

ANALISIS UNJUK KERJA SUDUT PITCH BILAH TURBIN ANGIN TERHADAP DAYA NOMINAL GENERATOR SINKRON 3 FASA

Dedi Nugroho^{*)}

Jurusan Teknik Elektro, Universitas Islam Sultan Agung Semarang
Jl. Raya Kaligawe km 04 Semarang, Indonesia

^{*)}E-mail: dedi.nugroho@unissula.ac.id

Abstrak

Pengoperasian turbin angin terbagi atas beberapa zona operasi dengan tujuan untuk memaksimalkan kinerja turbin angin dan melindungi bilah turbin dari kerusakan saat diterpa oleh angin berkecepatan tinggi. Pembagian zona didasarkan pada besarnya kecepatan angin. Jika kecepatan angin berada diantara kecepatan nominal dan kecepatan *cut out*, maka turbin angin dapat dioperasikan pada nilai daya nominalnya dengan cara mengatur sudut *pitch* bilah turbin angin sedemikian rupa sehingga turbin angin dapat menghasilkan daya nominal. Riset ini bertujuan menganalisis hubungan antara perubahan kecepatan angin dan sudut *pitch* bilah turbin angin untuk mendapatkan daya nominal generator sinkron 3 fasa. Metode riset dilakukan melalui pemodelan turbin angin dengan generator sinkron 3 fasa. Turbin angin dirancang memiliki kapasitas daya mekanik 34,7 kW untuk kecepatan nominal angin 8 m/s yang dapat menghasilkan daya listrik nominal 32,68 kW, 408 volt pada kecepatan generator 1500 rpm. Hasil riset memperlihatkan perubahan kecepatan angin antara 8 m/s sampai dengan 15 m/s dapat mempertahankan kecepatan dan daya nominal generator tersebut dengan mengatur sudut *pitch* bilah turbin antara 0° sampai dengan 26,927°.

Kata kunci: turbin angin, bilah, sudut pitch

Abstract

Wind turbine operation is divided into several operating zones with the aim of maximizing wind turbine performance and protecting turbine blades from damage when blown by high-speed winds. The division of zones is based on the magnitude of the wind speed. If the wind speed is between the nominal speed and the cut-out speed, the wind turbine can be operated at its nominal power value by adjusting the pitch angle of the wind turbine blades in such a way that the wind turbine can produce nominal power. This research aims to analyze the relationship between changes in wind speed and the pitch angle of the wind turbine blades to obtain the nominal power of a 3-phase synchronous generator. The research method is carried out by modeling a wind turbine with a 3-phase synchronous generator. The wind turbine is designed to have a mechanical power capacity of 34.7 kW for a nominal wind speed of 8 m/s which can produce a nominal electrical power of 32.68 kW, 408 volts at a generator speed of 1500 rpm. The research results show that changes in wind speed between 8 m/s to 15 m/s can maintain the speed and nominal power of the generator by adjusting the pitch angle of the blades between 0° to 26.927°.

Keywords: wind turbine, blades, pitch angle

1. Pendahuluan

Pembangkit listrik tenaga angin dikenal sebagai turbin angin. Secara umum konstruksi turbin angin terdiri atas komponen-komponen utama berupa bilah (*blade*), rotor turbin, dan generator listrik. Rotor turbin ini berfungsi untuk mengubah energi kinetik angin menjadi energi mekanik rotasi. Rotor turbin ini dikopel secara mekanis dengan poros generator listrik untuk menghasilkan energi listrik. Ada beberapa jenis generator yang digunakan dalam turbin angin yaitu generator sinkron magnet permanen (PMSG), generator sinkron konvensional dan

generator induksi. Pada generator PMSG tidak diperlukan eksitasi arus searah karena rotor terdiri atas magnet permanen, sedangkan pada generator sinkron konvensional diperlukan eksitasi arus searah karena rotor terdiri atas kumpulan magnet.

Permasalahan utama dari turbin angin adalah kecepatan angin yang berubah-ubah setiap waktu, sehingga mempengaruhi secara signifikan terhadap kinerja turbin angin. Berdasarkan hal tersebut maka operasi turbin angin dibagi ke dalam beberapa zona guna memaksimalkan daya keluaran turbin angin dan menghindari kerusakan

bilah turbin angin akibat kecepatan angin yang terlalu tinggi. Setiap turbin angin memiliki batas kecepatan angin nominal yang diizinkan. Jika kecepatan angin melebihi batas kecepatan nominal sampai dengan batas kecepatan *cut off*, maka kecepatan nominal putaran turbin angin dapat dipertahankan konstan dengan cara mengatur sudut *pitch* bilah rotor turbin angin. Riset ini bertujuan menganalisis hubungan antara perubahan kecepatan angin dan sudut *pitch* turbin angin untuk mempertahankan kecepatan putaran generator 3 fasa tetap konstan pada kecepatan nominalnya. Pengaturan sudut *pitch* bilah turbin akan mempengaruhi kinerja turbin angin [1]. Semakin besar sudut *pitch* bilah turbin maka semakin menurun perolehan daya maksimal [2]. Melalui metode numeris dapat terlihat secara lebih terperinci pengaruh perubahan sudut *pitch* terhadap karakteristik turbin angin VAWT [3] dan HAWT [4].

Pengaruh perubahan sudut *pitch* angle dapat pula mempengaruhi sifat aerodinamis bilah turbin angin [5]. Pengaturan sudut *pitch* dapat dilakukan dengan memasang aktuator berupa motor servo yang dipasangkan pada masing-masing bilah turbin. Untuk mengatur sudut *pitch* dapat dilakukan dengan berbagai metode pengaturan seperti pemakaian sistem kendali *Proportional Integral* [6], PI dan PID [7], *Imperialist Competitive Algorithm* [8], *Firefly algorithm* [9], PID berbasis *Ziegler-Nichols* [10], *Adaptive Fuzzy – PID* [11], *Robust Adaptive* [12], *Feedforward Wind Speed* [13] dan *speed differential* dan untuk mengoptimalkan pengaturan *pitch* bilah turbin [14].

Riset ini bertujuan untuk menganalisis hubungan perubahan kecepatan angin dengan sudut *pitch* yang dioperasikan pada zona antara kecepatan nominal dan *cut-out* turbin angin menggunakan generator sinkron 3 fasa konvensional dengan beban penuh yang setara dengan kapasitas turbin angin, sehingga dapat diketahui kinerja turbin angin yang dioperasikan pada daya nominalnya meskipun terjadi perubahan kecepatan angin yang berada pada zona tersebut diatas.

Daya angin yang diterima bilah turbin dengan luas sapuan A (m²) dinyatakan dengan persamaan 1.

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V^3 \dots\dots\dots (1)$$

Daya angin tersebut dikonversikan menjadi daya mekanik rotasi yang nilainya ditentukan dengan persamaan 2.

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A V^3 \dots\dots\dots (2)$$

Dengan:

- ρ = kerapatan udara (kg/m³)
- V = kecepatan angin (meter/detik)
- A = luas sapuan rotor turbin (m²)
- C_p = koefisien daya turbin
- λ = *tip speed ratio* (TSR)
- β = sudut *pitch* bilah turbin (derajat)

Berdasarkan persamaan 2 tersebut terlihat bahwa daya mekanik yang dihasilkan oleh rotor turbin sangat bergantung pada nilai C_p (koefisien daya turbin), Koefisien daya C_p dinyatakan melalui persamaan 3.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-C_5/\lambda_i} + C_6 \lambda \dots\dots\dots (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \dots\dots\dots (4)$$

Dengan:

$$C_1 = 0,5176, C_2 = 116, C_3 = 0,4, C_4 = 5, C_5 = 21, C_6 = 0,0068$$

Berdasarkan persamaan 3 tersebut, terlihat bahwa koefisien C_p tergantung pada nilai λ (*Tip Speed Ratio*) dan sudut *pitch* bilah turbin. *Tip speed ratio* adalah perbandingan antara kecepatan sudut angular rotor turbin terhadap kecepatan angin, yang dinyatakan dalam persamaan 5.

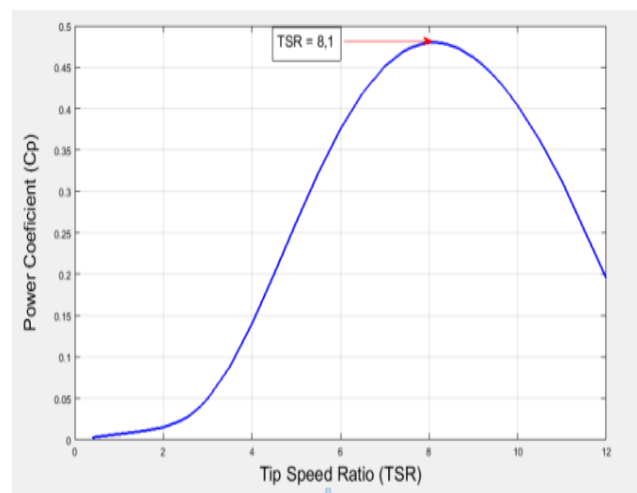
$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V} \dots\dots\dots (5)$$

Dengan:

- λ = *Tip speed ratio* (TSR)
- ω_m = kecepatan angular ujung *blade* ω_m (rad/detik)
- R = radius bilah rotor turbin (m)

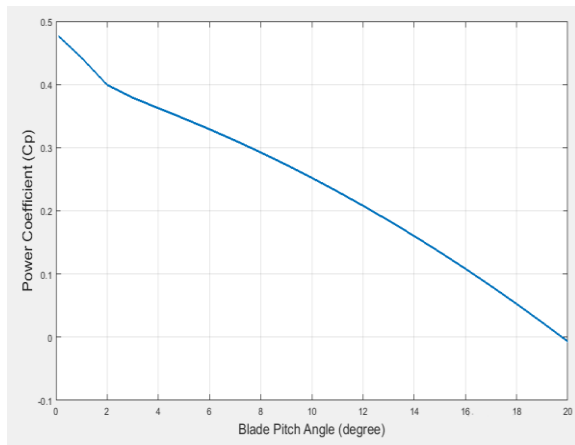
Jika nilai TSR optimal maka dapat menghasilkan koefisien daya C_p yang maksimal [15], sehingga perolehan daya mekanik rotor turbin maksimal.

Berdasarkan hasil simulasi memperlihatkan nilai optimal TSR adalah 8,1 yang menghasilkan nilai koefisien C_p maksimal 0,48 seperti diperlihatkan dalam gambar 1.



Gambar 1. Karakteristik *Tip Speed Ratio* dengan koefisien daya C_p

Berdasarkan grafik tersebut nilai optimal TSR adalah 8,1 yang akan menghasilkan koefisien daya C_p 0,48 pada sudut *pitch* bilah turbin adalah 0° . Disamping nilai TSR ini, nilai perubahan sudut *pitch* turbin juga akan mempengaruhi nilai koefisien C_p yang mana semakin besar sudut *pitch* bilah turbin maka semakin menurun koefisien daya turbinnya, seperti diperlihatkan pada gambar 2.



Gambar 2. Karakteristik *blade* sudut *pitch* terhadap koefisien daya C_p

Daya mekanik yang dihasilkan oleh rotor turbin angin digunakan untuk memutar generator listrik sehingga menghasilkan energi listrik. Daya listrik yang dihasilkan oleh turbin angin dipengaruhi oleh efisiensi generator. Jika rotor turbin angin dikopel melalui *gearbox* maka efisiensi *gear* juga akan mempengaruhi keluaran generator tersebut. Jika rotor turbin dikopel langsung maka daya keluar generator adalah:

$$P_e = \eta_g P_m \dots\dots\dots (6)$$

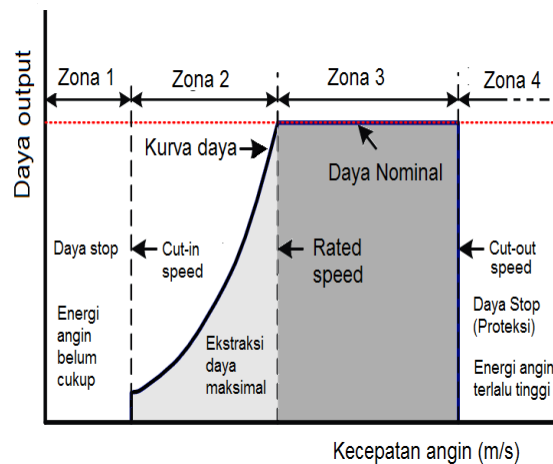
Jika dikopel melalui *gearbox* daya keluar generator:

$$P_e = \eta_g \eta_{gear} P_m \dots\dots\dots (7)$$

Dengan:

- η_g = efisiensi generator
- η_{gear} = efisiensi *gearbox*

Memperhatikan kinerja turbin angin yang secara signifikan dipengaruhi oleh kecepatan angin yang berubah-ubah, maka diperlukan pembagian zona operasi turbin angin agar mampu menghasilkan daya maksimal saat kecepatan angin dibawah nilai nominalnya, dan mampu menghasilkan daya nominal saat kecepatan angin berada diantara batas kecepatan angin nominal dan batas kecepatan angin maksimal yang diizinkan (*cut out speed*). Gambar 3 memperlihatkan zona operasi turbin angin.



Gambar 3. Daerah kerja turbin angin

Pada zona 1 memperlihatkan energi angin belum cukup untuk memutar turbin angin yang dapat menghasilkan energi listrik, sedangkan pada zona 2 energi listrik sudah dapat dihasilkan, namun perlu dimaksimalkan dengan melakukan pengaturan kecepatan rotor. Pada zona 3 turbin angin sudah dapat menghasilkan daya nominal, dan daya ini tetap dipertahankan meskipun kecepatan angin terus bertambah tinggi dengan cara pengaturan sudut *pitch* bilah turbin. Pada zona 4 dengan kecepatan angin telah melampaui batas yang diizinkan (*cut out speed*), maka turbin angin diberhentikan operasinya guna mencegah kerusakan pada bagian bilah turbin angin.

2. Metode

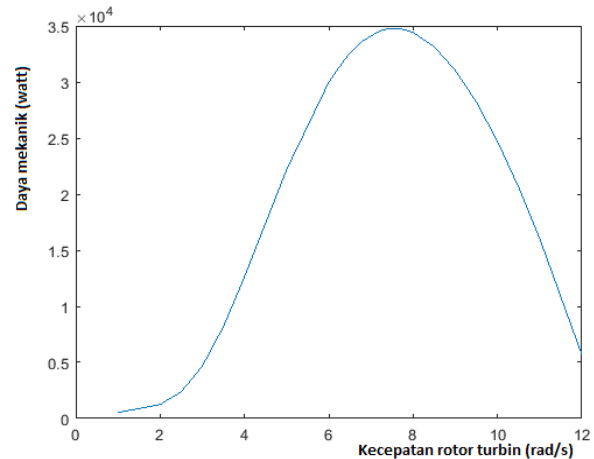
Metode riset dilakukan melalui pemodelan sistem rotor turbin angin [16], dengan daya mekanik 34,7 kW yang didesain untuk bekerja pada TSR optimal 8,1 agar koefisien daya maksimal 0,48 dengan kecepatan angin nominal 8 meter/detik., jumlah bilah 3, radius bilah 8,576 meter dengan luas sapuan bilah 230,9 m². Daerah operasi turbin dirancang bekerja pada daerah operasi daya nominal dengan kecepatan angin antara 8 m/s sampai dengan 15 m/s. Turbin angin memakai generator sinkron konvensional 400 volt, 3 fasa. Unjuk kerja turbin angin tersebut dilakukan secara simulasi dengan *software simulink-Maltab*. Model rotor dan turbin angin diperlihatkan dalam gambar 5 dan 6. Kecepatan angin diubah - ubah secara bertahap pada rentang kecepatan tersebut diatas dan sudut *pitch* bilah turbin diatur sedemikian rupa sehingga kecepatan putaran generator tetap terjaga konstan pada nilai nominalnya. Riset ini ditujukan hanya pada operasi daerah zona 3 yaitu daerah operasi untuk menghasilkan daya nominal melalui pengaturan sudut *pitch* turbin angin.

3. Hasil dan Penelitian

Pada prinsipnya sudut *pitch* bilah turbin angin akan dioperasikan jika besarnya kecepatan angin melampaui nilai kecepatan angin nominal turbin, sedangkan jika kecepatan angin dibawah nilai nominalnya tersebut, sudut *pitch* bilah turbin berada pada sudut 0° . Pada kecepatan angin dibawah batas kecepatan nominal turbin, maka daya yang diperoleh oleh turbin angina tidak akan dapat mencapai daya nominalnya, oleh karena itu yang bisa dilakukan adalah memaksimalkan perolehan daya turbin angin dengan cara mengatur kecepatan rotor turbin berdasarkan perubahan kecepatan angin. Apabila kecepatan angin mencapai titik nominalnya, daya nominal turbin akan tercapai, namun jika kecepatan angin bertambah tinggi diatas kecepatan nominalnya, maka dilakukan pengaturan sudut *pitch* bilah turbin sedemikian rupa agar kecepatan putaran rotor tetap konstan, sehingga daya keluaran turbin angin akan tetap konstan. Kecepatan rotor turbin untuk menghasilkan daya nominal diperoleh saat kecepatan rotor turbin mencapai nilai 7,55 rad/s dengan daya dihasilkan mencapai 34,78 kW, seperti diperlihatkan dalam gambar 4 yang menunjukkan grafik karakteristik hubungan antara daya mekanik turbin dan kecepatan putaran rotor turbin.

Pada kecepatan nominal tersebut daya listrik yang dihasilkan generator pada putaran 1500 rpm adalah 32,67 kW, tegangan 408,6 volt dan arus beban 46,15 ampere, dengansudut *pitch* bilah 0° . Jika kecepatan angin meningkat diatas kecepatan nominalnya, maka dilakukan perubahan sudut *pitch* sedemikian rupa agar kecepatan rotor turbin angin dan kecepatan putaran generator tetap konstan, sehingga turbin angin mampu menghasilkan daya nominal. Hasil simulasi memperlihatkan untuk menjaga agar kecepatan tetap konstan saat terjadi perubahan kecepatan angin, diperlukan pengaturan sudut *pitch* pada nilai – nilai tertentu seperti diperlihatkan pada tabel 1. Pada tabel tersebut terlihat bahwa dengan mengatur sudut *pitch*, maka kecepatan generator tetap 1500rpm, sehingga tegangan konstan 408 volt, arus konstan 46,16A dan daya konstan 32,68 kW meskipun kecepatan angin berubah-ubah. Semakin tinggi kecepatan angin maka semakin besar nilai sudut *pitch* bilah turbin. Terlihat pada titik kecepatan maksimum 15 meter/detik (berdasarkan desain yang ditetapkan sebelumnya), nilai sudut *pitch* bilah turbin mencapai $26,927^{\circ}$.

Dengan demikian dapat diketahui untuk daerah operasi daya nominal dengan kecepatan angin antara 8 m/detk s/d 15 m/detik, maka pengaturan sudut *pitch* bilah turbin memiliki jangkauan pengaturan sudut antara 0° s/d $26,927^{\circ}$.

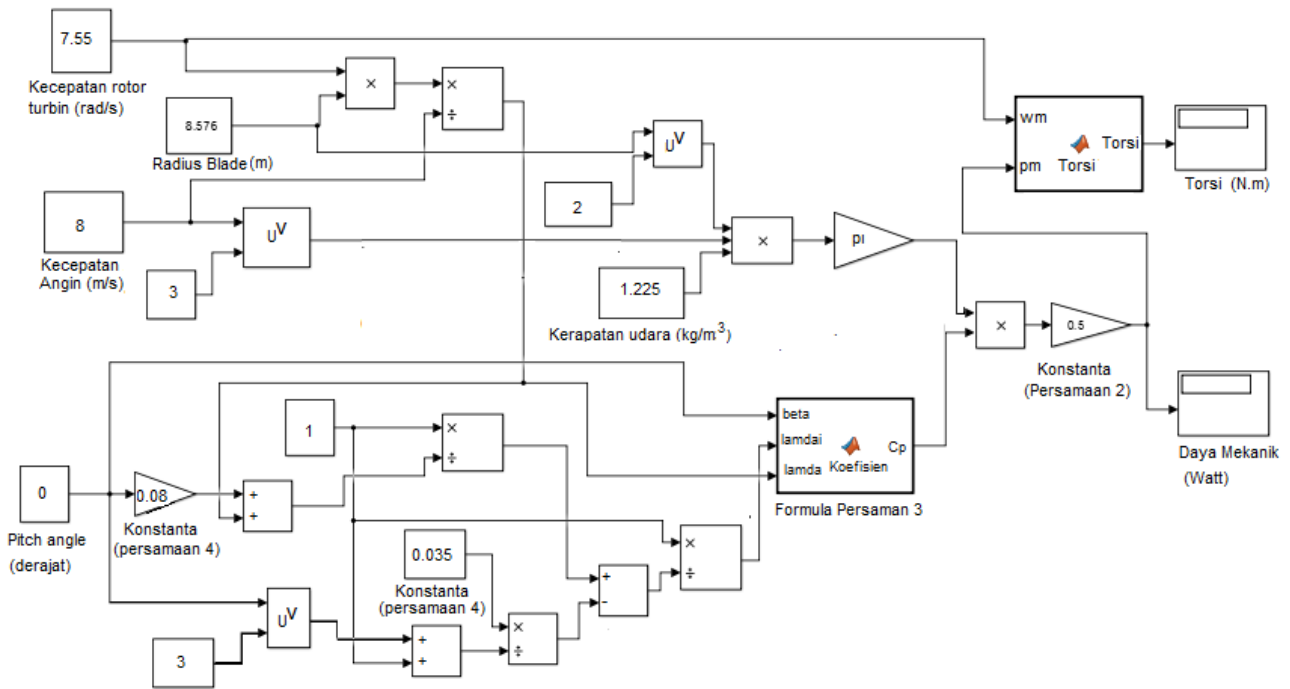


Gambar 4. Grafik hubungan kecepatan rotor dan daya mekanik turbin angin

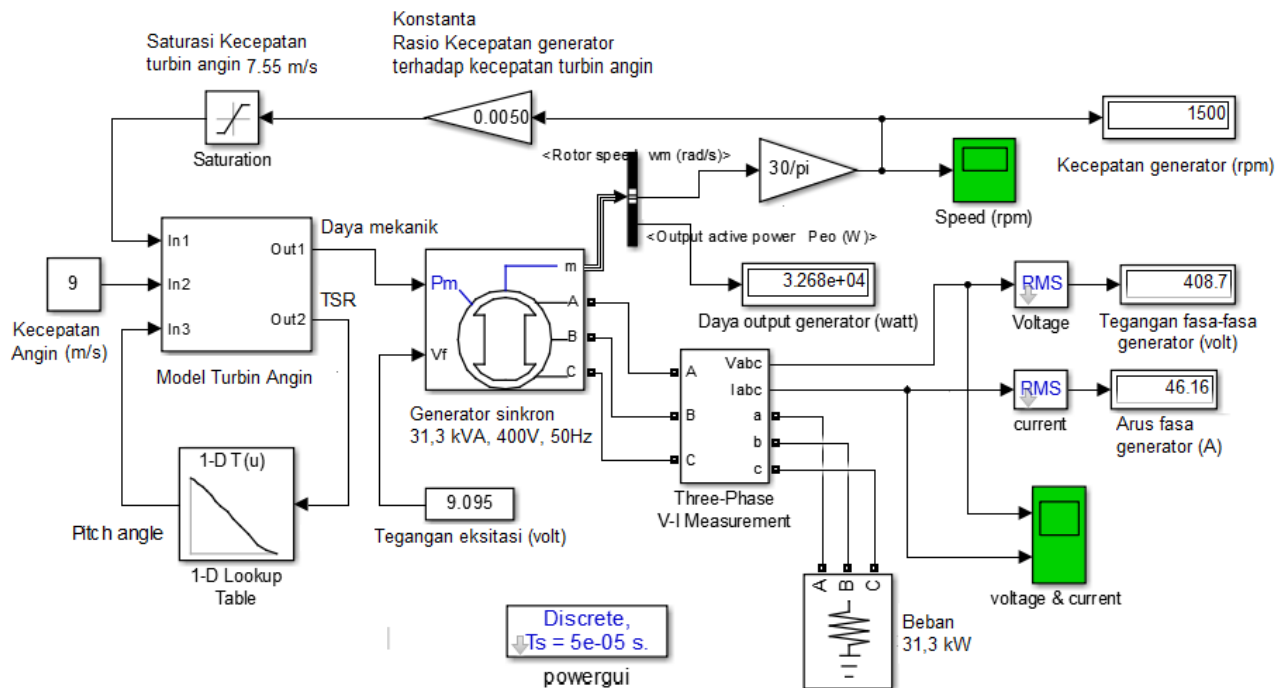
Tabel 1. Hasil simulasi perubahan kecepatan angin dan nilai nilai sudut *pitch*

Wind Speed (m/s)	Pitch Angle (degree)	Gen. speed (rpm)	Voltage (volt)	Current (A)	Power (kW)
8,0	0	1500	408,6	46,15	32,67
8,5	1,39	1500	408,6	46,15	32,67
9,0	3,31	1500	408,7	46,16	32,68
9,5	6,78	1500	408,7	46,16	32,68
10,0	9,87	1500	408,6	46,15	32,66
10,5	12,55	1500	408,7	46,16	32,68
11,0	14,90	1500	408,7	46,16	32,68
11,5	16,97	1500	408,7	46,16	32,68
12,0	18,83	1500	408,7	46,16	32,68
12,5	20,51	1500	408,7	46,16	32,68
13,0	22,02	1500	408,6	46,16	32,68
13,5	23,41	1500	408,6	46,16	32,68
14,0	24,68	1500	408,6	46,16	32,67
14,5	25,85	1500	408,7	46,16	32,67
15,0	26,93	1500	408,6	46,15	32,67

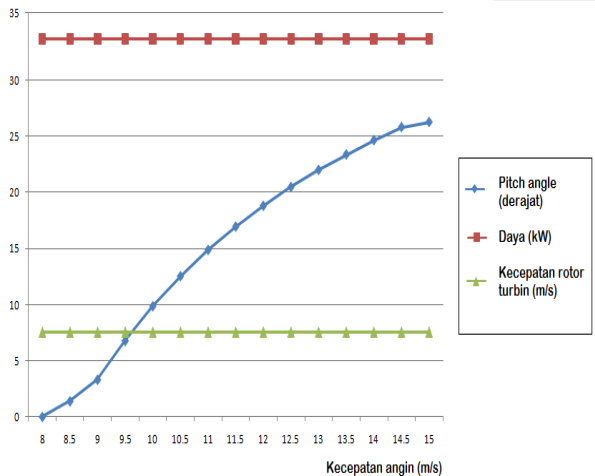
Pada saat kecepatan angin meningkat, maka akan diikuti dengan pengaturan sudut *pitch* bilah turbin sedemikian rupa sehingga kecepatan rotor turbin tetap konstan, akibatnya kecepatan putaran generator sinkron tetap terjaga konstan dan akan menghasilkan daya nominal yang konstan.



Gambar 5. Rangkaian model rotor turbin angin



Gambar 6. Rangkaian model turbin angin dengan generator sinkron 3 fasa



Gambar 7. Grafik hubungan antara kecepatan angin, sudut *pitch*, daya dan kecepatan rotor

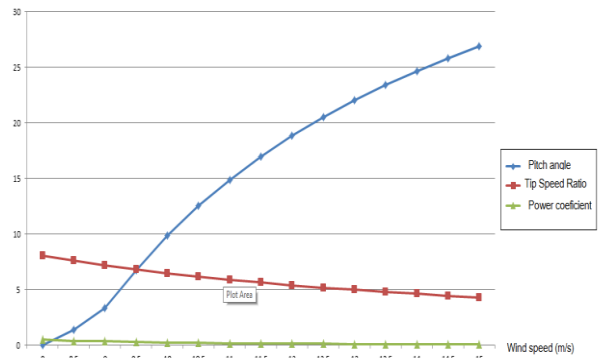
Tabel 2. Hubungan perubahan kecepatan angin, sudut *pitch*, TSR dan C_p

Wind Speed (m/s)	Sudut <i>pitch</i> (derajat)	Tip Speed Ratio	Power Coefficient
8,0	0	8,09	0,48
8,5	1,394	7,618	0,4
9,0	3,313	7,194	0,3372
9,5	6,78	6,816	0,2867
10,0	9,87	6,475	0,2458
10,5	12,55	6,167	0,2123
11,0	14,895	5,886	0,1847
11,5	16,97	5,63	0,1616
12,0	18,83	5,396	0,1423
12,5	20,505	5,18	0,1258
13,0	22,023	4,981	0,1119
13,5	23,408	4,796	0,0991
14,0	24,68	4,625	0,08956
14,5	25,847	4,465	0,08062
15,0	26,927	4,317	0,07282

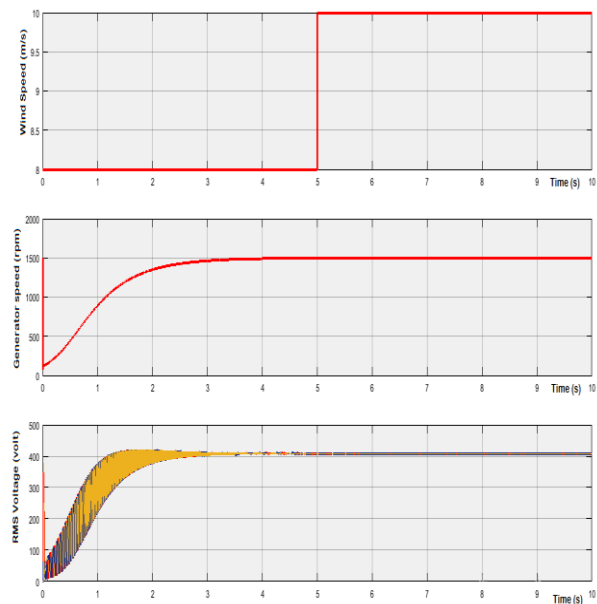
Besarnya nilai sudut *pitch* bilah turbin tersebut tergantung pada besarnya kecepatan angin. Berdasarkan hasil riset ini besarnya sudut *pitch* bilah turbin dapat didekati dengan menggunakan kurva sudut *pitch* yang diperlihatkan dalam gambar 7 diatas. Pada tabel 2 memperlihatkan data-data hubungan antara *wind speed*, sudut *pitch*, TSR dan *power coefficient* C_p . Perubahan kecepatan angin pada zona operasi daya nominal ini akan mengakibatkan perubahan nilai *Tip Speed Ratio* karena nilai TSR ini berbanding lurus dengan kecepatan rotor turbin dan berbanding terbalik dengan kecepatan angin. Saat kecepatan rotor dipertahankan konstan maka semakin besar kecepatan angin akan menyebabkan TSR mengalami penurunan.

Koefisien daya C_p merupakan fungsi dari TSR dan sudut *pitch*, oleh karena itu semakin turun nilai TSR dan semakin besar sudut *pitch* akan menimbulkan

penurunan nilai koefisien daya turbin angin, namun demikian daya nominal turbin dapat dipertahankan konstan karena kecepatan angin bertambah besar sebagaimana diperlihatkan dalam gambar 8.



Gambar 8. Grafik hubungan antara kecepatan angin dengan sudut *pitch*, TSR dan C_p



Gambar 9. Grafik pengaruh perubahan angin dari 8 m/s ke 10 m/s terhadap kecepatan dan tegangan rms generator sinkron 3 fasa

Pada gambar 9 memperlihatkan hasil simulasi saat terjadi perubahan kecepatan angin dari 8 m/s naik menjadi 10 m/s yang akan menimbulkan energi kinetik angin bertambah besar, namun dengan menaikkan sudut *pitch* bilah turbin dari posisi 0^0 ke $9,87^0$, maka sebagian energi kinetik tersebut dilewatkan sehingga tidak menerpa bilah turbin, dengan demikian kecepatan generator tetap terjaga konstan 1500 rpm dan tegangan generator tetap 408 volt fasa ke fasa.

4. Kesimpulan

Pengaturan sudut *pitch* digunakan untuk mempertahankan perolehan daya nominal jika terpaan kecepatan angin berada pada zona antara batas kecepatan nominal dan *cut-out* turbin angin. Ketika kecepatan angin meningkat diatas nilai nominalnya, maka sudut *pitch* diatur sedemikian rupa agar kecepatan putaran generator terjaga konstan, dengan demikian tegangan dan daya nominal tetap terjaga konstan. Hasil riset memperlihatkan bahwa daya nominal turbin angin dapat dipertahankan tetap 32,68 kW, kecepatan tetap 1500 rpm, dan tegangan tetap 408,6 volt saat terjadi perubahan kecepatan angin antara 8 m/s – 15 m/s dengan cara mengatur sudut *pitch* dalam rentang sudut antara $0^0 - 26,927^0$.

Referensi

- [1]. Z. Abdin, M. A. Alim, M. A. Khairul, and M. M. Rahman, "Effect of Blade Pitch Angle on the Performance of a Wind Turbine," *Eng. e-Transaction (ISSN 1823-6379)*, vol. 7, no. 2, pp. 135–138, 2012.
- [2]. L. Gumilar, A. N. Afandi, Q. A. Sias, W. S. Nugroho, M. Sholeh, and A. Gunawan, "Comparative study: Pitch angle variation for making power curve and search maximum power of horizontal axis wind turbine," *AIP Conf. Proc.*, vol. 2228, no. April, 2020, doi: 10.1063/5.0000898.
- [3]. R. B. Sumantraa, S. Chandramouli, T. P. Premsai, P. Prithviraj, M. Vivek, and V. R. Kishore, "Numerical analysis of effect of pitch angle on a small scale vertical axis wind turbine," *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 4, no. 4, pp. 929–935, 2014, doi: 10.20508/ijrer.50726.
- [4]. A. R. Sudhamshu, M. C. Pandey, N. Sunil, N. S. Satish, V. Mugundhan, and R. K. Velamati, "Numerical study of effect of pitch angle on performance characteristics of a HAWT," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 19, no. 1, pp. 632–641, 2016, doi: 10.1016/j.jestch.2015.09.010.
- [5]. Y. Yang, Z. Guo, Q. Song, Y. Zhang, and Q. Li, "Effect of blade pitch angle on the aerodynamic characteristics of a straight-bladed vertical axis wind turbine based on experiments and simulations," *Energies*, vol. 11, no. 6, 2018, doi: 10.3390/en11061514.
- [6]. H. Hilmansyah, R. J. Yuniar, and R. Ramli, "Pemodelan Pembangkit Listrik Tenaga Angin Menggunakan Kendali Pi," *JST (Jurnal Sains Ter.)*, vol. 3, no. 1, pp. 1–5, 2017, doi: 10.32487/jst.v3i1.226.
- [7]. F. Zhou and J. Liu, "Pitch Controller Design of Wind Turbine Based on Nonlinear PI/PD Control," *Shock Vib.*, vol. 2018, 2018, doi: 10.1155/2018/7859510.
- [8]. M. Ali, Soedibyo, and I. Robandi, "Desain Pitch Angle Controller Turbin Angin Dengan Permanent Magnetic Synchronous Generator (PMSG) Menggunakan Imperialist Competitive Algorithm (ICA)," *SENTIA-2015, Polinema, Malang*, vol. 7, no. June, pp. B128–B131, 2015, [Online]. Available: <http://sentia.polinema.ac.id/index.php/SENTIA2015/article/view/186>.
- [9]. M. R. Djalal, A. Imran, and H. Setiadi, "Desain Sistem Kontrol Pitch Angle Wind Turbine Horizontal Axis Menggunakan Firefly Algorithm," *J. Tek. Elektro*, vol. 9, no. 1, pp. 1–6, 2017, doi: 10.15294/jte.v9i1.9710.
- [10]. K. Rukslin, Muhlasin, A. Raikhani, "Desain Pengaturan Pitch Angle Pada Turbin Angin Dengan Permanent Magnet Synchronous Generator (Pmsg) Berbasis Metode Ziegler-Nichols," *J. Intake*, vol. 6, no. 1, pp. 84–95, 2015.
- [11]. S. A. Hamoodi, F. I. Hameed, and A. N. Hamoodi, "Pitch angle control of wind turbine using adaptive fuzzy-PID controller," *EAI Endorsed Trans. Energy Web*, vol. 7, no. 28, pp. 1–8, 2020, doi: 10.4108/EAL.13-7-2018.165500.
- [12]. S. Bashetty, J. I. Guillamon, S. S. Mutnuri, and S. Ozcelik, "Design of a robust adaptive controller for the pitch and torque control of wind turbines," *Energies*, vol. 13, no. 5, 2020, doi: 10.3390/en13051195.
- [13]. M. Sahib and T. Nayl, "A New Pitch Angle Control Method of Wind Turbine Generators Based on Feedforward Wind Speed Information," *E3S Web Conf.*, vol. 122, 2019, doi: 10.1051/e3sconf/201912204001.
- [14]. X. Gao, X. Wang, and J. He, "Optimal control of pitch angle of large wind turbine based on speed differential," *E3S Web Conf.*, vol. 194, pp. 1–6, 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202019403008.
- [15]. M. Bakırcı and S. Yılmaz, "Theoretical and computational investigations of the optimal tip-speed ratio of horizontal-axis wind turbines," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 21, no. 6, pp. 1128–1142, 2018, doi: 10.1016/j.jestch.2018.05.006.
- [16]. D. Nugroho, S. B. Utomo, and A. Suprajitno, "Desain Turbin Angin 1500 Watt dengan MPPT Berbasis Algoritma Perturb dan Observe untuk Mengoptimalkan Pembangkit Listrik Tenaga Angin," vol. 4, 2021.