

**ANALISIS KELAYAKAN PROYEK PEMBANGUNAN
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANAS BUMI OLEH
PENGEMBANG PANAS BUMI DI INDONESIA**

SKRIPSI

**KANIADEVI PERMATASARI
0606077232**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI
DEPOK
JUNI 2010**

**ANALISIS KELAYAKAN PROYEK PEMBANGUNAN
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA PANAS BUMI OLEH
PENGEMBANG PANAS BUMI DI INDONESIA**

SKRIPSI

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

**KANIADEVI PERMATASARI
0606077232**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI
DEPOK
JUNI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

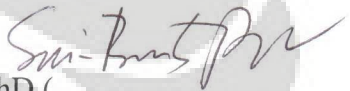
Nama : Kaniadevi Permatasari
NPM : 0606077232
Tanda Tangan :
Tanggal : Juni 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : Kaniadevi Permatasari
NPM : 0606077232
Program Studi : Teknik Industri
Judul Skripsi : Analisis Kelayakan Proyek Pembangunan
Pembangkitan Listrik Tenaga Panas Bumi oleh
Pengembang Panas Bumi di Indonesia

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 : Ir. Sri-Bintang Pamungkas, MSISE, PhD ()

Penguji : Ir. Boy Nurtjahyo, MSIE ()

Penguji : Ir. Amar Rachman, MEIM ()

Penguji : Ir. M. Dachyar, MSc ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : Juli 2010

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmatNya, penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Penyusunan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Jurusan Teknik Industri pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, baik dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Untuk itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Ir. Sri-Bintang Pamungkas, MSISE, PhD, selaku dosen pembimbing yang telah memberikan bimbingan, dorongan, motivasi, arahan, ilmu, dan masukan kepada penulis.
2. Bapak Ir. Teuku Yuri M. Zagloel, Ibu Ir.Fauzia Dianawati, M.Si dan seluruh pengajar Teknik Industri UI yang telah memberikan ilmu yang sangat bermanfaat bagi penulis.
3. Bapak Teguh Purwanto, karyawan PT. Geodipa Energy yang telah membantu penulis dalam pengumpulan data.
4. Pepe, dan Ibu karena telah banyak memberikan bantuan dan perhatian kepada penulis .
5. Akbar, yang telah telah memberikan semangat dan bantuannya.
6. Kedua orang tua yang telah memberikan semangat dan dukungan moril maupun materiil kepada penulis.
7. Seluruh keluarga besar yang telah memberikan semangat dan dukungan.
8. Kedua keponakanku, Zahra dan Baim, yang selalu memberikan keceriaan ditengah kesulitan.
9. Lintang, Fitri, Pe i, dan Mumu, teman satu bimbingan yang telah memberi masukan dan bantuan kepada penulis.
10. Ismi yang selalu menjadi teman berbincang di tengah malam.
11. Teman-teman TI'06 yang tidak disebutkan satu persatu atas kenangan indah yang telah diberikan selama 4 tahun ini dan tak akan pernah terlupakan selamanya.

12. Ibu Hardjilah, Mbak Ana, Mbak Willy, Mbak Fat, Pak Mursyid, Mas Dodi, Mas Latif, Mas Iwan, dan Mas Acil atas bantuan, dukungan, dan kerjasamanya.
13. Semua pihak yang telah berkontribusi dalam kehidupan penulis.

Depok, Juni 2010

Penulis



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

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

Nama : Kaniadevi Permatasari
NPM : 0606077232
Program Studi : Teknik Industri
Departemen : Teknik Industri
Fakultas : Teknik
Jenis karya : Skripsi

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

“Analisis Kelayakan Proyek Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi oleh Pengembang Panas Bumi di Indonesia”

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan 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 2010
Yang menyatakan

(Kaniadevi Permatasari)

ABSTRAK

Nama : Kaniadevi Permatasari
Program Studi : Teknik Industri
Judul : Analisis Kelayakan Proyek Pembangkit Listrik
Tenaga Panas Bumi oleh Pengembang Panas Bumi di Indonesia

Ketergantungan pada minyak bumi sebagai sumber pembangkit listrik dapat mengakibatkan terjadinya krisis pasokan listrik. Upaya peralihan sumber energi pada sumber energi lain, salah satunya panas bumi, perlu dilakukan. Sumber daya panas bumi Indonesia cukup melimpah, namun belum dimanfaatkan secara optimal. Pemanfaatan ini dapat dilakukan oleh pengembang panas bumi namun seluruh penjualan listrik harus melalui Perusahaan Listrik Negara (PLN) dengan berpedoman pada harga patokan tertinggi listrik panas bumi. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui kelayakan proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi (*Total Project*) berdasarkan harga jual listrik, IRR proyek, NPV proyek, *Payback Period* proyek, dan *Benefit Cost Ratio* (BCR) proyek sehingga pemanfaatannya dapat dilakukan. Analisis dilanjutkan dengan analisis sensitivitas proyek.

Kata Kunci : Panas bumi, listrik, kelayakan, pembangkit, sensitivitas, IRR, NPV, *Payback Period*, BCR.

ABSTRACT

Name : Kaniadevi Permatasari
Study Program : Industrial Engineering
Title : Feasibility Study on Geothermal Power Plant Project by
Independent Power Producer in Indonesia

Electricity supply crisis caused by oil dependency could interfere the Indonesian economic growth. Efforts to shift the energy sources in to another sources, including geothermal, needs to be done. Indonesian geothermal resources is abundant, but has not been used optimally. Geothermal utilizatiin can be done by independent power producer (IPP) but all electricity sales must be though PLN based on the highest criterion price for geothermal power. This research aims to determine the feasibility of geothermal power plant project (Total Project) based on the electricity price, project Internal Rate of Return (IRR), net present value (NPV), Payback Period, and Benefit Cost Ratio (BCR), so that utilization can be done. Analysis was followed by sensitivity analysis.

Keywords: Geothermal, Feasibility, electricity, power plant, sensitivity, IRR, NPV, Payback Period, BCR.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Permasalahan	1
1.2 Perumusan Masalah.....	4
1.3 Diagram Keterkaitan Masalah.....	5
1.4 Batasan Penelitian	7
1.5 Tujuan, Hasil, dan Manfaat Penelitian.....	7
1.6 Langkah-Langkah dan Metodologi Penelitian	8
1.7 Sistematika Penulisan.....	10
BAB 2 KERANGKA TEORI DAN PERMODELAN.....	12
2.1 Teknologi Panas Bumi	12
2.1.1 Definisi Panas Bumi	12
2.1.2 Jenis-Jenis Energi Panas Bumi.....	13
2.1.2.1 <i>Vapor Dominated System</i> (Sistem Dominasi Uap)	14
2.1.2.2 <i>Hot Water Dominated System</i> (Sistem Dominasi Air Panas)	14
2.1.3 Kegiatan Usaha Panas Bumi	14
2.2 Kerangka Teori	17
2.2.1 Ekonomi Mikro	17
2.2.2 Teori Laporan Keuangan	18
2.2.2.1 Neraca Aktiva-Pasiva.....	19
2.2.2.2 Neraca Laba Rugi.....	20
2.2.2.3 Neraca Arus/Aliran Uang.....	22
2.2.2.4 Neraca Sumber dan Penggunaan Uang	22
2.3 Analisis Kelayakan	23
2.3.1 <i>Net Present Value</i> (NPV).....	23
2.3.2 <i>Internal Rate of Return</i> (IRR)	24
2.3.3 <i>Payback Period</i> (PBP).....	24
2.3.4 <i>Benefit Cost Ratio</i> (BCR)	25
2.3.5 <i>Profitability Ratio</i> (PR)	26
2.4 Pemodelan	26
BAB 3 PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA	28
3.1 Karakteristik Lapangan Panas Bumi di Indonesia	28
3.1.1 Karakteristik Tektonik.....	28
3.1.2 Karakteristik Geologi	28

3.1.3 Karakteristik Sumber Daya	29
3.1.3.1 Sistem Dominasi Uap	29
3.2.3.2 Sistem Dominasi Air	31
3.1.4 Karakteristik Kapasitas Produksi Sumur	32
3.2 Biaya Investasi dan Biaya Pengembangan Panas Bumi.....	33
3.2.1 Biaya Investasi dan Pengembangan Lapangan Uap Panas Bumi	33
3.2.1.1 Biaya Eksplorasi	33
3.2.1.2 Biaya Pengembangan Sumur Pengembangan	37
3.2.2 Biaya Investasi dan Pengembangan Pembangkit Listrik	40
3.3 Rencana Investasi	41
3.3.1 Perencanaan Penjualan (<i>Sales Plan</i>)	42
3.3.2 Perencanaan Biaya Total Proyek.....	43
3.3.2.1 Perencanaan Biaya Pengembangan Lapangan Uap	44
3.3.2.2 Perencanaan Biaya Pembangkit Listrik	46
3.3.3 Perencanaan Sumber Pembiayaan.....	47
3.3.4 Perencanaan Proyeksi Laba Rugi (<i>Income Statement</i>).....	48
3.3.5 Perencanaan Proyeksi Neraca Sumber dan Penggunaan Dana.....	51
3.3.6 Perencanaan Proyeksi Neraca Aktiva-Pasiva.....	52
3.4.7 Evaluasi Kelayakan Proyek.....	53
3.4.8 Analisis Sensitivitas	58
3.3.8.1 Pengaruh Harga Penjualan Listrik	58
3.3.8.2 Pengaruh Biaya Investasi Pembangkit Listrik	59
3.3.8.3 Pengaruh Perubahan Faktor Kapasitas	59
3.3.8.4 Pengaruh Perubahan Rasio Sukses Sumur Pengembangan	60
3.3.8.5 <i>Clean Development Mechanism (CDM)</i>	61
BAB 4 ANALISA HASIL	64
4.1 Biaya Investasi	64
4.2 Analisis Ekonomi Mikro	64
4.3 Analisis Keuangan Perusahaan.....	65
4.3.1 Proyeksi Laba Rugi	65
3.3.5 Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana.....	66
3.3.6 Proyeksi Aktiva-Pasiva	67
4.4 Analisis Kelayakan	67
4.4 Analisis Sensitivitas	68
3.3.5 Pengaruh Harga Jual Listrik	69
3.3.6 Pengaruh Biaya Investasi	72
3.3.5 Pengaruh Rasio Sukses Pengeboran Sumur Pengembangan.....	73
3.3.5 Pengaruh Faktor Kapasitas Pembangkit Listrik	75
3.3.6 Skema <i>Clean Development Mechanism (CDM)</i>	76

BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	78
5.1 Kesimpulan	78
5.2 Saran	79
DAFTAR REFERENSI	80



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Perbedaan Karakteristik Antara Prospek Panas Bumi di Jawa-Bali dan Sumatera	30
Tabel 3.2	Perbandingan Karakteristik Lapangan Dominasi Uap dan Dominasi Air di Indonesia	32
Tabel 3.3	Biaya Eksplorasi	34
Tabel 3.4	Komponen Biaya Survei Eksplorasi	35
Tabel 3.5	Rincian dan Biaya Unit Infrastruktur	38
Tabel 3.6	Komponen Biaya Peralatan di Kepala Sumur	39
Tabel 3.7	Rincian dan Biaya Unit Pemipaan	40
Tabel 3.8	Biaya Investasi Lapangan Uap	45
Tabel 3.9	Biaya O&M Lapangan Uap	45
Tabel 3.10	Biaya Investasi Pembangkit Listrik	46
Tabel 3.11	Biaya O&M Pembangkit Listrik	46
Tabel 3.12	Struktur Pembiayaan Pinjaman	47
Tabel 3.13	Perkembangan Sistem Perpajakan Panas Bumi di Indonesia	49
Tabel 3.14	Perhitungan Pajak Penghasilan	50
Tabel 3.15	Proyeksi Laba Rugi	54
Tabel 3.16	Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana Masa Investasi	55
Tabel 3.17	Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana Pada Masa Produksi	56
Tabel 3.18	Proyeksi Neraca Aktiva-Pasiva Pada Masa Investasi	57
Tabel 3.19	Proyeksi Neraca Aktiva-Pasiva Pada Masa Produksi	57
Tabel 3.20	Perhitungan Indikator Kelayakan	58
Tabel 3.21	Hasil Sensitivitas Harga Penjualan Listrik	59
Tabel 3.22	Hasil Sensitivitas Biaya Investasi Terhadap Harga Jual Listrik, IRR dan NPV Proyek	60
Tabel 3.23	Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap Harga Jual Listrik, IRR, dan NPV Proyek	60
Tabel 3.24	Hasil Sensitivitas Rasio Sukses Sumur Pengembangan Terhadap Harga Jual Listrik, IRR, dan Proyek NPV	61
Tabel 3.25	Hasil Perhitungan Skema CDM	63
Tabel 3.26	Perbandingan Indikator Kelayakan Skema Dasar dan Skema CDM	63
Tabel 4.1	EAT dan <i>Internal Cashflow</i> Proyek	65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Proyeksi Kebutuhan Kapasitas Pembangkit Listrik	2
Gambar 1.2	Status Pemakaian Energi Primer Tahun 2004	3
Gambar 1.3	Energi Mix Optimal Tahun 2005	3
Gambar 1.4	Diagram Keterkaitan Masalah	6
Gambar 1.5	Diagram Alir Penelitian.....	8
Gambar 2.1	Sketsa Sistem Panas Bumi	12
Gambar 2.2	Proses Pemanfaatan Panas Bumi Untuk Pembangkit Listrik.....	13
Gambar 2.3	Sketsa Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sistem <i>Dry Steam</i>	15
Gambar 2.4	Sketsa Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sistem <i>Flash Steam</i>	16
Gambar 2.5	Sketsa Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sistem <i>Binary Cycle</i>	16
Gambar 2.6	Maksimal Keuntungan	17
Gambar 2.7	Perusahaan Mendapatkan Keuntungan	18
Gambar 2.8	Perusahaan Mengalami Kerugian.....	18
Gambar 2.9	Permodelan.....	26
Gambar 4.1	Komposisi Biaya Investasi Proyek.....	64
Gambar 4.2	<i>Benefit</i> dan <i>Cost</i> Proyek	67
Gambar 4.3	Pengaruh Harga Jual Listrik Terhadap NPV Proyek	69
Gambar 4.4	Pengaruh Harga Jual Listrik Terhadap IRR Proyek.....	70
Gambar 4.5	Pengaruh Harga Jual Listrik Terhadap <i>Payback Period</i> Proyek	71
Gambar 4.6	Pengaruh Harga Jual Listrik terhadap BCR dan PR Proyek	71
Gambar 4.7	Pengaruh Biaya Investasi PLTP Terhadap Harga Listrik dan IRR Proyek	72
Gambar 4.8	Pengaruh Biaya Investasi PLTP Terhadap Harga Listrik dan NPV	73
Gambar 4.9	Pengaruh Rasio Sukses Pengeboran Sumur Pengembangan Terhadap Harga Jual Listrik dan IRR Proyek	74
Gambar 4.10	Pengaruh Rasio Sukses Pengeboran Sumur Pengembangan Terhadap Harga Jual Listrik dan NPV Proyek.....	74
Gambar 4.11	Pengaruh Faktor Kapasitas Pembangkit Listrik Terhadap Harga Jual Listrik dan IRR Proyek	75
Gambar 4.12	Faktor Kapasitas Pembangkit Listrik Terhadap Harga Jual Listrik dan NPV Proyek	76
Gambar 4.13	Pengaruh Skema CDM Terhadap Harga dan IRR Proyek	77
Gambar 4.14	Pengaruh Skema CDM Terhadap Harga dan NPV Proyek	77

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Hasil Perhitungan Proyeksi Keuangan	81
Lampiran 2. Hasil Perhitungan Kebutuhan Sumur Make-Up	88
Lampiran 3. Hasil Perhitungan Depresiasi.....	89
Lampiran 4. Kondisi Panas Bumi di Indonesia	94
Lampiran 5. Daftar Negara-Negara Anggota Annex I dan Annex B*	97



BAB 1

PENDAHULUAN

Bab ini membahas penyusunan masalah dari seluruh penelitian yang merupakan tahap pertama penelitian ini. Bab ini terdiri dari beberapa bagian yaitu latar belakang penelitian, perumusan masalah, diagram keterkaitan masalah, batasan penelitian, tujuan, hasil dan manfaat penelitian, serta langkah-langkah dan metodologi penelitian.

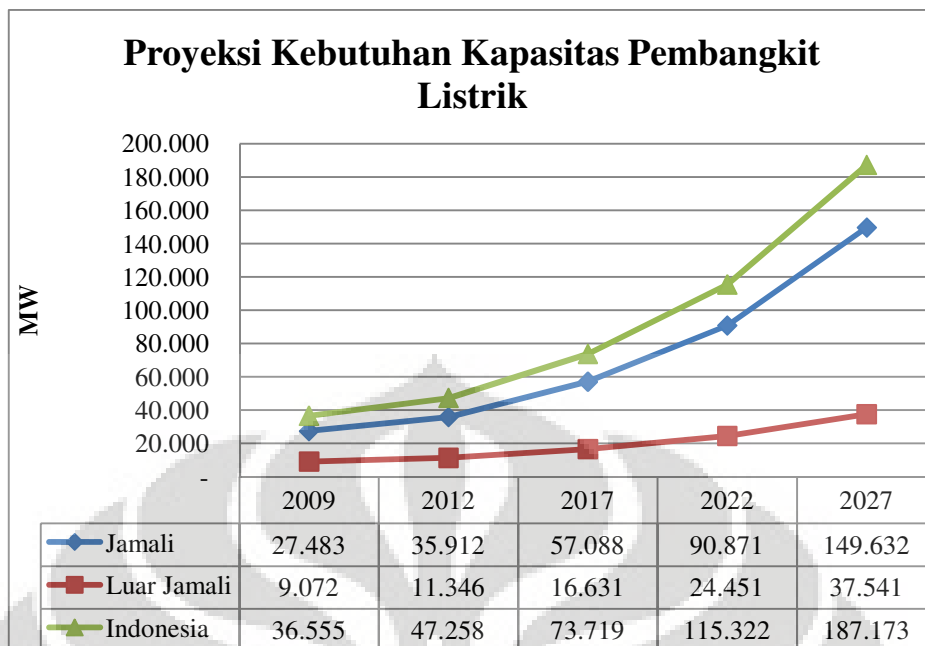
1.1 Latar Belakang Permasalahan

Energi listrik merupakan kebutuhan vital dalam memenuhi aktivitas sehari-hari bagi masyarakat sebagai motor penggerak ekonomi masyarakat dalam dalam rumahtangga, penerangan jalan, industri, dan usaha. Listrik mempengaruhi hajat banyak orang. Karena listrik termasuk milik umum (*public goods*), seharusnya listrik dapat diperoleh masyarakat dengan harga murah bahkan kalau perlu gratis.

Pertumbuhan penduduk dan aktivitas ekonomi di Indonesia mendorong peningkatan konsumsi listrik dari waktu ke waktu. Perusahaan Listrik Negara (PLN) merupakan penyedia listrik utama bagi masyarakat Indonesia. Dengan asumsi pertumbuhan ekonomi sepanjang 2008-2027 sebesar 6,1% secara nasional dan jumlah rumah tangga yang akan dialiri listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan rata-rata tumbuh sebesar 1,3% secara nasional maka diperkirakan pertumbuhan kebutuhan listrik Jamali sekitar 8,3% per tahun dan Luar Jawa-Bali sekitar 9,2% per tahun. Pertumbuhan kebutuhan listrik tersebut perlu diimbangi dengan penambahan kapasitas pembangkit hingga tahun 2027 sebesar 187.173 MW¹ yang digambarkan pada Gambar 1.1.

PLN sebagai penyedia utama listrik, kondisinya sangat berpengaruh terhadap kemampuannya menyediakan listrik guna mendukung pertumbuhan ekonomi. Tidak meningkatnya kapasitas listrik mengakibatkan terjadinya krisis pasokan listrik, yang dalam jangka panjang dapat memperlambat pertumbuhan ekonomi Indonesia. Krisis pasokan listrik menyebabkan pemutusan arus listrik bergilir di sebagian besar wilayah di Indonesia dapat menyebabkan terganggunya aktivitas perekonomian.

¹ Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2008-2027

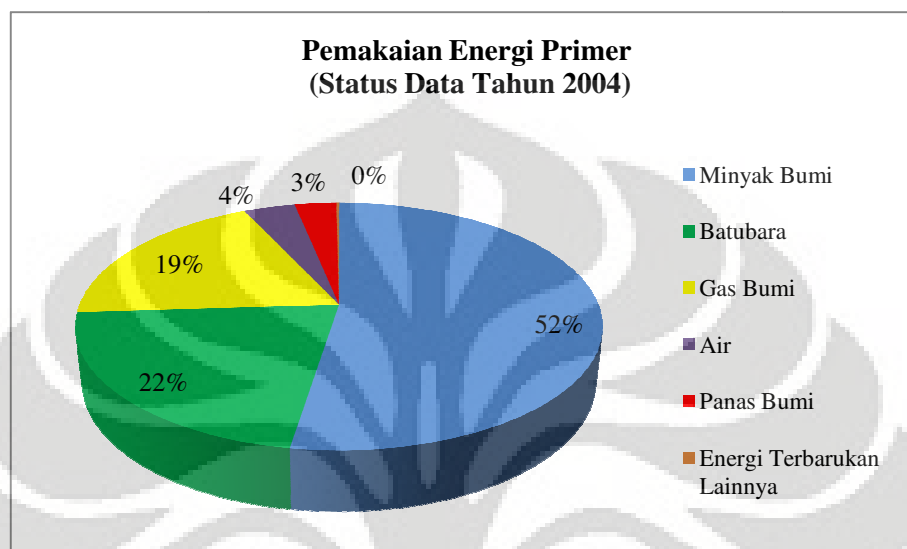


Gambar 1.1 Proyeksi Kebutuhan Kapasitas Pembangkit Listrik
(Sumber: DESDM)

Salah satu penyebab lain terjadinya krisis listrik adalah ketergantungan terhadap minyak bumi dan energi fosil lainnya sebagai bahan bakar pembangkit tenaga listrik. Status data tahun 2004 (Gambar 1.2) mengenai pemakaian energi primer, minyak bumi mencapai persentase pemakaian 52.50%, diikuti batubara (21.52%), gas (19.04%), air (3.73%), panas bumi (3.01%), dan energi baru terbarukan (0.20%). Minyak bumi dan energi fosil lainnya merupakan sumber daya yang tidak dapat diperbarui yang semakin lama akan berkurang persediaannya. Pemenuhan kebutuhan listrik yang tergantung pada minyak bumi sering kali mengganggu pasokan listrik nasional, apalagi jika terjadi kelangkaan atau meningkatnya harga minyak bumi di pasar internasional.

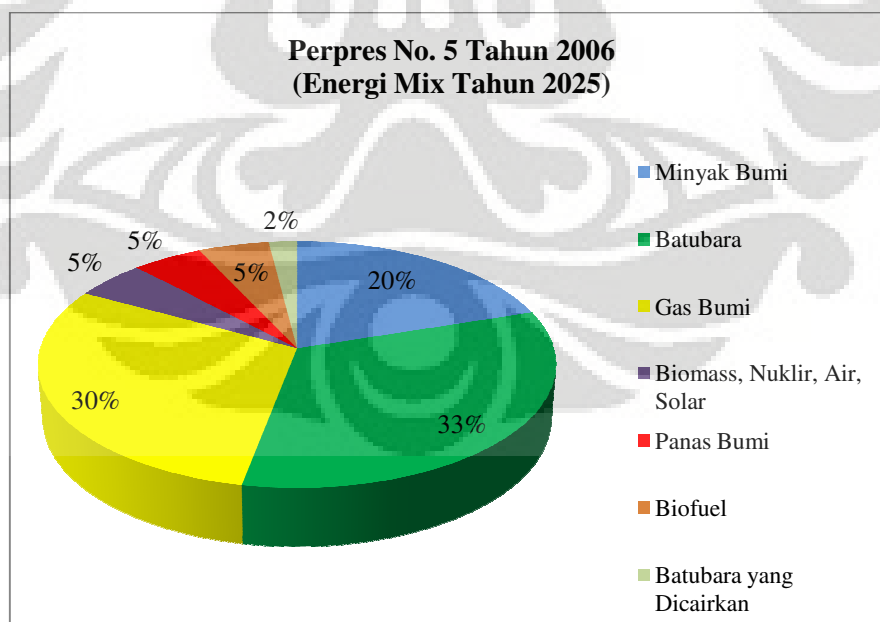
Indonesia memiliki cadangan sumber energi non fosil yang cukup melimpah, namun belum dimanfaatkan secara optimal. Upaya mengurangi pemanfaatan minyak bumi dan beralih pada sumber energi lain, terutama sumber energi non fosil dan energi terbarukan perlu dilakukan. Upaya peralihan energi ini mulai dilakukan pemerintah dengan mengeluarkan Perpres No. 5 Tahun 2006 pasal 2 ayat (2) huruf b. Perpres tersebut menyatakan bahwa salah satu tujuan Ketahanan Energi Nasional (KEN) adalah terwujudnya energi mix yang optimal

pada tahun 2025 dengan perincian, minyak bumi menjadi kurang dari 20%, gas bumi menjadi lebih dari 30%, batubara menjadi lebih dari 33%, batubara yang dicairkan (*liquefied coal*) menjadi lebih dari 2% dan bahan bakar nabati (BBN), panas bumi dan energi baru terbarukan menjadi lebih dari 5% (Gambar 1.3).



Gambar 1.2 Status Pemakaian Energi Primer Tahun 2004

(Sumber : DESDM)



Gambar 1.3 Energi Mix Optimal Tahun 2005

(Sumber : DESDM)

Pemanfaatan energi panas bumi relatif ramah lingkungan karena unsur-unsur yang berasosiasi dengan energi panas tidak membawa dampak lingkungan atau berada dalam batas ketentuan yang berlaku. Panas bumi juga merupakan sumber energi panas dengan ciri terbarukan karena proses pembentukannya terus-menerus sepanjang masa selama kondisi lingkungannya dapat terjaga keseimbangannya.

Pengembangan pemanfaatan energi panas bumi sebagai sumber energi pembangkitan listrik terhambat oleh rendahnya investasi. Rendahnya investasi pada pengembangan panas bumi diakibatkan oleh anggapan para investor yang beranggapan bahwa keuntungan yang dihasilkan proyek-proyek panas bumi tidak cukup menarik. Kesepakatan jual beli listrik yang terjadi antara pengembang listrik swasta atau *Independent Power Producer (IPP)* panas bumi dan PLN seringkali menjadi permasalahan yang menghalangi pengembangan pembangkitan listrik tenaga panas bumi. PLN mengklaim bahwa PLN harus menanggung beban biaya tambahan yang timbul akibat selisih harga beli listrik dari IPP dan harga jual listrik ke masyarakat yang dinilai terlalu rendah. Hal ini menyebabkan PLN hanya mampu membeli listrik dengan harga yang rendah.

Peran pemerintah juga berpengaruh terhadap pengembangan pemanfaatan energi panas bumi sebagai sumber energi pembangkit listrik. Kebijakan-kebijakan pemerintah harus dapat menarik investor dalam menanamkan modalnya dalam pengembangan panas bumi. Berbagai kebijakan baru telah dikeluarkan pemerintah untuk menyelesaikan permasalahan yang dapat menghambat pengembangan panas bumi di Indonesia.

Dengan adanya persoalan diatas, maka peneliti berkesimpulan bahwa perlunya suatu analisis kelayakan ekonomi proyek pembangkitan listrik tenaga panas bumi di Indonesia.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah di bahas pada poin-poin di atas, maka rumusan masalah yang dibahas pada penelitian ini adalah bagaimana membangun perusahaan pembangkitan listrik tenaga panas bumi di Indonesia yang menghasilkan harga listrik sesuai dengan harga yang diberikan PLN yang berpedoman pada harga patokan tertinggi penjualan listrik panas bumi serta

memberikan keuntungan pada perusahaan sehingga layak untuk dilaksanakan. Untuk menjawab pertanyaan tersebut dibutuhkan suatu analisis kelayakan pembangunan proyek pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi.

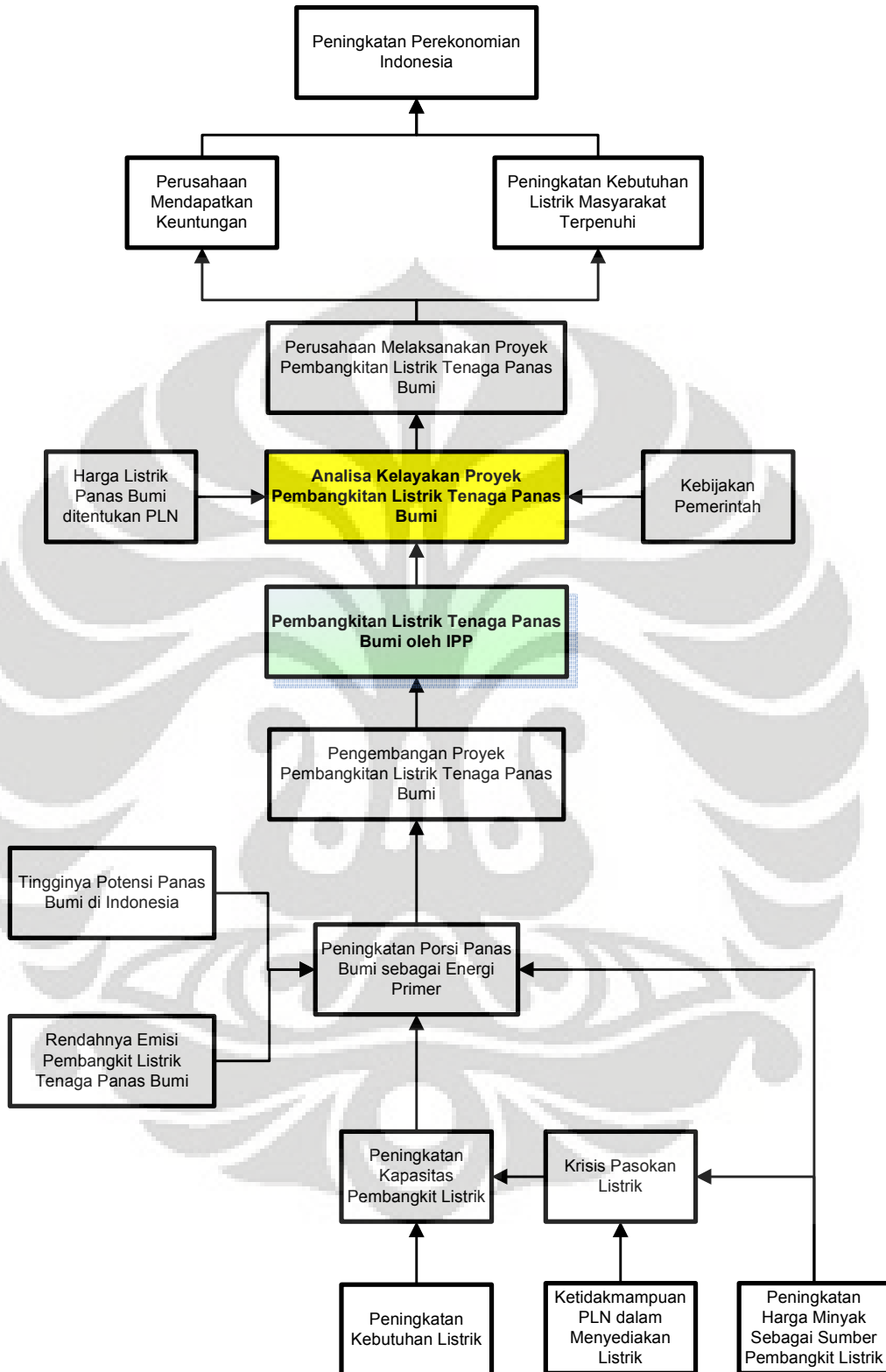
1.3 Diagram Keterkaitan Masalah

Peningkatan proporsi pembangkit listrik tenaga energi terbarukan khususnya panas bumi mendorong upaya pemerintah dalam meningkatkan kapasitas pembangkit listrik tenaga panas bumi. Tidak hanya karena panas bumi merupakan energi yang ramah lingkungan, tapi yang paling utama adalah tingginya potensi panas bumi Indonesia.

Ketidakmampuan PLN dalam menyediakan listrik mengakibatkan perlunya pembangkitan listrik oleh pihak swasta dalam hal ini pengembang listrik swasta panas bumi. Ketertarikan pengembang dalam membangun pembangkit listrik, timbul dari keuntungan yang akan didapatkan dari proyek. Untuk memprediksi apakah proyek tersebut menguntungkan, diperlukan adanya suatu analisis kelayakan. Layak atau tidaknya sebuah proyek dinilai dari harga jual listrik (harus disepakati bersama PLN) yang memberikan keuntungan bagi perusahaan serta indikator lainnya seperti *Internal Rate of Return* (IRR), *Net Present Value* (NPV), *Payback Period*, dan *Benefit Cost Ratio* (BCR). Kelayakan tersebut juga dipengaruhi oleh kebijakan-kebijakan pemerintah dalam meningkatkan investasi panas bumi dan juga harga jual listrik kepada PLN dengan keterbatasan daya beli PLN.

Pelaksanaan pembangunan proyek pembangkit listrik panas bumi diharapkan dapat meningkatkan kapasitas listrik guna memenuhi kebutuhan listrik masyarakat baik rumah tangga, industri, komersial, maupun publik. Listrik diperlukan sebagai penunjang aktivitas masyarakat. Di dalam rumah tangga, listrik digunakan untuk mempermudah kegiatan sehari-hari sedangkan di dalam industri, listrik digunakan sebagai tenaga untuk menjalankan mesin-mesin serta keperluan lainnya. Dengan adanya listrik, produktivitas dapat meningkat dengan begitu perekonomian Indonesia diharapkan dapat meningkat.

Hubungan permasalahan kelayakan proyek pembangkitan listrik tenaga panas bumi dapat digambarkan pada Gambar 1.4 sebagai berikut :



Gambar 1.4 Diagram Keterkaitan Masalah

1.4 Batasan Penelitian

Dengan segala keterbatasan yang ada serta untuk dapat memperoleh hasil yang sesuai dengan tujuan penelitian maka perlu dilakukan pembatasan permasalahan. Penelitian akan dilakukan dalam ruang lingkup berikut ini:

- Analisis kelayakan proyek dilakukan pada studi kasus pembangunan PLTP “X” di Jawa Barat dengan kapasitas 2 x 55 MW.
- Tipe pengembangan panas bumi adalah *total project*, yaitu perusahaan uap dan perusahaan listrik.
- Kelayakan proyek hanya dilihat dari sisi ekonomi
- Analisis ekonomi mikro proyek dilihat dari segi teori harga.
- Analisis evaluasi investasi dilakukan dengan metode ekonomi teknik untuk menentukan *profitability indicator*, yaitu : *net present value (NPV)*, *benefit cost ratio (BCR)*, *payback period(PBP)*, dan *internal rate of return (IRR)*.
- Analisis sensitivitas hanya menganalisis faktor yang paling dominan pada proyek.

1.5 Tujuan, Hasil, dan Manfaat Penelitian

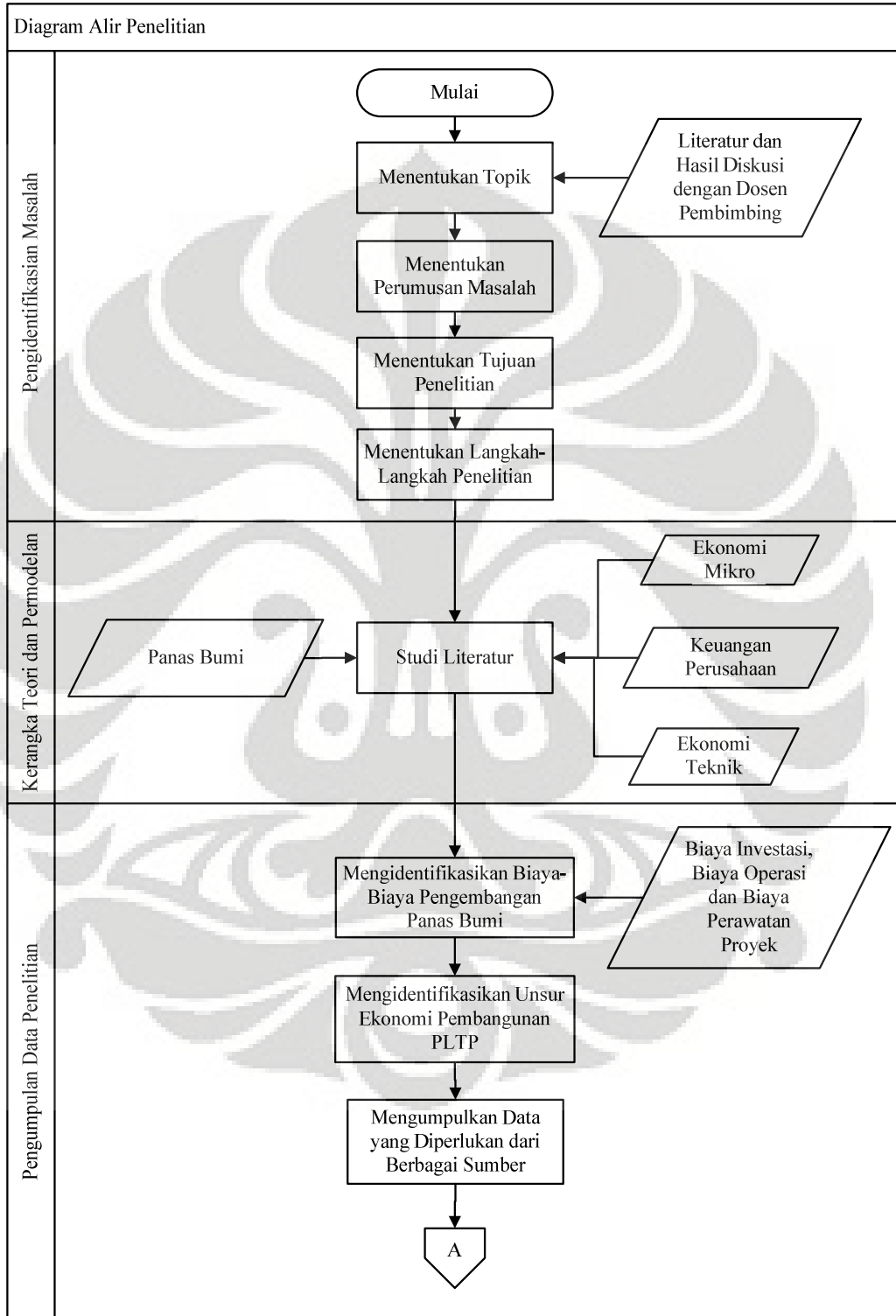
Adapun tujuan yang ingin dicapai melalui penelitian ini adalah mengetahui kelayakan proyek secara ekonomi mikro berdasarkan ekonomi teknik dan neraca keuangan perusahaan.

Hasil dari penelitian ini adalah harga penjualan listrik kepada PLN yang memberikan *revenue* terhadap perusahaan. Harga penjualan tersebut akan disepakati oleh PLN sesuai dengan pertimbangan PLN. Selain itu, juga dihasilkan *profitability indicator* sehingga perusahaan dapat mengetahui keuntungan dari proyek.

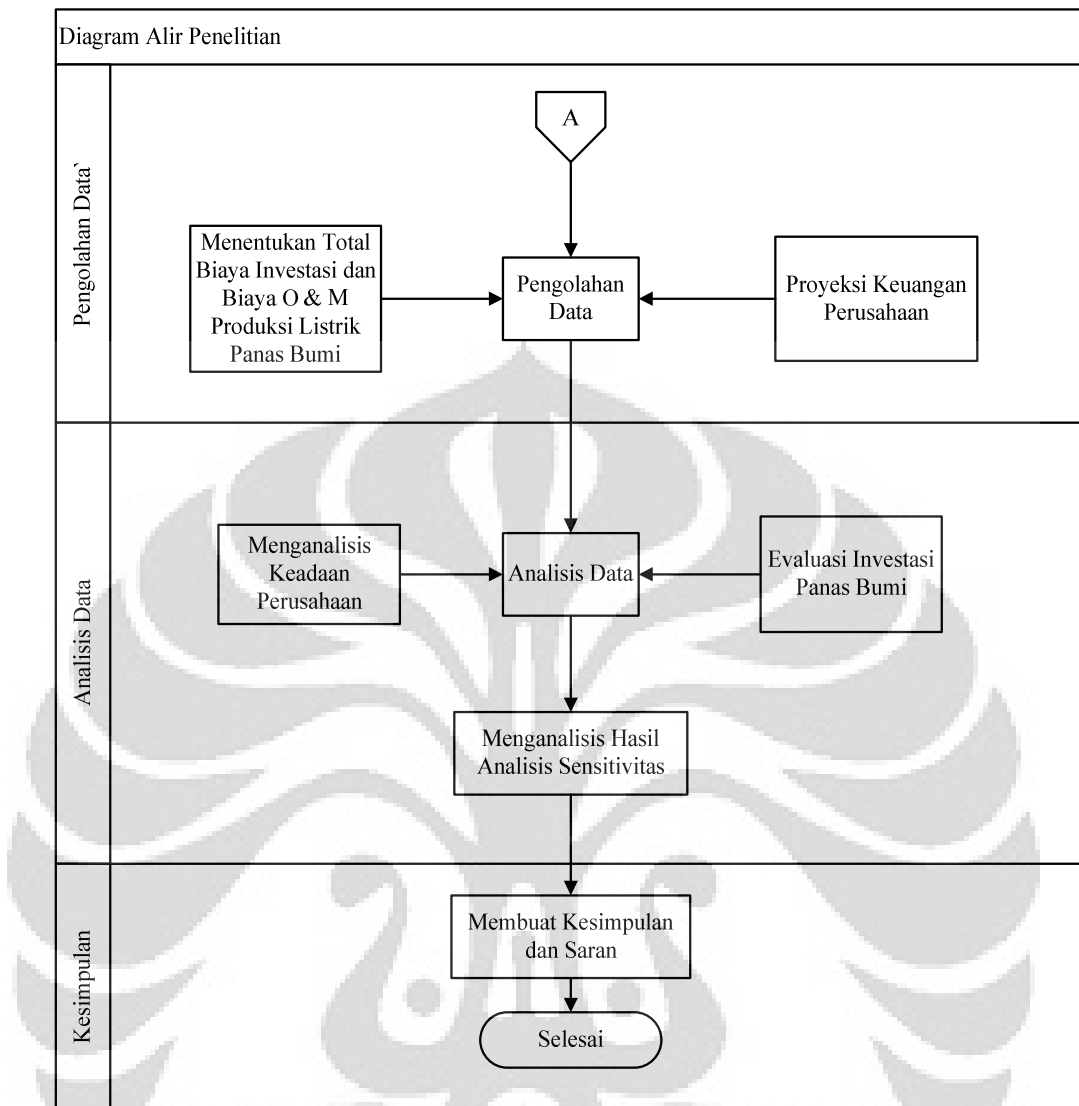
Penelitian ini diharapkan dapat bermanfaat bagi pengembangan pembangkit listrik panas bumi agar peningkatan kapasitas pembangkit listrik dapat memenuhi peningkatan kebutuhan listrik masyarakat. Dengan terpenuhinya kebutuhan listrik masyarakat baik masyarakat rumah tangga, industri, komersial, maupun publik dapat menunjang aktivitas sehingga dapat mendukung perekonomian Indonesia.

1.6 Langkah-Langkah dan Metodologi Penelitian

Pengerjaan penelitian dilakukan secara bertahap dalam beberapa langkah. Langkah-langkah pengerjaan tergambar dalam diagram alir penelitian.



Gambar 1.5 Diagram Alir Penelitian



Gambar 1.5 Diagram Alir Penelitian (Sambungan)

Penelitian dilakukan sesuai dengan langkah-langkah berikut :

- **Pengidentifikasian Masalah**
Pengidentifikasian masalah dilakukan dengan menentukan topik penelitian, perumusan masalah, dan penentuan tujuan penelitian. Selain itu, ditentukan pula langkah-langkah pengerjaan penelitian.
- **Penyusunan Kerangka Teori dan Pemodelan**
Pada tahapan ini disusun kerangka teori tentang gambaran umum panas bumi, ekonomi mikro, keuangan perusahaan, dan ekonomi teknik.
- **Pengumpulan Data Penelitian**

Data yang dibutuhkan pada penelitian ini adalah data sekunder tentang biaya-biaya dan modal yang dibutuhkan untuk membangun proyek, keuntungan yang akan dihasilkan proyek. Serta hal-hal lain yang dibutuhkan untuk menganalisis kelayakan ekonomi suatu proyek.

- **Pengolahan Data dan Analisis Data**

Pengolahan data penelitian dilakukan dengan metode ekonomi mikro yang membahas tentang harga listrik panas bumi. Data diolah dengan melakukan proyeksi keuangan perusahaan yang selanjutnya dilakukan analisis kelayakan secara ekonomi teknik. Kemudian jika diketahui faktor yang paling dominan terhadap proyek, perubahan faktor tersebut disimulasikan untuk mengetahui seberapa jauh proyek terpengaruh oleh perubahan tersebut.

- **Penarikan Kesimpulan dan Saran**

Pada tahap ini akan dilakukan penarikan kesimpulan serta pemberian saran kepada perusahaan terkait tentang pilihan yang optimal

1.7 Sistematika Penulisan

Sistematika yang digunakan dalam penulisan penelitian ini mengikuti aturan standar baku penulisan tugas akhir mahasiswa. Penulisan tugas akhir ini dibuat dalam lima bab yang memberikan gambaran sistematis sejak awal penelitian hingga tercapainya tujuan penelitian.

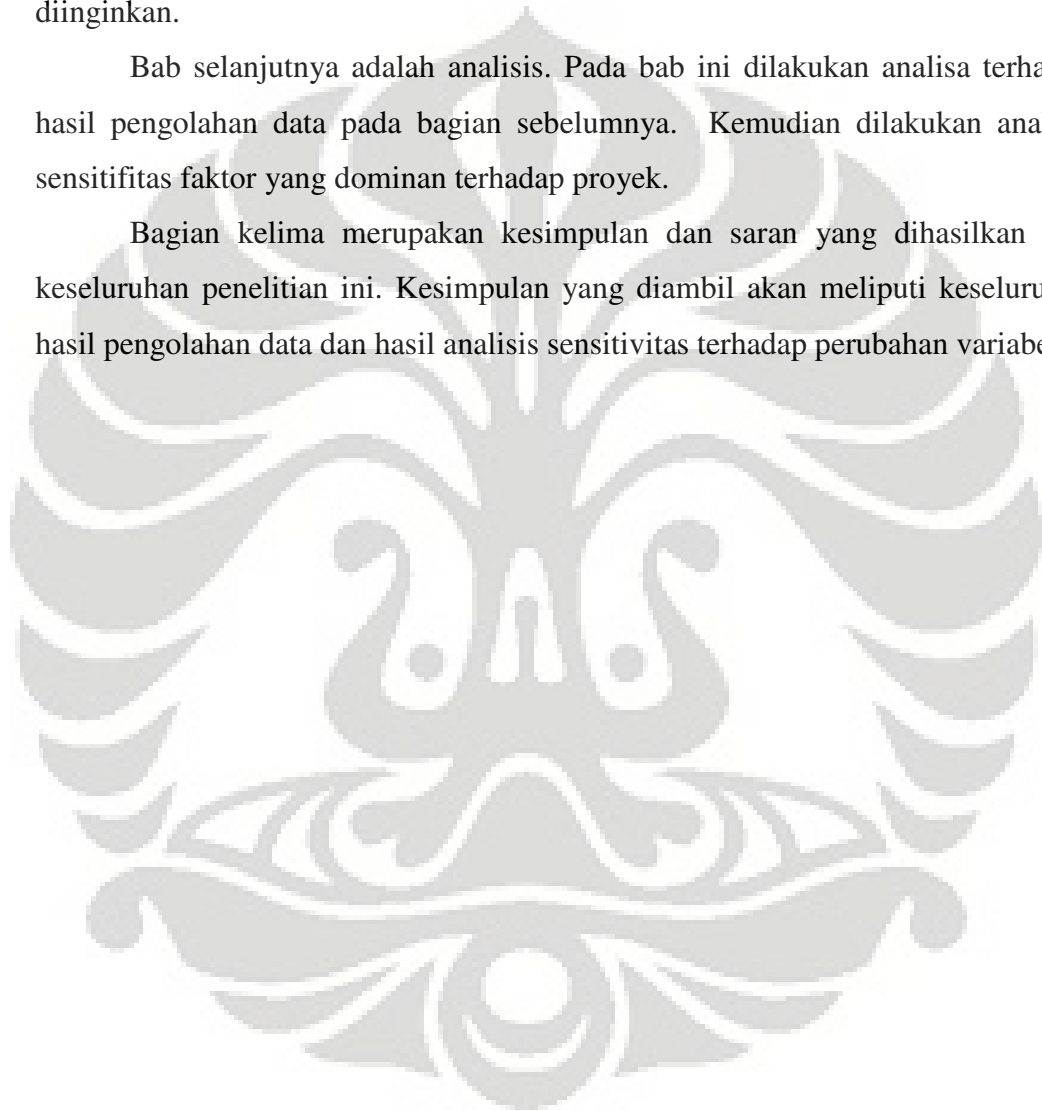
Bab pertama merupakan pendahuluan yang berisikan latar belakang, perumusan masalah, diagram keterkaitan masalah, batasan penelitian, tujuan, hasil dan manfaat penelitian, serta langkah-langkah dan metodologi penelitian. Bab ini membahas penyusunan masalah dari seluruh penelitian yang merupakan tahap pertama dalam metodologi penelitian ini.

Bab kedua adalah tinjauan literatur dan pemodelan. Bab ini meninjau teori-teori atau literatur yang berhubungan dengan penelitian untuk dijadikan sebagai landasan berpikir dalam melakukan penelitian. Adapun teori-teori yang dibahas meliputi konsep ekonomi mikro, neraca keuangan perusahaan, dan ekonomi teknik. Selain itu juga dijelaskan tentang teknologi panas bumi. Tinjauan literatur ini dilakukan untuk memperkuat aktivitas-aktivitas selama dilakukannya penelitian. Bab ini juga membahas pemodelan yang penelitian.

Bab ketiga adalah pengumpulan dan pengolahan data. Data merupakan materi penting yang dibutuhkan dalam pembuatan skripsi ini. Pada bab ketiga akan dibahas mengenai pengumpulan data, mulai dari perumusan sumber data; proses pengidentifikasian data yang dibutuhkan; serta penjabaran data secara umum. Setelah data terkumpul, proses yang dibahas dalam bab ini adalah tentang bagaimana data yang sudah terkumpul diolah hingga menghasilkan hasil yang diinginkan.

Bab selanjutnya adalah analisis. Pada bab ini dilakukan analisa terhadap hasil pengolahan data pada bagian sebelumnya. Kemudian dilakukan analisis sensitifitas faktor yang dominan terhadap proyek.

Bagian kelima merupakan kesimpulan dan saran yang dihasilkan dari keseluruhan penelitian ini. Kesimpulan yang diambil akan meliputi keseluruhan hasil pengolahan data dan hasil analisis sensitivitas terhadap perubahan variabel.



BAB 2

KERANGKA TEORI DAN PEMODELAN

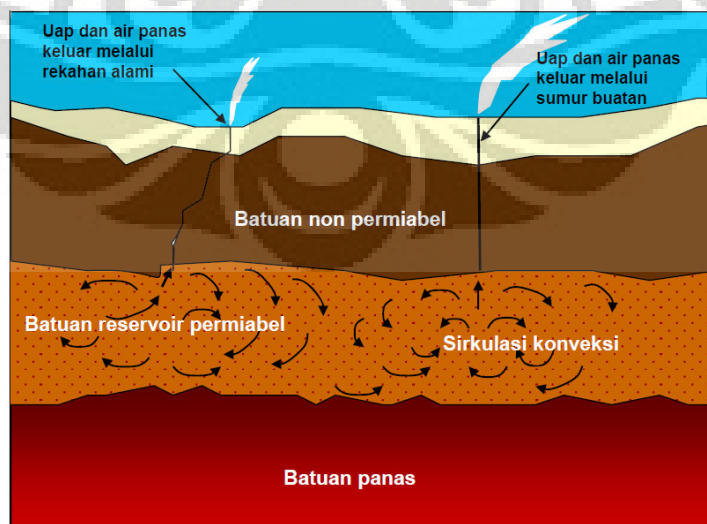
Bab ini meninjau teori-teori atau literatur yang berhubungan dengan penelitian untuk dijadikan sebagai landasan berpikir dalam melakukan penelitian. Adapun teori-teori yang dibahas meliputi teknologi panas bumi, konsep ekonomi mikro, neraca keuangan perusahaan, dan ekonomi teknik.

2.1 Teknologi Panas Bumi

Pada bagian ini akan dijelaskan tentang gambaran umum panas bumi yang akan dibagi menjadi beberapa bagian yaitu definisi panas bumi, jenis-jenis energi panas bumi, dan kegiatan panas bumi.

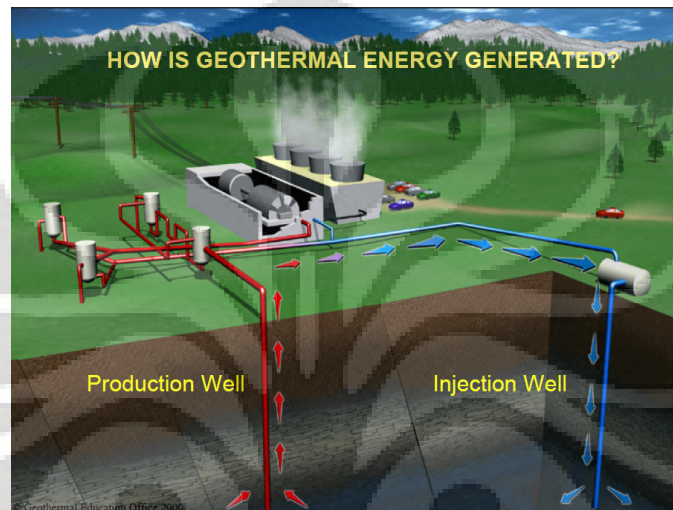
2.1.1 Definisi Panas Bumi

Panas bumi (*Geothermal*) sebagaimana didefinisikan dalam Undang-Undang Nomor 27 Tahun 2003 tentang panas bumi, adalah sumber energi panas yang terkandung di dalam air panas, uap air dan batuan bersama mineral ikutan dan gas lainnya yang secara genetik semuanya tidak dapat dipisahkan dalam suatu sistem panas bumi dan untuk pemanfaatannya diperlukan proses penambangan. Panas bumi mengalir secara kontinu dari dalam bumi menuju ke permukaan, digambarkan pada Gambar 2.1, yang manifestasinya dapat berupa gunung berapi, mata air panas, dan *geyser*.



Gambar 2.1 Sketsa Sistem Panas Bumi

Untuk pemanfaatannya, perlu dilakukan kegiatan penambangan berupa eksplorasi dan eksploitasi guna mentransfer energi panas tersebut ke permukaan melalui sumur produksi atau pengembangan. Energi yang telah ditransfer ke permukaan tersebut diolah di sebuah pembangkit listrik dan kemudian uap panas tersebut dialirkan kembali melalui sumur injeksi. Proses pemanfaatan ini dapat digambarkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Proses Pemanfaatan Panas Bumi Untuk Pembangkit Listrik

Pemanfaatan energi panas bumi relatif ramah lingkungan karena unsur-unsur yang berasosiasi dengan energi panas tidak membawa dampak lingkungan atau berada dalam batas ketentuan yang berlaku. Panas bumi merupakan sumber energi panas dengan ciri terbarukan karena proses pembentukannya terus-menerus sepanjang masa selama kondisi lingkungannya dapat terjaga keseimbangannya.

Emisi CO₂, SO₂, dan NO₂ yang dihasilkan Pembangkit Listrik Tenaga Panas bumi (PLTP) terhitung sangat rendah. PLTP juga tak mengakibatkan degradasi mutu lingkungan karena tidak ada penambangan di permukaan, tumpahan minyak, dan penggenangan habitat.

2.1.2 Jenis-Jenis Energi Panas Bumi

Jenis pembangkit listrik panas bumi dapat dibedakan sesuai dengan jenis fluida yang dikandungnya. Pada umumnya jenis fluida yang memengaruhi jenis pembangkit listrik panas bumi terbagi menjadi 2 macam, yaitu sistem dominasi uap dan sistem dominasi air panas.

2.1.2.1 *Vapor Dominated System* (Sistem Dominasi Uap)

Vapor dominated system adalah jenis energi panas bumi yang menghasilkan uap sebagai fluida kerja. Jenis ini sangat jarang ditemukan, namun merupakan jenis yang sangat sesuai untuk dimanfaatkan pada pembangkit listrik.

Uap basah yang keluar dari perut bumi pada mulanya berupa air panas bertekanan tinggi yang pada saat menjelang permukaan bumi terpisah menjadi kira-kira 20 % uap dan 80 % air. Atas dasar ini maka untuk dapat memanfaatkan jenis uap basah ini diperlukan separator untuk memisahkan antara uap dan air. Uap yang telah dipisahkan dari air diteruskan ke turbin untuk menggerakkan generator listrik, sedangkan airnya disuntikkan kembali ke dalam bumi untuk menjaga keseimbangan air dalam tanah.

2.1.2.2 *Hot Water Dominated System* (Sistem Dominasi Air Panas)

Pada sistem ini fluida keluar dari sumur dengan tingkat kekeringan (*dryness*) yang sangat rendah, air lebih dominan atau berupa campuran dua phase (*two phase mixture*), dengan temperatur yang bervariasi dari 150°C.

Air panas yang keluar dari perut bumi pada umumnya berupa air asin panas yang disebut "*brine*" dan mengandung banyak mineral. Karena banyaknya kandungan mineral ini, maka air panas tidak dapat digunakan langsung sebab dapat menimbulkan penyumbatan pada pipa-pipa sistem pembangkit tenaga listrik. Untuk dapat memanfaatkan energi panas bumi jenis ini, digunakan sistem biner (dua buah sistem utama) yang akan dijelaskan selanjutnya.

2.1.3 **Kegiatan Usaha Panas Bumi**

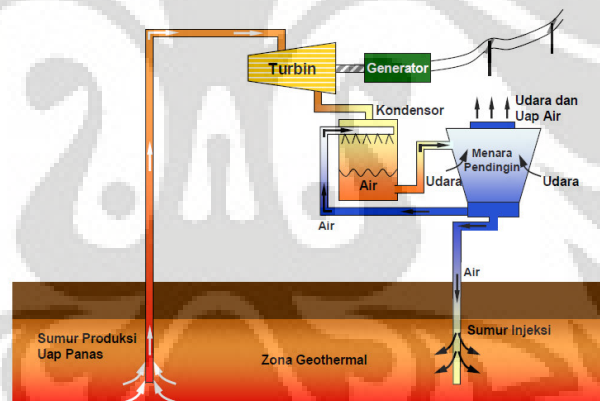
Kegiatan usaha panas bumi berupaya menemukan sumber daya panas bumi sampai dengan pemanfaatannya baik secara langsung maupun tidak langsung. Kegiatan usaha panas bumi dapat dibagi menjadi dua macam menurut jenis pengusaannya yaitu proyek perusahaan uap panas bumi dan proyek pembangkit listrik. Proyek perusahaan uap panas bumi (*hulu/upstream*) adalah kegiatan pengembangan lapangan panas bumi hingga dapat menghasilkan uap panas bumi. Untuk menghasilkan lapangan uap yang dapat berproduksi, tahapan-tahapan yang harus dilalui antara lain: penyelidikan/survei pendahuluan, penyelidikan pendahuluan lanjutan, penyelidikan rinci, pengeboran eksplorasi,

prastudi kelayakan, pengeboran delineasi, studi kelayakan, pengeboran pengembangan.

Kegiatan selanjutnya hingga dapat bermanfaat bagi masyarakat adalah pengusahaan listrik (*hilir/downstream*) dari uap panas yang dihasilkan pada kegiatan sebelumnya. Pembangkit listrik tenaga panas bumi dapat dikategorikan sesuai dengan jenis fluida yang dihasilkan pada wilayah tersebut. Jenis-jenis pembangkit listrik tenaga panas bumi antara lain:

a. *Dry Steam Power Plants*

PLTP sistem *dry steam* mengambil sumber uap panas dari bawah permukaan. Sistem ini dipakai jika fluida yang dikeluarkan melalui sumur produksi berupa fasa uap. Uap tersebut langsung dimanfaatkan untuk memutar turbin dan kemudian akan memutar generator untuk menghasilkan energi listrik.

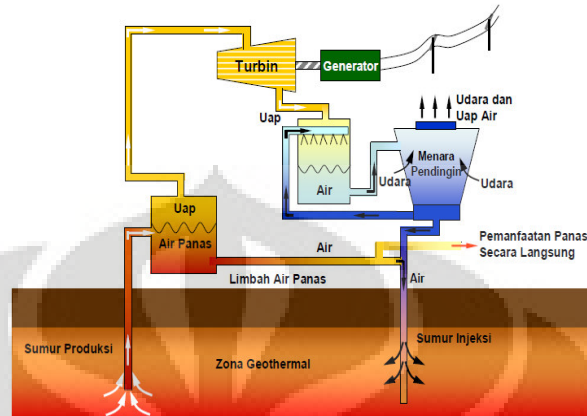


Gambar 2.3 Sketsa Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sistem *Dry Steam*

b. *Flash Steam Power Plants*

PLTP sistem *flash steam* merupakan PLTP yang paling umum digunakan. Pembangkit jenis ini memanfaatkan reservoir panas bumi yang berisi air dengan temperatur lebih besar dari 182° C. Air yang sangat panas ini dialirkan ke atas melalui pipa sumur produksi dengan tekanannya sendiri. Karena mengalir ke atas, tekanannya menurun dan beberapa bagian dari air menjadi uap. Uap ini kemudian dipisahkan dari air dan dialirkan

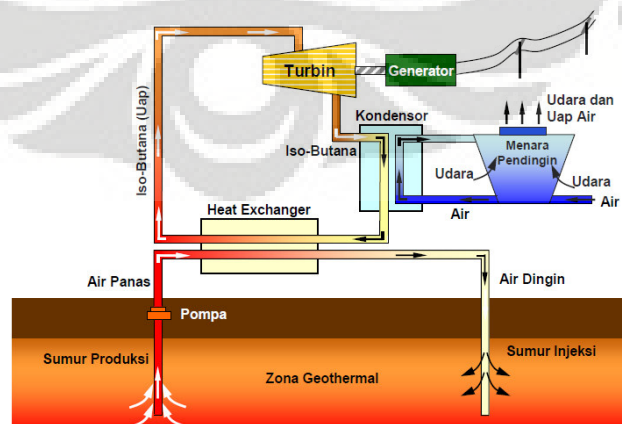
kembali melalui sumur injeksi kedalam reservoir, yang memungkinkan sumber energi ini berkesinambungan dan terbaru.



Gambar 2.4 Sketsa Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sistem *Flash Steam*

c. *Binary Cycle Power Plants*

Pembangkit ini menggunakan air panas untuk mendidihkan fluida kerja yang biasanya berupa senyawa organik yang mempunyai titik didih rendah. Fluida kerja ini diuapkan dengan *heat exchanger* yang kemudian uap tersebut digunakan untuk memutar turbin. Air kemudian disuntikkan kembali ke dalam reservoir melalui sumur injeksi untuk dipanaskan kembali. Pada seluruh proses dalam sistem ini air dan fluida bekerja secara terpisah dan merupakan sistem tertutup, sehingga hanya sedikit atau tidak ada emisi udara. Keunggulan PLTP sistem *binary cycle* dioperasikan dengan air pada temperatur lebih rendah yaitu antara 107° - 182° C.



Gambar 2.5 Sketsa Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sistem *Binary Cycle*

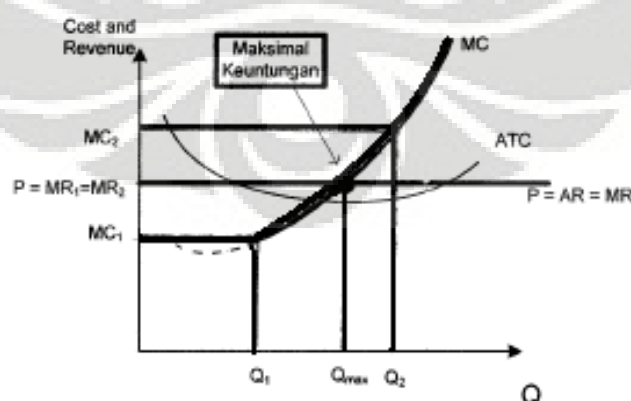
2.2 Kerangka Teori

Dalam melakukan penelitian, dibutuhkan teori-teori yang dapat mendukung proses penelitian. Terdapat beberapa teori yang dibutuhkan dalam penelitian ini, antara lain teori ekonomi mikro dan teori neraca keuangan.

2.2.1 Ekonomi Mikro

Ilmu ekonomi mempelajari bagaimana masyarakat mengelola sumber daya yang langka untuk memenuhi kebutuhan mereka. Kelangkaan sumber daya berarti memiliki sumber daya yang terbatas. Teori ekonomi mikro (*microeconomics*) mempelajari bagaimana rumah tangga dan perusahaan membuat keputusan dan berinteraksi di pasar. Salah satu tujuan ekonomi mikro adalah menganalisa pasar beserta mekanismenya yang membentuk harga relatif kepada produk dan jasa, dan alokasi dari sumber terbatas diantara banyak penggunaan alternatif sehingga ekonomi mikro sering dinamakan dengan teori harga (*price theory*).

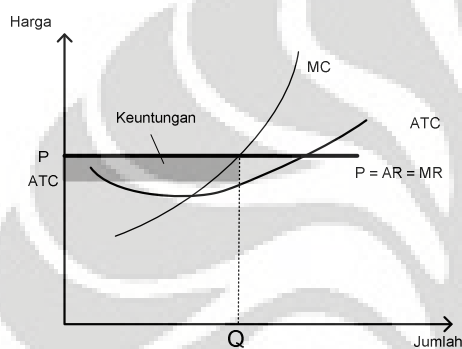
Pada pasar kompetitif, untuk setiap perusahaan, pendapatan rata-rata sama dengan harga jual barang. Jika perusahaan memproduksi barang sejumlah Q_1 , pada tingkat produksi ini pendapatan marginal lebih besar daripada biaya marginal. Perusahaan dapat meningkatkan keuntungannya dengan cara meningkatkan jumlah produksinya. Pada tingkat produksi Q_2 , biaya marginal lebih besar daripada pendapatan marginal. Perusahaan dapat meningkatkan keuntungan dengan cara mengurangi jumlah produksinya.



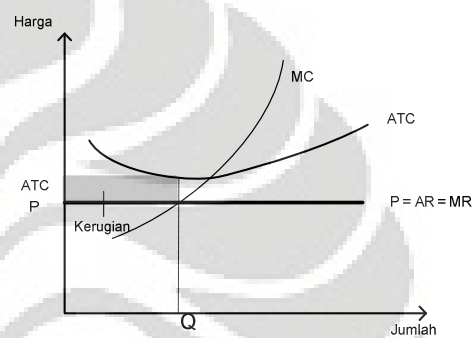
Gambar 2.6 Maksimal Keuntungan

Perusahaan nantinya akan menyesuaikan jumlah produksi hingga jumlah barang mencapai Q_{max} . Analisis ini menunjukkan suatu aturan umum untuk memaksimalkan keuntungan: jumlah produksi Q tercapai pada pendapatan marginal dan biaya marginal sama besar (Gambar 2.6)

Pada grafik pada Gambar 2.7, daerah yang diarsir, dengan tinggi persegi panjang adalah $P - ATC$, selisih antara harga dan biaya total rata-rata. Lebarnya adalah Q , jumlah yang diproduksi. Maka dari itu, luas persegi panjang adalah $(P - ATC) \times Q$, yang merupakan keuntungan perusahaan.



Gambar 2.7 Perusahaan Mendapatkan Keuntungan



Gambar 2.8 Perusahaan Mengalami Kerugian

Sedangkan Gambar 2.8 menunjukkan bahwa perusahaan mendapatkan keuntungan negatif atau merugi. Pada kasus ini, memaksimalkan keuntungan berarti meminimalkan kerugian, yang terjadi pada jumlah produksi dimana harga sama dengan biaya marginal. Akibatnya perusahaan dalam situasi ini tidak memperoleh pendapatan untuk mencukupi biaya total rata-rata, maka perusahaan akan merugi.

2.2.2 Teori Keuangan Perusahaan

Kewajiban dari manager sebuah perusahaan adalah menyampaikan laporan keuangan yang menunjukkan perkembangan perusahaan kepada pemegang saham. Laporan ini disampaikan, pada umumnya setahun sekali, dan oleh karenanya disebut Laporan Tahunan (*Annual Report*). Suatu perusahaan juga dapat membuat laporan keuangan setiap tiga bulan atau enam bulan, untuk tujuan tertentu.

Tiga laporan keuangan yang mendasar yaitu Neraca Kekayaan-Kewajiban yang sering disebut Neraca Aktiva-Pasiva (*Balance Sheet* atau *Statement of Assets and Claims on Assets*), Neraca Laba Rugi (*Profit and Loss Statement*, atau *Income Statement*), dan Neraca Sumber dan Penggunaan Dana (*Sources and Uses of Funds Statement*).

2.2.2.1 Neraca Aktiva-Pasiva

Neraca aktiva-pasiva atau biasa disebut *balance sheet* merupakan sarana yang mudah untuk mengorganisasikan dan mengikhtisarkan apa-apa yang dimiliki oleh sebuah perusahaan (aset), apa yang menjadi utang perusahaan (kewajiban), dan perbedaan diantara keduanya.

Neraca aktiva-pasiva terbagi atas empat bagian, yaitu bagian kiri dan kanan serta atas dan bawah. Bagian kiri memuat posisi aset dan bagian kanan posisi kewajiban (sering kali disebut hutang). Bagian atas aset memuat aset lancar (tidak tetap) dan bagian bawah aset memuat aset tetap. Bagian atas hutang memuat hutang perusahaan kepada pihak luar perusahaan atau kepada bukan pemilik perusahaan, dan bagian bawah hutang memuat hutang kepada pihak dalam perusahaan atau pemilik perusahaan (yaitu para pemegang saham). Bagian atas hutang juga terbagi atas hutang lancar atau hutang jangka pendek (umumnya kurang dari satu tahun) dan hutang jangka panjang (menengah: lebih dari satu tahun; dan panjang : lebih dari lima tahun).

Yang termasuk ke dalam kategori aset-aset lancar adalah uang tunai (*cash*) itu sendiri; barang-barang persediaan (inventori; bahan mentah/bahan baku, barang/produk setengah jadi, barang/produk jadi); dan segala piutang (*receivables*); dan surat-surat berharga jangka pendek (*marketable securities*; surat tanah, BPKB, bukti order, saham perusahaan lain).

Aset-aset tetap biasanya berupa bangunan pabrik dan bangunan-bangunan lain serta mesin-mesin dan peralatan proses produksi. Disebut tetap, karena tidak mudah dibawa-bawa atau diperjual-belikan atau tidak mudah pula untuk diuangkan (dijual dan dijadikan uang). Yang dicatat dalam neraca aktiva-pasiva adalah aset-aset tetap bersih, yaitu setelah dikurangi dengan penyusutan kumulatif, sehingga mencerminkan nilai aset yang sesungguhnya.

Sedangkan hutang lancar adalah surat tanda hutang (*note payables*); hutang dagang (*trade payables*); dan sisa kewajiban yang belum dibayarkan (*accruals*), seperti sisa upah yang belum dibayarkan (*accrued wages*) dan sisa pajak yang belum dibayarkan (*accrued taxes*).

Hutang yang berjangka panjang (*debt*) biasanya dibuat lewat lembaga-lembaga keuangan, seperti bank, perusahaan asuransi, dana pensiun, perusahaan lain, atau pemerintah, berupa obligasi (*bonds*; surat tanda hutang yang dikeluarkan oleh perusahaan). Hutang kepada pihak dalam perusahaan adalah hutang perusahaan kepada pemilik perusahaan. Pemilikan saham perusahaan dibedakan atas : nilai nominal (*face value* atau *par value*) lembar saham yang beredar (*outstanding*), *additional paid-in capital* (di Indonesia disebut agio) yaitu nilai kelebihan harga jual saham dari harga nominalnya, dan *cummulative retained earnings*. Jumlah dari nilai-nilai uang tersebut disebut nilai penyertaan (*total equity*) pemegang saham (*shareholders equity*).

2.2.2.2 Neraca Laba Rugi

Neraca laba rugi menyatakan keadaan keuangan tentang laba dan rugi perusahaan selama atau sepanjang satu tahun. Neraca ini memperlihatkan jumlah penerimaan dan jumlah pengeluaran selama satu tahun. Penerimaan diperoleh dari hasil penjualan (*sales*) produk (dan jasa) perusahaan. Sedang pengeluaran adalah biaya-biaya (*costs*) perusahaan untuk kegiatan operasi menghasilkan produk dan jasa.

Net sales atau hasil penjualan bersih, biasanya ditulis pada baris paling atas dan menunjukkan aliran dana masuk (*cash-in*). Yang dimaksud dengan “*net*” atau “bersih” di sini adalah setelah dikurangkan dengan berbagai bentuk “rabat” atau “diskon (*discount*)”, sehingga benar-benar mencerminkan uang masuk yang bersih sebagai hasil penjualan. Tentu saja hasil penjualan barang atau produk perusahaan bukan satu-satunya pendapatan. Selain ada banyak produk lain (bukan hanya satu produk utama) hasil perusahaan, juga ada produk sampingan, dan pendapatan dari lain-lain.

Sesudah itu disusul dengan pengeluaran-pengeluaran (*cash out*) atau biaya-biaya (*costs*). Beberapa kelompok biaya perusahaan dibedakan berikut ini:

1. *Cost of good sold*, yaitu komponen utama pembentuk biaya, yang berasal dari:
 - a. Biaya buruh langsung (*direct labor*)
 - b. Bahan baku dan bahan terpakai langsung lainnya (*direct material*)
 - c. *Factory expenses*, termasuk di dalamnya adalah biaya administrasi dan supervise di dalam pabrik, serta biaya penyusutan atau depreciation atas berbagai peralatan dan bangunan pabrik.
 - d. Perubahan persediaan atau *inventory*, atau stok dari bahan-bahan yang habis.
2. Biaya-biaya lain, atau yang dikenal dengan *operating expenses*, yang meliputi:
 - a. Biaya-biaya pemasaran dan penjualan, atau *selling expenses*
 - b. Biaya-biaya administrasi, termasuk perkantoran, dan lain-lain, yang disebut dengan *general and administrative expenses*.
3. Bunga atau *interest* atas hutang dan pinjaman, termasuk yang berjangka panjang dan pendek
4. Pajak atau *tax* atas keuntungan perusahaan.

Hasil dari *net sales* dikurangi *cost of good sold* dan *operating expenses* disebut *operating income*, atau *earning before interest and tax* (EBIT). EBIT dikurangi *interest* disebut *earning before tax* (EBT), atau *income after tax* (IAT), atau cukup disebut *earning* atau *income* saja. EAT atau IAT inilah yang disebut dengan untung (positif) atau rugi (negatif).

Keuntungan perusahaan kemudian dibagi menjadi dividen dan cadangan (*retained earning*). Dividen adalah bagian keuntungan yang dibagikan kepada para pemegang saham (*stockholders*). Cadangan (*retained earnings*) adalah bagian dari keuntungan perusahaan yang tidak dibagikan kepada para pemegang saham, melainkan ditanam kembali (*reinvestment*) ke dalam perusahaan.

Menarik atau tidaknya suatu perusahaan di mata pemegang saham (baik calon maupun yang sudah) sering dinilai dari keuntungan per saham (*earning per share*, EPS) dan dividen per saham (*dividen per share*, DPS).

2.2.2.3 Neraca Arus/Aliran Uang

Neraca aliran uang tunai atau *cash-flow statement* adalah kelanjutan daripada Neraca Laba-Rugi, Oleh karena itu neraca ini juga mendasarkan pada konsep aliran (*flow*). Perbedaannya terletak pada akhir pencatatan neraca ini nilai depresiasi dimasukkan ke dalam neraca ini sebagai aliran uang masuk ke dalam kas perusahaan karena memang pada kenyataannya biaya penyusutan (*depreciation*) ini tidak mengalir keluar perusahaan. Jadi, diperoleh *cash flow* sebagai penjumlahan *Earning after tax* (EAT) dengan biaya depresiasi (*depreciation*).

2.2.2.4 Neraca Sumber dan Penggunaan Dana

Neraca keuangan sumber dan penggunaan ini ditampilkan untuk menunjukkan dari mana dana-dana diperoleh perusahaan dan digunakan untuk apa saja. Misalnya untuk menjawab pertanyaan semacam ini: apakah program pengembangan perusahaan dibiayai dengan hutang baru atau lewat penjualan saham baru. Apakah perusahaan dibangun di atas aset-aset lancar yang semakin besar atau semakin sedikit.

Selain penyertaan dan hutang sebagai modal awal perusahaan, sesudah operasi produksi berjalan dan perusahaan mampu menjual produk-produknya, maka *net income* (EAT) merupakan salah satu sumber dana (*cash-in*). Dalam hal ini perlu diingat tentang peranan biaya penyusutan yang juga merupakan sumber dana.

Neraca sumber dan penggunaan memperlihatkan bagaimana dana diperoleh dari sumbernya, seperti dari penyertaan pemegang saham (*equity*) atau dari meminjam ke bank (*debt; loan*). Di sisi penggunaannya, dapat dilihat bagaimana dan tersebut digunakan untuk mendirikan bangunan, membeli mesin-mesin dan berbagai fasilitas perusahaan sampai dimulainya produksi percobaan (*start-up; trial-run*), disusul dengan produksi untuk komersial dari bekerja dengan separuh kapasitas sampai mencapai kapasitas maksimal.

Dalam neraca ini, pada umumnya orang ingin melihat pula, apakah pada tiap akhir tahun ada dana yang cukup untuk mengawali kegiatan produksi pada tahun berikutnya. Jadi, kalau pada operasi sesuatu tahun tertentu ada dana *surplus*

(*minus*), maka pada akhir tahun (*end of the year*) akan ada dana sebanyak dana pada awal tahun (*beginning of the year*) ditambah (dikurangi) dengan dana *surplus* (*minus*).

2.3 Analisis Kelayakan

Analisis kelayakan sangat penting dan harus dilakukan dalam melakukan pengembangan ataupun pendirian usaha baru termasuk pengembangan pembangkitan listrik tenaga panas bumi. Hal ini dilakukan untuk melihat apakah sebuah investasi menguntungkan secara finansial atau justru merugikan. Selain itu, analisis kelayakan merupakan faktor penentu bagi investor untuk menanamkan modal usaha bagi suatu perusahaan.

Dalam menilai kelayakan usulan investasi diperlukan suatu indikator yang dapat menjembatani perbedaan antara nilai uang pada masa yang akan datang dengan nilai uang pada masa sekarang, yang disebut *Profitability Indicator*, yang berbasis pada *present value of money* dengan menggunakan *metode engineering economy*.

2.3.1 Net Present Value (NPV)

NPV adalah perbedaan antara jumlah total dari *discounted cash flows* yang diharapkan dari investasi dengan jumlah yang diinvestasikan diawal. Dengan kata lain, NPV adalah sebuah nilai yang menunjukkan jumlah yang akan dihasilkan dari sebuah investasi. NPV diukur dengan menghitung semua *cash flows* sepanjang waktu di masa yang akan datang secara runtun kebelakang menuju titik di waktu sekarang. Jika metode NPV menghasilkan jumlah yang positif, maka proyek layak dilaksanakan.

$$\begin{aligned} \text{NPV} &= CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \\ &= \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Keterangan :

CF_t = Cash flow pada tahun ke t, \$

r = Discount Rate, %

n = umur proyek

Kriteria penilaian kelayakan usulan proyek berdasarkan NPV :

- Jika $NPV > 0$, maka usulan proyek layak untuk dilaksanakan (feasible).
- Jika $NPV < 0$, maka usulan proyek tidak layak untuk dilaksanakan.

2.3.2 *Internal Rate of Return (IRR)*

Pada metode ini informasi yang dihasilkan berkaitan dengan tingkat kemampuan *cashflow* dalam mengembalikan investasi (*return on investment*) yang dijelaskan dalam bentuk persentase. Logika sederhananya menjelaskan seberapa kemampuan *cashflow* dalam mengembalikan modalnya. Kemampuan inilah yang disebut dengan IRR yang harus dibandingkan dengan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR). Dengan demikian, suatu rencana investasi akan dikatakan layak/ menguntungkan jika: $IRR > MARR$.

Selanjutnya dapat dikatakan bahwa IRR adalah *discount rate* pada NPV sama dengan nol.

$$CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} = 0$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (2.2)$$

Keterangan :

CF_t = Cash flow pada tahun ke t, \$

Nilai MARR umumnya ditetapkan secara subyektif melalui suatu pertimbangan-pertimbangan tertentu dari investasi tersebut. Dimana pertimbangan yang dimaksud adalah :

- Suku bunga investasi (i)
- Biaya lain yang harus dikeluarkan untuk mendapatkan investasi (Cc)
- Faktor risiko investasi (α)

2.3.3 *Payback Period (PBP)*

Analisis payback period pada dasarnya bertujuan untuk mengetahui seberapa lama (periode) investasi akan dapat dikembalikan saat terjadinya kondisi

pulang pokok (*Break Even Point*). Lamanya periode pengembalian (k) saat kondisi BEP adalah :

$$k_{(PBP)} \text{ pada saat } \sum_{i=0}^k CF_i \geq 0 \quad (2.3)$$

Keterangan :

k = periode pengembalian

CF_t = *cashflow* periode ke t

Jika komponen *cashflow* benefit dan *cost*-nya bersifat *annual*, maka formulanya menjadi :

$$k_{(PBP)} = \frac{\text{investasi}}{\text{annualbenefit}} \times \text{periodewaktu} \quad (2.4)$$

Untuk mengetahui apakah rencana suatu investasi tersebut layak ekonomis atau tidak, diperlukan suatu ukuran/kriteria tertentu. Dalam metode *payback period* ini rencana dikatakan layak (*feasible*) jika $k \leq n$ dan sebaliknya.

k = jumlah periode pengembalian

n = umur investasi

2.3.4 *Benefit Cost Ratio* (BCR)

Metode *benefit cost ratio* (BCR) seringpula digunakan dalam tahap-tahap evaluasi awal perencanaan investasi atau sebagai analisis tambahan dalam rangka memvalidasi hasil evaluasi yang telah dilakukan dengan metode lainnya. Metode BCR ini memberikan penekanan terhadap nilai perbandingan antara aspek manfaat (*benefit*) yang akan diperoleh dengan aspek biaya dan kerugian yang akan ditanggung (*cost*) dengan adanya investasi tersebut.

$$\text{Rumus umum BCR} = \frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} \text{ atau } \frac{\sum \text{Benefit}}{\sum \text{Cost}} \quad (2.5)$$

Untuk mengetahui apakah suatu rencana investasi layak ekonomis atau tidak setelah metode ini adalah:

Jika :

$BCR \geq 1$, investasi layak (feasible)

$BCR < 1$, investasi tidak layak

2.3.5 Profitability Ratio

Metode *profitability ratio* (PR) mirip dengan metode BCR. Hanya saja metode ini memberikan penekanan terhadap nilai perbandingan antara nilai investasi dengan selisih antara aspek manfaat (*benefit*) yang akan diperoleh dengan aspek biaya dan kerugian yang akan ditanggung (*cost*) dengan adanya investasi tersebut. Metode ini bertujuan untuk melihat seberapa besar keuntungan untuk tiap satuan investasi yang ditanamkan.

$$\text{Rumus umum BCR} = \frac{\text{Investment Cost}}{\text{Benefit} - \text{Cost}} \text{ atau } \frac{\sum \text{Investment Cost}}{\sum \text{Benefit} - \sum \text{Cost}} \quad (2.5)$$

Untuk mengetahui apakah suatu rencana investasi layak ekonomis atau tidak setelah metode ini adalah:

Jika :

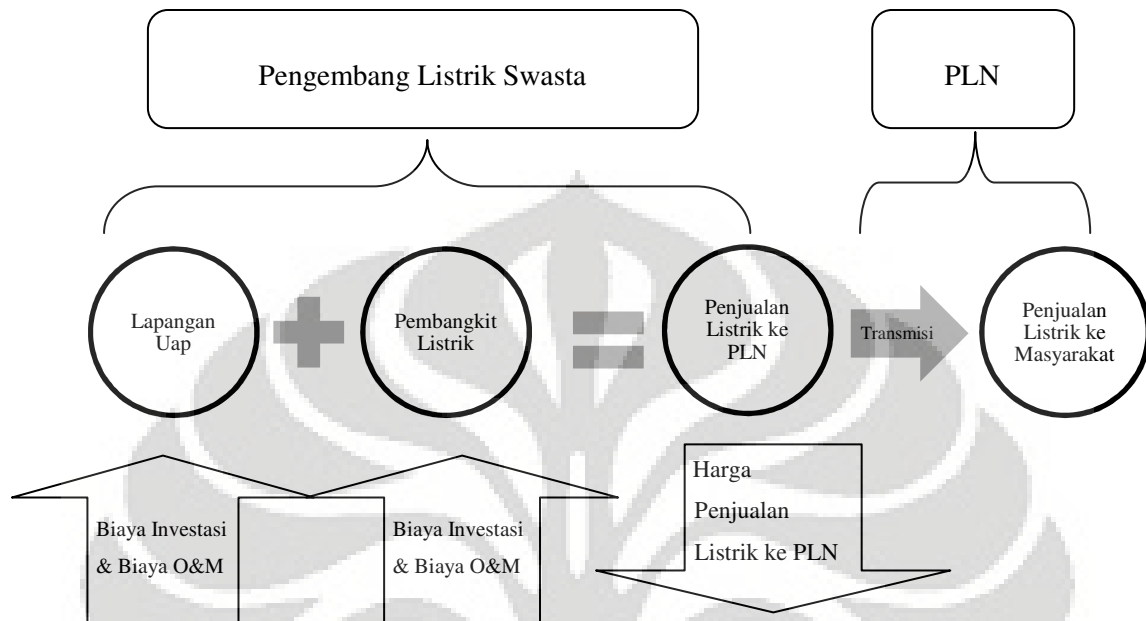
$PR \geq 1$, investasi layak (feasible)

$PR < 1$, investasi tidak layak

2.4 Pemodelan

Proyek pembangkitan listrik tenaga panas bumi terdiri dari dua macam perusahaan. Perusahaan pertama ialah perusahaan uap panas bumi (hulu/*upstream*) yang nantinya dipakai sebagai sumber tenaga yang menghasilkan listrik. Perusahaan kedua ialah pembangkitan listrik (hilir/*downstream*). Uap panas yang dihasilkan di sisi hulu, dialirkan ke instalasi pembangkit listrik dan

diolah hingga menghasilkan listrik. Listrik yang dihasilkan akan dijual kepada pihak PLN dengan harga yang telah disepakati.



Gambar 2.9 Pemodelan Pengembangan Pembangkit Listrik Panas Bumi

Analisis kelayakan dalam penelitian ini dilakukan dengan mengidentifikasi biaya-biaya yang dibutuhkan dalam pembangunan proyek. Biaya-biaya baik biaya investasi maupun biaya operasi dan perawatan proyek pada perusahaan lapangan uap maupun perusahaan pembangkit listrik diolah dengan membuat proyeksi keuangan perusahaan. Penyusunan proyeksi keuangan perusahaan memerlukan informasi lainnya seperti kebijakan pemerintah dalam perpajakan panas bumi dan kebijakan lainnya. Dari proyeksi keuangan perusahaan dapat diketahui harga penjualan listrik yang memberikan keuntungan bagi perusahaan, serta *profitability indicator* lainnya. Jika analisis kelayakan pada IRR yang diinginkan perusahaan memberikan harga jual listrik yang dapat disepakati PLN, maka proyek dikatakan layak.

BAB 3

PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

Pada bab ini akan dijelaskan mulai dari pengumpulan data hingga pengolahan data. Pengumpulan data dimulai dari karakteristik lapangan panas bumi di Indonesia, investasi dan biaya pengembangan panas bumi, kemudian dilanjutkan dengan parameter keekonomian yang akan digunakan dalam pengolahan data.

3.1 Karakteristik Lapangan Panas Bumi di Indonesia

Karakteristik lapangan panas bumi digunakan sebagai dasar pembuatan asumsi dalam perhitungan. Karakteristik lapangan panas bumi pada penelitian ini dibagi menjadi tiga jenis yaitu karakteristik tektonik, karakteristik geologi, dan karakteristik sumber daya.

3.1.1 Karakteristik Tektonik

Indonesia secara geologis terletak pada pertemuan tiga lempeng tektonik utama yaitu: Lempeng Eurasia, India-Australia, dan Pasifik yang berperan dalam proses pembentukan gunung api di Indonesia. Kondisi geologi ini memberikan kontribusi nyata akan ketersediaan energi panas bumi di Indonesia. Tumbukan antara lempeng India-Australia di sebelah selatan dan lempeng Eurasia di sebelah utara menghasilkan zona penunjaman (subduksi) di kedalaman 160 – 210 km di bawah Pulau Jawa-Nusatenggara dan di kedalaman sekitar 100 km (Rocks et. Al, 1982) di bawah Pulau Sumatera. Kedalaman zona penunjaman yang lebih dangkal di bawah Pulau Sumatera diakibatkan oleh zona tumbukan yang relatif miring (*oblique*) antara kedua lempeng tersebut.

3.1.2 Karakteristik Geologi

Akibat dari perbedaan karakteristik tektonik yang terjadi akan menyebabkan perbedaan sistem reservoir panas bumi yang terdapat di Pulau Sumatera dan Pulau Jawa. Reservoir panas bumi yang dapat dieksploitasi secara komersil di Pulau Jawa umumnya lebih dalam dan menempati batuan vulkanik, sedangkan reservoir panas bumi di Sumatera terdapat di dalam batuan sedimen dan ditemukan pada kedalaman yang lebih dangkal. Reservoir panas bumi di Sumatera umumnya menempati batuan sedimen yang telah mengalami beberapa

kali deformasi tektonik atau pensesaran setidak-tidaknya sejak Tersier sampai Resen. Hal ini menyebabkan terbenuknya porositas atau permeabilitas sekunder pada batuan sedimen yang dominan yang pada akhirnya menghasilkan permeabilitas reservoir panas bumi yang lebih besar dibandingkan dengan permeabilitas reservoir pada lapangan-lapangan panas bumi di Pulau Jawa ataupun di Sulawesi.

Sistem panas bumi di Pulau Sumatera umumnya berkaitan dengan kegiatan gunung api andesitis-riolitis yang disebabkan oleh sumber magma yang bersifat lebih asam dan lebih kental, sedangkan di Pulau Jawa, Nusatenggara an Sulawesi umumnya berasosiasi dengan kegiatan vulkanik bersifat andesitis-basaltis dengan sumber magma yang lebih cair. Karakteristik geologi untuk daerah panas bumi di ujung utara Pulau Sulawesi memperlihatkan kesamaan karakteristik dengan di Pulau Jawa.

Akibat dari sistem penunjaman yang berbeda, tekanan atau kompresi yang dihasilkan oleh tumbukan miring (*oblique*) antara lempeng India-Australia dan lempeng Eurasia menghasilkan sesar regional yang memanjang sepanjang Pulau Sumatera yang merupakan sarana bagi kemunculan sumber-sumber panas bumi yang berkaitan dengan gunung-gunung api muda.

Lebih lanjut dapat disimpulkan bahwa sistem panas bumi di Pulau Sumatera umumnya lebih dikontrol oleh sistem patahan regional yang terkait dengan sistem sesar Sumatera (*Great Sumatera Fault*), sedangkan di Jawa sampai Sulawesi, sistem panas buminya lebih dikontrol oleh sistem pensesaran yang bersifat lokal dan sistem depresi kaldera yang terbentuk karena pemindahan masa batuan bawah permukaan pada saat letusan gunung api yang intensif dan ekstensif.

3.1.3 Karakteristik Sumber Daya

Sistem panas bumi di Indonesia dapat dibagi ke dalam dua kategori : sistem dominasi uap dan sistem dominasi air panas.

3.1.3.1 Sistem Dominasi Uap

Sistem dominasi uap merupakan sistem yang sangat jarang dijumpai dimana reservoir panas buminya mempunyai kandungan fasa uap yang lebih dominan dibandingkan dengan fasa airnya. Rekahan umumnya terisi oleh uap dan

Tabel 3.1 Perbedaan Karakteristik Antara Prospek Panas Bumi di Jawa-Bali dan Sumatera

Kriteria	Jawa-Bali	Sumatera
Geologi Umum - Litologi - Ketebalan Batuan Vulkanik - Asosiasi Struktur	Andesitik-Basaltik Tebal (>2500 m) Patahan Lokal Kaldera Depresi	Riolitik-Andesitik Tipis (± 1200 m) Patahan Regional Sumatera dan Patahan Sekundernya
-Manifestasi Permukaan	Fumarol Suhu Tinggi, Solfatar, Mud Pool, Air Panas Mendidih, Batuan Alterasi Intensif dan Kurang Tersebar Luas	Fumarol Suhu Tinggi dengan Steam Jet, Solfatar, Mata Air Panas Mendidih, Batuan Alterasi Sangat Intensif dan Tersebar Luas
Sistem Panas Bumi - Sistem - Temperatur - <i>Heat Source</i>	<i>Vapor Dominated dan Hot Water Dominated</i> Maksimum 347° C Diorit Dalam	<i>Hot Water Dominated</i> Maksimum 300° C Dionit-Granit Dangkal
Reservoir - Litologi - Intensitas Frakturasi - Permeabilitas - Kedalaman Puncak Reservoir Sistem Dominasi Air Sistem Dominasi Uap	Batuan Vulkanik Kwartir Sedang - Besar 1000-2500 m 700-1200	Batuan Sedimen Tersier - Pra-Tersier Tinggi Besar - Sangat Besar 1000-1500 m

(Sumber : Koneba,2006)

pori-pori batuan masih menyimpan air. Reservoir air panasnya umumnya terletak jauh di kedalaman di bawah resevoir dominasi uapnya.

Dua lapangan yang telah terbukti termasuk kedalam sistem dominasi uap yaitu lapangan Kamojang dan Darajat yang keduanya terletak di Pulau Jawa sampai 246° C (Kamojang) dan antara 230° C sampai 250° C (Darajat) dengan

kedalaman puncak reservoir panas bumi Kamojang rata-rata berkisar antara 800 m sampai 1200 m dan sekitar 700 m sampai 1000 m untuk lapangan Darajat.

Sumur-sumur produksi untuk kedua lapangan ini umumnya menghasilkan uap kering di permukaan yang memberikan keuntungan tambahan berupa tidak diperlukannya biaya untuk memisahkan uap dari airnya.

Secara umum dapat disimpulkan bahwa reservoir sistem dominasi uap di Indonesia mempunyai temperatur reservoir yang hampir homogen antara 230° C sampai 250° C dengan kedalaman puncak reservoir yang relatif dangkal 700 m sampai 1200 m, jauh lebih dangkal dari reservoir panas bumi sistem dominasi air.

3.1.3.2 Sistem Dominasi Air

Sistem ini merupakan sistem panas bumi yang umum terdapat di dunia dimana reservoirnya mempunyai kandungan air yang sangat dominan walaupun “*boiling*” sering terjadi pada bagian atas reservoir membentuk lapisan penudung uap yang mempunyai temperatur dan tekanan tinggi.

Lapangan-lapangan panas bumi yang sudah atau sedang dikembangkan dan termasuk kedalam sistem ini terdiri dari lapangan Dieng, G. Salak, Patuha, Bedugul-Bali, Karaha, Wayang-Windu, Ulubelu, Sibayak dan Sarulla. Survei eksplorasi panas bumi di daerah lainnya secara keseluruhan memperlihatkan sistem air panas. Temperatur reservoir pada sistem ini sangat bervariasi dan sering mencapai lebih besar dari 300° C dengan landaian tekanan dikontrol oleh tekanan hidrostatik. Reservoir umumnya diisi oleh air panas NaCl.

Pada lapangan-lapangan sistem air panas tersebut di atas, temperatur reservoir bervariasi dari 200° C sampai maksimum 347° C. Sumur-sumur produksi yang menembus reservoir air panas pada lapangan-lapangan tersebut menghasilkan fluida dua fasa sehingga diperlukan separator untuk memisahkan keduanya. Air limbah yang dihasilkan diinjeksikan kembali kedalam reservoir untuk kepentingan lingkungan dan untuk mempertahankan volume fluida dalam reservoir.

Kedalaman puncak reservoir pada lapangan-lapangan tersebut bervariasi dari 1000 m sampai 1500 m untuk lapangan panas bumi di Sumatera (Sibayak,

Sarulla, dan Ulubelu) dan berkisar antara 1000 m sampai 2500 m untuk lapangan panas bumi di Pulau Jawa, Bali dan Sulawesi.

Tabel 3.2 Perbandingan Karakteristik Lapangan Dominasi Uap dan Dominasi Air di Indonesia

Parameter	Dominasi Uap	Dominasi Air
Reservoir		
Fase	Dominasi Uap	Dominasi Air
Temperatur	235° C - 250° C	200° C - 347° C
Kedalaman Puncak Res.	700 m - 1200 m	1000 m - >2000 m
Liquid	-	NaCl Brine
Non Condensable Gas	<1%	<1%-5%
Produksi		
Fluida	Uap Kering	2 fasa
Sumur Standar	2-11 MW	2-9 MW
Sumur Diameter Besar	15-34 MW	10-55 W

(Sumber: Koneba)

3.1.4 Karakteristik Kapasitas Produksi Sumur

Sumur-sumur produksi di lapangan panas bumi dengan sistem dominasi uap di Pulau Jawa menghasilkan kapasitas berkisar antara 1,5 sampai 11 MWe dengan rata-rata sebesar 6 MWe untuk sumur standard dengan ukuran liner 7", sedangkan untuk sumur dengan diameter besar dengan liner 9 5/8" atau 10 3/4" menghasilkan produksi sumur berkisar antara 15 sampai 34 MWe dengan rata-rata sebesar 25 MWe.

Sumur-sumur produksi dengan lubang standard di lapangan dominasi air panas di Pulau Jawa menghasilkan kapasitas 2 sampai 9 MWe dengan rata-rata sebesar 5 MWe, sedangkan di Sumatera berkisar antara 3 sampai 8 MWe dengan rata-rata 4 sampai 5 MWe. Untuk sumur-sumur berdiameter besar menghasilkan kapasitas sumur antara 10 sampai 32 MW dengan rata-rata sebesar 15 MWe di Pulau Jawa, sedangkan sumur berdiameter besar di Sumatera berkisar antara 28 sampai 55 MW dengan rata-rata sebesar 38 MWe.

3.2 Biaya Investasi dan Biaya Pengembangan Panas Bumi

Dalam pengembangan lapangan panas bumi dibutuhkan dana yang besar untuk dapat memanfaatkan energi panas bumi sebagai sumber tenaga pembangkit listrik. Informasi mengenai besarnya biaya setiap komponen diperlukan untuk dapat melakukan analisa keekonomian proyek pembangkitan listrik tenaga panas bumi.

3.2.1 Biaya Investasi dan Pengembangan Lapangan Uap Panas Bumi

Biaya perusahaan panas bumi meliputi biaya eksplorasi, biaya sumur pengembangan, biaya penambahan sumur make-up, biaya sumur injeksi, biaya lahan, jalan, dan lokasi, biaya pemipaan dan fasilitas produksi, dan biaya fasilitas penunjang.

Besarnya biaya sangat bervariasi dari suatu prospek terhadap prospek yang lain, tidak bisa dibuat suatu acuan yang berlaku umum atau sering disebut sebagai *site specific*. Banyak faktor yang menentukannya, diantaranya adalah luas area serta jenis survei/pekerjaan yang dilakukan pada waktu eksplorasi, kapasitas listrik yang akan diproduksi, potensi persumur, jumlah sumur produksi yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan PLTP, jumlah sumur yang harus dibor (kemungkinan adanya sumur-sumur yang tidak potensial, baik karena temperaturnya rendah ataupun karena produksinya sangat kecil, harus diperhitungkan), jumlah sumur *make-up* yang dibutuhkan untuk mempertahankan total produksi uap yang dibutuhkan untuk mempertahankan total produksi uap yang dibutuhkan turbin selama masa kontrak dengan PLN, dan jumlah sumur injeksi.

3.2.1.1 Biaya Eksplorasi

Tahap eksplorasi terdiri dari beberapa fase yaitu fase survei pendahuluan, fase pra-kelayakan, dan fase kelayakan. Semakin meningkat fase eksplorasi maka akan semakin tinggi biaya yang dibutuhkan akan tetapi semakin meningkat fase maka resiko akan semakin menurun karena semakin banyak data yang dimiliki sehingga informasi mengenai sumber daya akan semakin baik. Biaya yang dikeluarkan pada setiap peningkatan fase, mulai dari beberapa ribu dollar pada

fase survei pendahuluan sampai puluhan juta dollar pada fase pemboran eksplorasi.

Tabel 3.3 Biaya Eksplorasi

Kegiatan	Biaya (\$)
Fase Survei Pendahuluan	0,025 - 0,05 juta
Fase Pra-Kelayakan (survei Rinci)	0,5 - 2 juta
Fase Kelayakan (Pemboran Eksplorasi)	tidak diketahui
Biaya Eksplorasi Total*	10 - 30 juta

*Tergantung pada jumlah dan kedalaman sumur eksplorasi, infrastruktur, bangunan, dan kegiatan-kegiatan lainnya.

a. Biaya Survei Pendahuluan

Biaya survei pendahuluan meliputi biaya untuk survei geoscientifik awal yang terdiri dari survei geologi dan geokimia pada daerah-daerah panas bumi yang paling potensial atau di sekitar manifestasi permukaan, umumnya berkisar antara US\$ 25 ribu sampai US\$50 ribu tergantung dari luas daerah yang diteliti dan juga *accessibility*-nya. Berdasarkan hasil survei ini dapat ditentukan apakah pada daerah prospek yang diteliti tersebut cukup layak untuk dilakukan survei lebih lanjut atau tidak.

b. Biaya Survei Rinci

Biaya survei rinci dan studi lapangan uap adalah seluruh biaya yang dikeluarkan dalam kegiatan mengidentifikasi dan mengkuantifikasikan potensi panas bumi pada suatu daerah dalam membangkitkan listrik. Meliputi biaya untuk melakukan survei geologi, geokimia, dan geofisika dan pada beberapa kasus untuk pemboran dangkal sampai kedalaman maksimal 250 m atau *slimholes* dengan kedalaman berkisar antara 500 m sampai 800 m, sangat bervariasi dan tergantung dari luas daerah, jumlah sumur dangkal dan *slimholes* serta kedalaman sumurnya. Secara umum biaya untuk kegiatan ini diperkirakan sekitar US\$ 2 juta dan tidak sensitif terhadap potensi reservoir yang dievaluasi.

Komponen utama survei rinci dan studi lapangan uap pada proyek pengembangan lapangan uap terdiri atas survei dan studi 3G (geologi,

geokimia, dan geofisika), studi reservoir, dan studi lingkungan. Komponen biaya terbesar dalam kegiatan ini adalah untuk survei dan analisa data geofisika.

Tabel 3.4 Komponen Biaya Survei Eksplorasi

Komponen Biaya	Biaya
<i>G & G Surveys (US\$M):</i>	
<i>Geophysical Survey</i>	
<i>Bench Marks</i>	\$ 30.000,00
<i>MT, TDEM</i>	\$ 400.000,00
<i>Gravity</i>	NA
<i>Resistivity</i>	\$ 75.000,00
<i>Follow-up Geophysics (MEQ)</i>	\$ 200.000,00
<i>Geological Survey</i>	
<i>Aerial photography</i>	\$ 50.000,00
<i>Geological Mapping</i>	\$ 25.000,00
<i>Detailed structure analysis</i>	\$ 75.000,00
<i>Detailed rock alteration Mapping</i>	NA
<i>Rock Analysis / Rock Petrology</i>	\$ 10.000,00
<i>Geochemical Survey</i>	
<i>Rock / Fluid Chemistry</i>	\$ 75.000,00
<i>Gas Chemistry</i>	NA
<i>Isotope Chemistry</i>	NA
<i>Subtotal G&G Surveys</i>	\$ 940.000,00
<i>Core/Temp. Grad holes drilling</i>	\$ 600.000,00
<i>Resource Study</i>	NA
<i>Environmental Study</i>	\$ 300.000,00
<i>Reservoir Study</i>	\$ 200.000,00

(Sumber : Koneba,2006)

Biaya pemboran sumur *slimhole* per meter kedalaman besarnya sekitar setengah dari pemboran sumur standard. Mengingat mahalnya pemboran sumur *slimhole* maka sering kali pengembang tidak melakukan pemboran sumur *slimhole* akan tetapi langsung melakukan pemboran sumur eksplorasi tersebut dapat dikonversikan menjadi sumur produksi jika ternyata memiliki produktivitas yang cukup baik. Fase ini umumnya dapat diselesaikan dalam jangka 6 bulan sampai 1 tahun tergantung dari luas daerah yang diteliti. Sebagai ilustrasi pada Tabel 3.4 diperlihatkan

komponen biaya untuk survei eksplorasi rinci secara lebih detail pada suatu daerah prospek panas bumi.

Meskipun pengeluaran biaya survei cukup besar akan tetapi hal ini lebih baik agar mendapatkan gambaran yang lebih baik tentang kondisi sub surface. Perlu diperhatikan bahwa keengganan dalam pelaksanaan survei yang benar dan teliti akan berdampak pada kemungkinan meningkatnya resiko kegagalan pemboran eksplorasi yang justru berdampak pada kerugian yang lebih besar. Penghematan biaya survei tentunya tidak akan memadai dibandingkan dengan biaya pemboran eksplorasi. Dengan survei yang baik informasi mengenai batas luar dari reservoir, daerah yang mungkin memiliki struktur permeabilitas, puncak reservoir, kedalaman batuan *basement* bahkan gambaran sistem panas bumi secara keseluruhan akan diketahui dengan lebih baik sehingga keputusan perlu tidaknya kegiatan lanjutan dilakukan dan juga *well targeting* dari sumur eksplorasi akan bisa diputuskan dengan lebih cepat.

c. Pemboran Eksplorasi

Pemboran eksplorasi merupakan fase yang terakhir dari fase eksplorasi dan merupakan tahap yang sangat kritis dalam suatu proyek pengembangan daerah panas bumi yang didalamnya menyangkut resiko investasi yang paling besar dengan dibornya tiga sampai lima sumur eksplorasi dalam.

Kompleksitas keadaan geologi daerah vulkanik menjadikan kendala utama dalam memperkirakan target pemboran, kedalaman, biaya dan produksi sumurnya. Biaya pemboran yang dituangkan dalam biaya per meter merupakan perkiraan perbandingan yang agak sulit ditentukan. Biaya sumur tergantung tidak hanya pada kedalaman tetapi menyangkut pula karakteristik batuan yang dibor seperti stabilitas, kekerasan, permeabilitass, dan kehilangan sirkulasi lumpur pemboran. Parameter-parameter ini merupakan pengontrol lamanya waktu pemboran yang pada akhirnya mempengaruhi besar kecilnya biaya pemboran secara

keseluruhan. Komponen biaya sewa *rig* merupakan komponen yang sangat mempengaruhi total biaya pemboran.

Jumlah sumur eksplorasi yang diusulkan oleh sejumlah calon pengembangan lapangan panas bumi di Indonesia umumnya 3-5 sumur. Biaya yang diperlukan sampai selesainya tahap eksplorasi sangat tergantung pada jumlah dan kedalaman sumur eksplorasi, infrastruktur, bangunan dan kegiatan-kegiatan lainnya. Pada umumnya diperlukan biaya sebesar 10 sampai 30 juta dollar termasuk biaya studi kelayakan.

Pemboran sumur eksplorasi di daerah vulkanik mempunyai tingkat resiko dan ketidakpastian yang paling tinggi dari seluruh tahapan pengembangan proyek panas bumi. Rata-rata tingkat keberhasilan (*success ratio*) untuk sumur eksplorasi adalah 50%.

3.2.1.2 Biaya Pengembangan Sumur Pengembangan

Perencanaan target dan lokasi pemboran sumur produksi atau pengembangan didasarkan kepada data sumur yang dihasilkan oleh pemboran eksplorasi. Informasi stratigrafi geologi, karakteristik reservoir dan batuan penudungnya memberikan kemudahan dalam menentukan program pemboran dan memungkinkan untuk mengurangi biaya yang cukup besar dibandingkan dengan biaya pemboran eksplorasi.

Biaya sumur pengembangan apabila sudah ditentukan sesudah eksplorasi dapat berbeda dengan biaya yang sudah ditentukan sebelum eksplorasi dilaksanakan, karena setelah dilakukan eksplorasi kepastiannya menjadi lebih jelas, khususnya kepastian mengenai tingkat keberhasilan pemboran dan besarnya potensi sumur, yang keduanya akan menentukan jumlah sumur yang harus dibor di daerah panas bumi yang akan dikembangkannya.

Jumlah produksi sumur sangat tergantung dari kapasitas listrik yang akan diproduksi, produksi setiap sumur dan cadangan uap lebih di kepala sumur. Jumlah sumur pengembangan yang harus dibor di suatu lapangan selalu lebih banyak dari jumlah sumur produksi yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan PLTP, karena harus memperhitungkan kemungkinan adanya sumur-sumur yang tidak potensial, baik karena temperaturnya rendah ataupun karena produksinya

sangat kecil (*dry well*). Beberapa sumur produksi tambahan (*make-up well*) juga dibutuhkan untuk mempertahankan total produksi uap lapangan selama masa produksi yang jumlahnya sangat tergantung dari penurunan produksi rata-rata setiap sumur. Untuk sumur pengembangan tingkat keberhasilannya diasumsikan 80%.

Kegiatan pengembangan lapangan uap (*upstream*) adalah seluruh kegiatan yang dilakukan untuk mengidentifikasi, memproduksi, dan mentransportasikan sumber daya panas bumi (uap panas) hingga dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi oleh pembangkit listrik.

Investasi dan biaya pengembangan lapangan uap bervariasi menurut karakteristik reservoirnya (*dry* atau *wet stream*) dan juga sangat bervariasi antara satu lapangan dengan lapangan lainnya. Komponen utama dari pengembangan lapangan uap adalah infrastruktur, pemboran sumur, biaya operasional dan perawatan, dan fasilitas produksi.

a. Infrastruktur

Pembangunan infrastruktur merupakan komponen yang penting dalam pelaksanaan pengembangan lapangan uap. Tanpa adanya infrastruktur yang baik proses eksploitasi sumber daya panas bumi tidak dapat dilakukan. Dalam pengembangan lapangan uap dibutuhkan infrastruktur berupa jalan untuk mentransportasikan peralatan pemboran dan *wellsite* sebagai lokasi pemboran.

Biaya untuk pembebasan lahan untuk lokasi pemboran, pembangkit listrik, jalan, dan lain-lain merupakan salah satu hal yang sulit diperkirakan. Biaya pembebasan lahan sangat bervariasi dari satu tempat ke tempat lainnya dan tergantung dari jarak terhadap jalan raya, topografi, kepemilikan lahan, status lahan, dan lain-lain.

Tabel 3.5 Rincian dan Biaya Unit Infrastruktur

Item	Nilai	Satuan
Pembangunan Jalan	90	\$/m ²
Pembebasan Lahan <i>Wellsite</i>	8500	\$/ha
Pembersihan Lahan <i>Wellsite</i>	1500	\$/ha

b. Biaya Fasilitas Penunjang

Fasilitas penunjang terdiri dari perkantoran, laboratorium, perumahan management dan karyawan, fasilitas umum, gudang, kafetaria, sarana ibadah, fasilitas pemadam kebakaran, fasilitas air bersih, bengkel, fasilitas kesehatan dan lain-lain. Besarnya biaya fasilitas penunjang sangat tergantung dari besar kecilnya kapasitas listrik proyek yang dibangun atau secara langsung terkait dengan jumlah tenaga kerja yang dibutuhkan.

c. Fasilitas Produksi

Fasilitas produksi adalah peralatan yang digunakan untuk mentransportasikan dan memproses fluida panas bumi sehingga dapat digunakan oleh pembangkit listrik sebagai sumber energi untuk menghasilkan listrik. Pada prinsipnya fasilitas permukaan yang ada di setiap lapangan panas bumi adalah sama, hanya terdapat sedikit perbedaan fasilitas yang digunakan untuk lapangan yang sumurnya menghasilkan uap kering dengan yang menghasilkan uap basah.

Tabel 3.6 Komponen Biaya Peralatan di Kepala Sumur

Komponen	Biaya
<i>Separator and Water Tanks</i>	\$ 120.000,00
<i>Silencer</i>	\$ 35.000,00
<i>Ball Valve</i>	\$ 15.000,00
<i>Piping and Valves</i>	\$ 90.000,00
<i>Instrumentation and Gauges</i>	\$ 15.000,00
<i>Insulation and Painting</i>	\$ 25.000,00
<i>Erection</i>	\$ 40.000,00
<i>civil works</i>	\$ 60.000,00
<i>Total Well Head Equipment</i>	\$ 400.000,00

Biaya fasilitas produksi uap sangat bervariasi, dengan sebagian besar tergantung pada jumlah sumur, panjang, jenis, dan diameter pipa serta jumlah separator yang diperlukan. Biaya fasilitas produksi sulit ditetapkan sebelum ada kepastian mengenai jumlah sumur produksi, sumur kering dan sumur injeksi.

Biaya pemipaan panas bumi relatif sama dengan biaya pemipaan gas meskipun memiliki karakteristik yang berbeda. Pipa gas dari segi material

lebih murah akan tetapi biaya *civil* dan konstruksi lebih mahal karena pipa harus ditanam. Perkiraan biaya unit pipa dan perlengkapannya sebagai berikut:

Tabel 3.7 Rincian dan Biaya Unit Pemipaan

Item	Nilai	Satuan
Pipa Transmisi	30	\$ / inch m
Insulasi	85	\$ / m pipa

3.2.2 Biaya Investasi dan Pengembangan Pembangkit Listrik

Biaya investasi dan pengembangan pembangkit listrik terdiri dari dua macam biaya yaitu biaya unit pembangkit listrik dan biaya operasi dan perawatan.

Investasi pembangkit listrik (*downstream*) pada proyek pengembangan lapangan panas bumi adalah seluruh dana yang dikeluarkan untuk membangun sebuah power plant yang dapat beroperasi dengan baik dan menghasilkan listrik dengan menggunakan energi panas bumi. Berbeda dengan investasi pengembangan lapangan uap, investasi pembangkit listrik umumnya hanya dipengaruhi oleh jenis sistem pembangkitan listrik dan kapasitas pembangkit listrik. Hal ini terjadi karena peralatan yang digunakan pada setiap pembangkit listrik tenaga panas bumi relatif sama di setiap tempat.

Engineering detail untuk pembangkit listrik, termasuk perencanaan gambaran lokasinya serta persiapan spesifikasi perlengkapan atau peralatan utama pembangkit listriknya, membutuhkan waktu sekitar 6 bulan, dan diperlukan waktu sekitar 18 bulan untuk memproduksi turbinnya. Pekerjaan konstruksi (*civil work*) di lapangan memerlukan waktu sekitar 6 bulan agar turbin dapat dipasang sedangkan untuk pemasangan turbin itu sendiri memerlukan waktu 6 bulan lagi. Tetapi untuk menghemat waktu biasanya beberapa pekerjaan dapat dilakukan secara bersamaan. Sebagai contoh *civil work* dapat dilakukan bersamaan dengan proses *manufacturing*.

Untuk pembangkit yang kedua dan seterusnya umumnya memerlukan waktu yang lebih singkat. Karena sudah dipersiapkan dari awal operasi unit yang kedua dan seterusnya dapat dimulai satu tahun dari unit sebelumnya.

3.3 Rencana Investasi

Adapun analisis kelayakan akan dilakukan dengan menggunakan asumsi-
asumsi untuk kasus dasar (*Base Case*) sebagai berikut:

Kapasitas PLTP

Unit-1	=	55	MW
Unit-2	=	55	MW
Total	=	110	MW
<i>Excess Supply</i>	=	10%	
Faktor Kapasitas	=	90%	
Pola Pengusahaan	=	Total Project	
Masa Pra Produksi	=	5	tahun
Masa Produksi	=	30	tahun
<i>Tax Rate</i>	=	30%	
Depresiasi	=	8	tahun
<i>Investment Tax Credit</i>	=	5%	per tahun, selama 6 tahun
PPN	=	0%	

Sumur Eksplorasi	=	50%	
Rasio Sukses	=	50%	
Jumlah Sumur	=	4	sumur
Kedalaman Sumur	=	2500	m
Biaya Sumur	=	5000	US\$ 000 per sumur

Sumur Pengembangan	=	80%	
Rasio Sukses	=	80%	
Jumlah Sumur <i>Bighole</i>	=	13	sumur
Kedalaman Sumur	=	2.000	m
Biaya Sumur	=	4.500	US\$ 000 per sumur

Sumur Injeksi			
Jumlah Sumur	=	4	sumur
Kedalaman Sumur	=	2.500	m
Biaya Sumur	=	4.500	US\$ 000 per sumur

Sumur Make Up			
Jumlah Sumur Big Hole	=	10	sumur
Kedalaman Sumur	=	2.000	m
Biaya Sumur	=	3.700	US\$ 000 per sumur

Produksi Uap

Sumur <i>Big Hole</i>	=	10,5	MW per sumur
Penurunan Produksi	=	3%	per tahun
Biaya Jalan dan Lokasi	=	3%	biaya fixed aset proyek hulu
Biaya Pemipaan dan Fasilitas Produksi			

Masa Pra Produksi	= 25%	biaya <i>fixed asset</i> proyek hulu
Masa Produksi	= 15%	biaya sumur make up
Biaya Fasilitas Penunjang	= 2%	biaya <i>fixed asset</i> proyek hulu
Working Capital	= 10,00%	biaya <i>fixed asset</i>
Biaya EPC PLTP	= 1.500	US\$ 000/MW
Biaya O & M per tahun		
<i>Steam Field</i>	= 0,55	sen/kwh
<i>Power Generation Capacity</i>	= 0,65	sen/kwh
<i>Overhead Cost</i>	= 0,05	sen/kwh
<i>Work Over Sumur</i>	= 1200	US\$ per 3 tahun
<i>Major Overhaul Power Plant</i>	= 1500	US\$ per 3 tahun

Langkah-langkah perencanaan investasi terdiri dari pembuatan rencana penjualan, pembuatan rencana biaya total proyek, pembuatan rencana sumber pembiayaan, perencanaan proyeksi laba rugi, perencanaan proyeksi neraca sumber dan penggunaan dana, perencanaan proyeksi neraca aktiva-pasiva, dan evaluasi kelayakan proyek yang dijelaskan sebagai berikut:

3.3.1 Perencanaan Penjualan (*Sales Plan*)

Pendapatan atau revenue dari suatu perusahaan lapangan panas bumi berasal dari penjualan listrik kepada Perusahaan Listrik Negara (PLN). Akibat dari monopoli PLN dalam pembelian listrik pembangkit di Indonesia, maka harga jual listrik ditentukan pada kontrak penjualan listrik yang disepakati antara pengembang listrik swasta dengan PLN.

Sebelum krisis moneter terjadi, harga jual listrik dari pembangkit listrik tenaga panas bumi umumnya sekitar 8 sen per kWh. Akan tetapi setelah krisis moneter terjadi PLN hanya bersedia membeli listrik dengan harga sekitar 4 sen per kWh. Namun untuk meningkatkan pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi, pemerintah mengeluarkan harga patokan tertinggi pembelian listrik tenaga panas bumi yang tertuang dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 32 tahun 2009 tentang harga patokan pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) dari pembangkit listrik tenaga panas bumi yaitu sebesar 9,7 sen US\$ per kWh. Namun harga tersebut bukanlah harga yang mutlak, untuk pembelian tenaga listrik dari pemegang wilayah kerja pertambangan panas bumi

dilakukan berdasarkan kesepakatan PLN dan pihak pengembang dengan berpedoman pada harga patokan tertinggi.

Meskipun terdapat penurunan produktifitas sumur setiap tahunnya, jumlah listrik yang dijual kepada pihak PLN berjumlah sama sesuai kontrak yang akan disetujui oleh kedua belah pihak. Hal ini disebabkan oleh adanya pembangunan sumur make-up yang akan mengcover produktivitas yang hilang sehingga proyek tetap dapat memenuhi penjualan listrik sesuai kontrak yang telah dibuat. Jumlah sumur make-up yang dibutuhkan selama proyek yaitu 10 buah yang dibangun pada tahun 8, 11, 14, 16, 19, 22, 25, 27, 30, dan 33.

Pendapatan pembangkit listrik tenaga panas bumi dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$R = MW \times t \times C \times P \quad (3.1)$$

Keterangan :

R = Pendapatan (\$)

MW = Kapasitas Pembangkit (MWe)

t = Lama Waktu Pembangkitan Listrik dalam 1 tahun (jam)

C = Faktor Kapasitas Pembangkit (fraksi)

P = Harga Listrik (\$/kWh)

Dalam penelitian ini, harga listrik yang digunakan dalam perhitungan adalah 9,7 US\$ sen per kWh, dengan faktor kapasitas sebesar 90% sehingga menghasilkan pendapatan sebesar US\$84,122,000 tiap tahunnya.

3.3.2 Pembuatan Rencana Biaya Total Proyek

Bagian ini menentukan berapa besarnya investasi total yang diperlukan untuk memulai pembangunan proyek. Selain itu, biaya yang dikeluarkan per tahunnya juga ditentukan pada bagian ini.

Perencanaan biaya investasi dan biaya operasi proyek dibagi menurut jenis perusahaan yaitu pengembangan lapangan uap dan pengembangan pembangkit listrik. Biaya investasi juga dibedakan menjadi biaya pembelian aset tetap (*fixed assets*) dan modal kerja (*working capital*).

3.3.2.1 Perencanaan Biaya Pengembangan Lapangan Uap

Perencanaan biaya pengembangan lapangan uap panas bumi adalah sebagai berikut:

a. Biaya Investasi Pengembangan Lapangan Uap

Lima tahun pertama dari sejak proyek berjalan adalah masa pra produksi. Pengembangan lapangan uap pada tahun pertama adalah pengembangan lahan, jalan dan lokasi yaitu biaya pembebasan lahan, pembangunan jalan sebagai akses menuju lokasi, dan biaya persiapan lokasi. Pada tahun kedua mulai dibuat pembangunan sumur eksplorasi yaitu terdiri dari biaya-biaya peralatan yang dibutuhkan untuk pengembangan sumur. Pengembangan sumur produksi atau sumur pengembangan dilakukan selama dua tahun yaitu pada tahun ketiga dan keempat.

Pengembangan sumur produksi merupakan biaya peralatan yang diperlukan dalam pengembangan sumur injeksi. Sumur injeksi baru dibuat setelah sumur pengembangan dikembangkan. Hal ini karena sumur injeksi berfungsi untuk mengalirkan kembali uap yang telah dikeluarkan melalui sumur pengembangan. Selain biaya tersebut terdapat biaya pembangunan fasilitas penunjang. Biaya fasilitas penunjang disini adalah biaya perumahan, laboratorium, dan biaya fasilitas penunjang lainnya.

Pada pengembangan lapangan uap, terdapat pula modal kerja yang pada tiap tahunnya diasumsikan sebesar 10% dari *fixed assets*.

Biaya-biaya yang diperlukan pada pengembangan lapangan uap panas bumi ditunjukkan oleh Tabel 3.8.

b. Biaya Operasi dan Perawatan Lapangan Uap

Biaya operasi dan perawatan lapangan uap terdiri dari biaya perawatan lapangan uap, biaya *overhead*, dan biaya *workover* sumur. Biaya *overhead* adalah biaya pemakaian telepon, listrik, asuransi, keamanan, dan lain-lain. Sedangkan biaya *workover* sumur adalah biaya perbaikan untuk pekerjaan dalam sebuah peralatan sumur, sumur pipa, atau yang berkaitan dengan upaya untuk mempertahankan kapasitas proyek. Biaya-biaya operasi dan pemeliharaan pada pengembangan lapangan uap panas bumi ditunjukkan oleh Tabel 3.9.

Tabel 3.8 Biaya Investasi Lapangan Uap

Tabel 3.9 Biaya O&M Lapangan Uap

Tahun	Pemeliharaan <i>Steam Field</i>	<i>Overhead Cost</i>	<i>Work Over Sumur</i>
6	477.000	43.000	-
7	477.000	43.000	-
8	477.000	43.000	16.800
9	572.000	52.000	-
10	572.000	52.000	-
11	572.000	52.000	18.000
12	687.000	62.000	-
13	687.000	62.000	-
14	687.000	62.000	19.200
15	824.000	75.000	-
16	824.000	75.000	-
17	824.000	75.000	20.400
18	989.000	90.000	-
19	989.000	90.000	-
20	989.000	90.000	21.600

Biaya pemeliharaan untuk tiap kWh listrik yang dihasilkan yaitu 0,55 sen sehingga pada perhitungan dihasilkan biaya pemeliharaan sebesar US\$477,000 per tahun dengan asumsi kenaikan biaya pemeliharaan sebesar 20% per 3 tahun.

Biaya *overhead* yang digunakan pada perhitungan adalah US\$ 0,55 sen per kWh sehingga biaya per tahunnya sebesar US\$43,000 per tahun dengan asumsi kenaikan biaya sebesar 20% per 3 tahun.

Biaya *workover sumur* diperkirakan sebesar US\$1200 per tahun dengan asumsi kenaikan biaya sebesar 20% per 3 tahun.

3.3.2.2 Perencanaan Biaya Pembangkit Listrik

Rencana biaya pembangkit listrik sebagai berikut:

a. Biaya Investasi Pembangkit Listrik

Biaya investasi pembangkit listrik dibagi menjadi dua macam yaitu biaya jalan dan lokasi dan biaya *engineering, procurement, and construction* (EPC) PLTP. Biaya jalan dan lokasi merupakan biaya pembangunan jalan menuju PLTP. Sedangkan biaya EPC adalah biaya desain, biaya pembelian alat, dan biaya pemasangan peralatan PLTP.

Tabel 3.10 Biaya Investasi Pembangkit Listrik



b. Biaya Operasi dan Pemeliharaan Pembangkit Listrik

Biaya operasi dan pemeliharaan yang diperlukan pada pembangkit listrik terdiri dari dua macam yaitu biaya operasi dan pemeliharaan tahunan dan biaya overhaul yang dilaksanakan tiga tahun sekali. Biaya O&M tahunan pembangkit listrik diasumsikan sebesar US\$ 0,65 sen per kWh dengan asumsi kenaikan biaya sebesar 20% per 3 tahun. Sedangkan biaya overhaul diasumsikan sebesar US\$1,500 dengan asumsi kenaikan biaya sebesar 20% per 3 tahun.

Biaya operasi dan perawatan pembangkit listrik ditunjukkan pada Tabel 3.11.

Tabel 3.11 Biaya O&M Pembangkit Listrik

Tahun	<i>Power Generation Capacity</i>	<i>Major Overhaul Power Plant</i>
6	564.000	-
7	564.000	-
8	564.000	1500
9	676.000	-
10	676.000	-
11	676.000	1800

3.3.3 Perencanaan Sumber Pembiayaan

Investasi dapat dianggap sebagai pengorbanan atau pengeluaran pada saat sekarang untuk suatu hasil di masa yang akan datang dan di lain pihak muncul risiko karena penanaman modal (investasi) tersebut. Perkiraan sumber dana untuk pembiayaan usaha secara keseluruhan dapat menjadi dua kelompok besar yaitu sumber dana untuk modal tetap dan untuk modal kerja netto (untuk keperluan operasional perusahaan).

Pada masa investasi proyek, sumber dana untuk pembiayaan investasi berasal dari pihak perusahaan dan pinjaman dengan proporsi 35% dan 65%.

Sedangkan pada masa operasi, pendanaan hanya berasal dari kas (*cashflow*) hasil operasi proyek.

Pengembang pembangkit listrik tenaga panas bumi umumnya tidak menggunakan ekuitas untuk mendanai seluruh proyek melainkan juga menggunakan pinjaman. Pinjaman biasanya digunakan pada awal proyek, sedangkan pembayaran pinjaman dilakukan setelah ada pemasukan dari hasil penjualan listrik. Pinjaman yang terdapat pada proyek panas bumi terbagi menjadi dua, yaitu pinjaman lapangan uap (*upstream*) dan pembangkit listrik (*downstream*). Pada pengembangan proyek ini pembiayaan pada tahun ketiga, keempat, dan kelima berasal dari 65% pinjaman bank, dan 35% ekuitas. Pada tahun pertama dan kedua pembiayaan hanya dibiayai oleh ekuitas. Tabel 3.12 menjelaskan tentang struktur pembiayaan.

Tabel 3.12 Struktur Pembiayaan Pinjaman

<i>Debt Financing Structure and Terms</i>			
LAPANGAN UAP		PEMBANGKIT LISTRIK	
<i>Equity</i>	35%	<i>Equity</i>	35%
<i>Debt Ratio</i>	65%	<i>Debt Ratio</i>	65%
<i>Interest Rate</i>	10%	<i>Interest Rate</i>	10%
<i>IDC Rate</i>	10%	<i>IDC Rate</i>	10%
<i>Tenor</i>	6 tahun	<i>Tenor</i>	6 tahun
<i>Grace Period</i>	5 tahun	<i>Grace Period</i>	5 tahun

Untuk perhitungan cicilan pokok dan bunga pinjaman, digunakan metode bunga efektif sebesar 10% per tahun. Dalam sistem bunga efektif porsi bunga

dihitung berdasarkan pokok hutang tersisa. Sehingga porsi bunga dan pokok dalam angsuran setiap tahun akan berbeda, meski besaran angsuran per tahunnya tetap sama. Dalam sistem bunga efektif ini, porsi bunga di masa-masa awal kredit akan sangat besar di dalam angsuran per tahunnya, sehingga pokok hutang akan sangat sedikit berkurang. Pembayaran cicilan pokok dan bunga akan habis selama 6 tahun (*periode tenor*) dengan periode tidak membayar cicilan dan bunga adalah 5 tahun (*grace period*). Selain itu, ada pula *interest during construction* (IDC) yaitu bunga pada saat konstruksi. Namun karena konstruksi proyek berjalan selama 5 tahun, tidak dikenakan IDC rate ini karena pembayaran pinjaman mulai dilakukan pada tahun keenam yaitu pada saat proyek memasuki masa produksi.

3.3.4 Perencanaan Proyeksi Laba Rugi (*Income Statement*)

Perhitungan laba rugi (*Income Statement*) adalah laporan keuangan yang menggambarkan profitabilitas (tingkat laba) perusahaan selama satu tahun.

Dalam merencanakan proyeksi laba rugi terlebih dahulu merencanakan beberapa hal yang digunakan dalam perhitungan laba rugi. Hal-hal tersebut antara lain depresiasi dan pajak penghasilan.

Depresiasi adalah pengurangan nilai terhadap suatu barang akibat dari pemakaian atau berlalunya waktu. Pada penelitian ini, metode depresiasi yang digunakan adalah metode *declining balance* yang dipercepat. Hal ini berdasarkan sistem perpajakan panas bumi Indonesia yang ditunjukkan oleh Tabel 3.13.

Dari setiap perhitungan depresiasi tiap *fixed asset* akan diakumulasikan untuk dapat digunakan dalam perhitungan.

Pajak adalah sumber pendapatan negara yang digunakan untuk membiayai kegiatan pengelolaan negara. Untuk kontrak lama sebelum terbitnya UU No. 27 tahun 2005, pajak penghasilan dikenakan kepada kontraktor apabila *taxable income* sudah bernilai positif.

Perubahan-perubahan sistem perpajakan panas bumi yang pernah terjadi di Indonesia digambarkan pada Tabel 3.13.

Pemerintah menetapkan bahwa besarnya tarif pajak penghasilan untuk panas bumi sebesar 30%. Pajak penghasilan dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut :

Pajak Penghasilan = Pendapatan Kena Pajak \times 30%.....(5)

Catatan :

Jika *taxable income* > 0

Tabel 3.13 Perkembangan Sistem Perpajakan Panas Bumi di Indonesia

	Kep. Men. Keuangan No.766/KMK.04/1992 Pajak-Pajak Panas Bumi	UU RI No.17/2000 Pajak Penghasilan	Per.Men Keuangan No.21/PMK.011/2010 Fasilitas PPh dan Kepabeanaan
Pajak Penghasilan			
a. Tarif Pajak Penghasilan	34%	30%	30%
b. Metode Depresiasi	<i>Declining Balance</i>	Tidak Diatur	<i>Declining Balance</i>
c. Masa Depresiasi	7 tahun	Tidak Diatur	8 tahun
d. Tarif Depresiasi	28,57%	Tidak Diatur	25%
Pajak Pertambahan Nilai	Ada, dapat ditunda dan dapat diperoleh kembali	a. Ada, tidak dapat diperoleh kembali	b. Ditanggung Pemerintah
Pungutan-Pungutan Lain	Ditanggung Pemerintah	Dipungut	Tidak Diatur
Import Barang Operasi	Tidak Dipungut	Dipungut	Tidak Dipungut
<i>Investment Tax Credit</i>	Tidak Ada	Dimungkinkan (Maksimun 30%)	5 % per tahun selama 6 tahun

(Sumber : Agus Danar, 2010)

Keterangan :

- a. Keputusan Menteri Keuangan No.766/KMK.04/1992 berlaku hanya untuk pengusaha panas bumi (*lex specialist*), memberikan insentif yang berkaitan dengan PPN, bea masuk impor, pungutan-pungutan lain dan metode depresiasi, namun kurang memberikan manfaat dengan pemberian pembebanan tarif pajak penghasilan korporat yang lebih tinggi dan tidak menikmati *investment tax credit*. Para pengusaha panas bumi *Joint Operation Contract* menerapkan peraturan ini.
- b. Undang-undang RI No.17/2000 Tentang Pajak Penghasilan bersifat umum (*lex generalist*) yang juga harus ditaati oleh pengusaha panas bumi, setelah diberlakukannya Undang-Undang RI No.27/2003 Tentang Panas Bumi. Undang-undang ini tidak memberikan keuntungan bagi para investor panas bumi, sehingga tidak ada lagi investasi di wilayah baru (*green field*) dalam jangka waktu yang lama.

- c. Pemerintah menerbitkan Peraturan Menteri Keuangan No.21/PMK.011/2010 Tentang Fasilitas Pajak Penghasilan dan Kepabeanan untuk pengusaha energi terbarukan, yang merupakan penerapan Peraturan Pemerintah No.1 Tahun 2007.

Tabel 3.14 Perhitungan Pajak Penghasilan



Berdasarkan kepada peraturan perpajakan yang berlaku di Indonesia, pendapatan kena pajak (*taxable income*) adalah pendapatan kena pajak adalah pendapatan kotor setelah dikurangi seluruh beban usaha. Pendapatan kena pajak dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$TI = R - D - B - ITC - IP \quad (3.4)$$

Keterangan :

TI = Pendapatan Kena Pajak (\$)

R = Total Pendapatan (\$)

D = Total Depresiasi (\$)

B = Total Biaya Operasi (\$)

ITC = *Investment Tax Credit* (\$)

IP = Pembayaran Bunga Pinjaman Tahunan (\$)

Investment tax credit adalah pengurangan langsung biaya investasi terhadap penghasilan neto dalam perhitungan pajak. Hal ini bertujuan untuk mengurangi kerugian perusahaan yang dilakukan pemerintah untuk menarik investor. Perhitungan *investment tax credit* adalah 5% per tahun dari biaya investasi selama 6 tahun, yaitu sebesar US\$16,513,000 per tahun.

Pada Tabel 3.14 terdapat perhitungan pajak penghasilan yang terdiri dari pendapatan dari penjualan yang dikurangi biaya operasi, biaya depresiasi, biaya *investment tax credit*, dan pembayaran bunga pinjaman bank.

Setelah komponen-komponen di dalam neraca laba rugi diketahui, maka peneliti dapat membuat proyeksi laba rugi perusahaan.

Pendapatan dikurangi biaya operasi dan biaya depresiasi akan menghasilkan pendapatan operasional. Pendapatan yang dikurangi pembayaran biaya bunga pinjaman akan menghasilkan pendapatan sebelum pajak. Pembayaran pajak dari penghasilan sebelum pajak yang bernilai positif akan menjadi laba (rugi) bersih perusahaan atau biasa disebut EAT. Nilai depresiasi yang telah dikurangi kemudian ditambahkan kembali dengan EAT sehingga menghasilkan *internal cashflow* yang nantinya digunakan dalam perhitungan neraca sumber dan penggunaan dana. EAT digunakan untuk membayar deviden kepada pemegang saham sebesar 20% dari total ekuitas. Pemegang saham akan menuntut keuntungan dari uang yang telah ditanamkannya pada proyek yang besarnya biasanya lebih besar dari suku bunga bank. Sisa dari EAT yang tidak dibayarkan akan ditambahkan ke dalam laba ditahan. Proyeksi laba rugi pada tahun keenam sampai dengan tahun kesepuluh ditunjukkan pada Tabel 3.15.

3.3.5 Perencanaan Proyeksi Neraca Sumber dan Penggunaan Dana

Neraca sumber dan penggunaan dana menjelaskan darimana dana yang dipakai pada proyek berasal dan aplikasi dana tersebut. Pada masa investasi, sumber dana berasal dari setoran modal (ekuitas) dan pinjaman bank. EAT+depresiasi belum menjadi sumber dana pada tahun-tahun ini karena operasi belum berjalan sehingga belum mendapatkan keuntungan. Proyeksi neraca sumber dan penggunaan dana pada masa investasi ditunjukkan oleh Tabel 3.16.

Dana pada masa investasi ini hanya digunakan untuk biaya penambahan *fixed asset* dan *working capital*. Biaya *fixed asset* adalah biaya pembelian peralatan. *Working capital* yang salah satunya digunakan untuk untuk pembayaran gaji karyawan dan pembelian alat tulis kantor.

Pada masa operasi yaitu dimulai dari tahun keenam, pembiayaan hanya berasal dari EAT + depresiasi. Keadaan ini juga sudah menghasilkan *surplus*

sehingga tidak lagi diperlukan adanya pinjaman. Mulai tahun keenam ini pula, mulai dilakukannya pembayaran cicilan pokok pinjaman pada bank dan penambahan deviden bagi para pemegang saham. Terdapat pula penambahan *fixed aset* yaitu penambahan sumur *make-up* guna mempertahankan jumlah listrik yang akan dijual kepada PLN. Proyeksi neraca sumber dan penggunaan dana pada masa produksi ditunjukkan pada Tabel 3.17.

3.3.6 Perencanaan Proyeksi Neraca Aktiva-Pasiva

Neraca aktiva-pasiva biasa disebut *balance sheet* merupakan sarana yang mudah untuk mengorganisasikan dan mengikhtisarkan apa-apa yang dimiliki oleh sebuah perusahaan (aset), apa yang menjadi utang perusahaan (kewajiban), dan perbedaan diantara keduanya.

Pada masa investasi, harta yang dimiliki perusahaan berupa *fixed assets* dan *working capital*. Nilai *fixed assets* pada tiap tahunnya merupakan akumulasi dari nilai *fixed assets* pada tahun sebelumnya dan penambahan *fixed aset* pada tahun tersebut. Sama halnya dengan nilai *working capital*. Pada tahun kelima terdapat uang tunai yang dapat digunakan untuk membiayai produksi pada tahun keenam.

Dari sisi hutang, jumlah hutang yang ada pada perusahaan semakin bertambah. Untuk menambah *fixed aset* diperlukan adanya penambahan dana yang salah satunya berasal dari hutang berupa pinjaman bank. Pembayaran cicilan pokok pinjaman bank dilakukan mulai tahun keenam, sehingga besar pinjaman hanya akumulasi dari penambahan pinjaman. Selain pinjaman bank, pasiva perusahaan juga berasal dari setoran modal yang besarnya selalu meningkat pada masa ini. Proyeksi neraca pasiva-aktiva pada masa investasi ditunjukkan pada Tabel 3.18.

Pada masa produksi, harta yang dimiliki perusahaan berupa *fixed assets* yang dikurangi depresiasi, *working capital*, dan uang tunai. Pada tahun-tahun ini terdapat penambahan nilai *fixed aset* yang berupa penambahan sumur *make-up*. *Working capital* bernilai tetap karena tidak ada penambahan *working capital*. Uang tunai didapatkan dari dana akhir tahun yang besarnya ditentukan dari hasil perhitungan pada neraca sumber dan penggunaan dana.

Dari sisi hutang dan modal, jumlah hutang yang ada pada perusahaan semakin berkurang. Hal ini dikarenakan perusahaan sudah membayarkan cicilan pokok setiap tahunnya selama 6 tahun. Besarnya setoran modal tetap pada masa produksi karena tidak ada penambahan maupun pengurangan setoran modal. Pada masa ini juga terdapat laba ditahan yang berasal dari EAT. EAT yang diperoleh proyek akan dibayarkan sebagian untuk deviden dan sebagian lagi ditambahkan pada laba ditahan. Proyeksi neraca pasiva-aktiva pada masa produksi ditunjukkan pada Tabel 3.19.

3.3.7 Evaluasi Kelayakan Proyek

Untuk menghitung indikator-indikator kelayakan seperti IRR, NPV, BCR, PBP, dan PR diperlukan tabel tersendiri yang memuat biaya investasi lapangan uap dan pembangkit listrik, *operating cost* yang berasal dari biaya-biaya operasi lapangan uap dan pembangkit listrik tanpa depresiasi yaitu biaya O&M, biaya bunga, dan pajak. Sedangkan *operating benefit* yang berasal dari penjualan. Hal ini ditunjukkan pada Tabel 3.20.

Seperti yang sudah dijelaskan pada bab 2, indikator-indikator yang digunakan dalam analisis kelayakan investasi adalah:

- Analisis Nilai Sekarang (*Net Present Value*)
- Analisis Manfaat Biaya (*Benefit Cost Ratio*)
- Analisis Rasio Keuntungan (*Profitability Ratio*)
- Analisis Periode Pengembalian Investasi (*Pay Back Period*)
- Analisis Tingkat Pengembalian Investasi (*Internal Rate of Return*)

Dari perhitungan *base case* didapatkan indikator kelayakan investasi yaitu NPV sebesar US\$114.258.000; BCR sebesar 1,30; PR sebesar 1,50; PBP pada tahun ke-8; dan IRR sebesar 15,20%.

Tabel 3.15 Proyeksi Laba Rugi



Tabel 3.16 Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana Masa Investasi

Keterangan (US\$ 1000)	Tahun 1	Tahun 2	Tahun 3	Tahun 4	Tahun 5
Sumber					
Setoran Modal	2.018	24.623	10.210	48.228	55.000
Pinjaman Bank	-	-	18.961	89.566	94.901
EAT+Dep	-	-	-	-	-
Penggunaan					
Penambahan <i>Fixed Asset</i>	(1.834)	(22.385)	(26.518)	(125.268)	(132.729)
Penambahan <i>Working Capital</i>	(183)	(2.238)	(2.652)	(12.527)	(13.273)
Pembayaran Cicilan Pokok	-	-	-	-	-
Deviden	-	-	-	-	-
Surplus	-	-	-	-	3.899
Dana Awal Tahun	-	-	-	-	-
Dana Akhir Tahun	-	-	-	-	3.899

Tabel 3.17 Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana Pada Masa Produksi

Keterangan (US\$ 1000)	Tahun 11	Tahun 12	Tahun 13	Tahun 14	Tahun 15	Tahun 16	Tahun 17	Tahun 18	Tahun 19	Tahun 20
Sumber										
Setoran Modal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pinjaman Bank	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EAT+dep	63.772	59.886	59.237	59.131	58.020	59.037	58.057	57.607	58.699	57.751
Penggunaan										
Investasi Lap Uap	(4.600)	-	-	(4.600)	-	(4.600)	-	-	(4.600)	-
Investasi PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pembayaran Cicilan Pokok	(42.462)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Surplus	(11.307)	31.871	31.221	26.516	30.005	26.422	30.041	29.592	26.084	29.736
Dana Awal Tahun	64.233	52.927	84.797	116.018	142.534	172.539	198.960	229.002	258.593	284.677
Dana Akhir Tahun	52.927	84.797	116.018	142.534	172.539	198.960	229.002	258.593	284.677	314.412

Tabel 3.18 Proyeksi Neraca Aktiva-Pasiva Pada Masa Investasi



Tabel 3.19 Proyeksi Neraca Aktiva-Pasiva Pada Masa Produksi



Tabel 3.20 Perhitungan Indikator Kelayakan

Tahun	Biaya Investasi			Operating	
	Fixed Asset	Working Capital	Total Investment	Cost	Benefit
1	1.834	183	2.018	-	-
2	22.385	2.238	24.623	-	-
3	26.518	2.652	29.170	-	-
4	138.468	12.527	150.994	-	-
5	152.529	13.273	165.802	-	-
6	-	-	-	21.427	49.433
7	-	-	-	8.472	49.433
8	4.600	-	4.600	10.886	49.433
9	-	-	-	12.770	49.433
10	-	-	-	12.328	49.433
11	4.600	-	4.600	9.690	49.433
12	-	-	-	13.650	49.433
13	-	-	-	14.351	49.433
14	4.600	-	4.600	14.584	49.433
15	-	-	-	15.695	49.433
16	4.600	-	4.600	14.678	49.433
17	-	-	-	15.659	49.433
18	-	-	-	16.108	49.433
19	4.600	-	4.600	15.016	49.433

3.3.8 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah variabel-variabel yang dominan terhadap proyek untuk melihat seberapa jauh proyek terpengaruh oleh perubahan tersebut. Variabel-variabel yang diubah pada penelitian ini adalah harga penjualan listrik, biaya investasi PLTP, rasio sukses pengeboran sumur pengembangan, faktor kapasitas pembangkit listrik, dan pendapatan CDM.

3.3.8.1 Pengaruh Harga Penjualan Listrik

Analisis sensitivitas harga penjualan listrik dilakukan karena layak atau tidaknya proyek dilihat dari keuntungan yang akan didapat dari proyek. Keuntungan berasal dari penjualan listrik yaitu harga dikalikan jumlah produksi yang dikurangi biaya-biaya.

Harga penjualan yang dilakukan pada base case, yaitu 9,7 sen per kWh, merupakan harga tertinggi yang dapat diberikan PLN kepada perusahaan. Namun, harga yang telah ditetapkan tersebut belum tentu disepakati oleh pihak PLN. PLN

akan mencari harga yang murah agar biaya yang dikeluarkan PLN tidak terlalu besar dan dapat digunakan untuk kepentingan lain.

Sensitivitas harga dilakukan dengan mengurangi harga penjualan listrik ke PLN yaitu menjadi 5,7 US\$ sen; 6,7 US\$ sen; 7,7 US\$ sen; dan 8,7 US\$ sen. Hasil sensitivitas harga penjualan listrik ke PLN terhadap indikator-indikator kelayakan yang ditunjukkan oleh Tabel 3.21.

Tabel 3.21 Hasil Sensitivitas Harga Penjualan Listrik

Variabel	Harga Penjualan Listrik Ke PLN (US\$ sen per kWh)				
	5,7	6,7	7,7	8,7	9,7 (Base Case)
IRR	8,30%	10,16%	11,91%	13,59%	15,20%
NPV (US\$ 1000)	(33.753)	3.925	40.253	77.255	114.258
PBP	10	9	8	8	8
BCR	0,90	1,01	1,11	1,21	1,30
PR	0,85	1,01	1,18	1,34	1,53

3.3.8.2 Pengaruh Biaya Investasi Pembangkit Listrik

Variabel lainnya adalah biaya investasi PLTP. Variabel ini diambil karena biaya ini merupakan biaya yang paling banyak persentasenya dalam biaya investasi total. Biaya investasi dapat berubah dikarenakan oleh banyak hal misalnya komponen-komponen yang diperlukan harganya naik atau turun, adanya kebijakan-kebijakan pemerintah yang membuat biaya investasi lebih kecil atau lebih besar. Sensitivitas terhadap biaya investasi pembangkit listrik dilakukan pada biaya investasi sebesar 80%, 90%, 110%, dan 120% dari *base case* yang ditunjukkan oleh Tabel 3.22.

3.3.8.3 Pengaruh Perubahan Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas sebuah unit pembangkit menggambarkan seberapa besar sebuah unit pembangkit itu dimanfaatkan. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai:

$$\text{faktor kapasitas} = \text{Produksi kWh setahun} / (\text{daya terpasang MW} \times 8760 \text{ jam})$$

Pada penelitian ini, faktor kapasitas 90% dijadikan *base case* penelitian. Namun, tidak menutup kemungkinan jika terjadi penurunan kapasitas. Oleh karena itu, perlu dilakukan analisis sensitivitas terhadap faktor kapasitas.

Pada Tabel 3.23 ditampilkan hasil perhitungan pengaruh faktor kapasitas terhadap harga, IRR, dan NPV proyek.

Tabel 3.22 Hasil Sensitivitas Biaya Investasi Terhadap Harga Jual Listrik, IRR dan NPV Proyek

IRR NPV	Harga Penjualan Listrik Ke PLN (US\$ sen per kWh)				
	5,7	6,7	7,7	8,7	9,7
Investasi PLTP 80%	9,24%	11,20%	13,05%	14,83%	16,54%
	(14.109)	22.894	59.896	96.899	133.901
Investasi PLTP 90%	8,75%	10,66%	12,46%	14,18%	15,84%
	(23.931)	13.072	50.074	87.077	124.079
Investasi PLTP100%	8,30%	10,16%	11,91%	13,59%	15,20%
	(33.753)	3.925	40.253	77.255	114.258
Investasi PLTP110%	7,87%	9,69%	11,40%	13,03%	14,60%
	(43.574)	(6.572)	30.431	67.433	104.436
Investasi PLTP 120%	7,47%	9,25%	10,92%	12,51%	14,03%
	(53.396)	(16.394)	20.609	57.611	94.614

Tabel 3.23 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap Harga Jual Listrik, IRR, dan NPV Proyek

IRR NPV	Harga Penjualan Listrik (cents per kWh)			
	6,7	7,7	8,7	9,7
Faktor Kapasitas 90%	10,16%	11,91%	13,59%	15,20%
	3.925	40.253	77.255	114.258
Faktor Kapasitas 85%	9,50%	11,19%	12,01%	14,35%
	(10.086)	24.861	59.807	94.754
Faktor Kapasitas 80%	8,83%	10,46%	12,01%	13,49%
	(23.423)	9.469	42.360	75.251

3.3.8.4 Pengaruh Perubahan Rasio Sukses Sumur Pengembangan

Pengeboran sumur merupakan kegiatan yang beresiko dan membutuhkan biaya investasi yang tinggi. Tingkat kesuksesan pengeboran sumur pengembangan pada lapangan panas bumi dipengaruhi oleh survei-survei terdahulu yang

menghasilkan rincian-rincian keadaan lapangan sebagai dasar pengeboran. Semakin detail rincian yang didapat, semakin besar rasio kesuksesan dari pengeboran sumur pengembangan. Tingkat kesuksesan pengeboran sumur pengembangan pada penelitian adalah 80%. Sensitivitas rasio sukses pengeboran sumur pengembangan terhadap harga listrik, IRR, dan NPV proyek dilakukan dengan rasio sukses 70% dan rasio sukses 60%. Pada Tabel 3.24 ditampilkan hasil perhitungan rasio sukses sumur pengembangan terhadap harga, IRR, dan NPV proyek.

Tabel 3.24 Hasil Sensitivitas Rasio Sukses Sumur Pengembangan Terhadap Harga Jual Listrik, IRR, dan Proyek NPV

IRR NPV (US\$ 1000)	Harga Penjualan Listrik(US\$ cents per kWh)			
	6,7	7,7	8,7	9,7
rasio sukses 80%	10,16%	11,91%	13,59%	15,20%
	3.925	40.253	77.255	114.258
rasio sukses 70%	9,81%	11,53%	13,17%	14,74%
	(3.939)	33.064	70.066	107.069
rasio sukses 60%	9,48%	11,17%	12,77%	14,31%
	(11.127)	25.875	62.878	99.880

3.3.8.5 Clean Development Mechanism (CDM)

Clean Development Mechanism (CDM) atau Mekanisme Pembangunan Bersih (MPB) merupakan bentuk investasi baru di negara berkembang yang bertujuan mendorong negara industri untuk melaksanakan kegiatan penurunan emisi di negara berkembang guna mencapai target penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) dan membantu negara berkembang untuk mencapai tujuan pembangunan berkelanjutan.

CDM adalah sebuah mekanisme dimana negara-negara yang tergabung di dalam *Annex 1* (lihat lampiran), yang memiliki kewajiban untuk menurunkan emisi gas-gas rumah kaca sampai angka tertentu per tahun 2012 seperti yang telah diatur dalam Protokol Kyoto, membantu negara-negara *non-Annex 1* untuk melaksanakan proyek-proyek yang mampu menurunkan atau menyerap emisi setidaknya satu dari enam jenis gas rumah kaca. Negara-negara *non-Annex 1* yang dimaksud adalah yang menandatangani Protokol Kyoto namun tidak memiliki

kewajiban untuk menurunkan emisinya. Satuan jumlah emisi gas rumah kaca (GRK) yang bisa diturunkan dikonversikan menjadi sebuah kredit yang dikenal dengan istilah *Certified Emissions Reduction* (CERs) - satuan reduksi emisi yang telah disertifikasi. Negara-negara *Annex 1* dapat memanfaatkan CER ini untuk membantu mereka memenuhi target penurunan emisi.

Upaya penurunan emisi gas rumah kaca yang bisa dilakukan melalui kegiatan CDM meliputi proyek energi terbarukan (misal: pembangkit listrik tenaga matahari, angin, gelombang, panas bumi, air dan biomassa), menurunkan tingkat konsumsi bahan bakar (efisiensi energi), mengganti bahan bakar fosil dengan bahan bakar lain yang lebih rendah tingkat emisi gas rumah kacanya (misal: mengganti minyak bumi dengan gas), kehutanan, dan jenis-jenis lain seperti pemanfaatan gas metan dari pengelolaan sampah.

$$\text{Konversi CO}_2 \text{ Volume (faktor emisi)} = \text{substitusi energi dari konversi minyak mentah (ktoe / y)} \times 42.62 \times 20 \times 0,99 \times 44/12$$

Dimana,

1. Efek substitusi energi (konversi minyak mentah ktoe /y)
Heating value conversion minyak mentah 10.000 kkal / kg
Heating value conversion listrik 2.646 kcal / kWh
2. Konversi ke satuan energi (*heating unit*: TJ)
 Faktor konversi 42,62 TJ / kt
3. Konversi ke unit dasar pelepasan karbon unit dasar faktor pelepasan karbon 20tC / TJ
4. Koreksi bagian pembakaran tidak sempurna
5. Konversi ke CO₂ (rasio berat molekul 44/22 *weight*)

Dari formula di atas, konversi volume CO₂ (faktor emisi) dihitung 0,819 (t-CO₂.MWh). jumlah pengurangan emisi masing-masing lapangan didapat dari rumus berikut oleh pembangkit listrik tahunan dengan asumsi tingkat pemanfaatan pembangkit listrik panas bumi menjadi 85%.

Persen (%) pengurangan emisi Tahunan (kt-CO₂/year) = *Faktor Emisi (t-CO₂/MWh) x pembangkitan listrik tahunan (MWh / tahun)*. Diasumsikan nilai CER adalah 10 (US \$ / t-CO₂) dengan faktor emisi 0,819 (t-CO₂/MWh), didapatkan

tambahan pendapatan dari CDM yaitu sebesar US\$6,708,101 setiap tahun selama 10 tahun. Tambahan pendapatan tersebut akan menghasilkan indikator-indikator kelayakan baru yang ditunjukkan pada Tabel 3.25 dan indikator kelayakan yang baru tersebut dibandingkan dengan skema dasar pada Tabel 3.26.

Tabel 3.25 Hasil Perhitungan Skema CDM

Skema CDM	Harga Penjualan Listrik Ke PLN (US\$ sen per kWh)				
	5,7	6,7	7,7	8,7	9,7
IRR	8,68%	10,48%	12,19%	13,83%	15,41%
NPV (US\$ 1000)	(26.845)	10.157	47.166	84.162	121.165
PBP	10	9	9	8	8
BCR	0,92	1,03	1,13	1,23	1,32
PR	0,88	1,04	1,21	1,37	1,53

Tabel 3.26 Perbandingan Indikator Kelayakan Skema Dasar dan Skema CDM

Harga Listrik	IRR		NPV	
	Base Case	CDM	Base Case	CDM
5,7	8,30%	8,68%	(33.753)	(26.845)
6,7	10,16%	10,48%	3.925	10.157
7,7	11,91%	12,19%	40.253	47.166
8,7	13,59%	13,83%	77.255	84.162
9,7	15,20%	15,41%	114.258	121.165

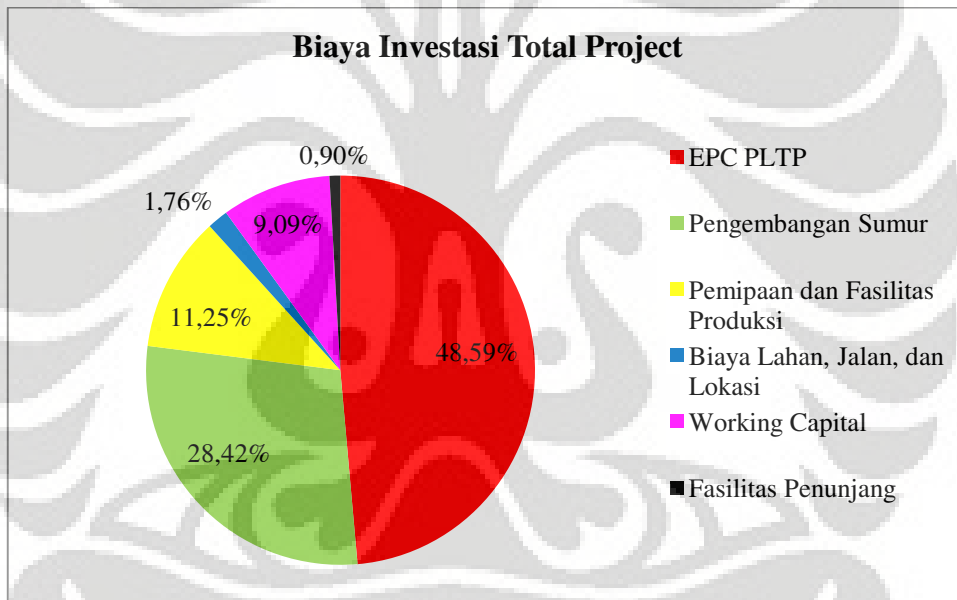
BAB 4

ANALISA HASIL

Pada bab ini akan dijelaskan tentang hasil dan pembahasan yang terdiri dari biaya investasi, proyeksi keuangan perusahaan, *profitability indicator*, dan analisis sensitivitas.

4.1 Biaya Investasi

Total biaya investasi yang diperlukan dalam membangun proyek Total Project dengan kapasitas 2 x55MW adalah US\$ 339,607,000. Komponen biaya yang memiliki persentase terbesar di dalam biaya investasi secara berturut-turut adalah : biaya EPC PLTP, biaya pemboran sumur, pemipaan dan fasilitas produksi, biaya jalan dan lokasi, *working capital* dan biaya fasilitas penunjang.



Gambar 4.1 Komposisi Biaya Investasi Proyek

4.2 Analisis Ekonomi Mikro

Harga jual listrik panas bumi harus berpedoman pada harga patokan tertinggi listrik panas bumi yang diatur dalam Peraturan Menteri ESDM no.32 tahun 2009 tentang Harga Patokan Pembelian Tenaga Listrik oleh PT PLN dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi yaitu sebesar 9,7 sen per kWh.

Harga tersebut juga harus dapat memberikan keuntungan pada perusahaan yang artinya harga harus berada di atas biaya total rata-rata (ATC).

Dengan persyaratan tersebut, didapatkan harga penjualan listrik panas bumi proyek sebesar 9,7 sen per kWh. Harga ini masih merupakan harga yang bisa dibeli oleh PLN sesuai dengan harga patokan tertinggi yang ditetapkan dan memberikan keuntungan kepada perusahaan yang disimpulkan dari posisinya yang berada jauh di atas ATC.

Selain harga 9,7 sen per kWh, harga lain juga masih bisa diterapkan pada proyek yaitu 6,7 – 9,7 sen per kWh. Keuntungan yang diberikan pada harga-harga tersebut akan dibahas pada analisis sensitivitas.

4.3 Analisis Keuangan Perusahaan

Analisis keuangan perusahaan akan membahas proyeksi aktiva-pasiva, proyeksi laba rugi perusahaan dan proyeksi sumber dan penggunaan dana yang telah dihasilkan.

4.3.1 Proyeksi Laba Rugi

Tabel 4.1 menunjukkan nilai EAT dan *internal cashflow* (EAT+depresiasi) yang diperoleh proyek. Tabel tersebut menunjukkan bahwa pada tahun pertama proyek masih mengalami kerugian. Hal ini merupakan hal yang wajar bagi sebuah proyek karena pada tahun-tahun awal nilai penyusutan dan pembayaran bunga pinjaman berada pada nilai yang paling tinggi. Pada tahun-tahun berikutnya proyek sudah menghasilkan laba (EAT positif). Laba (EAT) akan ditambah kembali dengan biaya depresiasi menjadi *internal cashflow* proyek. EAT+depresiasi ini merupakan salah satu sumber dana dalam proyek.

Tabel 4.1 EAT dan *Internal Cashflow* Proyek

Tahun	EAT	<i>Internal Cashflow</i>	Tahun	EAT	<i>Internal Cashflow</i>	Tahun	EAT	<i>Internal Cashflow</i>
6	(14.488)	62.695	16	58.161	59.037	26	55.559	57.046
7	20.435	63.851	17	56.395	58.057	27	56.753	57.630
8	35.524	61.981	18	56.623	57.607	28	55.003	56.665
9	42.197	60.399	19	58.075	58.699	29	55.456	56.440
10	48.934	61.021	20	56.230	57.751	30	56.386	57.010
11	55.476	63.772	21	56.367	57.267	31	54.557	56.079
12	52.908	59.886	22	57.797	58.369	32	54.969	55.870
13	54.424	59.237	23	55.938	57.425	33	55.770	56.342
14	58.620	59.131	24	56.006	56.883	34	53.929	55.416
15	56.533	58.020	25	57.461	57.973	35	54.332	55.208

EAT digunakan untuk membayar deviden kepada pemegang saham sebesar 20% dari total ekuitas. Pemegang saham akan menuntut keuntungan dari uang yang telah ditanamkannya pada proyek yang besarnya biasanya lebih besar dari suku bunga bank. Rata-rata persentase deviden terhadap EAT adalah sebesar 51,94%. Sisa dari EAT yang tidak dibayarkan akan ditambahkan ke dalam laba ditahan.

4.3.2 Proyeksi Sumber dan Penggunaan Dana

Proyeksi sumber dan penggunaan dana akan menunjukkan apakah ada dana yang dihasilkan proyek untuk digunakan pada tahun selanjutnya. Pada masa investasi, sumber dana berasal dari setoran modal dan pinjaman bank. Dana ini digunakan untuk penambahan *fixed asset* dan *working capital*. Sumber dan dana dan penggunaan dana pada tahun-tahun investasi ini berjumlah sama sehingga tidak ada surplus yang bisa digunakan dalam kegiatan produksi di tahun berikutnya.

Pada masa produksi sumber dana hanya berasal dari internal perusahaan yaitu EAT+depresiasi. Pada tahun-tahun produksi, EAT+depresiasi sudah bisa mencukupi penggunaan dana. Malah, pada awal tahun produksi, proyek sudah menghasilkan dana *surplus* yang dijadikan harta lancar perusahaan untuk digunakan perusahaan dalam kegiatan produksi di tahun selanjutnya.

Dana surplus di tahun kelima, menjadi dana awal tahun di tahun keenam cukup untuk membiayai kegiatan produksi di tahun tersebut sehingga tidak diperlukan lagi dana dari sumber lain. Sisa dana awal tahun dikurangi biaya kegiatan produksi akan ditambah lagi dengan surplus pada tahun tersebut dan menjadi dana akhir tahun yang dapat digunakan pada tahun selanjutnya.

Setoran modal (ekuitas) dari tahun pertama hingga tahun kelima berjumlah US\$136.179.000. Dari sejumlah ekuitas ini dituntut 20%-nya sebagai deviden. Setiap tahun selama masa produksi akan dibayarkan deviden dengan jumlah yang sama yaitu sebesar US\$ 27.236.000. Penggunaan dana juga dilakukan untuk membayar cicilan pokok pinjaman pada bank. Besarnya cicilan pokok dilakukan selama 6 tahun dengan jumlah yang makin besar setiap tahunnya seperti yang sudah dijelaskan pada bab sebelumnya.

4.3.3 Proyeksi Aktiva-Pasiva

Tabel 3.18 dan Tabel 3.19 menunjukkan bahwa total harta dan total hutang dan modal seimbang. Harta berupa harta lancar dan harta tetap memiliki nilai yang sama dengan kewajiban perusahaan yang berupa setoran modal dan pinjaman bank.

Harta lancar dan modal kerja (*working capital*) digunakan yang salah satunya untuk pembayaran gaji karyawan dan pembelian alat tulis kantor.

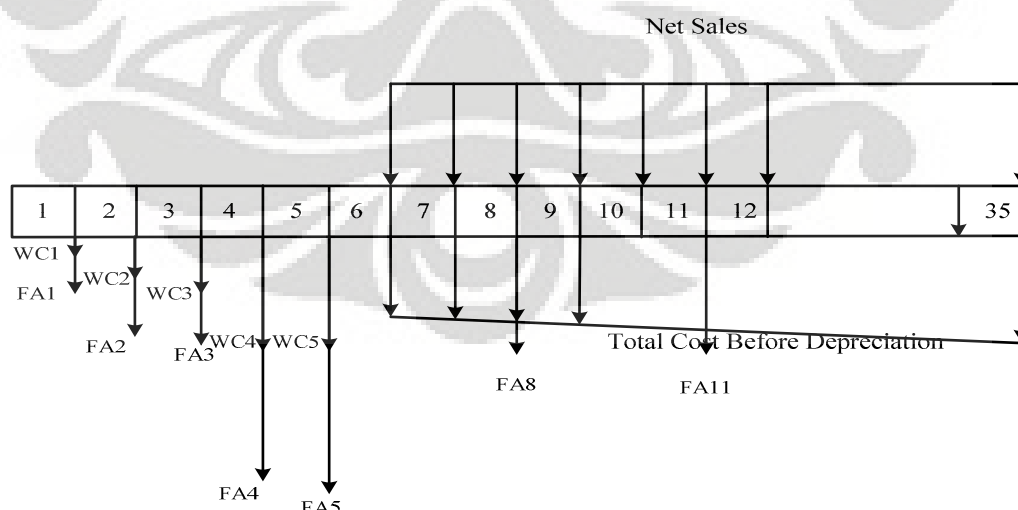
Harta tetap (*fixed assets*) perusahaan semakin bertambah karena setiap tahunnya dilakukan penambahan *fixed asset* yang telah ditunjukkan pada Tabel 3.8 dan Tabel 3.10 pada bab sebelumnya.

Pada tahun-tahun awal produksi jumlah harta lancar tidak berbeda jauh dengan harta tetap. Sehingga bila diperlukan harta mudah dicairkan.

Hutang pinjaman bank akan lunas pada tahun kesebelas. Dan untuk tahun ketujuh dan selanjutnya kewajiban perusahaan hanyalah setoran modal dari pemegang saham.

4.4 Analisis Kelayakan

Analisis kelayakan dilakukan dengan mengidentifikasi biaya investasi, benefit, dan cost operasi yang digambarkan pada Gambar 4.2 yang kemudian dihasilkan nilai-nilai indikator kelayakan seperti IRR, NPV, PBP, dan BCR.



Gambar 4.2 Benefit dan Cost Proyek

Pada penelitian ini, diasumsikan MARR yang diinginkan perusahaan adalah sebesar 15%. Dari perhitungan didapatkan dengan harga penjualan listrik maksimal yang bisa dibayarkan PLN yaitu sebesar 9,7 sen/kWh, didapatkan IRR proyek sebesar 15,20%. Dari hasil tersebut dapat dikatakan bahwa proyek layak untuk dilaksanakan.

Selain harga dan IRR, kelayakan juga dilihat dari indikator lainnya yaitu NPV, PBP, BCR, dan PR. Proyek yang memberikan keuntungan terhadap perusahaan adalah yang memiliki NPV lebih dari 0. Proyek penelitian memberikan NPV sebesar US\$114,258,000. Hal ini berarti jika dilihat dari sisi NPV, proyek layak untuk dilaksanakan. *Payback period* didapatkan dari periode mana yang menghasilkan kondisi pulang pokok atau *break even point* (BEP). *Break even point* proyek terjadi pada tahun ke-8. Proyek yang layak dilaksanakan jika dilihat dari sisi *payback period* adalah kondisi BEP terjadi sebelum berakhirnya umur investasi. Umur investasi dari proyek ini adalah 35 tahun. Maka dapat dikatakan bahwa secara *payback period*, proyek ini layak untuk dilaksanakan.

Proyek ini memiliki nilai *benefit cost ratio* sebesar 1,30. Hal ini berarti setiap dollar yang dikeluarkan (*cost* dan investasi) akan menghasilkan 1,30 dollar. Setiap dollar yang dikeluarkan akan memberikan keuntungan 1,30 kali lipat. Dengan begitu, dari sisi *benefit cost ratio*, proyek layak untuk dilakukan.

Proyek ini memiliki nilai *profitability ratio* sebesar 1,53. Hal ini berarti setiap dollar yang dikeluarkan untuk investasi akan menghasilkan 1,53 dollar. Setiap dollar investasi yang dikeluarkan akan memberikan keuntungan 1,53 kali lipat. Dengan begitu, dari sisi *profitability ratio* proyek layak untuk dilakukan.

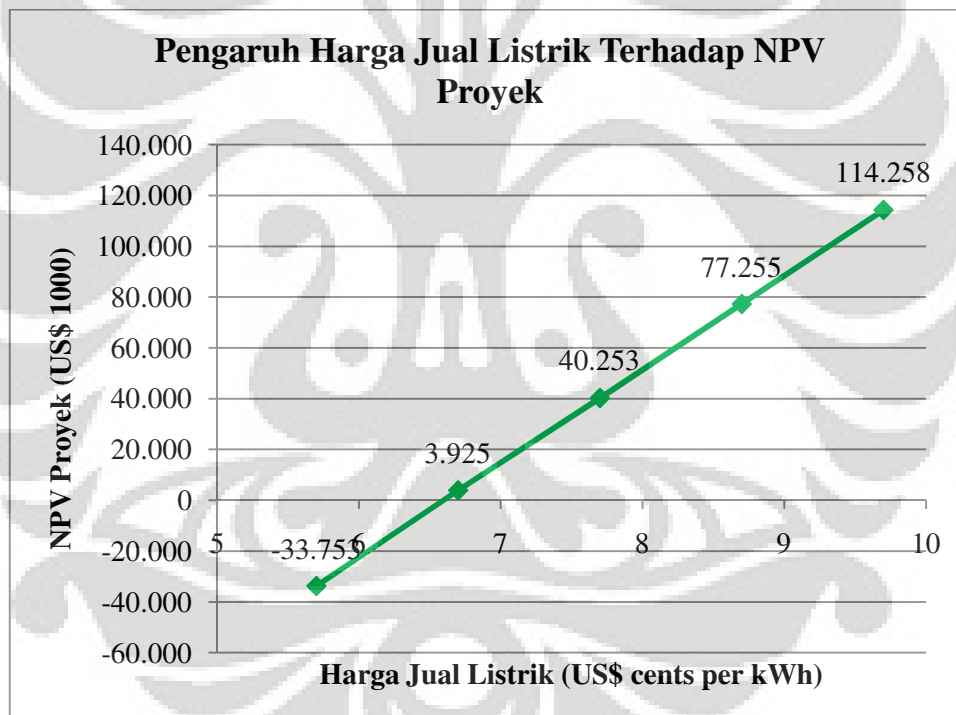
4.5 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah variabel harga jual listrik, biaya investasi pembangkit listrik, rasio sukses pengeboran sumur pengembangan, faktor kapasitas pembangkit, dan skema Clean Development Mechanism (CDM). Analisis sensitivitas bertujuan untuk melihat seberapa jauh proyek terpengaruh oleh perubahan tersebut.

4.5.1 Pengaruh Harga Jual Listrik

Pada grafik analisis Pengaruh terhadap NPV proyek terlihat bahwa perubahan-perubahan harga listrik mengakibatkan terjadinya perubahan pada NPV proyek. Pada Gambar 4.2 terlihat bahwa pada harga penjualan listrik 5,7; 6,7; 7,7; 8,7; 9,7 (*base case*) sen per kWh menghasilkan NPV secara berturut-turut sebesar minus US\$33.753.000, US\$ 3.925.000, US\$ 40.253.000, US\$ 77.255.000, dan US\$114.258.000 yang ditunjukkan pada Gambar 4.2.

Bila dilihat dari nilai NPV, harga listrik panas bumi yang memberikan kelayakan pada proyek berkisar antara 6,7-9,7 sen per kWh. Pada harga 5,7 sen per kWh, proyek tidak memberikan keuntungan pada perusahaan. Hal ini dapat dilihat dari nilai NPVnya yang negatif.



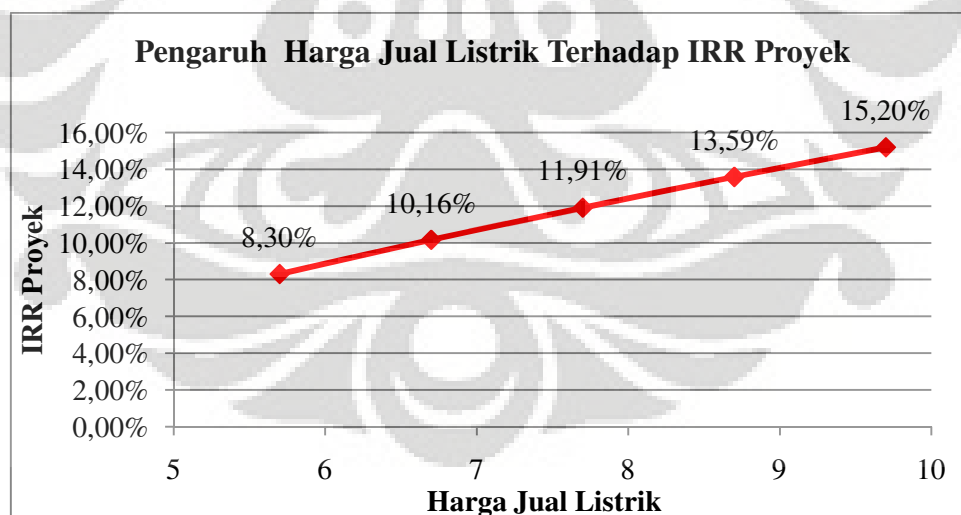
Gambar 4.3 Pengaruh Harga Jual Listrik Terhadap NPV Proyek

Kelayakan proyek tidak hanya dilihat dari sisi NPV saja namun juga dari sisi IRR yang diinginkan perusahaan. Listrik sebagai barang yang dibutuhkan khalayak umum dalam memenuhi kebutuhan sehari-hari, seharusnya dapat dinikmati semua masyarakat dengan harga yang rendah agar dapat dijangkau oleh seluruh masyarakat. Jika perusahaan tidak berorientasi keuntungan semata,

perusahaan dapat menurunkan MARR yang diinginkan sehingga harga listrik panas bumi menjadi lebih rendah. Listrik masih dianggap barang publik sehingga pemerintah yang harus menyediakan. Perusahaan bisa saja menjual kepada pihak pemerintah dalam hal ini PLN dengan tidak mengambil keuntungan yang terlalu besar. Sedangkan apabila listrik dianggap sebagai barang privat, perusahaan dapat menjualnya langsung ke masyarakat tanpa melalui PLN. Hal ini dapat meningkatkan pemenuhan kebutuhan listrik yang semakin meningkat. namun di sisi lain, harga listrik menjadi mahal karena perusahaan menginginkan keuntungan yang besar dari penjualan listrik.

Dari Gambar 4.3, dapat dilihat bahwa pada harga listrik 5,7; 6,7; 7,7; 8,7; dan 9,7 sen per kWh dihasilkan IRR secara berturut-turut sebesar 8,30%; 10,16%; 11,91%; 13,59%; dan 15,20%.

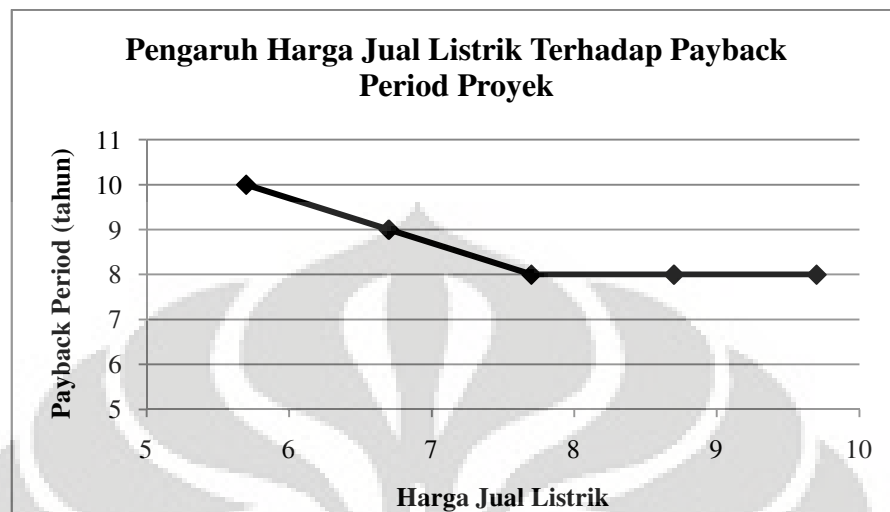
Nilai IRR yang masih memungkinkan proyek untuk memberikan keuntungan kepada perusahaan adalah pada $IRR \geq 10\%$, karena pada titik tersebut memberikan nilai NPV yang positif. Bila MARR yang dapat ditoleransi oleh perusahaan adalah sebesar 10% maka perusahaan dapat menjual listrik kepada PLN dengan harga berkisar antara 6,7-9,7 sen per kWh.



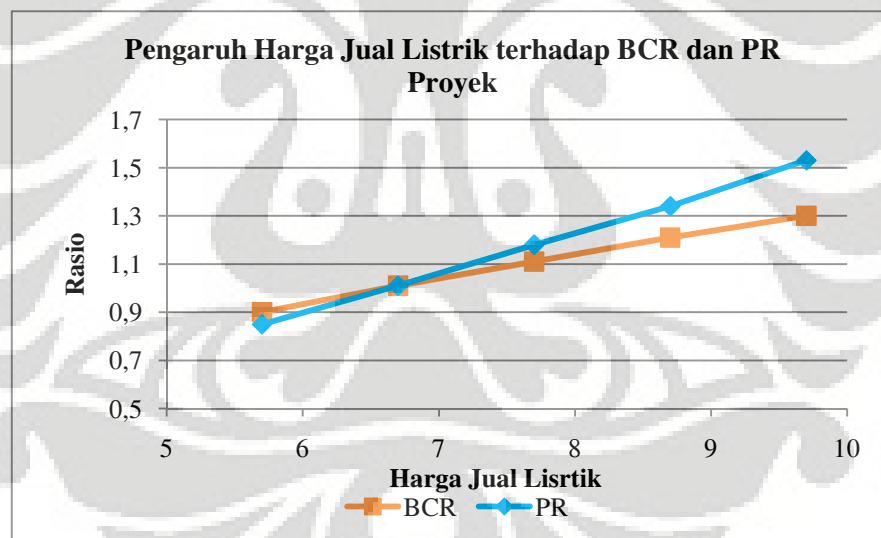
Gambar 4.4 Pengaruh Harga Jual Listrik Terhadap IRR Proyek

Perubahan harga listrik mengakibatkan perubahan keuntungan perusahaan. Semakin rendah harga jual listrik, semakin sedikit pula keuntungan yang didapat. Begitu pula sebaliknya. Dari Gambar 4.6 terlihat bahwa payback period pada harga 5,7 sen per

kWh payback period adalah 10 tahun, 6,7 sen per kWh payback period adalah 9 tahun. Sedangkan payback period pada harga 8,7-9,7 sen per kWh adalah 8 tahun.



Gambar 4.5 Pengaruh Harga Jual Listrik Terhadap *Payback Period* Proyek



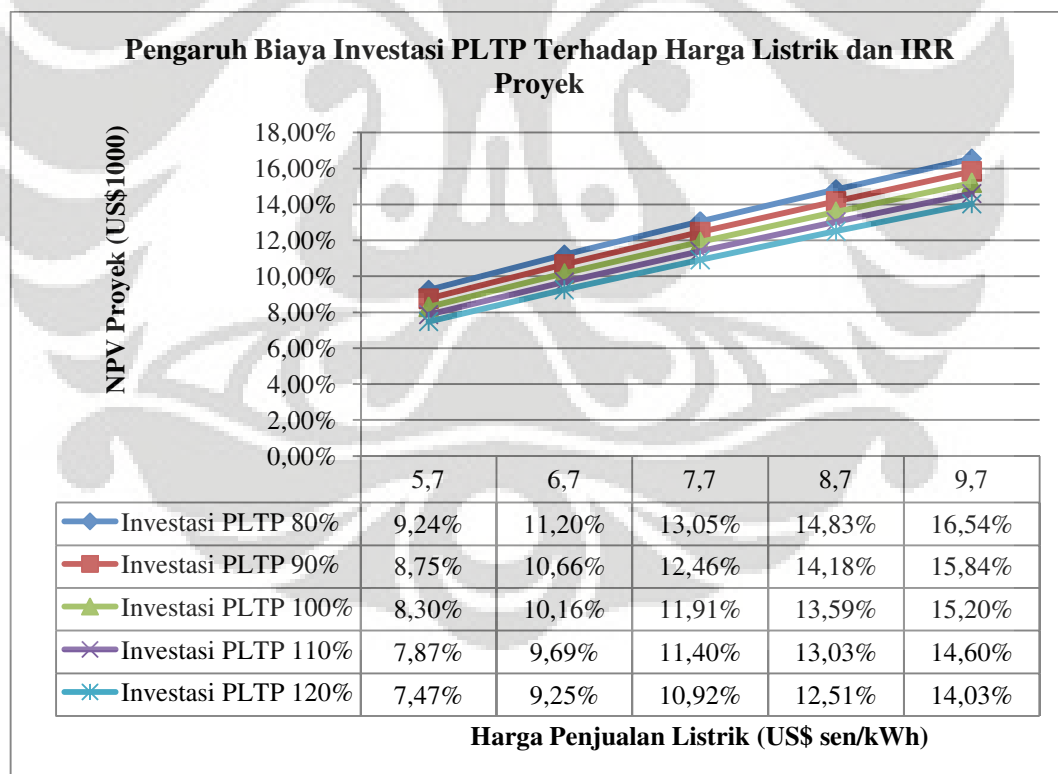
Gambar 4.6 Pengaruh Harga Jual Listrik terhadap BCR dan PR Proyek

Perubahan keuntungan perusahaan yang diakibatkan oleh perubahan harga listrik membuat *benefit cost ratio* dan *profitability ratio* proyek menurun seiring penurunan harga jual listrik yang terlihat pada Gambar 4.7 di atas. Proyek yang memberikan keuntungan pada perusahaan adalah yang memberikan nilai BCR dan PR di atas satu. Dengan persyaratan ini, maka pada harga 6,2 sen per kWh proyek tidak memberikan keuntungan sehingga tidak layak dilaksanakan.

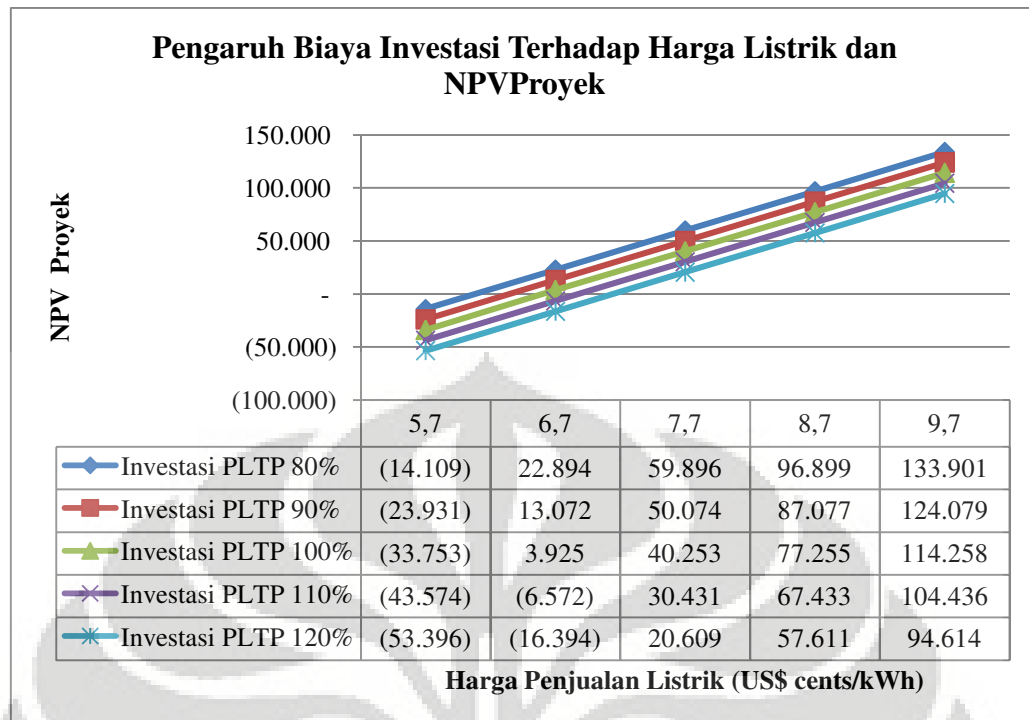
4.5.2 Pengaruh Biaya Investasi

Selain perubahan harga yang mungkin terjadi akibat kesepakatan dengan pihak PLN, analisis sensitivitas juga dilakukan dengan mengubah nilai investasi pada pembangkit listrik.

Dari grafik pada Gambar 4.8 dan 4.9 memperlihatkan dampak perubahan biaya investasi pembangkit listrik terhadap IRR dan NPV yang dihasilkan proyek. Pada kenaikan biaya investasi yang disimulasikan yaitu 10% dan 20%, terlihat bahwa pada harga 6,7 sen per kWh memberikan IRR dan NPV yang menjadikan proyek tidak layak dilaksanakan yaitu IRR yang rendah dan NPV yang negatif. Jadi, jika kesepakatan dengan PLN memberikan harga jual listrik sebesar 6,7 sen per kWh, perlu disiasati kembali agar proyek memberikan IRR dan NPV yang memberikan keuntungan pada proyek. Pada harga 5,7 sen per kWh meskipun biaya investasi sudah dikurangi 20% masih belum memberikan kelayakan terhadap proyek.



Gambar 4.7 Pengaruh Biaya Investasi PLTP Terhadap Harga Listrik dan IRR Proyek



Gambar 4.8 Pengaruh Biaya Investasi PLTP Terhadap Harga Listrik dan NPV Proyek

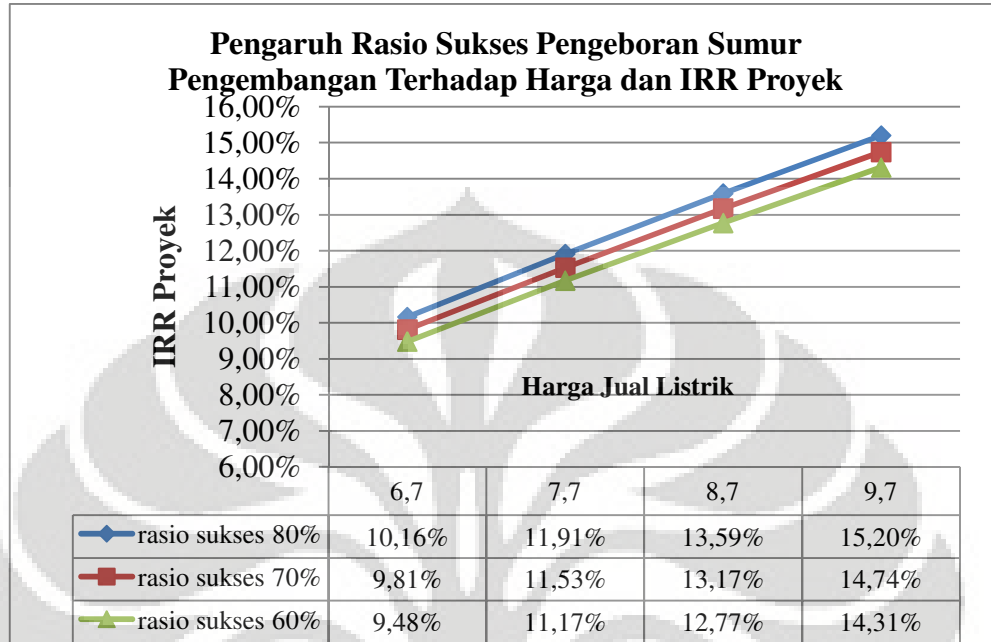
Penurunan biaya investasi pembangkit listrik dilakukan untuk menjawab pertanyaan jika perusahaan ingin meningkatkan IRR dan NPV yang dihasilkan proyek. Jika biaya investasi dapat ditekan sebesar 10%, IRR dan NPV yang dihasilkan proyek pada tiap-tiap harga akan bertambah kurang lebih 0,5% dan US\$10,000,000. Apabila biaya investasi dapat ditekan 20%, IRR dan NPV akan bertambah sekitar 1,2% dan US\$20,000,000 dari base case. Pada *base case* pada harga 9,7 sen per kWh menghasilkan IRR 15,20%, jika perusahaan menginginkan IRR sebesar 16% dapat dilakukan dengan mengurangi biaya investasi sebesar 20% pada harga jual listrik 9,7 sen per kWh.

4.5.3 Pengaruh Rasio Sukses Pengeboran Sumur Pengembangan

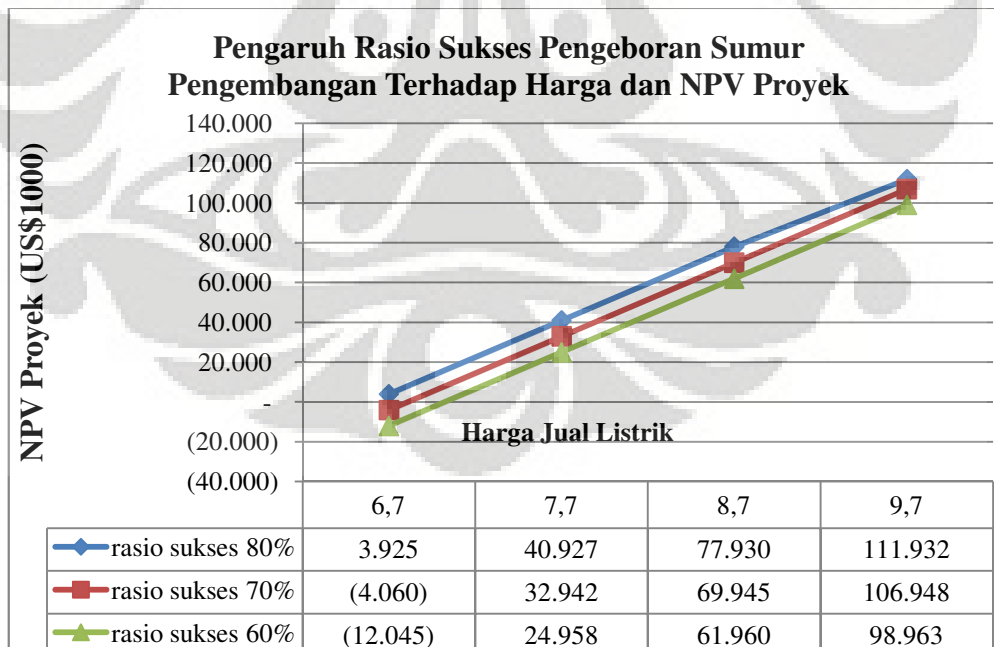
Perubahan rasio sukses pengeboran sumur pengembangan akan dilihat pengaruhnya terhadap harga, IRR proyek, dan NPV proyek.

Dari grafik pada Gambar 4.8 dan 4.9 memperlihatkan dampak pengaruh rasio sukses pengeboran sumur pengembangan terhadap IRR dan NPV yang dihasilkan proyek. Rasio sukses pengeboran sumur pengembangan yang disimulasikan yaitu pada rasio sukses sebesar 70% dan 60%, terlihat bahwa pada

harga 6,7 sen per kWh memberikan IRR dan NPV yang menjadikan proyek tidak layak dilaksanakan yaitu IRR yang rendah dan NPV yang negatif.



Gambar 4.9 Pengaruh Rasio Sukses Pengeboran Sumur Pengembangan Terhadap Harga Jual Listrik dan IRR Proyek



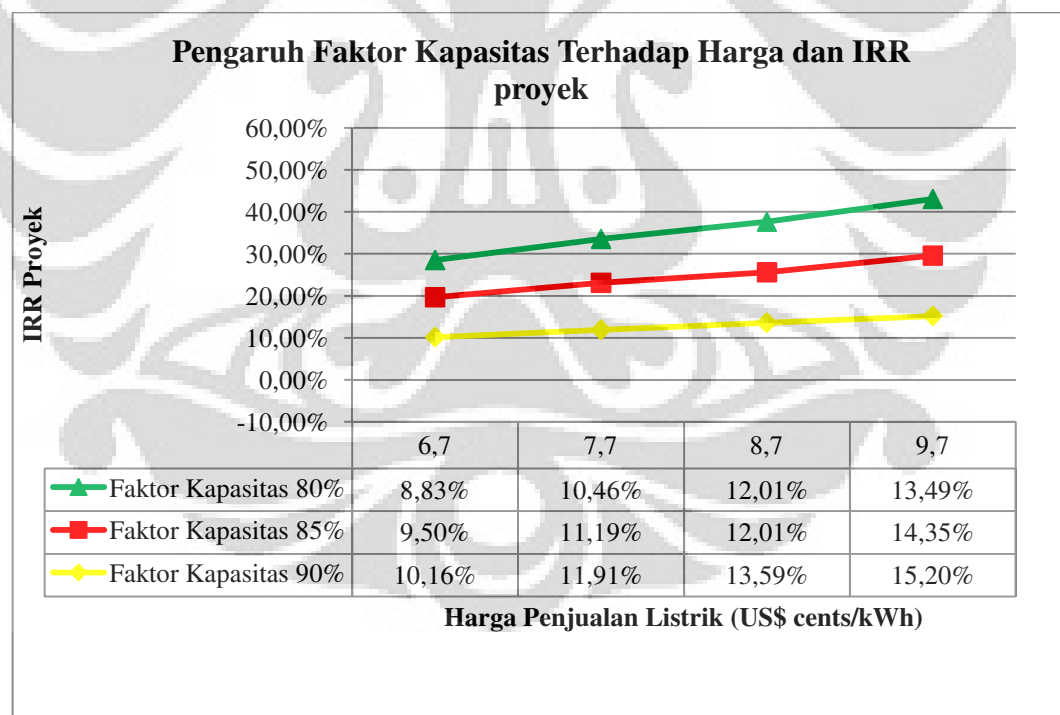
Gambar 4.10 Pengaruh Rasio Sukses Pengeboran Sumur Pengembangan Terhadap Harga Jual Listrik dan NPV Proyek

Jadi, jika kesepakatan dengan PLN memberikan harga jual listrik sebesar 6,7 sen per kWh, perlu disiasati kembali agar proyek memberikan IRR dan NPV yang memberikan keuntungan pada proyek. Sedangkan pada harga diatas 6,7 sen per kWh proyek masih bisa dilaksanakan.

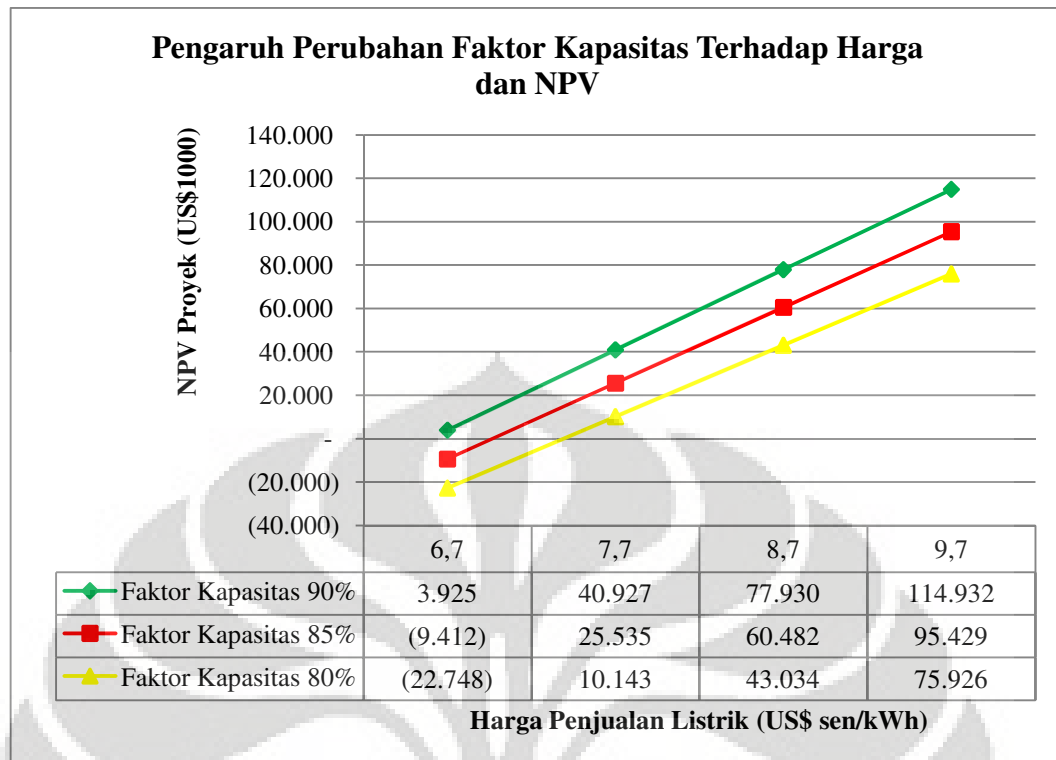
4.5.4 Pengaruh Faktor Kapasitas Pembangkit Listrik

Perubahan faktor kapasitas pembangkit listrik akan dilihat pengaruhnya terhadap harga, IRR proyek, dan NPV proyek.

Dari grafik pada Gambar 4.8 dan 4.9 memperlihatkan dampak pengaruh faktor kapasitas pembangkit listrik terhadap IRR dan NPV yang dihasilkan proyek. Faktor kapasitas pembangkit listrik yang disimulasikan yaitu 85% dan 80%, terlihat bahwa pada harga 6,7 sen per kWh memberikan IRR dan NPV yang menjadikan proyek tidak layak dilaksanakan yaitu IRR yang rendah dan NPV yang negatif.



Gambar 4.11 Pengaruh Faktor Kapasitas Pembangkit Listrik Terhadap Harga Jual Listrik dan IRR Proyek

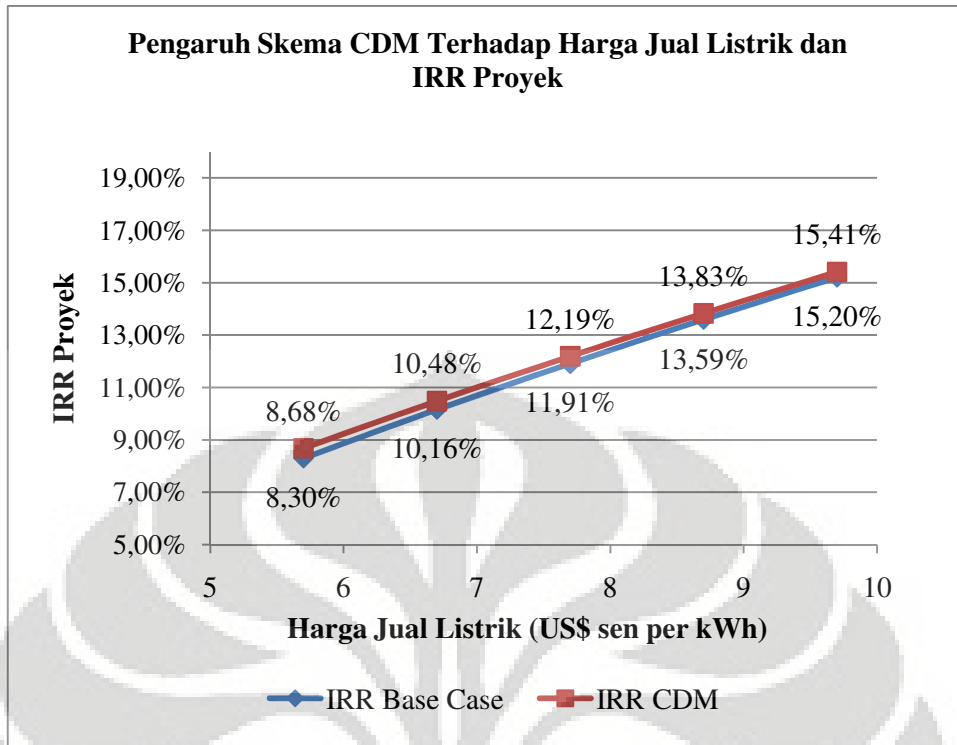


Gambar 4.12 Pengaruh Faktor Kapasitas Pembangkit Listrik Terhadap Harga Jual Listrik dan NPV Proyek

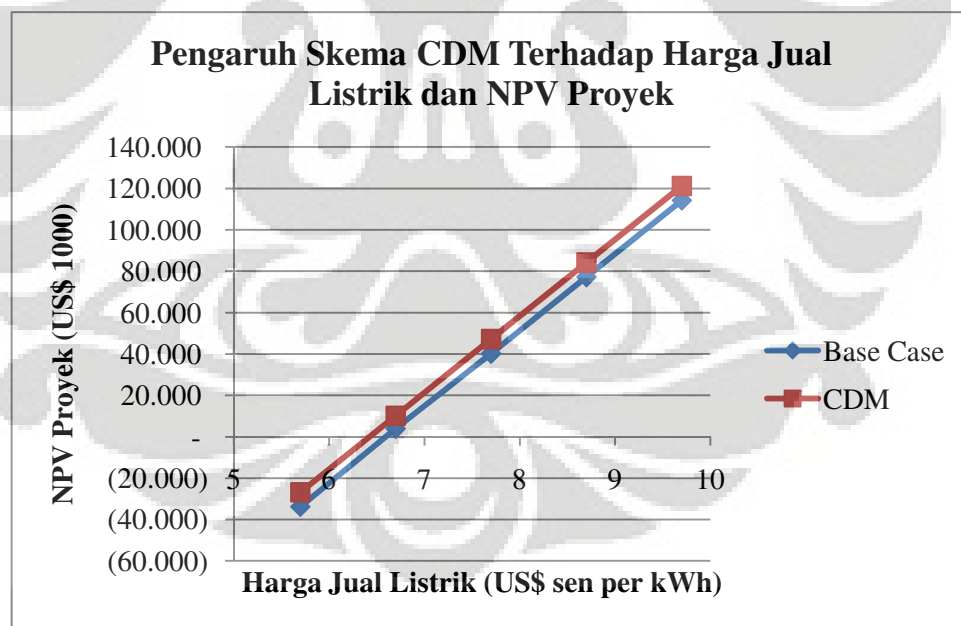
Jadi, jika kesepakatan dengan PLN memberikan harga jual listrik sebesar 6,7 sen per kWh, perlu disiasati kembali agar proyek memberikan IRR dan NPV yang memberikan keuntungan pada proyek. Sedangkan pada harga diatas 6,7 sen per kWh proyek masih bisa dilaksanakan.

4.5.5 Skema *Clean Development Mechanism* (CDM)

Gambar 4.14 dan Gambar 4.15 memperlihatkan pengaruh skema CDM terhadap harga, IRR, dan NPV proyek. Dari skema CDM ini, proyek akan mendapatkan tambahan pendapatan US\$6,708,101 setiap tahun selama 10 tahun sehingga harga jual listrik bisa ditekan. Misalnya, jika IRR yang diinginkan perusahaan adalah sebesar 15%, pada base case harga diperoleh adalah sebesar 9,575sen per kWh, sedangkan pada skema CDM harga yang diperoleh adalah 9,435 sen per kWh. Selisih diantara harga base case dan harga skema CDM adalah 0,14 sen. Hasil perhitungan memperlihatkan bahwa skema CDM menambah IRR dan NPV pada tiap-tiap harga sebesar sekitar 0,3% dan US\$37.000. Sehingga CDM dapat dikatakan memiliki efek yang besar dalam menekan harga listrik panas bumi ataupun meningkatkan profitabilitas.



Gambar 4.13 Pengaruh Skema CDM Terhadap Harga dan IRR Proyek



Gambar 4.14 Pengaruh Skema CDM Terhadap Harga dan NPV Proyek

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil penelitian diperoleh kesimpulan dan saran untuk penelitian di masa yang akan datang.

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Harga penjualan listrik panas bumi adalah US\$9,7 sen per kWh dan berada pada harga patokan tertinggi listrik panas bumi yaitu sebesar US\$9,7 sen per kWh.
2. Proyek menghasilkan IRR sebesar 15,20%, NPV sebesar US\$114,258,000, *Payback Period* selama 8 tahun, *benefit cost ratio* 1,30, dan *profitability ratio* 1,53.
3. Alternatif harga yang masih bisa memberikan keuntungan pada perusahaan adalah pada harga jual listrik 6,7 sen per kWh, 7,2 sen per kWh, 7,7 sen per kWh, 8,2 sen per kWh, 8,7 sen per kWh dan 9,2 sen per kWh. Namun karena listrik merupakan barang publik, akan lebih bermanfaat bagi masyarakat apabila harga listrik panas bumi sebesar 7,2 sen per kWh.
4. Pada analisis sensitivitas perubahan-perubahan variabel yang dominan terhadap proyek mengakibatkan penurunan dan peningkatan indikator kelayakan, namun perubahan tersebut masih menghasilkan kelayakan proyek yang memungkinkan pada harga diatas 6,7 sen per kWh.
5. Pada analisis sensitivitas, harga listrik 6,7 sen per kWh, banyak mengalami keadaan dimana proyek tidak lagi layak untuk dilaksanakan. Oleh karena itu, lebih baik perusahaan tidak mengajukan harga listrik 6,7 sen per kWh kepada PLN.
6. Selain pemenuhan kebutuhan listrik, pembangkit listrik tenaga panas bumi memiliki manfaat lainnya yaitu dapat merupakan salah satu upaya penurunan emisi gas rumah kaca. Dengan adanya penurunan emisi gas rumah kaca pula perusahaan dapat memperoleh tambahan pendapatan melalui skema CDM

sehingga harga listrik panas bumi bisa lebih murah dengan selisih sekitar 0,8 sen per kWh.

Berdasarkan fakta ini dapat disimpulkan bahwa pembangunan pembangkitan tenaga listrik dengan kapasitas 2x55MW layak untuk dibangun dengan kisaran harga 7,2 sen per kwh – 9,7 sen per kWh.

5.2 Saran

Beberapa saran yang dapat diberikan berkaitan dengan penelitian ini adalah:

1. Penelitian ini hanya menggunakan asumsi-asumsi biaya secara umum. Akan lebih baik jika asumsi biaya yang digunakan dalam analisis kelayakan dilakukan secara rinci seperti biaya-biaya peralatan dan mesin, biaya upah karyawan, dan biaya pengeboran.
2. Analisis sensitivitas yang dilakukan pada penelitian ini hanya melihat dari segi perubahan harga, perubahan biaya investasi pembangkit listrik, dan perubahan harga penjualan listrik, biaya investasi PLTP, rasio sukses pengeboran sumur pengembangan, faktor kapasitas pembangkit listrik, dan pendapatan CDM . Padahal masih banyak hal lain yang dapat berpengaruh terhadap proyek panas bumi sehingga perlu dilakukan analisis sensitivitasnya seperti fasilitas pajak yang diberikan pemerintah.
3. Penelitian ini menganalisis proyek pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan kapasitas 2x55MW. Saat penelitian ini dibuat, pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan kapasitas kecil masih jarang dianalisis kelayakannya. Padahal dengan dibangunnya pembangkit listrik tenaga panas bumi kapasitas rendah, dapat meningkatkan rasio elektrifikasi pada daerah-daerah terpencil yang memiliki potensi panas bumi. Akan lebih bermanfaat jika analisis kelayakan dilakukan pada proyek skala kecil seperti di Nusa Tenggara yang rasio elektrifikasinya masih rendah.

DAFTAR REFERENSI

Brigham, Eugene F. & Michael C.Ehrhardt.(2006).*Financial Management Theori and Practice*.Thomson Learning Inc.

Mankiw, N Gregory. (2008). *Principles of Microeconomics Fifth Edition*. Southern-Western

Tarquin,Blank. (2005). *Engineering Economy*. McGraw Hill

Danar, A. Subiyantoro,H. 2010. Penentuan Harga Listrik Panas Bumi Berbasis Keputusan Investasi. World Geothermal Congress 2010.Jakarta

Departemen Energi Sumber Daya Mineral

Dirjen Listrik dan Pemanfaatan Energi

Pamungkas, Sri-Bintang. *Keuangan Korporasi. Sebuah Modul Perkuliahan*

Pamungkas, Sri-Bintang. *Teori Ekonomi Mikro. Sebuah Modul Perkuliahan*

Fleischmann, Daniel J.(2007).*Getting Geothermal Electricity Projects On Line*. Portlan.Ormat

Lampiran 1
Hasil Perhitungan Proyeksi Neraca Keuangan



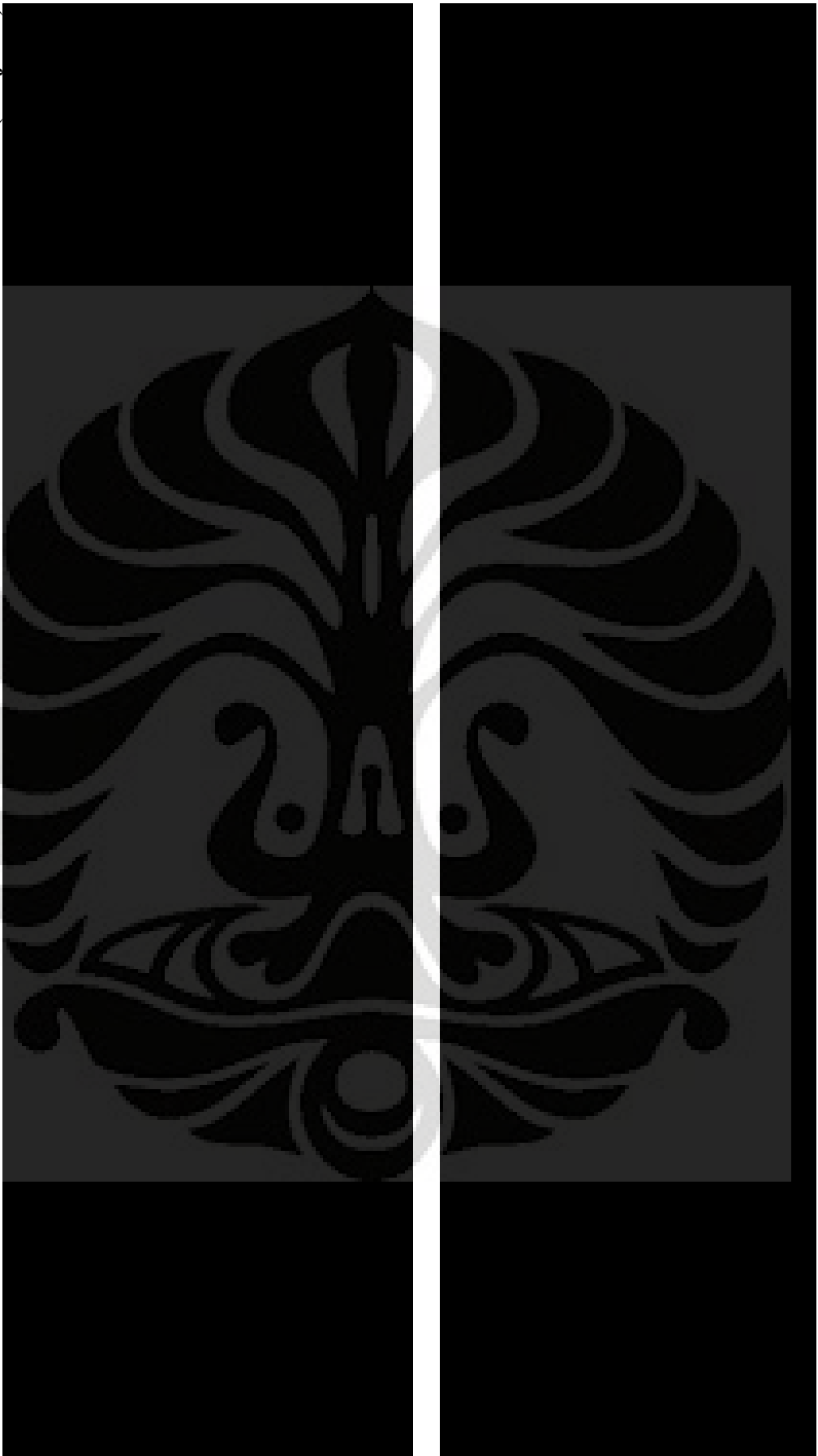
(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



Lampiran 2
Hasil Perhitungan Depresiasi



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



(Lanjutan)



Lampiran 3

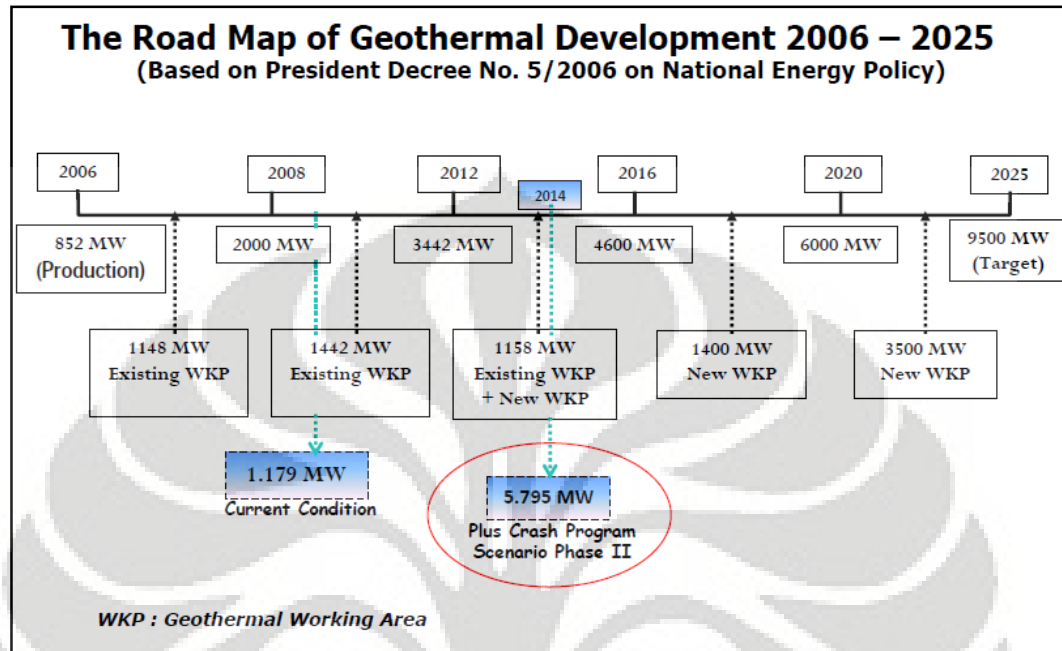
Hasil Perhitungan Kebutuhan Sumur Make-Up
Integrated Geothermal Project Economic Evaluation
Make Up Wells Requirement

Initial Available Steam 128 MW
Minimum Steam Supply 121 MW
Production Average 10,5 MW/well

Operation Year	Decline Rate	Production Decline	Available Before Make Up	Additional Make Up Wells	Available After Make Up	Number of Wells / 5 years
1	3%	3,840	128,000	0	128,000	
2	3%	3,725	124,160	0	124,160	
3	3%	3,613	120,435	1	130,935	
4	3%	3,810	127,007	0	127,007	
5	3%	3,696	123,197	0	123,197	1
6	3%	3,585	119,501	1	130,001	
7	3%	3,783	126,101	0	126,101	
8	3%	3,670	122,318	0	122,318	
9	3%	3,559	118,648	1	129,148	
10	3%	3,758	125,274	0	125,274	2
11	3%	3,645	121,516	1	132,016	
12	3%	3,842	128,055	0	128,055	
13	3%	3,726	124,214	0	124,214	
14	3%	3,615	120,487	1	130,987	
15	3%	3,812	127,058	0	127,058	2
16	3%	3,697	123,246	0	123,246	
17	3%	3,586	119,548	1	130,048	
18	3%	3,784	126,147	0	126,147	
19	3%	3,671	122,363	0	122,363	
20	3%	3,561	118,692	1	129,192	2
21	3%	3,759	125,316	0	125,316	
22	3%	3,647	121,557	1	132,057	
23	3%	3,843	128,095	0	128,095	
24	3%	3,728	124,252	0	124,252	
25	3%	3,616	120,524	1	131,024	2
26	3%	3,813	127,094	0	127,094	
27	3%	3,698	123,281	0	123,281	
28	3%	3,587	119,582	1	130,082	
29	3%	3,785	126,180	0	126,180	
30	3%	3,672	122,395	0	122,395	1
Total				10		10

Lampiran 4 Kondisi Panas Bumi di Indonesia

Road Map of Geothermal Development:



Potensi Sumber Daya Panas Bumi:

Lokasi	Sumber Daya (Mwe)		Cadangan (Mwe)			Kapasitas Terpasang (MW)
	Spekulatif	Hipotesis	Terduga	Mungkin	Terbukti	
Sumatera	4.973	2.121	5.845	15	380	12
Jawa	1.960	1.771	3.265	885	1.815	1.117
Bali-Nusa Tenggara	410	359	973	-	15	-
Sulawesi	875	32	959	150	78	50
Maluku	370	37	327	-	-	-
Kalimantan	45	-	-	-	-	-
Papua	50	-	-	-	-	-
	8.683	4.320	11.369	1.050	2.288	
Total 257 Lokasi	13.003		14.707			Total : 1.179
	27.710					

(Lanjutan)

Lokasi Potensi Sumber Daya Panas Bumi:

No.	Propinsi	Jumlah Lokasi	No.	Propinsi	Jumlah Lokasi
1	Aceh	17	14	Jawa Timur	11
2	Sumatera Utara	16	15	Bali	5
3	Sumatera Barat	16	16	Nusa Tenggara Barat	3
4	Riau	1	17	Nusa Tenggara Timur	18
5	Jambi	8	18	Sulawesi Utara	5
6	Bengkulu	4	19	Gorontalo	2
7	Bangka Belitung	3	20	Sulawesi Tengah	15
8	Sumatera Selatan	6	21	Sulawesi Selatan	16
9	Lampung	13	22	Sulawesi Tenggara	13
10	Banten	5	23	Maluku Utara	9
11	Jawa Barat	40	24	Maluku	9
12	Jawa Tengah	14	25	Papua	2
13	Yogyakarta	1	26	Kalimantan Barat	3
Total Lokasi					256

Wilayah Kerja Panas Bumi yang Sudah Ada:

No.	Lokasi	Propinsi	Pengembang	Kapasitas Terpasang (MW)
1	Sibayak	Sumatera Utara	Pertamina Geothermal Energy	12
2	Gunung Salak	Jawa Barat	Pertamina Geothermal Energy - Chevron Geothermal Salak	375
3	Wayang Windu	Jawa Barat	Pertamina Geothermal Energy - Star Energy	227
4	Kamojang	Jawa Barat	Pertamina Geothermal Energy	200
5	Darajat	Jawa Barat	Pertamina Geothermal Energy - Chevron Geothermal Indonesia	255
6	Dieng	Jawa Tengah	Geo Dipa Energi	60
7	Lahendong	Sulawesi Utara	Pertamina Geothermal Energy	50
Total				1.179

(Lanjutan)

Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi yang Akan Dilaksanakan:

No.	Nama Proyek Pembangkit	Provinsi	Estimasi Kapasitas (MW)
1	PLTP Rawa Dano	Banten	1 x 110
2	PLTP Cibuni	Jawa Barat	1 x 10
3	PLTP Cisolok-Cisukarame	Jawa Barat	1 x 50
4	PLTP Darajat	Jawa Barat	2 x 55
5	PLTP Karaha Bodas	Jawa Barat	1 x 30
			2 x 55
6	PLTP Patuha	Jawa Barat	3 x 60
7	PLTP Salak	Jawa Barat	1 x 40
8	PLTP Tampomas	Jawa Barat	1 x 45
9	PLTP Tangkuban Perahu II	Jawa Barat	2 x 30
10	PLTP Wayang Windu	Jawa Barat	2 x 120
11	PLTP Baturaden	Jawa Tengah	2 x 110
12	PLTP Dieng	Jawa Tengah	1 x 55
			1 x 60
13	PLTP Guci	Jawa Tengah	1 x 55
14	PLTP Ungaran	Jawa Tengah	1 x 55
15	PLTP Seulawah Agam	Nanggroe Aceh Darussalam	1 x 55
16	PLTP Jaboi	Nanggroe Aceh Darussalam	1 x 7
17	PLTP Sarulla 1	Sumatera Utara	3 x 110
18	PLTP Sarulla 2	Sumatera Utara	2 x 55
19	PLTP Sorik Merapi	Sumatera Utara	1 x 55
19	PLTP Muaralaboh	Sumatera Barat	2 x 110
20	PLTP Lumut Balai	Sumatera Selatan	4 x 55
21	PLTP Rantau Dadap	Sumatera Selatan	2 x 110
22	PLTP Rajabasa	Lampung	2 x 110
23	PLTP Ulubelu 3 dan 4	Lampung	2 x 55
24	PLTP Lahendong 5 & 6	Sulawesi Utara	2 x 20
25	PLTP Bora	Sulawesi Tengah	1 x 5
26	PLTP Merana/Masaingi	Sulawesi Tengah	2 x 10
26	PLTP Mangolo	Sulawesi Tenggara	2 x 5
27	PLTP Huu	Nusa Tenggara Barat	2 x 10
28	PLTP Atadei	Nusa Tenggara Timur	2 x 2,5

29	PLTP Sukoria	Nusa Tenggara Timur	2 x 2,5
30	PLTP Jailolo	Maluku Utara	2 x 5
31	PLTP Songa Wayaua	Maluku Utara	1 x 5

Lampiran 5 Daftar Negara-Negara Anggota Annex I dan Annex B*

Negara - Negara Eropa (15 anggota)			Negara - Negara ekonomi dalam transisi****		
Negara	Target**	Emisi tahun 1990 (juta tCO ₂ e)	Negara	Target**	Emisi tahun 1990 (juta tCO ₂ e)
Portugis	27.0%	61.4	Federasi Rusia	0%	3,040.1
Yunani	25.0%	104.9	Ukraina	0%	919.2
Spanyol	15.0%	287.6	Polandia	-6.0%	564.4
Irlandia	13.0%	53.2	Rumania	-8.0%	264.3
Swedia	4.0%	72.8	Republik Ceko	-8.0%	192.0
Finlandia	0.0%	77.2	Bulgaria	-8.0%	157.1
Perancis	0.0%	568.2	Hungaria	-6.0%	101.6
Belanda	-6.0%	210.0	Slovakia	-8.0%	72.2
Italia	-6.5%	508.6	Lithuania	-8.0%	51.0
Belgia	-7.5%	144.4	Estonia	-8.0%	43.5
Inggris	-12.5%	744.1	Latvia	-8.0%	29.0
Austria	-13.0%	78.1	Slovenia	-8.0%	20.2
Denmark	-21.0%	69.2	Kroasia***	-5.0%	32.0
Jerman	-21.0%	1,213.5	Belarusia***		133.6
Luxembourg	-28.0%	13.4			
EU (Uni Eropah)	-8.0%	4,225.1			
Negara - Negara lainnya					
Islandia	10.0%	2.8	Jepang	-6.0%	1,187.1
Australia***	8.0%	425.2	Amerika Serikat***	-7.0%	6,139.6
Norwegia	1.0%	52.0	Swiss	-8.0%	53.1
Selandia Baru	0%	61.8	Liechtenstein	-8.0%	0.2
Kanada	-6.0%	607.6	Monaco***	-8.0%	0.1
			Turki***		

Sumber: MoE, Japan, dan IGES 2005.

Catatan: * Kroasia, Slovenia, Liechtenstein, and Monaco memiliki target pengurangan emisi GRK, tapi mereka bukan negara Annex I menurut UNFCCC.

**Target adalah persentase jumlah emisi GRK yang harus dikurangi berdasarkan emisi tahun 1990.

***Negara-negara yang belum meratifikasi Protokol Kyoto per Maret 2005.

****Beberapa negara Uni Eropa yang ekonominya dalam transisi tidak menetapkan emisi GRK mereka berdasarkan tahun 1990, misalnya Bulgaria (tahun dasar 1988), Hungaria (1985-87 rata-rata), Polandia (1988), Rumania (1987), dan Slovenia (1986).