

Analiza eksploatacyjnej awaryjności krajowych sieci średniego napięcia

Słowa kluczowe: niezawodność, awaryjność sieci średniego napięcia, estymatory jądrowe

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki analizy danych eksploatacyjnych awaryjności linii napowietrznych i kablowych średniego napięcia jak również transformatorów SN/nN krajowego systemu elektroenergetycznego. Do analizy zagadnienia zastosowano nieparametryczną metodę analizy danych niezawodnościowych sieci elektroenergetycznych z wykorzystaniem estymatorów jądrowych. Poszczególne dane pochodzą z sieci elektroenergetycznych mających różny charakter pracy, dlatego uwzględniono w analizie wagę poszczególnych danych. W artykule zaproponowano także nowy sposób prezentacji graficznej analizowanych danych niezawodnościowych.

1. Wstęp

Zagadnienia dotyczące niezawodności działania systemów elektroenergetycznych wywołują obecnie ogromne zainteresowanie na całym świecie. Większość ludzi za oczywisty i konieczny czynnik swojego życia przyjmuje nieograniczoną dostępność do energii elektrycznej. Jesteśmy w coraz większym stopniu od niej uzależnieni. Odbiorca energii elektrycznej oczekuje zarówno prawidłowego funkcjonowania urządzeń elektrycznych (wysokiej jakości energii elektrycznej [14]) jak i niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej (niezawodnej dostawy [14]). Czasami oczekiwania odbiorców są niespełnione np. ze względu na stan techniczny istniejącej sieci dystrybucyjnej. Dlatego ocena niezawodności systemów zasilania stanowi tak ważny element badań.

Tematyka niezawodności systemu elektroenergetycznego jest szeroko analizowana w wielu aspektach. Poświęcono jej bardzo wiele prac zarówno eksperymentalnych, jak również o charakterze teoretycznym. Historycznie, w literaturze przedmiotowej, niezawodność systemu elektroenergetycznego w sposób istotny związana jest z nazwiskami R. Billingtona i R. Allana, którzy to razem [2] jak i z gronem współautorów opublikowali wiele artykułów i książek. Również w literaturze krajowej dostępne są liczne opracowania naukowe, spośród których można wymienić choćby prace J. Paska [13,14] czy prace A. Chojnackiego [5].

Analiza niezawodności może dotyczyć zarówno aspektu wytwarzania energii elektrycznej, przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej. Niezawodność systemu dystrybucyjnego prowadzona jest na kilku poziomach napięć (wysokiego, średniego i niskiego napięcia) i zależy zarówno od parametrów niezawodnościowych poszczególnych jej elementów jak również wzajemnego układu połączeń i realizowanych zależności funkcyjnych [1-10,13,14,16]. Rzeczywiste układy sieci elektroenergetycznej są często bardzo rozbudowane a do ich oceny są powszechnie stosowane wskaźniki takie jak np.: SAIDI, SAIFI czy MAIFI [1,2,9,10]. Wskaźniki te wyznaczane są na podstawie zdarzeń zarejestrowanych w sieci eksploatowanej przez danego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Równie użyteczną informacją dla OSD jest ocena poziomu niezawodności poszczególnych grup urządzeń elektroenergetycznych. Należy w tym miejscu podkreślić, że niezwykle trudno zgromadzić dużą liczbę danych niezawodnościowych. Gromadzone przez poszczególnych, niezależnych, OSD dane o awaryjności sieci stanowią tajemnicę firmy i są ogólnie niedostępne. Publikowane dane są zwykle okrojone i ogólnikowe [19]. Jako dobrą praktykę można przedstawić raport [1], w którym między innymi prezentowane są analizy dotyczące niezawodności pracy europejskich systemów elektroenergetycznych. Publikacja takich raportów umożliwia dostępność i transparentność informacji na temat stanu niezawodności oraz regulacji jakości dostaw energii elektrycznej w każdym z prezentowanych krajów.

Ponadto, dla OSD prawidłowa ocena niezawodności systemu elektroenergetycznego stanowi podstawę właściwej strategii planowania i eksploatacji wymaganych do osiągnięcia celów niezawodności nałożonych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Jest to istotne, gdyż OSD zobowiązane są podawać wskaźniki niezawodności URE, który może stosować kary, jeżeli osiągnięty poziom niezawodności jest gorszy niż określone roczne wartości planowane.

Należy zwrócić również uwagę na fakt, że dane niezawodnościowe pochodzą z sieci elektroenergetycznych o różnych charakterach pracy, o różnym obszarze działania i liczbie obsługiwanych

odbiorców. Celowym jest więc podczas ich analizy uwzględniać wagę (istotność) poszczególnych danych. Ponadto, na ogół, dane niezawodnościowe analizowane są klasycznymi metodami statystycznymi, polegającymi na arbitralnym przyjęciu typowych rozkładów zmiennej losowej takich jak np.: Weibulla, wykładniczego czy logarytmiczno-normalnego, a następnie wyznaczeniu parametrów założonego rozkładu [5]. Metody te nazywane parametrycznymi są niewystarczające z punktu widzenia złożonych zagadnień niezawodnościowych, ponieważ ograniczają się do wyboru kilku typów rozkładów [12]. Wady tej nie mają metody nieparametryczne, w których nie zakłada się a priori postaci rozważanej funkcji [11,12].

Na podstawie analizy statystycznej awaryjności urządzeń elektroenergetycznych można stwierdzić, że wciąż duża częstość uszkodzeń przypada na linie średniego i niskiego napięcia [7-10]. Najczęstszymi przyczynami uszkodzeń sieci elektroenergetycznej są zdarzenia losowe np.: przepięcia atmosferyczne i łączeniowe, zmiany temperatury otoczenia, działanie wiatru, działanie szadzi, zanieczyszczenia atmosferyczne czy ingerencja osób trzecich [5]. Dane o awaryjności urządzeń elektroenergetycznych, krajowi OSD zobowiązani są opracowywać i zamieszczać w arkuszach statystycznych G-10.5. Arkusz ten stanowi zestawienie informacji o wartości wskaźników charakteryzujących awaryjność elementów sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia.

W artykule przeprowadzono analizę danych na podstawie uzyskanych informacji z formularzy G-10.5 pochodzących z 19 oddziałów dystrybucyjnych z lat 2012 – 2014. Do obliczenia rozkładów funkcji gęstości wskaźników niezawodnościowych zastosowano metody nieparametryczne, które w sposób rzetelny pozwalają określić charakter zmienności analizowanych zjawisk [11,12]. Przedstawione w dalszej części estymatory jądrowe charakteryzują się jasnym opisem matematycznym i uniwersalnością zastosowań. Przy dzisiejszych możliwościach obliczeniowych komputerów można je z powodzeniem wykorzystywać nawet w analizie bardzo złożonych problemów.

Zasadniczym zagadnieniem artykułu jest estymacja funkcji gęstości rozkładów zmiennych losowych na podstawie uzyskanej próby. Wszystkie obliczenia statystyczne zostały zrealizowane w środowisku programistycznym języka R [15]. Dla każdej analizy danych niezawodnościowych opracowany został program obliczenia niezawodności grupy badanych urządzeń jak również opracowano wykresy wspomagające proces wnioskowania statystycznego.

2. Numeryczna analiza danych

Jednym z podstawowych zagadnień współczesnej nauki ukierunkowanych na analizę złożonych procesów technicznych jest wyznaczanie na podstawie dostępnych danych eksperymentalnych funkcji charakteryzujących badany obiekt. Analiza niezawodności zarówno pojedynczych urządzeń energetycznych jak i całego złożonego systemu energetycznego wymaga wyznaczenia stosownych statystycznych miar na podstawie dostępnych danych historycznych. Klasycznymi przypadkami powyższego zagadnienia są określenia np.: wartości średniej, odchylenia standardowego, funkcji regresji czy estymacji funkcji gęstości prawdopodobieństwa (ang. probability density function - pdf) danej zmiennej losowej. Przy estymacji pdf na ogół zakłada się arbitralnie typ rozkładu zmiennej losowej a następnie wyznacza się jej parametry. Dlatego metody te określane są mianem metod parametrycznych.

2.1. Estymatory jądrowe

Jedną z podstawowych metod estymacji nieparametrycznej stała się koncepcja estymatorów jądrowych. Zostały one zaproponowane na przełomie lat pięćdziesiątych i sześćdziesiątych XX wieku a ich zasadnicza koncepcja wywodzi się z problemu estymacji pdf. Zagadnienie to jest szeroko prezentowane w licznych publikacjach np.: [11,12,21-23].

Typowym zagadnieniem do zastosowania estymatorów jądrowych jest wyznaczenie funkcji gęstości rozkładu probabilistycznego zmiennej losowej na podstawie uzyskanej próby (ang. Kernel Density Estimation - KDE). Praktyczne zastosowania analizy za pomocą estymatorów jądrowych zmiennych losowych wymaga użycia komputera wraz z odpowiednim oprogramowaniem statystycznym np. programem R.

Definicja klasycznego estymatora jądrowego - KDE.

Niech będzie dana n -wymiarowa zmienna losowa X , której rozkład ma gęstość f .

Jej estymator jądrowy $\hat{f} : \mathbb{R}^n \rightarrow [0, \infty)$ wyznacza się na podstawie wartości m -elementowej próby losowej x_1, x_2, \dots, x_m , uzyskanej ze zmiennej X , który w swej podstawowej postaci jest zdefiniowany wzorem:

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{m h^n} \sum_{i=1}^m K\left(\frac{x-x_i}{h}\right), \quad (1)$$

gdzie mierzalna, symetryczna względem zera oraz mająca w tym punkcie słabe maksimum globalne funkcja $K : \mathbb{R}^n \rightarrow [0, \infty)$ spełnia warunek $\int_{\mathbb{R}^n} K(x) dx = 1$ i jest nazywana jądrem, natomiast dodatni współczynnik h określa się mianem parametru wygładzania (ang. bandwidth) [11, 20-23].

Ze statystycznego punktu widzenia postać jądra nie ma aż tak istotnego znaczenia. Istnieje możliwość arbitralnego wyboru postaci jądra. Ze względu na fakt, że znaczna część zjawisk zachodzących w przyrodzie podlega rozkładowi normalnemu, (w tym również tych, dotyczących danych niezawodnościowych), wydaje się celowym stosowanie jądra normalnego opisanego poniższą funkcją:

$$K(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-x^2}{2}\right)}, \quad (2)$$

Wadą jądra normalnego jest nieograniczony nośnik zmiennej losowej $x \in (-\infty, \infty)$. Ponieważ estymowane wartości parametrów niezawodności ze względów fizycznych przyjmują tylko wartości dodatnie, należy zmodyfikować postać estymatora jądrowego tak, aby zmienna losowa X mogła przyjmować tylko wartości ze zbioru liczb nieujemnych. Rozwiązaniem jest ograniczanie nośnika jądra, którego istota polega na symetrycznym odbiciu tej części każdego jądra, która leży poza przedziałem dozwolonym, tj. w przypadku zmiennych losowych z dziedziny niezawodności poniżej zera [11,21,23].

Kolejną modyfikacją dla klasycznego estymatora jądrowego (KDE), jest „estymator jądrowy z wagami” oznaczany dalej jako KDEw (and. weighted kernel density estimate).

Definicja estymatora jądrowego z wagami - KDEw.

Niech będzie dana n -wymiarowa zmienna losowa X , której rozkład ma gęstość f .

Jej estymator jądrowy $\hat{f} : \mathbb{R}^n \rightarrow [0, \infty)$ wyznacza się na podstawie wartości m -elementowej próby losowej x_1, x_2, \dots, x_m , której przyporządkowano nieujemne wartości w_1, w_2, \dots, w_m , spełniające warunek $\sum_{i=1}^m w_i = 1$, dalej interpretowane jako „wagi” poszczególnych elementów próby zmiennej X , zdefiniowany wzorem

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{h^n \sum_{i=1}^m w_i} \sum_{i=1}^m w_i K\left(\frac{x-x_i}{h}\right), \quad (3)$$

gdzie mierzalna, symetryczna względem zera oraz mająca w tym punkcie słabe maksimum globalne funkcja $K : \mathbb{R}^n \rightarrow [0, \infty)$ spełnia warunek $\int_{\mathbb{R}^n} K(x) dx = 1$ i jest nazywana jądrem, natomiast dodatni współczynnik h określa się mianem parametru wygładzania – na podstawie [11,23].

W szczególnym przypadku, gdy wszystkie wagi w_1, w_2, \dots, w_m są równe sobie oraz ich suma jest równa 1, powyższa postać estymatora KDEw jest równoważna zależności (1) dla KDE.

Zdaniem autora zastosowanie estymatora KDEw pozwala lepiej uwzględnić uwarunkowania badanej rzeczywistości w zagadnieniach dotyczących między innymi analizy niezawodności działania systemu elektroenergetycznego. Należy zachować ostrożność w przypadku, gdy występują ekstremalnie różne wagi. Wnioskowanie statystyczne na podstawie KDEw w takim przypadku wymaga wiedzy eksperckiej z danej dziedziny, dotyczącej analizowanych zjawisk tak, aby nie były wysuwane błędne wnioski.

Zasadnicze znaczenie dla jakości estymatorów jądrowych ma parametr wygładzania h , który wpływa na „gładkość” uzyskanej krzywej gęstości. Zbyt mała wartość powoduje pojawienie się nadmiernej ilości ekstremów lokalnych estymatora $\hat{f}(x)$, zbyt duża powoduje nadmierne wygładzenie $\hat{f}(x)$, nie oddając własności rzeczywistej, badanej zmiennej losowej. Powstało dużo opracowań naukowych, które prezentują dogodne algorytmy, umożliwiające obliczanie parametru h , zbliżonej do optymalnej w sensie kryterium błędu średniokwadratowego. Metody estymacji parametru wygładzania h zostały zaimplementowane w uznanych programach statystycznych np.: SAS, R, MATLAB czy STATYSTYKA.

W środowisku programu R [15] dostępnych jest kilka funkcji obliczających pdf badanej zmiennej losowej za pomocą estymatorów jądrowych. W artykule stosowana była funkcja 'density', posiadająca wiele możliwości obliczeniowych. Jedną nich jest parametr 'weights' definiujący wagi dla poszczególnych wartości analizowanej zmiennej losowej. Wybór metody wyznaczania parametru h dokonywany jest poprzez parametr 'bw'. W artykule, do obliczania wartości parametru wygładzania h stosowano metodę Sheather & Jones. Możliwości funkcji 'density', programu R zostały również zastosowane we wcześniejszych pracach autora [7-10].

W przypadku danych wielowymiarowych stosuje się dwa naturalne uogólnienia powyższej koncepcji: jądro radialne [11,23]:

$$K(x) = C K(\sqrt{x^T x}), \quad (4)$$

oraz jądro produktowe:

$$K(x) = K([x_1, x_2, \dots, x_n]^2) = K(x_1) \cdot K(x_2) \cdot \dots \cdot K(x_n), \quad (5)$$

gdzie K oznacza jądro jednowymiarowe, natomiast C jest dodatnią stałą, wyznaczoną tak, aby spełniony był warunek $\int_{\mathbb{R}^n} K(x) dx = 1$. Bardziej efektywne jest jądro radialne niż produktowe, lecz z punktu widzenia zastosowań aplikacyjnych różnica jest nieznaczna. Zagadnienia te zostały omówione np. w pracach [11,23].

3. Analiza eksploatacyjnej awaryjności sieci średniego napięcia

W artykule przedstawiono analizę awaryjności sieci średniego napięcia dziewiętnastu krajowych oddziałów dystrybucyjnych. Oddziały te swoją koncesją na dystrybucję energii elektrycznej obejmują 57 % obszaru Polski, zasilając ponad 10,5 miliona odbiorców (dane na koniec roku 2015). Badane oddziały dystrybucyjne zapewniają swoją działalnością pokrycie około 65 % zapotrzebowania dostaw energii elektrycznej w Polsce. W celu przesyłania wymaganej energii elektrycznej, zapewniają prawidłowe funkcjonowanie linii energetycznych o łącznej długości ponad 465 tysięcy km. Można przyjąć, iż stanowi to istotną próbę statystyczną do przeprowadzenia analiz statystycznych dotyczących niezawodności krajowych sieci elektroenergetycznych.

Każdy oddział dystrybucyjny w Polsce zobowiązany jest do corocznego wypełnienia formularza G-10.5 „Sprawozdanie o stanie urządzeń elektrycznych” (stanowią one tajemnicę firmy). Sprawozdania te dostarczają informacji o stanie sieci oraz funkcjonowaniu poszczególnych urządzeń elektroenergetycznych za poprzedni rok kalendarzowy. Poszczególne oddziały dystrybucyjne po wypełnieniu sprawozdania przekazują je do Agencji Rynku Energii Spółka Akcyjna (ARE S.A.) celem prowadzenia dalszych badań statystycznych i analiz systemowych w dziedzinie gospodarki energetycznej. ARE S.A. otrzymane dane wykorzystuje do opracowania zbiorczych analiz. Badania te są chronione tajemnicą statystyczną - nie są udostępniane publicznie. Można co prawda zakupić coroczne zbiorcze opracowanie pt. „Statystyka Energetyki Polskiej” [19], jednakże są tam podawane wyłącznie średnie wartości wskaźników dla polskich sieci elektroenergetycznych (łączna wartość dla wszystkich operatorów). Brak jest natomiast danych dotyczących poszczególnych oddziałów OSD.

Awaryjność sieci elektroenergetycznych średniego napięcia w formularzu G10.5 określana jest:

- liczbą uszkodzeń linii napowietrznych i kablowych SN oraz transformatorów SN/nN;
- wskaźnikiem uszkodzeń: na 100 km linii napowietrznych i linii kablowych SN oraz na 100 sztuk transformatorów SN/nN;
- średnim czasem przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu uszkodzeń wyrażonej w godzinach dla linii napowietrznych i kablowych SN oraz dla transformatorów SN/nN.

Sumaryczna liczba uszkodzeń, którą zarejestrowano w urządzeniach sieci SN w latach 2012 – 2014 wynosiła 53 089 sztuk. Zestawienie prezentujące liczby uszkodzeń z podziałem na grupy urządzeń sieci SN przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Liczba uszkodzeń zarejestrowanych w sieci SN z podziałem na uszkodzenia powstałe w liniach napowietrznych SN, liniach kablowych SN oraz w transformatorach SN/nN w latach 2012 – 2014

Suma uszkodzeń w sieciach SN w latach 2012 - 2014			Udział [%]
Liczba uszkodzeń ogółem w:	liniach napowietrznych SN [szt.]	38 869	73,21
	liniach kablowych SN [szt.]	11 865	22,35
	transformatorach SN/nN [szt.]	2 355	4,44
Razem		53 089	100,00

Badane oddziały dystrybucyjne na koniec roku 2014 łącznie obsługiwały 128 655 km linii napowietrznych SN, 39 165 km linii kablowych SN oraz 146 627 transformatorów SN/nN.

W tabeli 2 przedstawiono długości linii kablowych SN (l_{SN_LK}), długości linii napowietrznych SN (l_{SN_LN}) oraz liczby transformatorów SN/nN (l_{Tr}) dla poszczególnych oddziałów dystrybucyjnych wraz z obliczonymi dla nich wagami ($waga$). Wartości zmiennej $waga$ wyznaczone są na podstawie zależności:

$$waga_i = \frac{x_i}{\sum_{i=1}^{19} x_i}, \quad (6)$$

gdzie x_i jest wartością długości linii lub liczby transformatorów dla danego oddziału podzieloną przez sumę dla wszystkich dziewiętnastu badanych oddziałów.

Obliczone wartości zmiennej $waga$ wykorzystane zostały przy wyznaczaniu estymatorów jądrowych KDEw, prezentowanych w dalszej części artykułu.

Tabela 2. Długości linii kablowych SN (l_{SN_LK}), długości linii napowietrznych SN (l_{SN_LN}), liczby transformatorów SN/nN (l_{Tr}) poszczególnych oddziałów dystrybucyjnych oznaczonych odpowiednio kodami A-T oraz wagi poszczególnych danych

Kod oddziału	Linie napowietrzne SN		Linie kablowe SN		Transformatory SN/nN	
	l_{SN_LK} [km]	$waga_{SN_LK}$	l_{SN_LN} [km]	$waga_{SN_LN}$	l_{Tr} [szt.]	$waga_{Tr}$
A	2 302	0,0588	16487	0,1281	14606	0,0996
B	2 926	0,0747	9687	0,0753	9810	0,0669
C	2 367	0,0604	1509	0,0117	3631	0,0248
D	1 700	0,0434	12715	0,0988	11744	0,0801
E	2 457	0,0627	11426	0,0888	11366	0,0775
F	2 305	0,0589	13080	0,1017	13038	0,0889
G	2 437	0,0622	14952	0,1162	17870	0,1219
H	1 074	0,0274	11416	0,0887	8916	0,0608
I	2 368	0,0605	1873	0,0146	3640	0,0248
J	1 384	0,0353	3233	0,0251	4630	0,0316
K	1 291	0,0330	3926	0,0305	4017	0,0274
L	5 036	0,1286	3011	0,0234	9350	0,0638
M	717	0,0184	2823	0,0219	2759	0,0188
N	3 341	0,0853	3441	0,0267	9938	0,0678
O	914	0,0233	2933	0,0228	2785	0,0190
P	1 815	0,0463	5080	0,0395	5189	0,0354
R	731	0,0187	3979	0,0309	4050	0,0276
S	901	0,0230	2982	0,0232	3190	0,0218
T	3 099	0,0791	4102	0,0319	6098	0,0416
Razem	39 165	1,0000	128 655	1,0000	146 627	1,0000

Zaprezentowano analizę statystyczną danych dla wskaźników uszkodzeń (w) oraz średniego czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu uszkodzeń (t) z podziałem dla trzech grup urządzeń: linii kablowych SN, linii napowietrznych SN oraz transformatorów SN/nN.

Dla każdej z tych grup danych dysponowano statystyką 57 obserwacji (3 dane z lat 2012-2014 dla dziewiętnastu oddziałów dystrybucyjnych).

Uzyskane wyniki prezentowane są równocześnie na trzech typach wykresów: na histogramie, na wykresie pudełkowym oraz za pomocą funkcji pdf. Ostatni z wykresów obliczony jest za pomocą estymatorów jądrowych z zastosowaniem jądra normalnego, z ograniczeniem nośnika do wartości dodatnich. Do wyznaczania współczynnika wygładzania h wykorzystano najbardziej uznaną metodę opracowaną przez Sheather & Jones [17].

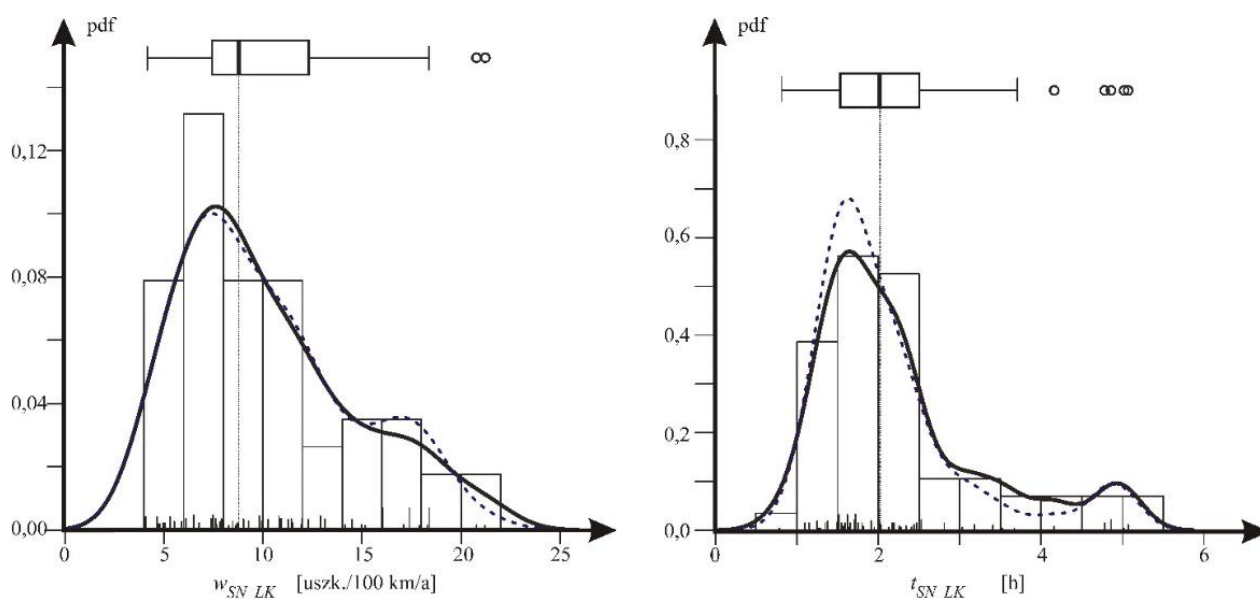
Obliczenia funkcji pdf realizowane za pomocą estymatorów jądrowych przeprowadzono w dwóch wariantach – metodą klasyczną KDE (bez ważenia danych) oraz metodą KDEw z zastosowaniem wagi istotności poszczególnych danych. Szacowanie KDE bez ważenia informacji przypisuje wszystkim danym jednakowe znaczenie w analizie. W przypadku stosowania ważenia, dane mające większą wagę mają większy wpływ na obliczenia. Zmiennymi, które przyjęto jako wagi w dalszych obliczeniach to odpowiednio: długości linii napowietrznych SN, długości linii kablowych SN oraz liczby transformatorów SN/nN. W tych konkretnych przypadkach poszczególne wagi mają zbliżone wartości (nie różnią się więcej niż o rząd wielkości). Świadczy to o porównywalności badanych cech wagowych analizowanych sieci energetycznych.

Prezentowane wykresy ukazują tę samą informację w różny sposób. Najbardziej popularny histogram prezentuje całkowicie wizualną ocenę rozkładu analizowanych danych. Wykres pudełkowy to forma graficznej interpretacji rozkładu cech statystycznych zmiennej, z którego możemy odczytać wartości: medianę, pierwszy kwartył Q_1 (ang. 1st Qu.), trzeci kwartył Q_3 (ang. 3rd Qu.), rozstęp kwartylowy (ang. IQR - interquartiles) jak również dane odstające - zaznaczone okręgami (wykraczające poza obszar 1,5 IQR). Wykresy KDE przedstawione są za pomocą linii ciągłej, natomiast KDEw za pomocą linii przerywanej. Prezentują one wartości modalne bezpośrednio widoczne na wykresach pdf jak również skośność rozkładów, wartości odstające czy ewentualną wielomodalność.

Ponadto wykresy te zawierają dodatkową informację graficzną, mówiącą zarówno o wartości jak i o wadze poszczególnych danych d_i . Wzdłuż podstawy podziałki, na osi rzędnych znajdują się w miejscu wartości danych d_i znaczniki „|”, których wysokość jest proporcjonalna od wagi danych. Im na wykresie wyższy znacznik „|”, tym większa jest waga danej a tym samym większy jest jej udział przy obliczaniu KDEw.

W opisie części rysunków podane są w formie tabelarycznej wybrane miary statystyczne analizowanych rozkładów dotyczące: wartości minimalnej i maksymalnej, Q_1 , Q_3 , mediany oraz wartości średniej badanych zmiennych.

Rysunki 1 i 2 przedstawiają analizę awaryjności linii kablowych SN.

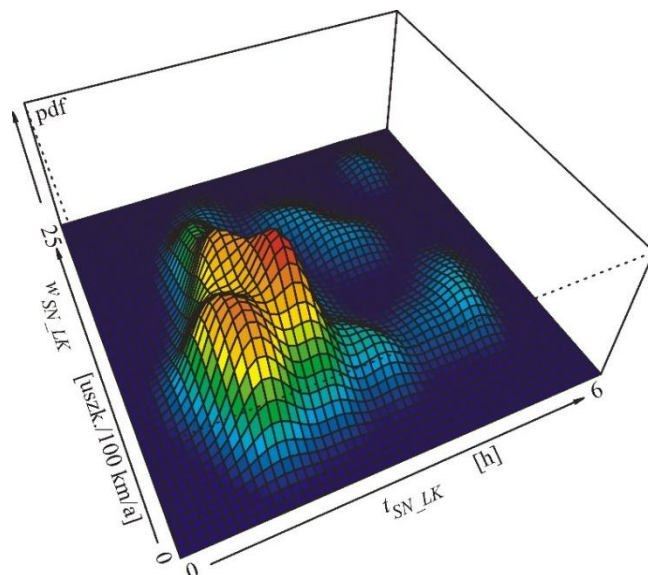


	minimum	1 kwartył	mediana	średnia	3 kwartył	maximum
w_{SN_LK} [uszk./100 km/a]	4,08	7,38	8,74	10,16	12,30	21,20
t_{SN_LK} [h]	0,79	1,57	2,01	2,26	2,47	5,07

Rys. 1. Histogram, wykres pudełkowy oraz funkcja pdf wyznaczona za pomocą KDE (linia ciągła) i KDEw z wagą $waga_{SN_LK}$ (linia przerywana) dla wskaźnika uszkodzeń w_{SN_LK} oraz czasu trwania uszkodzeń t_{SN_LK} linii kablowych średniego napięcia

Wykres dla wskaźnika uszkodzeń w_{SN_LK} przedstawia lewa część rysunku 1 (współczynnik wygładzania $h = 1,578$), natomiast dla czasu trwania uszkodzeń t_{SN_LK} linii kablowych SN prawa część rysunku 1 ($h = 0,2652$).

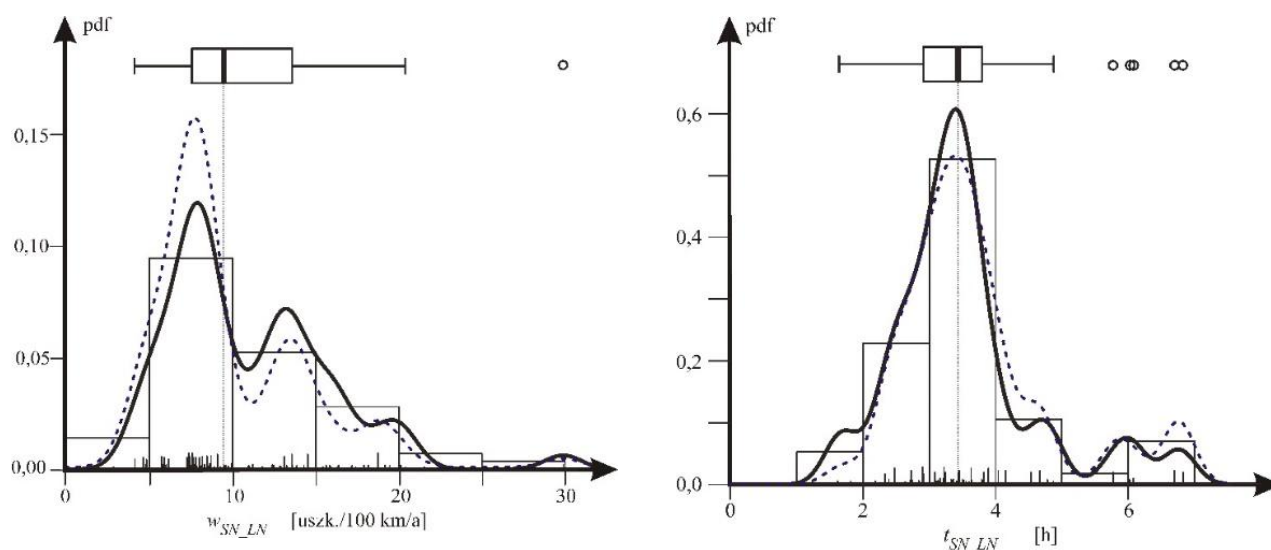
Z zastosowaniem funkcji kde2d z biblioteki MASS programu R, przeprowadzono również dwuwymiarową estymację funkcji gęstości prawdopodobieństwa dla dwóch analizowanych zmiennych tj. dla wskaźnika uszkodzeń linii kablowych SN oraz czasu trwania uszkodzeń w tej sieci. Obliczenia przeprowadzono z zastosowaniem jądra normalnego, z ograniczeniem nośnika do wartości dodatnich. Do wyznaczania współczynnika wygładzania h wykorzystano metodę Sheather & Jones. Przedstawiono wykres bez uwzględniania wag (metoda KDE). Zastosowanie wag nie zmienia istotnie wyglądu rozkładów, wyłącznie wartości rozkładów w wybranych punktach. Rysunek 2 przedstawia dwuwymiarową funkcję pdf awaryjności linii kablowych SN.



Rys. 2. Dwuwymiarowa funkcja pdf wyznaczona za pomocą KDE dla wskaźnika uszkodzeń w_{SN_LK} oraz czasu trwania uszkodzeń t_{SN_LK} linii kablowych średniego napięcia

W sieci kablowej badanych oddziałów najczęściej miało miejsce około 7 uszkodzeń na 100 km linii kablowych trwających średnio około 1,7 godziny w ciągu roku. Część analizowanych oddziałów dystrybucyjnych miało w analizowanym okresie większą awaryjność linii kablowych SN od pozostałych. Na podstawie przeprowadzonych analiz w sposób łatwy można wskazać te oddziały np. w celu dalszych badań benchmarkingowych czy planów inwestycyjnych.

Rysunki 3 i 4 przedstawiają analizę awaryjności linii napowietrznych SN.

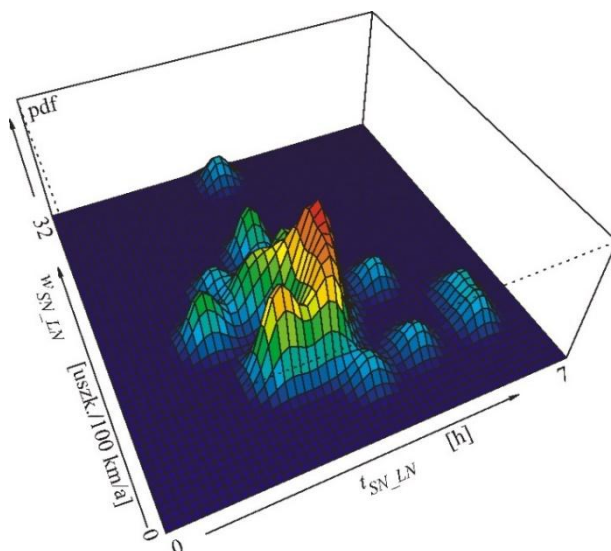


	minimum	1 kwartyl	mediana	średnia	3 kwartyl	maximum
w_{SN_LN} [uszk./100 km/a]	4,14	7,59	9,50	11,02	13,61	29,89
t_{SN_LN} [h]	1,62	2,90	3,41	3,51	3,79	6,83

Rys. 3. Histogram, wykres pudełkowy oraz funkcja pdf wyznaczona za pomocą KDE (linia ciągła) i KDEw z wagą $waga_{SN_LN}$ (linia przerywana) dla wskaźnika uszkodzeń w_{SN_LN} oraz czasu trwania uszkodzeń t_{SN_LN} linii napowietrznych średniego napięcia

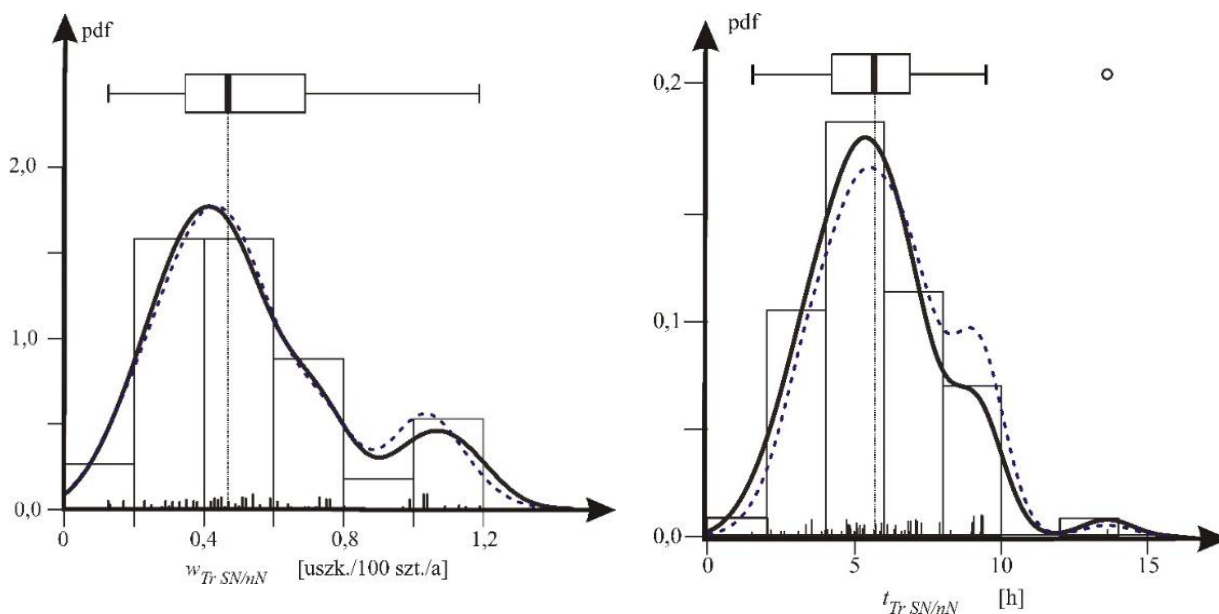
Wskaźnik uszkodzeń w_{SN_LN} wyznaczono przy współczynniku wygładzania $h = 1,115$, natomiast dla czasu trwania uszkodzeń t_{SN_LN} linii napowietrznych SN jego wartość to 0,2402. Wykresy pdf dla wskaźnika uszkodzeń w_{SN_LN} obliczone za pomocą KDE i KDEw nieznacznie się różnią (zasadniczo, oddziały, które eksploatowały linie napowietrzne SN o większej sumarycznej długości wykazywały mniejsze wartości w_{SN_LN}).

Rysunek 4 przedstawia dwuwymiarową funkcję pdf awaryjności linii napowietrznych SN.



Rys. 4. Dwuwymiarowa funkcja pdf wyznaczona za pomocą KDE dla wskaźnika uszkodzeń w_{SN_LN} oraz czasu trwania uszkodzeń t_{SN_LN} linii napowietrznych średniego napięcia

Awaryjność linii napowietrznych badanych oddziałów różni się dość istotnie. Wartość modalna dla linii napowietrznych SN to około 8 uszkodzeń na 100 km linii trwających około 3,5 godziny w ciągu roku. Kilka oddziałów dystrybucyjnych miało awaryjność linii napowietrznych SN istotnie różniącą się od pozostałych. Wskaźnik uszkodzeń oddziału T w roku 2012 miał prawie 30 uszkodzeń na 100 km linii, natomiast oddziały P, K w roku 2012 a H w latach 2013-2014 miały czasy trwania uszkodzeń ponad 6 h. Transformatory uznawane są za jedne z najbardziej niezawodnych elementów systemu energetycznego. Na rysunkach 5 i 6 przedstawiono analizę eksploatacyjną niezawodności transformatorów SN/nN.

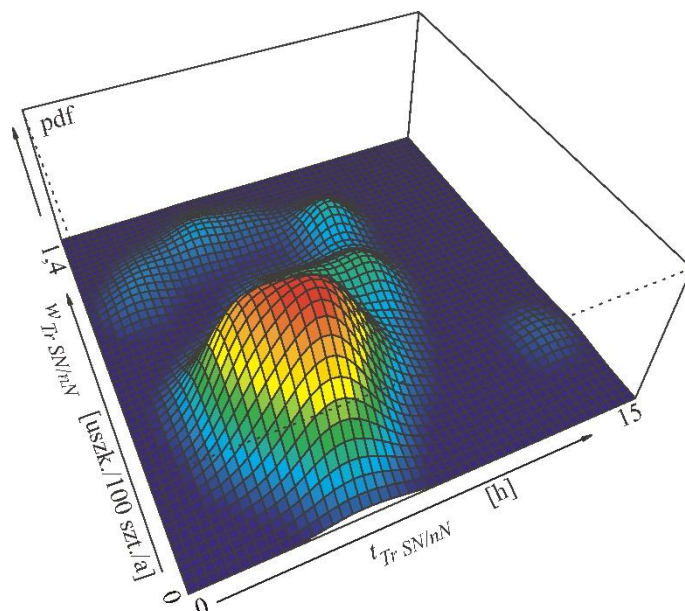


	minimum	1 kwartyl	mediana	średnia	3 kwartyl	maximum
$w_{TrSN/nN}$ [uszk./100 szt./a]	0,13	0,35	0,47	0,54	0,69	1,19
$t_{Tr SN/nN}$ [h]	1,49	4,21	5,65	5,77	6,89	13,62

Rys. 5. Histogram, wykres pudełkowy oraz funkcja pdf wyznaczona za pomocą KDE (linia ciągła) i KDEw z wagą $waga_{Tr}$ (linia przerywana) dla wskaźnika uszkodzeń $w_{Tr SN/nN}$ oraz czasu trwania uszkodzeń $t_{Tr SN/nN}$ transformatorów SN/nN

Wykres dla wskaźnika uszkodzeń transformatorów SN/nN przedstawia lewa część rysunku 5 (współczynnik wygładzania $h = 0,0924$), natomiast czasu trwania uszkodzeń prawa część rysunku 5 ($h = 0,8714$). Pomimo dużej różnicy liczby transformatorów w poszczególnych oddziałach dystrybuujących energię elektryczną (minimalny/maksymalny udział – 1,8%/12,2%) oba wykresy KDE i KDEw są zbliżone. Świadczy to o porównywalnej awaryjności transformatorów SN/nN w poszczególnych oddziałach - na wykresach widoczna jest tylko jedna istotna wartość odstająca dla rozkładu czasu trwania uszkodzeń (oddział P w roku 2013).

Dwuwymiarowa funkcja gęstości prawdopodobieństwa awaryjności transformatorów SN/nN, graficznie przedstawiona na rys. 6 potwierdza dużą jednorodność badanej populacji.



Rys. 6. Dwuwymiarowa funkcja pdf wyznaczona za pomocą KDE dla wskaźnika uszkodzeń $w_{Tr SN/nN}$ oraz czasu trwania uszkodzeń $t_{Tr SN/nN}$ transformatorów SN/nN

Przedstawione na rysunkach 5 i 6 wykresy awaryjności transformatorów SN/nN pozwalają sformułować wniosek, że w badanych oddziałach mediana rozkładu wynosi 5,65 h a wartość modalna to około 5 h w ciągu roku. Wartość modalna wskaźnika uszkodzeń to około 4 uszkodzenia w ciągu roku na 1000 szt. transformatorów SN/nN.

4. Wnioski

Analiza awaryjności sieci elektroenergetycznej na podstawie kilkuletnich danych eksploatacyjnych jest zagadnieniem kluczowym do rzetelnej ich oceny. Wnioski z takiej analizy są bardzo cenne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Pozwalają bowiem zlokalizować słabe punkty sieci w celu dalszej poprawy ich niezawodności jak również określić harmonogram przeglądów dla poszczególnych urządzeń sieci.

Przeprowadzone analizy statystyczne wykazały słusność stosowania metod nieparametrycznych, szczególnie przy występującej w praktyce niewielkiej liczbie zbioru danych niezawodnościowych. Wyniki badań opracowane metodami nieparametrycznymi, między innymi z zastosowaniem estymatorów jądrowych dostarczają rzetelnej informacji w sposób jak najbardziej przejrzysty.

Zastosowanie na jednym wykresie kilku różnych typów prezentacji danych metodami nieparametrycznymi w odniesieniu do niezawodności sieci dystrybucji jest podejściem nowym. Przedstawione wykresy umożliwiają syntetyczną wizualizację jednocześnie kilku miar statystycznych analizowanego rozkładu zmiennej na jednym rysunku. Powyższe wykresy można rozbudować o kolejne elementy np. rozkłady wyznaczone metodami parametrycznymi.

Przeprowadzona analiza awaryjności dla linii średniego napięcia wykazała duży rozrzut wartości wskaźników uszkodzeń i czasów trwania uszkodzeń dla badanych oddziałów OSD. Wartość modalna dla linii napowietrznych SN wynosiła około 8 uszkodzeń na 100 km linii i czasie trwania uszkodzenia około

3,5 godziny w ciągu roku. Odpowiednio dla linii kablowych wartość modalna wynosiła 7 uszkodzeń na 100 km linii trwających średnio około 1,7 godziny w ciągu roku. Transformatory SN/nN stanowią urządzenia bardziej niezawodne, wartość modalna rozkładu wskaźnika uszkodzeń to 0,4 uszkodzenia w ciągu roku na 100 szt. transformatorów SN/nN i czasu trwania uszkodzenia około 5 h.

Bibliografia

1. 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply. Brussels: CEER, 2016.
2. Billinton R, Allan R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second edition. New York: Plenum Press, 1996.
3. Briš R, Byczanski P, Goňo R, Rusek S. Discrete maintenance optimization of complex multi-component systems. Reliability Engineering & System Safety 2017; 168: 80-89
4. Brown R, Ochoa J. Distribution system reliability: default data and model validation. IEEE Transactions on Power Systems 1998; 13: 704 -709.
5. Chojnacki A. Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Kielce: Wyd. Politechniki Świętokrzyskiej, 2013.
6. Ilie I, Hernando-Gil I, Djokic S. Reliability equivalents of LV and MV distribution networks. IEEE International Energy Conference and Exhibition ENERGYCON 2012; 343–348.
7. Kornatka M. Assessment of working conditions of 110 kV line. 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering 2015; 296-300.
8. Kornatka M, Gawlak A. Comparative Analysis of Operating Conditions in Polish Medium-voltage and 110 kV Networks. Proceedings of the 8th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering 2015; 57-60.
9. Kornatka M. The weighted kernel density estimation methods for analysing reliability of electricity supply. 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering 2016; 2-5.
10. Kolcun M, Kornatka M, Gawlak A, Čonka Z. Benchmarking the reliability of medium-voltage lines. Journal of Electrical Engineering 2017; 68(3): 212-215
11. Kulczycki P. Estymatory jądrowe w analizie systemowej. Warszawa: WNT, 2005.
12. Müller H, Wang J. Density and failure rate estimation with application to reliability. Contribution to the Encyclopedia of Statistics in Quality and Reliability. Department of Statistics University of California; 2007.
13. Paska J. Chosen aspects of electric power system reliability optimization. Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability 2013; 15 (2): 202-208.
14. Paska J. Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Warszawa: Oficyna Wyd. Politechniki Warszawskiej, 2005.

15. R Core Team Copyright ©. Środowisko i program R, 1999–2017. Available: <https://cran.r-project.org>.
16. Saleh J, Marais K. Highlights from the early (and pre-) history of reliability engineering. *Reliability Engineering & System Safety* 2006; 91: 249–256.
17. Sheather S, Jones M. A reliable data-based bandwidth selection method for kernel density estimation. *Journal of the Royal Statistical Society. Series B* 1991; 53(3): 683-690.
18. Silverman B. *Density Estimation for Statistics and Data Analysis*. Chapman and Hall, 1986.
19. *Statystyka elektroenergetyki polskiej*, Warszawa: Agencja Rynku Energii S.A. 2012- 2016.
20. Turlach B. Bandwidth selection in kernel density estimation: A review. Working Paper. Université catholique de Louvain 1994.
21. Venables W, Ripley B. *Modern Applied Statistics with S*. New York: Springer, 2002.
22. Wand M, Jones M. *Kernel Smoothing*. Vol. 60 of *Monographs on Statistics and Applied Probability* London: Chapman and Hall, 1995.
23. Wasserman L. *All of Nonparametric Statistics*. New York: Springer, 2007.