

Politechnika Gdańska
Wydział Elektrotechniki i Automatyki

ROZPRAWA DOKTORSKA

Analiza niezawodności wysokonapięciowych łączy prądu stałego

Autor:
mgr inż. Tadeusz Szczepański

Promotor:
prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat

Gdańsk, wrzesień 2011

Spis treści

Wykaz ważniejszych oznaczeń i skrótów	5
1. WSTĘP	7
1.1. Ogólna charakterystyka wysokonapięciowych łączy prądu stałego	8
1.2. Przegląd literatury z zakresu łączy prądu stałego i oceny niezawodności ich funkcjonowania	9
1.3. Cele, teza i zakres pracy	10
2. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA ŁĄCZY PRĄDU STAŁEGO	12
2.1. Wprowadzenie	12
2.2. Elementy składowe łączy prądu stałego	13
2.3. Charakterystyka łączy spotykanych na świecie	14
2.4. Monitorowanie pracy łączy prądu stałego	16
2.5. Podsumowanie	18
3. CHARAKTERYSTYKA ŁĄCZA PRĄDU STAŁEGO SZWECJA-POLSKA	20
3.1. Wprowadzenie	20
3.2. Struktura funkcjonalna	21
3.3. Elementy składowe łączy	23
3.3.1. Kabel główny	23
3.3.2. Kabel powrotny	26
3.3.3. Przekształtniki	26
3.3.4. Dławik wygładzający	28
3.3.5. Układ chłodzenia	28
3.3.6. Transformatory przekształtnikowe	28
3.3.7. Filtry harmoniczných	29
3.3.8. Baterie kondensatorów	30
3.3.9. Łączniki obwodów prądu przemiennego	30
3.3.10. System sterowania i nadzoru stacji przekształtnikowej	30
3.3.11. Potrzeby własne stacji przekształtnikowej	34
3.3.12. Systemy przeciwpożarowe	35
3.4. Zasady sterowania pracą łączy	35
3.5. Wielkości charakteryzujące łączy	37
3.6. Zagadnienia związane z utrzymaniem stanu gotowości łączy	40
3.6.1. Zasady prowadzenia działań diagnostycznych i profilaktycznych	40
3.6.2. Koszty eksploatacji	44
3.7. Podsumowanie	46

4. STATYSTYKA AWARYJNOŚCI ŁĄCZA PRĄDU STAŁEGO SZWECJA-POLSKA	48
4.1. Uwagi ogólne	48
4.2. Zakłócenia związane z kablem	48
4.2.1. Uszkodzenia kabla głównego	49
4.2.2. Uszkodzenia kabli powrotnych	49
4.3. Zakłócenia w pracy stacji prądu stałego na obu końcach łącza	50
4.4. Zakłócenia w pracy stacji prądu przemiennego i systemów elektroenergetycznych po obu stronach łącza	53
4.5. Charakterystyka stanów łącza	54
4.6. Ewidencja zakłóceń na łączu	54
4.7. Awaryjność elementów łącza	58
4.8. Podsumowanie	59
5. NIEZAWODNOŚĆ ELEKTROENERGETYCZNYCH UKŁADÓW PRZESYŁOWYCH ...	61
5.1. Wprowadzenie	61
5.2. Wskaźniki niezawodności	62
5.3. Metody oceny niezawodności układów przesyłowych	66
5.4. Specyfika oceny niezawodności łączy prądu stałego	73
5.5. Podsumowanie	74
6. WYNIKI BADAŃ NIEZAWODNOŚCI ŁĄCZA PRĄDU STAŁEGO	75
6.1. Uwagi ogólne	75
6.2. Kompleksowa ocena zakłóceń pracy całego łącza	75
6.2.1. Czasy trwania zakłóceń w pracy całego łącza	75
6.2.2. Czasy pomiędzy zakłóceniami w pracy całego łącza	83
6.3. Ocena zakłóceń w pracy głównych bloków funkcjonalnych łącza	85
6.3.1. Czasy trwania zakłóceń w pracy toru przesyłowego	86
6.3.2. Czasy trwania zakłóceń w pracy stacji DC oraz systemów AC na końcach łącza	87
6.3.3. Sezonowe zmiany intensywności zakłóceń w pracy łącza	92
6.4. Wpływ elementów na awaryjność całego łącza	93
6.5. Energia nieprzesłana łączem w wyniku zakłóceń	94
6.6. Koszty nieprzesłanej energii	95
6.7. Podsumowanie	96
7. ANALIZA UZYSKANYCH WYNIKÓW	98
7.1. Uwagi ogólne	98
7.2. Intensywność przechodzenia łącza do charakterystycznych stanów	98

7.3. Ocena niezawodności łącza prądu stałego	99
7.3.1 Model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego oparty na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów	99
7.3.2. Model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego oparty na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń	104
7.3.3. Model niezawodnościowy wykorzystujący ocenę skutków zawodności wysokonapięciowego łącza prądu stałego	106
7.3.4. Model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego oparty na teorii skończonych procesów Markowa	107
7.4. Porównanie wyników z innych łączy	108
7.5. Wskazówki dotyczące potrzeby zmian w prowadzeniu ewidencji zakłóceń na łączu	116
7.6. Podsumowanie	116
8. PODSUMOWANIE I WNIOSKI KOŃCOWE	118
LITERATURA	121
ZAŁĄCZNIKI:	
Z-1. Wybrane zagadnienia wnioskowania statystycznego	128
Z-2. Przykładowy raport z uszkodzenia wyłącznika w polu filtra po polskiej stronie w dniu 8 stycznia 2009 roku	137
Z-3. Przykładowy formularz o uszkodzeniach dla producenta z dnia 8 stycznia 2009 roku godzina 7.02	139

Wykaz ważniejszych oznaczeń

- (A) – dyspozycyjność,
(U) – niedyspozycyjność,
 B – liczba mostków połączonych szeregowo,
 b - parametr rozkładu skali,
 E_u – SEM na tyrystorze,
 $f(i)$ – funkcja aproksymacyjna sezonowej zmienności częstości awarii,
 I_d – prąd stały,
 k – udział współczynnika zawodności wyłączeń awaryjnych q_{wa} w całkowitym współczynniku zawodności q ,
 m - wartość oczekiwana zmiennej losowej,
 m_a – liczba zaobserwowanych awarii,
 n – całkowita liczba obserwacji,
 n_i – „i-ta” obserwacja,
 n_p – liczebność obserwacji na początku okresu prowadzenia obserwacji,
 n_k – liczebność obserwacji na końcu okresu prowadzenia obserwacji,
 p – współczynnik niezawodności,
 q – współczynnik zawodności,
 s – odchylenie standardowe z próby,
 t_a - czas awarii, liczony od chwili wyłączenia w wyniku uszkodzenia do chwili zakończenia naprawy wydłużony o ewentualny czas tzw. pracy planowej,
 t_p - czas przerwy w pracy,
 t_{wa} - czas wyłączenia awaryjnego, liczony od chwili wyłączenia w wyniku jego uszkodzenia (samoczynnego lub przez obsługę), do chwili załączenia pod napięcie po jego naprawie,
 \bar{t}_a – średni czas trwania awarii,
 T_a – łączny czas awarii najczęściej w czasie T_r ,
 T_{pr} – łączny czas pracy najczęściej w czasie T_r ,
 T_r – ilość godzin w roku /planowany okres ruchu (w pracy przyjęto $T_r = 8760$ h),
 u – udział współczynnika intensywności wyłączeń awaryjnych $\bar{\lambda}_{wa}$ w całkowitej intensywności awarii,
 V_d – napięcie po stronie prądu stałego,
 V_{do} – napięcie idealnego biegu jałowego,
 x - zmienna losowa,
 X_t – reaktancja tyrystora,
 x_i - wartość i-tej obserwacji,
 \bar{x} - średnia arytmetyczna obliczona z wartości wyników x_i

α - kąt opóźnienia zapłonu (kąt wysterowania),

β - poziom istotności,

γ - kąt wyprzedzenia gaszenia (kąt zapasu),

ΔA - wartość energii nie przesłanej łączem,

$\overline{\Delta A}$ - średnia wartość energii elektrycznej nie przesłanej łączem,

ΔK_A - koszt nie przesłanej energii,

$\overline{\Delta K_A}$ - średni koszt nie przesłanej energii elektrycznej,

Δt - czas obserwacji,

λ_β - wartość graniczna statystyki λ -Kolmogorowa dla przyjętego poziomu istotności β ,

$\overline{\lambda}$ - średnia intensywność awarii,

$\overline{\mu}$ - średnia intensywność odnowy,

ν - parametr rozkładu kształtu.

σ - odchylenie średnie zmiennej losowej,

φ - kąt przesunięcia fazowego prądu względem napięcia,

χ^2_β - wartość graniczna statystyki χ^2 Pearsona dla przyjętego poziomu istotności β oraz k stopni swobody,

Wykaz ważniejszych skrótów

EPC (ang. Emergency Power Control) – automatyka ograniczająca przesył mocy,

HVDC (ang. High Voltage Direct Current) - wysokonapięciowe łącze prądu stałego,

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny,

LLD (ang. Last Line Disconnect) – automatyka wyłączenia ostatniej linii,

MACH 2 (ang. Modular Advanced Control for HVDC) – system sterowania i nadzoru stacji przekształtnikowej,

MDT (ang. Mean Down Time) średni czas wyłączenia,

MTBF (ang. Mean Time Between Failure) - średni czas pomiędzy awariami,

MTTF (ang. Mean Time To Failure) - średni czas działania,

OWS - interfejs graficzny InTouch,

PSE Operator S.A. - Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator Spółka Akcyjna (dalej zwana PSE Operator),

PSE-Północ S.A. - Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ Spółka Akcyjna (dalej zwana PSE-Północ),

RPC (ang. Reactive Power Control) – automatyka regulująca napięcie,

SCM – system sterowania i nadzoru,

SwePol Link AB – Szwedzko-Polska Liniowa Spółka Akcyjna (dalej zwana SwePol Link).

1. WSTĘP

W elektroenergetyce światowej dominują układy prądu przemiennego [48, 50, 80, 99, 100]. Bywają jednak sytuacje, w których zbudowanie połączenia przemiennoprądowego jest nieekonomiczne lub niemożliwe. Doskonałym uzupełnieniem wysokonapięciowego łącza prądu przemiennego (sieci wysokiego napięcia) może być i jest wysokonapięciowe łącze prądu stałego.

Praktycznie łącza prądu stałego wykorzystuje się do [69]:

- przesyłu znaczących mocy elektrycznych na duże odległości, z małymi stosunkowo stratami,
- przesyłu przez cieśniny morskie,
- przesyłania (często dużych mocy) z farm wiatrowych położonych na wodach mórz i oceanów,
- łączenia systemów pracujących asynchronicznie.

Dzięki wysokonapięciowym łączom prądu stałego można połączyć ze sobą systemy elektroenergetyczne różniące się między sobą napięciami, częstotliwościami lub profilami zapotrzebowania oraz przesyłać duże ilości energii z mniejszymi stratami na duże odległości. Poza wyżej wymienionymi możliwościami przesyłu bardzo dużych mocy pomiędzy odległymi miejscami świata rozdzielonymi morzami lub oceanami ze względu na ich budowę jest praktycznie opłacalny poprzez wysokonapięciowe kable prądu stałego [9, 10, 12, 14, 15, 30, 45, 67, 69, 77, 98, 125, 127]. Znaczącą rolę tutaj odgrywa niezawodność.

W literaturze można spotkać wiele bardzo różnych definicji niezawodności. Zasadniczo jako niezawodność określa się zdolność elementów do wypełniania wyznaczonych zadań w określonym czasie, przy nie przekraczaniu wyznaczonych parametrów [26, 29, 47, 56, 79, 82].

Wysokonapięciowe układy prądu stałego przyczyniają się do istotnej poprawy ogólnego bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych. Dzięki nim zwiększa się niezawodność zasilania różnych obszarów, a często dodatkowo zapewnia się dostawę tańszej energii [29]. Znaczenie oraz rola wysokonapięciowych łączy prądu stałego systematycznie rośnie.

Ciągle rosnące moce przesyłane tymi układami, stwarzają niebezpieczeństwo wyłączenia większych wartości mocy w przypadku awarii, a więc i większych ograniczeń w dostawie energii elektrycznej. Skutkuje to możliwością powstawania znaczących strat materialnych, a w skrajnych przypadkach może prowadzić do zagrożenia zdrowia lub życia ludzkiego. Aby uniknąć powyższych zagrożeń, projektanci wysokonapięciowych łączy prądu muszą uwzględniać awaryjność łączy, a także dążyć do właściwego doboru parametrów, zapewniających bezawaryjną ich eksploatację. Ocena niezawodności łączy będących już w eksploatacji jest podstawą wyboru najkorzystniejszych sposobów ich eksploatacji, zapewniających wymagany poziom niezawodności.

Elementy, z których zbudowane są wysokonapięciowe łącza prądu stałego charakteryzują się różną trwałością, co wynika między innymi z zastosowania wielu materiałów odmiennie reagujących na takie czynniki jak: wyładowania atmosferyczne, przepięcia sieciowe, zawilgocenie, wysokie i niskie temperatury, uszkodzenia mechaniczne kabli, itd. Wymienione czynniki powodują, że w okresie eksploatacji niektóre elementy muszą być wymieniane, inne remontowane, natomiast pozostałe mogą pracować bez wyraźnego pogorszenia parametrów roboczych. Często w porę zauważone i usunięte uszkodzenia urządzeń nie stanowią bezpośredniego zagrożenia prowadzącego do zniszczenia trwałego. Z wyżej wymienionego wynika, że analiza niezawodnościowa pozwala na właściwe planowanie terminów i czasu trwania przeglądów i remontów tak, aby usunąć wadliwe elementy przed uszkodzeniem prowadzącym do przerw w przepływie energii.

Całkowite wyeliminowanie wszystkich przerw w zasilaniu jest niemożliwe, jednak należy dążyć do minimalizacji ich liczby i czasów trwania.

Wzrost znaczenia w drugiej połowie ubiegłego wieku wysokonapięciowych łączy prądu stałego (HVDC - ang. High Voltage Direct Current) spowodował wzrost zainteresowania niezawodnością zasilania poprzez łącza prądu stałego [4, 7, 46, 58, 59, 62, 98, 107, 131]. Rozwiązywanie problemów związanych ze spełnieniem wymagań dotyczących ciągłości zasilania było możliwe jedynie poprzez realizację szczegółowych analiz zarówno na etapie projektowania, budowy oraz samej eksploatacji [3, 30, 89, 90].

Głównym celem analizy niezawodności wysokonapięciowych łączy prądu stałego jest wykazanie związków pomiędzy cechami struktury łącza i warunkami eksploatacji, a procesem uszkodzeń zachodzącym w czasie.

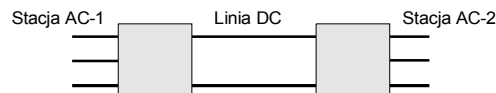
W obszar badań i analiz niezawodności wpisuje się tematycznie niniejsza rozprawa.

1.1. Ogólna charakterystyka wysokonapięciowych łączy prądu stałego

Współczesne wysokonapięciowe układy przesyłowe prądu stałego HVDC zasadniczo można sklasyfikować w następujący sposób [28]:

- technologie klasyczne,
- technologia CCC (ang. Capacitor Commutated Converter), oparta na rozwiązaniach kondensatorowo komutowanych przekształtników,
- technologia VSC (ang. Voltage Source Converter), oparta na przetwornikach źródła napięcia.

Na dynamiczny rozwój powyższych technologii wywarł wpływ postęp w dziedzinie energoelektroniki. Technologia VSC, na bazie której już kilka lat temu opracowano łącze typu lekkiego HVDC Light [33, 49], zastosowana w rozwiązaniu podstawowym, pokazana została na rysunku 1.1.



Rys.1.1. Schemat łączy HVDC Light wg [6, 14, 49]

Dla odwzorowania źródła napięciowego, aktualnie budowane układy prostownikowo-falownikowe rozwiązane są w oparciu o tranzystory głównie typu IGBT. Praca takich źródeł prowadzona jest synchronicznie, przy pełnej kontroli wysokości napięcia. Źródła takie mogą pracować samodzielnie, przechodząc w tryb pracy filtra aktywnego, generującego moc bierną pojemnościową /indukcyjną lub mogą być wykorzystywane do odbudowy funkcjonowania sieci, nawet przy całkowitym zaniku napięcia.

Dla odwzorowania źródła prądowego, aktualnie budowane układy prostownikowo-falownikowe rozwiązywane są w oparciu o tyrystory. Praca takich źródeł prowadzona jest asynchronicznie i aby działać, muszą być przyłączone do linii łączącej stacje przekształtnikowe. Źródła takie mogą pracować tylko łącznie z siecią zewnętrzną będącą pod napięciem i musi być spełniony warunek, że moc zwarciowa w punkcie przyłączenia musi być co najmniej 10 razy większa od mocy przyłączonej.

Należy zauważyć, że zdolność przesyłowa łączy HVDC jest zdecydowanie wyższa od zdolności przesyłowej linii prądu przemiennego o tych samych wymiarach przewodu roboczego. Łącze to charakteryzuje się wysoką dyspozycyjnością i niezawodnością pozwalającą prognozować, że czas jego niezawodnej eksploatacji wyniesie co najmniej 20 lat [31, 77].

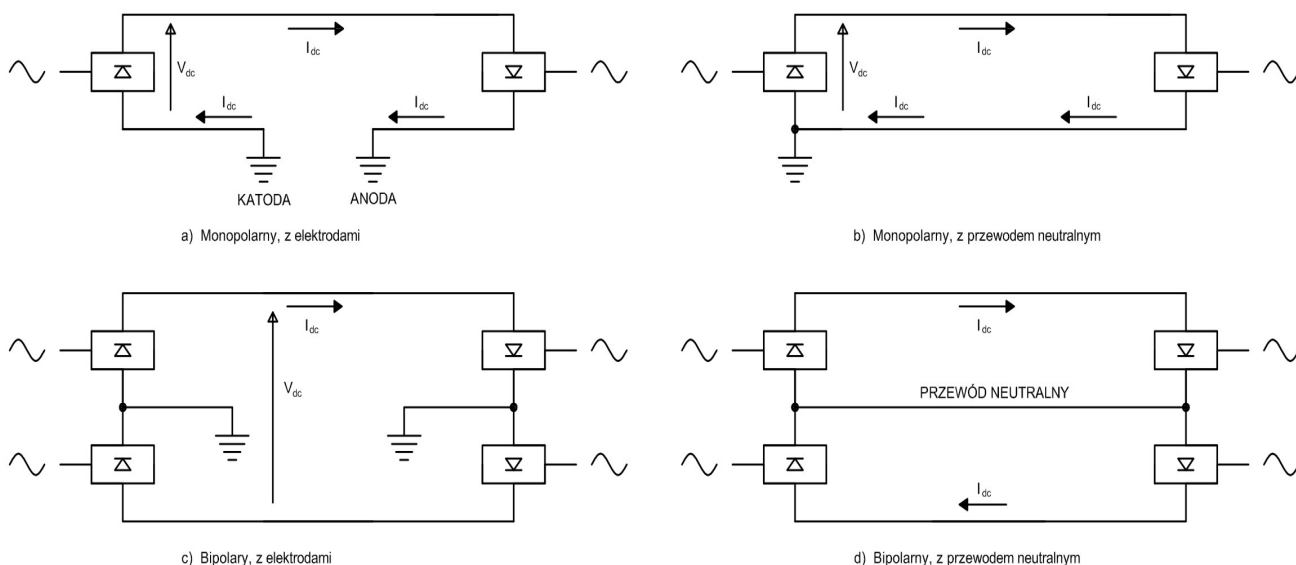
Na podstawie badań i studiów w zakresie możliwości budowy wysokonapięciowych układów prądu stałego o napięciu nawet rzędu 800 kV potwierdzono, że zastosowanie nawet tak wysokiego napięcia przesyłowego jest całkowicie realne [28, 49, 103].

W ogólności układy przesyłowe prądu stałego są jednym z najnowocześniejszych rozwiązań. Całkowita dyspozycyjność łączy prądu stałego HVDC zależy przede wszystkim od takich elementów jak: kable prądu stałego, filtry harmonicznych, łączniki wysokonapięciowe i transformatory przekształtnikowe.

Podstawowe schematy układów elektrycznych wysokonapięciowych łączy prądu stałego pokazano na rysunku 1.2., wg [69, 128].

Główne zalety łączy HVDC to [69]:

- przepływ mocy nie zależy od częstotliwości w systemie nadawczym i odbiorczym oraz nie występuje pojęcie kąta pomiędzy napięciem i prądem i brak jest reaktancji wzdłużnej łączy (występuje tylko rezystancja),
- brak klasycznej niestabilności (brak kołysania mocy i wypadania z synchronizmu),
- możliwość załączania bez sprawdzania synchronizmu,
- brak prądu składowej biernej – przy przesyłach prądem stałym nie występują straty związane z przepływem mocy biernej,
- przy wysokim napięciu można przysyłać dużą energię na duże odległości z małymi stratami,
- pełna sterowalność przesyłu mocy,
- szybkie ograniczenia prądów zwarcia,
- mniejsze straty przy przesyłach na duże odległości w porównaniu z prądem przemiennym,
- możliwość poprawy stabilności pracy systemów prądu przemiennego (AC).



Rys.1.2. Podstawowe schematy układów elektrycznych wysokonapięciowych łączy prądu stałego wg [69, 128]

Do wad łączy HVDC należy zaliczyć [69]:

- brak możliwości prostej i mało kosztownej zmiany wysokości napięcia przy użyciu transformatorów,
- istnienie harmonicznych napięcia oraz duże koszty budowy filtrów,
- brak możliwości wyłączania przy przechodzeniu prądu przez zero,
- występowanie korozji metali w systemach monopolarnych urządzeń nienależących do systemu HVDC,
- zakłócenia w telekomunikacji (od harmonicznych),
- gorsze własności ruchowe w przypadku małej mocy zwarciowej (sieć mniej sztywna),
- brak łatwej i taniej sieci odbiorczej.

1.2. Przegląd literatury z zakresu łączy prądu stałego i oceny niezawodności ich funkcjonowania

Wśród wielu pozycji literaturowych dotyczących zagadnień niezawodności oraz eksploatacji układów przesyłowych, rzadko spotyka się pozycje, dotyczące bezpośrednio wysokonapięciowych łączy prądu stałego. Jednym z głównych powodów jest stosunkowo krótki czas funkcjonowania łączy i związana z tym jeszcze mała wiedza – zwłaszcza praktyczna na temat ich niezawodności. Drugim ważnym zagadnieniem jest to, że matematyczna obróbka danych statystycznych zakłada przetwarzanie dużych lub bardzo dużych ilości danych, natomiast tylko stosunkowo nieliczne prace naukowe zajmują się zagadnieniami małych i bardzo małych próbek.

Ogólnie zagadnienia niezawodnościowe w elektroenergetyce opracowuje się oddzielnie dla zagadnień dotyczących:

- wytwarzania energii elektrycznej,
- jej przesyłu i rozdziału,
- użytkowania energii elektrycznej przez odbiorców.

Jednymi z pierwszych publikacji, dotyczącymi problemów niezawodności w elektroenergetyce jakie ukazały się w Polsce, były prace prof. Kazimierza Kopeckiego. Na przełomie lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych polscy naukowcy osiągnęli w dziedzinie niezawodności istotne wyniki. Na szczególną uwagę zasługują prace wykonane pod kierunkiem J. Sozańskiego [111, 112, 113, 114], Z. Kowalskiego [53, 54], K. Żmudy [136], J.C. Stępnia [116, 117, 118, 119, 120, 121] i J.Paski [85, 86, 87, 88, 89, 90, 91]. Badania dotyczące opisywanego zagadnienia poruszane były w wielu publikacjach anglojęzycznych. Na szczególną uwagę zasługują prace R. Billintona [7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15].

W krajowej literaturze dotychczas nie podjęto problemu analizy niezawodności łączy prądu stałego jako obiektów elektroenergetycznych. Pojawiały się co prawda pewne przykłady obliczeniowe dotyczące problemu niezawodności, ale miały one charakter czysto dydaktyczny, gdyż pokazywały jedynie metodę obliczeń, a nie konkretne wartości wielkości niezawodnościowych.

Wyznaczanie niezawodności łączy oparte na jego strukturze funkcjonalnej oraz znanych parametrach niezawodnościowych, umożliwia określenie prawdopodobieństwa wystąpienia awarii. Według literatury najczęściej stosowanym w ocenie niezawodności układów elektroenergetycznych współczynnikiem jest współczynnik zawodności [78, 85, 112, 113].

Cechą szczególną dla niezawodności łączy jest występowanie zasadniczo dwóch stanów, tzn. łączy może być w pełni zdadne ruchowo lub może posiadać uszkodzenia powodujące całkowity postój lub tylko ograniczenia w przesyle. Sytuacja powyższa powoduje, że do analizy niezawodności łączy mogą być wykorzystywane takie metody jak: metoda oparta na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów, metoda oparta na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń, metoda oparta na ocenie skutków zawodności łączy HVDC i metoda oparta na teorii skończonych procesów Markowa [2, 29, 64, 111]. W literaturze anglojęzycznej można znaleźć również próby zaadaptowania łańcuchów Markowa do modelowania całych systemów elektroenergetycznych.

Główne parametry niezawodnościowe, takie jak: współczynnik niezawodności, współczynnik zawodności, średni czas trwania awarii, średnia intensywność awarii, nie dają pełnej informacji niezawodnościowej na temat rozważanego obiektu. Kompletną informację niezawodnościową można uzyskać poprzez dopasowanie odpowiedniego rozkładu prawdopodobieństwa opisującego funkcję tego obiektu, czyli właściwą aproksymację funkcji niezawodnościowej [29, 38, 44, 64, 112].

W ogólności statystyka matematyczna wyróżnia wiele rozkładów stosowanych w zależności od sytuacji. Zdecydowana większość z nich nie znajduje zastosowania w teorii niezawodności, a najczęściej wykorzystywane są cztery rozkłady: normalny, wykładniczy, logarytmiczno-normalny oraz Weibulla. Analiza niezawodności nawet dość złożonych układów, jeśli poszczególne sytuacje da się opisać rozkładem wykładniczym może być dość prosta. W praktyce niestety rozkłady są najczęściej różne od wykładniczych. W tej sytuacji wyznaczenie parametrów niezawodnościowych układu jest bardzo skomplikowane.

W literaturze można także spotkać wiele innych metod pozwalających na określenie parametrów niezawodnościowych układów elektroenergetycznych, takich jak: metoda przekrojów niesprawności [29, 112, 113], metoda dwuskładnikowych schematów niezawodnościowych (oparta na metodzie Sinczugowa) [29], metoda schematów strukturalnych [29, 65, 78, 113], metoda Goca [29], metoda Dąbrowskiego [29], metoda oparta na sieciach Bayesa [29], sieciach Petriego [103], czy też metody oparte na inteligentnych systemach obliczeniowych (np. metody oparte na sieciach neuronowych, algorytmach genetycznych czy też zbiorach rozmytych) [29, 38, 85, 88]. Jednak po ich rozpoznaniu autor nie zdecydował się na wykorzystywanie powyższych metod ze względu na niewielką ich przydatność w mało licznych próbach, jakie występują w badanym przypadku.

1.3. Cele, teza i zakres pracy

Ocena niezawodności łączy prądu stałego HVDC poprzedzona została badaniem i analizą wysokonapięciowego układu przesyłowego Szwecja-Polska. Analizie poddane zostały wielkości zebrane z okresu 10 lat, tj. od dnia uruchomienia omawianego łączy do chwili obecnej. Poddano ocenie pracę całego łączy wraz z jego elementami składowymi poprzez analizę czasów trwania awarii, wyłączeń awaryjnych, przerw w przepływie mocy oraz wartości nie przesłanej energii elektrycznej. Wyznaczono ich wartości średnie oraz określono prawdopodobieństwo ich wystąpienia, przeprowadzono analizę przyczyn awarii oraz rodzaju uszkodzenia.

Celem pracy jest dokonanie oceny niezawodności wysokonapięciowych łączy prądu stałego z wykorzystaniem wybranych metod badawczych, aby w oparciu o uzyskane wnioski, zaproponować rozwiązania usprawniające pracę łączy i zwiększające ich niezawodność.

Przeprowadzono badania i ocenę stosowanych metod obliczeniowych pod kątem ich przydatności do oceny niezawodności łącza. Wybrano kilka z weryfikowanych metod przydatnych do zrealizowania celu niniejszej pracy.

W oparciu o wyniki przeprowadzonej analizy pracy łącza wyciągnięto wnioski dotyczące rozwiązań, których część – w trakcie przygotowywania niniejszej pracy – już została zrealizowana lub przyjęta do realizacji, a inne są planowane do wdrożenia w kolejnych latach.

Zgodnie z przedstawionym wyżej celem, autor formułuje następującą tezę:

Sposób analizy i oceny niezawodności zaproponowany w rozprawie pozwala na doskonalenie eksploatacji wysokonapięciowych łączy prądu stałego.

Zakres niniejszej rozprawy obejmuje 8 rozdziałów:

W rozdziale pierwszym autor przedstawił ogólną charakterystykę łączy. Wskazał podstawowe przyczyny zawodności łączy, dokonał także przeglądu literatury związanej z problematyką niezawodności łączy. W rozdziale tym także określił cel i tezę pracy.

Rozdział drugi, na tle wiedzy historycznej dotyczącej układów prądu stałego, przedstawia zagadnienia ogólne łączy w rejonie morza Bałtyckiego oraz charakterystyki wybranych łączy prądu stałego zbudowanych lub budowanych na świecie.

Trzeci rozdział zawiera prezentację łącza, będącego przedmiotem rozważań i badań modelowych. Rozdział opisuje skrótowo strukturę łącza, zwracając szczególną uwagę na jego nietypowość i odmienność. Wymienia i opisuje podstawowe elementy składowe łącza, takie jak: kabel, przekształtnik, dławik wygładzający, układ chłodzenia, transformatory przekształtnikowe, filtry harmonicznych, baterie kondensatorów, systemy sterowania i nadzoru, potrzeby własne i systemy przeciwpożarowe. Przedstawia ogólne zasady sterowania pracą łącza i omawia zagadnienia związane z utrzymaniem gotowości łącza oraz określa koszty jego działalności. Zawiera również charakterystykę łącza prądu stałego Szwecja-Polska.

W rozdziale czwartym omówiono listę zdarzeń ewidencjonowanych przez system nadzorujący MACH 2. Opisano zakłócenia związane z uszkodzeniem żyły głównej oraz żyły powrotnej. Omówiono zakłócenia w pracy stacji DC na obu końcach łącza, a zwłaszcza: pożar filtra ConTune, awarię wyłącznika HPL i uszkodzenie przepływościmierza w układzie chłodzenia tyrystorów. Przedstawiono wpływ bezpośrednio z nią współpracującej stacji AC i SEE po obu stronach łącza. Omówiono możliwe stany pracy łącza, zasady ewidencji zakłóceń oraz przeanalizowano wskazówki do prowadzenia badań łącza.

W rozdziale piątym przeanalizowano wskaźniki niezawodności poszczególnych urządzeń, będących elementami łączy. Opisano metody niezawodności układów przesyłowych, zdefiniowano specyfikę oceny niezawodności łączy HVDC oraz podano wskazówki do prowadzenia badań niezawodności łącza HVDC.

W rozdziale szóstym zebrano wyniki badań niezawodności łączy. Przedstawiono kompleksową ocenę zakłóceń pracy całego łącza obejmującą takie parametry, jak: czas trwania zakłócenia i czas pomiędzy zakłóceniami w pracy. Rozdział ten zawiera ocenę zakłóceń w pracy głównych bloków funkcjonalnych stacji oraz opis charakteryzujących je parametrów, takich jak czas trwania zakłóceń w pracy toru przesyłowego, czas trwania zakłóceń w pracy DC na obu końcach łącza, czas trwania zakłóceń w sieci zewnętrznej AC, sezonowość zmiany intensywności zakłóceń w pracy łącza oraz określono wielkość energii nie przesłanej łączem w wyniku zakłóceń a także koszty poniesionych z tego tytułu strat. Rozdział zakończono podsumowaniem badań niezawodności łącza.

W rozdziale siódmym autor przedstawił analizę intensywności przechodzenia łącza do charakterystycznych stanów pracy. Oceniał niezawodność łącza HVDC oraz dokonał podsumowania uzyskanych wyników i wielkości najbardziej awaryjnych elementów. Spisał wskazówki dotyczące zmian w ewidencji zakłóceń oraz porównał z wynikami z innych łączy gromadzonymi przez CIGRE.

W ostatnim ósmym rozdziale autor zawarł najważniejsze wnioski oraz uwagi wynikające z pracy. Spisane tutaj podsumowania dotyczą przede wszystkim głównych przyczyn awarii.

Do pracy dołączono trzy załączniki: Z-1, Z-2 i Z-3, które są integralną częścią rozprawy.

2. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA ŁĄCZY PRĄDU STAŁEGO

2.1. Wprowadzenie

Początki budowy i rozwoju wysokonapięciowych łączy prądu stałego to lata pięćdziesiąte ubiegłego wieku, gdy zaistniała potrzeba przesyłania dużej mocy i energii na duże odległości, a pierwszymi miejscami ich powstawania była Skandynawia i Ameryka Północna.

W 1950 roku, chcąc zmniejszyć stawki za energię elektryczną zużywaną na szwedzkiej wyspie Gotland do rozsądnego poziomu, zdecydowano o przyznaniu funduszy na stworzenie połączenia elektrycznego tej wyspy z częścią lądową, które zbudowano w 1953 roku. Przesył energii prądu przemiennego odbywał się za pośrednictwem torów prądu stałego o wysokim napięciu, a zamiana na prąd stały i odwrotnie realizowana była za pomocą przekształtników rtęciowych. Prąd przemienny nie był tu nigdy prawdziwą alternatywą przy rozpatrywaniu przesyłu energii elektrycznej na Gotland, ze względu na dystans dzielący wyspę od Szwecji oraz wielkość strat, jakie powstałyby w takim przypadku. Realizując powyższe zamiary, w 1953 roku położono kabel podmorski, który był wtedy jedyny na świecie. Długość tego kabla wynosiła 96 km i na całej jego długości nie użyto żadnego złącza. Powrotny przepływ prądu następował przez wodę, a maksymalna moc, jaką można było nim przesyłać wynosiła 20 MW przy napięciu 100 kV. Ponieważ pod koniec lat 60-tych wzrosło znacznie zapotrzebowanie na energię, całe połączenie poddano testom pod napięciem dochodzącym do 225 kV przez 15 minut, a po pozytywnym wyniku zdecydowano zwiększyć napięcie pracy kabla ze 100 do 150 kV, przez co zwiększono przesyłaną moc do 30 MW. Po 15 latach od zbudowania wyżej wymienionego połączenia, ówczesnie używane do przesyłu prostowniki rtęciowe doczekały się konkurencji i zostały zastąpione prostownikami tyrystorowymi.

W wyniku dwóch kolejnych rozbudowań w roku 1983 i 1987, wielkość przesyłu do Gotlandii wzrosła aż do 260 MW. Za każdym razem, tj. w roku 1983 i 1987, był kładziony nowy kabel, w wyniku czego układ przesyłu stał się dwubiegunowy, co oznacza, że w jednym kablu było napięcie +150 kV, a w drugim kablu -150 kV. Powrót przez wodę stał się więc zbyteczny, ale wciąż jest możliwe użycie tego rozwiązania do przesyłu połowy mocy w wypadku uszkodzenia któregoś z kabli.

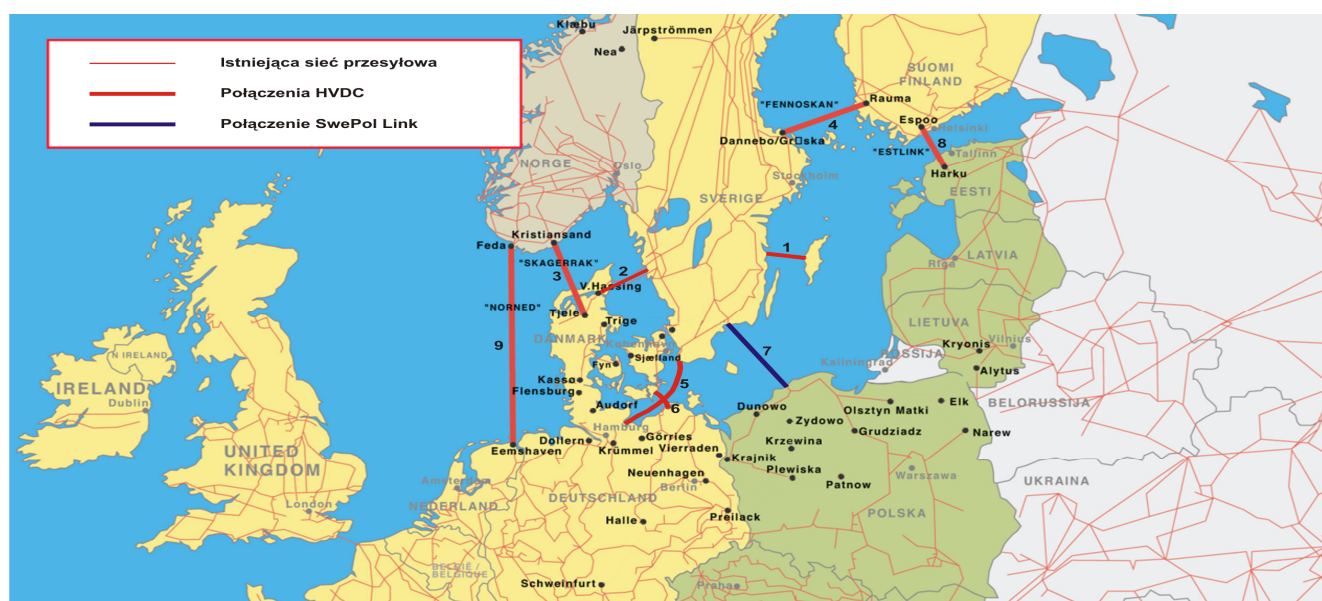
Wysokonapięciowe połączenie (łącze) prądu stałego zdolne przenosić duże moce, może w niektórych sytuacjach pełnić rolę połączenia dwóch niesynchronicznych układów prądu przemiennego. Doskonałym tego przykładem jest Kanada, posiadająca dostęp do taniej energii elektrycznej wytwarzanej przez ogromne elektrownie wodne znajdujące się na północy kraju i USA wytwarzające stosunkowo mało energii wodnej i wykorzystujące elektrownie atomowe, produkujące relatywnie droższą energię. W efekcie USA cały czas są zainteresowane kupowaniem taniej energii z Kanady. Wprawdzie w Kanadzie jak i USA funkcjonuje sieć przesyłowa 60 Hz prądu przemiennego, ale ciągle nie można tych systemów łączyć w jeden. Układy obu systemów nie są zsynchronizowane więc, moc musi być przesyłana w sposób umożliwiający wymianę energetyczną pomiędzy tymi krajami (konieczność pracy asynchronicznej). W tym wypadku łącze pełni rolę sprzęgła.

W połowie XX-go wieku potrzeba życiowa dwóch stanów USA: Utah – jednego z najrzadziej zamieszkałych z ok. 1 mln mieszkańców, bogatego w surowce, minerały i węgiel oraz Kaliforni – dla odmiany gęsto zaludnionego z bardzo dużym zapotrzebowaniem na energię, wymusiła zbudowanie długiego (785 km) połączenia elektrycznego zdolnego „przepuścić dużą moc” z małymi stratami. Ponieważ stawiane wymagania spełniało tylko wysokonapięciowe łącze prądu stałego, to takie wykonano. Dodatkowo, przy zastosowaniu połączenia prądu stałego, powstał zapas mocy wynoszący 50%, jako potencjalny element do wykorzystania w przypadku awarii jednego z torów linii. Normalnie prąd stały płynie poprzez dwie linie wysokiego napięcia – jedną o potencjale dodatnim, a drugą o potencjale ujemnym. W przypadku awarii jednej linii, ziemia staje się żyłą „powrotu”. Aby uzyskać odpowiedni zapas mocy przy zastosowaniu prądu przemiennego, konieczne byłoby posiadanie sześciu przewodów roboczych linii równoległych, np. dwóch równoległych linii 3-fazowych.

Obecnie na świecie funkcjonuje ponad 100 podmorskich połączeń kablowych, a zdecydowana ich większość to systemy monopolarne, w których prąd „powraca ziemią i morzem” za pośrednictwem elektrod. W samym rejonie morza Bałtyckiego pracuje dziewięć łączy pokazanych w tabeli 2.1. [20, 21, 22, 23, 24, 25]: Trasy poszczególnych wysokonapięciowych łączy prądu stałego znajdujących się w rejonie Bałtyku pokazano na rysunku 2.1.

Tabela 2.1. Wyniki pracy łącza SwePol Link wg [31, 75, 76, 77]

Lp.	Nazwa łącza	Moc w MW	Rok uruchomienia /modernizacji	Trasa
1.	Gotland	2x130	1954r., 1983r., 1987r.	Szwecja – wyspa Gotland
2.	Konti-Skan	250+300	1965r., 1988r.	Dania – Szwecja
3.	Skagerrak	2x250+440	1977r.,1993r.	Dania – Norwegia
4.	Fenno-Skan	500	1989r.	Szwecja – Finlandia
5.	Baltic Cable	600	1994r.	Szwecja – Niemcy,
6.	Kontek	600	1995r.	Dania – Niemcy
7.	SwePol Link	600	2000r.	Szwecja – Polska,
8.	Estlink	350	2007r.	Finlandia – Estonia,
9.	Norned	700	2008r.	Norwegia – Holandia



Rys.2.1. Połączenia HVDC eksploatowane w rejonie morza Bałtyckiego wg [źródła własne]

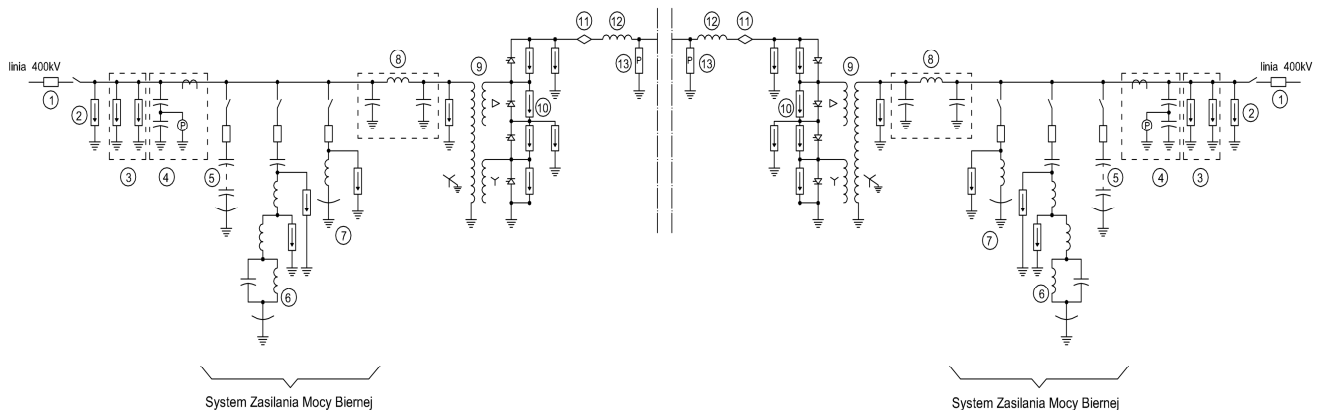
2.2. Elementy składowe łącza prądu stałego

Zasadniczo łącze jako całość składa się z części stałoprądowej i dwóch przeważnie identycznych części przemiennoprądowych, pokazanych w uproszczony sposób na rysunku 2.2. [16].

Część stałoprądowa to kolejno: kabel główny, głowica kablowa, ogranicznik przepięć, uziemnik, odłącznik, uziemnik, dzielnik napięcia – 13), ogranicznik przepięć, dławik wygładzający – 12), przepust wysokonapięciowy – 11), uziemnik, stos tyrystorowy - 10, pierwsze uziemienie obwodu prądu stałego (poprzez przekładnik prądowy), ziemia /woda lub kabel powrotny, drugie uziemienie obwodu prądu stałego z przekładnikiem prądowym, drugi stos tyrystorowy -10), uziemnik, przepust wysokonapięciowy -11), dławik wygładzający -12), ogranicznik przepięć, dzielnik napięcia -13), uziemnik, odłącznik, uziemnik, ogranicznik przepięć i druga głowica kablowa.

Część przemiennoprądowa przyłączona jest do stosów tyrystorowych – 10) zasilających trzy jednofazowe 3-uzwojeniowe transformatory mocy – 9), stanowiące źródło zasilania prądu przemiennego. Zarówno po jednej, jak i po drugiej stronie całego połączenia występują kolejno: ogranicznik przepięć, przekładnik napięciowy, filtr sieciowy – 8), bateria dławików – 7), filtry harmonicznej (36, 24, 13 i 11) załączane poprzez wyłącznik – 6),

baterie kondensatorów załączane poprzez wyłącznik – 5), filtry szeregowo – 3) i Systemy Elektroenergetyczne (dalej zwane SE) AC.



Rys.2.2. Uproszczony przykładowy schemat jednokreskowy łącza prądu stałego HVDC – układ monopolarny z elektrodami wg [69]

Legenda:

1. Wyłączniki,
2. Ograniczniki przepięć,
3. Aparatura do przepięć dynamicznych,
4. Przekładniki pomiarowe,
5. Bateria kondensatora z wyłącznikiem i odłącznikiem,
6. Dwu pasmowy filtr harmonicznych z odgromnikami, wyłącznikiem i odłącznikiem,
7. Bateria dławika z odgromnikiem, wyłącznikiem i odłącznikiem,
8. Filtr sieciowy,
9. Transformator przekształtnikowy z odgromnikiem od strony sieci AC,
10. Przekształtnik 12 – pulsowy z odgromnikami na zaworach i na biegunie,
11. Izolator przepustowy ścienny szyny prądu stałego,
12. Dławik wygładzający,
13. Dzielnik napięcia.

2.3. Charakterystyka łączy spotykanych na świecie

Istnieje szereg łączy prądu stałego charakteryzujących się ekstremalnymi cechami[1, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 39, 42, 43, 68, 66, 74, 76, 83, 96, 106, 108, 134]. Niektóre z nich zostały zaprezentowane poniżej:

Xiangjiaba-Shanghai UHVDC (XS800) - Chiny

Do tej pory najdłuższe (linia napowietrzna o długości 2.071 km) łącze - oparte na przetwornikach źródła prądowego, o największej mocy znamionowej (6.400 MW) oraz o najwyższym napięciu znamionowym strony DC (+/-800 kV), pracujące w układzie bipolarnym z elektrodami (dwa kable główne pracujące na napięciu +800 kV i -800 kV oraz dwie elektrody). XS800 to połączenie pomiędzy elektrownią wodną Xiangjiaba a miastem Shanghai, w którym zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie w bardzo szybkim tempie (liczba ludności przekracza 20 milionów). Po stronie AC aparatura łączeniowa 525 kV została wykonana w technologii GIS. Część wysokonapięciowa HVDC składa się z 24 transformatorów przekształtnikowych oraz 4 hal przekształtników tyrystorowych na każdej ze stacji. Wszystkie przewidziane testy pracy, w tym FUT (ang. Factory Unit Test) oraz FST (ang. Factory System Test) zakończyły się wynikiem pozytywnym. Aktualnie po wstępnym rozruchu trwają testy i uruchomienia podsystemów na różnych elementach układu HVDC, takich jak transformatory przekształtnikowe, aparatura w polu DC (wyłączniki, przekładniki prądowe DCCT-DC, przekładniki prądowe optyczne OCT, itp.) oraz system sterowania i zabezpieczenia typu MACH.

Główną przyczyną zastosowania, w wyżej wymienionym przypadku, wysokonapięciowego łącza prądu stałego była potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości lądowe.

Itaipu HVDC – Paragwaj i Brazylia

W 1987 roku w Ameryce Południowej oddano do eksploatacji dwa bipolarne układy przesyłowe z elektrodami (cztery kable główne pracujące na napięciu: dwa po +600 kV i dwa po -600 kV oraz cztery elektrody) - oparte na przetwornikach źródła prądowego, o długości 785 km i 805 km, o łącznej mocy znamionowej 6.300 MW. Zadaniem wyżej wymienionych łączy jest przesłać moc przy wysokim napięciu prądu stałego w Ignacu, z elektrowni wodnej 14 GW o napięciu AC 500 kV i częstotliwości 50 Hz, pracującej na rzece Parana, położonej na granicy Paragwaju i Brazylii, do Ibiuna, pracującego na napięciu AC 245 kV z częstotliwością 60 Hz. Główną przyczyną zastosowania wysokonapięciowego łącza prądu stałego była w tym przypadku potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości lądowe oraz konwersja z częstotliwości 50 na 60 Hz.

Sapei HVDC Link – Włochy (Sardynia –kontynent)

SA.PE.I (SARdegna PENinsula Italy: skrót od ang. nazw Sardynia, Półwysep, Włochy) to nowe, będące w trakcie budowy łącze stałoprądowe HVDC - oparte na przetwornikach źródła prądowego, które połączy sieć energetyczną Sardynii z lądem stałym, pracujące w układzie bipolarnym z elektrodami (dwa kable główne pracujące na napięciu +500 kV i -500 kV oraz dwie elektrody). Podmorskie połączenie kablowe HVDC będzie służyło dostarczaniu nadwyżek mocy z Sardynii na ląd stały, a także pomoże wzmocnić włoską sieć przesyłową w okolicach Rzymu. Wstępne rozruchy oraz testy podsystemów na różnych elementach układu HVDC, takich jak transformatory przekształtnikowe, filtry AC, przekształtniki tyrystorowe, itp. są aktualnie prowadzone.

Podstawowe parametry tego łącza to:

- napięcie po stronie DC +/-500 kV,
- napięcie po stronie AC 400 kV,
- moc znamionowa – 1.000 MW,
- długość łącza: - 1 km na lądzie do miejscowości Fiume Santo,
 - 420 km w morzu,
 - 14 km na lądzie do miejscowości Latina.

Główną przyczyną zastosowania, w wyżej wymienionym przypadku, wysokonapięciowego łącza prądu stałego była potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości podmorskie.

BorWin 1 HVDC Light - Niemcy

Największa obecnie na świecie morska farma wiatrowa podłączona jest do niemieckiej sieci elektroenergetycznej za pomocą systemu przesyłowego HVDC Light - opartego na przetwornikach źródła napięciowego, o mocy 400 MW, pracującego w układzie bipolarnym z elektrodami (dwa kable główne pracujące na napięciu +154 kV i -154 kV oraz dwie elektrody). Farma składa się z 80 generatorów wiatrowych o mocy 5 MW i jest zlokalizowana na Morzu Północnym, w odległości ok. 130 kilometrów od brzegu. Generatory pracują na napięciu przemiennym 36 kV, napięcie to na morskiej stacji HVDC jest zamieniane na stałe 154 kV i w technologii HVDC Light przesłane na ląd. Odległość morska od platformy wynosi 125 km a lądowa stacja odbiorcza zlokalizowana jest w miejscowości Diele, znajdującej się w odległości 75 kilometrów od wybrzeża i to właśnie w tym miejscu istnieje połączenie z niemiecką siecią elektroenergetyczną prądu przemiennego 380 kV. Od marca 2009 trwa testowanie różnych elementów oraz podsystemów, takich jak: transformatory przekształtnikowe, aparatura łączeniowa, systemy sterowania i zabezpieczenia typu MACH, przekształtniki tranzystorowe, wyłączniki, odłączniki, przekładniki prądowe, itp.

W tym przypadku główną przyczyną zastosowania wysokonapięciowego łącza prądu stałego była potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości podmorskie.

Baltic Cable HVDC – Szwecja i Niemcy

Wysokonapięciowy podmorski układ przesyłowy prądu stałego HVDC - oparty na przetwornikach źródła prądowego, pracujący w układzie monopolarnym z elektrodami (kabel główny pracujący na napięciu +450 kV oraz dwie elektrody), łączący Trelleborg (Szwecja) z Lubeką (Niemcy) jest eksploatowany od 1994 roku z mocą znamionową 600 MW [20].

Właścicielem oraz prowadzącym eksploatację tego łącza jest Spółka Baltic Cable AB, która ma swoją siedzibę w Malmö, w Szwecji.

Podstawowe parametry tego łącza są następujące:

- napięcie po stronie DC +450 kV,
- napięcie po stronie AC 400 kV,

- moc znamionowa – 600 MW,
- maksymalny prąd ciągły – 1.335 A,
- długość łącza: - 12 km na lądzie po stronie niemieckiej,
- 231 km w morzu,
- 5,5 km na lądzie po stronie szwedzkiej,
- maksymalna głębokość położenia kabla – 45 m.

Główną przyczyną zastosowania tego wysokonapięciowego łącza prądu stałego była potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości podmorskie.

Łącze Włochy–Grecja HVDC

Łącze Włochy – Grecja (oparte na przetwornikach źródła prądowego), pracujące w układzie monopolarnym z elektrodami (kabel główny pracujące na napięciu +400 kV [42] oraz dwie elektrody), posiada najgłębiej położony kabel na świecie (1.000 m) a jego podstawowe parametry to:

- napięcie po stronie DC +400 kV,
- moc znamionowa – 500 MW,
- maksymalny prąd ciągły -1.250 A,
- całkowita długość łącza - 204 km,
- przekrój miedzianej żyły głównej – 1.250 mm²,
- straty w przekształtnikach obu stacji – 7 MW,
- straty w samej linii DC – 14 MW,
- minimalne obciążenie – 50 MW,
- maksymalna całkowita liczba tyrystorów - 792 szt.

Główną przyczyną zastosowania wysokonapięciowego łącza prądu stałego Włochy – Grecja była potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości podmorskie.

Podsumowując powyższe dane należy jednak stwierdzić, że autorowi nie są znane opracowania na temat niezawodności wyżej przedstawionych łącz.

2.4. Monitorowanie pracy łącza prądu stałego

Bezawaryjność przesyłu łączami prądu stałego staje się coraz ważniejszym czynnikiem funkcjonowania układu przesyłowego, a zapobieganie jest najbardziej skuteczną metodą walki z awariami [55].

Od kilku lat pojawiające się technologie monitorowania na bieżąco, pozwalają z optymizmem patrzeć w przyszłość. Warunkiem takiej perspektywy jest znajomość tych technologii oraz ich właściwe i w odpowiednim czasie stosowanie.

Na każdym etapie wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej spotykamy różne aparaty. Każdy z nich winien być gotowy do wypełniania swej roli w trakcie przepływu energii i właściwego zachowania się w momencie sytuacji awaryjnej. W niniejszej pracy zajęto się możliwościami prewencyjnej diagnostyki dla istotnych aparatów w obszarze przesyłu. Aktualny stan wiedzy w tym obszarze oraz dostępne na świecie technologie dają pewne możliwości realizacji diagnostyki zarówno poprzez ciągłe monitorowanie wybranych parametrów tych aparatów w trakcie pracy (informujących o stanie aparatu), jak i po jego odstawieniu z pracy. Zalecaną zasadą jest dokonywanie monitorowania racjonalnej - z punktu widzenia kosztów i efektywności technicznej - liczby parametrów, a w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, przeprowadzanie wnikliwego badania danego aparatu przy odstawieniu, przy wykorzystaniu technik diagnostycznych ukierunkowanych na zbadanie parametru(ów) wskazanych przez procedury monitorujące jako odbiegające od normy. Tego typu strategia określana jest jako diagnostyka oparta o „stan”. Z wielu innych powodów jak np. normy, dyrektywy środowiskowe, zalecenia producenta lub wewnętrzne, a także przy braku systemu monitorowania, wciąż są stosowane okresowe przeglądy i testy z wykorzystaniem najnowszych technik diagnostycznych. Dostępne są również technologie umożliwiające badanie pewnych parametrów na aparacie będącym pod napięciem. W dalszej części niniejszej pracy przedstawiono niektóre dostępne technologie dla tak sprecyzowanego zapobiegawczego diagnozowania łącza, a przede wszystkim aparatów i linii kablowych

będących elementami łączy prądu stałego. Problem linii zasilających /odbierających moc będzie dotyczyć jedynie ich wpływu na awaryjność łączy.

Istotne elementy łączy i technologie do diagnostyki parametrów krytycznych dla eksploatacji

Z punktu widzenia pewności pracy łączy oraz ekonomicznych skutków uszkodzenia istotnymi elementami układów przesyłowych są: kabel główny, kabel powrotny, przekształtniki, transformatory, systemy sterowania, dławiki, baterie kondensatorów, filtry harmonicznych, układy chłodzenia, potrzeby własne i systemy przeciwpożarowe, aparatura łączeniowa, ograniczniki przepięć. Również istotne znaczenie ma miejsce powiązania stacji przekształtnikowych z SE tak, aby wyłączenie pojedynczej linii z systemu zasilającego łączy nie powodowało przerw w jego pracy.

Można powiedzieć, iż w elementach łączy należy badać prawidłowość parametrów izolacyjnych, obciążeniowych, ruchowych, konstrukcyjnych i materiałowych.

Ze względu na obszerność spotykanych obecnie technik i urządzeń, w niniejszej pracy autor ograniczył się do wybranych systemów i przyrządów.

Techniki monitorowania

Techniki monitorowania są dostępne obecnie dla większości wspomnianych elementów. Najczęściej są stosowane, a w związku z tym rozwijane, systemy dla transformatorów i dławików. Można spotkać systemy proste jak np. urządzenia firmy GE HYDRAN M2, które są łatwe w instalacji, a w swej zaawansowanej wersji pozwalają uzyskać informacje o stanie izolacji oleju, ewentualnych pojawiających się defektach elektrycznych i termicznych, dopuszczalnym obciążeniu czy też przewidywanym czasie życia.

Urządzenie montowane jest na zaworze np. spustowym oleju i może być instalowane bez odstawiania, a więc na pracującym transformatorze. Urządzenie zawiera w sobie podstawowe czujniki (np. obecności wybranych gazów palnych, wilgoci, temperatury). Taki zestaw ze zdalną bezprzewodową komunikacją może być również używany jako przenośny system dla „podejrzanych jednostek”.

Alarmy, ich rodzaj i eksperckie oprogramowanie ukierunkowują na niezbędne testy przy odstawieniu transformatora dla ostatecznego określenia defektu. Istnieją systemy monitorujące pracę przełącznika zaczepów, systemy dokonujące na bieżąco pełną chromatografię gazową oleju. Np. firma DOBLE oferuje system monitorowania pracy przepustów transformatora IDD, który może być częścią wspomnianych poniżej zaawansowanych systemów monitorowania transformatora, bądź pracować samodzielnie w oparciu o swój system ekspercki.

System określa wartość i trend zmian współczynnika stratności. System IDD dostępny jest również zdalnie poprzez sieć Ethernet. Producenci przełączników zaczepów opcjonalnie oferują układy monitorujące ich pracę, które mogą współpracować z zewnętrznym oprogramowaniem bądź zaawansowanym systemem dla transformatora.

Są wreszcie systemy łączące w sobie wszystkie wspomniane wcześniej moduły w jeden system zaawansowanego monitorowania, oferowane przez producentów transformatorów ABB, SIEMENS czy też firmy nie będące producentami transformatorów. Systemy te są praktycznie laboratoriami pracującymi na miejscu i na bieżąco. Takie systemy pozwalają o wiele dokładniej określić pojawiające się problemy, a czasem wskazać przyczynę, ale i one wymagają często dokładnych badań przy odstawieniu, przed podjęciem decyzji o remoncie /naprawie czy też wyłączenia z eksploatacji. Monitorowanie pozwala jednak na to, aby badania przy odstawieniu były wykonywane wtedy, gdy są konieczne, a więc często w odstępach dłuższych niż zaleca profilaktycznie producent czy też normy oparte o statystykę. Dzięki temu ogranicza się okresy wyłączania obiektów, oraz niekonieczne interwencje służb utrzymania w ruchu. O wyborze opcji monitorowania decydują często czynniki ekonomiczne oraz „krytyczność” danego transformatora dla pracy systemu i środowiska.

Pojawiają się też już instalacje wyłączników z układami dokonującymi przy każdej operacji diagnostyk na bieżąco, jak: pomiar czasów operacji „zamknij i otwórz”, zsynchronizowania faz, rejestracji pracy napędu, kształtu prądu cewek pobudzających oraz prądu zbrojenia napędu. System taki zawiera oprogramowanie eksperckie pozwalające określić czy operacje przebiegają prawidłowo, czy też uruchamiać alarmy, mówiące o przekroczeniu zadanych poziomów.

Taki system dostarcza np. szwedzka firma ELCON. System ten może być zainstalowany na istniejących, pracujących wyłącznikach, bądź jako opcjonalne wyposażenie w nowo zamawianych wyłącznikach HPL firmy ABB czy SIEMENS (3AQ). Ten system w większości przypadków daje wystarczające informacje o stanie

wyłącznika i nie są wtedy wymagane badania przy odstawieniu, dla podjęcia decyzji o sposobie naprawy czy o dalszym losie aparatu [71, 72].

Dostępne jest także komercyjne rozwiązanie do monitorowania zewnętrznych zabrudzeń izolatorów (IPM) np. w obszarach o dużym zanieczyszczeniu, zasoleniu itp.

Z powyższego wynika, iż obecnie praktycznie możemy monitorować na bieżąco parametry operacyjne wraz z elementami wykonawczymi (np. napędami), a również stan izolacji, konstrukcji itp., dla większości aparatów pracujących na stacji. Te inteligentne urządzenia monitorujące posiadają oprogramowania eksperckie, które samodzielnie mogą określać i informować o aktualnym stanie, czy też wysyłać alarmy. Mogą one również współpracować z wyższego poziomu systemami nadzoru typu SCADA.

Techniki diagnostyki

Informacje o pojawiającym się defekcie czy też nieprawidłowości w działaniu elementu łącza, pochodzące od systemów monitorowania, bądź zalecane przez producentów lub ustalone przez użytkownika, wymuszają przeprowadzanie odpowiednich (specyficznych), bardziej szczegółowych procedur diagnostycznych przy odstawieniu łącza.

Celem tych procedur jest niezależne sprawdzenie stanu lub potwierdzenie wykrytych na bieżąco nieprawidłowych stanów, uszczegółowienie powodu oraz określenie stopnia jego zagrożenia dla danego elementu łącza i pracy układu przesyłowego. Po takich badaniach obsługa wraz z nadzorem podejmuje decyzję o możliwości dopuszczenia do dalszej pracy z ewentualnymi koniecznymi warunkami eksploatacji (wielkość obciążenia, częstsze kontrole, dopuszczalny okres użytkowania), bądź o wyłączeniu z dalszej eksploatacji. W tych decyzjach wraz z techniczną oceną elementu łącza, rozpatruje się jego aspekty operacyjne w danym układzie przesyłowym oraz uwarunkowania ekonomiczne.

Niektóre z procedur diagnostycznych można, a czasem trzeba wykonywać na elementach łącza będących pod napięciem, jak np. diagnostyka wyładowań niezupełnych, czy pomiar tyrystora lub stanu stosu w ogranicznikach przepięć.

Pewne technologie diagnostyczne są uniwersalne i ten sam tester może być użyty przy badaniu różnych elementów łącza jak np. badanie akustyczne obecności wyładowań niezupełnych, termowizja, pomiar współczynnika stratności itd.

Większość jednak parametrów charakteryzujących stan elementów łącza wymaga specyficznej aparatury testującej i analizy z wykorzystaniem eksperckiego oprogramowania.

W zależności od złożoności urządzenia, wykorzystywanych zjawisk, materiałów izolacyjnych, ich testowanie dokonuje się przyrządami dającymi jednoznaczną odpowiedź - najczęściej wartością liczbową – pozwalającą w oparciu o dokumentację producenta czy też normy określić stan jego elementu, bądź uzyskanie bardziej złożonego obrazu wyniku.

Wtedy potrzebna jest jego dalsza analiza, bądź np. porównanie z wcześniejszym wynikiem. W takich przypadkach testery są wyposażone w oprogramowanie najczęściej pracujące w środowisku Windows, które nie tylko zajmuje się tworzeniem i utrzymywaniem bazy z danymi, ale udostępnia specyficzne aplikacje matematyczne, graficzne, a często aplikacje pomagające wyciągnąć właściwe wnioski dla oceny badanego stanu. Te technologie często wymagają specjalistycznej wiedzy i doświadczenia.

Wielu producentów urządzeń łącza a również firmy doradcze, oferują wraz z urządzeniem, diagnostyczne wsparcie przy ocenie i opracowywaniu wyników jako usługi np. roczne umowy wsparcia (przykładowo firma DOBLE). Ta forma prowadzenia diagnostyki, bądź umowy ze specjalistycznymi firmami inżynierskimi staje się coraz bardziej powszechna, również z powodu braku na rynku światowym specjalistów z tego obszaru.

2.5. Podsumowanie

Można powiedzieć, iż na obecnym etapie wiedzy i istniejących komercyjnych rozwiązań, istnieją bardzo duże możliwości utrzymywania wysokonapięciowych łączy prądu stałego w stanie pozwalającym na bezawaryjne realizowanie przesyłó w energii elektrycznej z punktu widzenia ich sprawności /gotowości do wypełniania swych funkcji operacyjnych.

Całkowita dyspozycyjność łącza HVDC zatem zależy od stanu takich elementów jak: kable, filtry AC, filtry DC, hale tyrystorów, baterie kondensatorów, transformatory przekształtnikowe i systemy sterowniczo-nadzorcze.

Wśród ogólnie omówionych w poniższym rozdziale największych wysokonapięciowych łączy prądu stałego na świecie, parametry łącza SwePol Link nie charakteryzuje się jakimikolwiek maksymalnymi wielkościami parametrów, wyróżniającymi to łącze w sposób szczególny. Niemniej jednak łącze to należy do najnowocześniejszych w świecie układów przesyłowych prądu stałego. Trzeba jednak zauważyć, że większość największych układów przesyłowych prądu stałego znajduje się aktualnie jeszcze w budowie lub rozruchach końcowych.

Diagnostyka prowadzona w oparciu o stan urządzeń umożliwia wystarczająco wczesne ostrzeżenie, aby reakcje były skuteczne z punktu widzenia utrzymania w ruchu systemu, a więc i dostaw energii elektrycznej. Czynniki obecnie ograniczającymi taki stan mogą być możliwości finansowe właścicieli łączy, brak wiedzy o możliwych technologiach i ogólnoswiatowy brak kadry z wystarczającą wiedzą i doświadczeniem.

3. CHARAKTERYSTYKA ŁĄCZA PRĄDU STAŁEGO SZWECJA-POLSKA

3.1. Wprowadzenie

Łącze przesyłowe prądu stałego Szwecja–Polska, które w sposób przykładowy jest w tej pracy analizowane, oddano do użytku w sierpniu 2000 roku jako dziewiąty w tym rejonie układ przesyłowy typu HVDC, oparty na przekształtnikach tyrystorowych [34, 51, 58, 59, 62, 69, 73, 75, 77, 123, 124, 125, 126, 127]. Przedmiotowy układ przesyłowy tworząc tzw. Pierścień Bałtycki połączył sieć elektroenergetyczną Europy kontynentalnej z siecią krajów skandynawskich. Wysokonapięciowe łącze prądu stałego powstało w wyniku szwedzko - polskiego porozumienia firm: Svenska Kraftnat AB, Vattenfall AB i Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., na mocy którego w 1997 utworzona została spółka SwePol Link AB (dalej zwana SwePol Link). Zadaniem tej firmy było zbudowanie i następnie eksploataowanie połączenia kablem podmorskim systemów elektroenergetycznych Szwecji i Polski. W 1998 roku utworzono firmę SwePol Link (Poland) Sp. z o.o., jako filię firmy SwePol Link - do obsługi kabla po stronie polskiej. Technicznym utrzymaniem łącza po stronie polskiej od początku jego istnienia zajmują się Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ S.A., które od kwietnia 2007 roku prowadzą obsługę łącza także po stronie szwedzkiej.

Trasę ułożenia kabla wytyczono, uwzględniając ukształtowanie dna Bałtyku oraz znajdujące się tam przeszkody (np. wraki statków), którą zobrazowano na załączonym rysunku 3.1.



Rys.3.1. Trasa kabli łączy Starnö-Wierzbicyno wg [35]

Zbudowany układ przesyłowy Szwecja-Polska według założeń projektowych powinien poprawnie pracować przez 20 lat w części dotyczącej stacji DC po obu stronach Bałtyku oraz co najmniej 80 lat w części dotyczącej kabla głównego na napięciu 450 kV lub nawet wyższym. Po wymienionych 20 latach bezawaryjnej pracy stacji DC planowana jest ich głęboka modernizacja, natomiast po 80 latach pracy kabla kończy się czas jego przydatności.

Powodem wybudowania połączenia Szwecja-Polska była potrzeba zwiększenia niezawodności systemu elektroenergetycznego w każdym z krajów uczestniczących w Pierścieniu Bałtyckim. Dla Szwecji zbudowane łącze SwePol Link oznaczało dodatkowe wzmocnienie południowej sieci Szwecji zasilanej bardzo długimi ciągami 400 kV z północy kraju, a dla Polski stanowiło źródło energii elektrycznej w bardzo deficytowym północnym obszarze.

Obfite w krajach skandynawskich śniegi dają wiosną duże ilości wody w rzekach, co przy korzystaniu z elektrowni wodnych powoduje znaczne nadwyżki mocy elektrycznej, które mogą być sprzedawane do krajów bardziej uzależnionych od kosztownych elektrowni opalanych paliwami kopalnianymi. I na odwrót, nadwyżki mocy w okresach niskiego zapotrzebowania na energię w tych ostatnich krajach mogą być sprzedawane do Skandynawii. Połączenie SwePol Link przyczynia się do istotnej poprawy ogólnego bezpieczeństwa pracy

Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zapewnia dostawy ekologicznej energii ze Szwecji, a także zwiększa pewność zasilania północnej, deficytowej w źródła wytwórcze części Polski.

Podstawowe dane techniczne łącza Szwecja-Polska są następujące:

- napięcie po stronie DC ± 450 kV,
- napięcie po stronie AC ~ 400 kV,
- moc znamionowa – 600 MW,
- maksymalna moc (temp.zewn. $<20^{\circ}\text{C}$) – 720 MW,
- maksymalny prąd ciągły -1.400 A,
- całkowita długość łącza - 256 km,
- przekrój żyły głównej z miedzi – 2.100 mm²,
- przekrój żyły powrotnej z miedzi – 2 x 630 mm² oraz 1.100 mm² (na pewnym odcinku),
- przekształtnik - mostek tyrystorowy 12-pulsowy,
- tyrystor typu YSTD 60 o powierzchni 60 cm²,
- max. napięcie /tyrystor 8,5 kV,
- całkowita liczba tyrystorów - 792 szt,
- chłodzenie - woda+glikol,
- filtry harmonicznych - 11,13 typu ConTune; 24, 36 konwencjonalne,
- maksymalna głębokość położenia kabla – 92 m,
- transformatory przekształtnikowe - 3 transformatory jednofazowe, 3-uzwojeniowe o mocy 236 MVA każdy.

Główną przyczyną zastosowania wysokonapięciowego łącza prądu stałego pomiędzy Polską i Szwecją była potrzeba przesyłania dużych ilości energii na duże odległości, a sprzyjającą okolicznością była możliwość wykorzystania morza jako elementu zamykającego obwód elektryczny, ale ostatecznie z możliwości tej pod wpływem protestów ekologów zrezygnowano, wprowadzając żyłę powrotną.

3.2. Struktura funkcjonalna

Wysokonapięciowe łącze prądu stałego Szwecja-Polska pracuje w układzie monopolarnym z przewodem neutralnym /powrotnym.

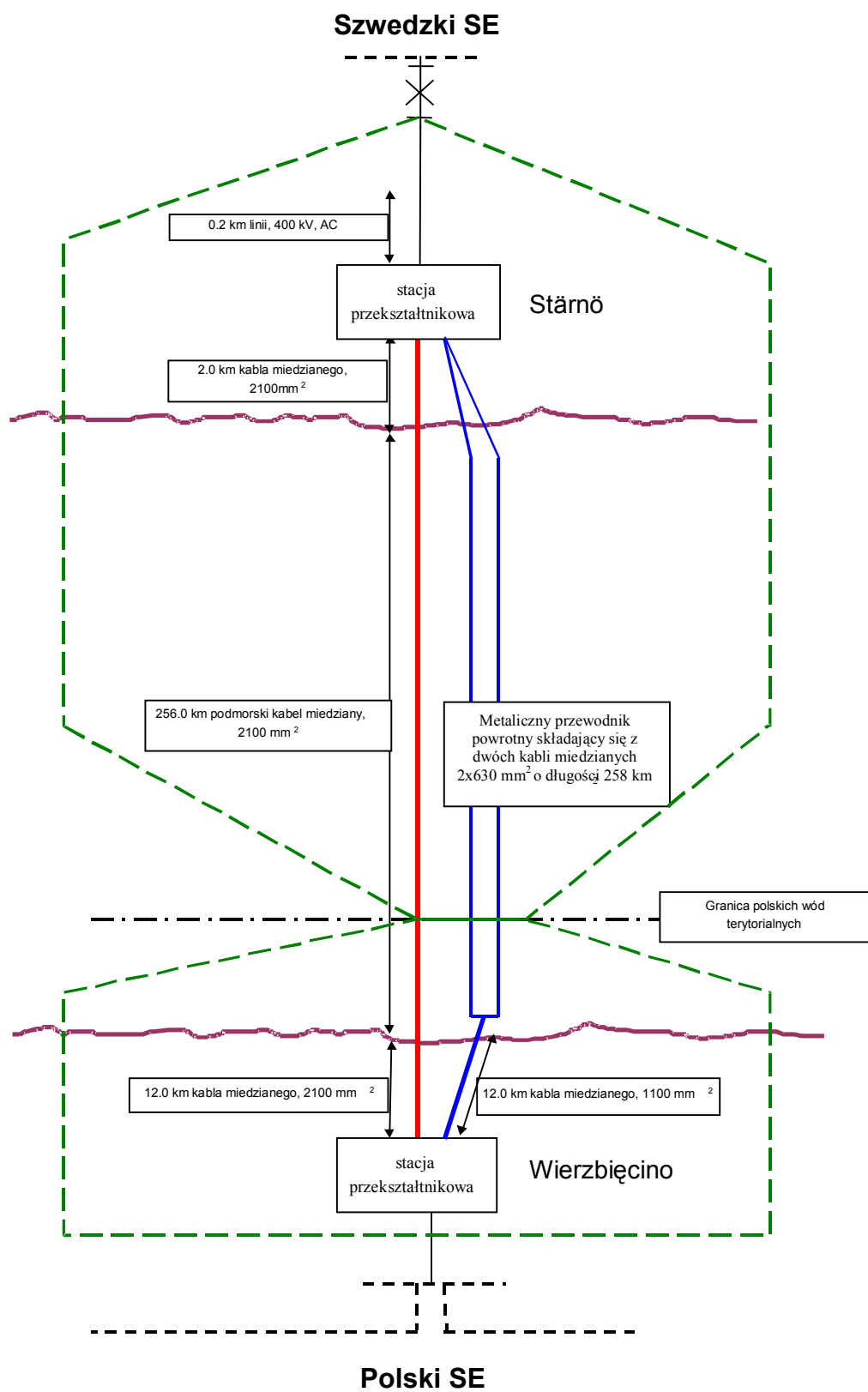
Podstawowe elementy składowe łącza to podmorskie kable prądu stałego – żyła główna i powrotna, zakończone po obu stronach stacjami przekształtnikowymi.

Stacja przekształtnikowa po stronie szwedzkiej została zlokalizowana na terenie nieczynnego kamieniołomu, położonego na półwyspie Stårnö, nieopodal miejscowości Karlshamn. Odcinek lądowy kabla w tej części ma jedynie 2 km długości, następnie kabel wchodzi do morza, omija duńską wyspę Bornholm, a po przejściu odcinka 256 km w morzu, wychodzi ponownie na ląd w okolicach Ustki. Dalsza część linii to odcinek lądowy o długości 12 km zakończony stacją przekształtnikową usytuowaną w okolicach Słupska w miejscowości Wierzbęcino. Oba wyżej wymienione obiekty zajmują po 4 hektary powierzchni.

Unikatowość tego połączenia polega na wykorzystaniu kabla powrotnego MCRC 24 kV zamiast tradycyjnie stosowanych elektrod (prąd powraca przez dwa dodatkowe izolowane, kable żyłami miedzianymi). Zastosowanie kabli powrotnych eliminuje konieczność stosowania elektrod, a tym samym eliminuje możliwość elektrolizy wody morskiej i wydzielania się chloru. W ten sposób SwePol Link chroni środowisko naturalne, nie powodując jednocześnie korozji znajdujących się w pobliżu linii elementów metalowych (rurociągi, szyny kolejowe, ekrany kabli), które przy tradycyjnych elektrodach mogłyby być narażone na działanie prądów powrotnych.

Zasadnicza różnica pomiędzy stacjami przekształtnikowymi w Stårno i Wierzbęcinie polega na tym, że po stronie szwedzkiej żyła powrotna została uziemiona poprzez przekładnik prądowy, natomiast po stronie polskiej żyłę powrotną zakończono rozbudowaną baterią ograniczników przepięć. Zainstalowano również dławik sieciowy o mocy 117 Mvar, przy wyprowadzeniu mocy w kierunku polskiego KSE.

Ogólny schemat połączenia obwodów głównych łącza Szwecja-Polska pokazano na rysunku 3.2.



Rys.3.2. Schemat połączenia obwodów głównych łącza Szwecja-Polska wg [33]

3.3. Elementy składowe łącza

Główny obwód łącza po stronie prądu stałego od strony szwedzkiej składa się kolejno z:

- „DC Yard”, tzn.: głowicy kabla głównego, ogranicznika przepięć, uziemnika, odłącznika, uziemnika, dzielnika napięcia, ogranicznika przepięć, dławika wygładzającego, przepustu wysokonapięciowego.
- „Valve hall” złożonej z uziemnika i stosów tyrystorowych.
- „Pola Neutral Cable”, którego elementem jest: główne uziemienie obwodu prądu stałego poprzez przekładnik prądowy, sumujący przekładnik prądowy dla żyły powrotnej, przepust do którego przyłączone są dwa odłączniki z uziemnikami, za każdym odłącznikiem zainstalowany jest przekładnik prądowy, dwie głowice kabla powrotnego.

Po polskiej stronie ustawionej rozdzielni SN, w którą wchodzi dwa kable wychodzące z morza, złączone z jednym kablem wychodzącym w kierunku Wierzbienina o przekroju 1.100 mm².

- „Pola Neutral Cable” składającego się z: głowicy kabla powrotnego, przekładnika prądowego, uziemnika, odłącznika, uziemnika, rozbudowanej baterii ograniczników przepięć i kondensatorów.
- „Valve hall” złożonej z: przekładnika prądowego, uziemnika, dzielnika napięcia, stosów tyrystorowych i uziemnika.
- „DC Yard” to: przepust wysokonapięciowy, dławik wygładzający, ogranicznik przepięć, dzielnik napięcia, uziemnik, odłącznik, uziemnik, przekładnik prądowy, głowicy kabla głównego.

Położone na polskim i szwedzkim brzegu „DC Yard” są połączone wysokonapięciowym kablem głównym o przekroju 2.100 mm² i długości 256 km oraz dwoma kablami powrotnymi w izolacji SN o przekroju 630 mm², ułożonymi na dnie Bałtyku.

Z trzech podwieszonych stosów tyrystorowych zasilane są trzy jednofazowe 3-uzwojeniowe transformatory mocy stanowiące źródło zasilania prądu przemiennego i tak kolejno:

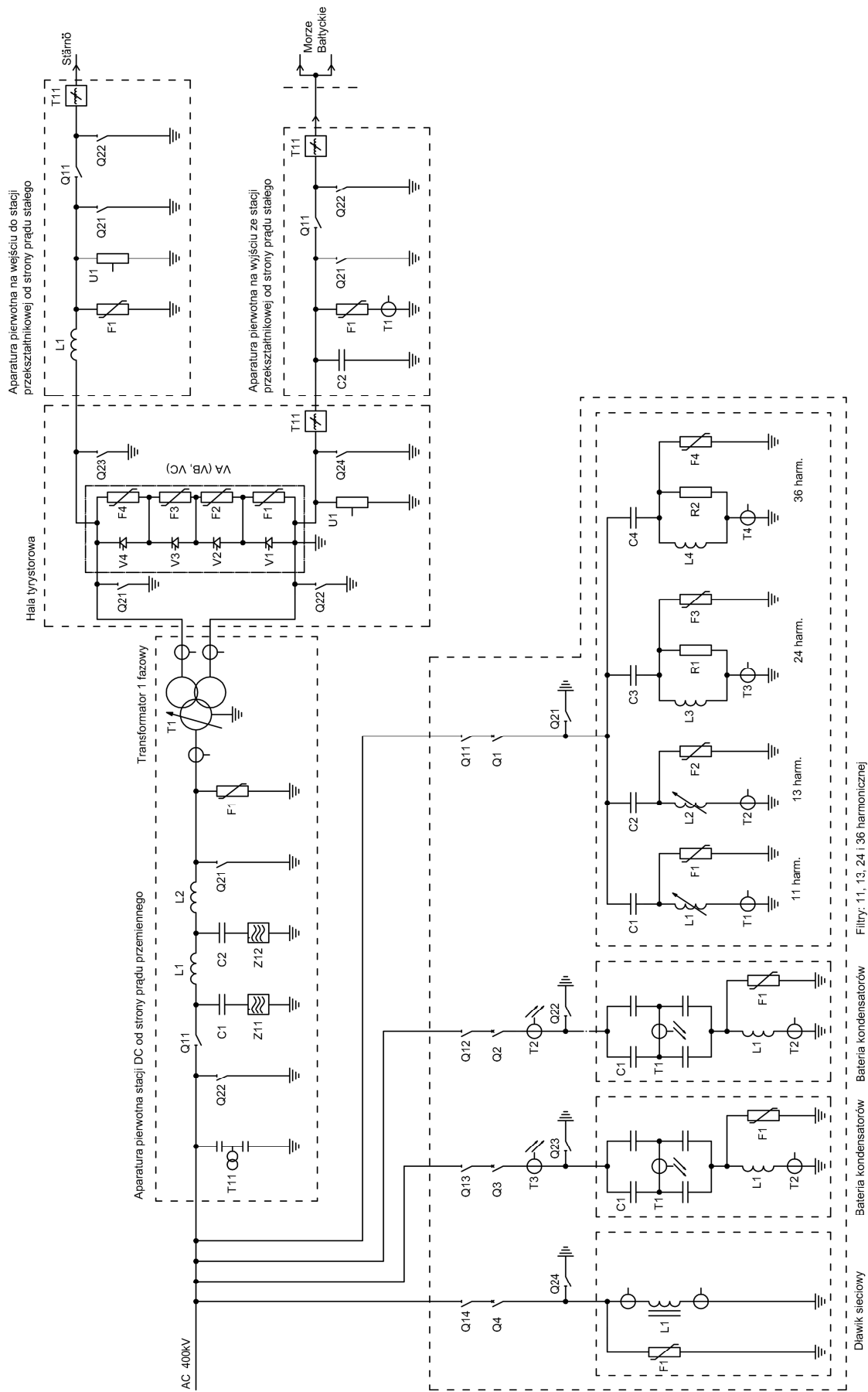
- od strony szwedzkiej występują: ogranicznik przepięć, przekładnik napięciowy, bateria kondensatorów o mocy 95 Mvar załączana poprzez wyłącznik, filtry harmonicznej (36, 24, 13 i 11) o łącznej mocy 95 Mvar załączane poprzez wyłącznik, bateria kondensatorów o mocy 95 Mvar załączana poprzez wyłącznik, filtry szeregowo o mocy 15 Mvar i szwedzki KSE AC 400 kV załączany poprzez wyłącznik,
- od strony polskiej występują: ogranicznik przepięć, filtry szeregowo o mocy 15 Mvar, przekładnik napięciowy, filtry harmonicznej (11, 13, 24 i 36) o łącznej mocy 95 Mvar załączane poprzez wyłącznik, bateria kondensatorów o mocy 95 Mvar załączana poprzez wyłącznik, bateria kondensatorów o mocy 95 Mvar załączana poprzez wyłącznik, dławik sieciowy o mocy 117 Mvar załączany poprzez wyłącznik i polski KSE AC 400 kV.

Schemat stacji przekształtnikowej w Wierzbieninie k/Słupska pokazano na załączonym rysunku 3.3.

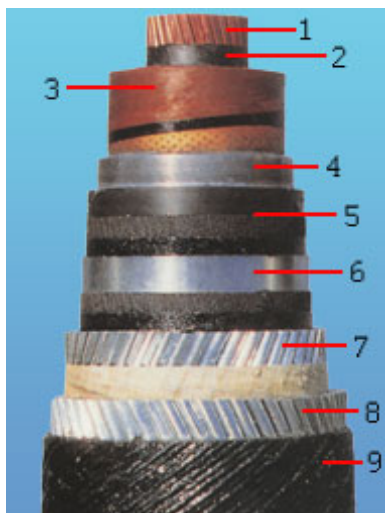
3.3.1. Kabel główny

Kabel główny typu 1x2100 mm² FCTLV 450kV DC MIND z żyłą roboczą z miedzi posiada izolację papierową nasączoną olejem i pancierz ołowiany z dodatkiem kadmu [33, 69]. Zewnętrzna średnica tego kabla wynosi 135 mm, z czego główna miedziana żyła przewodząca zajmuje 53 mm. Dla większej elastyczności kabla żyła nie jest jednolita, lecz składa się z wielu miedzianych segmentów. Poszczególne segmenty o indywidualnie dobranym kształcie są dołączane razem tak, aby w przekroju żyły miedź stanowiła ponad 99 procent. Resztę powierzchni zajmują różne warstwy izolacji, zalew hermetyzujących i pancierza. Metr bieżący kabla głównego waży 67 kg.

Przekrój kabla głównego pokazano na rysunku 3.4.



Rys. 3.3. Schemat stacji przekształtnikowej w Wierzbicinie k/Słupska wg [33]

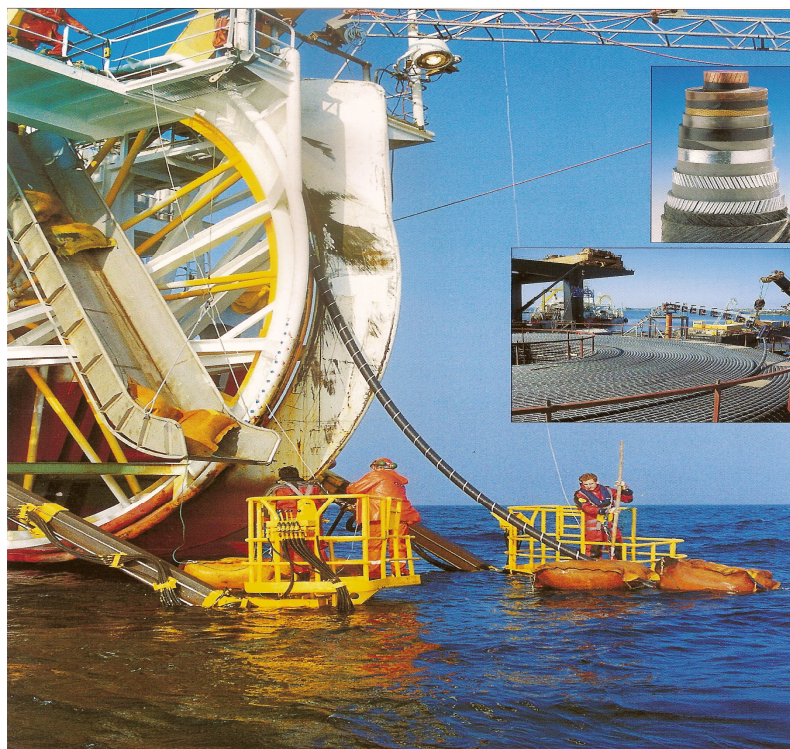


Budowa kabla użytego w linii:

1. żyła przewodząca
2. ekran żyły
3. izolacja
4. ekran izolacji
5. powłoka metalowa
6. osłona ochronna
7. zbrojenie
8. pancerz
9. powłoka zewnętrzna

Rys.3.4. Przekrój kabla głównego wg [33, 35]

W części morskiej kabel składa się z czterech odcinków (połączonych trzema mufami montowanymi na statku), ułożony jest na dnie Bałtyku (rysunek 3.5) na głębokości nie przekraczającej 100 metrów (zakopany w dnie morskim około 1 metr lub ułożony na skalistym dnie).



Rys.3.5. Rozkładanie kabla głównego w wodzie wg [76]

Kabel główny i kable powrotne są ułożone w oddaleniu od siebie ze względu na ciepło, jakie wydziela się w trakcie przesyłu mocy. W płytkich wodach kabel wysokonapięciowy jest ułożony w odległości 5-10 metrów od kabli powrotnych a w wodach głębokich w odległości 20-40 metrów.

W polskiej części lądowej kabel główny długości 12 km składa z 24 odcinków, każdy o długości 500 m i ciężarze ok. 38 ton (pojedynczy odcinek pokazano na rysunku 3.6.)



Rys.3.6. Odcinek 500 m kabla głównego przygotowany do rozwijania na łądzie po polskiej stronie wg [źródła własne]

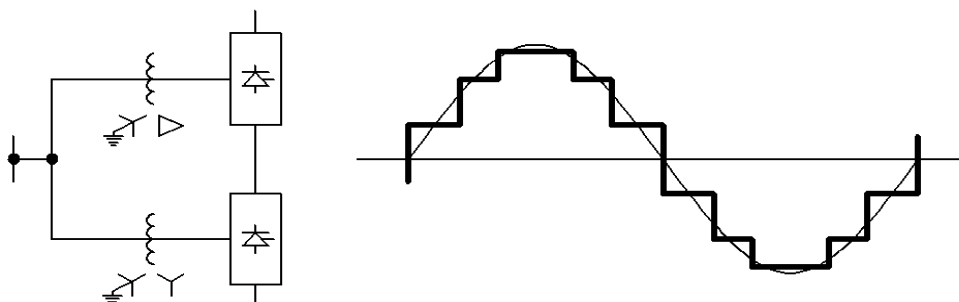
3.3.2. Kabel powrotny

Kabel powrotny jest wykonany w izolacji z sieciowanego polichlorku winylu na napięcie 20 kV [33]. Lądowa część w Szwecji (skutecznie uziemiona) o długości 2 km oraz część podmorska składa się z dwóch połączonych równolegle kabli typu $2 \times 630 \text{ mm}^2$ FXTV 20kV DC XLPE posiadających żyłę miedzianą (ułożonych w odległości od siebie od 0 do 20 cm) o długości 256 km (a jego metr bieżący waży 10,5 kg), natomiast część lądowa w Polsce składa się z jednego kabla typu $1 \times 1100 \text{ mm}^2$ FXLJ 20kV DC XLPE zawierającego żyłę miedzianą o długości 12 km.

Ostatnie 500 metrowe odcinki kabla głównego i dwóch kabli powrotnych pod polską plażą umieszczone są w dwóch przepustach o średnicy 40 cm każdy, w których zamontowano układ wymuszonego chłodzenia. Wszystkie kable połączenia stałoprądowego SwePol Link zostały wyprodukowane w fabryce ABB High Voltage Cables w szwedzkiej Karlskronie.

3.3.3. Przekształtniki

Przekształtnik tyrystorowy to „serce” stacji HVDC [69]. To w nim moc prądu przemiennego jest przekształcana na moc prądu stałego i na odwrót. Podczas gdy jedna ze stacji pracuje jako prostownik, druga po przeciwnej stronie łącza pracuje w charakterze falownika, zamieniając prąd stały na przemienny w celu dalszego przesłania do systemu elektroenergetycznego. Jeżeli kierunek przesyłu mocy ma być odwrotny, role są zamieniane. Główną ideę pracy pokazano na rysunku 3.7.



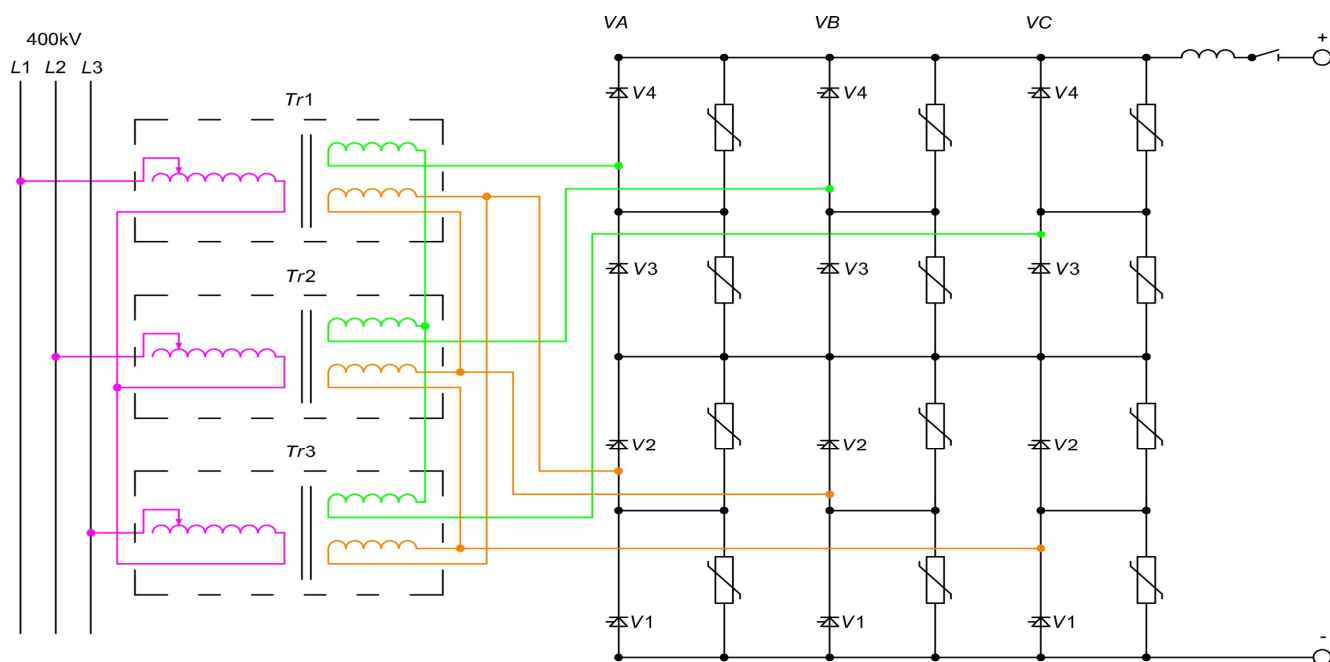
Rys.3.7. Idea pracy przekształtnika 12. pulsowego wg [69]

Układ przekształtnika to 12-pulsowy mostek tyrystorowy, o konstrukcji modułowej. Każdy moduł tworzy zawór, składający się z 6 tyrystorów połączonych szeregowo. Budowę przekształtnika oparto na tyrystorach o napięciu 6,5 kV i prądzie znamionowym 2.600 A. Układ elektryczny 12-pulsowego mostka pokazano na rysunku 3.8. Całość 3-fazowego przekształtnika wykonana jest w formie trzech stosów tyrystorów: VA, VB i VC o wysokości ok. 16 metrów każdy, zawieszonych pod dachem hali przekształtnikowej. Każdy stos (ważący blisko 20 ton) składa się z 4 wentyli a każdy z nich złożony jest z 11 modułów.

Cały układ przekształtnika zawiera 792 tyrystory.

Sterowanie tyrystorów odbywa się techniką optoelektryczną z poziomu modułów sterujących. Moduły są integralną częścią systemu MACH 2 i należą do najbardziej złożonych części systemu.

Pojedynczy tyrystor (pokazany na rysunku 3.9.) ma wymiar zewnętrzny $\varnothing 150$ mm, grubość 50 mm i ciężar ponad 2 kg.



Rys.3.8. Uproszczony układ 3 transformatorów jednofazowych z 12. pulsowym mostkiem tyrystorowym wg [69]

Objaśnienia:

- L1, L2, L3 – szyny poszczególnych faz rozdzielni 400kV,
- Tr1, Tr2, Tr3 – jednofazowe transformatory o mocy 236MVA,
- VA, VB, VC – stos tyrystorowy,
- V1, V2, V3, V4 – wentyle składające się każdy z 11 modułów (zaworów).



Rys.3.9. Pojedynczy tyrystor wg [źródła własne]

3.3.4. Dławik wygładzający

Jest to element indukcyjny wykonany w technologii napowietrznej, włączony szeregowo na wejściu kabla do hali przekształtnikowej [69]. Jego rola sprowadza się do filtrowania napięcia wyprostowanego oraz do ograniczania udarów prądowych mogących uszkodzić zarówno sam przekształtnik jak i kabel. Indukcyjność dławika to 225mH a maksymalne napięcie prądu stałego to 450kV. Dławik jest w stanie wytrzymać udarowy prąd zwarciový na poziomie 15,4 kA. Został wykonany z aluminium, jego masa to 27,5 tony.

3.3.5. Układ chłodzenia

Specyfiką stacji przekształtnikowych są wymogi dotyczące jakości powietrza (czystość oraz wilgotność) wchodzącego do budynku [33, 35, 69]. W stacji znajduje się 6 agregatów wentylacyjnych. Każdy z nich pracuje oddzielnie na wydzieloną część budynku stacji. Najostrzejsze wymogi postawione są układowi obsługującemu halę przekształtników, której agregat pokazano na rysunku 3.10. oraz sali systemu sterowania i nadzoru.

Układy chłodzenia są nadzorowane przez system komputerowy MACH 2.

Chłodzenie tyrystorów odbywa się w układzie zamkniętym. Cieczą chłodzącą jest roztwór wody z glikolem (45% do 55%). Pojemność systemu to 8500 litrów. Woda przed jej użyciem w systemie jest specjalnie uzdatniana (dejonizacja wody). Monitorowanie pracy systemu odbywa się za pośrednictwem urządzeń do pomiaru przepływu ciśnienia, temperatury, poziomu czynnika chłodzącego oraz jego przewodności.

Zastosowanie przepustu dla kabla głównego oraz przepustu dla żył powrotnych po polskiej stronie Bałtyku (przepust o długości 520m, średnicy 40cm i grubości ścianki – 31mm) wymusiło konieczność zainstalowania dodatkowego chłodzenia, w specjalnym kontenerze usytuowanym nad brzegiem morza. Cieczą chłodzącą jest tu roztwór wody z glikolem (95% wody i 5% glikolu) o objętości 5.500 litrów pracujący w obiegu zamkniętym.



Rys.3.10. Agregat wentylacyjny hali przekształtników wg [źródła własne]

3.3.6. Transformatory przekształtnikowe

W stacji zainstalowano trzy transformatory jednofazowe trójuzwojeniowe o mocy 236 MVA (jedno uzwojenie w kierunku zmiennoprądowym – gwiazda, strona AC, dwa uzwojenia w kierunku bloku przekształtnika – gwiazda i trójkąt, strona DC) [35, 69]. Realizują one przesunięcie kątowe między poszczególnymi fazami. Każdy transformator posiada regulację zaczepową w zakresie 20% i jest zainstalowany w komorze dźwiękochłonnej na standardowych stanowiskach. Widok ogólny na omawiane transformatory pokazano na rysunku 3.11. Z powodu podwyższonych strat i prądów zwarciových, transformatory przekształtnikowe mają większe wymiary, a układ chłodzenia jest wyprowadzony na zewnątrz komór.

Transformator przekształtnikowy HVDC to jeden z ważniejszych elementów stacji przekształtnikowej. Transformator przekształtnikowy odgrywa kluczową rolę nie tylko w związku z powstającymi kosztami, ale także w związku z dyspozycyjnością samej stacji HVDC. Wpływa na działanie całego podłączonego systemu elektroenergetycznego. Poprawa dyspozycyjności jest możliwa poprzez zainstalowanie zapasowej jednostki, dzięki której można rozwiązać problem wyłączeń, powstałych wskutek awarii. Dyspozycyjność stacji HVDC zależy również od dyspozycyjności jednostki zapasowej. Ponadto zapasowe transformatory mogą być umiejscowione na obu stacjach, na obiektach dostawcy lub tylko na jednej ze stacji. Niemniej jednak, jednostka zapasowa jest droga i należy ten czynnik brać pod uwagę w momencie rozważania równowagi pomiędzy dodatkowymi kosztami, a zwiększoną dyspozycyjnością.



Rys.3.11. Widok ogólny na transformatory przekształtnikowe wg [źródła własne]

3.3.7. Filtry harmoniczných

Filtry po stronie AC realizują następujące zadania[69]:

- powodują tłumienie harmoniczných,
- tworzą ścieżki o małej impedancji dla danej harmoniczných poprzez podłączenie równoległe,
- stanowią istotne źródło mocy biernej,
- ograniczają udary napięć łączeniowych.

Filtry po stronie DC jest [69] zmniejszają interferencje harmoniczných po stronie DC z systemami telekomunikacji a ich głównymi elementami są dławik szeregowy oraz kondensatory.

Do filtracji składowych harmoniczných generowanych przez przekształtnik zostały zamontowane filtry harmoniczných. W obu przekształtnikach łącza SwePol Link filtrowane harmoniczných to 11,13 oraz 24 i 36 [33, 69]. Filtry 11 i 13 harmoniczných zostały wykonane jako filtry samoregulujące (ConTune), dostosowujące swoje parametry do zakłóceń. Z kolei filtry składowej 24 i 36-ej są filtry o niezmiennych parametrach. Filtry 11-tej i 13-tej harmoniczných są zrealizowane jako jednorezonansowe (do każdej harmoniczných zaprojektowany jest jeden filtr). Filtry te są wykonane jako szeregowy połączenie pojemności C i indukcyjności L.

Poszczególne filtry oparto o kondensatory typu CHDB (produkcji ABB), dla:

- 11 harmoniczných – 0,555 μF ,
- 13 harmoniczných – 0,397 μF ,
- 24 harmoniczných – 0,473 μF ,

- 36 harmonicznej – 0,473 μF .

Taka struktura zapewnia bardzo niską impedancję i przez to skuteczną filtrację w wąskim paśmie częstotliwości wokół częstotliwości na jaką filtr jest zestrojony. Indukcyjność filtru stanowi uzwojenie nawinięte na rdzeniu żelaznym, wewnątrz którego znajduje się uzwojenie sterujące nawinięte prostopadle. Powoduje ono zmiany strumienia magnetycznego w rdzeniu i w ten sposób zmiany indukcyjności głównego uzwojenia. Filtry pełnią również rolę kompensatora mocy biernej, ich wartość to 95 Mvar.

3.3.8. Baterie kondensatorów

Baterie kondensatorów stanowią dodatkowe źródło mocy biernej kompensującej przekształtnik [33, 69]. W każdej z dwóch stacji łącza SwePol Link zamontowano po dwie baterie kondensatorów, każda po 95 Mvar. Poszczególne baterie są montowane na płytach fundamentowych, na których ustawiono kolejno 12 równolegle połączonych modułów poprzedzielanych izolatorami wsporczymi. Każdy moduł składa się z 4-ch kondensatorów (po dwa połączone równolegle) o pojemności 1,89 μF każdy. Podłączenie baterii kondensatorów powoduje zawsze podwyższenie napięcia sieci, (przy małym obciążeniu napięcie sieci jest wysokie nawet bez kondensatorów). Przy małym obciążeniu sieci zwiększa się też ryzyko rezonansu między transformatorem a baterią kondensatorów, co może spowodować znaczne podwyższenie napięcia w sieci AC.

3.3.9. Łączniki obwodów prądu przemiennego

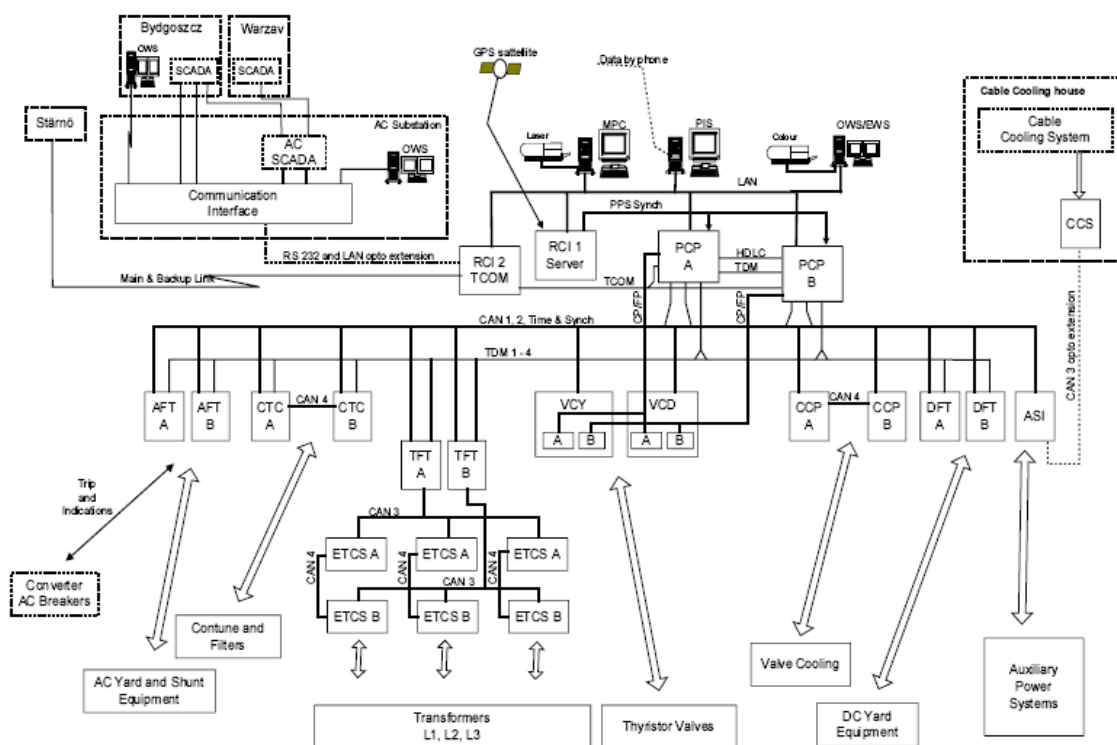
Aparaty stosowane w obwodach prądu przemiennego o napięciu 400 kV (po stronie szwedzkiej: filtry aktywne, dwie baterie kondensatorów i pole łącza HVDC w sąsiedniej stacji Karlshamn oraz po stronie polskiej: filtry aktywne, dwie baterie kondensatorów i dławik sieciowy – łącznie po obu stronach 8 kompletów) są załączane i wyłączane poprzez specjalnej konstrukcji „kompakty”, składające się z odłącznika, wyłącznika typu HPL, odłącznika, uzemiennika i przekładnika prądowego [33, 35]. Pewność ich działania wpływa wprost na ciągłość zasilania całego wysokonapięciowego łącza prądu stałego.

3.3.10. System sterowania i nadzoru stacji przekształtnikowej

Nad poprawnością działania stacji czuwają zaawansowane systemy sterowania i nadzoru (dalej zwane MACH 2), po jednym na każdej stacji [33, 34, 35, 60]. Kontrolują one wszelkie procesy mające istotny wpływ na poprawność działania łącza, współpracując ze sobą poprzez łącza telekomunikacyjne. System MACH 2 jest w pełni systemem cyfrowym. Wszystkie funkcje sterowania, nadzoru i zabezpieczeń stacji przekształtnikowej zrealizowane są jako aplikacje programowe pracujące na mikroprocesorach zainstalowanych na specjalnie do tego zaprojektowanych komputerach. Uzyskano przez to łatwą możliwość rozbudowy systemu o nowe aplikacje sterowania i zabezpieczeń, które tworzone są w programie graficznym HiDraw. Ponadto poprzez sieć Ethernet LAN do systemu są przyłączone stanowiska operatorów (OWS), serwery z bazą SQL, komputery nadzoru inżynierskiego MMC oraz komputer umożliwiający podłączenie do zewnętrznych systemów sterowania i nadzoru.

Poglądowy rysunek systemu MACH 2 pokazano na rysunku 3.12.

System MACH 2 został zaprojektowany w ten sposób, że uszkodzenie jakiegokolwiek urządzenia tego systemu nie przeszkadza w poprawnej pracy łącza, tzn. system jest w pełni redundantny. Osiągnięto to przez zastosowanie dwóch wzajemnie rezerwujących się systemów oznaczonych A i B. Zarówno komputery główne, systemy wejścia i wyjścia oraz sterowania pracą zaworów zostały zrealizowane w myśl tej filozofii. Również pomiary wielkości fizycznych są realizowane dwoma niezależnymi drogami (oddzielne rdzenie, przetworniki pomiarowe). W danej chwili tylko jeden system (A lub B) jest aktywny i nadzoruje pracę łącza. Drugi system znajduje się w stanie gotowości, tzn. mierzy wszelkie wielkości i obrabia je w aplikacjach sterowania i zabezpieczeń, ale jego rozkazy są zablokowane. Jeżeli system wewnętrznego nadzoru wykryje zakłócenie aktywnego systemu, drugi system automatycznie przejmuje kontrolę nad pracą łącza bez powodowania zakłóceń w przesyłce mocy.



Rys.3.12. Poglądowy rysunek systemu MACH 2 wg [33, 35]

Najważniejszym elementem systemu kontroli MACH 2 są komputery główne. Każdy z systemów A i B posiada dwa komputery MC1 i MC2. Każdy z komputerów wyposażony jest w procesor główny 1,3 GHz Pentium III dwurdzeniowy oraz 3 karty typu PS830 (PCIA, PCIB, PCIC) z sześcioma wysokiej jakości procesorami sygnałowymi, dzięki czemu uzyskano dużą zdolność obliczeniową. Procesory te poprzez szyny transmisji danych CAN i TDM komunikują się z umieszczonymi w szafach kartami pomiarowymi oraz kartami wejść i wyjść binarnych. Szyny CAN służą do przesyłania danych dwubitowo, a szyny TDM do przesyłania przetworzonych na sygnał cyfrowy wielkości pomiarowych. Czwarta karta PCID wyposażona w dwa procesory sygnałowe odpowiada za współpracę pomiędzy systemami A i B.

Komputer MC1 obsługuje przede wszystkim aplikacje sterowania łączem oraz aplikacje zabezpieczeniowe, natomiast komputer MC2 obsługuje wyłącznie aplikacje zabezpieczeniowe. Komputery główne systemu A i B są zasilane z dwóch odseparowanych źródeł napięcia pomocniczego.

Zadaniem serwerów jest zapisywanie i przechowywanie wszystkich danych pomiarowych i zakłóceń zarejestrowanych przez system. Działanie serwera powoduje, że wszystkie zakłócenia w sposób prawidłowy są zapisywane w bazie SQL równolegle na obydwu serwerach. Taka architektura zapewnia, że każde zakłócenie występujące w systemie zostanie zarejestrowane. Wszystkie główne elementy systemu (serwery, terminal obsługi, komputery główne) komunikują się ze sobą przy pomocy sieci LAN wykorzystując standardowy protokół TCP/IP.

System synchronizowany jest za pomocą zegara satelitarnego GPS.

Zintegrowany system sterowania i nadzoru wyposażony jest w dużą ilość narzędzi umożliwiających:

- sterowanie pracą stacji HVDC,
- rejestrowanie oraz zapisywanie pojawiających się zakłóceń,
- filtrację zakłóceń za pomocą wybranych programowo filtrów,
- lokalizację uszkodzonych elementów systemu,
- zapisywanie oraz odtwarzanie zarejestrowanych danych pomiarowych,
- zdalne sterowanie pracą stacji,
- analizę rejestracji zakłóceń,
- bezpośredni dostęp do dokumentacji technicznej,
- dostęp do opisowego systemu pomocy.

System w swoim działaniu i możliwościach uwzględnia fakt wysokich kosztów poniesionych przez właściciela w przypadku wystąpienia przerw w przesyłanej mocy. Pomimo że system sterowania i nadzoru przetwarza jednocześnie kilka tysięcy informacji różnego typu, wszystkie te zakłócenia są rejestrowane w wysokiej milisekundowej rozdzielczości wymaganej dla dokładnej analizy zakłóceń występujących w pracy stacji. Ponadto system został tak zaprojektowany by obsługa jego nie przysparzała kłopotów personelowi stacji i nie powodowała niepożądanych ludzkich błędów poprzez wprowadzenie blokad dla operacji niedozwolonych. Głównym zadaniem systemu sterowania wchodzącego w skład systemu MACH 2 jest utrzymywanie zadanego przez operatora poziomu przesyłanej łączem mocy.

Dodatkowe zadania systemu sterowania to między innymi:

- regulacja wymiany mocy biernej pomiędzy stacją konwerterową a siecią,
- kontrola częstotliwości sieci poprzez zmianę wielkości przesyłanej mocy,
- automatyczne uruchomienie oraz przerwanie przesyłu przy pomocy zaimplementowanych sekwencji sterowniczo łączeniowych.

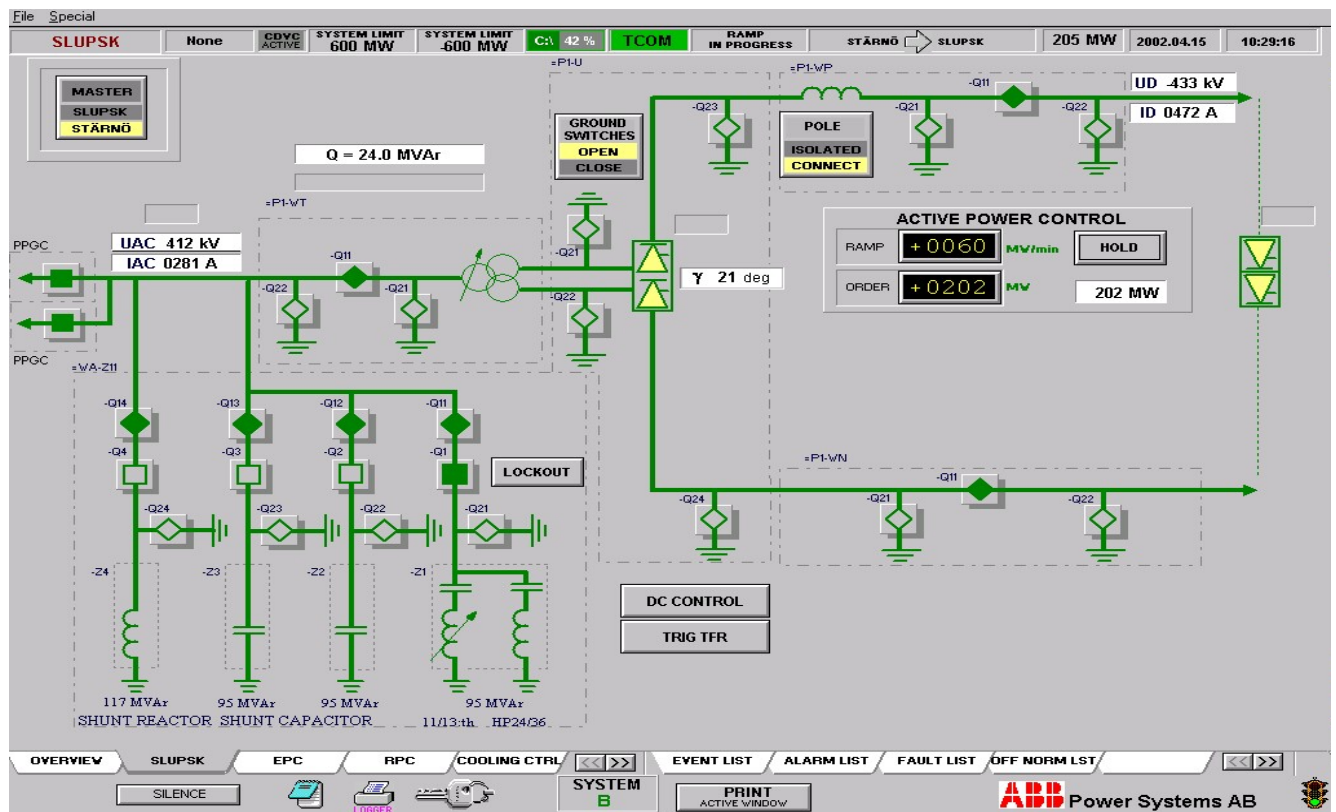
System sterowania bezpośrednio oddziałuje na urządzenia obwodu głównego, dobierając chwilę w której ma nastąpić wyzwolenie tyrystorów, regulując napięcie poprzez zmianę położenia przełączników zacsepów transformatorów przekształtnikowych oraz załączając lub wyłączając zainstalowane w stacji łączniki.

Dla pełnej realizacji sterowania mocą, systemy zainstalowane w obydwu stacjach muszą wymieniać między sobą informacje. Wymiana tych informacji jest realizowana przez łącze telekomunikacyjne. Również w tym przypadku zastosowano dwie odrębne drogi transmisji wzajemnie się rezerwujące. Zakłócenie jednego kanału transmisji powoduje automatyczne przełączenie się na drugi rezerwowy kanał. Prawdliwość działania i przełączania się kanałów transmisyjnych jest automatycznie sprawdzana przez system raz na dobę.

W przypadku obydwu stacji zrealizowane są trzy rezerwujące się miejsca, z których może odbywać się sterowanie pracą łącza [25]:

- sterowanie zdalne (poprzez GWS) z ODM w Bydgoszczy oraz DC3 w Sztokholmie,
- sterowanie lokalne realizowane poprzez interfejs graficzny (InTouch) zainstalowany na stanowisku operatora OWS,
- rezerwowe sterowanie lokalne bezpośrednio z komputerów głównych.

Główny widok okna sterowań pokazano na rysunku 3.13.



Rys.3.13. Widok okna sterowań interfejsu graficznego InTouch wg [35]

System zabezpieczeń

System zabezpieczeń został tak zaprojektowany, żeby w jak najkrótszym czasie zlikwidować zwarcie lub wyeliminować urządzenia pracujące nieprawidłowo, aby nie spowodowało to zakłócenia urządzenia i nie miało wpływu na pracę pozostałych elementów stacji. Uszkodzone lub przeciążone urządzenie powinno być odłączone lub odciążone selektywnie w kontrolowany sposób.

Zgodnie z głównym założeniem systemu MACH 2, systemy zabezpieczeń umiejscowione są w komputerach głównych systemów A i B. Systemy te są w pełni redundantne, ale są zasilane różnymi napięciami pomocniczymi oraz pomiary wielkości fizycznych są realizowane z różnych przetworników i czujników pomiarowych.

Wszystkie stany zakłócenia są wykrywane przez co najmniej dwa zabezpieczenia: jedno z tych zabezpieczeń jest zabezpieczeniem podstawowym a drugie rezerwowym. O ile jest to możliwe w realizacji, zabezpieczenia te posiadają inne algorytmy działania. W przypadku, gdy nie można spełnić tego warunku, zastosowane zabezpieczenie rezerwowe jest zabezpieczeniem tego samego typu. Zabezpieczenia rezerwowe z reguły posiadają większą strefę działania lub mniejszą czułość od zabezpieczeń podstawowych oraz mają nastawioną większą zwłokę w działaniu.

Dla uniknięcia niepożądanych wyłączeń spowodowanych błędami, w aktywnym systemie A lub B zastosowano logikę przełączania pomiędzy systemami. Jeżeli w systemie aktywnym pojawią się warunki do działania zabezpieczenia, w pierwszej kolejności system aktywny wysyła sygnał przejścia sterowania i nadzoru do systemu znajdującego się w gotowości. System, który przejął nadzór decyduje o dalszym działaniu i jeżeli dalej występują warunki do działania, podejmuje odpowiednią akcję (otwarcie wyłączników, zablokowanie przesyłu itp.). System, który na początku był aktywny, wypada ze stanu gotowości tak, że nie jest możliwe ponowne automatyczne przełączenie się na ten system. Potrzebna jest interwencja obsługi żeby system ten wprowadzić w stan gotowości.

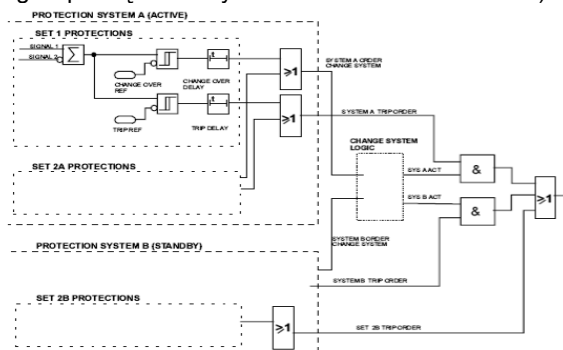
Stan systemu będącego w gotowości jest ciągle nadzorowany. W przypadku wykrycia nieprawidłowości w jego działaniu, uszkodzony system wypada ze stanu gotowości. Zabezpiecza to przed zbędnymi próbami przełączania się systemu aktywnego na uszkodzony drugi system.

Zabezpieczenia, w zależności od tego jakie urządzenie zabezpieczają dzielą się na:

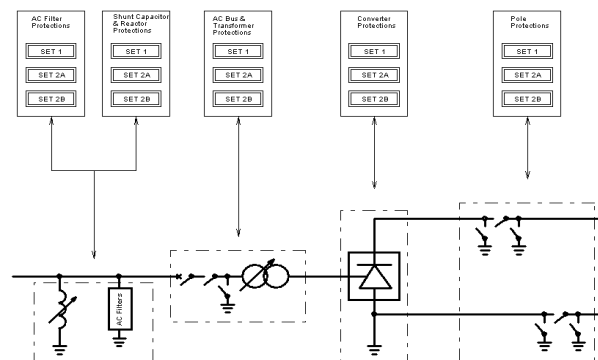
- zabezpieczenia filtrów harmonicznych,
- zabezpieczenia kondensatorów bocznikowych i dławika,
- zabezpieczenia szyn AC i transformatorów przekształtnikowych,
- zabezpieczenia przekształtnika,
- zabezpieczenia strony stałoprądowej.

Ponadto każde z tych zabezpieczeń zostały podzielone na 3 grupy: Set 1, Set 2A i Set 2B. Zabezpieczenia Set 1 są fizycznie zlokalizowane w komputerze głównym MC1 a zabezpieczenia Set 2A i Set 2B w MC2. Zabezpieczenia Set 2B z założenia mają działać w przypadku, gdy zawiodą normalnie działające zabezpieczenia Set 1 i i Set 2A. Posiadają one nastawione większe czasy zwłoki w działaniu i większe wartości rozruchowe w porównaniu z zabezpieczeniami z grup SET 1 i SET 2A. Zabezpieczenia te są aktywne w systemie będącym w gotowości, nie są czynne w systemie aktualnie aktywnym. Nie podlegają też logice przełączania systemów. Schemat logiki przełączania pokazano na rysunku 3.14.a) a na rysunku 3.14.b) schemat blokowy systemu zabezpieczeń.

a) logika przełączania systemu



b) blokowy schemat zabezpieczeń



Rys.3.14. Schemat systemu zabezpieczeń wg [33]

Działania zabezpieczeń są pogrupowane logicznie i mogą powodować:

- otwarcie wyłączników zasilających szyny AC, wyłączników baterii kondensatorów, filtrów harmonicznnych lub dławika (w Słupsku),
- blokowanie przekształtnika – następuje postój łącza,
- pobudzenie lokalnej rezerwy wyłącznikowej,
- ustawienie blokady na wyłączniku.

Rozkaz wyłączenia wyłącznika działa zawsze na obydwie cewki wyłączające i jest realizowany dwoma różnymi napięciami pomocniczymi. Jeśli wyłącznik został wyłączony na skutek działania zabezpieczeń, system wprowadza go w stan zablokowania. Nie można go zdalnie załączyć dopóki obsługa manualnie nie zdejmie blokady przy pomocy terminala operatora OWS.

Blokowanie przekształtnika oznacza zdjęcie impulsów sterowania tyrystorami. Przesył ustaje przy pierwszym przekroczeniu zera przez przebieg prądu. W przypadku poważnych zakłóceń następuje szybkie zablokowanie przekształtnika. Dla mniej poważnych zakłóceń stosuje się blokowania wolniejsze. W przypadku zwarć doziemnych po stronie DC, stosuje się blokowanie z jednoczesnym wyzwoleniem tyrystorów w odpowiednich gałęziach obydwu mostków sześciopulsowych. W przypadku zwarć w filtrach harmonicznnych i kondensatorach bocznikowych, stosuje się blokowanie poprzez zmniejszanie mocy do zera z dwoma dostępnymi prędkościami zmian.

Istnieje też sposób blokowania łącza przez jednoczesne wyzwalenie tyrystorów w falowniku i bez jednoczesnego wyzwalenia tyrystorów w prostowniku.

Testowanie i obsługa zabezpieczeń mogą być przeprowadzane bez konieczności ograniczeń dla pracy łącza HVDC.

3.3.11. Potrzeby własne stacji przekształtnikowej

Stacja jest zasilana z dwóch linii kablowych 15kV wychodzących ze stacji elektroenergetycznej Słupsk. Linie kablowe zasilają dwa transformatory o mocy 1MVA każdy. Po stronie niskiego napięcia zastosowano układ SZR. Część stałoprądowa czerpie energię z dwu prostowników sprzężonych z dwiema bateriami akumulatorów

o pojemności 310 Ah pracującymi normalnie równolegle. Praca łącza utrzyma się w przypadku zakłócenia na baterii B, natomiast w przypadku zakłócenia na baterii A łącze ulegnie zatrzymaniu, z powodu zasilania ważniejszych, niezbędnie koniecznych dla pracy stacji odbiorów. Pomieszczenie baterii pokazano na załączonym rysunku 3.15.



Rys.3.15. Pomieszczenie baterii akumulatorów wg [źródła własne]

3.3.12. Systemy przeciwpożarowe

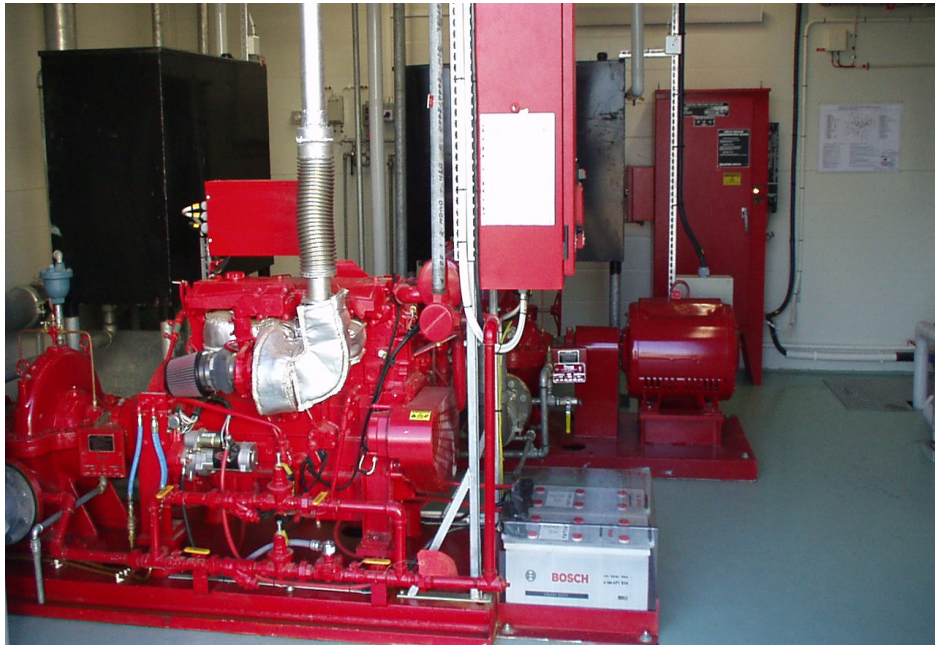
Stacja jest nadzorowana przez dwa systemy ochrony przeciwpożarowej [33]. Jednym z nich jest systemem wczesnej detekcji dymu (system VESDA). W jego skład wchodzi następujące elementy:

- detektory laserowe z siecią rurek ssących,
- programator,
- klapy dymne,

przy pomocy których, w trybie on-line system monitoruje halę przekształtnikową. Sygnały zakłóceń wchodzi do systemu MACH 2.

Drugim systemem jest układ składający się z centrali sygnalizacji pożaru oraz detektorów jonowych i termicznych, zainstalowanych w pomieszczeniach technicznych budynku przekształtników oraz komorach transformatorów. Komory transformatorów wyposażone są w zraszacze. Zasilanie układu zraszania odbywa się z budynku pompowni, pod którym znajduje się zbiornik wody przeciwpożarowej (50 m³). Budynek pompowni posiada dwie pompy: elektryczną i spalinową.

Widok ogólny pompowni pokazano na rysunku 3.16.



Rys.3.16. Wnętrze budynku pompowni wg [źródła własne]

3.4. Zasady sterowania pracą łącza

Nad poprawnością i niezawodnością działania łącza czuwają zaawansowane systemy komputerowe MACH 2, po jednym na każdej stacji (patrz 3.3.10). Kontrolują one wszelkie procesy mające istotny wpływ na poprawność działania łącza, współpracując ze sobą poprzez linie telekomunikacyjne [34].

Pracujący na łączu system MACH 2 dodatkowo wyposażono w automatykę:

- EPC (ang. Emergency Power Control) – odpowiedzialną za ograniczanie wielkości przesyłu mocy elektrycznej – gdy działa na stronę szwedzką to blokowane jest wykorzystywanie po stronie polskiej i odwrotnie,
- RPC (ang. Reactive Power Control) – odpowiedzialną za regulację napięcia – działa autonomicznie po obu stronach łącza poprzez samoistne załączanie i wyłączanie odpowiednio baterii kondensatorów i dławików,
- LLD (ang. Last Line Disconnect) - wyłączenie ostatniej linii 400 kV pracującej w stacji Karlshamn lub Wierzbicino automatycznie przerywa pracę łącza.

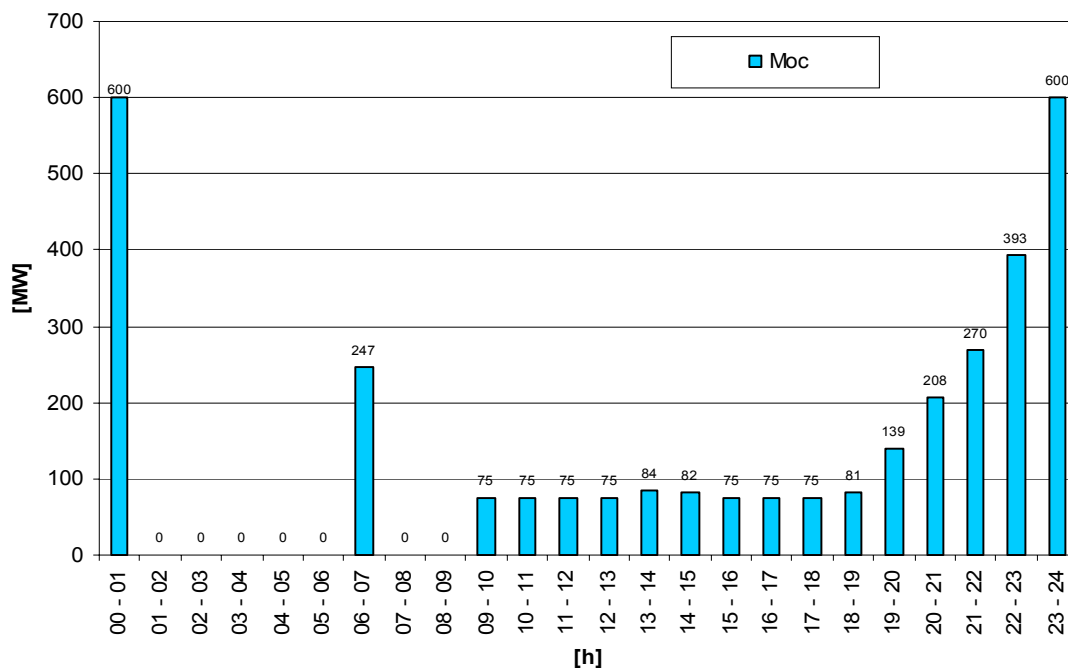
Sterowanie pracą łącza jest prowadzone za pośrednictwem końcowej stacji przekształtnikowej łącza mającej status Master. W normalnym trybie pracy łącza, stacja Master przekazuje uprawnienia sterownicze do dyspozycji wyniesionej (dla stacji Wierzbęcino jest to ODM w Bydgoszczy, dla stacji Stårnõ jest to dyspozycja w Sztokholmie) i zgodnie z porozumieniem pomiędzy operatorami sieci przesyłowej Szwecji i Polski, łącze prowadzone jest przez pół roku naprzemiennie zdalnie przez dyspozycje w Sztokholmie lub Bydgoszczy, w zakresie sterowania przesyłem mocy na kablu (zadawanie wartości mocy przesyłanej na łączu, ustalanie kierunku przesyłu, szybkości narastania mocy, trybu regulacji mocy prądu).

Sterowanie wszystkimi pozostałymi układami automatyki i aparaturą pierwotną jest prowadzone zdalnie, niezależnie od siebie, z odpowiednich dyspozycji (w Sztokholmie dla stacji Stårnõ i ODM w Bydgoszczy dla stacji Słupsk-Wierzbęcino).

Dodatkowo istnieje możliwość prowadzenia sterowania lokalnie z terminala stacyjnego, po przejściu uprawnień przez obsługę stacji. Aby ponownie sterować zdalnie, obsługa stacji musi przekazać uprawnienia sterownicze do dyspozycji wyniesionej.

Zaprogramowana automatyczna szybkość narastania mocy w systemach MACH 2 wynosi 100 MW /1sekundę, natomiast przy ręcznym zadawaniu tego parametru w ODM Bydgoszcz nastawiono funkcję „Ramp” na 30 MW /1min.

Od początku pracy łącza do 15 grudnia 2010 roku planowanie pracy łącza odbywało się w oparciu o umowę handlową pomiędzy Operatorami Sieci Przesyłowych Szwecji i Polski z 24 godzinnym wyprzedzeniem, poprzez zgłaszanie przez każdą ze stron chęci dostawy energii elektrycznej w podziale na poszczególne godziny doby. Jedynymi klientami mogącymi użytkować to łącze były spółki Vattenfall AB oraz PSE /PGE S.A. Dostawcą w poszczególnej godzinie była ta strona, która proponuje niższą cenę za energię elektryczną. Przykładowe zgłoszenie eksportowe strony polskiej dokonane dnia 7 stycznia 2009 roku o godzinie 10.58 pokazano w układzie graficznym na rysunku 3.17.



Rys.3.17. Przykładowe zgłoszenie strony polskiej wartości deklarowanych mocy na kolejną dobę wg [31]

W dniu 26 czerwca 2003 roku, Parlament Europejski wydał dyrektywę 1228/2003, w której określone zostały nowe warunki użytkowania międzynarodowych łączy przesyłowych. Według niej łącza miałyby być dostępne dla wszystkich klientów chcących z nich skorzystać. 9 listopada 2006 roku Komisja Europejska podjęła decyzję o wdrażaniu dyrektywy 1228/2003. W latach 2007-2008 regulatorzy rynków energetycznych zarówno po polskiej (URE), jak i po szwedzkiej (EI) stronie zaczęli domagać się, by SwePol Link został otwarty dla wszystkich klientów, zgodnie z rozporządzeniem 1228/2003.

W kwietniu 2010 roku powstały dwie grupy wykonawcze, mające na celu wdrożenie procesu udostępnienia łącza. Latem 2010 roku zostały sformułowane plany połączenia rynku polskiego z rynkiem nordyckim i rozpoczęto szeroko zakrojone prace nad umową. Stronami umowy zostali: SwePol Link AB (SPS), SwePol Link Polska (SPP), PSE Operator (PSE-O), Svenska Kraftnät (SvK), Nord Pool Spot (NPS) oraz Towarowa Giełda Energii (TGE).

Umowa została podpisana 14 grudnia 2010 roku, a otwarcie rynku nastąpiło 15 grudnia 2010 roku. Połączenie polskiego i nordyckiego Rynku Dnia Następnego oznacza, że polska i nordycka giełda zaczynają współpracować, a klienci traktują ją jako całość. Złożona oferta kupna /sprzedaży może oznaczać, że kupiona /sprzedana w ten sposób energia, będzie przesłana łączem SwePol Link w jedną lub w drugą stronę. Wszelkie transakcje przeprowadzane są w oparciu o zasadę, że cena „transportu” energii jest z góry zawarta w cenie kupna /sprzedaży energii.

Od dnia otwarcia rynku, tj. 15 grudnia 2010 roku, każdego dnia rano SwePol Link wysyła do SvK informację o tym, jaką zdolność przesyłową posiada łącze SwePol Link na najbliższą dobę. W normalnym przypadku wynosi ona 600MW. Informacja ta dotyczy zawsze najbliższej pełnej doby rozpoczynającej się o północy (godzina 00.00).

SvK wraz z PSE-O porozumiewają się wówczas co do zdolności przesyłowej, zarówno polskiej, jak i szwedzkiej sieci ogólnokrajowej. Po ustaleniu określana jest ostatecznie wartość przesyłu na łączu SwePol Link na nadchodzącą dobę. Wartość ta ok. godz. 9.30 zostaje oficjalnie ogłoszona na internetowych stronach giełdy nordyckiej i polskiej.

Następnie klienci składają swoje oferty kupna /sprzedaży, które po polskiej stronie trafiają do TGE, po stronie nordyckiej do NPS. O godz. 12.00 giełdy NPS oraz TGE są zamykane. TGE wysyła następnie oferty złożone po polskiej stronie do NPS. NPS przeprowadza wówczas tzw. „implicite auction”, której rezultatem jest ilość i cena energii sprzedawanej w danej godzinie, a także plan przesyłu dla łącza SwePol Link.

Rezultat ogłaszany jest oficjalnie na internetowej stronie NPS ok. godz. 14.00 i jest przekazywany do dyspozycji mocy w Sztokholmie i w Bydgoszczy.

3.5. Wielkości charakteryzujące pracę łącza

Wysokonapięciowe łącze prądu stałego Szwecja-Polska w latach jego pracy, tzn. 2000-2010 charakteryzują następujące wielkości:

- energia przesłana w kierunku południowym w GWh,
- energia przesłana w kierunku północnym w GWh,
- łączna ilość przesłanej energii w GWh,
- łączny czas trwania przesyłu mocy przez łącze, odniesiony do czasu całego roku w % – nazywany „wykorzystanie łącza”,
- łączny czas trwania przesyłu mocy przez łącze + łączny czas oczekiwania na przesył, odniesiony do czasu całego roku w % – nazywany „gotowością operacyjną łącza”.

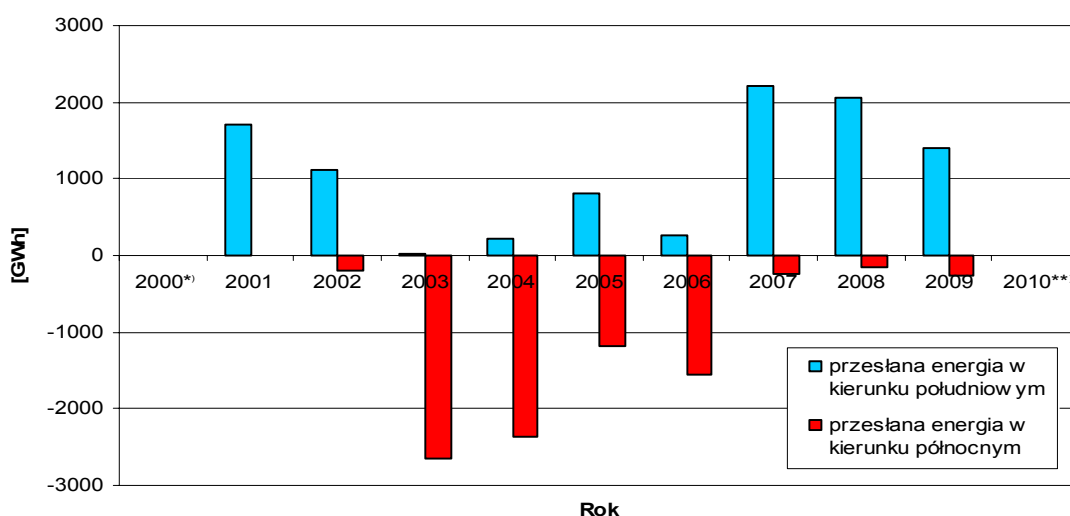
Podane powyżej wielkości przyjmują wartości podane w tabeli 3.1. [24]. Z wielkości charakteryzujących pracę wyżej omawianego łącza w latach od uruchomienia do końca 2010 roku wynika, że:

- w poszczególnych latach zmieniał się dominujący kierunek przesyłu mocy,
- wielkości przesyłanej mocy ulegały zmianom od 1.300 do prawie 2.700 MW,
- wykorzystanie łącza zmieniało się od 25 do 50 %,
- gotowość do pracy łącza wynosiła od 70 do prawie 100 %.

Tabela 3.1. Wyniki pracy łącza SwePol Link wg [31, 75, 76, 77]

Wielkość	Rok								
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Energia przesłana w kierunku południowym w GWh	1.700	1.124	11	213	817	264	2.210	2.065	1.394
Energia przesłana w kierunku północnym w GWh	0	196	2.645	2.374	1.183	1.558	230	145	254
Całość przesłanej energii w GWh	1.700	1.320	2.656	2.587	2.000	1.822	2.440	2.210	1.648
Wykorzystanie łącza w %	32,3	25,1	50,4	49,0	38,4	34,6	46,4	42,0	31,4
Gotowość operacyjna łącza w %	93,0	68,9	97,6	95,9	88,3	98,3	98,4	98,7	97,0

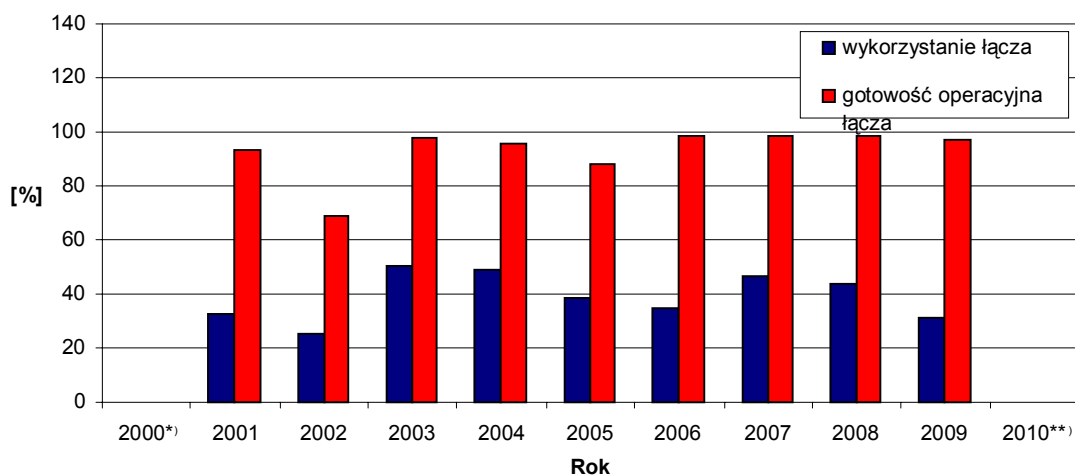
Ilustrację graficzną przesłanej energii łączem Szwecja-Polska podano na rysunku 3.18., natomiast ilustrację graficzną pracy i gotowości łącza w procentach pokazano na rysunku 3.19.



Rys.3.18. Przesłana energia w latach 2000–2010 w kierunku południowym i w północnym wg [31, 75, 76, 77]

^{*)} W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

^{**)} Dane za rok 2010 w momencie pisania rozprawy nie były jeszcze dostępne.



Rys.3.19. Wykorzystanie i gotowość łącza w latach 2000-2010 wg [31, 75, 76, 77]

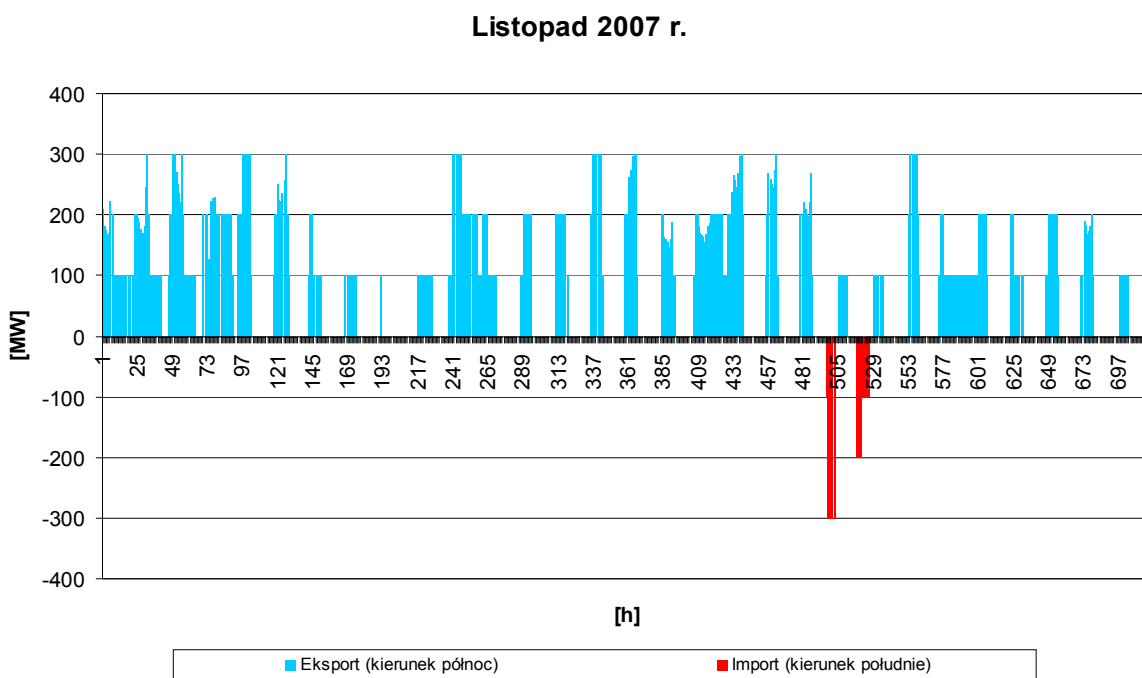
^{*)} W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

^{**)} Dane za rok 2010 w momencie pisania rozprawy nie były jeszcze dostępne.

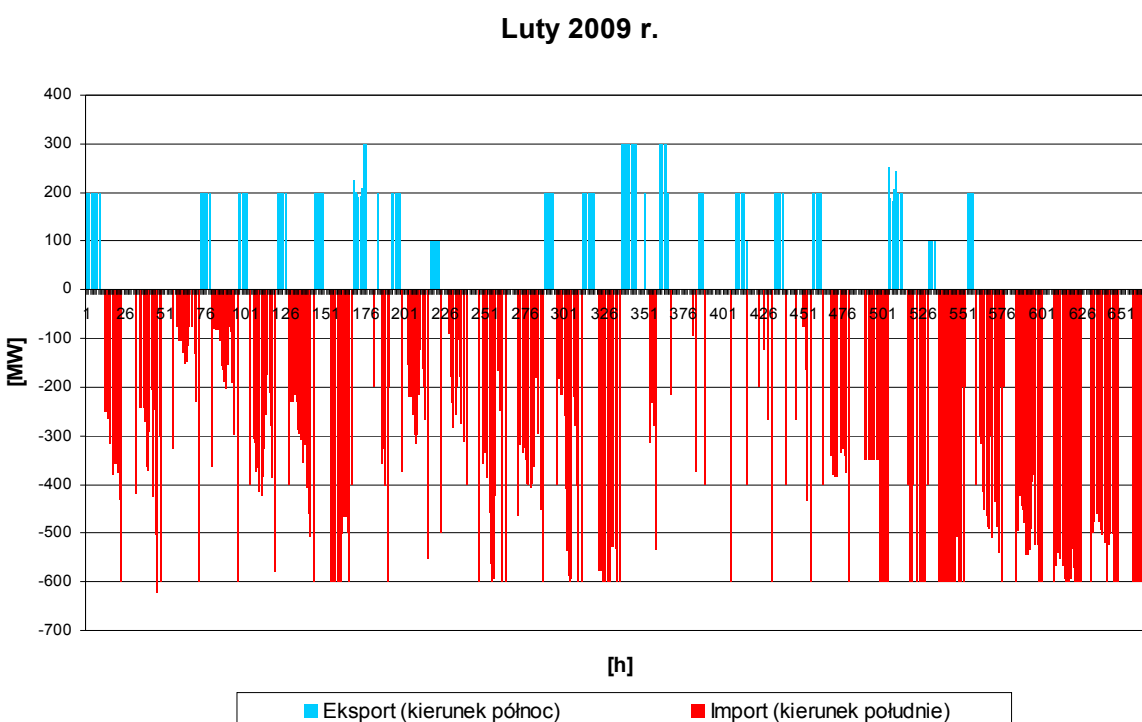
Praca łącza SwePol Link jest prowadzona przede wszystkim w celu pokrycia okresowych niedoborów mocy po stronie szwedzkiej i polskiej oraz sprzedaży nadmiaru mocy przez stronę oferującą tańszą energię elektryczną, w określonej godzinie. W okresie normalnej produkcji mocy, Szwecja dysponuje nadmiarem energii, którą chętnie sprzedaje np. do Polski w ilości najlepiej pełnej przepustowości łącza, tzn. 600 MW. Polska w czasie swoich nadwyżek w produkcji energii elektrycznej może jedynie sprzedawać maksymalnie 300 MW (możliwość KSE w tym obszarze kraju).

Przykładowe rejestratory przepływu mocy zarejestrowane w wybranych miesiącach (w listopadzie 2007, lutym 2009 i lipcu 2009 roku) pracy łącza Szwecja-Polska pokazano na rysunku 3.20.

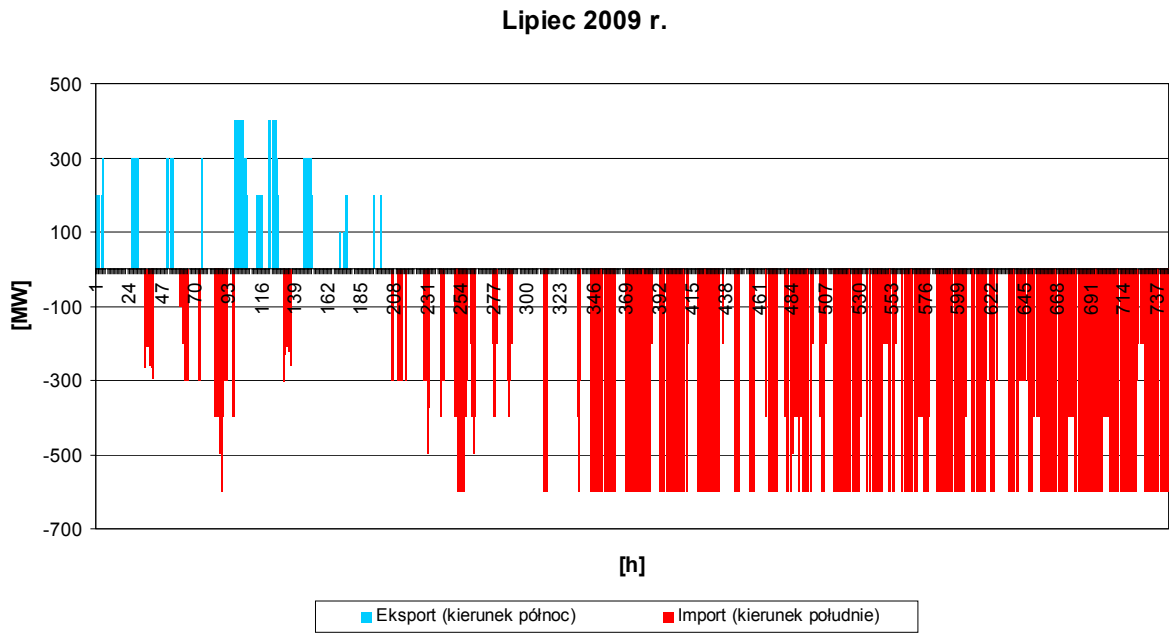
a) przesył mocy łączem,



b) przesył mocy łączem,



c) przesył mocy łączem,



Rys.3.20. Przykładowe rejestrogramy przepływu mocy łączem Szwecja-Polska wg [31]

3.6. Zagadnienia związane z utrzymaniem stanu gotowości łącza

Dokumentacja techniczna łącza w formie elektronicznej umiejscowiona jest na komputerze PIS (ang. Plant Information System) i w przyjazny sposób, poprzez wchodzenie na coraz niższe poziomy, umożliwia dostęp zarówno do instrukcji obsługi i konserwacji urządzeń jak i aplikacji sterowania i zabezpieczeń.

Ponieważ wszystkie wielkości pomiarowe (prądy, napięcia, itp.) jak i sygnały dwustanowe, które powinny wyzwać rejestrator są dostępne z poziomu aplikacji sterowania i zabezpieczeń, zdecydowano się na realizację wewnętrznego rejestratora zakłóceń będącego częścią poszczególnych aplikacji zabezpieczeniowych. W bibliotece oprogramowania graficznego HiDraw zostały dodane bloki programowe, do których można podłączyć pomiary zakłóceń wielkości analogowych i dwustanowych.

Logicznie można utworzyć rejestrator posiadający 32 przebiegi analogowe i 16 przebiegów dwustanowych. Po zadziałaniu zabezpieczeń tworzony jest plik zakłóceńowy utworzony w formacie comtrade (format czytany przez większość dostępnych na rynku programów do analizy zakłóceń) i przechowywany na dysku serwerów. Do odczytu i analizy zakłóceń służy program *Reval* (ABB) zainstalowany na komputerze nadzoru inżynierskiego.

Interfejs graficzny InTouch umożliwia bezpośredni odczyt zarejestrowanych wcześniej (do 60 dni wstecz) danych historycznych wielkości pomiarowych i przedstawienie ich na wykresie graficznym lub w postaci pliku wynikowego z rozszerzeniem csv, który to plik można dalej obrabiać przy pomocy programu Excel.

Dane pochodzące sprzed 60 dni są również dostępne dzięki archiwizowaniu ich na nośnikach DVD.

3.6.1. Zasady prowadzenia działań diagnostycznych i profilaktycznych

Od połowy 2000 roku, tj. początku istnienia wyżej wymienionego połączenia (przy zapewnieniu wysokonapięciowemu łączu prądu stałego Szwecja-Polska dużej niezawodności pracy) PSE-Północ podjęło się prowadzenia eksploatacji stacji przekształtnikowej HVDC Słupsk wraz z polską częścią kabla Szwecja-

Polska. Od kwietnia 2007 roku firma PSE-Północ przejęła prowadzenie eksploatacji całego połączenia SwePol Link i aktualnie realizuje łącznie pięć umów w zakresie:

- utrzymaniowa z firmą SwePol Link (Poland) Sp. z o.o.,
- utrzymaniowa z firmą SwePol Link AB od 01.04.2007 roku,
- prowadzenia ruchu polskiej części połączenia układu przesyłowego HVDC Szwecja–Polska,
- eksploatacji podstawowego i rezerwowego łącza telekomunikacyjnego do Szwecji,
- monitorowania i optymalizacji zużycia energii elektrycznej potrzeb własnych stacji HVDC Słupsk.

Urządzenia stacyjne, kable oraz linie są objęte głównie zapobiegawczymi, profilaktycznymi pracami utrzymaniowymi opartymi o diagnostykę. Kontrole diagnostyczne, które obejmują obchody, oględziny, kontrole funkcjonalne i termowizję (pomiary wykonywane kamerą termowizyjną) są wykonywane w stałych odstępach czasu i są elementem podstawowego utrzymania stacji. Stosowane odstępy czasu są określone indywidualnie z uwzględnieniem takich aspektów, jak: charakterystyki projektowe (rozwiązania) urządzeń, warunki obciążeń, częstotliwość przełączeń, stopień ważności w sieci i lokalne warunki środowiskowe. Bardziej skomplikowane i kosztowniejsze prace utrzymaniowe, takie jak remonty, są wykonywane tylko w razie konieczności i na zasadach specjalnego zlecenia. Daty tych specjalnych przedsięwzięć są określane na podstawie wyników przeprowadzonych badań diagnostycznych.

System przesyłowy HVDC jest wyłączany z eksploatacji raz do roku na okres około jednego tygodnia dla dokonania dorocznego przeglądu urządzeń stacyjnych (zwykle w 36 lub 37 tygodniu roku). Zakres jest określony szczegółowo w planach utrzymaniowych dostawcy (zgodnie z instrukcjami ABB). Prace wymagające wyłączenia są prawie wyłącznie wykonywane podczas corocznego postoju.

Ponadto zapobiegawcze prace utrzymaniowe są realizowane tak, aby obiekty i urządzenia uzyskały optymalnie wyważoną dyspozycyjność pod względem kosztów utrzymania, zakłóceń w eksploatacji i planowanych wyłączeń. Jako podstawową wytyczną przyjęto uzyskanie dyspozycyjności, co najmniej 98%.

Podejmowane są intensywne starania w celu uzyskania wysokiego stopnia bezpieczeństwa personelu podczas jego pracy i obecności na obiekcie, a także w kierunku wyboru metod pracy właściwych ze względów ekologicznych w szeroko pojętej profilaktyce.

Oględziny

W ramach oględzin są przeprowadzane obchody techniczne obejmujące rutynowe badania przy użyciu wzroku, słuchu i dotyku oraz proste pomiary w zakresie, bez konieczności wyłączenia urządzeń z eksploatacji.

Typowe obchody techniczne są wykonywane raz na tydzień w wersji normalnej oraz raz na miesiąc w wersji rozszerzonej, zgodnie z Wytycznymi dotyczącymi Raportowania. Chwilowe usterki w częściach lub podzespołach stacji (takie jak ruchy gruntu z powodu odwilży, poważne wycieki oleju) mogą wymagać krótszych odstępów czasu między obchodami przez pewien ograniczony czas w oczekiwaniu na naprawy lub inne czynności.

Podstawowe warunki w pomieszczeniach sterowania, które są kontrolowane podczas obchodów technicznych wymieniono w tabeli 3.2.

Utrzymanie bieżące - podstawowe

Aby zapewnić oczekiwaną niezawodność wysokonapięciowych łączy prądu stałego, istnieje potrzeba wykonywania w cyklu podstawowym prac na niżej wymienionych elementach łącza:

1) Aparaty i urządzenia łącza

Co najmniej raz w roku lub raz w miesiącu, gdy badania wykazują usterki, wszystkie urządzenia znajdujące się pod wysokim napięciem poddajemy badaniom termowizyjnym.

2) Transformatory przekształtnikowe

W okresach określonych przez producentów są pobierane próbki oleju z transformatorów dla analizy gazów. Przeglądy przełączników zaczepów wraz z wymianą oleju są wykonywane po 7 latach lub po 100.000 przełączeń. Inne czynności wykraczające poza zakres oględzin przy obchodach są wykonywane zgodnie z instrukcjami utrzymaniowymi dostawców.

3) Kompakty - wyłączniki, odłączniki, uziemniki i przekładniki prądowe

Kontrole funkcjonalne wykonywane są zgodnie z instrukcjami utrzymaniowymi dostawców, zalecającymi ich realizację w latach nieparzystych.

Tabela 3.2. Lista realizowanych obchodów technicznych wg [35]

Lp.	Obiekt	Sprawdzenie	Uwagi, parametry
1.	Chłodzenie /ogrzewanie	Działanie	Temperatura w pomieszczeniach mieści się w zakresie od 18 do 25°C
2.	Wilgoć /przecieki wody	Występowanie	Np. przeciekające okna, przecieki z dachu, przecieki wody przez kanały kablowe, woda stojąca w korytkach kablowych, kondensat z urządzeń chłodzących itp.
3.	Nienormalne odgłosy	Występowanie	Np. terkotanie wentylatorów, dysków twardych itp.
4.	Nienormalne zapachy	Występowanie	Np. grzejące się wentylatory, itd.
5.	Oświetlenie	Działanie	Sprawdzenie oświetlenia
6.	Oświetlenie awaryjne	Działanie	Sprawdzenie wszelkiego oświetlenia awaryjnego
7.	Prowadzenie kabli	Kontrola	Przepusty kablowe, uszczelnienia ogniowe nienaruszone.
8.	Ogólny porządek	Jakość	Np. opróżnione worki na śmieci i kosze na odpady papierowe, usunięte puste opakowania i urządzenia wyłomowane, kurz w budynkach, potrzeba sprzątnięcia itd.
9.	Centrala alarmowa, wyłączenie	Sprawdzenie, działanie	Najlepiej zresetować po bezpośrednim kontakcie z pomieszczeniem sterowania
10.	Centrala alarmowa, nie wyczyszczone alarmy /alarm	Sprawdzenie, działanie	Określić przyczynę i najlepiej zresetować po bezpośrednim kontakcie z pomieszczeniem sterowania
11.	Inne obserwacje		

4) Przekładniki napięciowe

Podstawowe czynności utrzymaniowe nie obejmują nic więcej poza obchodami i termowizją.

5) Filtry AC, baterie kondensatorów AC i filtry PLC

Poza obchodami i termografią, na wszystkich kondensatorach są wykonywane pomiary pojemności, jeśli prąd różnicowy wskaże na zakłócenie w kondensatorach. Rezystory i dławiki filtrów są kontrolowane pod kątem stanu ich powierzchni zewnętrznych, zanieczyszczeń, połączeń, elementów oporowych i izolatorów wsporczych.

Dławiki ConTune są sprawdzane raz do roku zgodnie z instrukcjami utrzymania dostawcy. Filtry na wlocie powietrza muszą być wymieniane raz do roku wraz z czyszczeniem wewnętrznych części dławików ConTune.

6) Inna aparatura rozdzielcza

Sprawdzany jest według potrzeb stan: izolatorów wsporczych, zacisków, stalowych konstrukcji wsporczych, fundamentów, przewodów uziemiających, tabliczek itd.

7) Hała tyrystorów i aparatura rozdzielcza DC

Hała tyrystorów jest uważana za pomieszczenie czyste. Przed wejściem do hali tyrystorów personel musi zmieniać obuwie.

Zespół tyrystorów jest poddawany oględzinom i częściowym pomiarom raz do roku zgodnie z instrukcjami utrzymaniowymi dostawcy.

Stosy tyrystorowe są poddawane oględzinom wizualnym. Rury wody chłodzącej i złącza rur są kontrolowane pod kątem przecieków wody i korozji. Przepusty transformatorów i przepusty ściennie są kontrolowane pod kątem przecieków oleju w cyklu tygodniowym a SF6 kontrolowany jest w systemie MACH 2.

Szczegóły na temat utrzymania przekładników prądowych oraz pomiarowego dzielnika napięcia dla szyn kabla głównego i powrotnego zawarte są w instrukcjach dostawcy. Podczas oględzin sprawdzane są wszystkie połączenia łącznie z zamocowaniami światłowodów.

Wszystkie znajdujące się na zewnątrz izolatory rozdzielni DC są czyszczone co roku.

8) Urządzenia do chłodzenia tyrystorów

Elementy systemu chłodzenia, jak na przykład czujniki przewodności, pompy wody zdemineralizowanej, manometry, są poddawane czynnościom obsługowym zgodnie z instrukcjami utrzymania dostawcy.

Wieże chłodzące są sprawdzane pod kątem przecieków i zanieczyszczeń. Dodatkowe zalecenia zawarto w instrukcjach utrzymania dostawcy.

9) Potrzeby własne DC i AC

Wszystkie urządzenia potrzeb własnych strony DC i AC poddawane są raz w roku szczegółowym sprawdzeniu, zgodnie z instrukcjami dostawcy.

10) System nadzoru

Prace utrzymaniowe wymagające wyłączenia systemu generalnie wykonywane są raz do roku. Jeśli nie istnieją dyrektywy, wytyczne ani opisy wydane przez SwePol Link, prace utrzymaniowe są wykonywane zgodnie z wytycznymi producenta lub zgodnie z powszechnie przyjętą praktyką.

System MACH 2 skonstruowany jest w ten sposób, aby możliwe było jego samoistne nadzorowanie za pomocą modułów oprogramowań, wbudowanych w elementy systemu. Moduły te permanentnie nadzorują prawidłowość pracy elementów systemu i w razie wystąpienia uszkodzenia generują alarm pojawiający się na listach zakłóceń, alarmów i liście błędów. W ten sposób jest kontrolowana praca wszystkich modułów wejścia i wyjścia umiejscowionych w szafach oraz płytach głównych komputerów. Poprzez porównanie pomiarów wielkości mierzonych systemem A i B, nadzorowana jest praca modułów pomiarowych. Dzięki takiemu rozwiązaniu ogranicza się do minimum okresowe przeglądy systemu, a eksploatacja sprowadza się do reagowania na pojawiające się alarmy.

Dwa oprogramowania Visual Basic SUP.exe i ACS.exe w sposób graficzny wskazują uszkodzone jednostki, które na poszczególnych obrazach oznaczone są kolorem czerwonym. Programy te zainstalowane są na komputerze PIS oraz OWS, który jest jednym z elementów systemu MACH 2. Uszkodzenie przykładowej płyty PS851 w oprogramowaniu SUP.exe pokazano na rysunku 3.21. a program graficzny ACS.exe pokazano na rysunku 3.22.

Program SUP.exe nadzoruje również prawidłowość pracy szyn danych CAN i TDM.

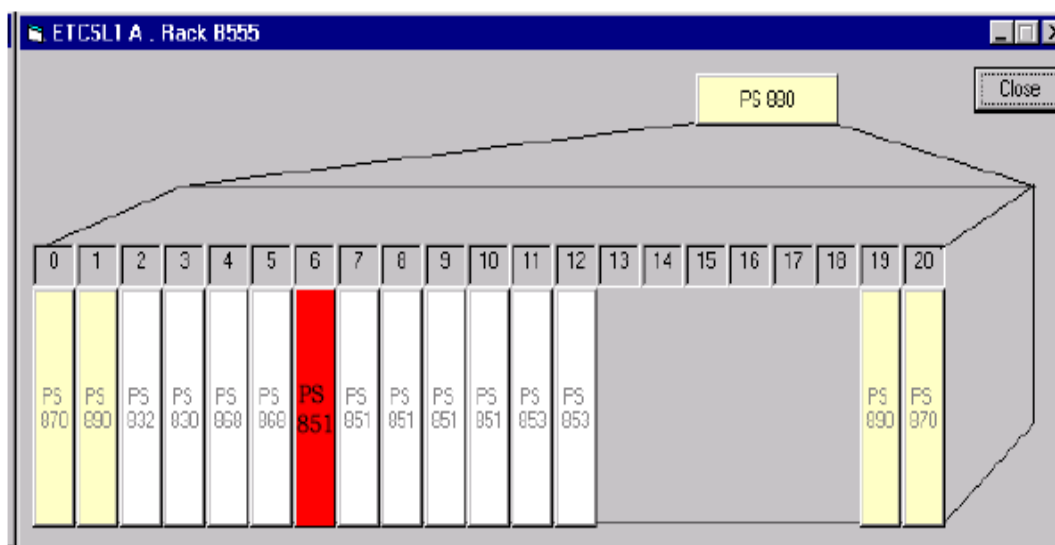
Dzięki temu, że program graficzny HiDraw, w którym zostały utworzone wszystkie aplikacje sterowania i zabezpieczeń, posiada również graficzny debugger HiBug, możliwe jest na bieżąco śledzenie wszystkich przetwarzanych przez aplikacje sygnałów.

11) Kable

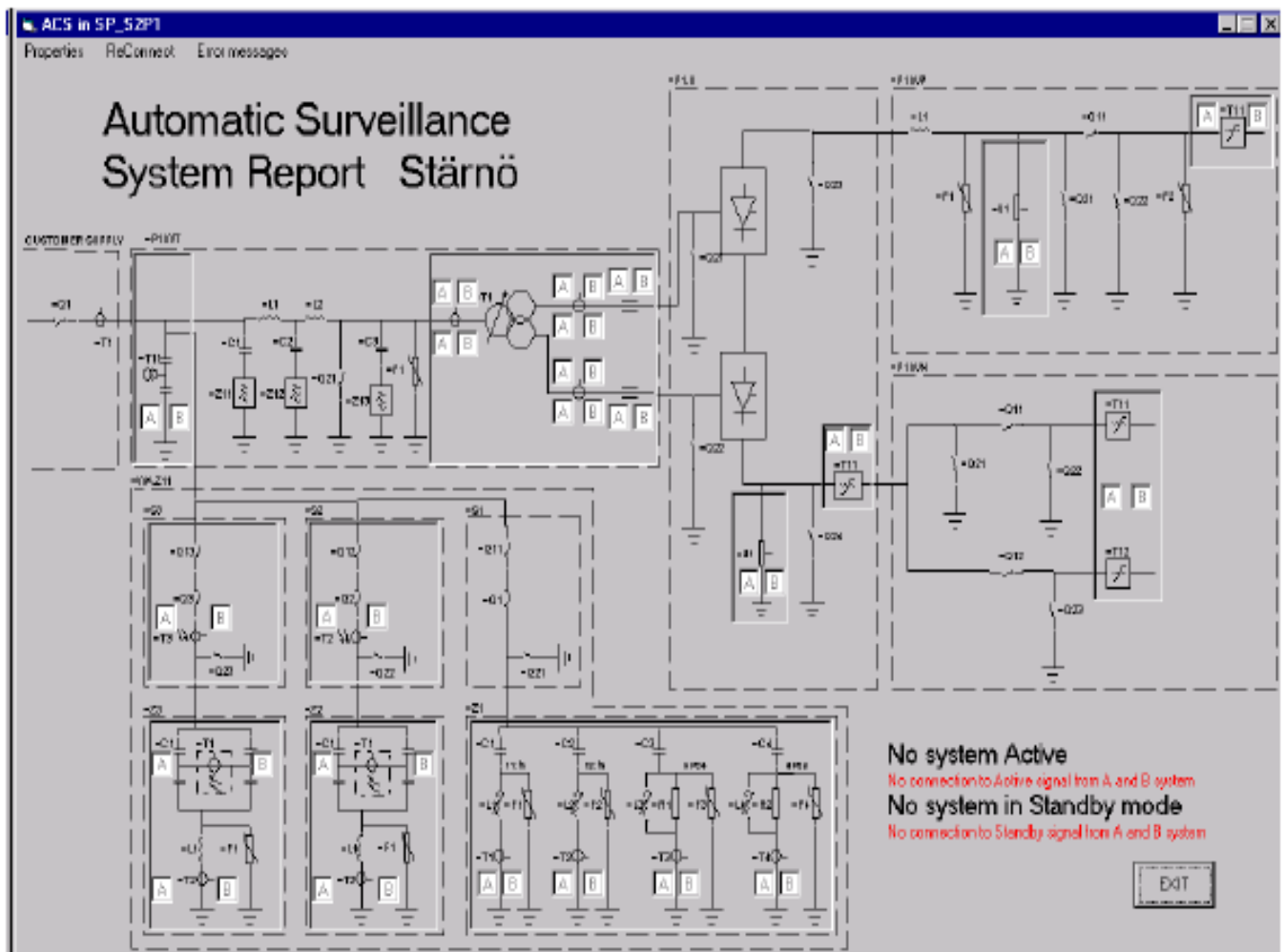
Bieżące utrzymanie podstawowe kabli wykonywane jest prowadzone wg instrukcji określonych w „Wytycznych kabli”. Dokument ten opisuje okresowość zabiegów, sposób magazynowania i urządzenia do ich naprawy. Całość informacji o oględzinach, obsłudze i podjętych środkach jest odpowiednio dokumentowana.

12) Linia 400kV AC

Stosuje się tutaj instrukcje utrzymania dla Linii Napowietrznej AC w Stårnö – Wytyczne LINII. Linia jest poddawana oględzinom zgodnie ze Szwedzkimi Przepisami dla Instalacji Elektrycznych. Po polskiej stronie stosowane są odpowiednio Polskie Przepisy Eksploatacyjne. Okresowość oględzin podano w obowiązujących instrukcjach. Oględziny, obsługa i podjęte środki są odpowiednio dokumentowane.



Rys.3.21. Uszkodzona płytka PS851 zlokalizowana przez program SUP.exe wg [35]



Rys.3.22. Wygląd programu graficznego ACS.exe nadzorującego układy pomiarowe wg [35]

Utrzymanie bieżące - dodatkowe

Bardzo ważne z punktu widzenia niezawodności całego łącza HVDC jest sprawne usuwanie bieżących drobnych napraw wraz z realizacją potrzebnych szybkich regulacji. Dodatkowo prace utrzymania bieżącego związane z urządzeniami infrastruktury technicznej, koszeniem trawy, zwalczaniem chwastów, wycinaką krzewów, planowaniem terenu oraz czyszczeniem kanałów kablowych, zasadniczo jest wykonywane w zależności od potrzeb.

Zapasy kabel podmorski, przechowywany w magazynie w porcie Oxhaga w Karlshamn, raz miesiącu jest testowany poprzez uruchamianie nawijarki.

Kontrole drabin, zbiorników ciśnieniowych, zaworów bezpieczeństwa, sprzętu uziemiającego, podnośników, suwnic, dźwigów, wciągarek i innych urządzeń, dla których kontrola jest obowiązkowa, są wykonywane w odstępach czasu określonych w stosownych instrukcjach i przepisach.

Na wypadek pożaru łącza obowiązuje instrukcja "Postępowanie na wypadek pożaru na stacji transformatorowej". Prowadzący eksploatację łącza inicjuje kontrole zewnętrzne, odpowiada za ich wynik i współpracuje z odpowiednimi lokalnymi służbami ratowniczymi.

3.6.2. Koszty eksploatacji

Analizując niezawodność wysokonapięciowych łączy prądu stałego, należy brać pod uwagę ponoszone koszty na utrzymanie i ruch, czyli eksploatację. Koszty w tysiącach złotych związane z utrzymaniem i ruchem łącza stałoprądowego Szwecja-Polska w latach od 1998 do 2009 podano w tabeli 3.3., zaś graficzną ilustrację kosztów: utrzymania, ruchu i eksploatacji w latach 1998–2009 przedstawiono na rysunku 3.23.

Aktualnie średnie koszty utrzymania łącza (biorąc pod rozwagę tylko okres od roku 2007 do 2009 - jako czas reprezentatywny – patrz ⁴⁾ w Objasnieniach) wynoszą około dwa miliony złotych na rok, natomiast koszty prowadzenia jego ruchu w tym samym okresie to około milion złotych na rok – co razem daje łączny koszt eksploatacji około trzy miliony złotych rocznie. Warto zauważyć, że w tych latach nastąpiło ustabilizowanie wartości kosztu ruchu i utrzymania.

Oznacza to, że przy ogólnym koszcie zbudowania układu przesyłowego Szwecja-Polska 500 milionów USD (wg cen z roku 2000), roczne koszty eksploatacji łącza (po przeliczeniu na dolary wynoszące około jednego miliona USD), stanowią jedną pięćsetną, czyli dwa promile wartości całego łącza.

Tabela 3.3. Koszty utrzymania i ruchu łącza Szwecja-Polska w latach 1998-2009 w tysiącach złotych wg [źródła własne]

Rok	Podstawowe koszty utrzymania	Dodatkowe koszty utrzymania (np. usuwanie drobnych zakłóceń)	Łączne koszty utrzymania	Koszty prowadzenia ruchu	Koszty eksploatacji
1998	5 ¹⁾	0	5	0	5
1999	206 ¹⁾	0	206	0	206
2000	148 ²⁾	26 ²⁾	328 ⁴⁾	1.002 ⁴⁾	1.330 ⁴⁾
2001	264 ²⁾	192 ²⁾	912 ⁴⁾	938 ⁴⁾	1.850 ⁴⁾
2002	252 ²⁾	89 ²⁾	682 ⁴⁾	990 ⁴⁾	1.672 ⁴⁾
2003	328 ²⁾	180 ²⁾	1.016 ⁴⁾	1.008 ⁴⁾	2.024 ⁴⁾
2004	343 ²⁾	126 ²⁾	938 ⁴⁾	1.016 ⁴⁾	1.954 ⁴⁾
2005	369 ²⁾	453 ²⁾	1.644 ⁴⁾	1.052 ⁴⁾	2.696 ⁴⁾
2006	385 ²⁾	388 ²⁾	1.546 ⁴⁾	1.074 ⁴⁾	2.620 ⁴⁾
2007	1.527 ²⁾	452 ²⁾	1.979 ³⁾	1.084 ⁴⁾	3.063 ⁴⁾
2008	1.172 ³⁾	513 ³⁾	1.685 ³⁾	1.112 ⁴⁾	2.675 ⁴⁾
2009	1.288 ³⁾	1.071 ³⁾	2.359 ³⁾	1.158 ⁴⁾	3.348 ⁴⁾
2010					
Średnio rocznie			~2.000 ⁴⁾	~1.000 ⁴⁾	~3.000 ⁴⁾

Objaśnienia:

¹⁾ – dokładne koszty przyszłej eksploatacji - szkoleń,

²⁾ - dokładne koszty poniesione po polskiej stronie łącza,

³⁾ - dokładne koszty utrzymania całego łącza – po obu stronach Bałtyku,

⁴⁾ - koszty poniesione na całym łączu, określone szacunkowo przez podwojenie kosztów po polskiej stronie,

⁵⁾ - danych za rok 2010 autor w momencie pisania rozprawy jeszcze nie posiadał.

Uwaga:

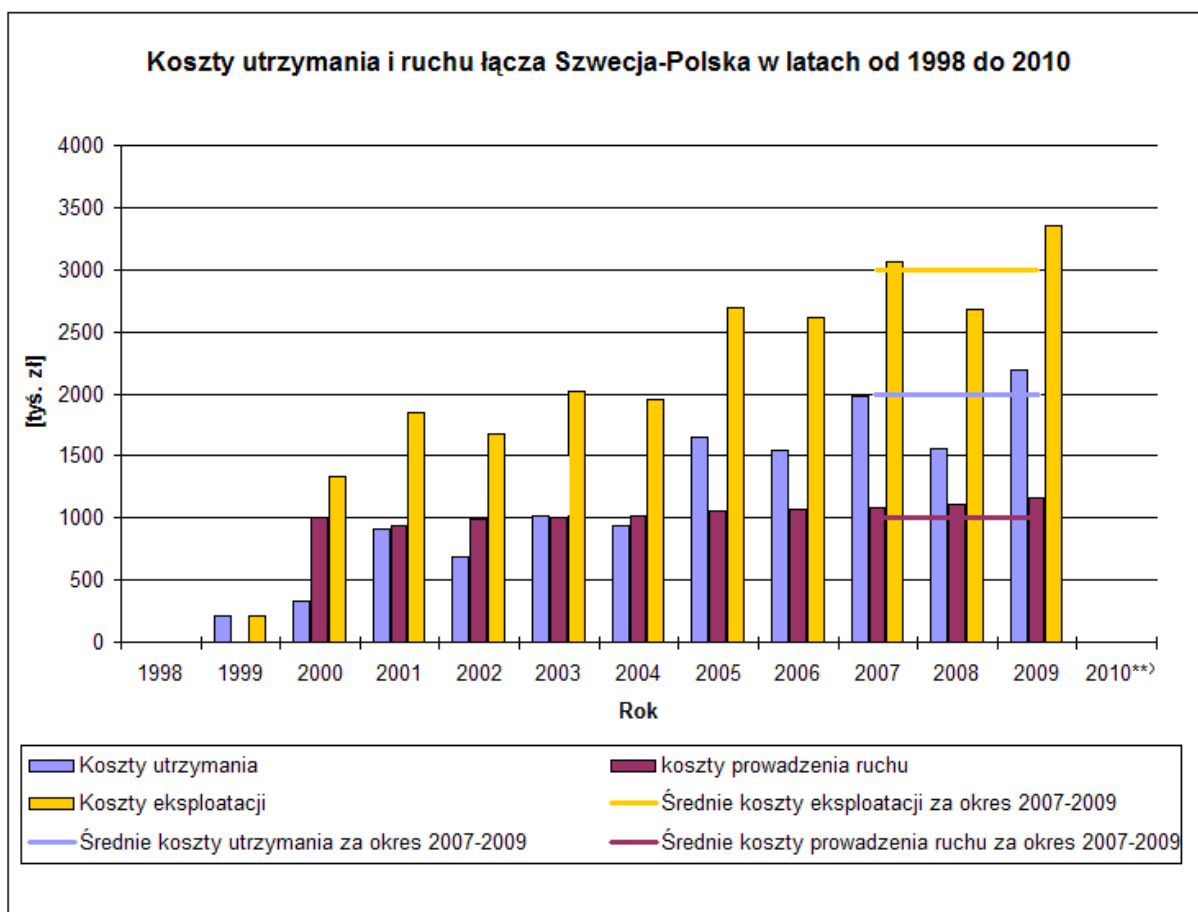
1) Przyjęto założenie, że:

- koszty ponoszone na utrzymanie w latach 2000–2006 po stronie szwedzkiej są bardzo zbliżone do kosztów ponoszonych po stronie polskiej,
- koszty ponoszone na prowadzenie ruchu w latach 2000–2009 po stronie szwedzkiej są bardzo zbliżone do kosztów ponoszonych po stronie polskiej,

2) Przyjmując powyższe założenia oraz, dysponując dokładnymi wielkościami kosztów łącza ponoszonych po stronie polskiej na utrzymanie w latach 1998–2006 i po obu stronach na utrzymanie w latach 2007-2009 oraz po stronie polskiej na ruch w latach 2000–2009, koszty poniesione na całym łączu autor określił szacunkowo przez podwojenie kosztów po polskiej stronie na utrzymanie w latach 2000–2006 i na ruch w latach 2000–2009.

3) W prowadzonych analizach poniesionych kosztów na eksploatację łącza Szwecja-Polska pominięto koszty napraw gwarancyjnych.

4) Dane za 2010 w momencie pisania rozprawy nie były jeszcze dostępne.



Rys.3.23. Koszty eksploatacji łącza Szwecja-Polska w latach 1998-2010 wg [źródła własne]

**) Dane za rok 2010 w momencie pisania rozprawy nie były jeszcze dostępne.

3.7. Podsumowanie

Przedstawione w pracy łącze prądu stałego Szwecja-Polska należy do najnowocześniejszych na świecie układów przesyłowych prądu stałego.

Szczególnego podkreślenia wymaga specyfika prezentowanego połączenia, polegająca przede wszystkim na zastosowaniu w nim kabla powrotnego, który zdaniem ekologów zapobiega elektrolizie wody morskiej i nie dopuszcza do wydzielania chloru. Chroniąc w taki sposób środowisko naturalne nie powoduje się korozji znajdujących się w pobliżu linii metalowych obiektów (rurociagi, szyny kolejowe, ekrany kabli), które przy tradycyjnych elektrodach mogłyby być narażone na działanie prądów powrotnych.

Elementem nietypowym, rzadko spotykanym w wysokonapięciowych łącach prądu stałego, a zastosowanym w łączy SwePol Link, są z każdej strony Bałtyku po dwa komplety (x3 sztuki na każdej fazie) filtrów z aktywnymi dławikami (z regulowaną indukcyjnością). Wcześniej oraz obecnie (z wyjątkiem łącza w Brazylii) takich urządzeń nie stosowano.

Do najważniejszych elementów łącza zaliczamy: kabel główny, dławik wygładzający, przekształtniki, transformatory przekształtnikowe, filtry i baterie oraz systemy sterowania i nadzoru.

Bezpośrednio za sterowanie pracą łącza odpowiada właściwy w danym momencie dyspozytor, wspierany przez dwa z sobą współpracujące systemy MACH 2 po jednym z każdej ze stron połączenia. Ilość przesyłanej energii w poszczególnych dniach i ich kierunek określone są poprzez umowę z 14 grudnia 2010 roku w sprawie współpracy polskiej i nordyckiej giełdy nazywanej „Rynkiem Dnia Następnego”.

Aktualnie problemy łącza SwePol Link to:

- ograniczenie czasowe zdolności przesyłowej polskiej sieci ogólnokrajowej.
Ograniczenia powodują, że łącze może być użytkowane w zakresie nieprzekraczającym nawet 25% jego zdolności przesyłowej. Przez długi okres łącze SwePol Link eksploatowane było przy tego typu ograniczeniach przez ponad 80% całego czasu użytkowania, co w znaczny sposób wpływało na jego opłacalność;
- odpowiedzialność za to, aby zakładana zdolność przesyłowa łącza była utrzymana. Oznacza to, że w momencie wystąpienia awarii, powodującej wyłączenie przesyłu, SwePol Link odpowiada za zakup /sprzedaż ilości energii zakupionej lub sprzedanej wcześniej na giełdzie z założeniem, że łącze będzie funkcjonować prawidłowo. W przypadku wystąpienia awarii, tego typu zobowiązanie, może okazać się istotnym obciążeniem kosztowym dla SwePol Linku;
- fakt, że z przyczyn technicznych, najmniejsza moc możliwa do przesłania na łączu to praktycznie 60MW (zadanie mniejszej mocy wymaga wprowadzenia zmian w systemie i przejścia ze sterowaniem mocą na sterowanie prądem).

W związku z tym utrudnieniem, normalne moce przesyłowe łącza SwePol Link wahają się w przedziale od 60MW do 600MW (wg wyjaśnienia Larsa Marketeka szefa firmy SwePol Link).

Jednak rynek rządzi się swoimi prawami i nie ma możliwości ograniczenia ilości zakupionej czy sprzedanej mocy tylko do przedziału 60-600MW. Jeśli w wyniku przeprowadzonych aukcji na giełdzie NordPool spot, wartość dla łącza SwePol Link wyniesie mniej niż 60 MW, SwePol Link musi podjąć określone działania, w zależności od sytuacji, tj.:

- jeśli wartość wyniesie mniej niż 30 MW – SwePol Link kupuje/sprzedaje tę ilość mocy, tak by łącze nie musiało być eksploatowane,
- jeśli wartość wyniesie od 30 do 60 MW, SwePol Link kupuje/ sprzedaje taką ilość mocy, by osiągnąć minimum przesyłowe 60 MW.

Z wielkości charakteryzujących pracę wyżej omawianego łącza w latach od uruchomienia do końca 2010 roku wynika, że:

- w poszczególnych latach zmieniał się dominujący kierunek przesyłu mocy,
- wielkości przesyłanej energii elektrycznej ulegały zmianom od 1.300 do prawie 2.700 MW,
- obciążenie łącza zmieniało się od 25 do 50 %, gotowość do pracy łącza wynosiła od 70 do prawie 100 %.

Łączna energia przesłana łączem Szwecja-Polska w latach 2000-2009 wyniosła prawie 20 TWh, czyli około jednej dziesiątej aktualnego rocznego zapotrzebowania Polski w energię elektryczną. Z wyjątkiem roku 2002, w którym miała miejsce długotrwała awaria kabla głównego, łącze SwePol Link wykazywało gotowość do pracy zbliżoną do 98 % [23, 24].

Właściwie prowadzona eksploatacja łącza, z corocznymi kompleksowymi przeglądami, zapewnia oczekiwaną niezawodność i zapewnia minimalne koszty prowadzenia utrzymania.

Połączenie SwePol Link zwiększa pewność zasilania w energię elektryczną Szwecji i Polski, przyczyniając się przez to do wzrostu ogólnego bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych Szwecji i Polski.

4. STATYSTYKA AWARYJNOŚCI ŁĄCZA PRĄDU STAŁEGO SZWECJA-POLSKA

4.1. Uwagi ogólne

Dostęp na stacji do listy zdarzeń (której przykład pokazano w tabeli 4.1.) jest możliwy poprzez zainstalowany na stanowisku operatora (OWS) interfejs graficzny InTouch. Wszystkie informacje pochodzące z systemu są rejestrowane na liście zdarzeń w porządku chronologicznym [75, 76, 77].

Przychodzące sygnały pogrupowano na 4 kategorie ważności i graficznie wyróżniono odpowiednimi kolorami. Sygnały informacyjne stanu normalnego są wyświetlane na tle szarym. Na tle zielonym sygnały alarmowe o mniejszym znaczeniu. Na tle żółtym ważniejsze sygnały ostrzegawcze, a na czerwonym awaryjne.

Wystąpienie dwóch ostatnich rodzajów alarmów, mimo że stacja jest bezobsługowa, wymaga przyjazdu obsługi na stację.

Na liście zdarzeń poza opisem podane jest również źródło sygnału, dostępna jest opcja pomocy (help) oraz filtry ułatwiające sortowanie sygnałów. Szczegółowa statystyka zakłóceń podana w tabelach: 4.2., 4.3. i 4.4. niniejszego rozdziału.

Tabela 4.1. Przykładowa lista zdarzeń wg [34]

A	2009.01.08	14:49:21:138	Valve Cooling Equipment E.E1	Normal flow in main cooling circuit	Normal
B	2009.01.08	14:49:21:260	Valve Cooling Equipment E.E1	Cooling System OK.	Normal
A	2009.01.08	14:49:21:615	Valve Cooling Equipment E.E1	Cooling System OK.	Normal
A	2009.01.08	14:56:44:399	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Off	Normal
A	2009.01.08	14:56:44:399	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L3 Open/Close ind.	Minor
B	2009.01.08	14:56:44:402	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Off	Normal
A	2009.01.08	14:56:44:415	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy Off	Normal
A	2009.01.08	14:56:44:415	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L2 Open/Close ind.	Minor
A	2009.01.08	14:56:44:419	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy In ph L2B	Emergency
A	2009.01.08	14:56:44:419	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy In ph L3B	Emergency
B	2009.01.08	14:56:44:422	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy In ph L2B	Emergency
B	2009.01.08	14:56:44:422	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy In ph L3B	Emergency
A	2009.01.08	14:56:44:431	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Locked Out	Warning
A	2009.01.08	14:56:44:431	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy ph L2 Ok	Normal
A	2009.01.08	14:56:44:431	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy ph L3 Ok	Normal
A	2009.01.08	14:56:44:431	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L1 Open/Close ind.	Minor
B	2009.01.08	14:56:44:434	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Locked Out	Warning
B	2009.01.08	14:56:44:434	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy ph L2 Ok	Normal
B	2009.01.08	14:56:44:434	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Lockout discrepancy ph L3 Ok	Normal

Poza listą zdarzeń w interfejsie graficznym InTouch dostępne są również lista alarmów i błędów. Na liście zdarzeń pojawiają się wszystkie alarmy, które wystąpiły. Każde zaistniałe zdarzenie powinno mieć potwierdzenie, że operator przyjął je do wiadomości. Na wyświetlanej liście zdarzeń znajdują się alarmy, które aktualnie trwają. Gdy przyczyna alarmu zostanie usunięta /przestanie istnieć informacja o nim znika z wyświetlanej listy zdarzeń i wtedy pojawia się komunikat RFO (Ready For Operation) – oznaczający gotowość systemu do pracy.

Pogrupowane sygnały alarmowe są przesyłane poprzez komputer GWS do nadrzędnych systemów dyspozycyjnych (ODM w Bydgoszczy i DC3 w Sztokholmie).

4.2. Zakłócenia związane z kablem

Uszkodzalność kabli, przede wszystkim w początkowym okresie ich pracy, była jednym z głównych powodów stosunkowo dużej zawodności pracy łącza Szwecja-Polska. Awarie kabla na odcinku morskim występowały kilkakrotnie z różnych powodów. Zasadniczo przyczyny uszkodzeń można podzielić na elektryczne i mechaniczne.

W całej historii łącza odnotowano w sumie 11 uszkodzeń kabla, w tym 10 uszkodzeń kabla powrotnego oraz jedno kabla głównego HVDC.

4.2.1. Uszkodzenia kabla głównego

Uszkodzenie żyły głównej niedaleko pierwszej mufy od strony polskiej było spowodowane przebiciem izolacji elektrycznej. Dokonana ekspertyza miejsca uszkodzenia wykazała, że podczas układania kabla na dnie morskim została uszkodzona izolacja kabla tak poważnie, że jego awaria /przebite było tylko kwestią czasu. Naprawy uszkodzonego kabla głównego mógł się jednak podjąć tylko jeden z trzech (w tym czasie na świecie istniejących) statków specjalistycznych. Naprawa uszkodzonego kabla odbyła się po jego wydobyciu z wody, wstawieniu nowego około 200 metrowego odcinka kabla i złączeniu w sposób zapewniający pełne odtworzenie struktury kabla – wstawiona mufa posiada średnicę zewnętrzną naprawianego kabla. Całość wyżej wymienionych prac odbyła się w warunkach sterylnych – w szczelnym namiocie. Ponieważ najbliższy specjalistyczny statek „Sea Spider” znajdował się wtedy na Filipinach, początek naprawy opóźnił się o kilka tygodni niezbędnych na dopłynięcie.

4.2.2. Uszkodzenia kabli powrotnych

Uszkodzenia żyły powrotnej spowodowane były przyczynami zarówno mechanicznymi jak i elektrycznymi.

Do przyczyn mechanicznych należą przypadki zahaczenia przez kotwice okrętowe (1 raz) oraz uszkodzenia spowodowane sieciami rybackimi (1 raz). Od początku działalności łącza SwePol Link najczęstszą przyczyną uszkodzeń były jednak uszkodzenia elektryczne spowodowane przez zakłócenia w północnej części (sąsiedztwo łącza) polskiego systemu elektroenergetycznego 400kV i 110kV, które poprzez przekształtnik były transferowane na stronę DC. Zasadnicze znaczenie miał tu kierunek przesyłanej energii elektrycznej i praktycznie tylko przy przesyśle w kierunku do Polski (przekształtnik pracuje wtedy jako falownik) miały miejsce uszkodzenia kabla powrotnego. W przypadku gdy kierunek przesyłanej energii był z Polski (przekształtnik pracuje wtedy jako prostownik) wówczas takie zakłócenie było również w pewnym stopniu odczuwane przez przekształtnik, ale nigdy nie spowodowały uszkodzenia kabla powrotnego. Naprawę kabla powrotnego pokazano na rysunku 4.1.

a) moment wyjmowania z wody uszkodzonego kabla



b) uszkodzona elektrycznie żyła kabla powrotnego



Rys.4.1. Naprawa uszkodzonego kabla powrotnego wg [źródła własne]

4.3. Zakłócenia w pracy stacji prądu stałego na obu końcach łącza

W trakcie 10-letniego okresu eksploatacji stacji DC miało miejsce 148 awarie na obu końcach łącza, które poza wyżej wymienionymi uszkodzeniami kabli były główną przyczyną obniżenia niezawodności pracy całego łącza SwePol Link. Kilka najbardziej ciekawych przypadków awarii omówiono poniżej.

1) Pożar dławika wygładzającego

Pożar dławika wygładzającego miał miejsce w lutym 2005 roku na stacji Wierzbęcino. Przesył mocy był niemożliwy przez następne 2 dni. Przyczyną pożaru było zwarcie międzyzwojowe, spowodowane między innymi zakłóceniami po stronie zmiennoprądowej. Akcja gaśnicza poprzedzona została wyłączeniem i uziemieniem uszkodzonego elementu na stacji, tak aby była możliwa praca jednostek Państwowej Straży Pożarnej. Już w następnym dniu przystąpiono do wymiany uszkodzonego dławika. Prace naprawcze trwały nieprzerwanie a cała operacja wymiany została dokonana w około 20 godzinach.

Zdjęcia z naprawy dławika wygładzającego po stronie polskiej pokazano na rysunku 4.2.

a) pożar dławika wygładzającego



b) ustawianie nowego dławika



Rys.4.2. Naprawa dławika wygładzającego po polskiej stronie łącza wg [źródła własne]

2) Pożary filtra ConTune

Pożar filtra aktywnego, wraz z całkowitym jego spalaniem, na łączu Szwecja-Polska zdarzył się trzykrotnie. Pierwszy raz wystąpił w 2002 roku na stacji Stårnø, drugi raz w 2005 roku na Stacji Wierzbęcino i trzeci raz w 2010 roku również na Stacji Wierzbęcino. Każdorazowo palący się filtr niszczył również wszystkie kable zasilająco-sterujące, powodując dodatkowo konieczność ich czasochłonných wymian.

Eksperti analizując pozostałości po pożarach przyjęli początkowo trzy ewentualne przyczyny:

- pierwsza - niewystarczająco dokręcone śruby głównego toru prądowego,
- druga - związana z uszkodzeniem warystora zabezpieczającego uzwojenie sterujące,
- trzecia - uszkodzenie układu zabezpieczającego uzwojenie sterujące filtrem.

Aktualnie po kolejnym trzecim pożarze i przeprowadzonych analizach uważa się pierwszą przyczynę za powód opisanych powyżej kłopotów. Mając powyższe na uwadze proponuje się odstąpienie od stosowania filtra aktywnego na rzecz filtra pasywnego - pozbawionego całkowicie elementów śrubowych – powszechnie stosowanego na innych łączach. Decyzją Właściciela, począwszy od jesiennego przeglądu rocznego 2011 roku, w łączu Szwecja-Polska w miejsce dotychczas wykorzystywanych filtrów aktywnych 11 i 13-tej harmonicznej będą instalowane filtry pasywne. Zgliszcza spalonego filtra 11-tej harmonicznej typu ConTune pokazano na rysunku 4.3.



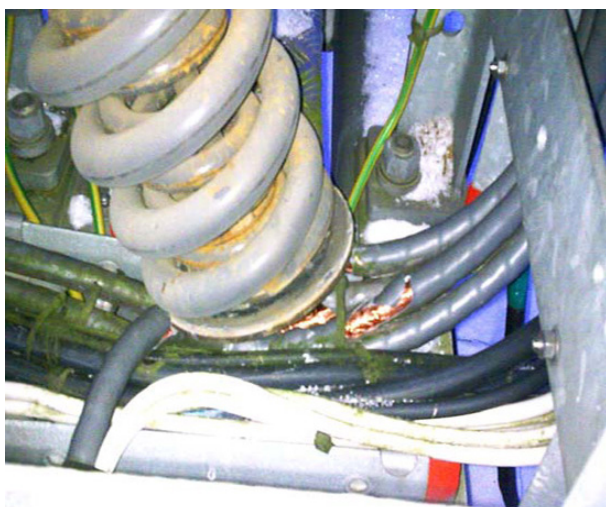
Rys.4.3. Zgliszcza spalonego filtra 11-tej harmonicznej po polskiej stronie w 2005 roku wg [źródła własne]

3) Awaria wyłącznika

Po pierwszych pięciu latach pracy łącza największym problemem stały się awarie wyłączników HPL (produkcji ABB – szczegółowo opisano w podrozdziale 4.7.). Uszkodzenia wyłączników HPL dotyczyły złego działania jego napędu i zbyt wczesnego zużycia styków głównych [74, 188]. Z powodu pękającego cięgła napędu, główna sprężyna mechanizmu z ogromną siłą uderzała w dolną osłonę obudowy, całkowicie ją wyrywając i niszcząc często kable sygnałowe wyłącznika. Chcąc ustalić przyczynę, poza oceną wizualną, dokonano wnikliwej ekspertyzy obejmującej między innymi badanie struktury materiałowej wszystkich elementów napędu mikroskopem elektronowym i spektroskopem. Na jej podstawie stwierdzono, że główną przyczyną mechanicznego zużycia elementów, a w konsekwencji awarii, była niedokładność w procesie produkcyjnym. Otwór pasowy jednego z cięgł nie był współosiowy, co z kolei doprowadzało do niewspółosiowej pracy pozostałych elementów i w konsekwencji do ich mechanicznego zużycia oraz połączenie krzywka-cięgło zrealizowane było poprzez źle zbudowane łożysko igiełkowe. Mając powyższą wiedzę, od stycznia 2009 roku przystąpiono do całkowitej wymiany wszystkich elementów napędu na nowe, pozbawione dotychczasowych wad. Wymianę planuje się zakończyć w roku 2011.

Uszkodzenie przedmiotowego wyłącznika pokazano na rysunku 4.4.

a) główna sprężyna napędu w wyłączniku



b) uszkodzony mechanizm wyłącznika



Rys.4.4. Awaria wyłącznika HPL przy dławiku sieciowym po stronie polskiej wg [źródła własne]

4) Awaria zaworu odpowietrzającego

W maju 2008 roku uszkodzenie zaworu odpowietrzającego E1.V90 spowodowało wyciek glikolu służącego do chłodzenia tyrystorów, powodując przerwanie przesyłu na łączu prądu stałego. W miejscu nieszczelności strumień glikolu z dużą siłą (pod ciśnieniem) uderzał w sufit hali. Prawdopodobną przyczyną rozerwania zaworu było ciśnienie i drgania, jakim poddawany jest układ podczas pracy (zmęczenie materiału). Uszkodzony zawór wymieniono na nowy.

Wyżej wymieniony element pokazano na rysunku 4.5.



Rys.4.5. Awaria zaworu odpowietrzającego wg [źródła własne]

5) Awaria przepływowościomierza

W pierwszej połowie roku 2003 nastąpiła awaria przepływowościomierza w układzie chłodzenia tyrystorów, nie powodująca jednak natychmiastowej przerwy w pracy łączu. Mając na uwadze, że wymianę tego elementu można było przełożyć do najbliższego wyłączenia w trakcie okresowego przeglądu stacji, postanowiono dokonać wymiany uszkodzonego urządzenia w sposób bardzo spektakularny. Zamknięcia układu chłodzenia stosów tyrystorowych dokonano przez zamrożenie odcinka rury ciekłym azotem do temperatury -70°C na około 2,5 godziny w takim miejscu, aby zablokować wypływ chłodziwa ze znajdujących się powyżej stosów tyrystorowych. Powodem zastosowania tak innowacyjnej metody był brak możliwości wydzielenia części zawierającej uszkodzony przepływomierz. Zastosowana metoda pozwoliła wymienić przepływowościomierz bez kłopotliwego spuszczenia czynnika chłodzącego z całego układu. Powyższe rozwiązanie przetestowano poprzez próbę i dopiero po potwierdzeniu skuteczności przystąpiono do działania na "żywym" obiekcie. Cała operacja zakończyła się sukcesem. Przebieg wyżej wymienionych prac pokazano na rysunku 4.6.



Rys.4.6. Przygotowanie do wymiana przepływowościomierza po stronie polskiej wg [źródła własne]

6) Problemy z systemem MACH 2

Uruchomiony w 2000 roku na łączu Szwecja-Polska system MACH 2, będący następcą systemu MACH 1 zastosowanego na łączu KONTEK – Dania-Niemcy i łączu BALCIK CABL – Szwecja-Niemcy, był pierwszym rozwiązaniem o takiej wysokiej złożoności. Nowatorski w czasie uruchamiania system oparty został na kartach, realizujących logikę poszczególnych urządzeń stacji umieszczanych w tzw. RAK-ach. Poprzednie rozwiązania opierały się na blokach z przekaźnikami natomiast nowsze od przedmiotowego rozwiązania oparte są na sterownikach programowalnych. MACH 2 jako rozwiązanie prototypowe sprawiał w pierwszych kilku latach dużo problemów technicznych, które były przyczyną wielu zakłóceń w pracy łącza. Prawie 14,3% wszystkich awarii w całym okresie pracy układu przesyłowego SwePol Link było spowodowane uszkodzeniami generowanymi z wyżej wymienionego systemu. Po okresie oswojenia kłopoty z systemem MACH 2 ustały.

Generalnie poza wyżej wymienionymi najczęstszymi przyczynami uszkodzeń na stacjach przekształtnikowych podstawowym potencjalnym źródłem przyszłych awarii są aktualnie trzy jednofazowe transformatory przekształtnikowe w stacji Wierzbicino i dwa w stacji Stårnø, z powodu ich wady technicznej polegającej na silnym gazowaniu oleju chłodzącego [122, 133].

O przyczynach nadmiernego gazowania oleju (a zwłaszcza wodoru) w transformatorach, producent nie chce rozmawiać i odmawia udzielenia informacji technicznych.

4.4. Zakłócenia w pracy stacji prądu przemiennego i systemów elektroenergetycznych po obu stronach łącza

Zakłócenia na stacjach AC i w systemach elektroenergetycznych z nimi bezpośrednio związanymi, wpływają bezpośrednio na pracę łącza HVDC Szwecja-Polska.

Stacja przekształtnikowa Wierzbicino jest połączona bezpośrednio z położoną obok stacją AC powiązaną z polskim KSE dwiema liniami 400 kV relacji Dunowo-Wierzbicino oraz Wierzbicino-Żarnowiec i czterema liniami 110 kV.

Ze stacji przekształtnikowej Stårnø wychodzi linia 400 kV do odległej o około 300 m rozdzielni 400 kV, do której wchodzi jeszcze trzy linie 400 kV szwedzkiego KSE i przyległa elektrownia konwencjonalna o mocy 3x375 MW.

Każde zadziałanie automatyki SPZ (praktycznie występują tylko 1-fazowe) na liniach 400 kV wychodzących ze stacji AC Wierzbicino zarówno w cyklu udanym lub nie, powodują awaryjne przerwanie przesyłu i odłączenie od wyżej wymienionej stacji AC.

Wyłączenie jednej z linii przyłączonych do rozdzielni 400 kV w stacji AC Wierzbicino (nawet bez działania automatyki SPZ) powoduje zmianę przesyłu w wyniku działania automatyki EPC i redukcję przesyłu o zaprogramowaną wartość (zależy ona od kierunku i wielkości przesyłu) a dodatkowo wyłączenie ostatniej linii 400 kV w stacji Wierzbicino (tzn. drugiej) z automatyki, przerywa pracę łącza z automatyki „Last Line Disconnection”. Budowana od kilku lat po polskiej stronie automatyka APKO-2000 (ciągle jeszcze nieukończona), współpracując ściśle z automatyką EPC łącza prądu stałego Szwecja-Polska zdecydowanie zmniejszy wrażliwość na zakłócenia pochodzące od polskiego KSE.

Zakłócenia typu zwarcia lub działania automatyki SPZ w sieci 110 kV w okolicach stacji DC Wierzbicino powodują zakłócenia komutacji tyrystorów, co niekorzystnie wpływa na pracę łącza HVDC.

W latach 2001–2003 jedną z podstawowych przyczyn uszkodzeń elektrycznych kabli powrotnych łącza były zakłócenia w północnej części polskiego systemu energetycznego 400kV i 110kV, które poprzez przekształtnik były transferowane na stronę DC. Zasadnicze znaczenie miał tu kierunek przesyłanej energii elektrycznej i przy przesyłach w kierunku do Polski miały miejsce uszkodzenia kabla powrotnego. W przypadku, gdy kierunek przesyłanej energii był z Polski, takie zakłócenie było również w pewnym stopniu odczuwane przez przekształtnik, ale nigdy nie spowodowały uszkodzenia kabla powrotnego.

Zależnie od kierunku przepływu mocy i nastawionych parametrów automatyki EPC, wyłączenie jednej, dwóch lub trzech linii 400 kV po stronie szwedzkiej powoduje ograniczenie lub całkowite wyłączenie łącza. Praktycznie szwedzcy dyspozytorzy w systemie EPC nastawiają kolejne kroki ograniczeń co 100 MW.

4.5. Charakterystyka stanów łącza

Łącze HVDC może być w następujących stanach:

- praca normalna: - wyczekiwanie - pełna gotowość do pracy,
- praca z zadaną mocą, maksymalnie do 120% znamionowej mocy,
- praca z ograniczeniem mocy (wielkość ograniczenia zależna od przyczyny awarii):
 - w przypadku, kiedy łącze pracuje z mocą pełną lub prawie pełną, tzn. od 600 do około 550 MW i w takim momencie nastąpi zanik łączności podstawowej (a dopiero po 2 sekundach uruchamia się łączność rezerwowa), to automatyka zabezpieczeniowa łącza ogranicza przesył do ok. 90% mocy znamionowej (działa nastawiony ogranicznik prądowy).
 - gdy wystąpi uszkodzenie jednej żyły kabla powrotnego, to po odłączeniu uszkodzonej, możliwa jest praca z jedną żyłą, ze zredukowaną mocą przesyłaną kablem do max 472 MW.
 - przy zaistnieniu nieprawidłowości w systemie MACH 2 może nastąpić ograniczenie przesyłu mocy przez łącze o 150 lub nawet o 200 MW.
- postój planowy (na realizację prac utrzymaniowych - łącze całkowicie nieczynne),
- postój awaryjny (łącze całkowicie nieczynne), z powodu:
 - uszkodzenie kabla głównego, jednego z kabli powrotnych lub osłabienia izolacji, uszkodzenie elementu stacji przekształtnikowej po stronie szwedzkiej lub polskiej,
 - oddziaływanie zewnętrzne po obu stronach łącza, tj. systemu elektroenergetycznego szwedzkiego i polskiego,
 - błąd ludzki.

Intensywność przechodzenia z poszczególnych stanów łącza Szwecja-Polska omówiono w rozdziale 7.2. zaś ilustrację poszczególnych stanów pokazano na rysunku 7.1.

Praca łącza może odbywać się:

- z napięciem normalnym, regulacją mocą i sterowaniem wspólnym (istnieje automatyczna koordynacja między stacjami za pośrednictwem urządzeń łączności),
- z zaniżonym napięciem regulowanym w sposób automatyczny przez układ CDVC (Cable Dependent Voltage Control), gdy:
 - trwa uruchamianie i kabel jest zimny,
 - zmienia się kierunek przesyłu mocy,
 - następuje redukcja mocy do odpowiednich poziomów.

Dodatkowo gdy nastąpi zanik łączności podstawowej i rezerwowej, a istnieje możliwość łączności za pomocą jakiegokolwiek innego telefonu zewnętrznego łącze również może pracować, lecz w tym przypadku trzeba przejść do pracy z regulacją prądu (zadaną wartość można regulować sterownikiem prądowym) skoordynowaną dostępnym telefonem zewnętrznym.

4.6. Ewidencja zakłóceń na łączu

Wdrożenie nowoczesnych metod oceny niezawodności łączy wymaga rozwiązania wielu problemów zarówno organizacyjnych jak i metodycznych, a także stworzenia odpowiednich baz danych. Wprowadzenie między innymi w łączu Szwecja-Polska komputerowego systemu rejestracji awarii rozwiązało tylko w pewnym stopniu problem dostępu do danych.

Wszystkie zakłócenia w pracy łącza HVDC są zapisywane w specjalnym formularzu DOR (ang. Disturbance and Outage Report). Wypełnione formularze są wysyłane pocztą elektroniczną do właściciela łącza oraz głównego wykonawcy - firmy ABB. Formularz zawiera między innymi informacje o miejscu, przyczynie, czasie wystąpienia i ustania zakłócenia oraz powstałych wskutek tego ograniczeniach w przesyłanej mocy. Dodatkowo do raportu mogą być dołączone oscylogramy z rejestratora zakłóceń oraz listy zdarzeń. Formularze te powstały na bazie formularza CIGRE (międzynarodowego stowarzyszenia zajmującego się wymianą wiedzy i informacji dotyczących wytwarzania i przesyłania energii) i są podstawą do tworzenia raportów dla tej organizacji. Przykładowy raport na formularzu DOR z uszkodzenia wyłącznika w polu filtra po polskiej stronie w dniu 8 stycznia 2009 roku pokazano w Załączniku Z-2.

Oprócz raportu DOR, właściciel (SwePol Link AB) otrzymuje w przypadku każdej awarii szczegółowy raport zawierający jej opis, szczegółowy wykaz podjętych przez obsługę działań, uwagi i wnioski z awarii. Również do tego raportu dołączona może być lista zdarzeń, oscylogramy z rejestratora zakłóceń, zdjęcia, schematy itp.

Dodatkowo producent (ABB) otrzymuje informacje o uszkodzonych urządzeniach w postaci specjalnego formularza EFR (ang. Equipment Failure Record) podającego poza danymi uszkodzonego elementu miejsce jego zainstalowania, rodzaj uszkodzenia, itp.

Wszystkie wysyłane raporty są przechowywane na dyskach sieciowych na stacji Stårno lub Wierzbęcino, zależnie od miejsca ich zaistnienia. Jeden z przykładowych formularzy EFR z dnia 8.01.2009r. /godz. 7.02. pokazano na w Załączniku Z-3.

Poza wyżej opisanym sposobem gromadzenia informacji o awaryjności od początku pracy łącza Szwecja-Polska zbierano dane źródłowe przez autora tej rozprawy (i jego współpracowników), który uczestniczył w eksploatacji tego łącza, jako szef firmy bezpośrednio prowadzącej utrzymanie i ruch tego połączenia. Gromadzenie wyżej wymienionych danych źródłowych sukcesywnie doskonalono. Wersję postaci danych przyjętych do niniejszej analizy zamieszczono w pozycji [137].

Wymieniona ewidencja braku gotowości łącza SwePol Link prowadzona jest narastająco, od dnia uruchomienia tzn. od 20 sierpnia 2000 roku do chwili obecnej. Poszczególne zdarzenia są numerowane w kolejności wystąpienia, przy czym każde zakłócenie ma:

- przypisany kolejny numer,
- datę i godzinę rozpoczęcia i zakończenia ograniczenia pracy łącza,
- określony czas trwania braku gotowości,
- przyporządkowanie do miejsca wystąpienia:
 - poza stacją w Szwecji,
 - poza stacją w Polsce,
 - w stacji w Szwecji,
 - w stacji w Polsce,
 - w kablu,
- krótki opis zdarzenia,

oraz dodatkowo:

- określenie rodzaju wyłączenia z podziałem na: planowane związane z rutynowymi zabiegami eksploatacyjnymi – „P” oraz nieplanowe związane z awarią – „N” i z awariami, którym towarzyszyło ograniczenie przesyłu mocy – „NO”,
- informację o zakłóceniu na dławiku typu ConTune, poprzez podanie ilości zakłóceń i czasu ich trwania,
- stwierdzenie błędu ludzkiego.

Każde z zakłóceń występujących na kablu, stacji DC Stårnø, stacji DC Wierzbęcino, w sieci Szwecji i sieci Polski może być zarejestrowane przez systemy zabezpieczeń działające w ramach systemów MACH 2 (i wtedy są one rejestrowane jako wyłączenie samoistne /samoczynne – „WS”) lub mogą być zauważone przez operatora (i wtedy jest rejestrowane jako wyłączenie operatorskie – „WO”).

Na potrzeby obliczeń i analiz przedmiotowego materiału, wyżej wymienione dane źródłowe na temat awaryjności łącza SwePol Link w latach jego pracy zgromadzone w pozycji [137] zestawiono i pogrupowano, nadając im kształt dostosowany do oczekiwań autora, tworząc: tabelę 4.2. (informacja o sezonowości zdarzeń z podaniem ich ilości i czasu trwania), tabelę 4.3. (informacja o ilości zdarzeń) i tabelę 4.4. (informacja o czasie trwania zdarzeń).

Tabela 4.2. Pogrupowane ilości i czasy trwania zdarzeń przypadające na poszczególne miesiące wg [źródła własne]

Wystąpienia zdarzenia (miesiąc)	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Razem
Ilość (sztuk)	18	13	15	13	15	32	31	19	27	20	13	15	231
Czas (godzin)	2.869,2	166,9	636,4	1.018,9	224,0	481,8	854,2	1.537,2	1.553,1	1.584,1	1.381,9	162,9	12.470,6

Tabela 4.3. Liczność wyróżnionych rodzajów zakłóceń z podaniem miejsca wystąpienia na łączu Szwecja-Polska w latach 2000-2010 wg [źródła własne]

Lp.	Rok	Rodzaje wyłączeń			W sieciach AC		W stacjach DC		Na kablu		Łącznie		Razem WS + WO	W tym błąd ludzki
		Planowe	Nieplanowe		WS	WO	WS	WO	WS	WO	WS	WO		
		P	N	NO										
1	2000 ^{*)}	2	16	0	0	4	13	1	0	0	13	5	18	0
2	2001	9	30	7	4	2	10	12	6	18	16	30	46	1
3	2002	1	34	7	2	2	19	18	4	6	22	20	42	3
4	2003	2	14	3	4	9	8	4	1	3	7	12	19	0
5	2004	2	9	1	3	1	5	3	0	0	8	4	12	1
6	2005	2	13	0	1	0	12	2	0	0	13	2	15	1
7	2006	1	11	2	5	0	5	4	0	0	10	4	14	1
8	2007	1	6	2	2	3	1	3	0	0	3	6	9	1
9	2008	1	12	0	5	0	5	3	0	0	10	3	13	2
10	2009	1	15	0	4	0	6	6	0	0	10	6	16	0
11	2010	1	26	0	2	1	10	14	0	0	12	15	27	0
Łącznie		23	186	22	28	18	85	63	11	26	124	107	231	10

^{*)} W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

Tabela 4.4. Czasy trwania w godzinach wyróżnionych zakłóceń z podaniem miejsca ich zaistnienia na łączu Szwecja-Polska w latach 2000-2010 wg [źródła własne]

Lp.	Rok	W sieciach AC		W stacjach DC		Na kablu		Łącznie		Razem WS + WO	W tym ograniczenia mocy
		WS	WO	WS	WO	WS	WO	WS	WO		
1	2000 ^{*)}	0,0	80,3	122,7	2,9	0	0	122,7	83,2	205,9	0,0
2	2001	5,7	1,0	18,6	178,4	183,4	2.511,3	207,7	2.690,7	2.898,4	2.420,1
3	2002	0,3	0,2	738,0	186,8	1.478,9	990,2	2.217,2	1.177,2	3.394,4	935,9
4	2003	6,5	248,2	1,9	93,0	7,3	2.879,9	15,7	3.221,1	3.236,8	2.963,8
5	2004	0,5	0,6	4,2	360,3	0,0	0,0	4,7	360,9	365,6	0,6
6	2005	0,3	0,0	394,6	628,6	0,0	0,0	394,9	628,6	1.023,5	0,0
7	2006	3,6	0,0	3,3	146,0	0,0	0,0	6,9	146,0	152,9	1,0
8	2007	1,6	119,9	2,4	140,5	0,0	0,0	4,0	260,4	264,4	15,7
9	2008	8,0	0,0	5,5	108,7	0,0	0,0	13,5	108,7	122,2	0,0
10	2009	5,4	0,0	25,4	218,2	0,0	0,0	30,8	218,2	249,0	0,0
11	2010	0,7	28,3	323,0	205,2	0,0	0,0	323,7	233,5	557,2	0,0
Łącznie		2,6	478,5	1.639,6	2.268,6	1.669,6	6.381,4	3.341,8	9.128,5	12.470,3	6.337,1

^{*)}W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

4.7. Awaryjność elementów łącza

Na niezawodność pracy łącza można spojrzeć również w nieco inny sposób, na przykład poprzez awaryjność elementów łącza będącą przyczyną zakłóceń. Wykaz elementów będących przyczyną zakłóceń wraz z ich liczbą i udziałem procentowym przedstawiono (na podstawie pozycji [137]) w tabeli 4.5., w której celowo pominięto przerwy planowe, przerwy wynikające z błędów ludzkich oraz przerwy z przyczyn nieznanych.

Tabela 4.5. Wykaz elementów będących przyczyną zakłócenia pracy łącza w latach 2000-2010 wg [źródła własne]

Lp.	Elementy	Liczba przypadków	% przypadków
1.	Uszkodzenie kabla powrotnego (K-powr.)	31	15,12
2.	Sieć zewnętrzna 400 kV (S-400kV)	26	12,68
3.	Pomiary kontrolne (P.kontr.)	18	8,78
4.	Tyrystor (Tyr.)	18	8,78
5.	Sterowanie (Ster.)	14	6,83
6.	Filtr aktywny 13-harmonicznej (F-13h.)	10	4,88
7.	Zabezpieczenie (Zab.)	10	4,88
8.	Transformator przekształtnikowy (Transf.)	8	3,90
9.	Filtr jakiś (F.)	7	3,41
10.	Urządzenie Przeciw pożarowe (P.poż.)	7	3,41
11.	Filtr aktywny 11-harmonicznej (F-11h.)	6	2,93
12.	Filtr pasywny 24-harmonicznej (F-24h.)	6	2,93
13.	Urządzenie telekomunikacyjne (Łącz.)	6	2,93
14.	Wyłącznik dławika sieciowego (Wył.dł.)	6	2,93
15.	Wyłącznik filtra (Wył.-F.)	6	2,93
16.	Uszkodzenie kabla głównego (K-gł.)	5	2,44
17.	Dławik wygładzający (Dł-wygł.)	4	1,95
18.	Potrzeby własne (P-wł.)	4	1,95
19.	Komputer główny (Kom.)	3	1,46
20.	Kondensator (Konden.)	3	1,46
21.	Wyłącznik kondensatora (Wył.-kond.)	3	1,46
22.	Odlącznik kabla głównego (Odl.Kgł.)	2	0,98
23.	Sieć zewnętrzna 110 kV (S-110kV)	1	0,49
24.	Wyłącznik jakiegoś aparatu (Wył.)	1	0,49
25.	Razem	205	100,00

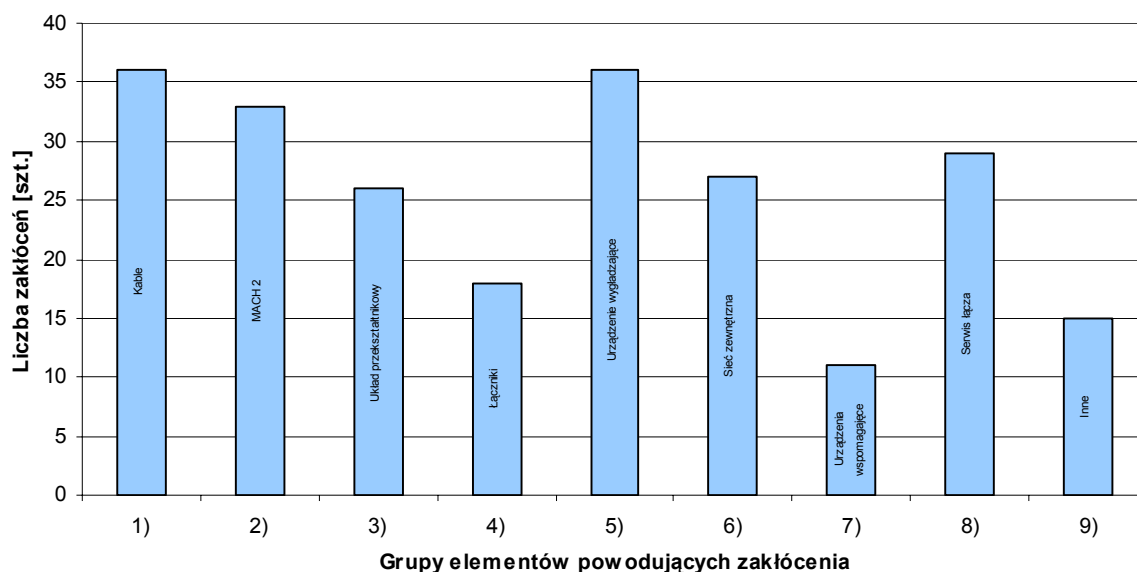
Niekiedy pojedyncze uszkodzenie było przyczyną generowania kilku zdarzeń, jak na przykład w przypadku kabla głównego (gdzie jedno uszkodzenie było przyczyną pięciu zdarzeń) czy kabla powrotnego. Brakujących w podsumowaniu tabeli 26 zakłóceń do ogólnej liczby 231 zakłóceń, spowodowanych było: przerwami planowymi, przerwami wynikającymi z błędów ludzkich oraz przerwami zaistniałymi z przyczyn nieznanymi.

Dla lepszego zobrazowania wpływu awaryjności elementów łącza, wszystkie elementy będące przyczyną zakłóceń w pracy łącza podzielono na dziewięć grup o zbliżonych cechach:

- 1) Kable: kabel główny i kabel powrotny – łącznie 36 zakłóceń,
- 2) MACH 2: zabezpieczenia, sterowanie, komputer główny i łączność pomiędzy stacjami DC – łącznie 33 zakłóceń,
- 3) Układ przekształtnikowy: transformatory przekształtnikowe i tyrystory – łącznie 26 zakłóceń,
- 4) Łączniki: wyłączniki w polach filtrów, wyłączniki w polach kondensatorów, wyłącznik w polu dławika sieciowego, odlączniki w polu kondensatora i odlączniki na kablu głównym – łącznie 18 zakłóceń,

- 5) Urządzenia wygładzające: dławik sieciowy, dławik wygładzający, kondensatory, filtr – 11 harmonicznej, filtr -13 harmonicznej, filtr – 24 harmonicznej i filtr 36 harmonicznej – łącznie 36 zakłóceń,
- 6) Sieć zewnętrzna: system 400 kV po stronie S i P, system 110 kV po stronie S i P oraz wyładowania atmosferyczne – łącznie 27 zakłóceń,
- 7) Urządzenia wspomagające: potrzeby własne i system p.poz. – łącznie 11 zakłóceń,
- 8) Serwis łącza: wyłączenia planowe i pomiary kontrolne – łącznie 29 zakłóceń,
- 9) Inne: nieznanne i błąd ludzki – łącznie 15 zakłóceń.

Liczbę zakłóceń spowodowanych przez wyszczególnione grupy elementów zobrazowano graficznie na rysunku 4.7., co daje pogląd na awaryjność elementów łącza.



Rys.4.7. Liczba zakłóceń spowodowanych w latach 2000-2010 przez awaryjność elementów w poszczególnych grupach wg [137]

4.8. Podsumowanie

Statystykę awaryjności łącza HVDC Szwecja-Polska przeprowadzono w oparciu o informacje uzyskane z okresu jego eksploatacji, tj. od jego uruchomienia 20 sierpnia 2000 roku do końca roku 2010, analizując zakłócenia pracy łącza i oceniając awaryjność poszczególnych elementów, tworzących jego całość.

Analizując tabelę 4.3. widać, że w początkowym okresie funkcjonowania badanego układu przesyłowego najwięcej zakłóceń zaistniało w stacjach DC, co było spowodowane wadliwym działaniem prototypowego (w tamtym czasie) systemu MACH 2.

W drugim i trzecim roku prowadzenia eksploatacji wysokonapięciowego łącza Szwecja-Polska najwięcej problemów było spowodowanych kablami przesyłowymi, a zwłaszcza kablami powrotnymi. W żadnej z 10 awarii – ze względu na zastosowanie kabla powrotnego w postaci dwóch oddzielnych żył – nie zachodziła jednak konieczność całkowitego przerwania pracy łącza, gdyż można było ją prowadzić z jedną żyłą powrotną i (po zredukowaniu mocy przesyłowej do maksymalnie 472 MW) do czasu naprawy drugiej, uszkodzonej żyły powrotnej.

Wszystkie zanotowane wyłączenia łącza przypisano do:

- wyłączeń planowych związanych z rutynowymi zabiegami eksploatacyjnymi, takimi jak:
 - a) tygodniowy coroczny przegląd obu stacji wraz z ewentualnymi wymianami: transformatorów przekształtnikowych, dławików, ograniczników przepięć, i innych,
 - b) awaria na stacji Hemsjö (stacja bezpośrednio odbierająca przesył z kabla),
 - c) pomiary,

- d) badanie nad zachowaniem się węgorzy znajdujących się wokół kabla głównego;
- wyłączeń związanych z awariami: kabli, stacji DC Stårn, stacji DC Wierzbicino, zakłóceń sieciowych w Szwecji i zakłóceń sieciowych w Polsce;
 - wyłączeń związanych z awariami, którym towarzyszyły ograniczenia w przesyłce mocy pochodzących ze świadomych decyzji dyspozytorskich lub generowanych przez jeden z dwóch zainstalowanych systemów MACH 2.

Dodatkowo spośród wszystkich zanotowanych wyłączeń wyodrbiono błędy ludzkie, które występowały sporadycznie, ale zakłócały pracę łącza. Wielkości te wykorzystano w celu doboru szkoleń załgi łącza, by w przyszłości całkowicie wyeliminować niewłaściwe działanie obsługi.

Mimo dokonania wielu zmian w sposobie prowadzenia ewidencji zakłóceń, gromadzenie danych ciągle jeszcze wymaga udoskonalą, na przykład wprowadzenia propozycji przedstawionych w rozdziale 7.5.

Przedstawione w niniejszym rozdziale wielkości dotyczące zakłóceń autor zamierza poddać badaniom statystycznym umożliwiającym ocenę niezawodności łącza. Ze względu jednak na małą ilość próbek, wielkości tych nie da się ich wprost analizować przy pomocy klasycznych metod statystyki. Dlatego do zamierzonej oceny wydaje się niezbędne zweryfikowanie przydatności metod statystycznych opracowanych dla małych i bardzo małych próbek.

Metody stosowane do oceny niezawodności elektroenergetycznych układów przesyłowych autor przedstawił w rozdziale 5., natomiast jej realizację - w rozdziale 6.

5. NIEZAWODNOŚĆ ELEKTROENERGETYCZNYCH UKŁADÓW PRZESYŁOWYCH

5.1. Wprowadzenie

Pełną informację o niezawodności danego układu przesyłowego można uzyskać jedynie poprzez dopasowanie odpowiedniego rozkładu prawdopodobieństwa opisującego funkcję tego obiektu, czyli właściwą aproksymację funkcji niezawodnościowej [29, 38, 44, 63, 91, 112].

Podstawowym wynikiem oceny niezawodności wysokonapięciowych układów przesyłowych są wnioski dotyczące doboru trafniejszej struktury łącza oraz takich parametrów urządzeń, by zapewniało to racjonalną, najlepszą w danych warunkach ciągłość pracy łącza.

Analizę niezawodności łącza można prowadzić w oparciu o współczynniki zawodności poszczególnych jego elementów (np. kabli, systemu sterowniczo-nadzorującego, transformatorów przekształtnikowych, itp.).

Do podstawowych przyczyn zawodności urządzeń elektrycznych należy zaliczyć:

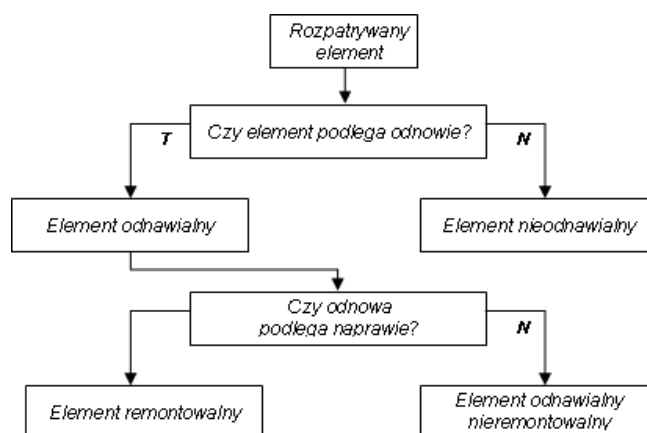
- błędy rozwiązań projektowych i konstrukcyjnych,
- błędy budowy i montażu,
- wady materiałowe,
- zużycie materiałów,
- brak dbałości o stan techniczny urządzeń.

Pierwsze trzy z wymienionych powyżej przyczyn ujawniają się najczęściej w początkowym okresie użytkowania, natomiast pozostałe uwidaczniają się przeważnie dopiero po pewnym czasie.

Zawodność urządzeń elektrycznych powoduje powstawanie awarii w układach przesyłowych. Innymi powodami awarii mogą być błędy eksploatacyjne, starzenie szeroko rozumiane oraz różne bodźce zakłócające [111]. Błędy projektowe, konstrukcyjne i technologiczno-materiałowe nie są funkcją czasu, natomiast pozostałe (starzenie, ...) powstają w trakcie użytkowania. Źle wykonane urządzenie z błędami konstrukcyjnymi lub technologicznymi uszkadza się bardzo szybko, często już podczas pierwszego załączenia go pod napięcie. Wyżej wymienione błędy prowadzą w krótkim czasie do uszkodzeń w wyniku działania czynników zakłócających.

W teoretycznych modelach niezawodności skutki niesprawności (zawodności) można podzielić na trwałe i przejściowe [87]. Trwała niesprawność powoduje trwałą niezdolność do wykonania założonych zadań, a niesprawność przejściowa nie ogranicza możliwości dalszego działania a może jedynie wymagać tylko chwilowej zmiany stanu (np. wyłączenia chwilowego).

Ze względu na zakres czynności, jakie wykonuje się po wystąpieniu niesprawności, można dokonać klasyfikacji elementów, przedstawionej na rysunku 5.1.



Rys.5.1. Klasyfikacja elementów wg [87]

Elementy nieodnawialne to elementy, których nie poddaje się wymianie czy też remontowi po pojawieniu się niesprawności awaryjnej. Proces eksploatacji elementu nieodnawialnego jest dwustanowy: może się on znajdować w stanie funkcjonowania lub w stanie niefunkcjonowania, przy czym ten drugi jest stanem pochłaniającym (prawdopodobieństwo wyjścia z tego stanu jest równe zero).

Zawodność poszczególnych elementów układu wpływa na zawodność całego wysokonapięciowego układu przesyłowego i decyduje o niezawodności całego łącza.

Mając powyższe na uwadze autor rozprawy w kolejnych dwóch rozdziałach przedstawił wyliczenie szeregu parametrów niezawodnościowych, charakteryzujących poszczególne elementy oraz całe ich grupy.

5.2. Wskaźniki niezawodności

Element nieodnawialny można w pełni scharakteryzować za pomocą rozkładu czasu funkcjonowania τ , tzn. [70, 87]:

- funkcji zawodności (dystrybuanty rozkładu)

$$F(t) = P[\tau < t] = Q(t) \quad (5.1)$$

- funkcji niezawodności

$$R(t) = P[\tau \geq t] = 1 - F(t) \quad (5.2)$$

- gęstości prawdopodobieństwa

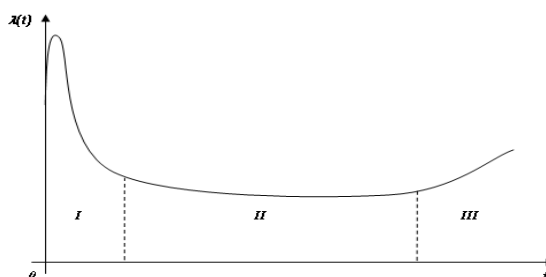
$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (5.3)$$

gdzie: $F(t)$ – dystrybuanta zmiennej losowej, $R(t)$ – prawdopodobieństwo funkcjonowania elementu (niezawodność elementu), $f(t)$ – gęstość prawdopodobieństwa rozkładu.

Względną gęstość prawdopodobieństwa zmiennej losowej τ nazywa się intensywnością niesprawności awaryjnych (uszkodzeń) i jest również zwana funkcją ryzyka:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{F'(t)}{1-F(t)} = \frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (6.4)$$

Typowy przebieg funkcji intensywności uszkodzeń przedstawiono na rysunku 6.2. Ilustruje on występowanie trzech charakterystycznych okresów w eksploatacji większości obiektów nieodnawialnych.



Rys.5.2. Typowy przebieg funkcji intensywności uszkodzeń wg [87]

Okres I – to okres, w którym eliminuje się z populacji obiekty z dużymi wadami produkcyjnymi. Okres ten bywa nazywany okresem eksploatacji wstępnej, okresem dojrzewania lub osvajania, okresem wstępnego starzenia, okresem docierania.

Okres II – to okres właściwej (normalnej) eksploatacji. W tym okresie niesprawności mają z reguły charakter uszkodzeń nagłych i są wywołane przez czynniki zewnętrzne.

Okres III – to okres, w którym w obiektach ujawniają się nieodwracalne zmiany fizykochemiczne, np. zużycie, zmęczenie, które w postaci tzw. stanów granicznych uniemożliwiają dalsze użytkowanie obiektów. Okres ten nosi nazwę okresu starzenia się obiektów.

Poza podanymi charakterystykami (wskaźnikami) niezawodności elementu nieodnawialnego $R(t)$, $\lambda(t)$ są podawane następujące wielkości:

- *Skumulowana intensywność niesprawności awaryjnych* (uszkodzeń), zwana też skumulowaną funkcją ryzyka:

$$\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(t) dt \quad (5.5)$$

Zachodzi związek

$$R(t) = R(0) \exp\left[-\int_0^t \lambda(t) dt\right] = R(0) \exp[-\Lambda(t)] \quad (5.6)$$

Najczęściej zakłada się, że w chwili rozpoczęcia eksploatacji, $t = 0$, element jest w stanie zdadności, czyli że $R(0) = 1$. Wtedy:

$$\begin{aligned} R(t) &= \exp[-\Lambda(t)] \\ \Lambda(t) &= -\ln R(t) \end{aligned}$$

- *Średnia wartość funkcji ryzyka* (intensywności uszkodzeń) w przedziale $[0, t]$:

$$\overline{\lambda(t)} = \frac{\Lambda(t)}{t} \quad (5.7)$$

- *Pozostały oczekiwany czas poprawnej pracy* (do uszkodzenia):

$$r(t) = \frac{1}{R(t)} \int_t^{\infty} R(t) dt = \frac{E[\tau] - \int_0^t R(t) dt}{R(t)} \quad (5.8)$$

gdzie: $E[\tau]$ jest oczekiwanym czasem funkcjonowania (poprawnej pracy) do uszkodzenia.

Pozostały oczekiwany czas poprawnej pracy lepiej charakteryzuje niezawodność elementu od oczekiwanego czasu funkcjonowania $E[\tau]$. Dla $t = 0$: $r(t) = r(0) = E[\tau]$, a dla $t > 0$: $r(t)$ ma zwykle przebieg malejący, gdyż w rzeczywistych urządzeniach zachodzą procesy starzeniowe.

Elementy odnawialne są to elementy, które są wymieniane na nowe lub remontowane po pojawieniu się niesprawności.

Elementy remontowalne [105] są to elementy, które poddaje się naprawie po pojawieniu się niesprawności.

Elementy odnawialne nieremontowalne [105] są to elementy, które poddaje się wymianie po pojawieniu się niesprawności.

Systemy nienaprawialne

Dla systemu nienaprawialnego istnieją dwa stany – funkcjonalny i niefunkcjonalny (uszkodzony) [52, 61]. System, który uległ uszkodzeniu nie może być ani wymieniony, ani naprawiony. Uwzględniając, że element funkcjonuje w czasie $t \geq 0$ i przestaje działać w czasie $t = T$, wówczas przedział czasowy $[0, T]$ określa się mianem czasu życia systemu. Przy założeniu, że stan 0 oraz 1 reprezentują odpowiednio stan uszkodzenia oraz stan działania, rysunek 6.3 przedstawia charakterystykę systemu nienaprawialnego.



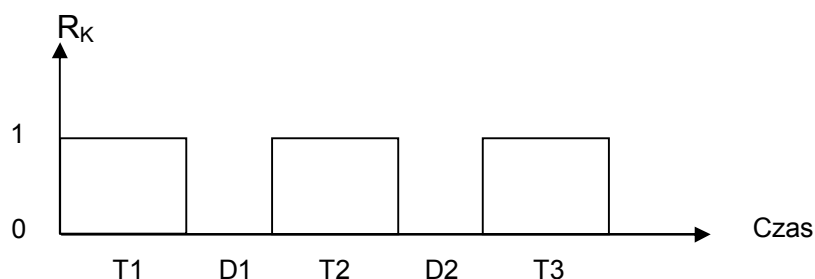
Rys.5.3. Charakterystyka systemu nienaprawialnego wg [61]

Średni Czas Działania (MTTF) to czas, w którym dany system znajduje się w stanie działa. Wskaźnik awaryjności q określony jest jako odwrotność Średniego Czasu Działania (MTTF):

$$q = \frac{1}{MTTF} \quad (5.9)$$

Systemy naprawialne

Dla systemu naprawialnego dozwolone jest przeprowadzenie naprawy, w sytuacji gdy wystąpiła awaria [61]. Dlatego też charakterystyka takiego systemu bardziej przypomina szereg zmian stanów pomiędzy stanem funkcjonalnym a niefunkcjonalnym, co zaprezentowano na rysunku 6.4.



Rys.5.4. Charakterystyka systemu naprawialnego wg [61]

Średni Czas Pomędzy Awariami (ang. Mean Time Between Failure – MTBF) jest sumą czasów działania ($T_1+T_2+T_3+\dots$) podzieloną przez okresy działania, zaś Średni Czas Wyłączenia (Mean Down Time – MDT) jest sumą czasów wyłączenia /niedziałania ($D_1+D_2+\dots$) podzieloną przez liczbę okresów niedziałania. Oba czasy powiązane są ze wskaźnikiem awaryjności (udział sumy czasów działania) oraz wskaźnikiem naprawczym (udział średniego czasu wyłączenia) w następujący sposób:

$$\text{Wskaźnik awaryjności: } q = \frac{1}{MTBF} \quad (5.10)$$

$$\text{Wskaźnik naprawczy: } \mu = \frac{1}{MDT} \quad (5.11)$$

Czas Wyłączenia może być krótszy w porównaniu z czasem stanu działania, czasami zakłada się dla uproszczenia, że MTBF jest w przybliżeniu równy MTTF [61]. Dlatego też w dalszej części niniejszego opracowania wskaźnik awaryjności będzie równy odwrotności Średniego Czasu Działania (MTTF).

Powiązania wskaźników niezawodności z dyspozycyjnością i niedyspozycyjnością prezentują poniższe równania [101]:

$$\text{Dyspozycyjność: } (A) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{MTTF}{MTTF + MDT} \quad (5.12)$$

$$\text{Niedyspozycyjność: } (U) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MDT}{MTTF + MDT} \quad (5.13)$$

Z powyższych równań można w prosty sposób wyprowadzić zależność pomiędzy dyspozycyjnością (A) i niedyspozycyjnością (U), uzyskując równanie:

$$A = 1 - U \quad (5.14)$$

Mając powyższe na uwadze w rozpatrywanym łączy analizie poddano następujące wielkości [111, 29]:

- Czas awarii łączy t_a , liczony od chwili wyłączenia w wyniku uszkodzenia do chwili zakończenia naprawy i ewentualnej przerwy w pracy łączy.

$$t_a = t_p + t_{wa} \quad (5.15)$$

- Czas przerwy w pracy łączy t_p .
- Czas wyłączenia awaryjnego łączy na skutek awarii t_{wa} , liczony od chwili wyłączenia w wyniku jego uszkodzenia (samoczynnego lub przez obsługę), do chwili załączenia pod napięcie po jego naprawie.
- Średnia intensywność uszkodzeń $\bar{\lambda}$ poszczególnych elementów określono wzorem:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t} \quad (5.16)$$

gdzie: m - zaobserwowana liczba awarii,
 n_p - liczebność próbki na początku okresu obserwacji,
 n_k - liczebność próbki na końcu okresu obserwacji,
 Δt - czas obserwacji.

- Natomiast współczynnik zawodności q wyznacza wzór:

$$q = \frac{\bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}{1 + \bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a} \quad (5.17)$$

gdzie: \bar{t}_a – czas awarii

Znając $\bar{\lambda}$ oraz q można wyznaczyć średnią intensywność awarii $\bar{\mu}$ z zależności:

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{\lambda} \cdot (1 - q)}{q} \quad (5.18)$$

- Współczynnik niezawodności p przyjmie postać:

$$p = (1 - q) \quad (5.19)$$

- Średnio roczny czas T_a znajdowania się łączy w stanie awarii wynosi:

$$T_a = q \cdot T_r \quad (5.20)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

- Współczynnik zawodności q (średnio roczny) przyjmie postać:

$$q = \frac{T_a}{T_r} \quad (5.21)$$

5.3. Metody oceny niezawodności układów przesyłowych

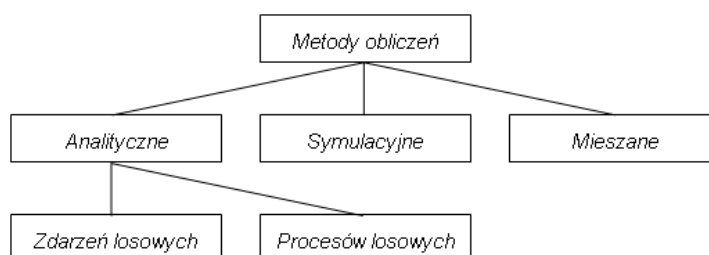
Zastosowana metoda obliczeń niezawodności systemów jest zależna w sposób istotny od struktury budowanych modeli [87]. Może się okazać, że istniejące metody teoretyczne nie zapewniają efektywnego rozwiązania. Wyjściem z takiej sytuacji jest potrzeba wprowadzania zmian i uzupełnień w istniejących metodach i dostosowanie ich do wymagań zaproponowanego modelu niezawodnościowego lub uproszczenie modelu niezawodnościowego pod kątem możliwości obliczeniowych. Drugi sposób postępowania jest stosowany, gdy dane wejściowe są niewystarczające do obliczeń przed jego uproszczeniem. Ponieważ uproszczenia modelu niezawodnościowego mogą prowadzić do zniekształć wyników obliczeń konieczne jest sprawdzenie wiarygodności wyników, przez ich porównanie z danymi rzeczywistymi.

Niezawodność układów przesyłowych jest zależna nie tylko od parametrów niezawodnościowych poszczególnych jego elementów, ale także od ich wzajemnego powiązania w struktury niezawodnościowe [29]. Powyższe układy są bardzo złożone i dlatego ich analizę niezawodnościową przeprowadza się przy wykorzystaniu strukturalnych schematów niezawodnościowych. Schematy te bardzo często posiadają strukturę różniącą się zdecydowanie od ich elektrycznej struktury działania (niezawodnościowy schemat strukturalny ma na celu odwzorowanie wpływu danego urządzenia na niezawodność pracy całego łącza).

Wyróżnia się trzy podstawowe struktury wykorzystywane w schematach niezawodnościowych: szeregową, równoległą oraz mieszaną. Struktura szeregową charakteryzuje się tym, iż uszkodzenie jednego elementu wpływa na niezdatność całego zgrupowania. W przypadku struktury równoległej zgrupowanie jest zdatne w przypadku działania co najmniej jednej gałęzi. Dla analizy struktur mieszanych stosuje się zastępowanie pewnych cząstkowych struktur (szeregowych lub równoległych) inną gałęzią lub w przypadku struktur bardziej złożonych odpowiednio kilkoma innymi gałęziami [29, 78, 85, 110, 112, 113].

Metody obliczeń niezawodnościowych można generalnie podzielić na (rysunek 5.5.) [87]:

- **analityczne**, polegające na analizie zdarzeń lub procesów losowych;
- **symulacyjne** (modelowania statystycznego), polegające na symulacji zdarzeń i procesów losowych;
- **mieszane** (kombinowane), będące połączeniem metod analitycznych i symulacyjnych.



Rys.5.5. Ogólna klasyfikacja metod obliczeniowych wg [87]

W grupie **metod analitycznych**, zależnie od zastosowanego aparatu matematycznego, można wyróżnić metody [87]:

- przeglądu wszystkich stanów,
- minimalnych dróg (ścieżek) i przekrojów,
- logiczną,
- schematów blokowych,
- tablicową,
- drzewa uszkodzeń,
- łańcuchów i procesów Markowa oraz procesów semi-Markowa.

Metoda przeglądu wszystkich stanów, zwana w metodą przeglądu zupełnego lub dekompozycji zupełnej, może być stosowana dla systemu złożonego z n dwustanowych elementów, z których każdy jest scharakteryzowany prawdopodobieństwem stanu dyspozycyjności (zdatności) [87]. Liczbę stanów systemu, różniących się udziałem poszczególnych elementów w realizacji funkcji systemu, oblicza się z zależności

$$I_s = \text{card}\{S\} = b \sum_{m=0}^n C_n^m = b \cdot 2^n \quad (5.22)$$

gdzie: b – liczba rozpatrywanych przedziałów czasowych, w których przyjęto za stały jakiś istotny dla analizowanego systemu czynnik (np. rozptyw mocy), m – liczba uszkodzonych elementów, C_n^m – liczba kombinacji „ m z n ”.

Dla ustalonego rozptywu mocy zbiór S składa się z dwóch rozłącznych podzbiorów $S = F \cup G$, w których F jest zbiorem stanów dyspozycyjności (sprawności, zdatności), G – zbiorem stanów niedyspozycyjności (niezdatności).

W praktyce stosowanie metody przeglądów wszystkich stanów jest ograniczone do systemów o małej liczbie elementów. Ograniczenie liczby stanów systemu (możliwe w układach elektroenergetycznych o wysokim poziomie niezawodności elementów) można uzyskać przez wyłączenie z analizy stanów z liczbą niesprawnych elementów większą niż 3.

Inną metodą (bardziej ogólną) na ograniczenie liczby analizowanych stanów systemu jest wprowadzenie granicznej wartości prawdopodobieństwa stanu systemu, poniżej której stany są pomijane (ang. *cut-off probability*):

$$I_{S_A} = \text{card}\{S_A\} = \text{card } S_\alpha : P(S_\alpha) \geq P_{\text{cut-off}} \quad (5.23)$$

gdzie: $P_{\text{cut-off}}$ – prawdopodobieństwo graniczne (prawdopodobieństwo odcięcia).

Zmniejszenie dalsze liczby analizowanych stanów można uzyskać przez wprowadzenie elementów zastępczych, odwzorowujących grupy elementów.

Metody: minimalnych przekrojów i dróg, logiczna, blokowych schematów, tablicowa, drzewa uszkodzeń są określone wspólną nazwą **metod analizy strukturalnej** i opierają się na różnych sposobach opisu struktury niezawodnościowej systemu [87]. Korzysta się tu z aparatu matematycznego: teorii grafów (metody minimalnych przekrojów i dróg), algebry Boole'a (metoda logiczna, metoda drzewa uszkodzeń) i różnych form przedstawienia oraz zapisu struktury niezawodnościowej obiektu: schematy blokowe, grafy, tablica, funkcjonały logiczne i drzewo uszkodzeń.

Metody tej grupy są stosowane [87], gdy:

- w czasie pozostawania obiektu odnawialnego w stanie awarii, każde ze sprawnych urządzeń składowych ulega uszkodzeniom tak jak przed awarią obiektu, a liczba odnów, którą można przeprowadzić jednocześnie, jest nie mniejsza niż liczba urządzeń uszkodzonych,
- struktura modelu niezawodnościowego systemu jest monotoniczna, a elementy systemu są dwustanowe,
- uszkodzenia elementów systemu są niezależne.

Dla systemu o strukturze monotonicznej strukturalna funkcja systemu może być przedstawiona za pomocą minimalnych ścieżek niesprawności (przekroje) lub minimalnych ścieżek sprawności (drogi).

$$\Phi[X(t)] = \Phi \left\{ \bigcup_{i=1, m} \left[\bigcap_{u_j \in U_{1i}} x_j(t) \right] \right\} = \Phi \left\{ \bigcap_{k=1, r} \left[\bigcup_{u_j \in U_{0k}} x_j(t) \right] \right\} \quad (5.24)$$

gdzie: U_{1i} – zbiór elementów systemu stanowiących i -tą minimalną ścieżkę sprawności, U_{0k} – zbiór elementów systemu stanowiących k -tą ścieżkę niesprawności (przekrój, cięcie), m – liczba minimalnych ścieżek sprawności, r – liczba minimalnych ścieżek niesprawności, \cup – suma logiczna, \cap – iloczyn logiczny.

Minimalna ścieżka niesprawności jest to minimalny zbiór elementów systemu, których niesprawność pociąga za sobą niesprawność systemu [87]. Jeżeli którykolwiek z nich przejdzie do stanu sprawności, oznacza to przejście systemu do stanu sprawności. Zatem, biorąc pod uwagę niezawodność, elementy w minimalnym przekroju są połączone równolegle, a rzeczywista struktura niezawodnościowa systemu może być odwzorowana ekwiwalentną strukturą szeregowo-równoległą, w której minimalne ścieżki niesprawności są połączone szeregowo.

Minimalna ścieżka sprawności jest to minimalny zbiór elementów systemu, których sprawność prowadzi do sprawności systemu [87]. Przejście do stanu niesprawności dowolnego elementu z tego zbioru powoduje przejście systemu do stanu niesprawności. Tak więc, ze względu na niezawodność, elementy w minimalnej drodze są połączone szeregowo, a rzeczywista struktura niezawodnościowa systemu może być odwzorowana ekwiwalentną strukturą równoległo-szeregową, w której minimalne drogi są połączone równolegle.

Jeżeli strukturę niezawodnościową systemu można przedstawić w postaci grafu, którego gałęzie odpowiadają elementom systemu, to ścieżki mają swoją interpretację fizyczną. Ścieżki sprawności są to drogi między odpowiednimi wierzchołkami grafu, a ścieżki niesprawności są to przekroje grafu. Stąd często spotykane w literaturze określenia: minimalne drogi, minimalne przekroje.

Metody symulacyjne są czasem nazywane metodami modelowania statystycznego [87]. Ich konstrukcja opiera się na prawie wielkich liczb, ustanawiającym - w określonych warunkach - graniczną równość między średnią arytmetyczną pewnych realizacji zmiennej losowej a wartością oczekiwaną tej zmiennej, przy dążącej do nieskończoności liczbie doświadczeń. Z powodów przedstawionych powyżej metody symulacyjne nie są przydatne przy małych i bardzo małych liczbach próbek.

Metody modelowania statystycznego umożliwiają uwzględnienie zależności obiektów, niestacjonarności strumieni niesprawności i odnów, współzależności zdarzeń, empirycznych rozkładów prawdopodobieństw czasów przebywania obiektu w poszczególnych stanach.

Algorytmy metody symulacyjnej mają jednorodną strukturę, którą można przestawić w postaci trzech zasadniczych bloków:

- blok I: wprowadzenie danych, obliczenia wstępne, generowanie realizacji procesów losowych uszkodzeń i odnów elementów układu,
- blok II: odtworzenie procesu funkcjonowania układu za pomocą modelu niezawodnościowego,
- blok III: opracowanie wyników modelowania i obliczanie wskaźników niezawodności.

Oparcie analizy niezawodności na współczynnikach zawodności i niezawodności jest metodą wygodną i prostą obliczeniowo i przez to chętnie stosowaną [29, 62, 64, 65, 113].

Bardzo powszechne są również metody oparte na współczynnikach zawodności, średnich intensywnościach uszkodzeń oraz średnim czasie trwania awarii [29, 64, 65, 94, 95, 104, 113, 120]. Wielkości te, wykorzystywane do obliczeń, ustalane są na podstawie danych statystycznych. Pozwalają one na uzyskanie pełniejszej informacji niezawodnościowej niż metoda współczynników zawodności. Przy jej zastosowaniu można obliczyć średnią intensywność oraz średni czas trwania awarii całego układu, co pozwala na wyznaczenie wypadkowego współczynnika zawodności.

Słabością obu powyższych metod jest operowanie podczas obliczeń na wartościach średnich analizowanych parametrów niezawodnościowych. Ponadto metody te:

- nie uwzględniają problemu współzależności awarii, rozprzestrzeniania się awarii w zgrupowaniach równoległych oraz punktach węzłowych,
- dla zgrupowań równoległych w obliczeniach nie uwzględnia się wpływu zmienności obciążeń, co ma znaczny wpływ na wynik obliczeń,

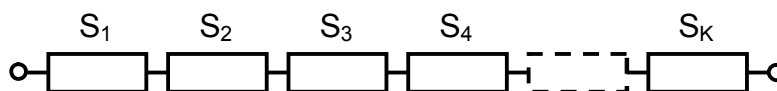
w uzyskanych wynikach nie uwzględnia się wielu przerw wywołanych zakłóceniami bez uszkodzeń.

Z punktu widzenia statystyki matematycznej ocenę niezawodności układów przesyłowych można dokonać przy pomocy jednego z niżej omówionego modelu [29]:

1) Model niezawodnościowy oparty na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów

Analizę niezawodności układu przesyłowego opartą na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów można dokonać w następujących wariantach: układ szeregowy, układ równoległy i układ mieszany [29].

Pierwszy wariant oparty na układzie przesyłowym szeregowym składającym się np. z k elementów $S_1 - S_k$ pokazano na rysunku 5.6.

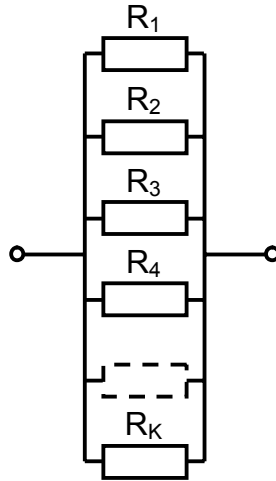


Rys. 5.6. Model zawodnościowy szeregowy układu przesyłowego składający się z k elementów wg [29]

Współczynnik zawodnościowy takiego układu przesyłowego q_s opisuje niżej podana zależność:

$$q_s = 1 - \prod_{i=1}^k p_i = 1 - \prod_{i=1}^k (1 - q_{ij}) = 1 - (1 - q_{s1}) (1 - q_{s2}) (1 - q_{s3}) (1 - q_{s4}) (1 - q_{s...}) (1 - q_{sk}) \quad (5.24)$$

Drugi wariant oparty na układzie przesyłowym równoległym składającym się np. z k elementów $R_1 - R_k$ pokazano na rysunku 5.7.

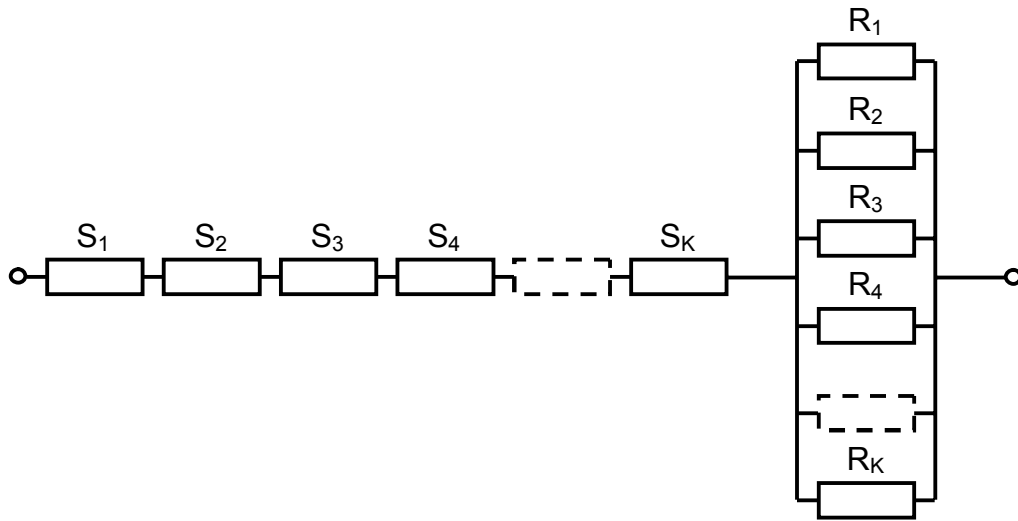


Rys. 5.7. Model zawodnościowy równoległy układu przesyłowego składający się z k elementów wg [29]

Współczynnik zawodnościowy takiego układu przesyłowego q_R opisuje niżej podana zależność:

$$q_R = \prod_{i=1}^k q_i = q_{R1} \cdot q_{R2} \cdot q_{R3} \cdot q_{R4} \cdot q_{\dots} \cdot q_{RK} \quad (5.25)$$

Trzeci wariant oparty na układzie przesyłowym mieszanym pokazano na rysunku 6.7.



Rys. 5.8. Model zawodnościowy mieszany układu przesyłowego wg [29]

Współczynnik zawodnościowy takiego układu przesyłowego q_R opisuje niżej podana zależność:

$$q_M = 1 - \prod_{J=1}^2 q_{SR} = 1 - \prod_{J=1}^2 (1 - q_{SR}) = 1 - (1 - q_S) (1 - q_R) \quad (5.26)$$

$$p_M = 1 - q_M \quad (5.27)$$

Przy założeniu, że rozpatrywany układ jest mieszany, tzn. $q_W = q_M$ możemy stwierdzić, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe q_w lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi p_w . Spodziewany średni roczny czas T_a znajdowania się łącza w stanie awarii wyznacza się z zależności:

$$T_a = q_w \cdot T_r \quad (5.28)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

2) Model niezawodnościowy układu przesyłowego oparty na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń

Analizę niezawodności układu przesyłowego opartą na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń można dokonać w następujących wariantach: układ szeregowy, układ równoległy i układ mieszany [29].

Pierwszy wariant oparty na układzie przesyłowym szeregowym składającym się np. z k elementów $S_1 - S_k$ pokazany na rysunku 5.6.

Średnia intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}_S$ dla szeregowego modelu zawodnościowego opisuje poniższa zależność:

$$\bar{\lambda}_S = \sum_{i=1}^6 \bar{\lambda}_{S_i} = \bar{\lambda}_{S1} + \bar{\lambda}_{S2} + \bar{\lambda}_{S3} + \bar{\lambda}_{S4} + \bar{\lambda}_{S5} + \bar{\lambda}_{S6} \quad (5.29)$$

Drugi wariant oparty na układzie przesyłowym równoległym składającym się np. z k elementów $R_1 - R_k$ pokazany na rysunku 5.7.

Średnia intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}_R$ dla równoległego modelu zawodnościowego opisuje poniższa zależność:

$$\bar{\lambda}_{R12} = \bar{\lambda}_{R1} \frac{\bar{\lambda}_{R2} \cdot \bar{t}_{aR2}}{T_r} + \bar{\lambda}_{R2} \frac{\bar{\lambda}_{R1} \cdot \bar{t}_{aR1}}{T_r} \quad (5.30)$$

$$\bar{\lambda}_{R34} = \bar{\lambda}_{R3} \frac{\bar{\lambda}_{R4} \cdot \bar{t}_{aR4}}{T_r} + \bar{\lambda}_{R4} \frac{\bar{\lambda}_{R3} \cdot \bar{t}_{aR3}}{T_r} \quad (5.31)$$

$$\bar{\lambda}_{R...6} = \bar{\lambda}_{R...} \frac{\bar{\lambda}_{R6} \cdot \bar{t}_{aR6}}{T_r} + \bar{\lambda}_{R6} \frac{\bar{\lambda}_{R...} \cdot \bar{t}_{aR...}}{T_r} \quad (5.32)$$

$$\bar{\lambda}_{R1234} = \bar{\lambda}_{R12} \frac{\bar{\lambda}_{R34} \cdot \bar{t}_{aR34}}{T_r} + \bar{\lambda}_{R34} \frac{\bar{\lambda}_{R12} \cdot \bar{t}_{aR12}}{T_r} \quad (5.33)$$

$$\bar{\lambda}_{R1234...6} = \bar{\lambda}_{R1234} \frac{\bar{\lambda}_{R...6} \cdot \bar{t}_{aR...6}}{T_r} + \bar{\lambda}_{R...6} \frac{\bar{\lambda}_{R1234} \cdot \bar{t}_{aR1234}}{T_r} \quad (5.34)$$

$$\bar{t}_{aR12} = \frac{\bar{t}_{aR1} \cdot \bar{t}_{aR2}}{\bar{t}_{aR1} + \bar{t}_{aR2}} \quad (5.35)$$

$$\bar{t}_{aR34} = \frac{\bar{t}_{aR3} \cdot \bar{t}_{aR4}}{\bar{t}_{aR3} + \bar{t}_{aR4}} \quad (5.36)$$

$$\bar{t}_{aR...6} = \frac{\bar{t}_{aR...} \cdot \bar{t}_{aR6}}{\bar{t}_{aR...} + \bar{t}_{aR6}} \quad (5.37)$$

$$\bar{t}_{aR1234} = \frac{\bar{t}_{aR12} \cdot \bar{t}_{aR34}}{\bar{t}_{aR12} + \bar{t}_{aR34}} \quad (5.38)$$

$$\bar{t}_{aR1234...6} = \frac{\bar{t}_{aR1234} \cdot \bar{t}_{aR...6}}{\bar{t}_{aR1234} + \bar{t}_{aR...6}} \quad (5.39)$$

Trzeci wariant oparty na układzie przesyłowym mieszanym pokazano na rysunku 5.8.

Średnia intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}_M$ dla mieszanego modelu zawodnościowego opisuje poniższa zależność:

$$\bar{\lambda}_M = \bar{\lambda}_S \frac{\bar{\lambda}_R \cdot \bar{t}_{aR}}{T_r} + \bar{\lambda}_R \frac{\bar{\lambda}_S \cdot \bar{t}_{aS}}{T_r} \quad (5.40)$$

Z wyznaczonych powyżej zależności współczynnik zawodności q_w (dla układu mieszanego, tzn. gdy $q_w = q_M$) określa wzór:

$$q_w = \frac{\sum_{i=1}^2 \bar{\lambda}_i \cdot \bar{t}_{ai}}{T_r} = \frac{\bar{\lambda}_M \cdot \bar{t}_{aM}}{T_r} \quad (5.41)$$

a współczynnik niezawodności p_w określa zależność:

$$p_w = 1 - q_w \quad (5.42)$$

Średnio roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii T_a wynosi:

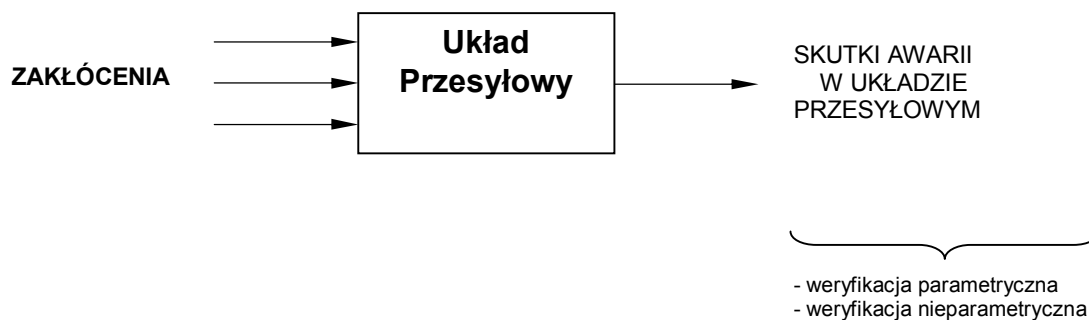
$$T_a = q_w \cdot T_r \quad (5.43)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

Wyżej wymienione wyniki oznaczają, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe q_w lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi p_w .

3) Model niezawodnościowy oparty na metodzie oceny skutków zawodności układu przesyłowego

W powyższej metodzie ustalenia parametrów niezawodności łącza HVDC dokonano przy założeniu, że jest ono reprezentowane przez obiekt mający wejścia i wyjścia oraz niezmienną strukturę wewnętrzną [29]. Dysponując odpowiednimi danymi, możliwe jest uzyskanie szerokiej informacji niezawodnościowej na temat analizowanego łącza. Możliwe jest między innymi wyznaczenie wartości średnich poszczególnych wielkości (czasów i energii), oraz rozkładów prawdopodobieństwa, współczynników niezawodności i zawodności a także udziału współczynnika intensywności wyłączeń awaryjnych $\bar{\lambda}_{wa}$ w całkowitej intensywności awarii $\bar{\lambda}$ oraz udziału współczynnika zawodności wyłączeń awaryjnych q_{wa} w całkowitym współczynniku zawodności q .



Rys.5.9. Schemat ideowy przedstawiający ocenę skutków zawodności układu przesyłowego wg [29]

Metody służące do weryfikacji postawionych hipotez dotyczących charakterystyk oceniających określone aspekty niezawodności układu przesyłowego opisano w Załączniku Z-1.

4) Model niezawodnościowy układu przesyłowego oparty na teorii skończonych procesów Markowa

Analizy niezawodności układów przesyłowych wykorzystujące model oparty na teorii skończonych procesów Markowa są bardzo pracochłonne i nie dają wystarczających informacji o parametrach niezawodnościowych [29]. Wynikiem często skomplikowanych obliczeń są praktycznie tylko współczynniki zawodności i niezawodności.

Jeżeli założymy, że rozpatrujemy model układu przesyłowego, to w analizie z wykorzystaniem skończonych procesów Markowa dla rozważań dotyczących czasów trwania awarii, układu musimy przyjąć skończoną liczbę stanów. Kolejne stany muszą oznaczać konkretne zdarzenia, np.:

0 – stan pełnej zdadności układu,

1 – stan uszkodzenia I gałęzi,

2 – stan uszkodzenia II gałęzi,

3 – stan uszkodzenia III gałęzi.

Przy założeniu, że prawdopodobieństwo znajdowania się układu przesyłowego w danym stanie będzie odpowiednio oznaczone jako: $P_0(t)$, $P_1(t)$, $P_2(t)$ i $P_3(t)$, wówczas równanie macierzowe opisujące proces Markowa przyjmie postać:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda_L + \lambda_S + \lambda_P) & v_L & v_S & v_P \\ \lambda_L & -v_L & 0 & 0 \\ \lambda_S & 0 & -v_S & 0 \\ \lambda_P & 0 & 0 & -v_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix} \quad (5.44)$$

gdzie: λ_L – oznacza średnią intensywność zakłóceń lewej strony łącza,

λ_S – oznacza średnią intensywność zakłóceń środkowej strony łącza,

λ_P – oznacza średnią intensywność zakłóceń prawej strony łącza,

v_L - parametr rozkładu kształtu dla strony lewej łącza,

v_S - parametr rozkładu kształtu dla strony środkowej łącza,

v_P - parametr rozkładu kształtu dla strony prawej łącza,

r - współczynnik korelacji próby.

Aby znaleźć rozwiązanie ogólne powyższego równania macierzowego, trzeba rozwiązać poniższe równanie charakterystyczne:

$$\begin{bmatrix} -(\lambda_L + \lambda_S + \lambda_P) - r & v_L & v_S & v_P \\ \lambda_L & -v_L - r & 0 & 0 \\ \lambda_S & 0 & -v_S - r & 0 \\ \lambda_P & 0 & 0 & -v_P - r \end{bmatrix} = 0 \quad (5.45)$$

Po uwzględnieniu warunków brzegowych: $P_0(0)$, $P_1(0)$, $P_2(0)$ i $P_3(0)$, wyznaczeniu pochodnych funkcji: $P_0(t)$; $P_1(t)$; $P_2(t)$ i $P_3(t)$ oraz rozwiązaniu wyżej przedstawionych równań macierzowych wyznacza się współczynniki A, jako wartości poniższych granic przy $t \rightarrow \infty$:

$$P_0(t \rightarrow \infty) = A_1$$

$$P_1(t \rightarrow \infty) = A_2$$

$$P_2(t \rightarrow \infty) = A_3$$

$$P_3(t \rightarrow \infty) = A_4$$

Współczynnik niezawodności rozważanego układu będzie wtedy równy:

$$p = P_0(t \rightarrow \infty) \quad (5.46)$$

natomiast współczynnik zawodności będzie wynosić:

$$q = \sum_{i=1}^3 P_i(t \rightarrow \infty) \quad (5.47)$$

Ogólnie - na podstawie powyższych parametrów można stwierdzić, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe q lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi p . W powyższym wypadku średni roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii wyniesie:

$$T_a = q_w \cdot T_r \quad (5.48)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

5.4. Specyfika oceny niezawodności łącza HVDC

Różne spojrzenia na analizowany problem niezawodność łącza HVDC wynikają z powodu odmienności w budowie wysokonapięciowych łącza prądu stałego w stosunku do budowy wysokonapięciowych linii /kabli prądu przemiennego, tzn:

- różnej ilości elementów przesyłowych mocy – przy prądzie stałym jest to jeden kabel główny i dwa rozbudowane pola uzziemień lub drugi kabel powrotny natomiast przy prądzie przemiennym są to trzy przewody robocze wykonane jako wiązki 2, 3, 4 lub 5 przewodowe.

Najczęściej narażonymi na awarie elementami obwodów:

- prądu stałego - są (według literatury [5, 102] na wyżej opisany temat oraz na podstawie od ponad 10 lat obserwacji własnych autora) same kable, które mogą ulec uszkodzeniu z przyczyny elektrycznej (w wyniku przebicia izolacji) lub z przyczyny mechanicznej (w wyniku oddziaływania zewnętrznego), co praktycznie zdarza się znacznie rzadziej,
- prądu przemiennego - są (według szerokiej literatury [81, 57] na wyżej opisany temat oraz na podstawie od ponad 30 lat obserwacji własnych autora) głównie: izolacje, które najczęściej ulegają zrywaniu (i wtedy przewody opadają na konstrukcje stalowe lub ziemię), przewody linii uszkodzane najczęściej od zewnętrznych przyczyn (oddziaływania atmosferycznego – silnego wiatru, przewracanych drzew lub oddziaływań innych osób) lub konstrukcje stalowe które najczęściej ulegają przewracaniu (przez oddziaływanie atmosferycznego – silny wiatr, przewracające się drzewa lub oddziaływanie innych osób).
- różnych ilościowo i jakościowo elementów z których zbudowane są stacje przekształtnikowe DC i stacje elektroenergetyczne AC.

Najczęściej narażonymi na awarie elementami stacji:

- przekształtnikowych mogą być (według literatury [5] na wyżej opisany temat oraz na podstawie od ponad 10 lat obserwacji własnych autora): jednofazowe transformatory przekształtnikowe, aktywne filtry harmonicznych, wyłączniki, urządzenia sterowniczo-nadzorujące,
- prądu przemiennego są (według szerokiej literatury [57, 93] na wyżej opisany temat oraz na podstawie od ponad 30 lat obserwacji własnych autora): trójfazowe transformatory sieciowe, łączniki, przekładniki, urządzenia zabezpieczające i sterująco-nadzorujące.

Różna budowa wymienionych powyżej urządzeń polega przede wszystkim na odmiennych zadaniach jakie spełniają w sieci, występowanie oddziaływań różnych pól elektrycznych i magnetycznych od prądu stałego i przemiennego oraz bardzo szerokich zakresach odmiennych warunków środowiskowych, to jest: ziemia, woda i powietrze. Przystawione różnice powodują odmienne zachowania niezawodnościowe.

Oceniając niezawodność łącza HVDC trzeba stwierdzić, że poza wyżej wymienionymi różnicami w budowie porównywalnych powyżej łącza, układy prądu stałego cechuje pewna specyfika polegająca na tym, że:

- przepływ mocy łączami prądu stałego nie ma związku z częstotliwością,
- w układach DC nie występuje kołysanie mocy i wypadania z synchronizmu,
- podczas załączania nie ma potrzeby sprawdzania synchronizmu,
- w przesyłce prądem stałym nie występują prądy ładowania,
- układy przesyłowe prądu stałego zachowują pełną sterowalność mocy,
- powstające prądy zwarcia można szybko ograniczać,
- w trakcie przesyłu mocy brak strat reaktancyjnych a współczynnik mocy równy jest jeden – występują tylko straty czynne,

- w układach HVDC brak jest możliwości prostej i mało kosztownej zmiany wysokości napięcia przy użyciu transformatorów,
- podczas przesyłu prądem stałym generują się harmoniczne (które mogą zakłócać obwody telekomunikacji), które są likwidowane poprzez kosztowne filtry,
- w prądzie stałym brak jest możliwości wyłączenia prądu przy przechodzeniu przez zero,
- wysokonapięciowym połączeniu prądu stałego towarzyszy zjawisko występowania korozji metali w systemach monopolarnych, zwłaszcza w układach z uziemiającymi elektrodami.

5.5. Podsumowanie

Przedstawione w powyższym rozdziale wskaźniki niezawodności oraz proponowane metody oceny niezawodności układów przesyłowych będą szczegółowo analizowane w rozdziale 6. Jako bardzo wartościową i potrzebną w opinii autora należy wykonać analizę przyczyn zakłóceń w pracy głównych bloków funkcjonalnych oraz poszczególnych elementów, będących bezpośrednimi przyczynami awarii wysokonapięciowych łączy prądu stałego.

Awaryjność poszczególnych elementów łącza wpływa bezpośrednio na wypadkową awaryjność całego łącza i decyduje o niezawodności pracy Systemu Elektroenergetycznego (SE).

Dla analizowanego wysokonapięciowego łącza prądu stałego najbardziej właściwa i dająca najlepsze efekty może być metoda opisana w pozycji [29] przedstawiająca:

- model niezawodnościowy z wykorzystaniem współczynników zawodności poszczególnych elementów,
 - model niezawodnościowy z wykorzystaniem średniej intensywności i średniego czasu zakłóceń,
- oraz dające znacznie gorsze rezultaty:
- model niezawodnościowy z wykorzystaniem metody oceny skutków zawodności,
 - oraz w mniejszym stopniu model niezawodnościowy oparty na teorii skończonych procesów Markowa.

Mając na uwadze, że w ciągu 10 lat istnienia analizowanego łącza w jego budowie nie wprowadzano prawie żadnych zmian, można przyjąć strukturę układu przesyłowego za niezmienną. Jednak udział poszczególnych elementów w awaryjności łącza w okresie obserwowalności ulegał ciągłym zmianom. Główną tego przyczyną był fakt, że poszczególne grupy elementów powodujących zakłócenia po ich rozpoznaniu (z udziałem i z inicjatywy autora) i usunięciu rzeczywistych przyczyn często całkowicie zanikały a nowe zakłócenia dotyczyły innych elementów, dotychczas pracujących poprawnie.

Badając niezawodność analizowanego łącza Szwecja-Polska, w kolejnym rozdziale autor przedstawi:

- ocenę statystyczną czasów trwania przerw planowych (typ P) i nieplanowych (typ N i NO) w całym okresie pracy łącza oraz w odniesieniu do przerw nieplanowych w poszczególnych latach (od roku 2000 do roku 2010),
- weryfikację rozkładu czasów pomiędzy kolejnymi zakłóceniami łącza w całym okresie jego pracy,
- ocenę cech probabilistycznych występowania zakłóceń głównych bloków funkcjonalnych łącza. Oddzielnie zostaną rozpatrzone:
 - czasy trwania przerw w pracy toru przesyłowego,
 - czasy trwania przerw w pracy stacji DC,
 - czasy trwania przerw w pracy systemów AC,
 - sezonowość zmiany intensywności zakłóceń pracy łącza,
- weryfikację rozkładu probabilistycznego czasów trwania zakłóceń poszczególnych grup elementów łącza w całym okresie ich pracy,
- określenie ilości energii nie przesłanej łączem w wyniku zakłóceń,
- oszacowanie kosztów nie przesłanej energii.

6. WYNIKI BADAŃ NIEZAWODNOŚCI ŁĄCZA PRĄDU STAŁEGO

6.1. Uwagi ogólne

W badaniach niezawodnościowych urządzeń elektroenergetycznych najczęściej wykorzystywane są jedynie rozkłady normalny, logarytmiczno-normalny, wykładniczy i Weibulla.

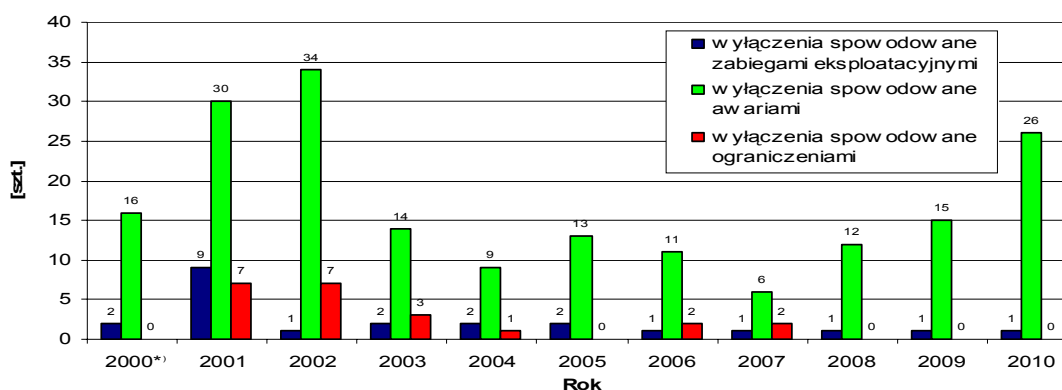
Uwzględniając informacje dostępne dla autora, jako najbardziej przydatne do wnioskowania statystycznego w ocenie niezawodności analizowanego łącza, można wskazać do wykorzystania w rozdziale 6. następujące testy statystyczne (patrz Załącznik Z-1) [117, 132]:

- nieparametryczny test normalności Shapiro-Wilka w celu weryfikacji hipotezy, że rozkład badanej cechy nie odbiega istotnie od rozkładu normalnego,
- parametryczny z-test w oparciu o rozkład normalny, stosowany w celu weryfikacji hipotezy o równości średnich w przypadku próbek o dużej liczebności,
- nieparametryczny test Manna-Whitney'a porównujący dwa zbiory danych (dystrybuanty rozkładów) w przypadku braku normalności rozkładów porównywanych zbiorów,
- nieparametryczny test Kruskala-Wallisa w celu porównania więcej niż dwóch zbiorów danych,
- test zgodności χ^2 weryfikujący hipotezę, że rozkład badanej cechy jest zgodny z danym rozkładem teoretycznym,
- test dla dwóch wskaźników struktury (nazywany także testem dla dwóch frakcji) porównujący częstości (procenty) wyróżnionych przypadków w dwóch niezależnych próbkach.

Podstawowe rodzaje wnioskowania statystycznego to estymacja i weryfikacja. Ocenianie statystyczne poprzez estymację przy małych i bardzo małych próbkach zdecydowanie daje lepsze wyniki przy estymacji przedziałowej, gdzie dokonuje się szacunku przedziału (zwanego przedziałem ufności), który obejmie prawdziwą wartość parametru z przyjętym z góry prawdopodobieństwem. W ogólności należy stwierdzić, że najwłaściwszym sposobem oceniania małych i bardzo małych próbek jest weryfikacja na zgodność, gdzie badanie testu polega na sprawdzeniu zgodności przyjętego rozkładu teoretycznego z rozkładem doświadczalnym, otrzymanym z badania próbki.

Główną podstawą do analizy niezawodności łącza Szwecja-Polska są dane źródłowe podane w [137] oraz w [31], na podstawie których autor utworzył tabele: 4.2., 4.3., 4.4 i 4.5. zamieszczone w rozdziale 4. Wykonane w oparciu o wyżej wymienione dane analizy i zestawienia szczegółowo omówiono w poniższym rozdziale. Specjalnego podkreślenia wymaga fakt, że mniejsza ilość awarii w 2000 roku spowodowana była krótszym okresem obserwowalności (tj. od dnia uruchomienia - 20.08.2000r.) i z tego powodu rozpatrywanie dynamiki w latach 2000-2001 nie jest w pełni reprezentatywne. Ogólnie można jednak przyjąć, że wyżej wymienione wskaźniki odzwierciedlają rzeczywiste parametry niezawodnościowe omawianego łącza ponieważ w analizowanym okresie zarówno postęp w dziedzinie inżynierii materiałowej, technologia wytwarzania urządzeń elektroenergetycznych jak i zmiany obciążeń systemu nie były znaczące.

Na zarejestrowanych w latach od 2000 do 2010 łącznie 231 zdarzeń ograniczających przesył łączem SwePol Link, najwięcej przypada ich na początkowy czas jego pracy – tzn. lata 2000, 2001 i 2002 (tabela 4.3.). Ilustrację graficzną tych zdarzeń w latach 2000–2010 w podziale na: planowe, awaryjne i awaryjne z ograniczeniami pokazano na rysunku 6.1.



Rys.6.1. Wylaczenia spowodowane zabiegami eksploatacyjnymi, awariami i ograniczeniami w latach 2000-2010 wg tabeli 4.3.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

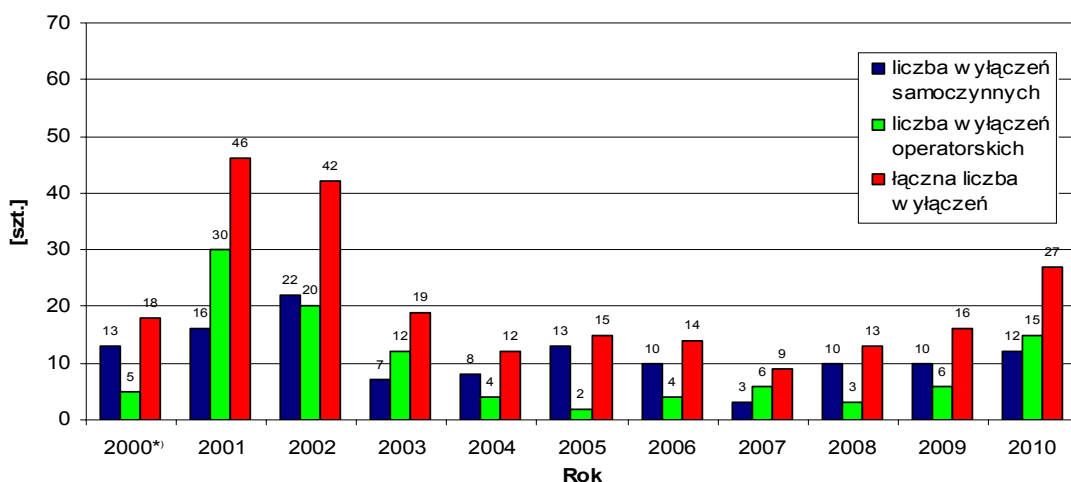
Wszystkie wyłączenia na łączu Szwecja-Polska ewidencjonowane były w podziale na samoczynne (bez udziału dyspozytora) z automatyki zabezpieczeniowej działającej w ramach systemu MACH 2 i operatorskie – gdy decyzję o wyłączeniu podejmował dyspozytor na podstawie posiadanej wiedzy o aktualnym stanie poszczególnych elementów łącza. Ich liczbę w poszczególnych latach ujmuje tabela 4.3. Jej ilustrację graficzną, tj. liczbę wyłączeń operatorskich, samoczynnych i łącznych, przedstawiono na rysunku 6.2., na którym widać utrzymującą się jak poprzednio tendencję.

6.2. Kompleksowa ocena zakłóceń pracy całego łącza

6.2.1. Czasy trwania zakłóceń w pracy całego łącza

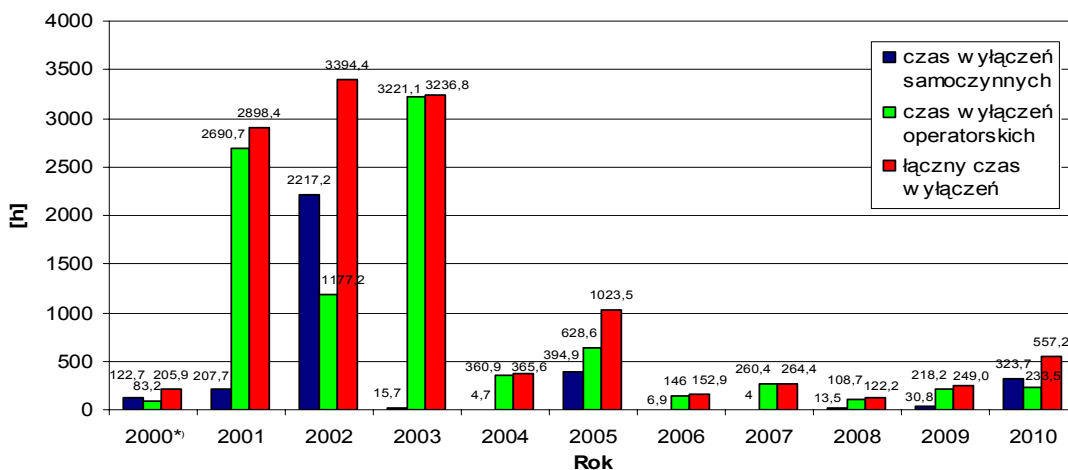
Porównanie czasów wyłączeń samoczynnych i operatorskich

Na podstawie danych zamieszczonych w tabeli 4.4. graficzną ilustrację czasów wyłączeń samoczynnych, operatorskich i łącznych w latach 2000–2010 dla pracy całego łącza pokazano na rysunku 6.3. Z przebiegu tych danych widać, że największe przerwy wystąpiły w roku 2001, 2002 i 2003, co było spowodowane kilkukrotnymi awariami kabli powrotnych, awarią kabla głównego i pożarami dławika ConTune na filtrze.



Rys.6.2. Wyłączenia samoczynne, operatorskie i łączne w latach 2000-2010 wg tabeli 4.3.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.



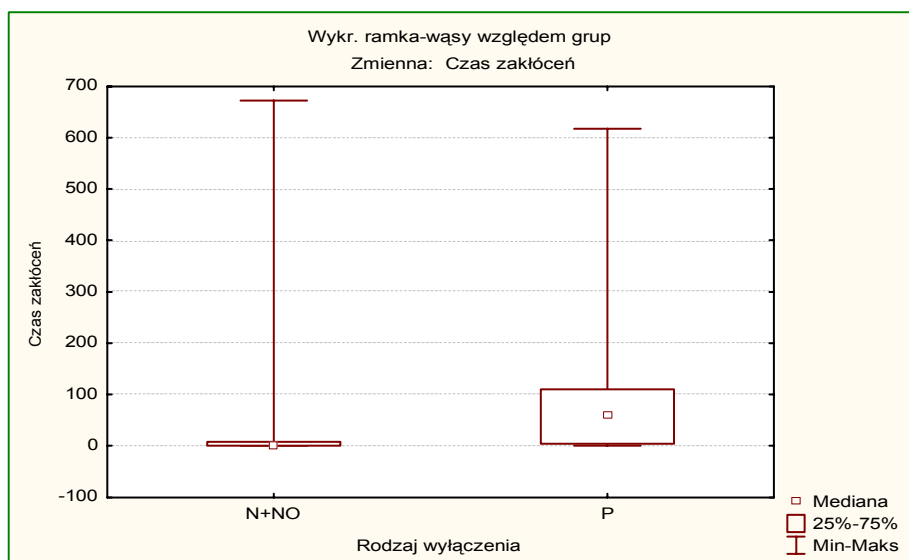
Rys.6.3. Wyłączenia samoczynne, operatorskie i łączne w latach 2000-2010 na łączu wg tabeli 4.4.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

Analiza czasów trwania przerw planowych i nieplanowych w całym okresie pracy łącza

Analizę czasów trwania przerw planowych (P) i nieplanowych (typ N i NO) w całym okresie pracy łącza przeprowadzono za pomocą programu STATISTICA. Celem tej analizy było statystyczne porównanie czasów trwania przerw w okresie od roku 2000 do roku 2010 (włącznie). Liczba przerw planowych w rozpatrywanym czasie wyniosła 23, natomiast liczba przerw niezaplanowanych (spowodowanych awariami) wyniosła 208. Dodatkowo w rozpatrywanym materiale pominięto dwie skrajne wartości czasów przerw (tzn. 1.456,7 i 2.802,8 godzin) ze zbioru N i NO zgodnie z regułą 4-sigm¹⁾ jako odstające od ogółu.

Badane czasy trwania przerw cechuje duża zmienność spowodowana olbrzymim rozrzutem danych, co wyraźnie widać na diagramie pokazanym na rysunku 6.4.



Rys.6.4. Diagram czasów przerw N+NO oraz P pokazany na wykresie „ramka-wąsy” wg programu STATISTIKA na podstawie danych z [137]

Dodatkowo ustalono, że cechą badanych przerw jest brak normalności ich rozkładów, co stwierdzono za pomocą testów normalności. Wyniki testowania na normalność za pomocą testów Lilieforsa i Shapiro-Wilka podano dla wyłączeń awaryjnych i dla wyłączeń planowych w załączonej tabeli 6.1.

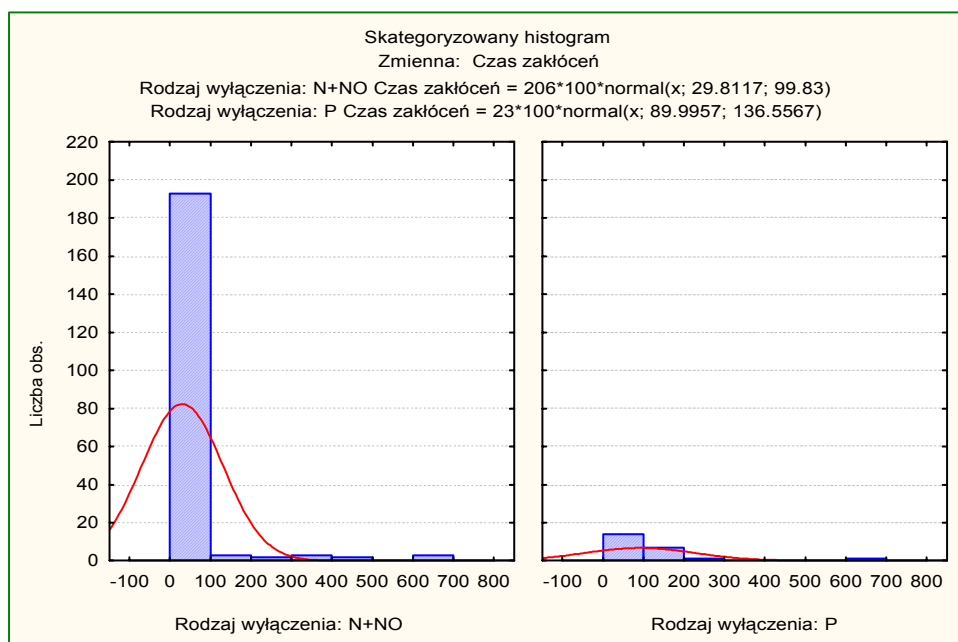
Tabela 6.1. Wyniki testów Lilieforsa i Shapiro-Wilka dla przerw N+NO oraz P

N+NO		Testy normalności				
Zmienna	N	maks D	Lillief. p	W	p	
Czas zakłóceń	208	0.398146	p < .01	0.319174	0.000000	
P		Testy normalności				
Zmienna	N	maks D	Lillief. p	W	p	
Czas zakłóceń	23	0.256585	p < .01	0.647719	0.000003	

Brak normalności rozkładów czasu trwania przerw wyraźnie wydać także na histogramach pokazanych na rysunku 6.5.

Mając powyższe na uwadze dokonano porównania czasów przerw planowych i nieplanowych przy pomocy nieparametrycznego testu sumy rang Manna-Whitney’a (patrz tabela 6.2), który wykrył istotność różnicy między porównywanymi zbiorami – czasów trwania przerw nieplanowych i planowych. Wartości obliczonych *p*-value (wynoszących 0,000010) były znacznie mniejsze od wartości 0,05.

¹⁾ Reguła 4-ch sigm polega na odrzucaniu wartości, jeżeli odstają od wartości średniej liczonej bez danej wartości na odległość większą niż 4SD (przyp. autora).



Rys.6.5. Histogram czasów przerw N+NO oraz P, wg prog. STATISTICA

Tabela 6.2. Wynik testu Manna-Whitney'a dla przerw N+NO oraz P

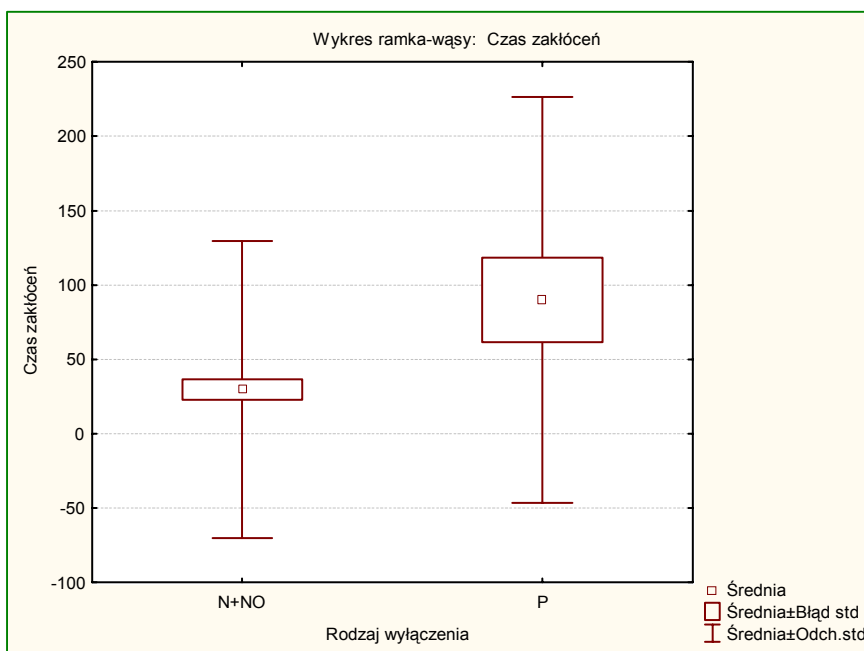
Test U Manna-Whitneya										
Względem zmiennej: Rodzaj wyłączenia										
Zaznaczone wyniki są istotne z $p < .05000$										
Zmienna	Sum.rang N+NO	Sum.rang P	U	Z	p	Z popraw.	p	N ważn. N+NO	N ważn. P	2*1 str. dokł. p
Czas zakłóceń	22360.00	3975.000	1039.000	-4.41182	0.000010	-4.41381	0.000010	206	23	0.000004

Zbiornicze wyniki analizy podano w tabeli 6.3., w której pominięto wartości skrajne.

Tabela 6.3. Wyniki zbiorcze analizy Shapiro-Wilka i Manna-Whitney'a dla przerw N+NO oraz P

	Parametry	Rodzaj wyłączenia	
		N+NO (bez odstających)	P
Czas trwania przerw (w godzinach)	<i>N</i>	206	23
	Min	0,1	0,7
	Max	672,7	618,0
	Mediana	1,9	60,9
	Średnia	29,8	90,0
	<i>SD</i>	99,8	136,6
Test normalności Shapiro-Wilka	<i>W</i>	0,319	0,648
	W_{kr}	0,986	0,911
	Normalność	Nie	Nie
Test Manna-Whitney'a ($u_{kr}=1.96$)	<i>U</i>	4,41	
	<i>P</i>	<0.0001	

Porównując wartości średnie można dojść do wniosku, że ogólny czas przerw niezaplanowanych jest mniejszy od czasu przerw zaplanowanych (patrz rysunek 6.6.).



Rys.6.6. Diagram porównania średnich czasów przerw N+NO oraz P pokazany na wykresie „ramka-wąsy” wg prog. STATISTICA

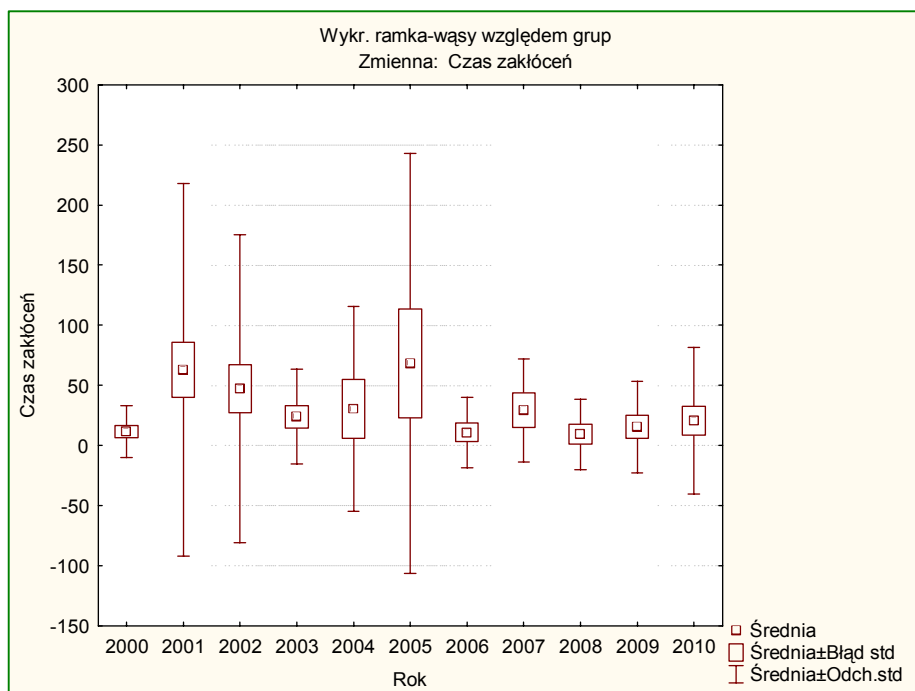
Porównanie czasów trwania przerw w latach 2000-2010

W poniższej tabeli 6.4. podano statystyki opisowe czasów trwania przerw w poszczególnych latach (od roku 2000 do roku 2010).

Tabela 6.4. Dane statystyczne przerw w pracy łącza w latach 2000-2010

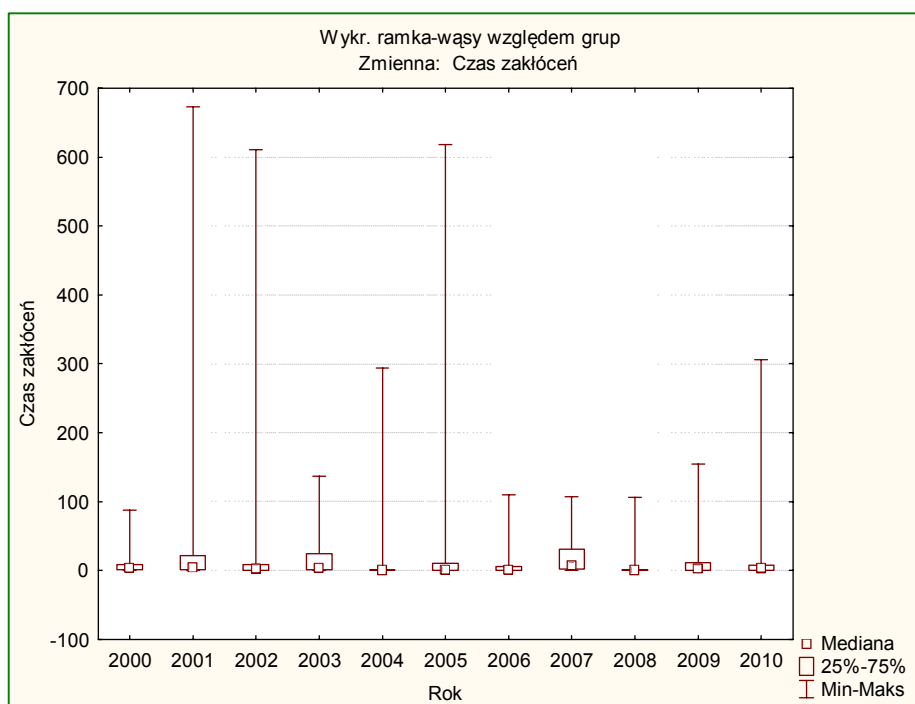
Zmienna	Statystyki opisowe				
	N ważnych	Średnia	Minimum	Maksimum	Odch.std
2000	18	11.43889	0.100000	88.0000	21.4402
2001	46	63.00870	0.200000	672.7000	154.8596
2002	41	47.26098	0.100000	611.0000	127.8547
2003	18	24.11111	0.300000	137.0000	39.4589
2004	12	30.47500	0.100000	293.5000	84.9664
2005	15	68.23333	0.100000	618.0000	174.8031
2006	14	10.92143	0.100000	110.0000	29.1008
2007	9	29.37778	0.200000	107.6000	42.8179
2008	13	9.40000	0.100000	106.6000	29.2836
2009	16	15.56250	0.200000	154.8000	38.0771
2010	27	20.64444	0.100000	305.5000	60.9034

Średni czas zakłóceń pracy łącza w latach pokazano na rysunku 6.7.



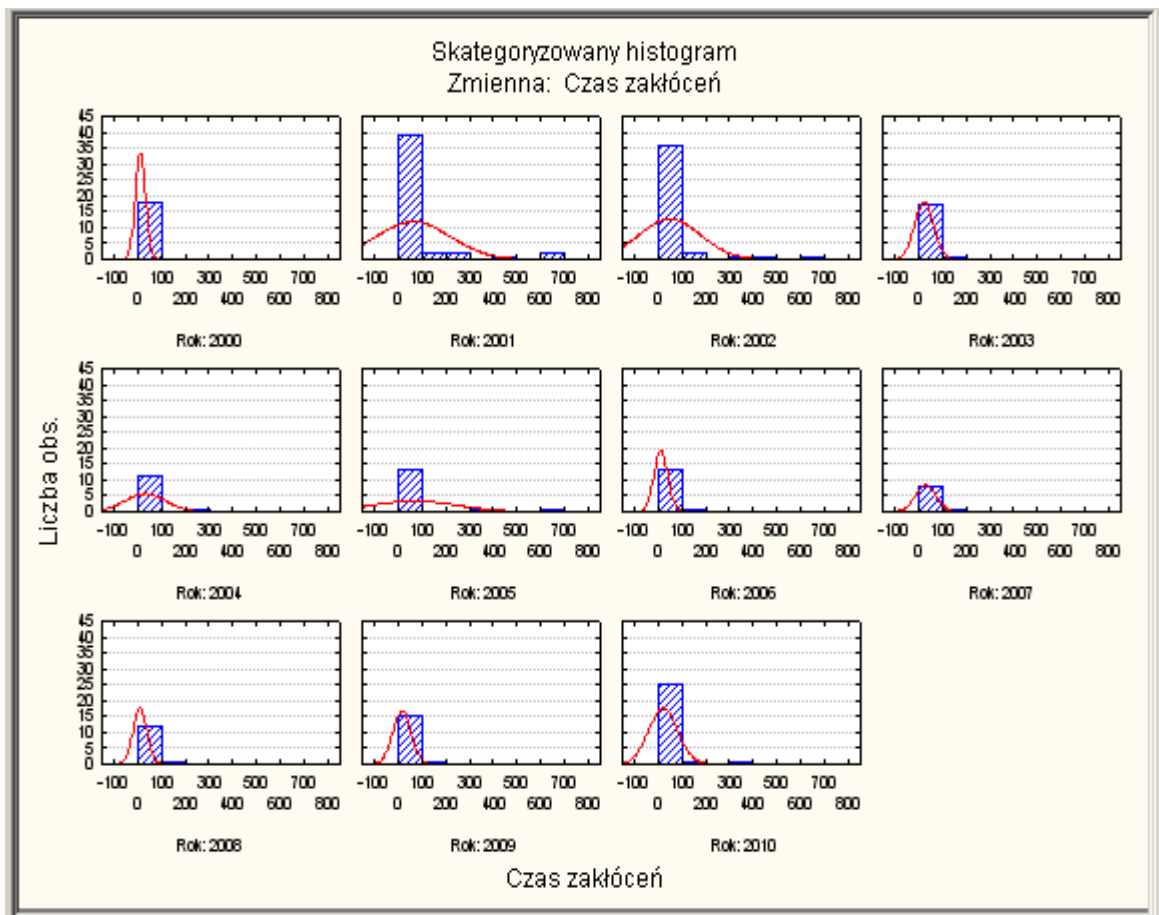
Rys.6.7. Diagram porównania średnich czasów przerw pokazany na wykresie „ramka-wąsy” w latach 2000-2010 wg prog. STATISTICA

Maksymalny czas zakłóceń w latach pracy łącza pokazano na rysunku 6.8.



Rys.6.8. Diagram porównania maksymalnych czasów przerw pokazany na wykresie „ramka-wąsy” w latach 2000-2010 wg prog. STATISTICA

Histogramy rozkładów czasów przerw w poszczególnych latach pokazano na rysunku 6.9.



Rys.6.9. Histogram rozkładów czasów przerw w latach 2000-2010 wg. prog. STATISTICA

Ze względu na brak normalności rozkładów czasu trwania przerw we wszystkich okresach (ustalone za pomocą testu Shapiro-Wilka) zastosowano nieparametryczny test Kruskala-Wallisa w celu porównania między sobą zbiorów danych. Na skutek tego testowania (którego wyniki umieszczono w tabeli 6.5.) wyznaczono wartość $p=0,0105$, która wskazuje na to, że nie wszystkie zbiory są statystycznie jednakowe.

Tabela 6.5. Dane statystyczne przerw w pracy łącza w latach 2000-2010

ANOVA rang Kruskala-Wallisa; Czas zakłóceń					
Zmienna niezależna (grupująca): Rok					
Test Kruskala-Wallisa: $H(10, N=229) = 23.07731$ $p = .0105$					
Zależna: Czas zakłóceń	Kod	N ważnych	Suma Rang		
2000	2000	18	2219.000		
2001	2001	46	6280.000		
2002	2002	41	4779.500		
2003	2003	18	2411.500		
2004	2004	12	908.000		
2005	2005	15	1409.500		
2006	2006	14	1307.000		
2007	2007	9	1291.500		
2008	2008	13	849.000		
2009	2009	16	1906.000		
2010	2010	27	2974.000		

Poza tym stwierdzono, że test post-hoc dla wielokrotnych porównań średnich rang wykazał istnienie istotnych różnic między czasami zakłóceń w latach 2001 i 2008 – wartość p dla tej pary wyniosła 0,034.

Tabela 6.6. Wyniki testu dla wielokrotnych porównań

Wartość p dla porównań wielokrotnych (dwustronnych); Czas zakłóceń											
Zmienna niezależna (grupująca): Rok											
Test Kruskala-Wallis: H (10, N= 229) =23.07731 p = .0105											
Zależna:	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Czas zakłóceń	R:123.28	R:136.52	R:116.57	R:133.97	R:75.667	R:93.967	R:93.357	R:143.50	R:65.308	R:119.13	R:110.15
2000		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.891848	1.000000	1.000000
2001	1.000000		1.000000	1.000000	0.253030	1.000000	1.000000	1.000000	0.034170	1.000000	1.000000
2002	1.000000	1.000000		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.827945	1.000000	1.000000
2003	1.000000	1.000000	1.000000		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.242329	1.000000	1.000000
2004	1.000000	0.253030	1.000000	1.000000		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
2005	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
2006	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
2007	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000		0.357112	1.000000	1.000000
2008	0.891848	0.034170	0.827945	0.242329	1.000000	1.000000	1.000000	0.357112		1.000000	1.000000
2009	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000		1.000000
2010	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	

Dodatkowo porównując wartości średnie dla rozpatrywanych lat (63,0 i 9,4 godzin) można wnioskować, że ogólny czas przerw w roku 2008 był istotnie mniejszy od czasu przerw w roku 2001 – tabela 6.6.

Porównanie czasów trwania przerw w okresach 2000-2005 i 2006-2010

Dla dokonania analiz dokonano podzielenia całej populacji na dwie grupy – przerwy w latach 2000-2005 i 2006-2010.

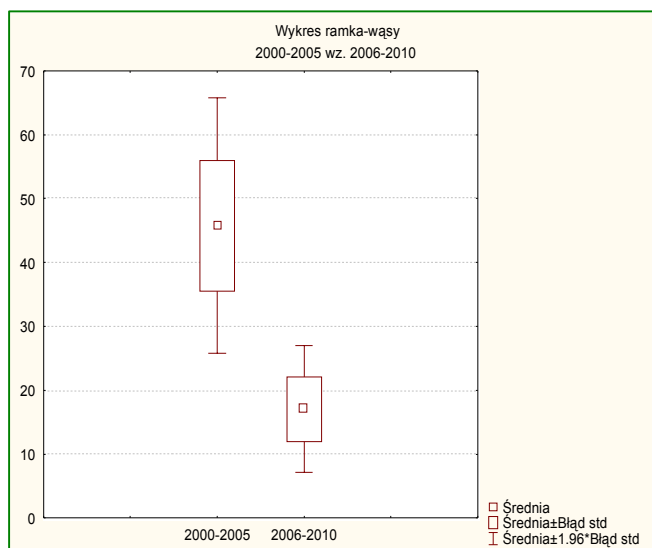
W tabeli 6.7. podano liczby przerw, wartości średnie oraz odchylenia standardowe w porównywanych dwóch grupach.

Tabela 6.7. Zbiorcze dane na temat przerw w latach 2000-2005 i w latach 2006-2010

Zmienna	Statystyki opisowe					
	Średnia	Odch.Std	Minimum	Maksimum	Ważnych	Liczba Braki
2000-2005	45.76800	125.0052	0.100000	672.7000	150	81
2006-2010	17.03671	44.8920	0.100000	305.5000	79	152

Mając na uwadze, że liczebność porównywanych grup była wystarczająco duża ($n_1, n_2 > 50$), uznano (zgodnie z centralnym granicznym twierdzeniem) za właściwe do porównania wartości średnich wykorzystać test w oparciu o rozkład normalny. Zobrazowanie tego wyniku pokazano na rysunku 6.10. Wyżej wymieniony test wykrył istotną różnicę pomiędzy średnimi czasami przerw w latach 2000-2005 od średnich czasów przerw w latach 2006-2010: $z=2,52 > 1,96$, $p=0,01$.

Powyższe rozważania pozwalają stwierdzić, że w drugiej połowie obserwacji średni czas trwania przerw istotnie zmalał.



Rys.6.10. Diagram porównania czasów przerw w dwóch okresach pokazany na wykresie „ramka-wąsy” wg prog. STATISTICA

6.2.2. Czasy pomiędzy zakłóceniami w pracy całego łącza

W wykonywanej pracy sprawdzana była hipoteza zerowa, że rozkład czasu pomiędzy kolejnymi przerwami w pracy łącza jest rozkładem wykładniczym. Zastosowany był w tym celu program STATISTICA. Weryfikacja zgodności rozkładu empirycznego i teoretycznego była dokonana za pomocą testu zgodności χ^2 .

Im mniejsza jest wartość obliczonej statystyki χ^2 tym lepiej wybrany rozkład teoretyczny opisuje rozkład empiryczny.

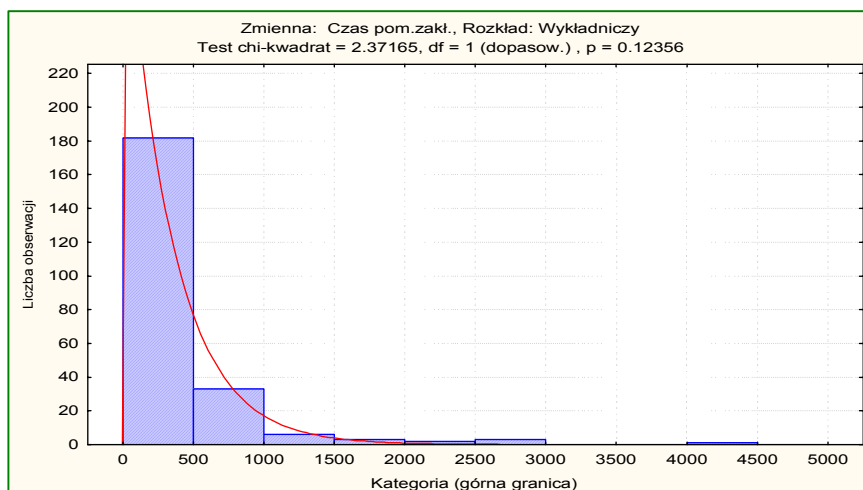
Na potrzeby wyżej wymienionej analizy na podstawie danych źródłowych podanych w [137] przygotowano zestawienie danych w tabeli 6.8.

Tabela 6.8. Dane do analizy rozkładów czasów pomiędzy zakłóceniami

Zmienna: Czas pom. zakł., Rozkład: Wykładniczy Chi-kwadrat = 2.37165, df = 1 (dopasow.), p = 0.12356									
Górna Granica	Obserw. Liczność	Skumulow. Obserw.	Procent Obserw.	Skumul. % Obserw.	Oczekiwana Liczność	Skumulow. Oczekiwana	Procent Oczekiwana	Skumul. % Oczekiwana	Obserw. - Oczekiwana
<= 500.00000	182	182	79.13043	79.1304	178.9095	178.9095	33.82032	77.7867	3.09049
1000.00000	33	215	14.34783	93.4783	39.7416	218.6511	7.51260	95.0657	-6.74163
1500.00000	6	221	2.60870	96.0870	8.8279	227.4790	1.66879	98.9039	-2.82791
2000.00000	3	224	1.30435	97.3913	1.9610	229.4400	0.37069	99.7565	1.03903
2500.00000	2	226	0.86957	98.2609	0.4356	229.8756	0.08234	99.9459	1.56441
3000.00000	3	229	1.30435	99.5652	0.0968	229.9724	0.01829	99.9880	2.90324
3500.00000	0	229	0.00000	99.5652	0.0215	229.9939	0.00406	99.9973	-0.02149
4000.00000	0	229	0.00000	99.5652	0.0048	229.9986	0.00090	99.9994	-0.00477
4500.00000	1	230	0.43478	100.0000	0.0011	229.9997	0.00020	99.9999	0.99894
<nieskończoność	0	230	0.00000	100.0000	0.0003	230.0000	0.00006	100.0000	-0.00030

Ponieważ poziom istotności p jest większy od wartości 0,05 i wynosi 0,12356, brak jest podstaw do odrzucenia hipotezy zerowej, że rozkład czasu pomiędzy zakłóceniami jest rozkładem wykładniczym, co jest widoczne na rysunku 6.11. Obliczona za pomocą programu STATISTICA intensywność λ wynosi 0,003009 /godz. a średni czas przerw między zakłóceniami 332,34 godzin.

Z analizy wyżej podanego materiału wynika jednak, że znacznie lepsze dopasowanie otrzymamy odrzucając 6 przypadków, których wartości przekraczają 2000 godzin – patrz tabela 6.9.

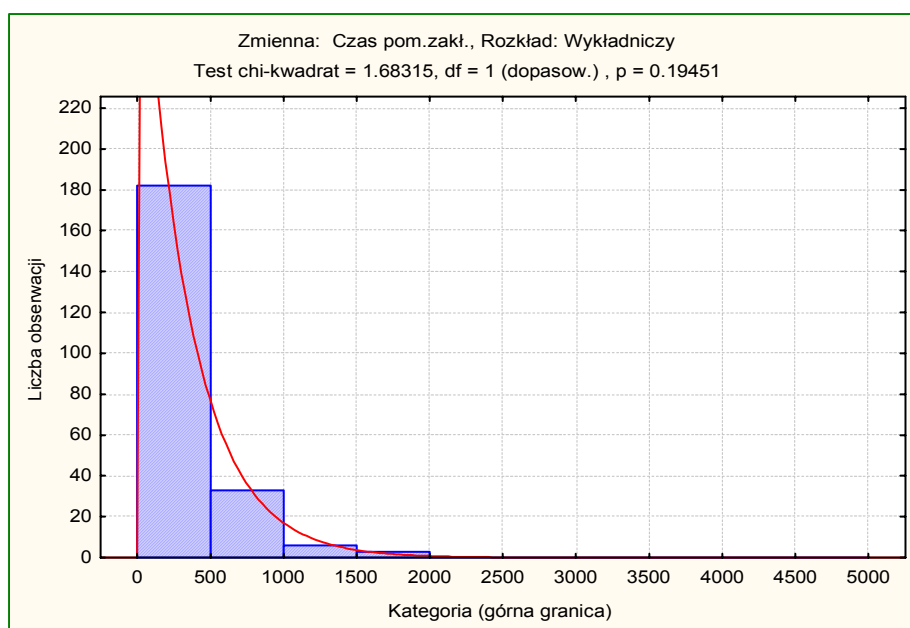


Rys.6.11. Histogram rozkładu czasu pomiędzy zakłóceniami wg prog. STATISTICA

Tabela 6.9. Dane do analizy rozkładów czasów pomiędzy zakłóceniami, bez 6 skrajnych wartości

Zmienna: Czas pom.zakł., Rozkład: Wykładniczy Chi-kwadrat = 1.68315, df = 1 (dopasow.) , p = 0.19451		Obszew. Liczność	Skumulow. Obserw.	Procent Obserw.	Skumul. % Obserw.	Oczekiwana Liczność	Skumulow. Oczekiwana	Procent Oczekiwana	Skumul. % Oczekiwana	Obszew. - Oczekiwana
Górná Granica										
<= 500.00000	182	182	79.13043	79.13043	178.9095	178.9095	33.82032	77.7867	3.09049	
1000.00000	33	215	14.34783	93.47826	39.7416	218.6511	7.51260	95.0657	-6.74163	
1500.00000	6	221	2.60870	96.08696	8.8279	227.4790	1.66879	98.9039	-2.82791	
2000.00000	3	224	1.30435	97.39130	1.9610	229.4400	0.37069	99.7565	1.03903	
2500.00000	0	224	0.00000	97.39130	0.4356	229.8756	0.08234	99.9459	-0.43559	
3000.00000	0	224	0.00000	97.39130	0.0968	229.9724	0.01829	99.9880	-0.09676	
3500.00000	0	224	0.00000	97.39130	0.0215	229.9939	0.00406	99.9973	-0.02149	
4000.00000	0	224	0.00000	97.39130	0.0048	229.9986	0.00090	99.9994	-0.00477	
4500.00000	0	224	0.00000	97.39130	0.0011	229.9997	0.00020	99.9999	-0.00106	
<nieskończoność	0	224	0.00000	97.39130	0.0003	230.0000	0.00006	100.0000	-0.00030	

W powyższym rozważaniu intensywność i średni czas pomiędzy zakłóceniami zostają bez zmian.



Rys.6.12. Rozkład czasu pomiędzy zakłóceniami, bez skrajnych sześciu przypadków wg prog. STATISTICA

Dla rozpatrywanego przypadku obliczone w programie STATISTICA wielkości $\chi^2=1,68315$ oraz $p=0,19451$, nie dają zatem i w tym przypadku podstaw do odrzucenia hipotezy zerowej, że rozkład czasu pomiędzy zakłóceniami jest rozkładem wykładniczym, co widać na rysunku 6.12.

Dokonanie weryfikacji rozkładów czasów pomiędzy kolejnymi zakłóceniami łącza w poszczególnych latach (od roku 2000 do roku 2010) okazało się niemożliwe z powodu zbyt małych liczebności prób oraz postaci rozkładów empirycznych.

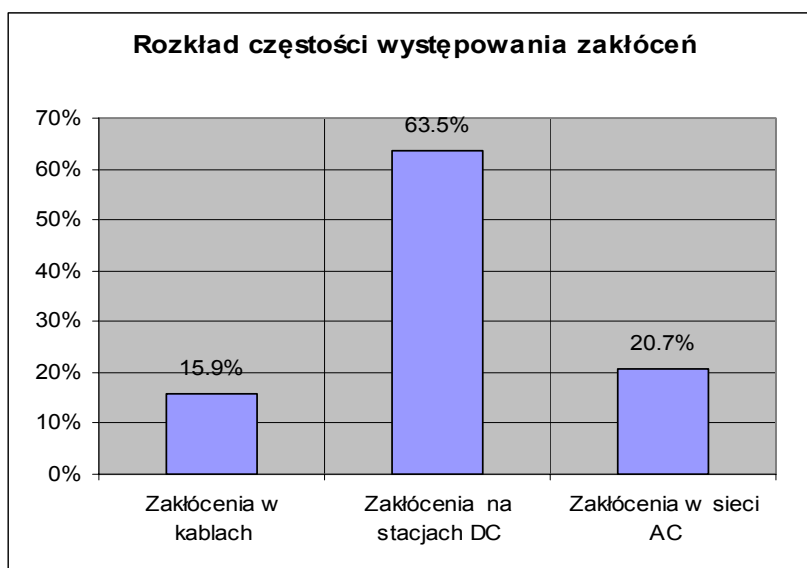
6.3. Ocena zakłóceń w pracy głównych bloków funkcjonalnych łącza

Ogólna liczba przerw pracy głównych bloków funkcjonalnych (bez uwzględnienia przerw planowych) w badanym okresie wyniosła 208. Zestawienia poniższych wielkości w rozbiciu na: kable, stacje DC sieć AC dokonano w tabeli 6.10., gdzie podano liczby i procenty ilości przerw.

Tabela 6.10. Ilości zakłóceń w szt. wraz z udziałem procentowym głównych bloków funkcjonalnych łącza wg tabeli 4.5.

	Zakłócenia		
	W kablach	Na stacjach DC	W sieci AC
Liczba przypadków	33	132	43
Procent przypadków	15,9	63,5	20,7

Rozkład częstości występowania zakłóceń w: kablach, stacjach DC i sieci AC w latach 2000-2010 pokazano na rysunku 6.13.



Rys.6.13. Rozkład częstości występowania zakłóceń w głównych blokach funkcjonalnych w latach 2000-2010 wg tabeli 6.10.

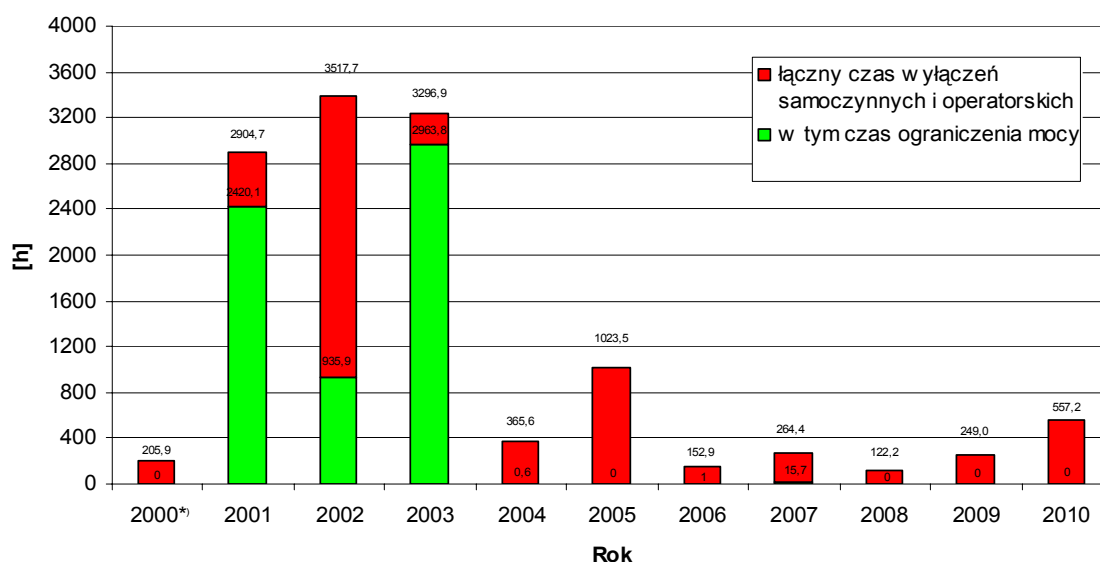
Porównania częstości występowania zakłóceń na głównych blokach funkcjonalnych w okresie pracy łącza, dokonano przy pomocy testu dla dwóch frakcji. Uzyskane wyniki przedstawiono w tabeli 6.11.

Tabela 6.11. Wyniki porównania częstości występowania awarii na wybranych blokach funkcjonalnych łącza wg tabeli 6.10

Porównywane obiekty	Test dla dwóch frakcji	
	<i>U</i>	<i>P</i>
Kabel ~ DC	10,44	<0,0001
Kabel ~ AC	1,27	0,20
DC ~ AC	8,84	<0,0001

Dokonana analiza pozwoliła na stwierdzenie, że istotnie częściej występowały zakłócenia na stacjach DC niż w kablach i w sieci AC. Nie wykryto różnicy między częstościami występowania przerw w kablach i sieciach AC.

Oceniając zakłócenia w pracy głównych bloków funkcjonalnych stacji należy stwierdzić, że na łączny czas przerw (zestawiony w tabeli 4.5.) wynoszący w okresie pracy łącza Szwecja-Polska ponad 12 tysięcy godzin, przez około połowę wymienionego czasu łącze pracowało z ograniczoną mocą, najczęściej do 472 MW, z powodu uszkodzenia jednej z żył powrotnych. Graficzne ujęcie przepracowanego czasu w latach 2000–2010, z ograniczeniem mocy, pokazano na rysunku 6.14. Okresem, w którym najdłużej pracowało łącze z ograniczoną mocą był rok 2003, kiedy to po kolejnym długotrwałym ograniczeniu mocy wymieniono łącznie 26 km kabla powrotnego po stronie polskiej.

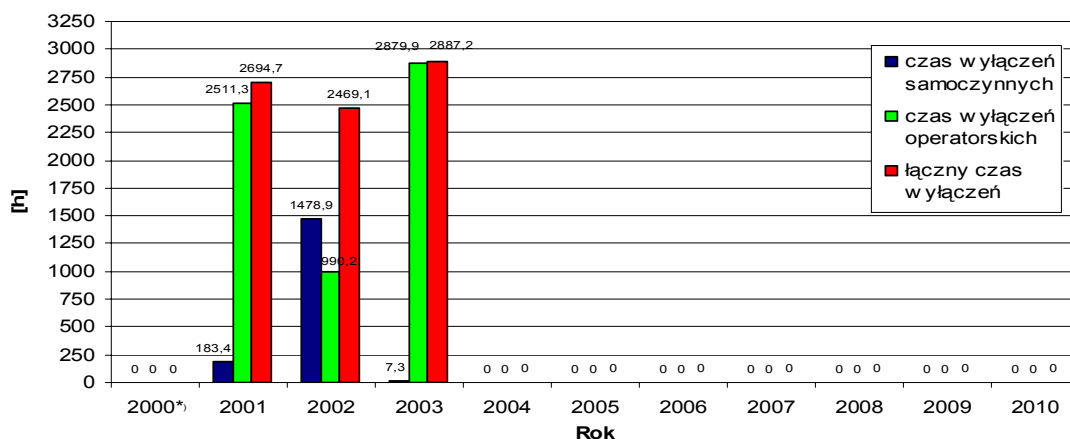


Rys.6.14. Czasy trwania ograniczeń mocy na tle wszystkich ograniczeń w latach 2000-2010 wg tabeli 4.4.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

6.3.1. Czasy trwania zakłóceń w pracy toru przesyłowego

Na podstawie danych zamieszczonych w tabeli 4.5. graficzną ilustrację czasów wylączeń samoczynnych, operatorskich i łącznych pokazano na rysunku 6.15. w podziale na lata 2000–2010 w pracy toru przesyłowego. Z przebiegu tych danych widać, że największe przerwy wystąpiły w roku 2001, 2002 i 2003 – głównie z powodu kilkakrotnych awarii kabli powrotnych oraz awarii kabla głównego.



Rys.6.15. Czas trwania wylączeń samoczynnych, operatorskich i łączny w latach 2000-2010 w pracy toru przesyłowego wg tabeli 4.4.

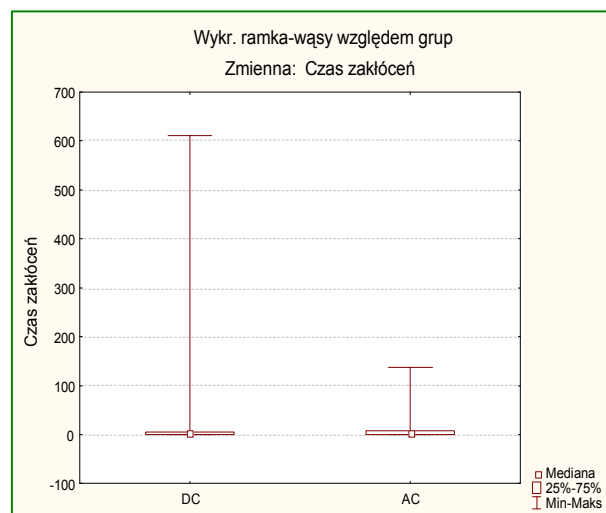
*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

6.3.2. Czasy trwania zakłóceń w pracy stacji DC oraz systemów AC na końcach łącza

Zestawienia podstawowych parametrów zakłóceń na stacjach DC i w systemach AC na obu końcach łącza w latach 2000-2010 dokonano w tabeli 6.12. a na rysunku 6.16. przedstawiono wykres „ramka-wąsy”, na którym pokazana jest graficzna interpretacja rozrzutu wartości czasowych dla stacji DC i dla systemów AC.

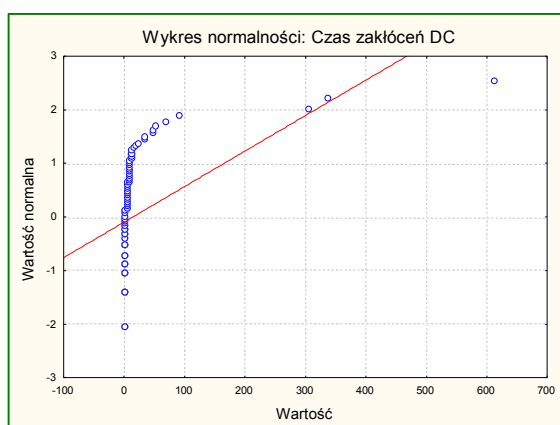
Tabela 6.12. Wyniki zbiorcze czasów zakłóceń DC i AC

Cechy rozpatrywane	Zakłócenia na stacjach DC	Zakłócenia w sieci AC
N	132	43
Min	0,1	0,1
Max	611,0	137,0
Mediana	1,4	0,9
Średnia	14,8	9,72
SD	66,2	25,8

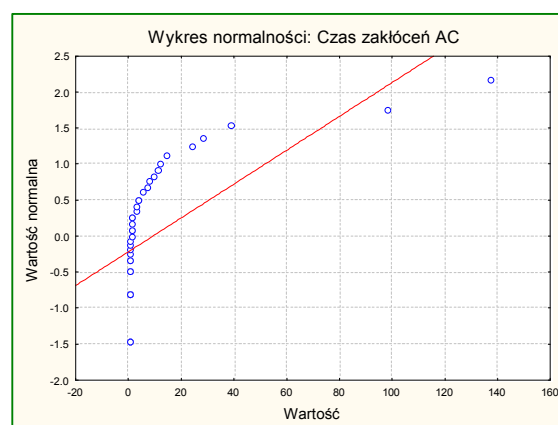


Rys.6.16. Diagram czasów przerw pokazanych na wykresie „ramka-wąsy” dla stacji DC i systemów AC, wg prog. STATISTICA

Mając na uwadze sporządzone przy pomocy programu STATISTICA wykresy „ramka-wąsy” oraz wykresy normalności (pokazane na rysunku 6.17. i rysunku 6.18) trzeba stwierdzić, że rozkłady czasów zakłóceń na stacjach DC i w systemach AC istotnie odbiegają od rozkładów normalnych.



Rys.6.17. Wykres normalności dla stacji DC wg prog. STATISTICA



Rys.6.18. Wykres normalności dla systemów AC wg prog. STATISTICA

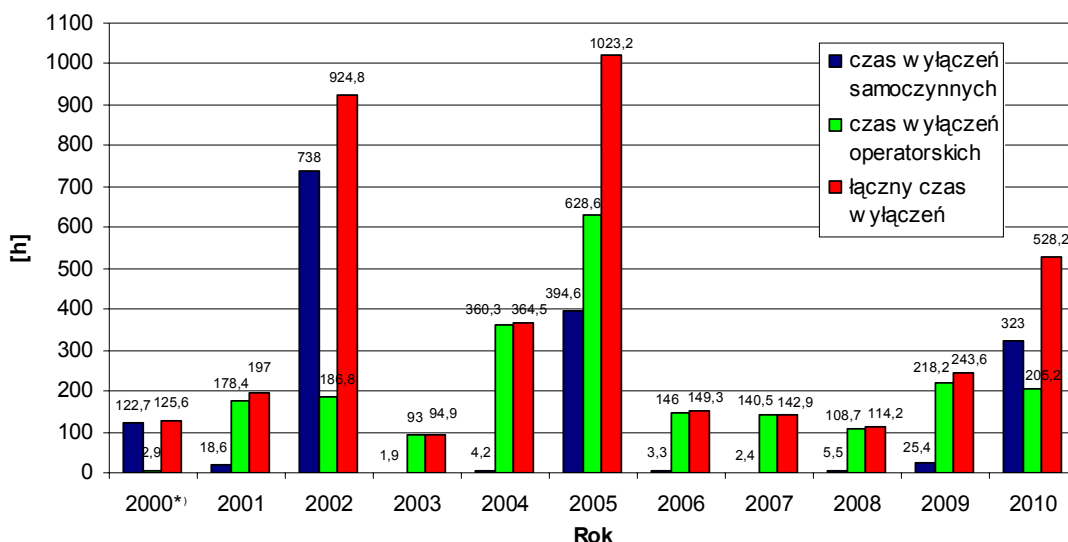
Powyższy wniosek daje podstawę do stwierdzenia, że w rozpatrywanym przypadku nie jest możliwe zastosowanie testu parametrycznego, w celu porównania średnich czasów zakłóceń. W tym przypadku jako jedynie możliwy do zastosowania jest nieparametryczny test sumy rang Manna-Whitney’a, który nie wykrył różnicy między zbiorami danych dla stacji DC i systemów AC – patrz tabela 6.13.

Tabela 6.13. Wynik testu Manna-Whitney'a dla stacji DC i systemów AC

Test U Manna-Whitneya									
Względem zmiennej: DC AC									
Zaznaczone wyniki są istotne z $p < .05000$									
Zmienna	Sum.rang DC	Sum.rang AC	U	Z	p	Z popraw.	p	N ważn. DC	N ważn. AC
Czas zakłóceń	11978.00	3422.000	2476.000	1.252914	0.210238	1.254125	0.209797	132	43

Z powyższej analizy wynika, że pod względem statystycznym czasy zakłóceń na DC i AC nie różnią się istotnie.

Czasy trwania zakłóceń w pracy stacji DC na obu końcach łącza w latach 2000–2010 zamieszczono w tabeli 4.5. a graficzną ilustrację godzin wyłączeń samoczynnych, operatorskich i łącznych pokazano na rysunku 6.19. Z przebiegu tych danych widać, że największe przerwy wystąpiły w roku 2002 (głównie z powodu kłopotów z dławikiem ConTune w filtrze po stronie szwedzkiej oraz jego całkowitym spaleniem) i roku 2005 (głównie z powodu stosunkowo długiej przerwy planowej łącza, w trakcie której wykonywano zabiegi na transformatorach przekształtnikowych po obu stronach łącza oraz pożaru dławika wyglądającego po stronie polskiej).



Rys. 6.19. Wyłączenia samoczynne, operatorskie i łączne w latach 2000-2010 w pracy stacji DC na obu końcach łącza wg tabeli 4.4.

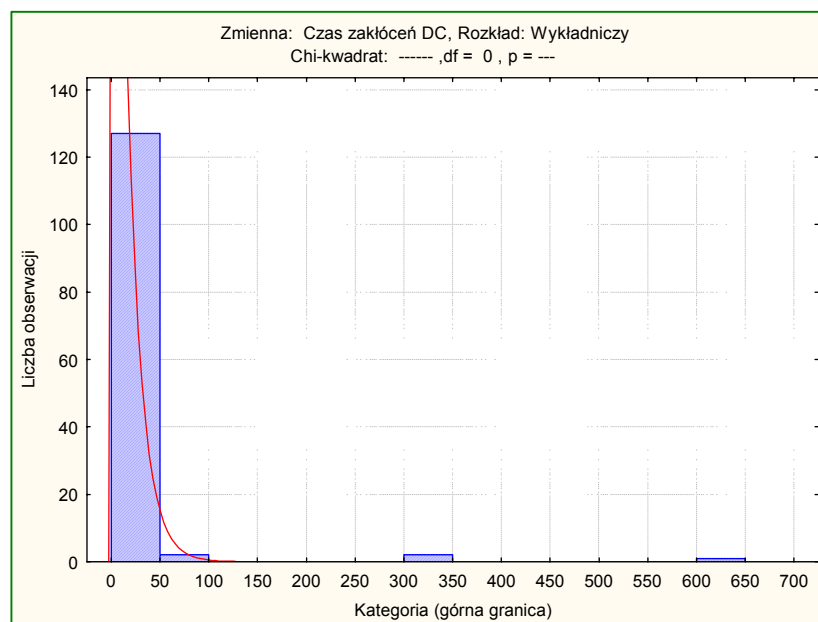
*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

W ramach prowadzonej analizy dokonano próby aproksymacji rozkładu empirycznego czasów przerw pracy na stacjach DC rozkładem wykładniczym.

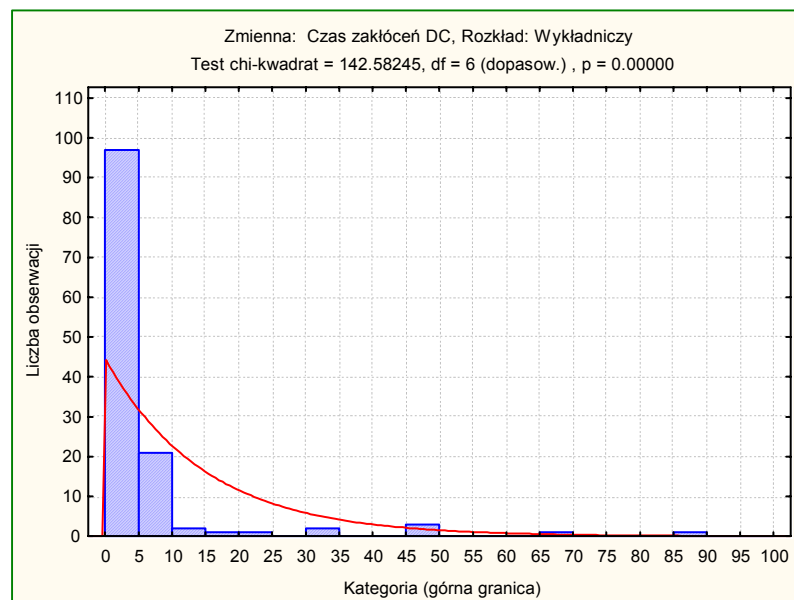
Na przedstawionym rysunku 6.20. przedstawiono histogram dla wszystkich wartości przerw w pracy stacji DC.

Niestety dla danego zbioru danych program STATISTICA nie potrafił oszacować rozkładu i wyliczyć wartość statystyki χ^2 .

Usunięcie 3-ch skrajnych wartości przerw (tzn. 305,5, 336,4 i 611,0 godzin) nie poprawiło sytuacji, gdyż nadal rozkład empiryczny nie można uznać za dopasowany do rozkładu wykładniczego $p=0,0000(0)$ (patrz rysunek 6.21.).



Rys.6.20. Histogram czasów wszystkich przerw w pracy stacji DC wg prog. STATISTICA

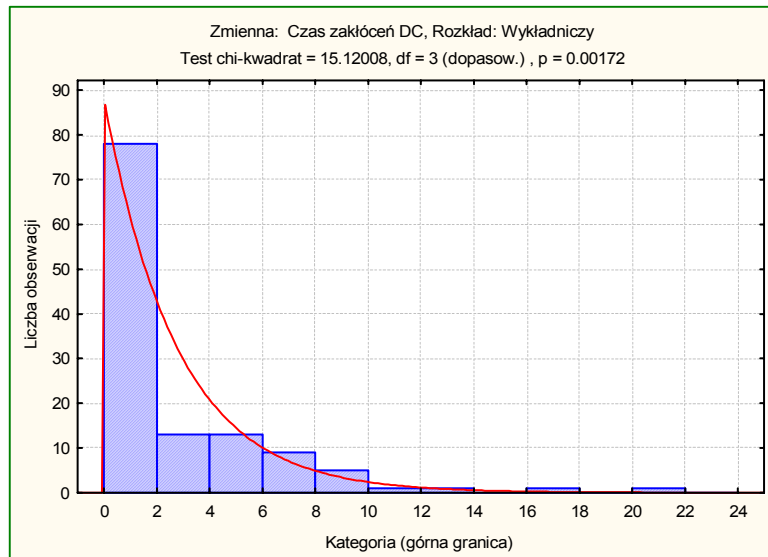


Rys.6.21. Histogram czasów przerw (po usunięciu 3 skrajnych wartości) w pracy stacji DC wg prog. STATISTICA

Dalsze usunięcie kolejnych 7 wartości powyżej 22 godzin nie przyniosło oczekiwanych efektów $p=0,00172$ – (patrz rysunek 6.22.).

Objaśnienie:

Na wykresach wyraz (*dopasow.*) oznacza, że program STATISTICA zredukował pierwotną ilość klas do liczby $df+1$ dołączając zbyt nieliczne klasy do klasy poprzedniej.

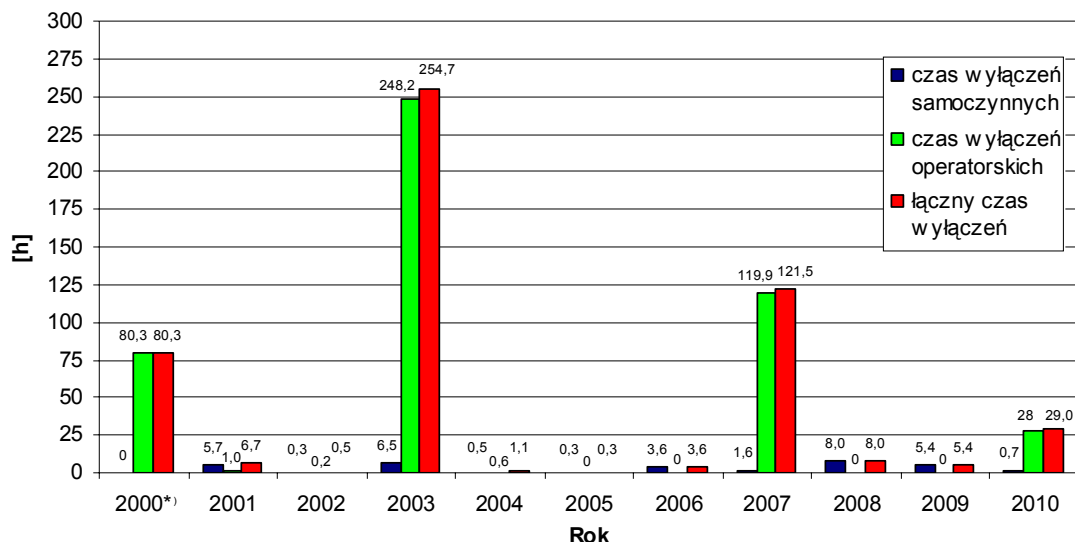


Rys.6.22. Histogram czasów przerw (po usunięciu 7 skrajnych wartości) w pracy stacji DC wg prog. STATISTICA

Jeżeli jednak na podstawie wykresu przyjąć, że rozkład empiryczny w jakimś stopniu odpowiada rozkładowi wykładniczemu, to dla powyższego rozkładu intensywność awarii λ na stacjach DC wynosi 0.36 (średni czas przerw 2,77 h a wariancja 12,87 h²).

Dla celów niniejszej analizy uznano, że wystarczającą metodą dla dokonania oceny zakłóceń w pracy może być metoda klasycznego histogramu, często występująca w literaturze [36, 44, 109, 115, 132, STATISTICA ver.9,0] (przedstawianej przykładowo w pracy Janusza Skierskiego).

Czasy zakłóceń po stronie systemu AC na obu końcach łącza zamieszczono w tabeli 4.5. a graficzną ilustrację godzin wyłączeń samoczynnych, operatorskich i łącznych pokazano na rysunku 6.23. Z przebiegu tych danych widać, że największe przerwy wystąpiły w roku 2003 (z powodu kłopotów na napięciu 400 kV w stacji Hemsjö znajdującej się bezpośrednio przy stacji Stårnö oraz pracach planowych na napięciu 400 kV w polskim KSE).



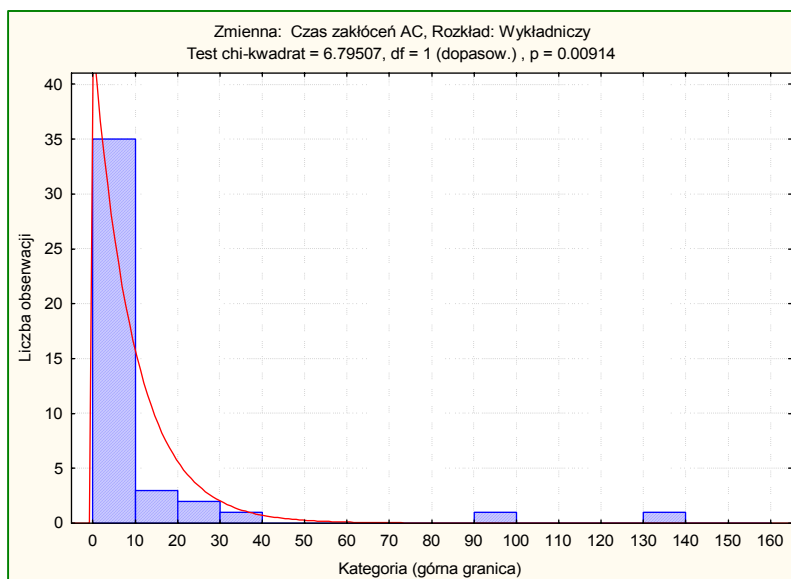
Rys.6.23. Czas trwania wyłączeń samoczynnych, operatorskich i łącznych w latach 2000-2010 po stronie systemu AC na obu końcach łącza wg tabeli 4.4.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

W ramach prowadzonej analizy dokonano próby aproksymacji rozkładu empirycznego czasów przerw w pracy w sieciach AC rozkładem wykładniczym.

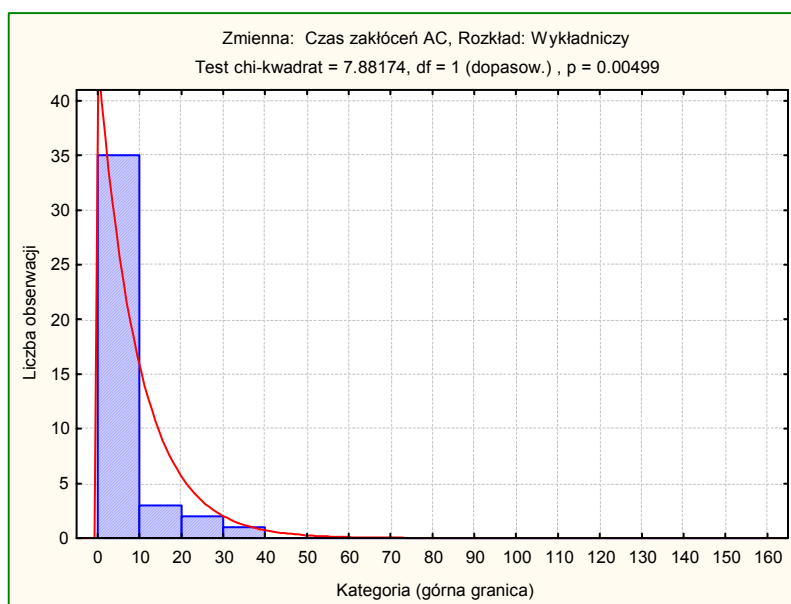
Na przedstawionym na rysunku 6.24 pokazano rozkład empiryczny (histogram) oraz krzywą aproksymacji rozkładu wykładniczego czasu zakłóceń w sieciach AC.

Na poniższym rysunku widać kilka wyraźnie odstających wartości.



Rys.6.24. Histogram czasów wszystkich przerw spowodowanych zakłóceniami w sieciach AC wg prog. STATISTICA

Po wyłączeniu dwóch skrajnych wartości czasowych zakłóceń (98,1 i 60,9 godzin) rozkład empiryczny przyjmuje postać pokazaną na rysunku 6.25.



Rys.6.25. Histogram czasów przerw (po usunięciu 2 skrajnych wartości) spowodowanych zakłóceniami w sieciach AC wg prog. STATISTICA

Z wyników analizy przeprowadzonej za pomocą programu STATISTICA intensywność awarii λ poza stacjami DC określono na 0,103 a średni czas przerw na 9,72 godziny.

Mimo że poziom istotności $p=0,005$ wskazuje na stosunkowo słabe dopasowanie rozkładów empirycznego i wykładniczego, można jednak na podstawie wykresu w przybliżeniu uznać, że rozkład empiryczny jest zbliżony do wykładniczego z parametrem λ podanym wyżej.

6.3.3. Sezonowe zmiany intensywności zakłóceń w pracy łącza

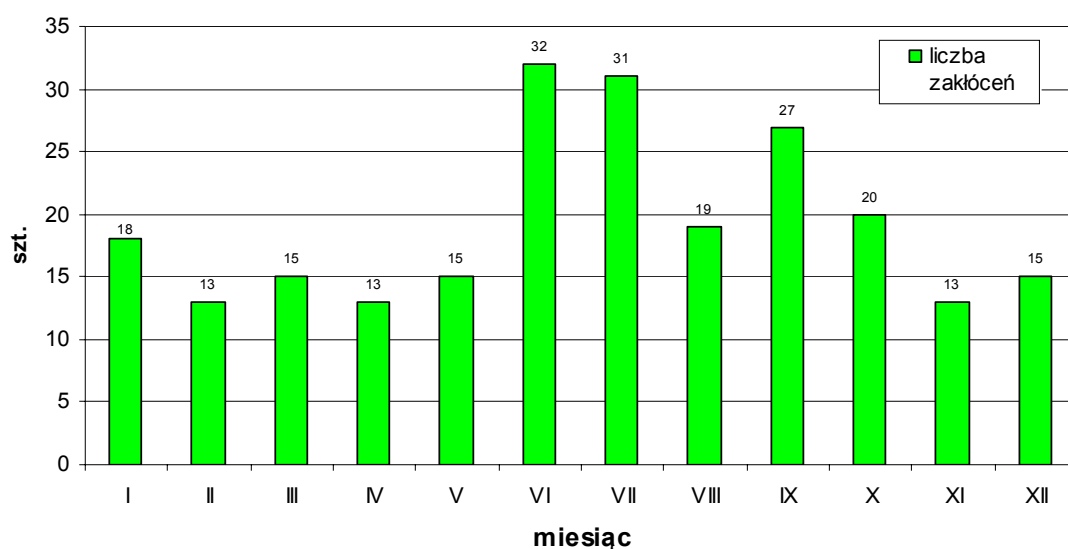
Liczbę zakłóceń i długości zakłóceń w pracy łącza (w godzinach) w latach 2000-2010 w poszczególnych miesiącach podano w tabeli 6.14.

Na podstawie zebranych doświadczeń z pracy innych łączy oraz na podstawie obserwacji klimatycznych obszaru geograficznego morza Bałtyckiego i danych zgromadzonych we wspomnianej tabeli 6.14. ustalono, że najwłaściwszym okresem do przeprowadzania rocznego przeglądu okresowego dla łącza Szwecja-Polska jest okres września.

Tabela 6.14. Liczba i łączny czas zakłóceń w pracy łącza w poszczególnych miesiącach w latach 2000-2010 wg [137]

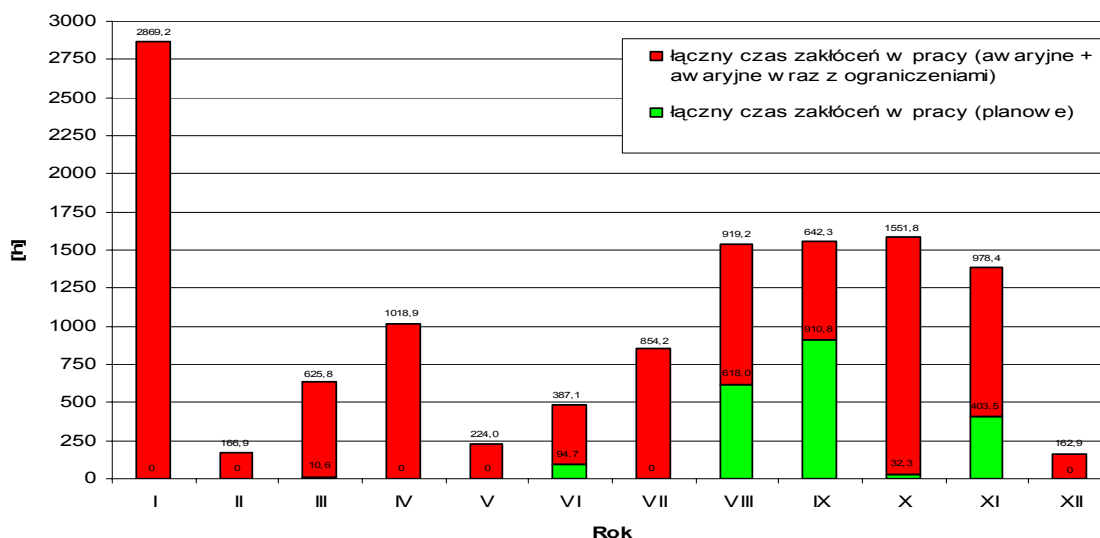
Miesiąc	Liczba zakłóceń	Czas zakłóceń w pracy łącza, w godzinach		
		N+NO	P	Razem
Styczeń	18	2869,2	0	2869,2
Luty	13	166,9	0	166,9
Marzec	15	625,8	10,6	636,4
Kwiecień	13	1018,9	0	1018,9
Maj	15	224,0	0	224,0
Czerwiec	32	387,1	94,7	481,8
Lipiec	31	854,2	0	854,2
Sierpień	19	919,2	618	1537,2
Wrzesień	27	642,3	910,8	1553,1
Październik	20	1551,8	32,3	1584,1
Listopad	13	978,4	403,5	1381,9
Grudzień	15	162,9	0	162,9
Razem	231	10400,7	2069,9	12470,6

Graficzną ilustrację rozkładu liczby zakłóceń przypadających na poszczególne miesiące w latach 2000-2010 pokazano na rysunku 6.26. W pokazanym przebiegu można stwierdzić, że największe ilości zakłóceń wystąpiły w miesiącach letnich, tj. lipcu i sierpniu.



Rys.6.26. Ilość zakłóceń przypadająca na poszczególne miesiące w latach 2000-2010 wg tabeli 6.14.

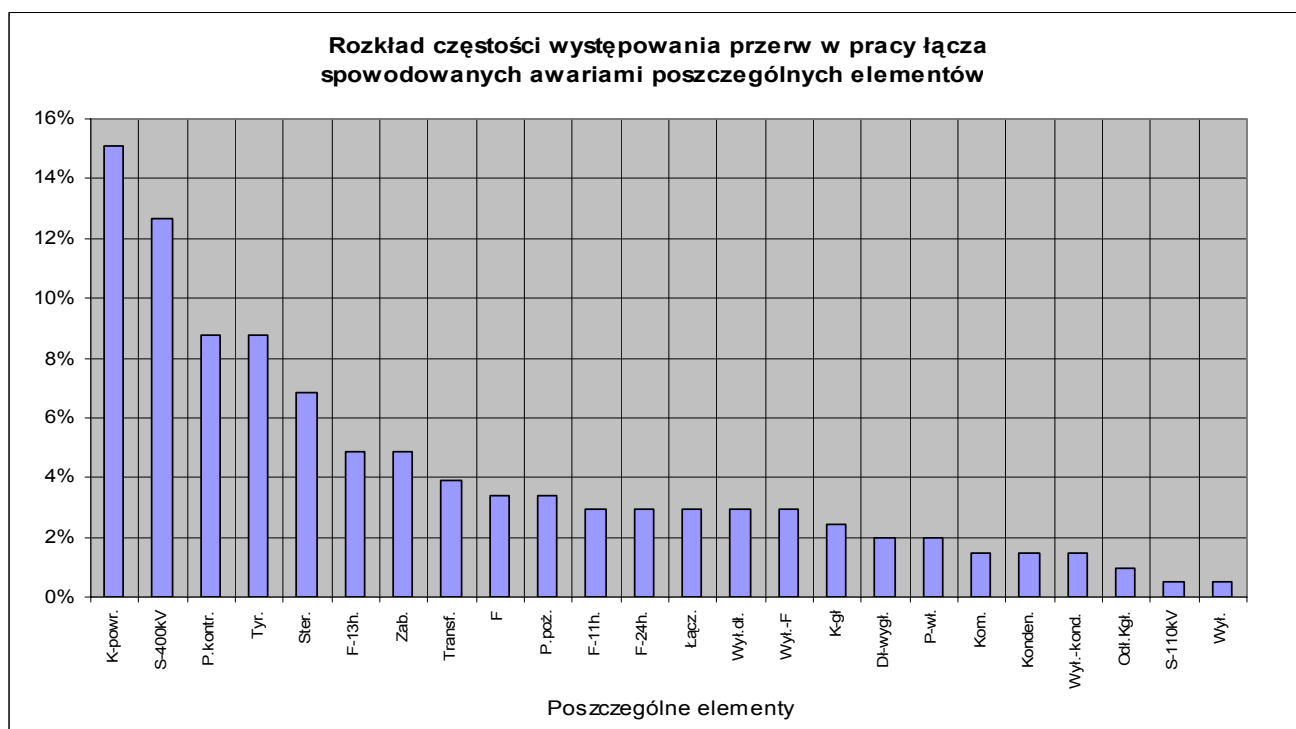
Odniesienie długości zakłóceń do poszczególnych miesięcy roku kalendarzowego pokazano na rysunku 6.27. Na poniższym rysunku wyraźnie widać, że najtrudniejszymi okresami w pracy łącza był styczeń (w czasie którego szczególne kłopoty związane były z kablem powrotnym) oraz sierpień, wrzesień i październik (kiedy to wystąpiły dalsze uszkodzenia kabli powrotnych oraz kabla głównego).



Rys.6.27. Czasy trwania zakłóceń przypadające na poszczególne miesiące w latach 2000–2010 wg tabeli 6.14

6.4. Wpływ elementów na awaryjność całego łącza

Porównania przerw w pracy łącza spowodowanych zakłóceniami od poszczególnych elementów, wyszczególnionych w tabeli 4.5. według malejącej liczby przyczyn, dokonano w postaci rozkładu częstości występowania pokazanego na rysunku 6.28.



Rys.6.28. Rozkład częstości występowania przerw w pracy łącza spowodowanych awariami poszczególnych elementów w latach 2000–2010 wg tabeli 4.5.

Pełniejsze zilustrowanie porównania częstości występowania zakłóceń spowodowanych różnymi elementami uzyskano poprzez test dla dwóch frakcji i podano w tabeli 6.15. Tabela zawiera poziomy istotności

– wartości p -value dla najczęściej występujących przypadków – od K-powr. (kabel powrotny) do K-gł. (kabel główny). Istotne różnice ($p < 0.05$) pogrubiono.

Tabela 6.15. Porównanie wybranych elementów będących przyczyną zakłóceń w latach 2000-2010 dokonane na podstawie tabeli 4.5.

Porównywane elementy	Test dla dwóch frakcji ($u_{kr}=1.96$)	
	U	P
K-powr~S400kV	0,71	0,47
K-powr~P.kontr.	1,98	<005
S400kV~P.kontr./Tyr.	1,18	0,20
S400kV~Ster.	2,00	<005
Ster.~F-13h./Zab.	0,84	0,40
Ster.~Transf.	1,31	0,19
Ster.~F/P.Poż	1,57	0,12
Ster.~F-11h./F24h./Łącz./Wył.dł./Wył.-F	1,83	0,07
Ster.~K-gł.	2,11	<0,04

Z powyższej analizy wynika, że najczęściej przerwy w pracy łącza powodowały awarie K-powr. (kabel powrotny) i S-400kV (system 400 kV), nieco rzadziej – P-kontr. (pomiar kontrolny) i Tyr. (tyrystory). Nie wykryto istotnych różnic w podgrupie elementów od F-11h (Filtr aktywny 11-harmonicznej) do Wył. (wyłącznika aparatury).

6.5. Energia nieprzesłana łączem w wyniku zakłóceń

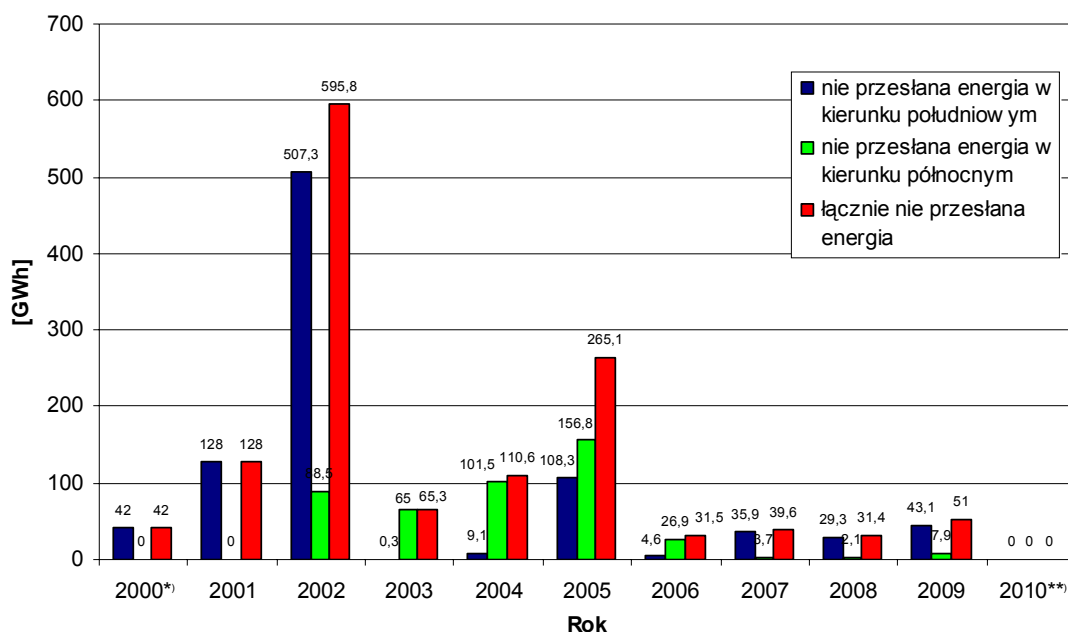
Ilość energii ΔA nie przesłanej łączem w wyniku zakłóceń osiągnęła największą wartość, bo aż prawie 600 GWh w roku 2002. Było to spowodowane uszkodzeniem kabla głównego oraz pożarem dławika ConTune na filtrze 13 harmonicznej po szwedzkiej stronie. Średnia wartość energii nie przesłanej $\overline{\Delta A}$ w latach 2000-2009 łączem SwePol Link wyniosła około 136,0 GWh /rok (w chwili pisania pracy brak jeszcze danych na temat roku 2010).

Wartości nieprzesłanej energii w latach od 2000 do 2009 zestawiono w tabeli 6.16.6.16

Tabela 6.16. Nieprzesłana energia w wyniku zakłóceń łączem SwePol Link w latach 2000-2009 w GWh wg tabeli 3.1.

Wielkość	Rok									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nieprzesłana energia w kierunku południowym	42,0	128,0	507,3	0,3	9,1	108,3	4,6	35,9	29,3	43,1
Nieprzesłana energia w kierunku północnym	0	0	88,5	65,0	101,5	156,8	26,9	3,7	2,1	7,9
Łącznie nieprzesłana energia łączem SwePol Link - ΔA	42,0	128,0	595,8	65,3	110,6	265,1	31,5	39,6	31,4	51,0

Nie przesłana energia podana w tej tabeli została, dla poszczególnych kierunków przesyłu, określona na podstawie oficjalnej informacji właściciela łącza o wartościach przesyłu energii w obu kierunkach i gotowości łącza w latach 2000–2009 zamieszczonych w tabeli 3.1. Graficzną ilustrację nie przesłanej energii elektrycznej w kierunku południowym, północnym i łącznie w analizowanym okresie pokazano na rysunku 6.29.



Rys.6.29. Nieprzesłana energia w kierunku południowym, północnym i łącznie w latach 2000-2009 wg tabeli 6.16.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

**) Autor w momencie pisania rozprawy jeszcze nie posiadał danych za 2010 rok.

6.6. Koszty nieprzesłanej energii

Najwyższe koszty nieprzesłanej energii ΔK_A łącznie w rozpatrywanym okresie, w wyniku zakłóceń wyniosły ponad 82 mln złotych w 2002 roku, a obecnie wynoszą poniżej 10 mln złotych rocznie - z powodów omówionych w rozdziale 4. Wyżej wymienione koszty zestawiono w tabeli 6.17.

Tabela 6.17. Koszt nie przesłanej energii łącznie SwePol Link w latach 2000-2009 zbudowanej na podstawie tabeli 6.16.

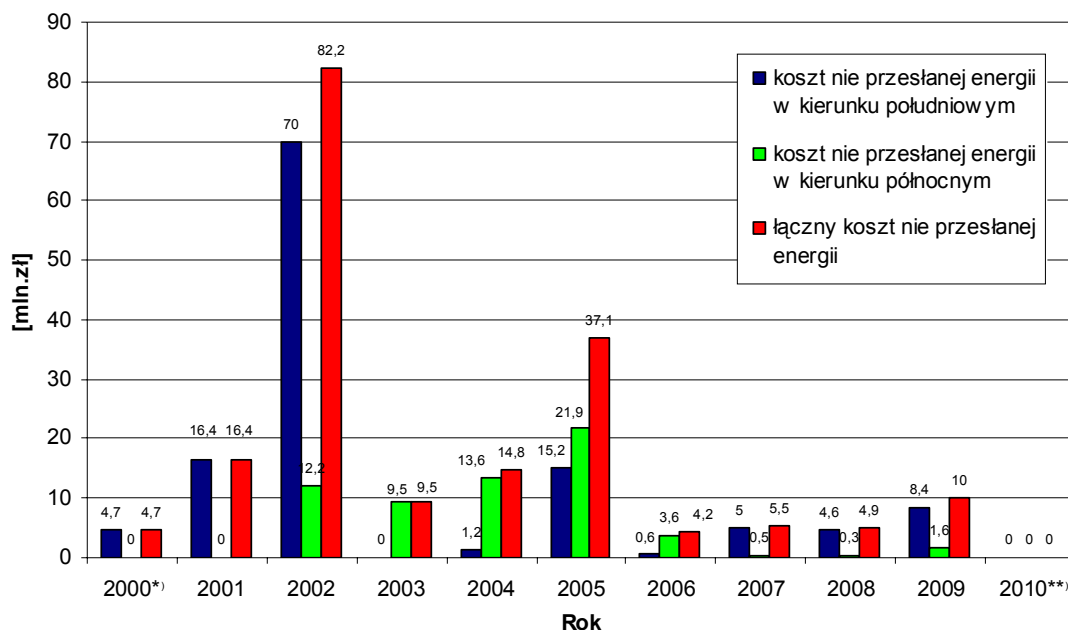
Wielkość	Rok									
	2000*)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Średnia cena energii elektrycznej w energetyce zawodowej, zł./MW	113	128	138	145	134	140	134	139	156	196
Koszt nieprzesłanej energii w kierunku południowym, mln.zł	4,7	16,4	70,0	0	1,2	15,2	0,6	5,0	4,6	8,4
Koszt nieprzesłanej energii w kierunku północnym, mln.zł	0	0	12,2	9,5	13,6	21,9	3,6	0,5	0,3	1,6
Łączny koszt nieprzesłanej energii - ΔK_A , mln.zł	4,7	16,4	82,2	9,5	14,8	37,1	4,2	5,5	4,9	10,0

Objaśnienia:

- *) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.
- Średnia cena energii elektrycznej w latach 2000-2009 zaczerpnięta została z „Biuletynu Urzędu Regulacji Energetyki” i nie uwzględnia kosztów dostarczenia energii elektrycznej [16].
- Koszty nie przesłanej energii wyznaczono po przemnożeniu ilości nie przesłanej energii (podane w tabeli 6.16) przez średnią cenę energii elektrycznej (podaną w tabeli 6.17).

Graficzną ilustrację kosztów nieprzesłanej energii elektrycznej w obu kierunkach oraz łącznie w latach 2000-2009 pokazano na rysunku 6.30. Średni koszt energii nie przesłanej $\Delta \bar{K}_A$ w latach 2000-2009 łącznie SwePol Link wynosi 18,9 mln.zł /rok (w chwili pisania pracy brak jeszcze danych na temat roku 2010).

Trzeba jednak zaznaczyć, że wyżej przedstawiony koszt nie przesłanej energii jest około 2,5 razy niższy od kosztów energii niedostarczonej, wycenianej przez Właściciela łącza SwePol Link [75].



Rys.6.30. Koszt nieprzesłanej energii elektrycznej w obu kierunkach przesyłu w latach 2000-2009 wg tabeli 6.17.

*) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.

**) Autor w momencie pisania rozprawy jeszcze nie posiadał danych za 2010 rok.

6.7. Podsumowanie

W latach od 2000 do 2010 zarejestrowano 231 zdarzeń ograniczających pracę łącza Szwecja-Polska, z czego w sieciach zewnętrznych 46, w obu stacjach DC – 148 i w kablach łączących obie stacje – 37 zdarzeń. Spośród wszystkich 231 zdarzeń, 23 zdarzenia związane były z rutynowymi zabiegami eksploatacyjnymi, 186 zdarzeń związanych było z awariami i 22 zdarzenia związane z awariami, którym towarzyszyły ograniczenia mocy.

W analizowanym okresie z 231 zdarzeń 124 to wyłączenia samoczynne, w których 10 razy winę miał operator, natomiast 107 to wyłączenia operatorskie.

W okresie pracy łącza SwePol Link najdłuższe przerwy miały miejsce w latach 2001 do 2003, głównie z powodu awarii kabli powrotnych i awarii kabla głównego i wynosiły około 3 tysięcy godzin rocznie a ich łączny czas przerw wyniósł ponad 12 tysięcy godzin (w tym 3 tysiące z powodu wyłączeń samoczynnych i 9 tysięcy z powodu wyłączeń operatorskich).

Czas pomiędzy zakłóceniami w pracy łącza w latach 2000-2010 zdecydowanie najkrótszy był w roku 2002, przede wszystkim z powodu awarii kabla głównego.

W okresie dotychczasowej eksploatacji łącza najdłuższa awaria (prawie 3 tysiące godzin), której towarzyszyło ograniczenie mocy, miała miejsce w 2003 roku, kiedy to Właściciel łącza (za namową eksploatatora) podjął decyzję o wymianie w obu kablach stanowiących żyłę powrotną, po 13 km najbardziej narażonych na awarie elektryczne odcinków kabli (od przepustów po stronie polskiej w kierunku morza). Uważa się, że między innymi z tego powodu nie zdarzyła się kolejna awaria.

Najdłuższa awaria (prawie 1,5 tysiąca godzin) w czasie pracy rozpatrywanego łącza, która nastąpiła z wyłączenia samoczynnego, miała miejsce w roku 2002, kiedy to uszkodzeniu uległ kabel główny. W naprawie tego kabla najbardziej kłopotliwe było przygotowanie do naprawy, a zwłaszcza sprowadzenie specjalistycznego statku.

Z dokonanej analizy sezonowości zmiany intensywności zakłóceń w pracy łącza, biorąc pod uwagę zdarzenia w sztukach wynika, że największe ilości zakłóceń wystąpiły w miesiącach najcieplejszych, tj. lipcu i sierpniu. Z analizy długości trwania zakłóceń można stwierdzić, że styczeń był okresem w którym miało miejsce najwięcej zdarzeń, a stosunkowo ciężkie warunki atmosferyczne tego czasu na pewno miały wpływ nie tyle na ilość zdarzeń, co na ich wolniejszą likwidację.

W okresie funkcjonowania łącza SwePol Link, łącznie nie przesłano prawie 1,4 TWh energii (w obu kierunkach), z czego prawie 600 MWh tylko w roku 2002 – głównie w powodu uszkodzenia kabla głównego. Łączne koszty nieprzesłanej energii (stronie która kupowała) wyliczone w podrozdziale 6.6. za lata 2000-2009 w wysokości około 190 mln złotych są ponad 2,5 razy niższe od kosztów szacowanych przez Właściciela. Autor nie może się odnieść do rozbieżności wyżej wymienionych wielkości, ponieważ nie dysponuje kryteriami szacowania tych kosztów przez Właściciela łącza.

7. ANALIZA UZYSKANYCH WYNIKÓW

7.1. Uwagi ogólne

W łączy Szwecja-Polska występuje wiele elementów mogących być powodem zaistnienia awarii. Bezpośrednią przyczyną może być błąd technologiczno-materiałowy, błąd konstrukcyjny, błąd prowadzenia eksploatacji, zużywanie się obiektu oraz inne bodźce zakłócające [113]. Błąd technologiczny oraz konstrukcyjny nie są funkcją czasu, natomiast pozostałe błędy powstają w czasie użytkowania obiektu. Urządzenie elektryczne z błędami konstrukcyjnymi lub technologicznymi uszkodza się stosunkowo szybko. Bardzo często występuje to już w chwili załączenia pod napięcie. Jeżeli jednak uszkodzenie nie wystąpi w trakcie pierwszych uruchomień, to z powodu zmniejszonej obciążalności w stosunku do urządzenia pozbawionego wyżej wymienionych wad, w krótkim czasie uszkodzenia zaistnieją.

Przedstawiona analiza obejmuje: czasy trwania zakłóceń w pracy całego łączy, czasy trwania zakłóceń w pracy głównych bloków funkcjonalnych stacji, sezonowość zmiany intensywności zakłóceń w pracy łączy, analizę wartości nie przesłanej energii elektrycznej i koszty nie przesłanej energii oraz przyczyny i skutki zakłóceń. Próby statystyczne, które posłużyły do przeprowadzenia powyższej analizy, zebrane zostały w okresie 10 lat istnienia łączy Szwecja-Polska.

Wskazując najczęstsze przyczyny zakłóceń oraz najczęściej ulegające uszkodzeniu elementy łączy, zaproponowano wiele różnych środków zaradczych.

Na podstawie wyników z okresu eksploatacji, autor wskazał miesiące o największej oraz najmniejszej zawodności. Powyższa informacja jest bardzo ważna w dalszym prowadzeniu optymalnej eksploatacji, umożliwi ona bowiem przeprowadzenie planowych remontów oraz przeglądów w czasie, w którym prawdopodobieństwo pojawienia się awarii jest najmniejsze.

Okres trwania zakłócenia zwany jest również czasem usuwania zakłócenia lub czasem odnowy. Określenie to jest związane z przejściem urządzenia ze stanu uszkodzenia do ponownego stanu zdolności ruchowej. Czas odnowy jest bardzo ważnym parametrem służącym do analizy niezawodności, a także skutków ekonomiczno - gospodarczych zakłócenia. Dostarcza on informacji o rozległości zakłócenia.

Zapewnienie dużej niezawodności pracy łączy gwarantuje ciągłość zasilania, co jest istotne dla pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Z powyższych powodów bardzo ważnym zagadnieniem dotyczącym pracy złożonych układów przesyłowych prądu stałego jest niezawodność ich pracy oraz minimalizacja czasu trwania przerw w przesyłaniu energii elektrycznej.

Bardzo ważna dla niezawodności łączy Szwecja-Polska jest jego specyfika, związana przede wszystkim z istnieniem dwóch kabli powrotnych, co daje dużą dodatkową zaletę ruchową – w przypadku uszkodzenia jednego kabla możliwa jest dalsza praca łączy z ograniczeniem mocy.

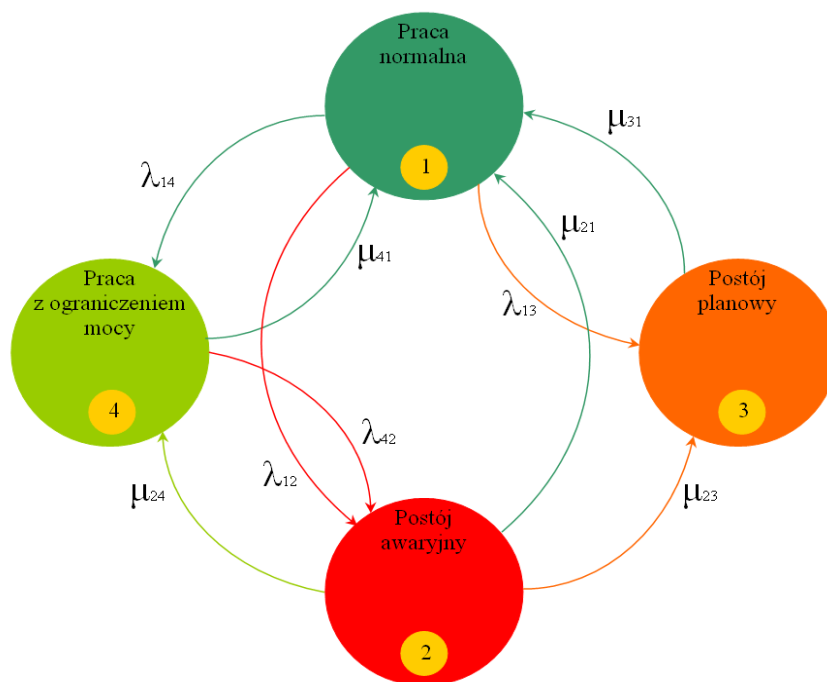
7.2. Intensywność przechodzenia łączy do charakterystycznych stanów

Łączy Szwecja-Polska od uruchomienia do dnia dzisiejszego wielokrotnie zmieniało swoje stany. Specyficzna budowa tego łączy zapewnia możliwość występowania dodatkowych jego stanów [29, 85, 86, 87, 88]. Złożoność i różnorodność tych możliwości pokazano na rysunku 7.1.

Dla omawianego łączy jako stan wyjściowy (podstawowy) należy przyjąć stan pracy normalnej oznaczony cyfrą „1”.

Ze stanu pracy normalnej możliwe jest przejście do stanu postoju planowego – „3”, stanu postoju awaryjnego – „2” i stanu pracy z ograniczeniem mocy – „4”, a z każdego nich wrócić do stanu pracy normalnej.

W przypadku znajdowania się w stanie postoju awaryjnego możliwe jest przejście w stan pracy z ograniczeniem mocy oraz w stan postoju, a ze stanu pracy z ograniczeniem mocy powrót do stanu postoju awaryjnego. Planowe postoje łączy mają mniejsze znaczenie dla sprawności systemu energetycznego niż postoje wymuszone, ponieważ zwykle mogą być one przeprowadzane podczas okresów mniejszego obciążenia systemu energetycznego lub kiedy pewna redukcja przesyłu energii może być zaakceptowana.



Rys.7.1. Stany łącza Szwecja-Polska wraz z intensywnością przejść pomiędzy nimi wg [29]

gdzie:

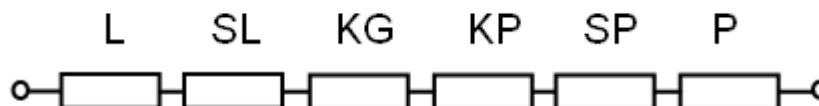
- $\bar{\lambda}_{12}$ - średnia intensywność przechodzenia ze stanu normalnego w stan awarii,
- $\bar{\lambda}_{13}$ - średnia intensywność przechodzenia ze stanu normalnego w stan postoju planowego,
- $\bar{\lambda}_{14}$ - średnia intensywność przechodzenia ze stanu normalnego w stan pracy z ograniczeniem mocy,
- $\bar{\lambda}_{42}$ - średnia intensywność przechodzenia ze stanu z ograniczeniem mocy w stan awarii,
- $\bar{\mu}_{21}$ - średnia intensywność odnowy – powrót do stanu normalnego ze stanu awaryjnego,
- $\bar{\mu}_{31}$ - średnia intensywność odnowy – powrót do stanu normalnego ze stanu postoju planowego,
- $\bar{\mu}_{41}$ - średnia intensywność odnowy – powrót do stanu normalnego ze stanu z ograniczeniem mocy,
- $\bar{\mu}_{24}$ - średnia intensywność odnowy – powrót do stanu z ograniczeniem mocy ze stanu postoju awaryjnego,
- $\bar{\mu}_{23}$ - średnia intensywność odnowy – powrót do stanu postoju planowego ze stanu postoju awaryjnego.

7.3. Ocena niezawodności łącza prądu stałego

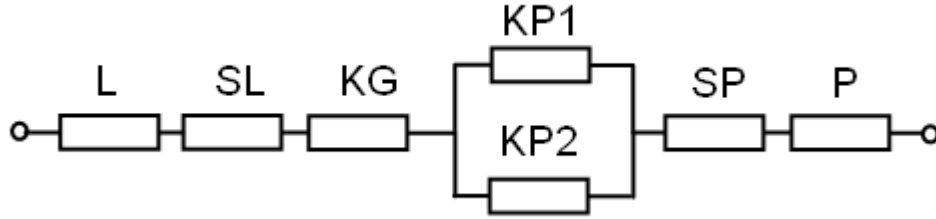
Ocenę niezawodności łącza HVDC dokonano przy pomocy modeli przedstawionych w dalszej części pracy [29, 87].

7.3.1. Model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego oparty na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów

Analizę niezawodności łącza HVDC autor dokonał w dwóch wariantach. Pierwszy wariant oparto na rozwiązaniu zakładającym jeden kabel powrotny a drugi wariant zakłada dwa kable powrotne. Wyżej wymienione modele niezawodnościowe przedstawiono na rysunku 7.2. i rysunku 7.3.



Rys.7.2. Model zawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego z jednym kablem powrotnym wg [29]



Rys.7.3. Model zawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego z dwoma kablami powrotnymi wg [29] gdzie:

- L, P – odpowiednio lewa i prawa strona łącza (szczegóły – rys. 7.4. i 7.5.),
- SL – aparaturę prądu stałego +450 kV pracującą po stronie L,
- KG – kabel główny,
- SP – aparaturę prądu stałego +450 kV pracującą po stronie P,
- KP – jeden kabel powrotny,
- KP1 – pierwszy kabel powrotny /KP2 – drugi kabel powrotny

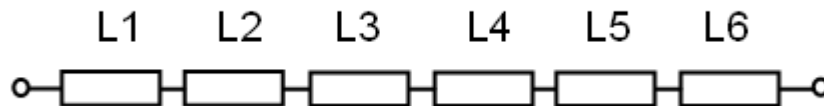
Wypadkowy współczynnik niezawodności p_w powyżej przedstawionych modeli, tworzących układ szeregowo-równoległo-szeregowy, opisano poniższą zależnością:

$$p_w = \prod_{i=1}^3 p_i = \prod_{i=1}^3 (1 - q_i) = (1 - q_L) (1 - q_S) (1 - q_P) \quad (7.1)$$

gdzie: p_w – wypadkowy współczynnik niezawodności,
 q_w – wypadkowy współczynnik zawodności.

$$q_w = 1 - p_w = 1 - \prod_{i=1}^3 p_i = 1 - \prod_{i=1}^3 (1 - q_i) = 1 - (1 - q_L) (1 - q_S) (1 - q_P) \quad (7.2)$$

Model niezawodnościowy lewej strony łącza pokazano na rysunku 7.4.



Rys. 7.4. Model zawodnościowy lewej strony wysokonapięciowego łącza prądu stałego wg [29]

Współczynnik zawodnościowy lewej strony łącza q_L opisano niżej podaną zależnością:

$$q_L = 1 - \prod_{i=1}^6 p_i = 1 - \prod_{i=1}^6 (1 - q_i) = 1 - (1 - q_{L1}) (1 - q_{L2}) (1 - q_{L3}) (1 - q_{L4}) (1 - q_{L5}) (1 - q_{L6}), \quad (7.3)$$

która ujmuje następujące elementy:

- L1 – sieć zewnętrzna 400 i 110 kV po stronie L,
- L2 – system MACH 2 pracujący po stronie L,
- L3 – urządzenia wspomagające pracujące po stronie L,
- L4 – urządzenia wygładzające pracujące po stronie L,
- L5 – łączniki pracujące po stronie L,
- L6 – układ przekształtnikowy zainstalowany po stronie L.

Współczynnik zawodnościowy środkowej strony łącza q_S opisano niżej podaną zależnością:

$$q_S = 1 - (1 - q_{SL})(1 - q_{KG})(1 - q_{KP})(1 - q_{SP}) \quad (7.4)$$

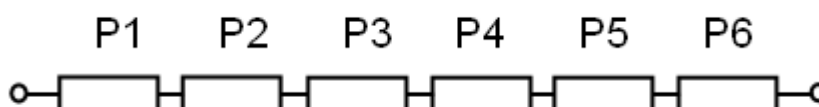
gdzie: $q_{KP} = q_{KP1}$ (dla pojedynczego kabla powrotnego q_{KP} przyjmuje postać) (7.5)

$q_{KP} = q_{KP1} \cdot q_{KP2}$ (dla dwóch kabli powrotnych q_{KP} przyjmuje postać) (7.6)

która ujmuje następujące elementy:

- SL – aparaturę prądu 450 kV pracującą po stronie L,
- KG – kabel główny,
- SP – aparaturę prądu stałego pracującą po stronie P,
- KP1 – pierwszy kabel powrotny /KP2 – drugi kabel powrotny.

Model niezawodnościowy prawej strony łącza pokazano na rysunku 7.5.



Rys. 7.5. Model zawodnościowy prawej strony wysokonapięciowego łącza prądu stałego wg [29]

Współczynnik zawodnościowy prawej strony łącza q_P opisano niżej podaną zależnością:

$$q_P = 1 - \prod_{i=1}^6 p_i = 1 - \prod_{i=1}^6 (1 - q_{P_i}) = 1 - (1 - q_{P1}) (1 - q_{P2}) (1 - q_{P3}) (1 - q_{P4}) (1 - q_{P5}) (1 - q_{P6}), \quad (7.7)$$

która ujmuje następujące elementy:

- P1 – sieć zewnętrzna 400 i 110 kV po stronie P,
- P2 – system MACH 2 pracujący po stronie P,
- P3 – urządzenia wspomagające pracujące po stronie P,
- P4 – urządzenia wygładzające pracujące po stronie P,
- P5 – łączniki pracujące po stronie P,
- P6 – układ przekształtnikowy zainstalowany po stronie P.

Na podstawie powyższych zależności możemy stwierdzić, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe q_w lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi p_w . Spodziewany średni roczny czas T_a znajdowania się łącza w stanie awarii wyznacza się z zależności:

$$T_a = q_w \cdot T_r \quad (7.8)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

Niezbędne dane dla dokonania obliczeń powyżej zamodelowanego łącza Szwecja-Polska za lata 2000-2010 zestawiono w tabeli 7.1., na podstawie danych źródłowych analizowanego łącza.

Tabela 7.1. Dane do obliczeń zamodelowanego łącza Szwecja-Polska w latach 2000-2010 wg [137]

Element/Rok	2000 ^{a)}	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Razem godz. szt.	$q [10^{-3}]$	$\bar{\lambda} \left[\frac{10^{-4}}{a \cdot \text{szt.}} \right]$
L1	-	-	-	70,7 5	-	-	2,7 3	98,1 1	-	4,7 2	28,3 1	204,3 12	2,17	1,28
L2	-	7,2 1	7,7 6	-	-	0,6 1	-	-	7,3 1	0,4 1	-	23,2 10	0,25	1,06
L3	-	1,5 1	-	-	0,4 1	1,4 1	-	-	-	-	0,5 1	3,8 4	0,04	0,43
L4	6,9 6	1,8 1	739,3 8	0,4 1	-	3,9 2	-	1,9 1	-	-	-	754,2 19	8,02	2,02
L5	-	-	-	-	2,7 2	-	-	-	-	2,3 1	48,2 3	53,2 6	0,57	0,64
L6	23,1 4	17,5 4	-	-	-	-	0,9 1	31,0 1	4,4 1	9,7 1	-	86,6 12	0,92	1,28
SL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5 1	-	0,5 1	0,01	0,11
KG	-	-	1457,2 3	-	-	-	2,2 2	-	-	-	-	1459,4 5	15,52	0,53
KP1	-	251,3 12	76,5 6	84,4 2	-	-	-	-	-	-	-	412,2 20	4,38	2,13
KP2	-	2419,1 6	935,4 4	2802,8 1	-	-	-	-	-	-	-	6157,3 11	65,48	1,17
SP	-	-	-	-	-	49,7 3	21,5 1	-	-	-	-	71,2 4	0,76	0,43
P1	-	10,6 2	-	36,0 2	0,5 3	0,3 1	-	9,1 3	0,3 3	0,5 1	0,7 2	58,0 17	0,62	1,81
P2	2,9 2	12,4 4	9,6 3	137,3 2	0,2 1	-	0,1 1	2,4 1	0,7 2	-	2,4 5	168,0 21	1,79	2,23
P3	4,7 1	0,8 1	8,3 3	4,2 1	-	0,2	-	-	1,6 2	0,6 1	-	20,4 10	0,22	1,28
P4	88,0 1	-	1,0 1	0,3 1	-	336,4 1	14,5 2	-	-	-	320,5 4	760,7 10	8,09	1,28
P5	-	1,6 2	-	-	0,9 1	-	0,2 1	-	-	75,3 6	24,3 4	102,3 14	1,09	1,49
P6	-	-	2,4 4	2,7 2	0,5 1	0,5 2	-	-	0,8 1	-	0,6 1	7,5 11	0,08	1,17

Objaśnienia:

- *) W roku 2000 praca łącza rozpoczęła się 20 sierpnia.
- Dane o poszczególnych elementach od L1-L6, SL, KG, KP1-KP2, SP do P1-P6 spisano z danych źródłowych zapisane w pozycji [137].
- Wielkości podane w powyższej tabeli nie zawierają: błędów ludzkich, przyczyn nieznanych, pomiarów kontrolnych i postojów planowych.
- Wskaźnik zawodności q określono z wzoru [1, 21]: $q = t_a / T_r$; gdzie jako t_a przyjęto łączną ilość godzin dla danych elementów zapisanych w kolumnie „Razem” natomiast jako T_r , przyjęto ilość godzin od 20 sierpnia 2000 roku do 31 grudnia 2010 roku, tzn. 94.032 h.
- Średnią intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}$ określono z wzoru [1, 21]: $\bar{\lambda} = 2m / (n_p + n_k) \cdot \Delta t$; gdzie „m” to liczba zaobserwowalnej awarii, „ n_p ” to liczebność próbek na początku i „ n_k ” liczebność próbek na końcu okresu obserwacji i „ Δt ” czas obserwacji który przyjęto jako ilość godzin od 20 sierpnia 2000 roku do 31 grudnia 2010 roku, tzn. 94.032 h.

Po podstawieniu danych liczbowych zebranych w tabeli 7.1. dla łącza Szwecja-Polska opisanego modelem przedstawionym na rysunku 7.3., uzyskano następujące wyniki:

- współczynnik niezawodności lewej (L1, ..., L6) strony łącza p_L wynosi:

$$p_L = (1 - 2,1 \cdot 10^{-3})(1 - 0,25 \cdot 10^{-3})(1 - 0,04 \cdot 10^{-3})(1 - 8,02 \cdot 10^{-3})(1 - 0,57 \cdot 10^{-3})(1 - 0,92 \cdot 10^{-3}) = 988.066,2 \cdot 10^{-6}$$

- współczynnik niezawodności środkowej (SL, KG, KP, SP) strony łącza q_S wynosi:

$$p_S = (1 - 0,01 \cdot 10^{-3})(1 - 15,52 \cdot 10^{-3})(1 - (4,38 \cdot 65,48) \cdot 10^{-6})(1 - 0,76 \cdot 10^{-3}) = 983.436,6 \cdot 10^{-6}$$

- współczynnik niezawodności prawej (P1, ..., P6) strony łącza p_P wynosi:

$$p_P = (1 - 0,62 \cdot 10^{-3})(1 - 1,79 \cdot 10^{-3})(1 - 0,22 \cdot 10^{-3})(1 - 8,09 \cdot 10^{-3})(1 - 1,09 \cdot 10^{-3})(1 - 0,08 \cdot 10^{-3}) = 988.145,3 \cdot 10^{-6}$$

- wypadkowy współczynnik niezawodności dla całego łącza wyniesie:

$$p_w = 988.066,2 \cdot 10^{-6} \cdot 983.436,6 \cdot 10^{-6} \cdot 988.145,3 \cdot 10^{-6} = 960.181,1 \cdot 10^{-6} = 0,9601811$$

- wypadkowy współczynnik zawodności dla całego łącza wyniesie:

$$q_w = 1 - 960.181,1 \cdot 10^{-6} = 39.818,9 \cdot 10^{-6} = 0,0398189$$

- spodziewany średni czas znajdowania się łącza w stanie awarii, w analizowanym okresie, wyniesie odpowiednio:

$$T_{wa} = 39.818,9 \cdot 10^{-6} \cdot 94032 = 3.744,2 \text{ h,}$$

tj. 3,98% łącznego czasu pracy łącza

Wyżej wymienione wyniki oznaczają, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe 0,0398189 lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi 0,9601811. Spodziewany średni roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii wyznacza się z zależności:

$$T_a = 39.818,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8.760 = 349,9 \text{ h,}$$

co praktycznie oznacza 14,6 dni awarii w roku.

7.3.2. Model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego oparty na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń

Dla zgrupowania szeregowego i szeregowego-równoległo-szeregowego, jakim jest model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego pokazany na rysunku 7.2. i rysunku 7.3., wypadkowe wartości średniej intensywności zakłóceń $\bar{\lambda}_w$ oraz średniego czasu trwania zakłócenia \bar{t}_{aw} wyznaczamy z zależności:

$$\bar{\lambda}_w = \sum_{i=1}^3 \bar{\lambda}_i = \bar{\lambda}_L + \bar{\lambda}_S + \bar{\lambda}_P \quad (7.9)$$

$$\bar{t}_{aw} = \frac{\sum_{i=1}^3 \bar{\lambda}_i \cdot \bar{t}_{ai}}{\sum_{i=1}^3 \bar{\lambda}_i} = \frac{\bar{\lambda}_L \cdot \bar{t}_{aL} + \bar{\lambda}_S \cdot \bar{t}_{aS} + \bar{\lambda}_P \cdot \bar{t}_{aP}}{\bar{\lambda}_L + \bar{\lambda}_S + \bar{\lambda}_P} \quad (7.10)$$

Średnia intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}_L$ dla lewej strony modelu zawodnościowego opisano poniższą zależnością:

$$\bar{\lambda}_L = \sum_{i=1}^6 \bar{\lambda}_{Li} = \bar{\lambda}_{L1} + \bar{\lambda}_{L2} + \bar{\lambda}_{L3} + \bar{\lambda}_{L4} + \bar{\lambda}_{L5} + \bar{\lambda}_{L6} \quad (7.11)$$

Średnia intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}_S$ dla środkowej części modelu zawodnościowego łącza opisano poniższą zależnością:

$$\bar{\lambda}_S = \sum_{i=1}^4 \bar{\lambda}_{Si} = \bar{\lambda}_{SL} + \bar{\lambda}_{KG} + \bar{\lambda}_{KP} + \bar{\lambda}_{SP} \quad (7.12)$$

$\bar{\lambda}_{KP} = \bar{\lambda}_{KP1}$ (dla pojedynczego kabla powrotnego $\bar{\lambda}_{KP}$ przyjmuje postać) (7.13)

$$\bar{\lambda}_{KP} = \bar{\lambda}_{KP1} \frac{\bar{\lambda}_{KP2} \cdot \bar{t}_{aKP2}}{T_r} + \bar{\lambda}_{KP2} \frac{\bar{\lambda}_{KP1} \cdot \bar{t}_{aKP1}}{T_r} \quad (\text{dla podwójnego kabla powrotnego } \bar{\lambda}_{KP} \text{ przyjmuje postać}) \quad (7.14)$$

Średni czas trwania awarii dla środkowej strony łącza \bar{t}_{aKP} dla podwójnego kabla powrotnego przyjmie postać:

$$\bar{t}_{aKP} = \frac{\bar{t}_{aKP1} \cdot \bar{t}_{aKP2}}{\bar{t}_{aKP1} + \bar{t}_{aKP2}} \quad (7.15)$$

Średnia intensywność zakłóceń $\bar{\lambda}_P$ dla prawej strony modelu zawodnościowego opisano poniższą zależnością:

$$\bar{\lambda}_P = \sum_{i=1}^6 \bar{\lambda}_{Pi} = \bar{\lambda}_{P1} + \bar{\lambda}_{P2} + \bar{\lambda}_{P3} + \bar{\lambda}_{P4} + \bar{\lambda}_{P5} + \bar{\lambda}_{P6} \quad (7.16)$$

Z wyznaczonych powyżej zależności współczynnik zawodności q_w określa wzór:

$$q_w = \frac{\sum_{i=1}^3 \bar{\lambda}_i \cdot \bar{t}_{ai}}{T_r} = \frac{\bar{\lambda}_w \cdot \bar{t}_{aw}}{T_r} \quad (7.17)$$

a współczynnik niezawodności p_w określa zależność:

$$p_w = 1 - q_w \quad (7.18)$$

Średnio roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii T_a wynosi:

$$T_a = q_w \cdot T_r \quad (7.19)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

Po podstawieniu danych liczbowych zebranych w tabeli 7.1. dla łącza Szwecja-Polska opisanego modelem przedstawionym na rysunku 7.3. uzyskano następujące wyniki:

- średnia intensywność zakłóceń dla lewej strony łącza $\bar{\lambda}_L$ wynosi:

$$\bar{\lambda}_L = 1,28 \cdot 10^{-4} + 1,06 \cdot 10^{-4} + 0,43 \cdot 10^{-4} + 2,02 \cdot 10^{-4} + 0,64 \cdot 10^{-4} + 1,28 \cdot 10^{-4} = 6,71 \cdot 10^{-4}$$

średni czas trwania zakłócenia dla lewej strony łącza \bar{t}_{aL} wynosi:

$$\bar{t}_{aL} = \frac{1,28 \cdot 10^{-4} \cdot 204,3 + 1,06 \cdot 10^{-4} \cdot 23,2 + 0,43 \cdot 10^{-4} \cdot 3,8 + 2,02 \cdot 10^{-4} \cdot 754,2 + 0,64 \cdot 10^{-4} \cdot 53,2 + 1,28 \cdot 10^{-4} \cdot 86,6}{6,71 \cdot 10^{-4}} = 291,52 \text{ h}$$

- średnia intensywność zakłóceń dla środkowej strony kabli pracujących równolegle $\bar{\lambda}_{KP}$ wynosi:

$$\bar{\lambda}_{KP} = 2,13 \frac{1,17 \cdot 6157,3}{94032} \cdot 10^{-8} + 1,17 \frac{2,13 \cdot 412,2}{94032} \cdot 10^{-8} = 0,17 \cdot 10^{-8}$$

- średnia intensywność zakłóceń dla środkowej strony łącza $\bar{\lambda}_S$ wynosi:

$$\bar{\lambda}_S = 0,11 \cdot 10^{-4} + 0,53 \cdot 10^{-4} + 0,17 \cdot 10^{-8} + 0,43 \cdot 10^{-4} = 1,07 \cdot 10^{-4}$$

- średni czas trwania zakłócenia dla środkowej strony łącza \bar{t}_{aKP} dla podwójnego kabla powrotnego wynosi:

$$\bar{t}_{aKP} = \frac{412,2 \cdot 6157,3}{412,2 + 6157,3} = 386,00 \text{ h}$$

- średni czas trwania zakłócenia dla środkowej strony łącza \bar{t}_{as} wynosi:

$$\bar{t}_{as} = \frac{0,11 \cdot 10^{-4} \cdot 0,5 + 0,53 \cdot 10^{-4} \cdot 1459,4 + 0,17 \cdot 10^{-8} \cdot 386 + 0,43 \cdot 10^{-4} \cdot 71,2}{1,07 \cdot 10^{-4}} = 751,94 \text{ h}$$

- średnia intensywność zakłóceń dla prawej strony łącza $\bar{\lambda}_P$ wynosi:

$$\bar{\lambda}_P = 1,81 \cdot 10^{-4} + 2,23 \cdot 10^{-4} + 1,28 \cdot 10^{-4} + 1,28 \cdot 10^{-4} + 1,49 \cdot 10^{-4} + 1,17 \cdot 10^{-4} = 9,26 \cdot 10^{-4}$$

- średni czas trwania zakłócenia dla prawej strony łącza \bar{t}_{aP} wynosi:

$$\bar{t}_{aP} = \frac{1,81 \cdot 10^{-4} \cdot 58,0 + 2,23 \cdot 10^{-4} \cdot 168,0 + 1,28 \cdot 10^{-4} \cdot 20,4 + 1,28 \cdot 10^{-4} \cdot 760,7 + 1,49 \cdot 10^{-4} \cdot 102,3 + 1,17 \cdot 10^{-4} \cdot 7,5}{9,26 \cdot 10^{-4}} = 177,17 \text{ h}$$

- wypadkowa wartość średniej intensywności zakłóceń dla całego łącza $\bar{\lambda}_W$ wynosi:

$$\bar{\lambda}_W = 6,71 \cdot 10^{-4} + 1,07 \cdot 10^{-4} + 9,26 \cdot 10^{-4} = 17,04 \cdot 10^{-4}$$

- wypadkowa wartość średniego czasu trwania zakłócenia dla całego łącza \bar{t}_{aw} wynosi:

$$\bar{t}_{aw} = \frac{6,71 \cdot 10^{-4} \cdot 291,52 + 1,07 \cdot 10^{-4} \cdot 751,94 + 9,26 \cdot 10^{-4} \cdot 177,17}{17,04 \cdot 10^{-4}} = 258,29 \text{ h}$$

- wypadkowy współczynnik zawodności całego łącza q_w wynosi:

$$q_w = \frac{17,04 \cdot 10^{-4} \cdot 258,29}{94032} = 46805,9 \cdot 10^{-6} = 4,68 \cdot 10^{-2} = 0,0468$$

- wypadkowy współczynnik niezawodności całego łącza p_w wynosi:

$$p_w = 1 - 46.805,9 \cdot 10^{-6} = 953.194,1 \cdot 10^{-6} = 0,9531941$$

- spodziewany średni czas znajdowania się łącza w stanie awarii, w analizowanym okresie, wyniesie odpowiednio:

$$T_{wa} = 46.805,9 \cdot 10^{-6} \cdot 94.032 = 4.401,2 \text{ h},$$

tj. 4,68% łącznego czasu pracy łącza

Wyżej wymienione wyniki oznaczają, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe 0,0468059 lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi 0,9531941. Spodziewany średni roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii wyznacza się z zależności:

$$T_a = 46805,9 \cdot 10^{-6} \cdot 8.760 = 410,0 \text{ h},$$

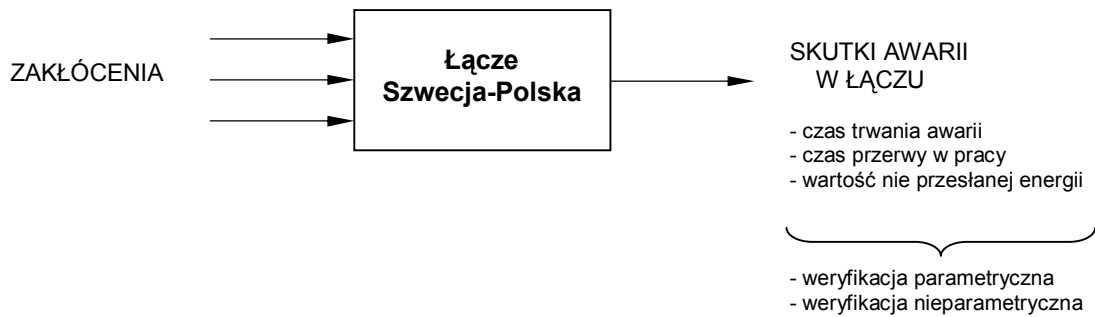
co praktycznie oznacza 17,1 dni awarii w roku.

Obliczenia dokonane przy pomocy modelu niezawodnościowego opartego na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów dały trochę niższy wskaźnik niezawodności niż obliczenia dokonane przy pomocy modelu opartego na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń, nie dużo się różnią. Powodem tych niewielkich niezgodności jest między innymi stosowany podział na elementy lewej, środkowej i prawej strony, a w nielicznych przypadkach nieprecyzyjna kwalifikacja zakłóceń oraz zaokrąglenia wyników.

7.3.3. Model niezawodnościowy wykorzystujący ocenę skutków zawodności wysokonapięciowego łącza prądu stałego

W powyższej metodzie ustalenia parametrów niezawodności dla łącza HVDC Szwecja-Polska dokonano przy założeniu, że jest ono reprezentowane przez obiekt mający wejścia i wyjścia oraz niezmienną strukturę wewnętrzną. Jako informacje znane przyjęto czasy trwania awarii, czasy trwania przerwy w pracy oraz wartość nie przesłanej energii w wyniku awarii. Ideę proponowanej metody przedstawiono na rysunku 7.6.

Na podstawie zebranych przez autora danych, możliwe jest uzyskanie szerokiej informacji niezawodnościowej na temat analizowanego łącza. Możliwe jest między innymi wyznaczenie wartości średnich poszczególnych wielkości (czasów i energii), oraz rozkładów prawdopodobieństwa, współczynników niezawodności i zawodności a także udziału współczynnika intensywności wyłączeń awaryjnych $\bar{\lambda}_{wa}$ w całkowitej intensywności awarii $\bar{\lambda}$ oraz udziału współczynnika zawodności wyłączeń awaryjnych q_{wa} w całkowitym współczynniku zawodności q .



Rys.7.6. Schemat ideowy przedstawiający ocenę skutków zawodności łącza wg [29] dla łącza Szwecja-Polska

Autor przytoczy tylko niektóre wielkości dotyczące informacji niezawodnościowej analizowanego łącza, np.:

- minimalny czas trwania przerw nieplanowych wynosi 0,1 [h], planowych 0,7 [h],
- maksymalny czas trwania przerw nieplanowych wynosi 672,7 [h], planowych 618,0 [h],
- test Shapiro-Wilka nie potwierdza równości dystrybuant,
- test Shapiro-Wilka wskazuje na brak normalności czasów trwania przerw we wszystkich okresach.

Weryfikację postawionych hipotez dotyczących charakterystyk oceniających określone aspekty niezawodności łącza przedstawiono w rozdziale 6., zawierającym również uzyskane przebiegi empiryczne i teoretyczne.

7.3.4. Model niezawodnościowy wysokonapięciowego łącza prądu stałego oparty na teorii skończonych procesów Markowa

Mając na uwadze wskazania literatury dotyczące małych efektów wynikowych w przypadku stosowania tej metody dla niewielkiej ilości próbek (co ma miejsce w niniejszej analizie) oraz uwzględniając znaczną pracochłonność tej metody, autor rozprawy ograniczył rozważania modelu niezawodnościowego opartego na teorii skończonych procesów Markowa jedynie do opisu tej metody dla analizowanego łącza.

Jeżeli założymy, że rozpatrujemy model pokazany na rysunku 7.2. lub model pokazany na rysunku 7.3., to w analizie z wykorzystaniem skończonych procesów Markowa dla rozważań dotyczących czasów trwania awarii, wysokonapięciowe łącze prądu stałego ma skończoną liczbę stanów: 0, 1, 2 i 3. Kolejne stany oznaczają:

- 0 – stan pełnej zdatności łącza,
- 1 – stan uszkodzenia w części lewej prądu przemiennego,
- 2 – stan uszkodzenia w części stałoprądowej,
- 3 – stan uszkodzenia w części prawej prądu przemiennego.

Przy założeniu, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w danym stanie będzie odpowiednio oznaczone jako: $P_0(t)$, $P_1(t)$, $P_2(t)$ i $P_3(t)$, wówczas równanie macierzowe opisujące proces Markowa przyjmie postać:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda_L + \lambda_S + \lambda_P) & v_L & v_S & v_P \\ \lambda_L & -v_L & 0 & 0 \\ \lambda_S & 0 & -v_S & 0 \\ \lambda_P & 0 & 0 & -v_P \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_0(t) \\ P_1(t) \\ P_2(t) \\ P_3(t) \end{bmatrix} \quad (7.20)$$

Aby znaleźć rozwiązanie ogólne powyższego równania macierzowego, trzeba rozwiązać poniższe równanie charakterystyczne:

$$\begin{bmatrix} -(\lambda_L + \lambda_S + \lambda_P) - r & v_L & v_S & v_P \\ \lambda_L & -v_L - r & 0 & 0 \\ \lambda_S & 0 & -v_S - r & 0 \\ \lambda_P & 0 & 0 & -v_P - r \end{bmatrix} = 0 \quad (7.21)$$

Po uwzględnieniu warunków brzegowych: $P_0(0)$, $P_1(0)$, $P_2(0)$ i $P_3(0)$, wyznaczeniu pochodnych funkcji: $P_0(t)$; $P_1(t)$; $P_2(t)$ i $P_3(t)$ oraz rozwiązaniu wyżej przedstawionych równań macierzowych wyznacza się współczynniki A, jako wartości poniższych granic przy $t \rightarrow \infty$:

$$\begin{aligned} P_0(t \rightarrow \infty) &= A_1, \\ P_1(t \rightarrow \infty) &= A_2, \\ P_2(t \rightarrow \infty) &= A_3, \\ P_3(t \rightarrow \infty) &= A_4. \end{aligned}$$

Współczynnik niezawodności rozważanego łącza będzie zatem równy:

$$p = P_0(t \rightarrow \infty) \quad (7.22)$$

natomiast współczynnik zawodności będzie wynosić:

$$q = \sum_{i=1}^3 P_i(t \rightarrow \infty) \quad (7.23)$$

Ogólnie - na podstawie powyższych parametrów można stwierdzić, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe q lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi p . W powyższym wypadku średni roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii wyniesie:

$$T_a = q_w \cdot T_r \quad (7.24)$$

gdzie: T_r – ilość godzin w roku.

7.4. Porównanie wyników z innych łączy

Pod koniec XX wieku CIGRE powołało Grupę Doradczą o nazwie B4.04 do gromadzenia danych na temat niezawodności działania i zbierania doświadczeń operacyjnych systemów HVDC obsługiwanych na całym świecie [19, 32, 40, 97, 129, 130, 135]. Zadaniem tej grupy było opracowanie definicji terminów niezawodności i określenie parametrów głównych zainteresowań w czasie oraz stworzenie protokołu dla zbierania i opracowywania danych. Wyżej wymieniony protokół jest okresowo uaktualniany, w miarę zyskiwania doświadczeń w zbieraniu i interpretacji danych [97].

Użytkownicy łączy, którzy obsługują układy HVDC gromadzą dane z ich systemów zgodnie z protokołem a następnie tworzą raport z każdego roku swojej działalności. Raporty te są następnie składane do Grupy Doradczej, gdzie są opracowywane w jednym zbiorczym raporcie.

Po raz pierwszy dane zaczęły być gromadzone w roku 1968, ale do końca roku 2006 ciągle były niekompletne i obciążone licznymi nieprawidłowościami [129, 130]. Chociaż dane o niezawodności działania systemów HVDC zbierane są już od 41 lat, to dopiero w 2007 roku zdołano sporządzić w miarę pełną statystykę systemów prądu stałego. Główny raport CIGRE za lata 2007-2008 (patrz tabela 7.1.) obejmuje 9 systemów, które są układami typu back-to-back (bez linii) a pozostałe 21 systemów to układy typu point-to-point (zawierające linie napowietrzne lub kablowe).

Tabela 7.1. Gotowość operacyjna systemów, wykorzystanie łącza oraz niedyspozycyjność stacji przekształtnikowych wg [19]

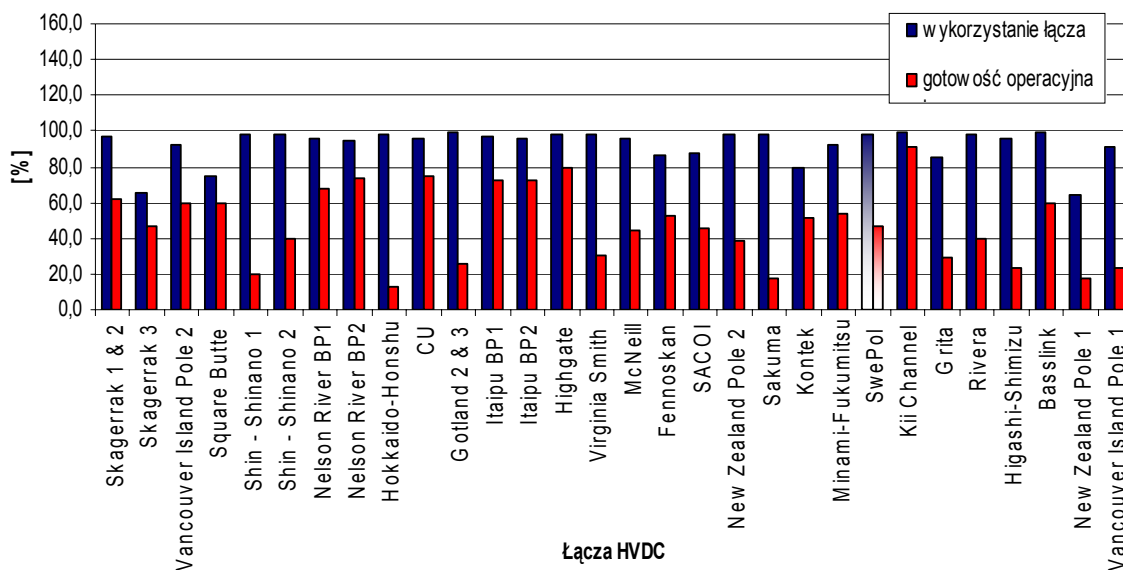
System	Rok rozruchu	Maksymalne stałe obciążenie [MW]	Gotowość operacyjna [%]		Wykorzystanie Łącza [%] - ¹⁾		Przerwy wymuszone - niedyspozycyjność [%] - ²⁾		Przerwy planowe - niedyspozycyjność [%]	
			2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
<i>Thyristor Valves</i>										
Skagerrak 1 & 2	1976/77	550	96,4	97,8	61,8	68,9	0,09	0,19	3,49	1,97
Skagerrak 3	1993	500	64,9	49,6	46,7	39,2	34,32	49,78	0,75	0,64
Vancouver Island Pole 2 - ³⁾	1977/79	476	92,4	91,0	59,4	48,6	0,52	0,27	7,06	8,70
Square Butte	1977	550	74,8	93,5	59,8	79,1	0,10	0,09	22,9	5,63
Shin-Shinano 1	1977	300	98,0	98,1	19,7	0,2	0,00	0,00	1,99	1,91
Shin-Shinano 2	1992	300	98,0	98,7	40,2	30,6	0,00	0,00	1,95	1,26
Nelson River BP1	1973//04	1855	96,2	96,7	67,5	72,2	0,86	0,28	2,92	2,98
Nelson River BP2	1978/83	2000	95,0	96,2	74,0	77,4	1,62	0,67	3,42	3,13
Hokkaido-Honshu CU	1979/93	600	97,7	94,7	13,0	11,8	0,00	0,09	2,30	5,24
Gotland 2 & 3	1979	1138	96,2	92,3	75,3	76,6	0,27	1,67	3,56	6,07
Itaipu BP1	1983/87	320	99,6	98,6	25,9	26,0	0,00	0,53	0,42	0,88
Itaipu BP2	1985/86	3150	96,5	97,6	72,0	75,0	0,17	0,15	3,31	2,20
Itaipu BP2	1985/86	3150	95,8	97,4	72,0	75,0	0,01	0,12	4,17	2,51
Highgate	1985	200	98,0	97,5	80,0	85,5	0,02	0,00	1,99	2,50
Virginia Smith	1988	200	98,1	-	30,1	-	0,00	-	1,91	-
McNeill	1989	150	95,6	97,9	44,0	53,0	0,16	0,03	4,20	2,10
Fennoskan	1990	500	86,1	95,9	52,7	59,0	0,85	1,59	1,59	2,51
SACOI - ⁴⁾	1992	300/300/50	87,7	88,0	46,0	31,7	0,20	0,14	6,05	5,22
New Zealand Pole 2 - ³⁾	1992	500	97,7	98,6	38,3	39,2	0,25	0,01	2,04	1,30
Sakuma	1965/93	300	98,0	91,2	17,5	0,1	0,00	1,22	1,96	7,57
Kontek	1998	600	79,4	81,0	51,8	54,6	0,03	1,52	2,02	17,48
Minami-Fukumitsu	1999	300	91,8	95,9	53,5	67,7	0,00	0,00	8,19	4,13
SwePol	2000	600	98,4	98,7	46,4	42,0	0,03	0,08	1,60	1,21
Kii Channel	2000	1400	98,9	98,4	91,5	80,7	0,00	0,00	1,14	1,56
Grita	2001	500	85,6	92,3	29,6	52,6	3,86	0,96	3,61	6,74
Rivera	2001	70	98,1	97,2	39,6	22,7	0,38	0,12	1,50	2,70
Higashi-Shimizu	2006	300	95,7	99,5	23,8	1,3	0,00	0,02	4,33	0,49
Basslink	2006	500	98,9	94,7	59,1	66,3	0,16	5,33	0,94	0,00
<i>Mercury –Arc Valves</i>										
New Zealand Pole 1	1965/92	500	64,6	⁵⁾	17,6	⁵⁾	1,12	⁵⁾	34,29	⁵⁾
Vancouver Island Pole 1	1968/69	312	91,5	89,5	22,9	49,8	0,29	0,71	7,29	9,79

Objaśnienia:

- 1) - W oparciu o maksymalne stałe obciążenie systemu,
- 2) - Tylko przestoje stacji przekształtnikowej,
- 3) - Biegun tyrystorowy,
- 4) - Stacyjny system monopolarny,
- 5) - Zastąpienie tyrystorami w trakcie.

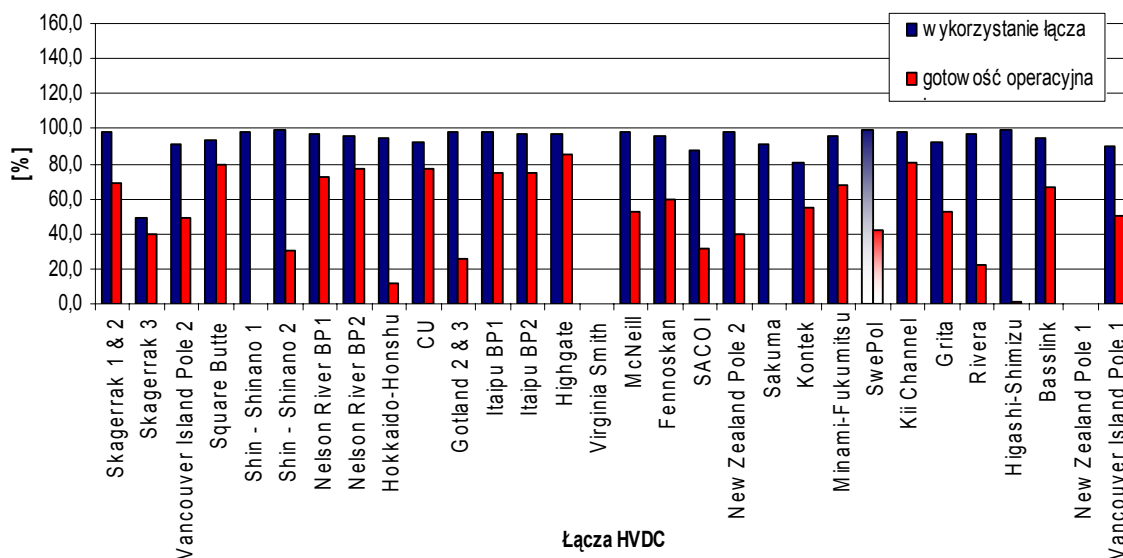
Gotowość operacyjna i wykorzystanie łącza Szwecja-Polska zostało opisane uprzednio w rozdziale 3.5. (ich wartości przedstawiono w tabeli 3.1., które graficznie zilustrowano na rysunku 3.19.).

Jak widać w tabeli 7.1., kilka systemów działa przy bardzo niskim stopniu wykorzystania łącza, tj. są głównie w stanie gotowości do pracy (tzw. standby), z kolei kilka systemów działa przy bardzo wysokim stopniu wykorzystania łącza, tj. pracuje blisko maksymalnego dopuszczalnego obciążenia. Graficzną zależność gotowości i wykorzystania poszczególnych łączy w roku 2007 pokazano na rysunku 7.7. a w roku 2008 na rysunku 7.8. Na tle przedstawionych porównań łącze SwePol Link plasuje się na środkowych pozycjach.



Rys.7.7. Gotowość operacyjna i wykorzystanie łącza (podanych w tabeli 7.1.) w roku 2007

Niedyspozycyjność łącza wywołana postojami wymuszonymi (nazywanymi operatorskimi) jest strumieniem energii, która nie mogła zostać przesłana przez system DC z powodu wymuszonych postojów łącza, odniesiona do maksymalnie możliwego obciążenia w %. W wyliczeniach wzięto pod uwagę tylko i wyłącznie postoje łącza wywołane uszkodzeniami urządzeń stacyjnych, wykluczono postoje wywołane uszkodzeniami linii przesyłowych oraz kablowych.



Rys.7.8. Gotowość operacyjna i wykorzystanie łącza (podanych w tabeli 7.1.) w roku 2008

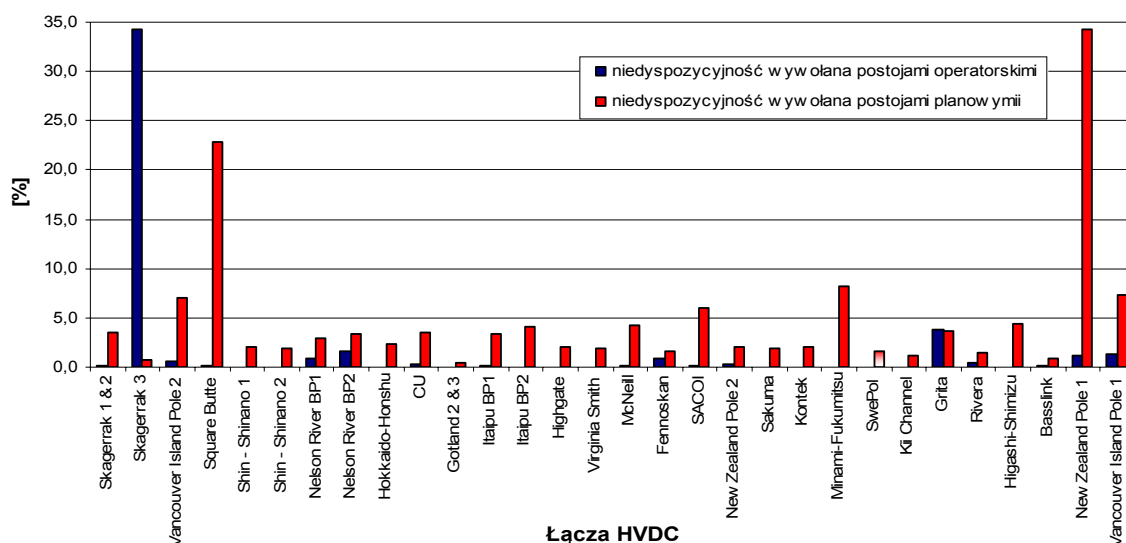
Niedyspozycyjność łącza wywołana postojami planowymi jest ilością energii, która nie mogła zostać przesłana przez system DC z powodu planowych postojów łącza, odniesiona do maksymalnie możliwego obciążenia w %. Mimo, że w tabeli 7.1. uwzględniono również postoje łącza wywołane planowymi postojami linii przesyłowych i kablowych, uważa się, iż w większości przypadków planowa niedyspozycyjność łącza pokrywa się z planową niedyspozycyjnością stacji ponieważ większość regularnej obsługi technicznej na liniach przesyłowych i kablowych jest na ogół prowadzona równolegle z pracami utrzymaniowymi stacji. Graficzny przebieg niedyspozycyjności wywołanych postojami operatorskimi i planowymi dla łącza zestawionych w tabeli 7.1.

w roku 2007 pokazano na rysunku 7.9. natomiast dla roku 2008 pokazano na rysunku 7.10. Z zestawień tych widać, że w grupie niedyspozycyjności zarówno operatorskiej jak i planowej, łącze Szwecja-Polska mieści się w średnich wartościach.

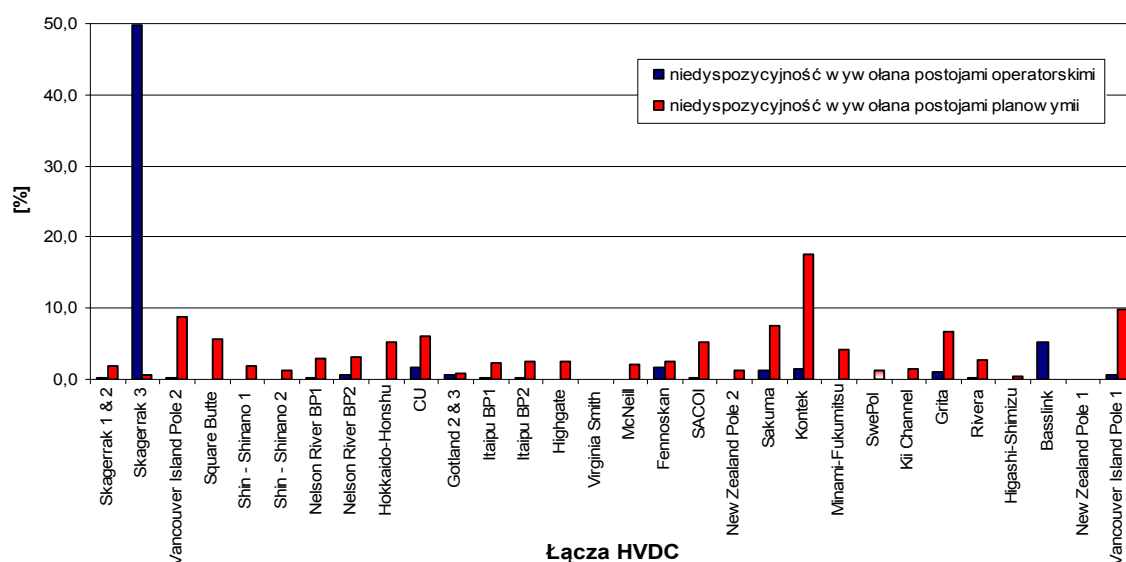
Dane na temat wymuszonych postojów łączy przedstawianych w omawianym rozdziale ujęto za rok 2007 w tabeli 7.2. i za rok 2008 w tabeli 7.3.

Gromadzone w wyżej wymienionych tabelach dane (niestety niepełne) podzielono na sześć kategorii, odpowiednio zawierających [32, 40]:

- AC-E - urządzenia AC i potrzeby własne,
- V - zawory sterujące,
- C&P – urządzenia kontrolne i zabezpieczenia,
- DC - urządzenia DC,
- O – inne,
- TL - linie przesyłowe i kablowe.



Rys.7.9. Niedyspozycyjność wywołana postojami operatorskimi i planowymi dla łączy (podanych w tabeli 7.1.) w roku 2007



Rys.7.10. Niedyspozycyjność wywołana postojami operatorskimi i planowymi dla łączy (podanych w tabeli 7.1.) w roku 2008

W opisywanych tabelach zawarto ilość wymuszonych postojów i odpowiadającą im ekwiwalentną ilość godzin dla każdej kategorii, łącznie z sumą dla każdego systemu DC za rok 2007 i za rok 2008. Ekwiwalentne wymuszone godziny postoju to suma faktycznych wymuszonych godzin postoju w okresie postoju łączy, zmodyfikowana procentowo o redukcję zdolności przesyłowej z powodu wystąpienia danej awarii.

Dla przykładu: dla postoju jednego bieguna systemu bipolarnego (utrata zdolności przesyłowej – 50%) trwającego dwie godziny otrzymamy jedną ekwiwalentną godzinę postoju łącza.

Tabela 7.2. Ilość wymuszonych postojów w szt. oraz czas ich trwania w godzinach w 2007 roku wg [19, 98]

System	AC-E		V		C & P		DC		O		TL		SUMA	
	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas
Skagerrak 1 & 2	1	0,2	0	0,0	2	6,0	0	0,0	2	1,5	0	0,0	5	7,7
Skagerrak 3 - ¹⁾	1	3005,8	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,7	1	2,3	3	3008,8
Vancouver Island Pole 2	1	6,5	2	4,3	4	34,8	0	0,0	0	0,0	0	0,0	7	45,6
Square Butte	1	4,4	0	0,0	2	0,3	1	3,6	3	0,8	2	194,6	9	203,7
Shin-Shinano 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Shin-Shinano 2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Nelson River BP1	5	21,4	6	23,0	4	2,2	7	23,9	10	4,8	0	0,0	32	75,2
Nelson River BP2	13	99,2	22	38,4	4	3,2	0	0,0	2	1,4	1	0,2	42	142,4
Hokkaido-Honshu	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
CU	1	0,3	0	0,0	0	0,0	1	23,5	0	0,0	1	0,1	3	23,9
Gotland 2 & 3	0	0,0	1	0,4	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,4
Itaipu BP1	5	5,9	0	0,0	3	9,2	0	0,0	3	0,2	0	0,0	11	15,2
Itaipu BP2	1	0,3	0	0,0	0	0,0	1	0,8	0	0,0	1	0,1	3	1,1
Highgate	1	2,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	2,0
Virginia Smith	3	0,4	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,0	0	0,0	4	0,4
McNeill	0	0,0	0	0,0	1	5,9	0	0,0	1	8,3	0	0,0	2	14,2
Fennoskan - ²⁾	2	43,7	0	0,0	3	29,0	1	2,0	0	0,0	1	1005,5	7	1080,1
SACOI (3)	7	13,5	0	0,0	2	2,4	0	0,0	1	1,5	3	530,3	13	547,7
New Zealand Pole 2	3	14,9	0	0,0	2	6,8	0	0,0	0	0,0	1	0,3	6	21,9
Sakuma	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Kontek - ²⁾	0	0,0	0	0,0	1	2,8	0	0,0	0	0,0	1	1624,5	2	1627,3
Minami-Fukumitsu	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
SwePol	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	2,4	0	0,0	1	2,4
Kii Channel	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Grita - ^{2), 3)}	3	5,8	2	13,2	2	5,2	1	313,7	0	0,0	1	610,5	9	948,4
Rivera	3	12,6	1	2,5	5	12,1	1	5,7	0	0,0	0	0,0	10	33,0
Higashi-Shimizu	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Basslink	2	12,6	0	0,0	1	1,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	3	14,3

Objaśnienia:

- ¹⁾ – Postoje głównie wywołane przez transformatory,
- ²⁾ – Postoje głównie wywołane przez uszkodzenia kabla,
- ³⁾ – Postoje głównie wywołane przez dławkę wygładzającą.

Dla potrzeb określenia średnich wartości przedstawianych danych, dokonano w tabeli 7.4. (w oparciu o dane z tabeli 7.2. i dane z tabeli 7.3) zestawienia zbiorczego powyższych wielkości dla wszystkich omawianych systemów łącznie (i średnio) za rok 2007 oraz łącznie (i średnio) za rok 2008 i razem za rok 2007 i 2008. Dla każdego z wyżej wymienionych przypadków pokazano także łącze SwePol Link. Graficzną ilustrację powyżej opisanych wielkości względnych dla analizowanych systemów wymienionych w tabeli 7.4. dla powyżej podanych kategorii, w latach 2007-2008 dla stanu ilościowego pokazano na rysunku 7.11. a dla stanu wartości czasowych na rysunku 7.12.

Dodatkowo dla pełniejszego zobrazowania, pokazano w tych samych sześciu kategoriach w jakich gromadzi informację CIGRE, rzeczywiste dane źródłowe dla łącza Szwecja-Polska pochodzące z zasobów zbieranych z udziałem autora. Graficzną ilustrację powyżej opisanych wielkości względnych dla łącza SwePol Link ujętych w tabeli 7.4 dla powyżej podanych kategorii, w latach 2007-2008 dla stanu ilościowego pokazano na rysunku 7.13. (bez postoju planowego) i rysunku 7.15 (z postojem planowym) a dla stanu wartości czasowych na rysunku 7.14. (bez postoju planowego) i rysunku 7.16. (z postojem planowym).

Tabela 7.3. Ilość wymuszonych postojów w szt. oraz czas ich trwania w godzinach w 2008 roku wg [19, 98]

System	AC-E		V		C & P		DC		O		TL		SUMA	
	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas
Skagerrak 1 & 2	2	0,3	0	0,0	6	15,8	0	0,0	1	0,1	0	0,0	9	16,2
Skagerrak 3 – ^{1), 2)}	1	4360,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	4360,5
Vancouver Island Pole 2	1	0,4	2	3,1	1	2,1	1	13,6	1	4,8	0	0,0	6	23,9
Square Butte	1	6,6	0	0,0	15	0,7	0	0,0	5	0,8	1	64,5	22	72,6
Shin-Shinano 1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Shin-Shinano 2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Nelson River BP1	3	1,2	4	4,5	2	0,7	10	16,4	12	2,0	2	2,1	33	26,9
Nelson River BP2	7	5,2	35	40,1	6	7,4	2	4,3	6	1,5	4	0,6	60	59,1
Hokkaido-Honshu	0	0,0	0	0,0	2	7,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	7,7
CU	4	145,6	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	5	146,4
Gotland 2 & 3	0	0,0	0	0,0	2	46,8	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	46,8
Itaipu BP1	6	4,2	0	0,0	3	1,6	1	7,3	1	0,1	0	0,0	11	13,2
Itaipu BP2	3	9,6	0	0,0	1	1,2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	10,8
Highgate	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
McNeill	0	0,0	0	0,0	1	2,7	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	2,7
Fennoskan	0	0,0	0	0,0	2	18,5	1	120,7	0	0,0	0	0,0	3	139,2
SACOI – ^{2), 3)}	4	7,6	0	0,0	1	5,0	0	0,0	0	0,0	4	581,0	9	593,5
New Zealand Pole 2	0	0,0	0	0,0	1	0,7	0	0,0	0	0,0	5	9,3	6	10,0
Sakuma	1	78,4	1	28,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	106,9
Kontek	3	129,8	1	3,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	132,8
Minami-Fukumitsu	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
SwePol	1	1,2	2	5,2	1	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	6,7
Kii Channel	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Grita	1	5,8	3	6,9	5	71,2	0	0,0	0	0,0	1	2,5	10	86,4
Rivera	1	0,6	0	0,0	1	3,6	2	6,0	0	0,0	0	0,0	4	10,2
Higashi-Shimizu	0	0,0	0	0,0	1	1,9	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	1,9
Basslink	4	242,4	0	0,0	0	0,0	3	224,5	0	0,0	0	0,0	7	466,9
Skagerrak 1 & 2	2	0,3	0	0,0	6	15,8	0	0,0	1	0,1	0	0,0	9	16,2

Objaśnienia:

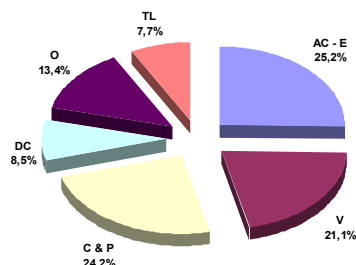
- ¹⁾ - Głównie wywołane przez transformatory,
- ²⁾ - Kontynuacja postoju z roku 2007,
- ³⁾ - Głównie wywołane przez uszkodzenia kabla.

Tabela 7.4. Zbiorcze zestawienie ilości postojów w szt. i czasu trwania w godzinach za rok 2007 i za rok 2008, wg tabeli 7.2. i tabeli 7.3.

System	AC-E		V		C & P		DC		O		TL		SUMA	
	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas	Ilość	Czas
Rok 2007, wg CIGRE	53	3249,5	34	81,8	36	121,6	13	373,2	25	21,6	13	3968,4	174	7815,7
w tym SwePol w 2007	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	2,4	0	0,0	1	2,4
Srednio w 2007 roku	1,9	116,05	1,2	2,92	1,3	4,34	0,5	13,33	0,9	0,77	0,5	141,73	6,2	279,1
Rok 2008, wg CIGRE	45	4999,7	48	91,3	58	204,4	20	392,8	27	9,4	17	660,0	215	6357,5
w tym SwePol w 2008	1	1,2	2	5,2	1	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	6,7
Srednio w 2008 roku	1,6	178,56	1,7	3,26	2,1	7,3	0,7	14,03	1,0	0,34	0,6	47,14	7,7	227,0
Razem 2007 i 2008	98	8249,2	82	173,1	94	326,0	33	766,0	52	31,0	30	4628,4	389	14173,2
W/w wartości względne	25,2 %	58,2 %	21,1	1,2	24,2	2,3	8,5	5,4	13,4	0,2	7,7	32,7	100%	100 %
Wg danych własnych SwePol Link w 2007- 2008 (b.p.pl.) %	7	107,5	3	36,2	3	8,0	2	4,3	5	16,26	0	0,0	20	172,4
W/w wartości względne	31,8 %	62,4 %	13,6	21,0	13,6	4,6	9,1	2,5	31,8	9,3	0,0	0,0	100%	100 %
Wg danych własnych SwePol Link w 2007- 2008 (z p.pl.) %	7	107,5	3	36,2	3	8,0	2	4,3	7	230,6	0	0,0	22	386,6
W/w wartości względne	31,8 %	27,8 %	13,6	9,4	13,6	2,1	9,1	1,1	31,8	59,6	0,0	0,0	100%	100 %

Objaśnienia dotyczące łącza SwePol Link w latach 2007-2008 w tabeli 7.4.:

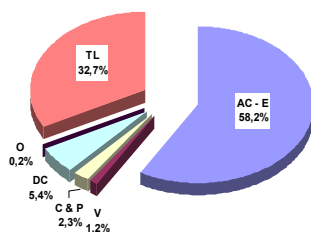
- wielkości według materiałów CIGRE nie uwzględniają rocznych postojów planowych, ze względu na brak ich rejestracji,
- wielkości według danych własnych pochodzą bezpośrednio z bazy danych stacji przekształtnikowych tego łącza,
- b.p.pl. – oznacza „bez postojów planowych”,
- z p.pl. – oznacza „z postojami planowymi”.



Objaśnienia:

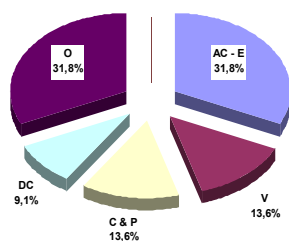
- AC-E - urządzenia AC i potrzeby własne,
- V - zawory sterujące,
- C&P – urządzenia kontrolne i zabezpieczenia,
- DC - urządzenia DC,
- O – inne,
- TL - linie przesyłowe i kablowe.

Rys.7.11. Przeciętne niedyspozycyjności ilościowe dla wszystkich raportowanych systemów w latach 2007-2008 wg tabeli 7.4.



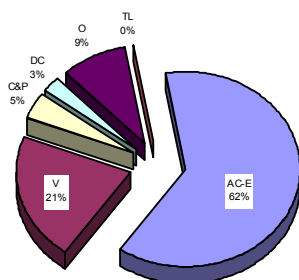
Objaśnienia jak wyżej:

Rys.7.12. Przeciętne niedyspozycyjności czasowe dla wszystkich raportowanych systemów w latach 2007-2008 wg tabeli 7.4



Objaśnienia jak wyżej:

Rys.7.13. Przeciętne niedyspozycyjności ilościowe dla łącza SwePol Link w latach 2007-2008 (bez postojów planowych) wg tabeli 7.4.



Objaśnienia jak wyżej:

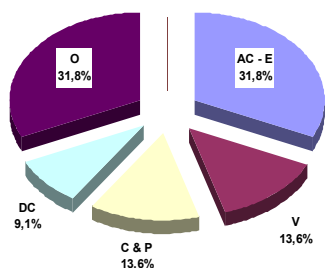
Rys.7.14. Przeciętne niedyspozycyjności czasowe dla łącza SwePol Link w latach 2007-2008 (bez postojów planowych) wg tabeli 7.4.

Porównując dane gromadzone poprzez raporty CIGRE z danymi zbieranymi na łączu SwePol Link z wyłączeniem postojów planowych można stwierdzić, że:

1) Zależności pokazane na rysunku 7.11 i 7.13 wskazują na dużą zbieżność przeciętnej niedyspozycyjności ilościowej wszystkich łączy raportowanych przez CIGRE z przeciętną niedyspozycyjnością łącza SwePol Link,
 2) Porównując rysunki 7.12. i 7.14. widać, jak poprzednio, dużą zbieżność. Udział procentowy poszczególnych kategorii elementów będących przyczyną zakłóceń w porównywaniu przeciętnych niedyspozycyjności czasowych wszystkich raportowanych systemów z łączem SwePol Link włącznie jest tak jak poprzednio bardzo podobny. Największa różnica dotyczy kabli, których udział w ogólnej w rozpatrywanych latach na łączu Szwecja-Polska był zerowy.

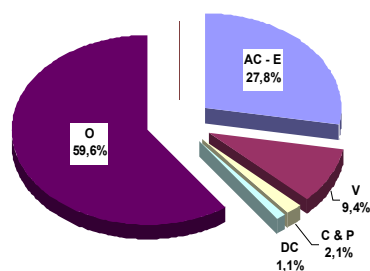
Porównując dane gromadzone poprzez raporty CIGRE z danymi zbieranymi na łączu SwePol Link bez wyłączenia postojów planowych należy stwierdzić, że:

1) Zależności pokazane na rysunku 7.11 i 7.15 wskazują dalej na dużą zbieżność przeciętnej niedyspozycyjności ilościowej wszystkich łączy raportowanych przez CIGRE z przeciętną niedyspozycyjnością łącza SwePol Link,
 2) Porównując rysunki 7.12. i 7.16. widać, występowanie istotnych różnic. Udział procentowy poszczególnych kategorii elementów będących przyczyną zakłóceń w porównywaniu przeciętnych niedyspozycyjności czasowych wszystkich raportowanych systemów z łączem SwePol Link włącznie, jest zdecydowanie inny. Widać tutaj, że średnie oddziaływanie urządzeń zewnętrznych raportowanych przez CIGRE systemów jest zdecydowanie wyższe, natomiast zauważa się mniejszy wpływ urządzeń wewnętrznych, zwłaszcza stacji przekształtnikowych. Występujące tutaj różnice wynikające z braku w materiałach CIGRE postojów planowych mocno zniekształcają obraz pracy poszczególnych łączy prądu stałego.



Objaśnienia jak wyżej:

Rys.7.15. Przeciętne niedyspozycyjności ilościowe dla łącza SwePol Link w latach 2007-2008 (z postojami planowymi) wg tabeli 7.4.



Objaśnienia jak wyżej:

Rys.7.16. Przeciętne niedyspozycyjności czasowe dla łącza SwePol Link w latach 2007-2008 (z postojami planowymi) wg tabeli 7.4.

7.5. Wskazówki dotyczące potrzeby zmian w prowadzeniu ewidencji uszkodzeń na łączu

Na przestrzeni 10 lat (od uruchomienia w roku 2000 do końca 2010 roku) sposób gromadzenia danych zmieniał się zasadniczo. Analiza uzyskanych wyników wykazała konieczność dokonania zmian w gromadzeniu danych źródłowych dotyczących awaryjności łącza HVDC, poprzez weryfikację dotychczasowych metod prowadzenia ewidencji zakłóceń. Dzisiejsze gromadzenie źródłowych wyników awaryjności dla wysokonapięciowego łącza prądu stałego Szwecja-Polska prowadzone jest w sposób zadawalający i jest zobrazowane w Załączniku o nazwie „Źródłowe wyniki awaryjności łącza Szwecja-Polska” [31].

Zmiany gromadzenia danych źródłowych dotyczyły między innymi:

- uporządkowania kolejności występowania zakłócenia poprzez nadanie właściwego numeru,
- dokonania poprawnego zbilansowania wyłączeń samoczynnych i wyłączeń operatorskich w poszczególnych blokach funkcjonalnych,
- wyeliminowania błędnej kwalifikacji zakłóceń do poszczególnych bloków funkcjonalnych,
- usunięcia pojedynczych przypadków podwójnego wpisu poszczególnych zakłóceń,
- połączenia takich samych zakłóceń występujących bezprzerwowo,
- dokonania jednoznacznego podziału na:
 - wyłączenia planowane związane z zabiegami eksploatacyjnymi,
 - wyłączenia związane z awariami,
 - wyłączenia związane z awariami którym towarzyszyło ograniczenie przesyłu mocy,
- wszystkie zabiegi planowe o nazwie „Roczny przegląd obu stacji” jednakowo przyporządkowano do stacji Stårnø, natomiast czasy po połowie do stacji Stårnø i stacji Wierzbicino,
- weryfikacji wszystkich długości czasów przerw z dokładnością 0,1 godziny,
- jednoznacznego przyporządkowania każdemu zakłóceniu elementu lub przyczyny powodującej wyłączenie,
- przyporządkowania poszczególnych elementów i przyczyn przerw w pracy łącza do specjalnie wyróżnionych dziewięciu tzw. grup elementów.

Poza wyżej opisanymi korektami porządkującymi zbierane dane źródłowych, na potrzeby wykonywanej analizy dobudowano do powyższego zestawienia tabele, w których umieszczono następujące kolumny robocze [31]:

- czas pomiędzy zakłóceniami w godzinach,
- czas zakłóceń głównych bloków funkcjonalnych:
 - kabli,
 - obu stacji DC,
 - obu sieci zewnętrznych AC,
- sezonowości zmiany intensywności zakłóceń,
- czas zakłóceń poszczególnych grup elementów.

Podsumowując powyższe informacje o dokonanych zmianach w gromadzeniu danych źródłowych można stwierdzić, że aktualna statystyka jest gromadzona w sposób wystarczający do wyznaczenia opisanych /zdefiniowanych powyżej wskaźników.

7.6. Podsumowanie

Awaryjność łącza Szwecja-Polska w początkowym okresie była znacząco wyższa, przede wszystkim z powodu:

- dużej awaryjności komputerowego systemu sterowania pracą łącza MACH 2, uruchomionego jako rozwiązanie prototypowe,
- awaryjności ostatniego odcinka kabla powrotnego po polskiej stronie wynikającego z niedostatecznej wytrzymałości i nienajlepszej konstrukcji jego izolacji, generowania przepięć o wartościach niebezpiecznych jako efektu niewłaściwego wysterowania układów tyrystorowych przy pracy falownikowej i zbyt wysokiego ustawienia poziomu napięcia ochrony przeciwprzepięciowej.

Główną przyczyną powyższych zjawisk było zastosowanie szeregu prototypowych rozwiązań.

Planowe postoje łączy mają zdecydowanie mniejsze znaczenie dla sprawności systemu elektroenergetycznego niż postoje awaryjne.

Pomimo stosunkowo dużych trudności związanych przede wszystkim z tym, że analizowane dane źródłowe stanowią małą ilość próbek, udało się dokonać oceny niezawodności funkcjonowania wysokonapięciowego łączy prądu stałego pracującego między Szwecją i Polską. Przeprowadzona analiza funkcjonowania łączy SwePol Link pozwoliła na sformułowanie nowych wytycznych do zasad prowadzenia ewidencji zakłóceń w przyszłości. Dokonana ocena niezawodności łączy SwePol Link daje możliwość wykorzystania jej wyników do przewidywania, a często i zapobiegania awaryjności łączy w kolejnych latach.

Porównanie wyników z innych łączy dało możliwości sformułowania wielu stwierdzeń odnoszących się do pracy poszczególnych łączy. Aktualny stał się postulat polegający na dalszych próbach ujednoczenia sposobu gromadzenia danych źródłowych przez CIGRE i uzupełnienia ich poprzez pełne gromadzenie informacji, np. o postoje planowe.

Dokonana ocena niezawodności pozwoliła na opracowanie wskazówek dotyczących proponowanych zmian w ewidencji zakłóceń na łączy.

Powyższe rezultaty rozprawy mogą spowodować udoskonalenie eksploatacji i usystematyzowanie procedur eksploatacyjnych łączy prądu stałego HVDC.

Autor rozprawy ma nadzieję, że przedstawione wyniki oceny niezawodności znajdą praktyczne zastosowanie i stanowią będą podstawę przewidywania awaryjności łączy (miejsce i czas wystąpienia awarii) w praktyce eksploatacyjnej.

Szczegółowe wyniki końcowe przedstawiono w rozdziale 8.

8. PODSUMOWANIE I WNIOSKI KOŃCOWE

Dziesięcioletni okres eksploatacji łącza Szwecja-Polska może być podstawą do podjęcia próby oceny niezawodności jego funkcjonowania. Szczegółowa analiza niezawodności, głównych bloków funkcjonalnych oraz poszczególnych elementów lub całych ich grup, łącza HVDC została dokonana wybranymi metodami weryfikacji danych statystycznych i przedstawiona w niniejszej rozprawie.

Zebrane w powyższym podsumowaniu wnioski końcowe z pracy wysokonapięciowego łącza prądu stałego SwePol Link AB można podzielić na wynikające:

- 1) bezpośrednio z przedmiotowej pracy,
- 2) z wieloletnich doświadczeń eksploatacyjnych.

Ad 1)

W wyniku dokonanej analizy niezawodności badanego łącza ustalono, że:

1. Wśród zarejestrowanych w latach od 2000 do 2010 łącznie 231 zdarzeń ograniczających przesył łączem ($\bar{\lambda}_{2000-2010} = 0,0017$), najwięcej przypada ich na początkowy czas jego pracy – tzn. lata 2000, 2001 i 2002 (106 zakłóceń, $\bar{\lambda}_{2000-2002} = 0,0041$). Aktualnie utrzymuje się okres „minimalnych zakłóceń” (65 zakłóceń w latach 2007 – 2010, $\bar{\lambda}_{2007-2010} = 0,0014$). Na podstawie danych z roku 2011 należy zauważyć mocną tendencję spadkową awaryjności łącza.
2. Analiza pracy łącza pozwala na stwierdzenie, że najczęściej występowały zakłócenia na stacjach DC. Nie wykryto istotnych różnic między częstościami występowania przerw w kablach i sieciach AC. Oceniając zakłócenia w pracy głównych bloków funkcjonalnych stacji należy stwierdzić, że na łączny czas zakłóceń łącza Szwecja-Polska wynoszący w badanym okresie ponad 12 tysięcy godzin, około połowę wymienionego czasu pracowało z ograniczoną mocą, najczęściej do 472 MW, z powodu uszkodzenia jednej z żył powrotnych.
3. Z dokonanych zestawień wynika, że największe ilości zakłóceń występują w miesiącach letnich, tj. lipcu i sierpniu. Na podstawie zebranych doświadczeń z pracy łącza SwePol Link i innych łączy oraz na podstawie obserwacji klimatycznych obszaru geograficznego morza Bałtyckiego ustalono, że najwłaściwszym okresem do przeprowadzania rocznego przeglądu okresowego dla łącza Szwecja-Polska jest wrzesień.
4. Najczęściej przerwy w pracy łącza powodowały awarie kabla powrotnego i systemu 400 kV, nieco rzadziej urządzenia kontrolne i tyrystory. Nie wykryto istotnych różnic w podgrupie: od filtrów poprzez transformatory przekształtnikowe, dławiki wygładzające, aparaturę łączeniową, systemy 110 kV do wyłączników.
5. Średnia wartość energii nie przesłanej $\bar{\Delta A}$ w latach 2000-2009 analizowanym łączem wyniosła około 136,0 GWh /rok.
6. Najwyższe koszty nieprzesłanej energii ΔK_A łączem w rozpatrywanym okresie w wyniku zakłóceń, wyniosły ponad 82 mln złotych w 2002 roku, a obecnie wynoszą poniżej 10 mln złotych rocznie. Średni koszt energii nie przesłanej $\bar{\Delta K}_A$ w latach 2000-2009 łączem wynosi 18,9 mln.zł /rok.
7. Z dokonanej oceny niezawodności tego łącza przy pomocy modelu opartego na współczynnikach zawodności poszczególnych elementów wynika, że prawdopodobieństwo znajdowania się łącza w stanie awarii jest równe 0,039.8189 lub też, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi 0,9601811. Spodziewany średni roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii wynosi 349 godzin, co praktycznie oznacza 14,6 dni awarii w roku.

Ocena niezawodności rozpatrywanego łącza przeprowadzona za pomocą modelu opartego na średniej intensywności i średnim czasie zakłóceń uprawnia do stwierdzeń, że prawdopodobieństwo poprawnej pracy łącza wynosi 0,9531941. Spodziewany średni roczny czas znajdowania się łącza w stanie awarii wynosi natomiast 410 godzin, co oznacza 17,1 dni awarii w roku.

Obliczenia dokonane przy pomocy dwóch wyżej opisanych modeli niezawodnościowych, dały bardzo zbliżone wyniki.

8. Porównując wyniki zgromadzone przez CIGRE w latach 2007 i 2008 dotyczące gotowości i wykorzystania poszczególnych łączy można stwierdzić, że łącze Szwecja-Polska plasuje się na środkowych pozycjach. Podobny wniosek wynika z porównania niedyspozycyjności wywołanej postojami operatorskimi i planowymi.

9. Porównując wielkości gromadzone przez CIGRE w latach 2007-2008 dotyczące przeciętnej niedyspozycyjności ilościowej i czasowej wszystkich obserwowanych łączy z danymi własnymi pozyskiwanymi bezpośrednio z łączy SwePol Link (z wyłączeniem postojów planowych) a także wielkości przeciętnej niedyspozycyjności ilościowej wszystkich obserwowanych łączy z danymi własnymi łączy SwePol Link (bez wyłączenia postojów planowych), można stwierdzić dużą zbieżność wyników. Istotne różnice występują jednak w wielkościach przeciętnej niedyspozycyjności czasowej wszystkich obserwowanych łączy z danymi własnymi łączy SwePol Link (bez wyłączenia postojów planowych), mianowicie średnie oddziaływanie urządzeń zewnętrznych raportowanych przez CIGRE systemów jest zdecydowanie wyższe, natomiast zauważa się mniejszy wpływ urządzeń wewnętrznych, zwłaszcza stacji przekształtnikowych.
10. Mając na uwadze dotychczas stosowany sposób zbierania danych przez CIGRE, istnieje potrzeba poprawy i ujednolicenia metod gromadzenia danych o wysokonapięciowych łączych prądu stałego.
11. Istnieje potrzeba dokonania zmian /udoskonalień w prowadzeniu ewidencji uszkodzeń na łączy Szwecja-Polska, na przykład według wcześniej przedstawionych propozycji autora.

Ad. 2)

W wyniku zdobytej wiedzy i doświadczeń zgromadzonych od początku budowy, przy współudziale autora niniejszej rozprawy, zrealizowano /przyjęto do realizacji na najbliższe lata następujące główne zmiany i udoskonalenia, a mianowicie:

1. W kablach:

- A. Żyła główna – naprawiono uszkodzoną izolację (w trakcie układania kabla w wodzie) poprzez pełne odtworzenie jej przekroju warstwowego, w sposób zapewniający jej trwałość na pełen okres życia kabla,
- B. Żyły powrotne – po 10-krotnych uszkodzeniach żył powrotnych, w tym ośmiu elektrycznych i dwóch mechanicznych, naprawiono wszystkie uszkodzenia poprzez pełne odtworzenie ich przekrojów, oraz:
- a) po polskiej stronie zmieniono końcowe odcinki morskie obu kabli powrotnych na długości 13 km wykonane w izolacji 24 kV na nowe konstrukcje, ze zmienionym wysterowaniem elektrycznym żyły roboczej (poprzez nałożenie grubszej warstwy ekranu sterującego ułożonej bezpośrednio na lince miedzianej);
 - b) wymieniono ograniczniki przepięć o napięciu znamionowym 42 kV na 11 kV oraz zwiększono ich ilość do 18 sztuk dla powiększenia ich obciążalności prądowej. Dodatkowo zamontowano przy ogranicznikach przepięć baterię kondensatorów o pojemności 16.000 μF , dla zmniejszenia stromości narastania przepięcia;
 - c) ograniczono stromość narastania impulsu wyłączającego tyrystory, poprzez ustawienie wyższej wartości kąta wyzwalania tyrystorów dla obniżenia ryzyka występowania przewrotów falownika, w stanach nieustalonych w kablach powrotnych;
 - d) w wybranych miejscach, w których kabel położony jest na skałach pomorskich, ułożono dodatkowo betonowe płyty ochronne - np. przed sieciami rybackimi;
 - e) profilaktycznie ponownie powiadomiono i przypomniano o trasie kabla Szwecja-Polska instytucjom odpowiedzialnym za bezpieczeństwo na Bałtyku – np. przed kotwicami okrętów.

2. W stacjach DC na obu końcach:

- A. System MACH 2 jako rozwiązanie prototypowe sprawiał w pierwszych kilku latach dużo problemów technicznych, które były przyczyną wielu zakłóceń w pracy łączy. W wyżej wymienionym systemie poprzez wprowadzenie wielu poprawek zarówno programowych jak i sprzętowych wyeliminowano jego wady. Po okresie „oswojenia” ustały kłopoty z systemem MACH 2;
- B. Na łącznie 12 pracujących na stacjach przekształtnikowych filtrów aktywnych, 3 uległy całkowitemu spaleni. Dokonane rozpoznanie wykazało, że przyczyną pożarów były niewystarczająco (być może nie od początku) dokręcone śruby głównego toru prądowego. Mając powyższe na uwadze przekonano Właściciela łączy o celowości odstąpienia od stosowania awaryjnego rozwiązania na rzecz filtra pasywnego, pozbawionego całkowicie elementów śrubowych. Podczas wrześniowego przeglądu rocznego w 2011 roku w miejsce dotychczas wykorzystywanych filtrów aktywnych 11 i 13-tej harmonicznej po stronie Szwecji będą zainstalowane filtry pasywne. Z 6 zdemontowanych tam filtrów 2 będą przewiezione do Polski i na razie będą stanowić rezerwę do momentu podjęcia dalszych decyzji;

- C. Począwszy od 2005 roku największym problemem łącza stały się awarie wyłączników HPL. Uszkodzenia wyżej wymienionych wyłączników dotyczyły złego działania ich napędu i zbyt wczesnego zużycia styków głównych. Na podstawie badań ustalono, że otwór pasowy jednego z ciał nie był współosiowy, co z kolei doprowadzało do niewspółosiowej pracy pozostałych elementów i w konsekwencji do ich mechanicznego zużycia oraz połączenie krzywka-cięgło zrealizowane było poprzez źle osadzone łożysko igielkowe. Mając powyższą wiedzę przystąpiono do całkowitej wymiany wszystkich elementów napędu na nowe, pozbawione dotychczasowych wad. Przedmiotową wymianę planuje się zakończyć w roku 2011.
- D. Poza wyżej wymienionymi przyczynami uszkodzeń na stacjach przekształtnikowych podstawowym potencjalnym źródłem przyszłych awarii mogą być aktualnie dwa jednofazowe transformatory przekształtnikowe w stacji Stärmö i trzy w stacji Wierzbęcino. Głównym powodem tych kłopotów są ich wady techniczne, polegające na silnym gazowaniu oleju chłodzącego (a zwłaszcza wodoru). Mając na uwadze przedmiotowe zagrożenia, najbardziej gazujący transformator po stronie Szwecji w 2004 roku zapobiegawczo wymieniono na nowy, który do dnia dzisiejszego nie wykazuje żadnych nieprawidłowości. Kolejne dwa (z których jeden już stoi na rezerwowym stanowisku) transformatory w Stärmö będą wymieniane podczas jesiennych rocznych przeglądów w roku 2011 i 2012. Po stronie Polski (na aktualnie budowanym stanowisku rezerwowym) jesienią bieżącego roku będzie ustawiona nowa jednostka, jako rezerwa dla ewentualnej wymiany będących pod stałym monitoringiem trzech ciał silnie gazujących transformatorów w Wierzbęcinie. Producent odmawia udzielenia informacji technicznych na temat przyczyn nadmiernego gazowania oleju w transformatorach.

3. W sieci AC - 400 kV na obu końcach:

- A. Aktualną charakterystyczną cechą zarówno stacji AC Karlham oraz stacji AC Wierzbęcino jest stosunkowo skromne powiązanie liniowe na napięciu 400 kV z systemami elektroenergetycznymi poszczególnych krajów. Poprawa wyżej opisanej sytuacji po polskiej stronie nastąpi po wprowadzeniu w latach 2012-2017 do stacji Wierzbęcino trzeciej i czwartej linii 400 kV w relacji Żydowo/Kieszkowo-Wierzbęcino;
- B. Od początku działalności łącza SwePol Link częstą przyczyną awarii były uszkodzenia spowodowane przez zakłócenia w północnej części polskiego systemu energetycznego 400kV i 110kV, które poprzez przekształtnik były transferowane na stronę DC. Szczególnie groźne dla łącza były zakłócenia przy przesyłce w kierunku do Polski (przy pracującym przekształtniku po stronie polskiej jako falownik). Częściowego ograniczenia szkodliwych oddziaływań sieci 400 kV na łącze uzyskano poprzez ograniczenie dopuszczalnego napięcia przepięciowego na kablu powrotnym po stronie polskiej do 61 kV oraz przez ograniczenie stromości narastania impulsu wyłączającego tyrystory, po stronie polskiej.

W świetle uzyskanych i przedstawionych w rozprawie wyników można uznać postawione cele za osiągnięte a tezę pracy za udowodnioną.

Podczas opracowywania analizy niezawodności dodatkowo dokonano uporządkowania danych źródłowych i zmodyfikowano sposób ich gromadzenia tak, aby zbierane dane były przydatne do analizy niezawodności w przyszłości.

W wyniku przeprowadzonej analizy wskazano najbardziej zawodne elementy (bloki) łącza, co może zostać wykorzystane do korekty rozwiązań konstrukcyjnych najbardziej awaryjnych elementów, ograniczenia liczby potencjalnych awarii, ale również do planowania przeglądów i konserwacji /wymiany newralgicznych elementów przed czasem wystąpienia awarii. Może to znacznie wydłużyć czas bezawaryjnej eksploatacji, a tym samym zapewnić wymierne efekty ekonomiczne.

LITERATURA

1. Abdullah M.H.: Operational performance of the Malaysia-Thailand 300/600 MW HVDC interconnection. IEEE, Power Engineering Conference, 2003.
2. Bargiel J., Goc W.: Oczekiwania odbiorców w zakresie niezawodności dostawy energii elektrycznej. REE'99 Rynek Energii Elektrycznej – Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce, a Rynek Europejski, Kazimierz Dolny, 27-28 kwietnia 1999.
3. Bargiel J.: Miary niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” nr 127. Gliwice 1992.
4. Bedoya Hernandez J.G.: Determinacion de Los Mods de Transformadores Convertidores en Sinistemas HVDC. Universidad Tecnologica de Pereira. Scientia et Technica Ano XIV, Mo 39, Septiembre de 2008.
5. Bekasiak W.: Zakłócenia w sieciach prądu stałego jako jedna z przyczyn błędnych wyłączeń urządzeń elektroenergetycznych z ruchu. Automatyka Elektroenergetyczna nr 3-4 /1997.
6. Benjamin J. R., Cornell C. A.: Rachunek prawdopodobieństwa, statystyka matematyczna i teoria decyzji dla inżynierów. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1977.
7. Billinton R., Aboreshaid S., Fotuhi-Firuzabad M.: A hybrid deterministic/probabilistic technique for HVDC system reliability evaluation. IEEE, WESCANEX, 1997.
8. Billinton R., Aboreshaid S., Fotuhi-Firuzabad M.: An approach for reliability evaluation of HVDC transmission systems using a well-being framework. Energy Management and Power Delivery 1998.
9. Billinton R., Aboreshaid S., Fotuhi-Firuzabad M.: Diagnosing the health of bulk generation and HVDC transmission systems. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 4, 1997.
10. Billinton R., Aboreshaid S., Fotuhi-Firuzabad M.: Well-being analysis for HVDC transmission systems. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 2, 1997.
11. Billinton R., Bollinger K.E.: Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-87, Issue 2, 1968.
12. Billinton R., Fotuhi-Firuzabad M., Faried S.O.: Reliability evaluation of hybrid multiterminal HVDC subtransmission systems. IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, Volume 149, Issue 5, 2002.
13. Billinton R., Huiling B., Karki R.: A Joint Deterministic-Probabilistic Approach To Bulk System Reliability Assessment. IEEE. Probabilistic Methods Applied to Power Systems 2008.
14. Billinton R., Prasad V.: Quantitative Reliability Analysis of HVDC Transmission Systems Part I. Spare Valve Assesment in Mercury Arc Bridge Configurations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-90, Issue 3, 1971.
15. Billinton R., Prasad V.: Quantitative Reliability Analysis of HVDC Transmission Systems Part II Composite System Analysis. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-90, Issue 3, 1971.
16. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 1. Ceny energii elektrycznej. Warszawa 2010.
17. Bobrowski D., Maćkowiak-Łybacka K.: Wybrane metody wnioskowania statystycznego. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej. Poznań 2001.
18. Bobrowski D.: Modele i metody matematyczne teorii niezawodności w przykładach i zadaniach, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1985.

19. Brewitz J.: Ocena niezawodności pracy systemów HVDC na świecie w latach 2007-2008. Opinia w imieniu grupy doradczej CIGRE B4.04. CIGRE, Paryż 2010 (niepublikowane).
20. Broszura firmy ABB: The Baltic Cable HVDC Connection Sweden – Germany, 1994. www.abb.com.
21. Broszura firmy ABB: The NorNed HVDC Connection, Norway – Netherlands, 2008. www.abb.com.
22. Broszura firmy ABB: The SwePol Link HVDC Connection Sweden – Poland, 1999. www.abb.com.
23. Broszura firmy AREVA: Effective HVDC Solutions, 2000. www.areva.com.
24. Broszura firmy SIEMENS: HVDC - Proven Technology for Power Exchange, 2001. www.siemens.com.
25. Broszura firmy SIEMENS: HVDC Solutions for System Interconnection and Advanced Grid Access, 2001. www.siemens.com.
26. Bucior J.: Podstawy teorii i inżynierii niezawodności. Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej. Rzeszów 2004.
27. Carlsson L., Fisberg G.: Recent classic HVDC development. Materiały firmy ABB, 2000.
28. Carlsson L.: Rozwój HVDC (tłum. Lidex) Elektroenergetyka nr 3, 2002.
29. Chojnacki A. Ł.: Analiza niezawodności stacji transformatorowo-rozdzielczych SN w warunkach eksploatacji. Rozprawa Doktorska. Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki Politechniki Świętokrzyskiej. Kielce 2005.
30. Cochrane J.J., Emerson M.P., Donahue J.A., Wolf G.: A survey of HVDC operating and maintenance practices and their impact on reliability and performance. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 11, Issue 1, 1996.
31. Dane źródłowe z wysokonapięciowego łącza prądu stałego Szwecja-Polska w dyspozycji SwePol Link, z lat 2000–2010.
32. Dhaliwal N.S.: CIGRE 2007, Report B4-AG04 - Transformer Failure Survey.
33. Dokumentacja projektowa stacji elektroenergetycznej 400/110 kV Słupsk wykonana w zespole projektowym pod kierunkiem mgr inż. J. Sadowskiego. ABB, Oddział Stacji i Systemów Elektroenergetycznych. Kraków 1999.
34. Dokumentacja ruchowa wysokonapięciowego łącza prądu stałego Szwecja-Polska - dysponent PSE-Północ S.A. Bydgoszcz 1999.
35. Dokumentacja stacyjna: Wytyczne SwePol Link dotyczące: Bezpieczeństwa, Jakości, Ochrony środowiska naturalnego, Prowadzenia ruchu, Utrzymania stacji przekształtnikowych, Utrzymania urządzeń sterujących i zabezpieczających i Wyciąg z księgi utrzymania (EBR) dla stacji. SwePol Link AB 1999.
36. Domański Cz.: Statystyczne testy nieparametryczne. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1979.
37. Fidelis E.: Matematyczne podstawy niezawodności. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1966.
38. Filipiak S., Stępień J.C.: Zastosowanie algorytmów genetycznych do strukturalnej oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych. II Seminarium Naukowe „Wybrane zagadnienia w elektrotechnice i elektronice”. Gdańsk, 28-30 maja 2001.
39. Flassbeck W., Liegl K., Hofbauer F., Ritcher W.: Availability And Reliability Of The 600 W HVDC Back-to-back Stations Etzenricht / Germany And Vienna Southeast / Austria. AC and DC Power Transmission, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 423), 1996.

40. Force J.T.: Analysis of HVDC Thyristor Converter Transformer Performance. CIGRE Publication 240, February 2004.
41. Gajek L., Kałużka M.: Wnioskowanie statystyczne – modele i metody. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 2000.
42. Giorgi A., Rendina R., Georgantzis G., Marchioni C., Paziienza G., Corsi S., Pincella C., Pozzi M., Danielsson K., Jonasson H. i Orini A.: Układ przesyłowy prądu stałego Włochy-Grecja. Elektroenergetyka nr 3 /2003 (46).
43. Goodrich F.G., Andersen B.R.: The 2000 MW HVDC link between England and France. IEEE, Power Engineering Journal, Volume 1, Issue 2, 1987.
44. Greń J.: Statystyka matematyczna. Modele i zadania. Państwowe Wydawnictwo Naukowe. Warszawa 1982.
45. Heising C.R., Ringlee R.J.: Prediction of Reliability and Availability of HVDC Valve and HVDC Terminal. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-89, Issue 4, 1970.
46. IEEE Guide for the Evaluation of the Reliability of HVDC Converter Stations, 2001.
47. Inżynieria niezawodności: poradnik. t. 2 pod red. J. Migdalskiego, ZETOM, Warszawa 1992.
48. Kamrat W.: Dylematy rozwoju energetyki w Polsce. Wokół Energetyki nr 1, 2003.
49. Kamrat W.: Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej. Gdańsk 2004.
50. Kamrat W.: Ocena efektywności inwestowania w energetyce w warunkach rynkowych. W: [Materiały] XI Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”. Jurata 11-13 czerwca 2003.
51. Kamrat W.: Stacja elektroenergetyczna Słupsk – Wierzbęcinno jako element łączący układ przesyłowy prądu stałego Szwecja-Polska. Energetyka nr 10, 2001.
52. Karpiński J., Korczak E.: Metody oceny niezawodności dwustanowych systemów technicznych. Warszawa: Omnitech Pres 1990.
53. Kowalski Z.: O testach do weryfikacji hipotezy o normalnym rozkładzie w przypadku małej próbki. Przegląd Statystyczny z. 2 /1970.
54. Kowalski Z.: Problemy ciągłości w dostawie energii elektrycznej w elektroenergetyce krajowej. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Łódź 1975.
55. Kuchta M.: Diagnostyka prewencyjna aparatury stacji elektroenergetycznych zapobiega poważnym awariom. Dwumiesięcznik Naukowo-Techniczny Oddziałów SEP Województwa Śląskiego i Polskiego. Śląskie Wiadomości Elektryczne nr 3' 2010.
56. Kuczerow J.N., Rozanow M.N.: O wymaganiach w zakresie niezawodności sieci elektroenergetycznych na różnych poziomach napięciowych. Materiały Międzynarodowego Symposium „Jakość zasilania z układów sieciowych”. Porąbka - Kozubnik, 23-24 września 1986.
57. Kujszczyk Sz. i inni: Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. Tom 1 i 2. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2004.
58. Kuruganty S.: Comparison of reliability performance of group connected and conventional HVDC transmission systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 10, Issue 4, 1995.
59. Kuruganty S.: HVDC transmission system models for power system reliability evaluation. WESCANEX, 1995.
60. Laursen O., Bjorklund H., Stein G.: Nowoczesny interfejs użytkownika dla układu przesyłowego prądu stałego. ABB Power Systems. Szwecja - Ludvika 1980.

61. Leelaruji R., Setreus J., Olguin G., Bertling L.: Availability Assessment of the HVDC Converter Transformer System. IEEE. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008.
62. Lesiński S.: Jakość i niezawodność. Wydawnictwo Uczelniane Akademii Techniczno - Rolniczej. Bydgoszcz 1996.
63. Lesiński S.: Niezawodność łączników elektroenergetycznych. Badania i ocena. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1983.
64. Lesiński S.: Niezawodność urządzeń elektrycznych. Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej. Łódź 1989.
65. Lesiński S.: Podstawy eksploatacji i niezawodności urządzeń elektrycznych. Wydawnictwo Uczelniane Akademii Techniczno- Rolniczej. Bydgoszcz 1989.
66. Life Extension Guidelines of Existing HVDC Systems, EPRI, Palo Alto, CA: 2007.
67. Lubośny Zb.: Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 2009.
68. Łączy HVDC na świecie. Materiał pozyskany ze strony internetowej: <http://hvdusersconference.com/wiki/>
69. Madajewski K.: Materiały przygotowane przez Instytut Energetyki Oddział w Gdańsku na seminarium szkoleniowe w zakresie systemów przesyłowych prądu stałego HVDC, Gdańsk 1998.
70. Magiera R.: Modele i metody statystyki matematycznej. (Wyd. II) – część II Wnioskowanie statystyczne. Oficyna Wydawnicza Gis. Wrocław 2007.
71. Maksymiuk J., Pochanke Zb.: Diagnostyka wyłączników wysokonapięciowych jako czynnik zapewnienia oczekiwanego poziomu ich niezawodności. Katedra Wysokich Napięć i Aparatów Elektrycznych Politechniki Warszawskiej. Łączniki 2010. Pieczyńska 31 maj – 2 czerwiec 2010.
72. Maksymiuk J.: Niezawodność łączników elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Warszawa: ZETOM 1991.
73. Materiały dokumentacyjne EHG: Słupsk – Wierzbęcino. Elbud Gdańsk Holding. Gdańsk 2001.
74. Materiały firmy ABB: HVDC interconnection in Japan. www.abb.com.
75. Materiały informacyjne PSE S.A. Stacja elektroenergetyczna 400 /110 kV Słupsk. Warszawa 2001.
76. Materiały informacyjne PSE-Północ Sp. z o.o. Bydgoszcz 2001.
77. Materiały informacyjne: Układ przesyłowy prądu stałego Szwecja-Polska a środowisko. Edycja III - PSE S.A. Warszawa 2005.
78. Migdalski J.: Podstawy strukturalnej teorii niezawodności: Wstęp do niezawodności systemów ogólnych. Wydawnictwa Politechniki Świętokrzyskiej. Kielce 1978.
79. Migdalski J.: Zasady i strategie oddziaływań na niezawodność obiektów. Przegląd Elektrotechniczny nr 1 /1995.
80. Ministerstwo Gospodarki: Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku wraz z „Korektą założeń”. Warszawa 2000, 2002.
81. Niebrzydowski J.: Problemy rozwoju systemów elektroenergetycznych. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Białostockiej. Białystok 1989.
82. Nowakowski T.: Systemy informacyjne w badaniach niezawodności obiektów technicznych. Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej. Wrocław 1996.
83. Oferta ABB: HVDC Light Cables. www.abb.com.
84. Pakiet programów do obliczeń statystycznych – STATYSTYKA. ver.9.0. StatSoft Polska. Warszawa 2008.

85. Paska J., Bargiel J., Bartczak J., Goc W., Kłos A., Momot A., Sowa P., Nowakowska- Siwińska E., Teichman B.: Metodyka oceny niezawodności przesyłu. Czasopismo Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Elektroenergetyka nr 2 /2000.
86. Paska J.: Identyfikacja modeli probabilistycznych wielkości losowych w elektroenergetyce. Materiały II Sympozjum nt. „Metody matematyczne w elektroenergetyce”. Zakopane, listopad 1988.
87. Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
88. Paska J.: Nowe trendy w analizie niezawodności systemu elektroenergetycznego. „Aktualne problemy w elektroenergetyce”. Jurata, 6-8 czerwca 2001.
89. Paska J.: Ocena niezawodności układów zasilania energią elektryczną. Przegląd Elektrotechniczny nr 11 /2002.
90. Paska J.: Requirements and some solutions of the new tool for composite electric power system reliability assessment. Proceedings of the international symposium „Modern electric power systems”. Wrocław, September 2002.
91. Paska J.: Wybrane aspekty oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego. Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce - APE’07”. Jurata 13-15 czerwca 2007.
92. PN-87/N-04030 Niezawodność w technice. Metody wnioskowania statystycznego. Graficzne testowanie hipotez o rozkładach zmiennych losowych.
93. Popczyk J., Żmuda K.: Sieci elektroenergetyczne. Ocena stanu i optymalizacja według podejścia probabilistycznego. Skrypty uczelniane nr 212. WPS. Gliwice 1991.
94. Poradnik niezawodności: podstawy matematyczne. pod red. J. Migdalskiego, WEMA. Warszawa 1982.
95. Praca zbiorowa: Poradnik niezawodności, t. 1. Podstawy matematyczne. WEMA. Warszawa 1982.
96. Prasher V.K., Kumar D., Bartzsch C., Hartmann V., Mukherjee A.: HVDC East-South interconnector II in India: 2000 MW, +/-500 kV. IEEE, AC-DC Power Transmission. Seventh International Conference on (Conf. Publ. No. 485), 2001.
97. Protocol for Reporting the Operational Performance of HVDC Transmission Systems. CIGRE Publication 346, March 2008.
98. Protokół Cigre: Protocol for Reporting the Operational Performance of HVDC Transmission Systems. Working Group 14.04, 2008.
99. PSE Operator S.A.: Plan Rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energie elektryczną na lata 2010–2015. Warszawa 2010.
100. PSE Operator S.A.: Plan Zamierzeń Inwestycyjnych na lata 2011-2017. Warszawa 2010.
101. Pukite J., Pukite P.: Modeling for Reliability Analysis. IEEE Order No. PP5738, ISBN 0-7803-3482-5.
102. Rakowska A.: Linie elektroenergetyczne w technologii GIL. Klient, Dystrybucja, Przesył. Biuletyn Informacyjny PTP i REE nr 1, 2003.
103. Rakowska A.: Podziemne linie kablowe prądu stałego - budowa linii w systemie lekkim. Energetyka nr 7, 2002.
104. Ratz J.: W trosce o niezawodność systemu elektroenergetycznego. Automatyka Elektroenergetyczna nr 1 /2001.
105. Rausand M., Hoyland A.: System Reliability Theory Models, Statistical Methods and Applications. John Wiley and Sons Inc., Norwegian University of Science and Technology, 2nd edition, January, ISBN 0-471-47133-X 2004.

106. Rudervall R., Charpentier J.P., Sharma R.: High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper. www.abb.com.
107. Setreus J., Bertling L.: Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems. IEEE, Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008.
108. Shimato T., Hashimoto T., Sampei M.: The Kii Channel HVDC Link in Japan. CIGRE Session 2002, Paris 2002.
109. Sobczyk M.: Statystyka. (Wyd. IV). Państwowe Wydawnictwo Naukowe. Warszawa 2002.
110. Sołowiew A. D.: Analityczne metody w teorii niezawodności. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1983.
111. Sozański J.: Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 1990.
112. Sozański J.: Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych. Państwowe Wydawnictwo Naukowe. Warszawa 1974.
113. Sozański J.: Niezawodność zasilania energią elektryczną. WNT. Warszawa 1982.
114. Sozański J.: Podstawowe problemy niezawodności systemów elektroenergetycznych. Materiały Krajowej Konferencji Naukowo-Technicznej - „Problemy niezawodności w elektryce”. Kielce, 5-7 września 1975.
115. Stanisław A.: Przystępny kurs statystyki. Tom I i II. Kraków: StatSoft 2006-2007.
116. Stępień J.C., Blank S., Stobiecki A.: Symulacja stanów niezawodnościowych systemów elektroenergetycznych za pomocą sieci Petriego. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i Systemy Komputerowe w Automatyce i Elektrotechnice”. Częstochowa /Poraj, 17-18 września 1999.
117. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S., Filipiak S.: Analiza sezonowości awarii elementów systemu elektroenergetycznego. IV Konferencja Naukowo Techniczna „Metody i systemy komputerowe w elektrotechnice”. Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej nr 153. Elektrotechnika 16, t. 1. Częstochowa-Poraj, 17-18 września 2001.
118. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S., Filipiak S.: Wykorzystanie sieci Petriego do analizy niezawodnościowej elementów systemu elektroenergetycznego. V Konferencja Naukowo-Techniczna „Zastosowanie Komputerów w Elektrotechnice”. Poznań-Kiekrz, 10-12 kwietnia 2000.
119. Stępień J.C., Stobiecki A., Blank S.: Symulacyjna ocena wartości nie dostarczonej energii elektrycznej. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Metody i Systemy Komputerowe w Automatyce i Elektrotechnice”. Częstochowa /Poraj, 17-18 września 1999.
120. Stępień J.C.: Metody oceny strukturalnej niezawodności systemów elektroenergetycznych. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej nr 16, II Sympozjum Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE '2001”. Gdańsk, 28-30 maja 2001.
121. Stępień J.C.: Ocena wskaźników niezawodnościowych linii napowietrznych 110 kV. Materiały VIII Międzynarodowej Konferencji Naukowej nt. „Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'97”. Gdańsk-Jurata, czerwiec 1997, t. II.
122. Stobiecki A.: Niezawodność transformatorów w eksploatacji. Materiały V Seminarium Naukowego „Wytwarzanie i Eksploatacja w Energetyce”. Kielce-Ameliówka, 2-4 czerwca 2000.
123. Szczepański T., Kamrat W.: Sieci przesyłowe najwyższych napięć. Gdańskie dni elektryki – SEP Oddział Gdańsk. Wydawca DOM TECHNIKA. Gdańsk 2009.
124. Szczepański T., Kamrat W.: Wybrane zagadnienia budowy i eksploatacji sieci przesyłowych najwyższych napięć. Kongres Elektryki Polskiej. Warszawa, 2-4 wrzesień 2009 i również Przegląd Elektrotechniczny nr 11. Wydawnictwo SIGMA-NOT. Warszawa 2009.

125. Szczepański T.: Analiza niezawodności wysokonapięciowych łączy prądu stałego. Referat wygłoszony na Seminarium na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Gdańsk, 30 marca 2010.
126. Szczepański T.: O eksploatacji połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja w latach 2001-2006. Wokół Energetyki nr 3. Warszawa 2007.
127. Szczepański T.: Wysokonapięciowe połączenie prądu stałego Szwecja-Polska. Materiały VIII Sympozjum „Energoelektronika w nauce i dydaktyce”. Wydawnictwo Uczelniane ATR. Bydgoszcz, 26-28 września 2002.
128. Szczerba Z. i inni: Systemy Elektroenergetyczne. Poradnik Inżyniera Elektryka, rozdział 7. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 2005.
129. Vancers I., Christofersen D.J., Leirbukt A., Bennett M.G.: A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2003-2004. CIGRE 2006, Report B4-202.
130. Vancers I., Christofersen D.J., Leirbukt A., Bennett M.G.: A Survey of the Reliability of HVDC Systems Throughout the World During 2005-2006. CIGRE 2008, Report B4-119.
131. Vancers I., Hormozi F.J.: A summary of North American HVDC converter station reliability specifications. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 8, Issue 3, 1993.
132. Wasilewski.M., Krywicki W., Bartos J., Dyczka J.W., Królikowska K.: Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna w zadaniach. Części I i II. Państwowe Wydawnictwo Naukowe. Warszawa 1997.
133. Witczak S.: Uszkodzalność transformatorów w energetyce zawodowej. Wiadomości Elektrotechniczne nr 7 /1991.
134. Wu C.T., Shockley P.R., Engstrom L.: The Intermountain Power Project 1600 MW HVDC transmission system. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 3, Issue 3, 1988.
135. Zadkhan S., Fotuhi-Firuzabad M., Aminifar F., Billinton R., Faried S.O.: Reliability Evaluation of an HVDC Transmission System Tapped by a VSC Station. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 25, Issue 3, 2010.
136. Żmuda K., Szymik F.: Niektóre zagadnienia kształtowania elementów linii napowietrznej z punktu widzenia ich niezawodności. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka” z. 37 /1973.
137. Źródłowe materiały do oceny niezawodności łączy prądu stałego. Bydgoszcz 2000-2010 (niepublikowane).

Załącznik Z-1 Wybrane zagadnienia wnioskowania statystycznego

1. Wprowadzenie

W poniższym załączniku skrótkowo przedstawiono modele matematyczne rozkładów zmiennej losowej i omówiono przydatne testy na normalność badanych cech oraz podstawowe zasady wnioskowania statystycznego poprzez estymację lub weryfikację całych układów elektroenergetycznych. Dokonano tutaj przeglądu cech niezawodnościowych oraz opisano związki, które powinny posłużyć w podstawowej części pracy do ustalenia parametrów niezawodnościowych całego wysokonapięciowego łącza wraz z jego poszczególnymi elementami.

2. Zmienne losowe i ich rozkłady

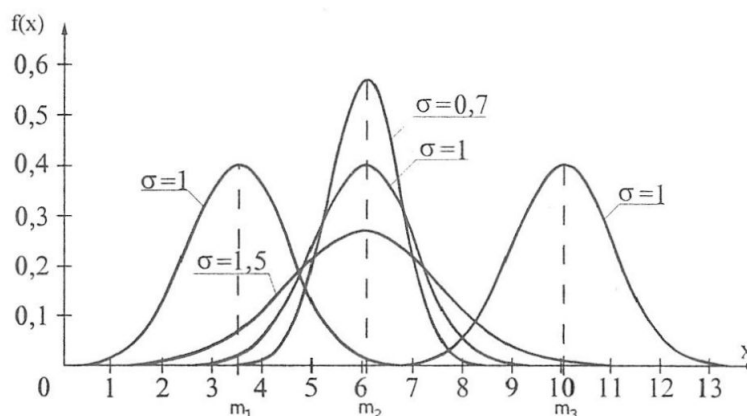
W literaturze [6, 18, 29, 37, 64, 86, 111] można spotkać dużo rozkładów, które mogą być w teorii niezawodności wykorzystywane jako modele matematyczne. W badaniach niezawodnościowych urządzeń elektroenergetycznych najczęściej wykorzystywane są rozkłady: normalny, logarytmiczno-normalny, wykładniczy i Weibulla.

Najpopularniejszym rozkładem zmiennej losowej ciągłej jest rozkład normalny. Rozkład normalny jest wtedy, gdy rozrzut zmiennej losowej jest skutkiem wpływu wielu czynników, w których brak dominującego. Rozkładem normalnym (zwanym także rozkładem Gaussa) jest taki rozkład zmiennej losowej ciągłej, której gęstość $f(x)$ określa zależność:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp \left[-\frac{(x-m)^2}{2 \cdot \sigma^2} \right] \quad (-\infty < x < +\infty) \quad (1)$$

gdzie: m - wartość oczekiwana zmiennej losowej, σ - odchylenie średnie zmiennej losowej.

Rozkład normalny opisuje się symbolicznym zapisem $N(m, \sigma)$, z parametrami m i σ . Przykładowy wpływ parametrów m oraz σ na kształt funkcji gęstości przedstawia rysunek 1.



Rys.1. Przykładowe funkcje gęstości rozkładu normalnego w zależności od parametrów m ($m_1 < m_2 < m_3$) i σ wg [29]

Z wyżej pokazanego rysunku 1. widać, że im mniejsza jest wartość odchylenia średniego, tym krzywa $f(x)$ jest smuklejsza. Wielkość oczekiwana ma natomiast wpływ na usytuowanie krzywej $f(x)$ na osi 0-X.

Dystrybuanta $F(x)$ zmiennej losowej X o rozkładzie normalnym jest określona zależnością:

$$F(x) = 0,5 + \Phi \left(\frac{x-m}{\sigma} \right) \quad (2)$$

gdzie: $\Phi(y)$ jest całką Laplace'a określoną wzorem:

$$\Phi(y) = \int_0^y (u) du \quad (3)$$

W bardzo częstych przypadkach w analizie niezawodnościowej obiektów elektroenergetycznych spotykana jest pewna cecha X o wartościach dodatnich (czas), której logarytm ma rozkład normalny. Cecha taka ma rozkład logarytmiczno-normalny. Gęstość zmiennej losowej $f(x)$ określa wówczas zależność:

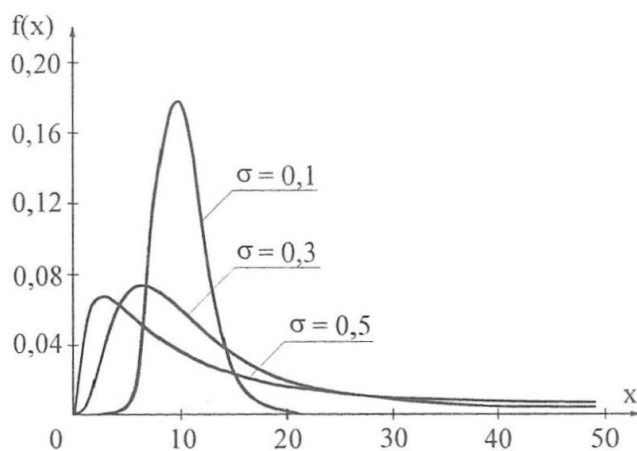
$$f(x) = \begin{cases} \frac{\lg e}{x \cdot \sqrt{2 \cdot \pi} \cdot \sigma} \cdot \exp \left[-\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\lg x - m}{\sigma} \right)^2 \right] & \text{dla } x > 0 \\ 0 & \text{dla } x \leq 0 \end{cases} \quad (4)$$

gdzie: $\lg e \approx 0,4343$, m - wartość oczekiwana oraz σ - odchylenie standardowe logarytmu zmiennej losowej X

Dystrybuanta $F(x)$ zmiennej losowej o rozkładzie logarytmiczno-normalnym przyjmuje wtedy postać:

$$F(x) = 0,5 + \Phi \left(\frac{\lg x - m}{\sigma} \right) \quad (5)$$

Przykładowy wpływ parametru σ przy współczynniku $m=1$ na kształt funkcji gęstości przedstawia rysunek 2.



Rys.2. Przykładowe funkcje gęstości rozkładu logarytmiczno-normalnego o współczynniku $m=1$ dla różnych wartości współczynnika σ wg [29]

Kolejnym, często wykorzystywanym rozkładem jest rozkład wykładniczy. Funkcję gęstości wykładniczego rozkładu określa zależność:

$$F(x; b) = \begin{cases} \frac{1}{b} \cdot e^{-\frac{x}{b}} & \text{dla } x > 0 \\ 0 & \text{dla } x \leq 0 \end{cases} \quad (6)$$

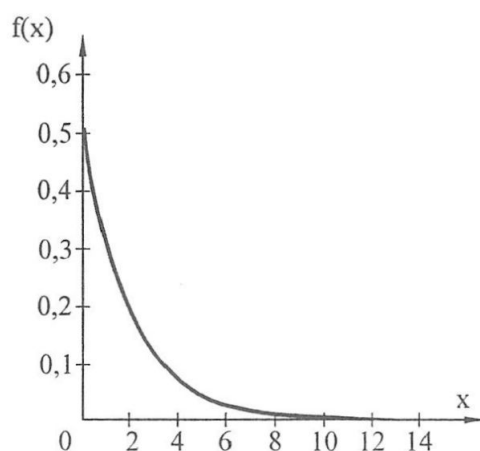
a jej dystrybuanta opisana jest następująco:

$$F(x;b) = \begin{cases} 1 - e^{-\frac{x}{b}} & \text{dla } x > 0 \\ 0 & \text{dla } x \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

W powyższym przypadku wartość oczekiwana jest równa wartości współczynnika b . Dodatkowo należy zauważyć, że bardzo często jako parametr rozkładu wykładniczego stosuje się nie parametr b , ale jego odwrotność:

$$\lambda = \frac{1}{b} \quad (8)$$

Przykładową funkcję gęstości rozkładu wykładniczego dla $b=2$ pokazano na rysunku 3.



Rys.3. Przykładowa funkcja gęstości rozkładu wykładniczego dla parametru $b=2$ wg [29]

W przypadku gdy zmienna losowa ciągła Z ma rozkład wykładniczy i jest tak zdefiniowana, że X spełnia zależność:

$$\frac{X}{b} = \left(\frac{Z}{b}\right)^{\frac{1}{\nu}} \quad (9)$$

gdzie: ν – oznacza dowolną liczbę dodatnią,

to wówczas rozkład zmiennej X jest rozkładem Weibulla.

Gęstość tego rozkładu $f(x)$ jest określona zależnością:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{\nu}{b} \left(\frac{x}{b}\right)^{\nu-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{x}{b}\right)^{\nu}\right] & \text{dla } x > 0 \\ 0 & \text{dla } x \leq 0 \end{cases} \quad (10)$$

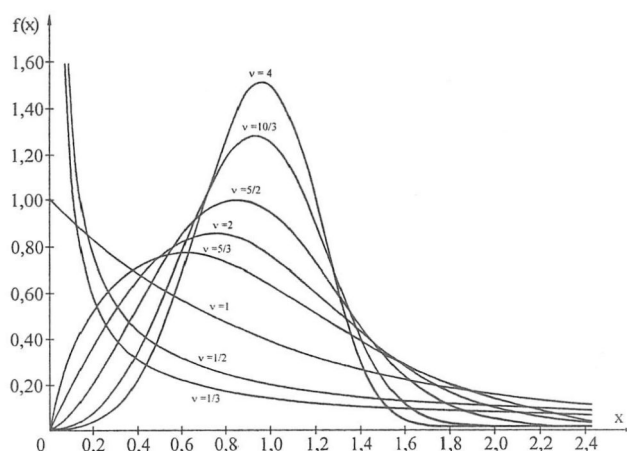
a jej dystrybuanta wygląda następująco:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\left(\frac{x}{b}\right)^{\nu}} & \text{dla } x > 0 \\ 0 & \text{dla } x \leq 0 \end{cases} \quad (11)$$

W powyższych zależnościach b oraz ν są parametrami rozkładu, przy czym $b > 0$ oraz $\nu > 0$.

W powyższych rozważaniach wielkość b nazywana jest parametrem skali, a wielkość ν parametrem kształtu. Przykładowe funkcje gęstości rozkładu Weibulla pokazano na rysunku 4.

Dodatkowo należy zauważyć, iż rozkład wykładniczy jest szczególnym przypadkiem rozkładu Weibulla dla $\nu = 1$.



Rys.4. Przykładowe funkcje gęstości rozkładu Weibulla o parametrze skali $b=1$ dla różnych wartości parametru kształtu ν wg [29]

3. Testy statystyczne

W niniejszym załączniku dokonano szerszego omówienia kilku wybranych testów statystycznych, które mogą być przydatne w dalszych rozważaniach, a mianowicie:

- test normalności Shapiro-Wilka,
- test porównania wartości średnich w grupach o dużej liczebności (z-test),
- test sumy rang U Manna-Whitney'a (porównanie dwóch prób niezależnych),
- test sumy rang Kruskala-Wallisa (porównanie więcej niż dwóch prób niezależnych),
- test zgodności χ^2 ,
- test porównania dwóch frakcji (częstości).

Szczegółowy opis zastosowanych w pracy testów podano poniżej.

Test normalności Shapiro-Wilka

Ten nieparametryczny test stosuje się w celu weryfikacji hipotezy, że próbka pochodzi z populacji generalnej o rozkładzie normalnym [36, 109, 115].

Niech $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ będzie próbką losową pobraną z populacji ciągłej o nieznanym rozkładzie $F(x)$.

Weryfikuje się hipoteza zerowa $H_0: F(x)=F_0(x)$, gdzie $F_0(x)$ – dystrybuanta rozkładu normalnego. W tym celu obliczamy W-statystykę według wzoru:

$$W = \frac{\left[\sum_{i=1}^{\left[\frac{n}{2} \right]} a_{(n-i+1)} \cdot (x_{(n-i+1)} - x_{(i)}) \right]^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (12)$$

gdzie: β_{n-i+1} – współczynniki stabilizowane przez Shapiro S. i Wilka M.B.,
 $[n/2]$ – część całkowita liczby $n/2$.

Rozkład W-statystyki oraz podstawowe kwantyle także są podane w postaci tablic Shapiro-Wilka.

Procedura testowania jest następująca:

- należy uporządkować próbkę według wartości rosnących:

$$x_{(1)} \leq x_{(2)} \leq x_{(3)} \leq \dots \leq x_{(n)} \quad (13)$$

- następnie obliczyć wartość W-statystyki według podanego wyżej wzoru,
- z tablicy rozkładu pobieramy wartość krytyczną W_{kr} ,
- porównujemy obliczoną wartość W-statystyki z wartością krytyczną W_{kr} .

Jeżeli wartość obliczonej statystyki okaże się mniejszą od wartości krytycznej ($W < W_{kr}$), to hipotezę sprawdzaną, że próbka pochodzi z populacji generalnej O ROZKŁADZIE NORMALNYM należy odrzucić ($p < 0.05$). Jeżeli $p > 0.05$, to nie mamy podstaw do odrzucenia hipotezy, że rozkład jest normalny.

Test porównania wartości średnich w grupach o dużej liczebności (z-test)

W przypadku, gdy liczebności prób są wystarczająco duże (co najmniej kilkadziesiąt – [44], duże próby: $n_1, n_2 > 50$ – [115-t.1]) do porównania wartości średnich można zastosować z-test w oparciu o rozkład normalny.

W tym celu obliczamy z-statystykę według wzoru:

$$z = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{\sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}}} \quad (14)$$

gdzie: \bar{X}_1, \bar{X}_2 – średnie arytmetyczne w grupach,
 n_1 i n_2 – liczebności grup,
 S_1, S_2 – empiryczne odchylenia standardowe w grupach.

Badane populacje generalne nie koniecznie muszą mieć rozkłady normalne [44], istotnym warunkiem jest liczebność próbek oraz skończoność wariancji (nie konieczne są jednakowe, tylko znane).

Obliczoną wartość z-statystyki porównujemy z wartością krytyczną pobraną z tablicy rozkładu normalnego $N(0,1)$. Dla poziomu istotności $p=0.05$ $u_{\beta} = 1.96$.

Jeżeli znajdzie nierówność $|z| < u_{\beta}$, to nie ma podstaw do odrzucania hipotezy sprawdzanej, że wartości średnie nie są różne statystycznie, w przeciwnym przypadku ($|z| \geq u_{\beta}$, $p < 0.05$) hipotezę zerową odrzucamy na korzyść hipotezy alternatywnej.

Test sumy rang U Manna-Whitney'a (porównanie dwóch prób niezależnych)

Ten nieparametryczny test nazywany też *testem sumy rang Wilcoxon-Manna-Whitney'a* [36] służy do porównania dwóch prób niezależnych. Sprawdzana jest hipoteza zerowa, że próbki pochodzą z tej samej populacji generalnej, inaczej mówiąc, że dystrybuanty obu rozkładów są takie same.

Stosujemy ten test również, gdy nie mamy podstaw do zastosowania testów parametrycznych.

Niech x_1, x_2, \dots, x_n i y_1, y_2, \dots, y_m będą próbami o liczebności n i m pobranych niezależnie z dwóch populacji, które mają rozkłady o ciągłych dystrybuantach $F(x)$ i $G(y)$. Na podstawie tych prób należy zweryfikować hipotezę o tym, że obie próby pochodzą z tej samej populacji, tj. $H_0: F(x)=G(y)$ wobec hipotezy $H_1: F(x) \neq G(y)$.

Wykonujemy następujące czynności:

- łączymy obie grupy i porządkujemy rosnąco,
- nadajemy rangi elementom,
- sumujemy rangi przydzielone elementom pierwszej próby – R_1 ,
- obliczamy wartość statystyki:

$$T = nm + \frac{1}{2}n(n+1) - R_1 \quad (15)$$

Statystyka T dla $n, m \geq 10$ ma w przybliżeniu rozkład normalny $N(m, \sigma)$. W takim przypadku obliczamy średnia arytmetyczną i odchylenie standardowe empiryczne:

$$\bar{T} = \frac{1}{2}nm \quad (16)$$

$$S_T = \sqrt{\frac{1}{12}nm \cdot (n+m+1)} \quad (17)$$

Następnie obliczamy wartość U -statystyki:

$$U = \frac{T - \bar{T}}{S_T} \quad (18)$$

i porównujemy z wartością krytyczną dla obszaru dwustronnego. Na przykład dla poziomu istotności $p=0.05$ $U_{kr}=1.96$.

Jeżeli zajdzie nierówność $|U| > U_{kr}$, to hipotezę zerową o równości dystrybuant trzeba odrzucić na korzyść hipotezy alternatywnej.

Test sumy rang Kruskala-Wallisa (porównanie więcej niż dwóch prób niezależnych)

Ten test nieparametryczny stosuje się w celu weryfikacji hipotezy, że trzy albo więcej próbek różnią się między sobą istotnie [36]. W przypadku stwierdzenia braku różnic można powiedzieć, że próbki pochodzą z tego samego źródła.

Niech danych jest r populacji generalnych o dowolnych rozkładach z ciągłymi dystrybuantami: $F_1(x), F_2(x), \dots, F_r(x)$.

Z populacji tych wylosowano niezależnie próby o liczebnościach n_i ($i=1, 2, \dots, r$).

Należy sprawdzić hipotezę zerową o równości dystrybuant:

$$H_0: F_1(x) = F_2(x) = \dots = F_{ar}(x) \quad (19)$$

wobec hipotezy alternatywnej H_1 że dystrybuanty są różne.

W tym celu obliczamy statystykę:

$$H = \frac{12}{n(n+1)} \sum_{i=1}^r \frac{T_i^2}{n_i} - 3(n+1) \quad (20)$$

gdzie $n = n_1 + n_2 + \dots + n_r$, a T_i – oznacza sumę rang w każdej próbie oddzielnie.

Statystyka ta przy założeniu prawdziwości hipotezy H_0 ma asymptotyczny rozkład χ^2 o $k = r-1$ stopniach swobody. Z tablicy rozkładu χ^2 pobieramy wartość krytyczną przy ustalonym poziomie istotności i odpowiedniego stopnia swobody.

Hipotezę H_0 o równości dystrybuant odrzucamy, gdy $H \geq \chi^2_{\text{kryt}}$

Test zgodności χ^2

Test zgodności χ^2 pozwala na sprawdzenie hipotezy, że badana populacja ma określony typ rozkładu (normalny, wykładniczy itp.) [36]. Warunkiem zastosowania testu χ^2 jest wystarczająco duża liczebność próbki, wyniki której dzielimy na klasy. Dla każdej klasy z rozkładu hipotetycznego oblicza się liczebności teoretyczne, które porównuje się z liczebnościami empirycznymi za pomocą statystyki χ^2 :

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \frac{(n_i - n \cdot p_i)^2}{n \cdot p_i} \quad (21)$$

gdzie: r – liczba klas,

n – liczebność próbki,

n_i – liczebność klasy o numerze i ,

p_i – prawdopodobieństwo, że zmienna losowa o rozkładzie hipotetycznym okaże się w klasie i (stąd np_i – liczebność teoretyczna i -tej klasy).

Obliczoną wartość statystyki χ^2 porównujemy z wartością krytyczną χ^2_{kr} pobraną z tabeli rozkładu χ^2 przy ustalonym poziomie istotności β i $df=r-c-1$ stopni swobody, gdzie c – liczba ocenianych parametrów rozkładu teoretycznego (dla rozkładu normalnego $c=2$, dla rozkładów wykładniczego i prostokątnego $c=1$). Jeżeli zajdzie nierówność $\chi^2 > \chi^2_{\text{kr}}$, to hipotezę o zgodności rozkładów empirycznego i teoretycznego należy odrzucić, w przeciwnym przypadku – brak podstaw do odrzucenia hipotezy sprawdzanej, że rozkład badanej cechy jest zgodny z danym rozkładem teoretycznym.

Test porównania dwóch frakcji (częstości)

Badamy dwie populacje generalne ze względu na cechę niemierzalną i sprawdzamy hipotezę, że frakcje elementów wyróżnionych (wskaźniki struktury lub procenty) są w obu populacjach takie same. Zakładamy, że próby są duże (n_1 i $n_2 > 100$).

W tym przypadku stosujemy test porównujący dwa wskaźniki struktury: $p_1=m_1/n_1$ i $p_2=m_2/n_2$. Jeżeli zostanie stwierdzone, że między nimi nie ma istotnej różnicy, będzie to oznaczało, że obie populacje próbne pochodzą z tej samej populacji generalnej.

Więc sprawdzamy hipotezę zerową o jednakowości parametrów, tzn. $H_0: p_1=p_2$ wobec hipotezy alternatywnej $H_1: p_1 > p_2$ ($p_1 < p_2$, $p_1 \neq p_2$).

Obliczamy statystykę dla każdej badanej pary według wzoru:

$$U = \frac{\frac{m_1}{n_1} - \frac{m_2}{n_2}}{\sqrt{\frac{p \cdot q}{n}}} \quad \text{gdzie: } n = \frac{n_1 \cdot n_2}{n_1 + n_2}; \quad p = \frac{m_1 + m_2}{n_1 + n_2}; \quad q = 1 - p \quad (22)$$

gdzie: n_1, n_2 – liczebności grup,

m_1, m_2 – liczebności elementów wyróżnionych.

Z tablicy rozkładu normalnego odczytujemy wartość krytyczną dla prawostronnego obszaru tak, aby była spełniona równość: $P\{U > u_\beta\} = \beta$. Jeżeli wartość obliczonej statystyki okaże się większa od wartości krytycznej, to hipotezę zerową musimy odrzucić na korzyść hipotezy alternatywnej i stwierdzić, że wskaźnik p_2 jest istotnie większy od p_1 . W przeciwnym przypadku brak podstaw do odrzucenia hipotezy sprawdzanej.

Jeżeli liczebności prób nie są wystarczająco duże (n_1 i $n_2 < 100$), to do weryfikacji hipotezy H_0 trzeba obliczyć statystykę wg wzoru [132]:

$$U = \left(2 \arcsin \sqrt{\frac{m_1}{n_1}} - 2 \arcsin \sqrt{\frac{m_2}{n_2}} \right) \cdot \sqrt{\frac{n_1 \cdot n_2}{n_1 + n_2}} \quad (23)$$

gdzie: n_1, n_2 – liczebności grup,
 m_1, m_2 – liczebności elementów wyróżnionych.

Przedstawione powyżej testy mogą być pomocne przy dokonywaniu weryfikacji zebranego materiału statystycznego związanego z niezawodnością wysokonapięciowych łączy prądu stałego.

W rozprawie zasadniczo posłużono się programem STATISTICA ver.9 (dalej nazywanym STATISTICA) [84] oraz wykorzystano wyżej opisane testy na normalność.

Wybór odpowiedniego testu statystycznego uzależniono od spełnienia (lub nie) określonych warunków, dotyczących przede wszystkim normalności rozkładów badanych cech.

Weryfikację na normalność dokonano poniższymi sposobami:

- przez zbudowanie wykresu (histogramu) i ocenianie wizualnej. Ten sposób jest przydatny, tam gdzie postać rozkładu nie budzi wątpliwości, że rozkład nie jest normalny,
- wizualną ocenę na podstawie utworzonego przez program STATISTICA tzw. „wykresu normalności”. Rozkład można uznać za zbliżony do normalnego, jeżeli punkty na wykresie leżą na linii prostej lub są bliskie linii prostej,
- za pomocą testów zgodności (m.in. testu normalności Shapiro-Wilka, testu Kolmogorowa, itd.).

4. Wnioskowanie statystyczne w warunkach małych i bardzo małych próbek

W praktyce dokonywanie wnioskowania statystycznego w warunkach małych i bardzo małych próbek oznacza duże kłopoty i problemy, ponieważ powszechna wiedza oraz dostępna literatura i opracowania naukowa są nieliczne na ten temat.

Podstawowe rodzaje wnioskowania statystycznego to estymacja oraz weryfikacja [17, 29, 41, 92].

Estymacja:

Ocenianie statystyczne można dokonać poprzez estymację, która może być punktowa lub przedziałowa. Generalnie trzeba stwierdzić, że estymacja punktowa nie jest szczególnie dobra przy małych i bardzo małych próbach, gdzie zaleca się estymację przedziałową.

Otrzymane na podstawie badań empirycznych wartości zmiennej losowej oszacowuje się za pomocą estymatora punktowego (jednak praktycznie tylko dla licznosci $n > 35$) danego parametru rozkładu statystycznego. Wyznaczanie estymatorów jest opisane w wielu pozycjach literaturowych [6, 29, 65, 113]. Najczęściej szacowanym parametrem populacji generalnej jest wtedy średnia wartość badanej cechy mierzalnej. W dokonywanych analizach bardzo często wykorzystuje się jedynie wynik estymacji punktowej dla średniej.

Przy małych i bardzo małych próbkach znacznie pewniejsza jest jednak metoda estymacji przedziałowej, gdzie dokonuje się szacunku przedziału (zwanego przedziałem ufności), który obejmie prawdziwą wartość parametru z przyjętym z góry prawdopodobieństwem. Dla poszczególnych parametrów populacji przedziały ufności wyznacza się z rozkładów statystyk, będących estymatorami punktowymi poszczególnych parametrów. Najlepszym estymatorem wartości oczekiwanej m populacji generalnej jest średnia arytmetyczna \bar{x} z próby:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i \quad (24)$$

gdzie: x_i - wartość i-tej obserwacji, n - całkowita liczba obserwacji.

Jeżeli odchylenie standardowe σ nie jest znane, to wyznaczamy przedział ufności w oparciu o rozkład t-Studenta wg wzoru w którym σ zastąpiono przez empiryczne odchylenie standardowe S_x :

$$P\left(\bar{X} - t_\beta \frac{S_x}{\sqrt{n-1}} < m < \bar{X} + t_\beta \frac{S_x}{\sqrt{n-1}}\right) = 1 - \beta \quad (25)$$

gdzie: S_x – empiryczne odchylenie standardowe,

t_β - współczynnik pobrany z tabeli rozkładu t-Studenta przy ustalonym poziomie ufności $1 - \beta$ i $df = n - 1$ stopni swobody w taki sposób, by spełniona była relacja

$$P\{-t_\beta < t < t_\beta\} = 1 - \beta. \quad (26)$$

Weryfikacja – testowanie:

Ocenianie statystyczne można dokonać poprzez weryfikację, którą może być zrealizowana przez tzw. testy zgodności lub przez testy dla hipotezy, że dwie próbki pochodzą z jednej populacji [29]. Zdecydowanie lepszym sposobem weryfikacji dla małych i bardzo małych próbek jest weryfikacja na zgodność.

Badanie testu zgodności polega na sprawdzeniu zgodności przyjętego rozkładu teoretycznego z rozkładem doświadczalnym, otrzymanym z badania próbki. Przyjmuje się jeden rozkład teoretyczny i określa się jego hipotezę zerową H_0 . Jeżeli stwierdzi się istotną różnicę pomiędzy hipotezą H_0 a wynikami empirycznymi, to hipotezę H_0 należy uznać za wątpliwą. Jeżeli jednak powstała różnica jest mało istotna, hipotezę można uznać za sprawdzoną, która nie koniecznie musi być prawdziwa. Poprawność hipotezy H_0 dopiero potwierdza wielokrotne jej sprawdzenie różnymi testami.

W praktyce występuje dużo testów zgodności. Najczęściej stosowane testy χ^2 Pearsona i test λ -Kołmogorowa. Zasadniczo testy te polegają na zestawianiu odpowiedniej statystyki odchyłeń pomiędzy wartościami doświadczalnymi z próbki a rozkładem teoretycznym. Statystyka ma wtedy postać $U_n(n_i - n_{ti})$, gdzie: n_i - realizacja z próbki w i-tym przedziale, n_{ti} - wartość otrzymana z rozkładu teoretycznego. Powyższe zestawienia mogą być konstruowane w taki sposób, aby były asymptotycznie zbieżne na przykład do rozkładu χ^2 Pearsona lub granicznego λ -Kołmogorowa. Otrzymane wartości statystyki U_n trzeba porównać z odpowiednim kwantylem rozkładu granicznego statystyki U , tak aby była spełniona relacja:

$$P(U \geq U_\beta) = \beta \quad (26)$$

Załącznik Z-2. Przykładowy raport z uszkodzenia wyłącznika w polu filtra po polskiej stronie w dniu 8 stycznia 2009 roku na łączu Szwecja-Polska

 <p>SwePol Link Poland The Swedish-Polish HVDC interconnection</p>	<p>HVDC Słupsk</p> <p>Outage Report No. 01/PL/2009</p>
	<p>Outage time from 2009-01-08 07:02:49 to 2009-01-09 00:04:11</p>

1. BACKGROUND

Description:

The link was stopped from 08-01-2009, 07:02:49 to 09-01-2009, 00:04:11

On 08.01.2009 at 05.55 the dispatcher from Polish side set the power in accordance with daily schedule at 257MW. The circuit breaker closed properly. No alarm which would indicate inefficiency of one of the circuit breakers appeared. At 06.58 the dispatcher set the power at 0MW in accordance with daily schedule. The system behaved correctly reducing the power to 0MW. At 07.02 was sent signal to open the circuit breaker in the field of harmonics filter. At that moment, the alarm: "AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker Unsynchronized Open" in the circuit breaker on the phase L1 appeared.

The circuit breakers of phases harmonic filter L2 and L3 opened but the circuit breaker on phase L1 in the field AC Yard Z11_Q1 remained closed. Moreover, we found the damaged circuit breaker (Type: BLG 1002, Number: 8422417, Order 208137/10, Date of Production 1998, Counter 1412).

That is why the trip signal came from the DC Słupsk Station and the circuit breakers Q12 and Q13 in the bridges M1C and M1B opened at the AC station.

Alarm List:

A	2009.01.08	07:02:49:285	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase L1, Unsynchronized Open	Minor
B	2009.01.08	07:02:49:296	AC Filter Z11_Q1	Connect Off	Normal
B	2009.01.08	07:02:49:296	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L1 Close ind	Minor
B	2009.01.08	07:02:49:296	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L2 Open ind	Minor
B	2009.01.08	07:02:49:296	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L3 Open ind	Minor
A	2009.01.08	07:02:49:298	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L1 Close ind	Minor
A	2009.01.08	07:02:49:298	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L2 Open ind	Minor
A	2009.01.08	07:02:49:298	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy ph L3 Open ind	Minor
A	2009.01.08	07:02:49:300	System Supervision	Minor Fault Present	Minor
A	2009.01.08	07:02:49:302	System Supervision	Severe Fault Present	Warning
B	2009.01.08	07:02:49:302	System Supervision	Minor Fault Present	Minor
B	2009.01.08	07:02:49:303	Switchover logic	PCP B Active	Normal
A	2009.01.08	07:02:49:304	Switchover logic	PCP A Off	Normal
B	2009.01.08	07:02:49:304	Switchover logic	PCP B Off	Normal
A	2009.01.08	07:02:49:305	Switchover logic	PCP A out of Standby	Warning
A	2009.01.08	07:02:49:309	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy Trip	Emergency
A	2009.01.08	07:02:49:312	AC Filter Z11_Q1	Connect Off	Normal
B	2009.01.08	07:02:49:316	System Supervision	Severe Fault Present	Warning
B	2009.01.08	07:02:49:322	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Phase discrepancy Trip	Emergency
B	2009.01.08	07:02:49:332	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Locked Out	Warning
A	2009.01.08	07:02:49:333	AC Yard Z11_Q1 AC Filter Breaker	Locked Out	Warning


2. ACTIONS TAKEN

Description:

Period 2009-01-08 to 2009-01-09

- The service company to circuit breaker was organized.:
PSUE
Tadeusz Lukaszewicz
Franciszka Sokola 144
81 601 Gdynia
Tel. +48 601 820 075
- Spare circuit breaker was disassembled and the arm, lever and pivot were taken out ->PSUE.
- The broken arm, lever with bearing, pivot, two springs and casing were replaced -> PSUE.
- Readjustment in accordance with the ABB rules ->PSUE.
- Continuity of the line was checked. The cables were checked and some damage was discovered -> PSE.
- The cables from the operational circuit breaker on the phase L1 from the field AC Yard Z11_Q2 (shunt capacitor) were borrowed for the faulty the circuit breaker ->PSE.
- The broken cables were replaced ->PSE.
- Lockout was made in cubicle S2.AK.AFTA+2 AC FIELD TERMINATION A and most of the signals from the circuit breaker of the shunt capacitor on the phase L1 in field AC Yard Z11_Q2 were blocked
⇒ this allowed to switch on the circuit breaker of AC Yard Filter in field AC Yard Z11_Q1

Follow-up – see Enclosure no. 1

 <p>SwePol Link Poland The Swedish-Polish HVDC interconnection</p>	<p>HVDC Słupsk</p>	<p>Outage Report No. 01/PL/2009</p>	<p>Page 1 / 2</p>
---	--------------------	--	-------------------

3. REMARKS

1. Next time it will be necessary to carry out the measures open/close time speed of circuit breakers ⇒ these measurements will be carried out while the station is off.
2. One supplements will be attached to the report: ⇒ after the measurements of the circuit breakers have been carried out.
3. We are waiting for the experts' opinion on the parts (sent to MATERIEIX) from the damaged circuit breaker.

4. CONCLUSIONS

1. Mechanism of circuit breakers have to be check once a year. A device checking the state of bearings in circuit breakers will be made.
2. We have to make protection cables. Cable guard plates will be installed in order to protect the cable against the damage in case of the breaker's breakdown (in Słupsk and Sterno).

5. THE REPORT SUPPLEMENT

Mark type of file enclosed to report and give its name

- | | |
|---|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> pictures / zipped pictures – Photos.pdf | <input checked="" type="checkbox"/> EFR – Efr-sp01.doc |
| <input checked="" type="checkbox"/> *.doc / *.pdf document – ENCLOSURE no 01.pdf | <input type="checkbox"/> drawings – |
| <input checked="" type="checkbox"/> Event_list.xls – Event List 2009 01 08-09.xls | <input checked="" type="checkbox"/> other – Daily Schedule 2009 01 08.xls
Vatenfall Report 2009 01 10.doc |
| <input checked="" type="checkbox"/> TFR – TFR 2009 01 08 | |

6. SPECIFICATION CONNECTED WITH OUTAGE

- 2009-P-10 - Repair of damaged circuit breaker on the Contune
- 2009-P-10/1 - Assembly and preparation of the incomplete spare breaker to dispatch
- 2009-P-10/2 - Dispatch to expert opinion of damage parts
- 2009-P-10/3 - Purchase: plug, pin and made signal cable guard plate
- 2009-P-10/4 - Assembled take out cables on Shunt Capacitor

issued:	DATE: 2009-02-22	by: Darek Karcz Name and Surname	 PSE- Północ S.A. HVDC Department POLSKIE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE-PÓLNOC Spółka Akcyjna ul. Warszawa Polska 19 04-144 Warszawa tel. (0-22) 279 82 00 fax (0-22) 222 98 00 http://www.pse.pl
revised:	DATE: 2009-02-22	by: Kazimierz Plata Name and Surname	

Załącznik Z-3. Przykładowy meldunek dla producenta z zakłócenia w dniu 8 stycznia 2009 roku o godzinie 7.02 na łączu Szwecja-Polska



Equipment Failure Record

SwePol Link

Report No: EFR-SP-01/2009

Reporting terminal: Sternö

Slupsk

Occurrence/ Discovery
Fault discovered during
Subsystem
 (Station part)

Date: **08-01-2009**

Time: **07:02:49**

- | | | |
|---|---|--------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Commissioning | <input checked="" type="checkbox"/> Operation | <input type="checkbox"/> Maintenance |
| <input type="checkbox"/> HVDC Equipment | <input checked="" type="checkbox"/> AC Yard | <input type="checkbox"/> AC filters |
| <input type="checkbox"/> Synchr. Comp. | <input type="checkbox"/> Telecom. | <input type="checkbox"/> Aux. Power |
| <input type="checkbox"/> Alarm System | <input type="checkbox"/> Fire Protection | <input type="checkbox"/> Lighting |
| <input type="checkbox"/> Other: | | |

Main Equipment Type

- | | | |
|---|---|--|
| <input type="checkbox"/> Transf./Reactor Oil type | <input type="checkbox"/> Filter Capacitor | <input type="checkbox"/> Disc./Ground Switch |
| <input type="checkbox"/> Reactor, Air type | <input type="checkbox"/> Filter resistor | <input checked="" type="checkbox"/> Breaker |
| <input type="checkbox"/> Thyristor valve | <input type="checkbox"/> Cabling | <input type="checkbox"/> Arrester |
| <input type="checkbox"/> Control & Protection | <input type="checkbox"/> Transducer | <input type="checkbox"/> Bushing |
| <input type="checkbox"/> Valve cooling | | |
| <input type="checkbox"/> Other: | _____ | |

Manufacturer/supplier
Faulty unit

ABB Switchgear AB

Article:

Article no:

**Operating mechanism 1-pole
 operation (the tripping mechanism's
 pull-rod)**

BLG 1002 A

Item design.:

Serial no:

Faulty Compon. in unit

- | | | |
|--|--------------------------------------|--|
| <input type="checkbox"/> Semiconductor | <input type="checkbox"/> Switch | <input type="checkbox"/> Piping |
| <input type="checkbox"/> Capacitor | <input type="checkbox"/> Cable | <input type="checkbox"/> Heat Exchange |
| <input type="checkbox"/> Resistor | <input type="checkbox"/> Fuse | <input type="checkbox"/> Motor |
| <input type="checkbox"/> Reaktor | <input type="checkbox"/> Insulator | <input type="checkbox"/> Bering |
| <input type="checkbox"/> MCC | <input type="checkbox"/> Light Guide | <input checked="" type="checkbox"/> Mechanical Structure |
| <input type="checkbox"/> Other: | | |

Item design.:

Article no:

Type of failure

- | | | |
|--|--|--|
| <input type="checkbox"/> Short Circ/Flash Over | <input type="checkbox"/> Operator Error | <input checked="" type="checkbox"/> Mechanical Fault |
| <input type="checkbox"/> Open Circuit | <input type="checkbox"/> Computer Progr Terror | <input type="checkbox"/> Leakage |
| <input type="checkbox"/> Burned | <input type="checkbox"/> Setting | <input type="checkbox"/> Unknown |
| <input type="checkbox"/> Other: | | |

Action Taken

- | | | |
|--|--|---------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Reset | <input checked="" type="checkbox"/> Replaced | <input type="checkbox"/> Repair |
| <input type="checkbox"/> Design Change | <input type="checkbox"/> Deferred to Maintenance | |
| <input type="checkbox"/> Other: | _____ | |

Fault report No.

Broken coupling link in WA_Z11_Q1_L1 filter breaker during opening operation caused that main breaker contacts didn't opened. Opening spring & breaker pull-rod fell out through bottom cover & damaged some cable connections.

Ref. to other documents

DOR No:

Date/Signature: 14.01.2009 Piotr Ladach
 (ABB Internal) **S49.** _____