

## Model symulacyjny parku wiatrowego

**Streszczenie.** W artykule zaprezentowano, opracowany w środowisku programu PSCAD, model farmy wiatrowej stanowiący narzędzie obliczeniowe do badania możliwości wykorzystania farmy w procesach regulacyjnych mocy czynnej i biernej w sieciach elektroenergetycznych. Przedstawiono wyniki badań symulacyjnych ilustrujące reakcję farmy wiatrowej na wymuszenia operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie ograniczania maksymalnej wartości wytwarzanej mocy czynnej i produkcji mocy biernej na przebieg procesów elektromechanicznych zachodzących w turbozespołach wiatrowych.

**Abstract.** The article presents, developed in the environment of the program PSCAD, model of a wind farm constituting software calculation tool to study the possibility of using farm in the regulatory processes of active and reactive in power networks. Presents the results of simulation studies to illustrate the reaction of the wind farm on action the distribution system operator for limiting the maximum value of generated active power and reactive power production for the electromechanical processes occurring in wind turbines. (**The simulation model of the wind park**).

**Słowa kluczowe:** energia wiatrowa, symulator farmy wiatrowej, regulacja mocy farmy.

**Keywords:** wind energy, wind farm simulator, power control of wind farm.

### Wstęp

Problematyka współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną jest interdyscyplinarna i obejmuje zagadnienia z obszarów elektroenergetyki, informatyki, komunikacji, optymalizacji, modelowania, itd. [1], w tym także ekonomii i efektywności energetycznej [2, 3, 4]. Sposób modelowania farm wiatrowych podporządkowany jest najczęściej realizacji założonych celów badawczych. W pracach dotyczących współpracy farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym modeluje się oddziaływanie różnych typów generatorów wiatrowych na sieć w zakresie rozpliwów mocy i analizy stanów przejściowych [5, 6, 7, 8, 9] oraz sposoby agregacji turbin wiatrowych w celu uzyskania zastępczego modelu farmy [6, 7, 8, 12]. Szereg prac dotyczy modelowania farm wiatrowych dla analizy ich wpływu na jakość energii elektrycznej [10, 11, 12, 13] lub niezawodność zasilania [14, 15].

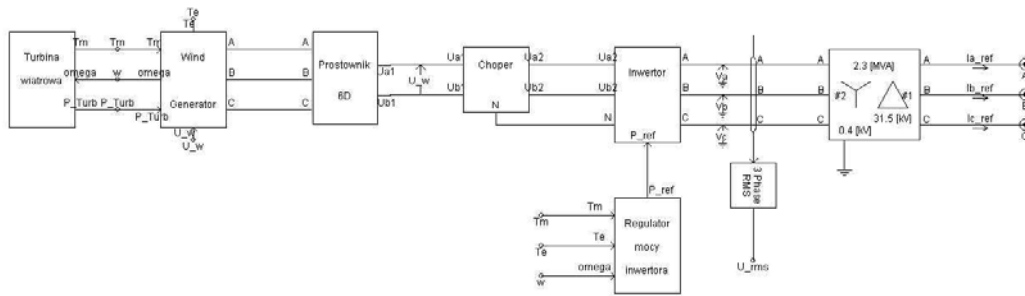
Przepisy krajowe [16] wymagają aby farmy wiatrowe o mocy znamionowej większej niż 50 MW w miejscu przyłączenia były wyposażone w system sterowania i regulacji mocy umożliwiające redukcję wytwarzanej mocy elektrycznej oraz udział w regulacji parametrów systemu elektroenergetycznego w zakresie napięcia i częstotliwości, przy zachowaniu szczególnych wymagań określonych w instrukcjach [17, 18]. Wymagania te obejmują również farmy wiatrowe o mocach mniejszych jeżeli suma mocy znamionowych farm wiatrowych przyłączonych w danym obszarze sieci przekracza 50 MW. Jednak spośród obecnie funkcjonujących w Polsce farm wiatrowych o mocach powyżej 50 MW (w grupie PGE – 1 farma wiatrowa Żuromin), systemowo żadna nie uczestniczy w procesach regulacji napięcia i przepływów mocy biernej. Operatorzy systemów przesyłowego (OSP) i dystrybucyjnych (OSD) nie wykorzystują regulacyjnego potencjału farm wiatrowych. W związku z tym w kraju nie ma praktycznych doświadczeń z tym związanych. Ograniczony jest także dostęp do informacji dotyczących realizacji procesów regulacyjnych w krajach o bardziej rozwiniętej energetyce wiatrowej.

Lokalizacje farm wiatrowych (mapa energii odnawialnej – [www.ure.pl](http://www.ure.pl)) zmierzają do wykorzystania różnych pod względem geograficznym terenów, często o ograniczonych możliwościach przyłączenia do sieci energetycznej, a to ogranicza przyłączanie farm wiatrowych o mocy powyżej 50 MW. Doświadczenia praktyczne wskazują, że coraz większego znaczenia nabierają farmy wiatrowe o mniejszych mocach zainstalowanych. Wykorzystanie ich

zdolności regulacyjnych w odniesieniu do systemu elektroenergetycznego wymaga zmian przepisów prawnych dotyczących zarówno odbiorcy energii (KSE), jak i wytwórców energii (eksploatatorów farm wiatrowych). W tym kontekście pojawia się potrzeba narzędzia obliczeniowego umożliwiającego operatorom OSP i OSD analizę i ocenę procesów regulacyjnych. Sposób tych regulacji zasadniczo wpłynie na relację ekonomiczną pomiędzy właścicielem farmy a Operatorem. Takim narzędziem może być zaprezentowany w artykule symulator parku wiatrowego umożliwiający badanie procesów regulacyjnych i to niezależnie od mocy farmy.

### Symulator farmy wiatrowej

Symulator farmy wiatrowej został zbudowany w środowisku programu *Power System Computer Aided Design (PSCAD) Electromagnetic Transients Including DC (EMTDC)*. Symulator zawiera i odwzorowuje wszystkie elementy układu elektroenergetycznego związane z pracą farmy wiatrowej w systemie elektroenergetycznym, tzn.: sieć nadrzędną wysokiego napięcia, główną stację zasilającą stanowiącą punkt wspólnego połączenia farmy z systemem elektroenergetycznym, sieć wewnętrzną średniego napięcia odzwierciedlającą strukturę powiązań pomiędzy poszczególnymi turbozespołami wiatrowymi, turbozespoły wiatrowe i urządzenia zastosowane w układach kompensacji oraz regulacji mocy biernej. W symulatorze zostały zaimplementowane układy sterowania i regulacji stosowane w tego rodzaju obiektach, w tym możliwości zdalnego udziału w regulacji operatora sieci dystrybucyjnej. Ze względów obliczeniowych (kryterium czasu trwania procesu symulacji i ograniczonej liczby węzłów obliczeniowych) w symulatorze wyróżniono jeden turbozespół (rys. 1), zwany turbozespołem referencyjnym, dla którego zastosowano dokładne modele elementów składowych (turbiny wiatrowej, generatora, prostownika, chooper'a, inwertora z funkcją STATCOM i transformatora) wraz z koniecznymi układami sterowania i regulacji. Szczegółowy opis przykładowego modelu turbozespołu referencyjnego podano w pracach [19, 20]. Prezentowany tam model dotyczy turbozespołu z generatorem synchronicznym połączonym z siecią zasilającą poprzez inwertor ze starowaniem PWM. Poprawność działania modelu w stanach ustalonych i przejściowych została zweryfikowana pomiarami wykonanymi dla obiektu rzeczywistego (turbozespołów typu E-70 produkcji firmy Enecon zainstalowanymi w Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk) [19, 20].

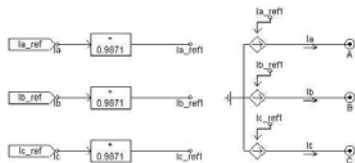


Rys. 1. Schemat blokowy przykładowego modelu turbosespołu

Modele matematyczne turbospełów wiatrowych o różnych konstrukcjach [5, 7, 11, 21, 22] opracowane z wykorzystaniem różnych pakietów obliczeniowych: Power System Simulator for Engineering (PSS/E) [5, 11], PSCAD/EMTDC lub Alternate Transient Program (ATP) [5, 22], DlgSILENT PowerFactory [12] czy Matbab Simulink [23] można stosunkowo łatwo dostosować do zastosowania jako turbospeł referencyjny w symulatorze.

Opracowany symulator powinien prawidłowo odwzorowywać zjawiska elektromechaniczne zachodzące w turbospełach wiatrowych przy zmiennych prędkościach wiatru w stanach przejściowych i w stanach ustalonych (przy stałej prędkości wiatru) oraz odwzorowywać charakterystyki energetyczne  $P = f(v)$  i  $Q = f(P)$  dla turbospełu i dla całego parku wiatrowego w punkcie jego przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Przy tworzeniu symulatora przyjęto, że modelowany park wiatrowy posiada jednorodną strukturę źródeł wytwórczych co oznacza, że pozostałe turbospeły są tego samego typu co turbospeł referencyjny. Zamodelowano je (rys. 2) jako sterowane źródła prądowe o wartościach prądów zależnych od prądu turbospełu referencyjnego oraz od lokalizacji turbospełu w terenie mającej wpływ jego produktywność.

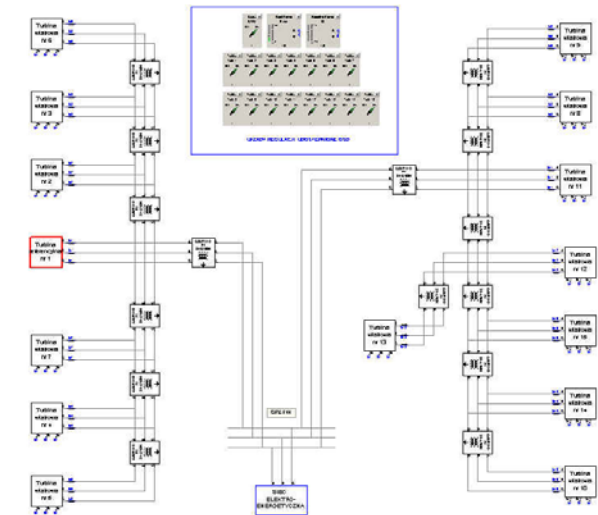


Rys. 2. Model turbospełu odwzorowanego jako sterowane źródło prądowe

Na rysunku 3 pokazano schemat strukturalny symulatora dla wybranego parku wiatrowego złożonego z 15 turbospełów. Na schemacie tym pokazano: turbospeł referencyjny, pozostałe turbospeły wiatrowe, wewnętrzną sieć kablową średniego napięcia parku wiatrowego, główną stacją zasilającą parku oraz zewnętrzną sieć dystrybucyjną 110 kV. Poza tym pokazano zestaw elementów sterowniczych umożliwiających sterowanie pracą symulatora przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Przy tworzeniu poszczególnych elementów symulatora wykorzystano dane techniczne dotyczące sieci i turbospełów typu E70 zainstalowanych w Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk (EWK) stanowiącej w tym przypadku testowany park wiatrowy.

Współczynniki korekcyjne określające zdolności wytwórcze poszczególnych turbospełów w odniesieniu do turbospełu referencyjnego, wyznaczone na podstawie rocznej produkcji energii i dostępności poszczególnych turbospełów w 2012 r., zamieszczono w tabeli 1.



Rys. 3. Schemat strukturalny symulatora dla wybranego parku wiatrowego

Wartości tych współczynników zostały wyznaczone według następującej procedury:

- roczna produkcja energii brutto farmy wiatrowej wynosi

$$(1) \quad W = \sum_{i=1}^{15} W_i$$

gdzie  $W_i$  oznacza roczną produkcję energii brutto i-tego turbospełu określoną na podstawie pomiaru rozliczeniowego,

- udział i-tego turbospełu w rocznej produkcji energii brutto przez farmę

$$(2) \quad U_{Wi} = \frac{W_i}{W}$$

- dostępność turbospełu określona przez względny czas pracy w ciągu roku

$$(3) \quad D_i = \frac{T_i}{T} = \frac{T_i}{8760}$$

- współczynnik dostępności

$$(4) \quad W_{Di} = D_i U_{Wi}$$

- współczynnik korekcyjny produkcji energii przez turbospeł (w odniesieniu do referencyjnego)

$$(5) \quad K_i = \frac{W_{Di}}{W_{D1}}$$

Tabela 1. Wartości współczynników korekcyjnych zdolności wytwórczych turbozespołów odwzorowanych w symulatorze farmy

Lp.	Roczna produkcja energii (W)	Dostępność turbozespołu ( $D_{(t)}$ )	Udział w produkcji ( $U_{(w)}$ )	Współczynnik dostępności ( $W_{(n)}$ )	Współczynnik korekcyjny ( $k_{(t)}$ )
	MWh				
E1	4 555,45	0,994	0,0678	0,0674	1,0000
E2	4 509,09	0,991	0,0671	0,0665	0,9871
E3	4 630,06	0,991	0,0689	0,0683	1,0136
E4	4 137,16	0,990	0,0616	0,0610	0,9047
E5	3 867,87	0,985	0,0576	0,0567	0,8413
E6	4 628,96	0,994	0,0689	0,0685	1,0167
E7	4 595,57	0,991	0,0684	0,0678	1,0066
E8	4 190,14	0,995	0,0624	0,0621	0,9215
E9	4 314,74	0,993	0,0642	0,0638	0,9469
E10	4 665,49	0,995	0,0695	0,0691	1,0255
E11	4 676,20	0,988	0,0696	0,0687	1,0202
E12	4 644,44	0,992	0,0691	0,0686	1,0179
E13	4 373,10	0,991	0,0651	0,0645	0,9575
E14	4 520,24	0,993	0,0673	0,0668	0,9912
E15	4 866,06	0,992	0,0724	0,0719	1,0665
W	67 174,56	-	1	-	-

Model wewnętrznej sieci kablowej średniego napięcia (30 kV) odwierciedlający strukturę powiązań pomiędzy poszczególnymi turbozespołami tworzącymi farmę wiatrową odwzorowano schematami zastępczymi typu „ $\Pi$ ”, przyjmując parametry rzeczywistych odcinków kabli łączących poszczególne turbozespoły jak i grupy turbozespołów z rozdzielnią SN głównej stacji zasilającej Park Wiatrowy Kamieński. W tabeli 2 zestawiono parametry odcinków kabli SN tworzące wewnętrzną sieć parku wiatrowego.

Rozdzielnia 30 kV głównej stacji zasilającej parku wiatrowego (GPZ) zawiera dwa pola liniowe przeznaczone do przyłączenia linii kablowych łączących grupy turbozespołów od E1 do E7 i od E8 do E15, pole przeznaczone do przyłączenia dławika kompensującego moc bierną pojemnościową sieci kablowej SN oraz pole transformatora 110/30 kV łączącego farmę z siecią elektroenergetyczną 110 kV. Podstawowe dane znamionowe transformatora podano w tabeli 3.

Sieć zewnętrzna 110 kV reprezentowana jest przez trójfazowe źródło napięciowe o zadanej reaktancji wewnętrznej i mocy zwarciowej.

W symulatorze parku wiatrowego przewidziano możliwość ingerencji operatora sieci dystrybucyjnej w proces zarządzania pracą parku. Ingerencja taka może mieć miejsce w stanach awaryjnych pracy sieci lub po uzgodnieniu z właścicielem parku elektrowni wiatrowych.

Zakres uprawnień operatora obejmuje:

- ograniczenie wartości wytwarzanej mocy czynnej,
- zadawanie wartości mocy biernej wytwarzanej przez park,
- sterowanie (załączanie i wyłączenie) pracą poszczególnych turbozespołów wiatrowych.

Wartości mocy zadane przez operatora dla parku wiatrowego są dzielone przez liczbę pracujących turbozespołów. Wartość wyznaczona dla mocy czynnej stanowi maksymalną dopuszczalną wartość wytwarzanej mocy, natomiast wartość wyznaczona dla mocy biernej jest zadaną wartością mocy dla turbozespołu referencyjnego.

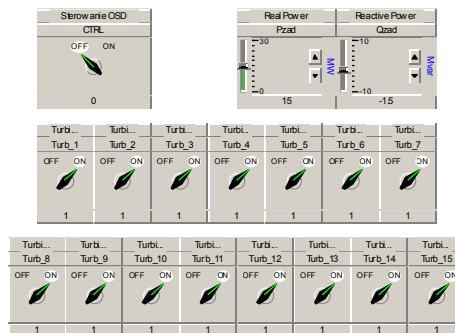
Tabela 2. Parametry techniczne odcinków kabli sieci wewnętrznej parku wiatrowego

Lp.	Trasa odcinka kabla		U	I	s	R'	X <sub>L</sub> '	X <sub>C</sub> '
	od	do	kV	m	mm <sup>2</sup>	Ω/km	Ω/km	kΩ/km
1	E1	E2	30	776	120	0.1515	0.08	12
2	E2	E3	30	1003	120	0.1515	0.08	12
3	E3	E6	30	789	120	0.1515	0.08	12
4	E1	E7	30	1439	120	0.1515	0.08	12
5	E7	E4	30	648	120	0.1515	0.08	12
6	E4	E5	30	598	120	0.1515	0.08	12
7	E11	E8	30	856	120	0.1515	0.08	12
8	E8	E9	30	910	120	0.1515	0.08	12
9	E11	E12	30	746	120	0.1515	0.08	12
10	E12	E13	30	911	120	0.1515	0.08	12
11	E12	E15	30	930	120	0.1515	0.08	12
12	E15	E14	30	770	120	0.1515	0.08	12
13	E14	E10	30	811	120	0.1515	0.08	12
14	GPZ	E1	30	3826	240	0.0758	0.08	12
15	GPZ	E11	30	4858	240	0.0758	0.08	12

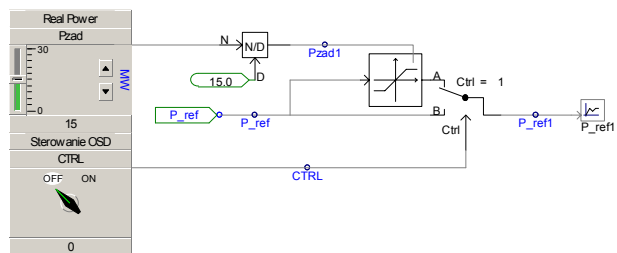
Tabela 3. Parametry techniczne transformatora mocy

Dane	Wartość
Typ	TONRLe 40000/110
Napięcie znamionowe GN	115 kV +/-10 %
Napięcie znamionowe DN	31,5 kV
Moc znamionowa	40 MVA
Częstotliwość znamionowa	50 Hz
Starty obciążeniowe	159.3 kW
Straty jałowe	18,0 kW
Napięcie zwarcia	11,0 %
Prąd stanu jałowego	0,2 %

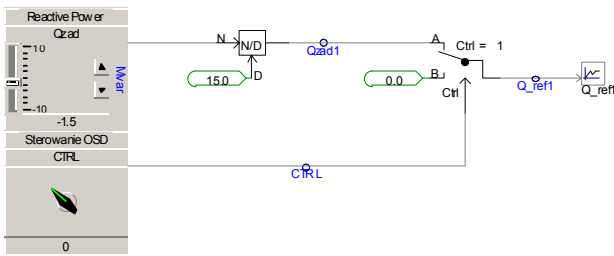
Na rysunku 4 pokazano panel sterowniczy z dostępnymi dla operatora sieci dystrybucyjnej funkcjami sterowania. Po włączeniu przełącznika „Sterowanie OSD” operator przejmuje kontrolę nad pracą parku wiatrowego i może korzystać z wymienionych wyżej uprawnień.



Rys. 4. Panel sterowniczy operatora sieci dystrybucyjnej



Rys. 5. Sterowanie ograniczaniem mocy czynnej przez operatora sieci dystrybucyjnej



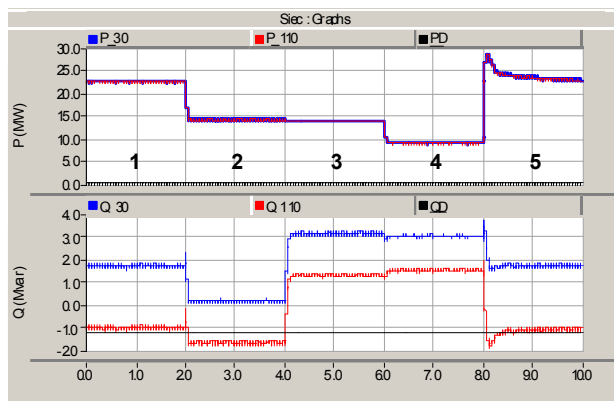
Rys. 6. Sterowanie mocą bierną przez operatora sieci dystrybucyjnej

### Badania symulacyjne reakcji farmy wiatrowej na wymuszenia operatora systemu dystrybucyjnego

Badania symulacyjne zostały przeprowadzone przy wykorzystaniu opisanego wyżej symulatora farmy wiatrowej przyłączonej do sieci elektroenergetycznej. W prezentowanym przypadku ingerencji operatora w sposób funkcjonowania farmy wiatrowej przyjęto następujący przebieg zdarzeń (rys. 7):

1. Praca normalna (ustalona) przy stałej prędkości wiatru równej  $v = 13$  m/s.
2. Ingerencja operatora wymuszająca ograniczenie wytwarzanej mocy czynnej do wartości  $P = 15$  MW i wytwarzaniu mocy biernej o charakterze indukcyjnym o wartości  $Q = -1,5$  Mvar.
3. Zmiana charakteru wytwarzanej mocy biernej na pojemnościowy o wartości  $Q = 1,5$  Mvar, przy dalszym ograniczeniu mocy czynnej na poziomie  $P = 15$  MW.
4. Zmiana ograniczenia wytwarzanej mocy czynnej do wartości  $P = 10$  MW, przy wytwarzanej mocy biernej pojemnościowej o wartości  $Q = 1,5$  Mvar.
5. Wyłączenie ograniczeń i przejście parku do pracy nie zależnej od operatora przy prędkości wiatru równej  $v = 13$  m/s.

Bilans mocy czynnej i biernej farmy wiatrowej w punkcie przyłączenia farmy do sieci dystrybucyjnej 110 kV i w sieci wewnętrznej 30 kV pokazano na rysunku 7. Na bilans mocy biernej po stronie 30 kV składa się przede wszystkim moc bierna (pojemnościowa) rozległej sieci kablowej i moc bierna (indukcyjna) dławika kompensacyjnego o wartości  $-1,2$  Mvar. Różnice w wartościach mocy biernej w sieciach 110 i 30 kV wynikają obciążeniowych strat mocy biernej, związanych z dużą wartością reaktancji rozproszenia transformatora mocy (napiecie zwarcia wynosi 11 %).



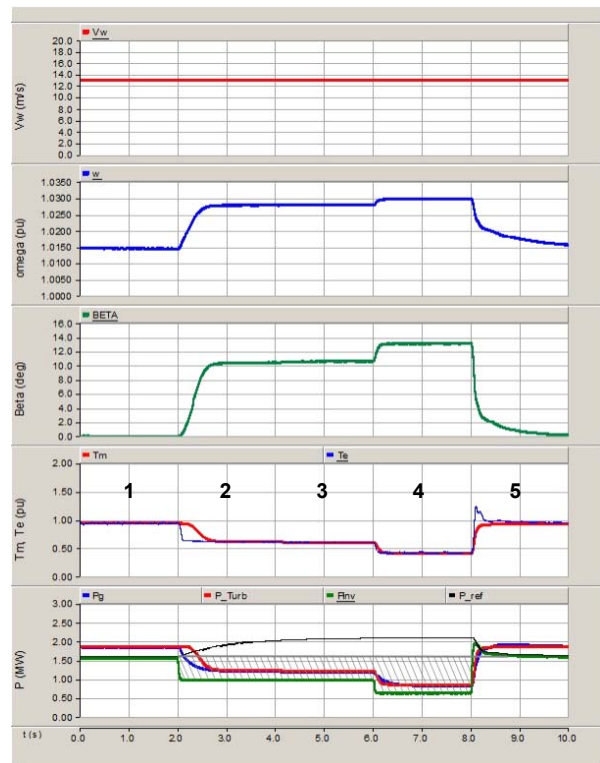
Rys. 7. Zmiany wartości mocy czynnych i biernych w sieciach 30 i 110 kV parku wiatrowego wynikające z działań operatora systemu dystrybucyjnego

Przebieg procesów elektromechanicznych zachodzących w poszczególnych turbozespołach na skutek działania operatora można prześledzić na przykładzie turbozespołu referencyjnego (rys. 8).

W warunkach pracy ustalonej farmy wiatrowej (rys. 7), określonych dla prędkości wiatru  $v = 13$  m/s, moc czynna wprowadzana do sieci 110 kV wynosiła 22,6 MW, a moc bierna o charakterze indukcyjnym  $-1,0$  Mvar. Wartość mocy czynnej wytwarzanej w tych warunkach przez pojedynczy turbozespół była równa około 1,6 MW.

Po narzuceniu przez operatora ograniczonej wartości mocy farmy wiatrowej na poziomie 15 MW, wyznaczona została ograniczona wartość referencyjna mocy dla pojedynczego turbozespołu równa 1,0 MW (rys. 8). Spowodowało to prawie natychmiastowe zmniejszenie się momentu elektromagnetycznego od wartości równej 0,96 pu do wartości 0,62 pu i narastanie prędkości kątowej turbozespołu. Ponieważ prędkość kątowa w stanie ustalonym była praktycznie równa wartości granicznej (1,014 pu), więc został aktywowany układ regulacji kąta natarcia łopaty turbiny powodując zmniejszenie mechanicznego momentu napędowego do wartości nowego stanu ustalonego (0,62 pu).

Zadana wartość mocy biernej wprowadzanej do sieci 110 kV wytworzona została równomiernie przez układy kompensatorów STATCOM każdego z turbozespołów. Reakcja farmy wiatrowej na kolejne ograniczenia i wymuszenia operatora systemu była realizowana poprzez cząstkowe reakcje poszczególnych turbozespołów przebiegające w analogiczny sposób.



Rys. 8. Zmiany wartości wielkości elektromechanicznych turbozespołu przy wymuszeniach operatora systemu dystrybucyjnego

Przez cały okres działania operatora w układzie regulacji mocy czynnej turbozespołu była wyznaczana wartość mocy referencyjnej dla inwertera, adekwatna do aktualnych warunków wietrzności. Po ustaniu ingerencji operatora farma powróciła do stanu pracy ustalonej odpowiadającego prędkości wiatru  $v = 13$  m/s.

Obszar zakresowany na rysunku 8 odpowiada energii elektrycznej nie wytworzonej na skutek działań operatora systemu. Problem dotyczący rekompensaty strat finansowych poniesionych z tego tytułu przez właściciela farmy nie jest określony w polskim prawodawstwie.

## Podsumowanie

Model symulacyjny, w skrócie – symulator parku wiatrowego - zawiera wszystkie elementy układu elektroenergetycznego związane z pracą farmy wiatrowej w systemie elektroenergetycznym: sieć nadrzędną wysokiego napięcia, główną stacją zasilającą parku wiatrowego stanowiącą punkt wspólnego połączenia parku z systemem elektroenergetycznym, sieć wewnętrzną średniego napięcia odzwierciedlającą strukturę powiązań pomiędzy turbozespołami wiatrowymi oraz zastosowane turbozespoły wytwórcze i urządzenia stosowane w układach kompensacji (regulacji) mocy biernej. W symulatorze odwzorowano także układy sterowania i regulacji stosowane w tego rodzaju obiektach, w tym możliwości udziału operatora sieci dystrybucyjnej w zarządzaniu pracą parku wiatrowego.

Opracowany model symulacyjny umożliwia wpływu starowania pracą farmy wiatrowej przez operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie:

- załączenia i wyłączenia poszczególnych jednostek wytwórczych,
- ograniczania maksymalnej wartości wytwarzanej mocy czynnej do poziomu wynikającego z aktualnych możliwości przesyłowych sieci dystrybucyjnej,
- wytwarzania mocy biernej o charakterze indukcyjnym lub pojemnościowym wynikającej z warunków napięciowych sieci lub potrzeby zapewnienia wymaganej wartości mocy biernej (lub współczynnika mocy).

Przy tworzeniu poszczególnych elementów symulatora wykorzystano dane techniczne dotyczące sieci i turbozespołów typu E70 zainstalowanych w Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk.

Modułowa budowa symulatora umożliwia jego adaptację do analizy pracy innych parków wiatrowych poprzez wymianę modułu turbozespołu referencyjnego, zmianę liczby turbozespołów i struktury sieci wewnętrznej, jak również analizę lokalizacji parku w systemie elektroenergetycznym poprzez zmianę parametrów (mocy zwarciowej) sieci dystrybucyjnej 110 kV.

**Autorzy:** dr inż. Ryszard Pawełek, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, E-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl; dr inż. Bogusław Terlecki, PGE Energia Odnawialna S.A., ul. Ogrodowa 59a, 00-876 Warszawa, E-mail: boguslaw.terlecki@gkpgc.pl.; prof. dr hab. inż. Jan Anuszczyk, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, E-mail: jan.anuszczyk@p.lodz.pl

## LITERATURA

- [1] Jędrzychowski R., Kacejko P., Wydra M., Miller P., Modelowanie współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną, Rynek Energii 98 (2012), nr 1, 28-32
- [2] Szmechta M., Aksamit P., Poprawa efektywności wykorzystania przyłącza energetycznego elektrowni wiatrowych, Przegląd Elektrotechniczny, 90 (2014), nr 3, 211-214
- [3] Paska J., Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym i ich zdolność do pokrywania obciążenia, Przegląd Elektrotechniczny, 85 (2009), nr 12, 224-230
- [4] Kacejko P., Wydra M., Nowa metoda szacowania możliwości przyłączeniowych generacji wiatrowej w KSE z uwzględnieniem

- ograniczeń bilansowych, Przegląd Elektrotechniczny, 90 (2014), nr 3, 32-35
- [5] Kazachkov Y.A., Feltes J.W., Zavadil R., Modeling Wind Farms for Power System Stability Studies, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 13-17.07.2003, 1526-1533
- [6] Sloomweg J.G., Kling W.L., Modeling of Large Wind Farms in Power System Simulations, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 25.07.2002 Chicago (IL), USA, 503-508
- [7] Wang H., Zhang Y., Zhou Q., Wind Farm Model with DFIG for Small Signal Stability Study, 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 6-9.07.2011, Weihai (Shandong), China, 303-307
- [8] Chang-Chien L-R, Sun Ch-Ch, Yeh Y-J., Modeling of Wind Farm Participation in AGC, IEEE Transactions on Power Systems, 29 (2014), No. 3, 1204-1211
- [9] Singh M., Santoso S., Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden (CO), USA, 2011, 115
- [10] Hansen A.D., Sorensen P., Janosi L., Bech J., Wind farm modelling for power quality.: The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON'01), 29.11-02.12.2001, Denver (CO), USA, 1959-1964
- [11] Petru T., Thiringer T., Modeling of Wind Turbines for Power System Studies, IEEE Transactions on Power Systems, 17 (2002), No. 4, 1132-1139
- [12] Mendonça G.A., Pereira H.A., Silva S.R., Wind Farm and System Modelling Evaluation in Harmonic Propagation Studies, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12), 28-30.03, 2012, Santiago de Compostela (Spain), 1-6
- [13] Pawełek R., Wasiak I.: Ocena jakości energii elektrycznej w punkcie połączenia elektrowni wiatrowej z siecią elektroenergetyczną. Przegląd Elektrotechniczny 88 (2012), nr 2, 82-85
- [14] Haghifam M.-R. Omidvar M., Wind Farm Modeling in Reliability Assessment of Power System, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, 11-15.07.2006, Stockholm, Sweden, 1-5
- [15] Karki R., Hu P., Billinton R., A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation, IEEE Transactions on Energy Conversion, 21 (2006), No. 2, 533-540
- [16] Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dziennik Ustaw z 2007 r., nr 93, poz. 623
- [17] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Warszawa, grudzień 2010
- [18] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. PGE Dystrybucja S.A., Lublin, październik 2010
- [19] Pawełek R., Terlecki B., Anuszczyk J., Charakterystyki elektromechaniczne turbozespołu wiatrowego z generatorem synchronicznym. Przegląd Elektrotechniczny, 90 (2014), nr 12, 17-20
- [20] Terlecki B., Analiza możliwości regulacyjnych parku elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym. Rozprawa doktorska, Politechnika Łódzka, 2013, s. 132
- [21] Muller S., Deicke M., De Doncker R.W., Doubly fed induction generator systems for wind turbines, IEEE Industry Applications Magazine, 8 (2002), No. 3, 26-33
- [22] Abo-Khalil A.G., Dohg Chonn L., Development of Wind Turbine Simulators Using PSCAD, Przegląd Elektrotechniczny, 82 (2006), nr 2, 107-112
- [23] Singh M., Muljadi E., Jonkman J., Gevorgian V., Girsang I., Dhupia J., Simulation for Wind Turbine Generators - With FAST and MATLAB-Simulink Modules, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden (CO), USA, 2014, 137