

Przebieg i wstępna ocena przyczyn blackout'u w Hiszpanii i Portugalii w dniu 28.04.2025 r.

Przebieg i wstępna ocena przyczyn blackout'u w Hiszpanii i Portugalii w dniu 28.04.2025 r.

Robert Trębski, Rafał Kuczyński, Maciej Wilk – Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Streszczenie

28 kwietnia 2025 roku, o godzinie 12:33 czasu CEST, systemy elektroenergetyczne Hiszpanii i Portugalii doświadczyły najpoważniejszej i bezprecedensowej awarii zasilania w Europie od ponad 20 lat. Zdarzenie to wywarło znaczący wpływ na funkcjonowanie społeczeństwa i codzienne życie obywateli obu krajów. Krótkotrwałe zakłócenia odnotowano również na niewielkim obszarze Francji w pobliżu granicy hiszpańskiej. Pozostała część systemu synchronicznego Europy Kontynentalnej (CE) nie odczuła istotnych perturbacji. Niniejszy artykuł ma za zadanie w możliwie zwięzły sposób przybliżyć to zdarzenie poprzez opis stanu systemu elektroenergetycznego i rynku energii przed awarią, analizę przebiegu samego blackoutu oraz przedstawienie wstępnej oceny jego potencjalnych przyczyn. Materiał przedstawiony w niniejszym artykule powstał na bazie raportów ENTSO-E [1] [2] oraz doświadczeń Autorów z pracy w panelu eksperckim powołanym do przeprowadzenia dochodzenia technicznego, zgodnie z artykułem 15 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego Wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SO GL).

1. Wstęp

28 kwietnia 2025 roku o godzinie 12:33 czasu CEST systemy elektroenergetyczne Hiszpanii i Portugalii doświadczyły najpoważniejszej i bezprecedensowej awarii zasilania, jaka wystąpiła w Europie w ciągu ostatnich 20 lat. Zdarzenie to wywarło istotny wpływ na obywateli oraz funkcjonowanie społeczeństwa w obu krajach. Krótkotrwałe zakłócenia wystąpiły również na niewielkim obszarze we Francji, w pobliżu granicy hiszpańskiej. Pozostała część systemu Europy Kontynentalnej (CE) nie odnotowała znaczących perturbacji. Blackout nastąpił w wyniku niekontrolowanego, szybkiego wzrostu napięcia w systemie i utraty możliwości jego regulacji w dniu, w którym nakładało się na siebie wiele równoczesnych zjawisk. Sytuację tę dodatkowo przyspieszyły gwałtowne spadki mocy generacji oraz odłączenia jednostek wytwórczych, prowadząc do niestabilności napięciowej i kaskadowych wyłączeń źródeł energii w Hiszpanii.

Bezpośrednio po wystąpieniu incydentu właściwi operatorzy systemów przesyłowych (OSP) — REN w Portugalii oraz Red Eléctrica w Hiszpanii — uruchomili swoje plany odbudowy systemu. Równocześnie francuski operator RTE wdrożył niezbędne procedury mające na celu przywrócenie właściwych poziomów napięcia we francuskim systemie elektroenergetycznym. Odbudowę systemu w Portugalii zakończono o godzinie 00:22 dnia 29 kwietnia 2025 r., natomiast w Hiszpanii pełne odtworzenie pracy sieci przesyłowej nastąpiło o godzinie 04:00 tego samego dnia.

Incydent został sklasyfikowany jako zdarzenie poziomu 3 — najwyższego pod względem dotkliwości — zgodnie z metodologią Skali Klasyfikacji Incydentów (ICS). W konsekwencji, zgodnie z obowiązującymi ramami prawnymi, powołano panel ekspercki, który rozpoczął dochodzenie 12 maja 2025. Pierwszym poważnym wyzwaniem było zebranie niezbędnych danych oraz pomiarów. Zgromadzono znaczną ilość danych od operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz istotnych użytkowników sieci. Jednak część danych wciąż pozostaje niedostępna — w szczególności dotyczących wyłączeń jednostek wytwórczych, które miały miejsce przed wystąpieniem blackoutu. Braki te uniemożliwiły identyfikację przyczyn wyłączeń poszczególnych jednostek, ponieważ nie były dostępne rejestracje zakłóceń lub nie istniały one w ogóle. Zainteresowane podmioty (tj. właściciele tych instalacji) wskazywali, że brak danych z rejestratorów zakłóceń uniemożliwił im przekazanie wymaganych informacji na potrzeby dochodzenia.



Rys. 1. Obszar system elektroenergetycznego dotknięty awarią w dniu 28/04/2025

2. Stan systemu elektroenergetycznego oraz rynku przed zdarzeniem

W nocy z 27 na 28 kwietnia hiszpańsko-portugalski system elektroenergetyczny pracował w sposób stabilny, a napięcia w hiszpańskiej sieci 400 kV mieściły się w przedziale 399–426 kV. Dzień incydentu był typowym wiosennym dniem w Hiszpanii, z łagodnymi temperaturami i przeważająco słoneczną pogodą. Generacja energii ze źródeł fotowoltaicznych była zbliżona do wartości obserwowanych w poprzednich dniach, natomiast generacja wiatrowa była bardziej zmienna, choć nadal mieściła się w typowym zakresie. Poranne godziny 28 kwietnia 2025 r. charakteryzowały się rosnącą produkcją energii ze źródeł odnawialnych, co doprowadziło do spadku cen na rynku dnia następnego oraz zwiększenia eksportu energii z Hiszpanii do poziomu około 5 GW.

Od około 09:00 zaobserwowano wzrost zmienności napięcia w Hiszpanii, choć bez istotnych odchyień aż do nieco po 10:30, kiedy to napięcie w części sieci przesyłowej 400 kV chwilowo zbliżyło się — lecz nie przekroczyło — wartości 435 kV (a więc maksymalnej dopuszczalnej). W całym okresie poprzedzającym incydent, napięcia w sieci 400 kV pozostawały poniżej progu 435 kV. Do godziny 12:03 nie wykryto również istotnych oscylacji o amplitudach przekraczających 20 mHz.

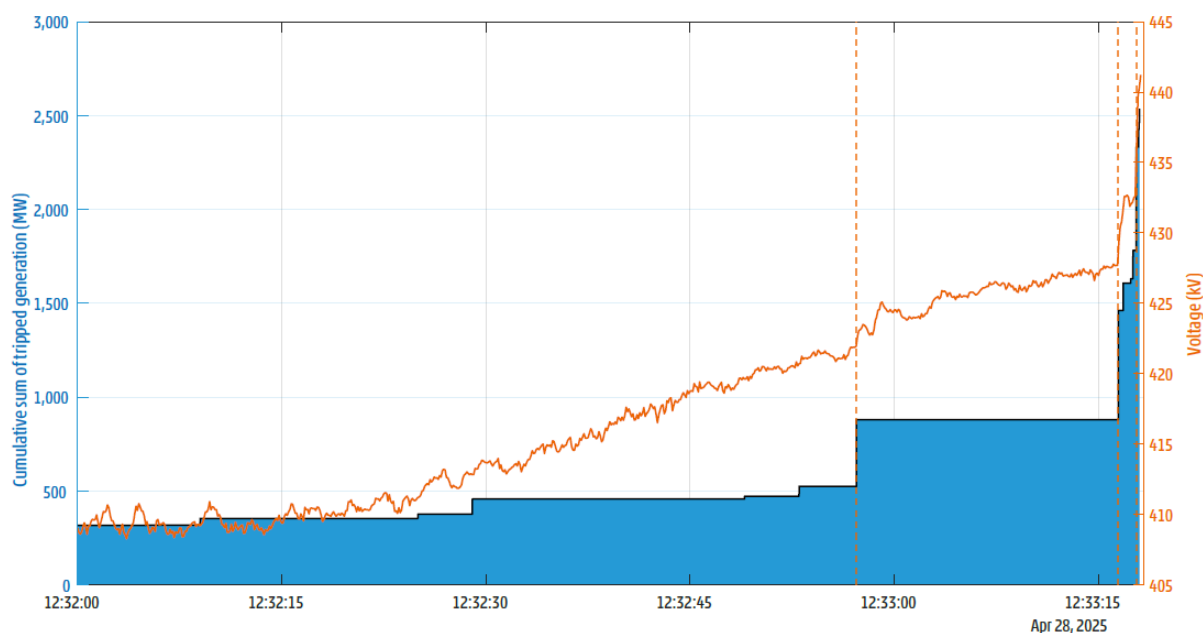
W ciągu pół godziny poprzedzającej blackout w obszarze synchronicznym Europy Kontynentalnej (CE SA) zaobserwowano dwa główne epizody oscylacji — obejmujące wahania mocy, napięcia i częstotliwości. Pierwszy z nich miał miejsce w okresie 12:03–12:08. Analiza wskazuje, że była to oscylacja o charakterze lokalnym, w największym stopniu oddziałująca na systemy Hiszpanii i Portugalii, z dominującą częstotliwością 0,63 Hz. Druga oscylacja pojawiła się w przedziale 12:19–12:22 i była oscylacją międzyobszarową, angażującą generatory z dużej części obszaru synchronicznego, z dominującą częstotliwością 0,21 Hz, odpowiadającą oscylacji Wschód Europy – Centrum – Zachód Europy. W celu ich wytłumienia operatorzy w centrach dyspozytorskich odpowiednich operatorów systemów przesyłowych wdrożyli szereg działań zaradczych, takich jak zmniejszenie eksportu Hiszpanii do Francji, załączenie wewnętrznych linii przesyłowych w południowej Hiszpanii czy zmiana trybu pracy połączenia HVDC między Francją a Hiszpanią. Chociaż działania te skutecznie złagodziły oscylacje, ich skutki doprowadziły jednocześnie do wzrostu napięcia w systemie hiszpańsko-portugalskim. O godzinie 12:32:00 — uznawanej za początek incydentu — napięcie w sieci 400 kV wynosiło poniżej 420 kV, a żadne istotne oscylacje o amplitudzie przekraczającej 20 mHz nie były obserwowane.

3. Przebieg zdarzenia

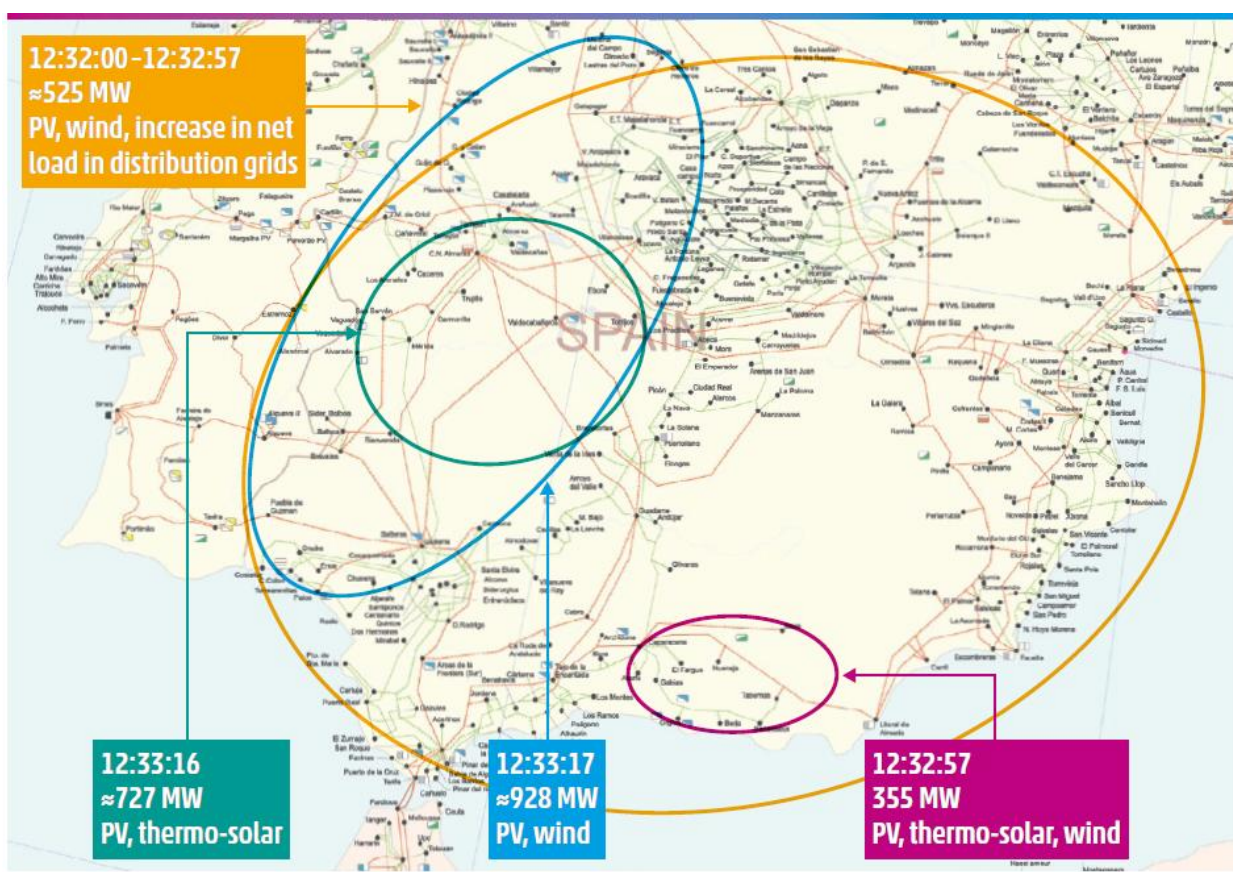
W niniejszym rozdziale opisano sekwencję zdarzeń, które doprowadziły do odłączenia systemu elektroenergetycznego Półwyspu Iberyjskiego od obszaru synchronicznego Europy Kontynentalnej oraz Maroka, a następnie do wystąpienia blackoutu — tj. wszystkie zdarzenia, które miały miejsce między 12:32:00 a 12:34:00. Warto podkreślić, że wiele z nich nastąpiło w bardzo krótkim przedziale czasu, co utrudnia precyzyjne ustalenie ich chronologii, ponieważ nie wszystkie dane są zsynchronizowane czasowo z wystarczającą dokładnością.

- W czasie od 12:32:00 do 12:32:57 odnotowano wzrost obciążenia netto o około 317 MW w sieciach dystrybucyjnych w Hiszpanii. Zmiany przepływów między OSP-OSD, które wystąpiły szczególnie po dwóch epizodach oscylacji oraz w przedziale 12:32–12:33, były wynikiem złożonych interakcji wielu czynników w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Szczegółowa analiza wskazuje, że zmiany te można jedynie w niewielkim stopniu powiązać z aktywacjami rezerw aFRR/mFRR. Natomiast w pewnym zakresie są one związane z nadnapięciowym odłączaniem jednostek generacyjnych poniżej 1 MW przyłączonych do sieci niskiego napięcia — odsetek tych wyłączeń wykazuje wysoką korelację ze wzrostem napięcia w sieci przesyłowej.
- W czasie od 12:32:00.000 do 12:32:57.000 nastąpiła szybka zmiana punktów pracy jednostek wytwórczych bez rampy (niezgodna z komunikowanymi programami pracy) lub ich odłączenie z nieznanymi przyczyn. Zjawisko to odpowiadało za wyłączenie około 208 MW generacji z farm wiatrowych i słonecznych powyżej 1 MW, głównie przyłączonych do sieci OSP w północnej i południowej Hiszpanii (pierwsza linia przerywana na rys. 2).
- Ograniczona jakość dostępnych danych uniemożliwia precyzyjne określenie zachowania jednostek wytwórczych w okresie 12:32:00–12:32:57. Brak danych z rejestratorów zakłóceń, niespójności w danych o nastawach zabezpieczeń oraz zbyt niska rozdzielczość pomiarów SCADA uniemożliwiają jednoznaczną identyfikację wyłączeń lub dokładnych zmian punktów pracy. Najbardziej prawdopodobne jest, że nieokreślona część zasobów generacyjnych 208 MW uległa albo odłączeniu, albo szybkim zmianom operacyjnym w analizowanym przedziale czasu, przy czym dostępne dane nie pozwalają na dokładniejsze wnioski.
- Kilka milisekund po 12:32:57 w stacji 400 kV Granada nastąpiło odłączenie transformatora wyprowadzenia mocy (należącego do strony trzeciej) (zdarzenie oznaczone kolorem fioletowym na rys. 4). Transformator ten wyprowadzał moc z kilku elektrowni wiatrowych i słonecznych do hiszpańskiej sieci przesyłowej. W momencie odłączenia przepływ mocy czynnej wynosił około 355 MW — z poziomu 220 kV na 400 kV. Właściciel transformatora zgłosił, że przyczyną odłączenia była zadziałanie funkcji nadnapięciowej po stronie 220 kV.
- W okresie 12:33:16–12:33:17 odłączyło się dodatkowe 727 MW generacji termosolarnej¹ i fotowoltaicznej przyłączonej do sieci 400 kV w środkowo-południowej Hiszpanii (zdarzenie oznaczone kolorem zielonym na rys. 3, druga linia przerywana na rys. 2). W stacji wyprowadzenia mocy Badajoz odłączono linię wyprowadzeniową o godz. 12:33:16.443 z nieznanymi przyczyn. Stacja Badajoz jest stacją zbiorczą generacji, z punktem przyłączenia w stacji przesyłowej Badajoz 400 kV. W momencie odłączenia jednostki generacyjne wprowadzały 582 MW do sieci. Bezpośrednio po tym odłączyła się generacja po stronie odbiorowej transformatora z powodu zbyt wysokiej częstotliwości.
- Elektrownia fotowoltaiczna przyłączona do TS 2 — Badajoz (400 kV) odłączyła się o 12:33:16.820 z nieznanymi przyczyn. W momencie odłączenia elektrownia generowała 145 MW. PMU w tej stacji było nieaktywne w czasie zdarzenia. Ostatni odczyt napięcia SCADA w stacji wynosił 436,1 kV o 12:33:16.
- W przedziale 12:33:17–12:33:18 odłączyło się około 928 MW generacji wiatrowej i słonecznej w stacjach 400 kV Segovia, 400 kV Seville, 400 kV Badajoz, 220 kV Huelva, 220 kV Cáceres oraz 220 kV Badajoz (zdarzenie oznaczone kolorem niebieskim na rys. 3, trzecia linia przerywana na rys. 2).
- W wyniku powyższego, wysokie napięcia oraz niska częstotliwość w hiszpańskiej sieci przesyłowej doprowadziły do kaskadowego odłączenia wielu innych jednostek wytwórczych — zarówno konwencjonalnych, jak i OZE.
- O 12:33:20.473 z powodu zadziałania zabezpieczenia podczęstotliwościowego (próg zadziałania zabezpieczenia wynosi 49,5 Hz) odłączyło się połączenie prądu przemiennego AC z Marokiem.
- W tym samym czasie zgodnie z planem obrony systemu odłączyły się elektrownie pompowo-szczytowe w Hiszpanii i Portugalii, lecz nie zdołało to zapobiec załamaniu częstotliwości systemu iberyjskiego.
- O 12:33:21.535 linie napowietrzne AC między Francją a Hiszpanią zostały odłączone przez zabezpieczenia od utraty synchronizmu, co zapobiegło przeniesieniu zakłócenia do systemu Europy Kontynentalnej (CE).
- Po separacji Półwyspu Iberyjskiego na skutek utraty synchronizmu niezbalansowanie mocy nadal rośnie, powodując dalszy spadek częstotliwości. Połączenie HVDC między Francją a Hiszpanią odłączyło się o 12:33:23.960, kończąc proces elektrycznej separacji Półwyspu Iberyjskiego od Francji.

¹ Generacja termosolarna (CSP – Concentrated Solar Power) to technologia wytwarzania energii elektrycznej poprzez skupianie promieni słonecznych za pomocą luster w celu wytworzenia ciepła, które napędza konwencjonalne turbiny parowe.



Rys. 2. Skumulowana utrata mocy czynnej połączona ze wzrostem obciążenia netto w systemie elektroenergetycznym Półwyspu Iberyjskiego (pole niebieskie) oraz napięcie w stacji 400 kV Carmona, Hiszpania (krzywa pomarańczowa). Linie przerywane przedstawiają trzy pierwsze główne zdarzenia wyłączeń jednostek wytwórczych.



Rys. 3. Obszary występowania głównych zdarzeń wyłączeń źródeł wytwórczych w Hiszpanii do godziny 12:33:18.

4. Wstępna analiza możliwych przyczyn

Analiza przebiegu zdarzenia w połączeniu z przeprowadzonymi dodatkowymi analizami technicznym, które ze względu na charakter i ograniczony rozmiar niniejszej publikacji nie mogą być opisane, pozwolily

zidentyfikować główne elementy, które doprowadziły do incydentu, oraz zależności między nimi. Poniżej przedstawiono te elementy w kolejność która nie odzwierciedla ich względnej istotności.

1. Moc bierna generatorów konwencjonalnych osiągała wartość referencyjną w mniej niż 75% czasu.

Obowiązująca w dniu zdarzenia procedura operacyjna określała minimalny udział mocy biernej (pobór bądź generację, zależnie od poziomu napięcia) wymagany od dużych jednostek konwencjonalnych, gdy napięcie wychodziło poza dopuszczalny przedział wokół wartości referencyjnej ustalonej przez operatora systemu przesyłowego (OSP). Analiza danych SCADA wykazała, że część jednostek konwencjonalnych dostarczała mniej mocy biernej, niż wynikało to z wymogów. Większa konsumpcja mocy biernej obniżyłoby napięcie. W rezultacie czynnik ten przyczynił się do nieskutecznej regulacji napięcia przez generację konwencjonalną, szczególnie w niektórych regionach.

2. Ramy regulacyjne dotyczące mocy biernej nie zawierały jednoznacznych wymagań dotyczących zachowania dynamicznego, a niespełnienie istniejących wymagań nie wiązało się z konsekwencjami ekonomicznymi.

W dniu incydentu obowiązujące przepisy nie określały szczegółowych wymagań dotyczących dynamiki regulacji napięcia. Ponadto, choć procedura przewidywała kary za brak zgodności z przepisami, nie były one faktycznie stosowane, ponieważ wymagany mechanizm ekonomiczny nie został wdrożony przez uprawniony podmiot. Wprowadzenie systemu finansowych zachęt lub sankcji mogłoby skłonić jednostki wytwórcze do poprawy jakości regulacji napięcia. Czynnik ten również przyczynił się do nieskutecznej regulacji napięcia, szczególnie w niektórych regionach.

3. Źródła OZE pracowały ze stałym współczynnikiem mocy - stały $\cos(\varphi)$

Praca ze stałym współczynnikiem mocy $\cos(\varphi)$ oznacza, że generacja mocy biernej jest proporcjonalna do generacji mocy czynnej. W Hiszpanii elektrownie OZE funkcjonowały w tym trybie, co miało dwa skutki:

- każda zmiana mocy czynnej powodowała proporcjonalną zmianę mocy biernej, a więc również zmianę napięcia,
- jednostki OZE pracujące w trybie stałego współczynnika mocy nie wspierały regulacji napięcia i nie kompensowały jego wahań, ponieważ ich generacja mocy biernej nie reagowała na warunki sieciowe.

5. Brak ograniczeń szybkości zmian generacji dla jednostek pracujących ze stałym współczynnikiem mocy.

Szybki spadek generacji mocy czynnej w jednostkach pracujących ze stałym współczynnikiem mocy prowadził do szybkiego zmniejszenia pobieranej mocy biernej. W efekcie szybkie rampowanie w dół skutkowało gwałtownym wzrostem napięcia.

6. Dławiki sieciowe były załączane ręcznie, co wymagało czasu na decyzję i wykonanie operacji.

W Hiszpanii dławiki sieciowe obsługiwano ręcznie. Czas potrzebny na ich załączenie był dłuższy niż tempo zmian napięcia podczas incydentu. Po godzinie 12:32 napięcie rosło zbyt szybko, aby wyłączone dławiki mogły zostać ponownie załączone na czas.

7. Wiele nastaw zabezpieczeń nadnapięciowych odbiegało od obowiązujących wymagań lub nie było dostosowanych do potrzeb systemu.

Część jednostek wytwórczych (lub transformatorów czy linii przesyłowych) odłączała się przy napięciach niższych niż warunki odłączenia określone w punkcie przyłączenia do sieci przesyłowej. Powodowało to utratę zdolności poboru mocy biernej, co prowadziło do gwałtownego wzrostu napięcia.

8. Niestabilność generowana przez przekształtniki oraz interakcje z innymi generatorami na tym samym obszarze.

Wystąpiła niestabilność związana z wzajemną interakcją pracy przekształtników, która w połączeniu z oddziaływaniem z innymi jednostkami wywołała wymuszoną oscylację o częstotliwości 0,63 Hz. W takich warunkach częstotliwość i napięcie mogą się gwałtownie zmieniać w ciągu kilku sekund.

9. Brak stabilizatorów systemowych PSS w części dużych jednostek i niewystarczające działanie zainstalowanych stabilizatorów.

Stabilizatory PSS służą do tłumienia oscylacji. Nie wszystkie duże jednostki wytwórcze były w nie wyposażone, a działanie istniejących PSS okazało się niewystarczające, by zahamować oscylacje.

10. Pierwsza oscylacja wymuszona o częstotliwości 0,63 Hz oraz druga oscylacja międzyobszarowa o częstotliwości 0,2 Hz.

Oscylacje stanowią poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa systemu. Dlatego ich tłumienie ma najwyższy priorytet operacyjny. W dniu zdarzenia dyspozytorzy wdrożyli działania ograniczające skutki obu epizodów oscylacji, co pozwoliło je stłumić, ale równocześnie doprowadziło do dalszego wzrostu napięcia.

11. Odłączenia małych źródeł generacyjnych (<1 MW) spowodowane zbyt wysokim napięciem

Dane dwóch producentów inwerterów PV wskazują, że znaczna liczba małych instalacji PV w sieciach niskiego napięcia OSD została odłączona na skutek zbyt wysokiego napięcia. Odłączenia miały miejsce podczas szybkich skoków napięcia, a także w okresach jego fluktuacji i oscylacji. Zmieniało to rozprędy mocy w sieci przesyłowej, powodując dalsze zmiany napięcia.

12. W Hiszpańskiej sieci 400 kV dozwolone było napięcia w szerszym zakresie napięć niż w innych krajach UE.

System był eksploatowany w dopuszczalnym zakresie napięć 380–435 kV, przy czym jednostki wytwórcze miały pozostawać przyłączone do sieci do wartości napięć w punkcie przyłączenia 435–440 kV (w zależności od daty uruchomienia). Powodowało to ograniczony lub wręcz zerowy margines bezpieczeństwa pomiędzy nastawą zabezpieczeń nadnapięciowych a dopuszczalnym napięciem w punkcie przyłączenia.

13. Uruchomienie planu obrony systemu w ES/PT – UFLS i wyłączanie pomp.

Odstawienie obciążeń i pomp ma na celu ograniczenie poboru mocy czynnej, aby zatrzymać spadek częstotliwości. Jednak odłączanie odbiorców pochłaniających moc bierną prowadzi do wzrostu napięcia, co w tym przypadku pogłębiało problem wysokich napięć - mimo poprawy sytuacji częstotliwościowej.

14. Mimo redukcji obciążenia częstotliwość w ES/PT nadal spadała z powodu kaskadowych wyłączeń generatorów z powodu zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych oraz podczęstotliwościowych.

Skutki dalszej utraty generacji (z powodu wysokich napięć) były większe niż efekty redukcji obciążenia. Częstotliwość nadal spadała aż do całkowitego załamania pracy systemu i wystąpienia blackoutu.

5. Podsumowanie i rekomendacje

Blackout, który dotknął Hiszpanię i Portugalię 28 kwietnia 2025 r., był rezultatem wielu wzajemnie oddziałujących czynników. Incydent rozwijał się poprzez sekwencję zdarzeń obejmującą kombinację wahań napięcia oraz zjawisk oscylacyjnych, które doprowadziły do wyłączeń jednostek wytwórczych w Hiszpanii na szeroką skalę - w szczególności źródeł opartych na przekształtnikach - a następnie do kaskady wyłączeń związanych ze zbyt wysokimi napięciami, zakończonej utratą synchronizmu systemu iberyjskiego z obszarem synchronicznym Europy Kontynentalnej. Analizy techniczne wskazują, że szybki wzrost napięcia spowodowany był kombinacją wielu czynników, które rozwinęły się w bardzo krótkich przedziałach czasu, pozostawiając operatorom ograniczone możliwości skutecznego reagowania operacyjnego. Obejmowały one ograniczenia w dostępności i skuteczności zasobów regulacji napięcia, zachowanie jednostek wytwórczych w aspekcie mocy biernej, nastaw zabezpieczeń jednostek wytwórczych, a także sposób działania małych jednostek OZE - wszystko to dodatkowo potęgowane ograniczoną obserwowalnością systemu.

Rosnący udział niestabilnych źródeł odnawialnych i generacji rozproszonej, dalsza integracja rynkowa, postępująca elektryfikacja oraz zmieniające się uwarunkowania środowiskowe i geopolityczne sprawiają, że europejski system elektroenergetyczny działa w coraz bardziej wymagających warunkach technicznych, wymagających wyższego poziomu odporności. Dlatego jednym z wyników prac panelu eksperckiego powołanego do przeprowadzenia dochodzenia technicznego są zalecenia wynikające z analizy przedmiotowego zdarzenia. Zostały one podzielone na 5 obszarów: regulacja napięcia i zarządzanie mocą bierną, modelowanie, wykrywanie i poprawa tłumienia oscylacji międzyobszarowych, zachowanie jednostek wytwórczych podczas zakłóceń, zwiększenie skuteczności mechanizmów obrony oraz odbudowy systemu. Prace panelu wskazały, że istnieje potrzeba dostosowania ram regulacyjnych, aby wdrożyć te zalecenia zgodnie z ewoluującym charakterem systemu elektroenergetycznego.

Wzmocniona koordynacja pomiędzy operatorami systemów przesyłowych (OSP), operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD), jednostkami wytwórczymi (SGU) oraz innymi interesariuszami jest kluczowa dla skutecznego zarządzania złożonymi zdarzeniami systemowymi takimi jak to. Stałe działania na rzecz doskonalenia praktyk operacyjnych oraz wymiany informacji pomogą utrzymać bezpieczeństwo dostaw dla wszystkich odbiorców.

Literatura

- [1] Expert Panel on the Grid Incident on 28 April 2025: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025, ICS Investigation Expert Panel, **Factual Report**, październik 2025. [Online]. Dostępny: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/iberian-blackout/entso-e_incident_report_ES-PT_April_2025_06.pdf
- [2] Expert Panel on the Grid Incident on 28 April 2025: Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025, ICS Investigation Expert Panel, **Final Report**, marzec 2026. [Online]. Dostępny: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/iberian-blackout/Final%20Report%20on%20the%20Grid%20Incident%20in%20Spain%20and%20Portugal%20on%2028%20April%202025.pdf>