



Politechnika Świętokrzyska

Kielce University of Technology

Wpływ warunków atmosferycznych reprezentowanych przez wiatr, opady oraz temperaturę powietrza na intensywność awarii oraz czas odnowy linii elektroenergetycznych średniego napięcia

Andrzej Ł. CHOJNACKI, Kornelia BANASIK

Wisła, 16 - 17 kwietnia 2024

www.tu.kielce.pl



WPŁYW WARUNKÓW ŚRODOWISKOWYCH NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Czynnikami wpływającymi w zasadniczy sposób na awaryjność układów elektroenergetycznych są narażenia środowiskowe. Ich wpływ na właściwości eksploatacyjne obiektów był znany od dawna. Już w latach 50-tych oraz 60-tych XX wieku powstały w wielu krajach akty normalizacyjne dotyczące badań środowiskowych, pozwalających na sprawdzenie, czy obiekt będzie zdolny do wykonywania swoich zadań w sposób niezakłócony, jeżeli określone narażenia środowiskowe będą na niego oddziaływały z określonym natężeniem oraz przez określony czas.



WPŁYW WARUNKÓW ŚRODOWISKOWYCH NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Normy dotyczące omawianego zagadnienia:

- PN-EN 60068-1:2014-06 Badania środowiskowe. Część 1: Postanowienia ogólne i wytyczne
- PN-EN 60068-2-1:2009 Badania środowiskowe. Część 2-1: Próby. Próba A: Zimno
- PN-EN 60068-2-14:2009 Badania środowiskowe. Część 2-14: Próby. Próba N: Zmiany temperatury
- PN-EN 60068-2-2:2009 Badania środowiskowe. Część 2-2: Próby. Próba B: Suche gorąco
- PN-EN 60068-2-30:2008 Badania środowiskowe. Część 2-30: Próby. Próba Db: Wilgotne gorąco cykliczne (cykl 12 h +12 h)
- PN-EN 60721-1:2002 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 1: Czynniki środowiskowe i ich ostrości
- PN-EN 60721-2-1:2014-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 2-1: Warunki środowiskowe występujące w przyrodzie. Temperatura i wilgotność
- PN-EN 60721-2-2:2014-02 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 2-2: Warunki środowiskowe występujące w przyrodzie. Opady atmosferyczne i wiatr
- PN-EN 60721-2-3:2014-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 2-3: Warunki środowiskowe występujące w przyrodzie. Ciśnienie powietrza
- PN-EN IEC 60068-2-11:2021-11 Badania środowiskowe. Część 2-11: Próby. Próba Ka: Mgła solna
- PN-EN IEC 60068-2-5:2018-08 Badania środowiskowe. Część 2-5: Próby. Próba S: Odwzorowanie promieniowania słonecznego występującego na powierzchni Ziemi oraz wytyczne dotyczące badania wpływu promieniowania słonecznego i warunków pogodowych
- PN-EN IEC 60721-3-0:2021-02 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 3-0: Klasyfikacja grup czynników środowiskowych i ich ostrości. Wprowadzenie
- PN-EN IEC 60721-3-3:2019-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 3-3: Klasyfikacja grup czynników środowiskowych i ich ostrości. Stacjonarne użytkowanie wyrobów w miejscach chronionych przed wpływem czynników atmosferycznych
- PN-EN IEC 60721-3-4:2019-10 Klasyfikacja warunków środowiskowych. Część 3-4: Klasyfikacja grup czynników środowiskowych i ich ostrości. Stacjonarne użytkowanie wyrobów w miejscach niechronionych przed wpływem czynników atmosferycznych



WPŁYW WARUNKÓW ŚRODOWISKOWYCH NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Warunki i wymagania środowiskowe określono też w postanowieniach ogólnych, wspólnych lub innych zawartych w szczegółowych normach przedmiotowych dotyczących urządzeń, aparatów i przekaźników stosowanych w instalacjach elektroenergetycznych. Są one również określone w specyfikacjach, wymaganiach funkcjonalnych, wytycznych i standardach opracowanych przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych.



Politechnika Świętokrzyska

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI I INFORMATYKI

WPŁYW WARUNKÓW ŚRODOWISKOWYCH NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Definicja wprowadzona w roku 1974 w dokumencie „**Military Standardization Handbook. Reliability Prediction of Electronic Equipment. MIL-HDBK 217B. U.S. Government Printing Office, Washington, 1974**” i powtórzona w wielu dokumentach normalizacyjnych na całym świecie stwierdza, że jako niezawodność należy rozumieć zdolność obiektów do wypełniania zadanych funkcji w określonych warunkach i w wyznaczonym okresie czasu, przy jednoczesnym nie przekraczaniu dopuszczalnych parametrów.



WPŁYW TEMPERATURY POWIETRZA NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Zakres temperatur występujących na ziemi jest bardzo duży. Maksymalna temperatura powietrza w cieniu na otwartej przestrzeni wynosi około 60 °C (najwyższa zaobserwowana to 56,7 °C). Najniższe temperatury osiągają z kolei wartość prawie -90 °C (najniższa zaobserwowana to -89,2 °C). Zakres występujących temperatur jest w sposób oczywisty uzależniony od szerokości geograficznej. Rekordowe temperatury odnotowane w Polsce to -41,0 °C (Siedlce) oraz 40,2 °C (Prószków koło Opola).



WPŁYW TEMPERATURY POWIETRZA NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Wysoka temperatura może być przyczyną licznych uszkodzeń urządzeń i obiektów elektroenergetycznych, ponieważ **pogarsza właściwości ich materiałów konstrukcyjnych**, powodując **mięknienie, topnienie, sublimację, parowanie, zmniejszenie lepkości, zmianę rozmiarów oraz starzenie termiczne**.

Odształcenia mechaniczne będące skutkiem rozszerzalności materiałów są szczególnie duże w przypadku połączenia materiałów o różnych współczynnikach rozszerzalności lub w przypadku nierównomiernego nagrzewania elementu konstrukcyjnego wykonanego z jednego materiału, ale o znacznych gabarytach. Odształcenia mechaniczne są przyczyną licznych uszkodzeń mechanicznych oraz prowadzą do zmiany parametrów elektrycznych urządzeń. Mięknienie i topnienie materiałów plastycznych prowadzi do osłabienia lub uszkodzenia konstrukcji urządzeń oraz do wycieków mas zalewowych. Z kolei starzenie termiczne materiałów prowadzi do skrócenia ich trwałości. Dla urządzeń elektrycznych bardzo istotny jest wpływ wysokich temperatur na: **zmniejszenie oporności elektrycznej skrośnej i powierzchniowej dielektryków, zmniejszenie wytrzymałości napięciowej dielektryków, zmiany stałej dielektrycznej wszystkich dielektryków, wzrost stratności dielektrycznej oraz wzrost oporności elektrycznej metali**.

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż temperatura powierzchni urządzeń elektrycznych usytuowanych na otwartym powietrzu bez osłon może znacznie przekroczyć temperaturę powietrza w cieniu i osiągać wartość ponad 100 °C.



WPŁYW TEMPERATURY POWIETRZA NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Temperatury ujemne powodują z kolei **wzrost kruchości materiałów, zwiększenie lepkości i krzepnięcie cieczy, zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej oraz kurczenie się materiałów**. W wyniku zmiany rozmiarów powstają **uszkodzenia mechaniczne**, polegające między innymi na zacieraniu się i zakleszczaniu współpracujących części ruchomych. Kurczenie się materiałów, a więc jednocześnie elementów konstrukcyjnych urządzeń, może powodować **osłabienie złącz oraz złamania i pęknięcia**. Większość materiałów w ujemnych temperaturach twardnieje i staje się bardziej krucha. Zmiana twardości i wymiarów uszczelki może powodować rozszczelnienie urządzeń. Zwiększa się lepkość smarów oraz olejów, co utrudnia pracę elementów ruchomych, aż do ich uszkodzenia w przypadku zamarznięcia smarów. Pod wpływem ujemnych temperatur zmieniają się parametry elektryczne materiałów, jak: **przewodność elektryczna, stratność dielektryczna, stała dielektryczna, a także przenikalność magnetyczna**. Zauważyć należy także w tym przypadku, iż temperatura powierzchni urządzeń umieszczonych na otwartym powietrzu może w wyniku wypromieniowania ciepła osiągać wartości znacznie mniejsze od temperatury otoczenia.

Czynnikiem który może powodować uszkodzenia obiektów elektroenergetycznych są także szybkie zmiany temperatury. Zmiany te wynikają z dobowych zmian temperatury powietrza, zmiennego nasłonecznienia, nagłego zamoczenia urządzenia, itp. Największa dobową amplitudą temperatury zaobserwowana na ziemi wynosi 55,5 °C.



WPŁYW PRĘDKOŚCI WIATRU NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Zakres prędkości wiatru obserwowanych na Ziemi jest bardzo duży. Maksymalna zmierzona prędkość wiatru w porywie wyniosła ponad 110 m/s (113/33 m/s – Barrow Island, Australia). Największa prędkość wiatru w porywie zmierzona oficjalnie w Polsce wyniosła natomiast 95,83 m/s (Stacja meteorologiczna na Śnieżce). Nie są to jednak wartości rekordowe. Znacznie większe wartości osiąga prędkość wiatru w trąbie powietrznej. Największa wartość na Ziemi, zarejestrowana radarem Dopplerowskim, wyniosła ponad 133,33 m/s (Oklahoma, USA), natomiast w Polsce 102,50 m/s (okolice Lublina). Średnia roczna prędkość wiatru w Polsce wynosi około 3-4 m/s. Największe prędkości występują tu późną jesienią, zimą i wczesną wiosną. Wtedy zwykle towarzyszą im ujemne temperatury powietrza czy duża suma opadów atmosferycznych. Takie warunki środowiskowe są niekorzystne i sprzyjają powstawaniu awarii urządzeń elektroenergetycznych, w tym zwłaszcza linii napowietrznych.



WPŁYW PRĘDKOŚCI WIATRU NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Wszystkie napowietrzne obiekty elektroenergetyczne oraz ich części składowe podlegają narażeniom wynikającym z oddziaływania wiatru, przy czym rodzaj i stopień narażenia bywa różny w zależności od rozpatrywanego elementu oraz od miejsca jego eksploatacji (warunków środowiskowych). Skutki narażeń wiatrowych mogą być różne. Generalnie można je podzielić na **odwracalne** oraz **nieodwracalne**. Przez pojęcie skutków odwracalnych należy rozumieć zdarzenia odznaczające się tym, że obiekt wraca do stanu zdatności początkowej, gdy narażenie ustąpi (np. zwarcia przemijające w liniach). Uszkodzenia nieodwracalne można z kolei podzielić na nagłe, pochodzące od bardzo silnych narażeń, oraz kumulowane pochodzące od dużej liczby cykli narażeń o małych lub średnich wartościach.



WPŁYW PRĘDKOŚCI WIATRU NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Prędkość wiatru ma bezpośredni wpływ na **statykę linii**, wywołując siły działające na konstrukcje i przewody. Dlatego też, wiatr jest czynnikiem wpływającym na wybór rozwiązań konstrukcyjnych elementów linii napowietrznych, takich jak: konstrukcje wsporcze, przewody i izolatory. W przypadku błędnego oszacowania siły parcia wiatru, może dojść do poważnych uszkodzeń mechanicznych tych elementów. Duże porywy wiatru przyczyniają się jednak przede wszystkim do powstawania **uszkodzeń mechanicznych** linii poprzez **zerwanie przewodów, uszkodzenie izolatorów, przewrócenie lub złamanie konstrukcji wsporczych (słupów), czy choćby opadnięcie gałęzi (lub upadek całych drzew) na linie elektroenergetyczne.**

Pod wpływem wiatru, **przewody wychylają się z właściwego położenia** (występującego przy pogodzie bezwietrznej) i mogą nadmiernie zbliżyć się do sąsiednich przewodów fazowych lub do konstrukcji, powodując zwarcia.

Szybkie zmiany prędkości wiatru mogą powodować **naprężenia mechaniczne w materiałach konstrukcyjnych**. Prowadzi to między innymi do **osłabienia połączeń, pęknięć oraz złamań.**



WPŁYW PRĘDKOŚCI WIATRU NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Najczęstsze uszkodzenia linii, przy małych prędkościach wiatru, to **zerwanie przewodu, uszkodzenie izolatora, pęknięcie złączek i uchwytów oraz ich poluzowanie**, skutkujące wysunięciem przewodu. Można przyjąć, iż uszkodzenia te są skutkiem przede wszystkim **drgań eolskich** (częstotliwość od około 3 Hz do 150 Hz), będących skutkiem uwalniania tzw. wirów Karmana (Vortex shedding) po zawietrznej stronie przewodu. Nieco mniejszy wpływ ma **galop przewodów** (Conductor galloping) (częstotliwość drgań najczęściej od 0,1 Hz do 3 Hz). Galopowanie przewodów powodowane jest wiatrem o prędkościach mieszczących się w przedziale od 6 m/s do 25 m/s. Drgania wywołane galopowaniem mogą powodować zbliżanie przewodów, a nawet uszkodzenie przewodów, izolatorów i konstrukcji wsporczych. W przypadku przewodów wiązkowych mogą wystąpić oscylacje skrętne. Zjawisko galopowania nasila się w przypadku nierównomiernego oblodzenia przewodów.



WPŁYW OPADÓW ATMOSFERYCZNYCH NA PRACĘ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Deszcz oddziałuje głównie na energetyczne urządzenia rozdzielcze i łącznościowe urządzenia nadawcze. Podczas deszczu istotnie zmieniają się także **własności elektryczne izolatorów**, które zależą od jego natężenia.

Duże znaczenie dla własności elektrycznych izolatorów ma konduktywność wody deszczowej oraz jej ilość. Woda deszczowa o dużej konduktywności istotnie **obniża napięcie wyładowania izolatorów**. Z dala od miast woda deszczowa w atmosferze ma konduktancję niższą niż w atmosferze przemysłowej. Przypuszcza się, że konduktancja wody deszczowej może być bardziej niebezpiecznym zagrożeniem izolatorów niż warstwa pyłu. **Wyładowania pełne na izolatorach zwykle występują podczas deszczu i silnego wiatru**, gdy deszcz pada na izolatory pod dużym kątem względem ich osi. Szczególnie duży spadek napięcia wyładowania pełnego i wzrost strat dielektrycznych obserwuje się przy deszczu ze śniegiem. Sam śnieg najczęściej nie stanowi poważnego narażenia urządzeń elektrycznych.

Znaczne dobowe sumy opadów mogą prowadzić do **zawilgocenia izolacji uwarstwionej**, zwłaszcza w głowicach i mufach kablowych, co sprzyja powstawaniu zwarć. W skrajnych przypadkach opadów długotrwałych (nawet kilkudniowych), dochodzi także do **zapadania lub obsunięcia gruntu oraz zerwania kabla**.



METODYKA BADANIA WPŁYWU CZYNNIKÓW ATMOSFERYCZNYCH NA AWARYJNOŚĆ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Ze względu na to, że czynniki pogodowe wpływają na powstawanie uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych oraz na czas trwania (usuwania) ich awarii, analizie poddawany jest wpływ czynników atmosferycznych na intensywność uszkodzeń oraz na czas trwania awarii (odnowy) urządzeń elektroenergetycznych.

Średnią intensywność uszkodzeń urządzeń elektroenergetycznych można określić z zależności:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t}$$

gdzie: m – zaobserwowana liczba awarii w przedziale czasu Δt ; n_p – liczność próbki na początku okresu obserwacji; n_k – liczność próbki na końcu okresu obserwacji; Δt – całkowity czas obserwacji.



METODYKA BADANIA WPŁYWU CZYNNIKÓW ATMOSFERYCZNYCH NA AWARYJNOŚĆ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

W celu wyznaczenia intensywności uszkodzeń, jako funkcji temperatury powietrza, prędkości wiatru oraz opadów $\bar{\lambda} = f(T, W, O)$ należy wyznaczyć wartości punktowe $\bar{\lambda}_i(T_i, W_i, O_i)$ dla kolejnych kombinacji przedziałów temperatury T_i , prędkości wiatru W_i oraz dobowej sumy opadów O_i . W tym celu w powyższej zależności uwzględnia się liczbę awarii $m_i(T_i, W_i, O_i)$ które wystąpiły w konkretnej kombinacji przedziałów czynników (narażeń) klimatycznych (temperatury powietrza, prędkości wiatru, dobowej sumy opadów) oraz czas trwania tej kombinacji przedziałów $\Delta t_i(T_i, W_i, O_i)$ w rozważanym okresie obserwacji:

$$\bar{\lambda}_i(T_i, W_i, O_i) = \frac{2 \cdot m_i(T_i, W_i, O_i)}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t_i(T_i, W_i, O_i)}$$

gdzie: $m_i(T_i, W_i, O_i)$ – liczba awarii, które wystąpiły w danej kombinacji przedziałów temperatury powietrza, prędkości wiatru i dobowej sumy opadów, n_p – licznosc próbki na początku okresu obserwacji, n_k – licznosc próbki na końcu okresu obserwacji, $\Delta t_i(T_i, W_i, O_i)$ – liczba godzin w okresie obserwacji, w ciągu których wystąpiły konkretne kombinacje przedziałów: temperatury powietrza, prędkości wiatru i dobowej sumy opadów.



METODYKA BADANIA WPŁYWU CZYNNIKÓW ATMOSFERYCZNYCH NA AWARYJNOŚĆ URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Wyznaczając wartości $\bar{\lambda}_i(T_i, W_i, O_i)$ dla kolejnych przedziałów i otrzymuje się empiryczną zależność intensywności awarii od temperatury powietrza, prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów.

Dalsze badania mają na celu ustalenie, jaki wpływ mają czynniki klimatyczne na czas usuwania awarii (czas odnowy). W celu wyznaczenia czasu trwania awarii, jako funkcji temperatury powietrza, prędkości wiatru oraz opadów $\bar{t}_a = f(T, W, O)$ należy wyznaczyć wartości średnie $\bar{t}_{ai}(T_i, W_i, O_i)$ dla kolejnych kombinacji przedziałów temperatury powietrza T_i , prędkości wiatru W_i oraz dobowej sumy opadów O_i .

Określenie empirycznych funkcji $\bar{\lambda} = f(T, W, O)$ oraz $\bar{t}_a = f(T, W, O)$ nie wyczerpuje problemu badania zależności intensywności awarii oraz czasu odnowy od rozważanych czynników atmosferycznych. Ważne jest także określenie postaci funkcyjnej tych zależności, czyli realizacja modeli matematycznych.



DANE STATYSTYCZNE ANALIZOWANYCH LINII SN

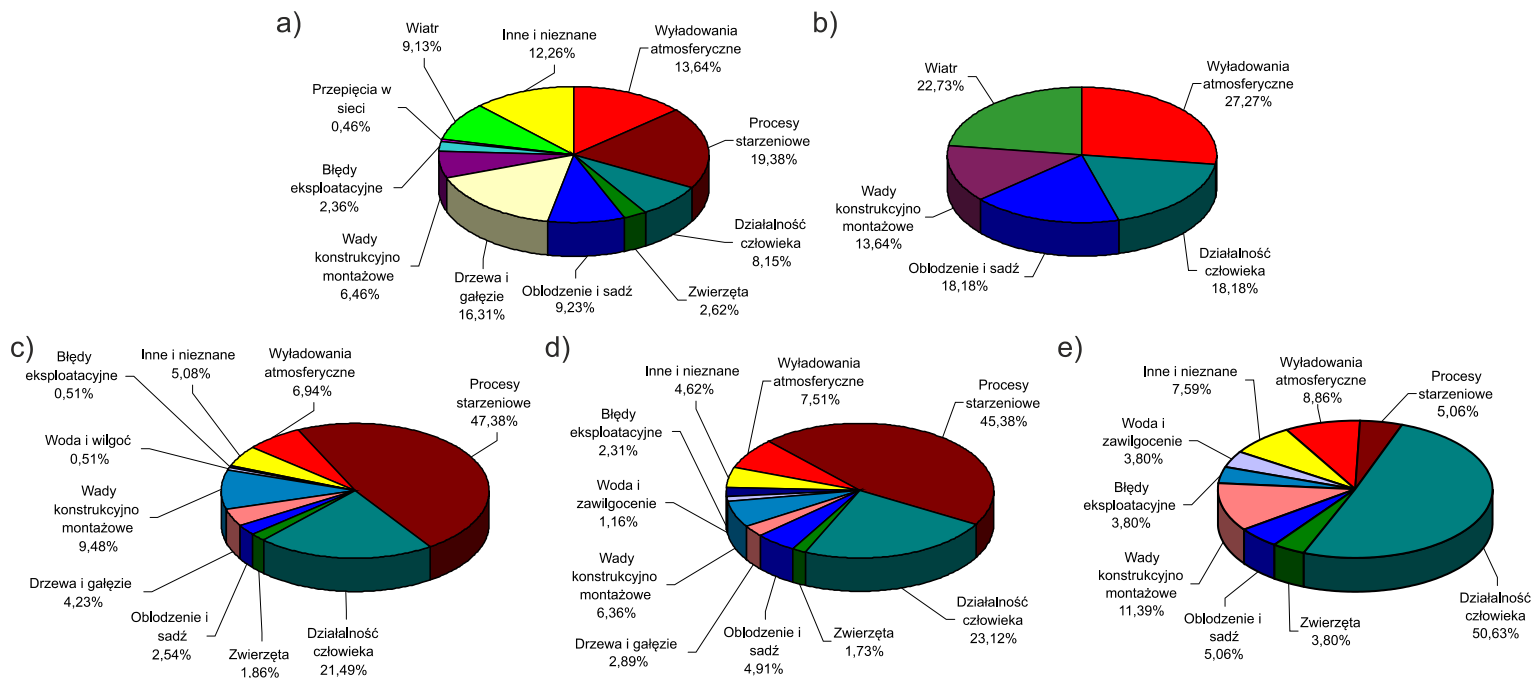
Tabela 1. Długości analizowanych linii SN w kolejnych latach obserwacji

Rok obserwacji	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Linie napowietrzne gołe [km]	1050	1056	1065	1068	1080	1085	1090	1095	1110	1113	1117	1118	1185	1189	1211
Linie napowietrzne z przewodami izolowanymi [km]	-	-	19,55	19,55	19,55	19,84	24,05	31,07	31,07	34,03	39,95	40,98	57,80	70,69	82,47
Linie kablowe [km]	371	376	384	391	396	404	416	422	426	431	435	440	443	447	450

W okresie obserwacji wystąpiło łącznie **1950** awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych SN z przewodami gołymi (średnio 130 awarii rocznie), **22** awarie dystrybucyjnych linii napowietrznych SN z przewodami niepełnoizolowanymi (średnio 1,69 awarii rocznie) oraz **1350** awarii dystrybucyjnych linii kablowych SN (średnio 90 awarii rocznie).



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA INTENSYWNOŚĆ AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN



Rys. 1. Procentowy udział przyczyn awarii linii elektroenergetycznych SN: a) napowietrznych z przewodami gołymi, b) napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi, c) kablowych o izolacji papierowo-olejowej, d) kablowych o izolacji polietylenowej, e) kablowych o izolacji z polietylenu usieciowanego XLPE



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA INTENSYWNOŚĆ AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Znajomość dyskretnych wartości intensywności uszkodzeń oraz wartości czynników środowiskowych, przy współdziałaniu których wystąpiły awarie linii elektroenergetycznych umożliwia utworzenie ogólnego równania regresji wielorakiej w postaci:

$$\begin{aligned}\bar{\lambda}(T, W, O) = & a \cdot T^4 + b \cdot T^3 + c \cdot T^2 + d \cdot T + \\ & + e \cdot W^4 + f \cdot W^3 + g \cdot W^2 + h \cdot W + i \cdot O^4 + \\ & + j \cdot O^3 + k \cdot O^2 + l \cdot O + m\end{aligned}$$

gdzie: T – wartość temperatury powietrza [°C], W – wartość prędkości wiatru [m/s], O – wartość dobowej sumy opadów [mm], $a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m$ – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

W celu realizacji powyższego modelu matematycznego wykorzystano metodę modelowania ekonometrycznego. Dla poszczególnych linii średniego napięcia określono postać funkcyjną intensywności, a także przeprowadzono weryfikację otrzymanych modeli teoretycznych, określając ich zgodność z danymi empirycznymi.

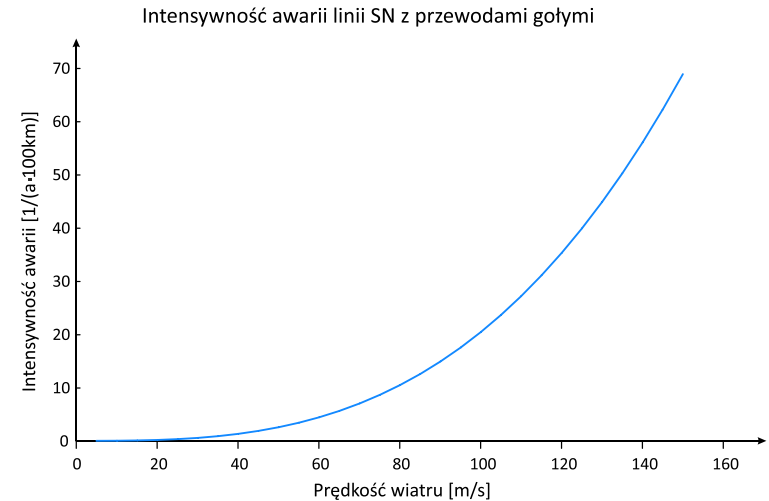


MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA INTENSYWNOŚĆ AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Intensywność uszkodzeń linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami gołymi określa model ekonometryczny o postaci:

$$\lambda = 20,4 \cdot 10^{-6} \cdot W^3 + 49,93 \cdot 10^{-4}$$

($2,19 \cdot 10^{-6}$) ($4,2 \cdot 10^{-4}$)



Rys. 2. Teoretyczna intensywność awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi w zależności od prędkości wiatru

Tabela 1. Weryfikacja modelu intensywności awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R ²	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S _e	Współczynnik zmienności losowej W _e	Test F Fishera - Snedecora
0,72	0,52	0,48	0,0001	1,50	889,42 > 4 F > F' Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA INTENSYWNOŚĆ AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Intensywność uszkodzeń linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi określa model ekonometryczny o postaci:

Intensywność awarii linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi

$$\lambda = 9,71 \cdot 10^{-4} \cdot W^2 + 13,83 \cdot 10^{-4} \cdot O + 48,86 \cdot 10^{-6}$$

(2,01 \cdot 10^{-4})
(1,59 \cdot 10^{-4})
(7,07 \cdot 10^{-6})

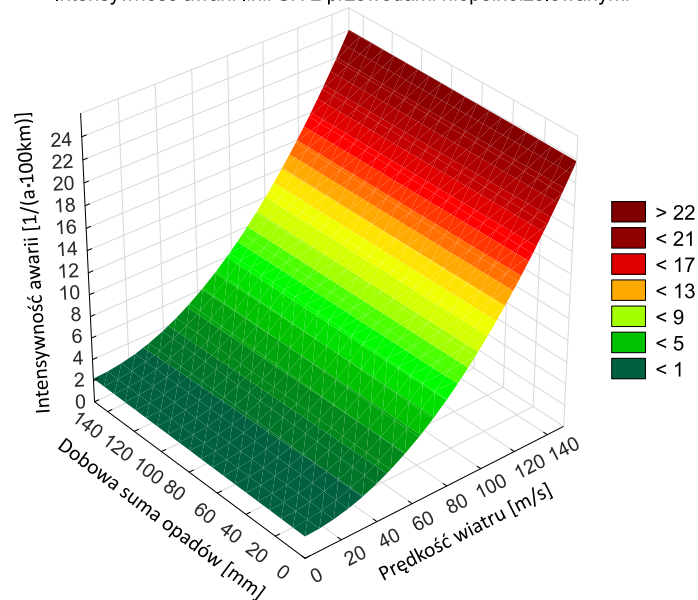


Tabela 2. Weryfikacja modelu intensywności awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R ²	Współczynnik zbieżności φ ²	Odchylenie standardowe reszt modelu S _e	Współczynnik zmienności losowej W _e	Test F Fishera - Snedecora
0,78	0,61	0,39	0,0002	1,19	11,73 > 3,68 F > F ₀ Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki

Rys. 3. Teoretyczna intensywność awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi w zależności od prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA INTENSYWNOŚĆ AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

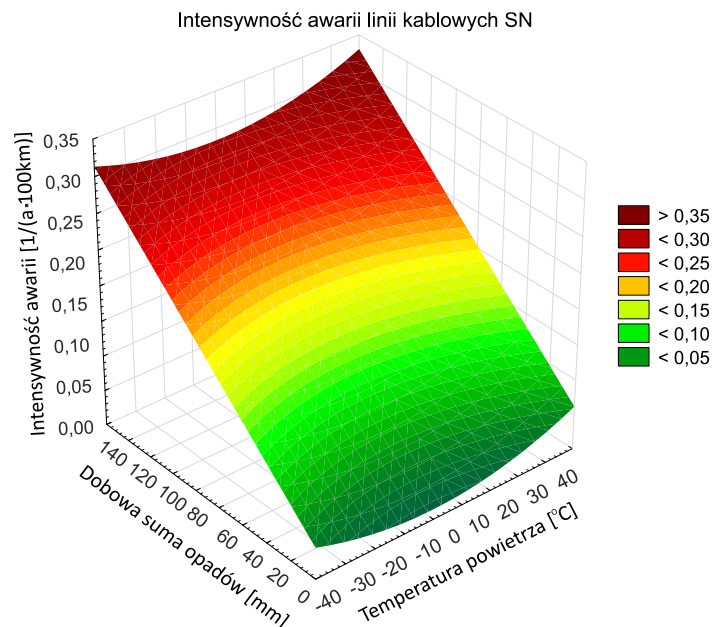
Intensywność uszkodzeń linii kablowych średniego napięcia określa model ekonometryczny o postaci:

$$\lambda = 1,88 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + 17,71 \cdot 10^{-4} \cdot O + 14,24 \cdot 10^{-6}$$

(4,67 · 10⁻⁶) (1,59 · 10⁻⁴) (1,9 · 10⁻⁶)

Tabela 3. Weryfikacja modelu intensywności awarii linii kablowych

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R ²	Współczynnik zbieżności φ^2	Odchylenie standardowe reszt modelu S _e	Współczynnik zmienności losowej W _e	Test F Fishera - Snedecora
0,75	0,57	0,43	0,0002	1,89	276,38 > 3,15 F > F* Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki



Rys. 4. Teoretyczna intensywność awarii linii kablowych SN w zależności od temperatury powietrza oraz dobowej sumy opadów



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA CZAS TRWANIA AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Czas trwania awarii linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami gołymi określa model ekonometryczny o postaci:

$$\bar{t}_a = 0,0067 \cdot W^2 + 0,0982 \cdot O + 6,54$$

(0,0024) (0,0382) (0,51)

Średni czas awarii linii SN z przewodami gołymi

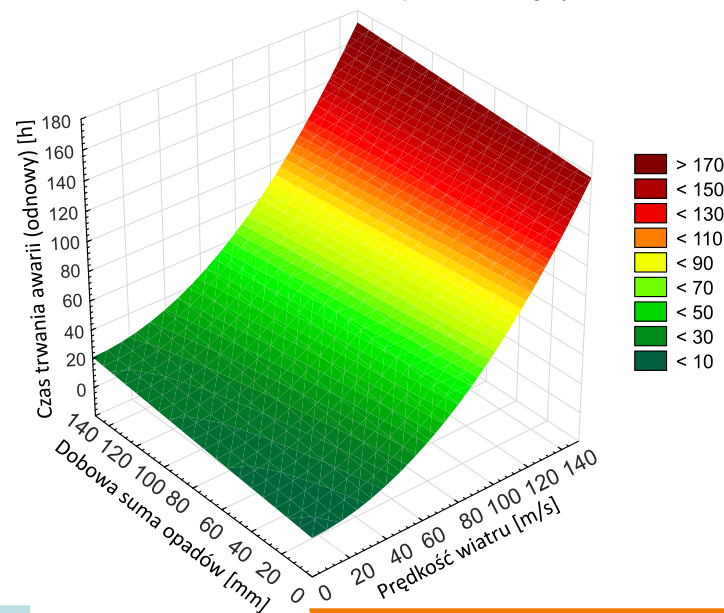


Tabela 4. Weryfikacja modelu czasu trwania awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R ²	Współczynnik zbieżności ϕ ²	Odchylenie standardowe reszt modelu S _e	Współczynnik zmienności losowej W _e	Test F Fishera - Snedecora
0,64	0,41	0,59	0,11	1,15	284,92 > 3,15 F > F* Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki

Rys. 5. Teoretyczne czasy trwania awarii linii napowietrznych z przewodami gołymi w zależności od prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA CZAS TRWANIA AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Czas trwania awarii linii napowietrznych średniego napięcia z przewodami niepełnoizolowanymi określa model ekonometryczny o postaci:

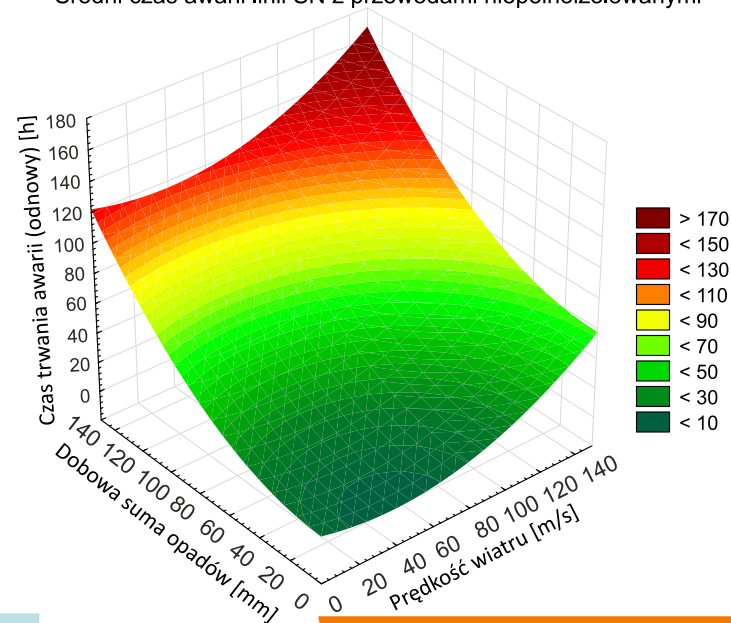
Średni czas awarii linii SN z przewodami niepełnoizolowanymi

$$\bar{t}_a = 0,0049 \cdot O^2 + 1,08 \cdot 10^{-7} \cdot W^4 + 7,86$$

(0,0006)
(4,42 \cdot 10^{-8})
(2,16)

Tabela 5. Weryfikacja modelu czasu trwania awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R ²	Współczynnik zbieżności φ ²	Odchylenie standardowe reszt modelu S _e	Współczynnik zmienności losowej W _e	Test F Fishera - Snedecora
0,98	0,95	0,05	0,93	3,00	190 > 3,47 F > F [*] Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki



Rys. 6. Teoretyczne czasy trwania awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi w zależności od prędkości wiatru oraz dobowej sumy opadów



MODELOWANIE WPŁYWU TEMPERATURY POWIETRZA, PRĘDKOŚCI WIATRU ORAZ DOBOWEJ SUMY OPADÓW NA CZAS TRWANIA AWARII LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH SN

Czas trwania awarii linii kablowych średniego napięcia określa model ekonometryczny o postaci:

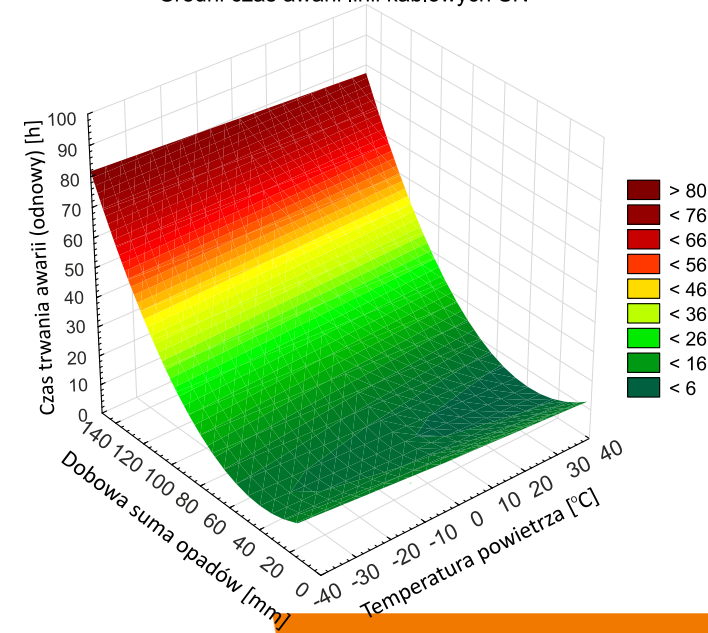
$$\bar{t}_a = 15,14 \cdot 10^{-8} \cdot O^4 - 0,0548 \cdot T + 9,74$$

(1,36 \cdot 10^{-8})
(0,0775)
(1,10)

Tabela 5. Weryfikacja modelu czasu trwania awarii linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi

Współczynnik korelacji R	Współczynnik determinacji R ²	Współczynnik zbieżności φ ²	Odchylenie standardowe reszt modelu S _e	Współczynnik zmienności losowej W _e	Test F Fishera - Snedecora
0,85	0,73	0,27	1,40	7,65	563,72 > 3,15 F > F' Stożek dopasowania modelu do danych jest dostatecznie wysoki

Średni czas awarii linii kablowych SN



Rys. 6. Teoretyczne czasy trwania awarii linii kablowych w zależności od temperatury powietrza oraz dobowej sumy opadów



PODSUMOWANIE

- Opracowane modele matematyczne pozwalają na określenia intensywności uszkodzeń oraz czasu odnowy linii elektroenergetycznych SN w przypadku jednoczesnego oddziaływania wielu czynników atmosferycznych.
- Modele są dość proste w zastosowaniu, a otrzymane przy ich wykorzystaniu wyniki są w dużej mierze zbieżne z danymi statystycznymi spółek dystrybucyjnych energii elektrycznej.
- Modele te mogą zostać wykorzystane w dalszych badaniach niezawodnościowych linii elektroenergetycznych. Autor podjął już pierwsze próby ich wykorzystania w algorytmach symulacyjnych bazujących na sieciach Petriego.
- Mogą także zostać wykorzystane przez spółki dystrybucyjne do optymalizacji eksploatacji sieci, np. poprzez powołanie większej liczby brygad remontowych na czas zwiększonej awaryjności urządzeń elektroenergetycznych wynikającej z prognozowanych warunków atmosferycznych.



PODSUMOWANIE

- Opracowane modele ekonometryczne intensywności awarii wskazują na wiatr, jako czynnik najsilniej wpływający na powstawanie uszkodzeń linii napowietrznych SN. Wraz ze zwiększaniem prędkości wiatru, intensywność uszkodzeń znacząco wzrasta. W przypadku linii napowietrznych z przewodami gołymi jest to zależność w trzeciej potęgze, natomiast w przypadku linii napowietrznych z przewodami niepełnoizolowanymi w drugiej.
- Dla linii kablowych czynnikiem najsilniej wpływającym na intensywność uszkodzeń jest temperatura powietrza.



PODSUMOWANIE

- Uzyskane wyniki pozwalają na stwierdzenie, iż problem wpływu wiatru, temperatury otoczenia oraz opadów atmosferycznych na uszkodzenia linii elektroenergetycznych, w tym linii SN, nie jest jeszcze wystarczająco rozpoznany. Należy prowadzić w tym zakresie dalsze prace badawcze w celu zastosowania w konstrukcjach linii nowych materiałów lub wprowadzenia zmian technologicznych zmniejszających ich negatywny wpływ na te urządzenia.
- Kumulacyjny charakter wielu występujących uszkodzeń wskazuje na zbyt słaby nadzór przedsiębiorstw energetycznych (Spółek Dystrybucyjnych) nad liniami napowietrznymi SN.

PTPiREE Niezawodność sieci elektroenergetycznych



Politechnika Świętokrzyska

Kielce University of Technology

DZIEKUJĘ ZA UWAGĘ

Andrzej Ł. CHOJNACKI, Kornelia BANASIK

Wisła, 16 - 17 kwietnia 2024

www.tu.kielce.pl