

**ANALISIS KELAYAKAN EKONOMI PEMBANGUNAN  
SISTEM HYBRID PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA  
DAN BIOMASSA**

**DI PULAU KUNDUR PROVINSI KEPULAUAN RIAU**

**TESIS**

**Karya tulis sebagai salah satu syarat  
untuk memperoleh gelar Magister Teknik dari  
Universitas Darma Persada**

**Oleh**

**AYUB TIMBA**

**NIM : 2023910015**

**(Program Studi Magister Teknik Energi Terbarukan)**



**SEKOLAH PASCASARJANA  
UNIVERSITAS DARMA PERSADA  
JAKARTA**

**2025**

## **PERNYATAAN KEASLIAN**

"Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tesis ini merupakan hasil karya sendiri dan sepanjang pengetahuan dan keyakinan saya tidak mencantumkan tanpa pengakuan bahan-bahan yang telah dipublikasikan sebelumnya atau ditulis oleh orang lain, atau sebagian bahan yang pernah diajukan untuk gelar atau ijazah pada Universitas Darma Persada atau Perguruan Tinggi lainnya"

Jakarta, 12 Juli 2025



**Ayub Timba**

**NIM : 2023910015**

## ABSTRAK

**AYUB TIMBA (2023910015).** Analisis Kelayakan Ekonomi Pembangunan Sistem Hybrid Pembangkit Listrik Tenaga Surya dan Biomassa di Pulau Kundur Provinsi Kepulauan Riau. Dibawah bimbingan Dr. Ir. Muhammad Syukri Nur, MSi. dan Dr. Eng. Aep Saepul Uyun, STp, M. Eng.

Pulau Kundur di Provinsi Kepulauan Riau memiliki potensi energi terbarukan yang besar, terutama dari sumber energi surya dan biomassa. Namun, pemanfaatan kedua sumber energi ini masih belum optimal. Tesis ini bertujuan untuk menganalisis kelayakan ekonomi sistem hibrid pembangkit listrik tenaga surya dan biomassa di Pulau Kundur. Penelitian ini menggunakan pendekatan kualitatif dan kuantitatif dengan metode analisis kelayakan teknis, ekonomi, lingkungan, dan sosial. Data yang digunakan meliputi data potensi energi surya, ketersediaan biomassa, kebutuhan listrik, serta kondisi geografis dan demografis Pulau Kundur. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem hibrid pembangkit listrik tenaga surya dan biomassa layak untuk dikembangkan di Pulau Kundur. Dari aspek teknis, kombinasi kedua sumber energi ini dapat memenuhi kebutuhan listrik secara stabil dan berkelanjutan. Analisis ekonomi menunjukkan bahwa investasi dalam sistem hibrid PLTS 10 MWp yang memiliki nilai NPV positif sebesar Rp 26.016.473.504, IRR yang menarik sebesar 13,43% WACC di 9,99%, yang menghasilkan tarif listrik sebesar Rp 1.853/kWh pada tahun ke-1 hingga ke-10, dan turun menjadi Rp 1.111/kWh pada tahun ke-11 hingga ke-30 dan waktu pengembalian modal yang wajar 7,02 tahun. PLTBm 3 MWe yang memiliki nilai NPV positif sebesar Rp 10.903.263.880, IRR yang menarik sebesar 12,50% WACC di 9,42%, dan waktu pengembalian modal yang wajar 13,69 tahun dengan menghasilkan tarif listrik sebesar Rp 1.032/kWh (tahun 1–10) dan Rp 691/kWh (tahun 11–25). Dari segi lingkungan, sistem ini dapat mengurangi emisi gas rumah kaca dan ketergantungan pada bahan bakar fosil. Sementara itu, dari aspek sosial, pengembangan sistem ini dapat meningkatkan ketersediaan listrik yang handal bagi masyarakat setempat serta menciptakan lapangan kerja baru. Kesimpulan dari penelitian ini adalah bahwa pengembangan sistem hibrid pembangkit listrik tenaga surya dan biomassa di Pulau Kundur layak untuk diimplementasikan. Rekomendasi yang diberikan meliputi perlunya dukungan kebijakan dari pemerintah, peningkatan kapasitas sumber daya manusia, serta kerjasama dengan pihak swasta untuk memastikan keberlanjutan proyek ini. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi referensi bagi pengembangan energi terbarukan di daerah kepulauan lainnya di Indonesia.

**Kata kunci:** Sistem Hibrid, Tenaga Surya, Biomassa, Kelayakan, Pulau Kundur, Energi Terbarukan.

## ABSTRACT

**AYUB TIMBA (2023910015).** Economic Feasibility Analysis of Hybrid Solar and Biomass Power Plant Development on Kundur Island, Riau Inslands Province. Under the Guidance of Dr. Ir. Muhammad Syukri Nur, Msi; Dr. Aep Saepul Uyun, M. Eng; Dr. Ir. As Natio Lasman.

Kundur Island in Riau Islands Province has great renewable energy potential, especially from solar and biomass energy sources. However, the utilisation of these two energy sources is still not optimal. This thesis aims to analyse the economic feasibility of a hybrid system of solar and biomass power plants on Kundur Island. This research uses qualitative and quantitative approaches with technical, economic, environmental, and social feasibility analysis methods. The data used includes data on solar energy potential, biomass availability, electricity demand, and geographical and demographic conditions of Kundur Island. The results showed that a hybrid system of solar and biomass power plants is feasible to be developed on Kundur Island. From a technical aspect, the combination of these two energy sources can fulfil electricity demand in a stable and sustainable manner. The economic analysis shows that investment in a 10 MWp solar PV hybrid system that has a positive NPV value of Rp 26,016,473,504, an attractive IRR of 13.43% WACC at 9.99%, which tariff generates an electricity tariff of Rp 1,853/kWh in years 1 to 10, and drops to Rp 1,111/kWh in years 11 to 30 and a reasonable payback period of 7.02 years. The 3 MWe Biomass Power Plant has a positive NPV of IDR 10,903,263,880, an attractive IRR of 12.50% WACC at 9.42%, and a reasonable payback period of 13.69 years by generating electricity tariffs of IDR 1,032/kWh (years 1-10) and IDR 691/kWh (years 11-25). From an environmental perspective, this system can reduce greenhouse gas emissions and dependence on fossil fuels. Meanwhile, from a social aspect, the development of this system can increase the availability of reliable electricity for local communities and create new jobs. The conclusion of this study is that the development of a hybrid system of solar and biomass power plants on Kundur Island is feasible to implement. Recommendations include the need for policy support from the government, human resource capacity building, and cooperation with the private sector to ensure the sustainability of this project. This research is expected to be a reference for the development of renewable energy in other archipelagic regions in Indonesia.

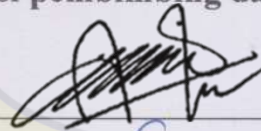
Keywords: Hybrid System, Solar, Biomass, Feasibility, Kundur Island, Renewable Energy.

## LEMBAR PERSETUJUAN TESIS

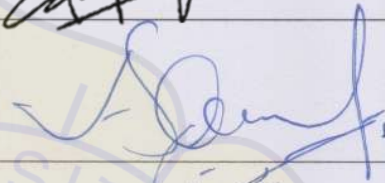
**Judul Tesis** : Analisis Kelayakan Ekonomi Pembangunan Sistem Hybrid Pembangkit Listrik Tenaga Surya dan Biomassa di Pulau Kundur Provinsi Kepulauan Riau  
**Nama** : AYUB TIMBA  
**NIM** : 2023-91-00-15

**Telah disetujui oleh komisi pembimbing dan penguji**

Dr. Ir. Muhammad Syukri Nur, MSi  
(Pembimbing Utama/Penguji)



Dr.Eng.Aep Saepul Uyun,S.Tp,M.Eng  
(Anggota/Penguji)



Dr. Ir. As Natio Lasman  
(Anggota/Penguji)



Dr.Sukardi, SE.MM  
(Penguji)



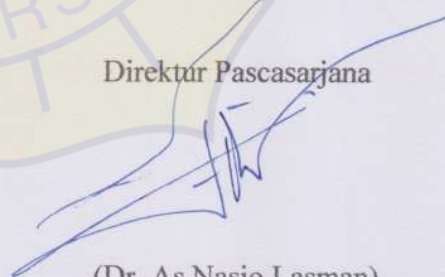
Mengetahui

Ketua Program Studi



(Dr. Aep Saepul Uyun, S.Tp., M.Eng.)

Direktur Pascasarjana



(Dr. As Nasio Lasman)

Tanggal Ujian :  
Tanggal Yudisium :

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, Puji syukur yang penulis panjatkan kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala penyertaan, berkat dan limpahan rahmat-Nya sehingga tim penulis dapat menyelesaikan laporan penelitian yang berjudul “Analisis Kelayakan Ekonomi Pembangunan Sistem Hybrid Pembangkit Tenaga Surya dan Biomassa di Pulau Kundur Provinsi Kepulauan Riau”, untuk memenuhi syarat dalam mencapai gelar Magister Teknik pada Program Studi Pasca Sarjana Universitas Darma Persada.

Penelitian ini merupakan dari penelitian bersama antara mahasiswa yang berasal dari sebuah perusahaan yang terkait dengan penyediaan listrik di Batam dengan Dosen-Dosen dari Program Studi Energi Terbarukan, Universitas Darma Persada, Jakarta. Payung penelitian ini adalah “Penilaian Multi Aspek untuk Kelayakan Investasi Pembangkit Listrik Hybrid (Surya-Biomassa) di Riau Kepulauan – Indonesia.”

Ragam persoalan seperti kenaikan harga bahan bakar (HSD) sehingga terjadi kenaikan biaya produksi, upaya pelaksanaan transisi energi di sektor kelistrikan, turut menjaga kelestarian lingkungan global dengan mengurangi emisi penyebab efek rumah kaca, serta pemanfaatan limbah dari industri sagu dan kelapa serta limbah hutan telah mendorong penelitian ini. Pelaksanaan riset dimulai dari kajian pustaka, survei, pengumpulan data sekunder, analisis dan diskusi dengan kalangan pakar sejak awal tahun 2023 hingga Mei 2025 dengan lima prespektif yaitu teknis, finansial, manajemen, kebijakan dan regulasi, serta keberlanjutan. Kelima aspek tersebut merupakan kriteria penting yang diperlukan bagi investor sebagai materi dalam perencanaan investasinya di wilayah ini.

Penggunaan materi penelitian ini juga dimanfaatkan sebagai bahan untuk penulisan tesis dan artikel ilmiah dengan mendayagunakan masing-masing tema bagi setiap mahasiswa yang sedang menempuh pendidikan Program Magister Teknik Energi Terbarukan di Universitas Darma Persada. Pemecahan persoalan nyata dan dialami oleh publik merupakan upaya bersama dalam mencari solusi dan memperkuat peran perguruan tinggi sebagai “Centre of Knowledge” dan menghindari posisi “menara gading”.

Penulis menyadari tesis ini perlu di sempurnakan. Oleh karena itu diperlukan kritik dan saran dari pembaca untuk perbaikan pada riset-riset di masa mendatang. Semoga tesis ini dapat memberikan kontribusi positif bagi pengembangan energi terbarukan di Indonesia, khususnya di wilayah terisulasi karena berada di Kepulauan Riau seperti di Pulau Kundur, serta dapat menjadi referensi bagi peneliti-peneliti selanjutnya. Semoga tesis ini bermanfaat bagi semua pihak yang membutuhkannya.

Jakarta, Mei 2025

Ayub Timba

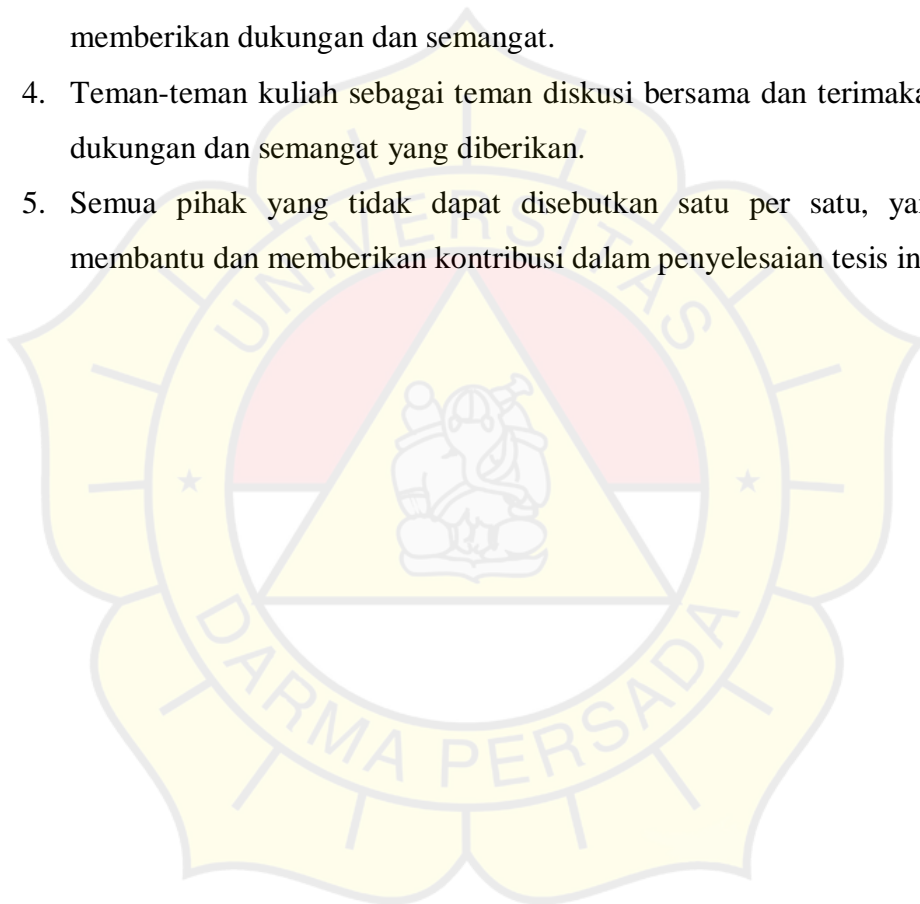
## **RIWAYAT HIDUP**

Penulis dilahirkan di Sangkaropi' kecamatan Sa'dan, Kabupaten Toraja Utara pada tanggal 28 Agustus 1980 Sebagai anak kelima dari pasangan ayah Selei Pata' dan ibu Liunga'. Pada tahun 1998, penulis diterima di Universitas Kristen Indonesia Paulus Makassar, Jurusan Teknik Elektro program studi Teknik Tenaga Listrik (S1), penulis melanjutkan di program pascasarjana Universitas Darma Persada Jakarta, program studi Teknik Energi Terbarukan pada Tahun 2023 (S2).

Selain menempuh pendidikan Sarjana (S1) dan Pasca Sarjana (S2) Penulis bekerja di berbagai perusahaan multi nasional di antaranya pada tahun 2005 di PT Bangun Cipta Simitzhu sebagai Electrical Supervisor; tahun 2007 bekerja di PT Wijaya Engindo Nusa sebagai Electrical/Instrument Supervisor; tahun 2008 bekerja di PT Kaliraya Sari sebagai Electrical/Instrument Field Engineer; tahun 2010 bekerja di PT Duta Katup Mas sebagai Electrical/Instrument Supervisor; tahun 2011 bekerja di PT Rekayasa Industri sebagai Electrical, Instrument QA/QC Engineer; tahun 2013 bekerja di Konsorsium PLN Batam-UBE sebagai Electrical/Instrument Engineer; tahun 2016 di PT Pelayanan Energi Batam sebagai Manager Teknik; tahun 2016 di PT Pelayanan Energi Batam sebagai Pipeline Integrity Manager; tahun 2017 di PT Pelayanan Energi Batam sebagai Operation Manager; Tahun 2018 di PT Pelayanan Energi Batam sebagai Pipeline Integrity Manager; Tahun 2020 di PT Pelayanan Energi Batam sebagai O&M Manager Sistem Pipa Tanjung Batu Kalimantan Timur; tahun 2022 sampai sekarang di PT Pelayanan Energi Batam sebagai Planning and Risk Management Manager.

*Dipersembahkan untuk:*

1. Keluarga tercinta, kepada almarhum tercinta Ibu Liunga' dan kepada almarhum tercinta Ayah Selel Pata' walaupun sudah tidak ada dan yang dulu selalu membimbing anak-anaknya menjadi orang yang sukses.
2. Istri saya Alvia Saroan, dan Anak kami Nugraha Vefito Samitra, Nathania Aurelia Timba yang selalu mendoakan, mendukung dan pengorbanan selama ini yang tidak ternilai.
3. Manajemen dan Staff PT Pelayanan Energi Batam (PEB) yang telah memberikan dukungan dan semangat.
4. Teman-teman kuliah sebagai teman diskusi bersama dan terimakasih buat dukungan dan semangat yang diberikan.
5. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu per satu, yang telah membantu dan memberikan kontribusi dalam penyelesaian tesis ini.



## UCAPAN TERIMA KASIH

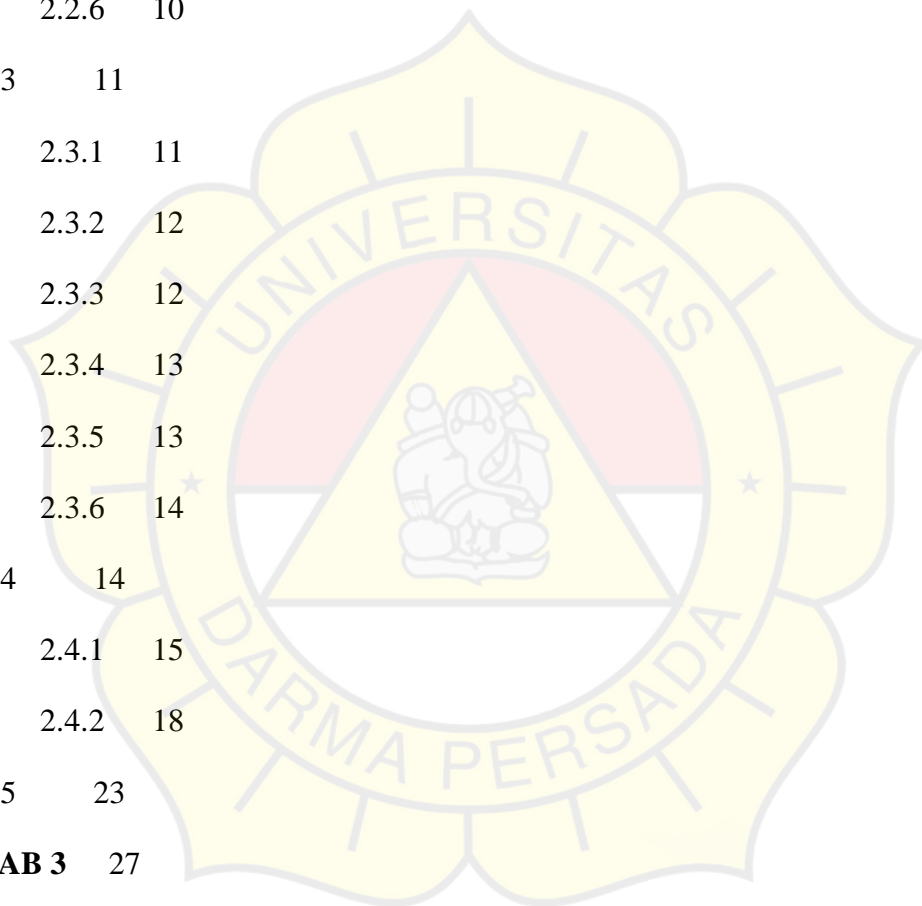
Puji syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat, hidayah dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini dengan baik. Tesis ini tidak akan selesai dan terwujud jika tanpa dukungan, bimbingan, dan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Dr.Ir. Muhammad Syukri Nur, MSi, selaku pembimbing tesis, atas bimbingan, arahan, kesabaran, dan ilmu yang telah diberikan selama proses penyusunan tesis ini.
2. Bapak Dr. Aep Saepul Uyun, M. Eng, selaku pembimbing tesis, atas bimbingan, arahan, kesabaran, dan ilmu yang telah diberikan selama proses penyusunan tesis ini.
3. Seluruh Dosen dan staf pengajar di Universitas Darma Persada Program Studi Teknik Energi Terbarukan, yang telah memberikan ilmu dan pengalaman berharga selama masa studi.
4. Bapak Dr. Ir. As Natio Lasman Selaku Direktur Pasca Sarjana Universitas Darma Persada, yang telah memberikan ilmu dan pengalaman berharga selama masa studi.

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN COVER</b>		i
<b>ABSTRAK</b>		iii
<i>ABSTRACT</i>		iv
<b>LEMBAR PERSETUJUAN TESIS</b>		v
<b>KATA PENGANTAR</b>		vi
<b>RIWAYAT HIDUP</b>		vii
<b>UCAPAN TERIMA KASIH</b>		ix
<b>DAFTAR ISI</b>		x
<b>DAFTAR GAMBAR</b>		xiv
<b>DAFTAR TABEL</b>		xvi
<b>DAFTAR NOMENKLATUR</b>		xix
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b>		xxiv
<b>BAB 1</b>	1	
1.1	1	
1.2	4	
1.3	4	
1.4	4	
<b>BAB 2</b>	5	
2.1	5	
2.1.1	5	
2.1.2	6	
2.1.3	7	
2.1.4	7	

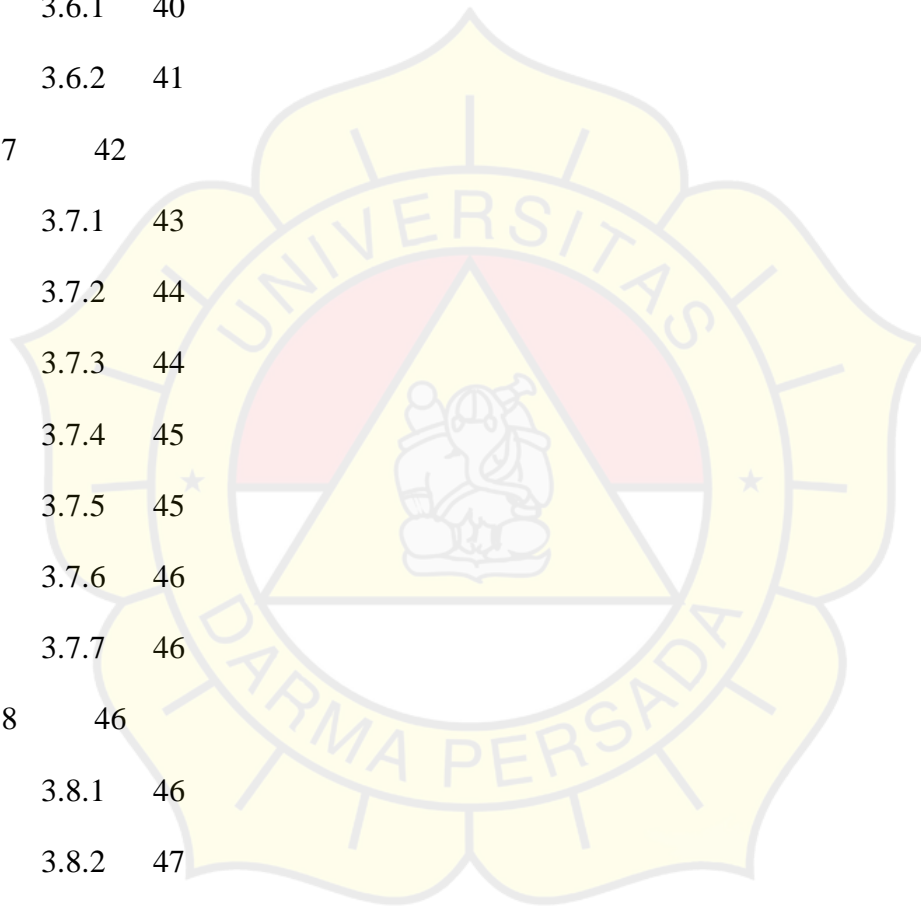
2.2	8
2.2.1	8
2.2.2	8
2.2.3	9
2.2.4	9
2.2.5	10
2.2.6	10
2.3	11
2.3.1	11
2.3.2	12
2.3.3	12
2.3.4	13
2.3.5	13
2.3.6	14
2.4	14
2.4.1	15
2.4.2	18
2.5	23
<b>BAB 3</b>	<b>27</b>
3.1	27
3.2	28
3.3	29
3.3.1	29
3.3.2	31
3.3.3	33



3.3.4	34
3.3.5	34
3.3.6	36
3.4	38
3.5	39
3.6	40
3.6.1	40
3.6.2	41
3.7	42
3.7.1	43
3.7.2	44
3.7.3	44
3.7.4	45
3.7.5	45
3.7.6	46
3.7.7	46
3.8	46
3.8.1	46
3.8.2	47
3.8.3	48

**BAB 4** 49

4.1	49
4.1.1	51
4.1.2	58
4.1.3	81



4.1.4	83
4.1.5	83
4.1.6	84
4.1.7	85
4.1.8	86
4.2	91
4.2.1	93
4.2.2	94

**BAB 5** 97

5.1 97

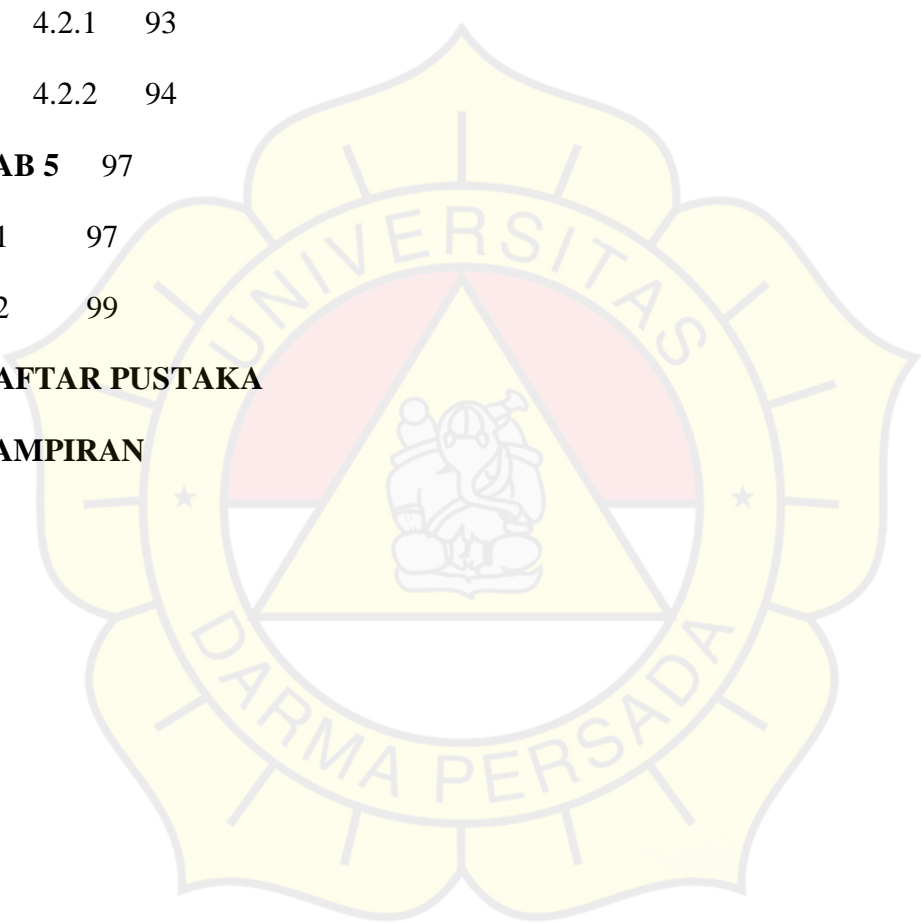
5.2 99

**DAFTAR PUSTAKA**

102

**LAMPIRAN**

109



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 Wilayah Provinsi Kepulauan Riau	28
Gambar 3.2 Lokasi Penelitian di Pulau Kundur, Provinsi Kepulauan Riau	29
Gambar 3.3 Single Line Sistem Kelistrikan Pulau Kundur	31
Gambar 3.4 Grafik <i>Base Load</i> dan <i>Peak Load</i> Sistem Kelistrikan Kundur	34
Gambar 3. 5 Alur Penelitian yang Mengintegrasikan Aspek Teknis, Ekonomi, Manajemen, Regulasi dan Keberlanjutan untuk Pulau Kundur, Kepulauan Riau.	43
Gambar 3. 7 Skema Penyediaan Listrik Hibrida Energi Terbarukan Berbasis Energy Surya dan Biomassa untuk Pulau Kundur, Provinsi Kepulauan Riau.	45
Gambar 3.8 Skema Sistem Pembangkit Listrik Energi Surya (sumber PT PLN Persero)	47
Gambar 3.9 Rantai Pasokan Biomassa ke Sistem Pembangkit Listrik Biomassa	48
Gambar 4.1 Skema Hybrid PLTS dan PLTD pada Sistem Kelistrikan Pulau Kundur	51
Gambar 4.2 Desain Skema Pola Operasi Hybrid PLTS, PLTBM dan PLTD pada Sistem Kelistrikan Pulau Kundur Setiap Jam, Selama 24 Jam	52
Gambar 4.3 Desain pembangunan PLTS pada sistem kelistrikan Pulau Kundur	55
Gambar 4.4 Desain pembangunan PLTBM 3x1MW pada sistem kelistrikan Pulau Kundur (Sumber : Power Max Desain)	59
Gambar 4.5 Proses Flow Gasifier pada PLTBM 3x1MW pada Sistem Kelistrikan Pulau Kundur (Sumber : Power Max Desain)	60

Gambar 4.6 Bahan-bahan Baku Sistem Kelistrikan PLTBm Pulau Kundur (Sumber : Power Max Desain)	66
Gambar 4.7 Simulasi finansial model summary dengan skenario Pengembang/Developer A	76
Gambar 4.8 Simulasi finansial model summary dengan skenario Pengembang/Developer B	77
Gambar 4.9 Simulasi finansial model summary dengan Skenario harga ideal	78
Gambar 4.10 Simulasi finansial model summary dengan skenario PLTBm 4 MWe teknologi Eropa	79
Gambar 4.11 Simulasi finansial model summary dengan skenario PLTBm 3 MWe teknologi Cina	80
Gambar 4.12 Simulasi finansial model summary dengan skenario PLTBm 4 MWe teknologi Eropa dengan harga ideal	81
Gambar 4.13 Simulasi finansial model summary dengan skenario PLTBm 3 MWe teknologi Cina dengan harga ideal	82
Gambar 4.14 Harga Penjualan Hasil Analisa PLTS 10 MWp Skenario Ideal	83
Gambar 4.15 Harga Penjualan Hasil Analisa PLTBm 3MWe Skenario Ideal	83
Gambar 4.16 Summary hasil simulasi tarif perpress vs tarif hasil Analisa PLTS	93
Gambar 4.17 Summary Hasil Simulasi tarif perpress vs Tarif Hasil Analisa PLTBm	93
Gambar 4.18 Hasil perhitungan proyeksi produksi dan pendapatan PLTS skenario-3 PLTS 10 MWp	95
Gambar 4.19 Hasil perhitungan proyeksi produksi dan pendapatan PLTBm 3 MWe teknologi Cina skenario-4 (skenario ideal price)	97

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Kondisi Terkini Sistem Kelistrikan Pulau Kundur	30
Tabel 3.2 Daya terpasang dan terpakai pada kelistrikan Pulau Kundur	32
Tabel 3.3 Biaya-Biaya Komponen pada Sistem PLTD	34
Tabel 3.4 Konsumsi BBM PLTD	35
Tabel 3.5 Efisiensi/Pengurangan BBM PLTD	36
Tabel 3.6 Rincian Kerja Peneliti	40
Tabel 3.7 Materi Kajian dalam Tinjauan Pustaka	44
Tabel 4.1 Komponen pembentuk biaya Investasi awal CapEx PLTS	53
Tabel 4.2 Komponen Pembentuk Biaya <i>Operation &amp; Maintenance</i> OpEx PLTS	54
Tabel 4.3 Komponen pembentuk biaya Investasi awal CapEx PLTBm	56
Tabel 4.4 Komponen Pembentuk Biaya <i>Operation &amp; Maintenance</i> OpEx PLTBm	58
Tabel 4.5 Parameter-Parameter yang Digunakan dalam Asumsi Perhitungan	61
Tabel 4.6 Biaya CapEx (Investasi) PLTS 10 MWp Pengembang/ <i>Developer</i> A	62
Tabel 4.7 Biaya CapEx (Investasi) PLTS 10 MWp Pengembang/ <i>Developer</i> B	62
Tabel 4.8 Biaya CapEx (Investasi) PLTBm 4 MWe Teknologi Eropa	63
Tabel 4.9 Biaya CapEx (Investasi) PLTBm 3 MWe Teknologi China	63
Tabel 4.10 Perhitungan Biaya <i>Operation &amp; Maintenance</i> OpEx PLTS Pengembang/ <i>Developer</i> A	64
Tabel 4.11 Perhitungan Biaya <i>Operation &amp; Maintenance</i> OpEx PLTS Pengembang/ <i>Developer</i> B	64
Tabel 4.12 Perhitungan Biaya <i>Operation &amp; Maintenance</i> Opex PLTBm Teknologi Eropa	65

Tabel 4.13 Perhitungan Biaya <i>Operation &amp; Maintenance</i> Opex PLTBm Teknologi Cina	65
Tabel 4.14 Harga Bahan Baku Biomassa untuk PLTBm Gasifier	67
Tabel 4.15 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik (belum termasuk fasilitas baterai atau penyimpanan energi listrik lainnya)	68
Tabel 4.16 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik Ekspansi (belum termasuk fasilitas baterai atau penyimpanan energi listrik lainnya)	68
Tabel 4.17 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik yang lahannya disediakan oleh Pemerintah (belum termasuk fasilitas baterai atau penyimpanan energi listrik lainnya)	69
Tabel 4.18 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBm	69
Tabel 4.19 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTBm Ekspansi	69
Tabel 4.20 Harga Pembelian Tenaga Listrik dari PLTS Fotovoltaik, PLTA, PLTB, PLTBm, dan PLTBg yang seluruhnya dibangun oleh Pemerintah Pusat atau Pemerintah Daerah, termasuk berasal dari Hibah.	70
Tabel 4.21 Tabel harga lahan di Pulau Kundur	71
Tabel 4. 22 Rincian kebutuhan lahan dan harga untuk pembangunan PLTS 10 Mwp Dan PLTBm 3 MWe	71
Tabel 4.23 Produksi KWh PLTS 10 MWp Pengembang A/ <i>Developer A</i>	72
Tabel 4.24 Produksi KWh PLTS 10 MWp Pengembang B/ <i>Developer B</i>	72
Tabel 4.25 Produksi KWh PLTBm 4 MWe, teknologi Eropa	73
Tabel 4.26 Produksi KWh PLTBm 3 MWe, teknologi Cina	73
Tabel 4.27 Simulasi Model Pembagian Keuntungan PLTBm	86
Tabel 4. 28 Ringkasan kelayakan finansial berdasarkan skenario-skenario sistem PLTS 10	87

Tabel 4. 29 Ringkasan kelayakan finansial berdasarkan skenario-skenario sistem  
PLTBm 4MWe dan PLTBm 3MWe



## DAFTAR NOMENKLATUR

### A. Singkatan

Singkatan	Keterangan
<b>PLTS</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Surya
<b>PLTBm</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa
<b>PLTD</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement (Perjanjian Jual Beli Listrik)
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy (Biaya Energi Seumur Hidup)
<b>NPV</b>	Net Present Value (Nilai Bersih Sekarang)
<b>IRR</b>	Internal Rate of Return (Tingkat Pengembalian Internal)
<b>WACC</b>	Weighted Average Cost of Capital (rata-rata tertimbang dari biaya modal)

<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure (Biaya Modal Awal)
<b>OPEX</b>	Operational Expenditure (Biaya Operasional)
<b>Kepri</b>	Kepulauan Riau
<b>UMKM</b>	Usaha Mikro, Kecil, dan Menengah
<b>LCA</b>	Life Cycle Assessment (Penilaian Daur Hidup)
<b>FIT</b>	Feed-in Tariff (Tarif Insentif Energi Terbarukan)
<b>RE</b>	Renewable Energy (Energi Terbarukan)
<b>GHG</b>	Greenhouse Gas (Gas Rumah Kaca)

## B. Istilah Teknis

<b>Singkatan</b>	<b>Keterangan</b>
Hybrid System	Sistem kombinasi dua atau lebih sumber energi (PLTS dan PLTBm)
Biomassa	Sumber energi dari bahan organik (limbah pertanian, kayu, dan lainnya)
Gasifier	Alat yang mengubah biomassa menjadi gas untuk menghasilkan energi

Smartgrid	Sistem jaringan listrik cerdas berbasis control otomatis
Microgrid	Jaringan listrik kecil yang dapat beroperasi secara independen
Energy Storage	Sistem penyimpanan energi (biasanya menggunakan baterai)
Carbon Credit	Insentif keuangan untuk proyek-proyek yang mengurangi emisi karbon
Load Profile	Pola beban penggunaan listrik selama periode waktu tertentu
Peak Load	Beban listrik tertinggi dalam suatu sistem dalam periode tertentu
Dispatchable Energy	Energi yang dapat dikendalikan dan disesuaikan produksinya
<b>C. Satuan</b>	
<b>Singkatan</b>	<b>Keterangan</b>
kW	Kilowatt (1.000 Watt)
MW	Megawatt (1.000 kW)
MWp	Megawatt-peak (kapasitas puncak dari sistem tenaga surya saat kondisi optimal)

MWe	Megawatt-electric (kapasitas listrik bersih yang dihasilkan pembangkit)
kWh	Kilowatt-hour (energi yang dikonsumsi/dihasilkan selama 1 jam)
MWh	Megawatt-hour (1.000 kWh)
Ton	1.000 kilogram
Rp	Rupiah (Mata uang Indonesia)
%	Persentase

#### D. Daftar Parameter Ekonomi

No	Aspek Utama	Penjelasan Singkat & Referensi Buku
1	Definisi TEA	TEA adalah evaluasi sistematis terhadap kelayakan teknis dan ekonomi suatu proyek teknologi, mencakup aspek biaya, manfaat, dan risiko untuk mendukung pengambilan keputusan. Referensi: Techno-Economic Analysis of Bio-Based Technologies - Pratima Bajpai (2021), Hal. 12-15
2	Komponen Utama TEA	Terdiri dari dua bagian utama: 1) Analisis Teknis: Menilai desain teknologi, skala produksi, efisiensi, dan keberlanjutan. 2) Analisis Ekonomi: Menilai investasi awal, biaya operasional, serta profitabilitas jangka panjang. Referensi: Engineering Economic Analysis - Donald G. Newnan, Ted Eschenbach, Jerome P. Lavelle (2019), Hal. 22-30

3	Capital Expenditure (CAPEX)	CAPEX adalah biaya investasi awal yang diperlukan untuk pengadaan aset tetap, seperti mesin, peralatan, dan infrastruktur. CAPEX biasanya tinggi di awal proyek dan memiliki dampak besar terhadap feasibility jangka panjang. Referensi: Investment Science - David G. Luenberger (1998), Hal. 45-50
4	Operational Expenditure (OPEX)	OPEX adalah biaya operasional yang dikeluarkan secara rutin, termasuk biaya bahan baku, listrik, tenaga kerja, dan pemeliharaan. OPEX yang terlalu tinggi dapat mengurangi profitabilitas proyek. Referensi: Principles of Engineering Economic Analysis - John A. White (2011), Hal. 75-80
5	Capital Cost Recovery (CCR)	CCR (pemulihan biaya modal) adalah proses dimana investor atau perusahaan mendapatkan kembali biaya investasi awal (capital expenditure/CapEx) yang telah dikeluarkan untuk membangun atau membeli aset jangka panjang seperti pembangkit listrik, mesin, atau fasilitas infrastruktur.
6	Investment Cost	Atau biaya investasi adalah total biaya yang dikeluarkan untuk memulai dan membangun sebuah proyek atau usaha, termasuk semua pengeluaran awal yang diperlukan hingga proyek tersebut siap beroperasi.
7	Interest During Construction (IDC)	IDC adalah Bunga pinjaman yang dihitung dan di bayar selama masa konstruksi proyek sebelum proyek tersebut mulai menghasilkan pendapatan.
8	Investment Loan	Adalah pinjaman jangka menengah atau Panjang yang diberikan untuk membiayai kegiatan investasi, seperti pembangunan proyek infrastruktur, pembelian aset tetap (ex: mesin atau lahan), atau pengembangan proyek energi seperti PLTS dan PLTBm.
9	Equity	Dalam konteks investasi proyek adalah modal sendiri yang ditanamkan oleh pemilik proyek atau investor tanpa kewajiban pengembalian seperti pinjaman. Equity merepresentasikan kepemilikan atas aset atau perusahaan, dan berfungsi sebagai bagian dari struktur pembiayaan proyek Bersama dengan utang (loan/debt).
10	Interest During Construction Loan (IDC Loan)	IDC Loan adalah pinjaman yang digunakan untuk membiayai bunga utang yang timbul selama masa konstruksi proyek.
11	Net Present Value (NPV)	NPV mengukur selisih antara nilai sekarang dari arus kas masuk dengan arus kas keluar selama masa

		<p>proyek. Jika <math>NPV &gt; 0</math>, proyek layak dijalankan.</p> <p>Formula:  <math>NPV = \sum (Ct / (1+r)^t) - C0</math></p> <p>Referensi: Economic Analysis of Investment Projects - David G. Luenberger (1998), Hal. 102-110</p>
12	Internal Rate of Return (IRR)	<p>IRR adalah tingkat diskonto yang membuat NPV proyek menjadi nol. IRR digunakan untuk menilai daya tarik investasi; semakin tinggi IRR, semakin baik proyek tersebut.</p> <p>Formula</p> <p>IRR: <math>0 = \sum (Ct / (1+IRR)^t) - C0</math></p> <p>Referensi: Investment Under Uncertainty - Avinash K. Dixit, Robert S. Pindyck (1994), Hal. 90-95</p>
13	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	<p>WACC adalah rata-rata tertimbang dari biaya modal yang digunakan oleh perusahaan atau proyek, baik yang berasal dari ekuitas (modal sendiri) maupun dari utang (pinjaman). Dalam analisis investasi, WACC berfungsi sebagai tingkat diskonto (discount rate) yang digunakan untuk menghitung nilai sekarang dari arus kas masa depan (Net Present Value/NVP) suatu proyek. Nilai common yang di pergunakan di lingkungan PLN Grup untuk WACC adalah 9,660%</p>
14	Profitability Index (PI)	<p>PI atau Profitability Index adalah rasio antara nilai sekarang dari arus kas masuk dengan investasi awal. Jika <math>PI &gt; 1</math>, proyek layak dijalankan.</p> <p>Formula:  <math>PI = NPV / \text{Investasi Awal}</math></p> <p>Referensi: Principles of Corporate Finance - Richard A. Brealey, Stewart C. Myers (2020), Hal. 250-255</p>
15	Payback Period	<p>Payback Period adalah waktu yang dibutuhkan untuk menutupi investasi awal melalui arus kas masuk proyek.</p> <p>Formula:  <math>\text{Payback Period} = \text{Investasi Awal} / \text{Arus Kas Tahunan}</math></p> <p>Referensi: Financial Modeling and Valuation - Paul Pignataro (2013), Hal. 130-135</p>
16	Analisis Sensitivitas & Risiko	<p>Menguji dampak perubahan variabel ekonomi (harga bahan baku, suku bunga) dan teknis terhadap hasil TEA. Alat analisis: Monte Carlo Simulation, Break-even Analysis, dan Scenario Analysis.</p> <p>Referensi: Risk Analysis in Engineering and Economics - Bilal M. Ayyub (2003), Hal. 45-60</p>
17	Life Cycle Cost Analysis (LCCA)	<p>Menghitung total biaya sepanjang umur proyek, termasuk investasi awal, biaya operasi, perawatan, hingga pembongkaran aset.</p>

		Referensi: Life-Cycle Costing: Techniques, Models, and Applications for Engineers and Managers - B.S. Dhillon (2010), Hal. 80-90
<b>18</b>	Levelized Cost of Energy (LCOE)	LCOE digunakan untuk menghitung biaya rata-rata produksi energi sepanjang umur proyek, dengan mempertimbangkan CAPEX, OPEX, dan jumlah produksi energi. Formula: $\text{LCOE} = (\text{CAPEX} + \text{OPEX} + \text{Levelized Fuel Cost}) / \text{Total Energi yang Dihasilkan}$ Referensi: Renewable Energy Finance: Theory and Practice - Charles W. Donovan (2018), Hal. 155-165
<b>20</b>	Sumber Daya & Infrastruktur	Menilai kebutuhan bahan baku, tenaga kerja, logistik, dan dampaknya terhadap kelangsungan proyek serta keberlanjutan rantai pasok. Referensi: Sustainable Development in the Process Industries - J. Harmsen, A. B. B. Heeres (2013), Hal. 45-50
<b>21</b>	Studi Kasus & Implementasi	Contoh TEA dalam energi terbarukan, manufaktur, farmasi, dan industri lain untuk memahami best practices. Referensi: Techno-Economic Analysis of Renewable Energy Technologies - Kalogirou (2020), Hal. 220-230

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Daftar Lampiran Peraturan Presiden No.112 Tahun 2022	106
Lampiran 2. Data Beban/Neraca Daya Listrik Existing Pulau Kundur	106
Lampiran 3. Single Line Diagram Sistem Kelistrikan Pulau Kundur	106
Lampiran 4. Data BPP Existing Pulau Kundur	106

Lampiran 5. Data Perhitungan penggunaan BBM existing dan Kajian Pengurangan BBM dengan Energi Terbarukan PLTS dan PLTBm	106
Lampiran 6. Data Simulasi PLTS 10 MWp dengan Software Helioscope untuk Opsi Lahan 1 (design dan shading report)	106
Lampiran 7. Data Simulasi PLTS 10 MWp dengan Software Helioscope untuk Opsi Lahan 2 (design dan shading report)	106
Lampiran 8. Data Perhitungan Faktor Kapasitas dan Proyeksi Nilai Pendapatan dari PLTS 10 MWp dan PLTBm 4 MWe & 3 MWe	106
Lampiran 9. Perhitungan Capex dan Opex PLTS 10 MWp Skenario Pengembang/Developer A	106
Lampiran 10. Perhitungan Capex dan Opex PLTS 10 MWp Skenario Pengembang/Developer B	106
Lampiran 11. Perhitungan Capex dan Opex PLTBm 4 MWe Teknologi Eropa	106
Lampiran 12. Perhitungan Capex dan Opex PLTBm 3 MWe Teknologi Cina	106
Lampiran 13. Perhitungan Financial Model PLTS 10 MWp Skenario dengan Pengembang/Developer A	106
Lampiran 14. Perhitungan Financial Model PLTS 10 MWp Skenario dengan Pengembang/Developer B	106
Lampiran 15. Perhitungan Financial Model PLTS 10 MWp dengan Skenario Ideal Price	106
Lampiran 16. Perhitungan Financial Model PLTBm 4 MWe Skenario dengan teknologi Eropa	106
Lampiran 17. Perhitungan Financial Model PLTBm 3 MWe Skenario dengan teknologi Cina	106
Lampiran 18. Perhitungan Financial Model PLTBm 4 MWe Skenario dengan Ideal Price	106
Lampiran 19. Perhitungan Financial Model PLTBm 3 MWe Skenario dengan Ideal Price	106