

Koszty związane z wprowadzeniem energetyki jądrowej i farm wiatrowych do systemu energetycznego.

Dr inż. Andrzej Strupczewski, prof. nadzw. w Narodowym Centrum Badań Jądrowych

Ogólnie biorąc, koszty, które powinny być uwzględnione przy analizie wprowadzenia nowych źródeł energii elektrycznej do systemu energetycznego, obejmują następujące kategorie:

- Linie transmisyjne od elektrowni do istniejącej sieci, wykraczające poza obszar sieci, w szczególności podłączenia morskich farm wiatrowych
- Wzmocnienie sieci przesyłowej w zakresie napięć i przenoszonych mocy i rozbudowa istniejącej sieci energetycznej dla podłączenia elektrowni na terenie sieci
- Bilansowanie krótkoterminowe – koszty utrzymywania rezerwy wirującej, potrzebnej głównie z uwagi na nieprzewidywalne zmiany generacji energii, aby zapewnić określony poziom i wymaganą jakość dostaw energii elektrycznej, a także koszty obniżania i zwiększania mocy elektrowni rezerwowych.
- Długoterminowe zapewnienie mocy rezerwowej w elektrowniach systemowych, które mogą zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną w każdym momencie bez względu na pogodę.

Rozpatrzmy na początek koszty systemowe związane z wprowadzeniem elektrowni jądrowych.

Wzajemne oddziaływanie elektrowni jądrowej i systemu energetycznego.

Dla zlokalizowania elektrowni jądrowej trzeba wydzielić strefę wokół EJ, w której wykorzystanie terenu jest ograniczone. Na przykład w Finlandii w promieniu około 1 km od elektrowni nie można budować domów, a w drugiej strefie o promieniu około 5 km zasiedlanie jest ograniczone tak, aby uniknąć dużego wzrostu zaludnienia. Dla trzeciej strefy o promieniu około 20 km muszą być przygotowane plany działań interwencyjnych¹. Podobne wymagania ustaliła Komisja Dozoru Jądrowego USA US NRC². W Polsce przepisy określające dawki graniczne poza strefą ograniczonego użytkowania są znacznie ostrzejsze niż w innych krajach, czyli elektrownie muszą być bezpieczniejsze. Dawki w razie awarii będą w Polsce mniejsze niż np. w USA, dlatego promienie stref planowania interwencyjnego będą dla reaktorów III generacji mniejsze niż wymienione powyżej.

Elektrownie jądrowe – podobnie jak i inne elektrownie ciepłone – potrzebują dużych ilości wody chłodzącej do odbioru ciepła z kondensatora turbiny. Z punktu widzenia sprawności cieplnej elektrowni najskuteczniejszym rozwiązaniem jest użycie wody morskiej. Według danych rządowego studium we Francji usytuowanie EJ na brzegu morza pozwala osiągnąć sprawność cieplną o 0,9% wyższą niż w przypadku usytuowania jej na brzegu rzeki. Lokalizacja EJ w Turcji na brzegu morza

1 STUK Safety Criteria for siting a Nuclear power Plant STUK – Radiation and Nuclear Safety Authority of Finland, Guide YVL 1.10, Helsinki 11 July 2000, Finland.

2 NRC Part 100 – Reactor Site Criteria, United States Nuclear Regulatory Commission, www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part100/full-text/html

Czarne zamiast na brzegu Morza Śródziemnego pozwala na chłodzenie wodą chłodniejszą o około 5°C, co daje wzrost sprawności cieplnej o około 1%.

W przypadku chłodzenia bezpośrednio wodą morską lub rzeczną wydatek wody przez skraplacz turbiny o mocy 1 GWe wynosi około 50 m³/h, co oznacza 1,3 miliarda ton wody rocznie. Woda ta nie jest stracona ani skażona, ale jest podgrzana. Jeśli zasoby wody są ograniczone, to stosuje się chłodzenie przez chłodnie kominowe, w których około 4-5% wody traci się na odparowanie. Oznacza to straty 1,75-2,5 litra/kWh, lub 15 milionów ton rocznie dla EJ o mocy 1 GWe. Dla porównania, roczny przepływ wody w rzece Warta wynosi około 1500 mln m³. Według studium DOE, nakłady inwestycyjne na chłodzenie recyrkulacyjne (z chłodniami kominowymi) są o około 40% wyższe niż na cykl z chłodzeniem bezpośrednim, a sprawność cieplna elektrowni maleje o 2-5 % w stosunku do sprawności w cyklu bezpośrednim.

Chociaż chłodzenie w cyklu bezpośrednim jest najprostsze i najbardziej wydajne, wiąże się ono z podgrzewem wody i z zasysaniem organizmów żywych do skraplaczy turbin. Aby uniknąć negatywnych skutków ekologicznych, temperatura wody odprowadzanej z elektrowni do wód śródlądowych jest ograniczona tak, by podgrzew nie przekraczał około 3 °C, a temperatura maksymalna 30 °C. W przypadku wody morskiej dopuszczalny podgrzew jest większy.

Elektrownia jądrowa potrzebuje zapasu wody, by zapewnić odbiór ciepła powyłaczeniowego po wyłączeniu elektrowni i w sytuacjach awaryjnych. *System niezawodnej wody technicznej* musi być wystarczający do chłodzenia elektrowni przez 30 dni z minimalnym wydatkiem przepływu 1 m³/s. W przypadku obiegu otwartego oznacza to zapas wody wynoszący 3 miliony m³ na 1 GWe.

Elementem wyróżniającym elektrownie jądrowe w stosunku do innych elektrowni ciepłych jest rola, jaką stabilne zasilanie z sieci gra w zapewnieniu jej bezpieczeństwa. W szczególności, stabilne i niezawodne zasilanie elektryczne jest konieczne dla właściwego chłodzenia paliwa po wyłączeniu elektrowni i w sytuacjach awaryjnych³. Dlatego zintegrowanie elektrowni jądrowej z siecią wymaga zwykle rozbudowy, wzmocnienia i ulepszenia systemu energetycznego, co wiąże się z wydatkami inwestycyjnymi. W przypadku krajów, mających już dobrą sieć energetyczną, wymagane ulepszenia są ograniczone i nie wpływają w istotny sposób na bilans wydatków.

Elektrownie jądrowe to bloki o dużej mocy. Włączenie takich bloków do systemu energetycznego wymaga posiadania odpowiednich rezerw mocy. Według ogólnie przyjętej reguły moc największego bloku w sieci nie powinna przekraczać 10% minimalnego zapotrzebowania mocy w systemie. Z punktu widzenia bezpieczeństwa jądrowego należy zapewnić, że nieoczekiwane wyłączenie elektrowni jądrowej nie spowoduje utraty zasilania z sieci, niezbędnego dla pokrycia potrzeb energetycznych wyposażenia ważnego dla bezpieczeństwa EJ.

Jednym z możliwych rozwiązań w przypadku krajów o średniej mocy systemu jest powiększenie rozmiarów wzajemnie połączonych sieci energetycznych. Innym rozwiązaniem jest automatyczne odłączenie z góry określonych odbiorców. Takie rozwiązanie zastosowano w Finlandii dla bloku nr. 3 w EJ Olkiluoto z reaktorem EPR o dużej mocy (około 1630 MWe), znacznie większej niż moc największych bloków w Finlandii (860 MWe) i w połączonych z nią systemach krajów skandynawskich (największy blok to Forsmark w Szwecji o mocy 1170 MWe). W razie wyłączenia reaktora Olkiluoto 3 automatycznie odłączane są odbiory przemysłowe o mocy 300-400 MWe. Dzięki temu elektrownia o moc 1600 MWe jest „widziana” przez system jako elektrownia o mocy 1300 MWe, a więc jest porównywalna z innymi elektrowniami w systemie.

W przypadku całkowitej utraty obciążenia, elektrownia jądrowa może pracować w systemie „wyspowym” wytwarzając energię elektryczną tylko na zaspokojenie własnych potrzeb. W takich

³ Bezpośrednio po wyłączeniu w reaktorze wydziela się około 7% mocy znamionowej, a po upływie 10 dni grzanie powyłaczeniowe wynosi jeszcze około 0,5% mocy nominalnej.

razach reaktor pracuje na mocy obniżonej do około 5-8% mocy znamionowej. Po wyeliminowaniu zaburzenia w sieci, elektrownię jądrową można na nowo zsynchronizować z siecią i szybko wyprowadzić ją na pełną moc.

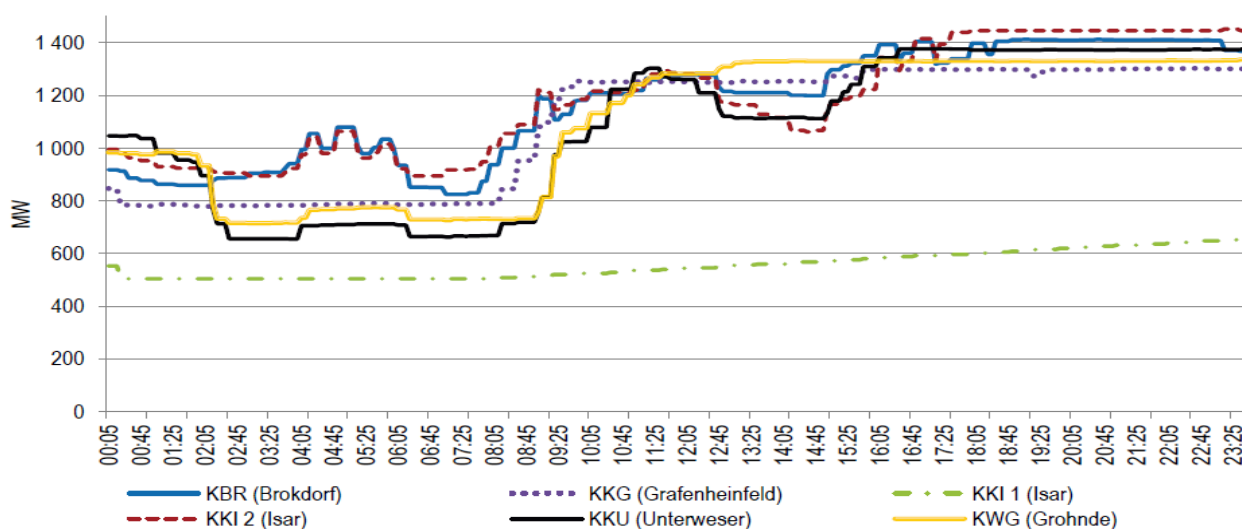
Dla zapewnienia niezawodnej dostawy energii elektrycznej z sieci do elektrowni jądrowej wymagane jest podłączenie elektrowni do systemu energetycznego poprzez dwie niezależne linie transmisyjne, pracujące na różnych poziomach napięcia. Jedna z nich, zwykle o napięciu 400 kV, łączy transformatory elektrowni z siecią główną. Druga zapewnia zasilanie elektrowni w przypadku utraty napięcia w pierwszej sieci.

Koszty połączenia elektrowni jądrowej z siecią zależą od odległości między elektrownią jądrową a najbliższą linią wysokiego napięcia. We Francji koszty te wynoszą typowo od 2 do 5 mln euro na km.

Koszty wzmocnienia sieci są związane ze wzmocnieniem linii transmisyjnych wysokiego napięcia i ze zbudowaniem podstacji. Koszty te we Francji wycenia się na około 1 milion euro na kilometr.

Z punktu widzenia operacyjności elektrownie jądrowe mają ważną cechę, mianowicie dzięki swym dużym turbozespołom o dużej bezwładności zwiększają one znacznie bezwładność całego systemu i zapewniają w ten sposób buforowanie, zabezpieczające przed nagłymi zmianami. System elektryczny o wysokiej bezwładności zmienia wolniej swoje parametry w przypadku niedopasowania podaży i popytu na energię. Elektrownie jądrowe dzięki swej dużej bezwładności przyczyniają się do utrzymania stabilności sieci. Jest to cecha wspólna dla dużych elektrowni ciepłych z turbinami parowymi. Bezwładność wiatraków jest mała, a ogniów fotowoltaicznych – zerowa.

Elektrownie jądrowe pracują z wysoką niezawodnością i przewidywalnością (typowa częstość nieplanowanych wyłączeń we Francji to 0,5 wyłączeń reaktora na reaktoro-rok), co redukuje potrzebę mocy na bilansowanie systemu. Ponadto elektrownie jądrowe mogą pracować w układzie dostosowywania mocy do potrzeb energetycznych systemu. Pozwala to wykorzystać EJ do regulacji częstotliwości pierwotnej i wtórnej sieci energetycznej. Taka sytuacja jest obecnie we Francji, w Niemczech i w Belgii.



Rys. 1 Elektrownie jądrowe mogą pracować w systemie nadążania za obciążeniem- i pracują! Na wykresie - zmiany mocy w funkcji obciążenia w niemieckich EJ w ciągu 24 h.⁴

Nadążanie za dziennymi zmianami obciążenia we Francji prowadzi się według różnych schematów, ale najbardziej rozpowszechnionym jest schemat 12-3-6-3, z 12 godzinami na pełnej mocy i 6

⁴ Rysunek zaczerpnięty z „Nuclear Energy and Renewables” System Effects in Low-carbon Electricity Systems, OECD, Nuclear Energy Agency. Published by : OECD Publishing , Publication date: 30 Nov 2012

godzinami na małej mocy. Tempo zmian mocy jest powolne, i dla zmniejszenia lub zwiększenia mocy potrzeba około 3 godzin. Możliwe jest jednak także szybkie zmienianie mocy reaktora w tempie 5% na minutę.

Wobec nowoczesnych reaktorów stawia się wymagania, by pozwalały one na planowe nadążanie za obciążeniem podczas 90% całego cyklu paliwowego, z minimalnym tempem zmian mocy wynoszącym 3%/min. Nadążanie za obciążeniem w cyklu dobowym trzeba realizować bez zmiany stężenia kwasu borowego w reaktorach PWR i poprzez dopasowanie przepływu recyrkulacyjnego w reaktorze BWR, przy minimalnym dopasowaniu położenia prętów regulacyjnych. Blok jądrowy musi być zdolny do zmian obciążenia 2 razy na dobę, 5 dób w tygodniu i 200 tygodni w roku.

Reaktor EPR, który jest jednym z reaktorów III generacji jakie będą oferowane w Polsce, został zaprojektowany tak, by mógł zmieniać moc stosownie do zmian obciążenia w ciągu doby w granicach od 25% do 100% mocy znamionowej w ciągu 80% cyklu paliwowego. Dopuszczalne maksymalne tempo zmian mocy to 5% na minutę przy regulacji płytkiej, w granicach od 60% do 100%. W przypadku głębokich zmian mocy od 25% do 60% maksymalne tempo zmian ograniczone jest do 2,5% /minutę. Elektrownie jądrowe mogą skutecznie równoważyć zmiany obciążenia wynikające z normalnego rytmu dnia roboczego lub z wahań sezonowych. We Francji, gdzie pracuje 57 bloków jądrowych pokrywających 85% potrzeb energetycznych, tylko część tych bloków bierze udział w wyrównywaniu zmian obciążenia i średnia liczba przypadających na blok godzin straconych wskutek zmniejszenia mocy wynosi tylko 62 godziny na rok⁵ Odpowiada to obniżeniu średniego współczynnika obciążenia o 0,7%. Ma to mały wpływ na koszty energii z francuskich elektrowni jądrowych.

Natomiast zmiany mocy wymuszone nie przez zmiany zapotrzebowania odbiorców, ale przez nieprzewidywalne podmuchy wiatru i nagłe zmiany mocy elektrowni wiatrowych i słonecznych powodują znaczne skutki ekonomiczne. Opiszemy je w następnej sekcji, dotyczącej wpływu OZE na sieć.

Koszty podłączenia farm wiatrowych

Koszty linii transmisyjnych rosną z odległością, jaka dzieli źródło energii od sieci. Zależą one również od mocy elektrowni i od jej współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej. Według raportu instytutu Fraunhofer stosunek mocy średniej do maksymalnej dla wiatraków na lądzie wynosi w Niemczech 0,2 a dla paneli fotowoltaicznych 0,1⁶. Oznacza to, że dla uzyskania określonej mocy średniej trzeba zainstalować wiatraki o mocy 5 razy większej, a ogniwa fotowoltaiczne o mocy 10 razy większej od mocy średniej. Pociąga to za sobą ogromny wzrost nakładów inwestycyjnych nie tylko na same wiatraki i ogniwa fotowoltaiczne, ale także na linie transmisyjne, które muszą być przystosowane do przenoszenia mocy pięciokrotnie lub 10-krotnie większej od mocy średniej. Z tego względu koszty przypadające na jednostkę energii są dużo większe dla elektrowni wiatrowych lub słonecznych niż dla elektrowni jądrowych.

Koszty podłączeń są szczególnie znaczące dla morskich farm wiatrowych (MFW), które są umieszczane w dobrych warunkach wiatrowych, w granicach do 50 km od wybrzeża, co wymaga kosztownych podłączeń kablami podmorskimi. Według niemieckiego studium DENA 2 podłączenie

⁵ EC JRC Load Following Operating Mode at NPPs, and Incidence on Operation and Maintenance Costs. Compatibility with Wind Power Variability, C. Bruynooghe, A. Eriksson, G. Fulli, European Commission, JRC Scientific and Technical Reports, Brussels, Belgium, 2010

⁶ Fraunhofer, Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 20.02.2013, str 32

planowanej mocy 7000 MWe w farmach wiatrowych do sieci niemieckiej będzie wymagało 1500 km nowych linii transmisyjnych o mocy przesyłowej 1100 MW za cenę 4,9 mld USD⁷ Straty przesyłowe i potrzebne instalacje kompensowania mocy reaktywnej dodadzą dalsze koszty rzędu 18% początkowych nakładów inwestycyjnych. I tak np. dla MFW o mocy 100 MW zbudowanej blisko brzegu, w odległości 20 km, dodatkowe koszty wyniosą około 67 mln USD. Dla takiej samej farmy w odległości 50 km od brzegu nakłady inwestycyjne wyniosą 166 mln USD. Oznacza to wzrost kosztów energii z MFW w odległości 50 km od brzegu o około 57%.

Rozbudowa i wzmocnienie sieci.

Powody rozbudowy i wzmocniania sieci mogą być różne, np. nadmiar strukturalny wytwarzania energii elektrycznej w jednym rejonie, zwiększenie wymiany energii między różnymi rejonami lub modyfikacja struktury zapotrzebowania i wytwarzania w danym rejonie. Dobrze znany przykład to Niemcy, gdzie wytwarzanie energii wiatrowej zlokalizowane jest głównie na północy kraju, podczas gdy elektryczność jest potrzebna w rejonach przemysłowych na zachodzie i na południu.

Według oceny niemieckiej rządowej agencji analitycznej DENA, na zbudowanie 2240 km sieci, potrzebnej dla energetyki odnawialnej Niemcy muszą wydać przynajmniej 13 miliardów euro.

Sieć energetyczna łącząca wiatraki na Morzu Północnym oraz elektrownie wodne i słoneczne na kontynencie mają umożliwić przesyłanie „ekologicznej” energii do różnych części Europy, wyrównując wahania wynikające ze zmian pogody. Cena sieci: 30 miliardów euro. Dostosuj to dalekie od hasła o „oszczędnościach na sieci dzięki lokalnym źródłom energii”

Wobec tego, że na przyłączenie OZE do sieci, wzmocnienie i rozbudowę sieci potrzeba wielkich sum, powstaje pytanie, kto ma je płacić: czy producenci energii elektrycznej z OZE, którzy powodują te koszty, (co znacznie obniżyłoby atrakcyjność OZE) czy też operator sieci, który odzyska swe nakłady rozkładając je na wszystkich odbiorców i w ten sposób ukryje koszty związane z OZE w ogólnym wzroście kosztów energii elektrycznej pochodzącej ze wszystkich rodzajów źródeł. Obecnie koszty te są pozostawione operatorowi sieci. Producenci energii z OZE zwykle pomijają te koszty w swoich rozważaniach.

Przerywany charakter pracy farm wiatrowych

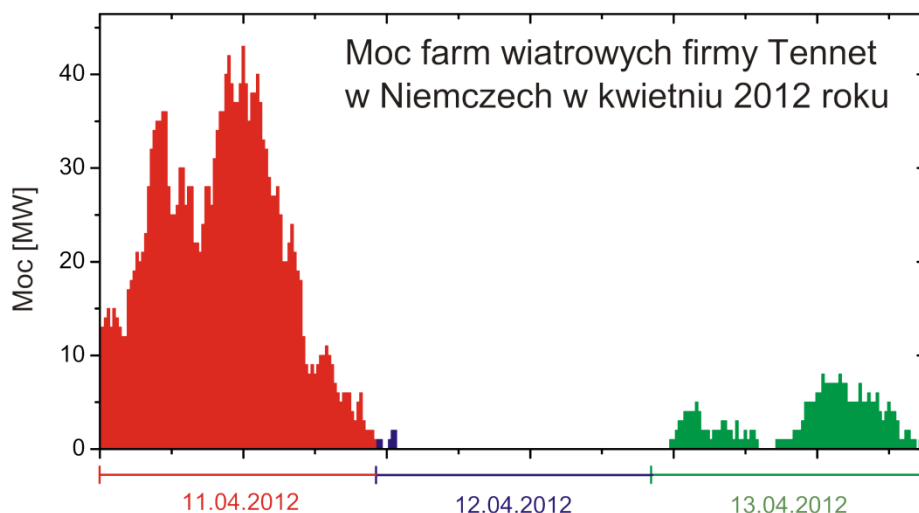
Przerywany charakter pracy stanowi problem głównie dla takich odnawialnych źródeł energii jak wiatr i słońce, które zależą od zmiennych warunków pogodowych i osiągają niskie współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej. W zasadzie każda elektrownia może przerwać pracę wskutek nieprzewidzianej awarii. Jednakże takie wyłączenia są nieskorelowane dla elektrowni jądrowych, węglowych czy gazowych, dzięki czemu niewielki zapas mocy wystarcza dla zażegnania groźby zaniku prądu w sieci. Natomiast w przypadku OZE mała prędkość wiatru lub gruba pokrywa chmur może występować na dużym obszarze i wpływać na zanik generacji energii z wielu źródeł odnawialnych.

Dla utrzymania napięcia i częstotliwości w sieci konieczne jest utrzymywanie rezerw, co wiąże się z dodatkowymi znacznymi kosztami. Rezerwa operacyjna może być w trzech postaciach- rezerwy wirującej, to jest elektrowni, które pracują na mocy mniejszej od ich mocy znamionowej i mogą zwiększyć moc bardzo szybko, rezerwy dodatkowej w postaci elektrowni opalanych ropą lub gazem, które mogą być uruchomione w ciągu minut oraz innych elektrowni uważanych za rezerwowe, potrzebujących na rozruch około 30 do 60 minut..

⁷ Dena Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015-2020, Dena Study II, Deutsche Energie-Agentur November 2010 Berlin, Germany. Wartości podane w euro przeliczono na USD dla zachowania jednorodności waluty w całym tekście.

Zapewnienie rezerwy wirującej oraz dodatkowej, gotowej do uruchomienia w ciągu minut jest kosztowne, bo oznacza konieczność ponoszenia kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych bez otrzymywania dochodów za produkcję energii. Ponadto przy pracy na zmniejszonej mocy sprawność elektrowni jest niższa, co oznacza wyższe koszty paliwowe na jednostkę energii. Na koniec, podnoszenie i obniżanie mocy powoduje szybsze zużycie wyposażenia elektrowni i wiąże się z dodatkowymi kosztami. Zmiany mocy OZE powiększają zakres wahań, jakie musi równoważyć system energetyczny, co powoduje wzrost kosztów. Problem jest tym trudniejszy, im większy jest udział OZE

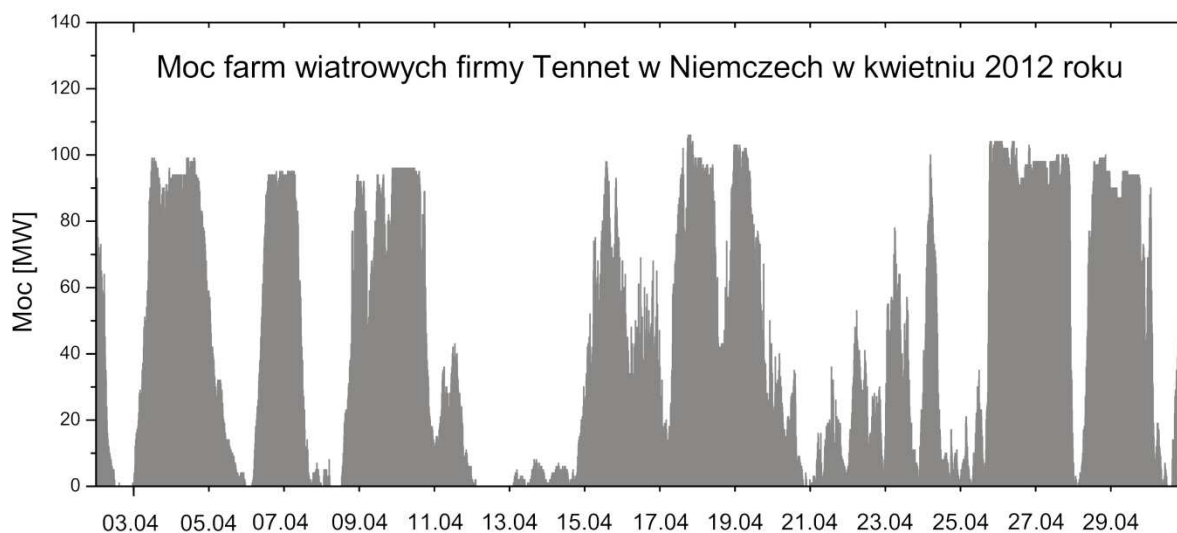
w mocy systemu. Przewidywanie mocy wiatru i ogniw fotowoltaicznych jest obecnie lepsze niż dawniej, ale wciąż nie wystarcza dla rezygnacji z rezerwowej mocy wirującej.



Rys. 2 Zupełny zanik wiatru we wszystkich morskich farmach wiatrowych firmy Tennet na morzu Północnym przez ponad 24 godziny. Moc nominalna tych MFW wynosiła ponad 110 MWe. Rysunek własny, dane z firmy Tennet TSO GmbH⁸

Zmiany siły wiatru są nagłe, a okresy zupełnej ciszy mogą trwać wiele godzin. Na rys. 2 pokazano okres ciszy na morzu w dniu 12 kwietnia 2012 r, a na rys. 3 widać jak nieregularne były dostawy energii z farm morskich w ciągu całego miesiąca. Te nagłe wahania mocy wiatru musi równoważyć system energetyczny i to szybko – a to kosztuje.

⁸ <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>



Rys. 3 Wahania mocy łącznej wszystkich morskich farmach wiatrowych firmy Tennet na morzu Północnym w kwietniu 2012. Rysunek własny, dane z firmy Tennet TSO GmbH⁹

Najlepszym bodźcem ekonomicznym do zredukowania kosztów krótkoterminowego równoważenia mocy w systemie byłoby przypisanie obowiązku równoważenia systemu samym producentom OZE, np. przez zobowiązanie ich do dostarczania stabilnych ilości energii elektrycznej o określonych charakterystykach napięcia i częstotliwości. Zapewniłoby to bodźce do lepszego przewidywania siły wiatru i odpowiedniego dopasowania mocy źródeł rezerwowych, tak by zmniejszyć koszty mocy rezerwowej do minimum. Obecnie jednak deweloperzy OZE nie mają żadnych obowiązków wobec sieci. Co więcej, dzięki decyzjom politycznym mają oni zapewniony absolutny priorytet w dostarczaniu prądu - system musi odbierać energię elektryczną wytwarzaną w wiatrakach, choćby była ona niepotrzebna. Powoduje to konieczność obniżania mocy lub wyłączania elektrowni systemowych, co oczywiście obniża ich opłacalność. Niestety łączne koszty wytwarzania energii pozostają wysokie, bo subsydia dla OZE trzeba płacić nawet wtedy, gdy ich produkcja jest niepotrzebna.

Koszty bilansowania mocy są różne w zależności od kraju, np. w Norwegii, gdzie system jest bardzo elastyczny, bo polega na hydroelektrowniach, wzrost udziału OZE z 10% do 20% nie zwiększa kosztów bilansowania. Natomiast w kraju takim jak Wielka Brytania, gdzie bilansowanie zapewniają stosunkowo drogie turbiny gazowe, sytuacja jest inna i koszty rosną szybciej niż udział OZE w mocy systemu.

Koszty bilansowania dla OZE przy udziale do 20% mocy systemu leżą w zakresie do 7 USD/MWh z wyjątkiem Wielkiej Brytanii, gdzie przekraczają one 7 USD/MWh już przy udziale 10% i są dwukrotnie większe przy udziale 30%. W przypadku elektrowni systemowych przyjmuje się, że wielkość rezerwy wirującej musi być równa mocy największej elektrowni w systemie. Zwykle elektrownie jądrowe mają moc większą od elektrowni węglowych. Dlatego przy ocenie kosztów rezerwy wirującej potrzebnej dla energetyki jądrowej uwzględnia się koszty dla mocy równej różnicy mocy największego bloku jądrowego i bloku węglowego. Są one zwykle niższe od 1 USD/MWh.

Poniżej podajemy koszty systemowe ocenione dla Niemiec, jako kraju najbardziej zaawansowanego w rozwoju OZE.

⁹ <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>

Tabela Koszty systemowe dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech¹⁰

Technologia	EJ		Wiatr na lądzie		MFW		pV	
	10	30	10	30	10	30	10	30
Udział w mocy systemu, %	10	30	10	30	10	30	10	30
Koszty rezerwy USD/MWh	0	0	7,96	8,84	7,96	8,84	19,22	19,71
Koszty bilansowania USD/MWh	0,52	0,35	3,3	6,41	3,3	6,41	3,3	6,41
Podłączenie do sieci USD/MWh	1,9	1,9	6,37	6,37	15,71	15,71	9,44	9,44
Wzmocnienie sieci USD/MWh	0	0	1,73	22,23	0,92	11,89	3,69	47,4
Łączne koszty na poziomie systemu USD/MWh	2,42	2,25	19,36	43,85	27,9	42,85	35,64	82,95

Przegląd w krajach OECD wykazał, że w Europie koszty sieciowe dla elektrowni wiatrowych na lądzie wynoszą od 20 do 65% całkowitych kosztów energii elektrycznej, podczas dla energii słonecznej fotowoltaicznej i morskich farm wiatrowych koszty integracji do sieci wynoszą średnio 50% całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Natomiast dla elektrowni jądrowych koszty sieciowe są wielokrotnie mniejsze.

W Stanach Zjednoczonych wydajności elektrowni wiatrowych i słonecznych są wyższe niż w Europie dzięki lepszym warunkom wiatrowym i słonecznym, ale i tam koszty podłączeń do sieci są wysokie, np. dla pokrycia 30% potrzeb energii elektrycznej w USA przy pomocy MFW trzeba byłoby wydać szokującą sumę 86 miliardów dolarów rocznie.¹¹

Podsumowanie

Jak widać z powyższych rozważań, wszystkie odnawialne źródła energii wymagają dużych subwencji płaconych przez wszystkich odbiorców prądu. Bez takich subwencji deweloperzy nie chcieliby budować instalacji OZE. Wielkość tych subwencji jest ogromna, i nawet ludzie aprobujący wsparcie dla OZE nie zdają sobie sprawy z jego wielkości. Subwencje proponowane w projekcie ustawy o OZE, wynoszące od 2006 do 2020 roku 76 miliardy zł, wystarczyłyby na pokrycie pełnych nakładów inwestycyjnych na cztery elektrownie jądrowe o mocy 1000 MWe każda, (4,5 mld euro/1000 MWe x 4 x 4 zł/euro = 72 mld zł), dających prąd taniej niż inne źródła energii. Natomiast po wydaniu dodatkowo 76 miliardów zł na subwencje dla elektrowni wiatrowych nie będziemy mieli taniego prądu, przeciwnie, będziemy nadal wydawali co roku ponad 10 miliardów zł na subwencje dla utrzymanie OZE.

Dlatego ministerstwo finansów w swej opinii do projektu ustawy o OZE napisało, że *"...wsparcie OZE jest pomocą publiczną"* a dalej *"Należy zauważyć, iż system wsparcia dla OZE proponowany w przedmiotowej ustawie przekłada się bezpośrednio na poziom cen energii dla odbiorców końcowych a tym samym na koszty funkcjonowania całej gospodarki oraz na jej konkurencyjność. Analiza tego dokumentu przez MF skłania do postawienia tezy, iż projekt ten jest prosektorowy, stanowi zagrożenie dla rozwoju gospodarki i uniemożliwia prowadzenie polityki zrównoważonego rozwoju i utrzymanie wzrostu gospodarczego"*¹²

10 Nuclear energy and renewable systems in low carbon electricity systems, OECD 2012, page 127

11 Ibid str 131

12 [http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/19349/69284/73100/dokument52487.pdf?
lastUpdateDay=25.01.13& lastUpdateHour=4%3A29&userLogged=false&date=poniedzia%C5%82ek
%2C+28+stycze%C5%84+20](http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/19349/69284/73100/dokument52487.pdf?lastUpdateDay=25.01.13&lastUpdateHour=4%3A29&userLogged=false&date=poniedzia%C5%82ek%2C+28+stycze%C5%84+20)