



LAPORAN

Pengembangan Energi Angin Proyek 192 MW di Kediri, Jawa Timur 2024

Dokumen ini dibuat sebagai bagian dari Proyek 'Wind Energy Development in Indonesia: Investment Plan' oleh Southeast Asia Energy Transition Partnership (ETP)



Pondera

Kantor Pusat Belanda
Amsterdamseweg 13
6814 CM Arnhem
088 – pondera (088-7663372)
info@ponderaconsult.com

Mailbox 919
6800 AX Arnhem

Kantor Asia Tenggara
Jl. Mampang Prapatan XV no 18
Mampang
Jakarta Selatan 12790
Indonesia

Kantor Asia Timur Laut
Suite 1718, Officia Building 92
Saemunan-ro, Jongno-gu
Provinsi Seoul
Republik Korea Selatan

Office Vietnam
7th Floor, Serepok Building
56 Nguyen Dinh Chieu Street, Da Kao Ward,
District 1 Ho Chi Minh City
Vietnam

Halaman judul

Jenis dokumen
Prospektus PLTB

Nama proyek
Kediri, Jawa Timur – 192 MW

Nomor versi
V5.0

Tanggal
31 Agustus 2024

Klien
UNOPS – ETP

Penulis
Pondera, Witteveen+Bos, BITA, dan Quadran

Diperiksa oleh
ETP

Sanggahan

Informasi yang diberikan dalam dokumen ini diberikan "sebagaimana adanya", tanpa jaminan dalam bentuk apa pun, baik tersurat maupun tersirat, termasuk, tanpa batasan, jaminan kelayakan untuk diperdagangkan, kesesuaian untuk tujuan tertentu, dan tidak adanya pelanggaran. UNOPS secara khusus tidak memberikan jaminan atau pernyataan apa pun mengenai keakuratan atau kelengkapan informasi tersebut. Dalam keadaan apa pun, UNOPS tidak akan bertanggung jawab atas segala kerugian, kerusakan, kewajiban, atau biaya yang dikeluarkan atau diderita yang diklaim sebagai akibat dari penggunaan informasi yang terdapat di sini, termasuk, tanpa batasan, segala kesalahan, kekeliruan, kelalaian, gangguan, atau penundaan sehubungan dengan hal tersebut. Dalam keadaan apa pun, termasuk namun tidak terbatas pada kelalaian, UNOPS atau afiliasinya tidak akan bertanggung jawab atas segala kerusakan langsung, tidak langsung, insidental, khusus, atau konsekuensial, meskipun UNOPS telah diberitahu tentang kemungkinan kerusakan tersebut. Dokumen ini juga dapat berisi saran, pendapat, dan pernyataan dari dan dari berbagai penyedia informasi. UNOPS tidak menyatakan atau mendukung keakuratan atau keandalan saran, pendapat, pernyataan, atau informasi lain yang diberikan oleh penyedia informasi mana pun. Ketergantungan pada saran, pendapat, pernyataan, atau informasi lain tersebut juga menjadi risiko pembaca sendiri. Baik UNOPS maupun afiliasinya, maupun agen, karyawan, penyedia informasi, atau penyedia konten masing-masing, tidak bertanggung jawab kepada pembaca atau siapa pun atas ketidakakuratan, kesalahan, kelalaian, gangguan, penghapusan, cacat, perubahan, atau penggunaan konten apa pun di sini, atau atas ketepatan waktu atau kelengkapannya.



Daftar Isi

1	Pendahuluan Prospektus PLTB 1	
2	Analisis PLTB Kediri, Jawa Timur – 192 MW 2	
2.1	Pengenalan lokasi PLTB	2
2.1.1	Lokasi geografis	2
2.1.2	Status dalam RUPTL PLN 2021-2030	4
2.1.3	Status pengembangan	6
2.2	Ketersediaan sumber daya angin dan penggunaan lahan	6
2.2.1	Pendekatan	6
2.2.2	Sumber daya dan karakteristik angin	7
2.2.3	Topografi	10
2.2.4	Penggunaan lahan	11
2.2.5	Persyaratan perizinan khusus	11
2.2.6	Area WTG Final	13
2.3	Tata letak awal PLTB	14
2.4	Aksesibilitas PLTB	15
2.4.1	Pengaturan transportasi Indonesia	15
2.4.2	Transportasi dari pelabuhan ke lokasi	17
2.4.3	Transportasi di dalam lokasi	19
2.5	Kondisi geologi dan kegempaan	20
2.5.1	Geologi	20
2.5.2	Kegempaan	22
2.6	Keanekaragaman hayati, kondisi sosio-ekonomi dan lingkungan	23
2.6.1	Kesan umum	23
2.6.2	Keanekaragaman hayati dan dampak lingkungan	26
2.6.3	Dampak sosial	28
2.7	Desain jaringan transmisi	33
2.7.1	Titik koneksi	33
2.7.2	Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi	33
2.8	Asesmen keluaran energi	34
2.8.1	Rugi-rugi energi	36
2.8.2	Keluaran energi termasuk ketidakpastian	39
2.8.3	Variasi keluaran daya	40
2.9	Asesmen kasus bisnis	40
2.9.1	Asumsi komponen	40
2.9.2	Asumsi biaya	44
2.9.3	Parameter keuangan	45
2.9.4	Hasil asesmen kasus bisnis	46
3	Kesimpulan dan Rekomendasi	47
4	Sanggahan	51



Daftar Gambar

Gambar 1. Peta Provinsi Jawa Timur di mana wilayah dari PLTB Kediri yang dibayangkan berada.	2
Gambar 2. Peta sistem ketenagalistrikan Jawa Timur dalam RUPTL (Sumber: RUPTL PLN 2021-2030).	4
Gambar 3. Proyeksi produksi listrik dan beban puncak di Jawa Timur (Sumber: RUPTL PLN 2021-2030).	5
Gambar 4. Kapasitas pembangkit tambahan yang direncanakan untuk Jawa Timur (IPP: <i>Independent Power Producer</i> ; Sumber: RUPTL PLN 2021-2030).	5
Gambar 5. Area pencarian di Kediri dengan sebaran kecepatan angin. Kotak pembatas putus-putus berwarna ungu menunjukkan seluruh area pencarian. Bilah warna menunjukkan kecepatan angin rata-rata di atas 6 m / s pada ketinggian 100 m menurut klimatologi <i>Global Wind Atlas</i> (GWA).	7
Gambar 6. Tampilan yang diperbesar pada area pencarian Kediri, dengan sebaran kecepatan angin. Poligon dengan arsir berwarna merah mewakili area WTG akhir yang memenuhi semua kriteria. Kecepatan angin rata-rata di atas ambang batas 6 m/s pada ketinggian 100 m ditampilkan berdasarkan GWA.	8
Gambar 7. Diagram mawar angin dengan arah angin dan kategori kecepatan angin berdasarkan klimatologi 10 tahun, termasuk seri waktu data per jam tahun 2004-2015. Sumber: EMD-WRF.	9
Gambar 8. Sebaran kecepatan angin sepanjang hari, divisualisasikan per bulan dalam setahun. Berdasarkan klimatologi 10 tahun, termasuk seri waktu data per jam tahun 2004-2015. Sumber: EMD-WRF.	9
Gambar 9. Topografi area WTG Kediri, menunjukkan kemiringan (dalam derajat; menurut perhitungan berdasarkan data FABDEM) di wilayah tersebut.	10
Gambar 10. Zona pengecualian di kawasan Kediri berdasarkan penggunaan lahan dan wilayah pemukiman. Sumber: ESRI dan OSM.	11
Gambar 11. Peta tata ruang wilayah Kabupaten Kediri (RTRW 2011-2031) ditumpuk dengan kawasan WTG final.	12
Gambar 12. Area WTG final berdasarkan kriteria pembatasan. Sumber: Gambar Satelit Google.	13
Gambar 13. Tata letak awal PLTB di area WTG final.	15
Gambar 14. Tata letak jalan khas di pedesaan Indonesia. Jalan berliku selebar ~ 6 hingga 7 m melayani lalu lintas lokal, regional, dan nasional. Kabel listrik udara dan telekomunikasi dengan tiang di kedua sisi jalan. Bangunan-bangunan berada dalam jarak yang dekat. Di dalam kota dan kota yang lebih besar, jalan pada umumnya sedikit lebih lebar, namun dengan lebih banyak kabel udara, tiang, dan papan reklame.	16
Gambar 15. Citra satelit Pelabuhan Surabaya. Jalan masuk/keluar di bagian barat pelabuhan dan masuk jalan raya sejajar sehingga pelabuhan ini cocok untuk pengangkutan komponen turbin angin yang panjang.	17
Gambar 16. Rute dari jalan tol ke lokasi proyek. Jalan raya yang direncanakan masih dalam tahap pembebasan lahan. Rute jalan raya yang direncanakan belum pasti, karena belum ditemukan peta detailnya.	18
Gambar 17. Ketinggian jembatan di atas permukaan jalan tampak lebih dari 4,2 m. Sebagai perbandingan, tinggi Toyota Innova Reborn ini sesuai spesifikasinya adalah 1,795 m.	18
Gambar 18. Tata letak jalan di dalam lokasi. Bagian warna hitam adalah jalan yang ada di lapangan bandara mungkin dimiliki oleh pihak swasta. Jalan berwarna hitam adalah bagian dari koneksi bandara ke jalan raya yang direncanakan, dan akan dihubungkan pada tahap selanjutnya.	19



Gambar 19. (Kiri) Jalan di dalam desa seperti yang ditunjukkan oleh garis biru pada gambar sebelumnya, dan (kanan) jalan di sekitar bandara seperti yang ditunjukkan oleh garis hitam pada gambar sebelumnya. _____	19
Gambar 20. Peta geologi dari lokasi proyek. Turbin direpresentasikan dengan titik-titik putih dengan garis hitam. Warna-warna tersebut menunjukkan formasi geologi di permukaan. Semua turbin angin terletak di formasi Qp atau Qjk (terutama breksi vulkanik). _____	20
Gambar 21. Indeks kerentanan pergerakan lahan untuk Kediri. _____	21
Gambar 22. Tingkat bahaya dan risiko gempa bumi di Kediri. _____	22
Gambar 23. Pemandangan ini berasal dari puncak punggung bukit paling selatan, dengan Gunung Klotok di latar belakang, tempat beberapa turbin dibayangkan. Di sebelah kiri, terdapat lembah curam yang memisahkan punggung bukit. _____	23
Gambar 24. Pemandangan ini menghadap Gunung Wilis. Lembah di antara punggung bukit bisa dalam dan curam. Konstruksi jalan dari satu punggung ke punggung lainnya (utara ke selatan) harus dihindari. _____	24
Gambar 25. Pedesaan di lembah yang lebih luas sebagian besar dikelilingi oleh sawah. Punggungan di kiri dan kanan ditutupi oleh hutan/wanatani dan/atau ladang kecil. _____	24
Gambar 26. Pemandangan ini menghadap ke bawah ke dua punggung bukit, dengan bandara di latar belakang. Perbukitan ditutupi ladang kecil, hutan, dan semak belukar. _____	25
Gambar 27. Gambar ini adalah lereng yang mengarah ke puncak Gunung Klotok. Lereng pada sisi utara, barat, dan selatan gunung tidak beraturan dan sulit untuk dibangun jalan akses. _____	25
Gambar 28. Area di mana flora dan fauna yang disebutkan di atas telah diamati (meliputi lokasi PLTB yang dibayangkan). Semua pengamatan ini dikategorikan sebagai 'risiko rendah'. _____	27
Gambar 29. Peta penggunaan lahan berdasarkan citra satelit (ESRI/Sentinel 2, 2023). Daerah di sekitar turbin angin sebagian besar ditutupi oleh hutan dan semak belukar. Desa dan tanaman terkonsentrasi di lembah. _____	28
Gambar 30. Laju pertumbuhan penduduk dan penduduk tahunan di Kediri pada tahun 2021-2023 (Sumber : BPS Kabupaten Kediri). _____	29
Gambar 31. Piramida kependudukan di Kabupaten Kediri pada tahun 2020 (Sumber: BPS Kabupaten Kediri). _____	30
Gambar 32. Lokasi gardu induk PLN Surya Zig Zag 150 kV. Sumber: Google Maps. _____	33
Gambar 33. Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi di PLTB Kediri yang dibayangkan. _____	34
Gambar 34. Representasi skematis posisi saluran transmisi udara antara rumah pembangkit dan gardu induk Surya Zig Zag. _____	34
Gambar 35. Hasil kecepatan angin rata-rata jangka panjang dengan model ASPIRE pada ketinggian 140 m di lokasi turbin. Lingkaran berbatas hitam mewakili turbin angin, sedangkan warna di dalam lingkaran menunjukkan kecepatan angin rata-rata jangka panjang masing-masing. _____	35
Gambar 36. Gambaran umum variasi bulanan dari keluaran daya rata-rata PLTB per jam dalam sehari berdasarkan nilai P50 dari Subbagian 2.8.2 dalam kombinasi dengan variasi bulanan dan per jam dalam kecepatan angin dari EMD-WRF (lihat juga Gambar 8). _____	40
Gambar 37. Lokasi tiang pengukuran meteorologis dan LIDAR yang direkomendasikan. _____	48



Daftar Tabel

Tabel 1. Daftar fauna yang diamati (sumber: GBIF) yang setidaknya hampir terancam menurut kategori daftar merah global IUCN	27
Tabel 2. Daftar flora yang diamati (sumber: GBIF) yang setidaknya mendekati terancam menurut kategori daftar merah global IUCN	27
Tabel 3. Tingkat partisipasi angkatan kerja dan tingkat pengangguran terbuka di Kabupaten Kediri tahun 2021-2023 (Sumber: BPS Jawa Timur).	30
Tabel 4. Pekerja menurut pendidikan tertinggi (orang) di Kabupaten Kediri mulai 2023 (Sumber: BPS Kabupaten Kediri)	31
Tabel 5. Angka Partisipasi Murni di Kabupaten Kediri tahun 2021-2023 (Sumber: BPS Kabupaten Kediri).	31
Tabel 6. Fasilitas pendidikan di Kabupaten Kediri Tahun 2021 (Sumber: BPS Kabupaten Kediri).	31
Tabel 7. Indeks Pembangunan Manusia, Indeks Pemberdayaan Gender, dan Indeks Pembangunan Gender di Kabupaten Kediri pada tahun 2021-2023 (Sumber: BPS Kabupaten Kediri dan BPS).	32
Tabel 8. Rugi-rugi yang diperkirakan di tingkat PLTB.	36
Tabel 9. Keluaran energi untuk semua 48 WTG di PLTB Kediri	39
Tabel 10. Jumlah turbin angin yang relevan untuk PLTB Kediri yang dibayangkan.	41
Tabel 11. Daftar asumsi tentang komponen pekerjaan sipil.	42
Tabel 12. Daftar asumsi pada komponen pekerjaan kelistrikan.	43
Tabel 13. Asumsi biaya per komponen biaya.	44
Tabel 14. Hasil asesmen kasus bisnis.	46



1 Pendahuluan Prospektus PLTB

Prospektus PLTB ini merupakan salah satu hasil keluaran dalam proyek berjudul *Wind Energy Development in Indonesia: Investment Plan*. Proyek ini diprakarsai oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia (KESDM), dikelola oleh Southeast Asia Energy Transition Partnership (ETP), dan diselenggarakan oleh United Nations Office for Project Services (UNOPS). ETP adalah kemitraan multi-donor yang dibentuk oleh mitra pemerintah dan filantropi untuk mempercepat transisi energi berkelanjutan di Asia Tenggara sejalan dengan Persetujuan Paris dan Tujuan Pembangunan Berkelanjutan. UNOPS adalah pengelola dana dan tuan rumah Sekretariat ETP.

Delapan lokasi PLTB potensial di Pulau Jawa dan Sumatra telah dinilai kelayakan tekno-ekonominya. Lokasi tersebut adalah Aceh Besar (Aceh), Dairi (Sumatra Utara), Gunung Kidul (DI Yogyakarta), Kediri (Jawa Timur), Padang Lawas Utara – Tapanuli Selatan (Sumatra Utara), Ponorogo (Jawa Timur), Probolinggo – Lumajang (Jawa Timur), dan Ciracap (Jawa Barat). Temuan-temuan dari penelitian ini dikonsolidasikan dalam prospektus PLTB per lokasi, di mana dokumen ini dibuat untuk PLTB Kediri. Dalam setiap prospektus, hal-hal berikut disertakan:

Bagian 2.1: Pengenalan lokasi

- Lokasi geografis
- Penyebutan dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2021-2030 dan status pengembangan saat ini

Bagian 2.2: Ketersediaan sumber daya angin dan penggunaan lahan

- Karakteristik angin di area yang dibayangkan
- Topografi di area yang dibayangkan
- Penggunaan lahan di area yang dibayangkan, termasuk persyaratan perizinan
- Kesimpulan tentang batas-batas area PLTB yang dibayangkan

Bagian 2.3: Desain tata letak awal PLTB

Bagian 2.4: Aksesibilitas

- Transportasi ke PLTB, termasuk penyesuaian jalan dan pembangunan infrastruktur baru yang diperlukan
- Transportasi di dalam lokasi, termasuk penyesuaian jalan dan pembangunan infrastruktur baru yang diperlukan

Bagian 2.5: Kondisi geologi dan kegempaan

Bagian 2.6: Keanekaragaman hayati, kondisi sosio-ekonomi dan lingkungan

Bagian 2.7: Desain jaringan transmisi

- Pemilihan titik koneksi di jaringan PLN
- Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi

Bagian 2.8: Asesmen keluaran energi, berdasarkan ketersediaan sumber daya angin dan tata letak awal PLTB

Bagian 2.9: Asesmen kasus bisnis, berdasarkan biaya PLTB dan keluaran energi

Bagian 3: Kesimpulan keseluruhan tentang kelayakan tekno-ekonomi PLTB dan rekomendasi langkah selanjutnya dalam pengembangan PLTB

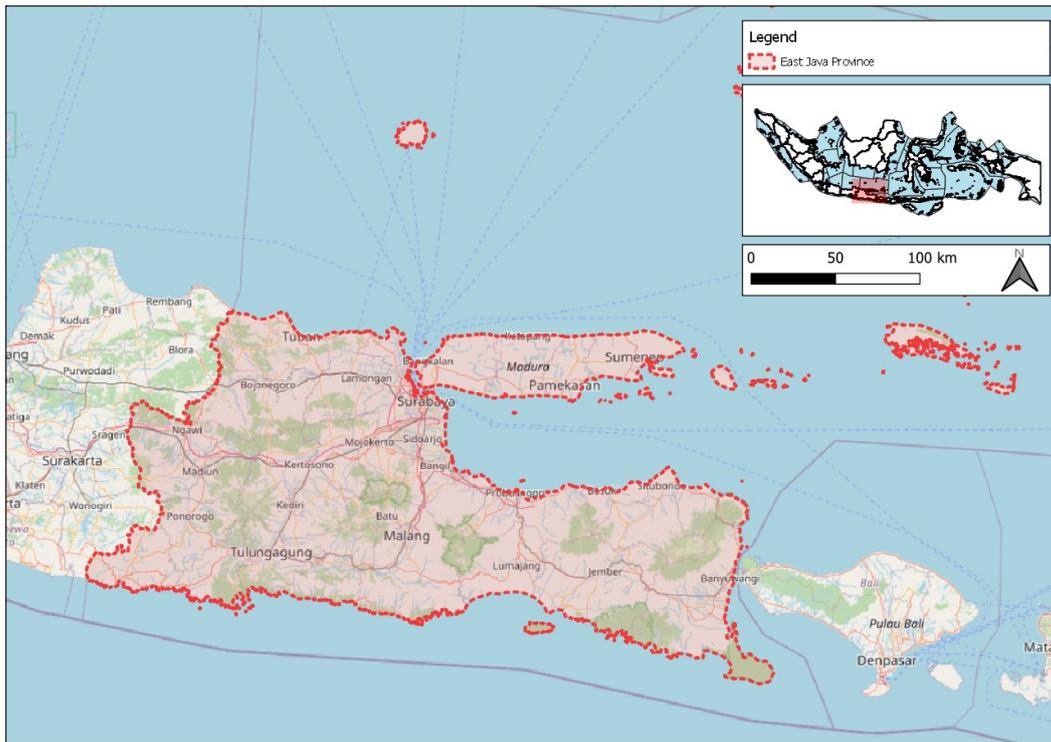


2 Analisis PLTB Kediri, Jawa Timur – 192 MW

2.1 Pengenalan lokasi PLTB

Bagian ini memperkenalkan lokasi PLTB, yaitu Kediri, Jawa Timur dalam tiga bagian: (1) lokasi geografis, (2) status dalam RUPTL, dan (3) status pengembangan.

2.1.1 Lokasi geografis



Gambar 1. Peta Provinsi Jawa Timur di mana wilayah dari PLTB Kediri yang dibayangkan berada.

Gambar 1 menunjukkan Jawa Timur, sebuah provinsi yang terletak di ujung timur Pulau Jawa dan di sebelah barat Pulau Bali. Di pulau tersebut, provinsi ini berbatasan dengan provinsi Jawa Tengah. Di ujung timur Jawa Timur merupakan lokasi Selat Bali. Provinsi Jawa Timur memiliki luas 48.037 km². Pada tahun 2022, populasi di provinsi ini berjumlah sekitar 41,1 juta¹, menjadikannya provinsi terpadat ketiga di negara ini². Provinsi ini berada di peringkat ke-11 berdasarkan PDB (Produk Domestik Bruto/GDP) per kapita provinsi yang jumlahnya Rp 66,36 juta³. Selain itu pertumbuhan ekonomi provinsi ini tahun 2023 (c-to-c) adalah 4,95%⁴. Sebagai konteks, pertumbuhan ekonomi di Indonesia pada tahun tersebut adalah 5,05% (c-to-c).⁵

¹ <https://jatim.bps.go.id/indicator/12/375/1/jumlah-penduduk-provinsi-jawa-timur.html>

² <https://sulut.bps.go.id/indicator/12/958/1/jumlah-penduduk-menurut-provinsi-di-indonesia.html>

³ <https://www.statista.com/statistics/1423411/indonesia-per-capita-gdp-at-current-prices-of-provinces/>

⁴ <https://jatim.bps.go.id/id/pressrelease/2024/02/05/1456/ekonomi-jawa-timur-tahun-2023-tumbuh-4-95-persen--ekonomi-jawa-timur-triwulan-iv-2023-tumbuh-4-69-persen--y-on-y---ekonomi-jawa-timur-triwulan-iv-2023-tumbuh--0-89-persen--q-to-q-.html>

⁵ <https://www.bps.go.id/en/pressrelease/2024/02/05/2379/indonesias-gdp-growth-rate-in-q4-2023-was-5-04-percent-y-on-y-.html>



Jawa Timur adalah salah satu pusat ekonomi terbesar di Indonesia bagian tengah dan timur. Provinsi ini berkontribusi terhadap 14% dari pertumbuhan ekonomi nasional⁶. Ada beberapa daerah pengolahan industri di provinsi ini, termasuk Surabaya, Sidoarjo, Gresik, Mojokerto, dan Pasuruan. Fasilitas pengolahan baru sedang dikembangkan lebih lanjut di Nganjuk, Madiun, dan Ngawi⁶. Contoh barang industri unggulan yang diproduksi di Jawa Timur adalah rokok, semen, kendaraan militer, kertas, dan rangkaian kereta api. Selain itu, Jawa Timur juga menjadi lokasi penghasil ladang minyak terbesar di Indonesia di blok Cepu⁷, serta fasilitas pengolahan gas Jambaran Tiung Biru yang baru saja diresmikan.

Di Jawa Timur, terdapat 9 Kawasan Industri. Lima perkebunan terbesar berdasarkan luas adalah sebagai berikut⁸:

1. Kawasan Industri Maspion (1.143 ha)
2. Taman Industri Ngoro (600 ha)
3. Kawasan Industri Rembang Pasuruan (558.49 ha)
4. Taman Industri Safe N Lock Eco (372,2 ha)
5. Kawasan Industri Surabaya Rungkut (332.35 ha)

Perlu diperhatikan bahwa beberapa Kawasan Industri tersebut mungkin sudah memiliki pembangkit listrik khusus untuk memenuhi kebutuhan listrik masing-masing. Sementara itu, terdapat dua Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) di Jawa Timur, yaitu, KEK Gresik dan KEK Singhasari. KEK yang pertama diresmikan pada tahun 2022 dan direncanakan menjadi lokasi pabrik kaca, smelter, dan fasilitas pengolahan CPO. KEK ini juga dilengkapi dengan kawasan perumahan seluas 800 ha dan kawasan pelabuhan seluas 400 ha karena kawasan tersebut berada di dekat Selat Madura⁹. Di sisi lain, KEK yang terakhir mulai beroperasi pada tahun 2022, dan difokuskan pada pengembangan pariwisata, teknologi digital, pendidikan, dan industri kreatif¹⁰.

Dalam Lampiran E RUPTL PLN 2021-2030, PLN mencantumkan strategi pemenuhan permintaan listrik baru/tambahan dari konsumen listrik 'besar' di Jawa Timur, yaitu:

1. KEK Singhasari (10 M)
2. Kawasan Industri Bangkalan
3. Kawasan Industri Maspion (200 MVA pada tahun 2021-2030)
4. Kawasan Industri Tuban (80 MVA pada tahun 2025)
5. Destinasi Wisata Prioritas Bromo-Tengger-Semeru (2 MVA)
6. Smelter CV Sumber Mas (9,8 MW pada tahun 2021)
7. Smelter PT Freeport Indonesia (150 MW pada tahun 2023)

Subbagian selanjutnya akan menjelaskan proyeksi tingkat permintaan listrik provinsi, yang antara lain mempertimbangkan permintaan masa depan dari konsumen yang disebutkan di atas.

⁶ <https://www.kompas.id/baca/nusantara/2023/11/19/menakar-resiliensi-ekonomi-jatim-ditengah-resesi-global-dan-tahun-politik>

⁷ <https://www.esdm.go.id/en/media-center/news-archives/terbesar-di-indonesia-produksi-minyak-lapangan-banyu-urip-capai-30-produksi-nasional>

⁸ <https://regionalinvestment.bkpm.go.id/pir/kawasan-industri-kek/>

⁹ <https://www.jiipe.com/en/home/kawasanDetail/id/1>

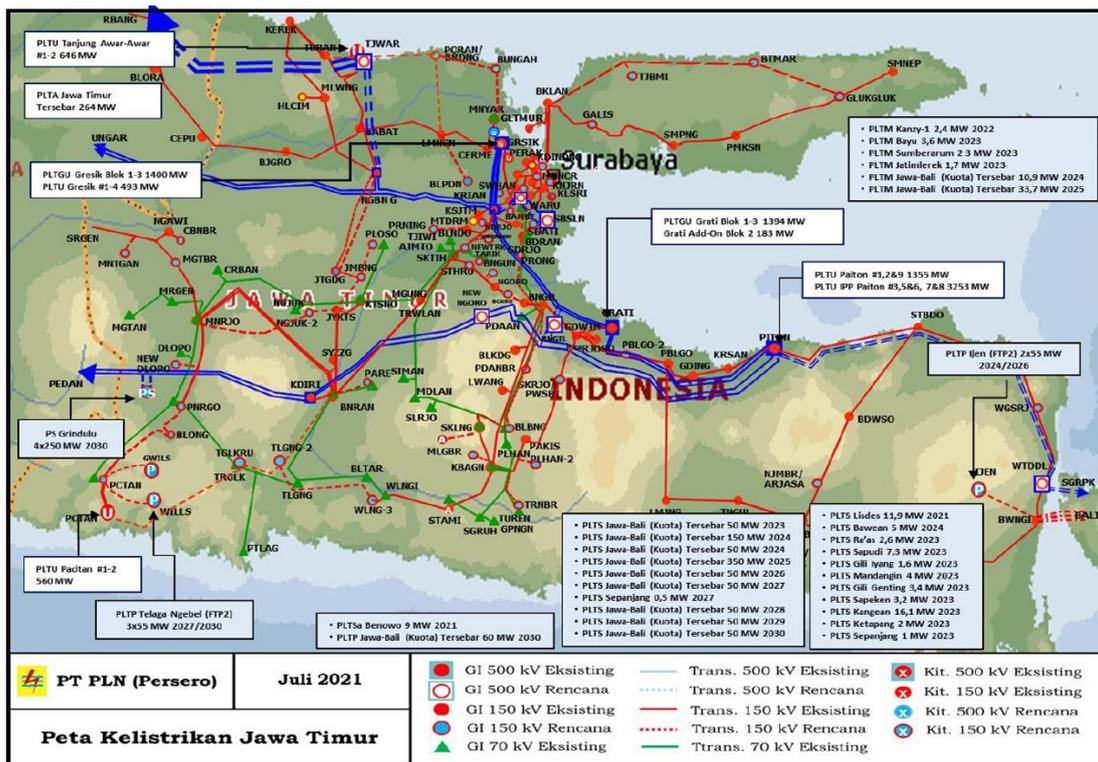
¹⁰ <https://singhasari.co.id/aktivitas/>



Perlu diperhatikan bahwa ada deretan pegunungan di bagian tengah-selatan Jawa Timur. Pegunungan tersebut antara lain Gunung Liman, Gunung Kawi, Gunung Arjuna, Gunung Bromo, Gunung Semeru, dan Gunung Argopuro. Kehadiran pegunungan ini dapat menghasilkan karakteristik angin yang menarik di daerah sekitarnya. Dalam penelitian ini, karakteristik angin dianalisis di empat kabupaten (Kediri, Ponorogo, dan Probolinggo – Lumajang). Dalam prospektus ini, lokasi PLTB yang dipertimbangkan terletak di Kabupaten Kediri.

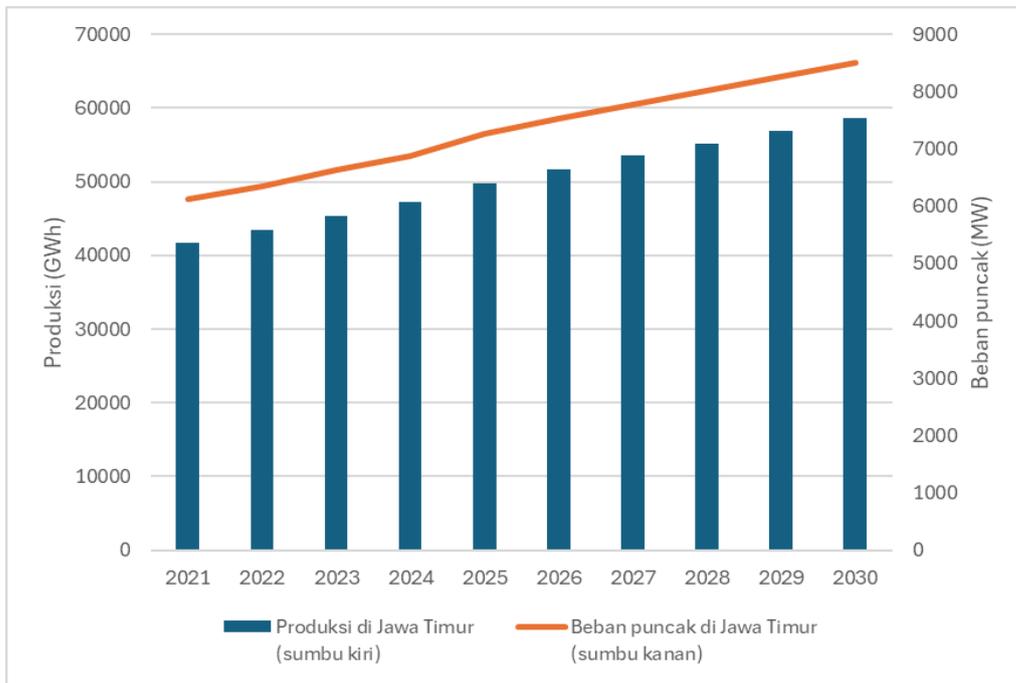
2.1.2 Status dalam RUPTL PLN 2021-2030

Gambar 2 menggambarkan sistem kelistrikan di Jawa Timur. Sistem ini didukung oleh saluran transmisi 500 kV, 150 kV, dan 70 kV. Selain itu, sistem ini terhubung ke Pulau Madura, yang terletak di timur laut provinsi tersebut. Diperkirakan pada tahun 2025 akan ada jalur transmisi 500 kV yang menghubungkan Pulau Jawa dan Pulau Bali melalui Jawa Timur¹¹, seperti yang ditunjukkan pada bagian kanan gambar. Menurut RUPTL PLN 2021-2030, beban puncak provinsi ini pada tahun 2020 sebesar 5.935 MW. Sementara itu, tingkat produksi listrik dan beban puncak diproyeksikan akan terus tumbuh pada tahun 2021-2030, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3. Proyeksi ini didasarkan pada asumsi bahwa tingkat pertumbuhan permintaan rata-rata adalah 3,7% per tahun.



Gambar 2. Peta sistem ketenagalistrikan Jawa Timur dalam RUPTL (Sumber: RUPTL PLN 2021-2030).

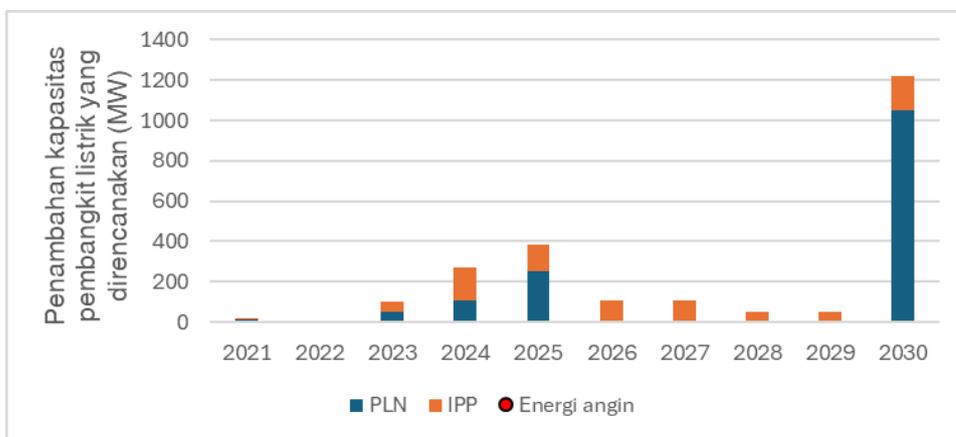
¹¹ <https://web.pln.co.id/media/siaran-pers/2022/12/pln-siapkan-pembangunan-transmisi-listrik-jawa-bali-target-proyek-rampung-2025>



Gambar 3. Proyeksi produksi listrik dan beban puncak di Jawa Timur (Sumber: RUPTL PLN 2021-2030).

Ringkasan perencanaan pembangunan pembangkit listrik dapat dilihat pada Gambar 4. Gambar ini mencakup pembangkit listrik energi konvensional dan terbarukan. Pembangkit listrik tambahan dikategorikan menjadi dua sumber, yaitu, PLN dan *Independent Power Producer* (IPP). Tidak ada alokasi untuk energi angin pada tahun 2021-2030. Namun, RUPTL mengidentifikasi potensi tenaga angin/bayu di Jawa Timur sebagai berikut:

- Banyuwangi (75 MW)
- Probolinggo (50 MW)
- Tuban (66 MW)
- Tuban (140 MW untuk PLTS dan PLTB)



Gambar 4. Kapasitas pembangkit tambahan yang direncanakan untuk Jawa Timur (IPP: *Independent Power Producer*; Sumber: RUPTL PLN 2021-2030).



2.1.3 Status pengembangan

Ada beberapa kegiatan pengembangan energi angin yang sedang berlangsung di Jawa Timur. Pada akhir tahun 2023, diketahui salah satu pengembang telah menginisiasi pembangunannya dan dalam proses mendapatkan izin di Kabupaten Blitar¹², yang berada di dekat pantai selatan Jawa Timur. Pada awal tahun 2023, seorang investor swasta disebut sedang mempelajari kelayakan pembangunan PLTB di wilayah pesisir Munjungan, Kabupaten Trenggalek¹³. Akhirnya pada tahun 2020, PLN berencana membangun PLTB berkapasitas 50 MW di Kabupaten Banyuwangi setelah menyelesaikan studi kelayakannya¹⁴. Konstruksi tersebut direncanakan akan dimulai pada tahun 2021¹⁵, namun belum ada informasi lebih lanjut mengenai kelanjutannya hingga saat tulisan ini dibuat.

2.2 Ketersediaan sumber daya angin dan penggunaan lahan

2.2.1 Pendekatan

Untuk menentukan lokasi di mana turbin angin dapat ditempatkan, salah satu faktor terpenting yang perlu dipertimbangkan adalah kecepatan angin. Faktor ini sangat menentukan batas-batas yang dibayangkan dari lokasi yang cocok untuk pembangunan generator turbin angin (yaitu area *Wind Turbine Generator*/WTG). Dalam proses selanjutnya, faktor-faktor tambahan dipertimbangkan, yang mengarah ke area WTG final. Bagian ini memberikan gambaran singkat tentang faktor-faktor yang telah menghasilkan area WTG final. Data yang digunakan untuk membentuk area WTG didasarkan pada informasi geografis sumber terbuka. Pemeriksaan lapangan tambahan telah menunjukkan bahwa data sumber terbuka memberikan tingkat detail yang cukup dalam fase proyek ini.

Pemilihan area WTG untuk lokasi ini dimulai dengan mengidentifikasi area dengan kecepatan angin rata-rata di atas 6 m/s pada ketinggian 100 m. Proses penyaringan awal ini menggunakan data kecepatan angin diikuti dengan dimasukkannya parameter lebih lanjut, termasuk penggunaan lahan (jalan, jalur kereta api, daerah pemukiman dan bangunan) dan topografi (lereng/kemiringan). Selain itu, risiko vulkanik dan seismik kemudian dipertimbangkan dalam Bagian **Error! Reference source not found**. Ringkasnya, rangkaian kriteria pembatasan pertama yang diterapkan dalam pemilihan area WTG adalah sebagai berikut:

- Kecepatan angin (> 6 m/s)
- Kemiringan (< 15 derajat, dengan penyangga 100 m di sekitar punggung bukit curam)
- Jalan (dengan penyangga 150 m)
- Jalur kereta api (dengan penyangga 150 m)
- Kawasan pemukiman dan bangunan (dengan penyangga 250 m)

Langkah selanjutnya adalah mempertimbangkan "*go / no-go zones*." Sesuai dengan namanya, kategori zona ini menunjukkan apakah suatu kawasan tertentu dapat mengakomodasi pengembangan PLTB tanpa batasan/kondisi signifikan yang harus dipenuhi (*go zone*), dapat mengakomodasi

¹² <https://surabaya.kompas.com/read/2023/12/22/153732378/pemkab-sebut-investor-china-akan-bangun-pltb-rp-125-triliun-di-blitar>

¹³ <https://jatim.antarane.ws.com/berita/673947/investor-jajaki-potensi-pengembangan-pltb-trenggalek>

¹⁴ <https://news.detik.com/berita-jawa-timur/d-4912684/pln-akan-bangun-pltb-di-banyuwangi-diklaim-terbesar-di-pulau-jawa>

¹⁵ <https://www.antarane.ws.com/berita/1946676/pemkab-banyuwangi-indonesia-power-kembangkan-listrik-tenaga-bayu>



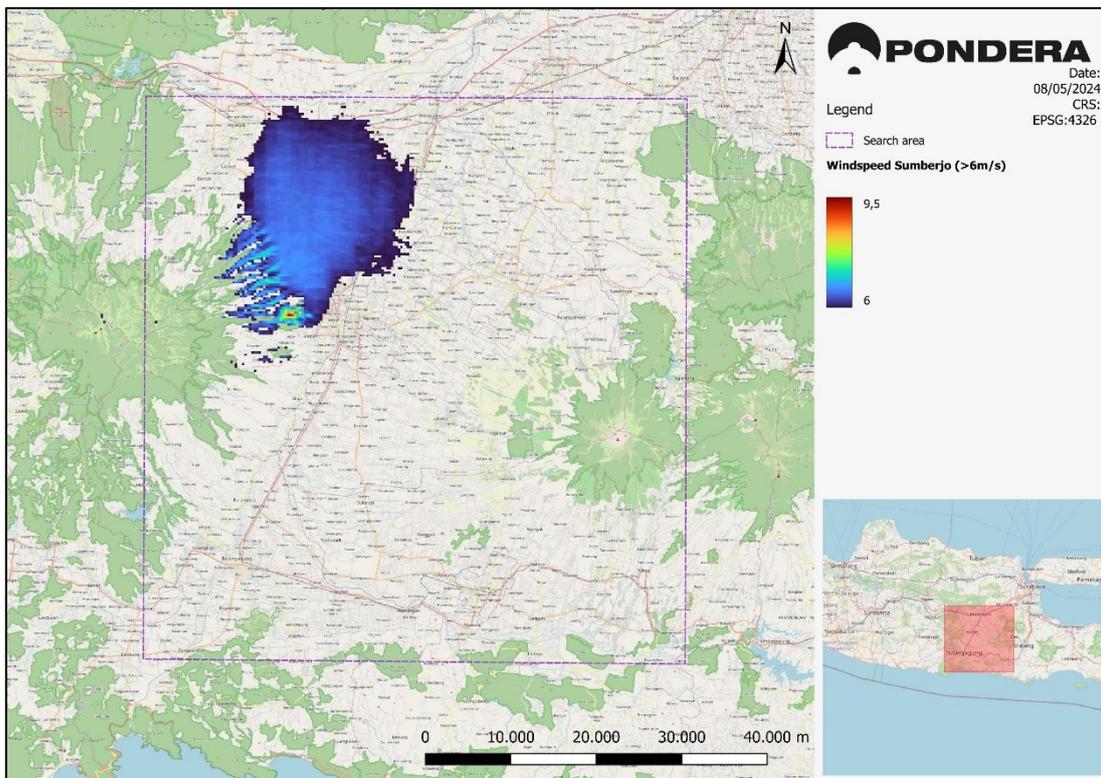
pengembangan PLTB dengan batasan/ketentuan signifikan yang harus dipenuhi (*go zone* dengan batasan), atau tidak dapat mengakomodasi pengembangan PLTB (*no-go zone*). Zona ini ditentukan dengan mempertimbangkan penggunaan lahan, yaitu keberadaan cagar alam, kawasan lindung, dan bandara, serta jalur perairan dan badan air, berdasarkan *OpenStreetMap* (OSM). Selain itu, kebijakan yang ada (misalnya rencana tata ruang wilayah) dan peraturan (misalnya tentang perizinan) khusus untuk wilayah tersebut juga dipertimbangkan.

Jarak penyangga tertentu diterapkan pada setiap kasus untuk meminimalkan risiko yang memungkinkan gangguan, masalah keselamatan, dan konflik penggunaan lahan. Langkah ini menghasilkan area WTG final. Kriteria pembatasan kedua yang diperiksa meliputi:

- Cagar alam dan kawasan lindung (dengan penyangga 300 m)
- Bandara (dengan penyangga 3.000 m)
- Jalur perairan dan badan air (dengan penyangga 300 m)

2.2.2 Sumber daya dan karakteristik angin

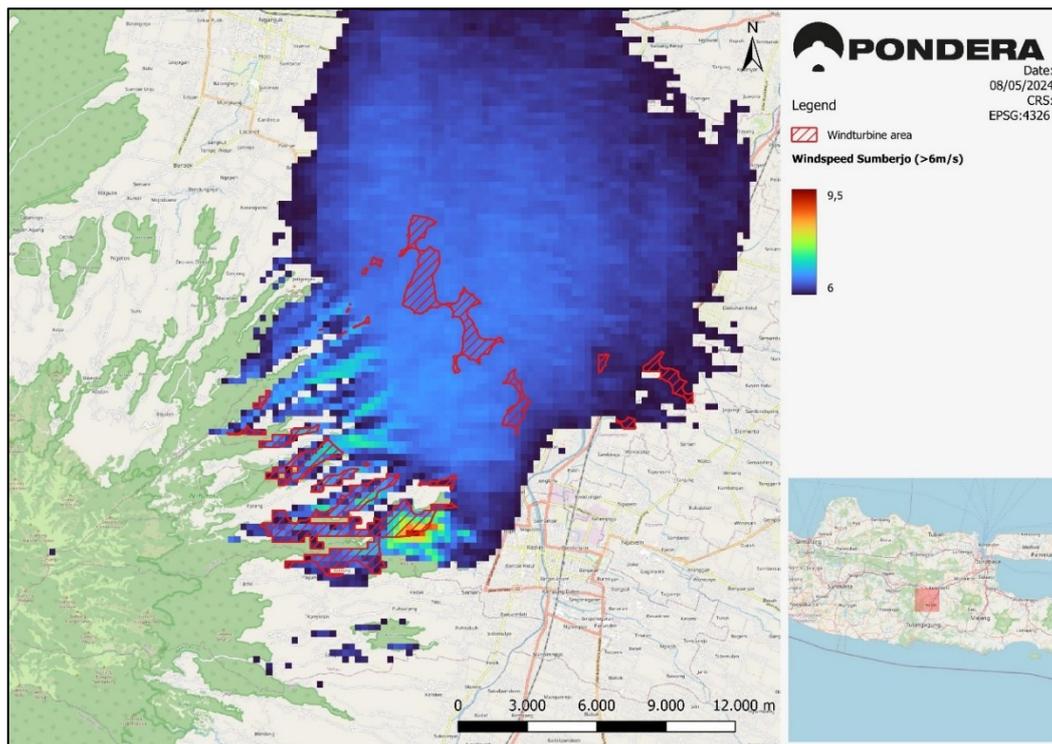
Gambar 5 menunjukkan lokasi pencarian awal (dibatasi oleh kotak putus-putus berwarna ungu) di Kabupaten Kediri. Dalam gambar tersebut, area dengan kecepatan angin rata-rata lebih dari 6 m/s ditunjukkan oleh "piksel" dengan warna berbeda seperti yang dijelaskan oleh bilah warna. Dapat disimpulkan bahwa sumber daya angin yang menjanjikan terletak di daerah tertentu di kabupaten. Selain itu, kecepatan angin yang lebih tinggi terdapat di dekat Gunung Liman.



Gambar 5. Area pencarian di Kediri dengan sebaran kecepatan angin. Kotak pembatas putus-putus berwarna ungu menunjukkan seluruh area pencarian. Bilah warna menunjukkan kecepatan angin rata-rata di atas 6 m / s pada ketinggian 100 m menurut klimatologi *Global Wind Atlas* (GWA).



Mengingat sifat area yang tersebar dengan kecepatan angin yang menjanjikan, area pencarian selanjutnya dibatasi pada satu area yang lebih kecil dan kontinu untuk menjaga kelayakan proyek. Alasan di balik hal ini adalah untuk menghindari biaya yang tinggi dan kompleksitas pembangunan koneksi listrik (misalnya jalur distribusi) antara beberapa sub-lokasi turbin angin yang dipisahkan oleh jarak yang jauh. Gambar 6 menunjukkan peta yang diperbesar dari area kontinu ini yang telah dipelajari lebih lanjut pada langkah-langkah selanjutnya. Gambar tersebut juga dilengkapi dengan area WTG final untuk memberikan gambaran tingkat kecepatan angin di lokasi tersebut.



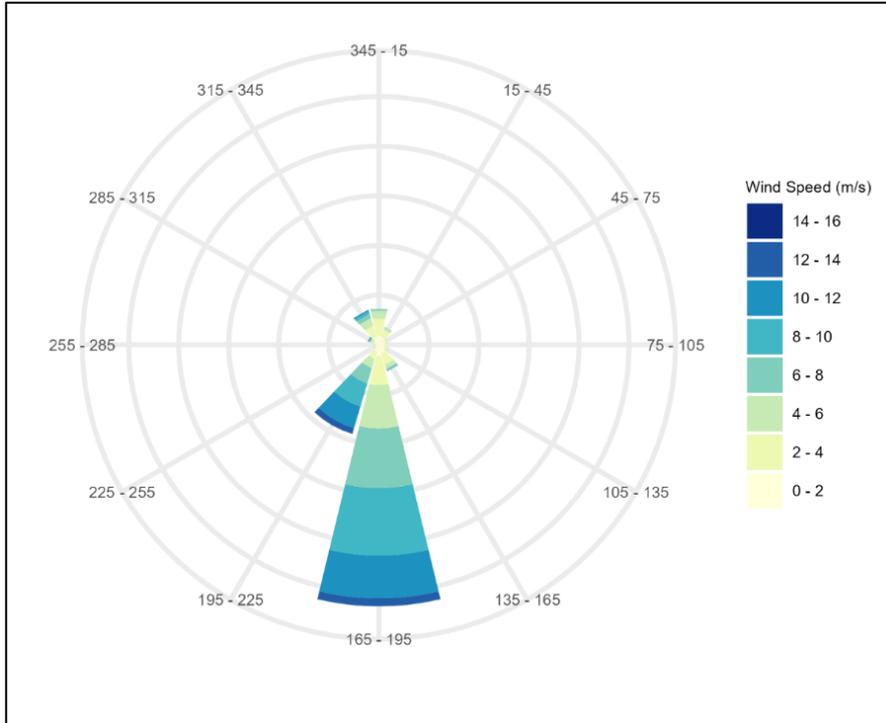
Gambar 6. Tampilan yang diperbesar pada area pencarian Kediri, dengan sebaran kecepatan angin. Poligon dengan arsir berwarna merah mewakili area WTG akhir yang memenuhi semua kriteria. Kecepatan angin rata-rata di atas ambang batas 6 m/s pada ketinggian 100 m ditampilkan berdasarkan GWA.

Selain itu, Gambar 7 memvisualisasikan sebaran arah angin rata-rata jangka panjang untuk wilayah Kediri. Seperti yang dapat diinterpretasikan dari gambar ini, iklim angin di daerah tersebut terutama terdiri dari angin yang berasal dari arah selatan.

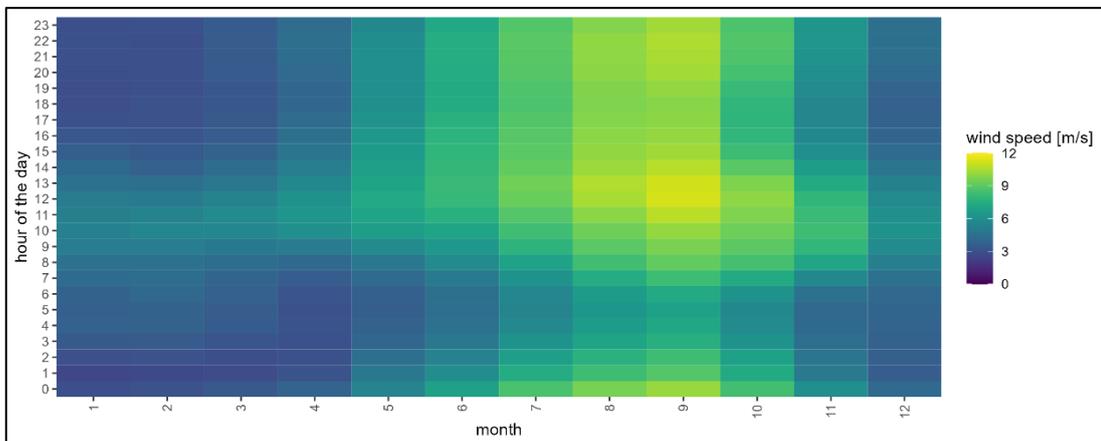
Pada Gambar 8, sebaran kecepatan angin sepanjang hari untuk setiap bulan per tahun divisualisasikan. Kecepatan angin tertinggi diamati di antara bulan Juni dan Oktober, ketika zona konveksi intertropis (ITCZ), diposisikan di utara lokasi. Oleh karena itu, periode ini juga dapat dibedakan dari bulan-bulan lainnya berdasarkan arah angin selatan yang berlaku. Kira-kira dari bulan November hingga Mei (meskipun waktunya dapat bervariasi dari tahun ke tahun), kecepatan angin terendah diamati ketika ITCZ melewati situs ke arah selatan. Seperti yang diperkirakan, sebagian besar angin timur dan timur laut diamati selama bulan-bulan ini. Selain kecepatan angin tahunan dan pola arah, yang sangat bergantung pada posisi ITCZ, variasi antartahunan disebabkan oleh fenomena El Niño dan La Niña. Selama tahun El Niño yang kuat, angin pasat menjadi lebih lemah, sementara



selama tahun La Niña, angin tersebut menjadi lebih kuat, sehingga menghasilkan kecepatan angin yang lebih tinggi di daerah tersebut.



Gambar 7. Diagram mawar angin dengan arah angin dan kategori kecepatan angin berdasarkan klimatologi 10 tahun, termasuk seri waktu data per jam tahun 2004-2015. Sumber: EMD-WRF.

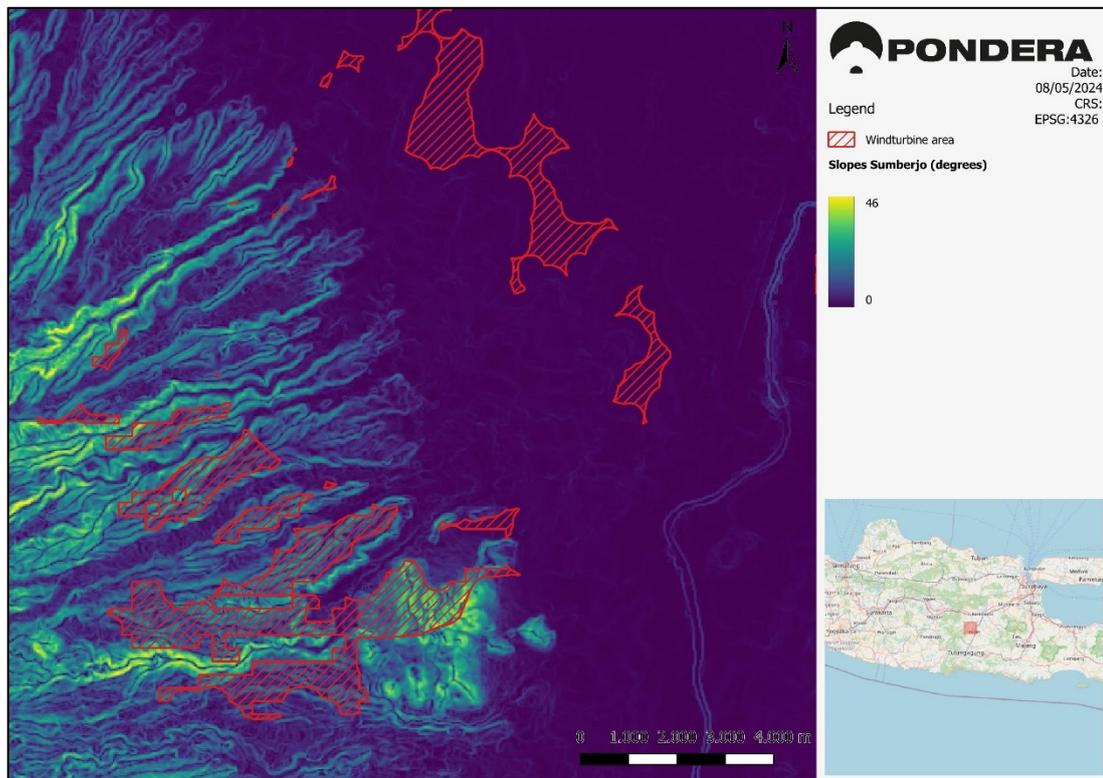


Gambar 8. Sebaran kecepatan angin sepanjang hari, divisualisasikan per bulan dalam setahun. Berdasarkan klimatologi 10 tahun, termasuk seri waktu data per jam tahun 2004-2015. Sumber: EMD-WRF.



2.2.3 Topografi

Gambar 9 menunjukkan topografi area pencarian di wilayah Kediri. Poligon dengan arsir berwarna merah mewakili area WTG akhir yang memenuhi semua kriteria. Kecuraman atau kemiringan dataran ditetapkan dalam derajat. Perhitungan kemiringan didasarkan pada *grid* elevasi FABDEM yang memiliki resolusi sekitar 30 m. Dalam studi ini, daerah dengan kemiringan lebih tinggi dari 15 derajat dikeluarkan dari analisis lebih lanjut untuk menghindari biaya transportasi dan konstruksi yang berlebihan yang biasanya timbul pada proyek PLTB di dataran curam. Namun demikian, perlu dicatat bahwa karena resolusi data tersebut, kriteria pengecualian ini tidak mempertimbangkan fluktuasi ketinggian skala kecil (yaitu kurang dari 30 m).

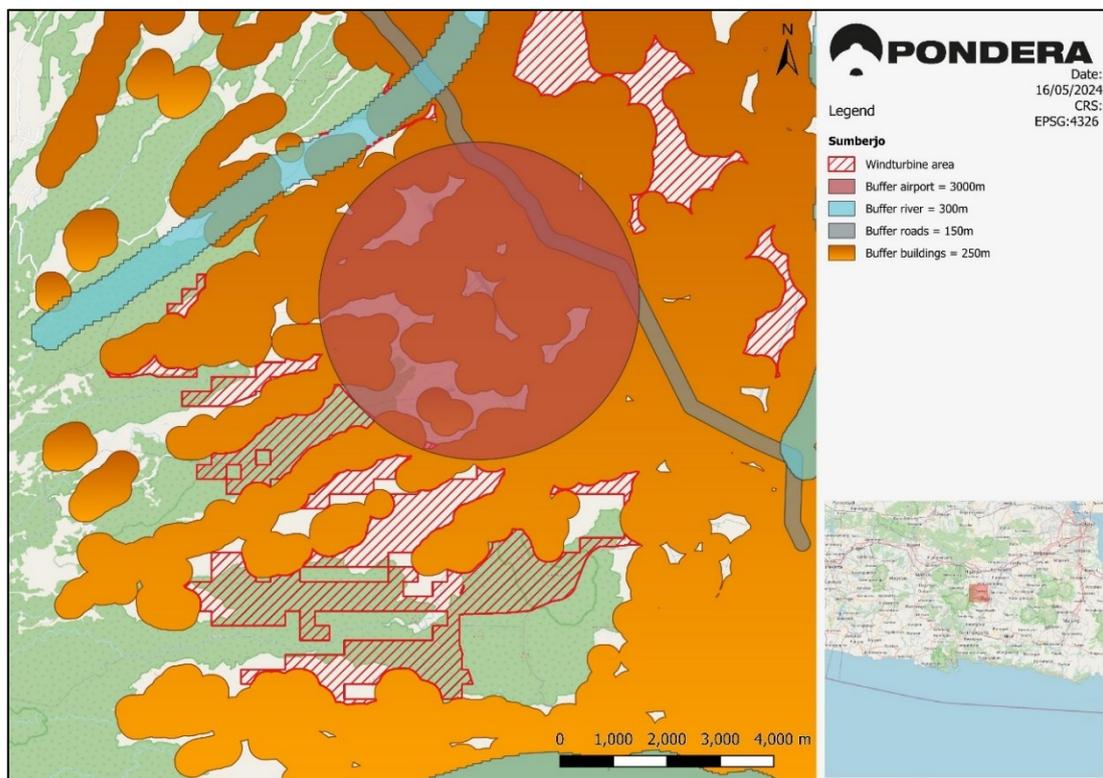


Gambar 9. Topografi area WTG Kediri, menunjukkan kemiringan (dalam derajat; menurut perhitungan berdasarkan data FABDEM) di wilayah tersebut.



2.2.4 Penggunaan lahan

Seperti yang disebutkan dalam subbagian sebelumnya, PLTB tidak dapat direalisasikan di daerah yang terlalu dekat dengan bangunan, infrastruktur, cagar alam, dan badan air. Oleh karena itu, penyangga diterapkan pada objek-objek ini untuk menentukan area WTG yang sesuai. Menggabungkan kriteria pembatasan yang disebutkan di atas memberikan zona pengecualian penggunaan lahan (lihat Gambar 10). Zona pengecualian ini diambil dari pertimbangan pada tahap selanjutnya dari studi ini. Akibatnya, analisis ini menghasilkan area WTG final yang ditandai dengan poligon dengan arsir berwarna merah pada Gambar 10.

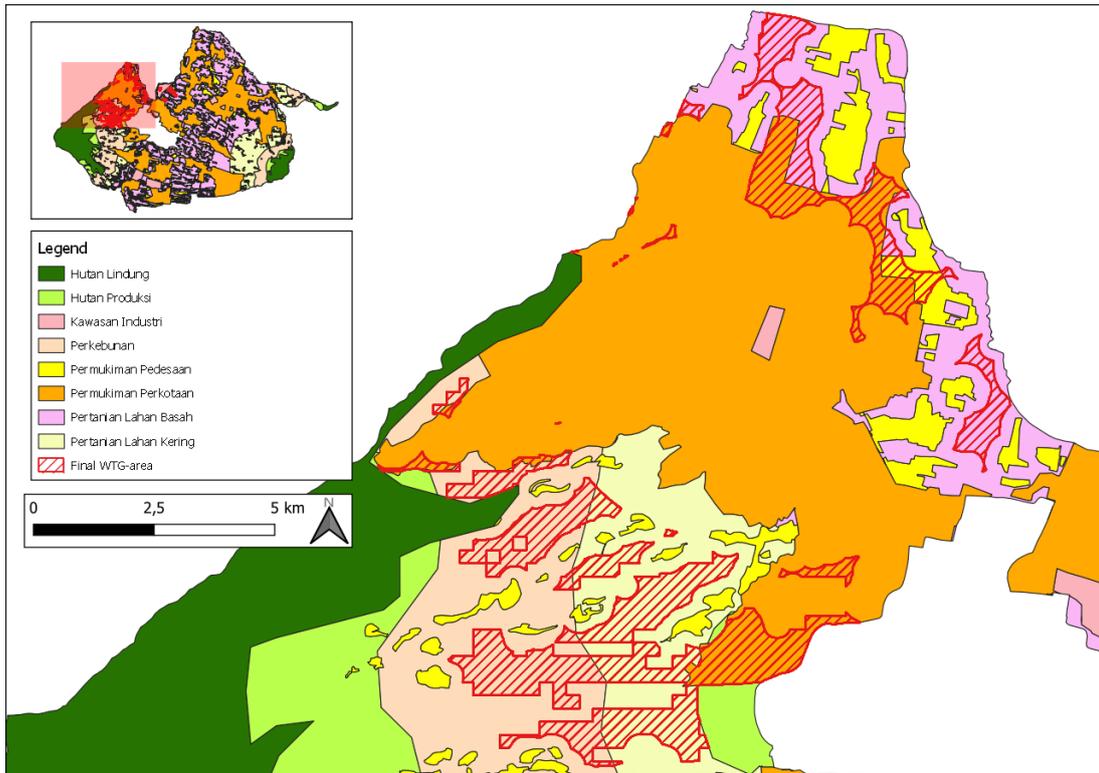


Gambar 10. Zona pengecualian di kawasan Kediri berdasarkan penggunaan lahan dan wilayah pemukiman.
Sumber: ESRI dan OSM.

2.2.5 Persyaratan perizinan khusus

Analisis pada subbagian ini dilakukan dengan mengacu pada Rencana Tata Ruang Wilayah Kabupaten Kediri (RTRW) 2011-2031. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 11, area kontinu dengan kecepatan angin yang menjanjikan terletak pada jenis penggunaan lahan sebagai berikut:

1. Kawasan Perkebunan
2. Kawasan Pertanian Lahan Kering
3. Kawasan Pertanian Lahan Basah
4. Kawasan Permukiman Perkotaan
5. Kawasan Permukiman Pedesaan



Gambar 11. Peta tata ruang wilayah Kabupaten Kediri (RTRW 2011-2031) ditumpuk dengan kawasan WTG final.

Bagian dari area WTG final yang terletak di Kawasan Perkebunan biasanya dimiliki oleh perusahaan (swasta atau milik negara) atau masyarakat setempat. Kasus yang pertama ditandai dengan budidaya satu jenis tanaman. Sebaliknya, pada kasus terakhir, kawasan tersebut biasanya dibudidayakan dengan beberapa jenis tanaman. Jika kawasan tersebut bukan bagian dari Kawasan Pertanian Pangan Berkelanjutan (KPPB), maka Kawasan Perkebunan dapat digunakan untuk pengembangan PLTB (dan jenis kegiatan pembangkit listrik dan transmisi lainnya untuk kepentingan umum) setelah perjanjian pembelian atau sewa diperoleh dengan pemilik lahan¹⁶.

Beberapa bagian dari area WTG final tumpang tindih dengan Kawasan Pertanian Lahan Kering dan Kawasan Pertanian Lahan Basah. Kepemilikan sebidang tanah ini juga belum diketahui dalam penelitian ini. Oleh karena itu, wajar bila tanah tersebut diasumsikan milik masyarakat, perusahaan swasta, atau perusahaan milik negara. Pengembangan PLTB di daerah ini dimungkinkan jika kawasan tersebut bukan bagian dari Kawasan Pertanian Pangan Berkelanjutan, dan setelah perjanjian pembelian atau sewa dicapai dengan pemilik lahan¹⁶.

Bagian dari kawasan WTG berada di Kawasan Permukiman Perkotaan dan Pedesaan yang diasumsikan dimiliki oleh masyarakat. Pembangunan PLTB di lokasi ini dimungkinkan selama perjanjian pembelian atau sewa tercapai dengan pemilik lahan.

¹⁶ Mengacu pada UU 22/2019, Perpres 59/2019, dan PP 1/2011.



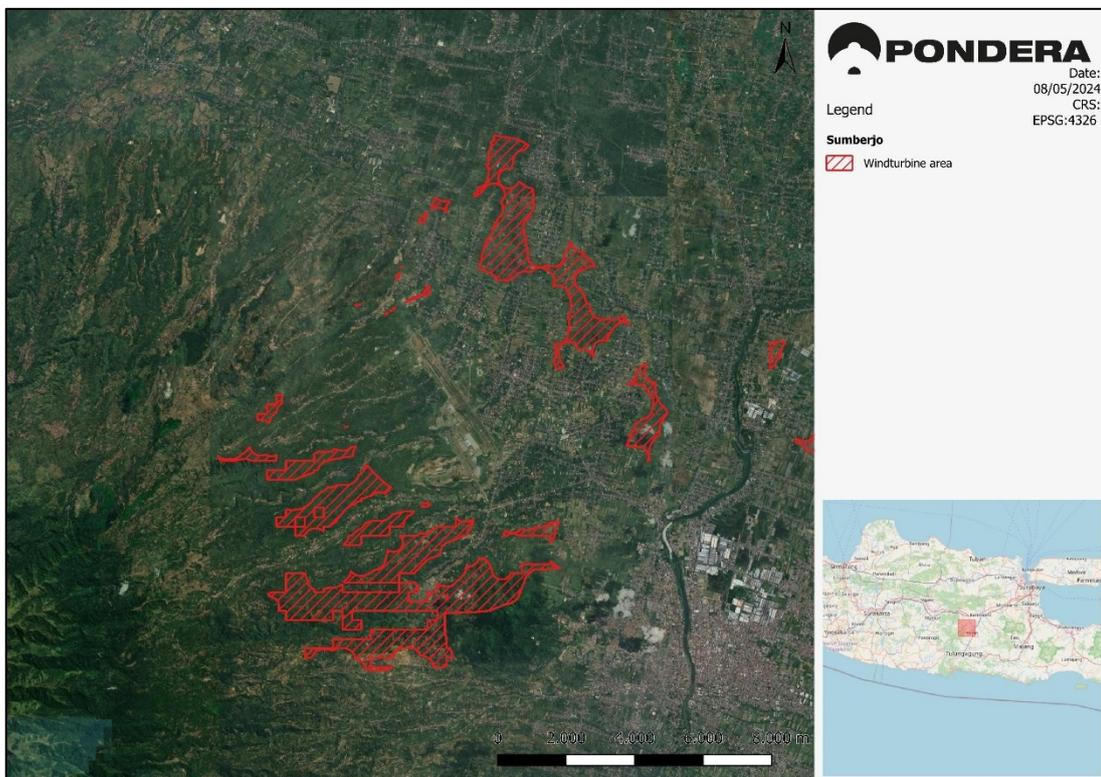
Seperti yang akan ditunjukkan nanti di Bagian 2.3, lokasi turbin angin yang dibayangkan di dalam area WTG final sebagian besar terletak di Kawasan Perkebunan, Kawasan Pertanian Lahan Kering, dan Kawasan Permukiman Perkotaan. Oleh karena itu, biaya yang terkait dengan penggunaan ketiga jenis penggunaan lahan ini akan dipertimbangkan dalam kalkulasi kasus bisnis (lihat Bagian 2.9).

Pada saat penulisan, Bandara Dhoho di Kabupaten Kediri baru saja diresmikan (April 2024). Meskipun penyangga 3.000 m di sekitar bandara ditambahkan ke zona pengecualian (larangan), penting untuk memeriksa dalam studi selanjutnya apakah PLTB yang dibayangkan tumpang tindih dengan Kawasan Keselamatan Operasi Penerbangan (KKOP) bandara ini.

Perlu dicatat bahwa RTRW Kabupaten Kediri yang diperoleh adalah untuk tahun 2011-2031. Berdasarkan informasi yang diperoleh, Pemerintah Kabupaten Kediri merevisi RTRW pada tahun 2020, dan tidak menutup kemungkinan telah dikeluarkan Peraturan Daerah mengenai RTRW. Jika Peraturan Daerah tentang RTRW yang baru telah dikeluarkan, RTRW yang dianalisis di atas tidak berlaku lagi. Oleh karena itu perlu meminta konfirmasi dari instansi yang berwenang di Kabupaten Kediri.

2.2.6 Area WTG Final

Gambaran umum area WTG final terhadap citra satelit di lokasi dapat ditemukan pada Gambar 12. Area ini memenuhi semua kriteria seperti yang divisualisasikan pada gambar sebelumnya.



Gambar 12. Area WTG final berdasarkan kriteria pembatasan. Sumber: Gambar Satelit Google.



Keterbatasan

Seperti disebutkan sebelumnya, parameter yang telah membentuk area WTG final telah didasarkan pada informasi geografis sumber terbuka. Kunjungan lapangan ke beberapa bagian area dilakukan untuk mendapatkan pemahaman yang lebih dalam tentang karakteristik area tersebut (seperti yang dijelaskan lebih lanjut dalam Bagian 2.4 hingga Bagian 2.6), dari mana kesimpulan umum kemudian ditarik untuk menganalisis lebih lanjut area WTG final. Kunjungan lapangan telah menunjukkan bahwa secara umum:

1. Data kawasan pemukiman yang diperoleh dari basis data ESRI memberikan perkiraan yang lebih rendah terhadap bangunan di wilayah tersebut, dan oleh karena itu, dalam beberapa kasus, mungkin diperlukan zona pengecualian tambahan pada tahap proyek selanjutnya;
2. Dalam beberapa kasus, saluran air terlalu membatasi (mengingat besarnya aliran sungai), sehingga saluran tersebut dikeluarkan dari analisis (yaitu saluran air tersebut tidak dianggap sebagai batasan); dan
3. Data jalan utama yang berasal dari OSM juga mencakup jalan kecil; akibatnya, kumpulan data ini mungkin terlalu membatasi dalam beberapa kasus.

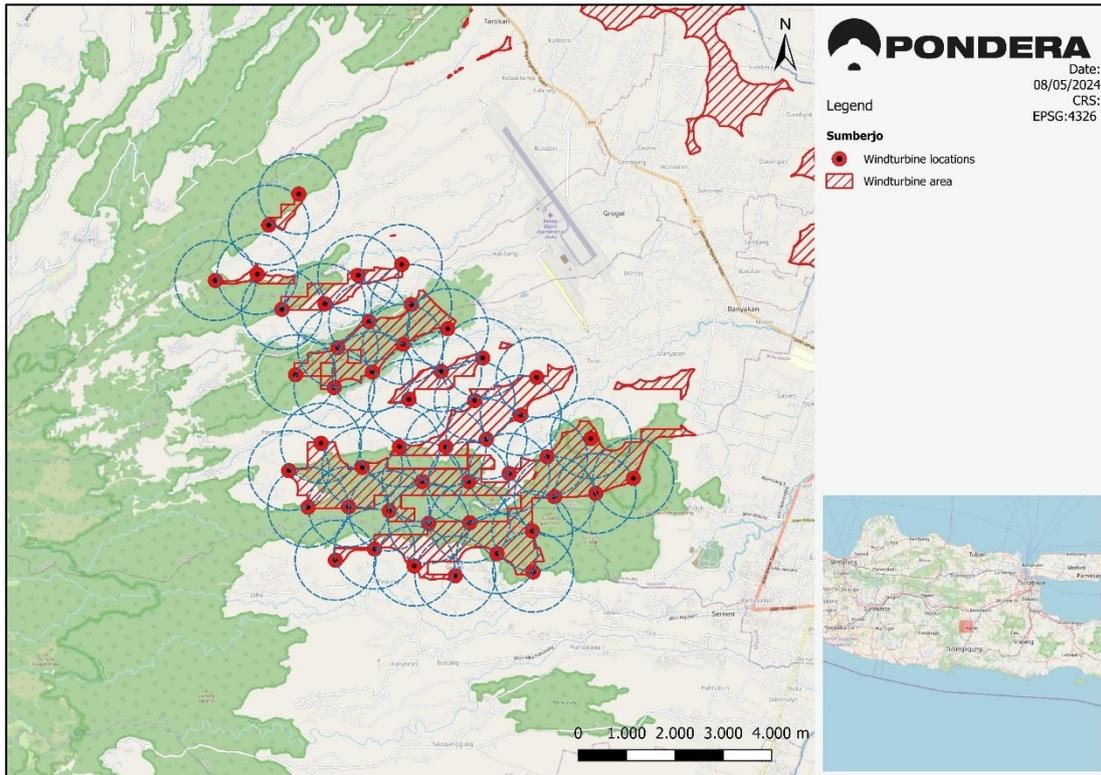
2.3 Tata letak awal PLTB

Tata letak PLTB didasarkan pada area WTG yang disediakan di Bagian 2.2. Tata letak awal PLTB dirancang berdasarkan penggabungan sebanyak mungkin posisi turbin angin. Hal ini mencegah, misalnya, pembangunan jalan dan kabel ke satu lokasi turbin angin, yang tidak efektif dari segi biaya.

Area WTG dibagi menjadi dua bagian: area di barat daya lereng, dan area di timur laut yang terletak di daerah yang lebih ke perkotaan. Di bagian barat daya, kami memperkirakan lebih sedikit konflik dengan pembangunan infrastruktur. Oleh karena itu, kami memilih bagian barat daya dari area WTG ini untuk analisis lebih lanjut, juga karena iklim angin yang lebih menjanjikan.

Karena iklim angin Indonesia umumnya terdiri dari daerah dengan kecepatan angin lebih rendah hingga sedang, jenis turbin angin yang sesuai dengan kondisi angin ini harus dipilih. Untuk tata letak PLTB sementara, turbin angin referensi 4 MW dengan diameter rotor hampir 170 m dan ketinggian naf 140 m telah digunakan. Hal ini membuat tinggi ujung (*tip height*) total sekitar 220-225 m. Untuk mengurangi rugi-rugi olakan dan kemungkinan pengaruh turbulensi negatif, jarak standar lima kali diameter rotor digunakan dalam tata letak awal PLTB.

Selama penentuan posisi turbin, pemeriksaan visual tambahan dilakukan berdasarkan citra satelit, dengan mempertimbangkan: 1) saluran listrik, 2) bangunan, 3) ukuran area, dengan minimal tiga turbin di dekatnya, 4) aksesibilitas area relatif terhadap bagian lain dari area WTG, 5) minimalisasi kriteria pembatasan, 6) pemilihan area kecepatan angin tertinggi dan 7) pemenuhan tujuan kapasitas terpasang sebagaimana diatur dalam RUPTL PLN 2021-2030.



Gambar 13. Tata letak awal PLTB di area WTG final.

Gambar 13 menampilkan gambaran lokasi turbin angin di area WTG final. Sebanyak 48 turbin angin diposisikan ke daerah tersebut, dengan total kapasitas terpasang yang dibayangkan sebesar 192 MW (berdasarkan turbin angin 4 MW). Penanda merah (titik merah dengan pusat hitam) menunjukkan lokasi yang tepat dari masing-masing turbin angin, sedangkan garis radial biru menjamin jarak setidaknya 5 kali diameter rotor.

2.4 Aksesibilitas PLTB

Pada bagian ini, aksesibilitas PLTB dijelaskan melalui tiga subbagian: (1) pengaturan transportasi Indonesia, (2) transportasi pelabuhan ke lokasi, dan (3) transportasi di dalam situs.

2.4.1 Pengaturan transportasi Indonesia

Di luar kota besar, sistem jalan regional digunakan untuk hampir semua transportasi (lihat Gambar 14). Jalan-jalan ini mengarah melalui pusat kota, kota kecil, dan desa yang mereka layani. Jalan lingkar di sekitar kota disediakan untuk beberapa kota besar seperti Jakarta, Bandung, Medan, Yogyakarta, dan Surabaya. Dalam banyak kasus, hanya satu jalan regional utama yang tersedia untuk pergi dari satu kota ke kota lain. Hal ini mengakibatkan situasi di mana semua lalu lintas menggunakan jalan yang sama, yaitu pejalan kaki (termasuk kelompok anak sekolah, petani, dll.), sepeda motor, mobil, ambulans, angkutan umum, truk lokal yang lebih kecil, dan truk besar untuk transportasi jarak jauh. Sementara beberapa ruas jalan raya tersedia di Pulau Sumatra dan masih banyak lagi yang sedang direncanakan atau sedang dibangun, sejauh ini hanya Pulau Jawa yang memiliki jalan raya yang menghubungkan bagian barat dan timur pulau tersebut. Jalan raya ini terletak di sisi utara Pulau Jawa yang lebih padat penduduknya dan memiliki dataran yang lebih datar.



Gambar 14. Tata letak jalan khas di pedesaan Indonesia. Jalan berliku selebar ~ 6 hingga 7 m melayani lalu lintas lokal, regional, dan nasional. Kabel listrik udara dan telekomunikasi dengan tiang di kedua sisi jalan. Bangunan-bangunan berada dalam jarak yang dekat. Di dalam kota dan kota yang lebih besar, jalan pada umumnya sedikit lebih lebar, namun dengan lebih banyak kabel udara, tiang, dan papan reklame.

Biasanya, utilitas umum seperti jalur distribusi listrik dan jalur telekomunikasi mengikuti jalur yang sama dengan jalan lokal. Kabel udara yang berada tepat di sebelah jalan adalah cara praktik standar di seluruh Indonesia. Saluran listrik dan kabel telekomunikasi utama terletak di satu sisi jalan walau melayani kedua sisi. Artinya, untuk semua rumah atau kelompok rumah di seberang jalan, semua kabel harus melintasi jalan, umumnya pada ketinggian sekitar 5 meter di atas permukaan jalan. Di kota-kota besar dan kecil, penyeberangan kabel udara ini biasanya ada di setiap 20 hingga 50 meter.

Sistem drainase perkotaan biasanya terkubur di bawah tanah di kedua sisi jalan dan tidak cocok untuk pengangkutan transportasi berat. Dalam banyak kasus, bangunan-bangunan berada dalam jarak dua hingga lima meter dari jalan, sering kali setinggi 1 hingga 3 lantai.

Hal ini berarti bahwa ruang di dalam dan sekitar jalan raya di Indonesia sangat terbatas. Selain tantangan spasial, terdapat juga tantangan signifikan yang timbul dari durasi transportasi. Pengangkutan komponen turbin angin adalah proses yang panjang. Satu turbin diangkut dalam komponen individu (misalnya segmen menara, sudu turbin angin) dengan sekitar sepuluh truk, tidak termasuk bahan bangunan untuk fondasi. Penutupan jalan dalam jangka panjang mungkin memiliki dampak yang signifikan pada fungsi kota karena rute alternatif sering kali tidak tersedia.

Mengangkut sudu turbin angin dengan panjang 80+ meter mungkin merupakan salah satu aspek paling penting dari pengembangan PLTB di Indonesia dan harus dipersiapkan secara menyeluruh. Namun, khusus untuk lokasi ini, transportasi mungkin tidak menjadi masalah karena jalan keluar dari jalan raya direncanakan tepat berada di dasar PLTB yang dibayangkan. Transportasi mungkin jauh lebih mudah di lokasi ini dibandingkan dengan lokasi lain di Pulau Jawa dan Sumatera.



2.4.2 Transportasi dari pelabuhan ke lokasi

Semua pelabuhan utama Jawa terletak di pesisir utara, berbatasan dengan Laut Jawa yang lebih tenang dibandingkan dengan Samudra Hindia di pesisir selatan. Sebagian besar pengangkutan barang jarak jauh dilakukan melalui bagian utara pulau. Pelabuhan Surabaya (yaitu Pelabuhan Tanjung Perak) adalah pelabuhan utama terdekat, pada jarak sekitar 100 km dari lokasi (lihat Gambar 15). Dari Pelabuhan Surabaya, titik akses jalan raya terletak tepat di pintu masuk/keluar pelabuhan.

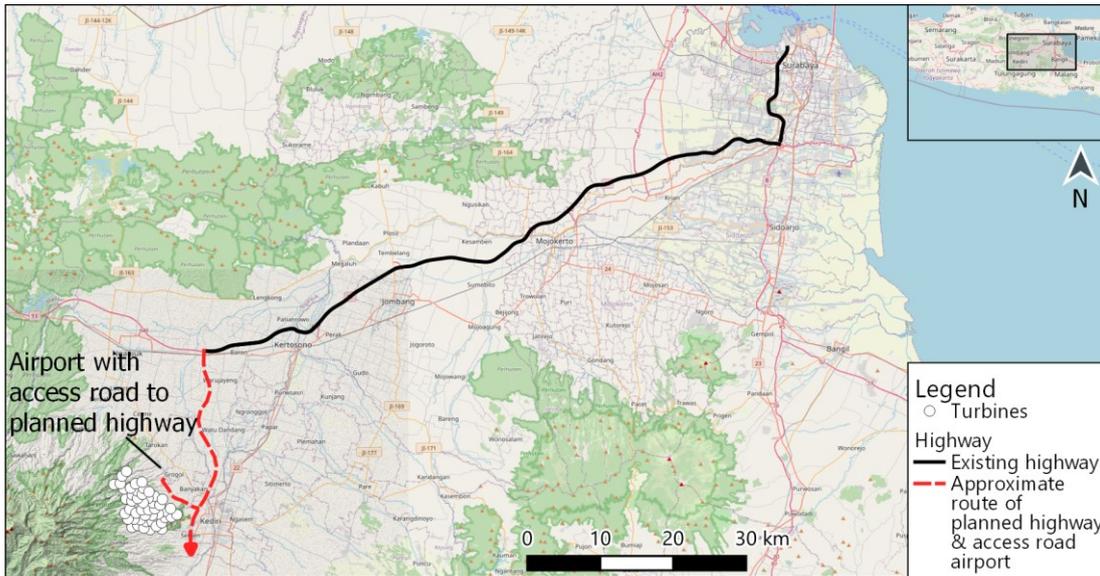


Gambar 15. Citra satelit Pelabuhan Surabaya. Jalan masuk/keluar di bagian barat pelabuhan dan masuk jalan raya sejajar sehingga pelabuhan ini cocok untuk pengangkutan komponen turbin angin yang panjang.

Ketika satu atau lebih dari PLTB tersebut dibangun, transportasi untuk semua lokasi melalui satu titik akses mungkin memiliki keuntungan (yaitu kontak dengan pelabuhan dan otoritas, kontrak, investigasi pelabuhan, penyimpanan sementara yang dapat digunakan ulang, dll.).

Dari Surabaya, sistem jalan tol selesai sampai dengan ~25 km di utara lokasi proyek (lihat Gambar 16). Dari sana, jalan tol Kediri – Kertosono yang direncanakan sedang dalam tahap persiapan. Menurut artikel berita, pada awal tahun 2024, proyek tersebut sedang dalam tahap pembebasan lahan. Jalan tol baru dari Kertosono ke Kediri ini akan memiliki koneksi ke bandara Dhoho baru Kediri. Bagian pendek dari jalur penghubung di sisi bandara telah selesai dibangun. Jalan akses dari bandara ke jalan raya ini akan memiliki beberapa pintu masuk di sepanjang jalan. Salah satu pintu masuk yang diusulkan ini akan terhubung ke Jl. Panglima Besar Sudirman, yang merupakan jalan besar terdekat di kaki bukit tempat PLTB dibayangkan.

Dari pelabuhan hingga ke titik masuk lokasi proyek ini tidak ada peningkatan jalan yang diharapkan karena jalan tol sudah lebar di semua ruas. Namun, faktor pembatasnya mungkin adalah tingginya banyak jembatan di atas jalan tol. Rambu-rambu mengenai jarak bebas tidak jelas karena terdapat rambu 4,2 m (di jembatan) dan 5,1 m (sisi jalan). Ketinggian ini sangat penting untuk diameter dasar menara turbin, karena ketinggian ini dapat membatasi diameter dasar yang dapat digunakan. Dasar tersebut biasanya diangkut secara horizontal dan diproduksi sebagai satu bagian.



Gambar 16. Rute dari jalan tol ke lokasi proyek. Jalan raya yang direncanakan masih dalam tahap pembebasan lahan. Rute jalan raya yang direncanakan belum pasti, karena belum ditemukan peta detailnya.

Berdasarkan metode yang cukup sederhana (lihat Gambar 17), ketinggian ~6 m antara permukaan jalan dan jembatan diperoleh (3,5x Toyota Innova Reborn dengan ketinggian 1,795 m sesuai spesifikasinya, yang setara dengan 6,3 m). Meskipun metode ini tidak sepenuhnya dapat diandalkan, ketinggiannya tampaknya jauh lebih tinggi dari tinggi maksimum yang ditunjukkan yaitu 4,2 m.



Gambar 17. Ketinggian jembatan di atas permukaan jalan tampak lebih dari 4,2 m. Sebagai perbandingan, tinggi Toyota Innova Reborn ini sesuai spesifikasinya adalah 1,795 m.

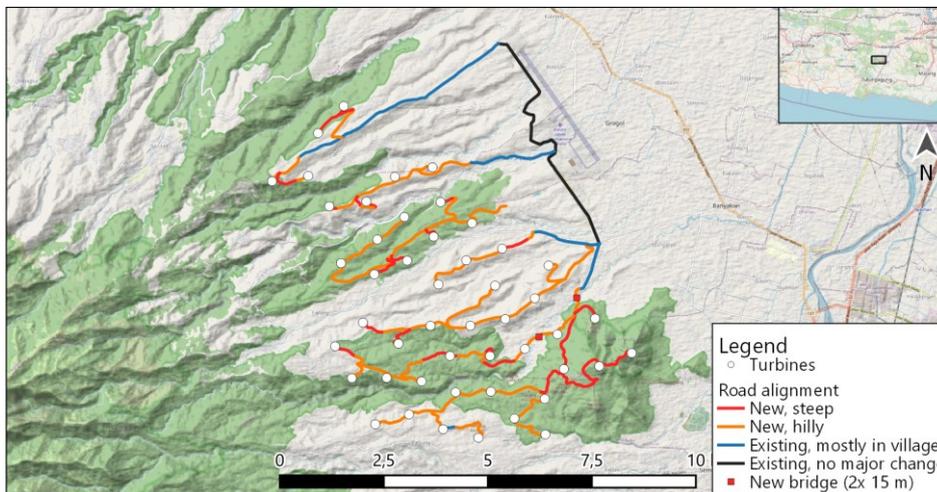
Karena pintu keluar jalan raya terletak di awal jalan akses, diharapkan tidak perlu ada penguatan jembatan. Diasumsikan bahwa jembatan di jalan raya dari Surabaya, dan di titik masuk ke jalan raya cukup kuat.



2.4.3 Transportasi di dalam lokasi

Di dalam lokasi, jalanan di lembah menghubungkan berbagai pedesaan. Karena turbin angin dibayangkan berada di atas punggung bukit, penggunaan jalan ini tidak efektif dari segi biaya. Sebagian besar jalan baru harus dibangun. Di kaki punggung bukit, beberapa bagian jalan yang sudah ada dapat digunakan. Sebagian besar jalan yang sudah ada terhubung dengan jalan baru di sekitar bandara, yang akan terhubung dengan akses jalan raya.

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 18, jalan baru harus dibangun sepanjang 58,7 km, dan jalan yang tersedia harus ditingkatkan sepanjang 11 km (ditunjukkan sebagai garis biru; lihat juga Gambar 19). Dari jalan baru, ruas sepanjang 16,3 km mengarah melalui dataran curam (ditunjukkan sebagai garis merah). Di dataran ini, jalan harus dipotong ke sisi bukit, yang mengakibatkan lebih banyak tanah yang dipotong dan diuruk. Bagian lainnya (42,4 km; ditunjukkan sebagai garis oranye) dapat dibangun di atas bukit atau di lembah.



Gambar 18. Tata letak jalan di dalam lokasi. Bagian warna hitam adalah jalan yang ada di lapangan bandara mungkin dimiliki oleh pihak swasta. Jalan berwarna hitam adalah bagian dari koneksi bandara ke jalan raya yang direncanakan, dan akan dihubungkan pada tahap selanjutnya.

Di dekat bandara, beberapa jalan besar terletak di antara jalan akses PLTB dan jalan masuk yang belum dibangun ke jalan raya (ditunjukkan sebagai garis hitam; lihat juga Gambar 19). Bandara ini dimiliki oleh swasta (Gudang Garam), dan dioperasikan oleh PT Angkasa Pura II (perusahaan milik negara (BUMN) pengelola bandara di Indonesia). Hal ini memungkinkan bahwa jalan menuju dan mengelilingi bandara juga milik swasta.



Gambar 19. (Kiri) Jalan di dalam desa seperti yang ditunjukkan oleh garis biru pada gambar sebelumnya, dan (kanan) jalan di sekitar bandara seperti yang ditunjukkan oleh garis hitam pada gambar sebelumnya.



Untuk studi kelayakan, kami menyarankan untuk memperhatikan poin-poin berikut mengenai transportasi turbin angin:

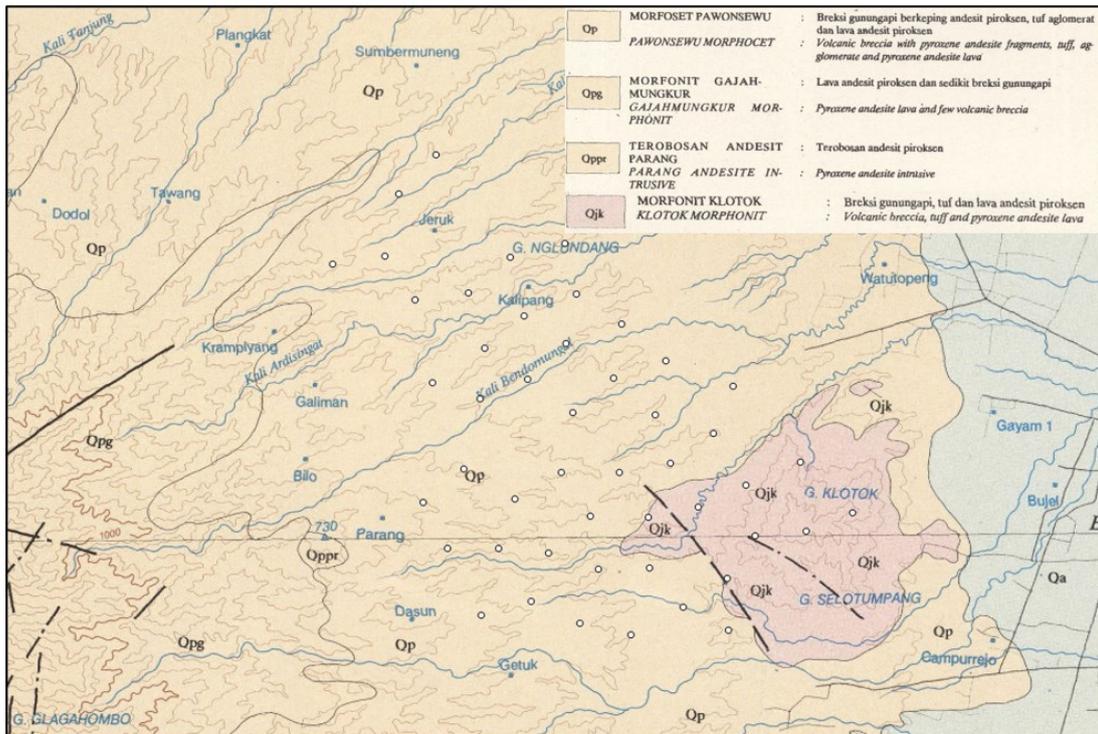
- Menanyakan atau mengukur ketinggian yang akurat antara permukaan jalan dan jembatan di jalan tol. Ketinggian jembatan terendah dapat menjadi faktor pembatas diameter yang digunakan untuk dasar menara turbin;
- Menanyakan perencanaan pembangunan jalan tol dari jalan tol yang sudah ada (Surabaya-Solo) ke Kediri; dan
- Menanyakan tentang kemungkinan penggunaan jalan di sekitar bandara, karena jalan ini mungkin dimiliki oleh swasta.

2.5 Kondisi geologi dan kegempaan

PLTB yang dibayangkan terletak di lereng timur Gunung Wilis. Lereng ini merupakan kompleks gunung berapi yang tidak aktif, tanpa letusan terbaru yang diketahui (letusan besar umumnya dikenal sejak ~1700-an). Beberapa puncak lain (seperti Gunung Liman) terletak di dalam kompleks.

2.5.1 Geologi

PLTB yang dibayangkan terletak di ujung bawah lereng gunung berapi Wilis. Geologi terdiri dari breksi vulkanik dengan fragmen andesit piroksen, tufa, aglomerat, dan lava andesit piroksen (lihat Gambar 20). Pada jarak ini dari kawah utama Gunung Willis, tidak ada endapan besar aliran batuan beku/lava (material yang lebih keras) yang diperkirakan, tetapi hanya breksi yang dapat digali oleh ekskavator.

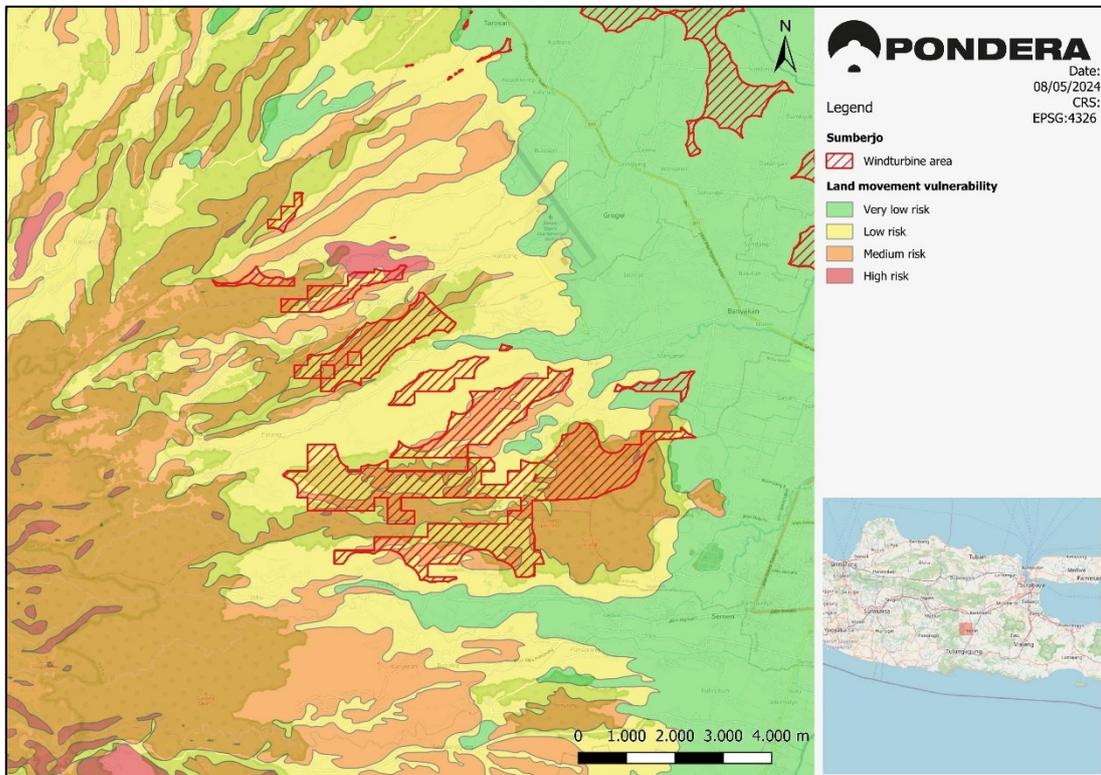


Gambar 20. Peta geologi dari lokasi proyek. Turbin direpresentasikan dengan titik-titik putih dengan garis hitam. Warna-warna tersebut menunjukkan formasi geologi di permukaan. Semua turbin angin terletak di formasi Qp atau Qjk (terutama breksi vulkanik).



Turbin angin di tenggara dibayangkan di atau dekat dengan Gunung Klotok. Gunung tersebut merupakan gunung berapi tidak aktif yang lebih kecil dan terpisah, terdiri dari breksi vulkanik, tufa, dan lava andesit piroksen. Namun, karena beberapa turbin ditempatkan dekat dengan pusat gunung berapi ini, volume batuan beku yang lebih tinggi mungkin ada di dalam lapisan breksi dibandingkan dengan lokasi turbin lainnya.

Geologi ini dikombinasikan dengan topografi membuat area PLTB rentan terhadap pergerakan darat. Indeks Kerentanan Pergerakan Tanah memberikan gambaran umum tentang kerentanan pergerakan tanah berdasarkan kecuraman lereng, jenis tanah, curah hujan, kegempaan, dll. Gambar 21 memvisualisasikan indeks kerentanan pergerakan lahan tanah di dalam dan sekitar area WTG. Dapat dilihat bahwa kombinasi tingkat kerentanan berlaku untuk lokasi PLTB yang dipertimbangkan. Bagian utama PLTB berada di daerah dengan tingkat kerentanan pergerakan tanah rendah hingga menengah.



Gambar 21. Indeks kerentanan pergerakan lahan untuk Kediri.

Stabilitas dan kemampuan tanah untuk menahan beban turbin angin harus diselidiki lebih lanjut selama tahap kelayakan. Hal ini dapat dilakukan dengan investigasi geoteknik tanah (menentukan karakteristik tanah seperti kuat geser, kepadatan, permeabilitas, dll.), dan analisis stabilitas tanah tersebut.

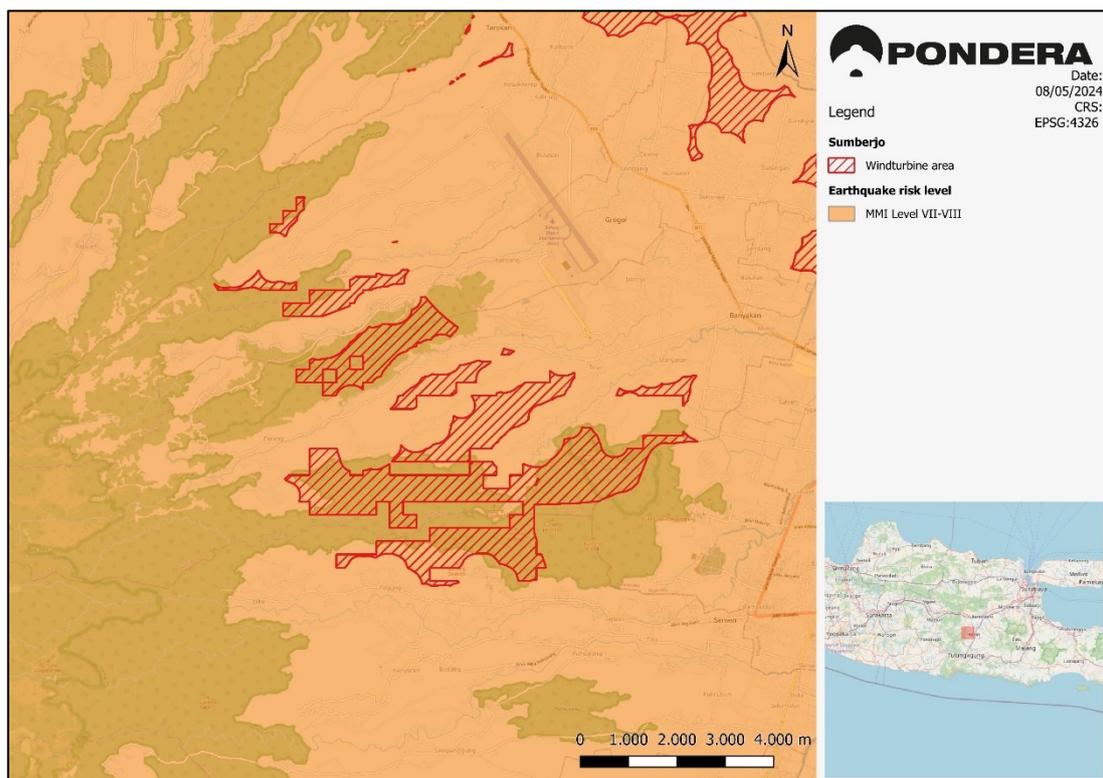


2.5.2 Kegempaan

Menurut peta geologi (lihat Gambar 20), beberapa patahan terlihat di daerah terdekat. Hal ini kemungkinan besar terkait dengan aktivitas vulkanik di masa lalu. Karena gunung berapi sekarang tidak aktif, tidak ada aktivitas besar yang diperkirakan dari patahan ini pada tahap tidak aktifnya gunung berapi ini. Namun, secara geologis, gunung berapi ini masih muda dan mungkin dapat aktif kembali.

Terlepas dari patahan ini, zona subduksi besar terletak di selatan Pulau Jawa. Pergerakan di zona subduksi ini adalah 7 cm/tahun, yang mengakibatkan gempa bumi biasa. Sebagian besar berkekuatan 4 hingga 5, dan kadang-kadang lebih tinggi. Menurut USGS, sejak tahun 1990, tiga gempa bumi besar (>M 7,0) terjadi di selatan Jawa (M 7,0, 7,7, dan 7,8).

Menurut Kementerian ESDM, sebagian besar wilayah berpotensi dilanda gempa bumi dengan intensitas VII hingga VIII pada skala *Modified Mercalli Intensity* (MMI). Gambar 22 memberikan representasi visual dari tingkat risiko gempa di dalam dan sekitar area WTG.



Gambar 22. Tingkat bahaya dan risiko gempa bumi di Kediri.



Skala MMI mengklasifikasikan gempa bumi berdasarkan dampak pada permukaan daripada energi yang dilepaskan (seperti skala Richter). Intensitas VII-VIII didefinisikan sebagai:

VII: "Kerusakan dapat diabaikan pada bangunan dengan desain dan konstruksi yang baik; tetapi kerusakan ringan hingga sedang pada bangunan biasa yang dibangun dengan baik; kerusakan cukup parah pada bangunan yang dibangun dengan buruk atau dirancang dengan buruk; beberapa cerobong asap rusak. Diperhatikan oleh pengendara."

VIII: "Kerusakan ringan pada struktur yang dirancang khusus; kerusakan parah pada bangunan besar biasa dengan keruntuhan sebagian. Kerusakan parah pada bangunan yang dibangun dengan buruk. Runtuhnya cerobong asap, cerobong pabrik, kolom, monumen, dinding. Perabotan berat terbalik. Pasir dan lumpur dikeluarkan dalam jumlah kecil. Perubahan dalam air sumur. Pengemudi terganggu."

Data ini hanya memberikan kesan umum tentang besarnya gempa bumi yang dapat diperkirakan. Selama studi kelayakan, percepatan tanah puncak maksimum yang diharapkan harus dihitung untuk penilaian bahaya yang lebih tepat akibat gempa bumi.

2.6 Keanekaragaman hayati, kondisi sosio-ekonomi dan lingkungan

2.6.1 Kesan umum

Topografi dan penggunaan lahan relatif seragam di seluruh lokasi proyek. Sebagian besar pedesaan terletak di lembah yang sebagian besar dikelilingi oleh sawah. Punggung bukit yang berorientasi timur-barat memisahkan berbagai lembah dan sebagian besar ditutupi oleh hutan dan semak belukar, pertanian skala kecil, dan wanatani. Beberapa bagian punggung bukit dikelola oleh Perhutani. Di Gunung Klotok, sebagian kecil dari hutan ini adalah Kawasan Hutan Lindung. Kesan umum dari situs ini dijelaskan dalam gambar berikut.



Gambar 23. Pemandangan ini berasal dari puncak punggung bukit paling selatan, dengan Gunung Klotok di latar belakang, tempat beberapa turbin dibayangkan. Di sebelah kiri, terdapat lembah curam yang memisahkan punggung bukit.



Gambar 24. Pemandangan ini menghadap Gunung Wilis. Lembah di antara punggung bukit bisa dalam dan curam. Konstruksi jalan dari satu punggung ke punggung lainnya (utara ke selatan) harus dihindari.



Gambar 25. Pedesaan di lembah yang lebih luas sebagian besar dikelilingi oleh sawah. Punggungan di kiri dan kanan ditutupi oleh hutan/wanatani dan/atau ladang kecil.



Gambar 26. Pemandangan ini menghadap ke bawah ke dua punggung bukit, dengan bandara di latar belakang. Perbukitan ditutupi ladang kecil, hutan, dan semak belukar.



Gambar 27. Gambar ini adalah lereng yang mengarah ke puncak Gunung Klotok. Lereng pada sisi utara, barat, dan selatan gunung tidak beraturan dan sulit untuk dibangun jalan akses.



2.6.2 Keanekaragaman hayati dan dampak lingkungan

Di daerah lembah, hampir semua area digunakan untuk kegiatan pertanian. Kemiringan dan puncak bukit ditutupi oleh hutan (tidak dilindungi, tetapi dikelola oleh Perhutani). Di seluruh area, pertanian skala kecil dan/atau wanatani berada di punggung bukit. Bagian dari Gunung Klotok adalah Kawasan Hutan Lindung. Selama kunjungan lapangan, tidak ada hutan primer yang diamati tetapi beberapa petak kecil mungkin masih ada.

Dalam Rencana Tata Ruang Wilayah Kota Kediri (Peraturan Daerah Kota Kediri No. 1/2012: RTRW Kota Kediri 2011-2030), Gunung Klotok disebut sebagai 'hutan wisata', dan juga disebut sebagai kawasan dengan risiko erosi tinggi dan daerah strategis untuk resapan air. Tampaknya daerah ini tidak dilindungi dari sudut pandang keanekaragaman hayati.

Karena manusia aktif di seluruh kawasan, diperkirakan kawasan ini bukan kawasan dengan peringkat tertinggi dalam hal keanekaragaman hayati. Hutan yang dikelola oleh Perhutani tampaknya 'tidak dimanfaatkan' dan banyak lahan pertanian yang berada di dalam hutan tersebut. Artinya, habitat satwa di hutan tersebut sudah terpecah menjadi beberapa bagian kecil. Dampak utama dari pengembangan PLTB adalah:

Dampak keanekaragaman hayati:

- Tabrakan burung & kelelawar (turbin)
- Fragmentasi habitat lebih lanjut (terutama jalan baru dan saluran transmisi)

Dampak lingkungan:

- Risiko erosi dan tanah longsor (jalan, platform)
- Meningkatnya kekeruhan di aliran sungai dan sungai akibat erosi
- Dampak visual turbin
- Kerlipan & kebisingan frekuensi rendah

Karena kehadiran dan pengaruh manusia dalam skala besar di wilayah tersebut, diperkirakan dampak ekstra karena pembangunan PLTB terbatas pada tabrakan burung dan kelelawar dan dampak visual.

Flora dan fauna yang diamati:

Menurut *database* keanekaragaman hayati daring *Global Biodiversity Information Facility* (GBIF), beberapa spesies hewan dan tumbuhan diamati di daerah tersebut (lihat Gambar 28) yang dikategorikan dalam kategori daftar merah global IUCN (*International Union for Conservation of Nature's Red List of Threatened Species*). Kategorisasi umumnya didasarkan pada tingkat penurunan populasi, rentang geografis, jika spesies memiliki ukuran populasi kecil, jika spesies hidup di daerah terbatas atau sangat kecil, dan jika analisis kuantitatif menunjukkan probabilitas tinggi spesies punah di alam liar¹⁷. Diurutkan dari yang paling parah hingga yang paling tidak terancam, kategorinya adalah sebagai berikut: Punah (*Extinct* atau EX), Punah di Alam Liar (*Extinct in the Wild* atau EW), Kritis atau Sangat Terancam Punah (*Critically Endangered* atau CR), Terancam (*Endangered* atau EN), Rentan (*Vulnerable* atau VU), Hampir Terancam (*Near Threatened* atau NT), Risiko Rendah (*Least Concern* atau LC), Data Kurang (*Data Deficient* atau DD), dan Tidak Dievaluasi (*Not Evaluated* atau NE).

¹⁷ <https://www.britannica.com/topic/IUCN-Red-List-of-Threatened-Species>



Gambar 28. Area di mana flora dan fauna yang disebutkan di atas telah diamati (meliputi lokasi PLTB yang dibayangkan). Semua pengamatan ini dikategorikan sebagai 'risiko rendah'.

Dua spesies burung *Enicurus ruficapillus* (hampir terancam) dan *Geokichla interpres* (terancam) diamati pada tahun 1930-an, dan didasarkan pada spesimen yang diawetkan. Tidak diketahui apakah spesies ini masih ada di daerah tersebut, tetapi spesies tersebut tidak ada dalam database sebagai spesies yang diamati pada masa kini. Dalam tabel berikut, flora dan fauna yang diamati yang dikategorikan setidaknya 'hampir terancam' tercantum.

Tabel 1. Daftar fauna yang diamati (sumber: GBIF) yang setidaknya hampir terancam menurut kategori daftar merah global IUCN

Hewan	Nama Bahasa Inggris	Status
<i>Alcedo euryzona</i>	Blue-banded Kingfisher	Kritis (CR)
<i>Nisaetus bartelsi</i>	Javan Hawk-Eagle	Terancam (EN)
<i>Ptyas korros</i>	Chinese Ratsnake	Hampir Terancam (NT)
<i>Rhacophorus reinwardtii</i>	Reinwardt's Flying Frog	Hampir Terancam (NT)

Tabel 2. Daftar flora yang diamati (sumber: GBIF) yang setidaknya mendekati terancam menurut kategori daftar merah global IUCN

Tumbuhan	Nama Bahasa Inggris	Status
<i>Pinus merkusii</i>	-	Rentan (VU)



Dampak terhadap keanekaragaman hayati dan lingkungan dapat diminimalkan jika mempertimbangkan poin-poin berikut:

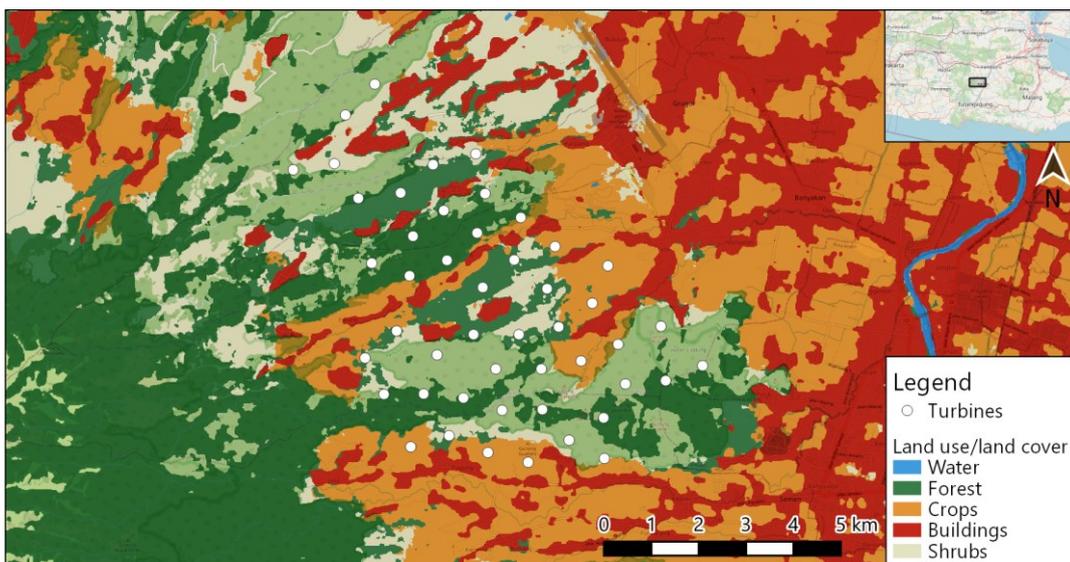
- Memanfaatkan kembali sebanyak mungkin infrastruktur yang tersedia atau layak, seperti jalan akses yang ada di dalam area tersebut;
- Hindari pembangunan jalan dan/atau saluran listrik yang menyebabkan hutan yang ada terbagi menjadi beberapa bagian, dan gunakan tata letak yang sama untuk jalan dan jaringan listrik antara turbin untuk menghindari fragmentasi habitat; dan
- Membatasi jumlah hutan yang dibuka di sekitar setiap turbin angin (umumnya antara 50 hingga 100 x 100 m). Ruang ini digunakan untuk derek dan penyimpanan. Dengan menggunakan *self-climbing crane* dan bukan *crane* tradisional, ruang ini dapat diminimalkan. Dengan perencanaan yang matang, penyimpanan sementara sudu turbin angin di sisi samping jalan dan bukan di samping turbin juga dapat mengurangi area yang diperlukan di sekitar turbin angin.

Sebagai bagian dari Analisis Dampak Lingkungan dan Sosial, studi dasar keanekaragaman hayati, penilaian risiko dan langkah-langkah mitigasi harus dilakukan selama fase kelayakan. Selama tahap kelayakan, kemungkinan pembangunan di kawasan lindung di Gunung Klotok harus dieksplorasi lebih lanjut.

2.6.3 Dampak sosial

Beberapa desa terletak di bagian lembah, di antara punggung bukit (lihat Gambar 29). Turbin potensial ditempatkan di lereng atau di puncak punggung bukit, pada jarak setidaknya 300 meter dari pemukiman tersebut.

Pedesaan di dalam PLTB terletak dekat dengan Kediri. Desa paling timur dapat dilihat sebagai pinggiran kota Kediri karena merupakan satu kawasan terbangun yang berkesinambungan. Penduduk desa terdiri dari petani skala kecil dan pemilik toko kecil. Karena jaraknya yang dekat dengan kota, sebagian besar pekerja tampaknya pulang-pergi ke Kediri.



Gambar 29. Peta penggunaan lahan berdasarkan citra satelit (ESRI/Sentinel 2, 2023). Daerah di sekitar turbin angin sebagian besar ditutupi oleh hutan dan semak belukar. Desa dan tanaman terkonsentrasi di lembah.



Dampak sosial dapat dibagi menjadi beberapa aspek:

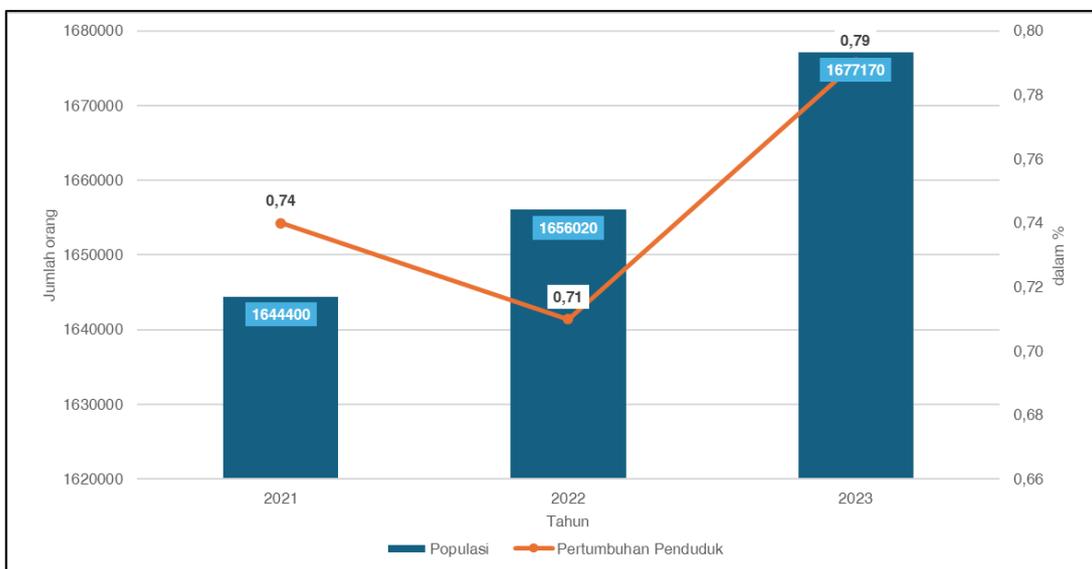
- Hilangnya lahan pertanian yang akan digunakan untuk jalan atau platform baru;
- Konstruksi sementara di jalan, platform dan turbin (penurunan aksesibilitas dan kebisingan);
- Transportasi sementara bahan bangunan dan turbin (penurunan aksesibilitas dan kebisingan);
- Dampak visual jangka panjang dari turbin di daerah tersebut.

Karena turbin sebagian besar dibangun di daerah perbukitan/punggung bukit yang tidak berpenghuni dan jauh dari desa, dampak sosialnya terutama terbatas pada hilangnya lahan pertanian dan dampak visual. Sebagian besar jalan akses yang akan dibangun berada di daerah yang tidak berpenduduk (di atas punggung bukit). Hal ini akan mengurangi jumlah pekerjaan konstruksi (halangan sementara) di jalan yang sudah ada. Akan tetapi, jika jalan akses tersebut terbuka untuk umum, dampaknya terhadap mobilitas penduduk yang tinggal di daerah tersebut juga kecil, karena jalan tersebut tidak melewati desa-desa.

Paragraf berikutnya memberikan gambaran statistik kependudukan dan pekerjaan di kabupaten tersebut.

Populasi

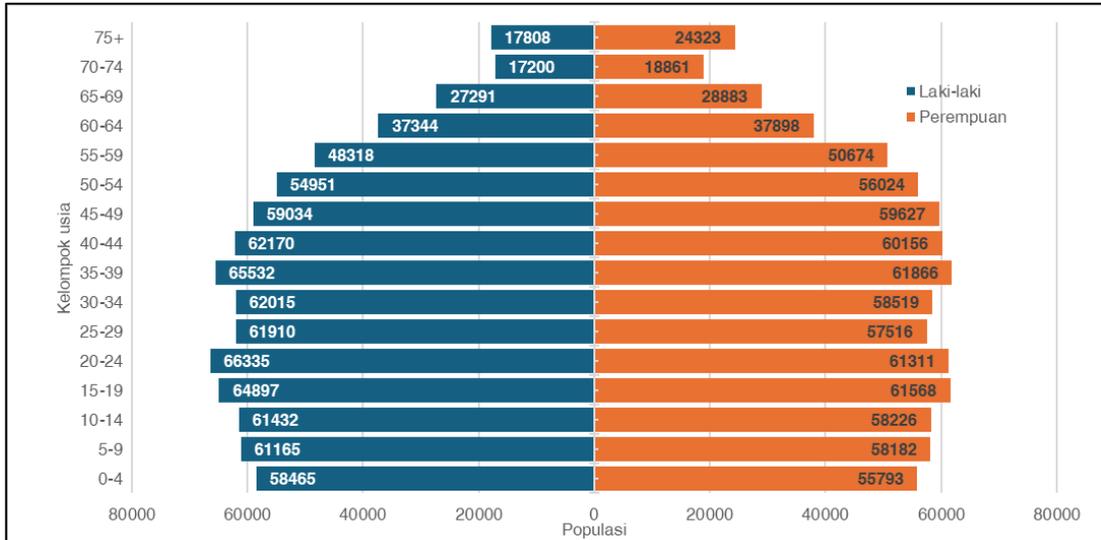
Grafik populasi dan tingkat pertumbuhan penduduk tahunan ditunjukkan pada Gambar 30. Angka pertumbuhan penduduk tahunan kabupaten meningkat dari 0,74% pada tahun 2021 menjadi 0,79% pada tahun 2023. Populasi juga meningkat dari 1.644.400 orang pada tahun 2021 menjadi 1.677.170 orang pada tahun 2023.



Gambar 30. Laju pertumbuhan penduduk dan penduduk tahunan di Kediri pada tahun 2021-2023 (Sumber : [BPS Kabupaten Kediri](#)).



Piramida penduduk kabupaten ditampilkan pada Gambar 31. Selain itu, rasio gender di Kediri adalah 1,02 pada tahun 2023.



Gambar 31. Piramida kependudukan di Kabupaten Kediri pada tahun 2020 (Sumber: [BPS Kabupaten Kediri](#)).

Pekerjaan, pendidikan, dan pembangunan

Tingkat Partisipasi Angkatan Kerja (TPAK) adalah perkiraan proporsi penduduk usia kerja yang terlibat aktif dalam angkatan kerja. Tingkat Pengangguran Terbuka (TPT) adalah proporsi populasi usia kerja yang tidak aktif terlibat dalam angkatan kerja. Tingkat ini ditampilkan pada Tabel 3. Selama tahun 2021-2023, tingkat partisipasi angkatan kerja kabupaten ini menurun, sedangkan tingkat pengangguran meningkat sedikit.

Tabel 3. Tingkat partisipasi angkatan kerja dan tingkat pengangguran terbuka di Kabupaten Kediri tahun 2021-2023 (Sumber: [BPS Jawa Timur](#)).

Metrik (dalam %)	Tahun		
	2021	2022	2023
Partisipasi angkatan kerja	69,34	68,73	68,74
Tingkat pengangguran	5,15	6,83	5,79



Jumlah pekerja menurut pendidikan tertinggi dari tahun 2023 disajikan pada Tabel 4. Secara keseluruhan, angkatan kerja didominasi oleh pekerja yang pendidikan teringginya adalah lulusan sekolah dasar. Kelompok terbesar kedua adalah lulusan sekolah menengah atas, diikuti oleh sekolah menengah pertama.

Tabel 4. Pekerja menurut pendidikan tertinggi (orang) di Kabupaten Kediri mulai 2023 (Sumber: [BPS Kabupaten Kediri](#))

Pencapaian pendidikan	Bekerja	Menganggur	Jumlah Penduduk Aktif Secara Ekonomi	Persentase Pekerja yang Aktif Secara Ekonomi (%)
Sekolah dasar (SD)	335.616	10.376	345.992	97,00
Sekolah menengah pertama (SMP)	198.719	12.547	211.266	94,06
Sekolah menengah atas (SMA)	254.052	24.517	278.569	91,20
Universitas	69.337	5.313	7.465	92,88
Total	857.724	52.753	910.477	94,21

Angka Partisipasi Murni dalam data demografis mewakili rasio antara jumlah pendaftaran untuk kelompok usia yang sesuai dengan usia sekolah resmi di tingkat dasar atau menengah, dengan total populasi pada kelompok usia yang sama pada tahun tertentu. Angka ini ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5. Angka Partisipasi Murni di Kabupaten Kediri tahun 2021-2023 (Sumber: [BPS Kabupaten Kediri](#)).

Angka partisipasi murni	Tahun		
	2021	2022	2023
Tingkat pendidikan Sekolah dasar	98,77	97,26	97,53
Sekolah menengah pertama	87,12	86,65	88,53
Sekolah menengah atas	68,77	69,12	72,75

Tabel 6 menunjukkan jumlah fasilitas pendidikan di Kabupaten Kediri. Di antara tingkat pendidikan yang berbeda. Jumlah fasilitas pendidikan terbesar adalah taman kanak-kanak (TK), diikuti oleh sekolah dasar (SD), sekolah menengah pertama (SMP), dan sekolah menengah atas (SMA/SMK). Selain itu, jumlah perguruan tinggi tercatat sebanyak delapan unit.

Tabel 6. Fasilitas pendidikan di Kabupaten Kediri Tahun 2021 (Sumber: [BPS Kabupaten Kediri](#)).

Jenis sekolah	Jumlah fasilitas
Sekolah dasar (SD)	342
Sekolah menengah pertama (SMP)	143



Jenis sekolah	Jumlah fasilitas
Sekolah menengah atas (SMA)	64
Sekolah menengah kejuruan (SMK)	42
Universitas	8

Indeks Pembangunan Manusia (HDI) mengukur pencapaian pembangunan manusia berdasarkan sejumlah komponen dasar kualitas hidup, yang didasarkan pada tiga dimensi:

- Hidup panjang dan sehat (melalui angka harapan hidup saat lahir);
- Pengetahuan (melalui indikator angka melek huruf dan rata-rata lama sekolah), dan
- Kehidupan yang layak (melalui indikator daya beli masyarakat untuk sejumlah kebutuhan pokok).

Indeks Pembangunan Manusia di Kabupaten Kediri dari tahun 2021 hingga 2023 mengalami kenaikan, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Indeks Pembangunan Manusia, Indeks Pemberdayaan Gender, dan Indeks Pembangunan Gender di Kabupaten Kediri pada tahun 2021-2023 (Sumber: [BPS Kabupaten Kediri](#) dan [BPS](#)).

Metrik	Tahun		
	2021	2022	2023
Indeks Pembangunan Manusia	73,31	74,20	74,68
Indeks Pemberdayaan Gender	71,64	73,20	73,36
Indeks Pembangunan Gender	92,90	92,85	93,25

Indeks Pemberdayaan Gender (GEI) mengukur ketidaksetaraan gender dalam tiga dimensi mendasar:

- Partisipasi dan pengambilan keputusan dalam hal ekonomi;
- Partisipasi dan pengambilan keputusan dalam hal politik; dan
- Kekuasaan atas sumber daya ekonomi.

GEI di kabupaten dari tahun 2021 hingga 2023 menunjukkan peningkatan secara keseluruhan, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 7.

Indeks Pembangunan Gender (GDI) adalah ukuran ketidaksetaraan gender berdasarkan pencapaian dalam tiga dimensi mendasar:

- Kesehatan (melalui angka harapan hidup wanita dan pria saat lahir);
- Pendidikan (melalui perkiraan lama bersekolah bagi anak-anak perempuan dan laki-laki, dan rata-rata lama bersekolah untuk orang dewasa perempuan dan laki-laki usia 25 tahun dan lebih tua); dan
- Penguasaan atas sumber daya ekonomi (via perkiraan pendapatan perempuan dan laki-laki).

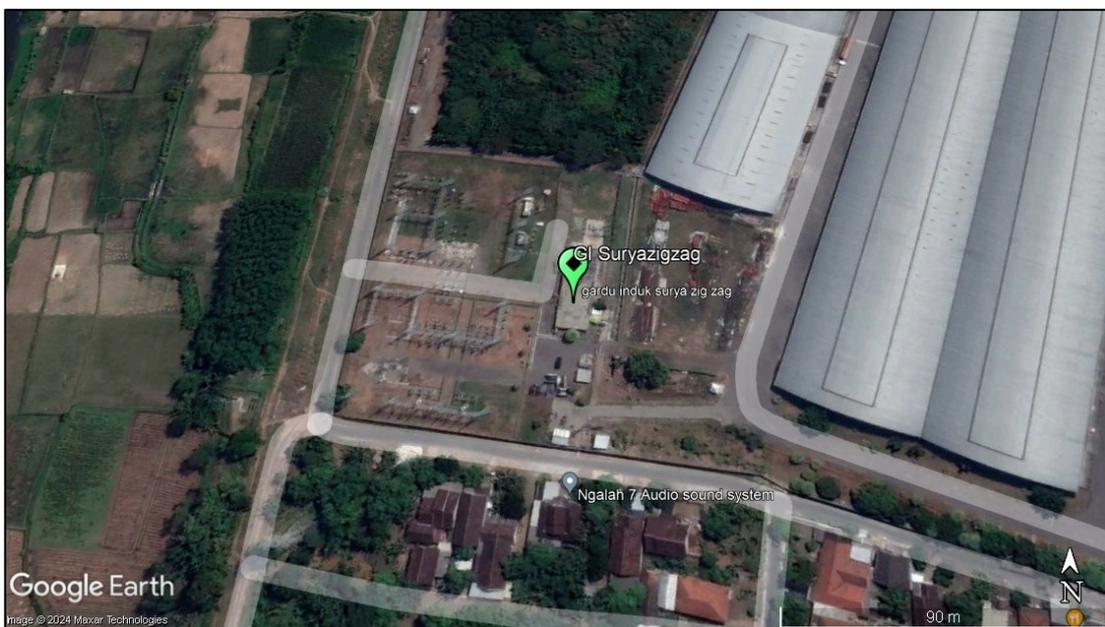
GDI di kabupaten tersebut dari tahun 2021 hingga 2023 menunjukkan tren yang secara umum meningkat, meskipun pada tahun 2022 sedikit menurun, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 7.



2.7 Desain jaringan transmisi

2.7.1 Titik koneksi

Berdasarkan lokasi tata letak PLTB awal yang dibayangkan, titik koneksi terdekat ke jaringan PLN yang ada telah ditentukan. Gardu induk Surya Zig Zag 150 kV yang terletak di utara desa Kediri dipilih untuk studi ini. Foto udara gardu induk ini disertakan dalam Gambar 32. Karena studi saat ini tidak termasuk studi interkoneksi jaringan listrik, diasumsikan bahwa PLTB dapat dihubungkan ke jaringan yang ada, hal ini tidak mempengaruhi fungsi jaringan secara negatif, dan oleh karena itu sistem baterai tidak diperlukan. Selain itu, diasumsikan bahwa busbar tersedia di gardu induk untuk menghubungkan PLTB dengan gardu induk.

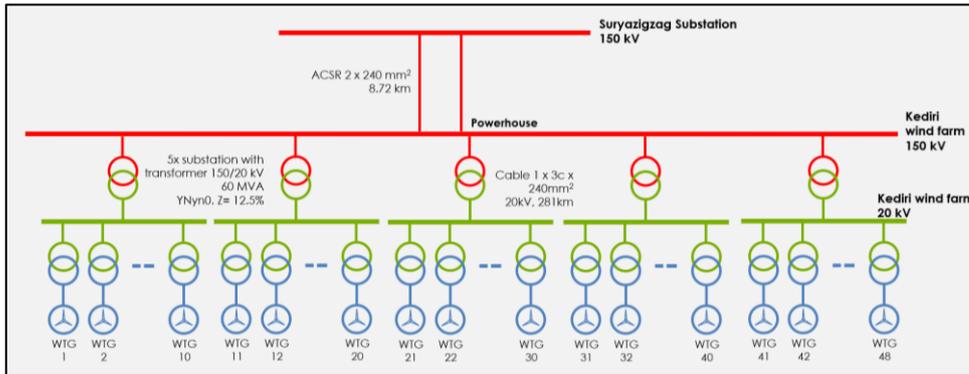


Gambar 32. Lokasi gardu induk PLN Surya Zig Zag 150 kV. Sumber: Google Maps.

2.7.2 Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi

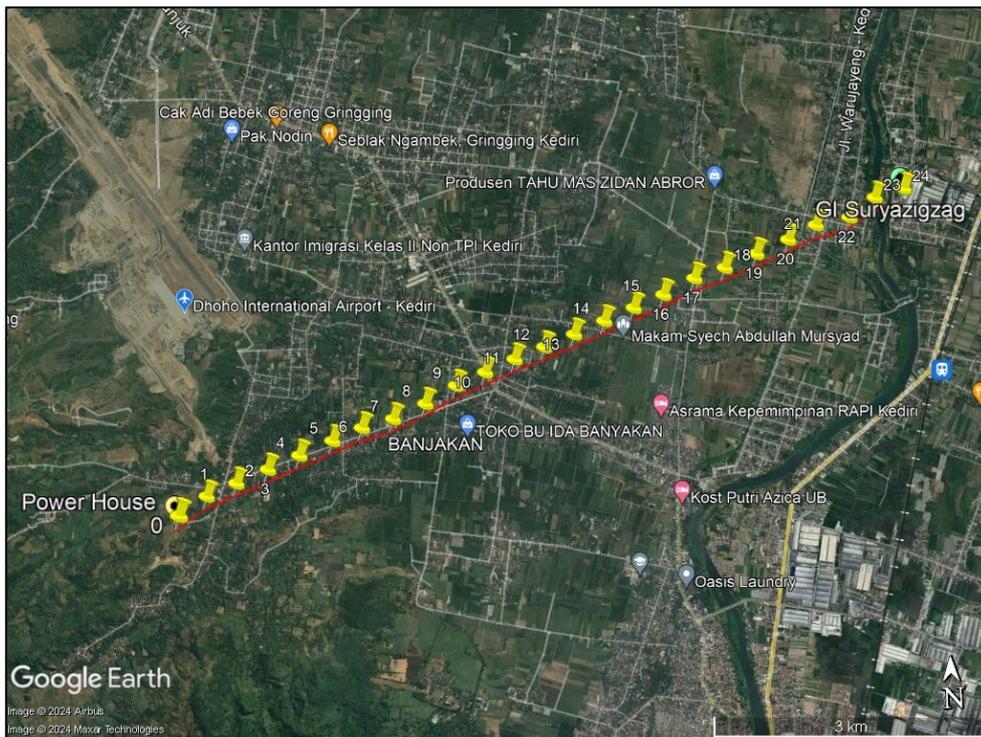
Pada Gambar 33, desain skematis jaringan transmisi dan distribusi diilustrasikan. Masing-masing 48 turbin angin akan memiliki keluaran 20 kV (melalui transformator 5 MVA per turbin angin) yang didistribusikan melalui kabel distribusi. Per rangkaian dengan maksimal 10 turbin angin, listrik yang dihasilkan didistribusikan ke salah satu dari lima gardu induk di PLTB. Di gardu induk ini, tegangan diubah menjadi 150 kV.

Dari gardu induk, kabel 150 kV disatukan dan dihubungkan ke rumah pembangkit di perbatasan PLTB. Saluran transmisi udara mengangkut listrik yang dihasilkan dari rumah pembangkit ke titik koneksi, gardu induk Surya Zig Zag.



Gambar 33. Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi di PLTB Kediri yang dibayangkan.

Saluran transmisi udara antara rumah pembangkit dan gardu induk PLN diasumsikan sebagai garis lurus antara kedua lokasi, meliputi 9 km seperti yang divisualisasikan pada Gambar 34. Sebanyak 25 menara transmisi direncanakan dengan jarak perantara antar menara sebesar 340-450 m.



Gambar 34. Representasi skematis posisi saluran transmisi udara antara rumah pembangkit dan gardu induk Surya Zig Zag.

2.8 Asesmen keluaran energi

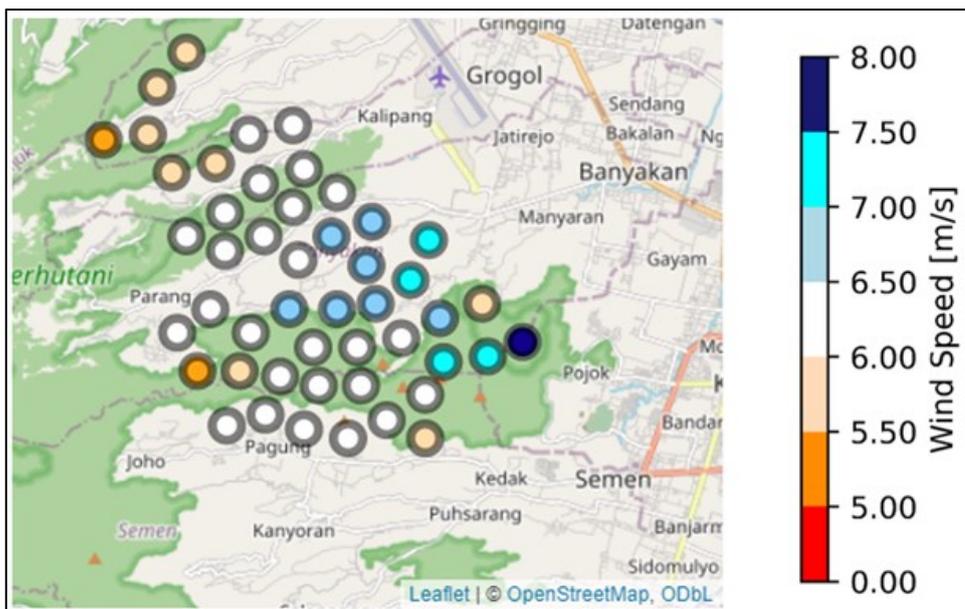
Keluaran energi disajikan sebagai rata-rata tahunan dan oleh karena itu disebut Produksi Energi Tahunan (*Annual Energy Production/AEP*). AEP bruto dimodelkan dengan menggabungkan iklim angin jangka panjang yang dihitung dan spesifikasi turbin angin dari kurva dayanya.



Untuk asesmen keluaran energi PLTB Kediri, kecepatan angin jangka panjang ditentukan berdasarkan Simulasi Eddy Besar (*Large-Eddy Simulations/LES*) dengan model ASPIRE dari Whiffle. Kekuatan utama dari model LES ini adalah kemampuannya untuk memberikan representasi terperinci dari pola aliran yang kompleks. Hal ini penting karena WTG yang dipertimbangkan sebagian ditempatkan di dataran yang kompleks dengan intensitas turbulensi tinggi.

Resolusi horizontal LES adalah 100 m dan resolusi dalam arah vertikal adalah 40 m. Klimatologi didasarkan pada pilihan 50 hari representatif yang dipilih antara tahun 2002 dan 2024. Pemilihan dilakukan berdasarkan data kecepatan angin dari titik *grid* ERA5 terdekat pada ketinggian 100 m dan memperhitungkan variasi iklim angin akibat El Niño dan La Niña.

Gambar 35 menunjukkan klimatologi yang dihasilkan di lokasi WTG. Kecepatan angin jangka panjang yang dimodelkan, yang dirata-ratakan dari semua 48 WTG pada ketinggian naf yang direncanakan yaitu 140 m, adalah 6,3 m/s. Harus dicatat bahwa kecepatan angin rata-rata di *Global Wind Atlas* (GWA) lebih tinggi (6,8 m/s). Namun demikian, verifikasi model numerik melalui pengukuran sangat penting, dan dalam hal ini, model LES yang lebih rumit digunakan untuk analisis lebih lanjut.



Gambar 35. Hasil kecepatan angin rata-rata jangka panjang dengan model ASPIRE pada ketinggian 140 m di lokasi turbin. Lingkaran berbatas hitam mewakili turbin angin, sedangkan warna di dalam lingkaran menunjukkan kecepatan angin rata-rata jangka panjang masing-masing.

Untuk beberapa lokasi turbin, kecepatan angin yang dimodelkan berada di bawah ambang batas 6 m/s. Dengan mempertimbangkan arah angin selatan yang berlaku, kemungkinan besar keenam lokasi turbin barat laut memiliki kecepatan angin terendah. Oleh karena itu, lokasi ini mungkin tidak disertakan pada putaran pengoptimalan berikutnya. Dalam penelitian masa depan, beberapa posisi turbin selatan mungkin juga dapat dioptimalkan.

AEP kemudian dihitung berdasarkan kurva daya WTG referensi 4 MW dengan diameter rotor hampir 170 m dan ketinggian naf 140 m.



2.8.1 Rugi-rugi energi

AEP neto dihitung dengan mengurangi rugi-rugi produksi energi dari AEP bruto. Hal ini merupakan rugi-rugi karena sejumlah penyebab, seperti tidak tersedianya turbin angin dan rugi-rugi terkait kinerja atau rugi-rugi kelistrikan. Rugi-rugi ini ditentukan baik oleh perhitungan atau oleh penilaian ahli dan dimasukkan sebagai nilai persentase AEP tidak termasuk rugi-rugi olakan.

Dalam laporan ini, AEP neto ditampilkan sebagai AEP P50. Nilai P50 adalah tingkat keyakinan statistik yang menunjukkan nilai AEP yang dapat dilampaui dengan probabilitas 50%. Dengan kata lain, P50 AEP adalah produksi energi tahunan rata-rata yang diperkirakan selama masa pakai PLTB. Tabel 8 menyajikan perkiraan rugi-rugi pada tingkat PLTB.

Tabel 8. Rugi-rugi yang diperkirakan di tingkat PLTB.

Kategori	Tipe rugi-rugi energi	Jumlah	Keterangan
Interaksi	Rugi-rugi olakan [%]	8,6%	Rugi-rugi olakan adalah pengaruh agregat pada produksi energi oleh PLTB, yang dihasilkan dari perubahan kecepatan angin yang disebabkan oleh <i>downwind</i> dari turbin angin satu sama lain. Rugi-rugi olakan dimodelkan menggunakan model standar NO Jensen (RISØ / EMD) (versi PARK2 – 2018) di windPRO, menghasilkan rugi-rugi olakan keseluruhan sebesar 8,6%.
	Rugi-rugi halangan [%]	0,0%	PLTB tidak hanya berinteraksi dengan kecepatan angin hilir (yaitu rugi-rugi olakan), tetapi juga berinteraksi dengan penurunan kecepatan angin hulu. Pengurangan kecepatan angin hulu ini disebut efek penyumbatan. Model <i>Self Similar</i> oleh Forsting (2016) ¹⁸ dengan parameterisasi linier digunakan untuk menghitung halangan. Halangan 0% diperkirakan untuk tata letak di Kediri.
Ketersediaan	Ketidakterediaan [%]	4,0%	Rugi-rugi produksi ini berkaitan dengan periode turbin angin yang tidak beroperasi karena pemeliharaan, kerusakan dan reorientasi nasel. Rugi-rugi sebesar 4,0% diperhitungkan untuk PLTB dengan lebih dari 5 WTG.
	<i>Balance of Plant</i> [%]	0,1%	Rugi-rugi <i>Balance of Plant</i> terjadi karena tidak tersedianya transformator stasiun atau jalan akses dan karenanya menghambat operasi normal PLTB.
	Waktu henti jaringan listrik [%]	0,5%	Rugi-rugi waktu henti jaringan disebabkan oleh tidak tersedianya jaringan dari operator jaringan listrik.

¹⁸ Meyer Forsting, A. R., Troldborg, N., & Gaunaa, M. (2016). The flow upstream of a row of aligned wind turbine rotors and its effect on power production. *Wind Energy*, 20(1), 63–77.



Kategori	Tipe rugi-rugi energi	Jumlah	Keterangan
Performa	Rugi-rugi kurva daya [%]	2,0%	Rugi-rugi kurva daya adalah hasil dari operasi turbin angin yang kurang optimal. Hal ini terjadi ketika turbin angin beroperasi di luar kondisi desain kurva daya. Rugi-rugi kinerja konservatif sebesar 2,0% diasumsikan karena tidak ada kurva daya spesifik lokasi yang tersedia
	Histerisis angin kencang [%]	0,5%	Pada kecepatan angin <i>cut-out</i> , turbin angin dimatikan sebagai tindakan pencegahan keamanan. Model perhitungan mengasumsikan bahwa turbin angin beroperasi penuh sampai kecepatan angin <i>cut-out</i> dan dimatikan dari titik itu. Pada kenyataannya, jika kecepatan angin berfluktuasi di sekitar kecepatan angin <i>cut-out</i> , turbin angin akan mati sampai kecepatan angin di bawah kecepatan angin <i>re-cut</i> . Rugi-rugi sebesar 0,5% diasumsikan.
	Ketidaksejajaran geleng [%]	0,0%	Rugi-rugi ketidaksejajaran geleng disebabkan oleh ketidakmampuan WTG untuk menyelaraskan diri sepenuhnya dengan arah angin aktual dan karenanya kehilangan potensi produksi. Alasannya bisa jadi sistem operasi lama yang tidak mampu mengukur arah angin saat ini secara akurat. Hal ini diasumsikan tidak akan terjadi.
Kelistrikan	Rugi-rugi kelistrikan [%]	2,0%	Rugi-rugi kelistrikan pada kabel daya terjadi karena resistensi kabel, yang meningkatkan suhu kabel dan mengakibatkan hilangnya daya ini. Nilai konservatif diasumsikan sebesar 2,0%.
	Rugi-rugi transformator [%]	1,0%	Transformator WTG mengonsumsi energi saat level tegangan meningkat. Karena rugi-rugi transformator tidak tergabung dalam kurva P-V, rugi-rugi sebesar 1,0% diasumsikan.
	Konsumsi listrik WTG [%]	0,1%	Turbin angin membutuhkan listrik untuk mendukung kegiatan operasional seperti sistem perangkat lunak. Rugi-rugi energi sebesar 0,1% diasumsikan.
Lingkungan	Pemhatian karena lapisan es, petir dll. [%]	0,3%	Pemhatian merupakan tindakan keamanan yang diperlukan selama periode dingin ketika es menumpuk di sudu atau selama badai petir. Tidak ada lapisan es yang diperkirakan di lokasi ini. Rugi-rugi akibat petir sebesar 0,3% diasumsikan.
	Degradasi sudu [%]	1,3%	Seiring waktu, efisiensi aerodinamis sudu turbin angin menurun karena degradasi. Untuk turbin angin darat, ini terutama disebabkan oleh bahan organik, partikel debu, dan partikel lainnya yang terakumulasi pada sudu. Efek ini menumpuk dari waktu ke waktu. Rugi-rugi degradasi



Kategori	Tipe rugi-rugi energi	Jumlah	Keterangan
			tahunan sebesar 0,1% diasumsikan. Selama masa pakai 25 tahun, diperkirakan rugi-rugi sebesar 1,3%.
	Suhu tinggi dan rendah [%]	2,0%	Penurunan suhu terjadi ketika turbin angin beroperasi di luar kisaran suhu operasi. Rugi-rugi diperkirakan 2,0%.
	Pertumbuhan & penebangan pohon [%]	0,0%	Turbin angin diposisikan di hutan dan perubahan ketinggian pohon atau penebangan pohon dapat menyebabkan kekasaran yang berbeda dan perubahan kecepatan angin. Namun, karena ketinggian pohon yang terbatas (sekitar 15 m), dan tidak ada penebangan pohon yang substansial yang diperkirakan, dalam hal ini tidak ada kerugian tambahan yang diperhitungkan.
Pembatasan	Pembatasan jaringan [%]	0,0%	Rugi-rugi akibat pembatasan jaringan tidak dipertimbangkan untuk PLTB ini.
	Pembatasan kebisingan [%]	0,0%	Turbin angin beroperasi dalam mode daya yang mengurangi kebisingan untuk meminimalkan tingkat kebisingan di rumah-rumah terdekat. Karena lokasi ini terletak di daerah terpencil, tidak ada rugi-rugi yang diharapkan.
	Pembatasan kedipan bayangan [%]	0,0%	Kedipan bayangan adalah efek ketika sudu rotor secara berkala menimbulkan bayangan ke area tertentu. Pembatasan kedipan bayangan diperkenalkan dengan tujuan mengurangi efek signifikan pada perumahan. Karena lokasi ini terletak di daerah terpencil, tidak ada rugi-rugi yang diperkirakan.
	Mitigasi burung/kelelawar [%]	0,0%	Analisis lengkap tentang habitat potensial burung dan/atau kelelawar yang dilindungi akan dilakukan dalam studi kelayakan. Pada saat ini, rugi-rugi ini diasumsikan 0,0%.
	Manajemen sektor angin [%]	0,0%	Untuk menjamin masa pakai WTG yang diharapkan, apa yang disebut dengan studi Asesmen Lokasi dilakukan oleh produsen WTG. Ketika Asesmen Lokasi ini menunjukkan beban yang melebihi pada komponen WTG, berdasarkan kondisi iklim tertentu, ada kebutuhan untuk mengubah mode operasi normal WTG ke program alternatif. Hal ini sering termasuk penerapan mode daya yang dikurangi yang sering mengakibatkan rugi-rugi produksi. Pada saat ini diasumsikan 0,0%.



Kategori	Tipe rugi-rugi energi	Jumlah	Keterangan
Sub-total rugi-rugi non-interaksi [%]		13,0%	Akumulasi semua rugi-rugi yang disebutkan di atas, tidak termasuk rugi-rugi olakan. Berdasarkan $1 - (1 - \text{rugi-rugi A}) * (1 - \text{rugi-rugi B}) * (1 - \text{rugi-rugi C}) * \dots$ dll.
Total rugi-rugi [%]		20,5%	Akumulasi semua rugi-rugi yang disebutkan di atas, termasuk rugi-rugi olakan. Berdasarkan $1 - (1 - \text{rugi-rugi A}) * (1 - \text{rugi-rugi B}) * (1 - \text{rugi-rugi C}) * \dots$ dll.

2.8.2 Keluaran energi termasuk ketidakpastian

Memasukkan ketidakpastian model mengarah pada peningkatan keandalan penilaian sumber daya angin. Biasanya, P90 AEP digunakan untuk mengekspresikan dampak ketidakpastian. P90 adalah tingkat kepercayaan statistik yang menunjukkan nilai AEP yang dapat dilampaui dengan probabilitas 90%. Ketika distribusi probabilitas normal diasumsikan, nilai Pxx ditemukan melalui rumus berikut: $P90 = P50 * (1 - 1,28 * \sigma)$. Ketidakpastian [dalam %] ditetapkan sebagai σ .

Di sini kami mengasumsikan ketidakpastian konservatif sebesar 20% karena perhitungan murni didasarkan pada model numerik dan tidak ada pengukuran yang dilakukan di tempat pada tahap ini. Nilai P90 yang dihasilkan diberikan pada

Tabel 9. Keluaran energi untuk semua 48 WTG di PLTB Kediri

Parameter [Satuan]	Jumlah
Jumlah WTG baru	48
Nilai Daya per WTG [MW]	4,0
Total Nilai Daya [MW]	192,0
Diameter rotor [m]	~170
Tinggi naf [m]	140
Kepadatan udara [kg/m ³]	0,986
Kecepatan angin [m/s]	6,3
Hasil bruto [MWh/th]	652.994
Hasil bruto termasuk efek olakan [MWh/th]	603.366
P50 [MWh/th]¹⁹	519.135
P90 (25 th) [MWh/th]	386.075
P50 [jam/th]	2.704

¹⁹ Perhatikan bahwa nilai P50 didasarkan pada perhitungan LES dengan kecepatan angin rata-rata lebih tinggi dari *Global Wind Atlas*. Kedua model didasarkan pada data model ERA5 yang mendasarinya. Ketidakpastian dalam AEP akan berkurang setelah pengukuran di lokasi dilakukan. Sampai pengukuran dilakukan, hasil penelitian ini harus diinterpretasikan dengan hati-hati.



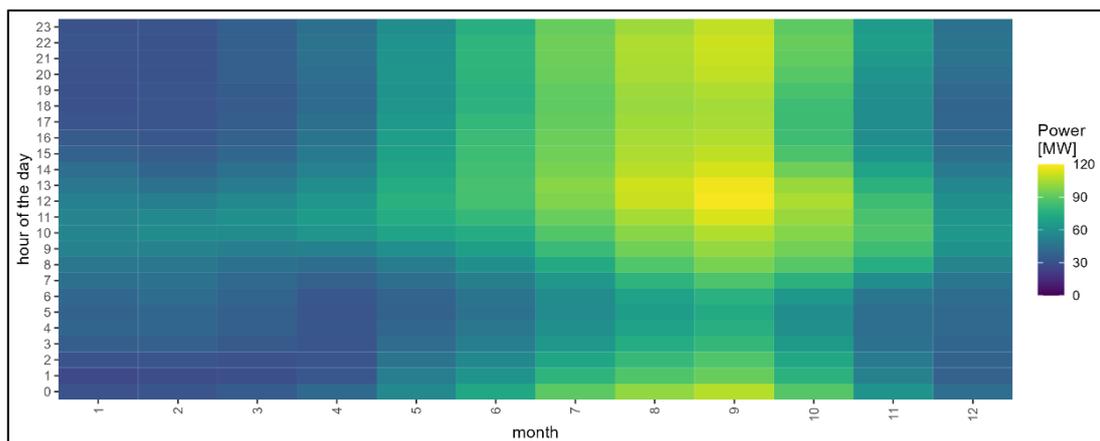
P90 (25 th) [jam/th]

2.011

2.8.3 Variasi keluaran daya

Dalam Subbagian 2.8.2, kami telah memberikan perkiraan produksi tahunan P50, setara dengan 519.135 MWh per tahun. Sebelumnya, selama penilaian sumber daya angin pertama di Subbagian 2.2.2 kami telah menunjukkan bahwa untuk lokasi ini terdapat variasi yang besar dalam kecepatan angin sepanjang tahun, dengan kecepatan angin tertinggi selama bulan-bulan musim panas. Variabilitas ini memiliki efek langsung terhadap total keluaran daya PLTB pada saat-saat tertentu dalam setahun.

Gambar 36 menunjukkan keluaran daya PLTB rata-rata untuk setiap bulan, dibagi lagi menjadi jam selama sehari penuh. Data masukan untuk angka ini berasal dari pemodelan ASPIRE yang dikombinasikan dengan variabilitas rata-rata EMD-WRF dalam kecepatan angin sepanjang tahun. Ilustrasi grafis ini relevan untuk diperhitungkan dalam studi kelayakan interkoneksi jaringan listrik pada studi selanjutnya untuk lokasi proyek ini.



Gambar 36. Gambaran umum variasi bulanan dari keluaran daya rata-rata PLTB per jam dalam sehari berdasarkan nilai P50 dari Subbagian 2.8.2 dalam kombinasi dengan variasi bulanan dan per jam dalam kecepatan angin dari EMD-WRF (lihat juga Gambar 8).

2.9 Asesmen kasus bisnis

2.9.1 Asumsi komponen

Untuk menentukan kasus bisnis untuk PLTB, perlu untuk mengukur parameter biaya input dan menentukan asumsi yang digunakan. Ini dikategorikan dalam:

- Pekerjaan persiapan
- Turbin angin
- Pekerjaan sipil
- Pekerjaan kelistrikan
- Pengeluaran operasional

Dalam subparagraf berikut, masing-masing kategori di atas dijelaskan lebih lanjut.



Pekerjaan persiapan

Pekerjaan persiapan berikut harus dilaksanakan sebelum dimulainya sebagian besar pekerjaan desain dan pastinya sebelum dimulainya konstruksi. Biaya untuk pekerjaan persiapan ini termasuk dalam kasus bisnis:

- Studi pra-kelayakan
- Studi kelayakan penuh
- Penilaian dampak jaringan listrik
- Pengajuan izin
- Survei
 - Topografi
 - Evaluasi pelabuhan
 - Kondisi jalan
 - Geologi
 - Geoteknik
 - Lingkungan
 - Sosial
- Pengukuran angin (7 tiang pengukuran meteorologis selama 1 tahun)
- Pembebasan lahan, dengan asumsi Rp 200.000 /m² + pajak 5% untuk tanah kualitas rendah, Rp 520.000 /m² + 5% untuk lahan subur sedang, yang akan digunakan untuk:
 - Permukaan jalan baru
 - Permukaan diameter rotor
 - Permukaan peningkatan jalan
 - Permukaan rumah pembangkit dan gardu induk
 - Permukaan menara transmisi

Turbin angin

Jumlah yang relevan untuk pemasangan 23 turbin angin di PLTB ditunjukkan pada Tabel 10.

Tabel 10. Jumlah turbin angin yang relevan untuk PLTB Kediri yang dibayangkan.

Komponen utama	Jumlah
Nasel termasuk generator (4 MW)	48 buah
Sudu (85 m)	144 buah
Segmen menara (tinggi total 140m)	288 buah

Selanjutnya, asumsi (biaya) berikut digunakan dalam kasus bisnis:

- Produsen turbin angin Republik Rakyat Tiongkok (RRT) digunakan sebagai turbin referensi. Pabrik ini sejauh ini memiliki rekam jejak terbatas di luar RRT tetapi dapat menawarkan harga yang kompetitif. Jaminan kualitas melalui referensi klien, sertifikasi internasional, tes penerimaan pabrik, tes penerimaan lokasi, garansi kualitas, dll. diperlukan;
- Semua komponen turbin angin dikirim dari RRT ke Pelabuhan Surabaya dan melalui transportasi darat membawa lokasi PLTB;



- Diasumsikan bea masuk sebesar 5% berlaku untuk generator dan sudu, dan sebesar 15% untuk bagian menara²⁰;
- Biaya tersebut sudah termasuk transportasi, sewa *crane*, instalasi, dan *commissioning*.

Pekerjaan sipil

Kuantitas yang relevan untuk pekerjaan sipil yang diperlukan untuk pemasangan 20 turbin angin di PLTB ditunjukkan pada Tabel 11.

Tabel 11. Daftar asumsi tentang komponen pekerjaan sipil.

Komponen utama	Sub-komponen	Jumlah
Jalan (termasuk desain, bahan, transportasi, tenaga kerja)	Pembangunan jalan berkerikil baru di dalam lokasi PLTB	59 km
	Peningkatan jalan yang sudah ada	11 km
Memperkuat jembatan (termasuk desain, bahan, transportasi, tenaga kerja)	Penguatan jembatan beton	5 jembatan
Jembatan baru	Dua jembatan beton baru (panjang 15 m) harus dibangun di jalan akses selatan.	2 jembatan
Fondasi (termasuk desain, bahan, transportasi, tenaga kerja)	Jangkar (72 per fondasi)	3.456 buah
	Kandang jangkar	48 buah
	Beton (230 m ³ per fondasi)	11.040 m ³
	Baja (35 ton per fondasi)	1.680 ton
Crane hardstand (termasuk desain, bahan, transportasi, tenaga kerja)	<i>Crane hardstands</i> (50 x 100 m) menggunakan kerikil	48 <i>hardstand</i>

Selanjutnya, asumsi (biaya) berikut digunakan dalam kasus bisnis:

- Pekerjaan sipil termasuk desain, material, transportasi, dan tenaga kerja;
- Ada risiko biaya tambahan (tersembunyi) yang substansial. Misalnya, kebutuhan untuk memperkuat dermaga pembongkaran di pelabuhan atau untuk membuat area *lay-down* yang besar karena tantangan logistik di pelabuhan. Hal ini memerlukan analisis lebih lanjut dalam studi kelayakan berikutnya;
- Jumlah biaya yang digunakan dalam kasus bisnis didasarkan pada praktik terbaik, penelitian sekunder dan kunjungan lapangan terbatas yang menimbulkan ketidakpastian yang signifikan dalam asumsi biaya.

Pekerjaan kelistrikan

Daftar kuantitas untuk pekerjaan kelistrikan berikut telah ditentukan untuk PLTB pada Tabel 12.

²⁰ Asumsi berdasarkan laporan PwC berjudul *Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide* (Agustus 2023, Edisi ke-7)



Tabel 12. Daftar asumsi pada komponen pekerjaan kelistrikan.

Komponen utama	Sub-komponen	Jumlah
Saluran transmisi (19 km, 48 menara)	Menara transmisi	25 unit
	Konduktor	1 set
	Isolator dan fitting; Tipe Normal	1 set
	Kabel <i>ACSR Hawk</i> 240 mm ²	1 set
	Kabel GSW 70 mm ²	1 set
	Kabel OPGW 70 mm ²	1 set
Rumah pembangkit (1 untuk seluruh PLTB)	<i>Switchgear MV</i> yang masuk	48 unit
	<i>Switchgear LV</i>	1 unit
	<i>DC Supplies</i>	1 unit
	Proteksi petir	1 unit
	Kabel 2x3C 300 mm	567 m
Pekerjaan kelistrikan PLTB (antara pembangkit listrik, gardu induk, dan turbin angin)	Transformator 20 kV (5 MVA)	48 unit
	<i>Switchgear</i>	48 unit
	Kabel MVAC (1 x 3c x 240) 50 dan 300 meter	281 km
	Sistem Penumbumian	1 set
	Sistem Kontrol &; Pemantauan	1 set
	Sistem Proteksi Kebakaran	1 set
	Sistem Hidran	1 set
	Fasilitas Air (Bersih dan Kotor)	1 set
Gardu induk (lima untuk seluruh PLTB)	Transformator 150/20 kV 30 MVA	5 unit
	Resistor <i>Grounding</i> Netral	5 unit
	<i>Switchyard</i>	1 unit
	<i>Bay</i> masuk/keluar, <i>coupler</i> , <i>busbar</i> , Panel RCP	5 set
	<i>Switchgear LV</i>	1 set
	Sistem SAS/SCADA	1 set

Selanjutnya, asumsi (biaya) berikut digunakan dalam kasus bisnis:

- Pekerjaan kelistrikan termasuk desain, bahan, transportasi dan tenaga kerja;
- Karena studi saat ini tidak termasuk studi kelayakan interkoneksi jaringan listrik, diasumsikan bahwa PLTB dapat dihubungkan ke jaringan yang ada, tidak mempengaruhi fungsi jaringan secara negatif, dan oleh karena itu tidak diperlukan sistem baterai; dan
- Diasumsikan bahwa *busbar* tersedia di gardu induk untuk menghubungkan PLTB dengan gardu induk.



Pengeluaran operasional

Biaya berikut diperkirakan akan dikeluarkan ketika PLTB mulai beroperasi (juga disebut sebagai *Commercial Operation Date* atau CoD) hingga akhir masa pakai desain PLTB (25 tahun):

- Biaya pemeliharaan dan layanan turbin angin, pekerjaan sipil dan pekerjaan kelistrikan
- Biaya operasi bisnis, misalnya manajemen aset, manajemen keuangan, manajemen PJBL, dll.
- Tidak diperlukan kompensasi untuk penggunaan lahan hutan
- Asuransi (misalnya asuransi kerusakan mesin, kewajiban pihak ketiga)

2.9.2 Asumsi biaya

Dalam tabel di bawah ini Tabel 13, asumsi biaya per komponen biaya tercantum yang berfungsi sebagai masukan untuk kasus bisnis. Kasus bisnis membedakan antara DEVEX (belanja pengembangan atau *development expenditure*, sebelum CoD), CAPEX (belanja modal atau *capital expenditure*) dan OPEX (belanja operasional atau *operational expenditure*). Karena ketidakpastian dan informasi terbatas yang menjadi dasar asumsi biaya, kisaran biaya (sebagai persentase dari biaya dasar) didefinisikan untuk masing-masing komponen biaya. Persebaran kisaran biaya tergantung pada ketidakpastian asumsi biaya.

Misalnya, untuk pekerjaan sipil, asumsi biaya memiliki ketidakpastian yang tinggi karena pengaruh survei fisik terhadap keputusan desain dan oleh karena itu harga konstruksi. Biaya turbin angin memiliki persebaran yang lebih kecil karena ketidakpastian disebabkan terutama oleh fluktuasi global, bukan oleh keputusan desain (seri produk).

Akumulasi rentang biaya akhirnya mengarah pada total biaya investasi batas bawah, dasar, dan batas atas. Dari sini, biaya per MW dihitung, yang merupakan indikasi seberapa tinggi investasi untuk PLTB tertentu ini dibandingkan dengan rata-rata global (berada di USD 1,3 juta/MW untuk tahun 2024)²¹ dan ke-7 lokasi lainnya.

Tabel 13. Asumsi biaya per komponen biaya.

Komponen biaya	Biaya dasar termasuk PPN	Komentar	Kisaran biaya
Persiapan pekerjaan	USD 4.615.000	DEVEX: Sebelum Pemenuhan Pembiayaan	90% - dasar -120%
Manajemen proyek	USD 13.316.000	DEVEX: Sampai CoD	Dasar
Turbin angin	USD 133.790.000	CAPEX: termasuk transportasi dan instalasi	90% - dasar -120%
Pekerjaan sipil: fondasi	USD 19.234.000	CAPEX	80% - dasar -150%
Pekerjaan sipil: jalan	USD 23.712.000	CAPEX	80% - dasar -150%
Pekerjaan sipil: <i>crane hardstands</i>	USD 7.140.000	CAPEX	80% - dasar -150%

²¹ Sumber: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/actual-and-forecast-onshore-wind-costs-2016-2025>



Komponen biaya	Biaya dasar termasuk PPN	Komentar	Kisaran biaya
Pekerjaan kelistrikan	USD 44.600.000	CAPEX	90% - dasar -120%
Pembebasan lahan	USD 39.471.000	CAPEX	90% - dasar -150%
Kontingensi risiko	USD 21.306.000	DEVEX + CAPEX	Dasar
Total biaya investasi batas bawah (DEVEX + CAPEX)	USD 275.730.000	Biaya investasi per MW: USD 1.436.000	
Total biaya investasi dasar (DEVEX + CAPEX)	USD 307.995.000	Biaya investasi per MW: USD 1.604.000	
Total biaya investasi batas atas (DEVEX + CAPEX)	USD 389.374.000	Biaya investasi per MW: USD 2.028.000	
Pengeluaran operasional dasar (OPEX)	USD 5.602.000 / tahun	Biaya operasional per MW/tahun: USD 29.000	

2.9.3 Parameter keuangan

Asumsi parameter keuangan berikut diterapkan dalam kasus bisnis:

- PLTB memiliki masa pakai desain 25 tahun;
- Periode penyusutan 25 tahun;
- Konstruksi dimulai pada tahun 2028,
- Pengadaan komponen PLTB diasumsikan pada tahun 2026, di mana indeksasi tahunan sebesar 3% digunakan pada tingkat harga pada tahun 2024;
- Pengeluaran operasional akan diindeks sebesar 5%;
- *Gearing* pinjaman sebesar 70%, ekuitas sebesar 30%;
- Jangka waktu utang adalah 10 tahun, struktur pembayaran anuitas;
- Tingkat bunga utang adalah 9,0%;
- Pajak properti dan pajak perusahaan sudah termasuk;
- Semua biaya sudah termasuk PPN;
- Biaya manajemen proyek atas nama pengembang sampai CoD diasumsikan sebesar 5% dari total biaya;
- Anggaran kontingensi risiko diasumsikan sebesar 8% dari total biaya termasuk biaya manajemen proyek;
- Setelah 25 tahun, nilai sisa PLTB yang ditransfer adalah sebesar USD 0 ke PLN;
- Struktur tarif sesuai dengan Peraturan Presiden 112/2022 digunakan. Peraturan ini mendefinisikan sebagai berikut:
 - Tarif batas atas per kWh pada tahun 1-10 untuk PLTB >20 MW = 9,54 x faktor lokasi (menjadi 1,0 untuk jaringan listrik Jamali) = USD 9,54 sen/kWh
 - Tarif batas atas per kWh pada tahun 11-25 untuk PLTB >20 MW = USD 5,73 sen/kWh
 - Kasus bisnis mengasumsikan PJBL dengan tarif batas atas yang sudah dijelaskan di atas. Dalam praktiknya, pengembang mungkin harus bernegosiasi dengan PLN tentang hal ini yang akan mengarah pada tarif PJBL yang lebih rendah.



- Tidak ada pemisahan komponen untuk struktur tarif yang digunakan, yaitu pada O&M dan pekerjaan kelistrikan.
- Dalam PJBL, tidak ada Energi Kontrak Tahunan (*Annual Contracted Energy* atau ACE) yang berlaku.

2.9.4 Hasil asesmen kasus bisnis

Berdasarkan keluaran energi yang dihitung dalam Subbagian 2.8.2, asumsi biaya sebagaimana tercantum dalam Subbagian 2.9.2, dan parameter keuangan yang diasumsikan dalam Subbagian 2.9.3, kasus bisnis PLTB telah ditentukan untuk skenario biaya batas bawah, dasar, dan atas. Kasus bisnis ini mengarah pada hasil berikut:

Tabel 14. Hasil asesmen kasus bisnis.

Hasil kasus bisnis	Skenario biaya batas bawah	Skenario biaya batas dasar	Skenario biaya batas atas
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR) Proyek (sebelum pajak) di P50	9,96%	8,09%	4,61%
Rata-rata <i>Debt Service Coverage Ratio</i> (DSCR) di P90	0,83	0,76	0,61
Laba bersih di P50 selama 25 tahun	USD 168.362.000	USD 134.719.000	USD 55.086.000



3 Kesimpulan dan Rekomendasi

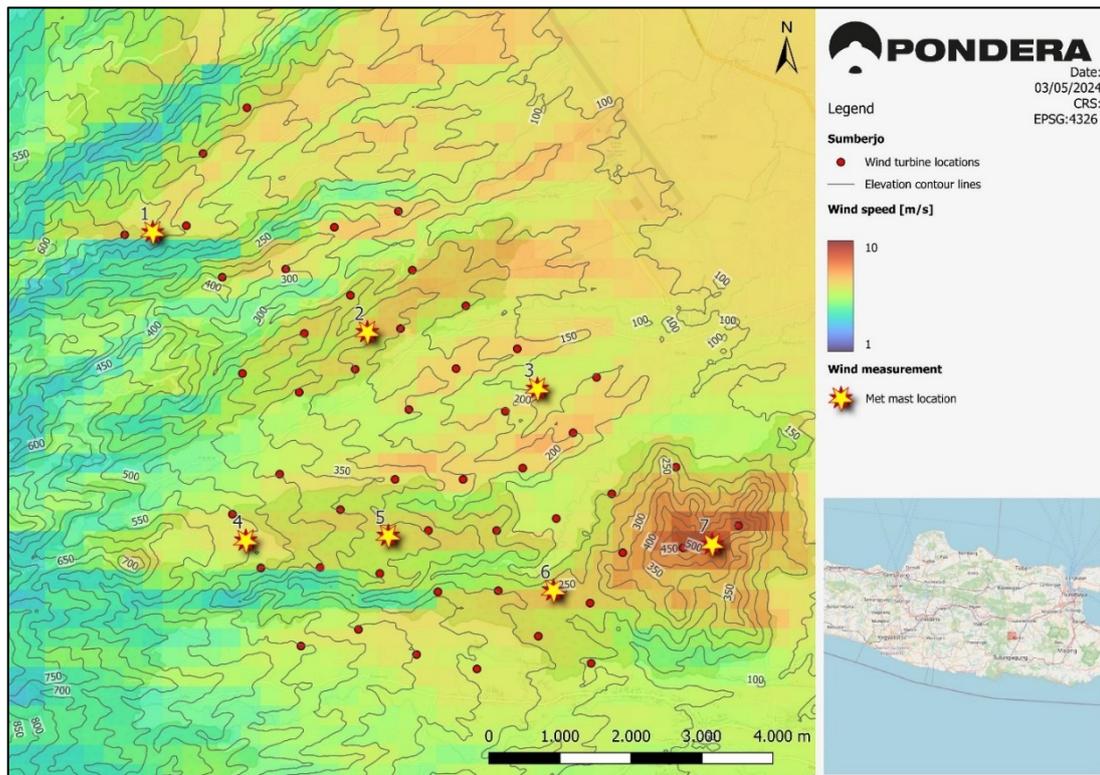
Berdasarkan analisis yang dilakukan, disimpulkan bahwa kelayakan tekno-ekonomi PLTB di wilayah Kediri secara keseluruhan memerlukan peningkatan. Penyebab utama hal ini adalah kecepatan angin yang lebih rendah dari yang diharapkan di lokasi turbin angin tertentu. Meskipun penilaian sumber daya angin awal hanya mencakup area dengan kecepatan angin rata-rata tahunan di atas 6 m/s, selama tahap pemodelan angin, kecepatan angin jangka panjang di sepuluh lokasi turbin angin ternyata berada di bawah angka ini (lihat Gambar 35). Hal ini kemungkinan disebabkan oleh efek topografi pada karakteristik angin, yang pada tingkat lebih rendah menonjol ketika membuat peta kecepatan angin berdasarkan *Global Wind Atlas*.

Berdasarkan pemodelan angin, tampaknya kecepatan angin yang kurang menjanjikan ditemukan di sudut barat laut dan bagian barat dari PLTB yang dibayangkan. Oleh karena itu, kami merekomendasikan untuk mempertimbangkan kembali tata letak lokasi selama studi lanjutan. Kasus bisnis dapat ditingkatkan dengan kemungkinan mengecualikan beberapa lokasi turbin angin di wilayah barat untuk pengembangan di masa mendatang, dan memvalidasi kecepatan angin (dengan pengukuran angin). Pengecualian beberapa lokasi turbin angin masih dapat menghasilkan PLTB berukuran sekitar 120-150 MW.

Selain kurangnya sumber daya angin di beberapa lokasi turbin angin, PLTB yang dibayangkan mengandung risiko lain yang harus dipertimbangkan oleh pengembang dan investor. Hal ini dapat diringkas dalam daftar risiko non-limitatif berikut, termasuk rekomendasi tindakan mitigasi masing-masing:

- **Sumber daya angin:** Masih ada ketidakpastian yang signifikan pada sumber daya angin di daerah yang ditentukan oleh penelitian ini. Variasi hasil antara model yang berbeda menunjukkan bahwa validasi sumber daya angin di awal proses pengembangan sangat penting. Oleh karena itu disarankan agar pengukuran angin dilakukan di daerah tersebut. Maka, kami merekomendasikan untuk menempatkan tiang pengukuran meteorologis untuk pengumpulan data setidaknya selama satu tahun (lihat Gambar 37). Di latar belakang gambar tersebut adalah kecepatan angin dari *Global Wind Atlas* (GWA). Elevasi ditunjukkan dengan garis kontur. Titik berwarna merah menunjukkan lokasi turbin angin. Sementara itu, ikon kuning menunjukkan posisi global lokasi dari tiang pengukuran meteorologis yang direkomendasikan.

Tata letak turbin dimulai di kaki lereng sekitar 140 m dan naik hingga 500 m. Puncak gunung berapi sekitar 2.300 m. Untuk merekam kondisi lokasi rata-rata dengan tiang pengukuran meteorologis, kami sarankan untuk memasang setidaknya 7 tiang pengukuran meteorologis. Tiang pengukuran tersebut tersebar di seluruh lokasi untuk merekam variabilitas spasial. Di bagian tenggara daerah WTG, terdapat sebuah bukit kecil. Di lereng gunung berapi dan bukit, disarankan untuk mengukur tambahan dengan anemometer 3D ultrasonik. Hal ini diperlukan karena turbin kemungkinan besar akan mengalami naik-turunnya arus di punggung bukit. Dengan menggunakan anemometer ultrasonik 3D, kecepatan angin horizontal dan vertikal akan diukur. Anemometer ultrasonik 3D juga harus dipertimbangkan di wilayah utara.



Gambar 37. Lokasi tiang pengukuran meteorologis dan LIDAR yang direkomendasikan.

- **Penggunaan lahan dan perizinan:** Seperti yang dapat diperoleh dari Gambar 29 dan Subbagian 2.2.5, PLTB direncanakan kira-kira pada 70/30 antara area hutan/semak dan area tanaman. Untuk wilayah pertama, pengembang masa mendatang wajib memperoleh persetujuan dan izin khusus dari pihak berwenang; sedangkan untuk wilayah kedua, kesepakatan perlu dicapai dengan pemilik tanah, baik untuk memperoleh atau menyewa tanah tersebut. Mempertimbangkan tindakan yang diperlukan ini, penting juga bagi pengembang untuk menilai penggunaan / kepemilikan lahan secara lebih rinci di awal proses pembangunan. Pengembang direkomendasikan untuk terlebih dahulu melakukan pendekatan kepada pemilik lahan yang relevan tentang kemungkinan mencapai kesepakatan tentang lahan tersebut.
- **Transportasi:** Analisis aksesibilitas terbatas telah dilakukan untuk prospektus ini, menyimpulkan bahwa Pelabuhan Surabaya adalah titik awal yang paling cocok untuk transportasi melalui darat. Untuk memastikan bahwa pelabuhan di Surabaya cocok untuk pembongkaran dan penyimpanan komponen turbin angin, penilaian yang lebih ekstensif perlu dilakukan pada pelabuhan yang dapat memerlukan konsultasi dengan pemilik pelabuhan. Untuk studi kelayakan selanjutnya, kami merekomendasikan beberapa aspek untuk dianalisis lebih lanjut. Pertama, harus ditanyakan atau diukur mengenai ketinggian yang akurat antara permukaan jalan dan jembatan di jalan tol. Ketinggian dari jembatan terendah mungkin menjadi faktor pembatas diameter yang digunakan untuk dasar menara turbin. Kedua, perencanaan pembangunan jalan tol dari jalan tol yang sudah ada (Surabaya-Solo) ke Kediri perlu diteliti lebih lanjut. Terakhir, kemungkinan penggunaan jalan di sekitar bandara (yang mungkin dimiliki swasta) harus diteliti lebih lanjut.



- **Geologi:** Berdasarkan tingkat studi yang dilakukan untuk prospektus ini, masih ada ketidakpastian yang signifikan termasuk dalam desain dan konstruksi fondasi, jalan, dan *hardstand crane*, karena keadaan geologis dan dampak dari keadaan ini. Oleh karena itu, disarankan untuk menyelidiki lebih lanjut stabilitas dan kemampuan tanah untuk menahan beban turbin angin. Hal ini perlu ditentukan melalui penyelidikan geoteknik, yang menentukan beberapa karakteristik tanah (misalnya kuat geser, kepadatan, permeabilitas, dll.), dan analisis stabilitas tanah tersebut.
- **Kegempaan:** PLTB yang direncanakan di daerah dengan risiko gempa bumi (mirip dengan banyak lokasi lain di Indonesia). Selama studi kelayakan, percepatan tanah puncak maksimum yang diharapkan harus dihitung untuk penilaian bahaya yang lebih tepat akibat gempa bumi. Studi ini juga harus melihat kemungkinan cara untuk mengurangi risiko gempa bumi yang teridentifikasi. Desain fondasi setidaknya harus sesuai dengan standar internasional untuk mengurangi risiko gempa.
- **Lingkungan:** Meskipun lokasi PLTB bukan daerah padat penduduk, akan ada dampak visual pada area tersebut karena penggunaan turbin angin dengan ketinggian ujung 200 m. Kehadiran PLTB ini dapat menimbulkan oposisi dari pemangku kepentingan lokal dan kelompok lingkungan terhadap pengembangan PLTB. Oleh karena itu, disarankan untuk melibatkan para pemangku kepentingan ini di awal pengembangan PLTB, untuk mengidentifikasi dan mengurangi keberatan spesifik dari masing-masing pemangku kepentingan. Selain itu, PLTB yang dibayangkan terletak 3 km dari Bandara Dhoho. Mengingat kedekatan ini, pemeriksaan menyeluruh dengan otoritas bandara akan diperlukan apakah navigasi penerbangan di bandara dapat terganggu oleh keberadaan PLTB yang dibayangkan.
- **Flora dan fauna:** Diperkirakan bahwa spesies flora dan fauna yang hampir terancam, rentan, terancam, dan kritis terdapat di area PLTB yang dibayangkan. Beberapa spesies hewan dan tumbuhan diamati di daerah yang dikategorikan dalam kategori daftar merah global IUCN. Kemungkinan pengembangan PLTB akan berpengaruh pada keanekaragaman hayati. Oleh karena itu, disarankan bahwa sebagai bagian dari Analisis Dampak Lingkungan dan Sosial, studi dasar keanekaragaman hayati dan penilaian risiko dan langkah-langkah mitigasi dilakukan selama studi kelayakan.
- **Koneksi Grid dan PJBL:** PLTB tersebut dirancang untuk dihubungkan ke jaringan PLN. Hal ini mengasumsikan bahwa *grid* dapat mengintegrasikan 192 MW energi angin (dengan keluaran yang bersifat variabel), dan gardu induk di Surya Zig Zag cocok untuk memfasilitasi koneksi jaringan PLTB. Asumsi-asumsi ini harus diverifikasi selama studi kelayakan. Selain itu, hasil penilaian kasus bisnis saat ini didasarkan pada asumsi bahwa PJBL menggunakan tarif batas atas listrik sebagaimana diatur dalam Peraturan Presiden 112/2022, dan bahwa tidak ada Energi Kontrak Tahunan (ACE) yang diterapkan. Kondisi PJBL yang sebenarnya tergantung pada PLN dan bagaimana proses tender diatur. Penyelarasan awal dengan PLN pada kondisi PJBL ini dan pengaturan proses tender direkomendasikan.



Berdasarkan daftar risiko di atas dan langkah-langkah mitigasi yang direkomendasikan, dan sebagai langkah selanjutnya dalam pengembangan PLTB, disarankan untuk memprioritaskan pelaksanaan pengukuran angin di tempat untuk memvalidasi kecepatan angin aktual di daerah tersebut. Sejalan dengan pengukuran, penting untuk mulai terlibat dan menyelaraskan dengan pemangku kepentingan terkait dan otoritas lokal tentang kesediaan mereka untuk berkolaborasi dalam pengembangan energi angin di lokasi ini.



4 Sanggahan

Prospektus PLTB ini telah ditulis dengan hati-hati berdasarkan penilaian yang dilakukan oleh empat pihak berpengalaman di sektor energi angin (Pondera, Witteveen+Bos, Quadran, dan BITA). Namun, selain kunjungan lapangan selama dua hari ke daerah tersebut, penilaian telah dilakukan melalui penelitian sekunder berdasarkan data dan informasi yang tersedia untuk umum. Sifat dan keakuratan data dan informasi yang digunakan untuk laporan sangat menentukan keakuratan dan ketidakpastian rekomendasi dan hasil laporan ini. Selanjutnya, verifikasi dan validasi melalui survei fisik, pengukuran, desain, perhitungan, dan konsultasi pemangku kepentingan diperlukan untuk menentukan kelayakan tekno-ekonomi definitif dari PLTB terkait. Oleh karena itu, tidak ada hak yang dapat diperoleh dari informasi dan hasil yang disajikan. Untuk beberapa situs, para pengembang telah memulai studi tindak lanjut dan oleh karena itu mungkin sampai pada pertimbangan dan kesimpulan yang berbeda berdasarkan data yang mereka dapatkan. Penggunaan prospektus PLTB ini terbatas untuk menginformasikan Pemerintah Indonesia, pengembang, dan investor tentang potensi indikatif dari lokasi yang disajikan untuk pengembangan energi angin. Penulis laporan ini tidak bertanggung jawab atas segala konsekuensi yang mungkin timbul dari penggunaan laporan yang tidak tepat.

Sanggahan

Informasi yang diberikan dalam dokumen ini diberikan "sebagaimana adanya", tanpa jaminan dalam bentuk apa pun, baik tersurat maupun tersirat, termasuk, tanpa batasan, jaminan kelayakan untuk diperdagangkan, kesesuaian untuk tujuan tertentu, dan tidak adanya pelanggaran. UNOPS secara khusus tidak memberikan jaminan atau pernyataan apa pun mengenai keakuratan atau kelengkapan informasi tersebut. Dalam keadaan apa pun, UNOPS tidak akan bertanggung jawab atas segala kerugian, kerusakan, kewajiban, atau biaya yang dikeluarkan atau diderita yang diklaim sebagai akibat dari penggunaan informasi yang terdapat di sini, termasuk, tanpa batasan, segala kesalahan, kekeliruan, kelalaian, gangguan, atau penundaan sehubungan dengan hal tersebut. Dalam keadaan apa pun, termasuk namun tidak terbatas pada kelalaian, UNOPS atau afiliasinya tidak akan bertanggung jawab atas segala kerusakan langsung, tidak langsung, insidental, khusus, atau konsekuensial, meskipun UNOPS telah diberitahu tentang kemungkinan kerusakan tersebut. Dokumen ini juga dapat berisi saran, pendapat, dan pernyataan dari dan dari berbagai penyedia informasi. UNOPS tidak menyatakan atau mendukung keakuratan atau keandalan saran, pendapat, pernyataan, atau informasi lain yang diberikan oleh penyedia informasi mana pun. Ketergantungan pada saran, pendapat, pernyataan, atau informasi lain tersebut juga menjadi risiko pembaca sendiri. Baik UNOPS maupun afiliasinya, maupun agen, karyawan, penyedia informasi, atau penyedia konten masing-masing, tidak bertanggung jawab kepada pembaca atau siapa pun atas ketidakakuratan, kesalahan, kelalaian, gangguan, penghapusan, cacat, perubahan, atau penggunaan konten apa pun di sini, atau atas ketepatan waktu atau kelengkapannya.