

MAPA DROGOWA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ (MAPRE)

Spotkanie z interesariuszami na temat usług
systemowych (nieczęstotliwościowych)

MS Teams | 8 września 2026 r.

www.pse.pl



MAPRE – gdzie jesteśmy?



1. Inauguracja dialogu

• 16 czerwca 2026 r.

2. Bilansowanie handlowe

• 22 lipca 2026 r.

3. Bilansowanie techniczne

• 20 sierpnia 2026 r.

4. Usługi systemowe – nieczęstotliwościowe

• 8 września 2026 r.

5. Podsumowanie konsultacji

• 23 września

6. Prezentacja mapy – konferencja

• II tydzień grudnia (TBC)

USŁUGI SYSTEMOWE (NIECZĘSTOTLIWOŚCIOWE)

Robert Trębski, Departament Zarządzania Systemem

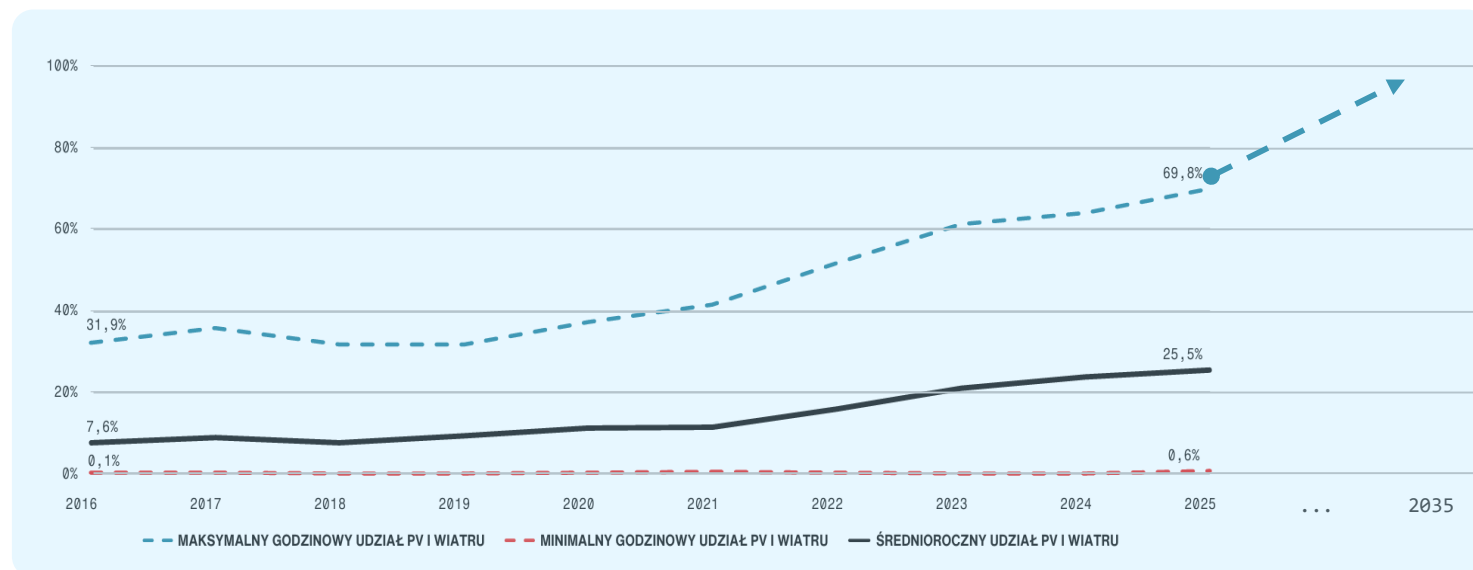
www.pse.pl



Do 2035 roku planujemy osiągnięcie gotowości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego do bezpiecznej pracy w warunkach bezemisyjnego miksu energetycznego

Wraz ze wzrostem udziału źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych maleją inercja, moc zwarciova i „sztywność” sieci, a warunki jej pracy stają się bardziej zmienne. Dlatego transformacja miksu energetycznego musi iść w parze z rozwojem nieczęstotliwościowych zdolności systemowych, które zapewnią bezpieczną pracę KSE, pozyskiwanych w określonych przypadkach poprzez dedykowane usługi systemowe.

Maksymalny godzinowy udział źródeł odnawialnych pogodozależnych (inwerterowych)



Źródło: Forum Energii

Nowe wyzwania dla systemu elektroenergetycznego:

- Spadek inercji, mocy zwarciovej i „sztywności” sieci
- Większa dynamika i zmienność warunków pracy KSE
- Rosnące ryzyko występowania rezonansów i niekorzystnych interakcji z jednostkami **IBR**
- Trudniejsze utrzymanie stabilności napięciowej i jakości energii
- Potrzeba skuteczniejszej koordynacji zarządzania mocą bierną na styku OSP–OSD

Nieczęstotliwościowe zdolności systemowe OSP wprowadza w IRiESP i w WDB – dokumentach konsultowanych z użytkownikami systemu i zatwierdzanych przez Prezesa URE

Nieczęstotliwościowe zdolności systemowe są niezbędne do bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz utrzymania odpowiedniej jakości energii elektrycznej. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z 22 marca 2023 r. usługi oferowane w ramach tych zdolności są świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego (OSP).

Podstawa prawna

Rozporządzenie

- rozporządzenie MKiŚ z 22 marca 2023 r. nakłada na OSP obowiązek utrzymania parametrów i stabilności KSE
- usługi systemowe są definiowane jako usługi świadczone OSP, niezbędne do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej
- rozporządzenie nie tworzy katalogu zamkniętego usług

Narzędzia OSP

IRiESP i WDB

- katalog usług systemowych oraz zasady ich nabywania, świadczenia i rozliczania OSP określa w IRiESP oraz w WDB
- oba dokumenty podlegają konsultacjom z użytkownikami systemu i zatwierdzeniu przez Prezesa URE

Wniosek dla Rynku

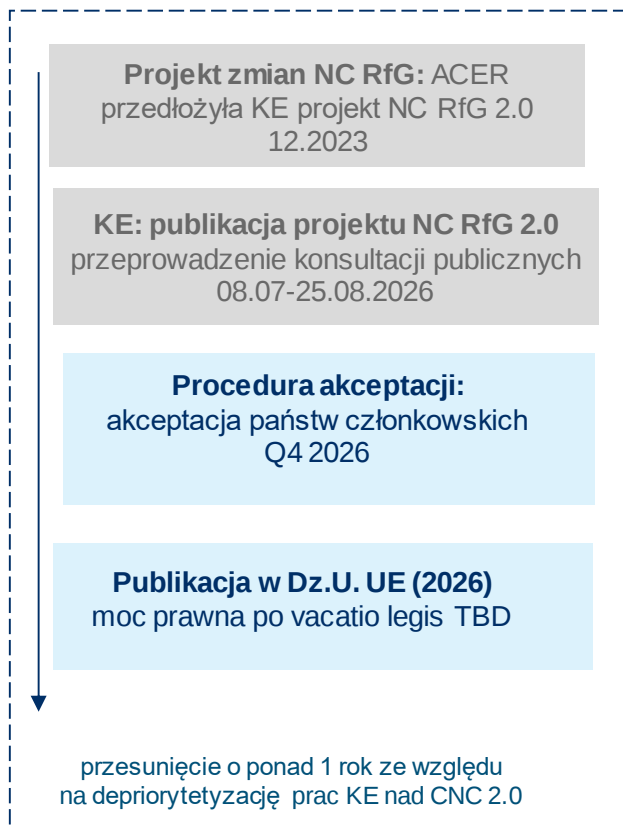
Elastyczność i przyszłość

- ramy prawne są szersze niż zakres usług obecnie pozyskiwanych przez OSP
- wprowadzenie nowej usługi nie wymaga zmiany rozporządzenia, wystarczy zmiana IRiESP lub WDB

Nowa wersja kodeksu NC RfG 2.0 dostosowuje unijne ramy techniczne do wyzwań transformacji, dając bazę pod regulacje krajowe

NC RfG nie zawsze określa wymogi przyłączeniowe w sposób wyczerpujący – często ustanawia jedynie ramy i deleguje ich doprecyzowanie na poziom krajowy. OSP opracowuje projekt wymogów (TCM) i po przeprowadzonych konsultacjach, przedkłada do zatwierdzenia Prezesowi URE. Równolegle na poziomie unijnym toczy się proces zmiany samego kodeksu – NC RfG 2.0.

 **Projekt zmiany NC RfG (NC RfG 2.0)**
treść techniczna, procedura na poziomie UE

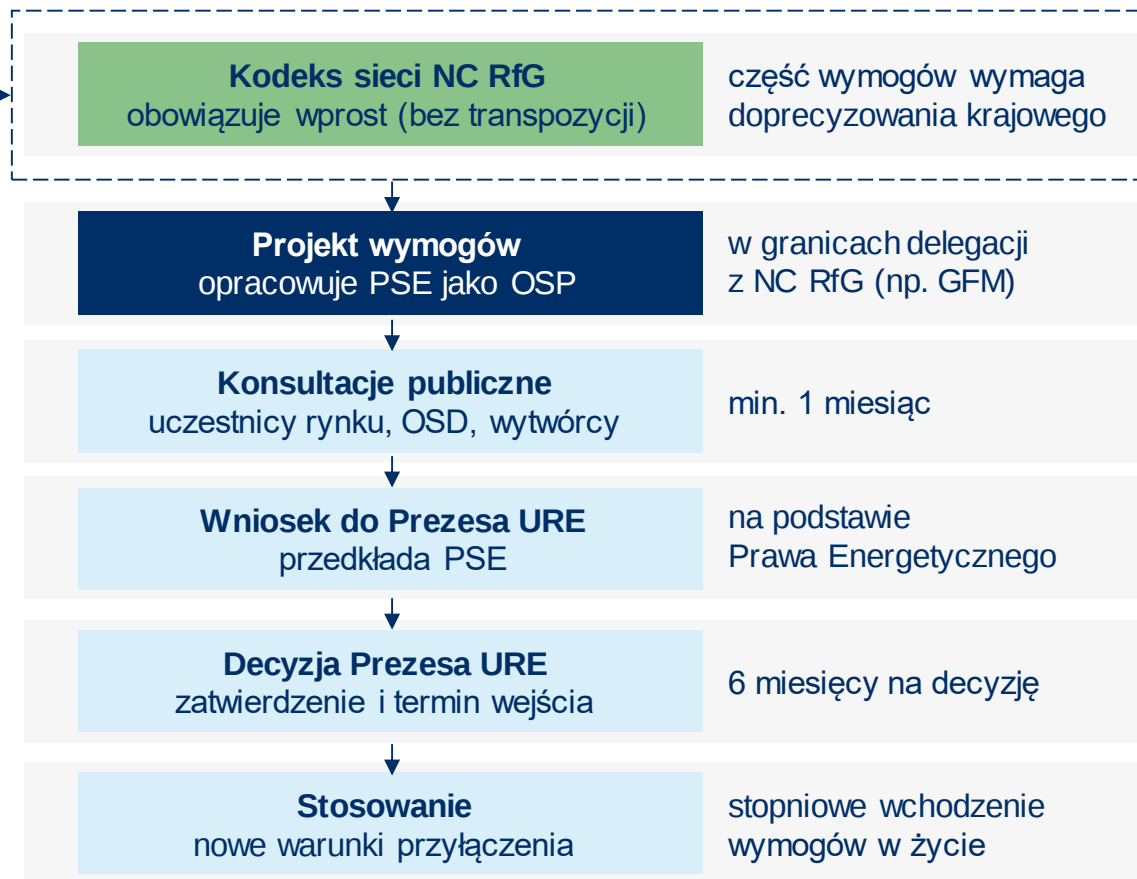


Obecny etap prac

równolegle trwają prace nad np. określeniem wymogów technicznym GFM na poziomie krajowym



Wdrożenie na poziomie krajowym
TCM, w tym WOS



Prace nad krajowymi wymogami GFM już trwają

(więcej o GFM w dalszej części prezentacji)

Obowiązki i usługi w celu osiągnięcia zdolności KSE do pracy w trybie zeroemisyjnym do 2035 r.

Obowiązki i usługi (na rzecz OSP) potrzebne do osiągnięcia zdolności KSE do pracy w trybie zeroemisyjnym do 2035 r.

1. Regulacja napięcia i mocy biernej

Autonomiczna regulacja napięcia i przyjmowanie nastaw OSP/OSD

ARQ (obecne ARNE) udział w regulacji napięcia i mocy biernej we współpracy z układem nadrzędnym

ARQ – DZ (nowe) udział w regulacji napięcia i mocy biernej ze zwiększonym zakresem mocy biernej

2. Regulacja napięcia i mocy biernej kompensatorowa

ARQ-K (nowe dla OZE)
–
regulacja mocy biernej w trybie automatycznym, kompensatorowym

Praca kompensatorowa bloków wycofywanych z eksploatacji (nowe)

3. Grid-forming

Praca w trybie GFM i zapewnienie odpowiednich zdolności GFM

SIN-EXT
–
zapewnienie dodatkowej inercji syntetycznej

4. Obrona i odbudowa

Odciażanie ponad i podczęstotliwościowe (LFSSM)

Praca na potrzeby własne/rozruch autonomiczny

Wyłączenia awaryjne

Udział w testach obrony i odbudowy MWE wskazanych w wykazie SGU

Odbudowa KSE, również z wykorzystaniem zasobów GFM

OBOWIĄZEK

USŁUGA

1. Regulacja napięcia i mocy biernej

OBOWIĄZEK – obecnie

Dla MWE (moduły wytwarzania energii)

- **wymogi:** dla MWE typu D zgodnie z RfG/WOS/IRiESP/WP określony zakres i regulacja w funkcji napięcia
- **dostępność zakresu:** wymóg odniesiony do mocy maksymalnej
- **przy zerowej generacji:** obowiązek ogranicza się do skompensowania własnego toru wyprowadzenia mocy
- **zdalne zadawanie:** napięcie, moc bierna i współczynnik mocy w pełnym zakresie
- **poziom nadrzędny:** nastawy wyznaczane ręcznie i przekazywane przez SCADA lub telefonicznie

Dla MEE (magazyny energii elektrycznej)

- **dla MEE przyłączonych do sieci 110 kV i powyżej:** zdalna zmiana trybów regulacji i wartości zadanej
- **zakres regulacji:** określony zakres przy ładowaniu i rozładowaniu oraz regulacja w funkcji napięcia
- **przy zerowej mocy:** brak obecnie obowiązku, mimo technicznej zdolności
- **poziom nadrzędny:** nastawy wyznaczane ręcznie i przekazywane przez SCADA lub telefonicznie

OBOWIĄZEK – w przyszłości

(na następnym slajdzie)

USŁUGA – obecnie

ARNE (Automatyczna Regulacja Napięć Elektrowni)

- **zakres podmiotowy:** ciepłne JWCD (obowiązek); szczytowo-pompowe JWCD, ciepłne nJWCD, farmy wiatrowe, PV i magazyny (dobrowolnie)
- **Warunek:** przyłączenie do sieci przesyłowej albo szyn 110 kV w węzłach NN/110 kV oraz sprawny układ ARNE
- **przedmiot zakupu:** praca z układem ARNE załączonym na polecenie OSP
- **rozliczenie:** stawka godzinowa z umowy × czas pracy z załączonym układem
- **cena:** indywidualna, odzwierciedla koszty eksploatacji układów

USŁUGA – w przyszłości

(na następnym slajdzie)

OBOWIĄZEK – w przyszłości

Wprowadzenie obowiązku autonomicznej regulacji napięcia i przyjmowania nastaw OSP/OSD

Dla MWE (moduły wytwarzania energii)

- typ D: wymogi zgodnie z RfG/WOS/IRiESP/MP oraz deklaracja **rozszerzonego zakresu mocy biernej P-Q: autonomiczne utrzymywanie napięcia i mocy biernej zgodnie z zadaną charakterystyką, bez polecenia z zewnątrz**
- **zdalne zadawanie:** zamiast samego zadawania wartości: **sześć funkcji przez SCADA-OSP** (załączenie do współpracy, zmiana trybu, wartość zadana, wyłączenie, monitorowanie dostępnych zakresów, sygnalizacja stanów alarmowych)
- **przy zerowej mocy: praca kompensatorowa o ile MWE posiada zdolności techniczne** (szerzej: praca kompensatorowa)
- **deklaracja parametrów:** (jak obecnie) **zgłoszenie charakterystyk P-Q-U z minimalną mocą czynną oraz łącznej charakterystyki w miejscu przyłączenia, z aktualizacją dostępnego zakresu przy pracach eksploatacyjnych i awariach (również w przypadku rozbudowy obiektu)**

- **ARQ (jak obecne ARNE) udział w regulacji napięcia i mocy biernej w trybie automatycznym dla OS**

Dla MEE (magazyny energii elektrycznej)

- **od 110 kV:** zamiast samego zadawania wartości: **te same sześć funkcji i ten sam obowiązek deklaracyjny co dla modułów wytwarzania**
- **zakres regulacji:** zamiast osobnych wymogów dla ładowania i rozładowania, **wymogi symetryczne**
- **przy zerowej mocy: praca kompensatorowa niezależnie od stanu naładowania** (szerzej: praca kompensatorowa)

USŁUGI – w przyszłości

Uruchomienie usługi ARQ-DZ – zapłata za udostępniony zakres mocy bierną ponad obowiązujący wymóg

- **co kupujemy:** zakres regulacji mocy biernej powyżej warunków przyłączenia
- **dla kogo:** obiekty świadczące już usługę podstawową ARQ – udział dobrowolny
- **jak wybieramy:** postępowanie ogłaszane przy zidentyfikowanym niedoborze lokalnym mocy biernej wymaganej dla regulacji napięć
- **za co płacimy:** uzasadnione koszty zmienne

2. Praca kompensatorowa

OBOWIĄZEK – obecnie

Dla MWE (moduły wytwarzania energii)

- przy zerowej generacji obowiązek ogranicza się do skompensowania własnego toru wyprowadzenia mocy

Dla MEE (magazyny energii elektrycznej)

- przy zerowej mocy: brak jakiegokolwiek obowiązku
- poza kategoriami kodeksu sieciowego: kompensatory synchroniczne i statyczne: nieobjęte typami A-D, wymogi wyłącznie z warunków przyłączenia oraz instrukcji

USŁUGA – obecnie

- **zakres podmiotowy (IRiESP):** kompensatory synchroniczne i statyczne, elektrownie szczytowo-pompowe w trybie kompensatorowym, farmy wiatrowe, PV oraz magazyny.
- **zasoby świadczące obecnie usługę pracy kompensatorowej:** Elektrownie szczytowo-pompowe.
- **przedmiot zakupu:** zmiana poziomu generowanej oraz pobieranej mocy biernej poszczególnych hydrozespołów we wszystkich dostępnych trybach pracy.
- **zakres i warunki:** określone w indywidualnej umowie, kontraktowanie razem z usługą ARNE.
- **pobór mocy czynnej na potrzeby usługi:** rozliczany w ramach tej samej umowy.

OBOWIĄZEK – w przyszłości

Gotowość do pracy kompensatorowej przy P=0

Dla MWE (moduły wytwarzania energii)

- **gotowość do pracy kompensatorowej przy zerowej mocy czynnej z zapewnieniem kompensacji instalacji wewnętrznej MWE/MEE** – dla parków energii tryb kompensacyjny falowników niezależnie od dostępności wiatru i słońca
- **elektrownie wodne i szczytowo-pompowe: gotowość jako wymóg**

Dla MEE (magazyny energii elektrycznej)

- **praca kompensatorowa niezależnie od stanu naładowania**

USŁUGA – w przyszłości

Usługa pracy kompensatorowej ze źródeł OZE

- **co kupujemy:** kompensacja mocy biernej na polecenie OSP przy braku generacji mocy czynnej (jednolite warunki oraz zestandaryzowany zestaw parametrów – zakres i wartości określone indywidualnie w umowach)
- **dla kogo:** obiekty przyłączone do sieci przesyłowej bądź do szyn 110 kV sieci dystrybucyjnych w stacjach NN/110 kV, w których węzeł NN należy do sieci przesyłowej; udział dobrowolny
- **jak rozliczamy:** czas świadczenia usługi pracy kompensatorowej × indywidualna stawka + koszt energii czynnej zużytej podczas pracy kompensatorowej + koszty wynikające z opłaty zmiennej sieciowej (jeżeli dotyczy)
- **stan prac:** w trakcie pilotażu na okres do 30.06.2027

Usługa pracy kompensatorowej z elektrowni szczytowo-pompowych

- świadczenie na obecnych zasadach

O B O W I Ą Z E K – w p r z y s z ł o ś c i

brak

U S Ł U G A – w p r z y s z ł o ś c i

Zdolność do pracy kompensatorowej bloków wycofywanych z eksploatacji lub posiadających sprzęgło

- **Co kupujemy:** dostępny zakres mocy biernej z generatorów kończących pracę. Potencjalnie możliwe dwa rozwiązania. Praca w układzie z zabudowanym sprzęgłem na wale pomiędzy turbiną i generatorem, przy którym blok nadal wytwarza energię czynną, albo retrofit również z możliwością zabudowy koła zamachowego (uwaga: ze względu na istotne zwiększenie inercji kinetycznej poprzez zabudowę koła zamachowego usługa to może być spozycjonowana na innym poziomie niż dla maszyny bez koła zamachowego).
- **Dla kogo:** MWE przyłączone do sieci przesyłowej oraz stacji dzielonych NN/110 kV. Udział dobrowolny.
- **Wymóg wejścia:** zdalne sterowanie ze SCADA-OSP, potwierdzona potrzeba OSP pozyskania zasobu w danej lokalizacji, preferowany poziom napięcia przyłączenia z uwagi na poprawę bilansu mocy biernej - sieć 400 kV.
- **Jak rozliczamy:** czas świadczenia usługi pracy kompensatorowej × indywidualna stawka + koszt energii czynnej zużytej podczas pracy kompensatorowej + koszty wynikające z opłaty zmiennej sieciowej (jeżeli dotyczy) + uzasadniony koszt wynikający z poniesionych nakładów
- **Stan prac:** TBD

3. Grid-forming

GFM – prace nad regulacjami

NC RfG nie zawsze określa wszystkie wymogi przyłączeniowe w sposób wyczerpujący – często ustanawia jedynie ramy i deleguje ich doprecyzowanie na poziomie krajowym. Doprecyzowanie odbywa się poprzez ustanowienie TCM (np. Wymogów Ogólnego Stosowania), procedura ta wymaga przeprowadzenia konsultacji publicznych oraz zatwierdzenia przez krajowy organ regulacyjny.



GFM: NC RfG 2.0

zakres IBR: PPM (w tym MEE i EV)

Projekt zmian NC RfG
ACER przedłożyła KE projekt NC RfG 2.0

• **grudzień 2023 r.**

KE: publikacja projektu NC RfG 2.0
przeprowadzenie konsultacji publicznych

• **8 lipca 25 sierpnia 2026 r.**

Procedura akceptacji
akceptacja państw członkowskich

• **plan: Q4 2026 r.**

Publikacja w Dz.U. UE (2026)
moc prawna po vacatio legis

• **TBD**

ENTSO-E: IGD GFM
prace grupy roboczej nad IGD

• **TBD, publikacja po wejściu w życie NC RfG 2.0**

Wdrożenie na poziomie krajowym
TCM, w tym WOS

• **TBD, na podstawie postanowień NC RfG 2.0**

przesunięcie o ponad 1 rok ze względu na depriorytetyzację prac KE nad zmianą przyłączeniowych kodeksów sieci



GFM: prace nad krajowymi wymogami

zakres IBR: MEE, PPM, systemy HVDC

Wstępny projekt wymogów dla MEE
dokument o charakterze wstępnym

• **styczeń – lipiec 2026 r.**

Ograniczone konsultacje branżowe
konsultacje z dostawcami technologii

• **sierpień 2026 r.**

Projekt wymogów dla MEE
wymogi GFM, weryfikacja zgodności

• **wrzesień – listopad 2026 r.**

Spotkanie informacyjne
prezentacja wymogów i trybu wdrożenia

• **listopad lub grudzień 2026 r.**

Wdrożenie wymogów dla MEE
przeprowadzenie konsultacji publicznych

• **grudzień 2026 r. lub styczeń 2027 r.**

Prace nad wymogami dla PPM i HVDC
zakres: PPM, PPM+MEE, systemy HVDC

• **2027 r.**

więcej informacji o krajowych wymogach GFM na następnym slajdzie

GFM (ang. grid-forming) – zdolności do kształtowania parametrów sieci dla IBR

IBR (ang. inverter-based resources) – zasoby przyłączane poprzez przekształtniki energoelektroniczne (w zakresie IBR wchodzi wszystkie PPM)

PPM (ang. Power Park Module) – jednostka lub zestaw jednostek wytwarzających energię elektryczną, która(-y) jest przyłączona(-y) do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki

NC RfG (ang. Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators) – kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci

GFM – zakres zdolności technicznych



PSE

- niezależne od ENTSO-E prace nad krajowymi wymogami GFM
- uwzględnienie m.in. Raportu GFM w ramach prac na wymogami GFM w celu uniknięcia fundamentalnych sprzeczności z konceptem rozwijanym przez ENTSO-E
- implementacja krajowych wymogów GFM (**GFM PL**), plan: **2027 r.**
- wdrożenie wymogów GFM w ramach NC RfG 2.0 (**GFM RfG**), plan: **TBD.**

KOEGZYSTENCJA GFM PL i GFM RfG

zakres IBR: zbieżny – PPM, w tym MEE

zakres zdolności technicznych GFM: zbieżny – szczegóły przedstawiono poniżej

poza zakresem GFM: rozruch autonomiczny i praca wyspowa (mogą, lecz nie muszą być realizowane poprzez GFM), pozostanie w pracy podczas zakłóceń w sieci

stosowalność: GFM PL będą obowiązywać IBR przyłączane przed wejściem w życie NC RfG 2.0 oraz w okresie przejściowym

istotna modernizacja: modernizowane IBR (również te spełniające GFM PL) będą zobligowane do spełnienia GFM RfG na podstawie zapisów NC RfG 2.0

ENTSO-E



- opracowanie Raportu GFM w 2025 r.
- w oparciu m.in. o Raport GFM przygotowanie IGD GFM z niewiążącymi wytycznymi w zakresie krajowej implementacji NC RfG 2.0 w odniesieniu do zdolności GFM
- IGD GFM zostanie opublikowany po wejściu w życie NC RfG 2.0

Praca jako źródło napięcia

- praca w trybie źródła napięciowego, realizującym funkcję bezpośredniej regulacji napięcia
- w tym trybie utrzymywane jest stabilne napięcie o określonej amplitudzie, częstotliwości i kącie fazowym (analogicznie do pracy klasycznego generatora synchronicznego)
- stanowi fundamentalną zdolność/cechę IBR z GFM

Zapewnienie inercji syntetycznej

- odwzorowanie zachowania inercji mechanicznej generatorów synchronicznych poprzez generowanie dodatkowej chwilowej mocy czynnej przy nagłych zmianach częstotliwości

Tłumienie oscylacji

- nie pogarszanie tłumienia istniejących modów oscylacyjnych w różnych zakresach częstotliwości
- zapewnienie odpowiedniego tłumienia (na podstawie współczynnika tłumienia) modów oscylacyjnych w określonych zakresach częstotliwości

Usługi nabywane od IBR z GFM

Wprowadzenie nowych usług bądź utworzenie nowych rynków (np. rynku inercji) wymaga odpowiedniego przygotowania oraz pewności regulacyjnej, w szczególności należy uwzględnić poniższe elementy



Stabilność i pewność regulacyjna

konieczność pełnej implementacji **GFM PL** oraz **GFM RfG** w celu uregulowania zarówno zdolności technicznych GFM, jak i ich potencjalnego wpływu na KSE



Koegzystencja inercji tradycyjnej oraz inercji syntetycznej

konieczność opracowania metod określania i wymiarowania inercji w KSE uwzględniających zarówno inercję pochodzącą z jednostek synchronicznych, jak i inercji syntetycznej



Jednostki
synchroniczne

*właściwości dostarczane samoistnie
ze względu na charakter pracy zasobów*

IBR z GFM

*emulacja zachowania jednostek
synchronicznych wymagająca celowego
zaprojektowania i sterowania*

zachowanie jako źródło napięcia

zapewnienie inercji

tłumienie oscylacji



Wymiarowanie inercji w połączonym systemie Europy kontynentalnej

konieczność wypracowania kryteriów pozwalających określić wymogu dla każdego TSO (podobnie jak FCR)



Ocena istniejących mechanizmów rynkowych pozyskania inercji

konieczność pełnej analizy wdrożonych już na świecie mechanizmów rynkowego zakupu usług od IBR z GFM, w szczególności rynków inercji

O BOWIĄZEK

**ELEMENTY
NIEZBĘDNE DO
OPRACOWANIA
KONCEPCJI
USŁUG LUB
RYNKÓW W
ZAKRESIE
INERCJI**

Inercja syntetyczna odtwarza skutek inercji synchronicznej, ale nie powstaje samoistnie – wymaga zapasu energii i zadania wymaganej wielkości

Zjawisko utraty stabilności częstotliwościowej może mieć miejsce przede wszystkim przy wydzieleniu się niezbilansowanego podsystemu do pracy asynchronicznej (z deficytem mocy czynnej lub jego nadwyżką). Wraz ze zwiększeniem udziału IBR, w tym instalacji OZE, w strukturze wytwórczej maleje inercja systemu, czyli energia kinetyczna w masach wirujących jednostek konwencjonalnych, która w naturalny sposób pokrywa zaistniały ubytek mocy czynnej w systemie.

Inercja synchroniczna

- Wpływ na początkowe tempo spadku częstotliwości ma wyłącznie wielkość utraconej mocy napędzającej oraz inercja jednostek konwencjonalnych (zgromadzona w masach wirujących energia kinetyczna).
- Konieczne jest zapewnienie zdolności do przywrócenia bilansu między mocą mechaniczną napędzającą generatory synchroniczne a mocą elektryczną obciążającą turbogeneratory w systemie elektroenergetycznym celem powstrzymania zmian częstotliwości.
- Tym samym, **zasobami naturalnej (synchronicznej) inercji mogą być wyłącznie maszyny synchronicznie wirujące na wspólnym wale z dodatkową masą**, np. turbiny, koła zamachowe.

Inercja syntetyczna

- **Instalacje przyłączone do sieci przez jednostki przekształtnikowe mogą zapewniać zdolności w zakresie tzw. syntetycznej inercji.**
- Należy rozumieć to jako zdolność do dodatkowej generacji albo poboru energii elektrycznej do/z systemu elektroenergetycznego i której charakter odpowiedzi „naśladuje” uwalnianie/absorbcję energii kinetycznej z masy wirującej synchronicznie.
- Zapewnia to moment elektryczny proporcjonalny do RoCoF*, który przeciwdziała zmianom częstotliwości w systemie elektroenergetycznym.

Źródło	Masy wirujące synchronicznie na wspólnym wale	Instalacje przyłączone przez przekształtniki
Mechanizm	Naturalne uwolnienie energii kinetycznej zgromadzonej w masach wirujących	Sterowana generacja lub pobór mocy naśladujący uwolnienie energii kinetycznej
Odpowiedź	Natychmiastowa i nieodłączna od pracy maszyny, niezależna od układu sterowania	Odpowiedź proporcjonalna do RoCoF, zależna od nastaw
Ograniczenie	Ubywa wraz z wycofywaniem jednostek konwencjonalnych	Wymaga dostępności energii oraz zadania wymaganej wielkości

Monitorowanie inercji w KSE

- Na poziomie Europy Kontynentalnej inercja nie jest obecnie monitorowana, poszczególni TSO wdrażają swoje własne narzędzia w zależności od zidentyfikowanych potrzeb.
- PSE w 2026 r. uruchomiło pierwszy proces ciągłego monitorowania inercji wyznaczanej co godzina.
- W 2027 r. planowane jest uruchomienie podobnego procesu w systemie SCADA-OSP (zakładana większa rozdzielczość monitorowania).
- Obecnie źródłem inercji są jedynie zasoby synchroniczne.
- Opracowywane są metody agregacji inercji kinetycznej i inercji syntetycznej. Proces monitorowania docelowo obejmie wartość skumulowaną.

Raport z analizy stałej inercji

za wybrany okres: Lipiec 2026

Podstawa opracowania

Raport sporządzany na podstawie danych historycznych tworzonych przez system SCADA/EMS.

Średnia stała inercji
w badanym okresie

94,100.77 MVA·s

Minimalna wartość
stałej inercji

74,461.80 MVA·s

Wystąpienie: 25.07.2026 10:30

Maksymalna wartość
stałej inercji

125,413.41 MVA·s

Wystąpienie: 01.07.2026 19:30

Okres raportu

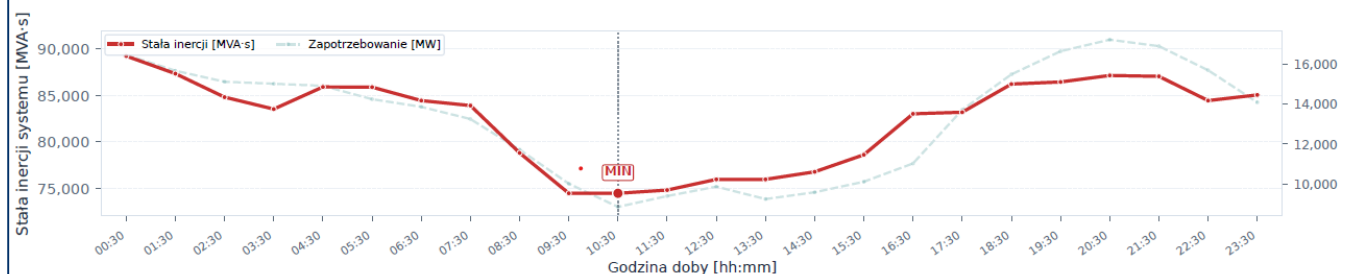
Lipiec 2026

Zakres danych

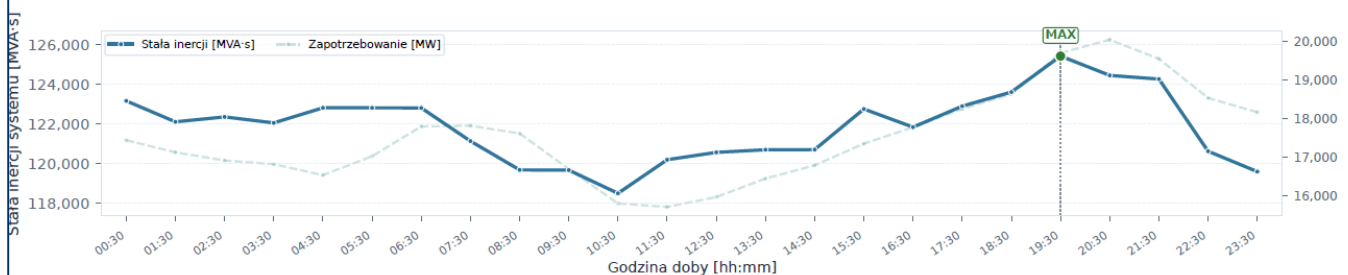
01.07.2026 - 31.07.2026

Profil godzinowy stałej inercji i zapotrzebowania w dobach z minimalną i maksymalną zarejestrowaną stałą inercji

Doba z minimalną godzinową stałą inercji: 25.07.2026 10:30 | 74,462 MVA·s



Doba z maksymalną godzinową stałą inercji: 01.07.2026 19:30 | 125,413 MVA·s



4. Obrona i odbudowa

Strategie obrony i odbudowy KSE

Zgodnie z NC ER*

- Plan Obrony KSE (2018 r.)
- Plan Odbudowy KSE (2018 r.)

Zgodnie ze Strategią PSE do 2040

Aktualizacja (nowa wersja) Planu Obrony i Odbudowy uwzględniająca role OZE i MEE planowana do końca 2028 r.

Odciażanie i Obciążanie ponad/podczęstotliwościowe

O BOWIĄZEK – obecnie

Posiadania zdolności LFSM-O/LFSM-U - Automatyczne ograniczenie/zwiększenie mocy czynnej przy wzroście/spadku częstotliwości, przy odchyłce większej niż +/- 200 mHz.

Dla nowo przyłączanych MWE, typu:

- A-D – odciażanie ponadczęstotliwościowe – LFSM-O
- C i D – obciążanie podczęstotliwościowe – LFSM-U

USŁUGA – obecnie
brak

O BOWIĄZEK – w przyszłości*

Automatyczne ograniczenie/zwiększenie mocy czynnej przy wzroście/spadku częstotliwości, przy odchyłce większej niż +/- 200 mHz.

Dla nowo przyłączanych MWE, typu:

- A-D – odciażanie ponadczęstotliwościowe – LFSM-O
- C i D – obciążanie podczęstotliwościowe – LFSM-U

Dla nowo przyłączanych MEE oraz instalacji V2G (*vehicle-to-grid*)

- A-D EV1-EV3 – odciażanie ponadczęstotliwościowe – LFSM-O
- A-D EV1-EV3 – obciążanie podczęstotliwościowe – LFSM-U

* NC RfG 2.0

USŁUGA – w przyszłości
brak

Praca na potrzeby własne (PPW)

OBOWIĄZEK – obecnie

Gotowość do utrzymania pracy na potrzeby własne (PPW) po odłączeniu od sieci, w tym bez informacji o zmianie połączenia łącznika w torze wyprowadzenia mocy

Dla MWE typu D o mocy osiągalnej równej i wyższej 100 MW

USŁUGA – obecnie
brak

OBOWIĄZEK – w przyszłości

Bez zmian

USŁUGA – w przyszłości
brak

Wyłączenia awaryjne

OBOWIĄZEK – obecnie

Odłączanie odbiorców od sieci w ramach stopni:

A1-A5 – awaryjne wyłączenia sieciowe

B1-B15 – awaryjne wyłączenia bilansowe

USŁUGA – obecnie

brak

OBOWIĄZEK – w przyszłości

Bez zmian

USŁUGA – w przyszłości

brak

Odbudowa

O BOWIĄZEK – obecnie

Realizacja zakresu testów zgodnie z *Planem Testów* zatwierdzanym przez Prezesa URE

Dla wszystkich nowych MWE typu C i D wskazanych w Wykazie SGU (zaklasyfikowanych jako *Significant Grid User, SGU*)

USŁUGA – obecnie

Dostarczanie usług w zakresie odbudowy:

- Utrzymanie zdolności do rozruchu autonomicznego i zasilania potrzeb własnych
- Zapewnienie zdolności do budowy i zasilania ciągu rozruchowego oraz pracy wyspowej,

Dostawca usługi musi posiadać umowę o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej, odpowiednio z OSD lub OSP

O BOWIĄZEK – w przyszłości

GFM dla MEE (szczególnie typ C i D)

USŁUGA – w przyszłości

Rozruch autonomiczny i zdolność budowy ciągu rozruchowego z wykorzystaniem MEE

Następne kroki

MAPRE – gdzie jesteśmy?



1. Inauguracja dialogu

• 16 czerwca 2026 r.

2. Bilansowanie handlowe

• 22 lipca 2026 r.

3. Bilansowanie techniczne

• 20 sierpnia 2026 r.

4. Usługi systemowe – nieczęstotliwościowe

• 8 września 2026 r.

5. Podsumowanie konsultacji

• 23 września

6. Prezentacja mapy – konferencja

• II tydzień grudnia (TBC)

Dziękujemy za udział w spotkaniu

8 września 2026 r.

BĄDŹ NA BIEŻĄCO:

