



**System
Elektroenergetyczny:
Bezpieczeństwo
Operacyjne i Rynkowe**

Wybrane aspekty techniczne związane z procesem synchronizacji systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej

Jan Smoter



**Instytut
Energetyki**
Oddział Gdańsk

Kazimierz Dolny, 17–19 marca 2026 r.

Plan prezentacji



1. System elektroenergetyczny państw bałtyckich
2. Wstępne analizy oraz testy w elektrowniach systemowych państw bałtyckich
3. Analizy stabilności częstotliwościowej
4. Analizy stabilności kątowej dużych zakłóceń
5. Analizy stabilności kątowej małych zakłóceń
6. Dobór zabezpieczeń rozcinających na profilu PL-LT
7. Podsumowanie

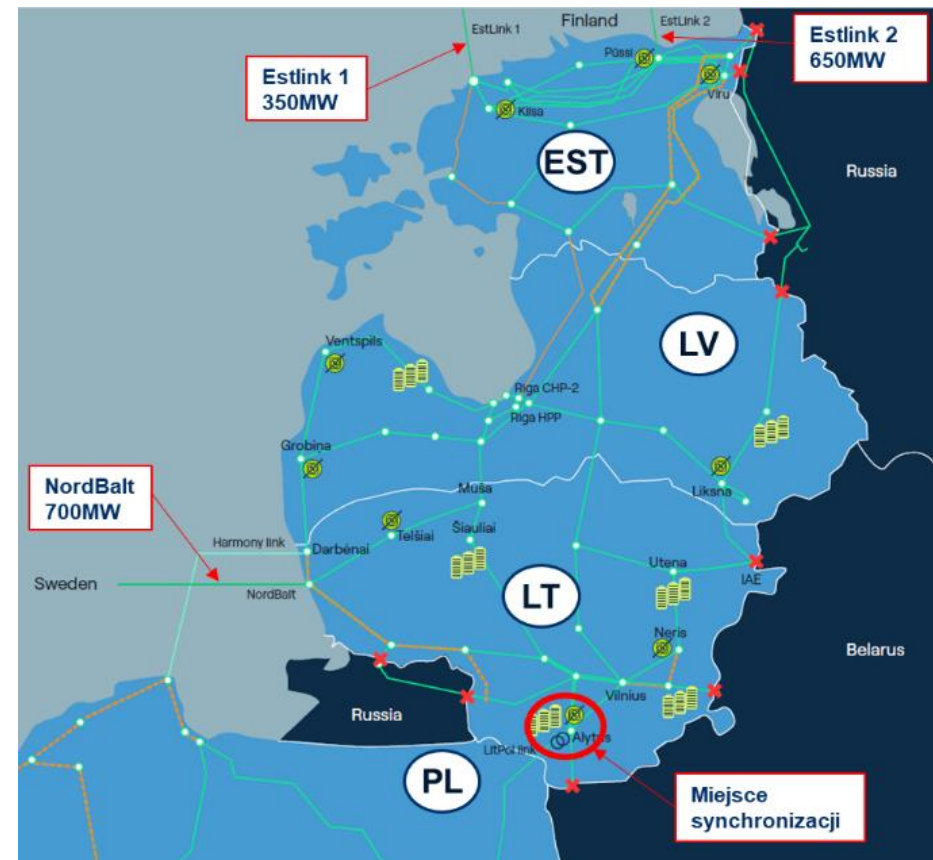
System elektroenergetyczny państw bałtyckich



- Niewielki SEE, o dużym nasyceniu źródeł przekształtnikowych.

Szczytowe zapotrzebowanie	4,6 GW	
Min. zapotrzebowanie	1,8 GW	
Moc zainstalowana	12,9 GW	
Fotowoltaika	3,8 GW	30%
Generacja wiatrowa	2,6 GW	20%

- 3 łącza HVDC o sumarycznej mocy 1700 MW.
- 4 układy BESS (Battery Energy Storage System) o sumarycznej mocy 200 MW i pojemności 200 MWh, 2 kolejne w trakcie budowy o sumarycznej mocy 80 MW.
- Kompensatory synchroniczne – 4 jednostki uruchomione przed synchronizacją, 5 kolejnych uruchomionych w ciągu roku od synchronizacji.

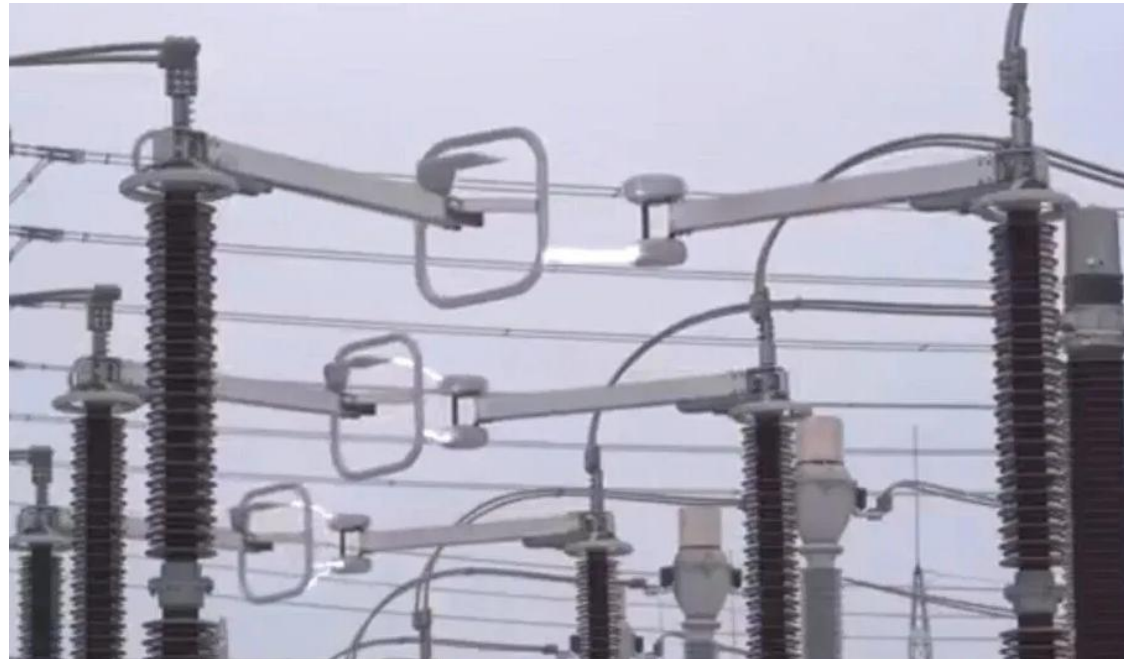


Źródło: <https://balticwind.eu/>

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z systemem ENTSO-E CE



- 8 luty 2025 r. o godz. 08:09 (CET) – systemy elektroenergetyczne państw bałtyckich zostały pomyślnie odłączone od systemu IPS/UPS.

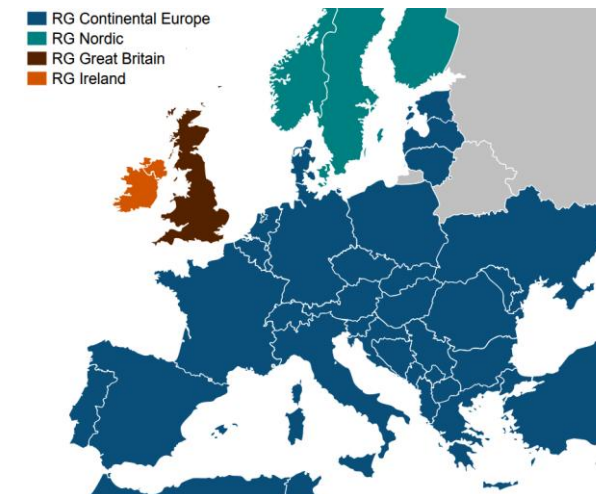
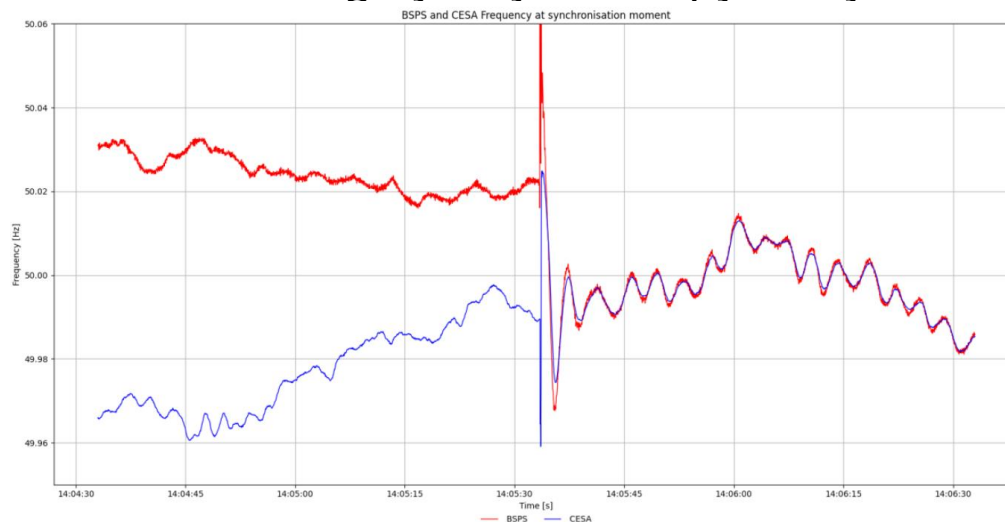


Źródło: <https://elering.ee>

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z systemem ENTSO-E CE



- 8 luty 2025 r. o godz. 08:09 (CET) – systemy elektroenergetyczne państw bałtyckich zostały pomyślnie odłączone od systemu IPS/UPS.
- 24 h praca wyspowa:
 - zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywane przez lokalne elektrownie oraz połączenia międzysystemowe HVDC ze Szwecją i Finlandią,
 - testy sprawdzające zdolność do regulacji częstotliwości i napięcia.
- 9 luty 2025 r. o godzinie 14:05 (CET) – odbyła się synchronizacja państw bałtyckich (BSPS) z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej (CESA).



Synchronizacja systemów państw bałtyckich z systemem ENTSO-E CE

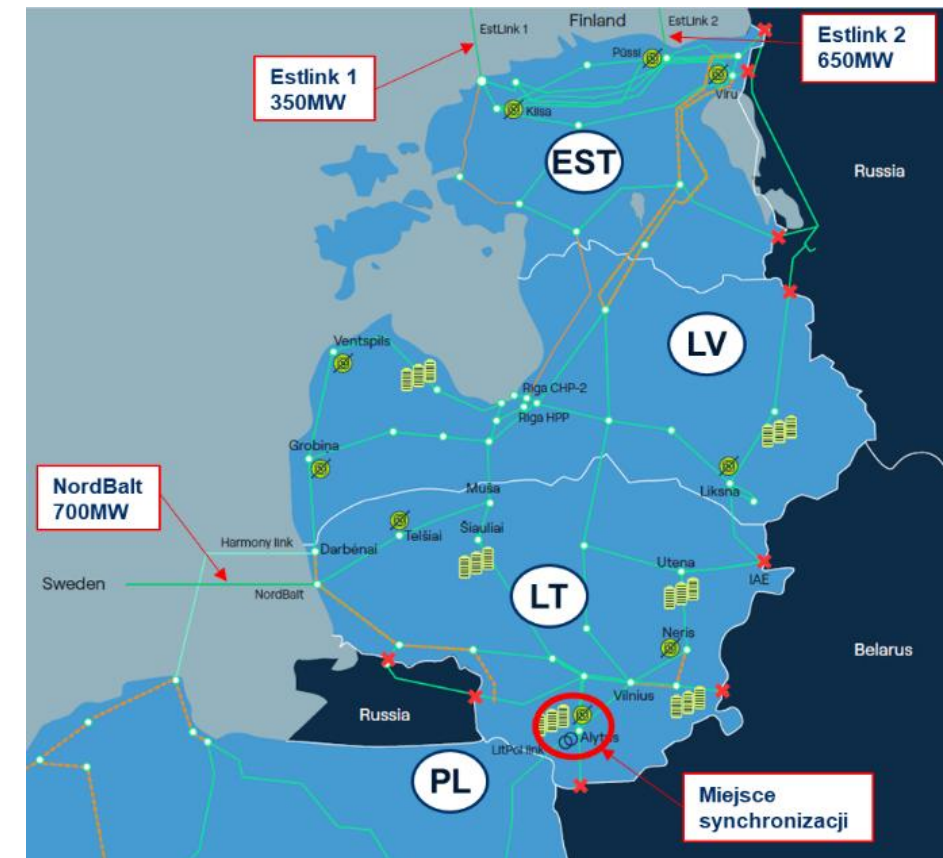


- 8 luty 2025 r. o godz. 08:09 (CET) – systemy elektroenergetyczne państw bałtyckich zostały pomyślnie odłączone od systemu IPS/UPS.
- 24 h praca wyspowa:
 - zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywane przez lokalne elektrownie oraz połączenia międzysystemowe HVDC ze Szwecją i Finlandią,
 - testy sprawdzające zdolność do regulacji częstotliwości i napięcia.
- 9 luty 2025 r. o godzinie 14:05 (CET) – odbyła się synchronizacja państw bałtyckich (BSPS) z systemem elektroenergetycznym Europy kontynentalnej (CESA).
- Synchronizacja poprzedzona szeregiem analiz technicznych, o zakresie obejmującym:
 - przygotowanie oraz walidację modelu,
 - testy obiektowe w BSPS,
 - badania symulacyjne (w dziedzinie czasu oraz częstotliwości),
 - opracowanie warunków synchronizacji,
 - opracowanie nastaw elektroenergetycznej aparatury zabezpieczeniowej.

Wstępne analizy techniczne



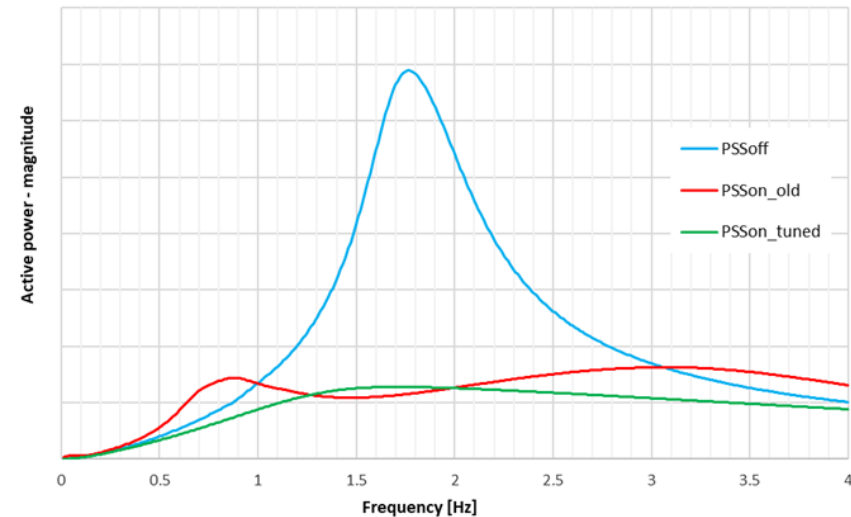
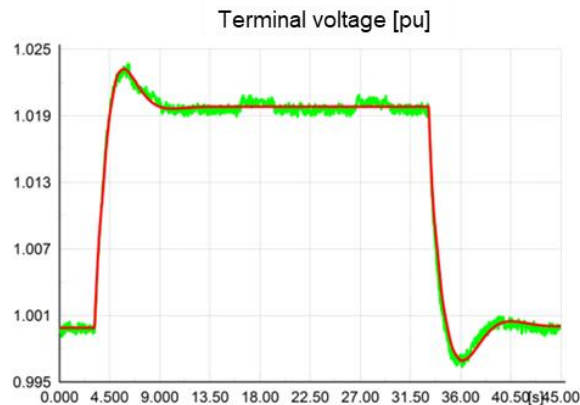
- Sprawdzenie technicznej możliwości przyłączenia BSPS do CESA.
- Zakres analiz: obliczenia rozptywowe, stabilność kątowna dużych zakłóceń, stabilność kątowna małych zakłóceń oraz stabilność częstotliwościowa.
- Główne wyzwania związane z synchronizacją:
 - ryzyko przejścia BSPS do pracy wyspowej,
 - ubytek mocy generowanej/pobieranej wewnątrz systemu BSPS lub wyłączenie jednego z kabli HVDC do Skandynawii, oznacza niemal natychmiastowe pojawienie się zwiększonego przesyłu mocy na jedynej linii łączącej system BSPS z CESA.



Kampania testowa w elektrowniach systemowych



- Niepewność modeli dynamicznych dostarczonych przez OSP z krajów bałtyckich.
- Zebranie danych generatorów oraz ich układów regulacji ze wszystkich elektrowni systemowych w BSPS.
- Przeprowadzenie szeregu testów, dzięki którym możliwa była walidacja modeli dynamicznych indywidualnych jednostek.

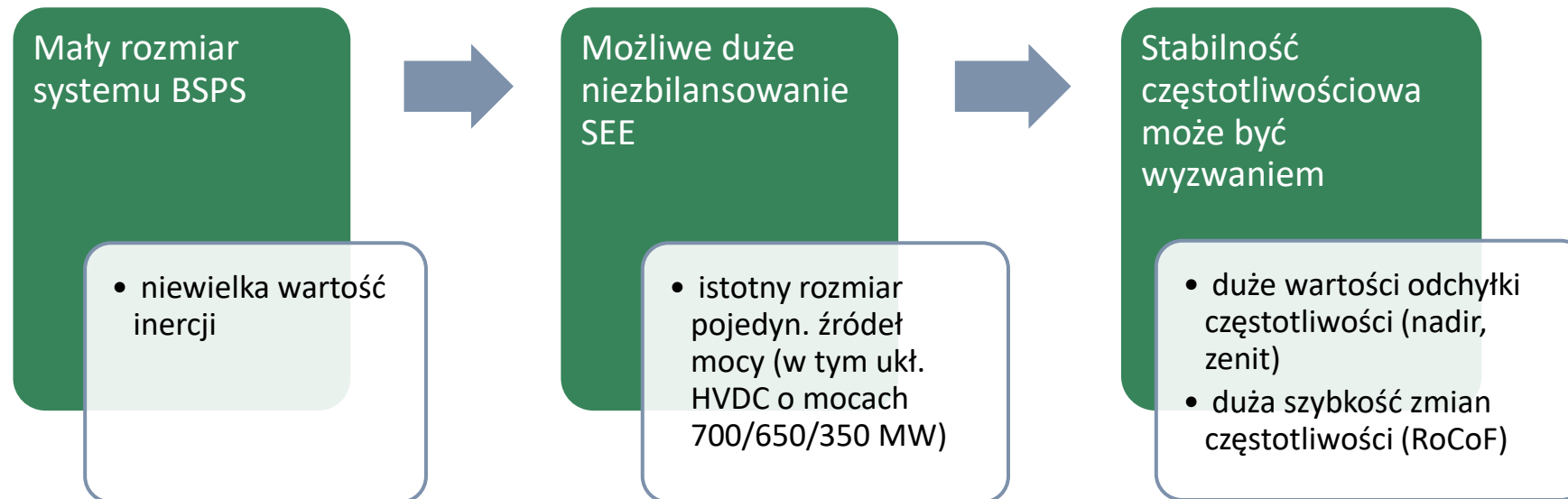


- Weryfikacja poprawności nastaw stabilizatorów systemowych pod kątem tłumienia oscylacji międzyobszarowych.
- Po dokonaniu testów w elektrowniach, walidacji modeli indywidualnych jednostek oraz opracowaniu modeli generacji wiatrowej, dokonano aktualizacji modelu całego systemu BSPS.

Analizy stabilności częstotliwościowej dla pracy wyspowej BSPS



- Cel: identyfikacja niezbędnych działań, ograniczeń operacyjnych oraz dobór parametrów automatycznej regulacji częstotliwości w celu zapewnienia stabilnej pracy BSPS, zarówno w trakcie procesu przejścia do pracy wyspowej, jak i podczas długotrwałej pracy wyspowej.

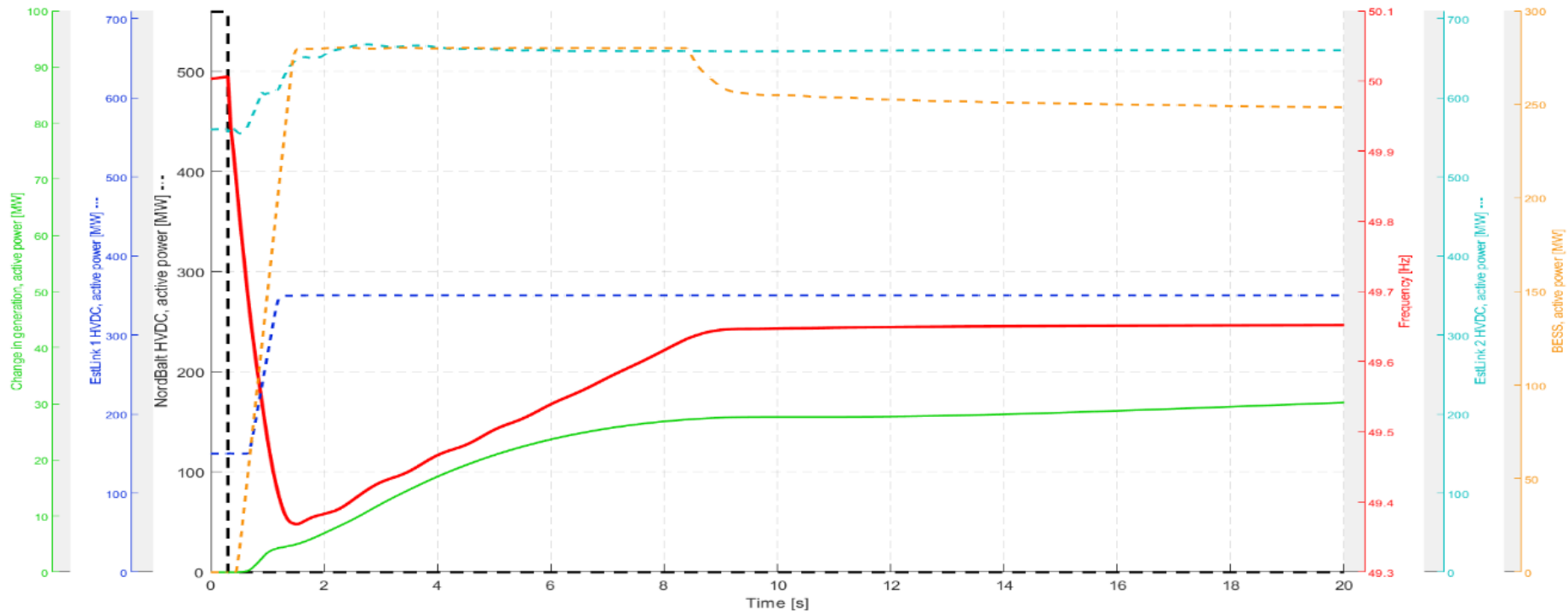


- Wymagana wartość inercji: 17 100 MWs, aby $\text{RoCoF} \leq 1 \text{ Hz/s}$ (dla wyłączenia kryterialnego 700 MW)
 - 9 kompensatorów synchronicznych, zapewniających wymagany poziom inercji niezależnie od portfolio generacji.
- Analizy stabilności częstotliwościowej przeprowadzono wariantowo, dla dostępności różnych środków regulacji częstotliwości.

Analizy stabilności częstotliwościowej dla pracy wyspowej BSPS



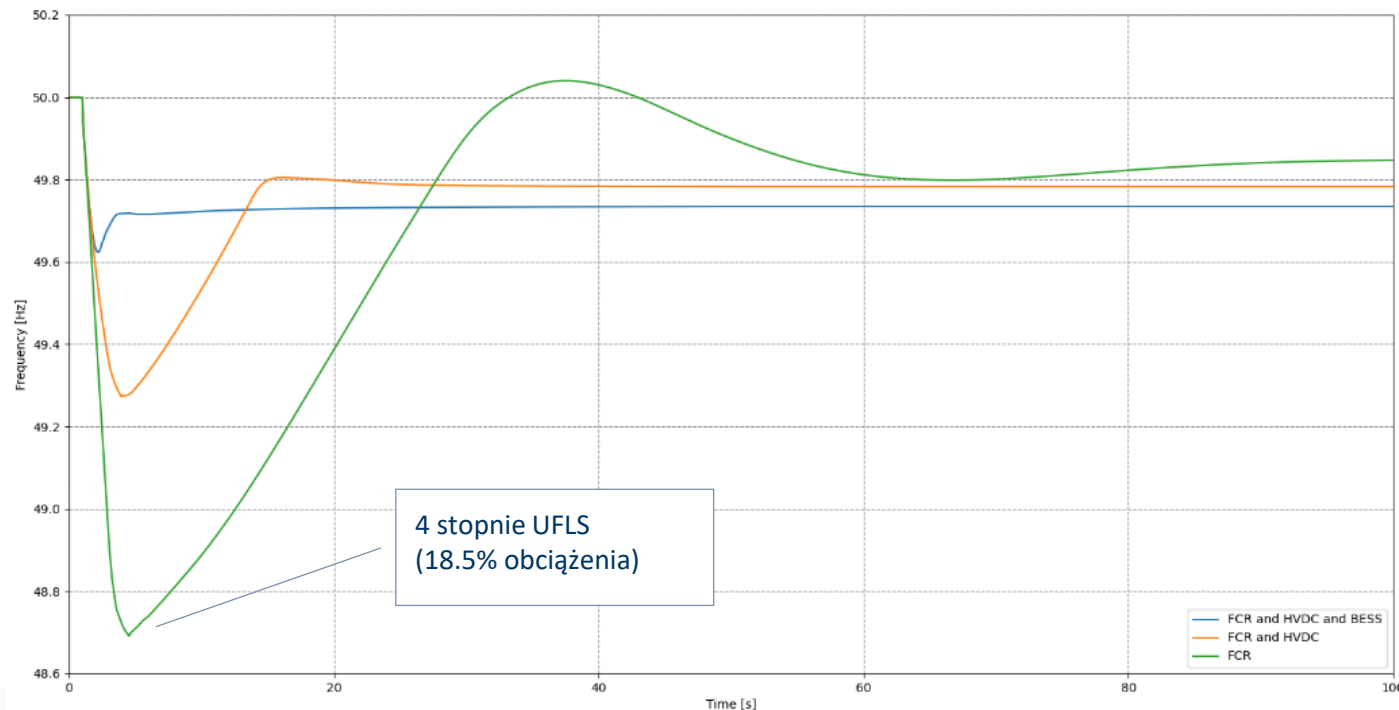
- Alokacja rezerwy pierwotnej (FCR) w systemie BSPS = 30 MW.
- Ponadto FCR będzie miał ograniczony potencjał do zapobiegania dużym odchyleniom częstotliwości, ze względu na zbyt wolną reakcję w warunkach niskiej inercji w systemie BSPS.
- Konieczność stosowania szybszych mechanizmów regulacji częstotliwości, takich jak FFR lub EPC na łączach HVDC i/lub BESS, przy jednoczesnym unikaniu lub minimalizowaniu UFLS.



Analizy stabilności częstotliwościowej dla pracy wyspowej BSPS



- Alokacja rezerwy pierwotnej (FCR) w systemie BSPS = 30 MW.
- Ponadto FCR będzie miał ograniczony potencjał do zapobiegania dużym odchyleniom częstotliwości, ze względu na zbyt wolną reakcję w warunkach niskiej inercji w systemie BSPS.
- Konieczność stosowania szybszych mechanizmów regulacji częstotliwości, takich jak FFR lub EPC na łączach HVDC i/lub BESS, przy jednoczesnym unikaniu lub minimalizowaniu UFLS.



Analizy stabilności częstotliwościowej dla pracy wyspowej BSPS

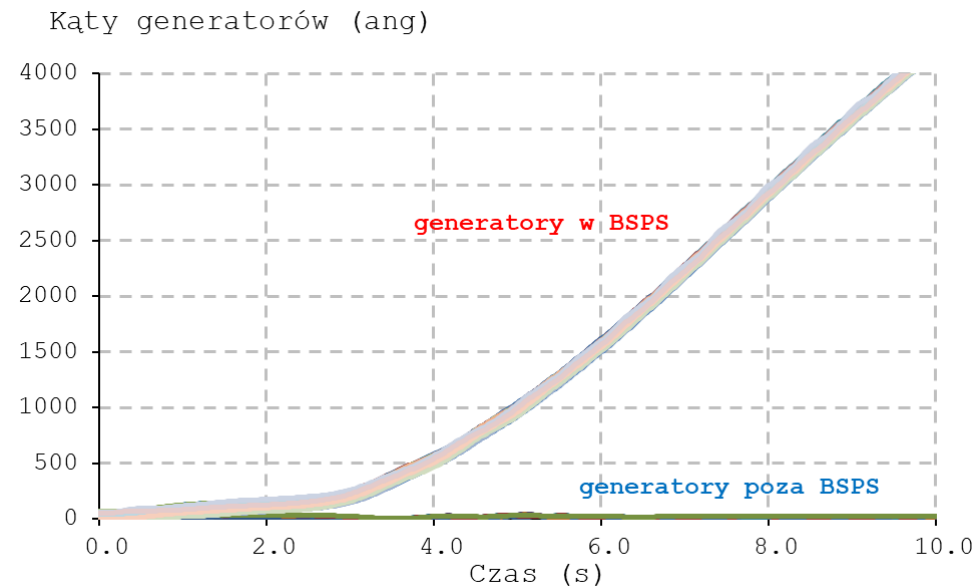


- Alokacja rezerwy pierwotnej (FCR) w systemie BSPS = 30 MW.
- Ponadto FCR będzie miał ograniczony potencjał do zapobiegania dużym odchyleniom częstotliwości, ze względu na zbyt wolną reakcję w warunkach niskiej inercji w systemie BSPS.
- Konieczność stosowania szybszych mechanizmów regulacji częstotliwości, takich jak FFR lub EPC na łączach HVDC i/lub BESS, przy jednoczesnym unikaniu lub minimalizowaniu UFLS.
- **Stabilność częstotliwościowa stanowi główne kryterium ograniczające dopuszczalne wielkości transferów między BSPS a CESA – przy połączeniu BSPS z CESA jedynie poprzez jedną dwutorową linię 400 kV AC.**
- **Wielkość dopuszczalnych transferów mocy jest ściśle zależna od dostępności środków regulacji częstotliwości po stronie BSPS.**
- **Konieczność monitorowania w czasie rzeczywistym wartości inercji w BSPS i dostępnych środków regulacji częstotliwości – system Frequency Stability Assessment System.**

Analizy stabilności kątowej dużych zakłóceń



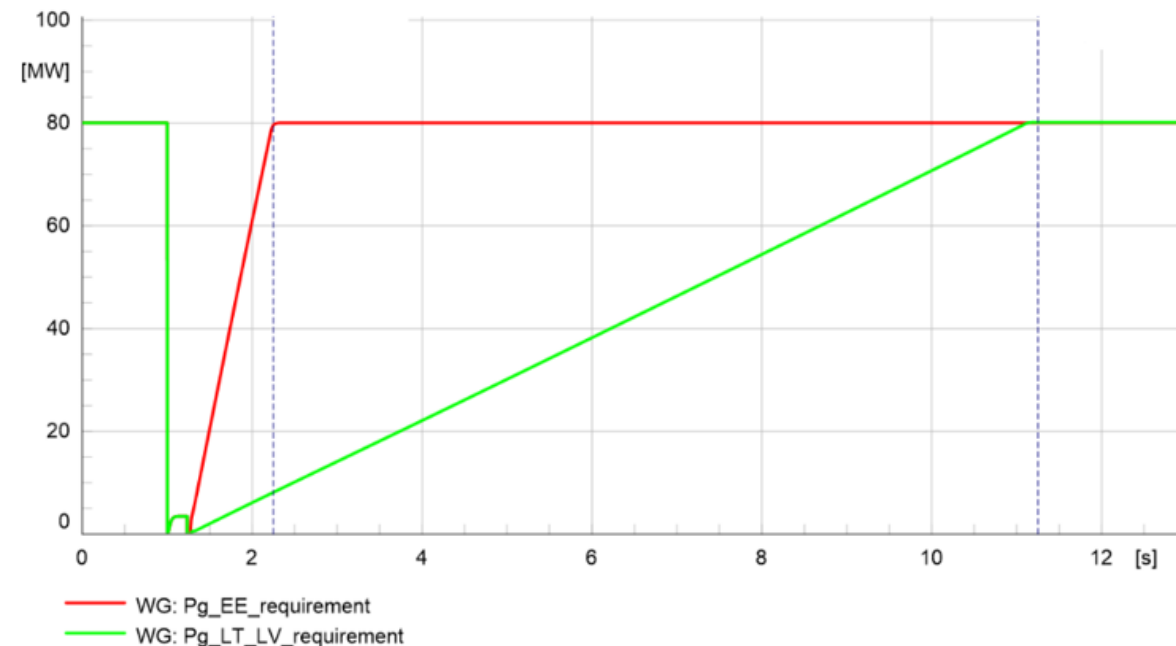
- Zakres: krytyczne czasy zwarć, ocena procesu odbudowy napięć w stanach po zakłóceńowych, oscylacje mocy na profilu BSPS-CESA, wpływ OZE na wielkość bezpiecznej wymiany mocy między BSPS a CESA.
- W przypadku zwarć zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie polsko-litewskiego interfejsu, zaobserwowano, że może dojść do utraty synchronizmu przez wszystkie jednostki pracujące w BSPS (zwarcie usuwane z czasem 250 ms).



Analizy stabilności kątowej dużych zakłóceń



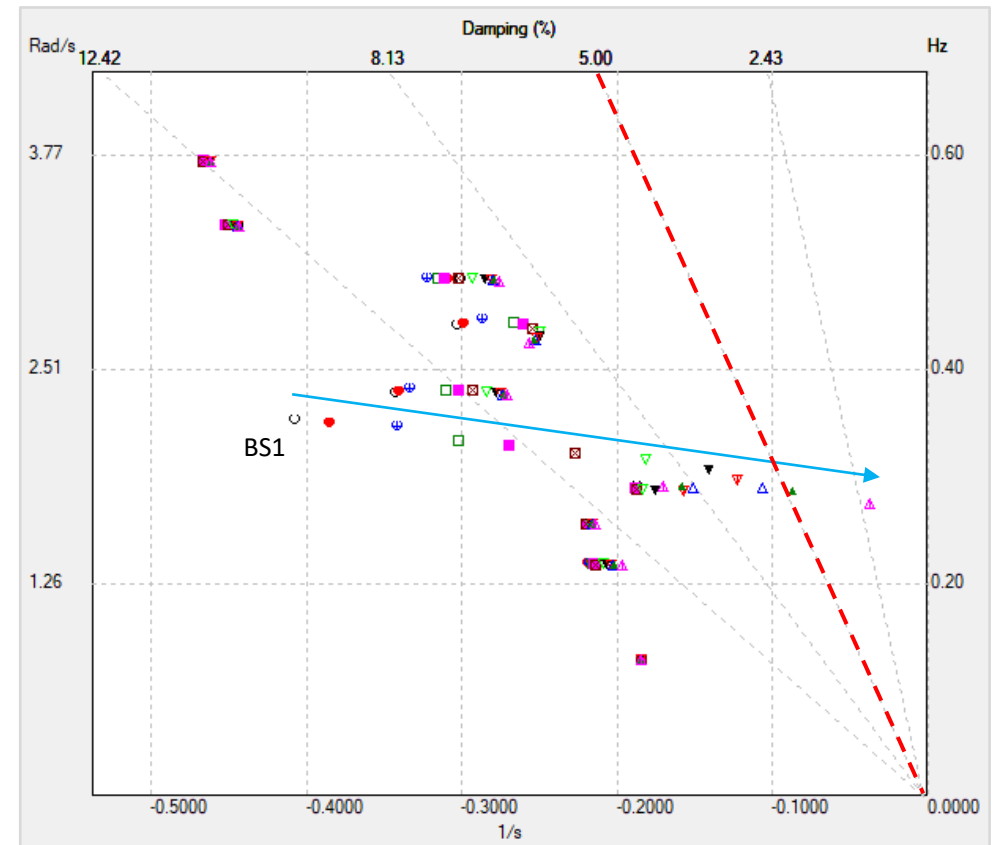
- Zakres: krytyczne czasy zwarć, ocena procesu odbudowy napięć w stanach po zakłóceńowych, oscylacje mocy na profilu BSPS-CESA, wpływ OZE na wielkość bezpiecznej wymiany mocy między BSPS a CESA.
- W przypadku zwarć zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie polsko-litewskiego interfejsu, zaobserwowano, że może dojść do utraty synchronizmu przez wszystkie jednostki pracujące w BSPS (zwarcie usuwane z czasem 250 ms).
- Zidentyfikowano możliwość utraty stabilności przez system BSPS w zależności od szybkości odbudowy mocy czynnej instalacji OZE po wystąpieniu zwarcia:
 - planowane duże instalacje OZE przyłączone na relatywnie niewielkim obszarze – w wyniku zapadu napięcia w sieci, chwilowy ubytek mocy w SEE może sięgać 1000 MW,
 - nastawy dopuszczalne w obowiązujących regulacjach mogą powodować problemy ze stabilnością.



Analizy stabilności kątowej małych zakłóceń



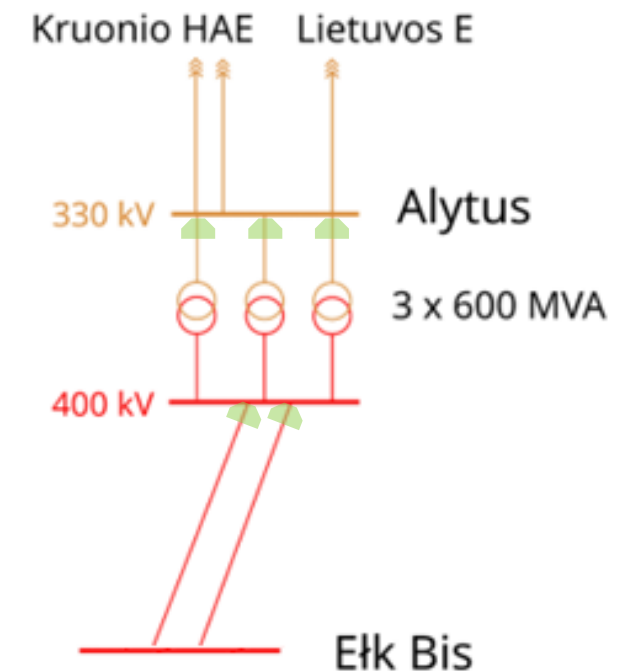
- Po synchronizacji BPS z CESA pojawia się jeden nowy mod międzyobszarowy o częstotliwości:
 - $\sim 0,35$ Hz
 - $\sim 0,50$ Hz w zależności od rozważanego scenariusza
- Struktura geograficzna – generatory z BPS oscylują w przeciwfazie do CESA.
- Współczynnik tłumienia nowego modu skojarzonego z generatorami w BPS znacznie powyżej wymaganego w ENTSO-E progu 5%.
- Zwiększanie przesyłu mocy czynnej z krajów bałtyckich w kierunku Polski, powoduje pogorszenie tłumienia modu bałtyckiego.



Dobór zabezpieczeń rozcinających na profilu PL-LT



- Ze względu na sposób podłączenia krajów bałtyckich do systemu ENTSO-E uruchomiono funkcje zabezpieczeń od pracy asynchronicznej, działające jako zabezpieczenia rozcinające – out-of-step (OOS).
- Istota działania – wykrywanie kołysań mocy.
- Lokalizacja zabezpieczenia – stacja Alytus, w rozdzielniach 330 kV oraz 400 kV.
- Dobór nastaw realizowany sekwencyjnie:
 - identyfikacja tzw. środka kołysań (stacja Alytus lub w linii transgranicznej pomiędzy stacją Alytus a Ełk Bis),
 - dobranie nastaw zabezpieczenia,
 - weryfikacja poprzez symulacje zwarć w SEE oraz wykreślenie na płaszczyźnie R-jX trajektorii Z na tle charakterystyki OOS.
- W przypadku aktywacji zabezp. OOS nastąpi separacja BSPS i CESA.



Podsumowanie



- W artykule przedstawiono najistotniejsze wnioski z prac analitycznych zrealizowanych przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk (IEN), a dotyczących warunków umożliwiających synchronizację a następnie stabilną pracę systemu elektroenergetycznego krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej.
- Przeprowadzone analizy obejmowały:
 - walidację modeli obliczeniowych,
 - dobór nastaw urządzeń automatyki zainstalowanej w elektrowniach systemowych w krajach bałtyckich,
 - analizy statyczne i dynamiczne połączonych systemów BSPS oraz CESA oraz pracy wyspowej BSPS,
 - dobór nastaw zabezpieczeń rozcinających na profilu PL-LT.
- Zwieńczeniem wieloletnich przygotowań była udana synchronizacja systemów elektroenergetycznych krajów bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej.



Źródło: <https://www.pse.pl>



Dziękuję za uwagę

Jan Smoter

j.smoter@ien.gda.pl