

# Cross-Bonding of MV Cable Lines for Energy Losses Decrease

## Authors

Krzysztof Dobrzyński  
Zbigniew Lubośny  
Jacek Klucznik  
Dominik Falkowski  
Janusz Grała  
Sławomir Noske

## Keywords

cross-bonding, MV cable line, energy losses

## Abstract

Currently, almost all medium voltage cable lines (MV) operate with the return wires earthed at both ends of the cable. Such a way of operation causes that during normal states of operation as well as during disturbances, e.g. short-circuits, in the return wires induce currents whose values mainly depend on the currents flowing in the phase wires. These currents in normal operating states are a source of additional energy losses incurred in the MV cables. The effect can be decreased by the return wires cross-bonding or the phase wires transposition. The paper discusses the potential effects that can be achieved by use of the return wires cross-bonding or the phase wires transposition in the domestic grids.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019204**

Received: 05.08.2019

Received in revised form: 31.07.2019, 03.08.2019

Accepted: 06.08.2019

Available online: 30.10.2019

## 1. Introduction

MV cable lines are often built using single-core cables. Usually, due to the relative ease of construction, they are laid underground in a flat system. Those cables have the coaxial return wires in which, during normal operating conditions and during disturbances (short-circuits), significant currents and voltages can be induced. Currently, the MV cable lines in Polish electric grids operate with the return wires earthed at the both ends of the cable lines. This causes that during normal operating conditions relatively high values of currents in the return wires are induced. As a result of it the additional energy losses occur [1, 2]. Those losses depend on the value of the induced currents and on the return wire resistance, i.e. on the material it is made of (return wires are typically made of copper) and its cross-section. Until recently [3] ENERGA-OPERATOR - one of the Polish distribution system operators (DSO) - required for the newly built cable lines with a cross-section of 120 mm<sup>2</sup> and larger, use of the return wire with cross-section of 50 mm<sup>2</sup>. Since mid-2017, the requirements have been changed and under certain conditions it is allowed to use the return wire with a cross-section of 35 mm<sup>2</sup> or 25 mm<sup>2</sup> [4]. The MV grids are built by the system operators as oversized. This

means that the cross-sections of the cable lines phase wires as well as overhead lines are designed with a large margin. The argument justifying this approach is assumption that over time the new electricity consumers will be connected to the grid and that the demand for electricity will grow. Considering the cable lines lifetime assumed for 30 years, this approach seems justified. This, however, means that in the most cases these lines operate currently as underloaded.

At the beginning of year 2018, the Polish government passed a law on the development of cars powered by alternative sources of energy: electricity, hydrogen and natural gas [5]. According to the Polish government's statement, it envisages an increase in the number of electric cars to 1 million in 10 years. Given the currently very small number of plug-in electric vehicles in Poland and modest charging infrastructure, this plan should be considered as extremely ambitious.

However, if the charging infrastructure for the electric cars will be built, it will be located in the cities, mainly in low and medium voltage grids. On the other hand, if the number of the electric cars will increase significantly, then will appear the need for the cars charging by the users at their houses. Then the charging

will take place in the evenings and nights. The influence of the first and the second way of the cars charging on the electric grid will be then different. The public charging points will be (and are) equipped with fast, three-phase chargers with capacity exceeding 22 kW, while at the customers' houses will be used a single-phase chargers with a capacity of no more than 3.7 kW [5]. This will lead to significant and specific effect on the load profile of the low and medium voltage grid.

## 2. Cross-bonding in MV cable lines

As it is mentioned in the introduction, the MV cable lines currently operate with the return wires earthed at both ends of the line. The goal and simultaneously advantage of this solution is to maintain the potential of the return wires in the MV substations close to zero and to ensure proper conduction of the short-circuit currents. This causes, however, that in those wires the currents are induced, values of which mainly depend on the currents flowing in the phase wires. The currents flowing in the return wires can reach relatively high values, limiting the power that can be transmitted through the line (through the phase wires) and causing additional energy losses. Fig. 1 shows an example of the 3xXUHAKXS 120 mm<sup>2</sup> MV cable line, 300 m long, laid at a depth of 0.7 m, with a 50 mm<sup>2</sup> return wire.

This example assumes that the cable line load is at the level of  $0.8 \times I_{dd}$ , where the line current rating is equal to  $I_{dd} = 320$  A. The currents induced in the return wires are in this case in the range of 83 A to 114 A, where the values depend on the geometric location (distances) of the cables. At the same time, a very small flow of current into the ground (E1 and E2) is observed. The value of the active power losses in the three phase wires is equal to 14.92 kW and the losses in the three return wires are equal to 3.2 kW. The losses incurred in the return wires are in this case equal to 17.7% of total losses of the line, what is relatively high value.

One of the ways to effectively limit the currents flowing in the return wires is to leave one side of the return wires of the cables not grounded [1, 2]. The result of it is induction of voltages in the return wires, whose values grow along the cable, starting from the ground point. Fig. 2 presents an example where at point E2 the return wires are not grounded. In this case, the voltages induced at the not grounded end of the return wires are in the range 10.3–12.3 V. These are relatively low values, acceptable from the point of view of protection against electric shock.

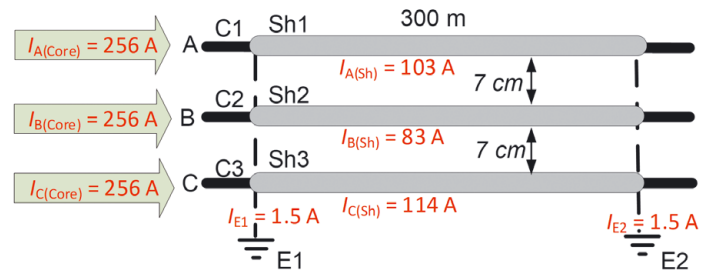


Fig. 1. Cable line with return wire earthed at the both sides of the line. Flat configuration of single core cables. Line load:  $0.8 \times I_{dd}$

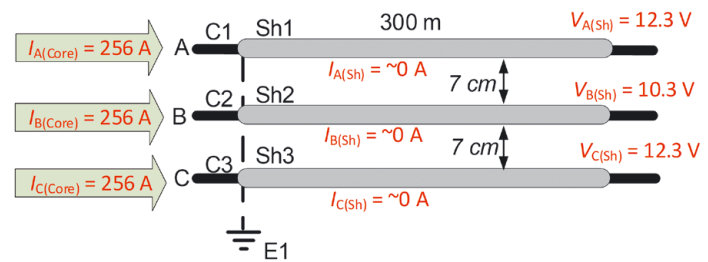


Fig. 2. Cable line with return wire earthed at one side of the line. Flat configuration of single core cables. Line load. Line loads:  $0.8 \times I_{dd}$

According to the Polish standards the limit value is equal to 80 V. Another way to limit the currents in the return wires is the cross-bonding and/or the transposition of phase wires [1, 2]. The cross-bonding is commonly used in the high voltage cable lines (HV). But in the HV lines case sometimes only one side of the return wires is earthed.

In the Polish distribution networks, MV cross-bonding is not used in principle. Nevertheless, in 2009, the STOEN distribution system operator (DSO) carried out a pilot cross-bonding project for single selected MV line. The project has proved the cross-bonding effectiveness on reduction of the currents induced in the return wires [6]. This pilot project background was search for ways to fulfill the 3x20% Energy and Climate Package valid from 2009 in EU countries. The STOEN DSO indicates the cross-bonding as one of the ways to achieve the goals of the Package. Fig. 3, presents effect of the cross-bonding applied to the considered MV line. It can be observed that the use of the proper sequence of joining the return conductors, with the mutual grounding, results in an effective reduction of

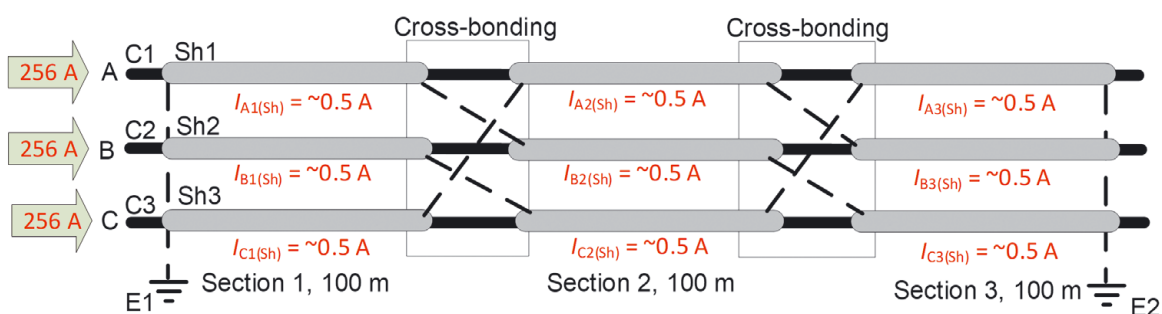


Fig. 3. Cable line with cross-bonded return wire earthed at the both sides of the line. Flat configuration of single core cables. Line loads:  $0.8 \times I_{dd}$

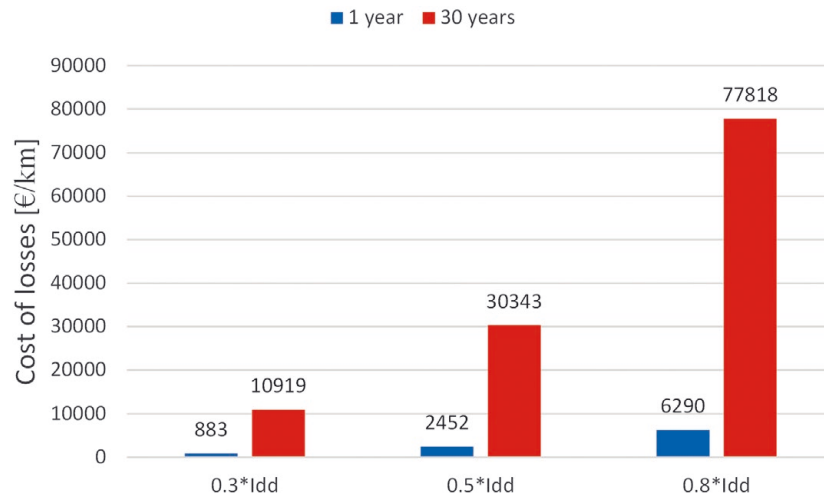


Fig. 4. Cost of energy losses in return wires for cable XUHAKXS 15kV 120mm<sup>2</sup> as function of a mean year load

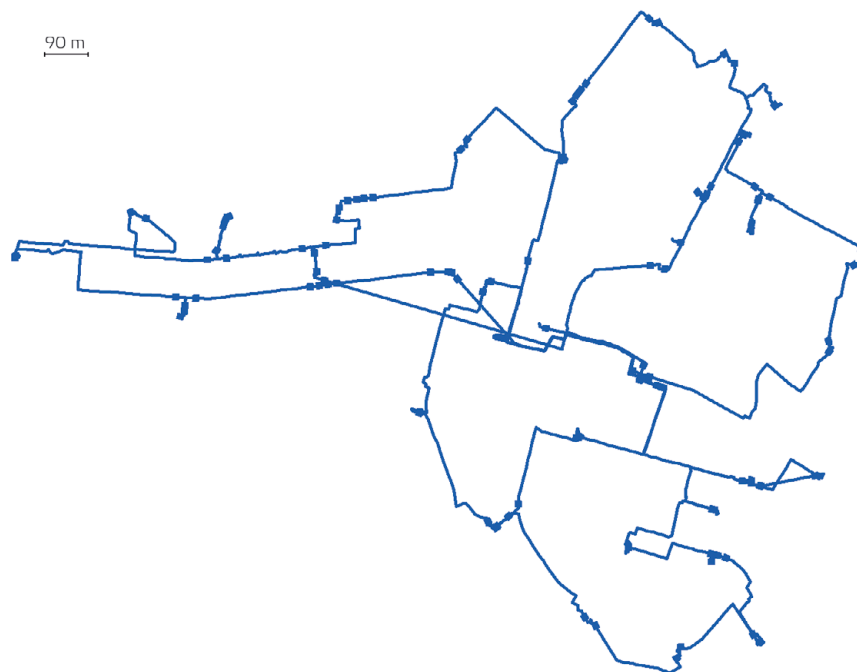


Fig. 5. Structure of MV Witomino district grid in Gdynia city

the currents flowing in the return wires. A similar effect (not presented here) can be obtained by the appropriate transposition of phase wires.

Limiting the currents flowing in the return wires to values close to zero means at the same time eliminating energy losses in these wires. In the case under consideration, it is possible to determine the cost of losses incurred in the return wires depending on the load on the cable line. Fig. 4 shows the cost of losses for the line load equal to 0.3, 0.5, and 0.8 of the line current rating  $I_{dd}$ , assuming a unit cost of energy equal to 66.67 €/MWh in first year, with 1% energy price inflation per year and with discount rate of 8%.

The above example shows that for the assumed lifetime of a cable line equal to 30 years, the energy losses cost can ensure the MV lines cross-bonding profitability.

### 3. Energy losses in cross-bonded medium voltage cable system

As demonstrated above, the use of cross-bonding basically eliminates the currents flowing in the return wires, which means that the total active power losses in the cable system are reduced. Nevertheless, the decision to use cross-bonding can be made by a distribution system operator only after the economic analysis, which should prove that the investment cost and operating costs would be outweighed by savings resulting from the reduction of energy losses in the cable life span.

The cable load profile has to be known to conduct the analysis. Unfortunately, the historical load profiles of MV cable lines are usually known for limited number of MV cable lines due to lack of meters. Typically the load readings and the historical load

data records have been available only for the cable lines leaving the primary substation (HV to MV).

We are currently observing the penetration of SmartGrid technology into distribution networks, where the technology allows remote measurements on one side, but on the other hand it allows optimization of the interaction of small sources of electricity in these grids [7]. Currently, the Polish DSOs are starting to install the meters in the secondary substations (MV/LV), [8], where, among others, energy flow is recorded.

The knowledge of the load profiles of the distribution transformers fed from a particular MV cable system gives the possibility to determine the load profiles of any cable line present in a considered network. The loading recordings analysis performed in one year time span, gives a good approximation of the actual loading of the selected MV cable line. The estimated average loading can be the basis for a reliable analysis of the cost-effectiveness of cross-bonding. The main risk of assessing the profitability of the project is primarily related to the changes of the cable loading in the future. This, due to the assumed cable life span (which can exceed 30 years), could be difficult to estimate.

An example of equipping by the Polish DSOs the MV/LV substations into remote measurement systems is MV voltage grid in Witomino district in the city of Gdynia (Fig. 5). The MV/V substations have been upgraded as part of the implementation of one of the packages of the UPGRID project [9].

The analysis of the Witomino MV grid operation indicates that this grid operates as an underloaded one. Fig. 6 shows the loads profile (referred to current-carrying capacity) of the MV lines on 02.08.2017. The figure indicates that the load on the cable lines does not exceed 15% of the lines current ratings throughout the day.

A similar situation occurs in the case of MV/LV transformers operating in this network (Fig. 7). Most of them operate with a small load. This can lead the operator to consider whether in some cases the transformer should be replaced with a lower rated power, which will reduce the costs incurred for the idle losses. Such an action would certainly be profitable if the exchange is carried out on the transformer constituting the operator's warehouse reserve. As mentioned in the introduction, the MV grids often operate lightly loaded. The considered MV grid is constructed with high

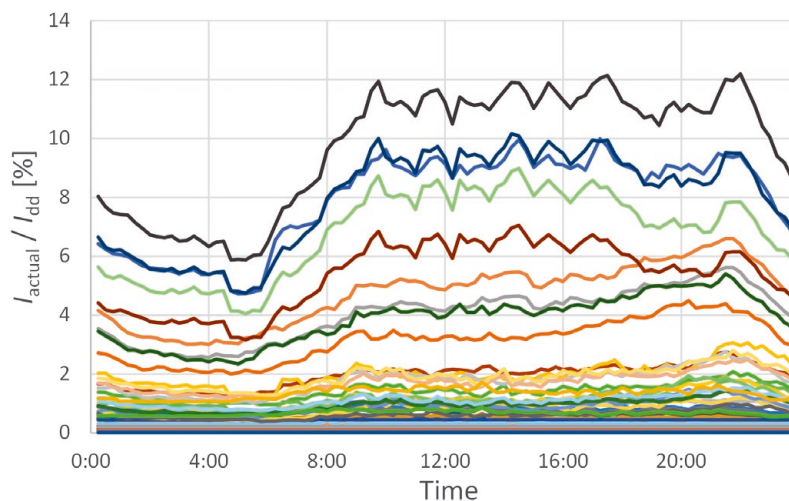


Fig. 6. Day profile of MV lines load in Witomino grid on day 02.08.2017

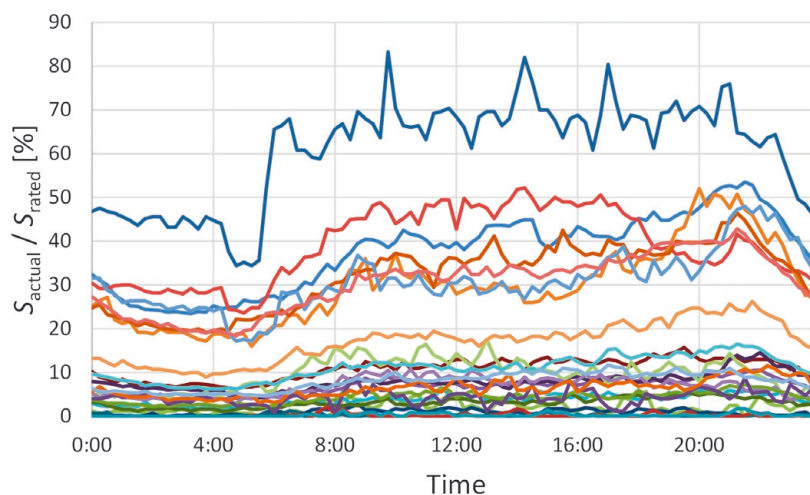


Fig. 7. Day profile of MV/LV transformers load in Witomino grid on day 02.08.2017

load margin too. The loading of individual cable lines in this network, even assuming the nominal load of distribution transformers fed from the grid, ranges 3–42%. The loading of 87% of the cable lines does not exceed 20% of their current-carrying capacity. The values given here are an extreme case, the occurrence of which is very unlikely. In fact, the loading of the cable lines is smaller and results from the daily load profiles of the individual customers. The loads profile do not change significantly during a year.

#### 4. The influence of electromobility development on energy losses in MV cables

The example considered in Chapter 3 shows that nowadays the use of cross-bonding to reduce energy losses in the MV grid in most cases may not be economically viable. Nevertheless, the assumed development of electric cars in Poland makes it necessary to consider what impact it will have on the MV grid load. This is all the more justified since the 10-year perspective assumed by the Polish government for the emergence of 1 million electric

cars [5] is much shorter than the lifespan of cable lines. Therefore, based on the considered real MV grid, the effect of the need for the electric cars charging was analyzed. Only the cars charging after the car user's return to the place of residence was considered. It was assumed that charging takes place for 10 hours (6:00 PM – 4:00 AM) – In fact, the process of connecting cars for charging will be non-unified – using single-phase chargers with a power of 3.68 kW, corresponding to charging current equal to 16 A. It has been assumed that electric cars have 30% (a pessimistic variant for the power system) of households living both in single-family houses and multi-family buildings. In the case of multi-family houses, it is assumed that the charging points will be located in the garage halls and parking lots adjacent to the buildings.

The Witomino grid supplies about 10,000 customers supplied from LV grid. Since in the Witomino district the households dominate as recipients, for simplicity it is assumed that there are 3,000 households with a plug-in electric car. The considerations were based on the load on the Witomino grid dated August 2-nd 2017, on which the load resulting from car charging was

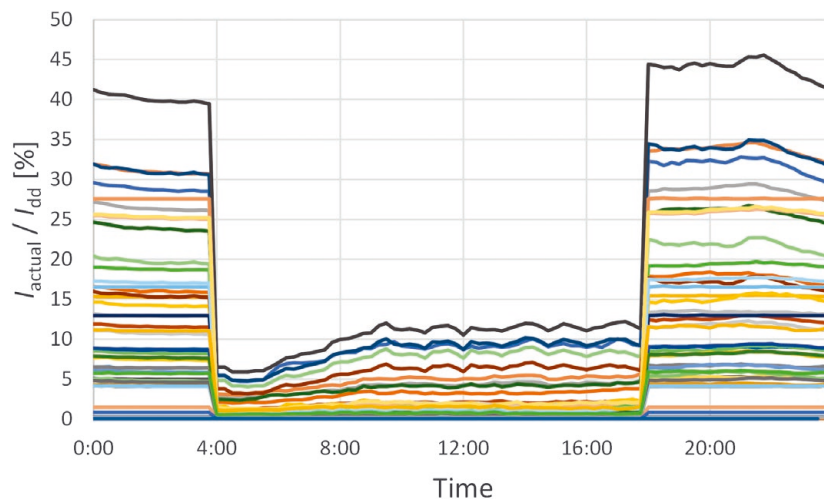


Fig. 8. Day profile of MV lines load in Witomino grid on day 02.08.2017 with consideration of the electric cars charging

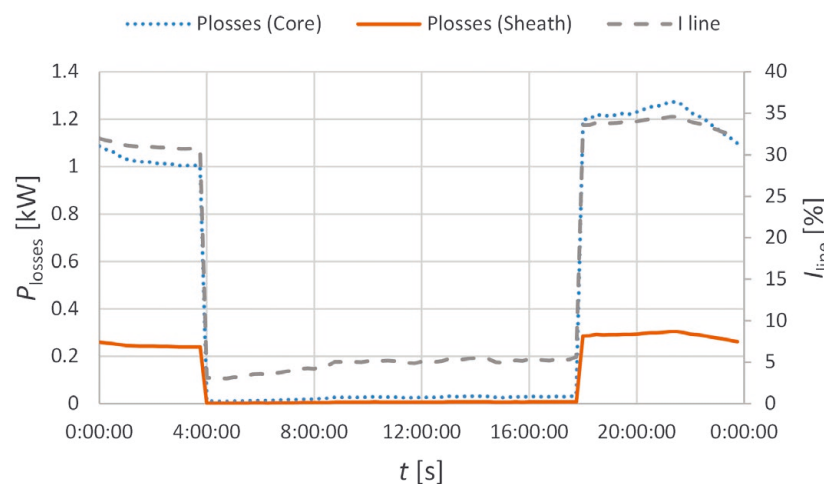


Fig. 9. Power losses in phase and return wires for exemplary MV cable line with consideration of electric cars charging

imposed. Distribution of number of cars to be supplied by a given MV/LV transformers was carried out based on information about the structure of the LV grid and points of connection of individual consumers to the grid.

The analyzes carried out indicate that the appearance of electric cars significantly affects the load profile of the lines located in the Witomino MV grid. Especially significantly higher loads values are observed during the cars charging, i.e. during the evening peak hours and at night (Fig. 8). There is still a large supply capacity of the MV grid, where the maximum line load does not exceed 50%. On the other hand, in the case of MV/LV distribution transformers, for many of them there is a significant exceeding of the rated load. This means that if the assumed scenario would become real, the transformers should be replaced with the higher rated power ones.

For analyzes of the cross-bonding profitability purpose, one of the most-loaded YHAKX cable lines with a length of 269 m and a cross-section of 120 mm<sup>2</sup> was selected. The load profile and the power losses incurred in the phase and return conductors for this line are shown in Fig. 9.

Losses in the return wires constitute in this case about 19% of losses incurred in the entire cable line. Assuming for the sake of the same load profile for the whole year, one can calculate the cost of energy losses incurred in the return wires. After 30 years of operation of the above line, the energy losses will be at the level of 147.5 MWh, and the cost of energy losses will reach to € 9 834. The entire MV Witomino grid is built from nearly 15 km of cable lines. If we assume that the is made using the YHAKX cable with a cross-section of 120 mm<sup>2</sup> and assume the load profiles of individual cable lines according to the profiles presented in Fig. 9, the annual energy losses in the return wires in such grid will reach 27.9 MWh. The cost of these losses will reach € 1 860 per year.

## 5. Summary

Currently in Poland, the MV grids are built by DSOs with a large capacity margin. The cable lines in these grids operate with the return wires earthed on both sides of the cable. This means that currents in the return wires are induced, which are the source of additional energy losses. One of the ways of elimination (reduction) of the currents is the return wires cross-bonding. Currently, however, due to economic unprofitability, this solution is not used. Nevertheless, the expected increase of numbers of electric cars in Poland suggests that the daily load profiles will change significantly. On the other hand, the SmartGrid infrastructure in MV substations, allowing for remote measurement of the load, will allow in the future a relatively accurate mapping of the MV grid load. Thanks to that, it will be possible to accurately estimate the profitability of cross-bonding for heavily loaded MV lines.

## REFERENCES

1. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014.
2. CIGRE Working group B1.18, Special bonding of high voltage power cables (2005).
3. Cables and conductors of MV and LV [Kable i przewody elektroenergetyczne SN i nn], ENERGA-OPERATOR Standard, 2011.
4. Cables and conductors of MV and LV [Kable i przewody elektroenergetyczne SN i nn], ENERGA-OPERATOR Standard, 2017.
5. Electromobility and alternative fuels, 11 January 2018 (Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych) [on-line], <https://www.infor.pl/akt-prawny/DZU.2018.027.0000317,ustawa-o-elektromobilnosci-i-paliwach-alternatywnych.html> [access: 10.06.2019].
6. Jakubowski J., Pasniewski M., Kibler M., Cross-bonding in middle voltage distribution grids, as a method of energy efficiency improvement, 21<sup>st</sup> International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, Germany, 6–9 June 2011.
7. Lezhniuk P.D., Pijarski P., Buslavets O. A., Smart grid technologies in local electric grids, Conference on Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High Energy Physics Experiments, Wilga, Poland, May 28 – June 06 2017.
8. Dobrzyński K. et al., Identification of the customer meter assignment to phases in LV grid. Selected issues of UPGRID project realization, 2017 IEEE 21<sup>st</sup> International Conference on Intelligent Engineering Systems (INES), Larnaca, Cyprus, 20–23 October 2017.
9. Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid [on-line], <http://upgrid.eu> [access: 10.06.2019].

### **Krzysztof Dobrzyński**

Gdańsk University of Technology

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999. In 2012 he obtained his doctorate at the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology. A lecturer at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings.

### **Zbigniew Lubośny**

Gdańsk University of Technology

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.edu.pl

Graduate of Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently an associate professor at Gdańsk University of Technology. His main areas of interest include: mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines.

### **Jacek Klucznik**

Gdańsk University of Technology

e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. in 2018 he gained post-doctoral degree. He works as an academic lecturer in the Department of Power Engineering at his home university. He deals with control systems for generators and turbines, wind power industry, electroenergetic protection automatics.

### **Dominik Falkowski**

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2012). Employed at the Innovation Department of ENERGA-OPERATOR SA. As a student was awarded a mention in the ENERGA SA competition for a project regarding the impact of capital expenditures until 2025 for generation capacity and transmission and distribution networks on the load capacity of nodes and the current overload capacity of lines in the ENERGA SA operation area. Professional interests: Smart Grids, power system development, and new technologies of energy transmission and storage.

### **Janusz Grala**

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: janusz.grala@energa.pl

At ENERGA Group since 1993, currently as the head of the Regional Power Dispatch Office. Graduated with a master's degree from the Faculty of Economics of the University of Gdańsk (2006). Has participated in numerous projects related to the implementation of modern technologies in the energy sector, including solutions for works on live LV and MV grids. He was the first in Poland to implement modern technologies related to FDIR (Fault Detection, Isolation and Restoration) automation and energy storage for the power grid's island operation. His professional interests are related to the development of modern dispatcher operation supporting tools and of Smart Grid technology in MV and LV grids, and to possible threats in power systems.

### **Sławomir Noske**

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

A graduate of the Electrical Engineering Faculty of Poznań University of Technology (1990). In 2013 awarded the doctoral degree in engineering at the same Faculty. He completed the MBA management program at the Gdańsk Foundation for Management Development. An employee of ENERGA-OPERATOR SA. At present he is involved in implementing innovative smart grid solutions in distribution systems. Member of PKWSE, the Polish CIGRE committee, representative of Poland in the CIGRE Study Committee B1 Insulated Cables, chairman of the cable team at PTPIREE Polish Power Transmission and Distribution Association. Author and co-author of multiple papers and lectures delivered at international (CIGRE and CIRED) and national conferences. The subjects of his papers include cable line testing and diagnostics, and smart grids.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 47–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Krzyżowanie żył powrotnych w liniach kablowych SN w celu zmniejszenia strat energii czynnej

### Autorzy

Krzysztof Dobrzyński  
Zbigniew Lubośny  
Jacek Klucznik  
Dominik Falkowski  
Janusz Grała  
Sławomir Noske

### Słowa kluczowe

krzyżowanie żył, linie kablowe SN, straty energii

### Streszczenie

Aktualnie u prawie wszystkich polskich operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD) linie kablowe średniego napięcia (SN) pracują z żyłami powrotnymi uziemionymi na początku i na końcu linii. Taki układ pracy powoduje, że podczas stanów normalnych, jak i podczas zwarc, indukują się w żyłach powrotnych prądy, których wartości zależą głównie od prądów płynących w żyłach roboczych. Prądy te w stanach normalnych są źródłem dodatkowych strat przesyłowych ponoszonych w kablach SN. Artykuł zawiera dyskusję nad zasadnością stosowania transpozycji żył powrotnych lub żył roboczych w warunkach krajowych.

Data wpływu do redakcji: 05.08.2019

Data wystawienia recenzji: 31.07.2019, 03.08.2019

Data akceptacji artykułu: 06.08.2019

Data publikacji online: 30.10.2019

### 1. Wstęp

Linie kablowe MV często realizowane są z wykorzystaniem kabli jednożyłowych. Zwykle też, ze względu na relatywną łatwość wykonania, układane są pod ziemią w układzie płaskim. Kable te mają współosiową żyłę powrotną, w której podczas normalnej pracy i podczas zakłóceń (zwarc), w zależności od układu pracy linii kablowej, mogą się indukować znaczne wartości prądów lub napięć względem ziemi. Obecnie linie kablowe MV u polskich operatorów dystrybucyjnych pracują z żyłą powrotną uziemioną na obu końcach linii kablowej. To powoduje, że podczas normalnej pracy mogą się indukować relatywnie duże wartości prądów w żyłach powrotnych, stanowiące dodatkowe straty energii czynnej [1, 2]. Straty te będą zależały od wartości indukowanych prądów oraz od rezystancji żyły powrotnej, czyli od materiału, z jakiego jest wykonana (żyły powrotne standardowo wykonane są z miedzi), i jej przekroju. Do niedawna [3] ENERGA-OPERATOR – jeden z polskich operatorów sieci dystrybucyjnych – wymagał dla nowo powstających linii kablowych o przekroju 120 mm<sup>2</sup> i większym stosowania przekroju 50 mm<sup>2</sup> dla żył powrotnych. Od połowy 2017 roku wymagania zostały zmienione i przy spełnieniu określonych warunków dopuszcza się stosowanie żyły powrotnej o przekroju 35 mm<sup>2</sup> lub 25 mm<sup>2</sup> [4].

Sieci MV budowane są przez operatorów jako przewymiarowane. To oznacza, że przekroje linii kablowych, jak i napowietrznych, przyjmowane są z dużym zapasem. Argumentem uzasadniającym takie podejście jest założenie, że z biegiem czasu pojawiać się będą nowi odbiorcy energii elektrycznej oraz że będzie rosła zapotrzebowanie na energię elektryczną. Biorąc

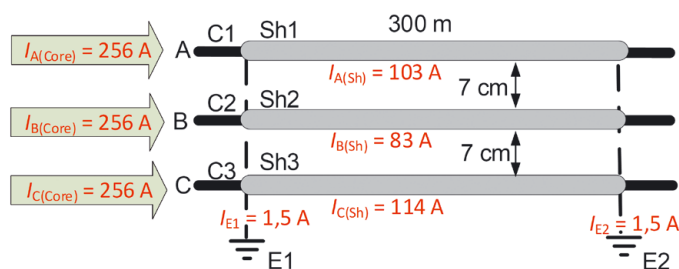
pod uwagę czas życia linii kablowych, przyjmowany na 30 lat, podejście takie wydaje się uzasadnione. To jednak powoduje, że linie te w większości pracują obecnie jako niedociążone.

Na początku 2018 roku polski rząd uchwalił ustawę o rozwoju samochodów napędzanych źródłami alternatywnymi: energią elektryczną, wodorem i gazem ziemnym [5]. Z wypowiedzi przedstawicieli rządu wynika, że zakłada on wzrost liczby samochodów elektrycznych do 1 miliona za 10 lat. Zważywszy na obecnie bardzo małą liczbę samochodów elektrycznych typu plug-in w Polsce oraz skromną infrastrukturę ładowania, plan ten należy uważać za bardzo ambitny. Jeżeli jednak infrastruktura ładowania samochodów elektrycznych się rozwinie, to będzie ona w miastach zlokalizowana głównie w sieci niskiego i średniego napięcia. Z drugiej strony, jeżeli liczba samochodów elektrycznych faktycznie znacząco wzrośnie, to pojawi się konieczność ich ładowania przez użytkowników w godzinach wieczornych i nocnych, w miejscach ich zamieszkania. Wpływ na sieć

jednego i drugiego sposobu ładowania będzie odmienny, ponieważ w publicznych miejscach ładowania będą ładowarki tzw. szybkie, 3-fazowe o mocy przekraczającej 22 kW, a w miejscu zamieszkania ładowarki 1-fazowe o mocy nie większej niż 3,7 kW [5]. Będzie to miało określony wpływ na profil obciążenia sieci średniego napięcia.

### 2. Krzyżowanie w liniach kablowych SN

Jak wspomniano we wstępie, obecnie w polskim systemie linie kablowe SN pracują z żyłą powrotną uziemioną na obu końcach linii. Główne zalety takiego rozwiązania to utrzymywanie potencjału żyły powrotnej bliskiego zera i zapewnienie prawidłowego przewodzenia prądów zwarciovych. To powoduje jednak, że w żyłach tych indukują się prądy, których wartości zależą przede wszystkim od prądów płynących w żyłach roboczych. Wartości prądów płynących w żyłach powrotnych mogą osiągać relatywnie duże wartości, ograniczając moc możliwą do przesłania żyłami roboczymi i generując straty energii. Na rys. 1 przedstawiono przykład linii kablowej



Rys. 1. Dwustronne uziemienie żył powrotnych. Układ płaski. Obciążenie linii:  $0,8 \times I_{dd}$



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 47–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

15 kV 3 × XUHA KXS 120 mm<sup>2</sup> o długości 300 m, ułożonej na głębokości 0,7 m, z żyłą powrotną o przekroju 50 mm<sup>2</sup>.

W przykładzie tym przyjęto, że obciążenie linii kablowej jest na poziomie  $0,8 \times I_{dd}$ , gdzie  $I_{dd} = 320$  A, a wartości prądów indukowanych w żyłach powrotnych zawierają się w zakresie od 83 A do 114 A, wartości te zależą od geometrycznego usytuowania kabla. Obserwuje się jednocześnie bardzo mały przepływ prądu do ziemi przez uzziemienia (E1 i E2), co oznacza, że prądy płynące w żyłach powrotnych zamykają się w obrębie tych żył. Wartości straty mocy czynnej, ponoszonej w tym przypadku, w żyłach roboczych wynoszą 14,92 kW, a straty w żyłach powrotnych: 3,2 kW. Straty ponoszone w żyłach powrotnych stanowią 17,7% strat sumarycznych.

Jednym ze sposobów skutecznego ograniczenia prądów płynących w żyłach powrotnych jest odziemienie jednej strony

żył powrotnych kabli [1, 2]. Negatywnym efektem tego rozwiązania jest indukowanie się napięć w żyłach powrotnych, których wartości rosną wzdłuż kabla, począwszy od punktu uzziemienia. Na rys. 2 przedstawiono sytuację, w której dla rozważanego przykładu brak jest uzziemienia E2. W takim przypadku napięcia indukowane na końcach żył powrotnych zawierają się w przedziale 10,3–12,3 V. Wartości te są bezpieczne i nie stanowią problemu z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej, gdzie wartość graniczna obowiązująca w Polsce wynosi 80 V. Napięcie to będzie jednak wzrastać, między innymi wraz z długością linii kablowej, zatem przy odpowiedniej długości linii wartość ta może zostać przekroczona.

Innym sposobem ograniczenia prądów w żyłach powrotnych jest zastosowanie ich krzyżowania i/lub transpozycji żył roboczych [1, 2]. Krzyżowanie jest powszechnie stosowane w liniach kablowych wysokiego

napięcia (WN), wówczas czasami uzziemienia jest tylko jedna strona żył powrotnych. W polskich sieciach dystrybucyjnych SN krzyżowanie nie jest w zasadzie wykorzystywane. Jednak w 2009 roku operator sieci dystrybucyjnej STOEN przeprowadził pilotaż wykonania krzyżowania żył powrotnych dla jednej wybranej linii SN, który dowiódł skuteczności redukcji prądów indukowanych w żyłach powrotnych [6]. Pilotaż ten powodowany był poszukiwaniem sposobów na wypełnienie pakietu energetyczno-klimatycznego (3×20), obowiązującego od 2009 roku w krajach EU. Operator sieci STOEN wskazał krzyżowanie żył powrotnych jako jeden ze sposobów prowadzących do osiągnięcia celów pakietu.

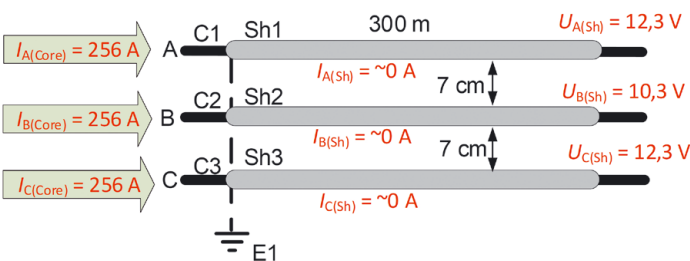
Na rys. 3 można zaobserwować, że zastosowanie odpowiedniej kolejności łączenia żył powrotnych, przy obustronnym uzziemieniu, skutkuje skutecznym obniżeniem wartości prądów płynących w żyłach powrotnych. Podobny skutek można uzyskać, stosując odpowiednią transpozycję żył roboczych (nie zostało to w referacie przedstawione).

Ograniczenie prądów płynących w żyłach powrotnych do wartości bliskich zeru oznacza jednocześnie eliminację strat energii ponoszonych w tych żyłach. W rozważanym przypadku można określić koszt strat ponoszonych w żyłach powrotnych w zależności od obciążenia linii na poziomie (0,3; 0,5; 0,8)  $I_{dd}$ , przy założeniu jednostkowego kosztu strat przesyłowych równego 300 zł/MWh, z corocznym wzrostem na poziomie 1% i przy stopie dyskontowej równej 8%.

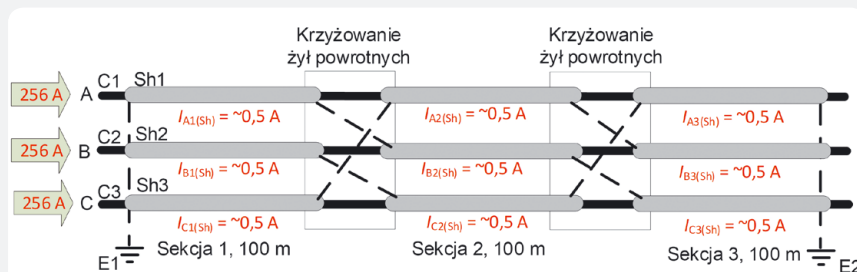
Powyższy przykład świadczy o tym, że dla zakładanego okresu życia linii kablowej, wynoszącego 30 lat, uzyskuje się kwoty, które mogą zapewnić opłacalność zastosowania krzyżowania żył powrotnych.

### 3. Straty energii w liniach kablowych SN w rzeczywistej sieci SN

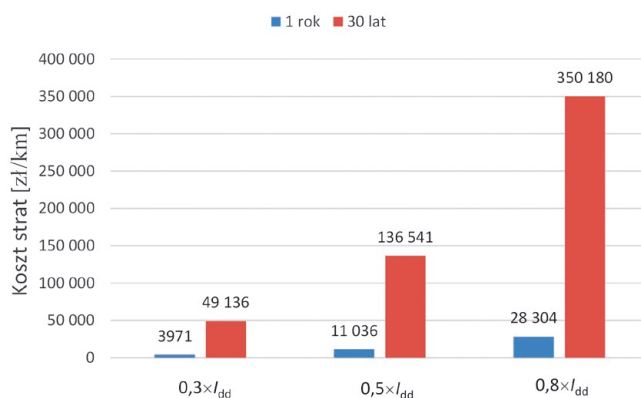
Jak wykazano powyżej, zastosowanie krzyżowania żył powrotnych efektywnie zmniejsza prądy płynące w żyłach powrotnych, co oznacza, że równocześnie zmniejszają się sumaryczne straty mocy czynnej ponoszone w układzie kablowym. Jednak operator może podjąć decyzję o zastosowaniu krzyżowania dopiero po wykonaniu analizy ekonomicznej, która wykaże, że poniesiony koszt inwestycyjny zostanie przeważony przez oszczędności wynikające ze zmniejszenia strat energii, zakładając jednocześnie określoną długość życia kabla. Chcąc dokonać takiej analizy, trzeba znać profil obciążenia kabla. Jest to o tyle kłopotliwe, że obecnie historyczne obciążenie linii kablowych SN znane jest w zasadzie tylko dla linii kablowych wychodzących ze stacji WN/SN. Aktualnie obserwuje się przenikanie technologii smart grid do sieci dystrybucyjnych, gdzie technologia ta z jednej strony pozwala na wykonywanie zdalnych pomiarów, a z drugiej strony umożliwia optymalizowanie współdziałania małych źródeł energii elektrycznej w tych sieciach [7]. Również polscy operatorzy zaczynają już stosować opomiarowanie w stacjach rozdzielczych SN/nn [8], gdzie rejestrowana jest m.in. energia przepływająca przez transformator rozdzielczy SN/nn.



Rys. 2. Jednostronne uzziemienie żył powrotnych. Obciążenie linii:  $0,8 \times I_{dd}$



Rys. 3. Dwustronne uzziemienie żył powrotnych. Obciążenie linii:  $0,8 \times I_{dd}$



Rys. 4. Koszt strat energii w żyłach powrotnych dla przykładowej linii kablowej 15 kV 3 × XUHA KXS 120 mm<sup>2</sup> w zależności od średniorocznego stopnia obciążenia

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 47–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Znajomość profili obciążenia transformatorów rozdzielczych SN/nn, zasilanych z danej sieci SN, daje możliwość wyznaczenia profili obciążenia dowolnej linii kablowej występującej w danej sieci. Analiza wykonana w przekroju całego roku stanowi dobre przybliżenie realnego obciążenia wybranej linii kablowej SN i może być podstawą do wykonania rzetelnej analizy opłacalności wykonania krzyżowania żył powrotnych. Główne ryzyko oceny opłacalności przedsięwzięcia jest związane przede wszystkim ze zmianami obciążenia kabla w przyszłości, co ze względu na zakładaną długość życia kabla, wynoszącą 30 lat, jest trudne do oszacowania.

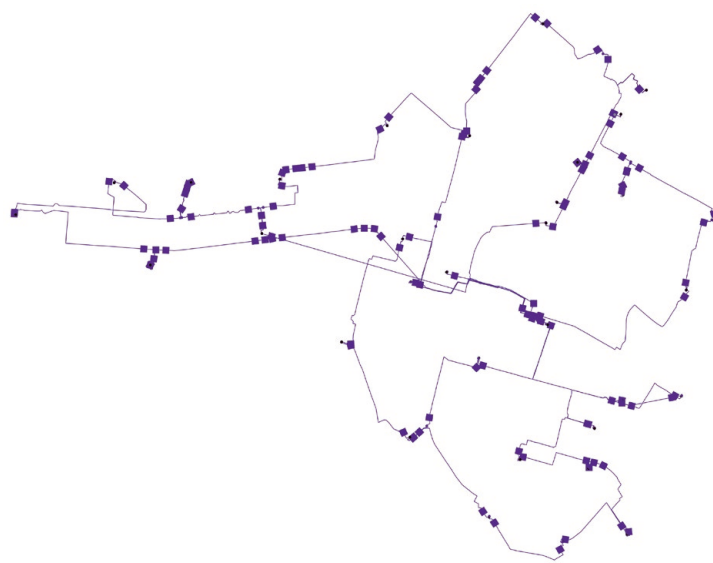
Przykładem wyposażenia przez polskich operatorów stacji rozdzielczych SN/nn w zdalne układy pomiaru jest sieć średniego napięcia zlokalizowana w dzielnicy Gdyni Witomino (rys. 5). Stacje rozdzielcze zostały tu rozbudowane w ramach realizacji jednego z tematów projektu UPGRID [9].

Analiza pracy sieci SN zlokalizowanej we wspomnianej dzielnicy Witomino wskazuje, że sieć ta pracuje jako niedociążona. Na rys. 6 przedstawiono przebiegi obciążenia linii SN w sieci Witomino w dniu 2 sierpnia 2017 roku. Z rysunku tego wynika, że obciążenie linii kablowych na przestrzeni całej przykładowej doby nie przekracza 15%. Należy tu jeszcze zauważyć, że obciążenie linii kablowych prezentowanej sieci SN nie zmienia się radykalnie w przeciągu całego roku.

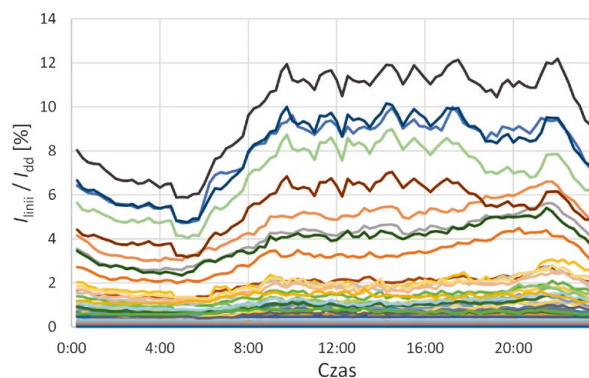
Podobna sytuacja dotyczy też transformatorów rozdzielczych SN/nn pracujących w tej sieci (rys. 7). Większość z nich pracuje z małym obciążeniem, co powinno skłonić operatora do zastanowienia, czy nie należy w niektórych sytuacjach wymienić transformatora na inny o mniejszej mocy, przez co ograniczone zostaną koszty ponoszone na straty jałowe. Taka operacja byłaby z pewnością opłacalna, jeżeli doszłoby do wymiany na transformator stanowiący rezerwę magazynową operatora.

Prezentowany tu przykład sieci SN świadczy o tym, że została ona wybudowana z dużym zapasem. Nawet przy założeniu znamionowego obciążenia wszystkich transformatorów SN/nn w tym samym czasie obciążenie poszczególnych linii rozważanej sieci SN zawiera się w przedziale 3–42%. Przy czym obciążenie dla 87% linii nie przekracza 20%. Oczywiście wartości te są skrajne, a ich wystąpienie jest obecnie bardzo mało prawdopodobne.

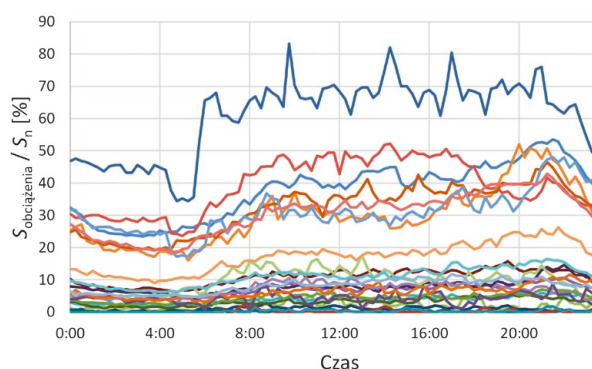
**4. Wpływ rozwoju elektromobilności na straty energii w sieciach kablowych SN**  
Przykład sieci SN rozważany w rozdziale 3 świadczy o tym, że obecnie zastosowanie krzyżowania żył powrotnych w celu ograniczenia strat w sieci SN w większości przypadków może nie być ekonomicznie opłacalne. Jednak zakładany rozwój samochodów elektrycznych w Polsce skłania do zastanowienia się, jaki wpływ będzie on miał na obciążenie sieci SN. Jest to o tyle zasadne, że zakładana przez polski rząd perspektywa 10 lat na pojawienie się na rynku 1 miliona samochodów elektrycznych [5] jest znacznie krótsza niż długość życia linii kablowych. Opierając się zatem na przytoczonej w artykule rzeczywistej sieci SN, przeanalizowano



Rys. 5. Przykładowa sieć SN w mieście Gdynia



Rys. 6. Obciążenie linii SN w sieci Witomino w dniu 2 sierpnia 2017 roku



Rys. 7. Obciążenie transformatorów rozdzielczych SN/nn w sieci Witomino w dniu 2 sierpnia 2017 roku

wpływ konieczności ładowania samochodów elektrycznych, jednak uwzględniono tu tylko ładowanie po powrocie użytkownika do miejsca zamieszkania. Założono, że ładowanie odbywa się przez 10 godzin (18.00–4.00) – w rzeczywistości

proces podłączania samochodów do ładowania będzie niejednoczesny – z wykorzystaniem 1-fazowych ładowarek o mocy 3,68 kW, co odpowiada ładowaniu prądem o wartości 16 A. Przyjęto, że samochody elektryczne ma 30% (wariant pesymistyczny

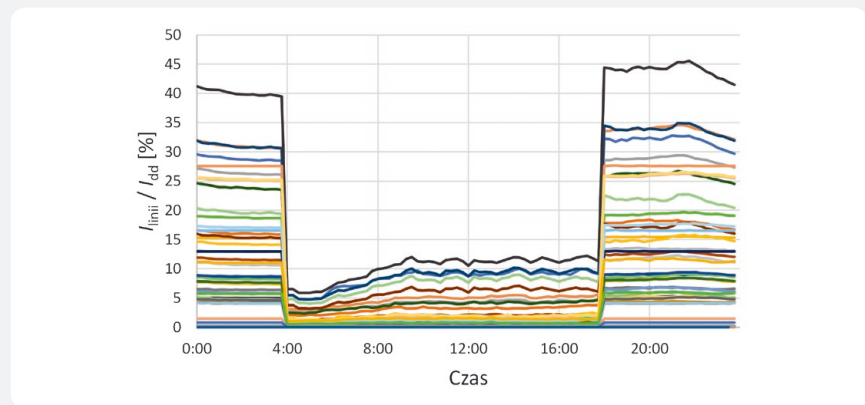
This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 47–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

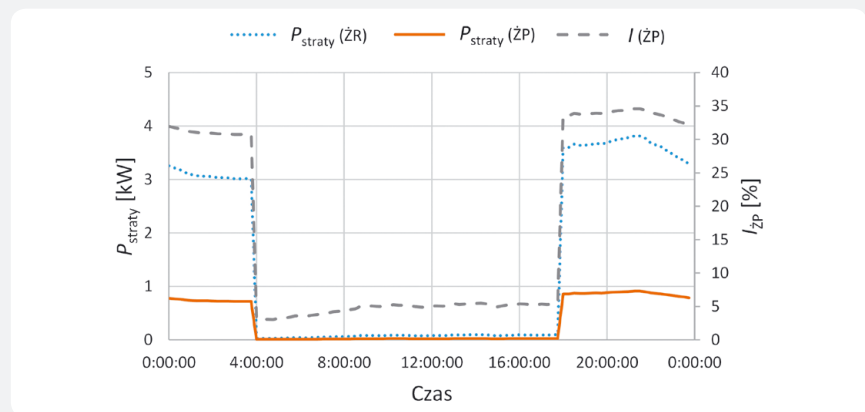
dla systemu elektroenergetycznego) gospodarstw domowych, zarówno w domach jednorodzinnych, jak i budynkach wielorodzinnych. Zakłada się, że w domach wielorodzinnych punkty ładowania będą zlokalizowane w halach garażowych i na parkingach przylegających do budynków. Sieć SN Witomino zasila ok. 10 000 odbiorców zlokalizowanych w sieci niskiego napięcia. Ponieważ w dzielnicy Witomino jako odbiorcy dominują gospodarstwa domowe, to dla uproszczenia zakłada się, że znajduje się tu 3000 gospodarstw domowych posiadających samochód elektryczny typu plug-in. W rozważaniach wykorzystano obciążenie sieci SN Witomino z dnia 2 sierpnia 2017 roku, na które nałożono obciążenie wynikające z ładowania samochodów. Sprecyzowanie, jaka liczba ładowanych samochodów będzie zasilana przez poszczególne transformatory rozdzielcze SN/nn, przeprowadzono na podstawie informacji o strukturze sieci niskiego napięcia i miejscach przyłączenia poszczególnych odbiorców do tej sieci.

Przeprowadzone analizy wskazują, że pojawienie się samochodów elektrycznych znacząco wpłynie na profil obciążenia linii znajdujących się w sieci SN Witomino, przy czym zdecydowanie większe wartości obciążenia obserwowane są podczas ładowania samochodów, czyli w godzinach wieczornego szczytu i godzinach nocnych (rys. 8). W dalszym ciągu pozostaje duży zapas przepustowości sieci SN, w której w tym przypadku maksymalne obciążenie linii nie przekracza 50%. Z kolei dla wielu transformatorów rozdzielczych SN/nn występuje znaczące przekroczenie znamionowego obciążenia. To oznacza, że jeżeli zakładany scenariusz stałby się realny, to należy wymienić część transformatorów na inne, o większej mocy.

Analizując opłacalność zastosowania krzyżowania żył powrotnych, wybrano jedną z bardziej obciążonych linii kablowych typu YHAKX, o długości 269 m i przekroju 120 mm<sup>2</sup>. Profil obciążenia oraz straty ponoszone w żyłach roboczych i żyłach powrotnych dla tej linii przedstawiono na rys. 9. Straty w żyłach powrotnych stanowią w tym przypadku ok. 19% strat ponoszonych w całej linii kablowej. Przyjmując dla uproszczenia jednakowy profil obciążenia dla całego roku, można obliczyć koszt strat energii ponoszonych w żyłach powrotnych. Po 30 latach pracy powyższej linii straty energii będą na poziomie 147,5 MWh, a koszt strat energii osiągnie wartość 44,25 tys. zł. Cała sieć Witomino zbudowana jest z blisko 15 km linii kablowych. Jeżeli przyjąć dla uproszczenia, że sieć SN Witomino wykonana jest z wykorzystaniem kabla YHAKX o przekroju 120 mm<sup>2</sup>, oraz zakładając profile obciążenia poszczególnych linii kablowych według profili zaprezentowanych na rys. 9, to roczne straty energii ponoszone w żyłach powrotnych w takiej sieci SN osiągną wartość 27,9 MWh, a koszt tych strat będzie na poziomie 8,37 tys. zł.



Rys. 8. Obciążenie linii SN w sieci Witomino w dniu 2 sierpnia 2017 roku z uwzględnieniem ładowania samochodów elektrycznych



Rys. 9. Straty ponoszone w żyłach roboczych i żyłach powrotnych w wybranej linii SN z uwzględnieniem ładowania samochodów elektrycznych; ŻR – żyły robocze; ŻP – żyły powrotne

## 5. Podsumowanie

Aktualnie w Polsce sieci SN budowane są przez operatorów sieci dystrybucyjnych z dużym zapasem przepustowości. Linie kablowe w tych sieciach pracują z żyłami powrotnymi uziemionymi z obu stron kabla. To oznacza, że indukują się prądy w żyłach powrotnych, które są źródłem dodatkowych strat energii. Jednym ze sposobów eliminacji prądów w żyłach powrotnych jest zastosowanie ich krzyżowania. Obecnie jednak, ze względu na nieopłacalność ekonomiczną, rozwiązanie to nie jest stosowane. Jednak przewidywany rozwój samochodów elektrycznych w Polsce pozwala sądzić, że nastąpią zmiany w profilach obciążenia dobowego w liniach sieci SN. Z drugiej strony instalowanie w stacjach rozdzielczych infrastruktury smart grid, pozwalającej na zdalny pomiar obciążenia transformatorów rozdzielczych SN/nn, umożliwi w przyszłości na relatywnie dokładne odwzorowanie obciążenia sieci SN. Dzięki czemu będzie możliwe dokładne oszacowanie opłacalności zastosowania krzyżowania dla silniej obciążonych linii SN. Świadczą o tym analizy przeprowadzone dla rzeczywistej sieci SN, w której pilotażowo zainstalowano infrastrukturę smart grid.

## Bibliografia

1. IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014.
2. CIGRE Working group B1.18, Special bonding of high voltage power cables, 2005.
3. Kable i przewody elektroenergetyczne SN i nn, ENERGA-OPERATOR Standard, 2011.
4. Kable i przewody elektroenergetyczne SN i nn, ENERGA-OPERATOR Standard, 2017.
5. Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych [online], <https://www.infor.pl/akt-prawny/DZU.2018.027.0000317,ustawa-o-elektromobilnosci-i-paliwach-alternatywnych.html> [dostęp: 10.06.2019].
6. Jakubowski J., Pasniewski M., Kibler M., Cross-bonding in middle voltage distribution grids, as a method of energy efficiency improvement, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, Germany, 6–9 June 2011.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 47–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

7. Lezhniuk P.D., Pijarski P., Buslavets O.A., Smart grid technologies in local electric grids, Conference on Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High Energy Physics Experiments, Wilga, Poland, May 28 – June 06. 2017.
8. Dobrzyński K. i in., Identification of the customer meter assignment to phases in LV grid. Selected issues of UPGRID project realization, IEEE 21st International Conference on Intelligent Engineering Systems (INES), Larnaca, Cyprus, 20–23 October 2017.
9. Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid [online], <http://upgrid.eu> [dostęp: 10.06.2019].

#### **Krzysztof Dobrzyński**

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl](mailto:krzysztof.dobrzynski@pg.edu.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1999). Stopień doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

#### **Zbigniew Lubośny**

prof. dr hab.

Politechnika Gdańska

e-mail: [zbigniew.lubosny@pg.edu.pl](mailto:zbigniew.lubosny@pg.edu.pl)

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie jest zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

#### **Jacek Klucznik**

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [jacek.klucznik@pg.edu.pl](mailto:jacek.klucznik@pg.edu.pl)

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktorski, a w 2018 roku stopień: dr hab. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

#### **Dominik Falkowski**

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: [dominik.falkowski@energa.pl](mailto:dominik.falkowski@energa.pl)

Absolwent Wydziału Elektroniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Doktorant na Politechnice Gdańskiej. Pracuje w Departamencie Innowacji ENERGA-OPERATOR SA. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt dotyczący wpływu inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów oraz przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA. Zainteresowania zawodowe: sieci inteligentne, rozwój systemu elektroenergetycznego oraz nowe technologie przesyłania i magazynowania energii.

#### **Janusz Grala**

mgr

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: [janusz.grala@energa.pl](mailto:janusz.grala@energa.pl)

Od 1993 roku jest zatrudniony w Grupie ENERGA, obecnie na stanowisku kierownika Biura Regionalnej Dyspozycji Mocy. Ukończył Uniwersytet Gdański, gdzie uzyskał tytuł magistra na Wydziale Ekonomii (2006). Uczestniczy w wielu projektach w dziedzinie wykorzystania nowoczesnych technologii w energetyce, w tym rozwiązań dla prac pod napięciem na sieciach nn i SN. Wdrażał jako pierwszy w Polsce nowoczesne technologie związane z automatyką FDIR (Fault Detection, Isolation and Restoration) oraz magazynami energii w celu pracy wyspowej sieci elektroenergetycznej. Jego zainteresowania zawodowe są związane z rozwojem nowoczesnych narzędzi wspomagających pracę dyspozytorów i rozwojem technologii smart grid w sieciach średniego i niskiego napięcia oraz zagrożeń, które mogą wystąpić w systemach elektroenergetycznych.

#### **Sławomir Noske**

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: [slawomir.noske@energa.pl](mailto:slawomir.noske@energa.pl)

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1990). Uzyskał tam także tytuł doktora nauk technicznych (2013). Ukończył studia menedżerskie MBA w Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów. Pracownik ENERGA-OPERATOR SA. Obecnie kierownik Biura Innowacji. Autor i współautor wielu publikacji i referatów wygłaszanych na konferencjach międzynarodowych oraz krajowych. Tematyka publikacji jego autorstwa dotyczy badań i diagnostyki linii kablowych oraz obszaru sieci inteligentnych.