

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Energi Angin

Udara yang bergerak karena adanya perbedaan suhu pada suatu daerah disebut sebagai angin. Pergerakan tersebut dapat terjadi pada kecepatan yang berbeda (Sudarti & Dani, 2021). Pergerakan angin dapat terjadi secara horizontal ataupun vertikal dengan dinamis juga fluktuatif. Pergerakan tersebut yang menimbulkan adanya energi kinetik angin. Energi kinetik angin dapat diubah menjadi energi listrik melalui mekanisme tertentu dengan bantuan peralatan tertentu (Zulkarnaen *et al.*, 2018).

Energi listrik yang berasal dari hasil konversi angin disebut sebagai energi angin atau energi bayu. Energi angin merupakan satu dari sekian jenis sumber energi terbarukan yang potensi pengembangannya sangat besar di Indonesia. Hal ini didasari oleh keberadaan potensi angin yang cukup besar dan kontinu sehingga dapat dimanfaatkan menjadi pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB).

Potensi energi angin tersebar di berbagai daerah di Indonesia. Wilayah pantai selatan Jawa, Sulawesi Selatan, Maluku, dan Nusa Tenggara Timur (NTT) memiliki kecepatan angin yang tinggi (6 – 8 m/s), sementara kecepatan angin lebih dari 8 m/s terukur pada lepas pantai Banten, lepas pantai Sukabumi, lepas pantai Kupang, lepas pantai Pulau Wetari dan Jenepono, serta lepas pantai Kabupaten Kepulauan Tanimbar (Balai Besar Survei dan Pengujian Ketenagalistrikan EBTKE, 2021). Secara teknis Indonesia memiliki potensi energi angin di daerah *onshore* sebesar 207 hingga 1.994 TWh/tahun (Langer *et al.*, 2023) dan pada kawasan *offshore* hingga sebesar 6.816 TWh/tahun (Langer *et al.*, 2022). Berdasarkan analisis potensi dan pemetaan energi angin yang dilakukan oleh Balai Besar Survei dan Pengujian Ketenagalistrikan EBTKE, Sukabumi memiliki potensi sebesar 170 MW, Garut sebesar 150 MW, Lebak dan Pandeglang masing-masing sebesar 150 MW, dan Lombok sebesar 100 MW (Safii, 2018), wilayah tersebut dapat menjadi lokasi potensial pemanfaatan energi angin di Indonesia.

Menimbang besaran potensi energi angin dan dalam upaya meningkatkan ketahanan energi Indonesia, pemerintah melalui Peraturan Pemerintah No. 79

Tahun 2014 mengenai Kebijakan Energi Nasional, pada 2025 menetapkan target PLTB sebesar 255 MW. Dalam siaran pers Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) yang disiarkan pada September 2024, dipaparkan bahwa pemerintah berencana menambah kapasitas PLTB sebanyak 5 GW hingga 2030. Akan tetapi hingga 2024, kapasitas PLTB terpasang baru mencapai 152,3MW (Adi, 2024).

2.1.1 Daya Angin Spesifik

Daya angin spesifik merujuk pada besaran daya pada suatu lokasi untuk setiap satuan luas (m^2), dikelompokkan berdasarkan kecepatan angin. Pengelompokan dilakukan berdasarkan potensial sumber daya angin, yakni rendah, sedang, tinggi dan *excellence*. Adapun detail pengelompokan seperti pada Tabel 1 berikut.

Tabel 1 Pengelompokan Angin berdasarkan Kecepatan Angin

Potensial Sumber Daya Angin	Daya Angin Spesifik (W/m^2)	Kecepatan Angin (m/s)
Rendah	<100	< 4,3
Sedang	100 – 150	4,3 – 5,0
Tinggi	150 – 200	5,0 – 5,5
<i>Excellence</i>	200 – 300	5,5 – 6,3
	300 – 400	6,3 – 7,0
	400 – 600	7,0 – 8,2
	600 – 800	8,2 – 9,1

Sumber: Ismail & Rahman (2020)

Kecepatan angin dapat berbeda besarnya pada titik lokasi yang sama untuk ketinggian berbeda. Secara umum, kecepatan angin yang diukur oleh stasiun klimatologi ataupun yang disajikan oleh lembaga penyedia berbentuk v_{10} , merujuk pada kecepatan angin pada ketinggian 10m. Dalam mengidentifikasi kecepatan angin pada ketinggian yang berbeda, dapat ditentukan menggunakan persamaan (1) berikut (Aiyer & Pore, 2021).

$$v_2 = v_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (1)$$

dengan v_2 merujuk pada kecepatan angin di ketinggian yang hendak diidentifikasi, serta v_1 adalah kecepatan angin yang telah diketahui. z_2 merujuk pada ketinggian n , z_1 merupakan ketinggian kecepatan angin yang diketahui. Adapun α adalah faktor

friksi yang besarnya disesuaikan dengan kondisi lingkungan di mana kecepatan angin diidentifikasi. Nilai α pada beberapa kondisi lingkungan tertera pada Tabel 2 sebagai berikut,

Tabel 2 Nilai α pada kondisi lingkungan yang berbeda

Kondisi Lingkungan	α
Tanah keras halus, air tenang	0,10
Rumput tinggi di permukaan tanah	0,15
Tanaman tinggi, pagar dan semak	0,20
Pedesaan berhutan, banyak pohon	0,25
Kota-kota kecil dengan pepohonan dan kebun	0,30
Kota besar dengan gedung-gedung tinggi	0,40

Sumber Jasiūnas & Teleszewski (2019)

2.1.2 Distribusi Angin

Dalam menganalisis potensi energi angin, identifikasi distribusi kecepatan angin sangat diperlukan. Hal ini dilakukan karena daya angin memiliki hubungan non-linear dengan kecepatan angin, serta besarnya bervariasi sepanjang tahun. Proses identifikasi distribusi frekuensi kecepatan angin dapat dilakukan menggunakan Distribusi Weibull dan Rayleigh (Ahmed & Kunya, 2019).

Secara luas Distribusi Weibull umum digunakan karena pendekatannya cocok dalam pemodelan kecepatan angin. Apabila digunakan data historis untuk memodelkan kecepatan angin, Weibull dapat memodelkan bentuk distribusi yang mencerminkan tingkah laku rangkaian data tersebut (Sari & Maulidany, 2020). Terdapat dua parameter dalam distribusi Weibull, *shape factor* (k) dan *scaling factor* (c).

Parameter k ataupun c digunakan dalam melakukan analisis kecepatan angin. Analisis kecepatan angin dapat dilakukan dengan dua fungsi, yakni *probability density function* (PDF) serta *cummulative distribution function* (CDF). PDF mengindikasikan fraksi waktu terjadinya kecepatan angin tertentu (u) sepanjang tahun. Dalam kata lain, PDF Weibull dapat menggambarkan peluang terjadinya suatu kecepatan dalam rentang waktu tertentu. Sedangkan CDF

mengindikasikan fraksi waktu terjadinya kecepatan angin kurang dari atau sama dengan kecepatan tertentu (Serban *et al.*, 2020).

Suatu estimasi daya angin dapat menjadi terlalu optimis ataupun kurang optimis apabila hanya menggunakan kecepatan angin rata-rata sebagai acuan. Hal ini didasari oleh fluktuasi dan variabilitas kecepatan angin sepanjang tahun. Probabilitas kecepatan angin dapat menjadi solusi atas permasalahan tersebut, sehingga estimasi daya yang dilakukan menjadi lebih realistis. Berdasarkan pertimbangan tersebut, digunakan PDF Weibull pada penelitian ini. Adapun PDF Weibull diekspresikan dalam persamaan (2) berikut, (Al-Fatlawi *et al.*, 2022).

$$F(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2)$$

dengan $F(v)$ adalah PDF Weibull, dan v adalah kecepatan angin.

Terdapat banyak metode yang dapat diterapkan dalam menganalisis PDF Weibull, salah satunya *Maximum Likelihood Estimation* (MLE). MLE adalah metode yang digunakan untuk mengestimasi parameter Weibull dari set data tinjauan dengan memaksimalkan nilai dari parameter tersebut sehingga didapatkan probabilitas terbaik (Mahmoodian, 2018). Parameter Weibull diestimasi dengan cara iterasi menggunakan metode Newton-Rhapson, seperti pada persamaan (3) berikut (Jiang *et al.*, 2017).

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n [(v_i)^k \ln(v_i)]}{\sum_{i=1}^n (v_i)^k} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(v_i) \right]^{-1} \quad (3)$$

setelah k didapatkan, parameter c dapat diestimasi menggunakan persamaan (4) berikut (Jiang *et al.*, 2017).

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (4)$$

2.1.3 Kecepatan angin dominan

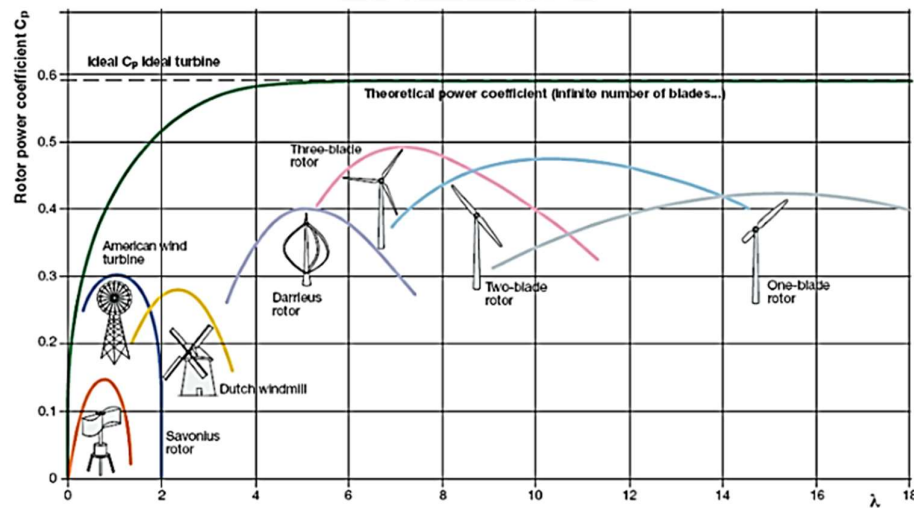
Kecepatan angin dominan diidentifikasi menggunakan PDF Weibull. Konsepnya adalah dengan mencari kecepatan angin dengan nilai probabilitas tertinggi. Persamaan yang digunakan dalam mencari kecepatan angin dominan sebagai berikut (Cornick & Lacasse, 2009).

$$v_{dominan} = c \left(\left(\frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \right) \quad (5)$$

2.2 Turbin Angin

2.2.1 Prinsip kerja

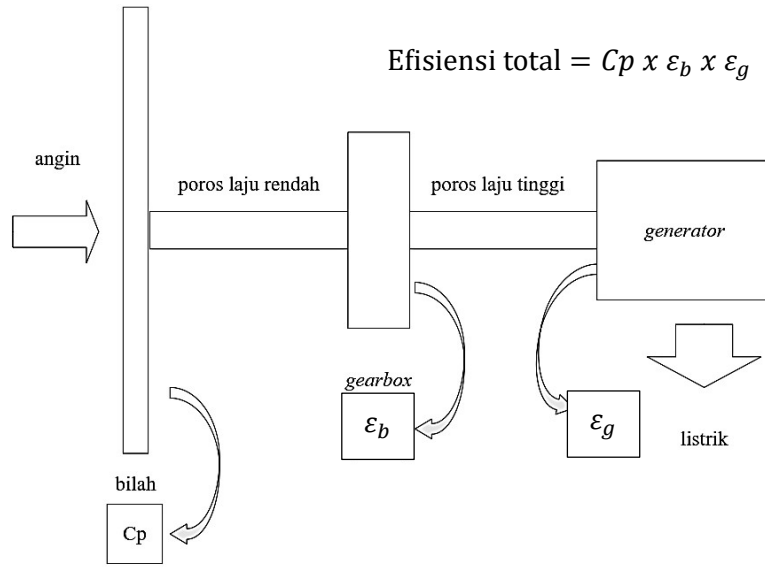
Turbin angin secara umum terbagi menjadi dua jenis, sumbu horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine*, HAWT) dan sumbu vertikal (*Vertical Axis Wind Turbine*, VAWT). Berdasarkan Gambar 1, HAWT memiliki efisiensi yang lebih baik jika dibandingkan dengan VAWT dalam melakukan ekstraksi energi (Ebrahimpour *et al.*, 2019).



Gambar 1 Power coefficient (C_p) terhadap tip speed ratio (TSR) pada beragam tipe turbin angin

Sumber: Ebrahimpour *et al.* (2019)

Pembangkit listrik tenaga angin (PLTB) merujuk pada integrasi beragam komponen yang mengekstraksi energi angin menjadi energi listrik. Proses pembentukan energi angin dari energi gerak (kinetik) diawali dengan tumbukan angin terhadap bilah/*blade* yang menimbulkan torsi sehingga terjadi putaran pada bilah. Putaran pada bilah kemudian memutar generator yang mengubah energi kinetik putaran menjadi energi listrik (Ismail & Rahman, 2020), seperti diilustrasikan pada Gambar 2.



Gambar 2 Prinsip kerja pada turbin angin

Proses konversi yang dilalui angin pada turbin angin terjadi pada beberapa tahapan, yakni pada turbin, *gearbox*, dan *generator*, menjadikan energi dihasilkan dikenai efisiensi. Rangkaian proses konversi menghasilkan daya angin. Adapun persamaan yang digunakan dalam mengidentifikasi daya angin (P_A) dirumuskan sebagai persamaan (6) berikut (Jasiūnas & Teleszewski, 2019),

$$P_A = (C_p \varepsilon_g \varepsilon_b) \frac{1}{2} \rho_a A_T v^3, \quad (6)$$

dengan ρ_a adalah massa jenis angin sebesar $1,225 \text{ kg/m}^3$, A_T adalah luasan yang disapu oleh bilah turbin (*blade*), yang dihitung menggunakan persamaan (7). Sedangkan v adalah kecepatan angin (Kabir *et al.*, 2022).

$$A_T = \pi r^2 \quad (7)$$

dengan r adalah jari-jari turbin angin.

Menurut Jasiūnas & Teleszewski (2019), efisiensi pada turbin angin terjadi pada generator yang dikenal sebagai efisiensi generator (ε_g), serta efisiensi pada *gearbox* (ε_b). Hal lain yang mempengaruhi besaran energi angin adalah koefisien energi dari turbin angin atau *power coefficient of turbine* (C_p). C_p dipengaruhi oleh *Betz limit*, secara teoretis Betz, seorang ilmuwan dari Jerman, mengemukakan bahwa tidak ada turbin dengan mekanisme apa pun yang dapat mengonversi energi kinetik angin lebih dari $16/27$ atau $59,3\%$ dari total energi kinetik angin.

Dalam desain dan kalkulasi sebenarnya, nilai C_p , ε_g , dan ε_b yang umum digunakan adalah 0,35 – 0,40; sekitar 0,8; serta 0,95 atau lebih. Pada penelitian ini, digunakan C_p , ε_g , dan ε_b masing-masing sebesar 0,4, 0,8 dan 0,95, atau efisiensi total sebesar 30,4%.

2.2.2 Total Annual Energy Production (AEP)

Annual energy production (AEP) merupakan energi yang diproduksi oleh turbin angin dalam satu tahun. Besaran ini dipengaruhi oleh daya yang dihasilkan oleh turbin angin (P) yang telah dikenai efisiensi untuk seluruh turbin angin yang dikonstruksikan pada wilayah tersebut.

Besaran ini dipengaruhi oleh daya dihasilkan ($P(U)$) oleh seluruh turbin angin dikonstruksikan pada wilayah tersebut, yang mempertimbangkan probabilitas kecepatan angin (U , yang setara dengan v) berbentuk fungsi PDF Weibull ($f(U)$, yang setara dengan $F(v)$). N adalah total jam dalam satu tahun, yakni 8760, dan Δt adalah interval pengukuran. AEP ($\overline{P_{tot}}$) dihitung berdasarkan persamaan (8) berikut (Minaeian *et al.*, 2017),

$$\overline{P_{tot}} = N \times \Delta t \times \int_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} f(U)P(U)dU \quad (8)$$

2.2.3 Capacity factor (CF)

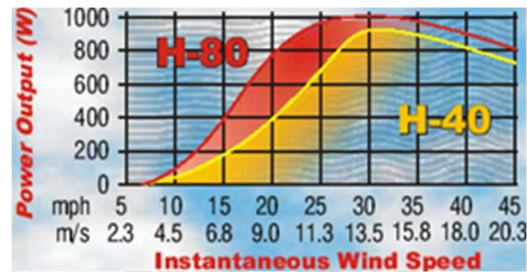
Capacity factor (CF) adalah rasio perbandingan antara produksi energi terhadap kapasitas turbin selama periode waktu tertentu (Gugliani *et al.*, 2021). CF dapat menggambarkan viabilitas suatu proyekangkitan energi karena memperhitungkan efisiensi turbin. Makin tinggi nilai CF mengindikasikan semakin banyak energi dihasilkan dari investasi yang tetap, sehingga biaya per kWh menjadi lebih rendah. Persamaan yang digunakan dalam kalkulasi CF sebagai berikut (Malka *et al.*, 2020).

$$CF = \left(\frac{E_c}{WPC \cdot hf} \right) \cdot 100 \quad (9)$$

dengan E_c adalah energi yang dihasilkan, WPC adalah kapasitas turbin yang digunakan dan hf adalah jumlah jam dalam satu tahun.

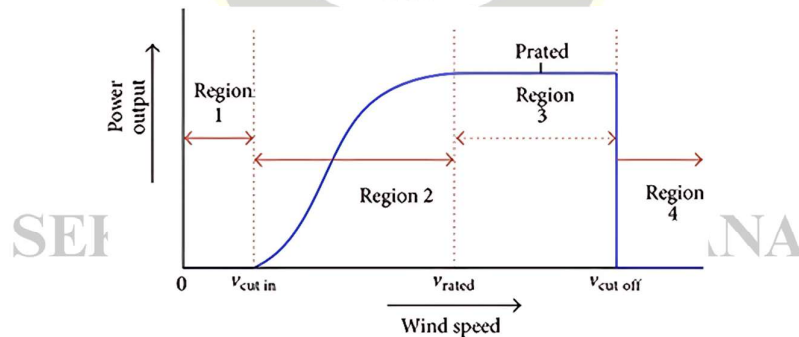
2.2.4 Power curve

Power curve adalah representasi visual kecepatan angin dengan daya listrik yang dihasilkan oleh suatu turbin angin. Setiap turbin memiliki nilai efisiensi berbeda-beda, sehingga *power curve* turbin angin untuk tiap tipe akan berbeda pula, seperti pada Gambar 3.



Gambar 3 *Power curve* turbin-turbin pada ketinggian berbeda

Gambar 3 memuat *power curve* dua turbin dengan tinggi hub yang berbeda. Terlihat bahwa perbedaan ketinggian pada kedua turbin tersebut menjadikan grafik *power curve*-nya berbeda pula. Berdasarkan gambar tersebut, terlihat bahwa turbin angin dengan tinggi 80 m, menghasilkan daya (*power output*) yang lebih besar dibandingkan dengan turbin tinggi 40 m, pada kecepatan angin yang sama.



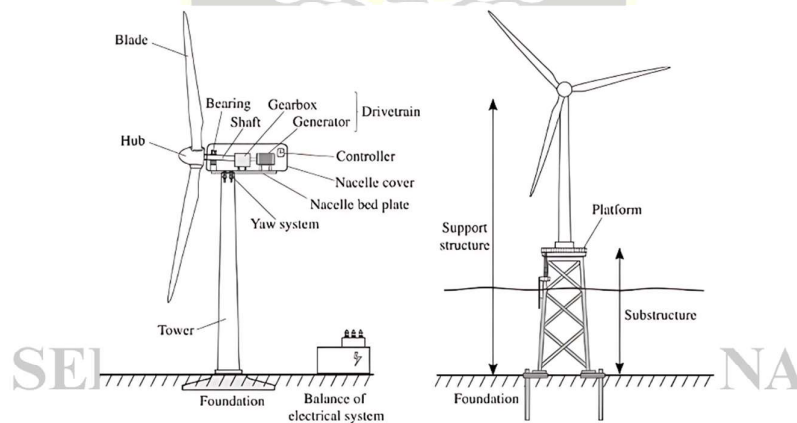
Gambar 4 *Power curve* pada turbin angin
Sumber: (Alharthi, 2024)

Berdasarkan Gambar 4, terdapat empat area atau region pada *power curve*. Area 1 (*region 1*, R1) terjadi ketika kecepatan angin berada di bawah kecepatan angin operasional terendah (*cut in wind speed*), turbin dapat mengonversi angin menjadi daya angin, sehingga tidak ada daya yang dihasilkan. Area 2 (*region 2*, R2) menunjukkan kecepatan angin berada di atas kecepatan angin terendah untuk beroperasi, tetapi masih di bawah kecepatan angin nominal (*rated wind speed*) turbin. Pada area 2, kecepatan angin dapat dikonversi menjadi daya angin, dengan

kenaikan kecepatan angin menyebabkan terjadinya peningkatan daya angin yang dihasilkan. Area 3 (*region 3*, R3) menunjukkan bahwa kecepatan angin telah mencapai kecepatan angin nominal, di mana pada kecepatan tersebut turbin telah mencapai daya maksimum (*rated power*) yang dapat dikonversi dari kecepatan angin menjadi energi listrik. Pada area 3, turbin dapat menghasilkan *rated power* secara stagnan walaupun terjadi kenaikan kecepatan angin, hingga mencapai kecepatan maksimal (*cut off wind speed*). Area 4 (*region 4*, R4) terjadi ketika kecepatan angin telah melampaui kecepatan angin maksimal dari turbin, sehingga tidak ada daya angin yang dapat dihasilkan.

2.2.5 Komponen turbin angin

Secara umum komponen-komponen yang terdapat pada PLTB meliputi bilah/*blade*, *hub*, *bearing*, *shaft*, *gearbox*, *generator*, *controller*, *nacelle*, sistem *yaw*, tower dan fondasi. Adapun ilustrasi tertera pada Gambar 5 berikut,



Gambar 5 Komponen turbin angin
Sumber: Manwell *et al.* (2024)

Hub berfungsi untuk membawa beban gaya dan momen ke poros utama serta menjadi sarana pemasangan bilah turbin. Bilah berfungsi untuk menghasilkan gaya aerodinamis dari angin yang ada. *Hub* serta bilah disebut sebagai rotor. *Gearbox* atau sistem transmisi memiliki fungsi untuk memindahkan daya ke generator dari rotor turbin angin dengan mengubah putaran sesuai dengan kerja putaran generator. Generator merupakan peralatan yang mengonversi energi kinetik menjadi energi listrik. *Controller* merujuk pada sistem kontrol kecepatan dan arah angin. *Nacelle* atau naseel merupakan ruangan di mana generator, *gearbox*, rem mekanik, *yawning*

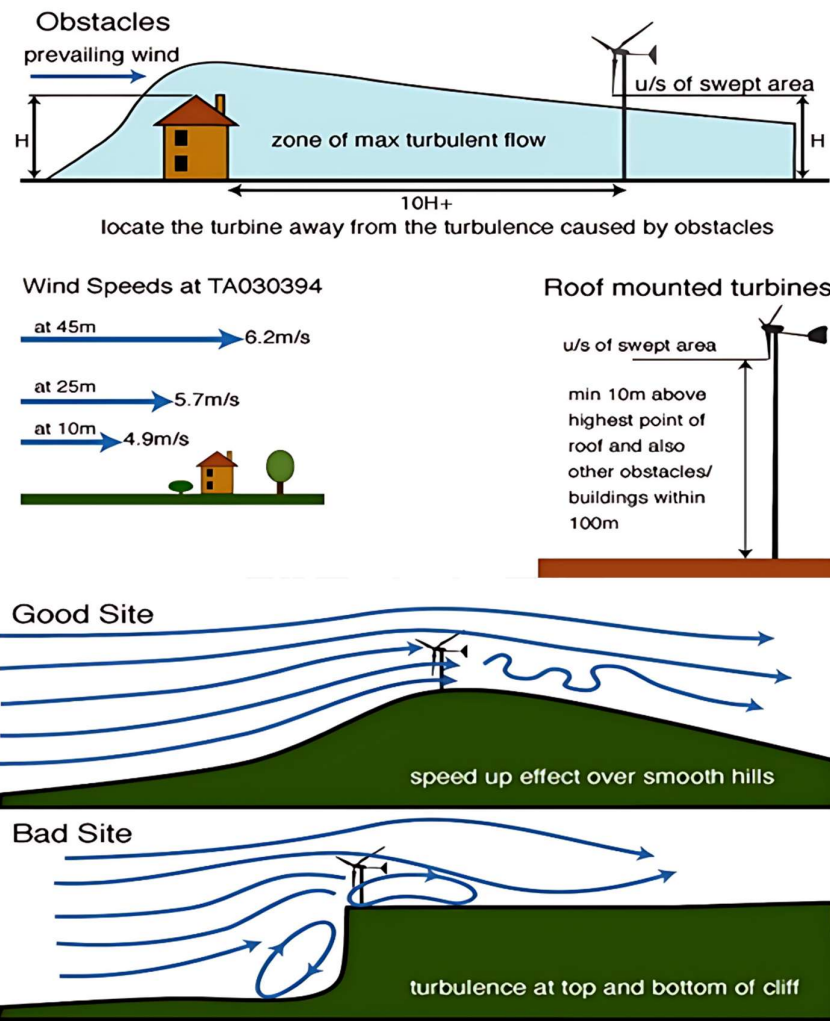
system serta transformator berada di atas tower turbin angin. Tower merujuk pada struktur penopang dan tempat turbin angin berada pada ketinggian dihindaki. Adapun fondasi merupakan struktur penopang turbin angin yang mentransfer dan mendistribusikan beban ke dalam tanah (Sudarti & Dani, 2021).

Pengujian karakteristik dilakukan untuk mengidentifikasi apakah tanah di lokasi tersebut dapat menahan beban yang ditransferkan oleh turbin angin melalui fondasi, atau tidak (Lavanya & Kumar, 2020). Terdapat dua tipe fondasi yang penggunaannya disesuaikan dengan kondisi tanah, yakni tipe *spread* dan *pile*. Tipe *spread* cocok digunakan pada tanah dengan kondisi kuat. Sedangkan tipe *pile* cocok untuk tanah dengan kondisi *properties* lemah. Kedalaman fondasi *pile* disesuaikan dengan berada di kedalaman berapa tanah kuat menahan beban yang bekerja di atasnya (Barros & Mathern, 2022).

2.2.6 Kriteria dalam pembangunan

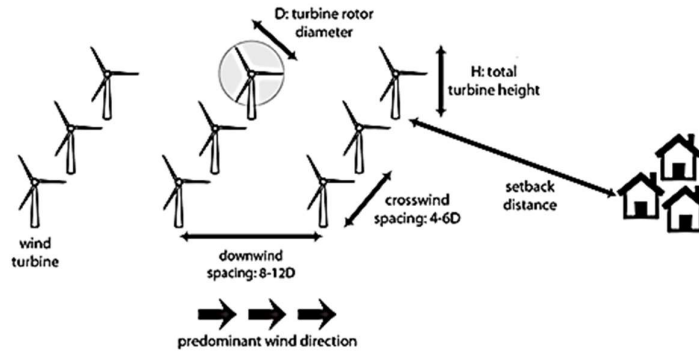
Kriteria pembangunan PLTB secara umum mengacu pada kondisi geografis dan konfigurasi pembangunan, khususnya apabila terdapat beberapa turbin yang dikonstruksikan. Adapun kriteria yang dimaksud dibuat untuk tidak mengurangi performansi dari turbin angin, serta dapat menjadi solusi terbaik bagi seluruh pihak yang berada di lokasi tersebut.

Menurut Olabi *et al.* (2021), turbin angin seharusnya memiliki ketinggian 10 m di atas titik tertinggi dari apa pun, baik gedung tinggi, rumah tapak, ataupun pohon tinggi, yang selanjutnya disebut sebagai penghalang, dalam rentang jarak 100 m. Hal ini dilakukan untuk mengurangi potensi reduksi kecepatan angin karena keberadaan friksi dengan permukaan. Kemudian diperlukan jarak setidaknya sepuluh kali dari ketinggian penghalang. Syarat tersebut diajukan karena bilah turbin umum terpengaruhi oleh vibrasi dari turbulensi. Ilustrasi dari kriteria-kriteria tersebut tertera pada Gambar 6.



Gambar 6 Kriteria pemilihan lokasi dan perbandingan lokasi instalasi PLTB
Sumber: Olabi *et al.* (2021)

Apabila PLTB akan memiliki beberapa turbin yang dikonstruksikan, maka terdapat pula kriteria terkait jarak diantaranya. Jarak antar turbin dipengaruhi oleh diameter rotor, serta konfigurasi konstruksi yang digunakan seperti sejajar ataupun tegak lurus antar turbinnya, terlepas dari kapasitas turbin digunakan. Sedangkan untuk jarak antar turbin yang sejajar dengan arah angin adalah 8 hingga 12 kali diameter dari rotor. Jarak antar turbin yang tegak lurus dengan arah angin adalah empat hingga enam kali diameter dari rotor (McKenna *et al.*, 2022). Ilustrasi dari kriteria ini terdapat pada Gambar 7 berikut,



Gambar 7 Skematik *layout* jarak PLTB

Sumber: McKenna *et al.* (2022)

2.3 Komponen Keuntungan dan Biaya

2.3.1 Nilai Keuntungan (Et)

Nilai keuntungan (Et) merujuk pada besaran yang didapatkan dari hasil jual produksi energi listrik. Besaran keuntungan dipengaruhi oleh total produksi energi dalam satu tahun ($\bar{P}_{tot}$) serta harga jual listrik kepada PLN (p). Nilai keuntungan dirumuskan sebagai persamaan (10) berikut (Mohammad, 2020).

$$E_{t(t)} = \begin{cases} 0, & t \leq t_{con} \\ p \bar{P}_{tot} (1 - r_{deg}(t - t_{con})), & t_{con} < t \leq t_{op} \end{cases} \quad (10)$$

dengan t adalah tahun ke-t, t_{con} adalah periode konstruksi. r_{deg} merujuk pada tingkat degradasi dari turbin, serta t_{op} adalah tahun operasional.

2.3.1 Capital Expenditure (CAPEX)

Capital Expenditure (CAPEX) merujuk pada biaya total komponen dan pemasangan. Tinjauan biaya ini meliputi peralatan untuk turbin angin, fondasi, tower, kabel yang digunakan untuk distribusi, dan peralatan penunjang lainnya, serta biaya pemasangan untuk peralatan tersebut (Gao *et al.*, 2024). Komponen dalam CAPEX meliputi biaya pengembangan, biaya koneksi, biaya instalasi, biaya manajemen proyek, biaya fasilitas lain, biaya finansial konstruksi, biaya tidak terduga, hingga biaya garansi merujuk pada rincian biaya komponen oleh NREL (Stehly *et al.*, 2023). Detail biaya komponen untuk PLTB seperti pada Tabel 3 berikut,

Tabel 3 Komponen Biaya Investasi PLTB

Parameter biaya	Besaran (\$/kW)
Turbin (C_t)	969
Tower (C_{tower})	245
Pengembangan ($C_{e\&d}$)	32
Manajemen proyek (C_{MP})	12
Fondasi (C_{fond})	106
Fasilitas lainnya (<i>site access, staging, facilities</i> , C_{fac})	42
Instalasi (C_{inst})	89
Infrastruktur elektrik (C_{elec})	64
Transportasi (C_{trans})	172
Finansial Konstruksi (C_{fconst})	102
Kontingensi (C_{cont})	48
Garansi turbin angin (C_{twarr})	115

Sumber: Stehly *et al.* (2023)

2.3.2 Biaya Investasi

Biaya investasi (I_t) merujuk pada biaya yang dikeluarkan selama masa konstruksi dan periode pinjaman, untuk menutupi biaya kapital (I_i). Besaran biaya investasi (I_t) akan fluktuatif terhadap tahun. Persentase pinjaman dalam pembiayaan investasi disimbolkan sebagai r_{cap} , suku bunga dari pinjaman yang dilakukan disimbolkan sebagai r_i yang berlaku selama periode peminjaman (t_{re}). Apabila pinjaman berakhir maka tidak ada lagi biaya investasi. Biaya investasi yang dimaksudkan dirumuskan sebagai persamaan (11) berikut (Kim *et al.*, 2013),

$$I_{t(t)} = \begin{cases} I_i \left(\frac{100 - r_{cap}}{100 \times t_{con}} \right), & t \leq t_{con} \\ I_i \frac{r_{cap}}{100 t_{op}} + \frac{r_i}{100} \left[I_i \frac{r_c}{100} - \frac{I_i \frac{r_c}{100}}{t_{re}} (t - (t - 1)) \right], & t_{con} < t \leq t_{re} \\ 0, & t_{re} < t \leq t_{op} \end{cases} \quad (11)$$

2.3.3 Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Biaya operasional dan perawatan merujuk pada biaya yang dikeluarkan setelah PLTB beroperasi. Pada PLTB, diestimasikan biaya operasional dan perawatan sebesar 41 \$/kW-tahun (Stehly *et al.*, 2023). Adapun biaya operasional dan

pemeliharaan setiap tahunnya dikalkulasi menggunakan persamaan (12) berikut (Kim *et al.*, 2013).

$$M_{t(t)} = \begin{cases} 0, & t \leq t_{con} \\ I_i \frac{r_m}{100} \left(\frac{1 + r_{inf}}{100} \right)^t, & t_{con} < t \leq t_{op} \end{cases} \quad (12)$$

2.3.4 Biaya Pajak

Pajak perusahaan (T_t) merujuk pada keuntungan (E_t) yang dihasilkan dengan dikenai faktor tingkat pajak perusahaan (r_{tax}). Besaran pajak perusahaan akan berfluktuasi, seiring dengan fluktuasi nilai keuntungan. Biaya pajak dikalkulasi menggunakan persamaan (13) berikut (Kim *et al.*, 2013).

$$T_t = E_t r_{tax} \quad (13)$$

2.3.5 Total Biaya

Total biaya secara matematis dirumuskan pada persamaan (14). Persamaan (15) dan (16) menggambarkan total keuntungan dan biaya dalam bentuk masa depan (*future value*, FV), sebagai berikut.

$$C_{t(t)} = I_{t(t)} + M_{t(t)} + T_{t(t)} \quad (14)$$

$$FV_{E_{t(t)}} = E_{t(t)} \quad (15)$$

$$FV_{C_{t(t)}} = C_{t(t)} \quad (16)$$

dengan $C_{t(t)}$ adalah biaya total pada tahun ke- t , $FV_{E_{t(t)}}$ adalah FV dari keuntungan pada tahun ke- t , dan $FV_{C_{t(t)}}$ adalah FV dari biaya total pada tahun ke- t .

2.4 Benefit Cost Ratio

Dalam justifikasi kelaikan atau *feasibility* dari suatu proyek diperlukan analisis ekonomi. Hal ini bertujuan untuk mengidentifikasi apakah proyek investasi tersebut menguntungkan atau tidak. Analisis ekonomi yang dilakukan merupakan *Benefit Cost Ratio* atau B/C.

B/C merupakan salah satu kalkulasi yang digunakan dalam analisis ekonomi untuk mengidentifikasi rekapitulasi nilai kumulatif dari peluang investasi. B/C menunjukkan rasio keuntungan pada nilai saat ini (*present value of benefits*, B_t) dari proyek investasi yang diidentifikasi terhadap biaya pada nilai saat ini (*present value*

of costs, C_t) yang terdiri atas biaya investasi tahun ke- t (I_t), biaya operasi dan perawatan tahun ke- t (M_t) dan pajak perusahaan tahun ke- t (T_t). Adapun B/C dikalkulasi menggunakan persamaan (17) berikut (Shively, 2012),

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (17)$$

dengan B_t adalah keuntungan, dan C_t adalah biaya, r adalah *rate of interest* atau tingkat diskonto, dan t adalah tahun tinjauan. Proyek investasi dikatakan menguntungkan dan layak untuk direalisasikan apabila B/C bernilai lebih dari satu (Asad *et al.*, 2022).

2.5 Levelized Cost of Energy (LCOE)

Levelized cost of energy (LCOE) adalah nilai saat ini dari biaya unit listrik selama masa layan (Papapetrou & Kosmadakis, 2022). LCOE memperhitungkan seluruh biaya yang dikeluarkan selama masa konstruksi hingga pajak. Energi yang dikalkulasi pun merupakan total energi yang dihasilkan. Persamaan yang digunakan dalam kalkulasi LCOE sebagai berikut (Aldersey-Williams & Rubert, 2019).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t + O_t + V_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (18)$$

dengan C_t adalah biaya kapital, O_t adalah biaya operasional tetap, V_t adalah variabel biaya operasional, termasuk didalamnya pajak, E_t adalah energi yang dihasilkan, t adalah waktu, n adalah jumlah tahun tinjauan, dan d adalah tingkat diskonto.

2.6 Validasi Pemodelan

Model simulasi dikembangkan untuk mendefinisikan dan menggambarkan keadaan aktual. Akan tetapi, pemodelan yang dibuat berpeluang memiliki kekeliruan di dalamnya, baik dalam aspek persamaan ataupun mekanisme simulasi. Dalam meminimalisir dan mengeliminasi kekeliruan yang dapat terjadi, diperlukan proses validasi terhadap model tersebut.

Validasi merupakan tahapan yang dilakukan untuk mengonfirmasi bahwa model konsep dan simulasi telah merepresentasikan keadaan nyata. Model simulasi

menjadi valid apabila tidak terdapat perbedaan berarti antara hasil simulasi dengan model konseptual atau acuan. Terdapat beberapa alternatif dalam melakukan validasi, diantaranya merupakan membandingkan model dengan sistem acuan dan membandingkan model dengan model lain yang dibuat.

Validasi kalkulasi dilakukan menggunakan *symmetric mean absolute percentage error* (sMAPE). SMAPE digunakan untuk mengidentifikasi keakuratan yang didasari oleh kekeliruan relatif, baik disebabkan oleh kurangnya estimasi ataupun estimasi berlebih (Ajayi *et al.*, 2023). SMAPE memiliki nilai yang terbatas pada rentang nol persen (0%), mengindikasikan bahwa terjadi kecocokan sempurna antara model konsep dengan simulasi atau kalkulasi valid. Adapun batas atas bernilai 100%, mengindikasikan tidak terdapat kecocokan antara model konsep dengan simulasi, dengan kata lain kalkulasi tidak valid (Chicco *et al.*, 2021). Adapun SMAPE dikalkulasi menggunakan persamaan berikut (19) (Chicco *et al.*, 2021).

$$SMAPE = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n \frac{|P_{ft} - P_{mt}|}{P_{ft} + P_{mt}} \quad (19)$$

dengan n adalah jumlah sampel, P_{ft} adalah nilai pengukuran ke-i, dan P_{mt} adalah nilai estimasi ke-i dari model. Model simulasi dikatakan valid apabila persentase kesalahan relatif bernilai kurang dari sama dengan 5%.

2.7 Kabupaten Lebak

Kabupaten Lebak adalah kabupaten yang berada di Provinsi Banten. Wilayah ini berbatasan langsung dengan Kabupaten Serang dan Kabupaten Tangerang di sisi utara, Kabupaten Bogor dan Kabupaten Sukabumi di sisi timur, Samudera Hindia di sisi Selatan dan Kabupaten Pandeglang di sisi barat. Kontur yang dimiliki oleh Kabupaten Lebak amat variatif, di mana terdapat dataran rendah pada sisi utara, di pada sisi selatan merupakan pegunungan. Keberadaan Sungai terpanjang di Provinsi Banten juga dapat dijumpai pada kabupaten ini dengan nama Sungai Ciujung (Pemerintah Daerah Kabupaten Lebak, 2020).

Kabupaten Lebak terdiri atas 28 kecamatan dengan luas 30% dari Provinsi Banten. 22 desa di Kabupaten Lebak, Provinsi Banten merupakan desa pesisir, yakni desa yang memiliki garis pantai. Berada pada lokasi strategis membuat

pemerintah Kabupaten Lebak berencana untuk menyediakan 10.000 hektar lahan yang dapat digunakan untuk industri (Binamarga, 2017).

Dalam Peraturan Daerah Provinsi Banten nomor 7 tahun 2022 tentang Rencana Umum Energi Daerah Banten tahun 2022 – 2050, target konsumsi listrik per kapita di tahun 2025 adalah sebesar 2231 kWh/kapita. Sedangkan target konsumsi listrik nasional per kapita pada 2025 sebesar 2500 kWh. Adapun jumlah rumah tangga yang diproyeksikan pada tahun 2025 adalah sebesar 3.380.000 rumah tangga. Tahun dasar (*base year*) yang digunakan dalam peraturan tersebut adalah 2021, dengan konsumsi listrik per kapita pada tahun tersebut adalah 2067 kWh/kapita (Pemprov Banten, 2022).

Berdasarkan pemetaan potensi angin yang dilakukan oleh Kementerian EBTKE, diketahui bahwa Kabupaten Lebak memiliki potensi pengembangan PLTB sebesar 150MW (Balai Besar Survei dan Pengujian Ketenagalistrikan EBTKE, 2021). Apabila potensi ini direalisasikan tentu akan meningkatkan diversifikasi energi di Kabupaten Lebak Provinsi Banten, yang semula energi berasal dari uap ataupun batu bara. Selain itu, PLTB dapat turut berpartisipasi dalam penyediaan energi listrik bagi industri dan konsumsi energi per kapita (Suryana, 2022).

SEKOLAH PASCASARJANA