

Wpływ wirtualnej inercji na system elektroenergetyczny

Streszczenie. W referacie omówiono problem wpływu ubytku inercji naturalnej na stabilność częstotliwościową systemu elektroenergetycznego oraz ideę wirtualnej inercji. Przedstawiono struktury komercyjnych układów wirtualnej inercji. Zaprezentowano przykład wpływu układu wirtualnej inercji na właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego.

Abstract. The paper discusses the problem of the impact of the natural inertia decrease on the power system frequency stability. The structures of commercial virtual inertia systems are presented. An example of the influence of the virtual inertia system on the dynamic properties of the power system is presented. (*Virtual inertia in the power system*).

Słowa kluczowe: wirtualna inercja, system elektroenergetyczny, RoCoF, odnawialne źródła energii.

Keywords: virtual inertia, power system, RoCoF, renewable energy sources.

Wstęp

Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest jednym z dwóch podstawowych procesów regulacyjnych realizowanych w systemach elektroenergetycznych. Przebieg procesu regulacji częstotliwości zależy od struktur i parametrów układów regulacji źródeł energii [1, 2, 3, 4, 5]. Jednym z parametrów, mających duży wpływ na początkowy przebieg tego procesu, jest inercja systemu. Inercja systemu elektroenergetycznego związana jest z energią mas wirujących jednostek wytwórczych pracujących w systemie. Jednak tylko jednostek wytwórczych, których prędkość kątowna wirników jest bezpośrednio związana z częstotliwością. Do tej grupy zalicza się głównie jednostki wytwórcze i napędy z generatorami synchronicznymi przyłączonymi do sieci elektroenergetycznej bezpośrednio oraz w pewnym stopniu źródła i odbiory z maszynami asynchronicznymi przyłączonymi do sieci również bezpośrednio. Na inercję systemu nie mają wpływu źródła energii przyłączone do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne, tj. elektrownie wiatrowe z generatorami synchronicznymi i elektrownie fotowoltaiczne, oraz napędy z silnikami zasilanymi z sieci przez przekształtniki energoelektroniczne.

Zmiana struktury wytwarzania w systemach elektroenergetycznych, wynikająca głównie z rozwoju OZE, prowadzi do zmniejszania się inercji systemów. A zmniejszanie się inercji systemu prowadzi z kolei do większych wahań częstotliwości, szybszych zmian częstotliwości po zaburzeniu, a także do zmniejszania się tłumienia kołysań elektromechanicznych. Dlatego operatorzy systemów przesyłowych, dążąc do ograniczenia tych negatywnych efektów, wprowadzają w swoich kodeksach sieciowych wymogi na, będącą miarą inercji systemu, wartość dopuszczalną pochodnej częstotliwości RoCoF (ang. Rate of Change of Frequency). Proces ustalania tych wartości wymaga pogodzenia oczekiwań operatorów systemowych z możliwościami technicznymi obiektów, które powinny zostać dostosowane do wymagań operatorskich. W ogólności, w interesie operatorów systemowych jest ustalenie dla systemu relatywnie wysokiej wartości RoCoF. Spotyka się to z oporem dysponentów obiektów zapewniających odpowiednią inercję w systemie, ponieważ w przypadku obiektów istniejących jak i nowobudowanych spełnienie wygórowanych wymagań będzie się wiązało z poniesieniem dużych kosztów. Ponadto, ponieważ ustalenie wartości RoCoF zostało scedowane przez ENSTO-E na operatorów systemowych, to wartości obowiązujące w różnych krajach nie muszą być takie same.

Ograniczenie niekorzystnych efektów zmniejszania się inercji w systemach bądź ich eliminacja może być uzyskana przez wprowadzenie do systemów elektroenergetycznych

dodatkowej inercji, która może mieć postać inercji naturalnej lub wirtualnej [4]:

- Inercja naturalna to masy wirujące związane z wirnikami maszyn elektrycznych synchronicznych lub asynchronicznych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego bezpośrednio. Odpowiada to klasycznemu źródłom energii lub kompensatorom synchronicznym, o odpowiednio masywnych wirnikach lub dodatkowych masach wirujących. Tego typu układy bezpośrednio odtwarzają ubytek inercji w systemie elektroenergetycznym, dodając możliwość regulacji napięcia lub kompensacji mocy biernej, co jest elementem pozytywnym. Natomiast, jako elementy dodatkowe w systemie i technologicznie złożone, niewątpliwie podnoszą koszty jego funkcjonowania.

- Inercja wirtualna to odpowiednie (szybkie) sterowanie mocą czynną źródeł energii (ewentualnie odbiorów energii), zasobników energii lub układów FACTS, prowadzące w systemie do odpowiedzi częstotliwościowej zbliżonej do odpowiedzi jak w systemie o większej inercji. Jest to rozwiązanie tańsze niż związane z budową kompensatorów synchronicznych z wirnikami o odpowiednio dużej masie, gdyż odnosi się do obiektów (źródeł różnego typu), w których wirtualna inercja jest tylko jedną z wielu funkcji realizowanych przez układ sterowania danym obiektem, tj. fragmentem kodu algorytmu w sterowniku mikroprocesorowym.

W tabeli 1 przedstawiono porównanie wybranych właściwości inercji naturalnej i sztucznej. Jak z niego wynika układy wirtualnej inercji niestety nie kompensują w pełni ubytku inercji naturalnej, co wiąże się głównie z opóźnieniami wprowadzania dodatkowej mocy do systemu oraz z niesymetrią działania. Tym niemniej układy sztucznej inercji są w stanie wpływać na przebieg procesu regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym i dlatego ich rozwój jest niezbędny.

Aktualnie rozważanych jest wiele technologii, w których upatruje się sposobu na uzupełnianie postępującego ubytku naturalnej inercji w systemie. Rozwiązania te, technologicznie mogą zapewnić albo inercję synchroniczną, albo inercję wirtualną. Wśród rozważanych rozwiązań wymienia się następujące [6]: kompensatory synchroniczne, redukcja mocy minimalnej generatorów w elektrowni cieplnej, elektrownie szczytowo-pompowe, elastyczne elektrownie cieplne, praca generatora w elektrowni cieplnej z niską mocą czynną bez zdolności do świadczenia usług systemowych (tj. rezerwa operacyjna), wirujące stabilizatory, baterie, zasobniki sprężonego powietrza, koła zamachowe, elektrownie wiatrowe, łącza międzysystemowe HVDC, zarządzanie stroną popytową.

Tabela 1. Porównanie inercji naturalnej z wirtualną [4]

Właściwość	Naturalna inercja	Wirtualna inercja
Czym jest	Wielkość fizyczna	Wielkość fizyczna poprzedzona sygnałem korygującym moc zadaną w układzie sterowania przekształtnikiem
Czas zadziałania inercji	Natychmiastowa	Opóźnienie wprowadzane przez urządzenia pomiarowe, filtry dolnoprzepustowe, człony dynamiczne regulatora mocy, równe od kilku ms do kilkuset ms
Częstotliwościowy próg zadziałania inercji	Brak	-(15÷50) mHz
Kierunek zadziałania inercji	Symetryczny Reakcja zarówno na wzrost jak i spadek częstotliwości.	Asymetryczny Reakcja tylko na spadek częstotliwości, gdy źródło pracuje z mocą maksymalną wynikającą z prędkości wiatru lub nasłonecznienia lub symetryczny w przypadku pracy źródła z zapasem mocy.
Stołość zgromadzonej energii w masach wirujących	Względnie stała. Zmiany wynikają z wartości prędkości wirnika (częstotliwości)	Zmienna W przypadku elektrowni wiatrowych zmienna ze względu na sterowanie prędkością obrotową turbiny w określonym przedziale prędkości wiatru (optymalizacja wyróżnika szybkobieżności) lub jej brak, w przypadku elektrowni fotowoltaicznych.
Zakres udostępnianej energii	Proporcjonalny do odchylenia częstotliwości	Wynika z cech układu regulacji i zastosowanego algorytmu sterowania

Powyższe rozwiązania różnią się wzajemnie w zakresie możliwości wykorzystania na co wpływ ma: dojrzałość technologiczna, efektywność rozwiązania, czas reakcji, czy dodatkowe korzyści systemowe. Cechy te będą decydowały, które technologie znajdą w najbliższym czasie swoje zastosowanie.

Wirtualna inercja

Jeżeli poszukiwane jest sterowanie w systemie elektroenergetycznym, w którym nastąpiła zmiana inercji systemu, kompensujące jej ubytek, tj. prowadzące do odpowiedzi częstotliwościowej systemu identycznej jak w systemie z pełną inercją to należy rozważyć system elektroenergetyczny o różnych wartościach inercji systemu. Przykładowo, można rozważyć system, w którym zmianie ulega liczba pracujących inercyjnych jednostek wytwórczych [4]. Jako inercyjne jednostki wytwórcze rozumie się tu jednostki z generatorami synchronicznymi przyłączonymi do sieci bezpośrednio.

Założmy, że w pierwszym przypadku, w systemie tym pracuje N jednostek wytwórczych i następuje w nim zaburzenie bilansu mocy czynnej o wartości równej ΔP . Zmianę prędkości kątowej jednostek wytwórczych w tym systemie opisuje równanie ruchu w postaci:

$$(1) \quad \Delta P = \sum_{i=1}^N 2S_{ni} H_i \bar{\omega}_i \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} = \sum_{i=1}^N (P_{Ti} - P_{ei})$$

Jeżeli, dla uproszczenia przyjąć, że kołysania wirników jednostek wytwórczych w danym systemie elektroenergetycznym są koherentne, to równanie (1) przyjmuje postać:

$$(2) \quad \Delta \bar{P} = 2\bar{\omega}_{COIN} \frac{d\bar{\omega}_{COIN}}{dt} \sum_{i=1}^N H_i = \sum_{i=1}^N (\bar{P}_{Ti} - \bar{P}_{ei})$$

gdzie: $\bar{\omega}_{COIN}$ jest średnią, wyrażoną w jednostkach względnych, prędkością kątową w systemie z koherentnie kołyszącymi się wirnikami N jednostek wytwórczych.

Jeżeli w rozważanym systemie elektroenergetycznym nastąpiła zmiana liczby pracujących jednostek wytwórczych z N do M , to zaburzenie bilansu mocy czynnej o wartości ΔP , wiąże się z równaniami ruchu M jednostek wytwórczych następująco:

$$(3) \quad \Delta P = \sum_{j=1}^M 2S_{nj} H_j \bar{\omega}_j \frac{d\bar{\omega}_j}{dt} = \sum_{j=1}^M (P_{Tj} - P_{ej})$$

Ponownie, jeżeli przyjąć, że kołysania w danym systemie nadal są koherentne, to równanie (3) przyjmuje postać:

$$(4) \quad \Delta \bar{P} = 2\bar{\omega}_{COIM} \frac{d\bar{\omega}_{COIM}}{dt} \sum_{j=1}^M H_j = \sum_{j=1}^M (\bar{P}_{Tj} - \bar{P}_{ej})$$

gdzie: $\bar{\omega}_{COIM}$ jest średnią prędkością kątową w systemie z koherentnie kołyszącymi się wirnikami M jednostek wytwórczych.

Jeżeli następnie założyć, że zmiana prędkości kątowej wirników w obu wariantach rozważanego systemu, tj. przed i po zmianie stałej inercji mają być jednakowe, tzn. $\bar{\omega}_{COIN} = \bar{\omega}_{COIM} = \bar{\omega}$, to dla $M < N$ równość prawych stron równań (2) i (4) można uzyskać wprowadzając w systemie o M jednostkach wytwórczych dodatkową moc czynną ΔP_{WI} :

$$(5) \quad 2\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \sum_{i=1}^N H_i = 2\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \sum_{j=1}^M H_j + \Delta \bar{P}_{WI}$$

Wyrażenie (5) po przekształceniu jest poszukiwaną regułą sterowania, np. elektrowniami wiatrowymi, elektrowniami fotowoltaicznymi lub innymi źródłami energii oraz zasobnikami energii, w postaci:

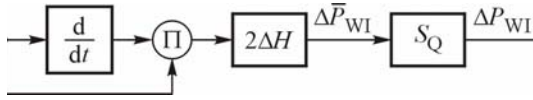
$$(6) \quad \Delta \bar{P}_{WI} = 2\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \left(\sum_{i=1}^N H_i - \sum_{j=1}^M H_j \right) = 2\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \Delta H$$

Jak wynika ze wzoru (6) czynnik ΔH jest równy różnicy sumy stałych inercji w systemie elektroenergetycznym przed i po zmianie stanu pracy polegającej na wyłączeniu zespołu wytwórczego lub zespołów wytwórczych. W przypadku wyłączenia pojedynczego zespołu wytwórczego, parametr ΔH jest równy stałej inercji danego zespołu. Zależność (6) określa strukturę układu wirtualnej inercji jak przedstawiona na rysunku 1. W układzie tym sygnał wejściowy, tj. prędkość kątową $\bar{\omega}$ oraz sygnał wyjściowy, tj. moc ΔP_{WI} wyrażone są w jednostkach względnych. Współczynnik S_Q jest współczynnikiem przeliczeniowym z jednostek względnych do jednostek mianowanych.

Jeżeli natomiast do wyprowadzenia algorytmu układu wirtualnej inercji wykorzystać równania ruchu w postaci, w której moce wyrażone są w jednostkach mianowanych, to przyjmuje on postać:

$$(7) \Delta P_{WI} = 2\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \left(\sum_{i=1}^N S_{ni} H_i - \sum_{j=1}^M S_{nj} H_j \right) = 2\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \Delta E$$

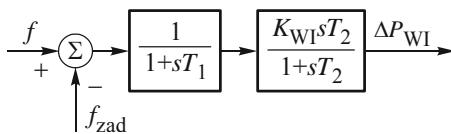
gdzie: moc ΔP_{WI} wyrażona jest w jednostkach mianowanych, a ΔE jest równa zmianie energii mas wirujących w danym systemie elektroenergetycznym



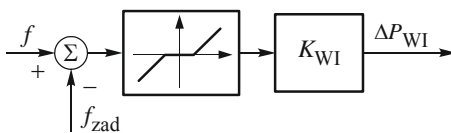
Rys.1. Struktura regulatora kompensującego zmianę inercji w systemie elektroenergetycznym [5]

Współczynnik wzmocnienia układu wirtualnej inercji, jest zatem równy podwojonej wartości energii mas wirujących pewnej jednostki wytwórczej lub grupy jednostek wytwórczych. Jeżeli celem, lub jednym z celów, stosowania wirtualnej inercji jest kompensowanie utraty jednostki wytwórczej, np. o największej mocy znamionowej w systemie równej S_{ni} i stałej inercji H_i , to współczynnik ΔE we wzorze (7) powinien być równy energii mas wirujących tej jednostki wytwórczej, tj. $\Delta E = S_{ni} H_i$. Można sobie również wyobrazić, że celem stosowania wirtualnej inercji jest wprowadzenie do systemu pewnej dodatkowej inercji w celu uzyskania określonego efektu regulacyjnego. W takim przypadku nie musi być ona związana z mocą znamionową i inercją określonej lub określonych jednostek wytwórczych.

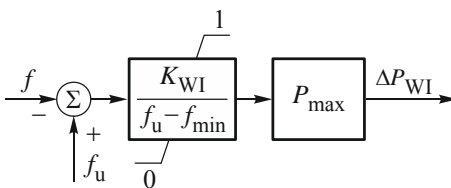
a)



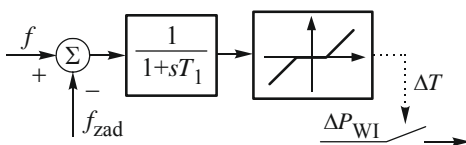
b)



c)



d)



Rys.2. Struktury układów wirtualnej inercji [5]

Należy zaznaczyć, że moc ΔP_{WI} wynikająca ze wzoru (7) jest mocą sumaryczną jaką powinny udostępnić wszystkie aktywne w danej chwili źródła, których zadaniem

jest kompensacja utraty inercji w systemie elektroenergetycznym. Jeżeli funkcja wirtualnej inercji jest aktywna w pewnej liczbie źródeł, moc udostępniana przez poszczególne źródła powinna być odpowiednio rozłożona. Oznacza to, że współczynniki wzmocnienia w układach wirtualnej inercji tych źródeł powinny być odpowiednio dobrane. W praktyce moc udostępniana w ramach wirtualnej inercji przez elektrownie zależy od ich punktu pracy, tj. zapasu mocy dostępnej w danej chwili oraz od struktury i wartości nastawień w układach wirtualnej inercji.

Obecnie nie wszystkie elektrownie wiatrowe wyposażone są w systemy sterowania umożliwiające uzyskanie efektu sztucznej inercji. Przykładami producentów elektrowni, którzy implementują takie systemy są: GE, Enercon oraz Servion (Repower). Struktury układu dodatkowego sterowania mocą czynną, implementowane i proponowane do zastosowania w elektrowniach wiatrowych przedstawia rysunek 2.

Jak wynika ze struktur przedstawionych na rysunku 2, w układach wirtualnej inercji występują filtry dolnoprzepustowe lub elementy nieliniowe ze strefą nieczułości. Jest to uzasadnione koniecznością uniewrażliwienia jednostek wytwórczych z układami wirtualnej inercji na małe, co do amplitudy, zmiany (wahania) częstotliwości w systemie. Odpowiada to nieczułości regulatorów częstotliwości klasycznych jednostek wytwórczych. Równocześnie jednak wprowadza to opóźnienie w reakcji układów wirtualnej inercji w stosunku do inercji naturalnej, co jest jednym z istotnych mankamentów układów inercji wirtualnej.

Udział OZE z układem wirtualnej inercji w odpowiedzi systemu na zaburzenie bilansu mocy czynnej

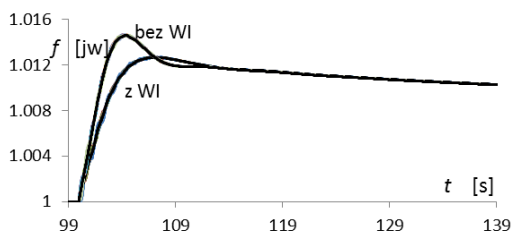
Oprócz wymienionego powyżej opóźnienia reakcji źródeł energii wyposażonych w układ wirtualnej inercji (praktycznie tylko OZE), drugim istotnym ograniczeniem efektywności tych układów jest niesymetria odpowiedzi takich źródeł. Obecnie punkt pracy OZE odpowiada mocy wynikającej z mocy czynnika roboczego jakim jest strumień wiatru lub natężenie promieniowania słonecznego. Oznacza to, że praktycznie niemożliwe jest zwiększenie mocy (energii) wprowadzanej przez takie źródło do sieci elektroenergetycznej. W przypadku klasycznych źródeł energii moc (energię) taką chwilowo można pozyskać z wirników tych źródeł. W przypadku OZE, ze względu na brak inercji źródeł fotowoltaicznych (PV) oraz ze względu na separację wirnika elektrowni od sieci w przypadku elektrowni z maszyną synchroniczną przyłączoną do sieci przez przekształtnik energoelektroniczny (FRC) jest to niemożliwe. Również w przypadku elektrowni wiatrowych z maszyną asynchroniczną dwustronnie zasilaną (DFIG), pomimo galwanicznego połączenia stojana maszyny z siecią, ze względu na właściwości układu regulacji maszyny asynchronicznej, możliwości wykorzystania energii zgromadzonej w wirniku jest praktycznie znikoma.

Oznacza to, że układy wirtualnej inercji zastosowane w OZE mogą wpłynąć na przebieg procesu regulacji częstotliwości tylko w przypadku gdy:

- Zaburzenie bilansu mocy czynnej w systemie prowadzi do wzrostu częstotliwości. W takim bowiem przypadku układy wirtualnej inercji powodują zmniejszanie mocy czynnej generowanej przez OZE.
- Zaburzenie bilansu mocy czynnej w systemie prowadzi do obniżenia się częstotliwości, ale tylko wtedy gdy OZE pracują z mocą mniejszą niż wynikająca z warunków wiatrowych lub z bieżącego nasłonecznienia, tj. gdy pracują z zapasem mocy. W takim przypadku, układy wirtualnej inercji są w stanie wprowadzić do sieci dodatkową moc, ale

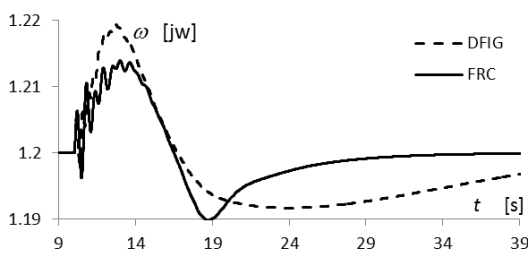
nie większą od zapasu mocy z jakim OZE pracowały przez zaburzeniem.

Jako przykład pierwszego z wymienionych przypadków, na rysunku 3 przedstawiono odpowiedź modelu systemu testowego 39 Bus New England System na wyłączenie odbioru. System testowy zmodyfikowano wprowadzając trzy rodzaje OZE, tj. PV, FRC i DFIG, każde o mocy równej około 300 MW oraz wyłączając dwa klasyczne źródła energii o porównywalnej mocy. Porównano odpowiedź systemu w przypadku gdy OZE nie są oraz gdy są wyposażone w układy wirtualnej inercji. W pierwszym przypadku, tj. gdy OZE nie są wyposażone w układy wirtualnej inercji wyłączenie odbioru, prowadzi do wzrostu częstotliwości jak przedstawia to krzywa oznaczona na rysunku 3 jako „bez WI”. Natomiast wprowadzenie do OZE układów wirtualnej inercji zmienia odpowiedź systemu do postaci jak przedstawia to krzywa oznaczona „z WI”.

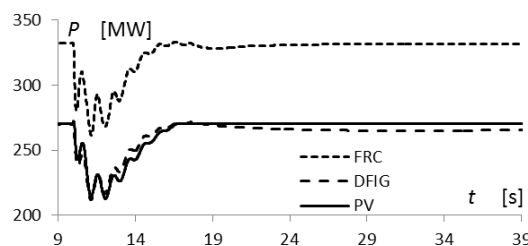


Rys.3. Wpływ OZE z układem wirtualnej inercji na odpowiedź częstotliwościową systemu elektroenergetycznego po zaburzeniu bilansu mocy czynnej

a)



b)



Rys.4. Reakcja OZE z układem wirtualnej inercji na zmianę częstotliwości w systemie elektroenergetycznym

Zastosowanie układów wirtualnej inercji umożliwia ograniczenie maksymalnego odchylenia częstotliwości oraz zmniejsza wartość pochodnej częstotliwości (RoCoF) w pierwszych chwilach po zaburzeniu bilansu mocy

czynnej. Układy wirtualnej inercji wpływają na wartość mocy czynnej generowanej przez OZE stosunkowo krótko, tj. przez około 5 s, co pokazuje rysunek 4b. Za dalszą część odpowiedzi częstotliwościowej systemu odpowiadają tylko układy regulacji turbin klasycznych jednostek wytwórczych.

Jak wynika z rysunku 4b, zmiana mocy czynnej generowanej przez wszystkie rozważane typy OZE, w prezentowanym przypadku jest jakościowo i ilościowo zbliżona. Wynika to z zastosowania jednakowych wartości parametrów i struktur układów wirtualnej inercji. W przypadku OZE będących elektrowniami wiatrowymi, co pokazuje rysunek 4a, nadmiarowa energia strumienia wiatru (nadmiarowa w czasie zmniejszania mocy wprowadzanej do sieci przez OZE) jest konwertowana na energię mas wirujących, tj. następuje wzrost prędkości kątowej wirników elektrowni. Ta dodatkowa (nadmiarowa) energia, zgromadzona w wirnikach, po około 5 s zostaje oddana do sieci, a punkt pracy elektrowni wiatrowych wraca do punktu odpowiadającego stanowi ustalonemu, wynikającemu z bieżącej prędkości wiatru.

Wnioski

Problem zmiany inercji systemów elektroenergetycznych, wynikający ze zmiany struktury źródeł wytwarzania energii elektrycznej jest istotny dla systemów elektroenergetycznych. Zmniejszanie się inercji systemów elektroenergetycznych ma decydujący wpływ na stabilność częstotliwościową systemów oraz na stabilność kątową lokalną. Niezbędne są działania zmierzające do włączenia OZE w procesy regulacyjne w systemach elektroenergetycznych nie tylko o charakterze lokalnym jak regulacja napięć i mocy biernej, ale również o charakterze globalnym jak regulacja częstotliwości i mocy czynnej oraz tłumienie kołysań elektromechanicznych.

Autorzy: prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny, dr inż. Krzysztof Dobrzyński, dr hab. inż. Jacek Klucznik, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. Gabriela Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, E-mail: zbigniew.lubosny@pg.edu.pl; krzysztof.dobrzyński@pg.edu.pl; jacek.klucznik@pg.edu.pl;

LITERATURA

- [1] Muljadi E., Gevorgian V., Singh M., Santoso S.: Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants. National Renewable Energy Laboratory, *IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications*, Denver, July 16–18, (2012)
- [2] Morren J., Pierik J., De Haan S. W.: Inertial response of variable speed wind turbines. *Electric Power Systems Research*, 76(11) (2006), 980–987
- [3] Gonzalez-Longatt F., Chikuni E., Rashai E.: Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance. *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, (2013), 826–832.
- [4] Wasilewski J., Lubośny Z.: Analiza stabilności częstotliwościowej oraz propozycja środków zaradczych w zakresie regulacji pierwotnej częstotliwości KSE w warunkach wzrostu penetracji asynchronicznych źródeł OZE. Etap I Analiza wpływu źródeł OZE na pracę i stabilność częstotliwościową systemu elektroenergetycznego. PSE Innowacje Sp. z o.o., Warszawa, (2016).
- [5] Machowski J., Lubośny Z.: Stabilność systemów elektroenergetycznych. Warszawa, PWN 2018
- [6] Malko J., Wojciechowski H., *Magazynowanie energii - nowe technologie*, Nowa Energia, nr 2-3/2015