



LAPORAN

Pengembangan Energi Angin Proyek 200 MW di Ponorogo, 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

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

Halaman judul

Tipe dokumen
Prospektus PLTB

Nama proyek
Ponorogo, Jawa Timur – 200 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 Ponorogo, Jawa Timur – 200 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	13
2.2.5	Persyaratan perizinan khusus	13
2.2.6	Area WTG final	16
2.3	Tata letak awal PLTB	17
2.4	Aksesibilitas PLTB	18
2.4.1	Pengaturan transportasi Indonesia	18
2.4.2	Transportasi dari pelabuhan ke lokasi	19
2.4.3	Transportasi di dalam lokasi	21
2.5	Kondisi geologi dan kegempaan	23
2.5.1	Geologi	23
2.5.2	Kegempaan	25
2.6	Keanekaragaman hayati, kondisi sosio-ekonomi dan lingkungan	26
2.6.1	Kesan umum	26
2.6.2	Keanekaragaman hayati dan dampak lingkungan	29
2.6.3	Dampak sosial	31
2.7	Desain jaringan transmisi	36
2.7.1	Titik koneksi	36
2.7.2	Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi	37
2.8	Asesmen keluaran energi	38
2.8.1	Rugi-rugi energi	39
2.8.2	Keluaran energi termasuk ketidakpastian	42
2.8.3	Variasi keluaran daya	43
2.9	Asesmen kasus bisnis	44
2.9.1	Asumsi komponen	44
2.9.2	Asumsi biaya	47
2.9.3	Parameter keuangan	49
2.9.4	Hasil asesmen kasus bisnis	50
3	Kesimpulan dan Rekomendasi	51
4	Sanggahan	55



Daftar Gambar

Gambar 1. Peta Provinsi Jawa Timur di mana wilayah dari PLTB Ponorogo yang dibayangkan berada.	2
Gambar 2. Peta sistem ketenagalistrikan Jawa Timur di 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 Ponorogo 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 Ponorogo, 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 Ponorogo, menunjukkan kemiringan (dalam derajat; menurut perhitungan berdasarkan data FABDEM) di wilayah tersebut.	10
Gambar 10. Terdapat jalan dari Bungkal, yang menghubungkan dataran sekitar Ponorogo ke dataran tinggi (perbedaan ketinggian 650-800). Tebing di sisi kiri dan kanan jalan tidak terwakili dalam model ketinggian. Kemiringan jalan diperkirakan lebih dari 20% di beberapa ruas.	11
Gambar 11. Pemandangan dari tepi dataran tinggi hingga dataran di sekitar Ponorogo (perbedaan ketinggian 650-800 m).	11
Gambar 12. Pemandangan perbukitan curam dan topografi pegunungan di dataran tinggi.	12
Gambar 13. Pemandangan lain dari perbukitan curam dan topografi pegunungan di dataran tinggi.	12
Gambar 14. Zona pengecualian di wilayah Ponorogo berdasarkan penggunaan lahan dan pemukiman. Sumber: ESRI dan OSM.	13
Gambar 15. Peta rencana tata ruang wilayah Kabupaten Ponorogo (RTRW 2012-2032) dilapisi dengan area WTG final.	14
Gambar 16. Area WTG final berdasarkan kriteria pembatasan. Sumber: Gambar Satelit Google.	16
Gambar 17. Tata letak awal PLTB di area WTG final.	17
Gambar 18. 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.	18
Gambar 19. Citra satelit Pelabuhan Surabaya.	19
Gambar 20. 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.	20
Gambar 21. Rute dari jalan tol menuju lokasi di Kabupaten Ponorogo.	20



Gambar 22. Contoh jembatan beton tua (kiri; dari tahun 1970) dan jembatan baja (kanan). Kedua jembatan berada di antara pusat kota Ponorogo dan lokasi proyek. _____	21
Gambar 23. Jembatan Kreteng Buntung yang perlu diganti. _____	21
Gambar 24. Tata letak awal jalan, berdasarkan model kemiringan maksimum 10% dan ketinggian DEMNAS. _____	22
Gambar 25. Foto jalan antara jalan utama dan titik awal jalan akses (kiri; ditampilkan dengan garis hijau pada tata letak awal jalan), dan contoh jalan yang ada di pegunungan di dalam area lokasi (kanan). _____	22
Gambar 26. Jalan yang ada di lembah di dalam dan antar desa di dataran tinggi (kiri), dan jalan yang ada yang menghubungkan desa-desa di lembah dataran tinggi (kanan). Kedua jalan ditampilkan dengan garis biru dalam tata letak awal jalan. _____	22
Gambar 27. Profil samping geologi Jawa Timur. Lokasi ini terletak di Pegunungan Selatan, seperti yang ditandai dengan kotak biru. _____	23
Gambar 28. Indeks kerentanan gerakan tanah Ponorogo. _____	24
Gambar 29. Tingkat bahaya dan risiko gempa bumi di Ponorogo. _____	25
Gambar 30. Pembagian area menjadi beberapa wilayah berdasarkan penggunaan lahan dan topografi. _____	26
Gambar 31. Kesan pegunungan di sekitar lembah. _____	27
Gambar 32. Kesan lembah di dataran tinggi. _____	27
Gambar 33. Kesan perbukitan di kaki pegunungan. _____	28
Gambar 34. Kesan penggunaan lahan di perbukitan bagian timur _____	28
Gambar 35. Area di mana flora dan fauna yang disebutkan di atas telah diamati (meliputi lokasi PLTB yang dibayangkan) _____	30
Gambar 36. Peta penggunaan lahan berdasarkan citra satelit (ESRI/Sentinel 2, 2022). Daerah di sekitar turbin angin sebagian besar ditutupi oleh hutan dan semak belukar. _____	31
Gambar 37. Laju pertumbuhan penduduk dan penduduk tahunan di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2021-2023 (Sumber: BPS Ponorogo). _____	32
Gambar 38. Piramida Kependudukan di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2020 (Sumber: BPS Ponorogo). _____	32
Gambar 39. Lokasi gardu induk PLN Ponorogo 150 kV. Sumber: Google Maps. _____	37
Gambar 40. Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi di PLTB Ponorogo yang dibayangkan. _____	37
Gambar 41. Representasi skematis posisi saluran transmisi udara antara rumah pembangkit dan gardu induk Ponorogo. _____	38
Gambar 42. 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. _____	39
Gambar 43. 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). _____	44
Gambar 44. Lokasi tiang pengukuran meteorologis yang direkomendasikan. _____	52



Daftar Tabel

Tabel 1. Daftar fauna yang diamati (sumber: GBIF) yang setidaknya hampir terancam menurut kategori daftar merah global IUCN	29
Tabel 2. Daftar flora yang diamati (sumber: GBIF) yang setidaknya mendekati terancam menurut kategori daftar merah global IUCN	30
Tabel 3. Tingkat partisipasi angkatan kerja dan tingkat pengangguran terbuka di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2021-2023 (Sumber: BPS Jawa Timur).	33
Tabel 4. Pekerja menurut pendidikan tertinggi (orang) di Kabupaten Ponorogo mulai tahun 2023 (Sumber: BPS Ponorogo).	33
Tabel 5. Angka partisipasi murni di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2022-2023 (Sumber: BPS Ponorogo).	34
Tabel 6. Fasilitas pendidikan di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2023 (Sumber: BPS Ponorogo).	34
Tabel 7. Indeks Pembangunan Manusia, Indeks Pemberdayaan Gender, dan Indeks Pembangunan Gender di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2021-2023 (Sumber: BPS Ponorogo).	36
Tabel 8. Rugi-rugi yang diharapkan di tingkat PLTB.	40
Tabel 9. Keluaran energi untuk semua 23 WTG di PLTB Ponorogo	43
Tabel 10. Jumlah turbin angin yang relevan untuk PLTB Ponorogo yang dibayangkan.	45
Tabel 11. Daftar asumsi tentang komponen pekerjaan sipil.	45
Tabel 12. Daftar asumsi komponen pekerjaan kelistrikan.	46
Tabel 13. Asumsi biaya per komponen biaya.	48
Tabel 14. Hasil asesmen kasus bisnis.	50



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 Ponorogo. 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

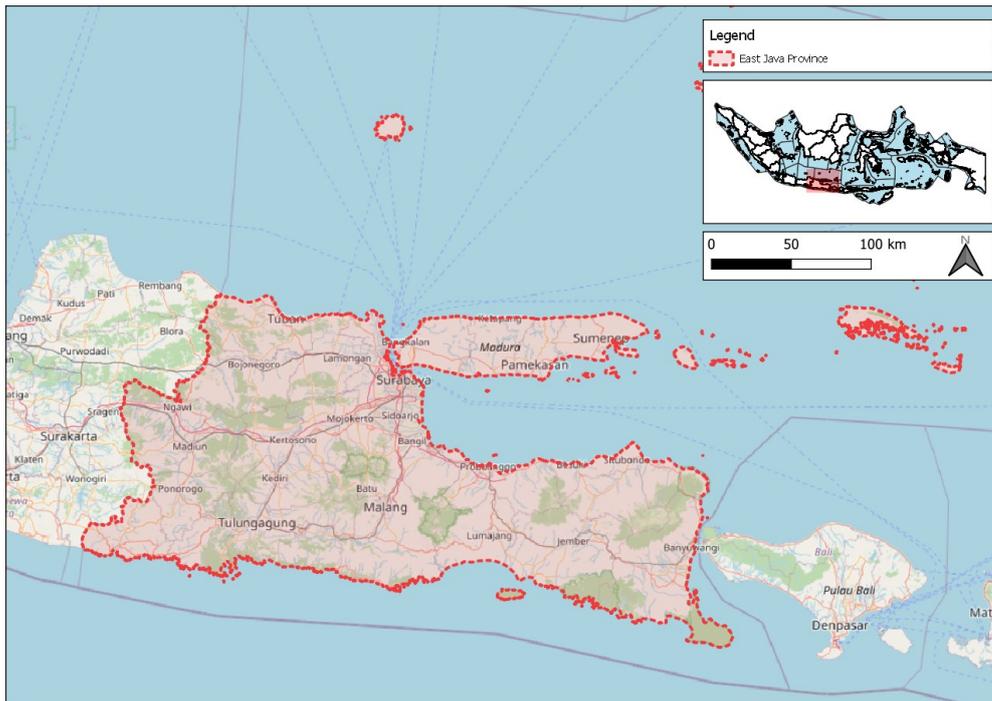


2 Analisis PLTB Ponorogo, Jawa Timur – 200 MW

2.1 Pengenalan lokasi PLTB

Bagian ini memperkenalkan lokasi PLTB, yaitu Jawa Timur (Ponorogo) 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 Ponorogo 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>

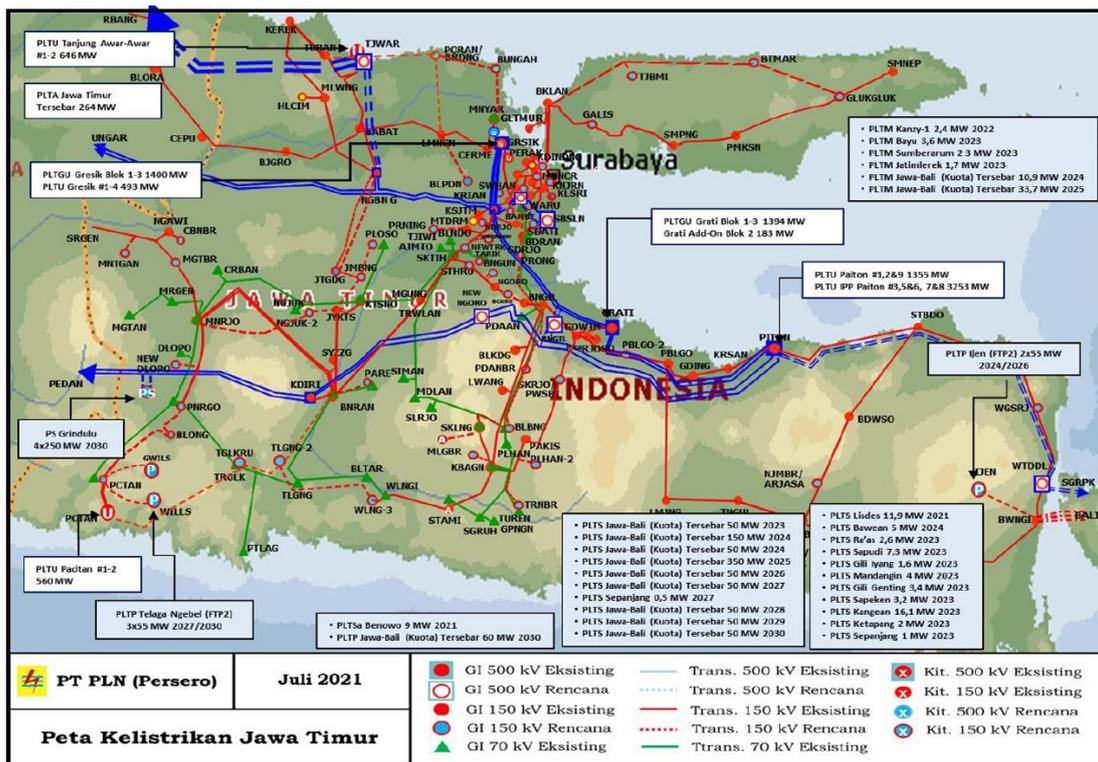
¹⁰ <https://singhasari.co.id/aktivitas/>



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 Ponorogo.

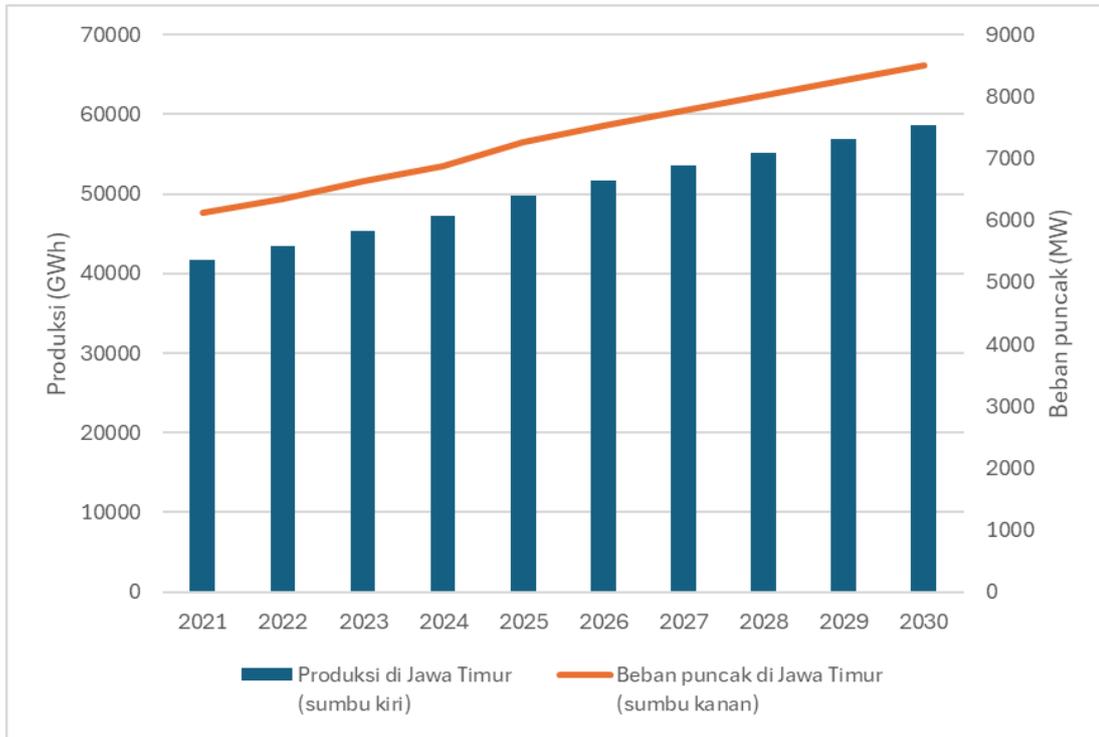
2.1.2 Status dalam RUPTL PLN 2021-2030

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 di RUPTL (Sumber: RUPTL PLN 2021-2030)

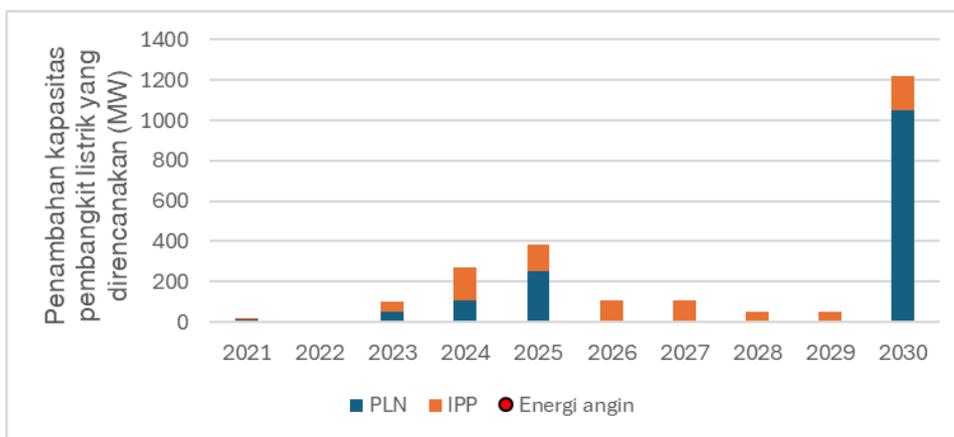
¹¹ <https://web.pln.co.id/media/siaran-pers/2022/12/pln-siapkan-pembangunan-transmisi-listrik-jawa-bali-target-proyek-rampung-2025>



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 2.5. 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 pengembangan PLTB dengan batasan/ketentuan signifikan yang harus dipenuhi (*go zone* dengan

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.antaranews.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.antaranews.com/berita/1946676/pemkab-banyuwangi-indonesia-power-kembangkan-listrik-tenaga-bayu>



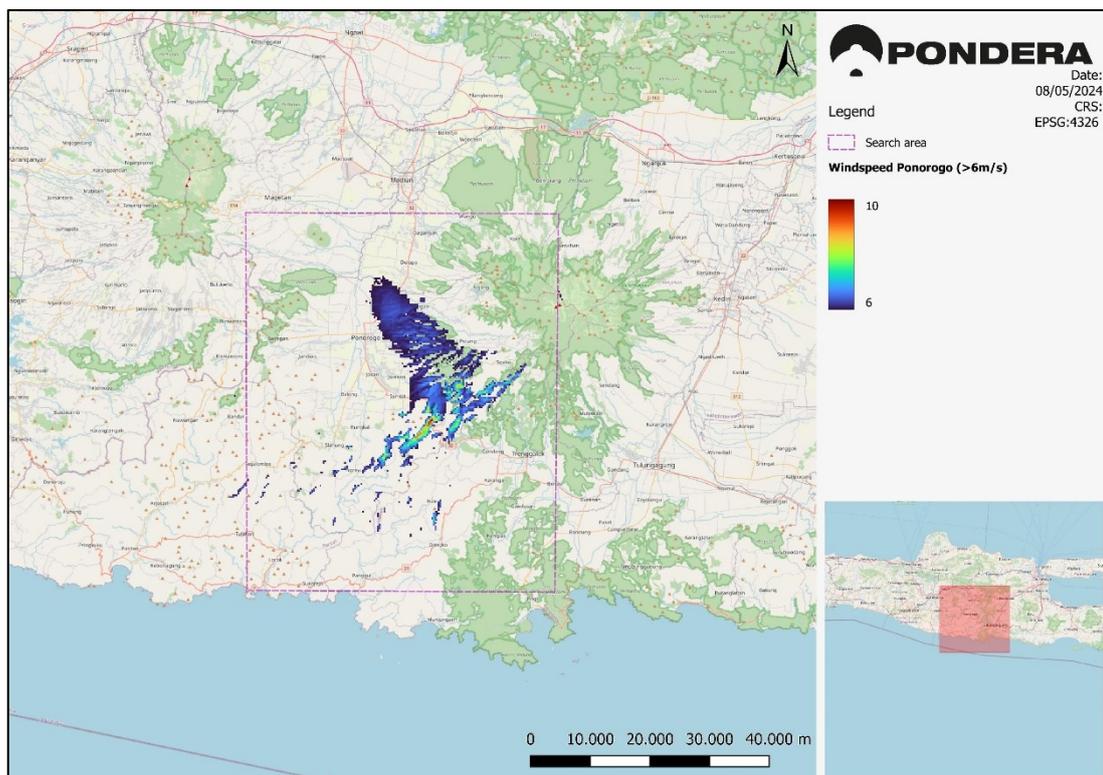
batasan), atau tidak dapat mengakomodasi pengembangan PLTB (*no-go zone*). Zona ini ditentukan dengan mempertimbangkan penggunaan lahan, yaitu keberadaan cagar alam, kawasan lindung, dan bandara, serta jalur perairan dan badan air, berdasarkan *OpenStreetMap* (OSM). Selain itu, kebijakan yang ada (misalnya 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

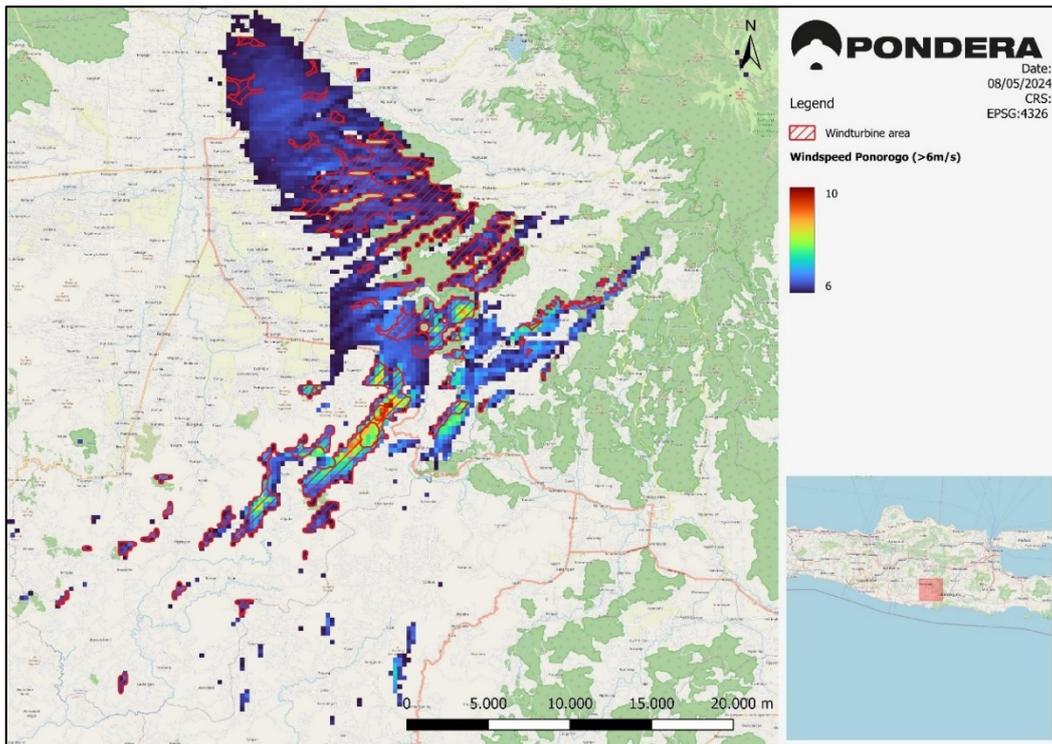
Gambar 5 menunjukkan lokasi pencarian awal (dibatasi oleh kotak putus-putus berwarna ungu) di sekitar dan dalam Kabupaten Ponorogo. Dalam gambar tersebut, area dengan kecepatan angin rata-rata lebih dari 6 m/s ditunjukkan oleh "piksel" dengan warna berbeda seperti yang dijelaskan oleh bilah warna. Dapat disimpulkan bahwa sumber daya angin yang menjanjikan sebagian besar berlokasi di sekelompok wilayah, sedangkan wilayah kecil lainnya tersebar dalam jarak yang jauh.



Gambar 5. Area pencarian di Ponorogo 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).



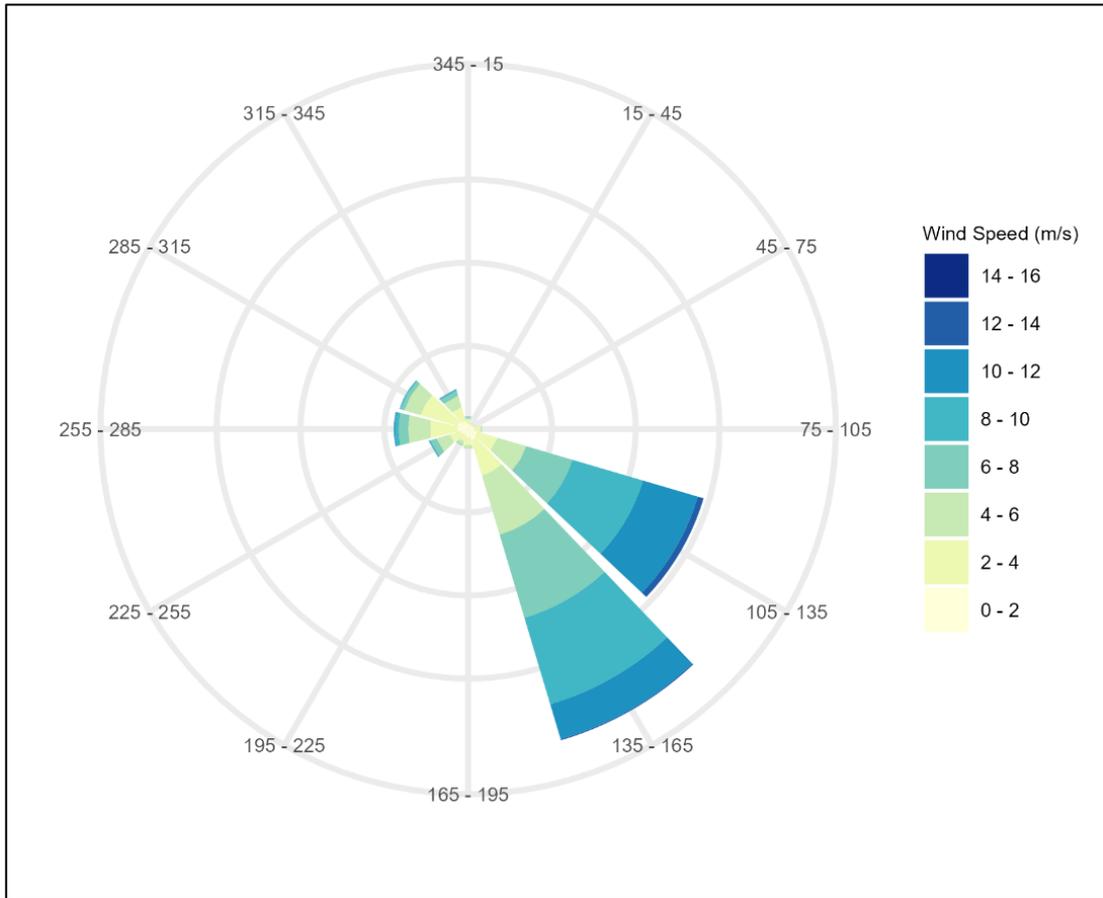
Mengingat sifat area yang tersebar dengan kecepatan angin yang menjanjikan, area pencarian selanjutnya dibatasi pada satu area yang lebih kecil dan kontinu untuk menjaga kelayakan proyek. Alasan di balik hal ini adalah untuk menghindari biaya yang tinggi dan kompleksitas pembangunan koneksi listrik (misalnya 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.



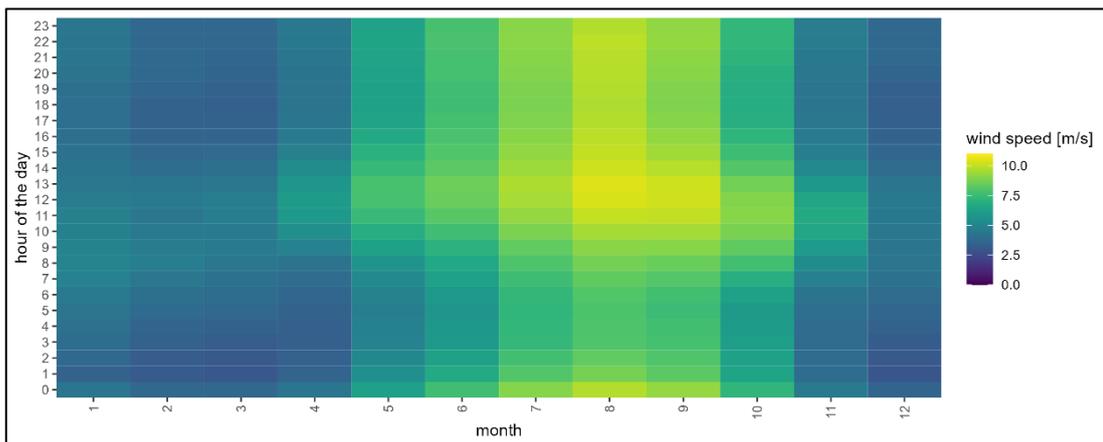
Gambar 6. Tampilan yang diperbesar pada area pencarian Ponorogo, dengan sebaran kecepatan angin. Poligon dengan arsir berwarna merah mewakili area WTG akhir yang memenuhi semua kriteria. Kecepatan angin rata-rata di atas ambang batas 6 m/s pada ketinggian 100 m ditampilkan berdasarkan GWA.

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

Pada Gambar 8, sebaran kecepatan angin sepanjang hari untuk setiap bulan per tahun divisualisasikan. Kecepatan angin tertinggi diamati di antara bulan Mei 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 April (meskipun waktunya dapat bervariasi dari tahun ke tahun), kecepatan angin terendah diamati ketika ITCZ melewati situs ke arah selatan. Seperti yang diperkirakan, selama bulan-bulan ini 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 antar tahunan 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.

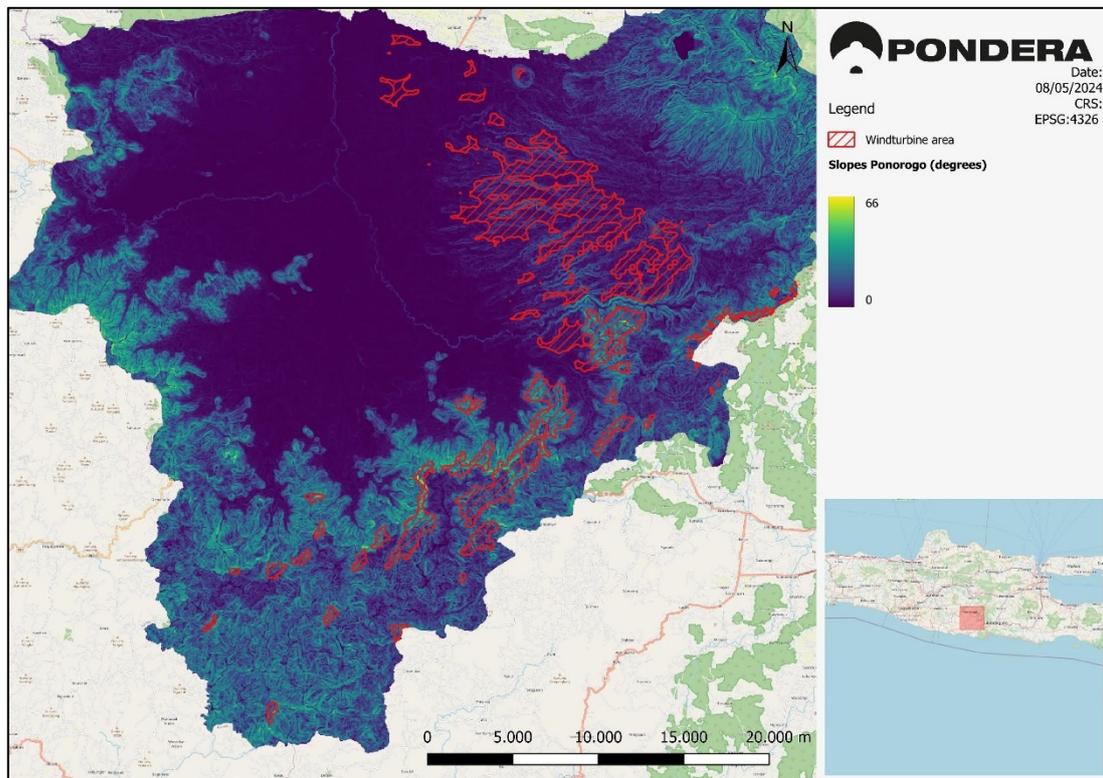


Gambar 8. Sebaran kecepatan angin sepanjang hari, divisualisasikan per bulan dalam setahun. Berdasarkan klimatologi 10 tahun, termasuk seri waktu data per jam tahun 2004-2015. Sumber: EMD-WRF.



2.2.3 Topografi

Gambar 9 menunjukkan topografi area pencarian di wilayah Ponorogo. 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 Ponorogo, menunjukkan kemiringan (dalam derajat; menurut perhitungan berdasarkan data FABDEM) di wilayah tersebut.

Topografi di wilayah ini cukup kompleks dibandingkan wilayah lain di Indonesia dan berkaitan erat dengan sejarah geologi. Lokasi ini terletak di tepi utara 'Pegunungan Selatan Jawa Timur,' yang merupakan wilayah pegunungan di selatan Ponorogo hingga Samudra Hindia. Pegunungan tersebut sebagian besar terdiri dari batuan vulkanik, dan lebih tua dibandingkan sebagian besar wilayah lainnya.

Sebagian besar turbin yang dibayangkan berada di 'dataran tinggi' yaitu area yang berada pada ketinggian 850-1.000 meter di atas permukaan laut, yang juga berada pada ketinggian 650-800 meter di atas dataran di sekitar Ponorogo. Dataran tinggi sendiri merupakan daerah perbukitan dengan perubahan ketinggian sekitar 150-200 m. Lereng umumnya curam dan terdapat banyak tebing (lihat Gambar 9). Tebing-tebing ini tidak terwakili dalam model ketinggian sumber terbuka (FABDEM atau DEMNAS).



Kondisi dataran tersebut, baik dari dataran Ponorogo hingga dataran tinggi maupun di dalam area lokasi, akan memberikan dampak yang tinggi terhadap aksesibilitas dan biaya pembangunan jalan. Ilustrasi dataran yang lebih lengkap dapat dilihat pada Gambar 10, Gambar 11, Gambar Gambar 12, dan Gambar 13.



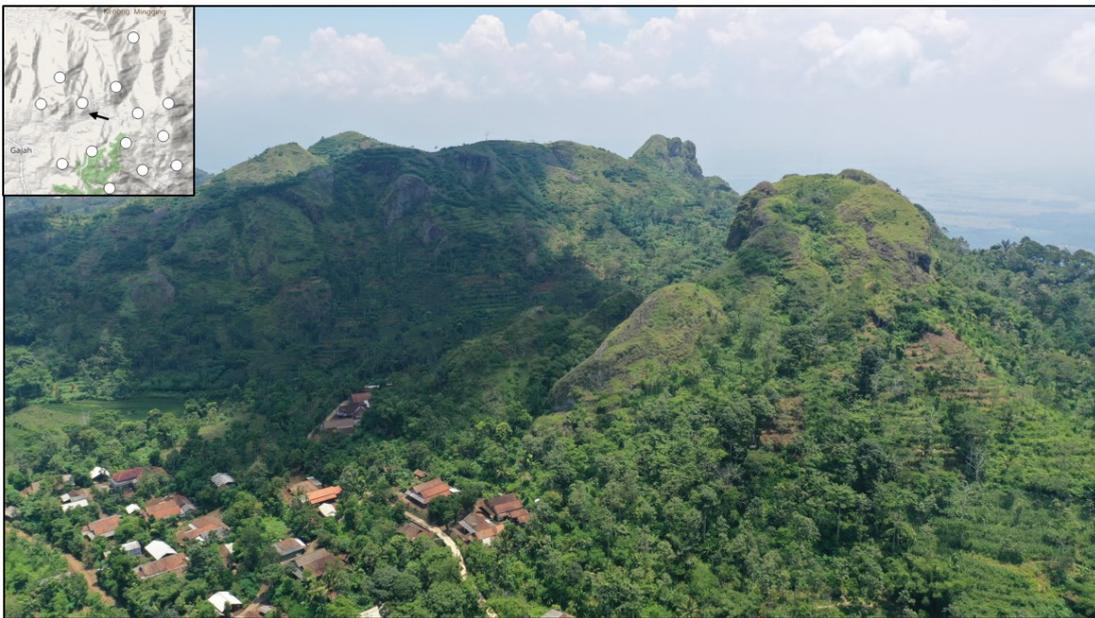
Gambar 10. Terdapat jalan dari Bungkal, yang menghubungkan dataran sekitar Ponorogo ke dataran tinggi (perbedaan ketinggian 650-800). Tebing di sisi kiri dan kanan jalan tidak terwakili dalam model ketinggian. Kemiringan jalan diperkirakan lebih dari 20% di beberapa ruas.



Gambar 11. Pemandangan dari tepi dataran tinggi hingga dataran di sekitar Ponorogo (perbedaan ketinggian 650-800 m).



Gambar 12. Pemandangan perbukitan curam dan topografi pegunungan di dataran tinggi.

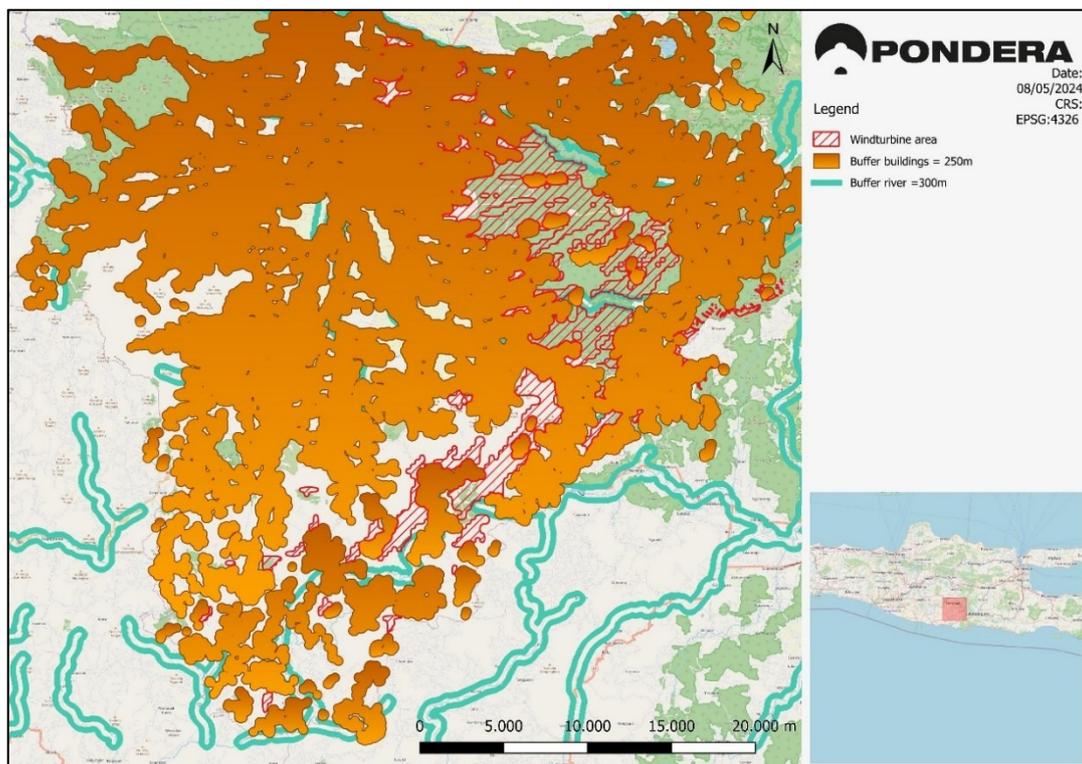


Gambar 13. Pemandangan lain dari perbukitan curam dan topografi pegunungan di dataran tinggi.



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 14). 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 14.

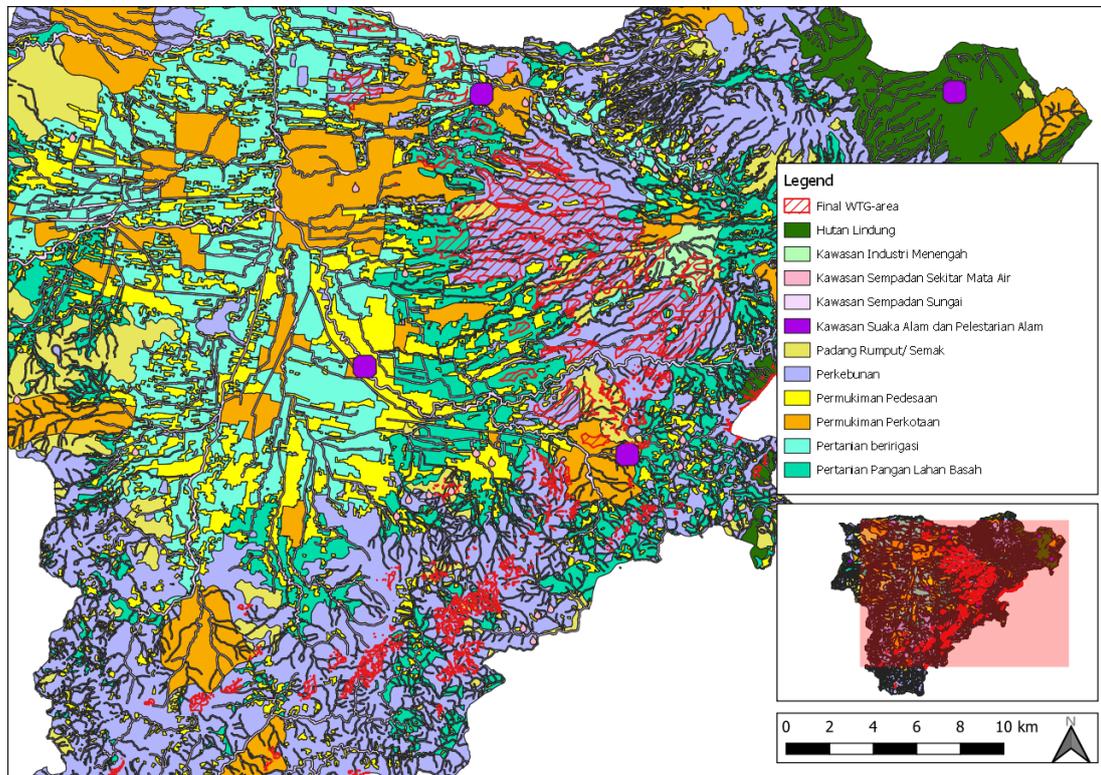


Gambar 14. Zona pengecualian di wilayah Ponorogo berdasarkan penggunaan lahan dan pemukiman. Sumber: ESRI dan OSM.

2.2.5 Persyaratan perizinan khusus

Lapisan antara Rencana Tata Ruang Wilayah (RTRW) Kabupaten Ponorogo 2012-2032 dan area WTG ditunjukkan pada Gambar 15. Seperti yang disimpulkan dari gambar, area kontinu dengan kecepatan angin yang menjanjikan terletak pada jenis penggunaan lahan berikut:

1. Kawasan Perkebunan
2. Kawasan Pertanian Pangan Lahan Basah
3. Kawasan Permukiman Perkotaan
4. Kawasan Permukiman Pedesaan
5. Kawasan Pertanian Beririgasi
6. Kawasan Industri Menengah
7. Kawasan Sempadan Sungai
8. Kawasan Padang Rumput / Semak
9. Kawasan Hutan Lindung



Gambar 15. Peta rencana tata ruang wilayah Kabupaten Ponorogo (RTRW 2012-2032) dilapisi dengan area WTG final.

Sebagian besar area WTG terletak di Kawasan Perkebunan. Kawasan ini 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 yang berada di Kawasan Permukiman Perkotaan dan Kawasan Permukiman Pedesaan diasumsikan milik masyarakat. Pembangunan PLTB di lokasi ini memungkinkan selama perjanjian pembelian atau sewa tercapai dengan pemilik lahan.

Sebagian area WTG di Kawasan Pertanian Pangan Lahan Basah dan Kawasan Pertanian Beririgasi diasumsikan dimiliki oleh masyarakat, perusahaan swasta, atau perusahaan milik negara. Pengembangan PLTB (serta jenis kegiatan pembangkit listrik dan transmisi lainnya untuk kepentingan umum) di daerah ini dimungkinkan jika daerah tersebut bukan bagian dari Kawasan Pertanian Pangan Berkelanjutan, dan setelah perjanjian pembelian atau sewa tercapai dengan pemilik lahan¹⁶.

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



Karena kepemilikan sebenarnya tidak diketahui dalam analisis ini, area WTG di dalam Kawasan Industri Menengah dapat diasumsikan dimiliki oleh perusahaan swasta atau milik negara. Mungkin menguntungkan bagi industri untuk memiliki pembangkit untuk sumber pasokan listrik sendiri di dekat lokasi tersebut. Namun demikian, keberadaan PLTB di dalam atau di sekitar kawasan industri juga dapat mengganggu kegiatan ekonomi yang terjadi di dalam kawasan tersebut. Oleh karena itu, kesepakatan harus dicapai antara pemilik lahan dan pengembang PLTB sebelum pengembangan PLTB dapat dilakukan.

Dapat diasumsikan bahwa area WTG di dalam Kawasan Sempadan Sungai dan Kawasan Padang Rumput/Semak belukar berada di bawah kepemilikan Pemerintah atau masyarakat. Selama kawasan tersebut bukan bagian dari kawasan konservasi, maka kawasan tersebut dapat digunakan untuk pengembangan PLTB sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Terakhir, sebagian kecil dari area WTG berbatasan dengan Kawasan Hutan Lindung. Menurut Peraturan Pemerintah 23/2021, Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan (IPPKH), atau yang sekarang dikenal sebagai Persetujuan Penggunaan Kawasan Hutan (PPKH) diperlukan untuk mengembangkan PLTB di daerah tersebut. Izin ini dikeluarkan oleh Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (KLHK), sehingga pengembang PLTB di masa yang akan datang harus mengajukan permohonan izin tersebut.

Peraturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan 7/2021 menetapkan syarat untuk mendapatkan izin kegiatan di sektor ketenagalistrikan. Tergantung pada jumlah kawasan hutan di provinsi tersebut, pemilik izin pada akhirnya akan diwajibkan untuk, antara lain, membayar ganti rugi Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP), membayar PNBP atas pemanfaatan kawasan hutan, dan penanaman rehabilitasi pada wilayah aliran sungai dengan perbandingan minimal 1:1.

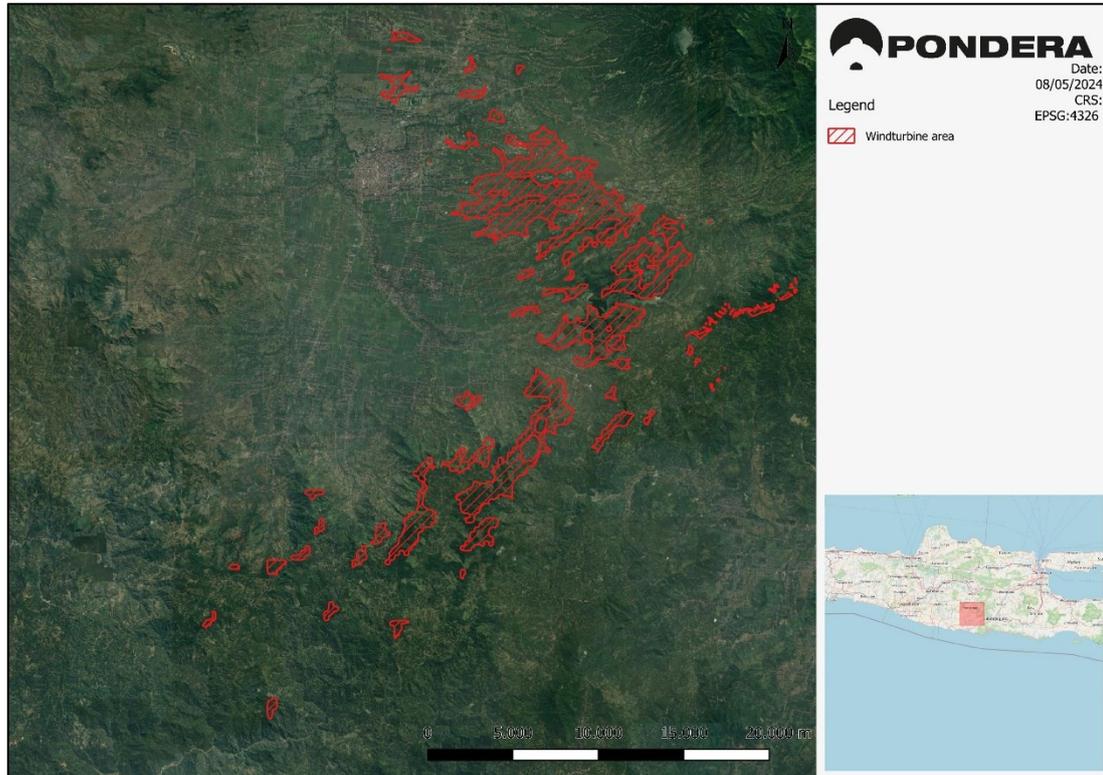
Kemudian di Bagian 2.3, akan ditunjukkan bahwa turbin angin yang dibayangkan ditempatkan di bagian tengah selatan dari area WTG final. Dengan demikian, jenis penggunaan lahan yang relevan untuk PLTB Ponorogo adalah Kawasan Perkebunan, Kawasan Pertanian Pangan Lahan Basah, Kawasan Sempadan Sungai, Kawasan Pemukiman Perkotaan, dan Kawasan Padang Rumput/Semak. Nilai / biaya jenis penggunaan lahan ini diperhitungkan dalam kalkulasi kasus bisnis (lihat Bagian 2.9).

RTRW Kabupaten Ponorogo yang diperoleh adalah untuk tahun 2012-2032. Belum diketahui apakah Perda tentang RTRW baru tersebut telah diterbitkan atau masih dalam proses penyusunan. Oleh karena itu, diperlukan konfirmasi dari instansi yang berwenang di Kabupaten Ponorogo. Apabila Peraturan Daerah RTRW baru sudah berlaku, RTRW yang diperoleh sekarang tidak berlaku lagi. Namun, apabila RTRW Kabupaten Ponorogo belum direvisi atau masih dalam revisi, maka RTRW yang diperoleh tersebut masih berlaku.



2.2.6 Area WTG final

Gambaran umum area WTG final terhadap citra satelit di lokasi dapat ditemukan pada Gambar 16. Area ini memenuhi semua kriteria seperti yang divisualisasikan pada gambar sebelumnya.



Gambar 16. 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.

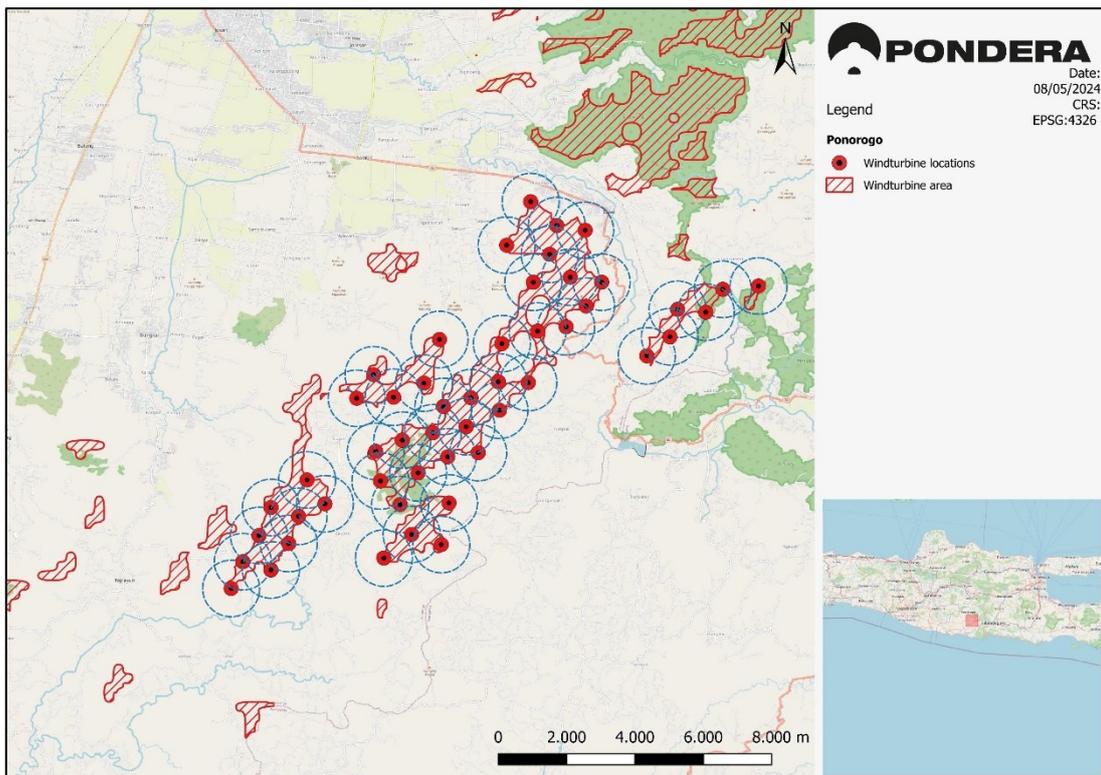


2.3 Tata letak awal PLTB

Tata letak PLTB didasarkan pada area WTG yang disediakan di Bagian 2.2. Sementara area WTG tersebar secara signifikan, 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, sehingga tidak efektif dari segi biaya. Oleh karena itu, kami telah memilih bagian tengah-selatan 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 yang rendah hingga sedang, maka jenis turbin angin yang sesuai dengan kondisi angin tersebut harus dipilih. Untuk tata letak PLTB sementara, digunakan turbin angin referensi 4 MW dengan diameter rotor hampir 170 m dan tinggi naf 140 m. Hal ini membuat tinggi puncak total sekitar 220-225 m. Untuk mengurangi rugi-rugi akibat 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 17. Tata letak awal PLTB di area WTG final.



Gambar 17 menampilkan gambaran lokasi turbin angin di area WTG final. Sebanyak 50 turbin angin diposisikan ke daerah tersebut, dengan total kapasitas terpasang yang dibayangkan sebesar 200 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 lokasi.

2.4.1 Pengaturan transportasi Indonesia

Di luar kota besar, sistem jalan regional digunakan untuk hampir semua transportasi (lihat Gambar 18). 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 18. Tata letak jalan khas di pedesaan Indonesia. Jalan berkelu 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.

2.4.2 Transportasi dari pelabuhan ke lokasi

Pelabuhan terdekat dari PLTB Ponorogo yang dibayangkan adalah Pelabuhan Surabaya (yaitu Pelabuhan Tanjung Perak) yang berjarak 220 km dari lokasi. Pelabuhan ini merupakan pelabuhan utama dengan *crane* dermaga yang melayani Jawa Timur (lihat Gambar 19). Pilihan lainnya adalah Pelabuhan Semarang (yaitu Pelabuhan Tanjung Emas) yang melayani Jawa Tengah. Namun, pelabuhan ini lebih jauh (~270 km dari lokasi). Di pesisir selatan, tidak ada pelabuhan utama yang tersedia.



Gambar 19. Citra satelit Pelabuhan Surabaya.



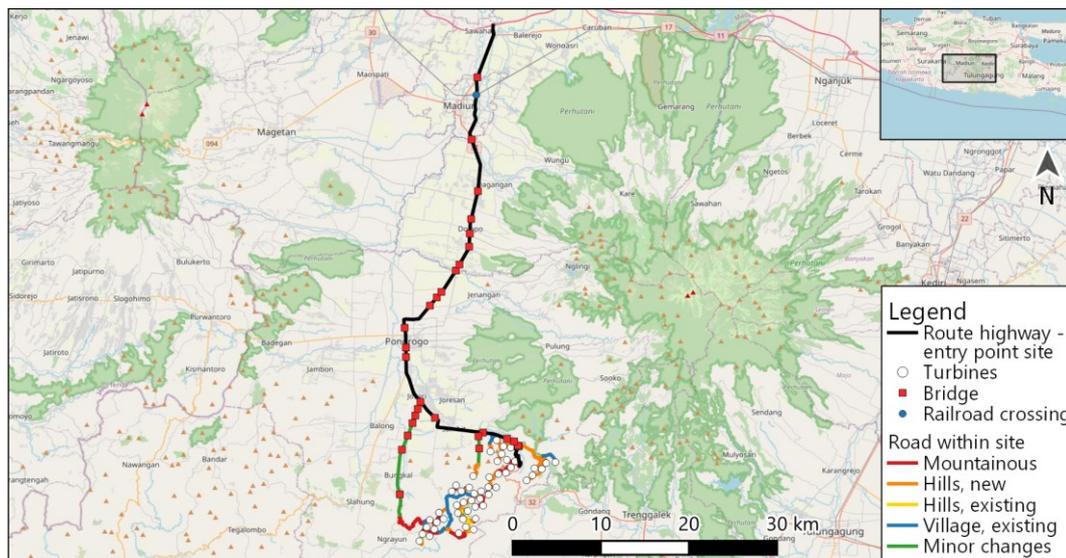
Dari Pelabuhan Surabaya hingga pintu keluar jalan raya dari Madiun (160 km dari Surabaya), diperkirakan tidak ada kendala. Diasumsikan bahwa jembatan di jalan raya tidak memerlukan perkuatan, dan jembatan yang melintasi jalan raya cukup tinggi, lebih dari jarak bebas yang dinyatakan sebesar 4,2 m pada jembatan itu sendiri.

Berdasarkan metode yang cukup sederhana (lihat Gambar 20), 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 20. 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.

Dari jalan raya ke kaki pegunungan, jalan tersebut melewati kota Madiun, Ponorogo, dan beberapa desa kecil (lihat Gambar 21). Seperti halnya jalan lokal dan regional lainnya di Indonesia, jalan tersebut tidak dibangun untuk angkutan berat, dan ruang yang tersedia di dalam dan sekitar jalan tersebut terbatas (lihat Subbagian 2.4.1). Tidak ada jalan lingkar yang tersedia di sekitar kota-kota tersebut. Namun, diperkirakan bahwa di jalan utama dari jalan raya ke selatan Ponorogo, tidak diperlukan perbaikan besar. Selanjutnya jalan tersebut melintasi jalur kereta api di utara Madiun. Jalur kereta api ini tidak dialiri listrik, sehingga diperkirakan tidak ada rekonstruksi di lokasi ini.



Gambar 21. Rute dari jalan tol menuju lokasi di Kabupaten Ponorogo.



Bagian tersulit dari rute ini adalah persimpangan di pusat kota Ponorogo, di mana transportasi harus mengambil beberapa belokan yang lebih tajam. Tikungan paling tajam dapat dihindari ketika Jl. Letnan Jenderal S. Parman diambil, bukan Jl. Soekarno-Hatta (melalui pusat kota). Jalan di Jl. Letnan Jenderal S. Parman sedikit lebih sempit, tetapi tikungannya sedikit lebih lebar, dan persimpangan tidak terlalu ramai karena terletak tepat di luar pusat kota.



Gambar 22. Contoh jembatan beton tua (kiri; dari tahun 1970) dan jembatan baja (kanan). Kedua jembatan berada di antara pusat kota Ponorogo dan lokasi proyek.

Dari jalan tol ke berbagai jalan akses ke lokasi, 29 jembatan harus dilintasi. Sebagian besar jembatan beton berukuran kecil hingga sedang (panjangnya sekitar 5-20 m). Dari 29 jembatan, 26 jembatan terbuat dari beton, sedangkan 2 jembatan terbuat dari baja (lihat Gambar 22). Salah satu jembatan perlu diganti sepenuhnya karena dalam bentuk yang ada, jembatan ini terlalu sempit dan dalam kondisi yang buruk (jembatan Kreteng Buntung di Jl. Raya Sawoo - Sriti dengan panjang 75 m; lihat Gambar 23). Diharapkan dana sebesar \$1.500.000 cukup untuk membangun kembali jembatan selebar 6 m ini. Selain itu, diperkirakan bahwa sebagian besar jembatan ini perlu diperkuat sebelum transportasi berat dapat dilakukan.



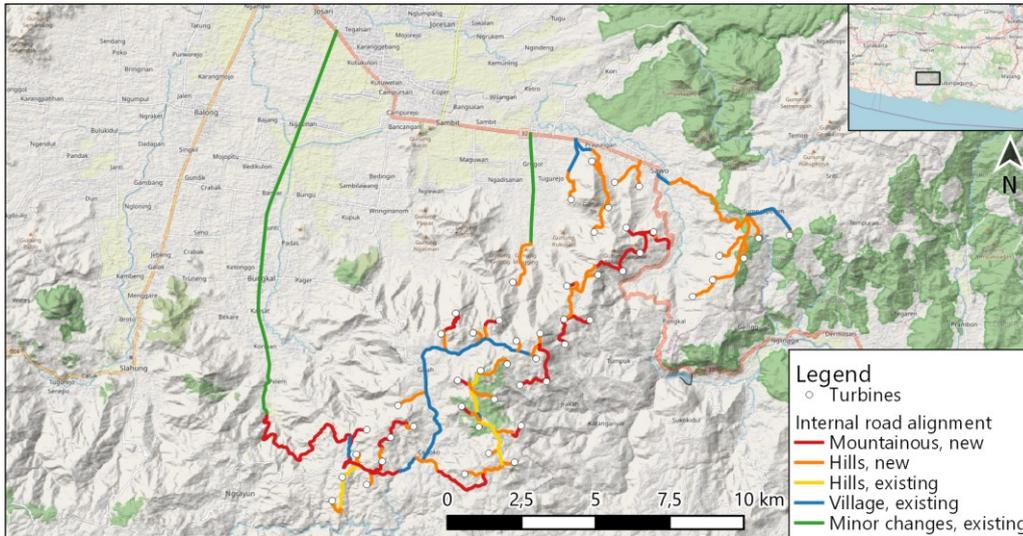
Gambar 23. Jembatan Kreteng Buntung yang perlu diganti.

2.4.3 Transportasi di dalam lokasi

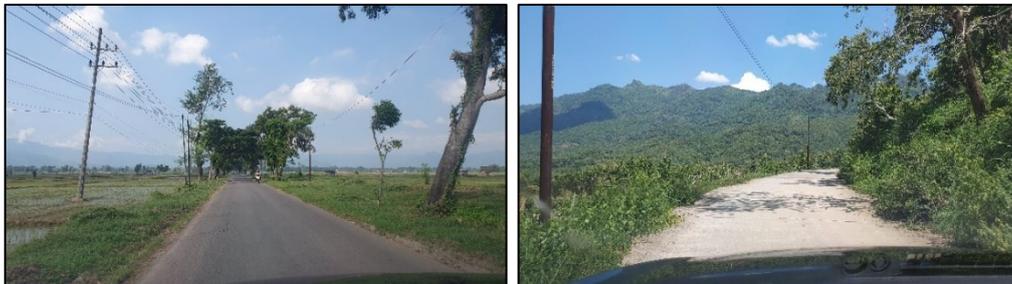
Dataran di dalam lokasi ini kompleks dan tidak beraturan (lihat Subbagian 2.2.3), dan membentang di beberapa pegunungan. Hal ini berarti bahwa tata letak jalan di dalam lokasi tidak boleh hanya terdiri dari satu jalan akses utama yang menghubungkan sebagian besar turbin. Sebaliknya, dari jalan utama, beberapa 'cabang' yang cukup panjang harus dibuat untuk mencapai satu atau lebih turbin.



Tata letak awal jalan ditunjukkan pada Gambar 24. Beberapa bagian harus dibangun di dataran pegunungan (ditunjukkan dengan garis merah, 33,4 km), yang jauh lebih mahal untuk dibangun karena diperkirakan volume galian dan timbunan yang besar diperkirakan akan terjadi. Galian dan timbunan adalah proses di mana jalan dipotong menjadi lereng dan, jika material galian sesuai, digunakan untuk mengisi area di mana material dibutuhkan untuk mengisi cekungan atau digunakan untuk memperlebar jalan. Sementara itu, contoh jalan yang ditunjukkan sebagai garis hijau dan garis biru ditampilkan pada Gambar 25 dan Gambar 26.



Gambar 24. Tata letak awal jalan, berdasarkan model kemiringan maksimum 10% dan ketinggian DEMNAS.



Gambar 25. Foto jalan antara jalan utama dan titik awal jalan akses (kiri; ditampilkan dengan garis hijau pada tata letak awal jalan), dan contoh jalan yang ada di pegunungan di dalam area lokasi (kanan).



Gambar 26. Jalan yang ada di lembah di dalam dan antar desa di dataran tinggi (kiri), dan jalan yang ada yang menghubungkan desa-desa di lembah dataran tinggi (kanan). Kedua jalan ditampilkan dengan garis biru dalam tata letak awal jalan.



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

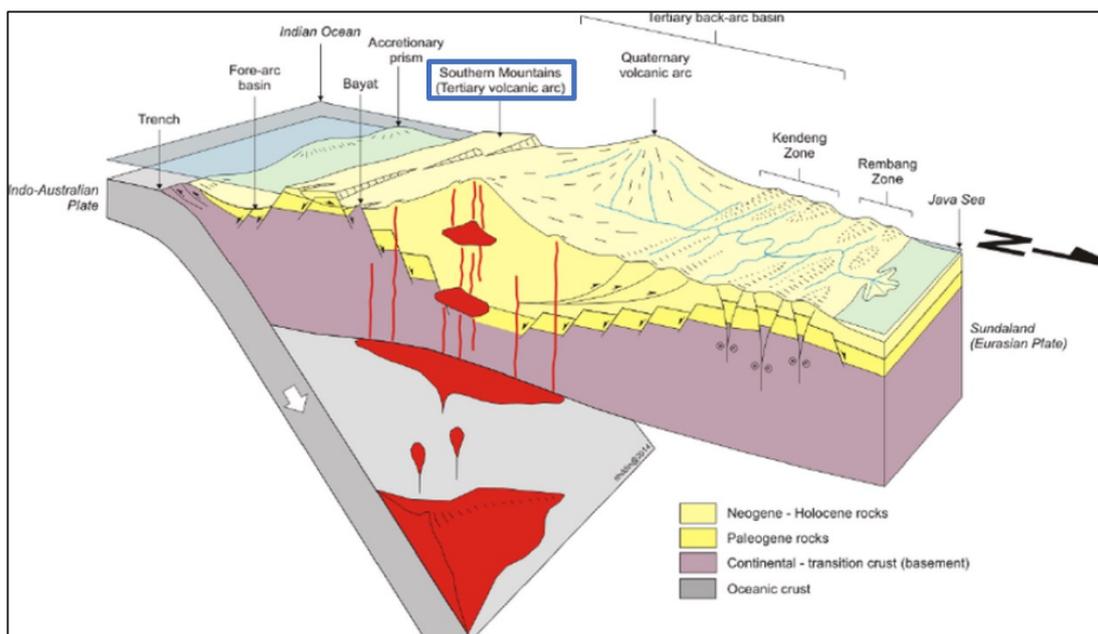
- Menanyakan atau mengukur ketinggian yang akurat antara permukaan jalan dan jembatan di jalan tol. Ketinggian jembatan terendah dapat menjadi faktor pembatas diameter yang digunakan untuk dasar menara turbin;
- Resolusi model ketinggian dari sumber terbuka tidak cukup tepat untuk dataran pegunungan untuk membuat penyesuaian jalan yang rinci. Model ketinggian berbasis LiDAR kemungkinan akan menunjukkan lereng bukit dan pegunungan yang lebih curam. Hal ini dapat menambah panjang total jalan akses dan mungkin merupakan faktor penting dalam kalkulasi biaya; dan
- Beberapa turbin sulit dijangkau atau jauh dari turbin lain. Memindahkan beberapa turbin ke lokasi yang lebih mudah diakses dapat mengurangi panjang jalan yang harus diperbaiki atau dibangun.

2.5 Kondisi geologi dan kegempaan

Dataran di dalam lokasi ini adalah bagian dari Pegunungan Selatan Jawa Timur, pegunungan di selatan Ponorogo. Subbagian berikutnya akan menjelaskan secara khusus geologi dan kegempaan daerah tersebut secara lebih mendalam.

2.5.1 Geologi

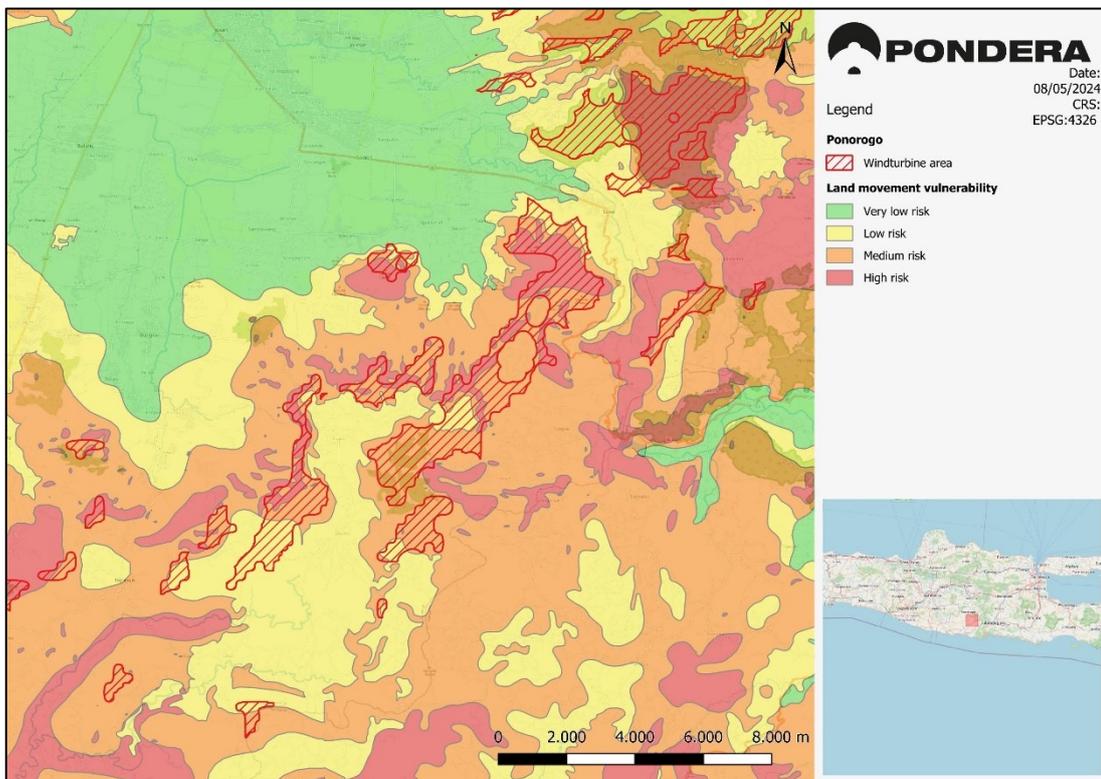
Di dalam lokasi, geologi yang ada sebagian besar berupa batuan vulkanik (terutama andesit) yang terangkat dari zaman Miosen (Formasi Mandalika dan Formasi Arjosari). Daerah terangkat terletak di antara cekungan busur muka (di sebelah selatan lokasi di lautan) dan busur vulkanik (di sebelah utara lokasi). Profil geologi dari samping dapat dilihat pada Gambar 27. Hanya sedikit informasi yang tersedia mengenai geologi lokal atau aktivitas tektonik.



Gambar 27. Profil samping geologi Jawa Timur. Lokasi ini terletak di Pegunungan Selatan, seperti yang ditandai dengan kotak biru.



Indeks Kerentanan Gerakan Tanah memberikan gambaran tentang kerentanan gerakan tanah berdasarkan kecuraman lereng, jenis tanah, curah hujan, kegempaan, dll. Gambar 28 memvisualisasikan Indeks Kerentanan Gerakan Tanah dari tanah tersebut di dalam dan sekitar area WTG. Sebagian besar lokasi turbin terletak di daerah berisiko sedang hingga tinggi dengan mempertimbangkan pergerakan tanah. Namun, karena sejarah geologi (batuan vulkanik yang terangkat), diperkirakan bahwa batuan dasar yang keras tidak terletak jauh di bawah permukaan (hingga beberapa meter). Berbeda dengan sebagian besar daerah di Pulau Jawa, yang terdiri dari lapisan tebal abu/puing vulkanik yang rentan terhadap pergerakan tanah di lereng yang curam, diperkirakan bahwa fondasi turbin di daerah ini dapat ditambatkan langsung di batuan dasar, sehingga menurunkan risiko pergerakan tanah. Namun, tanah longsor yang lebih tinggi di pegunungan yang terdiri dari material di atas batuan dasar masih dapat menimbulkan ancaman bagi turbin.



Gambar 28. Indeks kerentanan gerakan tanah Ponorogo.

Stabilitas dan kemampuan tanah di atas batuan dasar di sekitar turbin angin di lereng curam 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 berikut, dikombinasikan dengan studi LiDAR. Studi LiDAR diperkirakan akan menghasilkan kemiringan yang jauh lebih curam dibandingkan model ketinggian dengan resolusi lebih rendah. Namun risiko terjadinya tanah longsor seharusnya tetap rendah mengingat kondisi geologi (batuan vulkanik).

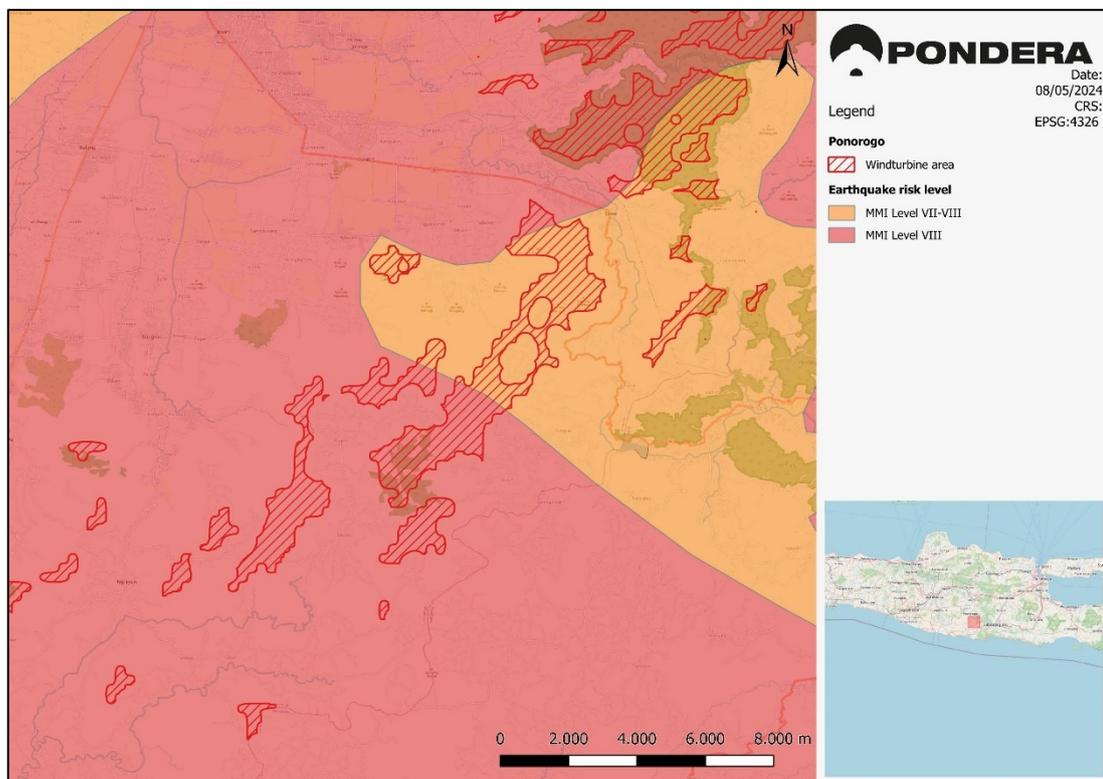


2.5.2 Kegempaan

Di daerah tersebut, tidak terdapat garis patahan besar. Di pegunungan selatan, diketahui beberapa sesar yang berorientasi barat daya hingga timur laut (sinistral). Tidak ada informasi yang ditemukan mengenai laju geser dan/atau waktu terjadinya gempa bumi.

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 29 memberikan representasi visual dari tingkat risiko gempa di dalam dan sekitar area WTG.



Gambar 29. Tingkat bahaya dan risiko gempa bumi di Ponorogo.

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."

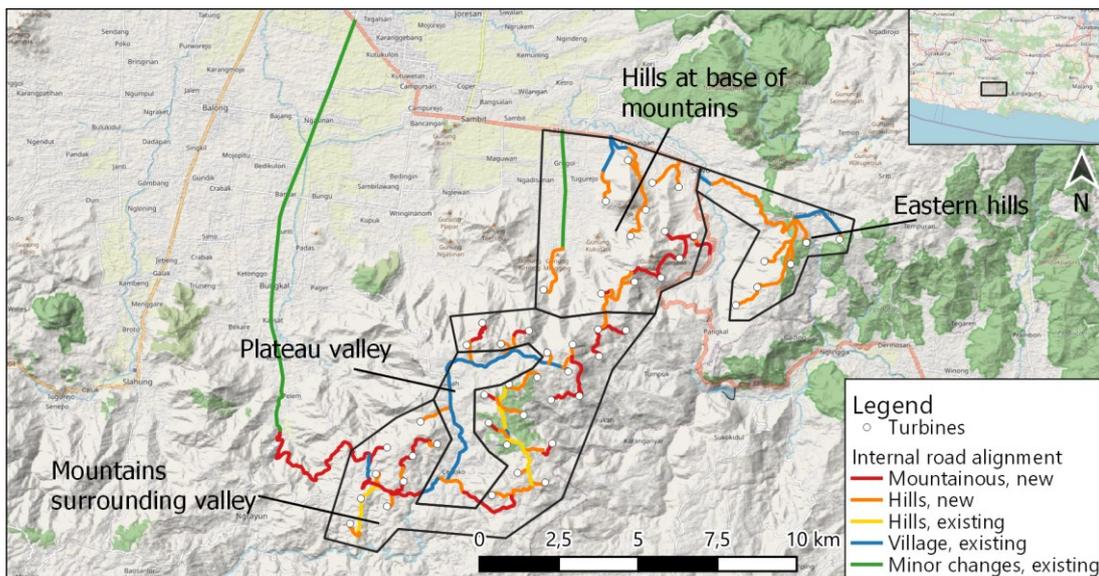
Data ini hanya memberikan kesan umum tentang besarnya gempa bumi yang dapat diperkirakan. Selama studi kelayakan, perkiraan percepatan puncak tanah maksimum pada batuan dasar dan tanah di atas batuan dasar harus dihitung untuk penilaian bahaya yang lebih tepat akibat gempa bumi.

2.6 Keanekaragaman hayati, kondisi sosio-ekonomi dan lingkungan

2.6.1 Kesan umum

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 30, area tersebut dapat dibagi menjadi beberapa bagian:

- Pegunungan yang mengelilingi dataran tinggi;
- Lembah dataran tinggi;
- Perbukitan di dasar dataran tinggi; dan
- Perbukitan di bagian timur.



Gambar 30. Pembagian area menjadi beberapa wilayah berdasarkan penggunaan lahan dan topografi.



Pegunungan yang di sekitar dataran tinggi (lihat Gambar 31) terutama digunakan untuk kehutanan dan wanatani. Beberapa bagian terlalu curam untuk dieksploitasi dan ditutupi oleh semak dan/atau rumput. Di dekat desa, terasering skala kecil dibuat untuk bercocok tanam. Perbukitan tersebut tidak berpenduduk.



Gambar 31. Kesan pegunungan di sekitar lembah.

Lembah atau dasar dataran tinggi digunakan untuk tanaman pangan, terutama padi dan jagung (lihat Gambar 32). Di dasar lereng yang mengarah ke pegunungan sekitarnya, terdapat terasering yang digunakan untuk bercocok tanam. Di sepanjang lembah, desa-desa dan rumah-rumah kecil dibangun. Rumah-rumah tersebut tidak secara jelas mengelompok menjadi desa-desa yang terpisah, tetapi lebih tersebar di lembah. Tidak ada turbin angin yang direncanakan di lembah ini, tetapi jalan akses harus melewati daerah ini.



Gambar 32. Kesan lembah di dataran tinggi.



Di kaki bukit, dekat dataran Ponorogo, lerengnya dibuat terasering dan digunakan untuk pertanian (terutama jagung dan padi; lihat Gambar 33). Hutan menutupi bagian yang lebih tinggi, di mana lerengnya lebih curam. Di beberapa bagian, rumah-rumah berkelompok atau desa-desa kecil dibangun di punggung bukit di atas bukit.



Gambar 33. Kesan perbukitan di kaki pegunungan.

Seperti yang diilustrasikan pada Gambar 34, penggunaan lahan di bagian timur beragam. Kawasan tersebut terdiri dari desa-desa, rumah-rumah tersebar dengan hutan, agroforestri, ladang kecil dengan tanaman pangan, dan beberapa sawah bertingkat.



Gambar 34. Kesan penggunaan lahan di perbukitan bagian timur



2.6.2 Keanekaragaman hayati dan dampak lingkungan

Karena sebagian besar lokasi tersebut digunakan oleh manusia (desa, kehutanan, tanaman pangan, sawah, dll.), diharapkan keanekaragaman hayati tidak setinggi di hutan primer (lihat Tabel 1). Tidak ada hutan lindung yang terletak di dalam lokasi. Tidak ada hutan lindung yang terletak di lokasi tersebut. Namun, ada beberapa daerah yang terpencil. Pengembangan PLTB dapat membuka area lebih jauh yang akan berdampak pada keanekaragaman hayati dan lingkungan setempat. Dampak utamanya adalah:

Dampak keanekaragaman hayati:

- Fragmentasi habitat (terutama jalan dan saluran transmisi)
- Pembukaan area: perambahan, penebangan liar, pemakai tanah tanpa izin, perburuan, pertanian
- Tabrakan burung & kelelawar (turbin)

Dampak lingkungan:

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

Akibat kehadiran manusia, fragmentasi habitat telah terjadi di sebagian besar lokasi. Fragmentasi lebih lanjut dapat diminimalkan dengan memanfaatkan jalan yang ada semaksimal mungkin.

Flora dan fauna yang diamati:

Menurut *database* keanekaragaman hayati daring *Global Biodiversity Information Facility* (GBIF), tidak ada spesies hewan atau tumbuhan yang terancam diamati di daerah tersebut dalam beberapa waktu terakhir (lihat Gambar 35) 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). Satu spesies tanaman telah diamati; namun, hal ini didasarkan pada spesimen yang diawetkan dari tahun 1897. Tidak diketahui apakah spesies ini masih terjadi di daerah tersebut. 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
-	-	-

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



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

Tumbuhan	Nama Bahasa Inggris	Status
<i>Myristica teysmannii</i>	-	Terancam (EN)



Gambar 35. Area di mana flora dan fauna yang disebutkan di atas telah diamati (meliputi lokasi PLTB yang dibayangkan)

Bahkan ketika tidak ada atau sedikit spesies dari daftar merah global IUCN yang hadir di daerah tersebut, pembangunan PLTB dapat berdampak pada keanekaragaman hayati dan lingkungan. Hal ini dapat diminimalkan ketika poin-poin berikut diperhitungkan:

- 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;
- Idealnya hanya dibuat satu titik akses yang harus dibuat untuk memasuki PLTB untuk membatasi pembukaan area untuk kegiatan lain seperti penebangan liar dan perburuan / penangkapan liar; 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.

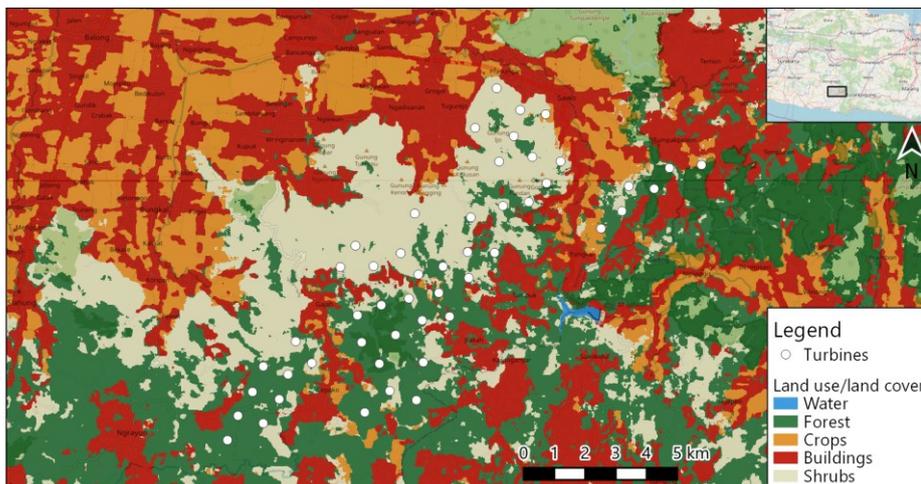


2.6.3 Dampak sosial

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 36, sebagian besar turbin dibayangkan berada di pegunungan sekitar dataran tinggi dan perbukitan di kaki pegunungan, yang merupakan daerah yang jarang penduduknya. Dampak sosial terbesar di daerah ini adalah selama konstruksi (aksesibilitas terbatas selama transportasi, pembangunan jalan, kebisingan) dan dampak visual turbin.

Pedesaan di daerah dataran rendah sebagian besar adalah petani skala kecil dan pemilik toko kecil. Jalan dari desa-desa ini ke kota Ponorogo padat pada jam-jam sibuk yang menunjukkan banyaknya komuter dari dan ke Ponorogo. Dataran tinggi di pegunungan berpenduduk lebih sedikit dan sebagian besar terdiri dari petani.

Jalan yang ada di dalam lembah dan pegunungan di sekitarnya serta menuju dataran Ponorogo dalam kondisi buruk. Berkeliling di daerah tersebut membutuhkan waktu yang cukup lama dan sebagian besar dilakukan dengan sepeda motor. Perbaikan jalan di dalam lembah dan turun ke dataran Ponorogo akan mengurangi waktu perjalanan dalam lembah dan ke Ponorogo secara signifikan.



Gambar 36. Peta penggunaan lahan berdasarkan citra satelit (ESRI/Sentinel 2, 2022). Daerah di sekitar turbin angin sebagian besar ditutupi oleh hutan dan semak belukar.

Dampak sosial dapat dibagi menjadi beberapa aspek:

- Kehilangan 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); dan
- Dampak visual jangka panjang dari turbin di daerah tersebut; dan
- Peningkatan mobilitas di desa-desa di lembah dan sampai ke Ponorogo ketika akses jalan dibuka untuk umum.

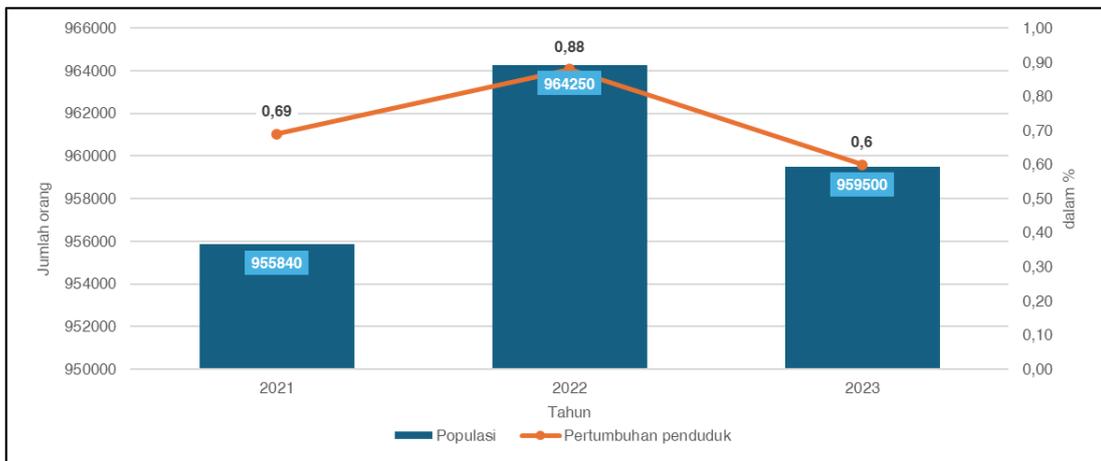
Karena turbin sebagian besar dibangun lebih jauh dari desa-desa di wilayah ini, dampak sosialnya terutama terbatas pada hilangnya lahan pertanian, berkurangnya aksesibilitas selama pembangunan jalan dan transportasi, dan dampak visual. Namun, pembangunan jalan mungkin akan meningkatkan aksesibilitas ke seluruh lembah di dataran tinggi (lihat Subbagian 2.6.1), yang mungkin dapat berdampak positif pada ekonomi lokal.



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

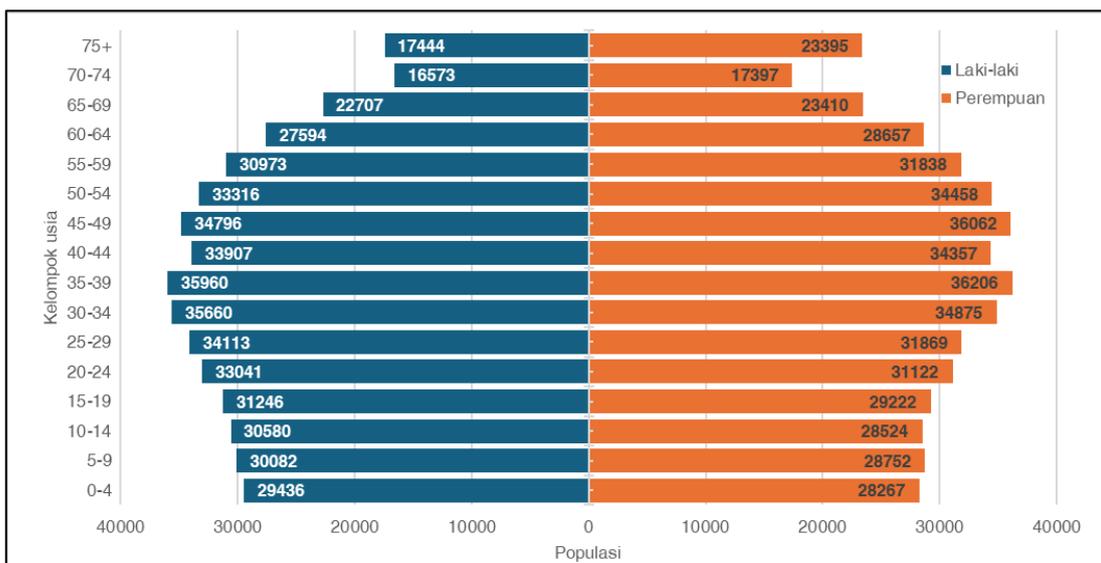
Populasi

Grafik populasi dan tingkat pertumbuhan penduduk tahunan ditunjukkan pada Gambar 37. Angka pertumbuhan penduduk tahunan di Ponorogo menurun dari 0,69% pada tahun 2021 menjadi 0,6% pada tahun 2023. Namun, populasinya sedikit meningkat dari 955.840 orang pada tahun 2021 menjadi 959.500 orang pada tahun 2023.



Gambar 37. Laju pertumbuhan penduduk dan penduduk tahunan di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2021-2023 (Sumber: [BPS Ponorogo](#)).

Piramida penduduk kabupaten ditampilkan pada Gambar 38. Selain itu, rasio gender di kabupaten tersebut adalah 0,9976 pada tahun 2022.



Gambar 38. Piramida Kependudukan di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2020 (Sumber: [BPS Ponorogo](#)).



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. Angka ini ditampilkan pada Tabel 3. Tingkat partisipasi angkatan kerja pada tahun 2023 sebesar 75,88%, meningkat dari dua tahun sebelumnya. Sementara itu, ada sedikit peningkatan keseluruhan dalam angka pengangguran dari tahun 2021 ke tahun 2023.

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

Metrik (dalam %)	Tahun		
	2021	2022	2023
Partisipasi tenaga kerja	72,63	72,92	75,88
Tingkat pengangguran	4,38	5,51	4,66

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

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

Pencapaian pendidikan	Bekerja	Tidak Bekerja	Jumlah Penduduk Aktif Secara Ekonomi	Persentase Pekerja yang Aktif Secara Ekonomi (%)
Sekolah dasar (SD)	242.997	4.980	247.977	97,99
Sekolah menengah pertama (SMP)	130.228	8.292	138.520	94,01
Sekolah menengah atas (SMA)	139.560	12.187	151.747	91,97
Universitas	52.926	2.200	55.126	96,01
Total	565.11	27.659	593.370	95,34

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 Ponorogo pada tahun 2022-2023 (Sumber: [BPS Ponorogo](#)).

Angka partisipasi murni	Year	
	2022	2023
Tingkat pendidikan		
Sekolah dasar	98,91	98,72
Sekolah menengah pertama	85,99	88,15
Sekolah menengah atas	68,37	69,36

Tabel 6 menunjukkan jumlah fasilitas pendidikan di Kabupaten Ponorogo. Di antara tingkat pendidikan yang berbeda. Jumlah fasilitas pendidikan terbesar adalah taman kanak-kanak (Islam), diikuti oleh sekolah dasar.

Tabel 6. Fasilitas pendidikan di Kabupaten Ponorogo pada tahun 2023 (Sumber: [BPS Ponorogo](#)).

Jenis sekolah	Jumlah fasilitas
Taman kanak-kanak	456
Raudatul Athfal (Taman kanak-kanak Islam)	274
Sekolah dasar	573
Madrasah Ibtidaiyah (Sekolah dasar Islam)	124
Sekolah menengah atas	90
Madrasah Tsanawiyah (Sekolah menengah pertama Islam)	97
Sekolah menengah atas	26
Sekolah menengah kejuruan	39
Madrasah Aliyah (Sekolah menengah atas Islam)	73
Universitas	11

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 Ponorogo dari tahun 2021 hingga 2023 mengalami tren peningkatan, seperti yang ditunjukkan pada



Tabel 7.



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

Metrik	Tahun		
	2021	2022	2023
Indeks Pembangunan Manusia	71.81	72.61	73.18
Indeks Pemberdayaan Gender	67.63	67.69	68.52
Indeks Pembangunan Gender	93.65	93.96	94.40

Indeks Pemberdayaan Gender (GEI) mengukur ketimpangan 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 tersebut meningkat dalam periode tahun 2021-2023, 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 juga meningkat pada periode tahun 2021-2023, seperti yang ditunjukkan pada

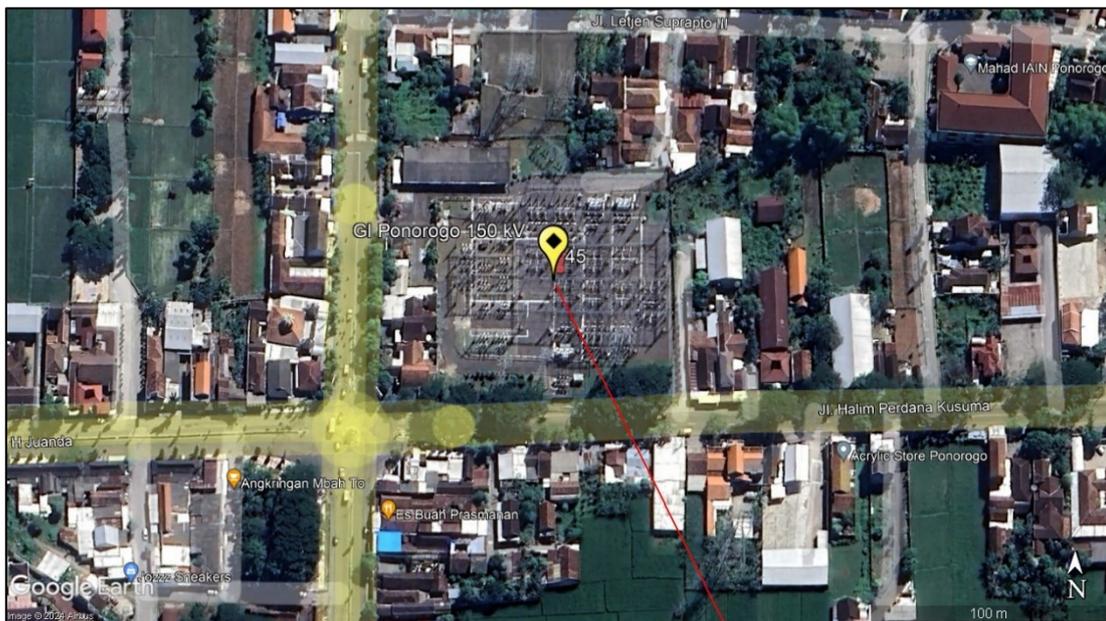


Tabel 7.

2.7 Desain jaringan transmisi

2.7.1 Titik koneksi

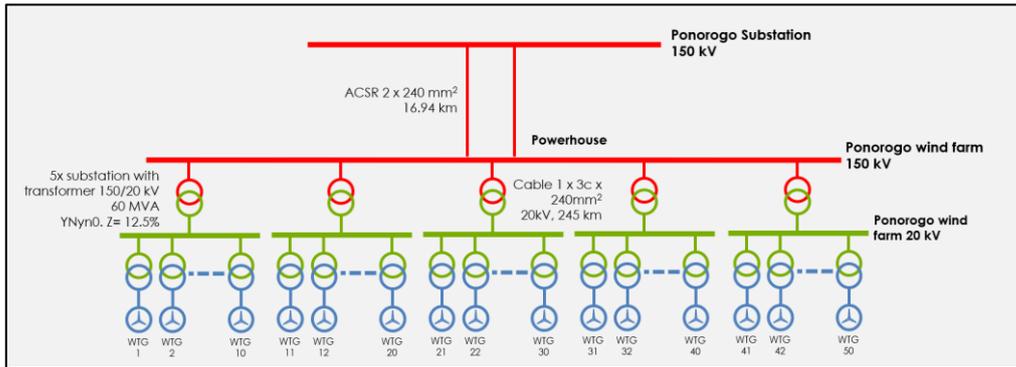
Berdasarkan lokasi tata letak awal PLTB yang dibayangkan, titik koneksi terdekat ke jaringan PLN yang ada telah ditentukan. Gardu induk PLN Ponorogo 150 kV yang terletak di sebelah timur desa Kauman dipilih untuk studi ini. Foto udara gardu induk ini disertakan dalam Gambar 39. Karena studi saat ini 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 39. Lokasi gardu induk PLN Ponorogo 150 kV. Sumber: Google Maps.

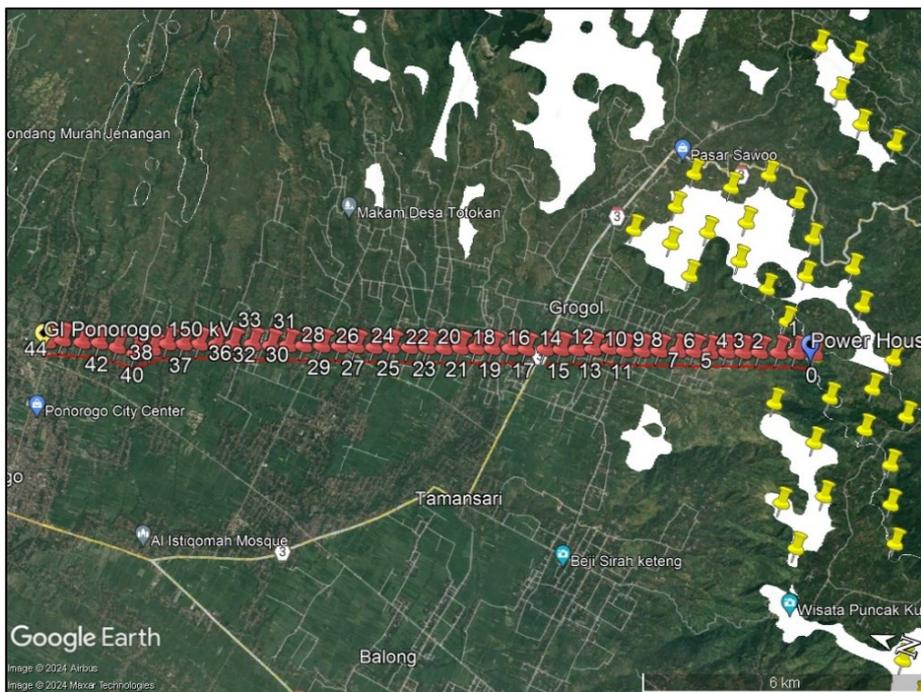
2.7.2 Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi

Pada Gambar 40, desain skematis jaringan transmisi dan distribusi diilustrasikan. Masing-masing 50 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 Ponorogo.



Gambar 40. Desain skematis jaringan transmisi dan distribusi di PLTB Ponorogo yang dibayangkan.

Saluran transmisi udara antara rumah pembangkit dan gardu induk PLN diasumsikan sebagai garis lurus antara kedua lokasi, meliputi 17 km seperti yang divisualisasikan pada Gambar 41. Sebanyak 46 menara transmisi direncanakan dengan jarak perantara antara menara sebesar 340-450 m.



Gambar 41. Representasi skematis posisi saluran transmisi udara antara rumah pembangkit dan gardu induk Ponorogo.

2.8 Asesmen keluaran energi

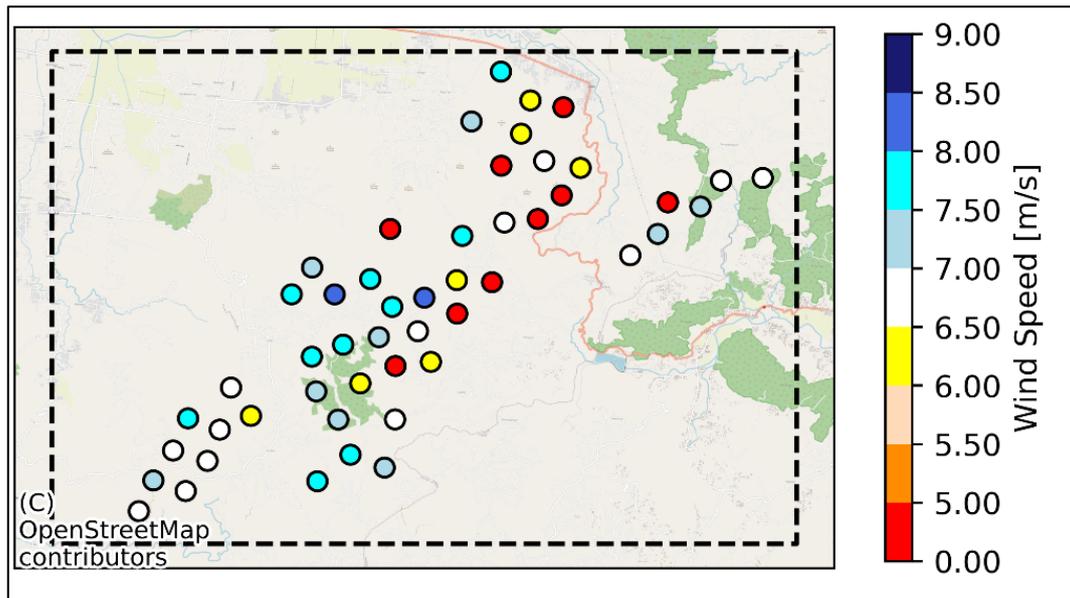
Keluaran energi disajikan sebagai rata-rata tahunan dan oleh karena itu disebut Produksi Energi Tahunan (*Annual Energy Production/AEP*). AEP bruto dimodelkan dengan menggabungkan iklim angin jangka panjang yang dihitung dan spesifikasi turbin angin dari kurva dayanya.

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 42. 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.

Gambar 42 menunjukkan klimatologi yang dihasilkan di lokasi WTG. Kecepatan angin jangka panjang yang dimodelkan, yang dirata-ratakan dari semua 50 WTG pada ketinggian naf yang direncanakan 140 m, adalah 6,8 m/s. Kecepatan angin rata-rata di *Global Wind Atlas* (GWA) juga serupa. Terdapat variabilitas besar dalam kecepatan angin di daerah tersebut, yang kemungkinan besar disebabkan oleh orografi. Sebanyak 9 dari 50 turbin memiliki kecepatan angin di bawah nilai ambang batas dan posisinya dapat dipertimbangkan kembali. Bagian barat daya daerah ini memiliki kecepatan angin tertinggi, hingga 8,2 m/s. Meskipun demikian, verifikasi model numerik melalui pengukuran sangat penting, dan di sini, model LES yang lebih rumit digunakan untuk analisis lebih lanjut.

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 di tingkat PLTB.

Tabel 8. Rugi-rugi yang diharapkan 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 Ponorogo.
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.
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

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
			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	Pematan karena lapisan es, petir dll. [%]	0,3%	Pematan 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 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



Kategori	Tipe rugi-rugi energi	Jumlah	Keterangan
			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%.
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 menjadi 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.

Tabel 9. Keluaran energi untuk semua 23 WTG di PLTB Ponorogo

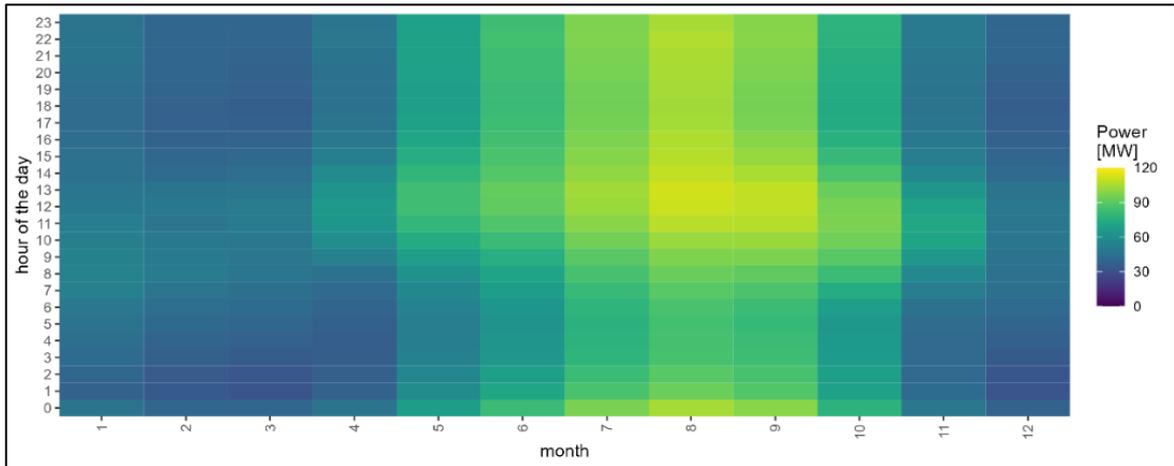
Parameter [Satuan]	Jumlah
Jumlah WTG baru	50
Nilai Daya per WTG [MW]	4,0
Total Nilai Daya [MW]	92,0
Diameter rotor [m]	~170
Tinggi naf [m]	140
Kepadatan udara [kg/m ³]	1,150
Kecepatan angin [m/s]	6,8
Hasil bruto [MWh/th]	709.922
Hasil bruto termasuk efek olakan [MWh/th]	655.968
P50 [MWh/th] ¹⁹	564.393
P90 (25 th) [MWh/th]	419.733
P50 [jam/th]	2.940
P90 (25 th) [jam/th]	2.186

2.8.3 Variasi keluaran daya

Dalam Subbagian 2.8.2, kami telah memberikan perkiraan produksi tahunan P50, setara dengan 564.393 MWh per tahun. Sebelumnya, selama penilaian sumber daya angin pertama di Subbagian 2.2.2, kami telah menunjukkan bahwa untuk lokasi ini ada variasi yang besar dalam kecepatan angin sepanjang tahun, dengan kecepatan angin tertinggi selama bulan-bulan musim panas. Variabilitas ini memiliki efek langsung pada total keluaran daya PLTB pada saat-saat tertentu dalam setahun.

Gambar 43 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.

¹⁹ Perhatikan bahwa nilai P50 didasarkan pada perhitungan LES. Ketidakpastian dalam AEP akan berkurang setelah pengukuran di lokasi dilakukan. Hingga saat itu tiba, hasil penelitian ini harus diinterpretasikan dengan kebijaksanaan yang hati-hati.



Gambar 43. 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 listrik
- 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 (8 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 50 turbin angin di PLTB ditunjukkan pada Tabel 10.

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

Komponen utama	Jumlah
Nasel termasuk generator (4 MW)	50 buah
Sudu (85 m)	150 buah
Segmen menara (tinggi total 140m)	300 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 50 turbin angin di PLTB ditunjukkan pada Tabel 11.

Tabel 11. Daftar asumsi tentang komponen pekerjaan sipil.

Komponen utama	Sub-komponen	Jumlah
Jalan (termasuk desain, material, transportasi, tenaga kerja)	Pembangunan jalan berkerikil baru di dalam lokasi PLTB	74 km
	Peningkatan jalan yang sudah ada	13 km
	Penguatan jembatan beton	26 jembatan
	Penguatan jembatan baja	2 jembatan

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



Komponen utama	Sub-komponen	Jumlah
Memperkuat jembatan (termasuk desain, material, transportasi, tenaga kerja)	Jembatan baru	1 jembatan
Fondasi (termasuk desain, bahan, transportasi, tenaga kerja)	Jangkar (72 per fondasi)	3.600 buah
	Kandang jangkar	50 buah
	Beton (230 m ³ per fondasi)	11.500 m ³
	Baja (35 ton per fondasi)	1.750 ton
Crane hardstand (termasuk desain, bahan, transportasi, tenaga kerja)	<i>Crane hardstands</i> (50 x 100 m) menggunakan kerikil	50 <i>hardstand</i>

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

- Pekerjaan sipil termasuk desain, bahan, 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.

Tabel 12. Daftar asumsi komponen pekerjaan kelistrikan.

Komponen utama	Sub-komponen	Jumlah
Saluran transmisi (19 km, 48 menara)	Menara transmisi	46 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	50 unit
	<i>Switchgear LV</i>	1 unit
	<i>DC Supplies</i>	1 unit
	Proteksi petir	1 unit
	Kabel 2x3C 300 mm	567 m
	Transformator 20 kV (5 MVA)	50 unit



Komponen utama	Sub-komponen	Jumlah
Pekerjaan listrik PLTB (antara pembangkit tenaga listrik, gardu induk dan turbin angin)	<i>Switchgear</i>	50 unit
	Kabel MVAC (1 x 3c x 240) 50 dan 300 meter	245 km
	Sistem Pembumian	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</i> LV	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 servis turbin angin, pekerjaan sipil dan pekerjaan kelistrikan
- Biaya operasi bisnis, misalnya manajemen aset, manajemen keuangan, manajemen PJBL, dll.
- Tidak diperlukan kompensasi untuk penggunaan hutan
- Asuransi (misalnya asuransi kerusakan mesin, kewajiban pihak ketiga)

2.9.2 Asumsi biaya

Dalam 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 2024²¹) dan dengan 7 lokasi lainnya

Tabel 13. Asumsi biaya per komponen biaya.

Komponen biaya	Biaya dasar termasuk PPN	Komentar	Kisaran biaya
Persiapan pekerjaan	USD 4.785.000	DEVEX: Sebelum Pemenuhan Pembiayaan	90% - dasar -120%
Manajemen proyek	USD 15.477.000	DEVEX: Sampai CoD	Dasar
Turbin angin	USD 139.364.000	CAPEX: termasuk transportasi dan instalasi	90% - dasar -120%
Pekerjaan sipil: fondasi	USD 20.036.000	CAPEX	80% - dasar -150%
Pekerjaan sipil: jalan	USD 53.298.000	CAPEX	80% - dasar -150%
Pekerjaan sipil: crane hardstands	USD 9.475.000	CAPEX	80% - dasar -150%
Pekerjaan kelistrikan	USD 44.913.000	CAPEX	90% - dasar -120%
Pembebasan lahan	USD 37.673.000	CAPEX	90% - dasar -150%
Kontingensi risiko	USD 24.763.000	DEVEX + CAPEX	Dasar
Total biaya investasi batas bawah (DEVEX + CAPEX)	USD 310.548.000	Biaya investasi per MW: USD 1.553.000	
Total biaya investasi dasar (DEVEX + CAPEX)	USD 349.783.000	Biaya investasi per MW: USD 1.749.000	
Total biaya investasi batas atas (DEVEX + CAPEX)	USD 447.836.000	Biaya investasi per MW: USD 2.239.000	
Pengeluaran operasional dasar (OPEX)	USD 5.951.000 / tahun	Biaya operasional per MW/tahun: USD 30.000	

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



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 = $9,54 \times$ faktor lokasi (menjadi 1,1 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 0, asumsi biaya sebagaimana tercantum dalam Subbagian 2.9.2, dan parameter keuangan yang diasumsikan dalam Subbagian 0, kasus bisnis PLTB telah ditentukan untuk skenario biaya batas bawah, dasar, dan batas atas. Kasus bisnis ini mengarah pada hasil berikut:

Tabel 14. Hasil asesmen kasus bisnis.

Hasil kasus bisnis	Skenario biaya batas bawah	Skenario biaya dasar	Skenario biaya batas atas
<i>Internal Rate of Return</i> (IRR) Proyek (sebelum pajak) di P50	10,39%	8,38%	4,72%
Rata-rata <i>Debt Service Coverage Ratio</i> (DSCR) di P90	0,85	0,77	0,61
Laba bersih di P50 selama 25 tahun	USD 206.311.000	USD 163.811.000	USD 66.725.000



3 Kesimpulan dan Rekomendasi

Berdasarkan analisis yang dilakukan, disimpulkan bahwa kelayakan tekno-ekonomi secara keseluruhan dari PLTB di Ponorogo memerlukan peningkatan. Penyebab utama hal ini adalah kecepatan angin yang lebih rendah dari yang diharapkan di lokasi turbin angin tertentu. Meskipun penilaian awal sumber daya angin hanya mencakup daerah dengan kecepatan angin di atas 6 m/s, selama tahap pemodelan angin, kecepatan angin di beberapa lokasi turbin angin ternyata berada di bawah angka ini (lihat Gambar 42). 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 hadir di sembilan dari lima puluh lokasi turbin angin yang dipilih. Oleh karena itu, kami merekomendasikan untuk mempertimbangkan kembali tata letak lokasi selama studi lanjutan. Kasus bisnis ini dapat ditingkatkan dengan kemungkinan pengecualian sembilan lokasi turbin untuk pengembangan di masa mendatang, dan memvalidasi kecepatan angin (dengan pengukuran angin). Pengecualian sembilan lokasi turbin angin masih dapat menghasilkan PLTB dengan kapasitas sekitar 150-170 MW.

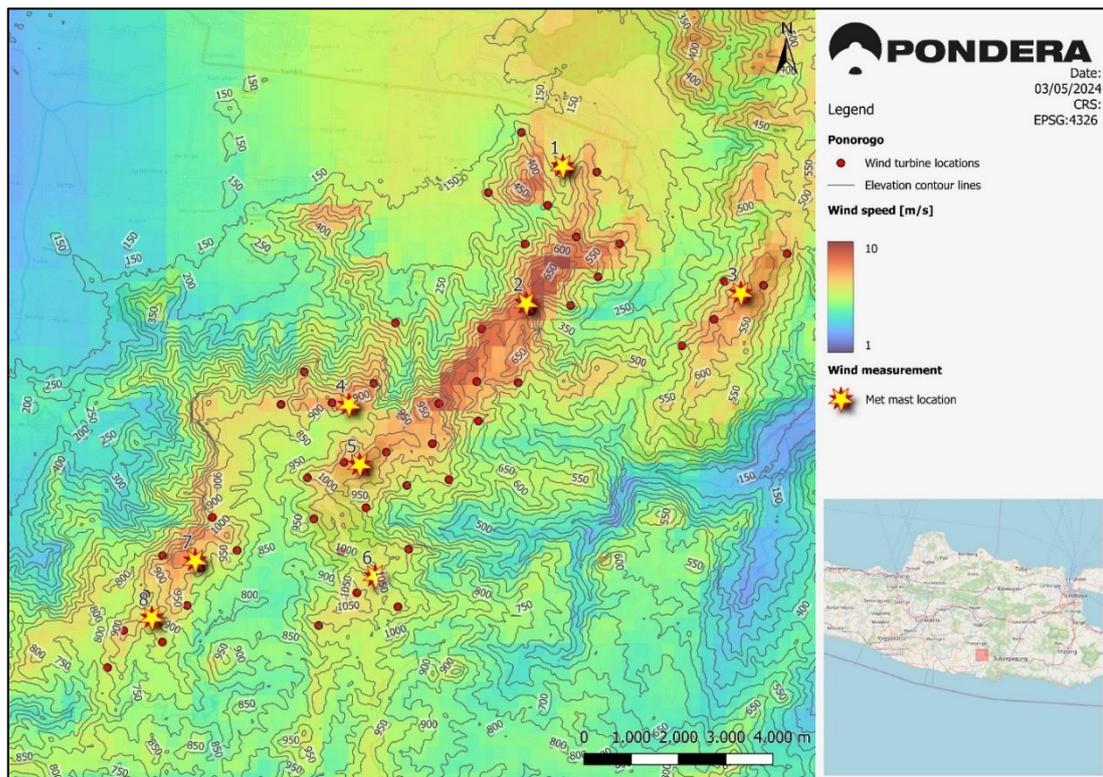
Selain itu, komponen tertentu meningkatkan biaya investasi secara signifikan. Penguatan 28 jembatan merupakan faktor biaya utama (+/- 3% dari biaya investasi) untuk PLTB ini. Selain itu, biaya pembangunan jalan baru dan perbaikan jalan juga cukup besar (+/- 11% dari biaya investasi). Dalam studi lanjutan, tujuannya adalah untuk mendapatkan penghematan biaya untuk biaya khusus ini (lihat rekomendasi khusus pada bagian *Transportasi*).

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 44). 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.



Sebanyak 50 turbin tersebar di area yang luas dengan ketinggian yang berbeda. Di utara, turbin terendah diposisikan sekitar 200 m; sementara di pegunungan tenggara, turbin diposisikan hingga hampir 1.000 m. Di bagian barat daya, turbin terletak sedikit lebih rendah. Untuk menangkap kondisi rata-rata lokasi dengan tiang pengukuran meteorologis, kami merekomendasikan untuk memasang setidaknya delapan tiang pengukuran meteorologis. Tiang pengukuran meteorologis disebar di lokasi untuk menangkap variabilitas spasial. Terutama di gunung dan punggung bukit, disarankan untuk mengukur tambahan dengan anemometer 3D ultrasonik. Hal ini karena turbin yang terletak di punggung bukit kemungkinan besar akan mengalami aliran naik dan turun. Dengan menggunakan anemometer ultrasonik 3D, kecepatan horizontal dan kecepatan vertikal angin akan diukur. Anemometer ultrasonik 3D juga harus dipertimbangkan di area utara.



Gambar 44. Lokasi tiang pengukuran meteorologis yang direkomendasikan.

- **Penggunaan lahan dan perizinan:** Seperti yang dapat diperoleh dari Gambar 36 dan Subbagian 2.2.5, PLTB yang direncanakan berada di kawasan gabungan antara perkebunan, pertanian, pemukiman, sempadan sungai, dan semak belukar. Pengembang di masa mendatang wajib memperoleh persetujuan dan izin khusus dari pihak berwenang. Mempertimbangkan tindakan yang diperlukan ini, penting juga bagi pengembang untuk menilai penggunaan / kepemilikan lahan secara lebih rinci sejak awal dalam proses pengembangan. Pengembang direkomendasikan untuk terlebih dahulu berkonsultasi dengan pihak berwenang tentang kesiapan dan kemungkinan untuk menerbitkan persetujuan dan izin tersebut, dan pendekatan dengan 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 bongkar muat dan penyimpanan komponen turbin angin, penilaian yang lebih ekstensif perlu dilakukan di pelabuhan yang dapat memerlukan konsultasi dengan pemilik pelabuhan. Sebagian besar jalan menuju lokasi dalam kondisi baik dan digunakan sehari-hari dengan lalu lintas yang padat. Namun, penting untuk menanyakan atau mengukur ketinggian yang akurat antara permukaan jalan dan jembatan di jalan tol. Ketinggian jembatan terendah mungkin merupakan faktor pembatas diameter yang digunakan untuk dasar menara turbin. Selain itu, resolusi model ketinggian dari sumber terbuka tidak cukup tepat untuk dataran pegunungan dalam membuat keselarasan jalan yang rinci. Model ketinggian berbasis LiDAR kemungkinan besar akan menunjukkan kemiringan bukit dan gunung yang lebih curam. Hal ini dapat menambah panjang total jalan akses dan mungkin merupakan faktor penting dalam perhitungan biaya. Beberapa turbin sulit dijangkau atau jauh dari turbin lainnya. Memindahkan beberapa turbin ke lokasi yang lebih mudah diakses dapat mengurangi panjang jalan yang harus ditingkatkan atau dibangun.

Terakhir, optimalisasi harus diupayakan untuk menurunkan biaya penguatan 28 jembatan. Analisis lebih lanjut diperlukan untuk menentukan kekuatan jembatan tersebut saat ini dan perlunya penguatan. Jika perluasan jembatan diperlukan, ada baiknya menyelidiki apakah dana infrastruktur Pemerintah tersedia untuk menutupi sebagian dari biaya penguatan.

- **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 berikut dalam kombinasi dengan studi LiDAR untuk pemetaan topografi yang lebih tepat.
- **Kegempaan:** PLTB yang dibayangkan direncanakan di daerah dengan risiko gempa bumi (mirip dengan banyak lokasi lain di Indonesia). Selama studi kelayakan, percepatan puncak tanah 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 yang teridentifikasi. Desain fondasi setidaknya harus memenuhi standar internasional untuk mengurangi risiko gempa.
- **Lingkungan:** Meskipun lokasi PLTB bukan di daerah padat penduduk, akan ada dampak visual pada daerah tersebut karena penggunaan turbin angin dengan ketinggian ujung 200 m. Kehadiran PLTB ini dapat menyebabkan 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.



- **Flora dan fauna:** Diperkirakan terdapat satu spesies fauna yang terancam di area PLTB yang dibayangkan. Pengembangan PLTB dapat berpengaruh pada keanekaragaman hayati di daerah tersebut. Oleh karena itu, disarankan bahwa sebagai bagian dari Analisis Dampak Lingkungan dan Sosial, studi dasar keanekaragaman hayati, dan penilaian risiko dan langkah-langkah mitigasinya dilakukan selama studi kelayakan.
- **Koneksi jaringan dan PJBL:** PLTB terkait dirancang untuk dihubungkan ke jaringan PLN. Hal ini mengasumsikan bahwa jaringan dapat mengintegrasikan 200 MW energi angin (dengan keluaran variabel), dan gardu induk di Ponorogo cocok untuk memfasilitasi koneksi jaringan PLTB. Asumsi tersebut harus diverifikasi selama studi kelayakan.

Selain itu, hasil asesmen 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.