

doi:10.15199/48.2018.10.33

## Nadmierne zwisy linii WN jako przyczyna awarii w systemach elektroenergetycznych

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono zagadnienie nadmiernych zwisów linii napowietrznych stanowiących zagrożenie wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym. Problem zaprezentowano w kontekście analizy ryzyka ze wskazaniem przyczyn nadmiernych zwisów oraz ich konsekwencji na pracę systemu elektroenergetycznego. W pracy przedstawiono również zależność wielkości zwisu linii WN od zmiennych warunków atmosferycznych dla różnych typów przewodów.

**Abstract.** The article presents the problem of excessive sags of overhead lines posing a threat of a failure in the power system. The problem is presented in the context of risk analysis with an indication of the causes of excessive overhangs and their consequences on the operation of the power system. The work also presents the dependence of the HV line sag on the changing atmospheric conditions for different types of wires. (**Excessive HV line sags as a cause of failures in power systems**).

**Słowa kluczowe:** awaria systemowa, analiza ryzyka, bezpieczeństwo energetyczne, zwis

**Keywords:** power system failure, risk analysis, power system security, power line sag

### Wstęp

Awarie systemowe są zjawiskiem, które dotyczą systemy elektroenergetyczne na całym świecie. Na poszczególnych etapach rozwoju awarii, system elektroenergetyczny może znaleźć się w jednym z następujących stanów [1]:

- stan normalny - parametry systemu (napięcie, częstotliwość, rozpiętość mocy) znajdują się w dopuszczalnych granicach i spełniona jest reguła n-1,
- stan zagrożenia - stan n-1, uszkodzenie jednego z kluczowych elementów systemu spowoduje istotne zaburzenie parametrów systemu,
- stan awaryjny - występuje po przekroczeniu dopuszczalnych parametrów systemu, prowadząc do awarii systemowej,
- stan zaniku zasilania - utrata zasilania w całym systemie elektroenergetycznym bądź znacznej jego części po przekroczeniu dopuszczalnych parametrów systemu (obniżenie napięcia poniżej 80% napięcia znamionowego i częstotliwości poniżej 47,5 Hz).

Stan zagrożenia oraz stan awaryjny objawiają się stopniowym narastaniem zagrożenia związanego eskalacją czynników zwiększających prawdopodobieństwo wystąpienia awarii systemowej. W tych stanach możliwa jest implementacja środków obrony systemu, polegająca na wprowadzaniu ograniczeń dostaw i poboru energii elektrycznej oraz ograniczeń awaryjnych i katastrofalnych w celu zapewnienia optymalnego bilansu systemu, a tym samym, poprawy wartości parametrów systemu. Konieczne jest również zapewnienie możliwie dużej liczby jednostek wytwórczych pozostających w ruchu poprzez tworzenie zbilansowanych wysp obciążeniowych i przechodzeniu do pracy na potrzeby własne elektrowni na wypadek awarii systemowej.

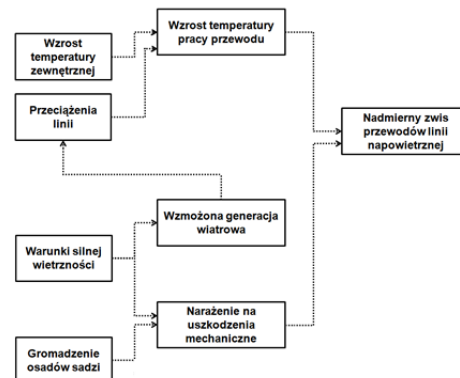
O ile proces przejścia kolejno ze stanu normalnego do stanu zagrożenia oraz stanu awaryjnego jest odwracalny, to restytucja systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu awarii systemowej jest możliwa jedynie przy użyciu planów odbudowy systemu. Ze względu na ograniczone działania operatorskie, w procesie odbudowy systemu istotną rolę odgrywają elektrownie gazowe i szczytowo-pompowe zdolne do samostartu. Stanowią one źródła szybkich rezerw mocy dla elektrowni konwencjonalnych poprzez podanie napięcia i mocy rozruchowej. Obciążone urządzeniami potrzeb własnych bloki pracują wyspowo z wydzielonym torem rozruchowym. Powrót do stanu normalnego systemu

następuje poprzez synchronizację wydzielonych fragmentów systemu. Etap narastania zagrożenia, tzw. pierwsza faza rozwoju awarii przebiega stopniowo, podczas gdy faza druga występująca po przekroczeniu krytycznych parametrów systemu, postępuje dynamicznie w przeciągu kilku minut prowadząc nieuchronnie do kolapsu systemu.

Bezpośrednie przyczyny dużych awarii systemowych wynikają najczęściej z probabilistycznych zjawisk pogodowych, takich jak porywisty wiatr czy ekstremalne temperatury, przyczyn technicznych obejmujących awarie infrastruktury elektroenergetycznej lub systemów komunikacji, braku wymaganych zdolności wytwórczych czy też przyczyn związanych z błędami ludzkimi i negatywnym działaniem intencjonalnym [2]. W ujęciu statystycznym, najczęstszą przyczyną awarii systemowych są zjawiska pogodowe [3], których konsekwencją jest często pogorszenie warunków eksploatacyjnych pracy infrastruktury sieciowej, szczególnie wysokonapięciowej. W pracy przedstawiony zostanie wpływ warunków atmosferycznych na wielkość zwisu linii 110 kV.

### Zwisy linii napowietrznych jako przyczyna awarii systemowych

Problem występowania nadmiernych zwisów w liniach napowietrznych oraz jego skutków na pracę systemu elektroenergetycznego został przeanalizowany w kontekście analizy ryzyka [4]. Przyczyny zdarzenia w postaci nadmiernego zwiększenia zwisu linii przedstawiono za pomocą drzewa błędów (rys. 1).



Rys.1. Drzewo przyczyn występowania nadmiernych zwisów linii napowietrznej

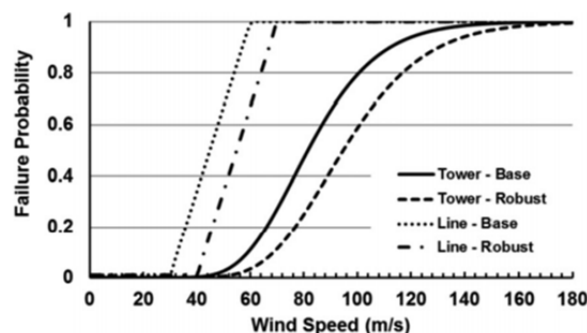
Nadmierne zwiększenie zwiśów w liniach napowietrznych istotnie wpływa na obniżenie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. W okresie zimowym podstawowe zagrożenie stanowi zjawisko gromadzących się osadów sadzi czy marznącego śniegu, powodując zwiększenie całkowitego ciężaru przewodu. W sytuacji katastrofalnego gromadzenia osadów, linia jest dodatkowo narażona na uszkodzenia mechaniczne.

Warunki silnej wietrzności wpływają na system elektroenergetyczny w dwojaki sposób. Warunki generacji elektrowni wiatrowych mieszczą się w zakresie prędkości wiatru 3-25 m/s, maksymalnie do 30 m/s [5]. Wielkość mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe zależy ściśle od prędkości wiatru, której zmiany powodują fluktuacje mocy oraz napięcia w węzłach systemu i mogą powodować przeciążenia infrastruktury sieciowej [6]. Szczególne zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego stanowią duże elektrownie wiatrowe w warunkach zmniejszonego zapotrzebowania na moc w systemie, ponieważ ze względu na obowiązek zapewnienia bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym może zaistnieć konieczność ograniczenia generacji mocy w elektrowniach konwencjonalnych, będących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD), co znacznie zaburza warunki eksploatacji jednostek wytwórczych, zwłaszcza w sytuacji ich ponownego rozruchu, który jest procesem długotrwałym. Przedstawiony przypadek miał miejsce w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w okresie świątecznym 23-25 grudnia 2017 r. 23 grudnia 2017 r. wielkość mocy generowanej w elektrowniach wiatrowych wynosiła 5 234,34 MW, czyli prawie 90% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w KSE. Stosunkowo niski poziom zapotrzebowania na moc w systemie 25 grudnia 2017 r. nałożył się na rekordową generację wiatrową sięgającą 38% sumarycznej mocy generowanej wówczas w KSE, co doprowadziło do radykalnego ograniczenia mocy generowanej przez JWCD do poziomu 34% sumarycznej generacji w KSE [7]. Rekordowe parametry mocy w KSE zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Rekordowe wielkości generacji mocy w KSE [7]

Data i godzina	23 grudnia 2017 r. 20:00	25 grudnia 2017 r. 2:00
Parametr		
Zapotrzebowanie mocy w KSE [MW]	21 604,70	13 374,32
Generacja mocy z JWCD [MW]	9 863,61	4 907,46
Generacja mocy z nJWCD z wyłączeniem elektrowni wiatrowych [MW]	5 269,85	4 439,48
Generacja mocy z elektrowni wiatrowych [MW]	5 234,34	5 085,14
Saldo wymiany międzysystemowej i praca interwencyjna JWCD [MW]	1 504,89	- 1 054,29
Udział mocy wytwarzanej w JWCD	45%	34%
Udział mocy wytwarzanej w elektrowniach wiatrowych	23,9%	38%
Wykorzystanie mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w KSE	89,35%	86,80%

Z drugiej strony warunki silnej wietrzności stwarzają poważne zagrożenie nadmiernych naprężeń mechanicznych, w skrajnym przypadku prowadząc do zerwania napowietrznych linii energetycznych. Zależność prawdopodobieństwa uszkodzenia linii oraz słupów od prędkości wiatru przedstawili autorzy pracy [8]. Jak wynika z prezentowanych wyników (rys. 2), linia napowietrzna jest narażona na stuprocentowe ryzyko uszkodzenia po przekroczeniu prędkości wiatru na poziomie 50 m/s dla przęsła przelotowego i 60 m/s dla przęsła w wykonaniu mocnym.



Rys.2. Prawdopodobieństwo uszkodzenia linii oraz słupów w zależności od prędkości wiatru [8]

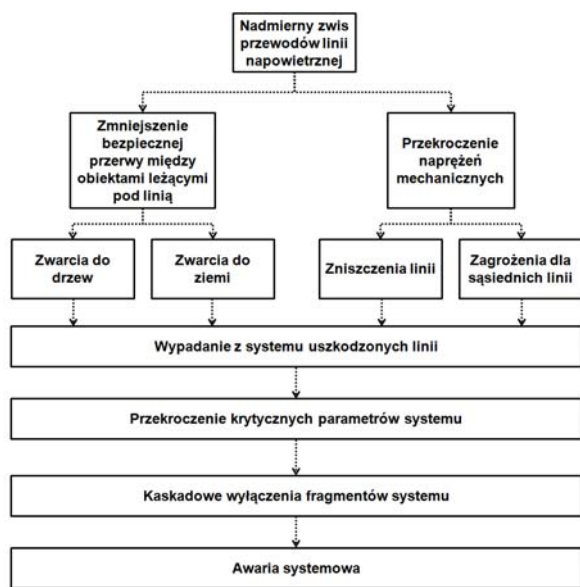
Istotnym zagrożeniem powodującym nadmierny zwiś linii napowietrznych jest wzrost temperatury pracy przewodu, którego przyczyną może być zarówno wzrost temperatury zewnętrznej, jak i zwiększenie obciążenia linii. Zjawiska termiczne w przewodzie linii napowietrznej związane są ściśle z mocą cieplną wydzielaną w przewodzie pod wpływem zwiększenia obciążenia prądowego  $P_J$ , zgodnie z całą Joule'a. Bilans cieplny przewodu wiąże ciepło Joule'a, moc cieplną pochłanianą w drodze promieniowania słonecznego  $P_s$ , moc oddawaną na drodze promieniowania  $P_r$  oraz na drodze konwekcji  $P_c$  [9].

$$(1) \quad P_J + P_s = P_r + P_c$$

Wydłużenie termiczne przewodu postępujące wraz ze wzrostem temperatury zależy zatem ściśle od rodzaju przewodu oraz od warunków atmosferycznych. Występujące powszechnie w KSE przewody aluminiowe z rdzeniem stalowym AFL cechują się współczynnikiem rozszerzalności cieplnej równym  $\alpha=23 \cdot 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$ , dla których maksymalna temperatura długotrwała pracy wynosi  $80^{\circ}\text{C}$  [10]. Wyraźna poprawa zarówno warunków obciążalności prądowej, jak i parametrów cieplno-mechanicznych jest zauważalna po zastosowaniu przewodów niskozwisowych z rdzeniem kompozytowym (ACCC/ACCR), charakteryzujących się niższym współczynnikiem rozszerzalności termicznej  $\alpha=(1,6-6,3) \cdot 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$  i znacznie wyższej wytrzymałości cieplnej, sięgającej  $200^{\circ}\text{C}$  [10].

W kontekście analizy ryzyka zdarzenie polegające na wystąpieniu nadmiernych zwiśów linii napowietrznej może zostać poddane analizie ich konsekwencji dla systemu elektroenergetycznego. W zależności od wielkości zwiśu oraz postępowania niebezpieczeństwa jego dalszego zwiększania, linia napowietrzna może obniżyć się w sposób zmniejszający bezpieczną odległość do obiektów leżących pod nią, głównie do drzew, szczególnie jeśli w pasach zieleni zdarzają się zaniedbania eksploatacyjne, a także do ziemi, będąc przyczyną zwarc. Z drugiej strony, jeśli wielkość zwiśu niebezpiecznie wzrasta, może dojść do przekroczenia dopuszczalnych naprężeń mechanicznych, prowadzących do zerwania linii. Zniszczenie jednej linii stanowi jednocześnie ryzyko dla sąsiadujących z nią innych

linii. Opisywane powyżej sytuacje prowadzą do utraty uszkodzonych linii w systemie, czego skutkiem jest zmiana rozpliwów w systemie. W przypadku wypadnięcia z systemu dużej liczby linii energetycznych następuje pogorszenie kluczowych parametrów napięcia i częstotliwości w systemie. Konsekwencją ich przekroczenia są kaskadowe wyłączenia fragmentów systemu elektroenergetycznego, prowadzące do rozległych awarii. Graficzna interpretacja drzewa konsekwencji nadmiernych zwisów przedstawiona została na rysunku 3.



Rys.3. Drzewo konsekwencji nadmiernych zwisów linii napowietrznej

### Przykłady dużych awarii systemowych wywołanych przez nadmierne zwisu linii napowietrznych

Nadmierne zwisu linii napowietrznych były przyczyną licznych awarii w systemach elektroenergetycznych na całym świecie zarówno z powodu wydłużenia temperaturowego, jak i obciążenia sadyż. Poniżej przedstawiono trzy przykłady rozległych awarii systemowych.

28 września 2003 r. w systemie włoskim miał miejsce blackout powodujący utratę zasilania całej kontynentalnej części Włoch. Specyfiką systemu włoskiego jest pokrywanie części zapotrzebowania importem energii elektrycznej z krajów sąsiednich. Powodem blackoutu było zwarcie do drzew linii 380 kV na granicy ze Szwajcarią w warunkach gdy import energii elektrycznej do systemu włoskiego wynosił 24% ówczesnego zapotrzebowania. Nadmierne obciążenie kolejnej linii na granicy ze Szwajcarią spowodowało zwarcie do drzew, wyłączenie linii i w konsekwencji, kaskadowe wyłączenia kolejnych linii. Awaria była odczuwalna w wielu systemach elektroenergetycznych w UCTE [11].

Dotkliwy blackout w dużej części północno-wschodnich obszarów Stanów Zjednoczonych oraz w prowincji Ontario w Kanadzie, który miał miejsce 14 sierpnia 2013 r., spowodował utratę zasilania u 50 mln odbiorców. Ciąg zdarzeń zapoczątkowało awaryjne odstawienie Elektrowni Eastlake, na które nałożyło się wypadnięcie linii 345 kV wskutek pożaru, a następnie kolejnych trzech linii 345 kV z powodu nadmiernych zwisów, skutkując zwarcie do drzew i kaskadowymi wyłączeniami 16 linii 138 kV [12].

Blackout w Chinach 25 stycznia 2008 r. spowodowany był długimi burzami śnieżnymi wzmagających osady lodowe

i sadyżowe na liniach napowietrznych prowadząc często do ich zniszczenia. Przerwa w zasilaniu dotknęła 4,6 mln odbiorców i trwała nawet 2 tygodnie [13].

### Zmiana wielkości zwisu linii napowietrznej w zależności od warunków atmosferycznych

W niniejszym artykule przeanalizowana została zależność wielkości zwisu linii napowietrznej 110 kV od ekstremalnych zmian warunków atmosferycznych w warunkach silnego wiatru i sadyż. W analizie przyjęto następujące dane [14]:

- pręśno nominalne z przelotowymi słupami rurowymi jednorodnymi serii EWN P,
- rozpiętość pręśna  $S=320$  m,
- naprężenie przewodów roboczych  $\sigma_0=100$  MPa,
- wysokość zawieszenia przewodów  $h=25$  m.

W celu porównania wielkości zwisów dla różnego rodzaju przewodów roboczych, zestawiono trzy rodzaje przewodów o analogicznej średnicy obliczeniowej, których dane zebrano w tabeli 2.

Tabela 2. Dane przewodów roboczych wykorzystanych do obliczeń wielkości zwisów [15, 16]

	AFL-6 240 mm <sup>2</sup>	AFLs-10 310 mm <sup>2</sup>	ACCC Lisbon 316
Typ przewodu	Stalowy rdzeń i aluminiowe druty okrągłe	Stalowy rdzeń i aluminiowe druty trapezoidalne	Kompozytowy rdzeń z włókien węglowych oraz szklanych i aluminiowe druty trapezoidalne
Obliczeniowe pole przekroju [mm <sup>2</sup> ]	276,14	342,25	355,2
Masa jednostkowa [kg/m]	0,9774	1,1112	0,9476

Na terenie Polski występują 3 strefy wiatrowe (W1, W2, W3) oraz trzy strefy sadyżowe (S1, S2, S3) [17]. W niniejszej pracy przeprowadzono obliczenia wielkości zwisów dla pręśna projektowanego w strefie wiatrowej W1 i strefie sadyżowej S1 obciążonego wiatrem i sadyż w warunkach projektowych oraz w sytuacji pojawienia się obciążenia na poziomie stref W2 oraz S2. Przyjęte wartości obciążenia przewodów o średnicy  $d$  [mm] zestawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Charakterystyczne obciążenia wiatrem oraz sadyż na jednostkę długości przewodu [17]

Strefa obciążenia	Charakterystyczne obciążenie [daN/m]
S1	$w_{S1}=4,1+0,41d$
S2	$w_{S2}=8,2+0,82d$
W1	$w_{W1}=0,932$
W2	$w_{W2}=1,104$

W warunkach normalnych zwis przewodu obliczany jest z zależności [17]:

$$(2) \quad D_0 = \frac{w_0 g S^2}{8T}$$

gdzie:  $D_0$  - zwis w warunkach normalnych [m],  $w_0$  - obciążenie wynikające z masy przewodu [kg/m],  $g$  - przyspieszenie ziemskie [m/s<sup>2</sup>],  $S$  - rozpiętość pręśna [m],  $T$  - naciąg [N].

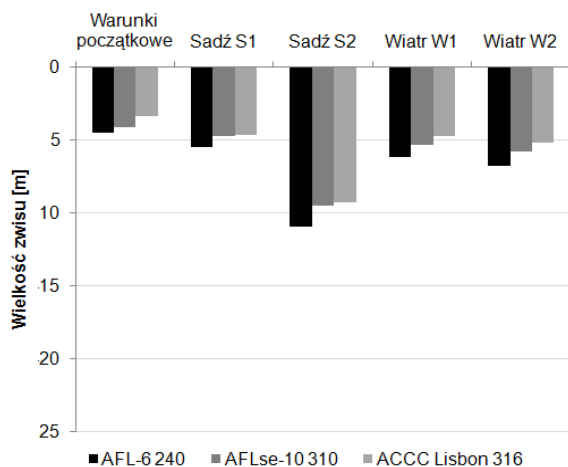
W przypadku obciążenia sadyż i/lub wiatrem większym z maksymalnym obciążeniem w kierunku poziomym [17]:

$$(3) \quad D = \frac{\sqrt{w_S^2 + w_W^2} g S^2}{8T}$$

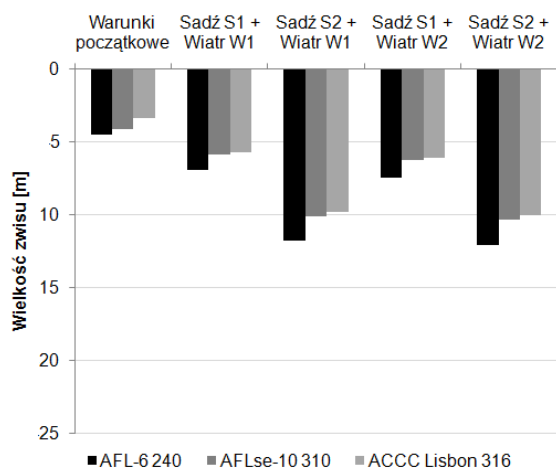
gdzie:  $D$  - zwis przewodu [m],  $w_S$  - obciążenie wynikające z akumulacji sadzi [kg/m],  $w_W$  - obciążenie wynikające z wystąpienia wiatru [kg/m].

Wypadkowa siła działająca na przewód w wyniku wystąpienia osadu sadzi i wiatru będzie zatem związana ze składową pionową wynikającą z ciężaru przewodu oraz ciężaru sadzi, a także ze składową poziomą, która wystąpi w wyniku siły wiatru.

Wyniki obliczeń zwisów dla przyjętych typów przewodów i zmiennych warunków atmosferycznych przedstawiono na rysunkach 4-5.



Rys.4. Wielkości zwisów dla pojedynczych zjawisk atmosferycznych



Rys.5. Wielkości zwisów dla nakładających się zjawisk atmosferycznych

Dla obliczeń zwisu w przypadku wystąpienia wiatru, podano całkowitą wartość zwisu w momencie maksymalnego wychylenia linii od osi pionowej. Odległość do ziemi dla przypadków uwzględniających wystąpienie wiatru będzie zatem wynikała ze składowej pionowej związanej z ciężarem przewodu i obciążenia sadzią.

Wymagania dotyczące budowy linii napowietrznych z uwzględnieniem ich odległości od obiektów ujęte są w normie PN-EN 50341-1:2013-03 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV Część 1, Wymagania ogólne - Specyfikacje wspólne [18]. Dla linii o napięciu 110 kV minimalny odstęp izolacyjny w powietrzu

zgodnie z normą [18] wynosi 0,85 m. W normie określone są również minimalne odległości do obiektów leżących pod linią, zawierające się w przedziale od 2,85 m do 10,85 m w zależności od typu budynku i ukształtowania dachu. Najbardziej restrykcyjne wymagania dotyczą budynków z dachem łatwo zapalnym lub nad instalacją o szczególnym zagrożeniu pożarowym. Ponadto obowiązujące Rozporządzenie Ministrów Komunikacji oraz Administracji, Gospodarki Terenowej i Ochrony Środowiska z dnia 10 lutego 1977 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy wykonywaniu robót drogowych i mostowych (Dz. U. Nr 7, poz. 30) [19] stanowi, że wysokość zawieszenia przewodów linii napowietrznych nad drogami nie może być mniejsza niż 6 m.

Przedstawione wyniki obliczeń wskazują, że zjawiska atmosferyczne mają istotny wpływ na wielkość zwisów linii napowietrznych. Najkorzystniejsze ze względów bezpieczeństwa systemy wielkości zwisów zostały osiągnięte dla nowoczesnych przewodów z rdzeniem kompozytowym, charakteryzujących się najniższymi wartościami zwisu, a dodatkowo charakteryzują się wyższą obciążalnością prądową.

### Podsumowanie

Ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego istotna jest analiza ryzyka występowania awarii systemowych pozwalająca na definiowanie ich przyczyn oraz konsekwencji. Wzrost zwisów linii napowietrznych nie jest całkowicie możliwy do wyeliminowania z powodu ich ścisłej zależności między trudnymi do przewidzenia warunkami pogodowymi. Istotna jest zatem bieżąca eliminacja zagrożeń i instalacja urządzeń energetycznych poprawiających bezpieczeństwa pracy systemu. Mnogość zagrożeń stwarza przesłankę do dalszych prac w kierunku badania ryzyka wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym.

**Autorzy:** mgr inż. Daria Złotecka, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: [daria.zlotecka@put.poznan.pl](mailto:daria.zlotecka@put.poznan.pl)

### LITERATURA

- [1] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych
- [2] Gou B., Zheng H., Wu W., Yu X., Probability Distribution of Power System Blackouts, *Proceedings of IEEE PES General Meeting*, 24-28 June (2007), 1-8
- [3] Sroka K., Złotecka D., Nieuchronność dużych awarii typu blackout w systemach elektroenergetycznych, *Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny* (2018), 265-278
- [4] Wróblewski J. (red.), Zarządzanie ryzykiem – przegląd metod, Centrum Naukowo-Badawcze Ochrony Przeciwożarowej im. Józefa Tuliszewskiego Państwowy Instytut Badawczy, Józefów (2015)
- [5] Malska W., Analiza wpływu prędkości wiatru na generację mocy na przykładzie farmy wiatrowej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 93 (2017), nr 4, 54-57
- [6] Paska J., Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym i ich zdolność do pokrywania obciążenia, *Przegląd Elektrotechniczny*, 85 (2009), nr 12, 224-230
- [7] [www.pse.pl/dane-systemowe](http://www.pse.pl/dane-systemowe) - dostęp 07.05.2018 r.
- [8] Panteli M., Pickering C., Wilkinson S., Dawson R., Mancarella P., Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment and Adaptation Measures, *IEEE Transactions on Power Systems*, 32 (2017), n.5, 3747-3757
- [9] Filippone G., Ippolito M., Massaro F., Puccio A., GIS Systems and LIDAR technology for the operation of HV lines. Sicilian Transmission network application, *International Conference on Renewable Energy Research and Application* (2013), 868-872

- [10] Kubek P., Metody analizy przewodów elektroenergetycznych pod względem cieplnym i mechanicznym, *Prace Naukowe Politechniki Śląskiej. Elektryka*, Zeszyt 2-3, LX (2014), 21-39
- [11] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE, April 2004, [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/ce/otherreports/20040427\\_UCTE\\_IC\\_Final\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf) - dostęp 09.05.2018 r.
- [12] Joint U.S.-Canada Power System Outage Investigation. Interim Report Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada, [www.nerc.com](http://www.nerc.com) - dostęp 09.05.2018 r.
- [13] Xie Q.; Zhu R., Earth, Wind and Ice. *IEEE Power Energy Magazine*, 9 (2011), 28–36
- [14] Katalog słupów rurowych dla napowietrznych linii elektroenergetycznych 110 kV, Elmonter 2015
- [15] Przewody elektroenergetycznych linii napowietrznych 110 kV, Specyfikacja techniczna Załącznik nr 21 do "Standardów technicznych w ENERGA-OPERATOR S.A." 2017, <http://www.energa-operator.pl> - dostęp 11.05.2018 r.
- [16] Katalog ACCC®, Zircon 2013, [www.zircon.pl/files/ulotka\\_acc.pdf](http://www.zircon.pl/files/ulotka_acc.pdf) - dostęp 11.05.2018 r.
- [17] Hudym V., Jagiełło A. St., Zasady projektowania i eksploatacja elektroenergetycznych linii napowietrznych, Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Kraków 2016
- [18] PN-EN 50341-1:2013-03 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV Część 1, Wymagania ogólne - Specyfikacje wspólne
- [19] Rozporządzenie Ministrów Komunikacji oraz Administracji, Gospodarki Terenowej i Ochrony Środowiska z dnia 10 lutego 1977 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy wykonywaniu robót drogowych i mostowych (Dz. U. Nr 7, poz. 30)