

# Badania wpływu sztucznej inercji pochodzącej ze źródeł wiatrowych na dynamikę KSE pracującego asynchronicznie względem sąsiadujących systemów przesyłowych

## Investigation of the impact of synthetic inertia coming from wind sources on the dynamics of a domestic power system working asynchronously in relation to the neighbouring transmission systems

Przy nagłym ubytku generacji, w stanie nieustalonym elektromechanicznym, różnicę między mocą mechaniczną doprowadzaną do generatorów i mocą elektryczną oddawaną przez generatory do sieci, pokrywa moc pochodząca z energii kinetycznej zmagazynowanej w wirujących masach wirników. Prowadzi to do zmiany obrotów wirnika tak długo, aż nie nastąpi ustalenie nowego stanu równowagi. W nowym punkcie równowagi może wystąpić odchylenie częstotliwości od wartości zadanej, które wynika z przecięcia się charakterystyk statycznych odbiorów i wytwarzania oraz działania układów regulacji częstotliwości [1, 2].

Przy dużych awariach objawiających się relatywnie dużym ubytkiem mocy, proces zapadu częstotliwości odbywa się tak szybko, że układy regulacji turbin nie są w stanie zareagować, konieczne jest automatyczne przeciwdziałanie poprzez ograniczenie mocy pobieranej w systemie elektroenergetycznym (SEE). Służą do tego układy samoczynnego odciążania częstotliwościowego (SCO), które stanowią ostatni środek obrony SEE przed rozległą awarią w przypadku wystąpienia utraty równowagi częstotliwości. Przy szybkich zapadach częstotliwości rodzi to zagrożenie, że częstotliwość sieci może spadać znacznie poniżej dopuszczalnej dla różnego rodzaju jednostek wytwórczych. Charakterystyki dopuszczalnej pracy jednostek wytwórczych przy częstotliwości różnej od znamionowej są zwykle czasowo-zależne [3, 4].

Bezpieczeństwo SEE wiąże się z zapewnieniem stabilnej pracy w warunkach występowania różnego rodzaju zakłóceń. Podczas obrony SEE występują na ogół dwie fazy [3, 4]:

- pierwsza faza obejmuje stosunkowo powolne narastanie zagrożenia, jako skutek kolejno występujących awarii lub

zmian pogodowych; w tym okresie przewiduje się podejmowanie działań przez służby dyspozytorskie;

- druga faza występuje po przekroczeniu krytycznych parametrów pracy systemu (utrata równowagi) i ma przebieg bardzo szybki, praktycznie wykluczający możliwość działań służb dyspozytorskich; w tej fazie działają jedynie układy automatyki, pozwalające na ograniczenie rozmiaru awarii, a w skrajnym przypadku niedopuszczenie do uszkodzenia urządzeń i przygotowanie do odbudowy SEE.

Zjawisko utraty równowagi częstotliwościowej może mieć miejsce przede wszystkim przy wydzieleniu się niezbilansowanego podsystemu do pracy asynchronicznej (z deficytem mocy lub jego nadwyżką).

Wraz ze zwiększeniem udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w strukturze wytwórczej maleje inercja systemu, czyli energia kinetyczna w masach wirujących jednostek konwencjonalnych, która w naturalny sposób pokrywa zaistniały ubytek mocy w systemie. Zatem w przypadku utraty równowagi częstotliwościowej w takich warunkach odpowiednio szybciej następuje zapad częstotliwości. Zmienia to warunki pracy automatyk regulacyjnych i automatyki przeciwawaryjnej SCO.

Dodatkowy problem stanowi niejednorodność geograficznego (i tym samym sieciowego) rozkładu udziału źródeł nie wprowadzających inercji do odpowiedzi częstotliwościowej SEE. Może dojść do wydzielenia się wyspy ze względnie dużym udziałem OZE (jako źródeł nieinercyjnych) i szybkość zmian częstotliwości może być relatywnie wysoka.

## Elektrownie wiatrowe jako źródła sztucznej inercji

Jako źródła sztucznej inercji w systemie elektroenergetycznym traktuje się różnego rodzaju urządzenia, które w sposób „sztuczny” mogą zastępować naturalną inercję SEE, tzn. w początkowym okresie po wystąpieniu stanu zakłócenia (w pierwszych chwilach jego trwania) oddziaływać na dynamikę zmian częstotliwości poprzez pobieranie lub wstrzykiwanie dodatkowej mocy czynnej w zależności od zidentyfikowanego kierunku zmian częstotliwości. Identyfikacja kierunku zmian częstotliwości powinna odbywać się przez odpowiednie układy regulacji zainstalowane w tych urządzeniach.

Źródła wiatrowe również mogą stać się narzędziem ograniczającym dynamikę zmian częstotliwości i – tym samym – przyczynić się do zmniejszania głębokości zmiany częstotliwości wywołanej zaburzeniem bilansu mocy czynnej w SEE. Jest to możliwe, mimo iż źródła wiatrowe są traktowane jako „niespokojne”. Do ograniczenia dynamiki zmian częstotliwości w pierwszej chwili po wystąpieniu zakłócenia można wykorzystać inercję (bezwładność) mas wirujących źródeł wiatrowych.

Wykorzystanie źródła wiatrowego do ograniczania dynamiki zmian częstotliwości wymaga zastosowania w tym źródle specjalnych układów sterowania i funkcji regulacyjnych (dostępnych zazwyczaj jako dodatkowa, płatna opcja). Działanie tych układów powinno polegać na chwilowej zmianie wartości mocy czynnej generowanej przez źródło wiatrowe, przy czym w praktyce stosuje się asymetryczny rodzaj regulacji, tj. reagują tylko na obniżenie częstotliwości. Do nagłej zmiany poziomu generacji mocy czynnej przez źródło wiatrowe wykorzystuje się energię kinetyczną mas wirujących źródeł. Chwilowy zastrzyk/pobór mocy czynnej powinien prowadzić do ograniczenia dynamiki zmian częstotliwości w pierwszej chwili po wystąpieniu zakłócenia oraz zmniejszać oscylacje wtórne częstotliwości związane m.in. z przeregulowaniem układów regulacji pierwotnej, dzięki szybkiemu działaniu układów przekształtnikowych.

Celem stosowania układów ze sztuczną inercją jest możliwość natychmiastowego wykorzystania w systemie energii kinetycznej zgromadzonej w masach wirujących turbin wiatrowych, podobnie jak w przypadku wirujących jednostek wytwórczych z generatorami synchronicznymi. Układy sztucznej inercji są oparte na dwóch podukładach: podukład „ukrytej” inercji i podukład sterowania kątem położenia łopat turbin [5, 6].

„Ukryta” inercja polega na sztucznym i natychmiastowym wywołaniu mocy z mas wirujących turbiny wiatrowej wskutek spadku częstotliwości w SEE. Część układu sterowania odpowiedzialna za sygnał generacji mocy w ramach „ukrytej” inercji opisana jest równaniem:

$$\Delta p = 2H_{syn} \omega_{sys} \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (1)$$

gdzie:

$H_{syn}$  – współczynnik interpretowany jako stała inercji (w sekundach),

$\omega_{sys}$  – pulsacja SEE (p.u.).

Schemat układu „ukrytej” inercji pokazano na rysunku 1.

Źródła wiatrowe pracują w trybie śledzenia maksymalnego punktu mocy (ang. Maximum Power Point Tracking – MPPT). Z tego względu nie zapewniają rezerwy regulacyjnej od strony pierwotnego nośnika energii, czyli wiatru. Zastosowanie układu regulacji sterowania kątem położenia łopat turbin pozwala na pracę z rezerwą mocy (tryb delta, tj. moc pobierana przez turbinę jest mniejsza niż wynikałoby to z punktu pracy według strategii MPPT). Uwolnienie rezerwy polega na zmniejszeniu kąta położenia łopat (zwiększenia kąta natarcia) lub zwiększeniu prędkości obrotowej generatora za pomocą odpowiedniegoysterowania przekształtnika energoelektronicznego.

## Badania symulacyjne

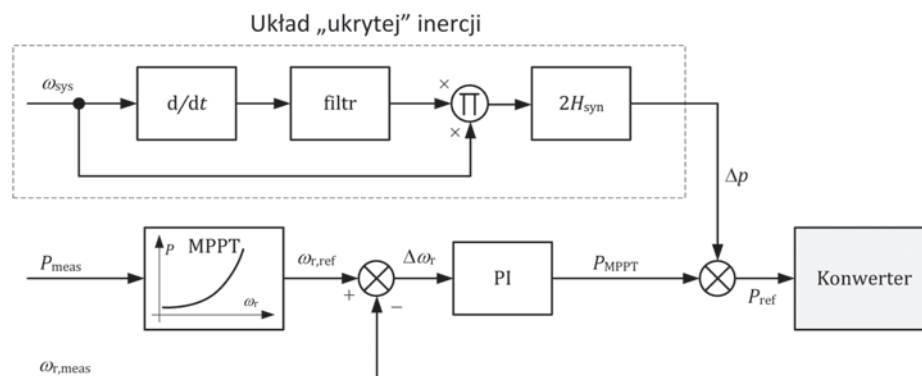
### Główne założenia

Rozważa się pewne krytyczne z punktu widzenia dynamiki częstotliwości warunki pracy KSE, tj.: pracę asynchroniczną w stosunku do sąsiadujących SEE, zimową dolinę obciążenia i możliwie maksymalną generację wiatrową w tym okresie.

Opracowano model KSE odwzorowujący stany nieustalone symetryczne w zakresie zjawisk elektromechanicznych, a przede wszystkim stabilności częstotliwościowej oraz szybkiej regulacji częstotliwości. Model dynamiczny uwzględnia:

- jednostki wytwórcze klasyczne, tj. z generatorami synchronicznymi przyłączonymi do systemu elektroenergetycznego bezpośrednio, zawierających modele: generatorów, układów wzbudzenia i regulacji napięcia, stabilizatorów systemowych oraz turbin z ich regulatorami – elementy układu

Rys. 1.  
Ogólny schemat układu sterowania źródła wiatrowego z podukładem „ukrytej” inercji [6]



regulacji wtórnej (ARCM w KSE) nie są wymagane w przypadku analizy szybkości zmian częstotliwości w początkowym okresie czasu po zaburzeniu bilansu mocy, natomiast ich brak będzie wpływał na przebieg dalszej części odpowiedzi częstotliwościowej systemu;

- farmy wiatrowe (FW), zagregowane do zastępczych elektrowni wiatrowych; z maszynami asynchronicznymi przyłączonymi do sieci elektroenergetycznej bezpośrednio, jak również maszynami asynchronicznymi lub synchronicznymi przyłączonymi do sieci elektroenergetycznej poprzez przekształtnik energoelektroniczny.

Łącza HVDC zostały odwzorowane jako modele statyczne. Dla odbiorców zamodelowano statyczną charakterystykę podatności częstotliwościowej o współczynniku  $K_L = 1\%/Hz$ . Budowę modelu dynamicznego oraz badania symulacyjne wykonano za pomocą narzędzia DlgSILENT PowerFactory 2016.

### Charakterystyka modelu symulacyjnego

Niech  $M \subseteq N$  jest podzbiorem pracujących w KSE generatorów jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) z załączonym układem regulacji pierwotnej. Przyjęto następujące postaci ograniczeń związanych z wymaganiami dla rezerwy mocy w zakresie regulacji pierwotnej [7]:

$$\sum_{i \in M \setminus \{j\}} 0,05 P_{n,i} \geq \max_{i \in N} P_{g,i} \quad (2)$$

$$\forall_{i \in M} P_{g,i} \leq 0,95 P_{n,i} \quad (3)$$

$$-\frac{1}{K_T + K_L} \frac{\max_{i \in N} P_{g,i}}{\sum_{i \in M} P_{g,i}} f_n \leq \Delta f_{dop} \quad (4)$$

gdzie:

- $j$  – indeks jednostki wytwórczej o największej mocy generowanej w KSE,
- $P_{n,i}$  – moc znamionowa czynna  $i$ -tej JWCD,
- $P_{g,i}$  – moc generowana czynna przez  $i$ -tą JWCD,
- $f_n$  – częstotliwość znamionowa KSE:  $f_n = 50$  Hz,
- $\Delta f_{dop}$  – dopuszczalna odchyłka częstotliwości w KSE:  $\Delta f_{dop} = 200$  mHz,
- $K_L$  – współczynnik podatności częstotliwościowej odbiorów:  $K_L = 1\%/Hz = 0,5$ ,
- $K_T$  – współczynnik energii regulującej (częstotliwościowej charakterystyki wytwarzania) w SEE:

$$K_T = \frac{\sum_{i \in M} P_{n,i}}{\sum_{i \in M} P_{g,i}} \cdot \frac{1}{\rho} \quad (5)$$

$\rho$  – statyzm regulatorów turbin JWCD (przyjęto  $\rho = 0,05$ ).

Rozpatrywany model KSE spełnia dodatkowo następującą funkcję celu:

$$\max_{\Delta P, \sum_{i \in N} H_i S_{n,i}} RoCoF = \frac{f_n \Delta P}{2 \sum_{i \in N} H_i S_{n,i}} \quad (6)$$

przy ograniczeniach elektrownianych, sieciowych oraz w zakresie konieczności utrzymania wymaganych rezerw mocy, gdzie:

$\Delta P$  – skokowy ubytek mocy w KSE, MW,

$H_i$  – stała inercji  $i$ -tej jednostki wytwórczej, s,

$S_{n,i}$  – moc znamionowa  $i$ -tej jednostki wytwórczej, MVA.

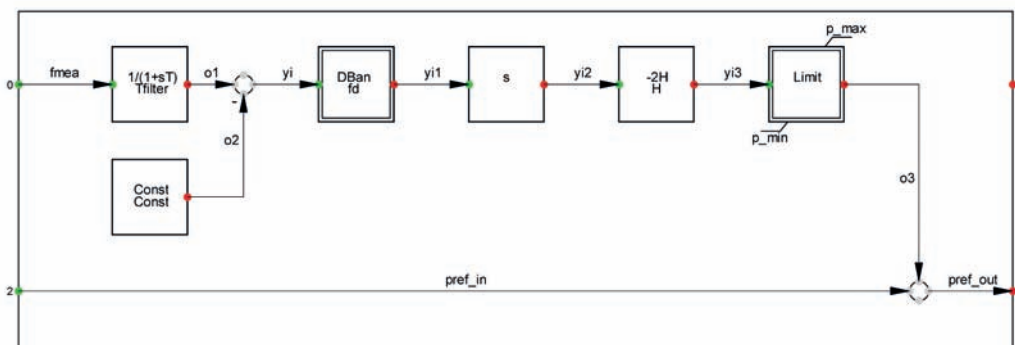
Otrzymany model zawiera minimalną wartość energii zgromadzonej w masach wirujących JWCD, czyli minimalną liczbę jednostek JWCD przy spełnieniu wszystkich ograniczeń technicznych, w tym (2-4).

Modele układów sztucznej inercji zaimplementowano w modelach elektrowni wiatrowej z maszyną asynchroniczną dwustronnie zasilaną (WECC Typ 3). Model ten można zastosować do ok. 30% mocy zainstalowanych wszystkich farm wiatrowych w KSE.

Model ten zawiera połączoną hierarchicznie strukturę sterowania składającą się z regulatora prędkości, regulatora momentu obrotowego, regulatora mocy czynnej i biernej oraz regulatora prądu. Ponadto w modelu występują elementy związane z „mechaniczną” częścią elektrowni wiatrowej: regulator kąta ustawienia łopaty, uproszczony model turbiny wiatrowej oraz dwumasowy model przeniesienia napędu pomiędzy turbiną a generatorem.

Model układu sztucznej inercji został umiejscowiony w ramach modelu WECC Typ 3 między blokami układu regulacji momentu a układem regulatora mocy. Strukturę układu sztucznej inercji przedstawiono na rysunku 2. W torze układu sztucznej inercji można wyróżnić:

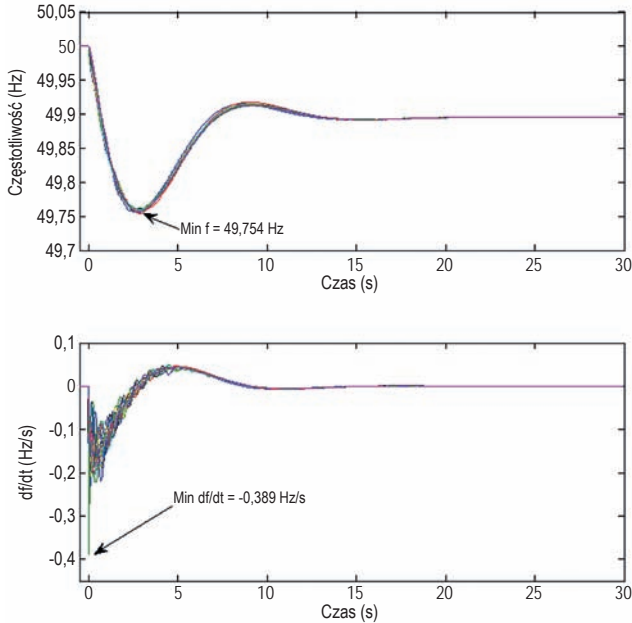
- filtr z członem inercyjnym reprezentujący układ wyznaczania częstotliwości (stała czasowa wynosi 40 ms),
- człon reprezentujący strefę nieczułości pomiaru częstotliwości (przyjęto próg 20 mHz),
- człon różniczkujący,
- człon proporcjonalny ze współczynnikiem wzmocnienia reprezentującym H (przyjęto wartość 5 s),
- człon ograniczający moc od 0 do  $p_{min}$ , gdzie  $p_{max}$  stanowi (5-10)% mocy zainstalowanej FW.



Rys. 2. Proponowana struktura układu sztucznej inercji w programie DlgSILENT PowerFactory

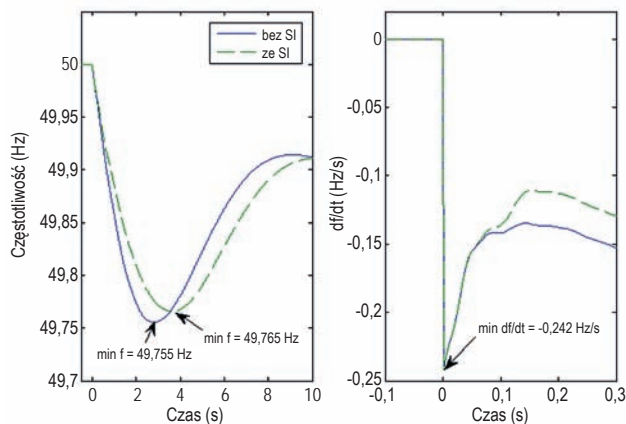
## Wyniki badań symulacyjnych

Na rysunku 3 przedstawiono przebiegi (dla czasu równego 30 s) lokalnych częstotliwości (prędkości kątowych) oraz ich pochodnych pracujących jednostek JWCD podczas wyłączenia bloku 14. w *Elektrowni Bełchatów* (o mocy generowanej  $P_g = 442$  MW).



Rys. 3. Przebiegi sygnałów częstotliwości i jej pochodnej pracujących JWCD w wariantie symulacyjnym bez stosowania sztucznej inercji

W analizowanym przypadku obserwuje się niekoherentne kołysania generatorów. Stacjonarna odchyłka częstotliwości jest bliska oczekiwanej i wynosi ok.  $-100$  mHz. Maksymalna dynamiczna odchyłka częstotliwości wynosi  $-246$  mHz. Z kolei maksymalna pochodna częstotliwości jest równa  $-389$  mHz/s i wartość tę osiągają dwie jednostki pracujące w *El. Bełchatów* (bloki nr 8 i 12 pracujące na rozdzielni 400 kV w *SE Rogowiec*). Jednostki te są „najbliższe” (w sensie odległości impedan-



Rys. 4. Przebiegi referencyjnego sygnału częstotliwości i jej pochodnej w wariantach symulacyjnych bez i z zastosowaniem sztucznej inercji

cyjnej) miejsca, w którym nastąpił ubytek mocy (wyłączenie bloku nr 14 w *El. Bełchatów*). Jednostki te mają największy udział w pokryciu mocy w pierwszej fazie stanu nieustalonego występującego po zaburzeniu bilansu mocy czynnej w systemie.

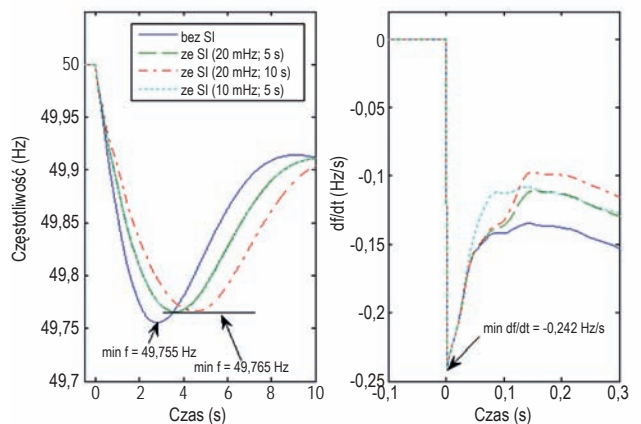
Rozważa się kolejny wariant symulacyjny, w którym uwzględnia się działanie układów sztucznej inercji zaimplementowanych w modelach FW typu 3. Wielkość zakłócenia oraz struktura wytwarzania w KSE w porównaniu z poprzednim wariantem pozostają bez zmian. Wpływ aktywacji układów sztucznej inercji ilustruje rysunek 4, na którym pokazano częstotliwość i jej pochodną po czasie, odczytaną z modelu generatora synchronicznego znajdującego się „najdalej” (w sensie odległości elektrycznej) od miejsca zakłócenia w KSE. Sygnały te traktowane są w analizie jako referencyjne (nieobjęte kołysaniami wirników generatorów).

Maksymalna wartość RoCoF, którą pokazano na rysunku 4 nie zmienia się, w porównaniu z wariantem bez sztucznej inercji i wynosi  $-0,389$  Hz/s (w przebiegu referencyjnym pochodnej częstotliwości RoCoF  $-0,242$  Hz/s). Odchyłka dynamiczna zmniejszyła się o 10 mHz w stosunku do wariantu bez sztucznej inercji. Wartość bezwzględna RoCoF zaczyna się zmniejszać od ok. 50 ms (działanie filtra reprezentującego człon pomiarowy) i różnica RoCoF w czasie 0,2 s wynosi ok. 24 mHz/s.

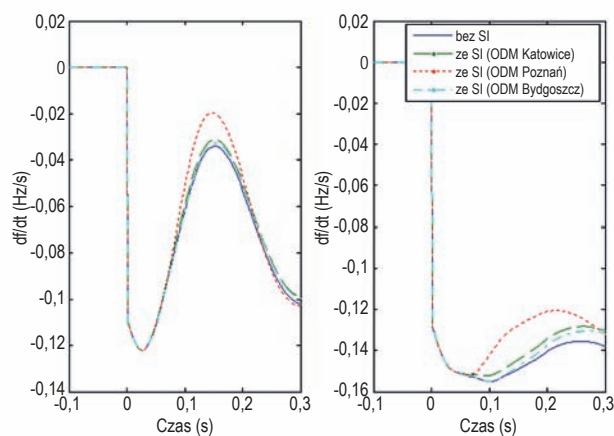
W kolejnym wariantcie symulacyjnym przeanalizowano także różne ustawienia wybranych parametrów układów sztucznej inercji, które zaimplementowano w modelach FW typu 3:

- próg strefy nieczułości: 20 mHz, współczynnik wzmocnienia reprezentujący stałą inercji FW ( $H$ ): 5 s,
- próg strefy nieczułości: 20 mHz, współczynnik wzmocnienia reprezentujący stałą inercji FW ( $H$ ): 10 s,
- próg strefy nieczułości: 10 mHz, współczynnik wzmocnienia reprezentujący stałą inercji FW ( $H$ ): 5 s.

Wpływ poszczególnych ustawień w układach sztucznej inercji w FW na przebiegi referencyjnej częstotliwości oraz  $df/dt$  przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Przebiegi referencyjnego sygnału częstotliwości i jej pochodnej w wariantach symulacyjnych bez i z zastosowaniem sztucznej inercji



Rys. 6. Przebiegi referencyjnego sygnału pochodnej częstotliwości w wariantach symulacyjnych bez i z zastosowaniem sztucznej inercji w różnych lokalizacjach KSE

Wprowadzenie sztucznej inercji wpływa w niewielkim stopniu (o ok. 10 mHz) na obniżenie dynamicznej odchyłki częstotliwości oraz jej opóźnienie o ok. (2÷3) s. Zmiana progu strefy nieczułości nie wpływa na przebieg częstotliwości, ale można zaobserwować nieznaczne zmniejszenie się RoCoF między czasem 50 ms a 200 ms. Bardziej wyraźny efekt w zmianach przebiegów uzyskuje się przy zwiększeniu współczynnika  $H$  z 5 s do 10 s. Dynamiczna odchyłka częstotliwości nie zmienia się, ale opóźnia się o ok. 0,5 s. Zmniejsza się RoCoF o stałą różnicę ok. 13 mHz, która pojawia się od 0,1 s. W badanych przypadkach, wprowadzenie sztucznej inercji do FW (wszystkich zamodelowanych jako typ 3) zmniejszyło RoCoF w granicach 30-40%, ale w przedziale od 50 ms po zaburzeniu. Ze względu na opóźnienie czasowe wprowadzane przez człon pomiarowy nie zmienia się minimum RoCoF obserwowane w chwili  $t = 0^+$ .

Poza zmianą parametrów układów sztucznej inercji przeanalizowano również wpływ lokalizacji sieciowej układów sztucznej inercji na odpowiedzi częstotliwości oraz jej pochodnej w czasie. Rozważono przypadki z aktywowanymi układami sztucznej inercji (ok. 1 GW mocy zainstalowanej) w różnych lokalizacjach KSE: ODM Katowice, ODM Poznań i ODM Bydgoszcz. Wpływ lokalizacji układów sztucznej inercji będzie widoczny w przypadku częstotliwości lokalnych generatorów synchronicznych, które są mierzone blisko (w sensie odległości impedancyjnej) farm wiatrowych, które zapewniają sztuczną inercję w systemie. Sytuację taką pokazano dla sygnału  $df/dt$  mierzonego dla bloków nr 2 i 4 w *Elektrowni Turów*, gdzie widoczny jest istotny wpływ układów sztucznej inercji zlokalizowanych na obszarze ODM Poznań (rys. 6).

## Wnioski

Moc generowana w źródłach wiatrowych wyposażonych w układy sztucznej inercji po zaburzeniu bilansu mocy czynnej w SEE ma wpływ przede wszystkim na współbieżną składową odpowiedzi częstotliwościowej (determinowaną przez momenty bezwładności jednostek wytwórczych, w tym FW z aktywowanymi układami sztucznej inercji). Składowa współbieżna jest sygnałem mierzonym „daleko” (w sensie relatywnie dużej impe-

dancji) od miejsca zakłócenia, tzn. jest sygnałem pozbawionym wpływu kołysania wirników i odwzorowuje ich współbieżny ruch (np. w kierunku hamowania wirników).

Sztuczna inercja w rozważanej strukturze KSE nie ma znaczącego wpływu na tłumienie kołysania wirników generatorów synchronicznych jednostek wytwórczych znajdujących się blisko wystąpienia zakłócenia. Fakt ten wynika zarówno ze skali „wstrzykiwanej” mocy przez FW (5÷10)%, jak również, w przypadku KSE, z rozkładu geograficznego (w tym sieciowego) struktury wytwarzania, tj. jednostki konwencjonalne są zlokalizowane na południu, a FW – na północy.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Machowski J., *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [2] Lubośny Z.: *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwo WNT, Warszawa 2012.
- [3] Klimpel, A. *Zabezpieczenia póladaptacyjne podczęstotliwościowe i póladaptacyjna automatyka SCO*. „Wiadomości Elektrotechniczne” 2015, 83.
- [4] Klimpel, A., *Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE*. „Elektroenergetyka: współczesność i rozwój” 2012, 3-4 (13-14), 84-97.
- [5] Muljadi E., Gevorgian V., Singh M, Santoso S., *Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants*, National Renewable Energy Laboratory.
- [6] Gonzalez-Longatt, F., Chikuni E., Rasha E., *Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance*. In: Industrial Technology (ICIT), 2013 IEEE International Conference on. IEEE, 2013. p. 826-832.
- [7] IRIESP. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r. z późniejszymi zmianami.

