Politechnika Wrocławska

„Przyczyny i skutki blackoutu w SEE”

dr hab. inż. Marcin Habrych, prof. uczelni

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

Warszawa, 5-6.11.2026

unite! University Network for Innovation, Technology and Engineering

HR EXCELLENCE IN RESEARCH

Evaluated by IEP INSTITUTIONAL EVALUATION PROGRAMME www.iep-qaa.org

Politechnika Wrocławska

Plan prezentacji

- Automatyki przeciwawaryjne,
- Deficyt mocy czynnej w SEE; automatyka SCO,
- Deficyt mocy biernej w SEE; automatyka SNO,
- Wpływ GR na działanie zabezpieczeń elektroenergetycznych,
- Analiza wybranych awarii,
- Podsumowanie.

Politechnika Wrocławska

Automatyki przeciwawaryjne

Zakłócenia mają charakter losowy i czasami zdarza się nietypowe zakłócenie o znacznie silniejszym niż zwykle wpływie na pracę SEE. Przykładem może tu być kilka szybko po sobie następujących zwarć i wyłączeń wielu elementów SEE.

Nietypowe silne zakłócenia mogą doprowadzić do awarii systemowej, polegającej na utracie zdolności SEE do zasilania odbiorców na dużym obszarze lub nawet w całym SEE.

Przykładami zjawisk prowadzących do awarii systemowych mogą być:

– **utrata stabilności napięciowej** - objawiająca się nadmiernym zmniejszeniem się wartości napięć w sieci, a w skrajnym przypadku załamaniem napięcia (lawina napięcia),

– **utrata stabilności kątowej** - objawiająca się utratą synchronizmu generatorów synchronicznych,

– **utrata stabilności częstotliwościowej** - objawiająca się nadmiernym zmniejszeniem się częstotliwości w SEE, a w skrajnym przypadku jej załamaniem (lawina częstotliwości),

– **kaskadowe wyłączenie elementów sieci**.

Politechnika Wrocławska

Automatyki przeciwawaryjne

Dla przeciwdziałania powstawaniu awarii systemowych do SEE wprowadza się dodatkowe ***automatyki przeciwawaryjne*** *(emergency control) nazywane także* ***zabezpieczeniami specjalnymi*** *(special protection) lub* ***zabezpieczeniami wielkoobszarowymi*** *(wide-area protection).*

Jeśli nie zadziała automatyka przeciwawaryjna to następuje utrata stabilności SEE i tym samym utrata zdolności zasilania odbiorców. Działania automatyki przeciwawaryjnej muszą być bardzo szybkie, a więc w pełni automatyczne (bez udziału człowieka).

Sposoby oddziaływania automatyki specjalnej:

Automatyki przeciwawaryjne oddziałują na wyłączniki wybranych elementów systemu lub też regulatory automatyki regulacyjnej.

Politechnika Wrocławska

Sposoby oddziaływania automatyki przeciwawaryjnej

Sposoby oddziaływania automatyki przeciwawaryjnej	Zjawiska w SEE			
	Stabilność napięciowa	Stabilność kątowa	Stabilność częstotliwościowa	Kaskadowe wyłączenia w sieci
Wyłączenie części generatorów		+		+
Szybka regulacja turbin		+		
Załączanie rezystorów hamujących		+		
Uruchomianie rezerwowych źródeł	+		+	+
Załączanie kompensatorów mocy biernej	+	+		+
Sterowanie urządzeń FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*; np. SVC, STATCOM, UPFC)	+	+		+
Odciążanie podczęstotliwościowe SCO			+	
Odciążanie podnapięciowe SNO	+			
Sterowanie połączeń prądu stałego	+	+	+	
Blokowanie regulacji przekładni transf.	+		+	
Chwilowe przerywanie połączeń sieci	+	+	+	
Dzielenie systemu na wyspy	+	+		

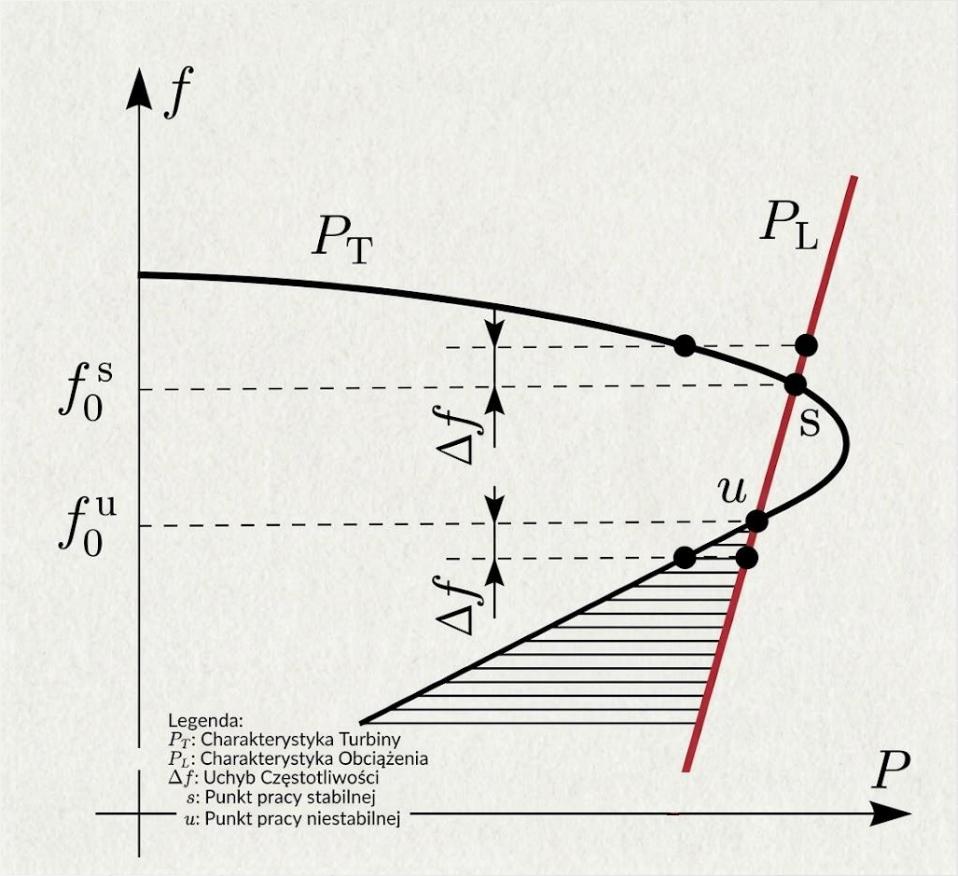
Deficyt mocy czynnej; automatyka SCO

- Naruszenie bilansu mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym powoduje zmianę częstotliwości.
- Jedynym środkiem przeciwdziałania temu jest doprowadzenie do wyrównania bilansu zwiększając moc czynną wytwarzaną lub zmniejszając pobór mocy czynnej.

Pierwszy sposób realizowany jest poprzez:

- Regulację mocy czynnej i częstotliwości turbozespołów,
- Przejście hydrozespołów szczytowo-pompowych do pracy generatorowej,
- Uruchomienie rezerw np. magazynów energii,
- Uruchomienie turbin gazowych,
- Automatycznie realizowane zwiększenie importu mocy z systemów współdziałających.

- W normalnych warunkach ruchowych zmiany częstotliwości utrzymywane są w dopuszczalnych granicach (50 Hz±0,5 Hz) przez układy regulacji mocy i częstotliwości.
- Jeżeli w systemie istnieje rezerwa wirująca, to obniżenie się częstotliwości spowoduje dociążenie generatorów wskutek działania regulatorów obciążenia.
- Po wyczerpaniu możliwości wzrostu mocy generowanej dalszemu obniżaniu się częstotliwości towarzyszy zmniejszenie mocy generowanej.



Politechnika Wrocławska

- Podczas awarii systemowych może dojść do dużych deficytów mocy czynnej w węzłach wytwórczo-odbiorczych, co może spowodować duże i szybkie zmiany częstotliwości.

- Jeżeli brak jest rezerwy wirującej lub układy regulacji działają zbyt wolno, to może dojść do tzw. **lawiny częstotliwości.**

- W celu zapobiegania nadmiernemu obniżaniu się częstotliwości stosuje się automatykę **SCO**, która przy spadku częstotliwości wyłącza część mniej ważnych odbiorów.

- Moc przewidywaną do wyłączenia przez urządzenia SCO dzieli się na kilka stopni, odpowiadających różnym poziomom częstotliwości.

Politechnika Wrocławska

Wymagania stawiane układom SCO

Zadaniem układów SCO jest samoczynne zbilansowanie mocy czynnej w częściach systemu, w których wystąpił awaryjny deficyt mocy.

Automatyka SCO w sposób ciągły mierzy wartości napięć fazowych załączając pomiar wartości częstotliwości i porównuje te wartości z zadanymi przez użytkownika.

Przekroczenie progów częstotliwości powoduje wygenerowanie kolejnych sygnałów do wyłączeń odbiorów. Wymagania stawiane układom automatyki SCO (Samoczynnego Częstotliwościowego Odłączania) wynikają bezpośrednio z europejskich kodeksów sieciowych, w szczególności z:

- rozporządzenia NC DC (Network Code on Demand Connection),
- rozporządzenia NC ER (Network Code on Emergency and Restoration).

Wymaganie te zostały zapisane w IRIESP.

Politechnika Wrocławska

Wymagania stawiane układom SCO

- **Czas zadziałania**: Podstawowy czas zadziałania układu SCO dla nowo instalowanych i modernizowanych urządzeń podlegających wymogom NC DC wynosi maksymalnie **150 ms**.
- **Zakres nastaw częstotliwości**: Przekaźnik SCO musi umożliwiać precyzyjne nastawianie progu częstotliwości w zakresie od **47,00 Hz do 50,00 Hz** ze zmianą skokową co **0,05 Hz**.
- **Zwłoka czasowa**: Układ musi zapewniać możliwość ustawienia dodatkowej zwłoki czasowej w przedziale od **0,05 s do 1 s** ze zmianą skokową co **0,05 s**.
- Czas własny przekaźnika: nie większy niż 100 ms.
- Zakres napięciowy: poprawna praca w zakresie od 0,5 do 1,1 Un.
- Dokładność pomiaru częstotliwości: nie mniejsza niż 10 mHz.
- Blokada napięciowa: możliwość zastosowania blokady w uzgodnionych z OSP przypadkach.

Politechnika Wrocławska

Wymagania stawiane układom SCO

- OSP określa zmiany wartości mocy czynnej wyłączanej przez automatykę SCO z podziałem pomiędzy poszczególnych OSD (dla każdego obszaru sieci dystrybucyjnej), w terminie do 31 marca każdego roku.
- Wartości mocy są wyliczane dla poszczególnych stopni SCO w odniesieniu do szczytowego obciążenia KSE. Poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub wyższym powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. OSD powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości co najmniej 50% zapotrzebowania szczytowego.
- Odbiorca przyłączony bezpośrednio do sieci przesyłowej powinien zapewnić możliwość wyłączania przez automatykę SCO mocy w wysokości do 50% maksymalnego zapotrzebowania szczytowego.

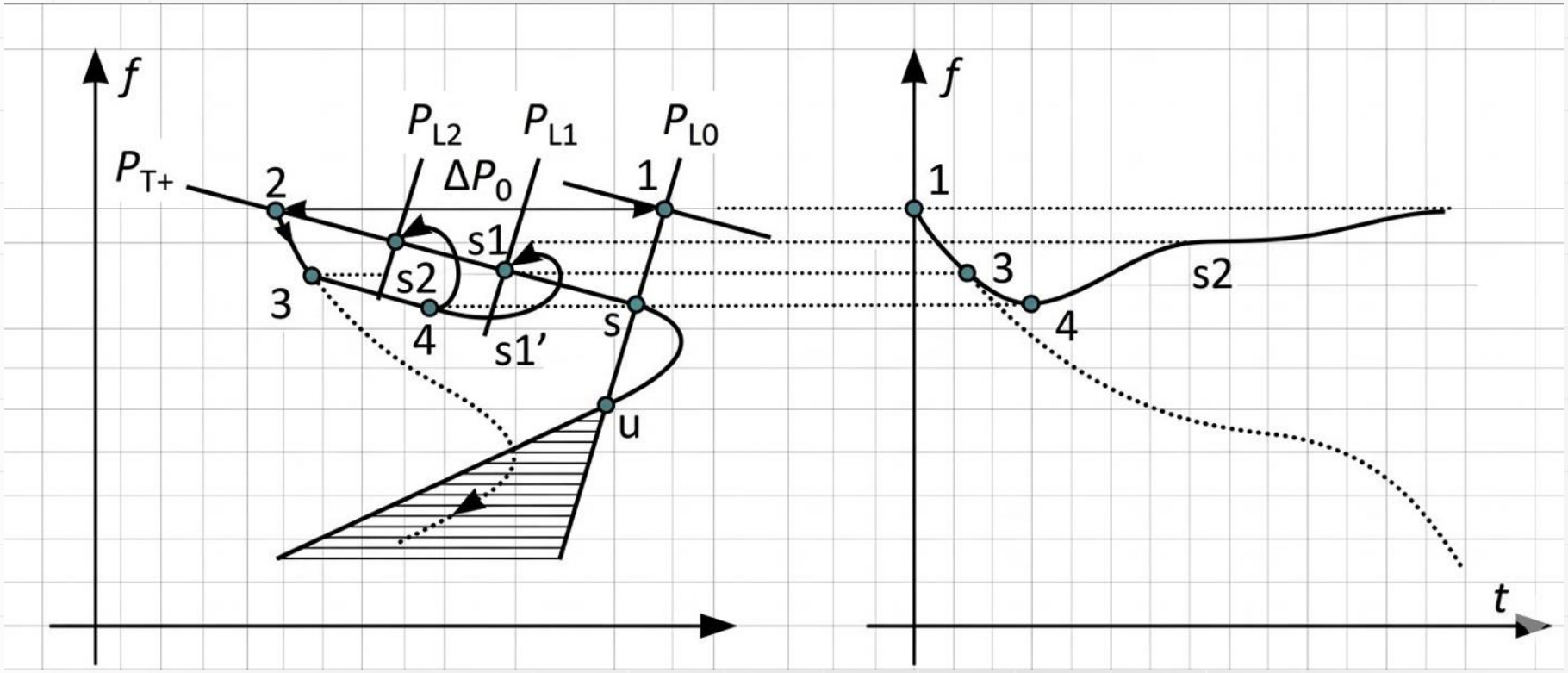
Politechnika Wrocławska

Wymagania stawiane układom SCO

Wartość mocy wyłączana przez automatykę SCO z podziałem na stopnie w odniesieniu do zapotrzebowania netto

Stopnie SCO	I	II	III	IV	V	VI	SUMA
Częstotliwość [Hz]	49,0	48,7	48,5	48,3	48,1	48,0	-
Wartości mocy wyłączanej	10%	8%	8%	8%	6%	5%	45%

Wpływ działania automatyki SCO na zmiany częstotliwości wywołane dużym ubytkiem generacji mocy czynnej



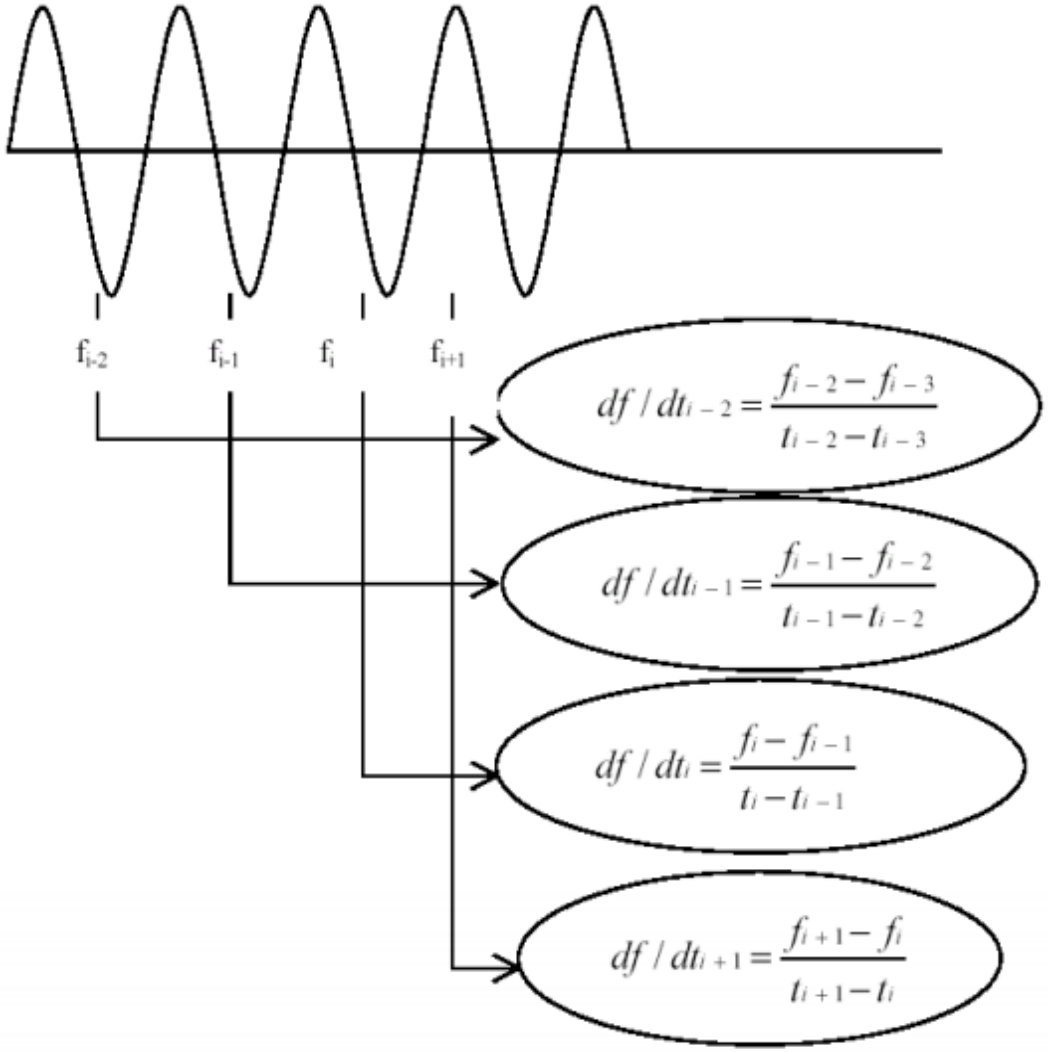
1 – początkowy punkt pracy P_{L0} z małą rezerwą wirującą, ΔP_0 – ubytek mocy wytwarzanej,
2 – nowy punkt pracy na charakterystyce statycznej
2 -3 - przebieg bez działania SCO – szybka zmiana f i lawina częstotliwości,
3 – uruchomienie pierwszego stopnia SCO i redukcja obciążenia do P_{L1} – wolniejsza zmiana f,
4 – uruchomienie drugiego stopnia SCO i dalsza redukcja obciążenia do P_{L2}
S1, s2 – nowe, stabilne punkty pracy systemu po zadziałaniu danego stopnia SCO.

Politechnika Wrocławska

- Najczęściej spotykany zespół generatorowy w Polsce to układ turbiny parowej z generatorem synchronicznym. Turbina jest bardzo wrażliwa na odchyłki częstotliwości od częstotliwości znamionowej, ponieważ może to grozić rezonansem łopatek turbiny, a w konsekwencji jej uszkodzeniem.
- Spadek częstotliwości jest niebezpieczny również dla generatora, bowiem może spowodować wypadnięcie z synchronizmu oraz powstanie niebezpiecznego wzrostu prądu w obwodzie generatora.
- Gwałtowne zmniejszenie obciążenia generatora także jest niepożądane, ponieważ może powodować wzrost prędkości obrotowej (rozbieganie się generatora), ponadto podczas powrotu obciążenia i zaniku kołysań systemu generator nadal pozostaje w stanie nieustalonym.
- Podczas spadku częstotliwości dochodzi do otwarcia zaworu z parą w celu zwiększenia mocy i podniesienie częstotliwości do znamionowej, i na odwrót, podczas wzrostu częstotliwości zawór z parą zastaje przymknięty w celu zmniejszenia częstotliwości.

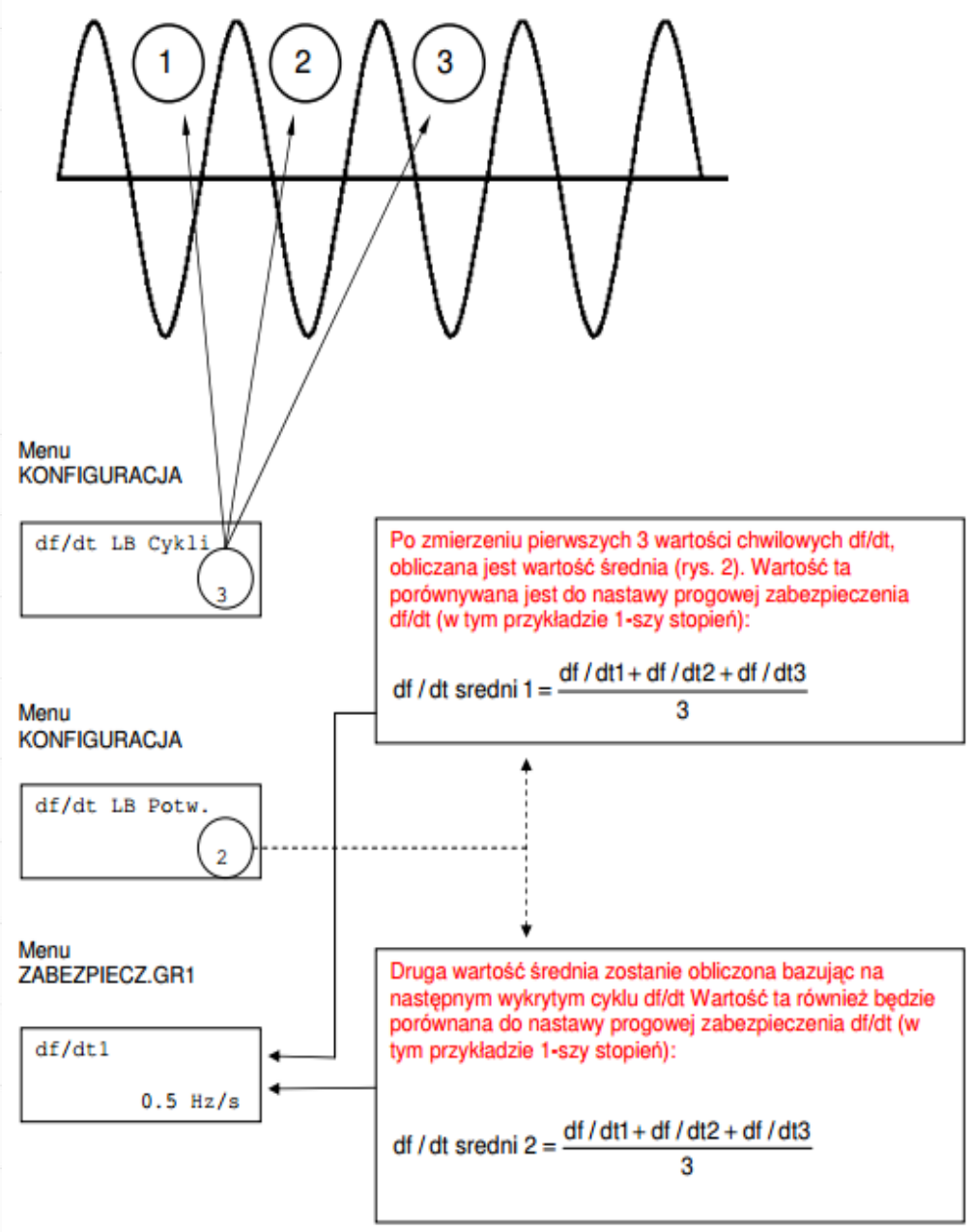
- Generator posiada rezerwę wirującą czyli zapas mocy powstały z masy wirującej. Jednak taka moc jest ograniczona i daje jedynie czas na sterowanie zaworem pary plus niewielki zapas buforowy mocy.
- Głównym celem samoczynnego częstotliwościowego odciążania jest niedopuszczenie do blackout-u (inaczej mówiąc całkowitego wyłączenia systemu elektroenergetycznego spowodowanego brakiem mocy w systemie).

Kryterium ROCOF

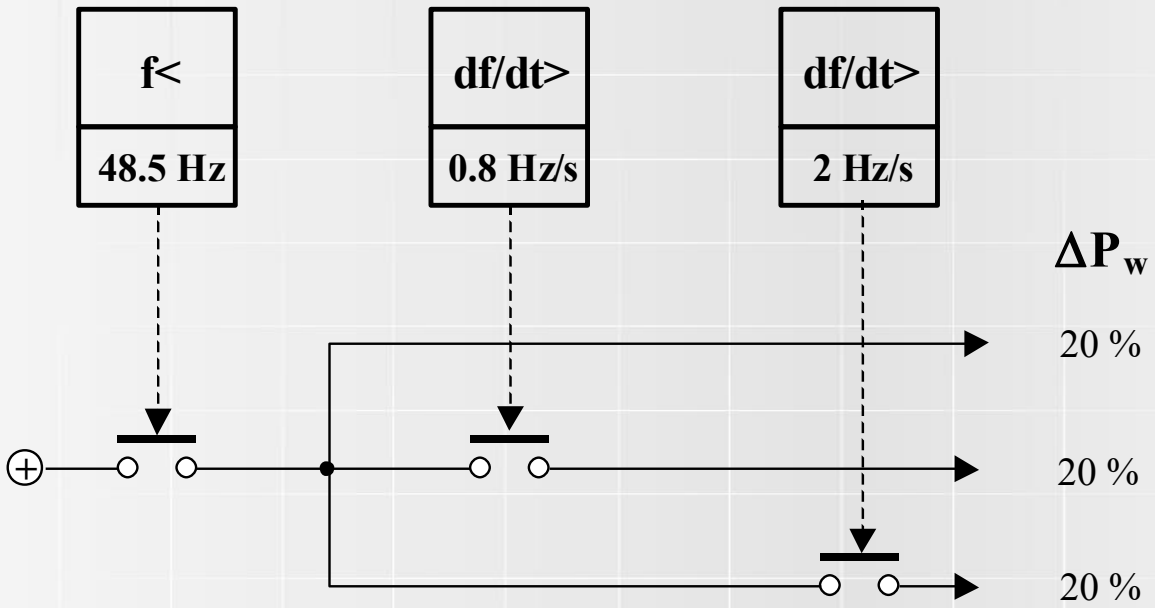


Sposób pomiaru szybkości zmian częstotliwości w czasie (df/dt) bazującej na wartościach częstotliwości.

Kryterium ROCOF



Sposób pomiaru oraz obliczania wartości średniej df/dt dla kolejnych progów df/dt.



Uproszczony schemat ideowy układu SCO z dodatkowymi członami mierzącymi szybkość zmian częstotliwości w czasie ***df/dt****.*

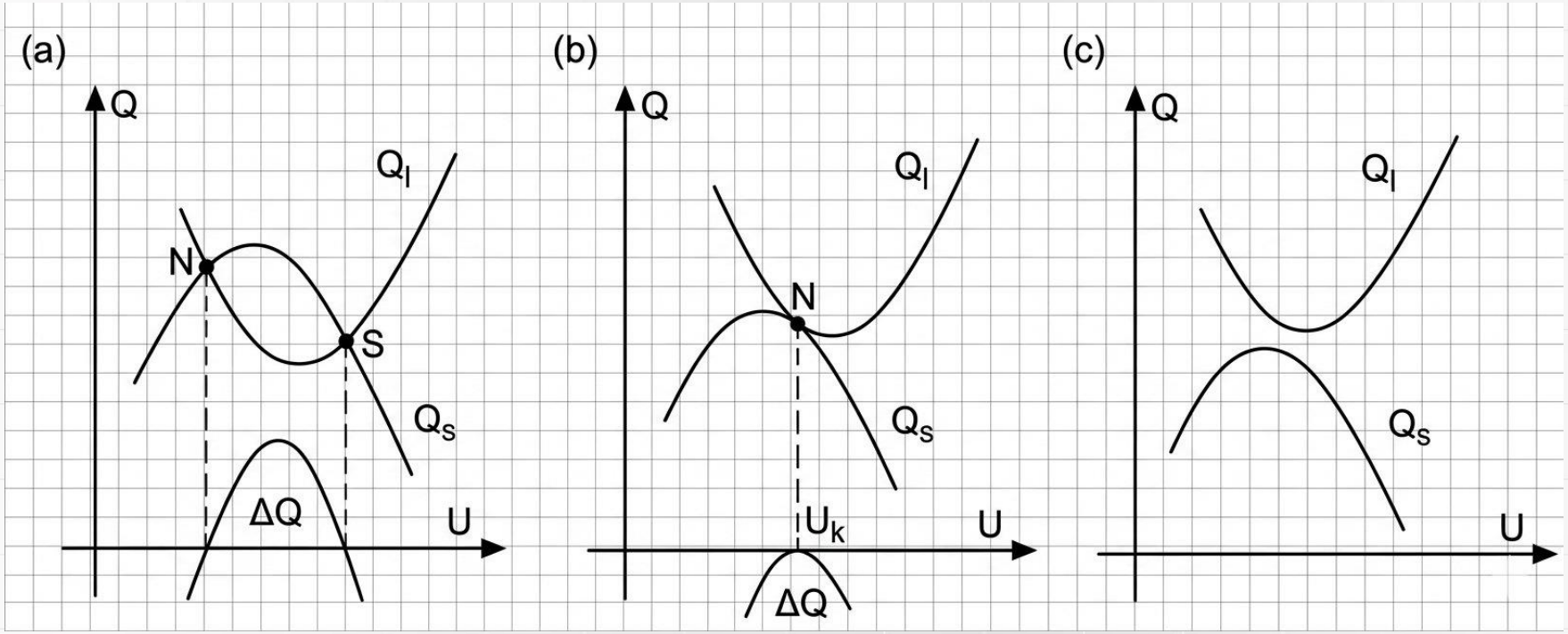
Deficyt mocy biernej; automatyka SNO

Obciążenie źródła $P_S(U)=P_L(U)$, zatem:

$$Q_S = \sqrt{(\frac{EU}{X})^2 - [P_L(U)]^2} - \frac{U^2}{X}$$ **- charakterystyka wytwarzania**

- Wzrost mocy czynnej odbioru $P_L(U)$ obniża charakterystykę wytwarzania Q_S.
- Wzrost mocy biernej odbioru $Q_L(U)$ powoduje podnoszenie się charakterystyki odbioru Q_L
- Zawęża się przedział napięcia między punktami N i S, aż przy pewnym obciążeniu obydwie charakterystyki mają tylko jeden punkt wspólny, który jest punktem niestabilnym N.

Wzajemne położenie charakterystyk wytwarzania i odbioru- punkty równowagi



- Źródło i odbiór mogą pracować ze sobą tylko w tych punktach, w których $Q_L(U)=Q_S(U)$, czyli w punktach przecięcia się obu charakterystyk, zwanych punktami równowagi.

- Punktem trwałej pracy stabilnej może być tylko punkt równowagi stabilny lokalnie; S – punkt trwałej pracy stabilnej; N - punkt pracy niestabilnej.

Politechnika Wrocławska

Ogólne zasady realizacji automatyki SNO

1) Układ SNO powinien być skoordynowany z zabezpieczeniami i układami regulacji w celu niereagowania na chwilowe zapady napięcia, czy długotrwałe zwarcia itd.

2) Opóźnienie czasowe działania układu SNO powinno być odstrojone od czasu działania zabezpieczeń rezerwowych.

3) Napięcie mierzone przez układ SNO musi być pobrane z przekładników pomiarowych zainstalowanych powyżej przełączników zaczepów (górne napięcie transformatorów).

4) Napięciowy próg działania SNO powinien być wyższy od napięcia krytycznego wyznaczonego na krytycznej krzywej nosowej z uwzględnieniem współczynnika bezpieczeństwa o rozsądnej wartości.

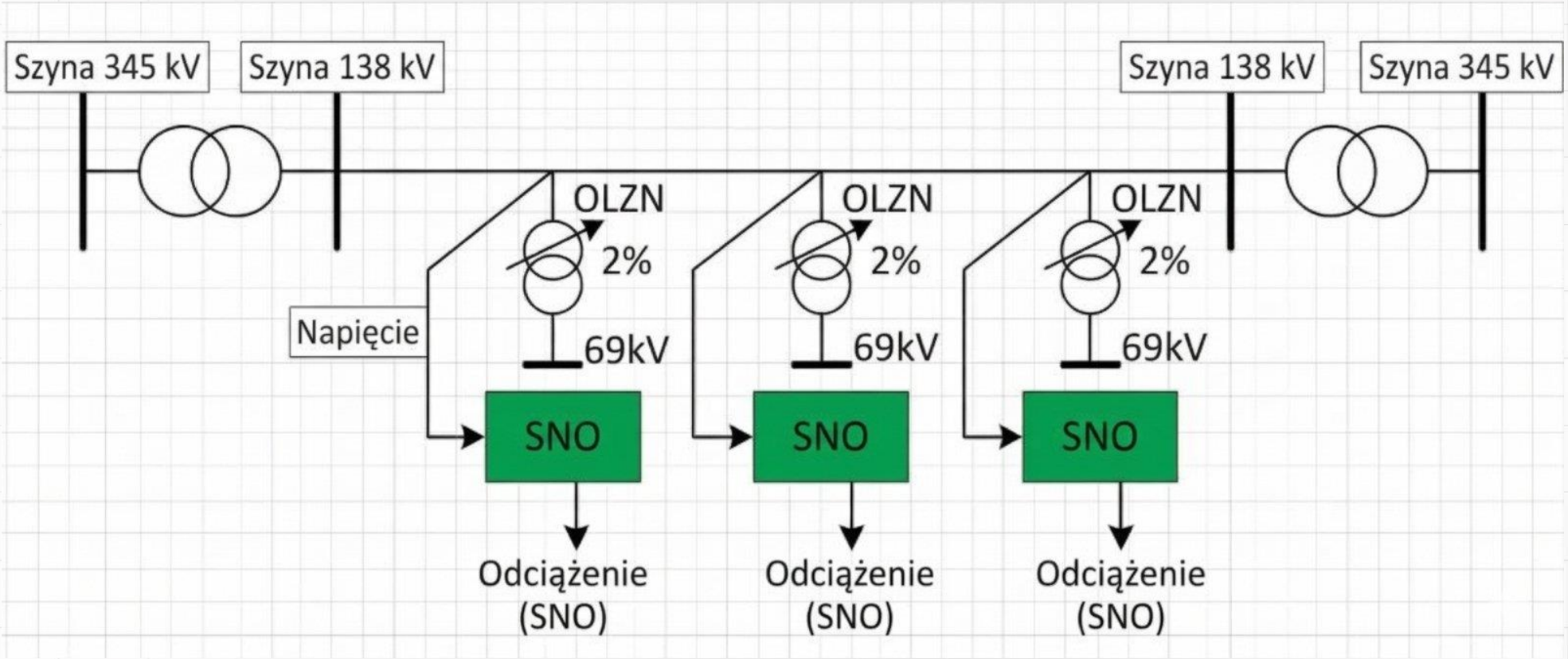
5) Nastawienia SNO powinny być skoordynowane dla wszystkich układów zainstalowanych w danym regionie.

6) Działanie lokalnych układów SNO powinno wykorzystywać dodatkowe warunki logiczne zapewniające niezawodne działanie i zapobiegające działaniom niepotrzebnym.

7) Układ SNO powinien wyłączać minimalne obciążenie, powodujące powrót napięcia do wartości dopuszczalnej.

Politechnika Wrocławska

Schemat ideowy przykładowej instalacji zdecentralizowanego układu SNO



Politechnika Wrocławska

Wpływ GR na działanie EAZ

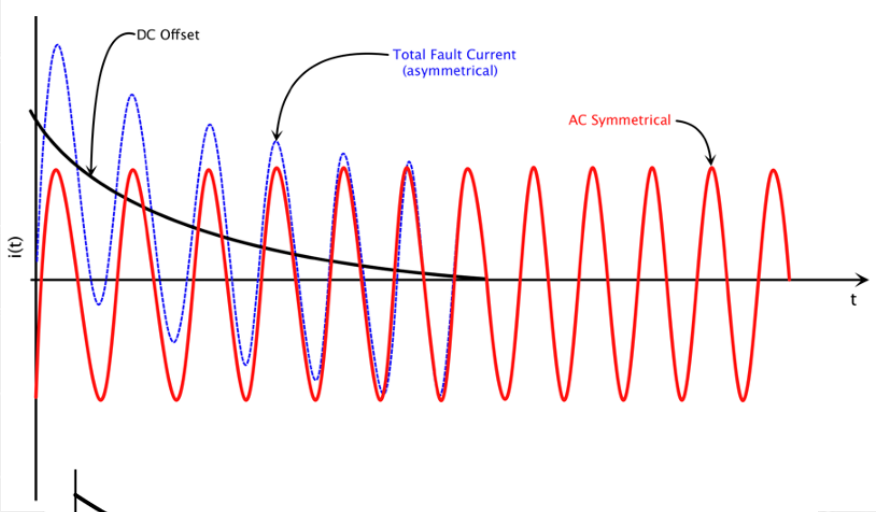
Instalacja coraz większej liczby GR może powodować niepożądane zjawiska związane z działaniem EAZ:

- Zmiana kierunku przepływu mocy,
- Nadmiarowe zadziałanie zabezpieczeń (false tripping),
- Niezadziałanie zabezpieczeń (blinding of protection),
- Nieintencjonalna praca wyspowa,
- Niesynchroniczne załączenia,
- **Zmniejszenie inercji systemu,**
- **Zmniejszenie mocy zwarciowej w systemie.**

Zjawiska te mogą również się wiązać z utratą koordynacji zabezpieczeń.

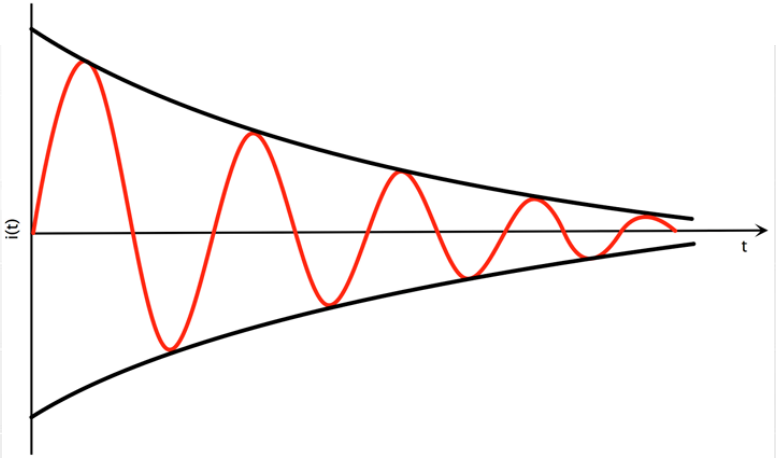
Prąd zwarciowy

- Generator synchroniczny:



Prąd asymetryczny z zanikającą składową DC (5-10I_n [1][16])

- Generator indukcyjny:

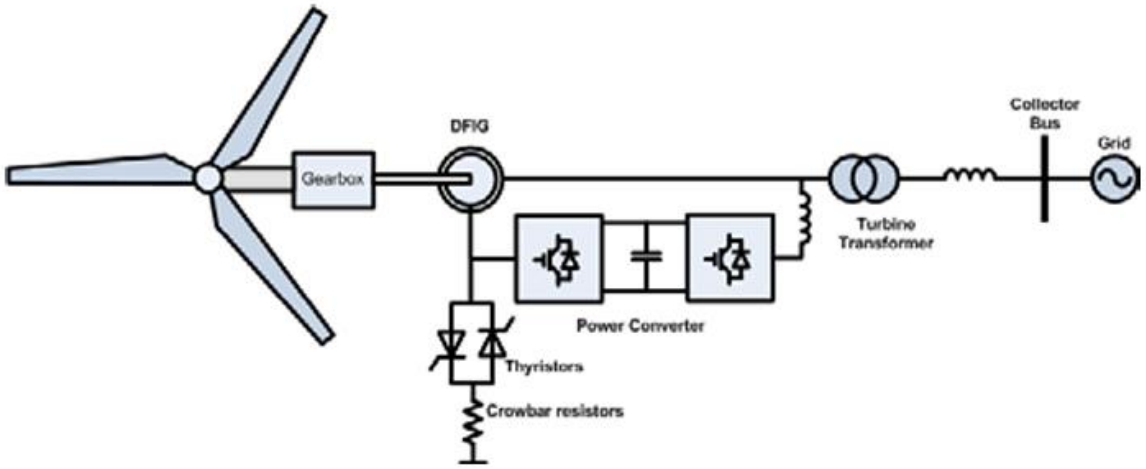


Prąd symetryczny zanikający szybko do zera (5-10I_n [1][16])

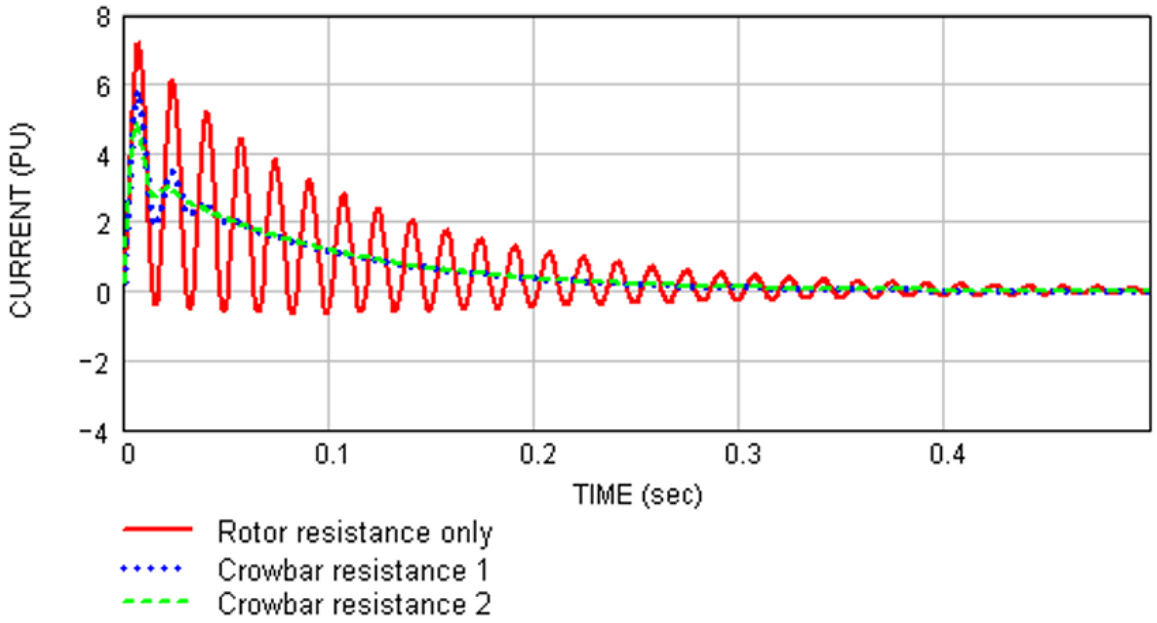
- Źródło inwerterowe – wpływ będzie zależał od poziomu napięcia i nastaw zabezpieczeń oraz typu transformatora; prąd typowo ograniczany na wartości do ok. 1,2I_n (zależy od wymogów i sposobu regulacji)

Turbiny wiatrowe – typ 3

Struktura turbiny:



Typowy prąd zwarciowy:



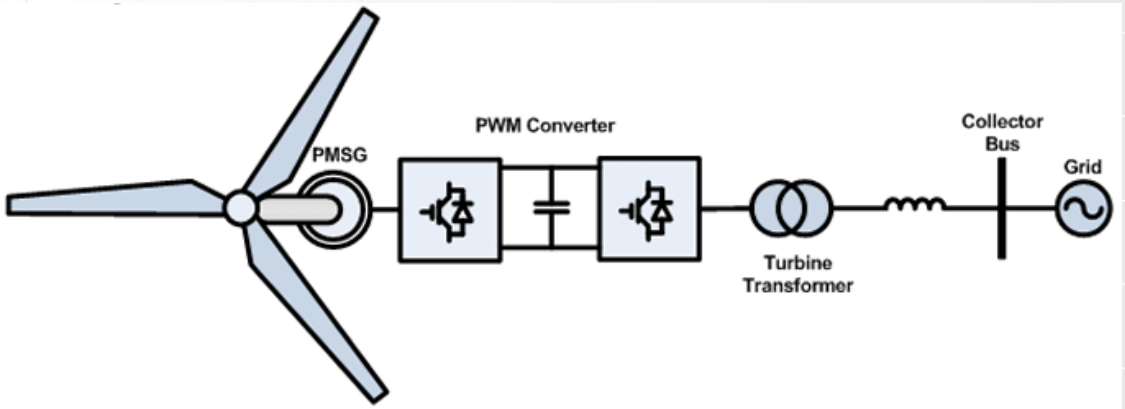
Przekształtnik zlokalizowany **jedynie** w obwodzie wirnika i dobrany na około 30% mocy generatora; zapewnia to dużo większą elastyczność w regulacji prędkości obrotowej (±30%) oraz eliminuje potrzebę kompensacji mocy biernej; dobry stosunek efektywności do kosztów.

Przekształtnik i obwody wirnika chronione przez dodatkowe zabezpieczenie – crowbar.

Początkowy prąd zwarciowy może osiągać **kilkakrotność prądu znamionowego**, jednak **prąd zwarciowy ustalony będzie bliski znamionowemu**.

Turbiny wiatrowe – typ 4

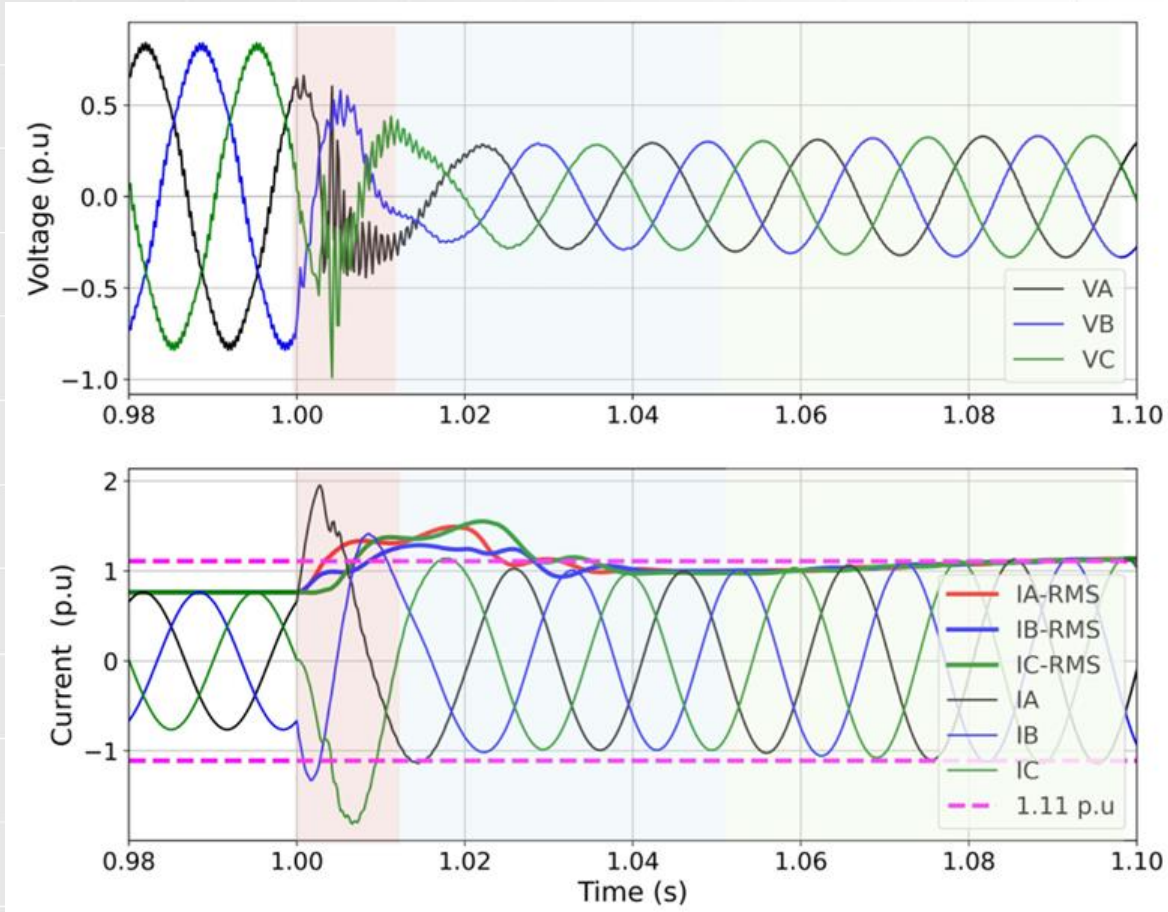
Struktura turbiny:



Przekształtnik pełnowymiarowy łączący turbinę z systemem, co pozwala na najszerszy zakres regulacji prędkości turbiny; rozwiązanie stosowane w warunkach największej zmienności prędkości wiatru, np. morskie farmy wiatrowe.

Szczytowe wartości prądów zwarciowych znacząco ograniczone; wartość ustalona ograniczona do około 1.2 wartości znamionowej prądu.

Typowe przebiegi zwarciowe:



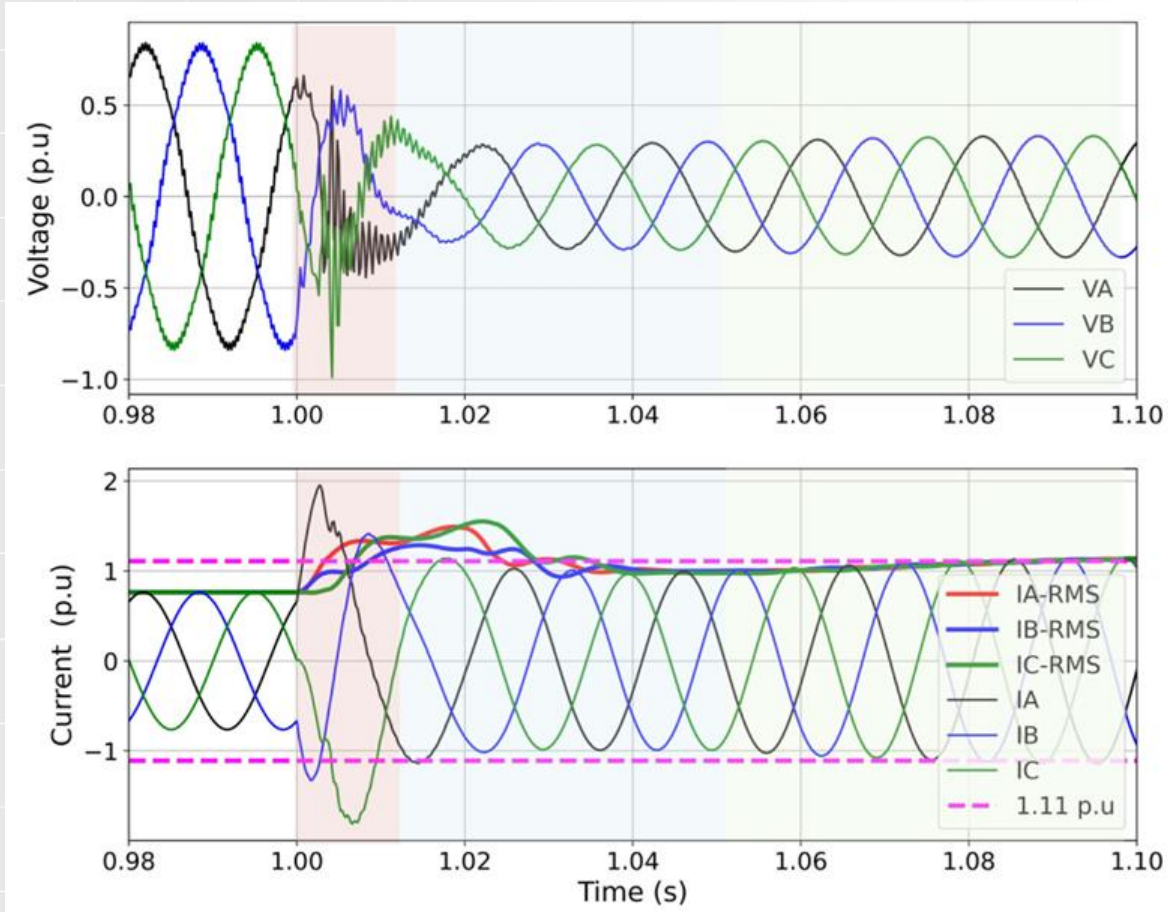
Źródła inwerterowe

Rodzaje:

- Turbina wiatrowa typu 4
- Fotowoltaika
- Magazyny energii

W przypadku źródeł inwerterowych o charakterze odpowiedzi na zakłócenia w systemie decyduje **sam przekształtnik**, a nie pierwotne źródło energii.
Źródła takie będą zachowywały się bardzo podobnie, a różnice będą wynikały z zaimplementowanych algorytmów sterowania (zależne od producentów czy wymogów dla danych typów źródeł).

Typowe przebiegi zwarciowe:



Prądy zwarciowe

Krotności przyjmowane w przypadku braku innych danych:

L.p.	Rodzaj źródła energii	Iloraz prądu zwarciowego do prądu znamionowego
1	Elektrownia biogazowa lub biomasowa z transformatorem blokowym	8,0
2	Elektrownia biogazowa lub biomasowa przyłączona bezpośrednio do sieci SN	12,0
3	Elektrownia fotowoltaiczna	1,1
4	Elektrownia wodna (generator synchroniczny)	6,0
5	Elektrownia wodna (generator asynchroniczny)	7,5
6	Farma wiatrowa (generator synchroniczny pracujący z siecią przez przekształtnik)	1,3
7	Farma wiatrowa (generator asynchroniczny)	7,5

Źródło: Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla źródeł energii przyłączanych do sieci SN Operatora Systemu Dystrybucyjnego - dokument obowiązuje w TAURON Dystrybucja S.A. od dnia 02.01.2024 r. dla wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych od tej daty

Kryterium	Wymagana nastawa	Reakcja falownika
PPM powinien być zdolny do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego	W przypadku wystąpienia zwarć poza instalacją wewnętrzną, moduł wytwarzania energii powinien posiadać zdolność do generacji dodatkowego prądu biernego. **1. Dla zwarć symetrycznych wsparcie prądem biernym powinno być:** – proporcjonalne do zmiany składowej zgodnej napięcia w punkcie przyłączenia ΔU_1 spowodowanej zakłóceniem (wartością odniesienia jest wartość średnia składowej zgodnej napięcia za okres 1 minuty sprzed zakłócenia $\overline{U_1}$), – proporcjonalne do wartości współczynnika wzmocnienia K_1, – blokowane, gdy wartość składowej zgodnej napięcie jest większa niż wartość wyzwalania U_{trig} $$\Delta I_{Q1} = K_1 \cdot \Delta U_1, gdzie: \Delta U_1 = \begin{cases} 0 \; dla \; U_1 \geq U_{trig} \\ \dfrac{U_1 - \overline{U_1}}{U_n} \; dla \; U_1 < U_{trig} \end{cases}$$ gdzie: - $K_1 = 2$ (możliwość zmian K_1 w zakresie od 2 do 6 z krokiem 0,5), - $U_{trig} = 0{,}85 \cdot U_n$ (możliwość zmiany wartości U_{trig} w zakresie od 0,8 do $1{,}0 \cdot U_n$),	Generacja dodatkowego prądu biernego zgodnie z wymaganiami

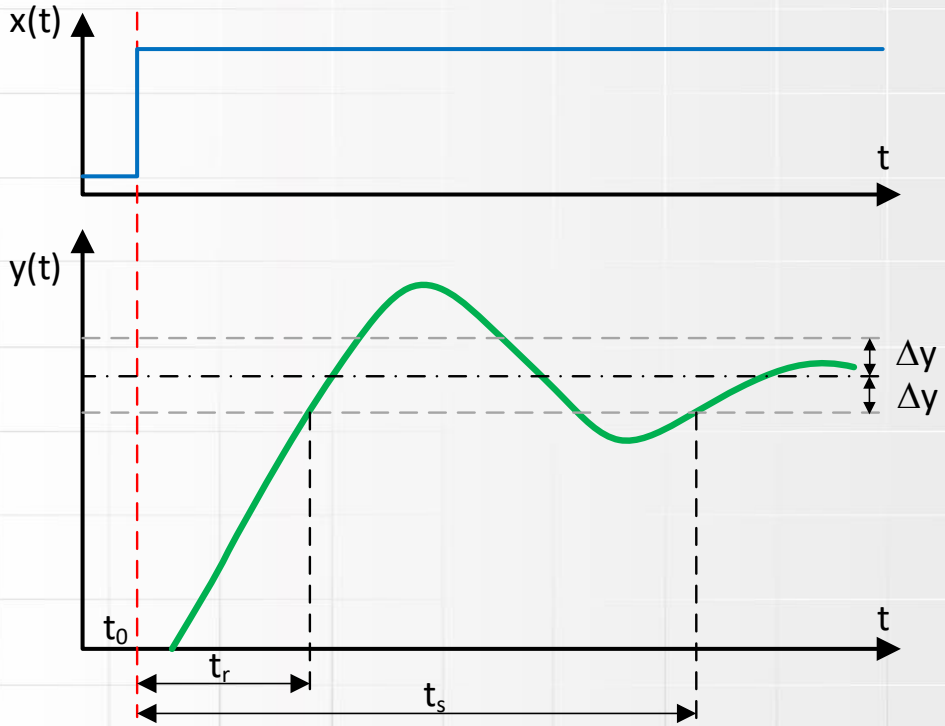
Kryterium	Wymagana nastawa	Reakcja falownika
PPM powinien być zdolny do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego	**2. Dla zwarć niesymetrycznych wsparcie prądem biernym powinno być zgodnie z zasadą superpozycji:** – składowej zgodnej dodatkowego prądu biernego, zgodnie z zasadami zdefiniowanymi dla zwarć symetrycznych, – składowej przeciwnej dodatkowego prądu biernego, którego wartość jest proporcjonalna do zmiany składowej przeciwnej napięcia ΔU_2 (wartością odniesienia jest wartość średnia składowej przeciwnej napięcia za okres 1 minuty sprzed zakłócenia $\overline{U_2}$) i współczynnika wzmocnienia K_2. $$\Delta I_{Q2} = K_2 \cdot \Delta U_2, gdzie\ \Delta U_2 = \frac{(U_2 - \overline{U_2})}{U_n}$$ Dodatkowo: – $K_2 = 2$ (możliwość zmian K_2 w zakresie od 2 do 6 z krokiem 0,5), – prąd bierny ΔI_Q, będący sumą wektorów odpowiedzi składowej zgodnej i przeciwnej (ΔI_{Q1}+ΔI_{Q2}), nie powinien powodować przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu fazowego w żadnej z faz, – właściwości dynamiczne odpowiedzi prądowej – jak dla zwarć symetrycznych.	Generacja dodatkowego prądu biernego zgodnie z wymaganiami

Właściwości dynamiczne układu regulacji dodatkowym prądem biernym:

- czas odpowiedzi prądowej t_r na spadek napięcia – max. 30 ms,
- czas ustalania odpowiedzi prądowej t_s – max. 60 ms,
- dopuszczalna tolerancja odpowiedzi prądowej: od -10 % do +20%.

Interpretacja graficzna parametrów t_r i t_s w odpowiedzi y(t) układu regulacji na skok jednostkowy:

Δy – dokładność układu regulacji.



Nie definiuje się wymogów odnośnie wsparcia prądem biernym w przypadku wystąpienia napięć niższych niż 0,15 U_n,

Nastawa kryterium ROCOF

Na szybkość zmian częstotliwości w czasie ma przede wszystkim wpływ inercja generatora. Jest ona ściśle związana z konstrukcją maszyny i jej momentem bezwładności. Im większa maszyna, tym większa masa wirująca, a co za tym idzie większa inercja – zmagazynowana energia kinetyczna.

Szybkość zmian częstotliwości w czasie jest odwrotnie proporcjonalna od całkowitej inercji systemu. Im mniejsza inercja danego fragmentu sieci - np.: w przypadku dużego rozpowszechnienia źródeł inwerterowych, takich jak farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe – tym można się spodziewać większej wartości df/dt. W dokumencie:

ENTSO-E, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe - Requirements and Impacting Factors," ENTSO-e Publ., p. 25, 2016

opisano, że europejski system elektroenergetyczny powinien zachować stabilność przy niezbilansowaniu mocy wynoszącym około 40%, co odpowiadać może szybkości zmian częstotliwości na poziomie 2 Hz/s.

Awaria krajowego systemu energetycznego w dniu 26 czerwca 2006 r.

Przyczyna wystąpienia:

nietrafiona prognoza obciążeń na ten dzień. Błąd prognozy spowodowany był włączeniem przez odbiorców dużych odbiorów klimatyzacyjnych, w związku z nieprzewidzianym, dużym wzrostem temperatury. Błąd ten wyniósł 2,9%, natomiast dopuszczalna wartość tego błędu wynosi 2%. Prognozowanie obciążenia mocą bierną przeprowadzane było ze stosunkowo małą dokładnością.

Przebieg awarii:

- duży wzrost obciążenia ok. godz. 12:00,
- spadek napięć w kilku stacjach północno-wschodniego rejonu KSE mimo ingerencji automatyki ARST,
- ok. godz. 13:00 napięcia w wielu węzłach osiągnęły wartości niższe od przyjmowanych za dopuszczalne,
- wyłączenie się bloku nr 2, a następnie bloku nr 3 w Elektrowni Ostrołęka o godzinie 13:08,
- wyłączenie się generatora w Elektrowni Kozienice,
- uruchomienie gorącej rezerwy w elektrowniach cieplnych, włączono hydrogeneratory w elektrowniach wodnych oraz zwiększono import mocy biernej (nadal w kilku węzłach napięcia były niższe od dopuszczalnych),
- włączenie się 2 bloków w Elektrociepłowni Białystok oraz 3 generatorów w elektrociepłowni Starachowice.

Politechnika Wrocławska

Awaria krajowego systemu energetycznego w dniu 26 czerwca 2006 roku

Przebieg awarii:

- wyłączenie się kabla HVCD ze Szwecją.

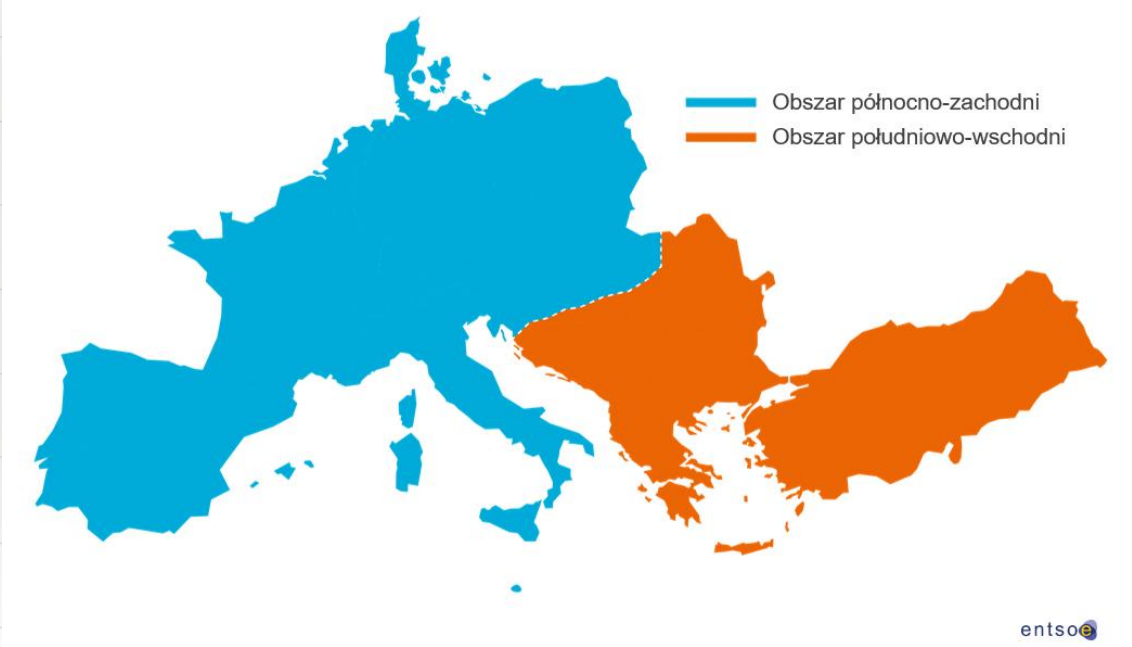
W związku z zaistniałą sytuacją wyłączono duże grupy odbiorców w rejonie północno- wschodnim. W celu zmniejszenia deficytu mocy biernej, w kilku dużych elektrowniach obniżono generację mocy czynnej, aby zwiększyć możliwość generowania mocy biernej, oraz zwiększono import energii z sąsiednich krajów.

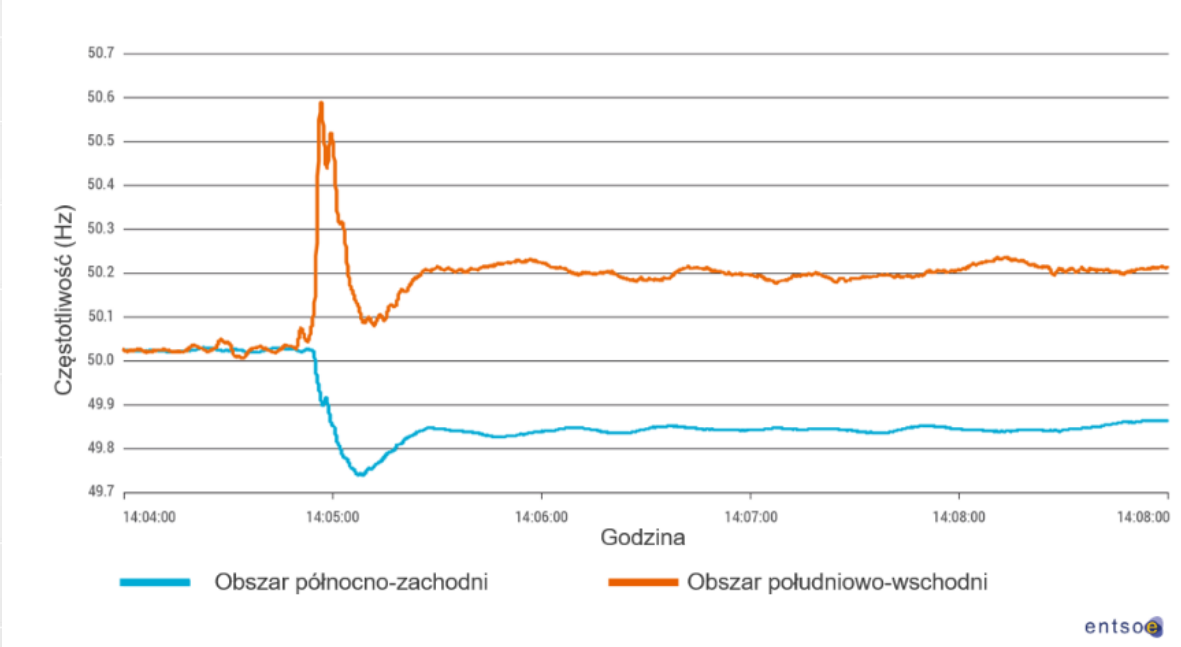
Dzięki tego rodzaju zabiegom dało się uniknąć wyłączenia wszystkich źródeł energii, czyli doprowadzenia do pełnego black-outu.

O godzinie 15:30 przystąpiono do odbudowy systemu.

Podział obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej 8 stycznia 2021

8 stycznia 2021 roku o godz. 14:05 czasu środkowoeuropejskiego system synchroniczny Europy kontynentalnej podzielił się na dwie części Było to spowodowane serią następujących po sobie wyłączeń elementów systemu przesyłowego, które wystąpiły w bardzo krótkim czasie.





Politechnika Wrocławska

Blackout na Półwyspie Iberyjskim 28 kwietnia 2025 roku

28 kwietnia 2025 r., awaria systemu elektroenergetycznego objęła Hiszpanię, Portugalię oraz niewielki obszar Francji przy granicy z Hiszpanią.

Końcowy raport dotyczący blackout'u przygotował 49 osobowy zespół ekspertów, w którego skład weszli między innymi przedstawiciele operatorów systemów przesyłowych, ACER, struktur ENTSO-E oraz krajowych regulatorów, w tym także eksperci PSE.

Raport stwierdza, że blackout był wynikiem wielu współdziałających czynników, obejmujących wahania napięcia, zjawiska oscylacyjne, szerokie odłączenia generacji w Hiszpanii, zwłaszcza źródeł opartych na przekształtnikach, a następnie kaskadę odłączeń nadnapięciowych zakończoną utratą synchronizmu.

Politechnika Wrocławska

PODSUMOWANIE