

## **Energetyka wiatrowa: zanim ogłosisz budowę - zorientuj się w terenie! Chęci i marzenia kontra realia**

**Autor: Grzegorz Barzyk, Instytut Elektrotechniki Politechnika Szczecińska**

**(Energia Gigawat – maj 2003)**

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce, wbrew zapisom szumnie rozgłaszanych publikacji oraz opracowań, realizowanych zarówno pod auspicjami instytucji państwowych jak i czysto komercyjnych, nie przebiega tak intensywnie oraz gładko jak pierwotnie przewidywano.

Powodów takiego „marazmu”, który spowodował, iż do końca lutego 2003 r. jedynie ok. 60 MW mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) pochodzi z energetyki wiatrowej, jest wiele. Z pewnością zasadniczym elementem, który zawsze warunkował tempo przyrostu mocy zainstalowanej w tej branży, są wynikające z uregulowań prawnych kwestie opłacalności ekonomicznej w sensie makro. Istotnym jednak elementem – wynikającym przecież z konieczności zrealizowania podstawowej zasady działania elektrowni wiatrowej, pracującej na sieć energetyczną, są także jasne, precyzyjne i niezmiennie reguły techniczne, określające możliwość oraz sposób postępowania z projektowanymi inwestycjami. Dostęp do istniejącej infrastruktury energetycznej oraz umiejętność i chęć współpracy wszystkich stron przedsięwzięcia w ewentualnej jej rozbudowie, jest także, a może przede wszystkim warunkiem dynamicznego rozwoju nie tylko branży energetyki wiatrowej.

Jak wykazuje praktyka w tej dziedzinie, krajowi Operatorzy Systemu Rozdzielczego (OSR) nie wypracowali dotychczas jednolitej koncepcji postępowania ze zgłaszanymi projektami farm wiatrowych, realizując z reguły samodzielną - często nawet nieskoordynowaną z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) politykę w zakresie opiniowania oraz wydawania technicznych warunków przyłączenia.

Istotą uzgodnień dokonywanych zarówno przez OSR jak i OSP jest działanie na rzecz zrównoważonego przyrostu mocy zainstalowanej układów generatorowych w celu niedopuszczenia do przeciążeń istniejącego systemu elektroenergetycznego, zarówno w stanach normalnych jak i awaryjnych. Oczywistym jest przecież fakt, iż generacja mocy (ze szczególnym wskazaniem na generację w elektrowniach wiatrowych) skutkuje szeregiem własności, które dla pracy systemu energetycznego nie muszą być (i nie są) pozytywne. Chodzi tu np. o wzrost poziomu napięcia w punkcie przyłączenia oraz węzłach sąsiednich, wahania napięcia, dystrybucję migotania napięcia zależną zarówno od konstrukcji maszyn (układów sprzęgających z siecią) jak i ich liczby w danym punkcie przyłączeniowym.

Uświadomienie sobie wpływu i możliwych reperkusji wynikających z aktualnej sytuacji pozwala zatem uzasadnić obawy zarówno Spółek OSR jak i OSP w kwestii wydawania technicznych warunków przyłączenia dla parków wiatrowych, szczególnie większej mocy.

Jak jednak spróbować odnaleźć się w tej sytuacji oraz wybierać lokalizacje pod swoje projekty, by nie tylko odpowiadały one warunkom wietrzności, ale jednocześnie były technicznie (i ekonomicznie) realizowalne w stosunkowo krótkim czasie? Czy istnieją sposoby by zwiększyć szanse na uzyskanie zarówno zadowalających wyników ekspertyzy – a docelowo dokumentu p.n. Warunki techniczne przyłączenia? Zdaniem autora tak.

Zwrócenie uwagi na zdolność przyłączeniową do systemu w fazie wyboru lokalizacji pod projekt, staje się w warunkach krajowego systemu energetycznego (KSE) elementem nie tylko przyspieszającym realizację projektu, lecz wręcz sprawą kluczową. Tak ujęta metodologia oraz kolejność postępowania poprzez waloryzację poszczególnych lokalizacji pod kątem zdolności do przyłączenia oraz późniejszego transferu wyprodukowanej energii, pozwoli z pewnością na lepsze szacowanie oraz szybszą realizację projektów.

\*

Podstawowym obowiązującym w materii zasad przyłączenia do KSE aktem prawnym jest bazujące na Prawie Energetycznym Rozporządzenie Ministra Gospodarki (dalej zwane Rozporządzeniem) z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. (Dz. U. Nr 85, poz. 957).

Akt ten określa sposób postępowania zarówno podmiotów przyłączanych, jak i OSR w zakresie terminów oraz niektórych dokumentów związanych z uzyskaniem Warunków Technicznych Przyłączenia (WTP). Rozporządzenie nakazuje ponadto każdorazowe dodawanie do wniosku o wydanie WTP, ekspertyzy wpływu projektowanej instalacji wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny. Opracowanie takie, winno być zrealizowane przez „wiodące instytucje badawcze”. Wydający rozporządzenie nie określa jednak, co należy rozumieć pod terminem „wiodące”, jak również tego, co takie opracowanie winno zawierać.

W praktyce, ekspertyzy wpływu na KSE realizowane są zarówno przez wyższe uczelnie techniczne, instytuty badawcze, spółki-córki zależne od poszczególnych OSR, jak i osoby fizyczne z uprawnieniami projektowymi w branży energetycznej.

Od chwili wydania Rozporządzenia, dzięki przede wszystkim pracom Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE), szereg spółek OSR wypracowało własne zalecenia dotyczące przedmiotowych ekspertyz, zawartości wniosków o wydanie warunków przyłączenia, w tym niezbędnych załączników.

Niemniej do dnia dzisiejszego, każdy OSR może mieć odrębne w tym zakresie wymagania, co oznacza zarówno dla inwestora jak i realizatora ekspertyz konieczność zindywidualizowanego podejścia dla każdego projektu planowanego na terenie coraz to innej spółki OSR.

W przeciwieństwie do innych krajów np. Danii lub Niemiec, w Polsce nie istnieją przepisy określające w sposób precyzyjny i jednoznaczny zawartość opracowań jakościowych, realizowanych wyłącznie dla potrzeb inwestycji wiatrowych. Funkcjonujące zapisy zarówno Rozporządzenia jak i polskiej normy PN-EN 50160 w zakresie jakości energii elektrycznej, częstokroć są zatem sprawdzane w ujęciu zbieżności oraz proceduralnej zgodności z zapisami oraz metodologią wskazaną w np. raporcie technicznym DEFU CR 111-E i normie IEC 61400-21.

Aktualnie produkowane elektrownie wiatrowe muszą odpowiadać szeregom norm prawnych, w większości bądź już obowiązującym, bądź mających zostać dopiero w Polsce wprowadzonymi, a obowiązującymi już na terenie Unii Europejskiej.

Wśród norm tych należy przede wszystkim zasygnalizować poniższe:

- EN 61400-2 (1996 r.) – Turbozespoły wiatrowe – bezpieczeństwo małych turbin wiatrowych [PN-EN 61400 –2],
- IEC 61400-1 (1994 r.) – Turbozespoły wiatrowe – wymagania bezpieczeństwa [PN-IEC 61400 –1],
- EN 61400-12 (1998 r.) – Turbozespoły wiatrowe – badania energetyczne turbin wiatrowych [PN-EN 61400 –12],
- IEC 61400-21: Wymagania jakościowe energii dla elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej IEC 61400-22: Certyfikacja elektrowni wiatrowych,
- IEC 61400-24: Ochrona odgromowa.

Dla celu określenia zgodności poszczególnych parametrów jakościowych energii elektrycznej funkcjonujących w krajowym prawodawstwie, instytucje realizujące ekspertyzy wpływu projektowanych instalacji wiatrowych z reguły wymagają (podobnie jak szereg OSR w związku z zaleceniami PTPiREE), aby do odpowiednich przeliczeń w ekspertyzach, wykorzystywać dane zawarte w uznanych świadectwach certyfikujących (mimo iż nie ma w Polsce takiego prawnego obowiązku).

Zgodnie z normami, o których mowa była powyżej, obecnie produkowane elektrownie wiatrowe, praktycznie w 100%, poddawane są przez producentów testom stwierdzającym ich własności oraz potwierdzającym zdolność oraz kompatybilność pracy z systemem elektroenergetycznym.

Najpopularniejszym certyfikatem określającym w/w cechy jest tzw. WINDTEST. Dokument ten, wydawany jest przez szereg uznanych instytutów badawczych, w tym m.in. Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH czy Deutsch Windenergie Institut (DEWI). Certyfikat testu, niezależnie od

wydającego go instytutu, zapisany jest na wzorcowym, zunifikowanym formularzu i zawiera podstawowe, istotne pod kątem znaczenia dla współpracy z systemem energetycznym parametry.

Zawarte w dokumencie typu Windtest, informacje o poszczególnych wielkościach oraz parametrach, są niezbędne dla celów realizacji ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na istniejący system elektroenergetyczny (węzeł sieciowy), zgodnie z zaleceniami raportów technicznych DEFU KR77 oraz DEFU KR-111 E.

Typ instalacji:	Dane producenta: Rodzaj instalacji: Moc znamionowa $P_{nG}$ : Napięcie znamionowe $U_{nG}$ :
Producent instalacji:	
Raport:	

Moc:

Max mocy $P=P_{max}/P_{nG}$	$P_{chwilowa}$	$P_{1-min}$	$P_{10-min}$	$P_{max}$ krzywej mocy	
Współczynnik mocy $\lambda$	Przy $0,25 P_{nG}$	Przy $0,5 P_{nG}$	Przy $0,75 P_{nG}$	Przy $P_{nG}$	Przy $P_{max}$
Moc pozorna $S_G$	Przy $P_{nG}$	Prąd przewodzenia $I_G$		Przy $P_{nG}$	

Migotanie:

$\Psi_K$ [°]	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	
c																				

$\Psi_K$  – kąt impedancji sieci; c – współczynnik migotania

Wyższe harmoniczne, harmoniczne pośrednie, wyższe częstotliwości:  nie pomierzone  nie istotne

$v$																					$I_{\mu 99\%}/I_G$		Przy f:		
$I_{v 99\%}/I_G$																						$I_{\Delta 99\%}/I_G$		Przy f:	

Procesy łączeniowe:

$\Psi_K$ [°]	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	$K_{imax} = I_{imax}/I_{nG}$		
c																						

Przy łączeniach: załączanie przy znamionowej prędkości wiatru

Tabela 1. Wzór dokumentu certyfikującego tzw. Windtest

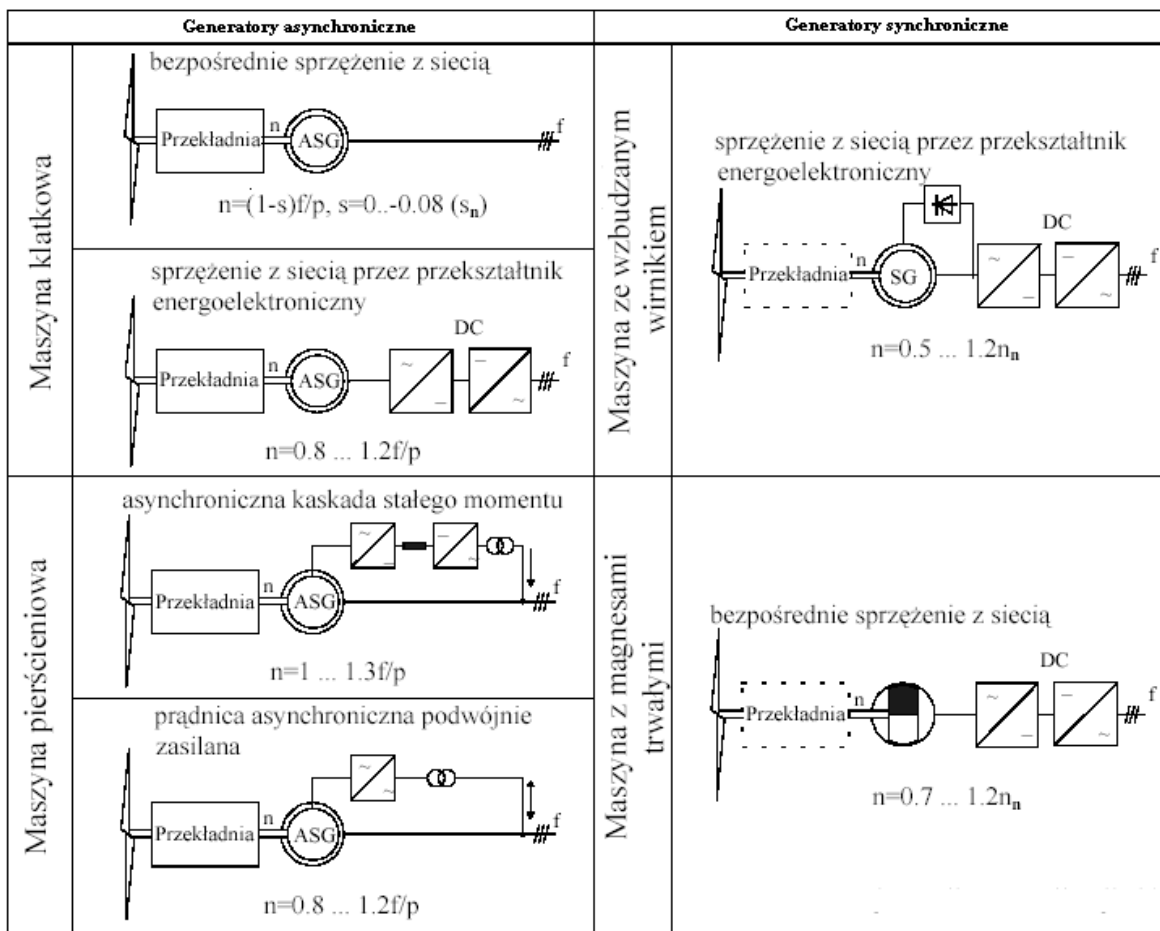
Uzupełnieniem informacji zawartych w dokumencie typu Windtest jest formularz określający wyciąg z danych technicznych elektrowni wiatrowych. W zależności od instytucji certyfikującej oraz producenta elektrowni wiatrowej, wyciąg ten może wyglądać jednak inaczej.

Konieczność prezentacji oraz certyfikacji parametrów jakościowych turbin wiatrowych spowodowane są unifikacją procedur szacowania wpływu na istniejący system oraz szeroką gamą spotykanych obecnie (technologicznego spektrum) turbin planowanych do zainstalowania przez inwestorów.

Wprowadzenie w Polsce obowiązku posiadania przez elektrownie wiatrowe dokumentu typu Windtest lub rzeczywiste wypełnianie obowiązku posiadania krajowych atestów, z pewnością spowoduje, iż coraz chętniej demontowane na Zachodzie stare elektrownie wiatrowe, nie posiadając odpowiednich dokumentów, nie będą trafiały do Polski.

Sprawą odrębną jest uzyskanie takich atestów przez producentów polskich elektrowni wiatrowych dla ich wyrobów, bowiem z pewnością wpłynęłoby to przy ich jednostkowej produkcji na koszt finalny. Wydaje się jednak, że spodziewane wejście Polski do Unii Europejskiej, prędzej czy później zmusi ich do zadbania o tę materię.

Na szczęście, większość z projektowanych farm wiatrowych w Polsce składać się ma wg deklaracji inwestorów z urządzeń nowych, gwarantujących odpowiednią jakość zarówno generowanej energii elektrycznej jak i współpracy z systemem. Należy zwrócić jednak uwagę na to, iż na przestrzeni ostatnich dwudziestu lat, instalowane siłownie wiatrowe odpowiadały kilku standardom i metodom współpracy z siecią.



Oznaczenia:  $n$  - mechaniczna prędkość obrotowa  $n_n$  - znamionowa prędkość obrotowa  
 $f$  - częstotliwość sieci zasilającej  $s$  - poślizg generatora  $p$  - liczba par biegunów

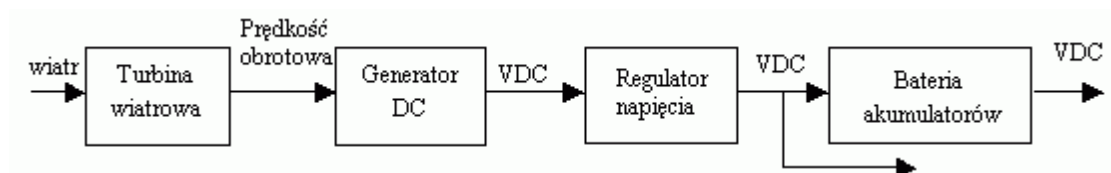
Rys. 1. Rodzaje maszyn używanych jako generatory w elektrowniach wiatrowych w zależności od sposobu współpracy z siecią energetyczną – energetyki zawodowej.

Rozwój energetyki wiatrowej oraz jej znaczenie w bilansie energetycznym, dokonywały się wraz ze wzrostem wiedzy zarówno o właściwościach poszczególnych rozwiązań technologicznych jak i właściwościach współpracy na styku elektrownia wiatrowa - sieć energetyczna. Postęp technologiczny oraz w nauce -w zakresie tej branży- spowodował, iż spotykane elektrownie wiatrowe wykorzystują jako generatory energii elektrycznej nie tylko różne typy maszyn elektrycznych, ale i różne układy sprzęgające charakteryzujące się w efekcie zupełnie odmiennymi cechami. Spotykane są tu zarówno maszyny asynchroniczne jak i synchroniczne, pierścieniowe jak i klatkowe – patrz rys. 1.

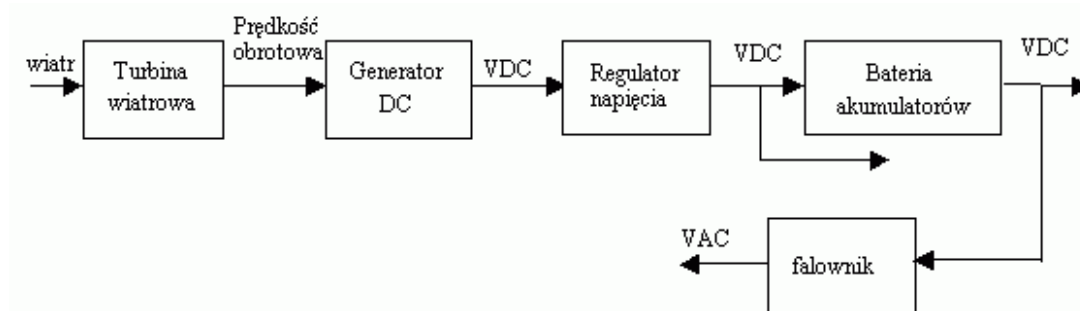
Już pobieżna analiza rodzaju spotykanych rozwiązań w zakresie współpracy elektrowni wiatrowych z siecią energetyki zawodowej jak na rys. 1, rodzi podstawę do przypuszczenia o różnych właściwościach tych konfiguracji w stosunku do istniejących wymagań jakościowych. To zaś z pewnością uzasadnia konieczność każdorazowego sprawdzenia czy dana maszyna, w danej konfiguracji systemu, będzie mogła poprawnie pracować bez ujemnego wpływu na sieć i przyłączonych do niej innych odbiorców.

Spotykane elektrownie wiatrowe mogą pracować na obwody wydzielone (odbiorniki autonomiczne, praca wyspowa) lub we współpracy z siecią tzw. sztywną energetyki zawodowej.

Elektrownie wiatrowe pracujące na obwody wydzielone są całkowicie niezależnymi źródłami energii, w których stosowane są prądnice prądu stałego lub małe trójfazowe prądnice, często z magnesami trwałymi. Pracują one zwykle przy zmiennej prędkości obrotowej. Układy takie zawierają najczęściej baterię akumulatorów do gromadzenia energii, regulatory napięcia, falowniki do inwersji prądu stałego na jedno- lub trójfazowy. Elektrownie z prądnicą prądu stałego wymagają zastosowania regulatora napięcia oraz akumulatorów do gromadzenia energii (rys. 2a), a dodatkowo falownika, aby uzyskać prąd zmienny (rys. 2b).

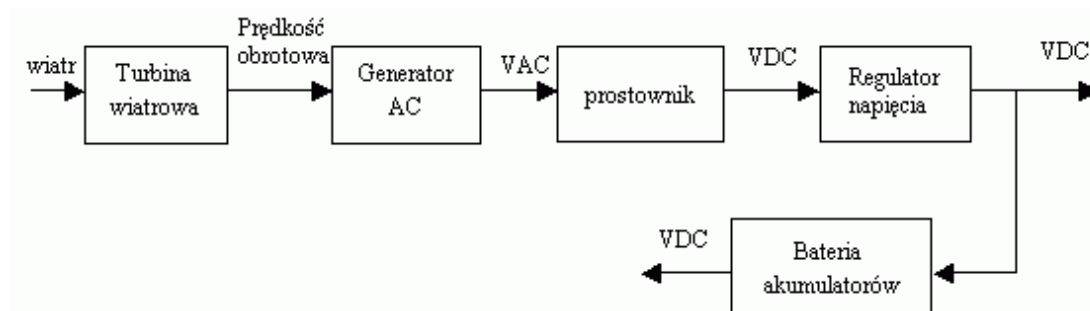


Rys. 2a. Przykładowe schematy układów pracy systemów autonomicznych z prądnicą prądu stałego

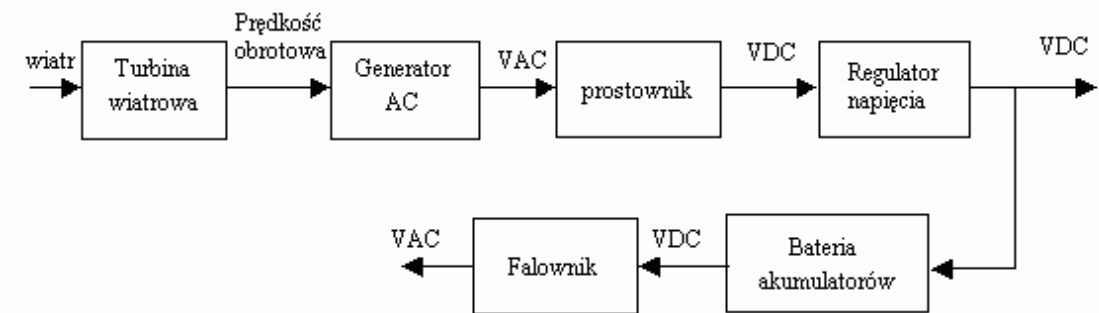


Rys. 2b. Przykładowe schematy układów pracy systemów autonomicznych z prądnicą prądu stałego

Użycie generatora prądu zmiennego również pozwala na uzyskanie odpowiedniej jakości energii prądu stałego po uprzednim wyprostowaniu i regulacji napięcia, co ilustruje rysunek 3a. Ponieważ prędkość obrotowa turbin elektrowni autonomicznych zmienia się wraz ze zmianami prędkości wiatru, nie mogą one zapewnić napięcia zmiennego o odpowiedniej, niezmiennej wartości częstotliwości i amplitudy. Dlatego muszą one mieć pośredni obwód prądu stałego i falownik, dla uzyskania odpowiednich parametrów napięcia zmiennego (rys. 3b). Zakres napięć nominalnych, przy jakich pracują układy autonomiczne to (12-230 V) prądu stałego bądź zmiennego.

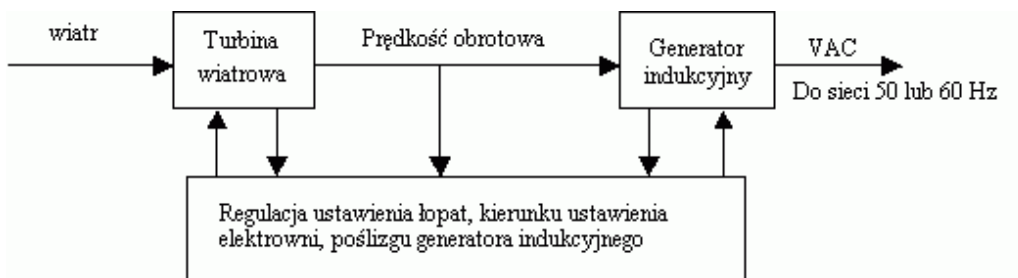


Rys. 3a. Przykładowe schematy układów pracy systemów autonomicznych z prądnicą prądu zmiennego



Rys. 3b. Przykładowe schematy układów pracy systemów autonomicznych z prądnicą prądu zmiennego

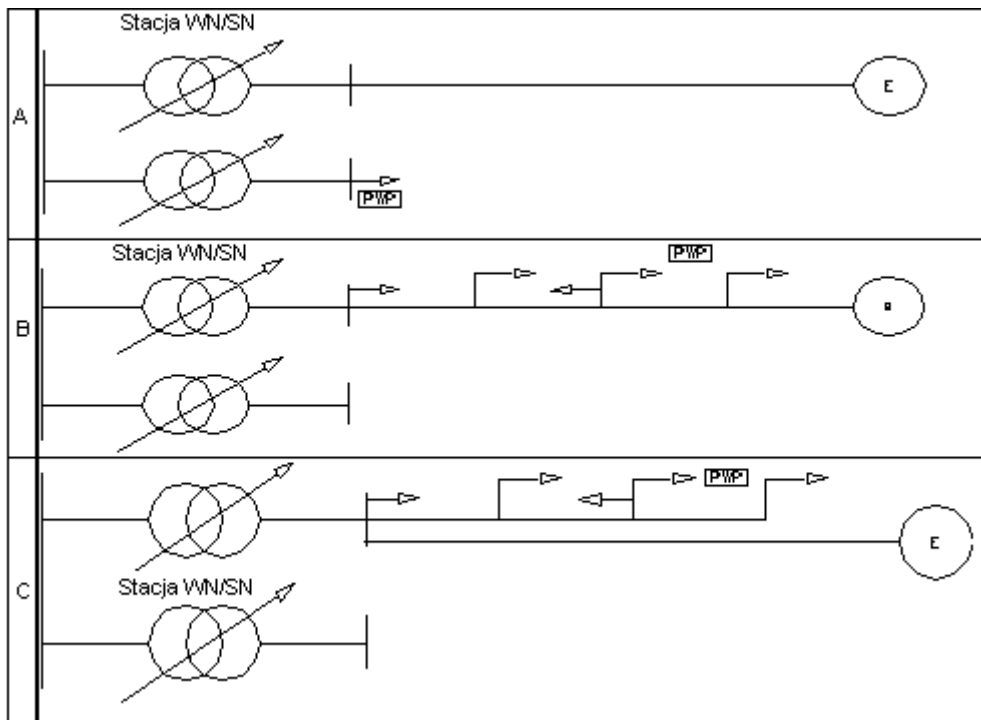
W elektrowniach lub farmach wiatrowych pracujących na potrzeby energetyki zawodowej najczęściej wykorzystywana jest prądnicą asynchroniczna (rys. 4) lub rzadziej synchroniczna.



Rys. 4. Schemat najczęściej stosowanego układu w energetyce zawodowej

Energia elektryczna produkowana w takich elektrowniach musi mieć takie same parametry (częstotliwość i napięcie) jak sieć, z którą elektrownia wiatrowa współpracuje. W praktyce zapis ten doprowadza do ograniczenia i zakazu możliwości pracy wyspowej takich elektrowni.

Abstrahując od zasady działania i własności poszczególnych układów generatorowych, ich przyłączenie może nastąpić do systemu energetycznego w kilku głównych wariantach.



Rys. 5. Możliwe warianty przyłączenia siłowni wiatrowych

- A. Przyłączenie wydzieloną linią do GPZ WN/SN kV
- B. Przyłączenie do linii średniego napięcia, do której przyłączono innych użytkowników sieci
- C. Przyłączenie wydzieloną linią SN do tej samej sekcji szyn SN w GPZ co inni użytkownicy sieci

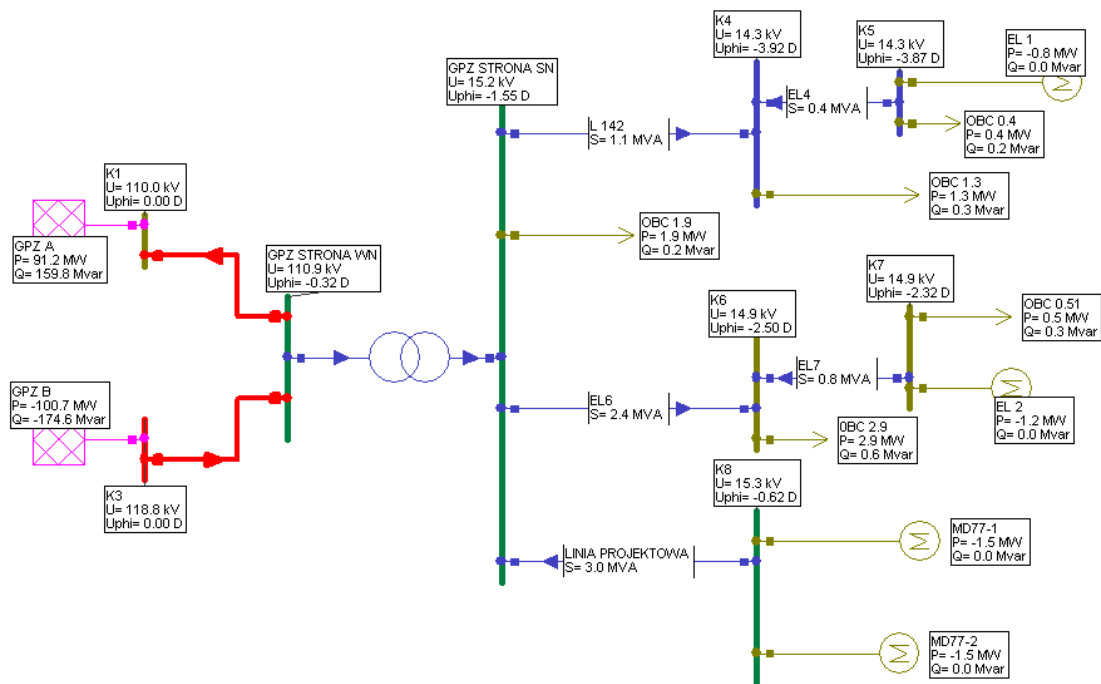
W procesie realizacji inwestycji branży energetyki wiatrowej napotkać można na szereg ograniczeń zarówno czysto administracyjnych jak i technicznych związanych z planowaną wielkością inwestycji. Skupiając się jedynie na względach technicznych, należy zauważyć, że w warunkach (nie tylko) polskich, najczęściej rozważa się powiązania elektrowni wiatrowych o mocach rzędu megawatów (praktycznie do 5 MW) z sieciami SN, tzn. 15, 20 lub 30 kV lub dla większych farm wiatrowych z sieciami napięć wysokich i najwyższych tj. 110, 220, 400 kV.

Na schemacie (rys. 6) zaprezentowano przykładowy układ pracy kilku układów generatorowych przyłączonych po stronie SN.

Przykład ten wzięty jest wprost z doświadczeń autora w kwestii realizacji ekspertyz wpływu na KSE. Dane uwzględnione na schemacie są prawdziwe, zmianie poddano jedynie notację węzłów, linii oraz elementów .

Pobieżna analiza tego przypadku nakazuje stwierdzenie, iż warunki napięciowe nie zostały na żadnej z gałęzi oraz żadnym węzle przekroczone. Dodatkowe symulacje rozplływowe i poziomów napięcia pokazałyby również, że np. moc elektrowni EL 1 mogłaby zostać zwiększona z przedstawionych 800 kW - do co najmniej 3000 kW.

Zwyczajowo realizowane obliczenia pod kątem wypełnienia innych warunków np. proporcjonalności mocy zwarciowej sprawiłyby jednak, iż takie stwierdzenie musiałoby zostać natychmiast wycofane.



Rys. 6. Przykład przyłączenia układów generatorowych po stronie SN

Spełnienie warunków napięciowych, które stanowią jeden z podstawowych elementów każdej z ekspertyz wpływu na KSE, nie warunkuje zatem o stwierdzeniu iż dana konfiguracja przyłączenia oraz że dane turbiny, są możliwe do realizacji i wykorzystania w warunkach odpowiedniej lokalizacji pod kątem infrastruktury energetycznej.

Stanowiąc jednak jeden z istotnych elementów analizy, symulacja rozprywuowa zawierająca sprawdzenie poziomów napięć może poprzez swoją widowskowość oraz łatwość wykonania, wspomóc inwestorowi określenie optymalnej wielkości projektu zdolnego do realizacji bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów rozbudowy infrastruktury towarzyszącej.

Przy większych mocach współczesnych elektrowni wiatrowych, prędkość obrotowa turbiny zwykle utrzymywana jest na stałym poziomie. Często jednak stosuje się też układy pracujące ze zmienną prędkością obrotową. Dla zwiększenia rocznej produkcji energii stosowane są również częstokroć dwa generatory, z których jeden pracuje przy dużych prędkościach wiatru, zaś drugi przy słabszych wiatrach. Inne rozwiązanie to np. generatory o przełączanej (regulowanej) liczbie par biegunów. Daje to również możliwość pracy przy różnych prędkościach obrotowych generatora. W czasie rozruchu generatory łączone są do sieci najczęściej przez układy tyrystorowe, które następnie są bocznikowane stycznikami.

Ta różnorodność rozwiązań technologicznych stosowanych turbin powoduje, iż wielu operatorów OSR wprowadza do swoich instrukcji ruchu warunki, o jakich przed „atakami” elektrowni wiatrowych nie było mowy.

Jednym z takich warunków, który wprowadzony został przez Spółki OSR biorące aktywny udział w pracach PTPiREE jest warunek proporcjonalności mocy zwarciowej.

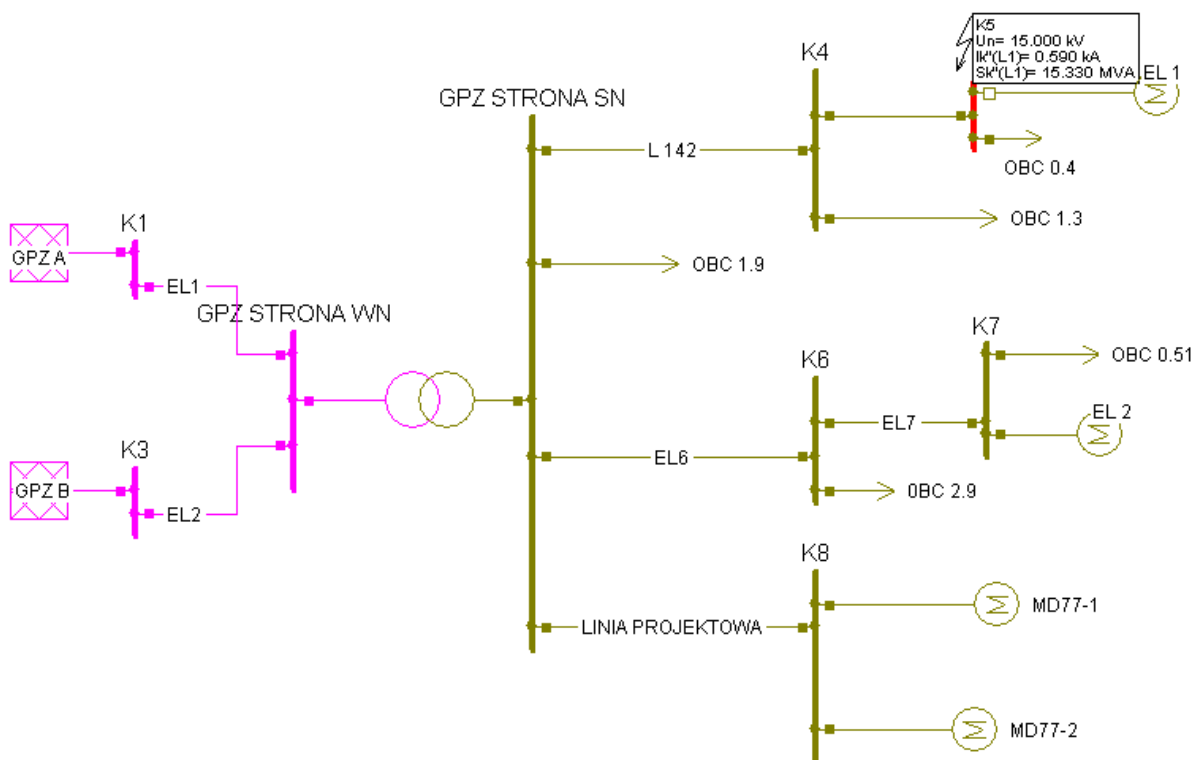
Najogólniej warunek ten określa iż: „...w przypadku generatorów asynchronicznych moc zwarciowa w miejscu przyłączenia do sieci rozdzielczej powinna być przynajmniej... (np. 20) razy większa od ich mocy przyłączeniowej...”.

Uświadomienie sobie przez inwestorów bezpośredniego związku pomiędzy mocą projektowanego parku wiatrowego, a aktualnie występującymi w sieci energetycznej parametrami mocy zwarciowej w przewidywanym punkcie przyłączenia (np. poprzez uwzględnienie w swoich hipotezach związku jw.) przyspieszy z pewnością efekty szeregu podejmowanych przez inwestora działań, które finalnie okazują się niecelowe.

Próbując odnieść powyższe zapisy do przykładu jak z rysunku 6, można poddać zastanowieniu wielkość mocy elektrowni EL 1 przyłączonej do punktu K5.

Wielkość napięcia w punkcie przyłączenia jest jak widać poniżej wartości nominalnych, co przy założeniu o zwiększaniu przez układy generatorowe w punkcie przyłączenia poziomu napięcia nasuwa wniosek, iż wartość mocy nowo przyłączanej w tym punkcie powinna być większa.

Niestety, uwzględnienie warunku proporcjonalności mocy zwarciowej powoduje, iż dla punktu przyłączenia K5, maksymalna moc układu generatorowego wyznaczona z warunku jw. określona będzie poprzez zapis:  $15,330 \text{ MVA}/20=766,5\text{kW}$  (p. rys. 7).



zagadnieniem identycznym zarówno ze względu na parametry infrastruktury energetycznej, jak i przede wszystkim własności samych elektrowni.

Przeważająca liczba inwestorów, kierując się przy planowaniu swoich projektów przede wszystkim warunkami wietrzności, mającymi bezpośredni wpływ na ekonomiczne powodzenie przedsięwzięcia, nie dość uważnie analizuje w pierwszej fazie projektu kwestię przyłączenia do KSE.

Tymczasem niedostateczna znajomość parametrów systemu elektroenergetycznego, może - na etapie sporządzania ekspertyzy wpływu projektowanej instalacji - skutkować radykalną zmianą wcześniejszych planów inwestorów. Zmiana ta może polegać na obniżeniu pierwotnie planowanej wielkości projektu lub pokaźnymi inwestycjami w rozbudowę istniejącego systemu - co w efekcie może stanowić o zarzuceniu realizacji projektu.

Współpraca pomiędzy przyłączanymi oraz istniejącymi urządzeniami energetycznymi leży w interesie wszystkich zainteresowanych stron tj. Spółek OSR, OSP oraz inwestorów.

Zrównoważony i symetryczny w skali kraju rozwój energetyki wiatrowej może wspomóc rozwój oraz modernizację istniejącej infrastruktury energetycznej.

By rozwój ten mógł mieć miejsce, niezbędnym jest by obecny rynek inwestorów branży energetyki wiatrowej kierował się przy swoich zamierzeniach nie tylko chęciami i marzeniami, lecz także tkwił w realiach związanych z sytuacją krajowego systemu energetycznego (i to nie tylko w zakresie obrotu energią i rynku bilansującego).

Zamierzeniem autora tej publikacji jest to, by inwestorzy decydujący się na realizację swoich projektów, zanim powiadomią prasę o mającym nastąpić otwarciu parku wiatrowego – najpierw sprawdzili potencjalną ku temu szansę.

Z pewnością większość firm tzw. deweloperskich nie ma dostępu ani do danych o systemie energetycznym, ani odpowiednich zasobów ludzkich i sprzętowych w zakresie symulacji energetycznych. Czasami jednak wystarczy pobieżna analiza istniejących linii energetycznych widzianych „zza okna samochodu”, by stwierdzić ich obecność oraz liczbę (docelowo wielkość oraz typ), która w prosty sposób przekłada się na decyzję o miejscu i wielkości projektowanej inwestycji.

Ideąłem wręcz będzie, jeżeli każdemu z inwestorów towarzyszyć będzie w jego na ten temat przemyśleniach ktoś, kto orientuje się w lokalnych realiach i może wzmiankowane w niniejszej publikacji zapisy skonfrontować z rzeczywistością.