

Repowering, a sprawa Polska

Grzegorz Barzyk

Politechnika Szczecińska

Jedną z najistotniejszych przeszkód w rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce jest brak mechanizmów finansowych wspierających ten rozwój. Niemiecki model pomocy w rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), obejmujący zarówno z góry określona cenę za jednostkę produkowanej z OZE energii elektrycznej, jak i pewność długotrwałego jej odbioru przez Spółki Dystrybucyjne, zdaje się nie mieć dużych szans na wprowadzenie w warunkach Polski – przynajmniej w krótkim okresie czasu.

Lansowane w ostatnich miesiącach, rządowe projekty zniesienia kontraktów długoterminowych (KDT) na zakup energii konwencjonalnej, zbieżne są z konsekwentnie prowadzoną przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) polityką energetyczną Polski w zakresie wprowadzenia konkurencyjności na rynku energii. Likwidacja KDT zaś, przy jednoczesnym wprowadzeniu ich odpowiednika dla rynku energii z OZE, z pewnością wprowadziłaby wiele emocji na rynku, w którym ponad 95% energii pochodzi z paliw kopalnych...

Wprowadzenie takich przywilejów dla jednego, postrzeganego jako słabego i nieorganizowanego segmentu rynku energetycznego, na pewno odebrana byłaby jako dyskryminacja, która w warunkach tzw. wolności gospodarczej skutkować mogłaby wieloma nieprzewidywanymi ruchami zarówno społecznymi (górnictwo), jak i podejmowanymi pod ich ciężarem krokami legislacyjnymi.

Wydaje się, że nawet przystąpienie Polski do Unii Europejskiej oraz nałożona przez nią dyrektywa nr 2001/77/EC, w kontekście swobodnego kształtowania polityki energetycznej Państw członkowskich, może nie przynieść spodziewanego przez producentów energii z OZE rezultatu.

„Perelki” energetyki wiatrowej, jako mocowo najistotniejszej dla krajowego bilansu energetycznego, w postaci dużych parków wiatrowych, zdają się w przedstawionym świetle być jedynie mglistymi chęciami Inwestorów, którzy bez zapewnienia zwrotu poniesionych nakładów, raczej nie są skłonni do faktycznego realizowania inwestycji typu Zagórze (15x2MW).

Dotychczasowy rozwój energetyki wiatrowej na Zachodzie Europy spowodował, że wielu dotychczasowych właścicieli turbin wiatrowych, mając tam

przyjazny dla tej galezi energetyki klimat finansowy, zdecydowało się na tzw. repowering istniejących urządzeń.

Z rynkiem tym, natychmiast pojawił się rynek używanych turbin wiatrowych, które w wielu przypadkach trafiło już lub trafi do Polski.

Coraz częściej drobni przedsiębiorcy lub wręcz osoby prywatne, które dotychczas mogły jedynie marzyć o własnej elektrowni wiatrowej, stają w obliczu, kiedy marzenie to stać się może rzeczywistością.

Sprowadzane z terenu Danii, Niemiec lub Holandii używane elektrownie wiatrowe, mające na swoim koncie nierzadko po 13-15 lat pracy, poddawane są w Polsce bardziej lub mniej gruntownemu remontowi i... pracują.

W ostatnich kilku miesiącach na terenie Polski zainstalowano już około 10 szt. elektrowni wiatrowych o mocach od 100kW do 500kW. Na montaż w okolicach Piaszczyzny czeka dalsze 11 sztuk leżących już na polu (100 kW każda). W okolicach Jeleniej Góry prywatny przedsiębiorca sprowadził do Kraju 27 sztuk, o mocach od 100 do 150kW, koło Walbrzycha 3 sztuki po 100kW, pod Kielcami na stacji benzynowej stanęły 2 szt. po 100kW.....

Z pewnością inwestycje te nie są w stanie być konkurencyjnymi wobec rozwoju energetyki wiatrowej na Zachodzie, jednak świadczą dobitnie, że są one opłacalne nawet w warunkach Polski.

Używana elektrownia wiatrowa o mocy 100kW (np. Vestas V17) sprowadzona do Kraju, kosztuje wraz z montażem i uruchomieniem około 70 tys. złotych. W cenie jw. zawarte są wszystkie komponenty łącznie z wieżą – najczęściej około 30m, jednak oprócz transformatora SN/nn. Koszt dodatkowy do poniesienia przed montażem, w postaci wykonania fundamentu, przyłącza, zakupu transformatora oraz przede wszystkim dokumentacji budowlanej (z pozwoleniem na budowę) to dalsze 60-80 tys. zł.

Łączny zatem koszt do uruchomienia takiej elektrowni wiatrowej w warunkach pojedynczej lokalizacji, nie przekracza zwykle 150.000 zł. Przy budowie „parku” takich elektrowni wiatrowych, jednostkowy ich koszt jest oczywiście jeszcze niższy.

Interesujący jest w tym miejscu punkt widzenia wielu Spółek dystrybucyjnych. Zdaje się on odpowiadać określeniu: „Duże elektrownie duży problem, małe -mały”.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25.09.2000r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług

przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz.U. Nr 85 poz. 957 z dnia 13 10. 2000r.) układy generatorowe w procesie uzyskiwania warunków przyłączenia powinny legitymować się ekspertyza wpływu na istniejący system energetyczny.

Tym czasem, niektóre Spółki dystrybucyjne uważając, iż dla energii która pozostaje w tzw. sieci wielooczkowej zamkniętej, szczególnie po stronie SN ustawowo nakazana ekspertyza nie jest dokumentem obligatoryjnym.

Dla inwestora z pewnością oznacza to przyspieszenie procesu budowy elektrowni wiatrowej, natomiast dla Spółki...

Energia elektryczna sprowadzana przez poszczególne Spółki dystrybucyjne, nierzadko z odległych źródeł (obowiązująca wolność gospodarcza, to m.in. możliwość zakupu energii dla ZE Koszalin z elektrowni Belchatów), to jednoczesna konieczność jej przesyłu za pośrednictwem systemu linii wysokich napięć, należących do PSE. Oplata za przesył, stanowi poważny element rachunku za zużywaną energię elektryczną.

Obecna konstrukcja typowego rachunku za energię elektryczną opiera się o 4 pozycje:

- a) cene energii elektrycznej (tzw. taryfa),
- b) stawke opłaty abonamentowej,
- c) składnik stały opłaty sieciowej,
- d) składnik zmienny opłaty przesyłowej,

Poszczególne taryfy zależą głównie od grupy taryfowej, do której dany odbiorca jest zakwalifikowany.

Dla „zwykłego” odbiorcy przyłączonego do sieci na niskim napięciu, zużywającego energię elektryczną na potrzeby domowe (jednostrefowa, jednofazowa), grupę tę stanowi grupa G11. Dla odbiorcy przyłączonego po stronie SN, zużywającego moc poniżej 40kW (zabezpieczenie do 63A), grupa ta jest grupa B11. Gdy moc ta wynosi powyżej 40kW odbiorca należeć będzie do grupy B21.

W tabeli 1 przedstawiono mające swoje odzwierciedlenie do Grupy ENEA O/Szczecin wartości poszczególnych składników odniesione jako przynależność do jednej z w/w grup taryfowych:

Tabela 1. Wartości poszczególnych składników rachunku za energię elektryczną

	G11	B11	B21
cena energii elektrycznej	0,1809 zł/kWh	160,01 zł/MWh	154,76 zł/MWh
stawka opłaty abonamentowej	2,52/m-c	26,77 zł/m-c	67,55 zł/m-c
składnik stały opłaty sieciowej	1,39/m-c	7109,68 zł/m-c/MW	9116,98 zł/m-c/MW
składnik zmienny opłaty przesyłowej	0,1895/kWh	101,33 zł/MWh	98,17 zł/MWh

Przyjmując, że odbiorca mający urządzeń o łącznej mocy 30kW, zużyje w ciągu jednego miesiąca 1MWh energii, to w zależności od jego przynależności do grupy taryfowej zapłaci on odpowiednio:

$$\text{Dla grupy G11: } (0,1809 \cdot 1000) + 2,52 + 1,39 + (0,1895 \cdot 1000) = 374,31 \text{ zł}$$

$$\text{Dla grupy B11: } (160,01) + 26,77 + (30 \cdot 7109,68 \cdot 0,001) + 101,33 = 501,4 \text{ zł}$$

$$\text{Dla grupy B21: } (154,76) + 67,55 + (30 \cdot 9116,98 \cdot 0,001) + 98,17 = 526,44$$

W sposób oczywisty należy zauważyć, że posiadacz urządzeń o mocy 30kW nie powinien należeć do grupy G21 (ani do grupy G11, choć mógłby - w przypadku gdyby był to węzeł cieplny, hydrofornia lub inny obiekt zgodnie z zapisami Decyzji Prezesa URE), lecz zapis taki uczyniono w celach porównawczych, by dodatkowo wykazać jak wskaźnik opłaty przesyłowej determinuje ostateczną wysokość rachunku za zużycie energii elektrycznej.

Jeżeli elektrownia wiatrowa produkować będzie energię elektryczną, która zużyta zostanie w całości w obrębie lokalnej sieci energetycznej, wówczas Spółka dystrybucyjna, uwzględniając to w swoich planach, dokona z zewnątrz zakupu mniejszej ilości energii, za którą dodatkowo będzie musiała przetransferować opłatę przesyłową.

Jak wynika z praktyki, zebrana od odbiorców opłata na poczet składnika przesyłowego nie zostanie jednak zmniejszona... Z tego też powodu, małe źródła mocy mogą być widziane od strony Spółki dystrybucyjnej jako elementy korzystne...

Zakładając bowiem, że typowa elektrownia wiatrowa o mocy 100kW w warunkach dobrej lokalizacji produkuje od 150-180 tys. kWh, zatem dla grupy G11 „oszczędności” na opłacie przesyłowej mogą dla Spółki dystrybucyjnej wynieść nawet 28-34 tys. zł w skali roku (przy iloczynnie 150-180 tys. kWh x 0,1895zł/kWh).

Jak zarysowano na wstępie, rozwój energetyki wiatrowej w Polsce zahamowany jest głównie przez dwa powody: niską cenę za energię elektryczną,

która producenci mogą otrzymać ze Spółki Dystrybucyjnej oraz brak wieloletnich umów o odbiór tej energii.

Problem ten nie istnieje w przypadku produkcji energii na własne potrzeby.

Zalóżmy, że istnieje osrodek, wypoczynkowy, zakład usługowy, mała hala produkcyjna itp. Zalóżmy także, że na terenie tego podmiotu stoi stanowiący jego własność transformator SN/nn zasilający całość terenu - o łącznym zapotrzebowaniu 35 kW. Podmiot ten, zaliczany więc będzie do grupy B11.

Niech podmiot ten, ma roczne zużycie energii na poziomie 245 tys. kWh (35kW x 7000 godzin pracy).

Rocznie zatem, z tytułu opłaty za zużyta energię elektryczną zapłaci rachunek w wysokości 67335,61 zł

$$(245 \cdot 160,01) + (26,77 \cdot 12) + (7109,68 \cdot 0,035 \cdot 12) + (101,33 \cdot 245) = 67335,61$$

Wysokość takiego rachunku podzielona przez ilość zużytej energii stanowi, że zużyta energię podmiot zakupił w skumulowanej cenie jednostkowej 274,84 zł/MWh.

Zakładając, że podmiot ten wybuduje i przyłączy do swojego transformatora elektrownie wiatrowa o mocy 100kW oraz, że wyprodukuje ona jednocześnie 165.000 kWh w skali roku, to oznacza to, że rachunek za energię elektryczną zmniejszy się mu do kwoty 21600,41 zł, wg nast. zależności:

$$(70 \cdot 160,01) + (26,77 \cdot 12) + (7109,68 \cdot 0,035 \cdot 12) + (101,33 \cdot 70) = 21600,41$$

Ewidentny zysk z tytułu posiadania elektrowni wiatrowej wynosić będzie zatem: 45735,2 zł! Po odjęciu opłat eksploatacyjnych oraz ewentualnych kosztów napraw, faktyczny zysk ukształtuje się na poziomie ok. 35 tys. zł.

Otrzymana kwota jak widać powoduje, że przy założeniu kosztów powstania elektrowni wiatrowej na poziomie 120-150 tys. zł, inwestycja taka zwróci się w granicach 4-5 lat.

Jeszcze większą opłacalność inwestycji będzie w sytuacji, w której odbiorca związany jest z płatnościami za energię tzw. szczytowa lub posiada dużą moc zamówioną przy średniej wykorzystywanej na niewielkim poziomie. Na ostateczny bilans wpłynąć może ponadto zmniejszenie zamówienia mocy, z której wyliczany jest składnik stały opłaty sieciowej. Zmniejszenie tego wskaźnika o 50% to zysk kolejnych 1400 zł w skali roku (dla analizowanego przypadku).

Przewidywana żywotność takich silowni to około 10 lat, co pozwala na spokojną ich amortyzację oraz ewentualny repowering w przyszłości....

W przypadku awarii komponentów takich silowni, skorzystać można z istniejących już w Polsce serwisów, mogących usunąć usterkę w ciągu 48 godzin. Bazując zatem, na tak przeprowadzonych wyliczeniach trudno się dziwić, że coraz więcej podmiotów wyraża zainteresowanie budową używanych elektrowni wiatrowych.