

Prof. dr hab. inż. Andrzej Gołaś
Dr inż. Wojciech Ciesielka
Dr inż. Krystian Szopa

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki
Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska
Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, Polska
E-mail: ghgolas@cyf-kr.edu.pl, ghciesie@cyf-kr.edu.pl, kszopa@agh.edu.pl

Dr hab. inż. Paweł Zydrón, prof. n. AGH
Dr inż. Wojciech Bąchorek
Dr inż. Mariusz Benesz
Dr inż. Aleksander Kot
Dr inż. Szczepan Moskwa

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, Polska
E-mail: pzydron@agh.edu.pl, wojbach@agh.edu.pl, mben@agh.edu.pl, akot@agh.edu.pl, szczepan@agh.edu.pl

Analiza możliwości poprawy niezawodności napowietrznej linii 15 kV narażonej na katastrofalne oblodzenie w warunkach polskich

Słowa kluczowe: elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne, linie napowietrzne, niezawodność, oblodzenie, szadź

Streszczenie: Praca jest efektem synergicznej współpracy dwóch zespołów akademickich: elektroenergetycznego i mechanicznego oraz operatora systemu dystrybucyjnego. Analizie poddano rzeczywistą, napowietrzną linię średniego napięcia 15 kV narażoną na katastrofalne obciążenia lodem i szadzią. Zbadano możliwość zastosowania trzech rozwiązań mogących poprawić niezawodność badanego obiektu w takich warunkach. Rozważono: skrócenie długości przeseł linii, podgrzewanie magistrali zwiększonym prądem roboczym oraz przebudowę linii do linii kablowej. W celu realizacji pracy wykonano badania modelowo-symulacyjne MES z uwzględnieniem najnowszych wytycznych normatywnych, zrealizowano eksperyment dociążenia linii wraz z pomiarem temperatury przewodów oraz przeprowadzono wielowariantowe obliczenia niezawodnościowe prowadzące do wyznaczenia wskaźników SAIDI i SAIFI. W wyniku szczegółowych analiz sprecyzowano wnioski końcowe pozwalające na zwiększenie niezawodności linii elektroenergetycznych narażonych na katastrofalne oblodzenie, które powinny być rozważone i stosowane przez wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce.

1. Wprowadzenie

Dostarczanie energii elektrycznej jest bardzo istotnym elementem funkcjonowania współczesnego społeczeństwa. Pewność i ciągłość dostaw energii oraz minimalizacja przerw w zasilaniu jest obecnie jednym z podstawowych priorytetów operatorów systemów dystrybucyjnych.

Wobec obserwowanej ekstremalizacji klimatu problem ekspozycji napowietrznej infrastruktury sieciowej na oddziaływanie trudnych warunków środowiskowych (oblodzenie, wiatry) nabiera szczególnego znaczenia.

Najpoważniejszym problemem w projektowaniu i budowie linii napowietrznych jest precyzyjne określenie dodatkowych obciążeń linii wywołanych lodem i/lub szadzią osadzającą się na przewodach i konstrukcjach wsporczych. Zagadnieniem tym zajmowano się między innymi podczas standaryzacji tych obciążeń w IEC [15].

W ostatnich latach miało miejsce w Europie i na świecie wiele awarii energetycznych wywołanych oddziaływaniem na elementy systemów elektroenergetycznych niekorzystnych czynników atmosferycznych. Większość krajów świata zlokalizowanych na półkuli północnej, takich jak Chiny, Niemcy [2], [11], północno-wschodnia część USA i Kanada [5], Czechy [17], Północny Kaukaz w Rosji [10], Japonia [1], Finlandia [14], Norwegia [7], Rumunia [9], Węgry [13], Wielka Brytania [20], Islandia [4], [8], czy część Indii boryka się z problemem związanym z tworzeniem się lodu na liniach napowietrznych. Również w Polsce wystąpiły katastrofalne awarie spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi, które opisano w [2] i [11].

Wagę tego problemu dostrzeżono na forum międzynarodowym, między innymi w materiałach CIGRE poświęcono temu zagadnieniu bardzo dużo uwagi [18], [19]. Jest to także temat podstawowy odbywających się cyklicznie spotkań w ramach International Workshop on Atmospheric Icing of Structures.

Po doświadczeniach jak opisane powyżej narodowe komitety wielu państw zdecydowały o konieczności zmian standardów obowiązujących przy obliczeniach projektowych linii. Także w Polsce zostały zmienione strefy obciążenia oblodzeniem [16].

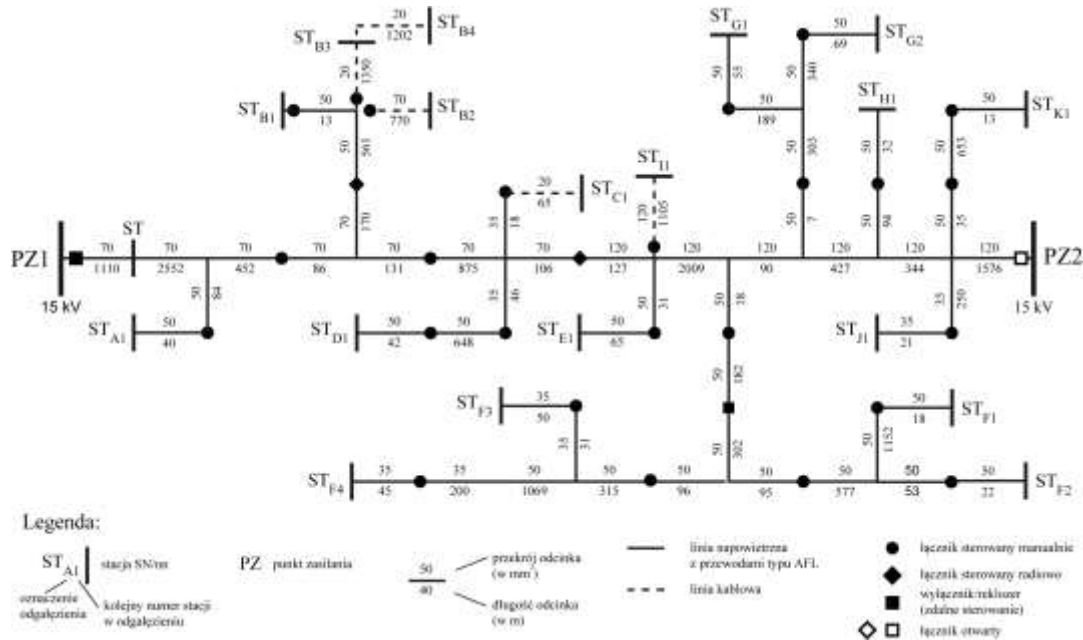
Doniesienia w literaturze światowej dokumentują, szereg metod i technik mających na celu zapobieganie oblodzeniu i usuwanie lodu i/lub szadzi z napowietrznych linii elektroenergetycznych [6] jednak ich skuteczność jest znikoma w warunkach oddziaływania katastrofalnego oblodzenia. Wspomniane rozwiązania dotyczą głównie sieci przesyłowych.

Prezentowana praca analizuje trzy rozwiązania mogące poprawić niezawodność obiektu narażonego na katastrofalne obciążenia oblodzeniem. Rozważono: zmniejszenie rozpiętości przęseł (dogęszczenie konstrukcji wsporczych), podgrzewanie magistrali dodatkowym prądem roboczym oraz przebudowę linii do linii kablowej. W celu realizacji pracy wykorzystano badania modelowo-symulacyjne MES uwzględniając najnowsze wytyczne normatywne, zrealizowano pomiary termowizyjne w warunkach dodatkowego obciążenia obiektu oraz przeprowadzono wielowariantowe obliczenia niezawodnościowe prowadzące do wyznaczenia wskaźników SAIDI i SAIFI. Sprecyzowano wnioski końcowe mające na celu poprawę niezawodności badanego obiektu.

2. Charakterystyka obiektu

Przedmiotem analizy w niniejszej pracy jest rzeczywista napowietrzna linia rozdzielcza 15 kV. Obiekt jest zlokalizowany w południowej części Polski. Schemat linii

przedstawiono na rysunku 1. Jest to ciąg napowietrzny zasilający 11 odgałęzień, z których trzy zawierają odcinki kablowe. Odgałęzienia oznaczono kolejnymi literami alfabetu. Magistrala zasilana jest z rozdzielni PZ1, a punkt stałego podziału w normalnym układzie pracy znajduje się w rozdzielni PZ2.



Rys. 1. Schemat linii 15 kV będącej przedmiotem analizy

Wybrane dane charakteryzujące badaną linię SN zebrano w tabeli 1.

Tabela 1. Podstawowe dane analizowanego ciągu sieciowego 15 kV

	Rodzaj budowy/typ	Długość/Liczba	Razem
Magistrala	linia napowietrzna AFL	9,9 km	9,9 km
	linia kablowa	0 km	
Odgałęzienia	linia napowietrzna AFL	7,8 km	12,3 km
	linia kablowa	4,5 km	
Konstrukcje wsporcze (słupy)	żelbetowe	12 szt.	174 szt.
	stalowe	4 szt.	
	strunobetonowe	41 szt.	
	wirowane	114 szt.	
	drewniane	3 szt.	
Łączniki	sterowane manualnie	25 szt.	28 szt.
	sterowane radiem	2 szt.	
	reklozery	1 szt.	
Liczba zasilanych stacji SN/nn	19 szt.		
Liczba zasilanych odbiorców	945 szt.		
Roczny zakres obciążeń (min – max)	6 A – 16 A		

Dla analizowanej linii napowietrznej zimą 2010 roku wystąpiły katastrofalne warunki oblodzeniowe, które doprowadziły do rozległej destrukcji infrastruktury sieciowej.

3. Badania modelowo-symulacyjne MES wybranych elementów infrastruktury linii dla katastrofalnych warunków atmosferycznych

Najistotniejszym elementem badań modelowo-symulacyjnych MES było uwzględnienie rzeczywistych oddziaływań katastrofalnych jakie wystąpiły na znacznym obszarze, na którym zlokalizowana jest analizowana linia. W styczniu 2010 roku miała miejsce anomalia pogodowa, która przyczyniła się do powstania na liniach napowietrznych oblodzenia o rozmiarze daleko przekraczającym założenia normatywne (nawet 18 kg/m i 15 cm średnicy). W tym punkcie przedstawiono wpływ takiego katastrofalnego oblodzenia na siły reakcji w punktach zawieszenia przewodów oraz siły w samym przewodzie. Ponieważ powstawaniu tak dużej szadzi sprzyja stosunkowo niewielki wiatr, dlatego skoncentrowano się głównie na przypadkach z samym oblodzeniem.

Celem prowadzonych badań symulacyjnych jest określenie wpływu obciążeń atmosferycznych na konstrukcje wsporcze oraz przewody robocze. Pokazano jak asymetria oblodzenia oraz długości pręseł wpływają na zmianę sił w układzie. Nie analizowano wpływu tych oddziaływań na same poprzeczniki konstrukcji. Konstrukcje wsporcze zostały obciążone statycznym układem sił równoważnym działaniu sił pochodzących od przewodów na poprzecznik.

W pierwszej kolejności zbudowano model cyfrowy słupa oraz zweryfikowano poprawność przyjętych założeń.

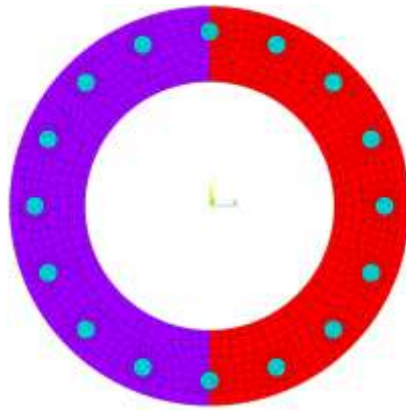
Obiektem badań jest wybrany odcinek analizowanej linii 15 kV. Jako konstrukcję wsporczą zastosowano żerdź wirowaną typu E 12/10, co oznacza, że jej długość jest równa 12 m (rys. 2), a nominalna siła wierzchołkowa jaką przenosi wynosi 10 kN. Konstrukcja jest wykonana z betonu klasy C 40/50, a druty stalowe, z których wykonano ciągną poprowadzone od podstawy do wierzchołka są zgodne z normami dla zbrojonych konstrukcji betonowych.

Przekrój słupa ma kształt pierścienia, którego średnica zmniejsza się proporcjonalnie do wysokości konstrukcji (rys. 2). Średnica zewnętrzna słupa przy jego podstawie wynosi 398 mm, a w części wierzchołkowej 218 mm. Na obwodzie słupa rozłożono równomiernie 16 cięgien stalowych o średnicy zastępczej 16 mm. Rozmiar siatki przekroju dobrano 3 mm dla cięgien oraz 10 mm w obszarze betonu (rys. 3).

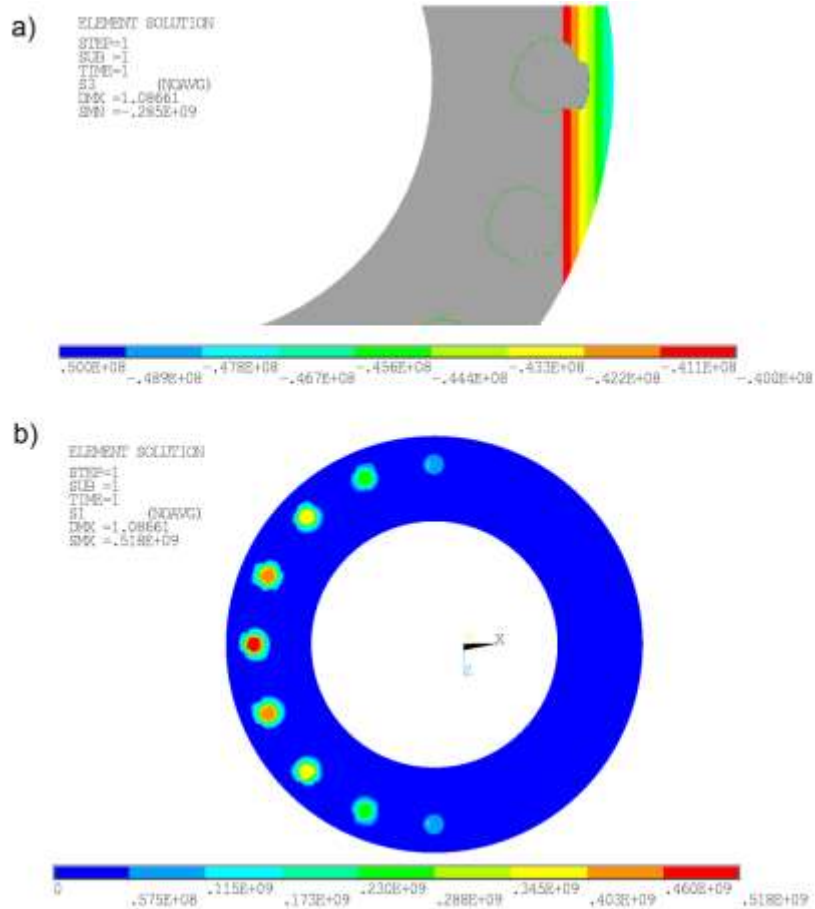
Dokonano weryfikacji modelu elementów skończonych i przeprowadzono obliczenia dla podanej przez producenta siły niszczącej $P_n = 18$ kN. Maksymalne naprężenia ściskające w betonie wynoszą 47,5 MPa (rys. 4a), co w zasadzie pokrywa się z granicznym naprężeniem ściskającym dla betonu C 40/50 wynoszącym 48 MPa. Tak więc należy przyjąć, że model został wykonany poprawnie.



Rys. 2. Geometria słupa E 12/10



Rys. 3. Kształt przekroju żerdzi typu E 12/10 wraz z nałożoną siatką



Rys. 4. Naprężenia w żerdzi wirowanej E 12/10 dla siły wierzchołkowej
 a) ściskające w betonie, b) rozciągające w cięgnach

Obliczenia dla konstrukcji wsporczej typu E12/10 przeprowadzono ze względu na obciążenia wyznaczone jak dla słupa przelotowego oraz mocnego. Na przewody fazowe wybrano AFL-6-70, ponieważ gołe przewody są bardziej podatne na występowanie dużych oblodzeń, a dodatkowo przewód tego typu nadal jest stosowany w liniach SN. Obliczenia przeprowadzono dla zastępczej rozpiętości przęsła 80 m. Wartość ta jest w przybliżeniu średnią odległością między słupami stosowaną w strefach o dużym charakterystycznym

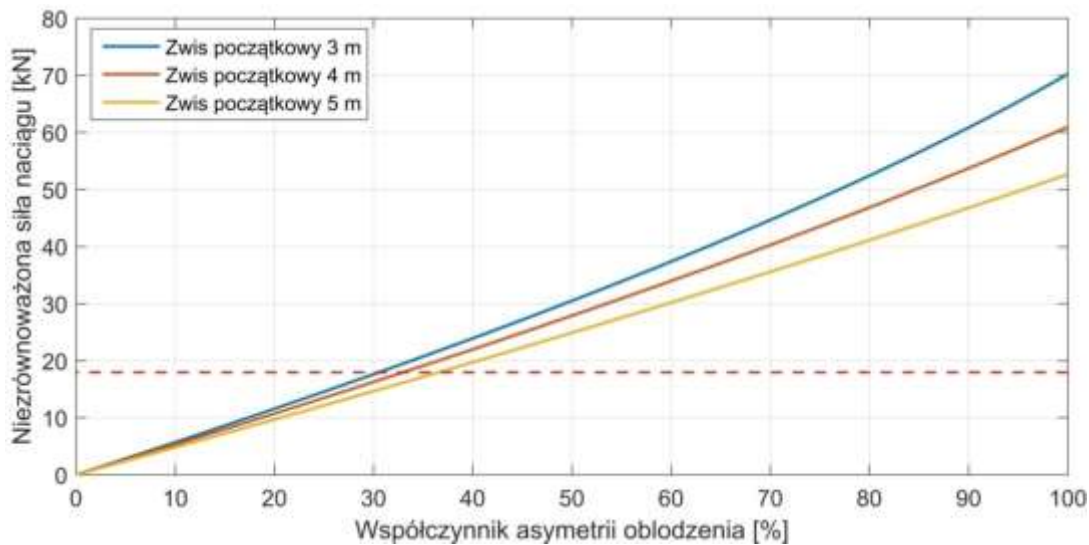
oblodzeniu, z drugiej strony jest na tyle odpowiednia, aby pokazać jak duże siły potrafią wystąpić w stosunkowo krótkim przęśle.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki dla opisanego przypadku. Tak wielka masa oblodzenia powoduje powstawanie bardzo dużych sił pionowych, naciągu oraz osiowych w przewodzie. Ponownie przy zrównoważonym oblodzeniu w sąsiednich przęsłach, naprężenia ściskające są niewielkie, natomiast problemy zaczynają się pojawiać dla przypadków asymetrycznego oblodzenia. Jeżeli słup pracuje jako konstrukcja przelotowa to dla przypadku 2c, czyli niezrównoważonego obciążenia wzdłużnego, naprężenia ściskające przekraczają dopuszczalne wartości i dochodzi do zmiżdżenia betonu oraz zniszczenia konstrukcji wsporczej. Jeżeli konstrukcja wsporcza ma pełnić rolę słupa mocnego to dodatkowo musi spełnić warunki z grupy 5. Już dla przypadku zerwania pojedynczego przewodu (5a) pojawia się na tyle duża siła poprzeczna, że naprężenia ściskające w betonie są na granicy wytrzymałości konstrukcji. Natomiast gdyby doszło do sytuacji, w której słup ma za zadanie przeniesienie obciążenia jednostronnego naciągu, to przy tak katastrofalnym oblodzeniu nastąpiłoby zniszczenie konstrukcji wsporczej. Opisane w tym akapicie sytuacje zakładają, że przewody robocze mogą ulec zerwaniu (5a, b, c), albo wytrzymać obciążenie oblodzeniem 18 kg/m (2a, b). Obliczeniowa siła zrywająca dla AFL-6-70 to 22,75 kN. W tabeli nie uwzględniono zwisów ze względu na możliwość wejścia w zakres odkształceń plastycznych.

Ponieważ podany przykład przedstawia wyniki dla konkretnej długości przęsła, zwisu oraz przypadków oblodzenia, przeprowadzono dodatkowe obliczenia celem wyznaczenia zależności pomiędzy wielkością sił poprzecznych oddziałujących na konstrukcję wsporczą typu E 12/10 a rozpiętością przęsła.

Tabela 2. Oddziaływania na konstrukcję wsporczą E 12/10 siłami pochodzącymi od przewodów dla oblodzenia katastrofalnego o masie 18 kg/m

Przypadek	V	H	W	N	σ_c	σ_s
	[N]	[N]	[N]	[N]	[MPa]	[MPa]
0	106,0	706,3	0	714,2	0,19	0
2a	4996,4	24133,0	0	24645,0	0,51	0
$\psi_I = 0,3$	1573,1	9258,7	0	9391,4	-	-
$\psi_I = 0,5$	2551,2	13979,2	0	14209,1	-	-
$\psi_I = 0,7$	3529,3	18264,1	0	18602,3	-	-
2b	Kombinacja obciążeń $\psi_I = 0,5$ i $\psi_I = 1$				7,65	48,9
2c	Kombinacja obciążeń $\psi_I = 0,3$ i $\psi_I = 0,7$				71,10	730,0
5a	Zerwanie przewodu dla oblodzenia $\psi_I = 0,7$				48,21	492,2
5b	75% jednostronnego naciągu przy oblodzeniu $\psi_I = 1$				142,25	1471,0
5c	Całkowity jednostronny naciąg przy oblodzeniu $\psi_I = 1$				189,20	1962,8

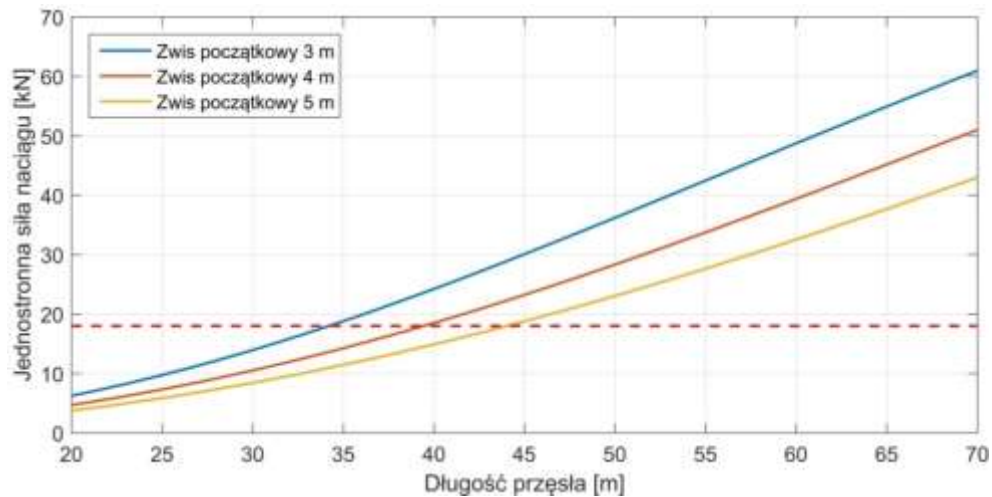


Rys. 5. Zależność nierównoważonej siły naciągu od współczynnika asymetrii oblodzenia

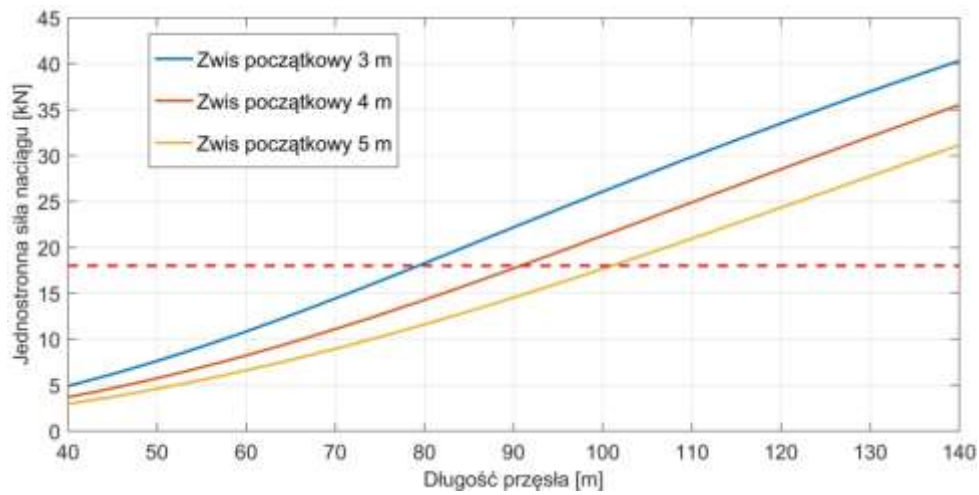
W pierwszej kolejności sprawdzono jednak wpływ asymetrycznego oblodzenia na nierównoważenie siły naciągu. Przypadek ten przedstawia sytuację, w której wszystkie przewody jednego przęsła są obciążone maksymalnym oblodzeniem katastrofalnym 18 kg/m, natomiast oblodzenie w przęsle sąsiednim zmienia się od wartości maksymalnej $\psi_I = 1$ do 0. Współczynnik asymetrii jest tutaj rozumiany jako $(1-\psi_I)\cdot 100\%$, więc dla maksymalnego oblodzenia obu przęseł współczynnik ten wynosi 0%, natomiast gdy jedno przęsło jest nieoblodzone to asymetria obciążenia oblodzeniem wynosi 100%. Z zależności przedstawionych na rysunku 5 wynika, że dla przęseł od długości 80 m, już przy współczynniku asymetrii 30% – 37% (w zależności od zwisu montażowego) nierównoważona wartość siły naciągu (od trzech przewodów) osiąga krytyczną wartość siły niszczącej dla słupa E 12/10 równej 18 kN. Potwierdza to wcześniejsze wyniki, gdzie problemem zazwyczaj było nie tyle duże oblodzenie, co jego nierównomierne rozłożenie w sąsiednich przęsłach.

Kolejno sprawdzono jaka może być maksymalna długość przęsła dla obciążenia 18 kg/m, przy założeniu że słup mocny ma za zadanie przenieść naciąg jednostronny (przypadek 5c). Z wykresów przedstawionych na rysunku 6 wynika, że już dla długości przęsła 35 m i zwisu początkowego 3 m, suma składowych naciągów pochodzących od trzech przewodów osiąga wartość siły niszczącej wybraną konstrukcję wsporczą. Dla porównania, przyjmując obciążenie maksymalne według wytycznych normatywnych, długość przęsła dla słupa E 12/10 mogłaby wynosić 80 m (rys. 7).

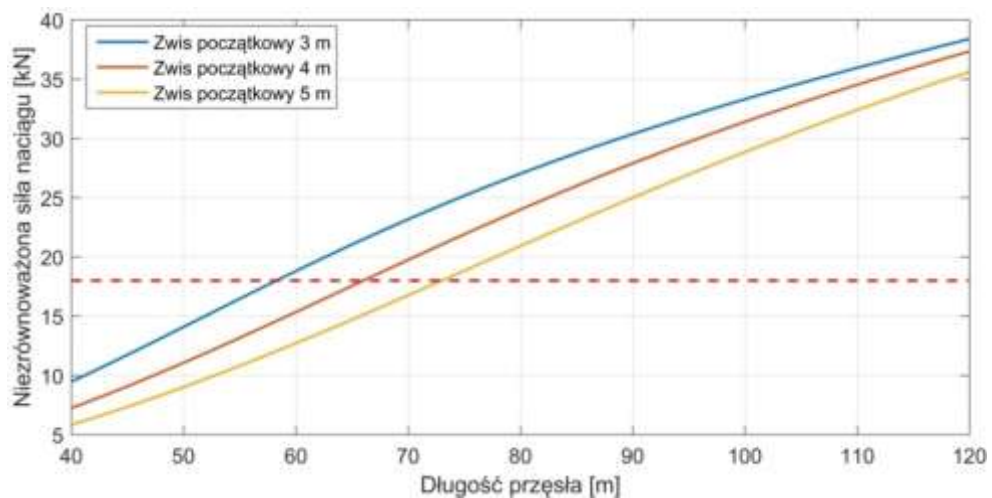
Jeżeli słup pełni rolę słupa przelotowego to dla rozpatrywanych warunków, najbardziej niebezpieczny będzie przypadek 2c. Nierównoważony wzdłużnie przypadek oblodzenia katastrofalnego będzie zagrożeniem dla przęsła o długości zastępczej wynoszącej 58 m przy zwisie początkowym 3 m (rys. 8).



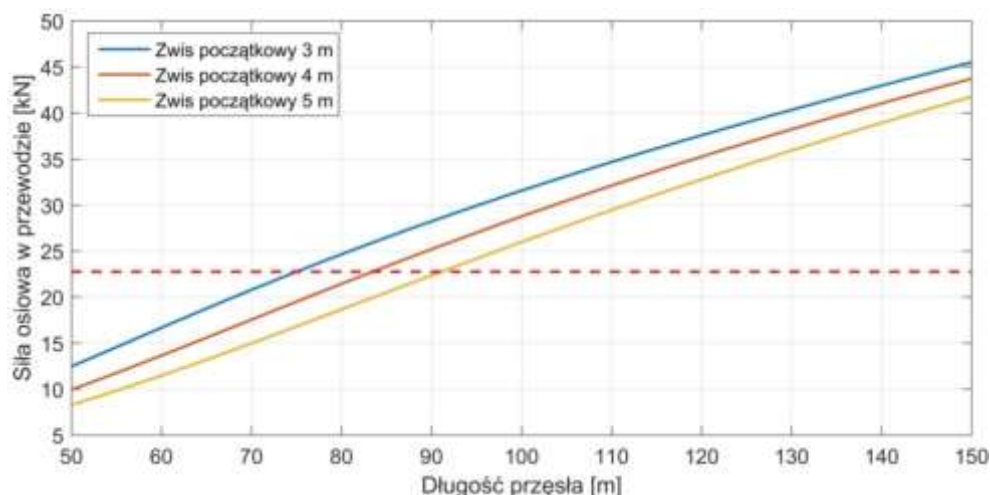
Rys. 6. Zależność jednostronnej siły naciągu w funkcji długości przęsła dla słupa mocnego i oblodzenia katastrofalnego 18 kg/m (przypadek 5c)



Rys. 7. Zależność jednostronnej siły naciągu w funkcji długości przęsła dla słupa mocnego i normalnego oblodzenia maksymalnego (przypadek 5c)



Rys. 8. Zależność niezrównoważonej siły naciągu w funkcji długości przęsła dla oblodzenia katastrofalnego 18kg/m niezrównoważonego wzdłużnie (przypadek 2c)



Rys. 9. Zależność maksymalnej siły osiowej w pojedynczym przewodzie w funkcji długości przęsła dla oblodzenia katastrofalnego 18kg/m

Oczywiście rozpatrując tak duże oblodzenie należy rozpatrzyć maksymalne siły w przewodach ze względu na możliwość ich zerwania. Dla przewodu AFL-6-70 obliczeniowa siła zrywająca przewód wynosi 22,75 kN. Jeżeli przewód jest obciążony lodem o masie 18 kg/m to dla zwisu początkowego 3 m, może dojść do jego zerwania przy długości przęsła 75 m (rys. 9).

Z analiz wynika, że przy pojawieniu się tak nietypowych warunków atmosferycznych jakie zaistniały w 2010 roku, powstaje oblodzenie o masie, która wykracza daleko poza wytyczne normatywne, nawet dla trzeciej strefy obciążenia oblodzeniem. Słupy typu E, które charakteryzują się dużą wytrzymałością w porównaniu do konstrukcji BSW mogą nie przenieść tak dużych obciążeń i ulec złamaniu. Oczywiście najgorszym przypadkiem dla odcinka linii energetycznej jest sytuacja, gdy przez nadmierne obciążenie dochodzi do zerwania przewodów w jednym z przęseł, a słup jest obciążony jednostronnym naciągiem i poddany dużym siłom gnącym. Są to przypadki z grupy 5 układów oddziaływań. Chociaż dotyczą one słupów mocnych, to może dojść do sytuacji, w której ze względu na duże oblodzenie przewód nie będzie mógł się swobodnie przesunąć w podporze bądź wyczepić z uchwytu zabezpieczającego, tym samym przenosząc siły naciągu na słup przelotowy, doprowadzając do jego zniszczenia.

4. Badania terenowe z wykorzystaniem termowizji

W kolejnym etapie prac przeprowadzono pomiary temperatury przewodów analizowanej linii 15 kV w warunkach normalnego oraz zwiększonego jej obciążenia. Pomiarów dokonano na przewodach fazowych AFL6 – 70. Eksperyment przeprowadzono w dniu 23.11.2017 r. dla układu normalnego oraz specjalnie przygotowanego układu pracy sieci powodującego dociążenie badanej linii.

Na rysunku 10 zaprezentowano zbiorcze zestawienie wyników badań: wartości natężenia prądu, temperatury otoczenia i temperatury przewodu zarejestrowanych w trakcie eksperymentu. Ze względów bezpieczeństwa - zapewnienia ciągłości zasilania oraz zagwarantowania odpowiedniej jakości zasilania - próbę przeprowadzono w porze dziennej.

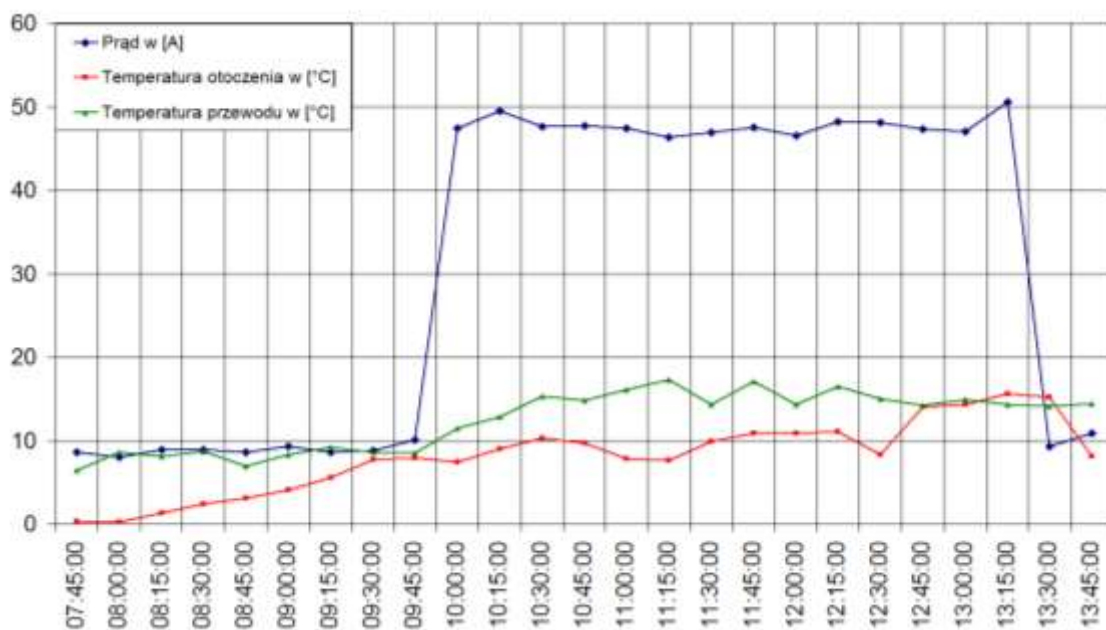
Badania wykonano dla warunków bezwietrznych z niewielkim zachmurzeniem nieba, występującymi chmurami piętra średniego, które pojawiło po godzinie 9.30. Z tego powodu obserwowano podczas eksperymentu zmianę temperatury w zależności od stopnia nasłonecznienia. W początkowej fazie eksperymentów od godziny 7:45 do godziny 9:45 zaobserwowano wzrost temperatury otoczenia z wartości 0,3°C do wartości 7,9°C. W tym okresie wartość natężenia prądu zmieniała się od 8 A do 10 A, a temperatura przewodu od 6,3°C do 9,2°C.

O godzinie 9:52 dociążono linię SN (zmiana konfiguracji sieci), a normalny układ pracy przywrócono o godzinie 13:25. O godzinie 10.00 zaobserwowano prąd o wartości 47 A. Podczas dociążenia wartość natężenia prądu zawierała się w przedziale od 46 A do 51 A. W tym czasie obserwowana temperatura przewodu zmieniała się w przedziale od 11,3°C do 17,3°C. W obserwowanym okresie zmieniała się również wartość temperatury otoczenia w przedziale od 7,4°C do 15,6°C.

Na szczególną uwagę zasługuje okres pomiarowy od 9:45 do 10:45, w którym zaobserwowano największy wzrost temperatury przewodu z wartości 8,5°C do wartości 14,8°C przy wzroście natężenia prądu z wartości 10 A do 48 A, w tym okresie temperatura otoczenia zwiększyła się o 2,3°C.

Stwierdzono, że podczas zmiany obciążenia linii przy wzroście prądu o 36 A do 40 A zaobserwowano wzrost temperatury przewodu w przedziale od 4,3 do 6,1°C.

Oprócz wzrostu temperatury przewodu zaobserwowano również znaczne pogorszenie się warunków napięciowych u odbiorców. Na podstawie analiz całorocznych przebiegów prądów i napięć w przedmiotowej sieci, dokonanych eksperymentów termowizyjnych oraz analiz spadków napięć stwierdzono, że realizacja dodatkowego obciążenia dla warunków zimowych nie spowoduje wzrostu temperatury przewodów do wartości dodatnich (gwarantujących zapobieganie utworzenia się powłoki lodowo-szadziowej). Wykluczona jest również sytuacja wykorzystania podgrzewania magistrali w celu usuwania powłoki lodowej i/lub szadziowej.



Rys. 10. Wyniki pomiarów wykonanych 23.11.2017 r. dla badanej linii 15 kV w trakcie eksperymentalnego jej dociążenia

5. Strukturalny model niezawodnościowy

Wykonano obliczenia niezawodnościowe prowadzące do wyznaczenia wskaźników SAIDI i SAIFI dla analizowanej linii SN. Zastosowano własny, dedykowany program komputerowy. Wielowariantowe obliczenia z jego pomocą umożliwiły ilościową, niezawodnościową ocenę różnych scenariuszy modernizacji obiektu.

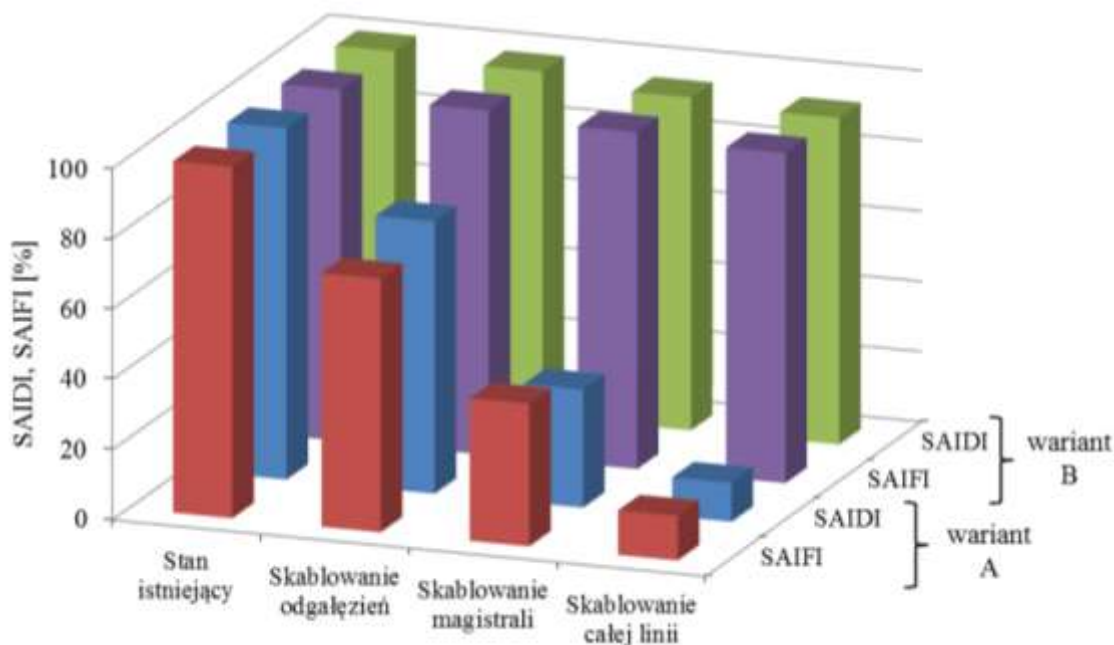
Przeprowadzenie symulacji wymaga danych dotyczących struktury linii wraz ze szczegółowymi danymi odcinkowymi, jak również parametrów niezawodnościowych elementów składowych.

W zakresie parametrów niezawodnościowych elementów przyjęto jednakowe wartości średnich czasów trwania przerw w zasilaniu. Dla częstości uszkodzeń zrealizowano dwa warianty obliczeń A i B. W wariacie A wykorzystano relację parametrów wg publikacji [3] oraz [21] natomiast w wariacie B wskaźniki zaczerpnięto z [12]. Parametry niezawodnościowe zestawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Przyjęte parametry zawodnościowe sieci rozdzielczej SN

Element	Jednostka j	Częstość uszkodzeń d [1/($j \cdot$ rok)] wariant A	Częstość uszkodzeń d [1/($j \cdot$ rok)] wariant B	Średni czas trwania uszkodzenia t_a [h]
Linia napowietrzna SN (AFL)	100 km	8,14	11,02	5
Linia kablowa SN		0,814	10,16	5

Wyniki obliczeń wskaźników niezawodności SAIDI i SAIFI przedstawiono na rysunku 11. Wartości wskaźników dla stanu istniejącego stanowią poziom referencyjny dla wszystkich symulowanych przypadków.



Rys. 11. Spodziewany stopień redukcji wskaźników niezawodności dla różnych wariantów przebudowy analizowanej linii 15 kV

Dla parametrów w wariancie B sukcesywne kablowanie badanej linii w minimalnym stopniu wpływa na poprawę niezawodności. Dla parametrów w wariancie A obserwujemy istotną poprawę niezawodności obiektu na skutek jego przebudowy i modernizacji. Ten zestaw parametrów wydaje się bardziej poprawny w kontekście realiów eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnych.

6. Podsumowanie i wnioski

W pracy podjęto niezwykle istotny problem eksploatacji linii średniego napięcia narażonych na katastrofalne oblodzenia. W Polsce linie takie zlokalizowane są na obszarach działania czterech operatorów systemów dystrybucyjnych, a ich długość można szacować na ponad 20 tys. km.

Celem pracy było wskazanie środków poprawy niezawodności analizowanego obiektu, przeciwdziałających skutkom katastrofalnego oblodzenia. Wykonano badania modelowo-symulacyjne MES, eksperymentalne termowizyjne pomiary temperatury przewodów oraz przeprowadzono wielowariantowe obliczenia wskaźników SAIDI i SAIFI.

Badania symulacyjno-modelowe MES prowadzą do konkluzji, że analizowany obiekt jest w stanie wytrzymać obciążenia katastrofalne pod warunkiem zredukowania rozpiętości przęsła do długości 35 metrów.

Przeprowadzony eksperyment, polegający na planowym dociążeniu linii, oraz wykonane pomiary termowizyjne wskazują, że skuteczne wykorzystanie prewencyjnego podgrzewania magistrali dodatkowym prądem nie jest w tym przypadku możliwe. Obciążenie linii w podstawowym układzie pracy jest znikome, a rekonfiguracyjne dociążenie ciągu jest istotnie ograniczone warunkami napięciowymi.

Zasadnicze wyeliminowanie oddziaływań klimatycznych (zarówno zimowych jak i letnich) może być osiągnięte przez przebudowę analizowanego obiektu na linię kablową. Poza efektem pełnego ekranowania klimatycznego wpłynie to niewątpliwie na niezawodność eksploatacyjną obiektu, a stopień tego wpływu będzie istotnie uwarunkowany parametrami niezawodnościowymi elementów sieci.

Wobec znaczącej przewagi sieci napowietrznych w krajowej sieci rozdzielczej niezbędne jest opracowanie strategii postępowania z napowietrzną infrastrukturą dystrybucyjną eksponowaną na oddziaływania ekstremalnych zjawisk atmosferycznych. Taka strategia powinna brać pod uwagę szereg czynników takich jak: stan techniczny, stopień zamortyzowania majątku, uwarunkowania lokalizacyjne i funkcje poszczególnych elementów w sieci dystrybucyjnej.

Reasumując, należy stwierdzić, że wytyczne zaprezentowane w niniejszej pracy pozwalają na zwiększenie niezawodności linii elektroenergetycznych narażonych na katastrofalne oblodzenie i powinny być rozważone oraz wdrożone przez wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce.

Literatura:

1. Admirat P, Sakamoto Y. Calibration of a wet snow model on real cases in Japan and France. 4th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Paris, France 1988; 7-13.
2. Ciesielka W, Czajka I, Filipek R, Gołaś A, Hamiga W, Romik D, Suder-Dębska K, Szopa K, Wołoszyn J. Smart Grid in energetic facilities: modelling, monitoring and diagnostics. Monography of the Department of Power Systems and Environmental Protection. Faculty of Mechanical Engineering and Robotics AGH, Krakow 2017.
3. Damchi Y, Sadeh J. Effect of combined transmission line (overhead line/cable) on power system reliability indices. 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), Shah Alam, Malaysia 2010; 59–63.
4. Eliasson A J, Thorsteins E, Ólafsson H. Study of wet snow events on the South Coast of Iceland. 9th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Chester, United Kingdom 2000.
5. Farzaneh M, Savadjiev K. Icing Events Occurrence in Québec: Statistical analysis of field data. International Journal of Offshore and Polar Engineering 2001; 11(1): 9–15.
6. Farzaneh M. Atmospheric Icing of Power Networks. Springer Science+Business Media B.V., 2008.
7. Fikke S M, Johansen O S. Earlier Norwegian iceload research. A review of investigations and results. 2nd International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Trondheim, Norway 1984; 11-18.
8. Fikke S M et al. COST Action 727 Atmospheric icing on structures. Measurements and data collection on icing. State of the art. Veröffentlichung MeteoSchweiz 2007; 75.
9. Goia M L. Damages caused by icing and wind to the Romanian OEL. 9th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Chester, United Kingdom 2000.
10. Golikova T N, Toporkava G D, Nikitina L G. Ascertaining ice-load maps of the USSR territory. Trans Improving the reliability of high voltage lines. Energoatomizdat, Moscow 1989; 107–122.
11. Gołaś A, Ciesielka W, Czajka I, Czechowski M, Filipek R, Suder-Dębska K, Szopa K, Śliwiński M, Wołoszyn J, Żywiec W. Mechanical engineering in Smart Grid technology. Monography of the Department of Power Systems and Environmental Protection. Faculty of Mechanical Engineering and Robotics AGH, Krakow 2015.
12. Kornatka M. Analysis of the exploitation failure rate in Polish MV networks. Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability 2018; 20(3): 413–419.

13. Krómer I. Hungarian icing activity survey. 6th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Budapest, Hungary 1993; ix-x.
14. Lehtonen P, Ahti K, Makkonen L. The growth and disappearance of ice loads on a tall mast. 3rd International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Vancouver, Canada 1986; 363–368.
15. Overhead Lines – Meteorological Data for Assessing Climatic Loads, 1997; International Electrotechnical Commission Technical Report 61774, First edition: 1997–2008.
16. PN-EN 50341-2-22:2016-04 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV -- Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski.
17. Popolansky F. Economical aspects of ice failures caused in power transmission on the territory of former Czechoslovakia. 9th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Chester, United Kingdom 2000.
18. Technical Brochure CIGRE - Guidelines for field measurement of ice loadings on power line conductors, 2001; CIGRE TB No 179.
19. Technical Brochure CIGRE - Big storm events. What we have learned?, 2008; CIGRE TB No 344.
20. Wareing B J, Chetwood P. Ice load data from Deadwater Fell. 9th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS), Chester, United Kingdom 2000.
21. Zhu D, Broadwater R P, Tam K, Seguin R, Asgeirsson H. Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads, IEEE Transactions on Power Systems 2006; 21(1): 419–427.