

## Analiza czasu trwania awarii wiejskich linii napowietrznych niskiego napięcia

**Streszczenie:** W wiejskich liniach elektroenergetycznych niskiego napięcia czas trwania awarii jest równoznaczny z czasem przerwy w dostawie energii. Jest to jeden z głównych powodów oceny tego parametru niezawodnościowego. W trakcie prac związanych z badaniami czasu trwania awarii linii stwierdzono, że jego wartości różnią się w różnych rejonach, które związane są z działalnością gospodarczą odbiorców energii elektrycznej. W pracy przedstawiono wyniki badań, w których dokonano oceny statystycznej czasu trwania awarii linii. Zweryfikowano też hipotezę o różnicach wartości średnich i odchyłach standardowych czasu trwania awarii w różnych rejonach zasilania odbiorców.

**Abstract:** Failure duration of rural low-voltage overhead line is equivalent to duration of outage in power delivery. It is one of main reasons of evaluation of this reliability parameter. During research it was found that failure duration of rural low-voltage overhead lines differs in different areas and depends on economic activity of power consumers. This work presents research results where statistical evaluation of failure duration of rural low-voltage overhead lines was made. Also hypothesis about differences of average values and standard deviations of failure duration in different areas was verified. (**Analysis of Failures Duration of Rural Low-Voltage Overhead Lines**).

**Słowa kluczowe:** wiejskie linie napowietrzne niskiego napięcia, czas trwania awarii, ocena statystyczna czasu trwania awarii

**Keywords:** rural low-voltage overhead lines, failure duration, statistical evaluation of failure duration

doi:10.12915/pe.2014.11.57

### Wstęp

Czas trwania awarii (odnowy)  $t_a$  definiowany jest w elektroenergetyce jako przedział czasu od momentu wystąpienia awarii do momentu zakończenia naprawy (odnowy), z jednoczesną możliwością podłączenia urządzeń pod napięcie i wznowienia dostawy energii elektrycznej do odbiorców [6]. Jest to jeden z ważnych parametrów zawodnościowych, którego wartość zależy od zakresu prac jakie są wykonywane przy usuwaniu awarii a także o jakości organizacji pracy służb eksploatacyjnych – dyspozytorów rejonowych dyspozycji mocy oraz jednostek pogotowia energetycznego, współpracujących z tym dyspozytorem. Badania tego parametru zawodnościowego i jego wpływu na poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego przedstawiane są w licznych publikacjach naukowych [2, 4, 6, 9].

W wiejskich liniach elektroenergetycznych niskiego napięcia, których struktura jest promieniowa nie ma możliwości zapewnienia odbiorcom rezerwowego zasilania, (jak to ma miejsce w przypadku miejskich linii kablowych średniego napięcia [8]), wobec czego czas ten jest równoznaczny z czasem przerwy w dostawie energii  $t_p$ , którego dopuszczalne wartości regulowane są przez odpowiednie przepisy prawne [7].

W trakcie prac związanych z wykonywaniem analiz przedstawionych w artykule zauważono różnice w wartościach czasu trwania awarii występujące w różnych rejonach objętych badaniami. Założono, że różnice te można powiązać z rolą i znaczeniem oraz z działalnością gospodarczą odbiorców energii elektrycznej zlokalizowanych na terenach zasilanych przez wiejskie linie napowietrzne niskiego napięcia. Po gruntownej analizie wyodrębniono następujące rejony zasilania w energię elektryczną:

1. Rejon rolniczy wysoko towarowy,
2. Rejon rolniczy nisko towarowy,
3. Rejon usługowo-handlowy,
4. Rejon leśny, turystyczny i agroturystyczny,
5. Miejscowości podmiejskie,
6. Rejon usługowo-rolniczy,
7. Dawne tereny przemysłowe.

Przeanalizowano również próbę łączną uszkodzeń pochodzących ze wszystkich analizowanych rejonów zasilania w energię elektryczną, którą dalej określa się nazwą „Razem”. W analizowanych rejonach, co

przedstawiono dalej w artykule, parametry statystyczne czasu trwania awarii są bardzo zróżnicowane.

### Ocena wartości czasu trwania awarii

Na podstawie wykonanych badań statystycznych wiejskich linii napowietrznych niskiego napięcia 0,4 kV, jakie przeprowadzono na dużym obszarze zasilania wiejskich odbiorców energii elektrycznej, otrzymano łączną próbę statystyczną czasu trwania awarii o licznosc  $n = 11613$ . Przeprowadzono weryfikację parametryczną prób czasu trwania awarii linii w poszczególnych rejonach zasilania. Wyznaczone zostały wartości średnie, odchylenia standardowe oraz przedział ufności dla wartości średniej na poziomie istotności  $\alpha = 0,05$  [2, 3].

Ponieważ licznosci poszczególnych prób losowych  $n > 30$ , dla określenia parametrów statystycznych stosuje się wzory, które (dla określenia jednoznaczności wartości otrzymanych wyników) przedstawiono poniżej.

- wartość średnia:

$$(1) \quad E(t_a) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} t_{ai}$$

- odchylenie standardowe:

$$(2) \quad \sigma(t_a) = \sqrt{\text{Var}(t_a)} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} [t_{ai} - E(t_a)]^2}$$

gdzie:  $t_{a1}, t_{a2}, \dots, t_{ai}, \dots, t_{an}$  – wartości (realizacje) badanej cechy próby losowej.

Wyznaczono również przedział ufności dla wartości średnich, na poziomie istotności  $\alpha = 0,05$ , według wzoru:

$$(3) \quad P\left\{E(t_a) - u_\alpha \frac{\sigma(t_a)}{\sqrt{n}} < t_a < E(t_a) + u_\alpha \frac{\sigma(t_a)}{\sqrt{n}}\right\} = \\ = P\{t_{ad(\alpha)} < t_a < t_{ag(\alpha)}\} = 1 - \alpha$$

gdzie:  $\sigma(t_a)$  – odchylenie standardowe,  $t_{ad(\alpha)}$ ,  $t_{ag(\alpha)}$  – dolna i górna granica przedziału ufności dla wartości średniej,  $1 - \alpha$  – współczynnik ufności,  $u_\alpha$  – wartość zmiennej losowej  $U$  mającej rozkład normalny standaryzowany  $N(0,1)$  i spełniającej relację

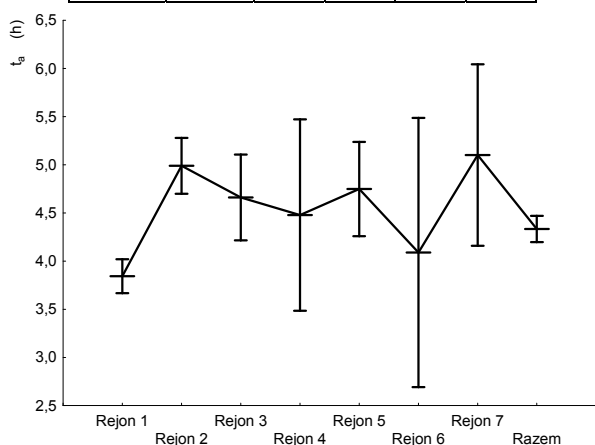
$$(4) \quad P\{-u_\alpha < U < u_\alpha\} = 1 - \alpha$$

Wyniki przeprowadzonej analizy parametrycznej przedstawiono w tabeli 1.

Na rysunku 1 przedstawiono wartości średnie oraz górne i dolne wartości przedziałów ufności (dla poziomu istotności  $\alpha = 0,05$ ), czasu trwania awarii linii napowietrznych niskiego napięcia 0,4 kV, dla poszczególnych rejonów zasilania odbiorców.

Tabela 1. Podstawowe parametry czasu trwania awarii większych sieci napowietrznych niskiego napięcia 0,4 kV, w poszczególnych rejonach zasilania odbiorców

Numer rejonu	n	E(t <sub>a</sub> )		t <sub>ad(α)</sub>		t <sub>ag(α)</sub>	
		szt.	h	h	h	h	h
1	3020	3,84	4,96	3,67	4,02		
2	4260	4,99	5,57	4,70	5,28		
3	1745	4,66	5,84	4,22	5,11		
4	637	4,48	6,82	3,48	5,47		
5	1284	4,75	5,39	4,26	5,24		
6	134	4,09	4,48	2,69	5,49		
7	533	5,10	6,27	4,16	6,04		
Razem	11613	4,33	5,37	4,20	4,47		



Rys. 1. Porównanie wartości średnich oraz górnych i dolnych wartości przedziałów ufności (dla poziomu istotności  $\alpha = 0,05$ ), czasu trwania awarii linii napowietrznych niskiego napięcia 0,4 kV, dla poszczególnych rejonów zasilania odbiorców.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że istnieją różnice wartości parametrów statystycznych określających próby czasu trwania awarii w poszczególnych rejonach zasilania w energię elektryczną większych odbiorców energii elektrycznej. Różnice te dotyczą zarówno wartości średnich jak i wartości odchyłań standardowych i wynikających z nich przedziałów ufności dla wartości średnich.

### Ocena statystyczna różnic wartości czasu trwania awarii

Aby stwierdzić, czy otrzymane w wyniku przeprowadzonej weryfikacji parametrycznej wartości charakteryzujące próby statystyczne czasu trwania awarii poszczególnych rejonów zasilania (wartość średnia, odchylenie standardowe i przedział ufności dla wartości średniej) można uznać (na założonym poziomie istotności  $\alpha$ ) za różniące się między sobą lub nie w artykule zastosowano testy t-Studenta. Ponieważ takie analizy dla czasów trwania awarii nie były prezentowane w krajowej literaturze poniżej przedstawione zostaną podstawy ich przeprowadzania.

W przypadku testu t-Studenta dla małych licznosci prób ( $n < 30$ ) wymagane jest aby populacje generalne, z których losowane są próby miały rozkłady normalne [3]. Jeżeli próby są stosunkowo liczne (licznosci wynoszą co najmniej kilkadziesiąt), co występuje w przypadku wykonywanych badań, warunek ten może być pominięty [1, 3] i model przyjęty do analizy opiera się na wyznaczonych wartościach wariancji i wartości średnich. W modelu tym dla dwóch

populacji generalnych o skończonych wariacjach  $Var(t_{a1})$  i  $Var(t_{a2})$ , (których rozkłady są dowolne) i licznosciach odpowiednio  $n_1$  i  $n_2$  wyznacza się wartości średnie w obu próbach  $E(t_{a1})$  oraz  $E(t_{a2})$ . Sprawdza się hipotezę statystyczną o równości wartości średnich:  $E(t_{a1}) = E(t_{a2})$ , wobec hipotezy alternatywnej, że wartości średnie się nie różnią:  $E(t_{a1}) \neq E(t_{a2})$

Test istotności dla tak postawionej hipotezy wyznacza się na podstawie wartości średnich  $E(t_{a1})$  i  $E(t_{a2})$  oraz wariancji  $Var(t_{a1})$  i  $Var(t_{a2})$ . Jest on oparty o statystykę T, której wartość t wyznacza się z ogólnego wzoru [1, 3]:

$$(5) \quad t = \frac{E(t_{a1}) - E(t_{a2})}{\sqrt{\frac{Var(t_{a1})}{n_1} + \frac{Var(t_{a2})}{n_2}}}$$

gdzie:  $E(t_{a1})$  – wartość średnia próby 1,  $E(t_{a2})$  – wartość średnia próby 2,  $Var(t_{a1})$  – wariancja próby 1,  $Var(t_{a2})$  – wariancja próby 2,  $n_1$  – licznosc próby 1,  $n_2$  – licznosc próby 2.

W przypadku porównywania jednorodności wariancji korzysta się z testu F Fishera wyznaczając statystykę F, której wartość f jest równa [1, 3]:

$$(6) \quad f = \frac{n_1(n_2 - 1) Var(t_{a1})}{n_2(n_1 - 1) Var(t_{a2})}$$

Otrzymana statystyka ma rozkład F Snedecora o liczbie stopni swobody  $u_1 = n_1 - 1$  i  $u_2 = n_2 - 1$  [1, 3]. Z tablic tego rozkładu odczytuje się wartość krytyczną  $F_{kryt} = F(\alpha, u_1, u_2)$ , którą porównuje się z wartością f.

Jednymi z ważniejszych porównań są otrzymane wartości średnie i odchylenia standardowe w poszczególnych, analizowanych rejonach zasilania z wartościami uzyskanymi z próby łącznej („razem”), ponieważ przy większości analiz statystycznych stosowanych w elektroenergetyce nie rozróżnia się rejonów zasilania odbiorców na tym poziomie, który przedstawiono w artykule [4, 5]. Wyniki tych obliczeń przedstawiono w tabeli 2 dla wartości średnich i w tabeli 3 dla odchyłań standardowych.

Tabela 2. Wyniki porównań wartości średnich czasu trwania awarii większych sieci napowietrznych niskiego napięcia pomiędzy poszczególnymi rejonami zasilania a próbą łączną

Rejony	E(t <sub>a1</sub> )	E(t <sub>a11</sub> )	t	p <sub>E(t)</sub>	test
1 i razem	3,74	3,94	-2,00	0,04	+
2 i razem	4,18	3,94	2,53	0,01	+
3 i razem	3,20	3,94	-5,76	0,00	+
4 i razem	5,49	3,94	7,34	0,00	+
5 i razem	3,72	3,94	-1,51	0,13	-
6 i razem	4,71	3,94	1,72	0,08	-
7 i razem	4,21	3,94	1,16	0,25	-

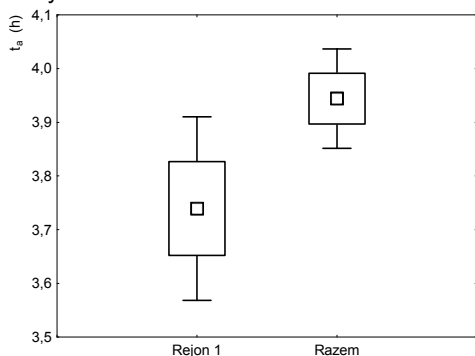
Tabela 3. Wyniki porównań odchylenia standardowego czasu trwania awarii większych sieci napowietrznych niskiego napięcia pomiędzy poszczególnymi rejonami zasilania a próbą łączną

Rejony	n <sub>1</sub>	n <sub>11</sub>	σ(t <sub>a1</sub> )	σ(t <sub>a11</sub> )	p <sub>σ(t)</sub>	test
1 i razem	3020	11606	4,79	5,09	0,00	+
2 i razem	4257	11606	5,18	5,09	0,17	-
3 i razem	1744	11606	4,71	5,09	0,00	+
4 i razem	636	11606	6,30	5,09	0,00	+
5 i razem	1283	11606	4,91	5,09	0,08	-
6 i razem	134	11606	5,58	5,09	0,11	-
7 i razem	532	11606	5,35	5,09	0,10	-

Analizę wykonano w oparciu o zależności (5) i (6) za pomocą programu „Statistica”. Wartość poziomu istotności  $\alpha = 0,05$ . W tabelach podano wartości wyznaczonych poziomów ufności:  $p_{E(t)}$  – dla wartości średnich i  $p_{\sigma(t)}$  – dla

odchylen standardowych. Jeżeli otrzymane są mniejsze od wartości  $\alpha = 0,05$  to znaczy, że próby różnią się między sobą, co oznaczono w kolumnie tabeli „test” jako „+”.

Na rysunku 2 przedstawiono przykład porównania wartości średnich oraz przedziałów ufności dla wartości średnich czasów trwania awarii wiejskich linii napowietrznych niskiego napięcia, (wyznaczonych na poziomie istotności  $\alpha = 0,05$ ), pomiędzy 1 rejonem zasilania a próbą ze wszystkich rejonów („razem”). Jak wynika z tabel 2 i 3 na założonym poziomie istotności, występują różnice pomiędzy wartościami średnimi i odchyleniami standardowymi.



Rys. 2. Przykładowe porównanie wartości średnich oraz przedziałów ufności wartości średnich czasów trwania awarii wiejskich linii napowietrznych niskiego napięcia, (wyznaczonych na poziomie istotności  $\alpha = 0,05$ ), pomiędzy próbą z rejonu 1 a próbą uzyskaną ze wszystkich rejonów („razem”).

Zaprezentowanie wyników przeprowadzonych testów w postaci tabel oraz rysunków zajęło by bardzo dużo miejsca, dlatego w tabelach 4 i 5 przedstawiono porównanie otrzymanych wyników w sposób syntetyczny. Znak „+” oznacza, że istnieją w porównywanych rejonach różnice wartości na założonym poziomie istotności  $\alpha = 0,05$ .

Tabela 4. Wyniki testu t-Studenta różnic wartości średnich czasu trwania awarii wiejskich sieci napowietrznych niskiego napięcia w poszczególnych rejonach zasilania odbiorców

Rejony	1	2	3	4	5	6	7
1	x						
2	+	x					
3	-	+	x				
4	+	+	+	x			
5	-	+	-	+	x		
6	+	-	+	-	+	x	
7	+	-	+	+	+	-	x
Razem	+	+	+	+	-	-	-

Tabela 5. Wyniki testu F Fishera różnic wartości odchylen standardowych czasu trwania awarii wiejskich sieci napowietrznych niskiego napięcia w poszczególnych rejonach zasilania odbiorców

Rejony	1	2	3	4	5	6	7
1	x						
2	+	x					
3	-	+	x				
4	+	+	+	x			
5	-	+	-	+	x		
6	+	-	+	-	+	x	
7	+	-	+	+	+	-	x
Razem	+	-	+	+	-	-	-

Na podstawie otrzymanych wyników, przedstawionych w tabelach 4 i 5, należy stwierdzić, że są istotne różnice pomiędzy wartościami średnimi i odchyleniami standardowymi czasu trwania awarii wiejskich linii napowietrznych niskiego napięcia w analizowanych rejonach zasilania odbiorców. Na 28 analizowanych przypadków zależności pomiędzy rejonami występuje 18

różnic dla wartości średnich i 17 różnic dla odchylenia standardowego, co stanowi odpowiednio 64,3% oraz 60,7% wszystkich przypadków.

## Wnioski

Dla systemu dystrybucyjnego najczęściej wyznaczanymi wskaźnikami niezawodnościowymi są zazwyczaj: oczekiwana liczba przerw w zasilaniu energią elektryczną, średni czas trwania przerwy w zasilaniu, roczny wskaźnik nieciągłości zasilania (niedyspozycyjność) węzła odbiorczego oraz średnia wartość czasu odnowy (średni czas trwania awarii). Dodatkowo wyznacza się również wartość oczekiwaną odłączonej mocy oraz niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej [4, 6].

Operator systemu dystrybucyjnego analizuje i podaje do publicznej wiadomości wskaźniki: SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej, SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich oraz MAIFI – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich. Są to wskaźniki, które charakteryzują poziom niezawodności sieci na dużym obszarze zasilania odbiorców [4].

Eksploracja wiejskich linii elektroenergetycznych wymaga podejmowania decyzji na podstawowym poziomie zarządzania jakim jest rejon i postereunek energetyczny. Patrząc z tego podstawowego punktu widzenia analiza, którą przedstawiono w artykule ma istotne znaczenie dla eksploatowanych rejonów zasilania odbiorców. Wiejskie linie elektroenergetyczne niskiego napięcia są najbardziej zawodną częścią krajowego systemu dystrybucyjnego wymagającym gruntownej modernizacji i rewitalizacji [5] i dlatego przedstawione wyniki badań mogą mieć ważne znaczenie w planowaniu kolejności wykonywania takich prac.

## LITERATURA

- [1] Bobrowski D., Maćkowiak-Łybacka K.: Wybrane metody wnioskowania statystycznego, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2001.
- [2] Chojnacki A.: Składniki czasu trwania awarii stacji transformatorowo – rozdzielczych SN/nN. Przegląd Elektrotechniczny, (2010), nr 11a, s. 338-344.
- [3] Greń J.: Statystyka matematyczna. Modele i zadania, PWN, Warszawa 1982.
- [4] Kornatka M.: Analiza statystyczna niezawodności krajowych linii niskiego napięcia. Wiadomości Elektrotechniczne (2009), nr 6, s.3-6.
- [5] Niewiedział E., Niewiedział R.: Prognozowanie potrzeb rzeczowych w zakresie modernizacji i rozwoju sieci elektroenergetycznych średniego i niskiego napięcia na terenach wiejskich. Przegląd Elektrotechniczny, (2006), nr 9, s. 63–65.
- [6] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dziennik Ustaw Nr 93, poz. 623
- [8] Stępień J.C., Madej Z.: Evaluation of structural redundancy effects in medium voltage cable networks. Rynek Energii (2009), nr 4, s. 55-62.
- [9] Stobiecki A.: Analiza czasu trwania awarii transformatorów SN/nn oraz ocena czasu przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Przegląd Elektrotechniczny, (2008), nr. 7, s.166+169.

**Autorzy:** dr hab. inż. Jan C. Stępień, prof. P.Śk., Politechnika Świętokrzyska, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki, Al. Tysiąclecia P.P. nr 7, 25-314 Kielce, E-mail: [j.stepien@tu.kielce.pl](mailto:j.stepien@tu.kielce.pl);  
mgr inż. Zdzisław Madej, Rejon Energetyczny Busko-Zdrój, ul. Bohaterów Warszawy 110, 28-100 Busko-Zdrój, E-mail: [Zdzislaw.Madej@pqedystribucja.pl](mailto:Zdzislaw.Madej@pqedystribucja.pl).