Modelarea, analiza și optimizarea redresorului și a invertorului pentru sistemul eolian de conversie a energiei

Raport II – INNOWECS

1. Modelare sistem eolian

În sistemele de conversie a energiei eoliene (WECS), puterea vântului este transformată într-o altă formă de energie care poate să fie folosită de oameni: putere electrică (turbină eoliană), putere mecanică (moriști), etc. Energia eoliană și-a crescut popularitatea în momentul când protecția mediului a devenit o chestiune prioritară. În țări europene precum Danemarka și Olanda, fermele eoliene produc o mare parte din energia electrică a acestor țări.

Sistemul analizat în acest proiect este dedicat conversiei energiei eoliene pentru o putere de 2KW. Limita teoretică maximă de conversie a energiei vântului este de 0.6 [1PE]. Turbina eolină din acest proiect folosește un rotor cu trei pale care are un coefficient de putere (C_p) maxim de 0.49, dar în practică această valoare este de 0.45 [2PE]. O clasificare a coeficientului de putere pentru diferite turbine este prezentată în Figura 1, [1PE].



Figura 1 Coeficientul de putere pentru diferite tipuri de turbine

Înainte de a implementa practic sistemul, vor fi făcute simulări pentru a evita eventualele probleme neprevăzute. Vor fi modelate componentele necesare simulării întregului sistem: turbina, un model al vântului, mașina electrică, redresorul și invertorul. Conform fizicianului Betz puterea maximă a unei turbine este [2PE]:

$$P_{WECS} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot \rho_{air} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_w^3$$
(1)

unde $C_p(\lambda,\beta)$ este coeficientul de putere în funcție de unghiul de înclinației al palei (β) și al raportului variației de viteză (λ), ρ_{air} este densitatea aerului (1.225kg/m³), v_w este viteza vântului și R este raza rotorului. Coeficientul de putere este exprimat prin:

$$C_{p}(\lambda,\beta) = 0.5 \cdot (116 \cdot \lambda' - 0.4 \cdot \beta - 5) \cdot \exp(-21 \cdot \lambda_{j}) + 0.01 \cdot \lambda$$
$$\lambda' = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^{3} + 1}$$
(2)

Raportul variației de viteză se exprimă prin:

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_m}{v_w} \tag{3}$$

unde ω_m [rpm] este viteza unghiulară a rotorului. În sistemul analizat puterea optimă este obținută atunci când λ =8.18 și β =0. Ecuațiile precedente arată că pentru o anumită viteză a vântului există a viteză optimă a mașini pentru care puterea maximă poate fi extrasă. Caracteristica putere-viteză (P- ω) împreună cu locul geoemteric al punctului de putere maximă sunt prezentate în Figura 2.



Zonele de funcționare ale turbinei pot fi clasificate în funcție de viteza vântului. Din punct de vedere al vântului există următoarele zone de funcționare: zona de viteză joasă, zona normală de funcționare și zona de viteză mare [3PE]. Aceste zone de funcționare sunt prezentate în Figura 3.



Figura 3 Modurile de funcționare ale turbinei

Prima zonă de funcționare este definită de o viteză a vântului mai joasă decât un prag prestabilit ($V_{\text{cut-in}}$). În aceste condiții de funcționare turbina este oprită și deconectată de la rețea. Puterea produsă nu este suficientă de mare pentru a învârti rotorul. În a doua regiune de funcționare, turbina lucrează tot timpul la putere maximă cu ajutorul unui controler de căutare a

puterii maxime (MPPT). Regiunea a treia, este delimitată superior de un prag prestabilit ($V_{cut-off}$) pentru a evita distrugerea turbinei. Puterea va fi ținută constantă prin controlul unghiului de înclinației al palelor. Când viteza vântului depășește pragul de $V_{cut-off}$, turbina este oprită. O reprezentarea a factorului de putere în funcție de diferite valori a lui β este ilustrată în Figura 4.



Înainte de a implementa un WECS, este necesar implementarea unui model de generare a vitezei vântului. În acest fel se poate testa comportamentul sistemului la rafale de vânt și eficiența de căutare a punctului de maxim pentru un algoritm de MPPT [4PE]. Viteza vântului este compusă din două componente:

$$v_{wind}(t) = v_{avg}(t) + v_{turb}(t)$$
(4)

unde $v_{avg}(t)$ este componenta de joasă frecvență a vântului și $v_{turb}(t)$ reprezintă turbulențele vântului (componenta de înaltă frecvență).

În spectrul Van der Hoven (Figura 5) pot fi identificate componentele din (4). Se poate vedea că turbulențele își schimbă valorile cu o perioadă de ordinul minutelor și secundelor, iar componenta continuă se schimbă pe o perioadă de ordinul orelor, zilelor.

Distribuția valorii medii a vitezei vântului poate fi descrisă printr-o distribuție de probabilitate de tip Weibull. Această distribuție arată viteza medie și viteza medie cea mai probabilă. Ecuația care descrie distribuția Weibull este [5PE]:

$$p(v_{wind}) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v_{avg}(t)}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-(v_{avg}(t)/C)^k}$$
(5)

unde k este un parametru de ajustare a caracteristicii iar C este un parametru de scalare.



În [6PE] autorii demonstrează că o funcție de tip Kaimal aplicată unei surse de zgomot alb poate obține rezultate similare turbulențelor. O altă funcție care este acceptată în literatura de specialitate este cea de tip von Karman. Funcția Kaimal imită mai bine măsurătorile turbulențelor din atmosferă în timp ce von Karman este mai aplicabilă pentru turbulențele din tunelurile de vânt. Ecuațiile care descriu cele două tipuri de funcții sunt prezentate în:

Kaimal:
$$\frac{n \cdot S_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4 \cdot n \cdot L_{1u} / \overline{U}}{\left(1 + 6 \cdot n \cdot L_{1u} / \overline{U}\right)^{5/3}}$$
(6)

von Karman:
$$\frac{n \cdot S_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4 \cdot n \cdot L_{2u} / \overline{U}}{\left[1 + 70.8 \cdot \left(n \cdot L_{2u} / \overline{U}\right)^2\right]^{5/6}}$$
(7)

unde \overline{U} este valoarea vitezei medie a vântului , $L_{1u}=2.329 \cdot L_{2u}$ și L_{2u} scalări ale înălțimii. Scalările înățimi sunt calculate în felul următor:

$$L_{1u} = \begin{cases} 5z, z < 30m \\ 150m, z \ge 30m \end{cases}$$



Figura 6 Spectrul normalizat Kaimal şi von Karman.

Viteza măsurată de un anemometru este diferită față de viteza văzută de rotorul turbinei datorită aerodinamicii palelor, inerției rotorului și influenței palelor asupra masei de aer. În [4PE] autorii afirmă faptul că vântul este mediat până la 20% în fața turbinei. Modelul care a fost folosit pentru generarea vitezei vântului este prezentat în Figura 7 iar în Figura 8 este prezentat rezultatul simulării.



Figura 7 Schema ă pentru modelarea vântului



Figura 8 Simulare viteză vânt.

2. Modelare redresor și invertor

Topologia de putere are un rol important în procesul de extragere al energiei. În acest capitol vor fi prezentate posibile topologii de putere pentru WECS. Cu cât puterea sistemului este mai mare cu atât complexitatea de implementare va crește. De obicei, un sistem de conversie a energiei eoliene este format dintr-un redresor, un convertor ridicător (are funcția de controler de tip MPPT) și un invertor. Pe baza criteriilor prezentate la finalul capitolului va fi aleasă o topologie de putere.

În [7PE] autorii propun o topologie de putere cu costuri reduse, pentru implementarea unui WECS. Partea de putere este compusă dintr-un redresor necomandat și un invertor comandat cu modulație PWM sinusoidală. Singurul avantaj al acestei topologii este costul redus dar dezavantajele sunt numeroase: numai o parte din puterea disponibilă la intrarea sistemului eolian poate fi convertită în putere electrică, distorsiunile curentului de ieșire sunt foarte mari și tensiunea de ieșire a redresorului este limitată inferior de funcționarea invertorului în parametri normali. Topologia este prezentată în Figura 9.



Figura 9 Redresor necomandat și invertor în punte.

Pentru a crește capabilitatea de extragere a energiei disponibile la intrarea sistemului, în [1PE], Figura 10a), a fost introdus un convertor de putere între redresor și invertor. Acest convertor este văzut ca și o sursă de current care modulează curentul de la ieșire. Are ca și avantaje: mărește capibilitatea de extragere a energiei și elimină nevoie de a avea un condensator electrolitic. Ca și dezavantaj au rămas distorsiunile (THD) mari ale curentului de ieșire care fac imposibilă vinderea acestui produs pe piață. Prin utilizarea topologiei din Figura 10b), [8PE], sistemul realizează performanțe ridicate (THD redus și capabilitate mare de extragere a energiei) prin metode de control simple (nu are nevoie să citească turația și viteza mașinii).



Figura 10Redresor necomandat cu convertor boost: a) sursă de tensiune, b) sursă de curent.

Pentru nivele de putere mai mari se folosesc structuri în care redresoarele sunt comandate. În [9PE] ,Figura 11 ,autorii au folosit atât un redresor cât și un invertor trifazat. Acest tip de sistem are nevoie de o structură de control foarte complex dar în același timp are cea mai bună capabilitate de extragere a energiei. Alte convertoare de putere folosite la puteri mari sunt: redresor Viena [10PE], convertor multi-nivel [11PE] și convertor de tip matricial [12PE]. Un concept folosit în aplicații care au nevoie de redresoare, este de a folosi câte un convertor pentru fiecare fază, [13PE] Figura 12.



Figura 11 Redresor trifazat comandat și invertor trifazat.



Figura 12Redresor cu convertor pe fiecare fază.

Topologiile discutate anterior au fost simulate și pe baza rezultatelor obținute și a concluziilor oferite în bibliografia citată s-a constatat că topologia adecvată pentru acest sistem este cea prezentată în Figura 10b).

3. Topologii de control și de MPPT

Pentru a extrage puterea maximă disponibilă a turbinei eoliene, este nevoie ca etajul de putere al mașinii să aibă un controler de tip MPPT. Topologia de control influențează costurile și dinamica sistemului. Metoda de control este în strânsă legătură cu algoritmul de MPPT. O clasificare a algoritmilor de MPPT este prezentată în Tabel 1.

Tabel 1 Algoritmi de MPPT



Primul algoritm de control este bazat pe controlul raportului variației vitezei (Tabel 1a) care pe baza ecuației (3) este calculată o referință de viteză care este dată mai departe sistemului de control, [14PE]. Deoarece este nevoie de o buclă de viteză, sistemul trebuie să aibă un traductor de viteză care implicit duce la creșterea costurilor. Citirea vântului nu este tot timpul exactă (datorită influenței palelor și a aerodinamicii rotorului) și necesită un anemometru care cresc costurile sistemului. Dinamica sistemului este bună.

Cel de-al doilea algoritm prezentat în Tabel 1b), [14PE], este cel bazat pe controlul tabelar al puterii. Acest tip de control necesită cunoașterea locului caracteristicilor de putereviteză (Figura 2) care se pot obține prin simulări sau experimentări practice în condiții bine definite. Acest lucru prezintă un dezavantaj foarte mare. Pentru o anumită viteză există o singură putere optimă. În caz că puterea citită de la convertor este mai mică decât puterea citită din memorie, mașina încetinește iar în caz că puterea convertorului este mai mare decât puterea citită din memorie, mașina accelerează. Acest sistem nu necesită citirea vitezei vântului și nici a vitezei mașinii electrice (doar dacă se aplică o metodă de control sensorless). O metodă de control care necesită citirea vântului, vitezei și a turației din sistem este prezentată în Tabel 1c), [15PE]. Controlul turației optime are aceleași performanțe ca și metoda prezentată înainte. Acestă metodă are costuri ridicate de implementare deoarece trebuiesc citiți trei parametri importanți: viteza vântului, turație și viteză. Avantajul este că nu trebuie știute caracteristicile dinainte și metoda poate fi aplicată oricărui tip de sistem. Înlocuind (3) în (1) se obține puterea sistemului în funcție de viteza mașinii electrice:

$$P_{WECS} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \rho_{air} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\omega^3}{\lambda^3}$$
(8)

Pentru a obține puterea maximă, sistemul trebuie să lucreze la coeficientul de putere maxim (C_{pmax}) și la raportul de variație a vitezei maxim (λ_{opt}):

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \rho_{air} \cdot \frac{C_{p\max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \omega^3 = K_{optim} \cdot \omega^3$$
(9)

Referința de turație se obține prin împărțirea puterii maxime (P_{max}) la viteza mașinii:

$$\tau_{ref} = K_{optim} \cdot \omega^2 \tag{10}$$

Algoritmul de MPPT care are cea mai mare flexibilitate în implementare și necesită costurile cele mai reduse este Hill Climb Search (HCS) [14PE]. Acest algoritm este asemănător cu un algoritm de tip perturbă și observă (P&O) care este folosit în aplicații fotovoltaice. Schema de control este prezentată în Tabel 1c) și diagrama algoritmului este prezentată în Figura 13.



Figura 13 Diagrama bloc a algoritmului HCS.

În capitolul anterior s-a ales topologia de putere formată dintr-un redresor necomandat trifazat, un convertor ridicător și un invertor monofazat în punte. Deoarece structura de control

nu va include traductor de turație și de viteză atunci sistemul de control se consideră sensorless. Algoritmii de MPPT adecvați pentru sistemul propus sunt cei pe baza de PSF and HCL. O schemă bloc a sistemului INNOWECS este prezentată în Figura 14. Un sistem de prototipare rapidă (dSpace DS1104) este folosit pentru controlul convertorului ridicător. Acest control cuprinde algoritmul de MPPT și o buclă de tensiune pentru a ajuta sistemul să răspundă mai repede la schimbările rapide ale vântului. Strucutura de control a invertorului se bazează pe transformatele Clark și Park care transformă mărimi sinusoidale în mărimi constante care permit implementarea algoritmilor clasici de control (PI, PID).



Figura 14 Schema bloc a sistemului INNOWECS

4. Simulare sistem eolian cu MPPT

În continuare va fi simulat convertorul mașinii cu algoritmul de MPPT și invertorul. Deoarece turbulențele vântului sunt componenta de frecvență înaltă a vântului, sistemul trebuie să aibă o dinamică bună la schimbarea vitezei vântului. Răspunsul sistemului la variația vitezei vântului este reprezentat în Figura 15. Algoritmul de MPPT este unul de tip HCL cu trei puncte de perturbare. Acestă îmbunătățire permite ca algoritmul să nu ia o decizie greșită în caz că viteza vântului se schimbă brusc. Rezultatul convergenței algoritmului MPPT este prezentat în Figura 16. Într-un sistem real se schimbă atât viteza vântului cât și referința dată de algoritmul de MPPT. Rezultatul simulări, care indică dinamica buclei de tensiune cât și timpul de convergență al algoritmului de MPPT, este prezentat în Figura 17.



Figura 15 Răspunsul sistemului la tubulențe ale vântului.



Figura 16 Convergența algoritmului de MPPT în punctul de putere maximă.

Simularea invertorului de putere este prezentată în Figura 18. Controlul folosește o buclă de tensiune pentru a menține magistrala de tensiune continuă la valoarea de 400V și două bucle de curent pentru a injecta doar putere activă în rețea.



Figura 17 Răspunsul algoritmului MPPT la variații ale vitezei vântului.



Figura 18 Controlul d-q al invertorului.

Bibliografie

[1PE] D.M. Whaley "Low cost small scale wind power generation," Phd. Thesis, The University of Adelaide, Australia, 2009.

[2PE] I. Serban and C. Marinescu "A sensorless method for variable-speed small wind turbines," Renewable Energy, vol. 43, pp. 256-266, 2012

[3PE] A.H.K. Alaboudy, A.A. Daoud, S.S. Desouky and A.A. Salem, "Converter controls and flicker study of PMSG-based grid connected wind turbines," Ain Shams Engineering Journal, pp. 1-17, 2012

[4PE] P.Gavriluta, S. Spataru, I. Mosincat, C. Citro, I. Candela and P. Rodriguez, "Complete methodology on generating realistic wind speed profiles based on measurements," ICREPQ, Santiago de Compostela, Spain, 28th-30th March, 2012

[5PE] Harri Vihriala, "Control of variable speed wind turbines," Phd. Thesis, Tampere University of Technology, 2002

[6PE] J.A. Francesc, "Wind Power Emulator for Energy Storage," Aalborg University, Department of Energy Technology, Master theses Report, 2010

[7PE] C. Nayar, H. Dehbonei and L. Chang, "An IGBT Inverter for Interfacing Small Scale Wind Generators to Single Phase Distributed Power Generation System," Australian & New Zealand Solar Energy Society, Perth, Autralia, 30th November, 2004

[8PE] A. Urtasun, P. Sanchis, I.S. Martin, J. Lopez and L. Marroyo, "Modeling of small wind turbines based on PMSG with diode bridge for sensorless maximum power tracking," Renewable Energy, vol. 55, pp. 138-149, 2013

[9PE] S. Fan, P. Wang and C. Wen, "A New Sensorless Control Strategy used in Direct-drive PMSG Wind Power System," PEDG, Hefei, China, 16th-18th June, 2010

[10PE] A. Rajaei, M. Mohamadian and A. Yazdian Varjani, "Vienna-Rectifier-Based Direct Torque Control of PMSG for Wind Energy Application," IEEE TIE, vol. 60(7), pp. 2919 – 2929, 2013

[11PE] S.A. Verne and M.I. Valla, "Direct connection of WECS system to the MV grid with multilevel converters," Renewable Energy, vol. 41, pp. 336-344, 2012

[12PE] V. Kumar, R.R. Joshi and R.C. Bansal, "Control of the matrix converter based WECS for fault ride-through enhancement," PEDES, New Delhi, India, 20th-23th December, 2010

[13PE] W. Phipps, "New Generation Three-Phase Rectifier," Phd. Thesis, University of Canterbury, Christchurch, New Zealand, 2008

[14PE] Rupp Carriveau, "Fundamental and Advanced Topics in Wind Power," Intech, 2011

[15PE] M.A. Abdullah, A.H.M. Yatim, C.W. Tan and R. Saidur, "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, pp. 3220-3227, 2012