

Awaria katastrofalna północnoamerykańskiego systemu elektroenergetycznego 2003 r.

Przyczyny, wnioski

Zamieszczamy kolejny artykuł dotyczący wielkiej awarii amerykańskiej, tym razem zawierający wyniki analiz i wnioski, jakie zostały z nich wyciągnięte w USA. Pierwszy artykuł tego samego Autora na temat tejże awarii cieszył się powodzeniem Czytelników, o czym świadczą udane spotkania, jakie Autor odbył na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas Konferencji Naukowo-Technicznej organizowanej przez Bydgoski Oddział SEP czy w zabrzańskim Uniwersytecie Otwartym.

Jednocześnie informujemy Szanownych Czytelników, że otrzymaliśmy wiele negatywnych uwag na temat użycia przez Redakcję „Energetyki” terminu *blackout* zamiast angielskiego słowa *blackout*, które to słowo jest powszechnie używane przez energetyków. Wyjaśniamy raz jeszcze, że użyliśmy spolszczonego terminu na podstawie najnowszego słownika języka polskiego zgodnie z ustawą o języku polskim. Reakcja Czytelników zarówno naszego wydania papierowego jak i internetowego skłoniła nas do ponownego przemyślenia sprawy używanego w czasopiśmie słowa. Uznaliśmy, że termin *blackout* można uznać za element zwyczajowo stosowanej terminologii naukowej i technicznej przez elektroenergetyków i w związku z tym, do czasu kiedy nie upowszechni się inny termin, na łamach „Energetyki” będziemy używać słowa *blackout*.

Redakcja

Pierwsze informacje, jakie pojawiły się po awarii pozwoliły na jej opis oraz przedstawienie przyjętej przez właściwe instytucje USA i Kanady metodyki badań przyczyn i przebiegu awarii [1]. Obecnie, choć publikowane raporty mają wciąż jeszcze w tytule słowo „tymczasowy”, jest już dostatecznie dużo informacji, by bardziej szczegółowo podać przebieg awarii oraz wnioski i zalecenia z nich wynikające. Prezentowane tu materiały oparte są na publikacjach źródłowych [2–5]. Także wszystkie prezentowane schematy, rysunki, zdjęcia zostały przytoczone za podanymi pozycjami literatury, zwłaszcza [2] i [3].

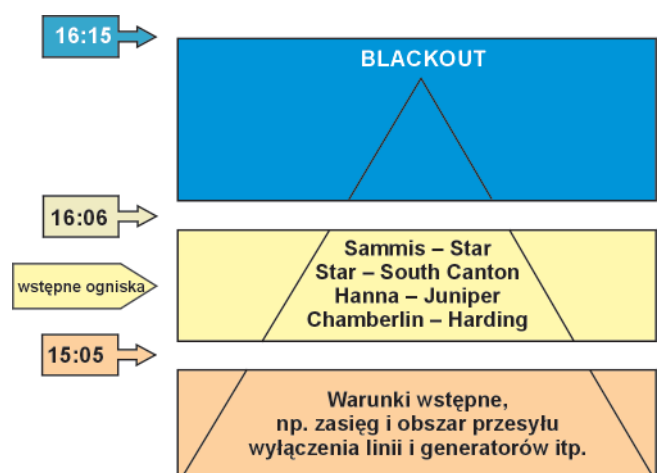
Przede wszystkim jednak warto od razu podać zjawiska, przebiegi lub procesy, które zostały wykluczone jako przyczyny awarii lub jej rozwoju:

- nadmierne przesyły,
- problemy napięciowe,
- problemy z mocą bierną,
- anomalie częstotliwościowe,
- wyłączenia o godz. 12.08 i 13.14.
- wypadnięcie generatora 5 w East Lake,
- wyłączenie linii *Stuart-Atlanta* o godz. 14.02,
- wirusy czy robaki komputerowe.

Jak wynika z przedstawionego przebiegu, awaria nie ma związku z liberalizacją rynku energii.

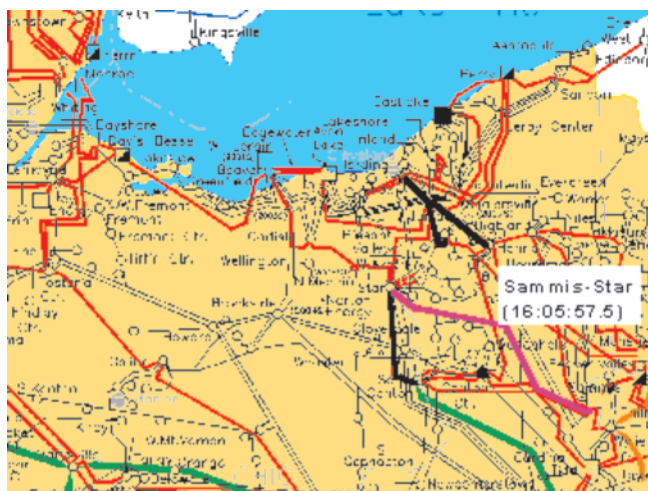
Nawiązując do wydarzeń wspomnianych wyżej, przypomnijmy, że o godz. 12.08 wypadł generator 375 MW w *Elektrowni Conesville* (na północ od Detroit), o godz. 13.14 generator 785 MW w *Elektrowni Greenwood* (przy południowej części jeziora Huron), włączony ponownie do sieci o godz. 13.57. Generator nr 5 w *Elektrowni Eastlake* (północne Ohio) wypadł o godz. 13.31 przy podjętej próbie regulacji wzbudzenia dla zwiększenia produkcji mocy biernej. Wypadnięcie tego generatora nie było przyczyną awarii, nie mniej jednak zmieniło istotnie rozptyw mocy i mogło mieć znaczenie przy późniejszym rozwoju wydarzeń.

Jak wspomniano w [1] linia *Stuart-Atlanta* została wyłączona o godz. 14.02 wskutek pożaru zarośli pod linią. Kolejne trzy linie wyłączyły się wskutek wystąpienia zwarć doziemnych, a konkretnie zwarć do drzew rosnących pod liniami. W przypadku jednej z tych linii wystąpienie zwarcia było potwierdzone wizualnie. Temperatura powietrza w tym dniu była wysoka, ale niższa od maksymalnej występującej w sierpniu. Temperatura przewodów (a zatem i zwis) była wynikiem bezwietrznej pogody i dużego obciążenia linii. Wysokość drzew czy szerzej: roślinności pod liniami, była skutkiem oczywistych zaniedbań eksploatacyjnych. Wyłączenie linii 375 kV spowodowało, że obciążenie przejmowały linie 138 kV, które następnie wypadały. Jest to okres zaznaczony w kolorze żółtym na rysunku 1, na którym w ramach analizy przyczyn i badań awarii, czas i wydarzenia podzielono na trzy fazy.



Rys. 1. Fazy przebiegu wydarzeń (wg [2])

Szczególnie istotne było wyłączenie linii 345 kV *Sammis-Star* o godz. 16:05:57. Była to pierwsza linia, która wyłączyła nie wskutek zwarcia doziemnego (nie było tu zwarcia do drzew). Linia została wyłączona trzecią strefą przez zabezpieczenie impedancyjne, które widziało wzrost wartości prądu i spadek napięcia. Wyłączenie tej linii stworzyło sytuację, w której praktycznie nie istniała już możliwość zatrzymania kaskady wyłączeń. Obciążenie znów przejmowały pozostające jeszcze w pracy linie 138 kV, oczywiście wypadając wskutek przeciążenia. Sytuacja do wypadnięcia (włącznie) linii *Sammis-Star* przedstawiona jest na rysunku 2.



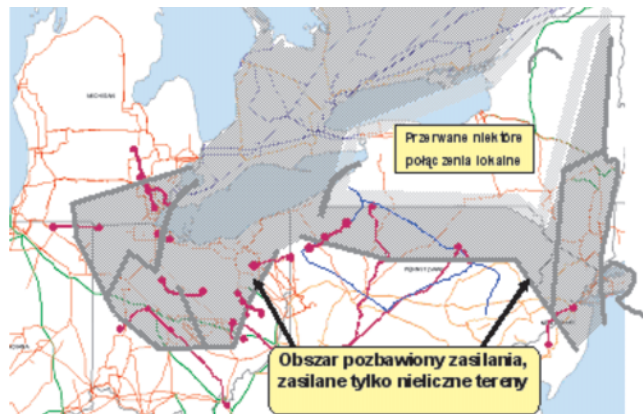
Rys. 2. Sytuacja po wypadnięciu linii *Sammis-Star*
Linie, które wypadły wcześniej zaznaczone są grubymi kreskami w kolorze czarnym, linia *Sammis-Star* zaznaczona jest kolorem fioletowym, czarny punkt w stacji *Canton Ctl.* oznacza wyłączony transformator w tej stacji

Na skutek dużej ilości łączów w stacji *Canton Central* nastąpił spadek ciśnienia sprężonego powietrza, wskutek czego wyłącznik transformatora pozostał otwarty. Sytuacja w sieciach przesyłowych pogarszała się. Wypadły dalsze linie 138 kV i 345 kV. O godz. 16.10 wypadły także linie łączące północny wschód ze wschodem obszaru objętego awarią. Oczywiście, niezależnie od wyłączeń linii przesyłowych, wypadły generatory w elektrowniach, w ciągu kilkunastu sekund wypadło kilkadziesiąt generatorów. Obszar pozbawiony zasilania po zakończeniu kaskady wyłączeń, tj. o godz. 16.13, przedstawiono na rysunku 3.

Przypominamy (wspomniano już o tym w [1]), że utrzymała się wyspa 5700 MW pomiędzy zachodnim Nowym Jorkiem a elektrowniami na południu jeziora Ontario, na Niagarze i St. Lawrence i zasilana także z prowincji Quebec w Kanadzie. Wyspa ta posłużyła m.in. do odbudowy systemu.

Aby zrozumieć, jak mogło dojść do opisanej sytuacji, warto przyjrzeć się sytuacji u operatorów systemu, a szczególnie u operatora *First Energy (FE)*, tj. systemu obejmującego w zasadzie stan Ohio.

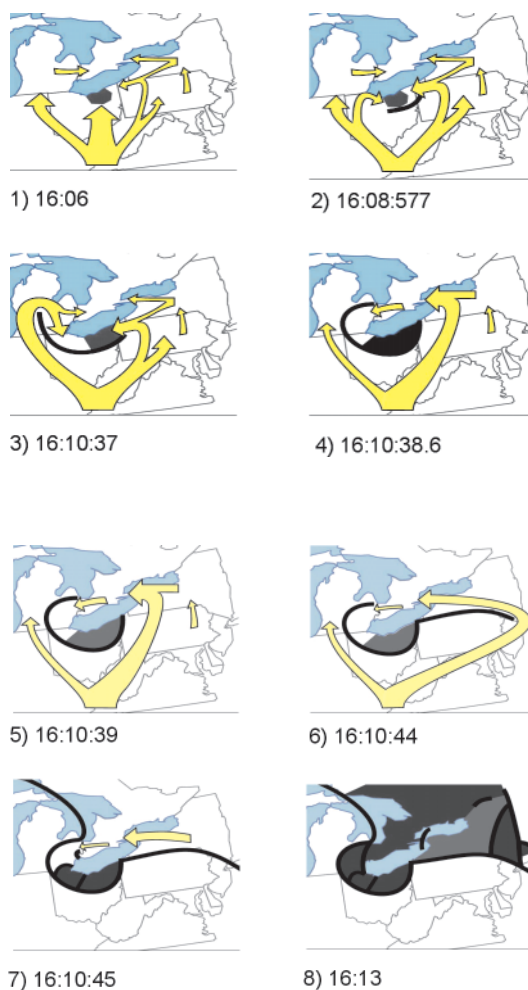
W godzinach 12.37–16.04 uszkodzony był układ samoczynnej kontroli i analizy niezawodności – obsługa nie zauważyła tego uszkodzenia. O godz. 14.14 nastąpiło uszkodzenie rejestratora zakłóceń – obsługa nie zauważyła, od tej chwili brak jest sygnałów alarmowych.



Rys. 3. Obszar pozbawiony zasilania – godz. 16.13

O 14.20 nastąpiło uszkodzenie kilku układów sterowania, a o 14.54 uszkodzenie serwera rezerwowego. W międzyczasie *FE* otrzymał liczne sygnały telefoniczne o zachodzących wydarzeniach.

Zachodzące zmiany w zasilaniu, powodowane postępowaniem kaskady wyłączeń, obrazują szkice przytoczone na rysunku 4.



Rys. 4. Ilustracja przebiegu zmian w zasilaniu obszarów dotkniętych awarią

Jakie błędy — zdaniem zespołu badającego awarię (US-Canada Power Outage Task Force) — były przyczyną tak szerokiego zakresu awarii, a w szczególności, jakie błędy były przyczyną postępującej kaskady wyłączeń?

Otóż *FE*:

- nie reagowała poprawnie na pierwsze zdarzenia, ponieważ nie posiadała zdolności do analizy zdarzeń,
- nie posiadała efektywnych procedur zapewniających, by operatorzy mieli świadomość krytycznego stanu narzędzi monitorujących.
- nie posiadała efektywnych procedur badania narzędzi monitorujących po naprawie,
- nie posiadała dodatkowych narzędzi monitorujących, gdy uszkodził się podstawowy system alarmowy,
- nie sprawdzała wysokości drzew pod liniami.

Jednocześnie:

- w *MISO (Midwest Independent System Operator — operator części systemu)* uszkodził się system monitorowania i analizy niezawodności,
- *MISO* nie miał możliwości obserwowania w czasie rzeczywistym wzrastającego przeciążenia linii,
- *MISO* nie posiadał dostatecznych połączeń (linków), by zrozumieć zmieniające się warunki pracy systemu,
- procedury w *MISO* i w *PJM (PJM Interconnection — również operator części systemu)* były nieefektywne i nie wystarczały do skoordynowania działań wobec problemów powstających na granicy ich obszarów.

Jakie wnioski wyprowadził z badań *NERC (North American Electric Reliability Council — Północno-amerykańska Rada Niezawodności Elektroenergetycznej)*?

- Kilka jednostek naruszyło politykę eksploatacyjną i standardy planowania, co doprowadziło do rozpoczęcia kaskady wyłączeń.
- Istniejące procedury monitorowania i zapewnienia zgodności z standardami *NERC* i standardami regionalnymi okazały się nieadekwatne do identyfikacji sytuacji i podejmowania właściwych decyzji, zanim doszło do kaskady wyłączeń.
- Koordynatorzy niezawodności i operatorzy obszarowi przyjmowali różne interpretacje działań i odpowiedzialności, uprawnień i możliwości, niezbędnych do niezawodnego prowadzenia systemu.
- Problemy, które były zidentyfikowane w wcześniejszych studiach (poprzedzających blackout o dużej skali) powtórzyły się, włączając zarządzanie roślinnością, trening operatorów oraz wprowadzenie oprzyrządowania dla lepszej wizualizacji warunków pracy systemu.
- W niektórych regionach dane przyjmowane do modelowania systemu były niedokładne wskutek braku ich weryfikacji.
- Studia planistyczne, założenia projektowe, dobór wartości znamionowych urządzeń nie były w pełni właściwe i nie podlegały odpowiednim aktualizacjom w czasie eksploatacji.
- Dostępne technologie systemów zabezpieczeń nie były konsekwentnie zastosowane dla zoptymalizowania możliwości spowolnienia lub zatrzymania kaskady awarii systemu.

Na podstawie tych wniosków *NERC* opracował zalecenia dla służb operatorskich i eksploatacyjnych. Zalecenia te są obszernym dokumentem, dotyczą specyficznych warunków istniejących w tamtym systemie, dlatego nie będą tu szczegółowo omawiane. Podamy tylko podstawowe grupy zagadnień, których te zalecenia dotyczą.

- ◆ **Działania dla naprawy błędów szczególnych** (skierowane do *MISO, PJM* i *FE*).
- ◆ **Inicjatywy strategiczne** (dopilnować wprowadzanie programów *NERC*, audyty, procedury nadzoru nad roślinnością, ustanowienie programu zastosowań i zaleceń).
- ◆ **Inicjatywy techniczne** (treningi operatorów, ustalenia praktycznego zapewnienia mocy biernej i właściwych napięć, poprawić system zabezpieczeń; ustalić zakres działań, odpowiedzialności, możliwości i władzy koordynatorów i operatorów, a także problematykę narzędzi działających w czasie rzeczywistym, rozwinąć procedury restytucji systemu, dodatkowe urządzenia, kryteria planowania, projektowania i eksploatacji, dane do modelowania systemu).

I już tylko jako ciekawostkę prezentujemy rysunek 5 przedstawiający fragment linii *Hanna-Juniper* (a właściwie rosnących pod nią drzew), tej, która wyłączyła się o 14.02.



Rys. 5.
Roślinność pod linią 345 kV
Hanna-Juniper

W celu uniknięcia nieporozumień podkreślić muszę, że z pełnym szacunkiem, czasem wręcz z zachwytem odnoszę się do amerykańskiej techniki i nauki. Ale, jak zresztą wykazują liczne poważne awarie, sytuacja w amerykańskiej elektroenergetyce odbiega od poziomu właściwego dla nauki, techniki i organizacji w tym kraju. Amerykanie odpowiedzialni za elektroenergetykę są tego w pełni świadomi. Przebieg omawianej tu awarii w pełni potwierdza bardzo negatywną ocenę amerykańskiej elektroenergetyki, sformułowaną przez byłego Sekretarza Energii USA pana B. Richardsona, którą przytoczyłem już w [1] za [6].

LITERATURA

- [1] Rozewicz Z.: Północnoamerykański blackout 14 sierpnia 2003. Niektóre opinie, metodyka i pierwsze wyniki badań, refleksje krajowe. *Energetyka* 2003, nr 10/11
- [2] August 14, 2003 Blackout. Summary Based on Interim Report United States – Canada Power Outage Task Force, November 19, 2003. www.nerc.com
- [3] 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
- [4] August 14, 2003 Blackout: NERC Actions to Prevent and Mitigate the Impacts of Future Cascading Blackouts. February 10, 2004. www.nerc.com
- [5] Informacje na stronie Departamentu Energii USA, www.doe.gov
- [6] Big Blackout Surprised Politicians, But Not the Power Community. *IEEE Spectrum* 2003, nr 9

