

MECHANIZM DZIAŁANIA ORAZ ROZWIĄZANIA TECHNICZNE WSPÓŁCZESNYCH TURBIN WIATROWYCH

Korus A., Werle S.
Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska
44-100 Gliwice, ul. Konarskiego 22

1. Wstęp

Energia wiatru była wykorzystywana przez człowieka już w starożytności. Egipcjanie używali żagli do napędu łodzi, a Babilończycy budowali pierwsze konstrukcje napędzane wiatrem, mające za zadanie nawadnianie pól i osuszanie terenów podmokłych. W średniowieczu wiatraki służyły głównie do pompowania wody oraz napędzania młynów. Pod koniec XIX wieku zaczęły powstawać pierwsze turbiny produkujące energię elektryczną, i choć już w 1957 roku w Danii wybudowano 200 kW farmę wiatrową, która wyposażona została w wiele do dziś aktualnych rozwiązań technicznych, turbiny ciągle przeżywają dynamiczny rozwój w zakresie stosowanych technologii [1].

W przeciwieństwie do energetyki konwencjonalnej nośnik energii w turbinach wiatrowych jest powszechnie dostępny i bezpłatny. Farmy nie wymagają systemu wydobywania, dostarczania i obróbki paliwa, a proces produkcji elektryczności nie powoduje powstawania zanieczyszczeń gazowych ani pyłowych. Ciągła poprawa osiągnięć siłowni wiatrowych powoduje nieustanny wzrost opłacalności tego typu inwestycji, a sprawdzona technologia sprawia, że energetyka wiatrowa jest obecnie jednym z głównych odnawialnych źródeł energii (OZE).

2. Podstawowe elementy turbiny

Typowa turbina wiatrowa o poziomej osi obrotu składa się z wieży, gondoli oraz wirnika. Wieżę wykonuje się ze stalowych (ew. betonowych) cylindrycznych elementów lub w postaci kratownicy. Pierwsze rozwiązanie wymaga masywniejszych fundamentów, przez co rosną koszty inwestycji, ale eksploatacja turbiny z wieżą rurową jest wygodniejsza, a ponadto posiada ona większe walory estetyczne, stąd stosowana jest obecnie w większości dużych rozwiązań komercyjnych.

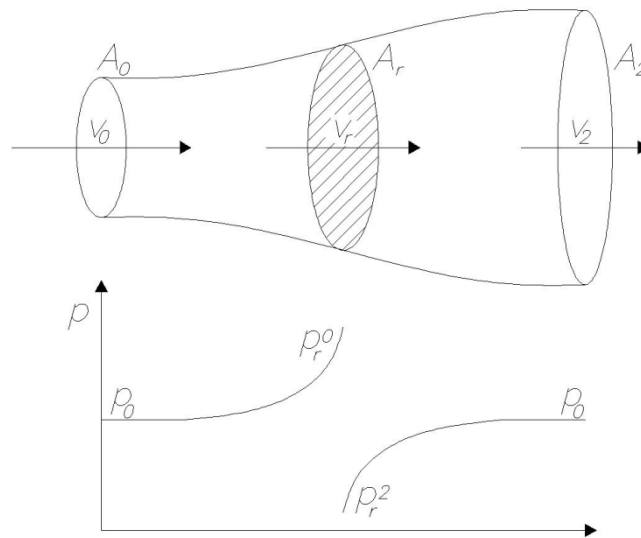
Najistotniejszym elementem turbiny jest wirnik (rotor). Jest on odpowiedzialny za „przechwycenie” i zamianę energii wiatru na ruch obrotowy wału. Rotor składa się z łopat, piasty oraz wałka głównego. Łopaty wykonane są zazwyczaj z włókna szklanego lub kompozytów (np. włókno węglowe - włókno szklane), zapewniających jak najmniejszą masę, przy jak największej odporności na zmienne obciążenia. Łopaty połączone są z piastą osadzoną na wałku głównym znajdującym się w gondoli. Wałek ten połączony jest poprzez skrzynię biegów z wałem generatora. Gondola razem z rotorem obraca się wokół pionowej osi, ustawiając wirnik do kierunku wiatru. Turbina jest również zaopatrzona w hamulce aerodynamiczny i mechaniczny, które w razie zbyt silnego wiatru zatrzymują rotor [2,3].

3. Mechanizm działania wirnika turbiny wiatrowej

W turbinach wiatrowych ruch wirnika uzyskiwany jest dzięki energii kinetycznej wiatru. Przez rotor o poziomej osi obrotu przepływa strumień powietrza, który teoretycznie jest w stanie dostarczyć turbinie moc równą:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A_r v_0^3 \quad (1)$$

gdzie: ρ – gęstość powietrza, A_r – pole przekroju wirnika, v_0 – prędkość wiatru przed turbiną. W rzeczywistości przekazana jest jedynie ta część energii kinetycznej, która wynika ze spadku prędkości wiatru przy przejściu przez wirnik. Mechanizm działania rotora opiera się na zasadach zachowania masy, energii oraz pędu. Zakłada się, że przepływ odbywa się wzdłuż linii prądu, a powietrze jest płynem doskonałym (nielepkiem i nieściśliwym). Stały strumień masy powietrza porusza się w myślowo wyodrębnionym cylindrze (rys. 1.). W pewnej odległości od przeszkody (rotora) prędkość powietrza zmniejsza się, powodując zamianę części energii kinetycznej na przyrost ciśnienia statycznego. Samemu przejściu przez płaszczyznę wirnika nie towarzyszy zmiana prędkości, natomiast ciśnienie statyczne, które przed wirnikiem osiągnęło maksimum, spada tuż za rotorem do wartości minimalnej. W wyniku różnicy ciśnień na wirnik zaczyna działać siła. Ciśnienie statyczne za wirnikiem jest niższe od ciśnienia atmosferycznego. Oznacza to, że do wirnika dostarczona jest większa ilość energii, niż wynosi strata energii kinetycznej strumienia przed turbiną. Podciśnienie wyrównywane jest za wirnikiem dalszym spadkiem prędkości (energii kinetycznej) wiatru. Wraz ze spadkiem prędkości powietrza zwiększa się przekrój myślowo wyodrębnionego cylindra, w którym porusza się strumień [4].



Rys. 1. Zmiany ciśnienia powietrza przepływającego przez rotor [4]

Maksymalna sprawność dla idealnego wirnika wynosi, zgodnie z prawem Betz'a, 59,3%. Granica ta wynika z zależności między prędkością wiatru przepływającego przez rotor (v_r), a prędkościami przed (v_0) i za (v_2) wirnikiem. Zgodnie z drugim prawem dynamiki siła powstająca na wirniku wynosi:

$$F = \dot{m}(v_0 - v_2) = \rho A_r v_r (v_0 - v_2) \quad (2)$$

Jest ona równa parciu na powierzchnię rotora wywołanemu różnicą ciśnień bezpośrednio przed (p_r^0) i za (p_r^2) rotorem:

$$F = A_r (p_r^0 - p_r^2) \quad (3)$$

Wiedząc ponadto, że różnica ciśnień odpowiada stracie energii kinetycznej,

$$p_r^0 - p_r^2 = \frac{1}{2} \rho (v_0^2 - v_2^2) \quad (4)$$

można określić zależność:

$$\frac{1}{2}\rho(v_0^2 - v_2^2) = \rho v_r(v_0 - v_2) \quad (5)$$

Z ostatniego równania wynika, że:

$$v_r = \frac{1}{2}(v_0 + v_2) \quad (6)$$

Uwzględniając, że v_r jest średnią arytmetyczną v_0 i v_2 oraz wiedząc, że moc dostarczona do wirnika wynosi:

$$P = Fv_r = A_r(p_r^0 - p_r^2)v_r = \frac{1}{2}\rho(v_0^2 - v_2^2)A_rv_r = \rho(v_0 - v_2)A_rv_r^2 \quad (7)$$

otrzymuje się równanie:

$$P = 2\rho(v_0 - v_r)A_rv_r^2 \quad (8)$$

Powyższa funkcja osiąga ekstremum dla:

$$v_r = \frac{2}{3}v_0 \quad (9)$$

Oznacza to, że maksymalna moc osiągnięta przez idealny wirnik wynosi:

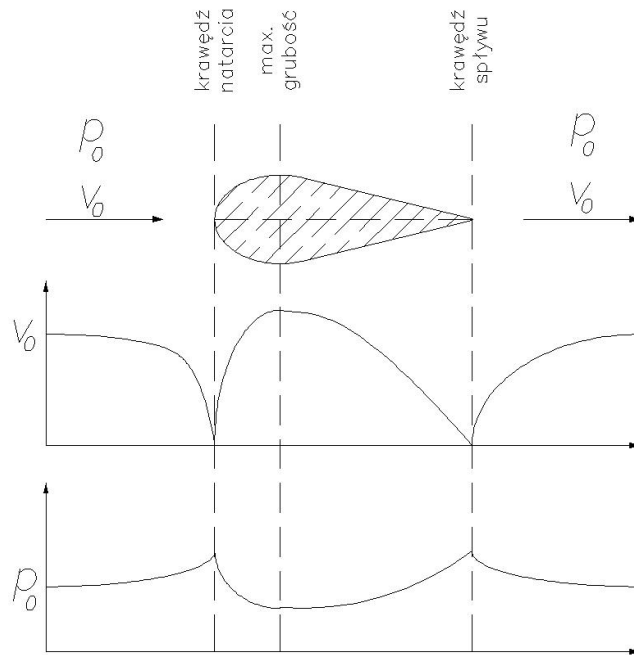
$$P = \frac{8}{27}\rho A_r v_0^3$$

Maksymalna sprawność turbiny w odniesieniu do teoretycznie dostępnej mocy wiatru jest równa:

$$C_p = \frac{P}{P_t} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (10)$$

Wyznaczona dla idealnego wirnika maksymalna sprawność w rzeczywistości zmniejsza się na skutek tarcia i turbulencji przepływu. Podczas zamiany ruchu wirnika w energię elektryczną następują dodatkowe straty energii na przekładniach, łożyskach i generatorze, wskutek czego całkowita sprawność turbin wynosi około 30% [4].

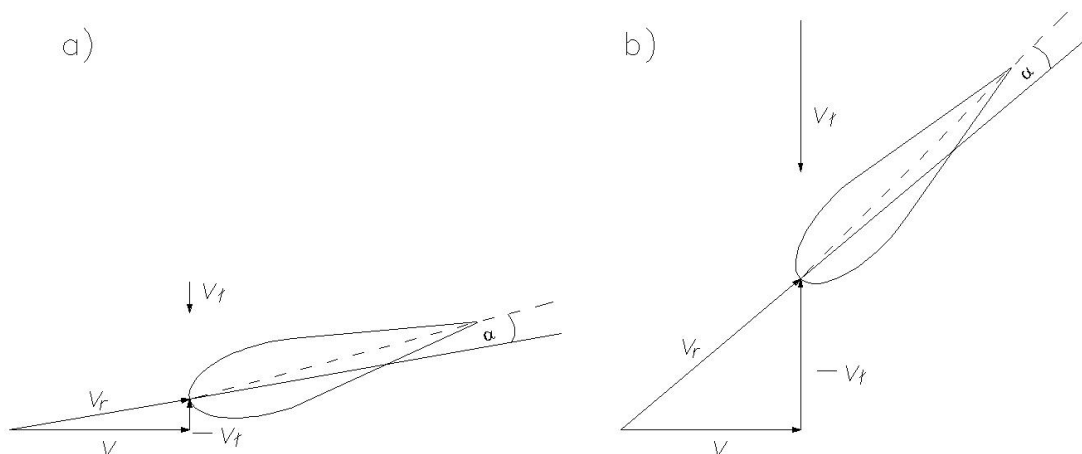
Prawo Betz'a odnosi się do wirnika w sposób ogólnikowy, nie definiując kształtu ani ilości łopatek. Optymalizacja profilu sprowadza się do zwiększenia siły nośnej przy zachowaniu jak najmniejszej siły oporu aerodynamicznego. Siła nośna powstaje na skutek opływu łopaty przez powietrze i jest uwarunkowana odpowiednim kształtem i ustawieniem profilu aerodynamicznego. Powietrze opływające symetryczną łopatę wirnika, ustawioną tak, aby kierunek przepływu był równoległy do cięciwy przekroju (rys. 2.), zmniejsza prędkość w miarę zbliżania się do profilu. Na wysokości krawędzi natarcia prędkość powietrza spada do zera, a ciśnienie statyczne osiąga maksimum. Następnie powietrze dzieli się na dwie strugi opływające łopatę. Po obu stronach przekroju prędkość zaczyna wzrastać w miarę rozszerzania się profilu, powodując spadek ciśnienia do wartości mniejszej od ciśnienia otoczenia. W najgrubszym miejscu profilu prędkość osiąga maksimum, po czym zaczyna spadać, aż do wartości zerowej na wysokości krawędzi spływu. Za profilem prędkość i ciśnienie stopniowo zrównują się z parametrami powietrza otaczającego. W przypadku symetrycznej, ustawionej równoległe do przepływu łopaty, zmiany ciśnienia i prędkości są jednakowe po obu stronach przekroju, a profil znajduje się w równowadze. Wychylenie profilu tak, aby cięciwa z kierunkiem wiatru tworzyła dodatni kąt α (kąt natarcia) lub też zwiększenie krzywizny górnej powierzchni łopaty, skutkować będzie różnicą ciśnień, a co za tym idzie powstaniem siły nośnej. Wielkość tej siły, jak również wielkość oporów aerodynamicznych jest zależna od kąta α , stąd dla każdego profilu istnieje optymalny kąt natarcia, który zagwarantuje możliwie największą sprawność turbiny [4].



Rys. 2. Opływ profilu łopaty przez strumień powietrza [4]

Zachowanie stałego kąta natarcia na całej długości łopaty wymaga uwzględnienia relatywnej prędkości wiatru. W wirniku, obracającym się ze stałą prędkością kątową, prędkość liniowa krawędzi natarcia zwiększa się wraz ze wzrostem odległości od osi obrotu. Po przyjęciu za punkt odniesienia krawędzi łopaty pojawia się składowa prędkości wiatru, równa co do wartości prędkości łopaty, ale o przeciwnym zwrocie. Składowa ta, zwiększając się wraz z odległością od osi, powoduje zmianę kierunku wiatru. Zachowanie stałego kąta natarcia wymaga nachylania cięciwy profilu w miarę oddalania się od osi obrotu (rys. 3.). Stąd w obecnie produkowanych turbinach występuje „skręcenie” łopat [4].

Kształt profilu łopaty uwzględnia również efekt Magnusa. Ostra krawędź spływu skutkuje pojawieniem się wirów, odrywających się za przekrojem. Powietrze zaczyna cyrkulować wokół łopaty, co daje efekt podobny do walca obracającego się w przepływającym płynie. Strumień przepływający nad górną powierzchnią łopaty jest dodatkowo przyspieszony cyrkulującym powietrzem, co powoduje zwiększenie różnicy ciśnień, a co za tym idzie zwiększenie siły nośnej. Ze względu na zjawisko cyrkulacji łopaty turbin mają wydłużony, zwężający się profil [4].



Rys. 3. Ustawienie łopaty względem kierunku wiatru przy zachowaniu stałego kąta natarcia:
 a) przekrój blisko osi obrotu, b) przekrój blisko końca łopaty. v – prędkość wiatru, v_r –
 relatywna prędkość wiatru, v_t – prędkość liniowa łopaty w danej odległości od osi [4]

Powietrze opływające profil jest płynem rzeczywistym. Przy prędkościach wiatru, w jakich pracują turbiny, powietrze uznaje się za nieściśliwe. Nie można jednak pominąć lepkości płynu. Występujące w przepływającym strumieniu siły ścinające powodują zmniejszenie prędkości aż do zera na powierzchni łopaty. Początek opływu profilu odbywa się w warunkach laminarnych. W dalszej części wzrost ciśnienia i zwiększający się wpływ lepkości skutkuje oderwaniem się warstwy przyściennej od powierzchni łopaty, powodując powstanie dodatkowego oporu. Przeciwdziała się mu, przesuując punkt oderwania się strumienia w stronę krawędzi spływu. Efekt taki osiąga się poprzez zmniejszenie chropowatości powierzchni łopaty oraz redukcję kąta natarcia [4].

Istotny wpływ na siłę nośną i opory aerodynamiczne ma również liczba Reynoldsa przepływającego powietrza. Zwiększenie liczby Reynoldsa powoduje większą siłę nośną oraz zmniejszenie oporów. Punkt przejścia ruchu laminarnego w turbulentny przesuwa się wtedy w stronę krawędzi natarcia, powodując wcześniejszą wymianę energii między poszczególnymi warstwami płynu, dzięki czemu strumień lepiej pokonuje siły lepkości i wzrost ciśnienia, w efekcie przesuując punkt oderwania warstwy granicznej w stronę krawędzi spływu. Kształt profilu również wpływa na pojawienie się oporu aerodynamicznego. Grubsze profile mają łagodniejszy przyrost oporu, po przekroczeniu maksymalnego kąta natarcia, niż profile cienkie. Zależność między siłą nośną a oporem wynika między innymi z długości i szerokości łopaty. Największą siłę nośną, przy stosunkowo małym oporze, uzyskuje się dla łopat długich o krótkiej cięciwie [4].

Niektóre turbiny do produkcji energii wykorzystują opór aerodynamiczny. Są to zazwyczaj wirniki o pionowej osi obrotu, których łopatki zaprojektowane są tak, aby stawiać możliwie duży opór przepływu. Rotor porusza się za sprawą parcia, jakie wiatr wywiera na płaszczyznę ustawioną prostopadle do kierunku przepływu. Sprawność takich turbin zmienia się w zależności od kształtu danych łopatek, jednak zawsze pozostaje zauważalnie niższa od sprawności turbin poruszających się na skutek siły nośnej [4].

4. Rodzaje turbin wiatrowych

W zastosowaniach komercyjnych najczęściej wykorzystywane są turbiny o poziomej osi obrotu. Ich główną zaletą jest mała prędkość wiatru, przy której rotor zaczyna pracować oraz

stosunkowo wysoka sprawność. Konieczny jest jednak montaż generatora w gondoli na wysokości wirnika, co znacząco zwiększa koszty budowy oraz utrudnia obsługę. W przypadku turbin, w których rotor ustawiony jest po stronie nawietrznej, dodatkowym utrudnieniem jest wymóg zainstalowania systemu korygującego ustawienie wirnika względem wiatru. Usytuowanie rotora po stronie zawietrznej umożliwia samoistną korektę ustawienia, jednak w systemach takich gondola znajduje się na drodze napływającego powietrza, powodując powstanie zawirowań obniżających sprawność. Innym rozwiązaniem są turbiny o pionowej osi obrotu. Generator znajduje się wtedy na poziomie terenu, a regulacja położenia łopat jest niepotrzebna. Konieczne jest jednak stosowanie odciągów, zapewniających stabilność masztu, ponadto często wymagany jest dodatkowy mechanizm wprawiający zatrzymany wirnik w ruch [2].

Często, jako osobną grupę, rozpatruje się turbiny typu *offshore*, stawiane na morzu. Większe, cięższe fundamenty, utrudnione podłączenie do sieci energetycznej, niesprzyjająca budowie i pracom remontowym lokalizacja oraz występowanie gwałtownych burz i sztormów powodują, że koszty inwestycji są o około 20% większe niż w przypadku urządzeń stawianych na lądzie. Jednak morskie farmy wiatrowe ciągle zyskują na popularności, dzięki regularnym, silniejszym wiatrom oraz mniej odczuwalnym wpływie na zmianę krajobrazu. Obecnie największym europejskim potentatem, w zakresie turbin wiatrowych stawianych na morzu, jest Wielka Brytania, z całkowitą zainstalowaną mocą wynoszącą około 590 MW [5]. Lokalizacja farm wiatrowych typu *offshore*, wykorzystujących turbiny z fundamentami w dnie morskim, ogranicza się do obszarów przybrzeżnych o głębokości do około 30 m. W celu budowy farm na otwartym morzu rozpoczęto prace nad pływającymi turbinami. Obecnie rozwijane koncepcje obejmują zanurzone w wodzie platformy oraz wieże zakończone balastem w kształcie pionowego walca, zakotwiczone w dnie za pomocą odciągów [1]. Przykładowo, już w 1993 roku powstał koncepcyjny projekt FLOAT, w którym 1,4 MW turbina zakończona byłaby cylindryczną boją, spełniającą rolę balastu, zakotwiczoną do dna przy pomocy 8 lin. Koncepcja zakłada 45-metrową wieżę z wirnikiem o średnicy 60 m. Boja wypełniona byłaby częściowo betonem, a częściowo syntetyczną pianką, dzięki czemu uzyskano by 780 ton balastu, przy wyporności 3 570 ton. Budowę farmy składającej się z 9 turbin usytuowanych na głębokości 100 m wyceniono na około 30 mln funtów [6].

5. Sposoby wyrównywania dostaw prądu

Podstawową wadą turbin wiatrowych jest ich zależność od warunków atmosferycznych. Prąd dostarczany jest w nieregularnych, trudnych do przewidzenia ilościach. Uregulowanie dostaw prądu może zostać osiągnięte poprzez zastosowanie różnego rodzaju urządzeń magazynujących energię.

Jednym z najbardziej rozpowszechnionych sposobów jest budowa elektrowni szczytowo-pompowej. Jej zaletą jest stosunkowo duża sprawność (50-85%) oraz krótki czas uruchamiania. Produkowany w taki sposób prąd jest w miarę tani, jednak z powodu wysokich kosztów inwestycyjnych przedsięwzięcie jest opłacalne jedynie na dużą skalę. Dodatkowym utrudnieniem jest wymagane właściwe ukształtowanie topograficzne terenu umożliwiające zainstalowanie górnego zbiornika na odpowiednim wyniesieniu. Obecnie rozwijana jest koncepcja elektrowni podziemnej, gdzie górny zbiornik znajduje się na poziomie gruntu, a dolny zainstalowany jest na odpowiedniej głębokości. Takie rozwiązanie zwiększa jednak znacząco koszty inwestycji i jak na razie nie znalazło komercyjnego zastosowania [3].

Innym mechanicznym sposobem przechowywania energii jest system CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*), który polega na sprężaniu powietrza, które następnie wykorzystane zostaje w obiegu z turbiną gazową. Do kompresji wykorzystuje się nadmiar energii produkowanej poza godzinami szczytu, odzyskując ją później w postaci zwiększonej sprawności turbiny gazowej (około 3-krotny wzrost produkcji elektryczności).

Do przechowywania sprężonego powietrza wykorzystywane są naturalne podziemne zbiorniki, jak np. kwatera solne, co znacząco obniża koszty budowy, jednak ogranicza możliwości lokalizacji systemu [3,7].

Urządzeniami o mniejszej mocy, stosowanymi do wyrównywania dostaw prądu, mogą być akumulatory. Głównie stosuje się akumulatory kwasowo-ołowiowe, niklowo-kadmowe oraz sodowo-siarkowe. Charakteryzują się one krótkim czasem uruchamiania, a ich sprawność waha się w granicach 60-85%. Akumulatory kwasowo-ołowiowe są wrażliwe na zmiany parametrów otoczenia, co w połączeniu z krótką żywotnością (5 lat) wyklucza stosowanie ich na większą skalę. Mniej czule na zmiany temperatury są akumulatory niklowo-kadmowe. Ponadto, są w stanie pracować około 10-15 lat. Najlepszą efektywność i charakterystykę pracy mają akumulatory sodowo-siarkowe, które pomimo wymaganej temperatury pracy, wahającej się w zakresie 320-340°C, są uważane za bardzo przyszłościowe rozwiązanie. Współpraca farm wiatrowych z akumulatorami Na-S jest obecnie w fazie testowej. Obiecująco zapowiadają się również akumulatory przepływowe. Ich zaletą jest krótki czas ładowania w stosunku do czasu pracy oraz możliwość całkowitego rozładowania akumulatora, bez negatywnych konsekwencji. Urządzenia te wymagają jednak dodatkowego osprzętu, takiego jak pompy i mierniki, a sama technologia jest na razie słabo rozwinięta [3].

W celu wyrównania dostaw prądu produkowanego przez turbinę rozważa się również systemy FES (ang. *Flywheel Energy Storage*), wykorzystujące energię kinetyczną koła zamachowego, obracającego się w próżniowej komorze. Urządzenia takie osiągają sprawność na poziomie 80-90%, a ich żywotność jest zdecydowanie większa niż akumulatorów, jednak rozpowszechnienie tej technologii wymaga rozwiązania licznych problemów technicznych, m.in. osiągnięcia wysokiej mocy równocześnie z dużą pojemnością [3].

Nowatorskim i bardzo przyszłościowym rozwiązaniem jest wykorzystywanie energii elektrycznej wyprodukowanej przez turbinę do zasilania procesu elektrolizy, której produktem jest wodór, wykorzystywany następnie w silnikach o spalaniu wewnętrznym lub też w ogniwach paliwowych. Takie rozwiązanie umożliwia wykorzystanie turbin wiatrowych nie tylko do produkcji prądu, ale również ciepła oraz paliwa transportowego. Obecnie trwają prace nad komercjalizacją układów turbina-elektrolizer. National Renewable Energy Laboratory we współpracy z Xcel Energy wybudowało w Colorado demonstracyjną instalację, w której dwie turbiny wiatrowe (10 i 100 kW) wykorzystane są do produkcji wodoru [8]. Dodatkowym zagadnieniem, które zostaje w ostatnich czasach poruszone, jest budowa elektrolizera, w którym wodór ulegałby kompresji podczas samej elektrolizy, co może skutkować większą sprawnością niż sprężanie gazu już wyprodukowanego [3].

6. Turbiny dostępne na rynku

Obecnie większość komercyjnie stosowanych turbin wiatrowych to turbiny o poziomej osi obrotu, z wirnikiem o trzech łopatach, ustawionym „na wiatr”. Głównymi producentami są firmy, takie jak: Vestas, Enercon, Goldwind, Sinovel, GE czy Gamesa. Turbiny dostępne są w zakresie mocy 330-7500 kW. W tabeli 1 zestawiono podstawowe parametry przykładowych modeli turbin. Pierwsza liczba w symbolu turbiny oznacza średnicę wirnika, a druga moc nominalną w kW lub MW. Wraz ze zwiększeniem długości łopat, zmniejszają się prędkości obrotowe, w zakresie których pracuje rotor. Moc nominalną turbina osiąga przy prędkości wiatru rzędu kilkanaście m/s i utrzymuje ją aż do prędkości granicznej wiatru. Wykorzystywane są zarówno generatory synchroniczne, jak i asynchroniczne. Spotyka się praktycznie wyłącznie wirniki o zmiennej prędkości obrotowej. Poszczególne modele przeznaczone są dla konkretnych klas wietrzności, tak aby zachować możliwie największą sprawność urządzenia w panujących na danym terenie warunkach. Wszystkie turbiny zaopatrzone są w rozbudowane systemy sterowania, mające za zadanie m.in. kontrolę siły i kierunku wiatru, obracanie gondoli (ustawianie wirnika do wiatru), obsługę hamulca

aerodynamicznego (zmiana kąta natarcia powodująca zanik siły nośnej) i mechanicznego oraz współpracę z siecią energetyczną [9,10].

Tab. 1. Zestawienie przykładowych modeli turbin wiatrowych dostępnych na rynku [9,10]

| Producent, model | Wysokość wieży, m | Prędkość wirnika, obr./min | Minimalna prędkość wiatru, m/s | Maksymalna prędkość wiatru, m/s | Prędkość wiatru, dla której osiągnięta jest moc nominalna, m/s | Generator |
|-----------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--|--------------------------|
| Enercon E-33 / 330 kW | 37, 40 lub 50 | 18,0 – 45,0 | ok. 3 | 28 – 34 | >13 | generator prądu stałego |
| Enercon E-126 / 7,5 MW | 135 | 5,0 – 11,7 | ok. 3 | 28 – 34 | >15 | generator prądu stałego |
| Vestas V52-850kW | 44, 49, 54, 55, 65 lub 74 | 14,0 – 31,4 | 4 | 25 | >16 | generator asynchroniczny |
| Vestas V164-7,0 MW Offshore | - | 4,8 – 12,1 | 4 | - | >13 | generator synchroniczny |

Literatura

- [1] Boczar T., Energetyka wiatrowa. Aktualne możliwości wykorzystania, Wydawnictwo PAK, Warszawa 2008.
- [2] Sathyajith M., Wind Energy. Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer, Verlag Berlin Heidelberg 2006.
- [3] Tong W. (Ed.), Wind Power Generation and Wind Turbine Design, WIT Press, Southampton, Boston 2010.
- [4] Jain P., Wind Energy Engineering, The McGraw-Hill Companies, 2011.
- [5] Bilgili M., Yasar A., Simsek E., Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, 15, 905-915.
- [6] Tong K.C., Technical and economic aspects of a floating offshore wind farm, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 1998, 74-76, 399-410.
- [7] Radziejewicz W., System magazynowania energii CAES a energetyka wiatrowa, Energetyka, 2011, 2-3, 126-128.
- [8] <http://www.nrel.gov> (dostęp online 11 marca 2012 r.)
- [9] <http://www.enercon.de/en-en/index.html> (dostęp online 11 marca 2012 r.)
- [10] <http://www.vestas.com/en> (dostęp online 11 marca 2012 r.)