

Selected Indicators of the National Distribution System Dependability

Author

Mirosław Kornatka

Keywords

dependability, power system

Abstract

The article discusses a significant problem, which is the analysis of the dependability of the national distribution system. The distribution of selected failure rates was analysed in two perspectives: dependability analysis at the local utility company level, and for the distribution power system. In the first part of the paper failure rates are analysed for five domestic utility companies. The second part presents an analysis of the distribution of SAIDI, SAIFI and MAIFI indicators for domestic distribution system operators in 2007–2012.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013403

Introduction

A power system (SEE) is one of the most important engineering systems developed and operated by man. The SEE primary role is reliable delivery of demanded electricity with the required quality to each customer. In market conditions the SEE operation and further development requires the assurance of quality energy supply to consumers in a commercially reasonable manner. The quality of electric power supply consists of: quality of supplied electricity, dependability of supply, and quality of customer service. The quality of supplied electricity and dependability of the supply is essentially determined by the SEE dependability [1]. Dependability of the entire SEE consists of the operability degrees of individual system components responsible for electricity generation, transmission and distribution to customers. Unfortunately, in general, the importance and role of individual SEE elements is visible only at the time when they do not perform their functions properly, for example when there is no electricity supply caused by a failure. Unexpected depriving consumers of electricity supply may cause serious damage to property, and constitute a threat to people and equipment.

Precise and unambiguous definition of dependability measures for each group of power equipment enables the identification of critical SEE items. This knowledge enables SEE performance improvement by way of upgrading the most failure-prone items, or use of newer technologies, thereby raising the dependability level of the entire SEE. Pursuant to current legal regulations, the domestic distribution system operators (DSOs) are responsible for the level of electricity supply dependability.

The ongoing changes in the energy sector can be seen both in terms of changes in the ways of organizing its operations, as well

as of a search for the best ways to improve the existing grid infrastructure's performance. Not without significance is the current issue of the SEE implementation based on Smart Grid premises. The dependability indicators most frequently determined for power distribution systems include: number of shutdowns in a certain period of time, total duration of interruptions in the supply of electricity in a specified time period, number of faulty equipment items (in each group), and SAIFI, SAIDI and MAIFI indicators widely used in international practice.

A very important problem encountered in the determination of grid dependability indicators is the lack of available data, due to the general absence of dependability services in utilities (ZE). Analyzing network failure, one should also be aware that this data is collected in a hierarchical manner, i.e. from individual energy districts (RE) to ZE headquarters, and then to the respective DSO branches. Typically only the averages of received dependability data are disclosed in reference publications. The lack of details of this data's distribution between individual ZE utility companies does not allow for a complete analysis of the issue.

This paper discusses the analysis of selected failure rates in two perspectives: dependability analysis as seen from the local utility company level, and for the entire domestic distribution power system. In the first part of the paper failure rates are analysed for five ZE utility companies operated by domestic DSOs. The second part presents an analysis of SAIDI, SAIFI and MAIFI indicators developed for the national distribution system on the basis of data posted on DSO websites in 2007–2012.

Selected standards and legislation concerning the dependability One of the documents explaining notions related to dependability issues is PN-N-50191 93 standard "Glossary of electrical

engineering terms. Dependability, quality of service” [2]. It defines the concept of dependability as a set of properties that describe a facility’s operability and affect it: reliability, maintainability, and assurance of means of maintenance. It should be emphasized that the term dependability is used in the standard for general and non-numeric description only. Availability is defined in the above standard as an object’s ability to maintain its condition that enables its fulfilling the functions required in given conditions, at a given time or in a given time interval, assuming that it is provided with necessary external resources. This ability depends collectively on the reliability, maintainability, and assurance of means of the object’s maintenance.

The most important piece of legislation on the energy sector is the document “Energy Law” of 10 April 1997 (Journal of Laws of 2012, item 1059) [3].

Art. 4 of the “Energy Law” imposes on DSOs an increased responsibility for the customer supply and its dependability: “(...) any power utility company involved in the transmission and distribution of fuels or energy to customers is required to maintain the ability of equipment, systems, and grids for the supply of the fuels or energy in a continuous and dependable manner, subject to compliance with effective quality requirements”.

Pursuant to provisions of Art. 9c of the “Energy Law”, a DSO is responsible, among other things, for: “(...) management of grid operation in the distribution grid in an efficient manner, while maintaining the required dependability of electricity supply and the quality thereof, and in cooperation with the power transmission system operator, in the area of coordinated 110 kV grid; operation, maintenance and repair of the distribution grid in a way that ensures the distribution system’s dependability”.

These provisions clearly define the importance of aspects related to the operational dependability of the power distribution system. Another piece of legislation is the Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007, which specifies detailed conditions of the power system operation [4]. Art. 40, defines the types and allowable durations of electricity supply interruptions.

Art. 41 of the regulation provides that: “Power distribution system operator shall make public on its website the following indicators on the duration of electricity supply interruptions:

- 1) System Average Interruption Duration Index SAIDI (...)
- 2) System Average Interruption Frequency Index SAIFI (...)
- 3) Momentary Average Interruption Frequency Index MAIFI (...)

These indices are defined in [4] as follows:

- System Average Interruption Duration Index (SAIDI), denominated in minutes per customer per year, i.e. the sum of the products of the interruption duration and the number of customers exposed to the effects thereof during the year, divided by the total number of customers served
- System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), i.e. the number of customers exposed to the effects of all the interruptions of this kind during the year, divided by the total number of customers served
- determined separately for planned and unplanned interruptions, taking into account interruptions that result from a catastrophic event, and without taking into account these interruptions

- Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI), i.e. the number of customers exposed to the effects of all momentary interruptions during the year, divided by the total number of customers served

Analysis of failure rates of grids in selected power utilities

Each ZE utility currently analyses the failures that occur in the SEE it operates. This is justified, not only because of the need to ensure continuity of energy supply to customers, but also for economic reasons. Undelivered energy constitutes economic losses for both the supplier and the customer. As follows from the first national benchmarking report [1], in Poland, unfortunately, none of the DSOs analyses the impact of energy supply interruption on losses and inconvenience incurred by the customer.

An analysis of failure rates in the five selected ZE utilities (2010) based on the data derived from G-10.5 form of is presented hereafter. The G-10.5 form is an annual report mandatory for each entity involved in the transmission and distribution of energy, and it contains sections on grid failure rates.

Calculations were made for the five selected domestic ZE utilities, marked hereafter with letters A to E, respectively. The lengths of overhead and cable line in MV and LV grids in the analysed utilities are presented in Tab. 1.

ZE utility grid	MV		LV	
	overhead lines	cable lines	overhead lines	cable lines
A	1,850 km	2,294 km	4,647 km	3,191 km
B	3,223 km	1,280 km	10,437 km	2,282 km
C	3,850 km	1,183 km	5,750 km	2,116 km
D	6,672 km	2,970 km	15,751 km	5,595 km
E	3,949 km	701 km	8,169 km	2,255 km

Tab. 1. Medium and low voltage grid lengths in the analysed utilities

Fig. 1 shows the numbers of customers supplied by each ZE utility.

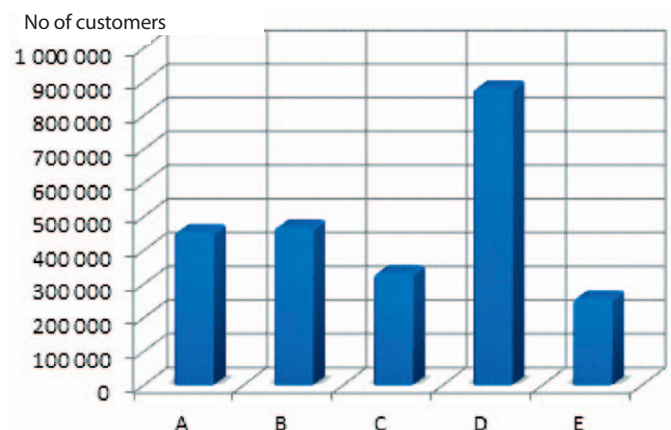


Fig. 1. Numbers of customers supplied by each ZE utility

This article analyses the failure rates divided into three main groups: medium voltage grid lines (MV), low voltage grid lines (LV), as well as MV/LV transformers. Due to the significant differences seen in the operation, failure rates of cable and overhead lines are considered separately.

Failure rates of overhead MV lines are determined as:

$$W_{SN_LN} = \frac{\text{number of MV overhead line faults}}{\text{total MV overhead line length [km]}} \times 100 \quad (1)$$

MV cable line failure rates are defined as:

$$W_{SN_LK} = \frac{\text{number of MV cable line faults}}{\text{total MV cable line length [km]}} \times 100 \quad (2)$$

The analysis was performed with the division into grids in urban areas and in rural areas. Fig. 2 shows the overhead MV line failure rates – W_{SN_LN} in each ZE utility.

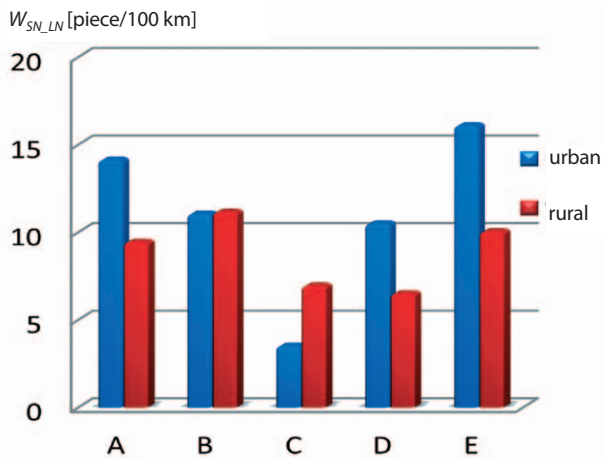


Fig. 2. Distribution of medium voltage overhead line failure rates in urban and rural areas

As follows from Fig. 2, the failure rates vary largely in different utilities. The lack of correlation between MV overhead line failure rates in rural and urban areas further justifies the need to analyse the dependency in each area separately. Average failure rate for an entire utility may not represent the actual condition of the grid.

Fig. 3 presents the failure rates per 100 km of MV cable lines in utilities A–E.

Cable lines in the analyzed grids represent only 11% of the length of all MV lines – while their importance for the power supply dependability in urban areas is essential. A replacement programme of the most fault-prone thermoplastic polyethylene insulated cables implemented by ZE utilities brings about tangible effects seen in the reduced number of their faults. The distribution of failure rates of the analyzed MV cables in each utility reflects the technological diversity of the cable lines operated. Some ZE utilities have already replaced the most fault-prone cable sections, while others are gradually implementing a policy of their modernization.

Transformers are the least fault-prone power equipment group. This applies especially to MV/LV transformers, which are not equipped with on-load tap changers.

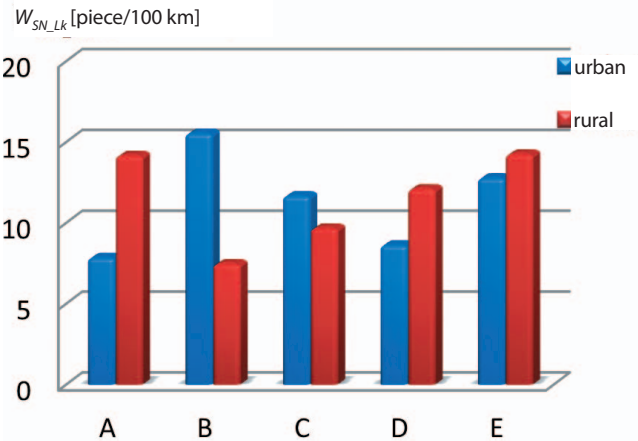


Fig. 3. Distribution of medium voltage cable line failure rates in urban and rural areas

MV/LV transformer failure rates are defined as:

$$W_{SN_Tr} = \frac{\text{number of MV/LV transformers faults}}{\text{number of MV/LV transformers}} \times 100 \quad (3)$$

Fig. 4 presents the failure rates per 100 MV/LV transformer units.

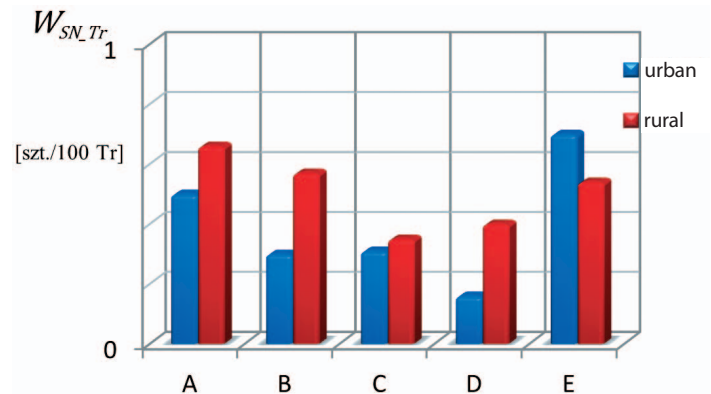


Fig. 4. Distribution of MV/LV transformer failure rates in urban and rural areas of each utility

The relatively small number of MV/LV transformers' failures, compared with the overhead and cable line failure rates, reflects their high dependability.

Similarly, the number of failures in low voltage grids was analysed, divided into urban and rural areas. Fig. 5 shows the distribution of the LV overhead line failure rates determined from the formula (4):

$$W_{mn_LN} = \frac{\text{number of LV overhead line faults}}{\text{total LV overhead line length [km]}} \times 100 \quad (4)$$

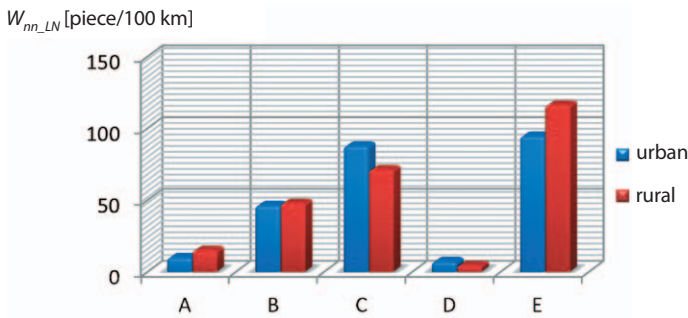


Fig. 5. Distribution of low voltage overhead line failure rates in urban and rural areas

The conditions of LV overhead lines in the analysed ZE utilities largely vary (from 5 faults per 100 km in utility D to more than 110 faults per 100 km in utility E). Although utility D serves the largest number of customers, and operates the largest length of LV overhead lines, the failure rate is the lowest there.

LV cable line failure rates are defined as:

$$W_{m_LK} = \frac{\text{number of LV cable line faults}}{\text{total LV cable line length [km]}} \times 100 \quad (5)$$

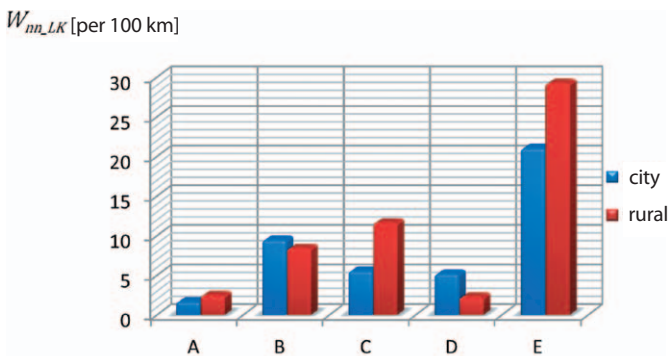


Fig. 6. Distribution of low voltage cable line failure rates in urban and rural areas

The differences in the numbers of LV network failures in each ZE utility arise from diverse technical conditions of the cable and overhead lines, as well as of all operated equipment. The higher failure rates of LV grids than MV grids result from less capital expenditures on their maintenance and upgrade. The actual current capital expenditures are not sufficient to raise their dependence.

The presented graphs show that the failure rates in utility E were by far the highest in the analysed year. This is due to the large number of random events of catastrophic nature that took place in this facility's operating area in 2010 (floods, storms, heavy snowfalls).

Analysis of dependability indices of selected utilities

Pursuant to Regulation [4] each DSO posts on its website indicators of duration of interruptions in electricity supply, determined

separately for planned and unplanned interruptions, inclusive and exclusive of catastrophic interruptions. As the previous analysis included all failures without excluding catastrophic interruption data, hereinafter presented are SAIDI, SAIFI, and MAIFI indicators in the analysed ZE utilities as disclosed in G-10.5 forms for the year 2010, inclusive of catastrophic interruptions. Fig. 7 shows the distribution of System Average Interruption Duration Indices, for planned and unplanned interruptions, inclusive of catastrophic events.

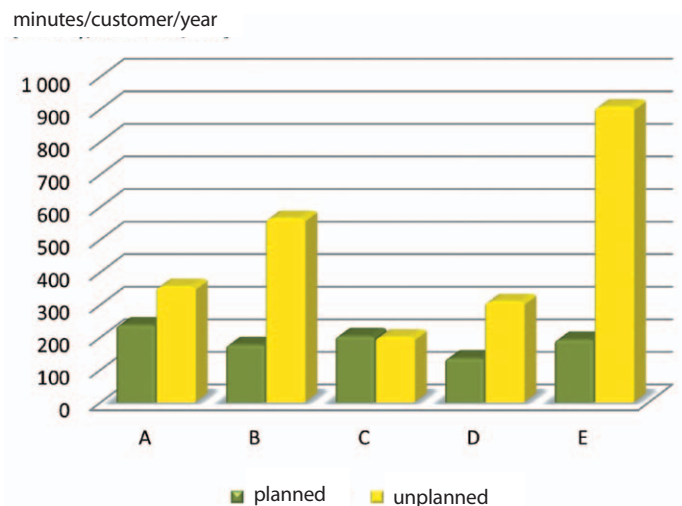


Fig. 7. Distribution of SAIDI indices for planned and unplanned interruptions

Fig. 8 shows the distribution of SAIFI indices, for planned and unplanned interruptions, inclusive of catastrophic events.

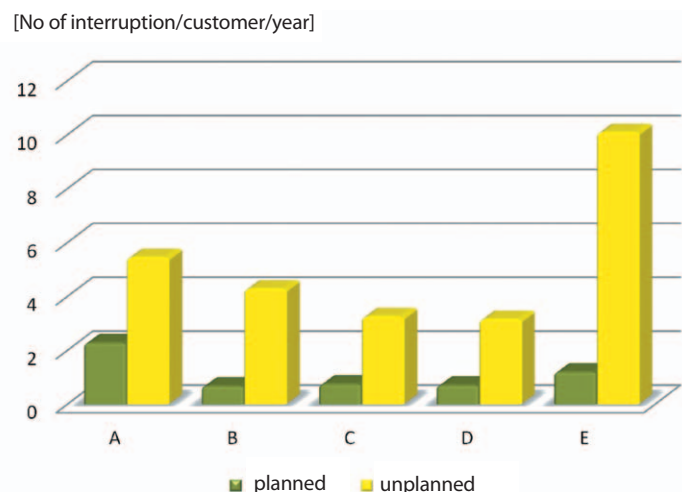


Fig. 8. Distribution of SAIFI indices for planned and unplanned interruptions in the analysed ZE utilities

Random events that took place in utility E's operating area are reflected in SAIDI and SAIFI indices for unplanned interruptions. The SAIDI and SAIFI indices in the other ZE utilities are comparable

(the data from each ZE facility presented in the previous graphs has been evidently averaged).

A significant drawback of these indicators is that they reflect the data for the average consumer, whether supplied by an overhead or cable line, located in an urban or rural area, and supplied from a LV, MC, or 110 kV grid.

Fig. 9 shows the distribution of MAIFI indices (for short interruptions lasting less than 3 minutes only).

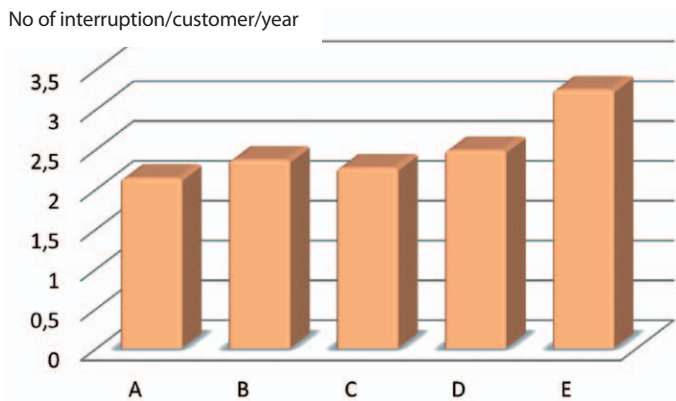


Fig. 9. Distribution of MAIFI indices of momentary interruptions in each ZE utility

Momentary interruptions are not as burdensome for most customers or as long as catastrophic interruptions, so their importance for customers in the overall dependability assessment is lower.

Analysis of dependability indices of domestic distribution system operators

The role of local electricity distributors is fulfilled by DSOs operating in the area. The number and scope of activities of individual operators evolved over the analysed years. This author has archived SAIDI and SAIFI indices for planned and unplanned interruptions, as well as MAIFI indices, ever since the Regulation [4] effective date. The SAIDI, SAIFI and MAIFI indices for 2007–2012 are analysed in the form of the histograms shown in Fig. 10–14.

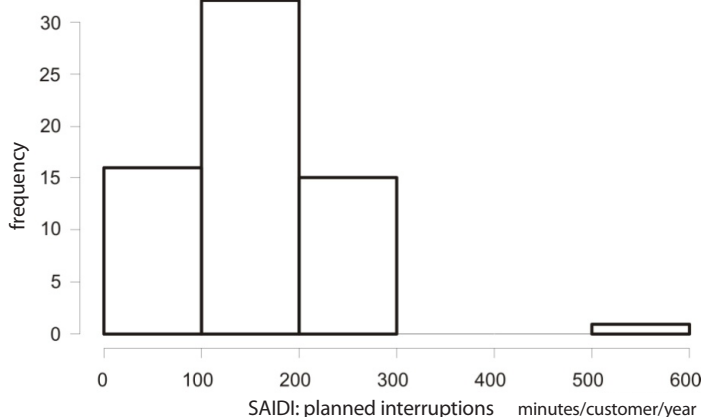


Fig. 10. Histogram of domestic DSOs' SAIDI distribution for planned interruptions

The dispersion of their values shown in Fig. 10 is related to the early period of the regulation [4], when the indices of various DSOs differed by as many as two orders of magnitude. In 2012 the SAIDI index for planned interruptions didn't exceed 200 minutes of electricity supply interruptions during the year, per the average customer supplied by an ODS.

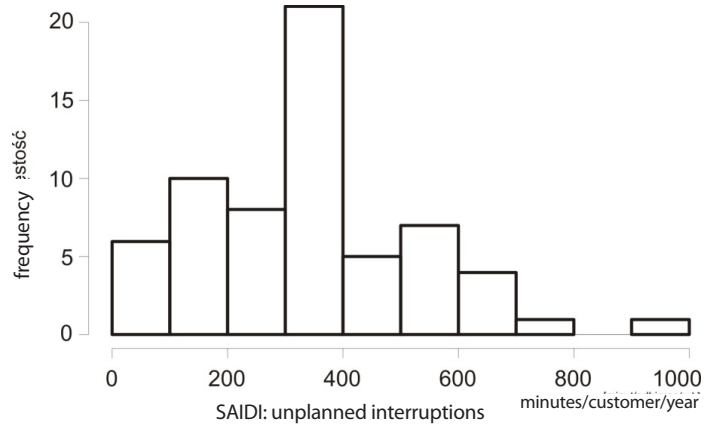


Fig. 11. Histogram of domestic DSOs' SAIDI distribution for unplanned interruptions inclusive of catastrophic events

As shown in Fig. 11, in the analysed period the DSOs most often indicated SAIDI indices for unplanned interruptions inclusive of catastrophic events as ca. 400 minutes/customer/year.

Besides the average interruption duration, also important for customers is the yearly average number of events involving electricity supply interruption. The distribution of SAIFI indices for planned interruption is shown in Fig. 12, and for unplanned interruptions in Fig. 13.

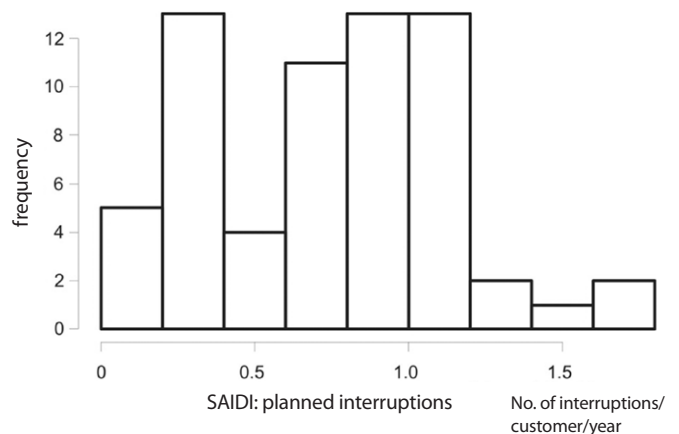


Fig. 12. Histogram of domestic DSOs' SAIFI distribution for planned interruptions

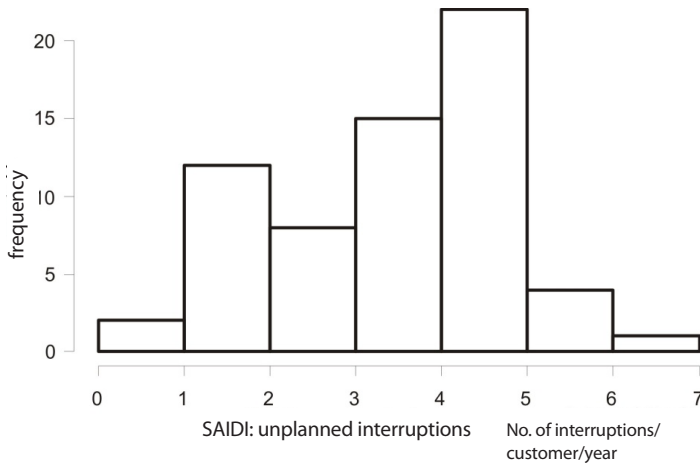


Fig. 13. Histogram of domestic DSOs' SAIFI distribution for unplanned interruptions inclusive of catastrophic events

The SAIFI index most often published by the DSOs for unplanned interruptions is four per year.

Fig. 14 shows the MAIFI distribution.

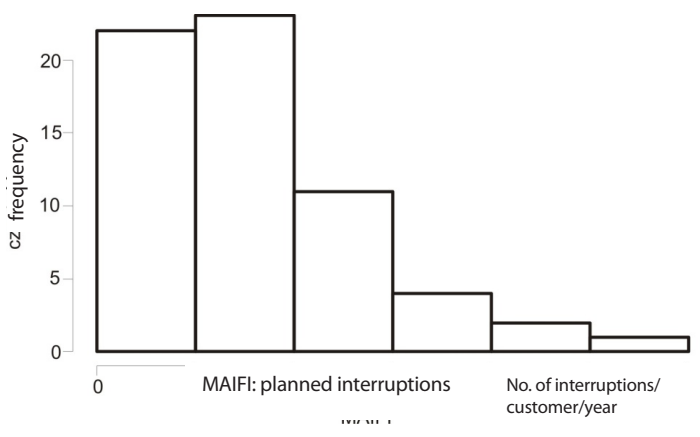


Fig. 14. Histogram of domestic DSOs' MAIFI momentary interruptions index distribution

The indices published by domestic DSOs are, unfortunately, unsatisfactory for most customers. According to the strategy

document: "Energy Security and the Environment" Perspective 2020 these indices should in 2020 amount to:

- SAIDI (for unplanned interruptions) – 200 minutes/customer/year
- SAIFI (for unplanned interruptions) – less than 1.5 interruptions/customer/year

Summary

This analysis of distribution grid failure rates and of dependence indices in the five analysed power utilities shows how different are the technical conditions prevailing in each of these.

An important issue is ongoing analysis of the dependence rates in each power region. Based on such analysis the most failure-prone power grids can be rationally modernised.

The SAIDI, SAIFI, and MAIFI indices posted by DSOs on their websites provide every customer with information on the degree of dependability of each operator's supplies. These indices also enable analyses of changes in the grid's dependability during its operation.

This analysis of the SAIDI, SAIFI, and MAIFI indices published by domestic distribution system operators in 2007–2012 when compared to the performance of other European operators doesn't inspire enthusiasm.

REFERENCES

1. First national benchmarking report on the quality of electricity supply to customers connected to transmission and distribution grids, Institute of Energy, Research and Development Unit, Gdańsk Department, 2009.
2. PN-93 N-50191 Glossary of electrical engineering terms. Dependability, quality of service
3. Regulation of the Minister of Economy, Energy Law, of 10 April 1997 (Journal of Laws of 2012, item 1059 of 25 September 2012).
4. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions for the power system operation (Journal of Laws No. 93, item 623 of 29 May 2007) together with the Regulation of the Minister of Economy of 9 September 2008 amending the Regulation on the detailed conditions for the power system operation (Journal of Laws No. 162, item 1005 of 21 August 2008).

Mirosław Kornatka

Częstochowa University of Technology

e-mail: kornatka@el.pcz.czest.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Częstochowa University of Technology. In 2006–2012 Head of Department of Electricity Transmission and System Automatic Controls, Institute of Electrical Power Engineering, Częstochowa University of Technology. At present Deputy Director of the Institute of Electrical Power Engineering, Częstochowa University of Technology. His research and teaching activities include dependability of the energy system and equipment, power system automatic protections, and relational database applications. Author and co author of over 50 research and educational publications.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 27–32. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wybrane wskaźniki niezawodnościowe krajowego systemu dystrybucyjnego

Autor

Mirosław Kornatka

Słowa kluczowe

Niezawodność, system elektroenergetyczny

Streszczenie

W artykule przedstawiono istotny problem, jakim jest analiza niezawodności krajowego systemu dystrybucyjnego. Przeprowadzono analizę rozkładu wybranych wskaźników awaryjności w dwóch ujęciach: analizę niezawodności wyznaczoną z poziomu zakładu energetycznego oraz dla dystrybucyjnego systemu energetycznego. W pierwszej części artykułu przedstawiono analizę awaryjności dla pięciu krajowych zakładów energetycznych. W drugiej części zaprezentowano analizę rozkładu wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI krajowych operatorów systemu dystrybucyjnego wyznaczonych z lat 2007–2012.

Wprowadzenie

System elektroenergetyczny (SEE) to jeden z najbardziej istotnych systemów inżynierskich opracowanych i eksploatowanych przez człowieka. Podstawową rolą SEE jest niezawodne dostarczanie zapotrzebowanej energii elektrycznej o wymaganych parametrach jakościowych dla poszczególnych odbiorców. W warunkach rynkowych eksploatacja SEE oraz planowanie dalszego jego rozwoju wymaga zapewnienia jakości dostaw energii odbiorcom w sposób ekonomicznie uzasadniony. Na jakość dostaw energii elektrycznej składa się: jakość dostarczanej energii elektrycznej, niezawodność zasilania oraz jakość obsługi klientów. O jakości dostarczanej energii elektrycznej oraz niezawodności jej dostaw zasadniczo decyduje niezawodność SEE [1]. Na niezawodność całego SEE składa się stopień funkcjonowania poszczególnych elementów systemu, odpowiedzialnych za produkcję, przesył i dystrybucję energii elektrycznej do odbiorców. Niestety, na ogół znaczenie i rola poszczególnych elementów SEE widoczna jest dopiero w momencie, kiedy nie realizują one swoich funkcji w sposób prawidłowy, np. podczas braku dostaw energii elektrycznej spowodowanej awarią. Nieoczekiwane pozbawienie odbiorców dostaw energii elektrycznej może być przyczyną poważnych strat materialnych oraz powstania niebezpieczeństwa dla ludzi i urządzeń.

Precyzyjne i jednoznaczne określenie miar niezawodnościowych poszczególnych grup urządzeń energetycznych daje możliwość określenia niewłaściwych miejsc SEE. Wiedza ta daje możliwość poprawy funkcjonowania SEE poprzez modernizację najbardziej awaryjnych urządzeń czy zastosowanie nowszych technologii, a tym samym podniesienia poziomu niezawodności całego SEE. Na podstawie obecnych regulacji prawnych to krajowi operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD) są odpowiedzialni za poziom niezawodności dostaw energii elektrycznej. Zachodzące obecnie zmiany w energetyce widoczne są zarówno w zakresie zmian sposobów organizacji jej funkcjonowania, jak również poszukiwania optymalnych metod poprawy funkcjonowania obecnej infrastruktury sieciowej. Nie bez znaczenia

jest również aktualne zagadnienie realizacji SEE według założeń sieci Smard Grid.

Dla elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych najczęściej wyznaczanymi wskaźnikami niezawodnościowymi są m.in.: liczba wyłączeń, jaka miała miejsce w określonym przedziale czasu, sumaryczny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej w określonym przedziale czasu, liczba uszkodzonych urządzeń (w poszczególnych grupach) czy powszechnie stosowane w międzynarodowej praktyce wskaźniki SAIFI, SAIDI i MAIFI.

Bardzo istotnym problemem napotykanym przy wyznaczeniu wskaźników dotyczących niezawodności sieci jest brak dostępnych danych, wynikający z powszechnego braku służb niezawodnościowych w zakładach energetycznych (ZE). Analizując awaryjność sieci, należy również mieć świadomość, że są to dane zbierane w sposób hierarchiczny, tzn. z poszczególnych rejonów energetycznych (RE) do central ZE i następnie do odpowiednich oddziałów OSD. W literaturze przedmiotowej podawana jest na ogół tylko wartość średnia otrzymanych danych niezawodnościowych. Brak informacji o rozkładzie uzyskanych wartości dla poszczególnych ZE nie pozwala na pełną analizę zagadnienia.

W artykule przedstawiono analizę wybranych wskaźników awaryjności w dwóch ujęciach: analizę niezawodności widzianą z poziomu zakładu energetycznego oraz dla całego krajowego systemu dystrybucyjnego. W pierwszej części artykułu przedstawiono analizę awaryjności pięciu wybranych ZE krajowych OSD. W drugiej części zaprezentowano analizę wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI krajowego systemu dystrybucyjnego opracowanego na podstawie danych zamieszczanych na stronach internetowych OSD na przestrzeni lat 2007–2012.

Wybrane normy i akty prawne dotyczące niezawodności

Jednym z dokumentów wyjaśniających pojęcia dotyczące zagadnień niezawodności jest norma PN-93 N-50191 „Słownik terminologiczny elektryki. Niezawodność, jakość usługi” [2]. Definiuje ona pojęcie niezawodności (ang. *dependability*) jako zespół

właściwości, które opisują gotowość obiektu i wpływające na nią: nieuszkodzalność, obsługiwalność i zapewnienie środków obsługi. Należy podkreślić, że termin niezawodność jest używany w normie tylko do ogólnego nieliczbowego opisu. Gotowość; dyspozycyjność (ang. *availability*) zdefiniowano w powyższej normie jako zdolność obiektu do utrzymywania się w stanie umożliwiającym wypełnianie wymaganych funkcji w danych warunkach, w danej chwili lub w danym przedziale czasu, przy założeniu, że są dostarczone wymagane środki zewnętrzne. Zdolność ta zależy łącznie od nieuszkodzalności, obsługiwalności i zapewnienia środków obsługi obiektu.

Najważniejszym aktem prawnym dotyczącym sektora energetycznego jest dokument „Prawo energetyczne” z 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2012, poz. 1059) [3].

Art. 4 „Prawa energetycznego” nakłada na OSD zwiększoną odpowiedzialność za zasilanie odbiorców oraz niezawodność dostawy: „(...) przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii do odbiorców mają obowiązek utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji dostaw paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych”.

Na podstawie mocy zapisów zawartych w art. 9c „Prawa energetycznego” OSD jest odpowiedzialny m.in. za: „(...) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV; eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego”.

Przytoczone zapisy jednoznacznie definiują wagę aspektów związanych z niezawodnością działania elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego.

Kolejnym aktem prawnym jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r., który informuje o szczególnych warunkach funkcjonowania systemu

elektroenergetycznego [4]. Art. 40, określa m.in. rodzaje oraz dopuszczalne czasy trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

W art. 41 powyższego rozporządzenia zapisano: „Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej SAIDI (...)
- 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich SAIFI (...)
- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich MAIFI (...)

Wskaźniki te zdefiniowano w [4] następująco:

- wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców
- wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw
- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Analiza awaryjności sieci wybranych zakładów energetycznych

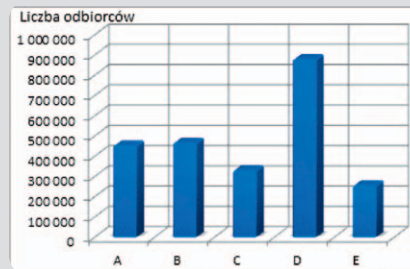
Każdy ZE na bieżąco analizuje awarie, jakie zachodzą w eksploatowanym przez niego SEE. Jest to uzasadnione, nie tylko ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości dostaw energii odbiorcom ale również ze względów ekonomicznych. Niedostarczona energia to ekonomiczne straty zarówno dla dostawcy i odbiorcy. Jak wynika z pierwszego krajowego raportu benchmarkingowego [1], w Polsce żaden z OSD niestety nie analizuje wpływu przerw dostaw energii na straty i uciążliwości ponoszone przez odbiorców.

Na podstawie danych pochodzących z formularza G-10.5 przedstawiono w dalszej części artykułu analizę wskaźników uszkodzeń dla pięciu wybranych ZE (2010). Formularz G-10.5, jest obowiązkowym sprawozdaniem rocznym dla każdego podmiotu zajmującego się przesyłem i dystrybucją energii, zawiera między innymi działy dotyczące awaryjności sieci. Obliczenia przeprowadzono dla pięciu wybranych krajowych ZE, oznaczonych w dalszej części artykułu odpowiednio literami od A do E. Długości linii napowietrznych i kablowych sieci średniego oraz niskiego napięcia analizowanych zakładów przedstawiono w tab. 1.

Sieć ZE	średniego napięcia		niskiego napięcia	
	linie napowietrzne	linie kablowe	linie napowietrzne	linie kablowe
A	1 850 km	2 294 km	4 647 km	3 191 km
B	3 223 km	1 280 km	10 437 km	2 282 km
C	3 850 km	1 183 km	5 750 km	2 116 km
D	6 672 km	2 970 km	15 751 km	5 595 km
E	3 949 km	701 km	8 169 km	2 255 km

Tab. 1. Długości sieci średniego i niskiego napięcia analizowanych zakładów energetycznych

Na rys. 1 przedstawiono liczbę odbiorców zasilanych przez poszczególne ZE.



Rys. 1. Liczba odbiorców zasilanych przez poszczególne zakłady energetyczne

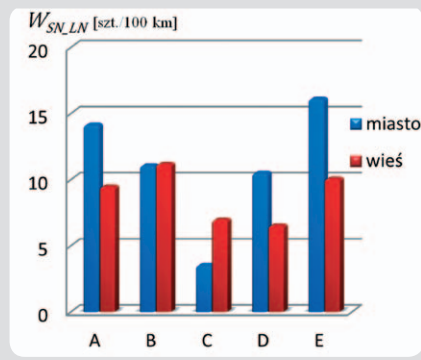
W artykule przeprowadzono analizę awaryjności z podziałem na trzy zasadnicze grupy: linie sieci średniego napięcia (SN), linie sieci niskiego napięcia (nn), jak również transformatory SN/nn. Ze względu na istotne różnice, widoczne podczas eksploatacji, oddzielnie rozpatrywano awaryjność dla linii kablowych i napowietrznych. Wskaźniki uszkodzeń dla linii napowietrznych SN wyznaczano jako:

$$W_{SN_LN} = \frac{\text{liczba uszkodzeń linii napowietrznych SN [szt.]}}{\text{całkowita długość linii napowietrznych [km]}} \cdot 100 \quad (1)$$

Wskaźniki uszkodzeń dla linii kablowych SN zdefiniowano jako:

$$W_{SN_Lk} = \frac{\text{liczba uszkodzeń linii kablowych SN [szt.]}}{\text{całkowita długość linii kablowych [km]}} \cdot 100 \quad (2)$$

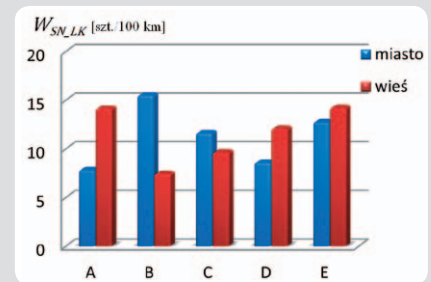
Analizę przeprowadzono z podziałem na sieci znajdujące się na obszarach miejskich oraz na obszarach wiejskich. Na rys. 2 przedstawiono wskaźnik uszkodzeń linii napowietrznych SN – dla poszczególnych ZE.



Rys. 2. Rozkład wartości wskaźników uszkodzeń linii napowietrznych średniego napięcia z podziałem na obszar miejski i obszar wiejski

Jak wynika z rys. 2, występują duże różnice wartości wskaźników uszkodzeń dla poszczególnych zakładów. Brak korelacji pomiędzy awaryjnością linii napowietrznych SN, znajdujących się na obszarach wiejskich i miejskich, dodatkowo uzasadnia celowość indywidualnego analizowania niezawodności dla poszczególnych obszarów. Podawanie tylko wartości średniej awaryjności dla całego zakładu może nie oddawać rzeczywistego stanu tych sieci.

Na rys. 3 przedstawiono wartości wskaźników uszkodzeń wyznaczony na 100 km linii kablowych średniego napięcia dla zakładów A–E.



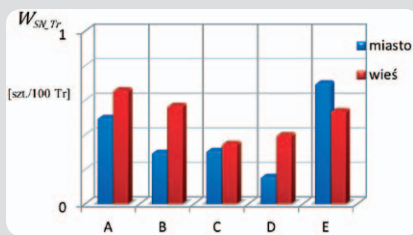
Rys. 3. Rozkład wartości wskaźnika uszkodzeń linii kablowych średniego napięcia z podziałem na obszar miejski i wiejski

Linie kablowe w analizowanych sieciach stanowią tylko 11% długości wszystkich linii SN – natomiast znaczenie ich dla niezawodności zasilania obszarów miejskich jest zasadnicze. Realizowany przez ZE program wymiany najbardziej awaryjnych kabli z izolacją z polietylenu termoplastycznego daje wymierne efekty, widoczne w zmniejszeniu liczby ich awarii. Rozkład awaryjności analizowanych kabli SN poszczególnych zakładów odzwierciedla różnorodność technologiczną eksploatowanych linii kablowych. Część ZE wymieniła już najbardziej awaryjne odcinki kabli, pozostali realizują sukcesywnie politykę ich modernizacji. Transformatory stanowią najmniej awaryjną grupę urządzeń elektroenergetycznych. Dotyczy to zwłaszcza transformatorów SN/nn, które nie są wyposażone w podobieżeniowe przelączniki zaczerpów.

Wskaźnik uszkodzeń transformatorów SN/nn zdefiniowano jako:

$$W_{SN_Tr} = \frac{\text{liczba uszkodzeń transformatorów SN/nn}}{\text{całkowita liczba transformatorów SN/nn}} \cdot 100 \quad (3)$$

Na rys. 4 przedstawiono wskaźnik uszkodzeń, podawany w przeliczeniu na 100 sztuk transformatorów SN/nn.

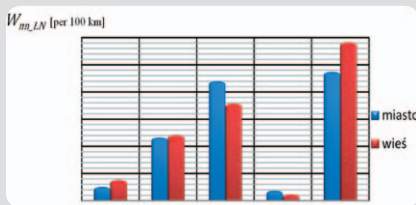


Rys. 4. Rozkład wartości wskaźnika uszkodzeń transformatorów SN/nn z podziałem na obszar ich eksploatacji

Stosunkowo mała liczba awarii transformatorów SN/nn, w porównaniu z awaryjnością linii napowietrznych i kablowych, świadczy o ich dużej niezawodności.

Analogicznie przeprowadzono analizę liczby awarii dla sieci niskiego napięcia, z podziałem na obszar miejski i obszar wiejski. Na rys. 5 przedstawiono rozkład wskaźnika uszkodzeń linii napowietrznych nn wyznaczony na podstawie zależności (4):

$$W_{nn_LN} = \frac{\text{liczba uszkodzeń linii napowietrznych nn [szt.]}}{\text{całkowita długość linii napowietrznych nn [km]}} \cdot 100 \quad (4)$$

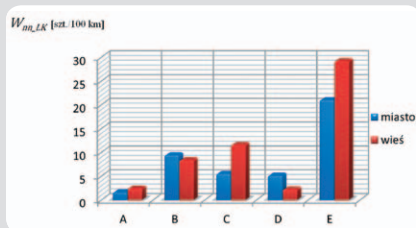


Rys. 5. Rozkład wartości wskaźnika uszkodzeń dla linii napowietrznej niskiego napięcia z podziałem na obszar miejski i wiejski

Stan linii napowietrznych nn badanych ZE jest bardzo różny (od 5 uszkodzeń dla 100 km linii zakładu D do ponad 110 uszkodzeń przypadających na 100 km linii zakładu E). Pomimo że zakład D odsluguje najwięcej odbiorców i posiada największą długość linii napowietrznej nn, ma również najmniejszą wartość wskaźnika uszkodzeń.

Wskaźnik uszkodzeń dla linii kablowych nn zdefiniowano jako:

$$W_{nn_LK} = \frac{\text{liczba uszkodzeń linii kablowych nn [szt.]}}{\text{całkowita długość linii kablowych nn [km]}} \cdot 100 \quad (5)$$



Rys. 6. Rozkład wartości wskaźnika uszkodzeń dla linii kablowej niskiego napięcia z podziałem na miasto i wieś

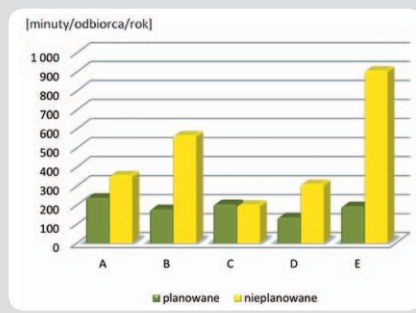
Różnice w liczbie uszkodzeń sieci nn dla poszczególnych ZE wynikają z różnorodnego stanu technicznego linii kablowych i napowietrznych, jak również całej eksploatowanej aparatury. Większa awaryjność sieci nn w stosunku do sieci SN uwarunkowana jest faktem, że są one mniej doinwestowane. Bieżące inwestycje nie wpływają

w wystarczającym stopniu na podniesienie poziomu ich niezawodności.

Z przedstawionych wykresów wynika, że zakład E posiada w analizowanym roku zdecydowanie największą awaryjność. Jest to spowodowane dużą liczbą zjawisk losowych o charakterze katastrofalnym, jakie miały miejsce na terenie tego zakładu w roku 2010 (podtopienia, nawałnice, intensywne opady śniegu).

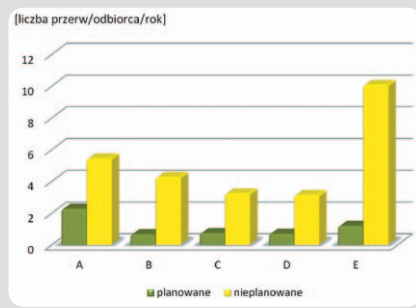
Analiza wskaźników niezawodnościowych dla wybranych zakładów energetycznych

Zgodnie z rozporządzeniem [4] każdy OSD podaje na swojej stronie internetowej wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw. Ponieważ dotychczasowa analiza dotyczyła wszystkich uszkodzeń, bez wyłączenia danych dotyczących przerw katastrofalnych, w dalszej części artykułu przedstawiono wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI analizowanych ZE podanych w formularzu G-10.5 za rok 2010 łącznie z przerwami katastrofalnymi. Na rys. 7 przedstawiono rozkład wartości wskaźnika przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej i nieplanowej, długiej i bardzo długiej wraz z przerwami katastrofalnymi.



Rys. 7. Rozkład wartości wskaźnika SAIDI z podziałem na przerwy planowane oraz nieplanowane

Na rys. 8 przedstawiono rozkład wartości wskaźnika SAIFI dla przerw planowanych oraz nieplanowanych (zawiera przerwy długie, bardzo długie oraz przerwy katastrofalne).



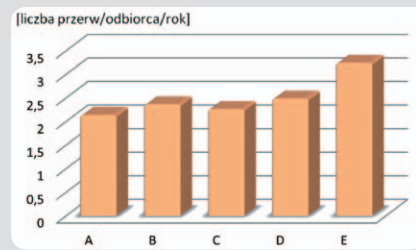
Rys. 8. Rozkład wartości wskaźnika SAIFI otrzymanych w badanych ZE z podziałem na przerwy planowane oraz nieplanowane

Zjawiska losowe, jakie miały miejsce na obszarze zakładu E, mają swoje odzwierciedlenie w wartości wskaźników SAIDI i SAIFI

dla przerw nieplanowanych. Pozostałe ZE mają porównywalne wartości wskaźników SAIDI i SAIFI (widoczne jest uśrednianie wartości danych poszczególnych ZE prezentowanych na wcześniejszych wykresach).

Istotną wadą tych wskaźników jest fakt, że określają one dane dotyczące przeciętnego odbiorcy, niezależnie czy zasilany on jest z linii napowietrznej czy kablowej, czy znajduje się na obszarze miejskim czy wiejskim, czy zasilany jest z sieci nn, SN czy 110 kV.

Na rys. 9 przedstawiono rozkład wartości wskaźnika MAIFI (dotyczy tylko przerw krótkich trwających krócej niż 3 minuty).

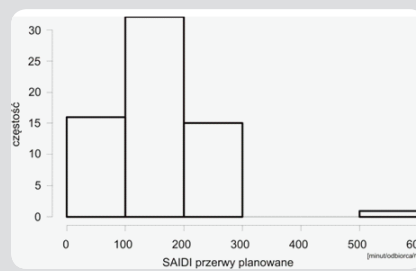


Rys. 9. Rozkład wartości wskaźnika przerw krótkich MAIFI poszczególnych ZE

Przerwy krótkie nie są tak uciążliwe dla większości odbiorców jak przerwy długie czy katastrofalne, dlatego ich znaczenie dla odbiorców w ogólnej ocenie niezawodności jest mniejsze.

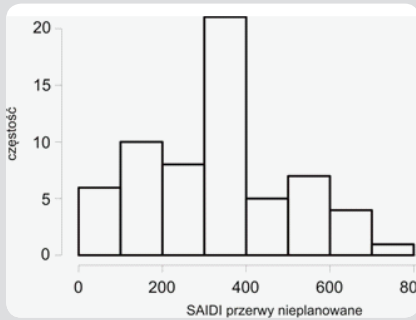
Analiza wskaźników niezawodnościowych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych

Rolę lokalnych dystrybutorów energii elektrycznej pełni OSD występujący na danym obszarze. Liczba i zakres działania poszczególnych operatorów zmieniały się na przestrzeni analizowanych lat. Autor od początku obowiązywania rozporządzenia [4] archiwizował dane dotyczące wartości współczynników SAIDI, SAIFI planowanych i nieplanowanych oraz wskaźnika MAIFI. Analizę zebranych wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI za lata 2007–2012 przedstawiono za pomocą histogramów na rys. 10–14.



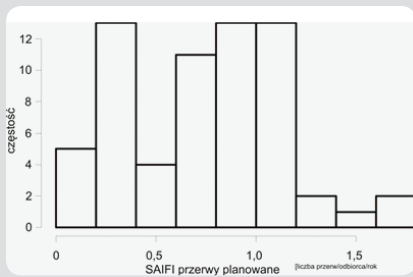
Rys. 10. Histogram rozkładu wartości wskaźnika SAIDI krajowych OSD dla przerw planowanych

Widoczny na rys. 10 rozrzut ich wartości związany jest z początkowym okresem obowiązywania rozporządzenia [4], gdzie wartości pomiędzy poszczególnymi OSD różniły się aż o dwa rzędy wielkości. W 2012 roku wartość wskaźnika SAIDI przerw planowanych nie przekraczała 200 minut czasu trwania przerwy dostaw energii elektrycznej w ciągu roku, przypadających na statystycznego odbiorcę OSD.

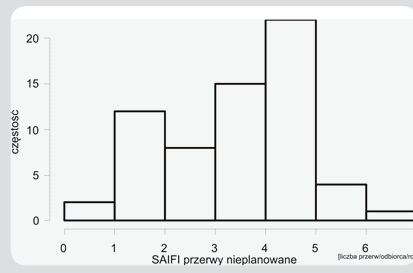


Rys. 11. Histogram rozkładu wartości wskaźnika SAIDI krajowych OSD dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem zjawisk katastrofalnych

Jak widać na rys. 11, najczęściej OSD w analizowanym okresie podawali wartość wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem zjawisk katastrofalnych ok. 400 minut/odbiorcę/rok. Oprócz czasu trwania przeciętnej przerwy ważne jest też dla odbiorcy, ile przeciętnie razy w ciągu roku będzie pozbawiony dostaw energii elektrycznej. Rozkład wartości wskaźnika SAIFI dla przerw planowanych przedstawiono na rys. 12 oraz dla przerw nieplanowanych na rys. 13.

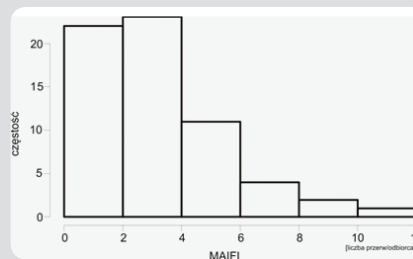


Rys. 12. Histogram rozkładu wartości wskaźnika SAIFI krajowych OSD dla przerw planowanych



Rys. 13. Histogram rozkładu wartości wskaźnika SAIFI krajowych OSD dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem zjawisk katastrofalnych

Najczęściej podawana przez OSD wartość wskaźnika SAIFI przerw nieplanowanych to cztery przerwy w ciągu roku. Na rys. 14 przedstawiono rozkład wartości wskaźnika MAIFI.



Rys. 14. Histogram rozkładu wartości wskaźnika przerw krótkich MAIFI krajowych OSD

Wartości wskaźników podawanych przez krajowych OSD, niestety, nie są dla większości odbiorców zadowalające. Zgodnie z dokumentem: Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko” Perspektywa 2020 r. - wartości powyższych wskaźników, jakie mają osiągać krajowi OSD w 2020 r., powinny odpowiednio wynosić: SAIDI (dla przerw nieplanowanych) – 200 minut/odbiorca/rok SAIFI (dla przerw nieplanowanych) – poniżej 1,5 przerwy/odbiorca/rok.

Podsumowanie

Przeprowadzona analiza awaryjności sieci dystrybucyjnych oraz wskaźników niezawodnościowych dla pięciu badanych zakładów energetycznych przedstawia, jak różny jest stan techniczny poszczególnych zakładów energetycznych.

Istotnym zagadnieniem jest systematyczne prowadzenie analiz niezawodności poszczególnych regionów energetycznych. Na podstawie powyższych analiz możliwa będzie racjonalna modernizacja sieci energetycznej o największej awaryjności.

Zamieszczane na stronach internetowych OSD wskaźniki SAIDI, SAIFI, MAIFI umożliwiają uzyskanie przez każdego odbiorcę informacji o stopniu niezawodności dostarczanej energii poszczególnych operatorów. Wskaźniki te dają również możliwość analizy zmian niezawodnościowej sieci w czasie ich eksploatacji.

Przeprowadzona analiza wartości wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI z lat 2007–2012 krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych w porównaniu do wartości wskaźników uzyskiwanych przez innych europejskich operatorów nie budzi entuzjazmu.

Bibliografia

1. I krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, Instytut Energetyki, Jednostka Badawczo-Rozwojowa, Oddział Gdańsk 2009.
2. PN-93 N-50191 Słownik terminologiczny elektryki. Niezawodność, jakość usługi.
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 (Dz.U. z 2012, poz. 1059 z 25.09.2012).
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007) wraz z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 9 września 2008 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 162, poz. 1005 z 21 sierpnia 2008).

Mirosław Kornatka

dr inż.

Politechnika Częstochowska

e-mail: kornatka@el.pcz.czest.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Częstochowskiej. W latach 2006–2012 kierownik Zakładu Przesyłu Energii Elektrycznej i Automatyki Systemowej w Instytucie Elektroenergetyki PCz. Obecnie zastępca dyrektora Instytutu Elektroenergetyki PCz. W pracy naukowej i dydaktycznej zajmuje się m.in. niezawodnością systemu energetycznego i urządzeń, elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową oraz zastosowaniem relacyjnych baz danych. Autor lub współautor ponad 50 publikacji naukowo-dydaktycznych.