

ANALISIS POTENSI ANGIN SEBAGAI PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK DI INDONESIA DENGAN DATA METEOROLOGI *SATELLITE REMOTE SENSING*

I Ketut Swardika¹, Putri Alit Widyastuti Santiary²

^{1,2}Jurusan Teknik Elektro, Politeknik Negeri Bali

¹ swardika@pnb.ac.id

Abstrak: Terkait perubahan iklim dan pemanasan global, energi baru terbarukan mulai banyak diimplementasikan. SolarPV menjadi pilihan, namun biaya pembangkitannya masih tinggi dan tidak dapat bersaing langsung dengan sistem konvensional. Pada skala biaya energi yang besar, *Wind Turbine Generator* (WTG) atau turbin angin mampu bersaing dan menjadi teknologi paling kompetitif pada masa ini. Secara khusus WTG didesain untuk beroperasi optimal dengan kondisi meteorologi tempat dilakukannya instalasi. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengestimasi daya membangkitkan WTG di Indonesia dengan data meteorologi *satellite remote sensing*. Konversi energi dilakukan menggunakan kurva-daya dan parameter teknis dari model WTG General Electric. Perbandingan juga dilakukan dengan daya pembangkitan dari PLTB SIDRAP yang menggunakan model Gamesa G114-2.5 MW. Hasil menunjukkan data meteorologi dari *satellite remote sensing* dapat mengungkap karakteristik umum *Wind Direction* (WD) atau arah dan *Wind Speed* (WS) atau kecepatan angin. Perairan Indonesia memiliki WS rendah yaitu (<6,64 meter per detik). WD angin muson dominan dipengaruhi zonal seasonal variability. WD dan WS tetap mengikuti karakteristik angin pasat (menuju barat). Dibutuhkan desain turbin yang spesifik dengan batasan *cut-in* dan *rated* WS yang rendah.

Kata kunci: *Turbin, Angin, Pembangkit Tenaga Listrik, Satelit, Meteorologi.*

Abstract: On climate change and global warming, renewable energy is widely implemented. SolarPV as an option, however, has high generation cost and cannot compete directly with conventional. On a large scale energy cost, Wind Turbine Generator (WTG) is able to compete and become the most competitive technology now. In particular, WTG is designed to operate optimally with meteorological condition where it installed. The objective of this research is to estimate WTG power generation in Indonesia with meteorology data from satellite remote sensing. Energy conversion uses power-curve and technical parameters of General Electric WTG model. Comparison of power generation result with generation power from PLTB SIDRAP is also conducted using Gamesa G114-2.5 MW model. The result shows that meteorological data from satellite remote sensing reveals the general characteristics of wind direction (WD) and wind speed (WS). WS is low in Indonesia (<6.64 meter per second). Dominant monsoon WD is influenced by zonal seasonal variability. WD and WS persist to follow the characteristic of trade wind. WTG in Indonesia requires specific design with low limits of cut-in and WS rated.

Keywords: *Turbine, Wind, Power Plant, Satellite, Meteorology.*

I. PENDAHULUAN

Pemanasan global dan perubahan iklim sudah secara nyata akan dihadapi akibat antropogenik penggunaan berlebih bahan fosil sebagai sumber energi utama dunia [1]. Dilihat secara geografis, Indonesia terletak di khatulistiwa yang dikenal dengan nama Indonesia maritim kontinental dan berperan penting dalam sirkulasi iklim dunia. Banyak fenomena alam global yang berosilasi dengan frekuensi rendah/decade dan tinggi/daily melintasi Indonesia, seperti osilasi selatan atau El Nino. Terdapat sirkulasi arus dalam dari lautan Pasifik ke lautan Indian yang melewati selat Makassar-Lombok. Di bagian laut Pasifik terdapat kolam hangat (*warm pool*) sebagai sumber konveksi yang mengatur sirkulasi atmosfer global [2]. Namun, Indonesia juga menjadi sumber emisi karbon (CO₂) karena menggunakan lebih dari 550 juta ton batubara sebagai sumber energi utama.

Pembangkitan energi dan transportasi meningkat sejalan dengan pertumbuhan populasi dunia yang mencapai tujuh milyar lebih [3]. Dengan pertumbuhan

konsumsi listrik dunia sebesar 2,4 persen sampai tahun 2030 [4].

Penelitian dan pengembangan potensi dan implementasi energi baru terbarukan (EBT) mulai bangkit dengan banyaknya masyarakat mengenal dan mengetahui segi ekonomi dari solar PV sebagai sumber energi listrik alternatif [5]. Pemerintah Indonesia sendiri bersemangat meningkatkan EBT untuk mencapai 23 persen dari total bauran energi nasional pada tahun 2025 mendatang [6]. Namun, biaya pembangkitan dari solar PV masih tinggi, tidak dapat secara ekonomi bersaing langsung dengan sistem pembangkitan konvensional. Kecuali di daerah-daerah yang jauh di mana utilitas daya tidak tersedia dan biaya transmisi daya menjadi penghambat.

Pada skala biaya energi yang besar, generator turbin angin sekarang mampu bersaing dan menjadi sumber daya listrik dengan teknologi paling kompetitif dibandingkan dengan sistem pembangkitan konvensional. Dengan sumber angin berlimpah dan

ramah lingkungan, menjadi hal yang penting dalam perencanaan energi dunia [7],[8].

Potensi EBT dari angin belum banyak diteliti dan dipetakan secara detail di Indonesia. Walaupun Indonesia memiliki garis pantai yang sangat panjang, namun kecepatan angin tergolong rendah [9]. Pengembangan turbin angin banyak dilakukan di Eropa menurut letak geografis dan aspek meteorologi lingkungan di sana. Setiap turbin angin didesain secara khusus sehingga mampu beroperasi optimal dengan kondisi meteorologi tempat dilakukannya instalasi. Penelitian ini bertujuan memetakan karakteristik dan potensi angin sebagai sumber EBT. Batasan-batasan seperti ketersediaan data meteorologi didekati dengan menggunakan data *satellite remote sensing* [2],[10]. Potensi estimasi daya pembangkitan secara sederhana didapat dari ketersediaan kurva-daya dari model manufaktur turbin angin [11].

II. METODE PENELITIAN

Data angin berupa kecepatan angin (WS ms^{-1}) dan arah angin (WD $^{\circ}$) diperoleh dari arsip data-data yang dipublikasikan lebih dari sepuluh tahun oleh *space agency* dunia seperti NASA *Goddard Space Flight Center* (GSFC), NASA *Jet Propulsion Laboratory* (JPL), *Remote Sensing Systems* (REMSS), *French ERS Processing and Archiving Facility and Research Institute for Exploitation of the Sea* (IFREMER/CERSAT) dan JAXA *Earth Observation Research Center* (EORC). Data mencakup *global level-3 monthly data*. Data yang tersedia tidak memiliki format yang sama sehingga dilakukan proses kompilasi ulang menjadi 40 derajat *latitude*, 100 derajat *longitude* dengan ukuran *grid* sebesar 0,25 derajat ($1^{\circ} = 111 \text{ km}$) [2]. *Satellite remote sensing* (RS) membawa sensor radar scatterometer atau sensor *passive microwave* radiometer. RS mengukur angin secara tidak langsung dari riak gelombang kapiler permukaan air laut. RS tidak dapat mengukur angin di daratan. Riak gelombang kapiler permukaan air laut mengemisi energi radian yang dapat diobservasi pada spektrum gelombang mikro. Permukaan air laut yang tenang mengemisi energi radian dengan karakteristik sangat terpolarisasi. Saat permukaan air laut beriak, emisi energi radian meningkat dan kurang terpolarisasi. WS diukur dari perbedaan besar emisi pada dua kanal frekuensi yang berbeda. WS dapat diestimasi dengan derajat akurasi yang tinggi oleh karena memiliki relasi yang unik pada *radiative transfer equation* dengan *temperature brightness* [12]. Radar scatterometer mengukur WS dan WD secara tidak langsung dari radar *backscatter* riak gelombang permukaan air laut. Vektor angin diperoleh dengan cara *multiple looks* pada area observasi yang sama pada sudut azimuth dan polarisasi yang berbeda-beda. Relasi antara besar radar *backscatter* dengan WS dan WD didapat dari *geophysical model function* [13]. Karakteristik dan potensi angin dihitung dan dianalisis dengan menggunakan statistik. Dari luasan area Indonesia terdapat 160 baris dan 400 kolom *grid*

untuk setiap bulan data. Zonal komponen atau WD arah barat-timur (U-WS) dan Meridional komponen atau WD arah utara-selatan (V-WS) dihitung dengan Persamaan (1).

$$\begin{aligned} \text{U-WS} &= \text{WS} \sin\left(\frac{\pi}{180} \text{WD}\right) \\ \text{V-WS} &= \text{WS} \cos\left(\frac{\pi}{180} \text{WD}\right) \end{aligned} \quad (1)$$

Zonal klimatologi rata-rata dari WS, WD, U-WS dan V-WS dihitung pada derajat 20° S, 15° S, 10° S, 5° S, EQ, 5° N, 10° N, 15° N, 20° N ($\overline{\text{Zonal}}_{m,k}$) menggunakan Persamaan (2). Di mana N adalah total *grid* pada rentang tahun (1997-2009) tanpa *grid* dengan status *no-data*.

$$\overline{\text{Zonal}}_{m,k} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{Zonal}_{m,k} \quad (2)$$

Pola vektor angin di setiap *grid* diperoleh setelah melakukan perhitungan rata-rata klimatologi untuk komponen vektor angin $\overline{\text{U-WS}}_{\text{grid}}$ dan $\overline{\text{V-WS}}_{\text{grid}}$ menggunakan Persamaan (3). Di mana M adalah rentang tahun (1997-2009). Selanjutnya pola klimatologi vektor angin di-plot dengan *Grads Tool*.

$$\begin{aligned} \overline{\text{U-WS}}_{\text{grid}} &= \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \text{U-WS}_i \\ \overline{\text{V-WS}}_{\text{grid}} &= \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \text{V-WS}_i \end{aligned} \quad (3)$$

Standar deviasi setiap WS pada setiap *grid* (σ_{grid}) dihitung menggunakan Persamaan (4).

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{grid}}^2 &= \frac{1}{M-1} \sum_{i=1}^M (\text{WS}_i - \overline{\text{WS}}_{\text{grid}})^2 \\ \sigma_{\text{grid}} &= \sqrt{\sigma_{\text{grid}}^2} \end{aligned} \quad (4)$$

Energi kinetik angin yang memotong bilah turbin per *unit time* (P) tergantung pada densitas udara (ρ). Area yang tersapu oleh bilah rotor (πr^2) dan volume WS (V^3) tereduksi oleh efisiensi energi faktor (f_p) dihitung dengan Persamaan (5) [14].

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 f_p v^3 \quad (5)$$

Konversi energi bervariasi tergantung volume WS, dari rendah, moderat dan tinggi dan terdapat

mekanisme mencegah kerusakan akibat WS yang berlebih. Efisiensi energi kinetik yang memotong bilah turbin pada WS yang diberikan dikonversi menjadi listrik tergantung pada detail spesifikasi desain turbin yang direpresentasikan ke dalam model kurva-daya turbin yang dipilih. Biasanya kurva-daya dihitung dengan asumsi densitas udara sebesar $1,225 \text{ kg/m}^3$, temperatur 15°C pada tekanan 1 atmosfer. Koreksi volume WS dapat dilakukan jika terdapat perbedaan kondisi diatas dengan Persamaan (6). Di mana P merupakan simbol tekanan udara, T merupakan simbol temperatur dan R merupakan simbol atmosferik gas konstan ($287,05 \text{ N.m/(kg.K)}$).

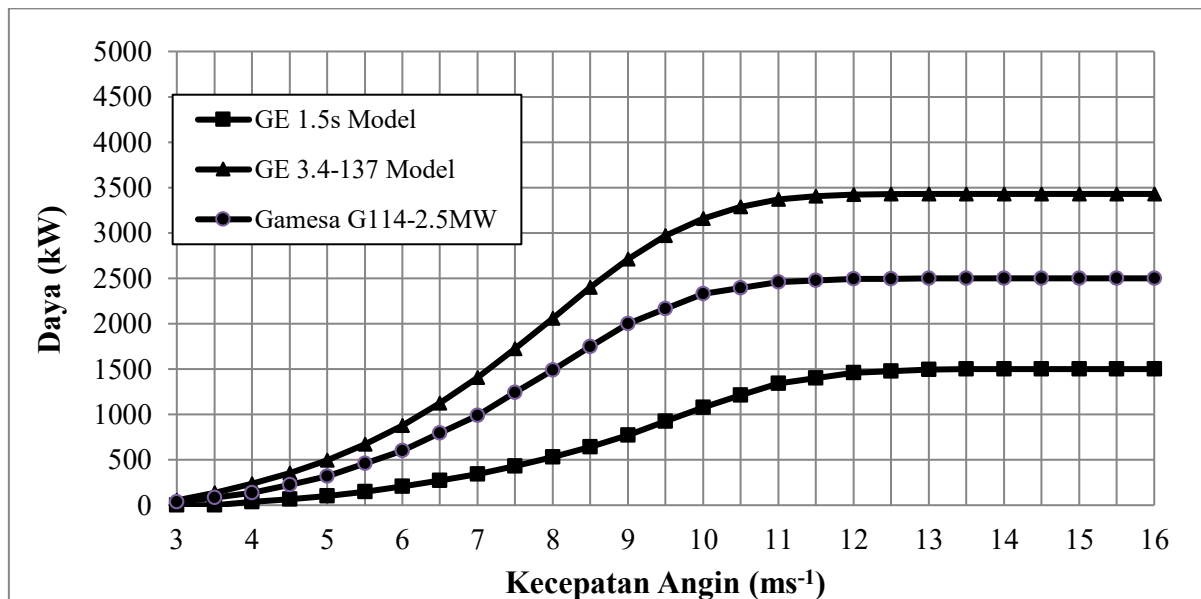
$$V_{\text{koreksi}} = \left(\frac{P \times T}{1,225 \times R} \right)^{1/3} \times V_{\text{original}} \quad (6)$$

Penelitian ini menggunakan model yang tersedia pada *General Electric wind turbine* yaitu 1,50 MW dan 3.40 MW (GE 1.5s, 3.4-137 model) turbin angin instalasi *onshore*. Energi kinetik angin yang diperoleh dari analisis di atas direlasikan secara sederhana dengan kurva-daya turbin angin

berdasarkan model tersebut. Pada Tabel 1 ditampilkan data dan spesifikasi teknis *satellite remote sensing* untuk observasi angin dan Gambar 1 merupakan kurva-daya GE 1.5s, 3.4-137 model.

Tabel 1. Data dan spesifikasi teknis *satellite remote sensing* untuk observasi angin

Parameter	WS, U-WS, WD			
Unit	(ms ⁻¹), (ms ⁻¹), (°)			
Sensor	NSCAT	SSM/I	AMI	SeaWinds
Satelit	ADEOS	DMSP	ERS	QuickSCAT
Tahun	1997	1998–1999	1997–1999	1999–2009
Spasial	1°	0.25°	1°	0.25°
resolusi				
Swath	600 km	1400 km	500 km	1800 km
Orbit cycle	1 day	1 day	1 day	1 day
Orbit Time	10:30	6:00,18:00	10:00	6:00,18:00
Kanal	14 Ghz	19.35 Ghz 37 Ghz	5.4 Ghz	13.4 Ghz
Data center	IFREMER/ CERSAT	REMSS	IFREMER/ CERSAT	REMSS
ftp/http site	ftp. ifremer.fr	ftp.remss. com	ftp. ifremer.fr	ftp.remss. com



Gambar 1. Kurva-Daya GE 1.5s, 3.4-137 dan model Gamesa G114-2.5 MW

Instalasi turbin angin membutuhkan ruang jarak antar turbin guna meminimalisasi interferensi aliran udara akibat interaksi putaran antar bilah turbin. Dengan luasan *grid* $0,25^\circ$ persegi ($\pm 25 \text{ Km}^2$) cukup untuk mengatasi interferensi angin diatas. Pembatas ini membatasi tujuan memaksimalkan pembangkitan daya per turbin dengan jumlah instalasi per *grid area* [15]. Untuk mendapatkan jumlah instalasi dan ruang jarak antar turbin yang optimal, banyak faktor yang perlu diperhatikan seperti biaya instalasi per turbin,

pembangunan infrastruktur, instalasi transmisi daya, biaya operasi dan perawatan. Selain itu, juga diperhitungkan faktor kapasitas akibat kondisi WS yang sangat rendah sehingga tidak terdapat pembangkitan energi listrik.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Untuk rentang dari tahun 1997 sampai tahun 2009, hasil perhitungan statistik keseluruhan data ditunjukkan pada Tabel 2 berikut.

Tabel 2. Statistik WS pada rentang tahun 1997-2009.

Parameter	WS (ms^{-1})
Minimum	0,00
Maksimum	26,20
Rata-rata	6,64
Standar deviasi(σ)	1,64

WS rata-rata sebesar $6,64 \text{ ms}^{-1}$ dengan standar deviasi $1,64 \text{ ms}^{-1}$, WS berkisar $5,0$ sampai dengan $8,28 \text{ ms}^{-1}$. Data global menunjukkan, sekitar 13% stasiun cuaca melaporkan rata-rata tahunan WS lebih dari $6,9 \text{ ms}^{-1}$. WS pada ketinggian 10 m di atas permukaan laut rata-rata global sebesar $6,64 \text{ ms}^{-1}$ dan pada daratan sebesar $3,28 \text{ ms}^{-1}$. Perubahan ketinggian WS lebih tinggi, pada ketinggian 80 m, WS berkisar $8,60 \text{ ms}^{-1}$ dan $4,54 \text{ ms}^{-1}$ untuk di atas permukaan laut dan daratan [16]. WS relatif rendah dikarenakan posisi geografis Indonesia berada di daerah khatulistiwa. Berdasarkan data meteorologi, pada daerah subtropik belahan bumi utara dan selatan, angin bertiup tetap sepanjang tahun menuju ke barat yang disebut angin pasat (*trade wind*). Di sekitar khatulistiwa, kedua angin pasat bertemu (konvergen) dan disebut *intertropical convergens zone* (ITCZ) [17]. Akibat temperatur daerah tropis yang tinggi, massa udara naik secara vertikal (konveksi). Sehingga daerah ini memiliki karakteristik angin yang tenang (*doldrums*) [18]. Dilihat dari *datasheet* GE 1,5 MW, kecepatan angin nominal dibutuhkan sebesar $13,0 \text{ ms}^{-1}$ (*rated*) dan minimal sebesar $4,0 \text{ ms}^{-1}$ (*cut-in*). Dengan kondisi WS berkisar $5,0 - 8,28 \text{ ms}^{-1}$, pembangkitan energi diharapkan dapat terjadi. Pengoperasian turbin pada *cut-in* WS yang rendah menurunkan performa akibat separator laminar dan gelembung separator laminar pada bilah turbin. Ini terjadi karena bilangan Reynolds (Re) rendah akibat WS yang rendah dan kecilnya ukuran rotor. Diperlukan *airfoil* dengan desain khusus untuk beroperasi pada Re yang rendah sehingga dapat menaikkan torsi *startup* dan meningkatkan performa turbin. Dengan ini turbin dapat dioperasikan pada *cut-in* WS berkisar $2,0-3,0 \text{ ms}^{-1}$ [19].

WS mudah dipengaruhi oleh hambatan dan topografi serta bervariasi dengan ketinggian sehingga WS dapat memiliki karakteristik yang acak. Akibatnya reliabilitas pembangkitan energi listrik sulit dipenuhi dan dibutuhkan sistem pengatur daya cadangan [20]. *Seasonal variability* U-WS ditunjukkan pada Gambar 2a dan 2b di bawah ini. Pada gambar terlihat jelas karakteristik U-WS belahan bumi utara-selatan. Pola WD memotong pada bulan April dan Oktober. Di ekuator (EQ), tidak terlihat arah WD yang signifikan. Pada Gambar 2a, terlihat peningkatan derajat lintang di atas 20 derajat, U-WS pada bagian utara dan selatan mengarah ke barat dengan kecepatan $4,0 \text{ ms}^{-1}$ sepanjang tahun. Fenomena ini menunjukkan adanya angin pasat dari timur-utara dan timur-selatan. Kondisi permukaan air laut di daerah ekuator yang selalu hangat membuat tekanan atmosfer menjadi rendah, udara berpindah dari lintang tinggi bertekanan tinggi menuju ekuator. Bumi berotasi dari barat ke timur,

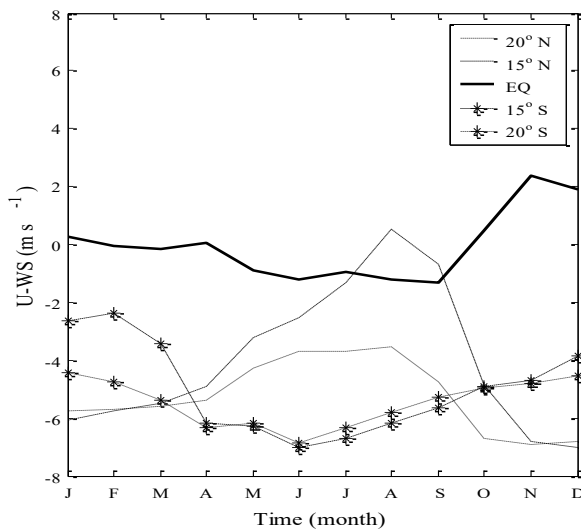
udara berhembus dari timur dan membangkitkan angin pasat. Dilihat dari karakteristik U-WS pada Gambar 2a, perencanaan posisi turbin angin di garis khatulistiwa merupakan hal yang tidak tepat. Kecepatan U-WS sangat rendah berkisar antara $2,0-3,0 \text{ ms}^{-1}$. *Cut-in* WS minimal sulit didapatkan, walaupun mungkin terjadi anomali WS yang tinggi dan tidak terjadi perubahan WD yang signifikan. Pada lintang tinggi berkisar $15^\circ - 20^\circ$, WD didominasi oleh arah angin pasat atau angin menuju ke barat atau *westerlies winds* [21]. *Grid* instalasi turbin angin dapat diposisikan secara umum bilah turbin mengarah ke timur. Pada turbin angin terdapat *yawing* mekanisme yang memutar turbin sehingga bilah dapat mengikuti arah angin dan *tilting* mekanisme yang memutar sudut bilah sehingga tetap optimal pada kecepatan angin relatif [22], [23]. Sedangkan Gambar 2b menunjukkan karakteristik U-WS untuk posisi lintang kurang dari 10° . U-WS lebih jelas memperlihatkan *seasonal variability* mengikuti karakteristik belahan bumi utara-selatan. Intensitas dan arah timur-barat angin berubah menurut musim. Namun, WD rata-rata tetap mengikuti pola angin pasat yaitu menuju barat. Pola perubahan arah timur-barat musiman ini menunjukkan sistem angin muson di Indonesia.

Dengan karakteristik angin yang berubah-ubah mengikuti musim, stabilitas pembangkitan menjadi sangat tergantung musim. Bulan-bulan transisi angin muson Maret-Mei dan September-November di mana saat WS paling rendah dibutuhkan adanya sistem cadangan daya dari sistem pembangkitan yang lain atau hybrid. Perubahan WD yang signifikan akibat angin muson timur/barat berimplikasi terhadap perawatan mekanik yang bergerak seperti mekanis gearbox, tilting dan yawing. Terdapat beberapa laporan akibat permasalahan pada bilah dan gearbox sebagai penyebab utama sistem downtime. Turbin yang baru dan besar malah cenderung lebih sering downtime, untuk menjaga reabilitas pembangkitan kebutuhan akan monitor dan perawatan menjadi tinggi [24].

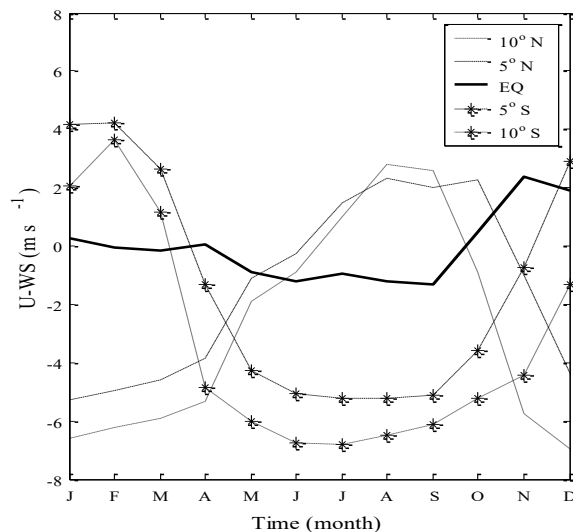
Besarnya konversi energi kinetik bilah turbin dibatasi oleh adanya daya mekanis downstream atau aliran angin setelah melewati bilah. Daya ini mengurangi konversi koefisien daya (C_p) turbin hanya menjadi sebesar 59,3% atau disebut Betz's limit [25], [26].

Luaran daya turbin angin secara signifikan bervariasi dengan WS sehingga setiap turbin angin memiliki kurva-daya yang unik. Kurva-daya membantu memprediksi tanpa perlu mengetahui detail teknis dari setiap komponen sistem pembangkitan [11]. Kurva-daya memberikan besaran daya listrik luaran sebagai fungsi dari WS pada posisi ketinggian dari hub. Kurva-daya terdiri dari *cut-in*, *rated* dan *cut-out* WS. Kurva-daya untuk setiap turbin didapat dari test lapangan dan diberikan oleh pabrik pembuatnya [27]. Dengan menggunakan model turbin angin dari General Electric (GE) dan kondisi angin seperti

Tabel 2, diperoleh estimasi pembangkitan daya listrik seperti pada Tabel 3.



Gambar 2a. Zonal seasonal variability U-WS (m s^{-1}). WD menuju timur (positif) dan menuju barat (negatif). Angin pasat dari timur terlihat pada lintang 15°-20°. Di daerah ekuator WS sangat rendah dan WD stabil.



Gambar 2b. Zonal seasonal variability U-WS (m s^{-1}). WD menuju timur (positif) dan menuju barat (negatif). Perubahan arah angin musiman atau angin muson Indonesia pada derajat lintang 5°-10°.

Tabel 3. Estimasi daya pembangkitan (kW) dari kurva-daya untuk GE model

Avg WS÷STD (ms^{-1})	GE 1.5s (kW)	GE 3.4-137 (kW)
5,00	104,00	497,00
6,64	306,50	1265,50
8,28	586,00	2230,50
Rated WS		
13,00	1494,00	3430,00

Tabel 3 menunjukkan daya pembangkitan untuk model turbin angin GE daya rendah dan tinggi untuk kondisi di Indonesia yang berkisar antara 104,00 - 2230,50 kW per titik instalasi. Jika dibandingkan dengan sistem dari PLTB SIDRAP ladang energi angin pertama di Indonesia, telah terinstalasi 30 titik generator turbin angin dengan menggunakan Gamesa G114-2.5 MW model. Dengan target pembangkitan energi listrik sebesar 75 MW, sehingga diperlukan optimal daya per titik turbin sebesar 2,5 MW. Perbandingan dapat dilakukan dengan melihat kurva-daya antara model GE 3,4-137 MW dengan Gamesa G114-2.5 MW seperti Tabel 4 berikut.

Tabel 4. Perbandingan daya pembangkitan (kW) dari kurva daya untuk GE dengan model GAMESA

Avg WS÷STD (ms^{-1})	GE 3.4-137 (kW)	Gamesa G114-2.5 (kW)
5,00	497,00	321,00
6,64	1265,50	892,75
8,28	2230,50	1617,00
rated WS		
10,00		
13,00	3430,00	2332,00

Kelebihan dari model Gamesa G114-2.5 MW adalah memiliki *cut-in* dan *rated* WS yang lebih kecil sebesar $2,0 \text{ ms}^{-1}$ dan $10,0 \text{ ms}^{-1}$. Dengan asumsi kondisi angin rata-rata setiap tahun sebesar $8,28 \text{ ms}^{-1}$, model ini hanya membangkitkan energi listrik sebesar 1617,00 kW atau 1,6 MW. Jadi, PLTB SIDRAP hanya akan membangkitkan energi sebesar 64% dari target total pembangkitan energi listrik.

IV. KESIMPULAN

Kondisi meteorologi angin dengan rentang waktu yang cukup dibutuhkan dalam perencanaan instalasi turbin angin. Secara umum, keterbatasan data meteorologi dapat dipenuhi dari data *satellite remote sensing*. Karakteristik angin di wilayah Indonesia berhubungan dengan posisi geografis Indonesia sehingga menyebabkan potensi angin rendah jika digunakan untuk pembangkitan energi listrik. Rata-rata kecepatan angin kurang dari $6,64 \text{ ms}^{-1}$.

Diperlukan desain generator turbin angin dengan mekanis yang spesifik untuk wilayah Indonesia. Pola angin yang berubah arah dan kecepatan menurut musim membuat biaya operasional dan perawatan turbin menjadi tinggi. Untuk

mendapatkan reliabilitas operasional yang optimal, sistem *grid* daya cadangan mungkin perlu diperhitungkan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih kepada NASA *Goddard Space Flight Center*, NASA *Jet Propulsion Laboratory*, *Remote Sensing Systems*, *French ERS Processing and Archiving Facility* and *Research Institute for Exploitation of the Sea* dan JAXA *Earth Observation Research Center* atas ketersediaan data arsip berupa *global level-3 monthly data* yang dapat diakses bebas.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Sacuta, N., Young, A. & Worth, K. (2015). *International energy agency (IEA) greenhouse gas (GHG) weyburn-midale CO₂ monitoring and storage project*. Canada: Petroleum Technology Research Centre Incorporated.
- [2] Swardika, I. K., Tanaka, T. & Ishida, H. (2012). Study on the characteristics of the Indonesian seas using satellite remote-sensing data for 1998–2007. *International Journal of Remote Sensing*, 33(8), 2378-2394.
- [3] Coyle, E. D. & Simmons, R. A. (2014). *Understanding the global energy crisis*. USA: Purdue University Press.
- [4] Johnson, N., Krey, V., McCollum, D. L., Rao, S., Riahi, K. & Rogelj, J. (2015). Stranded on a low-carbon planet: Implications of climate policy for the phase-out of coal-based power plants. *Technological Forecasting and Social Change*, 90, 89-102.
- [5] Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., Shah, J. & Zhengrong, S. (2013). Re-considering the economics of photovoltaic power. *Renewable Energy*, 53, 329-338.
- [6] Pusdatin ESDM. (2014). *Pusat Data dan Teknologi Informasi (Pusdatin)*. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM).
- [7] Jacobson, M. Z. & Archer, C. L. (2012). Saturation wind power potential and its implications for wind energy. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 15679-15684.
- [8] Patel, M. R. (2005). *Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. USA: CRC press.
- [9] Fikri, M. B. & Suryoprato, I. K. (2013). *Perancangan sudu turbin angin berkecepatan rendah dengan variasi tip speed ratio menggunakan metode momentum elemen sudu*. Universitas Gadjah Mada: Disertasi Doktor.
- [10] Swardika, I. K. & Santiary, P. A. W. (2016). Speed of spatial query of satellite data on various database storage engine. *International Electronics Symposium*, 465-470.
- [11] Manwell, J. F., McGowan, J. G. & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. UK: John Wiley & Sons.
- [12] Yin, X., Wang, Z., Song, Q., Huang, Y. & Zhang, R. (2017). Estimate of ocean wind vectors inside tropical cyclones from polarimetric radiometer. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 10(5), 1701-1714.
- [13] Ricciardulli, L. & Wentz, F. J. (2015). A scatterometer geophysical model function for climate-quality winds: QuikSCAT Ku-2011. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 32(10), 1829-1846.
- [14] Lu, X., McElroy, M. B. & Kiviluoma, J. (2009). Global potential for wind-generated electricity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 106(27), 10933-10938.
- [15] Dhanju, A., Whitaker, P. & Kempton, W. (2008). Assessing offshore wind resources: An accessible methodology. *Renewable Energy*, 33(1), 55-64.
- [16] Archer, C. L. & Jacobson, M. Z. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 110(D12).
- [17] Nicholson, S. E. (2018). The ITCZ and the seasonal cycle over equatorial Africa. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 99(2), 337-348.
- [18] Klocke, D., Brueck, M., Hohenegger, C. & Stevens, B. (2017). Rediscovery of the doldrums in storm-resolving simulations over the tropical Atlantic. *Nature Geoscience*, 10(12), 891.
- [19] Singh, R. K., & Ahmed, M. R. (2013). Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind speed applications. *Renewable Energy*, 50, 812-819.
- [20] Lei, M., Shiyan, L., Chuanwen, J., Hongling, L. & Yan, Z. (2009). A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), 915-920.
- [21] Hansen, K. S., Barthelmie, R. J., Jensen, L. E. & Sommer, A. (2012). The impact of turbulence intensity and atmospheric stability on power deficits due to wind turbine wakes at Horns Rev wind farm. *Wind Energy*, 15(1), 183-196.
- [22] Doolan, C. J., Moreau, D. J. & Brooks, L. A. (2012). Wind turbine noise mechanisms and some concepts for its control. *Acoustics Australia*, 40(1).
- [23] Schubel, P. J. & Crossley, R. J. (2012). Wind turbine blade design. *Energies*, 5(9), 3425-3449.

- [24] Pérez, J. M. P., Márquez, F. P. G., Tobias, A. & Papaelias, M. (2013). Wind turbine reliability analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 463-472.
- [25] Betz, A. (2013). The maximum of the theoretically possible exploitation of wind by means of a wind motor. *Wind Engineering*, 37(4), 441-446.
- [26] Şen, Z. (2013). Modified wind power formulation and its comparison with Betz limits. *International Journal of Energy Research*, 37(8), 959-963.
- [27] Lydia, M., Kumar, S. S., Selvakumar, A. I., & Kumar, G. E. P. (2014). A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 452-460.