and possibly voltage  $v_d$ . This is implemented in the developed power system model. Based on the generator phase currents, using the simple Park transformation, axial generator currents, which are input signals of the generator model and the generating unit model, are calculated. Fig. 3d presents a diagram showing a 2-phase short-circuit clear of earth in the transmission line. The following equations link the appropriate currents and voltages for this fault:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{v_j(t) + v_d(t) - v_s(t)}{|Z_{sj}|}, \quad j = A, B \quad (8a)$$

$$i_C(t + \Delta t_C) = \frac{v_C(t) + v_d(t) - v_{bC}(t)}{|Z_C|} \quad (8b)$$

$$i_{bj}(t + \Delta t_{bj}) = \frac{v_s(t) - v_{bj}(t)}{|Z_{bj}|}, \quad j = A, B \quad (8c)$$

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (8d)$$

$$i_A(t) + i_B(t) = i_{bA}(t) + i_{bB}(t) \quad (8e)$$

where:  $i_{bj}$  – bus currents;  $v_s$  – voltage at the fault location;  $\Delta t_j, \Delta t_{bj}$  – time delays of the current waveforms, defined as in (6a); other symbols as in formulas (6).

From the system of equations (8), seven quantities can be calculated: five phase currents as well as voltages  $v_s$  and  $v_d$ . The so determined power system model is complete and allows making simulation calculations.

### 3. Calculation examples

Simulation calculations were carried out for long-lasting short-circuits, 1-phase to earth (in phase A), 2-phase clear of earth (in phases A and B) and 3-phase, at the distance  $l = 1\%$  from the generating unit. In the calculations, breaks in the non short-circuited phases were additionally assumed. At the short-circuits to earth, the generator was operated with the grounded neutral point (closed switch  $W_G$  in Fig. 3a, voltage  $v_d = 0$ ). The following load was assumed in the steady state before the short-circuit: active power  $P_0 = 0.1$  p.u. and reactive power  $Q_0 = 0.05$  p.u. The 1-phase short-circuit was analysed to determine the zero axial components of stator currents and voltages. Their effect on the phase waveforms was checked. In real high-voltage power systems, generators are usually operated with isolated neutral points.

Figs. 4-6 show the waveforms of stator current  $i_a$  and voltage  $v_c$ , as well as generator field current  $I_{fd}$  (in relative units) for the analysed fault types.

In Tab. 1, the harmonic amplitude distributions of the current in phase A, the voltage in phase C and the field current in the steady state are presented. The percentage values of higher harmonics are given in relation to the first harmonic for the stator quantities, and in relation to the constant component for the generator field current. The reference values in relative units are given in brackets.

### 4. Final conclusions

The following conclusions can be drawn from the performed investigations:

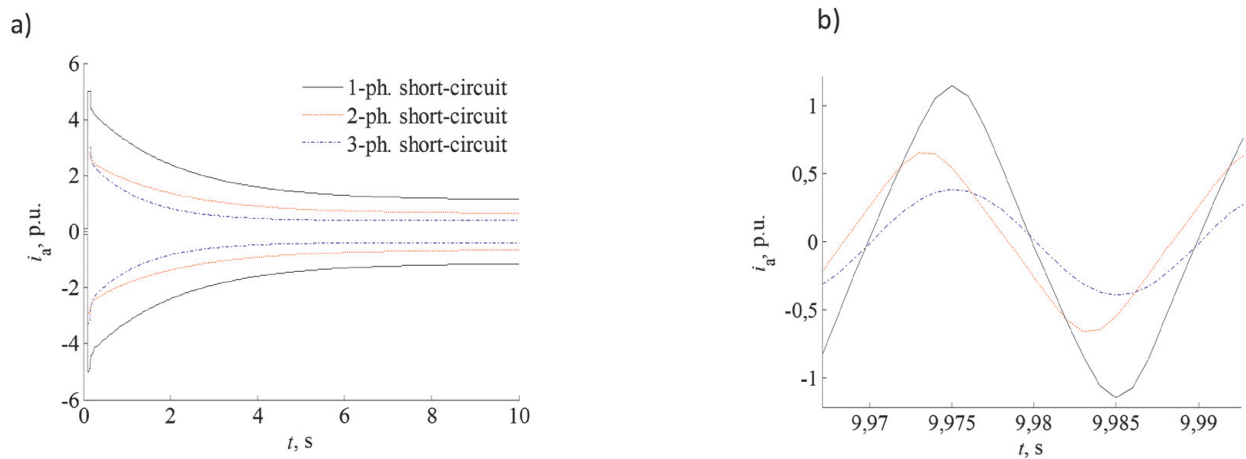


Fig. 4. Currents in phase A: a) envelopes, b) enlargement of one period in the steady state

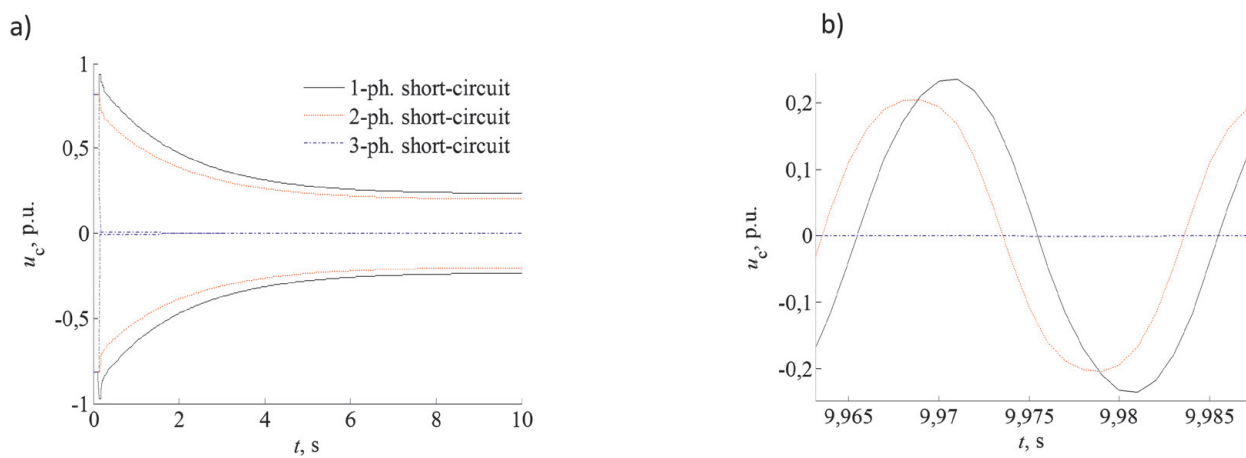


Fig. 5. Voltages in phase A: a) envelopes, b) enlargement of one period in steady state

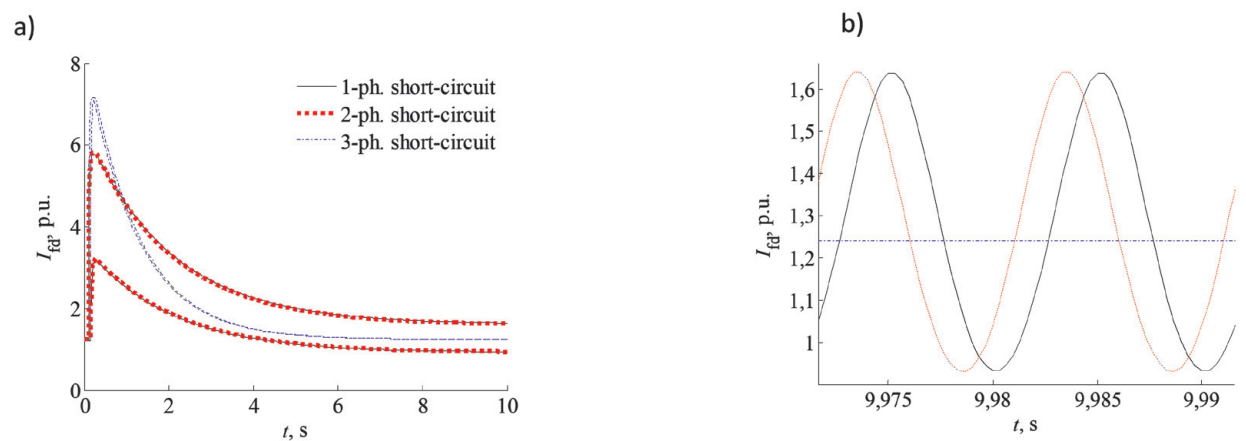


Fig. 6. Field currents: a) envelopes, b) enlargement of two periods in steady state

- The maximum amplitude of the generator short-circuit current in the steady state occurs at the 1-phase short-circuit. The current amplitude at the 2-phase short-circuit in the steady state is higher than that at the 3-phase short-circuit. This is consistent with the synchronous machine theory [9].
- The waveforms of the analysed quantities in the considered types of short-circuits differ in amplitudes at the beginning of the fault and in the steady state. The signal envelopes change in different ways.
- In the case of the asymmetrical short-circuits, odd harmonics with significant amplitudes occur in the waveforms of the short-circuit current and the voltage on the non short-circuited phase of the stator in the steady state. The generator field current in steady state includes the constant component

fault	1-phase to earth			2-phase clear of earth			3-phase		
	$i_A$ [%]	$v_C$ [%]	$I_{fd}$ [%]	$i_A$ [%]	$v_C$ [%]	$I_{fd}$ [%]	$i_A$ [%]	$v_C$ [%]	$I_{fd}$ [%]
0	0.0040	0.0006	100 (1.269 p.u.)	0.0034	0.0002	100 (1.269 p.u.)	0.0006	0.0003	100 (1.242 p.u.)
1.	100 (1.085 p.u.)	100 (0.242 p.u.)	0.0076	100 (0.627 p.u.)	100 (0.218 p.u.)	0.0076	100 (0.390 p.u.)	100 (0.001 p.u.)	0.001
2.	0.0031	0.0023	27.9339	0.0042	0.0001	28.0348	0.0004	0.0006	0.0005
3.	6.3243	3.0133	0.0009	6.4894	6.4842	0.0023	0.0002	0.0003	0.0003
4.	0.0004	0.001	1.7587	0.0013	0	1.8107	0.0001	0.0002	0.0003
5.	0.3987	0.3976	0.001	0.4199	0.4206	0.0014	0.0001	0.0002	0.0002

Tab. 1. Harmonic amplitudes of the analysed quantities in the steady state

and higher even harmonics. Higher harmonics distributions in the fault current and the non short-circuited phase voltage are similar for both types of asymmetrical short-circuits. Only the third voltage harmonic at the 1-phase short-circuit has a much lower amplitude. Higher harmonics distributions in the field current are similar for both types of asymmetrical short-circuits.

- At the three-phase symmetrical short-circuit, practically only the first harmonic occurs in the stator current and voltage waveforms, and the field current waveform includes the constant component only. The subtransient asymmetry of the generator does not cause the occurrence of higher harmonics at the machine symmetric operation.

The power system model presented in the paper is also used in other studies. They concern various RL and XT-type synchronous generator models with the stator transformation voltage neglected or taken into account, for different input and output signals of the generator model. A further extension of the presented model is planned.

## REFERENCES

1. Kacejko P., Machowski J., Zwarcia w systemach elektroenergetycznych [Short-circuits in power systems] (in Polish), WNT, Warsaw 2009.
2. Chassande J.P. et al., Transient low frequency unsymmetrical operation of synchronous machines, IEEE-PES, February 1980, paper 80, pp. 208–209.
3. Ching Y.K., Adkins B., Transient Theory of Synchronous Generators under Unbalanced Conditions, *Proceedings of the IEE*, part IV, No. 7 (101), 1954, pp. 166–182.
4. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych [Automatic protection in power systems] (in Polish), WNT, Warsaw 2004.
5. Paszek S. et al., Pomiarowa estymacja paramentów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym [Measurement estimation of dynamic parameters of synchronous generators and excitation systems operated in the national power system] (in Polish), Silesian University of Technology Publishers, Gliwice 2013.
6. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego [AC electrical machines dynamics] (in Polish), Helion, Gliwice 1998.
7. Paszek S., Nocoń A., Pruski P., Influence of subtransient asymmetry of synchronous generators on the power system waveforms under asymmetric operating conditions, International Symposium on Electrical Machines SME 2018, Andrychów, Poland, 10–13 June 2018, pp. 1–6.
8. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill, 1986.

## Piotr Pruski

Silesian University of Technology

e-mail: piotr.pruski@polsl.pl

He completed his Master's studies at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology in Gliwice with distinction (2009). Four years later, he defended his doctoral dissertation at his home department, also with distinction. His research interests include analysis of the power system operation in symmetrical and asymmetrical transient states, power system angular stability, asymmetrical faults in power systems, optimisation algorithms, digital signal processing and programming. Multiple winner of the collective 1st, 2nd and 3rd grade Rector's awards for scientific achievements (2011, 2014, 2016, 2017). Author or co-author of 73 publications, incl. 2 monographs.

## Stefan Paszek

Silesian University of Technology

e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

His research interests include: power system analysis in transient states, a power system angular stability, optimisation and polyoptimisation of power system stabilisers and voltage regulators of synchronous generators, estimation of parameters of generating unit models in power system, new models of synchronous generators using the artificial neural network technology, application of fuzzy controllers for electric machines. Author or co-author of 208 publications, incl. 6 monographs, co-author of 3 academic textbooks.



# Analiza przebiegów w systemie elektroenergetycznym przy zwarcich niesymetrycznych i symetrycznych w linii przesyłowej

**Autorzy**  
Piotr Pruski  
Stefan Paszek

## Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, asymetria obciążenia, zwarcie niesymetryczne, asymetria podprześciowa generatora

## Streszczenie

W artykule analizowano przebiegi prądów i napięć generatora synchronicznego pracującego w jednomaszynowym systemie elektroenergetycznym (SEE), składającym się z zespołu wytwórczego połączonego linią energetyczną wysokiego napięcia z siecią sztywną. Uwzględniono zakłócenia w postaci zwarc 1-fazowych, 2-fazowych bez udziału ziemi i 3-fazowych, występujących w linii przesyłowej. Prześledzono m.in. zawartość wyższych harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym, w zależności od rodzaju zwarcia. W modelu generatora synchronicznego uwzględniono asymetrię podprześciową, co podczas zwarc niesymetrycznych powoduje wystąpienie wyższych harmonicznych w przebiegach m.in. prądu i napięcia twornika oraz prądu wzbudzenia. Te harmoniczne występują nawet przy braku uwzględniania zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych maszyny.

Data wpływu do redakcji: 11.02.2019  
Data wystawienia recenzji: 25.04.2019  
Data akceptacji artykułu: 29.04.2019  
Data publikacji online: 30.08.2019

## 1. Wstęp

Dużą część awarii występujących w systemie elektroenergetycznym stanowią zwarcia. Zazwyczaj są to zwarcia niesymetryczne, a tylko kilka procent z ogólnej liczby zwarc stanowią zwarcia symetryczne [1]. Niesymetryczny stan pracy SEE jest związany z niesymetrycznym stanem obciążenia generatorów synchronicznych. Wywołuje on wiele niekorzystnych zjawisk, m.in. dodatkowe nagrzewanie się powierzchni wirnika i drgania mechaniczne elementów maszyn. Dlatego konieczne jest ograniczenie czasu trwania stanów niesymetrycznych [2]. Ponieważ modelowanie niesymetrycznych stanów pracy SEE jest trudne, w badaniach symulacyjnych analizuje się przede wszystkim zwarcia symetryczne. Specjalistyczne oprogramowanie do analizy stanów nieustalonych SEE często umożliwia symulację jedynie symetrycznych stanów pracy. Oprogramowanie to nie pozwala zwykle na wprowadzanie zmian w gotowych modelach elementów SEE, nie umożliwia dostępu do wszystkich sygnałów wewnętrznych modelu ani wyboru metody całkowania równań stanu modelu. Przede wszystkim korzystanie z dużych, komercyjnych programów nie pozwala na pełną i dogłębną analizę pracy układu. Z tego powodu celowe jest prowadzenie badań symulacyjnych dotyczących analizy różnych niesymetrycznych stanów pracy SEE [2, 3, 4]. W badaniach można zastosować powszechnie znane modele elementów zespołu wytwórczego, wprowadzając w nich pewne modyfikacje. Analiza niesymetrycznych stanów pracy SEE, w tym zwarc , może umożliwić m.in. lepszy dobór nastaw zabezpieczeń elektroenergetycznych [5]. Przebiegi różnych wielkości występujących w SEE różnią się znacząco w zależności od rodzaju

występującej niesymetrii. Skutecznie działająca automatyka zabezpieczeniowa pomaga zmniejszyć negatywne skutki zakłóceń, a tym samym rozmiar i skutki awarii występujących w SEE.

Celem artykułu jest porównanie i analiza harmoniczna przebiegów zakłóceńowych wybranych wielkości w stanach ustalonych długotrwałych zwarc : 1-fazowego z ziemią, 2-fazowego bez udziału ziemi oraz 3-fazowego w jednomaszynowym SEE, składającym się z zespołu wytwórczego (z generatorem synchronicznym), linii przesyłowej wysokiego napięcia oraz sieci sztywnej. Wykorzystano model generatora synchronicznego GENROU (typu XT), w którym uwzględniono zjawiska asymetrii podprześciowej generatora oraz nasycenia jego rdzeni magnetycznych. W przypadku zwarc doziemnych przyjęto, że generator pracuje z uzziemionym punktem neutralnym, dlatego w przebiegach odpowiednich wielkości może występować składowa osiowa zerowa.

## 2. Model analizowanego SEE

Model matematyczny SEE opracowano w środowisku programu Matlab Simulink. Model ten składa się z wyodrębnionego modelu zespołu wytwórczego, który jest połączony linią przesyłową wysokiego napięcia z siecią sztywną. Do symulacji wykorzystano zmodyfikowany program PARZW [6].

### 2.1. Model zespołu wytwórczego

W skład modelu zespołu wchodzi m.in. model generatora synchronicznego określony w układzie współrzędnych osiowych (d, q, 0) [6, 7].

Wykorzystano model generatora GENROU [6] z uwzględnieniem asymetrii podprześciowej (gdy:  $X_d'' \neq X_q''$ ) oraz zjawiska

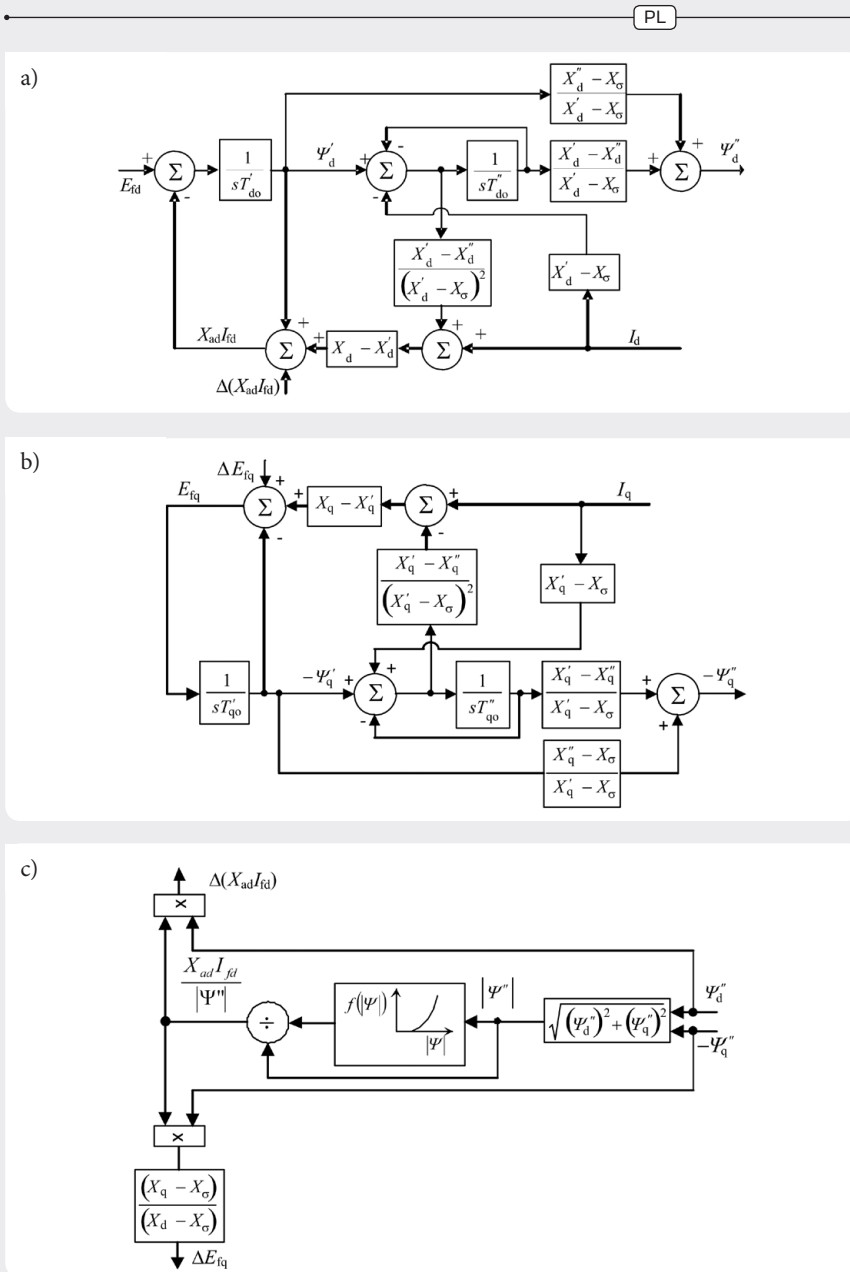
nasycenia rdzeni magnetycznych maszyny. Jest to typowy model generatora synchronicznego typu XT, często stosowany w analizach pracy SEE [6]. Występują w nim po dwa zastępcze obwody wirnika w osiach d i q (obwód wzbudzenia i jeden zastępczy obwód tłumiący w osi d oraz dwa zastępcze obwody tłumiące w osi q). Napięcie transformacji stojana jest pomijane jako małe w porównaniu z napięciem rotacji generatora. Na rys. 1 przedstawiono schematy blokowe modelu GENROU. Ich uzupełnieniem są równania różniczkowe ruchu wirnika maszyny [6]:

$$T_m \frac{d(\Delta\omega)}{dt} = \frac{P_m - D\Delta\omega}{\omega} - M_c \quad (1a)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_N \cdot \Delta\omega \quad (1b)$$

$$M_c = \Psi_d'' I_q - \Psi_q'' I_d + I_d I_q (X_q'' - X_d'') \quad (1c)$$

Na rys. 1 i w równaniach (1) wprowadzono następujące oznaczenia:  $U_d, U_q, I_d, I_q, \Psi_d, \Psi_q$  – napięcia, prądy i strumienie skojarzone stojana w osiach d i q;  $\Psi_q'' = \Psi_q'' - j\Psi_d''$  – fazor podprześciowego strumienia skojarzonego;  $\Psi_{D1}, \Psi_{Q1}, I_{Q1}$  – strumienie skojarzone i prąd w pierwszym obwodzie tłumiącym w osiach d i q;  $E_d, E_q$  – napięcia za reaktancją przejściową;  $E_{fd}, I_{fd}$  – napięcie i prąd wzbudzenia;  $R_a, X_\sigma$  – rezystancja i reaktancja rozproszenia stojana;  $X_d, X_q, X_{ad}, X_{aq}, X_d', X_q', X_d'', X_q''$  – reaktancje: synchroniczne, magnesujące, przejściowe i podprześciowe;  $T_{d0}, T_{d0}', T_{q0}, T_{q0}'$  – stałe czasowe przejściowe i podprześciowe przy otwartym uzwojeniu stojana;  $T_m, D, P_m, M_c, \Delta\omega, \omega_N, \delta$  – mechaniczna stała czasowa, współczynnik tłumienia, moc mechaniczna



Rys. 1. Model generatora synchronicznego GENROU: a) – w osi d; b) – w osi q; c) – sposób uwzględnienia zjawiska nasycenia rdzeni magnetycznych [8]

turbiny, moment elektromagnetyczny, odchyłka prędkości kątowej, znamionowa prędkość kątowa, kąt mocy. Składnik  $\Delta(X_{ad}I_{fd})$  odpowiada za efekt nasycenia obwodu magnetycznego maszyny [6]. W niektórych niesymetrycznych stanach pracy uzupełnieniem klasycznego modelu GENROU jest równanie dla składowej osiowej zerowej:

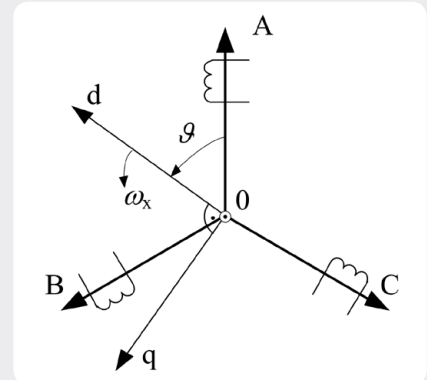
$$U_0 = L_0 \frac{dI_0}{dt} + I_0 R_a \quad (2)$$

gdzie:  $U_0$ ,  $I_0$  – składowe zerowe napięcia i prądu stojana generatora,  $R_a$  – rezystancja uzwojenia stojana generatora,  $L_0$  – indukcyjność uzwojenia stojana generatora dla składowej zerowej.

Sygnalami wejściowymi opracowanego modelu generatora są: napięcie wzbudzenia, moc mechaniczna turbiny oraz składowe osiowe prądy stojana ( $I_d$ ,  $I_q$  oraz  $I_0$ ). Sygnalami wyjściowymi modelu generatora są m.in. składowe osiowe napięcia stojana ( $U_d$ ,  $U_q$  oraz  $U_0$ ), napięcie zaciskowe stojana ( $U$ ), moc chwilowa ( $P$ ) i odchyłka prędkości kątowej generatora.

### 2.2. Równania wiążące wielkości stojana generatora, linii przesyłowej i sieci sztywnej

Analizując niesymetryczne stany SEE, równania prądów i napięć stojana generatora, linii przesyłowej i sieci sztywnej wygodnie jest zapisać z wykorzystaniem wielkości fazowych (A, B, C). Do powiązania równań fazowych z równaniami w układzie współrzędnym osiowym stosuje się transformację Parka:



Rys. 2. Położenie układów współrzędnych fazowego A, B, C i osiowego d, q (oś zerowa jest prostopadła do osi d i q) [8]

$$\begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} = C^{-1} \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} W_d \\ W_q \\ W_0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} w_A \\ w_B \\ w_C \end{bmatrix} \quad (3a)$$

gdzie:

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \vartheta & \cos \left( \vartheta + \frac{4\pi}{3} \right) & \cos \left( \vartheta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \vartheta & -\sin \left( \vartheta + \frac{4\pi}{3} \right) & -\sin \left( \vartheta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3b)$$

$$C^{-1} = C^T \quad (3c)$$

przy czym kąt  $\vartheta$  określa przesunięcie pomiędzy osią fazy A uzwojenia 3-fazowego a osią d, zgodnie z rys. 2.

Prędkość wirowania osiowego układu współrzędnych  $\omega_x$  może ogólnie zostać dowolnie przyjęta. Wówczas kąt  $\vartheta$  w macierzy transformacji (3b) (przy założeniu zerowego kąta  $\vartheta$  w chwili początku obserwacji  $t = 0$ ) wynosi:

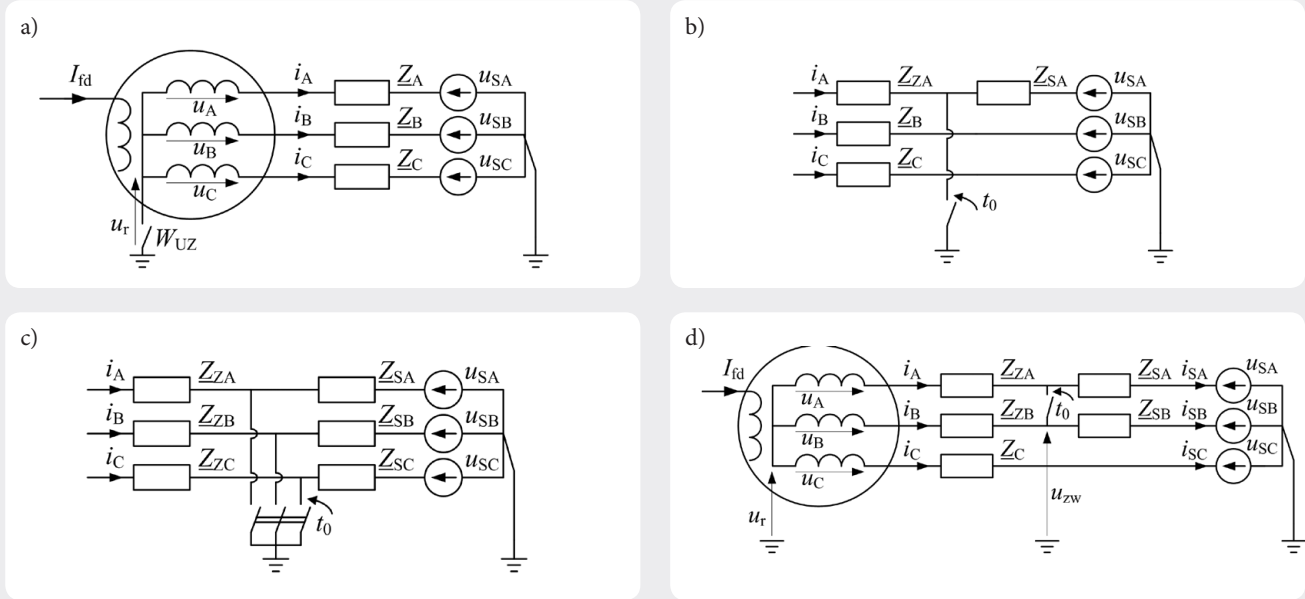
$$\vartheta(t) = \int_0^t \omega_x(t) \cdot dt \quad (4)$$

W dalszej części artykułu założono, że  $\omega_x$  równa jest wartości prędkości synchronicznej generatora.

W badaniach uwzględniono różne niesymetrie występujące w linii przesyłowej i opracowano stosowne modele linii elektroenergetycznej i sieci sztywnej.

Na rys. 3 przedstawiono schemat analizowanego SEE podczas zwarć. Oznaczenia:  $i_j$  – prądy stojana generatora,  $u_j$  – napięcia stojana generatora,  $u_{sj}$  – napięcia sieci sztywnej,  $Z_j$  – zespolone impedancje linii przesyłowej (wielkości fazowe,  $j = A, B, C$ ),  $I_{fd}$  – prąd wzbudzenia generatora,  $u_r$  – napięcie między punktami neutralnymi generatora i sieci sztywnej (przy braku uziemienia punktu gwiazdowego generatora),  $t_0$  – chwila wystąpienia zakłócenia,  $W_{UZ}$  – wyłącznik uziemienia punktu gwiazdowego generatora.

PL



Rys. 3. Schemat SEE podczas zwarcia: a) – ogólny, b) – fragment zmodyfikowany w celu zamodelowania zwarcia 1-fazowego z udziałem ziemi, c) – fragment zmodyfikowany w celu zamodelowania zwarcia 3-fazowego, d) – podczas zwarcia 2-fazowego bez udziału ziemi

Aby zamodelować zwarcie doziemne, należy w wybranych fazach przyjąć zerowe wartości napięcia sieci sztywnej \$u\_{Sj}\$ oraz proporcjonalnie zmniejszyć impedancje linii:

$$Z_{Zj} = l \cdot Z_j, Z_{Sj} = Z_j - Z_{Zj} \quad (5)$$

gdzie: \$Z\_{Zj}, Z\_{Sj}\$ – impedancje fragmentów linii dla \$j\$-tej fazy w czasie zwarcia, \$l\$ – względna odległość miejsca zwarcia w linii przesyłowej od zespołu wytwórczego, w odniesieniu do długości całej linii.

W modelu linii przesyłowej – podobnie jak w równaniach stojana modelu GENROU generatora – pominięto napięcia transformacji. W związku z tym określono algebraiczne związki pomiędzy prądami i napięciami. Dla faz zdrowych:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t) - u_{Sj}(t)}{|Z_{Zj}|}, \quad \Delta t_j = \frac{\phi_j}{2\pi f} \quad (6a)$$

dla faz ze zwarcie doziemnym:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t)}{|Z_{Zj}|} \quad (6b)$$

gdzie: \$\phi\_j\$ – kąty fazowe odpowiednich impedancji linii przesyłowej, \$f = 50\$ Hz. Ze wzorów (6a) i (6b) uzyskuje się 3 równania. Dodatkowo dla układu z nieziemionym punktem neutralnym generatora (otwarty wyłącznik \$W\_{UZ}\$ z rys. 3a):

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (6c)$$

Napięcia fazowe sieci sztywnej wyznaczono z wykorzystaniem zależności (3) oraz równań na składowe d, q napięcia sieci (składowa zerowa nie występuje w symetrycznym stanie ustalonym przed zakłóceniem):

$$U_{s,d} = U_s \sin(\delta), \quad U_{s,q} = U_s \cos(\delta) \quad (7a)$$

$$U_s = |\underline{U} - \underline{Z}_s \underline{I}|, \quad \underline{U} = U_q - jU_d \quad (7b)$$

$$\underline{I} = I_q - jI_d, \quad \underline{Z}_s = R_s + jX_s \quad (7c)$$

gdzie: \$U\_s, U\_{s,d}, U\_{s,q}\$ – wartość skuteczna oraz składowe osiowe napięcia sieci sztywnej, \$\delta\$ – kąt mocy generatora, \$\underline{U}, U\_d, U\_q, \underline{I}, I\_d, I\_q\$ – fazy oraz składowe osiowe wartości ustalonych napięć i prądów generatora przed zakłóceniem, \$Z\_s, R\_s, X\_s\$ – wartości zastępcze: impedancji zespolonej, rezystancji i reaktancji linii przesyłowej.

Na podstawie napięć osiowych stojana generatora (sygnały wyjściowe modelu zespołu wytwórczego) oraz napięć osiowych sieci sztywnej można wyznaczyć wielkości fazowe tych sygnałów przez odwrotną transformację Parka. Z układu równań (6) można więc obliczyć 3 lub 4 niewiadome: 3 prądy fazowe i ewentualnie napięcie \$u\_r\$. Jest to realizowane w opracowanym modelu SEE. Na podstawie prądów fazowych generatora, korzystając z prostej transformacji Parka, obliczane są prądy osiowe generatora, stanowiące sygnały wejściowe modelu generatora i modelu zespołu wytwórczego.

Z kolei na rys. 3d przedstawiono schemat przedstawiający zwarcie 2-fazowe bez udziału ziemi w linii przesyłowej. Równania wiążące odpowiednie wielkości prądów i napięć dla tego zwarcia są następujące:

$$i_j(t + \Delta t_j) = \frac{u_j(t) + u_r(t) - u_{zw}(t)}{|Z_{Zj}|}, \quad j = A, B \quad (8a)$$

$$i_C(t + \Delta t_C) = \frac{u_C(t) + u_r(t) - u_{SC}(t)}{|Z_{ZC}|} \quad (8b)$$

$$i_{Sj}(t + \Delta t_{Sj}) = \frac{u_{zw}(t) - u_{Sj}(t)}{|Z_{Sj}|}, \quad j = A, B \quad (8c)$$

$$i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) = 0 \quad (8d)$$

$$i_A(t) + i_B(t) = i_{AS}(t) + i_{BS}(t) \quad (8e)$$

gdzie: \$i\_{Sj}\$ – prądy sieci sztywnej; \$u\_{zw}\$ – napięcie w miejscu zwarcia; \$\Delta t\_j, \Delta t\_{Sj}\$ – opóźnienia czasowe przebiegów prądów, zdefiniowane jak w (6a); pozostałe oznaczenia jak we wzorach (6).

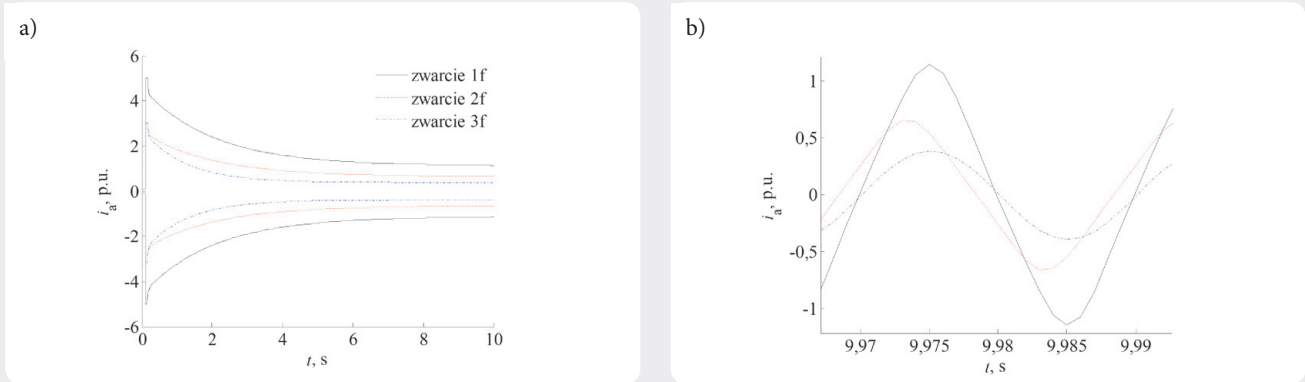
Z układu równań (8) można obliczyć 7 wielkości: 5 prądów fazowych oraz napięcia \$u\_{zw}\$ i \$u\_r\$. Tak określony model SEE jest pełny i umożliwia przeprowadzanie obliczeń symulacyjnych.

### 3. Przykładowe obliczenia

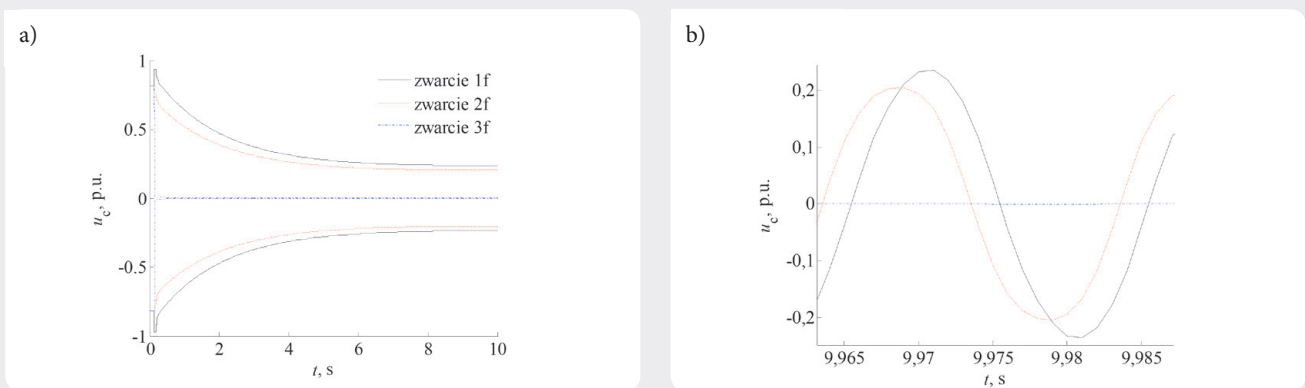
Obliczenia symulacyjne przeprowadzono dla długotrwałych zwarcie w odległości \$l = 1\%\$ od zespołu wytwórczego: 1-fazowego z ziemią (w fazie A), 2-fazowego bez udziału ziemi (w fazach A i B) oraz 3-fazowego. W obliczeniach założono, że w niezawartych fazach występuje dodatkowo przerwa. Podczas zwarcie doziemnych generator pracował z uziemionym punktem neutralnym (zwarty wyłącznik \$W\_{UZ}\$ z rys. 3a, napięcie \$u\_r = 0\$). Przyjęto następujące obciążenie w stanie ustalonym przed zwarcie: mocą czynną \$P\_0 = 0,1\$ p.u. oraz mocą bierną \$Q\_0 = 0,05\$ p.u. Zwarcie 1-fazowe przeanalizowano w celu określenia składowych osiowych, zerowych prądów i napięć stojana, a także sprawdzono ich wpływ na przebiegi fazowe. W rzeczywistych wysokonapięciowych systemach elektroenergetycznych generator pracuje zazwyczaj z izolowanym punktem neutralnym.

Na rys. 4–6 przedstawiono przebiegi prądu \$i\_a\$, napięcia \$u\_c\$ stojana generatora oraz prądu wzbudzenia generatora \$I\_{fd}\$ (w jednostkach względnych) dla analizowanych rodzajów zwarcie.

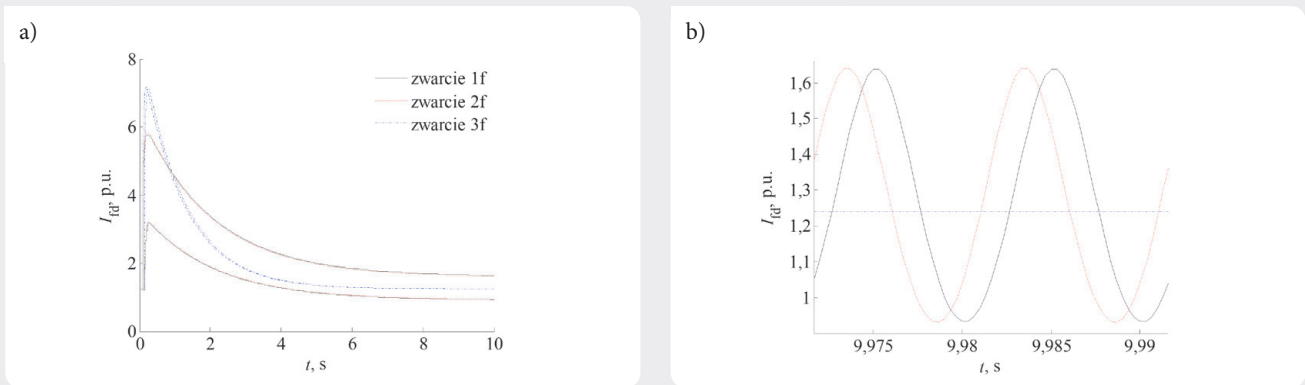
PL



Rys. 4. Przebiegi prądu w fazie A: a) – obwiednie, b) – powiększenie jednego okresu w stanie ustalonym



Rys. 5. Przebiegi napięcia w fazie C: a) – obwiednie, b) – powiększenie jednego okresu w stanie ustalonym



Rys. 6. Przebiegi prądu wzbudzenia: a) – obwiednie, b) – powiększenie dwóch okresów w stanie ustalonym

zwarcie	1f z ziemią			2f bez udziału ziemi			3f		
	$i_A$ [%]	$u_C$ [%]	$I_{dfr}$ [%]	$i_A$ [%]	$u_C$ [%]	$I_{dfr}$ [%]	$i_A$ [%]	$u_C$ [%]	$I_{dfr}$ [%]
0	0,0040	0,0006	100 (1,269 p.u.)	0,0034	0,0002	100 (1,269 p.u.)	0,0006	0,0003	100 (1,242 p.u.)
1	100 (1,085 p.u.)	100 (0,242 p.u.)	0,0076	100 (0,627 p.u.)	100 (0,218 p.u.)	0,0076	100 (0,390 p.u.)	100 (0,001 p.u.)	0,001
2	0,0031	0,0023	27,9339	0,0042	0,0001	28,0348	0,0004	0,0006	0,0005
3	6,3243	3,0133	0,0009	6,4894	6,4842	0,0023	0,0002	0,0003	0,0003
4	0,0004	0,001	1,7587	0,0013	0	1,8107	0,0001	0,0002	0,0003
5	0,3987	0,3976	0,001	0,4199	0,4206	0,0014	0,0001	0,0002	0,0002

Tab. 1. Amplitudy harmonicznych analizowanych wielkości w stanie ustalonym

PL

W tab. 1 przedstawiono rozkłady amplitud harmonicznych: prądu w fazie A, napięcia w fazie C i prądu wzbudzenia w stanie ustalonym. Podano procentowe wartości wyższych harmonicznych w odniesieniu do pierwszej harmonicznej dla wielkości stojana i w odniesieniu do składowej stałej dla prądu wzbudzenia generatora. W nawiasach podano wielkości odniesienia w jednostkach względnych.

#### 4. Wnioski końcowe

Przeprowadzone badania pozwoliły stwierdzić, że:

- Największa amplituda prądu zwarcioowego generatora w stanie ustalonym występuje przy zwarciu 1-fazowym. Z kolei amplituda prądu przy zwarciu 2-fazowym w stanie ustalonym jest większa niż przy zwarciu 3-fazowym. Jest to zgodne z teorią maszyn synchronicznych [9].
- Przebiegi analizowanych wielkości w rozpatrywanych typach zwarć różnią się amplitudami na początku zwarcia i w stanie ustalonym. W różny sposób zmieniają się obwiednie sygnałów.
- Podczas zwarć niesymetrycznych, w przebiegach prądu zwarcia i napięcia na niezwartej fazie stojana w stanie ustalonym występują harmoniczne nieparzyste o znaczących amplitudach. W prądzie wzbudzenia generatora w stanie ustalonym występują: składowa stała i wyższe harmoniczne parzyste. Rozkład wyższych harmonicznych w prądzie zwarcia i napięciu niezwartej fazy jest podobny dla obu typów zwarć niesymetrycznych. Jedynie trzecia

harmoniczna napięcia przy zwarciu 1-fazowym ma znacznie mniejszą amplitudę. Rozkład wyższych harmonicznych w prądzie wzbudzenia jest podobny dla obu typów zwarć niesymetrycznych.

- Podczas zwarcia symetrycznego 3-fazowego, w przebiegach prądu i napięcia stojana występuje praktycznie tylko pierwsza harmoniczna, a w przebiegu prądu wzbudzenia tylko składowa stała. Asymetria podprzejściowa generatora nie powoduje wystąpienia wyższych harmonicznych przy symetrycznej pracy maszyny.

Przedstawiony w artykule model SEE jest także wykorzystywany w innych badaniach. Brane są w nich pod uwagę m.in. różne modele generatora synchronicznego typu RL i XT, z pominięciem i uwzględnieniem napięcia transformacji w stojanie, przy różnych sygnałach wejściowych i wyjściowych modelu generatora. Planowana jest dalsza rozbudowa przedstawionego modelu.

#### Bibliografia

1. Kacejko P., Machowski J., Zwania w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2009.
2. Concordia Ch., Synchronous Machines. Theory and Performance, John Wiley & Sons, Inc., New York 1951.
3. Chassande J.P. i in., Transient low frequency unsymmetrical operation of synchronous machines, IEEE-PES, February 1980, paper 80, s. 208–209.

4. Ching Y.K., Adkins B., Transient Theory of Synchronous Generators under Unbalanced Conditions, *Proceedings of the IEE* 1954, part IV, No. 7 (101), s. 166–182.
5. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2004.
6. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
7. Paszek W., Dynamika maszyn elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Helion, Gliwice 1998.
8. Paszek S., Nocoń A., Pruski P., Influence of subtransient asymmetry of synchronous generators on the power system waveforms under asymmetric operating conditions, International Symposium on Electrical Machines SME 2018, Andrychów, Poland, 10–13 June 2018, s. 1–6.
9. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill, 1986.

#### Piotr Pruski

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: piotr.pruski@polsl.pl

Studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach ukończył z wyróżnieniem (2009). Cztery lata później obronił, także z wyróżnieniem, rozprawę doktorską na swoim macierzystym wydziale. Jego zainteresowania badawcze to analiza pracy systemu elektroenergetycznego (SEE) w symetrycznych i niesymetrycznych stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, zwarcia niesymetryczne w SEE, algorytmy optymalizacyjne, cyfrowe przetwarzanie sygnałów oraz programowanie. Wielokrotny laureat zespołowych nagród rektora stopnia I, II i III za osiągnięcia naukowe (2011, 2014, 2016, 2017). Autor i współautor 73 publikacji, w tym 2 monografii.

#### Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Stefan.Paszek@polsl.pl

W obszarze jego zainteresowań naukowych są: analiza systemu elektroenergetycznego (SEE) w stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, optymalizacja i polioptymalizacja stabilizatorów systemowych oraz regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli zespołów wytworczych SEE, nowe modele generatorów synchronicznych przy zastosowaniu techniki sztucznej sieci neuronowej, zastosowanie regulatorów rozmytych w układach regulacji maszyn elektrycznych. Autor i współautor 208 publikacji, w tym 6 monografii, współautor 3 podręczników akademickich.

# A Concept of New Current Compensation in a HV/MV Transformer's Semiconductor Tap-Changer Controller

## Author

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

## Keywords

voltage regulation, current compensation, semiconductor tap-changers

## Abstract

The purpose of the paper is to develop a new current compensation in the tap-changer controllers of HV/MV transformer. Problems in applying classical current compensation are presented. A mathematical model of current compensation has been created, taking into account the phase measurements offered by grid parameter meters. A new method of current compensation has been proposed for the controller of semiconductor tap-changers of HV/MV transformers.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019103**

Received: 22.02.2019

Received in revised form: 17.04.2019

Accepted: 18.07.2019

Available online: 30.08.2019

## Introduction

The subject of voltage and reactive power regulation in power grids has been often addressed in many publications. One of the methods is the use of on-load tap-changers. Control systems with on-load tap-changers play different roles depending on the place of installation in the power system. Other tasks are performed by a set transformer's tap changer, other tasks at a EHV/HV substation, and still other at a HV/MV substation. In a HV/MV substation these systems operate according to criterion D, i.e. voltage regulation on the lower side. A classic tap changer controller design was presented in [1, 2]. This author created a mathematical and simulation model of the classic controller of a HV/MV transformer's electromechanical tap changer, and identified the algorithm parameters of the and signals, which was presented in [3].

An important factor in voltage regulators is current compensation. It is described in [4–9]. In [4] fundamentals are presented of the voltage regulation by a tap changer with current compensation. Whereas in [5], current compensation is presented. In [6] compensation is presented of the voltage control by generator current that shifts the voltage control point from the generator terminals toward the grid, or inside the generator. Compensation also has a positive effect on voltage stability. It is stated in [7] that the selection of compensation parameters is difficult and therefore ignored in practice. The same in tap-changer control. In [8] and [9] it is also confirmed that there is a problem of determining the current compensation parameters and the application is proposed of MLDC (Multiple Line Drop Compensation) using flow calculations.

Compensation is used in synchronous generator controllers and transformer tap changer controllers alike. Its primary purpose is to adjust voltage by the voltage drop caused by the load current in the compensation impedance. With the correct selection of its parameters, compensation allows to reduce the impact of the load on the voltage deep in the grid. This results in “stiffening of voltages” in the grid and improves the voltage regulation quality. Its typical implementation for control transformers in HV/MV substations uses the lower transformer voltage and the sum of currents in all MV lines. However, there are issues to be solved at the implementation:

- There is a problem of determining the compensation impedance. Unfortunately, distribution grids are complex, therefore it is difficult to choose compensation parameters for most real cases, the more so as they change as a result of many factors – the weather and loads of individual lines, set of currently operated receivers, sources and their loads. The problem is to determine the load centre, which may not exist, and then the compensation impedance should often be adjusted, according to the current load profiles of the supply lines. In practice, the compensation feature is disabled in controllers, and the correct voltages at consumers are ensured by increasing the voltage set-point to the upper half of the adjustment range, i.e. between  $U_n$  and  $1.1 \cdot U_n$  [9].
- MV lines powered from a HV/MV substation have various cross-sections. This refers to the cross-section variability at different lengths in a single line sequence. MV lines powered from the same HV/MV substation may have various designs

and structures. The most common MV grid topology is complex – a branch/trunk arrangement. This fact makes the current compensation parameters' determination difficult. Moreover, the loads of MV lines' individual sections vary in time. This makes voltage drops and losses in individual lines supplied from the HV/MV substation different. As a result of this the voltages at some recipients may not meet the quality requirements. In such a case, the classic current compensation taking into account only the sum of MV line currents is ineffective. For this reason, the relevant literature proposes MLDC – Multiple Line Drop Compensation [10–12].

- An increase in the share of distributed generation with uncontrolled active power output causes an increase in variability of load characteristics, dynamic changes in voltage caused by active power changes, and possible change of power flow directions. This results in voltage regulation quality deterioration and the need to apply new solutions that meet the additional requirements.

## Current compensation description

Current compensation is implemented in many controllers, taking into account only rms voltages and currents, due to the simpler measuring system. This makes the compensation system malfunction.

Due to the distributed generation contribution, voltage asymmetry may appear in MV grids. The current compensation can be determined for each phase separately. The proposed algorithm will use the complex form of compensation voltage. Electronic tap-changers allow individual control in each phase. Transducers and meters of power grid parameters provide phase power factors determined for the argument  $\varphi(U_L, I_L)$ . Therefore, dependencies (1) do not take into account angular displacements between phase voltages. The rms line currents and phase voltages, as well as power factors (1) should be considered.

$$\begin{cases} \underline{U}_{kL1} = U_{L1} \cdot e^{j0} - \left[ \begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{L1\_re} - X_{komp} \cdot I_{L1\_im}) + \\ j(R_{komp} \cdot I_{L1\_im} + X_{komp} \cdot I_{L1\_re}) \end{array} \right] \\ \underline{U}_{kL2} = U_{L2} \cdot e^{j0} - \left[ \begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{L2\_re} - X_{komp} \cdot I_{L2\_im}) + \\ j(R_{komp} \cdot I_{L2\_im} + X_{komp} \cdot I_{L2\_re}) \end{array} \right] \\ \underline{U}_{kL3} = U_{L3} \cdot e^{j0} - \left[ \begin{array}{l} (R_{komp} \cdot I_{L3\_re} - X_{komp} \cdot I_{L3\_re}) + \\ j(R_{komp} \cdot I_{L3\_im} + X_{komp} \cdot I_{L3\_re}) \end{array} \right] \end{cases} \quad (1)$$

where:

$R_{komp}$  – compensation resistance [ $\Omega$ ],  $X_{komp}$  – compensation reactance [ $\Omega$ ],  $\underline{U}_{L1}$  – complex phase voltage L1 [V],  $\underline{U}_{L2}$  – complex phase voltage L2 [V],  $\underline{U}_{L3}$  – complex phase voltage L3 [V],  $I_{L1\_re}$  – real part of line current L1 [A],  $I_{L1\_im}$  – imaginary part of line current L1 [A],  $I_{L2\_re}$  – real part of line current L2 [A],  $I_{L2\_im}$  – imaginary part of line current L2 [A],  $I_{L3\_re}$  – real part of line current L3 [A],  $I_{L3\_im}$  – imaginary part of line current L3 [A],  $U_{kL1}$  – rms phase voltage L1 after current compensation [V],  $U_{kL2}$  – rms phase voltage L2 after current compensation [V],  $U_{kL3}$  – rms phase voltage L3 after current compensation [V].

From comparison of complex value  $\underline{U}_{komp}$  and set point  $U_x$  the voltage error  $\varepsilon_u$  (2) may be derived.

$$\underline{\varepsilon}_u = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{komp} \quad (2)$$

In the tap changer controller algorithm, the complex compensation voltage and the complex error for each phase (3) were used. Consideration of the voltage error's both real and imaginary parts will enable not only the rms voltage control, but also reactive power compensation. Then, the controller should control also passive elements, e.g. capacitor banks. In power substations, control systems of tap-changers, passive elements and, possibly, existing excitation circuits of synchronous generators are often integrated.

$$\begin{cases} \underline{\varepsilon}_{UL1} = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{kL1} \\ \underline{\varepsilon}_{UL2} = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{kL2} \\ \underline{\varepsilon}_{UL3} = U_x \cdot e^{j0} - \underline{U}_{kL3} \end{cases} \quad (3)$$

By including (1) in (3), we obtain (4):

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1\_re} = U_x - U_{L1} + R_{komp} \cdot I_{L1\_re} + X_{komp} \cdot I_{L1\_im} \\ \varepsilon_{UL1\_im} = -R_{komp} \cdot I_{L1\_im} - X_{komp} \cdot I_{L1\_re} \\ \varepsilon_{UL2\_re} = U_x - U_{L2} + R_{komp} \cdot I_{L2\_re} + X_{komp} \cdot I_{L2\_im} \\ \varepsilon_{UL2\_im} = -R_{komp} \cdot I_{L2\_im} - X_{komp} \cdot I_{L2\_re} \\ \varepsilon_{UL3\_re} = U_x - U_{L3} + R_{komp} \cdot I_{L3\_re} + X_{komp} \cdot I_{L3\_im} \\ \varepsilon_{UL3\_im} = -R_{komp} \cdot I_{L3\_im} - X_{komp} \cdot I_{L3\_re} \end{cases} \quad (4)$$

Considering the basic trigonometric relations (5), it can be concluded that to implement the compensation system the following measurement quantities and parameters are required (Tab. 1).

$$\begin{cases} I_{L1\_re} = I_{L1} \cdot \cos\varphi_{L1} \\ I_{L2\_re} = I_{L2} \cdot \cos\varphi_{L2} \\ I_{L3\_re} = I_{L3} \cdot \cos\varphi_{L3} \\ \sin\varphi_{L1} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L1}} \\ \sin\varphi_{L2} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L2}} \\ \sin\varphi_{L3} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L3}} \\ I_{L1\_im} = I_{L1} \cdot \sin\varphi_{L1} \\ I_{L2\_im} = I_{L2} \cdot \sin\varphi_{L2} \\ I_{L3\_im} = I_{L3} \cdot \sin\varphi_{L3} \end{cases} \quad (5)$$

Fig. 1 shows a diagram of the proposed current compensation system with a list of required input and output signals. Power grid parameter meter is a measuring device that provides the necessary signals for the proposed current compensation system. The meter's connection in a MV grid is presented in Fig. 2.

## Controller's measuring system

Measurement signals can be provided by grid parameter meters with a communication module. These meters, operating in a 4-wire circuit, provide phase voltages, phase powers and power factors for each phase. MV grids are 3-wire circuits. However,

Symbol	Description	Unit
$I_{L1}$	Rms current in phase L1	A
$I_{L2}$	Rms current in phase L2	A
$I_{L3}$	Rms current in phase L3	A
$U_{L1}$	Rms voltage of phase L1	V
$U_{L2}$	Rms voltage of phase L2	V
$U_{L3}$	Rms voltage of phase L3	V
$\cos(\phi_{L1})$	Power factor in phase L1	–
$\cos(\phi_{L2})$	Power factor in phase L2	–
$\cos(\phi_{L3})$	Power factor in phase L3	–
$U_x$	Rms voltage set-point (phase)	V
$R_{komp}$	Compensation resistance	$\Omega$
$X_{komp}$	Compensation reactance	$\Omega$

Tab. 1. Measurement quantities and parameters required for current compensation

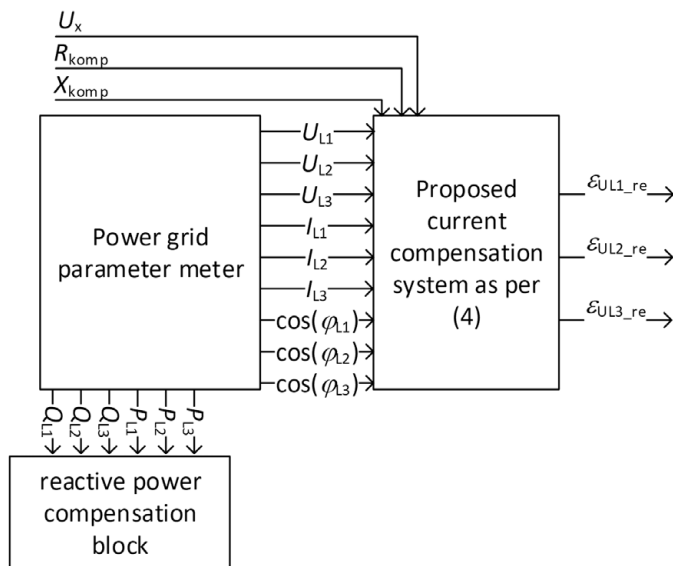


Fig. 1. Diagram of the proposed current compensation system with a power grid parameter meter

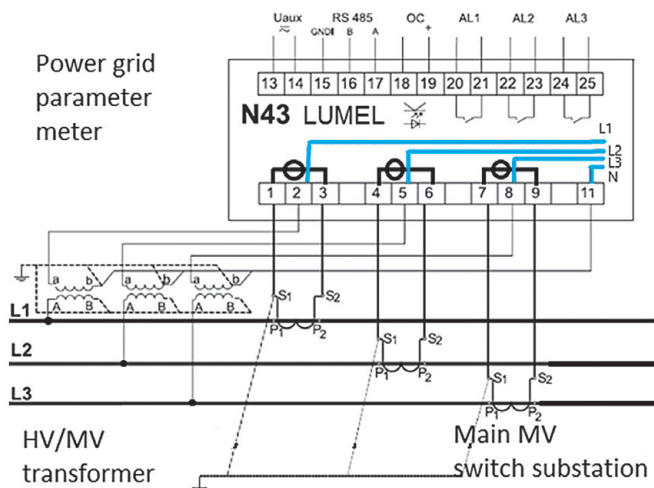


Fig. 2. Indirect measurement with three voltage transformers and three current transformers and a N43 power grid parameter meter [14]

with three current transformers and three voltage transformers a 4-wire circuit can be built. The measuring system is shown in Fig. 2. The power grid parameter meter with a RS 485 port and the Modbus protocol is a N43 by Lumel [14].

Required measurements:

- Rms phase voltages  $U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}$
- Rms phase currents  $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}$
- Power factors in each phase  $\cos\phi_{L1}, \cos\phi_{L2}, \cos\phi_{L3}$
- Active and reactive phase powers for the reactive power compensation system

are available from the grid parameter meter in a 4-wire or 3-wire circuit with three voltage transformers.

Fig. 3 presents the signal connection of the power grid parameter meter with the microcontroller. For measurement signals' transfer a RS-485 – UART converter was used. For communication the Modbus protocol was used. The proposed current compensation system is implemented by a microcontroller.

### Semiconductor tap-changers

The control algorithm for semiconductor tap-changers is completely different from that for electromechanical changers [15, 16]. Neither frequency, nor number of the switching operations affects the system's service life, as is the case with electromechanical tap-changers. In addition, the taps can be changed in every supply voltage cycle and no change has to be sequential. Therefore, the semiconductor tap changer controller algorithm will be different than that for electromechanical changers. The number of switching operations reducing optimization does not apply to this case.

A solid-state tap-changer can be made of integrated high-voltage power (about a dozen kV) semiconductors. An example of a device built for medium voltage is STATIC 120kA/10kVDC high-current thyristor switch by DACPOL. Electromechanical tap-changers are mounted in a star system near the neutral point on the 110-kV side. At 16% control range the switch voltage is 17.6 kV. Forward currents for the transformer's rated power  $S_n = 25 \text{ MVA} \Rightarrow I_{max} = 131 \text{ [A]}$ . These parameters are achievable by semiconductor modules. The modules are made up by connecting a series of semiconductor elements with the required forward current to obtain the required rated voltage. They are placed on a common heatsink in order to dissipate heat. The module requires precise control to avoid damage to a single semiconductor element.

Static tap changer switches have been extensively described in the literature, e.g. in [15–24]. In [25] the results are presented of simulations carried out in the Matlab Simulink environment with an electronic tap changer. The Simsacpe Power Systems library was used to build the model. As the tap changer 12 ideal switches were used. The regulating transformer was modelled by three line transformers. The power system was modelled as an ideal AC voltage source. The power system impedance was neglected. A single parallel RLC type load was included in the circuit. The physical model was also tested at 220V 50 Hz with the grid voltage's increases and decreases. The results evidence the semiconductor tap changer's superiority at dynamic grid voltage changes. Similar conclusions were obtained by the author



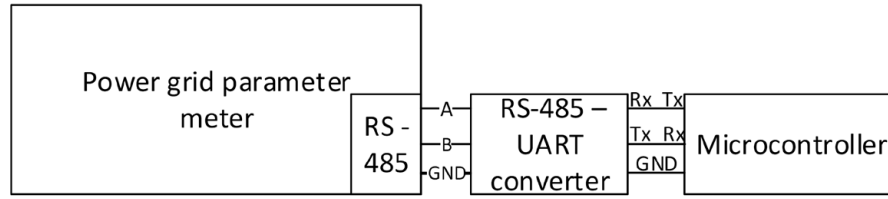


Fig. 3. Grid parameter meter with microcontroller connection

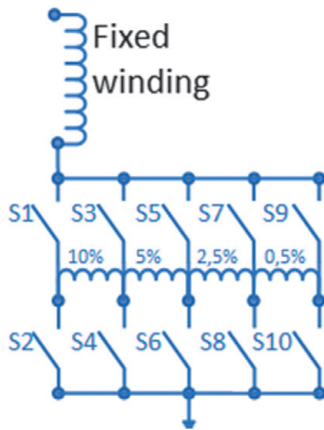


Fig. 4. Control winding diagram

in [24]. However, the use of the Simscape Power Systems library at power asymmetry, variable load and with consideration of the transformer hysteresis is problematic due to the convergence of calculations.

Fig. 4 presents a diagram of the regulating winding together with semiconductor switches for one phase. Due to the fact that the inter-tap voltages are not equal for adjacent taps, 21 unique regulating winding connections can be implemented, as shown in Tab. 2. This allows optimum voltage control with fewer taps on the regulating winding. Tab. 2 shows statuses of S1–S10 semiconductor switches depending on the status number, i.e. 1–21. The status number is determined based on the real part of the voltage error.

### Structure of the developed electronic tap changer controller

Fig. 5 presents a schematic diagram of the designed controller’s calculation element. The proposed current compensation circuit’s connection with the measuring system and the required signals is shown in Fig. 1 and 2. The output signals are the real parts of the voltage error for each phase. Another element is the Dead Zone block.

Its task is to eliminate possible status changes at the absolute values of the real part of the voltage error of less or equal to  $\Delta U$  parameter (6).

$$\varepsilon_{ULx\_out\_re} = \begin{cases} \varepsilon_{ULx\_re} - \Delta U, & \varepsilon_{ULx\_re} - \Delta U > 0 \\ \varepsilon_{ULx\_re} + \Delta U, & \varepsilon_{ULx\_re} + \Delta U < 0 \\ 0, & \text{in the other cases} \end{cases} \quad (6)$$

No/status	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	Changes of the regulating winding voltage
1		1							1		-17,50%
2		1					1				-17%
3		1			1						-15%
4		1	1								-10%
5				1					1		-7,50%
6				1			1				-7%
7				1	1						-5%
8						1			1		-2,50%
9						1	1				-2%
10								1	1		-0,50%
11									1	1	0%
12							1			1	0,50%
13					1			1			2%
14					1					1	2,50%
15			1			1					5%
16			1					1			7%
17			1							1	7,50%
18	1			1							10%
19	1					1					15%
20	1							1			17%
21	1									1	17,50%

Tab. 2. Look-up table for the regulating winding

Another component is the compensator. It is an equivalent of the voltage error integrator. However, the control of power semiconductors is faster than that of electromechanical tap-changers. Taps in semiconductor switches can change every cycle. Selection of the structure and identification of the compensator parameters requires further simulation tests.

The next component is the quantizer (discretising system). It is used to determine the status number depending on the real part of the error, current status number, inter-tap voltages, and locks on the minimum and maximum status numbers. Statuses are changed with consideration of the hysteresis. The static characteristics are presented in Tab. 3.

The next part of the controller algorithm is shown in Fig. 6. The task of the zero current crossing detection circuit is to detect a moment in which the instantaneous current is close to zero and to permit switching operations of power elements. The simplest hardware devices are based on an opto-isolator with antiparallel-connected LED diodes. The switch-and-hold circuit memorises

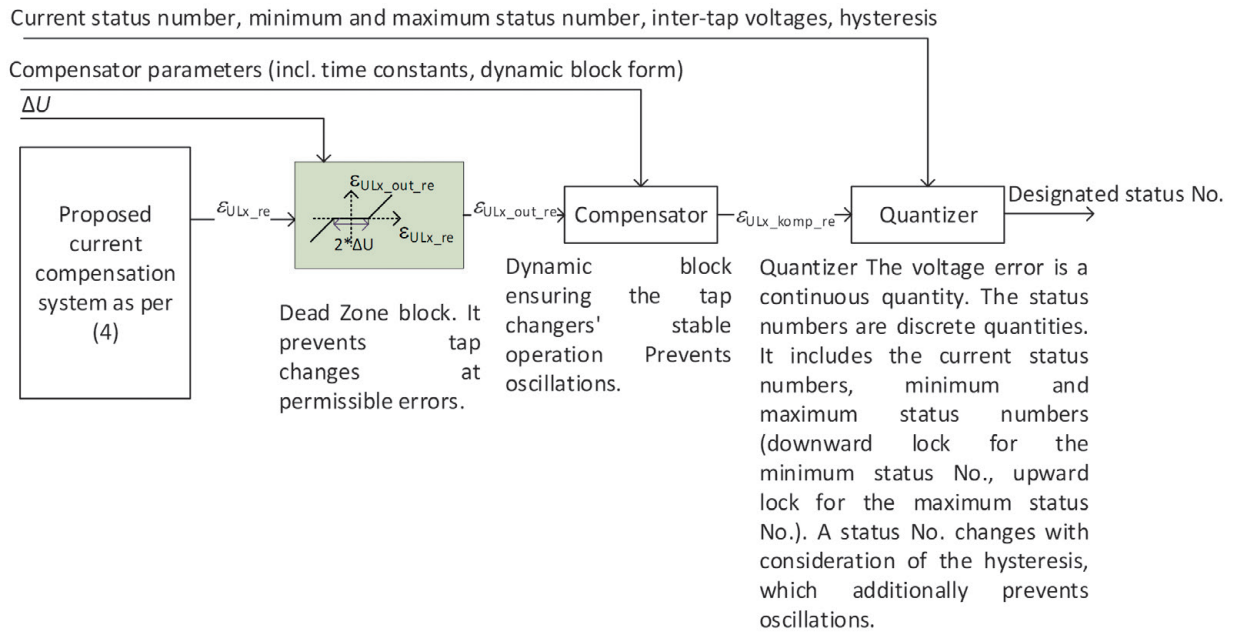


Fig. 5. Diagram of the calculation element of the proposed controller for single phase Lx

Status No.	Error – Incremental [V]	Error – decremental [V]
1	-1,526	-1,506
2	-1,482	-1,462
3	-1,309	-1,289
4	-876	-856
5	-660	-640
6	-616	-596
7	-443	-423
8	-227	-207
9	-183	-163
10	-53	-33
11	10	-10
12	53	33
13	183	163
14	227	207
15	443	423
16	616	596
17	660	640
18	876	856
19	1,309	1,289
20	1,482	1,462
21	1,526	1,506

Tab. 3. Static characteristics of the quantizer

the previous status value. The new value of a designated status number is fed to the output at a zero current crossing detection moment. At the same time, it is memorised. The look-up table is a program element that is the memorized Tab. 2. It allows to determine the logic states of switches S1–S10 for a designated status number. The electronic tap changer together with the transformer connected to the HV and MV grids is the actuator element of the control system.

Fig. 7 presents an integrated control system for three phase voltages with three regulating windings.

### Determination of current compensation parameters

However, the biggest problem is how to determine the current compensation parameters. In a power grid the composition and loads of individual receivers, grid configuration, flows in closed grids, and the composition and outputs of generation sources constantly change. The controllers use several time zones with assigned set point and dead band settings. This allows to change the settings for business days, holidays etc. Nevertheless, there are difficulties in determining the compensation parameters ( $R_{komp}$ ;  $X_{komp}$ ) due to changes in the power system. For this reason, current compensation is often disabled in the generator and tap changer controls alike.

With the current compensation disabled in the controller of the tap changer of a transformer powering a grid without generation, the correct voltages at consumers are ensured by increasing the voltage set-point to the upper half of the adjustment range, i.e. between  $U_n$  and  $1.1 \cdot U_n$ . However, common RES generation complicates the voltage regulation process in power grids. The emergence of random weather-related generation sources in this complicated distribution grid structure may cause frequent over voltages at consumers, beyond the permissible range of  $\pm 10\% U_n$ . In addition, the voltage distribution along the line will be random, i.e. not always the last consumer will have the lowest voltage, which was previously some kind of axiom in distribution grids, because they are radially powered. In such a case the compensation impedance  $Z_{komp}$  cannot be estimated, whereas the regulation based on the voltage measured on the HV/MV substation busbars does not warrant, to any degree, the appropriate quality of electricity supplied to consumers [8].

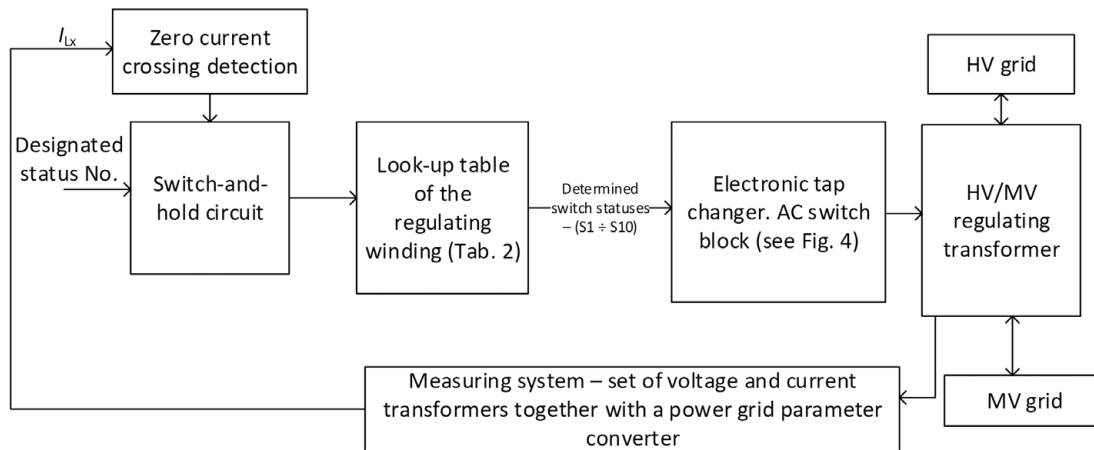


Fig. 6. Diagram of the executive and measurement circuit of the proposed regulator for single phase Lx

$\Delta U$ , compensator parameters, minimum and maximum status numbers, inter-tap voltages, hysteresis

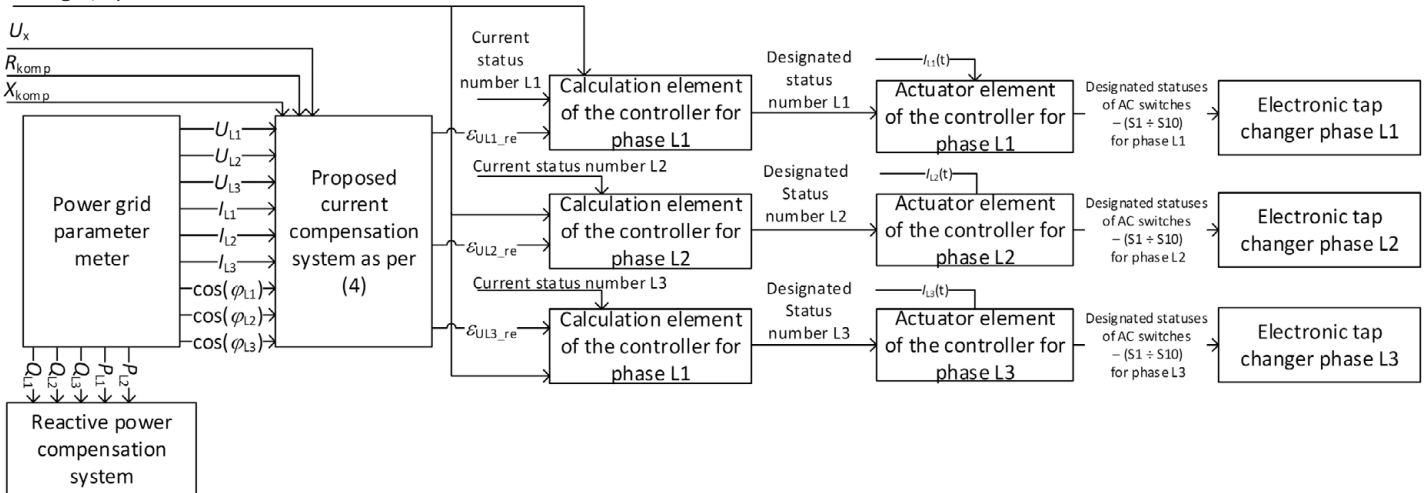


Fig. 7. Block diagram of the controller for a 3-phase circuit with individual control of each regulating winding

For this reason, concepts were developed of controllers with a variable compensation impedance. In [13], based on many simulations, integrated control of the transformer tap changer and capacitor banks was proposed. In addition, it was found that the load centre in a MV grid is difficult to identify. Moreover, it is difficult to determine the controller settings, e.g. the voltage set point. If it is too high, the upper voltage limit may be exceeded at the customers closest to the HV/MV substation, and if it is too low, the lower voltage limit may be exceeded at the remotest consumers. For the classic current compensation to be effective, the voltage profiles on each outflow line must have been similar. However, in practice power lines have diverse designs and loads. For this reason, in the simulation tests the compensation parameters were determined based on the estimated voltage drop and load of the line, in which this drop is the highest. However, the MV grid structure is very complex, therefore the regulation algorithm should consider the voltage drops on all lines fed from the HV/MV transformer.

Another concept of transformer tap-changers controllers is the Multiple Line Drop Compensation (MLDC). The considerations herein presented are limited to a single feed line with known compensation parameters.

### Conclusions

1. For the implementation of the proposed voltage regulation system, the power grid parameters and the zero current crossing detection are required. A complex voltage error was used. Its real part is the basic signal for the regulation system. It is recommended to integrate the tap changer control system with the reactive power compensation system. This integration has a positive effect on the voltage regulation process.
2. The control device should have at least three digital inputs in order to provide the zero current crossing detection. The microcontroller may have the interruption defined that changes the designated status number.

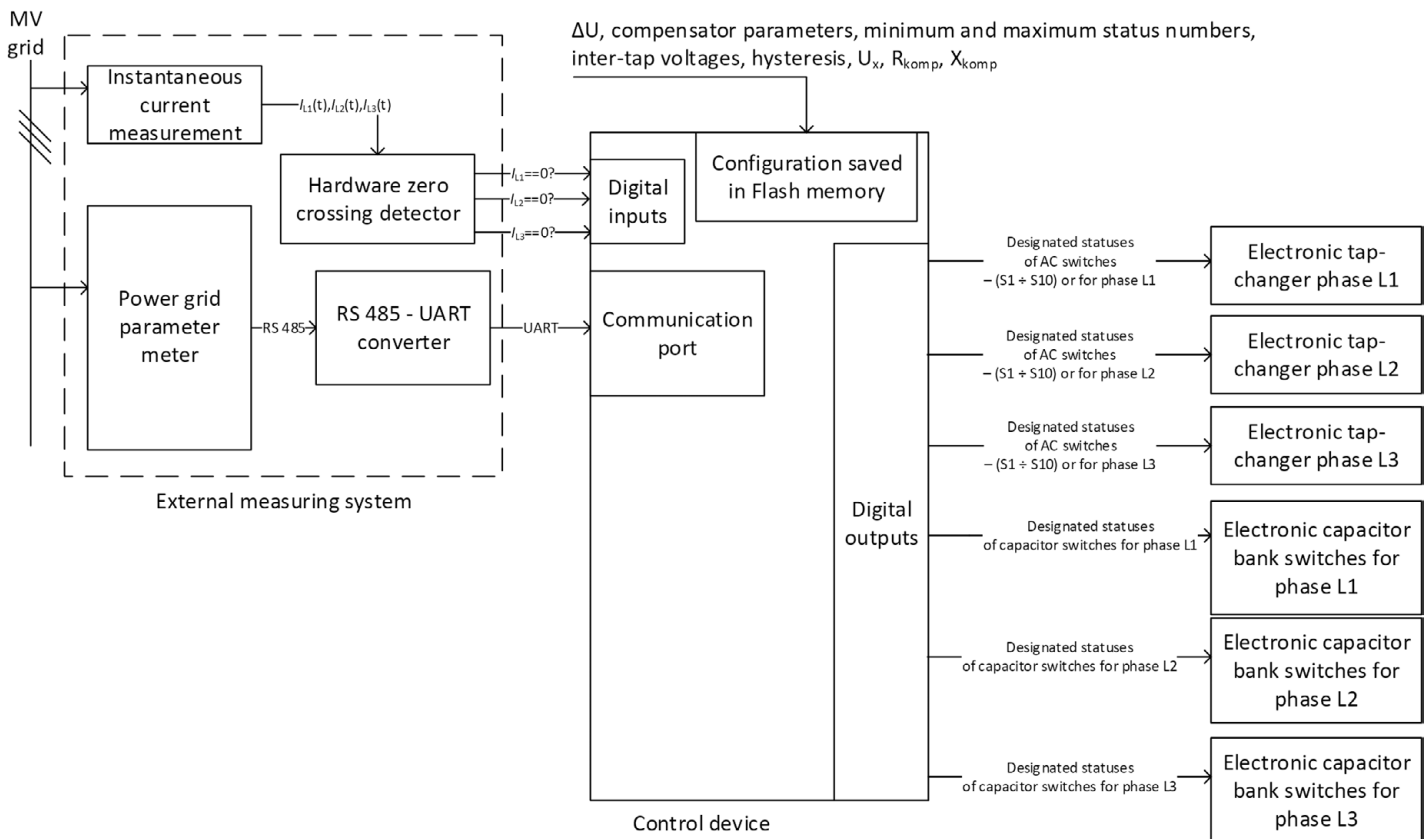


Fig. 8. Hardware structure of the voltage regulation system with the proposed controller

3. The control device for the assumed regulating winding circuit should have 30 digital outputs. In addition, for the reactive power compensation system, the control device should additionally have three as many outputs as the switched capacitor sections. Due to the possibility of reactive power asymmetry, the capacitor switch statuses should be controlled independently in each phase.
4. The control device should have a communication port enabling communication with the power grid parameter converter. It should also implement a communication protocol supported by the converter.
5. The control device must have a look-up table implemented to identify the logic statuses of the regulating winding's AC switches.
6. At the current compensation implementation, the following problems are to be solved: determination of the correct compensation parameters, measurement of the current phase, differentiation of the loads and designs of outflow lines from the HV/MV substation, and dynamic voltage changes from the contribution of variable output sources.
7. The current compensation is difficult to implement with classic devices. It requires measurement of power grid parameters. However, the analytical determination of compensation parameters for each line supplied by the regulating transformer remains problematic. In a power grid the composition and loads of individual receivers, grid configuration, flows in closed grids, and the composition and outputs of generation sources constantly change. This results in difficulties in determining the compensation parameters. For this reason, current compensation is often disabled.
8. It is recommended to measure in three phases to implement the current compensation system, which will ensure proper operation even in the occurrence of voltage asymmetry. The regulator should perform properly even when voltage asymmetry occurs.
9. The current phasor can be measured with a power grid parameter meter. In a circuit with three voltage transformers and three current transformers, measurement data of each phase are available. This allows to consider voltage asymmetry in the current compensation system.
10. Current compensation is implemented in many commercial controllers according to (1), taking into account only rms voltages and currents, due to the simpler measuring system. This makes the compensation system malfunction.
11. Power electronics tap-changers are completely suitable for HV/MV transformers. Where they are applied, constraints on the number of switching operations and their frequency are eliminated. In addition, the taps' sequential switching is not mechanically forced. These features enforce a change in the control algorithm in relation to the electromechanical tap changer controllers. They allow maintaining the voltage regulation quality despite dynamic voltage changes.
12. Most of the proposed Multiple Line Drop Compensation (MLDC) algorithms uses repeated flow calculations to select

the optimal transformer tap position. However, with continuous grid configuration changes, poor metering of the MV grid and its lack in the LV grid, maintaining the current grid model is in practice impossible. Not all switches are mapped in the SCADA system. In addition, the model does not foresee atypical operating situations, such as power supply from a diesel generator set or an additional line. In such a case, no correct results of flow calculations are available.

13. Due to the analytical solution's unsuitability, the applicability of an artificial intelligence method remains to be explored. One of the suggested methods is fuzzy logic. Fuzzy or neuron-fuzzy controllers can implement an adaptive controller designating the compensation parameters for each MV line.

## REFERENCES

- Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamics: stability and control, 2nd ed., Wiley, Chichester, U.K. 2008.
- Korpikiewicz J., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zaczeptów transformatora WN/SN – założenia i wymagania [Development of a simulation model of the HV/MV transformer tap changer controller - assumptions and requirements], *Pomiary. Automatyka. Robotyka*, No. 2, 2018, pp. 67–76.
- Korpikiewicz J., Mohamed-Seghir M., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zaczeptów transformatora WN/SN [Development of a simulation model of the HV/MV transformer tap changer controller], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 60, 2018, pp. 51–56.
- Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability], Warsaw 2007.
- Hellmann W., Szczerba Z., Regulacja Częstotliwości i Napięcia w Systemie Elektroenergetycznym [Frequency and Voltage Regulation in the Power System], WNT 1978. Warsaw 1978.
- Sobczak B., Rink R., Kompensacja prądowa w regulatorach napięcia generatorów systemowych [Current compensation in voltage regulators of system generators] [conference paper], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 32, 2013, pp. 127–130.
- Szczeciński P., Zajczyk R., Wpływ układu kompensacji prądowej na pracę generatora przy zmianach napięcia w KSE [Impact of the current compensation system on the operation of the generator at voltage changes in the National Power System], *Acta Energetica*, No. 2/4, 2010, pp. 77–82.
- Czapla Ł., Jemielity J., 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 the implementation of a smart grid area's voltage and reactive power management system]. Statutory study of the Institute of Power Engineering Research Institute Gdańsk Branch, Institute of Power Engineering Gdańsk Branch 2010.
- Czapla Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID) [A system of a smart grid area's voltage and reactive power management], *Elektro.Info*, No. 7–8, 2012.
- 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, pp. 691–696.
- 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*, Vol. 16, No. 2, 2001, p. 6.
- Choi J.-H., Moon S.-I., The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 1, 2009, pp. 319–326.
- Baran M.E., Hsu M.-Y., Volt/Var control at distribution substation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, 1999, pp. 312–318.
- Miernik parametrów sieci na szynę typu N43. Instrukcja obsługi [N43 type on-bus grid parameter meter. Operating manual], Lumel S.A., 2018.
- Faiz J., Siahkolah B., Differences Between Conventional and Electronic Tap-Changers and Modifications of Controller, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 3, 2006, pp. 1342–1349.
- Korpikiewicz J., Mysiak P., Classical and solid-state tap-changers of HV/MV regulating transformers and their regulators, *Acta Energetica*, No. 32, 2017, pp. 110–117.
- Faiz J., Siahkolah B., Electronic tap-changer for distribution transformers, Berlin, 2011.
- Krishnamurthy K.A., Mathur R.M., Improvements in a Thyristor controlled static on-load tap-changer for transformers, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on Power Delivery*, No. 9, 1982, pp. 3091–3096.
- Chandra Mouli G.R. et al., Design of a Power-Electronic-Assisted OLTC for Grid Voltage Regulation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 30, No. 3, 2015, pp. 1086–1095.
- Chen N., Jonsson L.E., A new Hybrid power electronics on-load tap changer for power transformer, Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2015 IEEE, pp. 1030–1037.
- Shutong Q. et al., A novel control scheme of 230kA DC power source using thyristor, Phase-shifting rectifier transformer and On-load tap changer, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International, Vol. 1, pp. 1–5.
- Faiz J., Siahkolah B., New Controller for an Electronic Tap Changer, part I: Design Procedure and Simulation Results, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 22, No. 1, 2007, pp. 223–229.
- Faiz J., Javidnia H., Fast Response Solid-State On Load Transformers Tap-Changer, Eighth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives, London, 2008, pp. 355–359.
- Korpikiewicz J., Dodatkowe możliwości regulacji energoelektronicznych przełączników zaczeptów w transformatorach WN/SN [Additional control options of power electronic tap-changers in HV/ MV transformers], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 53, 2017, pp. 125–128.
- Hasan E.O., Hatata A.Y., Badran E.A.E., Voltage control of distribution systems using electronic OLTC, Twentieth International Middle East Power Systems Conference, Cairo University, Egypt 2018.
- Gao C., Redfern M.A., Automatic Compensation Voltage Control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations,

- Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, Vol. 1, pp. 737–741.
27. Kasztenny B. i in., Fuzzy logic controller for on-load transformer tap changer, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 1, 1998, pp. 164–170.
  28. Castro J. et al., Coordinated Voltage Control in Distribution Network with the Presence of DGs and Variable Loads Using Pareto and Fuzzy Logic, *Energies*, Vol. 9, No. 2, 2016, pp. 107.
  29. Kyryk V.V., Hubatiuk O.S., Fuzzy Logic Controller for On-Load Transformer Tap Changer for Distribution Network with Distributed Generation, Proceedings of the International Scientific and Practical Conference 2014.
  30. Salman S.K., Wan Z.G., Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/ Embedded Generation, *IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 2128–2132.
  31. Hashim T.J., Mohamed A., Fuzzy Logic Based Coordinated Voltage Control for Distribution Network with Distributed Generations, *Open Science Index, Electrical and Computer Engineering*, Vol. 7, No. 7, 2013, pp. 806–811.
  32. Larsson M., Coordination of cascaded tap changers using a fuzzy-rule-based controller, *Fuzzy Sets and Systems*, Vol. 102, No. 1, 1999, pp. 113–123.
  33. Sonagra K., Pandya Z., Patel R., Voltage Control Application in Distribution Network by Fuzzy Logic Controller Based AVC Relay, *Golden Research Thoughts*, Vol. 1, No. XII, 2012.
- 

### Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

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

Graduated with master's degree in control engineering and robotics from the Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology (2002). He has worked in the industry as an automation and IT specialist. Currently a specialist in the Gdańsk branch of the Institute of Power Engineering. His interests include the application of artificial intelligence methods in electrical power engineering, voltage control in substations, research and implementation of fuzzy logic in embedded systems, design of controllers. In addition, he is involved in renewable energy and energy storage (Smart Grid). Mr. Korpikiewicz is a PhD student at the Department of Ship Automation at the Faculty of Electrical Engineering of the Maritime University of Gdynia. He is a member of the Gdańsk Branch of the Association of Polish Electrical Engineers and a member of the Gdańsk Branch of the Polish Society of Theoretical and Applied Electrotechnics.

PL

## Koncepcja nowej kompensacji prądowej w regulatorze półprzewodnikowych przełączników zacsepów transformatora WN/SN

### Autor

Jarosław Grzegorz Korpikiewicz

### Słowa kluczowe

regulacja napięcia, kompensacja prądowa, półprzewodnikowe przełączniki zacsepów

### Streszczenie

Celem artykułu jest opracowanie nowej kompensacji prądowej w regulatorach przełączników zacsepów transformatora WN/SN. Zaprezentowano problemy w stosowaniu klasycznej kompensacji prądowej. Utworzono model matematyczny kompensacji prądowej z uwzględnieniem pomiarów fazowych oferowanych przez mierniki parametrów sieci. Zaproponowano nową metodę kompensacji prądowej dla regulatora półprzewodnikowych przełączników zacsepów transformatora WN/SN.

Data wpływu do redakcji: 22.02.2019

Data wystawienia recenzji: 17.04.2019

Data akceptacji artykułu: 18.07.2019

Data publikacji online: 30.08.2019

### Wstęp

Temat regulacji napięcia i mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych jest często poruszany w wielu publikacjach. Jedną z metod jest wykorzystanie podobieźniowych przełączników zacsepów. Układy sterowania z przełącznikami zacsepów pracującymi pod obciążeniem pełnią różną rolę w zależności od miejsca instalacji w systemie elektroenergetycznym. Inne zadania są realizowane przez układ sterowania przełącznikiem zacsepów transformatora blokowego, inne w stacji NN/WN, a jeszcze inne w głównym punkcie zasilania (GPZ), tj. w stacji WN/SN. W GPZ układy te pracują wg kryterium D, tj. regulacji napięcia po stronie niższej. Budowę klasycznego regulatora przełączników zacsepów zaprezentowano w [1, 2]. Autor utworzył model matematyczny oraz symulacyjny klasycznego regulatora elektromechanicznego przełącznika zacsepów transformatora WN/SN oraz zidentyfikował parametry algorytmu i sygnały, co zostało zaprezentowane w [3]. Istotnym czynnikiem w regulatorach napięcia jest kompensacja prądowa. Opis jej zawarto m.in. w [4–9]. W [4] zaprezentowano podstawy regulacji napięcia za pomocą przełącznika zacsepów z kompensacją prądową. Natomiast w [5] przedstawiono m.in. kompensację prądową. W [6] zaprezentowano kompensację regulacji napięcia prądem generatora, która przesuwana jest punktem regulacji napięcia z zacisków generatora w kierunku sieci lub do wewnątrz generatora. Kompensacja ma również pozytywny wpływ na stabilność napięciową. W artykule [7] stwierdzono, że dobór parametrów kompensacji jest trudny i dlatego też w praktyce jest ona wyłączana. Analogicznie jest przy regulacji za pomocą przełączników zacsepów. W artykule [8] i [9] również potwierdzono, że występuje problem wyznaczania parametrów kompensacji

prądowej i proponowano zastosowanie algorytmu spadku napięcia na wielu liniach zasilających, wykorzystującego obliczenia rozplývowe.

Kompensacja stosowana jest zarówno w regulatorach generatorów synchronicznych, jak i regulatorach przełączników zacsepów transformatora. Jej podstawowym celem jest korekta napięcia o spadek napięcia wywołany przez prąd obciążenia przepływający przez impedancję kompensacji. Przy prawidłowym doborze parametrów kompensacji pozwala zmniejszyć wpływ obciążenia na wartość napięcia w głębi sieci. Skutkuje to zatem „uszywnieniem napięć” w sieci oraz poprawia jakość regulacji napięcia. Typowa jej realizacja dla transformatorów regulacyjnych w stacjach WN/SN wykorzystuje napięcie strony niższej transformatora oraz sumę prądów w wszystkich liniach SN. Jednak podczas jej realizacji występują zagadnienia do rozwiązania:

- Występuje problem wyznaczenia impedancji kompensacji. Niestety, układy sieci rozdzielczych są złożone, dlatego trudno jest dobrać parametry kompensacji dla większości realnych przypadków, tym bardziej że zmieniają się one w wyniku działania wielu czynników – związanych z pogodą i obciążeniem poszczególnych linii, zbiorem aktualnie pracujących odbiorników, źródeł i stopnia ich obciążenia. Problemem jest wyznaczenie centrum obciążenia, które może nie istnieć, przez co należałoby często korygować wartość impedancji kompensacji, stosownie do aktualnych profili obciążeń linii zasilających. 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  $1,1 \cdot U_n$  [9].

- Linie SN zasilane z GPZ (głównego punktu zasilania) mają zróżnicowane przekroje. Dotyczy to zmiany przekroju na różnych długościach w pojedynczym ciągu liniowym. Występuje zróżnicowanie budowy pomiędzy liniami SN zasilanymi z tego samego GPZ. Struktura sieci SN jest najczęściej złożona – układ magistralny rozgałęziony. Ten fakt utrudnia wyznaczenie parametrów kompensacji prądowej. Ponadto występuje zmienne w czasie obciążenie poszczególnych odcinków linii SN. Powoduje to różne wartości spadków i strat napięcia na poszczególnych liniach zasilanych z GPZ. Może to skutkować tym, że wartość napięcia u części odbiorców nie będzie spełniała wymagań jakościowych. W takim wypadku klasyczna kompensacja prądowa uwzględniająca jedynie sumę prądów linii SN jest nieskuteczna. Z tego też względu w literaturze proponuje się zastosowanie kompensacji spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC – *Multiple Line Drop Compensation*) [10–12].

- Wzrost udziału generacji rozproszonej o niesterowanej generowanej mocy czynnej powoduje wzrost zmienności charakterystyk obciążenia, dynamiczne zmiany napięcia spowodowane zmianami mocy czynnej, możliwą zmianę kierunków przepływu mocy. Skutkuje to pogorszeniem jakości regulacji napięcia oraz koniecznością zastosowania nowych rozwiązań spełniających dodatkowe wymagania.

### Opis kompensacji prądowej

Wiele regulatorów implementuje kompensację prądową, uwzględniając jedynie wartości skuteczne napięć i prądów, ze względu na prostszy układ pomiarowy. Powoduje to niewłaściwe działanie układu kompensacji.

PL

Ze względu na udział generacji rozproszonej asymetria napięć może pojawić się w sieciach SN. Kompensacja prądowa może być wyznaczona osobno dla każdej fazy. W proponowanym algorytmie wykorzystana zostanie zespolona postać napięcia kompensacji. Elektroniczne przełączniki zaczepów umożliwiają indywidualne sterowanie w każdej fazie. Przetworniki i mierniki parametrów sieci elektroenergetycznej dostarczają fazowe współczynniki mocy, wyznaczone dla argumentu  $\alpha(U_L, I_L)$ . Z tego względu w zależnościach (1) nie uwzględniono przesunięć kątowych pomiędzy napięciami fazowymi. Należy uwzględnić zarówno wartości skuteczne prądów przewodowych, napięć fazowych, jak i współczynników mocy (1).

$$\begin{cases} U_{kl1} = U_{L1} \cdot e^{j0} - \left[ (R_{komp} \cdot I_{L1,re} - X_{komp} \cdot I_{L1,im}) + j(R_{komp} \cdot I_{L1,im} + X_{komp} \cdot I_{L1,re}) \right] \\ U_{kl2} = U_{L2} \cdot e^{j0} - \left[ (R_{komp} \cdot I_{L2,re} - X_{komp} \cdot I_{L2,im}) + j(R_{komp} \cdot I_{L2,im} + X_{komp} \cdot I_{L2,re}) \right] \\ U_{kl3} = U_{L3} \cdot e^{j0} - \left[ (R_{komp} \cdot I_{L3,re} - X_{komp} \cdot I_{L3,im}) + j(R_{komp} \cdot I_{L3,im} + X_{komp} \cdot I_{L3,re}) \right] \end{cases} \quad (1)$$

gdzie:

$R_{komp}$  – rezystancja kompensacji  $[\Omega]$ ,  
 $X_{komp}$  – reaktancja kompensacji  $[\Omega]$ ,  
 $U_{L1}$  – zespolone napięcie fazowe L1 [V],  
 $U_{L2}$  – zespolone napięcie fazowe L2 [V],  
 $U_{L3}$  – zespolone napięcie fazowe L3 [V],  
 $I_{L1,re}$  – część rzeczywista prądu przewodowego L1 [A],  $I_{L1,im}$  – część urojona prądu przewodowego L1 [A],  $I_{L2,re}$  – część rzeczywista prądu przewodowego L2 [A],  $I_{L2,im}$  – część urojona prądu przewodowego L2 [A],  $I_{L3,re}$  – część rzeczywista prądu przewodowego L3 [A],  $I_{L3,im}$  – część urojona prądu przewodowego L3 [A],  
 $U_{kl1}$  – napięcie skuteczne pomiarowe fazowe L1 po kompensacji prądowej [V],  
 $U_{kl2}$  – napięcie skuteczne pomiarowe fazowe L2 po kompensacji prądowej [V],  
 $U_{kl3}$  – napięcie skuteczne pomiarowe fazowe L3 po kompensacji prądowej [V].  
 Porównując wartości zespolone  $U_{komp}$  i wartość zadaną  $U_x$ , uzyskujemy zespolony uchyb napięcia  $\varepsilon_u$  (2).

$$\varepsilon_u = U_x \cdot e^{j0} - U_{komp} \quad (2)$$

W algorytmie regulatora przełączników zaczepów wykorzystano zespoloną wartość napięcia kompensacji oraz zespoloną wartość uchybu dla każdej fazy (3). Uwzględnienie zarówno części rzeczywistej, jak i urojonej uchybu napięcia umożliwi nie tylko regulację wartości skutecznej napięcia, ale też kompensację mocy bierniej. Wówczas regulator powinien sterować również elementami biernymi, np. baterią kondensatorów. W stacjach elektroenergetycznych często są integrowane układy sterowania przełącznikami zaczepów, elementami biernymi i ewentualnie istniejącymi obwodami wzbudzenia generatorów synchronicznych.

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1} = U_x \cdot e^{j0} - U_{kl1} \\ \varepsilon_{UL2} = U_x \cdot e^{j0} - U_{kl2} \\ \varepsilon_{UL3} = U_x \cdot e^{j0} - U_{kl3} \end{cases} \quad (3)$$

Uwzględniając zależności (1) w zależnościach (3), otrzymujemy (4):

$$\begin{cases} \varepsilon_{UL1,re} = U_x - U_{L1} + R_{komp} \cdot I_{L1,re} + X_{komp} \cdot I_{L1,im} \\ \varepsilon_{UL1,im} = -R_{komp} \cdot I_{L1,im} - X_{komp} \cdot I_{L1,re} \\ \varepsilon_{UL2,re} = U_x - U_{L2} + R_{komp} \cdot I_{L2,re} + X_{komp} \cdot I_{L2,im} \\ \varepsilon_{UL2,im} = -R_{komp} \cdot I_{L2,im} - X_{komp} \cdot I_{L2,re} \\ \varepsilon_{UL3,re} = U_x - U_{L3} + R_{komp} \cdot I_{L3,re} + X_{komp} \cdot I_{L3,im} \\ \varepsilon_{UL3,im} = -R_{komp} \cdot I_{L3,im} - X_{komp} \cdot I_{L3,re} \end{cases} \quad (4)$$

Uwzględniając podstawowe zależności trygonometryczne (5), można stwierdzić, że do realizacji układu kompensacji wymagane są następujące wielkości pomiarowe i parametry (tab. 1).

$$\begin{cases} I_{L1,re} = I_{L1} \cdot \cos\varphi_{L1} \\ I_{L2,re} = I_{L2} \cdot \cos\varphi_{L2} \\ I_{L3,re} = I_{L3} \cdot \cos\varphi_{L3} \\ \sin\varphi_{L1} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L1}} \\ \sin\varphi_{L2} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L2}} \\ \sin\varphi_{L3} = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_{L3}} \\ I_{L1,im} = I_{L1} \cdot \sin\varphi_{L1} \\ I_{L2,im} = I_{L2} \cdot \sin\varphi_{L2} \\ I_{L3,im} = I_{L3} \cdot \sin\varphi_{L3} \end{cases} \quad (5)$$

Na rys. 1 przedstawiono schemat proponowanego układu kompensacji prądowej wraz z wymaganą listą sygnałów wejściowych i wyjściowych. Miernik parametrów sieci elektroenergetycznej jest urządzeniem pomiarowym dostarczającym niezbędne sygnały dla proponowanego układu kompensacji prądowej. Sposób podłączenia miernika w sieci SN zaprezentowano na rys. 2.

#### Układ pomiarowy regulatora

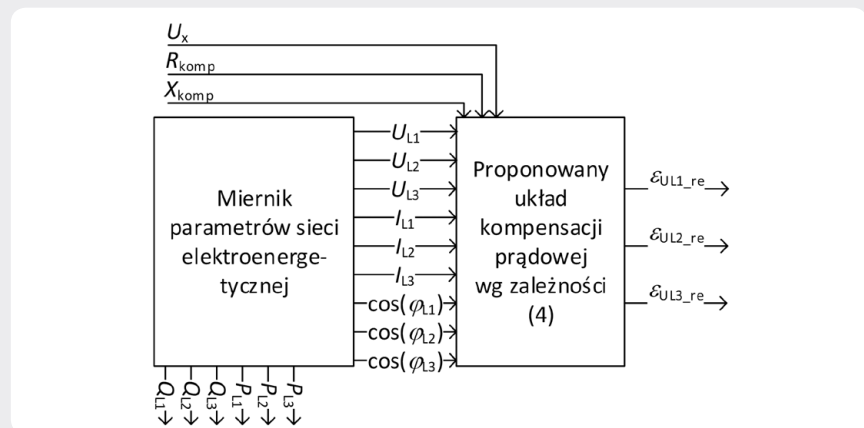
Sygnały pomiarowe mogą być dostarczane przez mierniki parametrów sieci wyposażone w moduł komunikacyjny. Mierniki te, pracujące w układzie 4-przewodowym, udostępniają napięcia fazowe, moce fazowe oraz współczynniki mocy dla każdej z faz. Sieci SN są sieciami 3-przewodowymi. Jednak zastosowanie trzech przekładników prądowych i trzech napięciowych umożliwia budowę układu 4-przewodowego. Układ pomiarowy przedstawiono na rys. 2. Analizowanym miernikiem parametrów sieci elektroenergetycznej z portem RS 485 i protokołem Modbus jest N43 firmy Lumel [14].

Wymagane wielkości pomiarowe:

- napięcia skuteczne fazowe  $U_{L1}$ ,  $U_{L2}$ ,  $U_{L3}$
- wartości skuteczne przewodowe  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ ,  $I_{L3}$

Symbol	Opis	JM
$I_{L1}$	Wartość skuteczna prądu fazy L1	A
$I_{L2}$	Wartość skuteczna prądu fazy L2	A
$I_{L3}$	Wartość skuteczna prądu fazy L3	A
$U_{L1}$	Wartość skuteczna napięcia fazowego L1	V
$U_{L2}$	Wartość skuteczna napięcia fazowego L2	V
$U_{L3}$	Wartość skuteczna napięcia fazowego L3	V
$\cos(\varphi_{L1})$	Współczynnik mocy fazy L1	-
$\cos(\varphi_{L2})$	Współczynnik mocy fazy L2	-
$\cos(\varphi_{L3})$	Współczynnik mocy fazy L3	-
$U_x$	Wartość skuteczna napięcia zadanego (fazowego)	V
$R_{komp}$	Rezystancja kompensacji	$\Omega$
$X_{komp}$	Reaktancja kompensacji	$\Omega$

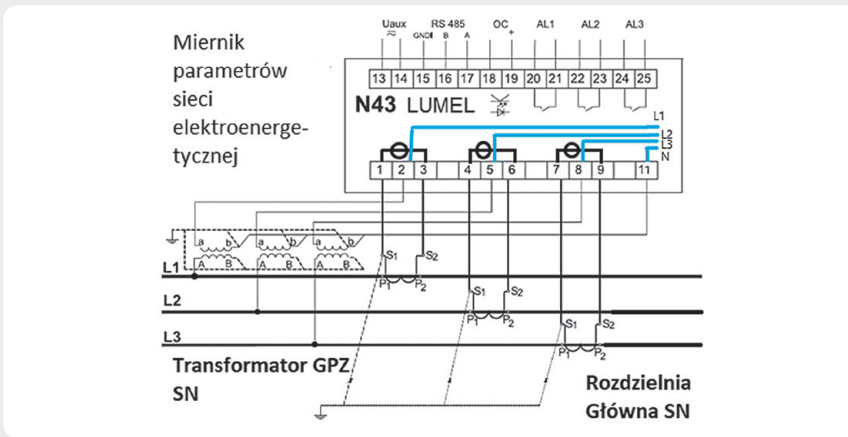
Tab. 1. Wymagane wielkości pomiarowe oraz parametry do realizacji kompensacji prądowej



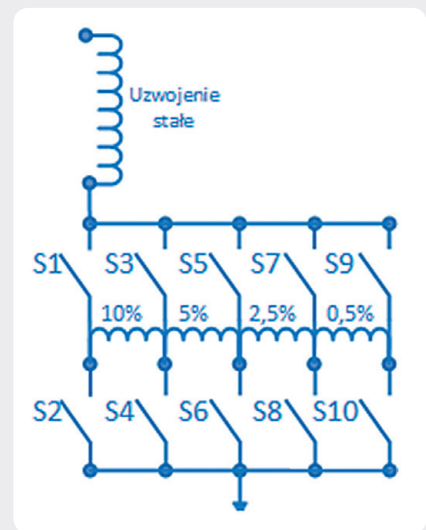
Rys. 1. Schemat proponowanego układu kompensacji prądowej wraz z miernikiem parametrów sieci elektroenergetycznej



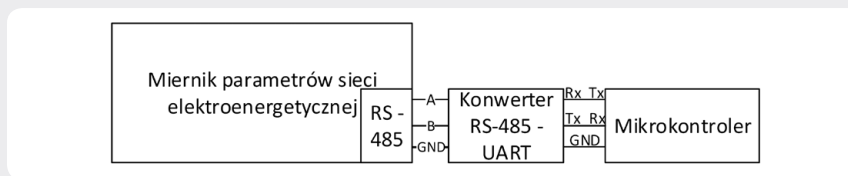
PL



Rys. 2. Pomiar pośredni za pomocą trzech przekładników napięciowych oraz trzech przekładników prądowych i miernika parametrów sieci elektroenergetycznej N43 [14]



Rys. 4. Schemat uzwojenia regulacyjnego



Rys. 3 Schemat połączeń miernika parametrów sieci z mikrokontrolerem

- wartości współczynników mocy poszczególnych faz  $\cos\phi_{L1}$ ,  $\cos\phi_{L2}$ ,  $\cos\phi_{L3}$
- wartości fazy mocy czynnych i biernych dla układu kompensacji mocy biernej

są dostępne w rozpatrywanym mierniku parametrów sieci w układzie połączeń 4-przewodowym lub 3-przewodowym z trzema przekładnikami napięciowymi.

Na rys. 3 przedstawiono połączenie sygnałowe miernika parametrów sieci elektroenergetycznej z mikrokontrolerem. W celu dostarczenia sygnałów pomiarowych wykorzystano konwerter RS-485 - UART. Do komunikacji wykorzystano protokół Modbus. Proponowany układ kompensacji prądowej jest realizowany przez mikrokontroler.

**Półprzewodnikowe przełączniki zacze- pów**

Algorytm sterowania półprzewodnikowymi przełącznikami zacze- pów jest zupełnie inny niż elektromechanicznymi [15, 16]. Zarówno częstotliwość, jak i liczba operacji łączeniowych nie ma tu wpływu na trwa- łość układu, jak w elektromechanicznych przełącznikach zacze- pów. Ponadto zmiana zacze- pów może odbywać się co okres napięcia zasilającego i nie musi być ona sekwencyjna. Zatem algorytm regulatora sterującego półprzewodnikowymi prze- łącznikami zacze- pów będzie inny niż elek- tromechanicznymi. Optymalizacja redu- kująca liczbę operacji łączeniowych w tym wypadku nie ma zastosowania.

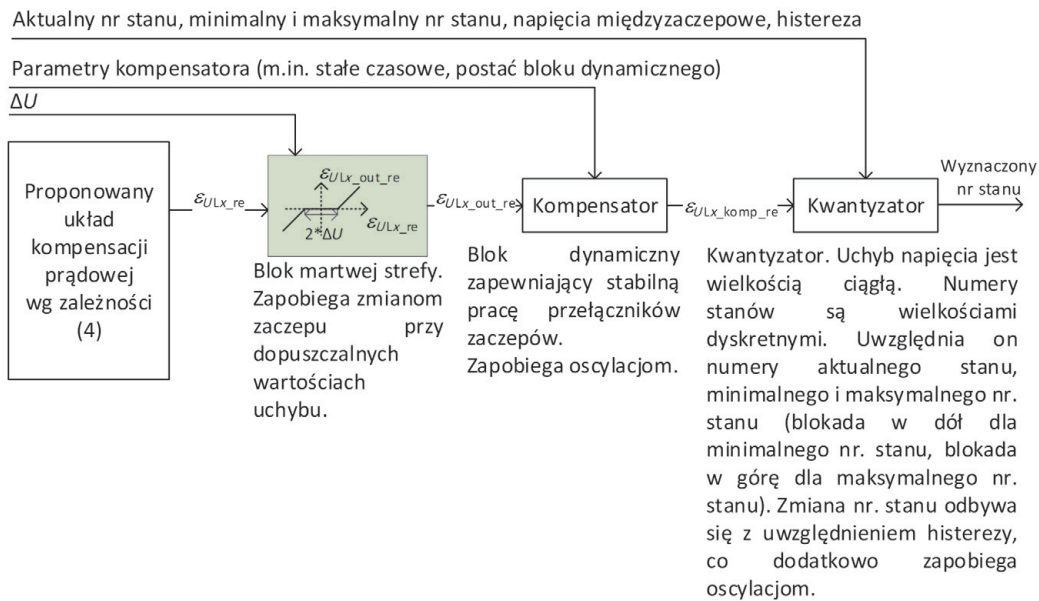
Istnieje możliwość budowy półprzewod- nikowego przełącznika zacze- pów ze zinte- growanych wysokonapięciowych półprze- wodników mocy (rzędu kilkunastu KV). Przykładowym urządzeniem zbudowanym na średnie napięcie jest tyrystorowy łącznik wielkopądowy 120kA/10kVDC firmy

DACPOL. Elektromechaniczne przełącz- niki zacze- pów montowane są w układzie gwiazdowym w pobliżu punktu neutral- nego po stronie 110 kV. Przy 16-proc. zakresie regulacji mamy napięcie łącz- nika 17,6 kV. Prądy przewodzenia dla

mocy znamionowej transformatora  $S_n = 25 \text{ MVA} \Rightarrow I_{\text{max}} = 131 \text{ [A]}$ . Parametry te są możliwe do osiągnięcia przez moduły półprzewodnikowe. Moduły tworzone są poprzez połączenie szeregowe elementów półprzewodnikowych o wymaganym prądzie przewodzenia w celu uzyskania wymaganego napięcia znamionowego. Umieszczane są na wspólnym radiatorze w celu odprowadzenia ciepła. Moduł wymaga precyzyjnego sterowania, aby nie doszło do uszkodzenia pojedynczego elementu półprzewodnikowego.

nr/stan	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	Zmiana napięcia uzwo- jenia regulacyjnego
1		1							1		-17,50%
2		1					1				-17%
3		1			1						-15%
4		1	1								-10%
5				1					1		-7,50%
6				1			1				-7%
7				1	1						-5%
8						1			1		-2,50%
9						1	1				-2%
10								1	1		-0,50%
11									1	1	0%
12							1			1	0,50%
13					1			1			2%
14					1					1	2,50%
15			1			1					5%
16			1					1			7%
17			1							1	7,50%
18	1			1							10%
19	1					1					15%
20	1							1			17%
21	1									1	17,50%

Tab. 2. Tabela przeglądowa dla uzwojenia regulacyjnego



Rys. 5. Schemat członu obliczeniowego proponowanego regulatora dla pojedynczej fazy Lx

Stacyjne przełączniki zacze pów transformatorów były szeroko opisywane w literaturze, m.in. w [15–24]. W [25] zaprezentowano wyniki symulacji zrealizowanych w środowisku Matlab Simulink z elektronicznym przełącznikiem zacze pów. Do budowy modelu wykorzystano bibliotekę Simscape Power Systems. Jako przełącznik zacze pów użyto 12 łączników idealnych. Transformator regulacyjny zamodelowano za pomocą trzech transformatorów liniowych. System elektroenergetyczny zamodelowano za pomocą idealnego źródła napięcia przemiennego. Nie uwzględniono impedancji systemu elektroenergetycznego. W schemacie umieszczono pojedynczy odbiór stały typu RLC równoległy. Przeprowadzono również badania modelu fizycznego na napięciu 220 V 50 Hz przy wzroście i zmniejszaniu napięcia sieci. Wyniki prezentują wyższość półprzewodnikowego przełącznika zacze pów przy dynamicznych zmianach napięcia w sieci. Podobne wnioski uzyskał autor w [24]. Jednak użycie biblioteki Simscape Power Systems przy asymetrii zasilania, zmiennym obciążeniu i uwzględnieniu histerezy transformatora jest problematyczne ze względu na zbieżność obliczeń.

Na rys. 4 przedstawiono schemat uzwojenia regulacyjnego wraz z łącznikami półprzewodnikowymi dla jednej fazy. Ze względu na fakt, że napięcie międzyzaczepowe nie jest równe dla sąsiednich zacze pów, możliwa jest realizacja niepowtarzalnych 21 układów połączeń uzwojenia regulacyjnego, co przedstawiono w tab. 2. Umożliwia to optymalne sterowanie napięciem przy mniejszej liczbie zacze pów uzwojenia regulacyjnego. W tab. 2 przedstawiono stany łączników półprzewodnikowych S1–S10 w zależności od numeru stanu, tj. 1–21. Numer stanu wyznaczany jest na podstawie wartości rzeczywistej części uchybu napięcia.

### Struktura opracowanego regulatora elektronicznych przełączników zacze pów

Na rys. 5 przedstawiono schemat członu obliczeniowego projektowanego regulatora. Połączenie proponowanego układu kompensacji prądowej z układem pomiarowym i wymaganymi sygnałami przedstawiono na rys. 1 i 2. Sygnałami wyjściowymi są części rzeczywiste uchybu napięcia dla każdej fazy. Kolejnym elementem jest blok martwej strefy.

Jego zadaniem jest niwelacja ewentualnych zmian stanu przy wartościach bezwzględnych części rzeczywistej uchybu napięcia mniejszych bądź równych parametrowi  $\Delta U$  (6).

$$\varepsilon_{ULx\_out\_re} = \begin{cases} \varepsilon_{ULx\_re} - \Delta U, & \varepsilon_{ULx\_re} - \Delta U > 0 \\ \varepsilon_{ULx\_re} + \Delta U, & \varepsilon_{ULx\_re} + \Delta U < 0 \\ 0, & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (6)$$

Kolejnym elementem jest kompensator. Jest on odpowiednikiem integratora całkującego uchyb napięcia. Jednak sterowanie półprzewodnikami mocy jest szybsze niż elektromechanicznymi przełącznikami zacze pów. Zmiany zacze pów w półprzewodnikowych przełącznikach mogą odbywać się co okres. Dobór struktury oraz identyfikacja parametrów kompensatora wymaga dalszych badań symulacyjnych.

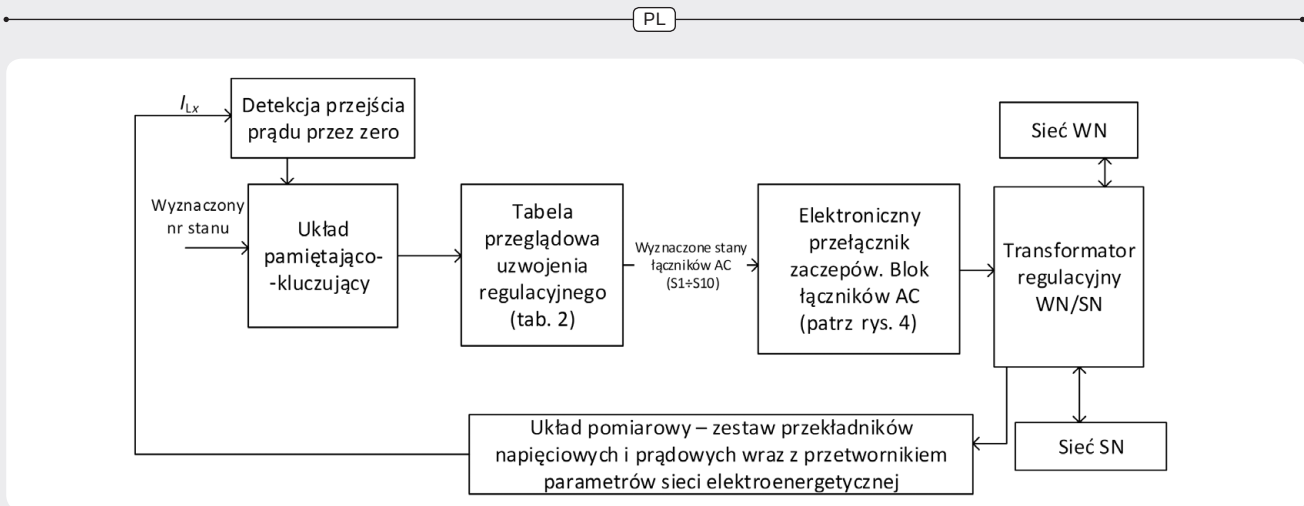
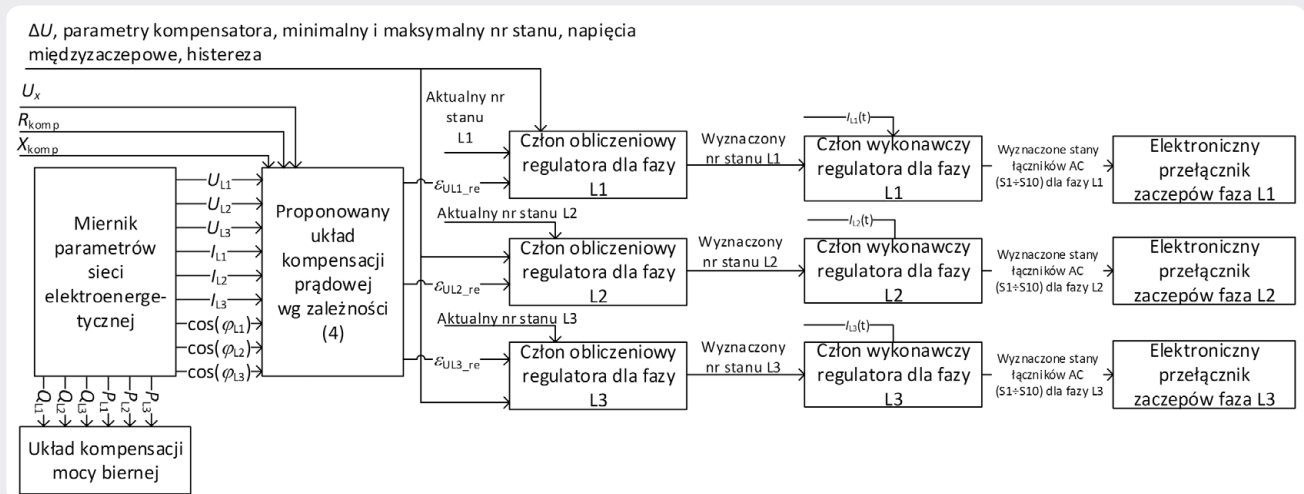
Następnym elementem jest kwentyzator (układ dyskretyzujący). Służy on do wyznaczenia numeru stanu w zależności od części rzeczywistej uchybu, aktualnego napięcia międzyzaczepowych oraz blokad od minimalnego i maksymalnego numeru stanu. Zmiana stanu odbywa się z uwzględnieniem histerezy. Charakterystyka statyczna została zaprezentowana w tab. 3.

Kolejną część algorytmu regulatora przedstawiono na rys. 6. Zadaniem układu detekcji przejścia prądu przez zero jest wykrycie momentu, w którym wartość

chwilowa prądu jest bliska zera, oraz zezwolenie na operacje łączeniowe elementów mocy. Najprostsze urządzenia sprzętowe oparte są na transpatorze z przeciwsobnie połączonymi diodami LED. Układ pamiętająco-kluczujący pamięta poprzednią wartość stanu. Nowa wartość wyznaczonego

Nr stanu	Uchyb narastający [V]	Uchyb malejący [V]
1	-1 526	-1 506
2	-1 482	-1 462
3	-1 309	-1 289
4	-876	-856
5	-660	-640
6	-616	-596
7	-443	-423
8	-227	-207
9	-183	-163
10	-53	-33
11	10	-10
12	53	33
13	183	163
14	227	207
15	443	423
16	616	596
17	660	640
18	876	856
19	1 309	1 289
20	1 482	1 462
21	1 526	1 506

Tab. 3 Charakterystyka statyczna kwentyzatora

Rys. 6. Schemat obwodu wykonawczego i pomiarowego proponowanego regulatora dla pojedynczej fazy  $L_x$ 

Rys. 7. Schemat blokowy regulatora dla obwodu 3-fazowego z indywidualnym sterowaniem każdego z uzwojeń regulacyjnych

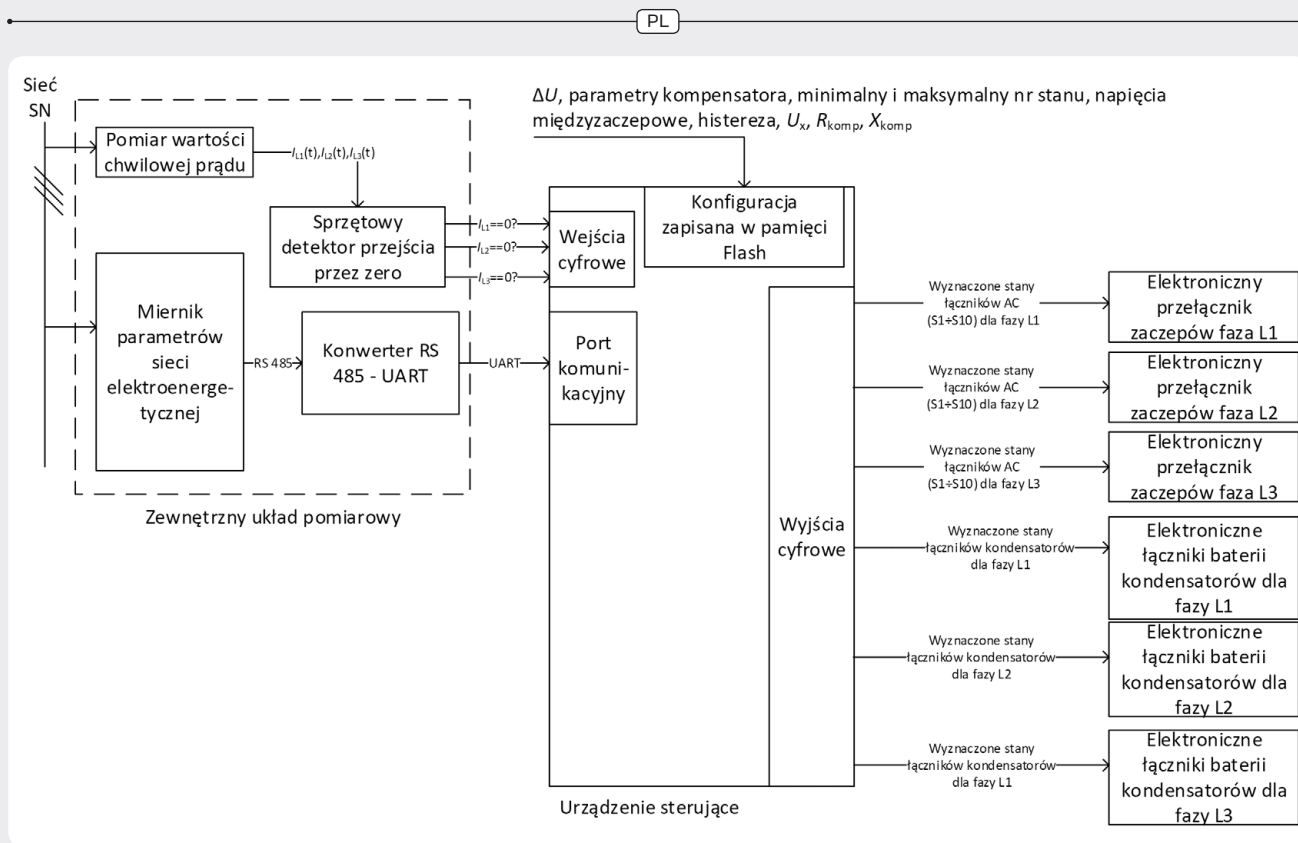
nr. stanu podawana jest na wyjście w chwili detekcji zera prądu. Jednocześnie jest ona zapamiętywana. Tabela przeglądowa jest elementem programowym stanowiącym zapamiętaną tab. 2. Umożliwia on określenie stanów logicznych łączników S1–S10 dla wyznaczonego nr. stanu. Elektroniczny przełącznik zaczepek wraz z transformatorem przyłączonym do sieci WN i SN stanowi element wykonawczy układu regulacji. Na rys. 7 zaprezentowano zintegrowany układ regulacji trzech napięć fazowych za pomocą trzech uzwojeń regulacyjnych.

#### Wyznaczenie parametrów kompensacji prądowej

Jednak największym problemem jest wyznaczenie parametrów kompensacji prądowej. W sieci elektroenergetycznej następują ciągłe zmiany składu i stopnia obciążenia poszczególnych odbiorników, zmiany konfiguracji sieci, zmiany rozprętu w sieciach zamkniętych oraz zmiany składu i poziomu generacji źródeł. W regulatorach stosuje się kilka stref czasowych z przyporządkowanymi nastawami wartości zadanej i strefy nieczułości. Umożliwia to zmianę nastaw dla dni roboczych, świątecznych itp. Pomimo

to występują trudności w wyznaczeniu parametrów kompensacji ( $R_{komp}$ ;  $X_{komp}$ ) spowodowane zmianami w SEE. Z tego też powodu kompensacja prądowa jest często wyłączana zarówno w regulatorach generatorów, jak i w przełącznikach zaczepek. Przy wyłączonej kompensacji prądowej regulatora przełącznika zaczepek transformatora zasilającego sieć niezawierającą generacji prawidłowy poziom napięcia u odbiorców zapewnia się poprzez podwyższenie napięcia zadanego do górnej połowy zakresu regulacji, tj. pomiędzy wartością  $U_n$  a wartością  $1,1 \cdot U_n$ . Jednak powszechnie stosowana generacja OZE komplikuje proces regulacji napięcia w sieciach elektroenergetycznych. Pojawienie się w tej skomplikowanej strukturze sieci rozdzielczych źródeł o losowej generacji związanej z pogodą może spowodować częste przekroczenia napięcia u odbiorców, poza dopuszczalny zakres  $\pm 10\% U_n$ . Ponadto rozkład napięć wzdłuż linii będzie przypadkowy, tj. nie zawsze ostatni odbiorca będzie miał najniższe napięcie, co było wcześniej pewnym rodzajem aksjomatem w sieciach rozdzielczych, ze względu na to, że są one zasilane promieniowo. Oszacowanie

impedancji kompensacji  $Z_{komp}$  w tym przypadku jest niemożliwe, natomiast regulacja na podstawie napięcia mierzonego na szynach GPZ nie gwarantuje w żadnym stopniu zapewnienia odbiorcom odpowiedniej jakości energii [8]. Z tego też względu powstały koncepcje regulatorów ze zmienną impedancją kompensacji. W artykule [13], na podstawie wielu symulacji, zaproponowano zintegrowane sterowanie przełącznikami zaczepek transformatora oraz bateriami kondensatorów. Ponadto stwierdzono, że trudno jest zidentyfikować centrum obciążenia w sieci SN. Dodatkowo trudno wyznaczyć nastawy regulatora, np. wartości zadanej napięcia. Zbyt wysoka wartość może powodować przekroczenia górnej granicy napięcia u odbiorców najbliższych od strony GPZ, zbyt mała wartość może powodować przekroczenie dolnej granicy napięcia u odległych odbiorców. Aby klasyczna kompensacja prądowa była skuteczna, to profile napięciowe na każdej linii odpytywowej musiałyby być zbliżone. Jednak w praktyce występuje różnorodna budowa linii elektroenergetycznych oraz różnorodność ich obciążeń. Z tego względu w badaniach



Rys. 8. Struktura sprzętowa układu regulacji napięcia z proponowanym regulatorem

symulacyjnych wyznaczano parametry kompensacji na podstawie oszacowanego spadku napięcia i obciążenia linii, dla którego ten spadek jest największy. Jednak struktura sieci SN jest bardzo złożona, dlatego też należy uwzględnić w algorytmie regulacji spadki napięć na wszystkich liniach zasilanych z transformatora WN/SN. Kolejną koncepcją regulatorów przełączników zaczepów transformatorów jest regulator kompensacji spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC). W rozważaniach przedstawionych w tym artykule ograniczono się do jednej linii zasilającej o znanych parametrach kompensacji.

#### Wnioski

1. Do realizacji zaproponowanego układu regulacji napięcia wymagane są zarówno parametry sieci elektroenergetycznej, jak i detekcji przejścia prądu przewodowego przez zero. Wykorzystano zespolony uchyb napięcia. Jego część rzeczywista stanowi podstawowy sygnał dla układu regulacji. Zaleca się integrację układu sterowania przełącznikami zaczepów z układem kompensacji mocy biernej. Integracja ta wpływa korzystnie na proces regulacji napięcia.
2. Urządzenie sterujące powinno posiadać co najmniej trzy wejścia cyfrowe w celu realizacji detekcji przejścia prądu przez zero. Mikrokontroler może mieć zdefiniowane przerwy realizujące zmiany wyznaczonego numeru stanu.
3. Urządzenie sterujące dla założonego schematu uzwojenia regulacyjnego powinno posiadać 30 wyjść cyfrowych. Ponadto dla układu kompensacji mocy biernej

urządzenie sterujące powinno dodatkowo posiadać 3\*liczba załączanych sekcji kondensatorów. Ze względu na możliwość asymetrii mocy biernej należy sterować stanami łączników kondensatorów niezależnie w każdej fazie.

4. Urządzenie sterujące powinno posiadać port komunikacyjny umożliwiający komunikację z przetwornikiem parametrów sieci elektroenergetycznej. Powinno również implementować protokół komunikacyjny obsługiwany przez przetwornik.
5. Urządzenie sterujące musi mieć zaimplementowaną tablicę przeglądowną w celu identyfikacji stanów logicznych łączników AC uzwojenia regulacyjnego.
6. Podczas realizacji kompensacji prądowej występują następujące problemy do rozwiązania: wyznaczenie właściwych parametrów kompensacji, pomiar fazona prądu, zróżnicowanie obciążeń i budowy linii odplywowych z GPZ, dynamiczne zmiany napięcia spowodowane udziałem źródeł o zmiennej generacji.
7. Realizacja kompensacji prądowej jest trudna do realizacji za pomocą klasycznych urządzeń. Wymaga pomiarów parametrów sieci elektroenergetycznej. Jednak pozostaje problematyczne wyznaczenie analityczne parametrów kompensacji dla każdej linii zasilanej przez transformator regulacyjny. W sieci elektroenergetycznej następują ciągłe zmiany składu i stopnia obciążenia poszczególnych odbiorców, zmiany konfiguracji sieci, zmiany rozpyłu w sieciach zamkniętych oraz zmiany składu i poziomu generacji źródeł. To skutkuje trudnościami

w wyznaczeniu parametrów kompensacji. Z tego też powodu kompensacja prądowa jest często wyłączana.

8. Zaleca się pomiar w trzech fazach do realizacji układu kompensacji prądowej, co zapewni właściwe działanie nawet przy wystąpieniu asymetrii napięcia. Regulator powinien pracować prawidłowo nawet przy wystąpieniu asymetrii napięcia.
9. Pomiar fazona prądu można zrealizować za pomocą mierników parametrów sieci elektroenergetycznej. W układzie z trzema przekładnikami napięciowymi i trzema przekładnikami prądowymi dostępne są dane pomiarowe każdej fazy. Umożliwia to uwzględnienie asymetrii napięć w układzie kompensacji prądowej.
10. Wiele komercyjnych regulatorów implementuje kompensację prądową wg (1), uwzględniając jedynie wartości skuteczne napięć i prądów, ze względu na prostszy układ pomiarowy. Powoduje to niewłaściwe działanie układu kompensacji.
11. Zastosowanie energoelektronicznych przełączników zaczepów jest w pełni realizowalne dla transformatorów WN/SN. W przypadku ich zastosowania likwidujemy ograniczenia dotyczące liczby operacji łączeniowych i ich częstotliwości. Ponadto nie ma mechanicznego wymuszenia sekwencyjnego załączania zaczepów. Cechy te wymuszają zmianę algorytmu sterowania w stosunku do regulatorów elektromechanicznych przełączników zaczepów. Umożliwiają zachowanie jakości regulacji napięcia pomimo dynamicznych zmian napięcia.

12. Większość proponowanych algorytmów kompensacji spadku napięcia na wielu liniach zasilających (ang. MLDC) wykorzystuje wielokrotne obliczenia rozpryżowe w celu doboru optymalnej pozycji zacze pu transformatora. Jednak utrzymanie aktualnego modelu sieci przy ciągłych zmianach konfiguracji, niewielkim opomiarowaniu sieci SN i jego braku w sieci nn w praktyce nie jest możliwe. Nie wszystkie łączniki mają odzworowanie w systemie SCADA. Ponadto model nie przewiduje nietypowych sytuacji eksploatacyjnych, jak zasilanie z agregatu prądowłrczego lub dodatkowej linii. W takim wypadku nie otrzymamy prawidłowych wyników obliczeń rozpryżowych.
13. Ze względu na brak możliwości zastosowania rozwiązań analitycznego pozostaje zbadać możliwość wykorzystania jednej z metod sztucznej inteligencji. Jedną z proponowanych metod jest logika rozmyta. Sterowniki rozmyte lub neuronowo-rozmyte mogą realizować regulator adaptacyjny wyznaczający parametry kompensacji dla każdej z linii SN.
10. 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, s. 691–696.
11. Choi J.-H., Advanced Voltage Regulation Method of Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems (Revised), *IEEE Transactions On Power Delivery* 2001, Vol. 16, No. 2, s. 6.
12. Choi J.-H., Moon S.-I., The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, *IEEE Transactions on Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 1, s. 319–326.
13. Baran M.E., Hsu M.-Y., Volt/Var control at distribution substation, *IEEE Transactions on Power Systems* 1999, Vol. 14, No. 1, s. 312–318.
14. Miernik parametrów sieci na szynę typu N43. Instrukcja obsługi, Lumel S.A., 2018.
15. Faiz J., Siahkolah B., Differences Between Conventional and Electronic Tap-Changers and Modifications of Controller, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2006, Vol. 21, No. 3, s. 1342–1349.
16. Korpikiewicz J., Mysiak P., Classical and solid-state tap-changers of HV/MV regulating transformers and their regulators, *Acta Energetica* 2017, No. 32, s. 110–117.
17. Faiz J., Siahkolah B., Electronic tap-changer for distribution transformers, Berlin 2011.
18. Krishnamurthy K.A., Mathur R.M., Improvements in a Thyristor controlled static on-load tap-changer for transformers, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* 1982, No. 9, s. 3091–3096.
19. Chandra Mouli G.R. i in., Design of a Power-Electronic-Assisted OLTC for Grid Voltage Regulation, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2015, Vol. 30, No. 3, s. 1086–1095.
20. Chen N., Jonsson L.E., A new Hybrid power electronics on-load tap changer for power transformer, Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2015 IEEE, s. 1030–1037.
21. Shutong Q. i in., A novel control scheme of 230kA DC power source using thyristor, Phase-shifting rectifier transformer and On-load tap changer, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International, Vol. 1, s. 1–5.
22. Faiz J., Siahkolah B., New Controller for an Electronic Tap Changer, part I: Design Procedure and Simulation Results, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2007, Vol. 22, No. 1, s. 223–229.
23. Faiz J., Javidnia H., Fast Response Solid-State On Load Transformers Tap-Changer, Eighth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives, London 2008, s. 355–359.
24. Korpikiewicz J., Dodatkowe możliwości regulacji ergoelektronicznych przełączników zacze pów w transformatorach WN/SN, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2017, nr 53, s. 125–128.
25. Hasan E.O., Hatata A.Y., Badran E.A.E., Voltage control of distribution systems using electronic OLTC, Twentieth International Middle East Power Systems Conference, Cairo University, Egypt 2018.
26. Gao C., Redfern M.A., Automatic Compensation Voltage Control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations, Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, Vol. 1, s. 737–741.
27. Kasztenny B. i in., Fuzzy logic controller for on-load transformer tap changer, *IEEE Transactions on Power Delivery* 1998, Vol. 13, No. 1, s. 164–170.
28. Castro J. i in., Coordinated Voltage Control in Distribution Network with the Presence of DGs and Variable Loads Using Pareto and Fuzzy Logic, *Energies* 2016, Vol. 9, No. 2, s. 107.
29. Kyryk V.V., Hubatiuk O.S., Fuzzy Logic Controller for On-Load Transformer Tap Changer for Distribution Network with Distributed Generation, Proceedings of the International Scientific and Practical Conference 2014.
30. Salman S.K., Wan Z.G., Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/Embedded Generation, *IEEE Lausanne Power Tech* 2007, s. 2128–2132.
31. Hashim T.J., Mohamed A., Fuzzy Logic Based Coordinated Voltage Control for Distribution Network with Distributed Generations, *Open Science Index, Electrical and Computer Engineering* 2013, Vol. 7, No. 7, s. 806–811.
32. Larsson M., Coordination of cascaded tap changers using a fuzzy-rule-based controller, *Fuzzy Sets and Systems* 1999, Vol. 102, No. 1, s. 113–123.
33. Sonagra K., Pandya Z., Patel R., Voltage Control Application in Distribution Network by Fuzzy Logic Controller Based AVC Relay, *Golden Research Thoughts* 2012, Vol. 1, No. XII.

### Bibliografia

1. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamics: stability and control, 2nd ed., Wiley, Chichester, U.K. 2008.
2. Korpikiewicz J., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zacze pów transformatora WN/SN – założenia i wymagania, *Pomiary. Automatyka. Robotyka* 2018, nr 2, s. 67–76.
3. Korpikiewicz J., Mohamed-Seghir M., Budowa modelu symulacyjnego regulatora przełączników zacze pów transformatora WN/SN, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2018, nr 60, s. 51–56.
4. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007.
5. Hellman W., Szczerba Z., Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym. Warszawa 1978.
6. Sobczak B., Rink R., Kompensacja prądowa w regulatorach napięcia generatorów systemowych [referat konferencyjny], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2013, nr 32, s. 127–130.
7. Szczeciński P., Zajczyk R., Wpływ układu kompensacji prądowej na pracę generatora przy zmianach napięcia w KSE, *Acta Energetica* 2010, nr 2/4, s. 77–82.
8. 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, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk 2010.
9. Czapla Ł., Ogryczak T., System zarządzania napięciem i mocą bierną obszaru sieci inteligentnej (SMART GRID), *Elektro.Info* 2012, nr 7–8.

PL

**Jarosław Grzegorz Korpikiewicz**

mgr inż

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

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 jest zatrudniony 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. Członek Gdańskiego Oddziału Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Członek Gdańskiego Oddziału Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej.

# Evaluation of the Application of a Forecasting Model Using the Classic Least Squares Method in Forecasting Daily 15-Minute Peak Power Demand in the National Power System

## Authors

Rafał Czapaj  
Jacek Kamiński  
Pablo Benalcazar

## Keywords

forecasting, electric power demand, national power system load, classic least squares error method

## Abstract

The paper discusses the results of historical (*ex post*) forecasting of the 15-minute peak demand for power in the National Power System (NPS). The study employed the classic least squares method based on the autoregressive nature of the analysed quantity (without explanatory variables) only. Simulation tests in the expired mode (with known value of the forecast variable) for the following day included analyses for 2nd and 3rd order polynomials, for the number of values delayed by from 2 to 16 preceding days, and the purpose of the study was to select their most favourable combinations. The analysed time series covered the periods of 13 years and 5 years divided into weekdays. The forecast results (*ex post* and *ex ante*) were compared with naive forecasts (for weekly delays) assuming the assignment of earlier values to the forecast quantities. Effectiveness of the most favourable expired prediction for the 3rd order polynomial and the 15-day delay obtained by the classic least squares method was lower than for the naive forecasts.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019104**

Received: 22.02.2019

Received in revised form: 13.04.2019

Accepted: 16.05.2019

Available online: 30.08.2019

## 1. Purpose and scope of study

The subject of power demand forecasting in the National Power System has been known in Poland for many years and is very well recognized [1, 2]. The purpose of this study is to verify the applicability of the classic least squares method (LSM) to the task of forecasting the daily 15-minute peak demand for power in the National Power System (NPS). The study covered the demand time series for a period of 13 years (2002–2014), without division into weekdays and holidays, and with such a division. Subject to additional analyses were a 5-year time series (2010–2014) without division into weekdays and holidays. The time series were subjected to basic statistical analysis, seeking, among other things, observations significantly departing from the usual multimodal distributions, and significant standard deviations of the residual component (i.e. average relative errors). Simulations in the expired mode for the next day, without consideration of explanatory variables, were made for 2nd and

3rd order polynomials. Initial studies for 4<sup>th</sup> and 5<sup>th</sup> grade polynomials were abandoned due to the forecasts' poor effectiveness. The number of the delayed values analysed for the polynomial orders qualified for further study covered the range from day  $n-3$  to day  $n-16$  for the 2nd order polynomial, and from day  $n-4$  to day  $n-16$  of for the 3rd order polynomial. The analysis of the quality (effectiveness) of the expired forecasts was analysed by the Mean Absolute Percentage Error (MAPE). The forecasts were made in the MS Excel, while the statistical analyses were developed in the STATISTICA 13.3.

## 2. Classic least squares method

### 2.1. Introduction

There are many methods for estimating linear econometric models. Often used are interchangeable names: the classic least squares method and the classic linear regression model.

An indispensable postulate regarding the discussed group of methods is the conformity of estimators for the analysed estimation method [3]. Besides the classic LSM presented here, also used are Aitken's generalized LSM [3, 4], D. Cochrane's and G.H. Orcutt's complete differential method [3, 4], maximum likelihood method [3, 5], and many other referenced in the relevant literature [6–9].

## 2.2. Mathematical form

An advantage of the LSM is its effectiveness resulting from the Gauss-Markov theorem, which provides that this method produces consistent, unbiased and most efficient estimators even without assuming the normality of the considered variables' distribution. The linear econometric model presents [3] a formula (1) which after the estimation takes the form described [3] by formula (2). These formulas, however, were not used in the simulations and are only the starting point for further considerations.

$$Y_n = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_{1t} + \alpha_2 \cdot X_{2t} + \dots + \alpha_k \cdot X_{kt} + \varepsilon_t \quad (1)$$

where:  $Y_n$  – explanatory variable showing the level of the studied phenomenon over time;  $X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{kt}$  – explanatory variables;  $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k$  – structural parameters;  $\varepsilon_t$  – random element.

$$Y_t = a_0 + a_1 \cdot X_{1t} + a_2 \cdot X_{2t} + \dots + a_k \cdot X_{kt} \quad (2)$$

The least squares method application leads to the determination of estimates  $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$  of structural parameters  $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$  so that the sum of squares of differences between individual actual values of explained variable  $Y_t$  and its theoretical values  $Y_t^P$ , obtained from the model, will be the smallest (formula 3), with the difference between the actual and theoretical values being called the model residue [3, 10]:

$$\sum_t^1 (Y_t - Y_t^P)^2 = \min \quad (3)$$

Vector of structural parameter estimates after mathematical operations on the matrices, using the LSM, is presented in formula 4, which was used in the simulations.

$$a = (X'X)^{-1} X'y \quad (4)$$

where:  $X'$  – transposed matrix,  $(X'X)^{-1}$  – inverse matrix,  $y$  – value of  $n$  power demand measurements.

The least squares method, always producing the result of the smallest sum of error squares, may yield results distant from the actual trend line in the case of multiple outliers. No such phenomenon was noted in the analysed example; thus, it was assumed that the method does not limit the analysed time series. No observations that could be considered outliers were removed from the analysed time series representing the peak power demand in the National Power System. Since there were no observations, which could be considered as outliers, there

was no need to remove them from the analysed time series. The message of the Gauss-Markov theorem [11] regarding the nature of estimators, assuming the absence of many outliers, indicates that the planned simulations should give results of favourable efficacy in terms of MAPE analysis of errors for expired forecasts. The estimator conformity will lead to smaller estimation errors due to the increase of the sample size. The estimator's non-bias will guarantee that the estimates obtained with its use will be free of systematic error, owing to the fact that the estimator assumes the estimated parameter's value equal to the average value of the sample, while maintaining the sample's randomness. The estimator's highest efficiency will be ensured by obtaining the smallest standard errors. Where the most effective estimator, i.e. the estimator with unstable variance or without random component autocorrelation, has not been obtained, the generalized LSM is used [12]. This study was free of this inconvenience in the analysed examples. Where the model is heteroscedastic and there are no autocorrelations of residues, the weighted LSM is used [13]. There were residue autocorrelations in the analysed cases; therefore, there was no need to apply this method.

## 3. Statistical analysis of time series

Basic statistics of the analysed time series of peak power demand are presented in Tab. 1. The smallest average values were recorded for days from the 5-year period, i.e. the holiday day (16.089 GW), Sunday and Saturday. The highest average values were recorded for days from the 5-year period, i.e. Tuesday, Wednesday and Thursday (20.981 GW). The same trends for individual days were recorded for the median value for the 5-year period (16.081 GW and 21.021 GW). The smallest standard deviation was characteristic for the holiday for a 5-year period (1.483 GW), while the highest value was recorded for the entire 13-year period (2.582 GW). The smallest minimum occurred for the 13-year series (12.750 GW), then for the 5-year series for Sunday (12.750 GW). The highest maximum was achieved in the period between 2010 and 2014, and amounted to 25.845 GW. The difference between the limit values for the average was 4.892 GW, for the median 4.947 GW, for the standard deviation 1.099 GW, for the minimum 2.630 GW, for the maximum 5.947 GW.

Series	Average	Median	Std. deviation	Minimum	Maximum
	[MW]				
13 years	19,908	20,016	2,582	12,750	25,845
5 years	20,927	20,840	2,324	14,376	25,845
Monday	20,714	20,845	2,237	15,217	25,777
Tuesday	20,870	20,928	2,203	15,298	25,845
Wednesday	20,943	21,028	2,187	15,380	25,649
Thursday	20,981	21,021	2,178	14,661	25,581
Friday	20,681	20,767	2,220	14,314	25,463
Saturday	18,752	18,854	1,970	13,667	23,487
Sunday	17,275	17,432	1,876	12,750	22,117
holidays	16,089	16,081	1,483	13,116	19,898

Tab. 1. Descriptive statistics of time series subjected to the study



13 years  
5 years  
Monday  
Tuesday  
Wednesday  
Thursday  
Friday  
Saturday  
Sunday  
holidays

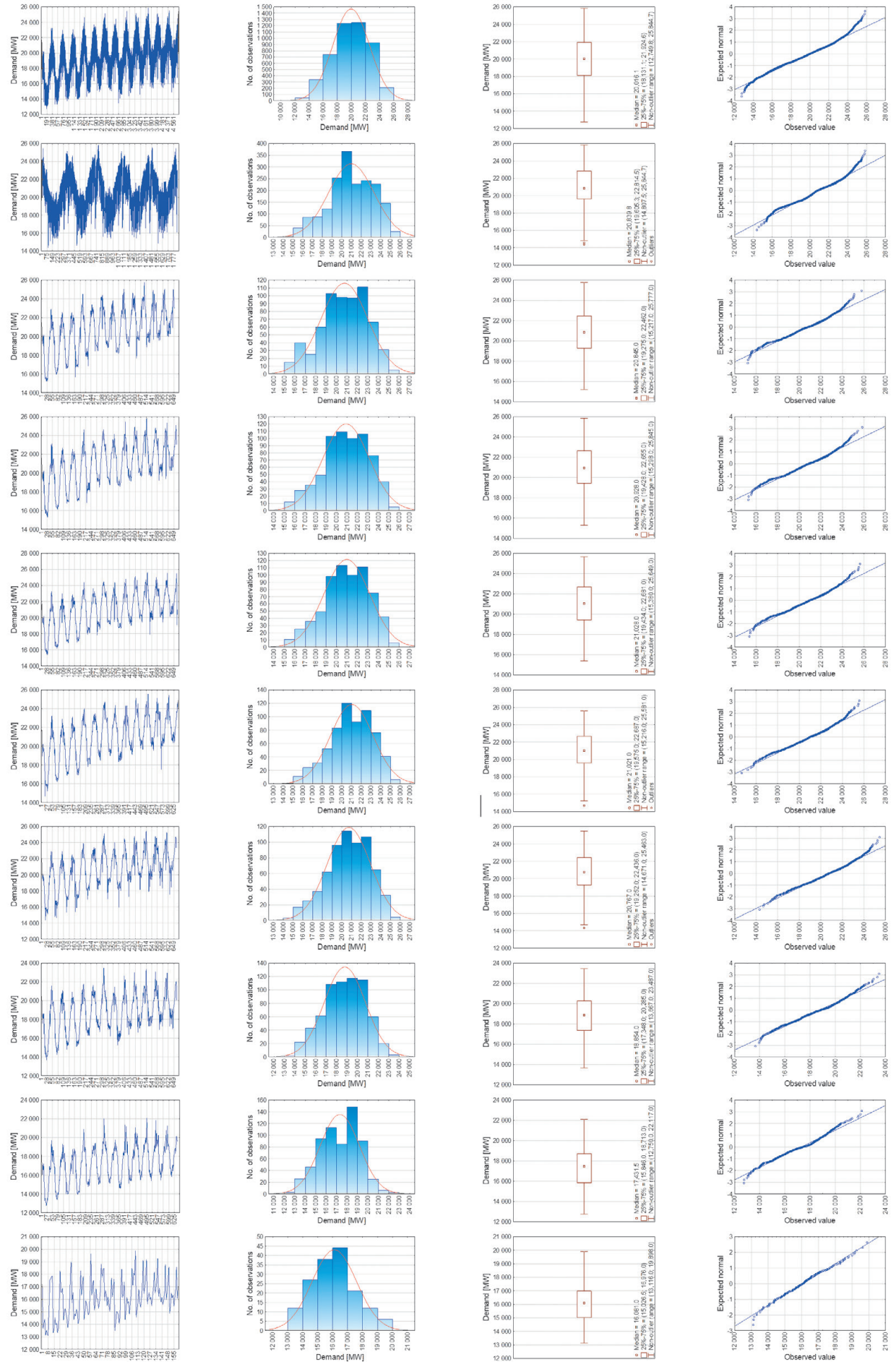


Fig. 1. Time series of peak power demand in the National Power System and their histograms, box-whiskers graphs, expected value graphs

The analysed time series, histograms, frame charts and residue plots of the series in question are presented in Fig. 1. The histograms' analysis indicates that the least effective forecasts can be developed for public holidays due to the histogram's significant asymmetry. The residue plots did not show observations that could be considered outliers, which would cause a malfunction of the classic LSM algorithm. Forecasting for the 13-year and 5-year time series may be low-efficient due to the smaller autocorrelations for the previous day compared to the day with a weekly delay, which were considered for the other time series except for holidays.

#### 4. Ex-ante analysis of models

Forecasting models were analysed in the *ex-ante* anticipation mode. This analysis consisted of model verification, point and interval forecasts, and calculation of error and prediction precision measures. Details are presented in the following sections of this part of the paper.

##### 4.1. Model verification

The verification of the econometric model for a representative measurement day will be presented on the example of the week with the third Wednesday of July, which is a measurement Wednesday (2014). The measures of goodness of fit used in this example were: residual variability coefficient  $V_e$  and linear determination coefficient  $R^2$  (Tab. 2). As part of the parameter significance test, a residual graph was plotted. Point forecasts for each day were determined based on 14 previous demand measurements in accordance with formula 5 [3], where  $T = n + 1, n + 2, \dots$ . The forecasts are set out in Tab. 2 and 3.

$$y_t^p = ca = [1 \ T] \cdot \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} \quad (5)$$

Average prediction error  $S_{D^T}$  was used to assess the point forecasts' quality, as well as relative prediction error  $V_{D^T}$ . The determined values of *ex ante* evaluation measures are presented in Tab. 2 and 3. Interval forecasts were determined at 95% confidence level. The forecasts are also presented in Tab. 2 and 3. The interval forecasts' quality was assessed using prediction precision  $D_{IT^p}$  and the relative prediction precision  $V_{IT^p}$ . The determined values of *ex ante* evaluation measures are presented in Tab. 2 and 3.

##### 4.2. Exante model analysis results

Detailed results of the *ex ante* analysis are presented in Tab. 2 and 3. Subject to the analysis was the third week of July 2014, including the third measurement Wednesday, considered as the representative day. The analysed period included all weekdays from Monday 14 July to Sunday 20 July. The forecast highest residual variability coefficient was recorded for Friday (0.06), and the lowest for Monday, Wednesday, Thursday and Sunday (0.02). The forecast highest linear determination coefficient was recorded for Sunday (0.9) and the lowest (0.06) for Friday. The forecast highest average prediction error estimate was recorded on Friday (1.562 GW) and the lowest on Sunday (0.419 GW). The highest relative prediction error estimate of 7.21% may be

Measure	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday
$V_e$ [-]	0.02	0.03	0.02	0.02
$R^2$ [-]	0.41	0.33	0.46	0.53
$Y$ [MW]	20,901.00	21,312.00	21,324.00	21,511.00
$Y_{IT^p}$ [MW]	22,568.21	22,296.55	22,355.55	23,063.53
$S_{D^T}$ [MW]	681	778	644	460
$V_{D^T}$ [%]	3.02	3.49	2.88	2.00
-95% [MW]	21,069.66	20,585.10	20,937.50	22,050.40
+95% [MW]	24,066.76	24,008.01	23,773.61	24,076.67
$D_{IT^p}$ [MW]	1,498.55	1,711.45	1,418.06	1,013.13
$V_{IT^p}$ [%]	6.64	7.68	6.34	4.39

Tab. 2. Results of model verification, and *ex ante* point and interval forecasts for days from Monday to Thursday

Measure	Friday	Saturday	Sunday	holidays
$V_e$ [-]	0.06	0.03	0.02	0.03
$R^2$ [-]	0.06	0.18	0.90	0.41
$Y$ [MW]	21,711.00	19,185.00	16,834.00	20,396.86
$Y_{IT^p}$ [MW]	21,648.01	19,226.26	19,238.37	21,485.21
$S_{D^T}$ [MW]	1,562	855	419	771
$V_{D^T}$ [%]	7.21	4.45	2.18	3.60
-95% [MW]	18,210.82	17,344.85	18,315.34	19,787.67
+95% [MW]	25,085.19	21,107.66	20,161.40	23,182.76
$D_{IT^p}$ [MW]	3,437.19	1,881.40	923.03	1,697.54
$V_{IT^p}$ [%]	15.88	9.79	4.80	7.93

Tab. 3. Results of model verification, and *ex ante* point and interval forecasts for days from Friday to Sunday

characteristic for Friday, and the lowest for Thursday and Sunday (2.00% and 2.18%, respectively). Very good forecasts have a level of <3%. The forecast highest prediction precision was recorded on Sunday (0.923 GW), and the lowest on Friday (3.437 GW). The forecast highest relative prediction precision was recorded on Sunday (4.80%), and the lowest on Friday (15.88%).

#### 5. Simulation results

##### 5.1. 2nd order polynomial

Simulation results for the 2nd order polynomial for daily delayed values (daily delays) from 3 to 9 are presented in Tab. 4, while for daily delays from 10 to 16 in Tab. 5. Analysis of the results in the tables indicates that MAPE *ex post* errors decrease for each of the analysed time series with increase in the number of daily delayed values. The biggest MAPE error reduction was recorded for holidays (10.73%), followed by the 5-year period (9.13%), and the 15-year time series (8.71%). The reductions noted for the remaining time series are around 2.9–4.7%. The smallest reductions in the accuracy of forecasts in terms of MAPE error result from the smaller values recorded for the starting point, i.e. the 3-day delay. The lowest MAPE error rates were recorded for Tuesdays, Wednesdays and Thursdays, 2.78%, 2.83%, and 2.89%, respectively. The highest values of these errors were

characteristic for holidays (20.12%), the 5-year period (17.13%), and the 13-year period (15.67%). The smallest arithmetically averaged errors for all daily delays were recorded for Tuesdays (3.26%), followed by Wednesdays (3.33%) and Thursdays (3.40%). The highest averaged values were characteristic for the 5-year period (12.11%), holidays (11.48%), and the 13-year period (11.21%). The daily delay 13 turned out to be the most advantageous for Wednesdays and Thursdays, while the best for Friday and for the 5-year and 13-year periods was the delay 14. The most effective forecasts for Mondays and Saturdays were found for the daily delay 15, while the best for Tuesdays and Thursdays was the daily delay 16. The most effective forecasts for holidays were for the daily delay 9.

Simulation results for the 3rd order polynomial for daily delays from 3 to 9 are presented in Tab. 6, while for daily delays from 10 to 16 in Tab. 7. Analysis of the results in the tables indicates that MAPE *ex post* errors decrease for each of the analysed time series with increase in the number of daily delayed values. The biggest MAPE error reduction was recorded for holidays (29.85%), followed by the 5-year period (21.40%), and the 13-year

time series (20.09%). The reductions noted for the remaining time series are around 11.9–7.8%. The smallest reductions in the accuracy of forecasts in terms of MAPE error result from the smaller values recorded for the starting point, i.e. the 3-day delay. The lowest MAPE error rates were recorded for Tuesdays, Wednesdays and Thursdays, 2.73%, 2.76%, and 2.81%, respectively. The highest values of these errors were characteristic for holidays (36.30%), the 5-year period (29.62%), and the 13-year period (27.19%). The smallest arithmetically averaged errors for all daily delays were recorded for Tuesdays (4.57%), followed by Wednesdays (4.67%) and Thursdays (4.77%). The highest averaged values were characteristic for the 5-year period (17.16%), holidays (15.67%), and the 13-year period (15.05%). The 15-day delay turned out to be the most advantageous for all analysed time series. The 3rd order polynomial application turned out to be more advantageous in most of the analysed time series and concerned all day types analysed separately. The largest increase in the forecast effectiveness between the 2nd and 3rd order polynomials was recorded in holiday days (error reduction by 3.01% in favour of the 3rd order polynomial). The exemplary vector of

Series	MAPE error [%] for previous days						
	(-3) days	(-4) days	(-5) days	(-6) days	(-7) days	(-8) days	(-9) days
13 years	15.11	13.38	11.70	13.69	15.67	11.89	12.65
5 years	17.13	15.60	13.51	10.90	12.43	13.41	14.40
Monday	6.84	4.98	4.25	3.83	3.68	3.50	3.42
Tuesday	5.85	4.32	3.61	3.25	3.06	2.93	2.88
Wednesday	5.73	4.37	3.69	3.44	3.25	3.06	3.00
Thursday	6.01	4.51	3.81	3.48	3.21	3.08	2.98
Friday	8.16	6.21	5.11	4.68	4.29	4.07	3.97
Saturday	7.72	5.66	4.69	4.07	3.73	3.44	3.35
Sunday	6.77	4.61	3.94	3.58	3.35	3.24	3.19
holidays	20.12	15.48	12.82	11.67	11.12	10.24	9.39

Tab. 4. MAPE errors of the *ex post* forecasts for the 2nd order polynomial based on days preceding by from 3 to 9 for individual periods and day types

Series	MAPE error [%] for previous days						
	(-10) days	(-11) days	(-12) days	(-13) days	(-14) days	(-15) days	(-16) days
13 years	11.99	10.74	9.26	7.87	6.96	7.59	8.41
5 years	13.77	12.36	10.63	9.06	8.00	8.70	9.67
Monday	3.35	3.29	3.26	3.22	3.22	3.21	3.22
Tuesday	2.84	2.81	2.84	2.81	2.82	2.81	2.78
Wednesday	2.90	2.84	2.88	2.83	2.86	2.88	2.91
Thursday	2.99	2.94	2.94	2.89	2.91	2.91	2.89
Friday	3.87	3.74	3.65	3.55	3.52	3.52	3.56
Saturday	3.36	3.22	3.19	3.11	3.10	3.06	3.08
Sunday	3.13	3.07	3.07	3.05	3.07	3.07	3.09
holidays	9.72	10.22	10.48	10.12	10.06	9.82	9.46

Tab. 5. MAPE errors of the *ex post* forecasts for the 2nd order polynomial based on days preceding by from 10 to 16 for individual periods and day types

Series	MAPE error [%] for previous days						
	(-3) days	(-4) days	(-5) days	(-6) days	(-7) days	(-8) days	(-9) days
13 years	–	27.19	21.05	19.91	15.30	12.90	14.10
5 years	–	29.62	24.30	23.01	16.75	15.19	16.56
Monday	–	12.79	8.24	6.57	5.60	5.08	4.68
Tuesday	–	10.82	7.20	5.53	4.76	4.24	3.90
Wednesday	–	10.57	7.17	5.53	4.95	4.42	4.06
Thursday	–	11.04	7.50	5.81	5.10	4.46	4.09
Friday	–	15.17	10.46	8.06	6.86	5.96	5.41
Saturday	–	14.37	9.68	7.27	6.11	5.47	4.65
Sunday	–	12.37	7.77	5.98	5.20	4.64	4.24
holidays	–	36.30	24.79	20.91	16.92	15.12	14.24

Tab. 6. MAPE errors of the *ex post* forecasts for the 3rd order polynomial based on days preceding by from 3 to 9 for individual periods and day types

Series	MAPE error [%] for previous days						
	(-10) days	(-11) days	(-12) days	(-13) days	(-14) days	(-15) days	(-16) days
13 years	14.69	14.77	14.24	13.60	12.42	7.10	8.32
5 years	17.18	17.16	16.04	15.40	14.16	8.22	9.51
Monday	4.40	4.23	4.06	3.96	3.84	3.01	3.61
Tuesday	3.66	3.53	3.37	3.32	3.25	2.73	3.15
Wednesday	3.88	3.75	3.61	3.49	3.34	2.76	3.22
Thursday	3.79	3.66	3.60	3.52	3.40	2.81	3.28
Friday	5.12	4.97	4.78	4.59	4.45	3.28	4.12
Saturday	4.22	4.18	4.03	3.94	3.81	3.03	3.57
Sunday	4.04	3.93	3.80	3.71	3.55	3.03	3.43
holidays	12.50	12.11	11.84	10.68	9.99	6.45	11.91

Tab. 7. MAPE errors of the *ex post* forecasts for the 3rd order polynomial based on days preceding by from 10 to 16 for individual periods and day types

structural parameter estimates for Wednesday 16 July 2014, the 3rd order polynomial and 15 daily delays, consisting of parameters  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  and  $a_3$ , reached 21 256.98, –145.36, –3.18, and 1.21, respectively; and the MAPE error reached was 0.31%.

## 5.2. Ex ante vs. ex post evaluation

*Ex-ante* evaluations from July 14–20, 2014, presented in Tab. 2 and 3, were compared with expired *ex post* forecasts obtained for the same period (Tab. 4–7). The smallest MAPE *ex post* errors for the 3rd order polynomial and 15-day delay were included in 95-percent confidence interval designated *ex ante* for 4 out of 7 days of the week, i.e. for Tuesday, Wednesday, Friday and Saturday. The demands on Monday, Thursday and Sunday were below those determined by the confidence interval.

The demand for peak power on Monday, July 14, 2014 was 278.38 MW below the left end of the confidence interval. On Thursday, 17 July 2014, the actual demand was lower by 1222.85 MW than the left end of the confidence interval, while for Sunday, July 20, 2014, this difference amounted to 2081.16 MW. The detailed values of the forecasts and MAPE errors obtained for the analysed week are as follows: 20,791.28 MW (0.52%), 20,956.61 MW (1.67%), 20,963.20 MW (1.69%), 20,837.55 MW (3.13%), 20,541.70 MW (5.39%), 18,267.16 MW (4.78%), 16,234.18 MW (3.56%). In this period only the expired forecasts for Monday, Tuesday and Wednesday should be considered as satisfactorily precise.

## 5.3. Naive forecasts

To compare the most favourable results of expired forecasts, evaluated by means of the MAPE measure, obtained for the 2nd order polynomial and the daily delay of 15, expired forecasts with a weekly delay were developed. The naive forecasts for each of the subsequent days of the week were better. The naive method for days from Monday to Sunday was more effective by 0.50%, 0.52%, 0.50%, 0.49%, 0.29%, 0.26%, 0.54%, respectively, compared to the *ex post* forecasts. For the 13-year time series, the naive method was more effective by 3.51%, and for the 5-year period by 4.47%. Only in the case of the public holidays time series the naive method turned out to be less effective than the LSM for the 3rd order polynomial by 0.47%.

## 6. Conclusions

The simulation analyses showed that for the classic least squares method and the use of only historical information about the shaping of individual time series, the higher efficiency of obtained expired forecasts was obtained using the 3rd order polynomial in comparison with the 2nd order polynomial. The 2nd order polynomial application produced the most effective expired forecasts for daily delays of 9, 13–16. With regard to the 3rd order polynomial, all the most effective forecasts were obtained for daily delay 15. The effectiveness obtained for the 2nd order polynomial was not much higher for the subsequent days of the week, respectively: 0.20%, 0.05%, 0.07%, 0.08%, 0.24%, 0.03%, and 0.02%. A significant improvement in effectiveness was obtained only for holidays and amounted to 3.01%.

The 2nd order polynomial application yielded less effective results compared to the 3rd order polynomial only for the 13-year and 5-year time series, by 0.14% and 0.22%, respectively, using the principle of searching for the lowest MAPE errors for each time series. Direct comparison of MAPE error values between the polynomials for appropriate delay values indicates that the 2nd order polynomial produces lower values than the 3rd degree polynomial. Comparison of both approaches indicates, however, that the application of the 3rd order polynomial and 15 delays in most of the analysed time series produced better results than the 2nd order polynomial and the need to look for the best value of the time delay. The naive method application for 7-day delay and comparing its results with the analogous results for the LSM and the 3rd order polynomial each time yielded better results. The obtained more favourable effectiveness differences, expressed as MAPE errors for the naive method for subsequent days of the week, were: 0.50%, 0.52%, 0.50%, 0.49%, 0.29%, 0.26%, and 0.54%. For the 13-year and 5-year time series, the effectiveness was higher by 3.51% and 4.47%, respectively. The better by 0.47% result obtained for public holidays by the LSM should be considered an insignificant exception compared to the remaining results.

Summarizing the simulation results obtained for the classic LSM, it should be noted that the 3rd order polynomial application had improved the efficiency of expired forecasts in comparison with the 2nd order polynomial. The obtained simulation results against the background of the naive method and against the background of the effectiveness of the forecasts obtained by more sophisticated methods available in the relevant literature should be considered too low for practical applications. Forecasts of this type can be at most an additional model that would be part of a group model.

The low effectiveness of the expired forecasts described by MAPE error may result from the applied approach consisting in the consideration of only the autoregressive information about the historical development of individual time series. Further research may therefore focus on including explanatory variables that will increase the forecasts' effectiveness. These variables may include the variables describing measurements and observations of meteorological parameters as well as information on the day type. Thus, it will be possible to more fully utilize the potential offered by the algorithm of the classic LSM.

## REFERENCES

1. Prognozowanie w elektroenergetyce [Forecasting in the Power Sector], edited by I. Dobrzańska, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2002.
2. Kopecki K. et al., Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych [Analysis and Forecast of Power Loads], Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw 1971.
3. Czyżycki R., Klóska R., Ekonometria i prognozowanie zjawisk ekonomicznych w przykładach i zadaniach [Econometrics and Economic Phenomena Forecasting in Examples and Exercises], Economicus, Szczecin 2011, pp. 30–31.

4. Pawłowski Z., Elementy ekonometrii [Elements of Econometrics], PWN, Warsaw 1981, pp. 186, 209–212, 224–229.
5. Romejko A., Estymacja liniowego modelu wydatków metodą największej wiarygodności [Linear Expenditure Model Estimation by Highest Likelihood Method], *Wiadomości Statystyczne*, No. 75, 1978, pp. 11–14.
6. Hellwig Z., O jakości modelu ekonometrycznego. Część II. Estymacja, [About Econometric Model Quality. Part II. Estimation] *Przegląd Statystyczny*, No. 4, 1985, p. 297.
7. Kolupa M., Metody estymacji modeli ekonometrycznych [Methods for Econometric Models Estimation], PWE, Warsaw 1974.
8. Milo W., Nieliniowe modele ekonometryczne [Non-linear Econometric Models], PWN, Warsaw 1990.
9. Grabiński T., Wydymus S., Szacowanie liniowych funkcji trendu metodą najmniejszych kwadratów przy pomocy wzorów uproszczonych [Estimation of Linear Trend Functions by Least Squares Method with Simplified Formulas], *Wiadomości Statystyczne*, No. 4, 1975, GUS, p. 20.
10. Ekonometria. Metody i analiza problemów ekonomicznych [Econometrics. Methods and Analysis of Economic Problems], ed. K. Jajuga, Akademia Ekonomiczna, Wrocław 2002, p. 59.
11. Gruszczynski M., Kuszewski T., Podgórska M., Ekonometria i badania operacyjne, podręcznik dla studiów licencjackich [Econometrics and Operational Research, a textbook for bachelor studies], PWN, Warsaw 2009.
12. Borkowski B., Dudek H., Szczęsny W., Ekonometria wybrane zagadnienia [Econometrics Selected Issues], PWN, Warsaw 2003.
13. Stanisz A., Przystępny kurs statystyki z zastosowaniem STATISTICA PL na przykładach z medycyny [Accessible Statistics Course with STATISTICA PL on Examples from Medicine], Vol. 1 i 2, StatSoft Polska, Krakow 2006.

### Rafał Czapaj

PSE Innowacje Ltd.

e-mail: rafal.czapaj@pse.pl

A graduate in processing and use of electricity from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology (2003). He has been associated with the Capital Group of PSE SA since January 2005. In 2005–2011 he worked at EPC Consulting SA and dealt with the subject of the electricity market and technical and economic analyses. Since 2011 he has been working at PSE Innowacje Ltd. (formerly CATA Ltd.), dealing with issues of short- and long-term forecasting, optimization of selection of input data sets for forecasting models, methods of searching Big Data sets, issues of operation of transmission grid elements, robotization of inspection works, machine learning and artificial intelligence methods in the power sector.

### Jacek Kamiński

Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences, Krakow

e-mail: kaminski@min-pan.krakow.pl

Associate Professor at the Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences in Krakow. Head of the Energy Economics Division and of the Department of Policy and Strategic Research. He received a doctorate in engineering at the AGH University of Science and Technology in Kraków (2006), and a habilitation degree in power engineering at the Silesian University of Technology in Gliwice (2013). In 2007–2009 he was a national expert seconded to the European Research Centre of the European Commission – Institute for Studies of Technological Perspectives (European Commission - DG Joint Research Center - Institute for Prospective Technological Studies – EC / DG JRC / IPTS) in Seville. Author and co-author of over 100 scientific publications, including in journals: *Energy Policy*, *Energy*, *Applied Energy*. An expert in building mathematical models and decision-making supporting systems in energy enterprises, fuel and energy markets and energy policy. Manager of several dozen studies and projects commissioned by energy companies. Since 2016 chairman of the board of the Polish affiliate of the International Association for Energy Economics (IAEE).

### Pablo Benalcazar

Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences, Krakow

e-mail: benalcazar@min-pan.krakow.pl

Lecturer/researcher at the Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences in the Division of Energy Economics of the of Policy and Strategic Research. A PhD candidate at AGH University of Science and Technology in Krakow. He obtained a MSc in chemical technology with the specialization of clean fossil and alternative fuels energy from the AGH University of Science and Technology. In his research he focuses on energy economics, energy policy, mathematical optimization and forecasting.

# Ocena zastosowania modelu prognostycznego wykorzystującego klasyczną metodę najmniejszych kwadratów w prognozowaniu 15-minutowego szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE

## Autorzy

Rafał Czapaj  
Jacek Kamiński  
Pablo Benalcazar

## Słowa kluczowe

prognozowanie, zapotrzebowanie na moc elektryczną, obciążenie KSE, klasyczna metoda najmniejszych kwadratów błędów

## Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki prognozowania wygasłego (na podstawie *ex post*) 15-minutowego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Badania przeprowadzono z zastosowaniem klasycznej metody najmniejszych kwadratów (MNK), bazując jedynie na autoregresyjnym charakterze analizowanej wielkości (bez udziału zmiennych objaśniających). Testy symulacyjne w trybie wygasłym (przy znanej wartości zmiennej prognozowanej) na następną dobę obejmowały analizy dla wielomianu 2 oraz 3 stopnia, dla liczby wartości opóźnionych od 2 do 16 dób poprzedzających, a celem artykułu było najkorzystniejsze dobranie ich kombinacji. Analizowane szeregi czasowe obejmowały okres 13 lat oraz 5 lat w podziale na dni tygodnia. Otrzymane wyniki prognoz (*ex post* i *ex ante*) porównano z prognozami naiwnymi (dla opóźnień tygodniowych), zakładającymi przypisanie wartości prognozowanym wartości wcześniejszych. Skuteczność najkorzystniejszej wygasłej predykcji dla wielomianu 3 stopnia i opóźnienia 15-dobowego za pomocą klasycznej metody najmniejszych kwadratów była niższa niż dla prognoz naiwnych.

Data wpływu do redakcji: 22.02.2019

Data wystawienia recenzji: 13.04.2019

Data akceptacji artykułu: 16.05.2019

Data publikacji online: 30.08.2019

## 1. Cel i zakres badań

Tematyka prognozowania zapotrzebowania na moc w KSE jest znana w Polsce od wielu lat i jest bardzo dobrze rozpoznana [1, 2]. Celem przeprowadzonych badań jest weryfikacja możliwości zastosowania klasycznej metody MNK w zadaniu prognozowania 15-minutowego szczytowego dobowego zapotrzebowania na moc elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Badaniom poddano szereg czasowy zapotrzebowania za okres 13 lat (2002–2014), bez podziału na dni tygodnia i święta oraz z zastosowaniem takiego podziału. Dodatkowo analizom został poddany 5-letni szereg czasowy (2010–2014), bez uwzględnienia podziału na dni tygodnia i dni świąteczne. Szeregi czasowe poddano podstawowej analizie statystycznej, poszukując m.in. obserwacji znacząco odstających od zwyczajowych rozkładów wielomodalnych i znaczących standardowych odchyłek składnika resztowego (czyli przeciętnych błędów względnych). Symulacje w trybie wygasłym dla kolejnej doby, bez uwzględnienia zmiennych objaśniających, wykonano dla wielomianu 2 i 3 stopnia. Wstępne badania dla wielomianów 4 i 5 stopnia zarzucono ze względu na uzyskanie prognoz o niskiej skuteczności. Liczba wartości opóźnionych, dla której przeprowadzono analizę dla zakwalifikowanych do dalszych badań stopni wielomianu, obejmowała zakres od doby  $n-3$  do doby  $n-16$  dla wielomianu 2 stopnia oraz od doby  $n-4$  do doby  $n-16$  dla wielomianu 3 stopnia.

Analizę jakości (skuteczności) uzyskanych prognoz wygasłych wykonano z wykorzystaniem średniego bezwzględnego błędu procentowego MAPE (ang. *Mean Absolute Percentage Error*). Prognozy wykonano w programie MS Excel, natomiast analizy statystyczne opracowano w programie STATISTICA 13.3.

## 2. Klasyczna metoda najmniejszych kwadratów (MNK)

### 2.1. Wprowadzenie

Istnieje wiele metod szacowania liniowych modeli ekonometrycznych. Często stosowane są wymiennie nazwy: klasyczna metoda najmniejszych kwadratów oraz klasyczny model regresji liniowej. Niezbędnym postulatem dotyczącym omawianej grupy metod jest zgodność estymatorów dla analizowanej metody estymacji [3]. Oprócz klasycznej metody MNK, zaprezentowanej w niniejszym artykule, stosowane są: uogólniona metoda najmniejszych kwadratów Aitkena [3, 4], metoda różniczki zupełnej D. Cochran'a i G.H. Orcutt'a [3, 4], metoda największej wiarygodności [3, 5] oraz wiele innych przytaczanych w annałach literatury przedmiotu [6–9].

### 2.2. Postać matematyczna

Zaletą metody MNK jest jej skuteczność wynikająca z twierdzenia Gaussa-Markowa, w którym czytamy, że metoda ta daje estymatory zgodne, nieobciążone i najefektywniejsze nawet bez założenia o normalności rozkładu rozpatrywanych zmiennych.

Liniowy model ekonometryczny przedstawia [3] wzór (1), który po oszacowaniu przyjmuje postać opisaną [3] wzorem (2). Wskazane wzory nie zostały jednak wykorzystane w badaniach symulacyjnych i stanowią wyłącznie punkt wyjściowy do dalszych rozważań.

$$Y_n = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_{1t} + \alpha_2 \cdot X_{2t} + \dots + \alpha_k \cdot X_{kt} + \varepsilon_t \quad (1)$$

gdzie:  $Y_n$  – zmienna objaśniana obrazująca poziom badanego zjawiska w czasie;  $X_{1t}, X_{2t}, \dots, X_{kt}$  – zmienne objaśniające;  $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k$  – parametry strukturalne;  $\varepsilon_t$  – składnik losowy.

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_{1t} + \alpha_2 \cdot X_{2t} + \dots + \alpha_k \cdot X_{kt} \quad (2)$$

Zastosowanie metody MNK prowadzi do wyznaczenia wartości ocen  $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k$  parametrów strukturalnych  $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k$  tak że suma kwadratów różnic pomiędzy poszczególnymi wartościami rzeczywistymi zmiennej objaśnianej  $Y_t$  a jej wartościami teoretycznymi  $Y_t^P$ , otrzymanymi z modelu, będzie najmniejsza (wzór 3), przy czym różnicę wartości rzeczywistych i teoretycznych określa się mianem reszty modelu [3, 10]:

$$\sum_t^1 (Y_t - Y_t^P)^2 = \min \quad (3)$$

PL

Wektor ocen parametrów strukturalnych po przeprowadzeniu operacji matematycznych na macierzach, z wykorzystaniem metody MNK, przedstawia wzór 4, który zastosowano w badaniach symulacyjnych.

$$a = (X'X)^{-1} X'y \quad (4)$$

gdzie:  $X'$  – macierz transponowana,  $(X'X)^{-1}$  – macierz odwrotna,  $y$  – wartość  $n$  pomiarów zapotrzebowania na moc.

Metoda MNK, dając zawsze wynik o najmniejszej sumie kwadratów błędów, może przynosić rezultaty odległe od rzeczywistej linii trendu w sytuacji występowania wielu pomiarów odstających. W analizowanym przykładzie nie odnotowano takiego zjawiska, tym samym założono, że metoda nie stanowi ograniczenia dla analizowanych szeregów czasowych. Z analizowanych szeregów czasowych, reprezentujących zapotrzebowanie na moc szczytową w KSE, nie usuwano żadnych obserwacji, które mogłyby być uznane za odstające. Brak obserwacji, które mogłyby zostać uznane za odstające, spowodował brak potrzeby ich usuwania z analizowanych szeregów czasowych. Przesłanie twierdzenia Gaussa-Markowa [11], dotyczące charakteru estymatorów, przy założeniu braku wielu obserwacji odstających, wskazuje, że planowane symulacje powinny dać wyniki o korzystnej skuteczności w sensie analizy błędów MAPE dla prognoz wygasłych. Zgodność estymatora będzie prowadziła do uzyskania mniejszych błędów estymacji dzięki zwiększeniu liczebności próby. Nieobciążoność estymatora będzie gwarantować otrzymanie za jego pomocą ocen pozbawionych błędów systematycznego, dzięki przyjmowaniu przez estymator wartości szacowanego parametru równej średniej wartości próby, z zachowaniem losowości próby. Największa efektywność estymatora będzie zapewniona dzięki uzyskiwaniu najmniejszych wartości błędów standardowego. W sytuacji braku uzyskania estymatora o największej efektywności, czyli estymatora o niestejłej wariancji lub braku autokorelacji składnika losowego, stosuje się uogólnioną metodę najmniejszych kwadratów [12]. W wykonywanych badaniach wskazana niedogodność nie zachodziła w analizowanych przykładach. W sytuacji, gdy model jest heteroskedastyczny, a nie zachodzą autokorelacje reszt, stosuje się ważoną metodę najmniejszych kwadratów [13]. W analizowanych przypadkach występowały autokorelacje reszt, dlatego też nie wystąpiła konieczność zastosowania tej metody.

### 3. Analiza statystyczna szeregów czasowych

Podstawowe statystyki analizowanych szeregów czasowych zapotrzebowania na moc szczytową zamieszczono w tab. 1. Najmniejsze wartości średnie odnotowano dla dni z okresu 5-letniego, tj. dnia świątecznego (16,089 GW), niedzieli i soboty. Wartości najwyższe średnie odnotowano dla dni z okresu 5-letniego, tj. wtorku, środy i czwartku (20,981 GW). Analogiczne tendencje dla poszczególnych dni odnotowano dla wartości mediany dla okresu 5-letniego (16,081 GW i 21,021 GW). Najmniejsze odchylenie standardowe

Szereg	Średnia	Mediana	Odchyl. stand.	Minimum	Maksimum
	[MW]				
13 lat	19 908	20 016	2 582	12 750	25 845
5 lat	20 927	20 840	2 324	14 376	25 845
poniedziałek	20 714	20 845	2 237	15 217	25 777
wtorek	20 870	20 928	2 203	15 298	25 845
środa	20 943	21 028	2 187	15 380	25 649
czwartek	20 981	21 021	2 178	14 661	25 581
piątek	20 681	20 767	2 220	14 314	25 463
sobota	18 752	18 854	1 970	13 667	23 487
niedziela	17 275	17 432	1 876	12 750	22 117
święta	16 089	16 081	1 483	13 116	19 898

Tab. 1. Statystyki opisowe szeregów czasowych poddanych badaniom

charakteryzowało dzień świąteczny dla okresu 5-letniego (1,483 GW), natomiast najwyższą wartość odnotowano dla całego okresu 13-letniego (2,582 GW). Najmniejsza wartość minimalna wystąpiła dla szeregu 13-letniego (12,750 GW), następnie dla szeregu 5-letniego dla niedzieli (12,750 GW). Wartość najwyższa maksimum osiągnięta została w okresie pomiędzy 2010 a 2014 rokiem, i wyniosła 25,845 GW. Różnica pomiędzy wartościami granicznymi dla średniej wyniosła 4,892 GW, dla mediany 4,947 GW, dla odchylenia standardowego 1,099 GW, dla minimum 2,630 GW, dla wartości maksymalnej 5,947 GW. Przebiegi analizowanych szeregów czasowych, histogramy, wykresy ramkowe i wykresy reszt przedmiotowych szeregów zaprezentowano na rys. 1. Analiza histogramów wskazuje, że najmniej skuteczne prognozy mogą zostać opracowane dla dni świątecznych ze względu na znaczącą asymetrię histogramu. Wykresy reszt nie wykazały obserwacji, które mogłyby być uznane za obserwacje odstające, powodujące wadliwe działanie algorytmu klasycznej metody MNK. Dla szeregu czasowego 13-letniego i 5-letniego może zaistnieć niska skuteczność prognozowania ze względu na mniejsze autokorelacje dla doby poprzedzającej w porównaniu z dobą z opóźnieniem tygodniowym, które brano pod uwagę dla pozostałych szeregów czasowych z wyjątkiem dni świątecznych.

#### 4. Analiza modeli *ex ante*

Wykonano analizę modeli prognostycznych w trybie wyprzedzającym *ex ante*. Na analizę tę składały się: weryfikacja modelu, wyznaczenie prognoz punktowych i przedziałowych oraz obliczenie mierników błędów i precyzji predykcji. Szczegóły zaprezentowano w kolejnych sekcjach niniejszej części artykułu.

#### 4.1. Weryfikacja modelu

Weryfikacja modelu ekonometrycznego dla reprezentatywnego dnia pomiarowego zostanie przedstawiona na przykładzie tygodnia, w którym przypada trzecia środa lipca, będąca środą pomiarową (2014). Miarami dobroci dopasowania zastosowanymi w tym przykładzie były: współczynnik zmienności resztowej  $V_e$  oraz współczynnik determinacji liniowej  $R^2$  (tab. 2). W ramach badania istotności parametrów wykreślono wykres reszt. Wyznaczono prognozy punktowe

na każdą dobę, bazując na 14 wcześniejszych pomiarach wielkości zapotrzebowania zgodnie ze wzorem 5 [3], gdzie  $T = n + 1, n + 2, \dots$ . Wyznaczone prognozy zamieszczono w tab. 2 i 3.

$$y_t^p = ca = [1 \ T] \cdot \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \end{bmatrix} \quad (5)$$

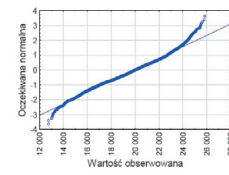
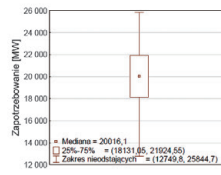
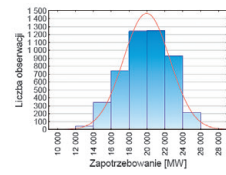
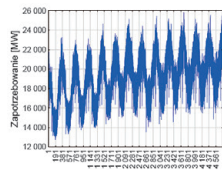
Do oceny jakości prognoz punktowych wykorzystano średni błąd predykcji  $S_D^T$  oraz względny błąd predykcji  $V_D^T$ . Wyznaczone wartości mierników ocen *ex ante* zaprezentowano w tab. 2 i 3. Wyznaczono prognozy przedziałowe na poziomie wiarygodności 95%. Prognozy zamieszczono również w tab. 2 i 3. Do oceny jakości prognoz przedziałowych wykorzystano precyzję predykcji  $D_{IT}^P$  oraz względną precyzję predykcji  $V_{IT}^P$ . Wyznaczone wartości mierników ocen *ex ante* zamieszczono w tab. 2 i 3.

#### 4.2. Wyniki analizy modeli *ex ante*

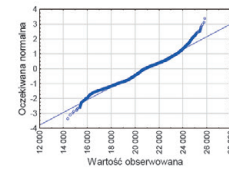
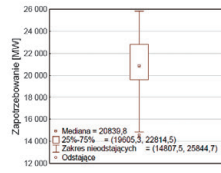
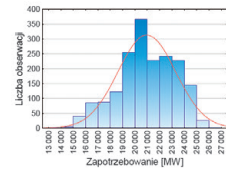
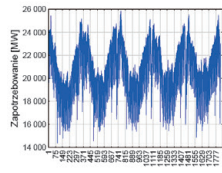
Szczegółowe wyniki analizy *ex ante* zaprezentowano w tab. 2 i 3. Analiza została przeprowadzona dla trzeciego tygodnia lipca 2014 roku, obejmującego trzecią środę pomiarową, określaną jako dzień reprezentatywny. Analizowany okres obejmował wszystkie dni tygodnia z zakresu od poniedziałku 14 lipca do niedzieli 20 lipca. Przewidywana największa wartość współczynnika zmienności resztowej została odnotowana dla piątku (0,06), a najmniejsza dla poniedziałku, środy, czwartku i niedzieli (0,02). Przewidywana największa wartość współczynnika determinacji liniowej została odnotowana dla niedzieli (0,9), a najmniejsza (0,06) dla piątku. Przewidywana największa ocena średniego błędu predykcji dotyczy piątku (1,562 GW), a najmniejsza niedzieli (0,419 GW). Największą oceną względnego błędu predykcji, na poziomie 7,21%, może charakteryzować się piątek, a najmniejszą czwartek i niedziela (odpowiednio 2,00% i 2,18%). Bardzo dobre prognozy charakteryzują się poziomem <3%. Przewidywana najwyższa precyzja predykcji dotyczy niedzieli (0,923 GW), a najmniejsza dotyczy piątku (3,437 GW). Przewidywana największa względna precyzja predykcji dotyczy niedzieli (4,80%), a najmniejsza piątku (15,88%).

PL

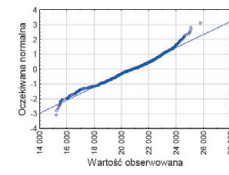
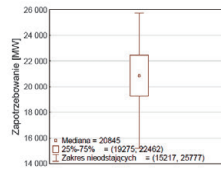
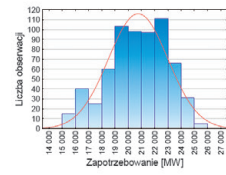
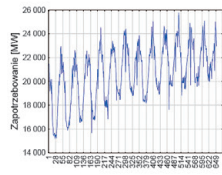
13 lat



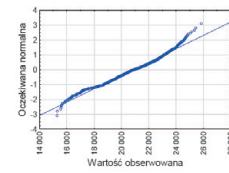
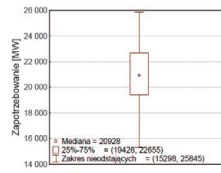
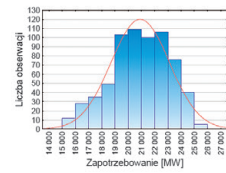
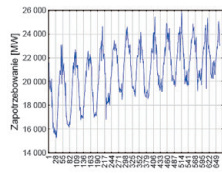
5 lat



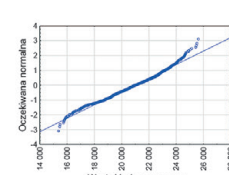
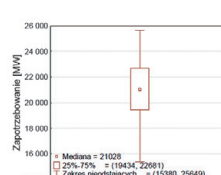
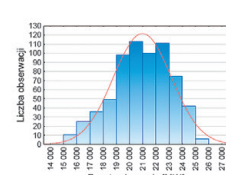
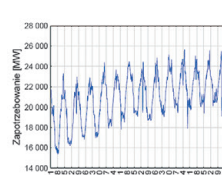
Poniedziałek



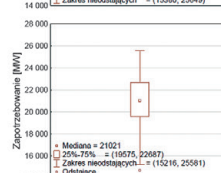
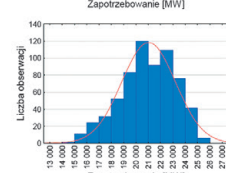
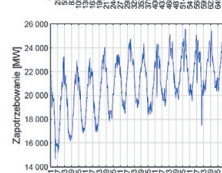
Wtorek



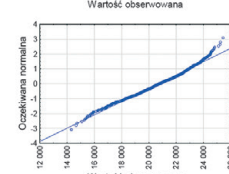
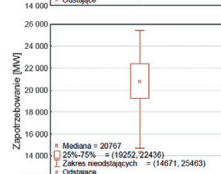
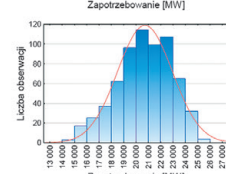
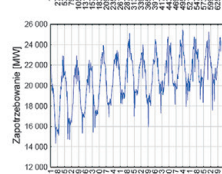
Środa



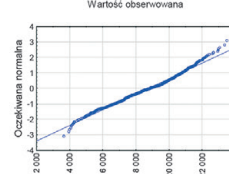
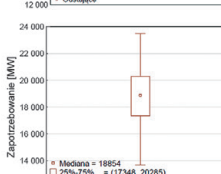
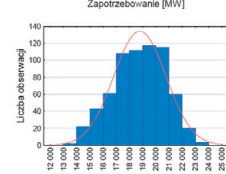
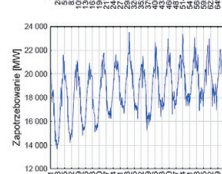
Czwartek



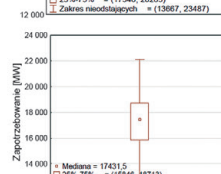
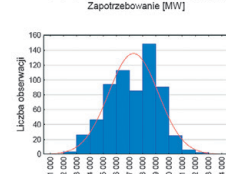
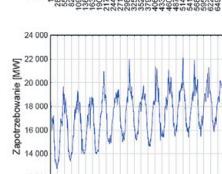
Piątek



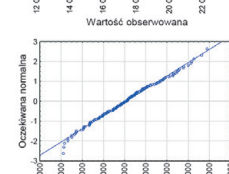
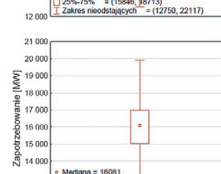
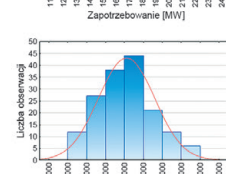
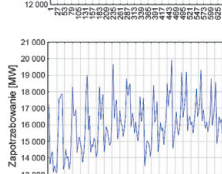
Sobota



Niedziela



Święta



Rys. 1. Przebiegi szeregów czasowych zapotrzebowania na moc szczytową w KSE oraz ich histogramy, wykresy ramka-wąsy i wykresy wartości oczekiwanych



PL

Miernik	poniedziałek	wtorek	środa	czwartek
$V_e$ [-]	0,02	0,03	0,02	0,02
$R^2$ [-]	0,41	0,33	0,46	0,53
$Y$ [MW]	20 901,00	21 312,00	21 324,00	21 511,00
$Y_P$ [MW]	22 568,21	22 296,55	22 355,55	23 063,53
$S_D^T$ [MW]	681	778	644	460
$V_D^T$ [%]	3,02	3,49	2,88	2,00
-95% [MW]	21 069,66	20 585,10	20 937,50	22 050,40
+95% [MW]	24 066,76	24 008,01	23 773,61	24 076,67
$D_{IT}^P$ [MW]	1 498,55	1 711,45	1 418,06	1 013,13
$V_{IT}^P$ [%]	6,64	7,68	6,34	4,39

Tab. 2. Wyniki weryfikacji modeli, prognoz punktowych i przedziałowych *ex ante* dla dni od poniedziałku do czwartku

Miernik	piątek	sobota	niedziela	święta
$V_e$ [-]	0,06	0,03	0,02	0,03
$R^2$ [-]	0,06	0,18	0,90	0,41
$Y$ [MW]	21 711,00	19 185,00	16 834,00	20 396,86
$Y_P$ [MW]	21 648,01	19 226,26	19 238,37	21 485,21
$S_D^T$ [MW]	1 562	855	419	771
$V_D^T$ [%]	7,21	4,45	2,18	3,60
-95% [MW]	18 210,82	17 344,85	18 315,34	19 787,67
+95% [MW]	25 085,19	21 107,66	20 161,40	23 182,76
$D_{IT}^P$ [MW]	3 437,19	1 881,40	923,03	1 697,54
$V_{IT}^P$ [%]	15,88	9,79	4,80	7,93

Tab. 3. Wyniki weryfikacji modeli, prognoz punktowych i przedziałowych *ex ante* dla dni od piątku do niedzieli

Szereg	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	(-3) doby	(-4) doby	(-5) dób	(-6) dób	(-7) dób	(-8) dób	(-9) dób
13 lat	15,11	13,38	11,70	13,69	15,67	11,89	12,65
5 lat	17,13	15,60	13,51	10,90	12,43	13,41	14,40
poniedziałek	6,84	4,98	4,25	3,83	3,68	3,50	3,42
wtorek	5,85	4,32	3,61	3,25	3,06	2,93	2,88
środa	5,73	4,37	3,69	3,44	3,25	3,06	3,00
czwartek	6,01	4,51	3,81	3,48	3,21	3,08	2,98
piątek	8,16	6,21	5,11	4,68	4,29	4,07	3,97
sobota	7,72	5,66	4,69	4,07	3,73	3,44	3,35
niedziela	6,77	4,61	3,94	3,58	3,35	3,24	3,19
święta	20,12	15,48	12,82	11,67	11,12	10,24	9,39

Tab. 4. Błędy MAPE prognoz *ex post* dla wielomianu 2 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 3 do 9 dla poszczególnych okresów i typów dni

## 5. Wyniki symulacji

### 5.1. Wielomian 2 stopnia

Wyniki symulacji dla wielomianu 2 stopnia dla wartości opóźnionych dobowych (opóźnień dobowych) od 3 do 9 zamieszczono w tab. 4, natomiast dla opóźnień dobowych od 10 do 16 w tab. 5. Wnioski wynikające z obu tablic wskazują, że błędy MAPE *ex post* maleją dla każdego z analizowanych szeregów czasowych wraz ze zwiększeniem liczby wartości opóźnionych dobowych. Największą redukcję błędów MAPE odnotowano dla dni świątecznych (10,73%), następnie dla okresu 5-letniego

(9,13%) i dla 15-letniego szeregu czasowego (8,71%). Odnotowane redukcje dla pozostałych szeregów czasowych kształtują się na poziomie ok. 2,9–4,7%. Najmniejsze redukcje dokładności prognoz w sensie błędów MAPE wynikają z mniejszych wartości odnotowanych dla punktu startowego, czyli wartości opóźnionych 3 dób. Najmniejsze wartości błędów MAPE odnotowano dla wtorków, śród i czwartków, odpowiednio 2,78%, 2,83% oraz 2,89%. Największymi wartościami tych błędów charakteryzowały się dni świąteczne (20,12%), okres 5-letni (17,13%) oraz okres

13-letni (15,67%). Najmniejsze uśrednione arytmetycznie wartości błędów dla wszystkich wartości opóźnionych dobowych odnotowano dla wtorków (3,26%), następnie dla śród (3,33%) oraz dla czwartków (3,40%). Największymi wartościami uśrednionymi charakteryzuje się okres 5-letni (12,11%), dni świąteczne (11,48%) oraz okres 13-letni (11,21%). Opóźnienie dobowe 13 okazało się najkorzystniejsze dla śród i czwartków, natomiast dla piątków oraz dla okresu 5-letniego i 13-letniego opóźnieniem takim było opóźnienie 14. Najskuteczniejsze prognozy dla poniedziałków i sobót okazało się dla opóźnienia dobowego 15, natomiast dla wtorków, czwartków opóźnieniem tym było opóźnienie dobowe 16. Dni świąteczne zyskały najskuteczniejsze prognozy dla opóźnienia dobowego 9.

Wyniki symulacji dla wielomianu 3 stopnia dla opóźnień dobowych od 3 do 9 zamieszczono w tab. 6, natomiast dla opóźnień dobowych od 10 do 16 w tab. 7. Analiza zawartych w tablicach wyników wskazuje, że błędy MAPE *ex post* maleją dla każdego z analizowanych szeregów czasowych wraz ze zwiększeniem liczby wartości opóźnionych dobowych. Największą redukcję błędów MAPE odnotowano dla dni świątecznych (29,85%), następnie dla okresu 5-letniego (21,40%) i dla 13-letniego szeregu czasowego (20,09%). Odnotowane redukcje dla pozostałych szeregów czasowych kształtują się na poziomie ok. 11,9–7,8%. Najmniejsze redukcje dokładności prognoz w sensie błędów MAPE wynikają z mniejszych wartości odnotowanych dla punktu startowego, czyli opóźnienia 3 dób. Najmniejsze wartości błędów MAPE odnotowano dla wtorków, śród i czwartków, odpowiednio 2,73%, 2,76% oraz 2,81%. Największymi wartościami tych błędów charakteryzowały się dni świąteczne (36,30%), okres 5-letni (29,62%) oraz okres 13-letni (27,19%). Najmniejsze uśrednione arytmetycznie wartości błędów dla wszystkich opóźnień dobowych odnotowano dla wtorków (4,57%), następnie dla śród (4,67%) oraz dla czwartków (4,77%). Największymi wartościami uśrednionymi charakteryzuje się okres 5-letni (17,16%), dni świąteczne (15,67%) oraz okres 13-letni (15,05%). Opóźnienie dobowe 15 okazało się najkorzystniejsze dla wszystkich analizowanych szeregów czasowych. Zastosowanie wielomianu 3 stopnia okazało się korzystniejsze w większości analizowanych szeregów czasowych i dotyczyło wszystkich typów dni analizowanych oddzielnie. Największym zwiększeniem skuteczności prognoz pomiędzy wielomianem 2 i 3 stopnia charakteryzowały się dni świąteczne (redukcja błędów o 3,01% na korzyść wielomianu 3 stopnia). Przykładowy wektor ocen parametrów strukturalnych dla środy 16 lipca 2014 roku, wielomianu 2 stopnia oraz 15 wartości opóźnień dobowych, składający się z parametrów a0, a1, a2 i a3, osiągnął odpowiednio wartości 21 256,98; -145,36; -3,18; 1,21, a osiągnięta wartość błędów MAPE wyniosła 0,31%.

### 5.2. Ocena *ex ante* vs *ex post*

Oceny *ex ante* z 14–20 lipca 2014 roku, zamieszczone w tab. 2 i 3, porównano z otrzymanymi wygasłymi prognozami

PL

Szereg	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	(-10) dób	(-11) dób	(-12) dób	(-13) dób	(-14) dób	(-15) dób	(-16) dób
13 lat	11,99	10,74	9,26	7,87	6,96	7,59	8,41
5 lat	13,77	12,36	10,63	9,06	8,00	8,70	9,67
poniedziałek	3,35	3,29	3,26	3,22	3,22	3,21	3,22
wtorek	2,84	2,81	2,84	2,81	2,82	2,81	2,78
środa	2,90	2,84	2,88	2,83	2,86	2,88	2,91
czwartek	2,99	2,94	2,94	2,89	2,91	2,91	2,89
piątek	3,87	3,74	3,65	3,55	3,52	3,52	3,56
sobota	3,36	3,22	3,19	3,11	3,10	3,06	3,08
niedziela	3,13	3,07	3,07	3,05	3,07	3,07	3,09
święta	9,72	10,22	10,48	10,12	10,06	9,82	9,46

Tab. 5. Błędy MAPE prognoz *ex post* dla wielomianu 2 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 10 do 16 dla poszczególnych okresów i typów dni

Szereg	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	(-3) doby	(-4) doby	(-5) dób	(-6) dób	(-7) dób	(-8) dób	(-9) dób
13 lat	–	27,19	21,05	19,91	15,30	12,90	14,10
5 lat	–	29,62	24,30	23,01	16,75	15,19	16,56
poniedziałek	–	12,79	8,24	6,57	5,60	5,08	4,68
wtorek	–	10,82	7,20	5,53	4,76	4,24	3,90
środa	–	10,57	7,17	5,53	4,95	4,42	4,06
czwartek	–	11,04	7,50	5,81	5,10	4,46	4,09
piątek	–	15,17	10,46	8,06	6,86	5,96	5,41
sobota	–	14,37	9,68	7,27	6,11	5,47	4,65
niedziela	–	12,37	7,77	5,98	5,20	4,64	4,24
święta	–	36,30	24,79	20,91	16,92	15,12	14,24

Tab. 6. Błędy MAPE prognoz *ex post* dla wielomianu 3 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 3 do 9 dla poszczególnych okresów i typów dni

Szereg	Błąd MAPE [%] dla dób poprzedzających						
	(-10) dób	(-11) dób	(-12) dób	(-13) dób	(-14) dób	(-15) dób	(-16) dób
13 lat	14,69	14,77	14,24	13,60	12,42	7,10	8,32
5 lat	17,18	17,16	16,04	15,40	14,16	8,22	9,51
poniedziałek	4,40	4,23	4,06	3,96	3,84	3,01	3,61
wtorek	3,66	3,53	3,37	3,32	3,25	2,73	3,15
środa	3,88	3,75	3,61	3,49	3,34	2,76	3,22
czwartek	3,79	3,66	3,60	3,52	3,40	2,81	3,28
piątek	5,12	4,97	4,78	4,59	4,45	3,28	4,12
sobota	4,22	4,18	4,03	3,94	3,81	3,03	3,57
niedziela	4,04	3,93	3,80	3,71	3,55	3,03	3,43
święta	12,50	12,11	11,84	10,68	9,99	6,45	11,91

Tab. 7. Błędy MAPE prognoz *ex post* dla wielomianu 3 stopnia na podstawie dób poprzedzających od 10 do 16 dla poszczególnych okresów i typów dni

*ex post* dla tego samego okresu (tab. 4–7). Najmniejsze wartości błędów MAPE *ex post* dla wielomianu 3 stopnia i opóźnienia 15 zawarte były w 95-proc. przedziale ufności wyznaczonym *ex ante* dla 4 spośród 7 dni tygodnia, tj. dla wtorku, środy, piątku i soboty. W przypadku poniedziałku, czwartku i niedzieli doszło do mniejszego zapotrzebowania niż wartości wyznaczone przez przedział ufności. Zapotrzebowanie na moc szczytową w poniedziałek 14 lipca 2014 roku było o 278,38 MW mniejsze od lewego końca

przedziału ufności. We czwartek 17 lipca 2014 roku rzeczywiste zapotrzebowanie było mniejsze o 1212,85 MW od lewego końca przedziału ufności, natomiast dla niedzieli 20 lipca 2014 roku różnica ta wyniosła aż 2081,16 MW.

Szczegółowe wartości prognoz i uzyskanych błędów MAPE dla analizowanego tygodnia przedstawiają się w sposób następujący: 20 791,28 MW (0,52%), 20 956,61 MW (1,67%), 20 963,20 MW (1,69%), 20 837,55 MW (3,13%), 20 541,70 MW (5,39%), 18 267,16 MW (4,78%),

16 234,18 MW (3,56%). W tym okresie jako zadowalającą precyzję prognoz wygasłych należy uznać jedynie prognozy wyznaczone dla poniedziałku, wtorku i środy.

### 5.3. Prognozy naiwne

W celu porównania najkorzystniejszych wyników prognoz wygasłych, ocenionych za pomocą miernika MAPE, uzyskanych dla wielomianu 2 stopnia i opóźnienia dobowego 15, opracowano prognozy wygasłe z opóźnieniem tygodniowym. Kolejne dni tygodnia każdorazowo dały wynik korzystniejszy dla prognoz naiwnych. Skuteczność metody naiwnej dla dni od poniedziałku do niedzieli była korzystniejsza odpowiednio o 0,50%, 0,52%, 0,50%, 0,49%, 0,29%, 0,26%, 0,54% w porównaniu z prognozami *ex post*. Dla szeregu czasowego 13-letniego metoda naiwna była skuteczniejsza o 3,51%, a dla 5-letniego o 4,47%. Jedynie w przypadku szeregu czasowego dla dni świątecznych metoda naiwna okazała się mniej skuteczna od metody MNK dla wielomianu 3 stopnia o 0,47%.

### 6. Wnioski

Przeprowadzone analizy symulacyjne wykazały, że dla klasycznej metody MNK i zastosowania jedynie historycznej informacji o kształtowaniu się poszczególnych szeregów czasowych większą skuteczność uzyskiwanych prognoz wygasłych otrzymuje się przy zastosowaniu wielomianu 3 stopnia w porównaniu z wielomianem 2 stopnia. Zastosowanie wielomianu 2 stopnia dawało najskuteczniejsze prognozy wygasłe dla opóźnień dobowych 9, 13–16. W odniesieniu do wielomianu 3 stopnia wszystkie najskuteczniejsze prognozy uzyskano dla opóźnienia dobowego 15. Uzyskana skuteczność dla wielomianu 2 stopnia była niewiele wyższa dla kolejnych dni tygodnia, odpowiednio: 0,20%, 0,05%, 0,07%, 0,08%, 0,24%, 0,03%, 0,02%. Znaczącą poprawę skuteczności uzyskano jedynie dla dni świątecznych i wyniosła ona 3,01%.

Zastosowanie wielomianu 2 stopnia dało wyniki o mniejszej skuteczności w porównaniu z wielomianem 3 stopnia jedynie dla szeregu czasowego 13-letniego i 5-letniego, odpowiednio o 0,14% i 0,22%, z wykorzystaniem zasady poszukiwania najniższych wartości błędu MAPE dla każdego szeregu czasowego. Bezpośrednie porównanie wartości błędów MAPE pomiędzy wielomianami dla odpowiednich wartości opóźnień wskazuje, że wielomian 2 stopnia daje mniejsze wartości w porównaniu z wielomianem 3 stopnia. Porównanie obu podejść wskazuje jednakże, że zastosowanie wielomianu 3 stopnia oraz 15 wartości opóźnień daje w większości analizowanych szeregów czasowych korzystniejsze wyniki w porównaniu z wykorzystaniem wielomianu 2 stopnia i konieczności poszukiwania najkorzystniejszej wartości opóźnienia czasowego. Zastosowanie metody naiwnej dla opóźnienia 7 dób i porównanie jej wyników z analogicznymi wynikami dla metody MNK i wielomianu 3 stopnia każdorazowo dało wyniki korzystniejsze dla metody naiwnej. Uzyskane korzystniejsze różnice w skuteczności, wyrażonej błędami MAPE dla metody naiwnej dla kolejnych dni

tygodnia, kształtowały się odpowiednio na poziomie: 0,50%, 0,52%, 0,50%, 0,49%, 0,29%, 0,26%, 0,54%. Dla szeregu czasowego 13-letniego i 5-letniego uzyskano skuteczność większą odpowiednio o 3,51% i 4,47%. Uzyskany korzystniejszy wynik dla dni świątecznych o 0,47% na rzecz metody MNK należy uznać za nieznaczący wyjątek na tle pozostałych wyników.

Podsumowując uzyskane wyniki symulacji dla klasycznej metody MNK, należy odnotować, że zastosowanie wielomianu 3 stopnia daje wyższą skuteczność prognoz wygasłych w porównaniu z wielomianem 2 stopnia. Uzyskane wyniki symulacji na tle metody naiwnej oraz na tle skuteczności prognoz uzyskiwanych z wykorzystaniem bardziej wyrafinowanych metod dostępnych w literaturze przedmiotu należy uznać za zbyt niskie do zastosowań praktycznych. Prognozy tego rodzaju mogą stanowić co najwyżej dodatkowy model, który wchodziłby w skład modeli grupowych.

Uzyskana niska skuteczność prognoz wygasłych opisywanych za pomocą błędu MAPE może wynikać z zastosowanego podejścia polegającego na uwzględnieniu jedynie autoregresyjnej informacji o historycznym kształtowaniu się poszczególnych szeregów czasowych. Dalsze badania mogą więc się skupić na uwzględnieniu zmiennych

objaśniających, które pozwolą zwiększyć skuteczność zyskiwanych prognoz. Do zmiennych tych można zaliczyć zmienne opisujące pomiary i obserwacje parametrów meteorologicznych oraz informację o typie dnia. Tym samym możliwe będzie pełniejsze wykorzystanie potencjału oferowanego przez algorytm klasycznej metody MNK.

#### Bibliografia

1. Prognozowanie w Elektroenergetyce, red. I. Dobrzańska, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2002.
2. Kopecki K. i in., Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1971.
3. Czyżycki R., Klóska R., Ekonometria i prognozowanie zjawisk ekonomicznych w przykładach i zadaniach, *Economicus*, Szczecin 2011, s. 30–31.
4. Pawłowski Z., Elementy ekonometrii, PWN, Warszawa 1981, s. 186, 209–212, 224–229.
5. Romejko A., Estymacja liniowego modelu wydatków metodą największej wiarygodności, *Wiadomości Statystyczne* 1978, nr 75, s. 11–14.

6. Hellwig Z., O jakości modelu ekonometrycznego. Część II. Estymacja, *Przegląd Statystyczny* 1985, nr 4, Warszawa 1986, s. 297.
7. Kolupa M., Metody estymacji modeli ekonometrycznych, PWE, Warszawa 1974.
8. Milo W., Nieliniowe modele ekonometryczne, PWN, Warszawa 1990.
9. Grabiński T., Wydymus S., Szacowanie liniowych funkcji trendu metodą najmniejszych kwadratów przy pomocy wzorów uproszczonych, *Wiadomości Statystyczne* 1975, nr 4, GUS, Warszawa 1975, s. 20.
10. Ekonometria. Metody i analiza problemów ekonomicznych, red. K. Jajuga, Akademia Ekonomiczna, Wrocław 2002, s. 59.
11. Gruszczyński M., Kuszewski T., Podgórska M., Ekonometria i badania operacyjne, podręcznik dla studiów licencjackich, PWN, Warszawa 2009.
12. Borkowski B., Dudek H., Szczyński W., Ekonometria wybrane zagadnienia, PWN, Warszawa 2003.
13. Stanisław A., Przystępny kurs statystyki z zastosowaniem STATISTICA PL na przykładach z medycyny, t. 1 i 2, StatSoft Polska, Kraków 2006.

#### Rafał Czapaj

mgr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: rafal.czapaj@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej o specjalizacji: przetwarzanie i użytkowanie energii elektrycznej (2003). Z Grupą Kapitałową PSE SA jest związany od stycznia 2005 roku. W latach 2005–2011 pracował w EPC Consulting SA i zajmował się tematyką rynku energii elektrycznej oraz analiz techniczno-ekonomicznych. Od 2011 roku pracuje w PSE Innowacje sp. z o.o. (wcześniej CATA Ltd.), zajmując się m.in. zagadnieniami prognozowania krótko- i długoterminowego, optymalizacji doboru zbiorów danych wejściowych do modeli prognostycznych, metodami przeszukiwania dużych zbiorów danych, zagadnieniami eksploatacji elementów sieci przesyłowej, robotyzacją prac inspekcyjnych, uczeniem maszynowym i metodami sztucznej inteligencji w energetyce.

#### Jacek Kamiński

dr hab. inż., prof. IGSMiE PAN

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków

e-mail: kaminski@min-pan.krakow.pl

Profesor nadzwyczajny w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk. Kierownik Pracowni Ekonomiki Energetyki oraz Zakładu Polityki i Badań Strategicznych. Uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (2006), a stopień naukowy doktora habilitowanego nauk technicznych w dyscyplinie energetyka na Politechnice Śląskiej w Gliwicach (2013). W latach 2007–2009 oddelegowany ekspert krajowy do Wspólnotowego Centrum Badawczego Komisji Europejskiej – Instytut Studiów Perspektyw Technologicznych (European Commission – DG Joint Research Centre – Institute for Prospective Technological Studies – EC/DG JRC/IPTS) w Sewilli. Autor i współautor ponad 100 publikacji naukowych, w tym m.in. w czasopiśmie: *Energy Policy, Energy, Applied Energy*. Ekspert z zakresu budowy modeli matematycznych oraz systemów wsparcia procesu podejmowania decyzji w przedsiębiorstwach energetycznych, rynków paliw i energii oraz polityki energetycznej. Kierownik kilkudziesięciu prac i projektów zrealizowanych na zlecenie przedsiębiorstw energetycznych. Od 2016 roku jest prezesem zarządu polskiej afiliacji International Association for Energy Economics (IAEE).

#### Pablo Benalcázar

mgr inż.

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków

e-mail: benalcazar@min-pan.krakow.pl

Asystent w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Pracowni Ekonomiki Energetyki Zakładu Polityki i Badań Strategicznych. Doktorant Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. Magister technologii chemicznej ze specjalnością czystych paliw kopalnych i paliw alternatywnych w Akademii Górniczo-Hutniczej. W badaniach naukowych koncentruje się na zagadnieniach ekonomicznych, polityce energetycznej, optymalizacji matematycznej i prognozowaniu.

# HELM – a New Method of Calculating Power Flows in Power Grids

## Author

Andrzej Mieczysław Wędzik

## Keywords

power flows, HELM method, complex analysis

## Abstract

Numerical algorithms based on iterative techniques have been used for a long time to analyse power flows in power systems. However, these methods do not guarantee that the commenced iterative process will always converge. At the same time, power flow equations have many solutions, and only one of them corresponds to the actual state of the concerned power system's operation. HELM (*Holomorphic Embedding Load-Flow Method*) was developed to overcome these limitations. It employs complex analysis techniques. Its most important feature is that if a solution exists, it corresponds to the actual state of the system's operation. However, where no solution exists, it unambiguously warns that there will be a voltage avalanche (*blackout*). The method's very important characteristic is that it is recurrent and not iterative like the classical algorithms. Its potential and the options of its use in real-time applications for many operations related to power system performance have been demonstrated so far in a few publications. The paper presents the main assumptions of the HELM method and how basic components of the power system model can be mapped using the complex analysis technique. It also compares HELM calculations with those made with classical iterative methods.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019105**

Received: 23.02.2019

Received in revised form: 21.05.2019

Accepted: 24.05.2019

Available online: 30.08.2019

## 1. Introduction

Numerical methods based on iterative techniques have been used for a long time to analyse power flows in power systems. The most well-known ones include the methods of Gauss-Seidel, Newton-Raphson, Fast Decoupled Load Flow and other, which are most often variants of the previously mentioned methods. All of these methods are successfully used in power flow calculations by professional and publicly available programs alike.

However, the aforementioned iterative methods have some well-known imperfections with a greater or lesser impact on the calculation process and its results. The iterative methods' most important imperfections include:

- no guarantee that the iterative process will always converge
- multiple solutions – since power system equations have many solutions, it cannot always be controlled which of them will actually converge.

At the same time, it is known that only one solution to a power flow equation corresponds to the concerned power system's actual operating state. In this case, if the calculations starting

point is not close enough to the solution sought, the iterative methods may not only not converge, but also may converge to a false solution.

The HELM method was developed to overcome these limitations of the classical methods used so far. HELM is a completely new and innovative method of solving equations describing steady states of power systems. The method employs complex analysis techniques. Its most important feature, however, is that:

- the solution, if it exists, corresponds to the actual state of the power system's operation (regardless of the choice of the starting point)
- it unambiguously warns that if there is no solution, the system will experience a voltage avalanche (*blackout*).

The method's very important characteristic is that it is recurrent and not iterative like the classical algorithms.

The HELM method was developed by Antonio Trias. It was patented in the USA (2004–2011) as an integral part of a new system for power transmission and distribution grids monitoring and management [1–4].

The HELM method itself was published for the first time in 2012 [5]. The publication described the mathematical foundations of the *holomorphic embedding method* used for a system with *PQ* type nodes. On an example of a 2-machine system, the principle and its possible applications is presented.

Subramanian et al. [6] for the first time demonstrated how to model *PV* type nodes in the HELM method. They also presented a way to solve the solution accuracy problem in the case of holomorphic embedding of *PV* type nodes.

Baghsorkhi and Suetin [7] presented the HELM method's possible applications to calculate power flows in power grids with the *PV* nodes for which voltage constraints were determined. This issue is directly related to the possibilities of modelling voltage regulators in the discussed method.

Trias in [8] described in detail the theoretical foundations of the HELM method: how to build a holomorphic embedding to correctly solve equations describing power flows in the power system, how to use standard analytical techniques for practical calculations, how to extend the method in order to adapt it to variable control elements, such as *PV* type nodes.

Suetin and Baghsorkhi [9] and Rao et al [10] presented in an orderly manner: mathematical models of power system elements so far developed and used in the HELM method, the most frequently used methods of solving the equations forming the flow model, impact of selected holomorphic embeddings on building models of power system components, calculations of germ solutions, and operation of the recursive algorithm used in the HELM method.

Trias and Marín [11] presented the HELM method's possible applications for solving power flows in DC systems.

Wallace et al. in [12] presented an alternative method for including *PV* type nodes in the HELM method.

Basiri-Kejani and Gholipour [13] presented the possibilities of modelling of control devices in the discussed method. Their main considerations focused on FACTS type controls.

Liu et al. [14] presented a concept of the multidimensional HELM method. Their main aim was to obtain an unambiguous approximation of the analytical power flow solution by finding a physical germ solution and the use of an arbitrary holomorphic embedding for each power generated and each load or groups of loads. Santos et al [15] and Sauter et al [16] analytically compared the HELM method variants developed so far with classical flow algorithms.

Trias and Marín [17] analysed the application of the Padé-Weierstrass technique to solving the power flow problem and its implications for improving the accuracy of the HELM method's results.

Chiang et al. [18] proposed a new version of the HELM method. They found their solution faster and more flexible in operation.

Feng and Tylavsky [19] focused on the HELM method's application to find flow equations solutions most interesting from the point of view of power system voltage stability.

Liu et al. [20] proposed an Internet-based system for assessing voltage stability in a steady state, used to assess the probability of a voltage avalanche in the power system.

So far, the few publications described above, which refer to the presented method, have demonstrated that it is more efficient than and competitive to classical iterative methods. They showed the method's great potential and possible uses in real-time applications for many operations related to the power system performance, such as: failure analysis, optimal power flows, building scenarios for system recovery after failures. This is particularly important from the point of view of the increasingly widespread introduction of smart real time applications, the main purpose of which is to support grid operators where there is no time to manually tune devices, until convergence of calculations is achieved.

This paper presents the main assumptions of the HELM method and how to build power system models using the complex analysis technique. The calculations are compared with classical iterative methods.

## 2. Mathematical model of the HELM method

For any node  $i$  of power grid consisting of  $N$  nodes, the equation binding the basic electrical quantities can be written in the form of:

$$S_i = V_i \cdot I_i^* = V_i \cdot \left( \sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k \right)^* = V_i \cdot \sum_{k=0}^N Y_{ik}^* \cdot V_k^* \quad (1)$$

where: the quantities in it indicate complex values, respectively:  $S_i$  – power in node  $i$ ,  $V_i$  – voltage in node  $i$ ,  $I_i$  – current in node  $i$ ,  $Y_{ik}$  – elements of the admittance matrix mapping connections in the grid. Indices (\*) indicate conjugate values.

Equation (1) had become the basis for the formulation of a new power flow calculation method based on the holomorphic embedding method. In the method's first versions [1–5], power system nodes were modelled as *PQ* type nodes. For such a case equation (1), after appropriate transformations, can be written as:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k = \frac{S_i^*}{V_i^*}, \quad \text{for } i \in PQ \quad (2)$$

Equation (2) represents the basic record of flow equations describing the state of *PQ* type nodes. Although in practice only a few nodes in an extensive power system are described thus, the above case can be treated as a starting point to describe the HELM method's operating principle and to develop its model.

The holomorphic function is a function defined on an open subset of the plane of complex numbers  $C$  with values contained in this set, which is differentiable in complex terms at every point of this subset. The function's holomorphicity is a condition much stronger than differentiability in real terms, because a function with this property is infinitely differentiable, which makes it representable by Taylor's formula (series).

Equation (2) is an algebraic equation the solution of which is the searched-for vector of nodal voltage with components  $V_i$ . However, an equation in this form is not holomorphic, because the Cauchy-Riemann conditions are not met due to the occurrence of complex quantities.

To change this situation, the HELM method proposes embedding the original algebraic equations in their functional holomorphic extension. With this treatment many properties of the complex analysis, unavailable or limited in solving algebraic equations, can be used.

Embedding is a multi-valued mapping of object A into object B, which preserves the properties of the embedded object (the properties concerned depend on the considered theory). Embedding implies the existence in object B of a subset "identical" to object A.

The embedding proposed in the HELM method consists in entering complex variable  $z$  into equation (2) in such a way that voltages  $V_i, V_k$  become functions of this new variable. Embedding can be done in any way. For the PQ type nodes described by equation (2), the holomorphic embedding may take the following form:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_i^*}{V_i^*(z^*)}, \quad \text{for } i \in PQ \quad (3)$$

where:  $V_i^*(z^*)$  is a holomorphic, conjugate function of the conjugate variable  $z$ . This expression is not equivalent to a function  $V_i^*(z)$ !

The functional dependence in equation (3) of nodal voltage on complex variable  $z$  is a holomorphic function. In addition, the voltages in the system nodes meet the following dependencies, resulting from the holomorphic embedded applied:

$$V_k(0) = 1 \quad \forall k \in PQ \quad (4)$$

$$V_k(1) = V_k \quad \forall k \in PQ \quad (5)$$

$$V_{slack}(z) = V_{slack} \quad (6)$$

It should be noted that the holomorphic embedding used in equation (3) implies the following limit cases:

- solution for  $z = 0$  represents the grid operation without load and generation in the power system nodes – this is called a *germ solution*.
- solution for  $z = 1$  represents the determination of the grid operating point for the full flow model.

The method's additional characteristic is that it is recurrent and not iterative like the classical algorithms.

### 3. Problem solving methods

The holomorphic embedding function  $V(z)$  a holomorphic function of complex variable  $z$ . In practice, this means that the problem of power flows in the power system is solved by the HELM method in a function space in which functions and variables are complex numbers. One of the methods used to solve this type of problem is the power series method.

#### Power series method

Using one of the fundamental features of holomorphic functions, function  $V(z)$  can be represented as Maclaurin series, which is a

particular form of Taylor series. In general, it is a power series with coefficients that are complex functions, dependent on complex variables of this series. Such a series is formulated as follows:

$$V(z) = \sum_{n=0}^{\infty} V[n] \cdot z^n \quad (7)$$

In addition, for holomorphic function  $V(z)$  the following dependencies are met, which are obligatory when it is developed into the Maclaurin series:

$$V^*(z) = V^*[0] + V^*[1] \cdot z^* + V^*[2] \cdot (z^*)^2 + \dots + V^*[n] \cdot (z^*)^n \quad (8)$$

$$V^*(z^*) = V^*[0] + V^*[1] \cdot z + V^*[2] \cdot z^2 + \dots + V^*[n] \cdot z^n \quad (9)$$

Since in equation (3) function  $V^*(z^*)$  is in the denominator, it is convenient to enter function  $W(z)$  determined as follows:

$$W(z) = \frac{1}{V(z)} \quad (10)$$

From equation (10) it follows directly that:

$$(W[0] + W[1] \cdot z + \dots + W[n] \cdot z^n) \cdot (V[0] + V[1] \cdot z + \dots + V[n] \cdot z^n) = 1 \quad (11)$$

By multiplying the power series in equation (10), the formulas can be determined that allow calculating the values of functional coefficients  $W[n]$ :

$$W[0] = \frac{1}{V[0]} \quad (12)$$

$$W[n] = -\frac{\sum_{m=0}^{n-1} W[m] \cdot V[n-m]}{V[0]}, \quad \text{dla } n \geq 1 \quad (13)$$

Based on the above relationships, the functional values of coefficients  $V[n]$  can be calculated after formula:

$$V[n] = S^* \cdot W^*[n-1], \quad \text{dla } n > 0 \quad (14)$$

Thus equation (3) of the state of PQ, type nodes, will take the form:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k[n] = S_i^* \cdot W_i^*[n-1], \quad \text{dla } i \in PQ \quad (15)$$

Another approach applied to calculations by the HELM method is *continued fraction approximation*.

### Continued fraction approximation

Theoretically, there are many ways to transform the original power series described by equation (7) into a continued fraction which approximates this series. One possible form of this transformation is as follows:

$$\begin{aligned}
 V(z) &= V[0] + V[1] \cdot z + V[2] \cdot z^2 + \dots + V[n] \cdot z^n = \\
 &= V[0] + z \cdot (V[1] + V[2] \cdot z + \dots + V[n] \cdot z^{n-1}) = \\
 &= V[0] + \frac{z}{\frac{1}{V[1] + V[2] \cdot z + \dots + V[n] \cdot z^{n-1}}} = \\
 &= V[0] + \frac{z}{V^{(1)}(z)}
 \end{aligned} \tag{16}$$

The last expression in equation (16) can be written in the form of a recursive expression that allows calculating the value of the sought function  $V(z)$ :

$$V(z) = V[0] + \frac{z}{V^{(1)}[0] + \frac{z}{V^{(2)}[0] + \frac{z}{V^{(3)}[0] + \dots}} \tag{17}$$

By reference to the previous comments it should be noted that the value of function  $V(z)$ , defining the operating voltage in all  $N$  grid nodes represented in the flow model, is obtained directly from equation (17), assuming value  $z = 1$ .

There are many other methods that can be used to solve the issues described in the HELM method. Only the methods most popular and most widely applied in the studies published so far are described above.

### 4. Consideration of actual states of the power system operation

Equation (2) and corresponding holomorphic embedding (3) describe the operating state of  $PQ$  type nodes. From a practical point of view, this approach is not sufficient to describe the full power flows in an extensive power system. The complete computational model must also represent other types of nodes and devices. Work on these issues is currently at the initial stage, but the first studies have already been developed that take into account the complexity of the power system operation. The forms of holomorphic embedding can be infinite. The most important of them, which have been implemented in practice, are presented below.

#### Extended model of $PQ$ type nodes

In this model the two following components were separated from elements of admittance matrix  $Y_{ik}$ :  $Y_{ik}^{tr}$  – component corresponding to “serial branches” and  $Y_{ik}^{sh}$  – component corresponding to “shunt elements”. Such representation of  $PQ$  type

nodes allows for mapping of *shunt elements* (reactors, capacitors, etc.) and facilitates modelling of transformers. Flow equations for the described case take the form:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik}^{tr} \cdot V_k = \frac{S_i^*}{V_i^*} - Y_i^{sh} \cdot V_i, \quad \text{for } i \in PQ \tag{18}$$

Holomorphic embedding for equation (18) will take the form:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_i^*}{V_i^*(z^*)} - z \cdot Y_i^{sh} \cdot V_i(z), \quad \text{for } i \in PQ \tag{18a}$$

Whereas the mathematical model used in the HELM method, corresponding to equation (18a), will take the form:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k[n] = S_i^* \cdot W_i^*[n-1] - Y_i^{sh} \cdot V_i[n-1], \quad \text{for } i \in PQ \tag{18b}$$

#### PV type node model

For  $PV$  type nodes the voltage module  $|V_i|$  and the active power output  $P_i$  are known. The unknown quantities are the voltage angle and reactive node power  $Q_i$ . The respective holomorphic embedding equations that represent the reactive power calculation method can be formulated as follows:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_{iconst}^* - jQ_i(z)}{V_i^*(z^*)} - z \cdot Y_i^{sh} \cdot V_i(z), \quad \text{for } i \in PV \tag{19}$$

where:  $S_{iconst}^*$  is the conjugate value of the constant (unchangeable) power  $S_i$  in node  $i$ .

The mathematical model used in the HELM method, corresponding to equation (19), will take the form:

$$\begin{aligned}
 &\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k[n] + jQ_i[n] = \\
 &= S_{iconst}^* \cdot W_i^*[n-1] - j \left( \sum_{m=1}^{n-1} Q_i[m] \cdot W_i^*[n-m] \right) - Y_i^{sh} \cdot V_i[n-1], \\
 &\quad \text{for } i \in PV
 \end{aligned} \tag{19a}$$

At the same time, the holomorphic embedding that represents the condition of voltage module  $|V_i|$ , can be formulated as:

$$V_i(z) \cdot V_i^*(z^*) = 1 + z \cdot \left( |V_i^{zad}|^2 - 1 \right), \quad \text{for } i \in PV \tag{20}$$

where:  $V_i^{zad}$  is the specified voltage magnitude in node  $i$ .

The mathematical model used in the HELM method, corresponding to equation (20), will take the form:

$$V_i^{re}[n] = \begin{cases} 1, & \text{for } n = 0, \\ \frac{(V_i^{zad})^2 - 1}{2}, & \text{for } n = 1, \\ -\frac{1}{2} \sum_{m=1}^{n-1} V_i[m] \cdot V_i^*[n-m], & \text{for } n = 2, 3, \dots, n-1, \end{cases}$$

for  $i \in PV$  (21)

The above equations are only a small representation of the mathematical models that make up the description of complex processes occurring in a real power system. Work on this has only just begun. It is to be hoped that with each new development, the library of available models allowing their representation and application in the HELM method will be enriched.

### 5. Calculation examples

In order to test the HELM method's effectiveness, comparative analyses were carried out with a professional program for power flow calculation, PSS<sup>®</sup>E by Siemens PTI. Standard 3-, 14- and 118-node IEEE power system models were used for the calculations. The models were adapted to the specifics of the holomorphic embeddings developed and described before. For this reason, for example, the ability to control transformer ratios has been blocked in the IEEE models. All constraints and requirements for PV type nodes have been retained, such as fixed voltage levels and reactive power limits of generators. The calculations in Siemens PTI's PSS<sup>®</sup>E program were performed using the full Newton-Raphson method.

The calculations were made on a computer with an Intel<sup>®</sup> Core-™ i7-6700 HQ 2.6 GHz processor with a 64-bit MS Windows 10 Pro operating system. The HELM method algorithm was written in Python 3.6.

Results of the comparative calculations are presented in Tab. 1.

### 6. Conclusions

The HELM method is a completely new and innovative method of solving equations describing steady states of power systems. The first theoretical works indicate the method's great potential and applicability. This is also confirmed by the calculations carried out by this author. The results presented in Tab. 1 show that:

- calculations by the HELM method are highly accurate, regardless of the analysed grid size
- for a grid with a small number of nodes, the computation time is comparable or shorter than in classical methods
- with increase in the problem dimensions, the duration of computation by the HELM method increases significantly.

However, it should be remembered that the computation time in the HELM method is not of prime concern. Much more important are the method's features due to the holomorphic embedding and the "transfer" of the power flow problem to the plane of complex numbers C, while embedding the original algebraic equations into their functional holomorphic extension. The solution's unambiguity (or the lack of it) obtained with such a transformation allows one to optimistically think, for example, about

Model	PSS <sup>®</sup> E		HELM	
	CPU usage	Accuracy	CPU usage	Accuracy
	[ms]	[MVA]	[ms]	[MVA]
3-bus	38.823.	5,960E-06	24.495.	3,786E-05
14-bus	63.732.	2,227E-05	42.536.	4,413E-12
118-bus	56.567.	4,134E-04	300.137.	1,333E-08

Tab. 1. Comparative analysis of flow calculations by PSS<sup>®</sup>E program and HELM method

the HELM method's applicability in real-time systems used to control the operation of a complex power system.

### 7. Future research directions

Theoretical and development work on the HELM method is at an early stage. So far, only some of the issues that are necessary to develop a fully functional power flow calculation method in real power systems have been worked out in a satisfactory way. Theoretical works should include the following critical elements:

- modelling of control elements, such as regulating transformers, phase shifters, FACTS devices, etc.
- modelling that reflect various workloads (current model, admittance model etc.).

Equally important as modelling power system components should be considered the need to search for new and more efficient methods of calculating functional variables, which are the solution to the power flow problem in the HELM method. Accuracy and speed of the function solution approximation play an important role in the calculation process and determine the entire method's effectiveness and efficiency.

Finally, it should be noted that the HELM method has been commercialized and is now owned by Gridquant Inc. According to commercial information, this company offers a fully functional version of the program that allows calculating very large power grids. However, the way this program works, and the details of modelling individual grid components are business secrets of the company. An additional incentive to intensify research works is the very high price that Gridquant Inc. demands for the program, and this also applies to its academic version.

### REFERENCES

1. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent Application Publication, Pub. No.: US 2004/0158417 A1, Pub. Date: Aug. 12, 2004.
2. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent Application Publication, Pub. No.: US 2006/0111860 A1, Pub. Date: May 25, 2006.



3. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent Application Publication, Pub. No.: US 2009/0228154 A1, Pub. Date: Sep. 10, 2009.
4. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent, Patent No.: US 7,979,239 B2, Date of Patent: Jul. 12, 2011.
5. Trias A., The Holomorphic Embedding Load Flow Method, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2012, pp. 1–8, ISSN: 1932, -5517, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344759.
6. Subramanian M.K., Feng Y., Tylavsky D., PV bus modeling in a holomorphically embedded power-flow formulation, 2013 North American Power Symposium (NAPS), September 2013, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666940, pp. 1–6.
7. Baghsorkhi S.S., Suetin S.P., Embedding AC Power Flow with Voltage Control in the Complex Plane: The Case of Analytic Continuation via Padé Approximants, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1504.03249, 2015, arXiv: 1504.03249 [online], <http://arxiv.org/abs/1504.03249> [access: 21/11/2016]
8. Trias A., Fundamentals of the Holomorphic Embedding Load-Flow Method, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1509.02421, 2015, arXiv: 1509.02421 [online], <http://arxiv.org/abs/1509.02421> [access: 21/11/2016]
9. Suetin S.P., Baghsorkhi S.S., Embedding AC Power Flow in the Complex Plane Part I: Modelling and Mathematical Foundation, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1604.03425, 2016, arXiv: 1604.03425 [online], <http://arxiv.org/abs/1604.03425> [access: 21/11/2016]
10. Rao S. et al., The Holomorphic Embedding Method Applied to the Power-Flow Problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 5, 2016, pp. 3816–3828, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2503423.
11. Trias A., Marín J.L., The Holomorphic Embedding Loadflow Method for DC Power Systems and Nonlinear DC Circuits, *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, Vol. 63, No. 2, 2016, pp. 322–333, doi: 10.1109/TCSI.2015.2512723.
12. Wallace I. et al., Alternative PV Bus Modelling with the Holomorphic Embedding Load Flow Method, arXiv e-prints, July 2016, arXiv: 1607.00163 [online], <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/2016arXiv160700163W> [access: 17/10/2017].
13. Basiri-Kejani M., Gholipour E., Holomorphic Embedding Load-Flow Modeling of Thyristor-Based FACTS Controllers, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 32, No. 6, 2017, pp. 4871–4879, ISSN: 0885, -8950, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2682117.
14. Liu C. et al., A Multi-Dimensional Holomorphic Embedding Method to Solve AC Power Flows, *IEEE Access* 2017, Vol. 5, pp. 25270–25285, ISSN: 2169, -3536, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2768958.
15. Santos A.C., Freitas F.D., Fernandes L.F.J., Holomorphic embedding approach as an alternative method for solving the power flow problem, 2017 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS), November 2017, pp. 1–4, doi: 10.1109/WCNPS.2017.8252933.
16. Sauter P.S. et al., Comparison of the Holomorphic Embedding Load Flow Method with Established Power Flow Algorithms and a New Hybrid Approach, March 2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech), 2017, pp. 203–210, ISSN: 2166, -5478, doi: 10.1109/GreenTech.2017.36.
17. Trias A., Marín J.L., A Padé-Weierstrass technique for the rigorous enforcement of control limits in power flow studies, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1707.04064, 2017, arXiv: 1707.04064 [online], url: <http://arxiv.org/abs/1707.04064>, [access: 13/07/2017]
18. Chiang H., Wang T., Sheng H., A Novel Fast and Flexible Holomorphic Embedding Power Flow Method, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 3, 2018, pp. 2551–2562, ISSN: 0885, -8950, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2750711.
19. Feng Y., Tylavsky D., A Holomorphic embedding approach for finding the Type-1 power-flow solutions, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 102, 2018, pp. 179–188, ISSN: 0142, -0615, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.04.029.
20. Liu C. et al., Online Voltage Stability Assessment for Load Areas Based on the Holomorphic Embedding Method, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 4, 2018, pp. 3720–3734, ISSN: 0885, -8950, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2771384.

## Andrzej Mieczysław Wędzik

Lodz University of Technology, Institute of Electrical Power

e-mail: [andrzej.wedzik@p.lodz.pl](mailto:andrzej.wedzik@p.lodz.pl)

A graduate of Lodz University of Technology. Since 1986 in the Institute of Electrical Power Engineering of his alma mater, now as assistant professor. His research activity is focused on issues related to renewable energy, energy law, energy market and optimization. Since 2007 Chairman of the Central Section of Renewable Energy and Environmental Protection of SEP Association of Polish Electrical Engineers.

## HELM – nowa metoda obliczania rozpliwów mocy w sieciach elektroenergetycznych

### Autor

Andrzej Mieczysław Wędzik

### Słowa kluczowe

rozpliw mocy, metoda HELM, analiza zespolona

### Streszczenie

Do badania rozpliwów mocy w systemach elektroenergetycznych od dawna używane są algorytmy numeryczne oparte na technikach iteracyjnych. Jednak metody te nie dają gwarancji, że rozpoczęty proces iteracyjny zawsze się zbiegnie. Jednocześnie równania opisujące rozpliw mocy mają wiele rozwiązań, a tylko jedno z nich odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy badanego systemu elektroenergetycznego. Metoda HELM (ang. *Holomorphic Embedding Load Flood Method*) została opracowana w celu likwidacji powyższych ograniczeń. Metoda ta wykorzystuje techniki analizy zespolonej. Najważniejszą jej cechą jest to, że jeżeli rozwiązanie istnieje, wówczas odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy systemu. Natomiast gdy rozwiązanie nie istnieje, wówczas jednoznacznie sygnalizuje, że wystąpi lawina napięcia (*blackout*). Bardzo ważną cechą metody jest to, że jest ona metodą rekurencyjną, a nie iteracyjną, jak w przypadku algorytmów klasycznych. W nielicznych publikacjach wykazano dotychczas duży potencjał metody i możliwości jej wykorzystania w aplikacjach działających w czasie rzeczywistym do wielu operacji związanych z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego. W artykule przedstawiono główne założenia metody HELM i sposób odwzorowania podstawowych elementów modelu systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem techniki analizy zespolonej. Dokonano również porównania obliczeń wykonanych za pomocą metody HELM z obliczeniami przeprowadzonymi klasycznymi metodami iteracyjnymi.

Data wpływu do redakcji: 23.02.2019

Data wystawienia recenzji: 21.05.2019

Data akceptacji artykułu: 24.05.2019

Data publikacji online: 30.08.2019

### 1. Wprowadzenie

Do badania rozpliwów mocy w systemach elektroenergetycznych od dawna używane są metody numeryczne oparte na technikach iteracyjnych. Do najbardziej znanych można zaliczyć: metodę Gaussa-Seidla, Newtona-Raphsona, Fast Decoupled Load Flow i inne, które najczęściej są wariantami wymienionych wcześniej metod. Wszystkie te metody stosowane są z powodzeniem w obliczeniach rozpliwów mocy zarówno w programach profesjonalnych, jak i ogólnie dostępnych.

Jednak wymienione powyżej metody iteracyjne mają pewne ogólnie znane niedoskonałości, które w mniejszym lub większym stopniu wpływają na proces obliczeń i otrzymane wyniki. Do najważniejszych niedoskonałości metod iteracyjnych należą:

- brak gwarancji, że rozpoczęty proces iteracyjny zawsze się zbiegnie
- wielość rozwiązań – ponieważ równania opisujące system elektroenergetyczny mają wiele rozwiązań, nie zawsze można kontrolować, do którego z nich aktualne rozwiązanie się zbiegnie.

Jednocześnie wiadomo, że tylko jedno z rozwiązań równania opisujące rozpliw mocy odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy badanego systemu elektroenergetycznego. W takim przypadku, jeżeli punkt startowy obliczeń nie będzie znajdował się wystarczająco blisko poszukiwanego rozwiązania, to wówczas metody iteracyjne mogą nie tylko się nie zbiegać, ale zbiegać się do fałszywego rozwiązania.

Metoda HELM została opracowana w celu likwidacji powyższych ograniczeń, występujących w dotychczas wykorzystywanych metodach klasycznych. HELM jest

całkowicie nową i nowatorską metodą rozwiązywania równań opisujących stany ustalone systemów elektroenergetycznych. Działanie metody oparte jest na wykorzystaniu technik analizy zespolonej. Najważniejszą jej cechą jest jednak to, że:

- znalezione rozwiązanie, jeżeli istnieje, odpowiada rzeczywistemu stanowi pracy badanego systemu elektroenergetycznego (bez względu na wybór punktu startowego)
- jednoznacznie sygnalizuje, jeżeli rozwiązanie nie istnieje, że wystąpi w systemie lawina napięcia (*blackout*).

Bardzo ważną cechą metody jest to, że jest ona metodą rekurencyjną, a nie iteracyjną, jak w przypadku algorytmów klasycznych.

Metoda HELM została opracowana przez Antonio Triasa. Opatentowano ją w USA (2004–2011) jako integralną część opracowanego systemu monitorowania i zarządzania elektroenergetycznymi sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi [1–4].

Sama metoda HELM została opublikowana po raz pierwszy w 2012 roku [5]. W publikacji autor opisał podstawy matematyczne zastosowanej metody zanurzenia holomorficznego (ang. *Holomorphic Embedding Method*) w odniesieniu do systemu z węzłami typu PQ. Na przykładzie układu 2-maszynowego przedstawił zasadę i możliwości jej stosowania.

Subramanian i inni [6] po raz pierwszy przedstawili sposób modelowania węzłów typu PV w metodzie HELM. Zaprezentowali również sposób rozwiązania problemu dokładności rozwiązania w przypadku zastosowania zanurzenia holomorficznego dla węzłów typu PV.

Baghsorkhi i Suetin [7] przedstawili możliwości wykorzystania metody HELM do obliczeń rozpliwów mocy w sieciach elektroenergetycznych z węzłami PV, dla których określono ograniczenia napięciowe. Zagadnienie to wiąże się bezpośrednio z możliwościami modelowania regulatorów napięcia w omawianej metodzie.

W publikacji [8] Trias w sposób szczegółowy opisał teoretyczne podstawy metody HELM: w jaki sposób należy budować zanurzenie holomorficzne w celu prawidłowego rozwiązania równań opisujących rozpliw mocy w systemie elektroenergetycznym, w jaki sposób stosować standardowe techniki analityczne do praktycznych obliczeń, jak rozszerzyć metodę, aby dostosować ją do zmiennych elementów sterujących, takich jak węzły typu PV.

Suetin i Baghsorkhi [9] oraz Rao i inni [10] w sposób uporządkowany przedstawili: opracowane dotychczas modele matematyczne elementów systemu elektroenergetycznego, wykorzystywane w metodzie HELM, najczęściej stosowane metody rozwiązania równań tworzących model rozpliwowy, wpływ wybranych zanurzeń holomorficznych na budowanie modeli elementów systemu elektroenergetycznego, obliczenia rozwiązań kielków (*germ solutions*) i działania samego, rekurencyjnego algorytmu stosowanego w metodzie HELM. Trias i Marin [11] zaprezentowali możliwości wykorzystania metody HELM do rozwiązywania rozpliwów mocy w systemach prądu stałego.

Wallace i inni w publikacji [12] zaprezentowali alternatywną metodę uwzględniania węzłów typu PV w metodzie HELM.

PL

Możliwości modelowania urządzeń regulacyjnych w omawianej metodzie przedstawił Basiri-Kejani i Gholipour [13]. Główne ich rozważania zostały skoncentrowane na regulatorach typu FACTS.

Liu i inni [14] zaprezentowali koncepcję wielowymiarowej metody HELM. Głównym zamierzeniem autorów było uzyskanie jednoznacznego przybliżenia analitycznego rozwiązania rozpliwów mocy poprzez znalezienie fizycznego rozwiązania kielka oraz zastosowanie arbitralnego zanurzenia holomorficznego dla każdej mocy generowanej, każdego obciążenia lub grup obciążeń.

Analizy porównawczej dotychczas opracowanych wariantów metody HELM z klasycznymi algorytmami rozpliwowymi dokonali Santos i inni [15] oraz Sauter i inni [16].

Trias i Marín [17] poddali analizie zastosowanie techniki Padé-Weierstrass do rozwiązania problemu rozpliwów mocy i jej wpływ na poprawę dokładności otrzymywanych wyników obliczeń w metodzie HELM.

Chiang i inni [18] zaproponowali nową wersję metody HELM. Według autorów ich rozwiązanie charakteryzuje się większą szybkością i elastycznością działania.

Na wykorzystaniu metody HELM do znalezienia rozwiązań równań rozpliwowych, najbardziej interesujących z punktu widzenia oceny stabilności napięcia systemu elektroenergetycznego, skoncentrowali się Feng i Tylavsky [19].

Internetowy system oceny stabilności napięciowej w stanie ustalonym, wykorzystywany do oceny prawdopodobieństwa wystąpienia lawiny napięciowej w systemie elektroenergetycznym, zaproponowali Liu i inni [20].

Dotychczas nieliczne, opisane powyżej publikacje, które odnoszą się do prezentowanej metody, udowodniły, że w odniesieniu do klasycznych metod iteracyjnych jest ona wydajna i konkurencyjna. Wykazano w nich duży potencjał metody i możliwości jej wykorzystania w aplikacjach działających w czasie rzeczywistym do wielu operacji związanych z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego, takich jak m.in.: analizy awaryjności, optymalne rozpliwki mocy, budowanie scenariuszy odbudowy systemu po awariach. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia coraz szerszego wprowadzania inteligentnych aplikacji działających w czasie rzeczywistym, których głównym celem jest wspomaganie operatorów sieciowych w sytuacjach, gdy brakuje czasu na ręczne dostrojenie urządzeń, dopóki nie osiągnie się zbieżności prowadzonych obliczeń.

W artykule przedstawiono główne założenia metody HELM i sposób budowy modelu systemu elektroenergetycznego za pomocą techniki analizy zespolonej. Pokazano porównania obliczeń z klasycznymi metodami iteracyjnymi.

## 2. Model matematyczny metody HELM

Dla dowolnego węzła  $i$  sieci elektroenergetycznej, składającej się z  $N$  węzłów, można zapisać równanie wiążące ze sobą podstawowe wielkości elektryczne w postaci:

$$S_i = V_i \cdot I_i^* = V_i \cdot \left( \sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k \right)^* = V_i \cdot \sum_{k=0}^N Y_{ik}^* \cdot V_k^* \quad (1)$$

gdzie: występujące w nim wielkości oznaczają wartości zespolone odpowiednio:  $S_i$  – mocy węzła  $i$ ,  $V_i$  – napięcia węzła  $i$ ,  $I_i$  – wartości prądu węzła  $i$ ,  $Y_{ik}$  – elementów macierzy admittancji odwzorowującej połączenia w rozważanej sieci elektroenergetycznej. Indeksy (\*) oznaczają wartości sprzężone.

Równanie (1) stało się podstawą do sformułowania nowej metody obliczania rozpliwów mocy, która oparta została na metodzie zanurzenia holomorficznego. W pierwszych opracowanych wersjach omawianej metody [1–5] węzły systemu elektroenergetycznego były modelowane jako węzły typu PQ. Dla takiego przypadku równanie (1), po odpowiednich przekształceniach, można zapisać w postaci:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k = \frac{S_i^*}{V_i^*}, \quad \text{dla } i \in PQ \quad (2)$$

Równanie (2) przedstawia sobą podstawowy zapis równań rozpliwowych, opisujących stan pracy węzłów typu PQ. Choć w praktyce tylko nieliczne węzły w rozległym systemie elektroenergetycznym opisywane są w ten sposób, to jednak powyższy przypadek można potraktować jako punkt wyjścia do opisu zasady działania i tworzenia modelu metody HELM.

Funkcja holomorficzna jest funkcją zdefiniowaną na otwartym podzbiorsie płaszczyzny liczb zespolonych  $C$  o wartościach zawartych w tym zbiorze, która jest różniczkowalna w sensie zespolonym w każdym punkcie tego podzioru. Holomorficzność funkcji jest warunkiem dużo silniejszym niż różniczkowalność w sensie rzeczywistym, gdyż funkcja o tej własności jest nieskończenie wiele razy różniczkowalna, przez co może być przedstawiona za pomocą wzoru (szeregu) Taylora.

Równanie (2) jest równaniem algebraicznym, którego rozwiązaniem jest poszukiwany wektor napięć węzłowych o składowych  $V_i$ . Jednak równanie w tej formie nie jest holomorficzne, ponieważ warunki Cauchy'ego-Riemanna nie są spełnione ze względu na występowanie wielkości sprzężonych.

Aby zmienić tę sytuację, w metodzie HELM proponuje się zanurzenie oryginalnych równań algebraicznych w ich funkcjonalne holomorficzne rozszerzenie. Dzięki takiemu zabiegowi możliwe będzie wykorzystanie wielu właściwości analizy zespolonej, niedostępnych lub ograniczonych w rozwiązywaniu równań algebraicznych.

Zanurzenie (włożenie) jest odwzorowaniem różnowartościowym obiektu  $A$  w obiekt  $B$ , zachowującym własności obiektu zanurzanego (to, o jakie własności chodzi, zależy od rozważanej teorii). Istnienie zanurzenia implikuje istnienie w obiekcie  $B$  podzioru „identycznego” z obiektem  $A$ .

W metodzie HELM proponowane zanurzenie polega na wprowadzeniu zmiennej zespolonej  $z$  do równania (2) w taki sposób, aby napięcia  $V_i$ ,  $V_k$  stały się funkcjami tej nowej zmiennej. Zanurzenia można dokonać w dowolny sposób. Dla opisanych równaniem (2) węzłów typu PQ zanurzenie holomorficzne może przyjąć następującą postać:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_i^*}{V_i^*(z)}, \quad \text{dla } i \in PQ \quad (3)$$

gdzie:  $V_i^*(z)$  jest holomorficzną, sprzężoną funkcją sprzężonej zmiennej  $z$ . Wyrażenie to nie jest równoważne funkcji  $V_i^*(z)$ !

Występująca w równaniu (3) zależność funkcyjna napięcia węzłowego od zmiennej zespolonej  $z$  jest funkcją holomorficzną. Dodatkowo napięcia w węzłach systemu spełniają następujące zależności, wynikające z zastosowanego zanurzenia holomorficznego:

$$V_k(0) = 1 \quad \forall k \in PQ \quad (4)$$

$$V_k(1) = V_k \quad \forall k \in PQ \quad (5)$$

$$V_{slack}(z) = V_{slack} \quad (6)$$

Należy zauważyć, że zanurzenie holomorficzne, wykorzystane w równaniu (3), implikuje następujące przypadki graniczne:

- rozwiązanie dla  $z = 0$  reprezentuje pracę sieci bez obciążeń i generacji w węzłach systemu elektroenergetycznego – jest to tzw. rozwiązanie kielka (ang. *germ solution*)
- rozwiązanie dla  $z = 1$  reprezentuje określenie punktu pracy sieci dla pełnego modelu rozpliwowego.

Dodatkową cechą metody jest to, że jest ona metodą rekurencyjną, a nie iteracyjną, jak w przypadku algorytmów klasycznych.

## 3. Metody rozwiązania problemu

Zastosowanie zanurzenia holomorficznego sprawia, że funkcja  $V(z)$  jest funkcją holomorficzną zmiennej zespolonej  $z$ . W praktyce oznacza to, że problem rozpliwów mocy w systemie elektroenergetycznym za pomocą metody HELM jest rozwiązywany w przestrzeni funkcyjnej, w której zarówno funkcje, jak i zmienne są liczbami zespolonymi. Jedną z metod stosowanych do rozwiązania tego typu problemów jest metoda szeregów potęgowych.

### Metoda szeregów potęgowych

Wykorzystując jedną z fundamentalnych cech funkcji holomorficznych, funkcję  $V(z)$  można przedstawić w formie szeregu Maclaurina, który jest szczególną postacią szeregu Taylora. W ogólnym przypadku jest to szereg potęgowy o współczynnikach będących funkcjami zespolonymi, zależnymi od zmiennych zespolonych tego szeregu. Postać takiego szeregu jest następująca:

$$V(z) = \sum_{n=0}^{\infty} V[n] \cdot z^n \quad (7)$$

PL

Ponadto dla holomorficznego funkcji  $V(z)$  spełnione są następujące zależności, obowiązujące przy rozwinięciu jej w szereg Maclaurina:

$$V^*(z) = V^*[0] + V^*[1] \cdot z^* + V^*[2] \cdot (z^*)^2 + \dots + V^*[n] \cdot (z^*)^n \quad (8)$$

$$V^*(z^*) = V^*[0] + V^*[1] \cdot z + V^*[2] \cdot z^2 + \dots + V^*[n] \cdot z^n \quad (9)$$

Ponieważ w równaniu (3) funkcja  $V^*(z^*)$  znajduje się w mianowniku, wygodnie jest wprowadzić funkcję  $W(z)$  określoną w sposób następujący:

$$W(z) = \frac{1}{V(z)} \quad (10)$$

Z równania (10) wynika bezpośrednio, że:

$$\left( W[0] + W[1] \cdot z + \dots + W[n] \cdot z^n \right) \cdot \left( V[0] + V[1] \cdot z + \dots + V[n] \cdot z^n \right) = 1 \quad (11)$$

Mnożąc przez siebie występujące w równaniu (10) szeregi potęgowe, można określić wzory pozwalające wyliczyć wartości funkcyjnych współczynników  $W[n]$ :

$$W[0] = \frac{1}{V[0]} \quad (12)$$

$$W[n] = -\frac{\sum_{m=0}^{n-1} W[m] \cdot V[n-m]}{V[0]}, \quad \text{dla } n \geq 1 \quad (13)$$

Na podstawie przedstawionych powyżej zależności możliwe jest obliczenie wartości funkcyjnych współczynników  $V[n]$  wg zależności:

$$V[n] = S^* \cdot W^*[n-1], \quad \text{dla } n > 0 \quad (14)$$

Tym samym równanie (3), opisujące stan pracy węzłów typu PQ, przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k[n] = S_i^* \cdot W_i^*[n-1], \quad \text{dla } i \in PQ \quad (15)$$

Kolejnym ze sposobów wykorzystywanych do obliczeń w metodzie HELM jest metoda aproksymacji ułamkiem łańcuchowym (ang. *continued fraction*).

#### Metoda aproksymacji ułamkiem łańcuchowym

Teoretycznie istnieje wiele sposobów przekształcenia oryginalnego szeregu potęgowego, opisanego równaniem (7), do postaci ułamka łańcuchowego, aproksymującego ten szereg. Jedną z możliwych postaci takiego przekształcenia jest następująca:

$$\begin{aligned} V(z) &= V[0] + V[1] \cdot z + V[2] \cdot z^2 + \dots + V[n] \cdot z^n = \\ &= V[0] + z \cdot \left( V[1] + V[2] \cdot z + \dots + V[n] \cdot z^{n-1} \right) = \\ &= V[0] + \frac{z}{\frac{1}{V[1] + V[2] \cdot z + \dots + V[n] \cdot z^{n-1}}} = \\ &= V[0] + \frac{z}{V^{(1)}(z)} \end{aligned} \quad (16)$$

Ostatnie wyrażenie z równania (16) można zapisać w formie rekurencyjnego wyrażenia, pozwalającego obliczyć wartość poszukiwanej funkcji  $V(z)$ :

$$V(z) = V[0] + \frac{z}{V^{(1)}[0] + \frac{z}{V^{(2)}[0] + \frac{z}{V^{(3)}[0] + \dots}} \quad (17)$$

Wykorzystując wcześniejsze uwagi, należy zauważyć, że wartość funkcji  $V(z)$ , określającej napięcia pracy we wszystkich  $N$  węzłach sieci, reprezentowanych w modelu rozplywowym, otrzymuje się bezpośrednio z równania (17), przyjmując wartość  $z = 1$ .

Istnieje jeszcze wiele innych metod, które mogą być wykorzystane do rozwiązania zagadnień opisanych w metodzie HELM. Powyżej zostały opisane jedynie najpopularniejsze metody, które znalazły najszersze zastosowanie w publikowanych dotychczas pracach.

#### 4. Sposoby uwzględniania stanów rzeczywistych pracy systemu elektroenergetycznego

Równanie (2) oraz odpowiadające mu zanurzenie holomorficznego (3) opisują stan pracy węzłów typu PQ. Z punktu widzenia praktycznego takie podejście nie jest wystarczające do opisu pełnych rozplywów mocy w rozległym systemie elektroenergetycznym. W pełnym modelu obliczeniowym konieczne jest również odwzorowanie innych rodzajów węzłów czy też urządzeń. Prace nad tymi zagadnieniami są obecnie na etapie wstępnym, ale powstały już pierwsze opracowania uwzględniające złożoność pracy systemu elektroenergetycznego. Postaci zanurzeń holomorficzyńskich może być nieskończenie wiele. Poniżej zaprezentowane zostaną najważniejsze z nich, które doczekały się praktycznej implementacji.

#### Rozbudowany model węzłów typu PQ

W tym modelu z elementów macierzy admitancyjnej  $Y_{ik}$  wydzielone zostały dwie części składowe:  $Y_{ik}^{tr}$  – część odpowiadająca „gałęziom szeregowym” oraz  $Y_{ik}^{sh}$  – część odpowiadająca „elementom poprzecznym” (ang. *shunt elements*). Taka reprezentacja węzłów typu PQ pozwala na odwzorowanie elementów poprzecznych (dławiki, kondensatory itp.) oraz ułatwia modelowanie transformatorów. Równania rozplywowe dla opisywanego przypadku przyjmują postać:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik}^{tr} \cdot V_k = \frac{S_i^*}{V_i^*} - Y_i^{sh} \cdot V_i, \quad \text{dla } i \in PQ \quad (18)$$

Zanurzenie holomorficznego dla równania (18) przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_i^*}{V_i^*(z^*)} - z \cdot Y_i^{sh} \cdot V_i(z), \quad \text{dla } i \in PQ \quad (18a)$$

Natomiast model matematyczny zastosowany w metodzie HELM, odpowiadający równaniu (18a), przyjmie postać:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k[n] = S_i^* \cdot W_i^*[n-1] - Y_i^{sh} \cdot V_i[n-1], \quad \text{dla } i \in PQ \quad (18b)$$

#### Model węzłów typu PV

Dla węzłów typu PV znane są: moduł napięcia  $|V_i|$  oraz wyjściowa moc czynna  $P_i$ . Wielkościami nieznanymi są: kąt napięcia oraz moc bierna węzłowa  $Q_i$ . Odpowiednie równania dla zanurzenia holomorficznego, reprezentujące sposób obliczenia mocy biernej, można zapisać w sposób następujący:

$$\sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k(z) = \frac{z \cdot S_{iconst}^* - jQ_i(z)}{V_i^*(z^*)} - z \cdot Y_i^{sh} \cdot V_i(z), \quad \text{dla } i \in PV \quad (19)$$

gdzie:  $S_{iconst}^*$  jest sprzężoną wartością stałej (niezmiennej) mocy  $S_i$  węzła  $i$ .

Model matematyczny zastosowany w metodzie HELM, odpowiadający równaniu (19), przyjmie postać:

$$\begin{aligned} \sum_{k=0}^N Y_{ik} \cdot V_k[n] + jQ_i[n] &= \\ &= S_{iconst}^* \cdot W_i^*[n-1] - j \left( \sum_{m=1}^{n-1} Q_i[m] \cdot W_i^*[n-m] \right) - \\ &- Y_i^{sh} \cdot V_i[n-1], \quad \text{dla } i \in PV \end{aligned} \quad (19a)$$

Jednocześnie zanurzenie holomorficznego, przedstawiające warunek znajomości modułu napięcia  $|V_i|$ , można zapisać w postaci:

$$V_i(z) \cdot V_i^*(z^*) = 1 + z \cdot \left( |V_i^{zad}|^2 - 1 \right), \quad \text{dla } i \in PV \quad (20)$$

gdzie:  $V_i^{zad}$  jest wartością napięcia zadanego w węźle  $i$ .

Model matematyczny zastosowany w metodzie HELM, odpowiadający równaniu (20), przyjmie postać:

PL

$$V_i^{re}[n] = \begin{cases} 1, & \text{dla } n = 0, \\ \frac{(V_i^{zad})^2 - 1}{2}, & \text{dla } n = 1, \\ -\frac{1}{2} \sum_{m=1}^{n-1} V_i[m] \cdot V_i^*[n-m], & \text{dla } n = 2, 3, \dots, n-1 \end{cases}$$

dla  $i \in PV$ 

(21)

Zaprezentowane powyżej równania stanowią zaledwie niewielką reprezentację modeli matematycznych, które składają się na opis złożonych procesów zachodzących w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym. Prace nad powyższymi zagadnieniami dopiero się rozpoczęły. Należy mieć nadzieję, że z każdym nowym opracowaniem biblioteka dostępnych modeli, pozwalająca na ich reprezentację i zastosowanie w metodzie HELM, ulegnie wzbogaceniu.

### 5. Przykłady obliczeniowe

W celu przetestowania skuteczności działania metody HELM wykonano analizy porównawcze z profesjonalnym programem do obliczeń rozpyłów mocy PSS<sup>E</sup> firmy Siemens PTI. Do obliczeń wykorzystano standardowe modele 3-, 14- i 118-węzłowe IEEE. Modele zostały dostosowane do specyfiki opracowanych dotychczas i opisanych wcześniej zanurzeń holomorficznym. Z tego powodu w modelach IEEE zablokowano np. możliwość regulacji przekładni transformatorów. Zachowane zostały wszystkie ograniczenia i wymagania dla węzłów typu PV, takie jak: ustalone poziomy napięcie i limity mocy biernych generatorów. Obliczenia w programie PSS<sup>E</sup> firmy Siemens PTI były wykonywane z wykorzystaniem pełnej metody Newtona-Raphsona.

Obliczenia wykonano na komputerze z procesorem Intel<sup>®</sup> Core<sup>™</sup> i7-6700 HQ 2,6GHz, z 64-bitowym systemem operacyjnym MS Windows 10 Pro. Algorytm metody HELM został napisany w języku Python 3.6.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń porównawczych zamieszczono w tab. 1.

### 6. Wnioski

Metoda HELM jest całkowicie nową i nowatorską metodą rozwiązywania równań opisujących stany ustalone systemów elektroenergetycznych. Pierwsze prace teoretyczne wskazują na duży potencjał oraz możliwości aplikacyjne opisywanej metody. Potwierdzają to również obliczenia przeprowadzone przez autora. Wyniki zaprezentowane w tab. 1 dowodzą, że:

- metoda HELM charakteryzuje się dużą dokładnością wykonywanych obliczeń, bez względu na wielkość analizowanej sieci

- dla sieci o niewielkiej liczbie węzłów czas obliczeń jest porównywalny lub lepszy niż w metodach klasycznych
- wraz ze wzrostem wymiarowości problemu znacząco wzrasta czas obliczeń w metodzie HELM.

Należy jednak pamiętać, że czas obliczeń w metodzie HELM schodzi na drugi plan. O wiele istotniejsze są cechy analizowanej metody, wynikające z zastosowania zanurzenia holomorficznego i „przeniesienia” problemu rozpyłów mocy na płaszczyznę liczb zespolonych C, przy jednoczesnym zanurzeniu oryginalnych równań algebraicznych w ich funkcjonalne holomorficzne rozszerzenie. Jednoznaczność rozwiązania (lub jego braku), uzyskana dzięki takiej transformacji, pozwala optymistycznie myśleć np. o możliwościach zastosowania metody HELM w systemach czasu rzeczywistego, wykorzystywanych do sterowania pracą złożonego systemu elektroenergetycznego.

### 7. Kierunki przyszłych prac

Prace teoretyczne i rozwojowe nad metodą HELM są obecnie na wczesnym etapie. Dotychczas w zadowalający sposób zostały opracowane zaledwie niektóre zagadnienia, które są niezbędne do stworzenia w pełni funkcjonalnej metody obliczania rozpyłów mocy w rzeczywistych systemach elektroenergetycznych. Za krytyczne elementy, niezbędne do opracowania teoretycznego, należy uznać:

- stworzenie modeli elementów regulacyjnych, takich jak transformatory z regulacją przekładni, przesuwniki fazowe, urządzenia typu FACTS itp.
- stworzenie modeli odzwierciedlających różnorodną pracę odbiorników (model prądowy, admitancyjny itp.).

Na równi z opracowywaniem modeli elementów składowych systemu elektroenergetycznego należy uznać konieczność poszukiwania nowych i bardziej wydajnych metod obliczania zmiennych funkcyjnych, będących rozwiązaniem problemu rozpyłów mocy w metodzie HELM. Dokładność aproksymacji rozwiązania funkcyjnego oraz szybkość działania odgrywają istotną rolę w procesie obliczeń i decydują o skuteczności i wydajności całej metody.

Na zakończenie należy wspomnieć o tym, że metoda HELM została skomercjalizowana i obecnie prawa do niej posiada firma Gridquant Inc. Według informacji handlowych firma ta oferuje w pełni funkcjonalną wersję programu, pozwalającą na prowadzenie obliczenia dla bardzo dużych sieci elektroenergetycznych. Jednak sposób działania tego programu oraz szczegóły dotyczące sposobu modelowania poszczególnych elementów sieciowych są tajemnicą

handlową przedsiębiorstwa. Dodatkowym argumentem mobilizującym do intensyfikacji prac badawczych jest bardzo wysoka cena, jakiej firma Gridquant Inc. żąda za program, i dotyczy to również wersji akademickiej.

### Bibliografia

1. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent Application Publication, Pub. No.: US 2004/0158417 A1, Pub. Date: Aug. 12, 2004.
2. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent Application Publication, Pub. No.: US 2006/0111860 A1, Pub. Date: May 25, 2006.
3. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent Application Publication, Pub. No.: US 2009/0228154 A1, Pub. Date: Sep. 10, 2009.
4. Trias A., System and method for monitoring and managing electrical power transmission and distribution networks, United States Patent, Patent No.: US 7,979,239 B2, Date of Patent: Jul. 12, 2011.
5. Trias A., The Holomorphic Embedding Load Flow Method, 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2012, s. 1–8, ISSN: 1932-5517, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344759.
6. Subramanian M.K., Feng Y., Tylavsky D., PV bus modeling in a holomorphically embedded power-flow formulation, 2013 North American Power Symposium (NAPS), September 2013, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666940, s. 1–6.
7. Baghsorkhi S.S., Suetin S.P., Embedding AC Power Flow with Voltage Control in the Complex Plane: The Case of Analytic Continuation via Padé Approximants, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1504.03249, 2015, arXiv: 1504.03249 [online], <http://arxiv.org/abs/1504.03249> [dostęp: 21.11.2016].
8. Trias A., Fundamentals of the Holomorphic Embedding Load-Flow Method, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1509.02421, 2015, arXiv: 1509.02421 [online], <http://arxiv.org/abs/1509.02421> [dostęp: 21.11.2016].
9. Suetin S.P., Baghsorkhi S.S., Embedding AC Power Flow in the Complex Plane Part I: Modelling and Mathematical Foundation, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1604.03425, 2016, arXiv: 1604.03425 [online], <http://arxiv.org/abs/1604.03425> [dostęp: 21.11.2016].
10. Rao S. in., The Holomorphic Embedding Method Applied to the Power-Flow Problem, *IEEE Transactions on Power Systems* 2016, Vol. 31, No. 5, s. 3816–3828, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2503423.
11. Trias A., Marín J.L., The Holomorphic Embedding Loadflow Method for DC Power Systems and Nonlinear DC Circuits, *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers* 2016,

Model	PSS <sup>E</sup>		HELM	
	Użycie CPU [ms]	Dokładność [MVA]	Użycie CPU [ms]	Dokładność [MVA]
3-bus	38,823	5,960E-06	24,495	3,786E-05
14-bus	63,732	2,227E-05	42,536	4,413E-12
118-bus	56,567	4,134E-04	300,137	1,333E-08

Tab. 1. Analiza porównawcza obliczeń rozpyłowych dla programu PSS<sup>E</sup> i metody HELM

PL

- Vol. 63, No. 2, s. 322–333, doi: 10.1109/TCSI.2015.2512723.
12. Wallace I. i in., Alternative PV Bus Modelling with the Holomorphic Embedding Load Flow Method, arXiv e-prints, July 2016, arXiv: 1607.00163 [online], <https://ui.adsabs.harvard.edu/\#abs/2016arXiv160700163W> [dostęp: 17.10.2017].
  13. Basiri-Kejani M., Gholipour E., Holomorphic Embedding Load-Flow Modeling of Thyristor-Based FACTS Controllers, *IEEE Transactions on Power Systems* 2017, Vol. 32, No. 6, s. 4871–4879, ISSN: 0885-8950, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2682117.
  14. Liu C. i in., A Multi-Dimensional Holomorphic Embedding Method to Solve AC Power Flows, *IEEE Access* 2017, Vol. 5, s. 25270–25285, ISSN: 2169-3536, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2768958.
  15. Santos A.C., Freitas F.D., Fernandes L.F.J., Holomorphic embedding approach as an alternative method for solving the power flow problem, 2017 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS), November 2017, s. 1–4, doi: 10.1109/WCNPS.2017.8252933.
  16. Sauter P.S. i in., Comparison of the Holomorphic Embedding Load Flow Method with Established Power Flow Algorithms and a New Hybrid Approach, March 2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech), 2017, s. 203–210, ISSN: 2166-5478, doi: 10.1109/GreenTech.2017.36.
  17. Trias A., Marín J.L., A Padé-Weierstrass technique for the rigorous enforcement of control limits in power flow studies, Computing Research Repository (CoRR), Vol. abs/1707.04064, 2017, arXiv: 1707.04064 [online], url: <http://arxiv.org/abs/1707.04064>, [dostęp: 13.07.2017].
  18. Chiang H., Wang T., Sheng H., A Novel Fast and Flexible Holomorphic Embedding Power Flow Method, *IEEE Transactions on Power Systems* 2018, Vol. 33, No. 3, s. 2551–2562, ISSN: 0885-8950, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2750711.
  19. Feng Y., Tylavsky D., A Holomorphic embedding approach for finding the Type-1 power-flow solutions, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2018, Vol. 102, s. 179–188, ISSN: 0142-0615, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.04.029.
  20. Liu C. i in., Online Voltage Stability Assessment for Load Areas Based on the Holomorphic Embedding Method, *IEEE Transactions on Power Systems* 2018, Vol. 33, No. 4, s. 3720–3734, ISSN: 0885-8950, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2771384.

### Andrzej Mieczysław Wędzik

dr inż.

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

e-mail: [andrzej.wedzik@p.lodz.pl](mailto:andrzej.wedzik@p.lodz.pl)

Absolwent Politechniki Łódzkiej. Od 1986 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni, obecnie na stanowisku adiunkta. Jego działalność naukowo-badawcza koncentruje się na zagadnieniach związanych z energetyką odnawialną, prawem energetycznym, rynkiem energii i optymalizacją. Od 2007 roku jest przewodniczącym Centralnej Sekcji Energetyki Odnawialnej i Ochrony Środowiska SEP.

# Definition of the Time Zones of a Dynamic Tariff for a Potential Group of Flexible Electricity Consumers

## Authors

Kinga Bojda  
Piotr Saługa

## Keywords

dynamic tariffs, time zone definition, TOU tariff, cluster analysis

## Abstract

The paper discusses the definition of time zones of a multi-zone dynamic tariff for customers in the G12 tariff group. The study employed cluster analysis, i.e. object grouping, used to isolate homogeneous groups of objects by the  $k$ -means algorithm. Subject to analysis were four randomly selected days of the year, including holidays and workdays in summer and winter. The selected input data included the averaged standard electricity consumption profiles for customers in the G12 tariff group, the weighted average price from the day-ahead market (DAM) and the ambient temperature. The study consisted in the selection of the number of clusters for a given day of the year, including the objective function – the minimum variability of data within clusters and maximum variability of data between individual clusters. The Davies-Bouldin index, defined a metric for evaluating clustering algorithms, was used to evaluate the obtained results. The results of the analysis show that the division of time zones obtained for a multi-zone dynamic tariff is characterized by greater detail (three or four zones) than in the flat G12 tariff (two zones).

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019106**

Received: 25.02.2019

Received in revised form: 21.05.2019

Accepted: 24.05.2019

Available online: 30.08.2019

## Introduction

The electricity market faces challenges resulting from significant modifications and transformations implied by the regulator and market participants alike. The changes fall on the observed period of systematic growth in demand for electricity, changes in electricity prices on the wholesale market, as well as the progressive digitization of power grid elements. The observed trend of increasing demand for power in the National Power System (NPS) affects growth of the disproportions between the characteristic periods of demand peaks and off-peaks. It results from the technological progress, electromobility intensification, and increase in the number of air-conditioning devices. These challenges provide a real opportunity for effective implementation of the demand side mechanisms enabling coordinated and flexible management of electricity consumption or the time it is consumed by customers. One of such mechanisms is a dynamic tariff characterized by variable rates of electricity charges. The variability of rates may be implemented due to actual or artificially created price signals, e.g. from the wholesale electricity

market. Dynamic pricing systems aim to motivate consumers to change their energy consumption patterns.

The main goals of implementing dynamic tariffs in Poland include:

- reduction of the construction costs of new infrastructure, resulting from the need to generate electricity at the time of increasing peak demand [1]
- improvement of energy efficiency and optimization of the use of NPS resources
- increase in the rationalization of supply costs and shaping electricity tariffs due to consideration in their structures of factors affecting the energy demand (selection of more variables determining the charge levels) [2]
- reflection of the difference in costs of electricity supply and generation in peak and off-peak times [3]
- increase in the demand side elasticity by ensuring end users' access to participation in the electricity market, by enabling the adjustment of their electricity consumption patterns in response to variable market signals [4]
- increase in energy awareness of system users [4].

To design a dynamic tariff adequate to the electricity market realities in Poland, it is necessary to carry out many analyzes aimed at the development of the best strategy for generators, distributors, sellers, and end-users alike. Modifications to the method of shaping rates and fees are being considered on the eve of the announced and implemented changes, including [5]:

- implemented extension of price ranges on the balancing market
- attempts at reflecting the whole chain of costs of electricity supply to consumers in order to set the electricity price
- grid digitization, manifested by the saturation of smart metering, enabling the verification of an individual electricity consumption profile.

A proposal of dynamic (e.g. multi-zone) tariff matched to the Polish electricity market realities must be preceded by the definition of time zones with variable rates of electricity charges. The implementation of a dynamic tariff may allow the selection of more variables that determine the charge rate levels. The current tariff setting mechanism mainly focuses on covering the generation and system services costs, with no consideration of the actual price levels on the wholesale market. The consumer price levels depend on the distributor location and the choice of the seller, not on the laws of physics and actual costs resulting from the need to supply the area. Subsidies to electricity consumption and lack of information on its level neither increase the consumers' energy awareness, nor generate incentives to rationalize the electricity usage. The charge rate's modification, which would allow reflecting the market situation, e.g. the current electricity price on the wholesale market, could create an incentive for end users to increase the electricity use efficiency. Real price signals could enable shifting electricity consumption to compensate the disproportions between demand peak and off-peak periods in the NPS [6, 7]. This may be achieved by designing a dynamic tariff with variable charge rates, enabling remodelling of end-users' current consumption patterns. One of the important elements of the dynamic tariff development is the definition of time zones based on customer load profiles' analysis. This paper, based on the cluster analysis, discusses the definition of time zones due to data on standard electricity consumption profiles for the tariff group G12 [8–12], the weighted average price of the day ahead market (DAM) [13] and the ambient temperature [14].

## Tariff characteristics

Global selection of tariffs for households in Poland is limited to single-zone (G11) and two-zone tariffs (G12 and its varieties, e.g. G12w, G12r). Only one distribution system operator (DSO) offers an additional G13 tariff with the division into three periods: morning peak, afternoon peak, and the remaining hours of the day, defined depending on the season (summer or winter). At present, no large player on the electricity market in Poland offers a dynamic tariff. The opposite tendency, however, prevails in other countries that use them on a large scale. These countries include: The United Kingdom, USA, Australia, and New Zealand. There are many types and varieties of dynamic tariffs, including [15]:

- TOU (Time of Use) multi-zone tariff with different rates depending on the time of day, assuming high rates at peak

times and low off-peak rates, along with variations: TOD (Time of Day) and *SuperPeak* TOU

- tariff with CPP (Critical Peak Pricing) – with critical prices set for the actual maximum load peak and reduced rate at the other hours of the day
- VPP (Variable Peak Pricing) – a CPP variety with different resolution of setting peak prices from day to day
- RTP (Real Time Pricing) – with variable charge rates modified in intervals from one hour to several minutes, reflecting the actual costs of processes related to electricity
- PTR (Peak Time Rebates) – a tariff opposite to the CPP tariff, introducing price rebates (to be used later) at the time of limiting electricity consumption at a peak
- seasonal tariff – a tariff offering different charge rates depending on the season, with a higher rate in periods of high demand
- block tariff – a tariff with charge rates depending on the electricity consumption level.

The definition of time zones for dynamic tariffs depends on many factors, such as the market's specifics, the country's energy mix, electricity consumption level and consumer group type. The basic principle of a dynamic tariff is the assumption of a variable charge rate depending on the time of use or the current load of the power system. It is essential that its calculation includes components such as: the level of electricity generation, transmission and distribution, retail trade and cost drivers (electricity price at peak, costs of electricity consumption, and costs resulting from the number of recipients covered by the tariff). Experience of the countries offering dynamic tariffs shows that the dynamics of charge rates variability is expressed by the definition of time zones, frequency of price updates and spread of prices. The level of use of the above indicators to create a tariff results from the market advancement and the grid saturation with smart metering.

Depending on the consumer behaviour trends and the power system's operating conditions, the dynamic tariff should allow for the introduction of temporarily lower or higher rates (rebates or increases). Definition of these events is determined by their duration, frequency of occurrence, and the available price range. The key is to enable end users to react to variable price signals in a manual or automated manner [16].

The introduction of a selected type of dynamic tariffs on the Polish market will generate the need to adjust the billing systems and software, and of an appropriate education campaign. Due to the diverse nature of the tariffs, their implementation should result from development of the electricity market, saturation of the grid with smart metering, and analyses and research in this area. Choice of a tariff should depend on the degree of these modifications, risk assessment, and potential benefit from the change. Depending on the tariff type, differentiation of the last two factors is shown in Fig. 1. The tariff intended for the implementation in Poland in the first place, due to the relatively low risk, may be the TOU tariff, for which it is necessary to estimate the time zones for various rates.



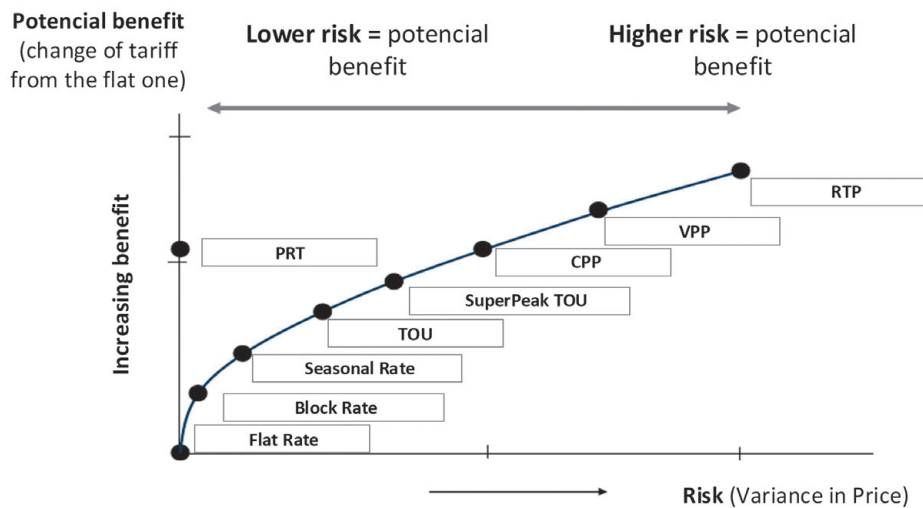


Fig. 1. Risks and benefits of various dynamic tariff types [15]

## Cluster analysis

Cluster analysis, or object grouping, is a multidimensional statistical analysis method used to extract homogeneous groups of objects. It is an unattended learning method based on organizing data into well-founded structures. Its main task is data mining – that is, dividing a data set into groups in order to detect interpretable clusters in it [17, 18].

Cluster analysis can be performed by a number of object grouping algorithms. These algorithms include: agglomeration methods, EM grouping or  $k$ -means grouping [17]. Due to specifics of the electricity demand shape and the division into time zones of current tariff groups in Poland and in the world, the  $k$ -means method was selected for the following cluster analysis. It is a non-hierarchical grouping method, whereby the number of clusters  $k$  is adopted as an *a priori* assumption. The division assumption is to maximize the similarity of data within a group while minimizing similarity with other groups. The algorithm's operation is based on determination of the matrix of Euclidean distances between the examined objects.

The algorithm starts clustering from random data grouping based on start centres. The next step is iterative re-fitting of data to the clusters. In these analytical studies the clusters were selected with the assumption of a maximum of 10 iterations. The algorithm stopped after executing the maximum number of iterations or due to the lack of variability in the position of cluster centres from the previous iteration in relation to the current iteration [18]. Block diagram of the algorithm is shown in Fig. 2.

Grouping based on the choice of the number of clusters forms a cluster that is as diverse as possible. The initial selection of  $k$  cluster centres and the object division is made arbitrarily. Due to the electricity demand profile specifics, the analysis was limited to  $k = 2, 3$ , and 4 clusters. The objective function was adopted as the minimum variability of data within clusters and maximum variability of data between individual clusters. The Davies-Bouldin index, defined a metric for evaluating clustering algorithms, was used to evaluate the results obtained. This index combines intra-cluster dispersion and distance between clusters [19]. Minimizing the Davies-Bouldin index results in clusters with

low internal dispersion and positioned far apart from each other. Minimizing its value determines the correctness of the calculation model [20]. Due to the index definition, its lowest value means the best selection of the number of clusters depending on the input data. The Davies-Bouldin index is determined by dependence (1):

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{k \neq i} \frac{S_i + S_k}{M_{ik}} \quad (1)$$

where:  $k$  – number of clusters;  $M_{ik}$  – distance between clusters;  $S_i$ ,  $S_k$  – spread inside cluster.

## Studies

The analysis assumption was the selection of input data including:

- averaged standard electricity consumption profiles for G12 tariff group (TAURON, PGE, INNOGY, ENERGA, ENEA) [8–12]
- average weighted price from DAM market (TGE) [13]
- ambient temperature (IMGW) [14].

Normalised input data for a holiday in the summer is shown in Fig. 3. Input variables were adopted in an expert manner because there was no need to verify their statistical significance. This assumption results from the exploratory nature of cluster analysis in the absence of *a priori* hypotheses of the phenomenon [17]. Other assumptions of the analysis were randomness and the lack of data collinearity [18]. The days to analyse were randomly selected. Four time series were drawn randomly for the analysis, two for each workday between Monday and Friday and two for each Saturday, Sunday, and holiday. The analysis was performed for two characteristic periods of the year – summer and winter. The lack of data collinearity was determined based on VIF *variance inflation factor* from formula (2) [17]:

$$VIF_i = \frac{1}{1 - R_i^2} \quad (2)$$

where:  $R_i^2$  – coefficient of determination.

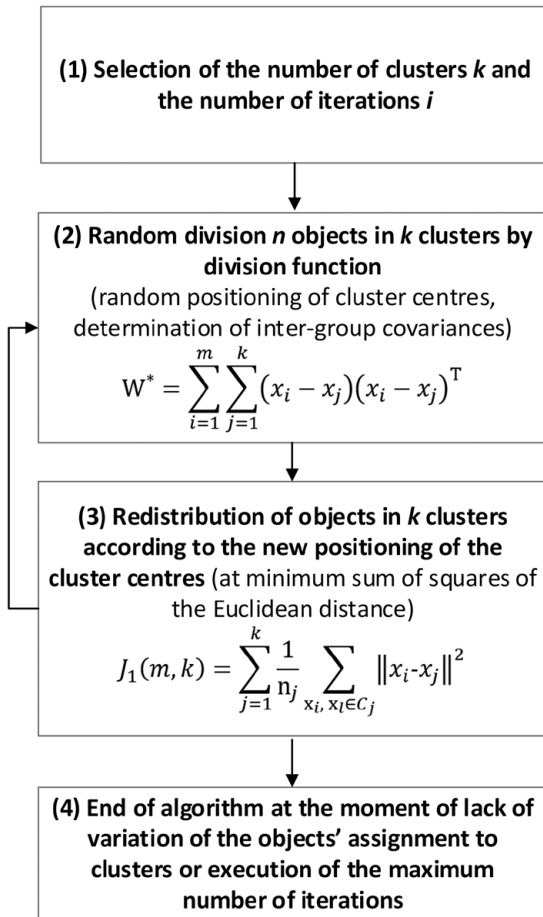


Fig. 2. The  $k$ -means clustering algorithm

The VIF factor is a collinearity assessment measure and allows capturing the variance increase due to the feature's co-linearity. It indicates how many times the predictor variance is greater than the co-linearity unbiased value. It compares a current situation to the ideal situation in which there is no co-linearity between variables [21]. In practice, VIF values greater than 10 determine the collinearity of variables. Listed in Tab. 1 are the

resulting VIF co-linearity factors of variable electricity consumption, depending on changes in the wholesale prices and ambient temperature. All the values had met the necessary condition ( $<10$ ), which justifies leaving the variables in the calculation model.

The next step was cluster analysis by the  $k$ -means method in RapidMiner Studio computing environment. For each input data set (four sets) cluster analysis was performed with iterative selection of  $k = 2, 3$ , and 4 clusters. The assessment element was determination of the Davies-Bouldin index, the values of which for each case are listed in Tab. 2.

According to the definition, the most optimal selection of the number of clusters was estimated based on the smallest Davies-Bouldin index (underlined and bold items in Tab. 2). These cases are shown in Fig. 4–7. The bubble charts show the division of hours of the day depending on the number of clusters created. The bubble diameter reflects the electricity consumption in the hour, and the colour the electricity price on the wholesale market. On the basis of the conducted study, the same definition of time

Day type	Season	Price	Temperature
Working	Summer	1.47	0.87
	Winter	1.73	1.56
Holiday	Summer	0.84	1.02
	Winter	1.03	1.40

Tab. 1. VIF collinearity factors

Day type	Season	$k=2$	$k=3$	$k=4$
Working	Summer	0.730	<b>0.603</b>	0.605
	Winter	0.906	0.776	<b>0.743</b>
Holiday	Summer	0.669	<b>0.524</b>	0.707
	Winter	0.626	0.557	<b>0.552</b>

Tab. 2. Davies-Bouldin indices

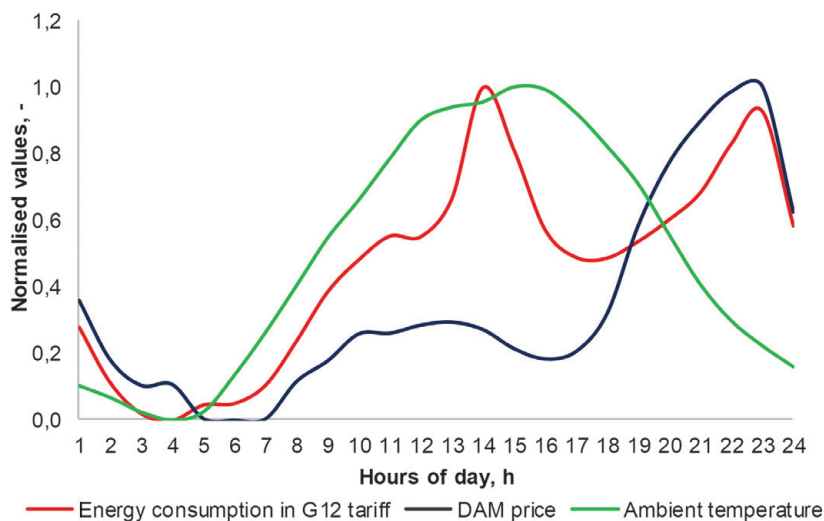


Fig. 3. Normalised input data for holidays (summer)

**WORKDAYS**

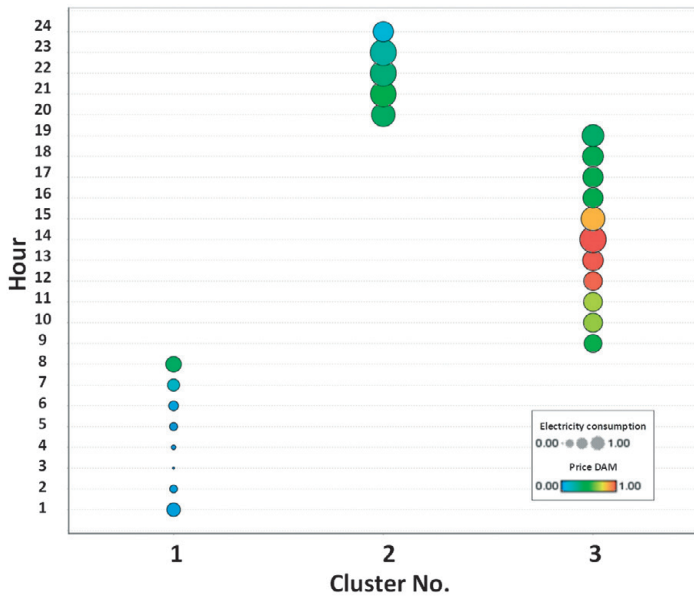


Fig. 4. Clusters for the summer profile

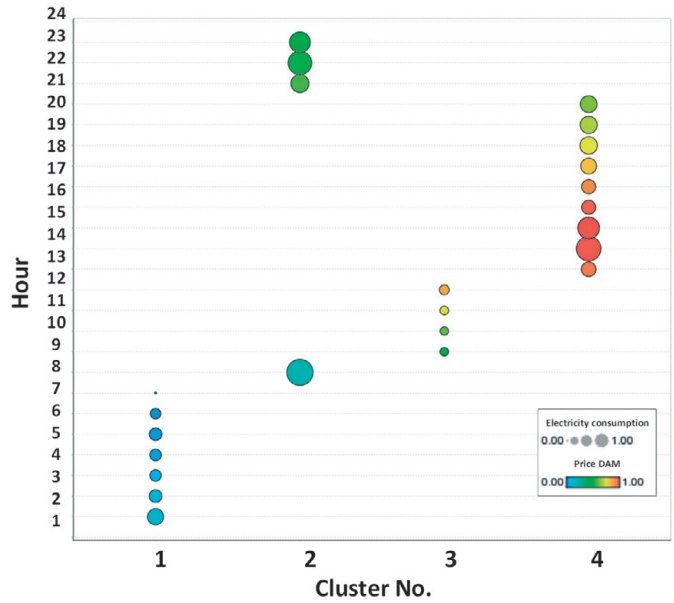


Fig. 5. Clusters for the winter profile

**HOLIDAYS**

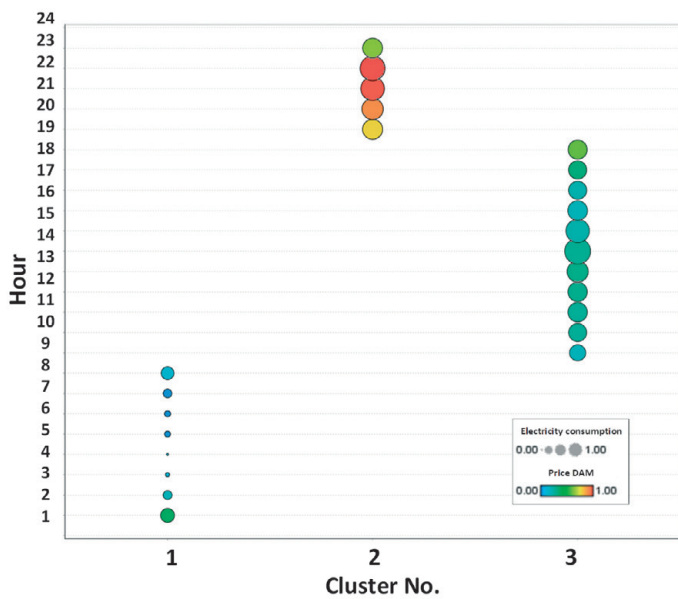


Fig. 6. Clusters for the summer profile

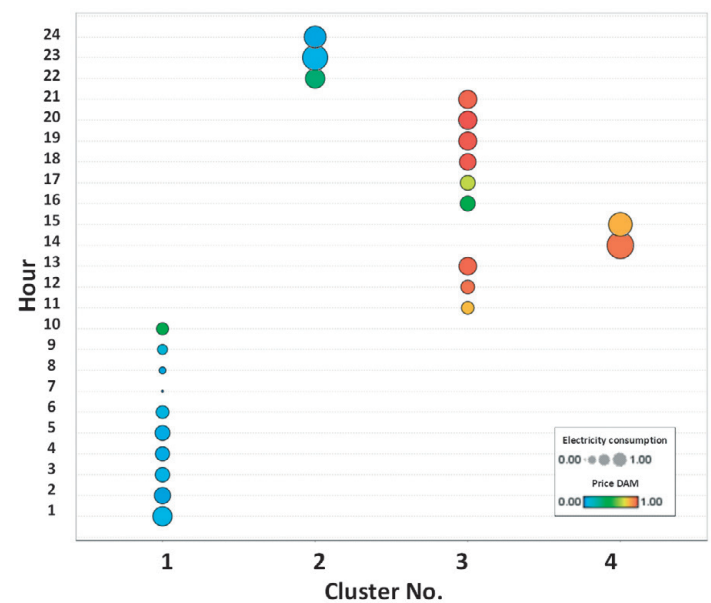


Fig. 7. Clusters for the winter profile

zones for summer profiles (workdays and holidays) was noticed. A significant difference was observed when comparing winter profiles. The summary of the results, depending on the day types, indicates a significant discrepancy in the definition of time zones between work and holiday days, which results from the variable specifics of electricity consumption in these particular days. The data grouping had extracted clusters with similar electricity consumption (bubble size) and electricity prices on the wholesale market (bubble colour). The analysis results indicate that the optimal division of the demand curve for the definition of time zones for a multi-zone tariff is three time zones in the summer

and four time zones in the winter. The assigned hours of the day, depending on the examined scenario, are listed in Tab. 3. The bold and underlined hours indicate the occurrence of the daily demand peak in the interval, based on the NPS' historical demand. These periods are characterized by the highest prices on the wholesale market.

**Conclusions**

Dynamic tariffs haven't been applied in Poland yet. This is due to insufficient smart metering of the system and low energy awareness of the system users. There are many types of dynamic tariffs

Cluster No.		1	2	3	4
Day type	Season	Hours of day			
Working	Summer	1–8	20–24	<b>9–19</b>	–
	Winter	1–7	8, 22–24	9–12	<b>13–21</b>
Holiday	Summer	1–8	<b>20–24</b>	9–19	–
	Winter	1–10	22–24	<b>11–13, 16–21</b>	14–15

Tab. 3. Assigned hours of the day

with different levels of risk and benefits for electricity sellers and consumers alike. However, the selection and application of dynamic tariffs should be adjusted to the degree of development of the electricity market in Poland. The results and the methodology reported in this paper may be used to develop a multi-zone dynamic tariff (TOU or TOD), which could modify the current dual zone tariff G12.

The simulation analyses were performed for characteristic types of days (holidays and workdays) in summer and winter and were limited to the redefinition of time zones for the tariff group G12 for characteristic periods of the demand for electricity. It allows estimating certain trends – the variability of input data in the winter period and the stability of variables for the summer period. This study should be the first stage of creating a TOU-type multi-zone dynamic tariff. However, it is important that the implementation of a dynamic tariff shall be preceded by more detailed studies to define time zones with a larger granularity of examined cases, e.g. quarterly or monthly.

Increase in the number of zones and variability of the charge rates with the participation of smart metering can have a real impact on the stimulation of electricity consumption by households [22]. Therefore, a broad approach to the issue is important by analysing other grouping methods, performing more simulations or testing other tariff groups, e.g. C12a or C12b.

The analysis results show that the division of time zones is characterized by greater detail than in the G12 tariff. It is concluded that the division of hours for a dynamic tariff offered to households should be characterized by the same level of rates for a given zone. The highest charge rates should be correlated with the zones containing moments of daily peak demand, which results directly from the prices on the wholesale market. It is worth noting, however, that despite the same allocation of hours for the drawn workday and holiday profiles in the summer the rates may – and even should – vary between zones. Despite the same division the clusters vary as regards the electricity prices on the wholesale market.

## REFERENCES

1. International Smart Grid Action Network, Dynamic Tariff Structures for Demand Side Management and Demand Response, India 2013.
2. Frontier Economics, Retail Tariff Model, A Report prepared for the AEMC, Australia 2012.
3. USAID INDIA, Smart Grids: An Approach to Dynamic Pricing in India, Partnership to Advance Clean Energy Deployment (PACE-D), Technical Assistance Program, India 2014.
4. Application: Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity, Brussels 2017.
5. Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza [The European Electricity Market – a Diagnosis], Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warsaw, 2018.
6. Majka K., Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce [Billing Systems and Tariffs in the Power Sector], Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2005.
7. Korab R., Locational marginal prices (and rates) – harmonization of market solutions with new development trends, *Acta Energetica*, No. 2/2, 2009, pp. 31–40.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Energa Operator, 2018.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Enea Operator, 2018.
10. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Tauron Dystrybucja S.A., 2018.
11. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Innogy Stoen Operator sp. z o.o., 2018.
12. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], PGE Dystrybucja S.A., 2018.
13. Rynek Dnia Następnego – Wyniki Notowań, TGE [Day Ahead Marked – Quotations, TGE] [online], <https://tge.pl/pl/541/wyniki-rdn> [access: 12.02.2019].
14. Data of IMGW Institute of Meteorology and Water Management [online], [https://dane.imgw.pl/data/dane\\_pomiarowo\\_obserwacyjne/dane\\_meteorologiczne/terminowe/synop/](https://dane.imgw.pl/data/dane_pomiarowo_obserwacyjne/dane_meteorologiczne/terminowe/synop/) [access: 12.02.2019].
15. Dutta G., Mitra K., Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of Related Research, Indian Institute of Management, Ahmedabad, India 2015.
16. Smartgrid Engagement Toolkit [online], [https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE\\_DESIGNING\\_A\\_DYNAMIC\\_TARIFF.pdf](https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE_DESIGNING_A_DYNAMIC_TARIFF.pdf) [access: 12/02/2019]
17. StatSoft Polska [online], [www.statsoft.pl](http://www.statsoft.pl) [access: 12.02.2019].
18. Wierchoń S., Kłopotek S., Algorytmy analizy skupień [Cluster Analysis Algorithms], Wydawnictwo Naukowe PWN, Warsaw 2015.
19. Bezdek J.C., Pal N.R., Some new indexes of cluster validity, *IEEE Transactions on Systems, Man, And Cybernetics*, Part B: Cybernetics, Vol. 28, June 3, 1998, pp. 301–315.
20. Davies D.L., Bouldin D.W., A Cluster Separation Measure, *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, Vol. 1, Issue 2, 1979, pp. 224–227.
21. Naukowiec [Scientist] [online], [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych_954.html) [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych_954.html) [access: 23/05/2019]
22. Bojda K., Sołtysik M., Wpływ elektromobilności na rozwój gmin i klastrów energii przy wykorzystaniu możliwości stymulacji cennikowej [Electromobility impact on the development of municipalities and energy clusters using the possibility of price-setting stimulation], *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, No. 107, 2018, pp. 119–134.

---

### **Kinga Bojda**

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: kinga.bojda@pse.pl

Analyst at the R&D Competence Centre at PSE-Innowacje sp. z o.o. Graduated in Power Engineering from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology (2017) and from postgraduate studies in Data Scientist at the WSB Academy (2018). In her professional career she deals with the subject of the electricity market operations and the impact of electromobility development on the National Power System operation. Her main professional interests are focused on electricity tariff development and processing large data sets with the use of machine learning.

### **Piotr Saługa**

AGH University of Science and Technology in Kraków

e-mail: psaluga@zarz.agh.edu.pl

Associate Professor at the AGH University of Science and Technology in Krakow. In his scientific research, he addresses issues related to the application of modern risk analysis methods for the economic assessment of capex projects, sustainable development of raw materials and energy management and the capacity market implementation in Poland. Secretary of the board of the Polish Mineral Resources Valuation Association. Author and co-author of many monographs and domestic and foreign publications.

## Określenie stref czasowych taryfy dynamicznej dla potencjalnej grupy elastycznych odbiorców energii elektrycznej

**Autorzy**  
Kinga Bojda  
Piotr Saługa

**Słowa kluczowe**  
taryfy dynamiczne, definicja stref czasowych, taryfa TOU, analiza skupień

### Streszczenie

W artykule omówiono definicję stref czasowych wielostrefowej taryfy dynamicznej dla odbiorców grupy taryfowej G12. Badanie zostało przeprowadzone z zastosowaniem analizy skupień, czyli grupowania obiektowego, wykorzystywanego do wyodrębniania jednorodnych grup obiektów, za pomocą algorytmu *k*-średnich. Analiza została przeprowadzona dla czterech wylosowanych dób roku, obejmujących dni świąteczne oraz dni robocze w okresie letnim i zimowym. Wybór danych wejściowych obejmował uśrednione standardowe profile zużycia energii elektrycznej dla odbiorców w grupie taryfowej G12, kurs średni ważony z rynku dnia następnego (RDN) oraz temperaturę otoczenia. Badanie polegało na doborze liczby skupień dla danej doby roku, z uwzględnieniem funkcji celu – minimalizacji zmienności danych wewnątrz skupień i maksymalizacji zmienności danych między poszczególnymi skupieniami. Do oceny otrzymanych wyników posłużono się wskaźnikiem Daviesa-Bouldina, zdefiniowanego jako metryka oceny algorytmów grupowania. Z rezultatów przeprowadzonej analizy wynika, że uzyskany podział stref czasowych dla wielostrefowej taryfy dynamicznej cechuje się większą szczegółowością (trzy lub cztery strefy) niż w taryfie płaskiej G12 (dwie strefy).

Data wpływu do redakcji: 25.02.2019  
Data wystawienia recenzji: 21.05.2019  
Data akceptacji artykułu: 24.05.2019  
Data publikacji online: 30.08.2019

### Wstęp

Rynek energii elektrycznej mierzy się z wyzwaniami wynikającymi z istotnych modyfikacji i przeobrażeń implikowanych zarówno przez regulatora, jak i uczestników rynku. Zmiany przypadają na obserwowany okres systematycznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, zmian cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, jak i postępującej cyfryzacji elementów sieci elektroenergetycznej. Obserwowany trend zwiększania się zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wpływa na wzrost dysproporcji między charakterystycznymi okresami szczytów oraz dolin zapotrzebowania. Wynika to z zachodzącego postępu technologicznego, intensyfikacji elektromobilności czy wzrostu liczby urządzeń klimatyzacyjnych. Wyzwania te stwarzają realną szansę na efektywne wdrażanie mechanizmów strony popytowej, umożliwiających skoordynowane i elastyczne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej lub czasem jej pobierania przez odbiorców. Do jednego z takich mechanizmów należą taryfy dynamiczne, cechujące się zmiennymi stawkami opłat za energię elektryczną. Zmienność stawek może być realizowana ze względu na rzeczywiste lub sztucznie wykreowane sygnały cenowe, np. pochodzące z hurtowego rynku energii elektrycznej. Dynamiczne systemy ustalania cen mają na celu zmotywowanie konsumentów do zmiany poboru energii elektrycznej. Do głównych celów wdrożenia taryf dynamicznych w Polsce można zaliczyć:

- ograniczenie kosztów budowy nowej infrastruktury, wynikające z potrzeby wytwarzania energii elektrycznej

w momentach zwiększania szczytowego zapotrzebowania [1]

- poprawę efektywności energetycznej oraz optymalizację wykorzystania zasobów KSE
- zwiększenie racjonalizacji kosztów dostaw i kształtowania taryf za energię elektryczną ze względu na uwzględnienie w ich budowie czynników wpływających na zapotrzebowanie na energię (wybór większej liczby zmiennych determinujących poziom stawek opłat) [2]
- odzwierciedlenie różnicy kosztów dostaw i produkcji energii elektrycznej w godzinach szczytu i poza szczytem obciążenia [3]
- zwiększanie elastyczności strony popytowej poprzez zapewnienie dostępu odbiorców końcowych do uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, poprzez umożliwienie dostosowania swojego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na zmienne sygnały rynkowe [4]
- zwiększanie świadomości energetycznej użytkowników systemu [4].

Aby zaprojektować taryfę dynamiczną, odpowiadającą realiom rynku energii elektrycznej w Polsce, niezbędne jest wykonanie wielu analiz zmierzających do wypracowania jak najlepszej strategii zarówno dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, jak i odbiorców końcowych. Rozważanie modyfikacji sposobu kształtowania stawek i opłat odbywa się w przededniu zapowiadanych i realizowanych zmian, w tym m.in. [5]:

- zrealizowanego rozszerzenia zakresów cen na rynku bilansującym
- próby odzwierciedlenia całości łańcucha kosztów dostaw energii elektrycznej

do odbiorców w celu wyznaczenia ceny za energię elektryczną

- cyfryzacji sieci, objawiającej się nasyceniem opomiarowania typu smart, umożliwiającą weryfikację indywidualnego profilu zużycia energii elektrycznej.

Zaproponowanie taryfy dynamicznej (np. wielostrefowej), dopasowanej do realiów polskiego rynku energii elektrycznej, musi poprzedzić zdefiniowanie stref czasowych o zmiennych stawkach opłat za energię elektryczną. Pojawienie się taryfy dynamicznej może umożliwić wybór większej liczby zmiennych determinujących poziom stawek opłat. Obecny mechanizm ustalania taryfy koncentruje się głównie na pokryciu kosztów wytwarzania i usług systemowych, bez uwzględnienia faktycznych poziomów cen na rynku hurtowym. Poziomy opłat dla odbiorców zależą od lokalizacji danego dystrybutora i wyboru sprzedawcy, a nie od praw fizyki i realnych kosztów wynikających z potrzeby zasilania danego obszaru. Subsydiowanie oraz brak informacji o poziomie zużycia energii elektrycznej nie powodują zwiększania się świadomości energetycznej konsumentów oraz nie generują sygnałów do racjonalizowania jej wykorzystywania. Modyfikacja kształtowania stawek opłat, która pozwoliłaby na odzwierciedlenie sytuacji rynkowej, np. aktualnej ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, mogłaby stwarzać zachętę dla odbiorców końcowych, aby osiągnąć wzrost efektywności użytkowania energii elektrycznej. Realne sygnały cenowe mogłyby umożliwić przesunięcie poboru energii elektrycznej, aby wyrównać dysproporcje między okresami

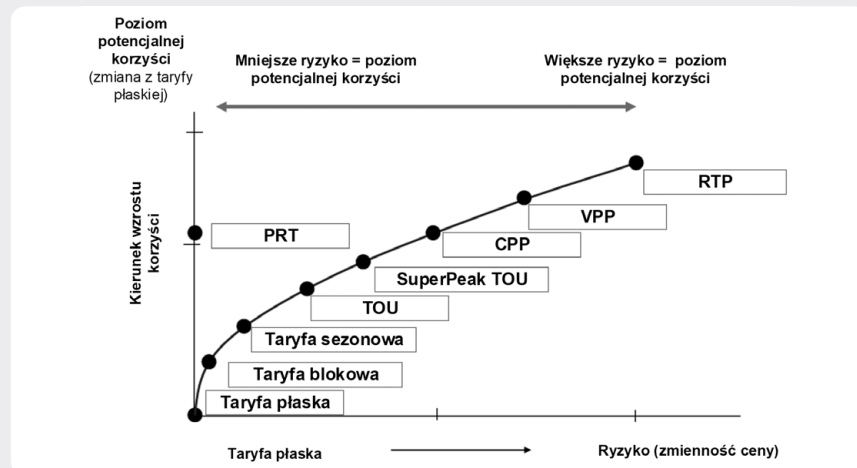
PL

szczytów oraz dolin zapotrzebowania KSE [6, 7]. Do osiągnięcia takiego stanu służy zaprojektowanie taryfy dynamicznej o zmiennych stawkach opłat, umożliwiającej przemodelowanie obecnego zwyczajów odbiorców końcowych. Jednym z istotnych elementów kształtowania taryfy dynamicznej jest określenie definicji stref czasowych na podstawie analizy profili obciążenia odbiorców. W artykule, na podstawie przeprowadzonej analizy skupień, rozważono definicję stref czasowych ze względu na dane dotyczące standardowych profili zużycia energii elektrycznej dla grupy taryfowej G12 [8–12], kursu średniego ważonego z rynku dnia następnego (RDN) [13] oraz temperatury [14].

### Charakterystyka taryf

Globalny wybór taryf dla gospodarstw domowych w Polsce jest ograniczony do taryf 1-strefowych (G11) oraz 2-strefowych (G12 oraz jej odmiany, np. G12w, G12r). Tylko jeden operator dystrybucyjnego (OSD) oferuje dodatkowo taryfę G13, w której istnieje podział na trzy okresy: szczytu przedpołudniowego, szczytu popołudniowego oraz pozostałych godzin doby, definiowanych w zależności od pory roku (lata lub zimy). Obecnie taryfy dynamiczne nie znajdują się w ofercie dużych graczy na rynku energii elektrycznej w Polsce. Odwrotna tendencja zachodzi jednak w innych krajach, które korzystają z nich na szeroką skalę. Do tych krajów należą m.in.: Wielka Brytania, USA, Australia czy Nowa Zelandia. Istnieje wiele rodzajów i odmian taryf dynamicznych, zaliczamy do nich m.in. [15]:

- taryfę wielostrefową TOU (ang. *Time of Use*) o różnych poziomach stawek w zależności od pory dnia, przy założeniu wysokich stawek w godzinach szczytu i niskich poza szczytem obciążenia, wraz z odmianami: TOD (ang. *Time of Day*) oraz *SuperPeak TOU*
- taryfę z cenami krytycznymi CPP (ang. *Critical Peak Pricing*) – o cenach krytycznych ustalanych w czasie rzeczywistego maksymalnego szczytu obciążenia oraz o obniżonej stawce w pozostałych godzinach doby
- taryfę ze zmiennymi cenami krytycznymi VPP (ang. *Variable Peak Pricing*) – odmianę taryfy CPP, różniącą się rozdzieleniem ustalania cen szczytowych z dnia na dzień
- taryfę czasu rzeczywistego RTP (ang. *Real Time Pricing*) – o zmiennych stawkach opłat modyfikowanych w interwałach od godziny do kilku minut, odzwierciedlających faktyczne koszty procesów związanych z energią elektryczną
- taryfę rabatową w okresach szczytowych PTR (ang. *Peak Time Rebates*) – taryfa będąca przeciwieństwem do taryfy CPP, wprowadzająca rabaty cenowe (do wykozystania w późniejszym terminie) w momencie ograniczenia zużycia energii elektrycznej w szczycie
- taryfę sezonową – taryfę oferującą zróżnicowane stawki opłat w zależności od pory roku, z wyższą stawką w okresach wysokiego zapotrzebowania
- taryfę blokową – taryfę obciążającą użytkowników opłatami, których wysokość



Rys. 1. Mapowanie ryzyka i korzyści w zależności od różnych typów taryf dynamicznych [15]

jest uzależniona od poziomu zużycia energii elektrycznej.

Definicja stref czasowych taryf dynamicznych zależy od wielu czynników, takich jak specyfika danego rynku, mikś energetyczny kraju, poziom poboru energii elektrycznej czy rodzaj grupy odbiorców. Podstawową zasadą tworzenia taryfy dynamicznej jest założenie zmiennej stawki opłat w zależności od czasu użytkowania lub aktualnego obciążenia systemu elektroenergetycznego. Istotne jest, by na jej kalkulację składały się komponenty, takie jak: poziom wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, handel detaliczny oraz czynniki kosztotwórcze (cena energii elektrycznej w szczycie, koszty zużycia energii elektrycznej czy koszty wynikające z liczby odbiorców wykorzystujących daną taryfę). Z doświadczeń krajów oferujących taryfy dynamiczne wynika, że dynamikę zmienności stawek opłat wyraża się poprzez definicję stref czasowych, częstotliwość aktualizacji cen i ich rozrzut. Poziom wykorzystania powyższych wskaźników do kreowania taryfy wynika ze stopnia zaawansowania danego rynku oraz stopnia nasycenia sieci w opomiarowanie typu smart.

W zależności od trendów zachowania odbiorców oraz warunków pracy systemu elektroenergetycznego taryfa dynamiczna powinna umożliwiać wprowadzanie tymczasowo niższych lub wyższych okresów stawek opłat (rabatów lub podwyżek). Definicja tych zdarzeń określana jest przez długość trwania, częstość wystąpienia zdarzenia oraz możliwą rozpiętość cen. Kluczowe jest umożliwienie odbiorcom końcowym reakcji na zmienne sygnały cenowe w sposób ręczny lub automatyzowany [16].

Wprowadzenie wybranego rodzaju taryf dynamicznych na rynek polski będzie generowało potrzebę dostosowania systemów rozliczeniowych, oprogramowania oraz odpowiedniej kampanii edukacyjnej. Ze względu na zróżnicowany charakter taryf ich implementacja powinna wynikać z rozwoju rynku energii elektrycznej, nasycenia sieci opomiarowaniem typu smart czy realizacji analiz i badań w tej tematyce. Wybór taryfy powinien być zależny od stopnia tych modyfikacji, oceny poziomu ryzyka

oraz potencjalnej korzyści wynikającej ze zmiany. W zależności od rodzaju taryfy zróżnicowanie dwóch ostatnich czynników zilustrowano na rys. 1. Taryfą przeznaczoną do wdrożenia w Polsce w pierwszej kolejności, ze względu na stosunkowo niski poziom ryzyka, może być taryfa TOU, dla której niezbędne jest oszacowanie godzin stref czasowych obowiązywania różnych stawek opłat.

### Analiza skupień

Analiza skupień, czyli grupowanie obiektów (ang. *Cluster Analysis*), zalicza się do metod wielowymiarowej analizy statystycznej, wykorzystywanej do wyodrębnienia jednorodnych grup obiektów. Jest to nienadzorowana metoda uczenia polegająca na organizowaniu danych w uzasadnione struktury. Jej głównym zadaniem jest eksploracja danych – czyli dzielenie zbioru na grupy w celu wykrycia w zbiorze danych interpretowalnych skupień [17, 18].

Analizę skupień można wykonywać za pomocą wielu algorytmów grupujących obiekty. Do algorytmów tych zaliczane są m.in.: metody aglomeracyjne, grupowanie metodą EM czy grupowanie metodą *k*-średnich [17]. Ze względu na specyfikę zarówno kształtu przebiegu zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i podziału na strefy czasowe obecnych grup taryfowych w Polsce i na świecie do poniższej analizy skupień wybrano metodę *k*-średnich. Należy ona do niehierarchicznych metod grupowania, w której jako założenie *a priori* przyjmuje się liczbę skupień *k*. Założeniem podziału jest maksymalizacja podobieństwa danych wewnątrz grupy przy minimalizacji podobieństwa względem pozostałych grup. Działanie algorytmu oparte jest na wyznaczeniu macierzy odległości euklidesowych między badanymi obiektami.

Algorytm rozpoczyna tworzenie skupień od losowego grupowania danych na podstawie centrów startowych. Kolejnym krokiem jest iteracyjne wykonanie ponownego dopasowania danych do skupień. W przeprowadzonych badaniach analitycznych dobór skupień odbywał się przy założeniu maksymalnie 10 iteracji. Zatrzymanie algorytmu zachodziło po wykonaniu

PL

maksymalnej liczby iteracji lub na skutek braku zmienności położenia środków klastrów z poprzedniej iteracji względem iteracji obecnej [18]. Schemat blokowy działania algorytmu został przedstawiony na rys. 2.

Grupowanie na podstawie wyboru liczby skupień tworzy  $k$  skupień, jak najbardziej różniących się od siebie. Początkowego wyboru  $k$  środków skupień oraz podziału obiektu dokonuje się w sposób arbitralny. Ze względu na specyfikę profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w analizie ograniczono się do analizy  $k = 2, 3, 4$  skupień. Jako funkcję celu przyjęto minimalizację zmienności danych wewnątrz skupień i maksymalizację zmienności danych między poszczególnymi skupieniami. Do oceny otrzymanych wyników posłużono się wskaźnikiem Daviesa-Bouldina, zdefiniowanego jako metryka oceny algorytmów grupowania. Wskaźnik ten zestawia ze sobą rozproszenie wewnątrz klastra oraz odległość między klastrami [19]. Minimalizacja wartości wskaźnika Daviesa-Bouldina sprawia, że uzyskuje się klastry o małym rozproszeniu wewnętrznym oraz leżące daleko od siebie. Minimalizacja jego wartości determinuje poprawność modelu obliczeniowego [20]. Ze względu na definicję indeksu jak najniższa jego wartość oznacza najlepszy dobór liczby skupień w zależności od danych wejściowych. Wskaźnik Daviesa-Bouldina jest określony za pomocą zależności (1):

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{k \neq i} \frac{S_i + S_k}{M_{ik}} \quad (1)$$

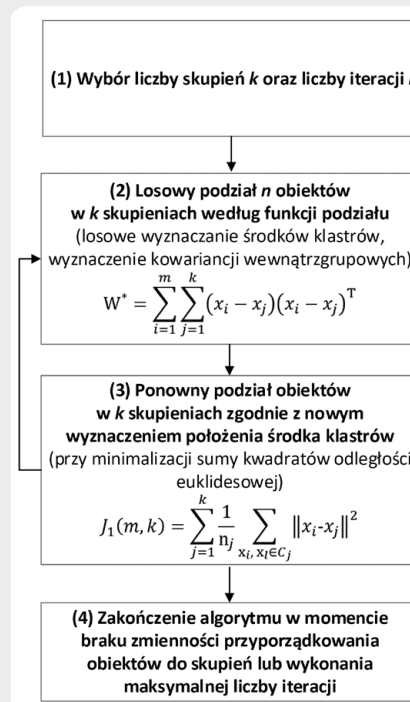
gdzie:  $k$  – liczba skupień;  $M_{ik}$  – miara odległości pomiędzy skupieniami;  $S_i, S_k$  – miara rozrzutu wewnątrz skupienia.

#### Badania

Założeniem analizy był wybór danych wejściowych obejmujących:

- uśrednione standardowe profile zużycia energii elektrycznej dla grupy taryfowej G12 (TAURON, PGE, INNOGY, ENERGA, ENEA) [8–12]
- kurs średni ważony z rynku RDN (TGE) [13]
- temperaturę otoczenia (IMGW) [14].

Wizualizacja znormalizowanych przebiegów danych wejściowych dla świątecznego dnia letniego została przedstawiona na rys. 3. Zmienne wejściowe zostały przyjęte w sposób ekspercki ze względu na brak potrzeby badania ich istotności statystycznej. Założenie to wynika z eksploracyjnej natury analizy skupień wykonywanej w momencie braku posiadania hipotez *a priori* odnośnie danego zjawiska [17]. Kolejnymi założeniami przeprowadzonej analizy była losowość oraz brak współliniowości danych [18]. Wybór dni poddanych analizie został wykonany w sposób losowy. W celu wykonania analizy wylosowano cztery szeregi czasowe, po dwa dla dni roboczych między poniedziałkiem a piątkiem oraz dwa dla sobót, niedziel lub świąt. Analiza została wykonana dla dwóch charakterystycznych okresów roku – lata oraz zimy. Brak współliniowości danych został określony



Rys. 2. Algorytm wykonanej analizy skupień metodą  $k$ -średnich

na podstawie współczynnika współliniowości VIF (ang. *Variance Inflation Factor*) ze wzoru (2) [17]:

$$VIF_j = \frac{1}{1 - R_j^2} \quad (2)$$

gdzie:  $R_j^2$  – współczynnik determinacji. Współczynnik VIF jest miarą oceny współliniowości i pozwala na wychwycenie wzrostu wariacji ze względu na współliniowość cechy. Wskazuje on, o ile razy wariancja predyktora jest większa od wartości niezależnej współliniowością. Porównuje sytuację obecną do sytuacji idealnej, w której nie występuje współliniowość między zmiennymi [21]. W praktyce wartości VIF większe

Typ dnia	Pora roku	Cena	Temperatura
Roboczy	Lato	1,47	0,87
	Zima	1,73	1,56
Świąteczny	Lato	0,84	1,02
	Zima	1,03	1,40

Tab. 1. Zestawienie współczynników współliniowości VIF

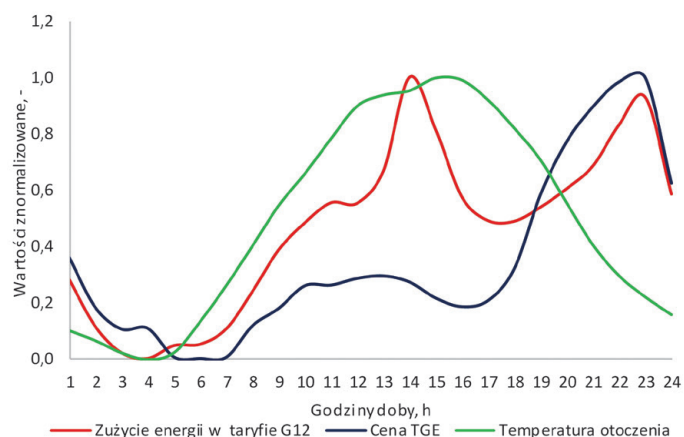
Typ dnia	Pora roku	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$
Roboczy	Lato	0,730	<b>0,603</b>	0,605
	Zima	0,906	0,776	<b>0,743</b>
Świąteczny	Lato	0,669	<b>0,524</b>	0,707
	Zima	0,626	0,557	<b>0,552</b>

Tab. 2. Zestawienie wskaźników Daviesa-Bouldina

od 10 stanowią o współliniowości zmiennych. W tab. 1 zestawiono wyniki współczynników współliniowości VIF zmiennej zużycia energii elektrycznej, w zależności od zmian kształtowania się ceny na rynku hurtowym oraz temperatury. Wszystkie wartości spełniły warunek konieczny (osiągnięcie wartości poniżej 10), co uzasadnia pozostawienie zmiennych w modelu obliczeniowym.

Następnym krokiem było przeprowadzenie analizy skupień metodą  $k$ -średnich w środowisku obliczeniowym RapidMiner Studio. Dla każdego z zestawu danych wejściowych (cztery zestawy) wykonano analizę skupień z iteracyjnym wyborem  $k = 2, 3, 4$  skupień. Elementem oceny było wyznaczenie wskaźnika Daviesa-Bouldina, którego wartości dla każdego z przypadków zestawiono w tab. 2.

Zgodnie z definicją najbardziej optymalny dobór liczby skupień został oszacowany na podstawie najmniejszego wskaźnika Daviesa-Bouldina (wartości podkreślone i pogrubione w tab. 2). Wizualizacje tych przypadków zostały przedstawione na rys. 4–7. Wykresy bąbelkowe przedstawiają podział godzin doby w zależności od stworzonej liczby skupień. Średnica bąbelków wynika z poziomu zużycia

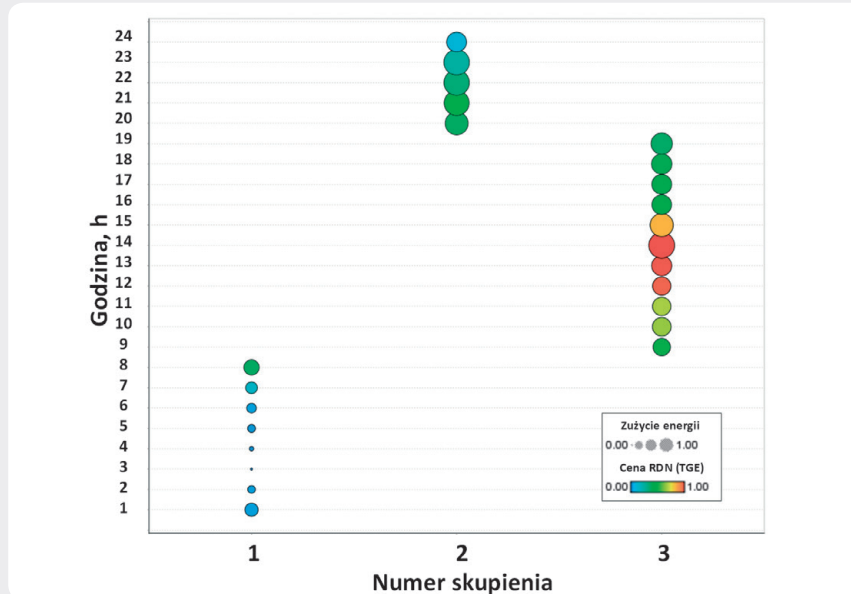


Rys. 3. Znormalizowane przebiegi danych wejściowych dla dnia świątecznego (lato)

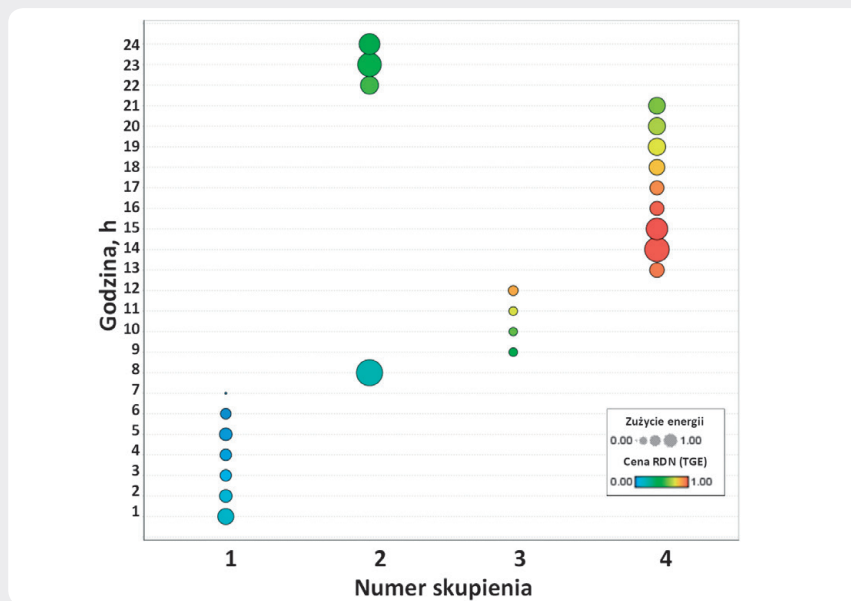


PL

## DZIEŃ ROBOCZY



Rys. 4. Wizualizacja skupień dla profilu letniego



Rys. 5. Wizualizacja skupień dla profilu zimowego

energii elektrycznej w danej godzinie, a kolor z poziomu cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Na podstawie przeprowadzanego badania zauważono taką samą definicję stref czasowych dla profili letnich (dzień roboczy oraz świąteczny). Znaczącą różnicę obserwowano podczas porównania profili zimowych. Zestawienie otrzymanych wyników, w zależności od typów dnia, wskazuje na znaczną rozbieżność w definicji stref czasowych między dniami roboczymi a świątecznymi, co wynika ze zmiennej specyfiki poboru energii elektrycznej w tych szczególnych dniach.

Wykonane grupowanie danych wyekstrahowało skupienia cechujące się podobieństwem względem poziomów zużycia energii elektrycznej (rozmiar bąbelków) oraz poziomów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym (kolor bąbelków). Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że optymalnym podziałem przebiegu zapotrzebowania w celu definicji stref czasowych dla taryfy wielostrefowej są trzy strefy czasowe w okresie letnim oraz cztery strefy czasowe w okresie zimowym. Zestawienie przyporządkowanych godzin doby w zależności od badanego scenariusza zostało zamieszczone w tab. 3. Pogrubione i podkreślone wartości godzin świadczą o wystąpieniu

dobowego szczytu zapotrzebowania w trakcie ich trwania, na podstawie historycznego zapotrzebowania KSE. Okresy te cechują się występowaniem najwyższych cen na rynku hurtowym.

## Wnioski

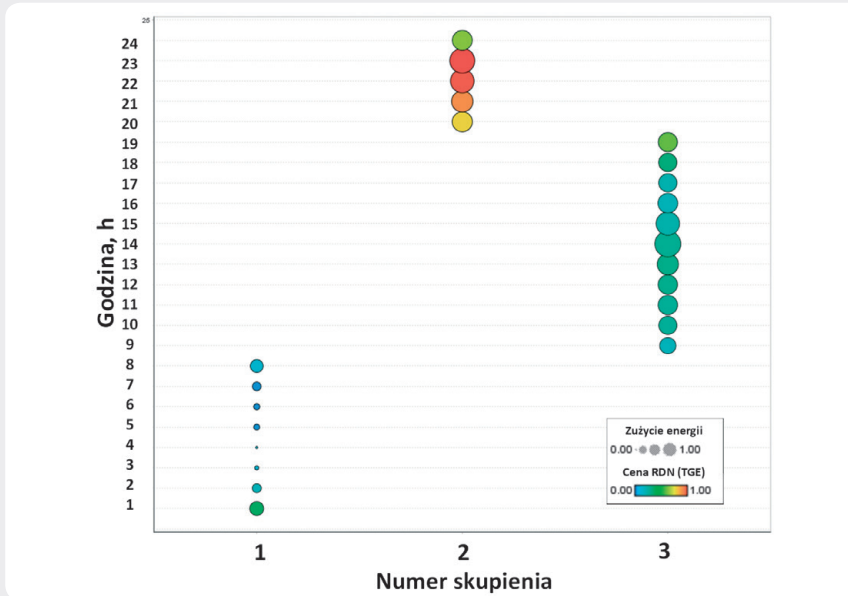
Nie powstała dotąd aplikacja taryf dynamicznych w Polsce. Wynika to zarówno z niewystarczającego opomiarowania systemu miernikami typu smart, jak i niewielkiej świadomości energetycznej użytkowników systemu. Istnieje wiele rodzajów taryf dynamicznych o różnym poziomie ryzyka oraz korzyści, zarówno dla sprzedawców energii elektrycznej, jak i jej konsumentów. Wybór oraz aplikacja taryf dynamicznych powinna być jednak dopasowana do stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Wyniki oraz zastosowana w niniejszym artykule metodyka mogą zostać wykorzystane do konstrukcji wielostrefowej taryfy dynamicznej (TOU lub TOD), która mogłaby stanowić modyfikację obecnie dostępnej taryfy dwustrefowej G12.

Analizy symulacyjne zostały wykonane dla charakterystycznych typów dni (dzień świąteczny oraz dzień roboczy) w okresie letnim oraz zimowym i zostały ograniczone do redefinicji stref czasowych dla grupy taryfowej G12 dla charakterystycznych okresów wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną. Pozwala ona na oszacowanie pewnych trendów – zmienności danych wejściowych w okresie zimowym i stabilności wartości zmiennych dla okresu letniego. Przeprowadzona faza badań powinna być pierwszym etapem tworzenia wielostrefowej taryfy dynamicznej typu TOU. Istotne jest jednak to, by wdrożenie taryfy dynamicznej poprzedzono przeprowadzeniem bardziej szczegółowych badań określających definicję stref czasowych przy większej granulacji badanych przypadków, np. kwartalnie czy miesięcznie.

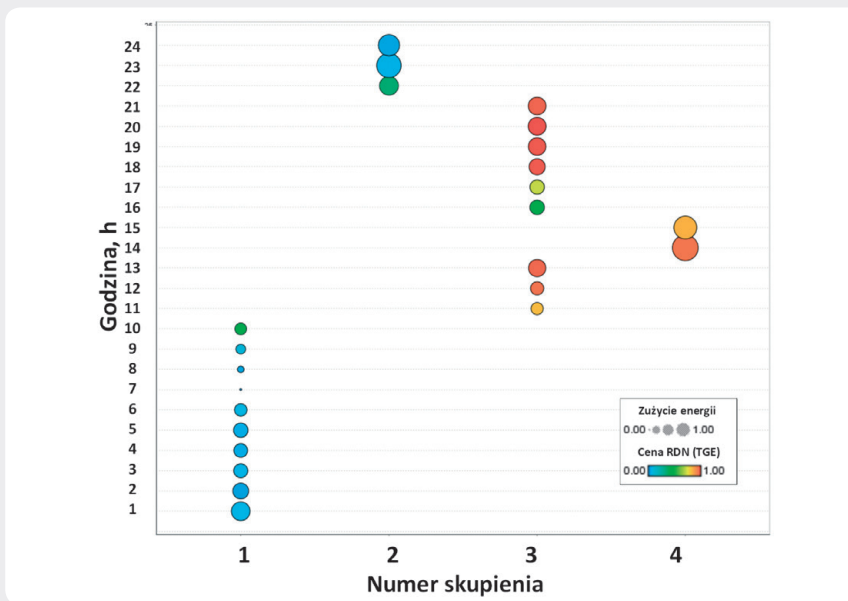
Zwiększenie liczby stref oraz zmienność stawek opłat przy udziale opomiarowania typu smart może w realny sposób wpłynąć na stymulację poboru energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe [22]. Dlatego też istotne jest szerokie podejście do omawianego zagadnienia poprzez przeanalizowanie innych metod grupowania, wykonanie większej liczby symulacji lub przebadanie innych grup taryfowych, np. C12a czy C12b. Z rezultatów przeprowadzonej analizy wynika, że uzyskany podział stref czasowych cechuje się większą szczegółowością niż w taryfie G12. Wnioskuje się, że podział godzin dla taryfy dynamicznej, oferowanej gospodarstwom domowym, powinien cechować się tym samym poziomem stawek dla danej strefy. Najwyższy poziom opłat powinien być skorelowany ze strefami zawierającymi momenty występowania dobowego szczytowego zapotrzebowania, co wynika bezpośrednio z kształtowania się cen na rynku hurtowym. Warto zauważyć jednak, że pomimo tego samego przyporządkowania godzin dla wylosowanego profilu roboczego i świątecznego w lecie stawki opłat mogą – a nawet powinny – różnić się między strefami. Pomimo tego samego podziału skupienia różnią się względem poziomów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

PL

DZIEŃ ŚWIĄTECZNY



Rys. 6. Wizualizacja skupień dla profilu letniego



Rys. 7. Wizualizacja skupień dla profilu zimowego

Numer skupienia		1	2	3	4
Typ dnia	Pora roku	Godziny doby			
Roboczy	Lato	1–8	20–24	<b>9–19</b>	–
	Zima	1–7	8, 22–24	9–12	<b>13–21</b>
Świąteczny	Lato	1–8	<b>20–24</b>	9–19	–
	Zima	1–10	22–24	<b>11–13, 16–21</b>	14–15

Tab. 3. Zestawienie przyporządkowanych godzin doby

Bibliografia

1. International Smart Grid Action Network, Dynamic Tariff Structures for Demand Side Management and Demand Response, India 2013.
2. Frontier Economics, Retail Tariff Model, A Report prepared for the AEMC, Australia 2012.
3. USAID INDIA, Smart Grids: An Approach to Dynamic Pricing in India, Partnership to Advance Clean Energy Deployment (PACE-D), Technical Assistance Program, India 2014.
4. Wniosek. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Bruksela 2017.
5. Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2018.
6. Majka K., Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2005.
7. Korab R., Ceny (i stawki) węzłowe – harmonizacja rozwiązań rynkowych z nowymi trendami rozwojowymi, Acta Energetica 2009, nr 2/2, s. 31–40.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Energa Operator, 2018.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Enea Operator, 2018.
10. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Tauron Dystrybucja S.A., 2018.
11. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Innogy Stoen Operator sp. z o.o., 2018.
12. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja S.A., 2018.
13. Rynek Dnia Następnego – Wyniki Notowań, TGE [online], <https://tge.pl/pl/541/wyniki-rdn> [dostęp: 12.02.2019].
14. Dane Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej [online], [https://dane.imgw.pl/data/dane\\_pomiarowo\\_obserwacyjne/dane\\_meteorologiczne/terminowe/synop/](https://dane.imgw.pl/data/dane_pomiarowo_obserwacyjne/dane_meteorologiczne/terminowe/synop/) [dostęp: 12.02.2019].
15. Dutta G., Mitra K., Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of Related Research, Indian Institute of Management, Ahmedabad, India 2015.
16. Smartgrid Engagement Toolkit [online], [https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE\\_DESIGNING\\_A\\_DYNAMIC\\_TARIFF.pdf](https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE_DESIGNING_A_DYNAMIC_TARIFF.pdf) [dostęp: 12.02.2019].
17. StatSoft Polska [online], [www.statsoft.pl](http://www.statsoft.pl) [dostęp: 12.02.2019].
18. Wierzchoń S., Kłopotek S., Algorytmy analizy skupień, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2015.
19. Bezdek J.C., Pal N.R., Some new indexes of cluster validity, IEEE Transactions on Systems, Man, And Cybernetics 1998, Part B: Cybernetics, Vol. 28, Issue 3, s. 301–315.

PL

20. Davies D.L., Bouldin D.W., A Cluster Separation Measure, *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence* 1979, Vol. 1, Issue 2, s. 224–227.
21. Naukowiec [online], [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolliniowosc-zmiennych\\_objasniajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolliniowosc-zmiennych_objasniajacych_954.html) [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolliniowosc-zmiennych\\_objasniajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolliniowosc-zmiennych_objasniajacych_954.html) [dostęp: 23.05.2019].
22. Bojda K., Sołtysik M., Wpływ elektromobilności na rozwój gmin i klastrów energii przy wykorzystaniu możliwości stymulacji cennikowej, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 2018, nr 107, s. 119–134.

**Kinga Bojda**

mgr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: kinga.bojda@pse.pl

Analityk w Centrum Kompetencji Badania i Rozwój w PSE-Innowacje sp. z o.o. Absolwentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej o specjalizacji elektroenergetyka (2017) oraz studiów podyplomowych Data Scientist w Akademii WSB (2018). W pracy zawodowej zajmuje się tematyką funkcjonowania rynku energii elektrycznej i wpływu rozwoju elektromobilności na funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Jej główne zainteresowania zawodowe koncentrują się wokół kształtowania taryf dla energii elektrycznej oraz przetwarzania dużych zbiorów danych z wykorzystaniem uczenia maszynowego.

**Piotr Saługa**

dr hab. inż., prof. AGH

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: psaluga@zarz.agh.edu.pl

Profesor nadzwyczajny w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. W badaniach naukowych porusza kwestie związane z aplikacją nowoczesnych metod analizy ryzyka do oceny ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych, zrównoważonego rozwoju gospodarki surowcami i energią czy implementacji rynku mocy w Polsce. Sekretarz zarządu Polskiego Stowarzyszenia Wyceny Złóż Kopalni. Autor i współautor wielu monografii oraz publikacji krajowych i zagranicznych.

# Advantages of the QNX Operating System and its Network Systems in Distributed Object Installations of DCS MASTER System

## Authors

Antonina Kieleczawa  
Radosław Izakiewicz  
Piotr Pietras  
Michał Białecki  
Roman Skakowski  
Wojciech Szubert  
Edward Ziąja

## Keywords

QNX operating system, real-time systems, automation systems, user interface

## Abstract

The paper presents the most important properties of the QNX system used in servicing the Distributed Control System (DCS) MASTER. Operating systems with a monolithic structure and microkernel systems are distinguished. The QNX system is a microkernel system. The QNX microkernel supports its system processes, as well as the DCS MASTER processes, with the ability to manage their execution on its own. In addition, various file systems are presented, including the power failure-proof QNX6 file system and reliable communication systems, both corporate and universal, based on QNET, TCP/IP and UDP/IP protocols. These systems enable access to distributed disk resources of the MASTER system stations and controllers. They provide tools to support large-size graphic displays and to implement local and remote diagnostic and servicing operations.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019107**

Received: 28.02.2019

Received in revised form: 07.05.2019

Accepted: 07.06.2019

Available online: 30.08.2019

## 1. Introduction – Real Time Systems

The Real Time Systems (RTS) are computer systems whereby calculations are carried out in parallel with the course of external technological processes thereby supported. They are aimed at the supervision and control of, and timely response to, events occurring in these processes.

The time factor is present in every computer system operation. In some systems it may be of little importance, but in the real-time systems it is the most critical factor in the system operation's effectiveness and security. For example, when working with a text editor, the delay in a response to typing a character may be at most annoying, but the failure to detect a wheel slip and a delayed response of the vehicle controlling on-board computer may result in much more serious effects. It is similar to systems of control and regulation of the technological

processes occurring in the generation of heat and power (such systems are subject to studies of Institute of Power Systems Automation Ltd. – IASE). The DCS MASTER is a complex, functionally and organizationally multi-layered structure for which the choice of the operating platform is extremely important. The operating system's tasks include the management of input/output devices, starting and handling processes, including the implementation of concurrent processes and their threads, as well as the implementations of file systems and communication protocols.

## 2. Polish automation system DCS MASTER – general outline

The Polish automation system, developed by IASE, evolving from the SCADA to the DCS MASTER models, has been developed

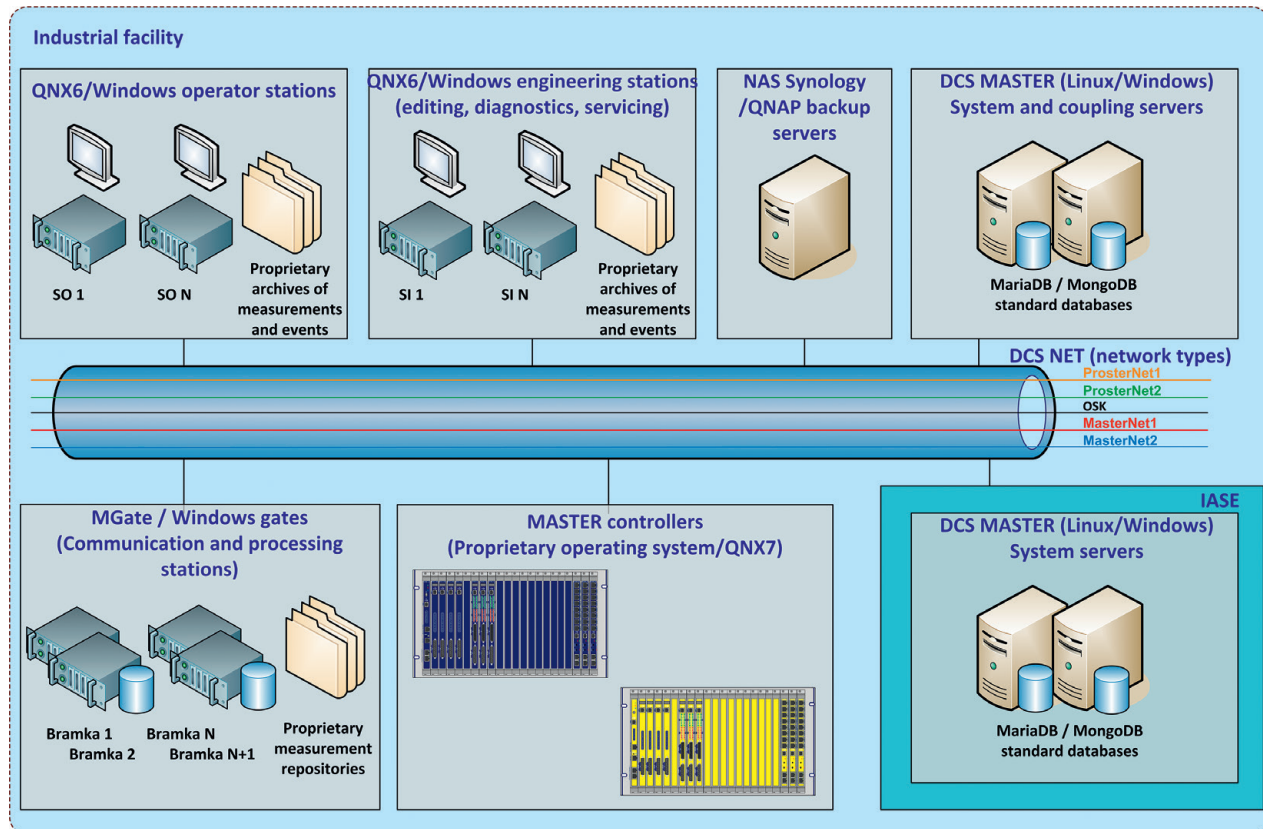


Fig. 1. The overall structure of the DCS MASTER

for over 30 years by top-class specialists and developers from various disciplines.

The automation system's basic application is to support operators and operation management engineers in servicing object-oriented technological processes. Modern operator stations, equipped with operator panels, monitors and other graphical displays, are located in dispatch centres also known as control rooms. The other DCS MASTER resources including computer cabinets with operator stations and controllers' process cabinets are mounted in other technical rooms.

The DCS MASTER is an RTS system. In the 1990s the QNX operating system was chosen for the MASTER automation system. It allowed a relatively easy implementation of the interoperability of multiple automation devices of various manufacturers, used to measure various electrical, thermal and other parameters in IASE-serviced power facilities, into the MASTER system. The QNX system enabled the implementation of user procedures to handle computer hardware interrupts, develop own timers that enable running user processes at specified times and in specific cycles, which is an important requirement of real-time systems. In total, more than 50 different automation devices and controllers have been implemented in the MASTER system, including proprietary controllers with various standard and proprietary protocols. Over time, most of these devices have been supplanted by newer products, equipped with the recommended standard protocols: Modbus/RTU, Modbus TCP/IP, Profibus, ProfiNet, DNP3, OPC and others. The overall structure of the DCS MASTER system is shown in Fig. 1.

The QNX operating system was developed before 1980 by Quantum Software Systems in Canada. The company was later renamed QNX Software Systems and acquired in 2010 by the Canadian BlackBerry corporation. The QNX system is one of the brightest pearls of the Canadian company, and tailor-made real-time systems in the QNX environment will always be needed in key applications. These systems drive, among others, hydroelectric, thermal, wind and nuclear power plants support banking and postal systems, ophthalmologic clinics and automotive industry, which has so far installed QNX in over 50 million cars [2].

### 3. Advantages of microkernel operating system architecture

The basic function of each operating system is resource management. This function is performed by systems with various structures. Two basic system patterns can be distinguished: monolithic and microkernel.

In a **monolithic system** (Fig. 2) basic system functions, such as process scheduling, device, memory and communication operation are placed in a single software module called the kernel. Fragments of the kernel code are executed as a result of system call interrupts and runs. The kernel is not subject to scheduling and a failure within it results in a failure of the entire system. Microkernel is not a process but a module that creates a framework in which processes can exist. Compared with a monolithic system, a **microkernel architecture system** (Fig. 3) has many advantages, including:

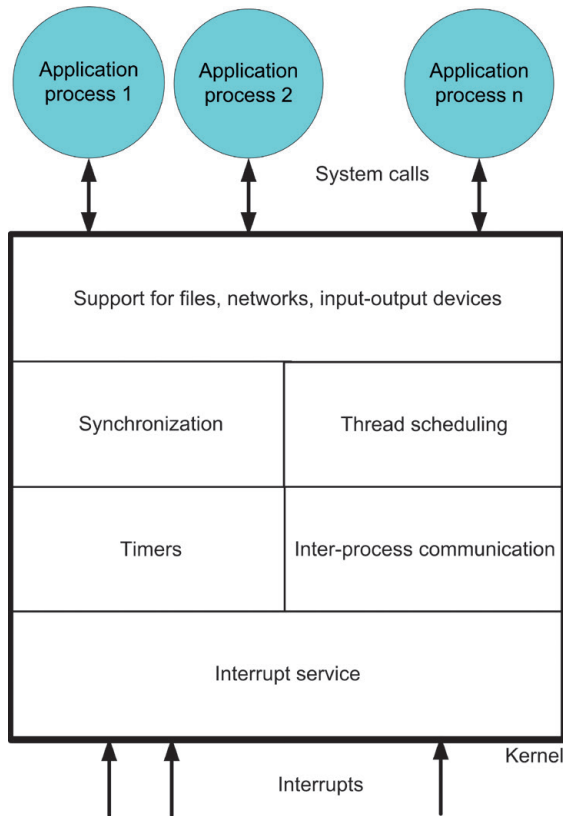


Fig. 2. Monolithic operating system structure

- system **processes scheduling** by way of prioritising, including favouring the processes of managing input/output devices that require short reaction times
- **system modularity**, definitely increasing the operational reliability, manifested in the division of a monolithic structure into separately developed, run and tested processes

- **mutual isolation of system processes**, manifested in the fact that each process is performed in a separately protected segment of the address space and a failure of one of them is not transferred to other processes
- **ability to dynamically start and stop** system processes, as well as utility processes, without the need to restart the operating system.

Microkernel systems' disadvantages include slightly lower average performance due to more task context switches, which in the modern world of very fast computers ceases to be a disadvantage.

The QNX6 Neutrino system is a microkernel system (Fig. 4). It is made up of a module called a microkernel and a set of system processes that implement the aforementioned services for application processes, in this case the MASTER system processes. System and application processes do not differ in substance, they only have different priorities and privileges.

Processes communicate with each other using various inter-process communication (IPC) mechanisms and are subject to scheduling [1]. Operations such as: memory management, process scheduling, timer implementation, ensuring inter-process communication and interrupt service belong to the microkernel. Therefore, the QNX system can be considered as a set of communicating processes.

#### 4. QNX6 system preferences for use in RTS systems

The new DCS MASTER installations are deployed under the QNX6 system with Neutrino microkernel.

The most important QNX6 system features include:

- microkernel's identical support of QNX6 system processes and MASTER system application processes
- ability to manage the execution of user processes through priorities and scheduling algorithms

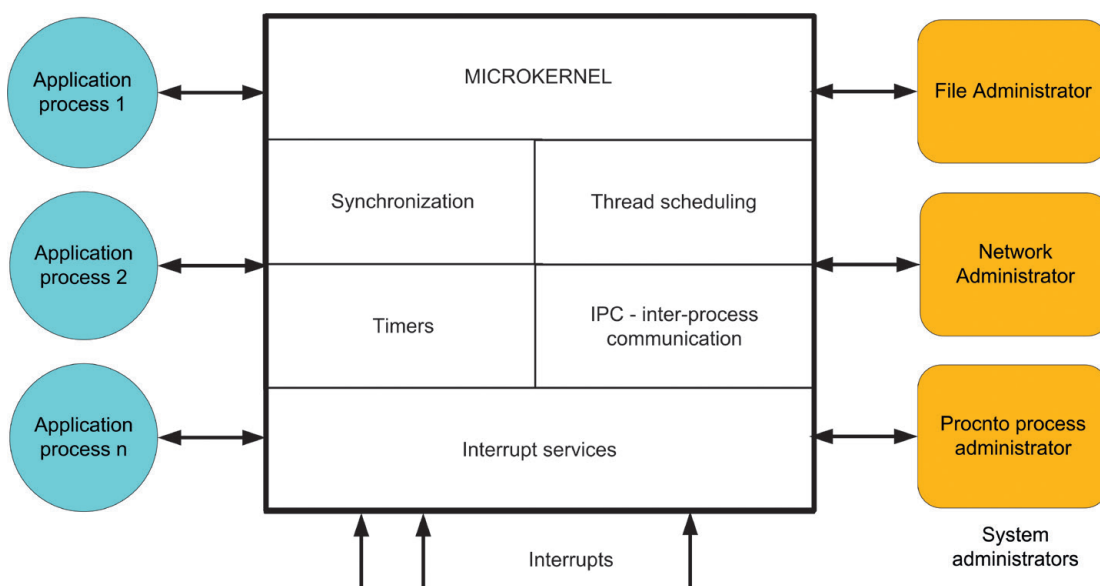


Fig. 3. Microkernel operating system structure

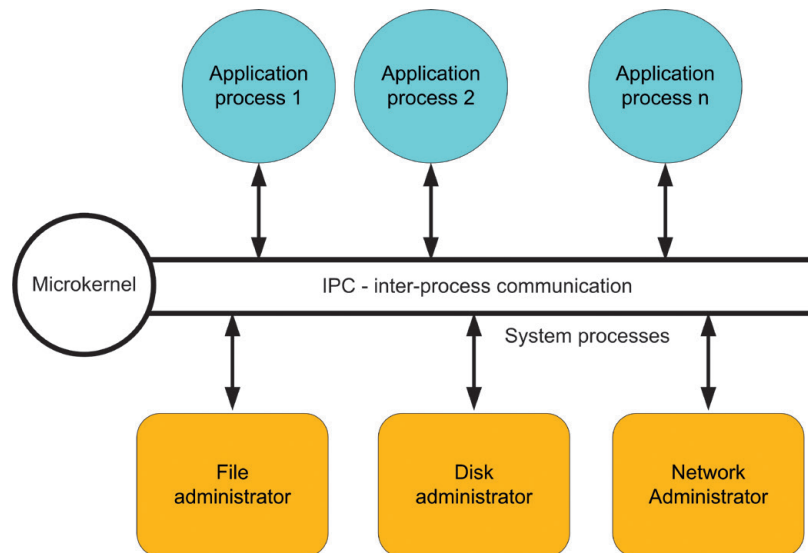


Fig. 4. QNX6 Neutrino system structure



Fig. 5. QNX6-Qnet protocol – transparent access to operator station files in the local network

- simple implementation of various file systems, including the power failure-proof QNX6 file system
- extremely fast, proprietary QNX6-Qnet communication system for transparent access to disk resources of computers in the local network
- universal IPv4 and IPv6 communication system implemented on the basis of TCP/IP protocols.

#### 4.1. Scheduling processes and their threads in Neutrino QNX6 system

Each application process executed in the system has a priority ranging from 1 to 63. The lowest zero priority has the idler process, undertaken when there are no execution-ready threads in the system. There may be more processes and their threads with the same priority in the system, which is why a thread scheduling strategy has been added.

The QNX6 system features include:

- **Round Robin Scheduling** consisting in the allocation of a time quantum for the executing thread
- **FIFO Scheduling** similar to round robin scheduling, except that once the quantum of time is exhausted, the thread is not expropriated until it spontaneously releases the processor or is expropriated by a thread with a higher priority
- **Sporadic Scheduling** with oscillating priority during the thread execution from the initial priority to the pre-set, lowered priority.

#### 4.2. File system

In the QNX6 Neutrino system, many different file systems are implemented that can co-exist simultaneously. They are supported by independent system processes, so-called resource administrators that support standard file-handling commands such as open, read, write and close. Each file system includes a fragment of the name space and supports the directory and file

tree below its mount point. This file system construction is characterized by:

- any file systems can be started and stopped dynamically during system operation
- a file system executed on one network node may be transparently available in another node.

### 5. QNX6-QNET communication protocol and TCP/IP network standard

Both communication systems in the QNX6 system coexist on the same communication media in the area of local networks. The universal TCP/IP system can reach beyond local media to a wide area network. The system-wide QNX6-Qnet protocol is used to communicate within the local computer and network resources. In the QNX Neutrino system, standard protocols (TCP, UDP)/IP are implemented with a set of generally known inter-system services (such as ftp, telnet, time) and QNX6 system services (phindows, phditto, phrelay). The QNX system services, exclusively or in conjunction with the generally recognised services of the TCP communication system, are used to handle large-size displays and to perform local or remote diagnostic and service work.

### 6. DCS MASTER system's user interface in PHOTON graphic environment

The Photon MicroGUI (Photon Micro Graphical User Interface) is a great achievement of the QNX company. It is a very compact and fast (45 kB) complete graphical interface solution intended for embedded systems and computer systems.

#### 6.1. General remarks on the DCS MASTER user interface

The purpose of technological process control centres is to observe and control various processes and to issue control commands. Most often the operators are responsible for identifying potential problems and initiating appropriate actions, which is why proper design of control centres, also known as dispatch or control rooms,



Photo 1. View of an old control room with control and measurement devices

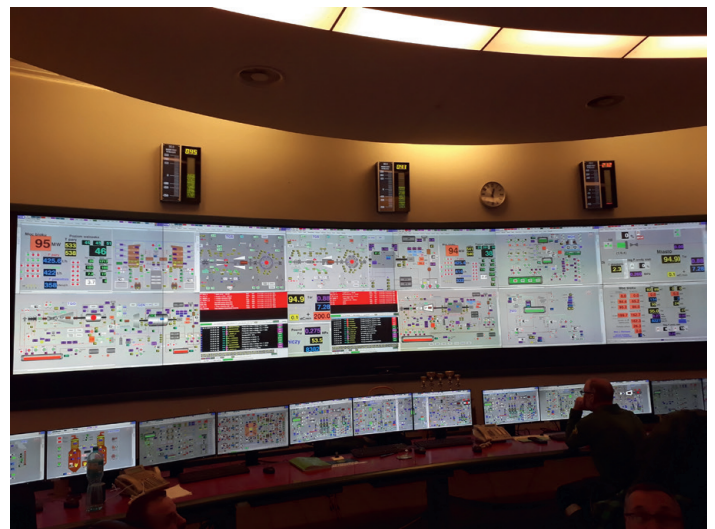
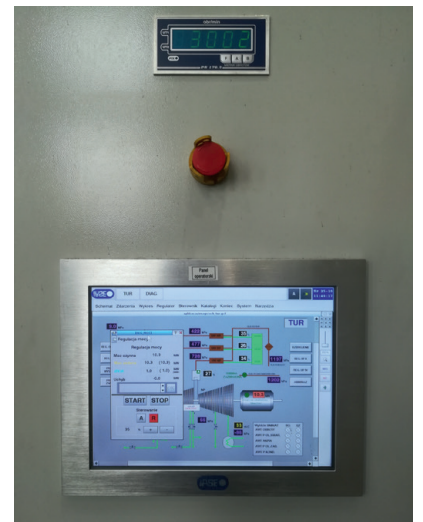


Photo 2. View of a modern DCS MASTER control room with a graphic wall



Photo 3. Fragment of a modern DCS MASTER control room with LCD monitors and a touch panel





is of the utmost importance. The widespread use of computers in private life has substantially increased user requirements for automation systems' operational functionality and simplicity. The DCS MASTER development has continued to this day in all its areas, i.e. current object-oriented technologies, data transfer techniques, computer and network hardware, programming practices and functional capabilities, including development of the MASTER system's operating interface. Simple, functional and user-friendly interface is the crowning of all advantages of the automation system, which pays off with approval of direct users, i.e. operators servicing technological processes. It allows, inter alia, quick response and procurement of relevant information about the object situation at critical moments related to emergency behaviour of supported devices and processes.

## 6.2. Examples of the DCS MASTER user interface implementation in graphic displays

An effective and authoritative showcase of the DCS MASTER system's user interface are various types of graphic displays used in control rooms, including:

- large-size graphic walls (Photo 2)
- LCD, desktop and wall monitors (Photo 3).

To compare former and current solutions a view of an old control room is shown (Photo 1).

One of the key (albeit expensive) elements of modern control rooms is more and more often a **large-scale visualization** of the monitored processes. The large-scale visualization requires complex projection systems, called graphic walls. The graphic walls' most important advantage is the capability to project large images with very high resolution. The entire graphic wall is controlled by dedicated computers with appropriate software. An alternative and cheaper solution for control rooms are commonly used medium and large size LCD monitors (Photo 3). In the small DCS MASTER installations deployed in commonly known dedicated IASE systems, i.e. UNIMAT turbine regulators,

KUZB unit protections, and UNIKONT special measurements, touch panels are mounted on the doors of the systems' process cabinets.

## 7. Summary

The pressure of users, accustomed to work with Windows systems and with no experience in operating Unix-based automation systems, including QNX, especially in newly acquired markets, may limit the demand for the DCS MASTER with QNX bases. For these reasons, IASE is currently migrating the DCS MASTER from the QNX system to the Windows platform. It does not change the fact that the currently available QNX 6.5 Neutrino system is a fully functional and secure operating system with the ability to implement freely scalable application automation systems of various categories from embedded systems to large comprehensive turnkey automation systems. With many years of positive experience in object installations of the QNX-based MASTER system and the recognition of its functional and reliability merits the IASE personnel confidently applies the IQNX7 latest release as the operational platform for the new generation of the MASTER controllers developed at IASE.

## REFERENCES

1. Zejma J., Systemy czasu rzeczywistego [*Real-Time Systems*], Faculty of Physics, Astronomy and Applied Computer Science, The Jagiellonian University, Krakow 2010 [online], [http://users.uj.edu.pl/~zejma/PPT\\_Prac\\_09.pdf](http://users.uj.edu.pl/~zejma/PPT_Prac_09.pdf) [access: 12.04.2019].
2. Patnaik A., QNX i 35 przykładów jak bardzo wpływa na nasze życie [*QNX and 35 examples of how it affects our lives*], BBNews.pl. Nowości ze świata technologii, 2015 [online], <https://www.bbnews.pl/2015/03/qnx-i-35-przykladow-jak-bardzo-wplywa-na-nasze-zycie/> [access: 12.04.2019].

### Antonina Kieleczawa

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: [antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl](mailto:antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl)

Graduate of the Faculty of Electronics at Wrocław University of Technology. Since 1977 in the Institute of Power System Automation, currently as a senior research and technical specialist. In 1983-1988 she was delegated to work at the United Nuclear Research Institute in Dubna, Russia in the team of analysis and IT processing of nuclear reaction measurements carried out in the Nuclear Reaction Laboratory, and at the same time she specialized in real-time systems. Co-developer of the Polish DCS MASTER automation system and RZ-SPEEDY4 fault recording system, as well as numerous object implementations of these systems, including comprehensive turnkey installations. She continues the work related to the development, design and implementation of the DCS MASTER system's new installations. Co-author of several dozen technical papers in the national and foreign press and conference presentations. Awarded with an honorary badge "For Merit for the Power Industry" (2009). Member of the Institute's Scientific Council (2012) and member of the International Federation of Automation IFAC – TC9.5 Working Group.

### Radosław Izakiewicz

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: [radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl](mailto:radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl)

Graduate of the Faculty of Electronics at Wrocław University of Technology. Since 2005 in the Institute of Power System Automation, currently as a senior research and technical specialist. The scope of his work includes development, design and programming works, including mainly the DCS MASTER system software expansion and upgrade for its application in operator and engineering stations. Co-author of a dozen technical papers in the national press and conference presentations.

### **Piotr Pietras**

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: piotr.pietras@iase.wroc.pl

Graduate of the Faculty of Electronics at Wrocław University of Technology. Since 1996 in the Institute of Power System Automation, currently as a senior research and technical specialist. Co-developer of the MASTER Automation System and RZ-SPEEDY4 disturbance recorder as well as many object implementations of these systems. Specializes in these systems' user interfaces, archiving systems and editing packages. Continues the development and upgrade works of both systems' operator and engineering software. Awarded with an honorary badge "For Meritis for the Power Industry" (2014). Co-author of numerous technical papers in the national press and conference presentations.

### **Michał Białecki**

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: michal.bialecki@iase.wroc.pl

Graduate of Wrocław University of Technology's Faculty of Computer Science and Management, and of the University of Wrocław's Faculty of Computer Science. Since 2005 in the Institute of Power System Automation, currently as a senior research and technical specialist. Participated in many deployments and implementations of the DCS MASTER in power facilities in Poland. Co-author of a dozen technical papers in the national press and conference presentations.

### **Roman Skakowski**

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: roman.skakowski@iase.wroc.pl

Since 1996 in the Institute of Power System Automation, currently as the head of the Power Engineering IT Department. Graduated in 1987 from the Faculty of Electrical Engineering of the Institute of Mechanization and Electrification of Agriculture in Kharkov (Ukraine). Doctor of Engineering since 1996 (Wrocław University of Technology, Institute of Power Engineering).

Performs works related in particular to the development of the Institute's products, they concern the development of system and tool software for the MASTER system, development of new solutions/technologies for the MASTER system, and development and engineering of the LFC/SOWE/SMPP automatic power and frequency distribution system. Awarded with an honorary badge "For Meritis for the Power Industry". Author or co-author of a dozen technical papers in the national and foreign press and conference presentations.

### **Wojciech Szubert**

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: wojciech.szubert@iase.wroc.pl

Since 2004 in the Institute of Power System Automation, currently as the technical director. Graduated in power systems from the Wrocław University of Technology, Faculty of Electrical Engineering (2002). Doctor of Engineering since 2008 (Wrocław University of Technology, Institute of Power Engineering). Completed MBA studies at the University of Economics in Wrocław, Faculty of Management, Computer Science and Finance (2012). His responsibilities at the Institute include the implementation of contracts, the process of acquiring them and their supervision until completion. Specialist in automation of power facilities, turbo-generator sets in particular. Awarded with an honorary badge "For Meritis for the Power Industry". Author or co-author of a dozen technical papers in the national and foreign press and conference presentations.

### **Edward Ziąja**

IASE Institute of Power Systems Automation Ltd

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering at Wrocław University of Technology. Since 1998 in the Institute of Power System Automation, currently as the chairman of the board (2007).

As the chairman of the board he contributed to the company's development and position, as well as to the introduction of many modern technological solutions in the Polish power industry. He has acquired experience in the energy sector development in other countries, working on construction sites. Involved in inventive activity, for which he was awarded the Commander's Cross of Invention and the Officer's Cross of the Order of Invention of the Kingdom of Belgium. Laureate of 8 Rector's awards for scientific and inventive activities at Wrocław University of Technology. Author and co-author of 16 patents and utility models, author and co-author of the implementation of 6 patents in the Polish power industry and about 60 papers published in the trade press.

PL

## Walory systemu operacyjnego QNX i jego systemów sieciowych w rozproszonych instalacjach obiektowych systemu DCS MASTER

### Autorzy

Antonina Kieleczawa  
Radosław Izakiewicz  
Piotr Pietras  
Michał Białecki  
Roman Skakowski  
Wojciech Szubert  
Edward Ziaja

### Słowa kluczowe

system operacyjny QNX, systemy czasu rzeczywistego, systemy automatyki, interfejs użytkownika

### Streszczenie

W artykule przedstawiono najważniejsze właściwości systemu QNX, wykorzystywane w obsłudze systemu automatyki DCS MASTER. Wyróżniono systemy operacyjne o monolitycznej strukturze oraz systemy z mikrojądrem. System QNX należy do systemów z mikrojądrem. Mikrojądro QNX obsługuje swoje procesy systemowe, jak również procesy systemu DCS MASTER, z możliwością własnego zarządzania ich wykonywaniem. Przedstawiono ponadto różne systemy obsługi plików, w tym odporny na awarie zasilania system plików QNX6 oraz niezawodne systemy komunikacyjne, firmowe i uniwersalne, oparte na protokołach QNET, TCP/IP i UDP/IP. Systemy te umożliwiają dostęp do rozproszonych zasobów dyskowych stacji i sterowników systemu MASTER. Dostarczają narzędzi do obsługi wielkogabarytowych wyświetlaczy graficznych oraz realizacji lokalnych i zdalnych działań diagnostyczno-serwisowych.

Data wpływu do redakcji: 28.02.2019  
Data wystawienia recenzji: 07.05.2019  
Data akceptacji artykułu: 07.06.2019  
Data publikacji online: 30.08.2019

**1. Wstęp – systemy czasu rzeczywistego**  
Systemy czasu rzeczywistego (ang. *Real Time System* – RTS) to systemy komputerowe, w których obliczenia prowadzone są równoległe z przebiegiem obsługiwanych przez nie zewnętrznych procesów technologicznych. Mają one na celu nadzorowanie, sterowanie i terminowe reagowanie na zachodzące w tych procesach zdarzenia. Czynnikiem czasu jest obecny w działaniu każdego systemu komputerowego, w pewnych systemach może być mało istotny, ale w systemach czasu rzeczywistego ma istotne znaczenie, jest niewątpliwym czynnikiem skuteczności i bezpieczeństwa pracy systemu. Na przykład podczas pracy z edytorem tekstu zwłoka reakcji na polecenie wpisania znaku może być co najwyżej denerwująca, ale niewykrzykie poślizgu kół i reakcja z opóźnieniem komputera pokładowego sterującego pojazdem może spowodować znacznie poważniejsze efekty. Sprawa wygląda podobnie w systemach sterowania i regulacji procesami technologicznymi występującymi przy produkcji ciepła i energii elektrycznej (takimi systemami zajmuje się Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. – IASE). System automatyki DCS MASTER jest złożoną, wielowarstwową funkcjonalnie i organizacyjnie strukturą, dla której dobór platformy operacyjnej jest niezwykle istotny. Do systemu operacyjnego należy m.in. zarządzanie urządzeniami wejścia/wyjścia, uruchamianie i obsługa procesów, w tym implementacja współbieżności procesów i ich wątków, a także implementacje systemów plików i protokołów komunikacyjnych.

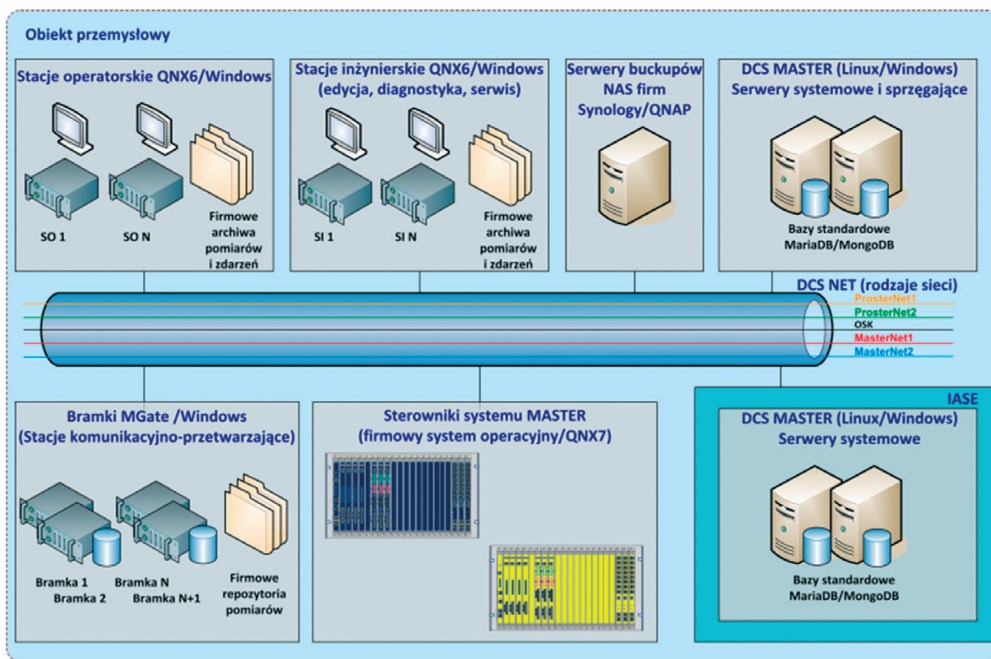
**2. Polski system automatyki DCS MASTER – zarys ogólny**  
Polski system automatyki, opracowany w IASE, ewoluujący od modelu SCADA do DCS MASTER, rozwijany jest od ponad 30 lat przez wysokiej klasy specjalistów i konstruktorów z różnych dziedzin. Podstawowym zastosowaniem systemu automatyki jest wspomaganie operatorów i inżynierów ruchu przy obsłudze obiektowych procesów technologicznych. Nowoczesne stanowiska operatorskie, wyposażone w pulpity operatorskie, monitory i inne wyświetlacze graficzne, są zlokalizowane w centrach dyspozytorskich zwanych też nastawniami. Pozostałe zasoby systemu DCS MASTER, m.in. szafy komputerowe ze stacjami operatorskimi i szafy procesowe sterowników, są montowane w innych pomieszczeniach technicznych. System DCS MASTER należy do kategorii systemów RTS. W latach 90. XX wieku zdecydowano się wybrać dla systemu automatyki MASTER system operacyjny QNX, który pozwalał na stosunkowo łatwą realizację w systemie współpracy z wieloma urządzeniami automatyki różnych producentów, stosowanymi do pomiaru różnych parametrów elektrycznych, cieplnych i innych w obsługiwanych przez IASE obiektach energetycznych. System QNX umożliwił m.in. implementację procedur użytkownika do obsługi przerwań sprzętowych komputerów, budowę własnych timerów, umożliwiających uruchamianie procesów użytkownika o określonym czasie i w określonych cyklach, co jest istotnym wymogiem systemów czasu rzeczywistego.

W sumie w systemie MASTER zaimplementowano ponad 50 różnych urządzeń automatyki i sterowników, w tym sterowników firmowych z najróżniejszymi protokołami standardowymi i firmowymi. Z czasem urządzenia te w większości zostały wyparte przez wyroby nowszej generacji, wyposażone w zalecane protokoły standardowe Modbus/RTU, Modbus TCP/IP, Profibus, ProfiNet, DNP3, OPC i inne. Ogólną strukturę systemu DCS MASTER przedstawiono na rys. 1. System operacyjny QNX został opracowany przed 1980 rokiem przez kanadyjski koncern Quantum Software Systems. Koncern został z czasem przemianowany na QNX Software Systems i przejęty w 2010 roku przez kanadyjski koncern BlackBerry. System QNX to jedna z najjaśniejszych perełek kanadyjskiej firmy, a systemy czasu rzeczywistego szły na miarę w środowisku QNX zawsze będą potrzebne w kluczowych zastosowaniach. Systemy te napędzają m.in. elektrownie wodne, ciepłowne, wiatrowe i nuklearne, wspomagają systemy bankowe i pocztowe, kliniki okulistyczne i przemysł samochodowy, który dotychczas zastosował QNX w ponad 50 milionach aut [2].

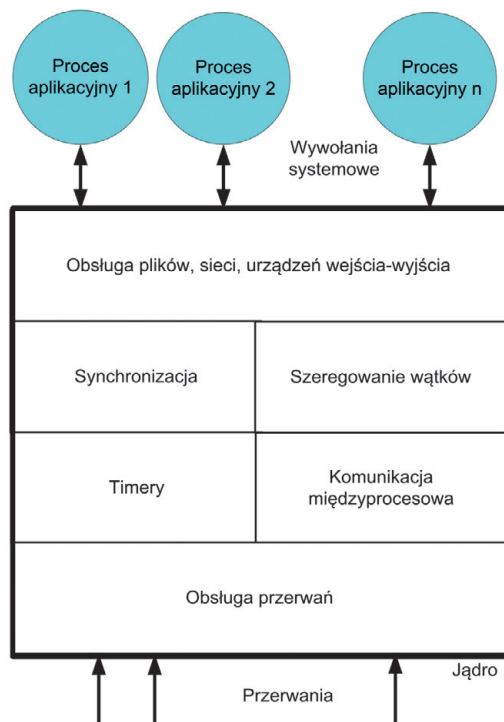
### 3. Zalety architektury systemów operacyjnych z mikrojądrem

Podstawową funkcją każdego systemu operacyjnego jest zarządzanie zasobami. Funkcję tę pełnią systemy o różnej strukturze. Można wyróżnić dwa podstawowe wzorce systemów, system monolityczny i system z mikrojądrem.

PL



Rys. 1. Ogólna struktura systemu DCS MASTER



Rys. 2. Struktura operacyjnego systemu monolitycznego

W **systemie monolitycznym** (rys. 2) podstawowe funkcje systemu, takie jak: szeregowanie procesów, obsługa urządzeń, pamięci i komunikacji, są umieszczane w pojedynczym module programowym zwanym jądrem. Fragmenty kodu jądra są wykonywane w wyniku przerwania i uruchomień wywołań systemowych. Jądro nie podlega szeregowaniu, a awaria w jego obrębie

skutkuje awarią całego systemu. Mikrojądro nie jest procesem, jest modulem stwarzającym ramy, w których procesy mogą istnieć. W porównaniu z systemem monolitycznym **system o architekturze mikrojądra** (rys. 3) ma wiele zalet, m.in.:

- **szeregowanie procesów** systemowych przez nadawanie im różnych priorytetów, w tym faworyzowanie procesów obsługi

urządzeń wejścia/wyjścia, od których wymaga się krótkich czasów reakcji

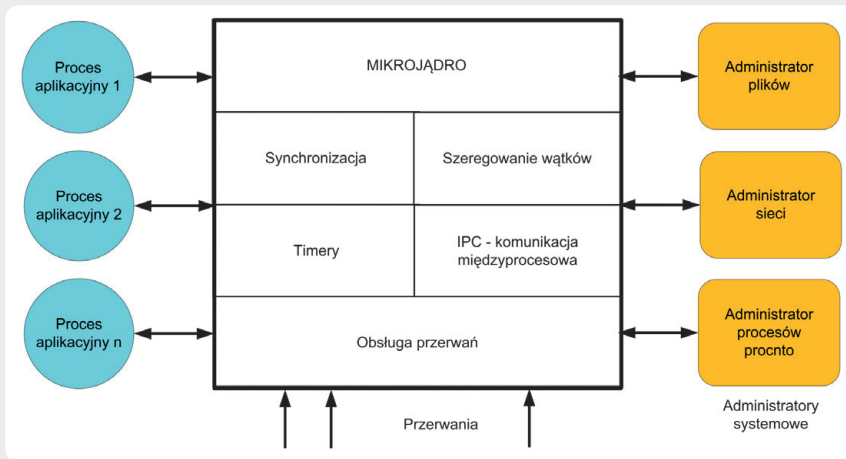
- **modularność systemu**, zdecydowanie zwiększająca niezawodność pracy, wyrażająca się w podziale monolitycznej struktury na oddzielnie rozwijane, uruchamiane i testowane procesy
- **wzajemna izolacja procesów systemowych**, wyrażająca się w fakcie, że każdy z procesów jest wykonywany w oddzielnie chronionym segmencie przestrzeni adresowej i awaria jednego z nich nie przenosi się na pozostałe procesy
- **możliwość dynamicznego uruchamiania i zatrzymywania** procesów systemowych, podobnie jak procesów użytkowych, bez potrzeby restartowania systemu operacyjnego.

Do wad systemów z mikrojądrem należy zaliczyć nieco mniejszą średnią wydajność, związaną z większą liczbą przełączeń kontekstu zadań, co we współczesnym świecie bardzo szybkich komputerów przestaje być wadą.

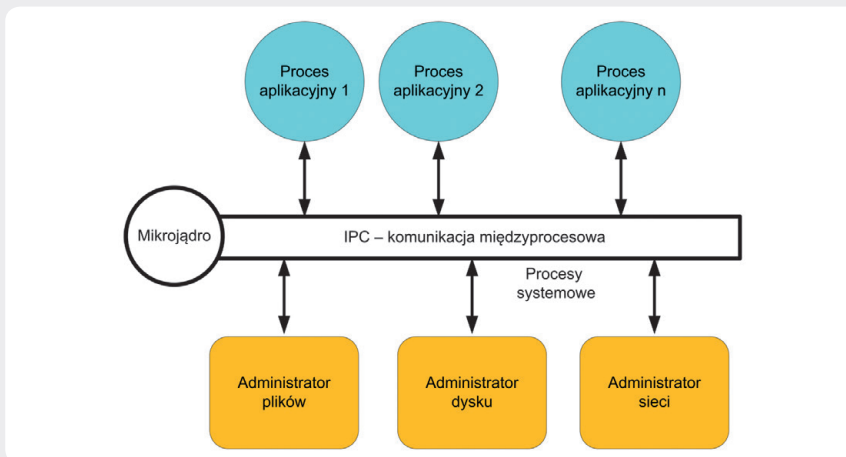
System QNX6 Neutrino jest systemem z mikrojądrem (rys. 4). Zbudowany jest on z modułu zwanego mikrojądrem i zbioru procesów systemowych, realizujących wspomniane już usługi na rzecz procesów aplikacyjnych (użytkowych), w tym przypadku procesów systemu MASTER. Procesy systemowe i użytkowe nie różnią się co do istoty, mają tylko inne priorytety i uprawnienia.

Procesy komunikują się pomiędzy sobą za pomocą różnych mechanizmów komunikacji między-procesowej IPC (ang. *Inter-process Communication*) i podlegają szeregowaniu [1]. Czynności, takie jak: zarządzanie pamięcią, szeregowanie procesów, implementacja czasomierzy (ang. *timers*), zapewnienie komunikacji między-procesowej i obsługa przerwania, należą do mikrojądra. System QNX może być zatem rozpatrywany jako zbiór komunikujących się procesów.

PL



Rys. 3. Struktura operacyjnego systemu z mikrojądrem



Rys. 4. Struktura systemu QNX6 z Neutrino

#### 4. Preferencje systemu QNX6

##### dla zastosowań w systemach RTS

Nowe instalacje systemu DCS MASTER są wykonywane pod systemem QNX6 z mikrojądrem Neutrino.

Najważniejsze cechy systemu QNX6 to:

- identyczność obsługi przez mikrojądro procesów systemowych QNX6 oraz procesów użytkowych systemu MASTER
- możliwość zarządzania wykonywaniem procesów użytkownika przez priorytety i algorytmy szeregowania
- prosta implementacja różnych systemów plików, w tym systemu plików QNX6, odpornego na awarie zasilania
- niezwykle szybki, firmowy system komunikacyjny QNX6-Qnet, umożliwiający przezroczysty dostęp do zasobów dyskowych komputerów w sieci lokalnej
- uniwersalny system komunikacyjny IPv4 i IPv6 zrealizowany na bazie protokołów TCP/IP.

##### 4.1. Szeregowanie procesów i ich wątków w systemie QNX6 Neutrino

Każdy z procesów użytkowych wykonywanych w systemie ma przyporządkowany priorytet z zakresu 1–63. Najniższy priorytet zero ma systemowy proces jałowy (ang. *idler*), podejmowany, gdy w systemie nie ma

żadnych gotowych do wykonania wątków. W systemie może być więcej procesów i ich wątków o tym samym priorytecie, dlatego wprowadzona została dodatkowo strategia szeregowania wątków.

W systemie QNX6 możliwe jest:

- **szeregowanie karuzelowe** (ang. *Round Robin Scheduling*), polegające na przydzieleniu kwantu czasu dla wykonującego się wątku
- **szeregowanie FIFO** (ang. *FIFO Scheduling*), przypominające szeregowanie karuzelowe, z tym że po wyczerpaniu kwantu czasu wątek nie jest wywłaszczany, aż samoistnie zwolni procesor lub zostanie wywłaszczony przez wątek o wyższym priorytecie
- **szeregowanie sporadyczne** (ang. *Sporadic Scheduling*), z oscylującym priorytetem w trakcie wykonywania wątku od uruchomieniowego priorytetu do zadanego, obniżonego priorytetu.

##### 4.2. System plików

W systemie QNX6 Neutrino zaimplementowano wiele różnych systemów plików mogących współistnieć równocześnie. Obsługiwane są one przez niezależne procesy systemowe, tzw. administratory zasobów, które obsługują standardowe polecenia

obsługi plików, takie jak: *open*, *read*, *write* czy *close*. Każdy z systemów plików obejmuje fragment przestrzeni nazw, obsługuje drzewo katalogów i plików poniżej punktu jego montowania. Taka konstrukcja systemu plików charakteryzuje się tym, że:

- dowolne systemy plików mogą być startowane i zatrzymywane dynamicznie w trakcie pracy systemu
- system plików wykonywany w jednym węźle sieciowym może być dostępny w sposób przezroczysty w innym węźle.

#### 5. Protokół komunikacyjny QNX6-QNET oraz standard sieciowy TCP/IP

Oba systemy komunikacyjne w systemie QNX6 współistnieją na tych samych mediach komunikacyjnych w zakresie sieci lokalnych. Uniwersalny system TCP/IP może wykraczać poza media lokalne do sieci rozległej. Systemowy protokół QNX6-Qnet używany jest do przekazywania komunikatów w ramach zasobów lokalnych komputera i sieciowych.

W systemie QNX Neutrino zaimplementowano standardowe protokoły (TCP,UDP)/IP z kompletem ogólnie znanych, między-systemowych usług (typu m.in. *ftp*, *telnet*, *time*) oraz systemowe usługi QNX6 (*phindows*, *phditto*, *phrelay*). Usługi systemowe QNX, wyłącznie lub w powiązaniu z ogólnie znanymi usługami systemu komunikacyjnego TCP, stosowane są m.in. do obsługi wyświetlaczy wielkogabarytowych oraz również wykonywania lokalnych lub zdalnych prac diagnostyczno-serwisowych.

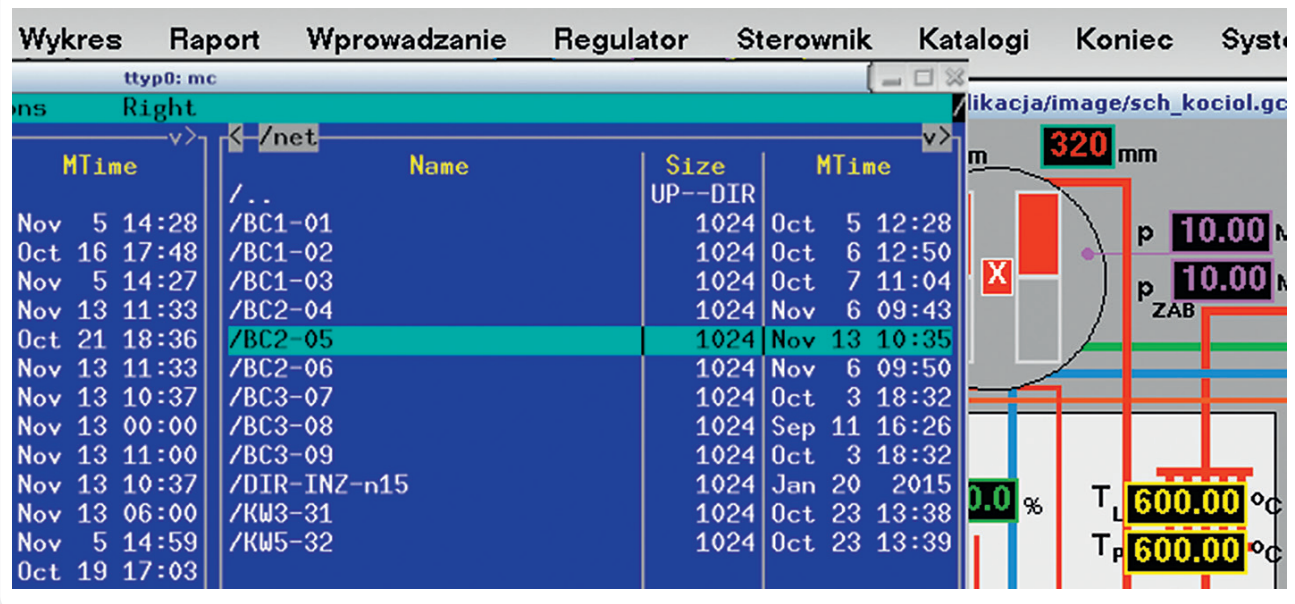
#### 6. Interfejs użytkownika systemu DCS MASTER w środowisku graficznym PHOTON

Środowisko graficzne Photon MicroGUI (ang. *Photon Micro Graphical User Interface*) to rewelacyjne osiągnięcie firmy QNX. Jest bardzo małe i szybkie (45 kB), stanowiąc jednocześnie kompletne rozwiązanie interfejsu graficznego, przeznaczonego dla systemów wbudowanych oraz systemów komputerowych.

##### 6.1. Ogólne uwagi o interfejsie użytkowym systemu DCS MASTER

Funkcją centrów sterowania procesami technologicznymi jest obserwacja i kontrola różnych procesów oraz możliwość wydawania poleceń regulacyjno-sterowniczych. Najczęściej to operatorzy są odpowiedzialni za rozpoznanie potencjalnych problemów i inicjowanie właściwych akcji, dlatego odpowiednie zaprojektowanie centrów sterowania, zwanych też nastawniami lub dyspozytoriami, jest sprawą istotnej wagi. Powszechność stosowania komputerów w życiu prywatnym zasadniczo zwiększyła wymagania użytkowników w zakresie funkcjonalności i prostoty obsługi systemów automatyki. Rozwój systemu DCS MASTER kontynuowany jest do dziś we wszystkich jego obszarach, tj. aktualnych technologii obiektowych, technik przesyłania danych, sprzętu komputerowego i sieciowego, praktyk programistycznych i możliwości funkcjonalnych, w tym rozwoju interfejsu obsługi systemu MASTER. Prosty, funkcjonalny i przyjazny interfejs użytkownika jest zwięzczeniem wszystkich atutów systemu automatyki, który procentuje

PL



Rys. 5. Protokół QNX6-Qnet – przezroczysty dostęp do plików stacji operatorskich w sieci lokalnej

aprobata bezpośrednich użytkowników, tj. operatorów obsługujących procesy technologiczne. Umożliwia on m.in. szybkie reagowanie i uzyskanie istotnych informacji o sytuacji obiektowej w krytycznych momentach, związanych z awaryjnym zachowaniem obsługiwanych urządzeń i procesów.

6.2. Przykładowe implementacje interfejsu użytkownika DCS MASTER w zakresie wyświetlaczy graficznych

Efektowną i miarodajną prezentacją interfejsu użytkownika systemu DCS MASTER są stosowane w nastawniach różnego rodzaju wyświetlacze graficzne, w tym:

- ściany graficzne wielkogabarytowe (fot. 2)
- monitory LCD, pulpitowe i naścienne (fot. 3).

Dla porównania dawnych i aktualnych rozwiązań zamieszczono fragment dawnej nastawni (fot. 1).

Jednym z kluczowych elementów nowoczesnych nastawni (choć kosztownym) staje się **wielkoformatowa wizualizacja** monitorowanych procesów. Wizualizacja wielkoformatowa wymaga skomplikowanych systemów projekcyjnych, nazywanych ścianami graficznymi. Najważniejszą zaletą ścian graficznych jest możliwość projekcji dużych obrazów o bardzo wysokiej rozdzielczości. Całością ścian graficznych sterują przeznaczone do tego komputery z odpowiednim oprogramowaniem obsługi.

Alternatywnym, tańszym rozwiązaniem dla nastawni są powszechnie używane monitory LCD średnie i wielkogabarytowe (fot. 3). W małych instalacjach systemu DCS MASTER, dotyczących powszechnie znanych specjalizowanych systemów IASE, tj. regulatorów turbin UNIMAT, zabezpieczeń bloków KUZB i pomiarów



Fot. 1. Fragment dawnej nastawni z aparaturą kontrolno-pomiarową



Fot. 2. Fragment nowoczesnej nastawni systemu DCS MASTER z implementacją ściany graficznej

PL



Fot. 3. Fragment nowoczesnej nastawni systemu DCS MASTER z monitorami LCD oraz widok panelu dotykowego

specjalnych UNIKONT, na drzwiach szaf procesowych systemów montowane są panele dotykowe.

### 7. Podsumowanie

Presja użytkowników, przyzwyczajonych do pracy z systemami Windows, niemających doświadczenia w eksploatacji systemów automatyki na bazie systemów unixowych, w tym QNX, zwłaszcza na nowo pozyskiwanych rynkach, może

spowodować ograniczenie zapotrzebowania na systemy DCS MASTER z bazą QNX. Z tych powodów aktualnie w IASE wykonywana jest migracja systemu DCS MASTER z systemu QNX na platformę systemu Windows. Nie zmienia to faktu, że aktualnie dostępny system QNX 6.5 Neutrino jest w pełni funkcjonalnym i bezpiecznym systemem operacyjnym z możliwością realizacji dowolnie skalowanych, użytkowych systemów automatyki różnych

kategorii, od systemów wbudowanych po duże kompleksowe systemy automatyki „pod klucz”. Wieloletnie, pozytywne doświadczenie w instalacjach obiektowych systemu MASTER na bazie QNX oraz uznanie jego walorów funkcjonalnych i niezawodnościowych upewniło pracowników IASE do zastosowania najnowszej wersji systemu QNX7 jako platformy operacyjnej dla nowej generacji sterowników MASTER, opracowywanej w IASE.

### Bibliografia

1. Zejma J., Systemy czasu rzeczywistego, Wydział Fizyki, Astronomii i Informatyki Stosowanej, Uniwersytet Jagielloński, Kraków 2010 [online], [http://users.uj.edu.pl/~zejma/PPT\\_Prac\\_09.pdf](http://users.uj.edu.pl/~zejma/PPT_Prac_09.pdf) [dostęp: 12.04.2019].
2. Patnaik A., QNX i 35 przykładów jak bardzo wpływa na nasze życie, BBNews.pl. Nowości ze świata technologii, 2015 [online], <https://www.bbnews.pl/2015/03/qnx-i-35-przykladow-jak-bardzo-wplywa-na-nasze-zycie/> [dostęp: 12.04.2019].

### Antonina Kieleczawa

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl](mailto:antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl)

Absolwentka Wydziału Elektroniki Politechniki Wrocławskiej. Od 1977 roku jest zatrudniona w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych, obecnie na stanowisku: starszy specjalista badawczo-techniczny. W latach 1983–1988 była oddelegowana do pracy w Zjednoczonym Instytucie Badań Jądrowych w Dubnej. Pracowała w zespole analiz i obróbki inżynierskiej pomiarów reakcji jądrowych prowadzonych w Laboratorium Reakcji Jądrowych i jednocześnie specjalizowała się w dziedzinie systemów czasu rzeczywistego. Jest współtwórcą polskiego systemu automatyki DCS MASTER i rejestracji zakłóceń RZ-SPEEDY4 oraz wielu wdrożeń obiektowych ww. systemów, w tym kompleksowych instalacji pod klucz. Kontynuuje prace związane z rozwojem, projektowaniem i wdrażaniem nowych instalacji systemu DCS MASTER. Współautorka kilkudziesięciu artykułów technicznych w prasie krajowej i zagranicznej oraz wystąpień konferencyjnych. Nagrodzona honorową odznaką „Za Zasługi dla Energetyki” (2009). Członek Rady Naukowej Instytutu od 2012 oraz członek Grupy Roboczej Międzynarodowej Federacji ds. Automatyki IFAC – TC9.5.

### Radosław Izakiewicz

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl](mailto:radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Wrocławskiej. Od 2005 roku jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych na stanowisku: starszy specjalista badawczo-techniczny. Zakres jego pracy obejmuje: prace rozwojowe, projektowe i programistyczne, w tym głównie rozbudowę oraz modernizację oprogramowania systemu DCS MASTER w zakresie oprogramowania stacji operatorskich, inżynierskich. Współautor kilkunastu artykułów technicznych w prasie krajowej oraz wystąpień konferencyjnych.

### Piotr Pietras

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [piotr.pietras@iase.wroc.pl](mailto:piotr.pietras@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Wrocławskiej. Od 1996 roku jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych, obecnie na stanowisku: starszy specjalista badawczo-techniczny. Jest współtwórcą Systemu Automatyzacji MASTER i rejestratora zakłóceń RZ-SPEEDY4 oraz wielu wdrożeń obiektowych ww. systemów. Specjalizuje się w zakresie interfejsu użytkownika, systemów archiwizacji i pakietu edycyjnego ww. systemów. Kontynuuje prace rozwojowe i modernizacyjne w zakresie oprogramowania operatorskiego i inżynierskiego dla obu systemów. Odznaczony odznaką honorową „Za Zasługi dla Energetyki” (2014). Współautor wielu artykułów technicznych w prasie krajowej oraz wystąpień konferencyjnych.

### Michał Białecki

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: [michal.bialecki@iase.wroc.pl](mailto:michal.bialecki@iase.wroc.pl)

Absolwent Politechniki Wrocławskiej na Wydziale Informatyki i Zarządzania oraz Uniwersytetu Wrocławskiego na Wydziale Informatyki. Od 2005 roku jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych, obecnie na stanowisku: starszy specjalista badawczo-techniczny. Brał udział w wielu wdrożeniach i uruchomieniach systemu DCS MASTER na obiektach energetycznych w całej Polsce. Współautor kilkunastu artykułów technicznych w prasie krajowej oraz wystąpień konferencyjnych.

**Roman Skakowski**

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: roman.skakowski@iase.wroc.pl

Jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. od 1996 roku, obecnie na stanowisku: kierownik Zakładu Informatyki Elektroenergetycznej. Ukończył Instytut Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa w Charkowie (na Ukrainie), na Wydziale Elektrycznym (1987). Od 1996 roku jest doktorem nauk technicznych (Politechnika Wroclawska, Instytut Elektroenergetyki).

Wykonuje prace związane w szczególności z rozwijaniem produktów instytutu, dotyczą one m.in.: rozwoju oprogramowania systemowego i narzędziowego dla systemu MASTER, opracowania nowych rozwiązań/technologii dla systemu MASTER oraz opracowania i rozwoju systemu automatycznego rozdziału mocy i częstotliwości LFC/SOWE/SMPP. Odznaczony odznaką honorową „Za Zasługi dla Energetyki”. Autor lub współautor kilkunastu artykułów naukowych w prasie krajowej i zagranicznej oraz wystąpień konferencyjnych.

**Wojciech Szubert**

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: wojciech.szubert@iase.wroc.pl

Jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. od 2004 roku, obecnie na stanowisku: dyrektor techniczny. Ukończył Politechnikę Wroclawską, Wydział Elektryczny, specjalizację: systemy elektroenergetyczne (2002). Od 2008 roku jest doktorem nauk technicznych (Politechnika Wroclawska, Instytut Elektroenergetyki). Ukończył studia MBA na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wroclawiu, na Wydziale Zarządzania, Informatyki i Finansów (2012). Pracując w instytucie, jest w szczególności odpowiedzialny za realizację kontraktów, zajmuje się procesem ich pozyskiwania i prowadzi nad nimi nadzór aż do momentu ich zakończenia. Specjalista w zakresie automatyzacji obiektów energetycznych, w szczególności turbozespołów. Odznaczony odznaką honorową „Za Zasługi dla Energetyki”. Autor lub współautor kilkunastu artykułów naukowych w prasie krajowej i zagranicznej oraz wystąpień konferencyjnych.

**Edward Ziaja**

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej. Jest zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o. od 1989 roku, obecnie na stanowisku: prezes zarządu (2007).

Jako prezes przyczynił się do rozwoju i pozycji spółki oraz do wprowadzenia wielu nowoczesnych rozwiązań technologicznych w polskiej energetyce. Doświadczenie w zakresie rozwoju energetyki zdobywał w innych krajach, pracując na budowach. Zaangażowany w działalność wynalazczą, za co został odznaczony Krzyżem Komandorskim Wynalazczości oraz Krzyżem Oficerskim Orderu Wynalazczości Królestwa Belgii. Zdobywca 8 nagród rektora za działalność naukową i wynalazczą na Politechnice Wroclawskiej. Jest autorem i współautorem 16 patentów oraz wzorów użytkowych, autorem i współautorem wdrożeń 6 patentów w elektroenergetyce polskiej oraz ok. 60 prac publikowanych w prasie branżowej.



# Analysis of the Impact of Charging Electric Cars on the Power System Load

## Authors

Wiktoria Weronika Stahl  
Paweł Bućko

## Abstract

The paper presents ways of integrating electric cars with the power system. In connection with this, daily load curves in the average working day have been developed in the G2V (*Grid-to-Vehicle*) and V2G (*Vehicle-to-Grid*) variants. The G2V solution consists in unidirectional energy flow from the power system to a vehicle's battery. The V2G solution consists in bi-directional energy exchange between the power system and electric car's battery. Each of these options may have a different impact on the system's load. The paper presents the impact of charging a large number of electric cars on the dynamics of load changes in the period of increasing demand from the night valley to the morning peak and during its fall from the evening peak to the night valley. Also, indicators characterizing the shape of the daily load curve were analysed. The actual system load curve was compared with the G2V and V2G based on original calculations.

## Keywords

electric power system, electric cars, V2G, G2V

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019108**

Received: 07.03.2019

Received in revised form: 24.05.2019

Accepted: 04.06.2019

Available online: 30.08.2019

## 1. Use of electric cars

In recent years, there has been a growing interest in electric cars around the world. This is evidenced by numerous investments in the infrastructure supporting the operation of electric cars. Many countries are interested in the development of an appropriate infrastructure, which includes chargers, communication protocols (for data exchange between vehicles and charging stations), and billing systems. This is connected with growing requirements for the reduction of harmful emissions to the environment, and the spread of electric car use may contribute to the reduction of exhaust gas and transport pollution emissions. Governments of Germany, the Netherlands, the USA and China in recent years have made a lot of effort to achieve the goal of a well-developed infrastructure supporting electric cars. The Chinese government has adopted a plan that assumes that the production of electric cars will account for 20% of the total number of vehicles produced in 2025. Therefore, it aims to quickly expand the network of chargers, so that one charging station will be available to every eight electric cars. In addition, the construction of 120,000 fast charging stations and 500,000 public charging stations by 2020 has been planned. The goal of the German government is to achieve the number of 5 million electric cars sold by 2030. In addition, it

intends to allocate EUR 200 million for the construction of 5,000 fast charging stations and an additional EUR 100 million for 10,000 so-called level 2 charging stations. The German government has also specified communication and payment requirements: all charging stations must comply with the Open Charge Point Protocol, so that – using any charging station – users can pay for the electricity with a single identifier [1].

Many states have focused primarily on the appropriate funding of charger network expansion projects, at both local and national levels. Cooperation was also undertaken with power system operators, research centres and automotive sector enterprises. They also seek to increase public awareness and encourage citizens to use electric cars. Currently, many countries are also focusing on the standardization and unification of communication and billing systems. Electromobility measures, objectives and achievements so far of various countries are described in more detail in [1].

Appropriate initiatives for the development of electromobility have also been undertaken by the Polish government. These include *Package for Clean Transport* consisting of three documents setting out the principles of electromobility development until 2025, as well as *Electromobility Development Plan in Poland*.

The primary goal set out in these documents is to increase the number of electric cars. To this end, since these cars are expensive, financial incentives for their purchases are contemplated. At the same time, a fee depending on their emissivity would be imposed on the other types of vehicles. It is planned to increase the number of electric cars to 1 million in 2025. Moreover, electromobility development measures have been divided into three stages. The first is the preparation stage, which assumed the adoption of an act on electromobility and the completion by 2018 of preparatory works for the construction of charging stations. This would also be the stage of promoting electromobility. The second stage was to be the construction of the first charging stations in 2018–2020. The last stage involved increasing their number and gradual replacement of combustion cars with electric vehicles [2–4].

Now, based on data collected by the Polish Alternative Fuels Association (PSPA) and the Polish Automotive Industry Association (PZPM), an *Electromobility Counter* of the actual number of electric vehicles and charging stations available in Poland has been developed. The Counter is available on these organisations' websites [5, 6]. According to the Counter, ca. 4,100 EVs were registered in Poland at the end of 2018, and ca. 5,600 at the beginning of June 2019. This increase in the EV number resulted mainly from company purchases and development of *car-sharing*, i.e. car rental for minutes. The EVs registered in Poland constitute about 0.4% of all electric vehicles in Europe. With the increasing number of electric cars, the development of a charging infrastructure can be observed. At the beginning of June 2019 there were ca. 670 charging stations in Poland, most of them in Warsaw. DC fast charging stations in Poland account for 33% of all charging stations. This share of DC fast charging stations is among the largest in Europe, larger than 30% in the Czech Republic, but smaller than 50% in Sweden. Many companies are involved in the development of the charging infrastructure in Poland. For example, PKN Orlen has invested in its own charging network and has announced the installation of ca. 50 chargers by the end of March 2020. Tauron has opened 23 charging stations in Katowice. PGE Polska Grupa Energetyczna plans to launch ca. 1,500 charging stations by 2022. Also, Energa plans investment in the construction of 54 charging stations in 2019 and another 100 by 2022 [6].

## 2. G2V and V2G concept

With the growing interest in electric cars and investment in electromobility, the impact of charging a large number of electric cars on the power system has been noticed. Electric vehicles are equipped with batteries that can potentially be used as mobile energy storage. When connected to a charging station, an EV can intake electricity for charging, but with the appropriate equipment of the vehicle and the station alike, it can also output electricity to the power system. These opportunities are offered by G2V *Grid-to-Vehicle* and V2G *Vehicle-to-Grid* solutions, respectively.

The G2V charging process is the unidirectional flow of energy, from power system to electric car battery. It applies to charging electric cars and allows only the option to purchase electricity. This is the simplest way to integrate an electric car with the power system. Due to widely available and well-developed charging technologies, it is anticipated that the G2V solution will be implemented first. Moreover, this solution does not require such advanced communication and security systems as the V2G solution. This implies lower capex and opex costs [7–11].

V2G is a network service that offers energy exchange between a power system and electric car battery. Car parking hours coincide with the hours of the system's highest loads in the 24 hours of the day. Therefore, these cars can be used as a source of reserve power. The V2G solution supporting electric cars would output some of the energy stored in their batteries to the power system. Since these cars supply energy to the system during the day, their batteries are discharged more than in the G2V solution. Therefore, they would have a higher demand for power for charging at night. Such management of a large number of charged vehicles by the grid operator through messages and instructions issued to vehicle owners allows increasing the power system operation's stability, flexibility and security.

The V2G solution and technologies are still being tested and examined. It requires a more advanced infrastructure than that for G2V, and a communication system that allows the exchange of data between cars, grid operator, and vehicle owner is also necessary, as well as appropriate channels for bi-directional energy exchange. Also important is a system of incentives, so that vehicle owners agree to supply energy to the system. The energy available to the system depends on how many vehicles are connected to chargers at a given moment and on the decision

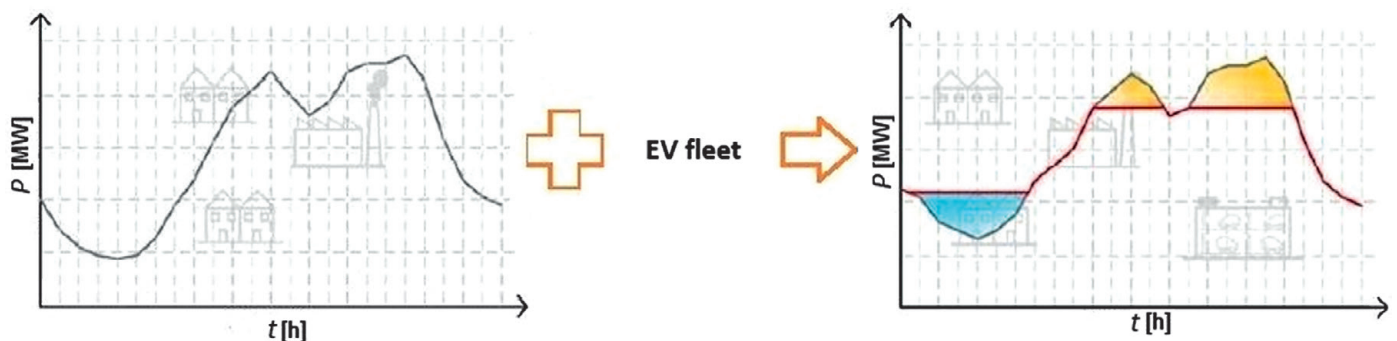


Fig. 1. Smoothing the daily load curve by electric cars supporting V2G technology. The red line represents the daily load curve with the participation of electric cars [7]

of the users, i.e. the vehicle owners who would decide how much energy to output to the system. The entire battery capacity can not be available for transfer to the system, since some of it must cover the vehicle demand [12–15].

Despite many requirements, the V2G solution enables filling the valleys and also cutting the peaks, while the G2V solution only allows filling the valleys. The valley-filling strategy consists in increasing the load in times of low power demand, i.e. during the night valley. This demand can be realized by charging cars at night. Cutting peaks, on the other hand, reduces the system load during its peaks. It would be enabled by EVs' returning electricity to the system at this time [7, 9]. Both strategies aim at equalisation of the system load during the day and of the daily load curve [7, 13, 15]. An example of a daily load curve shape change due to the V2G strategy is shown in Fig. 1.

Another available option is *smart charging*. This service consists in controlling the EV charging process. Implementation of this service may reduce the load during the day, i.e. it will allow cutting peaks. At the same time, this service does not require the charger to be equipped with a connector enabling bi-directional energy flow. After exceeding a set level of electricity consumption for charging purposes, the energy intake can be automatically limited or interrupted by the operator [16]. This paper discusses the implementation of the G2V and V2G services only.

### 3. Daily load curves with electric cars impact

As part of the study of the impact of charging a large number of electric cars on the power system operation, daily load curves were developed for the average working day in January 2016, which consider the possible impact of electric cars under the G2V and V2G scenarios. In order to examine the possible impact of the use of electric cars it was assumed that the number of electric cars is ca. 1 million, and 40% of them support the V2G two-way energy exchange. It was assumed that the average car battery capacity would be 30 kWh. The consumption of energy contained in the battery for the vehicle's own needs, which include the user's commuting to the place of work and to the place of residence, was also considered. This consumption amounted to approx. 4 kWh per day and was calculated on the basis of the formula from [17]. The efficiency of energy conversion by the charging (and outputting) system is 95%. The energy conversion efficiency and energy consumption for own needs were included in the calculation of  $P_{G2V}$  and  $P_{V2G}$ . The other assumptions are presented in [18]. Under these assumptions, possible system loads were charted, assuming the current manner of using electricity by consumers and additional loads resulting from the impact of electric cars. The curves were based on formula (1) for the G2V variant and on formula (2) for the V2G solution [18]:

$$P_{G2V} = P_{KSE} + P_{G2Vp} \tag{1}$$

where:  $P_{G2V}$  – power system load including the impact of G2V electric cars [GW],  $P_{KSE}$  – power system load without the impact of electric cars at a given time [GW],  $P_{G2Vp}$  – power intake from the system by G2V cars for charging [GW].

$$P_{V2G} = P_{KSE} + P_{G2Vp} + P_{V2Gp} - P_{praca} - P_{dom} \tag{2}$$

where:  $P_{V2G}$  – power system load including the impact of V2G electric cars [GW],  $P_{V2Gp}$  – power intake from the system by V2G cars for charging [GW],  $P_{praca (work)}$  – power output from electric cars at the place of work [GW],  $P_{dom (home)}$  – power output from electric cars at the place of residence [GW].

Assumptions regarding the EV operation mode and the resulting changes in the system load depending on the variant are described in [18]. In the G2V variant, the energy demand would increase by ca. 4.6 GWh per day. The threat of increased load during peak loads is also visible here. This increase is undesirable, and with more vehicles it can become a threat to the power system. Therefore, the grid operator's appropriate management of the number of vehicles charged during the day is important. The valley-filling effect would also be accomplished, because cars intake energy for charging at night [18].

In the V2G variant, the energy demand would increase by ca. 13.2 GWh per day, while ca. 8.6 GWh would be returned to the system. The more efficient balancing of the system load is not the only advantage of the V2G scenario. With this solution, cars charged during the day would not increase the peak loads.

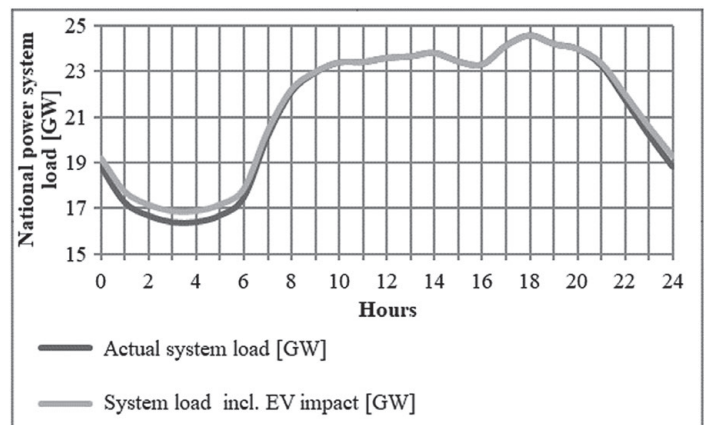


Fig. 2. Daily load curve in the average working day in January 2016 G2V variant [18]

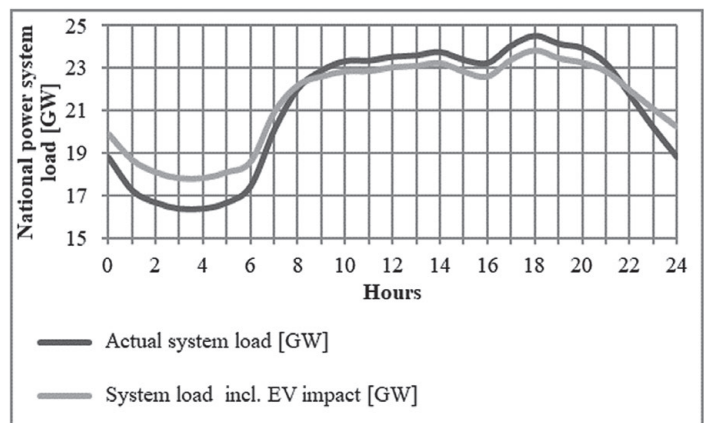


Fig. 3. Daily load curve in the average working day in January 2016 V2G variant [18]

It would also allow peak-cutting, because some peak loads could be covered by vehicles' energy output to the system. The V2G solution supporting electric cars also demand more energy for charging at night, which contributes to more efficient valley-filling [18].

#### 4. Load rise and fall dynamics during the day

In each variant in the daily load curve diagrams two areas can be identified with the largest change in the load value in a relatively short time. The first is the load increase from the night valley to the morning peak. The other is the load decrease from the evening peak to the night valley. To examine the changes that would occur in the load rise and fall dynamics, the load gradients (for both V2G and G2V variants) were calculated. The gradients are indicators of the magnitude of change in the power system load at the time the change occurred. They were calculated by two methods – as a derivative of the trend line equation, and as the ratio of the load increase to the time over which it occurred. For the purpose of analysing the gradients, the gradients were calculated for:

- curve of the actual system load (reference chart)
- curve including changes in the power system load in the G2V variant
- curve including changes in the power system load in the V2G variant.

The load change dynamics were examined for the period from the lowest load that occurred in the night valley to the first highest peak load, and for a smaller range of data – in the periods of the highest load jump at the transition between time zones. The gradients are presented in Tab. 1.

Gradients were also determined for the time interval of a significant load decrease – from the afternoon peak to the night valley. The gradients are listed in Tab. 2.

	$d/dy$ [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Period of load increase from the night valley to the morning peak – from the lowest load in the night valley (3.00 a.m.) to the first highest peak load (1.00 p.m.)		
Actual load	0.90	0.72
G2V	0.85	0.68
V2G	0.64	0.52
Period of load increase from the night valley to the morning peak – the largest load jump (6.00–9.00 a.m.)		
Actual load	1.83	1.82
G2V	1.73	1.70
V2G	1.38	1.30

Tab. 1. Load gradients for the load rise period

	$d/dy$ [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Period of load fall from the evening peak to the night valley (8.00 p.m. – midnight)		
Actual load	-1.33	-1.30
G2V	-1.22	-1.20
V2G	-0.90	-0.87

Tab. 2. Load gradients for the load fall period

For a larger time interval of 10 hours (3.00 a.m. – 1.00 p.m.) the gradients vary depending on the chosen calculation method. The actual system loads would change from ca. 16.4 GW to ca. 23.6 GW. In the G2V variant the load increases in the night valley, which is also associated with the increase of the lowest load – it would amount to ca. 16.9 GW. Since some electric cars intake energy during the day, the highest load in the morning peak would also change. Considering the small number of vehicles charging during the day (ca. 5%), this value at 1.00 p.m. would increase by ca. 0.1 GW in relation to the actual load at this time and would amount to ca. 23.7 GW. Despite the increased demand for power during the day, the gradients indicated that the dynamics of load changes would improve and would be smaller. The smoothest load changes can be observed for the V2G solution. This is due to the decrease in peak load and the larger load increase in the night valley than in the G2V variant. The effect of managing the EV battery charging and discharging process in V2G is the more even shape of the load curve. The load at 3.00 a.m. would amount to ca. 17.8 GW i.e. it would be higher by ca. 1.4 GW than the actual load and ca. 0.9 GW higher than the load in the G2V variant at the same time. Whereas the load at 1.00 p.m. would amount to ca. 23 GW – i.e. would be lower by ca. 0.6 GW than the actual load and lower by ca. 0.7 GW than in the G2V variant. Due to these changes, the power demand jumps in the smoothest manner among the three variants presented. This is the most beneficial for the power system operation. Sections of the discussed curves along with the trend line equations are shown in Fig. 4.

Another time interval considered is the direct load rise period. This time during the largest load jump was 3 hours, lasting from 6.00 a.m. to 9.00 a.m. For this narrowed period of time, the load change dynamics can be determined more accurately. These gradients are larger compared to previous calculations. These calculation results confirm the conclusions from the analysis of the 3.00 a.m. – 1.00 p.m. time interval. The actual system load would increase at ca. 1.8 GW/h rate. The load would change over this time from ca. 17.5 GW to ca. 22.9 GW. In the G2V variant, the load would jump from 17.8 GW to ca. 23 GW, i.e. by ca. 1.7 GW/h. Due to the initial value increase, the change dynamics is lower. This is reflected in the smaller (by about 0.1 GW/h) gradients. The smallest load jump occurs in the V2G solution. The system load would increase from ca. 18.6 GW to ca. 22.5 GW. The results are the smallest gradients (ca. 1.3 GW/h) compared to the previous variants. This is a change that would positively affect the power system operation, as less rapid load changes are easier to accommodate. Curves of the load rise in 6.00 a.m. – 9.00 a.m. are shown in Fig. 5.

The challenge for the power system is not only to cover the rapidly growing demand in the morning, but also to properly adjust the energy output during a high decline in demand. The biggest drop in the system load occurs in 8.00 p.m. – midnight. In this period, as in the case of load rise, the highest gradient values were obtained also for the actual load curve. Negative gradients indicate a decrease in power demand. The actual load would change over these four hours from ca. 23.9 GW to ca. 18.8 GW. Whereas the load in the G2V variant would decrease

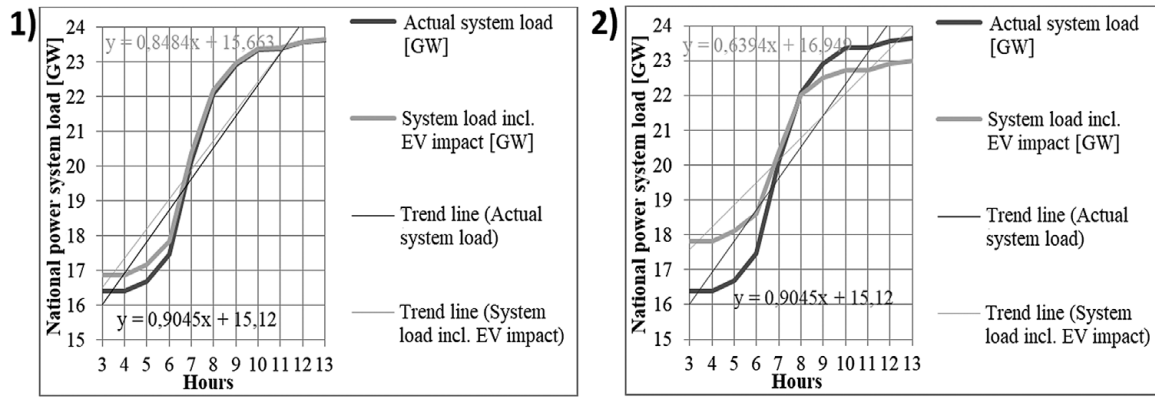


Fig. 4. Gradient for load rise period 3.00 a.m. – 1.00 p.m.: 1) variant G2V and 2) variant V2G, vs. the actual load curve

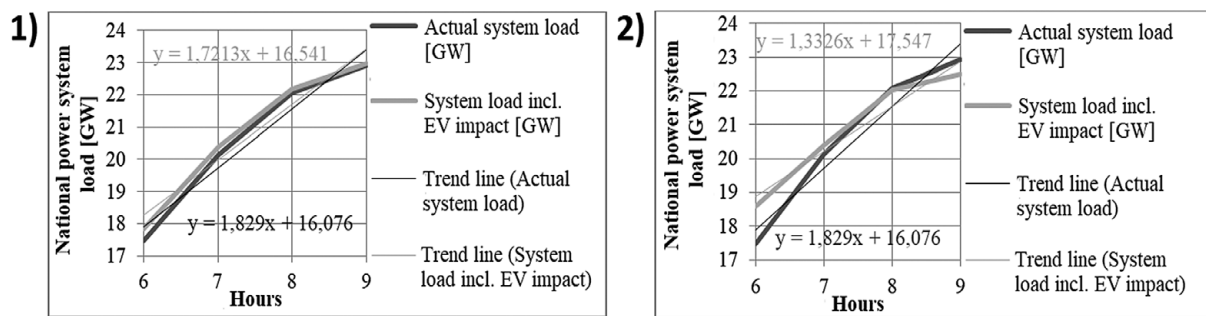


Fig. 5. Gradient for load rise period 6.00 a.m. – 9.00 p.m.: 1) variant G2V and 2) variant V2G, vs. the actual load curve

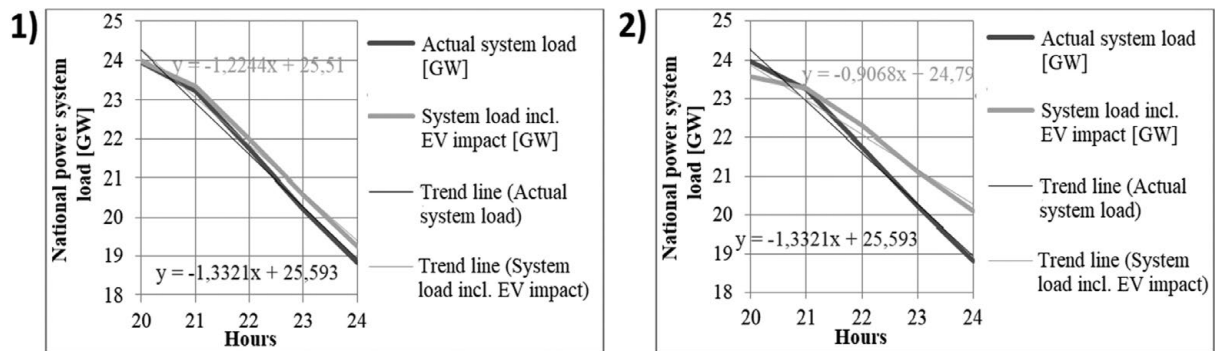


Fig. 6. Gradient for load fall period 8.00 p.m. – midnight: 1) variant G2V and 2) variant V2G, vs. the actual load curve

from ca. 24 GW to ca. 19.3 GW – hence load change dynamics lower by ca. 0.1 GW/h. The lowest load drop dynamics was that of the load curve including the V2G EV impact. The load would decrease from ca. 23.6 GW to ca. 20.1 GW, i.e. the load change rate would be ca. 0.9 GW/h – i.e. would be lower by ca. 0.4 GW/h compared to the actual curve, and lower by ca. 0.3 GW/h than in the G2V variant. This is the smallest system load change. The smallest gradients were obtained for the V2G load curve. This indicates low dynamics of changes in the V2G solution. The V2G and, albeit to a lesser extent, G2V variants also have a positive effect on the load curve in this time interval. Fragments of the system load drop curves are shown in Fig. 6. Based on these results it can be concluded that the G2V solution slightly affected the gradients' reduction. The smallest gradients

were obtained for V2G technology. This means that after applying the V2G variant, compared to G2V and the values obtained without the EV participation, the smallest load changes would be observed at the same time. This is beneficial for the power system operation. In the G2V solution or without the EV participation, the system had to cover a large increase (or decrease) in electricity demand in a relatively short time. The V2G solution, even if it is not supported by every electric car (in this case 40% of the vehicles return energy to the system), significantly reduces the load jump and the gradients. The V2G solution reduces the demand increase or decrease in the same time interval. To accommodate a smooth electricity demand increase or decrease is less burdensome for electricity generators and for the system.

## 5. Analysis of electricity load indicators

The daily load curves can be described by indicators – with them their shapes can be compared [19, 20]. Daily load variability can be characterized by three types of indicators. The reference quantities can be, for example, the peak and average installed capacities. By reference to them, several types of indicators (degrees) can be identified. Coefficients referred to the daily peak power are called load factors and designated with the symbol  $m_d$ . Coefficients referred to the average power are called daily balancing factors and designated with the symbol  $l_d$ . Load variability coefficients referred to the installed capacity are called utilisation factors and designated with symbol  $n_d$ .

In this paper the daily base ( $m_{d0}$ ) and average ( $m_{d\text{sr}}$ ) load factors, base ( $l_{d0}$ ) and peak ( $l_{ds}$ ) balancing factors, and base ( $n_{d0}$ ), average ( $n_{d\text{sr}}$ ) and peak ( $n_{ds}$ ) utilisation factors are calculated. Their values are listed in Tab. 3.

The base load factors in the G2V and V2G variants are higher than for the actual system load. This indicates an increase in the base load (as a result of EV charging at night when there is the lowest load). The average load factor is the most frequently used indicator. It is interpreted as a measure of the daily chart's filling. A marked change of this factor is visible in the V2G variant – the chart is there much better filled as a result of concurrent valley-filling and peak-cutting in relation to the base variant.

The base and peak balancing factors in the V2G variant are closer to one than in the actual load. This means better equalisation of the daily load curve as a result of the lowering of peak loads and increasing of base loads.

The basic utilisation factors also indicate an increase in the base system loads, both in the G2V and V2G variants. The average utilisation factors also indicate an increase in the average loads, both in the G2V and V2G variants. Similarly, in the case of the peak utilisation factor – the biggest changes occurred in the V2G variant. The peak factor for this example is the smallest. Differences between the utilisation factors are the smallest.

## 6. Conclusions

Charging a large number of electric cars can have a significant impact on the power system operation. In order to avoid negative effects, e.g. uncontrolled increase in power demand, the EV charging process should be properly managed. This not only allows avoiding risks but can also bring many benefits.

In the G2V solution most electric cars would be charged at night, and the process would be spread over time. As a result, vehicles would not create an additional load jump, and would not cause a significant increase in power demand during the day. As follows from the calculations presented, it can also cause changes in the way the load increases or decreases. The load gradients indicate that the load, depending on the time of day, would increase or decrease less rapidly. Implementation of the G2V scenario would also increase the load equalisation, as indicated by the daily load variation indicators. Moreover, the G2V solution can be implemented in already developed and well-known technical solutions. Unfortunately, the G2V option also carries with it a certain risk – some electric cars will be charged during the day. The more such vehicles there are, the more power demand increases

	Actual load	G2V	V2G
Load factors			
$m_{d0}$	0.66	0.68	0.73
$m_{d\text{sr}}$	0.86	0.87	0.89
Balancing factors			
$l_{d0}$	0.77	0.79	0.83
$l_{ds}$	1.15	1.15	1.12
Utilisation factor			
$n_{d0}$	0.39	0.41	0.43
$n_{d\text{sr}}$	0.51	0.52	0.52
$n_{ds}$	0.59	0.59	0.58

Tab. 3. Load variability factors for various daily load curve variants

during peak loads, which is an undesirable effect. Therefore, the G2V solution is perceived as a good way to integrate electric cars with the power system in the initial phase of electromobility development.

Another mode of EV interoperability with the power system is the V2G solution. According to the idea of this scenario, electric cars would not only intake energy during charging at night, but also would give back some of it during the day. Such management of the EV battery charging (and discharging) process by the grid operator through issuing instructions and messages to vehicle owners can bring many positive effects on the power system operation. It would increase the load in the night valley more than the G2V solution. Moreover, it would allow reducing the load in the peak period. In addition, this would increase the system load equalisation, which is reflected in the calculated indicator values. The V2G solution significantly reduces the power demand increase and decrease rates. The low gradients also indicate increased load equalisation and smoothed daily load curve. Unfortunately, the V2G solution is still being tested, and its supporting technologies still require proper development.

In technical and economic terms, the V2G solution is more demanding than G2V. Its implementation entails higher opex and capex costs. Nevertheless, it has many advantages and greater potential as regards the impact on the power system load development.

## REFERENCES

- Hall D., Lutsey N., Emerging Best Practices for Electric Vehicle Charging Infrastructure, White Paper, International Council on Clean Transportation, 2017.
- Plan rozwoju elektromobilności w Polsce [Electromobility Development Plan in Poland], Ministry of Energy, Warsaw 2016.
- Sipiński D., Bolesta K., Cicha rewolucja w energetyce. Elektromobilność w Polsce [Silent Revolution in the Energy Sector. Electromobility in Poland], Polityka Insight, 2017.
- Flasza J., Elektromobilność w Polsce – wyzwania i możliwości z uwzględnieniem inteligentnych instalacji OZE [Electromobility in Poland – Challenges and Opportunities Including Smart RES Plants], Autobusy: Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe, No. 6, 2017.

5. Polish Automotive Industry Association (PZPM) [online], <https://www.pzpm.org.pl/> [access: 03.06.2019].
6. Polish Alternative Fuels Association (PSPA) [online], <http://pspa.com.pl/> [access: 03.06.2019].
7. Alonso M. et al., Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms, *Energies*, Vol. 7, 2014, pp. 2449–2475.
8. Raustad R.A., The role of V2G in the smart grid of the future, *Interface*, Vol. 24, No. 1, 2015, pp. 53–56.
9. Gracia-Valle R., Joao A., Pecas L., *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, Springer, New York 2013.
10. Damiano A. et al., Vehicle-to-Grid Technology: State of the Art and Future Scenarios, *Journal of Energy and Power Engineering*, No. 8, 2014.
11. Monteiro V. et al., Batteries Charging Systems for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles [w:] *New Advances in Vehicular Technology and Automotive Engineering*, ed. J. Carmo, J. Ribeiro, Rijeka 2012.
12. Mullan J. et al., The Technical, Economic and Commercial Viability of the Vehicle-to-Grid Concept, *Energy Policy*, Vol. 48, 2012.
13. Wang Z., Wang S., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, No. 3, 2013.
14. Yu R. et al., Balancing Power Demand through EV Mobility in Vehicle-to-Grid Mobile Energy Networks, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 12, 2016.
15. Deivanayagam R., Vehicle-to-grid Technology: Concept, Status and Challenges, *Journal of Undergraduate Research*, No. 9, 2016.
16. EVBox [EV charging station manufacturer] [online], <https://evbox.com> [access: 02.06.2019]
17. Pistoia G., *Electric and Hybrid Vehicles – Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market*, Elsevier, Amsterdam 2010.
18. Stahl W., Rozwiązania V2G i G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego [V2G and G2V solutions as the ways of using electric cars to change the shape of the daily load curve of the power system], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 61, 2018, pp. 69–72.
19. Góra S., *Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle [Power management in industry]*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warsaw 1975.
20. Marecki J., *Gospodarka elektroenergetyczna [Power management]* [in:] *Poradnik inżyniera elektryka [Electrical Engineer's Guidebook]*, Vol. 3, edited by L. Bożentowicz, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw 2011.

### Wiktorja Weronika Stahl

Gdańsk University of Technology

e-mail: [wiktorja.stahl@pg.edu.pl](mailto:wiktorja.stahl@pg.edu.pl)

Graduated with MSc. in power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2018). Her research interests refer to power systems, their operation and electric cars and their impact on it.

### Paweł Bućko

Gdańsk University of Technology

e-mail: [pawel.bucko@pg.gda.pl](mailto:pawel.bucko@pg.gda.pl)

Prof. Bućko works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His scientific activity is associated with the power sector's economics with special focus on the issues of power system development planning in market conditions. His professional activity is focused on capital expenditure analysis for renewable generation sources, and on analysis of market mechanisms and settlement of accounts principles in electricity supply. He is also an energy auditor and deals with the issues of rational energy usage.

## Analiza wpływu ładowania samochodów elektrycznych na obciążenia systemu elektroenergetycznego

**Autorzy**  
Wiktorja Weronika Stahl  
Paweł Bućko

### Streszczenie

W artykule zaprezentowano sposoby integracji samochodów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym. W związku z tym opracowane zostały krzywe obciążenia dobowego średniego dnia roboczego w wariantach G2V (ang. *Grid-to-Vehicle*) oraz V2G (ang. *Vehicle-to-Grid*). Rozwiązanie G2V uwzględnia jednokierunkowy przepływ energii z systemu elektroenergetycznego do baterii pojazdu. Rozwiązanie V2G oznacza dwukierunkową wymianę energii pomiędzy systemem a baterią samochodu elektrycznego. Każda z przedstawionych opcji może w inny sposób wpłynąć na kształtowanie się obciążeń systemu. W artykule przedstawiono wpływ ładowania się dużej liczby samochodów elektrycznych na dynamikę zmian obciążenia w okresie zwiększania się zapotrzebowania z doliny nocnej do szczytu porannego oraz podczas jego spadku ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Wykonano również analizę wskaźników charakteryzujących kształt krzywej obciążenia dobowego. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń porównano krzywą rzeczywistego obciążenia systemu z wariantami G2V oraz V2G.

### Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, samochody elektryczne, V2G, G2V

Data wpływu do redakcji:  
Data wpływu do redakcji po recenzjach:  
Data akceptacji artykułu:  
Data publikacji online: 30.08.2019

### 1. Wykorzystanie samochodów elektrycznych

Na przestrzeni ostatnich lat na całym świecie można zaobserwować wzrost zainteresowania samochodami elektrycznymi. Świadczą o tym liczne inwestycje w infrastrukturę wspomagającą działanie samochodów elektrycznych. Rozwinięciem odpowiedniej infrastruktury, na którą składają się m.in. ładowarki, protokoły komunikacyjne (pozwalające na wymianę danych między pojazdem a stacją ładowania) oraz systemy rozliczeniowe, zainteresowanych jest wiele państw. Wiąże się to z rosnącymi wymaganiami dotyczącymi ograniczenia emisji szkodliwych substancji do otoczenia, a upowszechnienie samochodów elektrycznych może przyczynić się do ograniczenia emisji spalin i zanieczyszczeń w dziedzinie transportu. Rządy np. Niemiec, Holandii, USA czy Chin w ostatnich latach podjęły wiele starań, aby osiągnąć cel, jakim jest dobrze rozbudowana infrastruktura wspierająca samochody elektryczne. Rząd Chin przyjął plan zakładający, że produkcja samochodów elektrycznych ma stanowić 20% całkowitej liczby wyprodukowanych pojazdów w 2025 roku. W związku z tym dąży on do szybkiego rozbudowania sieci ładowarek, tak aby na osiem samochodów elektrycznych przypadała jedna stacja ładowania. Ponadto zaplanowano budowę 120 tys. stacji szybkiego ładowania oraz 500 tys. publicznych stacji ładowania do 2020 roku. Celem rządu Niemiec jest osiągnięcie liczby 5 mln sprzedanych samochodów elektrycznych do 2030 roku. Dodatkowo zamierza on przeznaczyć 200 mln euro na budowę 5 tys. stacji szybkiego ładowania i dodatkowo 100 mln euro na 10 tys. stacji ładowania tzw. poziomu drugiego. Rząd Niemiec określił też

wymogi dotyczące komunikacji i płatności: wszystkie stacje ładowania muszą być zgodne z protokołem Open Charge Point Protocol, tak aby – korzystając z każdej stacji ładowania – użytkownicy mogli rozliczyć się za pobraną energię za pomocą jednego identyfikatora [1].

Wiele państw skupiło się przede wszystkim na odpowiednim finansowaniu projektów zakładających rozbudowę sieci ładowarek, zarówno na szczeblu lokalnym, jak i krajowym. Podjęto także współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, ośrodkami badawczymi i przedsiębiorstwami z sektora motoryzacyjnego. Dąży się także do zwiększenia świadomości społecznej oraz zachęcania obywateli do korzystania z samochodów elektrycznych. Obecnie wiele państw skupia się także na standaryzacji i ujednoczeniu systemów komunikacyjnych oraz rozliczeniowych. Działania, cele oraz dotychczasowe osiągnięcia różnych państw na świecie w dziedzinie elektromobilności zostały szerzej opisane w [1].

Stosowne przedsięwzięcia na rzecz rozwoju elektromobilności podjął także rząd polski. Przyjęto m.in. *Pakiet na rzecz czystego transportu*, składający się z trzech dokumentów wskazujących zasady rozwoju elektromobilności do 2025 roku. Jednym z nich jest *Plan rozwoju elektromobilności*. Podstawowym celem, który został zawarty w wymienionych wcześniej dokumentach, jest zwiększenie liczby samochodów elektrycznych. W związku z tym, ze względu na wysokie ceny tych samochodów, zakłada się stosowanie dopłat do ich zakupu. Jednocześnie na pozostałe rodzaje pojazdów została nałożona opłata zależna od ich emisyjności. Planuje się wzrost liczby samochodów elektrycznych do 1 mln w 2025 roku. Ponadto

działania na rzecz rozwoju elektromobilności podzielono na trzy etapy. Pierwszy z nich to etap przygotowań, który zakładał przyjęcie ustawy o elektromobilności oraz zakończenie do 2018 roku prac przygotowawczych do budowy stacji ładowania. W tym czasie miały też być realizowane akcje promujące elektromobilność. Drugi etap miał obejmować budowę pierwszych stacji ładowania w latach 2018–2020. Ostatni etap zakładał zwiększenie liczby stacji ładowania oraz stopniowe zastępowanie samochodów spalinowych pojazdami elektrycznymi [2, 3, 4].

Obecnie, na podstawie danych zgromadzonych przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA) oraz Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego (PZPM), opracowano *Licznik elektromobilności*, który przedstawia liczbę samochodów elektrycznych i dostępnych stacji ładowania na terenie Polski. Licznik dostępny jest na stronach internetowych wymienionych organizacji [5, 6]. Według przedstawionych danych w Polsce na koniec 2018 roku zarejestrowanych było ok. 4,1 tys. sztuk pojazdów elektrycznych. Natomiast na początku czerwca 2019 roku zarejestrowanych było ok. 5,6 tys. pojazdów tego typu. Wpływ na ten dynamiczny wzrost liczby samochodów elektrycznych miały głównie zakupy firmowe oraz rozwój tzw. *car-sharingu*, czyli wynajmu aut na minuty. Samochody elektryczne zarejestrowane w Polsce stanowią ok. 0,4% wszystkich pojazdów elektrycznych w Europie.

Wraz ze zwiększającą się liczbą samochodów elektrycznych można zaobserwować rozwój infrastruktury ładowania. Na początku czerwca 2019 roku liczba stacji ładowania wyniosła ok. 670 sztuk. Większość z nich znajduje się w Warszawie. Stacje wspierające



PL

szybkie ładowanie prądem stałym stanowią w Polsce 33% ogółu stacji ładowania. Jednocześnie Polska posiada jeden z największych udziałów stacji szybkiego ładowania w Europie – w Czechach 30% ładowarek to stacje szybkiego ładowania, natomiast w Szwecji udział ten wynosi 50%. W rozwój infrastruktury ładowania na terenie Polski zaangażowanych jest wiele firm. Na przykład PKN Orlen zainwestował we własną sieć ładowania i zapowiada instalację ok. 50 ładowarek do końca marca 2020 roku. Dzięki firmie Tauron uruchomiono kolejne 23 stacje ładowania na terenie Katowic. Natomiast PGE Polska Grupa Energetyczna planuje uruchomić do 2022 roku ok. 1,5 tys. stacji ładowania. Energa również planuje inwestycje, zakłada zbudowanie 54 stacji ładowania w 2019 roku oraz kolejnych 100 do 2022 roku [6].

## 2. Koncepcja G2V i V2G

Wraz ze zwiększaniem się zainteresowania samochodami elektrycznymi i rozwojem inwestycji na rzecz elektromobilności dostrzega się wpływ ładowania dużej liczby samochodów elektrycznych na system elektroenergetyczny. Samochody elektryczne są wyposażone w baterie akumulatorów, które mogą potencjalnie zostać wykorzystane jako mobilne magazyny energii. W czasie podłączenia do stacji ładowania samochody mogą pobierać energię elektryczną w celu ładowania, ale przy odpowiednim wyposażeniu – zarówno pojazdu, jak i stacji ładowania – możliwe jest także oddawanie energii do systemu elektroenergetycznego. Możliwości te oferują rozwiązania odpowiednio G2V (ang. *Grid-to-Vehicle*) oraz V2G (ang. *Vehicle-to-Grid*).

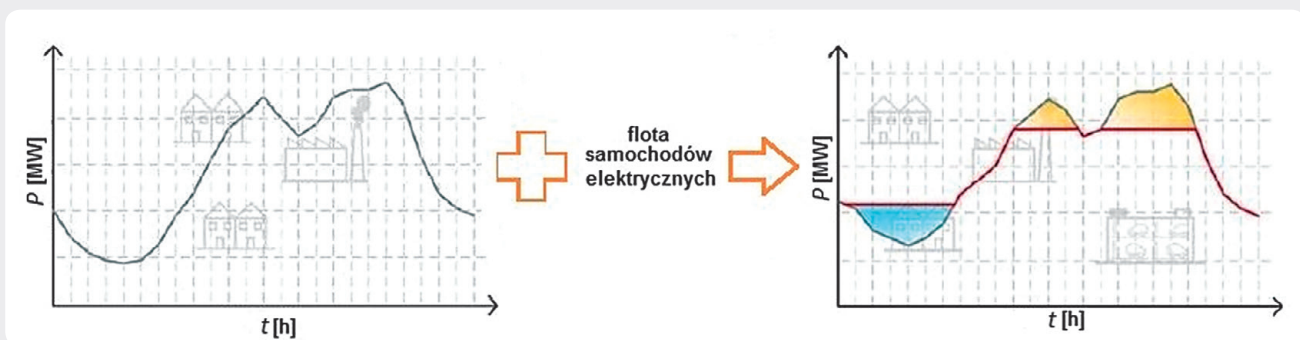
Proces ładowania w ramach rozwiązania G2V dotyczy jednokierunkowego przepływu energii, od systemu elektroenergetycznego do baterii samochodu elektrycznego. Dotyczy ładowania samochodu elektrycznego, umożliwia jedynie opcję zakupu energii elektrycznej. Jest to najprostszy sposób na integrację samochodu elektrycznego z systemem elektroenergetycznym. Ze względu na powszechnie dostępne i dobrze rozwinięte technologie dotyczące ładowania przewiduje się, że rozwiązanie G2V zostanie wdrożone jako pierwsze. Ponadto rozwiązanie to nie wymaga tak zaawansowanych systemów dotyczących komunikacji czy też bezpieczeństwa jak rozwiązanie V2G.

Wiąże się to z niższymi kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi [7, 8, 9, 10, 11]. V2G to usługa sieciowa oferująca wymianę energii między systemem elektroenergetycznym a baterią samochodu elektrycznego. Godziny postoju samochodów pokrywają się z godzinami, w których występują najwyższe obciążenia systemu w ciągu doby. Dlatego samochody te mogą zostać wykorzystane jako źródło rezerwowej mocy. Samochody elektryczne wspierające rozwiązanie V2G oddawałyby część energii zmagazynowanej w bateriach do systemu elektroenergetycznego. Ze względu na to, że samochody oddają energię do systemu w ciągu dnia, ich baterie są rozładowywane w większym stopniu niż w rozwiązaniu G2V. W związku z tym wykazywałyby większe zapotrzebowanie na moc na potrzeby ładowania w nocy. Takie zarządzanie dużą liczbą ładujących się pojazdów przez operatora sieci, poprzez wydawane komunikaty i dyspozycje właścicielom pojazdów, pozwala na zwiększenie stabilności, elastyczności i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Rozwiązanie V2G i technologie niezbędne do jego funkcjonowania wciąż są testowane i badane. Wymaga ono zbudowania bardziej zaawansowanej infrastruktury niż tej potrzebnej do G2V, niezbędny jest też system komunikacyjny pozwalający na wymianę danych między samochodem, operatorem sieci oraz właścicielem pojazdu. Konieczne są także odpowiednie złącza zezwalające na dwukierunkową wymianę energii. Ważny jest również system zachęt, aby właściciele pojazdów zgadzali się na oddawanie energii do systemu. Ilość energii będącej do dyspozycji systemu jest zależna od liczby pojazdów podłączonych do ładowarek w danej chwili oraz od decyzji użytkownika – właściciel pojazdu decydowałby, ile energii chce oddać do systemu. Do dyspozycji systemu nie może być przekazana cała pojemność baterii, gdyż energia w niej zawarta musi pokryć potrzeby własne pojazdu [12, 13, 14, 15]. Mimo wielu wymagań rozwiązanie V2G daje też możliwość realizacji tzw. wypełniania dolin oraz ścinania szczytów, podczas gdy rozwiązanie G2V umożliwia jedynie wypełnianie dolin. Strategia wypełniania dolin polega na zwiększeniu obciążenia w okresach niskiego zapotrzebowania na moc, czyli np. podczas doliny nocnej. Zapotrzebowanie to może zostać zrealizowane poprzez ładowanie samochodów w nocy. Ścinanie szczytów polega natomiast

na obniżeniu obciążenia systemu w okresie szczytów. Byłoby to możliwe dzięki oddawaniu w tym czasie energii przez samochody elektryczne [7, 9]. Obie strategie mają na celu zwiększenie równomierności obciążenia systemu w ciągu dnia i wyrównanie krzywej obciążenia dobowego [7, 13, 15]. Przykład zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego przy zastosowaniu strategii V2G przedstawiono na rys. 1. Istnieje również możliwość realizacji tzw. *smart charging*, czyli inteligentnego ładowania. Usługa ta polega na kontrolowaniu procesu ładowania pojazdów elektrycznych. Wdrożenie tej usługi może wpłynąć na obniżenie obciążenia w ciągu dnia, czyli pozwoli na zrealizowanie tzw. ścinania szczytów. Jednocześnie usługa ta nie wymaga wyposażenia ładowarki w złącze umożliwiające dwukierunkowy przepływ energii. Po przekroczeniu ustalonego poziomu zużycia energii elektrycznej na potrzeby ładowania pobór energii może zostać automatycznie ograniczony lub przerwany przez operatora [16]. W niniejszym artykule zostanie rozważone jedynie wdrożenie usługi G2V oraz V2G.

## 3. Krzywe obciążenia dobowego z uwzględnieniem wpływu samochodów elektrycznych

W ramach badania wpływu ładowania się dużej liczby samochodów elektrycznych na pracę systemu elektroenergetycznego opracowano krzywe obciążenia dobowego średniego dnia roboczego stycznia 2016 roku, które uwzględniają możliwe oddziaływanie samochodów elektrycznych w ramach scenariusza G2V oraz V2G. W celu przebadania możliwego wpływu eksploatacji samochodów elektrycznych założono, że liczba samochodów elektrycznych wynosi ok. 1 mln sztuk, a dwukierunkową wymianę energii w ramach V2G wspiera 40% samochodów elektrycznych. Przyjęto, że średnia pojemność baterii samochodu wyniesie 30 kWh. Uwzględniono również zużycie energii zawartej w baterii akumulatora na potrzeby własne pojazdu, które obejmują dojazdy użytkownika do miejsca pracy oraz do miejsca zamieszkania. Zużycie to wyniosło ok. 4 kWh dziennie i zostało obliczone na podstawie wzoru zawartego w [17]. Sprawność przetwarzania energii przez system ładowania (oraz oddawania energii) wynosi 95%. Zarówno sprawność przetwarzania energii, jak i zużycie



Rys. 1. Wyglądzenie krzywej obciążenia dobowego przez samochody elektryczne wspierające technologię V2G. Linia czerwona przedstawia kształt krzywej obciążenia dobowego przy udziale samochodów elektrycznych [7]

PL

energii na potrzeby własne pojazdu zostały uwzględnione przy obliczaniu wartości  $P_{G2V}$  oraz  $P_{V2G}$ . Pozostałe założenia przedstawiono w [18]. Przy takich założeniach opracowano możliwe wykresy obciążenia systemu, zakładające dotychczasowy sposób użytkowania energii elektrycznej przez odbiorców i dodatkowe obciążenia wynikające z wpływu samochodów elektrycznych. Krzywe powstały na podstawie wzoru (1) dla wariantu G2V oraz wzoru (2) dla rozwiązania V2G [18]:

$$P_{G2V} = P_{KSE} + P_{G2Vp} \quad (1)$$

gdzie:  $P_{G2V}$  – obciążenie systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem wpływu samochodów elektrycznych w ramach G2V [GW],  $P_{KSE}$  – obciążenie systemu elektroenergetycznego bez wpływu samochodów elektrycznych o danej godzinie [GW],  $P_{G2Vp}$  – moc pobrana z systemu przez samochody biorące udział w G2V w celu ładowania [GW].

$$P_{V2G} = P_{KSE} + P_{G2Vp} + P_{V2Gp} - P_{praca} - P_{dom} \quad (2)$$

gdzie:  $P_{V2G}$  – obciążenie systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem wpływu samochodów elektrycznych w ramach V2G [GW],  $P_{V2Gp}$  – moc pobrana przez samochody uczestniczące w V2G w celu ładowania [GW],  $P_{praca}$  – moc oddana przez samochody elektryczne w miejscu

pracy [GW],  $P_{dom}$  – moc oddana przez samochody elektryczne w miejscu zamieszkania [GW].

Założenia dotyczące trybu eksploatacji samochodów elektrycznych oraz wynikające z tego zmiany, dotyczące wartości obciążenia systemu w zależności od wariantu, zostały opisane w [18]. W wariantcie G2V zapotrzebowanie na energię wzrosło o ok. 4,6 GWh na dobę. Uwidoczniono zostało tu również zagrożenie w postaci zwiększenia obciążenia w czasie szczytowych obciążeń. Wzrost ten jest niepożądany, a przy większej liczbie pojazdów może się on stać zagrożeniem dla systemu elektroenergetycznego. Dlatego ważne jest odpowiednie zarządzanie przez operatora sieci liczbą pojazdów ładujących się w ciągu dnia. Został też zrealizowany efekt wypełnienia doliny, gdyż samochody pobierają energię na potrzeby ładowania w nocy [18].

W wariantcie V2G zapotrzebowanie na energię wzrosło na potrzeby ładowania o ok. 13,2 GWh na dobę. Natomiast oddane zostanie ok. 8,6 GWh. Zaletą scenariusza V2G jest nie tylko skuteczniejsze zrównoważenie obciążenia systemu. Dzięki temu rozwiązaniu samochody ładujące się w ciągu dnia nie spowodują zwiększenia się wartości szczytowych obciążeń. Pozwala to też na zrealizowanie ścinania szczytów, gdyż część szczytowych obciążeń może zostać pokryta przez pojazdy oddające energię do systemu. Samochody elektryczne biorące udział we wspieraniu rozwiązania V2G wykazują też większe zapotrzebowanie

na ładowanie w nocy, co sprzyja skuteczniejszemu wypełnieniu doliny [18].

#### 4. Dynamika narastania i spadku obciążenia w ciągu doby

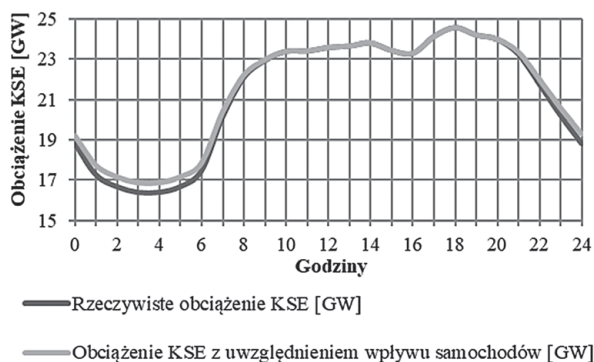
W każdym z wariantów na wykresach przedstawiających krzywą obciążenia dobowego można wyznaczyć dwa obszary, które odznaczają się największą zmianą wartości obciążenia w dość krótkim czasie. Pierwszym z nich jest wzrost obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego. Drugim jest spadek obciążenia ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Chcąc zbadać zmiany, jakie zaszłyby w dynamice narastania lub zmniejszania się obciążeń, obliczono tzw. gradienty obciążeń (dla obu wariantów V2G i G2V). Gradienty to wskaźniki obrazujące wielkość zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w czasie, w jakim zmiana nastąpiła. Zostały one obliczone dwiema metodami – jako pochodna równania linii trendu oraz jako stosunek przyrostu obciążenia do czasu, w którym do niego doszło. Na potrzeby analizy wartości gradientów obliczono dla:

- krzywej przedstawiającej rzeczywiste obciążenie KSE (wykres odniesienia)
- krzywej uwzględniającej zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w wariantcie G2V
- krzywej uwzględniającej zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w wariantcie V2G.

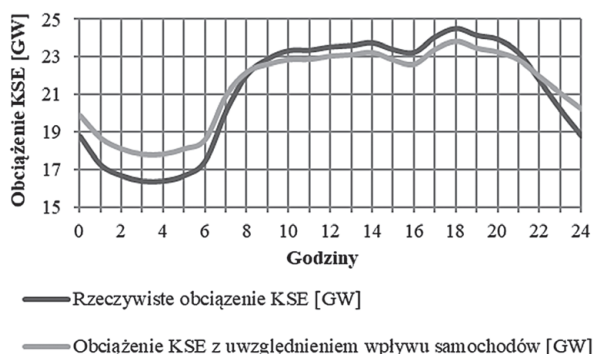
Zbadano dynamikę zmian obciążenia dla okresu od najniższego obciążenia, jakie wystąpiło w dolinie nocnej, do pierwszego największego obciążenia szczytowego oraz dla mniejszego zakresu danych – w okresach największego skoku obciążenia, przy przejściu pomiędzy strefami czasowymi. Wartości gradientów przedstawiono w tab. 1.

Gradienty wyznaczono również dla przedziału czasu, w którym występuje znaczny spadek obciążenia – od szczytu popołudniowego do doliny nocnej. Wartości gradientów zawiera tab. 2.

Dla większego przedziału czasu trwającego 10 godzin (3.00–13.00) wartości gradientów różnią się w zależności od wybranej metody obliczeniowej. Wartości obciążenia w przypadku rzeczywistego obciążenia KSE zmieniają się z ok. 16,4 GW do ok. 23,6 GW. W wariantcie G2V dochodzi do wzrostu obciążenia podczas doliny nocnej, co wiąże się również ze zwiększeniem się wartości najniższego obciążenia – wyniesie ono ok. 16,9 GW. Ze względu na to, że część samochodów elektrycznych pobiera energię w ciągu dnia, zmieni się również wartość najwyższego obciążenia w szczycie porannym. Biorąc pod uwagę niewielką liczbę pojazdów ładujących się w ciągu dnia (ok. 5%), wartość ta o godz. 13.00 wzrosła o ok. 0,1 GW w stosunku do rzeczywistego obciążenia w tym czasie i wyniesie ok. 23,7 GW. Mimo wzrostu zapotrzebowania na moc w ciągu dnia, wartości gradientów wskazują, że dynamika zmian obciążenia uległa poprawie i jest mniejsza. Najłagodniejsze zmiany obciążenia można zaobserwować dla rozwiązania V2G. Wynika to ze zmniejszenia się obciążenia w okresie szczytowym oraz większego wzrostu obciążenia podczas doliny nocnej niż w wariantcie G2V. Efektem zarządzania procesem ładowania i rozładowania



Rys. 2. Krzywa obciążenia dobowego średniego dnia roboczego stycznia 2016. Wariant G2V [18]



Rys. 3. Krzywa obciążenia dobowego średniego dnia roboczego stycznia 2016. Wariant V2G [18]

PL

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Okres narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego – od najniższego obciążenia, jakie wystąpiło w dolinie nocnej (3.00), do pierwszego największego obciążenia szczytowego (13.00)		
Rzeczywiste obciążenie	0,90	0,72
G2V	0,85	0,68
V2G	0,64	0,52
Okres narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego – największy skok obciążenia (6.00–9.00)		
Rzeczywiste obciążenie	1,83	1,82
G2V	1,73	1,70
V2G	1,38	1,30

Tab. 1. Wartości gradientów obciążenia dla okresu narastania

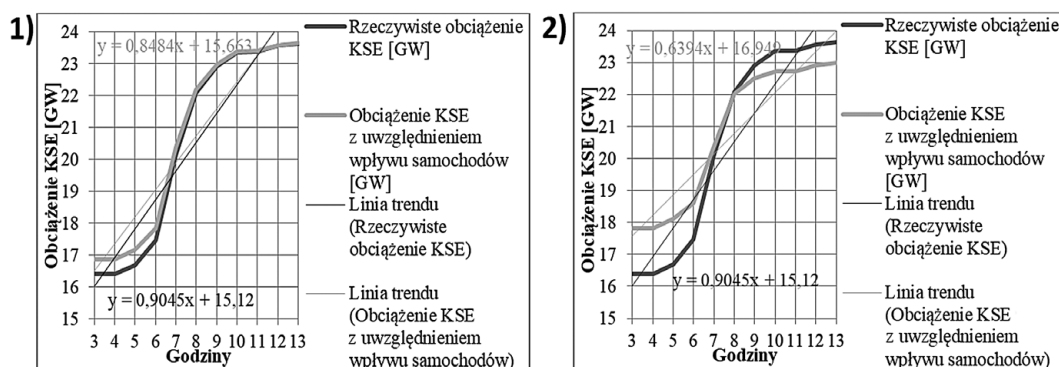
	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Okres spadku obciążenia ze szczytu wieczornego do doliny nocnej (20.00–0.00)		
Rzeczywiste obciążenie	-1,33	-1,30
G2V	-1,22	-1,20
V2G	-0,90	-0,87

Tab. 2. Wartości gradientów obciążenia dla okresu spadku

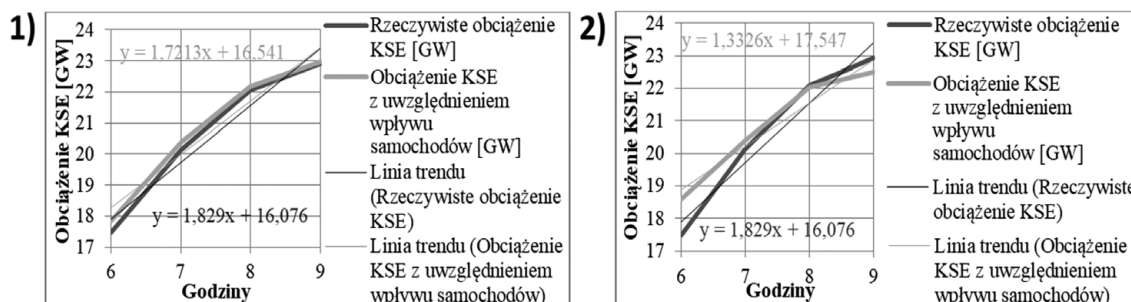
elektroenergetycznego. Fragmenty omawianych krzywych wraz z równaniami linii trendu przedstawiono na rys. 4. Kolejnym rozpatrywanym przedziałem czasu jest okres bezpośredniego narastania obciążenia. Czas ten w trakcie największego skoku obciążenia wynosił 3 godz. i trwał w godz. 6.00–9.00. Dla tego zawężonego odcinka czasu można dokładniej określić dynamikę zmian obciążenia. Wyznaczone wartości gradientów są większe w porównaniu z poprzednimi obliczeniami. Na podstawie wyników obliczeń można potwierdzić wnioski, jakie nasunęły się po analizie zakresu czasu 3.00–13.00. W krzywej rzeczywistego obciążenia systemu przyrost obciążenia wynosi ok. 1,8 GW/h. Obciążenie w tym czasie zwiększy się z ok. 17,5 GW do ok. 22,9 GW. W wariancie G2V skok ten nastąpi z wartości ok. 17,8 GW do ok. 23 GW, czyli przyrost wyniesie ok. 1,7 GW/h. Ze względu na zwiększenie się wartości początkowej dynamika zmian jest mniejsza. Znajduje to odzwierciedlenie w mniejszej (o ok. 0,1 GW/h) wartości gradientów. Najmniejszy skok obciążenia występuje w rozwiązaniu V2G. Obciążenie systemu wzrośnie z wartości ok. 18,6 GW do ok. 22,5 GW. Efektem są najmniejsze wartości gradientów (ok. 1,3 GW/h) w porównaniu z poprzednimi wariantami. Jest to zmiana, która pozytywnie wpłynęłaby na pracę systemu elektroenergetycznego, gdyż mniej gwałtowne zmiany obciążenia są łatwiejsze do pokrycia. Krzywe przedstawiające narastanie obciążenia

baterii samochodów elektrycznych w ramach V2G jest bardziej równomierny kształt krzywej obciążenia. Obciążenie o godz. 3.00 wyniesie ok. 17,8 GW – jest większe o ok. 1,4 GW od rzeczywistego obciążenia i większe o ok. 0,9 GW od obciążenia w wariancie G2V w tym samym czasie. Natomiast wartość obciążenia o godz. 13.00

wyniesie ok. 23 GW – jest ono mniejsze o ok. 0,6 GW od rzeczywistego obciążenia i o ok. 0,7 GW mniejsze niż w wariancie G2V. W związku z tymi zmianami skok zapotrzebowania na moc przebiega w sposób najbardziej łagodny spośród trzech przedstawionych wariantów. Jest to najbardziej korzystne dla pracy systemu



Rys. 4. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godz. 3.00–13.00: 1) wariant G2V oraz 2) wariant V2G, na tle rzeczywistej krzywej obciążenia



Rys. 5. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godz. 6.00–9.00: 1) wariant G2V oraz 2) wariant V2G, na tle rzeczywistej krzywej obciążenia

w godz. 6.00–9.00 przedstawione zostały na rys. 5.

Wyzwaniem dla systemu elektroenergetycznego jest nie tylko pokrycie gwałtownie rosnącego zapotrzebowania w godzinach porannych, ale także odpowiednie dostosowanie produkcji energii w podczas dużego spadku zapotrzebowania. Największy spadek obciążenia systemu występuje w godz. 20.00–0.00. W tym okresie, podobnie jak przy narastaniu obciążenia, również największe wartości gradientów otrzymano dla krzywej rzeczywistej. Wartości ujemne gradientów świadczą o zmniejszaniu się zapotrzebowania na moc. Obciążenie krzywej rzeczywistej w ciągu czterech godzin zmniejszy się z wartości ok. 23,9 GW do ok. 18,8 GW. Natomiast dla krzywej wariantu G2V spadek ten nastąpi z wartości ok. 24 GW do ok. 19,3 GW – stąd wynika mniejsza dynamika zmian obciążenia o ok. 0,1 GW/h. Najmniejszą dynamiką spadku obciążenia odznaczała się krzywa obciążenia uwzględniająca wpływ pojazdów elektrycznych w ramach rozwiązania V2G. Obciążenie zmniejszyłoby się z wartości ok. 23,6 GW do ok. 20,1 GW, czyli zmiana obciążenia wyniesie ok. 0,9 GW/h – będzie mniejsza o ok. 0,4 GW/h w porównaniu z rzeczywistą krzywą i mniejsza o ok. 0,3 GW/h niż w wariantcie G2V. Oznacza to najmniejszą zmianę w obciążeniu systemu.

Najmniejsze gradienty otrzymano dla krzywej obrazującej scenariusz V2G. Świadczy to o małej dynamice zmian w przypadku zastosowania rozwiązania V2G. Wariant V2G oraz w mniejszym stopniu G2V oddziałują pozytywnie na krzywą obciążenia także w tym przedziale czasu. Fragmenty krzywych przedstawiające spadek obciążenia systemu zawiera rys. 6.

Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że rozwiązanie G2V nieznacznie wpłynęło na zmniejszenie się wielkości gradientów. Najmniejsze wartości gradientów uzyskano dla technologii V2G. Wynika stąd, że po zastosowaniu wariantu V2G, w porównaniu z G2V oraz wartościami uzyskanymi bez udziału samochodów elektrycznych, obserwuje się najmniejsze zmiany obciążenia w tym samym czasie. Jest to pozytywny skutek dla systemu elektroenergetycznego. W rozwiązaniu G2V lub bez udziału pojazdów system w stosunkowo krótkim czasie musiał pokryć duży wzrost (lub spadek) zapotrzebowania na energię elektryczną. Rozwiązanie V2G, nawet jeśli

nie jest wspierane przez każdy samochód elektryczny (w tym przypadku w oddawaniu energii do systemu bierze udział 40% pojazdów), powoduje znaczne zmniejszenie skoku obciążenia i zmniejszenie się wartości gradientów. Rozwiązanie V2G powoduje, że w tym samym przedziale czasu wzrost lub spadek zapotrzebowania jest mniejszy. Pokrycie łagodnego wzrostu i spadku zapotrzebowania na energię elektryczną jest mniej obciążające dla wytwórców energii i dla systemu.

### 5. Analiza wskaźników obciążeń elektroenergetycznych

Krzywe obciążenia dobowego można opisać m.in. za pomocą wskaźników – umożliwiają one porównanie kształtów wykresów obciążeń [19, 20]. Dobową zmienność obciążenia można scharakteryzować trzema rodzajami wskaźników. Wielkościami odniesienia mogą być np.: moc szczytowa zainstalowana oraz średnia. W związku z tymi wartościami wyróżnia się kilka rodzajów wskaźników (stopni). Współczynniki, dla których odniesienie stanowi dobową moc szczytowa, określane są mianem stopni obciążenia i oznaczane są symbolem  $m_d$ . Dobowymi stopniami wyrównania określa się współczynniki, których wartościami odniesienia jest moc średnia – oznaczane są symbolem  $l_d$ . Współczynniki, które określają zmienność obciążeń w ciągu doby względem mocy zainstalowanej, nazywane są stopniami wyzyskania – oznaczane są symbolem  $n_d$ .

W niniejszym artykule obliczono wartości dobowego podstawowego ( $m_{do}$ ) i średniego ( $m_{dśr}$ ) stopnia obciążenia, podstawowego ( $l_{do}$ ) i szczytowego ( $l_{ds}$ ) stopnia wyrównania oraz wartości podstawowego ( $n_{do}$ ), średniego ( $n_{dśr}$ ) i szczytowego ( $n_{ds}$ ) stopnia wyzyskania. Wartości stopni zostały zestawione w formie tab. 3.

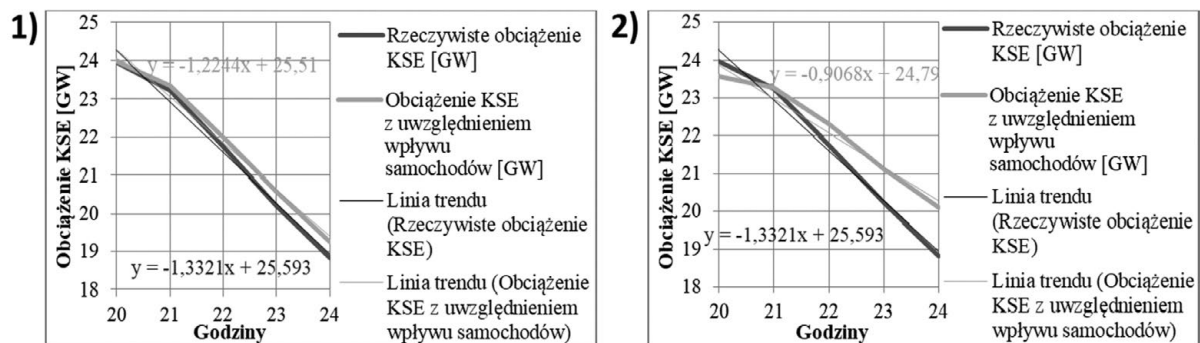
Wartości podstawowych stopni obciążenia w wariantcie G2V i V2G są większe niż dla rzeczywistego obciążenia systemu. Świadczy to o zwiększeniu się wartości obciążenia podstawowego (w wyniku ładowania samochodów elektrycznych w nocy, kiedy występuje najniższe obciążenie). Średni stopień obciążenia jest najczęściej wykorzystywanym wskaźnikiem. Jego wielkość jest interpretowana jako miara stopnia wypełnienia wykresu dobowego. Wyraźna zmiana tego stopnia jest widoczna w wariantcie V2G – nastąpiła wyraźna poprawa wypełnienia wykresu jako skutek jednoczesnego wypełniania dolin i obciążenia szczytów w stosunku do wariantu bazowego.

Wartości stopni wyrównania, zarówno podstawowego, jak i szczytowego, w wariantcie V2G są bardziej zbliżone do jedności niż w obciążeniu rzeczywistym. Oznacza to zwiększenie się równomierności kształtu krzywej obciążenia dobowego w wyniku zmniejszenia się szczytowych obciążeń oraz zwiększenia się obciążeń podstawowych.

Podstawowe stopnie wyzyskania również wskazują na zwiększenie się wartości podstawowego obciążenia systemu, zarówno

	Rzeczywiste obciążenie	G2V	V2G
Stopnie obciążenia			
$m_{do}$	0,66	0,68	0,73
$m_{dśr}$	0,86	0,87	0,89
Stopnie wyrównania			
$l_{do}$	0,77	0,79	0,83
$l_{ds}$	1,15	1,15	1,12
Stopnie wyzyskania			
$n_{do}$	0,39	0,41	0,43
$n_{dśr}$	0,51	0,52	0,52
$n_{ds}$	0,59	0,59	0,58

Tab. 3. Wartości stopni charakteryzujących zmienność obciążenia dla poszczególnych wariantów krzywych obciążenia dobowego



Rys. 6. Gradient dla okresu zmniejszania się obciążenia w godz. 20.00–0.00: 1) wariant G2V oraz 2) wariant V2G, na tle rzeczywistej krzywej obciążenia

w wariancie G2V oraz V2G. Średnie wartości stopnia wyzyskania również wskazują na zwiększenie się wartości średnich obciążeń w obu wariantach G2V oraz V2G. Podobnie w przypadku stopnia szczytowego wyzyskania – największe zmiany zaszły w wariancie V2G. Wartość stopnia szczytowego dla tego przykładu jest najmniejsza. Różnice pomiędzy wartościami stopni wyzyskania są najmniejsze.

## 6. Wnioski

Ładowanie się dużej liczby samochodów elektrycznych może wywrzeć znaczący wpływ na pracę systemu elektroenergetycznego. Chcąc uniknąć skutków negatywnych, np. w postaci niekontrolowanego wzrostu zapotrzebowania na moc, należy odpowiednio zarządzać procesem ładowania pojazdów. Takie postępowanie nie tylko pozwoli uniknąć zagrożenia, ale także może przynieść wiele korzyści.

W rozwiązaniu G2V większość samochodów elektrycznych ładowałaby się w nocy, a proces ten byłby rozłożony w czasie. Dzięki temu pojazdy nie wytworzą dodatkowego skoku obciążenia, oraz nie spowodują znacznego zwiększenia zapotrzebowania na moc w ciągu dnia. Jak wynika z przedstawionych obliczeń, może to też wywołać zmiany w sposobie narastania lub spadku obciążenia. Wartości gradientów wskazują, że obciążenie, w zależności od pory dnia, będzie narastać lub zmniejszać się mniej gwałtownie. Realizacja scenariusza G2V wpłynie również na zwiększenie równomierności obciążenia, na co wskazują wartości wskaźników charakteryzujących dobową zmienność obciążenia. Ponadto rozwiązanie G2V może zostać zrealizowane w opracowanych już i dobrze znanych rozwiązaniach technicznych. Niestety, opcja G2V niesie też ze sobą pewne ryzyko – część samochodów elektrycznych będzie ładowana w ciągu dnia. Im więcej będzie takich pojazdów, tym bardziej wzrośnie zapotrzebowanie na moc podczas szczytowych obciążeń, co jest skutkiem niepożądanym. Dlatego też rozwiązanie G2V jest postrzegane jako dobry sposób na zintegrowanie samochodów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym w początkowej fazie rozwoju elektromobilności.

Kolejnym sposobem na współpracę samochodów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym jest rozwiązanie V2G. Zgodnie z ideą tego scenariusza samochody elektryczne nie tylko pobierałyby energię podczas ładowania w nocy, ale także

oddawały jej część w ciągu dnia. Takie zarządzanie procesem ładowania (oraz rozładowywania) baterii pojazdu przez operatora sieci, dzięki wydawanym dyspozycjom i komunikatom właścicielom pojazdów, może przynieść wiele pozytywnych skutków dla pracy systemu elektroenergetycznego. Doprowadzi do zwiększenia się obciążenia w czasie doliny nocnej bardziej niż rozwiązanie G2V. Ponadto pozwoli na obniżenie obciążenia w okresie szczytowym. Dodatkowo doprowadzi to do zwiększenia równomierności obciążenia systemu, co uwidaczniają wartości obliczonych wskaźników. Rozwiązanie V2G istotnie zmniejsza dynamikę narastania i spadku zapotrzebowania na moc. Niskie wartości gradientów również wskazują na zwiększenie się równomierności obciążenia i wygładzenie kształtu krzywej obciążenia dobowego. Niestety, rozwiązanie V2G jest wciąż testowane, a technologie wspomagające jego działanie wciąż wymagają odpowiedniego opracowania.

Pod względem technicznym i ekonomicznym rozwiązanie V2G jest bardziej wymagające niż G2V. Jego wdrożenie wiąże się z wyższymi kosztami eksploatacyjnymi i inwestycyjnymi. Mimo to cechuje się licznymi zaletami i większymi możliwościami w kwestii wpływania na kształtowanie się obciążeń systemu elektroenergetycznego.

## Bibliografia

- Hall D., Lutsey N., Emerging Best Practices for Electric Vehicle Charging Infrastructure, White Paper, International Council on Clean Transportation, 2017.
- Plan rozwoju elektromobilności w Polsce, opracowanie Ministerstwa Energii, Warszawa 2016.
- Sipiński D., Bolesta K., Cicha rewolucja w energetyce. Elektromobilność w Polsce, Polityka Insight, 2017
- Flasza J., Elektromobilność w Polsce – wyzwania i możliwości z uwzględnieniem inteligentnych instalacji OZE, *Autobusy: Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe* 2017, nr 6.
- Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego (PZPM) [online], <https://www.pzpm.org.pl/> [dostęp: 3.06.2019].
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA) [online], <http://pspa.com.pl/> [dostęp: 3.06.2019].

- Alonso M. i in., Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms, *Energies* 2014, Vol. 7, s. 2449–2475.
- Raustad R.A., The role of V2G in the smart grid of the future, *Interface* 2015, Vol. 24, No. 1, s. 53–56.
- Gracia-Valle R., Joao A., Pecas L., Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks, Springer, New York 2013.
- Damiano A. i in., Vehicle-to-Grid Technology: State of the Art and Future Scenarios, *Journal of Energy and Power Engineering* 2014, No. 8.
- Monteiro V. i in., Batteries Charging Systems for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles [w:] *New Advances in Vehicular Technology and Automotive Engineering*, ed. J. Carmo, J. Ribeiro, Rijeka 2012.
- Mullan J. i in., The Technical, Economic and Commercial Viability of the Vehicle-to-Grid Concept, *Energy Policy* 2012, Vol. 48.
- Wang Z., Wang S., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2013, Vol. 28, No. 3.
- Yu R. i in., Balancing Power Demand through EV Mobility in Vehicle-to-Grid Mobile Energy Networks, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 2016, Vol. 12.
- Deivanayagam R., Vehicle-to-grid Technology: Concept, Status and Challenges, *Journal of Undergraduate Research* 2016, No. 9.
- EVBox [producent stacji ładowania samochodów] [online], <https://evbox.com> [dostęp: 2.06.2019].
- Pistoia G., Electric and Hybrid Vehicles – Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market, Elsevier, Amsterdam 2010.
- Stahl W., Rozwiązania V2G I G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2018, nr 61, s. 69–72.
- Góra S., Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1975.
- Marecki J., Gospodarka elektroenergetyczna [w:] *Poradnik inżyniera elektryka*, t. 3, red. L. Bożentowicz, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2011.

## Wiktorja Weronika Stahl

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [wiktoria.stahl@pg.edu.pl](mailto:wiktoria.stahl@pg.edu.pl)

Studia magisterskie na kierunku energetyka ukończyła na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2018). Jej zainteresowania badawcze dotyczą systemów elektroenergetycznych, ich pracy oraz samochodów elektrycznych i ich oddziaływania na pracę systemu elektroenergetycznego.

## Paweł Bućko

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [pawel.bucko@pg.gda.pl](mailto:pawel.bucko@pg.gda.pl)

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa jest związana z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Jego aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkownika energii.

NOTATKI

---

# We invest in the future

## Inwestujemy w przyszłość



ENERGA supplies electricity to nearly 1/4 of the area of Poland. We want our business to contribute to the economic growth of the communities we operate in. This is why we keep investing in cutting edge technologies and build transformer/switching stations in former dockyards to help fully redevelop these post-industrial areas. Our contribution allows other local companies and institutions to focus on stable development of their business, create new job positions and attract promising business partners.

ENERGA dostarcza energię elektryczną na obszarze niemal 1/4 powierzchni Polski. Staramy się, aby podejmowane przez nas działania biznesowe wpisywały się jednocześnie w rozwój gospodarczy obszaru, na którym funkcjonujemy. Dlatego inwestujemy w najnowocześniejsze technologie, m.in. budując Główne Punkty Zasilania na terenach postoczynowych umożliwiając tym samym ich pełną rewitalizację. Dzięki temu zlokalizowane tam firmy i instytucje mogą swobodnie myśleć o stabilnym rozwoju, tworzeniu nowych miejsc pracy, czy przyciąganiu ciekawych biznesowych partnerów.

[www.energa.pl](http://www.energa.pl)



# Energa



*Power Engineering  
Quarterly*