



**STUDI KELAYAKAN INJEKSI
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BAYU (PLTB)
DI KABUPATEN KEDIRI DAN MALANG JAWA TIMUR**

**SKRIPSI
TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



ACHMAD YAHYA CHASANUDDIN

NIM. 175060307111010

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

FAKULTAS TEKNIK

MALANG

2021

LEMBAR PENGESAHAN

**STUDI KELAYAKAN INJEKSI
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BAYU (PLTB)
DI KABUPATEN KEDIRI DAN MALANG JAWA TIMUR**

SKRIPSI
TEKNIK ELEKTRO KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Ditujukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



ACHMAD YAHYA CHASANUDDIN

NIM. 175060307111010

Skripsi ini telah direvisi dan disetujui oleh dosen pembimbing
pada tanggal 17 Juli 2021

Dosen Pembimbing I



**Prof. Ir. Hadi Suyono, S.T., M.T.,
Ph.D., IPU., ASEAN Eng.**

NIP. 19730520 200801 1 013

Dosen Pembimbing II



Dr. Ir. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc., IPM

NIP. 19680122 199512 2 001

**Mengetahui,
Plt. Ketua Jurusan Teknik Elektro**

Muhammad Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D.

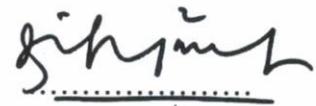
NIP. 19741203 20012 1 001

JUDUL SKRIPSI:

STUDI KELAYAKAN INJEKSI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BAYU (PLTB) DI
KABUPATEN KEDIRI DAN MALANG JAWA TIMUR

Nama Mahasiswa : Achmad Yahya Chasanuddin
NIM : 175060307111010
Program Studi : Teknik Elektro
Konsentrasi : Teknik Energi Elektrik

Tim Dosen Pembimbing :
Ketua : Prof. Ir. Hadi Suyono, S.T., M.T.,
Ph.D., IPU., ASEAN Eng.
Anggota : Dr. Ir. Rini Nur Hasanah, S.T.,
M.Sc., IPM


.....

.....

Tim Dosen Penguji :
Dosen Penguji 1 : Ir. Soeprapto, M.T., IPM

Disetujui tanggal
 17 Juli 2021

Dosen Penguji 2 : Dr. Tri Nurwati, S.T., M.T.

Disetujui tanggal
 17 Juli 2021

Tanggal Ujian : 13 Juli 2021

SK Penguji : No. 1193 Tahun 2021



PERNYATAAN ORISINALITAS SKRIPSI

Saya menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa sepanjang pengetahuan saya dan berdasarkan hasil penelusuran berbagai karya ilmiah, gagasan dan masalah ilmiah yang diteliti dan diulas di dalam Naskah Skripsi ini adalah asli dari pemikiran saya. Tidak terdapat karya ilmiah yang pernah diajukan oleh orang lain untuk memperoleh gelar akademik di suatu Perguruan Tinggi, dan tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis dikutip dalam naskah ini dan disebutkan dalam sumber kutipan dan daftar pustaka.

Apabila ternyata di dalam naskah Skripsi ini dapat dibuktikan terdapat unsur-unsur jiplakan, saya bersedia Skripsi dibatalkan, serta diproses sesuai dengan peraturan perundangundangan yang berlaku (UU No. 20 Tahun 2003, pasal 25 ayat 2 dan pasal 70).

Malang, 17 Juli 2021

Mahasiswa,

Achmad Yahya Chasanuddin

NIM. 175060307111010

**DAFTAR ISI**

PENGANTAR.....	i
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Batasan Masalah.....	4
1.4 Tujuan Penelitian.....	5
1.5 Manfaat Penelitian.....	5
1.6 Sistematika Penulisan.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	7
2.1 Lokasi Perancangan PLTB.....	7
2.2 Sumber Daya Energi Angin.....	8
2.2.1 Kecepatan Angin dan Persamaan <i>Weibull</i>	10
2.2.2 Daya Angin Spesifik.....	11
2.3 Klasifikasi Turbin Angin.....	12
2.3.1 Definisi PLTB.....	12
2.3.2 Cara Kerja PLTB.....	13
2.3.3 Komponen-komponen PLTB.....	13
2.3.4 Operasi Turbin Angin.....	14
2.4 Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali.....	16
2.5 Studi Interkoneksi.....	18
2.6 Dampak Lingkungan.....	20
2.7 Analisis Ekonomi.....	21
2.7.1 Biaya Modal Tahunan.....	22
2.7.2 Biaya Perbaikan Tahunan.....	23
2.7.3 Biaya Penggantian Tahunan.....	24
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	25
3.1 Studi Literatur.....	26
3.2 Survei Lokasi.....	26
3.3 Pengumpulan Data.....	26



3.4	Perhitungan Distribusi Kecepatan Angin	26
3.5	Simulasi Distribusi Arah Angin dan Distribusi Energi	26
3.6	Penentuan Kapasitas dan Jenis Turbin Angin	27
3.7	Konfigurasi Turbin Angin dan Penentuan Kapasitas PLTB	27
3.8	Pemodelan dan Input Data	27
3.9	Simulasi dan Analisis	27
3.10	Penarikan Kesimpulan	28
3.11	Rencana Kegiatan	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		29
4.1	Lokasi Penelitian	29
4.2	Data dan Analisis	30
4.2.1	Angin	30
4.2.1.1	Pengambilan Data	30
4.2.1.2	Analisis Data	31
4.2.2	Data Sistem Eksisting 500 kV Jawa-Bali	45
4.3	Rencana Desain dan Analisis	56
4.3.1	Sistem Pembangkit Angin	56
4.3.2	Sistem Pembangkit Angin Terhubung <i>Grid</i>	58
4.3.2.1	Penentuan Saluran Baru	58
4.3.2.2	Skenario Sistem Angin Terhubung <i>Power System</i>	61
4.4	Simulasi <i>Steady State</i> Sistem Angin Terhubung <i>Power System</i>	62
4.5	Simulasi Kestabilan Sistem Angin Terhubung <i>Grid</i>	64
4.5.1	<i>Three Phase Short Circuit of The Transmission Line</i>	65
4.5.1.1	Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri-Pedan ($t=1s$)	66
4.5.1.2	Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri-Paiton ($t=1s$)	69
4.5.2	<i>Critical Clearing Time</i>	72
4.5.2.1	Pemutusan Gangguan Pada Skenario 1	72
4.5.2.2	Pemutusan Gangguan Pada Skenario 6	74
4.6	Analisis Ekonomi	76
4.6.1	Konsep Annual Cost System (ACS)	76
4.6.1.1	Biaya Modal Tahunan	78
4.6.1.2	Biaya Perbaikan/perawatan Tahunan	80
4.6.1.3	Biaya Penggantian Tahunan	82



4.6.2 Pendapatan Pembangkit Angin.....	84
4.6.2.1 Kemampuan Daya Pembangkit Angin.....	84
4.6.2.2 Perhitungan Biaya Rugi-rugi Daya Pembangkit.....	85
4.6.2.3 Pendapatan Pembangkit Angin.....	86
4.6.3 Aliran Kas dan Jangka Waktu Pengembalian Investasi.....	87
BAB V PENUTUP.....	91
5.1 Kesimpulan.....	91
5.2 Saran.....	93
DAFTAR PUSTAKA.....	95

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Koefisien Gesek Tanah	15
Tabel 2.2	Batasan Tegangan Sistem Dipertahankan	17
Tabel 2.3	Distorsi Harmonic Total Maksimum.....	18
Tabel 2.4	Batasan pada Sistem Tenaga Listrik	19
Tabel 3.1	Rencana Kegiatan Penyelesaian Skripsi.....	28
Tabel 4.1	Singkatan 8 Penjuru Arah Mata Angin dan Sudut	31
Tabel 4.2	Kecepatan Angin Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Kediri	33
Tabel 4.3	Kecepatan Angin Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Malang	33
Tabel 4.4	Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Kediri.....	34
Tabel 4.5	Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Malang.....	34
Tabel 4.6	Hasil Perhitungan Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kejadian Kabupaten Kediri.....	36
Tabel 4.7	Hasil Perhitungan Probabilitas <i>Weibull</i> dan Frekuensi Kejadian Kabupaten Malang.....	36
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Distribusi Komulatif Probabilitas <i>Weibull</i> Kabupaten Kediri	37
Tabel 4.9	Hasil Perhitungan Distribusi Komulatif Probabilitas <i>Weibull</i> Kabupaten Malang	38
Tabel 4.10	Distribusi Frekuensi Arah Kecepatan Angin Kabupaten Kediri.....	40
Tabel 4.11	Distribusi Frekuensi Arah Kecepatan Angin Kabupaten Malang.....	41
Tabel 4.12	Daya Spesifik Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Kediri	42
Tabel 4.13	Daya Spesifik Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Malang	42
Tabel 4.14	Data Bus Sistem 500 kV Jawa-Bali	46
Tabel 4.15	Data Bus Sistem 500 kV Jawa-Bali	47
Tabel 4.16	Data Trafo <i>Step-Up</i> Sistem 500 kV Jawa-Bali.....	49
Tabel 4.17	Data Saluran Transmisi Sistem 500 kV Jawa-Bali	51
Tabel 4.18	Data <i>Inter Bus Trafo</i> Sistem 500 kV Jawa-Bali	53
Tabel 4.19	Data Beban Sistem 500 kV Jawa-Bali	55
Tabel 4.20	Jenis Penghantar ACSR Tegangan 500 kV	56
Tabel 4.21	Spesifikasi Turbin angin <i>Goldwind 3.0 MW (S)</i>	57
Tabel 4.22	Skenario Injeksi PLTB	61
Tabel 4.23	Hasil <i>Load Flow</i> Pada Kondisi Beban Puncak.....	62



Tabel 4.24 Hasil <i>Load Flow</i> Pada Kondisi Beban Menengah.....	63
Tabel 4.25 Hasil <i>Load Flow</i> Pada Kondisi Beban Dasar	63
Tabel 4.26 Hasil <i>Load Flow</i> Sebelum dan Sesudah Injeksi PLTB	64
Tabel 4.27 Hasil Pencarian Waktu Pemutusan Kritis.....	72
Tabel 4.28 Biaya dan <i>Lifetime</i> komponen pembangkit listrik tenaga bayu.....	77
Tabel 4.29 Hasil Perhitungan Biaya Modal Tahunan Per Unit	80
Tabel 4.30 Hasil Perhitungan Biaya Modal Tahunan Seluruh Unit.....	80
Tabel 4.31 Hasil Perhitungan Biaya Perawatan Komponen Tahunan.....	81
Tabel 4.32 Biaya Tahunan Hasil Perhitungan ACS.....	82
Tabel 4.33 Rugi-rugi Daya Hasil Simulasi.....	85
Tabel 4.34 Selisih Pembiayaan ACS dan Pendapatan Tahunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu.....	87
Tabel 4.35 Aliran Kas dan Jangka Waktu Pengembalian Investasi	89



DAFTAR GAMBAR

<i>Gambar 2.1</i>	Blok Diagram PLTB.....	13
<i>Gambar 2.2</i>	Diagram Alir Dampak Injeksi.....	19
<i>Gambar 3.1</i>	Diagram Alir Metode Penelitian.....	25
<i>Gambar 4.1</i>	Lokasi Penelitian Pada Kabupaten Kediri.....	29
<i>Gambar 4.2</i>	Lokasi Penelitian Pada Kabupaten Malang.....	30
<i>Gambar 4.3</i>	Arah Mata Angin 8 Penjuru.....	30
<i>Gambar 4.4</i>	Kecepatan Angin Kabupaten Kediri.....	31
<i>Gambar 4.5</i>	Kecepatan Angin Kabupaten Malang.....	32
<i>Gambar 4.6</i>	Kecepatan Angin Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Kediri.....	32
<i>Gambar 4.7</i>	Kecepatan Angin Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Malang.....	33
<i>Gambar 4.8</i>	Fungsi Probabilitas <i>Weibull</i> dan Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Kediri.....	35
<i>Gambar 4.9</i>	Fungsi Probabilitas <i>Weibull</i> dan Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Malang.....	36
<i>Gambar 4.10</i>	Fungsi Distribusi Komulatif Probabilitas <i>Weibull</i> Kabupaten Kediri.....	37
<i>Gambar 4.11</i>	Fungsi Distribusi Komulatif Probabilitas <i>Weibull</i> Kabupaten Malang.....	37
<i>Gambar 4.12</i>	<i>Wind Rose</i> Kecepatan Angin Kabupaten Kediri Hasil Simulasi <i>Software WRPLOT View 8.0.2</i>	38
<i>Gambar 4.13</i>	<i>Wind Rose</i> Kecepatan Angin Kabupaten Malang Hasil Simulasi <i>Software WRPLOT View 8.0.2</i>	39
<i>Gambar 4.14</i>	Grafik Persentase Kemunculan Angin Kabupaten Kediri Berdasarkan Arah Angin.....	40
<i>Gambar 4.15</i>	Grafik Persentase Kemunculan Angin Kabupaten Malang Berdasarkan Arah Angin.....	40
<i>Gambar 4.16</i>	Foto Citra <i>Google Earth Wind Rose</i> Arah Kecepatan Angin Kabupaten Kediri Hasil Simulasi <i>Software WRPLOT View 8.0.2</i>	41
<i>Gambar 4.17</i>	Foto Citra <i>Google Earth Wind Rose</i> Arah Kecepatan Angin Kabupaten Malang Hasil Simulasi <i>Software WRPLOT View 8.0.2</i>	42
<i>Gambar 4.18</i>	Kurva Daya Spesifik Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Kediri.....	43
<i>Gambar 4.19</i>	Kurva Daya Spesifik Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Malang.....	43
<i>Gambar 4.20</i>	Diagram Satu Garis Sistem 500 kV Jawa-Bali.....	45



<i>Gambar 4.21</i>	Desain Sistem Pembangkit Angin	57
<i>Gambar 4.22</i>	Kurva Daya Goldwind 3.0 MW (S)	58
<i>Gambar 4.23</i>	Lokasi Pembangkit Angin di Kabupaten Kediri dan Malang	59
<i>Gambar 4.24</i>	Blok Diagram Desain Dan Perencanaan PLTB	61
<i>Gambar 4.25</i>	Rentang Waktu simulasi	66
<i>Gambar 4.26</i>	Respon Sudut Rotor Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Pedan Selama 150 milidetik Pada Skenario 1 Kondisi Beban Puncak	66
<i>Gambar 4.27</i>	Respon Sudut Rotor Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Pedan Selama 150 milidetik Pada Skenario 6 Kondisi Beban Puncak	66
<i>Gambar 4.28</i>	Respon Frekuensi Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Pedan Selama 150 milidetik Pada Skenario 1 Kondisi Beban Puncak	67
<i>Gambar 4.29</i>	Respon Frekuensi Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Pedan Selama 150 milidetik Pada Skenario 6 Kondisi Beban Puncak	67
<i>Gambar 4.30</i>	Respon Tegangan Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Pedan Selama 150 milidetik Pada Skenario 1 Kondisi Beban Puncak	68
<i>Gambar 4.31</i>	Respon Tegangan Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Pedan Selama 150 milidetik Pada Skenario 6 Kondisi Beban Puncak	68
<i>Gambar 4.32</i>	Respon Sudut Rotor Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Paiton Selama 150 milidetik Pada Skenario 1 Kondisi Beban Puncak	69
<i>Gambar 4.33</i>	Respon Sudut Rotor Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Paiton Selama 150 milidetik Pada Skenario 6 Kondisi Beban Puncak	69
<i>Gambar 4.34</i>	Respon Frekuensi Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Paiton Selama 150 milidetik Pada Skenario 1 Kondisi Beban Puncak	70
<i>Gambar 4.35</i>	Respon Frekuensi Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Paiton Selama 150 milidetik Pada Skenario 6 Kondisi Beban Puncak	70
<i>Gambar 4.36</i>	Respon Tegangan Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Paiton Selama 150 milidetik Pada Skenario 1 Kondisi Beban Puncak	71
<i>Gambar 4.37</i>	Respon Tegangan Ketika Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri- Paiton Selama 150 milidetik Pada Skenario 6 Kondisi Beban Puncak	71
<i>Gambar 4.38</i>	Respon Sudut Rotor Generator Waktu Pemutusan 0,498 detik Pada Skenario 1	73
<i>Gambar 4.39</i>	Respon Sudut Rotor Generator Waktu Pemutusan 0,497 detik Pada Skenario 1	73



<i>Gambar 4.40</i>	Respon Sudut Rotor Generator Cilacap Waktu Stabil Dan Waktu Tidak Stabil Pada Kondisi Beban Puncak.....	74
<i>Gambar 4.41</i>	Respon Sudut Rotor Generator Waktu Pemutusan 0,386 detik Pada Skenario 6.....	74
<i>Gambar 4.42</i>	Respon Sudut Rotor Generator Waktu Pemutusan 0,385 detik Pada Skenario 6.....	75
<i>Gambar 4.43</i>	Respon Sudut Rotor Generator Grati GT1.1 Waktu Stabil Dan Waktu Tidak Stabil Pada Kondisi Beban Puncak.....	75
<i>Gambar 4.44</i>	Biaya Tahunan Hasil Perhitungan ACS.....	83
<i>Gambar 4.45</i>	Selisih Pembiayaan dan Pendapatan Tahunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu.....	88



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Pemodelan Diagram Satu Garis Sistem Jawa Madura Bali 500kV Pada <i>Software</i> ETAP 12.6.....	97
Lampiran 2	Surat Pengambilan Data PT. PLN (Persero) Pusat Pengatur Beban.....	98



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Era teknologi sekarang menuntut semua kebutuhan menggunakan energi listrik baik yang berbasis digital seperti *Internet of things*, maupun basis mekanik. Banyak perusahaan, pabrik, dan pemerintahan menerapkan seluruh aspek ini dalam kehidupan. Tentu saja oleh alasan ini ditambah dengan kebutuhan sehari-hari yang menggunakan teknologi maju, diperlukan listrik sebagai sumber utamanya. Kebutuhan listrik ini sangat penting bagi kehidupan sekarang, karena hampir semua alat, aktivitas, bahkan transportasi menggunakan listrik. Hampir semua orang membutuhkan listrik setiap harinya, dan hampir semua keluarga membutuhkan listrik untuk memenuhi kebutuhan rumah tangganya. Oleh karena itu listrik merupakan kebutuhan utama saat ini. Kebutuhan akan listrik akan terus bertambah seiring dengan bertambahnya jumlah manusia (Ditjen Gatrik, 2020). Menurut Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) tahun 2020 menyebutkan, bahwa konsumsi energi listrik di Indonesia diprediksi akan meningkat rata-rata sebesar 5,9% hingga di tahun 2050 (BPPT, 2020). Oleh karena itu, diperlukan penambahan pembangkit listrik yang memadai.

Berdasarkan data yang diambil dari PLN, kebutuhan listrik di pulau jawa mencapai 28.000 MW dan beban puncak ini dapat terjadi ketika siang hari pukul 13.00 dan malam hari pukul 18.00 (PT. PLN(Persero), 2019). Penambahan pembangkit listrik saat ini harus memperhatikan dampak lingkungan dan dibatasi oleh kebijakan konservasi energi. Pada saat ini pembangkit yang banyak digunakan adalah pembangkit berbahan bakar fosil. Hal ini kurang menguntungkan mengingat keterbatasan jumlah bahan bakar fosil dan polusi yang dihasilkan tidak baik untuk lingkungan. Sehubungan dengan permasalahan tersebut, dikembangkanlah pembangkit listrik energi baru terbarukan yang ramah lingkungan, ekonomis, berkelanjutan, dan mudah untuk diimplementasikan (Peraturan Presiden, 2006).

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau jawa sebesar 28.000 MW, dari pihak instansi kelistrikan negara atau disebut Perusahaan Listrik Negara (PLN) merencanakan, membuat, dan mengadakan pembangkit listrik. Pembangkit Listrik yang sudah diadakan oleh PLN antara lain Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU), Pembangkit Listrik Tenaga

Bayu (PLTB), Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), dan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH). Seluruh pembangkit yang dimiliki oleh PLN disalurkan menuju konsumen atau beban menggunakan sistem transmisi. Sistem keseluruhan ini disebut *infinite bus power system* yang terinterkoneksi.

Indonesia secara geografis dilewati garis khatulistiwa. Potensi energi angin di Indonesia sebesar 60.647 MW dengan kecepatan angin ≥ 4 m/s. Dengan demikian penggunaan Energi Baru Terbarukan (EBT) tenaga angin sebagai pembangkit listrik tidak diragukan lagi. Namun, potensi yang ada masih belum banyak dimanfaatkan. Hanya sekitar 0,01% saja yang sudah dimanfaatkan (PT. PLN (Persero), 2019).

Pulau Jawa adalah pulau dengan jumlah penduduk terbanyak di Indonesia. Dengan jumlah pelanggan listrik sebesar 67% dari seluruh pelanggan PLN di Indonesia. Supaya kebutuhan listrik tetap terpenuhi maka diperlukan pemasangan pembangkit yang memadai dan ramah lingkungan (PT. PLN (Persero), 2019). Berdasarkan data dari Direktorat Jendral Energi Baru, Terbarukan dan Konversi Energi (Ditjen EBTKE) disebutkan bahwa Jawa Timur merupakan provinsi dengan jumlah potensi bayu terbanyak ke-2 di Indonesia dengan potensi sebesar 7.907 MW (Ditjen EBTKE, 2016). Terlebih lagi untuk saat ini belum terdapat PLTB dan bahkan hanya sebesar 13 MW yang sudah direncanakan (IESR, 2019). Untuk memaksimalkan potensi yang ada maka perlu dilakukan pemasangan EBT bertenaga angin. Penambahan sumber pembangkit EBT tenaga angin ini tidak semata untuk menghasilkan energi listrik tetapi juga diharapkan memiliki dampak yang kecil terhadap lingkungan.

Sumber EBT memiliki kepadatan energi yang lebih kecil dibandingkan dengan bahan bakar fosil dan tersebar secara geografis. Sehingga pembangkit EBT termasuk PLTB biasanya dipasang dalam skala kecil ditinjau dari keluarannya tetapi diharapkan dapat masif dari segi jumlah. Sistem pembangkit yang kecil tersebut biasanya terinterkoneksi pada sistem transmisi (Jenkins et al., 2010). Harapan dari PLTB ini dapat diinjeksikan kedalam sistem transmisi 500 kV dan dapat berpengaruh sebagai salah satu penopang dari *backbone* ini. Proses injeksi ini akan dilakukan pada daerah dekat pembangkit.

Pemasangan PLTB ini diharapkan akan memberikat efek yakni dapat memperbaiki profil tegangan dan rugi-rugi daya listrik yang disebabkan oleh saluran yang cukup panjang hingga puluhan kilometer dari pusat pembangkit listrik ke pusat beban. Masalah penyaluran ini dapat berdampak pada kestabilan tegangan. Tingginya rugi-rugi daya dan

turunnya profil tegangan dipengaruhi oleh beberapa factor diantaranya adalah jenis dan panjang saluran transmisi, beban yang berubah-ubah, besarnya daya yang terpasang dan faktor daya.

Untuk kepentingan operasi tenaga listrik, PLN juga telah menetapkan standar yang harus dipenuhi berkaitan dengan perencanaan dan operasi yaitu berdasarkan internasional dan nasional standar. Untuk nasional standar yang digunakan adalah Standar Perusahaan Listrik Negara (SPLN) dan Standar Nasional Indonesia (SNI), sedangkan untuk standar internasional adalah standar *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) dan standar *International Electrotechnical Commission* (IEC). Parameter tegangan, frekuensi, dan maksimum pembebebanan adalah parameter penting pada sistem distribusi. Tegangan standar adalah $\pm 5\%$ tegangan nominal, sedangkan frekuensi standar adalah $\pm 2,5\%$ dari frekuensi natural (IEEE, 1996).

Injeksi daya baru akan berpengaruh terhadap sistem yang ada. Proses injeksi yang dilakukan kedalam sistem transmisi 500 kV perlu untuk dievaluasi dan dianalisis dampaknya. Agar terciptanya sistem yang optimal dan efisien maka dari simulasi yang dijalankan perlu dilakukan penyesuaian sistem dan *updating* sehingga data yang digunakan sesuai dan dapat berjalan serta berguna sebagai bahan perancangan yang akan datang. Analisis dampak injeksi yang dilakukan meliputi analisis aliran daya, analisis hubung singkat, dan analisis stabilitas transien.

Perencanaan pengembangan PLTB ini diawali dengan pemilihan lokasi studi kelayakan lalu, melakukan studi kelayakan yang mencakup serangkaian tinjauan dan penilaian atas kelayakan proyek yang diusulkan. Selain melakukan analisis dampak injeksi, dalam penyusunan laporan studi kelayakan juga meliputi analisis potensi energi, evaluasi sistem kelistrikan yang ada, dan tinjauan analisis ekonomi dari perencanaan pengembangan PLTB.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dikemukakan dapat disusun rumusan masalah sebagai berikut:

1. Bagaimana kondisi lokasi perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang meliputi letak, topografi, dan aksesibilitas.
2. Bagaimana potensi sumber daya angin pada daerah perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang meliputi distribusi kecepatan angin dan arah angin, rapat daya angin, dan pemetaan sumber daya angin.



4

3. Bagaimana penentuan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB).
4. Bagaimana dampak interkoneksi dan integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) terhadap saluran transmisi 500 kV Jawa Bali yang meliputi analisis kondisi stedi jaringan terhadap Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) dan analisis stabilitas dinamik jaringan terhadap Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB).
5. Bagaimana analisis ekonomi perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) berdasarkan konsep *Annual Cost System* (ACS).

1.3 Batasan Masalah

Untuk menghindari pembahasan yang meluas, penulis akan membatasi pembahasan dengan mengacu pada permasalahan yang telah dirumuskan sebagai berikut :

1. Letak hanya membahas seputar lokasi geografis, luas, bentuk, dan posisi koordinat peta.
2. Lokasi yang dijadikan sebagai obyek penelitian adalah Kabupaten Kediri dan Malang Jawa Timur.
3. Distribusi kecepatan angin ditentukan dengan menggunakan persamaan *Weibull*.
4. Tidak memperhitungkan permukaan bumi yang meliputi tutupan lahan dan bentuk permukaan tanah dalam menentukan potensi sumber daya angin.
5. Tidak memperhitungkan *Capacity Factor* (CF) dan suhu tanah dalam menentukan turbin angin.
6. *Wake Losses* dan *Technical Losses* diabaikan dalam perhitungan kapasitas Pembangkit Listrik Tenaga Angin (PLTB).
7. Luas Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) ditentukan berdasarkan ketersediaan lahan.
8. Data yang dipakai adalah data konfigurasi jaringan 500 kV sistem Jawa Bali Rencana Operasi Tahunan (ROT) 2019, data kecepatan angin Kec. Semen, Kabupaten Kediri dan kec. Sumber Manjiing, Kabupaten Malang.
9. Analisis hanya dilakukan pada sistem 500 kV Jawa-Bali.
10. Perangkat lunak pendukung yang digunakan adalah *WRPLOT View 8.0.2* untuk melakukan distribusi arah angin serta distribusi energi angin berdasarkan arah angin, dan *ETAP 12.6* untuk melakukan studi dampak interkoneksi dan integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang mencakup besarnya daya, kurva tegangan, frekuensi pada bus 500 kV, dan sudut rotor pada skenario yang telah dibuat.
11. Pemodelan beban dalam penelitian ini diwakili dengan *Lumped Load*.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan akhir yang diharapkan dalam penelitian tugas akhir ini adalah untuk menganalisis kelayakan terhadap rencana pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Jawa Timur.

1.5 Manfaat Penelitian

Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat digunakan sebagai dasar untuk mempertimbangkan rencana pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Jawa serta rencana injeksi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) pada jaringan 500 kV Jawa Bali.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan laporan penelitian ini terdiri dari lima bab, yaitu:

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini berisikan tentang latar belakang, rumusan masalah, manfaat dan tujuan penelitian, metode penelitian, dan sistematika penulisan.

BAB II DASAR TEORI

Bab ini berisi tentang hasil dari studi pustaka yang akan digunakan sebagai pedoman dasar dalam penelitian ini.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Bab ini berisi tentang sumber data, bahan dan alat penelitian, serta prosedur dan langkah-langkah penelitian dengan metode simulasi.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini membahas serta menganalisis hasil dari pengujian model peramalan dengan teori serta hasil pengujian.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi tentang kesimpulan dari penelitian ini dan juga saran yang diberikan dari hasil pengujian.



Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi						
0.32	1125	2.24	3714	4.21	1271	6.18	108
0.76	2687	2.75	3679	4.72	775	6.76	11
1.25	3374	3.24	3259	5.24	427	7.23	7
1.74	3511	3.73	2126	5.73	226	7.61	4

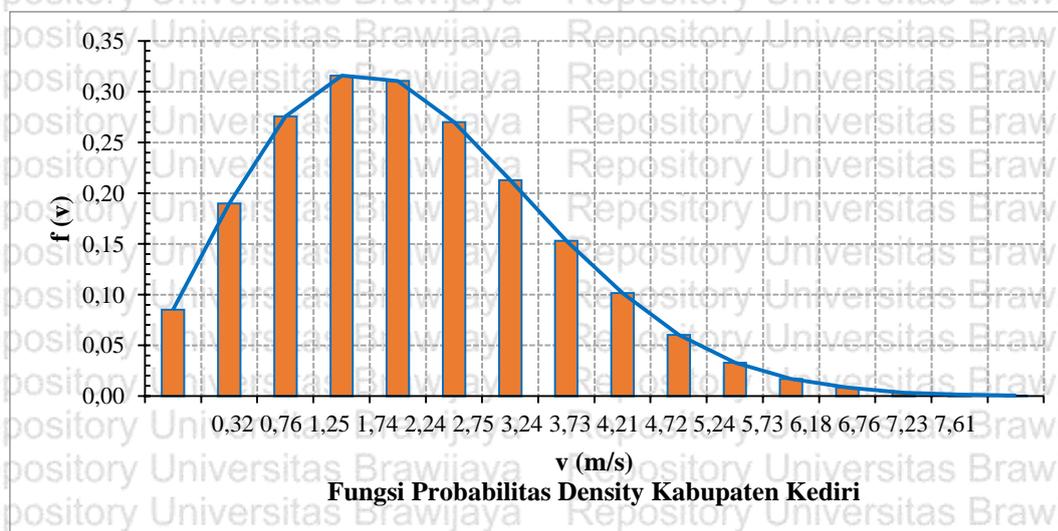
Tabel 4.5
Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Malang

Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi	Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi	Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi
0.64	1420	4.50	5336	8.39	332
1.52	2954	5.46	4350	9.41	80
2.50	3730	6.44	2487	10.42	18
3.52	4626	7.40	969	11.20	2

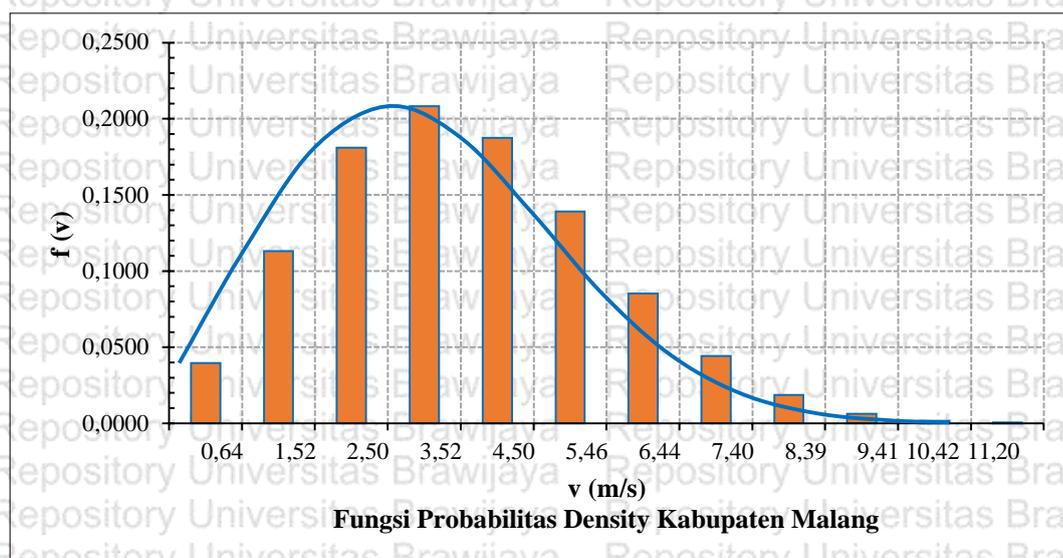
Pola kecepatan angin diketahui dari Probabilitas *Weibull*. Persamaan matematis fungsi probabilitas *Weibull* dan probabilitas kumulatif *Weibull* telah dijelaskan pada tinjauan pustaka. Gambar 4.8 dan 4.9 adalah fungsi probabilitas *Weibull* dan frekuensi kecepatan angin pada Kabupaten Kediri dan Malang.

Bentuk gambar kurva pada Gambar 4.8 dan 4.9 ada dua bentuk. Bentuk pertama adalah kurva yang dinotasikan dengan tipe Bar, gambar ini menunjukkan distribusi frekuensi kecepatan angin. Pada Kabupaten Kediri frekuensi kejadian tertinggi pada kecepatan angin 2,24 m/s sebesar 14,12% dan frekuensi kejadiannya terendah adalah 0,015% pada kecepatan angin 7,61 m/s, tetapi juga sebagai kecepatan angin tertinggi. Pada Kabupaten Malang frekuensi kejadian tertinggi pada kecepatan angin 4,50 m/s sebesar 20,3% dan frekuensi kejadiannya terendah adalah 0,008% pada kecepatan angin 11,20 m/s, tetapi juga sebagai kecepatan angin tertinggi.

Bentuk kedua dari Gambar 4.8 dan 4.9 berupa kurva yang dinotasikan sebagai garis menunjukkan kurva fungsi probabilitas *Weibull*. Berdasarkan Gambar 4.8 dibawah, maka didapatkan angka probabilitas tertinggi sebesar 0,3160 pada kecepatan angin 1,74 m/s. Sedangkan angka probabilitas terendah adlaah 0,0007 pada kecepatan angin 7,61 m/s. Perhitungan fungsi probabilitas Weibull menggunakan nilai skala parameter k_p 2,0172 dan skala bentuk c 2,7036. Standar deviasinya sebesar 1,2555 dan kecepatan angin rata-rata 2,40 dengan jumlah pengukuran 26.304 kali pengukuran. Hasil perhitungan probabilitas *Weibull* dan frekuensi terjadinya kecepatan angin selama pengukuran ditunjukkan pada Tabel 4.6. Sedangkan Berdasarkan Gambar 4.9 dibawah, maka didapatkan angka probabilitas tertinggi sebesar 0,2083 pada kecepatan angin 3,52 m/s. Sedangkan angka probabilitas terendah adlaah 0,0006 pada kecepatan angin 11,20 m/s. Perhitungan fungsi probabilitas Weibull menggunakan nilai skala parameter k_p 2,2943 dan skala bentuk c 4,5359. Standar deviasinya sebesar 1,87 dan kecepatan angin rata-rata 4,02 dengan jumlah pengukuran 26.304 kali pengukuran. Hasil perhitungan probabilitas *Weibull* dan frekuensi terjadinya kecepatan angin selama pengukuran ditunjukkan pada Tabel 4.7.



Gambar 4.8 Fungsi probabilitas *weibull* dan frekuensi kecepatan angin Kabupaten Kediri



Gambar 4.9 Fungsi Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Malang

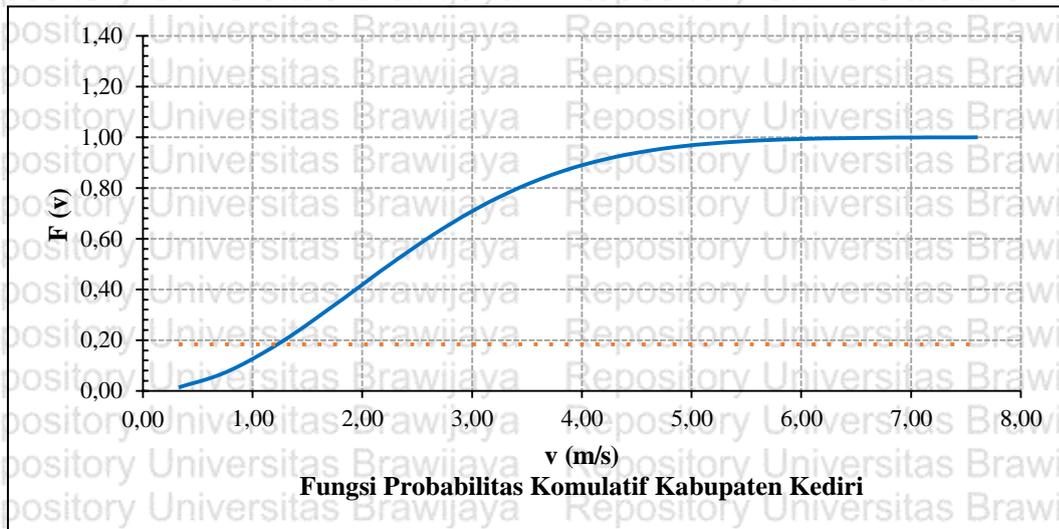
Tabel 4.6
Hasil Perhitungan Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kejadian Kabupaten Kediri

v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi	v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi
0.32	0.0851	0.3204	4.21	0.1014	0.3620
0.76	0.1898	0.7653	4.72	0.0604	0.2207
1.25	0.2757	0.9610	5.24	0.0329	0.1216
1.74	0.3160	1.0000	5.73	0.0169	0.0644
2.24	0.3106	1.0578	6.18	0.0086	0.0308
2.75	0.2701	1.0478	6.76	0.0033	0.0031
3.24	0.2130	0.9282	7.23	0.0014	0.0020
3.73	0.1530	0.6055	7.61	0.0007	0.0011

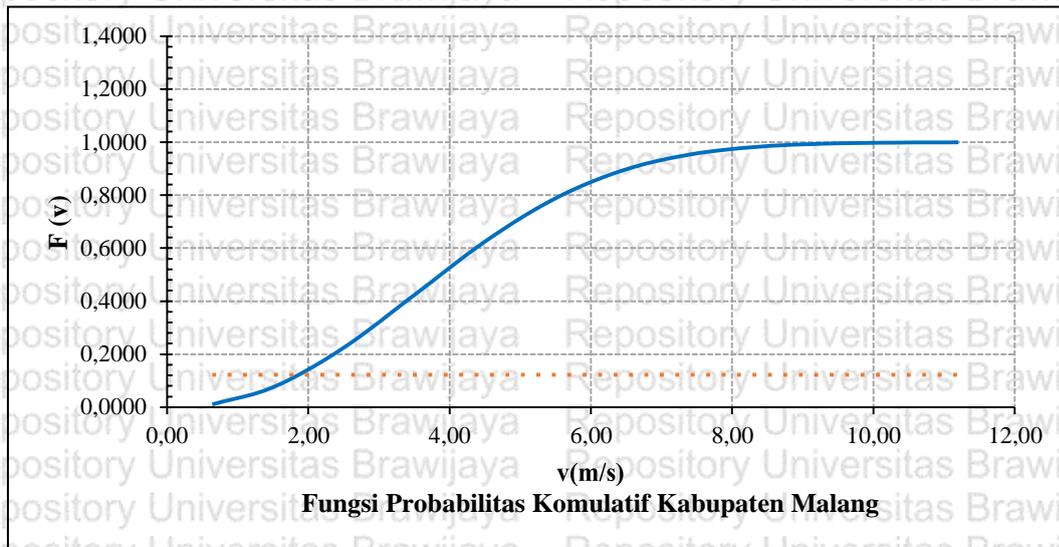
Tabel 4.7
Hasil Perhitungan Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kejadian Kabupaten Malang

v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi	v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi
0.64	0.0395	0.0540	6.44	0.0852	0.0945
1.52	0.1131	0.1123	7.40	0.0442	0.0368
2.50	0.1811	0.1418	8.39	0.0187	0.0126
3.52	0.2083	0.1759	9.41	0.0063	0.0030
4.50	0.1876	0.2029	10.42	0.0018	0.0007
5.46	0.1390	0.1654	11.20	0.0006	0.0001

Hasil perhitungan distribusi kumulatif probabilitas Weibull ditunjukkan pada Gambar 4.10, Gambar 4.11, Tabel 4.8, dan Tabel 4.9 sebagai berikut:



Gambar 4.10 Fungsi distribusi komulatif probabilitas weibull Kabupaten Kediri



Gambar 4.11 Fungsi distribusi komulatif probabilitas weibull Kabupaten Malang

Tabel 4.8

Hasil Perhitungan Distribusi Komulatif Probabilitas Weibull Kabupaten Kediri

v (m/s)	Kumulatif Probabilitas Weibull	v (m/s)	Kumulatif Probabilitas Weibull	v (m/s)	Kumulatif Probabilitas Weibull
0.32	0.0138	3.24	0.7622	6.18	0.9950
0.76	0.0743	3.73	0.8520	6.76	0.9982
1.25	0.1903	4.21	0.9135	7.23	0.9993
1.74	0.3378	4.72	0.9541	7.61	0.9997
2.24	0.4969	5.24	0.9775		
2.75	0.6436	5.73	0.9894		

0.64	0.0111	4.50	0.6251	8.39	0.9834
1.52	0.0779	5.46	0.7839	9.41	0.9952
2.50	0.2243	6.44	0.8929	10.42	0.9988
3.52	0.4290	7.40	0.9536	11.20	0.9996

Gambar 4.10, Gambar 4.11, Tabel 4.8, dan Tabel 4.9 menunjukkan distribusi kumulatif probabilitas *Weibull*, dari tabel dan gambar tersebut didapat probabilitas kecepatan angin yang dapat dikonversi menjadi energi listrik selama periode 1 tahun. Misalnya pada Kabupaten Kediri jika *cut-in* turbin angin sebesar 2,75 m/s, maka nilai probabilitas kecepatan angin yang dapat dikonversi menjadi energi listrik selama satu tahun adalah 64,36% atau selama 5.638 jam per tahun dimulai dari kecepatan angin 2,75 m/s. Dan misal pada Kabupaten Malang jika *cut-in* turbin angin sebesar 4,5 m/s, maka nilai probabilitas kecepatan angin yang dapat dikonversi menjadi energi listrik selama satu tahun adalah 62,51% atau selama 5.476 jam per tahun dimulai dari kecepatan angin 4,5 m/s.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Perancangan PLTB

Lokasi Perancangan PLTB yang dilakukan terdapat di Provinsi Jawa Timur, Indonesia. Pemilihan ini dilakukan atas pertimbangan beberapa parameter yang ada. Menurut BPS Jawa Timur, Jawa Timur merupakan sebuah provinsi di bagian timur Pulau Jawa dan Ibu Kotanya terletak di Surabaya. Luas Wilayahnya mencapai 47.922 km², dengan jumlah penduduk mencapai 39,7 juta jiwa per 2019. Jawa Timur juga memiliki wilayah terluas di antara 6 provinsi di Pulau Jawa, dan memiliki jumlah penduduk terbanyak kedua di Indonesia setelah Jawa Barat. Jawa Timur berbatasan dengan Laut Jawa di utara, Selat Bali di timur, Samudera Hindia di selatan, serta Provinsi Jawa Tengah di barat. Selain itu Jawa Timur juga dikelilingi oleh gunung-gunung serta bukit. Kekayaan alam Jawa Timur bukan hanya terbatas pada dataran tingginya, kondisi perbatasan dengan 3 wilayah air yang mengapit di utara, timur, dan selatan ini juga membuat Jawa Timur memiliki kekayaan alam di perairan ataupun pantainya.

Kondisi populasi penduduk yang banyak serta Jawa Timur juga menjadi kawasan industri dan produksi masal beberapa pabrik besar membuat kebutuhan listrik di Jawa Timur besar. PLN Unit Induk Distribusi Jawa Timur mengatakan bahwa beban puncak Jawa Timur per 2020 mencapai 5.468 MW dengan kapasitas daya mampu sebesar 7.057 MW, dan beban ini diprediksikan naik 3,3% di tahun 2021. Kebutuhan listrik ini perlu diimbangi dengan adanya penambahan jumlah pembangkit, selain itu juga perlu untuk memperhatikan emisi dari pembangkit. Agar terciptanya pembangkit yang ramah lingkungan maka dibutuhkan pembangkit bersumber energi baru terbarukan. Dari kondisi geografis wilayah Jawa Timur sendiri sangat berpotensi untuk didirikannya pembangkit listrik bersumber energi baru terbarukan. Dilihat dari potensi energi yang ada yang sangat cocok untuk digunakan adalah Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB). Pemetaan potensi energi angin yang tersebar di Jawa Timur terbagi ke dalam beberapa Kabupaten. Kabupaten dengan potensi energi angin yang besar berada di kaki gunung maupun di pesisir pantai.

Menurut Permen No. 137 Th. 2017, Kabupaten Kediri adalah salah satu kabupaten yang berlokasi di Provinsi Jawa Timur, Indonesia. Luas wilayahnya mencapai 1.386.05 km² dengan 26 kecamatan. Kondisi geografis Kabupaten Kediri yang berada di antara

Gunung Liman dan Gunung Kelud membuat kediri miliki potensi energi angin yang besar.

Wilayah kaki gunung serta perbukitan yang luas juga membuat kabupaten ini tepat untuk digunakan studi kelayakan.

Berdasarkan Sekretariat Pemerintahan Kabupaten Malang Th. 2019, malang kabupaten merupakan sebuah kabupaten di Jawa Timur, Indonesia, dengan Ibu kota Kabupaten malang adalah Kepanjen. Kabupaten Malang juga merupakan wilayah Kabupaten terluas ketiga di pulau Jawa. Wilayah selatan Kabupaten Malang berbatasan langsung dengan Samudra Hindia. Kabupaten Malang juga merupakan kawasan dataran tinggi yang dikelilingi gunung, baik itu Gunung Arjuno, Gunung Kawi, dan Gunung Buthak. Selain itu malang juga dilalui oleh Sungat Brantas yang bermuara di pantai selatan. Daerah malang selatan merupakan daerah pesisir pantai. Kondisi potensi energi angin di malang selatan yang besar ini membuat Kabupaten Malang tepat untuk digunakan studi kelayakan.

2.2 Sumber Daya Energi Angin

Energi terbarukan merupakan energi alam yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber pembangkitan listrik. Dengan menggunakan sumber energi terbarukan maka dampak yang ditimbulkan baik itu dari segi Kesehatan, lingkungan, dan ekonomi akan menjadi lebih tertanggulangi. Oleh karena itu dalam pemenuhan kebutuhan listrik di Pulau Jawa mulai dikembangkan dan di buat pembangkit-pembangkit bersumber energi terbarukan. Dalam pengembangan dan pembuatannya perlu diketahui terlebih dahulu bagaimana potensi-potensi energi terbarukan diseluruh pulau jawa.

Berdasarkan data yang diambil dari dirjen EBTKE 2016 potensi energi baru terbarukan dipulau jawa sangat besar. Karena letaknya yang strategis, kontur tanah, serta kondisi alam yang mendukung di pulau jawa membuat pulau ini memiliki potensi yang besar di Indonesia. Potensi ini terbagi ke tiap-tiap provinsinya baik itu Jawa Barat, Banten, DKI Jakarta, Jawa Tengah, DIY, dan Jawa Timur. Adapun potensi energi terbarukan tersebut meliputi potensi panas bumi, Air, Minihidro, Mikrohidro, Surya, Bayu, energi Laut, dan Bioenergi. Persebaran potensi energi terbarukan angin dapat dilihat sebagai berikut:

Jawa Barat : 7.036 MW

Banten : 1.753 MW

DKI Jakarta : 4 MW

Jawa Tengah : 5.213 MW

DIY : 1.079 MW

Jawa Timur : 7.907 MW

Total Potensi sebesar 22.992 MW

Berdasarkan data yang diambil, total potensi energi terbarukan di pulau jawa sebesar 210.155 MW yang terdiri dari potensi panas bumi sebesar 9.795 MW, potensi air sebesar 4.199 MW, potensi minihidro & mikrohidro sebesar 2.910 MW, potensi surya sebesar 124.869 MW, potensi bayu sebesar 22.992 MW, potensi energi laut sebesar 36.367 MW, dan potensi bioenergy sebesar 9.023 MW.

Potensi energi terbarukan di pulau jawa sangatlah besar. Dari semua potensi energi terbarukan tersebut belum semuanya menjadi sumber pembangkitan listrik. Untuk pulau jawa sendiri sejauh ini sumber energi terbarukan yang sudah dimanfaatkan dan dikonversikan menjadi listrik, ada energi surya, panas bumi, Air, Mikrohidro dan Minihidro. Untuk energi baru terbarukan yang lain masih dalam tahap riset dan pengembangan, dan direncanakan akan dikembangkan serta dibuat dalam jangka waktu dekat.

Energi baru terbarukan yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber pembangkitan listrik salah satunya adalah angin. Kondisi geografis dari pulau jawa sendiri yang terdiri dari daratan dan lautan ini memiliki dan menimbulkan potensi angin yang besar. Adanya gunung, pegunungan, dataran tinggi serta luas wilayah pantai yang besar menunjang besarnya potensi angin. Berdasarkan dari data yang sudah dijelaskan sebelumnya potensi energi terbarukan angin dipulau jawa merupakan energi terbarukan yang berpotensi 3 terbesar dari energi terbarukan yang lain. Hal ini menjadikan bahwa potensi energi terbarukan angin dipulau jawa jika dimanfaatkan menjadi sumber pembangkitan energi listrik dapat mencapai 22.992 MW. Potensi energi terbarukan angin ini mencapai 11% dari total potensi energi terbarukan seluruhnya yang ada di pulau jawa. Dalam teorinya jika dilihat dengan RUPTL yang telah dibuat oleh PLN maka Potensi energi terbarukan angin dipulau jawa ini jika semua dapat dimanfaatkan maka dapat memenuhi kebutuhan listrik dalam 5-6 tahun kedepan. Sayangnya dalam penerapan nyatanya untuk saat ini belum adanya pemanfaatan energi terbarukan angin dipulau jawa sebagai sumber pembangkitan listrik untuk pemenuhan kebutuhan listrik atau beban, dengan kata lain belum adanya energi listrik bersumber dari angin yang diinjeksikan kedalam *power system*.



2.2.1 Kecepatan Angin dan Persamaan Weibull

Angin merupakan sumber energi utama dalam sistem pembangkit listrik tenaga angin. Nilai kecepatan angin mempunyai karakteristik yang bersifat *random* dan selalu berubah-ubah dalam setiap waktu. Kecepatan angin yang selalu berubah-ubah ini perlu dilakukan pengamatan dan pengukuran untuk didapatkan model atau pola kecepatan angin di lokasi pengamatan. Terjadinya kecepatan angin tidak mempunyai bentuk atau pola dan selalu berubah-ubah. Untuk mendapatkan pola atau bentuk terjadinya angin diperlukan metode dalam memprediksi terjadinya kecepatan angin dalam rentang waktu tertentu.

Metode statistik yang digunakan untuk mengetahui karakteristik angin adalah metode fungsi distribusi *Weibull* (Wei Zhou, 2007). metode statistik tersebut mempunyai parameter yang berbeda. Pada metoda distribusi Weibull terdapat 2 parameter yakni parameter bentuk k (tanpa dimensi) dan parameter skala c (m/s). Nilai parameter k diperoleh dengan nilai yang berdasarkan data-data kecepatan angin aktual dilapangan sehingga cukup representatif untuk mengetahui distribusi dari sejumlah data kecepatan angin yang bervariasi. Untuk menentukan nilai parameter bentuk k , jika nilai tengah dan variannya telah diketahui dapat menggunakan persamaan :

$$k = \frac{c^k}{\sum_{i=1}^n v_i^k} \tag{2-1}$$

$$c = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \tag{2-2}$$

$$s = \frac{c}{\sqrt{k}} \tag{2-3}$$

Dengan :

s = nilai standar deviasi

v = kecepatan angin rata-rata (m/s)

Variasi kecepatan angin sangat dipengaruhi oleh besar kecilnya nilai parameter k dimana, semakin besar nilai parameter k maka kecepatan angin bervariasi sedikit dan sebaliknya semakin kecil nilai parameter k maka semakin besar variasi kecepatan anginnya. Sedangkan untuk mendapatkan nilai dari parameter skala c dengan menggunakan persamaan:



$$\frac{(-)}{(-)} \dots\dots\dots (2-4)$$

$$c = 1,12 \text{ (m/s)} \quad 1,5 \leq k \leq 4 \dots\dots\dots (2-5)$$

() merupakan nilai fungsi gamma pada parameter bentuk k_p .

Semakin kecil nilai parameter c maka kurva akan bergeser ke arah kecepatan angin yang lebih rendah demikian juga sebaliknya, jika nilai c besar maka, kurva akan bergeser ke arah kecepatan angin yang lebih tinggi. Fungsi distribusi dari probabilitas distribusi Weibull $f(u)$ didefinisikan dengan persamaan:

$$(-) \dots\dots\dots [(-)] \dots\dots\dots (2-6)$$

Untuk mengetahui durasi terjadinya kecepatan angin dalam satu tahun dapat menggunakan persamaan:

$$\text{Durasi} = f(u) \times 8760 \text{ (jam/tahun)}, \text{ dimana } 8760 = \text{Jumlah jam pertahun.}$$

Persamaan fungsi probabilitas *Density Weibull* diatas digunakan untuk menentukan desain kapasitas turbin angin yang sesuai dengan sumber ataupun potensi energi angin yang ada dilokasi serta sesuai dengan kecepatan angin selama pengamatan dalam periode waktu tertentu.

2.2.2 Daya Angin Spesifik

Faktor yang mempengaruhi kemampuan turbin angin dalam menghasilkan Gerakan mekanik adalah: karakteristik angin, luas area putaran baling-baling, dan kerapatan udara. Persamaan energi kinetik angin dapat ditunjukkan sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots (2-7)$$

Dimana nilai m adalah massa udara dan v adalah kecepatan angin yang terjadi dalam satu periode dan nilai massa udara m yang mengalir untuk memutar baling-baling adalah sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots (2-8)$$

Substitusi persamaan (2-7) dan (2-8), maka akan didapatkan (Munkund R. Patel, 2006):

$$\dots\dots\dots(2-9)$$

Dimana:

P_w = daya angin (W)

= kerapatan udara (kg/m^3)

A = luas area putaran baling- baling (m^2)

v = kecepatan angin (m/s)

Untuk daya angin spesifik pada suatu area ditunjukkan dengan persamaan:

$$\dots\dots\dots(2-10)$$

Sedangkan untuk mendapatkan kerapatan daya angin rata-rata selama periode waktu pengukuran yang ditentukan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots(2-11)$$

Dengan :

= rata-rata kerapatan daya angin spesifik (w)

= kerapatan udara standar ($1,225 \text{ kg/m}^3$)

2.3 Klasifikasi Turbin Angin

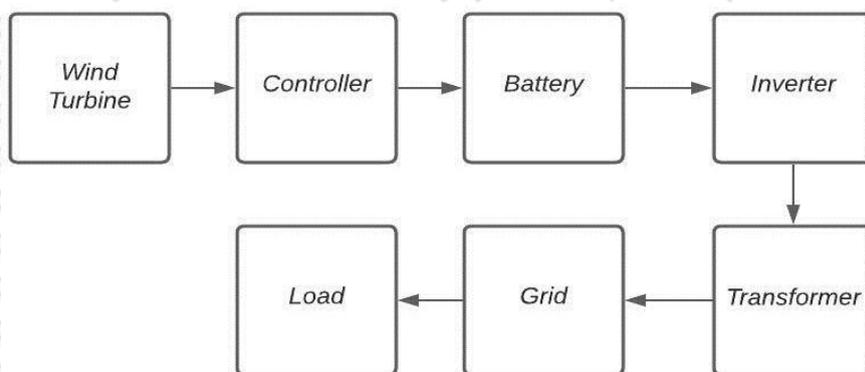
2.3.1 Definisi PLTB

Pembangkit Listrik Tenaga Angin (PLTB) merupakan alat yang dapat mengkonversikan energi gerak/mekanik yang berasal dari kecepatan angin menjadi energi listrik melalui turbin atau kincir angin. Energi angin merupakan sumber daya energi terbarukan yang melimpah, selain energi surya, energi, air, dan biomass. Pemanfaatan energi terbarukan terutama angin memiliki masalah, yaitu pada tingginya tingkat fluktuasi kecepatan angin. Kecepatan angin yang ideal untuk suatu pembangkit daya listrik adalah 6 m/s sampai 20 m/s. Kurang dari 6 m/s lebih sesuai untuk diubah menjadi energi mekanik, dan lebih dari 20 m/s sudah tidak layak lagi, karena anginnya terlalu besar (Wibawa, 2017).

2.3.2 Cara Kerja PLTB

PLTB merupakan pembangkit listrik yang menggunakan *wind turbine* (turbin angin) sebagai sumber panghasil listrik utamanya. Cara kerja dari turbin angin adalah dengan memanfaatkan energi angin untuk memutar turbin angin. Angin akan memutar sudut turbin, yang digunakan untuk memutar rotor pada generator yang terdapat pada bagian belakang turbin angin. Generator berfungsi untuk mengubah energi gerak/mekanik menjadi energi listrik menurut teori medan elektromagnetik, yaitu poros pada generator dipasang dengan material ferromagnetic permanen. Pada poros disekelilingnya terdapat stator yang terdiri dari kumparan-kumparan kawat yang membentuk loop. Saat poros generator mulai berputar, akan terjadi perubahan fluks pada stator. Hal ini yang menyebabkan munculnya tegangan dan arus listrik. Tegangan dan arus listrik kemudian disalurkan melalui kabel jaringan listrik untuk akhirnya digunakan sesuai kebutuhan operasional. Tegangan dan arus listrik yang dihasilkan oleh generator ini berupa AC (*Alternative Current*) atau arus bolak-balik yang memiliki bentuk gelombang sinusoidal (Nugroho, 2018).

Dari cara kerja tersebut, lalu listrik AC akan dirubah menjadi DC dengan menggunakan *Controller*. Listrik akan disimpan dalam baterai dan listrik DC akan dirubah kembali menjadi AC dengan *Inverter*. Setelah itu, listrik akan dinaikan tegangannya menjadi 500 kV menggunakan transformer dan akan diinjeksikan kedalam *Grid* menuju ke beban. Hal tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Blok Diagram PLTB

2.3.3 Komponen-komponen PLTB

a. Turbin Angin

Turbin angin adalah kincir angin yang digunakan untuk memutar generator listrik sehingga dapat menghasilkan energi listrik. Prinsip kerja dari turbin angin ini menggunakan prinsip konversi energi gerak dan menggunakan sumber daya alam yang terbarukan yaitu angin (Bachtiar & Hayattul, 2018).

b. Kontroler

Kontroler berperan untuk mengonversi energi listrik dari AC menjadi DC dan menstabilkan sistem tegangan masukan yang fluktuatif dari generator sebelum disimpan ke baterai (Bachtiar & Hayattul, 2018).

c. Unit Baterai/ akumulator

Baterai atau akumulator merupakan alat penyimpanan energi yang berfungsi sebagai *back-up* energi listrik, ketika beban penggunaan daya listrik masyarakat meningkat atau ketika kecepatan angin suatu daerah sedang menurun, maka kebutuhan permintaan akan daya listrik tidak dapat terpenuhi. Oleh karena itu kita perlu menyimpan sebagian energi yang dihasilkan ketika terjadi kelebihan daya pada saat turbin angin berputar kencang atau saat penggunaan daya pada masyarakat menurun (Anggoro, 2016).

d. Inverter

Inverter adalah suatu rangkaian elektronika daya yang digunakan untuk mengkonversi atau mengubah tegangan searah (DC) menjadi tegangan bolak-balik (AC). Inverter merupakan perangkat yang terhubung ke terminal beban. Kapasitas inverter yang akan digunakan tergantung dari *rating* daya PLTB (Bachtiar & Hayattul, 2018).

2.3.4 Operasi Turbin Angin

Salah satu faktor pengaruh terhadap daya keluaran yang dihasilkan oleh turbin angin selain karakteristik angin adalah Panjang baling-baling yang akan digunakan. Pada persamaan (2-12) ditunjukkan bahwa luas area putran baling-baling sebanding dengan daya yang dihasilkan oleh turbin angin tersebut.

Kecepatan angin akan bertambah naik pada ketinggian yang lebih tinggi dari permukaan tanah atau ketinggian referensi saat pengukuran, sehingga dapat ditulis persamaan (Mukund R. Patel, 2006)

$$\left(\text{---} \right) \dots\dots\dots(2-12)$$

Dimana:

v = kecepatan angin pada ketinggian h (m/s)

v_{ref} = kecepatan angin referensi pada ketinggian referensi h_{ref} (m/s)

a = koefisien gesek tanah



Berikut tabel koefisien gesek tanah (a):

Tabel 2.1

Koefisien Gesek Tanah

Jenis Medan	Nilai Koefisien Gesek a
Danau, lautan, permukaan rata, tanah keras	0,1
Rumput tinggi pada permukaan tanah	0,15
Tanaman tinggi, pagar, dan semak-semak	0,2
Hutan dengan banyak pohon	0,25
Kota kecil dengan beberapa pohon dan semak-semak	0,3
Perkotaan dengan gedung tinggi	0,4

Sumber: Mukund R. Patel (2006)

Turbin angin mempunyai nilai efisiensi rotor turbin atau koefisien daya rotor C_p . Menurut Mukund R. Patel dalam bukunya *Wind and Solar Power System*, menyebutkan bahwa nilai C_p maksimum sebesar 0,59 pada turbin angin kondisi efisiensi ideal dan nilai maksimum C_p sebesar antara 0,4 - 0,5 pada turbin angin modern berkecepatan tinggi dua baling-baling. Dengan demikian, jika turbin angin yang digunakan adalah turbin angin berkecepatan rendah dengan lebih dari dua baling-baling, maka dapat diperoleh persamaan:

$$\dots\dots\dots (2-13)$$

Jika nilai C_p adalah nilai maksimum pada turbin kecepatan rendah yaitu sebesar 0,4 maka persamaan (2-13) menjadi:

$$\dots\dots\dots (2-14)$$

Substitusi persamaan (2-12) ke persamaan (2-14) maka akan didapatkan persamaan:

$$\left[\left(\frac{\dots}{\dots} \right) \right] \dots\dots\dots (2-15)$$

Persamaan diatas adalah persamaan untuk menghitung daya yang dihasilkan oleh turbin angin pada ketinggian turbin angin h .

Turbin angin didesain dengan Batasan-batasan tertentu dalam beroperasi untuk membangkitkan listrik. Batasan-batasan tersebut adalah kecepatan angin pada saat turbin angin dapat membangkitkan listrik, dan kecepatan angin pada saat turbin angin tidak mampu menahan kecepatan angin tersebut. Masing-masing Batasan disebut sebagai kondisi *cut-in* dan *cut-off*. Kedua kondisi tersebut dapat dilihat di tabel data turbin angin. Dengan demikian dalam menentukan turbin angin yang akan digunakan sebagai

pembangkit listrik, maka perlu diperhatikan kecepatan angin rerata harian, bulanan, dan tahunan.

2.4 Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali

Berdasarkan Permen ESDM No.20 Th. 2020 menjelaskan bahwa aturan jaringan sistem tenaga listrik jawa bali dibagi ke dalam beberapa aspek aturan diantaranya aspek aturan manajemen jaringan, aturan penyambungan, aturan operasi, aturan perencanaan dan pelaksanaan operasi, aturan setelmen, aturan pengukuran, aturan kebutuhan data, dan aturan tambahan. Delapan aspek aturan ini sudah ditetapkan dan sudah dibuat berdasarkan standar jaringan sistem tenaga listrik, serta dalam pelaksanaannya harus mengikuti aturan yang telah dibuat ini.

Aturan Manajemen Jaringan adalah untuk menerangkan prosedur umum mengenai perubahan/revisi Aturan Jaringan (*Grid Code*), penyelesaian perselisihan, dan penilaian kembali secara periodik pengoperasian dan manajemen jaringan transmisi (*grid*). Penerapan prosedur-prosedur tersebut akan mendorong terciptanya keandalan dan keamanan Jaringan, memacu efisiensi ekonomis dan efisiensi pengoperasian, serta memfasilitasi pengembangan dan investasi Jaringan. Komite Manajemen Aturan Jaringan (*The Grid Code Management Committee - GMC*), yang selanjutnya disebut Komite Manajemen, adalah komite yang dibentuk untuk menjalankan prosedur-prosedur yang digariskan dalam Aturan Manajemen Jaringan ini.

Aturan Penyambungan menyatakan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk setiap Pemakai Jaringan, baik yang sudah maupun akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh P3B di titik-titik sambungan dengan para Pemakai Jaringan. Aturan Operasi menjelaskan tentang peraturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan dan efisiensi operasi Sistem Jawa-Madura-Bali dapat dipertahankan pada suatu tingkat tertentu. Aturan Perencanaan Operasi (*scheduling*) dan Pelaksanaan Operasi (*dispatch*) menjelaskan peraturan dan prosedur untuk perencanaan transaksi dan alokasi pembangkit yang antara lain meliputi:

- a. Rencana/Jadwal Operasional Jangka Panjang, yang dilakukan setiap 6 bulan dengan horison perencanaan 2 tahun;
- b. Rencana/Jadwal Bulanan;
- c. Rencana/Jadwal Mingguan;
- d. Pelaksanaan/*Dispatch* Harian;

e. Real Time untuk keperluan *Dispatch* ulang.

Aturan Setelmen menjelaskan peraturan dan prosedur yang berkaitan dengan perhitungan penagihan dan pembayaran atas penjualan dan pelayanan energi. Aturan Pengukuran menjelaskan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk meter Transaksi yaitu meter utama dan meter pembanding yang harus dipasang oleh P3B dan Pemakai Jaringan transmisi pada titik-titik sambungan. Aturan tambahan ini mengatur pengecualian instalasi-instalasi Pemakai Jaringan (*Grid*) yang tersambung ke Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali berdasarkan kontrak kesepakatan *Power Purchase Agreement (PPA)* and *Energy Sales Contract (ESC)* yang telah ditandatangani sebelum berlakunya *Grid Code*.

Aturan Kebutuhan Data merangkum kebutuhan data yang dinyatakan dalam Aturan Jaringan, merupakan data teknis detail yang dibutuhkan oleh P3B dari semua Pemakai Jaringan, termasuk Perusahaan Pembangkit (PJB - IPP), Usaha Distribusi Tenaga Listrik dan Konsumen Besar. Pusat Pengatur Beban memerlukan data detail tersebut untuk mengevaluasi kesesuaiannya dengan berbagai standar operasi dan teknis yang ditentukan dalam Aturan Jaringan guna meyakinkan keamanan, keandalan dan efisiensi operasi Sistem. Kebutuhan data tambahan tertentu (misalnya: data jadwal pemeliharaan unit pembangkit, dan lain lain) yang secara jelas dinyatakan dalam *Appendix* masing-masing Aturan lainnya dalam Aturan Jaringan tidak dicantumkan lagi dalam Aturan ini. Apabila terdapat hal-hal yang tidak konsisten dalam hal kebutuhan data di masing-masing bagian Aturan Jaringan dengan yang terdapat dalam Aturan ini, maka ketentuan yang terdapat dalam bagian Aturan Jaringan yang diikuti.

Karakteristik unjuk kerja jaringan, P3B dan semua Pemakai Jaringan harus berusaha semaksimal mungkin agar pada setiap titik sambungan, unjuk kerja berikut ini dipenuhi:

- a. frekuensi nominal 50 Hz, diusahakan untuk tidak lebih rendah dari 49,0 Hz. atau lebih tinggi dari 50,0 Hz, dan selama waktu keadaan darurat (*emergency*) dan gangguan, frekuensi Sistem diizinkan turun hingga 47.0 Hz atau naik hingga 52.0 Hz sebelum unit pembangkit diizinkan keluar dari operasi.
- b. Tegangan Sistem harus dipertahankan dalam batasan sebagai berikut:

Tabel 2.2

Batasan Tegangan Sistem Dipertahankan

<u>Tegangan Nominal</u>	<u>Kondisi Normal</u>
500 kV	+5%, -5%
275 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
66 kV	+5%, -10%

c. distorsi harmonik total maksimum pada setiap titik sambungan dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi-kondisi keluar terencana maupun tak terencana harus memenuhi sebagai berikut:

Tabel 2.3

Distorsi Harmonic Total Maksimum

Tegangan Nominal	Distorsi Harmonik Tegangan Individu
500 kV	1%
150 kV	1,5%
66 kV	3%

d. komponen urutan negatif maksimum dari tegangan fasa dalam jaringan tidak boleh melebihi 1% pada kondisi operasi normal dan keluar terencana, serta tidak melebihi 2% selama kejadian tegangan impuls sesaat (*infrequently short duration peaks*).

e. fluktuasi tegangan pada suatu titik sambungan dengan beban berfluktuasi, harus tidak melebihi batasan:

- (i) 2% dari tingkat tegangan untuk setiap perubahan step, yang dapat terjadi berulang. Setiap kejadian ekskursi tegangan yang besar di luar perubahan step dapat diizinkan hingga 3% asalkan tidak menimbulkan risiko terhadap jaringan transmisi, atau instalasi Pemakai Jaringan. Kedip tegangan hingga 5% saat menjalankan motor listrik yang tidak sering terjadi, dapat ditolerir.
- (ii) flicker jangka-pendek 1.0 unit dan jangka-panjang 0.8 unit yang terukur dengan flicker meter sesuai dengan spesifikasi IEC-868.

f. faktor-daya ($\cos \phi$) di titik sambung antara instalasi Pemakai Jaringan dengan Jaringan minimum sebesar 0.85 *lagging*.

g. Kedua belah pihak berkewajiban memasang *power quality meter* yang dapat memantau secara terus menerus dan terekam berupa *softcopy*.

Karakteristik unjuk kerja Jaringan yang dinyatakan diatas, mungkin saja tidak terpenuhi pada kondisi gangguan yang parah pada Sistem, seperti terpecahnya Sistem, keluarnya komponen yang besar dari Sistem dan/atau terjadi *voltage collapse*. P3B serta seluruh Pemakai Jaringan wajib berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik unjuk kerja jaringan transmisi, kecuali pada kondisi sangat parah.

2.5 Studi Interkoneksi

Studi Interkoneksi ini menentukan apakah kriteria operasional sistem distribusi terpenuhi ketika fasilitas PLTB terhubung ke sistem transmisi 500/150 kV PLN. Jika tidak,

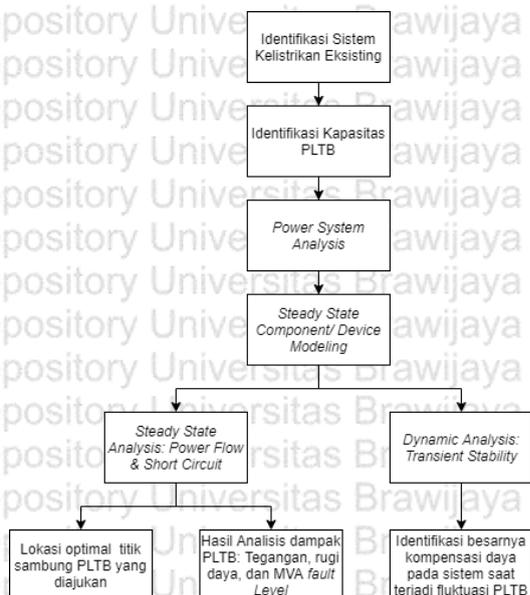
harus diidentifikasi perbaikan yang harus diterapkan pada sistem transmisi. Proses Studi Interkoneksi memerlukan analisis aliran beban untuk menentukan apakah jaringan transmisi 500/150 kV memadai untuk dilalui daya keluaran maksimal dari fasilitas PLTB yang diusulkan. Hasil studi akan dibandingkan dengan standar-standar pada sistem tenaga listrik yang harus dipenuhi seperti ditunjukkan pada tabel Batasan pada Sistem Tenaga Listrik.

Tabel 2.4
Batasan pada Sistem Tenaga Listrik

Standar	Subyek	Batas Nilai
PUIL 2000	Resistansi Tanah	5
SPLN No. 1 Tahun 1995	Frekuensi	5 dari 50 Hz
	Tegangan	5 atau 10 pada level 20 kV
Arus Nominal Pemutusan pada Kubikel	Kapasitas Arus Pemutusan	16 kA

Selain mengacu pada batasan di atas, penyambungan PLTB ke sistem kelistrikan JAMALI juga mengacu pada PERDIR No. 0064.P/DIR/2019 mengenai Pedoman Penyambungan Pembangkit Listrik Energi Terbarukan.

Berikut blok diagram desain studi dampak injeksi pada gambar yang berisi identifikasi sistem kelistrikan eksisting; identifikasi kapasitas PLTB; Analisis sistem tenaga; rencana pemodelan; serta Analisis keadaan *steady state* dan analisis keadaan dinamis.



Gambar 2.2 Diagram alir dampak injeksi

2.6 Dampak Lingkungan

Data yang diambil dari RUPTL milik PLN Th. 2019, Di pulau jawa terdapat 62 pembangkit listrik diantaranya 21 PLTU, 3 PLTGU, 4 PLTP, 1 PLTS, dan 33 PLTA dengan total kapasitas pembangkitan daya sebesar 29.827,4 MW dan total kapasitas masing masing dari pembangkit adalah PLTU di pulau jawa dengan total kapasitas pembangkitan daya sebesar 22.857 MW, PLTGU di pulau jawa dengan total kapasitas pembangkitan daya sebesar 3.950 MW, PLTP di pulau jawa dengan total kapasitas pembangkitan daya sebesar 1.158 MW, PLTA di pulau jawa dengan total kapasitas pembangkitan daya sebesar 1.861,4 MW, dan PLTS dengan kapasitas pembangkitan daya sebesar 1 MW.

Dengan jumlah pembangkit yang sudah ada dan memiliki kapasitas yang hanya berbeda 1.000 MW dengan beban puncak hal ini membuat kurangnya sumber daya listrik yang ada, dikarenakan banyak factor yang terjadi dalam sistem transmisi dan pendistribusian listrik ke konsumen, sehingga dalam menyediakan sumber daya listrik harus bisa jauh lebih besar dari beban puncak yang ada. Oleh karena itu diperlukan pembangkitan daya elektrik lebih. Selain itu kebutuhan untuk menambah jumlah pembangkit juga didorong oleh factor rencana kebutuhan listrik nasional dari pihak PLN, dari Perusahaan Listrik Negara memperkirakan bahwa kebutuhan listrik nasional akan meningkat tiap tahunnya, ditambah berkembangnya teknologi, serta populasi penduduk yang makin meningkat. Terkhusus di pulau jawa kebutuhan listrik akan meningkat pesat tiap tahunnya, dari data yang dimiliki kementerian ESDM, menyatakan bahwa tiap tahunnya di pulau jawa mengalami kenaikan kebutuhan listrik berkisar 3- 4 persen dari kebutuhan sebelumnya. Hal ini sudah mempertimbangkan factor-faktor yang mempengaruhi kenaikan listrik, salah satu diantaranya factor bertambahnya populasi penduduk di pulau jawa, serta banyaknya orang yang berpindah dari pulau lain ke pulau Jawa.

Pembangkit yang terdapat di pulau jawa dengan kapasitas pembangkitan daya elektrik besar, mayoritas di dominasi oleh pembangkit dengan sumber bahan bakar energi tidak terbarukan ataupun bahan bakar fosil, baik itu batubara atau minyak bumi. Sementara pembangkit dengan sumber bahan bakar fosil menimbulkan dampak yang kurang baik, dari segi ekonomi, segi lingkungan, ataupun, dari segi Kesehatan. Dari data yang diperoleh pembangkitan dengan bahan bakar fosil terdapat 21 PLTU dan 3 PLTGU di pulau jawa dengan kapasitas pembangkitan total masing masing 22.857 MW dan 3.950 MW. Sehingga total kapasitas daya pembangkitan dari pembangkit dengan bahan bakar fosil di pulau jawa

sebesar 26.807 MW. Dari data yang diperoleh dapat diambil bahwa pembangkit dengan bahan bakar fosil di pulau jawa menyediakan listrik sebesar 90% dari total listrik yang dihasilkan oleh seluruh pembangkit.

Hal ini bertentangan dengan kondisi sumber daya alam yang makin menipis berdasarkan dari Kementrian ESDM. Jika selalu mengandalkan pembangkit listrik dengan bahan bakar fosil atau minyak, tanpa memikirkan untuk membuat pembangkit listrik dengan energi terbarukan maka akan mengakibatkan kebutuhan listrik di Indonesia dan terkhusus di pulau jawa tidak terpenuhi di masa depan. Oleh karena itu peran untuk melakukan penelitian akan pembangkit listrik energi terbarukan terkhusus di pulau jawa sangat penting. Dan oleh Karena tugas akhir ini berisi tentang peninjauan serta perancangan sistem terkait pembangkit energi terbarukan terkhusus PLTB.

Dampak Lingkungan yang disebabkan oleh perencanaan PLTB serta perencanaan Injeksi kedalam sistem transmisi sangatlah aman dan ramah lingkungan. Energi baru terbarukan merupakan energi yang sangat ramah lingkungan dibandingkan dengan energi berbahan bakar fosil. Dampak lain yang harus dilihat adalah lokasi pembangkit yang harus aman dan tidak merusak lingkungan sekitarnya, baik itu dalam proses pembangunannya maupun dalam proses pengoperasian dari pembangkit. Lokasi yang telah dipilih sudah memperhatikan dampak lingkungan jika direncanakan ada nya pembangkit didaerah itu. Selain itu juga daerah lokasi yang dipilih bukan merupakan akses utama kehidupan bermasyarakat baik itu transportasi, tempat tinggal, ataupun perdagangan. Daerah yang dipilih merupakan daerah kaki gunung yang merupakan dataran tinggi dan tidak menjadi lahan cocok tanam. Dan daerah yang lain yang dipilih juga merupakan daerah pesisir pantai dimana tidak digunakan untuk pelayaran nelayan maupun perdagangan ikan. Perencanaan PLTB harus memperhatikan dengan Aturan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan.

2.7 Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi bertujuan untuk mengetahui besar biaya yang digunakan dalam membangun pembangkit listrik tenaga bayu. Biaya-biaya tersebut antara lain biaya modal, biaya *maintenance*, dan biaya penggantian. Biaya modal merupakan biaya yang digunakan untuk membangun pembangkit, biaya *maintenance* adalah besar biaya yang digunakan untuk perbaikan dalam periode tertentu, dan sedangkan biaya penggantian (*replacement*) adalah biaya yang digunakan untuk mengganti peralatan dan material telah habis masa pakai (*Lifetime*). Pada penelitian ini, analisis biaya tersebut menggunakan pendekatan

konsep ACS (*Annual Cost System*) untuk mendapatkan biaya tahunan dalam operasi pembangkit listrik tenaga bayu kedepannya.

ACS tersusun dari biaya modal tahunan, biaya perbaikan tahunan, dan biaya penggantian tahunan. Ketiga biaya tersebut untuk pembiayaan bagian-bagian yang digunakan pembangkit listrik tenaga bayu. Komponen-komponen yang termasuk dalam ACS adalah: turbin angin, baterai, tower turbin, pembangunan GITET baru dan peralatan lainnya. Adapun perhitungan biaya-biaya tahunan meliputi hal-hal berikut (Yang Hongxing, 2008).

2.7.1 Biaya Modal Tahunan

Biaya modal Tahunan merupakan biaya komponen-komponen untuk membangun pembangkit listrik tenaga bayu, termasuk didalamnya adalah biaya pemasangan.

Persamaan perhitungan biaya modal tahunan sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots(2-15)$$

Dimana:

CC_{annual} = biaya modal tahunan

CC_{awal} = biaya modal awal

$CRF(I, Y_{LT})$ = faktor pengembalian/pemulihan modal

Y_{LT} = masa pakai (tahun)

Sedangkan untuk faktor pemulihan modal dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots(2-16)$$

Nilai i dapat diperoleh dengan persamaan berikut:

$$\dots\dots\dots(2-17)$$

Dimana:

i = suku bunga riil tahunan

$i^?$ = suku bunga nominal

f = tingkat inflasi tahunan

2.7.2 Biaya Perbaikan Tahunan

Biaya perbaikan tahunan adalah biaya perbaikan sistem setiap tahun yang dipengaruhi oleh nilai inflasi. Persamaan biaya perbaikan tahunan sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots (2-18)$$

Dimana:

$CM_{\text{annual}(n)}$ = biaya perbaikan pada tahun ke n

2.7.3 Biaya Penggantian Tahunan

Biaya penggantian tahunan adalah biaya yang digunakan untuk mengganti komponen-komponen sistem yang telah habis masa beroperasinya (*lifetime*). Komponen sistem pada pembangkit listrik tenaga bayu yang selalu dilakukan penggantian adalah baterai.

Komponen-komponen yang lain waktu penggantian relative cukup lama hingga 25 tahun.

Baterai mempunyai masa operasi yang relative singkat hingga lima tahun berdasarkan spesifikasi dari produk baterai. Berikut ini adalah persamaan untuk menghitung biaya penggantian tahunan:

$$\dots\dots\dots (2-19)$$

Dimana:

CP_{annual} = biaya penggantian tahunan

CP = biaya penggantian pada komponen (baterai)

$SFF(I, Y_{\text{ganti}})$ = faktor *sinking fund*

Y_{ganti} = masa penggantian untuk komponen (baterai)

Untuk besar nilai faktor *sinking fund* dapat dicari dengan persamaan sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots (2-20)$$

Dari persamaan-persamaan diatas didapat nilai ACS sebagai berikut:

$$\dots\dots\dots (2-21)$$

Dengan demikian maka ACS adalah jumlah dari biaya modal tahunan, biaya perawatan tahunan, biaya penggantian tahunan, dan biaya komponen lain tahunan yang terkait dengan pembangkit listrik tenaga bayu.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Bagian ini merupakan gambaran langkah-langkah untuk mencapai tujuan penyusunan penelitian ini. Langkah-langkah pengerjaan digambarkan dengan diagram alir pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram alir metode penelitian

3.1 Studi Literatur

Studi literatur bertujuan untuk memahami teori-teori dan pengetahuan dalam mengerjakan skripsi ini. Studi literatur yang digunakan dalam skripsi ini adalah dengan mempelajari buku referensi, jurnal, skripsi, *web browser*, yang berkaitan dengan lokasi, sumber daya energi angin, aturan jaringan sistem tenaga listrik Jawa Bali, studi interkoneksi dan analisis ekonomi.

3.2 Survei Lokasi

Survei lapangan merupakan salah satu kegiatan dalam melakukan penelitian tugas akhir ini yang bertujuan untuk melihat kondisi riil secara langsung di lapangan. Dengan demikian, dapat mengumpulkan data informasi yang berkaitan dengan masalah yang dibahas, agar lebih mudah untuk mengidentifikasi sebuah masalah tersebut. Pada penelitian kali ini, survei lokasi dilakukan secara daring.

3.3 Pengumpulan Data

Data yang dibutuhkan dalam pengerjaan skripsi ini adalah data primer. Data primer yang dibutuhkan yaitu:

- a) Data kecepatan angin setiap jam selama 1-3 tahun terakhir pada daerah Kecamatan Semen Kabupaten Kediri dan Kecamatan Sumber Manjing Kabupaten Malang.
- b) Data sistem jaringan tenaga listrik 500 kV Jawa Bali yang meliputi data keadaan stedi dan dinamik adalah: *single line diagram* (generator, transformator, saluran, dan beban), tegangan sistem, daya sistem, dan impedansi sistem.

3.4 Perhitungan Distribusi Kecepatan Angin

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan persamaan *Weibull* dengan input data berupa data kecepatan angin.

3.5 Simulasi Distribusi Arah Angin dan Distribusi Energi

Simulasi dilakukan dengan menggunakan *software WRPLOT View 8.0.2* dengan input data berupa data kecepatan angin.

3.6 Penentuan Kapasitas dan Jenis Turbin Angin

Setelah distribusi kecepatan angin, distribusi arah angin, dan distribusi energi didapatkan. Selanjutnya adalah penentuan teknologi dan kapasitas turbin angin. Penentuan berdasar pada *IEC 61400-1* tentang kelas turbin angin.

3.7 Konfigurasi Turbin Angin dan Penentuan Kapasitas PLTB

Ketepatan penentuan lokasi masing-masing turbin angin merupakan salah satu hal yang perlu diperhatikan. Penentuan ini dilakukan dengan memperhatikan jarak antar turbindan kondisi lahan. Setelah menentukan lokasi masing-masing turbin angin berdasarkan ketersediaan lahan maka akan didapatkan kapasitas total PLTB pada suatu wilayah.

3.8 Pemodelan dan Input Data

Pemodelan dilakukan dengan pembuatan *single line diagram* jaringan tenaga listrik 500 kV di Jawa Bali yang meliputi generator, transformator, saluran, dan beban. Untuk pemodelan generator PLTB dimodelkan sebagai mesin sinkron.

Input data dilakukan untuk data parameter bus, data parameter transformator, data parameter dinamik generator PLTB, serta data pembebanan yang secara umum berupa tegangan sistem, daya sistem, dan impedansi sistem.

Sebelum dilakukan simulasi, perlu dilakukan pengembangan skenario terkait studi dampak interkoneksi. Prinsip pengembangan skenario adalah dengan memilih kasus-kasus yang mungkin terjadi dan menganalisis jaringan dalam keadaan tertentu.

3.9 Simulasi dan Analisis

Simulasi dilakukan untuk mendapatkan gambaran kondisi jaringan tenaga listrik pada keadaan stedi dan keadaan dinamik. Data hasil simulasi berupa analisis aliran daya, analisis hubung singkat, analisis stabilitas frekuensi, analisis stabilitas tegangan, analisis stabilitas sudut rotor, dan waktu pemutusan kritis.

Setelah melakukan simulasi terhadap interkoneksi dan integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), maka didapatkan data-data berupa kondisi peralihan sistem. Selanjutnya data-data tersebut akan digunakan sebagai bahan analisis yang mengacu pada rumusan masalah ke 4, yaitu:

- a) Analisis kondisi stedi jaringan dengan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)
- b) Analisis stabilitas dinamik jaringan dengan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

Selain itu dalam melakukan proses analisis yang mengacu rumusan masalah ke-4 dalam penelitian ini juga melakukan analisis ekonomi yang mengacu pada rumusan masalah ke-5 yaitu berdasarkan konsep *Annual Cost System* (ACS).

3.10 Penarikan Kesimpulan

Setelah melakukan analisis dan pembahasan, maka perlu dilakukan penarikan kesimpulan yang merupakan intisari dari penelitian ini dan disertakan pula saran dari penulis untuk mengembangkan penelitian lebih lanjut.

3.11 Rencana Kegiatan

Kegiatan penyusunan skripsi ini direncanakan akan dilakukan selama lima bulan dengan rencana kegiatan setiap bulannya seperti pada tabel 3.1.

Tabel 3.1
Rencana Kegiatan Penyelesaian Skripsi

No.	Kegiatan	Bulan Ke -				
		I	II	III	IV	V
1.	Seminar Proposal					
2.	Studi Literatur					
3.	Pengambilan Data					
4.	Perhitungan, Pemodelan, Simulasi dan Analisis Data					
5.	Penyusunan Laporan					
6.	Seminar Hasil					

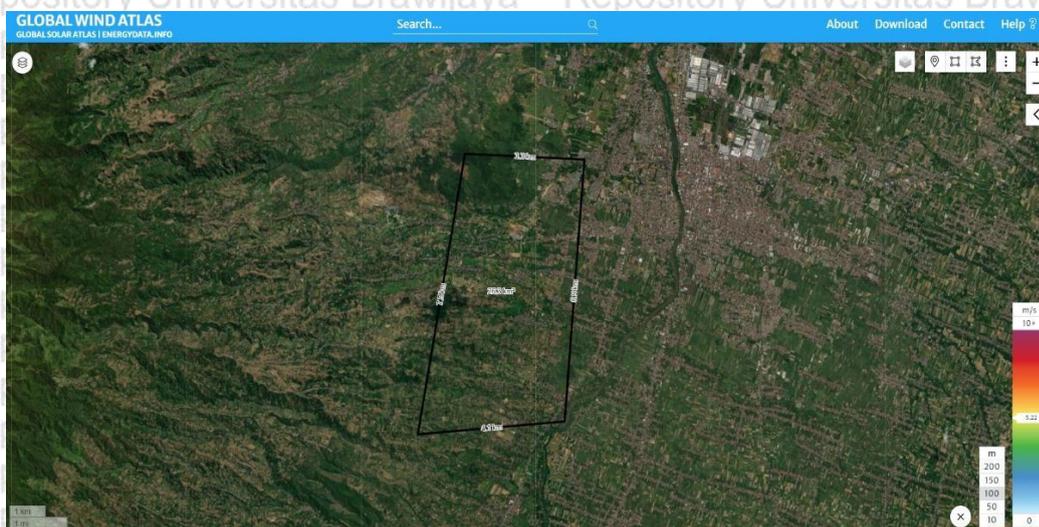
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Lokasi Penelitian

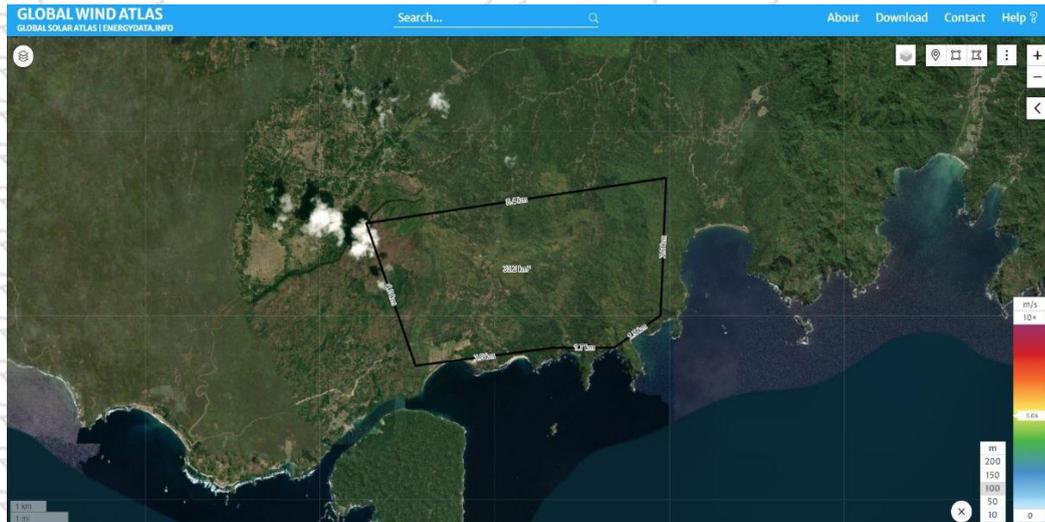
Tema dari penelitian ini mengenai kelayakan PLTB yang terhubung grid dengan jaringan sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali. Penelitian dilakukan di Provinsi Jawa Timur, di Kabupaten Kediri, Kecamatan Semen, dan Kabupaten Malang, Kecamatan Sumbermanjing. Pada Kabupaten Kediri, Kecamatan Semen, sedangkan sistem transmisi 500 kV eksisting PT. PLN adalah Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) Kediri.

Kabupaten Kediri merupakan sebuah Kabupaten di Provinsi Jawa Timur. Kabupaten ini memiliki luas sebesar 1.523,97 km² dengan populasi sebanyak 1.635.294 jiwa dari sensus penduduk 2020. Lokasi penempatan PLTB berada pada dataran tinggi dekat dengan Gunung Liman, Kecamatan Semen yaitu terletak pada 7.84° Lintang Selatan dan 111.96° Bujur Timur. Luas wilayah yang tersedia sebesar 30,75 km².

Sedangkan pada Kabupaten Malang, memiliki luas sebesar 3.530,65 km² dengan populasi sebanyak 2.654.448 jiwa dari sensus penduduk 2020. Lokasi penempatan PLTB berada pada pesisir pantai, Kecamatan Sumbermanjing yang terletak pada 8.4° Lintang Selatan dan 112.72° Bujur timur. Luas wilayah yang tersedia sebesar 33,6 km².



Gambar 4.1 Lokasi penelitian pada Kabupaten Kediri



Gambar 4.2 Lokasi penelitian pada Kabupaten Malang

4.2 Data dan Analisis

4.2.1 Angin

4.2.1.1 Pengambilan Data

Data angin yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh dari *website Copernicus Climate Data Store (CDS)*, yaitu data Kabupaten Kediri dan Malang, Indonesia. Tujuan penggunaan data angin dari *website Copernicus CDS* ini sebagai *variable bebas*. Data angin terdiri dari arah angin dan kecepatan angin. Data yang digunakan adalah data setiap 1 jam Kabupaten Kediri dan Malang pada periode Januari 2018 hingga Desember 2020.

Dari *website Copernicus CDS* diperoleh data kecepatan pada lokasi terpilih. Data angin yang diambil merupakan data kecepatan angin pada ketinggian 100 meter di atas permukaan tanah setiap jam, selama 3 tahun, yaitu dimulai dari bulan Januari 2018 hingga Desember 2020.



Gambar 4.3 Arah Mata Angin 8 Penjur

Data angin dari *website Copernicus CDS* juga menunjukkan arah angin. Arah angin yang ditunjukkan adalah 8 mata angin sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.3 menunjukkan 8 penjuru mata angin diawali dengan arah utara (U) mewakili arah sudut 360° . Sudut masing-masing arah mata angin adalah sebesar 45° . Tabel 4.1 menjelaskan singkatan simbol arah mata angin dan sudutnya.

Tabel 4.1
Singkatan 8 Penjuru Arah Mata Angin dan Sudut

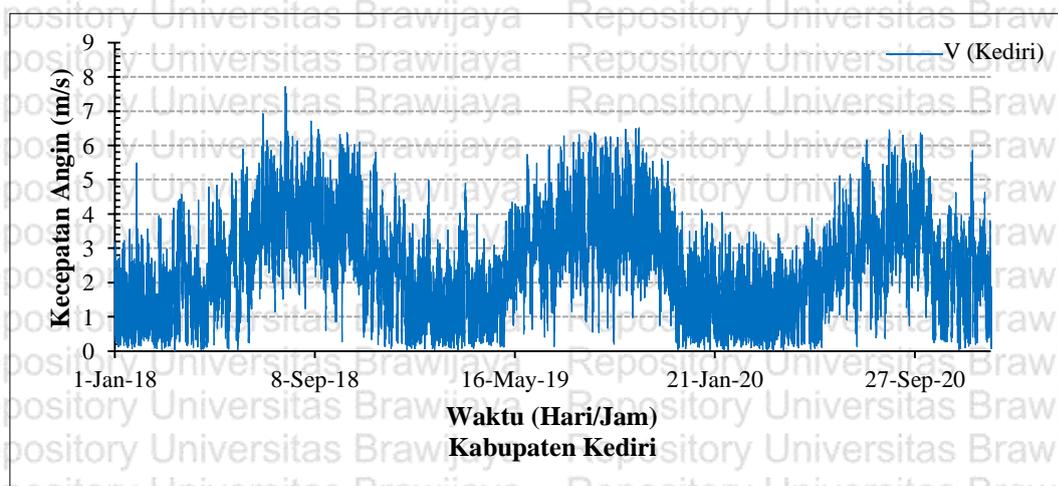
Simbol	Deskripsi	Sudut	Simbol	Deskripsi	Sudut
U	Utara	0°	S	Selatan	180°
TL	Timur Laut	45°	BD	Barat Daya	225°
T	Timur	90°	B	Barat	270°
TG	Tenggara	135°	BL	Barat Laut	315°

Pada *website Copernicus CDS*, data angin menunjukkan arah angin dalam sudut. Oleh karena itu untuk melakukan kalibrasi dan menunjukkan arah mata angin sesuai diskripsi diperlukan *software* Microsoft Excel 2019.

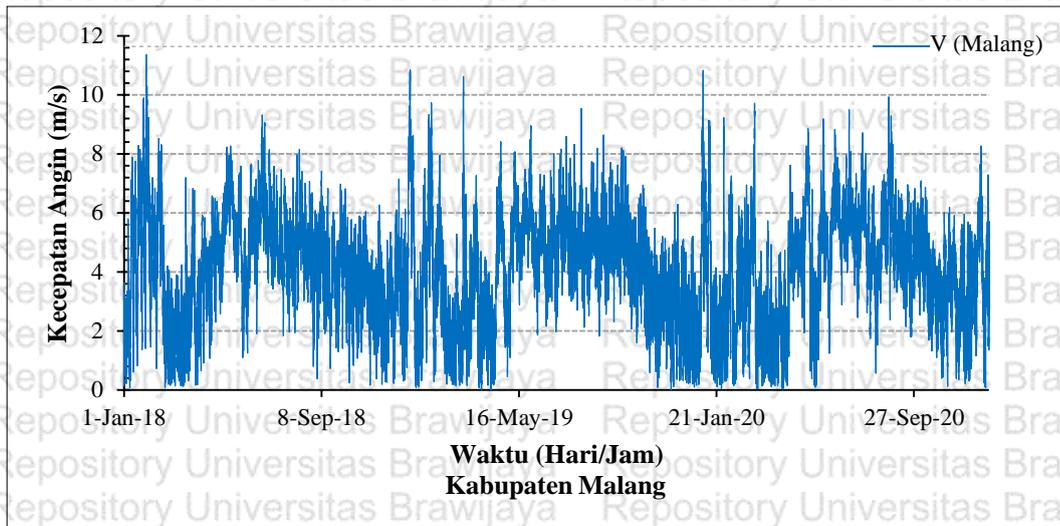
4.2.1.2 Analisis Data

a. Kecepatan Angin

Pada penelitian ini menunjukkan bahwa kecepatan angin selama 26.304 jam di lokasi penelitian di Kabupaten Kediri bervariasi antara 0,03 m/s hingga 7,70 m/s, sedangkan di Kabupaten Malang bervariasi antara 0,02 m/s hingga 11,33 m/s. Kecepatan angin di Kabupaten Kediri memiliki rata-rata sebesar 2,40 m/s, sedangkan di Kabupaten Malang memiliki rata-rata sebesar 4,02 m/s. Gambar 4.4 dan Gambar 4.5 adalah kecepatan angin dari *website Copernicus CDS*, pada Gambar 4.4 dan Gambar 4.5 menunjukkan bahwa pola kecepatan angin tidak konstan dan fluktuatif.

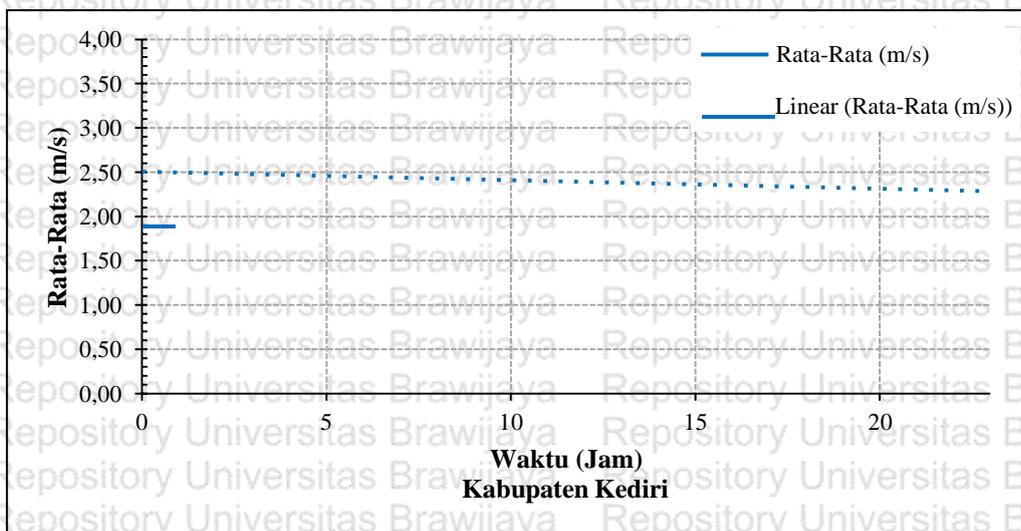


Gambar 4.4 Kecepatan angin Kabupaten Kediri

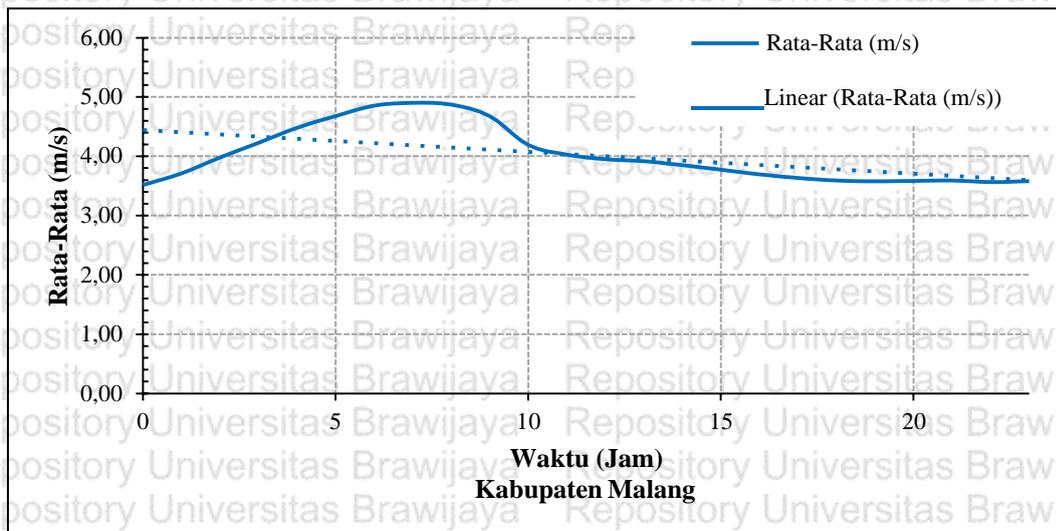


Gambar 4.5 Kecepatan angin Kabupaten Malang

Dari pola kecepatan angin diatas didapat kecepatan angin rata-rata tiap jamnya yang ditunjukkan pada Gambar 4.6, Gambar 4.7, Tabel 4.2 dan Tabel 4.3 dibawah ini.



Gambar 4.6 Kecepatan angin rata-rata tiap jam Kabupaten Kediri



Gambar 4.7 Kecepatan angin rata-rata tiap jam Kabupaten Malang

Tabel 4.2
Kecepatan Angin Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Kediri

Jam	Kecepatan Angin (m/s)						
0	1.94	6	2.60	12	2.74	18	2.16
1	1.96	7	2.82	13	2.55	19	2.14
2	2.11	8	3.02	14	2.36	20	2.15
3	2.26	9	3.11	15	2.25	21	2.13
4	2.35	10	2.95	16	2.19	22	2.12
5	2.44	11	2.88	17	2.17	23	2.09

Tabel 4.3
Kecepatan Angin Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Malang

Jam	Kecepatan Angin (m/s)						
0	3.52	6	4.85	12	3.95	18	3.59
1	3.71	7	4.90	13	3.92	19	3.58
2	3.98	8	4.87	14	3.85	20	3.58
3	4.23	9	4.68	15	3.77	21	3.59
4	4.48	10	4.19	16	3.70	22	3.56
5	4.68	11	4.03	17	3.63	23	3.58

Pola kecepatan angin setiap jamnya ditunjukkan pada Gambar 4.6, bahwa dari jam 14.00 WIB hingga jam 05.00 WIB kecepatan angin dibawah 2,50 m/s, dan mulai jam 06.00 WIB hingga 13.00 WIB kecepatan angin diatas 2,50 m/s hingga tertinggi 3,11 m/s. Sedangkan pada pada Gambar 4.7 ditunjukkan, bahwa dari jam 11.00 WIB hingga jam 02.00 WIB kecepatan angin dibawah 4,20 m/s, dan mulai jam 03.00 WIB hingga 10.00 WIB kecepatan angin diatas 4,20 m/s hingga tertinggi 4,90 m/s. Pada Kabupaten Kediri

kecepatan angin kami bagi menjadi 16 jenis kecepatan angin yaitu 0,32 m/s hingga 7,61 m/s.

Frekuensi terjadinya kecepatan angin yang paling sering adalah 2,24 m/s sebanyak 3714 kejadian dan kecepatan angin 7,61 m/s hanya terjadi 4 kali saja. Sedangkan pada Kabupaten Malang kecepatan angin kami bagi menjadi 12 jenis kecepatan angin yaitu 0,64 m/s hingga 11,20 m/s. Frekuensi terjadinya kecepatan angin yang paling sering adalah 4,50 m/s sebanyak 5336 kejadian dan kecepatan angin 11,20 m/s hanya terjadi 2 kali saja. Frekuensi kecepatan angin ditunjukkan pada Tabel 4.4 dan 4.5 berikut ini.

Tabel 4.4
Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Kediri

Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi						
0.32	1125	2.24	3714	4.21	1271	6.18	108
0.76	2687	2.75	3679	4.72	775	6.76	11
1.25	3374	3.24	3259	5.24	427	7.23	7
1.74	3511	3.73	2126	5.73	226	7.61	4

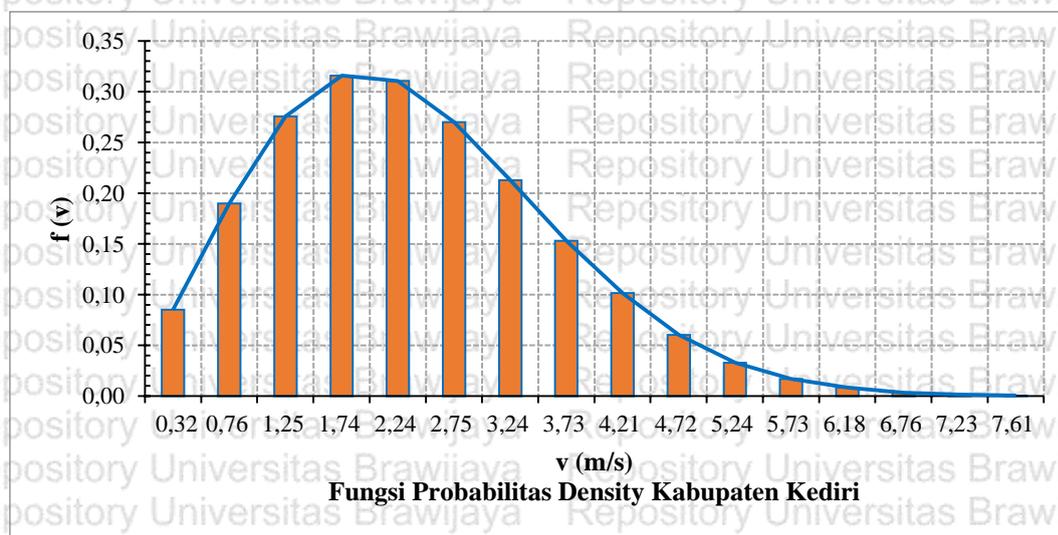
Tabel 4.5
Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Malang

Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi	Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi	Kecepatan Angin (m/s)	Frekuensi
0.64	1420	4.50	5336	8.39	332
1.52	2954	5.46	4350	9.41	80
2.50	3730	6.44	2487	10.42	18
3.52	4626	7.40	969	11.20	2

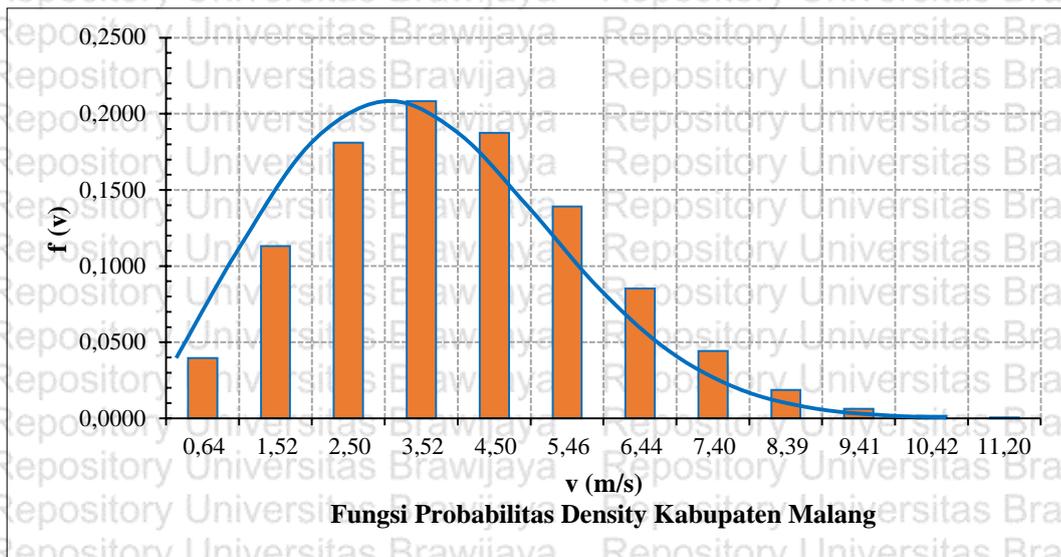
Pola kecepatan angin diketahui dari Probabilitas *Weibull*. Persamaan matematis fungsi probabilitas *Weibull* dan probabilitas kumulatif *Weibull* telah dijelaskan pada tinjauan pustaka. Gambar 4.8 dan 4.9 adalah fungsi probabilitas *Weibull* dan frekuensi kecepatan angin pada Kabupaten Kediri dan Malang.

Bentuk gambar kurva pada Gambar 4.8 dan 4.9 ada dua bentuk. Bentuk pertama adalah kurva yang dinotasikan dengan tipe Bar, gambar ini menunjukkan distribusi frekuensi kecepatan angin. Pada Kabupaten Kediri frekuensi kejadian tertinggi pada kecepatan angin 2,24 m/s sebesar 14,12% dan frekuensi kejadiannya terendah adalah 0,015% pada kecepatan angin 7,61 m/s, tetapi juga sebagai kecepatan angin tertinggi. Pada Kabupaten Malang frekuensi kejadian tertinggi pada kecepatan angin 4,50 m/s sebesar 20,3% dan frekuensi kejadiannya terendah adalah 0,008% pada kecepatan angin 11,20 m/s, tetapi juga sebagai kecepatan angin tertinggi.

Bentuk kedua dari Gambar 4.8 dan 4.9 berupa kurva yang dinotasikan sebagai garis menunjukkan kurva fungsi probabilitas *Weibull*. Berdasarkan Gambar 4.8 dibawah, maka didapatkan angka probabilitas tertinggi sebesar 0,3160 pada kecepatan angin 1,74 m/s. Sedangkan angka probabilitas terendah adlaah 0,0007 pada kecepatan angin 7,61 m/s. Perhitungan fungsi probabilitas Weibull menggunakan nilai skala parameter k_p 2,0172 dan skala bentuk c 2,7036. Standar deviasinya sebesar 1,2555 dan kecepatan angin rata-rata 2,40 dengan jumlah pengukuran 26.304 kali pengukuran. Hasil perhitungan probabilitas *Weibull* dan frekuensi terjadinya kecepatan angin selama pengukuran ditunjukkan pada Tabel 4.6. Sedangkan Berdasarkan Gambar 4.9 dibawah, maka didapatkan angka probabilitas tertinggi sebesar 0,2083 pada kecepatan angin 3,52 m/s. Sedangkan angka probabilitas terendah adlaah 0,0006 pada kecepatan angin 11,20 m/s. Perhitungan fungsi probabilitas Weibull menggunakan nilai skala parameter k_p 2,2943 dan skala bentuk c 4,5359. Standar deviasinya sebesar 1,87 dan kecepatan angin rata-rata 4,02 dengan jumlah pengukuran 26.304 kali pengukuran. Hasil perhitungan probabilitas *Weibull* dan frekuensi terjadinya kecepatan angin selama pengukuran ditunjukkan pada Tabel 4.7.



Gambar 4.8 Fungsi probabilitas weibull dan frekuensi kecepatan angin Kabupaten Kediri



Gambar 4.9 Fungsi Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kecepatan Angin Kabupaten Malang

Tabel 4.6

Hasil Perhitungan Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kejadian Kabupaten Kediri

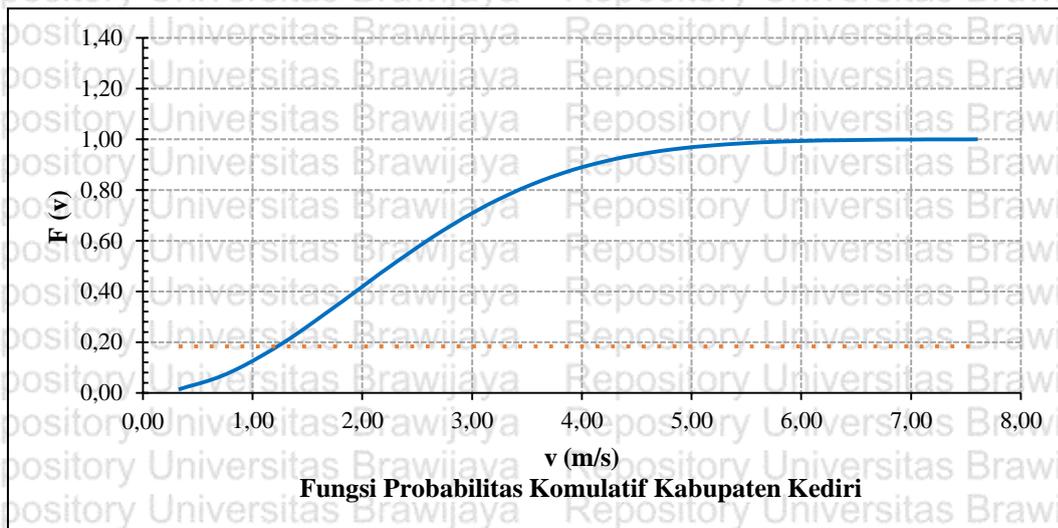
v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi	v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi
0.32	0.0851	0.3204	4.21	0.1014	0.3620
0.76	0.1898	0.7653	4.72	0.0604	0.2207
1.25	0.2757	0.9610	5.24	0.0329	0.1216
1.74	0.3160	1.0000	5.73	0.0169	0.0644
2.24	0.3106	1.0578	6.18	0.0086	0.0308
2.75	0.2701	1.0478	6.76	0.0033	0.0031
3.24	0.2130	0.9282	7.23	0.0014	0.0020
3.73	0.1530	0.6055	7.61	0.0007	0.0011

Tabel 4.7

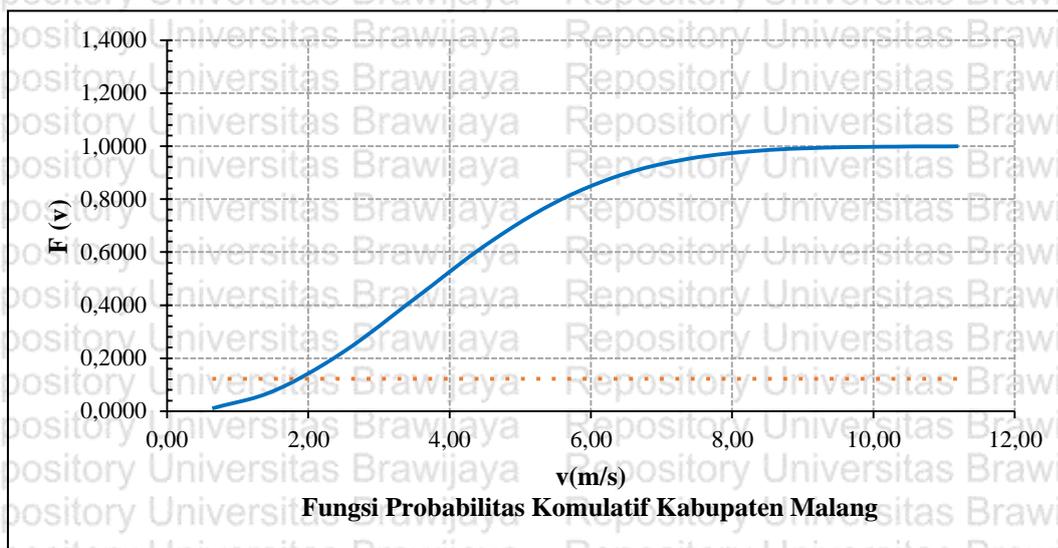
Hasil Perhitungan Probabilitas Weibull dan Frekuensi Kejadian Kabupaten Malang

v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi	v (m/s)	Probabilitas Weibull	Frekuensi
0.64	0.0395	0.0540	6.44	0.0852	0.0945
1.52	0.1131	0.1123	7.40	0.0442	0.0368
2.50	0.1811	0.1418	8.39	0.0187	0.0126
3.52	0.2083	0.1759	9.41	0.0063	0.0030
4.50	0.1876	0.2029	10.42	0.0018	0.0007
5.46	0.1390	0.1654	11.20	0.0006	0.0001

Hasil perhitungan distribusi kumulatif probabilitas Weibull ditunjukkan pada Gambar 4.10, Gambar 4.11, Tabel 4.8, dan Tabel 4.9 sebagai berikut:



Gambar 4.10 Fungsi distribusi komulatif probabilitas weibull Kabupaten Kediri



Gambar 4.11 Fungsi distribusi komulatif probabilitas weibull Kabupaten Malang

Tabel 4.8

Hasil Perhitungan Distribusi Komulatif Probabilitas Weibull Kabupaten Kediri

v (m/s)	Kumulatif Probabilitas Weibull	v (m/s)	Kumulatif Probabilitas Weibull	v (m/s)	Kumulatif Probabilitas Weibull
0.32	0.0138	3.24	0.7622	6.18	0.9950
0.76	0.0743	3.73	0.8520	6.76	0.9982
1.25	0.1903	4.21	0.9135	7.23	0.9993
1.74	0.3378	4.72	0.9541	7.61	0.9997
2.24	0.4969	5.24	0.9775		
2.75	0.6436	5.73	0.9894		

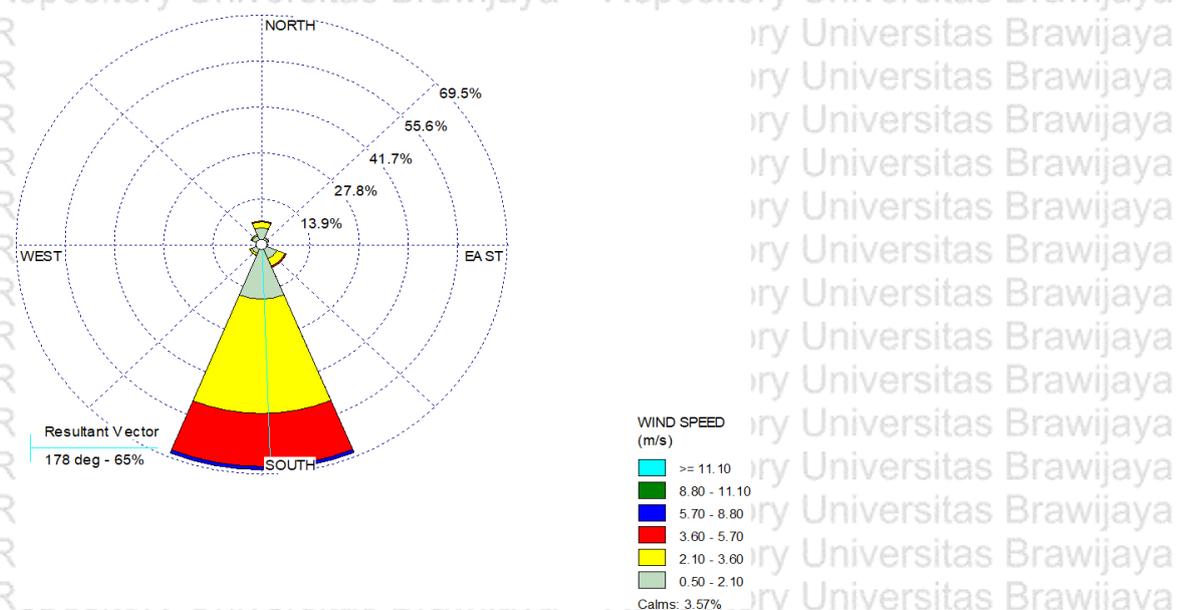
Tabel 4.9
Hasil Perhitungan Distribusi Kumulatif Probabilitas *Weibull* Kabupaten Malang

v (m/s)	Kumulatif Probabilitas <i>Weibull</i>	v (m/s)	Kumulatif Probabilitas <i>Weibull</i>	v (m/s)	Kumulatif Probabilitas <i>Weibull</i>
0.64	0.0111	4.50	0.6251	8.39	0.9834
1.52	0.0779	5.46	0.7839	9.41	0.9952
2.50	0.2243	6.44	0.8929	10.42	0.9988
3.52	0.4290	7.40	0.9536	11.20	0.9996

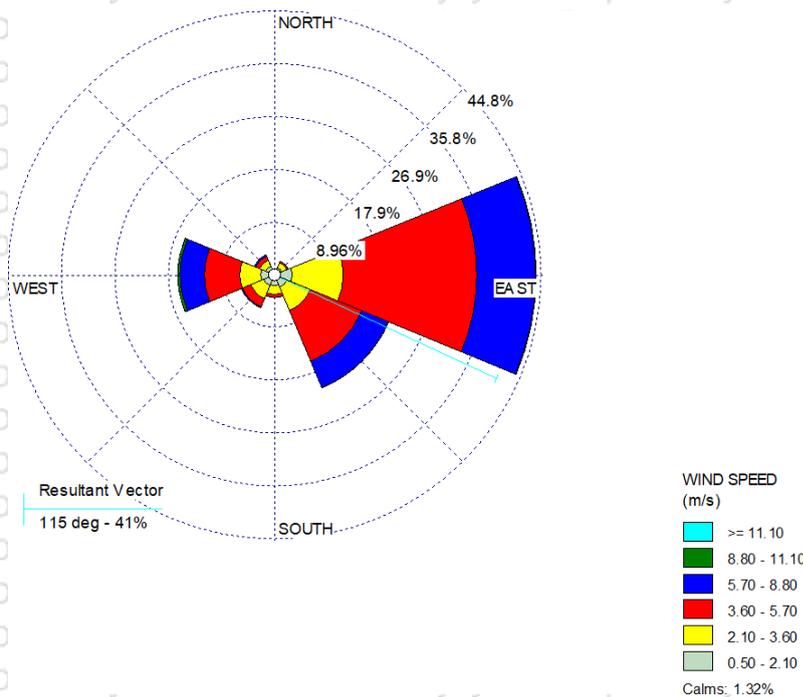
Gambar 4.10, Gambar 4.11, Tabel 4.8, dan Tabel 4.9 menunjukkan distribusi kumulatif probabilitas *Weibull*, dari tabel dan gambar tersebut didapat probabilitas kecepatan angin yang dapat dikonversi menjadi energi listrik selama periode 1 tahun. Misalnya pada Kabupaten Kediri jika *cut-in* turbin angin sebesar 2,75 m/s, maka nilai probabilitas kecepatan angin yang dapat dikonversi menjadi energi listrik selama satu tahun adalah 64,36% atau selama 5.638 jam per tahun dimulai dari kecepatan angin 2,75 m/s. Dan misal pada Kabupaten Malang jika *cut-in* turbin angin sebesar 4,5 m/s, maka nilai probabilitas kecepatan angin yang dapat dikonversi menjadi energi listrik selama satu tahun adalah 62,51% atau selama 5.476 jam per tahun dimulai dari kecepatan angin 4,5 m/s.

b. Arah Kecepatan Angin

Arah kecepatan angin yang terjadi di lokasi penelitian berasal dari 8 penjuru arah mata angin. Dengan menggunakan *software WRPLOT View 8.0.2* diperoleh distribusi frekuensi arah kecepatan angin. Berikut Gambar 4.12 dan 4.13 *wind rose* arah kecepatan angin hasil simulasi dari *software WRPLOT View 8.0.2*.



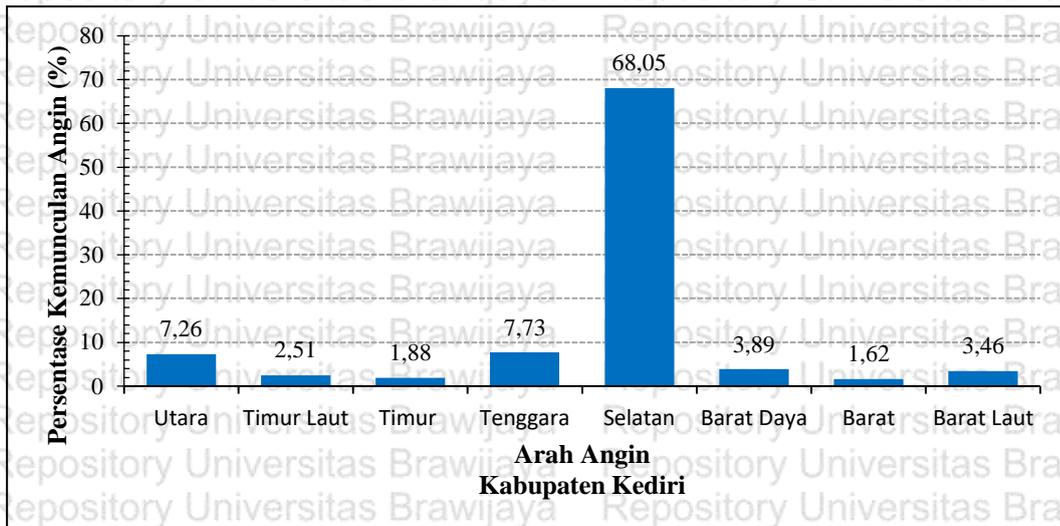
Gambar 4.12 *Wind Rose* Kecepatan Angin Kabupaten Kediri Hasil Simulasi *Software WRPLOT View 8.0.2*



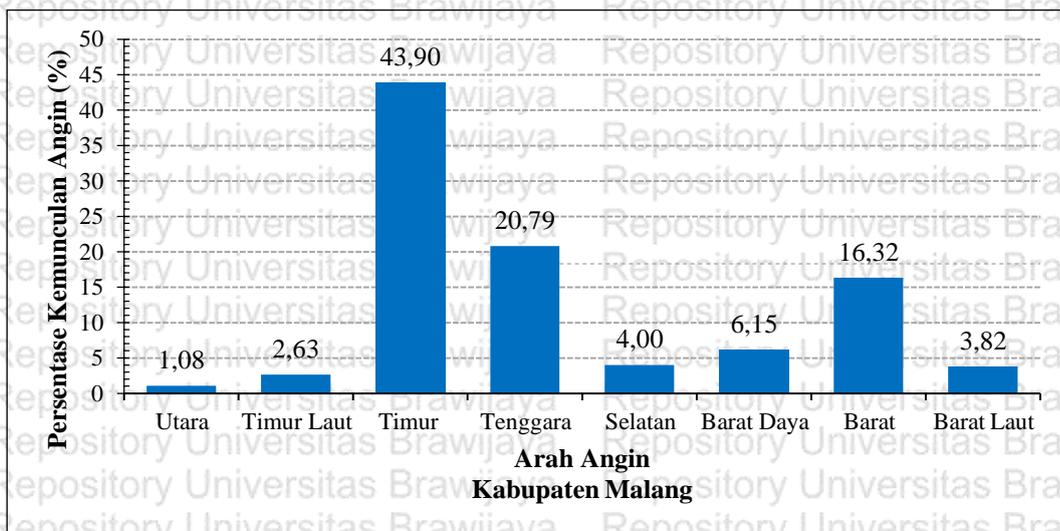
Gambar 4.13 Wind Rose Kecepatan Angin Kabupaten Malang Hasil Simulasi Software WRPLOT View 8.0.2

Gambar diatas menunjukkan bahwa arah kecepatan angin dikelompokkan menurut kelas kecepatan angin. Frekuensi distribusi arah kecepatan angin masing-masing kelas kecepatan dinotasikan dalam persen. Kelas kecepatan angin digolongkan menjadi 6 kelas yaitu mulai dari 0,5 - 2,1 m/s, 2,1 - 3,6 m/s, 3,6 - 5,7 m/s dan seterusnya hingga kecepatan angin $\geq 11,1$ m/s.

Gambar 4.12 menunjukkan bahwa arah angin banyak terjadi dari arah selatan sebesar lebih dari 65%, sedangkan arah kecepatan angin lainnya terjadi kurang dari 15%. Gambar 4.13 menunjukkan bahwa arah angin banyak terjadi dari arah timur sebesar lebih dari 40%, sedangkan arah kecepatan angin lainnya terjadi kurang dari 25%. Detail presentase arah kecepatan angin dapat dilihat pada Tabel 4.10 dan 4.11, serta pada Gambar 4.14 dan 4.15 berikut ini.



Gambar 4.14 Grafik persentase kemunculan angin Kabupaten Kediri berdasarkan arah angin



Gambar 4.15 Grafik persentase kemunculan angin Kabupaten Malang berdasarkan arah angin

Tabel 4.10

Distribusi Frekuensi Arah Kecepatan Angin Kabupaten Kediri

Arah	Persentase Arah dan Kecepatan Angin (%)						Total (%)
	0.50 - 2.10	2.10 - 3.60	3.60 - 5.70	5.70 - 8.80	8.80 - 11.10	>= 11.10	
Utara	5.21	1.78	0.26	0.00	0.00	0.00	7.26
Timur Laut	2.36	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	2.51
Timur	1.82	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	1.88
Tenggara	4.88	2.38	0.44	0.03	0.00	0.00	7.73
Selatan	16.64	34.43	15.97	1.00	0.00	0.00	68.05
Barat Daya	3.20	0.62	0.07	0.00	0.00	0.00	3.89
Barat	1.50	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62
Barat Laut	2.99	0.41	0.05	0.01	0.00	0.00	3.46

Tabel 4.11

Distribusi Frekuensi Arah Kecepatan Angin Kabupaten Malang

Arah	Persentase Arah dan Kecepatan Angin (%)						Total (%)
	0.50 - 2.10	2.10 - 3.60	3.60 - 5.70	5.70 - 8.80	8.80 - 11.10	>= 11.10	
Utara	0.97	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	1.08
Timur Laut	1.44	0.95	0.24	0.00	0.00	0.00	2.63
Timur	3.11	8.52	22.31	9.85	0.11	0.00	43.90
Tenggara	2.38	4.26	9.28	4.82	0.05	0.00	20.79
Selatan	1.94	1.53	0.52	0.01	0.00	0.00	4.00
Barat Daya	2.09	2.38	1.49	0.17	0.02	0.00	6.15
Barat	2.44	3.49	5.93	4.05	0.40	0.01	16.32
Barat Laut	1.69	1.13	0.72	0.27	0.01	0.00	3.82

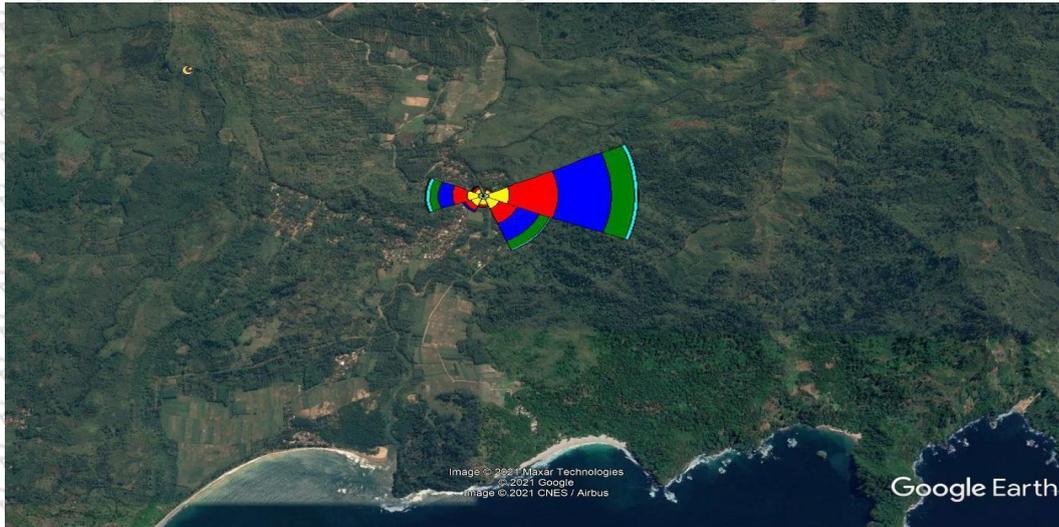
Secara keseluruhan, berdasarkan Tabel 4.10 terdapat satu arah angin yang mempunyai frekuensi kejadian tinggi yaitu arah Selatan (S) yang frekuensinya sebesar 68,05%.

Kecepatan angin terjadi dari arah selatan mempunyai frekuensi terbanyak, sedangkan frekuensi terendah terjadinya angin berasal dari arah Barat (W) sudut 270°. berdasarkan Tabel 4.11 terdapat tiga arah angin yang mempunyai frekuensi kejadian tinggi yaitu arah Timur (E), Tenggara (SE), dan Barat (W) yang berturut-turut frekuensinya sebesar 43,90%, 20,79%, dan 16,32%. Kecepatan angin terjadi dari arah Timur (E) mempunyai frekuensi terbanyak, sedangkan frekuensi terendah terjadinya angin berasal dari arah Utara (N) sudut 0°. Model pola arah kecepatan angin dapat dilihat pada Gambar 4.16 dan 4.17.

Citra arah kecepatan angin di lokasi penelitian.



Gambar 4.16 Foto citra google earth wind rose arah kecepatan angin Kabupaten Kediri hasil Simulasi Software WRPLOT View 8.0.2



Gambar 4.17 Foto citra google earth wind rose arah kecepatan angin Kabupaten Malang hasil Simulasi Software WRPLOT View 8.0.2

c. Ekstrak Energi

Dari data angin didapat kecepatan angin rata-rata tiap jamnya dalam satu hari seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.2 dan 4.3, dengan menggunakan Persamaan (2-14) maka diperoleh daya spesifik sebagai berikut pada Tabel 4.12, Tabel 4.13, Gambar 4.18, dan Gambar 4.19. Nilai kerapatan udara ρ pada ketinggian di lokasi penelitian menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\rho = \rho_0 - (1.195 \times 10^{-4} H_f) \dots \dots \dots (4-1)$$

Dimana ρ_0 adalah kerapatan udara pada ketinggian permukaan air laut sebesar $1,225 \text{ kg/m}^3$, dan H_f adalah elevasi ketinggian lokasi penelitian yaitu 100 m diatas permukaan air laut (DPL).

Tabel 4.12

Daya Spesifik Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Kediri

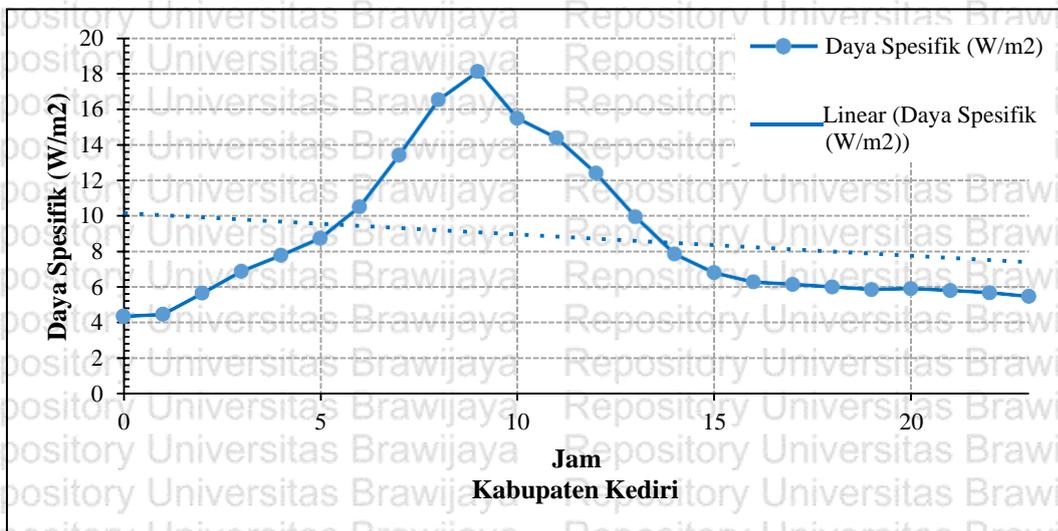
Jam	Daya Spesifik (W/m ²)						
0	4.39	6	10.52	12	12.40	18	6.03
1	4.50	7	13.40	13	9.97	19	5.89
2	5.68	8	16.52	14	7.87	20	5.94
3	6.91	9	18.09	15	6.83	21	5.83
4	7.80	10	15.48	16	6.31	22	5.70
5	8.76	11	14.37	17	6.18	23	5.50

Tabel 4.13

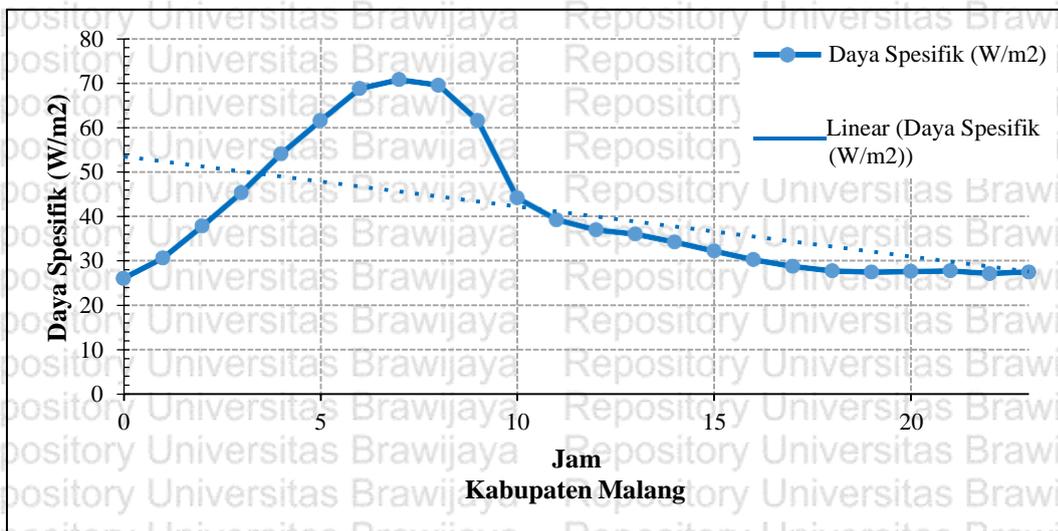
Daya Spesifik Rata-rata Tiap Jam Kabupaten Malang

Jam	Daya Spesifik (W/m ²)						
0	26.14	6	68.70	12	37.02	18	27.82
1	30.70	7	70.72	13	36.10	19	27.53

2	37.89	8	69.46	14	34.29	20	27.66
3	45.38	9	61.52	15	32.29	21	27.84
4	54.04	10	44.20	16	30.33	22	27.21
5	61.52	11	39.27	17	28.83	23	27.57



Gambar 4.18 Kurva daya spesifik rata-rata tiap jam Kabupaten Kediri



Gambar 4.19 Kurva daya spesifik rata-rata tiap jam Kabupaten Malang

Tabel 4.12 dan Gambar 4.18 menunjukkan bahwa daya spesifik tertinggi terjadi pada jam 09.00 WIB sebesar 18,09 W/m² dan terendah sebesar 4,39 W/m² terjadi pada jam 00.00 WIB. Sedangkan, Tabel 4.13 dan Gambar 4.19 menunjukkan bahwa daya spesifik tertinggi terjadi pada jam 07.00 WIB sebesar 70,72 W/m² dan terendah sebesar 26,14 W/m² terjadi pada jam 00.00 WIB.

Energi angin yang dapat diekstrak menjadi energi listrik dipengaruhi oleh spesifikasi turbin. Jika spesifikasi turbin yang digunakan adalah turbin dengan kapasitas 3 MW atau 3,5 MVA, menggunakan sumbu horizontal dengan panjang baling-baling 70 meter,

diameter turbin 140 meter, *cut in* pada kecepatan angin 2 m/s dan dipasang pada ketinggian 100 meter di atas permukaan tanah, maka dengan menggunakan Persamaan (2-15) akan didapatkan hasil perhitungan energi rata-rata tiap jam per harinya pada Kabupaten Kediri sebesar 54,13 kWh dan pada Kabupaten Malang sebesar 250 kWh. Hasil perhitungan total energi yang dapat diekstrak selama satu hari adalah sebesar 1,3 MWh/hari pada Kabupaten Kediri dan 6 MWh/hari pada Kabupaten Malang. Hasil perhitungan total energi yang dapat diekstrak selama satu tahun adalah sebesar 474,47 MWh pada Kabupaten Kediri dan 2191,5 MWh pada Kabupaten Malang per tahun. Sehingga total energi yang dapat diekstrak oleh PLTB yang akan dipasang di Provinsi Jawa Timur adalah sebesar 304,13 kWh tiap jam, 7,3 MWh/hari, dan dalam satu tahun sebesar 2665,97 MWh. Untuk mendapatkan energi listrik yang lebih besar maka diperlukan turbin angin yang lebih banyak yang dipasang berdasarkan aturan penempatan turbin angin.

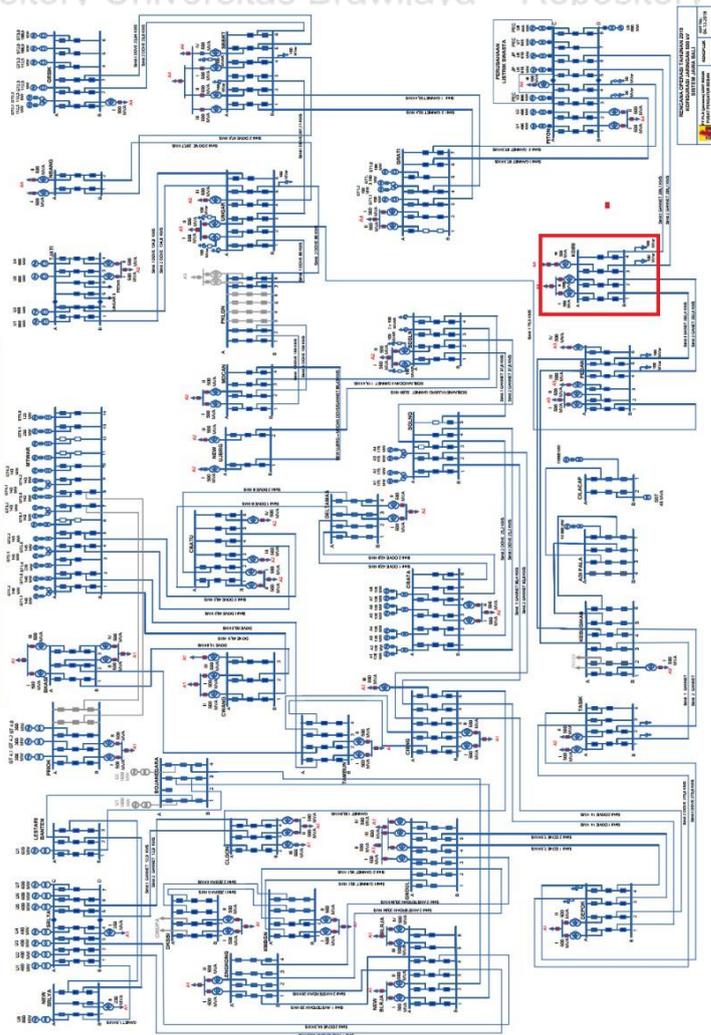
d. Penempatan Turbin Angin

Pertimbangan jarak antar turbin di ladang angin dalam baris dan kolom dilakukan dalam aturan penempatan turbin angin. Mengingat adanya *wake effect*, semakin dekat jarak antar turbin baik dalam baris maupun kolom, maka semakin besar *wake effect* yang terjadi, oleh karena itu perlu dilakukan pengambilan jarak yang jauh antar turbin agar *wake effect* yang terjadi kecil. Hal ini menyebabkan pengurangan kecepatan angin semakin kecil sehingga daya keluaran turbin semakin besar.

Dengan mengansumsikan ladang angin merupakan dataran dan berbentuk persegi panjang seluas $7,5 \times 4,1 \text{ km}^2$ pada Kabupaten Kediri dan $8,4 \times 4,0 \text{ km}^2$ pada Kabupaten Malang. Dimana 7,5 km dan 8,4 km merupakan panjang dari ladang angin dan arah angin berasal. Sehingga dengan menggunakan jarak antar baris sebesar 2 diameter dan jarak antar shaf sebesar 8 diameter maka didapatkan jumlah turbin yang terpasang adalah 75 unit pada Kabupaten Kediri dengan rincian 25 baris serta 3 shaf dan 90 unit pada Kabupaten Malang dengan rincian 30 baris serta 3 shaf. Dengan demikian, luas ladang angin $30,75 \text{ km}^2$ pada Kabupaten Kediri akan dipasang PLTB (PLTB_KEDIRI) dengan kapasitas 225 MW dan pada Kabupaten Malang dengan luas ladang angin $33,6 \text{ km}^2$ akan dipasang PLTB (PLTB_MALANG) dengan kapasitas 270 MW.

4.2.2 Data Sistem Eksisting 500 kV Jawa-Bali

Di wilayah Jawa-Bali, Sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali merupakan sistem tenaga listrik terbesar. Sistem ini dibagi menjadi 5 wilayah berdasarkan unit pengaturan bebannya yaitu Jakarta-Banten-Jabar, Jabar, Jateng-DIY, Jatim, dan Bali, dengan titik beban terfokus pada Jawa bagian Barat dan titik pembangkitan terfokus pada Jawa bagian Timur. Diagram satu garis sistem 500 kV Jawa-Bali ditunjukkan pada Gambar 4.20.



Gambar 4.20 Diagram Satu Garis Sistem 500 kV Jawa-Bali

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

Gambar 4.20 diatas terdapat sebuah bagian dimana PLTB_KEDIRI dan PLTB_MALANG akan diinjeksikan, bagian tersebut ditunjukkan oleh kotak merah yang merupakan daerah bus. Data-data sistem 500 kV Jawa-Bali dapat dilihat pada sub-bab berikut.

a. Data Bus Sistem 500 kV Jawa-Bali

Dalam sistem 500 kV, nama dan data bus yang saling terhubung, jumlah IBT yang terhubung dengan masing-masing bus, dan jumlah generator dapat dilihat pada Tabel 4.14 berikut.

Tabel 4.14
Data Bus Sistem 500 kV Jawa-Bali

Nama Bus	ID Bus	Generator Terhubung	IBT Terhubung
		Unit	Unit
Suralaya	SLAYA	7	1
New Suralaya	NSLAYA	1	1
Banten	BNTEN	1	1
Bojanegara	BJNGR	2	-
Tanjung Priok	PRIOK	3	2
Tasikmalaya	TSMLY	-	2
Cilegon	CLGON	-	3
Lengkong	LGKGNG	-	1
Balaraja	Braja	-	4
Kseugihan	KSGHN	-	1
Depok	DEPOK	-	2
Gandul	GNDUL	-	4
Kembangan	KMBGN	-	2
Durikosambi	DKSBI	-	2
Muaratawar	MTAWAR	15	-
Cibinong	CIBNG	-	3
Tambun	TAMBUN	-	2
Bekasi	BEKASI	-	4
Cawang	CWANG	-	3
Adipala	ADPLA	-	1
Cilacap	CLCAP	1	1
Cirata	CRATA	8	2
Deltamas	DLTMS	-	2
Cibatu	CIBATU	-	4
Bandung Selatan	BDSLN	-	2
Mandirancan	MDRCN	-	2
Pedan	PEDAN	-	4
Saguling	SGLNG	4	-
Ungaran	UNGRN	-	3
Pemalang	PMLNG	-	-
Tanjung Jati	TJATI	4	2
Kediri	KEDIRI	-	4
Ujung Berung	UBRANG	-	2

Nama Bus	ID Bus	Generator Terhubung	IBT Terhubung
		Unit	Unit
Ngimbang	NBANG	-	2
Surabaya Barat (Krian)	SBBRT (KRIAN)	-	4
Paiton	PITON	8	3
Grati	GRATI	7	2
Gresik	GRESIK	6	3

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

b. Data Generator Sistem 500 kV Jawa-Bali

Pada Tabel 4.15 berikut ini adalah data generator yang ada pada sistem 500 kV Jawa-Bali. Sebanyak enam puluh tiga unit generator yang memiliki kapasitas dan lokasi yang berbeda-beda memasok sistem 500 kV Jawa-Bali.

Tabel 4.15
Data Bus Sistem 500 kV Jawa-Bali

ID Generator	Kapasitas	Tegangan	Power Factor	Hubungan
	MVA	kV	%	
Suralaya1	500	23	85	Wye-Ground
Suralaya2	500	23	85	Wye-Ground
Suralaya3	500	23	85	Wye-Ground
Suralaya4	500	23	85	Wye-Ground
Suralaya5	750	23	85	Wye-Ground
Suralaya6	750	23	85	Wye-Ground
Suralaya7	750	23	85	Wye-Ground
Suralaya8	1045	27	80	Wye-Ground
Banten1	788	20	85	Wye-Ground
Priok GT4.0	315	21	85	Wye-Ground
Priok GT4.1	315	21	85	Wye-Ground
Priok GT4.2	315	21	85	Wye-Ground
Muara Tawar GT1.1	185	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT1.2	185	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT1.3	185	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar ST1.0	288	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT2.1	185	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT2.2	185	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT2.3	185	11.5	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT3.1	186	15.75	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT3.2	186	15.75	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT3.3	186	15.75	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT4.1	186	15.75	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT4.2	186	15.75	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT4.3	186	15.75	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT5.1	288	15	80	Wye-Ground
Muara Tawar GT5.0	186	11.5	80	Wye-Ground
Tanjung Jati 1	802	22	90	Wye-Ground

ID Generator	Kapasitas	Tegangan	Power Factor	Hubungan
	MVA	kV	%	
Tanjung Jati 2	802	22	90	Wye-Ground
Tanjung Jati 3	802	22	90	Wye-Ground
Tanjung Jati 4	802	22	90	Wye-Ground
Gresik GT2.1	150	10.5	80	Wye-Ground
Gresik GT2.2	150	10.5	80	Wye-Ground
Gresik GT2.3	150	10.5	80	Wye-Ground
Gresik GT3.3	150	10.5	80	Wye-Ground
Gresik ST2.0	250	15.75	80	Wye-Ground
Gresik ST3.0	250	15.75	80	Wye-Ground
Saguling1	206.1	16.5	85	Wye-Ground
Saguling2	206.1	16.5	85	Wye-Ground
Saguling3	206.1	16.5	85	Wye-Ground
Saguling4	206.1	16.5	85	Wye-Ground
Cirata1	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata2	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata3	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata4	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata5	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata6	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata7	140	16.5	90	Wye-Ground
Cirata8	140	16.5	90	Wye-Ground
Adipala	750	23	85	Wye-Ground
Cilacap	750	23	85	Wye-Ground
Paiton1	473	18	80	Wye-Ground
Paiton2	473	18	80	Wye-Ground
Paiton3	1008	27	80	Wye-Ground
Paiton4	800	18	80	Wye-Ground
Paiton5	800	18	80	Wye-Ground
Paiton6	800	18	80	Wye-Ground
Paiton7	835	18	80	Wye-Ground
Paiton8	835	18	80	Wye-Ground
Paiton9	800	18	80	Wye-Ground
Grati GT1.1	250	10.5	80	Wye-Ground
Grati GT1.2	250	10.5	80	Wye-Ground
Grati GT1.3	250	10.5	80	Wye-Ground
Grati ST1.0	375	15.75	80	Wye-Ground
Grati GT3.1	207	15.75	80	Wye-Ground
Grati GT3.2	207	15.75	80	Wye-Ground
Grati GT3.0	248.75	15.75	80	Wye-Ground

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

c. Data Trafo *Step-Up* Sistem 500 kV Jawa-Bali

Pada Tabel 4.16 dibawah ini adalah data *Transformator Step-Up* sistem 500 kV Jawa-Bali. Pada transformator ini, merupakan transformator yang berada pada tiap pembangkit yang berfungsi untuk menaikkan tegangan keluaran generator menjadi 500 kV.

Tabel 4.16
Data Trafo *Step-Up* Sistem 500 kV Jawa-Bali

ID Transformator	Rasio Tegangan	Kapasitas	Frekuensi	Hubungan
	kV	MVA	Hz	
MTR_SLAYA1	23/500	470	50	Wye-wye
MTR_SLAYA2	23/500	470	50	Wye-wye
MTR_SLAYA3	23/500	470	50	Wye-wye
MTR_SLAYA4	23/500	470	50	Wye-wye
MTR_SLAYA5	23/500	750	50	Wye-wye
MTR_SLAYA6	23/500	750	50	Wye-wye
MTR_SLAYA7	23/500	750	50	Wye-wye
MTR_SLAYA8	20/500	800	50	Wye-wye
MTR_LESTARI BANTEN	20/500	900	50	Delta-wye
MTR_PRIOK GT1	21/500	310	50	Delta-wye
MTR_PRIOK GT2	21/500	310	50	Delta-wye
MTR_PRIOK GT3	21/500	310	50	Delta-wye
MTR_BOJANEGARA1	35/500	1500	50	Delta-wye
MTR_BOJANEGARA2	35/500	1500	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT1.1	11.5/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT1.2	11.5/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT1.3	11.5/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT2.1	11.5/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT2.2	11.5/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT2.3	11.5/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT5.1	15/500	210	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR ST5.0	11.5/500	210	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR ST1.0	11.5/500	300	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT3.1	15.75/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT3.2	15.75/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT3.3	15.75/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT4.1	15.75/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT4.2	15.75/500	190	50	Delta-wye
MTR_MTAWAR GT4.3	22/500	190	50	Delta-wye
MTR_TJATI 1	22/500	786	50	Delta-wye
MTR_TJATI 2	22/500	786	50	Delta-wye
MTR_TJATI 3	22/500	786	50	Delta-wye
MTR_TJATI 4	22/500	786	50	Delta-wye
MTR_GRESIK GT2.1	10.5/500	153	50	Wye-wye
MTR_GRESIK GT2.2	10.5/500	153	50	Wye-wye

ID Transformator	Rasio Tegangan	Kapasitas	Frekuensi	Hubungan
	kV	MVA	Hz	
MTR_GRESIK GT2.3	10.5/500	153	50	Wye-wye
MTR_GRESIK GT3.3	10.5/500	153	50	Wye-wye
MTR_GRESIK ST2.0	15.75/500	250	50	Wye-wye
MTR_GRESIK ST3.0	15.75/500	250	50	Wye-wye
MTR_SAGULING1	16.5/500	300	50	Delta-wye
MTR_SAGULING2	16.5/500	300	50	Delta-wye
MTR_SAGULING3	16.5/500	300	50	Delta-wye
MTR_SAGULING4	16.5/500	300	50	Delta-wye
MTR_CIRATA1&2	16.5/500	350	50	Delta-wye
MTR_CIRATA3&4	16.5/500	350	50	Delta-wye
MTR_CIRATA5&6	16.5/500	350	50	Delta-wye
MTR_CIRATA7&8	16.5/500	350	50	Delta-wye
MTR_ADIPALA	23/500	750	50	Wye-wye
MTR_CILACAP	23/500	750	50	Wye-wye
MTR_PAITON1	18/500	750	50	Delta-wye
MTR_PAITON2	18/500	750	50	Delta-wye
MTR_PAITON3	27/500	1200	50	Delta-wye
MTR_PAITON5	18/500	650	50	Delta-wye
MTR_PAITON6	18/500	650	50	Delta-wye
MTR_PAITON7	18/500	650	50	Delta-wye
MTR_PAITON8	18/500	650	50	Delta-wye
MTR_PAITON9	18/500	650	50	Delta-wye
MTR_GRATI GT1.1	10.5/500	250	50	Wye-wye
MTR_GRATI GT1.2	10.5/500	250	50	Wye-wye
MTR_GRATI GT1.3	10.5/500	250	50	Wye-wye
MTR_GRATI ST1.0	15.75/500	310	50	Wye-wye
MTR_GRATI GT3.1	15.75/500	250	50	Wye-wye
MTR_GRATI GT3.2	15.75/500	250	50	Wye-wye
MTR_GRATI ST3.0	15.75/500	310	50	Wye-wye

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

d. Data Saluran Transmisi Sistem 500 kV Jawa-Bali

Pada Tabel 4.17 dibawah ini merupakan data saluran transmisi sistem 500 kV yang digunakan untuk proses simulasi. Data saluran transmisi sistem 500 kV ini terdiri atas nilai impedansi per kilometer yang diukur dari bus ke bus. Pada data ini diperlukan sebagai *input* pada *software* ETAP 12.6.

Tabel 4.17
Data Saluran Transmisi Sistem 500 kV Jawa-Bali

Saluran		Jarak	R	X	B
Bus Awal	Bus Akhir	km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km
Adipala	Kesugihan	13.83	0.00199	0.299	4.425
Adipala	Kesugihan	13.83	0.00199	0.299	4.425
Bandung Selatan	Ujung Berung	32.89	0.0293	0.2815	4.032
Banten	Balaraja	64.43	0.0277	0.275	4.2
Banten	Balaraja	64.43	0.0199	0.229	4.425
Banten	Suralaya Baru	0.112	0.0277	0.275	4.2
Banten	Suralaya Baru	0.112	0.0293	0.2815	4.032
Bekasi	Cawang	16.84	0.0293	0.2815	4.032
Bekasi	Tambun	20.5	0.0293	0.2815	4.032
Balaraja	Lengkong	30	0.01903	0.348572	4.188
Balaraja	Lengkong	30	0.01903	0.348572	4.188
Cibatu	Deltamas	8	0.0293	0.2815	4.032
Cibatu	Deltamas	8	0.0293	0.2815	4.032
Cibatu	Muara Tawar	48.158	0.0293	0.2815	4.032
Cibatu	Muara Tawar	48.158	0.0293	0.2815	4.032
Cibinong	Tambun	23.5	0.0293	0.2815	4.032
Cibinong	Tambun	23.5	0.0293	0.2815	4.032
Cibinong	Saguling	81.9	0.0251	0.2908	4.049
Cibinong	Saguling	81.9	0.0251	0.2908	4.049
Cilegon	Cibinong	130.81	0.0251	0.2908	4.049
Cilegon	Cibinong	130.81	0.0199	0.229	4.425
Cilacap	Adipala	4.79	0.0199	0.229	4.425
Cilacap	Adipala	4.79	0.0293	0.2815	4.032
Depok	Cibinong	15.57	0.0293	0.2815	4.032
Depok	Cibinong	15.57	0.0293	0.2815	4.032
Depok	Gandul	5.923	0.0293	0.2815	4.032
Depok	Gandul	5.923	0.0251	0.2808	4.049
Depok	Tasikmalaya	279.5	0.0251	0.2808	4.049
Depok	Tasikmalaya	279.5	0.0293	0.2815	4.032
Deltamas	Cirata	42.757	0.0293	0.2815	4.032
Deltamas	Cirata	42.757	0.0293	0.2815	4.032
Gandul	Balaraja	45	0.0251	0.2808	4.049
Gandul	Kembangan	30.143	0.0251	0.2808	4.049
Gandul	Kembangan	30.143	0.0293	0.2815	4.032
Gresik	Krian	23.9	0.0293	0.2815	4.032
Gresik	Krian	23.9	0.0199	0.229	4.425
Kembangan	Durikosambi	6	0.0199	0.229	4.425
Kembangan	Durikosambi	6	0.0251	0.2808	4.049
Kesugihan	Tasikmalaya	108.5	0.0251	0.2808	4.049

Saluran		Jarak	R	X	B
Bus Awal	Bus Akhir	km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km
Kesugihan	Tasikmalaya	108.5	0.0199	0.229	4.425
Krian	Ungaran	254.2	0.0293	0.2815	4.032
Krian	Grati	79.41	0.0293	0.2815	4.032
Krian	Grati	79.41	0.0293	0.2815	4.032
Lengkong	Gandul	20.84	0.0199	0.229	4.425
Lengkong	Gandul	20.84	0.0293	0.2815	4.032
Paiton	Kediri	204.5	0.0251	0.2808	4.049
Paiton	Kediri	204.5	0.0251	0.2808	4.049
Mandirancan	Ungaran	0.5	0.0251	0.2808	4.049
Mandirancan	Bandung Selatan	119.3	0.0251	0.2808	4.049
Mandirancan	Ujung Berung	86.43	0.0251	0.2808	4.049
Mandirancan	Ungaran	230	0.0251	0.2808	4.049
Mandirancan	Ungaran	229.5	0.0251	0.2808	4.049
Muara Tawar	Cawang	48	0.0251	0.2808	4.049
Muara Tawar	Tambun	30.5	0.0251	0.2808	4.049
Ngimbang	Krian	50.981	0.0251	0.2808	4.049
Paiton	Grati	87.863	0.0293	0.2815	4.032
Paiton	Grati	87.863	0.0251	0.2808	4.049
Pedan	Kediri	204.5	0.0293	0.2815	4.032
Pedan	Kediri	204.5	0.0293	0.2815	4.032
Pedan	Kesugihan	196	0.0293	0.2815	4.032
Pedan	Kesugihan	196	0.0293	0.2815	4.032
Pedan	Tasikmalaya	0.5	0.0251	0.2808	4.049
Pedan	Tasikmalaya	0.5	0.0251	0.2808	4.049
Priok	Muara Tawar	68.6	0.0251	0.2808	4.049
Priok	Muara Tawar	68.6	0.0251	0.2808	4.049
Saguling	Bandung Selatan	39	0.0293	0.2815	4.032
Saguling	Bandung Selatan	39	0.0251	0.2808	4.049
Saguling	Cirata	25.166	0.0251	0.2808	4.049
Saguling	Cirata	25.166	0.0251	0.2808	4.049
Suralaya	Cirata	12.48	0.0251	0.2808	4.049
Suralaya	Cilegon	12.48	0.0293	0.2815	4.032
Suralaya	Suralaya Baru	1.25	0.0251	0.2808	4.049
Suralaya	Balaraja	62.759	0.0251	0.2808	4.049
Suralaya	Balaraja	62.759	0.0251	0.2808	4.049
Ungaran	Pedan	77.1	0.0293	0.2815	4.032
Ungaran	Ngimbang	200.338	0.0293	0.2815	4.032
Ungaran	Tanjung Jati	134.8	0.0251	0.2808	4.049
Ungaran	Tanjung Jati	134.8	0.0251	0.2808	4.049

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

e. **Data Inter Bus Trafo (IBT) Sistem 500 kV Jawa-Bali**

Pada Tabel 4.18 berikut ini adalah data IBT pada sistem 500 kV Jawa-Bali. Dalam software ETAP 12.6, data ini digunakan untuk memodelkan menurunkan tegangan menuju beban gabungan (*Lumped Load*). Sedangkan IBT sendiri merupakan kepanjangan dari *Inter Bus Trafo*, yaitu *transformator step-down* yang menurunkan tegangan dari 500 kV menuju subsistem 150 kV.

Tabel 4.18
Data Inter Bus Trafo Sistem 500 kV Jawa-Bali

ID Transformator	Tegangan	Kapasitas	Frekuensi	Hubungan
	kV	MVA	Hz	
IBT1_SRLYA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_SRLYA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_PRIOK	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_PRIOK	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_BKASI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_BKASI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_BKASI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_BKASI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_TJATI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_TJATI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_NBANG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_NBANG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_GRSIK	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_SBBRT	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_SBBRT	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_SBBRT	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_SBBRT	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_UNGAR	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_UNGAR	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_UNGAR	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_MDRCN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_MDRCN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_UBRNG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_UBRNG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_CBATU	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_CBATU	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_CBATU	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_CBATU	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_CWANG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_CWANG	500/150	500	50	Wye-Delta

ID Transformator	Tegangan kV	Kapasitas MVA	Frekuensi Hz	Hubungan
IBT3_CWANG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_TAMBN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_TAMBN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_CLGON	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_CLGON	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_CLGON	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_DKSBI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_DKSBI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_KBNGN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_KBNGN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_LGKNG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_LGKNG	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_BRAJA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_BRAJA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_BRAJA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_BRAJA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_GNDUL	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_GNDUL	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_GNDUL	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_GNDUL	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_CRATA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_CRATA	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_DLTMS	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_DLTMS	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_BDSLN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_BDSLN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_GRATI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_GRATI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_PITON	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_PITON	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_PITON	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_KEDIRI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_KEDIRI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_KEDIRI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_KEDIRI	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_PEDAN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_PEDAN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT3_PEDAN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT4_PEDAN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_KSGHN	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_KSGHN	500/150	500	50	Wye-Delta

ID Transformator	Tegangan	Kapasitas	Frekuensi	Hubungan
	kV	MVA	Hz	
IBT1_TSMLY	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_TSMLY	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT1_DEPOK	500/150	500	50	Wye-Delta
IBT2_DEPOK	500/150	500	50	Wye-Delta

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

f. Data Beban Sistem 500 kV Jawa-Bali

Pada Tabel 4.19 dibawah ini merupakan data beban sistem 500 kV Jawa-Bali. *Lumped*

Load Models digunakan dalam penelitian ini pada *software* ETAP 12.6.

Tabel 4.19
Data Beban Sistem 500 kV Jawa-Bali

Bus	Beban Puncak	Beban Dasar
	MW	MW
Suralaya	69.5604	48.69228
Suralaya Baru	76.04002	53.228014
Priok	499.5453	349.68171
Bekasi	577.2715	404.09005
Tanjung Jati	315.8312	221.08184
Ngimbang	62.00592	43.404144
Gresik	761.4519	533.01633
Krian	1419.7274	993.80918
Ungaran	409.0063	286.30441
Mandirancan	330.9516	231.66612
Ujung Berung	233.8976	163.72832
Cibatu	1063.884	744.7188
Cawang	648.0564	453.63948
Cilacap	45.6	31.92
Tambun	381.9252	267.34764
Cilegon	361.2796	252.89572
Durikosambi	122.853	85.9971
Kembangan	551.6844	386.17908
Lengkong	369.1302	258.39114
Balaraja	986.2236	690.35652
Gandul	843.364	590.3548
Cibinong	562.1817	393.52719
Cirata	561.241	392.8687
Deltamas	226.7872	158.75104
Bandung Selatan	594.7338	416.31366
Grati	531.652	372.1564

Bus	Beban Puncak	Beban Dasar
	MW	MW
Paiton	810.9758	567.68306
Kediri	469.65742	328.760194
Pedan	1234.715	864.3005
Kesugihan	44.31238	31.018666
Tasikmalaya	263.7804	184.64628
Depok	406.6872	284.68104

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

4.3 Rencana Desain dan Analisis

Pada Tabel 4.20 dibawah ini adalah jenis saluran yang digunakan pada sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali. Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) merupakan saluran sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali yang digunakan, sedangkan kabel ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced Conductors*) dengan berbagai ukuran adalah Jenis kabel yang digunakan.

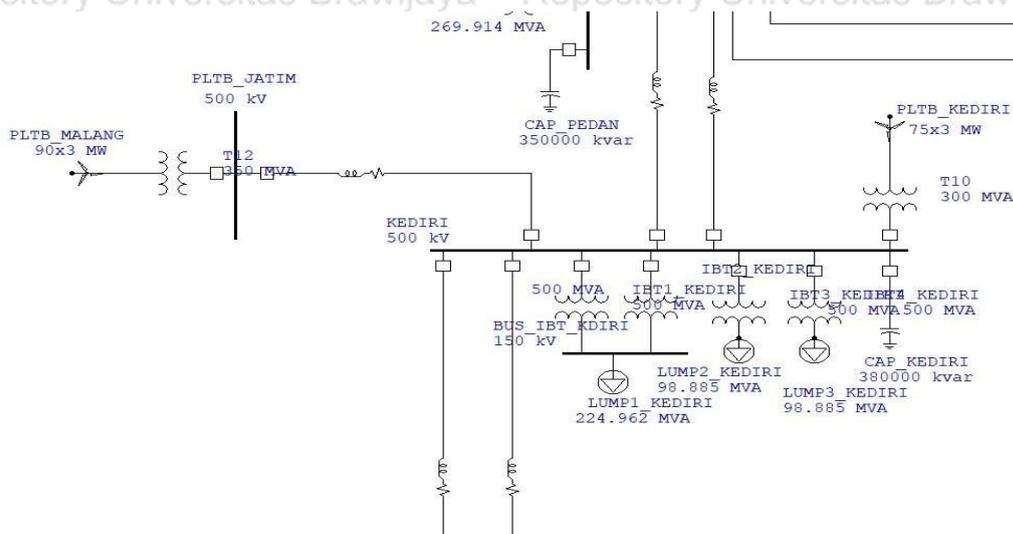
Tabel 4.20
Jenis Penghantar ACSR Tegangan 500 kV

No	Tipe Penghantar	Impedansi Urutan Positif	Impedansi Urutan Negatif
		(ohm/km)	(ohm/km)
1	OHL-500kV-ACSR-DOVE 4X327.9mm (1980A)	0.0293+0.2815j	0.1793+0.8445j
2	OHL-500kV-ACSR-GANNET 4X392.8mm (2400A)	0.0251+0.2808j	0.1751+0.8424j
3	OHL-500kV-ACSR-DOVE 4X282/46 mm (2808A)	0.0277+0.2750j	0.1699+0.8022j
4	OHL-500kV-ACSR-ZEBRA 4X484.5mm (3240A)	0.0199+0.2290j	0.1699+0.6870j
5	OHL-500kV-ACCC-AMS 4X371/24mm (4800A)	0.0190+0.3486j	0.1690+1.0457j

Sumber: PT. PLN (Persero) UIP2B

4.3.1 Sistem Pembangkit Angin

Pada Gambar 4.19 berikut ini merupakan usulan desain sistem pembangkit angin atau PLTB. Ketersediaan Sumber energi yang ada terutama kecepatan angin merupakan hal yang mempengaruhi kapasitas daya yang dibangkitkan oleh sistem pembangkit listrik.



Gambar 4.21 Desain sistem pembangkit angin

Ada dua sumber pembangkit listrik energi terbarukan yaitu dua PLTB yang masing-masing mempunyai kapasitas 225 MW dan 270 MW. Kapasitas daya dari masing masing PLTB tersebut dipilih untuk mendapatkan energi listrik yang besar dari potensi sumber energi baru terbarukan hasil observasi dan pengukuran. Hal ini dapat ditunjukkan pada Gambar 4.21.

Kapasitas pembangkit angin dalam penelitian ini adalah desain 165 unit turbin angin yang berkapasitas 3 MW atau 3,5 MVA. Tegangan sistem pembangkit angin yang dipilih adalah tegangan 0,69 kV AC dan dikopel menggunakan transformer menjadi 10,5 kV.

PLTB didesain berdasarkan sumber energi angin yang tersedia. Dari data hasil pengukuran kecepatan angin rata-rata di lokasi penelitian sebesar 2,40 m/s untuk Kabupaten Kediri dan 4,02 m/s untuk Kabupaten Malang. Dengan demikian turbin angin yang digunakan adalah turbin angin yang dapat menghasilkan daya listrik tinggi walaupun kecepatan anginnya rendah.

Desain pembangkit angin yang akan digunakan berdasarkan spesifikasi turbin angin *Goldwind 3.0 MW (S)*. Berikut Tabel 4.21 dan Gambar 4.22 spesifikasi turbin angin *Goldwind 3.0 MW (S)* dan kurva daya yang dibangkitkan turbin angin.

Tabel 4.21
Spesifikasi Turbin angin *Goldwind 3.0 MW (S)*

TURBIN ANGIN GOLDWIND 3.0 MW (S)	
Rating Daya	3.0 – 3.4 MW
Diameter Rotor	140 m
Tinggi Hub	100 m
Generator	Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG)

Cut-out Kec. Angin

2,0 – 20 m/s

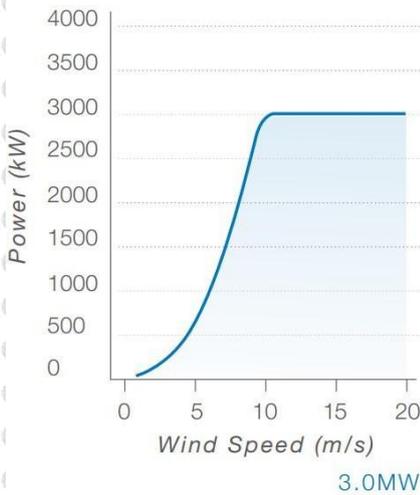
Jumlah Blade

3

Luas Kibasan

15.394 m²

Sumber: Katalog *Goldwind 3.0 MW (S)*



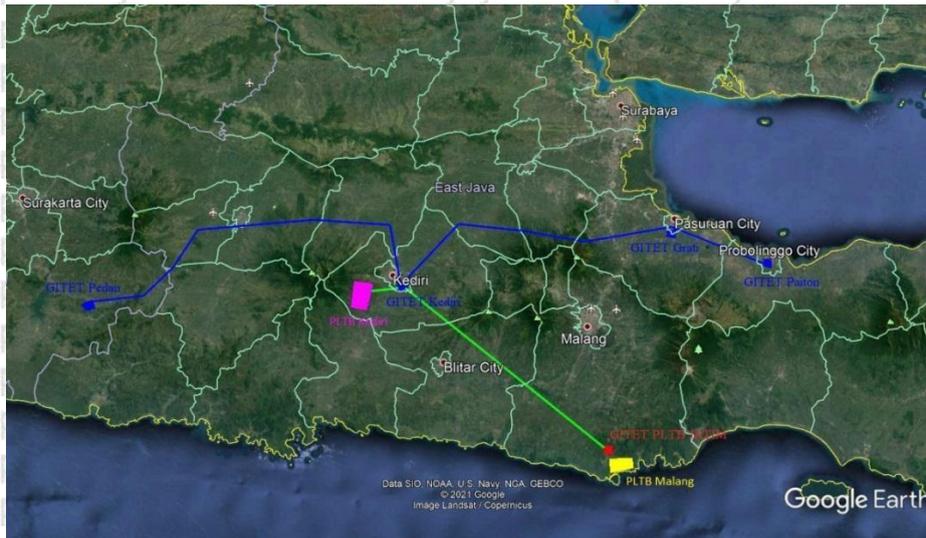
Gambar 4.22 Kurva Daya Goldwind 3.0 MW (S)

Sumber: Katalog *Goldwind 3.0 MW (S)*

4.3.2 Sistem Pembangkit Angin Terhubung Grid

4.3.2.1 Penentuan Saluran Baru

Tegangan sistem, daya maksimum yang akan dikirim, dan panjang/jarak antara pembangkit baru dengan bus terdekat eksisting yang akan dikoneksi merupakan hal-hal yang harus diperhatikan dalam penentuan saluran baru. Pada sistem PLTB terhubung *power system* ditambahkan dengan saluran baru, yaitu saluran dari bus PLTB (PLTB_JATIM) menuju bus transmisi/Gardu Induk Ekstra Tinggi (GITET) terdekat sistem 500 kV Jawa-Bali, pada penelitian ini yang terdekat adalah sistem transmisi 500 kV eksisting PT. PLN adalah Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) Kediri. Pada Gambar 4.23 menunjukkan letak PLTB di lokasi penelitian, penentuan lokasi pembangunan pembangkit adalah hal yang harus dilakukan sebelum menentukan saluran baru.



Gambar 4.23 Lokasi pembangkit angin di Kabupaten Kediri dan Malang

Gambar 4.23 di atas menunjukkan rencana lokasi PLTB_JATIM, GITET dan saluran lama pada Gambar 4.23 ditunjukkan dengan garis dan kotak warna biru. GITET baru ditunjukkan dengan kotak warna merah. Saluran baru ditunjukkan dengan garis warna hijau.

PLTB Kediri ditunjukkan dengan kotak warna merah muda dan akan diinjeksikan pada GITET_KEDIRI, sedangkan PLTB Malang ditunjukkan dengan kotak warna kuning dan akan diinjeksikan pada GITET_PLTB_JATIM. Pada penelitian ini dilakukan percobaan PLTB_JATIM akan diinjeksikan menuju GITET_KEDIRI dengan panjang saluran 96 km.

Dikarenakan PLTB Kediri akan diinjeksikan langsung menuju GITET_KEDIRI, sehingga tidak perlu diadakan pembuatan saluran baru untuk PLTB Kediri. Oleh karena itu dalam GITET_JATIM hanya memuat PLTB Malang, sehingga dibutuhkan saluran baru.

Penghantar saluran yang digunakan pada sistem adalah jenis penghantar ACSR, sedangkan besar penampangnya berdasarkan kemampuan hantar arus (KHA) dari jenis penghantar tersebut yang dapat dihitung dari daya maksimum yang dikirim oleh sistem PLTB tersebut. Berikut adalah perhitungan KHA penghantar saluran baru.

$$KHA = \frac{S}{V} \dots \dots \dots (4-2)$$

$$KHA = \frac{317,65 \text{ MVA}}{500 \text{ kV}} = 635,3 \text{ ampere}$$

Hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan (4-2) didapat bahwa besar KHA penghantar ACSR yang digunakan pada saluran penghantar baru adalah sebesar 635

Ampere. Berdasarkan Tabel 4.20, maka penghantar ACSR yang digunakan adalah OHL-500kV-ACSR-DOVE 4X327.9mm (1980A).

Penghantar OHL-500kV-ACSR-DOVE 4X327,9mm (1980A) mempunyai resistansi dan reaktansi (lihat pada Tabel 4.20). Nilai resistansi dan reaktansi ini yang akan mempengaruhi *drop* tegangan pada saluran penghantar tersebut. Berikut adalah persamaan tegangan pada saluran penghantar baru.

$$V_R = V_S - (I_R \times Z) \dots\dots\dots(4-3)$$

Nilai I_R dapat dicari dengan persamaan dibawah ini:

$$I_R = \frac{P}{V \times \sqrt{3} \times \cos\phi} \dots\dots\dots(4-4)$$

Dengan memasukkan nilai daya P yang dibangkitkan oleh pembangkit angin sebesar 270 MW, tegangan sistem $V = 500$ kV, dan nilai $\cos \phi$ sistem sebesar 0,85 maka arus pada saluran I_R dapat diperoleh:

$$I_R = \frac{270 \text{ MW}}{500 \text{ kV} \times \sqrt{3} \times 0,85} = 366,79 \text{ ampere}$$

Sedangkan untuk nilai Z dapat dihitung sebagai berikut:

Resistansi saluran R penghantar = 0,0293 ohm/km

Reaktansi saluran X penghantar = 0,2815 ohm/km

Dalam percobaan ini dapat dihitung bahwa:

Panjang saluran PLTB_JATIM-GITET_KEDIRI = 96 km

Besar resistansi R saluran PLTB_JATIM-GITET_KEDIRI = 2,8128 ohm

Besar reaktansi X saluran PLTB_JATIM-GITET_KEDIRI = 27,024 ohm

$$Z = R + jX \dots\dots\dots(4-5)$$

$$Z = 2,81 + j27,02 \text{ fi}$$

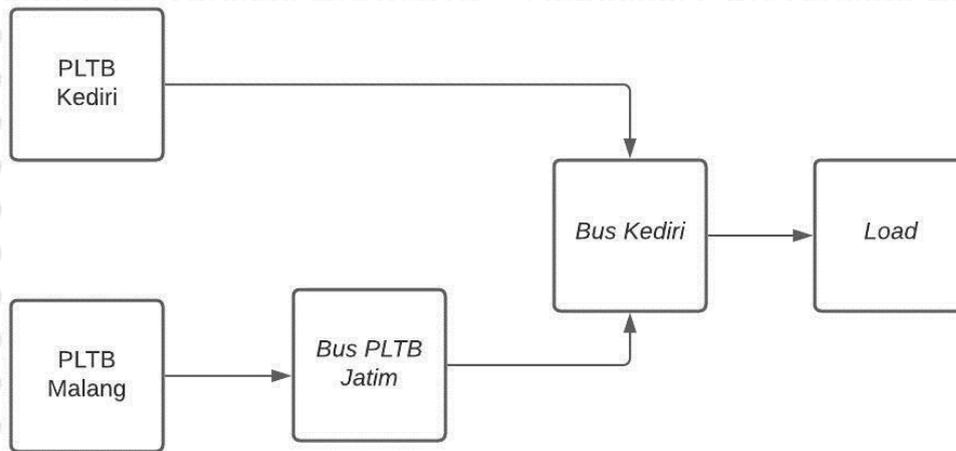
Dengan demikian maka tegangan pada saluran adalah:

$$V_R = 500 \text{ kV} - (366,79 \times (2,81 + j27,02))$$

$$V_R = 500 - 1,03 + j9,9 = 498,97 + j9,9$$

$$V_R = 499,07 \text{ kV} = 0,9981 \text{ pu}$$

Dari persamaan (4-2) sampai (4-5), maka saluran yang digunakan untuk penambahan sistem pembangkit baru pada sistem distribusi eksisting adalah jenis saluran penghantar OHL-500kV-ACSR-DOVE 4X327,9mm (1980A) dengan nilai tegangan yang mengalir pada sistem sebesar 0,9981 pu untuk saluran PLTB_JATIM-GITET_KEDIRI. Selain itu, pada desain dan perencanaan PLTB, kedua PLTB ini akan dipasang secara paralel dan diinjeksikan. Desain dan perencanaan ini dapat dilihat pada Gambar 4.24.



Gambar 4.24 Blok diagram desain dan perencanaan PLTB

4.3.2.2 Skenario Sistem Angin Terhubung Power System

PLTB_JATIM diinjeksikan ke sistem 500 kV Jawa-Bali di GITET_KEDIRI. GITET_KEDIRI merupakan bus lama dan terdekat dengan rencana lokasi PLTB_JATIM. Diperlukan beberapa skenario dalam injeksi pembangkit baru ke sistem 500 kV Jawa-Bali yang bertujuan untuk mengetahui keandalan sistem baru. Selain itu dalam melakukan pembangunan PLTB tidak dapat dilakukan dalam 1 waktu, melainkan dilakukan pembangunan secara bertahap. Skenario ini digunakan pada simulasi yang akan dilakukan menggunakan aplikasi *ETAP 12.6*.

Skenario sistem pembangkit di penelitian ini terdiri dari enam skenario antara lain: skenario 1 adalah PLTB_Kediri dan PLTB_Malang menyuplai daya listrik 0%, skenario 2 adalah PLTB_Kediri dan PLTB_Malang menyuplai daya listrik 20%, skenario 3 adalah PLTB_Kediri dan PLTB_Malang menyuplai daya listrik 40%, skenario 4 adalah PLTB_Kediri dan PLTB_Malang menyuplai daya listrik 60%, skenario 5 adalah PLTB_Kediri dan PLTB_Malang menyuplai daya listrik 80%, dan skenario 6 adalah PLTB_Kediri dan PLTB_Malang menyuplai daya listrik 100, Skenario berikut ditunjukkan oleh Tabel 4.22.

Tabel 4.22
Skenario Injeksi PLTB

Skenario	PLTB Malang	PLTB Kediri	Total
1	0%	0%	0%
2	20%	20%	20%
3	40%	40%	40%
4	60%	60%	60%
5	80%	80%	80%
6	100%	100%	100%

4.4 Simulasi *Steady State* Sistem Angin Terhubung *Power System*

Simulasi *steady state* sitem pembangkit angin terhubung *power system* pada sistem 500 kV Jawa-Bali ditunjukkan untuk mendapatkan hasil aliran daya pada kondisi beban puncak, beban menengah atau rata-rata, dan beban dasar. Dalam simulasi *Load Flow* yang dilakukan pada *software* ETAP12.6, menggunakan 6 jenis skenario yang dijelaskan sebelumnya dan dapat dilihat pada Tabel 4.22. Karakteristik beban yang digunakan adalah beban puncak atau beban maksimum yaitu dengan total beban sebesar 15.783,99 MW, selain itu pada kondisi beban menengah atau rata-rata dengan total beban 12.794,51 MW, dan pada kondisi beban dasar atau beban minimum dengan total beban sebesar 11205,4 MW. Beban-beban tersebut yang digunakan dalam penelitian ini dan merupakan databeban harian yang diperoleh dari data eksisting PT. PLN. Hasil simulasi aliran dayakondisi beban puncak, beban menengah atau rata-rata, dan beban dasar dapat dilihat pada Tabel 4.23 sampai dengan Tabel 4.25.

Tabel 4.23
Hasil *Load Flow* Pada Kondisi Beban Puncak

No	Skenario	<i>Generated</i>		<i>Load</i>		<i>Apparent Losses</i>	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	0%	15932.11	2697.01	15783.99	-30.89	148.13	2727.91
2	20%	15927.16	2686.93	15780.05	-26.72	147.11	2712.65
3	40%	15921.93	2687.71	15775.40	-19.65	146.54	2707.36
4	60%	15916.46	2700.90	15769.99	-12.64	146.48	2713.54
5	80%	15911.17	2728.22	15764.14	-5.15	147.04	2733.37
6	100%	15905.55	2773.87	15757.19	3.69	148.36	2770.18

Berdasar tabel 4.23, simulasi aliran daya di atas menunjukkan bahwa pada beban puncak skenario 1, sebelum PLTB diinjeksikan, sistem memiliki rugi-rugi daya sebesar 148,13 MW, yang berarti memiliki besar 0,93% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 2, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 20% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 147,11 MW, yang berarti memiliki besar 0,92% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 3, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 40% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 146,54 MW, yang berarti memiliki besar 0,92% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 4, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 60% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 146,48 MW, yang berarti memiliki besar 0,92% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 5, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 80% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 147,04 MW, yang berarti memiliki besar 0,92% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 6, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 100%

memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 148,36 MW, yang berarti memiliki besar 0,93% dari total daya yang dibangkitkan.

Tabel 4.24
Hasil *Load Flow* Pada Kondisi Beban Menengah

No	Skenario	<i>Generated</i>		<i>Load</i>		<i>Apparent Losses</i>	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	0%	12901.88	544.51	12794.51	-1353.43	107.38	1897.94
2	20%	12897.27	548.41	12790.19	-1346.19	107.08	1894.61
3	40%	12892.40	562.84	12785.20	-1337.84	107.19	1900.68
4	60%	12887.34	589.12	12779.56	-1328.37	107.79	1917.49
5	80%	12881.94	629.67	12772.99	-1317.38	108.95	1947.05
6	100%	12876.10	687.82	12765.29	-1304.53	110.81	1992.35

Berdasar tabel 4.24, simulasi aliran daya di atas menunjukkan bahwa pada beban menengah skenario 1, sebelum PLTB diinjeksikan, sistem memiliki rugi-rugi daya sebesar 107,38 MW, yang berarti memiliki besar 0,83% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 2, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 20% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 107,08 MW, yang berarti memiliki besar 0,83% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 3, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 40% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 107,19 MW, yang berarti memiliki besar 0,83% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 4, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 60% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 107,79 MW, yang berarti memiliki besar 0,84% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 5, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 80% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 108,95 MW, yang berarti memiliki besar 0,85% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 6, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 100% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 110,81 MW, yang berarti memiliki besar 0,86% dari total daya yang dibangkitkan.

Tabel 4.25
Hasil *Load Flow* Pada Kondisi Beban Dasar

No	Skenario	<i>Generated</i>		<i>Load</i>		<i>Apparent Losses</i>	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	0%	11205.40	1799.59	11143.29	485.67	62.11	1313.92
2	20%	11201.89	1797.05	11140.49	490.27	61.40	1306.79
3	40%	11198.29	1803.91	11137.25	495.56	61.04	1308.35
4	60%	11194.58	1821.42	11133.51	501.64	61.07	1319.78
5	80%	11190.75	1851.31	11129.19	508.64	61.56	1342.68
6	100%	11186.77	1896.09	11124.17	516.74	62.60	1379.34

Berdasar tabel 4.25, simulasi aliran daya di atas menunjukkan bahwa pada beban dasar skenario 1, sebelum PLTB diinjeksikan, sistem memiliki rugi-rugi daya sebesar 62,11 MW, yang berarti memiliki besar 0,55% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 2, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 20% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 61,40 MW, yang berarti memiliki besar 0,55% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 3, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 40% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 61,04 MW, yang berarti memiliki besar 0,55% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 4, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 60% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 61,07 MW, yang berarti memiliki besar 0,55% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 5, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 80% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 61,56 MW, yang berarti memiliki besar 0,55% dari total daya yang dibangkitkan. Pada skenario 6, ketika PLTB diinjeksikan sebesar 100% memiliki *Apparent Losses* pada sistem sebesar 62,60 MW, yang berarti memiliki besar 0,56% dari total daya yang dibangkitkan.

Dari ketiga tabel diatas yaitu Tabel 4.23 sampai dengan Tabel 4.25, maka dapat disimpulkan bahwa berdasarkan hasil simulasi *load flow* yang dilakukan dengan *software* ETAP 12.6 dari PLTB yang diinjeksikan kedalam sistem pada ketiga kondisi beban yaitu beban puncak, beban rata-rata atau menengah, dan beban dasar adalah sebesar 0,5 MW pada kondisi beban dasar, 3,4 MW pada kondisi beban menengah, dan 0,2 MW pada kondisi beban puncak. *Apparent losses* ini diperoleh dari selisih *losses* yang terjadi pada sistem ketika sesudah dan sebelum diinjeksikannya PLTB kedalam sistem transmisi 500kV Jawa-Bali. Hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.26 dibawah ini.

Tabel 4.26
Hasil *Load Flow* Sebelum dan Sesudah Injeksi PLTB

Skenario	<i>Apparent Losses</i>					
	<i>Base Load</i>		<i>Average Load</i>		<i>Peak Load</i>	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
6	62.108	1313.921	107.377	1897.938	148.130	2727.905
1	62.600	1379.344	110.805	1992.348	148.362	2770.182
Selisih	0.492	65.423	3.428	94.410	0.232	42.277

4.5 Simulasi Kestabilan Sistem Angin Terhubung Grid

Dari data sistem kelistrikan transmisi Jawa-Bali 500 kV yang didapatkan dalam bentuk single line diagram menggunakan *software* ETAP 12.6, maka selanjutnya dilakukan simulasi stabilitas transien. Pada simulasi ini akan diamati respon sudut rotor, tegangan,

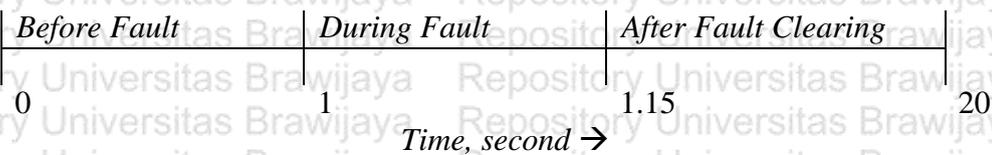
frekuensi, dan waktu pemutusan kritis. Pada simulasi stabilitas transien ini akan diplot di beberapa titik diantaranya di generator dan bus yang mewakili tiap daerahnya. Titik yang diplot berbeda tiap studi kasus, tergantung kebutuhan. Setiap studi kasus dengan gangguan dimulai pada detik ke-1. Generator ataupun bus yang akan diamati dan dianalisis merupakan generator atau bus yang memiliki jarak terdekat, menengah, dan terjauh dari bus yang diinjeksi oleh PLTB.

Studi ini menganalisis stabilitas sistem akibat penambahan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) Kediri dan Malang yang masing-masing memiliki kapasitas 225 MW dan 270 MW, sehingga total penambahan PLTB memiliki kapasitas 495 MW. Dalam simulasi stabilitas transien ini hanya menggunakan 2 skenario yaitu skenario 1 pada saat PLTB Kediri dan Malang belum diinjeksikan atau 0% daya, dan skenario 6 pada saat PLTB Kediri dan Malang diinjeksikan secara keseluruhan sebesar 100%. Selain itu pada simulasi stabilitas transien ini, beban yang digunakan adalah puncak (*peak*), hal ini dikarenakan beban puncak memiliki kondisi paling ekstrim. Data yang digunakan dalam simulasi berdasarkan data yang diperoleh dari PT. PLN. Adapun studi kasus yang disimulasikan adalah:

1. *Three phase short circuit of the transmission line*, yaitu pemberian gangguan pada saluran Kediri-Pedan dan Kediri-Paiton.
2. *Critical clearing time*, yaitu pencarian waktu pemutusan kritis ketika terjadi hubungan singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton.

4.5.1 Three Phase Short Circuit of The Transmission Line

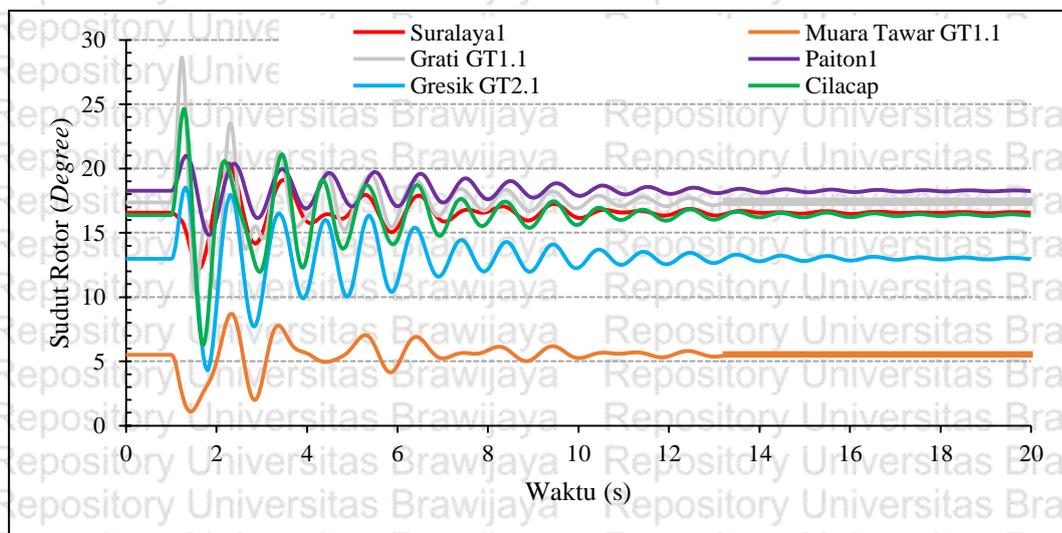
Pada kasus ini terjadi hubungan singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan dan Kediri-Paiton. Kedua saluran tersebut merupakan saluran yang terhubung pada Bus Kediri. Pada studi kasus ini yang akan di-plot adalah enam generator dan bus yang memiliki lokasi terdekat, menengah, dan terjauh dari lokasi gangguan. Gangguan pada simulasi akan diberikan atau dimulai pada detik 1 atau 1 detik setelah simulasi dimulai ($t=1s$). total simulasi yang digunakan adalah selama 20 detik. Pada kasus ini gangguan akan diberikan selama 150 milidetik, maka dari itu gangguan akan dimulai pada detik ke-1 dan dihilangkan pada detik ke-1,15. Agar lebih mudah memahami waktu simulasi dapat dilihat pada Gambar 4.25 dibawah ini.



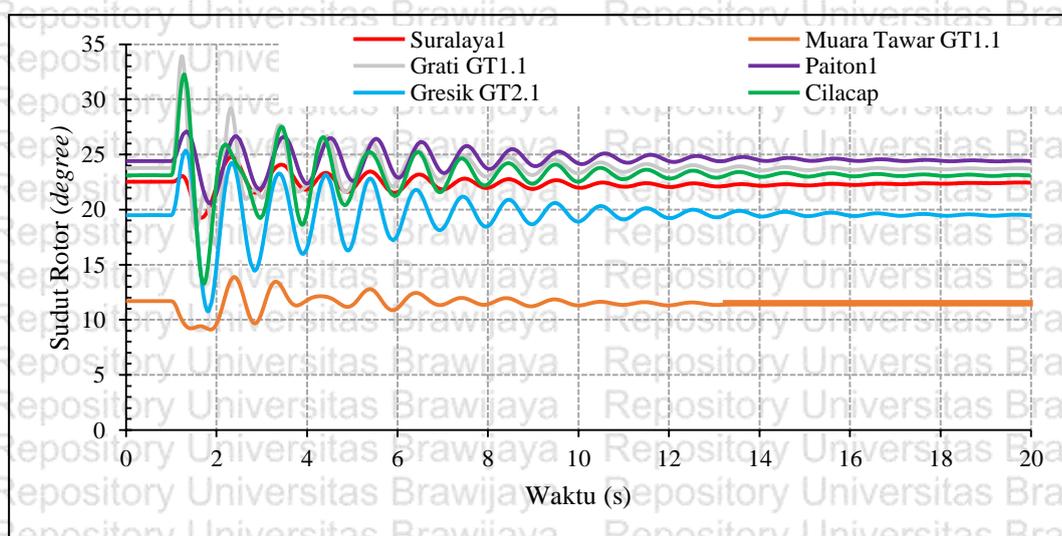
Gambar 4.25 Rentang Waktu simulasi

4.5.1.1 Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri-Pedan ($t=1s$)

Pada simulasi transien ini, terjadi kasus hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan. Saluran ini adalah saluran yang menghubungkan Bus Kediri dan Bus Pedan. Berikut Gambar 4.26 sampai 4.31 dibawah ini adalah kurva sudut rotor, frekuensi, dan tegangan hasil simulasi stabilitas transien pada skenario 1 saat PLTB belum diinjeksikan atau 0% daya dan skenario 6 saat PLTB diinjeksikan keseluruhan atau 100% daya.

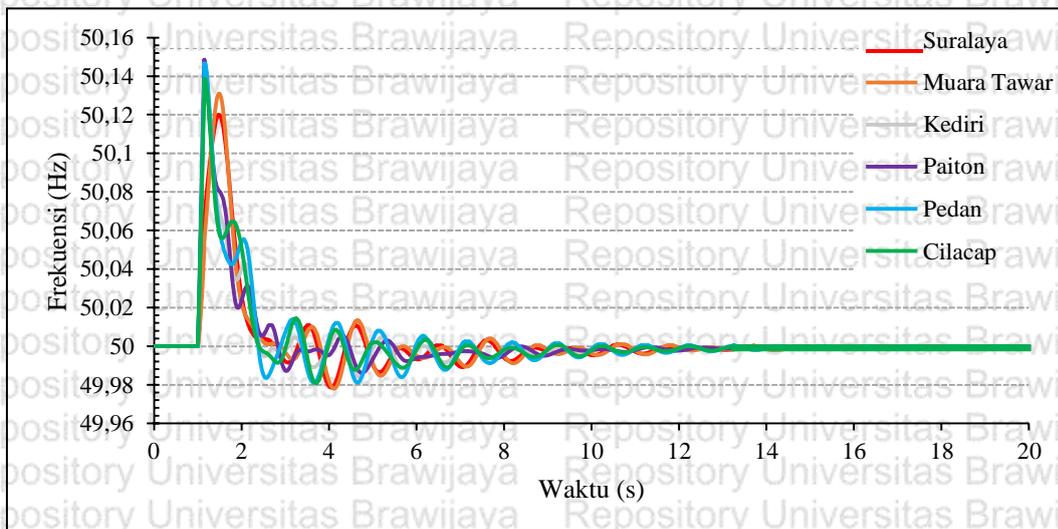


Gambar 4.26 Respon sudut rotor ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan Selama 150 milidetik pada skenario 1 kondisi beban puncak

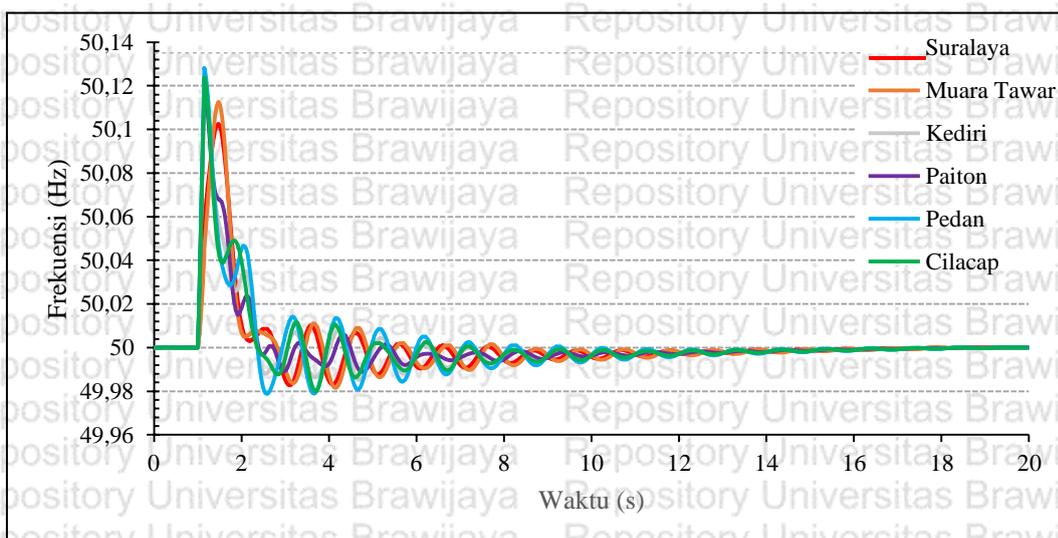


Gambar 4.27 Respon sudut rotor ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan selama 150 milidetik pada skenario 6 kondisi beban puncak

Hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan disimulasikan terjadi pada detik ke-1 dan kemudian gangguan dihilangkan 150 milidetik berikutnya. Dapat dilihat pada Gambar 4.26 dan 4.27, generator mengalami osilasi dan dapat kembali *steady-state*. Generator yang mengalami osilasi dengan range terbesar adalah generator Cilacap. Pada skenario 1 generator cilacap berosilasi dari 6,28 sampai 24,61 *degree* sedangkan pada skenario 6 berosilasi dari 13,28 sampai 32,25 *degree*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa sudut rotor keenam generator tersebut dapat Kembali stabil.



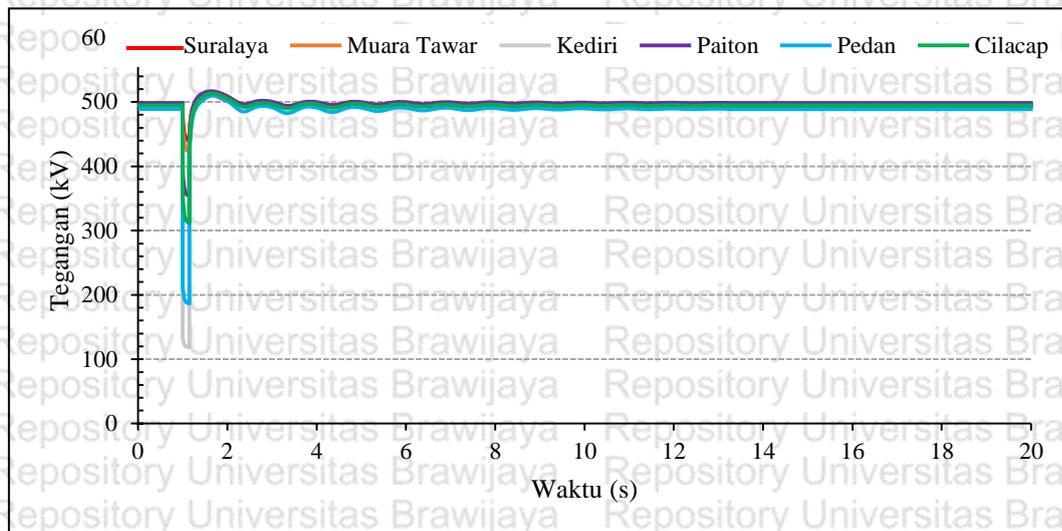
Gambar 4.28 Respon frekuensi ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan Selama 150 milidetik pada skenario 1 kondisi beban puncak



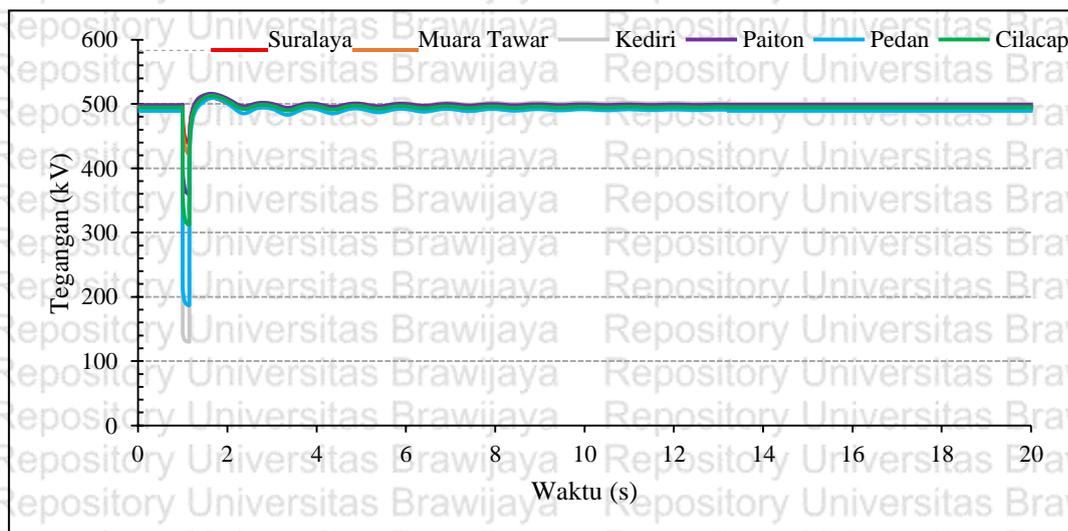
Gambar 4.29 Respon frekuensi ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan selama 150 milidetik pada skenario 6 kondisi beban puncak

Berdasarkan Gambar 4.28 dan 4.29 pada saat terjadi hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan, frekuensi mengalami kenaikan namun dapat kembali *steady-state*. Bus yang memiliki range fluktuasi frekuensi terbesar adalah Bus Paiton dan Kediri. Pada

skenario 1 frekuensi Bus Paiton naik sampai 50,1485 Hz, sementara Bus Kediri frekuensinya naik sampai 50,148 Hz. Pada skenario 6 frekuensi Bus Paiton naik sampai 50,1225 Hz, sementara Bus Kediri frekuensinya naik sampai 50,1255 Hz. Pada skenario 1 frekuensi Bus Paiton dapat *steady-state* pada nilai 49,9998 Hz dan Bus Kediri pada nilai 49,9997 Hz, sedangkan pada skenario 6 frekuensi Bus Paiton dan Kediri dapat *steady-state* pada nilai 50 Hz. Nilai frekuensi keenam bus masih berada di dalam standar yaitu berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 20 tahun 2020.



Gambar 4.30 Respon tegangan ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan selama 150 milidetik pada skenario 1 kondisi beban Puncak



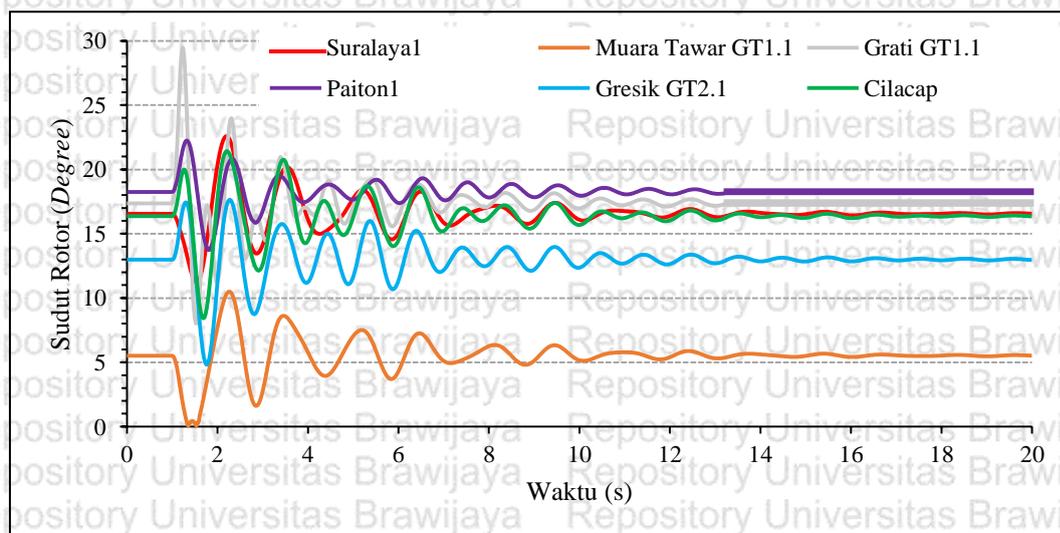
Gambar 4.31 Respon tegangan ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan selama 150 milidetik pada skenario 6 kondisi beban puncak

Berdasarkan Gambar 4.30 dan 4.31 ketika terjadi hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan, maka nilai tegangan pada bus mengalami *drop* tegangan. *Drop* tegangan terendah terjadi pada Bus Kediri dan Bus Pedan, pada skenario 1 nilai *drop*

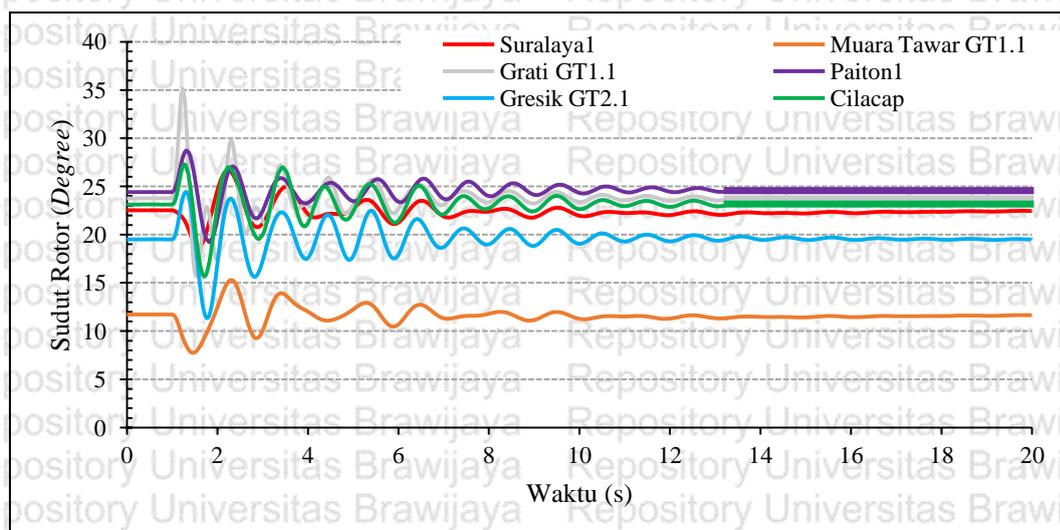
tegangan Bus Kediri dan Pedan yaitu 118,611 kV dan 186,77 kV sedangkan nilai *drop* tegangan pada skenario 6 Bus Kediri dan Pedan yaitu 130,052 kV dan 187,038 kV. Pada saat kembali *steady-state* tegangan Bus Kediri dan Pedan tidak melebihi batas yaitu $\pm 5\%$ berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 20 tahun 2020.

4.5.1.2 Hubung Singkat Tiga Fasa Pada Saluran Kediri-Paiton ($t=1s$)

Pada simulasi transien ini, terjadi kasus hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton. Saluran ini adalah saluran yang menghubungkan Bus Kediri dan Bus Paiton. Berikut Gambar 4.32 sampai 4.37 dibawah ini adalah kurva sudut rotor, frekuensi, dan tegangan hasil simulasi stabilitas transien pada skenario 1 saat PLTB belum diinjeksikan atau 0% daya dan skenario 6 setelah PLTB diinjeksi ke sistem atau 100% daya.

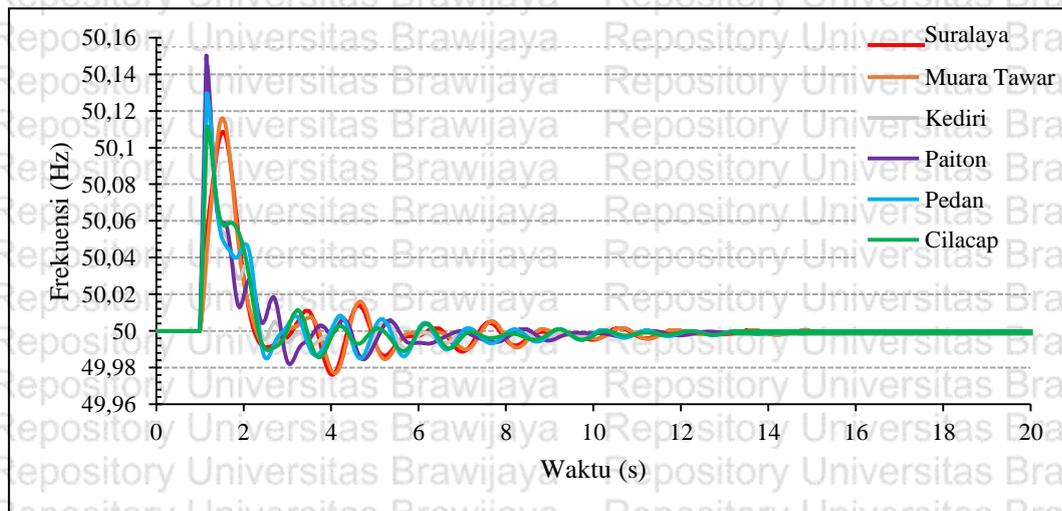


Gambar 4.32 Respon sudut rotor ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton selama 150 milidetik pada skenario 1 kondisi beban puncak

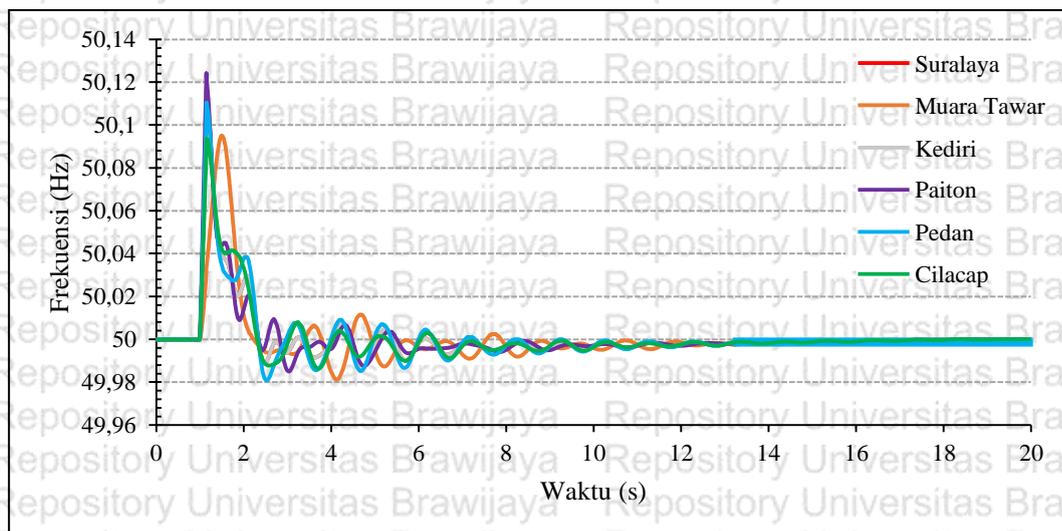


Gambar 4.33 Respon sudut rotor ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton selama 150 milidetik pada skenario 6 kondisi beban puncak

Hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Pedan disimulasikan terjadi pada detik ke-1 dan kemudian gangguan dihilangkan 150 milidetik berikutnya. Dapat dilihat pada Gambar 4.32 dan 4.33, generator mengalami osilasi dan dapat kembali steady-state. Generator yang mengalami osilasi dengan range terbesar adalah generator Grati GT1.1. Pada skenario 1 generator grati berosilasi dari 8,02 sampai 29,46 degree sedangkan pada skenario 6 berosilasi dari 13,21 sampai 35,09 degree. Sehingga dapat disimpulkan bahwa sudut rotor keenam generator tersebut dapat kembali stabil.



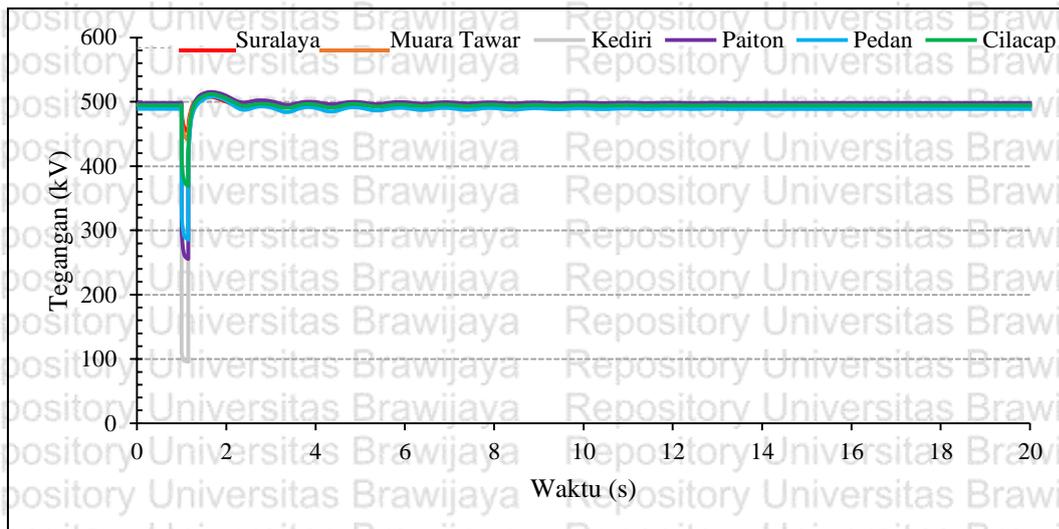
Gambar 4.34 Respon frekuensi ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton selama 150 milidetik pada skenario 1 kondisi beban puncak



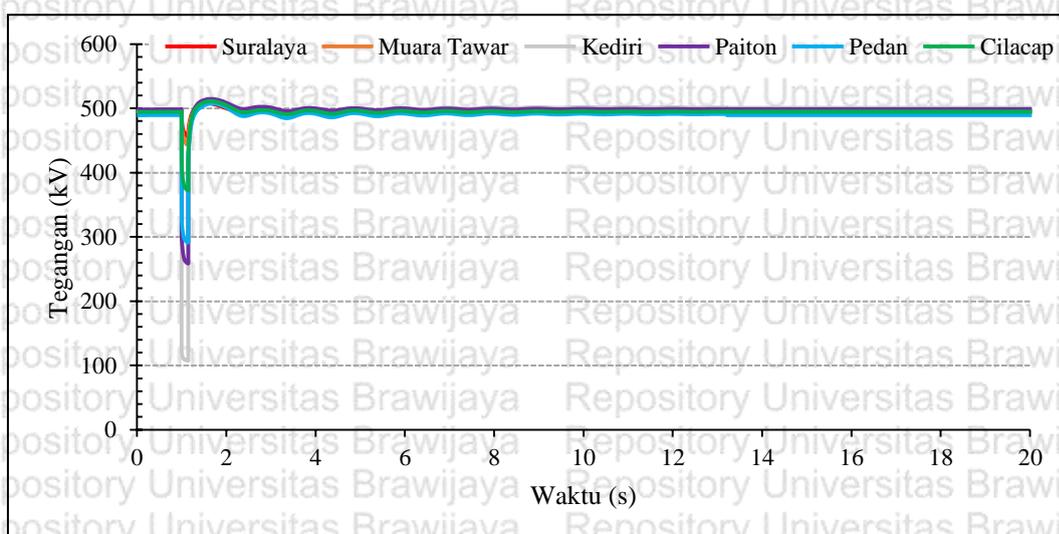
Gambar 4.35 Respon frekuensi ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton selama 150 milidetik pada skenario 6 kondisi beban puncak

Berdasarkan Gambar 4.34 dan 4.35 pada saat terjadi hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton, frekuensi mengalami kenaikan namun dapat kembali *steady-state*. Bus yang memiliki range fluktuasi frekuensi terbesar adalah Bus Paiton. Pada skenario 1

frekuensi Bus Paiton naik sampai 50,15 Hz. Pada skenario 6 frekuensi Bus Paiton naik sampai 50,124 Hz. Pada skenario 1 frekuensi Bus Paiton dapat *steady-state* pada nilai 49,9998 Hz, sedangkan pada skenario 6 frekuensi Bus Paiton dapat *steady-state* pada nilai 50 Hz. Nilai frekuensi keenam bus masih berada di dalam standar yaitu berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 20 tahun 2020.



Gambar 4.36 Respon tegangan ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton selama 150 milidetik pada skenario 1 kondisi beban puncak



Gambar 4.37 Respon tegangan ketika hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton selama 150 milidetik pada skenario 6 kondisi beban puncak

Berdasarkan Gambar 4.36 dan 4.37 ketika terjadi hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton, maka nilai tegangan pada bus mengalami *drop* tegangan. *Drop* tegangan terendah terjadi pada Bus Kediri dan Bus Paiton, pada skenario 1 nilai *drop* tegangan Bus Kediri dan Paiton yaitu 95,7675 kV dan 255,882 kV sedangkan nilai *drop* tegangan pada skenario 6 Bus Kediri dan Paiton yaitu 107,516 kV dan 258,69 kV. Pada

saat kembali *steady-state* tegangan Bus Kediri dan Paiton tidak melebihi batas yaitu $\pm 5\%$ berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 20 tahun 2020.

4.5.2 Critical Clearing Time

Pada kasus ini dilakukan simulasi untuk mencari waktu pemutusan kritis ketika terjadi gangguan hubungan singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton. Pencarian waktu pemutusan kritis dilakukan dengan metode *trial and error*, dengan mencari waktu pemutusan kritis maka akan didapatkan waktu stabil dan waktu tidak stabil.

Pada kasus ini yang dianalisis adalah sudut rotor generator. Generator yang digunakan sebagai parameter adalah generator yang terletak di bus terdekat, menengah, dan terjauh dari lokasi saluran yang terkena hubung singkat. Pencarian waktu pemutusan kritis dilakukan pada dua skenario, yaitu skenario 1 pada kondisi sebelum PLTB diinjeksikan atau daya 0% dan skenario 6 saat PLTB diinjeksikan atau 100% daya. Dibawah ini merupakan Tabel 4.27 hasil dari pencarian waktu pemutusan kritis yang mencantumkan waktu stabil dan waktu tidak stabil.

Tabel 4.27
Hasil Pencarian Waktu Pemutusan Kritis

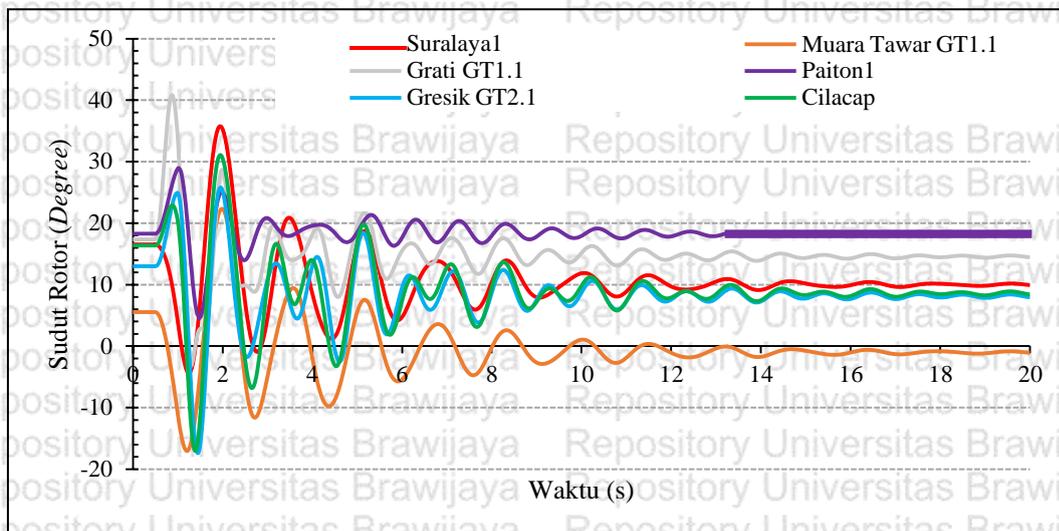
Skenario Injeksi	Waktu Stabil (ms)	Waktu Tidak Stabil (ms)
1	0,497	0,498
6	0,385	0,386

Dari Tabel 4.27 dapat disimpulkan bahwa saat terjadi gangguan hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton didapatkan waktu pemutusan kritis. Pada skenario 1 apabila gangguan diputuskan pada detik 0,497 setelah gangguan dimulai sistem masih dalam kondisi stabil, tetapi apabila diputuskan pada detik ke 0,498 setelah gangguan dimulai maka sistem menjadi tidak stabil. Pada skenario 6 apabila gangguan diputuskan pada detik ke 0,385 setelah gangguan dimulai sistem masih dalam kondisi stabil, tetapi apabila diputuskan pada detik ke 0,386 setelah gangguan dimulai maka sistem menjadi tidak stabil.

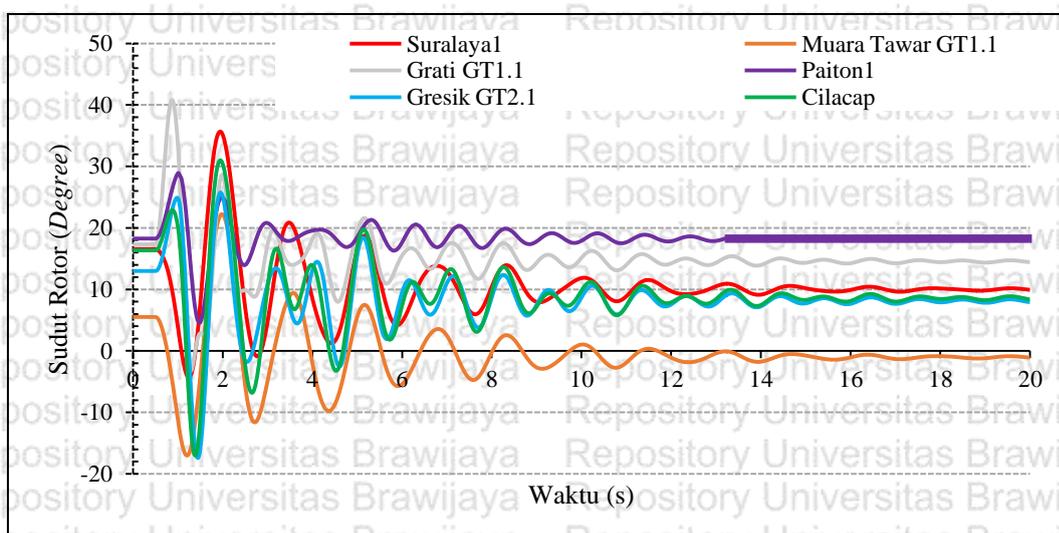
4.5.2.1 Pemutusan Gangguan Pada Skenario 1

Pada simulasi transien ini dilakukan pencarian waktu pemutusan kritis ketika saluran Kediri-Paiton terjadi hubung singkat tiga fasa pada skenario 1 kondisi beban puncak. Pada studi kasus ini yang akan di-plot adalah enam generator yang berlokasi terdekat, menengah, dan terjauh dari lokasi gangguan. Total waktu simulasi yang digunakan adalah

selama 20 detik. Berikut Gambar 4.38 sampai Gambar 4.40 adalah grafik hasil pencarian waktu pemutusan kritis.

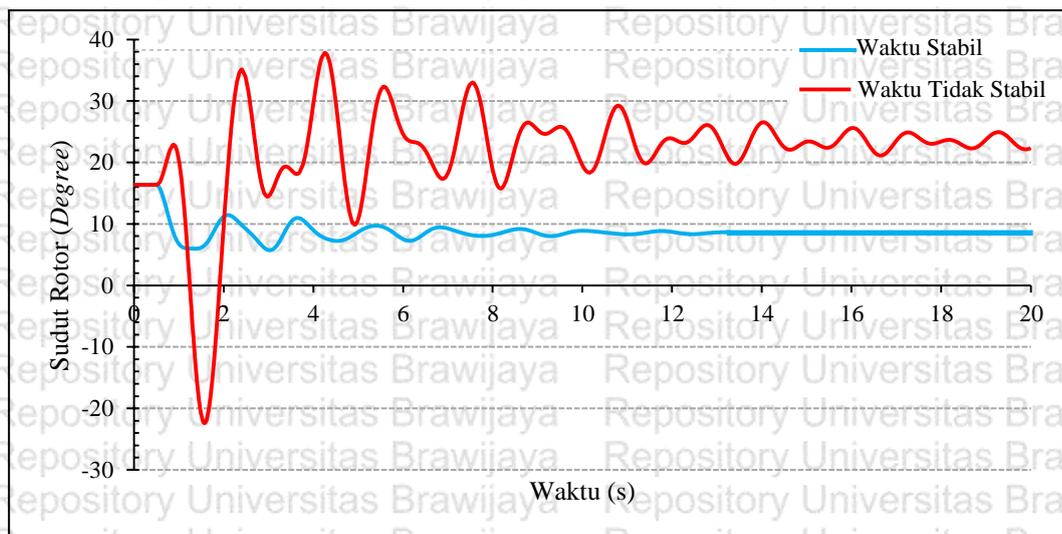


Gambar 4.38 Respon sudut rotor generator waktu pemutusan 0,498 detik pada skenario 1



Gambar 4.39 Respon sudut rotor generator waktu pemutusan 0,497 detik pada skenario 1

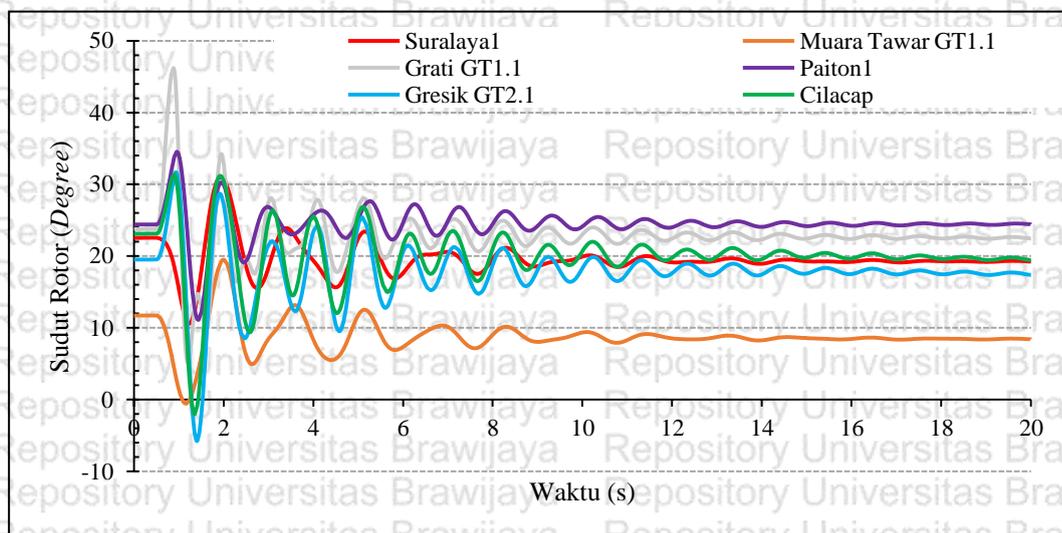
Berdasarkan Gambar 4.38 dan 4.39 pencarian waktu pemutusan kritis ketika saluran Kediri-Paiton terjadi hubung singkat tiga fasa pada kondisi beban puncak skenario 1. Berdasarkan kurva sudut rotor diatas generator yang kritis adalah Generator Cilacap. Generator Cilacap memiliki jarak menengah dari saluran yang terjadi gangguan. Pada kondisi beban puncak apabila gangguan diputuskan pada detik ke 0,497 setelah gangguan dimulai sistem masih dalam kondisi stabil, tetapi apabila diputuskan pada detik ke 0,498 setelah gangguan dimulai maka sistem menjadi tidak stabil. Berikut Gambar 4.40 dibawah ini adalah perbandingan respon sudut rotor Generator Cilacap pada waktu stabil dan waktu tidak stabil.



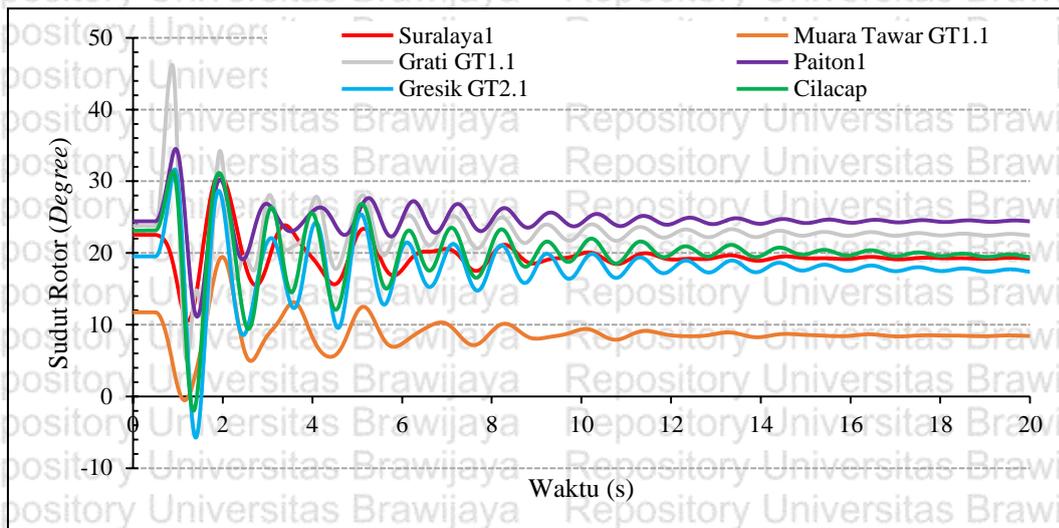
Gambar 4.40 Respon sudut rotor generator cilacap waktu stabil dan waktu tidak stabil pada kondisi beban puncak

4.5.2.1 Pemutusan Gangguan Pada Skenario 6

Pada simulasi transien ini dilakukan pencarian waktu pemutusan kritis ketika saluran Kediri-Paiton terjadi hubung singkat tiga fasa pada skenario 6 kondisi beban puncak. Pada studi kasus ini yang akan di-plot adalah enam generator yang berlokasi terdekat, menengah, dan terjauh dari lokasi gangguan. Total waktu simulasi yang digunakan adalah selama 20 detik. Berikut Gambar 4.41 sampai Gambar 4.43 adalah grafik hasil pencarian waktu pemutusan kritis.

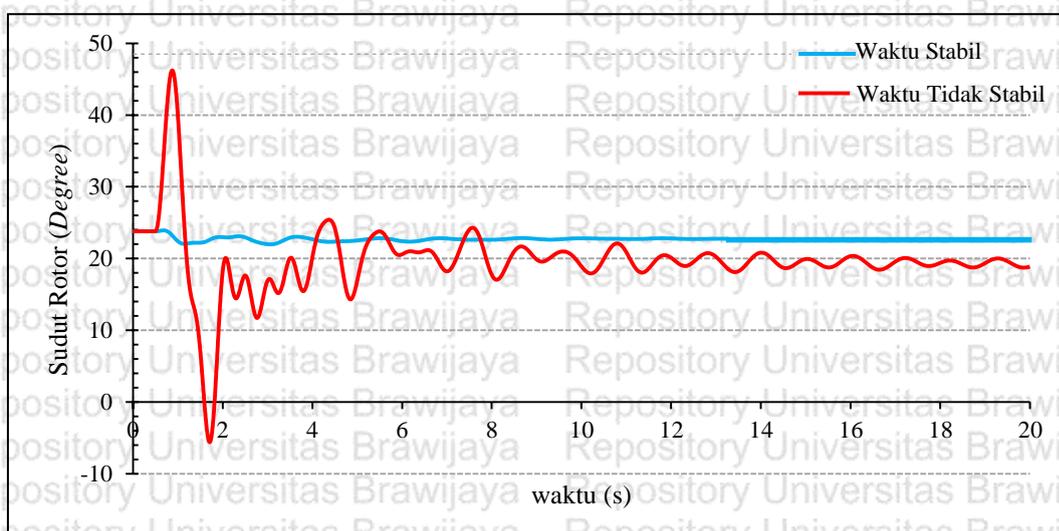


Gambar 4.41 Respon sudut rotor generator waktu pemutusan 0,386 detik pada skenario 6



Gambar 4.42 Respon sudut rotor generator waktu pemutusan 0,385 detik pada skenario 6

Berdasarkan Gambar 4.41 dan 4.42 pencarian waktu pemutusan kritis ketika saluran Kediri-Paiton terjadi hubung singkat tiga fasa pada kondisi beban puncak skenario 6. Berdasarkan kurva sudut rotor diatas generator yang kritis adalah Generator Grati GT1.1. Generator Grati GT1.1 memiliki jarak dekat dari saluran yang terjadi gangguan. Pada kondisi beban puncak apabila gangguan diputuskan pada detik ke 0,385 setelah gangguan dimulai sistem masih dalam kondisi stabil, tetapi apabila diputuskan pada detik ke 0,386 setelah gangguan dimulai maka sistem menjadi tidak stabil. Berikut Gambar 4.43 dibawah ini adalah perbandingan respon sudut rotor Generator Grati GT1.1 pada waktu stabil dan waktu tidak stabil.



Gambar 4.43 Respon Sudut Rotor Generator Grati GT1.1 Waktu Stabil Dan Waktu Tidak Stabil Pada Kondisi Beban Puncak

4.6 Analisis Ekonomi

Selain analisis teknis, penelitian ini juga menyajikan analisis ekonomi sistem pembangkit listrik tenaga bayu, jika dibangun dilokasi penelitian. Hal-hal yang perlu diperhatikan dalam analisis ekonomi adalah biaya modal, biaya perawatan/maintenance, biaya penggantian, harga jual/pemasukan, dan biaya-biaya lainnya yang terkait dengan proses pembangunan dan operasional pembangkit tersebut.

Analisis ekonomi pada penelitian ini menggunakan konsep ACS (*Annual Cost System*), setelah itu dilakukan perhitungan keuntungan/profit dari total pembangkit yang dapat diproduksi dan diinjeksikan ke sistem transmisi 500 kV. Dari hasil analisis ekonomis yang berdasar pada konsep ACS dan hasil perhitungan profit, maka dapat diketahui perodesasi biaya dan profit pertahunnya sehingga waktu kembalinya investasi/modal dapat diketahui.

4.6.1 Konsep *Annual Cost System* (ACS)

Analisis ekonomi konsep ACS digunakan menurut hasil penelitian potensi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB). Adapun variabel yang digunakan dalam perhitungan sesuai dengan sistem komponen pembangkit. Sistem komponen yang digunakan pembangkitantara lain : turbin angin, tower turbin angin, baterai, pembangunan GITET baru, dan komponen pendukung lainnya. Persamaan perhitungan ACS dapat dilihat pada tinjauan Pustaka, pada persamaan tersebut menunjukkan bahwa ACS adalah jumlah dari biaya modal tahunan, biaya perawatan tahunan, biaya penggantian tahunan, dan biaya komponen lain tahunan yang terkait dengan kebutuhan pembangkit.

Berdasarkan referensi pembangunan PLTB yang sudah ada, yaitu pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu di Bantul Provinsi Yogyakarta sebanyak 30 turbin dibutuhkan biaya \pm 2 trillyun rupiah (sumber: www.detik.com) atau 136,05 juta USD pada nilai tukar mata uang 1 USD sama dengan Rp. 14.700,-. Mengacu pada pembangunan pembangkit listrik tenaga angin di Kota Bantul Provinsi Yogyakarta, maka biaya keseluruhan pembangunan pembangkit listrik tenaga bayu (termasuk tower dan lahan) adalah sebesar 2.267,57 USD/kW.

Biaya pengadaan turbin angin dengan merek *GoldWind* dengan kapasitas 3 MW sesuai spesifikasi yang sudah dijelaskan pada pembahasan sebelumnya dibutuhkan dana sebesar 1,47 Juta USD/MW atau sebesar 21 miliar rupiah. Data dana pengadaan turbin angin diambil dari perusahaan vena energy. Biaya perawatan tahun pertama diasumsikan untuk pembangkit listrik tenaga bayu sebesar \pm 1,5% dari biaya awal pembangunan pembangkit. Biaya pembuatan tower (*Wind Turbine Generator*) \pm 250 USD/meter dan untuk perawatan

tower $\pm 2,6\%$ dari biaya pembuatan. Perkiraan biaya perawatan turbin angin sebesar 22.100 USD/MW/Year.

Selain itu, diperlukan juga biaya untuk pembangunan GITET 500 kV baru yang akan digunakan untuk menyalurkan listrik dari PLTB Malang ke GITET Kediri yang berjarak 96 km (GITET_JATIM). Perkiraan biaya pembangunan GITET baru beserta SUTET sebesar 62 miliar rupiah atau sebesar 4,3 Juta USD. Hal ini diasumsikan dari proyek pembangunan GITET Indramayu oleh PT. PLN Unit Induk Pembangunan Jawa Bagian Tengah I (UIP JBT) yang dilaksanakan pada bulan mei 2021 dengan total anggaran dana 385 miliar rupiah. Biaya komponen lain pendukung diasumsikan sebesar total 8000 USD dengan biaya perawatannya sebesar $\pm 1\%$ dari biaya awal. Biaya komponen lain ini seperti perangkat *rectifier*, *controller*, dan *inverter*. Masing-masing komponen mempunyai masa operasi (*life time*) selama 25 tahun. Data tersebut berdasarkan pada hasil penelitian yang dipublikasikan oleh jurnal *ELSIVIER Journal Solar Energy* 82 (2008) 354-367. Sedangkan biaya untuk baterai diasumsikan mengikuti harga baterai dipasaran sebesar Rp. 15.000.000,- (15 Juta)/kAh dengan masa tahan baterai (*life time*) ± 5 tahun.

Dari data-data yang sudah didapatkan dapat diketahui bahwa pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang akan dibangun di Provinsi Jawa Timur pada Kabupaten Kediri dan Malang memiliki perhitungan biaya serta batas maksimum operasi setiap komponen pembangkit, dengan asumsi bahwa 1 USD sama dengan Rp. 14.300,-. Nilai nominal *interest* atau suku bunga bank sebesar 3,5% dan inflasi sebesar 6,4% (sumber Bank Indonesia www.bi.go.id website resmi BI) berikut Tabel 4.28 biayadan *life time* komponen pembangkit listrik tenaga bayu.

Tabel 4.28
Biaya dan *Lifetime* Komponen Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

	Biaya Awal		Biaya Penggantian		Biaya Perawatan Tahun Pertama		<i>Life Time</i>
Tubin Angin	1470	USD/kW	-		22,1	USD/kW	25 tahun
Baterai	1020,41	USD/kAh	1020,41	USD/kAh	33,67	USD/kAh	5 tahun
Tower	250	USD/m	-		6,5	USD/m	25 tahun
Pembangunan	4,3	Juta USD	-		43000	USD	25 tahun
GITET Baru							
Komponen Lain	8000	USD	-		80	USD	25 tahun

Biaya pada Tabel 4.28 dijadikan sebagai dasar untuk menghitung biaya tahunan yang dibutuhkan dalam membangun pembangkit listrik. Sesuai dengan desain sistem pembangkit yang telah dijelaskan diatas, biaya tahunan ACS yang akan dihitung adalah biaya modal, biaya penggantian, dan biaya perawatan.

Pada PLTB yang akan dipasang pada Provinsi Jawa Timur di Kabupaten Kediri dan Malang dengan total kapasitas pembangkitan 495 MW, total jumlah turbin 165 unit, dan ekstrak energi yang dihasilkan selama satu tahun sebesar 2.665,97 MWh. Perhitungan perkiraan total biayanya adalah sebesar 1,1 Miliar USD. Untuk pengadaan turbin angin dibutuhkan biaya sebesar 727,7 Juta USD dan untuk biaya perawatan sebesar 11 Juta USD.

Di Kabupaten Kediri akan dipasang PLTB dengan kapasitas pembangkitan 225 MW, total jumlah turbin 75 unit, dan ekstrak energi yang dihasilkan selama satu tahun sebesar 474,47 MWh. Perhitungan perkiraan total biayanya adalah sebesar 510,2 Juta USD. Untuk pengadaan turbin angin dibutuhkan biaya sebesar 330,8 Juta USD dan untuk biaya perawatan sebesar 5 Juta USD. Di Kabupaten Malang akan dipasang PLTB dengan kapasitas pembangkitan 270 MW, total jumlah turbin 90 unit, dan ekstrak energi yang dihasilkan selama satu tahun sebesar 2.191,5 MWh. Perhitungan perkiraan total biayanya adalah sebesar 612,2 Juta USD. Untuk pengadaan turbin angin dibutuhkan biaya sebesar 396,9 Juta USD dan untuk biaya perawatan sebesar 6 Juta USD.

4.6.1.1 Biaya Modal Tahunan

Persamaan biaya tahunan, faktor yang sangat penting dalam menghitung biaya modal tahunan adalah faktor pengembalian/pemulihan modal. Sebelum menghitung faktor pengembalian maka perlu diketahui suku bunga riil tahunannya, selanjutnya menghitung biaya perawatan tahunan. Dan yang terakhir adalah menghitung biaya penggantian. Perhitungan biaya penggantian hanya untuk komponen baterai. Berikut perhitungan konsep ACS pembangkit listrik tenaga bayu:

Perhitungan mencari suku bunga riil, nilai inflasi $f = 6,4\%$ dan suku bunga bank $i' = 3,5\%$

$$i = \frac{0,035 - 0,064}{1 + 0,064} = -0,0273$$

Dari hasil perhitungan diatas dapat dicari faktor pengembalian modal sebagai berikut:

Faktor pengembalian modal sesuai dengan umur peralatan/*lifetime* komponen Y_{LT} selama 25 tahun.

$$CRF(i, 25) = \frac{-0,0273 \cdot (1 - 0,0273)^{25}}{(1 - 0,0273)^{25} - 1} = 0,0274$$

Perhitungan persamaan faktor penggantian baterai dengan umur baterai Y_{ganti} selama 5 tahun.

$$SFF(i, 5) = \frac{-0,0273}{(1 - 0,0273)^5 - 1} = 0,2112$$

Biaya modal *Wind Turbine Generator* (WTG) sebagai berikut:

WTG sesuai dengan desain pada penelitian ini mempunyai kapasitas 3,5 MVA dengan $\cos \phi$ 0,85.

$$CC_{\text{annual}} = (3,5) \cdot (1000) \cdot (0,85) \cdot (1470) \cdot (0,0274)$$

$$CC_{\text{annual}} = 119.745,5 \text{ USD}$$

Jadi biaya modal tahunan 1 WTG sebesar 119.745,5 USD, dan biaya modal tahunan untuk seluruh WTG yang berjumlah 165 WTG adalah 19,76 Juta USD.

Biaya modal tower turbin angin sebagai berikut:

Tower turbin angin sesuai dengan spesifikasi desain pada penelitian ini mempunyai ketinggian 100 meter.

$$CC_{\text{annual}} = (100) \cdot (250) \cdot (0,0274)$$

$$CC_{\text{annual}} = 684,53 \text{ USD}$$

Jadi biaya modal tahunan tower turbin angin sebesar 684,53 USD, dan biaya modal tahunan untuk seluruh tower turbin angin yang berjumlah 165 adalah 112.948 USD.

Biaya modal baterai sebagai berikut:

Jika desain system menggunakan baterai dengan kemampuan backup 1x24 jam maka baterai yang dibutuhkan adalah:

$$Batt_{WTG} = \frac{3,5 \text{ MVA}}{0,69 \text{ kV}} \times 24 = 121,74 \text{ kAh}$$

Total kebutuhan baterai 1 turbin sebesar 121,74 kAh, dan kebutuhan baterai untuk seluruh turbin yang berjumlah 165 unit adalah 20.086,96 kAh.

$$CC_{\text{annual}} = (20086,96) \cdot (1020,41) \cdot (0,0274)$$

$$CC_{\text{annual}} = 561.233,515 \text{ USD}$$

Jadi biaya modal tahunan baterai sebesar 561.233,5 USD.

Biaya modal Pembangunan GITET Baru sebagai berikut :

$$CC_{\text{annual}} = (4300000) \cdot (0,0274)$$

$$CC_{\text{annual}} = 117.740 \text{ USD}$$

Jadi biaya modal tahunan komponen lain sebesar 117.740 USD.

Biaya modal Komponen Lain sebagai berikut :

$$CC_{\text{annual}} = (8000) \cdot (0,0274)$$

$$CC_{\text{annual}} = 219,05 \text{ USD}$$

Jadi biaya modal tahunan komponen lain untuk 1 unit turbin sebesar 219,05 USD, dan biaya modal tahunan komponen lain untuk seluruh turbin yang berjumlah 165 unit adalah 36.143,4 USD. Berikut Tabel 4.29 hasil perhitungan biaya modal tahunan per unitnya dan Tabel 4.30 hasil perhitungan biaya modal tahunan yang dibutuhkan.

Tabel 4.29
Hasil Perhitungan Biaya Modal Tahunan Per Unit

	WTG	Tower	Baterai	GITET Baru	Lain
USD/th	119.745,5	684,5	3.401,4	117.740	219,1

Tabel 4.30
Hasil Perhitungan Biaya Modal Tahunan Seluruh Unit

	WTG	Tower	Baterai	GITET Baru	Lain	Total
USD	19758000.9	112948.0	561233.5	117739.8	36143.4	20586065.6

4.6.1.2 Biaya Perbaikan/perawatan Tahunan

Langkah selanjutnya adalah menghitung biaya perawatan/perbaikan tahunan masing-masing selama *lifetime* 25 tahun. Pada contoh perhitungan dibawah ini hanya pada tahun ke 1 hingga tahun ke 3 saja. Untuk biaya perawatan tahun ke 4 dan seterusnya dapat dilihat pada Tabel 4.31.

Biaya perawatan WTG sebagai berikut:

$$CM_{\text{annual}}(1) = [(3,5) \cdot (0,85) \cdot (1000) \cdot (22,1) \cdot (165)] \cdot [1+0,064]^0$$

$$CM_{\text{annual}}(1) = 10.848.337,5 \text{ USD}$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = [(3,5) \cdot (0,85) \cdot (1000) \cdot (22,1) \cdot (165)] \cdot [1+0,064]^1$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = 11.542.631,1 \text{ USD}$$

Biaya perawatan tower turbin sebagai berikut:

$$CM_{\text{annual}}(1) = [(100) \cdot (6,5) \cdot (165)] \cdot [1+0,064]^0$$

$$CM_{\text{annual}}(1) = 107.250 \text{ USD}$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = [(100) \cdot (6,5) \cdot (165)] \cdot [1+0,064]^1$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = 114.114 \text{ USD}$$

Biaya perawatan baterai sebagai berikut:

$$CM_{\text{annual}}(1) = [(20086,96) \cdot (33,67)] \cdot [1+0,064]^0$$

$$CM_{\text{annual}}(1) = 676.327,8 \text{ USD}$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = [(20086,96) \cdot (33,67)] \cdot [1+0,064]^1$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = 719.612,8 \text{ USD}$$

Biaya perawatan GITET Baru sebagai berikut:

$$CM_{\text{annual}}(1) = [(4300)] \cdot [1+0,064]^0$$

$$CM_{\text{annual}}(1) = 4.300 \text{ USD}$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = [(4300)] \cdot [1+0,064]^1$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = 4.575,2 \text{ USD}$$

Biaya perawatan komponen lain sebagai berikut:

$$CM_{\text{annual}}(1) = [(80) \cdot (165)] \cdot [1+0,064]^0$$

$$CM_{\text{annual}}(1) = 13.200 \text{ USD}$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = [(80) \cdot (165)] \cdot [1+0,064]^1$$

$$CM_{\text{annual}}(2) = 14.044,8 \text{ USD}$$

Dari contoh perhitungan diatas, maka dapat dicari biaya perawatan untuk tahun berikutnya setiap komponen selama 25 tahun. Dibawah ini Tabel 4.31 hasil perhitungan biaya perawatan tahunan.

Tabel 4.31
Hasil Perhitungan Biaya Perawatan Komponen Tahunan

Tahun ke	Biaya Perawatan Komponen Tahunan (USD)					Total
	WTG	Tower	Baterai	GITET Baru	Lain	
1	10848337.5	107250.0	676327.8	4300.0	13200.0	11649415.3
2	11542631.1	114114.0	719612.8	4575.2	14044.8	12394977.9
3	12281359.5	121417.3	765668.0	4868.0	14943.7	13188256.5
4	13067366.5	129188.0	814670.8	5179.6	15900.1	14032304.9
5	13903678.0	137456.0	866809.7	5511.1	16917.7	14930372.4
6	14793513.3	146253.2	922285.5	5863.8	18000.4	15885916.3
7	15740298.2	155613.4	981311.8	6239.0	19152.4	16902614.9
8	16747677.3	165572.7	1044115.8	6638.3	20378.2	17984382.3
9	17819528.6	176169.3	1110939.2	7063.2	21682.4	19135382.7
10	18959978.5	187444.2	1182039.3	7515.2	23070.1	20360047.2
11	20173417.1	199440.6	1257689.8	7996.2	24546.5	21663090.2
12	21464515.8	212204.8	1338181.9	8508.0	26117.5	23049528.0
13	22838244.8	225785.9	1423825.6	9052.5	27789.0	24524697.8
14	24299892.4	240236.2	1514950.4	9631.8	29567.5	26094278.5
15	25855085.6	255611.3	1611907.2	10248.3	31459.9	27764312.3
16	27509811.0	271970.5	1715069.3	10904.2	33473.3	29541228.3
17	29270438.9	289376.6	1824833.7	11602.0	35615.6	31431866.9
18	31143747.0	307896.7	1941623.1	12344.6	37895.0	33443506.4
19	33136946.9	327602.0	2065887.0	13134.6	40320.3	35583890.8
20	35257711.5	348568.6	2198103.7	13975.2	42900.7	37861259.8
21	37514205.0	370877.0	2338782.4	14869.7	45646.4	40284380.4
22	39915114.1	394613.1	2488464.5	15821.3	48567.8	42862580.7
23	42469681.4	419868.3	2647726.2	16833.9	51676.1	45605785.9
24	45187741.0	446739.9	2817180.7	17911.3	54983.4	48524556.2
25	48079756.4	475331.3	2997480.2	19057.6	58502.3	51630127.8
Total	629820677	6226601	39265487	249645	766351	676328760

4.6.1.3 Biaya Penggantian Tahunan

Perhitungan selanjutnya yaitu biaya penggantian tahunan. Komponen sistem pembangkit listrik tenaga bayu yang memerlukan penggantian adalah baterai. Baterai mempunyai masa *lifetime* yang paling singkat yaitu ± 5 tahun. Selama masa *lifetime* 25 tahun diperlukan penggantian baterai sebanyak 5 kali. Dengan memperhatikan faktor biaya penggantian maka biaya penggantian baterai tahunan dapat dihitung sebagai berikut :

$$CP_{\text{annual}} = [(1020,41) \cdot (20086,96) \cdot (0,2112)](i,5)$$

$$CP_{\text{annual}} = 4.329.022,2 \text{ USD}$$

Hasil perhitungan biaya-biaya tahunan diatas dilanjutkan untuk perhitungan ACS yang sesuai dengan persamaan yang telah dijelaskan dalam tinjauan Pustaka. Berikut Tabel 4.32 dan Gambar 4.43 biaya tahunan hasil perhitungan ACS.

Tabel 4.32
Biaya Tahunan Hasil Perhitungan ACS

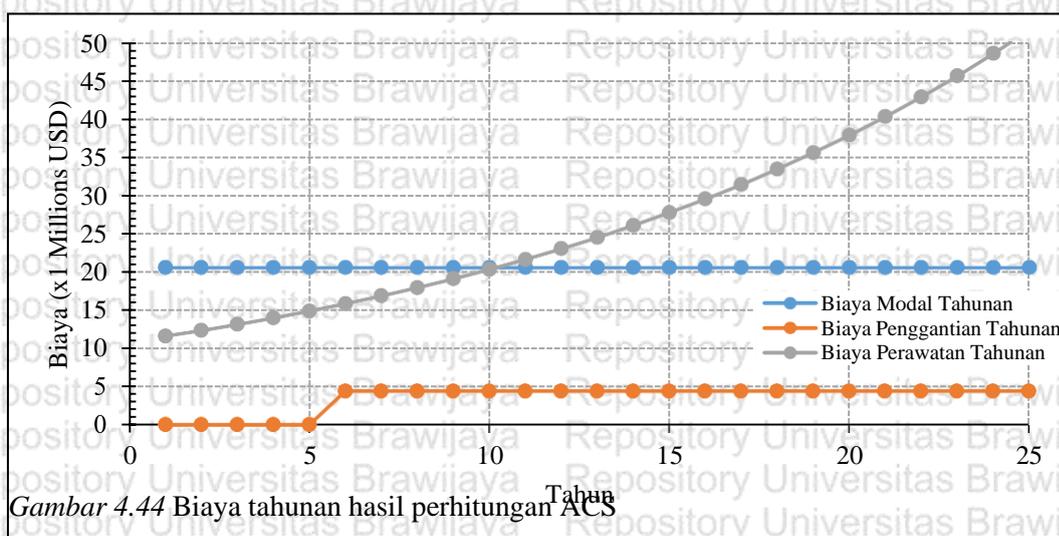
Tahun ke	Biaya Modal Tahunan	Biaya Penggantian Tahunan	Biaya Perawatan Tahunan	ACS
1	20586065.6	0.0	11649415.3	32235481
2	20586065.6	0.0	12394977.9	32981044
3	20586065.6	0.0	13188256.5	33774322
4	20586065.6	0.0	14032304.9	34618371
5	20586065.6	0.0	14930372.4	35516438
6	20586065.6	4329022.2	15885916.3	40801004
7	20586065.6	4329022.2	16902614.9	41817703
8	20586065.6	4329022.2	17984382.3	42899470
9	20586065.6	4329022.2	19135382.7	44050471
10	20586065.6	4329022.2	20360047.2	45275135
11	20586065.6	4329022.2	21663090.2	46578178
12	20586065.6	4329022.2	23049528.0	47964616
13	20586065.6	4329022.2	24524697.8	49439786
14	20586065.6	4329022.2	26094278.5	51009366
15	20586065.6	4329022.2	27764312.3	52679400
16	20586065.6	4329022.2	29541228.3	54456316
17	20586065.6	4329022.2	31431866.9	56346955
18	20586065.6	4329022.2	33443506.4	58358594
19	20586065.6	4329022.2	35583890.8	60498979
20	20586065.6	4329022.2	37861259.8	62776348
21	20586065.6	4329022.2	40284380.4	65199468
22	20586065.6	4329022.2	42862580.7	67777669
23	20586065.6	4329022.2	45605785.9	70520874
24	20586065.6	4329022.2	48524556.2	73439644
25	20586065.6	4329022.2	51630127.8	76545216
JUM LAH	514651640	86580443	676328760	127756084 4

Tabel 4.32 menunjukkan bahwa total biaya modal yang dibutuhkan sebesar 86,58 Juta USD. Biaya modal tahunan yang dibutuhkan selama *lifetime* pembangkit 25 tahun adalah sebesar 20,59 Juta USD per tahun. Biaya modal merupakan pinjaman dengan asumsi biaya dan *lifetime* pada Tabel 4.32, bunga bank riil dan inflasi sebesar 3,5% dan 6,4 % per tahun.

Biaya penggantian baterai sebesar 4,33 Juta USD per tahun dengan total 86,58 Juta USD. Biaya penggantian baterai dimulai pada tahun ke 6 dengan asumsi bahwa *lifetime* baterai selama 5 tahun. Sedangkan untuk tahun pertama sampai dengan tahun ke 5 tidak ada biaya penggantian baterai, diasumsikan komponen baterai termasuk dalam biaya modal awal.

Adanya kenaikan biaya perawatan tahunan, hal ini ditunjukkan pada tabel diatas. Semakin lama tahun operasi pembangkit, semakin bertambah pula biaya perawatannya. Biaya perawatan pada tahun ke 7 lebih mahal dari biaya perawatan tahun ke 6, dan seterusnya. Semakin tahun semakin mahal biaya perawatannya hingga batas masa operasi komponen atau *lifetime* dari pembangkit listrik tenaga bayu. Total biaya perawatan selama *lifetime* 25 tahun sebesar 1,3 Miliar USD.

Berikut Gambar 4.44 kurva model biaya tahunan yang dibutuhkan dalam pembangunan dan operasi pembangkit listrik tenaga bayu dengan menggunakan analisis ekonomi ACS.



Gambar 4.44 Biaya tahunan hasil perhitungan ACS

Biaya perawatan merupakan biaya yang paling besar dalam operasi pembangkit listrik tenaga bayu. Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa setelah tahun ke 10 biaya perawatan tahunan melebihi biaya modal tahunan hingga masa atau *lifetime* 25 tahun operasi pembangkit listrik tenaga bayu. Gambar diatas juga menunjukkan bahwa biaya modal awal dan biaya penggantian baterai konstan hingga masa atau *lifetime* 25 tahun.

4.6.2 Pendapatan Pembangkit Angin

Pendapatan pembangkit listrik tenaga bayu di Provinsi Jawa Timur terkhusus kabupaten Kediri dan Malang diperoleh dari jumlah kemampuan produksi daya listrik pembangkit setiap jamnya yang dapat dijual ke PLN dan diinjeksikan ke sistem eksisting PLN baik sistem tegangan tinggi, tegangan menengah, ataupun tegangan rendah.

Kemampuan pembangkit listrik tenaga angin diperoleh dari analisis potensi sumber daya angin. Hasil kajian diatas menunjukkan bahwa potensi angin untuk membangkitkan sistem perhari pada *Wind Turbine Generator* (WTG) yang berada pada ketinggian referensi 100 meter diatas permukaan tanah mempunyai kecepatan rata-rata 2,4 m/s untuk Kabupaten Kediri dan 4,02 m/s untuk Kabupaten Malang. Dengan demikian dapat dihitung daya yang diinjeksikan dari masing-masing pembangkit tiap jamnya selama periode tahunan.

4.6.2.1 Kemampuan Daya Pembangkit Angin

Berdasarkan hasil dan pembahasan yang sudah dijelaskan diatas pada BAB IV bagian data dan analisis, sub-bagian analisis data poin C, tentang ekstrak energi dari PLTB yang akan dipasang pada Provinsi Jawa Timur, terkhusus Kabupaten Kediri dan Kabupaten Malang. Selain itu, hasil perhitungan daya yang dapat diinjeksikan oleh *Wind Turbine Generator* (WTG) berdasarkan potensi sumber daya alam yang ada. Serta melihat spesifikasi dari turbin generator pada Tabel 4.21 yang dipasang pada ketinggian hub 100 meter dan kecepatan masing-masing daerah yaitu Kediri dengan kecepatan angin rata-rata per jam 2,4 m/s dan malang sebesar 4,02 m/s. Hasil perhitungan ditunjukkan sebagai berikut

$$WTG_{\text{source}} \text{ Kediri} = \frac{(0,35) \cdot (1,2) \cdot (15394) \cdot (2,4)^3 \cdot (24) \cdot (75)}{1000} = 160881,83 \text{ kWh/hr}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ Kediri} = 160,88 \text{ MWh/hari}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ Malang} = \frac{(0,35) \cdot (1,2) \cdot (15394) \cdot (4,02)^3 \cdot (24) \cdot (90)}{1000} = 907261,9 \text{ kWh/hr}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ Malang} = 907,26 \text{ MWh/hari}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ JATIM} = (160,88 + 907,26) = 1068,14 \text{ MWh/hari}$$

Untuk daya yang diinjeksikan pembangkit angin selama 1 tahun adalah:

$$WTG_{\text{source}} \text{ Kediri (yr)} = (160,88) \cdot (365) = 58.721,87 \text{ MWh/yr}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ Kediri (yr)} = 58,72 \text{ GWh/yr}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ Malang (yr)} = (907,26) \cdot (365) = 331.150,6 \text{ MWh/yr}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ Malang (yr)} = 331,15 \text{ GWh/yr}$$

$$WTG_{\text{source}} \text{ JATIM (yr)} = (58,72 + 331,15) = 389,87 \text{ GWh/yr}$$

Setelah diketahui kemampuan daya pembangkit listrik tenaga bayu yang akan diinjeksikan yaitu sebesar 1068,14 MWh/hari dan dalam 1 tahun dapat mencapai 389,87 GWh/year, maka selanjutnya adalah menghitung pendapatan dari harga jual yang telah ditentukan.

4.6.2.2 Perhitungan Biaya Rugi-rugi Daya Pembangkit

Rugi-rugi daya yang dihitung untuk pembiayaan sistem pembangkit listrik tenaga bayu adalah rugi-rugi daya sistem keseluruhan setelah PLTB diinjeksikan. Berdasarkan hasil simulasi menunjukkan rugi-rugi daya yang terjadi pada pembangkit beban puncak, rata-rata, dan dasar. Sedangkan skenario yang dipilih adalah skenario yang seluruh kapasitas dari PLTB diinjeksikan secara 100%. Setelah itu dihitung selisih rugi-rugi daya ketika belum diinjeksikan dan setelah diinjeksikan. Berikut Tabel 4.33 rugi-rugi daya hasil simulasi.

Tabel 4.33
Rugi-rugi Daya Hasil Simulasi

Skenario	Apparent Losses					
	Base Load		Average Load		Peak Load	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
0%	62.108	1313.921	107.377	1897.938	148.130	2727.905
100%	62.600	1379.344	110.805	1992.348	148.362	2770.182
Selisih	0.492	65.423	3.428	94.410	0.232	42.277

Pada Tabel 4.33 menunjukkan hasil simulasi rugi-rugi daya yang telah dilakukan dengan memilih skenario 0% dan 100% dari masing-masing beban puncak, rata-rata, dan dasar. Pemilihan skenario 0% dan 100% berdasarkan selisih rugi-rugi daya yang terjadi pada sistem secara keseluruhan sebelum diinjeksikan dan setelah diinjeksikan. Secara umum perhitungan rugi-rugi daya dipengaruhi oleh karakteristik beban harian pada sistem. Karakteristik beban yang digunakan adalah beban puncak atau beban maksimum yaitu dengan total beban sebesar 15.783,99 MW, selain itu pada kondisi beban menengah atau rata-rata dengan total beban 12.794,51 MW, dan pada kondisi beban dasar atau beban minimum dengan total beban sebesar 11205,4 MW. Beban-beban tersebut yang digunakan dalam penelitian ini dan merupakan data beban harian yang diperoleh dari data eksisting PT. PLN. Dari data tersebut diketahui bahwa dalam sehari beban puncak terjadi pada pukul 19.00-23.00 WIB atau selama 4 jam. Sementara beban dasar terjadi mulai pukul 23.00-06.00 WIB atau selama 7 jam. Beban rata-rata terjadi pada pukul 06.00-19.00 WIB atau selama 13 jam.

Langkah selanjutnya adalah menghitung besarnya rugi-rugi daya yang ditanggung oleh sistem pembangkit. Dari hasil simulasi rugi-rugi daya sistem pembangkit dan jumlah jam atau lama terjadinya beban puncak, rata-rata, dan dasar maka dapat diperoleh perhitungan rugi-rugi daya sebagai berikut:

Rugi-rugi daya beban puncak

$$Losses_{peak} = (0,23) \cdot (4) = 0,92 \text{ MWh/hari}$$

Rugi-rugi daya beban puncak selama 1 tahun sebesar:

$$Losses_{peak \text{ yr}} = (0,92) \cdot (365) = 335,8 \text{ MWh/yr}$$

Rugi-rugi daya beban rata-rata

$$Losses_{avg} = (3,43) \cdot (13) = 44,59 \text{ MWh/hari}$$

Rugi-rugi daya beban rata-rata selama 1 tahun sebesar:

$$Losses_{avg \text{ yr}} = (44,59) \cdot (365) = 16.275,35 \text{ MWh/yr}$$

Rugi-rugi daya beban dasar

$$Losses_{base} = (0,49) \cdot (7) = 3,43 \text{ MWh/hari}$$

Rugi-rugi daya beban dasar selama 1 tahun sebesar:

$$Losses_{base \text{ yr}} = (3,43) \cdot (365) = 1.251,95 \text{ MWh/yr}$$

Total rugi-rugi daya selama satu hari adalah sebesar:

$$Losses_{total} = (0,92+44,59+3,43) = 48,94 \text{ MWh/hari}$$

Total rugi-rugi daya selama satu tahun adalah sebesar:

$$Losses_{total \text{ yr}} = (335,8+16275,35+1251,95) = 17.863,1 \text{ MWh/hari}$$

4.6.2.3 Pendapatan Pembangkit Angin

Berdasarkan peraturan Menteri ESDM RI Nomer: 12 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan Untuk Penyediaan Tenaga Listrik, pada BAB IV bagian ketiga pasal 6 ayat 3 disebutkan bahwa harga pembelian tenaga listrik dari PLTB paling tinggi sebesar delapan puluh lima persen (85%) dari Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangkitan di sistem ketenagalistrikan setempat. Dan berdasarkan keputusan Menteri ESDM RI Nomer: 55 tahun 2019, pada bagian lampiran disebutkan bahwa BPP Pembangkitan Nasional sebesar Rp. 1.119/kWh atau sebesar 7,86 Cent US\$/kWh, dan sedangkan untuk daerah Jawa Timur adalah sebesar Rp. 989/kWh atau sebesar 6,94 Cent US\$/kWh. Dihitung dengan menggunakan nilai tukar kurs tengah Bank Indonesia rata-rata Tahun 2018: Rp. 14.246/US\$.

Berdasarkan data dari kementerian ESDM maka didapatkan harga pembelian tenaga listrik yang dihasilkan pembangkit listrik tenaga bayu terkhusus pada daerah Provinsi Jawa

Timur adalah sebesar 5,9 Cent US\$/kWh atau sebesar Rp. 841/kWh. Berikut perhitungan pendapatan pembangkit listrik tenaga bayu:

Harga Jual WTG 0,059 Cent US\$/kWh

$$\text{WTG}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ Kediri} = (58721,87) \cdot (1000) \cdot (0,059)$$

$$\text{WTG}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ Kediri} = 3.464.590,25 \text{ USD}$$

$$\text{WTG}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ Malang} = (331150,6) \cdot (1000) \cdot (0,059)$$

$$\text{WTG}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ Malang} = 19.537.885,46 \text{ USD}$$

$$\text{WTG}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ JATIM} = (389872,47) \cdot (1000) \cdot (0,059)$$

$$\text{WTG}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ JATIM} = 23.002.475,71 \text{ USD}$$

Biaya rugi-rugi sistem pembangkit

$$\text{Losses}_{\text{cash}} (\text{yr}) \text{ JATIM} = (17863,1) \cdot (1000) \cdot (0,059)$$

$$\text{Losses}_{\text{cash}} (\text{yr}) = 1.053.922,9 \text{ USD}$$

Dengan demikian total pendapatan per tahun pembangkit listrik tenaga bayu adalah sebesar:

$$P_{\text{PLTB}_{\text{cash}}} (\text{yr}) = (23002475,71) - (1053922,9)$$

$$P_{\text{PLTB}_{\text{cash}}} (\text{yr}) = 21.948.552,81 \text{ USD}$$

Hasil perhitungan diatas menunjukkan bahwa PLTB_JATIM memiliki pendapatan per tahunnya sebesar 23 Juta USD dan memiliki kerugian pendapatan akibat *losses* yang terjadi sebesar 1,05 Juta USD. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa total pendapatan per tahun dari pembangkit listrik tenaga bayu adalah sebesar 21,95 Juta USD.

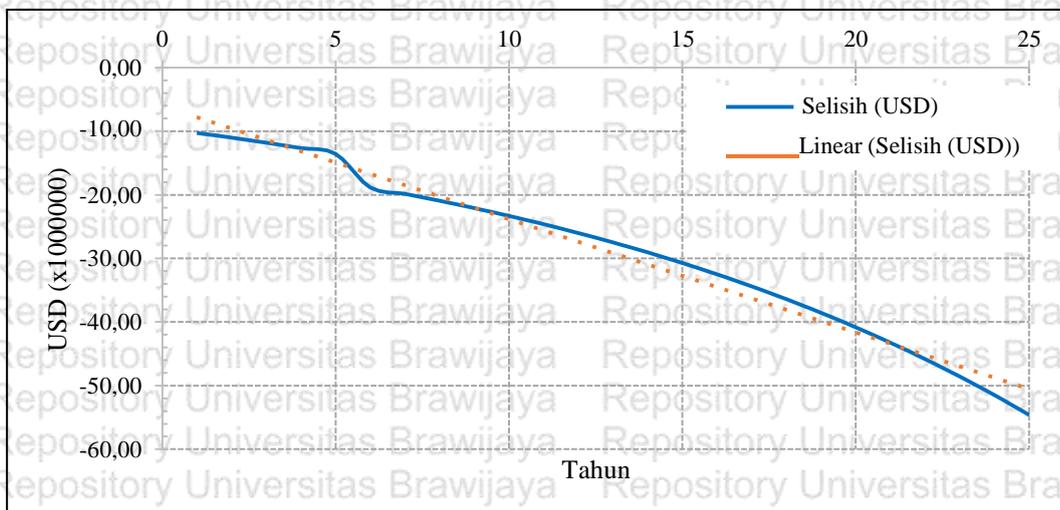
4.6.3 Aliran Kas dan Jangka Waktu Pengembalian Investasi

Hasil perhitungan biaya tahunan (ACS) dan perhitungan pendapatan pembangkit listrik tenaga bayu diatas untuk menentukan jangka waktu kembalinya investasi. Selain itu juga dapat diketahui selisih pembiayaan dan pendapatan tahunannya. Berikut Tabel 4.34 dan Gambar 4.45 selisih pembiayaan dan pendapatan tahunan pembangkit listrik tenaga bayu.

Tabel 4.34
Selisih Pembiayaan ACS dan Pendapatan Tahunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

Tahun ke	Biaya ACS (USD)	Pendapatan (USD)	Selisih (USD)
1	32235480.93	21948552.81	-10286928.13
2	32981043.51	21948552.81	-11032490.71
3	33774322.10	21948552.81	-11825769.29
4	34618370.51	21948552.81	-12669817.71
5	35516438.03	21948552.81	-13567885.22
6	40801004.03	21948552.81	-18852451.22

Tahun ke	Biaya ACS (USD)	Pendapatan (USD)	Selisih (USD)
7	41817702.67	21948552.81	-19869149.86
8	42899470.02	21948552.81	-20950917.22
9	44050470.49	21948552.81	-22101917.68
10	45275134.98	21948552.81	-23326582.17
11	46578178.00	21948552.81	-24629625.20
12	47964615.78	21948552.81	-26016062.97
13	49439785.57	21948552.81	-27491232.76
14	51009366.23	21948552.81	-29060813.42
15	52679400.05	21948552.81	-30730847.24
16	54456316.03	21948552.81	-32507763.23
17	56346954.64	21948552.81	-34398401.84
18	58358594.12	21948552.81	-36410041.32
19	60498978.53	21948552.81	-38550425.72
20	62776347.54	21948552.81	-40827794.73
21	65199468.16	21948552.81	-43250915.36
22	67777668.51	21948552.81	-45829115.70
23	70520873.68	21948552.81	-48572320.87
24	73439643.97	21948552.81	-51491091.17
25	76545215.57	21948552.81	-54596662.77
JUMLAH	1277560843.66	548713820.14	-728847023.52



Gambar 4.45 Selisih pembiayaan dan pendapatan tahunan pembangkit listrik tenaga bayu

Selisih pembiayaan dan pendapatan tahunan seharusnya merupakan keuntungan tahunan yang diperoleh. Tetapi, pada Tabel 4.34 dan Gambar 4.45 menunjukkan bahwa setiap tahunnya mengalami kerugian seiring dengan berkurangnya masa pakai atau *lifetime*. Selama 25 tahun *lifetime* atau masa pakai mengalami kerugian, dan kerugian yang dialami semakin besar tiap tahunnya.

Untuk mendapatkan lama waktu kembalinya investasi didapat dari total biaya tahunan dibagi dengan pendapatan per tahunnya (Kame Y. Khouzam, 1999). Lama waktu kembalinya biaya investasi yaitu:

$$\text{Pay Back Period} = \frac{1277560843,66}{21948552,81} = 58,2 \text{ tahun}$$

Jadi kembalinya biaya investasi adalah selama 58,2 tahun atau \pm 58 tahun 2 bulan.

Berikut Tabel 4.35 aliran kas dan jangka waktu pengembalian investasi.

Tabel 4.35

Aliran Kas dan Jangka Waktu Pengembalian Investasi

Tahun ke	ACS (USD)	Pendapatan Tahunan (USD)	Jumlah ACS (USD)	Jumlah Pendapatan Tahunan (USD)
1	32235480.93	21948552.81	32235480.93	21948552.81
2	32981043.51	21948552.81	65216524.44	43897105.61
3	33774322.10	21948552.81	98990846.54	65845658.42
4	34618370.51	21948552.81	133609217.05	87794211.22
5	35516438.03	21948552.81	169125655.08	109742764.03
6	40801004.03	21948552.81	209926659.11	131691316.83
7	41817702.67	21948552.81	251744361.78	153639869.64
8	42899470.02	21948552.81	294643831.80	175588422.44
9	44050470.49	21948552.81	338694302.29	197536975.25
10	45275134.98	21948552.81	383969437.27	219485528.05
11	46578178.00	21948552.81	430547615.27	241434080.86
12	47964615.78	21948552.81	478512231.04	263382633.67
13	49439785.57	21948552.81	527952016.61	285331186.47
14	51009366.23	21948552.81	578961382.84	307279739.28
15	52679400.05	21948552.81	631640782.89	329228292.08
16	54456316.03	21948552.81	686097098.92	351176844.89
17	56346954.64	21948552.81	742444053.57	373125397.69
18	58358594.12	21948552.81	800802647.69	395073950.50
19	60498978.53	21948552.81	861301626.22	417022503.30
20	62776347.54	21948552.81	924077973.76	438971056.11
21	65199468.16	21948552.81	989277441.92	460919608.91
22	67777668.51	21948552.81	1057055110.43	482868161.72
23	70520873.68	21948552.81	70520873.68	504816714.53
24	73439643.97	21948552.81	1201015628.09	526765267.33
25	76545215.57	21948552.81	1277560843.66	548713820.14

Tabel 4.35 diatas menunjukkan aliran kas dalam pembiayaan pembangkit listrik tenaga bayu tiap tahunnya dan jangka waktu kembalinya investasi. Biaya investasi adalah representasi dari hasil perhitungan total biaya tahunan ACS selama masa pakai atau *lifetime* pembangkit 25 tahun. Sedangkan pemasukan atau pendapatan adalah representasi dari hasil perhitungan kemampuan injeksi pembangkit listrik tenaga bayu dalam satuan USD/tahun. Pendapatan pertahun yang ditunjukkan pada tabel diasumsikan nilai kontrak harga jualnya tetap selama 25 tahun.

Total biaya tahunan ACS adalah sebesar 1,3 miliar USD sedangkan total pendapatan selama *lifetime* adalah 548,7 Juta USD. Pendapatan yang diterima selama 25 tahun adalah

tetap sehingga laju pertumbuhan pendapatannya juga tetap yaitu sebesar 23 Juta

USD. Sedangkan biaya tahunan yang harus dikeluarkan adalah mengikuti besarnya biaya perawatan dan penggantian tahunan sehingga setiap tahunnya tiap tahunnya selalu bertambah lebih besar biayanya dari tahun sebelumnya. Dengan demikian untuk mencapai biaya total tahunan selama *lifetime* 25 tahun membutuhkan waktu yang relatif cukup lama.

Tabel 4.35 memberikan gambaran bahwa jumlah pendapatan tahunan untuk mencapai total biaya tahunan sebesar 1,3 miliar USD terjadi pada tahun ke 25 dengan total pendapatan sebesar 548,7 Juta USD. Dengan demikian bahwa di tahun ke 58 investasi belum terpenuhi dan mempunyai kekurangan pendapatan, serta mengalami pengembalian nilai investasi pada tahun ke 59. Jadi dalam pembangunan pembangkit listrik tenaga bayudi Jawa Timur terkhusus Kabupaten Kediri dan Malang mengalami kerugian dari total biaya tahunan selama masa pakai atau *lifetime* 25 tahun.



BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang diperoleh dari simulasi dan analisis tentang studi kelayakan PLTB di Kabupaten Kediri dan Kabupaten Malang Jawa Timur yang terhubung ke sistem 500 kV Jawa-Bali dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut:

1. Potensi kecepatan angin pada ketinggian 100 m di Kabupaten Kediri rata-rata sebesar 2,40 m/s dan di Kabupaten Malang rata-rata sebesar 4,02 m/s.
2. Arah kecepatan angin di lokasi penelitian digolongkan menjadi 9 kelas golongan dan kecepatan angin sering terjadi dari arah selatan sebesar 68,05% untuk Kabupaten Kediri dengan sebaran kecepatan angin yang paling sering muncul adalah pada kelas golongan kecepatan angin 2,1 – 3,6 m/s sebesar 34,43%. Pada kabupaten Malang kecepatan angin sering terjadi dari arah timur sebesar 43,9% dengan sebaran kecepatan angin yang paling sering muncul adalah pada kelas golongan kecepatan angin 3,6 – 5,7 m/s sebesar 22,31%.
3. Potensi kecepatan angin yang dikonversikan menjadi energi listrik di lokasi penelitian dapat diinjeksikan kedalam sistem dengan kapasitas 495 MW disuplai oleh PLTB_Kediri dan PLTB_Malang dengan $\cos \phi$ 0,85 ke sistem 500 kV Jawa-Bali sebesar 2.665,97 MWh per tahun.
4. Hasil aliran daya pada kondisi beban dasar memiliki *Total Generated*, *Total Load*, dan *Apparent Losses* yang lebih kecil dibandingkan dengan pada kondisi beban puncak.
5. Dalam studi kasus hubung singkat tiga fasa pada saluran yang diberi gangguan, respon dari Frekuensi, tegangan, dan sudut rotor generator mengalami perubahan tetapi masih dalam batas standar yaitu berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 20 tahun 2020. Kesimpulan saat terjadi gangguan pada beban puncak adalah sebagai berikut:
 - a. Untuk kesimpulan yang dapat diambil dari respon sudut rotor yaitu saat terjadi gangguan hubung singkat tiga fasa pada saluran, sudut rotor dari generator mengalami osilasi pada *range* tertentu dan dapat dapat kembali dalam keadaan *steady-state*, namun *range* osilasi sudut rotor pada skenario injeksi PLTB 100% daya lebih besar dari pada *range* osilasi sudut rotor pada skenario PLTB 0% daya.

Begitu pula sebaliknya pada kondisi PLTB 0% memiliki *range* osilasi sudut rotor lebih kecil dibandingkan skenario injeksi PLTB 100% daya.

b. Pada analisis respon frekuensi dapat disimpulkan saat terjadi gangguan hubung singkat tiga fasa pada saluran, frekuensi dari bus akan mengalami peningkatan tetapi dapat kembali *steady-state* kembali. Pada skenario PLTB 0% daya memiliki kenaikan frekuensi yang lebih besar dibandingkan dengan skenario injeksi PLTB 100% daya. Begitupun sebaliknya, ketika skenario PLTB 100% daya memiliki kenaikan frekuensi yang lebih kecil dibandingkan skenario PLTB 0% daya.

c. Saat terjadi gangguan hubung singkat tiga fasa pada saluran, respon dari tegangan pada bus mengalami *drop* tegangan tapi dapat kembali *steady-state*. Ketika skenario injeksi PLTB 100% daya memiliki *drop* tegangan lebih kecil dibandingkan skenario PLTB 0% daya. Begitupun *drop* tegangan yang terjadi pada skenario PLTB 0% daya lebih besar dari pada skenario injeksi PLTB 100% daya.

6. Dalam penelitian ini, studi kasus yang terakhir adalah pencarian waktu pemutusan kritis pada kondisi beban puncak skenario injeksi PLTB 0% dan 100% daya. Distudi kasus ini dicari waktu pemutusan kritis pada saat terjadi gangguan hubung singkat tiga fasa pada saluran Kediri-Paiton. Waktu pemutusan kritis untuk kondisi sebelum diinjeksikan didapat lebih lambat dari pada waktu pemutusan kritis pada kondisi setelah PLTB diinjeksikan ke dalam sistem transmisi 500 kV Jawa-Bali.

7. Berdasarkan analisis ekonomi yang telah dilakukan menggunakan *Annual Cost System* (ACS), pada pembangunan PLTB ini memiliki waktu pengembalian uang modal yang cukup lama yaitu selama 58 tahun 2 bulan. Selain itu, dalam pembangunan PLTB ini juga memerlukan biaya modal, biaya *maintenance*, dan biaya penggantian. Perhitungan analisis ekonomi dilakukan secara tahunan sampai masa *lifetime*.

8. Berdasarkan parameter yang sudah dibuat, hasil studi kelayakan secara keseluruhan dapat disimpulkan bahwa pada Kabupaten Kediri dapat dikatakan ada evaluasi yang perlu dilakukan, hal ini mengacu pada parameter ketersediaan sumber daya alam yaitu potensi energi angin, sedangkan pada Kabupaten Malang dapat dikatakan cukup layak untuk dijadikan proyek pembangunan PLTB kedepannya.

5.2. Saran

Dalam penelitian studi kelayakan di masa yang akan datang akan lebih baik jika menambahkan kajian tentang masalah stabilitas transien pada subsistem 150 kV, serta menggunakan beban yang lebih terbaru baik beban dasar, beban menengah, dan beban puncak. Selain itu dalam menentukan survei lokasi juga diperlukan pemilihan yang tepat akan wilayah pembangunan PLTB yang dituju, sehingga sebelum dilakukan penelitian terhadap studi kelayakan sudah dimengerti untuk parameter dasar dalam penentuan kelayakan.



