

Utrzymanie ciągłości zasilania energią elektryczną odbiorców za pomocą rozwiązań tymczasowych

Zjawiska atmosferyczne charakterystyczne dla danych stref klimatycznych mają zasadniczy wpływ na awarie infrastruktury technicznej zbudowanej przez człowieka. W Polsce, nie tylko każda zima uświadamia, jak zawodne są elektroenergetyczne sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Nie obce w innych porach roku są burze z coraz silniejszymi wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, powodzie lub upały.

Kraje, w których co roku dochodzi do różnego rodzaju anomalii pogodowych opracowały tymczasowe rozwiązania szybkiego przywracania zasilania. Dopiero po ustąpieniu kataklizmu następuje odbudowa sieci, która powinna uwzględniać wnioski oparte na wynikach analiz technicznych i ekonomicznych, a więc albo uzasadniające poprawę samych rozwiązań konstrukcyjnych, albo pogodzenie się z ryzykiem zawodności konstrukcji. To pogodzenie się i brak możliwości (lub zbyt drogie, mało dostępne rozwiązania) utrzymania zasilania powinny być rekompensowane właśnie systemami tymczasowego przywracania dostaw energii.

Najczęściej stosowane na świecie są: tymczasowe linie i przewoźne generatory oraz w coraz większym stopniu różnego rodzaju generacja rozproszona. W krajach, w których od wielu lat rozwinięta jest eksploatacja sieci elektroenergetycznych pod napięciem, wykorzystuje się systemy tymczasowej odbudowy (w warunkach stabilnej pogody) do przedsięwzięć inwestycyjnych w obszarach, w których obniżanie poziomu (wskaźników, współczynników) zagraża bezpieczeństwu znacznej liczbie ludności. W takiej sytuacji potrzebna jest społeczna wiedza i akceptacja stosowanych rozwiązań. Świadomość i odpowiedzialność podejmowanych decyzji (użycia tymczasowych technik) powinna być związana ze zracjonalizowanymi i upowszechnianymi miarami ryzyka. Można wyrazić nadzieję, że tego typu podejście zostanie zaakceptowane w naszym kraju i będzie można wreszcie powiedzieć: mądry Polak przed szkodą!

Szansy prawnych rozwiązań zastosowania tymczasowych technik

W Polsce ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym wprowadziła pojęcie Infrastruktury Krytycznej oraz jej ochrony [1, 2]. Pojęcie to, używane w Polsce od bardzo niedawna, pojawiło się w ostatnich latach również za sprawą naszej przynależności do Unii Europejskiej oraz NATO i wynikającej stąd konieczności adaptowania na nasz grunt nie tylko terminologii, ale stosownych rozporządzeń i decyzji. Pojęcie Infrastruktury Krytycznej obejmuje dotychczas stosowane w oficjalnych dokumentach pojęcie „obiekty szczególnie ważne dla bezpieczeństwa państwa i obronności”, ale również systemy oraz wchodzące

w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalnie obiekty, w tym obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa obywateli, a także służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, instytucji i przedsiębiorców. To szerokie pojęcie obejmuje więc systemy zaopatrzenia w energię i paliwa, łączności i sieci teleinformatyczne, systemy finansowe, zaopatrzenia w żywność i wodę, ochrony zdrowia, transportowe i komunikacyjne, ratownicze, zapewniające ciągłość działania administracji publicznej, produkcji, składowania, przechowywania i stosowania substancji chemicznych i promieniotwórczych, w tym rurociągi substancji niebezpiecznych.

Ochrona Infrastruktury Krytycznej natomiast, jest to zespół przedsięwzięć organizacyjnych realizowanych w celu zapewnienia funkcjonowania lub szybkiego jej odtworzenia na wypadek zagrożeń, w tym awarii, ataków oraz innych zdarzeń zakłócających jej prawidłowe funkcjonowanie. Ochrona powinna więc swoim zakresem obejmować gromadzenie i przetwarzanie informacji dotyczącej Infrastruktury Krytycznej, przygotowanie i aktualizację planów ochrony, opracowanie i wdrażanie procedur na wypadek wystąpienia zagrożenia dla tej infrastruktury oraz współpracę z administracją publiczną właścicieli, posiadaczy samostojnych i zależnych obiektów, instalacji lub urządzeń infrastruktury krytycznej w zakresie jej ochrony.

Właściciele Infrastruktury Krytycznej są zobowiązani do: przygotowania i wdrażania, stosownie do zaistniałego zagrożenia, własnych planów ochrony oraz utrzymywania własnych systemów rezerwowych zapewniających bezpieczeństwo i podtrzymujących funkcjonowanie tej infrastruktury do czasu jej pełnego odtworzenia.

Ustawa swym zakresem obejmuje następujące działania:

- przygotowanie wykazu obiektów i systemów rozumianych, jako infrastruktura krytyczna,
- analizę ryzyka,
- przygotowanie wykazu zasobów do ochrony infrastruktury,
- zdefiniowanie działań realizowanych w sytuacji zagrożenia,
- zdefiniowanie działań odtwarzających infrastrukturę,
- określenie kanałów komunikacji ze stronami trzecimi.

Przerwy w dostawach energii elektrycznej występowały, występują i będą występować dopóki będzie istniała sieć elektroenergetyczna. Mimo że zaprojektowana jest ona tak, aby wytrzymać obciążenia klimatyczne, linie pozostają podatne na zagrożenia w przypadku nagłych zmian warunków pogodowych, których wartości przekraczają wartości krytyczne przyjęte podczas projektowania i budowy linii. Wartości, na które projektowana jest linia są kompromisem pomiędzy ekonomią a niezawodnością i opierają się na narodowych lub innych obowiązujących przepisach i normach.

Awarie mogą także wystąpić w wyniku: silnych wiatrów, katastrofalnego sztormu, osunięć skalnych, lawin błotnych, erozji fundamentów, korozji słupów, wandalizmu lub sabotażu.

Ogólny wynik strat pochodzący od długiego czasu wyłączeń ważnych linii przesyłowych może być znaczny. W zależności od rozmiaru i w rezultacie konsekwencji awarii linii przesyłowych, straty finansowe mogą wystąpić w elektrowniach, przedsiębiorstwach energetycznych i u odbiorców.

Przykłady bezpośrednich strat przedsiębiorstw to m.in.:

- koszt przywrócenia zasilania,
- wyższe straty sieciowe na innych liniach przesyłowych,
- kary w wyniku niewywiązania się z umów dostaw energii do odbiorców,
- możliwy wyższy koszt generacji lub wyższe koszty elektrowni w wyniku redukcji wytwarzania lub ich zamknięcia.

Ograniczenia zdolności przesyłowej mogą wynikać również z rekonstrukcji (napraw) istniejących linii. Na terenach gęsto zaludnionych, gdzie występuje duże zagęszczenie infrastruktury energetycznej różnego typu, modernizacje linii są niezbędne. Te środki zapobiegawcze mogą spowodować tymczasową redukcję w dostawach energii. W przyszłości właśnie te planowane wyłączenia i ograniczenia w przesyłce energii elektrycznej będą największym problemem operatorów, wytwórców, dostawców i odbiorców energii. Warto im przeciwdziałać wprowadzając dobre regulacje prawne [3]. Sprzyjają temu ostatnie publikacje podkreślające wagę infrastruktury krytycznych [4], należytej staranności [5] i odpowiedzialności operatorów sieciowych [6].

Techniczne rozwiązania tymczasowych technik utrzymania zasilania

Technika tymczasowego utrzymania zasilania wkomponowuje się w koncepcje bezwyłączeniowych technik, do których należy także technika prac pod napięciem, techniki lotnicze i robotyzacja [7]. Specyfika tymczasowego zasilania ma swoje źródło w systemach ERS (Emergency Restoration Systems), zastosowanych przez amerykańskie i kanadyjskie firmy, odpowiednio *Lindsey* i *SBB*, a w Europie koncepcje ERS od 1975 roku rozwijała holenderska *KEMA* [8-10].

Tymczasowe techniki utrzymania zasilania obejmują dwie grupy rozwiązań związane z tymczasowymi liniami i przewodnymi generatorami. Zaletami tymczasowych linii jest ich szybki montaż (demontaż), kontenerowy sposób składowania, słupy segmentowe ustawiane na specjalnej płycie (bez fundamentu) i mocowane do gruntu za pomocą odciągów linowych, niekonieczne stosowanie ciężkiego sprzętu budowlanego, uproszczone rozwieszanie przewodów i ich podłączanie, możliwość wielokrotnego użycia.

Tymczasowe techniki utrzymania zdolności przesyłowych stosowane w systemie ERS mogą mieć zastosowanie do następujących procesów eksploatacyjnych:

- wymiana przewodów fazowych danego rodzaju na ten sam rodzaj przewodów (w przypadku uszkodzenia itp.),
- wymiana przewodów danego rodzaju na inny typ przewodów (np. przewody odgromowe na przewody typu OPGW, przewody fazowe tradycyjne na przewody wysokotemperaturowe),
- wymiana słupów podczas uszkodzenia wynikającego z ich zniszczenia (niezależnie od przyczyn),
- wymiana sekcji odciągowych,
- remont jednego toru linii na liniach wielotorowych,
- remont jednej fazy na liniach jednotorowych,
- bocznikowanie aparatury lub elementów toru przesyłowego,
- podłączanie i odłączanie przenośnych generatorów.

Tymczasowe techniki utrzymania zdolności przesyłowych w procesach inwestycyjnych mogą być zastosowane do:

- budowy nowych linii w zbliżeniu lub skrzyżowaniu z istniejącymi liniami,
- przebudowy starych linii na nowe o tym samym napięciu,
- przebudowy (w celu zwiększenia zdolności przesyłowych), linii o danym napięciu na linie o napięciu wyższym,
- podniesienia słupów (podczas budowy, przebudowy),
- realizacji tymczasowej linii jako źródła dostawy energii w przypadku budowy, przebudowy,
- realizacji tymczasowej linii w przypadku budowy różnego rodzaju obiektów.

Elementy konstrukcyjne słupów dla tymczasowych linii zilustrowano na rysunku 1, natomiast montaż słupa tymczasowego i jego osprzętu na rysunku 2.



Rys. 1. Elementy konstrukcji słupa tymczasowego i jego osprzętu prezentowana na wystawie konferencji ESMO'2006 (fot. B. Dudek) [11]



Rys. 2. Montaż słupa tymczasowego i jego osprzętu prezentowany podczas pokazu na konferencji ESMO'2006 (fot. B. Dudek) [11]

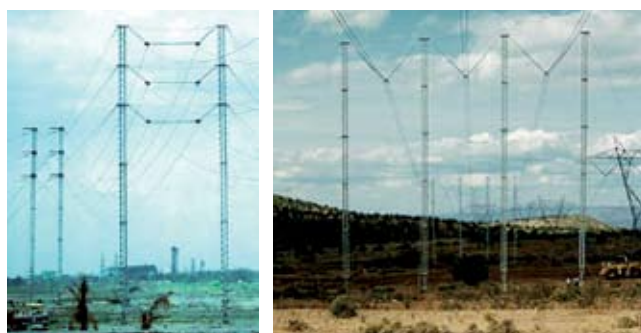
Z reguły elementami podstawowymi słupa są segmenty stalowe lub stopy aluminium o wadze ok. 100-150 kg i długości do 3 m. Podstawę stanowi metalowa płyta o wadze do 100 kg. Przewody są podtrzymywane poprzez układy izolatorów kompozytowych.

Stosuje się różnego typu przewody, łącznie z przewodami typu OPGW. Słupy utrzymywane są poprzez odciały linowe stalowe połączone z kotwami stalowymi pograżanymi praktycznie w dowolnym gruncie.

Rozwieszanie przewodów, a także prace polegające na wymianie przewodów fazowych prowadzone są na różne sposoby. Jeden z nich polega na tym, że obok istniejącej linii stawia się tymczasowe słupy różnymi metodami montażu (rys. 3).

Na te słupy wciąga się przewody, także niskozwisowe (o dużej obciążalności i małej masie). Na krańcach sekcji odciągowej przy słupach mocnych stawia się po jednym słupie pomocniczym dla każdej fazy. Zwiększa to bezpieczeństwo wykonywania prac. Gotowe odcinki linii tymczasowej są stosowane do poziomu napięć 765 kV (rys. 4)

Konstrukcje słupów jak już wspomniano są konstrukcjami lekkimi, składającymi się z modułów, dzięki czemu można je



Rys. 4. Przykład tymczasowej linii dwutorowej 230 kV (z lewej) i jednotorowej 500 kV [8]

przetransportować na miejsce prac bardzo szybko i równie szybko można te konstrukcje postawić. Ułatwia to kontenerowy system, w którym wszystkie elementy są spakowane tak, aby można je było kolejno wyjmować i montować (rys. 5).



Rys. 5. Składowanie w kontenerach i transport tymczasowych konstrukcji [8], [10]



Rys. 3. Metody montażu konstrukcji słupów tymczasowej linii [8]



Rys. 6. Wykorzystanie śmigłowców do montażu konstrukcji gotowych słupów tymczasowej linii [8]

W celu dotarcia do miejsc trudno dostępnych używa się śmigłowców (rys. 6), ale wielokrotnie korzystano także z transportu ręcznego (jest to zaleta stosunkowo lekkich segmentów, modułów).

Po zainstalowaniu przewodów na słupach linii tymczasowej – w zależności czy mamy do czynienia z uszkodzoną, wyłączoną linią, czy linią czynną, bocznikowaną celowo do procesów modernizacji – uzyskuje się ewentualnie krótkotrwałe wyłączenie linii czynnej w celu zbocznikowania jej i przełączenia obciążenia na sekcję odciążową usytuowaną na słupach tymczasowych (rys. 7). Po przejściu obciążenia przez tymczasową linię, można dokonać koniecznych napraw, przebudowy, a nawet np. wymienić przewody.

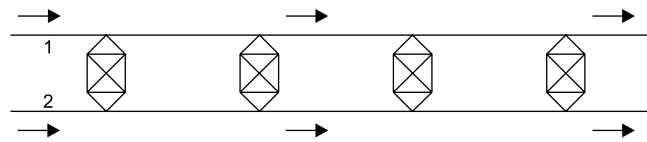


Rys. 7. Przykłady podłączeń linii tymczasowych z linią istniejącą [10, 22]

Wciąganie przewodów na konstrukcje tymczasowe oraz nowe konstrukcje lub wciąganie nowych przewodów na stare słupy wykonuje się znanymi metodami, przy wykorzystaniu tego samego sprzętu i narzędzi [12]. Wyróżnikiem w tego typu pracach jest zastosowana tymczasowa linia instalowana wzdłuż istniejącej linii. Poniżej

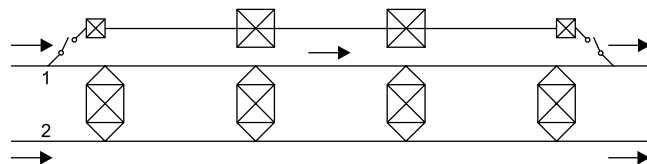
przedstawiono krótki opis prac na istniejącej linii dwutorowej, w której wymianie ulegają przewody jednego toru (rys. 8 – 10):

1. Założmy, że na początku wykonywania prac oba tory linii pracują w trybie normalnym. Następuje przygotowanie do rozpoczęcia prac (rys. 8).



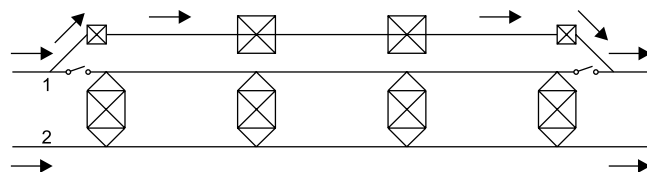
Rys. 8. Schemat normalnego stanu pracy linii

2. Przy każdym słupie sekcji odciążowej ustawiane są konstrukcje tymczasowe z izolatorami kompozytowymi, na których znajdują się rolki do przeciągania przewodów. Na słupach tymczasowych przelotowych instalowane są trzy fazy, natomiast do słupów mocnych dla każdej fazy budowana jest osobna konstrukcja. Na obu końcach ustawiane są wciągarka i hamownik. Na zakotwione konstrukcje pomocnicze wciągane są przewody niskozwisowe metodami charakterystycznymi dla danego typu przewodów (rys. 9).



Rys. 9 Schemat istniejącej czynnej linii oraz tymczasowej linii jeszcze nieobciążonej

3. Po sprawdzeniu linii tymczasowej następuje krótkotrwałe wyłączenie linii w celu przełączenia i przeniesienia obciążenia z jednego toru linii na linię tymczasową poprzez zainstalowane np. boczniki (mostki) na obu krańcach sekcji odciążowej. Każdy bocznik (mostek) instalowany jest na każdej z faz. Po zamocowaniu następuje ponowne załączenie linii i obciążona zostaje tymczasowa linia na konstrukcjach pomocniczych. Wtedy można przystąpić do prac remontowych, modernizacyjnych itp. (rys. 10).



Rys. 10. Schemat przedstawiający linie po przeniesieniu obciążenia na linię tymczasową

Oczywiście możliwe są różne sposoby wykonania połączenia, nawet z użyciem przewoźnych łączników, ale wówczas prace muszą być poprzedzone dokładnymi analizami zjawisk elektrycznych. Analizy elektryczne muszą być przeprowadzone także wtedy, gdy przebieg linii czynnych i tymczasowych pozostaje na dłuższych odcinkach równoległy.

Oprócz analiz elektrycznych, podstawową rolę odgrywają analizy mechaniczne pozwalające dla konkretnych warunków terenowych określić sposoby, kierunki i głębokości zakotwienia tymczasowych konstrukcji i przebiegu całej tymczasowej linii.

Bezpośrednio po awarii badano możliwości odbudowy i w tym samym czasie planowano i projektowano alternatywne obwody (by passy) torów linii 150 kV i 400 kV. Pierwszy obwód częściowo przebiegał w pobliżu autostrady o dużym natężeniu ruchu samochodowego oraz w poprzek oczyszczalni ścieków i zakładów chemicznych. Drugi obwód biegł nad zbiornikiem przeciwpowodziowym zlokalizowanym na terenach bagnistych oraz terenach zalewowych. Przed zainstalowaniem linii należało wówczas zdobyć pozwolenia od właścicieli gruntów. Po zatwierdzeniu alternatywnego obwodu 150 kV odbudowy w stanie awaryjnym natychmiast rozpoczęto wymiarowanie słupów i odciągów linowych. Kontenery, w których przechowywane są słupy, zostały zamówione i dostarczone wraz z materiałami i osprzętem niezbędnym do montażu przewodów.

Pięć dni po awarii, 11 zespołów monterów (każdy do montażu jednego słupa) rozpoczęło montaż i stawianie słupów. Pierwszy słup był w całości gotowy ok. godziny 16 tego samego dnia. Kolejne słupy były stawiane w następnym dniu. Wiatr wiejący z prędkością ok. 70 km/h stwarzał spore problemy podczas stawiania słupów.

Szóstego dnia po awarii rozpoczęto wciąganie przewodów. Pojedyncze przewody były zakładane z nieznacznie różną siłą naciągu (bez użycia odstępników), aby zabezpieczyć przewody przed ocieraniem, zbijaniem się pod wpływem silnego wiatru. Po wciągnięciu przewodów zamontowano znaki ostrzegawcze.

W 10 dni po awarii, 5 dni po dostawie słupów oraz po dokładnej kontroli, tymczasowa linia przywracająca zasilanie w sytuacjach kryzysowych ERL (emergency restoration line) została oddana do pracy. W związku z tym zmieszczono się z awaryjną odbudową (przywróceniem zasilania w stanach awaryjnych) w założonym czasie pracy. Podczas budowy 2 km linii użyto od 11 do 14 słupów, łącznie z dwoma końcowymi. Choć oryginalna linia miała zaprojektowane przęsła o długości do 250 m, w okresie zimowym, odstępy między słupami zostały zredukowane do ok. 150 – 200 m.

W związku ze zwiększającymi się trudnościami z wyłączeniem istniejących linii przesyłowych instalowanie nowych przewodów fazowych na liniach wielotorowych jest przedsięwzięciem, które należy rozpatrywać jako prace, które będą prowadzone przy co najmniej jednym czynnym torze linii. Jednakże tego typu prace wymagają dużej uwagi oraz precyzyjnego planowania i wykonywania prac, podobnie zresztą jak większość prac [20,21].

Podsumowanie

Zastosowanie w Polsce tymczasowych technik utrzymania zasilania energią elektryczną wymaga roztropnego, ale i odważnego umocowania prawnego. W obecnym stanie regulacji prawnych najlepszym rozwiązaniem wydaje się aktywne włączenie w nurt regulacji związany z wprowadzaniem Infrastruktur Krytycznych. Dobre rozwiązanie może uwzględniać zastosowanie tymczasowych technik nie tylko w stanach poawaryjnych, ale także tam, gdzie występuje obniżenie niezawodności i/lub podwyższone ryzyko dostawy energii elektrycznej. Adaptacja na polski rynek tymczasowych rozwiązań nie powinna nastęrczyć większych trudności technicznych, ale będzie wyzwaniem dla firm zajmujących się budową, przebudową, remontami i modernizacjami infra-

struktury krytycznej. Potrzebne jest także pogłębiona znajomość krajowych anomalii pogodowych, czasu ich trwania i okresowości występowania, obszaru zagrożeń, co pozwoli na skuteczne wykorzystanie doświadczeń zagranicznych.

LITERATURA

- [1] Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. Nr 89, poz. 590)
- [2] Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie planów ochrony infrastruktury krytycznej (projekt 28.08.2009)
- [3] Klimpel A., Lubicki W.: Infrastruktury krytyczne w elektroenergetyce, ŚWE 2009, nr 5, s.25-30
- [4] Bartodziej G., Tomaszewski M. (pod redakcją): Problemy rozległych awarii sieci elektroenergetycznych, Nowa Energia, Racibórz 2010
- [5] Muras Z., Swora M.: Prawne aspekty nadzoru regulacyjnego nad jakością sieci elektroenergetycznej. Rynek Energii 2009, nr 6
- [6] Dołęga W.: Odpowiedzialność ekonomiczna Operatorów Systemu Przesyłowego i Systemów Dystrybucyjnych za bezpieczeństwa dostaw energii. Rynek Energii 2009, nr 6
- [7] Dudek B., Daszczyzak M.: Ocena ryzyka zawodowego przy eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych pod napięciem. Energetyka 2008, nr 8, s.351-360
- [8] Folder reklamowy Emergency Restoration Systems, Lindsey Series IEEE 1070 ERS
- [9] Folder reklamowy Creator of the Modular Tower, SBB
- [10] Folder reklamowy Energy Restoration System, KEMA
- [11] Kurpiewski A., Dudek B.: Doświadczenia z prac pod napięciem prezentowane na konferencji ESMO'2006 w USA, IX konferencja PPN, Gdańsk 2007, s.31-44
- [12] Dudek B., Frymer K.: Wymiana przewodów odgromowych na liniach przesyłowych pod napięciem na przewody typu OPGW. Konferencja EU'2007, Przegląd Elektrotechniczny 2007, nr 3, s.74-77
- [13] CME, REN S.A. (Portugalia): Uprate of 150 kV overhead line Palmela – Évora using Emergency Restoration System and Live Line techniques
- [14] Rhebergen B., Boone M.J.M., . Walter R.N., Rogier J.(Holandia, Belgia): Experiences with 400 kV and 150 kV emergency restorations in Belgium and the Netherlands, ref. 22-205 CIGRE, session 1998
- [15] Reichmeider P., Jacobson S., Tuttle J., O'Connell D., Devine C., Barthold L. (USA): Experience with New Methods For Live-Line Conductor Replacement, ref. B2-106, CIGRE 2008
- [16] Schweiner R. J., Twomey K. E., Lindsey K. E.: Transmission Line Emergency Restoration Philosophy at Los Angeles Department of Water and Power; Session Paper 22-101, Paris 2002
- [17] Agrawal L. N., Erickson P. E.: Planning and Training Reduce Restoration Time for Damaged Transmission Lines in India, 42C-ESMO-17, 2000
- [18] Lindsey E. Keith: Transmission Emergency Restoration Systems For Public Power
- [19] Corpuz R. "Rex" F., EricksonP., Lindsey K.E.: Recent Experience Restoring Damaged Transmission Lines by National Power Corporation of the Philippines
- [20] Broszura Techniczna CIGRE nr 353 Guidelines for increased utilization of existing overhead transmission lines, August 2008 oraz biuletyn CIGRE nr 239 s.26-39
- [21] Broszura Techniczna CIGRE nr 390. Evaluation of Different Switchgear Technologies (AIS, MTS, GIS) for Rated Voltages OF 52 V and above. Working Group B3.20, CIGRE, August 2009, s.72
- [22] 345 kV Line Rebuild, Transmission & Distribution, september 2003

