



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS TEKNO-EKONOMI DESAIN KONFIGURASI  
PUSAT LISTRIK TENAGA ANGIN (WIND FARM) DAN  
PERHITUNGAN FEED IN TARIFF DI INDONESIA**

**TESIS**

**MALIK IBROCHIM  
1006734911**

**FAKULTAS TEKNIK  
TEKNIK ELEKTRO  
DEPOK  
JUNI 2012**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS TEKNO-EKONOMI DESAIN KONFIGURASI  
PUSAT LISTRIK TENAGA ANGIN (WIND FARM) DAN  
PERHITUNGAN FEED IN TARIFF DI INDONESIA**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

**MALIK IBROCHIM  
1006734911**


**FAKULTAS TEKNIK  
TEKNIK ELEKTRO  
TEKNIK TENAGA LISTRIK  
DEPOK  
JUNI 2012**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama : Malik Ibrochim**

**NPM : 1006734911**

**Tanda Tangan :** 

**Tanggal : 13 Juni 2012**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :  
Nama : Malik Ibrochim  
NPM : 1006734911  
Program Studi : Teknik Elektro  
Judul Tesis : Analisis Tekno-Ekonomi Desain Konfigurasi  
Pusat Listrik Tenaga Angin (Wind Farm) dan  
Perhitungan Feed in Tariff di Indonesia

**Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.**

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing	: Dr.-Ing. Ir. Eko Adhi Setiawan, MT.	(.....)
Penguji	: Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc., PhD	(.....)
Penguji	: Prof. Dr. Ir. Rudy Setiabudy, DEA.	(.....)
Penguji	: Dr. Ir. Ridwan Gunawan MT.	(.....)
Penguji	: Dr.-Ing. Ir. Eko Adhi Setiawan, MT.	(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 26 Juni 2012

## LEMBAR PENGESAHAN

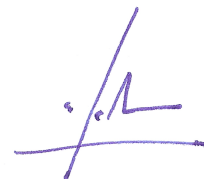
Tesis dengan judul:

### Analisis Tekno-Ekonomi Desain Konfigurasi Pusat Listrik Tenaga Angin (Wind Farm) dan Perhitungan Feed in Tariff di Indonesia

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Kekhususan Teknik Tenaga Listrik, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam presentasi tesis.

Depok, 13 Juni 2011

Dosen Pembimbing



(DR. Ing Eko Adhi Setiawan, MT)

NIP: 040803032

## **KATA PENGANTAR/ UCAPAN TERIMAKASIH**

Puji syukur saya panjatkan kepada Alloh SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Jurusan Teknik Tenaga Listrik pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr.-Ing. Ir. Eko Adhi Setiawan, MT selaku pembimbing yang telah menyediakan waktunya, tenaga serta pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Pihak Lembaga Penerbangan dan Antariksa Nasional (LAPAN) yang telah banyak membantu saya dalam memperoleh data dan kesempatan belajar yang diberikan kepada saya.
3. Pihak Kementerian Riset dan Teknologi Republik Indonesia (Kemenristek) atas kesempatan dan biaya yang diberikan kepada saya.
4. Orang tua, mertua dan keluarga besar saya terutama kepada istri (Dewi) dan anak-anak saya (Adzkia, Dzakee dan Syathir) yang selalu memberikan dukungan moral dan keceriaannya.
5. Teman-teman kuliah dan para sahabat saya terutama Jurusan Teknik Tenaga Listrik angkatan 2010 yang telah banyak membantu dan berbagi selama perkuliahan hingga penyusunan tesis ini.

Akhir kata semoga Alloh SWT membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Depok, 13 Juni 2012

Malik Ibrochim

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Malik Ibrochim  
NPM : 1006734911  
Program Studi : Pascasarjana (S2)  
Departemen : Elektro  
Fakultas : Teknik  
Jenis Karya : Tesis

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti NonEksklusif (*Non-exclusive Royalty Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

”Analisis Tekno-Ekonomi Desain Konfigurasi Pusat Listrik Tenaga Angin (*Wind Farm*)  
dan Perhitungan *Feed in Tariff* di Indonesia”

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti NonEksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/ formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (data base), merawat dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/ pencipta sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di: Jakarta  
Pada Tanggal: 13 Juni 2012  
Yang Menyatakan



(Malik Ibrochim)

## ABSTRAK

Nama : Malik Ibrochim  
Program Studi : Pascasarjana Teknik Tenaga Listrik  
Judul : Analisis Tekno-Ekonomi Desain Konfigurasi *Wind Farm* dan Perhitungan *Feed in Tariff (FiT)* di Indonesia

Telah dilakukan analisis tekno-ekonomi desain konfigurasi ladang angin (*wind farm*) dan perhitungan *feed in tariff (FiT)* di Indonesia dengan metoda simulasi menggunakan *software* WASP. Pada penelitian ini, data iklim angin yang digunakan adalah hasil pengamatan langsung selama 1 tahun yaitu dari 2006 sampai 2007 pada ketinggian 50 meter. Penentuan luas *wind farm* berdasarkan penilaian potensi energi angin skala mikro berupa peta potensi energi angin.

Analisis teknis dilakukan terhadap 15 turbin angin kapasitas 500 kW, 600 kW dan 750 kW dengan spesifikasi berbeda yang memiliki nilai *CF* 20%-40%. Konfigurasi *wind farm* dikombinasikan berdasarkan jarak spasi antar turbin angin vertikal 3D×5D dan horisontal 4D×9D. Analisis ekonomis dilakukan terhadap perhitungan biaya dan finansial menggunakan 2 metoda *discount rate* berbeda termasuk perhitungan *Feed in Tariff (FiT)* dan desain *FiT* untuk energi angin sesuai potensinya di beberapa lokasi berbeda di Indonesia.

Konfigurasi *wind farm* yang terbaik adalah 4D×9D menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW sejumlah 92 unit dengan nilai *CF* 26% dan harga jual energi listrik dengan menggunakan 2 metoda *discount rate* yaitu masing-masing sebesar 0,19998 \$/kWh dan 0,14550 \$/kWh. Metoda perhitungan biaya dan finansial menggunakan metoda  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* menghasilkan harga jual yang lebih murah namun metoda  $AWCC_{nominal}$  menawarkan waktu kembali modal yang lebih cepat.

Berdasarkan asumsi-asumsi yang digunakan, nilai *FiT* untuk *wind farm* adalah berkisar antara 0,08967 \$/kWh - 0,09293 \$/kWh ( $AWCC_{nominal}$ ) dan 0,04968 \$/kWh - 0,05148 \$/kWh ( $AWCC_{real}$ ). Sedangkan nilai *FiT* untuk PLTB di Indonesia berkisar antara 0,045 \$/kWh - 0,430 \$/kWh dengan nilai *CF* berkisar antara 10,64% - 37,9% untuk *range* kapasitas 500 kW hingga diatas 2 MW.

Kata Kunci: Ladang Angin, Konfigurasi, Rugi-rugi Angin Ulakan, Faktor Kapasitas, Bunga Diskon, Insentif



## **ABSTRACT**

*Name : Malik Ibrochim*  
*Study Program: Electrical Power Engineering Postgraduate*  
*Title : Techno-Economic Analysis of Wind Farm Configuration Design and Feed in Tariff Calculation in Indonesia.*

*Techno-economic analysis of wind farm configuration design and Feed in Tariff (FiT) calculation in Indonesia using WASP simulation software has done. The wind data that being used is observed during 2006 to 2007 at 50 meters height. Wind farm area is determined based on wind resources assessment in the form of wind potential map.*

*The technical analysis performed on 15 units wind turbine capacity of 500 kW, 600 kW and 750 kW with different specifications that have a CF value of 20% - 40%. Wind farm configuration is combined based on 3D×5D for vertical axis and 4D×9D for horizontal axis. The economic analysis is also conducted on the calculation of costs and financial using 2 different discount rate methods including feed in tariff calculation and the design of FiT for wind energy according to the potential of wind energy in several different locations in Indonesia.*

*The best wind farm configuration is 4D×9D using 92 units wind turbine with 750 kW capacities that has 26% CF value and the sales energy prices using 2 discount rate methods are 0.19998 \$/kWh and 0.14550 \$/kWh. The method of cost and financial wind farm calculation are using  $AWCC_{real}$  as discount rate results the cheapest selling price but  $AWCC_{nominal}$  method offering a faster payback period.*

*Based on the assumptions those used to FiT calculation, the values obtained for the wind farm is in the range between 0.08967 \$/kWh – 0.09293 \$/kWh ( $AWCC_{nominal}$ ) and 0.04968 \$/kWh – 0.05148 \$/kWh ( $AWCC_{real}$ ). While the FiT value wind turbine (wind power plant) in Indonesia is in the range between \$ 0.045 / kWh - \$ 0.430 / kWh with CF values ranged between 10.64% - 37.9% for the range of capacity 500 kW to above of 2 MW.*

*Key Words: Wind Farm, Configuration, Wake Loss, Capacity Factor, Discount Rate, Feed in Tariff*

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	ii
KATA PENGANTAR .....	iii
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	iv
ABSTRAK .....	v
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL .....	xii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xiv
<b>1. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Tujuan .....	4
1.3. Metoda Penelitian .....	4
1.4. Batasan Masalah .....	6
<b>2. TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>7</b>
2.1. Statistik Pengolahan Data <i>Time-Series</i> Kecepatan dan Arah Angin.....	7
2.1.1. Metoda <i>Rayleigh</i> .....	7
2.1.2. Metoda <i>Weibull</i> .....	8
2.2. Permukaan Bumi .....	9
2.2.1. Tutupan Lahan .....	9
2.2.2. Bentuk Permukaan Tanah .....	10
2.2.3. Pengaruh Ketinggian ( <i>Wind Shear</i> ) .....	11
2.3. Parameter Penilaian Potensi Energi Angin .....	12
2.3.1. Distribusi Kecepatan Angin .....	12
2.3.2. Distribusi Arah Angin .....	13
2.3.3. Distribusi Energi Berdasarkan Arah Angin .....	13
2.3.4. Rapat Daya Angin ( <i>Wind Power Density - WPD</i> ) .....	14
2.4. Penilaian Potensi Energi Angin .....	15
2.4.1. Skala Menengah ( <i>Meso</i> ) .....	15
2.4.2. Skala Area Mikro .....	17
2.5. Turbin Angin .....	18
2.5.1. Jenis-jenis Turbin Angin .....	19
a. Turbin Angin Kecepatan Tetap ( <i>Fix Speed Wind Turbine</i> ) .....	19
b. Turbin Angin Kecepatan Variabel ( <i>Variable Speed Wind Turbine</i> ) .....	20
2.5.2. Sistem Pemanfaatan Turbin Angin .....	21
a. Berdiri sendiri ( <i>Stand Alone</i> ) .....	21
b. Hibrida .....	22

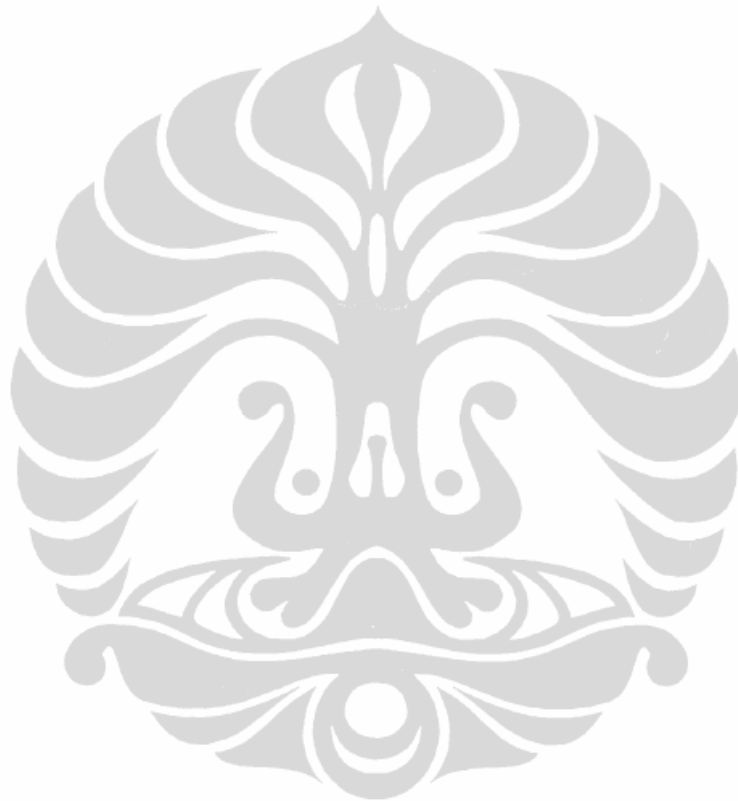
c. Ladang Angin ( <i>Wind Farm</i> ) .....	23
2.5.3. Faktor Kapasitas Turbin Angin ( <i>Capacity Factor- CF</i> ).....	26
2.5.4. Energi Produksi Tahunan Turbin Angin ( <i>Annual Energy Production-AEP</i> ) .....	26
2.5.5. Rugi-rugi Angin Ulakan ( <i>Wake Loss</i> ).....	26
2.6. WAsP .....	28
2.7. <i>Software</i> Pendukung Pembuatan Peta Vektor.....	29
2.7.1. Global Mapper.....	30
2.7.2. Surfer .....	30
2.7.3. Microsoft Excel .....	30
2.8. Biaya dan Finansial <i>Wind Farm</i> .....	30
2.8.1. Struktur Biaya Investasi Total ( <i>Total Investment Cost-TIC</i> ).....	31
2.8.2. Biaya Turbin Angin .....	32
2.8.3. Biaya Produksi Energi ( <i>Cost of Energy-CoE</i> ).....	33
a. Biaya Tetap Tahunan ( <i>Fixed Charge Rate-FCR</i> ).....	33
b. Biaya Operasional Tahunan ( <i>Annual Operational Expenses-AOE</i> ) .....	34
2.9. Finansial <i>Wind Farm</i> .....	35
2.9.1. <i>Net Present Value (NPV)</i> .....	35
2.9.2. <i>Profitability Index (PI)</i> .....	36
2.9.3. <i>Internal Rate of Return (IRR)</i> .....	37
2.9.4. <i>Discount rate</i> .....	37
2.9.5. <i>Payback Period</i> .....	37
2.10. <i>Feed in Tariff (FiT)</i> .....	38
2.10.1. Formulasi Perhitungan <i>FiT</i> .....	39
<b>3. DATA</b> .....	<b>40</b>
3.1. Persiapan Data Masukan Simulasi WAsP .....	40
3.1.1. Pengambilan Data Potensi Energi Angin .....	40
3.1.2. Pembuatan Peta Vektor .....	42
3.1.3. Penentuan Jenis Tutupan Lahan .....	43
3.2. Pemilihan Jenis Turbin Angin yang akan Digunakan.....	44
3.3. Biaya Komponen Turbin Angin dan Investasi <i>Wind Farm</i> .....	45
3.3.1. Contoh Biaya Komponen Turbin Angin .....	45
3.3.2. Contoh Biaya Investasi <i>Wind Farm</i> .....	47
3.4. Asumsi yang Digunakan Dalam Perhitungan Biaya Produksi ( <i>CoE</i> ) dan Analisis Finansial .....	49
<b>4. HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	<b>51</b>
4.1. Statistik Potensi Energi Angin (Tanpa Kontur dan <i>Roughness</i> ).....	51
4.1.1. Fungsi Distribusi Weibull .....	51
4.2. <i>Wind Resources</i> .....	53

4.2.1. Peta Potensi Energi Angin ( <i>Wind Resources Map</i> ) .....	54
4.3. Luas Area <i>Wind Farm</i> .....	55
4.4. Turbin Angin yang Digunakan .....	56
4.5. Konfigurasi Turbin Angin .....	58
4.5.1. Konfigurasi Turbin Angin yang Optimal Berdasarkan Nilai <i>CF</i> .....	58
4.5.2. Estimasi Perhitungan Biaya Produksi dan Finansial <i>Wind Farm</i> .....	62
a. Perhitungan Biaya Produksi ( <i>CoE</i> ) .....	62
b. Perhitungan Finansial Menggunakan $AWCC_{nominal}$ Sebagai <i>Discount Rate</i> .....	65
c. Perhitungan Finansial Menggunakan $AWCC_{real}$ Sebagai <i>Discount Rate</i> .....	67
4.5.3. Sensitifitas Perhitungan Finansial <i>Wind Farm</i> Terhadap Perubahan Inflasi .....	71
4.6. Sensitifitas Perhitungan Finansial <i>Wind Farm</i> Terhadap <i>CF</i> .....	73
4.7. Hasil Perhitungan <i>FiT</i> .....	75
4.8. Desain <i>FiT</i> Untuk PLTB Berdasarkan Nilai <i>CF</i> .....	77
4.9. Tahapan dan Parameter Desain <i>FiT</i> Untuk PLTB .....	78
4.9.1. Data dan Asumsi yang Digunakan Dalam Perhitungan <i>FiT</i> ...	78
4.9.2. Hasil Perhitungan <i>FiT</i> Berdasarkan Potensi Angin dan Kapasitas Turbin Angin .....	80
<b>5. KESIMPULAN</b> .....	<b>84</b>
<b>DAFTAR REFERENSI</b> .....	<b>86</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>92</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Grafik Pertumbuhan Penggunaan Turbin Angin Dunia .....	1
Gambar 1.2 Diagram Alir Penelitian .....	5
Gambar 2.1 <i>Wind-rose</i> .....	13
Gambar 2.2 <i>Energy Rose</i> .....	13
Gambar 2.3 Perbandingan Potensi Energi Angin Skala area <i>meso</i> .....	18
Gambar 2.4 Turbin Angin merek Vestas V90 3MW .....	19
Gambar 2.5(a) Turbin angin kecepatan tetap .....	20
Gambar 2.5(b) Turbin angin kecepatan variabel menggunakan <i>DFIG</i> .....	20
Gambar 2.5(c) Turbin angin kopel langsung menggunakan generator sinkron kutub banyak. ....	20
Gambar 2.6 Perbandingan Kurva Daya Turbin Angin Jenis <i>Variable</i> dan <i>Fix Speed</i> . ....	21
Gambar 2.7 Skema Turbin Angin <i>Stand Alone</i> .....	22
Gambar 2.8 Skema Turbin Angin Hibrida .....	23
Gambar 2.9 Skema umum <i>Wind Farm</i> .....	24
Gambar 2.10 Jarak spasi antar turbin angin pada <i>wind farm</i> .....	27
Gambar 2.11 Model <i>Wake Loss</i> WAsP .....	27
Gambar 2.12 Prinsip Kerja <i>Software</i> WAsP .....	29
Gambar 3.1 Lokasi Analisis Muara Binuangeun Kabupaten Lebak Propinsi Banten .....	41
Gambar 3.2 Diagram Alir Pengambilan dan Pengolahan Data Potensi Energi Angin .....	41
Gambar 3.3 Diagram Alir Proses Pembuatan Peta Vektor .....	42
Gambar 3.4 Peta Vektor .....	43
Gambar 3.5 Garis <i>Roughness</i> Pada Peta Vektor .....	44
Gambar 4.1(a) Distribusi Frekuensi ( <i>windrose</i> ) Pada Ketinggian 50 meter.....	52
Gambar 4.1(b) Distribusi Kecepatan Angin (Weibull) Pada Ketinggian 50 meter .....	52
Gambar 4.2(a) Distribusi Frekuensi ( <i>windrose</i> ) Pada Ketinggian 10 meter	52
Gambar 4.2(b) Distribusi Kecepatan Angin (Weibull) Pada Ketinggian 10 meter .....	52
Gambar 4.3 Peta Potensi Energi Angin di Muara Binuangeun.....	55
Gambar 4.4 Area Lokasi <i>Wind Farm</i> .....	56
Gambar 4.5 Perbandingan nilai <i>CF</i> Terhadap Konfigurasi <i>Wind Farm</i> .....	61
Gambar 4.6 Perbandingan nilai <i>wake loss</i> Terhadap Konfigurasi <i>Wind Farm</i> ...	61

Gambar 4.7 Layout Konfigurasi <i>Wind Farm</i> Optimal (Di <i>Overlay</i> pada Google Earth©) .....	77
Gambar 4.8 Tahapan-tahapan Desain <i>FiT</i> Untuk PLTB .....	78



## DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Penggunaan Turbin Angin Berdasarkan Negara .....	2
Tabel 2.1 Pembobotan nilai ( <i>weighting</i> ) Jenis Tutupan Lahan ( <i>Roughness</i> ) .....	10
Tabel 2.2 Nilai $\gamma$ Berdasarkan Jenis Tutupan Lahan .....	12
Tabel 2.3 Klasifikasi Rapat Daya Pada Ketinggian Spesifik .....	15
Tabel 2.4 Klasifikasi Skala Penilaian Potensi Energi Angin .....	17
Tabel 2.5 Daftar Pemanfaatan Energi Angin Di Indonesia .....	24
Tabel 2.6 Struktur Biaya <i>Wind Farm</i> .....	31
Tabel 2.7 Struktur Biaya Turbin Angin, daya nominal 1500 kW, Ø rotor 70 m, tinggi hub 80 m, pitch sudu terkendali, generator induksi umpan ganda .....	32
Tabel 3.1 Turbin Angin yang akan dipilih.....	45
Tabel 3.2 Harga dan Komponen Biaya Turbin Angin Kapasitas 750 kW.....	46
Tabel 3.3 Harga dan Komponen Biaya Turbin Angin Kapasitas 600 kW.....	47
Tabel 3.4 Estimasi Biaya <i>Wind Farm</i> Kapasitas 53,2 MW @ Turbin Angin 750 kW.....	48
Tabel 4.1 Data Angin Muara Binuangeun Lebak Banten Periode 2006-2007.....	52
Tabel 4.2 Hasil <i>Wind Resources</i> Ketinggian 50 meter.....	53
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Simulasi <i>Wind Resources</i> Berdasarkan Arah Angin.....	54
Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Kinerja Turbin Angin.....	57
Tabel 4.5 Susunan Konfigurasi <i>Wind Farm</i> .....	58
Tabel 4.6 Hasil Simulasi WASP Terhadap Konfigurasi-konfigurasi <i>Wind Farm</i> ...	59
Tabel 4.7 Estimasi Biaya Investasi <i>Wind Farm</i> 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW.....	62
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan <i>CoE Wind Farm</i> 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW.....	64
Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Finansial <i>Wind Farm</i> 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW Dengan $AWCC_{nominal}$ Sebagai <i>Discount Rate</i> .....	65
Tabel 4.10 Hasil Lengkap Perhitungan Teknis dan Finansial <i>Wind Farm</i> Menggunakan $AWCC_{nominal}$ .....	66
Tabel 4.11 Hasil Perhitungan Finansial <i>Wind Farm</i> 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW Dengan $AWCC_{real}$ Sebagai <i>Discount Rate</i> .....	68
Tabel 4.12 Hasil Lengkap Perhitungan Teknis dan Finansial <i>Wind Farm</i> Menggunakan $AWCC_{real}$ .....	69
Tabel 4.13 Perbandingan Perhitungan Biaya <i>Wind Farm</i> Menggunakan	

2 Metoda <i>Discount Rate</i> .....	70
Tabel 4.14 Sensitifitas Perhitungan Finansial Terhadap Perubahan Inflasi.....	71
Tabel 4.15 Hasil Perhitungan Selisih Antara <i>Discount Rate</i> dengan <i>IRR</i> .....	73
Tabel 4.16 Sensitifitas Perhitungan Finansial Terhadap <i>CF</i> Menggunakan <i>AWCC<sub>nominal</sub></i> .....	74
Tabel 4.17 Sensitifitas Perhitungan Finansial Terhadap <i>CF</i> Menggunakan <i>AWCC<sub>real</sub></i> .....	75
Tabel 4.18 Hasil Perhitungan <i>FiT</i> Untuk Konfigurasi <i>Wind Farm</i> Optimal.....	76
Tabel 4.19 Perbandingan Hasil Perhitungan <i>FiT</i> dengan 2 Metoda <i>Discount Rate</i> .....	76
Tabel 4.20 Kecepatan Angin Rata-rata Per Tahun Hasil Observasi LAPAN.....	80
Tabel 4.21 Diameter Rotor dan Kapasitas Turbin Angin Untuk Perhitungan <i>FiT</i> .....	81
Tabel 4.22 Nilai <i>CF</i> dan <i>CoE</i> Berdasarkan Potensi Lokasi serta <i>Range</i> Kapasitas Turbin Angin.....	82



**DAFTAR LAMPIRAN**

1. Koordinat UTM <i>Wind Farm</i> Optimal .....	94
2. Kurva Daya Turbin Angin Yang Digunakan .....	96



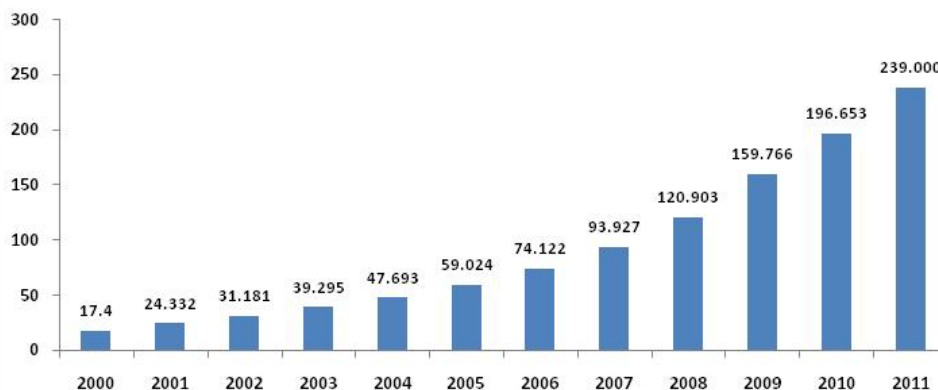
## BAB 1 PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Energi sangat penting dalam kehidupan, industri dan juga pertanian. Kebutuhan akan energi dan harganya dari waktu ke waktu terus meningkat, sementara sumber energi konvensional terutama minyak bumi terus menyusut, hal ini mendorong riset dan penerapan ilmu pengetahuan dan teknologi untuk mencari solusi atas masalah tersebut perlu ditingkatkan. Berbagai teknologi energi baru dan terbarukan terus digali dan dikembangkan.

Salah satu teknologi energi terbarukan adalah teknologi konversi energi angin, yang mengalami pengembangan sangat pesat di dunia mencapai perkembangan sekitar 21,13% pertahun dimana China merupakan negara terbesar yang menggunakan turbin angin saat ini menggeser Amerika Serikat. Grafik pertumbuhan dan daftar penggunaan turbin angin berdasarkan negara diperlihatkan pada Gambar 1.1 berikut:

Kapasitas Turbin Angin Terpasang di Dunia [GW]



Gambar 1.1 Grafik Pertumbuhan Penggunaan Turbin Angin Dunia [1]

Tabel 1.1 Penggunaan Turbin Angin Berdasarkan Negara [1]

Country	Total Capacity end of 2011 [MW]	Added Capacity 2011 [MW]	Total Capacity end 2010 [MW]	Added Capacity 2010 [MW]	Total Capacity end 2009 [MW]
China *	62.733	18.000	44.733	18.928	25.810
USA	46.919	6.810	40.180	5.600	35.159
Germany	29.075	2.007	27.215	1.551	25.777
Spain	21.673	1.050	20.676	1.515	18.865
India *	15.800	2.700	13.065	1.258	11.807
Italy *	6.747	950	5.797	950	4.850
France	6.640	980	5.660	1.086	4.574
United Kingdom	6.018	730	5.203	962	4.245
Canada	5.265	1.267	4.008	690	3.319
Portugal *	4.290	588	3.702	345	3.357
Denmark	3.927	180	3.803	309	3.460
Sweden	2.816	746	2.052	603	1.450
Japan	2.501	167	2.334	251	2.083
Rest of the World*	24.200	6.000	18.201	3.191	15.010
<b>Total*</b>	<b>238.604</b>	<b>42.175</b>	<b>196.629</b>	<b>37.642</b>	<b>159.766</b>

\*- Preliminary Data © WWEA 2012

Di Indonesia pemanfaatan energi angin sebagai pembangkit listrik saat ini masih terbatas dan masih dalam skala kecil dimana secara keseluruhan baru mencapai sekitar 1,8 MW [2]. Sistem pemanfaatannya bermacam-macam salah satunya adalah dengan membangun suatu ladang angin (*wind farm*). *Wind farm* terdiri dari beberapa turbin angin yang disusun pada suatu lokasi yang dapat beroperasi dengan sistem *off grid* atau *on grid*.

Berdasarkan data hasil pemantauan LAPAN di lebih dari 150 titik lokasi yang tersebar di seluruh Indonesia, diidentifikasi terdapat beberapa lokasi yang potensial (untuk kondisi Indonesia) dimana secara teknis layak untuk dibangun suatu *wind farm*. Dasar teknis yang dimaksud adalah potensi energi angin (kecepatan angin rata-rata pertahun, arah angin dominan dan rapat daya rata-rata pertahun), lokasi yang luas serta terbuka, kapasitas jaringan listrik yang telah ada dimana biasanya suatu *wind farm* dihubungkan dengan jaringan listrik (*on grid*), jarak *wind farm* dengan beban dan akses masuk ke lokasi. Salah satu lokasi yang memenuhi kriteria teknis tersebut adalah di Muara Binuangeun Kabupaten Lebak Propinsi Banten.

Diantara beberapa permasalahan yang dapat terjadi pada saat pengimplementasian *wind farm* salah satunya adalah rugi-rugi turbulensi angin ulakan (*wake loss*). *Wake loss* akan besar ketika karakteristik iklim angin dan topografi suatu lokasi *wind farm* tidak dipertimbangkan dalam menentukan susunan konfigurasi penempatan turbin-turbin angin tersebut. Karakteristik iklim angin yang dimaksud adalah variabilitas dan frekuensi dari kecepatan dan arah angin. Sedangkan karakteristik topografi yaitu jenis tutupan lahan dan kontur permukaan di lokasi dimana untuk mengetahui karakteristik tersebut perlu dilakukan penilaian sumber potensi energi angin pada skala tertentu (skala penilaian yang digunakan adalah skala mikro dimana luas area yang dianalisis hanya yang diperuntukkan pembangunan *wind farm* saja) karena mempertimbangkan sifat alami iklim angin yang *site specific*.

Nilai *wake loss* berdampak pada energi yang dapat dihasilkan suatu *wind farm* yang kemudian akan mempengaruhi nilai faktor kapasitas (*Capacity Factor-CF*) suatu *wind farm* yang pada akhirnya akan berpengaruh terhadap biaya produksi energinya (*Cost of Energy-CoE*). Hal tersebut dikarenakan bahwa 64%-84% biaya kapital dari suatu *wind farm* merupakan biaya untuk pembelian turbin angin [3]. Semakin tinggi *CoE* maka harga jual energinya akan semakin mahal pula. Dengan demikian ketepatan dalam menentukan posisi penempatan turbin angin pada suatu *wind farm* menjadi salah satu pertimbangan utama karena akan berdampak secara keseluruhan terhadap keuntungan investasi itu sendiri. Nilai *CoE* juga mempengaruhi terhadap besaran *Feed in Tariff (FiT)* dimana merupakan stimulus finansial dari pemerintah untuk merangsang pertumbuhan penggunaan energi terbarukan.

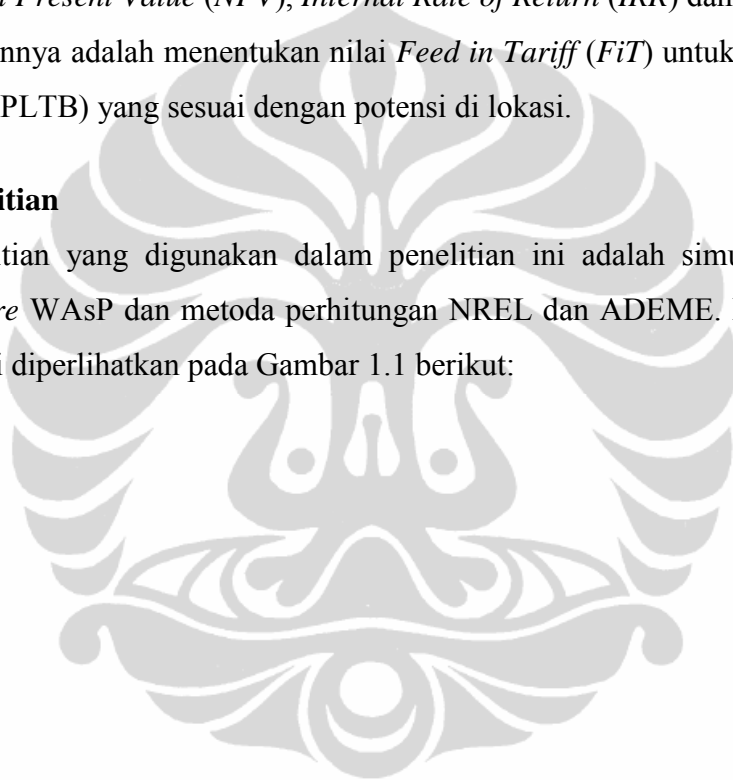
Kajian dan analisis secara numerik dalam optimasi konfigurasi turbin angin pada suatu *wind farm* juga telah banyak dilakukan. Metoda yang digunakan diantaranya adalah algoritma genetik [4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14], jaringan syaraf tiruan [15] dan sebagainya. Pada metoda ini pemodelan turbin angin dan lokasi *wind farm* termasuk lokasi turbin-turbin angin tersebut dilakukan secara matematis dengan berpedoman akhir pada keekonomian biaya kapital *wind farm* tersebut atau *Net Present Value (NPV)*. Kelemahan pada metoda ini adalah tidak mempertimbangkan kondisi kontur permukaan suatu lokasi dan data angin yang digunakan bukan dalam bentuk *time-series*.

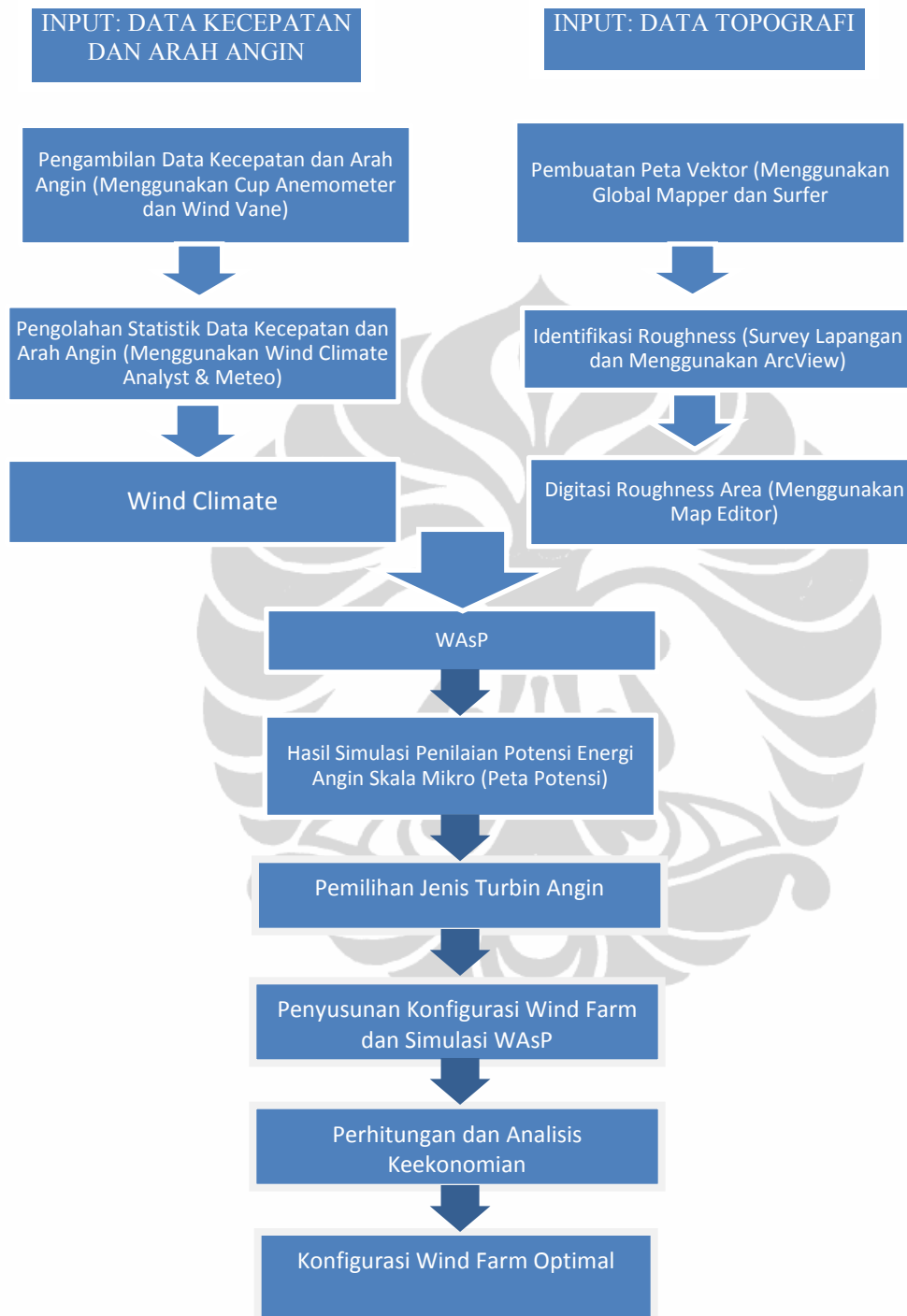
## 1.2. Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendapatkan desain konfigurasi letak turbin angin dalam suatu *wind farm* dari segi teknis yaitu kondisi topografi dan potensi angin agar dapat beroperasi secara optimal dan dari segi ekonomi yaitu harga jual energi terkecil (termurah) dengan batasan-batasan tertentu dari nilai dari indikator-indikator kelayakan suatu proyek yaitu *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)* dan *Profitability Index (PI)*. Tujuan lainnya adalah menentukan nilai *Feed in Tariff (FiT)* untuk Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) yang sesuai dengan potensi di lokasi.

## 1.3. Metoda Penelitian

Metoda penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah simulasi dengan menggunakan *software* WASP dan metoda perhitungan NREL dan ADEME. Diagram alir kegiatan penelitian ini diperlihatkan pada Gambar 1.1 berikut:





Gambar 1.2 Diagram Alir Penelitian

#### 1.4. Batasan Masalah

Pembahasan masalah pada tesis ini dibatasi oleh:

- a. Lokasi yang dijadikan sebagai obyek penelitian adalah Muara Binuangeun Kabupaten Lebak Propinsi Banten.
- b. Parameter potensi energi angin yang digunakan adalah distribusi kecepatan dan arah angin serta rapat daya dengan mempertimbangkan kontur permukaan dan jenis tutupan lahan.
- c. Jenis Turbin Angin yang digunakan adalah skala menengah yaitu 500 kW-750 kW dan memiliki nilai faktor kapasitas (*Capacity Factor-CF*) 20%-40% yang mana merupakan nilai umum [16].
- d. Luas area yang dianalisis adalah 54,37 km<sup>2</sup>.
- e. Luas area *wind farm* ditentukan berdasarkan hasil dari penilaian potensi energi angin pada lokasi yang dianalisis.
- f. Harga jual energi terkecil (termurah) sebagai penentu konfigurasi *wind farm* yang optimal.
- g. Perhitungan *Feed in Tariff (FiT)* berdasarkan kecepatan angin rata-rata, rapat daya dari kecepatan angin tersebut untuk skala 100 kW - 2 MW.

## **BAB 2**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

Angin global atau disebut juga angin geostrofis terjadi disebabkan oleh adanya perbedaan suhu dan perbedaan tekanan udara pada permukaan bumi. Kecepatan angin global tidak dipengaruhi oleh bentuk permukaan bumi, jenis lahan tutupan dan halangan lainnya karena angin global terjadi pada ketinggian lebih dari 1000 meter dari atas permukaan tanah [17].

Angin yang dapat digunakan dalam proses konversi energi adalah angin permukaan. Kecepatan angin permukaan sangat dipengaruhi oleh bentuk permukaan, jenis tutupan lahan dan hambatan lainnya dimana hal tersebut dapat menghambat laju aliran kecepatan angin. Angin permukaan terjadi pada ketinggian 1-100 meter dari atas permukaan tanah [16].

Data karakteristik angin permukaan dapat diperoleh dengan melakukan pengukuran menggunakan sensor kecepatan dan arah angin dan data satelit pengamat cuaca yang diproses secara statistik kemudian dilakukan *downscaling* dan dilakukan validasi terhadap data permukaan hasil pemantauan langsung pada lokasi yang sama.

#### **2.1. Statistik Pengolahan Data *Time-Series* Kecepatan dan Arah Angin**

Metode statistik yang digunakan untuk mengetahui karakteristik angin adalah metoda fungsi distribusi *Weibull* dan *Rayleigh*. Kedua metode statistik tersebut mempunyai parameter yang berbeda.

##### **2.1.1. Metoda *Rayleigh***

Pada metoda distribusi *Rayleigh* hanya terdapat satu parameter saja, yakni parameter skala  $c$  (ada juga yang menggunakan simbol dengan huruf  $A$  untuk parameter skala seperti pada *software* WAsP) [18]. Pada metoda *Rayleigh* kita hanya dapat mengetahui besaran atau nilai distribusi saja sedangkan untuk mengetahui durasi kecepatan



anginnya kita tidak bisa mengetahui karena nilai parameter bentuk  $k$  pada metode *Rayleigh* telah ditentukan nilainya yakni  $k = 2$  (biasa disebut distribusi normal).

### 2.1.2. Metoda *Weibull*

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 [18]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}}\right)^{-1.086} \quad (2.1)$$

dengan:

- $\sigma$  = nilai standar deviasi kecepatan angin
- $\bar{u}$  = 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 (2.2) [18]:

$$c = 1,12\bar{u} \quad (\text{m/s}) \quad 1,5 \leq k \leq 4 \quad (2.2)$$

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 (2.3) [18]:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (k > 0, u > 0, c > 1) \quad (2.3)$$

Untuk mengetahui durasi terjadinya kecepatan angin dalam satu tahun dapat menggunakan persamaan [18]:

$$\text{Durasi} = f(u) \times 8760 \text{ (jam/tahun)} \quad (2.4)$$

dimana; 8760 = Jumlah jam pertahun.

## 2.2. Permukaan Bumi

Permukaan bumi yang mempengaruhi kecepatan angin permukaan dapat dibagi dalam 2 bagian utama yaitu tutupan lahan dan bentuk (kontur) permukaan tanahnya.

### 2.2.1. Tutupan Lahan

Kecepatan angin pada lahan terbuka dapat mengalir tanpa hambatan sedangkan pada lahan yang terdapat semak belukar atau pepohonan dengan ketinggian dan kerapatan tertentu dapat mengurangi laju kecepatan angin.

Pengaruh *roughness* terhadap analisis potensi energi angin dapat diketahui dengan membandingkan kecepatan angin pada lokasi dengan *roughness* seragam dan yang bervariasi seperti telah dilakukan oleh Malik [19]. Metoda yang digunakan adalah simulasi menggunakan *software* WAsP terhadap lokasi yang sama dengan *roughness* berbeda dan seragam. Hasil dari analisis adalah terdapat perbedaan meski tidak signifikan yaitu hanya 1% pada parameter kecepatan angin rata-rata di lokasi tersebut. Penyebab kecilnya perbedaan adalah nilai antara *roughness* seragam dengan yang bervariasi hanya berbeda sedikit yaitu 0,03 m untuk *roughness* seragam dan 0,025 m, 0,02 m dan 0,06 m.

Klasifikasi dan pembobotan nilai jenis *roughness* diperlihatkan pada Tabel 2.1 berikut.

Tabel 2.1 Pembobotan nilai (*weighting*) Jenis Tutupan Lahan (*Roughness*) [20]

Roughness Class	Roughness Length ( $Z_0$ , m)	Energy Index (%)	Jenis Tutupan Lahan
0,0	0,0002	100	Permukaan air
0,5	0,0024	73	Ruang terbuka dengan permukaan tanah yang halus seperti landasan pacu pesawat terbang dan sebagainya.
1,0	0,0300	52	Area perwawahan terbuka tanpa semak belukar dan bangunan yang sangat tersebar dengan beberapa permukaan tanah yang menyerupai bukit yang sangat landai.
1,5	0,0550	45	Area pertanian dengan beberapa rumah ketinggian 8 meter yang mempunyai pagar area dengan jarak sekitar 1250 m.
2,0	0,1000	39	Area pertanian dengan banyak rumah, semak-semak dan tanaman, dengan ketinggian 8 meter dan memiliki pagar area dengan jarak sekitar 500 m.
2,5	0,2000	31	Area pertanian dengan banyak rumah, semak-semak dan tanaman, dengan ketinggian 8 meter dan memiliki pagar area dengan jarak sekitar 250 m.
3,0	0,4000	24	Desa, kota-kota kecil, lahan pertanian dengan banyak dan tinggi, hutan dan dataran sangat kasar dan tidak merata.
3,5	0,8000	18	Kota-kota besar dengan gedung-gedung tinggi.
4,0	1,6000	13	Kota-kota yang sangat besar dengan bangunan tinggi pencakar langit

### 2.2.2. Bentuk Permukaan Tanah

Data bentuk permukaan tanah yang digunakan dalam kajian penilaian potensi energi angin adalah data *Digital Elevation Model* (DEM). *Digital Elevation Model* (DEM) merupakan salah satu model untuk menggambarkan bentuk topografi permukaan bumi sehingga dapat divisualisasikan kedalam tampilan tiga dimensi (3D).

Ada banyak cara untuk memperoleh data DEM, interferometri *Synthetic Aperture Radar* (SAR) merupakan salah satu algoritma untuk membuat data DEM yang relatif baru. Data citra SAR atau citra radar yang digunakan dalam proses interferometri dapat diperoleh dari wahana satelit atau pesawat.

*Shuttle Radar Topographic Mission* (SRTM) merupakan misi untuk membuat data topografi (DEM) dengan menggunakan system radar dari wahana pesawat ulang alik antariksa. SRTM diluncurkan pada tanggal 11 Februari 2000 oleh *National Geospatial-*

*Intelligence Agency (NGA)* and the *National Aeronautics and Space Administration (NASA)*. Sensor *SRTM* diletakkan pada pesawat ulang alik *Endeavour* yang mengorbit bumi selama 10 hari dan berhasil mengumpulkan data topografi ber-resolusi tinggi dimana cakupannya hampir 80% luas permukaan bumi. Data DEM ini dapat diperoleh secara cuma-cuma melalui internet. [21].

### 2.2.3. Pengaruh Ketinggian (*Wind Shear*)

Potensi kecepatan angin pada suatu lokasi dipengaruhi salah satunya oleh ketinggian pengukuran yang diambil. Secara umum, kecepatan angin akan bertambah secara linier dengan penambahan ketinggian. Kecepatan angin perlu disesuaikan pada ketinggian yang berbeda untuk dua pertimbangan yaitu:

- a. Pengukuran kecepatan angin diambil tidak pada ketinggian pemasangan alat ukur atau sensor *anemometer*.
- b. Turbin angin yang ada dipasaran komersial biasanya sudah menetapkan ketinggian tertentu dalam spesifikasi teknisnya, dan ketinggiannya tersebut berbeda-beda antara merek turbin angin yang satu dengan yang lainnya. Secara tidak langsung, hal ini berpengaruh pada perhitungan atau analisa biaya pula.

Pergeseran angin (koefisien *shear*) dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan [20]:

$$\frac{u_2}{u_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\gamma \quad (2.5)$$

dimana,  $u_1$  dan  $u_2$  adalah kecepatan angin pada ketinggian  $h_2$  dan  $h_1$  dan  $\gamma$  adalah koefisien pergeseran angin. Metoda lain yang digunakan untuk melakukan ekstrapolasi yaitu profil logaritmik dimana parameter *roughness* telah dimasukkan dalam perhitungan yaitu [20,22]:

$$\frac{u_2}{u_1} = \frac{\ln(h_2/z_0)}{\ln(h_1/z_0)} \quad (2.6)$$

dimana  $z_0$  adalah jenis tutupan lahan (*roughness length*) dan nilai pergeserannya diperoleh menggunakan persamaan [20]:

$$\gamma = \ln \left( \frac{\ln(h_2/z_0)}{\ln(h_1/z_0)} \right) / \ln(h_2/h_1) \quad (2.7)$$

Berdasarkan jenis tutupan lahan, pendekatan nilai  $\gamma$  diperlihatkan pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2 Nilai  $\gamma$  Berdasarkan Jenis Tutupan Lahan [23]

Jenis Tutupan Lahan	Roughness Length ( $Z_0$ , m)	Nilai $\gamma$
Permukaan air	0,0002	0,08
Ruang terbuka dengan permukaan tanah yang halus seperti landasan pacu pesawat terbang dan sebagainya.	0,0024	0,11
Area perwawahan terbuka tanpa semak belukar dan bangunan yang sangat tersebar dengan beberapa permukaan tanah yang menyerupai bukit yang sangat landai.	0,0300	0,15
Area pertanian dengan beberapa rumah ketinggian 8 meter yang mempunyai pagar area dengan jarak sekitar 1250 m.	0,0550	0,17
Area pertanian dengan banyak rumah, semak-semak dan tanaman, dengan ketinggian 8 meter dan memiliki pagar area dengan jarak sekitar 500 m.	0,1000	0,19
Area pertanian dengan banyak rumah, semak-semak dan tanaman, dengan ketinggian 8 meter dan memiliki pagar area dengan jarak sekitar 250 m.	0,2000	0,21
Desa, kota-kota kecil, lahan pertanian dengan banyak dan tinggi, hutan dan dataran sangat kasar dan tidak merata.	0,4000	0,25
Kota-kota besar dengan gedung-gedung tinggi.	0,8000	0,31
Kota-kota yang sangat besar dengan bangunan tinggi pencakar langit	1,6000	0,39

### 2.3. Parameter Penilaian Potensi Energi Angin

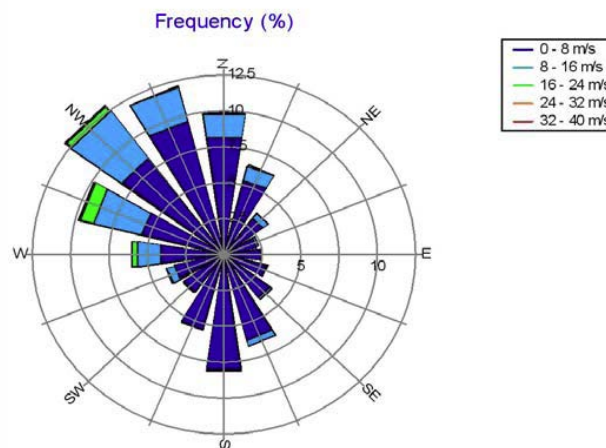
Parameter yang digunakan dalam penilaian potensi energi angin, yaitu:

#### 2.3.1. Distribusi Kecepatan Angin

Distribusi kecepatan angin dapat diketahui dari data kecepatan angin hasil pemantauan langsung yang kemudian dihitung secara statistik. Hasil dari perhitungan tersebut akan menunjukkan dominasi dan variabilitas dari nilai kecepatan angin pada lokasi yang dipantau.

### 2.3.2. Distribusi Arah Angin

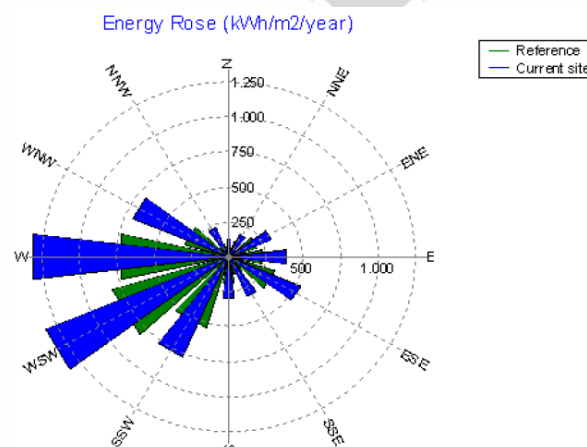
Distribusi arah angin atau biasa disebut dengan *wind-rose* ini menunjukkan arah angin dominan yang terjadi selama pemantauan pada lokasi. Contoh *wind-rose* diperlihatkan pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 *Wind-rose* [20]

### 2.3.3. Distribusi Energi Berdasarkan Arah Angin

Berdasarkan *wind-rose* dapat diketahui juga potensi energi angin berdasarkan arah angin dominan karena, arah angin dominan belum tentu potensial energinya. Parameter ini disebut dengan *energy-rose*. Contoh *energy rose* diperlihatkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 *Energy Rose* [20]

### 2.3.4. Rapat Daya Angin (*Wind Power Density - WPD*)

Dengan mengabaikan statistik distribusi Weibull, rapat daya didefinisikan dengan [20]:

$$WPD = P_W = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (2.8)$$

dengan;

$P_W$	= Daya (angin)	(Watt/m <sup>2</sup> )
$A$	= Luas area sapuan rotor turbin angin	(m <sup>2</sup> )
$\rho$	= Densitas udara	(kg/m <sup>3</sup> )----1,225 (15°C)
$u$	= Kecepatan angin	(m/s)

Jika mempertimbangkan statistik distribusi Weibull, persamaan (2.8) menjadi [18]:

$$WPD = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} u^3 f(u) du \quad (\text{Watt/m}^2)$$

Dengan rapat daya angin sebagai fungsi kecepatan angin sehingga jika terjadi pergeseran kecepatan angin pada ketinggian tertentu maka rapat daya juga akan berubah. Sesuai dengan persamaan (2.5) maka pergeseran rapat daya angin menjadi [24]:

$$\frac{WPD_2}{WPD_1} = \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^{\gamma} \quad (2.9)$$

Rapat daya diklasifikasikan pada 7 kelas seperti diperlihatkan pada Tabel 2.3. Klasifikasi tersebut menggunakan asumsi rapat udara  $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$ , suhu 15°C dan nilai parameter  $k = 2$ . Dengan kata lain klasifikasi ini dapat dijadikan acuan akurat hanya untuk lokasi dengan karakteristik potensi angin yang mempunyai nilai distribusi fungsi Rayleigh. Meski demikian klasifikasi ini banyak dijadikan rujukan sebagai pendekatan.

Tabel 2.3 Klasifikasi Rapat Daya Pada Ketinggian Spesifik [25]

Kelas	10 m		30 m		50 m	
	Power Density	Kecepatan Angin	Power Density	Kecepatan Angin	Power Density	Kecepatan Angin
	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s
1	0-100	0-4,4	0-160	0-5,1	0-200	0-5,6
2	100-150	4,4-5,1	160-240	5,1-5,8	200-300	5,6-6,4
3	150-200	5,1-5,6	240-320	5,8-6,5	300-400	6,4-7,0
4	200-250	5,6-6,0	320-400	6,5-7,0	400-500	7,0-7,5
5	250-300	6,0-6,4	400-480	7,0-7,4	500-600	7,5-8,0
6	300-400	6,4-7,0	480-640	7,4-8,2	600-800	8,0-8,8
7	400-1000	7,0-9,4	640-1600	8,2-11,0	800-2000	8,8-11,9

#### 2.4. Penilaian Potensi Energi Angin

Secara umum, klasifikasi skala penilaian potensi energi angin dibagi dalam 2 bagian utama yaitu skala area *meso* (menengah) dan skala area mikro.

##### 2.4.1. Skala Menengah (*Meso*)

Penilaian potensi energi angin skala area *meso* cenderung digunakan pada tahap kegiatan pra-studi kelayakan. Penilaian potensi energi angin skala area *meso* bersifat prognostik dimana didalamnya terdapat parameter-parameter perkiraan (*forecast*). Resolusi penilaian potensi energi angin skala area *meso* juga rendah, hal ini dikarenakan besarnya luas wilayah yang dicakup dan data karakteristik angin yang digunakan bukan merupakan data hasil pemantauan langsung. Luasan wilayah regional dapat berupa pulau sedang atau besar, Kabupaten, Propinsi atau suatu Negara.

Penilaian sumber potensi energi angin skala area *meso* banyak menggunakan data dari satelit pengamat cuaca dan dibutuhkan data pengamatan selama 30 tahun terakhir. Oleh sebab itu, untuk dapat mengetahui karakteristik suatu wilayah dengan luasan yang lebih kecil dengan menggunakan data skala area *meso*, dilakukan proses statistik dengan mengecilkan skala (*downscaling*) data dari satelit pengamat cuaca tersebut yang kemudian divalidasi dengan data hasil pengamatan langsung pada lokasi yang sama.

Ada beberapa metoda atau model yang digunakan dalam penilaian potensi angin skala area *meso* diantaranya adalah [26]:



- *Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model (KAMM)*

*KAMM* digunakan untuk melakukan simulasi iklim angin pada suatu wilayah dimana data angin yang digunakan merupakan data yang diambil dari satelit pengamat cuaca *NOAA* (data tersebut dikenal dengan data reanalisis-*reanalysis data*) dari *National Centers for Environmental Prediction (NCEP)* dan *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*. *KAMM* dibangun oleh Karlsruhe University, Jerman.

- *MM5*

*Pennsylvania State University/ National Center for Atmospheric Research (PSU/NCAR)* mesoscale model atau dikenal dengan (*MM5*) merupakan suatu model yang dirancang untuk memprediksi sirkulasi atmosfer skala area *meso*. *MM5* dibangun oleh *Penn State* dan *NCAR* sebagai suatu komunitas (terdiri dari pengguna pada beberapa laboratorium universitas dan pemerintah) yang melakukan kajian dan improvisasi pada pemodelan iklim skala area *meso* [27].

- *Weather Research and Forecasting Model (WRF)*

Merupakan suatu model numerik untuk memprediksi cuaca skala area *meso* dimana dirancang untuk kebutuhan prediksi dan kajian atmosfer. *WRF* dibangun atas kerjasama dan kolaborasi beberapa badan yang berhubungan dengan iklim dan atmosfer seperti *NCEP*, *NCAR*, *Forecast Systems Laboratory (FSL)*, *Air Force Weather Agency (AFWA)*, *Naval Research Laboratory*, *University of Oklahoma*, dan *Federal Aviation Administration (FAA)* [28].

- *The Air Pollution Model (TAPM)*

(*TAPM*) merupakan *software* yang dibangun oleh *CSIRO* untuk memprediksi sebaran dan dampak dari polusi udara. *TAPM* merupakan model meteorologi dan prediksi udara yang dapat melakukan simulasi perhitungan mulai dari harian hingga tahunan [29].

Michael Green dalam tesisnya melakukan kombinasi dengan menggunakan data karakteristik potensi angin skala area *meso* untuk melakukan penilaian potensi energi angin

skala area mikro. Data karakteristik potensi energi angin yang digunakan diambil dari data SAS yang diolah menggunakan *software TAPM* kemudian hasilnya digunakan sebagai data masukan untuk *software* simulasi WASP [30].

#### 2.4.2. Skala Area Mikro

Perbedaan utama penilaian potensi energi angin skala area *meso* dan mikro adalah luas wilayah dan data kecepatan dan arah angin yang digunakan. Luas wilayah untuk skala area mikro lebih kecil dan data kecepatan dan arah angin yang digunakan merupakan data hasil pengamatan langsung (data primer) pada lokasi tersebut. Penilaian potensi energi angin skala area mikro bersifat deterministik karena sudah masuk dalam kategori implementasi pembangunan turbin angin (studi kelayakan).

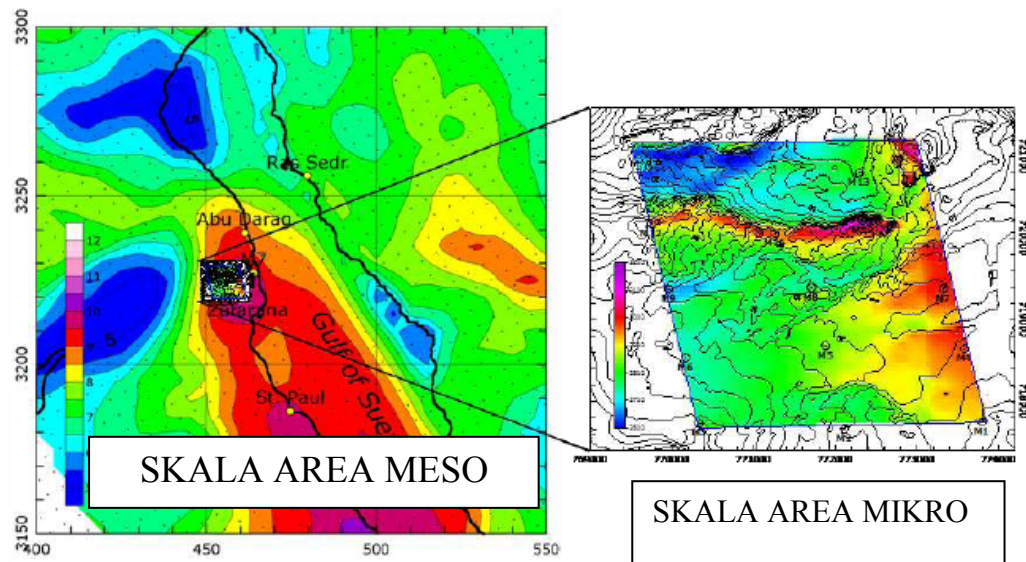
Resolusi yang digunakan pada penilaian potensi energi angin skala area mikro lebih tinggi dari yang digunakan pada skala area *meso*, oleh sebab itu bentuk permukaan dan jenis tutupan lahan serta hambatan lainnya sangat mempengaruhi dan menjadi pertimbangan yang penting. Berdasarkan luas wilayah, data yang digunakan dan sebagainya, RISOE telah membuat klasifikasi skala penilaian potensi energi angin yang diperlihatkan pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Klasifikasi Skala Penilaian Potensi Energi Angin [26]

Item	National planning	Regional planning	Local planning, wind farm siting	WF layout & micro-siting
Model type	Mesoscale	Mesoscale	Meso and microscale	Meso- and microscale
Domain size	500-1000 km	100-500 km	20-100 km	10-20 km
Map resolution	5-10 km	1-5 km	10-100 m	1-10 m
Wind data	NCEP/NCAR reanalysis data	NCEP/NCAR reanalysis data	NCEP/NCAR + Met. stations SAS	Dedicated Met. stations
Satellite Data	MT Sat	NOAA, MODIS	Landsat, SPOT, ALOS	ALOS
Verification	Representative met. stations	Representative met. stations	Dedicated Met. stations	Dedicated Met. stations
Uncertainty	10-30%	10-20%	5-15%	1-10%

on mean speed  
 $U$

Perbandingan antara potensi energi angin skala area *meso* dan mikro dalam bentuk peta diperlihatkan pada Gambar 2.3 berikut:



Gambar 2.3 Perbandingan Potensi Energi Angin Skala area *meso* (menggunakan metoda *KAMM*) dan mikro dalam bentuk peta potensi. Perhitungan dilakukan pada ketinggian 25 meter dari atas permukaan tanah, dengan *roughness* = 0,0002 m [31].

## 2.5. Turbin Angin

Teknologi yang memanfaatkan angin sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik disebut Turbin Angin. Komponen Turbin Angin terdiri dari rotor dengan sudu sebagai penggerak utama, generator sebagai pengubah energi mekanik menjadi energi listrik, ekor untuk pengarah dan perangkat sistem kontrol elektrik, seperti diperlihatkan pada Gambar 2.4.

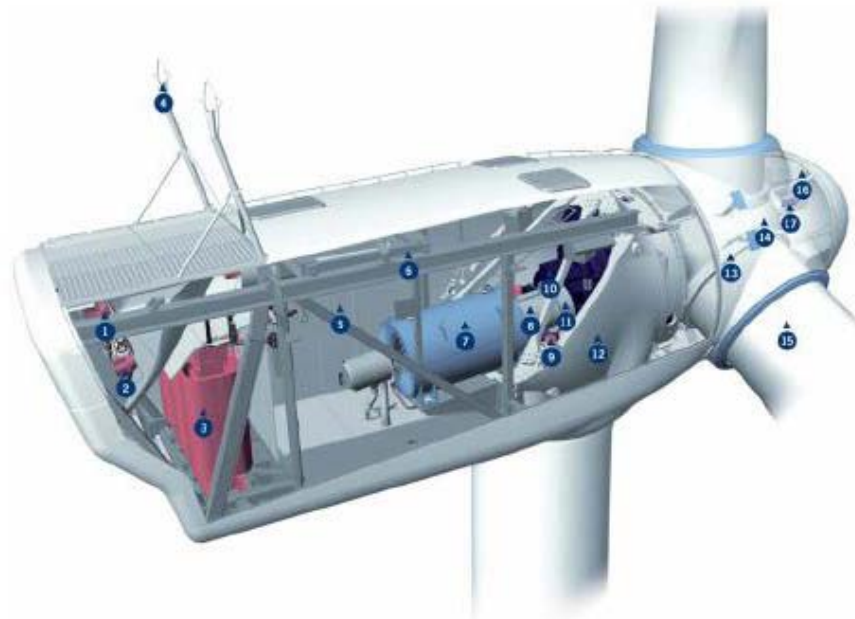


Plate 4 Nacelle Vestas V90 3MW. Note: 1= oil cooler; 2 = generator cooler; 3 = transformer; 4 = ultrasonic wind sensors; 5 = VMP-Top controller with converter; 6 = service crane; 7 = generator; 8 = composite disc coupling; 9 = yaw gears; 10 = gearbox; 11 = parking brake; 12 = machine foundation; 13 = blade bearing; 14 = blade hub; 15 = blade; 16 = pitch cylinder; 17 = hub controller. (Reproduced by permission of Vestas Wind Systems A/S, Denmark)

Gambar 2.4. Turbin Angin merek Vestas V90 3MW

### 2.5.1. Jenis-jenis Turbin Angin

Berdasarkan kecepatan operasionalnya, turbin angin terbagi dalam 2 bagian yaitu kecepatan tetap dan variabel.

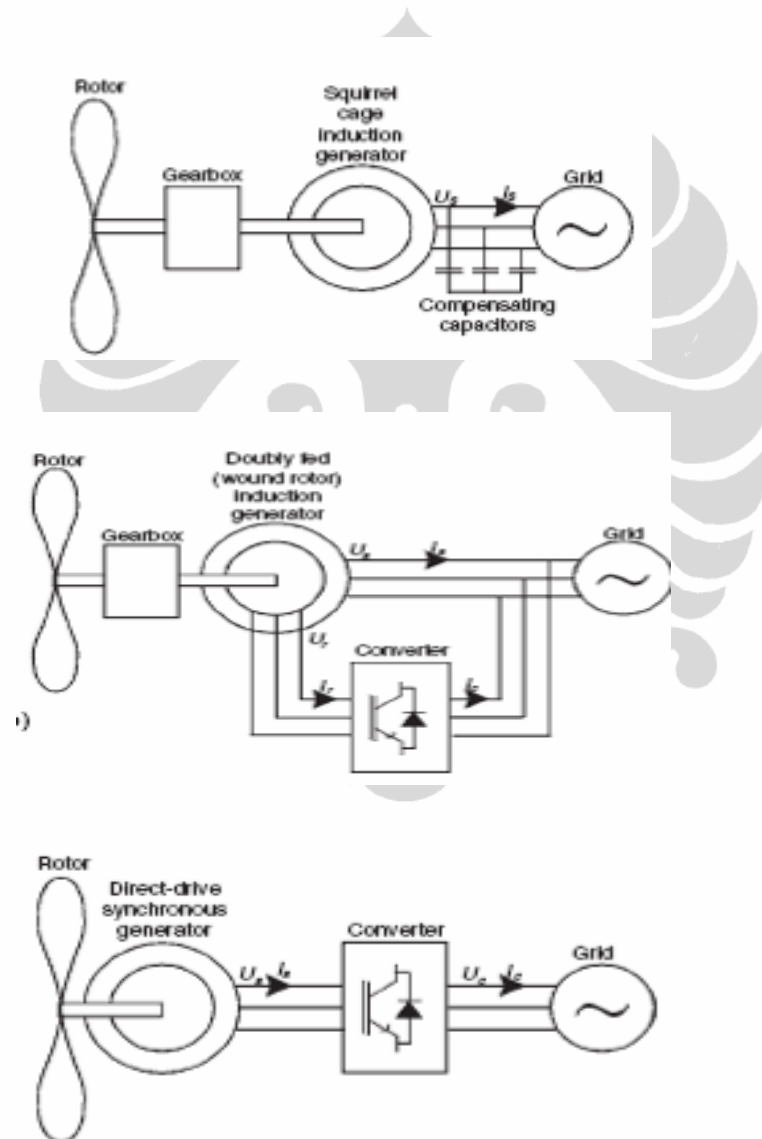
#### a. Turbin Angin Kecepatan Tetap (*Fix Speed Wind Turbine*)

Turbin angin yang beroperasi pada kecepatan tetap biasanya menggunakan jenis generator induksi sangkar bajing (*squirrel cage induction generator-SCIG*). Jenis turbin angin ini mempunyai kelebihan yaitu mudah dibuat dan murah dalam pembuatannya. Penggunaan SCIG biasanya untuk turbin angin yang terhubung ke jaringan (*grid connected*). Kekurangannya adalah, SCIG membutuhkan daya reaktif yang diambil dari jaringan itu sendiri [32]. Hal ini mengganggu pada saat kondisi jaringan lemah meskipun hal ini dapat diatasi dengan menggunakan kapasitor kompensasi. Selain itu, SCIG tidak dapat digunakan untuk kondisi angin di Indonesia yang relatif berubah-ubah dengan frekuensi perubahannya cukup tinggi.

b. Turbin Angin Kecepatan Variabel (*Variable Speed Wind Turbine*)

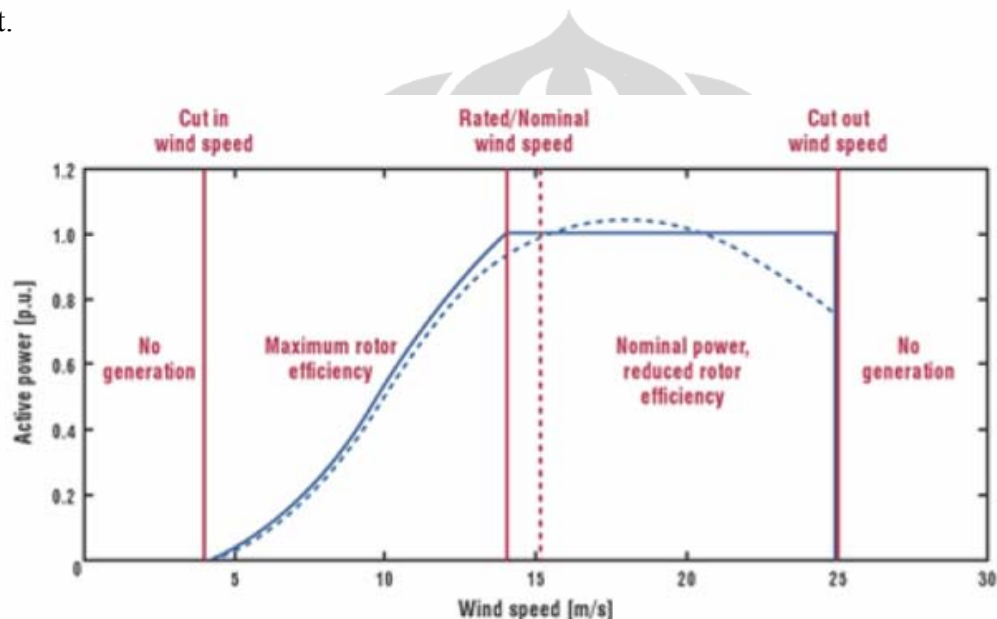
Turbin angin yang dapat beroperasi pada kecepatan variabel dapat menggunakan jenis generator induksi *doubly fed* dan generator sinkron (biasanya menggunakan permanent magnet).

Skema sistem jenis turbin angin ditunjukkan pada Gambar 2.5 berikut ini.



Gambar 2.5 Konfigurasi yang banyak digunakan turbin angin (a) turbin angin kecepatan tetap, (b) turbin angin kecepatan variabel menggunakan *DFIG* dan (c) turbin angin kopel langsung menggunakan generator sinkron kutub banyak. [33].

Karakteristik suatu turbin angin biasanya digambarkan dalam bentuk kurva daya. Data-data lain terkait spesifikasi dari turbin angin yang dibutuhkan adalah tinggi *hub*, diameter rotor, kecepatan angin operasional  $V_{cut-in}$ ,  $V_{rated}$  dan  $V_{cut-out}$ , posisi rotor, jenis/tipe generator, tipe kontrol (*stall* atau *pitch*), tegangan output. Perbandingan kurva daya antara turbin angin jenis *variable speed* dan *fix speed* ditunjukkan pada Gambar 2.6 berikut.



Gambar 2.6 Perbandingan Kurva Daya Turbin Angin Jenis *Variable* dan *Fix Speed*.

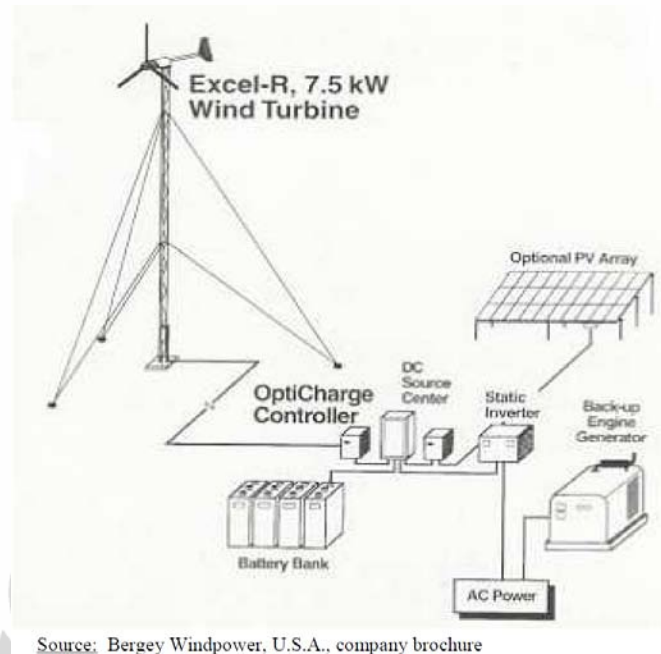
Garis biru solid seperti yang diperlihatkan pada Gambar 2.6 adalah kurva daya dari turbin angin jenis *variable speed* dan garis biru putus-putus adalah kurva daya jenis turbin angin *fix speed*.

### 2.5.2. Sistem Pemanfaatan Turbin Angin

Pemanfaatan turbin angin di Indonesia diperlihatkan pada Tabel 2.5. Secara umum pemanfaatan turbin angin dibagi dalam 3 kategori yaitu:

#### a. Berdiri sendiri (*Stand Alone*)

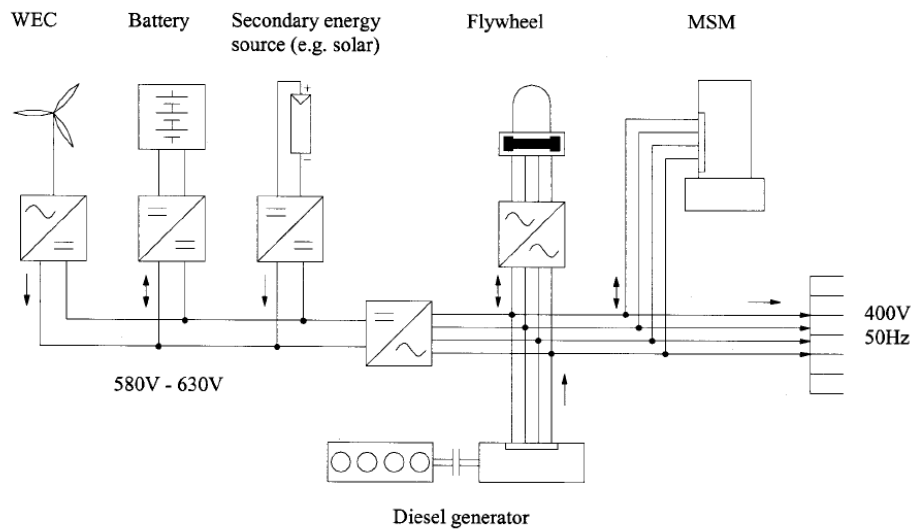
Pada kategori ini, skema yang digunakan biasanya menggunakan media penyimpanan (baterai). Skema ini diperlihatkan pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7 Skema Turbin Angin *Stand Alone*

b. Hibrida

Di Indonesia tercatat ada 4 lokasi pembangkit listrik hibrida (Tabel 2.5) dimana menggabungkan beberapa pembangkit listrik dengan sumber energi berbeda misalnya angin, surya dan disel. Pembangkit listrik tenaga angin dan surya biasanya digunakan untuk mem-*backup* pembangkit listrik konvensional (disel) yang bertujuan untuk mengurangi konsumsi pada bahan bakarnya. Gambar 2.8 memperlihatkan skema pembangkit listrik hibrida.



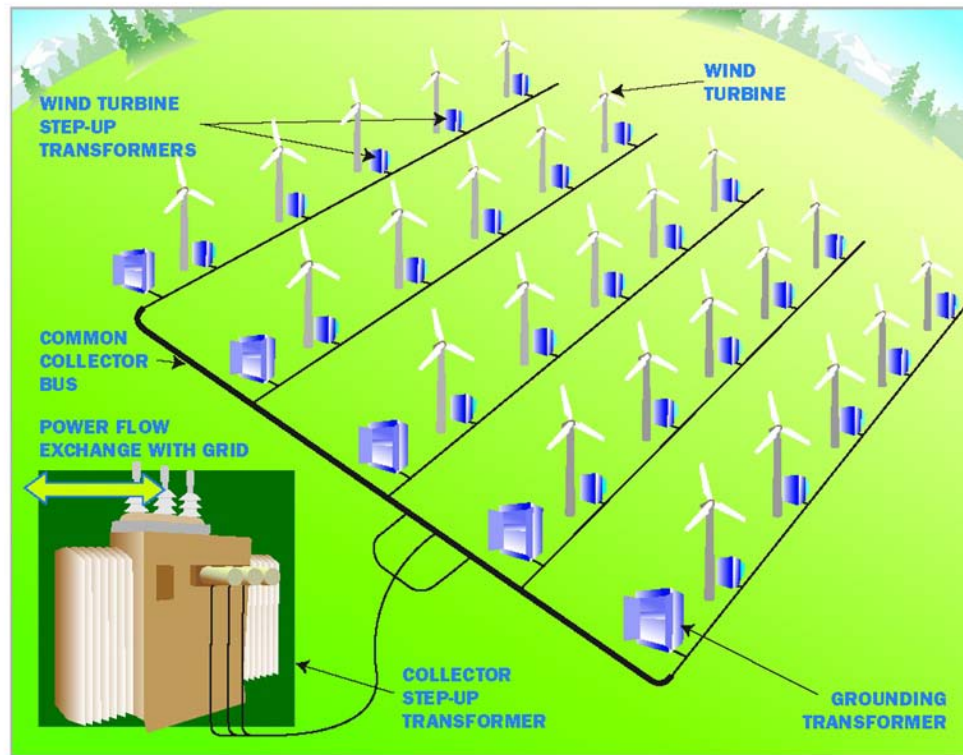
Source: Enercon GmbH, WEC: Wind Energy Converter, MSM: Master Synchronous Machine

Gambar 2.8 Skema Turbin Angin Hibrida

c. Ladang Angin (*Wind Farm*)

Pemanfaatan turbin angin pada skema ini memerlukan area yang luas dimana hal tersebut tergantung pada spesifikasi turbin angin yang digunakan. Kapasitas turbin angin yang digunakan pada *wind farm* biasanya 500 kW hingga 3 MW dengan jumlah sedikitnya 5 unit [20,35]. Skema umum *wind farm* diperlihatkan pada Gambar 2.9.





Gambar 2.9 Skema umum *Wind Farm* ([www.powersystemsdesign.com](http://www.powersystemsdesign.com))

Tabel 2.5 Daftar Pemanfaatan Energi Angin Di Indonesia [34]

No	Lokasi Pemasangan	Kapasitas Terpasang ( kW )	Tahun Pemasangan	Keterangan
1	Desa Bulak Baru dan Kalianyar – Kab. Jepara Jawa Tengah	37,5	1990 - 1993	LAPAN, Pemda Jepara, Saat ini hanya 4,5 kW, PLN masuk desa tsb
2	Desa Tanggultlare Jepara	3,5	2002	LAPAN – TWT Belanda
3	Desa Samas – Bantul	11	1997, 2000, 2002	LAPAN – TWT
4	Desa Kuwaru – srandakan Bantul	8	2003, 2004	LAPAN – Pemda Bantul
5	Pantai Sundak – Gunung Kidul	10	2004	LAPAN – Dinas Perikanan
6	Nusa Penida – Bali	20	1996	BPPT, rusak
7	Ciparanti – Ciamis Jawa Barat	3,0	1993	Dep. Koperasi, dibongkar 1996
8	P. Nyamuk - Karimun-jawa – Jawa Tengah	17	1997 – 2000	LAPAN PEMDA
9	Ds. Kamanggih – Sumba	-	1997	Dep. Koperasi, tidak

	Timur NTT			beroperasi
10	Ds. Bungaiya, Ds. Pasi dan Bontomatene – Kab. Selayar Sulawesi Selatan	-	1997	Dep. Koperasi, tidak beroperasi
11	Ds. Gerak Makmur Kab. Buton Sulawesi Tenggara	-	1997	Dep. Koperasi, tidak beroperasi
12	Beberapa desa di NTT	57,5	1996	Winrock International, LSM , sebagian besar rusak
13	Ds. Piyong Bima NTB	1,5	1998	LAPAN – Dep. Transmigrasi, rusak
14	Ds. Tongo SP1 Sumbawa Barat NTB	2,4	1998	LAPAN – UGM – Dep. Transmigrasi
15	Ds. Gelanggang Lombok Timur NTB	7,0	1992	LAPAN – Pemda NTB
16	P Karya Kepulauan Seribu DKI	6,5	2004	LAPAN- PemKab Kep. Seribu
17	Beberapa Desa			Pemda , PT Habo dll
18	Rote Ndao	10 kW	2004	Bantuan E7
19	Kab Sumenep	27,5	2005/2006	LAPAN – Pemkab Sumenep
20	Parang tritis DIY	1	2005	LAPAN – Pemkab Bantul-Bakosurtanal
21	6 lokasi	6 x 80 W	2005	LAPAN – Dinas pertambangan Energi setempat
22	Madura. Sangihe Sulut dan Sumatera Barat	4 x 80 kW	2006/2007	Program Lisdes DJLPE
23	Nusa Penida – Bali	6 x 80 kW 3 x 85 kW	2006-2007	Program Lisdes DJLPE dan PLN
24	Taman Teknologi SKEA Rumpin	19,85 kW	2005/2006	Show field LAPAN Rumpin
25	Rote Ndao - NTT	4 x 10 kW	2007	Program Hybrid Angin-PV-Diesel, Ristek
26	Wini TTU - NTT	1 x 10 kW	2007	Program Hybrid Angin-PV-Diesel, Ristek
27	Selayar – Sulawesi Selatan	2x100 kW	2008	ESDM-PLN
28	Sukabumi	2,5 kW	2007	P3TKEBT ESDM
29	Beberapa lokasi	NA	2006-2009	Hibrid angin-matahari , KPDT
30	TTS, Jepara dan Beberapa lokasi pulau terluar	46 kW	2009	Hibrid angin-matahari , ESDM
31	Selayar, Riau dan Sulawesi Barat	30 kW	2010	hibrid angin-matahari ESDM
32	Baron Gunung Kidul	15 kW	2010	hibrid angin-matahari BPPT
33	Pandansimo Bantul DIY	109 kW	2010	hibrid angin-matahari, Ristek – LAPAN- UGM-DKP

### 2.5.3. Faktor Kapasitas Turbin Angin (*Capacity Factor- CF*)

$CF$  merupakan suatu ukuran kinerja dari turbin angin, bukan merupakan suatu ukuran untuk menentukan berapa energi listrik yang dihasilkan dalam satu tahun.  $CF$  dapat juga di definisikan sebagai suatu rasio dari besar listrik keluaran rata-rata suatu turbin angin dalam satu tahun berdasarkan kondisi potensi kecepatan angin dilokasi terhadap daya nominal dari turbin angin tersebut [36]. Nilai  $CF$  biasanya berkisar antara 20-40% [37].

Untuk mendapatkan nilai perkiraan energi listrik keluaran turbin angin berdasarkan definisi tersebut dapat menggunakan persamaan:

$$CF = \frac{E_E}{E_W} \quad (2.10)$$

### 2.5.4. Energi Produksi Tahunan Turbin Angin (*Annual Energy Production-AEP*)

Energi listrik yang dihasilkan oleh turbin angin dalam setahun sesuai dengan potensi angin yang ada dilokasi (*Weibull*) dapat diperkirakan dengan menggunakan persamaan [20]:

$$E_E = 8,760 \times 10^{-3} \int_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} P_e(v) f(v) dv \quad (\text{GWh/yr}) \quad (2.11)$$

dengan;

$P_e(v)$  : sesuai model kurva daya turbin angin

$f(v)$  : distribusi *Weibull* pada lokasi

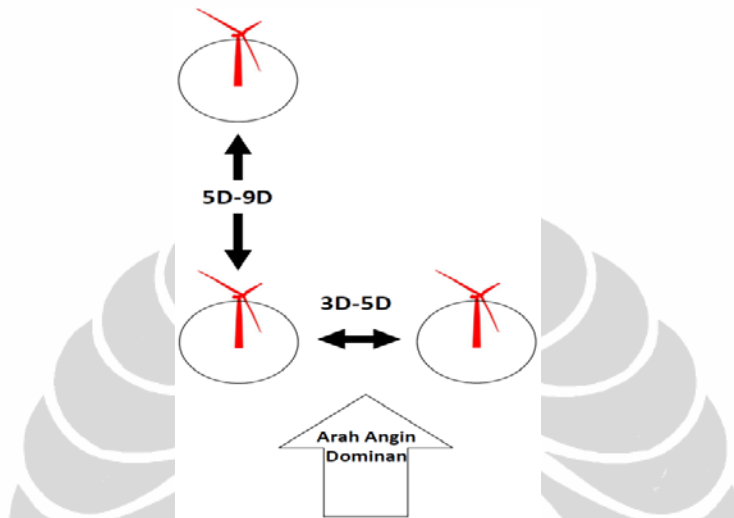
Sedangkan nilai  $AEP$  nominal dapat dihitung menggunakan persamaan:

$$E_W = 8760 \text{ jam} \times \text{kapasitas nominal turbin angin} \quad (\text{GWh/yr}) \quad (2.12)$$

### 2.5.5. Rugi-rugi Angin Ulakan (*Wake Loss*)

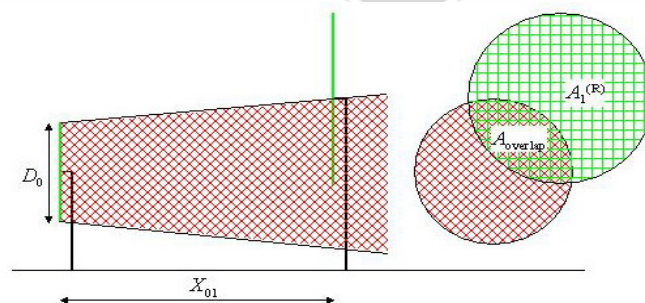
Salah satu hal yang perlu diperhatikan adalah ketepatan penentuan lokasi penempatan masing-masing turbin angin. Susunan penempatan (*array*) turbin angin idealnya berjarak 5-9 kali diameter rotor pada arah angin dominan untuk sumbu horisontal

(5D-9D) dan 3-5 kali diameter rotor pada sumbu vertikal (3D-5D) [17] seperti diperlihatkan pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10 Jarak spasi antar turbin angin pada *wind farm*

Hal tersebut untuk menghindari rugi-rugi yang disebut *wake loss*. *Wake loss* dapat menyebabkan turbin angin tidak dapat bekerja secara optimal karena angin yang menerpa rotor mengalami ulakan (rusak). Pada *wind farm*, nilai *wake loss* yang masih dapat diterima adalah sekitar 10%-12% [20]. Model *wake loss* yang digunakan oleh WAsP adalah seperti diperlihatkan pada Gambar 2.11.



Gambar 2.11 Model *Wake Loss* WAsP [38]

Penurunan kecepatan angin secara efektif pada *wake loss* turbin angin dapat dihitung menggunakan persamaan:

$$dV = U_o - U_x = U_o \frac{(1-\sqrt{1-C_t})}{(1+2kX/D)^2} \quad (2.13)$$

dengan;

- $U_o$  : Kecepatan angin depan (m/s)  
 $U_x$  : Kecepatan angin ulakan pada jarak  $x$   
 $D$  : Diameter rotor(m)  
 $k$  : Konstanta *wake decay* biasanya bernilai 0,075 untuk *onshore* dan untuk *Offshore* = 0,04  
 $C_t$  : Koefisien daya dorong, dapat dicari dengan menggunakan persamaan:

$$C_t = 4a(1 - a) \quad (2.14)$$

dengan;

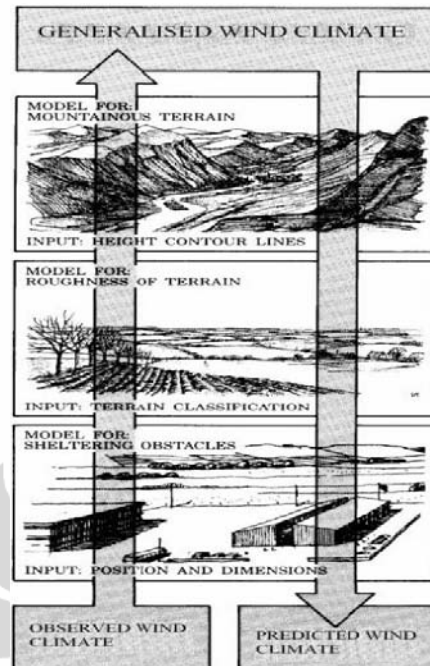
- $a$  : < 0,5

## 2.6. WAsP

*Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP) merupakan perangkat lunak yang dapat digunakan untuk mengetahui dan menganalisa data angin, dijitasi dan meng-edit peta, *wind atlas*, daya yang dihasilkan oleh turbin angin, penempatan turbin angin pada suatu *wind farm* dan pemetaan potensi energi angin [39].

Model-model yang terdapat dalam perangkat lunak ini antara lain *complex terrain flow*, perubahan *roughness* dan penempatan lokasi-lokasi *obstacles*. Dengan kata lain, WAsP digunakan untuk keperluan *micrositing*.

WAsP dikembangkan dan didistribusikan oleh *Wind Energy Division, Risø DTU, Denmark*. WAsP telah digunakan di 27 negara Eropa, Amerika Utara dan Selatan, Pakistan, India, Korea Selatan, China, Taiwan, Hong Kong, Selandia Baru dan Afrika Selatan [39]. Prinsip kerja *software* WAsP diperlihatkan pada Gambar 2.12.



Gambar 2.12 Prinsip Kerja *Software* WASP [26].

Dari Gambar 2.12 diperlihatkan bahwa data masukan pertama berupa data iklim angin seperti: kecepatan, arah, suhu, kelembaban dan tekanan udara. Kemudian berturut-turut data-data yang diperlukan adalah hambatan (*obstacles*), bentuk permukaan, jenis tutupan lahan sehingga dihasilkan data iklim angin yang digeneralisasi.

## 2.7. *Software* Pendukung Pembuatan Peta Vektor

Untuk dapat dijadikan sebagai data masukan pada WASP, data ketinggian permukaan dan jenis tutupan lahan harus dirubah dalam bentuk peta vektor. Peta vektor adalah peta ketinggian permukaan bumi dalam bentuk koordinat XYZ dimana X dan Y adalah titik koordinat dan Z adalah nilai ketinggian pada titik koordinat tersebut. Kontur-kontur yang dibuat pada peta vektor mempunyai interval tertentu dimana tergantung pada ukuran skala peta tersebut. Untuk menentukan interval kontur dapat menggunakan persamaan:

$$\frac{1}{2000} \times \text{skala peta (meter)} \quad (2.15)$$

Untuk membuat peta vektor, dibutuhkan *software* pendukung yaitu:

### **2.7.1. Global Mapper**

Global Mapper merupakan *software* yang diperuntukkan melihat (membaca), mengolah dan merubah data mengenai pemetaan dalam banyak bentuk atau format yang mana hal tersebut merupakan kelebihanannya dibandingkan dengan *software* sejenisnya. Selain itu, penggunaan *software* ini mudah dan kecepatan perubahan bentuk data yang baik.

### **2.7.2. Surfer**

Surfer adalah salah satu *software* yang digunakan untuk pembuatan peta kontur dan pemodelan tiga dimensi dengan mendasarkan pada *grid*. *Software* ini melakukan *plotting* data tabular XYZ tak beraturan menjadi lembar titik-titik segiempat (*grid*) yang beraturan. *Grid* adalah serangkaian garis vertikal dan horisontal (pada *software* Surfer berbentuk segiempat) dan digunakan sebagai dasar pembentuk kontur dan *surface* tiga dimensi. Kelemahan pada *software* ini adalah tidak dapat mengatur proyeksi peta dimana hal tersebut merupakan mutlak diperlukan dalam *software-software* simulasi penilaian potensi energi angin.

### **2.7.3. Microsoft Excel**

Microsoft Excel merupakan *software* yang umum digunakan sebagai pengolahan data. Pada penelitian ini Microsoft Excel digunakan sebagai alat bantu dalam melakukan perhitungan-perhitungan yang berhubungan dengan analisis finansial seperti *NPV*, *IRR* dan seterusnya dimana didalamnya telah disediakan *tools* yang bersifat *adds-in*.

## **2.8. Biaya dan Finansial *Wind Farm***

Komponen biaya investasi proyek suatu *wind farm* sama halnya seperti semua jenis pembangkit lainnya diantaranya adalah sebagai berikut:

### 2.8.1. Struktur Biaya Investasi Total (*Total Investment Cost-TIC*)

Besar kecilnya biaya investasi sangat tergantung pada besar kecilnya kapasitas turbin angin atau *wind farm* dan energi keluarannya. Contoh struktur biaya tersebut diperlihatkan pada Tabel 2.6 berikut:

Tabel 2.6 Struktur Biaya *Wind Farm* [35]

<b>Wind Farm</b>	<b>Sist. Teg. Menengah</b> % 13 Turbin Angin @1 MW	<b>Sist. Teg. Tinggi</b> % 32 Turbin Angin @1,5 MW
<b>Turbin angin</b> (tidak termasuk pengerjaan), termasuk trafo 20 kV, transportasi, ereksi menara dan komisioning.	100	100
<b>Biaya yang berhubungan dengan lokasi:</b>		
Pondasi	3,8	5,91
Pekerjaan sipil, jalanan akses masuk, pagar, gerbang.	1,08	2,55
<b>Infrastruktur Kelistrikan:</b>		
Kabel-kabel		
<i>Switchgear</i>	2,23	5,75
<b>Koneksi ke Jaringan:</b>		
Modifikasi trafo substation, utilitas substation, feeder	4,21	5,99
Remote monitoring	0,10	0,43
Sewa lahan selama pembangunan	0,22	0,72
Biaya kompensasi lingkungan	1,07	1,68
Laporan-laporan tenaga ahli	0,33	1,85
<b>General kontraktor:</b>		
Perencanaan, manajemen dan garansi	7,43	5,36
Pembelian lahan, preliminary perencanaan dan perijinan pembangunan	5,22	4,78
Bridging loan	2,4	2,16
Biaya finansial dan legalitas serta biaya bank	1,9	3,13
Lampu peringatan untuk pesawat udara		0,38
<b>Biaya total yang berhubungan dengan lokasi</b>	<b>29,99</b>	<b>40,69</b>
<b>Biaya total investasi</b>	<b>129,99</b>	<b>140,69</b>

Pada Tabel 2.6 diperlihatkan porporasi (%) biaya suatu *wind farm* dari biaya turbin angin. Untuk *wind farm* yang dihubungkan ke jaringan tegangan menengah adalah sekitar 129,99% sedangkan untuk jaringan tegangan tinggi adalah sekitar 140,69%. Biaya tambahan lainnya adalah biaya untuk kegiatan pra operasi diantaranya adalah [35]:



- Penilaian sumber potensi angin (USD 3.000-4.000)
- Studi geologi (USD 20.000–30.000)
- Studi Analisa Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL) (USD 100.000–200.000)
- Studi *micro-siting* (USD 20.000–50.000)
- Biaya laporan tenaga ahli pada studi-studi tersebut (USD 250.000–500.000)

### 2.8.2. Biaya Turbin Angin

Biaya investasi suatu *wind farm* didominasi oleh biaya untuk pembelian turbin angin dengan persentase kontribusi terhadap biaya total investasi sekitar 64%-84% [3]. Pada Contoh Tabel 2.2 diperlihatkan bahwa kontribusi biaya pembelian turbin angin adalah sekitar 71%. Sedangkan struktur biaya turbin angin itu sendiri diperlihatkan pada Tabel 2.7 berikut:

Tabel 2.7 Struktur biaya Turbin Angin, daya nominal 1500 kW, Ø rotor 70 m, tinggi hub 80 m, pitch sudu terkendali, generator induksi umpan ganda [35].

No.	Komponen	Biaya (\$)	Proporsi (%)
<b>1</b>	<b>Rotor</b>		
a	Sudu (berbahan glass atau polyester, dengan rem)		
b	Hub		
c	Bearing Sudu	284.300,00	21,03
d	Mekanisme pengatur pitch sudu		
e	Perlengkapan (Spinner dan komponen kecil)		
<b>2</b>	<b>Pengaturan Mekanis dan nacelle</b>		
a	Bearing rotor depan dan tempatnya		
b	As Rotor		
c	Gearbox		
d	Dudukan Nacelle	289.500,00	39,92
e	Pengaturan ekor dengan bearing menara		
f	Tutup Nacelle		
g	Perlengkapan lain (rem rotor, clutch, generator, as, hidrolik, pendingin eksternal)		
<b>3</b>	<b>Sistem Elektrikal</b>		
a	Generator		
b	Inverter dengan sistem kontrol dan switchgear	172.500,00	18,33
c	Sistem kontrol		
d	Pengkabelan dan komponen elektrikal lainnya		

e	Transformer, 20 kV (didalam menara)		
4	<b>Menara</b>	195.000,00	20,72
a	Menara (termasuk struktur pondasi)		
	<b>Biaya Komponen</b>	941.300,00	100,00
	<b>Biaya overheads (45 %)</b>	423.585,00	45,00
	<b>Harga jual</b>	1.364.885,00	

Pada struktur biaya turbin angin yang diperlihatkan pada Tabel 2.3 tersebut lebih didominasi oleh biaya pembuatan komponen mekanikal yaitu sekitar 39,92% yang disusul oleh biaya rotor dan menara masing-masing 21,03% dan 20,72%.

### 2.8.3. Biaya Produksi Energi (*Cost of Energy-CoE*)

Untuk mendapatkan besaran biaya produksi energi turbin angin, beberapa komponen biaya yang mempengaruhi adalah sebagai berikut [40]:

#### a. Biaya tetap tahunan (*Fixed Charge Rate-FCR*)

*FCR* adalah biaya tahunan dalam bentuk persentase yang proposional terhadap total biaya investasi. Komponen *FCR* meliputi pengembalian hutang dan ekuitas (yang digunakan untuk pembiayaan konstruksi, pembayaran *fee*, pajak barang masuk, pajak bumi dan bangunan), depresiasi dan amortisasi serta asuransi. Nilai *FCR* yang digunakan oleh *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* adalah 11,58%.

Pengembalian hutang dan ekuitas dari suatu investasi dengan periode waktu pengembalian tertentu dan nilai *Return on Equity (ROE)* yang diinginkan disebut dengan *Average Weighted Cost of Capital (AWCC)* dimana nilai ini digunakan juga sebagai nilai *discount rate* untuk menghitung nilai *NPV*. *AWCC* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan [37]:

$$AWCC_{nominal} = (Eq \times ROE) + (Debt \times Int.Debt) \quad (2.16)$$

dengan;

$$\begin{aligned} Eq &= \text{Ekuitas (\%)} \\ ROE &= \text{Return of Equity (\%)} \end{aligned}$$

*Debt* = Jumlah pinjaman (%)  
*Int.Debt* = Bunga Pinjaman (%)

Nilai *AWCC* pada persamaan (2.16) belum mempertimbangkan inflasi. Jika nilai inflasi dimasukkan kedalam perhitungan *AWCC* maka persamaan (2.16) menjadi [41]:

$$AWCC_{real} = (AWCC_{nominal} - inflasi)/(1 + inflasi) \quad (2.17)$$

Catatan: Nilai *AWCC* pada persamaan (2.16) dan (2.17) belum mempertimbangkan faktor pajak.

Depresiasi, amortisasi dan perpajakan untuk pemanfaatan sumber energi terbarukan telah diatur oleh pemerintah Indonesia. Kementerian Keuangan Indonesia telah mengeluarkan peraturan guna mendukung pemanfaatan energi terbarukan di Indonesia melalui PerMenKeu No.21/PMK.011/2010 tentang Pemberian Fasilitas Perpajakan dan Kepabeanan Untuk Kegiatan Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan.

b. Biaya operasional tahunan (*Annual Operation Expenses-AOE*)

Biaya *AOE* terdiri dari beberapa komponen biaya yaitu:

- Levelisasi biaya Operasional dan Perawatan (*Levelized Operational & Maintenance Cost-LO&M*).

Biaya operasional dan perawatan mencakup kegiatan operasional dan perawatan harian baik yang terjadwal maupun tidak terjadwal termasuk biaya tenaga kerja dan administrasi yang berhubungan dengan hal tersebut. *LO&M* diekspresikan dalam \$/kWh dan NREL menggunakan nilai 0,007 USD/kWh.

- Levelisasi biaya penggantian komponen turbin angin (*Levelized Replacement Cost-LRC*)

Yang dimaksud dengan penggantian komponen adalah penggantian terhadap komponen turbin angin yang sudah melewati masa pakai atau masa ekonomisnya.

*LRC* diekspresikan dengan  $\$/kW$  rating pada *name plate* turbin angin dimana *NREL* menentukan 10,7  $USD/kW$ .

- Biaya sewa lahan (*Land Lease Cost-LLC*)

Di negara-negara yang telah membangun dan menggunakan *wind farm* seperti di Eropa dan Amerika, masalah lahan merupakan hal sensitif karena berhubungan langsung dengan masyarakat dimana pada lahan atau area tersebut berpotensi untuk dibangun suatu *wind farm*. *LLC* diekspresikan dengan  $\$/kWh$ .

Persamaan yang digunakan untuk mendapatkan nilai *CoE* adalah sebagai berikut [40]:

$$CoE(\$/kWh) = \frac{(FCR \times TIC) + AOE}{AEP_{net}} \quad (2.18)$$

dengan;

*TIC* = Total biaya investasi ( $USD$ ). Sedangkan untuk mendapatkan nilai *AOE* menggunakan persamaan: [40]

$$AOE(\$) = \frac{LLC + (O\&M + LRC)}{AEP_{net}} \quad (2.19)$$

## 2.9. Finansial *Wind Farm*

Perhitungan kelayakan finansial *wind farm* sama halnya dengan perhitungan finansial proyek lainnya dimana terdapat parameter indikasi kelayakan suatu investasi diantaranya adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, *Payback Period*, *Profitability Index (Margin on cost)* dan seterusnya.

### 2.9.1. *Net Present Value (NPV)*

*NPV* adalah selisih antara *present value* dari investasi dengan nilai sekarang dari penerimaan-penerimaan kas bersih di masa yang akan datang. Untuk menghitung nilai sekarang perlu ditentukan tingkat bunga yang relevan. *NPV* merupakan *net benefit* yang telah didiskon dengan nilai *discount rate* tertentu yang berlaku selama umur proyek tersebut. Jika nilai *NPV*=0 maka proyek dalam keadaan *Break Event Point (BEP)*, jika

$NPV < 0$  maka proyek tidak layak, demikian sebaliknya jika  $NPV > 0$  maka proyek layak untuk dilakukan.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \pm CF_0 \quad (2.20)$$

dengan;

$CF_t$  = (*Cash flow*) arus kas tahunan setelah pajak pada perioda  $t$  (dapat bernilai positif atau negatif)

$k$  = *discount rate*

$CF_0$  = pengeluaran awal untuk investasi proyek

$n$  = umur proyek

Dengan menggunakan program Excel,  $NPV$  dapat diperoleh dengan persamaan:

$$=NPV(\text{Disc.rate}, \text{TIC}; \text{Keuntungan setelah pajak selama umur investasi}) \quad (2.21)$$

### 2.9.2. Profitability Index (PI)

$PI$  merupakan rasio antara nilai  $NPV$  dan nilai investasi ( $TIC$ ) atau dengan kata lain  $PI$  adalah *margin on cost* antara biaya produksi per kWh dengan harga jual per kWh. Metoda ini digunakan pertama kali oleh Perancis melalui *Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie (ADEME)* untuk menentukan tarif listrik turbin angin yang adil dan efektif [41]. Secara matematis  $PI$  didefinisikan dengan:

$$PI = \frac{NPV}{TIC} \quad (2.22)$$

Pada metoda  $PI$ , nilai *discount rate* yang digunakan adalah nilai  $AWCC_{real}$  yang didefinisikan oleh persamaan (2.17). Nilai  $PI$  yang digunakan adalah 0,3 dimana nilai tersebut merupakan nilai yang banyak dipakai untuk menentukan tingkat keuntungan yang diinginkan pada pembangkit listrik konvensional [41].

### 2.9.3. *Internal Rate of Return (IRR)*

*IRR* adalah sebuah ukuran anggaran modal yang digunakan oleh perusahaan dalam menentukan apakah mereka seharusnya melakukan investasi atau tidak. Dalam arti yang lain, *IRR* didefinisikan sebagai sebuah tarif bunga untuk suatu investasi yang berasal dari pembayaran dan pendapatan yang meliputi periode reguler. Secara umum, dapat disimpulkan bahwa *IRR* adalah tingkat bunga pengembalian atas sebuah proyek yang diterima perusahaan. Jika  $IRR > discount\ rate$  yang berlaku maka proyek layak untuk dilaksanakan, sebaliknya jika  $IRR < discount\ rate$  yang berlaku maka proyek tidak layak untuk dilaksanakan. Dengan menggunakan program Excel, *IRR* dapat diperoleh dengan persamaan:

$$=IRR (\text{Keuntungan setelah pajak pada tahun 1; Keuntungan setelah pajak pada tahun ke } n)$$

(2.23)

### 2.9.4. *Discount rate*

Adalah bilangan kurang dari 1 yang dipakai untuk mengalikan suatu jumlah nilai dimasa yang akan datang (*future value*) supaya menjadi nilai sekarang (*present value*). Nilai  $AWCC_{nominal}$  dan  $AWCC_{real}$  juga dapat digunakan sebagai nilai *discount rate*. Berhubungan dengan penentuan *Feed in Tariff (FiT)*, pemerintah Perancis menetapkan nilai *discount rate* ini sebesar 6,5% [42] sedangkan nilai umum yang digunakan adalah 5%-10% [35].

### 2.9.5. *Payback Period*

*Payback period* merupakan salah satu alat untuk pengambilan keputusan apakah suatu investasi layak atau tidak berdasarkan pada lamanya perioda pengembalian modal investasi tersebut. Komponen untuk dapat mengetahui nilai *payback period* adalah aliran kas (*cash flow*). Semakin pendek jangka waktu pengembalian modal investasi tersebut maka semakin baik. Persamaan yang digunakan untuk mengetahui nilai *payback period* jika nilai *cash flow* per perioda tertentu (tahun atau bulan) tidak sama adalah:

$$\text{Payback Period} = n + \frac{a-b}{c-b} \times 1 \text{ Tahun} \quad (2.24)$$

dengan;

- $n$  = tahun terakhir dimana arus kas masih belum bisa menutupi nilai *TIC*
- $a$  = jumlah atau nilai *TIC*
- $b$  = jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke -  $n$
- $c$  = jumlah kumulatif arus kas pada tahun ke -  $n+1$

## 2.10. *Feed in Tariff (FiT)*

*Feed in Tariff (FiT)* merupakan suatu konsep kebijakan pembiayaan keuangan dari pemerintah yang bersifat stimulus (insentif) dan bertujuan untuk merangsang pertumbuhan penggunaan energi terbarukan dan mengoptimalkan sumber energi terbarukan pada lokasi-lokasi yang mempunyai potensi bagus dimana pemerintah membayar dengan besar nominal tertentu untuk setiap kWh yang dihasilkan dari pembangkit listrik energi terbarukan. *FiT* bukan merupakan harga jual atau tarif listrik sehingga jika pembangkit tersebut dapat menjual kelebihan energi yang dihasilkan maka pengguna energi terbarukan tersebut mendapatkan dua keuntungan dengan batas kewajaran tertentu yang tergantung pada kebijakan yang seimbang dan ditentukan oleh pemerintah.

Konsep *FiT* telah sukses dilaksanakan diantaranya adalah di Eropa, Asia, Afrika dan Amerika [42]. Beberapa dasar dalam merancang *FiT* adalah sebagai berikut:

- c. Berdasarkan teknologi, misalnya: surya, angin, biomass, panas bumi dan seterusnya
- d. Berdasarkan kapasitas, misalnya: 100 kW – 1 MW dan seterusnya.
- e. Berdasarkan potensi sumber daya, misalnya nilai *Capacity Factor (CF)* untuk potensi energi angin.
- f. Berdasarkan umur investasi (kontrak). Beberapa memberlakukan batasan umur investasi antara 15-25 tahun untuk angin dan biasanya tertuang didalam kontrak pembelian energi (*Power Purchase Agreement-PPA*).

Metoda pembayaran yang dilakukan pemerintah negara-negara yang mengimplementasikan *FiT* berbeda-beda namun secara umum terbagi 2 yaitu tetap (*flat*) atau degresi. Sedangkan untuk formulasi perhitungan *FiT* ada yang sederhana seperti yang diterapkan di Amerika yaitu berdasarkan nilai *CoE* dan *IRR* yang diinginkan (dalam batas kewajaran) [43] dan ada yang kompleks seperti Portugal [44] serta Perancis [41,42].

### 2.10.1. Formulasi Perhitungan *FiT*

Formulasi perhitungan yang digunakan mengambil konsep yang diterapkan oleh Amerika Serikat seperti diperlihatkan oleh persamaan berikut [43]:

$$FiT(\$/kWh) = (CoE \times IRR) + CoE \quad (2.25)$$

dengan nilai *CoE* diperoleh dengan menggunakan persamaan (2.18).



## BAB 3

### DATA

Data-data yang digunakan sebagai masukan simulasi selanjutnya diambil dan diolah dengan menggunakan beberapa *software* yaitu *Wind Climate Analyst v1.0 (WAsP)* untuk data statistik kecepatan dan arah angin. *Software* Global Mapper, Surfer dan Map Editor digunakan untuk pembuatan peta vektor.

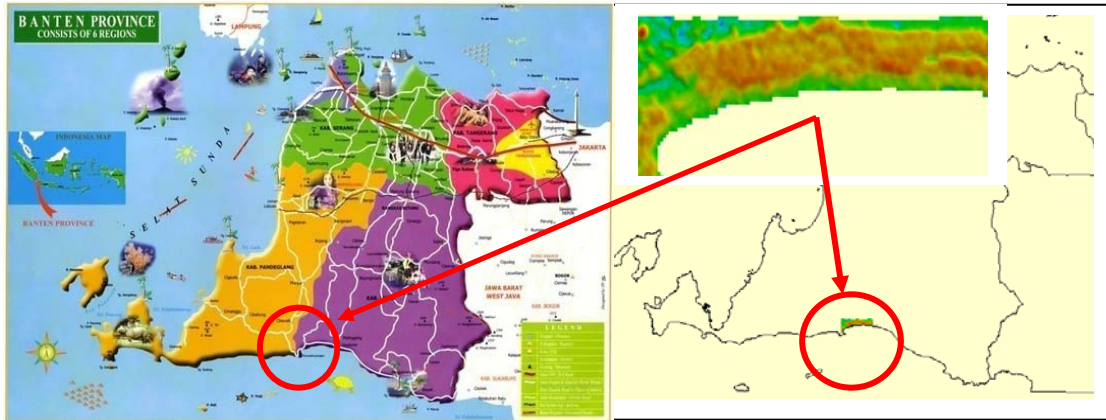
#### 3.1. Persiapan Data Masukan Simulasi WAsP

Sebelum data-data masukan dapat digunakan dalam simulasi, data-data tersebut disiapkan dahulu. Data-data yang disiapkan adalah sebagai berikut:

##### 3.1.1. Pengambilan Data Potensi Energi Angin

Data kecepatan dan arah angin yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *time-series* hasil pemantauan langsung selama 1 tahun dari 23 maret 2006 sampai dengan 16 maret 2007. Periode pengambilan data selama 1 tahun ini dengan mempertimbangkan kecukupan data guna mengetahui variabilitas angin tahunan dan musiman [45].

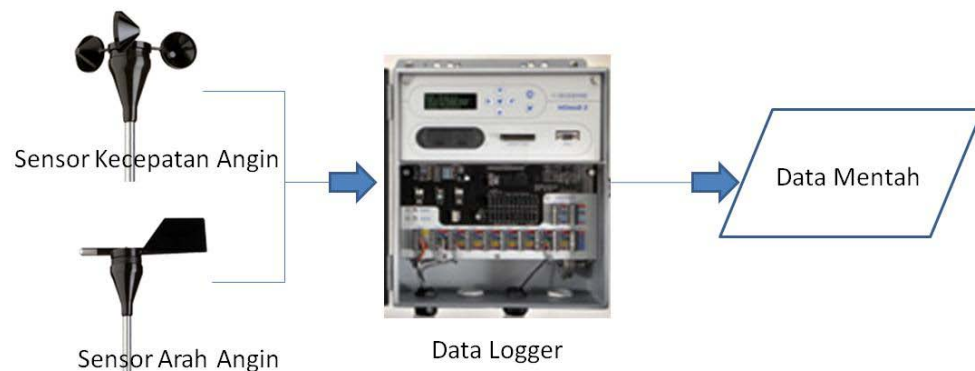
Pengambilan data menggunakan *cup anemometer* untuk sensor pengukuran kecepatan angin dan *wind vane* untuk sensor arah angin serta *Data Logger* sebagai alat akuisisi data yang didalamnya terdapat kartu memori untuk menyimpan parameter-parameter yang diinginkan. Sensor-sensor tersebut dipasang di 3 ketinggian berbeda yaitu 10, 30 dan 50 meter dari atas permukaan tanah pada menara berketinggian 50 meter. Lokasi pengambilan data terletak pada koordinat geografi Lintang - Bujur  $6^{\circ}49'5,2178''S$  -  $105^{\circ}53'41,8571''E$  seperti ditunjukkan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Lokasi Analisis Muara Binuangeun Kabupaten Lebak Propinsi Banten

Parameter-parameter kecepatan dan arah angin yang diambil adalah nilai maksimum, minimum, rata-rata dan standar deviasi. Interval pencuplikan data adalah 1 Hz [46] dan setiap 10 menit sekali disimpan sesuai dengan standar IEC 61400 dan NREL [45]. Data kecepatan dan arah angin tersebut disimpan dalam bentuk (*format*) \*.csv yang dapat dibaca menggunakan program Excel atau Notepad.

Diagram alir kegiatan pengambilan data potensi energi angin serta peralatan yang digunakan diperlihatkan pada Gambar 3.2.

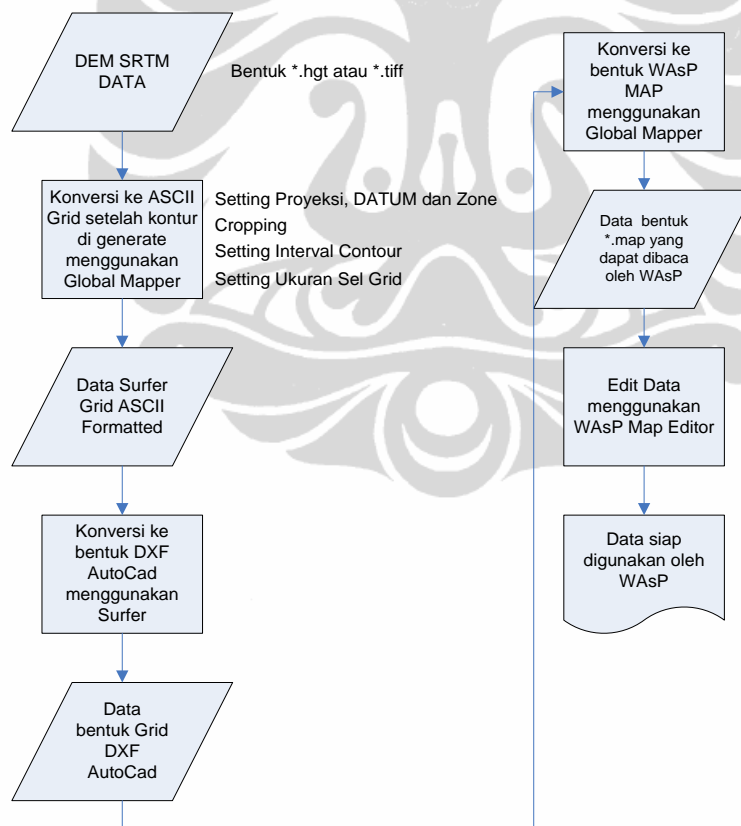


Gambar 3.2 Diagram Alir Pengambilan dan Pengolahan Data Potensi Energi Angin

### 3.1.2. Pembuatan Peta Vektor

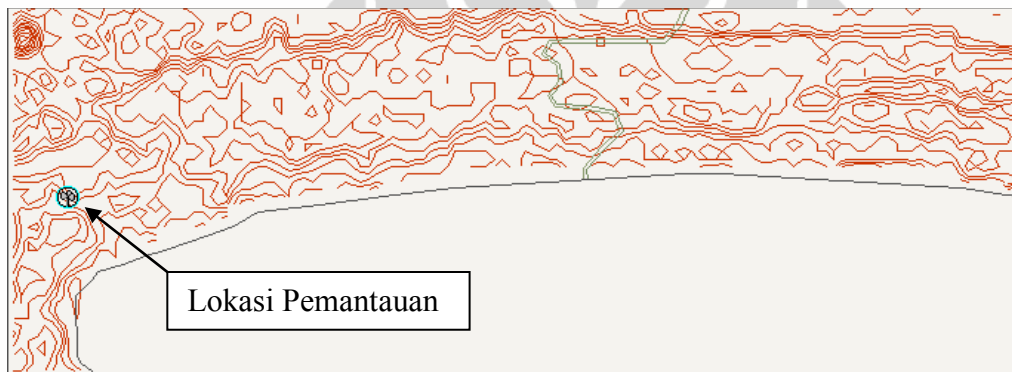
Peta vektor dibuat untuk lokasi analisis dengan me-*generate* garis-garis kontur dari data DEM SRTM dengan menggunakan *software* Global Mapper v10.0, Surfer v8.0 dan Map Editor v10.0. Berdasarkan data DEM tersebut, luas wilayah yang digunakan yaitu 52 km<sup>2</sup> dengan batas koordinat geografi pada 105° 53' 20.3424" E Bujur Barat, 6° 47' 45.4492" S Lintang Utara, 105° 59' 42.4254" E Bujur Timur dan 6° 50' 10.5717" S Lintang Selatan.

Interval kontur di-*generate* dengan menggunakan persamaan (2.15) yaitu 2,5 m (berdasarkan peta skala 1:5000). Diagram alir kegiatan pembuatan peta vektor diperlihatkan pada Gambar 3.3 berikut [47]:



Gambar 3.3 Diagram Alir Proses Pembuatan Peta Vektor

Pembuatan kontur menggunakan *software* Surfer dengan sebelumnya dilakukan *setting* untuk proyeksi peta menggunakan *software* Global Mapper. Proyeksi lokasi analisis yang digunakan disesuaikan dengan persyaratan yang diminta oleh Map Editor dan WASP yaitu *Universal Transversal Mercator (UTM)*, Zona minus 48 ( $102^{\circ}\text{E}$ - $108^{\circ}\text{E}$  *Southern Hemisphere*), Datum WGS 84 dan satuan planar dalam meter. Peta vektor yang dihasilkan ditunjukkan pada Gambar 3.4 termasuk posisi titik lokasi pemantauan (lokasi menara pengamatan).



Gambar 3.4 Peta Vektor dan Lokasi Sensor Potensi Angin

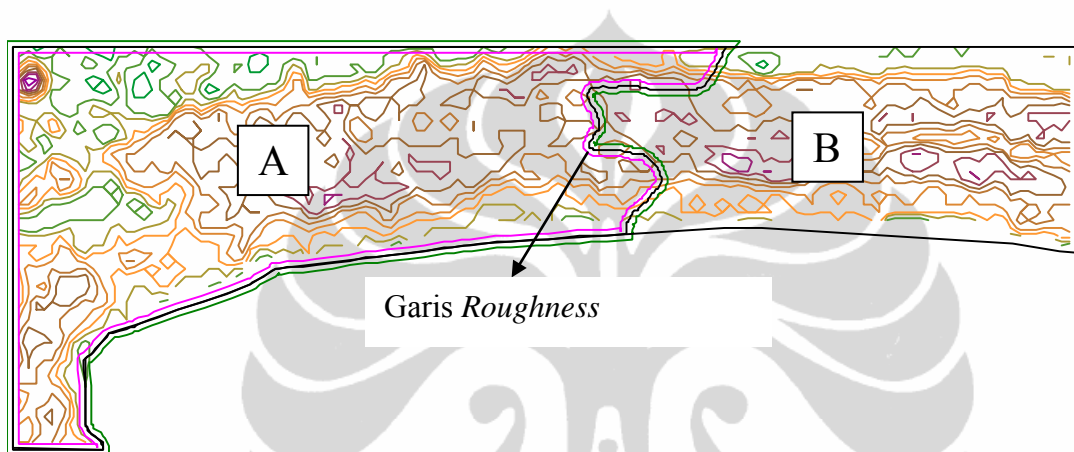
Pembuatan kontur sebenarnya dapat dilakukan hanya dengan menggunakan *software* Surfer atau Global Mapper saja, tetapi data hasil dari *software* surfer tidak dapat dilakukan penyetingan proyeksi peta sedangkan hasil dari *software* Global Mapper tidak dapat dibaca oleh *software* Map Editor dimana merupakan *software* yang digunakan pada tahap selanjutnya dalam pembuatan peta vektor. Dengan demikian untuk pembuatan peta vektor diperlukan 3 *software* yaitu Global Mapper, Surfer dan Map Editor.

### 3.1.3. Penentuan Jenis Tutupan Lahan

Untuk mengetahui jenis tutupan lahan dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu menggunakan data sekunder (misal: LAPAN, Bakosurtanal, *Google Earth* dan lain-lain) dan menggunakan data primer yaitu dengan melakukan survey langsung ke lokasi. Pada kajian ini yang dilakukan adalah survey langsung ke lokasi. Setelah proses identifikasi jenis

tutupan lahan, langkah selanjutnya adalah melakukan pembobotan nilai jenis tutupan lahan sesuai dengan Tabel 2.1 dengan cara dijitasi.

Dijitasi dilakukan menggunakan *software* Map Editor pada data peta vektor yang sebelumnya telah dibuat lebih dahulu menggunakan *software* Global Mapper dan Surfer. Garis *roughness* pada peta vektor diperlihatkan pada Gambar 3.5.



Gambar 3.5 Garis *Roughness* Pada Peta Vektor

Pada Gambar 3.5 diperlihatkan bahwa terdapat 2 area yang dibatasi oleh satu garis *roughness* dengan jenis tutupan lahan yang berbeda. Pada area A, jenis tutupan lahannya terdiri dari sawah dan semak belukar dengan ketinggian kurang dari 3 meter. Sesuai dengan Tabel 2.1 maka bobot area A bernilai 0,005m. Sedangkan untuk area B, jenis tutupan lahannya adalah berupa perkebunan dengan ketinggian pohon sekitar kurang dari 5 meter bernilai 0,1 m.

### 3.2. Pemilihan Jenis Turbin Angin yang akan Digunakan

Untuk menentukan jenis turbin angin yang akan digunakan maka dilakukan simulasi perhitungan nilai *AEP* menggunakan *WASP* terhadap 15 jenis turbin angin dengan spesifikasi berbeda yang dikelompokkan berdasarkan kapasitas turbin angin yaitu kelompok 1 untuk turbin angin dengan kapasitas 500 kW yang terdiri dari 2 spesifikasi yang berbeda, kelompok 2 untuk turbin angin kapasitas 600 kW dengan 7 spesifikasi yang berbeda dan kelompok 3 untuk turbin angin dengan kapasitas 700 kW dengan 6 spesifikasi

yang berbeda. Perbedaan spesifikasinya terletak pada ketinggian *hub*, diameter rotor, dan nilai *cut-in* dan *cut-off* nya. Berikut tabel daftar turbin angin yang dilakukan pemilihan tersebut:

Tabel 3.1 Turbin Angin yang akan dipilih

Kelompok	Kapasitas (kW)	Ø Rotor (m)	Tinggi Hub (m)
1a	500	33,2	30
1b	500	39	40,5
2a	600	44	40
2b	600	43	45
2c	600	48	50
2d	600	39	40,5
2e	600	42	40,5
2f	600	44	40,5
2g	600	48	50
3a	750	44	50
3b	750	48,2	50
3c	750	48,4	65
3d	750	54	60
3e	750	50	50
3f	750	57	68

### 3.3. Biaya Komponen Turbin Angin dan Investasi *Wind Farm*

Untuk mengetahui biaya investasi *wind farm* maka diperlukan perkiraan biaya untuk pembelian turbin angin itu sendiri berikut ini adalah estimasi biaya komponen turbin angin dan investasi *wind farm*.

#### 3.3.1. Contoh Biaya Komponen Turbin Angin

Hampir semua produsen turbin angin tidak mencantumkan harga sebenarnya dari turbin angin tersebut. Berdasarkan hasil survey yang dilakukan penulis di internet mulai dari turbin angin skala kecil hingga besar hanya produsen turbin angin merek Bergey yang mencantumkan harga (kapasitas produk Bergey maksimal 10 kW).

Berdasarkan hal tersebut, banyak informasi (biasanya dalam bentuk laporan teknis) tentang harga turbin angin pada skala tertentu didasarkan pada *range* biaya. Misalnya untuk skala menengah (500 kW-1 MW) biaya terpasangnya berkisar antara USD 1240- USD 2600 per kW [48].

Estimasi harga turbin angin untuk kapasitas 750 kW yang digunakan dalam penelitian ini adalah berdasarkan Eric Hau seperti diperlihatkan pada Tabel 3.2 berikut:

Tabel 3.2 Harga dan Komponen Biaya Turbin Angin Kapasitas 750 kW [35]

No.	Komponen 750 kW	Biaya (\$)	Proporsi (%)
<b>1</b>	<b>Rotor</b>		
a	Sudu (berbahan glass atau polyester, dengan rem)		
b	Hub		
c	Bearing Sudu	118.332,13	21,03
d	Mekanisme pengatur pitch sudu		
e	Perlengkapan (Spinner dan komponen kecil)		
<b>2</b>	<b>Mekanisme pengaturan dan nacelle</b>		
a	Bearing rotor dan tempatnya		
b	As Rotor		
c	<i>Tanpa Gear Box</i>		
d	Dudukan Nacelle	224.622,86	39,92
e	Pengatur ekor dengan bearing menara		
f	Tutup Nacelle		
g	Perlengkapan lain (rem rotor, clutch, generator, as, hidrolik, pendingin eksternal)		
<b>3</b>	<b>Sistem Elektrikal</b>		
a	Generator		
b	Inverter dengan sistem kontrol dan switchgear	103.139,70	18,33
c	Sistem kontrol		
d	Pengkabelan dan komponen elektrikal lainnya		
e	Transformer, 20 kV (didalam menara)		
<b>4</b>	<b>Menara</b>		
a	Menara (termasuk struktur pondasi)	116.587,81	20,72
<b>Biaya komponen</b>		562.682,50	100,00
<b>Biaya overheads (45 %)</b>		253.207,13	45,00
<b>Estimasi harga jual</b>		562.682,50	
<b>Harga Turbin Angin Saja</b>		<b>815.889,63</b>	
<b>Commissioning</b>		4.079,45	
<b>Ereksi Menara</b>		47.321,60	
<b>Transportasi</b>		122.383,44	
<b>Harga Turbin Angin Terkirim</b>		<b>989.674,12</b>	

Sedangkan untuk harga turbin angin kapasitas 600 kW harga turbin angin yang digunakan adalah berdasarkan hasil studi yang diperlihatkan pada Tabel 3.3 berikut ini.

Tabel 3.3 Harga dan Komponen Biaya Turbin Angin Kapasitas 600 kW [49]

No.	Komponen 600 kW	Biaya (\$)	Proporsi (%)
<b>1</b>	<b>Rotor</b>		
a	Sudu (berbahan glass atau polyester, dengan rem)		
b	Hub		
c	Bearing Sudu	155.570,87	21,03
d	Mekanisme pengatur pitch sudu		
e	Perlengkapan (Spinner dan komponen kecil)		
<b>2</b>	<b>Mekanisme pengaturan dan nacelle</b>		
a	Bearing rotor dan tempatnya		
b	As Rotor		
c	<b>Gearbox</b>		
d	Dudukan Nacelle	295.310,95	39,92
e	Pengatur ekor dengan bearing menara		
f	Tutup Nacelle		
g	Perlengkapan lain (rem rotor, clutch, generator, as, hidrolik, pendingin eksternal)		
<b>3</b>	<b>Sistem Elektrikal</b>		
a	Generator		
b	Inverter dengan sistem kontrol dan switchgear	135.597,44	18,33
c	Sistem kontrol		
d	Pengkabelan dan komponen elektrikal lainnya		
e	Transformer, 20 kV (didalam menara)		
<b>4</b>	<b>Menara</b>		
a	Menara (termasuk struktur pondasi)	153.277,63	20,72
<b>Biaya komponen</b>		739.756,89	100,00
<b>Biaya overheads (45 %)</b>		332.890,60	45,00
<b>Estimasi harga jual</b>		739.756,89	
<b>Harga Turbin Angin Saja</b>		<b>1.072.647,49</b>	
<b>Commissioning</b>		5.363,24	
<b>Ereksi Menara</b>		5.899,56	
<b>Transportasi</b>		16.089,71	
<b>Harga Turbin Angin Terkirim</b>		<b>1,100,000.00</b>	

### 3.3.2. Contoh Biaya Investasi *Wind Farm*

Estimasi biaya investasi *wind farm* berdasarkan Eric Hau [35] dengan asumsi bahwa *wind farm* dihubungkan ke jaringan tegangan tinggi (110 atau 220 kV) karena kapasitas terpasang *wind farm* yang lebih dari 15 MW dengan harga per turbin angin sesuai dengan Tabel 3.2 dan Tabel 3.3. Contoh estimasi biaya *wind farm* untuk kapasitas 53,2 MW yang terdiri dari turbin angin 750 kW diperlihatkan pada Tabel 3.4.



Tabel 3.4 Estimasi Biaya *Wind Farm* Kapasitas 53,2 MW @ Turbin Angin 750 kW [35]

No.	Wind Farm	Biaya (\$)	Proportion (%) dari Harga turbin angin	Proportion (%) dari TIC
1	<b>Wind turbines:</b> Harga termasuk trafo 20 kV, transportasi, ereksi menara dan commissioning	75.215.233,21	100,00	71,90
2	<b>Biaya yang Berhubungan dengan Lokasi</b>			
a	<i>Pondasi</i>	4.445.220,28	5,91	4,25
b	<i>Pekerjaan sipil, jalan akses, pagar, gerbang</i>	1.917.988,45	2,55	1,83
3	<b>Infrastruktur Elektrikal:</b>			
	<i>32 trafo menengah dan kabel internal</i>	4.324.875,91	5,75	4,13
4	<b>Koneksi ke Jaringan:</b>			
	<i>Substation, termasuk feeder trafo 20/110-kV (5 km)</i>	4.505.392,47	5,99	4,31
5	<b>Monitoring Jarak Jauh</b>	323.425,50	0,43	0,31
6	<b>Lampu peringatan pesawat terbang</b>	285.817,89	0,38	0,27
9	<b>General kontraktor: perencanaan, Manajemen dan Garansi</b>	4.031.536,50	5,36	3,85
10	<b>Kontrak dan perijinan pembangunan</b>	3.595.288,15	4,78	3,44
12	<b>Financing dan biaya legal, biaya bank</b>	2.354.236,80	3,13	2,25
	<b>Pra Operasi, Laporan dan perijinan tenaga ahli</b>			
	<i>–Penilaian potensi energi angin</i>			
	<i>– Studi Geologi</i>			
13	<i>–Study AMDAL</i>	3.610.331,19	4,80	3,45
	<i>– Micro-siting</i>			
	<i>–Biaya Personel (untuk staf professional)</i>			
	<b>Biaya total yang berhubungan dengan lokasi</b>	<b>29.394.113,14</b>	<b>39,08</b>	<b>100</b>
	<b>Biaya total investasi</b>	<b>104.609.346,35</b>	<b>139,08</b>	
	<b>Biaya investasi spesifik (USD/kW)</b>	<b>1.835,25</b>		

### 3.4. Asumsi yang Digunakan Dalam Perhitungan Biaya Produksi (*CoE*) dan Analisis Finansial

Harga jual energi (listrik) merupakan komponen yang sangat mempengaruhi perhitungan finansial yang pada akhirnya akan menentukan layak tidaknya suatu investasi *wind farm*. Harga jual tersebut biasanya dimasukkan kedalam suatu perjanjian jual beli energi (*Power Purchase Agreement-PPA*). Di Indonesia, penentuan harga jual energi yang berasal dari sumber energi terbarukan (*Renewable Energy Sources-RES*) yang telah jelas adalah Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dimana Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan peraturan mengenai harga jual [50] dan penekanan agar operator listrik di Indonesia (PLN) membeli sesuai dengan arahan pada peraturan tersebut [51].

Penentuan harga jual energi yang berasal dari *RES* ini menjadi sulit melihat kondisi hingga saat ini pemerintah masih memberlakukan subsidi terhadap listrik. Hal ini berakibat pada validitas dari biaya produksi listrik (*CoE*) yang digunakan menjadi tidak jelas. Berdasarkan hal tersebut maka pada penelitian ini, harga terkecil (termurah) akan dijadikan sebagai ukuran dari optimalisasi dari konfigurasi *wind farm*.

Estimasi perhitungan finansial pada penelitian ini menggunakan asumsi-asumsi sebagai berikut:

- Komposisi pendanaan (*ownership share*) adalah 70% hutang (*debt*) dan 30% ekuitas (*equity*) [42,52].
- *ROE* yang diinginkan adalah 10%.
- Bunga bank (*debt of interest*) diasumsikan sebesar 8% dengan masa pengembalian selama 15 tahun.
- Umur investasi *wind farm* adalah 20 tahun.
- Nilai *PI* sebagai target ditetapkan sebesar 0,3 [41].
- Nilai *discount rate* yang digunakan  $AWCC_{nominal}$  [37] dan  $AWCC_{real}$  [41].
- *IRR* yang diinginkan adalah sebesar 10%.
- Nilai inflasi yang digunakan adalah proyeksi dari Bank Indonesia hingga tahun 2015 yaitu sebesar 4% [53]. Nilai tersebut juga masih masuk dalam *range* proyeksi inflasi

hasil dari kajian yang dilakukan oleh lembaga di Universitas Indonesia yaitu antara 4%-7% [54].

- Nilai depresiasi, amortisasi dan pajak yang digunakan disesuaikan dengan peraturan pemerintah Indonesia [55].
- Biaya asuransi yang digunakan adalah 0,15% dari nilai *TIC* [20].



## **BAB 4**

### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

Pada Bab 4 ini dibahas mengenai hasil dari perhitungan statistik dimana perhitungan tidak mempertimbangkan kontur dan *roughness*. Pada perhitungan *wind resources* yang digunakan data kecepatan dan arah angin hasil pemantauan langsung di lokasi analisis pada ketinggian 50 meter. Hasil perhitungan *wind resources* adalah berupa peta potensi energi angin dan telah mempertimbangkan kontur serta *roughness*.

Pembahasan juga mencakup luas area *wind farm* yang akan digunakan dimana ditentukan berdasarkan hasil perhitungan *wind resources assessment* (dalam bentuk peta potensi energi angin). Hasil dari pemilihan turbin angin yang akan digunakan pada *wind farm*, serta konfigurasi yang optimal berdasarkan harga jual energi terkecil (termurah) dengan batasan-batasan tertentu dari nilai dari indikator-indikator kelayakan suatu proyek yaitu *NPV*, *IRR* dan *PI* pada perhitungan biaya dan finansial serta sensitifitasnya terhadap nilai *CF* sebagai fungsi dari potensi energi angin suatu wilayah dan terhadap inflasi.

Hasil perhitungan *FiT* dan desain perhitungan *FiT* untuk pembangkit listrik tenaga angin atau bayu (PLTB) termasuk bagian yang dibahas dan dianalisis pada Bab 4 ini.

#### **4.1. Statistik Potensi Energi Angin (Tanpa Kontur dan *Roughness*)**

Perhitungan statistik potensi energi angin dilakukan dengan asumsi *roughness* yang seragam dengan nilai yang diambil adalah 0,0002 m yang merupakan representasi dari jenis permukaan air. Pemilihan jenis *roughness* tersebut dengan pertimbangan kondisi ideal suatu lokasi dimana kecepatan dan arah angin tidak mengalami hambatan dan defleksi arah.

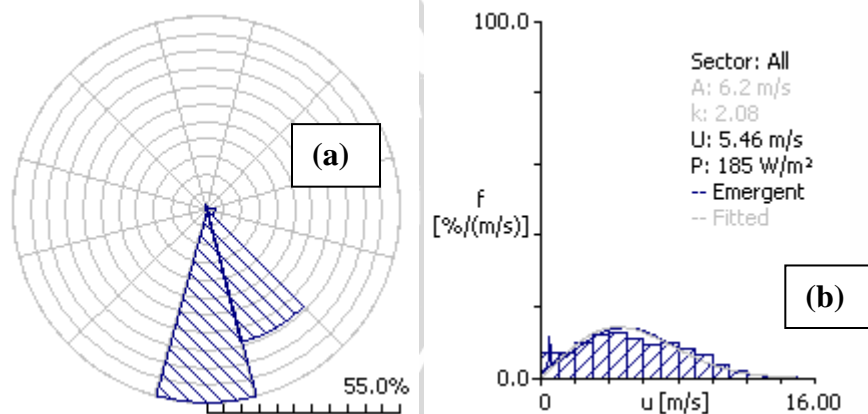
##### **4.1.1. Fungsi Distribusi Weibull**

Perhitungan statistik potensi energi angin menggunakan data kecepatan dan arah angin pada ketinggian 10, 30 dan 50 meter dari atas permukaan tanah sesuai dengan penempatan *anemometer* di lapangan yang diperlihatkan pada Tabel 4.1.

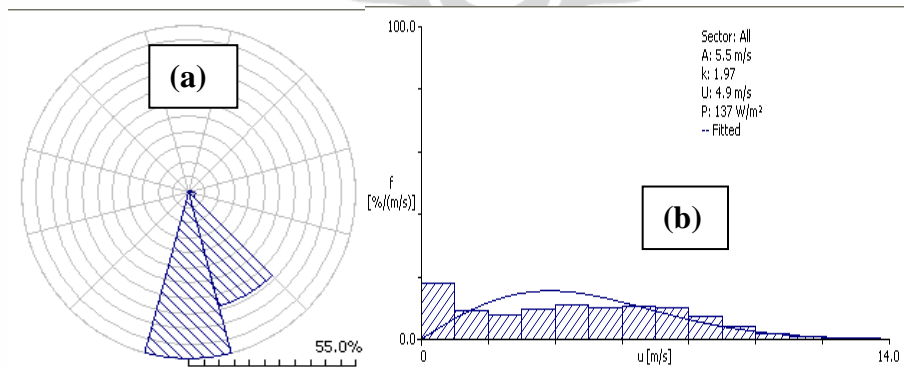
Tabel 4.1 Data Angin Muara Binuangeun Lebak Banten Periode 2006-2007

Ketinggian (m)	Data Aktual	Standar	Parameter Weibull		Rapat Daya
	Kecepatan Angin Rata-rata (m/s)	Deviasi	c (m/s)	k	W/m <sup>2</sup>
10	4,9	0,65	5,5	1,97	137
30	5,3	0,59	6,0	2,04	171
50	5,5	0,57	6,2	2,07	185

Grafik frekuensi arah angin dominan dan distribusi kecepatan angin diperlihatkan pada Gambar 4.1 untuk kondisi pada ketinggian 50 meter dan Gambar 4.2 untuk kondisi pada ketinggian 10 meter sebagai perbandingan. Distribusi frekuensi, arah angin didominasi dari arah selatan dan tenggara masing-masing sebesar 54,6% dan 38,9%.



Gambar 4.1 Grafik Hasil Perhitungan WASP Pada Ketinggian 50 meter: (a) Distribusi Frekuensi (*windrose*), (b) Distribusi Kecepatan Angin (Weibull)



Gambar 4.2 Grafik Hasil Perhitungan WASP Pada Ketinggian 10 meter: (a) Distribusi Frekuensi (*windrose*), (b) Distribusi Kecepatan Angin (Weibull)

Pada Gambar 4.1(b) dan 4.2(b) masing-masing diperlihatkan perbedaan bentuk kurva distribusi Weibull untuk kecepatan angin pada ketinggian 50 dan 10 meter dimana bentuk tersebut dipengaruhi oleh nilai dari parameter  $c$  dan  $k$ .

Kurva Weibull untuk ketinggian 10 meter lebih landai dan pada ketinggian 50 meter kurva terlihat lebih curam. Dengan kata lain, kecepatan angin pada ketinggian tersebut lebih bervariasi dibandingkan dengan pada ketinggian 50 meter. Sedangkan untuk parameter  $c$ , kecepatan angin pada ketinggian 10 meter cenderung terdistribusi pada sisi kiri grafik sedangkan pada ketinggian 50 meter, kecepatan angin lebih terdistribusi lebih ketengah grafik atau lebih kanan dibandingkan pada ketinggian 10 meter.

Dengan demikian, sesuai dengan *rule of thumb* bahwa kecepatan angin pada ketinggian 50 meter lebih tinggi dibandingkan dengan pada ketinggian 10 meter. Berdasarkan hal tersebut dan mempertimbangkan validitas data potensi angin maka data yang digunakan untuk proses selanjutnya dalam penelitian ini adalah data potensi angin pada ketinggian 50 meter.

#### 4.2. Wind Resources

Definisi dari *wind resource* adalah kecepatan angin atau rapat daya pada ketinggian tertentu pada suatu lokasi [20]. Pada penelitian ini, perhitungan *wind resources* menggunakan *software* WAsP. Data lain yang digunakan dalam perhitungan *wind resources* adalah peta vektor lokasi analisis yang didalamnya sudah terdapat nilai *roughness* (lihat Gambar 3.5). Luas wilayah yang dianalisis adalah 54,372 km<sup>2</sup> yang dibagi dalam ukuran *grid* yaitu 239 kolom, 91 baris sehingga total perhitungan sebanyak 21749 titik dengan resolusi perhitungan 50 m<sup>2</sup> per titik. Tabel 4.2 memperlihatkan hasil perhitungan simulasi *wind resources* pada ketinggian perhitungan 50 meter.

Tabel 4.2 Hasil *Wind Resources* Ketinggian 50 meter

Parameter	Ketinggian Perhitungan 50 (m)
Weibull $c$ Rata-rata (m/s).	5,9 (max 6,9-min 5,5)
Weibull $k$ Rata-rata.	1,99 (max 2,03-min 1,96)
Kec. Angin Rata-rata. (m/s)	5,27 (max 6,07-min 4,87)
Rapat Daya Rata-rata. (W/m <sup>2</sup> )	173 (max 260-min 135)

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Simulasi *Wind Resources* Berdasarkan Arah Angin

Ketinggian 50 m													
Parameter (Nilai Rata-rata)	Sektor Arah Angin (°)												
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Omni
Weibull <i>c</i> (m/s)	4,1	1	1,1	1,9	2,8	5,9	6,4	5,9	0,9	0,7	0,7	0,7	<b>5,9</b>
Weibull <i>k</i>	1,52	0,79	1,11	1,19	1,3	2,37	2,08	1,76	1,11	7,89	9,42	2,54	<b>1,99</b>
Kec. Angin (m/s)	3,69	1,11	1,07	1,76	2,60	5,20	5,22	5,26	0,98	0,63	0,64	0,76	<b>5,27</b>
Rapat Daya (W/m <sup>2</sup> )	82	10	4	14	38	142	193	192	9	0	0	2	<b>173</b>
Frekuensi (%)	1,10	0,40	0,5	1,0	2,70	37,60	53,60	2,10	0,3	0,2	0,2	0,2	-

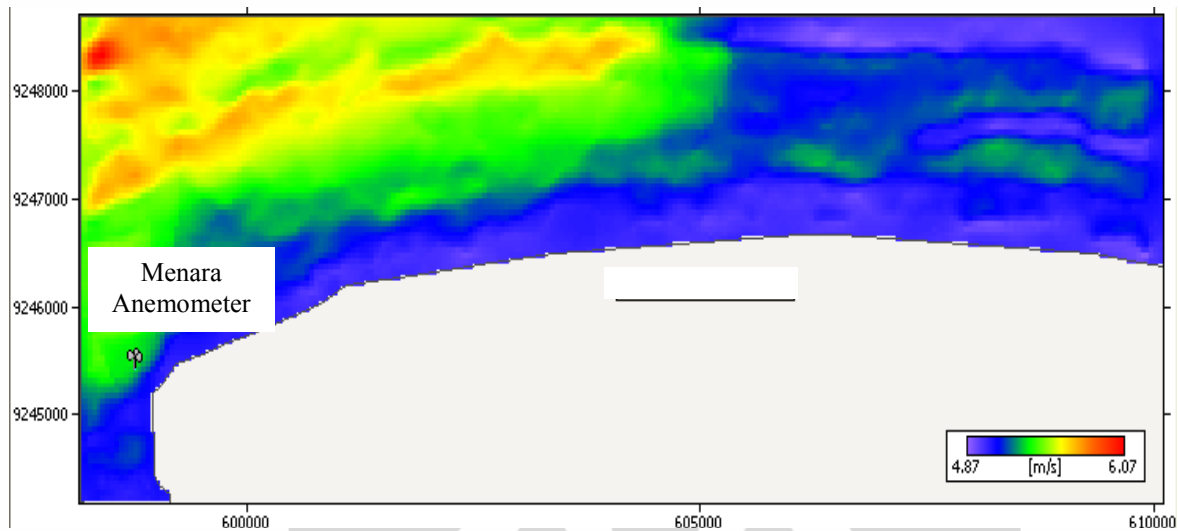
Tabel 4.3 adalah hasil perhitungan simulasi *wind resources* berdasarkan 12 sektor arah angin. Arah angin dominan terjadi pada sektor 150° dan 180° (Tenggara dan Selatan) masing-masing sebesar 37,6% dan 53,6%. Arah angin dominan merupakan hal yang penting ketika suatu lokasi dianalisis dengan tujuan untuk dibangun suatu *wind farm* dimana jarak antar turbin angin dalam suatu susunan akan mempengaruhi terhadap daya keluaran antar turbin angin tersebut [20].

Kecepatan angin rata-rata terbesar pada ketinggian 50 meter, kecepatan angin rata-rata tertinggi terjadi pada sektor 150°, 180° dan 210° yaitu masing-masing sebesar 5,2 , 5,22 dan 5,26 m/s. Rapat daya sebagai fungsi dari kecepatan angin dengan nilai terbesar juga lebih terdistribusi pada sektor yang sama dengan kecepatan angin terbesar.

#### 4.2.1. Peta Potensi Energi Angin (*Wind Resources Map*)

Penilaian potensi energi angin digambarkan dalam bentuk peta potensi energi angin. Nilai parameter-parameter penilaian (*assessment*) diindikasikan dalam degradasi warna. Perhitungan aliran fluida angin pada WASP digunakan untuk lokasi dengan bentuk permukaan yang tidak kompleks (relatif landai) dengan kecuraman kontur kurang dari 17°. Untuk lokasi dengan bentuk permukaan yang kompleks biasanya digunakan metoda *Computational Fluid Dynamics (CFD)* [56,57]. *Software CFD* komersial yang digunakan khusus untuk penilaian potensi energi angin juga banyak digunakan salah satunya adalah *MeteoDyn* [58].

Peta potensi energi angin yang dihasilkan oleh WASP diperlihatkan pada Gambar 4.3 berikut:



Gambar 4.3 Peta Potensi Energi Angin di Muara Binuangeun

Gambar 4.3 merupakan peta potensi energi angin untuk parameter kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 50 meter dengan skala 1:1000. Kecepatan angin terkecil diwakili oleh warna biru muda dan kecepatan angin tertinggi diwakili oleh warna merah.

Pada Gambar 4.3 dapat dilihat bahwa pada bagian barat memiliki kecepatan angin yang lebih baik dibandingkan dengan bagian timur. Hal ini disebabkan oleh jenis tutupan lahan yang berbeda dimana pada bagian timur adalah perkebunan dan bagian barat lebih didominasi oleh persawahan dan semak belukar seperti dijelaskan pada sub-bab 3.1.3. Kecepatan angin yang rendah (warna biru) pada daerah bagian barat terjadi karena ketinggian permukaan bukan karena jenis tutupan lahan.

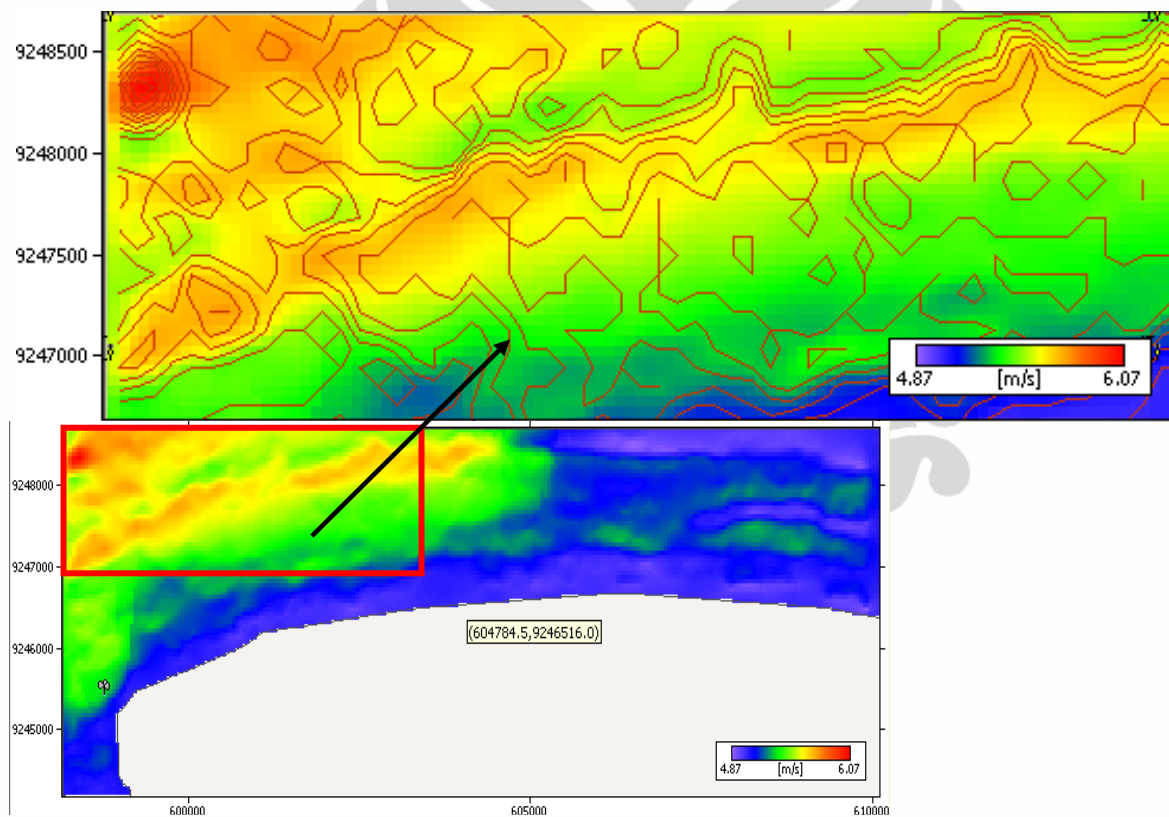
#### 4.3. Luas Area *Wind Farm*

Berdasarkan hasil perhitungan simulasi *wind resources* dengan luas area yang dianalisis yaitu sekitar 54,372 km<sup>2</sup>, luas area dengan potensi energi angin yang cukup bagus adalah sekitar 10,68 km<sup>2</sup> dan luas area yang digunakan untuk *wind farm* adalah 8,709 km<sup>2</sup> yang dibatasi oleh titik-titik koordinat *x-y* 598168-9246980; 598168-9248660 dan 603352-



9246980; 603352-9248660 yang berbentuk persegi panjang. Pemilihan luas area dan bentuk area tersebut dengan mempertimbangkan keterbatasan *feature* (untuk memotong gambar atau *cropping*) yang dimiliki *software* yang digunakan (Global Mapper dan Surfer).

Area yang berwarna biru pada bagian timur tidak dijadikan lokasi *wind farm* karena pertimbangan terhadap ketinggian pepohonan pada perkebunan tersebut yang dapat mengurangi laju kecepatan aliran angin dan dapat menyebabkan turbulensi sehingga turbin angin tidak dapat beroperasi secara optimal. Lokasi yang dijadikan sebagai area *wind farm* diperlihatkan pada Gambar 4.4.



Gambar 4.4 Area Lokasi *Wind Farm*

#### 4.4. Turbin Angin yang Digunakan

Semua turbin angin yang diperlihatkan pada Tabel 3.1 kemudian dilakukan perhitungan kinerjanya pada titik lokasi yang sama yaitu  $105^{\circ} 54' 14.6202''$  BT -  $6^{\circ} 48' 23.5428''$  LS. Representasi dari kinerja yang dimaksud adalah nilai *CF* dari turbin angin-

turbin angin tersebut pada lokasi yang sama. Hasil perhitungannya diperlihatkan pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Kinerja Turbin Angin

No.	Kapasitas (kW)	Ø Rotor (m)	Tinggi Hub (m)	AEP <sub>nom</sub> (MWh)	AEP <sub>net</sub> (MWh)	CF (%)
1a	500	33,2	30	4380	411	9,4
1b	500	39	40,5	4380	780	17,8
2a	600	44	40	5256	1006	19,1
2b	600	43	45	5256	891	16,9
2c	600	48	50	5256	1247	23,7
2d	600	39	40,5	5256	809	15,4
2e	600	42	40,5	5256	894	17,0
2f	600	44	40,5	5256	959	18,2
<b>2g</b>	<b>600</b>	<b>48</b>	<b>50</b>	<b>5256</b>	<b>1294</b>	<b>24,6</b>
3a	750	44	50	6570	1041	15,8
3b	750	48,2	50	6570	1290	19,6
3c	750	48,4	65	6570	1402	21,3
3d	750	54	60	6570	1696	25,8
3e	750	50	50	6570	1362	20,7
<b>3f</b>	<b>750</b>	<b>57</b>	<b>68</b>	<b>6570</b>	<b>1939</b>	<b>29,5</b>

Pada Tabel 4.4 dapat dilihat bahwa kinerja turbin angin pada kelompok 1 yaitu turbin angin dengan kapasitas 500 kW yang tertinggi adalah 1b dengan nilai *CF* sebesar 17,8%. Untuk kelompok turbin angin 2 dimiliki oleh turbin angin dengan nomor urut 2g yaitu sebesar 24,6%, dan untuk kelompok turbin angin 3 dimiliki oleh turbin angin dengan nomor urut 3f sebesar 29,5%.

Penyebab dari kecilnya nilai *CF* adalah nilai *cut-in* dari turbin angin-turbin angin tersebut yang nilainya diatas 5 m/s. Hal ini tentu saja tidak sesuai dengan kondisi potensi energi angin di lokasi analisis yang rata-rata pertahunnya adalah sebesar 5,27 m/s sehingga turbin angin tersebut tidak beroperasi dengan optimal.

Berdasarkan batasan masalah yang digunakan pada penelitian ini tentang nilai *CF* turbin angin dimana yang digunakan adalah 20%-40% dan menurut hasil perhitungan pada Tabel 4.4 maka turbin angin yang dipilih untuk digunakan pada *wind farm* adalah 2g dan 3f dengan kapasitas masing-masing 600 kW dan 750 kW.

#### 4.5. Konfigurasi Turbin Angin

Setelah turbin angin yang akan digunakan telah ditentukan, selanjutnya adalah menyusun turbin angin-turbin angin tersebut dengan jarak spasi horisontal 3D-5D dan vertikal 5D-9D. Susunan konfigurasi turbin angin dikombinasi berdasarkan jarak spasi (sesuai dengan diameter rotor yang tertera pada spesifikasi masing-masing turbin angin) antar turbin yang disarankan untuk menghindari *wake loss* yang besar.

Jumlah turbin angin yang digunakan otomatis akan dibatasi oleh luas area yang telah ditentukan sebelumnya seperti telah dijelaskan pada Sub Bab 4.3. Jumlah total konfigurasi yang kemungkinan dapat diimplementasikan adalah 30 konfigurasi. Susunan konfigurasi dan jumlah turbin angin tersebut diperlihatkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Susunan Konfigurasi *Wind Farm*

Nomor urut	Konfigurasi ( $x \times y$ )	Jumlah Turbin Angin (Unit)	Kapasitas Turbin Angin (kW)	Nomor urut	Konfigurasi ( $x \times y$ )	Jumlah Turbin Angin (Unit)	Kapasitas Turbin Angin (kW)
1	3D x 5D	296	600	16	3D x 5D	186	750
2	3D x 6D	222	600	17	3D x 6D	186	750
3	3D x 7D	222	600	18	3D x 7D	155	750
4	3D x 8D	185	600	19	3D x 8D	124	750
5	3D x 9D	148	600	20	3D x 9D	124	750
6	4D x 5D	224	600	21	4D x 5D	138	750
7	4D x 6D	168	600	22	4D x 6D	138	750
8	4D x 7D	168	600	23	4D x 7D	114	750
9	4D x 8D	140	600	24	4D x 8D	92	750
10	4D x 9D	112	600	25	4D x 9D	92	750
11	5D x 5D	176	600	26	5D x 5D	114	750
12	5D x 6D	132	600	27	5D x 6D	114	750
13	5D x 7D	132	600	28	5D x 7D	95	750
14	5D x 8D	110	600	29	5D x 8D	76	750
15	5D x 9D	88	600	30	5D x 9D	76	750

##### 4.5.1. Konfigurasi Turbin Angin yang Optimal Berdasarkan Nilai *CF*

Setelah turbin angin-turbin angin tersebut disusun, langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan simulasi untuk menentukan kinerja yang optimal dari masing-masing konfigurasi tersebut. Pada penelitian ini penentuan optimal tidaknya suatu

konfigurasi dilakukan berdasarkan kinerja *wind farm* secara teknis yaitu nilai *CF*-nya dan secara finansial atau keekonomiannya yaitu harga jual energi terkecil (termurah).

Seluruh konfigurasi *wind farm* seperti yang diperlihatkan pada Tabel 4.5 kemudian disimulasikan dengan menggunakan WASP untuk mengetahui konfigurasi yang terbaik berdasarkan nilai *CF*-nya. Hasil dari perhitungan tersebut diperlihatkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Hasil Simulasi WASP Untuk Konfigurasi-konfigurasi *Wind Farm*

Nomor urut	Konfigurasi	Jumlah Turbin Angin (Unit)	Kapasitas Terpasang (MW)	Kapasitas Turbin Angin (kW)	CF (%)	AEP Aktual (kWh/Tahun)	AEP Nominal (kWh/Tahun)	Wake Loss (%)
1	3 x 5	296	177,6	600	18,06%	280.983.000	1.555.776.000	23,92
2	3 x 6	222	133,2	600	19,36%	225.871.000	1.166.832.000	18,01
3	3 x 7	222	133,2	600	19,99%	233.294.000	1.166.832.000	15,73
4	3 x 8	185	111	600	20,54%	199.717.000	972.360.000	12,95
5	3 x 9	148	88,8	600	20,94%	162.872.000	777.888.000	10,96
6	4 x 5	224	134,4	600	18,73%	220.573.000	1.177.344.000	21,07
7	4 x 6	168	100,8	600	19,94%	176.040.000	883.008.000	15,55
8	4 x 7	168	100,8	600	20,50%	180.982.000	883.008.000	13,60
9	4 x 8	140	84	600	21,01%	154.634.000	735.840.000	10,94
10	4 x 9	112	67,2	600	21,44%	126.227.000	588.672.000	8,79
11	5 x 5	176	105,6	600	19,41%	179.538.000	925.056.000	18,32
12	5 x 6	132	79,2	600	20,26%	140.542.000	693.792.000	14,27
13	5 x 7	132	79,2	600	20,88%	144.853.000	693.792.000	12,09
14	5 x 8	110	66	600	21,33%	123.338.000	578.160.000	9,68
15	5 x 9	88	52,8	600	21,67%	100.232.000	462.528.000	7,88
16	3 x 5	186	130,2	750	21,53%	263.098.000	1.140.552.000	25,95
17	3 x 6	186	130,2	750	22,65%	276.783.000	1.140.552.000	22,43
18	3 x 7	155	108,5	750	23,96%	243.999.000	950.460.000	17,69
19	3 x 8	124	86,8	750	24,94%	203.156.000	760.368.000	14,15
20	3 x 9	124	86,8	750	25,19%	205.211.000	760.368.000	13,36
21	4 x 5	138	96,6	750	22,44%	203.452.000	846.216.000	22,86
22	4 x 6	138	96,6	750	23,56%	213.599.000	846.216.000	19,37
23	4 x 7	114	79,8	750	24,69%	184.953.000	699.048.000	15,22
24	4 x 8	92	64,4	750	25,62%	154.876.000	564.144.000	11,84
25	4 x 9	92	64,4	750	25,97%	156.947.000	564.144.000	10,77
26	5 x 5	114	79,8	750	23,30%	174.491.000	699.048.000	19,86
27	5 x 6	114	79,8	750	24,06%	180.182.000	699.048.000	17,60
28	5 x 7	95	66,5	750	25,17%	157.070.000	582.540.000	13,53
29	5 x 8	76	53,2	750	26,00%	129.842.000	466.032.000	10,44
30	5 x 9	76	53,2	750	26,29%	131.247.000	466.032.000	9,60

Berdasarkan hasil perhitungan simulasi yang diperlihatkan pada Tabel 4.6, nilai *CF* yang terbaik adalah konfigurasi 5Dx9D menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW

dengan nilai  $CF$ -nya adalah 28,16% dan dengan *wake loss* sebesar 9,6%. Sedangkan untuk nilai  $CF$  terkecil adalah konfigurasi 3Dx5D dengan menggunakan turbin angin kapasitas 600 kW dengan nilai *wake loss* sebesar 23,92%. Pada Tabel 4.6 juga diperlihatkan bahwa nilai *wake loss* terkecil terjadi pada konfigurasi *wind farm* 5Dx9D dengan menggunakan turbin angin kapasitas 600 kW tetapi nilai  $CF$  yang dihasilkan lebih kecil dibandingkan dengan konfigurasi yang sama tetapi menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW.

Seperti diperlihatkan pada Gambar 4.6 bahwa *wake loss* yang terjadi pada *wind farm* menggunakan turbin angin kapasitas 600 kW lebih kecil dari pada *wind farm* yang menggunakan turbin angin 750 kW. Hal ini disebabkan karena diameter turbin angin 600 kW lebih kecil dibandingkan dengan turbin angin 750 kW yaitu masing-masing 48 m dan 57 m sehingga rekondisi angin dapat lebih cepat dibandingkan dengan turbin angin kapasitas 750 kW.

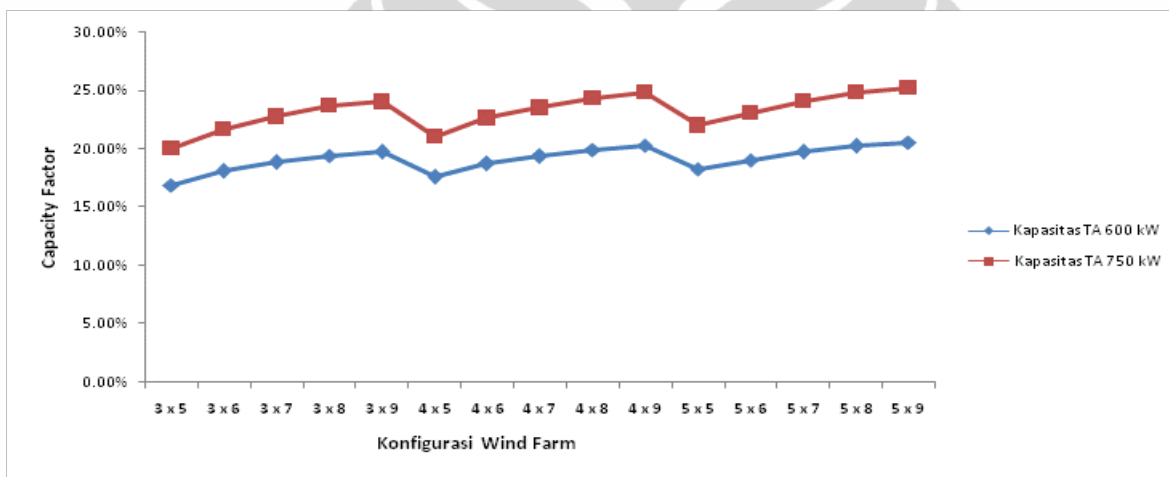
Dari sisi konfigurasi, semakin besar jarak spasi antar turbin angin maka nilai *wake loss* akan semakin kecil demikian juga sebaliknya (diperlihatkan pada Gambar 4.6). Hal ini dikarenakan bahwa semakin jauh jarak antar turbin maka kecepatan alir dan volume angin yang diterima oleh turbin angin yang berada pada posisi belakang setelah melewati turbin angin yang berada pada posisi depan akan kembali mendekati kecepatan alir dan volumenya seperti sebelum angin tersebut melewati turbin angin yang berada pada posisi didepan tadi seperti direpresentasikan pada persamaan (2.13).

Dengan demikian energi yang dapat dihasilkan (sebagai fungsi dari daya dorong kecepatan angin yang direpresentasikan dengan nilai *coefficient thrust* ( $C_t$ ) dari rotor turbin angin) antara turbin angin yang terletak pada posisi belakang, mendekati energi yang dihasilkan oleh turbin angin yang terletak pada posisi depan karena energi yang terkandung didalam angin adalah 3 kali dari kecepatan angin itu sendiri sesuai dengan persamaan (2.8)

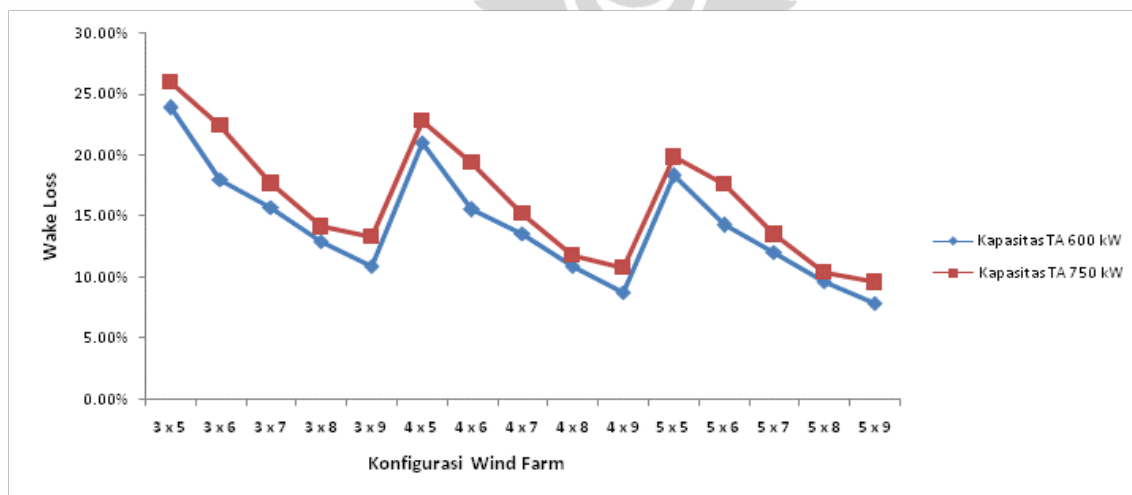
Dari sisi kinerja, jarak spasi antar turbin angin yang besar ini tidak menjamin bahwa nilai  $CF$  yang dihasilkan menjadi lebih baik dibandingkan dengan konfigurasi yang sama dengan *wake loss* yang lebih besar. Hal ini disebabkan karena nilai  $CF$  juga dipengaruhi oleh faktor karakteristik iklim angin dan topografi serta spesifikasi dari turbin angin

tersebut diantaranya adalah nilai *cut-in*, *cut-off*, kecepatan angin nominal, diameter rotor dan kapasitas turbin angin itu sendiri. Grafik perbandingan nilai *CF* terhadap konfigurasi *wind farm* diperlihatkan pada Gambar 4.5.

Selain itu, pada kondisi luas area *wind farm* yang terbatas, semakin besar jarak spasi antar turbin angin maka jumlah turbin angin yang dapat digunakan akan semakin sedikit sehingga akan mempengaruhi terhadap energi yang dapat dihasilkan secara keseluruhan dan pada akhirnya mungkin hal ini juga dapat mempengaruhi terhadap keekonomian dari *wind farm* itu.



Gambar 4.5 Perbandingan nilai *CF* Terhadap Konfigurasi *Wind Farm*



Gambar 4.6 Perbandingan nilai *wake loss* Terhadap Konfigurasi *Wind Farm*

#### 4.5.2. Estimasi Perhitungan Biaya Produksi dan Finansial *Wind Farm*.

Pada Sub Bab ini dibahas mengenai perhitungan biaya produksi dan finansial terhadap konfigurasi-konfigurasi *wind farm* dengan konfigurasi *wind farm* 3Dx5D menggunakan turbin angin 600 kW sebagai contoh perhitungan. Asumsi-asumsi yang digunakan adalah seperti yang telah dijelaskan pada Sub Bab 3.4 dengan membandingkan metoda perhitungan menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* tanpa mempertimbangkan inflasi dan perhitungan menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* dengan mempertimbangkan inflasi.

Perhitungan biaya produksi (*CoE*) dan analisis finansial untuk konfigurasi *wind farm* 3Dx5D menggunakan turbin angin 600 kW dengan metoda menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* adalah sebagai berikut:

##### a. Perhitungan Biaya Produksi (*CoE*)

Untuk dapat menghitung *CoE* diperlukan nilai biaya total investasinya (*TIC*). Nilai estimasi *TIC* diperlihatkan pada Tabel 4.7 berikut ini:

Tabel 4.7 Estimasi Biaya Investasi *Wind Farm* 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW

No	<i>Wind Farm</i> (MW)	Biaya	Proporsi	Proporsi (%)
.	177,6 @600 kW	\$	dari harga turbin angin	dari TIC
1	<b>296 Units Wind turbines:</b> harga termasuk trafo 20 kV, transportasi, ereksi dan commissioning	325.600.000,00	<b>100,00</b>	71,90
2	<b>Biaya yang berhubungan dengan lokasi</b>			
a	<i>Pondasi</i>	19.242.960,00	5,91	4,25
b	<i>Pekerjaan sipil, jalan akses, pagar, gerbang</i>	8.302.800,00	2,55	1,83
c	<b>Infrastruktur Elektrikal:</b>			
d	<i>32 trafo menengah dan kabel internal</i>	18.722.000,00	5,75	4,13
e	<b>Koneksi Jaringan (20 kV):</b>			
f	<i>Substation, termasuk feeder trafo. 20/110-kV (5 km)</i>	19.503.440,00	5,99	4,31
e	<b>Monitoring Jarak Jauh</b>	1.400.080,00	0,43	0,31
f	<b>Lampu peringatan pesawat terbang</b>	1.237.280,00	0,38	0,27
g	<b>General kontraktor: perencanaan, manajemen, dan garansi</b>	17.452.160,00	5,36	3,85

h	<b>Pembelian kontrak sewa lahan dan perijinan pembangunan</b>	15.563.680,00	4,78	3,44
i	<b>Financing dan biaya legal, biaya bank Pra Operasi, Laporan dan perijinan tenaga ahli</b>	10.191.280,00	3,13	2,25
	–Penilaian Potensi Angin			
	– Studi Geologi			
j	– Studi AMDAL	10.191.280,00	4,80	3,45
	– Micro-siting			
	– Biaya personel (untuk staf profesional)			
<b>Biaya total yang berhubungan dengan lokasi</b>		<b>121.806.960,00</b>	<b>39,08</b>	<b>100</b>
<b>Biaya total investasi</b>		<b>447.406.960,00</b>	<b>139,08</b>	
<b>Biaya investasi spesifik (\$/kW)</b>		<b>2.519,18</b>		

- **Fixed Charge Rate (FCR) Menggunakan  $AWCC_{nominal}$  Sebagai Discount Rate**

Total investasi ( $TIC$ ) = \$ 447,406,960.00 dibagi dalam komposisi pendanaan 70% hutang= \$ 313,184,872.00 dengan bunga 8% dan masa pinjam 15 tahun maka pertahunnya biaya untuk membayar hutang tersebut sebesar \$37,940,587.38 atau setara dengan 8,6% dari nilai  $TIC$ . Sedangkan 30% dari investasi tersebut merupakan ekuitas (modal sendiri) dengan nilai  $ROE$  sebesar 10%. Biaya cicilan total investasi tersebut merupakan termasuk dalam komponen  $FCR$ .

Komponen  $FCR$  lainnya adalah nilai depresiasi (aktiva berwujud) dan amortisasi (aktiva tidak berwujud) yang nilainya disesuaikan dengan Peraturan Pemerintah Indonesia yaitu masing-masing sebesar 10% selama 10 tahun untuk depresiasi dan 2,5% selama 8 tahun untuk amortisasi [55]. Sehingga total nilai depresiasi dan amortisasi adalah sebesar \$ 46,529,180.80. Karena depresiasi dan amortisasi merupakan komponen  $FCR$  maka nilai total tersebut dibagi selama umur proyek yaitu 20 tahun dan jumlahnya menjadi \$ 2,326,459.04 atau sama dengan 0,52% dari  $TIC$ .

Selanjutnya adalah komponen asuransi yang besarnya sekitar 0,15% dari  $TIC$  [20]. Sehingga total nilai  $FCR$  adalah sekitar 9,3% dari nilai  $TIC$ . Nilai  $FCR$  tersebut lebih kecil dari nilai acuan yang digunakan  $NREL$  yaitu sebesar 11,58% [40].



- **Fixed Charge Rate (FCR) Menggunakan  $AWCC_{real}$  Sebagai Discount Rate**

Metoda perhitungan pada perhitungan nilai  $FCR$  menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* dan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* adalah sama hanya pada  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate*, inflasi dimasukkan sebagai bagian dari variabel perhitungan. Dengan kondisi parameter perhitungan yang sama dan nilai inflasi sebesar 4%, nilai  $FCR$  menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* adalah sebesar 5,07%.

- **Annual Operational Expenses (AOE)**

Pada perhitungan nilai  $AOE$  yang terdiri dari komponen  $LRC$ ,  $LLC$  dan  $O\&M$ , nilai acuan yang digunakan adalah seperti dijelaskan pada Sub Bab 3.4 dan menggunakan persamaan (2.19);

$$AOE(USD) = \frac{303.461,64 + (1.966.881,00 + 1.900.320,00)}{280.983.000,00} = 303.461,65$$

maka  $CoE$  sesuai dengan persamaan (2.18) adalah:

$$CoE \left( \frac{USD}{kWh} \right) = \frac{(9,3\% \times \$ 447.406.960,00) + 303.461,65}{280.983.000,00} = 0,14869$$

Hasil perhitungan  $CoE$  dan finansial *wind farm* untuk konfigurasi 3Dx5D dengan kapasitas turbin angin 600 kW sejumlah 296 unit menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* selengkapnya diperlihatkan pada Tabel 4.8 dan 4.9 berikut:

.Tabel 4.8 Hasil Perhitungan  $CoE$  Wind Farm 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW

Parameter	$AWCC_{nominal}$	$AWCC_{real}$
Kapasitas Wind Farm	177,6 MW	177,6 MW
Kapasitas Turbin Angin	600 kW	600 kW
Jumlah Unit	296 Unit	296 Unit
Konfigurasi	3D x 5D	3D x 5D
AEP nominal	1.555.776.000 kWh	1.555.776.000 kWh
CF	18%	18%
AEP aktual	280.983.000 kWh	280.983.000 kWh
TIC	\$ 447.406.960,00	\$ 447.406.960,00
Discount Rate	8%	4,42%

<i>FCR</i>	9,27%	5,072%
<i>AOE</i>	\$ 303.461,6538	\$ 303.461,6538
<i>CoE</i>	\$ 0,14869	\$ 0,08184

### b. Perhitungan Finansial Menggunakan $AWCC_{nominal}$ Sebagai *Discount Rate*

Pada tahap perhitungan finansial dalam penelitian ini, nilai *IRR* dijadikan sebagai target yaitu sebesar 10% untuk mendapatkan harga jual listrik termurah. Dengan demikian perhitungan harga jual listrik dilakukan secara *trial and error*. Penentuan besarnya *IRR* sangat tergantung kepada keinginan investor itu sendiri, tidak ada acuan yang baku mengenai besaran nilai tersebut. Dalam beberapa literatur nilai *IRR* yang digunakan dalam rentang 10% hingga 14% masih masuk dalam batas kewajaran. Hasil perhitungan finansial *wind farm* diperlihatkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Finansial *Wind Farm* 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW Dengan  $AWCC_{nominal}$  Sebagai *Discount Rate*

Thn	AEP (kWh/thn)	Harga Jual Listrik (\$)	Pendapatan Kotor Tahunan (\$)	AOE (\$)	PPH 5% (\$)	FCR (U\$D)	Pendapatan Bersih Tahunan (\$)
1	280.983.000	0,3664	102.952.171,20	303.461,65	5.147.608,56	41.474.568,04	56.026.532,95
2	278.173.170	0,3664	101.922.649,49	300.427,04	5.096.132,47	41.474.568,04	55.051.521,94
3	275.391.438	0,3664	100.903.422,99	297.422,77	5.045.171,15	41.474.568,04	54.086.261,04
4	272.637.524	0,3664	99.894.388,76	294.448,54	4.994.719,44	41.474.568,04	53.130.652,75
5	269.911.149	0,3664	98.895.444,88	291.504,05	4.944.772,24	41.474.568,04	52.184.600,54
6	267.212.037	0,3664	97.906.490,43	288.589,01	-	41.474.568,04	56.143.333,37
7	264.539.917	0,3664	96.927.425,52	285.703,12	-	41.474.568,04	55.167.154,36
8	261.894.518	0,3664	95.958.151,27	282.846,09	-	41.474.568,04	54.200.737,13
9	259.275.572	0,3664	94.998.569,75	280.017,63	-	41.474.568,04	53.243.984,08
10	256.682.817	0,3664	94.048.584,06	277.217,46	-	41.474.568,04	52.296.798,56
11	254.115.989	0,3664	93.108.098,22	274.445,28	-	41.474.568,04	51.359.084,89
12	251.574.829	0,3664	92.177.017,23	271.700,83	-	41.474.568,04	50.430.748,36
13	249.059.080	0,3664	91.255.247,06	268.983,82	-	41.474.568,04	49.511.695,20
14	246.568.490	0,3664	90.342.694,59	266.293,98	-	41.474.568,04	48.601.832,57
15	244.102.805	0,3664	89.439.267,65	263.631,04	-	41.474.568,04	47.701.068,56
16	241.661.777	0,3664	88.544.874,97	260.994,73	-	41.474.568,04	46.809.312,20
17	239.245.159	0,3664	87.659.426,22	258.384,79	-	41.474.568,04	45.926.473,39
18	236.852.707	0,3664	86.782.831,96	255.800,94	-	41.474.568,04	45.052.462,98

19	234.484.180	0,3664	85.915.003,64	253.242,93	-	41.474.568,04	44.187.192,67
20	232.139.338	0,3664	85.055.853,60	250.710,50	-	41.474.568,04	43.330.575,06
<b>Umur Investasi</b>	=	<b>20 Tahun</b>					
<b>NPV</b>	=	<b>\$40.871.400,93</b>					
<b>IRR</b>	=	<b>10,0%</b>					
<b>Maks. Payback Period</b>	=	<b>15 Tahun</b>					
<b>Payback Period</b>	=	<b>8 Tahun 4,3 Bulan</b>					

Tabel 4.9 merupakan contoh perhitungan untuk konfigurasi *wind farm* 3Dx5D menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate*. Hasil perhitungan teknis dan finansial selengkapnya untuk semua konfigurasi *wind farm* dengan menggunakan  $AWCC_{nominal}$  diperlihatkan pada Tabel 4.10 berikut:

Tabel 4.10 Hasil Lengkap Perhitungan Teknis dan Finansial *Wind Farm* Menggunakan  $AWCC_{nominal}$

Konf.	Jum. TA (Unit)	WF (MW)	TA (kW)	CF (%)	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)	NPV (\$)	AEP (kWh/thn)	Biaya Inv. Spesifik (\$/kW)	Payback Period (Tahun-Bulan)	IRR (%)
3 x 5	296	177,6	600	18	0,1487	0,36640	40.871.401	280.983.000	2.519,18	8 – 10,57	10
3 x 6	222	133,2	600	19	0,1398	0,34450	30.941.474	225.871.000	2.538,31	8 – 10,56	10
3 x 7	222	133,2	600	20	0,1354	0,33350	30.805.407	233.294.000	2.538,31	8 – 10,60	10
3 x 8	185	111	600	21	0,1326	0,32660	25.844.222	199.717.000	2.553,61	8 – 10,59	10
3 x 9	148	88,8	600	21	0,1312	0,32319	20.808.826	162.872.000	2.576,57	8 – 10,61	10
4 x 5	224	134,4	600	19	0,1444	0,35580	31.173.161	220.573.000	2.537,63	8 – 10,57	10
4 x 6	168	100,8	600	20	0,1370	0,33770	23.631.159	176.040.000	2.562,90	8 – 10,56	10
4 x 7	168	100,8	600	20	0,1333	0,32850	23.618.679	180.982.000	2.562,90	8 – 10,57	10
4 x 8	140	84	600	21	0,1310	0,32290	19.838.358	154.634.000	2.583,12	8 – 10,57	10
4 x 9	112	67,2	600	21	0,1299	0,32010	16.038.159	126.227.000	2.613,46	8 – 10,58	10
5 x 5	176	105,6	600	19	0,1405	0,34620	24.643.527	179.538.000	2.558,31	8 – 10,59	10
5 x 6	132	79,2	600	20	0,1363	0,33580	18.681.531	140.542.000	2.590,48	8 – 10,60	10
5 x 7	132	79,2	600	21	0,1322	0,32590	18.751.343	144.853.000	2.590,48	8 – 10,57	10
5 x 8	110	66	600	21	0,1307	0,32210	15.792.726	123.338.000	2.616,21	8 – 10,57	10
5 x 9	88	52,8	600	22	0,1305	0,32170	12.831.297	100.232.000	2.654,82	8 – 10,56	10
3 x 5	186	139,5	750	22	0,0946	0,23200	24.128.688	263.098.000	1.895,39	8 – 10,57	10
3 x 6	186	139,5	750	23	0,0899	0,22060	24.164.129	276.783.000	1.895,39	8 – 10,55	10
3 x 7	155	116,25	750	24	0,0857	0,21018	20.322.534	243.999.000	1.910,01	8 – 10,60	10
3 x 8	124	93	750	25	0,0833	0,20420	16.356.512	203.156.000	1.931,92	8 – 10,57	10
3 x 9	124	93	750	25	0,0825	0,20220	16.411.388	205.211.000	1.931,92	8 – 10,61	10
4 x 5	138	103,5	750	22	0,0919	0,22551	18.073.107	203.452.000	1,920.81	8 – 10,57	10
4 x 6	138	103,5	750	24	0,0876	0,21490	18.158.188	213.599.000	1,920.81	8 – 10,60	10
4 x 7	114	85,5	750	25	0,0845	0,20720	15.112.009	184.953.000	1,941.54	8 – 10,60	10
4 x 8	92	69	750	26	0,0826	0,20260	12.385.432	154.876.000	1,970.04	8 – 10,56	10
<b>4 x 9</b>	<b>92</b>	<b>69</b>	<b>750</b>	<b>26</b>	<b>0,0815</b>	<b>0,19998</b>	<b>12.433.640</b>	<b>156.947.000</b>	<b>1,970.04</b>	<b>8 – 10,56</b>	<b>10</b>
5 x 5	114	85,5	750	23	0,0895	0,21960	15.171.432	174.491.000	1,941.54	8 – 10,57	10
5 x 6	114	85,5	750	24	0,0867	0,21270	15.173.041	180.182.000	1,941.54	8 – 10,57	10

5 x 7	95	71,25	750	25	0,0839	0,20580	12.775.214	157.070.000	1,965.37	8 – 10,59	10
5 x 8	76	57	750	26	0,0826	0,20271	10.373.562	129.842.000	2,001.13	8 – 10,61	10
5 x 9	76	57	750	26	0,0817	0,20060	10.423.576	131.247.000	2,001.13	8 – 10,57	10

Pada Tabel 4.10 diperlihatkan bahwa harga jual listrik termahal adalah \$ 0.3664 per kWh sedangkan yang termurah adalah \$ 0.19998 per kWh yang masing-masing merupakan nilai dari konfigurasi 3Dx9D menggunakan turbin angin kapasitas 600 kW dan konfigurasi 4Dx9D menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW.

Dari segi teknis, jarak antar turbin angin pada konfigurasi *wind farm* 3Dx9D lebih rapat dibandingkan dengan konfigurasi *wind farm* 4Dx9D sehingga nilai *wake loss* otomatis akan lebih besar (nilai *CF* kecil) dan nilai *AEP* aktual yang dihasilkan akan lebih kecil dibandingkan dengan nilai *AEP* nominalnya untuk masing-masing konfigurasi tersebut.

Dari segi finansial semakin rapat konfigurasi berarti jumlah turbin angin akan semakin banyak sehingga biaya yang dikeluarkan untuk membeli turbin angin akan semakin besar. Hal ini menyebabkan biaya investasi dan biaya produksi listriknya menjadi besar pula karena kontribusi biaya pembelian turbin angin terhadap biaya investasi keseluruhan yang mencapai 84%. Sehingga untuk menutupi biaya investasi dan untuk memenuhi target keuntungan maka harga jual listriknya akan semakin besar.

Meski demikian tidak berarti bahwa semakin besar jarak antar turbin angin agar nilai *wake loss* menjadi kecil (nilai *CF* menjadi besar) maka harga jual listrik akan semakin murah, hal ini karena dibatasi oleh luas area *wind farm* tertentu maka semakin besar jarak spasi dengan demikian jumlah turbin angin akan semakin sedikit dan *AEP* aktual yang dapat dihasilkan menjadi lebih kecil pula. Hal ini yang terjadi pada konfigurasi *wind farm* 5Dx9D menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW.

### c. Perhitungan Finansial Menggunakan $AWCC_{real}$ Sebagai *Discount Rate*

Pada tahap perhitungan finansial menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate*, nilai *PI* dijadikan sebagai target yaitu sebesar 0,3 untuk mendapatkan harga jual listrik termurah. Perhitungan harga jual listrik juga dilakukan secara *trial and error*. Penentuan besarnya *PI* atau *margin on cost* disesuaikan dengan nilai yang digunakan pada PLTU Batu Bara [41].

Hasil perhitungan *wind farm* menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* diperlihatkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Hasil Perhitungan Finansial *Wind Farm* 3Dx5D @ Turbin Angin 600 kW Dengan  $AWCC_{real}$  Sebagai *Discount Rate*

Tahun	AEP (kWh/thn)	Harga Jual Listrik (\$)	Pendapatan Kotor Tahunan (\$)	AOE (U\$D)	PPh 5% (\$)	FCR (U\$D)	Pendapatan Bersih Tahunan (\$)
1	280.983.000	0,2662	74.797.674,60	303.461,65	3.739.883,73	22.692.814,71	48.061.514,50
2	278.173.170	0,2662	74.049.697,85	300.427,04	3.702.484,89	22.692.814,71	47.353.971,21
3	275.391.438	0,2662	73.309.200,88	297.422,77	3.665.460,04	22.692.814,71	46.653.503,35
4	272.637.524	0,2662	72.576.108,87	294.448,54	3.628.805,44	22.692.814,71	45.960.040,17
5	269.911.149	0,2662	71.850.347,78	291.504,05	3.592.517,39	22.692.814,71	45.273.511,62
6	267.212.037	0,2662	71.131.844,30	288.589,01	-	22.692.814,71	48.150.440,57
7	264.539.917	0,2662	70.420.525,86	285.703,12	-	22.692.814,71	47.442.008,02
8	261.894.518	0,2662	69.716.320,60	282.846,09	-	22.692.814,71	46.740.659,79
9	259.275.572	0,2662	69.019.157,39	280.017,63	-	22.692.814,71	46.046.325,05
10	256.682.817	0,2662	68.328.965,82	277.217,46	-	22.692.814,71	45.358.933,65
11	254.115.989	0,2662	67.645.676,16	274.445,28	-	22.692.814,71	44.678.416,16
12	251.574.829	0,2662	66.969.219,40	271.700,83	-	22.692.814,71	44.004.703,86
13	249.059.080	0,2662	66.299.527,20	268.983,82	-	22.692.814,71	43.337.728,67
14	246.568.490	0,2662	65.636.531,93	266.293,98	-	22.692.814,71	42.677.423,24
15	244.102.805	0,2662	64.980.166,61	263.631,04	-	22.692.814,71	42.023.720,86
16	241.661.777	0,2662	64.330.364,95	260.994,73	-	22.692.814,71	41.376.555,50
17	239.245.159	0,2662	63.687.061,30	258.384,79	-	22.692.814,71	40.735.861,80
18	236.852.707	0,2662	63.050.190,69	255.800,94	-	22.692.814,71	40.101.575,03
19	234.484.180	0,2662	62.419.688,78	253.242,93	-	22.692.814,71	39.473.631,13
20	232.139.338	0,2662	61.795.491,89	250.710,50	-	22.692.814,71	38.851.966,68
<b>Umur Investasi</b>	=	<b>20 Tahun</b>					
<b>NPV</b>	=	<b>\$134.231.298,02</b>					
<b>PI</b>	=	<b>0,3</b>					
<b>IRR</b>	=	<b>7,93%</b>					
<b>Maks. Payback Period</b>	=	<b>15 Tahun</b>					
<b>Payback Period</b>	=	<b>9 Tahun11,3 Bulan</b>					

Tabel 4.11 merupakan contoh perhitungan untuk konfigurasi *wind farm* 3Dx5D dengan turbin angin kapasitas 600 kW sejumlah 296 unit menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount*

rate. Hasil perhitungan teknis dan finansial selengkapnya untuk semua konfigurasi *wind farm* dengan menggunakan  $AWCC_{real}$  diperlihatkan pada Tabel 4.12 berikut:

Tabel 4.12 Hasil Lengkap Perhitungan Teknis dan Finansial *Wind Farm* Menggunakan  $AWCC_{real}$

Konf.	Jum. TA (Unit)	WF (MW)	TA (kW)	CF (%)	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)	PI	NPV (\$)	AEP (kWh/Tahun)	Biaya Inv. Spesifik (\$/kW)	Payback Period (Tahun-Bulan)
3 x 5	296	177,6	600	18	0,0818	0,2662	0,300	134.231.298	280.983.000	2.519,18	9 – 11,3
3 x 6	222	133,2	600	19	0,0770	0,2503	0,300	101.509.193	225.871.000	2.538,31	9 – 11,3
3 x 7	222	133,2	600	20	0,0745	0,2423	0,300	101.321.088	233.294.000	2.538,31	9 – 11,4
3 x 8	185	111	600	21	0,0730	0,2373	0,300	84.998.826	199.717.000	2.553,61	9 – 11,7
3 x 9	148	88,8	600	21	0,0722	0,2348	0,300	68.533.101	162.872.000	2.576,57	9 – 11,4
4 x 5	224	134,4	600	19	0,0795	0,2585	0,300	102.353.774	220.573.000	2.537,63	9 – 11,3
4 x 6	168	100,8	600	20	0,0754	0,2453	0,300	77.450.230	176.040.000	2.562,90	9 – 11,4
4 x 7	168	100,8	600	20	0,0734	0,2387	0,300	77.590.784	180.982.000	2.562,90	9 – 11,3
4 x 8	140	84	600	21	0,0721	0,2346	0,300	65.127.358	154.634.000	2.583,12	9 – 11,3
4 x 9	112	67,2	600	21	0,0715	0,2326	0,300	52.763.968	126.227.000	2.613,46	9 – 11,3
5 x 5	176	105,6	600	19	0,0773	0,2515	0,300	80.983.344	179.538.000	2.558,31	9 – 11,4
5 x 6	132	79,2	600	20	0,0750	0,2440	0,300	61.570.995	140.542.000	2.590,48	9 – 11,3
5 x 7	132	79,2	600	21	0,0728	0,2368	0,300	61.618.789	144.853.000	2.590,48	9 – 11,3
5 x 8	110	66	600	21	0,0719	0,2340	0,300	51.831.845	123.338.000	2.616,21	9 – 11,3
5 x 9	88	52,8	600	22	0,0718	0,2337	0,300	42.101.481	100.232.000	2.654,82	9 – 11,3
3 x 5	186	139,5	750	22	0,0524	0,1688	0,300	79.411.962	263.098.000	1.895,39	9 – 11,3
3 x 6	186	139,5	750	23	0,0498	0,1605	0,300	79.385.582	276.783.000	1.895,39	9 – 11,2
3 x 7	155	116,25	750	24	0,0475	0,1529	0,300	66.628.031	243.999.000	1.910,01	9 – 11,2
3 x 8	124	93	750	25	0,0462	0,1486	0,300	53.945.787	203.156.000	1.931,92	9 – 11,3
3 x 9	124	93	750	25	0,0457	0,1471	0,300	53.892.290	205.211.000	1.931,92	9 – 11,2
4 x 5	138	103,5	750	22	0,0509	0,1641	0,300	59.703.485	203.452.000	1.920,81	9 – 11,3
4 x 6	138	103,5	750	24	0,0485	0,1563	0,300	59.565.771	213.599.000	1.920,81	9 – 11,3
4 x 7	114	85,5	750	25	0,0468	0,1508	0,300	49.876.228	184.953.000	1.941,54	9 – 11,3
4 x 8	92	69	750	26	0,0458	0,1474	0,300	40.792.599	154.876.000	1.970,04	9 – 11,2
<b>4 x 9</b>	<b>92</b>	<b>69</b>	<b>750</b>	<b>26</b>	<b>0,0452</b>	<b>0,1455</b>	<b>0,300</b>	<b>40.847.068</b>	<b>156.947.000</b>	<b>1.970,04</b>	<b>9 – 11,2</b>
5 x 5	114	85,5	750	23	0,0496	0,1597	0,300	49.747.175	174.491.000	1.941,54	9 – 11,2
5 x 6	114	85,5	750	24	0,0480	0,1547	0,300	\$49.766.338	180.182.000	1.941,54	9 – 11,2
5 x 7	95	71,25	750	25	0,0465	0,1497	0,300	\$41.993.826	157.070.000	1.965,37	9 – 11,3
5 x 8	76	57	750	26	0,0457	0,1475	0,300	\$34.262.472	129.842.000	2.001,13	9 – 11,3
5 x 9	76	57	750	26	0,0453	0,1459	0,300	\$34.213.532	131.247.000	2.001,13	9 – 11,2

Perbedaan hasil perhitungan antara Tabel 4.10 dengan Tabel 4.12 terletak pada segi biaya dan finansialnya sedangkan pada segi teknis tidak ada yang berbeda. Harga jual listrik termurah merupakan nilai dari konfigurasi *wind farm* 4Dx9D dengan nilai  $CF$  sebesar 26% menggunakan turbin angin 750 kW yaitu \$ 0.1455 per kWh atau terdapat selisih \$ 0.05448 per kWh dibandingkan dengan hasil perhitungan finansial menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate*.

Hal ini disebabkan oleh nilai  $AWCC_{real}$  (4,42%) sebagai fungsi dari *discount rate* lebih kecil dibandingkan dengan nilai  $AWCC_{nominal}$  (8%) karena pengaruh dari variabel nilai inflasi. Nilai inflasi yang terjadi pada negara-negara berkembang sangat fluktuatif termasuk di Indonesia yang masih sensitif terhadap isu-isu positif atau negatif yang terjadi baik di dalam negeri maupun di luar negeri karena inflasi merupakan bagian dalam ekonomi makro. *Payback period* pada  $AWCC_{nominal}$  lebih cepat dibandingkan dengan  $AWCC_{real}$ . Hal ini disebabkan pengaruh dari harga jual pada  $AWCC_{real}$  lebih murah sehingga *payback period*-nya lebih lama.

Berdasarkan kedua metoda perhitungan finansial yaitu menggunakan  $AWCC_{nominal}$  dan  $AWCC_{real}$  sebagai nilai *discount rate*, konfigurasi *wind farm* dengan harga jual termurah (optimal) adalah 4Dx9D menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW kelompok 3f berjumlah 92 unit atau sama dengan kapasitas *wind farm* sebesar 69 MW dengan nilai *CF* sebesar 26% seperti diperlihatkan pada Tabel 4.13:

Tabel 4.13 Perbandingan Perhitungan Biaya *Wind Farm* Menggunakan 2 Metoda *Discount Rate*

Parameter	$AWCC_{nominal}$	$AWCC_{real}$
Kapasitas <i>Wind Farm</i>	69 MW	69 MW
Kapasitas Turbin Angin	750 kW	750 kW
Jumlah Unit	92 Unit	92 Unit
Konfigurasi	4D x9D	4D x9D
<i>AEP</i> nominal	604.440.000 kWh	604.440.000 kWh
<i>CF</i>	26%	26%
<i>AEP</i> aktual	156.947.000 kWh	156.947.000 kWh
<i>TIC</i>	\$ 135.932.659,15	\$ 135.932.659,15
<i>FCR</i>	9,29%	5,09%
<i>AOE</i>	\$ 169.502,7717	\$ 169.502,7717
<i>CoE</i>	\$ 0,08152/kWh	\$ 0,04516/kWh
Harga Jual Energi	\$ 0,19998/kWh	\$ 0,14550/kWh
<i>Margin on Cost</i>	1,453	2,222
<i>NPV</i>	\$ 12.433.640,47	\$ 40.847.068,26
<i>IRR</i>	10,00%	7,93%
<i>PI</i>	0,0915	0,300
<i>Payback Period</i>	8 Tahun 10,56 Bulan	9 Tahun 11,27 Bulan

Untuk mengetahui sensitifitas biaya produksi dan finansial dari konfigurasi yang optimal tersebut maka dilakukan perhitungan berdasarkan kondisi inflasi dan nilai *CF* yang berbeda sebagai fungsi dari potensi energi angin lokal.

#### 4.5.3. Sensitifitas Perhitungan Finansial *Wind Farm* Terhadap Perubahan Inflasi

Sensitifitas perhitungan finansial untuk konfigurasi *wind farm* 4Dx9D menggunakan turbin angin 750 kW dengan *CF* sebesar 26% terhadap perubahan inflasi diperlihatkan pada Tabel 4.14.

Tabel 4.14 Sensitifitas Perhitungan Finansial Terhadap Perubahan Inflasi

Dengan Asumsi Harga Jual Listrik Tetap ( <i>Fixed</i> )							
Inflasi (%)	NPV (\$)	PI	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)	Payback Period	Disc. Rate (%)	IRR (%)
4	40.847.068,26	0,300	0,04516	0,14550	9 Tahun 11 Bulan	4,42	7,9
5	56.605.307,48	0,416	0,03655	0,14550	9 Tahun 11 Bulan	3,43	7,9
6	74.457.697,69	0,548	0,02810	0,14550	9 Tahun 11 Bulan	2,45	7,9
7	94.690.030,82	0,697	0,01980	0,14550	9 Tahun 11 Bulan	1,50	7,9
8	117.628.253,99	0,865	0,01166	0,14550	9 Tahun 11 Bulan	0,56	7,9
Dengan Asumsi Harga Jual Listrik Menyesuaikan Target Nilai PI							
Inflasi (%)	NPV (\$)	PI	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)	Payback Period	Disc. Rate (%)	IRR (%)
4	40.847.068,26	0,300	0,04516	0,14550	9 Tahun 11 Bulan	4,42	7,9
5	40.749.615,14	0,300	0,03655	0,13743	10 Tahun 9 Bulan	3,43	6,7
6	40.830.718,25	0,300	0,02810	0,12998	11 Tahun 9 Bulan	2,45	5,6
7	40.825.086,67	0,300	0,01980	0,12300	13 Tahun	1,50	4,5
8	40.772.354,80	0,300	0,01166	0,11650	14 Tahun	0,56	3,4

Pada Tabel 4.14 diperlihatkan bahwa dengan mengasumsikan bahwa harga jual listrik tetap (*fixed*) maka nilai *PI* akan semakin besar atau sebanding dengan kenaikan inflasi. Dengan kata lain nilai investasi pada 20 tahun yang akan datang (sesuai umur investasi) mendekati nilai investasi sekarang. Hal ini disebabkan karena biaya produksi akan mengikuti laju inflasi yang berlaku sehingga selisih antara biaya produksi dengan



harga jual (*margin on cost*) [41] semakin besar yang berdampak langsung terhadap keuntungan investasi yang akan diperoleh. Penyebab lainnya adalah nilai  $AWCC_{real}$  yang digunakan sebagai nilai *discount rate* akan semakin kecil seiring dengan kenaikan inflasi.

Sedangkan jika harga jual listrik disesuaikan dengan kenaikan inflasi (fleksibel) dimana nilai  $PI$  sebesar 0,3 dijadikan sebagai acuan maka yang terjadi adalah harga jual listrik tersebut menjadi semakin murah sebanding dengan kenaikan inflasi.

Dampak inflasi terhadap nilai  $IRR$  dengan asumsi harga jual listrik tetap (*fixed*) tidak terdapat perbedaan yang signifikan sedangkan jika diasumsikan dengan harga jual listrik yang berubah (fleksibel) sesuai inflasi maka nilai  $IRR$  berubah dan berbanding terbalik dengan kenaikan inflasi.

Meski demikian jika dihitung selisih antara nilai  $IRR$  yang diperoleh dengan nilai *discount rate* ( $AWCC_{real}$ ) yang digunakan maka dapat dilihat bahwa dengan asumsi harga jual listrik tetap (*fixed*), nilai selisih tersebut semakin besar seiring dengan kenaikan inflasi. Sedangkan jika harga jual listrik disesuaikan dengan kenaikan inflasi maka selisih tersebut bernilai tetap karena penentuan harga jual listrik mengacu pada nilai  $PI$  yang telah ditentukan sebelumnya (0,3).

Kondisi tersebut juga berlaku pada perhitungan finansial *wind farm* menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* dimana selisih antara nilai *discount rate* tersebut dengan  $IRR$  sebesar 1,4% dan besarnya tidak berubah mengikuti laju inflasi karena kedua komponen perhitungan finansial tersebut dikondisikan sebagai konstanta untuk mendapatkan harga jual listrik terkecil (termurah). Perhitungan selisih nilai *discount rate* dengan nilai  $IRR$  diperlihatkan pada Tabel 4.15 berikut:

Tabel 4.15 Hasil Perhitungan Selisih Antara *Discount Rate* dengan *IRR*

<i>AWCC<sub>real</sub></i>								<i>AWCC<sub>nominal</sub></i>			
Harga Jual Listrik Tetap ( <i>Fixed</i> )				Harga Jual Listrik Fleksibel				-			
Inflasi (%)	IRR (%)	Disc. Rate (%)	Selisih (%)	Inflasi (%)	IRR (%)	Disc. Rate (%)	Selisih (%)	Inflasi (%)	IRR (%)	Disc. Rate (%)	Selisih (%)
4	7,9	4,42	3,5	4	7,9	4,42	3,5	-	10	8,6	1,4
5	7,9	3,43	4,5	5	6,7	3,43	3,3	-	10	8,6	1,4
6	7,9	2,45	5,5	6	5,6	2,45	3,1	-	10	8,6	1,4
7	7,9	1,50	6,4	7	4,5	1,50	3,0	-	10	8,6	1,4
8	7,9	0,56	7,4	8	3,4	0,56	2,8	-	10	8,6	1,4

Berdasarkan persamaan (2.17) besar inflasi untuk nilai *discount rate* menggunakan *AWCC<sub>nominal</sub>* adalah 0,001% dan diberlakukan sepanjang umur investasi. Mengingat Indonesia merupakan negara berkembang maka peluang terjadinya perubahan inflasi yang signifikan sangat besar. Jika terjadi inflasi maka telah terjadi penurunan nilai mata uang sehingga orang menjadi enggan menabung dan dampaknya adalah pertumbuhan ekonomi suatu negara akan menjadi lambat.

Untuk mengatasi inflasi, langkah yang diambil pemerintah melalui Bank Sentral (Bank Indonesia-BI) biasanya adalah dengan menaikkan suku bunga. Kenaikan suku bunga tersebut menyebabkan biaya dana (*cost of fund*) akan meningkat sehingga tingkat suku bunga pinjaman akan meningkat pula.

Pada perhitungan finansial *wind farm* dengan konfigurasi *AWCC<sub>nominal</sub>* sebagai *discount rate* pada, perubahan suku bunga pinjaman 1% lebih besar akan menurunkan nilai *IRR* hampir sekitar 1% juga. Dengan demikian resiko investasi jika perhitungan menggunakan *AWCC<sub>nominal</sub>* lebih rentan terhadap kerugian yang disebabkan oleh perubahan bunga tersebut.

#### 4.6. Sensitifitas Perhitungan Finansial *Wind Farm* Terhadap *CF*

Pada perhitungan sensitifitas biaya dan finansial *wind farm* ini yang menjadi acuan adalah nilai *CF* jika harga jual listrik tetap (*fixed*) dengan nilai *IRR* (*AWCC<sub>nominal</sub>*) atau *PI*

( $AWCC_{real}$ ) yang fleksibel dan harga jual listrik yang fleksibel dengan menyesuaikan terhadap  $IRR$  ( $AWCC_{nominal}$ ) atau  $PI$  ( $AWCC_{real}$ ) yang ditetapkan sebagai konstanta.

Harga jual listrik tetap (*fixed*) yang dijadikan acuan adalah nilai dari konfigurasi *wind farm* optimal yaitu sebesar \$ 0,19998 per kWh untuk metoda perhitungan finansial *wind farm* menggunakan  $AWCC_{nominal}$  dan \$ 0,14550 per kWh dengan menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate*. Hasil perhitungan diperlihatkan pada Tabel 4.16 berikut:

Tabel 4.16 Sensitifitas Perhitungan Finansial Terhadap  $CF$  Menggunakan  $AWCC_{nominal}$

Harga Jual Listrik Tetap ( <i>Fixed</i> )				Harga Jual Listrik Fleksibel			
CF (%)	IRR (%)	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)	CF (%)	IRR (%)	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)
24	7,87	0,08811	0,19998	24	10	0,08811	0,21621
25	8,97	0,08463	0,19998	25	10	0,08463	0,20760
26	10,00	0,08152	0,19998	26	10	0,08152	0,19998
27	11,08	0,07844	0,19998	27	10	0,07844	0,19234
28	12,09	0,07567	0,19998	28	10	0,07567	0,18550
29	13,09	0,07310	0,19998	29	10	0,07310	0,17918
30	14,06	0,07070	0,19998	30	10	0,07070	0,17320

Pada Tabel 4.16 dan 4.17 diperlihatkan bahwa pada kondisi harga jual tetap (*fixed*), nilai  $IRR$  berubah mengikuti perubahan nilai  $CF$ . Semakin kecil nilai  $CF$  maka  $IRR$  dan  $PI$  juga akan semakin kecil demikian juga sebaliknya jika nilai  $CF$  besar maka  $IRR$  dan  $PI$  juga semakin besar. Hal yang sama terjadi untuk biaya produksi yang berbanding lurus terhadap perubahan  $CF$ . Sedangkan pada kondisi nilai  $IRR$  atau  $PI$  sebagai acuan maka harga jual dapat disesuaikan terhadap  $CF$  dimana pada kondisi ini, semakin besar nilai  $CF$  maka harga jual dapat ditekan menjadi lebih murah karena biaya produksi akan rendah pada nilai  $CF$  yang besar atau tinggi.

Pada metoda perhitungan biaya dan finansial *wind farm* menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* ini, batas minimum nilai  $CF$  adalah 24% karena pada kondisi ini nilai  $NPV$  adalah negatif (minus) dan  $IRR$  berada dibawah nilai *discount rate* yang digunakan (8,6%). Sedangkan pada metoda perhitungan finansial menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai

*discount rate* nilai *CF* terkecil adalah 18%. Hal ini disebabkan oleh harga jual listrik pada metoda perhitungan finansial menggunakan  $AWCC_{real}$  yang lebih murah dibandingkan dengan metoda perhitungan finansial menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate*.

Tabel 4.17 Sensitifitas Perhitungan Finansial Terhadap *CF* Menggunakan  $AWCC_{real}$

Harga Jual Listrik Fleksibel						Harga Jual Listrik Tetap ( <i>Fixed</i> )				
CF (%)	NPV (\$)	IRR (%)	PI	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)	NPV (\$)	IRR (%)	PI	CoE (\$/kWh)	Harga Jual Energi (\$/kWh)
18	40.719.998,69	7,9	0,300	0,06467	0,20930	(38.234.147,58)	0,6	-0,28	0,064668	0,14550
19	40.795.651,23	7,9	0,300	0,06132	0,19840	(28.306.414,62)	1,6	-0,21	0,061321	0,14550
20	40.747.551,18	7,9	0,300	0,05831	0,18850	(18.378.681,66)	2,7	-0,14	0,058309	0,14550
21	40.781.952,86	7,9	0,300	0,05558	0,17960	(8.450.948,70)	3,6	-0,14	0,055584	0,14550
22	40.802.604,25	7,9	0,300	0,05311	0,17150	1.476.784,26	4,6	0,01	0,053106	0,14550
23	40.816.380,49	7,9	0,300	0,05084	0,16410	11.404.517,22	5,4	0,08	0,050844	0,14550
24	40.802.656,16	7,9	0,300	0,04877	0,15730	21.332.250,18	6,3	0,16	0,048771	0,14550
25	40.713.305,26	7,9	0,300	0,04686	0,15100	31.259.983,14	7,1	0,23	0,046863	0,14550
26	40.847.068,26	7,9	0,300	0,04516	0,14550	40.847.068,26	7,9	0,30	0,045161	0,14550
27	40.720.232,31	7,9	0,300	0,04347	0,13990	51.115.449,06	8,8	0,38	0,043472	0,14550
28	40.830.260,56	7,9	0,300	0,04196	0,13500	61.043.182,02	9,5	0,45	0,041958	0,14550
29	40.824.786,40	7,9	0,300	0,04055	0,13038	70.970.914,98	10,3	0,52	0,040548	0,14550
30	40.844.062,76	7,9	0,300	0,03923	0,12608	80.898.647,94	11,0	0,60	0,039233	0,14550

Pada metoda perhitungan biaya dan finansial *wind farm* menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate*, butuh nilai *CF* yang lebih tinggi dari 30% untuk menekan harga jual listriknya agar setara dengan metoda perhitungan biaya dan finansial *wind farm* menggunakan  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate*. Sedangkan harga jual listrik yang disesuaikan terhadap nilai *PI* menggunakan metoda perhitungan finansial  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* pada kondisi nilai *CF* 19% masih lebih murah dibandingkan dengan perhitungan biaya dan finansial *wind farm* menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* seperti diperlihatkan pada Tabel 4.17.

#### 4.7. Hasil Perhitungan *FiT*

Hasil perhitungan *FiT* untuk konfigurasi *wind farm* optimal menggunakan 2 metoda *discount rate* dengan nilai *CoE* sesuai dengan Tabel 4.13 diperlihatkan pada Tabel 4.18 berikut:

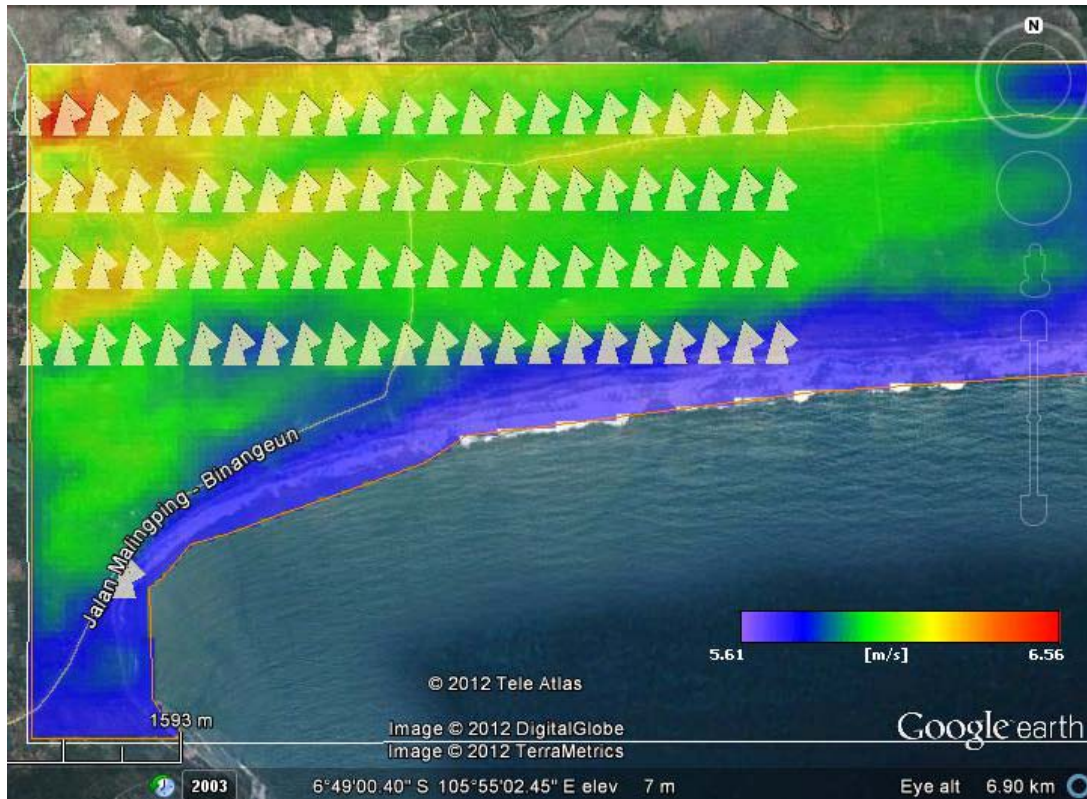
Tabel 4.18 Hasil Perhitungan *FiT* Untuk Konfigurasi *Wind Farm* Optimal

Parameter	CoE (\$/kWh)	IRR (%)				
		10	11	12	13	14
<i>AWCC<sub>nominal</sub></i>	0,08152	\$ 0,08967	\$ 0,09049	\$ 0,09130	\$0,09212	\$ 0,09293
<i>AWCC<sub>real</sub></i>	0,04516	\$ 0,04968	\$ 0,05013	\$ 0,05058	\$0,05103	\$ 0,05148

Nilai yang diperlihatkan pada Tabel 4.18 merupakan harga *FiT* yang harus dibayarkan oleh pemerintah sedangkan jika energi tersebut dijual maka keuntungan yang akan diperoleh pengguna energi terbarukan menjadi lebih besar lagi. Hasil Perhitungan *FiT* diperlihatkan pada Tabel 4.19 dan Gambar 4.7 berikut:

Tabel 4.19 Perbandingan Hasil Perhitungan *FiT* dengan 2 Metoda *Discount Rate*

Parameter	<i>AWCC<sub>nominal</sub></i>	<i>AWCC<sub>real</sub></i>
Kapasitas <i>Wind Farm</i>	69 MW	69 MW
Kapasitas Turbin Angin	750 kW	750 kW
Jumlah Unit	92 Unit	92 Unit
Konfigurasi	4D x9D	4D x9D
<i>AEP</i> nominal	604.440.000 kWh	604.440.000 kWh
<i>CF</i>	26%	26%
<i>AEP</i> aktual	156.947.000 kWh	156.947.000 kWh
<i>TIC</i>	\$ 135.932.659,15	\$ 135.932.659,15
<i>FCR</i>	9,29%	5,09%
<i>AOE</i>	\$ 169.502,7717	\$ 169.502,7717
<i>CoE</i>	0,08152 \$/kWh	0,04516 \$/kWh
Harga Jual Energi	0,19998 \$/kWh	0,14550 \$/kWh
<i>FiT</i>	0,08967 \$/kWh	0,04874 \$/kWh
<i>NPV</i>	\$ 126.219.424,27	\$ 129.437.529,45
<i>IRR</i>	21,50%	14,59 %
<i>PI</i>	0,929	0,952
<i>Payback Period</i>	4 Tahun 10 Bulan	6 Tahun 5Bulan



Gambar 4.7 Layout Konfigurasi *Wind Farm* Optimal (Di *Overlay* pada Google Earth©)

#### 4.8. Desain *FiT* Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) Berdasarkan Nilai *CF*

Potensi energi terbarukan umumnya bersifat *site specific* dimana sangat tergantung pada karakteristik dari kondisi disekitar lokasi. Parameter dari karakteristik potensi energi angin berupa kecepatan angin rata-rata pertahun, arah angin dominan dan rapat daya rata-rata pertahun dimana parameter-parameter tersebut dipengaruhi oleh iklim angin lokasi yang dapat diketahui melalui observasi dengan waktu minimal 1 tahun, kontur permukaan dimana semakin tinggi permukaan suatu lokasi maka kecepatan angin akan semakin tinggi dan jenis *roughness* yang berpengaruh terhadap laju kecepatan angin dan arah angin.

Kecepatan angin mempengaruhi nilai rapat daya dan nilai rapat daya akan berpengaruh terhadap daya yang dapat dihasilkan oleh suatu turbin angin dengan luas sapuan rotor tertentu yang tergantung pada diameter rotor turbin angin tersebut. Dengan

demikian dapat ditentukan pula daya yang dapat dihasilkan oleh suatu turbin angin dengan diameter rotor tertentu berdasarkan kecepatan angin dan rapat daya rata-rata tahunan tertentu pula pada suatu lokasi. Perbandingan antara daya yang dihasilkan berdasarkan kecepatan angin dan rapat daya rata-rata tertentu tersebut dengan spesifikasi dari turbin angin yang dikeluarkan oleh produsen (*name plate*) disebut *Capacity Factor (CF)*.

Berdasarkan hal tersebut maka dapat ditentukan nilai *CF* suatu turbin angin sesuai dengan potensi energi angin di lokasi sehingga biaya produksi listrik per luas sapuan rotor (*CoE*) dapat diketahui jika biaya terpasang dan biaya lainnya telah diketahui pula.

#### **4.9. Tahapan dan Parameter Desain *FiT* Untuk PLTB**

Tahapan-tahapan dan parameter yang digunakan dalam me-desain *FiT* untuk PLTB diperlihatkan pada Gambar 4.8:

##### **4.9.1. Data dan Asumsi yang Digunakan Dalam Desain *FiT***

Metoda perhitungan finansial yang digunakan adalah  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* dan asumsi-asumsi yang digunakan dalam perhitungan biaya produksi dan *range* kapasitas turbin angin yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. *Range* kapasitas dan biaya terpasang turbin angin dibagi dalam 3 kelompok yaitu [59]:
  - a. 500 kW – 1 MW : \$ 3.000,00 per kW
  - b. 1 MW – 2 MW : \$ 2.000,00 per kW
  - c. Lebih dari 2 MW : \$ 1.600,00 per kW
2. *AOE (LLC, LRC dan O&M)* dan *Cost of Energy (CoE)* masing-masing dihitung menggunakan persamaan (2.19) dan (2.18) dimana  $LLC = \$ 0,00108/\text{kWh}$ ,  $LRC = \$ 10.7/\text{kW}$  dan  $O\&M = \$ 0,007/\text{kWh}$ .
3. *IRR* yang dijadikan acuan adalah antara 10% sampai 14%.
4. Nilai *FiT* dihitung menggunakan persamaan (2.25).

5. Kecepatan angin rata-rata pertahun yang digunakan merupakan data hasil pengamatan langsung oleh LAPAN [34] seperti diperlihatkan pada Tabel 4.20.
6. Diameter rotor turbin angin diambil dari produsen-produsen turbin angin skala menengah hingga besar (500 kW - 3 MW) seperti diperlihatkan pada Tabel 4.21.
7. Daya per luas sapuan rotor (2.8) dengan mempertimbangkan batasan Betz [4,7,8,9]. dan desain maksimum yang dapat dicapai yaitu 0,5.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \times 0.5 \quad (4.1)$$

$$\text{Luas Sapuan Rotor } (A) = (\phi \text{Rotor}/2)^2 \times \pi \quad (4.2)$$

Tabel 4.20 Kecepatan Angin Rata-rata Per Tahun Hasil Observasi LAPAN

No.	Lokasi	Kecepatan Angin (m/s)
1	Bungaiya, Bontomatene, Kab. Selayar	5,55
2	Palakahembi, Pandawai, Kab. Sumba Timur	4,99
3	S BSPJ - LAPAN , Kodya Pare-pare	5,11
4	Appatanah Kab. Selayar	7,33
5	Kemadang, Tepus, Kab. G. Kidul	5,11
6	UPT Piong, Piong, Kec. Sanggar, Kab. Bima	4,99
7	UPT Oitui, Wira, Timur, Kab. Bima	4,99
8	P. KARYA, Kep. Seribu	5,34
9	BINANGEUN, Kec. Muara, Kab. Lebak	5,27
10	Besusu, Palu Timur, Kab. Palu	5,23
11	Patiroang, Kab. Jeneponto,	5,99
12	Tanjung Keramat, Kab. Gorontalo	5,39
13	Sakteo, Soe	6,13
14	Tameras, Soe	6,88
15	Amarazi, Kupang	5,38
16	Fatukolen, Timor Tengah Selatan	7,62
17	Babia, Timor Tengah Selatan	5,57
18	Bua, Timor Tengah Selatan	6,29
19	Boa Rote Ndao	5,70
20	Hituk, Rote Ndao	6,00
21	Kabupaten Sidrap	6,47
22	Kabupaten Selayar	6,77
23	Baron , Gunung Kidul	5,31
24	Ciomas , Sukabumi	7,01



Tabel 4.21 Diameter Rotor dan Kapasitas Turbin Angin Untuk Perhitungan *FiT*

Ø Rotor (m)	Kapasitas Nominal (kW)	Ø Rotor (m)	Kapasitas Nominal (kW)	Ø Rotor (m)	Kapasitas Nominal (kW)
47	500	37	1500	102	2400
48	500	40,3	1500	48,7	2500
48	600	48,7	1500	50,2	2500
50	600	70	1500	89	2500
47	750	77	1500	90	2500
47	750	80	2000	93	2500
50	750	82	2000	96	2500
52	750	88	2000	99	2500
54	750	92	2000	100	2500
54	750	93	2000	104	2500
54	750	93,2	2000	100	2600
57	750	100	2000	90	3000
52	850	82,4	2300	101	3000
51,5	900	92	2300	120,6	3000
54	900	93	2300	112	3075
57	1000	101	2300	114	3200
59	1000	108	2300	104	3400
61,4	1000	92	2400	107	3600
62	1000	95	2400	120	3600
62	1250	100	2400		

#### 4.9.2. Hasil Perhitungan *FiT* Berdasarkan Potensi Angin dan Kapasitas Turbin Angin

Hasil perhitungan nilai *CF*, biaya produksi dan *FiT* yang disesuaikan dengan potensi lokasi diperlihatkan pada Tabel 4.22.

Tabel 4.22 Nilai *CF* dan *CoE* Berdasarkan Potensi Lokasi serta *Range* Kapasitas Turbin Angin (lanjutan)

Feed in Tariff Proposed (\$/kWh)																			
101-500 kW					501-1000 kW					1,001-2 MW					Lebih dari 2,001 MW				
IRR 10%	IRR 11%	IRR 12%	IRR 13%	IRR 14%	IRR 10%	IRR 11%	IRR 12%	IRR 13%	IRR 14%	IRR 10%	IRR 11%	IRR 12%	IRR 13%	IRR 14%	IRR 10%	IRR 11%	IRR 12%	IRR 13%	IRR 14%
0,282	0,285	0,287	0,290	0,292	0,302	0,304	0,307	0,310	0,313	0,221	0,223	0,225	0,227	0,229	0,161	0,162	0,163	0,165	0,166
0,178	0,180	0,181	0,183	0,184	0,415	0,418	0,422	0,426	0,430	0,304	0,306	0,309	0,312	0,315	0,220	0,222	0,224	0,226	0,228
0,121	0,122	0,123	0,124	0,125	0,386	0,390	0,393	0,397	0,400	0,283	0,285	0,288	0,290	0,293	0,205	0,207	0,209	0,211	0,213
0,045	0,045	0,046	0,046	0,046	0,132	0,133	0,134	0,135	0,136	0,097	0,097	0,098	0,099	0,100	0,070	0,071	0,072	0,072	0,073
0,380	0,384	0,387	0,391	0,394	0,386	0,390	0,393	0,397	0,400	0,283	0,285	0,288	0,290	0,293	0,205	0,207	0,209	0,211	0,213
0,139	0,140	0,142	0,143	0,144	0,415	0,418	0,422	0,426	0,430	0,304	0,306	0,309	0,312	0,315	0,220	0,222	0,224	0,226	0,228
0,130	0,131	0,132	0,133	0,134	0,415	0,418	0,422	0,426	0,430	0,304	0,306	0,309	0,312	0,315	0,220	0,222	0,224	0,226	0,228
0,106	0,107	0,108	0,109	0,110	0,339	0,342	0,345	0,348	0,351	0,248	0,250	0,252	0,255	0,257	0,180	0,182	0,183	0,185	0,187
0,070	0,071	0,072	0,072	0,073	0,183	0,185	0,186	0,188	0,190	0,134	0,135	0,137	0,138	0,139	0,124	0,125	0,099	0,127	0,128
0,255	0,257	0,260	0,262	0,264	0,360	0,364	0,367	0,370	0,373	0,264	0,266	0,269	0,271	0,273	0,192	0,193	0,195	0,197	0,199
0,087	0,088	0,088	0,089	0,090	0,240	0,242	0,245	0,247	0,249	0,176	0,178	0,179	0,181	0,182	0,128	0,129	0,130	0,131	0,133
0,178	0,179	0,181	0,182	0,184	0,329	0,332	0,335	0,338	0,341	0,241	0,243	0,246	0,248	0,250	0,175	0,177	0,178	0,180	0,181
0,089	0,089	0,090	0,091	0,092	0,224	0,226	0,228	0,230	0,232	0,164	0,166	0,167	0,169	0,170	0,119	0,121	0,122	0,123	0,124
0,092	0,093	0,094	0,095	0,095	0,159	0,160	0,162	0,163	0,165	0,117	0,118	0,119	0,120	0,121	0,085	0,086	0,086	0,087	0,088
0,270	0,272	0,275	0,277	0,280	0,331	0,334	0,337	0,340	0,343	0,242	0,245	0,247	0,249	0,251	0,176	0,178	0,179	0,181	0,182
0,046	0,047	0,047	0,048	0,048	0,117	0,118	0,119	0,121	0,122	0,086	0,087	0,088	0,088	0,089	0,063	0,063	0,064	0,064	0,065
0,330	0,333	0,336	0,339	0,342	0,298	0,301	0,304	0,307	0,309	0,219	0,221	0,223	0,225	0,227	0,159	0,160	0,162	0,163	0,165
0,090	0,091	0,092	0,093	0,094	0,208	0,210	0,211	0,213	0,215	0,152	0,154	0,155	0,156	0,158	0,111	0,112	0,113	0,114	0,115
0,174	0,175	0,177	0,179	0,180	0,279	0,281	0,284	0,286	0,289	0,204	0,206	0,208	0,210	0,212	0,148	0,150	0,151	0,152	0,154
0,111	0,112	0,113	0,114	0,115	0,239	0,241	0,243	0,246	0,248	0,175	0,177	0,178	0,180	0,182	0,127	0,128	0,130	0,131	0,132
0,104	0,105	0,106	0,107	0,107	0,191	0,193	0,194	0,196	0,198	0,140	0,141	0,142	0,144	0,145	0,102	0,103	0,104	0,105	0,105
0,113	0,114	0,115	0,116	0,117	0,167	0,168	0,170	0,171	0,173	0,122	0,123	0,125	0,126	0,127	0,089	0,090	0,091	0,091	0,092
0,268	0,270	0,272	0,275	0,277	0,344	0,347	0,351	0,354	0,357	0,252	0,254	0,257	0,259	0,261	0,183	0,185	0,186	0,188	0,190
0,057	0,058	0,058	0,059	0,059	0,150	0,152	0,153	0,154	0,156	0,110	0,111	0,112	0,113	0,114	0,080	0,081	0,082	0,082	0,083

Pada Tabel 4.22 (a) diperlihatkan bahwa pada *range* kapasitas turbin angin yang sama dengan nilai *CF* yang besar maka biaya produksi akan murah demikian sebaliknya pada kondisi *CF* yang kecil maka biaya produksi akan menjadi besar dan *FiT* yang diperoleh akan berbanding lurus terhadap biaya produksi.

Dari sisi pengguna energi terbarukan nilai *FiT* yang besar tentu menguntungkan tetapi lokasi-lokasi potensial (nilai *CF* besar) menjadi tidak menarik karena nilai *FiT* yang diperoleh lebih kecil dari lokasi yang memiliki nilai *CF* kecil. Hal ini dapat menyebabkan pemanfaatan sumber energi terbarukan pada lokasi yang potensial menjadi tidak optimal.

Sebagai contoh, nilai *CF* yang diperlihatkan pada Tabel 4.22 (a) yang terbesar adalah 37,9% dan yang terkecil adalah 10,64%. Nilai nominal *FiT* yang diperoleh dengan kondisi yang cukup berbeda tersebut hanya selisih \$ 1921.44 per tahun dimana nominal *FiT*

untuk  $CF$  37,9% dan 10,64% adalah masing-masing \$ 265.455,65 dan \$ 263.624,2 per tahun.

Pada saat perhitungan biaya dan finansial tanpa memasukkan keuntungan yang diperoleh dari  $FiT$  menggunakan  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* dan target  $IRR$  adalah 10% maka harga jual energi dengan nilai  $CF$  37,9% akan lebih ekonomis dibandingkan dengan nilai  $CF$  10,64% yaitu masing-masing sebesar 0,234 \$/kWh dan 0,831 \$/kWh. Hal ini disebabkan oleh biaya produksi untuk lokasi dengan nilai  $CF$  10,64% lebih besar dari pada lokasi dengan nilai  $CF$  37,9%. Dengan harga jual tersebut jika ditambah dengan keuntungan yang diperoleh dari  $FiT$  maka nilai  $IRR$  akan meningkat lebih dari 100% yaitu 26,7% untuk nilai  $CF$  10,64% dan 26,8% untuk nilai  $CF$  37,9%.

Jika  $FiT$  yang diperoleh dimasukkan sebagai suatu kredit dalam perhitungan aliran kas (*cash flow*) dan harga jual di-*adjust* sesuai dengan target  $IRR$  10% maka harga jual listriknya dapat dikurangi yaitu dari 0,234 \$/kWh menjadi 0,0922 \$/kWh untuk nilai  $CF$  37,9% dan 0,831 \$/kWh menjadi 0,348 \$/kWh untuk nilai  $CF$  10,64%.

Berdasarkan hal tersebut maka perlu adanya batasan-batasan dalam implementasi konsep  $FiT$  untuk turbin angin khususnya untuk menjaga keseimbangan dan keadilan antara pemerintah sebagai regulator, pengguna atau pengembang energi terbarukan dan pihak-pihak terkait. Beberapa batasan-batasan tersebut antara lain adalah:

1. Penentuan kapasitas turbin angin yang akan digunakan harus memiliki nilai minimal  $CF$  tertentu (misalnya 20%) sebagai fungsi dari potensi lokasi.
2. Jika pengguna memperoleh  $FiT$  maka nilai  $FiT$  tersebut harus dimasukkan kedalam perhitungan *cash flow* agar harga jual listriknya dapat ditekan sesuai dengan target  $IRR$  yang diinginkan.
3. Harus ditentukan nilai *discount rate* yang khusus untuk energi terbarukan untuk acuan dalam perhitungan biaya dan finansial agar terhindar dari resiko terhadap perubahan inflasi.
4. Harus ditentukan nilai  $IRR$  maksimal dan minimal yang khusus untuk energi terbarukan sehingga memudahkan dalam perhitungan  $FiT$  yang akan diperoleh.

5. Unit turbin angin yang layak mendapat *FiT* harus merupakan unit baru bukan bekas atau rekondisi karena hal ini berhubungan dengan perhitungan umur ekonomis unit tersebut secara finansial dan proporsi kontribusi terhadap elektrifikasi.
6. Bila ada kontrak kesepakatan pembelian energi (*Power Purchase Agreement-PPA*) maka harga jual dan nilai *FiT* harus dapat ditinjau kembali setiap tahun guna menyesuaikan terhadap kondisi perekonomian terkini.



## BAB 5

### KESIMPULAN

Dari hasil penelitian ini dapat disimpulkan bahwa nilai *wake loss* terkecil adalah 7,88% dan terbesar adalah 23,92%. Nilai *wake loss* berhubungan erat dengan jarak antar turbin angin, arah angin dominan dan diameter rotor dari turbin angin yang digunakan. Dengan kata lain semakin rapat jarak antar turbin angin maka nilai *wake loss* semakin besar dan pada saat diameter rotor dijadikan sebagai acuan jarak antar turbin angin maka rekondisi angin belakang semakin cepat pada diameter rotor yang lebih kecil.

Sedangkan untuk nilai *CF* tidak hanya tergantung pada jarak antar turbin angin (nilai *wake loss*) tetapi spesifikasi turbin angin (nilai *cut-in*, *cut-off*, diameter rotor, kecepatan angin nominal dan kapasitas turbin angin) yang digunakan juga mempengaruhi nilai *CF* itu sendiri. Semakin besar nilai *CF* maka biaya produksi lebih kecil sehingga harga jual dapat lebih kecil (murah) pula. Dari hasil simulasi, nilai *CF* terkecil adalah 18,06% dan terbesar adalah 26,29%.

Berdasarkan perhitungan biaya dan finansial baik itu menggunakan metoda  $AWCC_{real}$  maupun dengan menggunakan nilai  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate*, konfigurasi *wind farm* di Muara Binuangeun Kabupaten Lebak Propinsi Banten yang memiliki harga jual energi terkecil (termurah) adalah konfigurasi 4Dx9D menggunakan turbin angin kapasitas 750 kW sejumlah 92 unit atau setara dengan kapasitas *wind farm* 69 MW yaitu sebesar 0,19998 \$/kWh untuk  $AWCC_{nominal}$  dan 0,14550 \$/kWh untuk  $AWCC_{real}$ .

Penggunaan metoda perhitungan biaya dan finansial  $AWCC_{real}$  sebagai *discount rate* berdasarkan inflasi menghasilkan harga jual lebih murah sedangkan penggunaan metoda perhitungan biaya dan finansial  $AWCC_{nominal}$  sebagai *discount rate* menawarkan kelebihan pada kecepatan waktu yang dibutuhkan untuk kembalinya modal investasi.

Berdasarkan asumsi-asumsi yang digunakan, nilai *FiT* untuk *wind farm* adalah berkisar antara 0,08967 \$/kWh - 0,09293 \$/kWh ( $AWCC_{nominal}$ ) dan 0,04968 \$/kWh - 0,05148 \$/kWh ( $AWCC_{real}$ ). Sedangkan nilai *FiT* untuk PLTB di Indonesia berkisar antara 0,045 \$/kWh - 0,430 \$/kWh dengan nilai *CF* berkisar antara 10,64% - 37,9% untuk *range* kapasitas 500 kW hingga diatas 2 MW.

Untuk menggairahkan pemanfaatan energi terbarukan perlu adanya stimulus dari pemerintah seperti konsep *Feed in Tariff (FiT)*. Untuk pembangkit listrik tenaga angin atau bayu (PLTB), pemberian *FiT* harus tepat karena hal ini berhubungan dengan biaya produksi yang tergantung pada ketepatan memilih kapasitas pada lokasi yang cocok. Jika hal tersebut diabaikan maka lokasi dengan potensi energi angin yang baik menjadi tidak dimanfaatkan dengan optimal sehingga salah satu tujuan utama dari *FiT* tidak tercapai.

Jaminan keamanan investasi perlu diatur dalam suatu aturan khusus dari pemerintah untuk energi terbarukan suku bunga atau *discount rate* dan *range IRR* yang wajar agar terjaga keseimbangan berdasarkan prinsip saling menguntungkan dan transparansi dalam hal jual beli energi tersebut.

## DAFTAR REFERENSI

1. GsÃ¶nger, Stefan. Worlds Market Recovers and Sets a New Record:42 GW of New Capacity in 2011, Total at 239 GW. *World Wind Energy Association*. [Online] 2006. [Cited: 2 10, 2012.]  
[http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com\\_content&task=view&id=345&Itemid=43](http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=345&Itemid=43).
2. Tim EBTKE. *Blue Print Pengembangan Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi*. Jakarta : Kementerian Energi dan Sumber Daya dan Mineral, 2010.
3. NREL Technical Report /TP-6A2-48155. *Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy*. Colorado,USA : NREL, 2011. NREL.
4. Mittal, Anshul. *Optimization of the layout of large wind farms using a genetic algorithm*. s.l. : Case Western Reserve University, 2010.
5. *New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms*. Alireza Emami, Pirooz Noghreh. s.l. : Elsevier, 2010, *Renewable Energy*, pp. 1559-1564.
6. *Design of wind farm layout for maximum energy capture*. Andrew Kusiak, Zhe Song. s.l. : Elsevier, 2010, *Renewable Energy*, pp. 685-694.
7. *Optimization of Wind Farm Layout*. Bosko P. Rasuo, Aleksandar C. Bengin. 2010, *FME*, pp. 107-114.
8. *Optimal micro-siting of wind turbines by genetic algorithms based on improved wind and turbine models*. Chunqiu Wan, Jun Wang, Geng Yang, Xiaolan Li, Xing Zhang. 2009, *IEEE*, pp. 5092-5096.
9. *Wind turbines type and number choice using combinatorial optimization*. Ivan Mustakerov, Daniela Borissova. s.l. : Elsevier, 2010, *Renewable Energy*, pp. 1887-1894.
10. *An Evolutive algorithm for wind farm optimal design*. J. Castro Mora, M. Burgos Payan, J. Riquelme Santos, Jose M, Calero Baron, Jesus M. s.l. : Elsevier, 2007, *Neuro Computing*, pp. 2651-2658.
11. *A Mixed Hybrid Algorithm for Integral Wind Farm Optimum Design*. J.Serano

- Gonzales, A.G. Gonzales Rodriguez, J. Castro Mora, M. Burgos Payan, J. Riquelme Santos. s.l. : Elsevier, 2007, Renewable energy.
12. *Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm*. J.Serano Gonzales, A.G. Gonzales Rodriguez, J. Castro Mora, M. Burgos Payan, J. Riquelme Santos. s.l. : Elsevier, 2010, Renewable Energy, pp. 1671-1681.
  13. *Overall design optimization of wind farms*. J.Serano Gonzales, A.G. Gonzales Rodriguez, J. Castro Mora, M. Burgos Payan, J. Riquelme Santos. s.l. : Elsevier, 2011, Renewable energy, pp. 1973-1982.
  14. *Heuristic methods for wind energy conversion system positioning*. U. Aytun Ozturk, Bryan A. Norman. s.l. : Elsevier, 2004, Electric Power System Research, pp. 179-185.
  15. *Estimation of wind turbines optimal number dan produced power in a wind farm using an artificial neural network model*. L. Ekonomou, S. Lazarou, G.E. Chatzarakis, V. Vita. s.l. : Elsevier, 2012, Simulation Modelling Practice and Theory, pp. 21-25.
  16. Mathew, Sathyajith. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. s.l. : Springer, 2006. p. 47.
  17. Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org/pub/windpowr.pdf>.  
<http://www.windpower.org>. [Online] June 19, 2002. [Cited: 10 7, 2009.]
  18. Gary, L.Johnson. *Wind Energy Systems*. s.l. : Manhattan, KS, 2006. pp. 2-30.
  19. *Pengaruh Roughness Pada Analisis Potensi Energi Angin*. Malik.I. Jakarta : Lembaga Penerbangan dan Antariksa Nasional, 2009. SIPTEKGAN XII.
  20. Jain, Pramod. *Wind Energy Engineering*. s.l. : McGraw Hill, 2011.
  21. NASA. <ftp://e0srp01u.ecs.nasa.gov/srtm/version2/SRTM3/Eurasia>. [Online] [Cited: June 26, 2009.]
  22. Gipe, Paul. *Wind Energy Comes of Age*. s.l. : Wiley and Sons, 1995.
  23. Nielsen. *WindPRO 2.5 User Guide*. Aalborg : EMD International, 2006.
  24. Rontu, Laura. *Studies on Orographic Effects in A Numerical Weather Prediction Mode*. Dissertation. Helsinki Finland : University of Helsinki, 2007.
  25. J.F.Manwell, J.G.McGowan, A.L.Rogers. *Wind Energy Explained, Theory, Design and Application*. s.l. : John Willey and Sons, 2002.

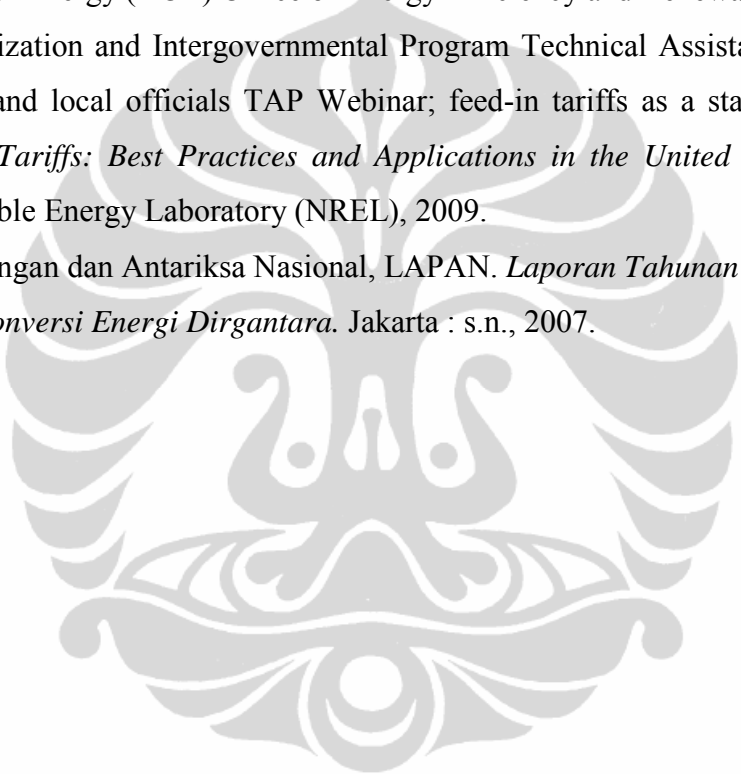


26. *Opportunities for wind resource assessment using numerical and observational wind atlases: modelling, verification and application*. J.C. Hansen, N.G. Mortensen, J. Badger, N.E. Clausen and P. Hummelshøj, et al. Shanghai : s.n., 2007. Wind Power Shanghai 2007.
27. MM5 Modeling System Overview. *MM5 Community Model Homepage*. [Online] 04 02, 2003. [Cited: 12 2, 2011.] <http://www.mmm.ucar.edu/mm5/overview.html>.
28. UCAR. Index. *The Weather Research and Forecasting Model*. [Online] 2004. [Cited: 12 2, 2011.] <http://www.wrf-model.org/index.php>.
29. Research. *CSIRO Marine and Atmospheric Research*. [Online] 11 1, 2011. [Cited: 12 2, 2011.] <http://www.cmar.csiro.au/research/tapm/>.
30. Green, Michael. *Using Mesoscale Meteorological Models to Assess Wind Energy Potential*. Thesis. s.l. : University of Canterbury, 2005.
31. Renewable Energy Authority (NREA) and Risø. *Wind Farm Planning at the Gulf of Suez*. Roskilde, Denmark : Risø, 2004.
32. *Voltage Control Methods with Grid Connected Wind Turbines*. Slootweg, J. G., de Haan, S. W. H., Polinder, H., and Kling, W. L. 2001, Wind Engineering, Vol. 25, pp. 353-365. 6.
33. Ackermann, Thomas. *Wind Power in Power Systems*. s.l. : John Wiley & Sons, 2005.
34. Lembaga Penerbangan dan Antariksa Nasional, LAPAN. *Laporan Tahunan Kegiatan Bidang Sistem Konversi Energi Dirgantara*. Jakarta, Indonesia : LAPAN, 2007.
35. Hau, Erich. *Wind Turbines: Fundamental, Technologies, Application and Economics*. Heidelberg, Germany : Springer, 2006. Vol. 2nd Edition.
36. Mathew, Sathyajith. *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Verlag Berlin Heidelberg : Springer, 2006. p. 155.
37. Robert Y. Redlinger, Per Dannemand Andersen and Poul Erik Morthorst. *Wind Energy in the 21st Century: Economics, Policy, Technology and Changing Electricity Industry*. New York, USA : PALGRAVE, 2002. p. 766.
38. *A Simple Model for Cluster Efficiency*. Katic, J. Højstrup and N.O. Jensen. Rome,

- Italy : European Wind Energy Association, 1986. European Wind Energy Association Conference and Exhibition.
39. National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark. WASP. *WASP, Risoe*. [Online] 2003. [Cited: 11 27, 2011.] [http://www.wasp.dk/da.aspx?sc\\_lang=en](http://www.wasp.dk/da.aspx?sc_lang=en).
40. NREL/TP-500-40566. *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*. National Renewable Energi Laboratory (NREL). s.l. : NREL, 2006. NREL/TP-500-40566.
41. *Fair and efficient rates for large scale development of wind power: the new French solution*. Bernard Chabot, Bernard Saulnier. s.l. : EWEC 2001, 2001. CanWEA Seminar and Conference.
42. M.Mendonca, D. Jacobs and B. Sovacool. *Powering The Green Economy: Feed in Tariff Handbook*. London : Earthscan, 2010.
43. Cory, Karlynn. *Feed-In Tariffs: Best Practices and Applications in the United States*. Colorado : NREL, 2009.
44. Neves, Marlene. *Promotion of RES-E in Portugal*. Directorate General for Energy and Geology. Brussels : Ministry of Economy and Innovation- Portuguese of Republic , 2008.
45. National Renewable Energy Laboratory (NREL). *Wind Resources Assessment Handbook: Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program*. Albany, New York : National Renewable Energy Laboratory, Departement of Energy, USA, 1997.
46. Second Wind. Wind Assessment Data Logger: Nomad 2 Specification. *Wind Measurement Systems - Second Wind*. [Online] [Cited: 12 24, 2011.] <http://www.secondwind.com/Nomad/Specifications.html>.
47. *Pengolahan DEM SRTM Sebagai Data Masukan Untuk Analisis Potensi Angin*. Malik.I. Jakarta : LAPAN, 2009. SIPTEKGAN XII.
48. NREL//TP-6A2-46671. *Wind Levelized Cost of Energy:A Comparison of Technical and Financing Input Variables*. Colorado : NREL, 2009.
49. Weston & Sampson. *Financial Feasibility Study Report*. MASSACHUSETTS : Weston

- & Sampson, 2009.
50. Peraturan Menteri ESDM No. 2 Tahun 2011. *Penugasan Kepada PLN Untuk Melakukan Pembelian Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)*. Jakarta : Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2011.
  51. Peraturan Menteri ESDM Nomor 14 Tahun 2008. *Harga Patokan Penjualan Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi*. Jakarta : Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2008.
  52. NREL/SR6A2051093. *Renewable Energy Cost Modeling: A Toolkit for Establishing CostBased Incentives in the United States*. Colorado : NREL, 2011.
  53. Kantor Berita Antara. BI Proyeksikan Inflasi 2015 Empat Persen. *Antara News: Portal Berita Indonesia*. [Online] November 16 , 2010. [Cited: May 11, 2012.] <http://www.antaranews.com/>.
  54. LM FEUI. *PROYEKSI EKONOMI MAKRO 2011-2015: Masukan bagi Pengelola BUMN*. Jakarta : Lembaga Management Fakultas Ekonomi Indonesia, 2011.
  55. Peraturan Menteri Keuangan NOMOR 21/PMK.011/2010. *PEMBERIAN FASILITAS PERPAJAKAN DAN KEPABEANAN UNTUK KEGIATAN PEMANFAATAN SUMBER ENERGI TERBARUKAN*. Jakarta : Departemen Keuangan Republik Indonesia, 2010.
  56. Fallo, Daniele. *WIND ENERGY RESOURCE EVALUATION IN A SITE OF CENTRAL ITALY BY CFD SIMULATIONS*. Cagliari : UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI, 2007.
  57. *Wind in complex terrain: A comparison of WAsP and two CFD-models*. Gravdahl, Arne Reidar. 2006, EWEC.
  58. *Wind power resource assessment in complex urban environments: MIT campus case-study using CFD Analysis*. Alex Kalmikov, Guillaume Dupont, Katherine Dykes, Cy Chan,. 2010, AWEA 2010 WINDPOWER Conference.
  59. White, James A. *Renewable Energy Payment/ Feed in Tariff Calculator*. s.l. : [www.windworks.org](http://www.windworks.org), 2008.
  60. *On some of the design aspects of wind energy conversion systems*. Bansal RC, Shatti TS, Kothari DP. 2002, *Energy Conversion Management*, pp. 2175-2187.

61. Lingfeng Wang, Chanan Singh and Andrew Kusiak. *Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence*. Verlag Berlin Heidelberg : Springer, 2010. p. 58.
62. Danish Wind Industry Association. Guided Tour on Wind Energy. *Danish Wind Industry Association*. [Online] 6 19, 2002. [Cited: 11 30, 2007.] [http://www.windpower.org/en/knowledge/guided\\_tour.html](http://www.windpower.org/en/knowledge/guided_tour.html).
63. U.S. Department of Energy (DOE) Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) Weatherization and Intergovernmental Program Technical Assistance Project (TAP) for state and local officials TAP Webinar; feed-in tariffs as a state policy to provid. *Feed-In Tariffs: Best Practices and Applications in the United States*. s.l. : National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2009.
64. Lembaga Penerbangan dan Antariksa Nasional, LAPAN. *Laporan Tahunan Kegiatan Bidang Sistem Konversi Energi Dirgantara*. Jakarta : s.n., 2007.

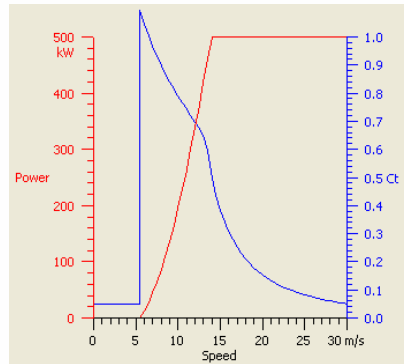


## DAFTAR LAMPIRAN

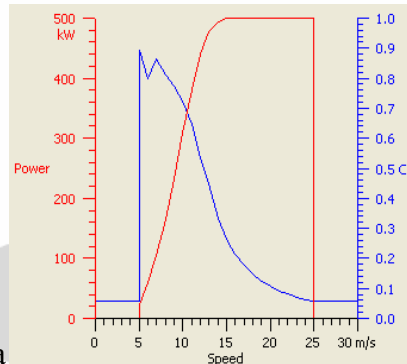
### Lampiran 1. Koordinat *Wind Farm* Optimal

TA	Koordinat UTM (x)	Koordinat UTM (y)	TA	Koordinat UTM (x)	Koordinat UTM (y)
1	598168	9246980	48	598396	9248006
2	598396	9246980	49	598624	9248006
3	598624	9246980	50	598852	9248006
4	598852	9246980	51	599080	9248006
5	599080	9246980	52	599308	9248006
6	599308	9246980	53	599536	9248006
7	599536	9246980	54	599764	9248006
8	599764	9246980	55	599992	9248006
9	599992	9246980	56	600220	9248006
10	600220	9246980	57	600448	9248006
11	600448	9246980	58	600676	9248006
12	600676	9246980	59	600904	9248006
13	600904	9246980	60	601132	9248006
14	601132	9246980	61	601360	9248006
15	601360	9246980	62	601588	9248006
16	601588	9246980	63	601816	9248006
17	601816	9246980	64	602044	9248006
18	602044	9246980	65	602272	9248006
19	602272	9246980	66	602500	9248006
20	602500	9246980	67	602728	9248006
21	602728	9246980	68	602956	9248006
22	602956	9246980	69	603184	9248006
23	603184	9246980	70	598168	9248519
24	598168	9247493	71	598396	9248519
25	598396	9247493	72	598624	9248519
26	598624	9247493	73	598852	9248519
27	598852	9247493	74	599080	9248519
28	599080	9247493	75	599308	9248519
29	599308	9247493	76	599536	9248519
30	599536	9247493	77	599764	9248519
31	599764	9247493	78	599992	9248519
32	599992	9247493	79	600220	9248519
33	600220	9247493	80	600448	9248519
34	600448	9247493	81	600676	9248519
35	600676	9247493	82	600904	9248519
36	600904	9247493	83	601132	9248519
37	601132	9247493	84	601360	9248519
38	601360	9247493	85	601588	9248519

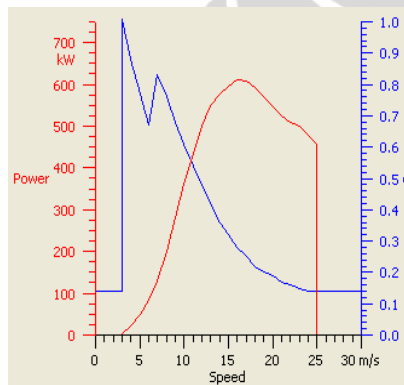
## Lampiran 2. Kurva Daya Turbin Angin Yang Digunakan



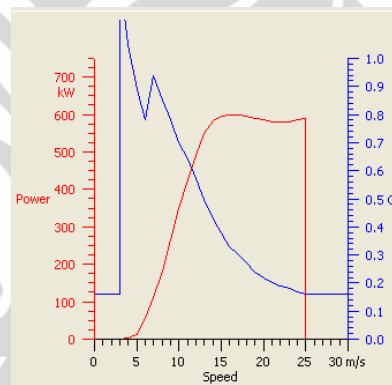
1a



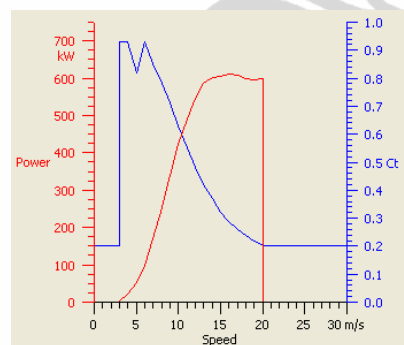
1b



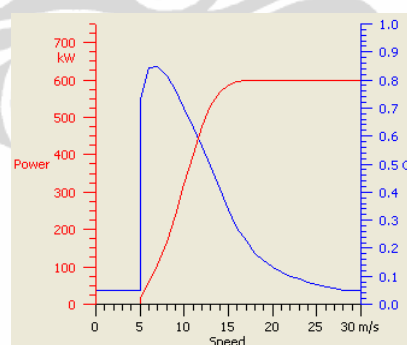
2a



2b

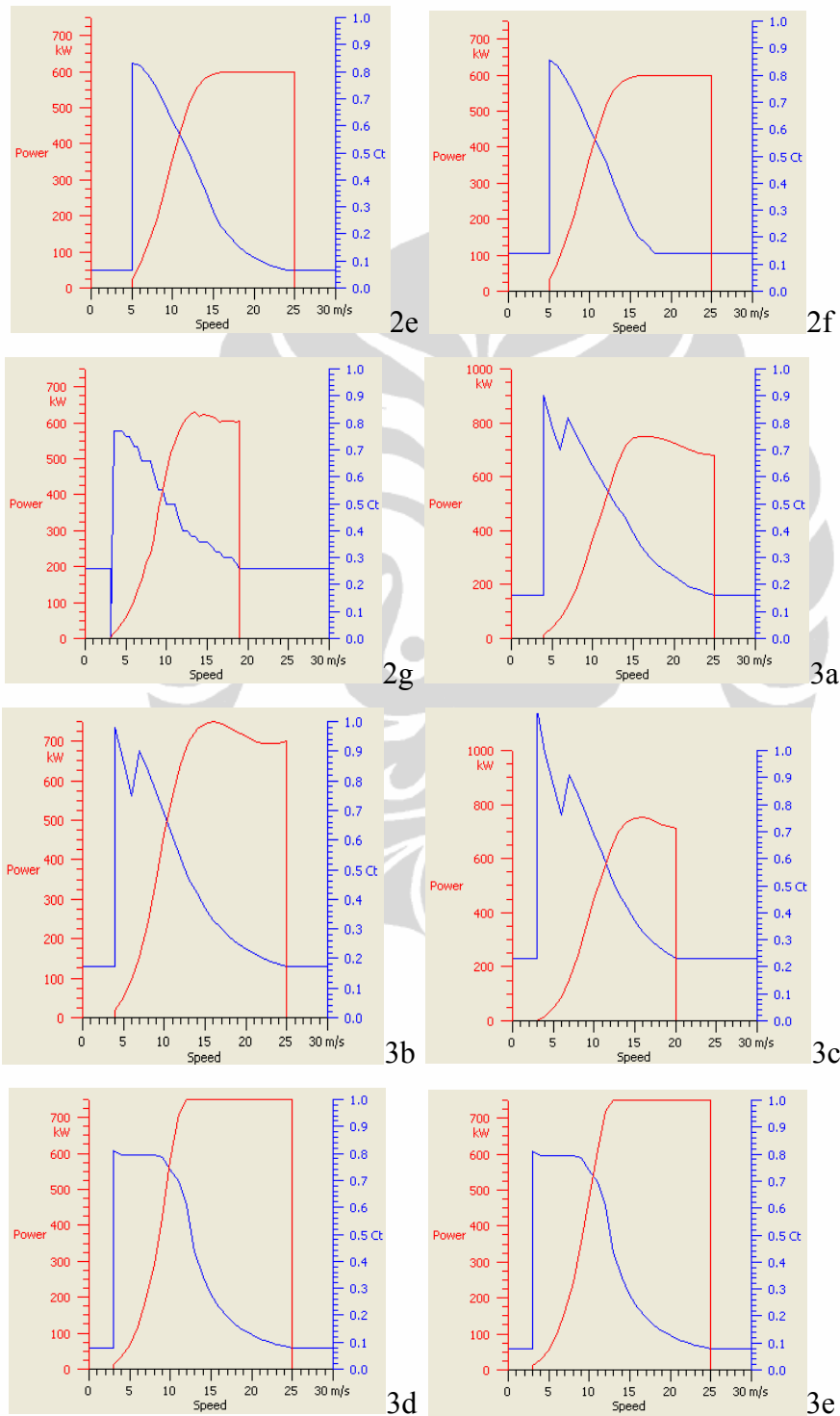


2c

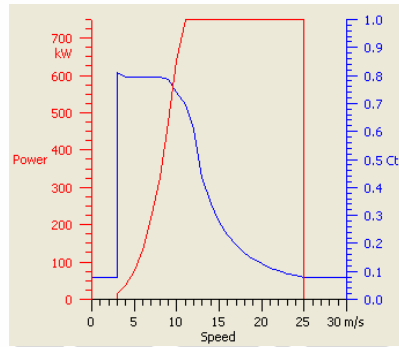


2d

## Lampiran 2. Kurva Daya Turbin Angin Yang Digunakan (lanjutan)



## Lampiran 2. Kurva Daya Turbin Angin Yang Digunakan (lanjutan)



3f

