

DOI: 10.5604/20830157.1148046

BENCHMARKING W ELEKTROENERGETYCZNYCH SYSTEMACH DYSTRYBUCYJNYCH

Mirosław Dechnik, Szczepan Moskwa

Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

Streszczenie. Artykuł prezentuje analizę stosowanych wskaźników niezawodności zasilania w strukturach elektroenergetycznych Polski i Europy, w kontekście benchmarkingu na poziomie funkcjonalnym i operacyjnym, której celem jest wskazanie optymalnych metod oceny i ocena możliwości wskazania wartości referencyjnych. Ponadto wskazano wpływ struktury sieciowej na wartości aktualnie stosowanych wskaźników niezawodności zasilania.

Słowa kluczowe: jakość zasilania, niezawodność systemów zasilania, benchmarking, zarządzanie jakością

BENCHMARKING OF POWER DISTRIBUTION SYSTEMS

Abstract. The article presents an analysis of the reliability indicators used in the electric power systems structures of Polish and Europe, in the context of benchmarking at the level of functional and operational, the aim of which is to identify optimal methods for assessing and evaluating the possibility of indicating the reference values. In addition, noted the impact of electricity grid structure on the value of the currently used indicators of reliability.

Keywords: quality management, power system reliability, power quality, benchmark testing

Wstęp

Powszechnie wykorzystywanie energii elektrycznej w otaczającym nas świecie spowodowało, iż pełni ona niezmiernie ważną rolę w wielu dziedzinach życia. Tą szczególną funkcję zawdzięcza swoim bardzo korzystnym właściwościom, związanym z przesyłem, rozdziałem i możliwością przetwarzania na inne formy energii potrzebne w danym miejscu, takie jak energia cieplna, świetlna, mechaniczna, itp.

Analogicznie jak w każdej dziedzinie techniki tak również w elektroenergetyce stosowane są coraz nowsze systemy zarządzania jakością. W przypadku dostaw energii elektrycznej jest to głównie jakość zasilania, na którą składają się zarówno parametry samej energii jak również ciągłość i niezawodność zasilania, a także jakość obsługi odbiorców. Warto podkreślić, że nie można utożsamiać jakości zasilania energią elektryczną z jakością energii elektrycznej, gdyż pierwszy termin dotyczy oceny jakości realizacji procesu dostaw towaru, a drugi odnosi się do istotnych parametrów jakościowych dostarczonego towaru, jakim jest energia elektryczna

Zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej wytwarzanej w węzłach wytwórczych, aż do miejsc jej odbioru jest podstawowym zadaniem sieci elektroenergetycznej. Wyłączenia zasilania są zawsze niepożądane i mogą nieść ze sobą bardzo poważne konsekwencje w postaci szkód i strat materialnych oraz społecznych, a nawet zagrożenia bezpieczeństwa ludzi. Ponieważ niemożliwe jest zbudowanie całkowicie niezawodnej sieci elektroenergetycznej, konieczne jest podjęcie działań mających na celu minimalizację skutków awarii, a więc poprawę jakości zasilania [24].

Przerwa w dostawie energii elektrycznej może wystąpić w każdej chwili, a czas jej trwania może wynosić od ułamków sekundy do kilku godzin lub nawet dni (w przypadkach skrajnych), a ponad 90% przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców jest powodowane wyłączeniami występującymi w lokalnym systemie dystrybucyjnym [2]. Z kolei awarie występujące w obszarze generacji i przesyłu energii, choć zdarzają się sporadycznie, często mają bardzo poważne konsekwencje ze względu na rozległość obszaru objętego wyłączeniem. Wyłączenia występujące w zasilaniu odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, ze względu na specyfikę sieci – strukturę i promieniowy układ pracy – dotyczą zazwyczaj dużej liczby odbiorców. Czas trwania przerw w zasilaniu odbiorców jest zależny głównie od zastosowanej automatyki sieciowej i możliwości wykonania przełączeń oraz szybkości lokalizacji i usunięcia awarii [6].

Na pracę sieci elektroenergetycznych ma wpływ bardzo wiele zmiennych czynników co powoduje trudną predykcję niezawodności zasilania. Ocena *post factum* stanu technicznego i porównanie między sobą różnych obszarów, w celu oceny

realnej możliwości poprawy jakości zasilania, również jest niejednokrotnie ciężka. Dlatego też w artykule dokonano przeglądu stosowanych w kraju i za granicą przez operatorów systemów dystrybucyjnych wskaźników niezawodności zasilania.

1. Benchmarking – wskaźniki niezawodnościowe w energetyce

Benchmarking, którego celem jest m.in. optymalizacja procesu, strategii eksploatacji elektroenergetycznych struktur sieciowych poprzez ich porównywanie z liderami rynku, a także identyfikacja aspektów, które w ten sposób można lepiej rozwijać, jest jedną z metod zarządzania jakością zasilania. *Benchmarking* może być stosowany na trzech poziomach [20]:

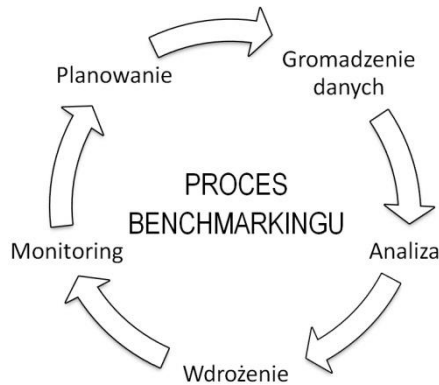
- funkcjonalnym, gdzie dokonywana jest analiza aspektów istotnych dla całego przedsiębiorstwa. Tego typu *benchmarking* jest stosowany, gdy organizacja porównuje się z partnerami z różnych branż lub sektorów, w celu opracowania sposobów optymalizacji podobnych funkcji u siebie.
- operacyjnym, gdzie dokonywana jest analiza poszczególnych jednostek organizacyjnych;
- strategicznym, gdzie dokonywana jest analiza aspektów związanych ze strategią firmy. Analizowane są strategie długoterminowe i ogólne podejścia skutecznie wdrożone w innych firmach. Tego typu *benchmarking* może obejmować badanie kompetencji, zmiany w ofercie produktów lub usług, dodawanie nowych usług do oferty, itp. W tego typu *benchmarkingu*, czas wdrażania wyników jest dosyć długi.

Istnieje wiele podejść do *benchmarkingu* i nie istnieją dokładnie określone zasady przeprowadzania tego procesu. W ujęciu ogólnym, etapy procesu *benchmarkingu* zostały przedstawione na rysunku 1.

Analizowane wskaźniki niezawodnościowe stosowane w elektroenergetyce mają charakter operacyjny w ujęciu poszczególnych jednostek firm, jak również całości przedsiębiorstw. Możliwość porównywania wartości mierzonych i wyznaczanych (obliczanych) tymi samymi metodami pozwala na analizę stosowanych wskaźników jako *benchmarkingu* i jednocześnie wykorzystanie ich w ujęciu strategicznym przy planowaniu prac modernizacyjnych i remontowych w przedsiębiorstwie.

Aby móc korzystać z *benchmarkingu* należy wskazać wskaźniki referencyjne, pozwalające w jednoznaczny sposób ocenić poziom niezawodności zasilania i określić metodykę ich wyznaczania. Ogólną miarą pewności zasilania jest prawdopodobieństwo bezprzerwowego zasilania odbiorców w określonym czasie. Jako kryterium oceny poziomu niezawodności zasilania przyjmuje się wartości wskaźników, charakteryzujących zadania realizowane przez sieć. Poszczególne

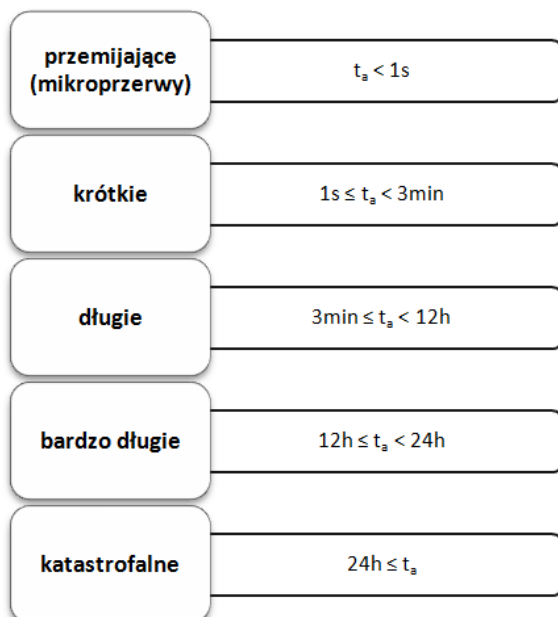
wskaźniki niezawodności bazują na wartościach charakteryzujących zaistniałe przerwy w zasilaniu np. czasie awarii, liczbie odbiorców objętych awarią, niedostarczonej do odbiorców mocy lub energii. Wskaźniki te, w zależności od obszaru, dla którego są wyznaczane, mogą być pomocne w ocenie ciągłości dostaw energii elektrycznej dla całego kraju, regionu, obszaru danego operatora sieci, a także poszczególnych obwodów zasilających lub odbiorców indywidualnych. Bazująca na wskaźnikach referencyjnych ocena poziomu pewności zasilania pozwala na wskazanie możliwych do optymalizacji obszarów [7, 12, 14].



Rys. 1. Etapy procesu benchmarkingu [22]

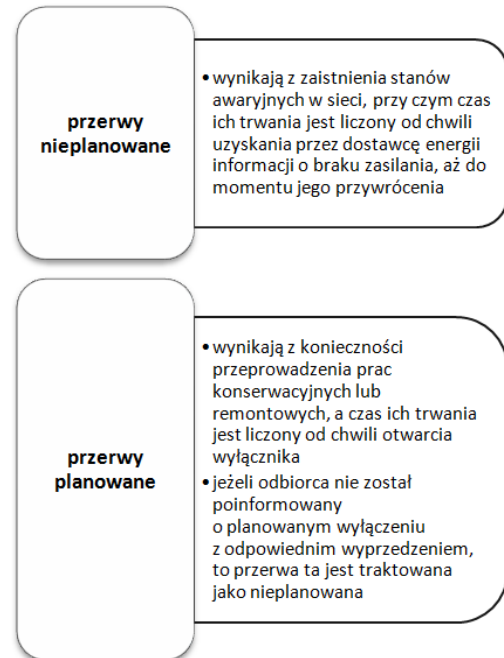
2. Przerwy w zasilaniu

Niektóre przerwy są krótkotrwałe, ponieważ zakłócenia są przemijające i zasilanie jest przywracane przez automatykę elektroenergetyczną. Z kolei w przypadku przerw wywołanych przykładowo czynnikami atmosferycznymi, powodującymi uszkodzenia linii napowietrznych, które wymagają interwencji obsługi, czas naprawy uszkodzenia może wynosić wiele godzin. Warto podkreślić, że na przestrzeni lat wymagania odnośnie pewności zasilania odbiorców znacząco wzrosły. Wyłączenia zasilania, które kiedyś były akceptowalne, dziś są nie do przyjęcia. Przerwy chwilowe, które dawniej odczuwała tylko część odbiorców, obecnie są uciążliwe, ze względu na dużą ilość wrażliwego sprzętu elektronicznego. W związku z wzrostem wymagań, obecne standardy jakości energii elektrycznej, skłaniają się ku określaniu przerwy w zasilaniu jako trwałej, już w przypadku gdy trwa ona dłużej niż jedną minutę [1, 2, 3, 11, 13].



Rys. 2. Klasyfikacja przerw w zasilaniu w Polsce ze względu na czas trwania [26, 27]

Klasyfikacja i definicje przerw w zasilaniu energią elektryczną w poszczególnych krajach różnią się, co jest pierwszym czynnikiem wpływającym na problem wskazania wartości referencyjnych dla stosowanych wskaźników. W Polsce zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r., w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wraz ze zmianą z dnia 21 sierpnia 2008 r., klasyfikuje się przerwy ze względu na czas trwania (rys. 2) i okoliczności wystąpienia (rys. 3) [15, 16, 26, 27].



Rys. 3. Klasyfikacja przerw w zasilaniu w Polsce ze względu na okoliczności wystąpienia [26, 27]

W tabeli nr 1 przedstawiono natomiast typy monitorowanych przerw w pozostałych krajach europejskich.

Tabela 1. Typy monitorowanych przerw w krajach europejskich [15]

Kraj	Długie przerwy $T \geq 3$ min ($T > 1$ min)*	Krótkie przerwy $1 \text{ s} < T < 3$ min	Bardzo krótkie przerwy (mikroprzerwy) $T < 1$ s	Nieplanowane przerwy	Planowane przerwy
Austria	X			X	X
Belgia (region Bruksela)	X			X	X
Belgia (obszar federalny)	X	X		X	
Belgia (region Flandria)	X	X		X	X
Belgia (region Walonia)	X			X	X
Czechy	X			X	X
Estonia	X			X	X
Finlandia	X	X		X	X
Francja	X	X	X ⁽²⁾	X	X
Niemcy	X			X	X
Węgry	X	X	X	X	X
Włochy	X	X	X	X	X
Litwa	X	X		X	X
Luksemburg	X			X	X
Holandia	X*			X	X ⁽³⁾
Norwegia	X	X		X	X
Polska	X	X		X	X
Portugalia	X	X ⁽¹⁾		X	X
Rumunia	X			X	X
Słowenia	X			X	X
Hiszpania	X	X		X	X
Szwecja	X			X	X
Wlk. Brytania	X	X		X	X

(1) Monitorowane w poziomie sieci przesyłowej, ale tylko długie przerwy są raportowane.
(2) Monitorowane, lecz nie oblicza się dla nich wskaźników.
(3) Monitorowane od 2006 r.

3. Stosowane wskaźniki niezawodnościowe

Klasyfikacja przerw w zasilaniu stanowi podstawę do wyznaczania wskaźników niezawodnościowych. W różnych krajach europejskich można zaobserwować odmienny sposób oznaczania wskaźników przerw w zasilaniu. Różnice te dotyczą zarówno przerw długich jak i krótkich. Do tej pory brak jest ujednoliconego zestawu wskaźników niezawodnościowych, przez co utrudnione jest porównywanie niezawodności różnych systemów elektroenergetycznych. Najczęściej stosowane w międzynarodowej praktyce regulacyjnej, w tym w Polsce, są następujące wskaźniki oceny ciągłości dostaw energii elektrycznej dla systemu dystrybucyjnego:

- **SAIFI** (*System Average Interruption Frequency Index*) stanowi systemowy wskaźnik średniej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na odbiorcę, wyrażony liczbą przerw przypadającą na odbiorcę w ciągu roku. Zdefiniowany jest jako stosunek liczby tych przerw w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci (1):

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (1)$$

gdzie: N_i – liczba odbiorców narażonych w ciągu roku na skutki, wynikające z wystąpienia przerwy długiej i bardzo długiej w zasilaniu, N_T – liczba wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci w analizowanym obszarze.

- **SAIDI** (*System Average Interruption Duration Index*) jest systemowym wskaźnikiem przeciętnego rocznego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażonym w minutach na odbiorcę w ciągu roku. Wskaźnik ten wyraża łączny czas trwania przerw w zasilaniu, jaki może wystąpić u odbiorcy średnio w ciągu roku. Zdefiniowany jest jako roczna suma czasu trwania wszystkich przerw w stosunku do całkowitej liczby odbiorców przyłączonych do sieci (2):

$$SAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T} \quad (2)$$

gdzie: r_i – czas trwania przerwy w zasilaniu będący również czasem przywrócenia zasilania u odbiorcy, N_i – liczba odbiorców narażonych w ciągu roku na skutki, wynikające z wystąpienia przerwy długiej i bardzo długiej w zasilaniu, N_T – liczba wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci w analizowanym obszarze.

- **MAIFI** (*Momentary Average Interruption Frequency Index*) jest wskaźnikiem średniej częstości przerw krótkich w przeliczeniu na odbiorcę, wskaźnik ten określa średnią liczbę krótkich przerw w zasilaniu, jakiej w ciągu roku może się spodziewać odbiorca i jest analogiczny do wskaźnika SAIFI dla przerw długich i bardzo długich. Zdefiniowany jest jako stosunek liczby tych przerw w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci (3):

$$MAIFI = \frac{\sum N_j}{N_T} \quad (3)$$

gdzie: N_j – liczba odbiorców narażonych na skutki, wynikające z wystąpienia przerwy krótkiej w zasilaniu, w wyniku j-tego zdarzenia, N_T – liczba wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci w analizowanym obszarze.

Wskaźnik ten jest określany również jako **AIF** – Przeciętna Częstość Przerwy, **SI** – Krótkie Przerwy oraz **SAIFI_k** – SAIFI krótki.

Wiele krajów stosuje również inne wskaźniki, różniące się sposobem wyznaczania, normalizacji lub zakresem zastosowania. Wśród nich są wskaźniki odnoszące się do liczby odbiorców [2, 3, 4, 5, 12, 15]:

- **CAIDI** (*Customer Average Interruption Duration Index*) jest wskaźnikiem określającym średni czas trwania przerwy w zasilaniu – wyrażonym w minutach na przerwę – dla przeciętnego odbiorcy, będący zarazem średnim czasem potrzebnym do przywrócenia zasilania odbiorcy przy wystąpieniu przerwy. Jeżeli nie ustalono inaczej, wskaźnik ten nie obejmuje przerw krótkich i przemijających.

- **CAIFI** (*Customer Average Interruption Frequency Index*) stanowi wskaźnik określający średnią ilość przerw w przeliczeniu na odbiorcę dotkniętego przynajmniej jednym wyłączeniem w ciągu roku. Wyrażony jest liczbą przerw przypadającą na odbiorcę w ciągu roku. Wskaźnik ten jest podobny do SAIFI, jednak normalizowany jest tylko dla odbiorców dotkniętych przynajmniej jedną przerwą w zasilaniu, nie zaś dla ogółu odbiorców przyłączonych do analizowanej sieci. Wskaźnik ten umożliwia wyznaczenie zmian trendów występowania przerw w zasilaniu oraz jest pomocny we wskazaniu liczby odbiorców, u których wystąpiła przerwa w zasilaniu w odniesieniu do całej grupy.
 - **CTAIDI** (*Customer Total Average Interruption Duration Index*) jest wskaźnikiem określającym całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w przeliczeniu na odbiorcę dotkniętego przynajmniej jednym wyłączeniem w ciągu roku. Wyrażony jest w minutach na odbiorcę w ciągu roku. Wskaźnik ten jest podobny do SAIDI, jednak normalizowany jest tylko dla odbiorców dotkniętych przynajmniej jedną przerwą w zasilaniu, nie zaś dla ogółu odbiorców przyłączonych do analizowanej sieci.
 - **CI** (*Customer Interruption*) jest wskaźnikiem wyrażającym przeciętną liczbę przerw w ciągu roku, w przeliczeniu na stu odbiorców. Wskaźnik ten stosowany jest w Wielkiej Brytanii jako odpowiednik SAIFI, gdzie określany jest terminem „bezpieczeństwo”.
 - **CML** (*Customer Minutes Lost*) jest wskaźnikiem określającym łączny roczny czas trwania przerw w przeliczeniu na odbiorcę. Stosowany w Wielkiej Brytanii jako odpowiednik SAIDI, gdzie określany jest terminem „dyspozycyjność”.
 - **ENS** (*Energy Not Supplied*) jest wskaźnikiem określającym energię niedostarczoną odbiorcom w wyniku wystąpienia przerw w zasilaniu. Wskaźnik ten określa różnicę pomiędzy energią, która powinna być dostarczona do odbiorców przy ciągłym zasilaniu, a energią rzeczywiście dostarczoną odbiorcom.
 - **AENS** (*Average Energy Not Supplied*) stanowi wskaźnik określający średnią roczną ilość energii niedostarczonej w przeliczeniu na odbiorcę.
- Stosowane są również inne wskaźniki, które nie odnoszą się do liczby odbiorców, natomiast są normalizowane względem innych parametrów np. mocy zainstalowanej lub energii niedostarczonej:
- **T-SAIDI** (*Transformer SAIDI*) jest systemowym wskaźnikiem określającym łączny roczny czas trwania przerw. Wskaźnik ten – stosowany jest w Finlandii – jest odpowiednikiem SAIDI z tą różnicą, że normalizowany jest względem rocznego zużycia energii.
 - **T-SAIFI** (*Transformer SAIFI*) jest systemowym wskaźnikiem średniej częstości przerw w przeliczeniu na odbiorcę. Wskaźnik ten – stosowany jest w Finlandii – jest odpowiednikiem SAIFI z tą różnicą, że normalizowany jest względem rocznego zużycia energii.
 - **TIEPI** (*Equivalent interruption time related to the installed capacity*) jest wskaźnikiem ekwiwalentnym, wyrażającym czas trwania przerw w ciągu roku, stosowanym w Hiszpanii i Portugalii, normalizowanym względem mocy zainstalowanej.
 - **NIEPI** (*Equivalent number of interruptions*) jest wskaźnikiem ekwiwalentnym, wyrażającym liczbę przerw w ciągu roku, podobnym do SAIFI, stosowanym w Hiszpanii i Portugalii. Wskaźnik normalizowany jest względem mocy zainstalowanej.
 - **ASAI** (*Average Service Availability Index*) jest wskaźnikiem określającym dyspozycyjność zasilania. Obliczany jest jako stosunek czasu w ciągu roku gdy zasilanie było zapewnione do czasu, gdy było ono zapotrzebowane.
 - **ASUI** (*Average Service Unavailability Index*) jest wskaźnikiem niedyspozycyjności zasilania. Obliczany jest

jako stosunek czasu w ciągu roku gdy zasilanie nie było dostępne do czasu, gdy było ono zapotrzebowane.

- **ASIDI** (*Average System Interruption Duration Index*) jest systemowym wskaźnikiem przeciętnego czasu trwania przerwy, wyrażonym w minutach na przerwę w ciągu roku. Wskaźnik ten jest normalizowany względem mocy.
- **ASIFI** (*Average System Interruption Frequency Index*) jest systemowym wskaźnikiem przeciętnej częstości występowania przerw, wyrażonym w liczbie przerw na rok. Wskaźnik ten jest normalizowany względem mocy.
- **END** (*Energy Not Distributed*) jest wskaźnikiem ekwiwalentnym, określającym energię niedostarczoną odbiorcom w wyniku wystąpienia przerw w zasilaniu. Stosowany jest w Portugalii.
- **AIT** (*Average Interruption Time*) jest wskaźnikiem określającym średni czas trwania przerwy w ciągu roku. Normalizowany jest względem mocy.
- **AIF** (*Average Interruption Frequency*) jest wskaźnikiem określającym średnią częstość występowania przerw. Wyrażony jest liczbą przerw przypadającą na odbiorcę w ciągu roku, normalizowany jest względem mocy.
- **AID** (*Average Interruption Duration*) jest wskaźnikiem średniego czasu trwania przerwy, wyrażonym w minutach na przerwę. Normalizowany jest względem mocy.

Tabela 2. Wskaźniki przerw krótkich i przejściowych w różnych krajach [15]

Kraj	Wskaźnik (oznaczenie)	Metoda pomiaru
Belgia (region Flandria)	Liczba skarg (reklamacji)	
Belgia (obszar feralny)	AIF (średnia częstość przerw)	SCADA
Finlandia	Średnia roczna normalizowana częstość i czas trwania przerw	Dane dostępne tylko z systemów automatyki restytucyjnej
Francja	MAIFI dla krótkich przerw	Lokalne rejestratory podstacji
Węgry	MAIFI, ważony względem liczby odbiorców; oddzielne wskaźniki dla krótkich i przejściowych (bardzo krótkich przerw)	SCADA
Włochy	MAIFI, ważony względem liczby odbiorców sieci nN dla krótkich przerw MAIFI _{transient} , ważony względem liczby odbiorców sieci SN dla przejściowych przerw	SCADA zintegrowana z systemami zdalnego nadzoru stacji SN/nN
Litwa	MAIFI, ważony względem liczby odbiorców dla krótkich przerw	SCADA
Norwegia	SAIDI _k , SAIFI _k , CAIDI _k , CTAIDI _k , CAIFI _k , jeden wskaźnik obejmuje zarówno krótkie jak i bardzo krótkie przerwy	SCADA lub układy rejestracji automatyki restytucyjnej
Polska	MAIFI dla krótkich przerw	SCADA, liczniki zadziałań automatyki restytucyjnej
Portugalia		rejestracja nie jest wymagana
Hiszpania	Tylko krótkie przerwy	
Wielka Brytania	SI (wskaźnik krótkich przerw); liczba krótkich przerw na 100 odbiorców w roku	SCADA lub liczniki zadziałań automatyki restytucyjnej

Warto podkreślić, że w przypadku niektórych odbiorców końcowych np. przemysłowych ze względu na procesy produkcyjne niedopuszczalne mogą być nawet chwilowe przerwy w zasilaniu. W tej sytuacji staje się zasadne, uwzględnianie we wskaźnikach oceny niezawodności zasilania również przerw krótkich, a nawet przemijających. Dla przerw krótkich – monitorowanych tylko w niektórych krajach – poza MAIFI stosuje się także wskaźniki SAIDI_k, SAIFI_k, CAIDI_k, CTAIDI_k i CAIFI_k. Wskaźniki te, stosowane w Norwegii, są ekwiwalentnymi wskaźnikami dla przerw krótkich, będąc odpowiednikami wskaźników odpowiednio SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI i CAIFI z tą różnicą, że sumowaniu podlegają jedynie przerwy krótkie. W zaledwie kilku krajach monitorowane są również przerwy przemijające, o czasie trwania krótszym niż 1 sekunda. We Włoszech używany jest wskaźnik MAIFI_{transient},

definiowany tak samo jak MAIFI i SAIFI z tą różnicą, że sumowaniu podlegają jedynie przerwy przemijające.

Przerwy krótkie są rejestrowane przede wszystkim przez systemy SCADA sprzężone z automatyką zabezpieczeniową lub lokalne stacyjne rejestratory. Problemem jest jednak brak informacji o sposobie stosowanej agregacji czasowej. Pomiędzy różnymi krajami występują znaczne różnice w sposobie raportowania i gromadzenia danych o przerwach krótkich, czego skutkiem są duże rozbieżności w wartościach wskaźników tych przerw. Wskaźniki przerw krótkich stosowane w krajach europejskich, wraz z metodą zbierania danych pomiarowych przedstawiono w tabeli 2 [15].

W problematyce niezawodności zasilania, wskaźniki opisujące długie przerwy zostały wprowadzone najwcześniej. W różnych krajach stosowane są odmienne wskaźniki, co znacząco utrudnia porównywanie niezawodności systemów elektroenergetycznych. Wskaźniki przerw długich wykorzystywane w krajach europejskich, wraz z metodą zbierania danych pomiarowych przedstawiono w tabeli 3 [15].

Tabela 3. Wskaźniki przerw długich w różnych krajach [15]

Kraj	Wskaźnik (oznaczenie)	Metoda normalizacji	Metody i sposoby zbierania danych pomiarowych
Austria	ASIDI, ASIFI, ENS	Wyłączona moc, ilość energii niedostarczonej	Operatorzy sieci są odpowiedzialni za zbieranie danych - wykorzystuje się systemy SCADA. Regulator rynku kontroluje wiarygodność wyników.
Belgia (region Bruksela)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Sieć SN: liczba transformatorów dystrybucyjnych ze współczynnikiem obciążenia 0,85 dla stacji silnie obciążonych	
Belgia (obszar federalny)	AIT, AIF, AID	Wyłączona moc	SCADA - określenie czasu trwania przerw i wyłączanych elementów
Belgia (region Flandria)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Sieć SN: liczba transformatorów dystrybucyjnych ze współcz. obciążenia 0,85 dla stacji silnie obciążonych	
Belgia (region Walonia)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Liczba odbiorców	-
Czechy	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	-
Estonia	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Liczba punktów dostawy energii.	-
Finlandia	SAIDI	Dla sieci nN tylko ogólna liczba przerw nieplanowanych jest rejestrowana	-
	T-SAIDI, T-SAIFI	Roczne zużycie energii	
Francja	SAIFI, ENS, AIT	SAIFI: liczba punktów dostawy energii, ENS; AIT: wyłączona moc	W oparciu o system danych o odbiorcach sieci Sn i nN
Niemcy	SAIDI, SAIFI	nN: Liczba odbiorców SN: wyłączona moc.	-
Węgry	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	Sieci SN: w oparciu o SCADA, sieć nN: liczba wyłączanych odbiorców estymowana.
Włochy	SAIDI, SAIFI, liczba przerw dla każdego pojedynczego odbiorcy sieci SN	Liczba odbiorców	Od 2008 roku w sieci nN rzeczywista liczba odbiorców na podstawie SCADA i systemów licznikowych, wcześniej szacowana na podstawie liczby transformatorów i wyłączanych obwodów
Litwa	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	Sieci SN w oparciu o SCADA. Sieć nN - liczba wyłączanych odbiorców estymowana.

Tabela 3 (c.d.). Wskaźniki przerw długich w różnych krajach [15]

Kraj	Wskaźnik (oznaczenie)	Metoda normalizacji	Metody i sposoby zbierania danych pomiarowych
Luksemburg	SAIDI, SAIFI, ENS	SAIDI, SAIFI: Liczba odbiorców ENS: wyłączona moc.	
Holandia	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Liczba odbiorców	
Norwegia	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ENS	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI są normalizowane na indywidualnego odbiorcę. ENS obliczana dla wszystkich grup odbiorców i na wszystkich poziomach napięć.	W oparciu o dedykowany system (FASIT) przedsiębiorstwa sieciowe zbierają dokładne informacje o przerwach w dostawie energii do odbiorców, wyłączonych elementach sieci, transformatorach dystrybucyjnych, ilości odbiorców zasilanych z sieci o napięciu powyżej 1kV.
Polska	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	-
Portugalia	SN: END, TIEPI, SAIDI, SAIFI	SAIDI, SAIFI: liczba odbiorców END, TIEPI: wyłączona moc.	Sieci SN w oparciu o SCADA.
	nN: SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	Informacja dostępna dla odbiorców sieci nN dla przerw 3- fazowych. Dla 1- lub 2- fazowych przerw liczba wyłączonych odbiorców estymowana.
Rumunia	SAIDI, SAIFI, ENS, AIT	Liczba odbiorców	-
Słowenia	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	
Hiszpania	TIEPI, NIEPI	Zainstalowana moc transformatorów SN/nN plus zamówiona moc odbiorców SN.	Modele dla wszystkich odbiorców.
Szwecja	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	-
Wielka Brytania	CI, CML	Liczba odbiorców	Modele dla wszystkich odbiorców.

W Polsce dla obszaru dystrybucji, ze względu na uwarunkowania prawne szczególne znaczenie mają wskaźniki niezawodnościowe SAIDI, SAIFI oraz MAIFI. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wraz ze zmianą z dnia 21 sierpnia 2008 r. zarówno operatorzy systemów przesyłowych jak i dystrybucyjnych, zostali zobligowani do wyznaczania i publikowania na swoich stronach internetowych wskaźników dotyczących czasu trwania i częstotliwości występowania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w danym roku w odniesieniu do liczby odbiorców, którzy zostali objęci awarią jak również wszystkich odbiorców przyłączonych do danej sieci. Współczynniki SAIFI i SAIDI powinny być podane oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych oraz z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez ich uwzględniania, bez względu na to czy brak zasilania jest zależny od operatora systemu dystrybucyjnego [8, 9].

Większość krajów europejskich rejestruje osobno wskaźniki dla przerw nieplanowanych i planowanych, choć nie dla wszystkich poziomów napięcia. Powszechnie uznaje się przerwę jako planowaną, jeżeli odbiorca jest o niej powiadomiony z odpowiednim wyprzedzeniem. Wymagany czas wcześniejszego powiadomienia wynosi od 24 godzin do 15 dnia poprzedzającego wyłączenie miesiąca, a w Szwecji i Finlandii nie ma określonych reguł w tym zakresie. Zaledwie kilku operatorów w Europie, rejestruje przerwę oddzielnie dla obszarów miejskich i wiejskich [15].

Wystąpienie przerw w dostawach energii elektrycznej w wyniku zjawisk zewnętrznych traktowanych jako ekstremalne, takich jak anomalie pogodowe, katastrofy naturalne, ataki terrorystyczne, strajki, zamieszki, wojny, awarie systemowe itp., w niemal wszystkich krajach, nie obciąża operatora

odpowiedzialnością za skutki przerw. Przerwy katastrofalne wywołane przez te zjawiska nie są wliczane do wskaźników publikowanych przez operatora lub są publikowane osobno [15].

Ponieważ wskaźniki niezawodności wyznaczane są na podstawie danych zebranych w raportach awarii operatorów sieci, duże znaczenie dla poprawnego *benchmarkingu* niezawodności zasilania, poza porównywalnością wskaźników, ma kompletność danych oraz porównywalne metody ich pozyskiwania. Kontrole dostarczanych przez operatorów danych przez podmioty zewnętrzne nie są jeszcze powszechną praktyką w Europie [15].

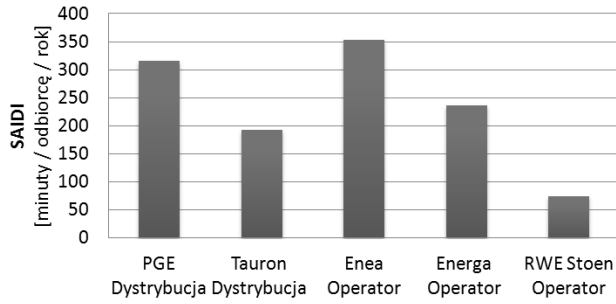
4. Wskaźniki referencyjne dla sieci dystrybucyjnych

Wyznaczenie wartości referencyjnych stosowanych wskaźników przysparza trudności również w ramach samego krajowego systemu dystrybucyjnego. Stosowane w Polsce wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI, powinny być wyznaczane w jednakowy sposób przez wszystkich operatorów. W 2012 roku w wyniku przeprowadzonej przez URE kontroli wskaźników publikowanych na stronach internetowych, wykazano szereg niezgodności wnikających z różnej interpretacji przepisów rozporządzeń [26, 27]. Po dokonaniu analiz metod stosowanych przez OSD w celu wyznaczenia wskaźników, podjęto działania mające na celu ujednoczenie zasad ich obliczania, w celu zapewnienia porównywalności wartości publikowanych wskaźników [19, 25]. Jednak wskaźniki te nawet wyznaczane w jednakowy sposób, nie zawsze mogą stanowić element porównawczy co do poziomu niezawodności danych struktur sieciowych. Przykładowo RWE Stoen Operator osiąga stosunkowo niskie wartości wskaźników SAIDI (rys. 4), SAIFI (rys. 5) i MAIFI (rys. 6), w porównaniu do innych operatorów krajowych, co wynika z typowo miejskiej specyfiki obsługiwanego obszaru – miasta Warszawy. Liczbę odbiorców obsługiwaną przez poszczególnych operatorów przedstawiono na rysunku nr 7 [8, 10].

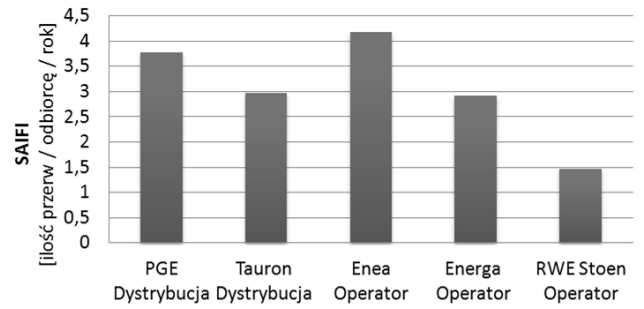
Z kolei w przypadku operatorów obsługujących zarówno tereny miejskie jak i wiejskie, duży wpływ na wartość wyznaczanych wskaźników może mieć stosunek liczby odbiorców obsługiwanych do liczby odbiorców objętych awariami. Na wykresach przedstawiono zależność wartości wskaźnika SAIDI (rys. 8) oraz SAIFI i MAIFI (rys. 9) od rosnącej liczby odbiorców obsługiwanych, przy stałym czasie trwania przerw i stałej liczbie odbiorców objętych awarią. Analizując przedstawione przebiegi, można zauważyć, że udział odbiorców zasilanych z sieci miejskich, charakteryzujących się wyższą niezawodnością od sieci rejonowych, może wpłynąć znacząco na obniżenie poziomu wskaźników obliczanych przez operatorów. Jednocześnie wyłączenia odbiorców zasilanych z sieci rejonowych będą zdarzały się częściej i będą trwały dłużej, niż wynikałoby z wartości publikowanych wskaźników.

Wyznaczanie wspólnych wskaźników dla obszarów sieci o różnym charakterze lub różnych rodzajów sieci prowadzi do zawyżania wartości wskaźników dla obszarów miejskich i zaniżania ich dla obszarów wiejskich, natomiast wyznaczanie wspólnych wskaźników dla różnych poziomów napięć ukrywa skutki przerw w zasilaniu dużych odbiorców.

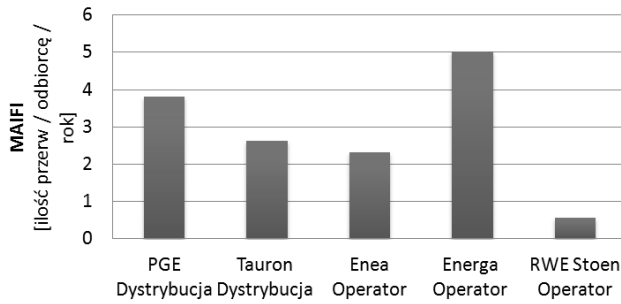
Na wykresach (rys. 10 – 14) przedstawiono zależność wartości wskaźników SAIDI oraz SAIFI i MAIFI od rosnącej liczby odbiorców obsługiwanych przez wybranych operatorów. Analizując przedstawione przebiegi, można stwierdzić, że tendencje poprawy lub pogorszenia wskaźników przy wroście liczby obsługiwanych odbiorców są charakterystyczne dla każdego z analizowanych operatorów. W przypadku RWE Stoen Operator wzrost liczby odbiorców powodował pogorszenie wskaźników niezawodnościowych, natomiast w przypadku Energa Operator oraz Enea Operator następowała poprawa wskaźników niezawodnościowych. We wszystkich przypadkach liczba obsługiwanych odbiorców rosła w kolejnych latach.



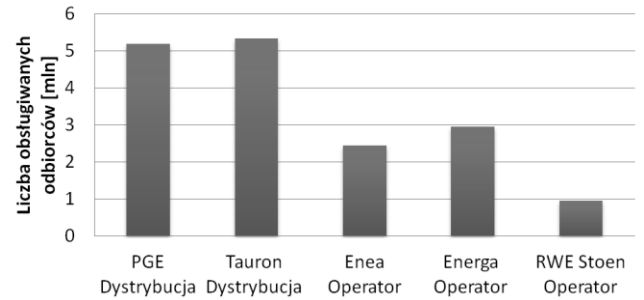
Rys. 4. Wskaźnik SAIDI wybranych krajowych OSD dla przerw nieplanowanych bez uwzględnienia przerw katastrofalnych za 2013 r. [17, 18, 23, 28, 29]



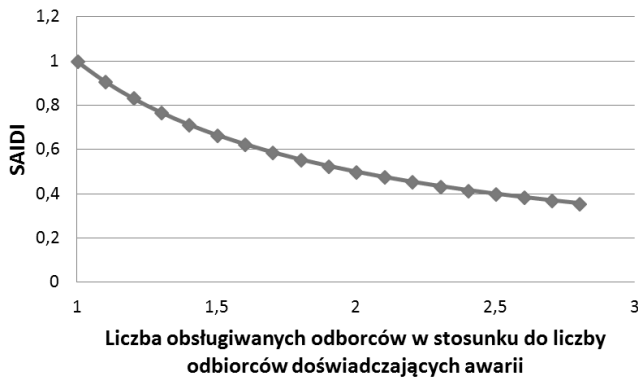
Rys. 5. Wskaźnik SAIFI wybranych krajowych OSD dla przerw nieplanowanych bez uwzględnienia przerw katastrofalnych za 2013 r. [17, 18, 23, 28, 29]



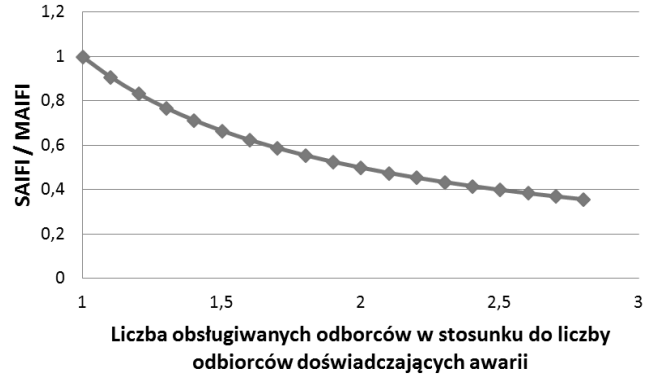
Rys. 6. Wskaźnik MAIFI wybranych krajowych OSD za 2013 r. [17, 18, 23, 28, 29]



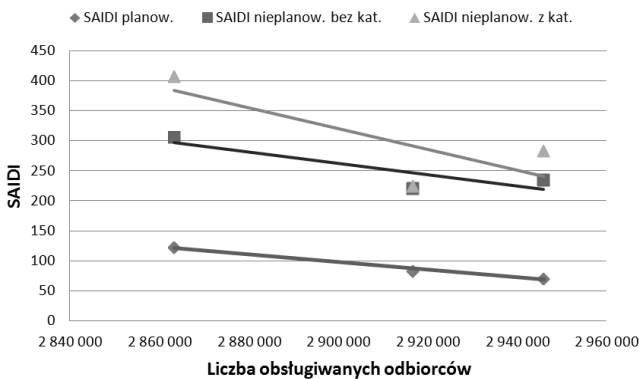
Rys. 7. Liczba obsługiwanych odbiorców w 2013 r. [17, 18, 23, 28, 29]



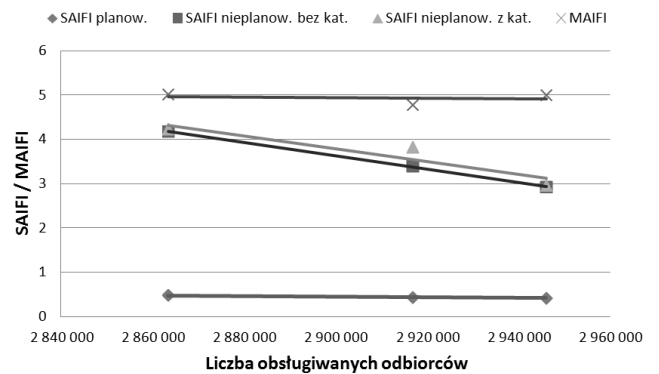
Rys. 8. Zależność wartości wskaźnika SAIDI od rosnącej liczby odbiorców obsługiwanych, przy stałym czasie trwania przerw i stałej liczbie odbiorców objętych awarią



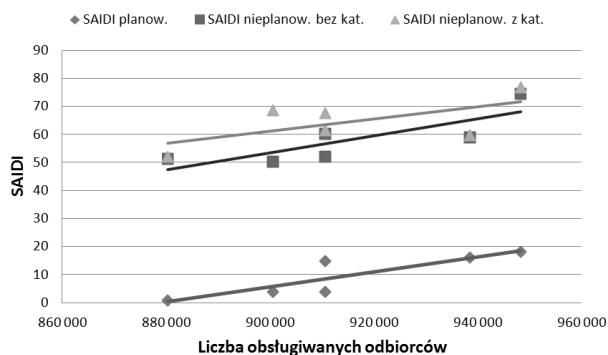
Rys. 9. Zależność wartości wskaźników SAIFI i MAIFI od rosnącej liczby odbiorców obsługiwanych, przy stałej liczbie odbiorców objętych awarią



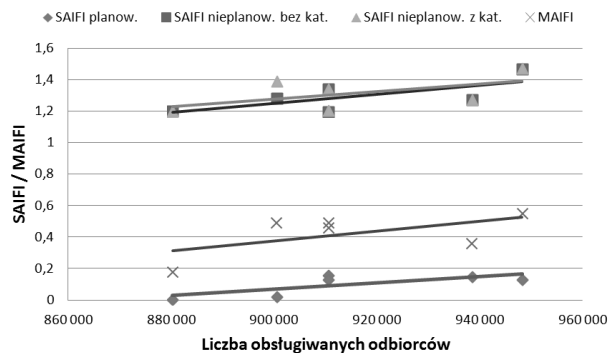
Rys. 10. Zależność wskaźnika SAIDI od liczby obsługiwanych odbiorców przez Energa Operator, dane pochodzą z lat 2010, 2012-2013 [18]



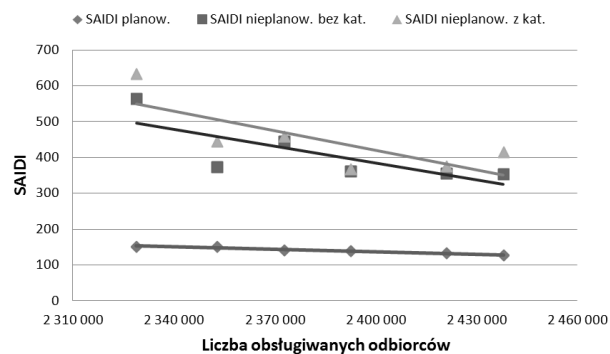
Rys. 11. Zależność wskaźnika SAIFI i MAIFI od liczby obsługiwanych odbiorców przez Energa Operator dane pochodzą z lat 2010, 2012-2013 [18]



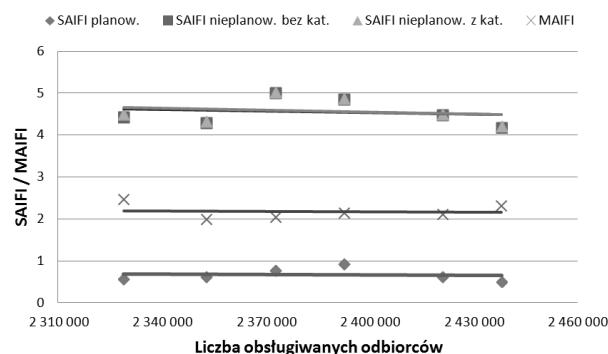
Rys. 12. Zależność wskaźnika SAIDI od liczby obsługiwanych odbiorców przez RWE Stoen Operator, dane pochodzą z lat 2008-2013 [28]



Rys. 13. Zależność wskaźnika SAIFI i MAIFI od liczby obsługiwanych odbiorców przez RWE Stoen Operator, dane pochodzą z lat 2008-2013 [28]



Rys. 14. Zależność wskaźnika SAIDI od liczby obsługiwanych odbiorców przez Enea Operator, dane pochodzą z lat 2008-2013 [17]



Rys. 15. Zależność wskaźnika SAIFI i MAIFI od liczby obsługiwanych odbiorców przez Enea Operator, dane pochodzą z lat 2008-2013 [17]

Wskaźniki niezawodnościowe najczęściej są normalizowane względem liczby klientów – obsługiwanych odbiorców. Normalizowanie odbywa się również względem liczby odbiorców objętych przerwą w zasilaniu, ilości transformatorów dystrybucyjnych, punktów dostarczania energii, mocy zainstalowanej lub energii niedostarczonej. Wskaźniki normalizowane względem liczby odbiorców, na równi traktują wszystkich odbiorców niezależnie ich charakteru i wielkości odbieranej mocy. Z kolei te odnoszące się do rocznego zapotrzebowania mocy lub energii nie niosą informacji o ich zapotrzebowaniu w czasie trwania przerwy, a w wyniku równego traktowania odbiorców bez względu na moc maskowane są skutki przerw. W przypadku normalizowania wskaźników względem mocy lub energii niedostarczonej ukazuje się znaczenie dużych odbiorców. Gdy wskaźniki normalizowane są względem liczby transformatorów dystrybucyjnych uwidacznia się wpływ odbiorców zasilanych z transformatorów małej mocy, eksploatowanych głównie w sieciach rejonowych, którym towarzyszy stosunkowo duża liczba przerw o długim czasie trwania. Biorąc pod uwagę wszystkie te własności uznaje się [15], że pełniejszy opis niezawodności zasilania wynika z wskaźników opartych o moc lub energię niedostarczoną niż wskaźników odnoszących się do liczby odbiorców. Z drugiej strony normalizacja wskaźników względem liczby odbiorców jest precyzyjna i przejrzysta, natomiast normalizacja względem ilości mocy lub energii niedostarczonej może bazować tylko na danych szacunkowych [15].

5. Wnioski i podsumowanie

Niezawodność sieci dystrybucyjnej kraju jest obecnie na kilkukrotnie gorszym poziomie niż w innych krajach Unii Europejskiej. Przykładowo współczynnik SAIDI podawany przez operatorów systemów dystrybucyjnych wynosi w Polsce około 300 minut na rok, podczas gdy w innych krajach Unii jest na poziomie niższym niż 60 minut na rok [8]. W ostatnich latach można zaobserwować pozytywną zmianę – wskaźniki niezawodnościowe i jakość zasilania mają coraz większe znaczenie w krajowej polityce energetycznej. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 roku” [21] przewiduje się premie

dla operatorów systemów elektroenergetycznych za poprawienie wskaźników niezawodności i utrzymywanie ich na poziomach wskazanych przez prezesa URE, odpowiednich dla danego typu sieci. W konsekwencji planowanych zmian, opłacalne dla operatorów – pomimo ponoszenia wyższych nakładów na modernizację i eksploatację sieci – stanie się utrzymywanie wyższej niezawodności zasilania odbiorców [8, 9, 10].

Jak podano w [15] tylko nieliczni operatorzy krajowi wyodrębniają wskaźniki niezawodnościowe osobno dla sieci kablowych i napowietrznych, a także bardziej precyzyjnie – niż jest to wymagane obowiązującymi przepisami – zbierają dane o czasie trwania i liczbie przerw, co wynika prawdopodobnie z nieprzystosowanych systemów pozyskiwania i analizy danych. Z kolei małe zróżnicowanie danych obniża efektywność badań *benchmarkingowych*. Zauważono jednak gotowość operatorów do rozwoju w tym zakresie, choć ze względu na czasochłonność i nakłady finansowe, zmiany mogą być widoczne po wielu latach. Podobne tendencje są obecne w wielu krajach Europy, gdzie dąży się do różnicowania opisu i wskaźników niezawodnościowych dla różnych poziomów napięcia, rodzajów i obszarów sieci. Wprowadzenie takiego różnicowania wskaźników, stworzy narzędzie, pozwalające kontrolować i oceniać ciągłość dostaw energii na wielu płaszczyznach, a dzięki temu pozwoli obserwować czy operatorzy na równi traktują wszystkich odbiorców i nie faworyzują pewnych ich grup w celu uzyskania korzystnych wartości publikowanych wskaźników niezawodnościowych.

Do tej pory nie ujednolicono zestawu wskaźników stosowanych do opisu ciągłości zasilania, co znacząco utrudnia porównywanie niezawodności systemów elektroenergetycznych w różnych krajach, a w konsekwencji prowadzenie badań *benchmarkingowych*. Problematyczne może być porównanie różnych wskaźników niezawodności zasilania lub tych samych wskaźników normalizowanych w różny sposób. Ponadto, nawet bezpośrednie porównanie tych samych wskaźników, normalizowanych względem identycznego parametru, w różnych krajach bywa niemożliwe, gdyż obejmują one zróżnicowane obszary sieci, różne poziomy napięć lub nie obejmują niektórych przyczyn wyłączeń. W obliczu wymienionych trudności, wygodniejsze i bardziej uzasadnione dla celów *benchmarkingu*

jest stosowanie wyodrębnionych wskaźników wyznaczanych dla wybranych poziomów napięć, a także rodzajów lub specyficznych obszarów sieci.

Dla potrzeb badań *benchmarkingowych* w elektroenergetycznych systemach dystrybucyjnych, których celem jest zainicjowanie zmian i poszukiwanie optymalnych rozwiązań, mających na celu poprawę ciągłości zasilania, konieczne jest wskazanie zestawu referencyjnych wskaźników niezawodnościowych, najbardziej odpowiednich do celów porównawczych, a także precyzyjne i jednoznaczne określenie zasad ich wyznaczania. Zasady te powinny określać rodzaj uwzględnianych przerw oraz czas ich trwania, a także sposób normalizacji wskaźników. Warunkiem poprawnego *benchmarkingu* jest kompletność danych oraz porównywalne metody ich pozyskiwania. Najlepsze efekty w tym zakresie można uzyskać wprowadzając automatyczną rejestrację danych o przerwach na poziomie SN i nN. W przypadku bardziej szczegółowych badań *benchmarkingowych*, wyznaczane dla celów porównawczych wskaźniki – określane dla różnych lokalizacji – muszą odnosić się do zbliżonych struktur sieciowych.

Na bazie studium literaturowego i przeprowadzonej analizy można stwierdzić, że odpowiednio ujednolicone wskaźniki niezawodności mogą być podstawą wyciągania dalszych wniosków, a także stanowić obiektywny sposób porównywania niezawodności działania różnych fragmentów sieci i całych systemów elektroenergetycznych. W dalszej perspektywie umożliwia to podjęcie właściwych decyzji, dotyczących projektowania nowych układów sieci oraz eksploatacji i modernizacji tych już istniejących, w celu zapewnienia wysokiego poziomu niezawodności, przy jednoczesnej minimalizacji nakładów finansowych na inwestycje i dalszą eksploatację.

Wybór kilku wskaźników najbardziej odpowiednich dla potrzeb *benchmarkingu* jest trudnym zadaniem, gdyż zastosowanie w opisie niezawodności zasilania wielu odmiennych wskaźników opartych o różne metody normalizowania, umożliwia uzyskanie bardziej szczegółowych informacji o procesie dostaw energii. W krajach europejskich, do opisu ciągłości dostaw energii elektrycznej najczęściej stosowane są wskaźniki informujące o długości i częstości występowania przerw, jednocześnie na różnych poziomach napięć. Wskaźniki SAIDI i SAIFI są najczęściej stosowane w krajach, gdzie bazuje się na normalizacji wskaźników względem liczby odbiorców. Dlatego też w [19] wskazuje się, że są to podstawowe wskaźniki badań *benchmarkingowych*. Wraz ze wskaźnikiem MAIFI, są też najbardziej rozpowszechnionymi wskaźnikami w krajach europejskich. Warto zauważyć, że na podstawie znajomości wartości SAIFI i SAIDI można obliczyć wartości wskaźników CAIDI, ASAI i ASUI.

Najbardziej miarodajne dla celów *benchmarkingu* wydają się wskaźniki, które oblicza się bez udziału przerw katastrofalnych, gdyż w ten sposób eliminowany jest wpływ zdarzeń bardzo rzadkich, często nieuwzględnianych nawet podczas projektowania sieci elektroenergetycznych.

Doświadczenia innych krajów, wskazują na pozytywne efekty prowadzenia badań *benchmarkingowych*, w postaci poprawy wskaźników niezawodnościowych oraz wzrostu konkurencyjności na rynku elektroenergetycznym. Odbiorcy oczekują wysokiej niezawodności zasilania w przystępnej cenie. Badania *benchmarkingowe* wskazują optymalne kierunki zmian, dzięki którym możliwe jest osiągnięcie wskaźników niezawodnościowych zbliżonych do wartości referencyjnych, reprezentowanych przez najefektywniej działające struktury sieciowe lub systemy elektroenergetyczne.

Literatura

- [1] Bargiel J., Sowa P., Zajac K., Sierociński T.: Metoda analizy niezawodności układów rozdzielczych średnich napięć. *Acta Energetica* 4/2011, 5–12.
- [2] Casazza J., Delea F.: *Understanding Electric Power Systems: An Overview of the Technology and the Marketplace*. Wiley-IEEE Press, New Jersey 2003.
- [3] Dugan R. C., McGranaghan M. F., Santoso S., Beaty H. W.: *Electrical Power Systems Quality*, Second Edition. McGraw-Hill Professional, 2002.
- [4] Grigsby L. L.: *Power System (The Electric Power Engineering, Second Edition)*. CRC Press, Boca Raton 2007.
- [5] Grigsby L. L.: *The Electric Power Engineering Handbook*. CRC Press, Boca Raton 2000.
- [6] Kornatka M.: Analiza awaryjności sieci niskiego napięcia wybranych oddziałów Operatorów Spółek Dystrybucyjnych. *Przegląd elektrotechniczny* 10b/2012, 303–306.
- [7] Kowalski Z.: Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej. Politechnika Łódzka, Łódź 1992.
- [8] Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M.: Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii. *Acta Energetica* 1/2012, 57–63.
- [9] Magulski R.: Uwarunkowania formalnoprawne wdrażania sieci inteligentnych. *Acta Energetica* 1/2012, 13–17.
- [10] Niewiedzial E., Niewiedzial R.: Aktualny stan elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w Polsce z punktu widzenia bezpieczeństwa zasilania odbiorców. Konferencja „Aktualne problemy budowy, rozwoju i eksploatacji sieci energetycznych w Polsce”, Warszawa 2010.
- [11] Nowak W., Moskwa S., Tarko R.: Problemy eksploatacyjne elektroenergetycznych sieci rozdzielczych średniego napięcia w aspekcie nie-zawodności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. *Acta Energetica* 1/2011, 31–38.
- [12] Paska J.: Jakość zasilania. *Elektroenergetyka* 4/2003, 1–9.
- [13] Strzałka-Goluszka K., Strzałka J.: Praktyczne sposoby poprawy niezawodności zasilania i jakości energii elektrycznej. Biuletyn Techniczny Oddziału Krakowskiego SEP 2/2010, Kraków 2010.
- [14] Wanatowicz P.: Benchmarking w energetyce. *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2/2009, 59–60.
- [15] I Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, <http://www.ure.gov.pl/>
- [16] 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, <http://www.energy-community.org/>
- [17] Enea Operator, Wskaźniki czasów trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, <http://www.operator.enea.pl/>
- [18] Energa Operator, Wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, <http://www.energa-operator.pl/>
- [19] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 16/2012 w sprawie: sposobu obliczania przez OSD wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI, o których mowa w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r., w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Warszawa, 21 czerwca 2012r.
- [20] InnoSupport: wspieranie innowacji w małych i średnich przedsiębiorstwach, <http://www.pi.gov.pl/>
- [21] Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.
- [22] Noworudzki G.: Benchmarking, http://4business4you.com/biznes/zarzadzanie_strategiczne/benchmarking/
- [23] PGE Dystrybucja, Wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, <http://www.pgedystrybucja.pl/>
- [24] *Poradnik inżyniera elektryka*. Tom 3., praca zbiorowa, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2011.
- [25] Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2013, <http://www.ure.gov.pl/>
- [26] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z dnia 29 maja 2007 r.).
- [27] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 162, poz. 1005 z dnia 9 września 2008 r.).
- [28] RWE Stoen Operator, Informacje o sieci, <http://www.rwestoenoperator.pl/>
- [29] Tauron Dystrybucja, Wskaźniki jakościowe, <http://www.tauron-dystrybucja.pl/>

Mgr inż. Mirosław Dechnik
e-mail: mdechnik@agh.edu.pl

Mirosław Dechnik jest doktorantem w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie. Ukończył studia magisterskie w 2013 roku na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej AGH, kierunek elektrotechnika. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą zagadnień niezawodności zasilania energią elektryczną, odnawialnych źródeł energii i oświetlenia LED.

Dr inż. Szczepan Moskwa
e-mail: szczepan@agh.edu.pl

Szczepan Moskwa urodził się w 1976 roku. Ukończył studia magisterskie w 2000 roku na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH, kierunek elektrotechnika. Tytuł doktora uzyskał w 2007 roku na tym samym Wydziale. Od 2000 roku jest pracownikiem Katedry Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Główne obszary działalności zawodowej dotyczą strategii eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, niezawodności urządzeń i systemów elektroenergetycznych.

otrzymano/received: 17.09.2014

przyjęto do druku/accepted: 19.12.2014

