

WYBRANE PROBLEMY ZWIĄZANE Z PRZYŁĄCZENIEM ELEKTROWNI WIATROWYCH DO SIECI ENERGETYCZNEJ

Grzegorz Barzyk
Politechnika Szczecińska
Instytut Elektrotechniki

Autor, działając w ramach Zespołu ds. energetyki wiatrowej Instytutu Elektrotechniki Politechniki Szczecińskiej, jest współrealizatorem szeregu opracowań naukowo-technicznych, których główną treścią jest problem określenia możliwości przyłączenia oraz współpracy projektowanych elektrowni wiatrowych (farm wiatrowych) z istniejącym systemem elektroenergetycznym. W ramach tych opracowań, realizowanych na rzecz poszczególnych inwestorów w celu wypełnienia wymogów Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 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 października 2000r.), wypracowano indywidualną metodykę postępowania ze zgłaszanymi projektami. W niniejszej publikacji, autor zaprezentuje szereg przemyśleń mających swoje praktyczne odniesienie do rzeczywistych problemów dotyczących zarówno potencjalnych inwestorów branży energetyki wiatrowej, jak i krajowe Spółki Dystrybucyjne energii elektrycznej.

1. WSTĘP

W latach 2000-2002 terytorium Polski stało się zagłębiem, najczęściej porzuconych zupełnie w zarodku, projektów branży energetyki wiatrowej. Wielokrotnie powtarzane, również przez przedstawicieli urzędów państwowych liczby, o mających wkrótce zapełnić powierzchnię Polski parkach wiatrowych, pobudzały -i nadal pobudzają- wyobraźnię zarówno zwolenników jak i przeciwników tego sektora energetycznego.

W trakcie procesu przygotowania inwestycji, nieodłączną kwestią do przebrnięcia dla każdego inwestora tej, choć - nie tylko tej branży, jest uzyskanie (oraz utrzymanie) warunków przyłączenia do sieci OSR (rzadziej OSP). Sposób przyłączenia do sieci oraz wybór napięcia przyłączenia, zdeterminowany jest wielkością projektu, zapisami ekspertyzy wpływu projektowanej instalacji na istniejący system elektroenergetyczny oraz szczegółowymi uzgodnieniami z Działami Rozwoju poszczególnych Spółek Dystrybucyjnych.

W ramach zespołu specjalistów zgromadzonego wokół PTPiREE, powstał i został przyjęty przez szereg Spółek OSR „szkielet” wymagań dotyczący zawartości ekspertyzy wymaganej Rozporządzeniem.

Doświadczenie wielu podmiotów realizujących przedmiotowe ekspertyzy pokazało, iż powstałe na bazie prac w/w zespołu wymagania dot. zawartości tych opracowań, stanowią obecnie tylko część tego, co pospołu wymagane jest w procesie ich uzgadniania zarówno przez poszczególne OSR jak i instytucję opiniującą takowe - w postaci PSE S.A.

Zasadniczymi elementami ekspertyzy wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system energetyczny są, m.in. analiza rozplywowa, określenie dopuszczalności przyłączenia pod kątem parametrów zwarciovych oraz migotania i kąta fazowego instalacji.

Tematyka wymieniona wyżej, o ile zasadniczo mieści się w kategoriach oczywistych rozpatrywanych niejednokrotnie w postaci opracowań realizowanych przez studentów uczelni technicznych, z racji swojej podmiotowości oraz udziału w przedsięwzięciu branży energetyki wiatrowej – zyskuje oblicze poważnej dysputy... akademickiej.

2. PROBLEMY Z PRZYŁĄCZENIEM DO SIECI

2.1. Wzrost napięcia oraz wpływ zmiany kąta impedancji fazowej

Roszył mocy produkowanej przez jednostki wytwórcze, zmienia napięcie zasilania sieci zarówno w punkcie przyłączenia jak i węzłach sąsiednich. Zmiana tego napięcia, z uwagi na to, iż ulega ono z reguły podwyższeniu, utożsamiana jest z pojęciem wzrostu napięcia - choć naturalnie zmiana napięcia może mieć również znak ujemny.

Równoległa praca systemu elektroenergetycznego z instalacją wiatrową, charakteryzuje się nieustanną zmiennością stanu systemu, związaną z ciągłą zmianą generowanej mocy czynnej.

Efektom włączenia elektrowni do sieci, jest statyczna zmiana napięcia (wzrost napięcia) w danym węźle systemu elektroenergetycznego. Po wyłączeniu elektrowni napięcie powraca do pierwotnej wielkości. Takie zmiany wartości napięcia wywołane łączeniem elektrowni wiatrowej z systemem elektroenergetycznym, mogą występować kilkadziesiąt razy w ciągu doby.

Problem statycznych zmian napięcia, został jednoznacznie określony przez Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25.09.2000r (Dz. U z dnia 17.10.2000r. Nr 86 poz.857), które określa, że w sieciach do 110kV dopuszczalne odchylenie napięcia od znamionowego w czasie 15 minut powinno się mieścić w przedziale od -10% do +5%.

W przypadku instalacji wiatrowych, częstokroć przyjmuje się, że dla właściwego sporządzenia analizy wpływu przyłączanej instalacji na system elektroenergetyczny oraz późniejszego opracowania wyników, wskazana jest metodologia zalecana w raporcie technicznym DEFU CR 111E - oparta na normie IEC 61400-21 [2,4,5,7]. Zapisy tych opracowań, stanowią z reguły kryteria ostrzejsze w stosunku do norm polskich, a w omawianym przypadku mówią że: „...spowodowany przez wszystkie użytkowane w ramach sieci jednostki wytwórcze wzrost napięcia, nie może w najmniej korzystnym punkcie łączenia przekroczyć wartości 2% w stosunku do napięcia, jakie występuje bez zasilania z jednostek wytwórczych...”[9].

$$\Delta u_a \leq 2\% \quad (1)$$

Przy jednym punkcie przyłączeniowym, warunek ten daje się najprościej oszacować za pomocą stosunku zwarciowo – mocowego k_{kl} :

$$k_{kl} = \frac{S_{kv}}{\sum S_{Amax}} \quad (2)$$

gdzie: S_{kv} oznacza moc zwarciową w sieci w punkcie przyłączenia, a

$\sum S_{Amax}$ oznacza sumę maksymalnych mocy pozornych wszystkich przyłączonych w tym punkcie i/lub planowanych jednostek wytwórczych.

Przy określaniu S_{Amax} , przyjmuje się maksymalną moc pozorną pojedynczej instalacji:

$$S_{Amax} = S_{Amaxlmin} = S_{nG} \cdot P_{lmin} = \frac{P_{nG}}{\lambda} \cdot P_{lmin} \quad (3)$$

gdzie: P_{lmin} przyjmowane jest ze świadectwa certyfikującego tzw. Windtestu.

Powyższe rozważania można zaprezentować także w formie dokładniejszej, wykonywanej na podstawie uwzględnienia kompletnej impedancji sieciowej, wraz z odpowiadającym jej kątem fazowym ψ_{kv} .

Warunek dla maksymalnej przyłączalnej mocy prezentuje się dla takiej analizy następująco:

$$S_{Amax} \leq \frac{2\% \cdot S_{kv}}{|\cos(\psi_{kv} + \varphi)|} = \frac{S_{kv}}{50 \cdot |\cos(\psi_{kv} + \varphi)|} \quad (4)$$

gdzie: ϕ oznacza kąt fazowy między przebiegiem prądu i napięcia jednostki wytwórczej przy maksymalnej mocy pozornej S_{Amax} [5,6].

Ukazane powyżej oczywiste zapisy arytmetyczne, w praktyce narzucają jednak kilka wątpliwości związane chociażby z prawidłowym oszacowaniem rzeczywistego kąta obciążenia fazowego instalacji, uwzględniającego rzeczywiste przepływy mocy biernej w analizowanym układzie topologicznym sieci. O ile, dla układu sieciowego nie uwzględniającego projektowanych i pracujących farm wiatrowych określenie tej wartości jest względnie proste i wynika z danych posiadanych przez każdego OSR o tyle fakt, iż na terytorium Polski pracuje już szereg siłowni wiatrowych o łącznej mocy blisko 60MW (luty 2003), to ich praca może (i czyni to!), kalkulacje te diametralnie odmienić.

Z praktyki autora wynika, iż wielu inwestorów planuje swoje parki wiatrowe w pobliżu już istniejących dużych instalacji wiatrowych (Darłowo, Zagórze). To zaś powoduje, iż w sposób istotny należy przyjrzeć się oraz uwzględnić w rachunkach szereg sytuacji, wcześniej pod uwagę prawdopodobnie nie branych.

Teoretycznie, każdy park wiatrowy przyłączony winien być do sieci w taki sposób, aby zapewnić na granicach stron jakość energii elektrycznej wyznaczonej umową przyłączeniową i odpowiednimi przepisami [1].

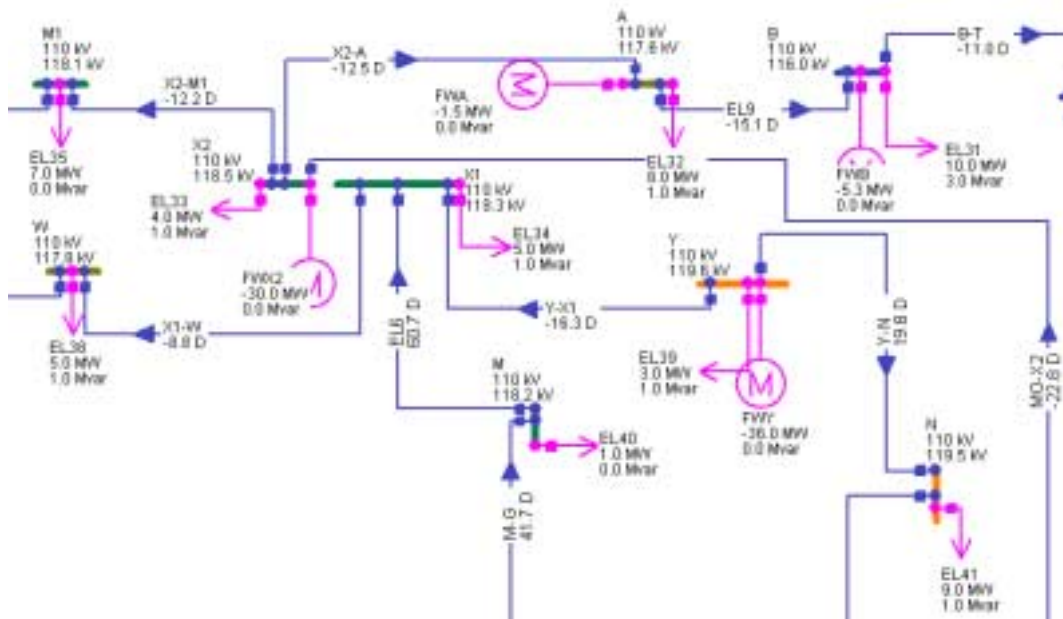
Dotyczy to zarówno kształtu krzywej, wielkości generowanej mocy, dozwolonych poziomów napięć oraz np. wielkości $tg\phi$.

Większość z projektowanych instalacji wiatrowych oparta jest o założenie, iż dla mocy nominalnych urządzeń generatorowych, $\cos\phi$ w punkcie przyłączenia wynosić będzie 1. W przypadku generatorów asynchronicznych, jedną z metod zapewniających taki rezultat, jest przekompensowanie uzwojeń generatorów do pracy normalnej przy $\cos\phi$ indukcyjnym [3].

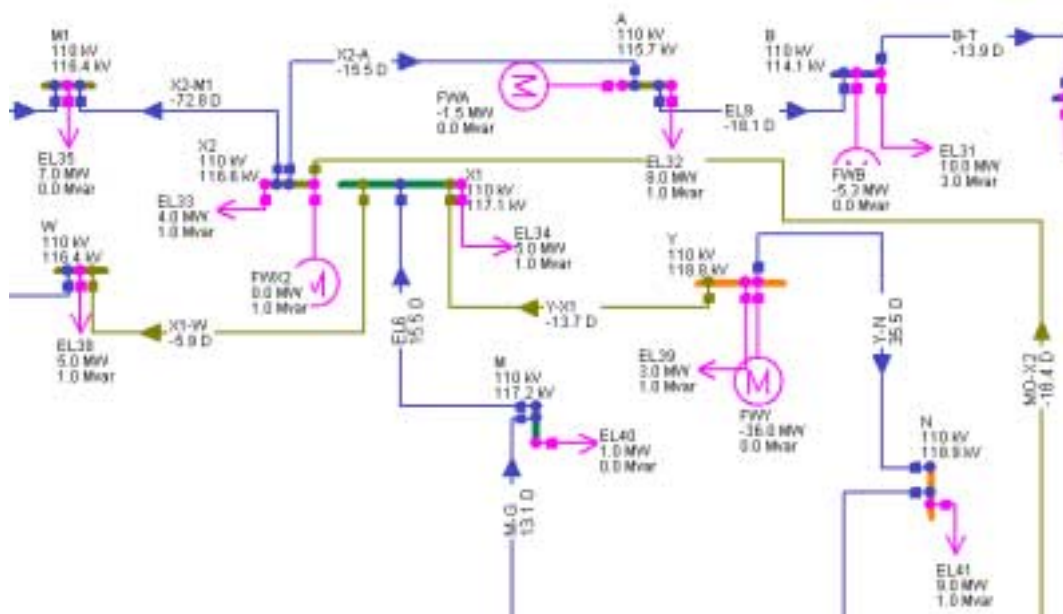
Całość zagadnienia sprawdza się zatem dla założonych uprzednio wielkości, w tym pracy z nominalnymi parametrami pracy. Gorzej jest, gdy siłownie pracują jedynie na części mocy nominalnej lub przestają pracować w ogóle. Jak wykazuje przykład jednego z parków wiatrowych przyłączonych do sieci Zakładu Energetycznego Koszalin S.A., w takim przypadku moc bierna pojemnościowa pochodząca z przewymiarowanej sieci SN w obrębie farmy, może zarówno znacząco oddziaływać na lokalny bilans mocy, jak i w rezultacie uderzyć po kieszeni „nadgorliwego” – przewymiarowującego kable inwestora.

Wielkość tej mocy, musi zatem być również uwzględniana w opracowaniach analitycznych związanych z prognozą wpływu na istniejący system energetyczny. Musi – ale często nie może ze względu na to, iż dla celów realizacji takich opracowań, wręcz niemożliwym jest uzyskanie danych dotyczących nie tylko rodzaju stosowanych przez innych inwestorów urządzeń, konfiguracji połączeń, ale także nazw firm związanych z poszczególnymi projektami (zgłoszonymi do OSR oraz koniecznymi do uwzględnienia).

Poniżej, na rys.1-2, zaprezentowano jeden z rzeczywistych przypadków mających swoje miejsce w sieci energetycznej. Ze względów oczywistych (?), ochrony danych zarówno inwestora jak i systemu rozdzielczego, poszczególne nazwy zastąpiono nieistotnymi symbolami.



Rys. 1 Schemat układu sieci w stanie normalnym pracy wszystkich farm wiatrowych (FWA, FWB, FWX2, FWY)



Rys. 2 Schemat układu sieci w stanie awaryjnej pracy Farmy wiatrowej FWX2

Jak widać z porównania rysunków nr 1 oraz nr 2, dla stanu awaryjnego farmy wiatrowej FWX2 nastąpiła radykalna zmiana warunków pracy linii X1-M (EL6).

Zmiana ta, oprócz oczywistego następstwa w postaci fluktuacji mocy czynnych oraz biernych przenoszonych przez system, skutkuje również zmianą kąta impedancji fazowej stanu „normalnego” gałęzi sieci (zmiana z wartości 15.5 na 60.7). Zmiana ta, w istotny sposób wpływa na wartości wielkości wyznaczanych ze wzorów 2-4. Powoduje to w efekcie, że nie uwzględnienie możliwości występowania takiego stanu pracy, staje się poważnym niedociągnięciem, mogącym wpłynąć na ostateczną decyzję o możliwości przyłączenia (lub jej braku) projektowanej instalacji wiatrowej.

Kwestią otwartą, autor pozostawia jeszcze dodatkowe – retoryczne jego zdaniem pytanie. Jak należy interpretować sensowność wszystkich opracowań zrealizowanych w

oparciu o dane projektów koniecznych do uwzględnienia – a wynikających z wytycznych otrzymanych z OSR, gdy któryś z tych projektów - nie zostanie zrealizowany?.

2.2. Wpływ parametru mocy zwarciowej na kwestię przyłączenia do sieci

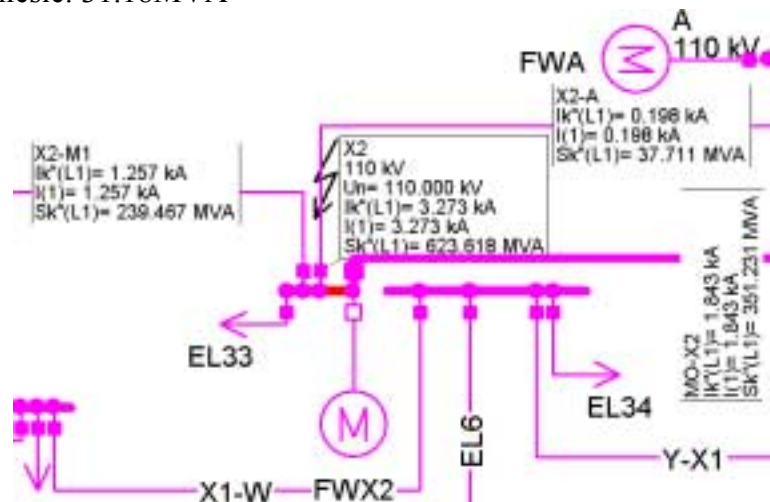
Innym ciekawym zagadnieniem, jest interpretacja zapisów znajdującego się w szeregu Spółek OSR warunku: „W przypadku generatorów asynchronicznych moc zwarciowa w miejscu przyłączenia do sieci rozdzielczej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej”.

Dla takiego warunku należy zatem sprawdzić zależność:

$$S_r \cdot 20 \leq S_{Kvj} \quad (5)$$

S_{Kvj} - moc zwarciowa w j - tym punkcie przyłączeniowym w [MVA].

Jeżeli w danym węźle sieciowym, jego moc zwarciowa wyniesie np. 623.6 MVA (Rys.3), to zgodnie z warunkiem IRiESR (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Rozdzielczego) jw. maksymalna możliwa do włączenia w tym punkcie moc elektrowni wiatrowych wyniesie: 31.18 MVA



Rys.3 Schemat analizowanego przypadku przed włączeniem farmy FWX2

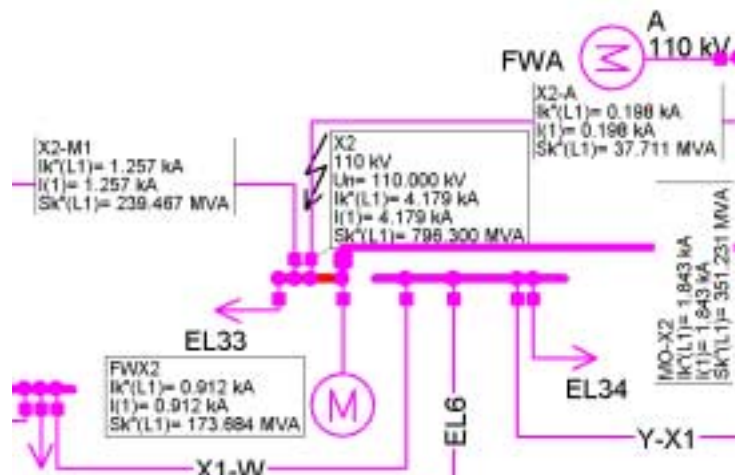
Zakładając, że następnie do tego punktu przyłączona zostanie farma wiatrowa o mocy 30 MW, to moc zwarciowa punktu przyłączeniowego w analizowanym przypadku wzrośnie do 796.3 MVA (Rys.4).

Wzrost mocy zwarciowej, jest dla danej sytuacji zrozumiały oraz logiczny. Dalsza analiza, skłania jednak do zastanowienia się nad następującą kwestią: wiadomo, że do węzła X2, przy uwzględnieniu jego „początkowej” mocy zwarciowej nie można przyłączyć więcej mocy. Co natomiast z możliwością przyłączenia do nowego węzła sieciowego, mogącego powstać dzięki zamierzeniom kolejnego inwestora, a umiejscowionego np. 5 km dalej w linii MO-X2? Czy takie przyłączenie jest możliwe?

Czy moc zwarciowa takiego punktu nie jest „skażona” udziałem tego parametru pochodzącego z sąsiadującego węzła?

Odpowiedź na te pytania, zdaniem autora, można podać odwołując się do teoretycznej interpretacji pojęcia mocy zwarciowej. Konieczność zapewnienia zdolności uzupełnienia mocy systemu, niezbędnej w przypadku zwarcia w danym punkcie, bez utraty jego stabilności powoduje, że odpowiedź na tak postawione pytanie może być tylko jedna.

Nie wolno w takiej sytuacji dopuścić do przyłączenia kolejnej instalacji generatorowej.



Rys.4 Schemat analizowanego przypadku po włączeniu farmy FWX2

Rozpatrując czysto arytmetyczne podejście do warunku IRiESR (równanie 5), należy jednak stwierdzić, iż bezkrytyczne spojrzenie na tę kwestię może spowodować ostateczne sformułowanie całkiem odmiennego wniosku, a co za tym idzie zmienić oblicze całego opracowania.

3. LITERATURA

- [1] Barzyk G., Dopiera M: Istotne parametry wyjściowe siłowni wiatrowych i ich wpływ na pracę urządzeń odbiorczych, Proc. 3rd ISTC UEES'97, Alushta 09.1997, t.2, str. 531-534
- [2] Barzyk G., Szwed P. Ekspertyza wpływu przyłączanej farmy wiatrowej p.n. Trygort na istniejący system elektroenergetyczny, Szczecin 2001
- [3] Bongers et al: Optimal Control of a Wind Turbine in Full Load- a case study; in Proc. of EWEC'89 Glasgow, UK
- [4] Defu Report CR 111-E; Danemark 1998
- [5] Deutsches Wind Energie Institut "Richtline zur Bewertung der elektrischen Eigenschaften einer Windenergieanlage" Germany
- [6] Ehrlich H., Schmidt M. Netzanschlussbedingungen fuer Windkraftanlagen. BWK 1995
- [7] European Norm EN50160. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems
- [8] Germanischer Lloyd "Zertifizierungstelle fuer Windenergieanlagen" Bericht nr 71306, 2000 Germany
- [9] VDEW Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Frankfurt am Main 1998

CHOSEN PROBLEMS WITH WIND PARKS CONNECTION TO THE GRID

In a paper, author shows several practical problems with a connection of planned in Poland wind parks to the grid. Based to his experiences with technical expertises of wind turbines' influences on the grid, author presents short examples and simulations with describing of its results.