

Czy grożą nam awarie systemowe wywołane zjawiskami klimatycznymi?

Autorzy: Aleksandra Rakowska, Andrzej Grzybowski, Jerzy Stiller - Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki

(„Energetyka” – 7/2009)

Przed nami kolejna zima. Jaka będzie, to jeszcze nawet meteorolodzy nie zdradzają. Ostatnia, mimo licznych opadów intensywnego śniegu, nie była tak groźna dla polskich energetyków jak zima poprzednia, która spowodowała między innymi rozległą awarię systemu elektroenergetycznego w Szczecinie i na terenach przyległych. Zanotowano jedynie lokalne i ograniczone obszarowo przerwy w dostawie energii elektrycznej spowodowane awarią sieci elektroenergetycznej związaną z warunkami pogodowymi. Awaria tzw. szczecińska była analizowana i opisywana w wielu publikacjach [1,2]. Ostatnio opublikowano informację [3], że zgodnie z raportem NIK z lutego 2009 - poświęconym w dużej mierze awarii w aglomeracji szczecińskiej w kwietniu 2008 - stwierdzono jednoznacznie, że przyczyną tej energetycznej katastrofy było *...działanie tzw. siły wyższej w postaci ekstremalnych warunków pogodowych. Zdarzeniom, które skutkowały zniszczeniem sieci elektroenergetycznej, przy zastosowaniu możliwych rozwiązań technicznych, nie można było zapobiec.*

Problem katastrofalnych awarii spowodowanych atakiem zimy dotyczy nie tylko naszej strefy klimatycznej (Polska, Niemcy, Francja), ale jest na tyle ważnym problemem dla wielu państw, że analizowano go między innymi w ramach prac CIGRE [4,5]. Jest to także temat podstawowy odbywających się cyklicznie międzynarodowych spotkań w ramach International Workshop on Atmospheric Icing of Structures.

Jak wynika ze światowych doświadczeń, skutkom ataków zimy nie udaje się całkowicie przeciwdziałać, a jedynie można podejmować różnego rodzaju próby minimalizowania ich rozmiaru oraz ograniczania obszaru ich oddziaływania na system elektroenergetyczny.

W Polsce praktycznie wszyscy odbiorcy energii elektrycznej są zasilani z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). KSE jest od roku 1995 powiązany kilkoma połączeniami 400 i 220 kV transgranicznymi z europejskim systemem elektroenergetycznym UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), kablem prądu stałego z systemem NORDEL oraz dwoma liniami 220 kV pracującymi asynchronicznie z Białorusią i Ukrainą. Tylko w bardzo nielicznych przypadkach, pojedynczy odbiorcy lub ich grupa mogą być zasilani z lokalnego źródła energii bez powiązania z systemem elektroenergetycznym.

Ważnym problemem występującym przy przesyłach i rozdziale energii elektrycznej jest utrzymanie określonych parametrów na krańcach linii i ograniczenie strat przesyłowych do minimum. Powoduje to konieczność określenia optymalnego napięcia sieci uzależnionego z kolei od wartości przesyłanej mocy i odległości, na którą ma być ona przesłana.

KSE wraz z połączeniami zagranicznymi musi w każdej chwili spełniać warunek równowagi między energią wytwarzaną a zużywaną w danej chwili przez odbiorców.

Każdy, zwłaszcza nagły ubytek mocy wytwarzanej, może spowodować zakłócenia w pracy systemu i w konsekwencji kaskadowe wyłączenia wytwórców, pozbawiając energii odbiorców na wybranym obszarze lub na terenie całego kraju. Zjawisko to w literaturze światowej nosi

nazwę blackoutu¹⁾ (awarii katastrofalnej). Przywrócenie w pełni zasilania odbiorcom może nastąpić po upływie wielu godzin, a w niektórych przypadkach nawet dni. Próby oszacowania skutków ekonomicznych wynikłych z tego tytułu wykazały, że mogą one sięgać wielu milionów złotych. Poważnym skutkiem awarii katastrofalnej mogą być także zagrożenia zdrowia i życia mieszkańców na terenie objętym awarią.

Problem obrony i restytucji systemów elektroenergetycznych jest przedmiotem zainteresowania teoretyków i praktyków na całym świecie od wielu lat. W Polsce, ze względu odłączenie polskiego systemu elektroenergetycznego od systemu MIR i konieczność włączenia się do systemu europejskiego UCTE, problem ten był od 1990 roku analizowany przez Krajową Dyspozycję Mocy (KDM) przy współpracy wielu instytucji naukowych. Wykonano wiele opracowań i prób systemowych, a wyniki badań i analiz przedstawiano między innymi na seminariach i konferencjach naukowych organizowanych przez Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej. Od roku 1993 w Politechnice Poznańskiej prowadzone były, na zlecenie PSE SA, prace teoretyczne i praktyczne na temat obrony polskiego systemu elektroenergetycznego przed ewentualnym blackautem i możliwościami szybkiej odbudowy systemu. W ramach tych prac wykonano w Politechnice Poznańskiej opracowania dotyczące trzech Obszarowych Dyspozycji Mocy (ODM) działających na terenie kraju. Przeprowadzono próby systemowe polegające na rozruchu wybranych bloków pracujących w elektrowniach z innych źródeł energii, w tym z elektrowni wodnych, przeprowadzono treningi i szkolenia dla dyspozytorów z KDM i ODM.

W efekcie tych prac opracowano instrukcje dotyczące obrony całego polskiego systemu i jego elementów (obszarów) przed awariami katastrofalnymi oraz przetrenowano możliwości sprawnej odbudowy systemu po wystąpieniu awarii katastrofalnych. Prace teoretyczne i treningi dyspozytorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w dziedzinie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju są kontynuowane i trwają do dziś. Wyniki badań teoretycznych i wnioski z prób systemowych są przedstawiane w artykułach publikowanych w *Energetyce*, w materiałach cyklicznych konferencji naukowo-technicznych poświęconych temu tematowi [6-8].

Ostatnia taka konferencja zorganizowana przez Instytut Elektroenergetyki odbyła się w Poznaniu/Rosnówku w dniach 17-18 października 2008 i była poświęcona głównie roli elektrowni systemowych w procesie obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego.

W ostatnich latach w polskim systemie elektroenergetycznym zanotowano kilka poważnych awarii systemowych o ograniczonym zakresie. Ostatnia awaria, z kwietnia 2008, roku została szczegółowo przeanalizowana tak pod kątem zasięgu, skutków jak i możliwości ograniczenia takich awarii w przyszłości [9]. Dla porównania awarii, które wystąpiły w polskim systemie elektroenergetycznym, przedstawiono awarie wywołane głównie ekstremalnymi warunkami atmosferycznymi, które wystąpiły w ostatnich latach na terenie Europy, Azji i Ameryki.

Awarie katastrofalne systemów elektroenergetycznych

Pozbawienie zasilania w energię elektryczną nawet kilku milionów odbiorców, a więc awarie katastrofalne, tzw. blackauty wystąpiły prawie we wszystkich miejscach na świecie. Pierwszą w miarę dokładnie opisaną taką katastrofą energetyczną był wielki blackaut w Nowym Jorku w listopadzie roku 1965. Przyczyną tej awarii, która pozbawiła 30 milionów ludzi energii na ponad dobę, okazał się wadliwie działający element (przełącznik) w systemie zabezpieczeń elektroenergetycznych jednej z hydroelektrowni *Ontario*, pracującej na obszarze Kanady. Od

tego czasu zanotowano wiele przypadków awarii katastrofalnych, z których te najbardziej dotkliwe dla odbiorców zestawiono w tabeli 1.

Większe awarie systemowe na świecie i w Europie [2, 10]

Tabela 1

Data awarii	Czas trwania, h	Kraj, obszar	Przyczyny, skutki
10.11.1965	30	USA: Nowy Jork, New Jersey, Pensylwania Kanada: Nowa Anglia, Ontario	uszkodzone zabezpieczenie w hydroelektrowni <i>Ontario</i> , 30 mln ludzi pozbawionych dostaw energii, niedostarczona moc 20 GW
13.08.1977	25	USA: cały Nowy Jork z przedmieściami	uszkodzenie linii WN, 12 mln odbiorców pozbawionych dostaw energii
Luty 1983	8	Singapur	2,5 mln odbiorców pozbawionych energii
08.01.1987	12	Polska Północny-Wschód, Ostrołęka	uszkodzenia w liniach przesyłowych wywołane mrozem i wiatrem, uszkodzenia w elektrowni <i>Ostrołęka</i>
10.08.1996	10	USA Kalifornia	warunki atmosferyczne – upał, zwiększenie zwisów, „wypada” linia WN międzystanowa, 15 mln odbiorców pozbawionych energii, brak generacji 28 GW
12.08.1997	8	Belgia	warunki atmosferyczne (wiatr) spowodowały samoczynne wydzielenie się systemu krajowego poprzez wyłączenie linii międzynarodowych, głęboki deficyt mocy w belgijskim systemie elektroenergetycznym
5.01.1998	ponad 12	Kanada	burza śnieżna 100 linii WN, 1,5 mln bez energii, miesiąc usuwanie skutków
Marzec 1999	2	Brazylia: Rio de Janeiro	26 mln odbiorców pozbawionych energii
14.08.2003	ponad 12	USA i Kanada	rekordowa awaria – objęła swoim zasięgiem 8 stanów USA i dwie prowincje w Kanadzie, 60 mln odbiorców pozbawionych energii, niektóre duże miasta nawet 29 h, brak generacji 61 GW
28.08.2003	kilka	Wielka Brytania	0,5 mln mieszkańców południowego Londynu i północno-zachodniej części Kentu bez energii elektrycznej, ewakuowano metro
23.09.2003	kilka	Szwecja, Dania	awaria linii WN, wyłączenie szwedzkich el. jądrowych, 2 mln ludzi w południowej Szwecji i wschodniej Danii pozbawionych dostaw energii
28.09.2003	ponad 20	Włochy	przełączona linia 400 kV <i>Francja – Włochy</i> na terytorium Szwajcarii wyłączona od godz. 3.00, lawinowe wyłączenia wszystkich elektrowni we Włoszech, 4 ofiary śmiertelne
24.11.2005	kilka	Niemcy	północno-zachodnie Niemcy, osady sadowe z równoczesnym wiatrem pozbawiły energii elektrycznej odbiorców, znaczne straty wywołane awarią powodują do dziś trwające dyskusje na temat przyczyn uszkodzeń linii
05.11.2006	2	Niemcy, Francja	nagłe wyłączenie dwóch linii przesyłowych <i>Niemcy – Francja</i> , na kilka godzin pozbawionych energii 5 mln odbiorców we Francji i regionach przygranicznych Niemiec, Włoch i Hiszpanii, poważne zagrożenie systemu UPE

Obecnie przyczyny wszystkich awarii systemowych są szczegółowo analizowane, a wnioski z nich i późniejsze działania powinny ograniczyć występowanie takich awarii do minimum. Przykładem może tu być reakcja na jedną z najpoważniejszych awarii systemowych w USA i Kanadzie z września 2003 roku, która swoim zasięgiem objęła 8 amerykańskich stanów oraz kanadyjską prowincję Ontario pozbawiając zasilania w energię elektryczną aż 50 milionów odbiorców. Kilka dni po awarii powołano wspólny amerykańsko-kanadyjski zespół (*US - Canada Power System Outage Task Force*) do zidentyfikowania przyczyn przerw w dostawie energii elektrycznej i opracowania zaleceń mających na celu ograniczenie w przyszłości

takich awarii.

Raport pt. „Blekaut rok później: działania podjęte dla zminimalizowania ryzyka ponownej awarii” [11] został przedstawiony zainteresowanym pod koniec kwietnia 2004 roku. Oprócz wymienionego zespołu, przyczyny awarii analizowały także inne grupy ekspertów z kanadyjskich i amerykańskich agend rządowych i przedstawiciele energetyki zawodowej. Autorzy ekspertyzy na czoło wysunęli konieczność wprowadzenia odpowiednich regulacji prawnych, a więc przeprowadzenia w Kongresie Stanów Zjednoczonych ustawy o niezawodności energetycznej. Pozostałe działania zalecane przez ekspertów to: zmiany instytucjonalne zmierzające do wzmocnienia infrastruktury elektroenergetycznej kraju, przegląd istniejących dotychczas w zakresie bezpieczeństwa elektroenergetycznego standardów i ich weryfikacja, poprawienie monitoringu systemu nadzoru i zarządzania siecią, poprawienie planów obrony systemu przed wystąpieniem blekoutu, a także usprawnienie systemu współpracy między energetyką USA a Kanadą. W rok po awarii zostały przeprowadzone audyty wybranych, najważniejszych elementów systemu elektroenergetycznego pod kątem zastosowania się do zaleceń zespołu. Zostały przeprowadzone liczne szkolenia i treningi z operatorami sieci, mające na celu uzyskanie przez personel pełnej gotowości do działania w sytuacjach awaryjnych. Brak doniesień wciągu ostatnich pięciu lat o większych awariach na terenie USA i Kanadzie zdaje się potwierdzać, że przyjęte zasady poprawy bezpieczeństwa energetycznego są właściwe.

Awarie systemowe mogą zostać wywołane czynnikami pierwotnymi i wtórnymi. Czynniki pierwotne powstania i rozwoju awarii można podzielić na:

- ekstremalne warunki atmosferyczne (wiatr, oblodzenie, temperatura),
- klęski żywiołowe (powódzie, trzęsienia ziemi, huragany, tornada),
- przeciążenia linii przesyłowych i stacji systemowych,
- awarie techniczne w obwodach pierwotnych,
- awarie w obwodach wtórnych,
- błędne działania ludzkie lub brak działania dyspozytorów na różnych poziomach,
- świadome działania ludzkie (np. akcje strajkowe),
- akty wandalizmu lub sabotażu,
- awarie wywołane infrastrukturą otaczającą linie i urządzenia elektroenergetyczne.

Przedstawione powyżej czynniki pierwotne przechodzą najczęściej w czynniki wtórne, z których najważniejsze to:

- nagłe wypadnięcie z ruchu elementów systemu elektroenergetycznego,
- przeciążenia sieci,
- niestabilność pracy systemu,
- znaczne odchylenia częstotliwości i napięcia od wartości przewidzianych w odpowiednich normach.

Czynniki wtórne stają się przyczyną wystąpienia awarii systemowej najczęściej wtedy, kiedy przeciążenia i niestabilność pracy sieci nie zostaną w porę opanowane, a odchylenia częstotliwości i napięcia będą tak znaczne, że nastąpi kaskadowe wyłączenie stacji systemowych i źródeł energii. Następstwem takiej sekwencji zdarzeń jest blekaut całego lub części systemu elektroenergetycznego. W takim przypadku wszystkie działania muszą się skoncentrować nad szybką i sprawną odbudową systemu.

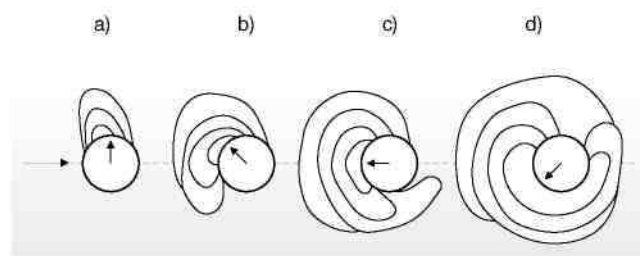
Polskie elektrociepłownie i elektrownie ciepłowne, systemowe nie posiadają zdolności do tzw. samostartu. Istnieje więc konieczność podawania mocy rozruchowej z tych elementów systemu, które utrzymały się w ruchu lub jeśli takich brak, podawania mocy rozruchowej z nielicznych polskich elektrowni wodnych, które mają możliwość samostartu. Wymaga to szybkiego utworzenia ciągów rozruchowych z pracujących elektrowni do elektrowni wyłączonych w wyniku blackoutu. Ten właśnie element odbudowy systemu wymaga przeprowadzania prób systemowych i cyklicznych treningów dyspozytorów, aby rozruch elektrowni systemowych mógł nastąpić jak najszybciej. Podobnie jak w USA i w Polsce uważa się, że jedyną drogą do ograniczenia awarii, to ciągła modernizacja krajowego systemu elektroenergetycznego, rozbudowa połączeń transgranicznych oraz cykliczne szkolenia i treningi do osób odpowiedzialnych za pracę systemów na wszystkich poziomach zarządzania siecią.

W ostatnich latach miało miejsce w Europie wiele awarii energetycznych wywołanych oddziaływaniem na elementy systemów elektroenergetycznych niekorzystnych czynników atmosferycznych. Wagę tego problemu dostrzeżono na forum międzynarodowym, między innymi w materiałach CIGRE poświęcono temu zagadnieniu bardzo dużo uwagi. Autorzy niektórych artykułów zdają się skłaniać do stwierdzenia, że coraz liczniej występujące anomalie pogodowe mogą się nasilać w najbliższych latach i są wynikiem zmian klimatycznych wywołanych ociepleniem klimatu.

Najpoważniejszym problemem w projektowaniu i budowie linii napowietrznych jest precyzyjne określenie dodatkowych obciążeń linii wywołanych sadyką osadzającą się na przewodach i konstrukcjach wsporczych linii. Zagadnieniem tym zajmowano się między innymi podczas standaryzacji tych obciążeń IEC [12]. Zgodnie z tym standardem oblodzenie atmosferyczne jest wynikiem dwóch procesów: oblodzenia powstającego w chmurach, rosenia i wydzielania się lodu na elementach linii.

Zjawisko to od strony teoretycznej badano w laboratoriach, w wyniku czego stwierdzono, że w momencie osadzania się kolejnych warstw zlodowaciałego śniegu przewód obraca się tworząc dość równomierną powłokę lodowo-śniegową na powierzchni przewodu.

Generalnie stwierdzono, że śnieg osiada (gromadzi się) na przewodach linii napowietrznych wówczas, gdy przywierają do przewodu „mokre śnieżynki”, których temperatura jest niewiele wyższa od temperatury zamarzania. Jednakże w praktyce zjawisko osiadania śniegu zależy od wielu czynników i czasami zachodzi w bardzo zróżnicowanych warunkach atmosferycznych.



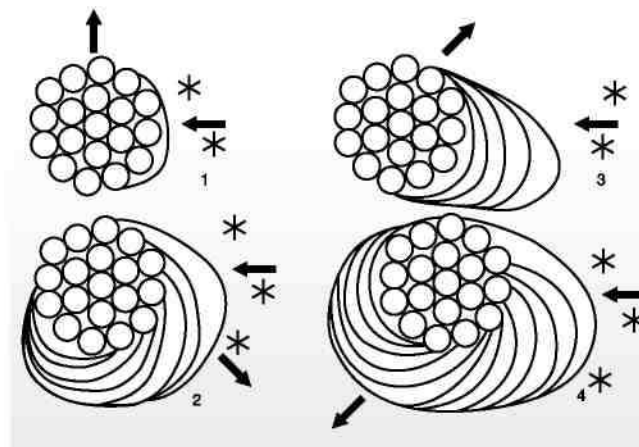
Rys. 1. Fazy przyrastania suchego śniegu na cienkich przewodach [13]

Na rysunku 1 pokazano proces tworzenia się oblodzenia na przewodach linii napowietrznych. Śnieg w początkowym etapie wolno osiada na górnej powierzchni przewodu (rys.1a) i tworzy swoistego rodzaju stos. Ten stosik może być rozwiany/zwiany, jeżeli śnieg jest odpowiednio

suchy, a prędkość wiatru przekracza 2 m/s. Natomiast, jeżeli śnieg gromadzi się w stabilnych warunkach, to wymiary stosu stopniowo wzrastają, aż w końcu czubek stosu zacznie się pochylać zgodnie z kierunkiem wiatru powodując równocześnie obrót przewodu. Nagromadzony śnieg na przewodzie powoduje pełzanie osadu śniegowego. Jest to drugi etap tworzenia się oblodzenia przewodów linii napowietrznych. Szybkość pełzania nawisu śnieżnego (lodowego) jest generalnie stosunkowo wysoka, a gdy spoglądamy z dołu na przewód to w ciągu 5 minut nawis śnieżny, który był na wierzchu przewodu znajdzie się po jego spodniej - dolnej części. Jeżeli nadal trwa śnieżycyca, to proces gromadzenia i osuwania się nawisu śnieżnego powtarza się i w ostatecznym efekcie uzyskuje się cylindryczną osłonę śnieżną (lodową) wokół przewodu -jak pokazano na rysunku.

Należy podkreślić, że gęstość nagromadzonego śniegu wzrasta podczas przebiegu opisanego procesu, ale w idealnie przebiegających warunkach nie powinna przekroczyć $0,1 \text{ g/cm}^3$, dodatkowo przyczepność do podłoża w przypadku suchego śniegu nie jest zbyt duża. W praktyce obserwuje się powstawanie nawisów o znacznie większej gęstości - zależnej od wilgotności śniegu, wysokości przewodów, prędkości wiatru i oczywiście temperatury.

Dla przewodów wielodrutowych osiadanie śniegu przebiega podobnie, a prędkość przyrostu warstwy śniegu zależy od stopnia skręcenia drutów. Schematycznie przebieg procesu narastania oblodzenia na przewodach wielodrutowych pokazano na rysunku 2.

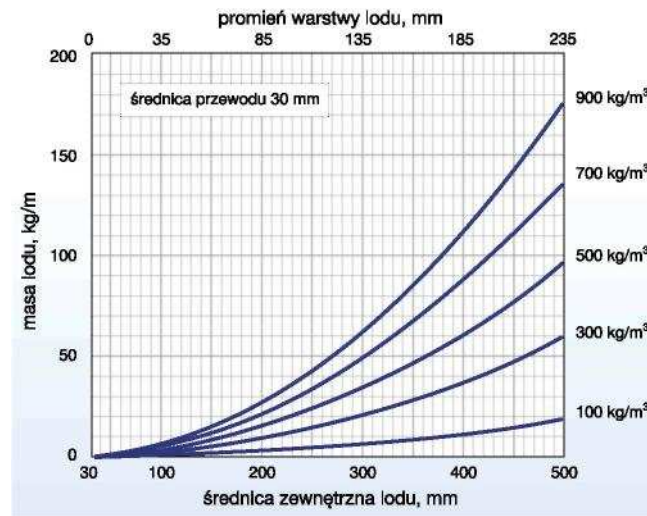


Rys. 2. Osadzanie śniegu na przewodach wielodrutowych; strzałkami oznaczono kierunek wiatru [13]

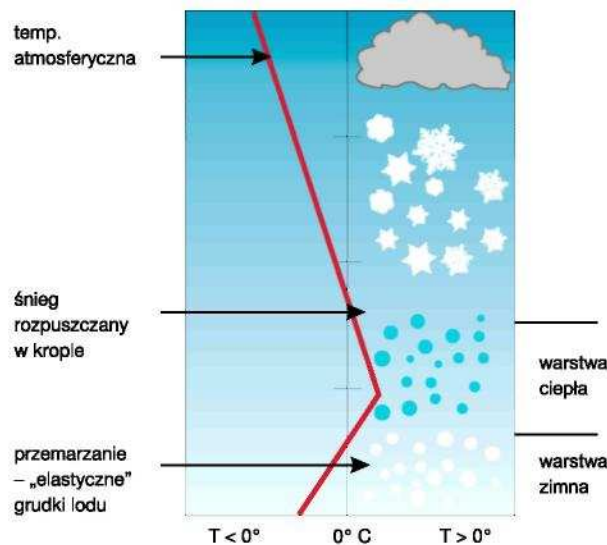
Zaobserwowano, że w fazie początkowej śnieg osiada na nawietrznej stronie przewodu, a następnie przewód obraca się nagle o więcej niż 10° i następuje kolejny przyrost warstwy śniegu. Masa śniegu powoduje kolejny obrót przewodu i wzrost warstwy śniegu na większej powierzchni. W celu zbadania przebiegu zjawiska w Japonii zbudowano nawet specjalne stanowisko badawcze. Stanowi ono swego rodzaju tunel z możliwością symulowania prędkości kontrolowanego wiatru oraz regulowaną temperaturą. Zaprojektowane urządzenie pozwala uzyskać „opady” mokrego śniegu o regulowanych parametrach. Długość badanego przewodu dochodziła do 2 m, a urządzenie umożliwiało także zmianę zawartości wody w wytwarzanym sztucznym śniegu.

Najważniejszym problemem jest jednak określenie, poprzez wieloletnie badania terenowe, jak wielkie obciążenie należy przyjąć do obliczeń mechanicznych przewodów. Wszystkie wzory do obliczeń obciążeń sadowych są oczywiście wzorami empirycznymi. Do określenia tego typu zjawisk potrzebna jest więc ścisła współpraca ze służbami meteorologicznymi i

znajomość danych dotyczących występowania sadzi na danym terenie. Na podstawie tych analiz można, przy pewnych założeniach, próbować określić masę właściwą obciążenia sadiowego.



Rys. 3. Obciążenie osadem śniegowo-lodowym w funkcji średnicy osadu [4]

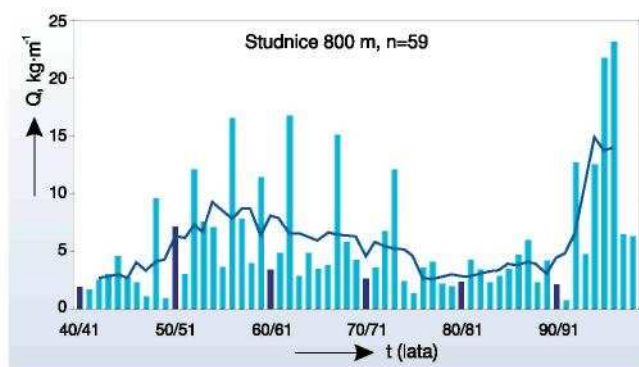


Rys. 4. Warunki powstawania oblodzenia dużej gęstości [15]

Na rysunku 3 pokazano wykresy zależności masy właściwej osadu lodowego od średnicy tego osadu dla wybranego przewodu o średnicy 30 mm [4]. Gęstość sady może być bardzo zróżnicowana. Najcięższe oblodzenie występuje w przypadku warunków atmosferycznych przedstawionych na rysunku 4 [15].

Oprócz badań laboratoryjnych ważnym elementem oceny możliwych obciążeń sadiowych są pomiary rzeczywistych obciążeń. Nawet gdy wykonuje się pomiary poziomu oblodzenia w tym samym miejscu przez okres kilku lat, to obserwuje się bardzo duże różnice. Przykładowo, na rysunku 5 pokazano efekty najdłużej systematycznie przeprowadzanych pomiarów oblodzenia na górze Studnice w Czechach - wysokość 800 m nad poziomem morza. Pomiary

w tym miejscu przeprowadzane są blisko 60 lat i nadal są kontynuowane.



Rys. 5. Pomiar obciążenia lodowego na Górze Studnice zarejestrowanego w latach 1940 – 1999, czarna linia wskazuje średnią temperaturę w danym roku [4]

Na podstawie uzyskanych danych, przedstawionych na rysunku 5, można łatwo zauważyć bardzo dużą różnicę w oblodzeniu zarejestrowanym w latach 1950-1960, a w latach 1970-1980. W dodatku interesujący jest fakt, że zanotowany w ostatniej dekadzie bardzo silny wzrost oblodzenia jest powiązany z dramatycznym wzrostem temperatury w tym samym okresie.

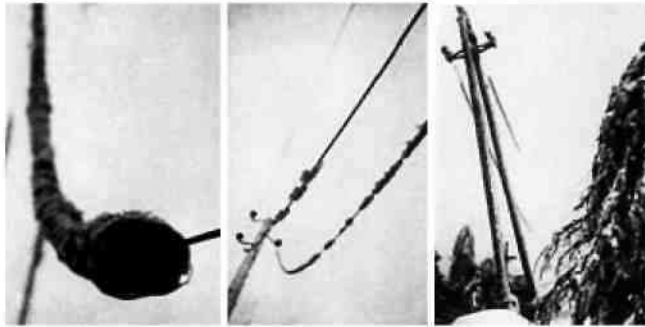
Warto uświadomić sobie, że przy nawet najbardziej optymistycznych założeniach należy w przyszłości spodziewać się znaczącego przyrostu oblodzenia, szczególnie że niezaprzeczalnie obserwowane jest globalne ocieplenie, które z kolei prowadzi do wzrostu zawartości wilgoci w atmosferze. Najważniejszym wnioskiem wynikającym z powyższych rozważań jest to, że monitorowanie przyrostu i konkretnych wartości obciążenia oblodzeniem na danym terenie jest bardzo ważne. Powinno być prowadzone we wszystkich państwach, gdyż koszty awarii spowodowane oblodzeniem przewodów są bardzo wysokie.

Przykładem kraju, gdzie ze względu na klimat zjawiska sadytowe występują często i są dokładnie monitorowane jest Islandia. Opracowuje się tam mapy po wystąpieniu kolejnej sady z określonymi parametrami sady na przewodach, która osadziła się na liniach w danym roku.

W Polsce w latach 70. *Biuro Studiów i Projektów Energetycznych Energoprojekt Poznań* miało w swojej strukturze organizacyjnej komórkę zajmującą się tego rodzaju badaniami. Prezentowane na rysunku 6 zdjęcia sady na linii SN z przewodami AFL6 35 były wykonane właśnie przez tę grupę [16] na przełomie lat 69/70. Efektem jej pracy było między innymi ustalenie w kolejnej edycji normy [17] tzw. obszarów o podwyższonej sady. Obecnie takich badań na terenie Polski, wg wiedzy autorów, nie prowadzi się.

Na świecie zjawisko występowania sady bada się według określonych standardów. Na rysunkach 7 i 8 przedstawiono czynności wykonywane przez specjalne służby w miejscach wystąpienia sady i uszkodzenia linii napowietrznej.

Na podstawie wieloletnich obserwacji i badań laboratoryjnych dokonano klasyfikacji osadów śniegolodowych i określono masę właściwą poszczególnych rodzajów występującej sady.



Rys. 6. Linia napowietrzna SN na słupach drewnianych w północno-zachodniej Polsce z przewodami AFL 6 -35, średnica sadzi ok. 150 mm [16]



Rys. 7. Największa zaobserwowana średnica oblodzenia równa 19,7 cm [4]



Rys. 8. Pobieranie próbek sadzi (po zmierzeniu) do ich zważenia [4]

Brak szczegółowych pomiarów sadzi po wystąpieniu awarii oraz aktualnych danych statystycznych dla polskich warunków klimatycznych wymaga w przypadkach przeanalizowania oddziaływania sadzi na przewody i konstrukcje wsparcze dokonania obliczeń przybliżonych. Wyniki takich właśnie obliczeń dla sadzi, która wystąpiła w okolicach Szczecina 8 kwietnia 2008, przedstawiono w opracowaniu [2].

Innym ważnym czynnikiem atmosferycznym mającym wpływ na projektowanie i budowę linii napowietrznych jest oddziaływanie wiatru na elementy linii napowietrznych. Maksymalne prędkości wiatru przyjmowane do obliczeń muszą być zgodnie z obecnie obowiązującą normą EN, podobnie jak w przypadku sadzi dla danego terenu. W czasie gdy była projektowana i budowana większość polskich linii napowietrznych obowiązywały kolejne

wersje normy PN 5100 z konkretnymi maksymalnymi prędkościami wiatru. Obecnie obowiązujące w Polsce normy europejskie EN [18,19] zmieniają podejście do tego zagadnienia, podwyższając wartości obciążeń wiatrowych i łącząc je z równocześnie działającymi na elementy sieci obciążeniami sadowymi. Ostatnie lata charakteryzują się dość często występującymi wiatrami, których prędkości przewyższają przyjęte w tej normie wartości. Na terenie Polski występują także lokalnie, zwłaszcza w ostatnich dwóch latach, trąby powietrzne.

Podwyższone temperatury powietrza i zwiększenie poboru mocy przez odbiorców w krajach, gdzie powszechnie stosowana jest klimatyzacja, powodują zwiększenie przepływów mocy liniami najwyższych napięć, nagrzewanie się przewodów roboczych i wzrost zwisów tych przewodów, co może być przyczyną wyłączeń linii przez zabezpieczenia elektroenergetyczne. Wyłączenia te następują w momencie zbliżenia przewodów roboczych linii do drzew lub krzewów rosnącymi pod linią. Nieskuteczne zadziałanie automatyki samoczynnego ponownego załączenia (SPZ) powoduje trwałe wyłączenie linii, a tym samym pogorszenie bilansu energetycznego, wzrost obciążenia w liniach sąsiednich i ich kaskadowe wyłączenia. Takie przypadki są notowane corocznie w południowych stanach USA, gdzie przesyłowe linie energetyczne biegnące z północy kraju są z reguły przeciążone. Dodatkowym następstwem zwarć doziemnych linii napowietrznych poprzez drzewa jest możliwość powstania pożaru.

Innym poważnym problemem związanym z podwyższoną temperaturą powietrza może być znaczne ograniczenie generacji mocy w elektrowniach cieplnych chłodzonych wodą ze zbiorników otwartych. Może to prowadzić do niespełnienia warunku, aby moc wytworzona była równa mocy zapotrzebowanej i być początkiem blackoutu.

Poważne awarie systemowe były wynikiem nie tylko wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych. Zanotowano kilka wyjątków, kiedy awarie były spowodowane uszkodzeniami elementów systemu czy też nieprawidłowym działaniem (lub brakiem działania) dyspozytorów w punktach sterowania systemem.

Jednym z takich wyjątków, wartym wspomnienia, była awaria katastrofalna we Włoszech we wrześniu roku 2003, która wystąpiła ze względu na złe zaplanowanie poboru energii w nocy tzw. otwartych muzeów. Deficyt energii we włoskim systemie elektroenergetycznym doprowadził do większych niż to było planowane przepływów mocy i w późniejszej fazie do wyłączeń i uszkodzeń w liniach transgranicznych łączących Włochy z Europą. Całe Włochy (poza Sycylią) zostały pozbawione energii elektrycznej na ponad dobę. Wystąpiły olbrzymie straty materialne oraz pierwszy raz opisane wypadki śmiertelne spowodowane brakiem dopływu energii elektrycznej do odbiorców.

Innym przypadkiem, w którym niewłaściwe działanie niemieckich służb eksploatacyjnych i dyspozytorskich doprowadziło do awarii energetycznej obejmującej dużą część wspólnej europejskiej sieci elektroenergetycznej, było nagłe wyłączenie dwóch linii napowietrznych krzyżujących się ze szlakiem wodnym wiodącym ze stoczni *Papenburg* do morza. W dniu 4 listopada 2006 roku, w momencie, gdy tymi liniami była przesyłana maksymalna moc z Niemiec do Francji, zdecydowano się na ich wyłączenie po to, aby nie dopuścić do ewentualnego przeskoku napięcia z przewodów roboczych linii napowietrznych do konstrukcji akurat tam przepływającego olbrzymiego statku pasażerskiego. Na kilka godzin skutki tej awarii odczuli odbiorcy energii elektrycznej nie tylko w Niemczech, Belgii i Francji, ale także w krajach tak odległych jak Włochy czy Hiszpania.

Możliwość wystąpienia w Polsce katastrofy energetycznej o zasięgu krajowym wystąpiła po zniszczeniu turbozespołu 200 MW w *Elektrowni Turów* w dniu 24 grudnia 1998 r. Prawidłowe działanie personelu elektrowni, jak wykazały ekspertyzy, nie uchroniło turbin i wielu innych urządzeń od ich całkowitego zniszczenia. Przyczyna leżała w nieszczelności rurki z hydrolem w układzie napędu wyłącznika, co spowodowało niepełnofazową pracę generatora, wzrost obrotów - co efekcie doprowadziło do rozerwania konstrukcji i rozrzucaenia niektórych elementów turbozespołu na odległość kilkudziesięciu metrów.

Jednak, jak wspomniano, najczęściej przyczyną awarii są występujące lokalnie ekstremalne warunki pogodowe. Warunki takie są trudne do przewidzenia, a teren, na którym wystąpią niemożliwy do jednoznacznego określenia. Najlepszym przykładem nietrafionej prognozy pogody są właśnie okolice Szczecina, gdzie PIHM nie przewidział na noc z 7 na 8 kwietnia ani obniżenia temperatury, ani opadów śniegu [20].

Analiza awarii systemowych pod kątem technologii zastosowanych w liniach napowietrznych

Każda awaria systemowa wywołana czynnikami atmosferycznymi jest później dokładnie analizowana pod kątem ustalenia przyczyn uszkodzeń, które wystąpiły jej wyniku w liniach napowietrznych. Badane są procedury projektowe, sposób eksploatacji linii, zastosowane materiały. Przedstawiony przegląd awarii na świecie został wykonany pod kątem oceny wpływu zastosowanych rozwiązań technicznych na rozmiar zniszczeń.

Najbardziej spektakularnym przykładem poważnego zakłócenia bezpieczeństwa energetycznego zasilania dużej aglomeracji miejskiej była awaria wielu linii napowietrznych, która wystąpiła w Niemczech pod koniec listopada 2005 r. Awarię i jej skutki warto dokładniej prześledzić, gdyż warunki klimatyczne występujące w tamtym regionie mogą być porównywalne z warunkami panującymi w północno-zachodniej części Polski. W zachodnich Niemczech w regionie Munsterland blisko granicy z Holandią w dniach 24-25 listopada 2005 r. zaobserwowano ekstremalne obciążenie lodem przewodów linii elektroenergetycznych.



Rys. 9. Skutki burzy śnieżnej w Niemczech, 24-25 listopada 2005 – linie *E.ON-u* [5, 21]

W wyniku tego uszkodzeniu uległo pięć linii 110 kV eksploatowanych przez *RWE*. Dodatkowo wiatr i oblodzenie dotknęło swym działaniem część Holandii i Belgii. W Belgii

wiele linii było wyłączonych spod napięcia, natomiast jeden ze słupów upadł na jedną z najbardziej ruchliwych dróg z Brukseli do Gentu i droga ta była całkowicie zablokowana przez kilka godzin. W tym samym czasie warstwa lodu na lotnisku Munster - Osnabruck wyniosła 250 mm, gdy spodziewane normalnie wartości nie przekraczały 50-100 mm. Natomiast podczas burzy śnieżnej w stacji pogodowej w Legend zanotowano rekordową warstwę śniegu równą 380 mm. Porównano to z zanotowaną 28 stycznia 1897 roku ekstremalną warstwą 380 mm [5,14].

Na terenie Niemiec około 250 000 ludzi zostało pozbawionych elektryczności i to przez kilka dni. Uszkodzeniu uległo, jak wspomniano, pięć linii (zbudowanych w latach 1950,1951,1960, 1984 i 1990), w których uszkodzeniu uległy 83 kratowe słupy stalowe. Zostały uszkodzone sekcje tych linii biegnące z kierunku północno-zachodniego i poddane działaniu wiatru wiejącego prostopadle (rys. 9).

Tak ogromne przeciążenie nawisem lodowym na przewodach zostało spowodowane przez trzy czynniki:

- opady bardzo mokrego śniegu z ogromną ilością wody, charakteryzujące się dużą łatwością osiadania i przyczepiania się do powierzchni przewodu;
- silny wiatr zwiększający intensywność strumienia śnieżnego; bez wiatru płatki śniegu przemieszczają się w płaszczyźnie pionowej z prędkością około 0,2-1,0 m/s, natomiast przy prędkości wiatru 10 m/s, intensywność strumienia śnieżnego należy pomnożyć przez współczynnik równy 10-50;
- stała temperatura otoczenia wynosiła około 0°C.

Po doświadczeniach z opisywaną burzą śnieżną Niemiecki Komitet Narodowy ds. Linii Napowietrznych zdecydował o konieczności zmian standardów obowiązujących przy obliczeniach projektowych linii oraz o konieczności stworzenia mapy stref klimatycznych pod kątem możliwości wystąpienia określonego obciążenia lodowego przewodów napowietrznych. Pierwszym etapem realizacji tej strategii jest wykorzystywanie tej mapy do celów informacyjnych dla operatorów systemów [14].

W wyniku awarii miasta zasilane nawet kilkoma liniami energetycznymi były pozbawione energii elektrycznej na kilkanaście godzin. Długo trwało obliczanie strat i poszukiwanie winnych zaistniałej sytuacji. Firma *RWE*, operator systemowy działający na tym terenie, jest przekonana, że dopełniła wszelkich wymaganych dotychczas warunków zapewniających bezpieczeństwo energetyczne. Ekspertyzy i opracowania naukowe dotyczące przyczyn i przebiegu awarii skłaniają się do stwierdzenia, że przyjmowany dotychczas warunek pewności zasilania n-1 jest nie do przyjęcia i stwierdzają, że dopiero przyjęcie warunku n-3 może zapewnić właściwy poziom bezpieczeństwa energetycznego. Przyjęcie takiego warunku wymaga oczywiście rozbudowy struktury liniowej i intensyfikacji prac eksploatacyjnych.

Innym problemem podnoszonym przez ekspertów był fakt, że ważnym czynnikiem, który miał wpływ na rozmiar uszkodzeń konstrukcji wsporczych był rok ich budowy, a tym samym czas eksploatacji linii napowietrznych. Większość linii zbudowano na tym obszarze Niemiec w latach 60. ubiegłego stulecia stosując stal, która -jak sugerują wyniki niektórych badań - była niedostatecznie odporna na procesy korozyjne występujące głównie w wewnętrznych strukturach elementów stalowych. Kształtowniki walcowane na gorąco, z których budowano słupy kratowe, mimo powierzchniowego zabezpieczenia antykorozyjnego ulegały wg tych ekspertyz wewnętrznej degradacji [5], jednak zgodnie z raportem Uniwersytetu Duisburg-Essen w Essen, słupy zostały zniszczone w wyniku działania niespodziewanie

ekstremalnych warunków klimatycznych, a nie w wyniku złego stanu słupów - pogorszenia się stanu słupów (*the towers failed due to an exceptional climatic event and not due to possible deterioration of the towers*).

Inne opisane i przeanalizowane awarie to: ogromne zniszczenia elementów linii napowietrznych, które wystąpiły w dawnej Czechosłowacji. W wyniku intensywnego oblodzenia oraz działania silnego wiatru (prędkość wiatru dochodziła do 100 km/h) wiele miast i wsi zostało przez kilka dni pozbawionych zasilania elektrycznego. Szczyt problemów zanotowano 17 stycznia 1974 r., gdy aż 720 miejscowości pozbawionych było energii elektrycznej. Większości odbiorców przywrócono zasilanie 21 stycznia. Ostatnią uszkodzoną linię (420 kV) przywrócono do eksploatacji 10 lutego 1974 r. Ogólnie zanotowano uszkodzenia w liniach 420 kV, 110 kV, 35 kV i 22 kV oraz lokalnie w sieci niskiego napięcia. Uszkodzeniu uległy słupy stalowe, drewniane i betonowe oraz poprzeczniki i przewody. Ze względu na skalę zniszczenia, ówczesny rząd Czechosłowacji zalecił dokładne pomiary oraz wykonanie szczegółowej analizy sytuacji. Ustalono działania krótko- i długoterminowe. Krótkoterminowe, to oczywiście szybka odbudowa systemu i ocena stanu istniejącego. A w ramach działań długoterminowych zalecono przegląd obowiązujących standardów (szczególnie uwzględnienie równoczesności oddziaływania oblodzenia i wiatru), opracowanie sposobów usuwania lodu z przewodów oraz prowadzenie badań nad zależnością oblodzenia a średnicą przewodów i wysokością ich zawieszenia. Podkreślono, że konieczna jest współpraca energetyków z instytucjami meteorologicznymi -szczególnie przy przewidywaniu tak ekstremalnych warunków atmosferycznych, a wymiana informacji powinna odbywać się co najmniej codziennie!

Natomiast w 2000 roku na terenie południowej Ukrainy zanotowano wiele awarii linii napowietrznych wywołanych burzami śnieżnymi. Była to najgroźniejsza burza od stulecia, która nawiedziła ten kraj. Zanotowano bardzo intensywne opady zamarzającego deszczu wraz z mgłą (smog). Lód spowodował uszkodzenia aż w ponad 20 tysiącach linii przesyłowych i dystrybucyjnych. W wyniku oblodzenia uszkodzonych zostało najwięcej słupów żelbetonowych, mniej słupów stalowych. Ponad 80 uszkodzeń wywołanych zostało kaskadowym upadkiem konstrukcji wsporczych po uszkodzeniu przewodów. Zaobserwowano zwiększenie łatwości kaskadowego upadku słupów wraz ze wzrostem poziomu napięcia tych linii (20% linii 110 kV oraz 60% dla linii 750 kV). Intensywność oblodzenia związana była z wzajemnym oddziaływaniem pomiędzy zimnym arktycznym frontem przemieszczającym się z północy a ciepłym i wilgotnym prądem z południa. Oblodzenie dotknęło obszaru o powierzchni 226 000 km² powodując niespotykane zniszczenia w liniach napowietrznych oraz w drzewostanie. Podczas omawianej burzy śnieżnej aż 4 miliony ludzi zostało dotkniętych brakiem zasilania elektrycznego - a więc także w większości przypadków brakiem ogrzewania i dostawy gazu i wody. Problem ten, dla niektórych został rozwiązany w ciągu tygodnia, dla niektórych jednak odbiorców trwał aż 4 miesiące! Zmierzona gęstość lodu wyniosła 800 kg/m³. Najpoważniejsze zniszczenie zanotowano w południowej części kraju przy wietrze o prędkości 14-17 km/s. We wnioskach poawaryjnych uznano także za konieczne opracowanie metody na odladzanie przewodów i uodpornienie linii na kaskadowe uszkodzanie konstrukcji wsporczych.

Inny przykład wpływu osadów lodowych na pracę systemu elektroenergetycznego to awaria w Islandii, która miała miejsce w dniach 1-2 marca 2000 r. Zmierzona średnica sadzi wyniosła od 8 do 12 cm [22]. Jak wynikało z informacji okolicznej ludności, gromadzenie się lodu na przewodach rozpoczęło się już od 18.00 dnia 1 marca, szczególnie silnie przyrastało pomiędzy godzinami 22:00 a 04:00. Najwięcej awarii zanotowano pomiędzy 04:00 a 05:00.

Uszkodzenia zanotowano w 60 miejscach i spowodowało to brak zasilania odbiorców od 6 do 12 godz. Ostatni odbiorcy zostali podłączeni po 30 godz.

Na rysunku 10 pokazano przęśło przekroczeniowe linii SN o długości 268 m z sadzią o średnicy od 12 do 15 cm oraz 1 -metrową próbkę przygotowaną do zważenia (po jej zdjęciu z przewodu do specjalnego pojemnika).



Rys. 10. Przęśło o rozpiętości 268 m i osad lodowy na przewodzie [22]

Podobna awaria spowodowana opadem mokrego śniegu wystąpiła na tym terenie 29 stycznia 1994 r. Wówczas uszkodzeniu uległo 80 słupów drewnianych i 130 innych elementów linii, a przewody zerwały się w 90 miejscach. Większość odbiorców była pozbawiona zasilania przez okres 3-12 godzin, lecz ostatni byli podłączeni po 50 godzinach.

Na terenie Kanady i USA powstają burze śnieżne, głównie przy starciu frontu niskiego ciśnienia podążającego z Zatoki Meksykańskiej z arktycznym frontem z północnej Kanady. Skutki jednej z takich burz dotknęły ponad 700 tysięcy ludzi w okolicach Appalachów, w tym 30 000 odbiorców w Georgii, 358 000 w Południowej Karolinie, 328 000 w Północnej Karolinie i 13 000 w Wirginii. Na odbudowę pracy systemu konieczne był okres ponad tydzień. Inne burze śnieżne to 30 listopada i 1 grudnia 2006 r. w stanie Illinois, noworoczny atak burzy w Nebrasce w 2007, 11-24 stycznia 2007 r. w dużej części stanów, a w tym obszar od Wielkiego Kanionu do Nowej Anglii oraz 24 lutego 2007 r. w stanie Iowa. Noworoczny atak w Nebrasce w 2007 roku - 1000 km linii napowietrznej WN było bez napięcia. Ponad 200 km linii miało powywracane słupy i wiele uszkodzeń. Także setki stacji były uszkodzone w wyniku oblodzenia [5].

Burza, którą zanotowano 19 stycznia 2007 r. była tak groźna, że tylko 60% zniszczonych linii przesyłowych udało się przywrócić do eksploatacji do 13 lutego. Mimo zastosowania nowoczesnych technik odbudowy linii - łącznie z wykorzystaniem helikopterów - ostatnie 37 uszkodzonych linii przywrócono do pracy dopiero 11 maja 2007 r.

Z kolei burza, która nawiedziła 12 stanów USA oraz 3 prowincje kanadyjskie doprowadziła do tego, że ponad 400 tysięcy odbiorców było pozbawionych zasilania. Dodatkowo, wyrwane na drogi oblodzone linie energetyczne i telefoniczne doprowadziły także do wielu wypadków drogowych, powodując śmierć wielu osób. W USA w stanie Kalifornia w roku

2001 wystąpiła awaria katastrofalna wywołana bardzo wysoką temperaturą. Linie najwyższych napięć biegnące ze stanów północnych (Alaska) były przeciążone, co spowodowało wystąpienie zwisów ponad obliczone wartości, co było przyczyną zwarć doziemnych i kaskadowego wyłączenia tych linii. Została zachwiana równowaga pracy systemu i kilka stanów południowo-zachodnich zostało na wiele godzin pozbawionych zasilania w energię elektryczną.

W USA także częstą przyczyną rozległych awarii są huragany, które niszą nie tylko infrastrukturę elektroenergetyczną.

Burza lodowa w styczniu 1998 roku w Kanadzie spowodowała połamanie się ogromnej liczby drzew, zniszczenie infrastruktury elektroenergetycznej, doprowadzając do braku zasilania w energię elektryczną na bardzo rozległym obszarze kraju. 6 stycznia 1998 r. ponad 700 000 odbiorców było bez elektryczności. Liczba ta zmniejszyła się 7 stycznia do 500 000, aby wzrosnąć do ponad miliona 8 stycznia. Maksymalna liczba odbiorców pozbawionych zasilania to 1 400 000 osób w dniu 9 stycznia. Do tego należy dodać brak możliwości prowadzenia działalności zawodowej, która dotknęła aż 3,5 miliona ludzi, co z kolei reprezentuje połowę ludności prowincji Quebec. W ramach prac przy odbudowaniu systemu elektroenergetycznego wymieniono ponad 16 000 słupów i konstrukcji wsporczych.

Brak zasilania dotknął także tak ogromne miasta jak Montreal i Ottawa, co z kolei doprowadziło do bezprecedensowej w swym zakresie konieczności odbudowy systemu. Pięć dni opadów zamrażającego deszczu doprowadziło do oblodzenia, a następnie do zniszczenia w południowym oraz zachodnim Quebec kilku linii przesyłowych zarządzanych przez *Hydro-Quebec*. W liniach o napięciu od 49 kV wzwyż zniszczeniu uległo ponad 2000 słupów drewnianych oraz 617 stalowych słupów kratowych. Ponad 1,5 miliona ludzi zostało pozbawionych energii w okresie od kilku godzin do ponad 30 dni. Dotknęło to obszaru 150 000 km². Dodatkowo kaskadowo wywróciło się osiem ważnych konstrukcji wsporczych w linii przesyłowej 735 kV. Zaobserwowano, że uszkodzenia przewodów i zniszczenia słupów nastąpiło pod koniec okresu opadów zamrażającego deszczu. Objętość osiadłego na przewodach lodu była wówczas największa, a do tego doszło działania silnego wiatru, którego prędkości wynosiła około 50 km/h. Większość złamanych słupów i poprzeczników zaobserwowano w liniach o przesłach długości ponad 50 m.

W obu przypadkach masa lodu była zdecydowanie większa niż wytrzymałość w kierunku pionowym (słupy) i poprzecznym (poprzeczniki). Podczas poprzednich burz śnieżnych grubość warstwy lodu na przewodach wynosiła od 30 do 60 mm, a w roku 1998 zaobserwowano podwojenie grubości tej warstwy. Po dotychczasowych doświadczeniach zdecydowano się znacznie wzmocnić wytrzymałość konstrukcji na obciążenia lodowe. Przyjęto, że wspólne oddziaływanie wiatru i oblodzenia wymaga zwiększenia wymaganej wytrzymałości konstrukcji wsporczych o 50%. Dla wzmocnienia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego zwiększono standardy oceniające możliwe grubości oblodzenia przewodów. Dotychczas przyjmowane dla słupów obciążenia to grubość oblodzenia rzędu 45 mm - obecnie do projektowania należy przyjmować możliwość wystąpienia oblodzenia rzędu 55 lub 65 mm - w zależności od obszaru, gdzie jest zlokalizowana linia [5].

Ciekawe są również doświadczenia chińskich energetyków w walce ze skutkami ataków zimy. Warto przytoczyć dane dotyczące awarii spowodowanej burzą śnieżną i „lodowym” deszczem, którą zanotowano w połowie stycznia 2008 r. w południowych Chinach. Atak zimy doprowadził do uszkodzeń sieci elektroenergetycznej oraz telekomunikacyjnej oraz wywołał

ogromne zakłócenia w transporcie drogowych, a także bardzo duże straty w rolnictwie i gospodarce leśnej [15]. Na rysunku 11 pokazano oblodzenie jednego z przewodów zerwanej linii elektroenergetycznej.



Rys. 11. Oblodzony zerwany przewód napowietrznej linii elektroenergetycznej [15]

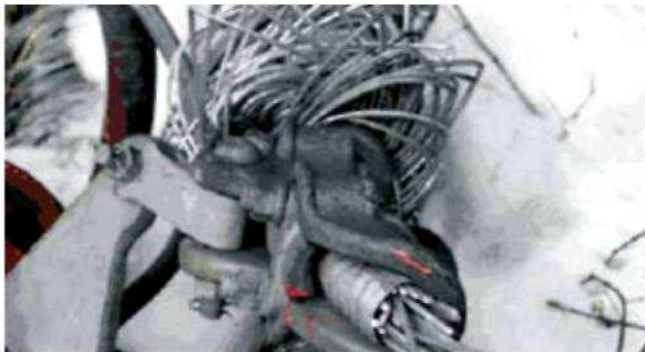
Ze względu na rozległość obszaru dotkniętego katastrofą oraz konieczność jednoczesnego usuwania awarii wielu słupów energetycznych - prace naprawcze wymagały ogromnego poświęcenia odpowiednich służb. Sam koszt usuwania awarii wyniósł 1,52 biliona USD. Natomiast całkowity koszt odbudowy systemu, wykonanych napraw oraz wymiany uszkodzonych elementów osiągnął poziom 5,68 biliona USD. Uszkodzone zostały głównie przewody i linki odgromowe (OPGW) oraz słupy i poprzeczniki. Oblodzenie spowodowało także zerwanie uchwytów, mocowań izolatorów i samych izolatorów (rys. 12-14). Konstrukcje wsporcze uległy uszkodzeniu w wyniku przeciążenia masą oblodzenia oraz na skutek działania sił skręcających.

W dniu 8 marca 2008 r. wszystkie fragmenty sieci elektroenergetycznej przywrócono do eksploatacji i po prawie sześciu tygodniach zakończono odbudowę pełnej sprawności systemu elektroenergetycznego na obszarze objętym awarią. Natomiast już 1 marca 2008 r. wydano w Chinach pięć standardów branżowych mających na celu poprawę bezpieczeństwa zasilania odbiorców w energię elektryczną oraz zwiększenie odporności systemu elektroenergetycznego na oddziaływanie zimowych warunków pogodowych oraz podjęto szeroko zakrojone badania naukowe pozwalające ocenić i przewidzieć scenariusz rozwoju oblodzenia elementów systemu elektroenergetycznego i możliwości przeciwdziałania [15].

W Polsce zdarzały się także awarie spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi. W większości przypadków ulegały uszkodzeniu pojedyncze linie napowietrzne. Nigdy jednak warunki atmosferyczne nie były powodem powstania tak rozległej awarii systemowej jak tej w roku 2008 okolicach Szczecina. Awarie o mniejszym zasięgu występowały głównie w rejonach północno-wschodnich i dotyczyły głównie linii napowietrznych SN i nn. W styczniu 1995 r. w okolicach Ostrołki wystąpiła awaria, która spowodowała zakłócenia w dostawie energii dla odbiorców na tym obszarze. Awaria ta była wywołana czynnikami technicznymi. Panujące wówczas warunki atmosferyczne (wiatr i mróz dochodzący do -25°C) bardzo utrudniły wyjście z awarii i przywrócenie zasilania dla odbiorców.



Rys. 12. Uszkodzone słupy przez skrzywienie konstrukcji oraz w wyniku zjawiska „galopady” w przewodzie odgromowym [15]



Rys. 13. Zerwanie przewodu przy uchwycie oraz uszkodzone mocowanie izolatora [15]



Rys. 14. Usuwanie oblodzenia na izolatorze [15]

Jak wykazują statystyki awaryjności na terenach północnej Polski zjawiska anomalii pogodowych występują częściej niż w innych rejonach kraju. Na przykład w linii 220 kV *Plewiska -- Krzewina* kilka konstrukcji wsporczych zostało uszkodzonych w 2002 roku, a 19 stycznia 2007 r. uległy uszkodzeniu cztery inne słupy w tej linii.

Obecnie projektowane i budowane linie napowietrzne według norm europejskich (EN) [18,19] będą się charakteryzowały znacznie wyższymi współczynnikami bezpieczeństwa, a dzięki wymaganym obecnie obliczeniom kombinacji jednoczesnych obciążeń wiatrem i oblodzeniem prawdopodobieństwo awarii kaskadowych, polegających na zniszczeniu kolejnych konstrukcji wsporczych (głównie słupów przelotowych) w sekcji naciągowej, spadnie.

Eksploatowane obecnie w Polsce linie wysokiego napięcia (zaprojektowane wg normy PN-05100) w przypadkach wystąpienia porywów wiatru przy ich jednoczesnym oblodzeniu ulegają często uszkodzeniom. Dowodzi tego praktyka eksploatacyjna [23] dwutorowej linii napowietrznej 400 kV *Krosno-Lemieszany* uruchomionej 29 września 1998 r., w której w kolejnych latach notowano uszkodzenia związane z występowaniem ekstremalnych warunków atmosferycznych.

Wnioski dotyczące awarii wywołanych czynnikami atmosferycznymi

Przeprowadzona analiza dotycząca występowania i skutków awarii wywołanych czynnikami atmosferycznymi prowadzi do jednoznacznych wniosków, że najbardziej niebezpiecznym zjawiskiem, które może spowodować najpoważniejsze uszkodzenia linii napowietrznych na stosunkowo znacznym obszarze, jest sadź. Przytoczone przykłady zarówno z Polski, jak i innych krajów wykazują, że nie można w żaden sposób określić maksymalnych obciążeń wywołanych tym zjawiskiem. Ekstremalne obciążenia i wywołane tym naprężenia w przewodach, izolatorach i konstrukcjach wsporczych wielokrotnie przewyższają dopuszczalne i muszą spowodować zniszczenie wymienionych elementów. Wprowadzenie do polskiej praktyki projektowej norm europejskich EN tylko w ograniczonym zakresie może poprawić tę sytuację, gdyż będzie się odnosić jedynie do przypadku wystąpienia sadzi o określonej przez Krajowe Warunki Normatywne (NNA) masie z równoczesnym oddziaływaniem wiatru.

Dotychczasowe doświadczenia wynikające z wszystkich zanotowanych przypadków wystąpienia oblodzenia przewodów podczas burz śniegowych skłaniają do wysunięcia kilku

ogólnych wniosków:

- istnieje bezwzględna konieczność śledzenia i analizowania wszystkich informacji meteorologicznych w celu określenia mogących wystąpić zjawisk, takich jak: typ burzy śnieżnej, źródło powstania, intensywność, czas trwania i przewidywane konsekwencje;
- niezbędne jest prowadzenie bieżącej analizy skutków działania burzy - a w tym dokonywanie obserwacji w miejscu uszkodzeń, wykonanie pełnej dokumentacji (zdjęcia, video), pobieranie próbek lodu, prowadzenie niezbędnych obliczeń (masa lodu, obciążenie jednostkowe lodem przewodów dla różnych rejonów kraju uwzględnione w NNA);
- niezbędne są także badania zależności pomiędzy możliwymi narażeniami elementów linii a ich istniejącą wytrzymałością - ze szczególnym uwzględnieniem najbardziej wrażliwych elementów linii napowietrznej, takich jak: słupy, przewody, izolatory;
- konieczne jest opracowanie strategii przeciwdziałania szkodliwym skutkom wystąpienia zjawisk meteorologicznych w celu zwiększenia niezawodności pracy linii i ograniczenia możliwości kaskadowego zniszczenia konstrukcji wsporczych.

¹⁾ Angielskie słowo „Blackout” piszemy jako spolszczone blackout, zgodnie z zapisem w *Uniwersalnym słowniku języka polskiego*, PWN, Warszawa 2003 (przyp. redakcji).

LITERATURA

- [1] Bartodziej G., Tomaszewski M.: Blackout w rejonie Szczecina, Uwagi i wnioski. *Energetyka* 2008, nr 10
- [2] Rakowska A, Grzybowski A., Stiller J.: Ekspertyza techniczna w związku ze szkodą z dnia 7-8.04.2008 dotyczącą braku dostawy energii elektrycznej, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, Poznań 2008
- [3] *ENEA Operator* po kontroli NIK, Energia Elektryczna, *Biuletyn PTPiREE* 2009, nr 3
- [4] Guidelines for field measurement of ice loadings on power line conductors, *Technical Brochure CIGRE* 179, February 2001
- [5] Big storm events. What we have learned?, *Technical Brochure CIGRE* 344, April 2008
- [6] Materiały Sympozjum IE PP *Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny*, Poznań, kwiecień 2004. *Energetyka*, zeszyt tematyczny nr II
- [7] Materiały Sympozjum IE PP *Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny*, Poznań/Dymaczewo, kwiecień 2007. *Energetyka*, zeszyt tematyczny nr X

- [8] Materiały Sympozjum IE PP *Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny*, Poznań/Rosnówko, październik 2008. *Energetyka*, zeszyt tematyczny nr XVII
- [9] Raport Zespołu ds. Zbadania Przyczyn i Skutków Katastrofy Energetycznej powołanego zarządzeniem Wojewody Zachodniopomorskiego nr 154/2008 z dnia 22 kwietnia 2008, część 1, Szczecin, 30 czerwca 2008
- [10] Awarie systemowe na świecie i w Europie. *Energetyka* 2003, nr 10-11
- [11] Ginalski P.: Rok później, *Puls Energii* 2005, nr 1
- [12] Overhead Lines - Meteorological Data for Assessing Climatic Loads, (IEC) TR 61774. First Edition 1997-08
- [13] Sakamoto Y: Snow accretion on overhead wires, *Philosophical Transactions of the Royal Society*, No358, 2941-2970, 2000
- [14] Argasińska H.: Awaria niemieckiego systemu elektroenergetycznego, *Biuletyn PSE* 2006
- [15] Zheng B. A reliable National Grid against natural disaster, Workshop Proceedings, CIGRE General Session 2008, CD
- [16] Analiza przyczyn powstawania awarii w liniach średnich napięć. Praca dyplomowa Wojciecha Sikorskiego wykonana w Instytucie Elektroenergetyki PP, Poznań 1971
- [17] PN-57/E-05100 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Ogólne przepisy budowy
- [18] PN-EN 50341-1 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV
- [19] PN-EN 50423 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV do 45 kV
- [20] www.imgw.pl
- [21] www.focus.de/panorama/welt/schnee-chaos_did_11852.html
- [22] Eliasson A.J., Thorsteins E., Ólafsson H.: Study of wet snow events on the South Coast of Iceland, 9th. International Works-hop on. Atmospheric Icing of Structures - IWAIS, March 2000
- [23] Dąbrowski J.: Zjawiska sadyzowe na linii 400 kV Krosno (Polska) - Lemesany (Słowacja), *Biul. Energoprojektu Kraków*, lipiec 2000