

# Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności

**Streszczenie.** W artykule, na podstawie danych pochodzących od operatorów systemów dystrybucyjnych, przedstawiono analizę stopnia automatyzacji pracy sieci średniego napięcia i poziomu ich niezawodności. Stosując estymatory jądrowe, wyznaczono rozkłady gęstości prawdopodobieństwa występowania wartości wskaźników SAIDI przerw nieplanowanych oraz liczby łączników sterowanych radiowo. Przedstawiono analizę wpływu poziomu stopnia automatyzacji sieci średniego napięcia na wartości wskaźnika SAIDI przerw nieplanowanych.

**Abstract.** The paper presents the analysis of degree of automation of the medium voltage networks operation and their level of reliability, based on the data of distribution system operators. The empirical probability density functions of the unplanned interruptions SAIDI indices and the number of radio-controlled switches have been determined with use of kernel estimators. The analysis of the impact of the automation degree level the MV networks on the SAIDI index unplanned interruptions has been presented. (**Automation of medium voltage networks operation and the their reliability level**).

**Słowa kluczowe:** niezawodność, automatyzacja sieci średniego napięcia, metoda estymatorów jądrowych.

**Keywords:** reliability, automation of MV network, kernel estimators method.

doi:10.12915/pe.2014.08.26

## Wstęp

Zagadnienia dotyczące poprawy niezawodności sieci elektroenergetycznych znajdują się w centrum zainteresowań krajowych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Z spośród szerokiego zakresu zagadnień związanych z tym tematem, szczególnie miejsce przypada niezawodności sieci średniego napięcia (SN). To ich awaryjność zasadniczo determinuje wartości wskaźników SAIDI, SAIFI czy MAIFI, którymi powszechnie określa się stopień niezawodności dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych. Zamieszczane na stronach krajowych OSD wartości wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI zostawiają jeszcze dużo do życzenia w porównaniu do danych podawanych przez pozostałych europejskich operatorów [1]. W celu poprawy wartości wskaźników niezawodnościowych, znaczne nakłady finansowe asygnowane są obecnie w sieci terenowe średniego napięcia.

Od wielu lat istotnym zagadnieniem dla OSD jest proces automatyzacji terenowych sieci SN. Szczęólnego znaczenia nabrął on obecnie, w okresie budowy sieci typu smart grid. Niestety w literaturze przedmiotowej brak jest opracowań prezentujących, jaki jest aktualny stopień automatyzacji terenowych sieci SN. Liczba łączników sterowanych radiowo współpracujących z systemem dyspozytorskim jest różny dla poszczególnych oddziałów OSD. Należy zauważyć, iż w eksploatacji są łączniki sterowane radiowo o różnych możliwościach operacyjnych; np. umożliwiające odłączenie uszkodzonego fragmentu sieci za pomocą systemu zdalnego sterowania jedynie w przerwie beznapięciowej na polecenie dyspozytora, jak również łączniki mające pełne możliwości wyłączenia prądów zwarciovych wyposażone w kompletny system automatyki zabezpieczeniowej (reklozery).

Na podstawie danych pochodzących z 13 oddziałów krajowych OSD wyznaczono funkcję gęstości prawdopodobieństwa ilości łączników sterowanych radiowo zainstalowanych w terenowej sieci SN. W badanych oddziałach w roku 2011 eksploatowano łącznie kilka tysięcy łączników sterowanych radiowo. Całkowita długość linii terenowej SN badanych oddziałów wynosiła 125 478 km.

Przy zastosowaniu estymatorów jądrowych, przeprowadzono analizę poziomu niezawodności badanych oddziałów OSD, wyznaczając rozkład wartości wskaźników SAIDI. Przeprowadzono również analizę stopnia automatyzacji pracy sieci średniego napięcia i poziomu jej

niezawodności, wyznaczając dwuwymiarowy rozkład ich gęstości.

## Niezawodność elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego

Podstawowe wymagania stawiane systemowi dystrybucyjnemu to: wysoka jakość energii, niezawodność zasilania odbiorców, niskie koszty eksploatacji oraz bezpieczeństwo pracy obsługi i użytkowników. Dla systemu dystrybucyjnego obliczanymi wskaźnikami niezawodności są [2]:

- oczekiwana liczba zakłóceń,
- średni czas trwania zakłócenia,
- roczna niedyspozycyjność węzła odbiorczego,
- wartość oczekiwana niedostarczonej energii.

Do najczęściej stosowanych wskaźników oceny ciągłości dostaw energii elektrycznej, dotyczących liczby wyłączeń odbiorców w ciągu roku należą:

CI (Customer Interruption) - liczba przerw w roku w przeliczeniu na odbiorcę lub odpowiednik, liczony jako stosunek liczby wyłączeń odbiorców w ciągu roku do liczby tych odbiorców;

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) - systemowy wskaźnik średniej liczby przerw na odbiorcę, zdefiniowany jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku i liczby odbiorców przyłączonych do sieci. Wskaźnik ten określa liczbę nieplanowanych przerw w zasilaniu, jakiej może oczekiwać odbiorca w ciągu roku. Jeżeli nie ustalono inaczej, SAIFI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania mniej niż 3 minuty.

W Wielkiej Brytanii jest stosowany wskaźnik określany mianem „bezpieczeństwo - security”, zdefiniowany jako liczba przerw na 100 odbiorców przyłączonych do sieci.

Wskaźniki dotyczące długości okresu w którym w danym roku nie była dostarczana energia elektryczna (przeciętnie w przeliczeniu na odbiorcę) to między innymi:

CML (Customer Minutes Lost) - wskaźnik określający skumulowany roczny czas trwania przerw w przeliczeniu na odbiorcę, określany jako stosunek rocznego czasu trwania przerw w zasilaniu (w minutach) do liczby odbiorców;

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) - systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw, wyznaczony jako roczna suma czasu trwania wszystkich przerw (w minutach), podzielona przez

całkowitą liczbę odbiorców przyłączonych do sieci. Wskaźnik ten określa całkowity czas trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną (w minutach), jakiego może się spodziewać odbiorca w ciągu roku. W Wielkiej Brytanii jest stosowany wskaźnik określany mianem „dyspozycyjność - availability”, zdefiniowany analogicznie.

TIEPI (Tiempo de interrupcion equivalente de la potencia instalada) - liczba godzin przerw w roku ważona mocą zainstalowaną transformatora, przeznaczonego do zasilania odbiorcy na średnim napięciu, a w Hiszpanii - mocą zamówioną przez odbiorcę na średnim napięciu.

Kolejne wskaźniki niezawodnościowe wg IEEE (Standard Definition for Reliability Statistics) [2] to:

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) - średnia liczba przerw na dotkniętego wyłączeniem odbiorcę, zdefiniowana jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby wyłączonych odbiorców;

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) - średni czas trwania przerwy. Jest to średni czas potrzebny do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia przerw nieplanowanych. Obliczany jest jako suma czasu trwania wszystkich przerw w zasilaniu odbiorców (w minutach), podzielona przez liczbę wszystkich wyłączeń odbiorców. Jeżeli nie ustalono inaczej, CAIDI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania mniej niż 3 minuty;

ASAI (Average Service Availability Index) - wskaźnik dyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorcogodzinach), gdy zasilanie było dostępne, do czasu gdy było na nie zapotrzebowanie;

ASUI (Average Service Unavailability Index) - wskaźnik niedyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorcogodzinach), gdy zasilanie było niedostępne, do czasu gdy było na nie zapotrzebowanie;

AENS (Average Energy Not Supplied) - średnia (oczekiwana) roczna ilość energii niedostarczonej na odbiorcę, określona jako stosunek energii niedostarczonej odbiorcom w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci;

MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) - wskaźnik średniej liczby przerw chwilowych dla odbiorcy, ustalony jako średnia w ciągu roku liczba krótkich przerw w zasilaniu o czasie trwania krótszym niż 3 minuty, jakiej może spodziewać się odbiorca. Jest obliczany jako stosunek liczby wszystkich przerw krótkich w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.

### Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia z zastosowaniem urządzeń sterowanych radiowo

W Polsce od ponad dwudziestu lat trwa proces instalowania w głębi sieci SN urządzeń automatyzujących procesy łączeniowe. Ich znaczenie dyspozytorzy doceniają między innymi podczas lokalizacji zwarć. Na obecnym etapie funkcjonowania systemu, sami OSD widzą potrzebę inwestowania w urządzenia i systemy wykorzystujące najnowocześniejsze dostępne technologie i koncepcje. Zagadnienie to ma również wymiar społeczny - sieci typu smart grid dostarczą odbiorcom energii nowe usługi. Wymagać to jednak będzie większej świadomości energetycznej odbiorców, którzy obecnie są zainteresowani przede wszystkim maksymalną dostępnością energii elektrycznej przy możliwie najniższej cenie.

Automatyzacja sieci rozdzielczej SN możliwa była w wyniku postępu technologicznego jaki dokonał się w dziedzinie łączności. Sieci łączności telekomunikacyjnej (np. trunking, GPRS, łączność światłowodowa) pozwalają na zdalne

sterowanie z centrum dyspozytorskiego obiektami zainstalowanymi w głębi sieci elektroenergetycznej SN.

W dzisiejszych czasach trudno sobie wyobrazić energetykę bez systemów telekomunikacyjnych oraz systemów wspomagających pracę dyspozytorów, nadzorujących pracę całej sieci energetycznej.

Pod pojęciem automatyzacji pracy sieci SN rozumieć można zarówno automatykę instalowaną w stacjach zasilających jak również tę, instalowaną w głębi sieci SN.

W zależności od konkretnych warunków sieciowych, można zainstalować różne urządzenia służące do odłączania uszkodzonego odcinka linii. W krajowych sieciach napowietrznych SN instalowane są łączniki sterowane radiowo wielu producentów, różniące się pod wieloma aspektami, między innymi [3]:

- medium gaszącym łuk (powietrze, olej, próżnia, SF6);
- możliwościami wyłączania prądów zwarciowych (wyłączniki, rozłączniki, odłącznik);
- możliwościami funkcyjnymi (bezprądowe odłączanie uszkodzonego fragmentu sieci, rozłączanie prądów roboczych, detekcja zwarć i wyłączanie prądów zwarciowych);
- stopniem autonomiczności działania (działanie łącznika możliwe jedynie na polecenie dyspozytora, pracujące w trybie autonomicznym współpracujące np. z automatyką MIROD z opcją lokalizacji miejsca zwarcia za pomocą sygnalizatorów prądu zwarciowego).

W artykule brane są pod uwagę urządzenia automatyzujące pracę sieci SN sterowane radiowo, instalowane w głębi terenowych sieci SN.

### Estymatory jądrowe

Analizę danych w niniejszym artykule przeprowadzono w oparciu o metody nieparametryczne. Termin ten nie oznacza braku parametrów opisujących badane zjawiska. Estymatory jądrowe pozwalają na wyznaczenie funkcji gęstości prawdopodobieństwa (probability density function - pdf) bez ograniczenia się do jakiegokolwiek znanego typu rozkładu prawdopodobieństwa [4].

Estymując gęstość na podstawie jednej, doświadczalnej wartości  $x_1$  ustala się symetryczną względem zera, nieujemną funkcję  $K$  mającą w tym punkcie maksimum i spełniającą warunek:

$$(1) \quad \int_{-\infty}^{\infty} K(x)dx = 1.$$

Wartość przyjętego estymatora gęstości ma postać:

$$(2) \quad \hat{f}(x) = \frac{1}{h} K\left(\frac{x-x_1}{h}\right).$$

gdzie:  $h$  - jest parametrem wygładzania obliczanym tak, aby wartość scałkowanego błędu średniokwadratowego była jak najmniejsza [4].

Odjęcie od  $x$  wartości  $x_1$  powoduje przesunięcie maksimum funkcji  $K$  z zera do  $x_1$ . Funkcję  $K$  nazywa się jądrem, w odniesieniu do pojęcia jądra operatora całkowitego.

Po uogólnieniu dla  $m$  - elementowego zbioru otrzymujemy podstawową postać definicji estymatora jądrowego:

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

gdzie:  $K\left(\frac{x-x_i}{h}\right)$  - jest jądrem estymatora.

Estymator jądrowy jest mało wrażliwy na postać funkcji  $K$ . Można dobrać ją do wymagań konkretnego zastosowania. W przeprowadzonej analizie przyjęto jądro normalne. Istotne znaczenie, dla jakości estymatorów jądrowych ma parametr wygładzania  $h$ . Zbyt mała wartość parametru  $h$  powoduje pojawienie się nadmiernej ilości ekstremów lokalnych estymatora  $\hat{f}(x)$ . Zbyt duża wartość parametru  $h$  powoduje nadmierne wygładzenie estymatora, nie oddając własności realnej empirycznej próby. Istnieje wiele procedur estymacji parametru wygładzania na podstawie próby losowej.

W programie R [5] zastosowano metodę wyznaczania odchylenia standardowego wygładzającego jądra.

Dla  $n$ - wymiarowej zmiennej losowej  $X$ , która posiada funkcję gęstości rozkładu  $f$ , estymator jądrowy gęstości prawdopodobieństwa  $\hat{f}: R^n \rightarrow [0, \infty)$  przedstawia się wzorem [4]:

$$(4) \quad \hat{f}(x) = \frac{1}{mh^n} \sum_{i=1}^m K\left(\frac{x-x_i}{h}\right),$$

w którym:  $m \in N \setminus \{0\}$  – liczność próby losowej,  $K: R^n \rightarrow [0, \infty)$  – jądro - funkcja spełniająca warunek:

$$(5) \quad \int_{R^n} K(x) dx = 1.$$

W przypadku wielowymiarowym stosuje się dwa naturalne uogólnienia powyższej koncepcji: jądro radialne:

$$(6) \quad K(x) = C K(\sqrt{x^T x}),$$

oraz jądro produktowe:

(7)

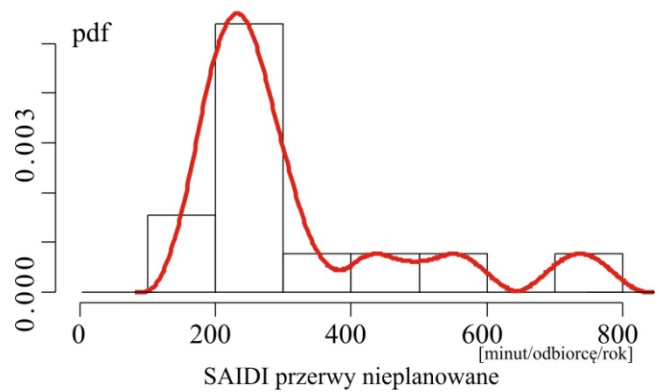
$$K(x) = K([x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]^T) = K(x_1) \cdot K(x_2) \cdot K(x_3) \cdot \dots \cdot K(x_n)$$

gdzie  $K$  oznacza jądro jednowymiarowe, natomiast  $C$  jest dodatnią stałą, wyznaczoną tak aby spełniony był warunek (5). Bardziej efektywne jest jądro radialne niż produktowe, lecz z punktu widzenia zastosowań aplikacyjnych różnica jest nieznacząca.

### Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności

Istotnym zagadnieniem, analizowanym przez OSD jest określenie optymalnego poziomu automatyzacji pracy sieci terenowej SN. Równie istotnym zagadnieniem jest określenie jak poziom automatyzacji sieci SN przekłada się na poziom ich niezawodności. Oczywiście zagadnienie to ma również inne aspekty. Należy tu wymienić choćby aspekt ekonomiczny, poprawy bezpieczeństwa pracy czy zwiększenia poziomu satysfakcji klientów. W dalszej części artykułu skoncentrowano się tylko na aspekcie niezawodnościowym.

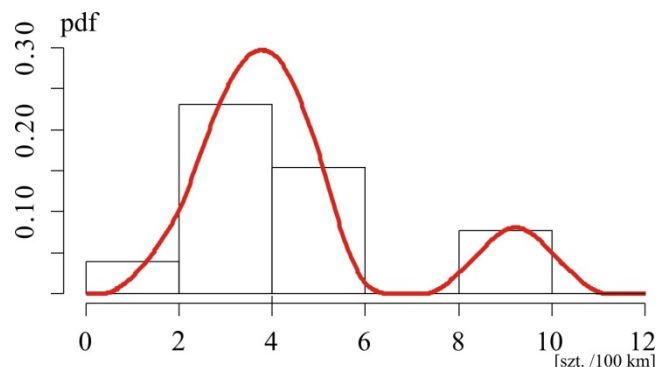
Na podstawie uzyskanych danych z 13 krajowych oddziałów OSD, dotyczących roku 2011, przeprowadzono estymację funkcji gęstości prawdopodobieństwa (pdf) wskaźnika przerw nieplanowanych SAIDI (z uwzględnieniem przerw katastrofalnych). Do obliczeń zastosowano program R, w którym między innymi wykorzystano funkcje wyznaczającą histogram (hist) oraz obliczającą estymator jądrowy pdf (density) analizowanych wartości. Wyniki analizy uzyskanych danych przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1. Histogram oraz rozkład pdf wartości wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych (zastosowano jądro normalne, parametr wygładzania  $h=36,19$ )

Mediana rozkładu wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych badanych oddziałów wynosiła 232 minut/odbiorcę/rok.

Analogicznie przeprowadzono estymację funkcji gęstości prawdopodobieństwa (pdf) ilości łączników sterowanych radiowo użytkowanych przez badane oddziały w roku 2011. W badanych oddziałach łącznie eksploatowano 5320 łączników sterowanych radiowo. Dla każdego oddziału określono liczbę łączników sterowanych radiowo zainstalowanych na 100 km eksploatowanej przez nich sieci terenowej SN. Analiza z podziałem na poszczególne grupy łączników (np. łączniki z izolacją powietrzną z komorami olejowymi, łączniki z izolacją powietrzną z mechanizmem sprężynowym, reklozery, itd) nie była celem tego artykułu. Uzyskane wyniki zamieszczano na rysunku 2.



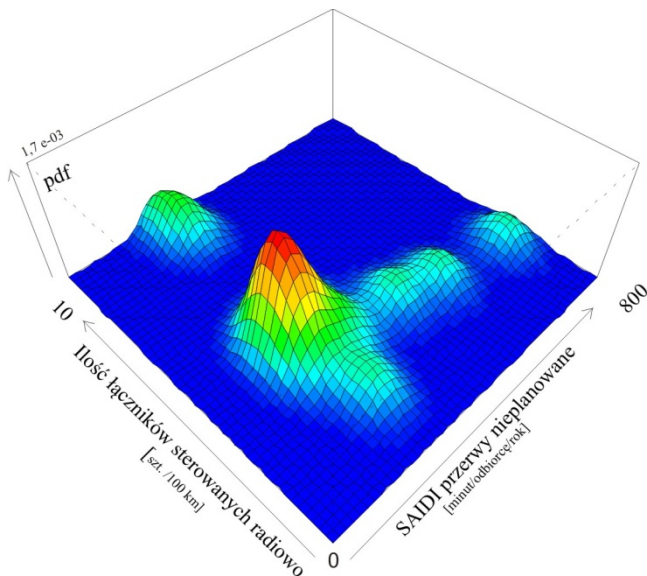
Ilość łączników sterowanych radiowo na 100 km sieci SN

Rys.2. Histogram oraz rozkład pdf wartości ilości zainstalowanych łączników sterowanych radiowo (zastosowano jądro normalne, parametr wygładzania  $h=0,539$ )

Wartość modalna rozkładu to około 4 łączniki sterowane radiowo zainstalowane na 100 km terenowej sieci SN.

Z przeprowadzonych badań wynika, że średnia odległość pomiędzy łącznikami to około 25 km. W przypadku dwóch oddziałów odległość pomiędzy łącznikami sterowanymi radiowo jest mniejsza i wynosiła około 11 km.

W celu określenia relacji, jakie zachodzą pomiędzy ilością eksploatowanych łączników sterowanych radiowo a wartością wskaźnika SAIDI przerw nieplanowanych dla poszczególnych oddziałów, przeprowadzono dwuwymiarową estymację funkcji gęstości prawdopodobieństwa zaprezentowaną na rysunku 3. Obliczenia przeprowadzono z zastosowaniem funkcji kde2d z biblioteki MASS programu R, estymującej dwuwymiarową gęstość jąder, w której to zastosowano jądra produktowe.



Rys.3. Dwuwymiarowy rozkład pdf wartości wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych oraz liczby łączników sterowanych radiowo zainstalowanych w badanych oddziałach OSD przypadających na 100 km sieci terenowej średniego napięcia (zastosowano jądro produktowe oraz parametr wygładzania w obu kierunkach odpowiednio do wartości przedstawionych z rysunku 1 i rysunku 2)

Dwa spośród badanych oddziałów posiadają relatywnie dużą liczbę łączników sterowanych radiowych – około 9 łączników na 100 km sieci terenowej SN. Nie przekłada się to jednak na mniejszą wartość wskaźnika SAIDI tych oddziałów (górną część wykresu na rysunku 3).

Zwraca się uwagę na oddziały obsługujące sieci o dominującym charakterze miejskim (dolną część wykresu na rysunku 3). Jeden z analizowanych oddziałów, pomimo posiadania poniżej 2 łączników sterowanych radiowo przypadających na 100 km terenowej sieci SN, ma wartość wskaźnika SAIDI – 240 minut/odbiorcę/rok.

Najczęściej występujący przypadek to: 4,4 łączniki sterowane radiowo na 100 km sieci terenowej SN dla wartości wskaźnika SAIDI 216 minut/odbiorcę/rok. Maksymalna wartość funkcji gęstości wynosi 0,0172 (poziomnie oznaczone kolorem czerwonym na rysunku 3).

Z przeprowadzonej analizy wynika, że dla badanych oddziałów występuje zmniejszanie się wartości wskaźnika SAIDI przy wzroście liczby zainstalowanych łączników w głębi sieci SN. Wartość wskaźnika SAIDI zależy nieliniowo od nasycenia łącznikami sterowanymi radiowo sieci SN. Można zauważyć, że po przekroczeniu określonej liczby łączników sterowanych zainstalowanych w głębi sieci terenowej SN dalsze ich instalowanie nie wpływa w sposób istotny na poprawę poziomu jej niezawodności. Ze względu na zbyt małą próbę statystyczną, analityczne określenie

zależności zachodzącej pomiędzy ilością łączników sterowanych radiowo a wartością wskaźnika SAIDI nie została zaprezentowana w artykule. Zagadnienie to wymaga dalszych badań.

Podzielać opinię autorów pracy [6], iż automatyzacja sieci SN może stać się jednym z ważniejszych zadań, które będą realizowane przez krajowych OSD w najbliższych latach.

## Wnioski

Zastosowanie estymatorów jądrowych w rozważanych zagadnieniach pozwala do pełniejszą analizę danych, oraz wyznaczenie pdf dowolnego typu rozkładów zmiennych losowych.

Automatyzacja pracy terenowej sieci średniego napięcia poprzez instalowanie łączników sterowanych radiowo jest bardzo ważnym zagadnieniem. Stanowi istotny element skracania czasu trwania przerw zasilania energią elektryczną odbiorców oraz zmniejszania liczby wyłączanych odbiorców.

Eksploatowane przez poszczególne oddziały terenowe sieci średniego napięcia mają różny poziom zarówno ich niezawodności jak i automatyzacji. Wydaje się, że kryterium do instalowania nowych łączników sterowanych radiowo powinien opierać się przede wszystkim o istniejący poziom awaryjności sieci.

Należy prowadzić dalsze badania, aby określić optymalną ilość urządzeń służących automatyzacji pracy sieci terenowej średniego napięcia, po przekroczeniu której dalsze nakłady finansowe nie poprawiają w sposób istotny jej funkcjonalności i niezawodności.

## LITERATURA

- [1] Głowacki F. i inni: 1 Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. *Instytut Energetyki Jednostka Badawczo-Rozwojowa Oddział Gdańsk* (2010)
- [2] Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa* (2005)
- [3] Kornatka M.: Wybrane metody poprawy niezawodności linii napowietrznych średniego napięcia. *Rynek Energii nr 1 (86)* (2010).
- [4] Kulczycki P.: *Estymatory jądrowe w analizie systemowej, WNT, (2005)*
- [5] Oficjalna strona projektu R - <http://www.r-project.org>
- [6] Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M.: Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii. *Acta Energetica nr 1 (2012)*

**Autor:** dr inż. Mirosław Kornatka, Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, e-mail: [kornatka@el.pcz.czest.pl](mailto:kornatka@el.pcz.czest.pl).

