

Problemy i aktualne (2008) kierunki rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

Łączna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych, wg danych Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej na dzień 4 października 2007 r., wynosiła 280 MW. Mimo istotnego przyrostu mocy zainstalowanej w ujęciu „rok do roku”, efektywny udział oraz rzeczywiste znaczenie energetyki wiatrowej w krajowym bilansie energetycznym (mierzone produkcją w stosunku do zużycia) wciąż jednak pozostaje na skromnym poziomie, szacowanym na ok. 0,2%.

Poczynione w rządowych założeniach plany budowy nowych farm wiatrowych o mocy ok. 450-500 MW rocznie, nawet w kontekście ww. przyrostu mocy, wydają się być trudne do zrealizowania. Jednym z elementów mogących istotnie wpłynąć na zmianę obecnego tempa przyrostu mocy elektrowni wiatrowych będą z pewnością nowe obowiązki wynikające z członkostwa naszego kraju w Unii Europejskiej.

Według Komisji Europejskiej (KE) w obecnym zużyciu energii w Polsce już 7,2% pochodzi ze źródeł odnawialnych. Wielkość ta, dla wyjaśnienia, zawiera sumę udziałów źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej, ciepłownictwie, a także w transporcie. W całej Unii Europejskiej źródła odnawialne zapewniają obecnie 8,5% końcowego zużycia energii. Tymczasem cele Unii, wyrażone chociażby podczas spotkania szefów państw członkowskich w marcu 2007 r., mówią jasno o dążeniach do dwudziestoprocentowego udziału w 2020 r. W związku z tym łatwo policzyć, że do osiągnięcia celu brakuje jeszcze 11,5%. Według ostatnich doniesień prasowych ze stycznia 2008 r., połowę z tego, czyli 5,75%, KE chce rozłożyć po równo na wszystkie kraje członkowskie, zwiększając w ten sposób ich aktualny poziom wykorzystania źródeł odnawialnych. Resztę natomiast zapewnić ma rozdział w zależności od PKB na głowę mieszkańca.

W przypadku przyjęcia ww. założeń może to oznaczać wymóg zwiększenia przez Polskę wykorzystania odnawialnych źródeł energii z obecnych 7 – nawet do 15% w 2020 r.! Niewątpliwie będzie to zatem jeden z głównych motorów rozwoju również energetyki wiatrowej (Najprawdopodobniej stosowne decyzje zapadną już po oddaniu materiału do druku).

Oceniając zmiany na rynku OZE, należy również odnieść się do aktualnej sytuacji na rynku, tzw. konwencjonalnej energii elektrycznej. Wzrastające zużycie energii elektrycznej (ogółem na jednego mieszkańca) przy zmniejszającej się produkcji obecnych potentatów ma bowiem poważny wpływ na wzajemne relacje w ujęciu procentowym, choć nie tylko.

Z powodu problemów z zezwoleniami na emisję CO₂, wielu znaczących producentów energii elektrycznej w Polsce może wkrótce być zmuszonych do obniżenia poziomu swojej produkcji. Co to oznacza? Ograniczenie podaży energii elektrycznej w sposób automatyczny przekłada się na wzrost hurtowych, a w konsekwencji i detalicznych cen energii elektrycznej. Obecnie przewiduje się nawet, że z uwagi na zaistniałą sytuację już wkrótce cena energii elektrycznej na rynku hurtowym osiągnie pułap ok. 200-220 zł za 1 MWh.

Co to ma wspólnego z energetyką wiatrową? A to, że łączna cena „zielonej energii” jest dość sztywno połączona z ceną energii „czarnej”. Mała podaż energii OZE, zwiększone limity procentowego udziału i duży popyt, a także wzrost ceny energii „czarnej” mogą oznaczać, iż wkrótce zacniemy obserwować jeszcze większe niż obecnie zainteresowanie energetyką OZE, a wiatrową w szczególności.

Główne bariery rozwoju

- Wiedza i stereotypy

Jednym z głównych argumentów przeciwników energetyki wiatrowej – nie tylko zresztą w Polsce – jest nieprzewidywalność sił natury (wiatru), przekładająca się na dużą zmienność w zakresie ilości energii elektrycznej wprowadzanej do systemu energetycznego (SE).

Wg Autorów raportu EWEA pt. „Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations”, przy obecnej strukturze europejskiego systemu energetycznego oraz jego „sztywności”, jak również dzięki dużemu stopniowi zaawansowania w zakresie prognozy produkcji – problem ten nie wpływa w sposób istotny na bezpieczeństwo SE jako całości.

Dostępne narzędzia prognostyczne umożliwiają bowiem predykcję produkowanej energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe z błędem rzędu 4% (na dzień „n+1”). Należy także pamiętać, że obecne prognozy „zużycia” energii elektrycznej, stosowane przez operatorów sieciowych, mogą być realizowane z błędem rzędu 2%, a wynikowy błąd wyznaczany poprzez zestawienie wyników cząstkowych (wspólnych dla generacji i zużycia) kształtuje się na poziomie 4,7%.

Uwzględnienie powyższego, a także analiza zestawienia pokazanego w tab. umożliwia przyjęcie ciekawych wniosków.

Tab. Największe zmiany mocy wprowadzanej przez elektrownie wiatrowe w stosunku do obszaru ich lokalizacji w różnym ujęciu czasowym

Wielkość obszaru (km x km)	Największa zmiana %	Przykład
Zmiany w ciągu godziny		
100 x 100	50	Wielka Brytania
200 x 200	30	Dania
400 x 400	20	Niemcy, Dania, Finlandia
Grupa Krajów	10	
Zmiany w ciągu 4-12 godzin		
Jeden Kraj	40-60 80	Dania Niemcy
Większy obszar	35	Skandynawia
400 x 400 km	4h: 80% 6h: 80% 12h: 90%	Wielka Brytania

Z danych uzyskanych na podstawie przykładów m.in. Danii, Niemiec, Wielkiej Brytanii wyraźnie wynika, że im większy obszar analizy, tym mniejsze procentowe zmiany mocy generowanej.

O ile dla obszarów niewielkich, odpowiadających części średniego krajowego województwa, zmiany mocy parków wiatrowych w ciągu godziny mogą odpowiadać 30-50%, o tyle zmiana tejże mocy na powierzchni całego kraju stanowi „jedynie” 10-20%.

Co to oznacza w praktyce? Otóż przy pełnej generacji wszystkich elektrowni wiatrowych w Polsce (280 MW) zmiana ich mocy w ciągu godziny może osiągnąć poziom 56 MW. Dla średniej zaś wielkości generacji elektrowni wiatrowych na poziomie 20% (co przekłada się na 56 MW w ujęciu Kraju), zmiana w ciągu godziny może oznaczać fluktuacje na poziomie jedynie 11 MW.

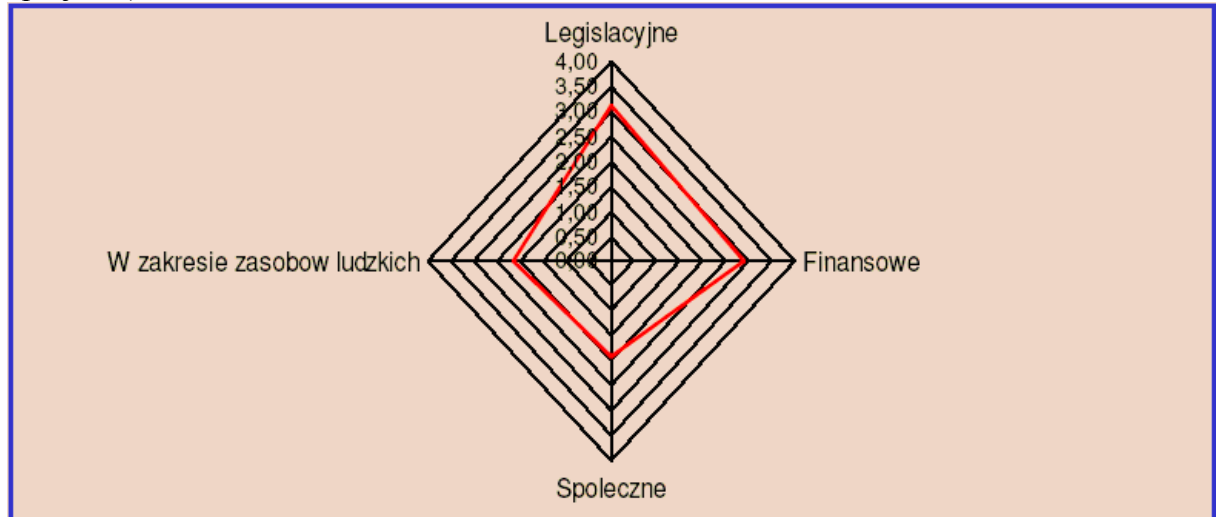
Należy pamiętać także, że energetyków interesuje nie tylko horyzont jednej czy też kilku godzin, lecz także sekund (czy też milisekund), które praktycznie decydują i wpływają na pracę zabezpieczeń. Ich niewłaściwe zachowanie oraz brak koordynacji mogą być przyczyną wielu problemów oraz zjawisk niepożądanych – z tzw. blackoutem na czele.

Tu na straży stabilności systemu energetycznego stoją jednak przepisy operatorów sieciowych – dystrybucyjnego oraz przesyłowego. To głównie dzięki nim elektrownie wiatrowe (w zależności od poziomu mocy) są wyposażane w różne środki zabezpieczeń oraz stosowne funkcje regulacyjne.

Dla dużych instalacji o mocach powyżej 50 MW coraz powszechniejsze staje się wyposażanie elektrowni w specjalne układy typu „przeżyj zwarcie” (ang. fault-ride through).

Dzięki coraz nowocześniejszym technologiom elektrownie wiatrowe stają się urządzeniami zupełnie odmiennymi od tych, które produkowano jeszcze 10-15 lat temu. Mimo wzrastających mocy ich współpraca z SE jest znacznie lepsza, choć wiedza na ten temat (a raczej jej brak) stanowi jedną z istotniejszych barier rozwoju.

W odniesieniu do tego stwierdzenia warto przedstawić wyniki badań, jakie zostały uzyskane w ramach Programu badawczego „Foresight Mazovia” (autor miał zaszczyt być ekspertem tego projektu).



Rys. 1. Bariery rozwoju grupy technologii wg Foresight Mazovia

W ramach uzyskanych wyników badań okazało się, że spośród diagnozowanych przeszkód najistotniejszymi, które mają wpływ na rozwój grup technologii (w zakresie OZE, w tym energetyki wiatrowej) są bariery legislacyjne oraz finansowe. Pozostałymi spośród istotnych problemów okazały się problemy społeczne, w tym stereotypy...

- Zdolność SE do przyjęcia oraz przesyłu energii

Kwestie stereotypów, o których mowa była wcześniej, można rozwiązać poprzez stosunkowo prosty do przeprowadzenia proces uświadamiania oraz edukacji. Niestety, zwiększenie zdolności przyłączeniowych oraz przesyłowych SE, szczególnie w kontekście braku możliwości magazynowania energii produkowanej przez elektrownie wiatrowe, stanowi zagadnienie znacznie bardziej skomplikowane.

Zakładając nawet, że zmiany poziomów mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe nie są istotnym problemem, to (szczególnie w polskich warunkach) możliwość przyłączenia znacznych mocyowo instalacji generatorowych jest już problemem bardzo ważnym.

Warunki rozwoju energetyki wiatrowej na danym terenie określone są nie tylko zasobami energii wiatru, ale także rozwojem lokalnej infrastruktury technicznej, w tym przede wszystkim elektroenergetycznej. Dotychczas w planowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznych zasoby energii wiatru i kwestie rozwoju energetyki wiatrowej nie były brane pod uwagę.

Energii elektrycznej produkowanej przez źródła generatorowe, w tym elektrownie wiatrowe, na razie nie można zmagazynować. Trzeba ją natychmiast przesłać do odbiorcy. Zdolność przesyłowa istniejących sieci zarówno średniego (SN), jak i wysokiego napięcia (WN) w tzw. stanach normalnych jest wystarczająca na pokrycie bieżących potrzeb odbiorców energii oraz małych inwestorów. Biorąc jednak pod uwagę chęć przyłączenia parku wiatrowego o mocy zainstalowanej powyżej 5-7 MW, należy bezwzględnie wziąć pod uwagę konieczność „wpięcia” się jedynie do systemu WN.

Tymczasem na podstawie wykonanego na zlecenie PSE Raportu Instytutu Energetyki w Gdańsku (2003 r.) można stwierdzić, że o ile dla nowych mocy na poziomie do 2,8 GW nie

trzeba będzie dokonywać znaczących zmian w systemie energetycznym WN, o tyle zwiększenie mocy instalowanej do 4 GW musi oznaczać istotne kosztowo modernizacje. Przekroczenie poziomu 5-7 GW musi być ponadto związane z budową nowych linii najwyższych napięć (400 kV).

W tym miejscu należy również dodać, że zamierzenia inwestorów już dawno przekroczyły ww. poziomy generacji, co w praktyce oznacza konieczność długotrwałego i kosztownego procesu zmian SE. Innymi słowy, można stwierdzić, że choć dopiero co zainstalowano w Polsce elektrownie wiatrowe o mocy 280 MW, a już inwestorzy rozpoczynający nowe projekty w zakresie energetyki wiatrowej spotkać się mogą z odmowami wydania warunków przyłączenia.

Czy sytuację tę można zmienić? Obecne uregulowania prawne w dużym stopniu to uniemożliwiają. Teoretyczne ograniczenie ważności wydanych warunków przyłączenia można łatwo ominąć, co pokazują liczne przykłady oraz oferty sprzedaży wirtualnych mocy.

Aktualne trendy rozwoju

- Małe farmy wiatrowe

Jak można łatwo wywnioskować po lekturze wcześniejszych zapisów, dostęp do sieci energetycznej jest obecnie najważniejszym problemem energetyki wiatrowej w Polsce. Wielu często poważnych inwestorów ze względu na obecną sytuację porzuca swoje plany. Inni decydują się na realizację swoich zamierzeń na różne sposoby.

W zakresie wyłącznej dyspozycji lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) znajduje się system średniego napięcia. W polskich warunkach jest to system najczęściej 15 lub 20 kV. Można **do niego** przyłączyć pojedyncze turbiny wiatrowe (lub co najwyżej kilka jednostek) o łącznej mocy do 5-7 MW. Należy również pamiętać, że o ile do rozdzielni średniego napięcia, w tzw. stacji GPZ, można przyłączyć moc o tej wielkości (choć też nie zawsze), o tyle do linii średniego napięcia, i to w zależności od odległości do stacji GPZ, często jedynie od 100 kW do ok. 2,5 MW.

Wobec problemów z dostępem do sieci WN wielu inwestorów decyduje się na realizację kilku projektów mniejszej mocy, które sumarycznie mogą im zapewnić nawet kilkanaście megawatów...

Co istotne, warunki przyłączenia do systemu średniego napięcia nie podlegają opiniowaniu przez operatora systemu przesyłowego i przy kompletnym oraz poprawnie wypełnionym wniosku muszą zostać wydane w ciągu 30 dni (przynajmniej te poniżej 2 MW). Powyższa sytuacja powoduje, że spółki dystrybucyjne w całym kraju odnotowują lawinowo narastające ilości składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia.

Paradoksalnie aktualnym „zagłębieniem” w zakresie ilości składanych wniosków na instalacje małej i średniej mocy nie są nadmorskie zakłady energetyczne. Z doświadczeń autora wynika, że największym zainteresowaniem cieszą się tereny zakładów energetycznych (oddziałów), położonych w tzw. II linii.

W wielu przypadkach wnioski te składają drobni inwestorzy, którzy zachęteni doniesieniami prasowymi oraz przykładem sąsiadów upatrują w energetyce wiatrowej swojego eldorado.

Niejednokrotnie bazując na udanych doświadczeniach prekursorów, inwestorzy wnioskują o przyłączenie starych elektrowni wiatrowych, pochodzących z tzw. repoweringu.

Odnotowując jednak zaistniałe na przestrzeni 2007 r. zmiany szeregu zakładów energetycznych w podejściu do maszyn używanych, należy stwierdzić, że obecnie na terenie wielu OSD przyłączenie maszyn 10-15-letnich jest już niemożliwe.

Głównym powodem problemów z przyłączeniem używanych urządzeń jest brak świadectw typu elektrowni wiatrowych – tzw. Windtestu, wykonanego zgodnie z normą 61400-21. Konieczność posiadania dokumentu zgodnego z normą wprowadzoną powszechnie w 2004 r. najczęściej skutecznie wyklucza maszyny, których produkcja rozpoczęła się przed wejściem

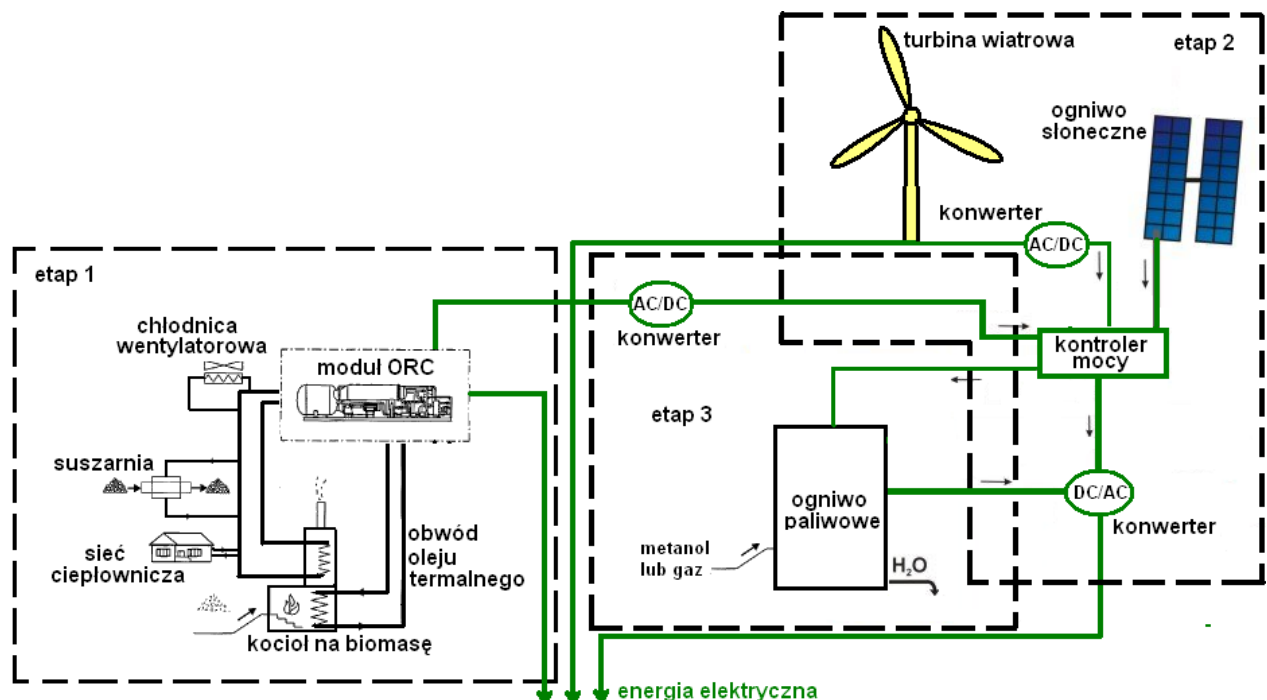
w życie normy, a których producent nie zaktualizował dokumentów (choć autor zaznacza, że producent nie miał takiego obowiązku).

Brak identycznego, uniwersalnego podejścia spółek OSD do kwestii przyłączenia – zarówno w ujęciu wymogów formalnych, jak i zdolności przyłączeniowych – stał się podstawą i przedmiotem działalności wielu firm konsultingowych, w tym prowadzonej przez autora.

- **Możliwe układy hybrydowe**

Popularność odnawialnych źródeł energii, a zwłaszcza argumenty przemawiające za ich rozwojem (o czym mowa była na wstępie), stały się motorem w zakresie poszukiwań wielu różnych, potencjalnie możliwych rozwiązań technicznych.

Jednym z możliwych układów w zakresie OZE jest przedstawiony w sposób poglądowy układ hybrydowy rys. 2.



Rys. 2. Schemat układu hybrydowego opartego o OZE

Układ zaprojektowany został przez autora na potrzeby jednego ze starostw powiatowych woj. mazowieckiego. W przekonaniu inwestora, dzięki aktualnym możliwościom w zakresie dofinansowań (RPO, POIiŚ), istnieje realna szansa na jego praktyczną realizację oraz wdrożenie do eksploatacji.

Idea działania bloku opisanego jako etap 1 (rys. 2) oparta jest o zastosowany już w Polsce moduł ORC firmy Turboden z Włoch. Moduł ten w 2007 r. zainstalowano w Ostrowskim Zakładzie Ciepłowniczym (opis projektu zamieszczono w „Czystej Energii” 02/2007) Autor realizował część dokumentacji w zakresie niezbędnym do przyłączenia do SE.

Elementem składowym bloku jest kocioł opalany biomasą stałą (zrębki, słoma), wykorzystujący jako czynnik grzewczy w obiegu cieplnym olej termalny, który z kolei zasila turbogenerator ORC.

W procesie spalania biomasy część energii może zostać konwertowana wprost na ciepło – poza obiegiem oleju termalnego. Ciepło to można wykorzystać do podsuszania biomasy, ogrzewania okolicznych obiektów itp.

Elektrownia wiatrowa w zastosowanym układzie służy typowej konwersji energii wiatru na energię elektryczną. Wytworzona energia może częściowo trafiać do krajowego systemu energetycznego, a po części służyć zasilaniu układów katalitycznych, wykorzystywanych do produkcji wodoru (jako paliwa dla ogniwo paliwowych).

Ogniwo słoneczne, uzupełniając kanon możliwej do przetworzenia energii słonecznej, uzupełnia bilans energetyczny układu, szczególnie w dni bezwietrzne, ale za to słoneczne. Zaprojektowany układ rozwiązuje główny problem układów generatorowych, jakim jest możliwość magazynowania energii elektrycznej. W układzie nadwyżki energii elektrycznej – ponad planowaną (zapotrzebowaną) w danym okresie wielkość – trafia ona do ogniwa paliwowego. Stąd w przypadku pojawienia się konieczności dostarczenia dodatkowej porcji energii lub np. zmniejszenia się siły wiatru, podobnie jak w elektrowniach szczytowo-pompowych można bez problemu uzyskać zapotrzebowaną moc (oczywiście w zakresie pojemności ogniw).

W zaprojektowanym przez autora układzie moc nominalna podstawowego typoszeregu wynosi 1,5-3,5-5 MW. Poziom tej mocy w pełni umożliwia zainstalowanie układu nawet w głębi systemu średniego napięcia. Czy okaże się rozwiązaniem sprawdzonym i stosowanym? Czas pokaże. Z pewnością jednak przy obecnych problemach związanych z przyłączeniem dużych parków wiatrowych podobne rozwiązania mogą przyczynić się do zarówno rozwoju energetyki wiatrowej, jak i wzrostu jej znaczenia w bilansie Kraju.

dr inż. **Grzegorz Barzyk**, dr Barzyk Consulting