

Politechnika Wrocławska
Wydział Elektryczny

Kierunek: Elektrotechnika
Specjalność: Elektroenergetyka

PRACA DYPLOMOWA
MAGISTERSKA

Elektrownia wiatrowa w systemie energetycznym.
Pomiary, zjawiska, ocena.

AUTOR:
Piotr Pelczar

PROMOTOR:
dr inż. Zbigniew Leonowicz

Ocena pracy:

| Db+

Wrocław 2008

Spis treści

SPIS TREŚCI	1
1. ENERGETYKA ODNAWIALNA	2
1.1. ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII (OZE).....	2
1.2. WYMAGANIA UNII EUROPEJSKIEJ DOTYCZĄCE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	4
1.3. POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI	4
1.4. PRAWO ENERGETYCZNE	7
1.5. CELOWOŚĆ STOSOWANIA	9
1.6. OGRANICZENIA W ROZWOJU OZE	9
2. ELEKTROWNIE WIATROWE	11
2.1. POTENCJAŁ I WYKORZYSTANIE WIATRU W POLSCE	11
2.2. ELEKTROWNIA WIATROWA VESTAS V90-3.0 MW, BUDOWA, CHARAKTERYSTYKI	14
2.3. UKŁADY WYTWARZANIA ENERGII DLA ENERGETYKI ZAWODOWEJ	17
2.3.1. <i>Generator synchroniczny</i>	17
2.3.2. <i>Generator asynchroniczny</i>	18
2.3.3. <i>Generator asynchroniczny pierścieniowy DFIG</i>	19
2.4. UKŁADY STEROWANIA	20
2.4.1. <i>Ogólna struktura układu sterowania elektrowni wiatrowej</i>	20
2.4.2. <i>Sterowanie nadrzędne elektrowni wiatrowej</i>	24
2.4.3. <i>Sterowanie turbiną elektrowni wiatrowej</i>	26
2.4.4. <i>Sterowanie generatorem elektrowni wiatrowej</i>	28
2.4.4.1. <i>Generator asynchroniczny</i>	28
2.4.4.2. <i>Generator synchroniczny</i>	29
3. MODEL ELEKTROWNI WIATROWEJ PRACUJĄCEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	30
3.1. FARMA WIATROWA Z GENERATORAMI DFIG.....	30
3.2. REAKCJA TURBINY NA ZMIANĘ PRĘDKOŚCI WIATRU	33
3.2.1. <i>Wzrost prędkości wiatru</i>	33
3.2.2. <i>Podmuchy wiatru</i>	37
3.3. SYMULACJA SPADKU NAPIĘCIA OD STRONY SIECI WN.....	44
3.4. SYMULACJA ZWARCIA PO STRONIE SN	49
3.4.1. <i>Zwarcie doziemne jednofazowe a→g</i>	49
3.4.2. <i>Zwarcie doziemne dwufazowe ab→g</i>	53
3.4.3. <i>Zwarcie międzyfazowe a→b</i>	56
4. PODSUMOWANIE	60
5. BIBLIOGRAFIA	63

1. Energetyka odnawialna

1.1. Odnawialne źródła energii (OZE)

Energetyka odnawialna obejmuje:

- produkcję energii elektrycznej,
- produkcję ciepła, zarówno w systemach sieciowych jak i systemach indywidualnych,
- produkcję biopaliw:
 - stałych, uzyskiwanych z surowców odpadowych (takich jak drewno, słoma) lub z upraw energetycznych,
 - ciekłych, w tym biokomponentów,
 - gazowych, uzyskiwanych w procesie fermentacji metanowej poprodukcyjnych odpadów pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, osadów ściekowych lub odpadów komunalnych.

Najważniejszym dokumentem w ustawodawstwie polskim, który zawiera zagadnienia z zakresu energetyki odnawialnej jest Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z 2 kwietnia 1997 roku. Nie znajdziemy tam regulacji bezpośrednich, ale zasady, jakimi musi kierować się ustawodawca przy konstruowaniu nowych ustaw np. zasada zrównoważonego rozwoju, prawo do czystego środowiska, a także obowiązki władz oraz obowiązki każdego, kto znajduje się pod jurysdykcją państwa polskiego. Aktem prawnym regulującym energetykę polską jest „Prawo Energetyczne” – ustawa z 10 kwietnia 1997 roku wraz z późniejszymi zmianami. Ostatnia nowelizacja miała miejsce 12 stycznia 2007 roku – zmiany weszły w życie z dniem 1 stycznia 2008 roku. Zgodnie z tym dokumentem odnawialne źródło energii to źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych [5]. Chociaż w Polsce produkcja energii elektrycznej z OZE w produkcji energii ogółem systematycznie rośnie, to wciąż jest jej zdecydowanie za mało. Dane dotyczące produkcji i zużycia energii według źródeł wytwarzania przedstawiają tabela 1.

Tabela 1. Produkcja i zużycie energii odnawialnej według źródeł wytwarzania [6].

Lata	Produkcja energii ogółem	Zużycie energii ogółem	Produkcja energii odnawialnej					Udział produkcji energii odnawialnej	
			razem	w tym				w produkcji energii ogółem w %	w zużyciu energii ogółem w %
				geotermalnej	biomasy	wiatrowej	wodnej		
w tysiącach toe ¹									
1999	84240	93550	3754	2	3541	0,33	185	4,46	4,01
2000	80070	90050	3801	3	3587	0,46	181	4,75	4,22
2001	80260	90039	4076	3	3830	1	200	5,08	4,53
2002	80170	89185	4139	6	3901	5	196	5,16	4,64
2003	79878	93189	4157	7	3929	11	144	5,20	4,46
2004	78654	93660	4315	8	4062	12	179	5,48	4,61
2005	78447	94832	4263	11	3898	12	189	5,43	4,50
2006	77676	100264	5027	13	4588	22	176	6,47	5,01

¹ toe – tona oleju ekwiwalentnego (umownego) – ton of oil equivalent – stosowana w bilansach międzynarodowych jednostka miary energii. Oznacza ilość energii, jaka może zostać wyprodukowana ze spalania jednej metrycznej tony ropy naftowej. Jedna tona oleju umownego równa jest 41,868 GJ lub 11,63 MWh.

W tabeli 2 przedstawiono dane z lat 2006 – 2007 dotyczące ilości energii wyprodukowanej w Polsce z odnawialnych źródeł energii z podziałem na rodzaj źródła.

Tabela 2. Energia elektryczna wytworzona z OZE w 2006 r. i pierwszej połowie 2007 r., w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania (wg stanu na październik 2007 r.) [7].

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2006 – 31.12.2006		Okres wytwarzania 1.01.2007 – 30.09.2007	
	ilość energii [MWh]	śr/m-c [MWh]	ilość energii [MWh]	śr/m-c [MWh]
Elektrownie na biogaz	116 691,86	9724,32	92 244,85	10249,43
Elektrownie na biomasę	503 846,21	41987,18	381 629,79	42403,31
Elektrownie wiatrowe	257 037,41	21419,78	305 084,33	33898,26
Elektrownie wodne	2 029 942,02	169161,83	1 449 937,32	161104,15
Współspalanie	1 314 336,61	109528,05	1 045 466,49	116162,94
Łącznie	4 221 854,11	351821,18	3 274 362,79	363818,09

Struktura wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii wskazuje, że największy udział w wytwarzaniu tej energii mają elektrownie wodne. W dalszej kolejności znaczącą rolę odgrywają źródła wykorzystujące biomasę, wiatr oraz biogaz.

1.2. Wymagania Unii Europejskiej dotyczące odnawialnych źródeł energii

Unia Europejska pracuje nad zmniejszeniem efektu zmian klimatycznych oraz nad ustaleniem wspólnej polityki energetycznej. Częścią tej polityki jest uzgodnienie dokonane w marcu 2007 r. przez głowy państw europejskich, zobowiązujące kraje członkowskie do zwiększenia udziału energii odnawialnej. Do 2020 roku energia odnawialna powinna stanowić 20% całkowitego zużycia energii w UE (8,5% w 2005 r.). Aby zrealizować wspólny cel, każdy kraj członkowski ma zwiększyć własną produkcję oraz zużycie energii odnawialnej w takich dziedzinach jak energetyka, ogrzewanie i chłodnictwo oraz transport.

Deleted:

1.3. Polityka energetyczna Polski

Główne cele Rada Ministrów zawarła w dokumencie z dnia 4 stycznia 2005 roku „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”. Są to:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej, związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw.

W odniesieniu do OZE ustawodawca przewiduje wzrost racjonalnego wykorzystania tych źródeł. Jest to jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju państwa. Stopień wykorzystania odnawialnych źródeł energii zależy od ich zasobów i technologii ich przetwarzania. Generalnie można powiedzieć, że biomasa (uprawy energetyczne, drewno opałowe, odpady rolnicze, przemysłowe i leśne, biogaz) oraz energia wiatrowa realnie oferują największy potencjał do wykorzystania w Polsce przy obecnych cenach energii i warunkach pomocy publicznej. W dalszej kolejności plasują się zasoby energii wodnej oraz

geotermalnej. Natomiast technologie słoneczne (pomimo ogromnego potencjału technicznego) z powodu niskiej efektywności kosztowej w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej mogą odgrywać istotną rolę praktycznie wyłącznie do produkcji ciepła.

Celem strategicznym polityki państwa jest wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii i uzyskanie 7,5% udziału energii, pochodzącej z tych źródeł, w bilansie energii pierwotnej. Dokonywać się to ma w taki sposób, aby wykorzystanie poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii sprzyjało konkurencji promującej źródła najbardziej efektywne ekonomicznie, tak aby nie powodowało to nadmiernego wzrostu cen energii u odbiorców. Stanowiąc to powinno podstawową zasadę rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Udział energii elektrycznej wytwarzanej w OZE w łącznym zużyciu energii elektrycznej brutto w kraju powinien osiągnąć 7,5% w roku 2010. Jest on zgodny z indykatywnym celem ilościowym, ustalonym dla Polski w dyrektywie 2001/77/WE z dnia 27 września 2001 roku w sprawie promocji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii.

Kwestia dalszego wzrostu udziału energii z OZE w bilansie paliwowo-energetycznym kraju po roku 2010 zostanie przesądzona w ramach prac nad aktualizacji rządowej strategii rozwoju energetyki odnawialnej. Niemniej jednak przewidywany dynamiczny wzrost zużycia energii elektrycznej ogółem w perspektywie do roku 2025 i tak skutkować będzie koniecznością dalszego wzrostu produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

Dla zapewnienia odnawialnym źródłom energii właściwej pozycji w energetyce powinny być podjęte działania realizacyjne polityki energetycznej w następujących kierunkach:

1. Utrzymanie stabilnych mechanizmów wsparcia wykorzystania odnawialnych źródeł energii - do roku 2025 przewiduje się stosowanie mechanizmów wsparcia rozwoju wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Sprawą szczególnie istotną jest zapewnienie stabilności tych mechanizmów, a tym samym stworzenie warunków do bezpiecznego inwestowania w OZE. Przewiduje się też stałe monitorowanie stosowanych mechanizmów wsparcia i w miarę potrzeb ich doskonalenie. Ewentualne istotne zmiany tych mechanizmów wprowadzane będą z odpowiednim wyprzedzeniem, aby zagwarantować stabilne warunki inwestowania.
2. Wykorzystywanie biomasy do produkcji energii elektrycznej i ciepła - w warunkach polskich, technologie wykorzystujące biomasę stanowiąc będą nadal podstawowy kierunek rozwoju odnawialnych źródeł energii, przy czym wykorzystanie biomasy do celów energetycznych nie powinno powodować niedoborów drewna w przemyśle

drzewnym, celulozowo-papierniczym i płytowym – drewnopochodnym. Wykorzystanie biomasy w znaczącym stopniu będzie wpływało na poprawę gospodarki rolnej oraz leśnej i stanowić powinno istotny element polityki rolnej. Zakłada się, że pozyskiwana na ten cel biomasa w znacznym stopniu pochodzić będzie z upraw energetycznych. Przewiduje się użyteczne wykorzystanie szerokiej gamy biomasy, zawartej w różnego rodzaju odpadach przemysłowych i komunalnych, także spoza produkcji roślinnej i zwierzęcej, co przy okazji tworzy nowe możliwości dla dynamicznego rozwoju lokalnej przedsiębiorczości. Warunkiem prowadzenia intensywnych upraw energetycznych musi być jednak gwarancja, że wymagane w tym wypadku znaczne nawożenie nie pogorszy warunków środowiskowych (woda, grunty).

3. Intensyfikacja wykorzystania małej energetyki wodnej - podejmowane będą działania, mające na celu zwiększenie do roku 2025 mocy zainstalowanej w małych elektrowniach wodnych. Określone zostaną warunki do lokalizacji i realizacji budowy takich źródeł, w tym zapewniające maksymalne wykorzystanie istniejących stopni na ciekach wodnych. Przewiduje się także wzrost zainstalowanej mocy poprzez modernizację i rozbudowę istniejących małych elektrowni wodnych, z uwzględnieniem uwarunkowań dotyczących planowanej przez rolnictwo restytucji ryb.
4. Wzrost wykorzystania energetyki wiatrowej - obserwowany w ostatnich latach, znaczny postęp w wykorzystaniu energii wiatru, czyni energetykę wiatrową jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi przemysłu. Planuje się działania polepszające warunki inwestowania także w tym obszarze odnawialnych źródeł energii. Konieczne jest również wdrożenie rozwiązań zmierzających do poprawy współpracy elektrowni wiatrowych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego. Działania w tym zakresie nie mogą kolidować z wymaganiami ochrony przyrody (NATURA 2000). Należy ocenić od strony sieciowej, na ile mogą być lokalizowane w strefie przybrzeżnej Morza Bałtyckiego morskie farmy wiatrowe.
5. Zwiększenie udziału biokomponentów w rynku paliw ciekłych - zakłada się sukcesywny wzrost udziału biokomponentów w ogólnej puli paliw ciekłych wprowadzanych na rynek polski. Działania w tym zakresie koncentrować się będą przede wszystkim na wdrażaniu przepisów wspólnotowych.
6. Rozwój przemysłu na rzecz energetyki odnawialnej - rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii niesie za sobą korzystne efekty związane przede

wszystkim z aktywizacją zawodową na obszarach o wysokim stopniu bezrobocia, stymulując rozwój produkcji rolnej, wzrost zatrudnienia oraz rozwój przemysłu i usług na potrzeby energetyki odnawialnej. Zwiększeniu wykorzystania odnawialnych źródeł energii towarzyszyć będzie także rozwój przemysłu działającego na rzecz energetyki odnawialnej. Szczególne działania przewiduje się w zakresie rozwoju produkcji urządzeń dla elektrowni wiatrowych. Stopień rozwoju tej gałęzi przemysłu powinien wykraczać poza potrzeby krajowe i warunkować opłacalny eksport tych urządzeń. [8]

1.4. Prawo energetyczne

Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii niezbędne jest do wprowadzania tej energii do Krajowego Systemu Energetycznego. Konieczne jest również, aby wnioskować o wydanie świadectw pochodzenia energii. Wydawane jest ono na wniosek użytkownika jednostki wytwórczej po dostarczeniu określonych przez ustawodawcę dokumentów.

Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE nałożony jest na sprzedawcę z urzędu. Jest on zobowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE przyłączonych do sieci, znajdujących się w jego obszarze działania.

Z kolei wytwórcy, którzy uzyskali koncesję na wytwarzanie energii w OZE zobowiązani są do oferowania tej energii na sprzedaż. Zakup energii odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym. Za uchylenie się od tego obowiązku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nakłada karę w wysokości nie mniejszej od iloczynu średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym oraz ilości energii, od której zakupu sprzedawca z urzędu uchyła się.

Podstawowe założenia mechanizmu „zbywalnych” świadectw pochodzenia:

- OZE „generuje” dwa produkty: energia i świadectwa pochodzenia
- Wszystkie OZE posiadają koncesje
- Świadectwa pochodzenia wystawiane są przez Prezesa URE
- Obowiązek zakupu całej produkcji energii w OZE przez sprzedawcę z urzędu po cenach rynkowych (średnia cena energii na rynku konkurencyjnym)

- Obowiązek posiadania świadectw pochodzenia spoczywa na podmiotach (wytwórcach i przedsiębiorstwach obrotu) sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym
- Rozdział świadectw pochodzenia, wydawanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki od fizycznej energii elektrycznej i umożliwienie obrotu prawami majątkowymi wynikającymi z tych świadectw na Towarowej Giełdzie Energii (obrót na Rynku Praw Majątkowych uruchomiony został z dniem 27 grudnia 2005 roku);

Ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne zostały wprowadzone następujące mechanizmy wspierające produkcję energii elektrycznej w OZE:

Przedsiębiorstwo energetyczne sprzedające energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane:

- uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia energii z OZE, lub
- uiścić opłatę zastępczą odpowiednio do brakującej ilości Świadectw Pochodzenia.
- mechanizm wzmocniony jest systemem kar nakładanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na przedsiębiorstwa energetyczne za niewypełnienie obowiązków w zakresie przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej;
- środki uzyskane z opłat zastępczych i kar zasilają konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i są przeznaczane wyłącznie na wsparcie finansowe inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii;
- obniżenie o 50 % kosztów przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii elektrycznej;
- regulacje umożliwiające zastosowanie do 31 grudnia 2010 roku odmiennego sposobu bilansowania systemu elektroenergetycznego uwzględniającego specyfikę działania elektrowni wiatrowych;
- obowiązek zapewnienia przez operatora systemu elektroenergetycznego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłowych energii elektrycznej z odnawialnych źródeł;
- zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy poniżej 5 MW z opłat za udzielenie koncesji oraz opłat związanych z uzyskaniem i rejestracją świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w źródle odnawialnym.

1.5. Celowość stosowania

Malejące w skali globalnej zasoby surowców naturalnych stanowią coraz większe wyzwanie dla utrzymania stałego rozwoju gospodarczego z jednoczesnym działaniem dla stałej poprawy jakości środowiska naturalnego. Niezbędne jest zatem, nie tylko ze względów ekologicznych ale także gospodarczych i społecznych, podjęcie wszystkich możliwych działań mających na celu zmniejszenie zużycia energii jak również poszukiwanie nowych źródeł energii, których wykorzystanie nie będzie skutkowało pogorszeniem się stanu środowiska.

Racjonalne wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE) jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju państwa. Wzrost udziału „zielonej energii” w bilansie paliwowo-energetycznym niesie ze sobą różnorodne korzyści:

- ekologiczne
 - zmniejszenie emisji gazów i pyłów do atmosfery, przede wszystkim dwutlenku węgla (zmniejszenie efektu cieplarnianego),
 - ograniczenie zużycia paliw kopalnych,
- gospodarcze
 - zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski,
 - dywersyfikacja źródeł produkcji energii,
- społeczne
 - poprawa wizerunku regionu wdrażającego technologie przyjazne środowisku,
 - szansa na rozszerzenie lokalnego rynku pracy

1.6. Ograniczenia w rozwoju OZE

Ograniczenia rozwoju OZE wynikające z potrzeby ochrony środowiska naturalnego mają za źródło zobowiązania międzynarodowe Polski.

- Konwencja o ochronie gatunków dzikiej flory i fauny europejskiej oraz ich siedlisk, (Konwencja Berneńska), weszła w życie dla Polski 1 stycznia 2006 roku. Celem wprowadzenia w życie Konwencji Berneńskiej jest ochrona gatunków dzikich zwierząt i roślin oraz ich siedlisk naturalnych, których ochrona wymaga współdziałania kilku państw

oraz wspieranie współdziałania w tym zakresie. W szczególności Konwencja odnosi się do ochrony gatunków zagrożonych i ginących, w tym także wędrownych.

- Konwencja o różnorodności biologicznej, ratyfikowana przez Polskę w 1996 roku. Celem wprowadzenia w życie Konwencji jest zachowanie i ochrona pełnej różnorodności form życia w biosferze poprzez ich ochronę i rozsądne, oszczędne użytkowanie.
- Konwencja o ochronie wędrownych gatunków dzikich zwierząt (Konwencja Bońska), weszła w życie dla Polski 1 maja 1996 r. Celem wprowadzenia w życie Konwencji jest rozszerzenie ochrony zagrożonych wyginięciem wędrownych gatunków dzikich zwierząt.
- Sieć Natura 2000 utworzona w celu ochrony i zachowania cennych przyrodniczo gatunków i siedlisk występujących na kontynencie europejskim. Składa się z:
 - o obszarów specjalnej ochrony ptaków OSO wyznaczonych zgodnie z zaleceniami Dyrektywy Rady 79/409/EWG z dnia 2 kwietnia 1979 roku w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dyrektywa Ptasia);
 - o specjalnych obszarów ochrony SOO wyznaczonych zgodnie z zaleceniami Dyrektywy Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 roku w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory, (Dyrektywa Siedliskowa).
Przedmiotem ochrony dyrektyw są siedliska i gatunki dziko żyjących zwierząt (innych niż ptaki) i roślin.

Deleted: xvii

Ograniczenia środowiskowe rozwoju energetyki wiatrowej i wodnej zapisane są w Art. 6. ust. 1 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 roku o ochronie przyrody, który wprowadza nowe formy ochrony przyrody - obszary Natura 2000. Sieć obszarów Natura 2000 obejmuje:

- obszary specjalnej ochrony ptaków - to obszar wyznaczony, zgodnie z przepisami prawa Unii Europejskiej, do ochrony populacji dziko występujących ptaków jednego lub wielu gatunków, w którego granicach ptaki mają korzystne warunki bytowania w ciągu całego życia, w dowolnym jego okresie albo stadium rozwoju,

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 21 lipca 2004 r. w sprawie obszarów specjalnej ochrony ptaków Natura 2000 wyznacza 72 obszary ochrony ptaków o łącznej powierzchni 3312,8 tys. ha (w tym obszary lądowe – 2433,4 tys. ha co stanowi 7,8 % powierzchni kraju), stanowiące pierwsze wyznaczone prawnie obszary sieci Natura 2000 na terenie naszego kraju. Na terytorium morskim RP został wyznaczony następujący obszar specjalnej ochrony ptaków: Zatoka Pomorska, pas przybrzeżny ciągnący się od zachodniej granicy RP do Władysławowa sięgający w głąb morza do izobaty 20, Zatokę Pucką oraz polską część Zalewu Wiślanego.

Ponadto istnieje druga lista tzw. „Lista cieni” (Shadow List), przygotowana przez organizacje pozarządowe i przesłana do Komisji Europejskiej, na której znalazło się 140 ostoi ptaków. Komisja Europejska dąży do uznania obszarów z „listy cieni” jako obszarów oficjalnie uznane przez Polskę za obszary specjalnej ochrony ptaków.

- specjalne obszary ochrony siedlisk - to obszar wyznaczony, zgodnie z przepisami prawa Unii Europejskiej, w celu trwałej ochrony siedlisk przyrodniczych lub populacji zagrożonych wyginięciem gatunków roślin lub zwierząt lub w celu odtworzenia właściwego stanu ochrony siedlisk przyrodniczych lub właściwego stanu ochrony tych gatunków.

Projekt rządowy (propozycja specjalnych obszarów ochrony siedlisk została przekazana do Komisji Europejskiej) - 184 specjalne obszary ochrony siedlisk o łącznej powierzchni 1171,6 tys. ha co stanowi 3,6 % powierzchni kraju. Propozycja organizacji pozarządowych – „Lista cieni” (Shadow List) 279 obszarów o łącznej powierzchni 3250 tys. ha co stanowi ok. 10,2% powierzchni kraju.

Wymagania wynikające z regulacji prawnych dotyczących obszarów wyznaczonych w ramach Natura 2000 stanowią dość istotne ograniczenie dla lokalizacji farm wiatrowych, zwłaszcza na terytorium morskim oraz elektrowni wodnych.

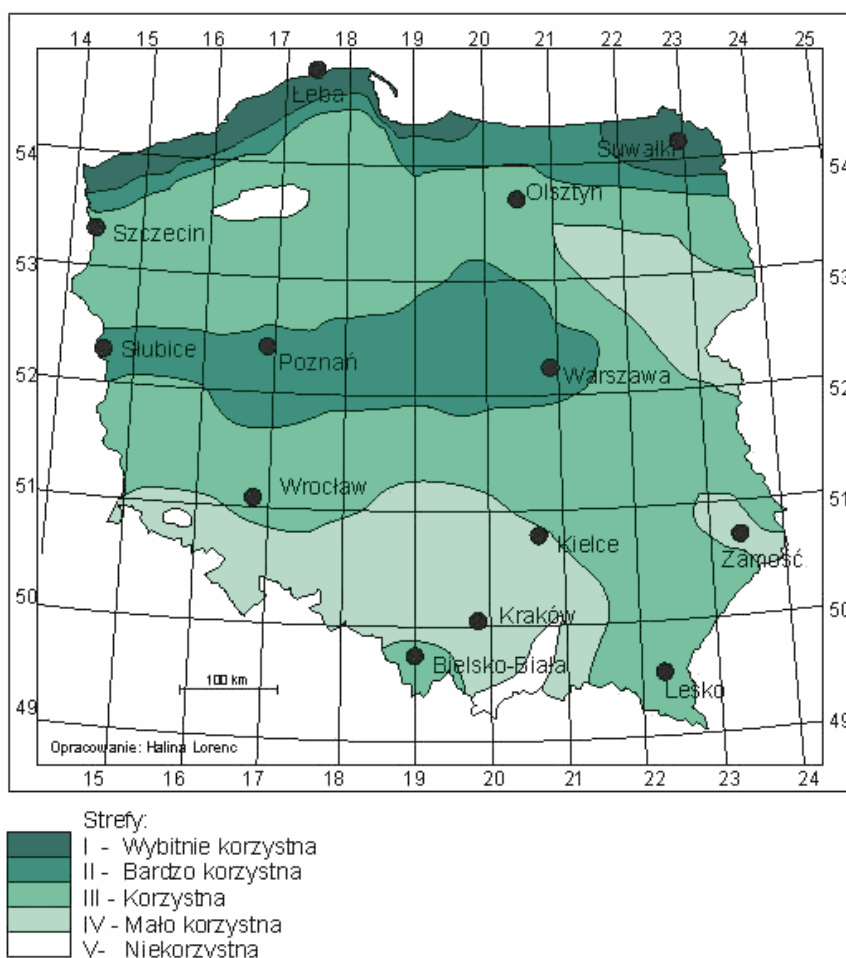
2. Elektrownie wiatrowe

2.1. *Potencjał i wykorzystanie wiatru w Polsce*

Możliwości rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce są bardzo obiecujące, na co wskazują uzyskane wyniki badań prowadzonych w IMGW, na podstawie wieloletnich obserwacji kierunków i prędkości wiatru prowadzonych na profesjonalnej sieci meteorologicznej Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej. Uprzywilejowanymi w Polsce rejonami pod względem zasobów wiatru w mezoskali (badania meteorologii mezoskalowej zajmują się procesami atmosferycznymi w skali przestrzennej mniejszej niż ok. 300km) są następujące:

- środkowe, najbardziej wysunięte na północ części wybrzeża od Koszalina po Hel,
- rejon wyspy Wolin,
- Suwalszczyzna,
- środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- Beskid Śląski i Żywiecki,
- Bieszczady i Pogórze Dynowskie.

Rozkład prędkości wiatru mocno zależy od lokalnych warunków topograficznych. Znane są liczne inne mikro-rejony kraju o korzystnych bądź doskonałych warunkach wiatrowych. Godne uwagi są również wysokie partie gór, gdzie średnie roczne prędkości wiatru miejscami przekraczają 10 m/s (grzbiet główny Karkonoszy). Jeżeli udałoby się pokonać problemy z dostępnością (słaba sieć dróg w górach), z podłączeniem do sieci elektroenergetycznej czy rozwiązać wątpliwości związane np. z ochroną krajobrazu, wówczas rejony te powinny doczekać się kompleksowej oceny zasobów wiatru i ich wykorzystania.



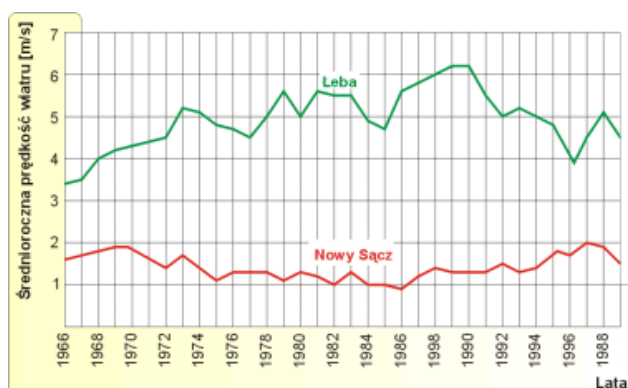
Rys. 2.1.1 Strefy energetyczne wiatru w Polsce [9]

Załączona mapa przedstawia mezoskalową rejonizację Polski pod względem zasobów energii wiatru w kWh z 1m² skrzydeł w ciągu roku. Wydzielono pięć rejonów o różnych

Formatted: Superscript

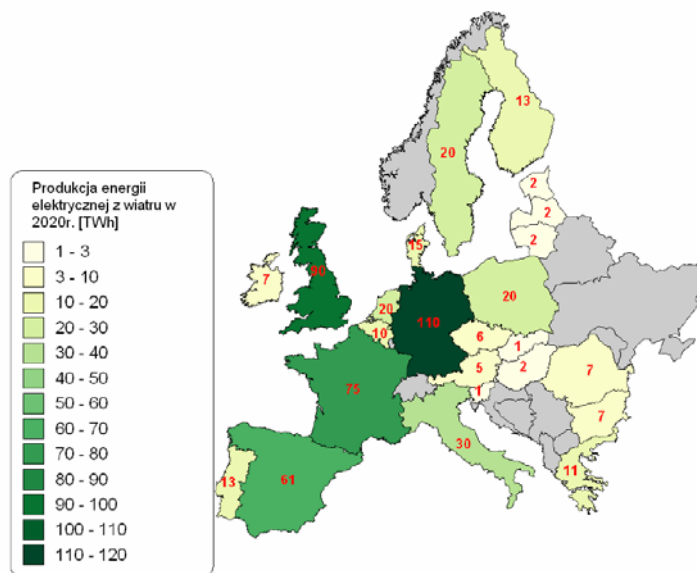
zasobach energii dla wysokości 30 m. n.p.m. Z mapy tej wynika, że około 60 % kraju posiada dobre warunki do wykorzystania wiatru jako czystego źródła energii. Warunki lokalne terenu mogą sytuację tą dodatkowo polepszyć.

Poniżej dołączony jest rysunek pokazujący przebieg średnich rocznych wartości prędkości wiatru na dwóch skrajnie różniących się pod tym względem stacjach meteorologicznych, leżących w zupełnie innych strefach wiatrowych kraju: Łeba i Nowy Sącz. Rysunek ten pokazuje, że jednoroczna seria pomiarów prędkości wiatru nie daje żadnej informacji o prędkości wiatru w danym miejscu. Jeśli bowiem trafimy w swych pomiarach na rok podobny do 1989 lub 1990, kiedy to średnia roczna prędkość wiatru w Łebie wyniosła 6,2 m/s - uzyskamy wynik poprawny jedynie dla danego roku, natomiast mylny w skali oceny wieloletniej prędkości, bowiem np. na podstawie obserwacji w roku 1966 ze średnią roczną prędkością - 3,9 m/s - uzyskalibyśmy zupełnie inną informację o panujących tam warunkach wiatrowych.



Rys. 2.1.2 Średnie roczne prędkości wiatru w Łebie i Nowym Sączu na przestrzeni 33 lat [6].

Analizując prognozę produkcji elektrycznej w Europie w roku 2020 (rys. 2.1.3) Polska jest krajem o największym w Europie Środkowo-Wschodniej potencjale technicznym energii wiatru, zarówno w sensie teoretycznym jak i eksploatacyjnym. Jednak specyfika klimatu Polski powoduje, że potencjał rozłożony jest nierównomiernie, a jego oszacowanie na poziomie zbliżonym do inwestycji jest trudne (zawodzą standardowo używane metody i modele).



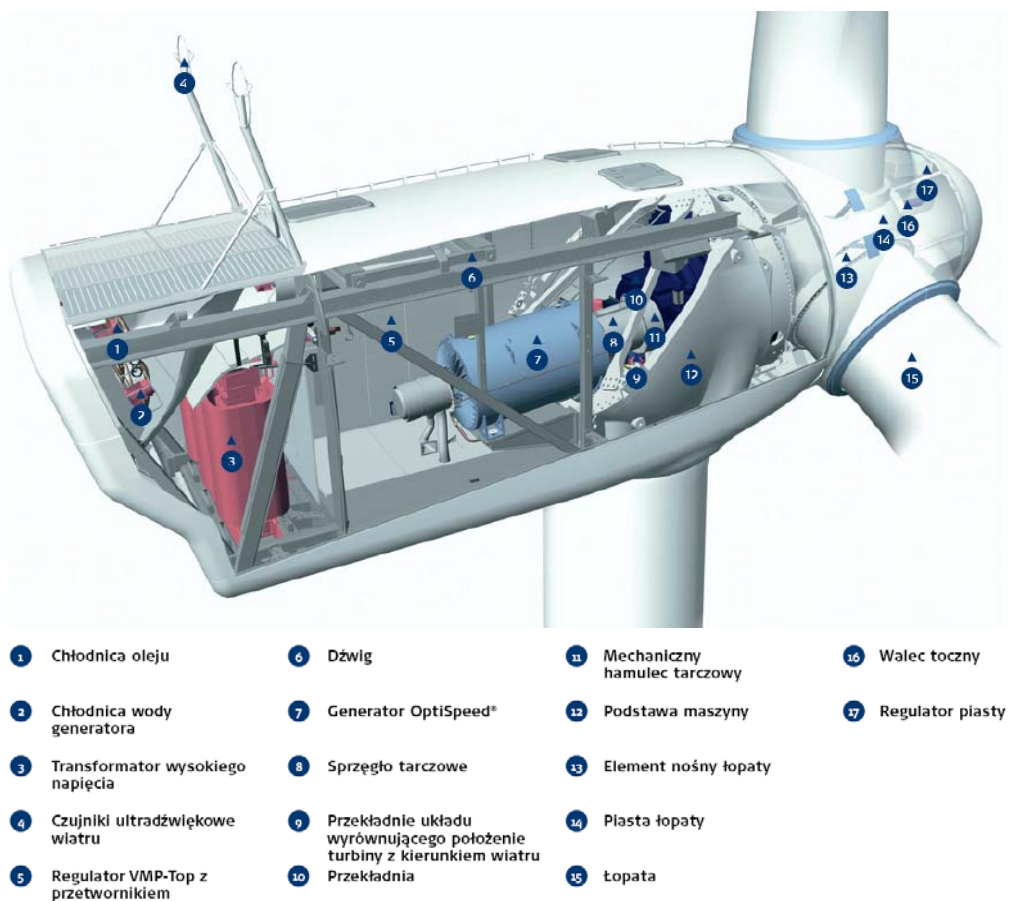
Rys. 2.1.3 Prognoza produkcji elektrycznej w Europie z elektrowni wiatrowych w roku 2020. (źródło: Instytut Energetyki Odnawialnej na podstawie FORRES and RES Technology Roadmap).

Całkowity potencjał teoretyczny możliwy do wykorzystania do roku 2020 wynosi do 30 GW, w tym 7 GW na morzu. Ograniczenia przestrzenne i środowiskowe, a także możliwości penetracji systemu elektroenergetycznego redukują obecnie potencjał o co najmniej 50%. Wielkość potencjału eksploatacyjnego będzie zależała w głównej mierze od podjętych działań politycznych oraz wsparcia publicznego dla technologii. Obliczenia modelowe oraz prognozy strategiczne i rynkowe uwzględniają obecnie potencjał eksploatacyjny do roku 2020 na poziomie tylko do 4 GW, ze względu na konkurencję ze strony bioenergetyki.

2.2. ***Elektrownia wiatrowa VESTAS V90-3.0 MW, budowa, charakterystyki***

VESTAS to duńska firma produkująca elektrownie wiatrowe. Swoją pierwszą elektrownię wiatrową postawiła w roku 1979 i od tego czasu odgrywa ważną rolę w szybko rozwijającym się przemyśle energii wiatrowej.

Deleted:

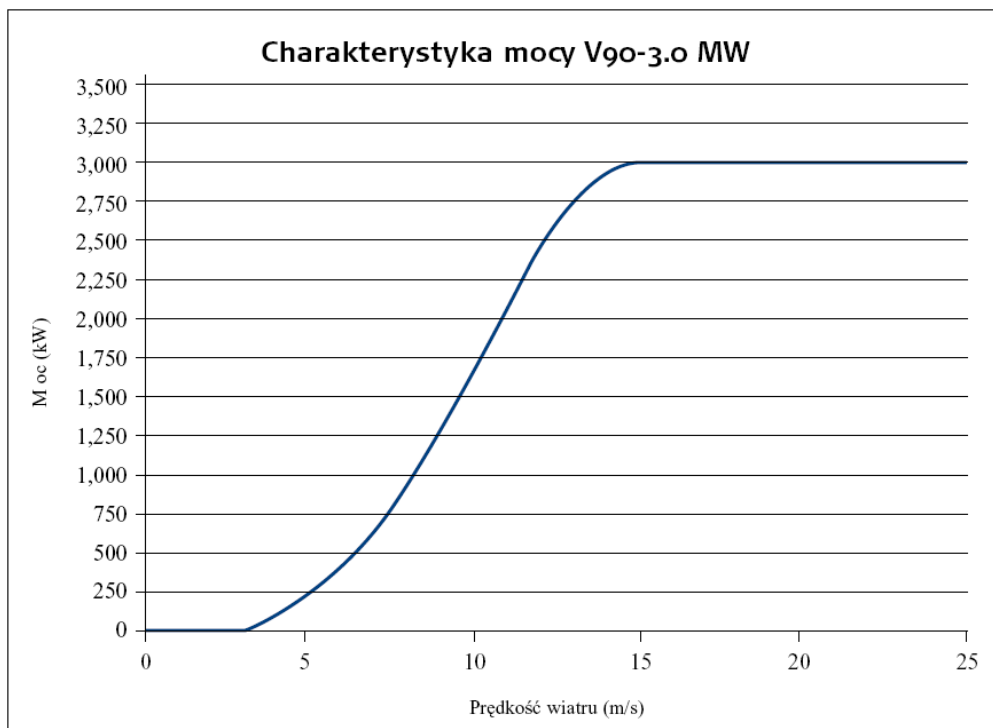


Rys. 2.2.1 Schemat budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90-3.0 [11]

Specjalizuje się w produkcji turbin z generatorem asynchronicznym a ich najnowszym modelem jest V90-3.0 o mocy 3 MW. Schemat budowy przedstawia rys. 2.2.1. Do optymalizacji pracy w różnych warunkach wiatrowych zastosowano technologię OptiSpeed® (na bazie generatora asynchronicznego dwustronnie zasilanego – DFIG). Umożliwia ona zmianę prędkości wirnika w zakresie około 60 procent w stosunku do nominalnej prędkości obrotowej. Dzięki temu prędkość wirnika może różnić się o maksymalnie 30 procent w stosunku do prędkości synchronicznej. Tym samym możliwa jest minimalizacja zarówno niepożądanych wahań mocy wyjściowej w sieci wysokiego napięcia oraz obciążeń w ważnych częściach konstrukcji.

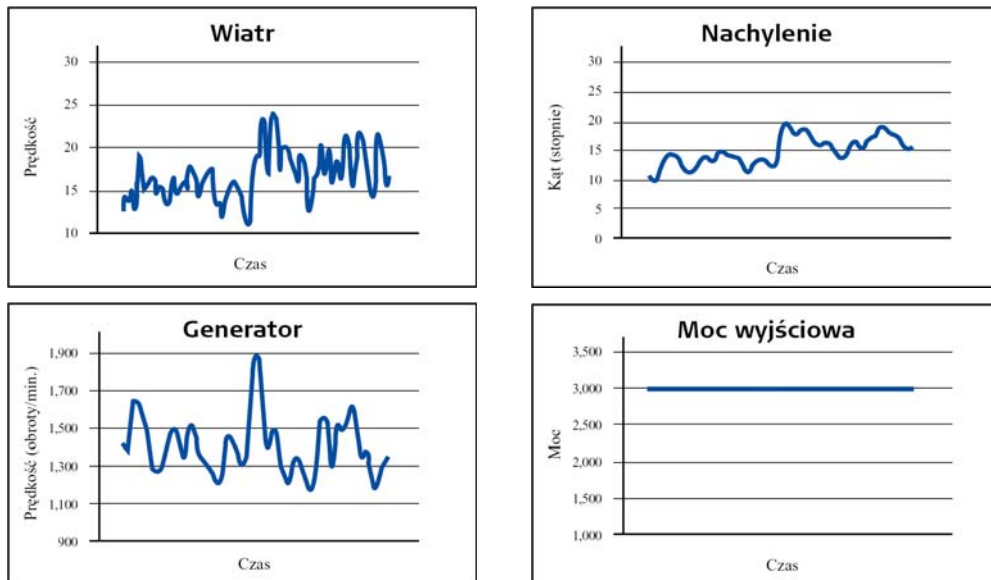
Nominalna prędkość wiatru, przy której elektrownia osiąga moc 3 MW wynosi 15 m/s – rozruch następuje przy 4 m/s natomiast wyłączenie przy 25 m/s. Obroty nominalne: 16.1 obrotów/min. Zakres obrotów: 8.6-18.4 obrotów/min.

Regulacja wszystkich funkcji turbiny odbywa się z wykorzystaniem komputerowego nadrzędnego systemu wizualizacji i sterowania typu SCADA. Optymalizacja mocy wyjściowej dokonywana jest poprzez technologię OptiSpeed[®] oraz regulację ustawiania gondoli i łopat wirnika OptiTip[®].



Rys. 2.2.2 Charakterystyka mocy w zależności od prędkości wiatru elektrowni wiatrowej Vestas V90-3.0 [11]

Na rys. 2.2.2 i 2.2.3. przedstawiono podane przez producenta charakterystyki pracy elektrowni wiatrowej V90-3.0 MW. Wynika z nich, że elektrownie wiatrowe z generatorem z układem podwójnego zasilania sprawują się bardzo dobrze w trudnych warunkach, gdzie prędkości wiatru ulegają częstym zmianom. W dalszej części pracy przeprowadzono symulacje za pomocą programu MATLAB-Simulink w warunkach zbliżonych do przedstawionych powyżej i porównano z danymi producenta.



Rys. 2.2.3 Charakterystyki elektrowni wiatrowej Vestas V90-3.0 – reakcja na podmuchy wiatru [11]

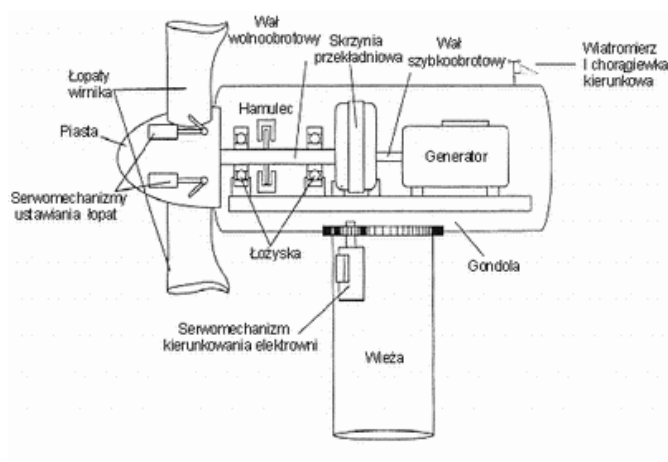
2.3. Układy wytwarzania energii dla energetyki zawodowej

2.3.1. Generator synchroniczny

Elektrownia wiatrowa wyposażona w generator synchroniczny jest popularnym układem wytwarzania energii z wiatru. Generator nie jest w tym przypadku bezpośrednio przyłączony do systemu elektroenergetycznego ale pośrednio poprzez przekształtnik energoelektroniczny. W układzie mechanicznym nie stosuje się przekładni – tzn. wirnik generatora jest bezpośrednio połączony z wirnikiem turbiny. Brak przekładni i stosunkowo mała prędkość obrotowa koła wiatrowego, dochodząca maksymalnie do 40 obr/min wymuszają stosowanie specjalnych konstrukcji generatorów z bardzo dużą, dochodzącą do 40 liczbą par biegunów. Ponieważ prędkość koła wiatrowego zmienia się w szerokich granicach, zmienia się również częstotliwość napięcia na szynach generatora. Częstotliwość ta, nawet przy maksymalnej prędkości koła wiatrowego nie osiąga wartości 50Hz, co ze względu na połączenie generatora z systemem elektroenergetycznym poprzez przekształtnik elektroenergetyczny, nie ma znaczenia z punktu widzenia tego systemu.

2.3.2. Generator asynchroniczny

Większość elektrowni wiatrowych zainstalowanych w systemach elektroenergetycznych jest wyposażona w generator asynchroniczny, którego prędkość synchroniczna jest równa 750 i 1500 obr/min. W celu dostosowania prędkości wirowania maszyny asynchronicznej do prędkości koła wiatrowego stosuje się przekładnie mechaniczne o przekładni zazwyczaj większej niż 60 [1]. Uproszczony schemat budowy gondoli elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym i przekładnią przedstawia rys. 2.3.2.1.



Rys. 2.3.2.1 Uproszczony schemat elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym i przekładnią [15].

Dość powszechne stosowanie maszyn asynchronicznych wynika z prostoty ich konstrukcji, możliwości i łatwości sterowania oraz niskich kosztów inwestycyjnych i operacyjnych. W elektrowniach wiatrowych wykorzystuje się dwa typy maszyn asynchronicznych – klatkowe, które praktycznie ze stałą prędkością obrotową i pierścieniowe, w których istnieje możliwość pracy z różną prędkością wirowania, która realizowana jest z wykorzystaniem przekształtników elektroenergetycznych sterujących prądem wirnika – maszyna tego typu opisana jest bardziej szczegółowo w podpunkcie 2.3.3.

Generatory asynchroniczne budowane są najczęściej jako maszyny o przełączalnej liczbie par biegunów. Znane są również konstrukcje zawierające dwa niezależne generatory w jednej obudowie. W obydwu przypadkach zasada pracy jest taka, że przy słabych wiatrach pracuje generator, którego prędkość synchroniczna jest równa 750 obr/min, a przy mocniejszych

wiatrach, ten o prędkości synchronicznej równej 1500 obr/min. Stosowanie maszyn elektrycznych szybkoobrotowych wymusza stosowanie przekładni między maszyną a wirnikiem turbiny wiatrowej, wirującym nie szybciej niż 40 obr/min. Ta stosunkowo mała prędkość wirnika wynika przede wszystkim z potrzeby optymalizacji pracy elektrowni, czyli potrzeby maksymalizacji mocy uzyskiwanej ze strumienia wiatru. Elektrownie wiatrowe pracują przy prędkościach wiatru od 3 do 25 m/s uzyskując moc znamionową przy prędkościach 12÷16 m/s. Generatory asynchroniczne stosowane obecnie w elektrowniach wiatrowych, nawet tych o mocach rzędu MW, są maszynami niskiego napięcia o napięciu znamionowym 690 V. Generatory te są zazwyczaj przyłączane do sieci średniego napięcia i dlatego są standardowo wyposażane w transformatory blokowe umieszczane w kontenerze przy lub w wieży albo w samej gondoli w przypadku jednostek o większej mocy znamionowej.

2.3.3. Generator asynchroniczny pierścieniowy DFIG

Najnowszym typem elektrowni wiatrowej jest elektrownia z generatorem asynchronicznym dwustronnie zasilanym z przekształtnikiem energoelektronicznym włączonym w obwód wirnika. Przekształtnik umożliwia przesyłanie energii w obu kierunkach, tzn. w kierunku do i od wirnika maszyny, co pozwala na pracę generatora powyżej i poniżej prędkości synchronicznej. Gdy maszyna pracuje z prędkością większą od synchronicznej, moc płynie od wirnika do sieci, a gdy pracuje z prędkością mniejszą od synchronicznej, moc płynie od stojana do wirnika (sieci). Sterując prądem wirnika (amplitudą i fazą) można w dużym zakresie wpływać na poślizg maszyny oraz na moc bierną i czynną wprowadzaną przez elektrownię wiatrową do systemu elektroenergetycznego. Możliwości regulacyjne, zdolność do zmiany w szerokim zakresie prędkości wirnika generatora umożliwiające zwiększenie produkcji mocy i podwyższenie jakości energii wprowadzanej do sieci, w stosunku do innych układów powodują, że powyższy układ jest obecnie wprowadzany do użytku. Optymalizacja mocy wyjściowej polega na szybkim dopasowywaniu się do różnych prędkości wiatru, dzięki czemu energia zawarta w wietrze i podmuchach wiatru jest uzyskiwana bardziej efektywnie. W przypadku wykorzystywania tylko układu regulacji kąta nachylenia łopat, energia podmuchów byłaby tracona. Jednocześnie szybki regulator przekształtnika elektroenergetycznego generatora pozwala układowi kąta nachylenia łopat na wolniejszą pracę, dzięki której ewentualne naprężenia

mechaniczne, a w tym obciążenia łopaty i wału wirnika są mniejsze. Natomiast gdy prędkość wiatru spada, wykorzystywana jest energia zgromadzona w postaci energii kinetycznej ruchu obrotowego wirnika elektrowni (wygładzanie wahań mocy wprowadzanej do sieci).

Dodatkowe zalety to:

- możliwość regulacji mocy biernej bez konieczności korzystania z baterii kondensatorów,
- niższy poziom hałasu,
- zmniejszenie zużycia przekładni, łopat i wieży,
- poprawa jakości energii elektrycznej wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego,
- aktywne tłumienie oscylacji mocy i napięć, a w tym harmonicznym prądów i napięć.

2.4. Układy sterowania

2.4.1. Ogólna struktura układu sterowania elektrowni wiatrowej

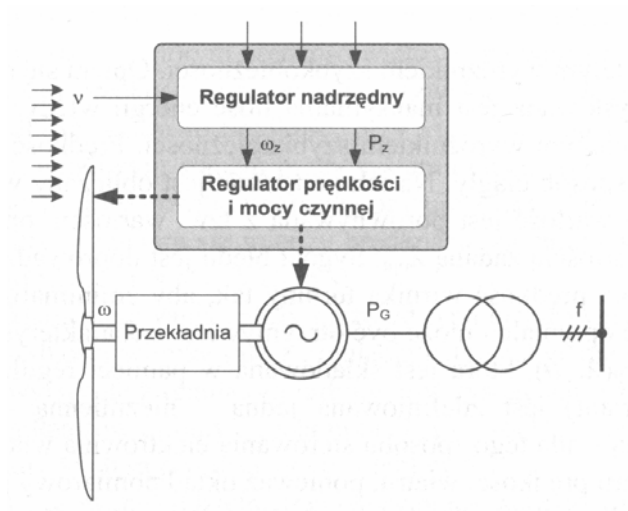
Zadaniem elektrowni wiatrowych jest przetwarzanie energii wiatru na energię elektryczną. W pewnym uproszczeniu, pomijając zagadnienia ekonomiczne, można stwierdzić, że im bardziej efektywny jest proces przetwarzania, tym lepsza jest to elektrownia. Oznacza to, że główną funkcją elektrowni wiatrowej jest uzyskanie możliwie maksymalnej, w danych warunkach wiatrowych, ilości energii, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa konstrukcji.

Maksymalną efektywność i bezpieczeństwo konstrukcji osiąga się, starannie projektując obiekt (zwłaszcza łopaty) oraz wykorzystując odpowiednie algorytmy układów sterowania i regulacji. W elektrowniach wiatrowych z regulacją (ograniczeniem) mocy za pomocą efektu przeciągania oraz z generatorami asynchronicznymi klatkowymi jest to możliwe wyłącznie dzięki starannemu zaprojektowaniu turbiny (koła wiatrowego). W przypadku pozostałych typów elektrowni zależy to również od układów sterowania i regulacji, które aktywnie uczestniczą w procesie przemiany energii wiatru w energię elektryczną i wspomagają efektywność.

Układ sterowania elektrowni wiatrowej jest w ogólności układem hierarchicznym, dwupoziomowym (rys. 2.4.1.1), składającym się z nadrzędnego układu sterowania (regulatora) oraz układów sterowania mocą (momentem) i prędkością wirnika elektrowni.

Nadrzędny układ sterowania (regulator nadrzędny), na podstawie różnych mierzonych wielkości:

- generuje wartości zadane dla układów sterowania mocą (momentem) i prędkością wirnika elektrowni;
- sekwencyjnie dokonuje oceny stanu pracy elektrowni, uruchamiając w razie potrzeby procedury zmiany tych stanów pracy;
- sekwencyjnie sprawdza stan elektrowni wiatrowej, realizując funkcje ochronne w stosunku do konstrukcji elektrowni.



Rys. 2.4.1.1 Elektrownia wiatrowa jako obiekt regulacji [1]

Układ sterowania mocą (momentem) i prędkością wirnika elektrowni wiatrowej można rozważyć jako co najmniej dwa układy. Pierwszy z nich oddziałuje na turbinę (koło wiatrowe), drugi na generator, a w praktyce na przekształtnik energoelektroniczny.

Deleted: ,

Pierwszy z tych układów steruje kątem położenia łopat (regulowanymi parametrami są prędkość lub moc czynna), a jego zadaniem jest:

- uzyskanie ze strumienia powietrza jak największej ilości energii w danych warunkach wiatrowych;
- ochrona turbiny, przekładni, generatora i układów energoelektronicznych przed przeciążeniem, np. przy silnym wietrze;
- ochrona mechanicznej części elektrowni wiatrowej po spadku obciążenia (następuje wtedy gwałtowne przyspieszenie prędkości wirnika).

Drugi z układów steruje momentem obrotowym (regulowanymi parametrami są moc czynna, prądy itp.), a jego zadaniem jest minimalizacja wahań mocy czynnej na wyjściu elektrowni wiatrowej oraz (przyszłościowo) tłumienie kołysań elektromechanicznych.

Ogólnie rozważać można dwa podstawowe sposoby sterowania elektrownią wiatrową:

- Sterowanie ze stałym wyróżnikiem szybkobieżności. Opiera się ono na założeniu, że z wiatru uzyskiwana jest maksymalna ilość energii wtedy, gdy elektrownia pracuje z optymalnym wyróżnikiem szybkobieżności. Prędkość wiatru i wirnika są mierzone w sposób ciągły. Na ich podstawie jest obliczany wyróżnik szybkobieżności. Jego wartość jest porównywana z tzw. wartością optymalną będącą jednocześnie wartością zadaną λ_{opt} . Sygnał błędu jest doprowadzany do regulatora, który zmienia prędkość wirnika turbiny tak, aby zminimalizować powyższy uchyb. Wartość optymalna może być otrzymywana z charakterystyki mocy turbiny wiatrowej $c_p(\lambda, \vartheta)$, która jest składowana w pamięci regulatora lub (często stosowany wariant) jest zdefiniowana jedną – niezmienną – wartością, np. $\lambda_{opt} = 7$. Główną wadą tego sposobu sterowania elektrownią wiatrową jest niedokładność pomiaru prędkości wiatru, ponieważ układ pomiarowy jest umieszczony na gondoli, w niewielkiej odległości za kołem wiatrowym. Ponadto, rzeczywista charakterystyka mocy $c_p(\lambda, \vartheta)$ ulega znaczącym zmianom w wyniku zmian powierzchni łopatek, tj. w wyniku zabrudzenia, starzenia, oblodzenia. Pomimo tych wad powyższy sposób sterowania jest obecnie stosowany w elektrowniach wiatrowych.

- Sterowanie ze śledzeniem mocy maksymalnej (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*). W tym sterowaniu wykorzystuje się fakt, że charakterystyka moc-prędkość

wirnika ma jedno wyraźne maksimum, $\frac{dP}{d\omega} = 0$. Podczas pracy elektrowni wiatrowej prędkość wirnika w sposób ciągły jest zwiększana lub zmniejszana o niewielkie wartości. Jednocześnie mierzona jest moc czynna elektrowni. Jeśli pochodna mocy czynnej po prędkości wirnika staje się dodatnia, $\frac{dP}{d\omega} > 0$, prędkość wirnika jest dalej zwiększana. Jeśli pochodna ta jest ujemna, $\frac{dP}{d\omega} < 0$, prędkość wirnika ulega zmniejszeniu. Jeżeli pochodna mocy jest, z dokładnością do nastawionego uchybu, równa zero, $\frac{dP}{d\omega} \approx 0$, to układ znajduje się punkcie pracy odpowiadającym

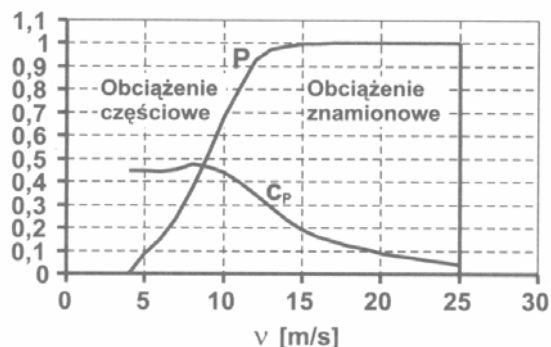
Deleted: m

Deleted: p

Deleted: t

uzyskiwaniu ze strumienia powietrza mocy maksymalnej. Ten sposób sterowania elektrownią jest niewrażliwy na błędy pomiaru prędkości wiatru i zmiany charakterystyki łopaty. Bywa on również, chociaż rzadko, stosowany w nowoczesnych elektrowniach wiatrowych.

Obydwa sposoby sterowania elektrowni wiatrowych są wykorzystywane przy częściowym obciążeniu elektrowni (rys 2.4.1.2).



Rys 2.4.1.2 Przykładowa charakterystyka mocy elektrowni wiatrowej [1]

Częściowe obciążenie elektrowni wiatrowej to stan, w którym prędkość wiatru v ma wartość z przedziału: v_{cut-in} i prędkość znamionowa v_n (zwykle $3 \div 5 \text{ m/s} < v < 12 \div 15 \text{ m/s}$). Znamionowa prędkość wiatru to prędkość, przy której turbina wytwarza moc znamionową. Drugim możliwym stanem pracy systemu elektroenergetycznego jest obciążenie znamionowe. Elektrownia wiatrowa pracuje z obciążeniem znamionowym, gdy prędkość wiatru v zawiera się między prędkością znamionową v_n a prędkością wyłączenia $v_{cut-off}$ ($12 \div 15 \text{ m/s} < v < 25 \text{ m/s}$).

Struktura układu sterowania zależy także od typu elektrowni wiatrowej. W systemach o stałej prędkości wirnika (ale z regulacją kąta nachylenia łopaty) układ sterowania składa się wyłącznie z regulatora turbiny, a w systemach o zmiennej prędkości składa się on z regulatorów turbiny i generatora.

Niekiedy są stosowane oddzielne regulatory prędkości podczas pracy elektrowni w systemie elektroenergetycznym oraz podczas rozruchu i zatrzymywania elektrowni (po wyłączeniu z pracy w systemie).

Dla elektrowni wiatrowych ze sterowaniem ze stałym wyróżnikiem szybkobieżności punkt pracy elektrowni zależy od bieżących wartości prędkości wiatru i prędkości obrotowej wirnika turbiny.

2.4.2. Sterowanie nadrzędne elektrowni wiatrowej

Nadrzędny system sterowania elektrowni wiatrowej ma na celu realizację funkcji zabezpieczeniowych i ochronnych w stosunku do jej konstrukcji oraz ma zapewnić automatyczne funkcjonowanie w różnych stanach pracy bez kontroli człowieka.

Elektrownie wiatrowe jako obiekty autonomiczne mogą znajdować się w różnych stanach pracy. Mogą być to stany przejściowe lub stacjonarne (stałe). Ze stanem przejściowym najczęściej mamy do czynienia w trakcie przechodzenia pomiędzy stanami stacjonarnymi. Stany pracy elektrowni przedstawia rys. 2.4.2.1.

Stany przejściowe:

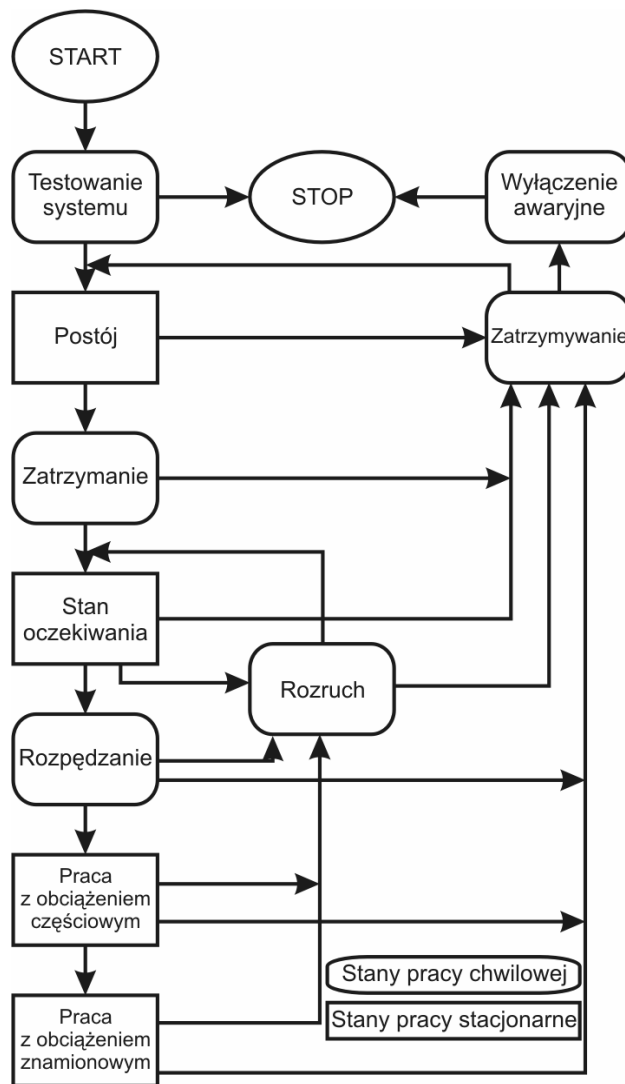
- testowanie systemu – na podstawie pomiarów i testowych sygnałów sterujących bada się elementy składowe elektrowni. Testy są rejestrowane a wystąpienie błędów prowadzi do przerwania pracy układu;
- rozruch – wirnik jest napędzany przez wiatr a generator jest odłączony od sieci. Gdy warunki po stronie sieci energetycznej i po stronie wiatru oraz stan urządzeń elektrowni na to pozwalają to następuje przejście w stan oczekiwania;
- rozpędzanie – wirnik zwiększa prędkość aż do uzyskania synchronizacji z siecią. Następnie po włączeniu do pracy w systemie el-en zadaje się minimalną wartość generowanej mocy czynnej. Przez cały czas realizowane są funkcje ochronne i zabezpieczeniowe;
- zatrzymywanie – to proces przechodzenia od stanu rozpędzania, pracy przy obciążeniu częściowym lub znamionowym do stanu oczekiwania, w sytuacji gdy w układzie regulacji nie wystąpił żaden błąd. W wypadku wystąpienia awarii wykonywana jest procedura wyłączenia awaryjnego;
- zatrzymanie – proces umożliwiający przejście od stanu postoju do stanu oczekiwania
- wyłączenie awaryjne – proces zatrzymania elektrowni po wystąpieniu awarii bez możliwości samoczynnego ponownego załączenia;

Stany stacjonarne:

- postój – wirnik się nie porusza a łopatki ustawione w chorągiewkę, hamulce są aktywne, generator odłączony od sieci;
- stan oczekiwania – elektrownia jest gotowa do przyłączenia do sieci, prędkość wirnika regulowana jest kątem nachylenia łopat. Gdy warunki są spełnione, przechodzi do stanu rozpędzania;
- praca z obciążeniem częściowym – ustawia się wartość optymalną kąta nachylenia łopat i oblicza optymalną wartość mocy czynnej jako funkcję prędkości wirnika. Wartości zadane są przesyłane do regulatorów turbiny i generatora, realizowane są funkcje zabezpieczeniowe i ochronne;
- praca z obciążeniem nominalnym – wartością zadaną jest znamionowa wartość mocy elektrowni, realizowane są funkcje ochronne i zabezpieczeniowe.

Analizując różnego rodzaju algorytmy pracy elektrowni wiatrowych dochodzi się do wniosku, że ich głównym zadaniem jest realizacja funkcji ochronnych [12]. Zadania o charakterze regulacyjnym realizowane są praktycznie wyłącznie przez algorytm pracy przy obciążeniu częściowym. Podczas pracy przy obciążeniu znamionowym algorytm sterowania nadrzędnego utrzymuje stałą zadaną wartość równą wartości mocy znamionowej. Dlatego modelując elektrownię wiatrową w systemie elektroenergetycznym należy przyjąć następujące założenia:

- gdy elektrownia pracuje pod obciążeniem znamionowym przy zmianach wiatru nie prowadzących do jej wyłączenia oraz pod obciążeniem częściowym w pobliżu punktu równowagi, można pominąć nadrzędny układ sterowania;
- zakładając duże zmiany prędkości wiatru przy obciążeniu częściowym lub zmiany prędkości w pobliżu prędkości wiatru znamionowej, należy uwzględnić części algorytmu nadrzędnego układu sterowania odnoszące się do zmian prędkości zadanych;
- przy wyjątkowo silnych podmuchach wiatru uwzględnić części algorytmu zawierające elementy zabezpieczenia konstrukcji elektrowni.



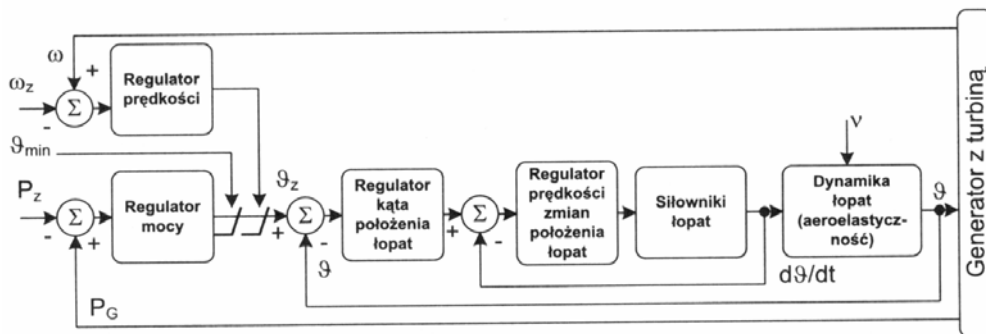
Rys. 2.4.2.1 Stany pracy elektrowni [12]

2.4.3. Sterowanie turbiną elektrowni wiatrowej

Układ regulacji turbiny elektrowni wiatrowej składa się z regulatorów prędkości, mocy i kąta położenia łopat. W zależności od typu i stanu pracy elektrowni aktywne są różne z wymienionych regulatorów. Ich zadaniem jest utrzymywanie prędkości kątowej wirnika i mocy czynnej na ustalonym poziomie. Struktura układu regulacji zależy od konkretnej

konstrukcji elektrowni. W ogólności można rozważać dwa podstawowe warianty – turbina z generatorem asynchronicznym i turbina z generatorem synchronicznym.

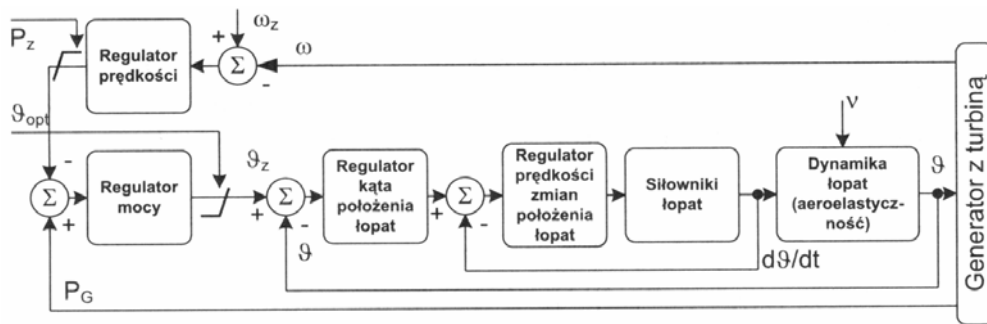
Układ regulacji turbiny z generatorem asynchronicznym bezpośrednio włączonym do sieci (rys. 2.4.3.1) składa się z regulatora mocy, prędkości i kąta nachylenia łopat. Ten ostatni oddziałuje bezpośrednio na łopaty a pozostałe generują dla niego wartości zadane. Regulator prędkości wirnika funkcjonuje jako regulator aktywny przy biegu jałowym elektrowni oraz podczas rozruchu, po jej wyłączeniu z systemu lub podczas awarii w systemie el-en prowadzącej do znacznego zwiększenia prędkości wirnika. Wówczas prędkość zadana jest zmieniana stosownie do potrzeb przez nadrzędny układ sterowania.



Rys. 2.4.3.1 Sterowanie turbiną w systemie z generatorem asynchronicznym połączonym bezpośrednio z siecią [12].

Gdy elektrownia pracuje w systemie, wartość prędkości wirnika jest ustawiana o kilka procent powyżej prędkości wynikającej z częstotliwości sieci lub, w przypadku maszyn dwustronnie zasilanych (DFIG), ma wartość równą prędkości maksymalnej. Podczas pracy pod obciążeniem częściowym powoduje to, że sygnał wyjściowy z regulatora prędkości osiąga swoją dolną granicę, np. 0, co praktycznie oznacza wyłączenie tego regulatora. Działającym wówczas aktywnie regulatorem jest regulator mocy. Przy obciążeniu znamionowym regulator prędkości może funkcjonować aktywnie jako regulator główny, jednak zależy to od sposobu i algorytmu sterowania generatorem.

Regulator turbiny z generatorem synchronicznym składa się podobnie jak w poprzednim przypadku z regulatorów prędkości, mocy i kąta nachylenia łopat (rys. 2.4.2.2).



Rys. 2.4.3.2 Sterowanie turbiną w systemie z generatorem synchronicznym połączonym bezpośrednio z siecią [12].

Regulator prędkości również funkcjonuje jako regulator aktywny podczas pracy na biegu jałowym oraz podczas rozruchu, wyłączania elektrowni lub awarii w systemie el-en. Różnice polegają na różnych algorytmach sterowania zależnych od punktu pracy.

2.4.4. Sterowanie generatorem elektrowni wiatrowej

2.4.4.1. Generator asynchroniczny

Układy regulacji generatorów współczesnych elektrowni wiatrowych mogą być różne, a ich konstrukcja, struktura i parametry zależą od typu elektrowni wiatrowej, tzn. mocy znamionowej, konstrukcji, producenta, itp.

Układ regulacji generatora asynchronicznego ze sterowaną rezystancją w obwodzie wirnika wpływa na moment i moc generowaną – wprowadzaną przez elektrownię wiatrową do systemu – poprzez zmianę poślizgu wirnika. Różnica między mocą uzyskiwaną z wiatru a mocą wprowadzaną do systemu jest proporcjonalna do poślizgu wirnika. Zatem zmieniając poślizg, można wpłynąć na różnicę tych mocy i tym samym na charakter zmian mocy wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego. W maszynach asynchronicznych z wirnikiem klatkowym zmiany poślizgu są niewielkie (zwykle poniżej 2÷3%), a zatem zmiany mocy mechanicznej (wynik zmian prędkości wiatru) przenoszą się na stronę stojana niemal bezpośrednio. W maszynach asynchronicznych pierścieniowych dzięki dodaniu do obwodu wirnika rezystorów możliwe jest modyfikowanie charakterystyki mechanicznej maszyny. Zmieniając rezystancję, można zmieniać poślizg wirnika i jednocześnie, przy danym momencie, moc wprowadzaną do sieci. Jest to głównym celem stosowania takiego rozwiązania. Rozwiązanie to jednak powoduje zwiększenie strat mocy o straty na tej dodatkowej rezystancji. Aby wyeliminować to zjawisko stosuje się przekształtnik

elektroenergetyczny umożliwiający przepływ energii w kierunku od wirnika maszyny do sieci. System taki nazywa się kaskadą nadsynchroniczną, ponieważ przekształtnik umożliwia przepływ mocy tylko w jednym kierunku (od wirnika do sieci), a zatem generator może działać wyłącznie przy prędkościach przekraczających prędkość synchroniczną. Nie pozwala on również na regulację mocy biernej. Do tego celu należy wykorzystać inne układy, np. baterie kondensatorów.

Innym, spotykanym w systemach elektroenergetycznych typem elektrowni są układy z generatorem asynchronicznym dwustronnie zasilanym. Układ regulacji takiego generatora jest bardziej złożony. Składa się on z regulatora przekształtnika sieciowego oraz z regulatora przekształtnika generatorowego, tj. falownika przyłączonego do uzwojeń wirnika maszyny. Pierwszy z nich reguluje wielkości w układzie pośredniczącym – napięcie na kondensatorze w układzie z falownikiem napięcia lub prąd w układzie z falownikiem prądu. Umożliwia również regulację prądu lub mocy biernej po stronie przemiennoprądowej przekształtnika (od strony sieci). Moc bierna po stronie sieciowej jest zwykle utrzymywana na poziomie bliskim zeru. Wówczas przekształtnik generatorowy umożliwia regulację mocy biernej wytwarzanej (pobieranej) przez elektrownię wiatrową.

Układ regulacji przekształtnika generatorowego składa się z regulatorów umożliwiających regulację mocy czynnej lub prędkości wirnika oraz mocy biernej. Zwykle wykorzystują one ideę rozłączonego sterowania mocami przez sterowanie poziomami napięć wirnika otrzymanymi w wyniku przekształceń wartości prądów, napięć, strumieni magnetycznych, itd. Moc czynna i bierna na wyjściu (pierścieniach) wirnika jest proporcjonalna do iloczynu poślizgu i mocy stojana. Moc czynna, pomijając straty, przenosi się za transformator falownika sieciowego, a moc bierna za tym transformatorem może być regulowana przez ten przekształtnik. W związku z tym moc na szynach elektrowni, która jest sumą mocy stojana i w pewnym przybliżeniu mocy wirnika, może być efektywnie kontrolowana przez oddziaływanie na składowe prądu wirnika.

2.4.4.2. Generator synchroniczny

Struktura układu regulacji generatora synchronicznego zależy od typu elektrowni wiatrowej, a głównie od sposobu jej połączenia z systemem elektroenergetycznym.

Elektrownie wiatrowe połączone bezpośrednio z systemem są wyposażone w klasyczny układ wzbudzania i regulacji napięcia – zwykle statyczny. Składają się one z transformatora

wzbudzenia i prostownika sterowanego. Transformator jest przyłączony do szyn generatora, wskutek czego napięcie zasilające prostownik tyrystorowy jest wprost proporcjonalne do napięcia na jego szynach. Zadaniem układu sterowania generatorem jest regulacja napięcia wyjściowego i tłumienie kołysań elektromechanicznych – mocy czynnej, prędkości wirnika, itp.

Elektrownie z generatorem synchronicznym połączonym z systemem elektroenergetycznym poprzez przekształtnik energoelektroniczny są wyposażone w układ sterowania wzbudzeniem i układ sterowania przekształtnikiem. Układ wzbudzenia jest podobny do tego opisanego powyżej. Generator pracuje z różnymi prędkościami a zakres zmian dochodzi do 50% prędkości znamionowej. Ta duża zmienność prędkości wirnika generatora skutkuje dużymi zmianami napięcia na jego szynach, proporcjonalnymi do zmian prędkości, przy założeniu stałości prądu wzbudzenia. Struktura układu sterowania przekształtnikiem energoelektronicznym zależy od rodzaju zastosowanego przekształtnika. W przypadku falownika prądu możliwości sterowania są ograniczone do sterowania mocą czynną. Dodatkowo można tu wprowadzić funkcję tłumienia kołysań elektromechanicznych. W przypadku falownika napięcia możliwości sterowania są większe. Przekształtnik umożliwia sterowanie mocą czynną i bierną albo mocą czynną i współczynnikiem mocy.

3. Model elektrowni wiatrowej pracującej w systemie elektroenergetycznym

3.1. *Farma wiatrowa z generatorami DFIG*

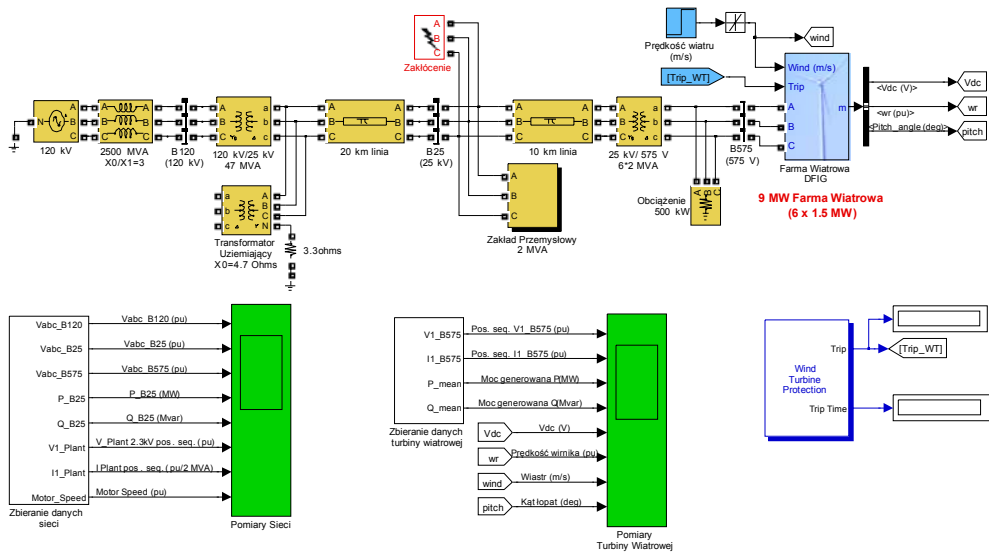
Do oceny zjawisk występujących w systemie elektroenergetycznym, do którego dołączona jest elektrownia wiatrowa skorzystałem z pakietu Matlab-Simulink i zawartego w nim modelu farmy 9MW wraz z fragmentem systemu elektroenergetycznego. Schemat zasadniczy modelu przedstawia rys. 3.1.1.

Układ składa się z 9 MW farmy wiatrowej zbudowanej z 6 turbin wiatrowych, każda o mocy 1,5MW. Połączona jest ona z systemem przesyłowym 120kV poprzez transformatory podnoszące napięcie (0,575/25kV i 25/120 kV) oraz 30 km linię. Do linii 25 kV przyłączony jest zakład przemysłowy o napięciu znamionowym 2,3 kV i mocy 2 MVA, który posiada silnik indukcyjny 1,68 MW oraz obciążenie rezystancyjne 200 kW. W układzie są

Deleted:

Deleted:

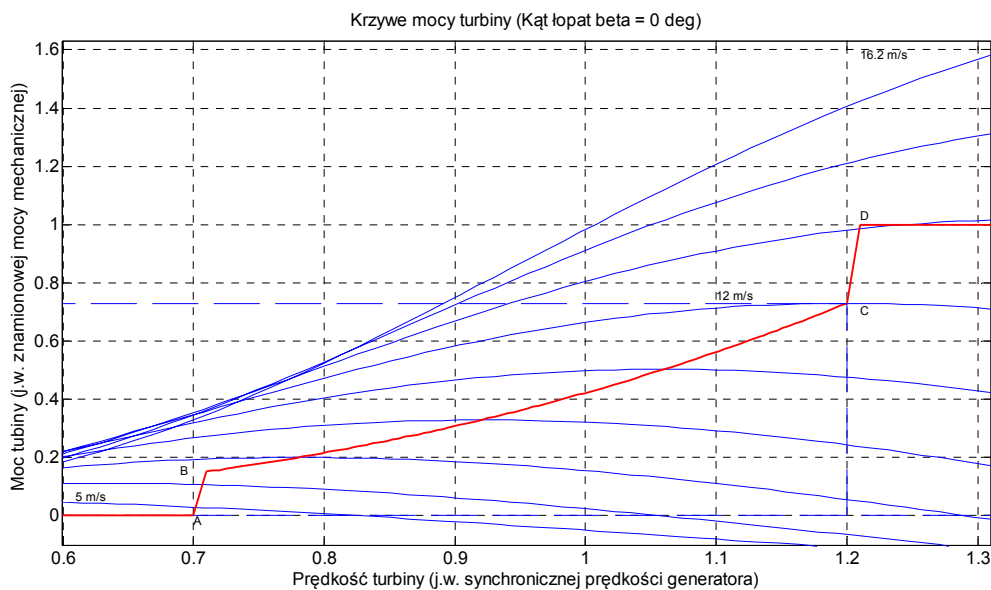
monitorowane napięcia, prądy i obroty turbin wiatrowych i silnika oraz napięcie DC na sprzęgle DFIG.



Rys. 3.1.1 Model farmy wiatrowej z generatorami DFIG i fragmentu systemu elektroenergetycznego.

Turbiny wiatrowe używające generatora podwójnie zasilanego (DFIG) zbudowane są z generatora indukcyjnego pierścieniowego i przekształtnika AC/DC/AC o modulacji szerokości impulsu opartego na tranzystorach IGBT. Stojan podłączony jest bezpośrednio do sieci o stałej częstotliwości, natomiast częstotliwość zasilania wirnika regulowana jest poprzez przekształtnik AC/DC/AC. Technologia DFIG pozwala uzyskać maksimum mocy przy małych prędkościach wiatru przez optymalizację prędkości obrotowej turbiny i minimalizować naprężenia powstające przy podmuchach wiatru. Optymalna prędkość turbiny produkująca maksimum energii mechanicznej dla danej prędkości wiatru jest proporcjonalna do tej prędkości wiatru. Przy prędkościach wiatru poniżej 10 m/s wirnik pracuje z prędkością podsynchroniczną a przy silnym wietrze – nadsynchroniczną. Inną zaletą technologii DFIG jest to, że przekształtniki energoelektroniczne potrafią generować lub absorbować moc bierną, co eliminuje konieczność stosowania baterii kondensatorów [10].

Deleted:



Rys. 3.1.2 Charakterystyki mocy turbiny wiatrowej [10]

Rysunek 3.1.2 przedstawia charakterystyki turbin wiatrowych zaimplementowane w badanym modelu farmy wiatrowej.

Poniżej przedstawiono nastawy zabezpieczeń użytych w elektrowni wiatrowej oraz w silniku zamontowanym w zakładzie przemysłowym.

Elektrownia wiatrowa:

1. Zapad/Skok składowej zgodnej napięcia AC: 0.75/1.1 [j.w.] przez 0.1 [s]
2. Min/Max prędkość turbiny: 0.3/1.5 [j.w.] przez 5 [s]
3. Opóźnienie uruchomienia zabezpieczeń: 5 [s]

Silnik:

1. Zapad/Skok składowej zgodnej napięcia AC: 0.9/1.1 [j.w.] przez 0.2 [s]
2. Min/Max prędkość silnika : 0.9/1.1 [j.w.] przez 1 [s]
3. Opóźnienie uruchomienia zabezpieczeń: 1 [s]

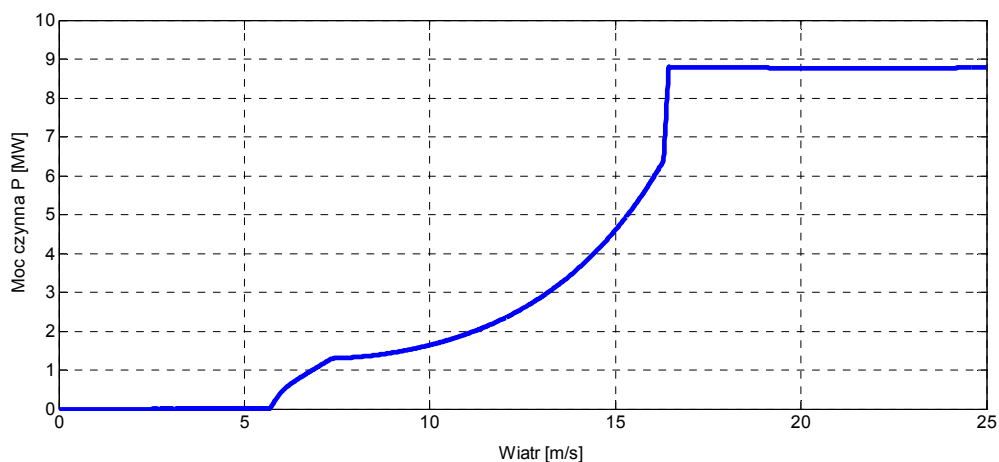
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .
Deleted: .

3.2. Reakcja turbiny na zmianę prędkości wiatru

3.2.1. Wzrost prędkości wiatru

Pierwsza symulacja to porównanie dwóch charakterystyk – elektrowni wiatrowej Vestas V90-3.0 zaprezentowanej w rozdziale 2.2 na rysunku 2.2.2 oraz modelu farmy wiatrowej z programu Matlab-Simulink.

Deleted: k



Rys. 3.2.1.1 Zależność generowanej przez farmę wiatrową mocy czynnej w zależności od prędkości wiatru.

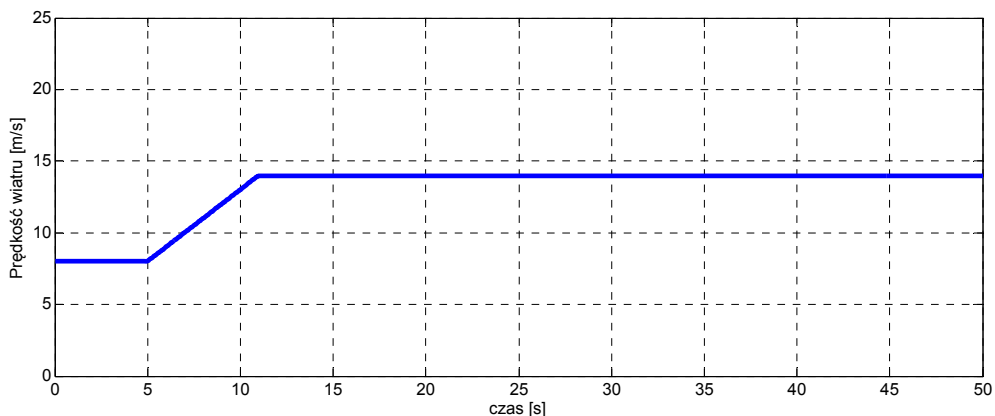
Charakterystyki te są kształtem zbliżone bardzo do siebie – różnią się jedynie prędkością wiatru, przy której rozpoczyna się generowanie mocy – czyli kiedy układ sterowania przełącza elektrownię w stan pracy pod obciążeniem częściowym. W elektrowni Vestas następuje to przy ok. 5 m/s natomiast w elektrowni modelowanej przy ok. 6 m/s. Dalej krzywe mocy wyglądają podobnie. Natomiast maksymalną moc uzyskują odpowiednio przy 15 m/s i 16 m/s. Powyżej tych prędkości elektrownie pracują ze swoją mocą znamionową. Układ sterowania przełącza elektrownie w tryb pracy pod obciążeniem znamionowym. Porównanie kolejnych charakterystyk znajduje się w dalszej części pracy.

Deleted: e

Następnie sprawdzono, jaki wpływ na pracę elektrowni i systemu elektroenergetycznego ma powolna zmiana prędkości wiatru. Na początku symulacji wiatr wiał z prędkością 8 m/s a następnie w chwili $t=5s$ nastąpił łagodny wzrost prędkości wiatru do 14 m/s i utrzymywał tą wartość do końca. Elektrownia może pracować w dwóch trybach regulacji: napięciowej,

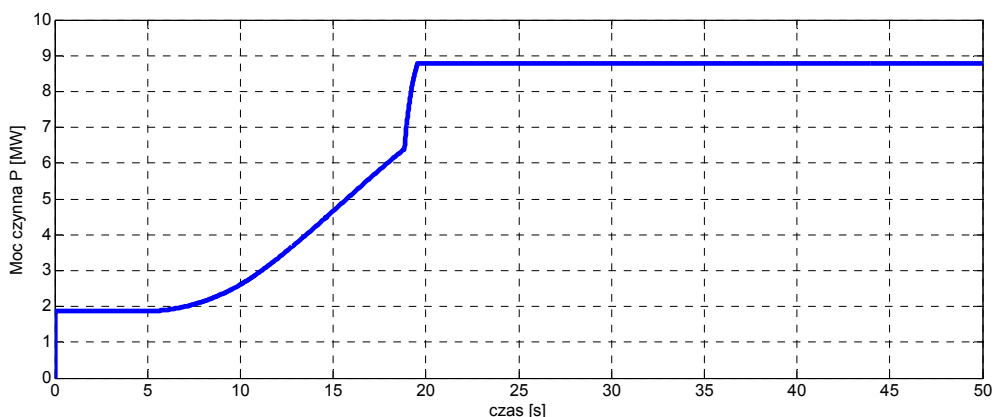
Deleted: item

kiedy to na stałym poziomie utrzymywane jest napięcie na szynach B575 (regulacja V) lub mocy biernej utrzymywanej na zadanym poziomie (regulacja var).



Rys. 3.2.1.2 Prędkość wiatru.

W chwili $t=5s$ generowana moc czynna P (rys. 3.2.1.3) zaczęła płynnie rosnąć razem ze wzrostem prędkości wiatru (rys. 3.2.1.2) i osiągnęła maksymalną wartość 9 MW w czasie ok. 15s.



Rys. 3.2.1.3 Generowana moc czynna P elektrowni.

W tym samym czasie zaobserwowano wzrost poboru mocy biernej z sieci elektroenergetycznej przez elektrownię wiatrową do wartości około 0,6 Mvar (rys. 3.2.1.4) podczas gdy napięcie na szynach B575 utrzymywało się na stałym poziomie (rys. 3.2.1.5). Taki efekt otrzymano w napięciowym trybie regulacji elektrowni. Po przełączeniu na regulację mocą bierną otrzymano odwrotne charakterystyki, tj. moc bierna utrzymywała się

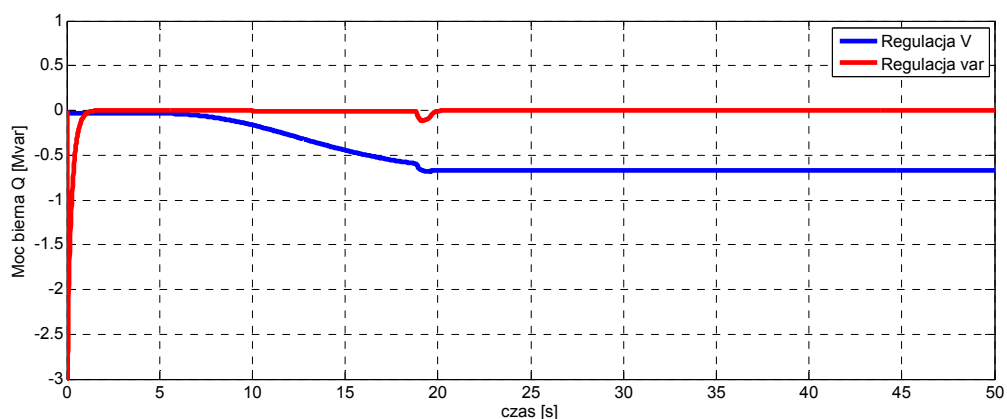
Deleted: lem

Deleted: a

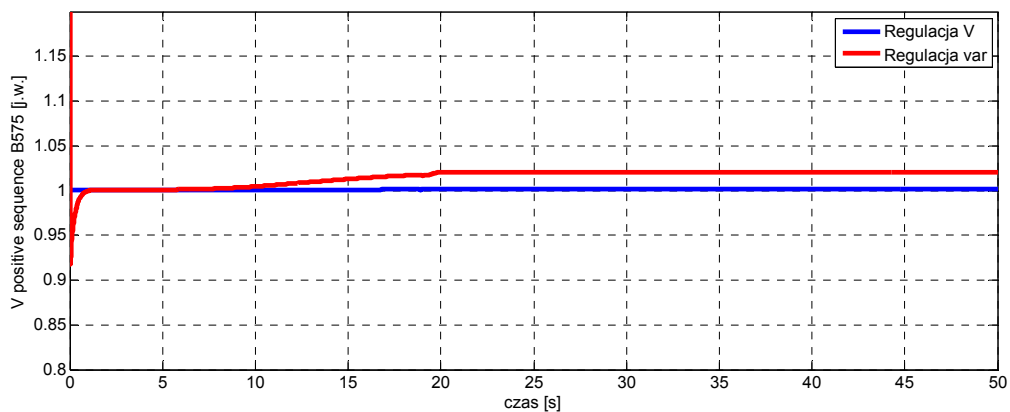
Deleted: lem

Deleted: lem

na poziomie równym 0 Mvar, natomiast napięcie na szynie B575 uległo wzrostowi do wartości około 1,02 wartości znamionowej.



Rys. 3.2.1.4 Generowana moc bierna Q elektrowni.



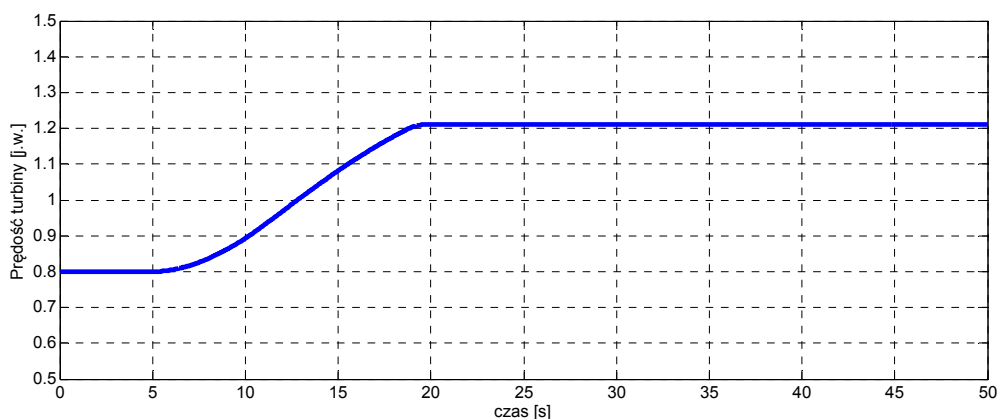
Rys. 3.2.1.5 Napięcie na szynach B575.

W czasie, gdy rosła prędkość wiatru zmianie uległa też prędkość obrotowa turbiny (rys. 3.2.1.6), która na początku kręciła się z prędkością podsynchroniczną równą 0,8 prędkości synchronicznej generatora, a następnie wzrosła do prędkości nadsynchronicznej równej 1,2 prędkości synchronicznej. Aby nie dopuścić do dalszego wzrostu prędkości obrotowej turbiny wzrósł kąt natarcia łopatek do około $0,8^\circ$. Dla symulacji maksymalny kąt natarcia łopatek wynosi 45° a szybkość zmian kąta wynosi maksymalnie 2 %/s.

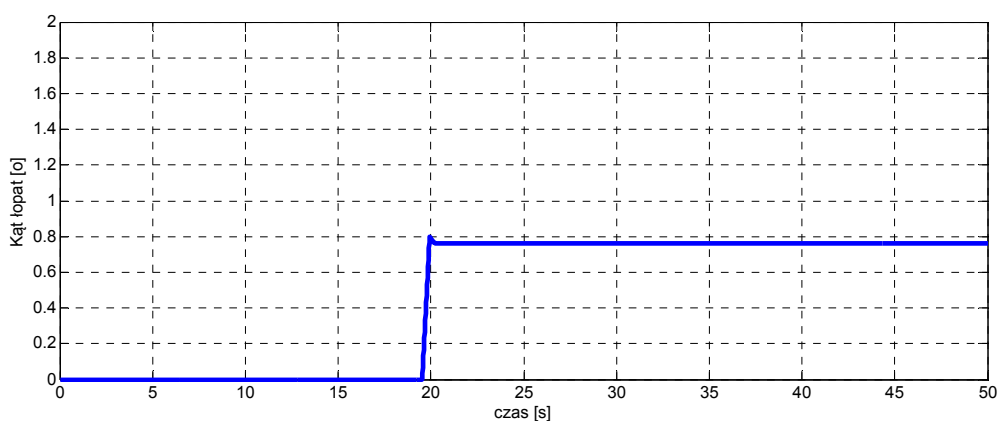
Równocześnie obserwowano moce czynną P i bierną Q na szynie B25 (rys. 3.2.1.8 i rys. 3.2.1.9). Na początku z systemu elektroenergetycznego pobierane było około 0,6 MW mocy czynnej około 0 Mvar mocy biernej. Spowodowane to było tym, że zakład przemysłowy

Deleted: lem

przyłączony do sieci pobierał więcej mocy niż była w stanie wyprodukować elektrownia wiatrowa przy słabym wietrze.

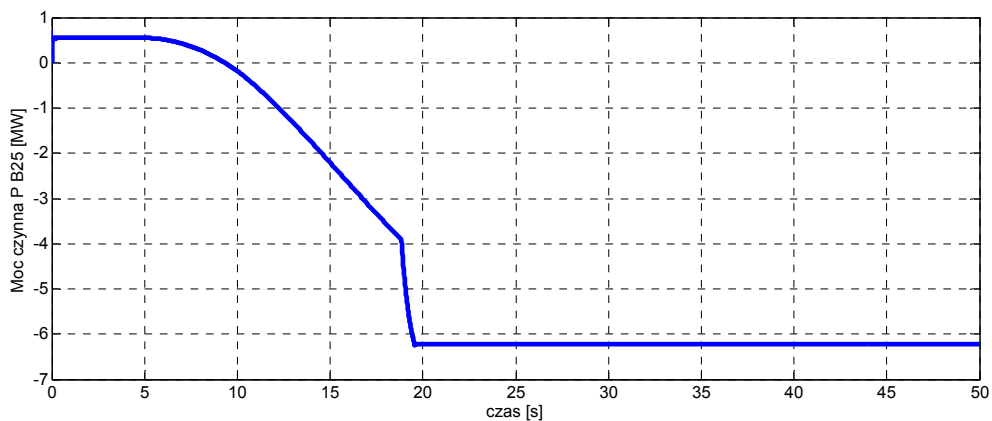


Rys. 3.2.1.6 Prędkość turbiny wiatrowej.

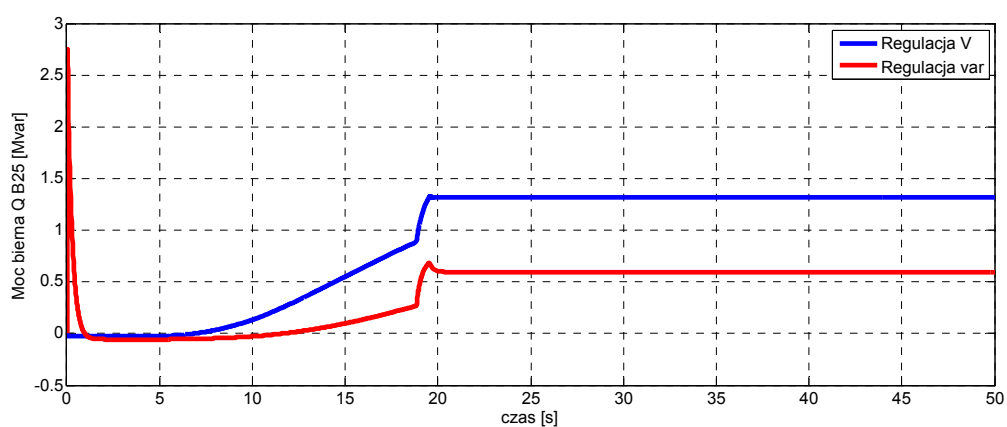


Rys. 3.2.1.7 Kąt natarcia łopat.

Wraz ze wzrostem prędkości wiatru zmienił się bilans energetyczny w punkcie B25. Gdy elektrownia wiatrowa pracowała z pełną mocą do systemu elektroenergetycznego przesyłane było około 6,2 MW mocy czynnej i pobierane 1,4 Mvar przy regulacji V i 0,6 Mvar przy regulacji var.



Rys. 3.2.1.8 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



Rys. 3.2.1.9 Przepływ mocy biernej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

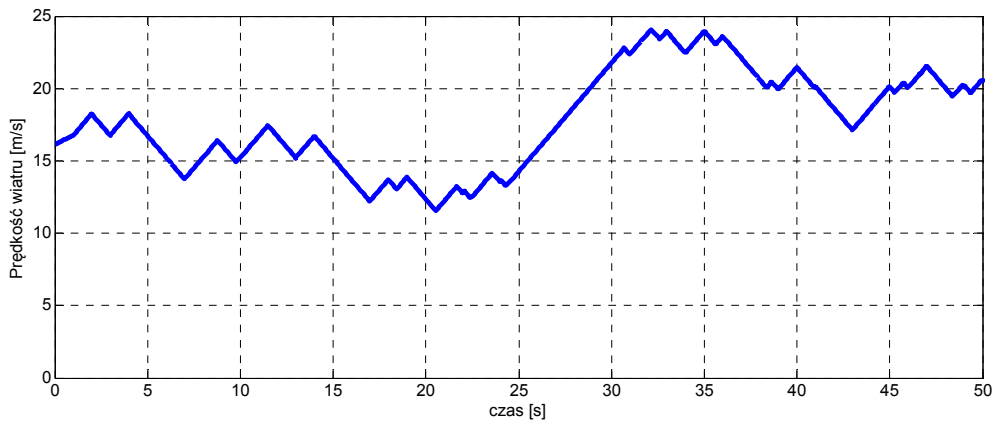
Na rys. 3.2.1.9 widać, że wybór trybu regulacji elektrowni wiatrowej ma wpływ na sieć elektroenergetyczną.

3.2.2. Podmuchy wiatru

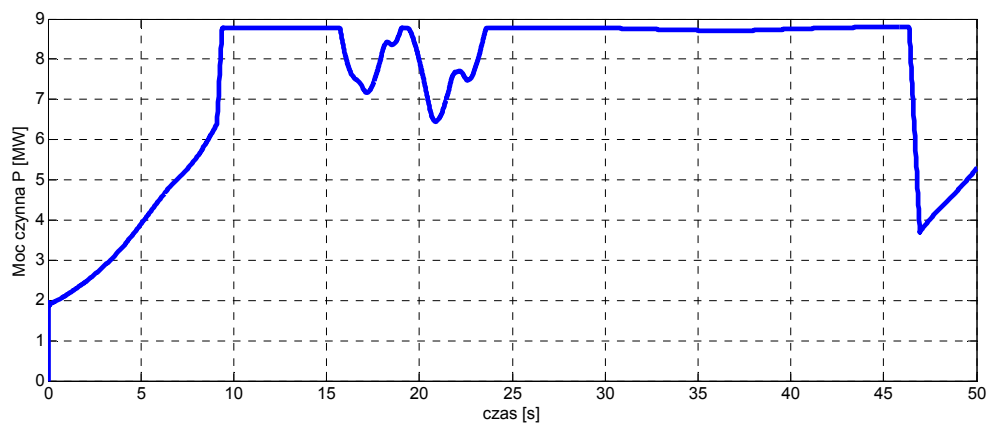
Kolejnym krokiem było sprawdzenie jak badany układ zachowa się przy porywistych podmuchach wiatru. Na symulację złożyły się dwie części. W pierwszej z nich (a) wiatr wiał w granicach od 12 m/s do 24 m/s (rys. 3.2.2.1) a więc nie przekroczył prędkości, przy której

następuje wyłączenie elektrowni. Natomiast w drugiej części (b) wiatr wiał z prędkością między 10 m/s a 27 m/s a amplituda wahań była większa niż w pierwszej części (rys. 3.2.2.9).

a)



Rys. 3.2.2.1 Prędkość wiatru.

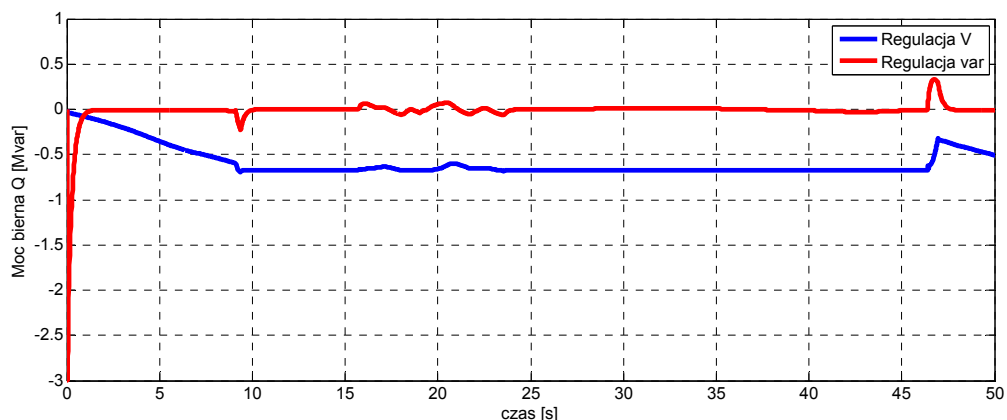


Rys. 3.2.2.2 Generowana moc czynna P elektrowni.

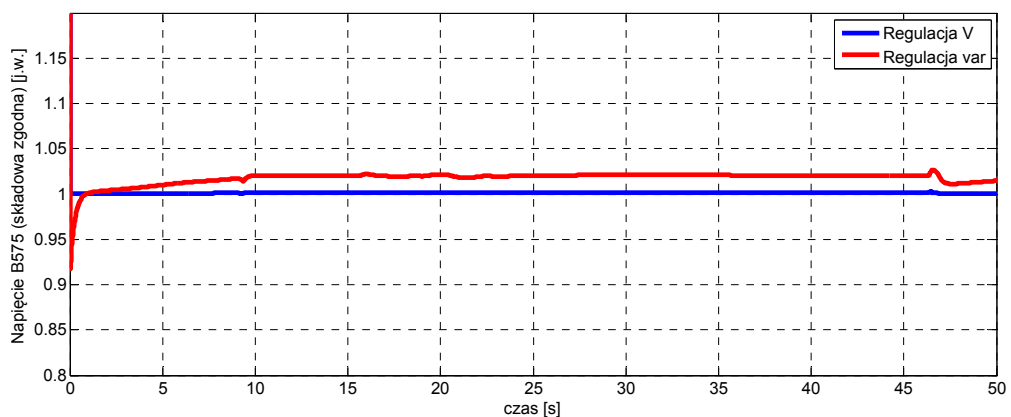
Na rys. 3.2.2.2 widać, że moc czynna generowana przez farmę wiatrową utrzymywała się na poziomie znamionowym, jednak w wyniku podmuchów wiatru dochodziło do zakłóceń w pracy a co za tym idzie, do skoków mocy. Takim charakterystycznym momentem tej symulacji była chwila, kiedy to prędkość obrotowa turbiny (rys. 3.2.2.5) spadła do wartości 1, czyli do prędkości synchronicznej generatora a następnie zaczęła znowu rosnąć.

Spowodowało to prawie natychmiastowy spadek generowanej mocy czynnej, czego skutki wystąpiły w każdym punkcie pomiarowym badanego układu.

Deleted: widać



Rys. 3.2.2.3 Generowana moc bierna Q elektrowni.



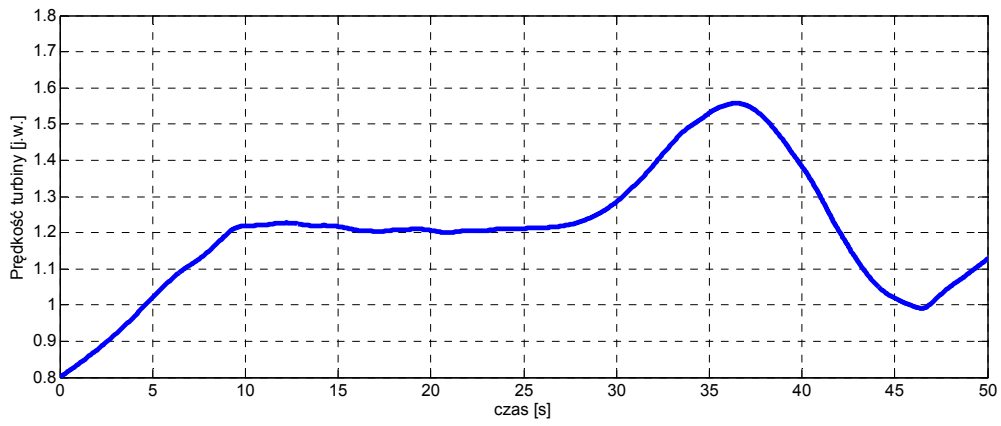
Rys. 3.2.2.4 Napięcie na szynach B575.

Najmniej wrażliwe na zakłócenia spowodowane porywistym wiatrem były generowana moc bierna Q elektrowni wiatrowej oraz wartość napięcia V na szynach B575, które utrzymywały się na swoim zadanym poziomie co dobrze świadczy o tym typie elektrowni.

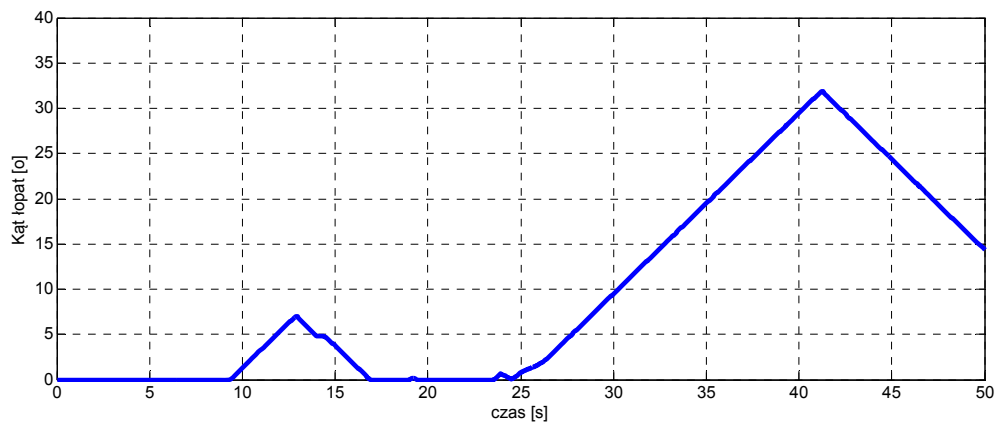
Na kolejnych rysunkach widać, jak zmieniała się prędkość obrotowa turbiny i kąt natarcia łopat. Zwiększał się on aż do 32° aby spowolnić obracającą się turbinę, której prędkość wzrosła w 35s. niebezpiecznie ponad zadaną w zabezpieczeniu wartość 1,5 [j.w.].

Elektrownia wiatrowa nie uległa jednak wyłączeniu, ponieważ taki stan trwał krócej niż 5s.

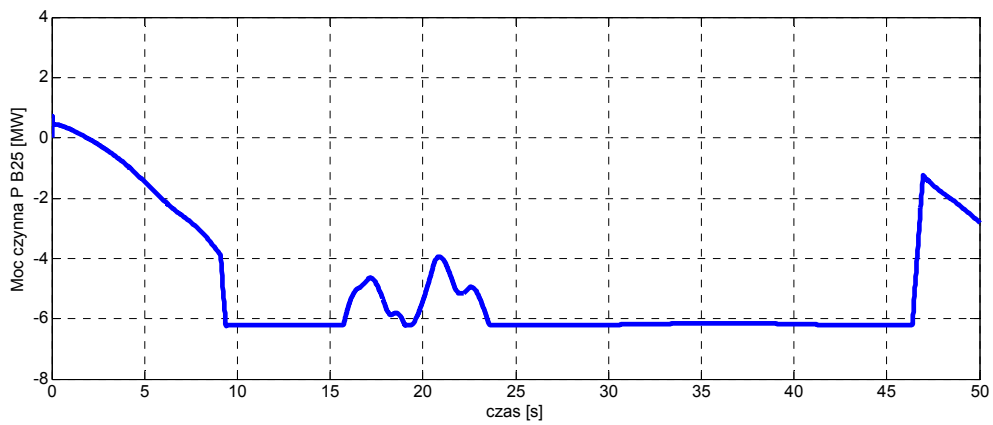
Deleted: wyłączeniu ponieważ



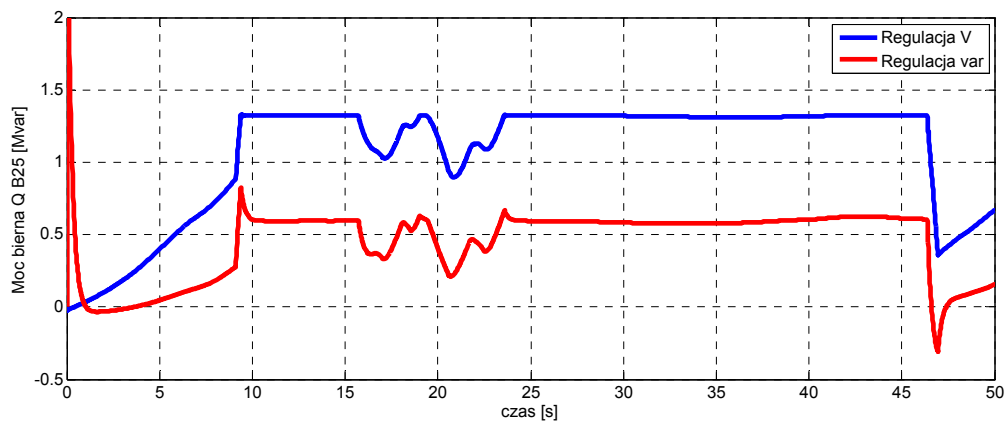
Rys. 3.2.2.5 Prędkość turbiny wiatrowej.



Rys. 3.2.2.6 Kąt natarcia łopat.



Rys. 3.2.2.7 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



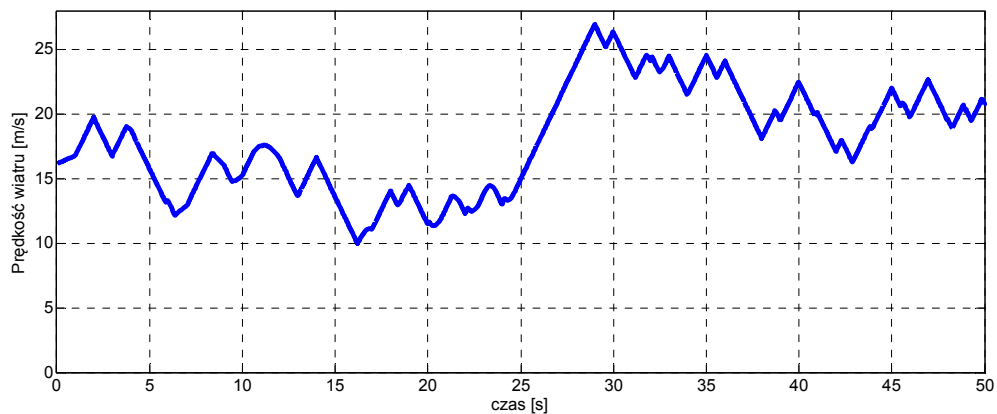
Rys. 3.2.2.8 Przepływ mocy biernej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

W punkcie B25 przepływy mocy są odzwierciedleniem tego, co działo się na wyjściu elektrowni wiatrowej.

Ta symulacja miała na celu również porównanie charakterystyk dostarczanych przez producenta elektrowni wiatrowych z tymi uzyskanymi w wyniku obliczeń komputerowych. Choć kształty krzywych generowanej mocy czynnej są zbliżone, to jak widać na rys. 2.2.3 i 3.2.2.2 wynik symulacji komputerowej nie jest tak dobry jak to przedstawia producent w swoich materiałach. Dlatego projektując przyłączenie jednej elektrowni lub farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego należy brać pod uwagę wszelkie negatywne skutki oddziaływania na sieć elektryczną.

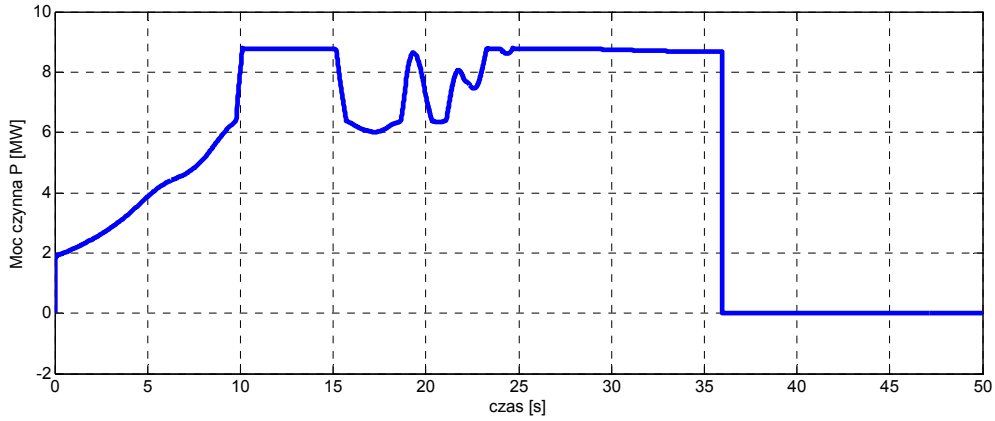
Deleted: idealny

b)



Rys. 3.2.2.9 Prędkość wiatru.

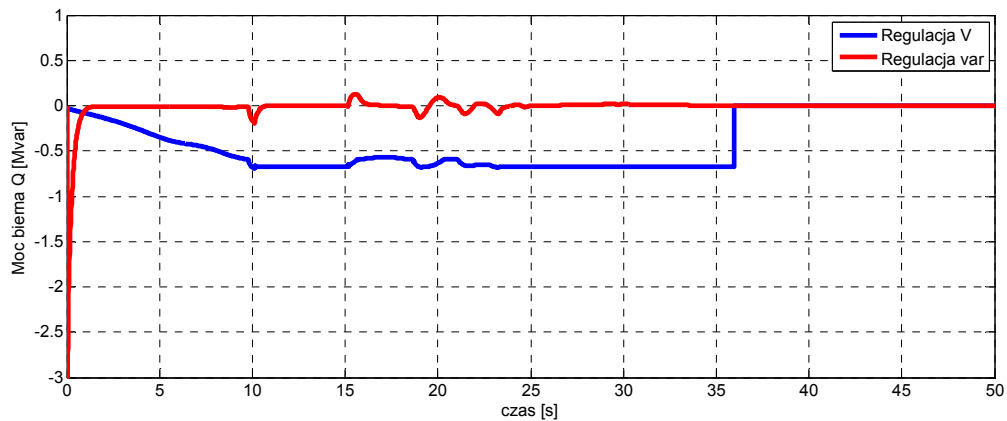
W tej symulacji podmuchy wiatru były silniejsze i doprowadziły do wyłączenia elektrowni wiatrowej (rys. 3.2.2.10). W chwili $t=35,95s$ zadziałało zabezpieczenie od przekroczenia dozwolonej prędkości obrotowej turbiny, tj. $1,5 [j.w.]$ przez $t \geq 5s$ (rys. 3.2.2.13). Pomimo tego, że kąt natarcia łopat zwiększył się do 38° , to nie spowolniło to na tyle turbiny aby zapobiec wyłączeniu.



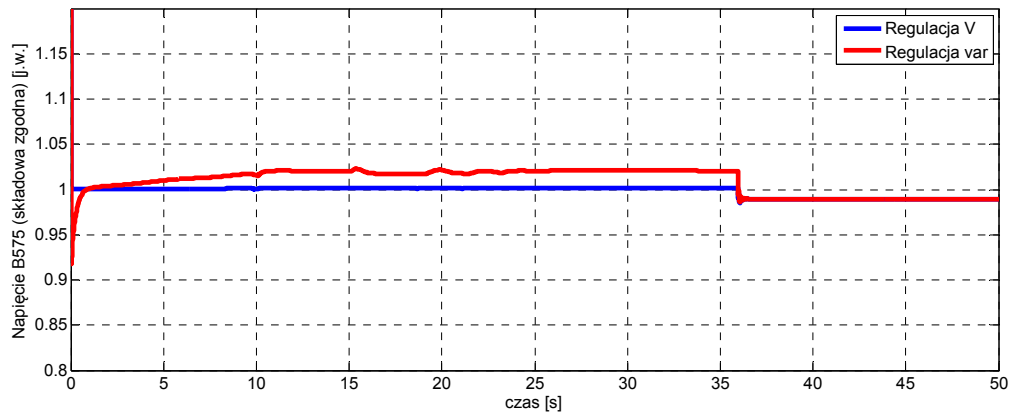
Rys. 3.2.2.10 Generowana moc czynna P elektrowni.

Trip time = 35,95 [s]

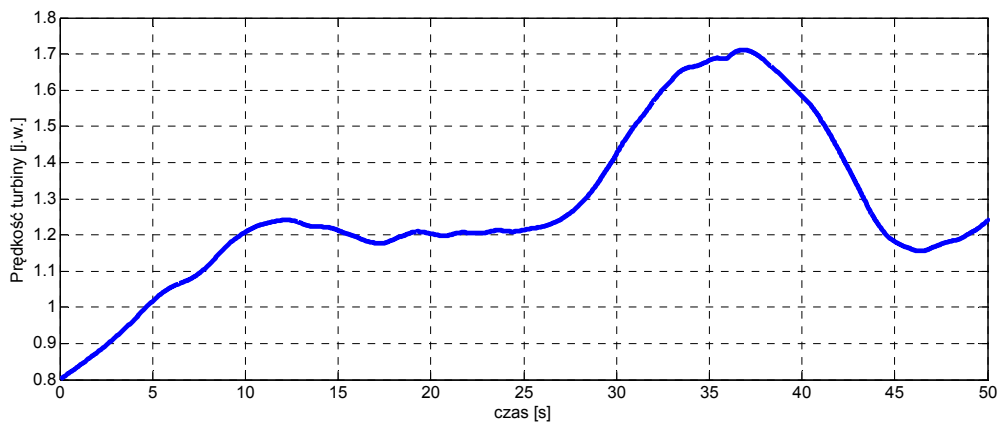
Trip status - Overspeed



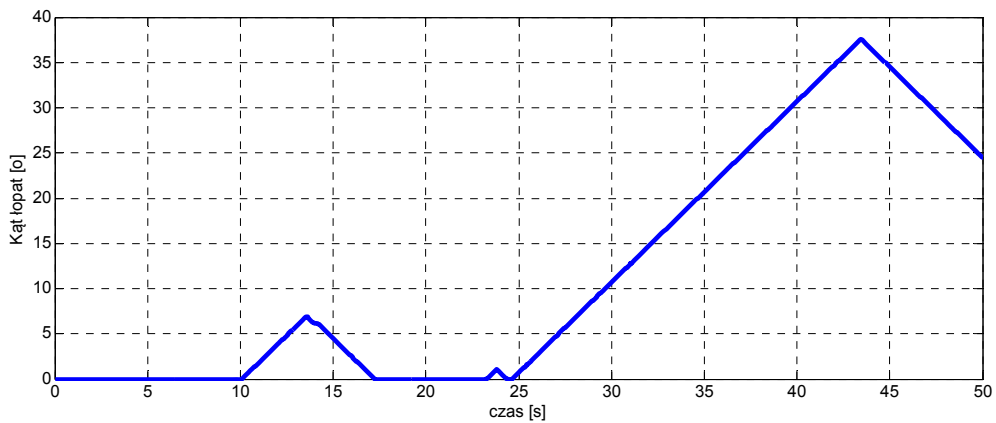
Rys. 3.2.2.11 Generowana moc bierna Q elektrowni.



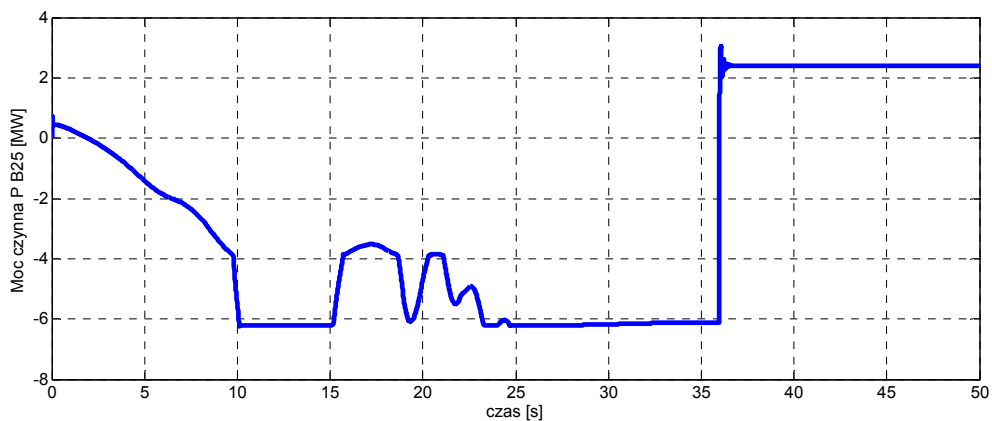
Rys. 3.2.2.12 Napięcie na szynach B575.



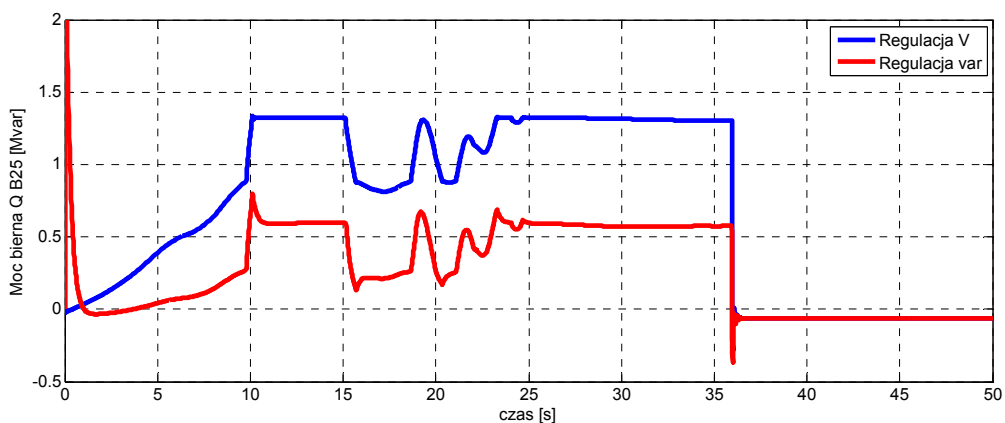
Rys. 3.2.2.13 Prędkość turbiny wiatrowej.



Rys. 3.2.2.14 Kąt natarcia łopaty.



Rys. 3.2.2.15 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



Rys. 3.2.2.16 Przepływ mocy biernej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

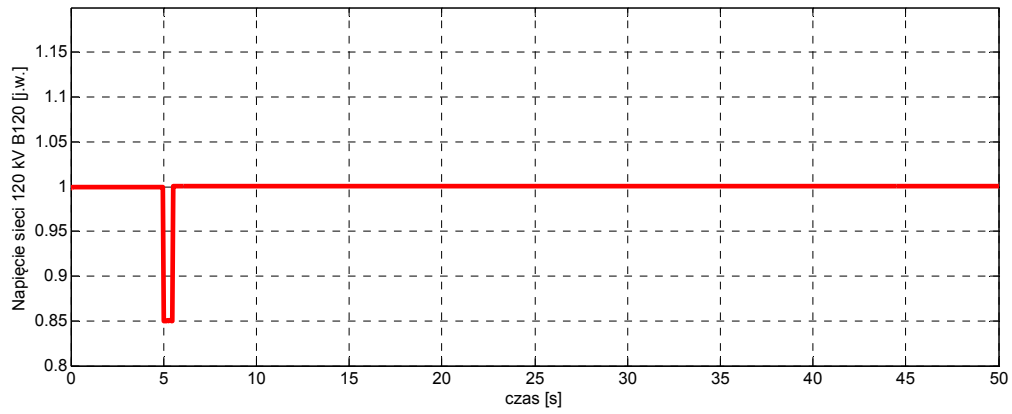
Pozostałe charakterystyki są podobne do tych uzyskanych w poprzedniej symulacji.

3.3. Symulacja spadku napięcia od strony sieci WN

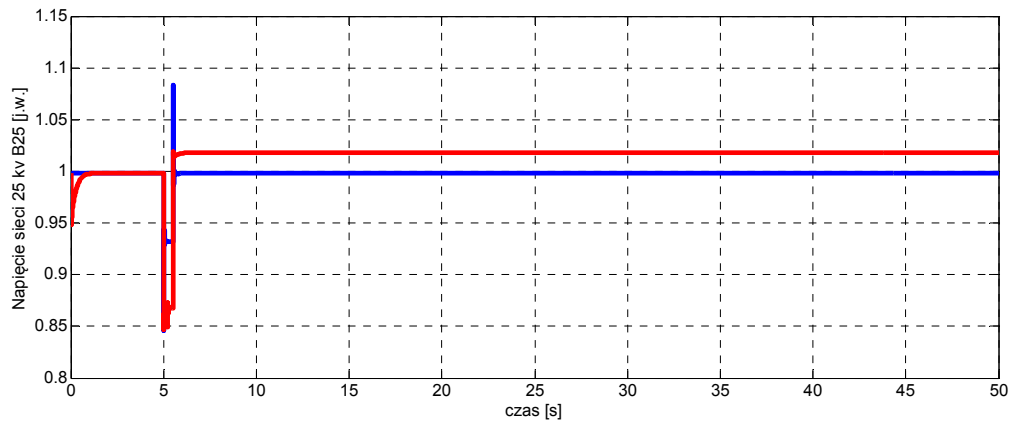
Kolejna symulacja przedstawia reakcję systemu na krótkotrwały zapad napięcia po stronie WN. Jego parametry to: wartość 0,15 [j.w.]; długość trwania 0,5s; chwila wystąpienia $t=5s$. Kształt zapadu przedstawia rys. 3.3.1. Obserwowano napięcia sieci 120kV, 25kV, napięcie i prąd oraz prędkość obrotową 1,68MW silnika asynchronicznego, klatkowego w zakładzie przemysłowym a także moce czynną i bierną w punktach B25 i B575.

Deleted:

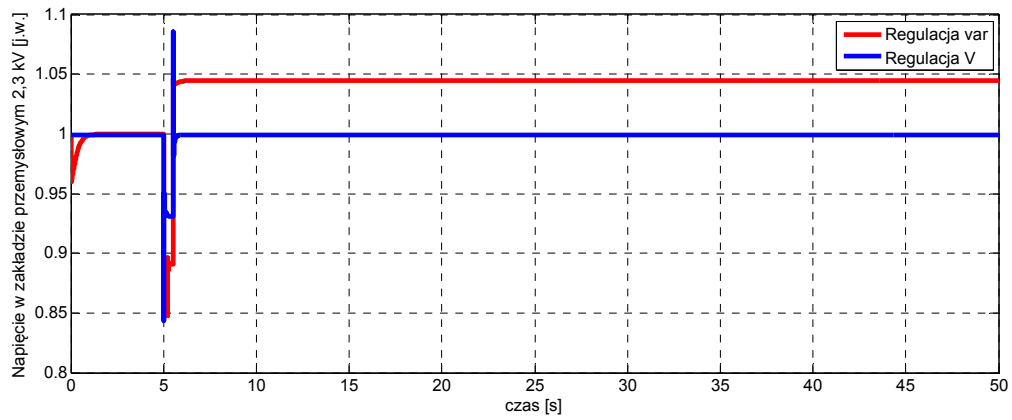
Deleted: lem



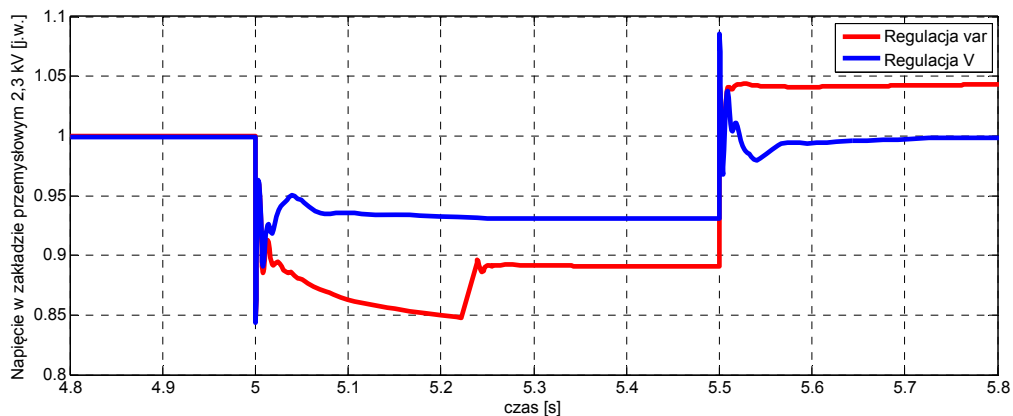
Rys. 3.3.1. Napięcie sieci przesyłowej 120kV w punkcie B120.



Rys. 3.3.2. Napięcie sieci rozdzielczej 25kV w punkcie B25.



Rys. 3.3.3. Napięcie zasilania zakładu przemysłowego 2,3kV w punkcie B2300.



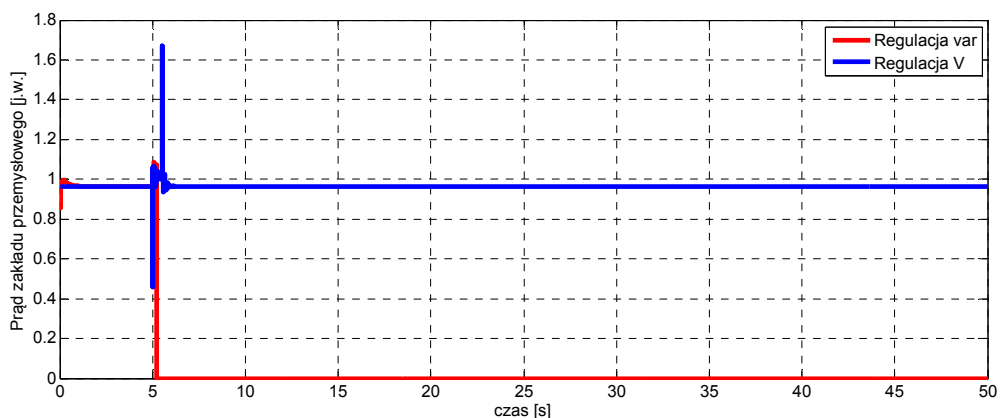
Rys. 3.3.4. Napięcie zasilania zakładu przemysłowego 2,3kV w punkcie B2300.

Trip time = 5,222 [s]

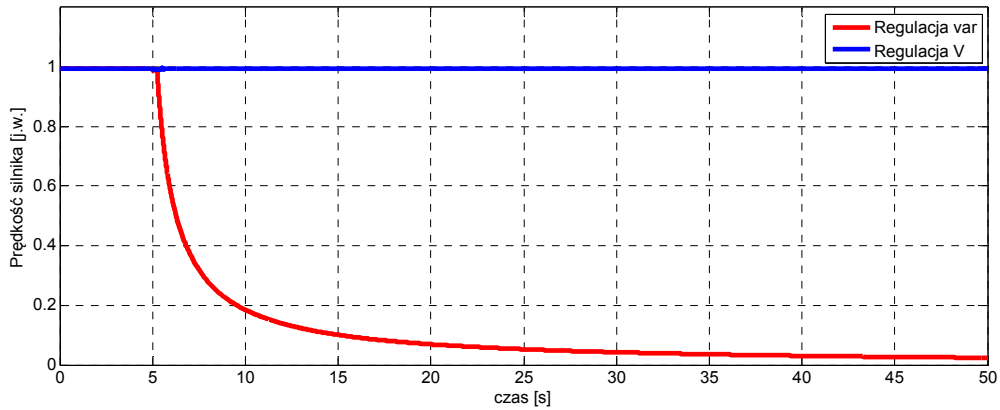
Trip status - AC Undervoltage (positive-sequence)

Podczas symulacji wiatr zadany był jako stały o wartości 8 m/s. W tych warunkach farma wiatrowa generowała 1,9 MW mocy czynnej (rys. 3.3.9) a moc bierna wynosiła 0 Mvar (rys. 3.3.10). W chwili wystąpienia zapadu napięcia po stronie WN zaobserwowano dwie sytuacje. Były one różne i zależały od trybu sterowania w jakim była farma wiatrowa. W trybie regulacji var doszło do zadziałania zabezpieczeń w zakładzie przemysłowym, ponieważ wystąpił spadek napięcia zasilania poniżej 0,9 [j.w.] trwający dłużej niż 0,2s (rys. 3.3.4). Prąd spadł do 0 (rys. 3.3.5), silnik wytracił prędkość (rys. 3.3.6).

Deleted: lem

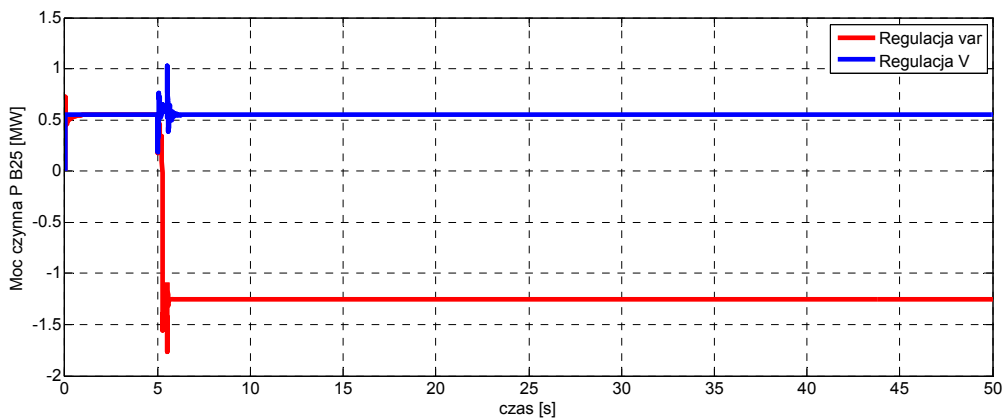


Rys. 3.3.5. Prąd pobierany przez zakład przemysłowy w punkcie B2300.



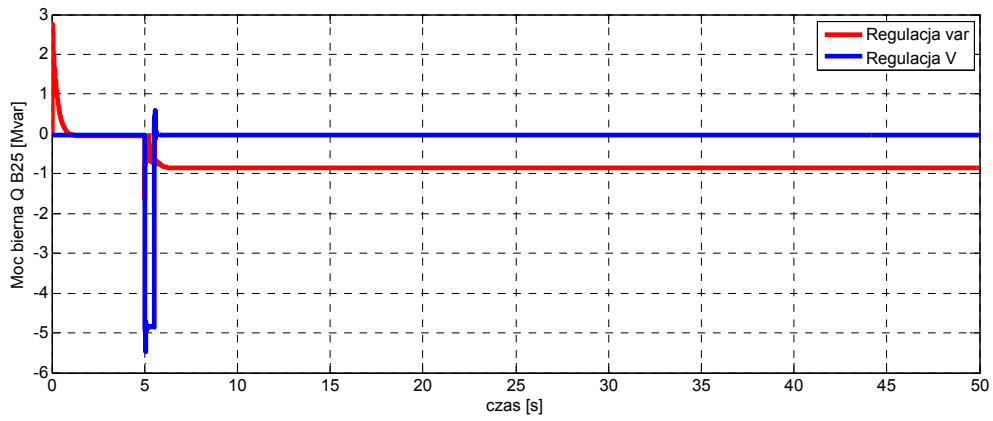
Rys. 3.3.6. Prędkość obrotowa silnika.

W chwili wyłączenia wystąpiło niewielkie zakłócenie we wszystkich punktach pomiarowych. Farma wiatrowa nadal generowała moc czynną a do sieci elektroenergetycznej wysyłane były moce czynna i bierna o wartościach 1,25 MW (rys. 3.3.9) i 0,9 Mvar (rys. 3.3.10) mierzone w punkcie B25.

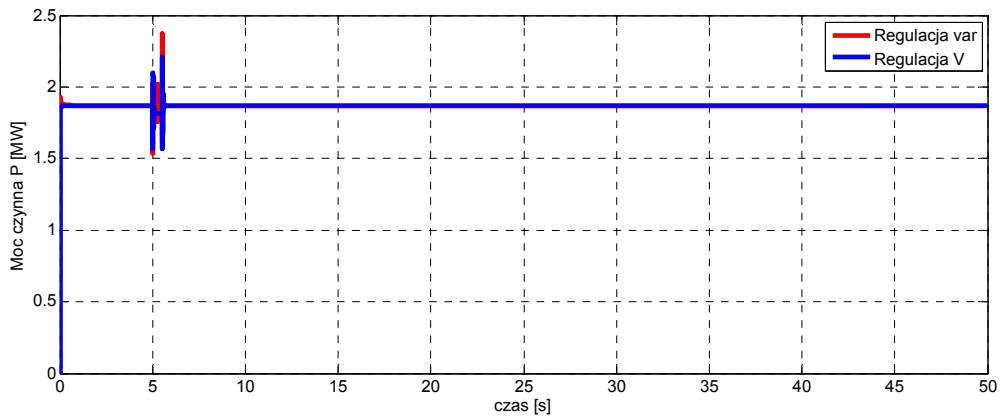


Rys. 3.3.7 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

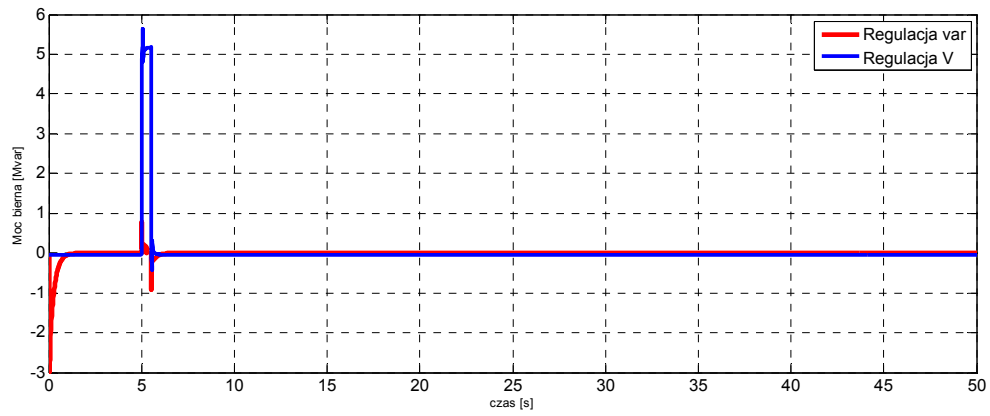
Inny przebieg miała symulacja gdy farma wiatrowa była w trybie regulacji napięciowej. W tym przypadku nie nastąpiło wyłączenie silnika (rys. 3.3.6) ponieważ napięcie zasilania zakładu (rys. 3.3.4) nie spadło poniżej 0,9 [j.w.] na dłużej niż 0,2s. Uzyskane to było dzięki 5 Mvar mocy bierniej Q wygenerowanej przez farmę wiatrową (rys. 3.3.10) i wyeksportowanej do sieci elektroenergetycznej. Po około 2 sekundach cały system wrócił do stabilnej pracy tak jak przed wystąpieniem zapadu.



Rys. 3.3.8 Przepływ mocy biernej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



Rys. 3.3.9 Generowana moc czynna P elektrowni.



Rys. 3.3.10 Generowana moc bierna Q elektrowni.

3.4. Symulacja zwarcia po stronie SN

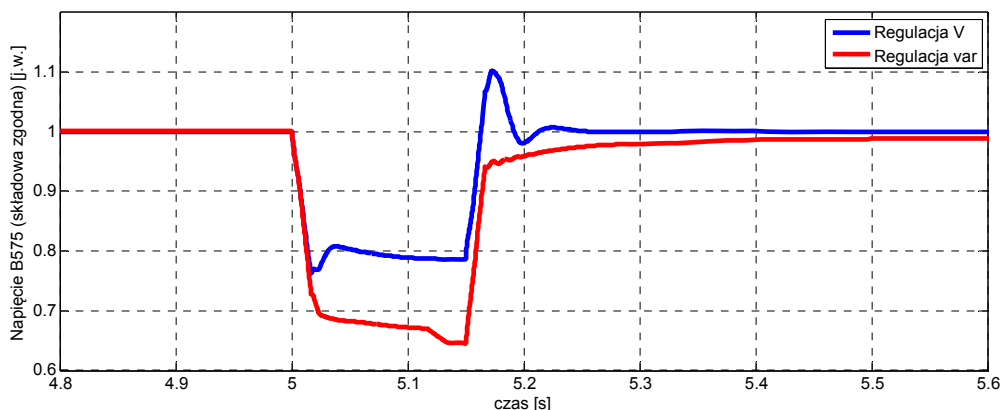
Na koniec, przeprowadzono symulacje zwarć po stronie średniego napięcia, które wystąpiło na linii 25 kV w punkcie B25 przy stałym wietrze wiejącym z prędkością 8 m/s. Były to zwarcia doziemne jednofazowe, doziemne dwufazowe i jako ostatnie zwarcie międzyfazowe, które wystąpiły w chwili $t=5s$ i trwały 0,15s. Obserwowano parametry farmy wiatrowej: napięcie B575 (rys. 3.4.x.1), generowane moce czynną (rys. 3.4.x.2) i bierną (rys. 3.4.x.3) oraz prędkość turbiny (rys. 3.4.x.4) i kąt natarcia łopat (rys. 3.4.x.5). Po stronie sieci elektroenergetycznej obserwowałem napięcie sieci 120 kV (rys. 3.4.x.6) i 25 kV (rys. 3.4.x.7), a także przepływ mocy czynnej (rys. 3.4.x.8) i biernej (rys. 3.4.x.9) w punkcie B25. Elektrownie wiatrowe pracowały w trybie regulacji napięciowej – regulacja V, lub w trybie regulacji mocy biernej – regulacja var.

Deleted: item

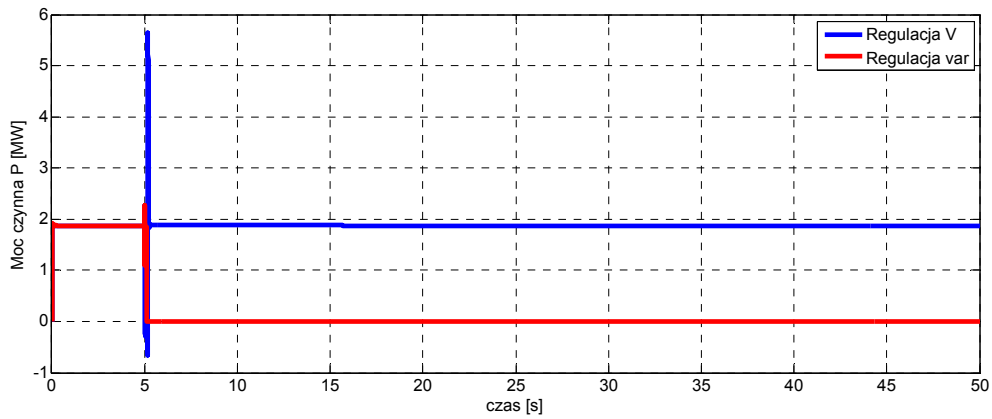
Deleted: item

3.4.1. Zwarcie doziemne jednofazowe a→g

W chwili gdy wystąpiło zwarcie w sieci elektroenergetycznej to w elektrowni wiatrowej nastąpił spadek napięcia na szynie B575. Gdy farma wiatrowa pracowała w trybie regulacji napięciowej to spadek ten wyniósł około 0,2 [j.w.] (rys. 3.4.1.1) i nie został przekroczony próg zadziałania zabezpieczeń. Uzyskane to zostało dzięki pobraniu z sieci elektroenergetycznej prawie 6 Mvar mocy biernej (rys. 3.4.1.3 i 3.4.1.9).



Rys. 3.4.1.1 Napięcie na szynach B575.



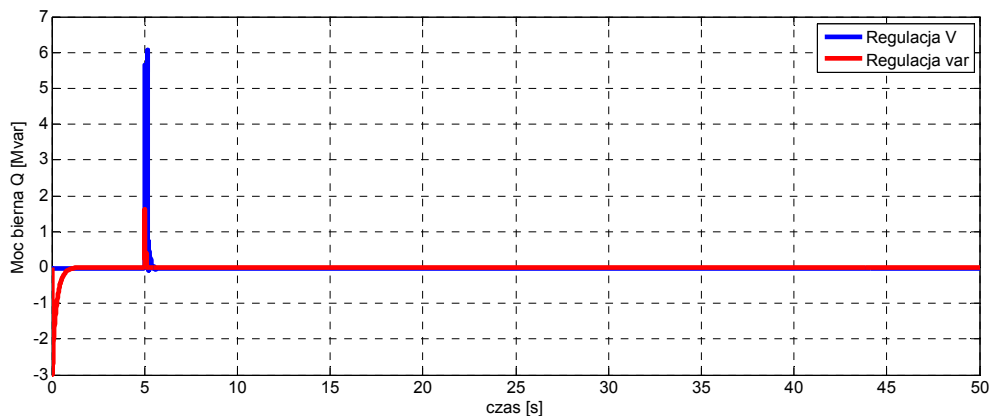
Rys. 3.4.1.2 Generowana moc czynna P elektrowni.

Trip time = 5,115 [s]

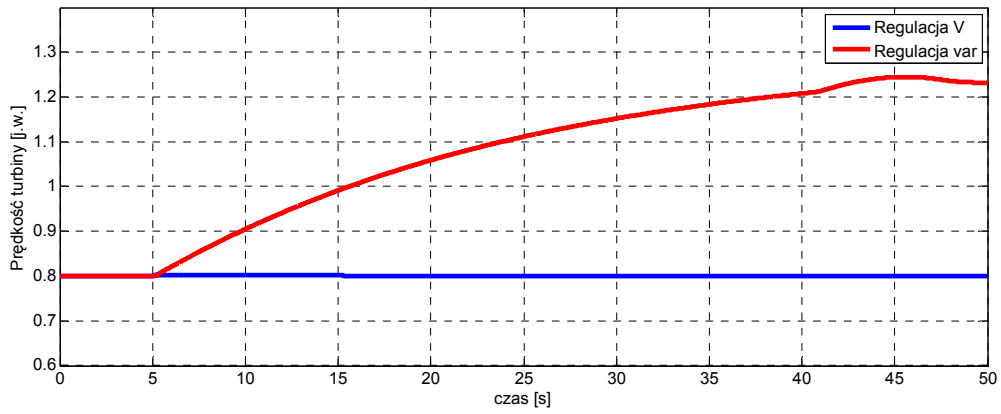
Trip status - AC Undervoltage (positive-sequence)

Skok generowanej mocy czynnej (rys. 3.4.1.2) przeniósł się na sieć rozdzielczą (rys. 3.4.1.8). Po ustaniu zwarcia farma wiatrowa wróciła do normalnej pracy.

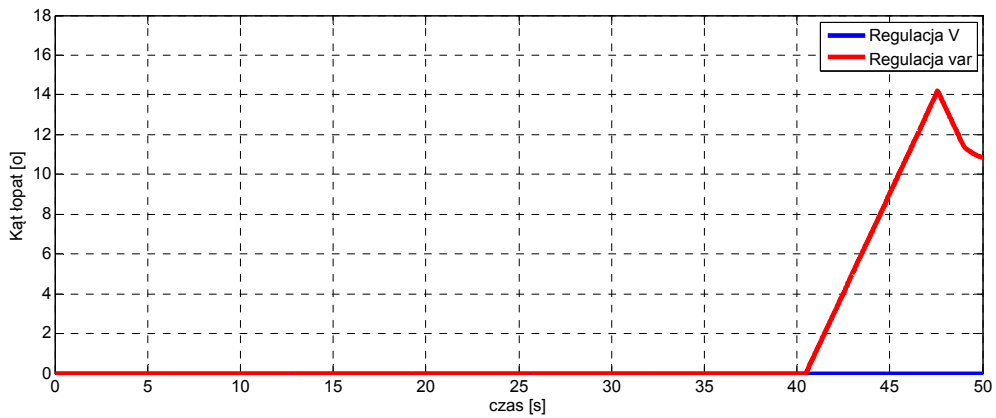
Inaczej wyglądała sytuacja gdy farma wiatrowa pracowała w trybie regulacji mocy biernej (regulacja var). W tym przypadku napięcie na szynie B575 (rys. 3.4.1.1) spadło poniżej 0,7 [j.w.] czyli poniżej progu zadziałania zabezpieczeń, który wynosił 0,75 [j.w.] przez 0,1s. Spowodowało to wyłączenie elektrowni, zaczęła rosnąć prędkość obrotowa turbiny (rys. 3.4.1.4). Po 40 sekundach zaczął się zmieniać kąt ułożenia łopat aby spowolnić turbinę(rys. 3.4.1.5).



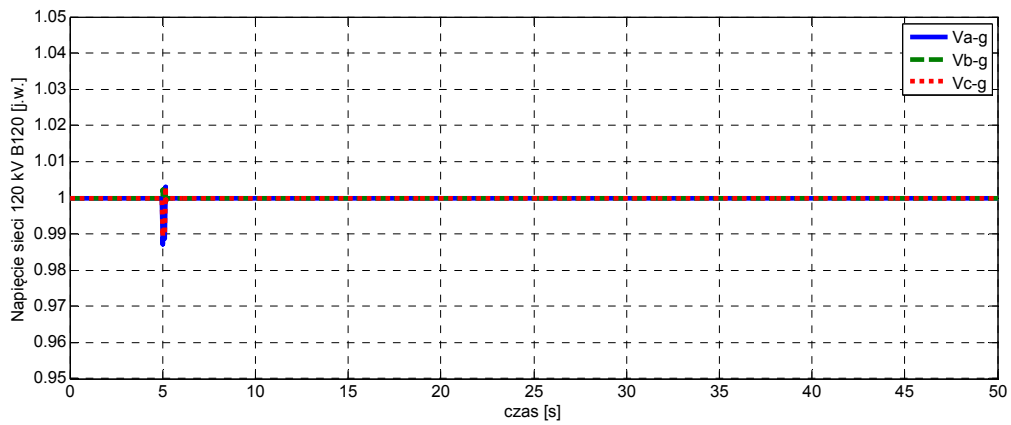
Rys. 3.4.1.3 Generowana moc bierna Q elektrowni.



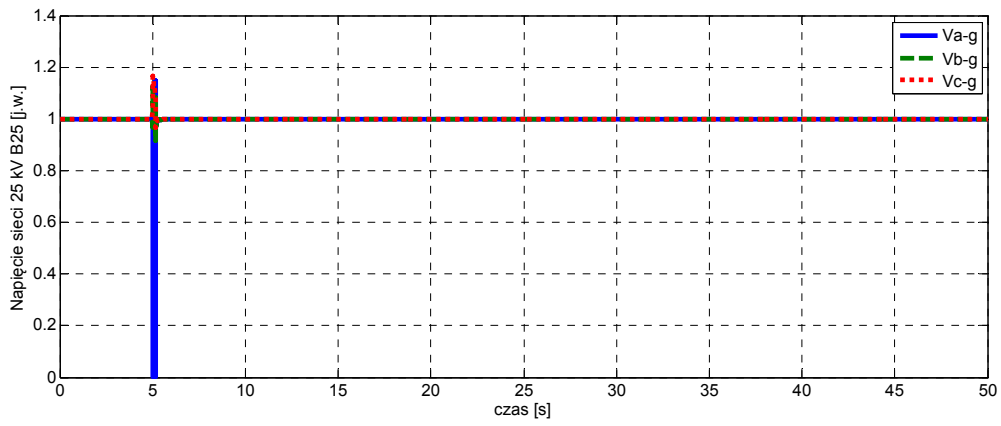
Rys. 3.4.1.4 Prędkość turbiny wiatrowej.



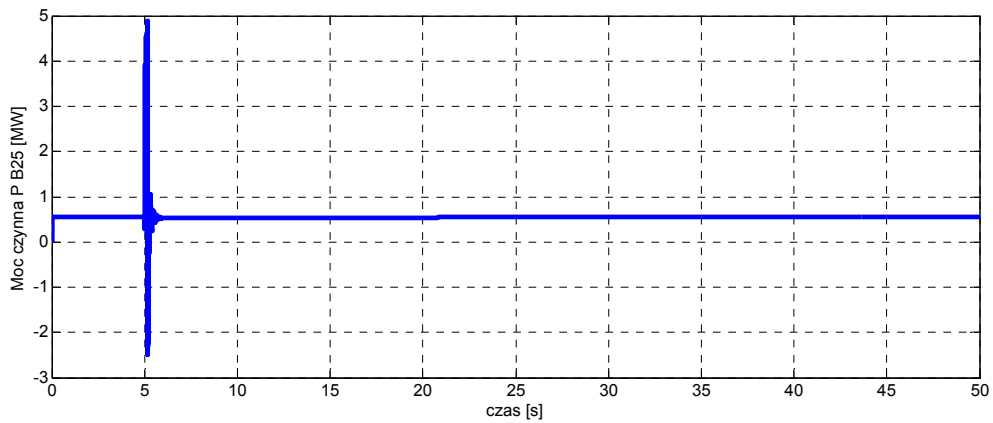
Rys. 3.4.1.5 Kąt natarcia łopat.



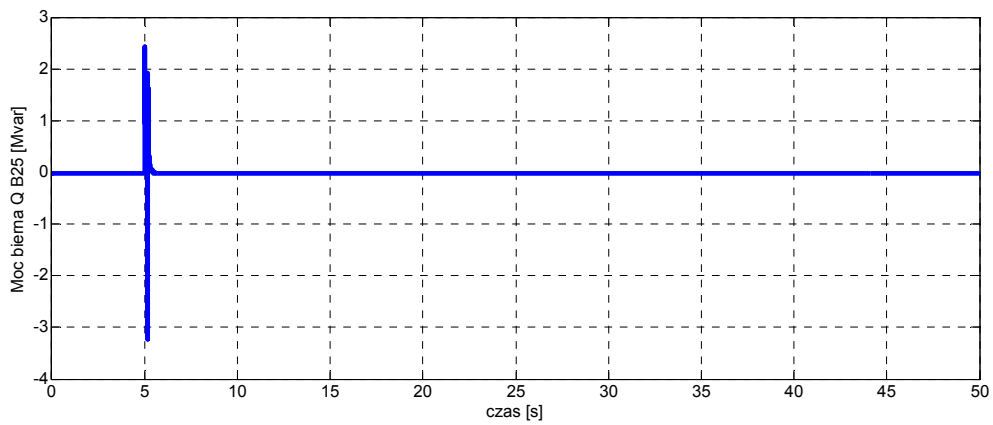
Rys. 3.4.1.6 Napięcie sieci przesyłowej 120kV w punkcie B120.



Rys. 3.4.1.7. Napięcie sieci rozdzielczej 25kV w punkcie B25.



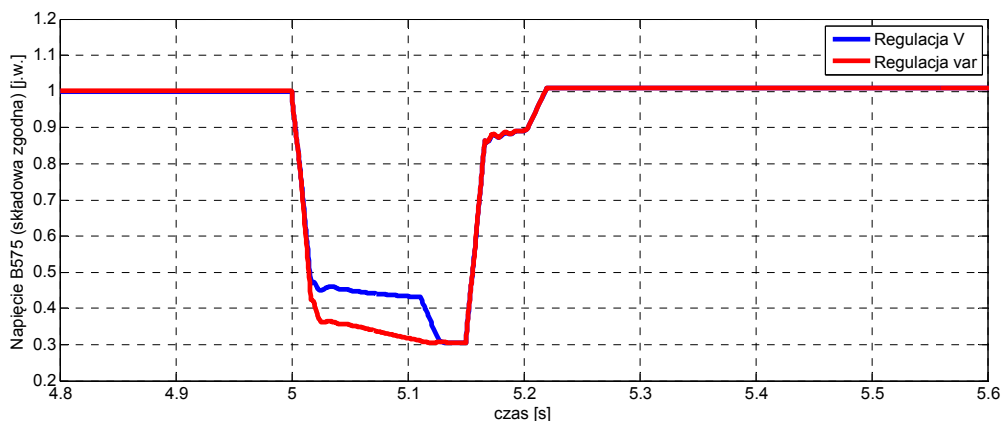
Rys. 3.4.1.8 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



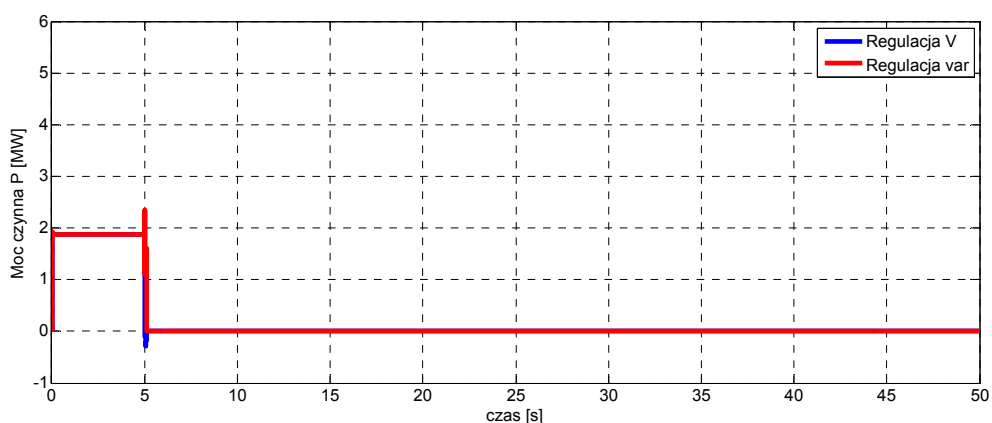
Rys. 3.4.1.9 Przepływ mocy biernej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

3.4.2. Zwarcie doziemne dwufazowe ab→g

Druga badana sytuacja to zwarcie doziemne dwóch faz w sieci średniego napięcia. W tym przypadku, zarówno przy regulacji napięciowej jak i regulacji mocy biernej elektrowni wiatrowej nie udało się jej utrzymać przy pracy. Spadek napięcia B575 (rys. 3.4.2.1) był na tyle duży, że zadziałały zabezpieczenia podnapięciowe farmy wiatrowej i uległa ona wyłączeniu.



Rys. 3.4.2.1 Napięcie na szynach B575.



Rys. 3.4.2.2 Generowana moc czynna P elektrowni.

Regulacja V:

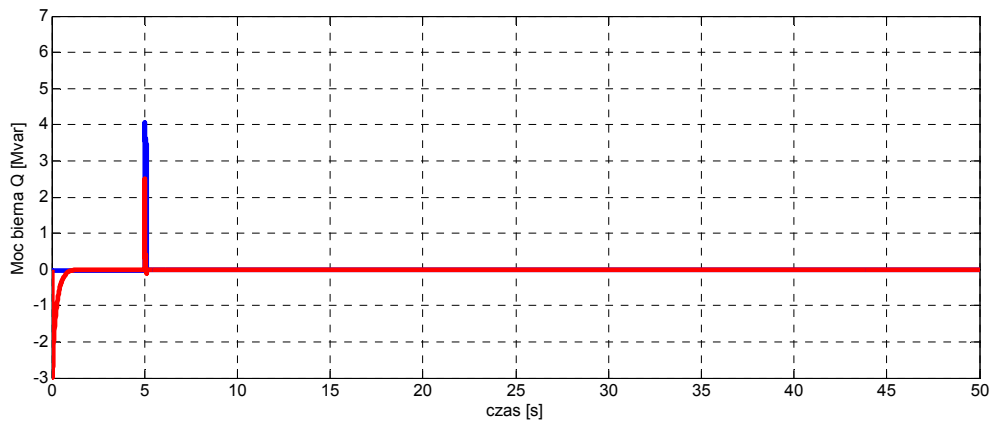
Trip time = 5,110 [s]

Trip status - AC Undervoltage (positive-sequence)

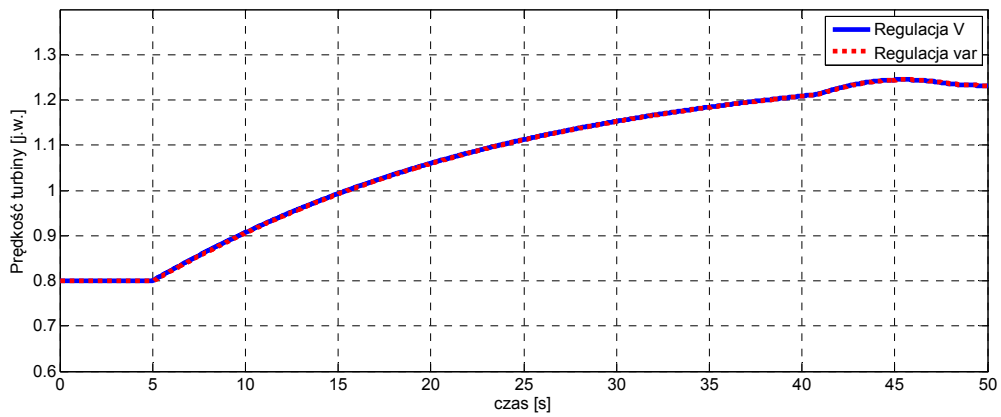
Regulacja var:

Trip time = 5,108 [s]

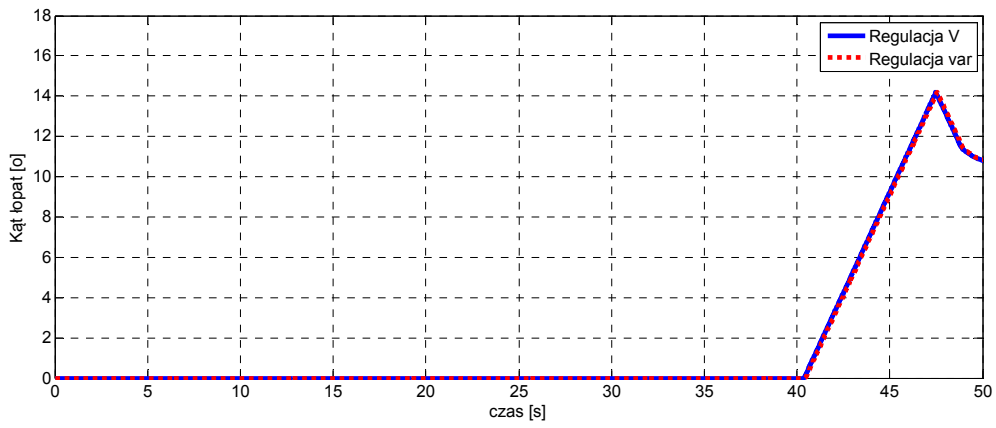
Trip status - AC Undervoltage (positive-sequence)



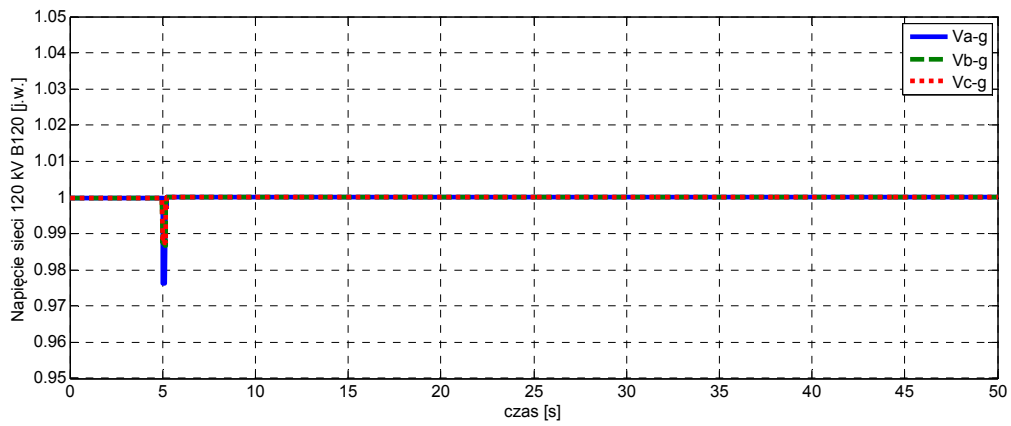
Rys. 3.4.2.3 Generowana moc bierna Q elektrowni.



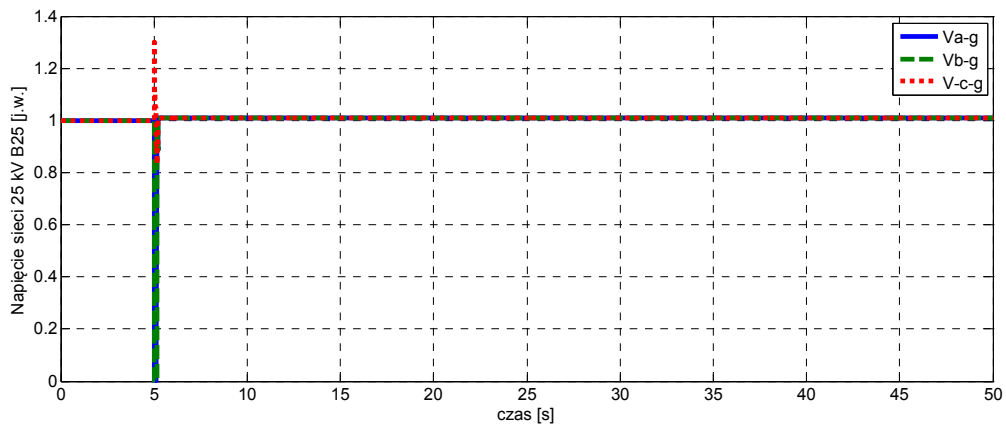
Rys. 3.4.2.4 Prędkość turbiny wiatrowej.



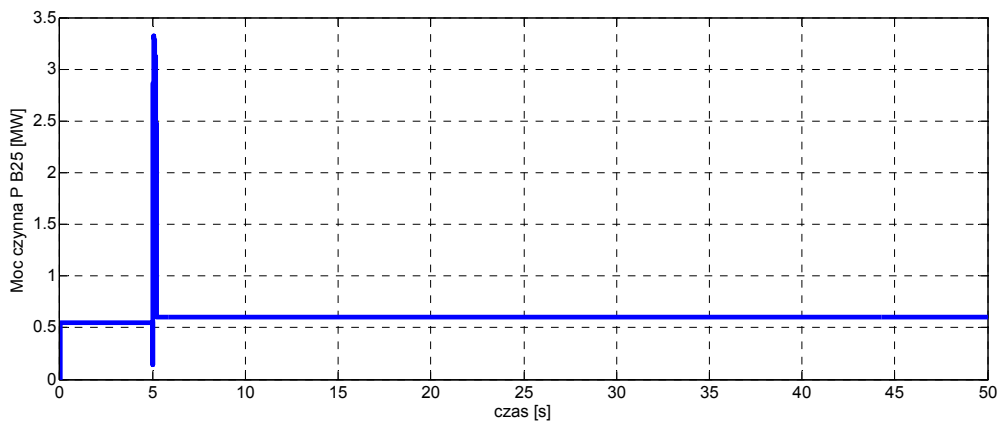
Rys. 3.4.2.5 Kąt natarcia łopaty.



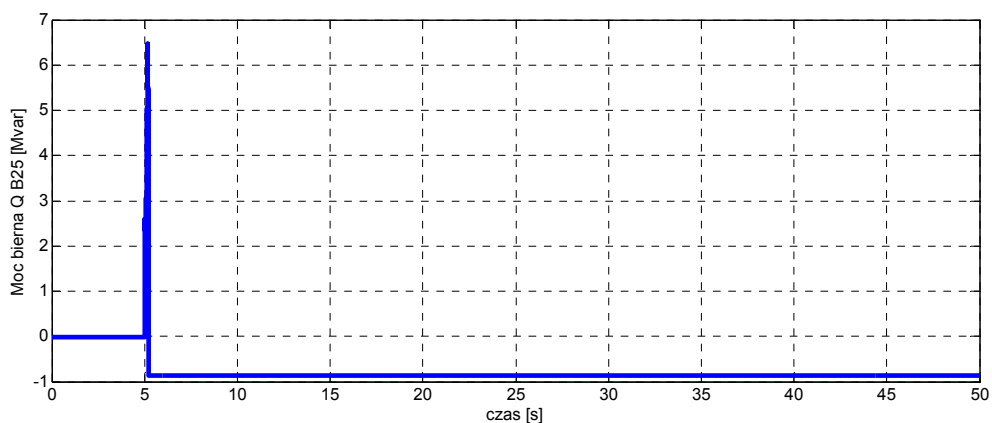
Rys. 3.4.2.6 Napięcie sieci przesyłowej 120kV w punkcie B120.



Rys. 3.4.2.7 Napięcie sieci rozdzielczej 25kV w punkcie B25.



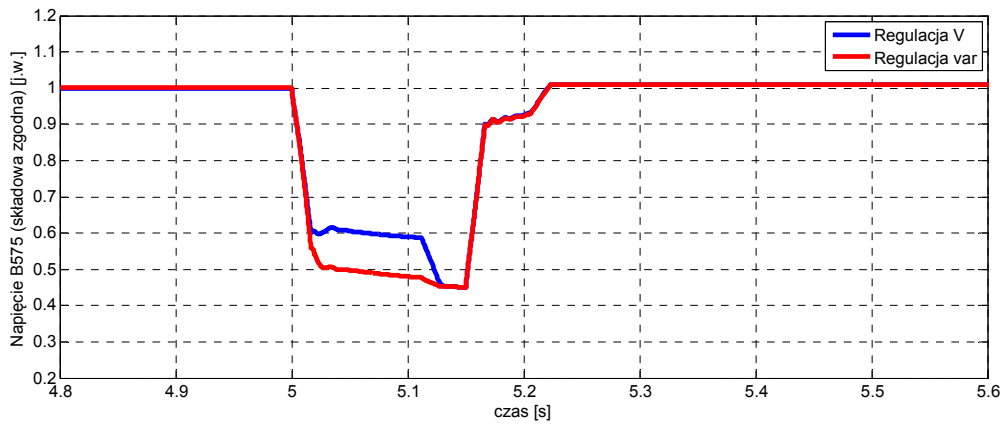
Rys. 3.4.2.8 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



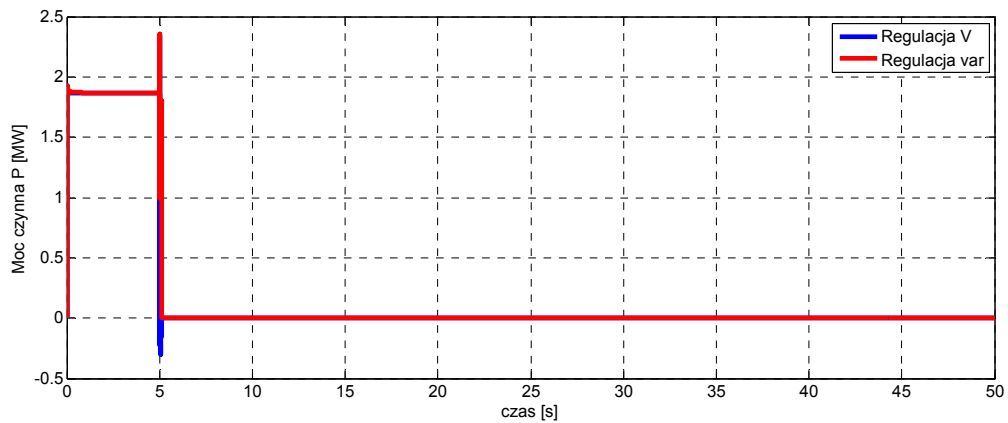
Rys. 3.4.2.9 Przepływ mocy biernej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

3.4.3. Zwarcie międzyfazowe a→b

Ostatnią symulacją było sprawdzenie odpowiedzi badanego układu na zwarcie międzyfazowe w sieci średniego napięcia 25 kV w punkcie B25 (rys. 3.4.3.7). Podobnie jak przy zwarciu dwufazowym doziemnym w żadnym trybie regulacji nie udało się utrzymać farmy wiatrowej przy pracy. Tu również zadziałało zabezpieczenie podnapięciowe choć spadek napięcia B575 był mniejszy (rys. 3.4.3.1) niż w przypadku zwarcia dwufazowego doziemnego (rys. 3.4.2.1) i farma wiatrowa uległa wyłączeniu.



Rys. 3.4.3.1 Napięcie na szynach B575.



Rys. 3.4.3.2 Generowana moc czynna P elektrowni.

Regulacja V:

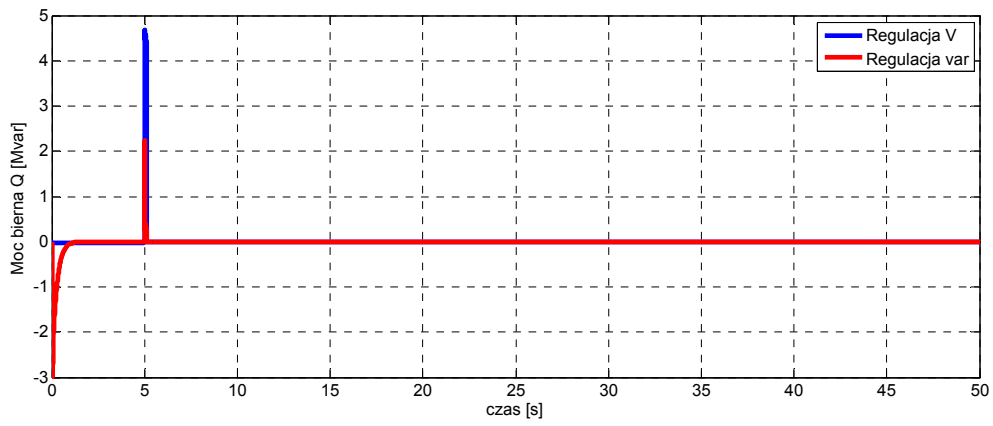
Trip time = 5,111 [s]

Trip status - AC Undervoltage (positive-sequence)

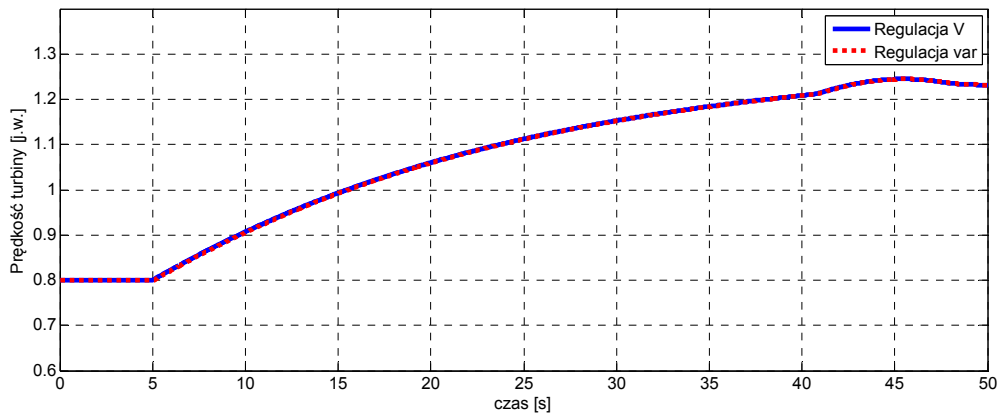
Regulacja var:

Trip time = 5,111 [s]

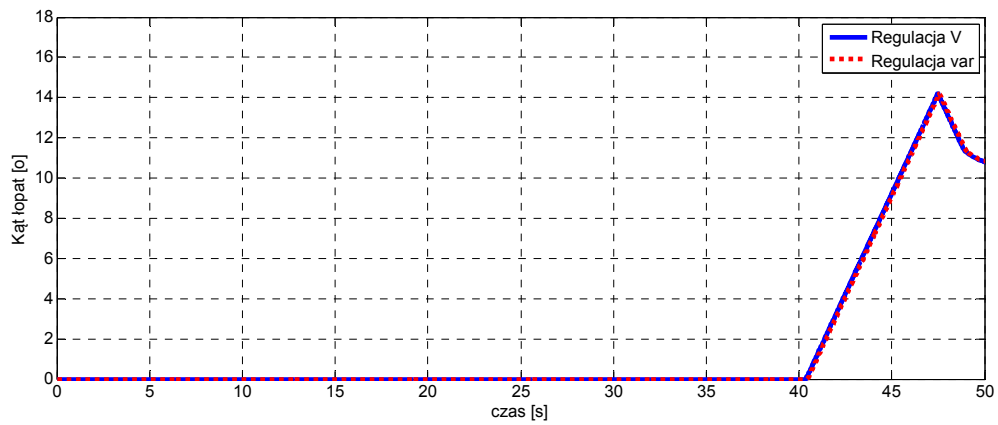
Trip status - AC Undervoltage (positive-sequence)



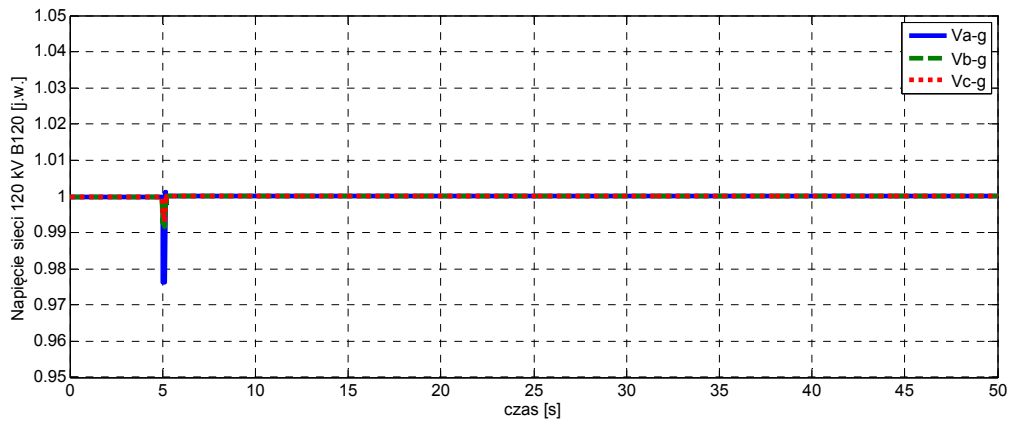
Rys. 3.4.3.3 Generowana moc bierna Q elektrowni.



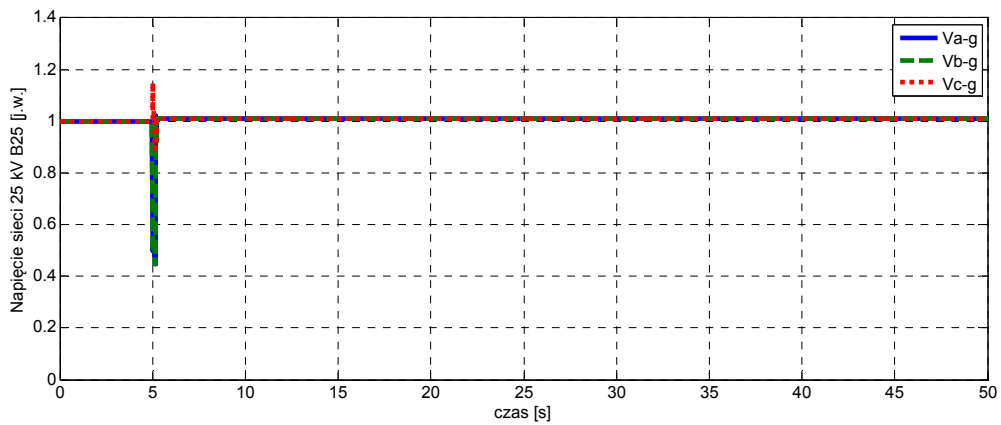
Rys. 3.4.3.4 Prędkość turbiny wiatrowej.



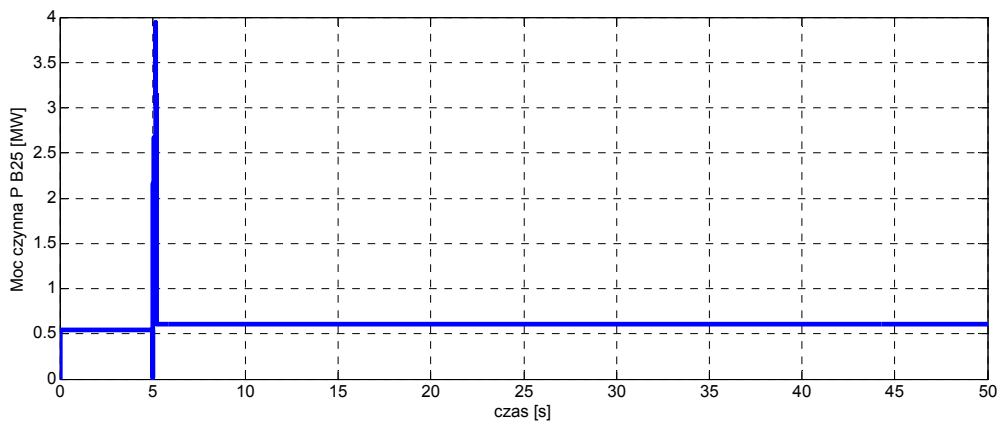
Rys. 3.4.3.5 Kąt natarcia łopat.



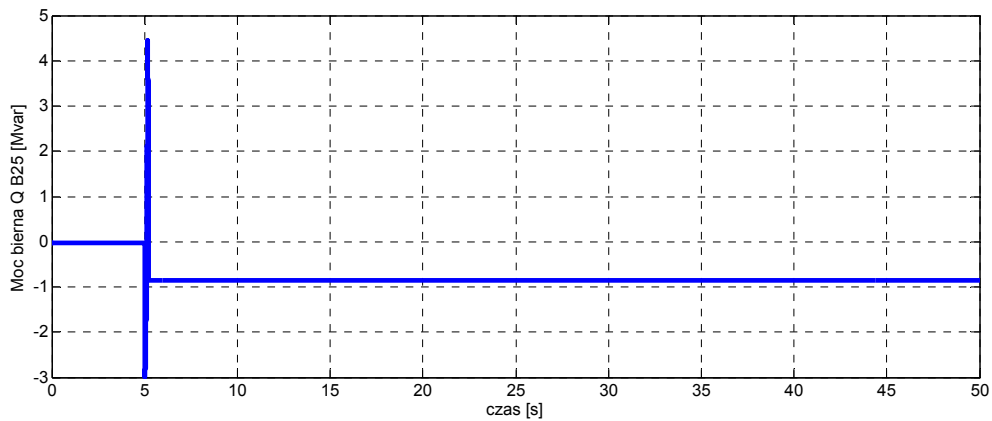
Rys. 3.4.3.6 Napięcie sieci przesyłowej 120kV w punkcie B120.



Rys. 3.4.3.7. Napięcie sieci rozdzielczej 25kV w punkcie B25.



Rys. 3.4.3.8 Przepływ mocy czynnej P w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.



Rys. 3.4.3.9 Przepływ mocy bierniej Q w sieci elektroenergetycznej w punkcie B25.

4. Podsumowanie

Celem pracy było wykonanie symulacji pracy elektrowni wiatrowej typu DFIG i części systemu elektroenergetycznego oraz ocena wpływu na jakość i stabilność pracy systemu.

Deleted: mojej

Wykorzystano pakiet Matlab-Simulink oraz model 9 MW farmy wiatrowej zbudowanej z sześciu 1,5 MW elektrowni wiatrowych z generatorami asynchronicznymi, pierścieniowymi z przekształtnikiem energoelektronicznym w obwodzie wirnika (DFIG) przyłączonej do fragmentu sieci dystrybucyjnej 25 kV z zakładem przemysłowym jako odbiorcą mocy i dalej połączonej z siecią przesyłową 120 kV i generatorem. Aby zrealizować cel pracy, wykonano trzy różnego rodzaju symulacje. Były to reakcja elektrowni wiatrowej na zmianę prędkości wiatru, zapad napięcia w sieci WN oraz zwarcie w sieci SN.

Deleted: lem

Deleted: i wbudowany

Z otrzymanych wyników wnioskuje się, że przyłączenie elektrowni wiatrowych wpływa znacząco na system elektroenergetyczny, do którego jest ona przyłączana zmieniając rozplwy mocy czynnej i bierniej, napięcia w węzłach systemu a w konsekwencji, powodując straty mocy. To samo jednak działa też w drugą stronę, tzn. zjawiska występujące w systemie przenoszą się na elektrownię wiatrową powodując nawet jej wyłączenie z pracy powodując spadki mocy w systemie, co z kolei w skrajnym przypadku może doprowadzić do zapaści całego systemu elektroenergetycznego. Należy pamiętać również, że elektrownia wiatrowa jest bardzo niespokojnym źródłem energii elektrycznej a prognozowanie produkcji ze względu na zmieniające się wiatry w danej lokalizacji (rys. 2.1.2) jest bardzo utrudnione. Z kolei zmiany prędkości wiatru generują wahania napięcia a co za tym idzie migotanie światła

Deleted: lem

Deleted: ,

Deleted: je

(flickery). Co prawda możliwe jest utrzymanie stałej wartości napięcia w węzle przyłączeniowym (rys. 3.2.x.5 – regulacja V) ale jest to okupione zwiększonym poborem mocy biernej z sieci (rys. 3.2.x.4 – regulacja V). Obecnie jednak, elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi dwustronnie zasilanymi oraz z generatorami synchronicznymi pracują z niewielkim ($\text{tg}\varphi$ bliski zera), stałym poborem mocy biernej, natomiast elektrownie z generatorami asynchronicznymi klatkowymi oraz asynchronicznymi ze sterowaną rezystancją w obwodzie wirnika pracują ze współczynnikiem zmiennym, ale nie większym niż $0,2 \div 0,25$ dla generacji znamionowej mocy czynnej [1]. Przykład takiej pracy widać na rysunkach 3.2.22.4 – regulacja var i 3.2.22.5 – regulacja var. Zmiany napięcia są ponadto rezultatem włączania elektrowni wiatrowej do pracy w systemie i wyłączenia jej, co może następować do kilku razy w ciągu godziny, np. ze względu na podmuchy wiatru. Największe zmiany napięcia występują podczas wyłączania elektrowni wiatrowej pracującej pod obciążeniem znamionowym. W większości przypadków elektrownia wiatrowa wyposażona jest w układy energoelektroniczne, tj. falowniki i prostowniki, które wprowadzają dodatkowe zakłócenia i generują problemy jakościowe. Są one źródłem harmonicznych prądów i napięć, których występowanie może prowadzić do obniżenia jakości energii elektrycznej u odbiorcy, zwiększenia strat mocy, uszkodzeń baterii kondensatorów, itp. Dodatkowym zagadnieniem jest problem zmiany konfiguracji zabezpieczeń lub zmiana nastaw tych już istniejących. Elektrownie wiatrowe wyposażone są we własne układy zabezpieczeń, które zazwyczaj w stosunkowo krótkim czasie od wystąpienia zakłócenia odcinają elektrownie od systemu elektroenergetycznego. Jest to ochrona elektrowni wiatrowej ale w szczególnych przypadkach może być niekorzystne dla systemu elektroenergetycznego ze względu na ubytek mocy. Widać to na przykładzie 3.4 kiedy to symulowano zwarcie w sieci rozdzielczej w punkcie B25. W związku z tym, nastawy zabezpieczeń farmy wiatrowej powinny być skoordynowane z nastawami sieci elektroenergetycznej i zgodne z wymaganiami operatora systemu.

Dla sprawdzenia porównano również charakterystyki zamieszczone w materiałach informacyjnych producenta elektrowni wiatrowych z wynikami uzyskanymi z symulacji komputerowych. Krzywe mocy w zależności od prędkości wiatru (rys. 2.2.2 i rys. 3.2.1.1) są zbliżone do siebie przy powoli zmieniającym się wietrze. Natomiast gdy wiatr staje się porywisty i zmiany te są częste i gwałtowne, to moc wyjściowa będąca wynikiem symulacji (rys. 3.2.2.2 i rys. 3.2.2.10) nie jest już tak idealna jak to podaje producent w swoich materiałach (rys. 2.2.3), co sugerowałoby, że elektrownia wiatrowa nie powinna wprowadzać żadnych zakłóceń do sieci przy zmieniającym się, porywistym wietrze. Zupełnie inaczej

Deleted: x

Deleted: x

Deleted: lem

Deleted: lem

wyglądają też charakterystyki prędkości turbiny (rys. 3.2.2.5 i rys. 3.2.2.13) i kąta nachylenia łopat (rys. 3.2.2.6 i rys. 3.2.2.14). Nie wiadomo, jaką skalę czasu przyjęto na rys. 2.2.3, ale w opinii autora -, ze względów mechanicznych i wytrzymałościowych, nie możliwa jest tak szybka zmiana kąta nachylenia łopat.

Deleted: em

Deleted: według mnie

Deleted: raczej

Konstrukcje nowoczesnych elektrowni wiatrowych bardzo się zmieniły w porównaniu do swoich poprzedników. Są na pewno dużo bezpieczniejsze dla systemu elektroenergetycznego i przyłączonych do niego użytkowników, ale wykonując nowe instalacje należy bardzo szczegółowo zbadać wpływ przyłączenia elektrowni bądź farmy wiatrowej do systemu w danym punkcie sieci. Przeanalizować wszystkie korzy~~stne~~ i niekorzystne zjawiska jakie mogą wynikać w trakcie użytkowania, a przede wszystkim na etapie projektowania musi być zapewniona bardzo ścisła współpraca pomiędzy inwestorem a operatorem systemu elektroenergetycznego w miejscu przyłączenia a także w jego sąsiedztwie, z punktu widzenia sieci.

Deleted: ści

Deleted: negatywy

5. Bibliografia

- [1] Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, 2006r.
- [2] Muller S., Deicke M., De Doncker R.W., *Doubly fed induction generator systems for wind turbines*, IEEE Industry applications Magazine, 3/2002
- [3] Bogalecka E., Krzemiński Z., *Sensorless control of double fed machine for wind turbines*, EPEPEMC 2002, Cavtat&Dubrovnik, Chorwacja
- [4] Krzemiński Z., *Sensorless multiscalar control of double fed machine for wind power generators*, PCC 2002, Osaka, Japonia
- [5] „Prawo Energetyczne” – ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku wraz z późniejszymi zmianami
- [6] <http://www.stat.gov.pl/> - Główny Urząd Statystyczny
- [7] <http://www.ure.gov.pl/> - Urząd Regulacji Energetyki
- [8] Ministerstwo Gospodarki i Pracy, *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 roku
- [9] Lorenc H., *Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce*, IMGW
- [10] Dokumentacja oprogramowania Matlab-Simulink
- [11] Specyfikacja Techniczna V90-3.0 MW Turbina Wiatrowa OptiSpeed, 2006, Vestas Wind Systems A/S, Randers, Dania
- [12] Heier S., *Grid integration of wind conversion systems*. Chichester 1998
- [13] Bogalecka E., *Zagadnienia sterowania maszyną dwustronnie zasilaną pracującą jako prądnica w systemie elektroenergetycznym*, Akademia Morska, Gdynia, 1997.
- [14] Tapia A., Ostolaza J., Saenz J., Criado R., Berasategui J., *Reactive power control of a wind farm made up with doubly fed inductive generators*, IEEE Porto Power Tech. Conf, 2001, Portugal.
- [15] <http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/>
- [16] <http://www.elektrownie.tanio.net/>
- [17] <http://www.imgw.pl> - Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej