BILANSOWANIE KSE Z UDZIAŁEM PROCESU REGULACJI PIERWOTNEJ PO WYPADNIĘCIU ŹRÓDEŁ GENERACJI ROZPROSZONEJ CZĘŚĆ I: PRACA WYDZIELONA KSE

mgr inż. Krzysztof Dobrzyński / Politechnika Gdańska

Artykuł na podstawie opracowania wykonanego w ramach Projektu Badawczego Zamawianego nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju"

1. WSTĘP

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w ponad 90% energia elektryczna wytwarzana jest w elektrowniach konwencjonalnych. Jednak w ostatnich latach obserwuje się bardzo ożywione zainteresowanie inwestorów źródłami generacji rozproszonej. Dotyczy to przede wszystkim energetyki wiatrowej. Widoczne jest to w liczbie składanych do krajowego operatora przesyłowego wystąpień o określenie zakresu wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanego źródła na system.

W związku z dużym zainteresowaniem energetyką wiatrową, a co za tym idzie realnym rozwojem tych źródeł, w niniejszym artykule zamiesza się wyniki obliczeń z wykorzystaniem farm wiatrowych (FW) jako źródeł generacji rozproszonej.

System elektroenergetyczny podlega ciągłym zmianom mocy pobieranej przez odbiorców, która – w celu utrzymania częstotliwości bliskiej wartości znamionowej – bilansowana jest przez generatory pracujące w systemie. W zależności od wielkości odchyłki mocy pobieranej w systemie i czasu trwania tej odchyłki wykorzystywane są kolejne etapy bilansowania mocy czynnej w systemie: regulacja pierwotna, regulacja wtórna i regulacja trójna. W zaprezentowanych poniżej analizach ograniczono się do pierwszego etapu bilansowania mocy: do regulacji pierwotnej.

2. MODEL KSE ORAZ ROZMIESZCZENIE ŹRÓDEŁ GENERACJI ROZPROSZONEJ

Udział bloku wytwórczego w regulacji pierwotnej oznacza prace jednostki zgodnie z charakterystyką statyczną o zadanym nachyleniu. Regulacja mocy czynnej, w zależności od zmian częstotliwości w systemie, odbywa się w paśmie ±5%. Ponieważ częstotliwość w systemie ulega ciągłym wahaniom, dodatkowym parametrem charakterystycznym jest strefa nieczułości działania regulatora, która zwykle wynosi ±20 mHz (zmiany częstotliwości w tym paśmie traktowane są jako normalna praca systemu).

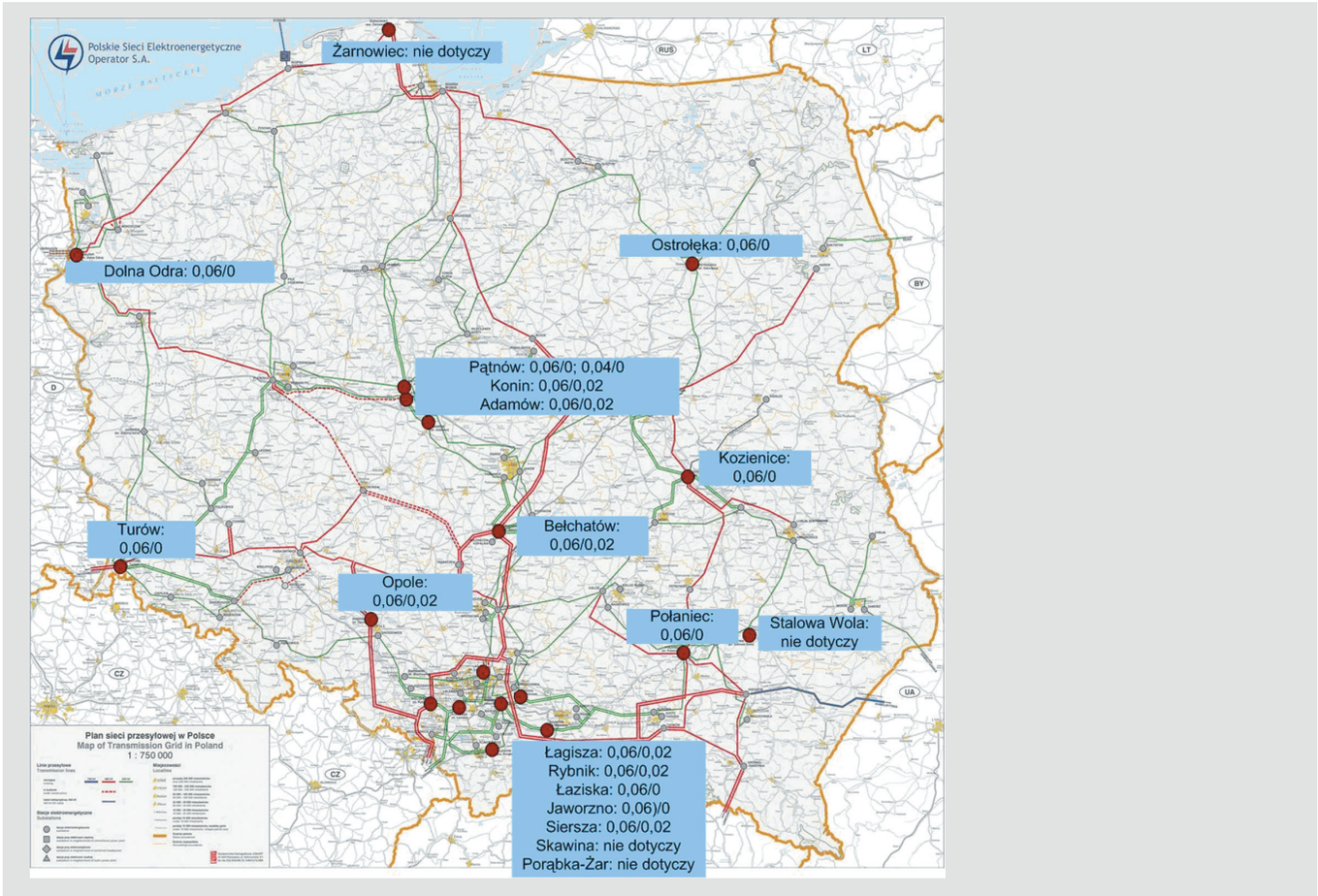
Analizy zachowania się systemu po wypadnięciu źródeł generacji rozproszonej przeprowadzono na systemie polskim, wyłączonym z synchronicznej pracy z UCTE. Przeprowadzenie tych analiz wymagało zastosowania odpowiednio zamodelowanych jednostek wytwórczych, biorących udział w regulacji pierwotnej. W tym celu

Streszczenie

W artykule przedstawiono problem bilansowania mocy czynnej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym po wypadnięciu źródeł generacji rozproszonej. Zakłada się jednocześnie duże nasycenie energetyką wiatrową, czyli źródłami energii, które obecnie mają największą szansę rozwoju. W artykule analizuje się proces bilansowania mocy czynnej z udziałem regulacji pierwotnej po wypadnięciu określonej liczby źródeł generacji rozproszonej.

w modelu generatora wykorzystano model turbiny dający możliwość pracy jednostki wytwórczej w ramach regulacji pierwotnej. Model taki opisano w pracy [3].

Przyjęto, że wybrane elektrownie systemowe konwencjonalne biorą udział w procesie regulacji pierwotnej, przy czym dla niektórych z nich strefa nieczułości równa jest 0 mHz, a dla pozostałych ±20 mHz. Na rys. 1 zaznaczono elektrownie biorące udział w regulacji pierwotnej. Dla każdej z elektrowni podano przyjętą wartość statyzmu oraz wartość strefy nieczułości regulatora.



Rys. 1. Wartości statyzmu (pierwsza wartość) oraz strefa nieczułości [Hz] (druga wartość) przyjęte w poszczególnych elektrowniach systemowych[1]. Mapa sieci przesyłowej pobrana z www.pse-operator.pl

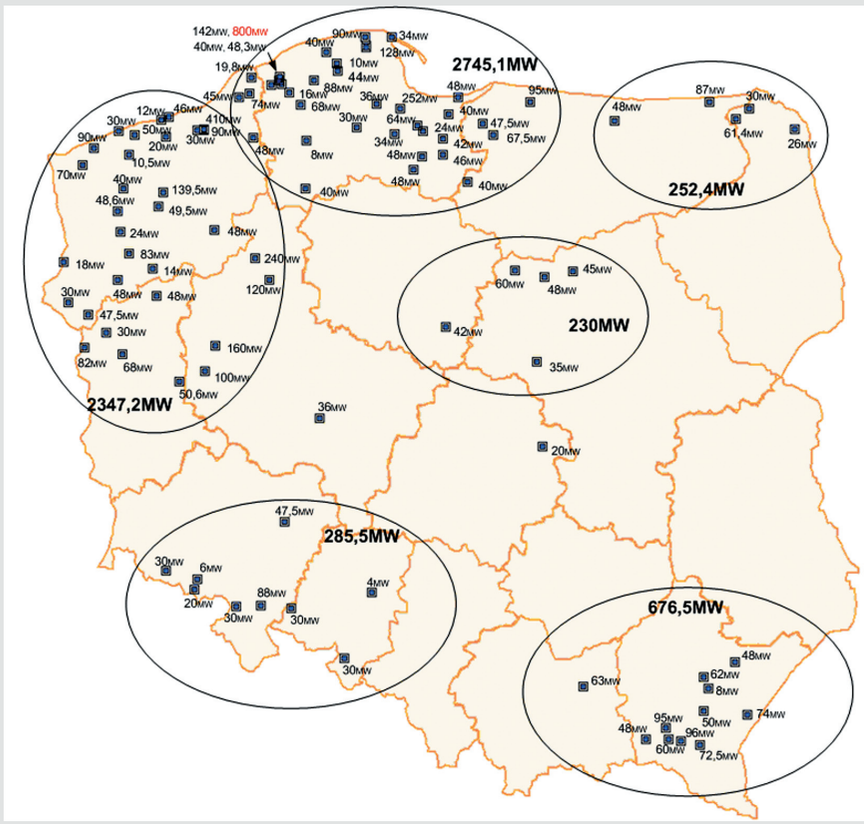
Przyjęcie określonego pasma ±5% dostępnej mocy dla danego generatora pracującego w ramach regulacji pierwotnej oznacza, że w systemie jest określona moc, jaką można wykorzystać w tym procesie. W modelu KSE, po uwzględnieniu wymienionych powyżej założeń, moc ta wynosi ok. ±1000 MW. Oznacza to, że odchyłka mocy czynnej o takiej wartości powinna zostać zregulowana w procesie regulacji pierwotnej.

Jak wcześniej wspomniano, jako źródła generacji rozproszonej w analizach wykorzystano farmy wiatrowe. Przyjęto zatem, że w KSE pracuje 130 farm wiatrowych o zróżnicowanej mocy znamionowej, których rozmieszczenie pokrywa się z ogólnym zainteresowaniem inwestorów. Ze względu na najlepsze warunki wietrzne największe zainteresowanie skupia się wzdłuż północnego pasa nadmorskiego, gdzie ulokowano większość z farm. Rozmieszczenie poszczególnych farm wiatrowych zorientowanych geograficznie zamieszczono na rys. 2, podając przy tym wartość mocy zainstalowanej w danym węźle[2]. Na rysunku tym zaznaczono obszary, na których farmy wiatrowe występują w dużej ilości. Podano również sumaryczne wartości mocy farm na tych obszarach. Z rysunku tego wynika, że moc zainstalowana na północy systemu przekracza 5000 MW i stanowi ponad 77% mocy zainstalowanej we wszystkich farmach wiatrowych (6593 MW).

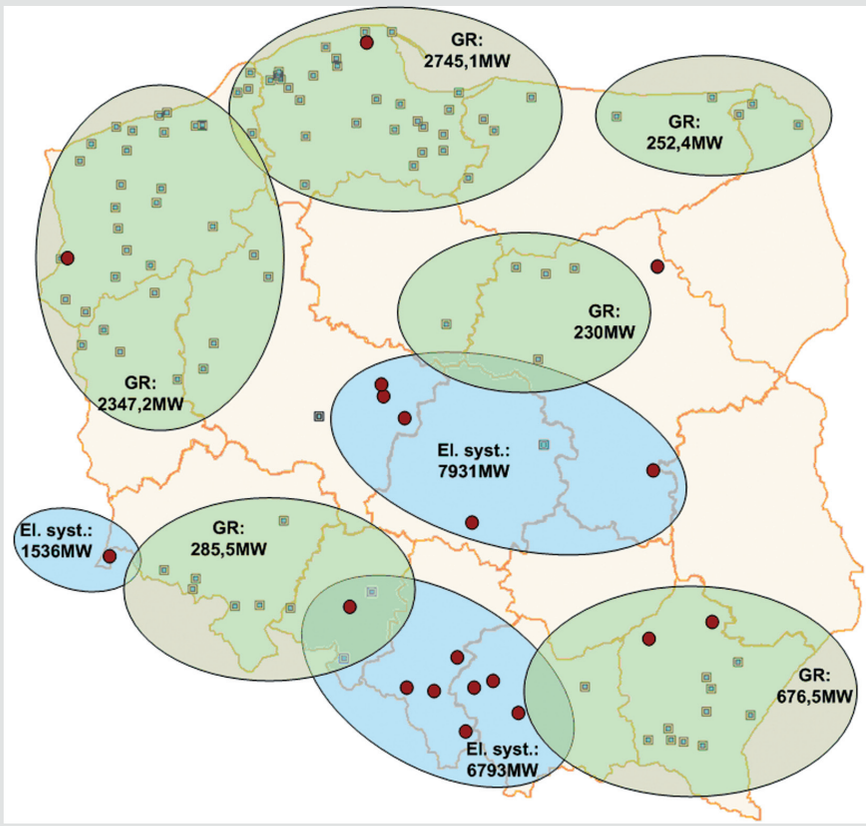
Z kolei na rys. 3 oprócz obszarów z farmami wiatrowymi zaznaczono obszary, na których występuje znacząca moc generowana w elektrowniach systemowych. Na rysunku tym widać, że główna część mocy generowanej przez elektrownie systemowe ulokowana jest w centralnej i południowej części Polski.

1 W przypadku elektrowni Pątnów jeden z bloków pracuje ze statyzmem równym 0,06, pozostałe trzy ze statyzmem równym 0,04.
2 Należy pamiętać, że do węzła może zostać przyłączonych więcej niż jedna farma wiatrowa. W takim przypadku moc pokazana dla węzła będzie sumą mocy tych farm.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 2. Rozmieszczenie oraz moce znamionowe farm wiatrowych pracujących w KSE[3]



Rys. 3. Podział KSE na obszary o skoncentrowanym wytwarzaniu

3 Moc zapisana kolorem czerwonym oznacza przyłączenie farmy (farm) do sieci 220 kV lub 400 kV.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

3. PRZYJĘTE WARIANTY WYPADNIĘĆ ŹRÓDEŁ GENERACJI ROZPROSZONEJ

W Polsce farmy wiatrowe pracują średniorocznie na poziomie 10–20% mocy zainstalowanej. Przyjęto zatem, że maksymalny udział mocy generowanej w farmach wiatrowych nie przekracza 20% mocy generowanej w skali całego systemu. W analizach uwzględniono cztery różne warianty poziomu mocy generowanej przez farmy wiatrowe:

- W20 – moc wytwarzana w farmach wiatrowych stanowi 20% mocy wytwarzanej w systemie i jest równa 5226 MW[4]
- W15 – moc wytwarzana w farmach wiatrowych stanowi 15% mocy wytwarzanej w systemie i jest równa 3920 MW
- W10 – moc wytwarzana w farmach wiatrowych stanowi 10% mocy wytwarzanej w systemie i jest równa 2613 MW
- W5 – moc wytwarzana w farmach wiatrowych stanowi 5% mocy wytwarzanej w systemie i jest równa 1307 MW.

Założono jednocześnie, że moc generowana we wszystkich farmach wiatrowych jest jednakowa.

Przyłączenie określonej wartości mocy generowanej do systemu w postaci farm wiatrowych oznacza, że w celu zachowania bilansu mocy należy obniżyć moc generowaną w elektrowniach systemowych. W wariantach W5 i W10 zaniżono moc generowaną w wybranych blokach wytwórczych elektrowni systemowych do poziomu 80%. Z kolei w wariantach W15 i W20 oprócz obniżenia mocy wyłączono wybrane bloki, przy czym były to jednostki, które w ciągu następnych kilku lat mają zostać wyłączone.

Wyłączenie farmy wiatrowej z pracy może być spowodowane wystąpieniem awarii (zaistniałej po stronie farmy lub po stronie systemu) albo przyczynami pogodowymi (np. zbyt duża lub zbyt mała prędkość wiatru). Mało prawdopodobna jest sytuacja, w której jednocześnie następuje wyłączenie wszystkich farm wiatrowych pracujących w systemie. Przyjęto zatem, że jednocześnie wyłączanych jest 25%, 50% lub 75% pracujących farm. Dodatkowo określono (w sposób losowy) trzy różne zestawy wyłączanych farm (zestawy: A, B i C).

W efekcie przyjęcia powyższych założeń przeanalizowano 36 różnych wariantów bilansowania KSE po nagłym wyłączeniu źródeł generacji rozproszonej. W tab. 1 zestawiono sumaryczne moce wyłączane w poszczególnych wariantach.

Tab. 1. Moce wyłączane w farmach wiatrowych w poszczególnych wariantach obliczeń [MW]

	Warianty wyłączeń farm wiatrowych								
	25%			50%			75%		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
W5	344	273	330	610	698	596	907	959	926
W10	688	546	660	1220	1396	1192	1814	1918	1852
W15	1031	820	991	1829	2095	1788	2720	2877	2778
W20	1375	1093	1321	2439	2793	2384	3627	3836	3704

4. WYNIKI PRZEPROWADZONYCH ANALIZ

4.1. ZMIANA MOCY W ELEKTROWNIACH KONWENCJONALNYCH BIORĄCYCH UDZIAŁ W REGULACJI PIERWOTNEJ PO WYPADNIĘCIU ŹRÓDEŁ GENERACJI ROZPROSZONEJ

Wyłączenie wybranej części pracujących farm wiatrowych powoduje powstanie deficytu mocy czynnej w systemie, o wartości równej sumarycznej mocy wyłączanych farm (pomijając zmianę strat mocy związaną ze zmianą rozpływów w systemie). Deficyt ten w ciągu pierwszych kilku minut po zakłóceniu pokrywany jest w ramach regulacji pierwotnej. Czas symulacji po wyłączeniu wynosił 720 sekund i był wystarczający do osiągnięcia

4 Moc generowana w KSE przed przyłączeniem farm wiatrowych wynosi 27 072 MW.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

stanu ustalonego w systemie, a jednocześnie zbliżony do rzeczywistego czasu działania procesu regulacji pierwotnej.

W tab. 2 zamieszczono wyniki otrzymane dla poszczególnych wariantów wyłączeń farm wiatrowych. W tabeli zestawiono następujące wielkości:

ΣP_{FW} – suma mocy czynnej wyłączanej w farmach wiatrowych w danym wariancie,

$\Sigma \Delta P_{GS}$ – suma mocy czynnej dodatkowo wygenerowanej przez elektrownie konwencjonalne biorące udział w regulacji pierwotnej po wyłączeniu wybranych farm wiatrowych o sumarycznej mocy ΣP_{FW}

Δf – odchyłka częstotliwości w systemie po zaburzeniu i osiągnięciu stanu ustalonego.

Tab. 2. Zestawienie mocy generowanej w ramach regulacji pierwotnej ($\Sigma \Delta P_{GS}$) w elektrowniach systemowych oraz odchyłka częstotliwości w systemie (Δf) jako odpowiedź na wyłączenie danej mocy w farmach wiatrowych (ΣP_{FW}) w poszczególnych wariantach

		25%			50%			75%		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
W5	ΣPFW [MW]	344	273	330	610	698	596	907	959	926
	ΣΔPGS [MW]	329,3	248,9	312	596,5	684,8	581,0	915,1	960,3	924,9
	Δf [Hz]	-0,060	-0,048	-0,058	-0,101	-0,115	-0,099	-0,155	-0,165	-0,158
W10	ΣPFW [MW]	688	546	660	1220	1396	1192	1814	1918	1852
	ΣΔPGS [MW]	638,2	488	605,6	977,1	978	979,9	974,7	979,8	956,9
	Δf [Hz]	-0,106	-0,083	-0,101	-0,472	-0,690	-0,290	-1,860	-2,060	-1,903
W15	ΣPFW [MW]	1031	820	991	1829	2094	1788	2721	2877	2778
	ΣΔPGS [MW]	829,6	702,4	827,8	822,1	–	835,5	–	–	–
	Δf [Hz]	-0,296	-0,137	-0,227	-1,934	–	-1,766	–	–	–
W20	ΣPFW [MW]	1375	1093	1321	2440	2792	2384	3628	3836	3704
	ΣΔPGS [MW]	841,2	842,1	841,9	–	–	–	–	–	–
	Δf [Hz]	-0,665	-0,209	-0,559	–	–	–	–	–	–

W niektórych z analizowanych wariantów wyłączenie farm wiatrowych jest powodem utraty stabilności systemu. Ma to miejsce dla 10 z 36 rozpatrywanych wariantów (tab. 2). Wszystkie te przypadki dotyczą wyłączania dużych mocy (w odniesieniu do mocy generowanej w systemie).

Wielkość sumarycznej mocy otrzymanej w ramach regulacji pierwotnej zależy od wielkości powstałego niezbilansowania (czyli od wartości wyłączanej mocy w farmach wiatrowych) oraz od liczby pracujących bloków, a co za tym idzie – dostępnej mocy.

Pracujące w ramach regulacji pierwotnej bloki mają ograniczoną możliwość zbilansowania powstałego w systemie ubytku mocy czynnej. Zatem, jeżeli wartość wyłączanej mocy przekracza moc dostępną w regulacji pierwotnej, po przejściu stanu nieustalonego pozostaje odchyłka częstotliwości, której wartość zależy od wartości pozostałej do zbilansowania mocy. W analizowanych wariantach wartość odchyłki częstotliwości dochodzi do ok. 2 Hz dla wyłączanej mocy na poziomie ponad 1800 MW.

W przypadku systemów pracujących w UCTE jako normalną pracę traktuje się nagłą zmianę mocy do wartości 3000 MW. W przypadku samodzielnie pracującego KSE wartość maksymalnej mocy, po wyłączeniu której system utrzyma stabilność, wynosi ok. 1900 MW.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

4.2. ZMIANA OBCIĄŻENIA ELEMENTÓW SIECI PO WYPADNIĘCIU ŹRÓDEŁ GENERACJI ROZPROSZONEJ

W Polsce sieci 110 kV są zarządzane przez Zakłady Energetyczne (ZE), które należą do koncernów energetycznych. Przesył pomiędzy poszczególnymi ZE odbywa się liniami sieci 110 kV oraz za pośrednictwem sieci przesyłowej. W KSE powszechne jest sekcjonowanie sieci 110 kV w celu osiągnięcia optymalnych rozpływów oraz ograniczenia przesyłu mocy z pominięciem sieci przesyłowej. Częste są również przypadki rozłączania niektórych połączeń na poziomie sieci 110 kV pomiędzy zakładami energetycznymi.

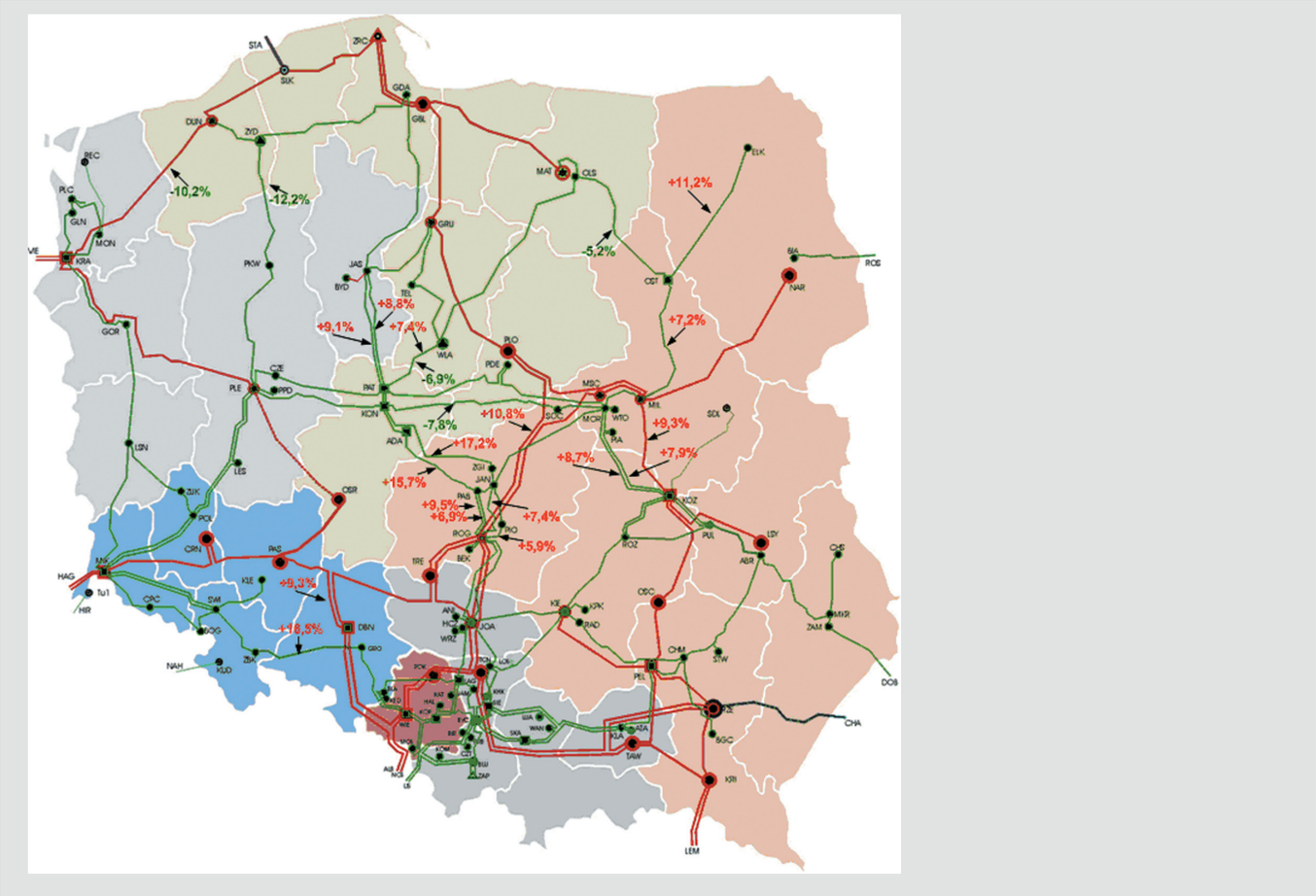
Rys. 4. Zmiana obciążenia (≥5%) w liniach łączących poszczególne zakłady energetyczne. Kolor czerwony – zwiększenie obciążenia, kolor zielony – zmniejszenie obciążenia. Wariant W15 50% A[5]

Jednym z elementów analizy jest obserwacja wpływu wyłączanych farm wiatrowych na obciążenia linii łączących poszczególne zakłady energetyczne. Wyłączenie farm powoduje zmianę rozpływu w systemie, a co za tym idzie – zmianę obciążenia również w liniach łączących poszczególne ZE. Na rys. 4 przedstawiono wyniki zmiany obciążenia w liniach łączących poszczególne ZE, dla wybranego wariantu wypadnięcia. Kolorem czerwonym zaznaczono linie, w których następuje zwiększenie obciążenia, a kolorem zielonym zmniejszenie obciążenia. Podano również wartość procentową, o jaką następuje zmiana obciążenia linii. Ponadto linią przerywaną zaznaczono linie wyłączone.

W KSE do przesyłania energii elektrycznej z elektrowni do sieci rozdzielczych wykorzystywane są przede wszystkim sieci przesyłowe najwyższych napięć (220 kV i 400 kV). Na rys. 5 przedstawiono nałożenie sieci przesyłowej na podział KSE na zakłady energetyczne.

5 Lokalizacja węzłów nie zawsze odpowiada ich geograficznemu położeniu, dotyczy to przede wszystkim PGE oraz ENION.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5. Zmiana obciążenia (≥5%) w liniach sieci przesyłowej. Wartość w kolorze czerwonym – zwiększenie obciążenia, wartość w kolorze zielonym – zmniejszenie obciążenia. Wariant W15 50% A

Główna część zainstalowanych farm wiatrowych zorientowanych jest na północy Polski. Z uwagi na to, że moc generowana w tym regionie jest większa niż moc odbierana, następuje jej odpływ w kierunku Polski centralnej. Wyłączenie dużej części pracujących tam farm wiatrowych powoduje odciążenie się niektórych połączeń między zakładami energetycznymi, które należą do Grup Energetycznych ENERGA i ENEA (rys. 4). Wzrost obciążenia w liniach łączących ZE obserwuje się przede wszystkim w pobliżu elektrowni klasycznych, które zwiększają swoją generację w związku z udziałem w procesie regulacji pierwotnej.

Podobna sytuacja występuje w sieci przesyłowej (rys. 5). Ponieważ elektrownie systemowe przyłączone są z reguły do sieci przesyłowej, tu znacznie bardziej niż w sieci 110 kV zauważalny jest wpływ wyłączenia farm wiatrowych. Wzrost obciążenia w liniach NN obserwuje się głównie od poziomu elektrowni Bełchatów w kierunku północnym. Z kolei znaczące zmniejszenie obciążenia w liniach NN widoczne jest w linii 400 kV Dunowo – Krajnik oraz linii 220 kV Żydowo – Piła-Krzewina.

W związku z przyłączeniem farm wiatrowych do systemu, w niektórych transformatorach obserwuje się zmianę kierunku przepływu mocy. Wybrane transformatory, dla poszczególnych wariantów, wymieniono w tab. 3, zamieszczając jednocześnie wartości mocy czynnej płynące przez dany transformator. Wartości podano dla wariantu wyjściowego (przed przyłączeniem farm wiatrowych) oraz dla wariantów analizowanych (W5, W10, W15 i W20). Charakterystyczny jest fakt zmiany kierunku przepływu w transformatorach NN/110 kV/kV pracujących w północnej Polsce (np. stacja Krajnik [KRA]), które nie zasilają już sieci 110 kV, tylko stają się jednym z punktów odbioru mocy generowanej w regionie w sieci 110 kV. Z kolei wypadnięcie określonej liczby źródeł generacji rozproszonej powoduje, że obciążenie transformatorów dąży do wartości w wariancie wyjściowym.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Tab. 3. Wybrane transformatory, w których po przyłączeniu farm wiatrowych do KSE moc zmieniła kierunek przepływu. Znak (-) przy wartości mocy oznacza, że moc płynie od węzła To do węzła From.

From	To	Wariant wyjściowy	Wariant W5	Wariant W10	Wariant W15	Wariant W20
–	–	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
KRA214	KRA114	38,5	-3,6	-26,2	-56,8	-72,1
KRA414	KRA224	-248,0	61,0	12,9	107,1	77,9
PEL412	PEL212	-43,4	26,2	34,1	61,3	67,5
TCN413	TCN113	-1,4	46,5	63,0	114,6	124,4
DUN425	DUN115	129,1	–	-62,7	-156,0	-231,5

5. PODSUMOWANIE

W analizowanym modelu KSE, wydzielonym z pracy synchronicznej z UCTE, można jednocześnie wyłączyć źródła generacji rozproszonej o sumarycznej mocy ok. 1900 MW. Przy takim poziomie mocy odchyłka częstotliwości kształtuje się na poziomie ok. 2 Hz. Tak duża zmiana częstotliwości wynika z niewystarczającej mocy w ramach regulacji pierwotnej. W rzeczywistym systemie moc ta powinna zostać wyregulowana w ramach regulacji pierwotnej i wtórnej.

W przeprowadzonych analizach przewiduje się nagłe (jednoczesne) wyłączenie określonej liczby farm wiatrowych. Taka sytuacja jest bardzo mało prawdopodobna, ponieważ dotyczy dużego obszaru. W rzeczywistości już w ramach dowolnej farmy wiatrowej wyłączenia poszczególnych elektrowni (np. z powodu zbyt dużego wiatru) następują z interwałem kilkuminutowym. Możliwość, że w całym systemie wiatr w tym samym czasie przekroczy wartość graniczną dla elektrowni wiatrowych, jest bardzo mało prawdopodobna. Zatem ograniczeniem mocy, jaka może być wytwarzana w farmach wiatrowych, jest tu zdolność systemu do uzupełnienia powstałego deficytu generowanej mocy. W mniejszym stopniu związane jest to z regulacją pierwotną, w której dostępna jest ograniczona wielkość mocy, a w większym stopniu z regulacją wtórną, w ramach której powinna być zagwarantowana moc mogąca pokryć powstały deficyt. Sprowadza się to do zapewnienia odpowiedniej rezerwy wirującej.

Specyfika geograficznego położenia Polski decyduje, że zainteresowanie inwestorów skupia się na terenach północnego pasa nadmorskiego. Aktualnie prawie 80% mocy przewidywanej do zainstalowania w energetyce wiatrowej koncentruje się na słabo zurbanizowanej (w sensie sieci elektroenergetycznej) północnej części KSE. To powoduje określone problemy z wyprowadzeniem mocy z tego regionu, objawiające się głównie przeciążeniami w niektórych liniach.

BIBLIOGRAFIA

1. Lubośny Z., Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warszawa 2006.
2. Lubośny Z., Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warszawa 2009.
3. Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K., *Modele turbin parowych i wodnych. Modele regulatorów turbin parowych i wodnych*, praca w ramach Projektu Badawczego Zamawianego nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju", grudzień 2007, Gdańsk.
4. Dobrzyński K., *Badanie procesu bilansowania KSE po wypadnięciu źródeł rozproszonych. Bilansowanie KSE bez i z wykorzystaniem wymiany międzynarodowej. Etap 1: Badanie procesu bilansowania KSE po wypadnięciu źródeł rozproszonych. Bilansowanie KSE bez wykorzystania wymiany międzynarodowej*, praca w ramach Projektu Badawczego Zamawianego nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo Elektroenergetyczne Kraju", wrzesień 2009, Gdańsk.
5. www.pse-operator.pl.
6. Zajczyk R., Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badań elektroenergetycznych stanów nieustalonych i procesów regulacyjnych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl