



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS MANFAAT DAN BIAYA PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA SAMPAH UNTUK DESA TERPENCIL DI
INDRAGIRI HILIR (STUDI KASUS: TPA SEI BERINGIN)**

SKRIPSI

**SYARIFUDIN
0806321480**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI
DEPOK
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS MANFAAT DAN BIAYA PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA SAMPAH UNTUK DESA TERPENCIL DI
INDRAGIRI HILIR (STUDI KASUS: TPA SEI BERINGIN)**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik

**SYARIFUDIN
0806321480**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI
DEPOK
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : SYARIFUDIN

NPM : 0806321480

Tanda tangan : 

Tanggal : Juni 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : Syarifudin
NPM : 080632148
Program Studi : Teknik Industri
Judul Skripsi : Analisis Manfaat Dan Biaya Pembangkit Listrik
Tenaga Sampah Untuk Desa Terpencil Di
Indragiri Hilir (Studi Kasus: TPA Sei Beringin)

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1 : Farizal, Ph. D

(Farizal)

Penguji : Ir. Boy Nurtjahyo, MSIE

(Boy Nurtjahyo)

Penguji : Dr. Akhmad Hidayatno, ST, MBT.

(Akhmad Hidayatno)

Penguji : Armand Omar Moeis, ST, M.Sc

(Armand Omar Moeis)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 27 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kepada Allah SWT atas rahmat dan karunia-Nya yang melimpah sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini tepat waktu. Secara khusus penulis juga mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Farizal, Ph.D, selaku dosen pembimbing skripsi yang telah membimbing, memberikan masukan, bantuan, dan dukungan selama penulisan.
2. Bapak Dr. Akhmad Hidayatno, ST, MBT, selaku dosen pembimbing akademis yang telah membimbing dan memberikan masukan selama menjalani pembelajaran di Teknik Industri UI.

Selain itu, penulis juga ingin mengucapkan terima kasih dan apresiasi yang mendalam pada:

1. Ibu, Bapak, Dek Fatimah, Mas. Ferly, Mas. Dayat, atas segala doa, perhatian, nasihat, dan dukungan yang tak ternilai untuk penulis dalam menyelesaikan penelitian ini.
2. Prof. Dr. Ir. T. Yuri M. Zagloel, MengSc., selaku ketua Departemen Teknik Industri UI yang telah memberikan banyak bimbingan bagi para mahasiswanya.
3. Semua staf pengajar di Departemen Teknik Industri UI yang telah memberikan penulis pengetahuan yang luas mengenai keilmuan Teknik Industri.
4. Teman-teman seperjuangan, Dede, Indah, Fitri, Lilis, Harumi, Patty, dan Wenty, sebagai teman diskusi yang telah banyak mendengarkan keluhan, kesulitan, maupun kemajuan dari penelitian ini.
5. Teman-teman Teknik Industri, Darussalan, Farid Akbar Harahap, Rizal Himawan, M. Misbahul Muzakki, Tegoeh Bagoes Raharjo, Lukat Nur Halim, Abdullah Rusydi, Teguh S. Utomo, Daniel Yudhistira, Indrawan, M. Arif Fadhillah, dan Vina yang telah membantu penulis dalam banyak hal selama masa perkuliahan dan melewati beratnya masa perkuliahan.

6. Seluruh teman-teman TI 2008 yang telah bersama-sama dan selalu saling mendukung dalam setiap kegiatan selama perkuliahan di Teknik Industri.
7. Pak August, Pak Glen, Mas Adel, yang telah membantu banyak dalam mengumpulkan data-data yang diperlukan penulis.
8. Kepada semua pihak yang telah membantu terlaksananya penelitian ini yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat penulis harapkan. Selain itu penulis berharap skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi semua pihak yang membacanya.



Depok, Juni 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Syarifudin
NPM : 0806321480
Departemen : Teknik Industri
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Skripsi

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 Manfaat Dan Biaya Pembangkit Listrik Tenaga Sampah Untuk Desa Terpencil Di Indragiri Hilir (Studi Kasus: TPA Sei Beringin)”

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : Juni 2012
Yang Menyatakan



(Syarifudin)

ABSTRAK

Nama : Syarifudin
Program Studi : Teknik Industri
Judul : Analisis Manfaat Dan Biaya Pembangkit Listrik Tenaga Sampah Untuk Desa Terpencil Di Indragiri Hilir (Studi Kasus: TPA Sei Beringin)

Pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSa), merupakan pembangkit yang ramah lingkungan yang dapat membantu dalam menangani permasalahan sampah perkotaan yang terjadi selama ini. Pembangunan PLTSa juga dapat menjadi salah satu solusi kebutuhan energi serta membantu mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil yang jumlahnya semakin berkurang. Dalam pengoperasiannya, PLTSa menggunakan mesin gas pembakaran dalam berbahan bakar gas yang berasal dari *landfill* (LFG). Penelitian ini, menggunakan 2 skenario. Skenario 1 dengan komposisi 58% *organic*, 15% *medium decay*, 27% *slow decay*. Dan skenario 2 dengan komposisi 30% *organic*, 60% *medium decay*, 10% *slow decay*. Hasil analisis menunjukkan bahwa dengan menggunakan skenario 1, nilai BC rasio sebesar 0,93. Sedangkan untuk skenario 2 adalah sebesar 1,12. Penerapan *Clean Development Mechanism* (CDM) pada skenario 1 atau komposisi sampah sisa makanan 58%, dapat meningkatkan nilai keekonomian PLTSa sebesar 29%. Dan untuk skenario 2 atau komposisi sampah sawit sebanyak 60%, dapat meningkatkan nilai keekonomian sebesar 11%.

Kata Kunci: PLTSa, *Landfill Gas*, BC rasio, Analisa Sensitivitas, CDM

ABSTRACT

Name : Syarifudin
Study Program : Industrial Engineering
Title : Benefit and Cost Analysis of Solid Waste Power Plant For Isolated Village at Indragiri Hilir (Case Study: TPA Sei Beringin)

Solid waste power plant (PLTSa) has proven solving the problems of municipal wastes. It also can be a solution to the needs of energy which increases by tune, by solving reducing reliance on fossil fuels which diminished by number. Electricity generation through PLTSa is produced using internal combustion gas engine-gas-fuelled stemming from landfills gas (LFG) for its operation. In this study, PLTSa is assesed at issolated village using two scenarios of waste. Scenario 1 with a composition of 58% organic, 15% of medium decay, 27% slow decay. And scenario 2 with a composition of 30% organic, 60% of medium decay, 10% slow decay. The results show that by using scenario 1, BC ratio is 0,93. While for scenario 2 is 1,12. The application of the Clean Development Mechanism (CDM) for scenario 1 increasing the value PLTSa by 29%. For scenario 2 increases the value of economics by 11%.

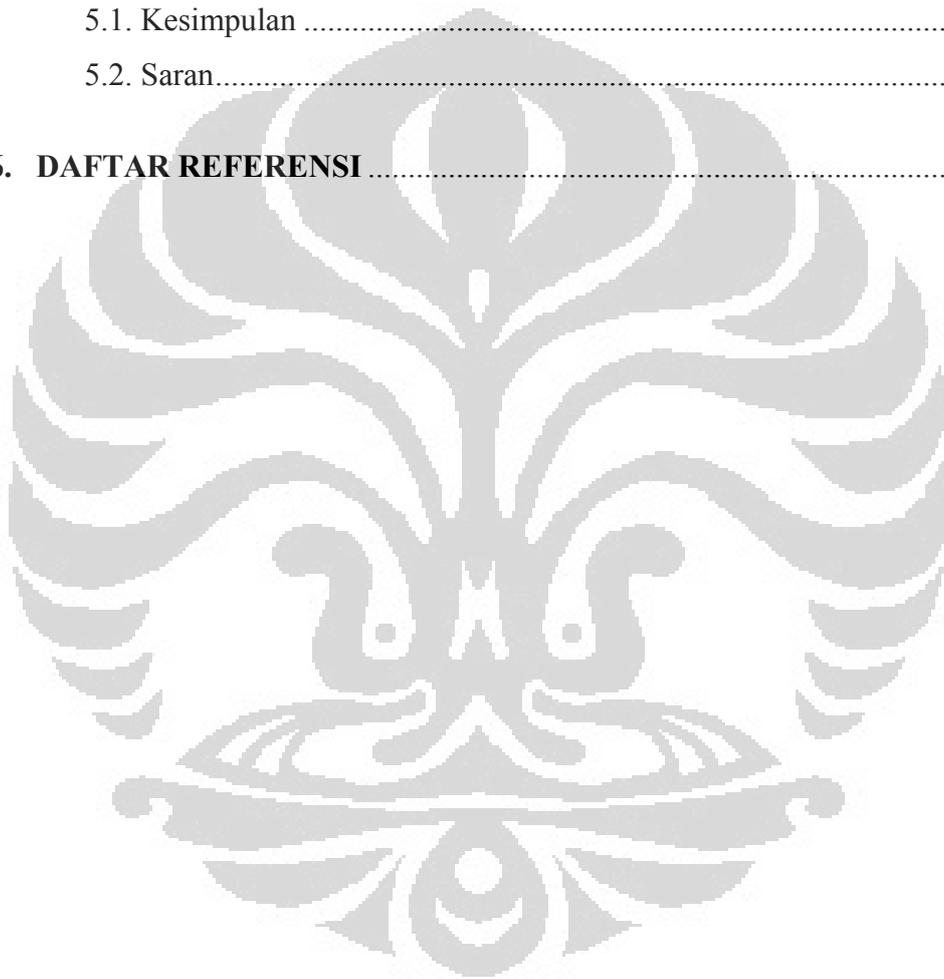
Keywords:PLTSa, Landfill Gas, BC Ratio, Sensitivity Analysis, CDM

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vii
ABSTRAK	viii
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvi
1. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.1.1 Penanganan Sampah.....	1
1.1.2 Cadangan Energi Fosil.....	4
1.2. Diagram Keterkaitan Masalah	11
1.3. Rumusan Permasalahan	13
1.4. Tujuan Penelitian	13
1.5. Pembatasan Masalah	13
1.6. Metodologi Penelitian.....	14
1.7. Sistematika Penulisan	17
2. TINJAUAN PUSTAKA	18
2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa).....	18
2.1.1. Pengertian Sampah Padat (MSW).....	18
2.1.2 <i>Sanitary Landfill</i>	20
2.1.3 <i>Landfill Gas (LFG)</i>	21
2.1.4 Proses Terbentuknya Landfill Gas (LFG).....	22
2.1.5 Sistem PLTSa.....	26
2.1.6 Teknologi PLTSa	27
2.1.6.1 <i>Vertical Extraction Wells (Sumur Gas Vertikal)</i>	28
2.1.6.2 Instalasi Pipa Pada Area <i>Sanitary Landfill</i>	30
2.1.6.3 <i>Capping (Penutup Sanitary Landfill)</i>	32
2.1.6.4 <i>Condensator (Kondensator)</i>	33
2.1.6.5 <i>Chiller</i>	33
2.1.6.6 <i>Blower</i>	34
2.1.6.7. Pembangkit Listrik (<i>Electricity Generation</i>)	35
2.1.6.7.1 <i>Gas Engine</i>	35
2.1.6.7.2 <i>Turbine Gas</i>	41
2.1.6.8 Generator.....	42
2.1.6.9 Radiator	42
2.1.6.10 Transformator (Trafo).....	43
2.2. Ekonomi Teknik.....	44

2.2.1 <i>Benefit and Cost Ratio</i>	44
2.2.1.1 Manfaat (<i>Benefit</i>)	45
2.2.1.2 Biaya (<i>Cost</i>)	46
2.2.2 <i>Net Present Value</i>	47
2.2.3 Analisa Sensitivitas	48
2.3. CDM	49
2.4. Profil TPA Sei Beringin	50
3. PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA	54
3.1. Perencanaan Dan Perancangan Skenario	54
3.1.1. Skenario 1	54
3.1.1.1 Skenario 1 Dengan CDM	55
3.1.1.2 Skenario 1 Tanpa CDM	55
3.1.2. Skenario 2	55
3.1.2.1 Skenario 2 Dengan CDM	56
3.1.2.2 Skenario 2 Tanpa CDM	56
3.2 Pemilihan Teknologi	56
3.2.1. Teknologi Pembangkit Listrik	56
3.2.2. Teknologi Konversi LFG Untuk Lisrik	61
3.3 Potensi <i>Landfill Gas</i> (LFG)	66
3.4 Komponen Biaya Pembangunan PLTSa	73
3.4.1. Biaya Investasi	74
3.4.2. Biaya Operasional dan Pemeliharaan	76
3.5 Penentuan Harga Energi Listrik <i>Sanitary Landfill</i>	79
3.6 Manfaat (<i>Benefit</i>)	81
3.7 Skema CDM	83
3.8 Hasil Pengolahan Data	86
3.8.1. Skenario 1	86
3.8.1.1 Skenario 1 Tanpa CDM	87
3.8.1.2 Skenario 1 Dengan CDM	87
3.8.2. Skenario 2	87
3.8.2.1 Skenario 2 Tanpa CDM	87
3.8.2.2 Skenario 2 Dengan CDM	88
4. ANALISIS	89
4.5 Analisis Kelayakan	89
4.5.1 Skenario 1 Tanpa CDM	89
4.5.2 Skenario 1 Dengan CDM	89
4.5.3 Skenario 2 Tanpa CDM	89
4.5.4 Skenario 2 Dengan CDM	90
4.6 Analisa Sensitivitas Arus Kas Masing-Masing Skenario	90
4.2.1. Analisis Sensitivitas 1 Variabel	91
4.2.1.1 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi Terhadap NPV	91
4.2.1.2 Analisa Sensitivitas Biaya O&M Terhadap NPV	93
4.2.1.3 Analisa Sensitivitas Harga Jual Listrik Terhadap NPV	95

4.2.1.4 Analisa Sensitivitas Umur Lahan TPA Terhadap NPV.....	97
4.2.2. Analisa Sensitivitas 2 Variabel	99
4.2.2.1 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi Dan O&M Terhadap NPV	99
4.2.2.2 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi Dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV	102
4.2.2.3 Analisa Sensitivitas Biaya O&M Dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV	105
4.7 Analisis Pengaruh CDM	107
4.8 Analisis Estimasi Perhitungan LFG	108
5. KESIMPULAN DAN SARAN	111
5.1. Kesimpulan	111
5.2. Saran.....	112
6. DAFTAR REFERENSI	113



DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Data Karakteristik Sampah di Indonesia	1
Tabel 1.2 Data Total Cadangan Minyak Bumi Indonesia	5
Tabel 1.3 Data Rasio Elektrifikasi Nasional Per Wilayah Tahun 2010	8
Tabel 1.4 Data Rasio Elektrifikas Per Kecamatan Kab. Indragiri Hilir	10
Tabel 2.1 Data Komposisi Gas Dari Landfill	22
Tabel 3.1 Perhitungan Nilai K Skenario 1 Dalam Model EPA	54
Tabel 3.2 Perhitungan Nilai K Skenario 2 Dalam Model EPA	55
Tabel 3.3 Data Konversi Energi	58
Tabel 3.4 Potensi Listrik Dihasilkan Dengan Pembangkit <i>Gas Engine</i>	58
Tabel 3.5 Potensi Listrik Dihasilkan Dengan Pembangkit <i>Gas Turbin Engine</i>	59
Tabel 3.6 Rata-Rata Jumlah Sampah Di TPA Sei Beringin Per Tahun	67
Tabel 3.7 Nilai K berdasarkan Pada Jenis Iklim	68
Tabel 3.8 Potensi Jumlah Gas (LFG)	68
Tabel 3.9 <i>Recoverable Biogas</i> Yang Dihasilkan	71
Tabel 3.10 Jumlah Gas Metan Dihasilkan	72
Tabel 3.11 Potensi Pembangkit Listrik	72
Tabel 3.12 Asumsi <i>Capital Cost</i>	76
Tabel 3.13 Asumsi Biaya Operasioanl dan Pemeliharaan	79
Tabel 3.14 Proyeksi Hasil Penjualan Listrik	82
Tabel 3.15 Potensi Keuntungan Dari Penangkapan CH ₄	84
Tabel 3.16 Potensi Keuntungan Dari Penangkapan CO ₂	85
Tabel 3.17 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 1 Tanpa Skema CDM	86
Tabel 3.18 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 1 Dengan Skema CDM	87
Tabel 3.19 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 2 Tanpa Skema CDM	87
Tabel 3.20 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 2 Dengan Skema CDM	88

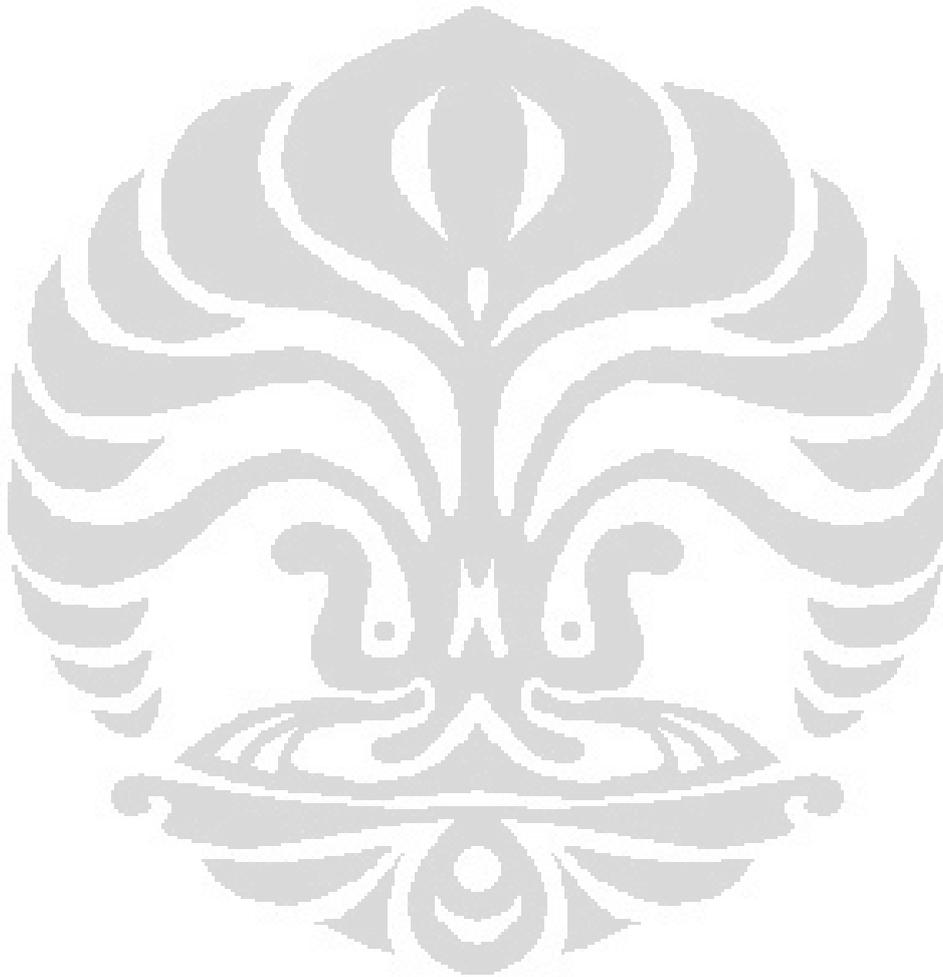
DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Grafik Volume Sampah TPA Sei Beringin	2
Gambar 1.2	Grafik Jumlah Hasil Perkebunan Kab. Indragiri Hilir 2009	3
Gambar 1.3	Grafik Presentase Pengolahan Sampah Di Indonesia	3
Gambar 1.4	Grafik Total Cadangan Minyak Bumi Indonesia	6
Gambar 1.5	Grafik Konsumsi Energi Berdasarkan Sektor	7
Gambar 1.6	Grafik Konsumsi Energi Untuk Listrik di Bidang Rumah Tangga	8
Gambar 1.7	Grafik Data Listrik Kabupaten Indragiri Hilir)	9
Gambar 1.8	Grafik Rasio Desa Berlistrik Kab. Indragiri Hilir 2011	10
Gambar 1.9	Diagram Keterkaitan Masalah	12
Gambar 1.10	Metodologi Penelitian	16
Gambar 2.1	Sampah Padat (MSW)	19
Gambar 2.2	Skema <i>Sanitary Landfill</i>	20
Gambar 2.3	Fase Pembentukan gas pada <i>Landfill</i>	23
Gambar 2.4	Kecenderungan Pembentukan Gas Pada <i>Landfill</i>	24
Gambar 2.5	Proyek Pemanfaatan LFG Untuk Pembangkit Listrik	27
Gambar 2.6	Jenis Pipa Untuk Sumur Gas di <i>Landfill</i>	29
Gambar 2.7	Sistem Instalasi Pipa <i>Landfill</i>	30
Gambar 2.8	Sistem Pemipaan di <i>Sanitary Landfill</i>	31
Gambar 2.9	Sistem Pemipaan dari <i>Landfill</i> ke <i>Power House</i>	31
Gambar 2.10	<i>Capping</i>	32
Gambar 2.11	Kondensator (Lokasi: TPST Bantar Gebang)	33
Gambar 2.12	Chiller	34
Gambar 2.13	Blower	35
Gambar 2.14	Teknikal <i>Gas Engine</i> Jenbacher (J320 GS)	37
Gambar 2.15	<i>Gas Engine</i> Jenbacher (J320 GS)	38
Gambar 2.16	Prinsip Kerja Motor Bakar	38
Gambar 2.17	Sistem Pembangkit Listrik Gas Engine	40
Gambar 2.18	<i>Turbine Gas Engine</i>	41
Gambar 2.19	Radiator	43
Gambar 2.20	Alur Proses CDM Secara Umum Di Indonesia	51
Gambar 2.21	Rencana Lokasi TPA Sei Beringin	52
Gambar 2.22	TPA Sei Beringin	52
Gambar 2.23	Sistem Pengolahan Sampah TPA Sei Beringin	53
Gambar 3.1	Grafik Potensi Listrik Yang Dihasilkan Berdasarkan Teknologi	60
Gambar 3.2	Pemasangan Sumur Gas	62
Gambar 3.3	Pemasangan <i>Capping</i>	62
Gambar 3.4	Konstruksi Sistem Pemipaan	63
Gambar 3.5	Aliran Proses Pembangkit Listrik	63
Gambar 3.6	Skema Stasiun Pengumpulan LFG	64
Gambar 3.7	Condensator Sebagai Mesin Pemurnian	64
Gambar 3.8	Chiller dan Blower Sebagai Mesin Pendingin Gas	65
Gambar 3.9	Pembangkit Listrik Menggunakan <i>Gas Engine</i>	65
Gambar 3.10	Grafik Jumlah Potensi Gas	69

Gambar 4.1 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya Investasi Terhadap NPV Skenario 1	91
Gambar 4.2 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya Investasi Terhadap NPV Skenario 2	92
Gambar 4.3 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya O&M Terhadap NPV Skenario 1	93
Gambar 4.4 Grafik sensitivitas Perubahan Biaya O&M Terhadap NPV Skenario 2	94
Gambar 4.5 Grafik Sensitivitas Kenaikan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 1	95
Gambar 4.6 Grafik Sensitivitas Perubahan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 2	96
Gambar 4.7 Grafik Sensitivitas Perubahan Umur Lahan TPA Terhadap NPV Skenario 1	97
Gambar 4.8 Grafik Sensitivitas Perubahan Umur Lahan TPA Terhadap NPV Skenario 2	98
Gambar 4.9 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Biaya O&M Terhadap NPV Skenario 1	99
Gambar 4.10 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Biaya O&M Terhadap NPV Skenario 2	101
Gambar 4.11 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 1	102
Gambar 4.12 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 2	104
Gambar 4.13 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya O&M dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 1	105
Gambar 4.14 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya O&M dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 2	106
Gambar 4.15 Grafik Analisis Sensitivitas CER Terhadap NPV Skenario 1	107
Gambar 4.16 Grafik Analisis Sensitivitas CER Terhadap NPV Skenario 1	108
Gambar 4.17 Grafik Potensi LFG	109

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Arus Kas Skenario 1 Tanpa CDM	115
Lampiran 2. Arus Kas Skenario 1 Dengan CDM.....	116
Lampiran 3. Arus Kas Skenario 2 Tanpa CDM	117
Lampiran 4. Arus Kas Skenario 2 Dengan CDM.....	118



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

1.1.1 Penanganan Sampah

Sampah adalah kumpulan berbagai material buangan (limbah) berbentuk cair, padat, dan gas yang merupakan sisa proses dan kegiatan kehidupan manusia (Girun Alfathoni, 2006). Sampah merupakan konsekuensi dari adanya aktifitas manusia, jumlah atau volume sampah sebanding dengan tingkat konsumsi manusia terhadap barang/material yang dikonsumsi manusia sehari-hari. Oleh karena itu, pertumbuhan penduduk dan pertumbuhan ekonomi akan mempengaruhi jumlah sampah yang akan dihasilkan.

Menurut status lingkungan hidup (2010), pertumbuhan rata-rata massa sampah di Indonesia adalah 2-4% per tahun. Sedangkan menurut (Rina Riana Sondari, 2012), sampah rumah tangga yang berupa sisa makanan sebanyak 58%. Berikut adalah persentase sampah di Indonesia.

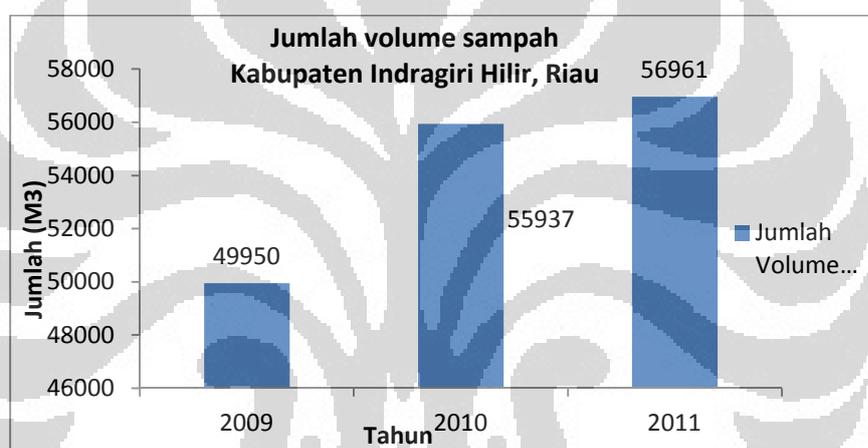
Tabel 1.1 Karakteristik Sampah di Indonesia

Jenis	Jumlah (juta ton/tahun)	Persentase
Sisa Makanan	22,4	58%
Plastik	5,4	14%
Kertas	3,6	9%
kayu	2,3	4%
kaca	1,4	2%
karet/kulit	0,7	2%
Kain	0,7	2%
Logam	0,7	2%
Pasir	0,5	1%
Lain-lain	0,7	6%
Total		100%

(Sumber: Sondari, R. Riana. Suzuki, M. Mabo. 2012)

Dari tabel 1.1, dapat diketahui jenis sampah yang paling tinggi di produksi di Indonesia adalah sisa makanan, sedangkan sampah jenis plastik yang berupa sisa-sisa pembungkus makanan sebanyak 14% atau terbesar kedua setelah sisa makanan.

Sedangkan menurut dinas pekerjaan umum Indragiri Hilir (2012), volume sampah di kabupaten Indragiri Hilir pada tahun 2009 meningkat dari 49.950 m³ menjadi 55.937m³ pada 2010. Sedangkan pada tahun 2011, sampah di kabupaten Indragiri Hilir meningkat menjadi 56.961 m³. Kondisi sampah di Indragiri Hilir meningkat rata-rata 6% dalam kurun waktu 3 tahun. Meningkatnya volume sampah ini tak lepas dari meningkatnya jumlah masyarakat. Dan juga diperparah dengan sistem pengolahan sampah yang belum secara optimal dilakukan, selama ini pengolahan sampah dilakukan hanya dengan membakarnya. Oleh karena itu, diperlukan sistem pengolahan sampah terpadu untuk mengoptimalkan potensi sampah tersebut, yang juga akan lebih bermanfaat untuk masyarakat luas.

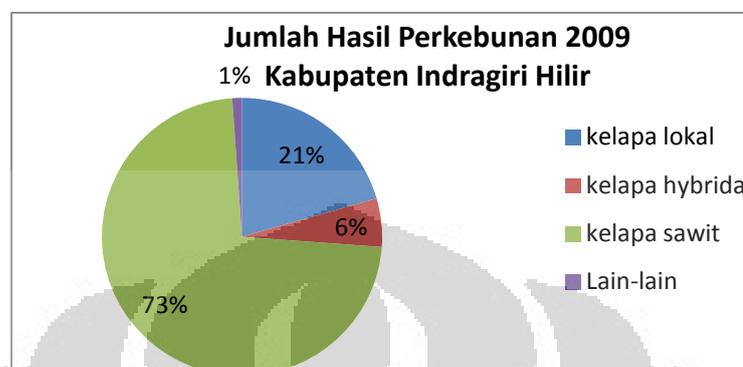


Gambar 1.1 Grafik Volume Sampah TPA Sei Beringin
(Dinas Pekerjaan Umum Kab. Indragiri Hilir, 2011)

Dari gambar 1.1 besarnya peningkatan penduduk di kabupaten Indragiri Hilir, mengakibatkan volume timbunan sampah semakin meningkat. Pertumbuhan sampah yang pesat dengan tidak diimbangnya pengolahan yang baik dapat menimbulkan dampak yang buruk bagi lingkungan dan masyarakat disekitarnya.

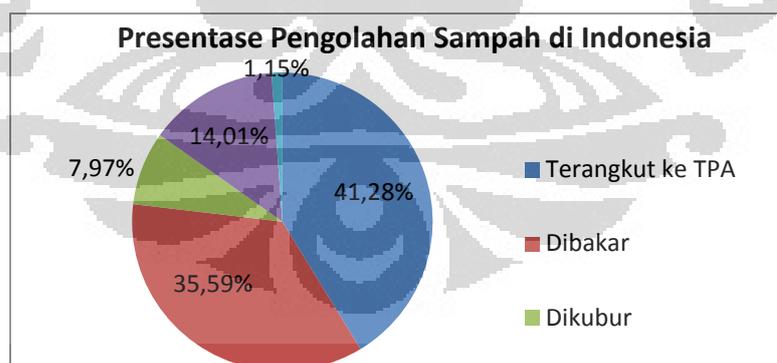
Sektor perkebunan merupakan salah satu tulang punggung perekonomian Indragiri Hilir. Berbagai komoditas tanaman perkebunan yang telah dikembangkan selama ini adalah kelapa lokal, kelapa hybrida, kelapa sawit, karet, kopi, coklat dan pinang. Dari berbagai komoditas itu, kelapa lokal merupakan primadona. Potensi hasil perkebunan di Kabupaten Indragiri Hilir sebanyak 1.905.755 Ton, dengan produksi kelapa lokal mencapai 391.675 ton pertahun

dengan luas lahan 378.559 Ha. Untuk kelapa hybrida tercatat produksi sebanyak 107.276 ton dari luas lahan 73.804 Ha. Sedangkan untuk produksi kelapa sawit sebanyak 1.385.317 ton dari lahan seluas 148.720 Ha.



Gambar 1.2 Grafik Jumlah Hasil Perkebunan Kab. Indragiri Hilir 2009
(Sumber: Ekspose Bupati Indragiri Hilir Dalam Rangka Investment Award 2009)

Pada gambar 1.2, berdasarkan Badan Pusat Statistik (BPS, 2004), dari total timbunan sampah yang terangkut dan di buang di Tempat Pembuangan akhir (TPA) berjumlah sekitar 41,28 %, di bakar 35,59 %, dikubur 7,97 %, di buang sembarangan (ke sungai, saluran, jalan, dsb) 14,01 % dan yang terolah (di kompos dan didaur ulang) hanya 1,15 %.



Gambar 1.3 Grafik Presentase Pengolahan Sampah Di Indonesia
(Sumber: BPS 2004)

Pada gambar 1.3, sampah padat kota sebagian besar terdiri dari bahan-bahan hayati, terutama biomassa sekitar 74% yang pada umumnya dalam keadaan basah dengan kadar air 20-40%, kandungan kertas 9-10% dalam keadaan basah

atau kering. Kedua komponen tersebut mudah terbakar, menentukan jumlah kandungan karbon didalam sampah dan sangat menentukan dalam pemanfaatannya sebagai sumber energi (Indiarsono, 2005). Laju produksi rata-rata gas metana adalah 235L per kg sampah dan 80% sampah ditimbun di TPA, sebanyak 0,5 juta ton metana (setara 12,8 juta ton CO₂) dihasilkan dari TPA. Gas metana adalah gas yang timbul dari proses fermentasi anaerobik (tanpa udara) dari bahan organik seperti limbah kotoran ternak, sampah, maupun limbah perkebunan.

Menurut Hilman pada tahun 2006 mengatakan bahwa, diantara komponen yang menyusun gas lahan TPA (biogas), yang paling dominan adalah gas metana (54 – 70%) dan karbon dioksida (CO₂) yakni sebesar 27 – 45%. Dengan besarnya kandungan yang dihasilkan oleh sampah tersebut, dan sebagian besar kandungan tersebut bisa dimanfaatkan menjadi energi. Sehingga, sampah memiliki potensi menjadi bahan baku energi alternatif.

Permasalahan sampah menjadi semakin krusial, dari data didapatkan bahwa potensi sampah kota di Indonesia, khususnya di kabupaten Indragiri Hilir provinsi Riau meningkat dari hari ke hari seiring dengan pertambahan penduduk, dan juga industri kelapa sawit yang ada. Tingginya volume sampah yang dihasilkan, dan juga kurangnya pengolahan sampah secara optimal mengakibatkan banyaknya masalah sosial di dalam masyarakat. Sedangkan potensi kandungan dari gas yang dimiliki oleh sampah, terutama sampah organik (sisa makanan, tumbuhan) yang dapat mencemarkan lingkungan apabila dilepaskan ke udara bebas, bisa dimanfaatkan untuk kepentingan yang lebih luas. Hal ini juga dapat dimanfaatkan untuk mengurangi polusi dan masalah sosial yang ditimbulkan akibat kurangnya pengolahan sampah yang kurang optimal. Sehingga dengan sistem pengolahan sampah yang baik, dan dengan menggunakan teknologi yang tepat, maka sampah tersebut dapat dimanfaatkan untuk kepentingan masyarakat yang lebih luas.

1.1.2 Cadangan Energi Fosil

Semakin hari, persediaan bahan bakar di muka bumi semakin menipis. Sementara itu, manusia terus bertambah sehingga kebutuhan energi justru

semakin meningkat dengan adanya perkembangan teknologi. Oleh sebab itu, diperlukan sumber energi lain untuk mengganti bahan bakar fosil yang memang merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui. Berbagai penelitian pun dilakukan untuk mendapatkan sumber energi alternatif. Sementara itu, disekitar kita terdapat macam-macam energi alternatif yang dapat dimanfaatkan sebagai pengganti minyak yang tentunya tidak merusak lingkungan. Selain sebagai penghasil energi alternatif, alternatif yang ada hendaknya lebih baik dari bahan bakar sebelumnya.

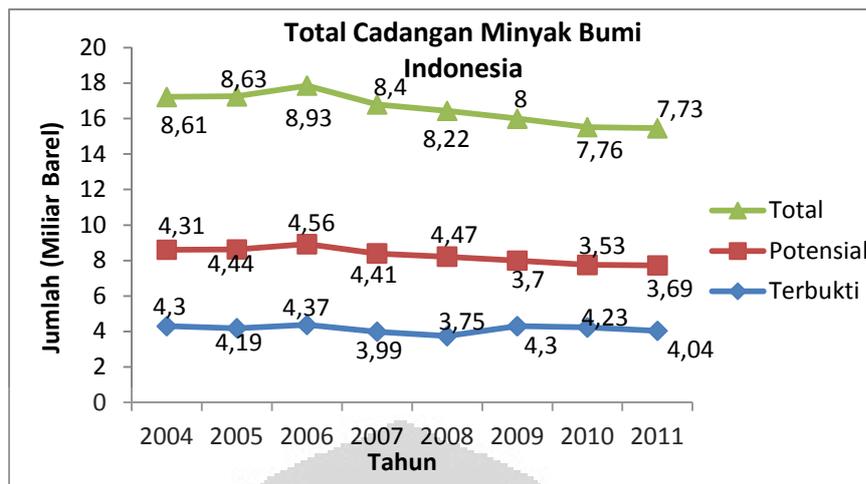
Menurut BP Migas (2012), tingkat pengurusan cadangan minyak Indonesia ternyata 8 kali lebih tinggi dari negara-negara penghasil minyak utama didunia seperti Arab Saudi dan Libya. Dengan kata lain, cadangan minyak kita akan habis 8 kali lebih cepat dari dua negara tersebut yang merupakan penghasil minyak terbesar. Selain itu, menurut publikasi statistik minyak bumi kementerian ESDM (2010), Indonesia hanya memiliki cadangan minyak terbukti sebesar 4,04 miliar barel, potensial 3,69 miliar barel, sehingga total sebanyak 7,73 miliar barel dan di produksi rata-rata sebanyak 1 juta barel per hari.

Tabel 1.2 Total Cadangan Minyak Bumi Indonesia

Tahun	Terbukti	Potensial	Total (miliar barel)
2004	4,3	4,31	8,61
2005	4,19	4,44	8,63
2006	4,37	4,56	8,93
2007	3,99	4,41	8,4
2008	3,75	4,47	8,22
2009	4,3	3,7	8
2010	4,23	3,53	7,76
2011	4,04	3,69	7,73

(Sumber: Statistik Minyak Bumi, Kementerian ESDM 2011)

Tabel 1.2 menunjukkan bahwa total cadangan energi Indonesia dari tahun 2004 sampai tahun 2011. Pada tahun 2007 sampai pada tahun 2011, total cadangan minyak bumi Indonesia terus mengalami penurunan baik yang potensial, maupun yang sudah terbukti. Dari tabel tersebut, dapat ditunjukkan melalui grafik dibawah ini.

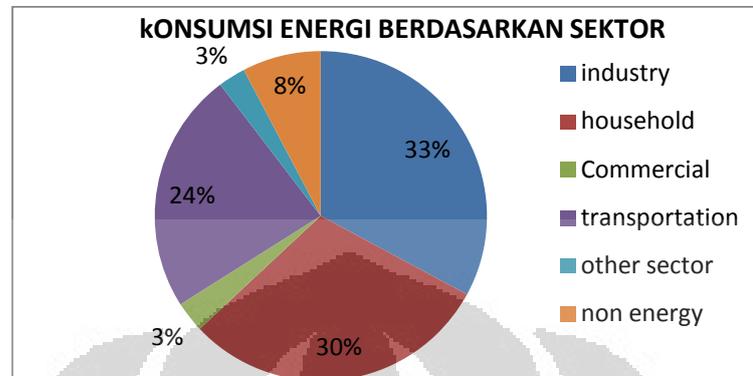


Gambar 1.4 Grafik Total Cadangan Minyak Bumi Indonesia
(Sumber: Statistik Minyak Bumi, Kementerian ESDM 2011)

Dari gambar 1.4, berdasarkan pada penemuan *discovery* menyebutkan bahwa cadangan yang terus ditemukan adalah cadangan gas, bukan minyak. Seperti tangguh, area deepwater Selat Makassar (Gandang, Gendalo, Gehem, dll), dan Bintuni. Dari kenyataan tersebut maka terbukti cadangan minyak nasional terus menyusut selama 8 tahun terakhir dari 8,61 miliar barel menjadi 7,73 miliar barel, publikasi statistik minyak bumi kementerian ESDM (2011). Dengan kebutuhan konsumsi BBM nasional yang saat ini sudah diatas 1,2 juta barel per hari dan kemampuan kilang domestik hanya 700 ribu barel perhari, maka sisa kebutuhan BBM masih harus diimpor. Dan saat ini minyak bumi masih mendominasi konsumsi bahan bakar dengan 51,66%, sementara batu bara 15,34% dan gas alam 28,57%. Oleh karena itu, cadangan minyak bumi nasional hanya cukup untuk 12 tahun mendatang.

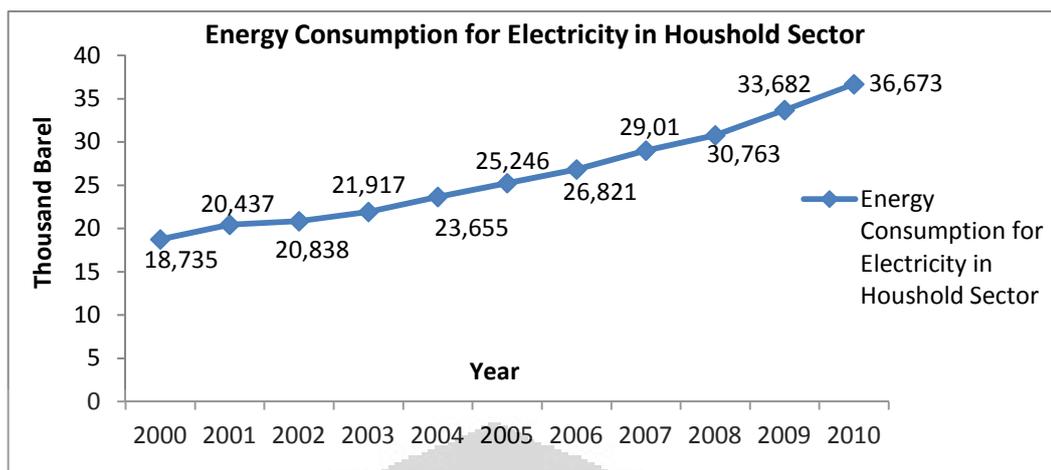
Dengan keadaan cadangan minyak bumi nasional sudah semakin sedikit, akan mempengaruhi juga dengan pasokan listrik di Indonesia. Hal ini dikarenakan sumber bahan bakar utama penghasil listrik adalah minyak yang akan menyebabkan mahalnya harga listrik di Indonesia. Menurut Menteri ESDM (2012), harga listrik yang saat ini dinikmati dirumah-rumah berkisar 36-40 sen dollar. Sedangkan perkiraan harga produksi listrik berdasarkan bahan bakar pembangkit bertenaga air 5 sen per kwh, batubara 6,5 sen per kwh, gas 8,2 sen per kwh, geothermal 8,5 sen per kwh, nuklir 150 sen per kwh, bbm 200-300 sen per

kwh, dan pembangkit matahari (surya) 1.500-3.000 sen per kwh. Berikut adalah konsumsi energi di Indonesia berdasarkan sektor.



Gambar 1.5 Grafik Konsumsi Energi Berdasarkan Sektor
(Sumber: Handbook of Energy Economic Statistics of Indonesia 2011)

Dari gambar 1.5, sepertiga konsumsi energi di Indonesia adalah rumah tangga. Hal ini berarti hampir sepertiga konsumsi energi adalah digunakan untuk listrik. Konsumsi listrik di Indonesia setiap tahunnya mengalami peningkatan sejalan dengan peningkatan pertumbuhan ekonomi nasional. Peningkatan kebutuhan listrik hingga tahun 2010 mencapai 6,48%, dan diperkirakan dapat tumbuh rata-rata 6,5% per tahun pada 2020. Konsumsi yang begitu besar akan menjadi masalah bila dalam penyediaannya tidak sejalan dengan kebutuhan. Salah satu krisis listrik yang selama ini terjadi disebabkan karena kapasitas pembangkit listrik yang terbatas, dan keterbatasan energi primer. Berikut adalah grafik konsumsi energi listrik rumah tangga.



Gambar 1.6 Grafik Konsumsi Energi Untuk Listrik di Bidang Rumah Tangga
(Sumber: Handbook of Energy Economic Statistics of Indonesia 2011)

Dari gambar 1.6, berdasarkan Indonesia Energy Outlook & Statistic (2004), rata-rata besarnya rasio elektrifikasi di Indonesia pada tahun 2003 sebesar 54,8%, dan tahun 2008 menjadi 63,5%, kemudian diperkirakan pada tahun 2013 meningkat menjadi 75%. Rasio Elektrifikasi adalah ukuran tingkat ketersediaan listrik di suatu daerah, atau Jumlah total rumah tangga yang berlistrik dengan total rumah tangga yang ada. Tabel 1.3 menunjukkan rasio elektrifikasi Indonesia.

Tabel 1.3 Rasio Elektrifikasi Nasional Per Wilayah Tahun 2010

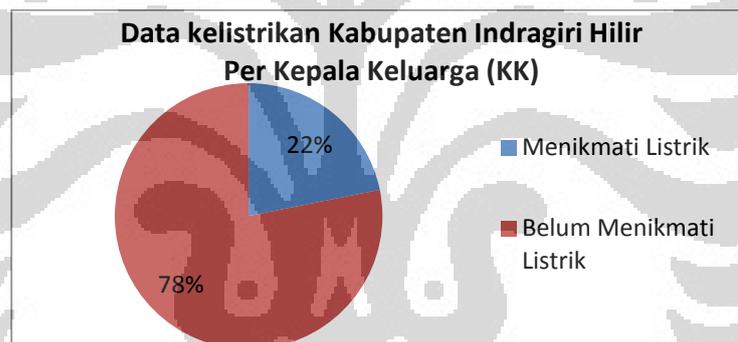
No	PLN Operational Unit/Province	Electrification (%)
1	Nangroe Aceh Darussalam	90,66
2	North Sumatera	77,78
3	West Sumatera	69,19
4	Riau	41,87
5	South Sumatera, Jambi & Bengkulu	51,57
6	Bangka Belitung	48,73
7	Lampung	52,83
8	West Kalimantan	52,61
9	South and Central Kalimantan	62,22
10	East Kalimantan	59,3
11	North, Central Sulawesi and Gorontalo	54,19
12	South, Southeast and West Sulawesi	58,15
13	Maluku and North Maluku	58,37
14	Papua	28,99
15	Bali	74,94

Tabel 1.3 Rasio Elektrifikasi Nasional Per Wilayah Tahun 2010 (lanjutan)

16	West Nusa Tenggara	30,44
17	East Nusa Tenggara	24,26
18	Batam	78,62
19	Tarakan	54,84
20	East Java	67,58
21	Central java & Yogyakarta	72,76
22	West Java and Banten	70,59
23	Jakarta Raya & Tangerang	92,81

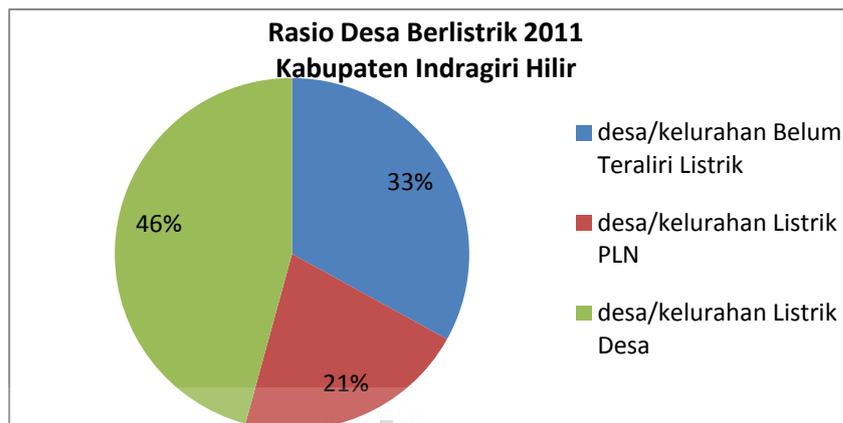
(Sumber: PLN Statistics 2010)

Tabel 1.3 menunjukkan bahwa, rata-rata rasio elektrifikasi di Indonesia masih rendah yaitu sebesar 59,7%. Rasio elektrifikasi di Indonesia masih belum merata untuk tiap wilayah di Indonesia, terbukti bahwa di Papua hanya sebesar 28,99%, sedangkan di Nusa Tenggara Barat hanya sebesar 24,26%.

**Gambar 1.7** Grafik Data Listrik Kabupaten Indragiri Hilir Per Kepala Keluarga

(Sumber: Dinas pekerjaan umum Kab. Indragiri Hilir 2012)

Dari gambar 1.7, Sedangkan untuk kabupaten Indragiri Hilir provinsi Riau, terdapat 169.644 kepala keluarga (KK). Menurut Dinas Pekerjaan Umum (2012), dari 169.644 KK, yang telah menikmati listrik sebanyak 37.013 KK atau sekitar 22% KK yang telah menikmati listrik, sedangkan sebanyak 132.631 KK atau sebesar 78% KK yang belum menikmati listrik dengan rasio elektrifikasi sebesar 26%. Sedangkan sebanyak 12.000 KK masih masuk dalam daftar tunggu pelanggan yang ingin mendapatkan pasokan listrik. berikut adalah grafik data kelistrikan kabupaten Indragiri Hilir per kepala keluarga. Sedangkan untuk rasio desa berlistrik, dapat dilihat pada grafik dibawah ini.



Gambar 1.8 Grafik Rasio Desa Berlistrik Kab. Indragiri Hilir 2011

(Sumber: Dinas pekerjaan umum Kab. Indragiri Hilir 2012)

Dari gambar 1.8, diketahui bahwa di Kabupaten Indragiri Hilir, terdapat 236 Desa/kelurahan, dengan 158 desa/kelurahan yang sudah teraliri listrik atau sekitar 67% dari seluruh jumlah desa yang ada. Dari 158 desa/kelurahan tersebut hanya 50 desa yang dialiri listrik oleh PLN, dan sisanya 108 desa/kelurahan dialiri oleh listrik desa.

Tabel 1.4 Rasio Elektrifikasi Per Kecamatan Kab. Indragiri Hilir

No	Kecamatan	Rasio Elektrifikasi (%)
1	kec. Kemuning	26,48
2	kec. Keritang	19,51
3	kec. Reteh	23,42
4	Kec. Sungai batang	17,44
5	kec. Enok	17,09
6	kec. Tanah merah	29,06
7	kec. Kuala indragiri	29,87
8	kec. Concong	23,65
9	kec. Tembilahan hulu	42,29
10	kec. Tembilahan	43,06
11	kec. Tempuling	31,6
12	kec. Kempas	14,54
13	kec. Batang Tuaka	15,66
14	kec. Gas	28,24
15	kec. Gaung	10,98

Tabel 1.4 Rasio Elektrifikasi Per Kecamatan Kab. Indragiri Hilir (lanjutan)

16	kec. Mandah	13,66
17	kec. Kateman	8,19
18	kec. Pelangiran	19,14
19	kec. TLK Belengkong	19,37
20	kec. Pulau Burung	21,82

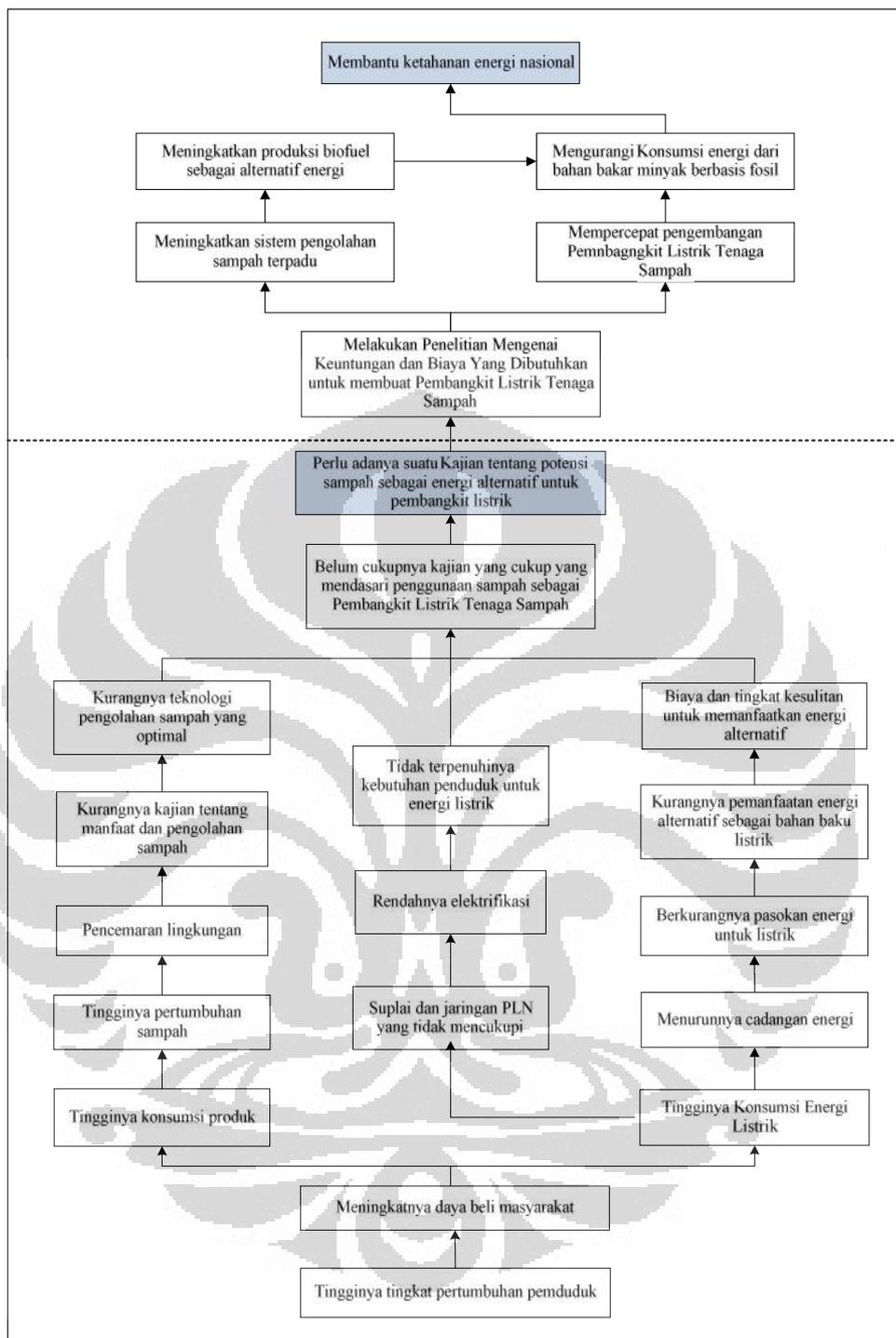
(Sumber: Dinas Pekerjaan Umum Kab. Indragiri Hilir 2012)

Dari tabel 1.4, dapat dicermati masalah yang ada, sebaiknya pemerintah untuk mengutamakan pengembangan energi baru terbarukan sebagai sumber energi alternatif untuk mengurangi konsumsi BBM sebagai bahan bakar pembangkit. Hal ini dikarenakan harganya yang mahal, cadangan yang sudah hampir habis, dan minimnya pasokan BBM untuk PLN. Selain itu, dengan adanya energi baru terbarukan pemerintah dapat meminimalisir dampak lingkungan yang disebabkan oleh BBM, mengurangi dampak perubahan iklim, serta pemenuhan kebutuhan energi dengan melakukan diversifikasi penggunaan energi untuk mengurangi energi fosil untuk menjaga ketahanan energi nasional. Diversifikasi energi adalah penganekaragaman penyediaan dan pemanfaatan berbagai sumber energi dalam rangka optimasi penyediaan energi

Untuk menjaga ketahanan energi nasional, dibutuhkan suatu pembangkit listrik energi terbarukan yang di tempatkan di tiap daerah-dareah, bukan hanya terpusat di salah satu daerah. Hal ini dikarenakan oleh kondisi geografis Indonesia yang sangat luas dan terpisah-pisah. Oleh karena itu, dibutuhkan pembangkit listrik energi baru terbarukan tanpa bergantung kepada BBM, agar pasokan listrik di Indonesia khususnya di Kabupaten Tembilahan dapat menerima pasokan listrik yang cukup. Mengingat bahwa Kabupaten Tembilahan memiliki potensi yang sangat besar untuk menggunakan energi baru terbarukan dengan menggunakan sampah atau limbah kelapa sawit sebagai bahan baku gas metana.

1.2 Diagram Keterkaitan Masalah

Diagram keterkaitan masalah merupakan dasar pemikiran dari penelitian yang akan dilakukan. Dengan adanya diagram ini, diharapkan pembaca dapat memahami tujuan, dan latar belakang yang mendasari penelitian ini. Berikut adalah gambar diagram keterkaitan masalah untuk penelitian ini.



Gambar 1.9 Diagram Keterkaitan Masalah

Diagram 1.9 menunjukkan bahwa yang mendasari ide dari penelitian ini adalah isu energi, dan pengolahan sampah. Masalah tersebut didasari dari pertumbuhan dan kebutuhan penduduk. Sehingga sampah makin meningkat dan konsumsi energi pun makin bertambah seiring dengan pertumbuhan penduduk.

Sehingga, untuk mengantisipasi permasalahan tersebut penulis berpendapat bahwa apabila terdapat suatu energi terbarukan dari sampah, maka dapat memberikan solusi dari permasalahan diatas. Sehingga, dengan adanya energi terbarukan dari sampah, kemudian dilakukan analisa kelayakan dari proyek tersebut.

1.3 Rumusan Permasalahan

Berdasarkan latar belakang penelitian yang telah disebutkan sebelumnya, dapat diketahui bahwa masalah dari penelitian ini adalah perlu adanya kajian tentang manfaat dan biaya dari Pembangkit Listrik Tenaga Sampah di Kabupaten Indragiri Hilir, Provinsi Riau untuk selanjutnya dapat dimanfaatkan oleh desa atau kecamatan terpencil di daerah tersebut yang masih belum menerima pasokan listrik.

1.4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan yang ingin dicapai oleh penulis dalam melakukan penelitian ini adalah untuk memperoleh suatu analisis manfaat yang dihasilkan dengan adanya Pembangkit Listrik Tenaga Sampah, dan juga biaya yang dibutuhkan untuk menerapkan teknologi tersebut di Kabupaten Indragiri Hilir, Provinsi Riau.

1.5 Pembatasan Masalah

Dalam penelitian ini dilakukan pembatasan masalah agar pelaksanaan serta hasil yang akan diperoleh sesuai dengan tujuan pelaksanaannya. Adapun batasan masalahnya adalah:

- Umur TPA diasumsikan 20 tahun.
- Mengambil studi kasus dari TPA Sei Beringin Kabupaten Indragiri Hilir, Provinsi Riau sebagai model.
- Menggunakan sistem jaringan listrik yang sudah ada pada Perusahaan Listrik Negara (PLN)

1.6 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan dalam penelitian ini secara sistematis dilakukan dalam enam tahapan utama, yaitu:

a. Perumusan Masalah

Pada tahap ini penulis melakukan identifikasi masalah sesuai dengan topik yang akan dibahas dan menentukan data-data yang dibutuhkan. Adapun topik penelitian ini didapatkan melalui diskusi dengan dosen pembimbing, dimana topik penelitian ini adalah analisis *benefit and cost* Pembangkit Listrik Tenaga Sampah untuk daerah Terpencil di Kabupaten Indragiri Hilir, Provinsi Riau.

b. Pemahaman Dasar Teori

Dalam tahap ini penulis menentukan dan menyusun dasar teori yang dapat mendukung penelitian yang dilakukan. Teori yang dibahas dalam penelitian ini adalah kondisi TPA, profil TPA Sai Beringin Indragiri Hilir, teknologi *Sanitary Landfill*, kebutuhan energi listrik Indragiri Hilir, dan prinsip ekonomi teknik.

c. Pengumpulan Data

Pada tahap ini kebutuhan data untuk menyelesaikan tujuan dari penelitian ini akan diidentifikasi pada awal tahap pengumpulan data. Data dan keterangan yang dibutuhkan secara:

- Kuantitatif, yaitu dengan menggunakan data sekunder, dengan membaca referensi dari jurnal, buku yang berhubungan dengan obyek yang akan diteliti dan beberapa data dikumpulkan dari sumber yang bersangkutan.
- Kualitatif, yaitu dengan menggunakan sistem wawancara dengan pihak yang terkait dengan obyek yang akan diteliti.

d. Pengolahan Data

Dalam tahap ini akan dilakukan estimasi perhitungan gas yang dihasilkan dari lahan TPA Sai Beringin, kemudian membuat arus kas yang terdiri dari komponen biaya dan keuntungan yang didapatkan dari Pembangkit Listrik tenaga Sampah. Kemudian mencari nilai NPV untuk 20 tahun, dan

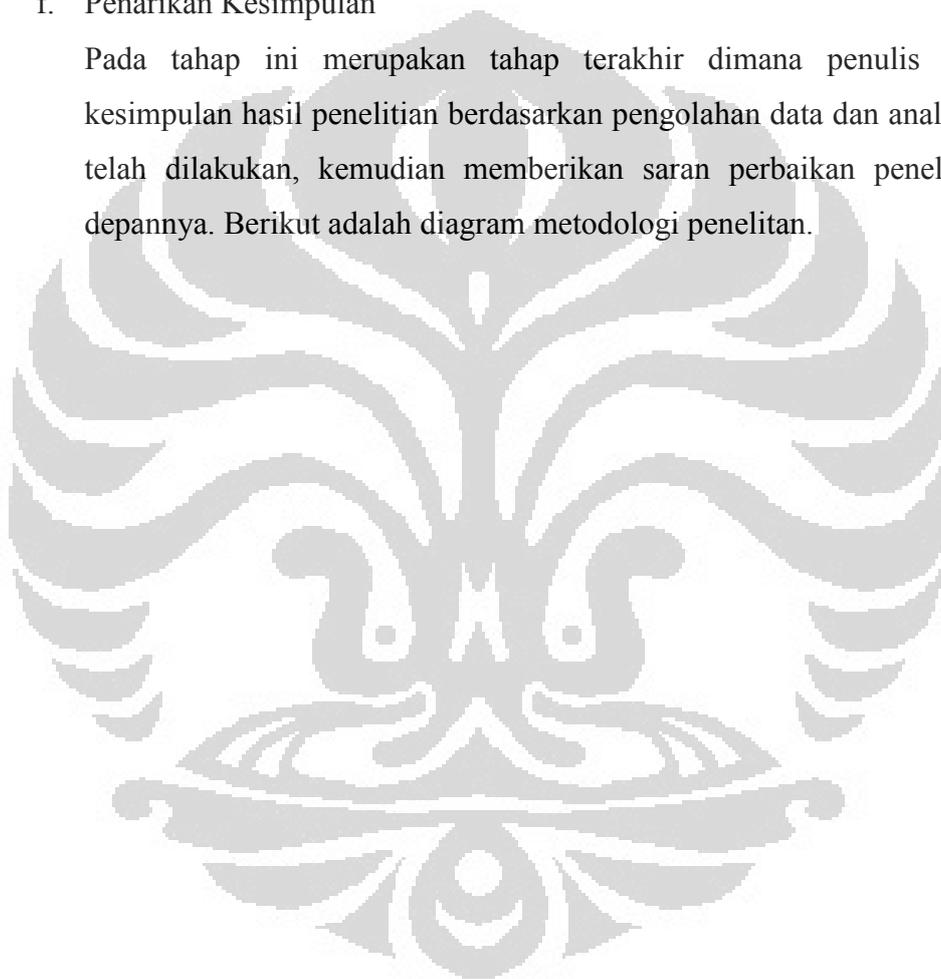
mencari nilai IRR untuk mengetahui apakah Pembangkit Listrik Energi Sampah ini ekonomis dan layak untuk diterapkan.

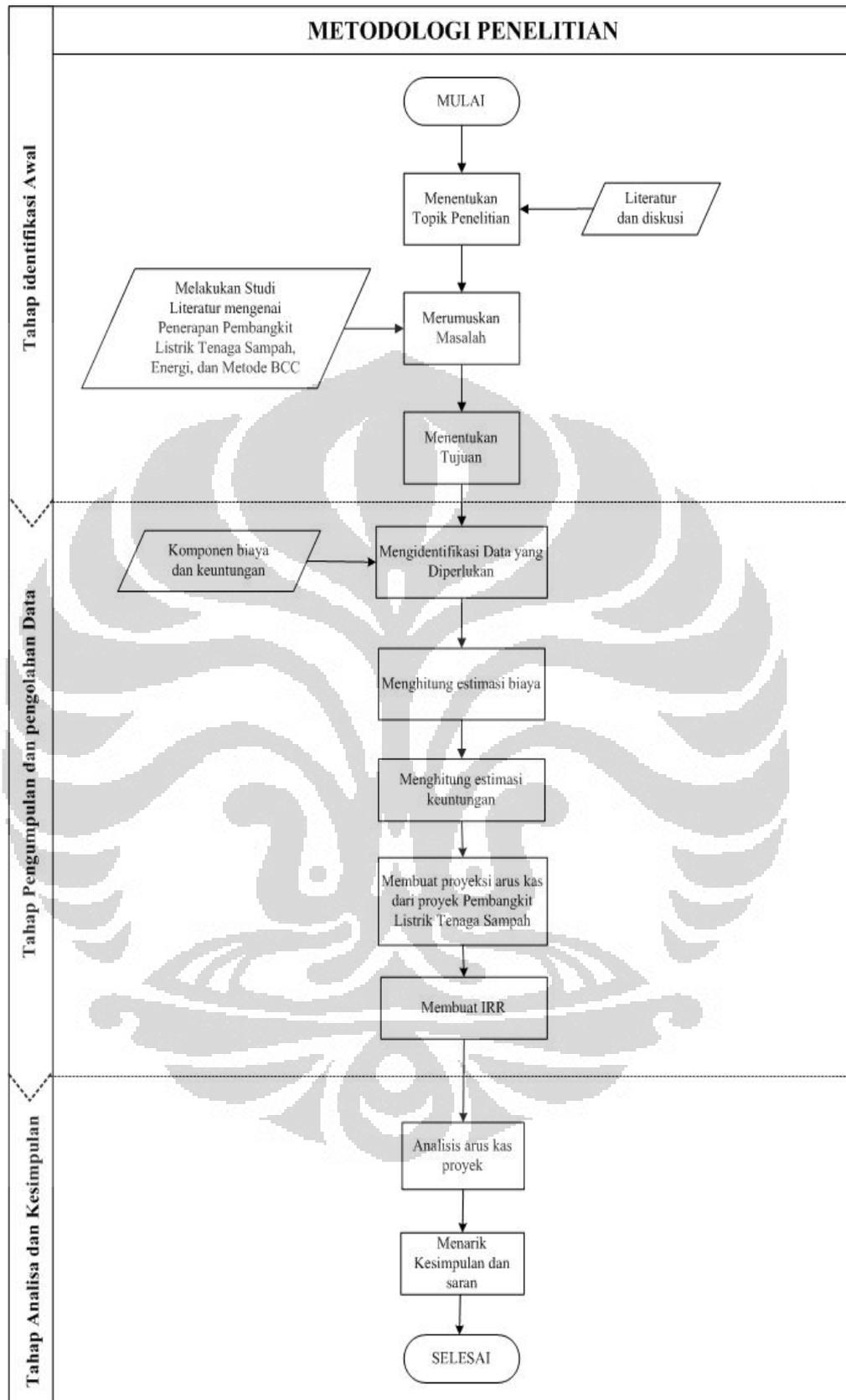
e. Analisis Hasil

Pada tahap ini dilakukan analisis terhadap hasil evaluasi dari seluruh perhitungan yang telah dilakukan. Hal ini meliputi analisis estimasi perhitungan gas, arus kas yang telah dibuat, dan estimasi listrik yang akan dihasilkan.

f. Penarikan Kesimpulan

Pada tahap ini merupakan tahap terakhir dimana penulis menarik kesimpulan hasil penelitian berdasarkan pengolahan data dan analisa yang telah dilakukan, kemudian memberikan saran perbaikan penelitian ke depannya. Berikut adalah diagram metodologi penelitian.





Gambar 1.10 Metodologi Penelitian

Dari diagram 1.10, dapat diketahui alur penelitian yang akan dilakukan oleh penulis dari mulai pencarian ide, sampai pada penarikan kesimpulan dan saran.

1.7 Sistematika Penelitian

Pembahasan mengenai penelitian yang dilakukan oleh peneliti disajikan dalam lima bab, yaitu sebagai berikut:

- Bab pertama merupakan bab pendahuluan yang menjelaskan mengenai latar belakang dilakukannya penelitian ini, diagram keterkaitan masalah, perumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi penelitian, diagram alir metodologi penelitian, dan sistematika penulisan.
- Bab kedua merupakan landasan teori yang berhubungan dengan penelitian ini. Landasan teori ini diperoleh dari tinjauan pustaka baik dari buku, jurnal, artikel, maupun informasi dari situs-situs di internet. Teori-teori yang dipakai meliputi kondisi TPA Sei Beringin, dan *Benefit and Cost Analysis (BCC)*.
- Bab ketiga berisi pengumpulan data yang dibutuhkan dalam melakukan penelitian ini. Data tersebut kemudian akan disajikan dalam bentuk pembuatan arus kas seluruh biaya yang dibutuhkan untuk membuat sebuah Pembangkit Listrik Tenaga Sampah, dan seluruh manfaat yang diperoleh akan adanya Pembangkit Listrik Tenaga Sampah tersebut.
- Bab keempat merupakan bab yang berisi analisis. Dalam bab ini dijelaskan secara terperinci analisa dari output yang dihasilkan dari pengolahan data.
- Bab kelima merupakan pembahasan tentang hasil yang telah dicapai dalam penelitian ini mencakup kesimpulan berdasarkan analisis yang telah dilakukan dan saran yang direkomendasikan.

BAB 2

Tinjauan Pustaka

2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa)

Bab ini akan menerangkan Proses dan teknologi yang digunakan untuk membuat PLTSa. Sistem PLTSa yang menggunakan LFG terdiri atas *collection system*, *treatment system*, *electricity generation*, dan *leachate evaporation*. Dimana *collection system* merupakan proses pengumpulan gas *landfill* (LFG) yang berasal dari sampah padat (*Municipal Solid Waste*) yang di uraikan didalam *landfill* secara anaerobik (Tanpa Udara). Gas tersebut yang nantinya akan menjadi bahan baku dalam pembangkitan tenaga listrik, setelah mendapatkan proses sebagaimana mestinya (*treatment*), sehingga LFG layak dijadikan bahan baku pembangkit listrik.

2.1.1 Pengertian Sampah Padat (MSW)

Menurut UU No 18 Tahun 2008 tentang Pengelolaan Sampah, sampah adalah sisa kegiatan sehari-hari manusia atau proses alam yang berbentuk padat atau semi padat berupa zat organik atau anorganik bersifat dapat terurai atau tidak dapat terurai yang dianggap sudah tidak berguna lagi dan dibuang kelingkungan, (Slamet,2002). Sampah merupakan konsekuensi dari adanya aktifitas manusia, jumlah atau volume sampah sebanding dengan tingkat konsumsi manusia terhadap barang/material yang dikonsumsi manusia sehari-hari.

Dari pengertian diatas dapat disimpulkan bahwa yang dimaksud dengan sampah ialah sebagian dari sesuatu yang tidak dipakai, disenangi atau sesuatu yang harus dibuang, yang umumnya berasal dari kegiatan yang dilakukan oleh manusia (termasuk kegiatan industri), tetapi yang bukan biologis (karena *human waste* tidak termasuk didalamnya) dan umumnya bersifat padat (karena air bekas tidak termasuk didalamnya).



Gambar 2.1 Sampah Padat (MSW)

(Lokasi: TPA Sei Beringin)

Menurut Dainur, 1995, sampah padat dapat dibagi mejadi beberapa jenis, yaitu:

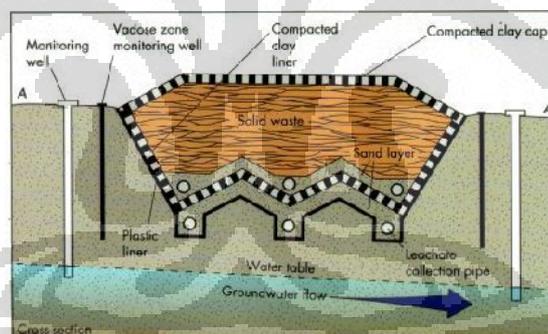
- a. Berdasarkan zat kimia yang terkandung didalamnya
 - Sampah anorganik

Sampah anorganik adalah sampah yang dihasilkan dari bahan-bahan non- hayati, baik berupa produk sintetik maupun hasil proses teknologi pengolahan bahan tambang. Sebagian besar anorganik tidak dapat diurai oleh alam/mikroorganisme secara keseluruhan (unbiodegradable). Sementara, sebagian lainnya hanya dapat diuraikan dalam waktu yang lama. Misal: botol plastik, botol gelas, tas plastik, dan kaleng, logam-logam.
 - Sampah organik

Sampah organik adalah sampah yang dihasilkan dari bahan – bahan hayati yang dapat didegradasi oleh mikroba atau bersifat biodegradable. Sampah ini dengan mudah dapat diuraikan melalui proses alami. Sampah rumah tangga sebagian besar merupakan bahan organik. Misalnya: sampah dari dapur, sisa – sisa makanan, pembungkus (selain kertas, karet dan plastik), tepung , sayuran, kulit buah, daun dan ranting, (Gelbert dkk, 1996).
- b. Berdasarkan dapat tidaknya dibakar
 - Mudah terbakar misalnya : kertas, plastik, kain, kayu
 - Tidak mudah terbakar misalnya : kaleng, besi, gelas
- c. Berdasarkan dapat tidaknya membusuk
 - Mudah membusuk misalnya : sisa makanan, potongan daging
 - Sukar membusuk misalnya : plastik, kaleng, kaca

2.1.2 Sanitary Landfill

Sanitary landfill adalah sistem pengolahan sampah terpadu yang didesain untuk mencegah perembesan lindi ke dalam tanah. Di dasar TPA, dipasang *clay liner* dan *geomembrane* yang berfungsi untuk mencegah merembesnya lindi ke dalam tanah (Bagchi, 1994). Di TPA sampah akan mengalami proses dekomposisi oleh mikroba yang mengakibatkan terjadinya perubahan fisik-kimia-biologis secara simultan, dengan menghasilkan lindi. Menurut Bagchdi (1994), faktor-faktor yang mempengaruhi kualitas lindi adalah komposisi sampah, umur landfill, kadar air sampah dan ketersediaan oksigen. Kualitas lindi juga dipengaruhi oleh umur landfill. Secara umum, konsentrasi polutan yang terkandung pada tahun pertama lebih rendah dibandingkan dengan tahun-tahun berikutnya, dan mencapai puncaknya setelah beberapa tahun. Selain itu, kualitas lindi juga dipengaruhi oleh temperatur, yang mempengaruhi pertumbuhan bakteri dan reaksi-reaksi kimia yang berlangsung. Berikut adalah sistem *sanitary landfill* yang sering digunakan:



Gambar 2.2 Skema *Sanitary Landfill*

(Sumber: <http://seagrant.uaf.edu/nosb/papers/2004/selawik-landfills.html>)

Tujuan paling mendasar dari pelaksanaan konstruksi ini adalah untuk melindungi air tanah supaya tidak terkontaminasi oleh lindi. Agar landfill dapat berfungsi dengan baik, elemen-elemen strukturnya harus dirancang dengan tepat dan sesuai standar. Lapisan-lapisan yang harus ada pada sebuah landfill adalah lapisan tanah dasar, lapisan clay liner, geomembrane, pipa pengumpul lindi, konstruksi lapisan drainase, konstruksi lapisan penutup serta kolam-kolam pengolahan lindi.

Diantara sistem pengolahan sampah di TPA, yang paling penting adalah teknik *capping* (menutup) lahan. Capping lahan penting untuk memahami bahwa rencana pengembangan sistem pengumpulan gas metan termasuk penyediaan sebuah tutup (*cap*) semi-impermeabel untuk memungkinkan terjadinya penyerapan kelembapan. Diperkenalkannya aturan baru di seluruh dunia yang menyatakan bahwa lahan TPA harus dilapisi/ditutup dengan membran yang sesuai untuk mencegah lepasnya gas LFG ke udara. Saat ini, lahan TPA merupakan salah satu kontributor produksi gas metan utama dan permasalahan gas rumah kaca di seluruh dunia.

2.1.3 *Landfill Gas (LFG)*

Anonim (2009) menyatakan bahwa *landfill gas* (LFG) adalah gas yang dihasilkan dari proses fermentasi atau anaerobik dari bahan-bahan organik, seperti kotoran manusia, kotoran hewan, limbah domestik (rumah tangga), limbah pertanian, limbah perkebunan, dll. Kandungan yang paling utama dalam LFG adalah metan (CH_4) dan karbon dioksida (CO_2).

Gas *landfill* merupakan gas yang dihasilkan oleh limbah padat yang dibuang ke *landfill*. Sampah ditimbun dan ditekan di suatu tempat secara mekanik dan tekanan dari lapisan di atasnya. Karena kondisinya menjadi anaerobik, bahan organik tersebut terurai dan gas *landfill* dihasilkan. Gas ini semakin berkumpul untuk kemudian perlahan-lahan terlepas ke atmosfer. Hal ini menjadi berbahaya karena:

- Dapat menyebabkan ledakan, karena didalam gas metan yang berbahaya.
- Pemanasan global melalui metana yang merupakan gas rumah kaca, yang lebih besar 21 kali dari karbon dioksida.
- Material organik yang terlepas (*volatile organic compounds*) dapat menyebabkan *photochemical smog*.

Hamburg (1988) menyatakan bahwa LFG yang dihasilkan oleh pembusukan bahan organik dengan cara anaerob, merupakan campuran gas-gas. Komposisi gas yang dihasilkan tergantung pada bahan yang dicerna (bahan baku sampah), kemampuan penampung pengolahan, keadaan kesehatan mahluk

pencerna, dan berbagai parameter lainnya, seperti suhu, kelembaban, kadar air, keasaman, perbandingan karbon/nitrogen, dll. Untuk gas yang berasal dari landfill, biasanya memiliki konsentrasi sebesar 60% untuk gas metana (CH₄) dan karbon dioksida (CO₂). Berikut adalah gas yang dihasilkan dari landfill dengan proses anaerobik:

Tabel 2.1 Data Komposisi Gas Dari *Landfill*

Komponen	Kandungan Gas (%)
Metan (CH ₄)	45-60
Karbon Dioksida	40-60
Nitrogen	2,0-5,0
Oksigen	0,1-1,0
Ammonia	0,1-1,1
Hidrogen	0-0,2
Karbon Monoksida	0-0,2

(Sumber: Tchobanoglous, 1993)

Dari tabel 2.1 dapat diketahui bahwa kandungan terbesar yang dihasilkan dari landfill adalah gas metan, yaitu sebesar 45%-60% dan berikutnya adalah karbon dioksida sebesar 40%-60%. Gas metana dihasilkan oleh bahan-bahan organik seperti limbah kotoran ternak, sampah, limbah pertanian, maupun limbah perkebunan yang mengalami proses anaerobik (tanpa udara).

Zietsman (2003) mengatakan bahwa metana adalah sebagai gas yang dihasilkan dari pembusukan sampah padat yang dikondisikan dalam suatu pengolahan. Sedangkan menurut (H. Insam a, B. Wett, 2007; Lenny Bernstein, Gary Yohe,dkk, 2007), gas metana merupakan gas rumah kaca (GRK) yang menyumbang pemanasan global 21 kali lebih besar dari CO₂. Harus dikurangi emisinya dengan cara ditangkap/ diekstraksi untuk dijadikan CO₂ dengan cara flaring maupun dijadikan bahan bakar pembangkit listrik.

2.1.4 Proses Terbentuknya *Landfill Gas* (LFG)

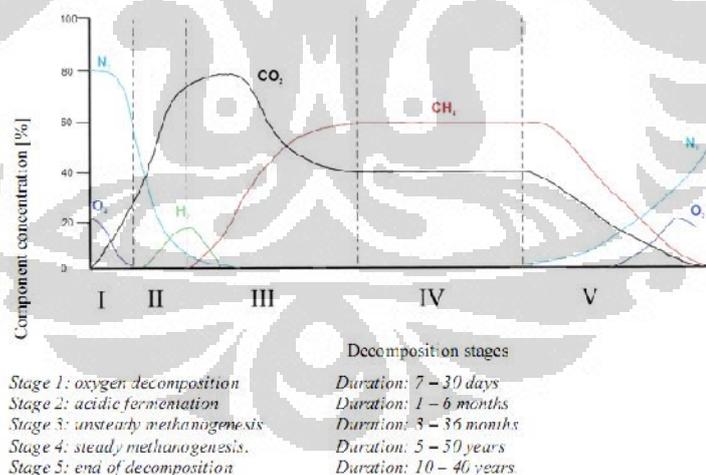
Hadi (2000) menyebutkan bahwa sampah yang terdapat pada landfill akan mengalami proses biologis, kimiawi, dan fisik. Pada reaksi biologis, bahan organik diubah menjadi gas dan cairan. Proses penguraian biologis secara aerobik

akan berlangsung dalam waktu yang singkat sampai oksigen yang tersedia mengalami penurunan. Selama penguraian aerobik, dihasilkan gas CO_2 . Kemudian terjadi penguraian secara anaerobik, dimana bahan organik diubah menjadi CO_2 , CH_4 , amoniak, dan hidrogen sulfida.

Proses kimiawi yang terjadi pada landfill yaitu terlarutnya kembali hasil penguraian secara biologis bersamaan dengan senyawa lain, terutama senyawa organik. Sedangkan perubahan fisik yang terjadi pada landfill yaitu penyebaran gas-gas yang terbentuk ke lingkungan.

Tchobanoglous et al (1993) menyebutkan bahwa pembuangan sampah pada *landfill* akan menghasilkan gas maupun air lindi (*leachate*) sebagai output. Gas yang terdapat pada landfill meliputi gas metan (CH_4), karbondioksida (CO_2), karbonmonoksida (CO), amoniak (NH_3), nitrogen (N_2), hidrogen sulfida (H_2S), dan oksigen (O_2). Dari beberapa gas yang dihasilkan di landfill, gas metan (CH_4), dan karbondioksida (CO_2) dihasilkan melalui proses anaerobik..

Proses *anaerobic* ini berlangsung dalam empat tahap sebagai Berikut (Sidik, 2008 dan Sudradjat, 2006).



Gambar 2.3 Fase Pembentukan gas pada *Landfill*

(Sumber: Tchobanoglous et al, 1993)

- Proses *Hydrolysis*

Proses *hydrolysis*, yaitu dekomposisi bahan organik polimer seperti protein, karbohidrat, dan lemak menjadi monomer yang mudah larut seperti glukosa, asam lemak, dan asam amino yang dilakukan oleh

Universitas Indonesia

sekelompok bakteri fakultatif seperti *lipolytic bacteria*, *cellulolytic bacteria*, dan *proteolytic bacteria*

- Proses *acidogenesis*

Proses *acidogenesis*, yaitu dekomposisi monomer organik menjadi asam-asam organik dan alkohol. Pada proses ini, monomer organik diuraikan lebih lanjut oleh *acidogenic bacteria* menjadi asam-asam organik seperti asam format, asetat, butirat, propionat, laktat, ammonia, serta dihasilkan juga CO₂, H₂, dan etanol.

- Proses *acetogenesis*

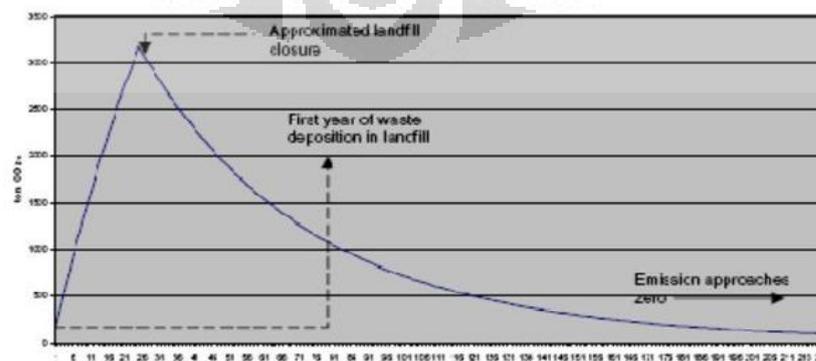
Proses *acetogenesis*, yaitu perubahan asam organik dan alkohol menjadi asam asetat. Pada proses ini senyawa asam organik dan etanol diuraikan *acetogenic bacteria* menjadi asam format, asetat, CO₂, dan H₂.

- Proses *methanogenesis*

Proses *methanogenesis*, yaitu perubahan dari asam asetat menjadi metan. CH₄ adalah produk akhir dari degradasi anaerob. Mikroorganisme yang berperan dalam proses ini adalah *methanogenesis*. Pembentukan metan dapat terjadi melalui dua cara. Cara pertama adalah fermentasi dari produk utama dari tahap pembentukan asam, yaitu asam asetat menjadi CH₄ dan CO₂



Cara kedua adalah penggunaan H₂ oleh beberapa methanogen untuk mereduksi CO₂ menjadi CH₄. Reaksi yang terjadi adalah:



Gambar 2.4 Kecenderungan Pembentukan Gas Pada *Landfill*

(Sumber: Lou, 2008)

Dari gambar 2.4, dapat diketahui kecenderungan gas yang dihasilkan oleh *landfill* akan terus menurun, hal ini dikarenakan sampah yang diurai oleh mikroorganisme *methanogenesis* sudah mulai habis dan membusuk. Sampah yang paling cepat menghasilkan gas adalah sampah organik, karena lebih cepat busuk dan menghasilkan gas dibandingkan dengan sampah non organik. Oleh karena itu, jumlah sampah organik sudah mulai berkurang karena sudah membusuk, dan gas metana yang dihasilkan akan masih ada namun dengan jumlah yang sedikit.

Reeynold (1982) menyebutkan bahwa pengolahan anaerobik merupakan proses biologis dimana senyawa organik diubah menjadi sel baru, energi, dan gas seperti metan (CH_4), karbondioksida (CO_2) oleh aktivitas bakteri anaerobik (bakteri yang hidup tanpa udara) dan bakteri fakultatif. Pembentukan gas dari proses anaerobik yang dipengaruhi oleh aktivitas bakteri metanogenik, selain itu dipengaruhi pula oleh kondisi lingkungan yang ada disekitarnya.

Tenderson (2003) menyebutkan bahwa kondisi lingkungan yang mempengaruhi terbentuknya gas metan diantaranya adalah Karakteristik sampah organik, pH (6,8-8,0), kadar air, optimalnya kadar air dalam sampah sebesar 60%, kelembaban, temperatur, alkalinitas yang cukup, konsentrasi asam volatil dan toksisitas.

Damanhuri (1993) menyebutkan bahwa gas metan yang dihasilkan oleh sampah dengan temperatur 37°C adalah sebesar 40% dari semua gas yang dihasilkan oleh sampah, dibandingkan dengan temperatur sebesar 20°C , yang hanya menghasilkan gas kurang dari 9%. Perlakuan optimasi temperatur pada temperatur 37°C (mesofilik) ternyata mampu meningkatkan potensi gas pada sampah kota dari TPA (Apriliani, 2005).

Beberapa keuntungan pengolahan sampah secara anaerobik adalah sebagai berikut:

- a. Produksi lumpur (*sludge*) dalam jumlah yang kecil dan stabil, hal ini disebabkan karena sebagian besar atau sebesar $>90\%$ bahan (sampah) adalah organik yang akan menghasilkan gas metan, dimana gas metan merupakan sumber energi.
- b. Tidak membutuhkan transfer oksigen, karena proses anaerobik dilakukan oleh senyawa yang hidup tanpa oksigen (udara).

- c. Proses anaerobik menghasilkan gas yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi, yaitu gas metan.

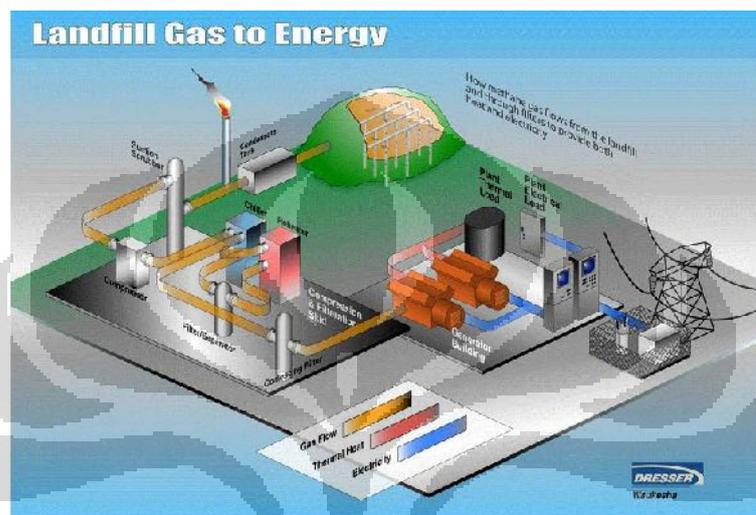
Sementara itu, Lou dan Nair (2008) menyebutkan bahwa produksi gas yang berasal dari *landfill* merupakan kontributor yang cukup signifikan terhadap peningkatan pemanasan global. Gas yang terbentuk dari *landfill* akan terus terbentuk seiring dengan adanya aktivitas-aktivitas dekomposisi (penguraian) yang ada pada *landfill*. Dari tahun ke tahun setelah *landfill* ditutup, semakin lama umur suatu *landfill*, maka produksi gas yang terbentuk dari *landfill* akan terus berkurang.

2.1.5 Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa)

Pembangkit listrik merupakan suatu rangkaian alat yang merubah energi gerak (mekanikal) yang kemudian dapat menghasilkan energi listrik, biasanya rangkaian alat terdiri dari Turbin dan Generator Listrik. Dimana fungsi dari Turbin sebagai alat untuk memutar Rotor dari Generator Listrik, sehingga dari putaran Rotor itu dihasilkanlah energi listrik. Sistem pembangkitan tenaga listrik yang mengubah energi alam menjadi energi mekanik yang selanjutnya menjadi energi listrik dapat dikategorikan berdasarkan bahan bakar yang digunakannya. Ada beberapa pembangkit listrik, diantaranya Pembangkit Listrik Tenaga Air, Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN), Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), dll.

Beberapa jenis pembangkit listrik diatas dibedakan atas dasar bahan baku yang digunakan untuk menggerakkan generator maupun turbinnya. Oleh karena itu, setiap jenis pembangkit dinamakan berdasarkan jenis bahan baku yang digunakan baik bahan bakar fosil maupun energi baru terbarukan. Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa), sama halnya dengan pembangkit yang lain. Namun yang membedakan jenis pembangkit ini adalah dengan menggunakan gas. Dimana, gas ini berasal dari sampah yang mengalami penguraian secara alami dengan proses anaerobik. Gas ini merupakan gas yang secara alami dimiliki oleh setiap sampah dengan jenis organik. Sehingga pembangkit ini dinamakan pembangkit listrik tenaga sampah.

PLTSa ini adalah pembangkit yang menggunakan gas dari *landfill* hasil dekomposisi sampah, yang kemudian akan dimanfaatkan gas metana yang terkandung didalamnya sebagai bahan bakar generator (*gas engine*), yang kemudian akan menghasilkan listrik. Berikut adalah skema proyek pemanfaatan LFG untuk pembangkit listrik:



Gambar 2.5 Proyek Pemanfaatan LFG Untuk Pembangkit Listrik
(Sumber: LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010)

Dalam proyek pada gambar 2.5, gas menerima beberapa proses sebelum nantinya akan digunakan sebagai bahan baku pembangkit listrik. Gas yang dihasilkan oleh *landfill* (LFG) melalui proses anaerobik, kemudian gas ditangkap oleh sumur gas dan dibantu untuk dinaikkan ke permukaan dengan menggunakan blower. Selain gas, output yang dihasilkan dalam proses tersebut adalah air lindi (*leachate*). Dengan adanya lapisan geomembran didalam *landfill*, maka air lindi tidak akan mencemari tanah maupun air tanah yang kemudian air lindi dialirkan menuju tempat *evaporator* air lindi melalui pipa-pipa yang telah disediakan.

2.1.6 Teknologi Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa)

Saat ini gas pada *sanitary landfill* (LFG) belum dimanfaatkan secara optimal. LFG yang terdapat pada *sanitary landfill* hanya terbuang cuma-cuma ke atmosfer, padahal LFG sendiri memiliki potensi yang besar untuk meningkatkan efek pemanasan global karena kandungan yang terdapat didalamnya seperti CH_4

dan CO₂. Menurut (LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010), terdapat beberapa pemanfaat gas lahan TPA. Secara umum, pemanfaat gas lahan TPA dapat dilakukan sebagai pengganti bahan bakar kendaraan, digunakan sebagai komponen rumah kaca, digunakan untuk aktivitas yang memerlukan banyak energi seperti pembuatan logam dan penempaan, hingga pembuatan bioetanol. Selain itu, LFG dapat digunakan untuk menghasilkan listrik.

Dewasa ini di Indonesia, pengelolaan LFG dari sanitary landfill dilakukan pada TPST Banter Gebang di kabupaten Bekasi. Pada awalnya, LFG yang dihasilkan di TPST Bantar Gebang hanya di tangkap dan dikumpulkan, lalu dibakar menjadi karbon monoksida yang kemudian dilepaskan ke atmosfer, dampak yang dihasilkan oleh karbon monoksida lebih rendah dari LFG TPST Bantar Gebang yang masih murni. Setelah dilakukan beberapa penelitian dan perkembangan teknologi, ternyata diketahui bahwa gas CH₄ yang terkandung pada LFG dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar untuk menjalankan mesin generator yang dapat menghasilkan listrik.

Beberapa teknologi digunakan untuk menghasilkan listrik dari bahan bakar LFG. Yaitu:

2.1.6.1 Vertical extraction wells (sumur gas vertical)

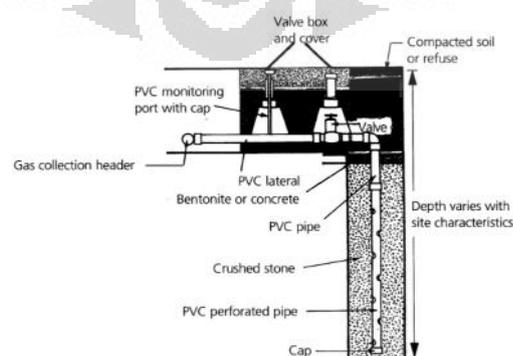
Pada instalasi pipa penangkapan gas *landfill*, teknologi yang mulai dikembangkan adalah dengan menggunakan sumur gas *vertical*. Sumur gas *vertical* ini berada dalam *landfill*, sumur gas ini ditanam di dalam *landfill*. Instalasi pipa ini digunakan cara pengeboran langsung ditempat pembuangan akhir. Pipa tersebut dengan kedalaman kurang lebih 15 meter, ini bisa disesuaikan dengan kedalaman masing-masing *landfill* yang ada. Hal ini dikarenakan fungsi dari pipa tersebut adalah untuk mengoleksi gas yang telah dihasilkan oleh *landfill*. Oleh karena itu, untuk menjangkau semua gas yang ada di dalam *landfill* tersebut, diperlukan suatu pipa gas yang mampu mencapai dasar dari *landfill*.

Selain itu, pipa atau Sumur gas *vertical* ini memiliki pori-pori dibawahnya, yaitu sekitar 3 meter dari atas *landfill*. Pori-pori ini yang digunakan untuk menghisap semua gas-gas yang telah dihasilkan *landfill*. Melalui pori-pori ini, gas tersebut dihisap dan masuk kedalam pipa, kemudian disalurkan menuju

sistem perpipaan yang telah disediakan untuk kemudian menuju *power house*. Pori-pori ini diasumsikan 3 meter dibawah permukaan *capping* bagian atas, karena sumur gas *vertical* ini akan menyerap gas dari hasil *landfill*. Oleh karena itu untuk meminimalisir tercampurnya gas *landfill* dengan gas-gas yang tidak diharapkan seperti oksigen (O_2) dan juga air, maka pori-pori tersebut terdapat 3 meter dari atas permukaan *capping* bagian atas sampai didasar permukaan *landfill* untuk menjaga konsentrasi gas CH_4 yang akan dihasilkan. Sedangkan, proses instalasi pipa tersebut memiliki jarak sekitar 30 meter antar pipa. Hal ini didasari pada kapasitas atau kemampuan pipa tersebut dapat menghisap gas *landfill* dengan jarak sekitar 30 meter disekitarnya. Oleh karena itu, pipa-pipa tersebut terpasang setiap 30 meter antar pipa untuk mengoptimalkan kinerja dari pipa tersebut.

Damanhuri (1997) mengatakan bahwa pemasangan instalasi pipa PVC yang tertanam dalam kurun waktu tertentu terjadi penyumbatan akibat tertutup oleh sampah dan leacete, sementara Dhieta dan Subeki (2007) Merancang instalasi penangkap LFG tanpa mempertimbangkan penyumbatan pada pipa yang tertanam. Hal ini juga ditunjang dengan bentuk instalasi penangkap gas tanpa adanya filter di sekeliling pipa (Jakob, 2006)

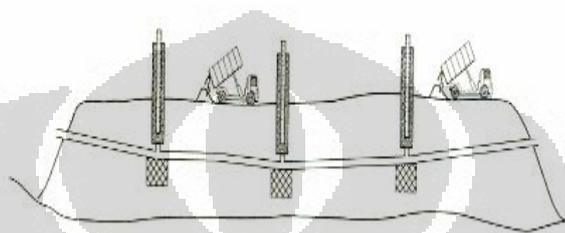
Pada *landfill* terdapat beberapa sumur gas (sumur bor), antar sumur dihubungkan dengan jaringan pipa. Konsentrasi gas CH_4 pada jaringan pipa utama diharapkan dapat $>50\%$. Untuk keperluan mengendalikan gas yang akan masuk ke dalam sistem pembangkit, masing masing pipa sumur dipasang stop kran. Ini digunakan untuk dapat mengatur berapa banyak gas yang dapat dialirkan kedalam sistem pembangkit listrik.



Gambar 2.6 Jenis Pipa Untuk Sumur Gas di *Landfill*

(Sumber: Jacobs, 2007)

Untuk mengetahui atau mengukur tekanan gas yang terdapat di pipa sumur gas, di berikan alat yang *flow meter*. Sedangkan untuk memaksimalkan ekstraksi maka perlu dipasang penghisap (kompresor atau pompa vakum) pada akhir dari saluran pengumpul utama sebelum gas metan dimanfaatkan. Cara ini akan memaksimalkan operasi ekstraksi gas. Oleh karena itu, dengan adanya sumur ini gas-gas hasil pembusukan sampah akan tersedot dan terkumpul, selanjutnya gas tersebut akan mengalir ke system pemipaan.



Gambar 2.7 Sistem Instalasi Pipa *Landfill*

(Sumber: Joeri Jacobs, 2006)

Disebabkan kandungan air didalam landfill cukup tinggi guna menyertai gas metan. Jika uap air kemudian mengembun didalam saluran pipa maka akan berakibat saluran tersumbat dan aliran terhenti. Untuk menghindari hal ini maka saluran pengumpul/kolektor diset miring sehingga air akan mengalir ke bawah, sementara metan akan mengapung dan mengalir ke kompresor. Ujung bawah saluran miring ini dipasang penangkap air sehingga air dapat dikeluarkan dari saluran. Pengeluaran air Bagian penangkap air dipasang kran pembuangan air dan katup untuk pengukuran tekanan dan aliran. Sehingga operator di satu penghentian dapat memeriksa tekanan, aliran, konsentrasi, menghidup matikan aliran gas.

2.1.6.2 Instalasi pipa pada area *sanitary landfill*

Dari sumur-sumur gas tersebut, diperoleh gas yang akan digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Dengan adanya jarak dari area *landfill* dan area *power house*, maka diperlukan sistem pemipaan untuk mengalirkan gas yang diperoleh dari *landfill* menuju area pembangkit listrik (*power house*).

Pipa ini berfungsi untuk mengalirkan LFG dari hasil pembusukan sampah pada *sanitary landfill*. Gas tersebut kemudian dialirkan ke sistem pembangkit

listrik (*power house*) untuk kemudian gas-gas tersebut dimanfaatkan sebagai bahan bakar *gas engine*.



Gambar 2.8 Sistem Pemipaan di *Sanitary Landfill*
(Sumber: TPST Banter Gebang)

Dari gambar 2.8, terlihat sistem pemipaan yang terdapat pada lahan *sanitary landfill*. Yang berfungsi untuk mengoleksi hasil gas dari sumur gas. Yang kemudian gas tersebut dihisap dan naik keatas permukaan *landfill*.



Gambar 2.9 Sistem Pemipaan dari *Landfill* ke *Power House*
(Lokasi: TPST Banter Gebang)

Gambar 2.9 menunjukkan sistem pemipaan yang ada di TPST Bantar Gebang, Bekasi. Pipa tersebut nantinya berfungsi sebagai perantara gas dari *landfill* menuju *power house*.

2.1.6.3 Capping (penutup sanitary landfill)

Menurut aturan diseluruh dunia, menyebutkan bahwa TPA harus dilapisi/ditutup dengan membran yang sesuai. Hal ini digunakan untuk mencegah lepasnya gas *landfill* ke atmosfer dan membuat gas tersebut masuk ke dalam sampah. Dalam melakukan penutupan *landfill* tersebut, juga dilakukan dengan menggunakan tanah merah. Jika *landfill* penuh maka dan tidak mampu lagi untuk menerima sampah, maka *landfill* ditutup dengan tanah lagi, kemudian ditanami rumput maupun pohon di bagian atasnya. Sistem ini akan mengurangi kebocoran gas pada *landfill*. Selain itu, dikarenakan untuk memperoleh gas metan, dibutuhkan proses dekomposisi (pembusukan dan penguraian) secara *anaerob* yang tidak membutuhkan udara (O_2). Sehingga dengan ditutupnya *landfill* dengan tanah merah akan membuat kondisi di dalam *landfill* akan lembab dan tidak ada udara yang masuk. Sehingga dapat dilakukan proses dekomposisi dengan proses *anaerob* secara alami oleh senyawa *metanogenesis*.

Beberapa *Capping* terbuat dari bahan *geomembran* yang berfungsi untuk mengurung gas di dalam *sanitary landfill* sehingga gas tersebut tidak keluar ke alam bebas, mengurangi bau sampah yang ditimbulkan, dan juga digunakan untuk menahan agar air tidak masuk ke dalam *landfill* untuk meminimalisir terjadinya penyerapan kelembapan di *landfill*. Hal ini dikarenakan untuk mencegah kebocoran pada *landfill* yang akan menyebabkan tercampurnya air dan udara yang mengandung oksigen (O_2) ke dalam *landfill*. Masuknya udara dan air tersebut dapat menyebabkan rusaknya CH_4 karena berinteraksi secara langsung dengan O_2 yang akan menghasilkan CO_2 dan H_2O . Sehingga gas-gas berbahaya dari *sanitary landfill* yang menimbulkan efek rumah kaca (CH_4 dan CO_2) bisa dikendalikan, dan tidak berinteraksi dengan udara dan air yang dapat menyebabkan rusaknya CH_4 yang merupakan bahan bakar utama untuk menghasilkan tenaga listrik.



Gambar 2.10 *Capping*
(Lokasi: TPST Bantar Gebang)

Selain itu, *capping* diletakkan di dasar *landfill* yang berfungsi untuk menahan agar air lindi (*leacheate*) yang diproduksi oleh sampah yang telah membusuk tidak masuk ke dalam tanah. Hal ini tentunya untuk mengantisipasi adanya pencemaran tanah dan juga air tanah, dengan adanya *capping* ini maka air lindi (*laecheate*) tidak akan meresap/masuk ke dalam tanah. Oleh karena itu, sistem pengelolaan sampah terpadu ini sangat layak untuk dikembangkan karena tidak menimbulkan pencemaran tanah. Sehingga *landfill* tersebut akan menjadi bersih dan sehat yang dapat mengurangi beberapa masalah sosial masyarakat.

2.1.6.4 Kondensator (kondensator)

Kondensator adalah alat yang digunakan untuk memisahkan antara gas-gas yang telah dihasilkan oleh *landfill* dengan air atau uap air. Karena yang dibutuhkan adalah gas hasil dari *landfill* dan dengan adanya air yang tercampur dari *landfill* maka gas tersebut tidak dapat digunakan untuk bahan bakar listrik. Oleh karena itu, gas tersebut perlu untuk di dipisahkan dengan air yang tercampur. Hal ini dilakukan untuk memastikan bahwa gas tersebut menjadi murni gas, dan tidak ada campuran dari air yang terdapat pada *landfill*.



Gambar 2.11 Kondensator
(Lokasi: TPST Bantar Gebang)

Dengan adanya kondensator, gas-gas *landfill* yang bergerak dari sistem perpipaan akan menjadi gas murni yang terdiri dari CH₄, CO₂, Nitrogen, dan O₂.

2.1.6.5 Chiller

Chiller adalah suatu alat yang digunakan untuk mendinginkan suhu gas *landfill* yang telah dipisahkan dari air yang terkandung dari *landfill*. Hal ini

dilakukan agar gas tersebut menjadi stabil dan tidak berbahaya, karena gas yang terkandung adalah gas metana yang dapat meledak apabila memiliki suhu dan tekanan yang tinggi. Oleh karena itu suhu gas tersebut harus didinginkan akan tidak terjadi ledakan.

Pada awalnya, suhu pada gas *landfill* mencapai 60°C yang sangat berbahaya dan bisa menghasilkan ledakan apabila tidak ditekan atau didinginkan. Suhu gas yang sebesar 60°C kemudian di dinginkan dengan menggunakan *Chiller* yang akan menghasilkan suhu gas *landfill* sekitar 23°C - 27°C . Suhu tersebut adalah sesuai dengan suhu ruangan, yang tidak berbahaya seperti pada awal gas tersebut dihasilkan. Sehingga dengan suhu yang stabil, gas tersebut dapat digunakan sebagai bahan bakar penghasil listrik dan tidak berbahaya.



Gambar 2.12 Chiller
(Lokasi: TPST Bantar Gebang)

Gambar 2.12 menunjukkan mesin chiller yang digunakan sebagai pendingin LFG yang dihasilkan *landfill*. Alat ini digunakan untuk mendinginkan gas dengan suhu 60°C menjadi 25 - 27°C .

2.1.6.6 Blower (pengubah tekanan)

Blower adalah alat yang berfungsi untuk memberikan tekanan kepada gas-gas hasil pembusukan sampah pada *sanitary landfill*. *Blower* menjadi sangat penting karena dengan sistem pemipaan yang sangat panjang, jalur yang sangat rumit, dan juga beberapa material yang ikut tercampur dengan gas-gas yang lainnya. Dengan begitu, *blower* akan mampu untuk menyedot atau menarik gas dan material-material lainnya masuk ke dalam sistem pemipaan dan untuk kemudian dialirkan menuju sistem pembangkit (*power house*).

Universitas Indonesia

Menurut fungsi utama dari blower sendiri adalah untuk mengalirkan gas dan material-material lainnya dengan lancar ke dalam sistem pemipaan dan sistem *power house*. Selain itu, di dalam *blower* juga terdapat filter yang berfungsi untuk memisahkan air dan gas yang tercampur pada tahap sebelumnya yaitu pendinginan suhu. Hal ini dikarenakan, *blower* merupakan mesin terakhir sebelum gas yang akan digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik memasuki mesin generator. Oleh karena itu, gas yang akan masuk tersebut menjadi murni gas *landfill*.



Gambar 2.13 Blower
(Lokasi: TPST Bantar Gebang)

Gambar 2.13 menunjukkan blower yang digunakan untuk menghisap gas yang dihasilkan *landfill* untuk dapat mengalir ke permukaan, lalu kemudian untuk membantu agar gas tersebut dapat mengalir dari *landfill* menuju *power house*.

2.1.6.7 Pembangkit Listrik (*Electricity Generation*)

2.1.6.7.1 *Gas Engine*

Prinsip kerja *gas engine* sama dengan motor bakar berbahan bakar bensin, pada *gas engine* bahan bakar yang digunakan adalah gas. Bahan bakar gas yang dapat digunakan adalah gas. Bahan bakar gas yang dapat digunakan adalah gas alam, minyak, LFG yang dihasilkan oleh proses konversi seperti gasifikasi batubara maupun hasil gasifikasi melalui pirolisis atau anaerobik disgestifikasi biomasa. Perbedaan dengan motor bensin adalah sistem pengkabutan pada karburator, pada *gas engine* karburator tidak berfungsi sebagai pengkabut karena berbentuk bahan bakarnya sudah berbentuk fase gas.

Udara yang bercampur dengan gas didalam karburator masuk melalui saluran *intake* ke ruang pembakaran, pada saat bersamaan melalui percikan bunga api *spark plug* (busi) terjadilah pembakaran yang menghasilkan tenaga listrik.

Dewasa ini, produk-produk *gas engine* secara luas telah digunakan untuk pembangkitan skala kecil sampai atas. Dibandingkan dengan mesin penggerak mula lain, *gas engine* memiliki efisiensi yang lebih tinggi. Dengan kemajuan teknologi saat ini, beberapa produk *gas engine* memiliki efisiensi sekitar 76%-86%. Selain memiliki efisiensi tinggi, gas buang yang dihasilkan *gas engine* memiliki karakteristik yang lebih ramah lingkungan.

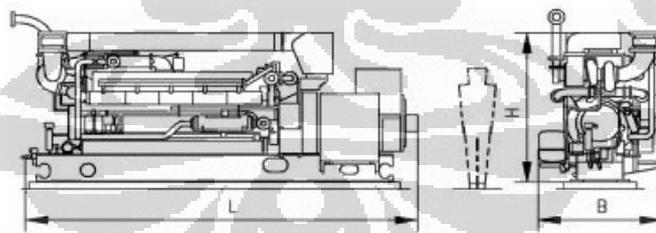
Keunggulan dari *Gas Engine* adalah sebagai berikut:

- a. Ukurannya yang tidak terlalu besar dengan volume sebesar 5,700 x 1,700 x 2,300. Sehingga dapat ditempatkan pada tempat yang berkapasitas kecil dengan beberapa unit *gas engine*, dan dapat diatur sesuai dengan laju alir dari gas-gas tersebut.
- b. Kontainer kedap suara, mesin ini memiliki container sendiri yang sudah kedap suara dan terdapat 1 ruangan control panel. Tidak hanya itu, mesin ini juga dapat mengurangi polusi suara/kebisingan. Sehingga, mesin tersebut tidak membutuhkan ruangan tertutup dan dapat ditempatkan di luar gedung dan dapat beroperasi dengan normal tanpa membuat polusi suara/kebisingan di sekitarnya.
- c. Knalpot, dalam mesin ini knalpot sudah menjadi satu dengan mesin tersebut. Sehingga, tidak membutuhkan biaya untuk membeli knalpot sebagai sistem pembuangan mesin, dan tempat untuk menempatkannya.
- d. *Gas Engine* digunakan untuk proyek LFG kecil dengan kapasitas listrik sebesar 800 kW - 3 MW. atau di mana tingkat aliran LFG yang berkelanjutan ke mesin adalah sekitar 0,4-1.600.000 kaki kubik per hari (cfd) dengan kandungan 27-60% gas metana. Sehingga operasi dan pemeliharaan yang dibutuhkan tidak mahal dan cocok untuk proyek LFG kecil.
- e. Dalam sebuah penelitian tahun 2002, Asosiasi LFG menghitung emisi *gas engine* (LFG Association, 2002). Emisi CO dan NO adalah sebesar kurang dari 1% yang berasal dari gas buang mesin (Badan Lingkungan Hidup).

- f. Dengan kemajuan teknologi saat ini, beberapa produk *gas engine* memiliki efisiensi sekitar 76%-86% dengan rincian 46,1% dalam memanfaatkan panas sisa pembakaran untuk membangkitkan energi listrik kembali (*thermal*) dan *electricity* sebesar 40,1%, setelah dilakukan pemanfaatan panas buang dari *gas engine* tersebut, tingkat efisiensi terhadap bahan bakar menjadi 86,2%. sehingga total efisiensi mesin *gas engine* sebesar 86,2%.

Teknologi yang digunakan untuk membangkitkan listrik dengan bahan bakar gas *landfill* adalah *gas engine*. Salah satu contoh *gas engine* yang digunakan adalah tipe Jenbacher J320 GS. *Gas Engine* ini adalah mesin yang di impor dari Austria. Proses yang terjadi pada saat membangkitkan listrik sama halnya dengan mesin pada umumnya. Namun, *Gas Engine* ini bisa membangkitkan listrik dengan menggunakan gas *landfill* yang mengandung gas CH₄, CO₂, Nitrogen, dan juga O₂.

Penggunaan gas dapat digunakan tanpa perlu adanya pemurnian dari gas-gas tersebut, yang tetap dapat membangkitkan listrik. Namun, gas tersebut harus memiliki kandungan metan sekitar 27-60%. Atau sekitar 600 m³ per jam untuk dapat menghasilkan listrik sebesar 1MW.



Gambar 2.14 Teknikal *Gas Engine* Jenbacher (J320 GS)

(Sumber: Jenbacher gas engines Technical Specification, Jenbacher Energy)

Gambar 2.14 menunjukkan spesifikasi teknis dari gas engine Jenbacher J320 GS. Jenbacher J320 GS memiliki panjang sebesar 5.700 mm, lebar 1.700 mm, dan tinggi 2.300 mm. Terdapat beberapa penghubung pada genset, yaitu *Jacket Water inlet dan outlet*, *Exhaust gas outlet*, *Fuel Gas (at gas train)*, *Intercooler water connection*, dan *Low Temperature Circuit*.

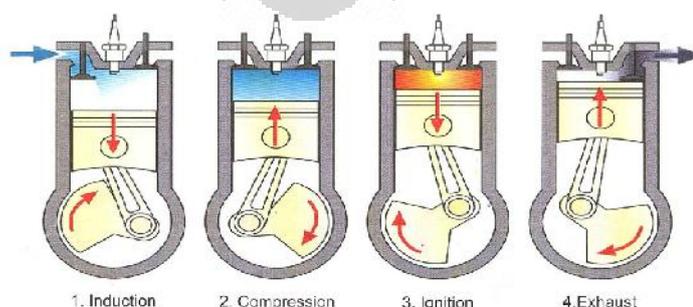
Selain itu, gambar dari mesin Jenbacher sendiri adalah sebagai berikut:



Gambar 2.15 Gas Engine Jenbacher (J320 GS)
(Lokasi: TPST Bantar Gebang)

Gambar 2.15 menunjukkan bahwa sistem penghubung mesin gas Jenbacher J320 GS sebagai alat pembangkit listrik berbahan bakar LFG.

Dalam membangkitkan listrik, *gas engine* bekerja seperti mesin motor bakar yang lainnya. Pada sistem motor bakar perubahan LFG menjadi energi listrik dilakukan dengan memasukkan LFG kedalam *conversion kit* yang berfungsi menurunkan tekanan gas dari tabung penyimpanan sesuai dengan tekanan operasional mesin dan mengatur debit gas yang bercampur dengan udara didalam *mixer*, dari *mixer* LFG bersama dengan udara masuk kedalam mesin dan terjadilah pembakaran yang akan menghasilkan daya untuk menggerakkan generator yang menghasilkan listrik. Motor bakar terdiri dari motor kerja bolak-balik (*reprocating engines*), motor bensin (*otto*) dan motor diesel, dengan sistem 2 tak maupun 4 tak. Berikut prinsip kerja motor bakar 4 tak pada gas engine:



Gambar 2.16 Prinsip Kerja Motor Bakar
(Sumber: Landfill Gas Energy Technologies, Krakow 2010)

- Intake

Disebut langkah intake karena langkah pertama adalah menghisap melalui piston dari karburator. Pasokan bahan bakar tidak cukup hanya dari semprotan karburator. Cara kerjanya adalah sbb. Piston pertama kali berada di posisi atas (atau disebut Titik Mati Atas). Lalu piston menghisap bahan bakar yang sudah disetting/dicampur antara bensin dan udara di karburator. Piston lalu mundur menghisap bahan bakar. Untuk membuka, diperlukan klep atau valve inlet yang akan membuka pada saat piston turun/menghisap ke arah bawah.

- Kompresi

Langkah ini adalah lanjutan dari langkah di atas. Setelah piston mencapai titik terbawah di tahapan intake, lalu valve intake tertutup, dan dilakukan proses kompresi. Yakni, bahan bakar yang sudah ada di ruang bakar dimampatkan. Ruangan sudah tertutup rapat karena kedua valve (intake dan exhaust) tertutup. Proses ini terus berjalan sampai langkah berikut yakni meledaknya busi di langkah ke 3.

- Combustion (Pembakaran)

Tahap berikut adalah busi pada titik tertentu akan meledak setelah piston bergerak mencapai titik mati atas dan mundur beberapa derajat. Jadi, busi tidak meledak pada saat piston di titik paling atas (disebut titik 0 derajat), tetapi piston mundur dulu, baru meledak. Hal ini karena untuk menghindari adanya energi yang terbuang sia-sia karena pada saat piston di titik mati atas, masih ada energi laten (yang tersimpan akibat dorongan proses kompresi). Jika pada titik 0 derajat busi meledak, bisa jadi piston mundur tetapi mengengkol crankshaft ke arah belakang (motor mundur ke belakang, bukan memutar roda ke depan).

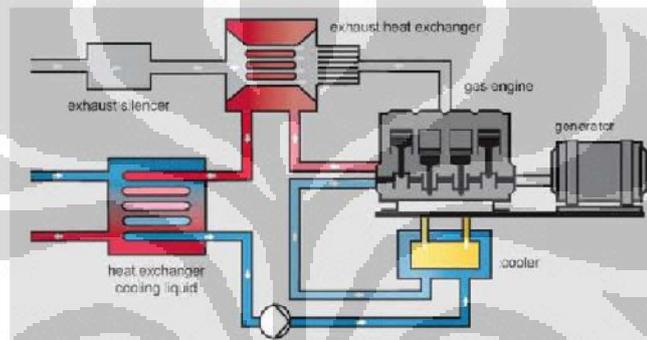
Setelah proses pembakaran, maka piston memiliki energi untuk mendorong crankshaft yang nantinya akan dialirkan melalui gearbox dan sproket, rantai, dan terakhir ke roda.

- Exhaust (Pembuangan)

Langkah terakhir ini dilakukan setelah pembakaran. Piston akibat pembakaran akan terdorong hingga ke titik yang paling bawah, atau disebut Titik Mati Bawah. Setelah itu, piston akan mendorong ke depan dan klep

exhaust membuka sementara klep intake tertutup. Oleh karena itu, maka gas buang akan terdorong masuk ke lubang Exhaust Port (atau kita bilang lubang sambungan ke knalpot). Dengan demikian, maka kita bisa membuang semua sisa gas buang akibat pembakaran. Dan setelah bersih kembali, lalu kita akan masuk lagi mengulangi langkah ke 1 lagi.

Didalam gas engine J320 GS ini, generator tersusun didalamnya sehingga tidak memerlukan generator lagi. Setelah mengalami proses diatas, motor bakar kemudian akan memnggerakkan generator. Sehingga energi mekanis yang dihasilkan oleh generator dapat menghasilkan listrik.



Gambar 2.17 Sistem Pembangkit Listrik Gas Engine

(Sumber: *Landfill Gas Energy Technologies*, Krakow 2010)

Gambar 2.17 menunjukkan skema dimana gas yang digunakan sebagai sistem pembangkitan listrik dengan menggunakan Jenbacher berbahan bakar LFG yaitu melewati sistem pengkompresian dan juga pendinginan. Agar tekanan gas sama dengan tekanan yang dibutuhkan mesin. Yang kemudian akan menggerakkan generator di dalam *gas engine*.

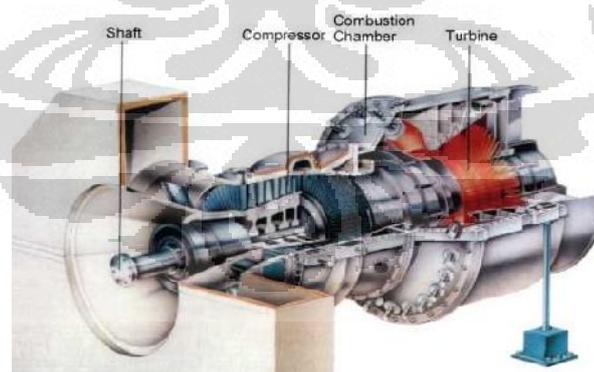
Modifikasi mesin bensin hampir sama dengan mesin disel (di Indonesia genset berbahan bakar diesel biasa disebut Pembangkit Listrik Tenaga Diesel atau PLTD), yaitu dengan cara menambah *conversion kit* dan *mixer*. Perbedaannya adalah pada mesin bensin bahan bakar LFG dapat digunakan 100%, hal ini dikarenakan adanya busi sehingga bahan bakar LFG akan cepat terbakar.

2.1.6.7.2 Turbin Gas

Gas turbine engine adalah suatu alat yang memanfaatkan gas sebagai fluida untuk memutar turbin dengan pembakaran internal. Didalam turbin gas energi kinetik dikonversikan menjadi energi mekanik melalui udara bertekanan yang memutar roda turbin sehingga menghasilkan daya. Sistem turbin gas yang paling sederhana terdiri dari tiga komponen yaitu kompresor, ruang bakar, dan turbin gas.

Turbin gas sebagai penggerak mula untuk memutar generator sehingga menghasilkan listrik. Berbeda dengan motor bakar, pada turbin gas, panas yang dihasilkan dari membakar LFG digunakan untuk memutar turbin dan turbin dikopel dengan generator untuk menghasilkan energi listrik yang dialirkan ke beban. Panas sisa yang dihasilkan setelah dimanfaatkan turbin digunakan kembali oleh *recuperator* dan *exhaust heat recovery* untuk berbagai macam keperluan.

Ukuran turbin gas bisa berkurang dari 1 MW hingga sekitar 100 MW. Kemajuan pesat pada teknologi ini menghasilkan penurunan yang signifikan, baik pada biaya instalasi maupun emisi yang dikeluarkan. Bahan bakar yang dapat digunakan adalah gas alam, minyak dan gas bakar yang dihasilkan oleh proses konversi seperti gasifikasi batubara maupun hasil gasifikasi melalui pirolisis atau anaerobik disgestifikasi biomassa.



Gambar 2.18 *Turbine Gas Engine*

(Sumber: Sulisty, 2010)

Pada pembangkit jenis ini, nilai efisiensinya adalah berkisar 24-35%. Pemanfaatan turbin gas cocok untuk digunakan pada sistem dengan kebutuhan daya listrik yang besar dan kontinyu. Dan polusi emisi dari mikroturbin yang

sebesar 1-10% dari hasil pembakaran gas. Selain itu, mikroturbin ini mampu beroperasi dan membakar dengan kandungan metana pada LFG sebesar 35%.

2.1.6.8 Generator

Generator listrik adalah sebuah alat yang memproduksi energi listrik dari sumber energi mekanik, proses ini dikenal sebagai pembangkit listrik. Biasanya energi mekanik ini diperoleh dari proses yang ada di turbin gas, turbin mesin uap, air yang jatuh melalui sebuah turbin maupun kincir air, mesin pembakaran dalam, turbin angin, engkol tangan, energi surya atau matahari, udara yang dimampatkan, atau apa pun sumber energi mekanik yang lain. Selanjutnya energi mekanik ini diteruskan ke poros generator sehingga memutar rotor generator dan menghasilkan daya listrik.

Salah satu bagian besar dari sistem tenaga listrik adalah stasiun pembangkit tenaga listrik. Pokok utama dalam pengadaan sistem tenaga listrik adalah bagian dari pembangkitnya atau dalam hal ini generatornya. Apabila suatu sistem pembangkit terganggu, maka seluruh sistem tenaga listrik akan terhenti pengoperasiannya.

Dewasa ini, produk generator merupakan suatu kesatuan dengan penggerak mula, sehingga dalam pemilihan generator ditentukan berdasarkan jenis bahan bakar penggerak mula serta spesifikasi teknis seperti kapasitas, frekuensi dan tegangan yang diinginkan. Selain itu, pada saat ini banyak generator yang sudah menjadi satu dengan mesin penggerak generator. Sehingga, dengan kecanggihan teknologi tersebut mesin generator sudah menjadi satu dengan mesin pembangkit listrik.

2.1.6.9 Radiator

Radiator adalah suatu alat yang digunakan untuk mendinginkan sebuah mesin. Radiator merupakan suatu bagian atau komponen dari sistem pendinginan yang menggunakan sistem pendinginan air. Oleh karena itu fungsi radiator adalah mendinginkan sebuah mesin.



Gambar 2.19 Radiator
(Lokasi: TPST Bantar Gebang)

Radiator juga sering digunakan untuk mesin yang memerlukan pendinginan ekstra, seperti pada mesin-mesin produksi, pembangkit listrik, dll yang bekerja dalam kondisi berat ataupun dalam waktu yang lama. Radiator biasanya berada didekat mesin atau pada posisi tertentu yang menguntungkan bagi system pendinginan. Hal ini bertujuan agar mesin mendapatkan pendinginan yang maksimal sesuai yang dibutuhkan mesin. Media yang digunakan pada generator turbin gas adalah udara.

2.1.6.10 Transformator (Trafo)

Transformator atau transformer atau trafo adalah suatu alat listrik yang dapat memindahkan dan mengubah energi listrik dari satu atau lebih rangkaian listrik yang lain, melalui suatu gandengan magnet dan berdasarkan prinsip induksi-elektromagnet. Transformator digunakan secara luas, baik dibidang tenaga listrik maupun elektronika. Penggunaan transformator dalam sistem tenaga memungkinkan terpilihnya tegangan yang sesuai, dan ekonomis untuk tiap-tiap keperluan misalnya kebutuhan akan tegangan tinggi dalam pengiriman daya listrik jarak jauh.

Dalam bidang elektronika, transformator digunakan antara lain sebagai gandengan impedansi antara sumber dan beban, untuk memisahkan satu rangkaian dari rangkaian yang lain, dan untuk menghambat arus searah sambil tetap melakukan atau mengalirkan arus bolak-balik antara rangkaian.

Prinsip kerja dari sebuah transformator adalah sebagai berikut. Ketika Kumputan primer dihubungkan dengan sumber tegangan bolak-balik, perubahan arus listrik pada kumputan primer menimbulkan medan magnet yang berubah.

Medan magnet yang berubah diperkuat oleh adanya inti besi dan dihantarkan inti besi ke kumparan sekunder, sehingga pada ujung-ujung kumparan sekunder akan timbul ggl induksi. Efek ini dinamakan induktansi timbal-balik (*mutual inductance*).

2.2 Ekonomi Teknik

Ekonomi teknik merupakan suatu ilmu pengetahuan yang digunakan untuk melakukan evaluasi secara sistematis. Menurut Radiks Purba (2000), dalam rencana pembangunan atau rehabilitasi atau perluasan suatu proyek, perlu lebih dahulu dilakukan penelitian (*survey*) dan penilaian (*appraisal*) sebelum meningkat kepada pelaksanaan pembangunan proyek yang bersangkutan. Penelitian dan penilaian ditujukan untuk memperoleh jawaban atas pertanyaan. Apakah proyek akan memberikan keuntungan, atau apakah proyek bermanfaat terhadap ekonomi nasional dan pembangunan bangsa, khususnya penyediaan lapangan kerja.

Bila penelitian dan penilaian menunjukkan manfaat yang positif, berarti manfaat yang akan diperoleh dikemudian hari melebihi biaya operasional dan investasi, dan bisa dilanjutkan dalam tahap pembangunan. Sehingga diperoleh kesimpulan apakah suatu teknologi baru tersebut layak untuk diaplikasikan. Secara umum perhitungan nilai ekonomi mencakup beberapa parameter, yaitu *Benefit and Cost Ratio (B/C Ratio)*, *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Payback Period (PBP)*.

2.2.1 *Benefit and Cost Ratio*

Analisis manfaat-biaya adalah salah satu teknik yang dapat digunakan untuk menganalisis proyek dari segi ekonomi. Analisis manfaat-biaya merupakan analisis yang digunakan untuk mengetahui besaran keuntungan atau kerugian serta kelayakan suatu proyek. Penelitian *Benefit-cost* digunakan untuk menggambarkan manfaat yang akan diperoleh dari pelaksanaan dan juga biaya yang dibutuhkan untuk suatu program atau proyek. Dalam analisis *cost-benefit* perhitungan manfaat serta biaya ini merupakan suatu kesatuan yang tidak dapat dipisahkan. Penerapan analisis *benefit-cost* banyak digunakan oleh para investor dalam upaya mengembangkan bisnisnya, dan dilakukan dalam bidang

pengembangan ekonomi yang digunakan pemerintah untuk menentukan kelayakan pengembangan suatu proyek.

Analisis *benefit-cost* dalam proses pemilihan suatu proyek untuk pengembangan ekonomi suatu daerah relatif lebih sulit. Hal ini dikarenakan aplikasi analisis *benefit-cost* dalam sektor publik harus mempertimbangkan beberapa aspek terkait *social benefit (social welfare function)* dan lingkungan serta tak kalah penting adalah faktor efisiensi. Faktor efisiensi menjadi penting melihat adanya keterbatasan dana dan kemampuan pemerintah daerah sendiri.

Benefit Cost Ratio (BCR) adalah salah satu metode yang sering digunakan sebagai analisis tambahan dalam rangka validasi hasil evaluasi yang telah dilakukan dengan metode lain. Metode ini sangat baik dilakukan dalam rangka mengevaluasi proyek-proyek pemerintah yang berdampak langsung pada masyarakat banyak (*Public Government Project*). *Benefit* yang akan diperoleh adalah taksiran kuantitas produk dikalikan dengan rencana harga jual tiap unit, kemudian dibandingkan dengan taksiran biaya (*cost*) yang akan digunakan. Dalam biaya termasuk depresiasi dari proyek (harga tetap). Selain itu, juga penting diteliti dan dinilai mengenai mengenai biaya operasi perusahaan (*operation cost*) yang sangat berpengaruh untuk menetapkan harga jual produk.

2.2.1.1 Benefit (Manfaat)

Menurut Drs. M. Giatman, MSIE (2005) *Benefit* merupakan manfaat yang diperoleh atau dihasilkan dari suatu kegiatan yang produktif. *Benefit* yang akan diperoleh mungkin sama tiap-tiap periode dan mungkin juga bisa berbeda. Maka dalam disiplin penelitian dan penilaian proyek, *benefit* diperlakukan sebagai *benefit tetap (fixed benefit)* maupun *benefit variable (variable benefit)*. *Fixed benefit* merupakan *benefit* dengan data yang sama besarnya untuk tiap-tiap periode selama umur teknis proyek yang akan dibangun. Sedangkan *Variable benefit* merupakan *benefit* dengan data yang berbeda untuk setiap periode selama umur ekonomis proyek tersebut.

Secara terinci, aspek-aspek tersebut juga mempertimbangkan dampak penerapan suatu program dalam masyarakat baik secara langsung (*direct impact*) maupun tidak langsung (*undirect impact*), faktor eksternalitas, ketidakpastian

(*uncertainty*), dan resiko (*risk*). Oleh karena itu dikenal dengan istilah *direct benefit* dan juga *indirect benefit*. *Direct Benefit* merupakan manfaat yang diperoleh sebagai manfaat langsung dari proyek yang bersangkutan (merupakan tujuan utama). Sedangkan *Indirect Benefit* merupakan benefit yang diperoleh sebagai manfaat tak langsung dari proyek yang bersangkutan (bukan tujuan utama).

2.2.1.2 Biaya (*Cost*)

Sementara itu, biaya yang ditimbulkan dengan adanya proyek tersebut juga tidak hanya biaya langsung seperti investasi, perawatan, dan operasional, melainkan terdapat biaya tidak langsung seperti yang harus dikeluarkan oleh masyarakat yang sering disebut dengan kerugian (*Disbenefit*) yaitu dampak negatif dari suatu investasi terhadap dampak perubahan lingkungan, dll.

Metode *Benefit-Cost Ratio* ini memberikan penekanan terhadap nilai perbandingan antara aspek manfaat (*benefit*) yang akan diperoleh dengan aspek biaya (*cost*) dan investasi (*investment*) yang akan ditanggung dengan adanya investasi tersebut.

Dalam melakukan perhitungan *Cost Benefit* digunakan rumus perhitungan sebagai berikut:

$$\text{Rumus Umum BCR} = \frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} \text{ atau } \frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} \dots \dots \dots (2.1)$$

$$\text{Jika analisis dilakukan terhadap present: BCR} = \frac{PWB}{PWC} \text{ atau } \frac{\sum_{t=0}^n Cb_t (FBP)_t}{\sum_{t=0}^n Cc_t (FBP)_t} \dots \dots (2.2)$$

$$\text{Jika analisis dilakukan terhadap annual: BCR} = \frac{EUAB}{EUAC} \text{ atau } \frac{\sum_{t=0}^n Cb_t (FBA)_t}{\sum_{t=0}^n Cc_t (FBA)_t} \dots \dots (2.3)$$

Dari persamaan 2.1, bisa diketahui nilai *Benefit Cost Ratio* (BCR). Jika *B/C Ratio* lebih besar dari 1, maka manfaat (*benefit*) yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek lebih dari biaya (*cost*) dan investasi (*investment*), sehingga proyek tersebut baik (*favourable*). Dan jika *B/C Ratio* kurang dari 1, maka benefit yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek tidak cukup untuk menutupi *cost*

dan *investment*, sehingga proyek disebut tidak baik (*unfavourable*). Namun apabila *B/C Ratio* sama dengan 1, maka benefit yang diperoleh selama umur ekonomis hanya dapat menutupi cost dan *investment* selama umur ekonomis proyek.

2.2.2 Net Present Value

Metode Present Worth biasa disebut metode nilai sekarang atau *Net Present Worth* (NPW) = *Net Present Value* (NPV). Mengenai studi kelayakan, NPV merupakan salah satu metode yang perlu dipertimbangkan. Hal ini dikarenakan NPV dilakukan untuk mengetahui semua aliran kas yang ada di masa mendatang (sesuai dengan umur ekonomis proyek), ke dalam nilai uang di masa saat ini (*present value*). Asumsi *present* yaitu menjelaskan waktu awal perhitungan bertepatan dengan saat evaluasi dilakukan atau pada periode tahun ke nol (0).

NPV dari sebuah proyek investasi merupakan perhitungan jumlah seluruh pendapatan/net cash flow (*cash in-cash flow*) selama umur ekonomis investasi ditambah dengan nilai sisa akhir proyek yang dihitung pada waktu sekarang. NPV merupakan arus kas yang diperkirakan pada masa yang akan datang yang didiskonkan pada saat ini. Untuk menghitung NPV diperlukan data tentang perkiraan biaya investasi, biaya operasi, dan pemeliharaan serta perkiraan manfaat/benefit dari proyek yang direncanakan.

Dengan demikian, metode NPV pada dasarnya memindahkan cash flow yang menyebar sepanjang umur investasi ke waktu awal investasi ($t=0$) atau kondisi *present* dengan menerapkan konsep ekuivalensi uang (*time value of money*).

$$NPV = I + \sum_{n=1}^n \left(\frac{An}{L(1+r)^n} + \frac{Vn}{L(1+r)^n} \right) \dots \dots \dots (2.4)$$

Dimana:

I = Investasi

r = rate of return yang diharapkan

An = cash flow / proceed

n = nilai ekonomis dari investasi

V_n = nilai residu dari investasi pada akhir periode ekonomis

Nilai dari perhitungan NPV terhadap keputusan investasi yang akan dilakukan adalah untuk mengetahui apakah nilai dari NPV lebih besar dari 0, kurang dari 0, atau sama dengan 0. Jika $NPV < 0$ maka hasil negatif, artinya usulan proyek tersebut tidak layak, atau dari segi ekonomis tidak menguntungkan. Dan jika $NPV > 0$, maka hasil positif, artinya usulan proyek tersebut layak, atau menguntungkan dari segi ekonomis. Namun untuk $NPV = 0$, maka investasi yang dilakukan tidak mengakibatkan perusahaan untung ataupun merugi. Kalau proyek dilaksanakan atau tidak dilaksanakan tidak berpengaruh pada keuangan perusahaan. Hal ini dapat menjadi pertimbangan juga untuk mempertimbangkan kemungkinan alternatif investasi.

2.2.3 Analisa Sensitivitas

Analisa sensitivitas dibutuhkan dalam rangka mengetahui sejauh mana dampak parameter-parameter investasi yang telah ditetapkan sebelumnya boleh berubah karena adanya faktor situasi dan kondisi selama umur investasi, sehingga perubahan tersebut akan berpengaruh secara signifikan pada keputusan yang telah diambil. Perubahan kondisi dan fluktuasi harga yang besar di luar perkiraan dapat terjadi selama umur ekonomis. Oleh karena itu, dengan diketahuinya besaran nilai sensitivitas pada masing-masing parameter suatu investasi terhadap perubahan keputusan, memungkinkan dapat dilakukannya antisipasi terhadap proyek tersebut.

Parameter-parameter investasi yang sering memerlukan analisa sensitivitas adalah investasi, benefit/pemasukan, biaya/pengeluaran, dan suku bunga. Dalam perkembangan analisa sensitivitas, sering digunakan 1 parameter, maupun kombinasi dari parameter yang mempengaruhi. Pada analisa sensitivitas 1 parameter/variabel, umumnya mengandung asumsi bahwa hanya satu parameter saja yang berubah, sedangkan parameter yang lainnya diasumsikan tetap. Analisa sensitivitas dapat ditinjau dari kondisi keuangan dari proyek tersebut, yaitu sensitivitas pada kondisi *break even point*. Yaitu pada saat $NPV=0$, atau $AE=0$.

2.3 Clean Development Mechanism (CDM)

Mekanisme pembangunan bersih atau clean development mechanism (CDM), dalam rangka mengurangi emisi gas rumah kaca menawarkan peluang investasi bagi negara berkembang, khususnya dalam hal pengelolaan sampah. Sampai saat ini banyak proyek CDM yang fokus kepada program pengendalian emisi dari TPA sampah. Penerapan sanitary landfill atau TPA bersanitarijika tidak dilengkapi dengan pembangkit listrik atau flarin, justru lebih buruk dalam hal meng-emisi karbon dari pada menggunakan TPA *open dumping* (J. R. Barton, et al, 2007).

Penggunaan skema CDM merupakan metode yang efektif untuk meningkatkan profitabilitas pembangkit listrik tenaga sampah. Keuntungan dari CDM yaitu dapat mereduksi dampak buruk dari polusi yang disebabkan oleh LFG. Metana merupakan gas rumah kaca (GRK) yang menyumbang pemanasan global 21 kali lebih besar dari CO₂. Harus dikurangi emisinya dengan cara ditangkap/ diekstraksi untuk dijadikan CO₂ dengan cara flaring maupun dijadikan bahan bakar pembangkit listrik (H. Insam a, B. Wett, 2007; Lenny Bernstein, Gary Yohe, dkk, 2007).

Berdasarkan protokol kyoto, PBB melakukan mekanisme peraturan dimana negara-negara maju mampu mamfaatkan jumlah pengurangan emisi CO₂ yang dihasilkan sebagai akibat dari perkembangan proyek bersama negara maju dan berkembang yang mampu mengurangi emisi yang dihasilkan tersebut. *Kredit Certified Emission Reduction* (CER) yang dikeluarkan tergantung pada jumlah pengurangan efek gas rumah kaca.

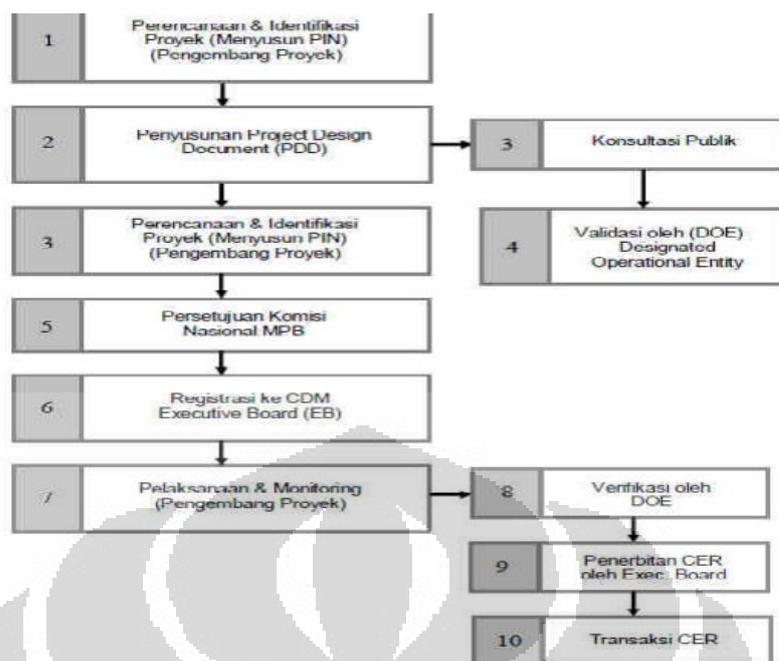
Berdasarkan protokol kyoto, PBB melakukan mekanisme peraturan dimana negara-negara maju mampu mamfaatkan jumlah pengurangan emisi CO₂ yang dihasilkan sebagai akibat dari perkembangan proyek bersama negara maju dan berkembang yang mampu mengurangi emisi yang dihasilkan tersebut. *Kredit Certified Emission Reduction* (CER) yang dikeluarkan tergantung pada jumlah pengurangan efek gas rumah kaca. CER akan didapatkan oleh negara maju sebagai sebuah kredit apabila proyek yang dilakukan oleh negara berkembang terbukti dapat menurunkan emisi gas rumah kaca di dunia. Kredit yang dihasilkan dari CER kemudian akan dihitung sebagai emisi yang berhasil diturunkan oleh

negara Annex I melalui mekanisme CDM yang dapat digunakan untuk memenuhi target mereka di dalam Protokol Kyoto.

Saat ini proyek yang dapat dilakukan dalam hubungan mekanisme CDM adalah proyek dalam bidang energi dan kehutanan. Indonesia sebagai Negara Non-Annex I tidak diwajibkan untuk menurunkan emisi GRK, namun memiliki tanggung jawab bersama dengan porsi yang berbeda. Mekanisme dalam Protokol Kyoto, *Clean Development Mechanism* (CDM) adalah merupakan mekanisme yang memungkinkan Negara Non-Anex I termasuk Indonesia untuk berperan aktif membantu penurunan emisi GRK melalui proyek yang diimplementasikan oleh negara-negara maju. Menurut kementerian ESDM, pada tahun 2002 menunjukkan bahwa potensi CDM di Indonesia adalah sebesar 2% dari total CDM dunia dan dari jumlah tersebut, pasar sektor energi mencapai 125 juta ton CO₂. Namun pada kenyataannya dari sekian banyak potensi tersebut serta 90 proyek CDM yang disetujui Komnas MPB, baru 3 proyek yang mendapatkan *Certificate of Emission Reduction* (CER).

Disebutkan dalam Protokol Kyoto bahwa negara-negara maju menurunkan emisi GRKnya pada tahun 2008 – 2012 rata-rata 5,2% dari total emisi dunia tahun 1990 menggunakan mekanisme CDM (*clean development mechanism*). Mekanisme ini memberi kesempatan negara-negara berkembang untuk memperoleh dana atas program pengurangan emisi (Lenny Bernstein, Gary Yohe, dkk, 2007; Wim Maaskant, 2008; JR Barton, Issaias, Stentiford, 2007; Matt van Domselaar & Bill Ryan, 2006). Jika Indonesia memanfaatkan ini akan diperoleh pemasukan atau devisa.

Dalam pelaksanaan Proyek CDM, proses registrasi dan lain-lain biasanya dilakukan oleh investor dan *Designated Operation Entity* (DOE) yaitu suatu lembaga yang ditunjuk oleh *Executive Board* CDM untuk melakukan validasi atau verifikasi dan sertifikasi terhadap aktivitas proyek CDM. Namun demikian, Pemerintah kota/kabupaten perlu mengetahui, siapa *Designated Operation Entity* (DOE) yang digunakan oleh investor untuk melakukan proses-proses di atas. *Executive Board* CDM di Brussel secara berkala mengevaluasi para DOEs dan mengeluarkan pengumuman di website UNFCCC. Beberapa DOE yang tidak memenuhi kualifikasi biasanya tidak diperpanjang lagi ijinnya.



Gambar 2.20 Alur Proses CDM Secara Umum di Indonesia

Gambar 2.20 menunjukkan proses pengajuan CDM secara umum, dimana dalam setiap proyek yang berpotensi mendapatkan CER dengan menggunakan CDM harus melakukan beberapa tahap, diantaranya adalah melakukan verifikasi dan evaluasi terhadap proyek yang diajukan. Setelah melewati proses perencanaan, dan penyusunan, kemudian proses selanjutnya adalah tahapan evaluasi dan validasi. Dalam proses ini, seluruh kegiatan proyek akan dievaluasi mulai dari teknologi, kegiatan, dan potensi pengurangan emisi GRK.

2.4 Profil Tempat Pembuangan Sampah Akhir (TPA) Sei Beringin

TPA Sei Beringin terletak di kabupaten Indragiri Hilir, kecamatan Tembilahan Provinsi Riau. TPA Sei Beringin memiliki luas 12,5 Ha, dimana saat ini 2,55 Ha lahan digunakan sebagai pengolahan sampah secara timbunan terbuka (*Open Dumping*). Dan sebesar 10 Ha disiapkan untuk dapat diterapkan sistem *control landfill*, dimana sampah yang ada di TPA akan di control polusi yang dihasilkan oleh sampah yang berupa gas, dan juga air lindi. TPA Sei Beringin merupakan satu-satunya TPA yang ada di Kabupaten Indragiri Hilir, oleh karena itu pengelola TPA sedang mengembangkan sistem pengolahan yang ada di TPA

Sei Beringin untuk dapat menjadi TPA yang dapat mengolah sampah dengan baik. Berikut adalah Gambaran TPA Sei Beringin:



Gambar 2.21 Rencana Lokasi TPA Sei Beringin
(Lokasi: TPA Sei Beringin)

Gambar 2.21 menunjukkan peta lokasi dari TPA Sei Beringin. Dimana disebutkan rencana pengembangan TPA dan juga lokasi tiap-tiap fasilitas yang ada di TPA Sei Beringin.



Gambar 2.22 TPA Sei Beringin
(Lokasi: TPA Sei Beringin)

Pada saat ini, TPA Sei Beringin menggunakan sistem *open dumping* sebagai alat untuk pengolahan sampah, dimana sampah yang datang ditumpuk di lahan sebesar 2,55 Ha tanpa mendapatkan pengolahan yang cukup baik. Pengolahan secara *open dumping* merupakan sistem pengolahan sampah yang paling sederhana, dimana sampah tersebut akan akan ditumpuk kemudian dipadatkan dan pada akhirnya akan ditutup dengan menggunakan tanah, sehingga bau yang ditimbulkan oleh sampah tersebut tidak mengganggu aktifitas warga

disekitar TPA. TPA Sei Beringin, menerima sampah dari kecamatan-kecamatan yang dekat dari kecamatan Tembilahan. Hal ini dikarenakan, TPA ini adalah satu-satunya TPA yang dimiliki oleh kabupaten Indragiri Hilir. Sehingga, semua sampah yang dihasilkan oleh kabupaten Indragiri Hilir baik rumah tangga, maupun industri terutama kelapa sawit akan di kirim ke TPA tersebut.



Gambar 2.23 Sistem Pengolahan Sampah TPA Sei Beringin
(Lokasi: TPA Sei Beringin)

Gambar 2.23 menunjukkan sistem pengolahan yang sudah dilakukan oleh TPA Sei Beringin, yaitu sistem pengontrolan air lindi dimana diberikan pipa-pipa yang berfungsi untuk akan mengalirkan air lindi yang dihasilkan oleh sampah ketempat pengolahan air lindi. Tempat pengolahan air lindi ini kemudian digunakan untuk mengurangi konsentrasi pencemaran dalam air lindi sampai ke tingkat yang aman untuk dibuang ke badan air terdekat atau sungai. Sistem pengolahan sampah pada TPA Sei Beringin hanya sebatas itu dan belum memperhitungkan gas yang terkandung dalam TPA dan polusi yang berbahaya bagi masyarakat maupun lingkungan sekitar.

Dengan adanya potensi yang ditimbulkan oleh sampah, pihak TPA menyadari hal tersebut sehingga sudah direncanakan pengembangan sistem pengolahan sampah TPA dengan cara *control landfill*. Desain dan Proses Metode ini merupakan peningkatan dari *open dumping*. Untuk mengurangi potensi gangguan lingkungan yang ditimbulkan, maka setiap 7 hari sampah yang telah tertimbun ditutup lapisan tanah. Dalam operasionalnya, untuk meningkatkan efisiensi pemanfaatan lahan dan kestabilan permukaan TPA, maka dilakukan juga perataan dan pemadatan sampah.

BAB 3

PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Perencanaan dan Perancangan Skenario

Landfill gas (LFG) memiliki kandungan metana yang dapat dimanfaatkan untuk berbagai keperluan. Dalam perhitungan potensi LFG didalam *landfill*, terdapat beberapa parameter yang akan mempengaruhi jumlah potensi gas yang akan dihasilkan. Oleh karena itu, skenario ini dibuat dan direncanakan untuk mengetahui apabila terjadi kemungkinan atau perubahan dalam sebuah proyek PLTSA. Sehingga, pada saat pengambilan keputusan dapat dilihat keunggulan dan kelemahan dari masing-masing tersebut. Berikut adalah skenario yang digunakan pada penelitian ini.

3.1.1 Skenario 1

Salah satu faktor yang mempengaruhi dalam produksi LFG adalah jumlah sampah dan komposisi sampah di dalam *landfill*. Komposisi ini akan mempengaruhi berapa besar jumlah LFG yang akan dihasilkan setiap tahunnya. Oleh karena itu, skenario perbedaan komposisi ini akan mempengaruhi sebaran potensi LFG pada umur ekonomis *landfill* tersebut. Skenario 1 adalah dengan menggunakan komposisi sampah sawit di TPA Sei Beringin lebih banyak 2 kali lipat dengan sampah kota. Dalam perbandingan komposisi ini, digunakan asumsi bahwa sampah sawit lebih banyak dibandingkan sampah kota. Hal ini dikarenakan, jumlah sampah sawit yang ada di Indragiri Hilir lebih banyak dari sampah kota. Sehingga, nilai k untuk komposisi tersebut adalah.

Tabel 3.1 Perhitungan Nilai K Skenario 1 Dalam Model EPA

Perhitungan Nilai k			
Karakteristik	Persentase	Bobot	Nilai k
Organic Waste (sisa makanan)	0,3	0,4	0,12
Medium Decay (Tumbuhan,dll)	0,6	0,08	0,048
Slow Decay (Plastik,dll)	0,1	0,02	0,002
Total			0,17

Tabel 3.1 menunjukkan komposisi sampah adalah 30% sampah terurai cepat (sisa makanan,dll), 60% adalah terurai secara perlahan, (tumbuhan,dll), dan 1% adalah terurai dengan lambat (plastik,dll).

3.1.1.1 Skenario 1 Dengan CDM

Pengaruh CDM dilakukan untuk mengetahui seberapa besar keuntungan atau pengaruh CDM didalam pembangunan PLTSa untuk skenario 1. Skema CDM merupakan skema mekanisme kyoto, yang diperkenalkan untuk mengurangi efek gas rumah kaca (*Green House Gas/ GHG*) dibawah kerangka kerja PBB tentang perubahan iklim (*climate change*). Oleh karena itu, dengan memasukkan skema CDM dengan asumsi diterima 100% akan melihat perbedaan dari perencanaan pembangunan PLTSa.

3.1.1.2 Skenario 1 Tanpa CDM

Skema tanpa CDM ini digunakan untuk melihat arus kas skenario 1 yang mendapatkan pemasukan hanya dari penjualan listrik, atau dengan asumsi CDM tidak terima. Hal ini dikarenakan dengan adanya regulasi yang membuat penerimaan dari CDM tidak bisa langsung diterima. Oleh karena itu, digunakan skema tanpa CDM untuk melihat kemampuan arus kas dari pemasukan penjualan listrik.

3.1.2 Skenario 2

Untuk skenario 2, komposisi ini menggunakan rata-rata komposisi sesuai dengan komposisi sampah di kota-kota di Indonesia. Dalam perbandingan komposisi ini, digunakan referensi dari tabel 1.1

Tabel 3.2 Perhitungan Nilai K Skenario 2 Dalam Model EPA

Perhitungan Nilai k			
Karakteristik	Persentase	Bobot	Nilai k
Organic Waste (sisa makanan)	0,58	0,4	0,23
Medium Decay (Tumbuhan,dll)	0,15	0,08	0,01
Slow Decay (Plastik,dll)	0,27	0,02	0,01
Total			0,25

Tabel 3.2 menunjukkan komposisi sampah adalah 58% sampah terurai cepat (sisa makanan,dll), 15% adalah terurai secara perlahan, (tumbuhan,dll), dan 27% adalah terurai dengan lambat (plastik,dll).

3.1.2.1 Skenario 2 Dengan CDM

Pengaruh CDM dilakukan untuk mengetahui seberapa besar keuntungan atau pengaruh CDM didalam pembangunan PLTSa untuk skenario 2. Skema CDM merupakan skema mekanisme kyoto, yang diperkenalkan untuk mengurangi efek gas rumah kaca (*Green House Gas/ GHG*) dibawah kerangka kerja PBB tentang perubahan iklim (*climate change*). Oleh karena itu, dengan memasukkan skema CDM dengan asumsi diterima 100% akan melihat perbedaan dari perencanaan pembangunan PLTSa.

3.1.2.2 Skenario 2 Tanpa CDM

Skema tanpa CDM ini digunakan untuk melihat arus kas skenario 2 yang mendapatkan pemasukan hanya dari penjualan listrik, atau dengan asumsi CDM tidak terima. Hal ini dikarenakan dengan adanya regulasi yang membuat penerimaan dari CDM tidak bisa langsung diterima. Oleh karena itu, digunakan skema tanpa CDM untuk melihat kemampuan arus kas dari pemasukan penjualan listrik.

3.2 Pemilihan Teknologi

Teknologi merupakan bagian penting dari sebuah proyek, dengan adanya pemilihan teknologi yang tepat akan membuat proyek tersebut berjalan lancar. Pemilihan teknologi ini, mempertimbangkan pada kualitas dan kemampuan dari teknologi tersebut. Sehingga, diharapkan dengan pemilihan teknologi yang tepat, akan berdampak baik untuk proyek PLTSa ini.

3.2.1 Teknologi Pembangkit Listrik *Gas Engine* dan *Turbine Gas Engine*

Dalam penelitian ini, dilakukan pemelihan 2 jenis teknologi yang sering digunakan dalam pembuatan PLTSa yaitu, *Gas Engine* dan juga *Turbine Gas*. Pemilihan kedua teknologi ini adalah jenis *gas engine* dan juga *Turbine Gas*

Engine cukup tersedia di pasaran dan merupakan jenis teknologi yang sering digunakan untuk konversi LFG menjadi tenaga listrik, dan ukuran kapasitas tersedia untuk beban yang telah direncanakan. Selain itu, pemilihan teknologi ini, didasarkan pada kapasitas dan kemampuan dari teknologi tersebut. Dalam hal ini, penulis melakukan perhitungan jumlah listrik yang dihasilkan oleh masing-masing mesin yang didasarkan pada efisiensi mesin.

Mesin pembakaran internal (*gas engine*), adalah teknologi konversi yang paling umum digunakan untuk aplikasi LFG. Lebih dari 70% dari semua proyek listrik LFG yang ada menggunakan mesin jenis ini. Alasan untuk digunakan secara luas tersebut adalah biaya yang relatif rendah, efisiensi tinggi, dan ukuran yang baik untuk output LFG yang dihasilkan.

Mesin pembakaran internal (*gas engine*) secara umum telah digunakan di mana kuantitas gas ini mampu menghasilkan 800 kilowatt (kW) sampai 3 megawatt (MW), atau di mana tingkat aliran LFG yang berkelanjutan ke mesin adalah sekitar 0,4-1.600.000 kaki kubik per hari (cfh) dengan kandungan 40-60% gas metana. Beberapa mesin dapat dikombinasikan bersama untuk proyek yang lebih besar dari 3 MW.

Dalam pemilihan mesin ini, penulis menggunakan mesin tipe Jenbacher J320 GS. Mesin pembakaran internal (*gas engine*), relatif efisien dalam mengkonversi LFG menjadi listrik, nilai efisiensi dari mesin sampai dengan 40,1% untuk memanfaatkan panas sisa pembakaran untuk membangkitkan energi listrik kembali (*thermal*) dan 46,1% untuk *electricity*. Efisiensi yang lebih besar dapat dicapai setelah dilakukan pemanfaatan panas buang dari *gas engine* tersebut, tingkat efisiensi terhadap bahan bakar menjadi 86,2%.

Selain itu, kapasitas dan kemampuan mesin pembangkit listrik sangat penting dalam proyek ini. Hal ini dikarenakan dengan kapasitas dan kemampuan yang dimiliki oleh pembangkit, akan berpengaruh terhadap listrik yang dihasilkan. Kedua teknologi ini dipilih karena teknologi tersebut yang cukup tersedia dipasaran dan merupakan jenis teknologi yang umum digunakan untuk konversi biogas menjadi tenaga listrik, dan ukuran kapasitas tersedia untuk beban yang telah direncanakan.

Seperti yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya tentang masing-masing karakteristik dari mesin-mesin tersebut. Dalam melakukan perhitungan jumlah listrik yang dihasilkan masing-masing mesin, digunakan rumus sebagai berikut:

$$\text{Jumlah Listrik} = \text{gas metan} \times 9,93 \text{ kWh} \times \text{efisiensi mesin} \dots\dots\dots(3.1)$$

Dimana, Menurut (Renewable Energy Conversion, Transmission, And Storage, Bent Sorensen, Juni 2007) bahwa konversi energi gas metan menjadi energi listrik yang didasarkan pada potensi panas yang dimiliki oleh 1 Kg gas metan setara dengan $6,13 \times 10^7$ J, dan 1kWh listrik setara dengan $3,6 \times 10^6$ J, 1m^3 gas metan setara dengan 9,39 kWh sehingga konversi gas metan menjadi listrik adalah sebagai berikut:

Tabel 3.3 Data Konversi Energi

Konversi Energi	
1 Kg Gas Metan	$6,13 \times 10^7$ J
1 kWh	$3,6 \times 10^6$ J
1m^3 gas metan	9,39 kWh

(Sumber: Renewable Energy Conversion, Transmission, And Storage, Bent Sorensen, Juni 2007)

Dengan menggunakan konversi pada tabel 3.3, maka potensi listrik yang dihasilkan oleh masing-masing mesin sesuai dengan nilai efisiensinya adalah sebagai berikut:

Tabel 3.4 Potensi Listrik Dihasilkan Dengan Pembangkit *Gas Engine*

Pembangkit (Gas Engine)			
Tahun	Energi (kwh)	Daya (kw)	MW
1	9.000.356	2.500	2,50
2	4.500.178	1.250	1,25
3	3.000.119	833	0,83
4	2.250.089	625	0,63
5	1.800.071	500	0,50
6	1.500.059	417	0,42
7	1.285.765	357	0,36
8	1.125.044	313	0,31

Tabel 3.4 Potensi Listrik Dihasilkan Dengan Pembangkit *Gas Engine* (Lanjutan)

9	1.000.040	278	0,28
10	900.036	250	0,25
11	818.214	227	0,23
12	750.030	208	0,21
13	692.335	192	0,19
14	642.883	179	0,18
15	600.024	167	0,17
16	562.522	156	0,16
17	529.433	147	0,15
18	500.020	139	0,14
19	473.703	132	0,13
20	450.018	125	0,13

Seperti diketahui, bahwa efisiensi pembangkit dengan menggunakan mesin Jenbacher J320 GS ini memiliki nilai efisiensi yang cukup tinggi, yaitu sebesar 82,6%. Sehingga, dengan nilai potensi gas metan yang dihasilkan dari TPA Sei Beringin dan nilai efisiensi dari mesin tersebut, maka dapat membangkitkan listrik sebesar pada tabel 3.4.

Selain dengan *gas engine*, pembangkit yang sering digunakan adalah *gas turbine engine*. Pada pembangkit ini, nilai efisiensinya adalah berkisar 24-35%. Pemanfaatan turbin gas cocok untuk digunakan pada sistem dengan kebutuhan daya listrik yang besar dan kontinyu. Dan polusi emisi dari mikroturbin yang sebesar 1-10% dari hasil pembakaran gas. Selain itu, mikroturbin ini mampu beroperasi dan membakar dengan kandungan metana pada LFG sebesar 35%. Berikut adalah potensi listrik yang dihasilkan dengan menggunakan *gas turbine engine*:

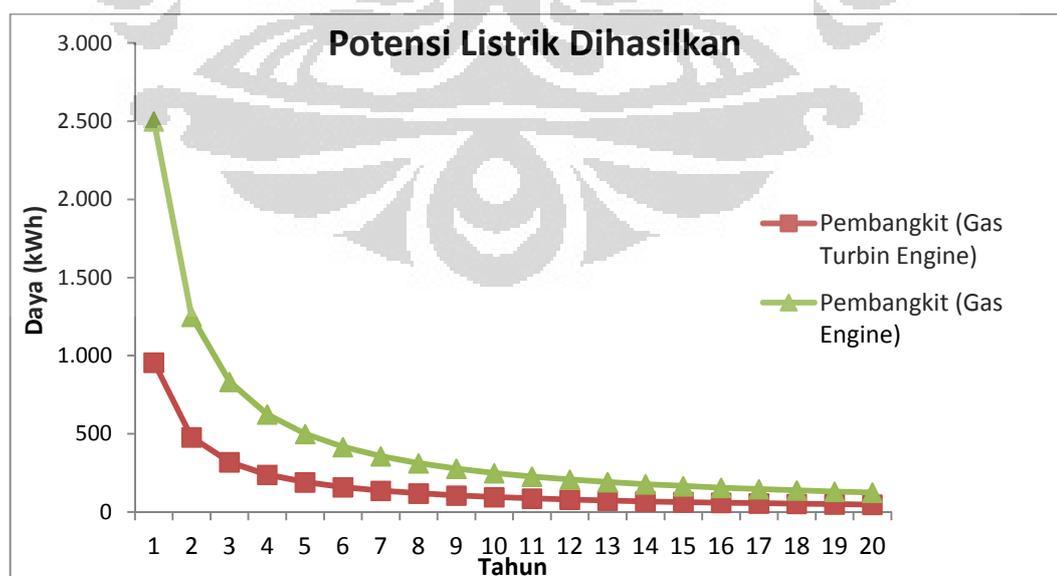
Tabel 3.5 Potensi Listrik Dihasilkan Dengan Pembangkit *Gas Turbin Engine*

Pembangkit (Gas Turbin Engine)			
Tahun	Energi (kwh)	Daya (kw)	MW
1	3.445.612	957	0,96
2	1.722.806	479	0,48
3	1.148.537	319	0,32
4	861.403	239	0,24

Tabel 3.5 Potensi Listrik Dihasilkan Dengan Pembangkit *Gas Turbin Engine* (lanjutan)

5	689.122	191	0,19
6	574.269	160	0,16
7	492.230	137	0,14
8	430.701	120	0,12
9	382.846	106	0,11
10	344.561	96	0,10
11	313.237	87	0,09
12	287.134	80	0,08
13	265.047	74	0,07
14	246.115	68	0,07
15	229.707	64	0,06
16	215.351	60	0,06
17	202.683	56	0,06
18	191.423	53	0,05
19	181.348	50	0,05
20	172.281	48	0,05

Seperti diketahui, bahwa efisiensi pembangkit dengan menggunakan mesin *Gas Turbin Engine* ini memiliki nilai efisiensi yang cukup rendah, yaitu sebesar 33%. Sehingga, dengan nilai potensi gas metan yang dihasilkan dari TPA Sei Beringin dan nilai efisiensi dari mesin tersebut, maka dapat membangkitkan listrik sebesar seperti pada tabel 3.5.

**Gambar 3.1** Grafik Potensi Listrik Yang Dihasilkan Berdasarkan Teknologi *Gas Engine* dan *Gas Turbin Engine*

Berdasarkan pada gambar 3.1 dan dilihat dari perbedaan yang ada pada masing-masing mesin, maka dengan menggunakan gas engine lebih besar potensi listrik yang dihasilkan daripada dengan menggunakan *gas turbine engine*. Selain itu, nilai efisiensi dari *gas engine* jauh lebih besar daripada *gas turbin engine*. Sehingga, pemakain teknologi PLTSa ini digunakan teknologi *gas engine*. Hal ini dikarenakan dengan kapasitas dan kemampuan dari mesin tersebut, dan juga ketersediaan mesin tersebut dipasar.

3.2.2 Teknologi Konversi LFG Untuk Listrik

Dalam pemanfaatan landfill gas ini, dilakukan dengan cara penutupan sampah yang sudah tertimbun di lahan TPA (*Sanitary Landfill Gas Collection*). Cara tersebut digunakan untuk memproduksi landfill gas (LFG) yang secara alami dibentuk oleh senyawa organik dengan proses anaerobik. Setelah sampah mencapai ketinggian tertentu, akan dibangun *sanitary landfill gas collection*. *sanitary landfill gas collection* ini terdiri dari pengeboran sumur gas, pemasangan lapisan geomembran, pemipaan pengumpul lindi (*leachate*) dan pemipaan pengumpul gas.

Dalam pembuatan *sanitary landfill gas collection*, sebelum sampah ditimbun kedalaman bagian dasar dari TPA dilapisi juga oleh lapisan geomembran seluas 25497 m² dan sistem pemipaan *leachate* sepanjang 585 meter. Ini dihitung berdasarkan pada kebutuhan TPA Sei Beringin dengan luas lahan sebesar 2,55 Ha. Hal tersebut difungsikan agar air lindi (*leachate*) sampah tidak mencemari tanah, sehingga *leachate* dapat dikontrol dan diolah sedemikian rupa agar kadar dari pencemaran limbah bisa dikurangi dan bisa dibuang ke sungai dengan aman.

Selain itu, Pengeboran sumur gas sendiri digunakan untuk menghisap gas yang sudah terbentuk melalui proses anaerobik yang kemudian gas-gas tersebut dinaikkan ke atas dan untuk kemudian dimanfaatkan menjadi bahan baku pembangkit listrik. Untuk sumur-sumur gas ini 1 sumur gas ditempatkan setiap 1 Acre atau 0,405Ha dengan kedalaman sepanjang 10 meter. Hal ini dikarenakan tingkat kemampuan smur-sumur gs tersebut untuk menghisap gas adalah seluas 1 Acre atau 0,405Ha.



Gambar 3.2 Pemasangan Sumur Gas
(Sumber: PT.NOEI)

Gambar 3,2 menunjukkan pemasangan sistem pemipaan pada *landfill*. Setelah sumur gas terpasang pada tempatnya, maka kemudian lahan TPA tersebut dilapisi oleh *capping* yang terbuat dari geomembran. Seperti dijelaskan pada bab sebelumnya tentang fungsi dan kagunaan masing-masing teknologi yang digunakan untuk *sanitari landfill gas collection*. Untuk TPA Sei Beringin, Capping dipasang seluas 2,55 Ha. Ini digunakan sebagai penutup *landfill* agar gas-gas yang ada didalam *landfill* tersebut tidak lepas ke atmosfer atau udara bebas, dan juga untuk menghalangi air yang masuk ke dalam *landfill* akibat hujan.



Gambar 3.3 Pemasngan Capping
(Sumber: PT.NOEI)

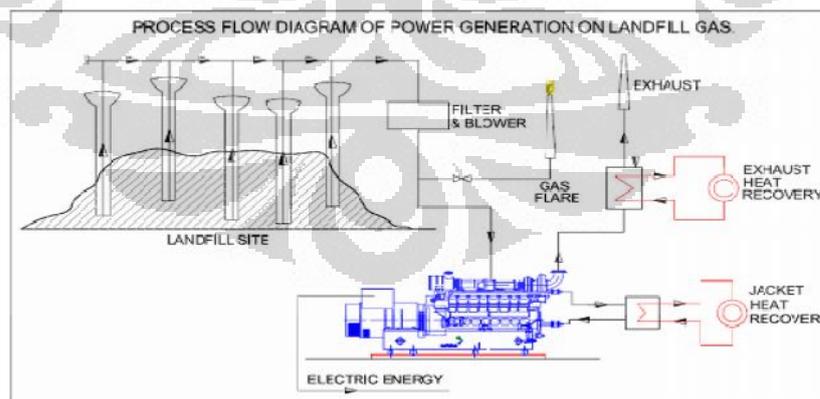
Gambar 3.2 adalah Pemasangan Capping pada *landfill*. Setelah dilakukan proses tersebut, maka dipasang sistem pemipaan untuk gas. Hal ini difungsikan

untuk mengalirkan gas yang diperoleh dari *landfill* untuk kemudian dimanfaatkan untuk proses selanjutnya yaitu sebagai bahan baku pembangkit listrik.



Gambar 3.4 Konstruksi Sistem Pipaan
(Sumber: PT.NOEI)

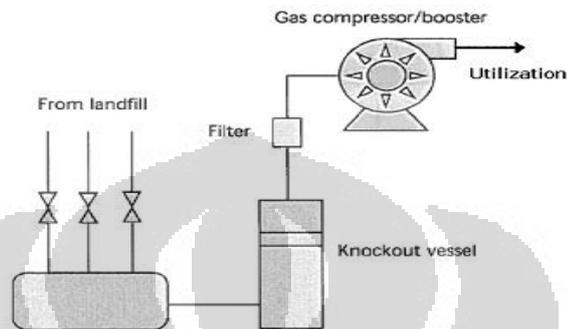
Gambar 3.4 adalah proses konstruksi sistem pemipaan. Setelah proses pemasangan semua fasilitas, langkah selanjutnya adalah LFG dialirkan menuju tempat pembangkit listrik. Sebelum digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik, LFG mengalami beberapa proses. Berikut adalah proses yang dilakukan untuk menjadikan LFG menjadi bahan bakar pembangkit listrik.



Gambar 3.5 Aliran Proses Pembangkit Listrik
(Sumber: Green Power International)

Gambar 3.5 menunjukkan aliran proses pembangkit listrik. Setelah dialirkan melalui pipa-pipa gas tersebut, gas akan masuk ke dalam sistem

kondensator atau pemisahan antara gas *landfill* dengan air, maka gas-gas *landfill* yang bergerak dari sistem perpipaan akan menjadi gas murni yang terdiri dari CH₄, CO₂, Nitrogen, dan O₂. Setelah itu, gas akan bergerak menuju tempat pembangkitan listrik. Berikut adalah skema pengumpulan LFG:



Gambar 3.6 Skema Stasiun Pengumpulan LFG
(Sumber: Krakow, Landfill Gas Energy Technologies, 2010)

Untuk mengalirkan gas ke dalam mesin pembangkit melalui pipa, digunakan mesin yang blower. Mesin ini berfungsi sebagai penghisap gas-gas tersebut agar terus dapat mengalir dan tidak berhenti. Hal ini dikarenakan, untuk mengambil gas yang berada di dalam *landfill* sangat susah dikarenakan *landfill* yang cukup dalam, dan juga terdapat material-material lain selain gas itu sendiri.



Gambar 3.7 Condensator Sebagai Mesin Pemurnian
(Sumber: TPST Bantar Gebang)

Setelah proses pemurnian oleh kondensator, maka gas akan melewati mesin *chiller* (*pendingin*) Hal ini dilakukan agar gas tersebut menjadi stabil dan tidak berbahaya, karena gas yang terkandung adalah gas metana yang dapat meledak apabila memiliki suhu dan tekanan yang tinggi. Oleh karena itu suhu gas

dengan suhu 60°C didinginkan agar tidak terjadi ledakan menjadi suhu sekitar $23^{\circ}\text{-}27^{\circ}\text{C}$. Sehingga gas menjadi aman untuk melanjutkan proses pembakaran.



Gambar 3.8 Chiller dan Blower Sebagai Mesin Pendingin Gas
(Sumber: TPST Bantar Gebang)

Setelah gas tersebut didinginkan, maka proses selanjutnya adalah gas masuk ke dalam *gas engine* (pembangkit listrik). *Gas engine* ini adalah alat yang paling penting dikarenakan dengan *gas engine* inilah gas tersebut dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Prinsip kerja untuk *gas engine* sendiri telah dijelaskan pada bab sebelumnya, dimana terjadi proses pembakaran yang mengakibatkan tenaga gerak. Udara yang bercampur dengan gas didalam karburator masuk melalui saluran *intake* ke ruang pembakaran, pada saat bersamaan melalui percikan bunga api *spark plug* (busi) yang kemudian menghasilkan tenaga gerak. Kemudian, tenaga gerak diubah menjadi tenaga listrik yang akan menghasilkan energi listrik.



Gambar 3.9 Pembangkit Listrik Menggunakan *Gas Engine*
(Sumber: TPST Bantar Gebang)

Setelah listrik dihasilkan, listrik kemudian dijual kepada PLN. Oleh karena itu, trafo yang digunakan untuk menyimpan listrik dari LFG, disambungkan dengan sistem yang ada di PLN. Sehingga, seluruh listrik yang dihasilkan langsung didistribusikan dan di jual ke PLN.

3.3 Potensi *Landfill Gas* (LFG)

Seperti dijelaskan pada bab sebelumnya bahwa konsep dari penelitian ini adalah untuk mengetahui manfaat dan biaya yang ditimbulkan dari Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSA) di Indragiri Hilir. Selanjutnya, penulis mengklasifikasikan 2 bagian besar dalam penelitian ini, yaitu biaya yang diperlukan dan manfaat yang dihasilkan. Untuk mengetahui manfaat yang dihasilkan dari PLTSA, sebelumnya penulis melakukan perhitungan untuk mengetahui berapa besar potensi yang dihasilkan dari LFG yang dihasilkan oleh *sanitary landfill*.

Potensi LFG sangat menjanjikan, dimana gas metan yang terkandung dalam LFG sangat besar yaitu sekitar 50%. Perhitungan potensi jumlah gas metan yang dihasilkan dalam suatu *Sanitary landfill* dihitung menggunakan model U.S Environmental Protection Agency's (EPA) yang digunakan dalam berbagai skenario *Sanitary landfill* di Amerika Serikat. Perhitungan jumlah gas metan yang dihasilkan menggunakan rumusan sebagai berikut:

$$Qt = 2 L_o m_o (e^{k \cdot t} - 1) e^{-k t} \dots\dots\dots(3.2)$$

Dimana:

Qt = Jumlah gas yang dihasilkan pada tahun ke t dalam m³/tahun

Lo = Potensi nilai metan yang dihasilkan m³ / tahun;

m_o = Rata – rata jumlah sampah solid yang diterima, m³ / tahun ;

k = konstanata rata – rata metan yang dihasilkan, tahun⁻¹;

t = Umur landill , tahun;

t_a = total tahun aktif landill , tahun

Dalam penelitian ini, Lo diperoleh dari penelitian Zietsmann yang dilakukan di Mumbai, India (Zietsmann, Project Report Prepared for U.S. EPA

Methane to Markets Partnership, 2009). Lo diasumsikan sama dengan Mumbai dikarenakan kondisi cuaca di Mumbai hampir sama dengan di Indragiri Hilir. Menurut (Tenderson, 2003), pengolahan anaerobik dipengaruhi dengan kondisi lingkungan, sedangkan kondisi lingkungan yang mempengaruhi adalah kelembapan, pH, temperatur, kadar air, dan jenis-jenis sampah.

Iklm dan Curah Hujan Mumbai karena merupakan dataran rendah/pesisir <500 meter dari permukaan laut. Daerah rawa, dan beriklim tropis. Iklm kota Mumbai yang terletak di daerah tropis dekat laut arab bisa dibedakan menjadi musim hujan dan kering. temperatur di atas 30 °C (Zietsmann, Project Report Prepared for U.S. EPA Methane to Markets Partnership, 2009). Sedangkan untuk Indragiri Hilir hampir sama dengan Mumbai, yaitu merupakan daerah rawa, dan beriklim tropis dengan suhu 32-36°C (Indargiri Hilir Dalam Angka, 2010). Dengan asumsi yang digunakan tersebut, penulis menentukan nilai Lo dalam perhitungan sebesar 68 m³/tahun.

Kemudian, rata-rata jumlah sampah yang diterima oleh TPA SEI Beringin (m_0) adalah sebagai berikut:

Tabel 3.6 Rata-Rata Jumlah Sampah Di TPA Sei Beringin Per Tahun

Jumlah Sampah di TPA Sei Beringin		
Jenis	Jumlah	Satuan
Sampah Kec. Tembilahan	54283	Mg/Tahun
Sampah Kec. Kempas	28892	Mg/Tahun
Sampah Kec. Mandah	56208	Mg/Tahun
Total	139382	Mg/Tahun

Dari tabel 3.6 dapat diketahui jumlah rata-rata sampah di Indragiri Hilir yang diterima oleh TPA Sei Beringin. Sampah yang diterima oleh TPA Sei Beringin adalah jenis sampah kota, dan juga sampah industri sawit. Seperti dijelaskan pada bab sebelumnya, sampah rumah tangga adalah bagian terbesar dari sampah perkotaan yang berjumlah sekitar 60% (Buku Referensi Opsi Sistem dan Teknologi Sanitasi, 2010), sedangkan sisanya atau 40% merupakan sampah kantor atau limbah industri. Sampah rumah tangga dari sisa makanan, kertas, pembungkus, kaca, limbah taman, limbah rumah tangga yang besar, dan limbah berbahaya.

Menurut model perhitungan EPA, dalam melakukan estimasi potensi gas yang dihasilkan *landfill* (LFG), diperlukan nilai *k* (konstanta rata-rata metan yang dihasilkan). Untuk nilai *k* ini diperlukan konstanta masing-masing jenis sampah dalam mengalami pembusukan yang kemudian menghasilkan LFG. Semakin besar nilai bobotnya, mengindikasikan bahwa sampah jenis tersebut akan mengalami proses pembusukan yang cepat, sehingga dapat menghasilkan LFG dengan cepat pula.

Nilai *k*, dapat mengetahui terdapat pada iklim mana TPA tersebut. Berikut adalah nilai *k* berdasarkan pada jenis iklim (Zietsmann, Project Report Prepared for U.S. EPA Methane to Markets Partnership, 2009):

Tabel 3.7 Nilai K Berdasarkan Pada Jenis Iklim

Nilai k	
Jenis Iklim	k
Iklim Basah	0,10 - 0,35
Iklim Lembab Medium	0,05 - 0,15
Iklim Kering	0,02 - 0,10

Dari data-data yang telah didapatkan pada tabel 3.7, maka akan dapat dihitung potensi gas yang akan dihasilkan oleh TPA Sei Beringin. Dengan rata-rata jumlah sampah per tahun sebesar 139382 Mg/tahun dan nilai *k* sebesar 0,17, maka dapat diperoleh estimasi gas yang dihasilkan adalah sebesar sebagai berikut:

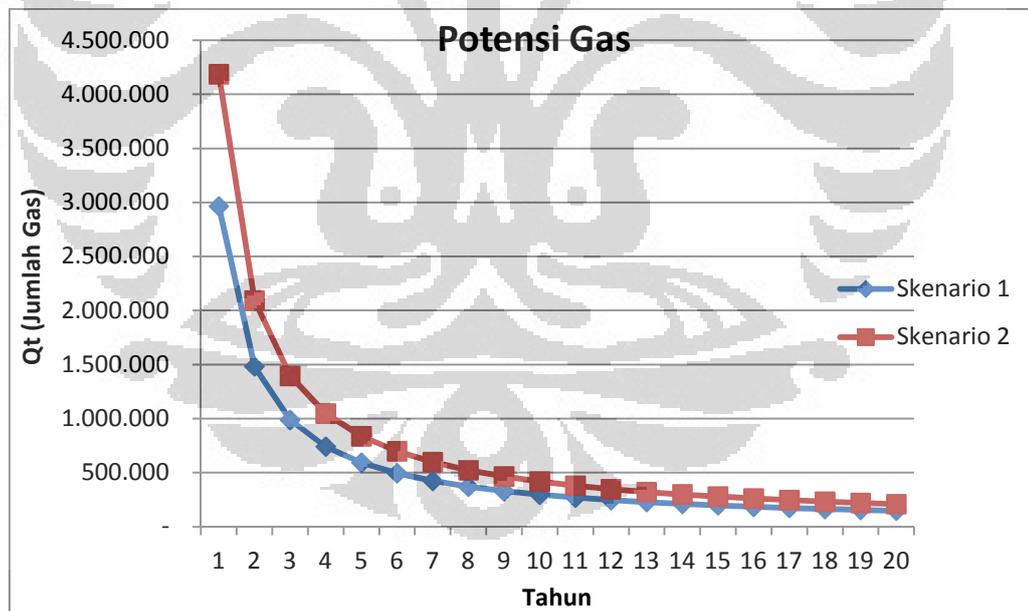
Tabel 3.8 Potensi Jumlah Gas (LFG)

Potensi Jumlah Gas		
Tahun	Qt (m3/yr) Skenario 1	Qt (m3/yr) Skenario 2
1	2.965.210	4.186.524
2	1.482.605	2.093.262
3	988.403	1.395.508
4	741.302	1.046.631
5	593.042	837.305
6	494.201	697.754
7	423.601	598.075
8	370.651	523.316
9	329.467	465.169

Tabel 3.8 Potensi Jumlah Gas/LFG (Lanjutan)

10	296.521	418.652
11	269.564	380.593
12	247.100	348.877
13	228.093	322.040
14	211.800	299.037
15	197.680	279.102
16	185.325	261.658
17	174.424	246.266
18	164.733	232.585
19	156.063	220.343
20	148.260	209.326

Tabel 3.8 menunjukkan potensi gas yang dihasilkan dari TPA Sei Beringin. Pada tahun 1, potensi gas dari TPA sangat besar dan setiap tahunnya terus berkurang. Bila dibandingkan dengan masing-masing skenario, berikut adalah grafik perbandingannya.

**Gambar 3.10** Grafik Jumlah Potensi Gas

Gambar 3.10 menunjukkan jumlah potensi *landfill gas*. Dari potensi gas yang dapat dihasilkan *landfill*, bisa dilihat bahwa dengan skenario 2 lebih besar potensi gasnya, yaitu pada tahun pertama sebesar 4.186.524 m³/tahun, dan ditahun terakhir sebesar 209.326 m³/tahun. Sedangkan, untuk skenario 1 tahun pertama

yaitu sebesar 2.965.211 m³/tahun dan tahun terakhir sebesar 148.261 m³/tahun. Jika dilihat dari grafik 3.10, maka dapat diketahui bahwa potensi LFG yang dihasilkan dari tahun ke tahun terus mengalami penurunan. Seperti dijelaskan pada bab sebelumnya tentang proses dekomposisi secara anaerobik (tanpa oksigen), hal ini dikarenakan proses yang terjadi dalam pembentukan gas ini dilakukan secara alami dengan proses anaerobik.

Sampah-sampah tersebut kemudian terdekomposisi yang kemudian akan menghasilkan gas sesuai dengan fase yang terjadi pada proses anaerobik sendiri. Oleh karena itu, gas yang dihasilkan dari sampah-sampah yang sudah mengalami proses pembusukan akan terus berkurang tiap tahunnya. Namun, sampah-sampah yang sudah berada pada fase busuk akan terus mengeluarkan gas dengan jumlah yang relatif lebih sedikit dibandingkan dengan sampah yang masih baru.

Selain itu, dalam melakukan perhitungan potensi gas diperlukan nilai efisiensi. Dalam melakukan estimasi efisiensi ini, penulis merujuk pada (*LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010*). Hal ini dikarenakan penulis menggunakan data biaya dengan menggunakan alat yang disarankan oleh referensi diatas. Sehingga, efisiensi diasumsikan sama dengan efisiensi alat-alat tersebut. Efisiensi menurut EPA adalah sebesar 60-85%. Hal ini berdasarkan pada kemampuan alat yang disarankan EPA.

Selain itu, dengan kondisi *landfill* yang tidak hanya menghasilkan gas, namun juga menghasilkan air lindi, lumpur, dll. oleh karena itu, pipa-pipa yang menghisap gas dari dalam *landfill* tidak sepenuhnya akan menghisap gas, melainkan akan terhisap juga kandungan-kandungan lain tersebut. Dengan adanya selisih nilai antara 60-85%, maka penulis menggunakan nilai tengah dari efisiensi *landfill gas collection* ini yaitu sebesar 75%. Oleh karena penulis melakukan perhitungan dengan menggunakan rumus dibawah ini.

$$\text{Jumlah Gas yang dihasilkan } \left(\frac{\text{m}^3}{\text{yr}} \right) = 75\% \times Q_t \dots\dots\dots(3.3)$$

Sehingga dengan menggunakan persamaan 3.3, diperoleh (*recoverable biogas*) sebesar sebagai berikut:

Tabel 3.9 Recoverable Biogas Yang Dihasilkan

Tahun	Recoverable Biogas (m ³ /year) Skenario 1	Recoverable Biogas (m ³ /year) Skenario 2
1	2.223.908,01	3.139.893
2	1.111.954,01	1.569.947
3	741.302,67	1.046.631
4	555.977,00	784.973
5	444.781,60	627.979
6	370.651,34	523.316
7	317.701,14	448.556
8	277.988,50	392.487
9	247.100,89	348.877
10	222.390,80	313.989
11	202.173,46	285.445
12	185.325,67	261.658
13	171.069,85	241.530
14	158.850,57	224.278
15	148.260,53	209.326
16	138.994,25	196.243
17	130.818,12	184.700
18	123.550,45	174.439
19	117.047,79	165.258
20	111.195,40	156.995

Namun, kandungan didalam gas tersebut masih terdiri dari beberapa gas yang lain, seperti karbon dioksida CO₂, gas Metan (CH₄), karbon monoksida (CO), amoniak (NH₃), Nitrogen (N₂), Hidrogen Sulfida (H₂S), dan Oksigen (O₂). Menurut (Zietsmann, Project Report Prepared for U.S. EPA Methane to Markets Partnership, 2009), jumlah gs metan yang terdapat di LFG adalah sebesar 50%. Dalam menentukan gas metan yang dihasilkan, digunakan persamaan dibawah ini.

$$\text{Jumlah Gas Gas Metan } \left(\frac{\text{m}^3}{\text{yr}} \right) = 50\% \times \text{Recoverable Biogas} \dots \dots \dots (3.4)$$

Dengan menggunakan persamaan 2.4, dilakukan perhitungan potensi jumlah gas metan. sehingga potensi gas metan dari TPA Sei Beringin adalah:

Tabel 3.10 Jumlah Gas Metan Dihasilkan

Tahun	Gas Metan (m³/yr) Skenario 1	Gas Metan (m³/yr) Skenario 2
1	1.111.954	1.569.947
2	555.977	784.973
3	370.651	523.316
4	277.988	392.487
5	222.390	313.989
6	185.325	261.658
7	158.850	224.278
8	138.994	196.243
9	123.550	174.439
10	111.195	156.995
11	101.086	142.722
12	92.662	130.829
13	85.534	120.765
14	79.425	112.139
15	74.130	104.663
16	69.497	98.122
17	65.409	92.350
18	61.775	87.219
19	58.523	82.629
20	55.597	78.497

Dengan potensi gas metan yang dihasilkan TPA Sei Beringin, maka bisa didapatkan pula potensi listrik yang dihasilkan. Dengan menggunakan tabel 3.3 tentang konversi energi, maka potensi daya listrik yang dihasilkan dengan menggunakan bahan bakar gas metan di TPA Sei Beringin adalah sebagai berikut:

Tabel 3.11 Potensi Pembangkit Listrik

Tahun	Skenario 1		Skenario 2	
	kWh	MW	kWh	MW
1	9.000.356	2,50	12.707.430	3,53
2	4.500.178	1,25	6.353.715	1,76
3	3.000.119	0,83	4.235.810	1,18
4	2.250.089	0,63	3.176.857	0,88
5	1.800.071	0,50	2.541.486	0,71

Tabel 3.11 Potensi Pembangkit Listrik (lanjutan)

6	1.500.059	0,42	2.117.905	0,59
7	1.285.765	0,36	1.815.347	0,50
8	1.125.044	0,31	1.588.429	0,44
9	1.000.040	0,28	1.411.937	0,39
10	900.036	0,25	1.270.743	0,35
11	818.214	0,23	1.155.221	0,32
12	750.030	0,21	1.058.952	0,29
13	692.335	0,19	977.495	0,27
14	642.883	0,18	907.674	0,25
15	600.024	0,17	847.162	0,24
16	562.522	0,16	794.214	0,22
17	529.433	0,15	747.496	0,21
18	500.020	0,14	705.968	0,20
19	473.703	0,13	668.812	0,19
20	450.018	0,13	635.371	0,18

Dari tabel 3.11 dapat diketahui berapa besar potensi listrik yang dihasilkan. Pembangkit listrik yang digunakan adalah dengan menggunakan *gas engine*. Menurut (Zietsmann, Project Report Prepared for U.S. EPA Methane to Markets Partnership, 2009), kapasitas pembangkit tenaga listrik yang baik dan mungkin untuk dilakukan adalah sesuai dengan rata-rata 5 tahun pertama yaitu sebesar 1,14MW atau 1140kW untuk skenario 1, dan 1,61MW atau 1610kW. Hal ini dikarenakan tahun 5 tahun adalah masa-masa paling produktif dari *landfill* dalam menghasilkan gas.

3.4 Komponen Biaya Pembangunan PLTSa

Setelah mengetahui potensi yang didapatkan dari PLTSa, maka dapat juga diketahui manfaat yang dihasilkan dari potensi tersebut. Selain manfaat yang dihasilkan, dalam sebuah proyek juga memiliki biaya yang harus dikeluarkan dalam pembangunan, pengembangan, maupun pemeliharannya. Berikut adalah biaya yang diperlukan oleh TPA Sei Beringin dalam mengembangkan TPA dan membangun PLTSa pada TPA tersebut, dan manfaat yang diperoleh TPA Sei Beringin dalam membangun PLTSa.

3.4.1 Biaya Investasi

Biaya investasi meliputi investasi modal tetap dan modal kerja. Investasi modal tetap mencakup perkiraan beberapa komponen biaya langsung seperti biaya pembelian peralatan, utilitas, dan biaya tak langsung seperti biaya perancangan, biaya pengawasan, dan biaya tak terduga. Dalam melakukan asumsi-asumsi untuk biaya investasi di sesuaikan dengan kondisi dan keadaan yang ada di TPA Sei Beringin.

Menuurut data yang diperoleh penulis, TPA Sei Beringin sudah terdapat sistem pengolahan air lindi, yang berupa pipa air lindi, dan juga tempat pengolahan air lindi. Sehingga, biaya-biaya investasi yang terkait dengan hal-hal tersebut tidak lagi diperhitungkan. Sedangkan, harga biaya diperoleh berdasarkan pada *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010* dan dari informasi yang didapatkan dari pihak TPA Sei Beringin. Dalam menentukan biaya yang dibutuhkan digunakan rumus sebagai berikut:

$$\text{Biaya} = \text{Harga (Rp)} \times \text{Jumlah Kebutuhan} \dots \dots \dots (3.5)$$

Berikut adalah biaya investasi yang diperlukan untuk membangun PLTSA di TPA Sei Beringin:

a. *Collection System*

Biaya *Collection System* yang terdiri dari biaya pembelian sumur gas, flare, dan blower beserta biaya instalasinya adalah sebesar \$24.000,00/Acre. Seperti yang telah diketahui bahwa data biaya mesin ini didapatkan dari *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010*, yang berarti bahwa untuk harga dan biaya instalasi berlaku untuk tahun 2010. Sedangkan, proyek dalam penelitian ini dilakukan pada tahun 2012. Oleh karena itu, biaya tersebut dikonversikan ke dalam harga Indonesia (Rp) dan dilakukan penyesuaian untuk tahun 2012.

Selain itu, biaya tersebut diperhitungkan per acre (1 acre = 0.405 hektar). TPA Sei Beringin seluas 2,55 Ha, dan dikonversi kedalam acre menjadi 6,12 Acre. Karena berupa mesin, jadi dibulatkan menjadi 6 mesin yang

dibutuhkan. Sehingga proyeksi biaya instalasi pada *Sanitary landfill* adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Biaya Collection System dan Instalasi} &= \text{Rp } 245.043.676 \times 6 = \\ &\text{Rp } 1.470.262.060 \end{aligned}$$

b. *Treatment System*

Biaya sistem kondensator ini terdiri dari sistem pemurnian/pemisahan gas dengan air yang ada pada *landfill* dan pendinginan gas dari suhu 60°C menjadi 25°C. Harga dari mesin ini sebesar \$108,28/unit dan dikonversi sehingga menjadi Rp 1.105.593 /Unit.

Jumlah sistem kondensator yang diperlukan adalah 1unit. Menurut *LFGE Energy Project Development Handbook EPA, 2010* dibutuhkan 1unit untuk setiap sistem pembangkit yang dibuat. Sehingga hanya diperlukan 1unit, dan proyeksi biayanya sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Biaya treatment system dan Instalasi} &= \text{Rp } 1.105.593 \times 1 \\ &= \text{Rp. } 1.105.593 \end{aligned}$$

c. *Electricity Generation*

Biaya *Electricity Generation* ini terdiri dari sistem pembangkit listrik yang menggunakan *gas engine* dengan kapasitas 1MW, trafo, dengan harga sebesar \$2.300,00 /kW. Dan dikonversi menjadi, Rp 23.483.352 /kW.

Jumlah *electricity generation* dibutuhkan 2unit. Menurut (Zietsmann, Project Report Prepared for U.S. EPA Methane to Markets Partnership, 2009), untuk membuat PLTSa yang baik adalah sesuai dengan rata-rata potensi gas yang dihasilkan oleh TPA Sei Beringin dalam 5 tahun pertama yaitu sebesar 1,14 MW. Oleh karena itu, dengan kapasitas *Electricity Generation* sebesar 1MW, maka PLTSa Sei Beringin hanya membutuhkan 2unit *Electricity Generation*.

$$\begin{aligned} \text{Biaya Electricity Generation} &= \text{Rp. } 23.483.352 \times 2000 \\ &= \text{Rp. } 8.331.485.011 \end{aligned}$$

d. Capping dan Instalasi

Capping adalah penutup pada *sanitary landfill* yang terbuat dari bahan *retardant fiber material* dimana biaya yang dikeluarkan adalah \$ 5/m². Sehingga setelah dikonversi menjadi Rp 51.050 /m².

Sedangkan panjang dan lebar pada *sanitary landfill* adalah 197,5m x 129,1m, sehingga perhitungan biaya untuk capping ini adalah:

$$\begin{aligned} \text{Biaya Capping dan instalasi} &= \text{Rp } 51.050 \times 197,5 \text{ m} \times 129,1 \text{ m} \\ &= \text{Rp } 1.301.654.143 \end{aligned}$$

e. Pipa Gas, Pipa Air Lindi, sludge dan Instalasi

Untuk pipa, penulis mendapatkan informasi dari TPA Sei Beringin yaitu harga pipa sebesar Rp 1.050.000 /m. Sedangkan pipa yang dibutuhkan untuk mengalirkan gas ini adalah sebanyak 584,8m. Dimana angka tersebut adalah angka berdasarkan luas dari TPA Sei Beringin. Sehingga biaya investasi untuk pipa adalah:

$$\begin{aligned} \text{Biaya pipa dan instalasi} &= \text{Rp. } 1.050.000 \times 584,8\text{m} \\ &= \text{Rp. } 614.040.000 \end{aligned}$$

Tabel 3.12 Asumsi *Capital Cost*

Capital Cost				
Nama Komponen	Jumlah	Satuan	Harga (Rp)	Total Harga (Rp)
Collection System dan Instalasi	6	Acre	245.043.677	1.470.262.061
Sistem Condensator dan instalasi	1	Unit	1.105.593	1.105.593
Electricity Generation dan Instalasi	2.000	kW	4.165.743	8.331.485.011
Capping dan Instalasi	25.497	m ²	51.051	1.301.654.143
Pipa Gas, Pipa Air Lindi, sludge dan Instalasi	585	m	1.050.000	614.040.000
Total				11.718.546.809

Tabel 3.12 merupakan asumsi biaya investasi yang digunakan dalam pembuatan PLTSa di TPA Sei Beringin di Kecamatan Tembilahan.

3.4.2 Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Biaya operasional dan perawatan adalah pengeluaran yang diperlukan agar kegiatan operasi dan produksi berjalan dengan lancar dan tidak ada hambatan baik dari segi mesin maupun faktor-faktor lainnya. Biaya ini meliputi biaya tenaga kerja, utilitas, pemeliharaan, dll. perhitungan biaya operasional dan pemeliharaan ini sesuai dengan asumsi sebagai berikut:

a. Sumur Gas

Untuk biaya operasional dan pemeliharaan ini, digunakan data dengan sumber yang sama dengan biaya investasi. Menurut *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010* adalah sebesar Rp 22.972.844,70/unit. Sehingga untuk 6 unit sumur gas adalah:

$$\text{Biaya O\&M sumur gas} = \text{Rp } 22.972.844 \times 6 = \text{Rp } 137.837.068$$

b. Flare

Untuk biaya operasional dan pemeliharaan ini, digunakan data dengan sumber yang sama dengan biaya investasi. Menurut *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010* adalah sebesar Rp 45.945.689,40/unit. Sehingga untuk 1 unit flare adalah:

$$\text{Biaya O\&M flare} = \text{Rp } 45.945.689 \times 1 = \text{Rp } 45.945.689$$

c. Blower

Untuk biaya operasional dan pemeliharaan ini, digunakan data dengan sumber yang sama dengan biaya investasi. Menurut *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010* adalah sebesar Rp 54.351.817,40/600 cfm. Untuk mesin blower ini biaya operasional dan pemeliharaan berdasarkan pada jumlah aliran gas yang dihasilkan pertahun.

$$\text{Biaya O\&M blower} = \text{Rp } 54.351.817 \times \text{jumlah gas pertahun}$$

d. Electricity Generation

Untuk biaya operasional dan pemeliharaan ini, digunakan data dengan sumber yang sama dengan biaya investasi. Menurut *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010* adalah sebesar Rp 2.144.132,17/kWh. Untuk mesin *Electricity Generation* ini biaya operasional dan pemeliharaan berdasarkan pada jumlah listrik yang dihasilkan.

$$\text{Biaya O\&M Electricity Generation} = \text{Rp } 2.144.132 \times \text{kWh/tahun}$$

e. Pengolahan Air Lindi dan Sludge

Untuk biaya operasional dan pemeliharaan ini, digunakan data dengan sumber yang sama dengan biaya investasi. Menurut *LFG Energy Project Development Handbook EPA, 2010* adalah sebesar Rp 714.710.724,00 /unit. Sehingga untuk 1 unit adalah:

Biaya O&M Pengolahan Air Lindi dan Sludge

$$= \text{Rp } 714.710.724,00 \times 1 \text{ unit} = \text{Rp } 714.710.724$$

f. Supervisor

Untuk biaya operasional ini, digunakan data dengan sumber informasi dari TPA Sei Beringin. Dimana gaji karyawan untuk jabatan supervisor adalah sebesar Rp.650.000,00/orang. Sehingga untuk 1 orang adalah:

$$\text{Biaya operasional supervisor} = \text{Rp } 650.000 \times 1 \text{ orang} = \text{Rp } 650.000$$

g. Operator dan Staff Pemeliharaan

Untuk biaya operasional ini, digunakan data dengan sumber informasi dari TPA Sei Beringin. Dimana gaji karyawan untuk jabatan operator dan staff pemeliharaan adalah sebesar Rp 565.000,00/orang. Dalam penentuan jumlah karyawan ini, penulis melakukan perbandingan dengan PLTSA Bantar Gebang, dimana dalam 50Ha lahan *landfill*, memperkerjakan 40 orang karyawan operator dan staff pemeliharaan. Maka digunakan rumus dibawah ini untuk mengetahui beban tiap pekerja.

$$\text{Beban kerja} = \frac{\text{Luas lahan/Ha}}{\text{Pekerja/orang}} \dots\dots\dots(2.5)$$

Sehingga untuk lahan 1,25 Ha dibutuhkan 1 orang dalam melakukan pekerjaan. Oleh karena itu, untuk lahan seluas 2,55 Ha untuk TPA Sei Beringin diperlukan Jumlah Karyawan = $\frac{2,55 \text{ Ha}}{1,25 \text{ Ha/orang}} = 2,04 \text{ Orang}$.

Dan dibulatkan keatas menjadi 2 orang, dengan ditambah 2 orang sebagai operator. Sehingga diperlukan 4 orang operator dan staff pemeliharaan dengan biaya sebesar:

$$\begin{aligned} \text{Biaya operasional supervisor} &= \text{Rp } 565.000,00 \times 4 \text{ orang} \\ &= \text{Rp } 2.260.000,00 \end{aligned}$$

h. Pipa Gas dan Air Lindi

Untuk biaya operasional ini, digunakan data dengan sumber informasi dari TPA Sei Beringin adalah sebesar Rp 10.000,00/m. Sehingga untuk 584,8 m adalah:

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M pipa gas dan air lindi} &= \text{Rp } 10.000 \times 584,8 \text{ m} \\ &= \text{Rp } 5.848.000 \end{aligned}$$

Tabel 3.13 Asumsi Biaya Operasioanl dan Pemeliharaan

Operational & Maintenance (O&M) Cost				
Nama Komponen	Jumlah	Satuan	Harga (Rp)	Total Harga (Rp)
Sumur Gas	6	Unit	22.972.845	137.837.068
Flare	1	Unit	45.945.689	45.945.689
Blower	-	Cfm	454.351.817	454.351.817
Electricity Generation (Gas Engine)	-	kW	2.205.393	2.205.393
Pengolahan Air Lindi dan sludge	1	Year	714.710.724	714.710.724
Supervisor	1	Orang	650.000	650.000
Operator dan staff maintenance	4	Orang	565.000	2.260.000
Pipa Gas dan Air Lindi	584,8	m	10.000	5.848.000
Total				1.363.808.692

Tabel 3.13 merupakan asumsi biaya Operasional dan pemeliharaan (O&M) yang digunakan dalam pembuatan PLTSa di TPA Sei Beringin di Kecamatan Tembilihan.

3.5 Penentuan Harga Energi Listrik *Sanitary Landfill*

Sebelum melakukan investasi, seorang investor yang berminat untuk membangun PLTSa pada umumnya menaruh perhatian pada tersedianya sampah organik, LFG, harga listrik, jaminan pembelian listrik, dan ditaatinya kontrak penjualan energi jangka panjang. Apabila faktor-faktor tersebut dapat dipenuhi, maka proyek PLTSa akan menjadi layak dan *bankable*. Layak dalam arti bahwa proyek tersebut bisa dilaksanakan, dan *bankable* berarti bahwa proyek tersebut akan mudah mendapatkan pinjaman dari bank.

Dari beberapa parameter diatas, pemerintah memandang suatu proyek yang berbasis pada energi baru terbarukan (EBT) dalam rangka melakukan diversifikasi energi dan mengurangi penggunaan energi fosil, maka kemudian pemerintah akan mendukung penuh proyek EBT. Dalam hal ini, pemerintah

melakukan penjaminan terhadap pembelian seluruh listrik yang dihasilkan PLTSa oleh Perusahaan Listrik negara, persero (PT. PLN). Dalam hal ini, pemerintah menerbitkan Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral (ESDM) nomor 4 tahun 2012 tentang “Harga Pembelian Tenaga Listrik Oleh PT PLN (Persero) Dari Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan Skala Kecil Dan Menengah Atau Kelebihan Tenaga Listrik”, yang memutuskan:

Pasal 1

Pertama, PT PLN (Persero) wajib membeli tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik yang menggunakan energi terbarukan skala kecil dan menengah dengan kapasitas sampai dengan 10 MW atau kelebihan tenaga listrik (excess power) dari badan usaha milik negara, badan usaha milik daerah, badan usaha swasta, koperasi dan swadaya masyarakat guna memperkuat sistem penyediaan tenaga listrik setempat.

Kedua, Pembelian kelebihan tenaga listrik (excess power) sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dapat lebih besar dari tenaga listrik yang dipakai sendiri dan sesuai dengan kondisi/kebutuhan sistem ketenagalistrikan setempat.

Pasal 2

Pertama, Harga pembelian tenaga listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1, ditetapkan sebagai berikut:

- a. Rp 656jkWh x F, jika terinterkoneksi pada Tegangan Menengah;
- b. Rp 1.004jkWh x F, jika terinterkoneksi pada Tegangan Rendah.

Kedua, F sebagaimana dimaksud pada ayat (1) merupakan faktor insentif sesuai dengan lokasi pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) dengan besaran sebagai berikut:

- a. Wilayah Jawa dan Bali, $F = 1$;
- b. Wilayah Sumatera dan Sulawesi, $F = 1,2$;
- c. Wilayah Kalimantan, Nusa Tenggara Barat, dan Nusa Tenggara Timur, $F=1,3$

d. Wilayah Maluku dan Papua, $F = 1,5$.

Pasal 3

Poin Kelima, Harga pembelian tenaga listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 1 apabila berbasis sampah kota dengan teknologi *sanitary landfill*, ditetapkan sebagai berikut:

a. Rp 850/kWh, jika terinterkoneksi pada Tegangan Menengah;

b. Rp 1.198/kWh, jika terinterkoneksi pada Tegangan Rendah.

Poin Keenam, Teknologi *sanitary landfill* sebagaimana dimaksud pada ayat (5) merupakan teknologi pengolahan sampah dalam suatu kawasan tertentu yang terisolir sampai aman untuk lingkungan.

Berdasarkan pada Permen tersebut, dengan jaminan pembelian listrik oleh PT. PLN maka sudah terjamin bahwa produk yang dijual berupa listrik dari EBT dapat terjual seluruhnya. Selain itu, penentuan harga dilakukan dengan cara sesuai dengan permen tersebut. Dimana listrik ini berasal dari *Sanitary Landfill* dengan kapasitas PLTSa sebesar 2 MW, yang berarti PLTSa ini terinterkoneksi pada tegangan rendah, sehingga harga listrik adalah sebesar Rp 1.198/kWh. Selain itu, TPA Sei Beringin terdapat di Indragiri Hilir, Provinsi Riau, Sumatera yang berarti mendapatkan insentif sesuai dengan lokasi pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) dengan besaran Wilayah Sumatera dan Sulawesi, yaitu sebesar $F = 1,2$. Sehingga harga jual listrik dari *sanitary landfill* di wilayah Kecamatan Tembilahan adalah sebesar:

$$\text{Harga Jual Listrik} = \text{Harga listrik (Sanitary Landfill) / kWh} \times F \dots \dots (3.6)$$

Sehingga, listrik yang dihasilkan dari *Sanitary Landfill* di TPA Sei Beringin dapat langsung dijual kepada PT. PLN dengan kontrak berjangka panjang, dan dengan harga sebesar $\text{Rp. } 1198/\text{kWh} \times 1,2 = \text{Rp. } 1.438/\text{kWh}$.

3.6 Manfaat (*Benefit*)

Manfaat (*benefit*) merupakan manfaat yang dihasilkan oleh PLTSa. Dalam perhitungan manfaat PLTSa, yang paling utama adalah manfaat listrik yang

dihasilkan oleh PLTSa dengan menggunakan bahan bakar dari LFG. Berikut adalah rumus yang digunakan dalam menghitung manfaat yang dihasilkan:

$$\text{Listrik Terjual ke PLN (Rp)} = \text{Rp } 1.438 \times \text{Proyeksi Listrik (kWh)} \dots (3.7)$$

Sehingga, hasil penjualan listrik dengan proyeksi LFG yang dihasilkan oleh TPA Sei Beringin adalah sebagai berikut:

Tabel 3.14 Proyeksi Hasil Penjualan Listrik

Proyeksi Hasil Penjualan Listrik				
Tahun	Skenario 1		Skenario 2	
	Kwh	Hasil Penjualan (Rp)	Kwh	Hasil Penjualan (Rp)
1	9.000.356	12.938.911.608	12.707.430	18.268.201.028
2	4.500.178	6.469.455.804	6.353.715	9.134.100.514
3	3.000.119	4.312.970.536	4.235.810	6.089.400.343
4	2.250.089	3.234.727.902	3.176.857	4.567.050.257
5	1.800.071	2.587.782.322	2.541.486	3.653.640.206
6	1.500.059	2.156.485.268	2.117.905	3.044.700.171
7	1.285.765	1.848.415.944	1.815.347	2.609.743.004
8	1.125.044	1.617.363.951	1.588.429	2.283.525.128
9	1.000.040	1.437.656.845	1.411.937	2.029.800.114
10	900.036	1.293.891.161	1.270.743	1.826.820.103
11	818.214	1.176.264.692	1.155.221	1.660.745.548
12	750.030	1.078.242.634	1.058.952	1.522.350.086
13	692.335	995.300.893	977.495	1.405.246.233
14	642.883	924.207.972	907.674	1.304.871.502
15	600.024	862.594.107	847.162	1.217.880.069
16	562.522	808.681.976	794.214	1.141.762.564
17	529.433	761.112.448	747.496	1.074.600.060
18	500.020	718.828.423	705.968	1.014.900.057
19	473.703	680.995.348	668.812	961.484.265
20	450.018	646.945.580	635.371	913.410.051

Tabel 3.14 adalah proyeksi hasil penjualan yang dapat di jual oleh PLTSa Sei Beringin selama 20 tahun umur ekonomis proyek. Dikarenakan LFG yang dihasilkan tiap tahun mengalami penurunan, maka listrik yang dijual juga

mengalami penurunan. Sehingga hasil penjualan listrik terus mengalami penurunan tiap tahunnya.

3.7 Skema CDM (*Clean Development Mechanism*)

Penggunaan skema CDM merupakan metode yang efektif untuk meningkatkan profitabilitas pembangkit listrik tenaga sampah. Keuntungan dari CDM yaitu dapat mereduksi dampak buruk dari polusi yang disebabkan oleh LFG. Dimana gas tersebut terkandung beberapa gas yang berbahaya bagi lingkungan seperti gas metana yang 21 kali lebih besar dari CO² dan CO² itu sendiri.

Berdasarkan protokol kyoto, PBB melakukan mekanisme peraturan dimana negara-negara maju mampu mamfaatkan jumlah pengurangan emisi CO² yang dihasilkan sebagai akibat dari perkembangan proyek bersama negara maju dan berkembang yang mampu mengurangi emisi yang dihasilkan tersebut. *Kredit Certified Emission Reduction* (CERR) yang dikeluarkan tergantung pada jumlah pengurangan efek gas rumah kaca.

Menurut "*Clean development mechanism practice in China: Current status and possibilitie's for future regime*" Berdasarkan literatur diatas, mekanisme protokol Kyoto tersebut, harga normal CER's pada *Emission Reduction Purchase Agreement* (ERPA) adalah sebesar \$10-13,5/tCO₂. Nilai tersebut berarti bahwa satu kredit CER yang berbentuk perjanjian kerja sama dengan setiap ton polusi yang dihasilkan oleh sebuah *sanitary landfill*. Dengan asumsi bahwa polutan pada *sanitary landfill* terdiri 50% polutan metan dan 35% polutan CO₂.

Dalam menghitung potensi perubahan iklim yang disebabkan oleh gas metana dan CO₂ digunakan rumus dibawah ini:

$$\sum_i GWP_{a,i} \times m_i \dots\dots\dots(3.8)$$

Dimana:

GWP : Faktor potensi *global warming* selama tahun ke i

m_i : Jumlah gas yang dihasilkan

Dalam melakukan perhitungan ini, berdasarkan pada “Handbook On Life Cycle Assesment” diketahui bahwa potensi perubahan iklim selama 100 tahun yang dihasilkan dari gas metana adalah sebesar 21 kali lebih berbahaya dari CO₂. Oleh karena itu, dapat dihitung potensi gas metana dan CO₂ yang merupakan *Green House Gas* (GHG), yang apabila tidak ditangkap akan mempengaruhi perubahan iklim. Sehingga, keuntungan CER's dari ERPA yang berhasil ditangkap oleh *sanitary landfill* adalah sebagai berikut:

Tabel 3.15 Potensi Keuntungan Dari Penangkapan CH₄

Tahun	Skenario 1		Skenario 2	
	Potensi Perubahan Iklim dari CH ₄ (Ton/yr)	Keuntungan Pengurangan emisi (CER dalam Rp)	Potensi Perubahan Iklim dari CH ₄ (Ton/yr)	Keuntungan Pengurangan emisi (CER dalam Rp)
1	16.679	1.484.458.598	47.098.396	4.191.757.222
2	8.340	742.229.299	23.549.198	2.095.878.611
3	5.560	494.819.533	15.699.465	1.397.252.407
4	4.170	371.114.650	11.774.599	1.047.939.305
5	3.336	296.891.720	9.419.679	838.351.444
6	2.780	247.409.766	7.849.733	698.626.204
7	2.383	212.065.514	6.728.342	598.822.460
8	2.085	185.557.325	5.887.299	523.969.653
9	1.853	164.939.844	5.233.155	465.750.802
10	1.668	148.445.860	4.709.840	419.175.722
11	1.516	134.950.782	4.281.672	381.068.838
12	1.390	123.704.883	3.924.866	349.313.102
13	1.283	114.189.123	3.622.954	322.442.863
14	1.191	106.032.757	3.364.171	299.411.230
15	1.112	98.963.907	3.139.893	279.450.481
16	1.042	92.778.662	2.943.650	261.984.826
17	981	87.321.094	2.770.494	246.573.954
18	927	82.469.922	2.616.578	232.875.401
19	878	78.129.400	2.478.863	220.618.801
20	834	74.222.930	2.354.920	209.587.861

Dari tabel 3.15, dapat diketahui bahwa, potensi keuntungan yang didapatkan dari ERPA dengan penangkapan CH₄ dengan harga sebesar \$10 per ton. Pengurangan pada tahun pertama sangat besar yaitu 16.679 ton dengan

pendapatan sebesar Rp. 1.484.458.598 untuk skenario 1, sedangkan untuk skenario 2 adalah 47.098.396 Ton/tahun dengan nilai Rp4.191.757.222. Dan seperti diketahui bahwa setiap tahun produksi gas pada *landfill* terus berkurang. Selain itu, terdapat juga kandungan CO₂ pada *landfill* sebesar 35%. Berikut adalah potensi keuntungan yang dihasilkan dari penangkapan CO₂.

Tabel 3.16 Potensi Keuntungan Dari Penangkapan CO₂

Tahun	Skenario 1		Skenario 2	
	Potensi Perubahan Iklim dari CO ₂ (Ton/yr)	Keuntungan Pengurangan emisi (Rp)	Potensi Perubahan Iklim dari CO ₂ (Ton/yr)	Keuntungan Pengurangan emisi (Rp)
1	1.529	136.075.371	6.168	548.920.589
2	764	68.037.686	3.084	274.460.294
3	510	45.358.457	2.056	182.973.530
4	382	34.018.843	1.542	137.230.147
5	306	27.215.074	1.234	109.784.118
6	255	22.679.229	1.028	91.486.765
7	218	19.439.339	881	78.417.227
8	191	17.009.421	771	68.615.074
9	170	15.119.486	685	60.991.177
10	153	13.607.537	617	54.892.059
11	139	12.370.488	561	49.901.872
12	127	11.339.614	514	45.743.382
13	118	10.467.336	474	42.224.661
14	109	9.719.669	441	39.208.613
15	102	9.071.691	411	36.594.706
16	96	8.504.711	385	34.307.537
17	90	8.004.434	363	32.289.446
18	85	7.559.743	343	30.495.588
19	80	7.161.862	325	28.890.557
20	76	6.803.769	308	27.446.029

Dari tabel 3.16, potensi keuntungan yang didapatkan dari ERPA dengan penangkapan CO₂ dengan harga sebesar \$10 per ton. Pengurangan pada tahun pertama sangat besar yaitu 1.529 ton dengan pendapatan sebesar Rp. 136.075.371 untuk skenario 1, sedangkan untuk skenario 2 sebesar 6.168 ton dengan pendapatan sebesar Rp548.920.589. Dan seperti diketahui bahwa setiap tahun

produksi gas pada *landfill* terus berkurang. Sehingga, semakin sedikit pula emisi gas rumah kaca yang dihasilkan.

3.8 Hasil Pengolahan Data

Dengan melakukan perhitungan *benefit and cost analysis*, NPV, dilakukan proyeksi perhitungan pendapatan dan biaya yang terjadi selama perkiraan umur ekonomis proyek yaitu 20 tahun. Dalam melakukan perhitungan ini, bunga yang digunakan adalah sebesar 11%, dimana bunga tersebut adalah nilai rata-rata dari 5 bank komersil terbesar di Indonesia dengan menggunakan SBI sebesar 6%. Dengan menggunakan asumsi biaya yang telah disebutkan pada bahasan sebelumnya, dan dengan menggunakan benefit diatas. Selain itu, asumsi-asumsi yang digunakan adalah sesuai dengan pembahasan sebelumnya. Berikut adalah hasil dari pengolahan data pada arus kas yang berupa BC rasio dan NPV.

3.8.1 Skenario 1

3.8.1.1 Skenario 1 Tanpa Skema CDM

Hasil pengolahan data dari skenario 1 ini merupakan hasil dari arus kas berdasarkan pada skenario 1. Dimana terletak perbedaan pada komposisi sampah yang nantinya akan dilihat pengaruhnya terhadap arus kas. Berikut adalah hasil pengolahan data dari skenario 1 yang berupa BC rasio dan NPV.

Tabel 3.17 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 1 Tanpa Skema CDM

BC Rasio	0,93
NPV	Rp. (2.362.952.369)

Pada tabel 3.17 menunjukkan hasil perhitungan parameter kelayakan PLTSA berdasarkan arus kas terhadap skema tanpa CDM dan dengan kapasitas pembangkit listrik sebesar 2MW memiliki nilai BC rasio 0,926, sedangkan NPV sebesar Rp (2.362.952.369) atau negatif.

3.8.1.2 Skenario 1 Dengan CDM

Sedangkan untuk arus kas dengan menggunakan skema CDM yang mendapatkan pemasukan dari perjanjian tentang pembelian pengurangan emisi yang dihasilkan oleh LFG. Berikut adalah hasil dari pengolahan data dengan mengasumsikan penerimaan dari ERPA diperoleh 100%.

Tabel 3.18 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 1 Dengan Skema CDM

BC Rasio	1,042
NPV	Rp.1.317.747.347

Pada tabel 3.18 menunjukkan hasil perhitungan parameter kelayakan PLTSa berdasarkan arus kas terhadap asumsi penerimaan ERPA 100%, dengan kapasitas pembangkit listrik sebesar 2MW memiliki nilai BC rasio 1,042, sedangkan NPV sebesar Rp.33.068.697.230 atau positif.

3.8.2 Skenario 2

3.8.2.1 Skenario 2 Tanpa CDM

Sama dengan halnya skenario 1, skenario 2 dibuat dengan menggunakan perbedaan komposisi sampah. Dari skenario 2, akan dilihat pengaruh tersebut pada nilai BC rasio dan NPV. berikut adalah hasil pengolahan data skenario 2.

Tabel 3.19 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 2 Tanpa Skema CDM

BC Rasio	1,12
NPV	Rp.4.353.697.126

Pada tabel 3.19 menunjukkan hasil perhitungan parameter kelayakan PLTSa berdasarkan arus kas terhadap skema tanpa CDM dan dengan kapasitas pembangkit listrik sebesar 2MW memiliki nilai BC rasio 1,12, sedangkan NPV sebesar Rp4.353.697.126 atau positif.

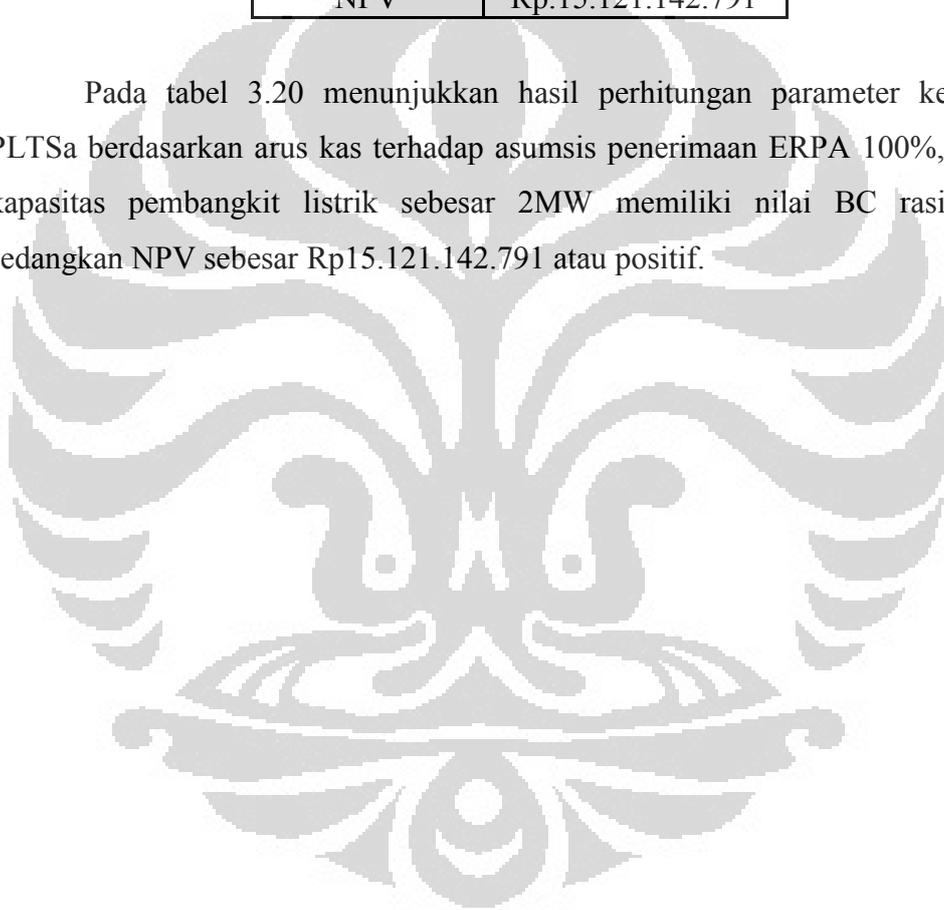
3.8.2.2 Skenario 2 Dengan CDM

Sedangkan untuk arus kas dengan menggunakan skema CDM yang mendapatkan pemasukan dari perjanjian tentang pembelian pengurangan emisi yang dihasilkan oleh LFG. Berikut adalah hasil dari pengolahan data dengan mengasumsikan penerimaan dari ERPA diperoleh 100%.

Tabel 3.20 Hasil Parameter Kelayakan Skenario 2 Dengan Skema CDM

BC Rasio	1,41
NPV	Rp.15.121.142.791

Pada tabel 3.20 menunjukkan hasil perhitungan parameter kelayakan PLTSa berdasarkan arus kas terhadap asumsi penerimaan ERPA 100%, dengan kapasitas pembangkit listrik sebesar 2MW memiliki nilai BC rasio 1,41, sedangkan NPV sebesar Rp15.121.142.791 atau positif.



BAB 4

ANALISIS

4.1 Analisa Kelayakan

4.1.1 Skenario 1 Tanpa CDM

Dari hasil yang didapatkan pada tabel 3.17 parameter kelayakan yang dilihat dari PLTSA ini adalah BC Rasio, dan NPV. Dari hasil tersebut, maka dapat diketahui bahwa proyek PLTSA TPA Sei Beringin dengan menggunakan skenario 1 dan tidak memasukkan skema CDM dalam perhitungan pemasukan (*cash in*), memiliki nilai BC rasio masih kurang dari 1 yaitu sebesar 0,926 yang berarti benefit yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek tidak cukup untuk menutupi *cost* dan *investement*, sehingga proyek disebut tidak baik (*unfavourable*). Selain itu, nilai NPV dari skema ini juga masih negatif yang berarti dari segi ekonomis tidak menguntungkan. Sehingga, dengan skema seperti ini PLTSA masih belum layak.

4.1.2 Skenario 1 Dengan CDM

Dari hasil yang didapatkan pada tabel 3.18, untuk skenario 1 dengan menggunakan skema CDM, yaitu arus kas dimana diasumsikan bahwa pendapatan dari pengurangan emisi yang dapat ditangkap dari *sanitary landfill*. Dari arus kas tersebut, diketahui bahwa nilai BC rasio sebesar 1,042 yang berarti sudah lebih dari 1. Oleh karena itu, benefit yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek tidak hanya cukup untuk menutupi *cost* dan *investement*, namun juga sudah mendapatkan keuntungan. Sehingga proyek disebut baik atau layak. Selain itu, nilai NPV juga positif yaitu sebesar Rp.33.068.697.230,61 yang berarti bahwa dari segi ekonomis proyek PLTSA menguntungkan. Sehingga, PLTSA sudah layak untuk dibangun.

4.1.3 Skenario 2 Tanpa CDM

Dari hasil yang didapatkan pada tabel 3.19 parameter kelayakan yang dilihat dari PLTSA ini adalah BC Rasio, dan NPV. Dari hasil tersebut, maka dapat diketahui bahwa proyek PLTSA TPA Sei Beringin dengan menggunakan skenario

2 dan tidak memasukkan skema CDM dalam perhitungan pemasukan (*cash in*), memiliki nilai BC rasio masih lebih dari 1 yaitu sebesar 1,12 yang berarti benefit sudah lebih dari 1. Oleh karena itu, benefit yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek tidak hanya cukup untuk menutupi *cost* dan *investment*, namun juga sudah mendapatkan keuntungan. Sehingga proyek disebut baik atau layak. Selain itu, nilai NPV juga positif yaitu sebesar Rp.4.353.697.126 yang berarti bahwa dari segi ekonomis proyek PLTSa menguntungkan. Sehingga, PLTSa sudah layak untuk dibangun.

4.1.4 Skenario 1 Dengan CDM

Dari hasil yang didapatkan pada tabel 3.20, untuk skenario 2 dengan menggunakan skema CDM, yaitu arus kas dimana diasumsikan bahwa pendapatan dari pengurangan emisi yang dapat ditangkap dari *sanitary landfill*. Dari arus kas tersebut, diketahui bahwa nilai BC rasio sebesar 1,41 yang berarti sudah lebih dari 1. Oleh karena itu, benefit yang dihasilkan selama umur ekonomis proyek tidak hanya cukup untuk menutupi *cost* dan *investment*, namun juga sudah mendapatkan keuntungan. Sehingga proyek disebut baik atau layak. Selain itu, nilai NPV juga positif yaitu sebesar Rp.15.121.142.791 yang berarti bahwa dari segi ekonomis proyek PLTSa menguntungkan. Sehingga, PLTSa sudah layak untuk dibangun.

4.2 Analisa Sensitivitas Arus Kas Masing-masing Skenario

Berdasarkan pada pengolahan data yang dilakukan pada bab sebelumnya, terdapat beberapa hal yang dapat dilakukan analisis terhadap beberapa kondisi antara lain adalah biaya investasi, biaya operasional dan pemeliharaan, tahun ekonomis proyek, dan bunga. Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui seberapa sensitif pengaruh setiap perubahan komponen-komponen dalam alur kas seperti penurunan biaya investasi awal dan harga operasional dan pemeliharaan, kenaikan harga jual listrik. Perubahan pada analisis sensitivitas ini berdasarkan pada nilai dari setiap komponen yang akan dibandingkan dengan kondisi pada sistem alur kas saat kondisi awal (*base case*) dan akan dilihat terhadap perubahan nilai NPV untuk masing-masing alur kas. Analisis sensitivitas digunakan untuk

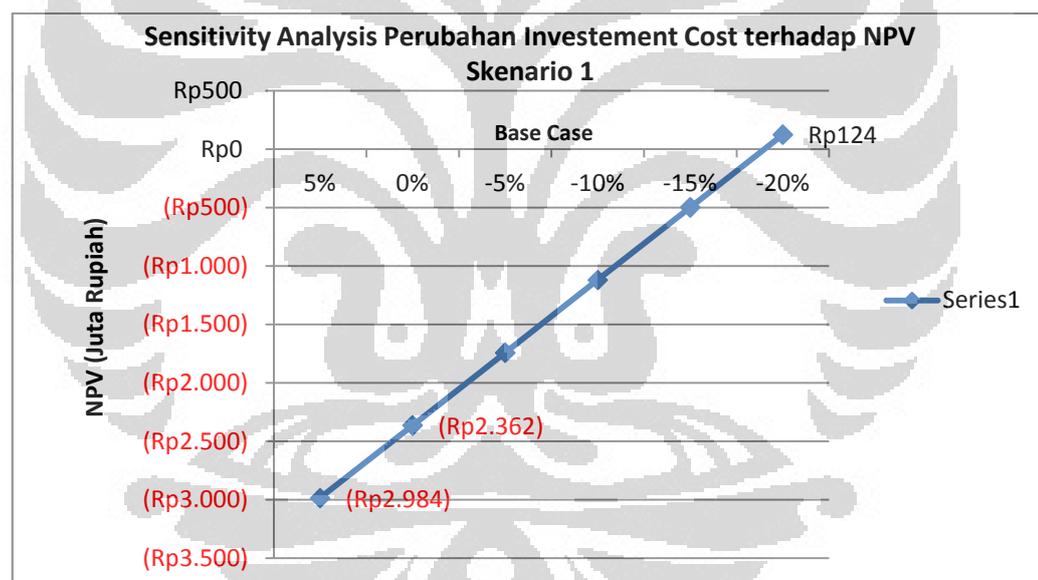
melihat perubahan dari nilai NPV pada alur kas berdasarkan pada variabel yang mempengaruhinya. Hal ini digunakan untuk melihat perubahan yang mempengaruhi perubahan nilai NPV.

4.2.1 Analisa Sensitivitas 1 Variabel

Dalam melakukan analisa sensitivitas ini, parameter yang digunakan hanya untuk 1 parameter. Dan yang lainnya di asumsikan tetap.

4.2.1.1 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi Terhadap NPV

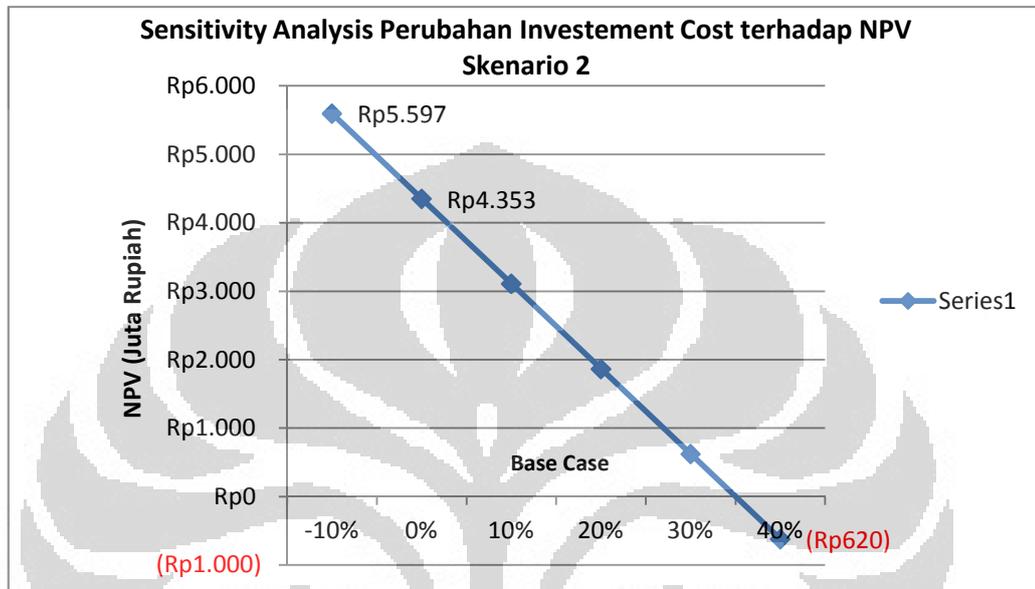
Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan biaya investasi terhadap NPV. Hasil sensitivitas perubahan biaya investasi untuk PLTSa adalah sebagai berikut:



Gambar 4.1 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya Investasi Terhadap NPV Skenario 1

Gambar 4.1 menggambarkan pengaruh sensitivitas biaya investasi terhadap NPV. Dari gambar 4.1, terlihat bahwa biaya investasi memiliki pengaruh yang cukup signifikan. Tingginya biaya investasi proyek akan mempengaruhi nilai NPV, semakin tinggi biaya investasi, maka NPV semakin rendah. Grafik tersebut menyebutkan bahwa untuk proyek PLTSa, apabila nilai investasi berkurang hanya 5%-10% maka NPV masih negatif yang berarti bahwa proyek PLTSa masih belum layak. Namun apabila biaya investasi berkurang hingga 19%,

maka NPV dari PLTSa sudah menjadi positif yaitu sebesar Rp124.149.600 yang berarti PLTSa sudah layak. Oleh karena itu, batas penurunan biaya investasi untuk skenario 1 ini minimal 19%. Sedangkan untuk skenario 2, Perubahan Biaya Investasi adalah sebagai berikut.



Gambar 4.2 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya Investasi Terhadap NPV Skenario 2

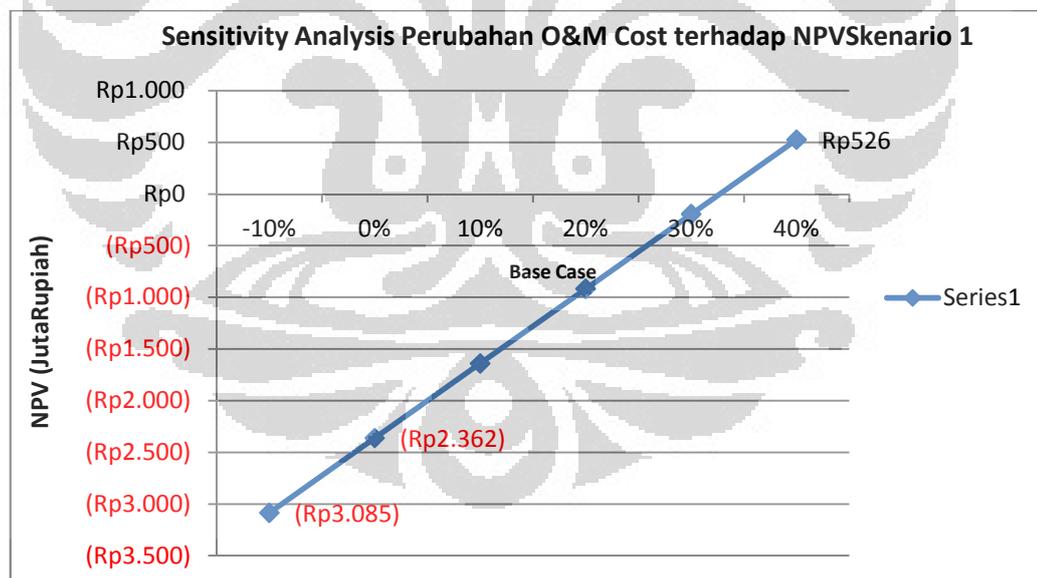
Gambar 4.2 menggambarkan pengaruh sensitivitas biaya investasi terhadap NPV. Sama halnya dengan skenario 1, pada skenario 2 ini biaya investasi juga memiliki pengaruh yang cukup signifikan. Tingginya biaya investasi proyek akan mempengaruhi nilai NPV, semakin tinggi biaya investasi, maka NPV semakin rendah begitu juga sebaliknya. Grafik tersebut menyebutkan bahwa untuk skenario 2, apabila nilai investasi naik sampai pada 40%, maka NPV menjadi negatif yaitu sebesar Rp.620.506.811 yang berarti bahwa proyek PLTSa untuk skenario 2 ini masih belum layak. Namun apabila biaya investasi naik hanya sampai 30% atau bahkan turun, maka tentunya dengan menggunakan skenario 2 ini PLTSa layak untuk dibangun dan akan mendapatkan keuntungan. Oleh karena itu, untuk skenario 2 ini batas kenaikan untuk biaya investasi tidak lebih dari 30%.

Harga yang paling mempengaruhi nilai investasi adalah harga dari mesin pembangkit listrik dengan jenis *gas engine* dengan tipe Jenbacher J320 GS yaitu

sebesar Rp8.331.485.011 atau sebesar 71% dari nilai investasi yang ada. Harga mesin yang masih cukup mahal dikarenakan mesin tersebut merupakan mesin berteknologi tinggi. Selain itu, perubahan biaya investasi bisa terjadi apabila terdapat beberapa hal sebagai berikut, yaitu perubahan nilai tukar rupiah, insentif pajak, insentif bea cukai, dan kapasitas produksi. Selain itu, pengurangan biaya investasi bisa menurun apabila terdapat kerjasama Indonesia dengan negara-negara maju dalam mengembangkan proyek energi baru terbarukan. Seperti Belanda yang mengalokasikan dana sebesar Rp. 7 miliar dan juga Norwegia sebesar \$1 juta untuk mengembangkan proyek energi baru terbarukan di Indonesia.

4.2.1.2 Analisa Sensitivitas Biaya O&M Terhadap NPV

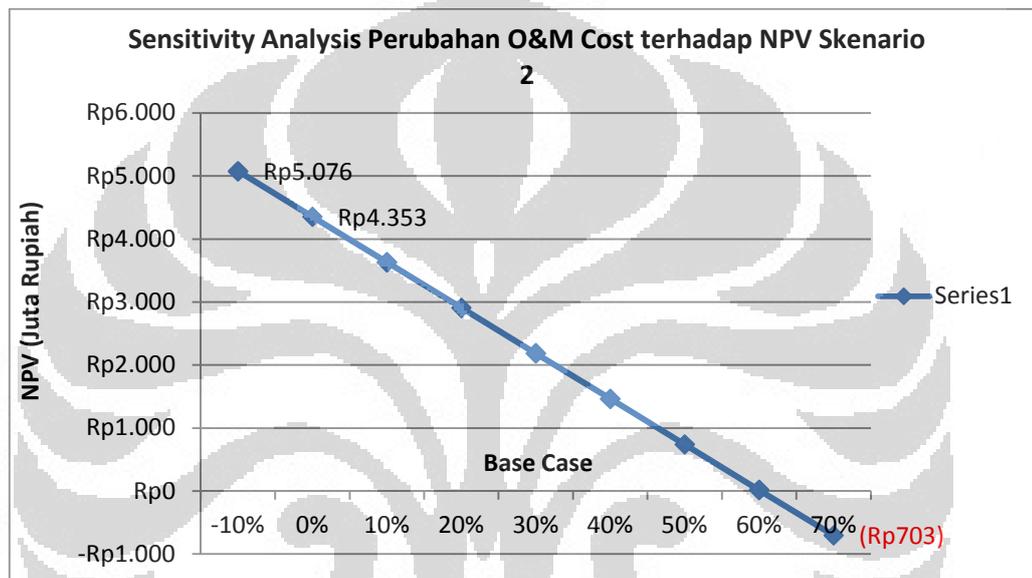
Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan biaya O&M terhadap NPV. Hasil sensitivitas perubahan biaya O&M untuk PLTSa adalah sebagai berikut:



Gambar 4.3 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya O&M Terhadap NPV Skenario 1

Gambar 4.3 menggambarkan pengaruh sensitivitas biaya O&M terhadap NPV. Dari grafik tersebut, terlihat bahwa biaya O&M memiliki pengaruh yang cukup signifikan pada skenario 1. Semakin tinggi biaya O&M, maka NPV semakin rendah, begitu juga sebaliknya. Grafik tersebut menyebutkan bahwa

untuk skenario 1, apabila nilai O&M berkurang hanya 10%-30% maka NPV masih negatif yang berarti bahwa proyek PLTSa masih belum layak. Namun apabila biaya O&M berkurang hingga 33%, maka NPV dari skenario 1 sudah menjadi positif yaitu sebesar Rp 260.488,79 yang berarti PLTSa sudah layak. Oleh karena itu, agar PLTSa layak dibangun dengan skenario ini, minimal kenaikan untuk biaya O&M adalah sebesar 33%. Sedangkan untuk skenario 2 adalah sebagai berikut.



Gambar 4.4 Grafik Sensitivitas Perubahan Biaya O&M Terhadap NPV Skenario 2

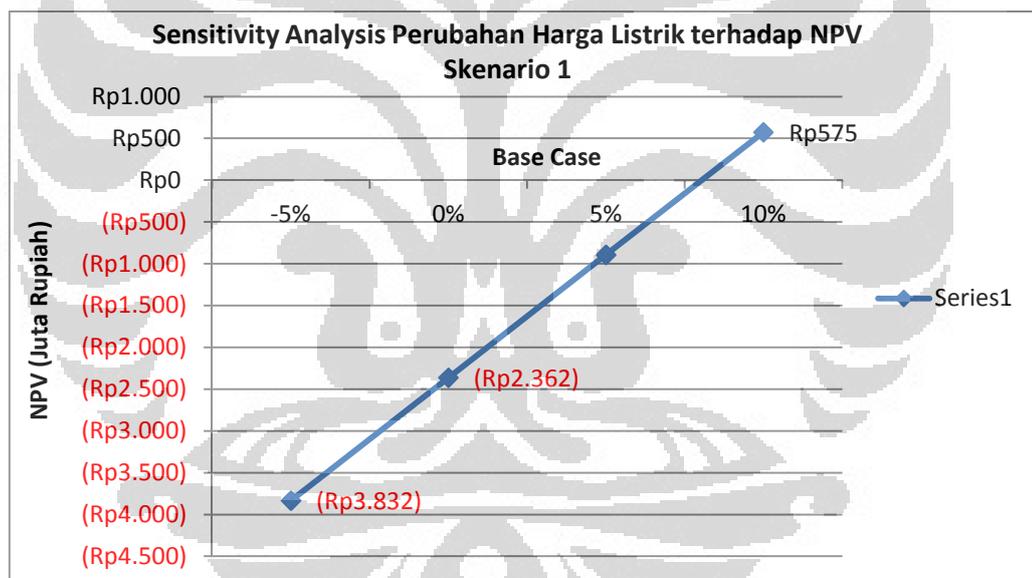
Gambar 4.4 menggambarkan pengaruh sensitivitas biaya O&M terhadap NPV. Sama halnya dengan skenario 1, pada skenario 2 ini semakin tinggi biaya O&M, maka NPV semakin rendah, begitu juga sebaliknya. Grafik tersebut menyebutkan bahwa untuk skenario 2, apabila nilai O&M naik hanya 10%-60% maka NPV masih positif yang berarti bahwa proyek PLTSa masih layak. Namun apabila biaya O&M naik hingga 70%, maka NPV dari skenario 2 akan menjadi negatif yaitu sebesar Rp.703.621.738 yang berarti PLTSa belum layak untuk dibangun. Oleh karena itu, pada skenario 2, batas maksimal kenaikan biaya O&M adalah sebesar 60%.

Biaya O&M dipengaruhi oleh inflasi, bunga, pajak, dan retribusi daerah, dengan menurunnya beberapa aspek tersebut, dapat menurunkan biaya O&M. Selain itu, biaya pengolahan air lindi dan sludge. Dimana biaya O&M untuk alat

ini adalah sebesar Rp714.710.724 atau 52% dari total biaya O&M. Oleh karena itu, apabila pengurangan biaya untuk alat ini bisa diturunkan, maka biaya O&M bisa ditekan. Selain itu, pengurangan biaya O&M ini bisa dilakukan apabila pada saat pembelian mesin-mesin tersebut dilakukan sebuah perjanjian. Perjanjian ini berupa biaya pemeliharaan yang ditanggung oleh pihak distributor barang. Sehingga, pihak distributor akan melakukan pemeliharaan mesin selama waktu yang telah ditentukan.

4.2.1.3 Analisa Sensitivitas Harga Jual Listrik Terhadap NPV

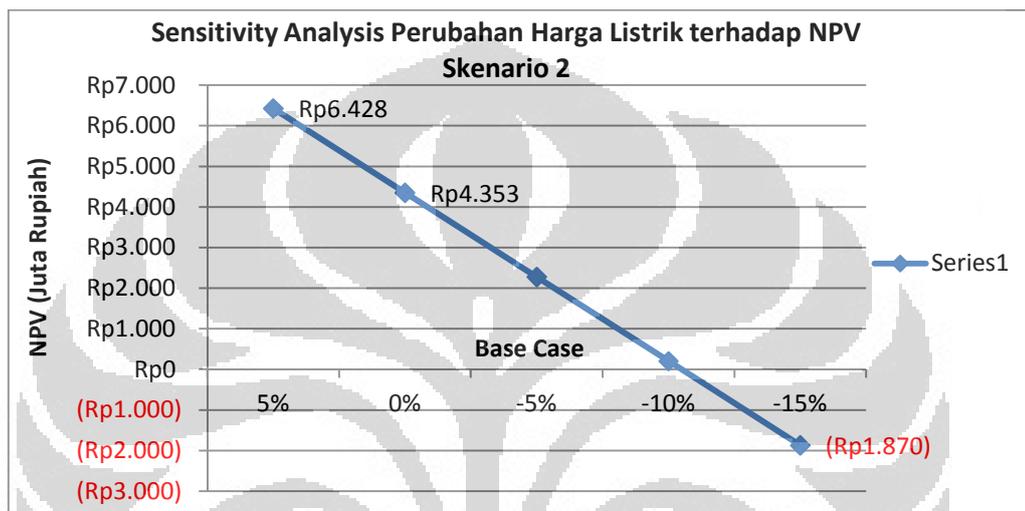
Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan harga jual listrik terhadap NPV. Hasil sensitivitas perubahan harga jual listrik untuk PLTSa adalah sebagai berikut:



Gambar 4.5 Grafik Sensitivitas Kenaikan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 1

Gambar 4.5 menggambarkan pengaruh sensitivitas harga jual listrik terhadap NPV. Dari grafik tersebut, terlihat bahwa harga jual listrik memiliki pengaruh yang cukup signifikan karena untuk skenario tanpa CDM, 100% pendapatan diperoleh dari penjualan listrik ini. Tingginya harga jual listrik proyek akan mempengaruhi nilai NPV kearah positif. Semakin tinggi harga jual listrik, maka pendapatan yang didapatkan akan meningkat, yang berarti NPV semakin tinggi. Grafik tersebut menyebutkan bahwa untuk proyek PLTSa, apabila nilai

harga jual listrik meningkat hanya 5%-7% maka NPV masih negatif. Namun apabila harga jual listrik meningkat hingga 8,06%, maka NPV dari PLTSa sudah menjadi positif yaitu sebesar Rp4.250.831 yang berarti PLTSa sudah layak. Oleh karena itu, untuk skenario 1 harga jual tidak boleh turun, bahkan harus naik sebesar 8,06% agar PLTSa mendapatkan keuntungan. Sedangkan untuk skenario 2 adalah sebagai berikut.



Gambar 4.6 Grafik Sensitivitas Perubahan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 2

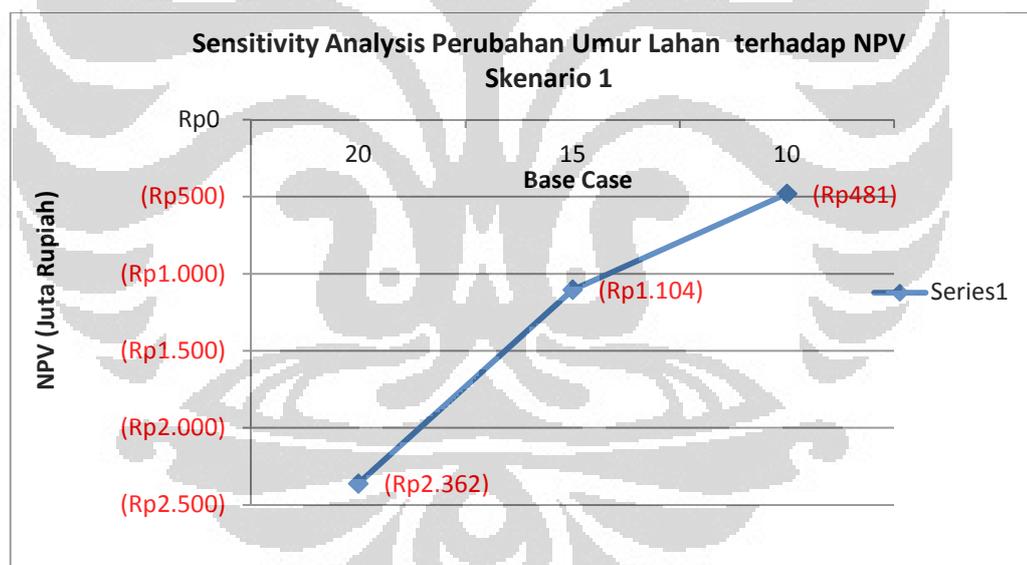
Gambar 4.6 menggambarkan pengaruh sensitivitas harga jual listrik terhadap NPV untuk skenario 2. Sama dengan skenario 1, bahwa pendapatan 100% dari penjualan listrik berdasarkan tarif dasar listrik. Untuk skenario 2 ini, NPV bergerak negatif apabila harga jual listrik mengalami penurunan, begitu juga sebaliknya. Besar penurunan harga jual listrik untuk skenario 2 ini adalah tidak lebih dari 10%. Hal ini dikarenakan dengan menurun 10%, maka NPV sudah hampir mendekati 0, yaitu sebesar Rp.204.462.146. Sehingga, maksimal penurunan harga jual listrik adalah sebesar 10%, agar NPV masih positif.

Peningkatan harga jual listrik ini bisa terjadi apabila terdapat insentif dari pemerintah yang berupa pembelian listrik dengan harga yang mahal. Hal ini dikarenakan, dalam proses pembangkitan listrik ini ramah lingkungan. Sehingga dapat mengurangi efek gas rumah kaca, dan juga dapat mengolah sampah yang selama ini menjadi masalah di Indonesia.

Selain itu, peningkatan kapasitas sampah TPA dan efisiensi mesin juga memiliki peran penting. Listrik yang dihasilkan oleh PLTSa berdasarkan pada pengumpulan LFG, sehingga dengan meningkatnya sampah organik yang dihasilkan maka semakin besar juga listrik yang dihasilkan. Oleh karena itu, apabila seluruh sampah sawit yang ada di Indragiri Hilir di masukkan kedalam *landfill*, maka semakin besar LFG yang dihasilkan. Selain itu, efisiensi mesin menjadi penting mengingat mesin adalah alat produksi, semakin tinggi efisiensi mesin, semakin tinggi listrik yang dapat dijual.

4.2.1.4 Analisa Sensitivitas Umur Lahan TPA Terhadap NPV

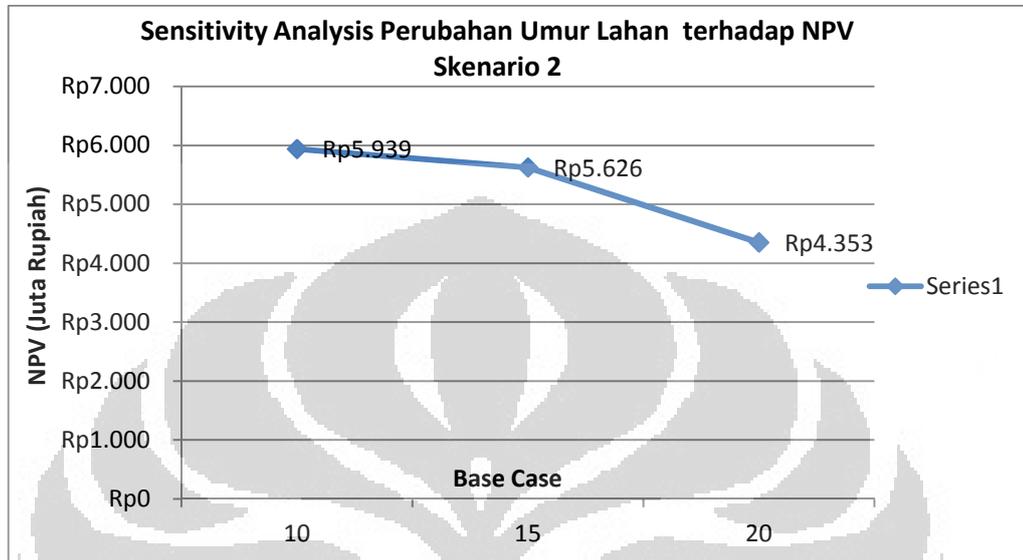
Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh umur lahan TPA terhadap NPV. Hasil sensitivitas perubahan umur lahan TPA untuk PLTSa adalah sebagai berikut:



Gambar 4.7 Grafik Sensitivitas Perubahan Umur Lahan TPA Terhadap NPV Skenario 1

Gambar 4.7 menggambarkan pengaruh sensitivitas umur lahan TPA terhadap NPV. Hal ini disebabkan bahwa pada tahun kedua, gas yang dihasilkan oleh TPA sudah mulai menurun, dan terus mengalami penurunan setiap tahunnya dari tahun ke 10 sampai pada tahun-tahun selanjutnya. Oleh karena itu, pemasukan dari penjualan listrik juga terus menurun seiring menurunnya LFG. Sehingga, akan membuat nilai NPV bergerak negatif. NPV pada usia lahan

selama 10 tahun adalah sebesar Rp481.583.961, untuk umur selama 15 tahun sebesar Rp1.104.343.826, sedangkan pada umur lahan 20 tahun sebesar Rp2.362.952.369. Dan untuk skenario 2 sebagai berikut.



Gambar 4.8 Grafik Sensitivitas Perubahan Umur Lahan TPA Terhadap NPV Skenario 2

Gambar 4.8 menggambarkan pengaruh sensitivitas umur lahan TPA terhadap NPV. Jika dilihat dari grafik tersebut, bisa diketahui bahwa semakin lama umur TPA akan berdampak negatif terhadap nilai NPV menurun. Pada tahun ke 10, penurunan tidak terlalu tajam. Hal ini disebabkan karena pada tahun 1-10 gas yang dihasilkan masih cukup banyak, meskipun gas yang dihasilkan sudah makin menurun. Namun, pada tahun ke 15 gas yang dihasilkan sudah mulai turun drastis karena sebagian besar sampah adalah sampah sisa makanan yang proses dekomposisinya sangat cepat, sehingga pada tahun ke 15 gas yang dihasilkan oleh sampah sisa makanan sudah mulai habis. Dan juga dengan penambahan investasi di tahun ke 15 makin membuat nilai NPV semakin bergerak kearah negatif atau menurun.

Berdasarkan data tersebut, disimpulkan bawa semakin lama umur lahan TPA, semakin kecil nilai NPV. Hal ini disebabkan oleh pendapatan yang didapatkan dari penjualan listrik semakin berkurang tiap tahunnya sesuai dengan gas yang dihasilkan TPA. Sedangkan biaya operasional setiap tahunnya dan penambahan investasi pada tahun 10 dan 15 terus mengurangi keuntungan yang

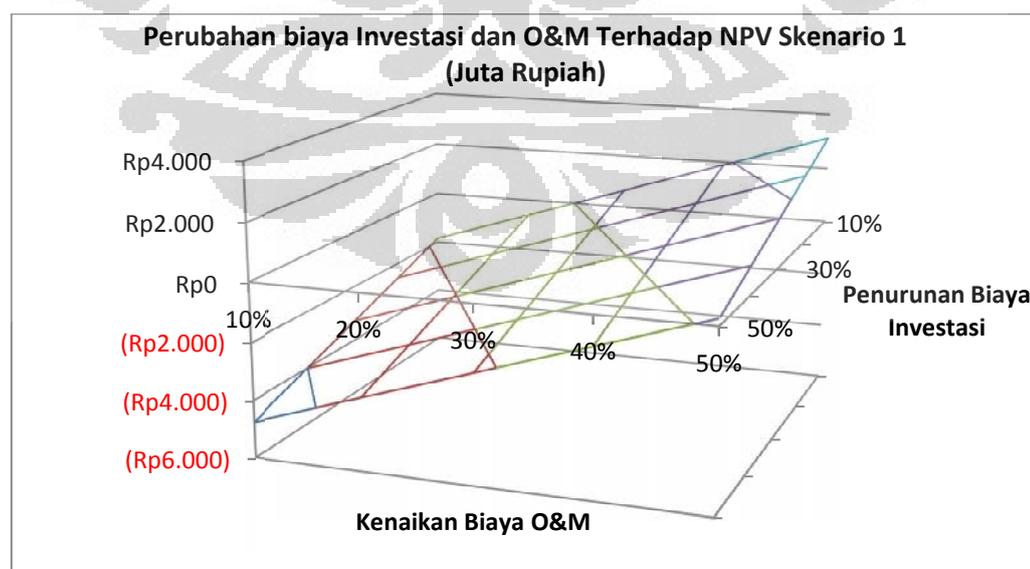
didapatkan. Sehingga dapat disimpulkan bahwa, semakin lama usia TPA, semakin kecil NPV yang dihasilkan karena pengeluaran tidak diimbangi oleh pemasukan yang tidak stabil.

4.2.2 Analisis Kelayakan Sensitivitas 2 Variabel

Analisa kelayakan sensitivitas 2 variabel merupakan analisa berdasarkan pada 2 variabel yang mempengaruhi NPV. Terdapat beberapa hal yang mempengaruhi nilai NPV, antara lain adalah biaya investasi, biaya operasional dan pemeliharaan, tahun ekonomis proyek, dan bunga. Semua variabel tersebut sangat berpengaruh terhadap nilai NPV, sehingga dapat dilakukan analisa terhadap 2 variabel yang saling berkaitan yang nantinya saling mempengaruhi nilai NPV. Berikut adalah hasil analisis sensitivitas terhadap beberapa kondisi terhadap NPV.

4.2.2.1 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi dan Biaya O&M Terhadap NPV

Berdasarkan pada analisa 1 variabel tersebut, bahwa biaya investasi dan juga O&M sangat mempengaruhi nilai NPV. Oleh karena itu, diperlukan analisa keterkaitan 2 variabel tersebut terhadap nilai NPV. Berikut adalah hasil analisa sensitivitas variabel tersebut terhadap NPV.



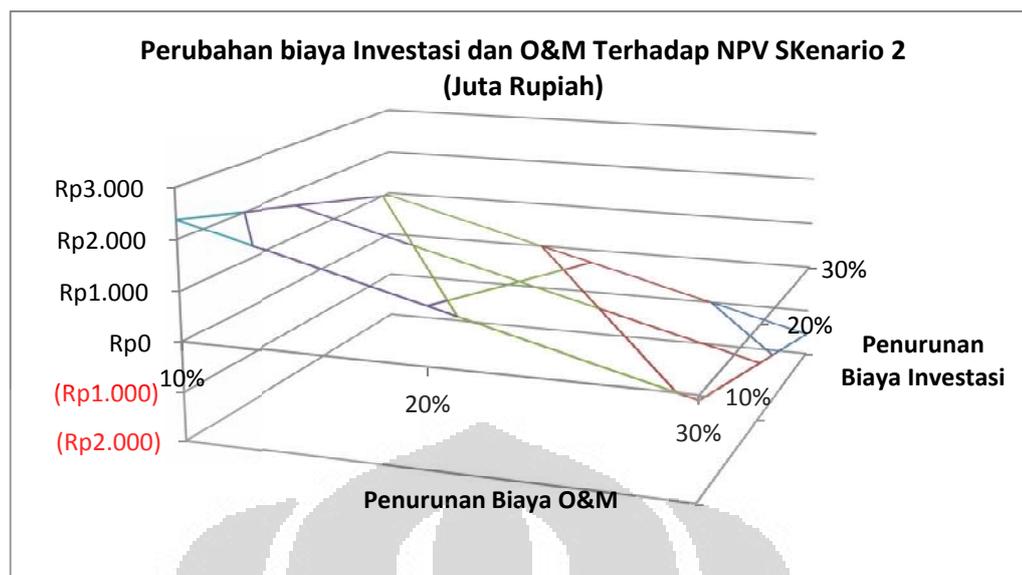
Gambar 4.9 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Biaya O&M Turun Terhadap NPV Skenario 1

Dari gambar 4.9 dapat diketahui bahwa semakin besar penurunan biaya investasi dan juga biaya O&M, maka semakin besar perubahan NPV menjadi positif. Berdasarkan pada grafik tersebut dan dengan kondisi awal (*base case*). Penurunan biaya investasi dapat terjadi apabila terdapat beberapa insentif dari pemerintah yang berupa pembebasan bea masuk dan biaya pengiriman barang, penguatan nilai tukar rupiah, dan penurunan kapasitas pembangkit yang setiap tahunnya terus mengalami penurunan, sehingga pada saat tahun ke 16 dibutuhkan mesin yang sama padahal tingkat produksi listrik terus menurun.

Berikut adalah nilai NPV pada saat kombinasi biaya investasi mengalami penurunan dan O&M mengalami penurunan:

- Pada saat biaya Investasi turun sebesar 20%, dan biaya O&M turun sebesar 5%, maka nilai NPV sebesar Rp 485.386.661 (positif). Sehingga apabila biaya investasi proyek turun seperti kombinasi diatas maka proyek PLTSa menjadi layak.
- NPV menjadi positif apabila biaya Investasi turun sebesar 15%, dan biaya O&M turun sebesar 10-15% dengan nilai NPV sebesar Rp.224.848.231 - Rp.586.085.293 (positif).
- Selain itu, apabila biaya Investasi turun sebesar 10%, dan biaya O&M turun sebesar 20%, maka nilai NPV sebesar Rp.325.546.862 (positif).
- Dan biaya Investasi turun sebesar 5%, sementara biaya O&M turun sebesar 25%, maka nilai NPV sebesar Rp.65.008.432 (positif).
- Apabila biaya Investasi turun sebesar 30%, dan biaya O&M naik sebesar 10%, maka nilai NPV sebesar Rp 645.226.461 (positif).
- NPV menjadi positif apabila biaya Investasi turun sebesar 40%, dan biaya O&M turun sebesar 20-30%, maka nilai NPV sebesar Rp.1.166.303.321 (positif).

Sedangkan analisa sensitivitas 2 variabel untuk skenario 2 terhadap biaya investasi dan biaya O&M adalah sebagai berikut.



Gambar 4.10 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Biaya O&M Turun Terhadap NPV Skenario 2

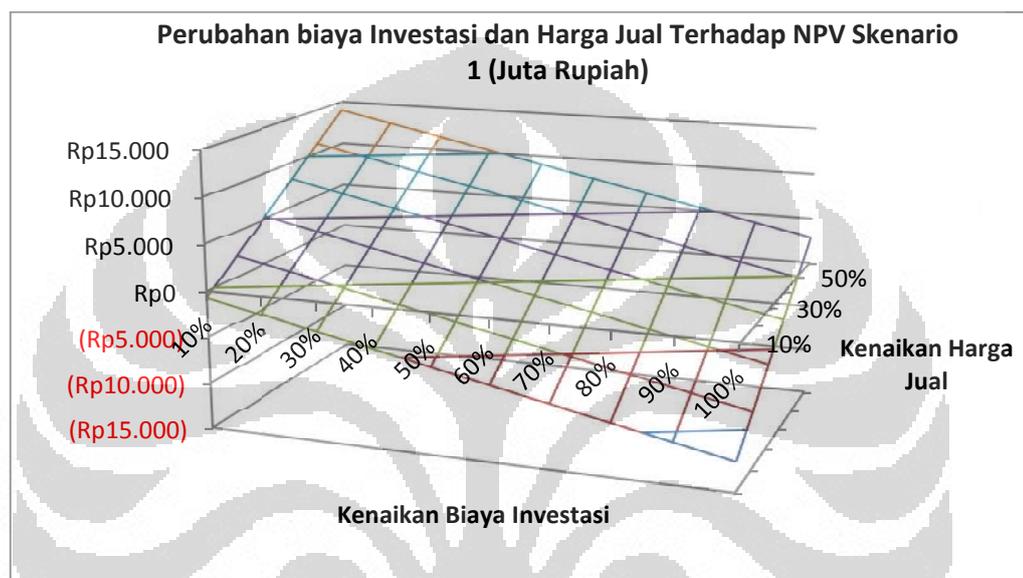
Dari gambar 4.10 dapat diketahui, pada skenario 2 nilai NPV sudah pada nilai positif. Berdasarkan pada grafik tersebut dan dengan arus kas kondisi awal (*base case*). Grafik tersebut digunakan untuk melihat perubahan nilai NPV yang awalnya positif hingga menjadi negatif terhadap biaya investasi dan biaya O&M. Hal ini untuk mengetahui sampai berapa besar kenaikan yang diperbolehkan antara 2 kombinasi tersebut sehingga nilai NPV menjadi negatif. Berikut adalah nilai NPV pada saat kombinasi biaya investasi mengalami penurunan dan O&M mengalami penurunan:

- Pada saat biaya investasi mengalami kenaikan sebesar 20%, dan biaya O&M naik 30%. Dengan kombinasi tersebut, akan mengakibatkan nilai NPV turun menjadi Rp.300.827.213 (negatif).
- Selain itu, pada saat biaya investasi mengalami kenaikan 30%, dan biaya O&M 20% akan mengakibatkan nilai NPV menjadi Rp.821.904.073 (negatif).
- Dan pada saat biaya investasi naik 30%, biaya O&M naik 10% yang akan mengakibatkan nilai NPV menjadi Rp.99.429.950 (negatif).

Sehingga, pada skenario 2 ini kenaikan biaya investasi dan biaya O&M yang paling aman adalah 10% untuk masing-masing parameter.

4.2.2.2 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV

Biaya investasi dan harga jual listrik sangat mempengaruhi nilai NPV. Oleh karena itu, diperlukan analisa keterkaitan 2 variabel tersebut terhadap nilai NPV. Berikut adalah hasil analisa sensitivitas kedua variabel tersebut terhadap NPV.



Gambar 4.11 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 1

Berdasarkan pada gambar 4.11 dan dengan kondisi awal (*base case*). Berikut adalah nilai NPV pada saat kombinasi biaya investasi dan harga jual listrik yang akan mempengaruhi perubahan nilai NPV:

- Pada saat biaya Investasi turun sebesar 50%, dan harga jual listrik turun sebesar 10%, nilai NPV sebesar Rp.916.002.801 (positif).
- Pada saat biaya Investasi turun sebesar 70%, dan harga jual listrik turun sebesar 20%, nilai NPV sebesar Rp.464.305.017 (positif).
- Dan pada saat biaya Investasi turun sebesar 90%, dan harga jual listrik turun sebesar 30% dengan nilai NPV sebesar Rp.12.607.234.

Selain itu, untuk kombinasi apabila biaya investasi naik, dan harga jual listrik naik adalah sebagai berikut:

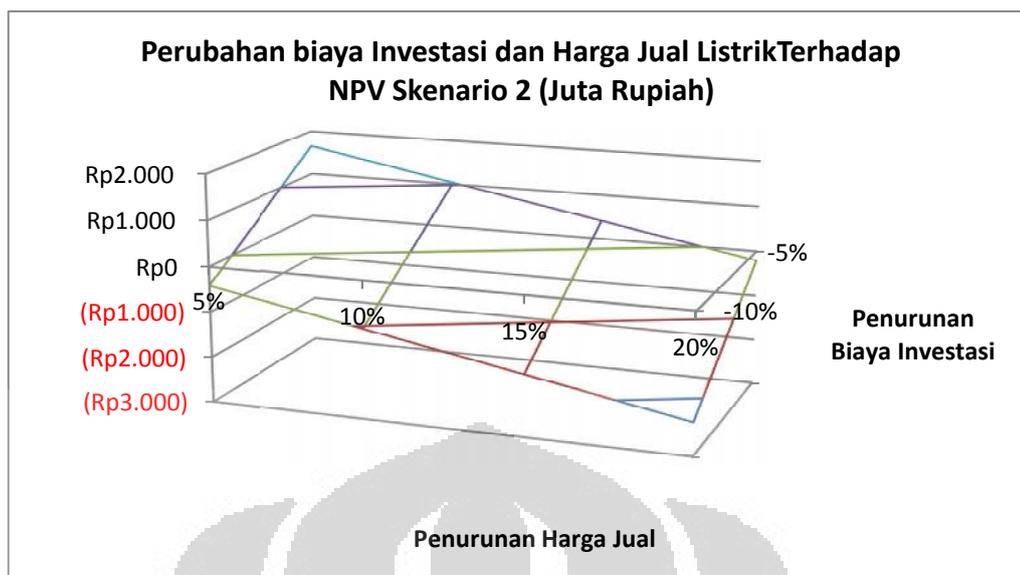
- Pada saat biaya Investasi naik sebesar 10-20%, dan harga jual listrik naik sebesar 20% dengan nilai NPV sebesar Rp 2.271.096.150 – Rp.1.027.545.166 (positif).
- Pada saat biaya Investasi naik sebesar 30-50%, dan harga jual listrik naik sebesar 30% dengan nilai NPV sebesar Rp.2.722.793.934 – Rp.235.691.965 (positif).
- Pada saat biaya Investasi naik sebesar 60-70%, dan harga jual listrik naik sebesar 40% dengan nilai NPV sebesar Rp.1.930.940.733 – Rp.687.389.749 (positif).
- Pada saat biaya Investasi naik sebesar 80-90%, dan harga jual listrik naik sebesar 50% dengan nilai NPV sebesar Rp2.382.638.516 - Rp1.139.087.532 (positif).
- Pada saat biaya Investasi naik sebesar 100%, dan harga jual listrik naik sebesar 60%, nilai NPV sebesar Rp.2.834.336.299 (positif).

Sedangkan untuk kombinasi apabila harga jual listrik naik, namun biaya investasi mengalami penurunan.

- Pada saat biaya Investasi turun sebesar 10%, dan harga jual listrik naik sebesar 5% dengan nilai NPV sebesar Rp.349.998.491 (positif).
- Pada saat biaya Investasi turun sebesar 5%, dan harga jual listrik naik sebesar 10% dengan nilai NPV sebesar Rp1.197.622.875 (positif).

Dari analisis diatas dapat disimpulkan bahwa, harga jual tidak boleh turun sampai 40%, karena apabila turun 40% maka biaya investasi harus mengalami penurunan lebih dari 100%. Sedangkan dengan kenaikan harga jual minimal 60%, dapat mengantisipasi harga jual yang naik lebih dari 100%. Dan hanya dengan kenaikan 5%, dan diikuti penurunan biaya investasi sebesar 10% maka NPV sudah positif.

Selain itu, perubahan yang disebabkan oleh biaya investasi dan juga harga jual listrik untuk skenario 2 adalah sebagai berikut.



Gambar 4.12 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 2

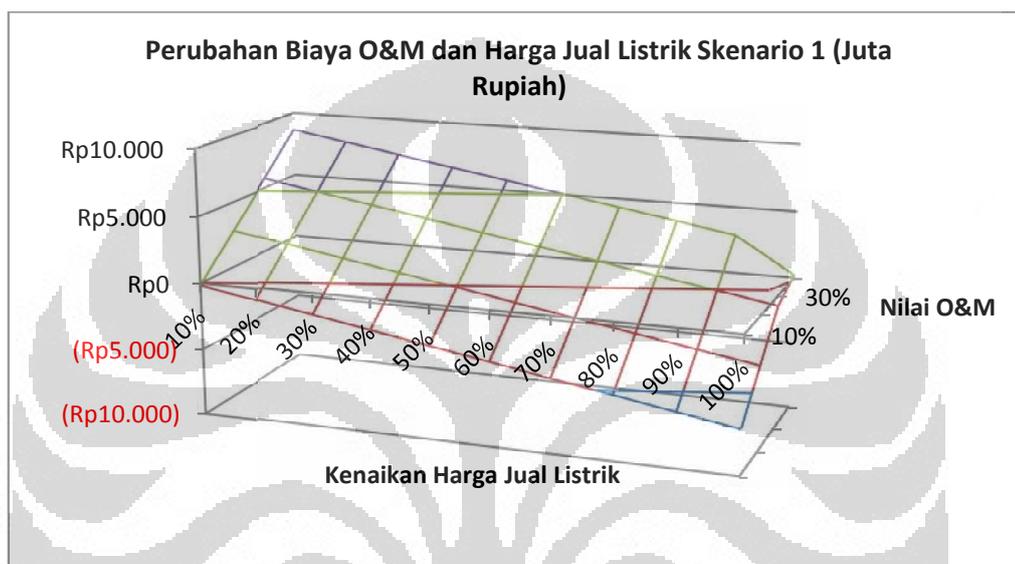
Berdasarkan pada gambar 4.12 dan dengan kondisi awal (*base case*). Berikut adalah nilai NPV pada saat kombinasi biaya investasi dan harga jual listrik yang akan mempengaruhi perubahan nilai NPV:

- Pada saat biaya Investasi naik sebesar 5%, dan harga jual listrik turun sebesar 20% dengan nilai NPV sebesar Rp.208.022.332 (negatif).
- Namun, pada saat harga jual listrik turun sampai 10%, dan dengan kenaikan biaya investasi minimal 5% maka NPV sudah menjadi negatif sebesar Rp.417.313.346.
- Sedangkan apabila biaya investasi naik 70%, dan harga jual naik 10% nilai NPV menjadi negatif sebesar Rp.201.924.784.
- Dan apabila harga jual naik 20%, maka dengan biaya investasi naik sampai pada 100% NPV masih menjadi positif.

Parameter penurunan harga jual dan kenaikan biaya investasi dapat mengakibatkan nilai NPV menjadi negatif. Sedangkan apabila biaya investasi naik 70%, maka harga jual harus dinaikkan lebih dari 10%.

4.2.2.3 Analisa Sensitivitas Biaya O&M dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV

Berdasarkan pada analisa 1 variabel diatas, bahwa biaya O&M dan juga harga listrik sangat mempengaruhi nilai NPV. Oleh karena itu, diperlukan analisa keterkaitan 2 variabel tersebut terhadap nilai NPV. Berikut adalah hasil analisa sensitivitas variabel tersebut terhadap NPV.



Gambar 4.13 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya O&M dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 1

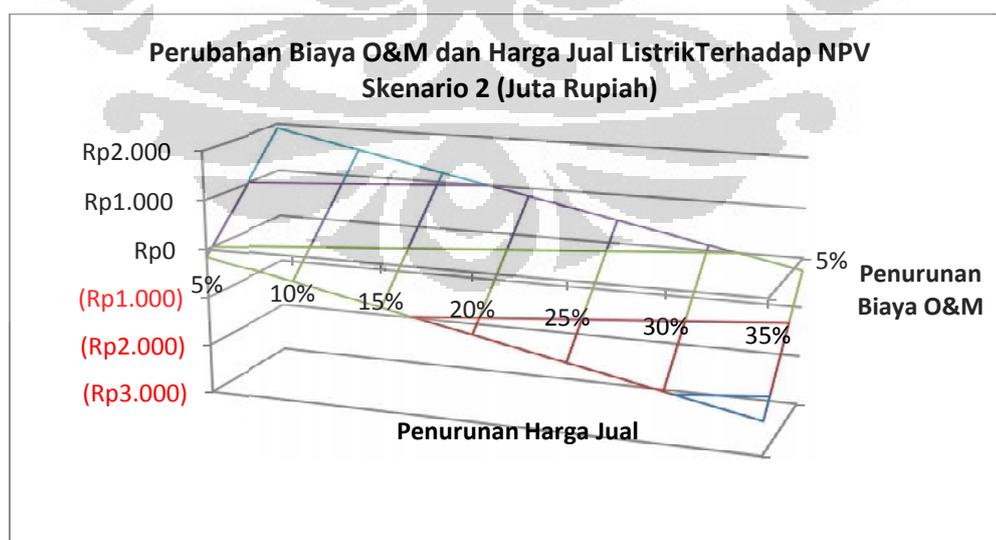
Berdasarkan pada gambar 4.13 dan dengan kondisi awal (*base case*). Berikut adalah nilai NPV pada saat kombinasi biaya O&M dan harga jual listrik yang akan mempengaruhi perubahan nilai NPV.

Harga jual dan biaya O&M merupakan nilai yang saling mempengaruhi arus kas. Apabila harga jual turun, maka pendapatan pun akan turun, dan apabila O&M naik, maka kas keluar pun akan naik. Oleh karena itu, harga jual listrik hanya boleh turun sebesar 10%, karena apabila harga jual turun 20% dan biaya O&M turun 100%, nilai NPV masih negatif. Nilai NPV positif ketika biaya O&M turun sebesar 80%, dan harga jual listrik turun sebesar 10% dengan nilai NPV sebesar Rp.478.040.866 (positif).

Selain itu, berikut adalah kombinasi antara biaya O&M dan juga harga jual listrik yang akan membuat nilai NPV menjadi positif:

- Apabila harga jual naik 20%, maka biaya O&M bisa naik sampai sebesar 40%, nilai NPV sebesar Rp.624.750.641 (positif).
- Sedangkan dengan penurunan harga jual sebesar 30%, maka biaya O&M boleh turun sampai pada 80%, dengan NPV sebesar Rp.673.653.900 (positif).
- Dan apabila harga jual naik sebesar 40%, maka apabila O&M naik sampai sebesar 100%, nilai NPV tetap positif yaitu sebesar Rp.2.167.505.405.
- Apabila biaya O&M turun sebesar 15% dan harga jual naik 5%, maka NPV positif sebesar Rp.190.158.692.
- Apabila biaya O&M turun 5% dan harga jual naik 10%, maka NPV positif sebesar Rp.937.084.445.

Jadi, kesimpulan yang didapatkan dari analisis diatas adalah dengan kenaikan harga jual listrik sebesar 40%, NPV sudah menjadi positif meskipun biaya O&M naik sebesar 100%. Sedangkan dengan kenaikan harga jual hanya sebesar 10% NPV dapat positif jika diikuti oleh penurunan biaya O&M minimal 5%. Dan juga harga listrik tidak boleh turun diatas dari 20%, karena dengan harga jual turun 20% maka biaya O&M harus turun sebesar lebih dari 100%. Sedangkan untuk skenario 2 adalah sebagai berikut.

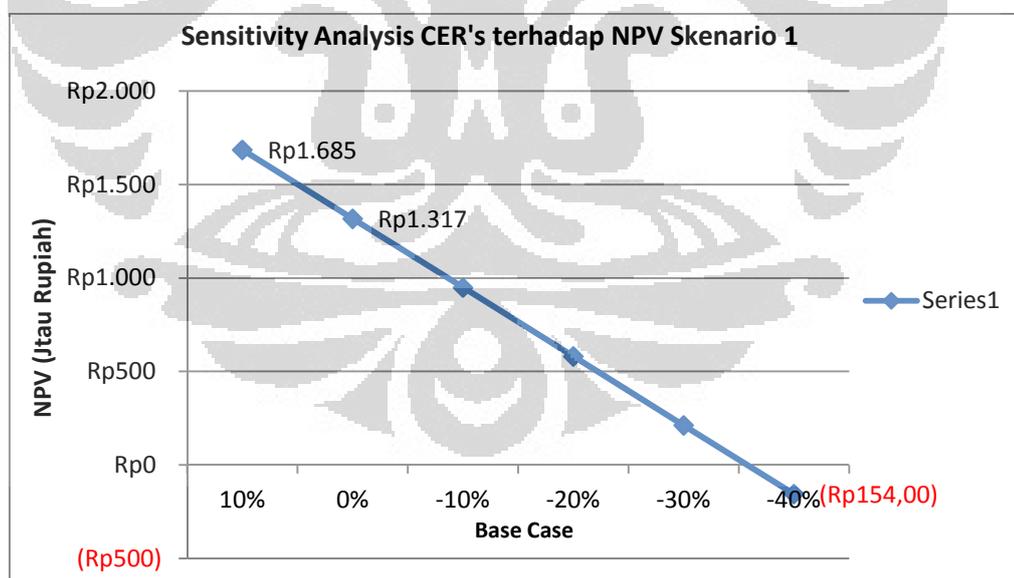


Gambar 4.14 Grafik Pengaruh Perubahan Biaya O&M dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV Skenario 2

Dari gambar 4.14, diketahui bahwa harga jual dan biaya O&M merupakan nilai yang saling mempengaruhi arus kas. Apabila harga jual turun, maka pendapatan pun akan turun, dan apabila O&M naik, maka kas keluar pun akan naik. Oleh karena itu, harga jual listrik hanya boleh turun sebesar 5%, karena apabila lebih dari 5% maka NPV akan menjadi negatif. Dan apabila harga jual turun 5%, dan biaya O&M naik 35% nilai NPV akan menjadi negatif yaitu sebesar Rp.249.579.796. Sehingga, batas maksimum harga jual listrik hanya 5%, dengan kenaikan biaya O&M sebesar 35%.

4.3 Analisa Pengaruh CDM (*Clean Development Mechanism*)

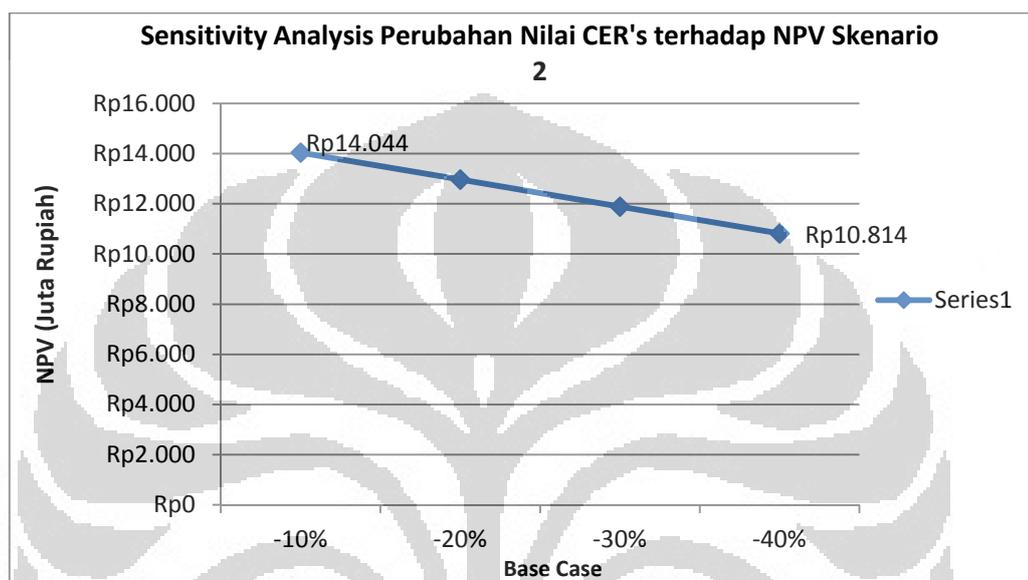
Analisa pengaruh CDM ini merupakan analisa dimana skema CDM diterapkan. Dalam CDM ini, berupa insentif kebijakan dari PBB yang berupa CER's pada *Emission Reduction Purchase Agreement* (ERPA) dengan harga \$10/ton. Penerimaan CER ini diasumsikan diterima 100%. Dari penerimaan tersebut, nantinya akan dilihat pengaruhnya terhadap arus kas, dalam hal ini NPV. Dibawah ini adalah pengaruh CDM terhadap NPV untuk skenario 1 dan 2.



Gambar 4.15 Grafik Analisis Sensitivitas CER Terhadap NPV Skenario 1

Dari gambar 4.15 dapat diketahui bahwa penurunan nilai CER sangat mempengaruhi nilai NPV. Semakin besar penurunan nilai CER, semakin kecil juga nilai NPV dari skenario 1, begitu juga sebaliknya. Grafik tersebut

menyebutkan apabila nilai CER turun sampai 40%, maka nilai NPV akan menjadi negatif sebesar Rp.154.532.539. Oleh karena itu, penerimaan CER ini tidak boleh kurang dari 60%, hal ini terkait dengan komitmen dari negara-negara maju yang mau membeli CER dalam bentuk ERPA. Sedangkan untuk skenario 2 ada pada gambar 4.16.



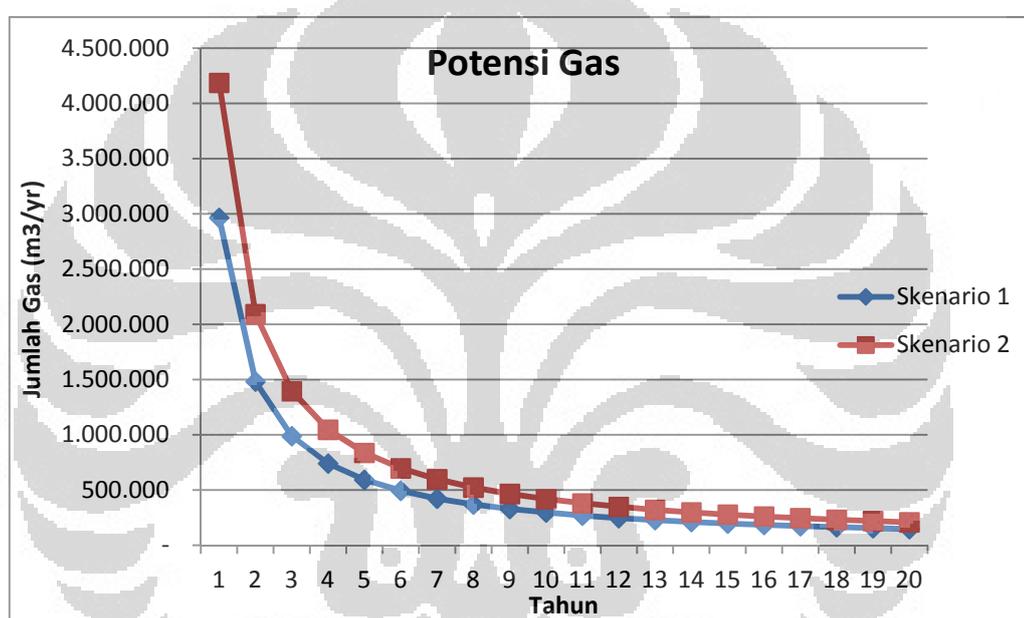
Gambar 4.16 Grafik Analisis Sensitivitas CER Terhadap NPV Skenario 1

Dari gambar 4.16, dapat diketahui bahwa nilai CER tidak terlalu berpengaruh terhadap NPV. Hal ini dikarenakan, pemasukan dari penjualan listrik sudah tinggi sehingga nilai NPVnya pun sudah tinggi. Perubahan nilai CER yang sebesar 10% mengakibatkan perubahan NPV sebesar Rp.14.044.398.224, sedangkan untuk penurunan sebesar 40% akan membuat NPV menurun menjadi Rp.10.814.164.525.

4.4 Analisis Estimasi Perhitungan LFG

Dari analisa sensitivitas diatas berdasarkan pada arus kas yang telah dibuat berdasarkan masing-masing skenario. Arus kas terdiri dari biaya investasi, biaya O&M, dan juga pemasukan. Pemasukan ini didapatkan dari penjualan listrik, dan penjualan listrik dihasilkan dengan menggunakan bahan bakar LFG. Oleh karena itu, pemasukan ini sangat dipengaruhi oleh jumlah LFG yang dihasilkan oleh TPA. Dari model yang telah ditentukan oleh EPA pada persamaan 3.2,

perhitungan gas yang dihasilkan dari TPA terkait dengan jumlah rata-rata sampah yang diterima TPA, potensi nilai metan, dan konstanta rata-rata metan yang dihasilkan. Hal ini sangat berpengaruh mengingat bahwa nilai potensi metan, dan konstanta rata-rata metan tergantung pada jenis sampah dan karakteristik metan secara alami terbentuk akibat proses anaerobik. Oleh karena itu, karakteristik dan jumlah sampah sangat berpengaruh terhadap pembentukan gas secara alami. Gambar 4.17 adalah grafik gas yang dihasilkan masing-masing skenario yang memiliki perbedaan pada karakteristik sampah pada TPA Sei Beringin.



Gambar 4.17 Grafik Potensi LFG

Gambar 4.17 menunjukkan potensi LFG. Seperti dijelaskan pada bab 2 tentang proses dekomposisi secara anaerobik (tanpa oksigen), hal ini dikarenakan proses yang terjadi dalam pembentukan gas ini dilakukan secara alami dengan proses anaerobik. Sampah-sampah tersebut kemudian terdekomposisi yang kemudian akan menghasilkan gas sesuai dengan fase yang terjadi pada proses anaerobik sendiri. Sehingga, gas yang dihasilkan dari sampah-sampah yang sudah mengalami proses pembusukan akan terus berkurang tiap tahunnya. Namun, sampah-sampah yang sudah berada pada fase busuk akan terus mengeluarkan gas dengan jumlah yang relatif lebih sedikit dibandingkan dengan sampah yang masih baru.

Dari gambar 4.17 diketahui bahwa potensi gas pada skenario 2 yaitu pada tahun pertama sebesar 4.186.524 m³/tahun, dan ditahun terakhir sebesar 209.326 m³/tahun. Sedangkan, untuk skenario 1 tahun pertama yaitu sebesar 2.965.211 m³/tahun dan tahun terakhir sebesar 148.261 m³/tahun. Jika dilihat dari gambar 4.17, maka dapat diketahhui bahwa potensi LFG yang dihasilkan dari tahun ke tahun terus mengalami penurunan. Berdasarkan analisis terhadap jenis sampah, komposisi jenis sampah pada skenario 2, menghasilkan LFG lebih banyak 29% dibandingkan dengan komposisi jenis sampah pada skenario 1. Oleh karena itu, sampah dengan komposisi organik lebih banyak akan lebih cepat dan lebih banyak menghasilkan gas metana dibandingkan sampah yang lainnya.



BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan secara teknis, ekonomis, dan dilakukan analisis terhadap 2 skenario, dimana skenario 1 adalah 58% *organic*, 15% *medium decay*, 27% *slow decay*. Dan skenario 2 adalah 30% *organic*, 60% *medium decay*, 10% *slow decay*. Maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut.

- Berdasarkan analisis terhadap komposisi jenis pada skenario 1 dan skenario 2, pada skenario 2 menghasilkan LFG lebih banyak 29% dibandingkan dengan komposisi jenis sampah pada skenario 1.
- Untuk membuat PLTSa dengan menggunakan skenario 1 dibutuhkan biaya investasi sebesar Rp.11.718.546.809 dengan kapasitas pembangkit listrik 2MW, dan biaya O&M rata-rata Rp.2.085.467.945 per tahun. Sedangkan untuk manfaat yang dihasilkan yang dihasilkan dari PLTSa adalah listrik sebesar 2MW pada tahun pertama, dan rata-rata 0,45 MW atau 450 kW tiap tahunnya. Dengan nilai BC rasio sebesar 0,93 dengan NPV sebesar Rp. 2.362.952.369 (negatif).
- Untuk membuat PLTSa dengan menggunakan skenario 2 dibutuhkan biaya investasi sebesar Rp.15.884.289.314 dengan kapasitas pembangkit listrik 3MW, dan biaya O&M rata-rata Rp.2.595.362.889 per tahun. Sedangkan manfaat dari PLTSa adalah listrik sebesar 3MW pada tahun pertama, dan rata-rata 0,64 MW atau 650 kW tiap tahunnya. Dengan nilai BC rasio sebesar 1,12 dengan NPV sebesar Rp.4.353.697.126 (positif).
- Untuk skenario 1, manfaat lain yang dihasilkan adalah pengurangan emisi karbon dengan rata-rata sebanyak 3.275 Ton/tahun CO₂ ekuivalen dengan nilai CER rata-rata sebesar Rp.291.512.966 per tahunnya atau 11% dari total pendapatan. Sedangkan untuk skenario 2, adalah sebesar 9.852 Ton/tahun CO₂ ekuivalen dengan nilai CER rata-rata sebesar Rp.852.786.228 per tahunnya atau 29% dari total pendapatan.
- Pada skenario 1, analisa kenaikan NPV dari perubahan 1 variabel adalah apabila biaya investasi turun 19%, maka NPV Rp.124.149.600 (positif).

Sedangkan apabila biaya O&M berkurang hingga 33%, maka NPV Rp.260.488,79 (positif). Dan apabila harga jual listrik naik 8,06%, maka NPV menjadi positif sebesar Rp.4.250.831. Namun, umur lahan berpengaruh negatif untuk NPV, sehingga skenario 1 lebih cocok dijalankan secara jangka pendek. Dan CDM berpengaruh positif dengan memberikan tambahan pendapatan sebesar 11%.

- Pada skenario 2, analisa penurunan NPV dari perubahan 1 variabel adalah ketika biaya investasi naik 40%, maka NPV Rp.620.506.811 (negatif). Sedangkan apabila biaya O&M naik 70%, maka NPV Rp.703.621.738 (negatif). Dan apabila harga jual turun 10%, maka NPV menjadi negatif sebesar Rp.204.462.146. CDM meningkatkan pendapatan sebesar 29%.
- Pada skenario 1, NPV akan positif terhadap perubahan 2 variabel adalah ketika biaya Investasi turun sebesar 20%, dan biaya O&M turun sebesar 5%, maka NPV positif Rp.485.386.661. Ketika biaya Investasi turun sebesar 50%, dan harga jual listrik turun sebesar 10%, NPV positif sebesar Rp.916.002.801. Apabila harga jual naik 20%, maka biaya O&M bisa naik sampai sebesar 40%, nilai NPV sebesar Rp.624.750.641 (positif).
- Pada skenario 2, NPV akan negatif terhadap perubahan 2 variabel adalah apabila biaya investasi naik 20%, dan biaya O&M naik 30% sehingga NPV Rp.300.827.213 (negatif). Dan jika harga jual turun 5% biaya O&M naik 35% maka nilai NPV Rp.249.579.796 (negatif). Selain itu, apabila biaya Investasi naik 5%, dan harga jual listrik turun 10% maka NPV sebesar Rp.208.022.332 (negatif).

5.2 Saran

Untuk mencapai hasil penelitian yang lebih baik, disarankan agar terhadap penelitian di masa depan sebagai berikut:

- Melakukan analisa lebih dalam terhadap kondisi TPA dan skenario komposisi jenis sampah yang berbeda seperti jumlah sampah organik dan jenis *medium decay* yang ada di TPA.
- Memasukkan faktor kebijakan dari pemerintah dalam memperhitungkan biaya dan keuntungan PLTSa.

DAFTAR REFERENSI

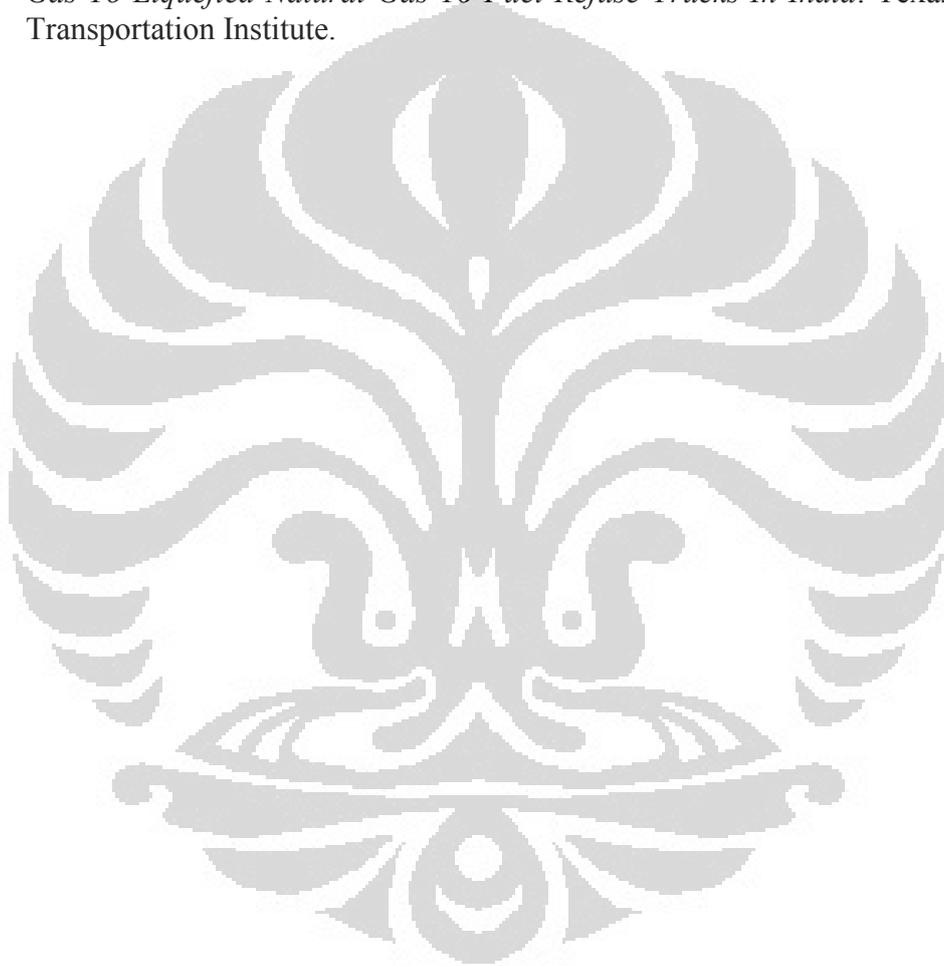
- Bupati Indragiri Hilir. 2009. Ekspose Bupati Indragiri Hilir Dalam Rangka Investment Award 2009. Tembilahan
- Bappeda Kabupaten Indragiri Hilir. 2010. Indragiri Hilir Dalam Angka. BPS Kabupaten Indragiri Hilir
- Berahim, Hamzah. 2011. Teknik Tenaga Listrik Dasar. Graha Ilmu.
- Dinas Pekerjaan Umum. 2012. Rekapitulasi Jumlah Volume Sampah. Kabupaten Indragiri Hilir, Provinsi Riau
- Drs. M. Giatman, MSIE. 2005. Ekonomi Teknik. PT. Raja Grafindo Persada.
- EPA, 2010c. *Landfill Gas Energy Project Development Handbook. Landfill Methane Outreach*. Program (LMOP), *Climate Change Division*, U.S. EPA. January 2010.
- Fel, Teng. Xiliang, Zhang. 2010. *Clean Development Mecahnism Practice In China: Current Status And Possibilities For Future Regine*. Elsevier, Energy 35 (2010) 4328-4335
- Krakow. 2010. *Landfill Gas Energy Technologies*. Instytut Nafty I Gazu.
- Ministry Of Energy And Mineral Resources. 2011. *Handbook Of Energy And Economic Statistic Of Indonesia*. Jakarta
- Ministry Of Energy And Mineral Resources. 2011. *Indonesia Energy Statistics 2010*. Jakarta
- Perusahaan Listrik Negara. 2011. PLN Statistics 2010. Jakarta
- Peraturan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 4 Tahun 2012 Tentang Harga Pembelian Tenaga Listrik Oleh PT. PLN (Persero) Dari Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Baru Terbarukan Skala Kecil Dan Menengah Atau Kelebihan Tenaga Listrik.
- Peraturan Menteri Keuangan Nomor 24 Tahun 2010 Tentang Pemberian Fasilitas Perpajakan Dan Kepabean Untuk Kegiatan Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan
- Putri, Anissa A. 2011. 100% Suka Kimia. Mata Elang Media.
- Sulistyo, Agung. 2010. Analisa Pemanfaatan Sampah Organik Sebagai Bahan Baku Biogas Di Pasar Induk Kramat Jati. Depok. Tesis UI

Sondari, R. Riana. Suzuki, M. Mabo. 2012. *Municipal Solid Waste Management Case Studies Between Tokyo And Indonesi In Waste Sorting And Food Waste Processing Activities*. The University Of Electro-Communications.

Tukker, Arnold Et Al. Volume 7. *Handbook On Life Cycle Assessment*. Kluwer Academic Publisher.

Winayanti, Irma. 2010. Studi Produksi Gas Metan (CH₄) Dan Karbon Dioksida (CO₂) Dari Timbunan Sampah. Surabaya. Skripsi ITS

Zietsmen, Josias. 2009. *Pre-Feasibility Analysis For The Conversion Of Landfill Gas To Liquefied Natural Gas To Fuel Refuse Trucks In India*. Texas: Texas Transportation Institute.



Lampiran 1. Arus Kas Skenario 1 Tanpa CDM

Bunga 11%

Tahun	Biaya Investasi (Rp)	Biaya O&M (Rp)	Arus Kas Masuk (Rp)	Net Cash Flow (Rp)	NPV (Rp)
0	11.718.546.809				
1		5.374.613.593	12.938.911.608	7.564.298.015	6.814.682.896
2		3.720.677.782	6.469.455.804	2.748.778.022	2.230.969.907
3		2.782.869.015	4.312.970.536	1.530.101.521	1.118.797.045
4		2.313.964.632	3.234.727.902	920.763.270	606.535.286
5		2.032.622.002	2.587.782.322	555.160.320	329.460.629
6		1.845.060.248	2.156.485.268	311.425.020	166.500.533
7		1.711.087.567	1.848.415.944	137.328.377	66.145.368
8		1.610.608.057	1.617.363.951	6.755.894	2.931.562
9		1.532.457.326	1.437.656.845	-94.800.481	-37.059.856
10		1.469.936.742	1.293.891.161	-176.045.581	-62.000.521
11	614.040.000	2.032.823.536	1.176.264.692	-856.558.845	-271.771.829
12		1.376.155.865	1.078.242.634	-297.913.231	-85.155.763
13		1.340.086.297	995.300.893	-344.785.404	-88.787.157
14		1.309.169.524	924.207.972	-384.961.552	-89.309.088
15		1.282.374.988	862.594.107	-419.780.881	-87.736.029
16	3.569.126.158	5.121.609.439	808.681.976	-4.312.927.463	-812.090.619
17		1.514.528.469	761.112.448	-753.416.022	-127.803.931
18		1.480.790.859	718.828.423	-761.962.436	-116.444.758
19		1.450.604.576	680.995.348	-769.609.228	-105.957.980
20		1.423.436.921	646.945.580	-776.491.341	-96.311.255

Lampiran 2. Arus Kas Skenario 1 Dengan CDM

Bunga 11%

Tahun	Biaya Investasi (Rp)	Biaya O&M (Rp)	Arus Kas Masuk (Rp)	Net Cash Flow (Rp)	NPV (Rp)
0	11.718.546.809				
1		5.374.613.593	14.559.445.578	9.184.831.984	8.274.623.409
2		3.720.677.782	7.279.722.789	3.559.045.007	2.888.600.769
3		2.782.869.015	4.853.148.526	2.070.279.511	1.513.770.535
4		2.313.964.632	3.639.861.394	1.325.896.763	873.409.266
5		2.032.622.002	2.911.889.116	879.267.114	521.802.236
6		1.845.060.248	2.426.574.263	581.514.015	310.901.139
7		1.711.087.567	2.079.920.797	368.833.229	177.651.627
8		1.610.608.057	1.819.930.697	209.322.641	90.830.640
9		1.532.457.326	1.617.716.175	85.258.849	33.329.796
10		1.469.936.742	1.455.944.558	-13.992.184	-4.927.830
11	614.040.000	2.032.823.536	1.323.585.962	-709.237.575	-225.029.248
12		1.376.155.865	1.213.287.131	-162.868.733	-46.554.533
13		1.340.086.297	1.119.957.352	-220.128.945	-56.686.341
14		1.309.169.524	1.039.960.398	-269.209.126	-62.455.124
15		1.282.374.988	970.629.705	-311.745.283	-65.156.119
16	3.569.126.158	5.121.609.439	909.965.349	-4.211.644.090	-793.019.749
17		1.514.528.469	856.437.975	-658.090.494	-111.633.612
18		1.480.790.859	808.858.088	-671.932.771	-102.686.229
19		1.450.604.576	766.286.609	-684.317.966	-94.215.280
20		1.423.436.921	727.972.279	-695.464.642	-86.261.197

Lampiran 3. Arus Kas Skenario 2 Tanpa CDM

Bunga 11%

Tahun	Biaya Investasi (Rp)	Biaya O&M (Rp)	Jual Listrik (Rp)	Net Cash Flow (Rp)	NPV (Rp)
0	15.884.289.314				
1		7.667.265.624	18.268.201.028	10.600.935.404	9.550.392.256
2		4.879.474.091	9.134.100.514	4.254.626.423	3.453.150.250
3		3.555.399.888	6.089.400.343	2.534.000.455	1.852.839.293
4		2.893.362.786	4.567.050.257	1.673.687.471	1.102.509.778
5		2.496.140.525	3.653.640.206	1.157.499.680	686.919.723
6		2.231.325.685	3.044.700.171	813.374.487	434.863.216
7		2.042.172.227	2.609.743.004	567.570.777	273.375.238
8		1.900.307.134	2.283.525.128	383.217.995	166.288.442
9		1.789.967.617	2.029.800.114	239.832.497	93.756.464
10		1.701.696.003	1.826.820.103	125.124.099	44.066.766
11	614.040.000	2.243.513.774	1.660.745.548	-582.768.226	-184.902.634
12		1.569.288.583	1.522.350.086	-46.938.497	-13.416.939
13		1.518.362.652	1.405.246.233	-113.116.419	-29.129.091
14		1.474.711.854	1.304.871.502	-169.840.352	-39.402.083
15		1.436.881.163	1.217.880.069	-219.001.094	-45.772.181
16	3.897.026.268	5.715.268.146	1.141.762.564	-4.573.505.582	-861.155.447
17		1.764.654.208	1.074.600.060	-690.054.147	-117.055.690
18		1.717.020.723	1.014.900.057	-702.120.666	-107.299.609
19		1.674.401.289	961.484.265	-712.917.025	-98.152.731
20		1.636.043.799	913.410.051	-722.633.747	-89.631.087

Lampiran 4. Arus Kas Skenario 2 Dengan CDM

Bunga 11%

Tahun	Biaya Investasi (Rp)	Biaya O&M (Rp)	Arus Kas Masuk (Rp)	Net Cash Flow (Rp)	NPV (Rp)
0	15.884.289.314				
1		7.667.265.624	41.277.079.866	33.609.814.242	30.279.111.930
2		4.879.474.091	20.638.539.933	15.759.065.842	12.790.411.365
3		3.555.399.888	13.759.026.622	10.203.626.734	7.460.803.926
4		2.893.362.786	10.319.269.967	7.425.907.180	4.891.675.071
5		2.496.140.525	7.488.453.345	4.992.312.820	962.694.673
6		2.231.325.685	6.331.682.862	4.100.357.178	2.192.218.390
7		2.042.172.227	5.485.852.859	3.443.680.632	1.658.677.741
8		1.900.307.134	4.840.067.222	2.939.760.088	1.275.639.795
9		1.789.967.617	4.330.687.998	2.540.720.381	993.230.534
10		1.701.696.003	3.918.536.361	2.216.840.357	780.736.766
11	614.040.000	2.243.513.774	3.578.152.118	1.334.638.344	423.458.477
12		1.569.288.583	3.292.263.842	1.722.975.259	492.496.667
13		1.518.362.652	3.048.737.578	1.530.374.926	394.093.360
14		1.474.711.854	2.838.796.758	1.364.084.904	316.460.638
15		1.436.881.163	2.655.934.996	1.219.053.833	254.787.550
16	3.897.026.268	5.715.268.146	2.495.226.025	-3.220.042.121	-606.308.829
17		1.764.654.208	2.352.871.107	588.216.899	99.780.772
18		1.717.020.723	2.225.893.680	508.872.957	77.767.073
19		1.674.401.289	2.111.928.207	437.526.917	60.237.672
20		1.636.043.799	83.693.365.914	82.057.322.115	10.177.890.267