

**ANALISIS KEEKONOMIAN DAN KEBIJAKAN FISKAL
TERHADAP DAYA SAING PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA
PANAS BUMI**

SKRIPSI

**PRASHANTI AMELIA ANISA
0606077453**



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

**ANALISIS KEEKONOMIAN DAN KEBIJAKAN FISKAL
TERHADAP DAYA SAING PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA
PANAS BUMI**

SKRIPSI

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
sarjana teknik**


**PRASHANTI AMELIA ANISA
0606077453**



**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 yang dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar**

Nama : Prashanti Amelia Anisa
NPM : 0606077453
Tanda tangan : 
Tanggal : Juli 2010



HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : Prashanti Amelia Anisa
NPM : 0606077453
Program Studi : Teknik Industri
Judul Skripsi : Analisis Keekonomian dan Kebijakan Fiskal
Terhadap Daya Saing PLTP

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 : Farizal, Ph.D. (.....)
Penguji : Arian Dhini, ST., MT. (.....)
Penguji : Ir. Yadrifil, M. Sc. (.....)
Penguji : Komarudin, ST., M.Eng. (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : Juni 2010

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT, Tuhan Yang Mahakuasa atas rahmat dan kuasa-Nya sehingga skripsi ini dapat selesai dengan baik. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka melengkapi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan Program Pendidikan Sarjana Teknik Industri, Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, pada kesempatan ini, saya menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

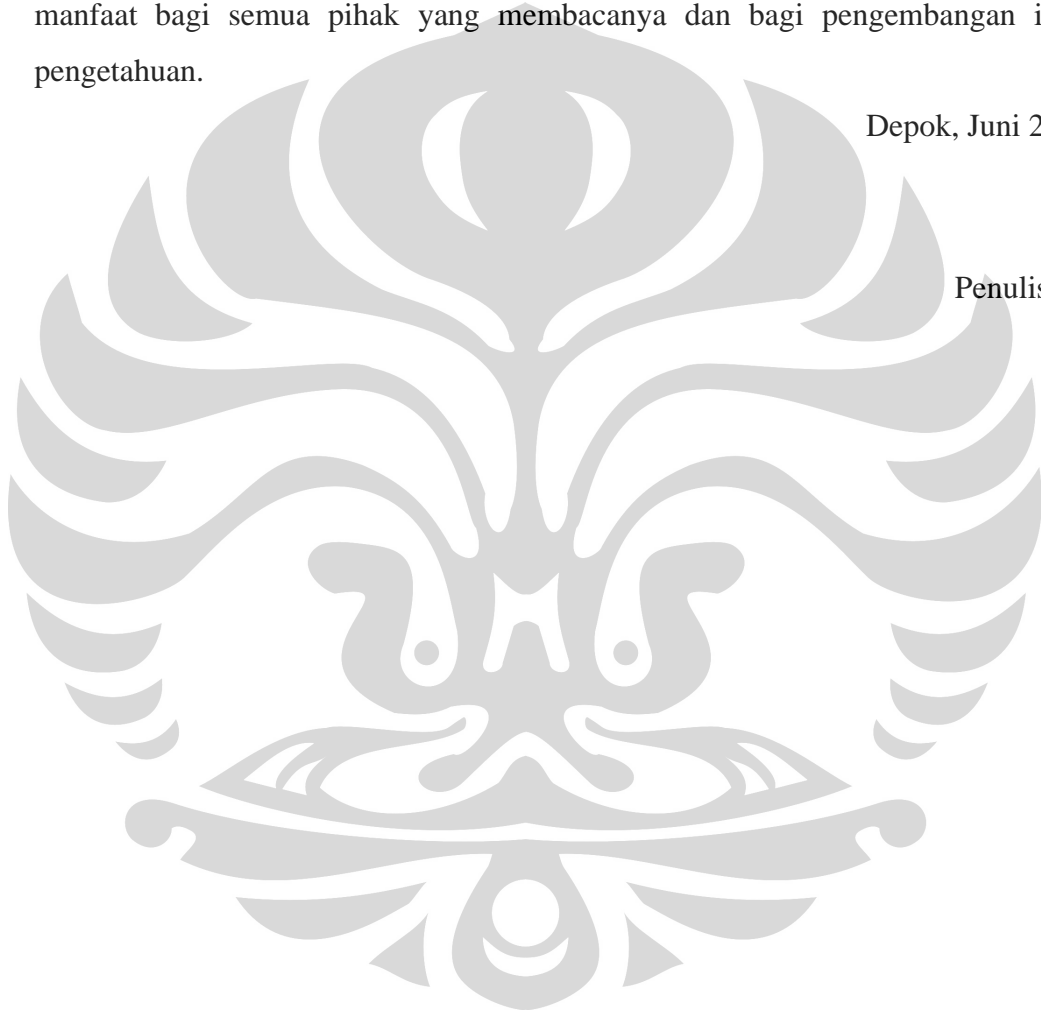
1. Kedua orang tua atas segala doa, perhatian, nasihat, dan dukungan untuk selalu berjuang dan tekun dalam menyelesaikan skripsi ini. Tak lupa pula bagi keluarga besar yang juga turut mendoakan dan mendukung saya.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. T. Yuri M. Zagloel, MEng.Sc, selaku Ketua Departemen Teknik Industri Universitas Indonesia, yang telah memberikan banyak bimbingan bagi para mahasiswanya.
3. Bapak Farizal, Ph.D, selaku dosen pembimbing skripsi, untuk segala bimbingan, bantuan, arahan, dukungan, serta kesediaannya untuk berbagi cerita dengan penulis.
4. Para staf pengajar di Departemen Teknik Industri Universitas Indonesia yang telah memberikan penulis pengetahuan yang luas mengenai keilmuan Teknik Industri.
5. Para mahasiswa Teknik Industri senior yang telah memberikan masukan, saran, dan bimbingannya serta berbagi pengalamannya selama proses penyusunan skripsi ini.
6. Seluruh karyawan Departemen Teknik Industri atas semua bantuannya kepada penulis.
7. Pihak perusahaan objek penelitian saya atas suplai data dan informasinya.

8. Seluruh mahasiswa Teknik Industri angkatan 2006, selaku rekan-rekan seperjuangan, atas semangat, masukan, serta dukungan moril dan materilnya.
9. Semua pihak yang terlibat dan telah membantu, baik secara langsung maupun tidak langsung penulis, sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.

Akhirnya, penulis berharap agar skripsi ini bisa memberikan inspirasi dan manfaat bagi semua pihak yang membacanya dan bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

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 : Prashanti Amelia Anisa
NPM : 0606077453
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 Keekonomian dan Kebijakan Fiskal Terhadap Daya Saing
Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi”**

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

(Prashanti Amelia Anisa)

ABSTRAK

Nama : Prashanti Amelia Anisa
Program Studi : Teknik Industri
Judul : Analisis Keekonomian dan Kebijakan Fiskal Terhadap Daya Saing PLTP

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui keekonomian dari proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) serta untuk mengetahui jalan untuk menjadikan bisnis panas bumi yang berdaya saing tinggi. Daya saing panas bumi terhadap batu bara juga di evaluasi dengan membandingkan biaya produksi listrik dari tiap-tiap pembangkit listrik. Dalam usaha meningkatkan keekonomian dan daya saing panas bumi, dianalisis pengaruh faktor insentif dari pemerintah, pengaplikasian CDM (Clean Development Mechanism) serta penerapan pajak karbon terhadap batu bara. Hasil penelitian menunjukkan bahwa faktor insentif dari pemerintah, penerapan CDM (Clean Development Mechanism) serta penerapan pajak karbon terhadap batu bara dapat membantu meningkatkan keekonomian dan daya saing panas bumi. Efek dari pembebasan bea masuk impor, pembebasan PPN, penerapan *investment tax credit*, dan insentif survey awal oleh pemerintah masing-masing dapat menurunkan harga jual listrik panas bumi sebesar \$0,75 sen/kWh, \$0,91 sen/kWh, \$0,23 sen/kWh dan \$0,69 sen/kWh.

Kata kunci:

Panas bumi, daya saing, harga listrik, *renewable energy*

ABSTRACT

Name : Prashanti Amelia Anisa
Study Program : Industrial Engineering
Title : Economic And Fiscal Policy Analysis on Geothermal Power Plant Competitiveness

This study aims to determine the economics of the Geothermal Power Plant project and to investigate ways to make geothermal business more competitive. The ability of geothermal plant to compete with coal is assessed by evaluating and comparing the production cost for each type of power plants. In an effort to improve the economics and competitiveness of geothermal, the influence of incentives from the government, the application of the CDM (Clean Development Mechanism) and the implementation of carbon tax on coal are analyzed. The results showed that the factor of incentives from the government, implementation of CDM (Clean Development Mechanism) and the implementation of carbon tax on coal could help improve the economics and competitiveness of geothermal energy. The effect of duty free, VAT free, implementation of investment tax credit, and pre survey incentive by the government respectively can decrease the geothermal selling price \$0,75 sen/kWh, \$0,91 sen/kWh, \$0,23 sen/kWh dan \$0,69 sen/kWh.

Keywords:

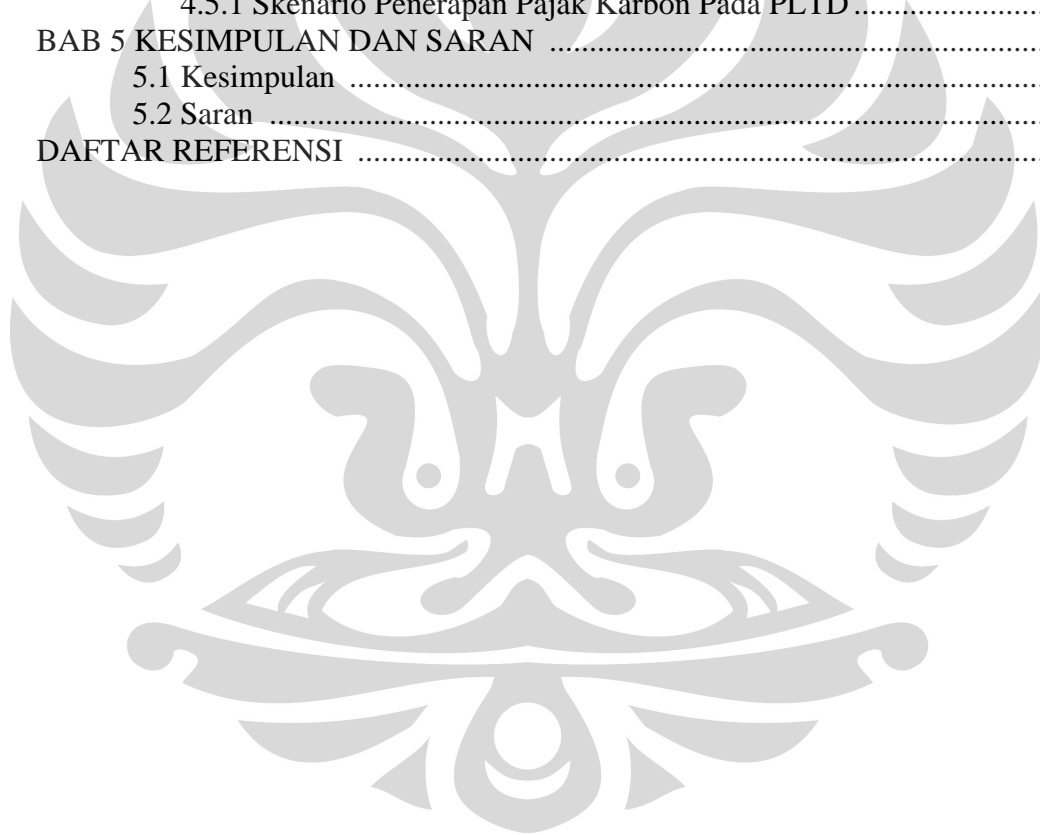
Geothermal, competitiveness, electricity price, renewable energy

DAFTAR ISI

| | |
|---|-----|
| HALAMAN JUDUL | i |
| HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS | ii |
| HALAMAN PENGESAHAN | iii |
| KATA PENGANTAR | iv |
| HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH | vi |
| ABSTRAK | vii |
| DAFTAR ISI | ix |
| DAFTAR TABEL | xi |
| DAFTAR GAMBAR | xiv |
| DAFTAR LAMPIRAN | xvi |
| DAFTAR SINGKATAN | xv |
| BAB 1 PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 Latar Belakang Permasalahan | 1 |
| 1.1.1 Kondisi Ketenagalistrikan di Indonesia | 1 |
| 1.1.2 Potensi Panas Bumi di Indonesia Belum Dimanfaatkan Secara Optimal | 2 |
| 1.2 Diagram Keterkaitan Masalah | 6 |
| 1.3 Perumusan Masalah | 7 |
| 1.4 Tujuan Penelitian | 7 |
| 1.5 Batasan Penelitian | 7 |
| 1.6 Metodologi Penelitian | 7 |
| 1.7 Diagram Alir Metodologi Penelitian | 9 |
| 1.8 Sistematika Penulisan | 10 |
| BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA | 12 |
| 2.1 <i>Financial Modelling</i> | 12 |
| 2.1.1 Excel Sebagai Perangkat Pemodelan | 12 |
| 2.1.2 Variabel Dependen dan Independen | 13 |
| 2.1.3 Langkah-Langkah Dalam Menciptakan Model | 14 |
| 2.2 Parameter-Parameter Analisa Keekonomian Panas Bumi | 16 |
| 2.2.1 Investasi dan Manajemen <i>Portofolio</i> | 16 |
| 2.2.2 <i>Profitability Indicator</i> | 17 |
| 2.2.2.1 <i>Net Present Value</i> | 18 |
| 2.2.2.2 <i>Internal Rate of Return</i> | 19 |
| 2.2.2.3 <i>Payback Period</i> | 20 |
| 2.3 Energi Panas Bumi | 20 |
| 2.3.1 Terjadinya Panas Bumi | 21 |
| 2.3.2 Karakteristik Lapangan Panas Bumi di Indoensia | 24 |
| 2.3.3 Energi Panas Bumi di Indonesia | 25 |
| 2.3.4 Jenis-Jenis Panas Bumi | 39 |

| | |
|---|----|
| BAB 3 PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA | 31 |
| 3.1 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi..... | 31 |
| 3.1.1 Kegiatan Usaha Panas Bumi..... | 34 |
| 3.1.2 Resiko Eksplorasi, Eksploitasi dan Pengembangan Panas Bumi..... | 35 |
| 3.2 Entitas | 40 |
| 3.2.1 Variabel Kontrol | 40 |
| 3.3 Komponen Biaya Pengembangan Lapangan Uap dan Biaya Pembangkit Listrik | 41 |
| 3.3.1 Biaya Pengembangan Lapangan Uap | 41 |
| 3.3.1.1 Biaya Eksplorasi | 42 |
| 3.3.1.2 Biaya Infrastruktur | 43 |
| 3.3.1.3 Biaya Fasilitas Penunjang | |
| 3.3.1.4 Biaya Fasilitas Produksi | 43 |
| 3.3.1.5 Biaya Pengeboran Sumur Eksplorasi, Pengembangan, Injeksi dan Make Up | 43 |
| 3.3.1.6 Biaya Operasional dan Perawatan Lapangan Uap | 45 |
| 3.3.2 Biaya Pembangunan Pembangkit Listrik | 48 |
| 3.3.2.1 Biaya Operasional dan Perawatan Pembangkit Listrik..... | 48 |
| 3.4 Penentuan Harga Energi Panas Bumi | 49 |
| 3.5 Jenis-Jenis Kontrak Panas Bumi..... | 51 |
| 3.6 Perkembangan Sistem Perpajakan Panas Bumi di Indonesia | 52 |
| 3.7 Gambaran Umum Proyek Panas Bumi XYZ dan Asumsi | 52 |
| 3.7.1 Karakteristik Reservoir Panas Bumi | 53 |
| 3.7.2 Ruang Lingkup Proyek | 53 |
| 3.8 Perencanaan Proyek..... | 56 |
| 3.8.1 Perencanaan Pemboran Sumur Panas Bumi | 56 |
| 3.8.2 Jadwal Kegiatan Total Proyek Panas Bumi 110 MW | 56 |
| 3.9 Hasil Pengolahan Data..... | 57 |
| 3.10 Perencanaan dan Perancangan Model Skenario | 60 |
| 3.10.1 Insentif Ekonomi Dari Pemerintah | 60 |
| 3.10.2 Pengaruh CDM (<i>Clean Development Mechanism</i>)..... | 62 |
| 3.10.3 Perbandingan Dengan Biaya Produksi PLTU | 63 |
| 3.10.3.1 Perbandingan Biaya Produksi | 64 |
| 3.10.3.2 Penerapan Pajak Karbon di Indonesia | 66 |
| BAB 4 ANALISIS | 69 |
| 4.1 Analisis Kelayakan | 69 |
| 4.2 Analisis Sensitivitas | 70 |
| 4.2.1 Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap IRR dan Harga Listrik.... | 73 |
| 4.2.1.1 Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap IRR | 73 |
| 4.2.1.2 Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap Harga Listrik..... | 73 |
| 4.2.2 Pengaruh Biaya Investasi Terhadap IRR dan Harga Listrik..... | 74 |
| 4.2.2.1 Pengaruh Biaya Investasi Terhadap IRR | 74 |
| 4.2.2.2 Pengaruh Biaya Investasi Terhadap Harga Listrik | 74 |
| 4.2.3 Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap IRR dan Harga Listrik . | 75 |
| 4.2.3.1 Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap IRR | 75 |
| 4.2.3.2 Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap Harga Listrik ... | 75 |
| 4.3 Analisis Model Skenario..... | 76 |
| 4.3.1 Analisis Pengaruh Insentif Ekonomi dari Pemerintah | 76 |

| | |
|---|----|
| 4.3.1.1 Pengaruh <i>Investment Tax Credit</i> | 77 |
| 4.3.1.2 Pengaruh Pembebasan Bea Masuk Impor..... | 77 |
| 4.2.4.1 Pengaruh Bebas Pajak Pertambahan Nilai | 77 |
| 4.2.4.2 Pengaruh Survey Awal Dilakukan Oleh Pemerintah | 78 |
| 4.3.2 Analisis Pengaruh CDM (<i>Clean Development Mechanism</i>) | 78 |
| 4.3.3 Perancangan Skenario | 79 |
| 4.3.3.1 Analisis Skenario 1 | 80 |
| 4.3.3.2 Analisis Skenario 2 | 81 |
| 4.3.3.3 Analisis Skenario 3 | 81 |
| 4.3.3.4 Analisis Skenario 4 | 82 |
| 4.3.3.5 Analisis Skenario 5 | 82 |
| 4.3.3.6 Analisis Skenario 6 | 83 |
| 4.4 Perbandingan Biaya Produksi Listrik PLTP Dengan PLTU..... | 83 |
| 4.4.1 Skenario Penerapan Pajak Karbon Pada PLTU | 85 |
| 4.5 Perbandingan Biaya Produksi Listrik PLTP Dengan PLTD..... | 86 |
| 4.5.1 Skenario Penerapan Pajak Karbon Pada PLTD | 88 |
| BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN | 89 |
| 5.1 Kesimpulan | 89 |
| 5.2 Saran | 90 |
| DAFTAR REFERENSI | 91 |



DAFTAR TABEL

| | | |
|------------|---|----|
| Tabel 2.1 | Jenis-jenis energi panas bumi dan pertimbangan utamanya | 27 |
| Tabel 3.1 | Kapasitas Sumur Produksi | 47 |
| Tabel 3.2 | Perkembangan Sistem Perpajakan Panas Bumi di Indonesia | 52 |
| Tabel 3.3 | Rincian Biaya PLTP | 55 |
| Tabel 3.4 | Rencana Pemboran Panas Bumi Total proyek 110 MW..... | 56 |
| Tabel 3.5 | Jadwal Kegiatan Total Proyek Panas Bumi | 56 |
| Tabel 3.6 | <i>Net Cash Flow</i> PLTP 110 MW | 58 |
| Tabel 3.7 | <i>Cummulative Cash Flow</i> PLTP 110 MW | 59 |
| Tabel 3.8 | Data Biaya dan Teknologi Pembangkit Listrik Batu Bara..... | 65 |
| Tabel 3.9 | Pengaruh Pajak Karbon..... | 68 |
| Tabel 4.1 | Hasil Perhitungan <i>Base Case</i> Dengan Harga Listrik 9,7sen/kWh... | 69 |
| Tabel 4.2 | Hasil Perhitungan <i>Base Case</i> Dengan IRR 16%..... | 69 |
| Tabel 4.3 | Asumsi <i>Base Case</i> yang Dipakai Dalam Perhitungan | 70 |
| Tabel 4.4 | Analisis Sensitivitas Terhadap Harga Jual Listrik dan Investasi | 72 |
| Tabel 4.5 | Pengaruh Penerapan Insentif Pemerintah Terhadap Harga Listrik Panas Bumi | 77 |
| Tabel 4.6 | Pengaruh Skema CDM Terhadap Harga Listrik Panas Bumi..... | 79 |
| Tabel 4.7 | Daftar Skenario | 80 |
| Tabel 4.8 | <i>Forecast</i> Harga Batu Bara..... | 84 |
| Tabel 4.9 | Perhitungan Biaya PLTU | 84 |
| Tabel 4.10 | Perhitungan Biaya PLTU Dengan Pengaplikasian Pajak Karbon ... | 85 |
| Tabel 4.11 | <i>Forecast</i> Harga Diesel | 86 |
| Tabel 4.12 | Perhitungan Biaya PLTD | 87 |
| Tabel 4.13 | Perhitungan Biaya PLTD Dengan Pengaplikasian Pajak Karbon ... | 88 |

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|-------------|---|----|
| Gambar 1.1 | Grafik Pertumbuhan Konsumsi Listrik di Indonesia | 1 |
| Gambar 1.2 | Rasio Elektrifikasi Per Propinsi di Indonesia | 2 |
| Gambar 1.3 | Potensi Terpasang Panas Bumi di Indonesia | 3 |
| Gambar 1.4 | Kapasitas Perpasang Berdasarkan Jenis Pembangkitan..... | 3 |
| Gambar 1.5 | <i>National Energy Mix 2025</i> | 4 |
| Gambar 1.6 | Diagram Keterkaitan Masalah | 6 |
| Gambar 1.7 | Diagram Alur Metodologi Penelitian..... | 9 |
| Gambar 2.1 | Susunan Lapisan Bumi | 21 |
| Gambar 2.2 | Temperatur Pada Beberapa Lapisan Bumi..... | 22 |
| Gambar 2.3 | Lempengan-Lempengan Tektonik | 22 |
| Gambar 2.4 | Proses Pergerakan Tektonik lempeng..... | 23 |
| Gambar 2.5 | Interaksi Lempengan Indo-Australia, Eurasia dan Pasifik..... | 24 |
| Gambar 2.6 | Potensi Panas Bumi yang Tersebar di Seluruh Wilayah Indonesia | 26 |
| Gambar 3.1 | Proses Kerja PLTP Satu Fasa..... | 32 |
| Gambar 3.2 | Proses Kerja PLTP Dua Fasa..... | 33 |
| Gambar 3.3 | Faktor Kunci yang Mempengaruhi IRR Proyek Panas Bumi..... | 51 |
| Gambar 3.4 | Langkah-Langkah Pengenaan Pajak Karbon di Indonesia | 67 |
| Gambar 4.1 | Analisis Sensitivitas Faktor Kapasitas, Biaya Investasi dan Harga Listrik Terhadap IRR | 70 |
| Gambar 4.2 | Analisis Sensitivitas Faktor Kapasitas, Biaya Investasi dan Harga Listrik Terhadap NPV | 71 |
| Gambar 4.3 | Analisis Sensitivitas Faktor Kapasitas, Biaya Investasi dan Harga Listrik Terhadap <i>Payback Period</i> | 72 |
| Gambar 4.4 | Profil IRR Pada Faktor Kapasitas yang Berbeda..... | 73 |
| Gambar 4.5 | Profil IRR Pada Biaya Investasi yang Berbeda | 74 |
| Gambar 4.6 | Profil IRR Pada Sistem Perpajakan yang Berbeda | 75 |
| Gambar 4.7 | Analisis Pengaruh Insentif Pemerintah Terhadap IRR dan Harga Listrik | 76 |
| Gambar 4.8 | Analisis Pengaruh CDM Terhadap IRR dan Harga Listrik | 78 |
| Gambar 4.9 | Analisis Pengaruh Skenario 1 Terhadap IRR dan Harga Listrik .. | 80 |
| Gambar 4.10 | Analisis Pengaruh Skenario 2 Terhadap IRR dan Harga Listrik .. | 81 |
| Gambar 4.11 | Analisis Pengaruh Skenario 3 Terhadap IRR dan Harga Listrik .. | 81 |
| Gambar 4.12 | Analisis Pengaruh Skenario 4 Terhadap IRR dan Harga Listrik .. | 82 |
| Gambar 4.13 | Analisis Pengaruh Skenario 5 Terhadap IRR dan Harga Listrik .. | 82 |
| Gambar 4.14 | Analisis Pengaruh Skenario 6 Terhadap IRR dan Harga Listrik .. | 83 |
| Gambar 4.15 | Perbandingan <i>Levelized Cost</i> Panas Bumi Dengan Batu Bara | 85 |
| Gambar 4.16 | Perbandingan <i>Levelized Cost</i> Panas Bumi Dan Batu Bara Dengan Pengaplikasian Pajak Karbon..... | 86 |
| Gambar 4.17 | Perbandingan <i>Levelized Cost</i> Panas Bumi Dengan Diesel | 87 |
| Gambar 4.18 | Perbandingan <i>Levelized Cost</i> Panas Bumi Dan Diesel Dengan Pengaplikasian Pajak Karbon..... | 88 |

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Output Excel Model Keuangan Proyek Panas Bumi 110 MW..... 91



DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-------|--|
| CDM | : <i>Clean Development Mechanism</i> |
| PLTP | : Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi |
| PLTU | : Pembangkit Listrik Tenaga Uap |
| PLTD | : Pembangkit Listrik Tenaga Diesel |
| O & M | : <i>Operation and Maintenance</i> |
| ITC | : <i>Investment Tax Credit</i> |
| IRR | : <i>Internal Rate of Return</i> |
| NPV | : <i>Net Present Value</i> |
| PPN | : Pajak Pertambahan Nilai |
| BM | : Bea Masuk |

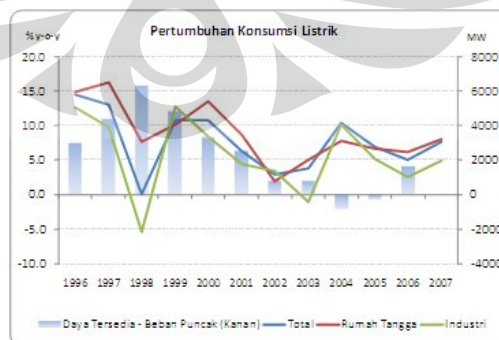


BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Permasalahan

1.1.1 Kondisi Ketenagalistrikan di Indonesia

Kebutuhan akan energi listrik di Indonesia saat ini mengalami perkembangan yang terus naik seiring dengan bertambahnya kebutuhan hidup masyarakat sehari-hari serta pesatnya peningkatan pembangunan di bidang teknologi, industri dan informasi. Peranan energi listrik menjadi sangat vital sebagai kebutuhan primer yang menggerakkan laju pertumbuhan industri sekaligus sebagai motor penggerak ekonomi masyarakat. Dalam upaya pemenuhan konsumsi energi listrik tersebut, pemerintah melalui PT PLN (Persero) selaku Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) sesuai Undang-Undang No 15 Tahun 1985 berkewajiban untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di seluruh Indonesia. Namun pelaksanaan penyediaan energi listrik yang dilakukan oleh PT PLN (Persero), sampai saat ini masih belum dapat memenuhi kebutuhan masyarakat akan energi listrik secara keseluruhan dikarenakan pertumbuhan di sisi permintaan pasokan listrik lebih besar dari pertumbuhan di sisi suplai. Rata-rata pertumbuhan beban puncak, yang menggambarkan peningkatan konsumsi listrik dari tahun 1998-2006 mencapai 5,9 persen. Ancaman terjadinya krisis pasokan listrik terlihat jelas dari terus menurunnya selisih antara daya tersedia dan beban puncak pada tahun 1999-2004¹.



Gambar 1.1 Grafik Pertumbuhan Konsumsi Listrik di Indonesia
(Sumber: Danareksa Research Institute)

¹ Surendro, Bramanian. "Keharusan Untuk Keluar Dari Krisis Listrik", Kompas, 30 Juni 2008

Saat ini hampir semua wilayah di Tanah Air masih mengalami krisis pasokan tenaga listrik. Secara rata-rata rasio elektrifikasi (ukuran tingkat ketersediaan listrik di suatu daerah) Indonesia adalah 66,3% pada pertengahan tahun 2009. Hal tersebut menunjukkan bahwa listrik baru dinikmati oleh sekitar 66 persen masyarakat Indonesia.

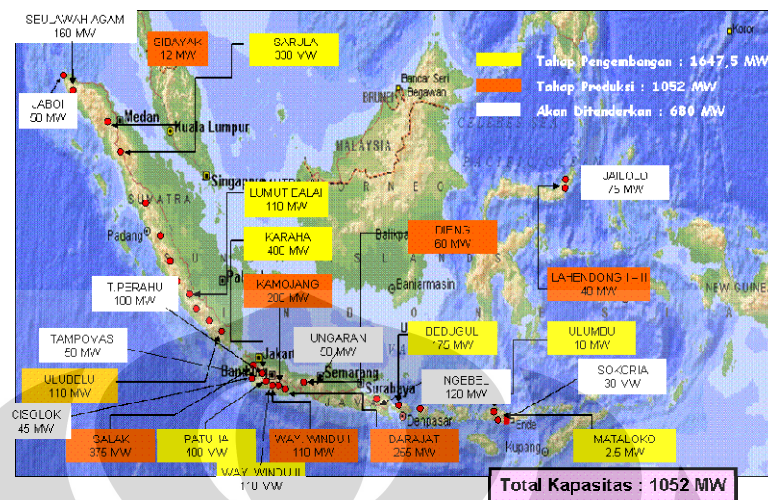


Gambar 1.2 Rasio Elektrifikasi Per Propinsi di Indonesia
(Sumber: Ditjen Listrik dan Pemanfaatan Energi)

1.1.2 Potensi Panas Bumi di Indonesia Belum Dimanfaatkan Secara Optimal

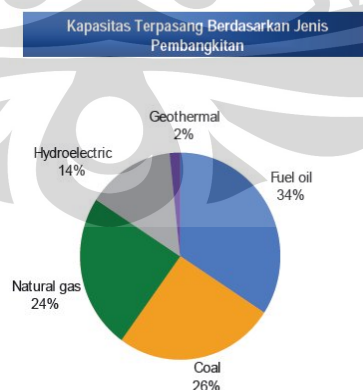
Panas bumi merupakan sumber daya energi terbarukan yang ramah lingkungan dan dapat mendukung pembangunan berkelanjutan (*sustainable development*). Sumber daya panas bumi yang terdapat di Indonesia secara umum merupakan sistem *hydrothermal* yang bertemperatur tinggi (di atas 225° C), sangat potensial bila diusahakan untuk pembangkit listrik. Indonesia termasuk salah satu Negara yang telah memanfaatkan sumber energi panas bumi sebagai pembangkit tenaga listrik. Di dunia, Indonesia menempati urutan ke empat Negara yang telah memiliki kapasitas terpasang power plant terbesar setelah Amerika Serikat, Filipina dan Mexico, padahal Indonesia memiliki cadangan panas bumi yang terbesar di dunia, yaitu sebesar 27.169 MW, sekitar 30-40% potensi panas bumi dunia. Potensi panas bumi yang begitu besar hingga saat ini yang telah dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik baru mencapai sekitar 1052 MW, atau baru mencapai kurang dari 5% dari total cadangan panas bumi di Indonesia.

Pemanfaatan energi panas bumi saat ini masih sangat kecil dibandingkan dengan potensi sumber daya dan cadangan yang ada.²



Gambar 1.3 Potensi Terpasang Panas Bumi di Indonesia
(Sumber : Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral)

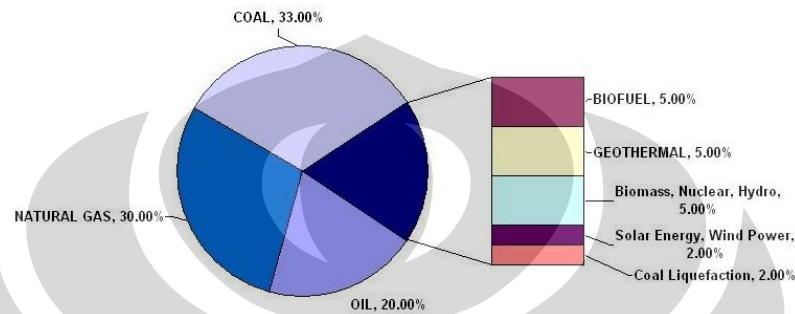
Salah satu penyebab belum optimalnya pemanfaatan panas bumi sebagai sumber energi pembangkit listrik adalah karena Indonesia masih bergantung kepada Bahan Bakar Minyak (BBM) dan energi fosil lainnya sebagai sumber energi utama pembangkit listrik. Dari total kebutuhan energi di Indonesia, sejauh ini masih didominasi penggunaan bahan bakar minyak (BBM) sebesar 34%, menyusul kemudian batubara sebesar 26%, gas alam sebesar 24%, dan kategori lain-lain seperti air dan panas bumi dengan persentase 16%.



Gambar 1.4 Kapasitas Terpasang Berdasarkan Jenis Pembangkitan
(Sumber: PLN)

² Saptadji, Nenny Miryani, Ir., Ph.D, "Sekilas Tentang Panas Bumi", ITB

Dominasi penggunaan bahan bakar fosil ini belum akan berubah setidaknya sampai tahun 2025, dimana diproyeksikan di dalam *National Energy Mix* yang tertuang dalam Perpres No. 5 Tahun 2006 pasal 2 ayat (2) yaitu penggunaan sebesar batubara sebesar 34%, menyusul kemudian gas alam sebesar 30%, bahan bakar minyak (BBM) sebesar 20%, dan kategori lain-lain seperti air dan panas bumi dengan persentase 16%.



Gambar 1.5 *National Energy Mix 2025*

(Sumber: Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral)

Dari *National Energy Mix 2025* terlihat bahwa batubara mendominasi energi pembangkitan listrik di masa depan. Indonesia mengambil langkah besar dalam pengembangan infrastruktur listrik melalui pembangunan pembangkit listrik tenaga uap yang sumber energinya adalah batubara. Melimpahnya pasokan batubara saat ini, termasuk teknologi untuk menggunakan batubara dengan kalori rendah, adalah alasan utama di balik pemilihan batubara. Pada saat yang sama, PLN, sebagai pihak yang paling bertanggung jawab dalam hal penyediaan listrik di Indonesia, dihadapkan dengan kebutuhan untuk menekan biaya seminimal mungkin. Jadi, pembangkit listrik batubara dianggap sebagai pembangkit listrik yang biayanya paling minimal dalam hal finansial, maka pilihan energi pembangkitan lainnya, seperti energi terbarukan, kalah dengan batubara.

Biaya pengeboran dan biaya eksplorasi membuat pembangkit listrik tenaga panas bumi mahal untuk dibangun. Namun, biaya pembangkit listrik tenaga panas bumi sebenarnya dapat bersaing dengan pembangkit listrik lainnya: sebagai contoh, pembangkit listrik Batubara, yang harus diberi pasokan batubara terus-menerus. Inflasi energi menjamin bahwa biaya bahan bakar akan mengalami

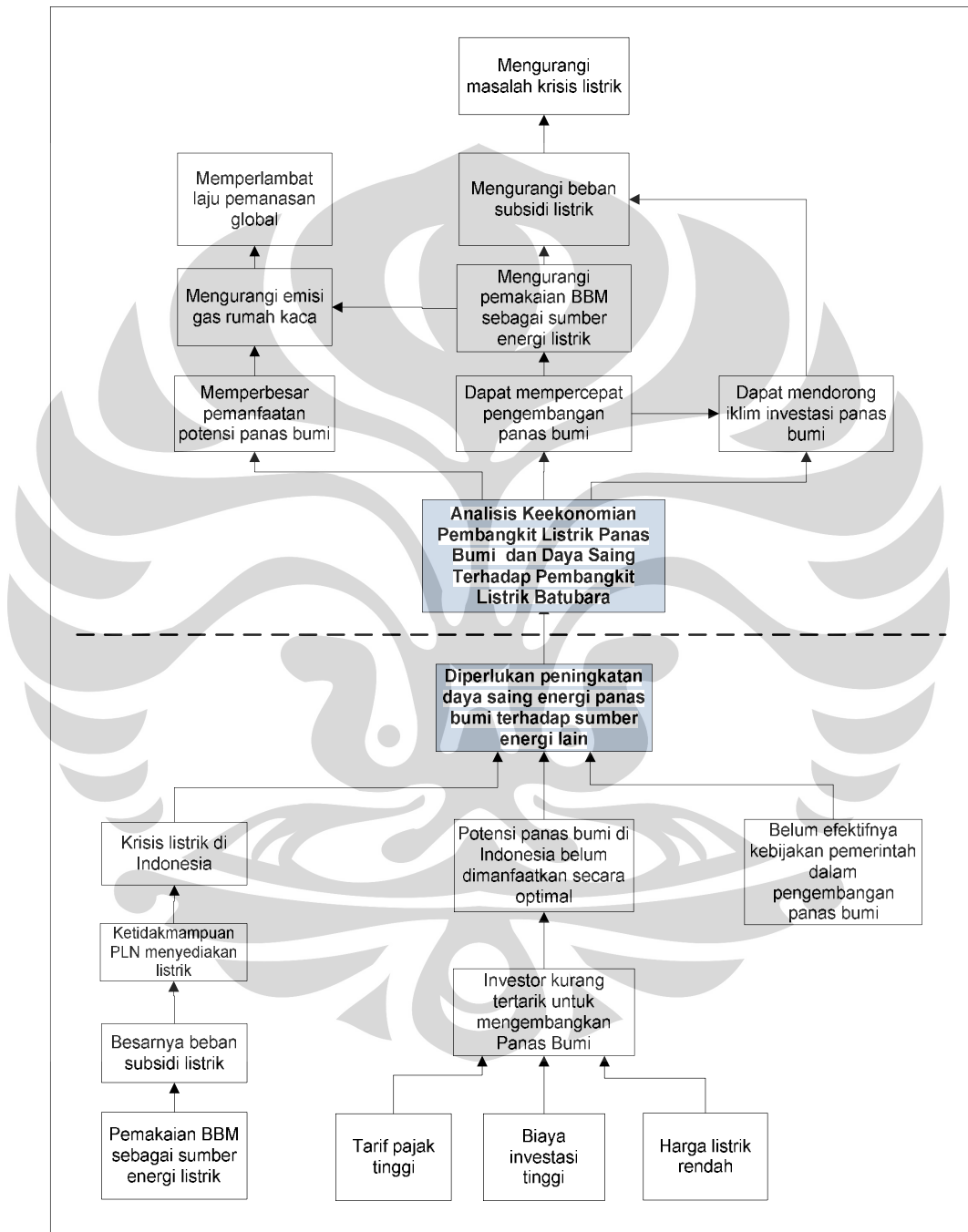
kenaikan secara terus-menerus, seiring dengan persediaan yang semakin sedikit, harga batubara telah meningkat 140% sejak Januari 2007.

Dalam masa saat ini, dimana biaya bahan bakar semakin meningkat dari tahun ke tahun, sudah waktunya untuk memikirkan kembali ide dasar untuk membangun pembangkit listrik yang tidak membutuhkan biaya bahan bakar. Biaya eksplorasi dan pengeboran pembangkit listrik panas bumi tidak signifikan dibandingkan dengan harga bahan bakar di masa depan dan biaya pengendalian polusi pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar. Ditambah lagi, volatilitas harga bahan bakar fosil telah menyebabkan banyak pertanyaan tentang keandalan energi tersebut untuk jangka panjang dan di masa yang akan datang. Di sinilah energi terbarukan, khususnya panas bumi diyakini memiliki keunggulan komparatif, seperti harganya yang relatif stabil dalam jangka panjang.

Berdasarkan permasalahan di atas, maka peneliti mengambil kesimpulan bahwa diperlukan suatu analisa dalam menilai daya saing panas bumi di Indonesia, khususnya daya saing dalam hal faktor keekonomian dan untuk melakukan perbandingan biaya antara pembangkit listrik batubara dan pembangkit listrik tenaga panas bumi sebagai energi terbarukan. Oleh karena itu, perlu kiranya sebuah perancangan model keuangan yang mampu merepresentasikan dan dapat digunakan untuk mempelajari aspek keekonomian dari proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi di Indonesia yang selanjutnya dapat menggambarkan daya saing panas bumi khususnya dalam hal faktor keekonomian dan daya saingnya dengan sumber energi lainnya.

1.2 Diagram Keterkaitan Masalah

Permasalahan tentang tidak berkembangnya panas bumi di Indonesia dengan daya saing panas bumi sebenarnya saling berhubungan satu sama lain. Hubungan itu dapat dirumuskan melalui diagram keterkaitan dibawah ini:



Gambar 1.6 Diagram Keterkaitan Masalah

1.3 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang dan diagram keterkaitan masalah yang telah di bahas pada poin-poin di atas, maka rumusan masalah yang dibahas pada penelitian ini adalah potensi panas bumi di Indonesia belum dimanfaatkan secara optimal karena ketergantungan Indonesia akan pembangkit listrik berbahan bakar fosil, sehingga dibutuhkan analisis keekonomian dan daya saing terhadap sumber energi lain supaya dapat diketahui prospek pembangkit listrik panas bumi di masa sekarang dan di masa yang akan datang.

1.4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan yang ingin dicapai melalui penelitian ini adalah sebagai berikut:

- Mengevaluasi aspek keekonomian proyek panas bumi untuk pemenuhan tenaga listrik
- Mengevaluasi aspek keekonomian yang berpengaruh terhadap daya saing panas bumi, dengan memperhatikan factor-faktor perpajakan yang berlaku
- Mengevaluasi daya saing panas bumi terhadap sumber energi lain, yaitu dibandingkan dengan batubara dan diesel

1.5 Batasan Penelitian

Penelitian ini memiliki batasan-batasan berikut:

- Perancangan model diarahkan pada sistem pemanfaatan panas bumi terkait pemenuhan kebutuhan tenaga listrik
- Studi perkiraan model keuangan untuk proyek pembangkit listrik panas bumi ini memiliki jangka waktu dari tahun 2010 sampai 2035

1.6 Metodologi Penelitian

Penelitian ini dilakukan dalam lima tahapan utama, yaitu:

1. Perumusan masalah

Pada tahap ini peneliti mengidentifikasi masalah sesuai dengan topic yang akan dibahas serta menentukan data-data yang dibutuhkan.

2. Pemahaman dasar teori

Pada tahap ini, peneliti menentukan dan menyusun dasar teori yang dapat mendukung penelitian yang dilakukan. Teori yang dibahas adalah teori ekonomi teknik dan sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi.

3. Pengumpulan data

Pada tahap ini, peneliti memperoleh data-data dan keterangan yang dibutuhkan secara :

- Kuantitatif, yaitu dengan menggunakan data sekunder, yaitu membaca referensi dari jurnal, buku yang berhubungan dengan obyek yang akan diteliti serta mengumpulkan data dari perusahaan terkait.
- Kualitatif, yaitu dengan menggunakan sistem wawancara dengan pihak yang terkait dengan obyek yang akan diteliti.

4. Pengolahan data dan pembuatan model keuangan

Dalam melakukan pengolahan data, peneliti menggunakan software Microsoft Excel untuk melakukan proses kalkulasi. Langkah-langkah dalam tahap ini adalah sebagai berikut:

- Pengembangan model keuangan

Pada tahap ini dilakukan proses perancangan model keuangan dengan mendasarkan pada kebutuhan akan laporan-laporan yang berguna untuk menjawab tingkat kelayakan dari investasi. Setelah itu, dapat dilakukan validasi untuk pengecekan kesesuaian hasil penggunaan model keuangan, sehingga pada akhirnya akan diperoleh hasil yang menjawab tujuan penelitian.

- Uji sensitivitas

Uji sensitivitas dilakukan untuk mengetahui respon terhadap suatu stimulus. Respon ditunjukkan dengan perubahan perilaku atau kinerja model. Stimulus diberikan pada unsur atau struktur model dengan tujuan menjelaskan sensitivitas parameter, variabel, dan hubungan variable dalam model keekonomian PLTP.

5. Analisis hasil

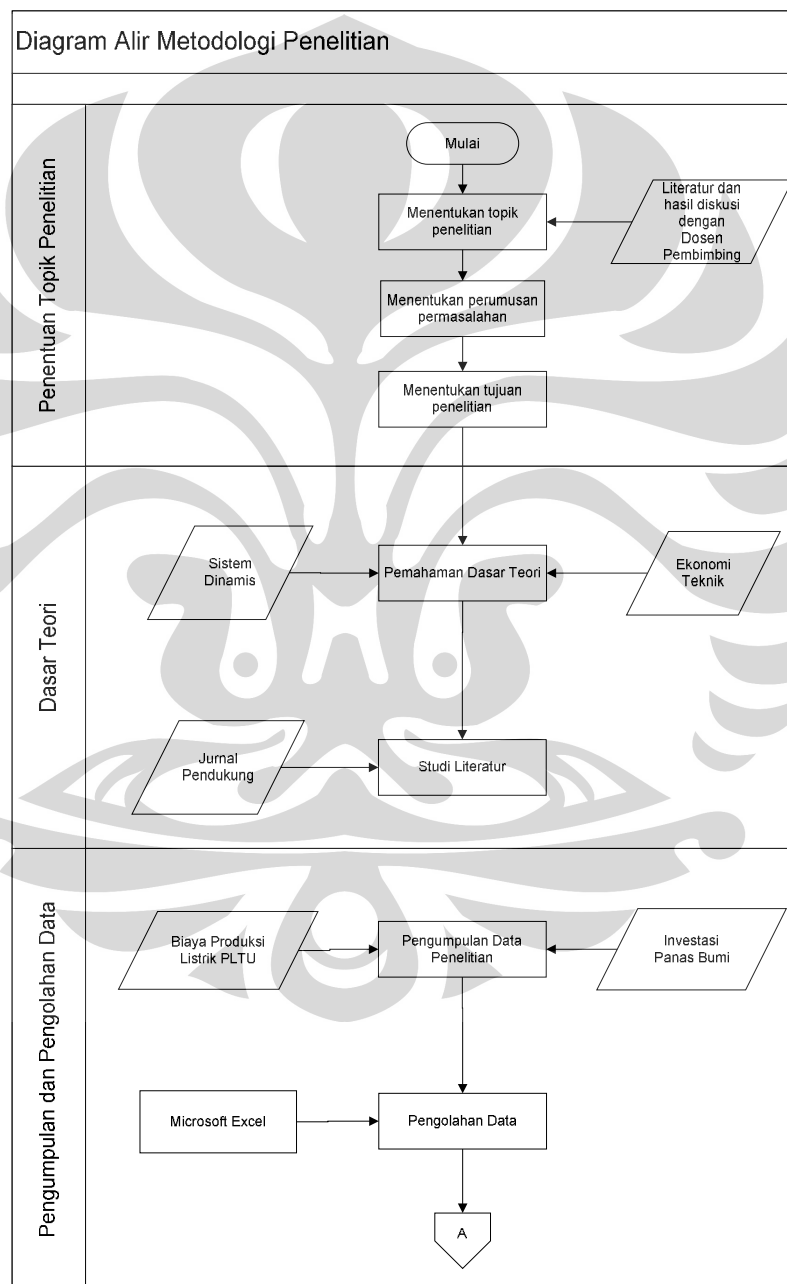
Pada tahap ini, dilakukan analisis terhadap hasil evaluasi dari seluruh perhitungan yang dilakukan.

6. Penarikan kesimpulan penelitian

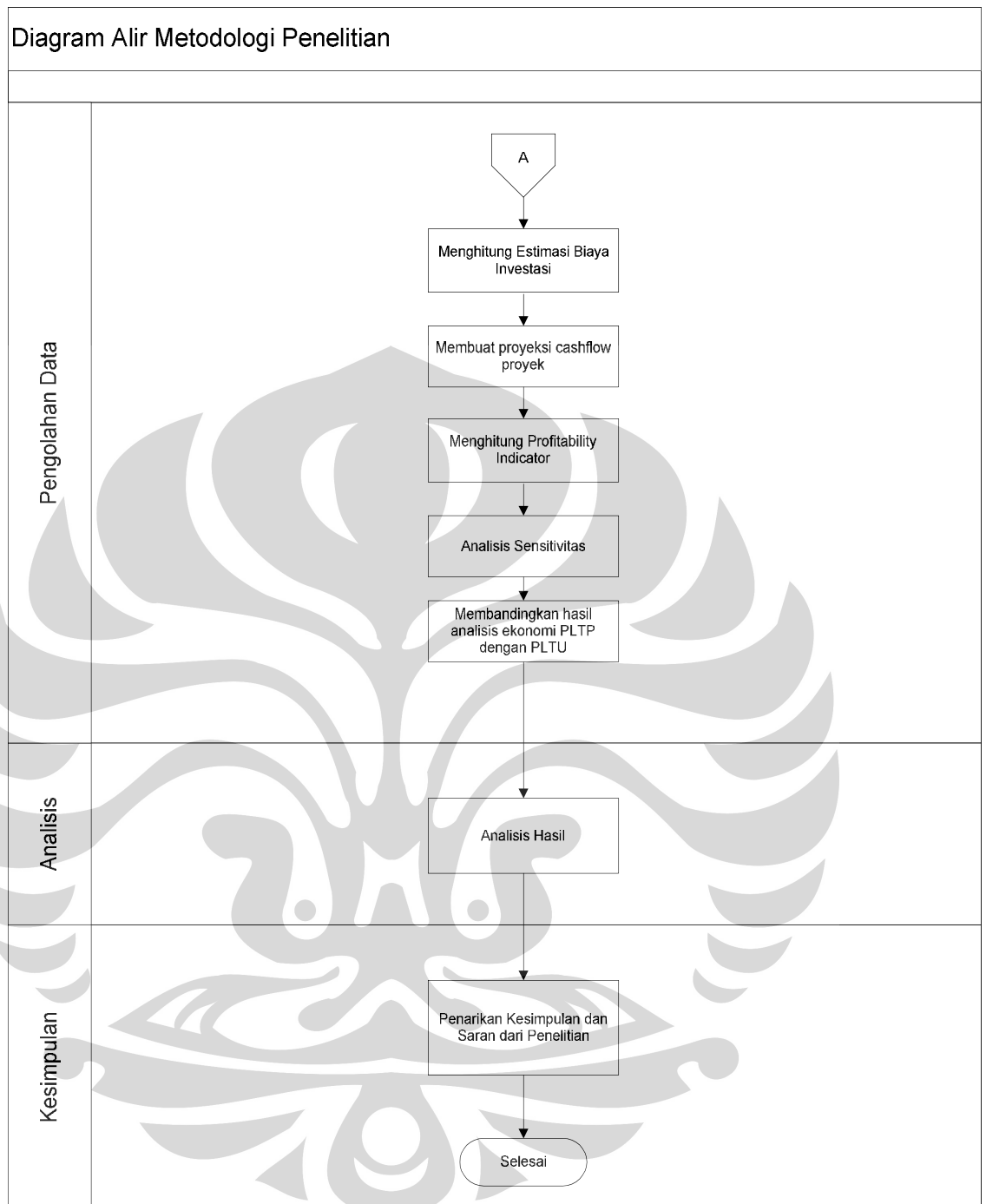
Pada tahap ini, peneliti menarik kesimpulan hasil penelitian serta memberikan saran dan masukan terkait untuk perbaikan ke depannya.

1.7 Diagram Alir Metodologi Penelitian

Alir metodologi penelitian dapat dirumuskan melalui diagram alir metodologi penelitian seperti di bawah ini:



Gambar 1.7 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Gambar 1.7 Diagram Alir Metodologi Penelitian

1.8 Sistematika Penelitian

Tugas akhir mengenai strategi kebijakan pengembangan panas bumi ini akan dipaparkan dalam beberapa bab.

Bab 1 merupakan bagian pendahuluan penelitian, di dalamnya dijelaskan latar belakang penelitian yang menjadi bahan acuan awal penelitian, diagram

keterkaitan masalah yang menggambarkan akar permasalahan serta solusi, perumusan permasalahan yang merupakan rangkuman permasalahan yang akan dipecahkan, tujuan penelitian yang akan dicapai dari penelitian ini, metodologi penelitian yang merupakan langkah kerja yang akan dilakukan selama penelitian, serta sistematika penulisan yang merupakan acuan dalam melakukan penyusunan tugas akhir ini.

Bab 2 akan dibahas mengenai dasar teori dari penelitian ini, yaitu Teori Ekonomi Teknik dan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Bab 3 menjelaskan mengenai proses pengumpulan dan pengolahan data. Dalam bab ini menyajikan data-data hasil pencarian dari data sekunder berupa data investasi proyek PLTP, sistem perpajakan bidang panas bumi di Indonesia, dan data biaya produksi listrik PLTU sebagai pembanding.

Bab 4 merupakan pembahasan analisis dari hasil yang dikeluarkan dari pengolahan data model keuangan. Model keuangan yang telah dibuat kemudian kemudian disimulasikan pada beberapa scenario. Pada perencanaan dan perancangan skenario-skenario model, akan dilakukan perencanaan dan perancangan simulasi pada model secara berulang-ulang dengan berbagai macam kondisi dan situasi dari keputusan dan kebijakan.

Bab 5 berisi tentang hasil yang dicapai serta kesimpulan dari penelitian ini berdasarkan analisa data yang telah terkumpul. Disamping itu juga memberikan saran serta masukan pada pihak terkait sehingga dapat hasil penelitian dimanfaatkan secara optimal.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan diuraikan pembahasan mengenai hasil studi literatur yang menjadi landasan pembahasan pada bab-bab selanjutnya. Bab ini dibagi menjadi 3 bagian utama, yaitu pembahasan *financial modeling*, parameter keekonomian proyek, dan gambaran panas bumi di Indonesia.

2.1 Financial Modelling

Model keuangan dirancang untuk mewakili hubungan antara variabel-variabel dari masalah keuangan sehingga dapat digunakan untuk menjawab pertanyaan "bagaimana jika" ataupun untuk membuat proyeksi. Beberapa solusi spreadsheet yang diciptakan dapat menangkap hubungan-hubungan tersebut dengan baik dan pada akhirnya dapat menjawab pertanyaan "bagaimana jika" tersebut sampai batas tertentu.

Dalam menciptakan model-model keuangan, harus selalu diingat bahwa tujuan utama adalah untuk menangkap saling ketergantungan di antara variabel-variabel model sebanyak mungkin. Selain itu, diinginkan pula struktur model yang sedemikian rupa sehingga mudah untuk bertanya pertanyaan "bagaimana jika", yaitu, perubahan nilai-nilai independen variabel, dan mengamati bagaimana mereka mempengaruhi nilai-nilai variabel dependen kunci.

2.1.1 Excel sebagai Perangkat Pemodelan

Pada pertengahan 1990-an, Excel itu tidak dianggap sebagai alat yang cukup kuat untuk pemodelan keuangan yang serius, sebagian karena PC yang tersedia pada saat itu memiliki keterbatasan kecepatan dan memori. Dengan kemajuan PC dan perbaikan di Excel sendiri, Excel telah menjadi alat pilihan untuk menciptakan semua model terbesar dan model keuangan komputasional yang paling intensif.

Keunggulan Excel untuk pemodelan keuangan sangat jelas. Namun, bagi mereka yang belum bekerja dengan program lainnya atau bahasa pemrograman untuk pemodelan, adalah berguna untuk menunjukkan bahwa salah satu

keuntungan penting dari Excel adalah, bahwa dengan Excel dapat menghasilkan output yang sangat baik dengan pekerjaan yang sangat sedikit.

2.1.2 Variabel Dependen dan Independen

Dapat dikatakan bahwa tujuan dari model adalah untuk menghitung nilai-nilai tertentu dari variabel dependent untuk nilai-nilai yang diberikan oleh variabel-variabel independen. Hal ini penting untuk memahami perbedaan antara variabel independen dan variabel dependen.

Variabel independen juga disebut variabel masukan atau variabel eksternal. Pengguna atau pencipta model memasukkan nilai dari variabel ini dan mereka tidak dihitung oleh model. Sebagai contoh, dalam model sederhana penghasilan kena pajak adalah variabel independen. Sebuah model juga mungkin termasuk jenis khusus yang disebut variabel input parameter. Parameter adalah variabel-variabel independen yang nilainya juga ditentukan oleh pencipta atau pengguna model. Perbedaannya adalah bahwa nilai-nilai mereka diharapkan tetap konstan atau jarang berubah di dalam konteks model. Sebagai contoh, tarif pajak dalam model dapat dianggap parameter model karena nilai-nilai mereka harus diberikan supaya model dapat bekerja, tetapi nilai-nilai ini tidak diharapkan untuk sering berubah. Ketika model dibuat, sangat berguna untuk menjaga parameter bersama-sama tetapi terpisah dari variabel independen lainnya. Variabel yang nilai-nilainya dihitung oleh model disebut variabel dependen. Beberapa dari mereka mungkin adalah variabel-variabel *intermediate*, dihitung untuk digunakan dalam perhitungan lainnya. Variabel lainnya adalah kepentingan utama bagi pengguna dan variabel *output* model.

Model hampir selalu dibuat untuk mengamati bagaimana nilai-nilai variabel *output* akan berubah dengan perubahan nilai-nilai dari satu atau lebih variabel independen. Variabel dependen adalah variabel yang nilai-nilainya ingin ditentukan ketika kita bertanya pertanyaan "bagaimana jika". Hal ini dimungkinkan untuk membedakan antara variabel dependen *intermediate* dan variabel dependen *output*; variabel dependen *intermediate* digunakan di perhitungan lebih lanjut, sedangkan variabel dependen *output* tidak. Lebih baik

untuk melihat variabel dependen sebagai variable *output* dari model terlepas dari apakah mereka digunakan dalam perhitungan lebih lanjut.

2.1.3 Langkah-Langkah Dalam Menciptakan Model

Dalam membuat model keuangan dengan menggunakan Excel, pendekatan sistematis harus dilakukan. Suatu pendekatan sistematis selalu melibatkan perencanaan ke depan dan ini membutuhkan beberapa waktu. Berikut adalah langkah-langkah kunci dalam menciptakan model Excel.

Langkah 1: Menentukan dan Struktur Masalah

Dalam kehidupan nyata, masalah jarang datang dengan rapi dan terstruktur. Ketika pengguna menuntut pertanyaan yang memerlukan pengembangan model, dia sering hanya memiliki gagasan yang kurang jelas mengenai apa yang dia benar-benar ingin cari. Sebagai orang keuangan dan modeler, pencipta model bertanggung jawab untuk meletakkan itu semua dalam istilah yang lebih konkrit sebelum melanjutkan. Mulailah dengan membahas dan menentukan mengapa model dibutuhkan dan apa keputusan, jika ada, akan dibuat berdasarkan *outputnya*, yaitu pertanyaan apa yang seharusnya dapat dijawab oleh model. Kemudian tetapkan seberapa akurat atau realistis dari sebuah output. Semua model harus menangkap hubungan antara variabel, dan menemukan dan mengukur hal tersebut dapat mengambil banyak waktu.

Langkah 2: Menentukan *Input* dan *Output* Variabel Model

Buatlah daftar semua input yang diperlukan oleh model dan memutuskan siapa yang akan menyediakan mereka atau dari mana mereka akan muncul. Misalnya, jika membuat model untuk melakukan rencana bisnis untuk perusahaan, input harus datang dari manajer bisnis.

Buatlah daftar *output tabular*, grafis, dan *output* lainnya yang perlu diciptakan. Untuk batas tertentu, output tersebut harus didorong oleh keputusan yang akan dibuat berdasarkan pada output tersebut. Satu keuntungan dari Excel adalah bahwa banyak output bisa dicetak dari *spreadsheet*, asalkan *spreadsheet* telah ditata dengan benar.

Langkah 3: Tentukan Siapa Yang Akan Menggunakan Model dan Seberapa Sering

Siapa yang akan menggunakan model dan seberapa sering akan digunakan membuat banyak perbedaan. Pembuat model harus memastikan bahwa orang-orang ini tidak dapat memasukkan data yang tidak masuk akal, mereka tidak bisa merusak bagian model, dan mereka bisa mendapatkan *output* yang diperlukan secara otomatis dan sebagainya. Hal ini biasa disebut *user interface*. Seberapa sering model akan digunakan adalah isu penting yang lain. Jika model akan digunakan hanya sekali-sekali, maka tidak masalah jika model tersebut membutuhkan waktu yang lama untuk menjalankan atau jika itu membutuhkan waktu ekstra untuk menciptakan output. Model yang akan sering digunakan, bagaimanapun, harus dirancang secara berbeda.

Langkah 4: Memahami Aspek Keuangan dan Matematika Model

Penting untuk diingat bahwa komputer tidak dapat melakukan aktivitas berpikir apapun; harus memberitahukannya tepat bagaimana semua perhitungan dalam model harus dilakukan. Pemula biasanya membutuhkan banyak waktu untuk menciptakan model dan mereka sering berpikir bahwa mereka kemampuan Excel mereka yang memperlambat. Ini mungkin sebagian benar, tapi sering yang menjadi masalah adalah pemahaman mereka tentang keuangan dan matematika model yang mereka coba untuk ciptakan.

Langkah 5: Desain Model

Terdapat dua aspek untuk merancang model. Salah satunya adalah untuk mensketsa langkah-langkah yang Excel harus ikuti untuk memecahkan masalah. Untuk model sederhana, dapat hanya dituliskan langkah-langkah yang luas. Untuk masalah yang lebih kompleks, bagaimanapun, pembuat model harus bekerja pada kertas dan menggunakan tingkat detail yang sesuai dengan tingkat pengalaman dan kompleksitas masalah. Semakin kurang pengalaman yang dimiliki, semakin rinci sketsa harus dibuat. Seperti yang telah dibahas sebelumnya, juga perlu dipikirkan tentang jenis user interface yang ingin dibuat dan laporan yang diinginkan dari model.

Langkah 6: Buat Spreadsheets

Langkah 7: Test Model

Hampir tidak ada model yang bekerja dengan benar saat pertama kali digunakan, masalah harus ditemukan dan diperbaikinya. *Bug* yang mencegah model menghasilkan jawaban yang salah. Namun, pada model sering terdapat *bug* tersembunyi yang hanya menciptakan masalah untuk nilai-nilai tertentu atau kombinasi tertentu untuk variabel *input*. Untuk menemukan mereka, model harus diuji secara luas dengan berbagai variabel *input*.

Langkah 8: Lindungi Model

Setelah menyelesaikan model, dan terutama jika akan memberikannya kepada orang lain untuk digunakan, harus dipertimbangkan untuk melindunginya terhadap perubahan yang disengaja ataupun tidak.

Langkah 9: Dokumen Model

Mendokumentasikan model berarti menempatkan secara tertulis, diagram, diagram alir, dan sebagainya, informasi yang orang lain akan membutuhkan untuk mengetahui apa yang dilakukan, bagaimana strukturnya, dan apa asumsi yang dibangun. Seseorang kemudian dapat melakukan perubahan (*update*) model secara efisien dan efektif jika diperlukan.

Langkah 10: *Update* Model

Hal ini bukan bagian dari pengembangan model awal, namun hampir semua model membutuhkan pembaruan di beberapa titik, baik karena beberapa hal telah berubah atau karena ingin beradaptasi untuk melakukan sesuatu yang lain. Di sinilah dokumentasi menjadi berguna.

2.2 Parameter-Parameter Analisa Keekonomian Panas Bumi

2.2.1 Investasi dan Manajemen Portofolio

Investasi adalah sejumlah uang yang disimpan pada sesuatu hal dengan harapan mendapatkan kompensasi terhadap waktu penyimpanan; tingkat inflasi yang terjadi pada masa penyimpanan; serta ketidakpastian di masa depan.

Keputusan investasi adalah suatu keputusan yang berkaitan dengan pengadaaan aktiva tetap pada masa sekarang untuk memperoleh serangkaian keuntungan dalam jangka panjang di masa yang akan datang, yang melibatkan penggunaan sumber daya dan dana yang besar yang dapat menimbulkan implikasi

jangka panjang di masa yang akan datang. Oleh karena ada kesenjangan antara masa sekarang dan masa yang akan datang, maka 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*.

2.2.2 Profitability Indicator

Ketika seseorang melakukan investasi, orang tersebut melihat kepada kondisi saat ini dan berharap akan mendapatkan peningkatan kesejahteraan di masa yang akan datang. Sehingga saat berbicara mengenai pengembalian dari investasi, maka hal yang menjadi pusat perhatian adalah hasil perubahan pada kesejahteraan yang didapat. Frank Reilly dan Keith C. Brown mendefinisikan durasi waktu terjadinya investasi sebagai waktu penanaman atau holding period. Sehingga pengembalian selama periode tersebut dinamakan *HPR (Holding Period Return)*, yang memiliki persamaan sebagai berikut:

$$HPR = \frac{h}{\text{---}}$$

Nilai yang didapat akan selalu lebih besar dari atau sama dengan 0 (nol) dan tidak negatif. Bila nilai yang didapat lebih besar dari 1 (satu), hal tersebut merefleksikan terjadinya peningkatan pada kesejahteraan orang tersebut. Lebih lanjut, nilai tersebut akan mengindikasikan sebaliknya bila hasil yang didapat lebih kecil dari 1 (satu). Apalagi, bila nilai yang didapat adalah 0 (nol), itu memiliki arti bahwa orang tersebut kehilangan semua uangnya selama masa investasi.

Jika melihat kepada rumus yang ada, nilai dari HPR ada perubahan yang terjadi sepanjang periode investasi. Namun, biasanya investor menginginkan untuk mengetahui persentase yang didapatkan per tahunnya untuk dapat mengevaluasi kinerja investasi yang dilakukannya. Oleh karena itu, HPR harus dikonversi menjadi Annual HPY (*Holding Period Yield*) atau dapat didefinisikan sebagai pencapaian per tahunnya.

$$\text{Annual HPY} = HPR^{1/n}$$

dimana, n adalah jumlah tahun investasi dilakukan

Namun, perlu diingat bahwa terdapat asumsi saat mengonversi ke dalam bentuk tahunan. Konversi yang dilakukan mengasumsikan bahwa terjadi pencapaian yang konstan pada setiap rentang waktu investasi.

2.2.2.1 *Net Present Value*

Pada dasarnya, kondisi di atas akan mencapai nilai lebih besar dari satu bila sejumlah uang yang diinvestasikan telah kembali. Oleh karena itu, terdapat hal lain yang membuat pembacaan mengenai studi kelayakan menjadi lebih mudah. Hal lain tersebut yang perlu juga untuk dipertimbangkan adalah NPV dan IRR. NPV atau net present value dari sebuah proyek investasi adalah perbedaan antara total *cash flow* yang per masing-masing satuan waktunya telah diubah ke kondisi *present value* dengan investasi yang telah dikurangkan. Dengan kata lain, NPV adalah sebuah nilai yang menunjukkan jumlah yang akan dihasilkan dari sebuah investasi. NPV diukur dengan menjumlahkan semua *cash flow* sepanjang waktu dari periode nol atau yang disebut investasi (bernilai negatif) hingga periode terakhir. Dimana telah dijelaskan bahwa sebelumnya nilai-nilai pada *cash flow* tersebut diubah nilainya ke nilai uang di periode nol atau yang dikenal dengan present value dengan menggunakan tingkat ketidakpastian di masa depan sebagai patokan dalam mencari nilai setimbang dari nilai yang ada di masa sekarang.

$$NPV = -I + \frac{A_1}{(1+r)} + \frac{A_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{A_n}{(1+r)^n} + \frac{V_n}{(1+r)^n}$$

dimana: I = investasi

r = rate of return yang diharapkan

A_n = cash flow / proceed

n = nilai ekonomis dari investasi

V_n = nilai residu dari investasi pada akhir periode ekonomis

Jika metode NPV menghasilkan jumlah yang positif, maka proyek tersebut layak dilaksanakan karena hal itu mengindikasikan bahwa investasi tersebut telah mencapai kondisi yang menguntungkan. Bila NPV dari suatu *cash flow* menunjukkan angka nol maka dapat dikatakan bahwa persentase peningkatan nilai uang yang terjadi pada investasi tersebut paling tidak telah berhasil menutupi

tingkat ketidakpastian yang terjadi, dengan catatan bahwa nominal uang saat ini bila memiliki nominal yang sama pada kondisi lampau maka akan selalu memiliki nilai yang lebih rendah karena dipengaruhi faktor inflasi.

Selain itu, pada saat investasi telah tepat kembali atau pada saat NPV tepat bernilai nol maka waktu tersebut adalah waktu yang menunjukkan lama pengembalian. Hal ini dapat menjadi pertimbangan juga untuk mempertimbangkan kemungkinan alternative investasi.

2.2.2.2 Internal Rate of Return

IRR atau *internal rate of return* adalah sebuah persentase peningkatan nilai uang yang terkandung dalam *cash flow* yang berjalan. IRR dapat diartikan juga sebagai discount rate yang menghasilkan NPV sama dengan nol.

$$IRR = \frac{0}{(1 +)}$$

Dimana: r = *rate of return* yang diharapkan

A_n = *cash flow / proceed*

n = nilai ekonomis dari investasi

Pada umumnya pengambilan keputusan investasi berdasarkan NPV dan IRR akan memberikan hasil yang sama, artinya “apabila suatu usulan investasi dinilai layak berdasarkan NPV, maka usulan investasi tersebut juga layak dinilai berdasarkan IRR”. Namun demikian, menurut kalangan akademisi, NPV dianggap lebih unggul dibandingkan IRR, karena NPV dapat mengatasi fenomena multiple IRR dan conflict ranking projects, sedangkan IRR tidak dapat mengatasi fenomena tersebut. Meskipun demikian, NPV juga memiliki kelemahan, yaitu NPV tidak memiliki *safety margin* (sedangkan IRR memiliki *safety margin*) dan NPV kalah populer dibandingkan dengan IRR (para investor pada umumnya lebih tertarik menggunakan IRR, karena IRR dapat segera dibandingkan dengan *cost of capital*). Di samping itu, dengan ditemukannya metode Modified IRR (MIRR), MIRR juga dapat digunakan untuk mengatasi fenomena *multiple IRR* dan *conflict ranking projects*, sehingga isu tradisional yang mengunggulkan NPV tidak relevan lagi.

2.2.2.3 Payback Period

Payback period adalah waktu yang diperlukan untuk memperoleh kembali seluruh biaya dan kewajiban yang telah dikeluarkan dalam suatu proyek.

$$PBP = \frac{0 -}{-}$$

Dimana:

PBP = *Payback Period*, tahun

M = Tahun dengan CCF negatif setelah CCF positif

M+1 = Tahun dengan CCF positif setelah CCF negatif

CCF_m = *Cumulative Cash Flow* pada tahun m (<0), \$.

CCF_{m+1} = *Cumulative Cash Flow* pada tahun m+1 (>0), \$.

Meskipun PBP tidak mencerminkan *Profitability Indicators* suatu usulan investasi dan metode perhitungannya tidak mempertimbangkan *present value of money*, namun PBP sering digunakan untuk melengkapi indikator kelayakan usulan investasi, karena PBP dapat mencerminkan likuiditas suatu usulan investasi.

2.3 Energi Panas Bumi

Energi panas bumi adalah energi panas yang tersimpan dalam batuan di bawah permukaan bumi dan fluida yang terkandung didalamnya. Panas bumi digunakan pertama kali di daerah yang sekarang dikenal dengan sebutan Larderello, Italia. Di tempat tersebut pula energi panas bumi untuk pertama kalinya digunakan sebagai pembangkit daya pada tahun 1904. Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) pertama juga dibangun pada tahun 1913 di Larderello dengan kapasitas listrik terpasang sebesar 250 KW.

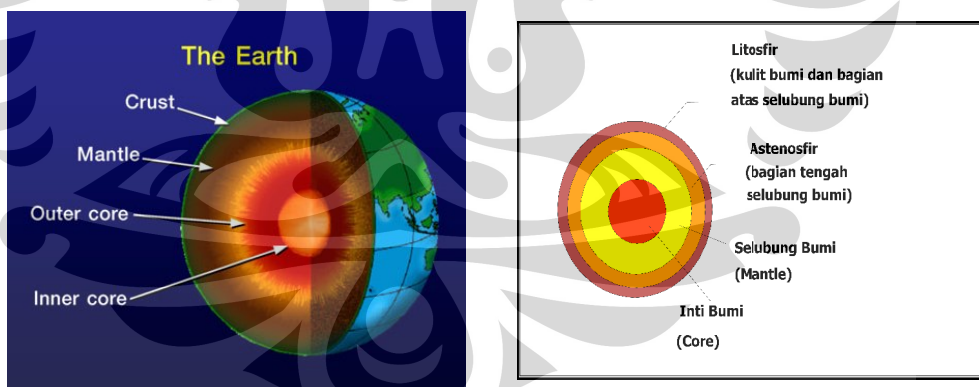
Selandia Baru merupakan Negara kedua yang memanfaatkan fluida panas bumi untuk pembangkit listrik. PLTP kedua di dunia tersebut terletak di Wairakei dan dikembangkan secara bertahap dari tahun 1958 sampai tahun 1963 sehingga kapasitas instalasi listrik PLTP Wairakei menjadi 192 MW.

Meningkatnya kebutuhan akan energi serta meningkatnya harga minyak, khususnya pada tahun 1973 dan 1979, telah memacu negara-negara lain, termasuk Amerika Serikat, untuk mengurangi ketergantungan mereka pada minyak dengan

cara memanfaatkan energi panas bumi. Melihat besarnya energi yang terkandung di dalam panas bumi maka negara-negara lain mengikuti jejak beberapa negara pendahulu dan memulai pemanfaatan energi panas bumi dalam berbagai bidang. Saat ini energi panas bumi telah dimanfaatkan untuk pembangkit listrik di 24 negara, termasuk Indonesia. Proses eksplorasi panas bumi di Indonesia baru dilakukan sejak tahun 1970-an.

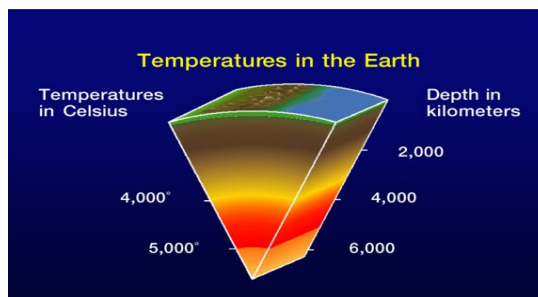
2.3.1 Terjadinya Panas Bumi

Secara garis besar bumi ini terdiri dari tiga lapisan utama sebagaimana yang ditunjukkan pada Gambar 2.1, yaitu kulit bumi (crust), selubung bumi (mantle), yang diperkirakan mempunyai ketebalan sekitar 2900 km dan inti bumi (core), yang mempunyai ketebalan sekitar 3450 kilometer. Kulit bumi adalah bagian terluar dari bumi. Ketebalan dari kulit bumi bervariasi, tetapi umumnya kulit bumi yang berada di bawah suatu lautan. Ketebalan kulit bumi di bawah suatu daratan adalah sekitar 35 kilometer sedangkan di bawah lautan hanya sekitar 5 kilometer. Temperatur pada pusat bumi diperkirakan dapat mencapai temperature sekitar 7000 F atau lebih. Gambar 2.2 menunjukkan temperatur pada beberapa lapisan bumi.



Gambar 2.1 Susunan Lapisan Bumi

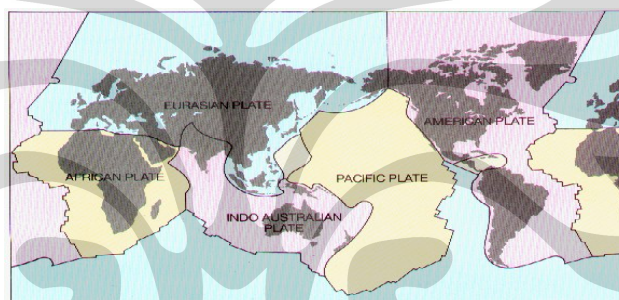
(Sumber: Presentasi ESDM)



Gambar 2.2 Temperatur Pada Beberapa Lapisan Bumi

(Sumber: Presentasi ESDM)

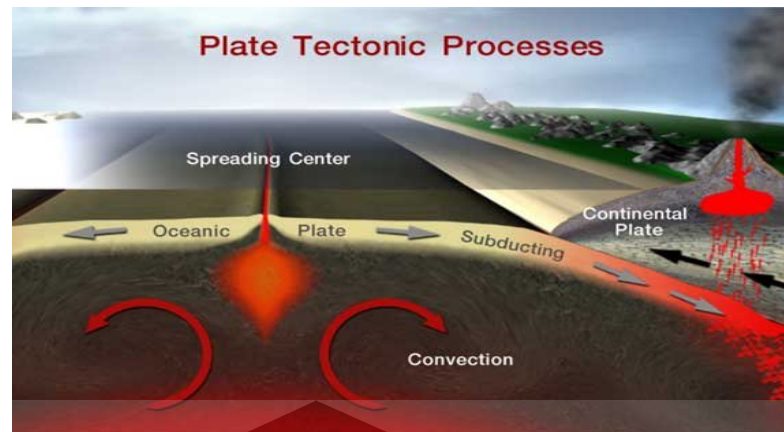
Hasil penyelidikan menunjukkan bahwa litosfer bukan merupakan permukaan yang utuh, tetapi dari sejumlah lempeng-lempeng tipis dan kaku sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Lempeng-lempeng Tektonik

(Sumber: Presentasi ESDM)

Lempeng-lempeng tersebut merupakan bentangan batuan setebal 64-145 km yang mengapung di atas astenosfer. Lempeng-lempeng ini bergerak secara perlahan-lahan dan terus-menerus. Di beberapa tempat lempeng-lempeng bergerak memisah sementara di beberapa tempat lainnya lempeng-lempeng saling mendorong dan diantaranya akan menujam di bawah lempeng lainnya sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 2.4. Oleh karena panas di dalam astenosfere dan panas akibat gesekan, ujung dari lempengan tersebut hancur meleleh dan mempunyai temperatur tinggi (proses magmatisasi).

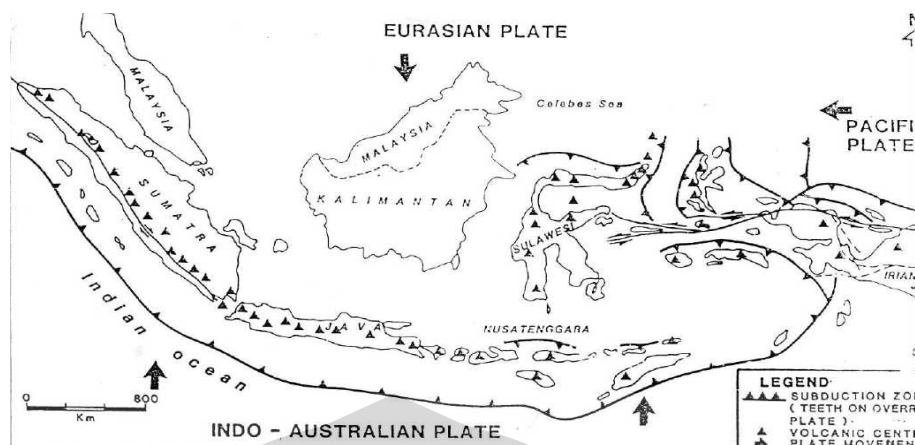


Gambar 2.4 Proses Pergerakan Tektonik Lempeng
(Sumber: Presentasi ESDM)

Adanya material panas pada kedalaman beberapa ribu kilometer di bawah permukaan bumi menyebabkan terjadinya aliran panas dari sumber panas tersebut hingga ke permukaan. Hal ini menyebabkan terjadinya perubahan temperature dari bawah hingga ke permukaan, dengan gradient temperature rata-rata sebesar $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$. Di perbatasan antara dua lempeng, yaitu di daerah penujaman, harga laju aliran panas umumnya lebih besar dari harga rata-rata tersebut. Hal ini menyebabkan gradient temperature rata-rata, sehingga dapat mencapai $70\text{-}80^{\circ}\text{C}/\text{km}$.

Pada dasarnya sistem panas bumi terbentuk sebagai hasil perpindahan panas dari suatu sumber panas ke sekelilingnya yang terjadi secara konduksi dan secara konveksi. Perpindahan panas secara konduksi terjadi melalui batuan, sedangkan perpindahan panas secara konveksi terjadi karena adanya kontak antara air dengan suatu sumber panas. Terdapat tiga lempengan yang berinteraksi di Indonesia, lempeng India-Australia dan lempeng Eurasia. Tumbukan yang terjadi antara ketiga lempeng tektonik tersebut telah memberikan peranan yang sangat penting bagi terbentuknya sumber energi panas bumi di Indonesia.

Gambar 2.5 memperlihatkan suatu ilustrasi tumbukan antara dua lempeng yang menghasilkan suatu zona penghujaman. Akibat dari sistem penghujaman yang berbeda, tekanan atau kompresi yang dihasilkan oleh tumbukan miring antara lempeng-lempeng dunia akan menghasilkan sumber-sumber panas bumi.



Gambar 2.5 Interaksi Lempengan Indo-Australia, Eurasian dan Pasifik
(Sumber: Presentasi ESDM)

2.3.2 Karakteristik Lapangan Panas Bumi Indonesia

Terjadinya sumber energi panas bumi di Indonesia serta karakteristiknya dijelaskan oleh Budihardi (1998) sebagai berikut. Ada tiga lempengan yang berinteraksi di Indonesia, yaitu lempeng Pasifik, lempeng India-Australia dan lempeng Eurasia. Tumbukan yang terjadi antara ketiga lempeng tektonik tersebut telah memberikan peranan yang sangat penting bagi terbentuknya sumber energi panas bumi di Indonesia.

Tumbukan antara lempeng India-Australia di sebelah selatan dan lempeng Eurasia di sebelah utara mengasilkan zona penunjaman (subduksi) di kedalaman 160 - 210 km di bawah Pulau Jawa- Nusa Tenggara dan di kedalaman sekitar 100 km (Rocks et. al, 1982) di bawah Pulau Sumatera. Hal ini menyebabkan proses magmatisasi di bawah Pulau Sumatera lebih dangkal dibandingkan dengan di bawah Pulau Jawa atau Nusa Tenggara. Karena perbedaan kedalaman jenis magma yang dihasilkannya berbeda. Pada kedalaman yang lebih besar jenis magma yang dihasilkan akan lebih bersifat basa dan lebih cair dengan kandungan gas magmatic yang lebih tinggi sehingga menghasilkan erupsi gunung api yang lebih kuat yang pada akhirnya akan menghasilkan endapan vulkanik yang lebih tebal dan terhampar luas. Oleh karena itu, *reservoir* panas bumi 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. Sistem panas bumi di Pulau

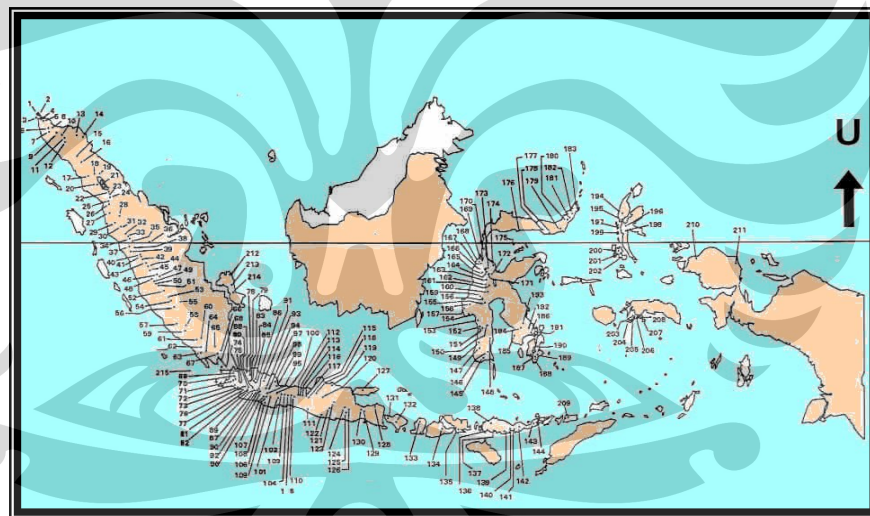
Sumatera umumnya berkaitan dengan kegiatan gunung api andesitis-riolititis yang disebabkan oleh sumber magma yang bersifat lebih asam dan lebih kental, sedangkan di Pulau Jawa, Nusa Tenggara dan Sulawesi umumnya berasosiasi dengan kegiatan vulkanik bersifat andesitis-basaltis dengan sumber magma yang 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, sedangkan di Jawa sampai Sulawesi, sistem panas buminya lebih dikontrol oleh sistem pensesaran yang bersifat lokal dan oleh sistem depresi kaldera yang terbentuk karena pemindahan masa batuan bawah permukaan pada saat letusan gunung api yang intensif dan ekstensif. 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 terbentuknya porositas atau permeabilitas sekunder pada batuan sedimen yang dominan yang pada akhirnya menghasilkan permeabilitas reservoir panas bumi yang besar, lebih besar dibandingkan dengan permeabilitas reservoir pada lapangan-lapangan panas bumi di Pulau Jawa ataupun di Sulawesi.

2.3.3 Energi Panas Bumi di Indonesia

Di Indonesia usaha pencarian sumber energi panasbumi pertama kali dilakukan di daerah Kawah Kamojang pada tahun 1918. Pada tahun 1926 hingga tahun 1929 lima sumur eksplorasi dibor dimana sampai saat ini salah satu dari sumur tersebut, yaitu sumur KMJ-3 masih memproduksi uap panas kering atau *dry steam*. Pecahnya perang dunia dan perang kemerdekaan Indonesia mungkin merupakan salah satu alasan dihentikannya kegiatan eksplorasi di daerah tersebut.

Kegiatan eksplorasi panasbumi di Indonesia baru dilakukan secara luas pada tahun 1972. Direktorat Vulkanologi dan Pertamina, dengan bantuan Pemerintah Perancis dan New Zealand melakukan survey pendahuluan di seluruh wilayah Indonesia. Dari hasil survey dilaporkan bahwa di Indonesia terdapat 217 prospek panasbumi, seperti terlihat pada Gambar 2.6, yaitu di sepanjang jalur vulkanik mulai dari bagian Barat Sumatera, terus ke Pulau Jawa, Bali, Nusa Tenggara dan kemudian membelok ke arah utara melalui Maluku dan Sulawesi. Survey yang dilakukan selanjutnya telah berhasil menemukan beberapa daerah prospek baru sehingga jumlahnya meningkat menjadi 256 prospek, yaitu 84 prospek di Sumatera, 76 prospek di Jawa, 51 prospek di Sulawesi, 21 prospek di Nusatenggara, 3 prospek di Irian, 15 prospek di Maluku dan 5 prospek di Kalimantan. Sistem panas bumi di Indonesia umumnya merupakan sistem hidrothermal yang mempunyai temperatur tinggi ($>225^{\circ}\text{C}$), hanya beberapa diantaranya yang mempunyai temperatur sedang ($150\text{-}225^{\circ}\text{C}$).



Gambar 2.6 Potensi Panas Bumi Yang Tersebar di Wilayah Indonesia
(Sumber: Presentasi ESDM)

2.3.4 Jenis-Jenis Panas Bumi

Energi panas bumi dapat diklasifikasikan ke dalam lima kategori, antara lain:

- *Hydrothermal energy*,
- *Geopressed energy*,
- *Magma energy*,

- *Hot dry rock energy*,
- *Earth energy*

Tabel 2.1 menyebutkan beberapa hal beberapa hal yang menjadi pertimbangan utama dalam melakukan pemanfaatan terhadap energi panas bumi.

Tabel 2.1 Jenis-Jenis Energi Panas Bumi dan Pertimbangan Utamanya

| Jenis Energi | Pertimbangan Utama |
|--------------------------------|---|
| <i>Hydrothermal</i> | Temperatur pengeboran dapat mencapai 350 C, yang berarti lebih tinggi dibandingkan dengan pengeboran di lapangan minyak atau gas bumi. Umumnya ditemukan di daerah pegunungan berapi yang bersifat abrasif. |
| <i>Geopressured</i> | Jenis ini banyak ditemukan di daerah pantai dari Teluk Meksiko, dengan lokasi kedalaman dapat mencapai 25.000 kaki. |
| <i>Hot dry rock</i> | Proses eksplorasi yang dilakukan terhadap jenis ini lebih aman dibandingkan dengan jenis hydrothermal yang kemungkinan besar memiliki fluida, baik berupa uap maupun air panas. Hal ini disebabkan jenis energi panas bumi ini memiliki tingkat korosi, erosi serta zat-zat beracun yang lebih rendah dibandingkan dengan jenis hydrothermal. |
| Magma | Diperoleh melalui proses eksplorasi pada kedalaman lebih dari 3 km. Umumnya terletak pada kedalaman 3-6 km dengan temperatur sekitar 650-1200 C. |
| <i>Earth / Normal Gradient</i> | Memiliki kedalaman yang berbeda-beda bergantung pada karakteristik daratan. Dapat digunakan dalam proses pengembangan jenis hydrothermal. |

(Sumber: Nenny Miryani, Ir., Ph.D, "Sekilas Tentang Panas Bumi", ITB)

Dari semua energi panas bumi yang telah disebutkan di atas, energi dari sistem hidrotermal (*hydrothermal system*) merupakan energi yang paling banyak dimanfaatkan karena reservoir energi jenis ini umumnya terletak pada kedalaman

yang masih ekonomis untuk di operasikan. Pada dasarnya sistem panas bumi jenis hidrothermal terbentuk sebagai hasil perpindahan panas dari suatu sumber panas ke sekelilingnya yang terjadi secara konduksi dan secara konveksi. Perpindahan panas secara konduksi terjadi melalui batuan, sedangkan perpindahan panas secara konveksi terjadi karena adanya kontak antara air dengan suatu sumber panas. Perpindahan panas secara konveksi pada dasarnya terjadi karena gaya apung (*bouyancy*). Air karena gaya gravitasi selalu mempunyai kecenderungan untuk bergerak kebawah, akan tetapi apabila air tersebut kontak dengan suatu sumber panas maka akan terjadi perpindahan panas sehingga temperatur air menjadi lebih tinggi dan air menjadi lebih ringan. Keadaan ini menyebabkan air yang lebih panas bergerak ke atas dan air yang lebih dingin bergerak turun ke bawah, sehingga terjadi sirkulasi air atau arus konveksi.

Adanya suatu sistem hidrothermal di bawah permukaan sering kali ditunjukkan oleh adanya manifestasi panasbumi di permukaan (*geothermal surface manifestation*), seperti mata air panas, kubangan lumpur panas (*mud pools*), *geyser* dan manifestasi panasbumi lainnya, dimana beberapa diantaranya, yaitu mata air panas, kolam air panas sering dimanfaatkan oleh masyarakat setempat untuk mandi, berendam, mencuci, masak dll. Manifestasi panasbumi di permukaan diperkirakan terjadi karena adanya perambatan panas dari bawah permukaan atau karena adanya rekahan-rekahan yang memungkinkan fluida panasbumi (uap dan air panas) mengalir ke permukaan.

Sistem panas bumi di Indonesia umumnya merupakan sistem hidrothermal yang mempunyai temperatur tinggi ($>225^{\circ}\text{C}$), hanya beberapa diantaranya yang mempunyai temperature sedang ($150\text{-}225^{\circ}\text{C}$). Berdasarkan pada jenis fluida produksi dan jenis kandungan fluida utamanya, sistem hidrothermal dibedakan menjadi dua, yaitu sistem satu fasa atau sistem dua fasa. Sistem dua fasa dapat merupakan sistem dominasi air atau 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 pori-pori

batuan masih menyimpan air. Reservoir air panasnya umumnya terletak jauh di kedalaman di bawah reservoir dominasi uapnya.

Dibandingkan dengan temperatur reservoir minyak, temperatur reservoir panasbumi relatif sangat tinggi, bisa mencapai 3500°C . Berdasarkan pada besarnya temperatur, Hochstein (1990) membedakan sistem panasbumi menjadi tiga, yaitu:

1. Sistem panasbumi bertemperatur rendah, yaitu suatu sistem yang reservoirnya mengandung fluida dengan temperatur lebih kecil dari 1250°C
2. Sistem/reservoir bertemperatur sedang, yaitu suatu sistem yang reservoirnya mengandung fluida bertemperatur antara 1250°C dan 2250°C .
3. Sistem/reservoir bertemperatur tinggi, yaitu suatu sistem yang reservoirnya mengandung fluida bertemperatur diatas 2250°C .

Sistem panasbumi seringkali juga diklasifikasikan berdasarkan entalpi fluida yaitu sistem entalpi rendah, sedang dan tinggi. Kriteria yang digunakan sebagai dasar klasifikasi pada kenyataannya tidak berdasarkan pada harga entalpi, akan tetapi berdasarkan pada temperatur mengingat entalpi adalah fungsi dari temperatur. Berdasarkan jenis fluida produksi dan jenis kandungan fluida utamanya, sistem hidrotermal dibedakan menjadi dua antara lain:

1. Sistem satu fasa

Yang dimaksud dengan sistem satu fasa adalah suatu sistem energi panas bumi yang sebagian besar berisi air yang mempunyai temperature $90-180^{\circ}\text{C}$ dan tidak terjadi pendidihan bahkan selama eksploitasi. Contoh dari sistem ini adalah lapangan panas bumi di Tianjin (Cina) dan Waiwera (Selandia Baru).

2. Sistem dua fasa

Sistem dua fasa dalam sistem energi panas bumi dapat dibedakan atas dua jenis, antara lain:

- a. Sistem Dominasi Uap

Sistem dominasi uap (*vapour dominated system*) adalah sistem panas bumi dimana sumur-sumurnya sebagian besar berisi uap-uap panas.

Dalam sistem dominasi uap, diperkirakan uap mengisi rongga-rongga,

saluran terbuka atau rekahan-rekahan, sedangkan air mengisi pori-pori batuan. Lapangan Kamojang dan Darajat termasuk kedalam kategori jenis ini. Dalam sistem dominasi uap tekanan dan temperature umumnya relative tetap terhadap kedalaman.

b. Sistem Dominasi Air

Sistem dominasi air (*water dominated system*) merupakan sistem panas bumi dimana sumur-sumurnya menghasilkan fluida dua fasa berupa campuran uap air. 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. Berbeda halnya dengan sistem dominasi uap, tekanan maupun temperatur pada sistem dominasi air tidak konstan terhadap kedalaman.

Dalam sistem ini air panas bersirkulasi dan terjebak di bawah tanah yang bertemperatur dalam kisaran 174°C hingga 315°C . Jika sumur dibangun pada tempat serta pada kedalaman yang tepat maka air akan mengalir secara alami ke permukaan. Tekanan yang dimiliki air tersebut biasanya kurang dari 8 bar. Air yang keluar memiliki kadar salinitas yang bervariasi, bertingkat dari 3.000 sampai dengan 280.000 ppm padatan terlarut, dan memiliki temperature yang bervariasi pula. Oleh karena itu berbagai sistem yang mengkonversikan sistem dominasi cair menjadi kerja berguna bergantung pada variable-variabel ini. Tiga metode yang dapat digunakan antara lain sistem *Flashed-Steam*, yang cocok untuk air dengan beda temperature yang tinggi; Sistem *Binary Cycle*, yang cocok untuk air dengan temperature sedang; dan Sistem *Total-Flow*.

BAB 3

PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

Bab ini menerangkan mengenai pengumpulan dan pengolahan data dari penelitian ini. Bab ini dibagi menjadi beberapa subbab, yakni: kegiatan PLTP beserta risikonya, entitas dan variable control dari model finansial, biaya-biaya pada PLTP, penentuan harga jual listrik panas bumi, sistem perpajakan panas bumi di Indonesia, gambaran umum proyek, penjadwalan proyek, pengolahan data, dan perancangan model scenario.

3.1 Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Sistem panas bumi di Indonesia umumnya merupakan sistem hidrothermal yang mempunyai temperatur tinggi ($>225^{\circ}\text{C}$), hanya beberapa diantaranya yang mempunyai temperatur sedang ($150-225^{\circ}\text{C}$). Pengalaman dari lapangan-lapangan panas bumi yang telah dikembangkan di dunia maupun di Indonesia menunjukkan bahwa sistem panas bumi bertemperatur tinggi dan sedang, sangat potensial bila diusahakan untuk pembangkit listrik. Potensi sumber daya panas bumi Indonesia sangat besar, yaitu sekitar 27500 MWe, sekitar 30-40% potensi panas bumi dunia.

Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi (PLTP) pada prinsipnya sama seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), hanya pada PLTU uap dibuat di permukaan menggunakan boiler, sedangkan pada PLTP uap berasal dari reservoir panasbumi. Apabila fluida di kepala sumur berupa fasa uap, maka uap tersebut dapat dialirkan langsung ke turbin, dan kemudian turbin akan mengubah energi panas bumi menjadi energi gerak yang akan memutar generator sehingga dihasilkan energi listrik. Proses tersebut seperti terlihat pada Gambar 3.1.

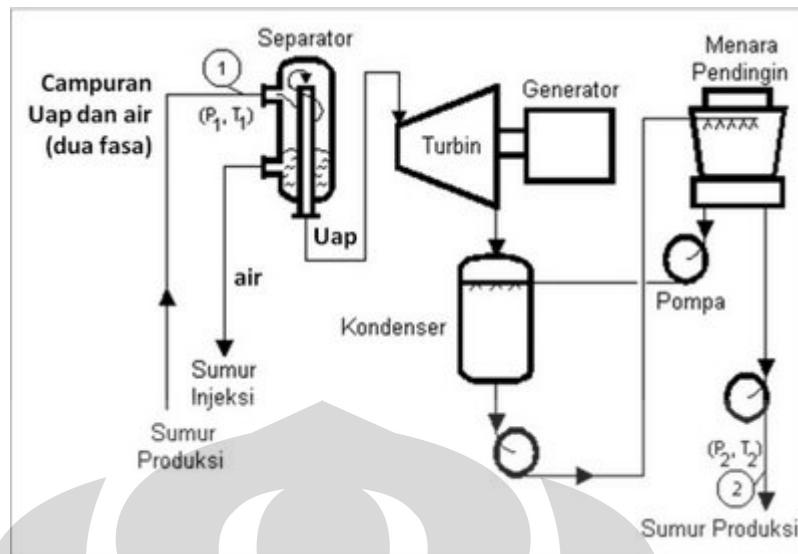
PLTP



Gambar 3.1 Proses Kerja PLTP Satu Fasa

(Sumber: Nenny Miryani, Ir., Ph.D, “Sekilas Tentang Panas Bumi”, ITB)

Apabila fluida panas bumi keluar dari kepala sumur sebagai campuran fluida dua fasa (fasa uap dan fasa cair) maka terlebih dahulu dilakukan proses pemisahan pada fluida. Hal ini dimungkinkan dengan melewati fluida ke dalam separator, sehingga fasa uap akan terpisahkan dari fasa cairnya. Fraksi uap yang dihasilkan dari separator inilah yang kemudian dialirkan ke turbin. Apabila sumberdaya panasbumi mempunyai temperatur sedang, fluida panas bumi masih dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dengan menggunakan pembangkit listrik siklus binari (*binary plant*), seperti pada Gambar 3.2. Dalam siklus pembangkit ini, fluida sekunder ((isobutane, isopentane or ammonia) dipanasi oleh fluida panasbumi melalui mesin penukar kalor atau *heat exchanger*. Fluida sekunder menguap pada temperatur lebih rendah dari temperatur titik didih air pada tekanan yang sama. Fluida sekunder mengalir ke turbin dan setelah dimanfaatkan dikondensasikan sebelum dipanaskan kembali oleh fluida panas bumi. Siklus tertutup dimana fluida panas bumi tidak diambil masanya, tetapi hanya panasnya saja yang diekstraksi oleh fluida kedua, sementara fluida panas bumi diinjeksikan kembali kedalam reservoir.



Gambar 3.2 Proses Kerja PLTP Dua Fasa (*Binary Plant*)

(Sumber: Nenny Miryani, Ir., Ph.D, “Sekilas Tentang Panas Bumi”, ITB)

Lapangan panas bumi umumnya dikembangkan secara bertahap. Untuk tahap awal dimana ketidakpastian tentang karakterisasi reservoir masih cukup tinggi, di beberapa lapangan dipilih unit pembangkit berkapasitas kecil. Unit pembangkit digunakan untuk mempelajari karakteristik reservoir dan sumur, serta kemungkinan terjadi masalah teknis lainnya. Pada prinsipnya, pengembangan lapangan panas bumi dilakukan dengan sangat hati-hati selalu mempertimbangkan aspek teknis, ekonomi dan lingkungan.

Untuk memasok uap ke pembangkit listrik panas bumi perlu dilakukan pemboran sejumlah sumur. Untuk menekan biaya dan efisiensi pemakaian lahan, dari satu lokasi (*well pad*) umumnya tidak hanya dibor satu sumur, tapi beberapa sumur, yaitu dengan melakukan pemboran miring (*directional drilling*). Keuntungan menempatkan sumur dalam satu lokasi adalah akan menghemat pemakaian lahan, menghemat waktu untuk pemindahan menara bor (*rig*), menghemat biaya jalan masuk dan biaya pemipaan.

Keunggulan lain dari geothermal energi adalah dalam faktor kapasitasnya (*capacity factor*), yaitu perbandingan antara beban rata-rata yang dibangkitkan oleh pembangkit dalam suatu perioda (*average load generated in period*) dengan beban maksimum yang dapat dibangkitkan oleh PLTP tersebut (*maximum load*). Faktor kapasitas dari pembangkit listrik panas bumi rata-rata 95%, jauh lebih tinggi bila dibandingkan dengan faktor kapasitas dari pembangkit listrik yang

menggunakan batubara, yang besarnya hanya 60-70% (U.S Department of Energy).

3.1.1 Kegiatan Usaha Panas Bumi

Kegiatan Usaha Panas Bumi adalah suatu kegiatan untuk menemukan sumber daya Panas Bumi sampai dengan pemanfaatannya baik secara langsung maupun tidak langsung.

Tahapan kegiatan usaha panas bumi meliputi:

1. Survei Pendahuluan

Survei Pendahuluan adalah kegiatan yang meliputi pengumpulan, analisis dan penyajian data yang berhubungan dengan informasi kondisi geologi, geofisika, dan geokimia untuk memperkirakan letak dan adanya sumber daya Panas Bumi serta Wilayah Kerja.

2. Eksplorasi

Eksplorasi adalah rangkaian kegiatan yang meliputi penyelidikan geologi, geofisika, geokimia, pengeboran uji, dan pengeboran sumur eksplorasi yang bertujuan untuk memperoleh dan menambah informasi kondisi geologi bawah permukaan guna menemukan dan mendapatkan perkiraan potensi Panas Bumi.

3. Studi Kelayakan

Studi Kelayakan adalah tahapan kegiatan usaha pertambangan Panas Bumi untuk memperoleh informasi secara rinci seluruh aspek yang berkaitan untuk menentukan kelayakan usaha pertambangan Panas Bumi, termasuk penyelidikan atau studi jumlah cadangan yang dapat dieksploitasi.

4. Eksploitasi

Eksploitasi adalah rangkaian kegiatan pada suatu wilayah kerja tertentu yang meliputi pengeboran sumur pengembangan dan sumur reinjeksi, pembangunan fasilitas lapangan dan operasi produksi sumber daya Panas Bumi.

5. Pemanfaatan.

Pemanfaatan Tidak Langsung untuk tenaga listrik adalah kegiatan usaha pemanfaatan energi Panas Bumi untuk pembangkit tenaga listrik, baik

untuk kepentingan umum maupun untuk kepentingan sendiri. Pemanfaatan Langsung adalah kegiatan usaha pemanfaatan energi dan/atau fluida Panas Bumi untuk keperluan nonlistrik, baik untuk kepentingan umum maupun untuk kepentingan sendiri.

Kegiatan perusahaan sumber daya Panas Bumi dilaksanakan pada suatu Wilayah Kerja. Beberapa hal yang penting dipahami dalam melaksanakan kegiatan perusahaan panas bumi antara lain:

- Batas dan luas Wilayah Kerja ditetapkan oleh Pemerintah.
- Wilayah Kerja yang akan ditawarkan kepada Badan Usaha diumumkan secara terbuka.
- Menteri, Gubernur, dan Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangan masing-masing melakukan penawaran Wilayah Kerja dengan cara lelang
- Perusahaan sumber daya Panas Bumi dilakukan oleh Badan Usaha setelah mendapat IUP (Izin Usaha Pertambangan) dari Menteri, Gubernur, dan Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangan masing-masing.
- IUP adalah izin untuk melaksanakan Usaha Pertambangan Panas Bumi di suatu Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) Panas Bumi
- Pemegang IUP wajib menyampaikan rencana jangka panjang Eksplorasi dan Eksploitasi kepada Menteri, Gubernur, dan Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangan masing-masing yang mencakup rencana kegiatan dan rencana anggaran serta menyampaikan besarnya cadangan. Penyesuaian terhadap rencana jangka panjang Eksplorasi dan Eksploitasi dapat dilakukan dari tahun ke tahun sesuai dengan kondisi yang dihadapi.

3.1.2 Resiko Eksplorasi, Eksploitasi dan Pengembangan Lapangan Panas Bumi

Proyek panas bumi memiliki resiko yang tinggi dan memerlukan dana yang besar, oleh karena itu sebelum suatu lapangan panas bumi dikembangkan perlu dilakukan pengkajian yang hati-hati untuk menilai apakah sumberdaya panas bumi yang terdapat di daerah tersebut menarik untuk diproduksi. Penilaian kelayakan meliputi beberapa aspek, yang utama antara lain adalah aspek teknis, pasar dan pemasaran, finansial, legal serta sosial

ekonomi. Sedangkan dari segi aspek teknis, hal-hal yang harus dipertimbangkan adalah:

1. Sumberdaya mempunyai kandungan panas atau cadangan yang besar sehingga mampu memproduksi uap untuk jangka waktu yang cukup lama, yaitu sekitar 25-30 tahun.
2. Reservoirnya tidak terlalu dalam, biasanya tidak lebih dari 3 km.
3. Sumberdaya panasbumi terdapat di daerah yang relatif tidak sulit dicapai
4. Sumberdaya panasbumi memproduksi fluida yang mempunyai pH hampir netral agar laju korosinya relatif rendah, sehingga fasilitas produksi tidak cepat terkorosi. Selain itu hendaknya kecenderungan fluida membentuk scale relatif rendah.
5. Sumberdaya panasbumi terletak di daerah dengan kemungkinan terjadinya erupsi hydrothermal relatif rendah. Diproduksikannya fluida panasbumi dapat meningkatkan kemungkinan terjadinya erupsi hidrotermal.
6. Hasil kajian dampak lingkungan

Dari aspek pasar dan pemasaran, hal-hal yang harus dipertimbangkan adalah kebutuhan konsumen dan ketersediaan jaringan distribusi. Dari aspek finansial, perlu dilakukan pengkajian terhadap dana yang diperlukan, sumber dana, proyeksi arus kas, indikator ekonomi, seperti NPV, IRR, PI, serta perlu juga dipertimbangkan pengaruh perubahan ekonomi makro.

Dari aspek sosial ekonomi, perlu dipertimbangkan pengaruh proyek terhadap penerimaan negara, kontribusi proyek terhadap penerimaan pajak, jasa-jasa umum yang dapat dinikmati manfaatnya oleh masyarakat dan kontribusi proyek terhadap kesempatan kerja, alih teknologi dan pemberdayaan usaha kecil.

Menurut Sanyal dan Koenig (1995), ada beberapa resiko dalam pengusahaan panas bumi, yaitu:

1. Resiko yang berkaitan dengan sumberdaya (resource risk), yaitu resiko yang berkaitan dengan:
 - Kemungkinan tidak ditemukannya sumber energi panas bumi di daerah yang sedang dieksplorasi (resiko eksplorasi).

- Kemungkinan besarnya cadangan dan potensi listrik di daerah tersebut lebih kecil dari yang diperkirakan atau tidak bernilai komersial (resiko eksplorasi).
 - Kemungkinan jumlah sumur eksplorasi yang berhasil lebih sedikit dari yang diharapkan (resiko eksplorasi).
 - Kemungkinan potensi sumur (*well output*), baik sumur eksplorasi lebih kecil dari yang diperkirakan semula (resiko eksplorasi).
 - Kemungkinan jumlah sumur pengembangan yang berhasil lebih sedikit dari yang diharapkan (resiko pengembangan).
 - Kemungkinan potensi sumur (*well output*) sumur pengembangan lebih kecil dari yang diperkirakan semula (resiko pengembangan).
 - Kemungkinan biaya eksplorasi, pengembangan lapangan dan pembangunan PLTP lebih mahal dari yang diperkirakan semula.
 - Kemungkinan terjadinya problem-problem teknis, seperti korosi dan scaling (resiko teknologi) dan problem-problem lingkungan.
2. Resiko yang berkaitan dengan kemungkinan penurunan laju produksi atau penurunan temperatur lebih cepat dari yang diperkirakan semula (*resource degradation*).
 3. Resiko yang berkaitan dengan kemungkinan perubahan pasar dan harga (*market access dan price risk*).
 4. Resiko pembangunan (*construction risk*).
 5. Resiko yang berkaitan dengan perubahan manajemen (*Management risk*)
 6. Resiko yang menyangkut perubahan aspek legal dan kemungkinan perubahan kebijaksanaan pemerintah (*legal & regulatory risk*).
 7. Resiko yang berkaitan dengan kemungkinan perubahan bunga bank dan laju inflasi (*Interest & inflation risk*).
 8. *Force Majeure*.

Resiko pertama dalam suatu proyek panas bumi (dihadapi pada waktu eksplorasi dan awal pemboran sumur eksplorasi) adalah resiko yang berkaitan dengan kemungkinan tidak ditemukannya sumber energi panas bumi di daerah yang sedang dieksplorasi atau sumber energi yang ditemukan tidak bernilai komersial. Lembaga Keuangan tidak akan memberikan pinjaman dana untuk

pengembangan lapangan sebelum hasil pemboran dan pengujian sumur membuktikan bahwa di daerah tersebut terdapat sumber energi panas bumi yang mempunyai potensi yang cukup menarik dari segi ekonomi.

Resiko masih tetap ada meskipun hasil pemboran eksplorasi telah membuktikan bahwa di daerah tersebut terdapat sumber energi panas bumi. Hal ini disebabkan karena masih adanya ketidakpastian mengenai besarnya cadangan (*recoverable reserve*), potensi listrik dan kemampuan produksi (*well output*) dari sumur-sumur yang akan dibor di masa yang akan datang. Ketidakpastian mengenai hal tersebut dapat menyebabkan Lembaga Keuangan tidak tertarik untuk membiayai proyek yang ditawarkan sampai sejumlah sumur yang telah dibor di daerah tersebut berhasil memproduksi fluida panas bumi dan menunjukkan cadangan/potensi listrik di daerah tersebut cukup untuk menunjang proyek yang dimaksud.

Apabila didekat daerah tersebut terdapat lapangan panas bumi yang telah berhasil dikembangkan/diusahakan, biasanya kepastian mengenai adanya cadangan yang memadai cukup ditunjukkan oleh adanya satu atau dua sumur yang berhasil memproduksi fluida panas bumi. Tetapi apabila belum ada lapangan panas bumi yang telah berhasil dikembangkan didekat daerah tersebut, setidaknya harus sudah terbukti bahwa sumur mampu menghasilkan fluida produksi sebesar 10- 30% dari total fluida produksi yang dibutuhkan oleh PLTP. Selain itu bank juga membutuhkan bukti bahwa penginjeksikan kembali fluida kedalam reservoir (setelah energinya digunakan untuk membangkitkan listrik) tidak menimbulkan permasalahan, baik permasalahan teknis (operasional) maupun permasalahan lingkungan.

Meskipun besar cadangan/potensi listrik, kemampuan produksi sumur dan kapasitas injeksi telah diketahui dengan lebih pasti, tetapi resiko masih tetap ada karena masih ada ketidakpastian mengenai besarnya biaya yang diperlukan dari tahun ke tahun untuk menunjang kegiatan operasional dan menjaga jumlah pasok uap ke PLTP. Ketidakpastian ini timbul karena heterogenitas dari sifat batuan reservoir. Hal ini dapat menimbulkan kekhawatiran terhadap lembaga yang meminjamkan dana karena pengembalian dana yang dipinjamkan tidak sesuai dengan keuntungan yang diproyeksikan.

Resiko yang berkaitan dengan permasalahan teknis seperti terjadinya korosi didalam sumur dan didalam pipa akan mengakibatkan berkurangnya keuntungan dan mungkin juga dapat menyebabkan ditolaknya usulan perluasan lapangan untuk meningkatkan kapasitas PLTP.

Resiko lain yang berkaitan dengan sumberdaya adalah kemungkinan penurunan laju dan temperature fluida produksi, kenaikan tekanan injeksi, perubahan kandungan kimia fluida terhadap waktu, yang mengakibatkan berkurangnya keuntungan atau bahkan hilangnya keuntungan bila penurunan produksi terlalu cepat. Penurunan kinerja reservoir terhadap waktu sebenarnya dapat diramalkan dengan cara simulasi reservoir. Hasil peramalan kinerja reservoir dapat dipercaya apabila model dikalibrasi dengan menggunakan data produksi yang cukup lama, tapi jika model hanya dikalibrasi dengan data produksi yang relatif singkat maka hasil peramalan kinerja reservoir masih mengandung tingkat ketidakpastian yang tinggi.

Di beberapa proyek masalah-masalah manajemen dan operasional yang tak terduga ada yang tidak terpecahkan atau dapat dipecahkan dengan biaya tinggi. Resiko yang disebabkan oleh hal tersebut relatif lebih sulit dinilai dibandingkan dengan resiko lain, termasuk didalamnya permasalahan-permasalahan yang timbul akibat kelalaian manusia dan kekurangcakapan sumber daya manusia dan manajemen.

Upaya yang umum dilakukan untuk mengurangi resiko yang berkaitan dengan sumberdaya adalah:

1. Melakukan kegiatan eksplorasi rinci sebelum rencana pengembangan lapangan dibuat.
2. Menentukan kriteria keuntungan yang jelas.
3. Memilih proyek dengan lebih hati-hati, dengan cara melihat pengalaman pengembang sebelumnya, baik secara teknis maupun secara manajerial.
4. Mengkaji rencana pengembangan secara hati-hati sebelum menandatangani perjanjian pendanaan.
5. Memeriksa rencana pengembangan dan menguji rencana operasi berdasarkan skenario yang terjelek.
6. Mentaati peraturan yang berkaitan dengan permasalahan lingkungan.

7. Merancang dan menerapkan program sesuai dengan tujuan dan berdasarkan jadwal waktu pelaksanaan kegiatan yang telah ditetapkan.
8. Melaksanakan simulasi (pemodelan) untuk meramalkan kinerja reservoir dan sumur untuk berbagai skenario pengembangan lapangan.
9. Mengadakan pertemuan secara teratur untuk mengevaluasi pelaksanaan program untuk mengetahui apakah kegiatan dilaksanakan sesuai dengan rencana atau tidak.

3.2 Entitas

Setelah mengetahui model bisnis dari sebuah proyek PLTP, maka diketahui mengenai data-data yang akan diproses lebih lanjut. Hal-hal yang harus dimasukkan ke dalam laporan keuangan, yang menjadi data awal untuk menghasilkan bahan analisis mengenai layak atau tidaknya sebuah investasi pembangunan PLTP. Data tersebut dibagi menjadi 3 (tiga) bagian:

1. Investasi awal
2. Pengeluaran operasional
3. Pendapatan

3.2.1 Variabel Kontrol

Untuk dapat melakukan analisis sensitivitas terhadap kelayakan investasi maka terdapat beberapa variable yang nilainya dapat di ubah-ubah. Variabel-variabel tersebut adalah:

1. Skala perusahaan
2. Kapasitas produksi
3. Biaya Investasi
4. Harga Jual Listrik
5. Durasi depresiasi
6. Insentif perpajakan

3.3 Komponen Biaya Pengembangan Lapangan Uap dan Biaya Pembangkit Listrik

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

Biaya perusahaan panas bumi meliputi biaya eksplorasi, biaya pengembangan lapangan uap (*steam field/upstream*), pembangunan PLTP (*power plant/downstream*) serta biaya operasi dan perawatan. Besarnya biaya sangat bervariasi dari satu prospek terhadap prospek yang lain, tidak bisa disebut suatu acuan yang berlaku umum atau sering disebut sebagai *site specific*. Banyak factor yang menentukannya, diantaranya adalah luas area serta jenis survey/pekerjaan yang dilakukan pada waktu eksplorasi, peluang keberhasilan pemboran sumur 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 turbin selama masa kontrak dan jumlah sumur injeksi. Bagaimana pengaruh dari factor-faktor tersebut terhadap biaya perusahaan panas bumi akan dibahas dibawah ini.

3.3.1 Biaya Pengembangan Lapangan Uap

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 steam*) dan juga sangat bervariasi antara satu lapangan dengan lapangan yang lain. Hal-hal yang mempengaruhi besarnya variasi tersebut akan dijelaskan pada bab ini. Juga akan dilihat *unit cost* dari setiap komponen biaya sehingga besarnya investasi dan biaya pengembangan lapangan

uap. Secara lebih rinci, biaya pengembangan lapangan uap (*steam field*) akan dibahas sebagai berikut:

3.3.1.1 Biaya Eksplorasi

Tahap eksplorasi terdiri dari beberapa fase yaitu fase survey 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 survey eksplorasi terdiri atas dua macam yaitu biaya survey pendahuluan dan biaya survey rinci. Biaya survey pendahuluan meliputi biaya untuk survey geoscientifik awal yang terdiri dari survey geologi dan geokimia pada daerah-daerah panas bumi yang paling potensial atau di sekitar manifestasi permukaan, tergantung dari luas daerah yang diteliti dan juga accessibility-nya. Berdasarkan hasil survey ini dapat ditentukan apakah pada daerah prospek yang diteliti tersebut cukup layak untuk dilakukan survey lebih lanjut atau tidak. Sedangkan biaya survei rinci adalah seluruh biaya yang dikeluarkan dalam kegiatan mengidentifikasi dan mengkuantifikasi potensi panas bumi pada suatu daerah dalam membangkitkan listrik. Meliputi biaya untuk melakukan survey geologi, geokimia dan geofisika dan pada beberapa kasus untuk pemboran dangkal sampai kedalaman maksimal 250 m atau slimholes dengan kedalaman berkisar antara 500m sampai 800 m, sangat bervariasi dan tergantung dari luas daerah, jumlah sumur dangkal dan slimholes serta kedalaman sumurnya. Secara umum biaya untuk kegiatan ini tidak sensitif terhadap potensi reservoir yang dievaluasi.

Komponen utama survey rinci dan studi lapangan uap pada proyek pengembangan lapangan uap terdiri atas survey dan studi 3G (geologi, geokimia dan geofisika), studi reservoir, dan studi lingkungan. Komponen biaya terbesar dalam kegiatan ini adalah untuk survey dan analisa data geofisika.

3.3.1.2 Biaya Infrastruktur

Pembangunan infrastruktur merupakan komponen yang penting dalam pelaksanaan pengembangan lapangan uap. Tanpa adanya infrastruktur yang baik maka 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. Lebih rinci mengenai *well site* atau *well pad* akan dijelaskan pada bagian fasilitas produksi meskipun dalam asumsi biaya masuk pada bagian infrastruktur.

Biaya untuk pembebasan lahan untuk lokasi pemboran, pembangkit listrik, jalan dan lain-lain merupakan salah satu yang agak 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.

3.3.1.3 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 dibutuhkannya. Estimasi biaya fasilitas penunjang untuk proyek panas bumi dengan kapasitas 220 MW dapat dilihat pada Tabel 6.14.

3.3.1.4 Biaya 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 sumur-sumurnya menghasilkan uap kering dengan yang menghasilkan uap basah.

Biaya fasilitas produksi uap sangat bervariasi, dengan sebagian besar tergantung kepada jumlah sumur, panjang, jenis dan diameter pipa serta jumlah separator yang diperlukan. Biaya fasilitas produksi juga agak sulit ditetapkan sebelum ada kepastian mengenai jumlah sumur produksi, sumur kering dan sumur injeksi. Pada kenyataannya tidak semua komponen biaya tersebut perlu dikeluarkan karena ada beberapa peralatan yang dapat digunakan bersama-sama dalam satu wellpad bahkan ada juga peralatan yang tidak dibutuhkan pada kondisi tertentu. Penjelasan lebih rinci mengenai tiap peralatan akan diberikan berikut pada bagian selanjutnya.

Dalam proyek pengembangan lapangan uap fasilitas produksi yang dibutuhkan terdiri atas:

1. *Well Pad*

Di lapangan panas bumi lokasi beberapa sumur biasanya ditempatkan dalam satu tempat yang disebut *wellpads*. Ada beberapa keuntungan dengan cara menempatkan sumur-sumur jadi satu lokasi seperti ini yaitu menghemat lahan di permukaan yang perlu dibuka untuk lokasi sumur, menghemat biaya prasarana yang harus dibangun seperti jalan dan saluran drainase, menghemat biaya separator, pemipaan dan fasilitas uji, menghemat biaya pengawasan dan keamanan. Satu wellpad dapat dipergunakan untuk 4-6 sumur. Dengan demikian dapat diasumsikan bahwa untuk pengembangan pembangkit 20 MW cukup memanfaatkan 1 *wellpad*. Luas *wellpad* harus mampu menampung segala macam peralatan selama pemboran, minimal 1 hektar (10.000 m²). Dalam satu *wellpads* biasanya terdapat satu *rock muffler* untuk lapangan dominasi uap atau silencer untuk lapangan dominasi air. Baik *rock muffler* maupun silencer adalah peredam suara berupa tumpukan batu yang tujuan utama penggunaannya untuk meredam suara ketika melakukan uji produksi secara horizontal. Fluida sumur dialirkan ke *rock muffler* maupun *silencer* melalui *flow test line*. Selain *silencer*, pada lapangan dominasi air biasanya dalam 1 *wellpad* terdapat satu pond yang dipakai bersama untuk penampungan *separated water* saat uji produksi sementara belum diinjeksikan.

2. Separator

Separator berfungsi untuk memisahkan fluida produksi (uap) dari air sehingga dibutuhkan oleh lapangan yang sumur-sumurnya menghasilkan uap basah. Karakteristik fluida yang dihasilkan sumur di hampir seluruh lapangan yang dikembangkan di dunia adalah uap basah maka dapat dikatakan bahwa separator adalah bagian tak terpisahkan dari fasilitas produksi panas bumi. Separator dapat digunakan sendiri-sendiri tiap sumur, dapat juga dimanfaatkan bersama beberapa sumur. Mengingat harga separator mahal, maka dalam prakteknya satu wellpad memanfaatkan 1 separator secara bersama. Hal ini dilakukan atas pertimbangan efisiensi biaya investasi akan tetapi sebagai konsekuensinya operasi dan pemeliharaan menjadi lebih kompleks.

Untuk lapangan yang sumur-sumurnya menghasilkan uap kering, juga memanfaatkan separator karena walaupun kondensat telah dibuang melalui *condensate pot*, *flash tank*, dan *automatic drain pot* tetapi air tidak dapat terjebak semuanya. Maka untuk lebih membersihkan fluida produksi dari air dipasang separator sebelum uap masuk ke dalam turbin akan tetapi separator ini bukan bagian dari peralatan fasilitas produksi tetapi sebagai bagian dari peralatan pembangkit listrik. Harga satu unit separator sangat tergantung pada dimensinya/volumenya.

3. Pipa

Pemipaan panas bumi didesain mengikuti *Standard/Code ASME B3.1.1*. biaya pemipaan sangat dipengaruhi oleh filosofi desain yang digunakan karena filosofi desain pada akhirnya akan menentukan peralatan yang digunakan.

4. Instrument

3.3.1.5 Biaya Pengeboran Sumur Eksplorasi, Pengembangan, Injeksi dan *Make Up*

Pemboran sumur pada proyek pengembangan lapangan uap terdiri atas pemboran sumur eksplorasi, produksi, *make up* dan injeksi. 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. Biaya pemboran sumur eksplorasi terdiri atas biaya untuk sewa *rig*, ongkos pengangkutan alat pemboran ke lokasi serta pemasangannya, biaya *casing*, bit, lumpur, semen bahan kimia, fasilitas kepala sumur, pengangkutan casing dari pabrik ke tempat penyediaan dan biaya analisa *core*.

Faktor-faktor yang mempengaruhi biaya pemboran antara lain adalah jenis sumur (tegak atau miring), lokasi sumur, kedalaman sumur, teknologi pemboran yang digunakan, diameter pipa selubung. Sumur eksplorasi pada umumnya lebih mahal dari sumur pengembangan yang disebabkan oleh :

1. Pemboran sumur eksplorasi memerlukan data yang paling lengkap dan seteliti mungkin dikarenakan ketidak pastian yang tinggi.
2. Kebutuhan untuk meneliti kondisi reservoir semaksimal mungkin dengan pemboran sedalam mungkin.
3. Di dalam pemboran sumur eksplorasi, pengukuran, logging dan coring dilakukan lebih sering dibandingkan dengan pemboran pengembangan.
4. Hal-hal lain yang sering menyebabkan keterlambatan penyelesaian pemboran menyangkut hilang sirkulasi pada kedalaman dangkal, terjepitnya rangkaian pemboran karena runtuhnya formasi.

Biaya dan kedalaman sumur eksplorasi sangat bervariasi, berbeda dari satu kasus ke kasus lainnya. Kedalaman maksimum rata-rata sumur eksplorasi di Indonesia adalah sekitar 2500 m. 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 60%. Sedangkan untuk sumur pengembangan tingkat keberhasilannya diasumsikan 80%.

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 pendukungnya memberikan kemudahan dalam menentukan program pemboran dan memungkinkan untuk mengurangi biaya yang cukup besar dibandingkan

dengan biaya pemboran eksplorasi. Kira-kira 60-70% dari biaya total pengembangan lapangan uap merupakan biaya sumur.

Biaya sumur pengembangan apabila ditentukan sesudah eksplorasi dapat berbeda dari biaya yang 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 dikembangkan.

Jumlah sumur produksi sangat tergantung dari kapasitas listrik yang akan diproduksi, produksi setipa sumur dan cadangan uap lebih di kepala sumur (*steam excess allowance*). Jumlah sumur pengembangan yang harus dibor di suatu lapangan selalu lebih banyak dari jumlah sumur produksi yang dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan PLTP, karena harus diperhitungkan kemungkinan adanya sumur-sumur yang tidak potensial, baik karena temperaturnya rendah ataupun karena produksinya sangat kecil (*dry well*). Beberapa sumur produksi tambahan (*makeup well*) juga dibutuhkan untuk mempertahankan total produksi uap lapangan selama masa produksi yang jumlahnya sangat tergantung dari penurunan produksi rata-rata tiap sumur.

Tabel 3.1 Kapasitas Sumur Produksi

| Kriteria | Jawa-Bali | Sumatera |
|----------------------|-----------|-----------|
| Sistem Dominasi Air | | |
| Sumur Standar | 2-9 Mwe | 3-8 Mwe |
| Rata-Rata | 5 Mwe | 6 Mwe |
| Sumur Diameter Besar | 10-32 Mwe | 30-55 Mwe |
| Rata-Rata | 15 Mwe | 40 Mwe |
| Sistem Dominasi Uap | | |
| Sumur Standar | 2-11 Mwe | - |
| Rata-Rata | 6 Mwe | - |
| Sumur Diameter Besar | 15-34 Mwe | - |
| Rata-Rata | 25 Mwe | - |

(Sumber: ESDM)

Biaya sumur lainnya adalah biaya pemboran sumur injeksi. Untuk efisiensi biaya, biasanya sumur-sumur gagal dengan permeabilitas cukup besar bisa dipakai sebagai sumur reinjeksi. Jika jumlah sumur masih belum mampu mencukupi kebutuhan baru diperlukan khusus pemboran sumur injeksi. Seperti halnya jumlah sumur pengembangan, jumlah sumur injeksi juga sulit ditentukan sebelum ada sumur pemboran eksplorasi yang berhasil. Jumlahnya sangat tergantung dari fraksi air di kepala sumur, tekanan separator dan kapasitas injeksi.

Beberapa sumur produksi tambahan (*makeup well*) dibutuhkan untuk mempertahankan total produksi uap lapangan selama masa produksi yang jumlahnya sangat tergantung dari penurunan produksi rata-rata setiap sumur. Jumlah sumur tambahan yang dibutuhkan tergantung dari laju alir masa fluida dan besarnya laju penurunan produksi (*decline rate*). Apabila potensi sumur pada kenyataannya lebih besar, maka jumlah sumur makeup akan lebih sedikit jumlahnya dari yang diperkirakan sebelumnya. Hal ini akan menyebabkan terjadinya pengurangan biaya sumur yang cukup besar.

Dalam praktek secara umum, pada saat perencanaan proyek, tren penurunan produksi secara eksponensial lebih banyak digunakan dan penurunan produksi diasumsikan tetap sepanjang waktu tidak terpengaruh oleh besarnya kapasitas. Pendekatan Sanyal et al (2005) dimana penurunan produksi akan berubah dengan adanya penambahan kapasitas sangat mungkin terjadi jika kapasitas listrik yang dibangkitkan melebihi kemampuan reservoirnya. Untuk itu, dalam penelitian ini analisa ekonomi akan menggunakan pendekatan penurunan produksi yang tetap. Seperti telah disebutkan sebelumnya bahwa penurunan produksi berbeda tiap-tiap lapangan akan tetapi umumnya ada pada rentang 3-5%.

3.3.1.6 Biaya Operasional dan Perawatan lapangan Uap

Biaya operasional dan pemeliharaan (O&M) adalah dana yang dibutuhkan untuk menjaga tingkat produktivitas dan efisiensi management dan operasi lapangan uap. Biaya operasi dan pemeliharaan pada proyek panas bumi dibagi menjadi dua bagian, yaitu biaya operasi dan pemeliharaan lapangan uap dan pembangkit listrik. Biaya operasi dan pemeliharaan lapangan uap mencakup biaya untuk monitoring, pemeliharaan, operasi lapangan, gaji manajemen dan pekerja, transportasi dan lain-lain.

3.3.2 Biaya Pembangunan Pembangkit Listrik (*Downstream*)

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 relative sama di setiap tempat.

Yang termasuk kedalam biaya *power plant* adalah biaya penyiapan jalan masuk ke lokasi PLTP, pembebasan dan perataan lahan, perencanaan rinci, fasilitas pembangkit listrik, perakitan dan pemasangan peralatan PLTP dan pekerjaan pembangunan gedung PLTP, perkantoran, laboratorium, fasilitas umum dan lain-lain.

Secara umum biaya pembangkit semakin murah dengan semakin besar kapasitas listriknya. Oleh karena itu, pembangunan proyek pembangkit listrik panas bumi skala besar umumnya memakai turbin dengan kapasitas 55 MW, tetapi pemakaian jenis turbin modular dengan kapasitas yang jauh lebih kecil misalnya 5 MW sampai 30 MW untuk menghasilkan kapasitas listrik total yang sama memberikan keuntungan waktu operasi komersil yang lebih cepat atau dengan kata lain akan mendapatkan revenue yang lebih cepat.

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

3.3.2.1 Biaya Operasional & Perawatan Pembangkit Listrik

Biaya operasional dan perawatan (O&M) downstream adalah dana yang dibutuhkan pembangkit listrik untuk menjaga tingkat produktivitas pembangkit listrik. Secara khusus biaya operasional pembangkit meliputi biaya rutin yang dikeluarkan untuk mengoperasikan pembangkit listrik, sedangkan biaya perawatan pembangkit meliputi biaya yang dibutuhkan untuk merawat peralatan pembangkit agar berada dalam kondisi yang baik.

3.4 Penentuan Harga Energi Panas Bumi

Sebelum melakukan investasi, seorang investor panas bumi pada umumnya menaruh perhatian pada tersedianya cadangan panas bumi yang

komersil, harga energi panas bumi yang menarik, jaminan pembayaran oleh pembeli dan ditaatinya pelaksanaan Kontrak Penjualan Energi jangka panjang. Apabila faktor-faktor tersebut dapat terpenuhi, maka proyek panas bumi akan menjadi *feasible* dan *bankable*. *Feasible* mengandung makna proyek tersebut layak untuk dilaksanakan, sedangkan *bankable* berarti proyek tersebut akan mudah memperoleh pinjaman dari bank atau *fund manager* lainnya.

Harga energi panas bumi yang menarik adalah harga yang dapat menghasilkan tingkat pengembalian yang “menarik” dalam jangka panjang, sesuai dengan resiko yang dihadapi. Tingkat pengembalian suatu investasi diukur melalui profitability indicators yang disebut *Internal Rate of Return* (IRR). Jadi sudah jelas, bahwa penentuan harga energi panas bumi menurut sudut pandang investor harus menggunakan metode *Discounted Cash Flow Rate of Return* (*DCF-ROR*). Pertanyaan “klasik” yang sampai saat ini belum pernah terjawab dengan memuaskan adalah “berapakah harga energi panas bumi yang wajar di Indonesia?”.

Jawaban atas pertanyaan tersebut tidaklah mudah. Harga energi panas bumi adalah *site specific*, diantaranya sangat tergantung pada karakteristik reservoir panas bumi, letak area panas bumi, faktor kesulitan di permukaan dan di bawah permukaan, serta tingkat keberhasilan pemboran sumur panas bumi. Dengan kata lain dapat disebutkan bahwa suatu proyek panas bumi yang memiliki “ukuran” dan “IRR” yang sama belum tentu memiliki harga energi panas bumi yang sama.

Harga energi panas bumi juga dipengaruhi oleh resiko proyek. Resiko proyek di sisi hulu (pengembangan lapangan panas bumi) lebih tinggi dari pada sisi hilir (pembangunan pembangkit listrik tenaga panas bumi), karena sisi hulu menghadapi *scope of project risks* dan *investment costs overrun risks*. Harga energi panas bumi pada umumnya mengikuti kaidah “*high risk high return*”, artinya jika resiko suatu proyek tinggi, maka investor juga akan menuntut IRR yang tinggi. Masalah yang timbul adalah bagaimana menentukan tinggi rendahnya suatu resiko bisnis (proyek).



Gambar 3.3 Faktor Kunci yang Mempengaruhi IRR proyek Panas bumi

(Sumber: Agus Danar, 2010)

Faktor kunci (masa pra produksi, faktor kapasitas, biaya investasi, sistem perpajakan dan harga listrik) akan mempengaruhi IRR proyek panas bumi, sedangkan RRR ditetapkan perusahaan berdasarkan *risk free rate* dan *project risk premium*. Semakin tinggi resiko suatu proyek, akan semakin tinggi RRR yang ditetapkan perusahaan dan akan semakin tinggi harga listrik panas bumi yang ditetapkan perusahaan agar proyek *feasible*, karena $IRR \geq RRR$. Resiko proyek panas bumi (khususnya yang disektor hulu) termasuk tinggi, sehingga para investor asing menetapkan RRR tidak kurang dari 16%.

3.5 Jenis-jenis Kontrak Panas Bumi

Jenis-jenis kontrak panas bumi antara lain adalah sebagai berikut:

1. Joint Operation Contract adalah jenis kontrak panas bumi dimana pihak pengembang panas bumi melakukan kerja sama dengan pihak lain, dalam hal ini Pertamina dalam proses eksplorasi panas bumi.
2. Energy Sales Contract adalah jenis kontrak panas bumi dimana pengembang melakukan penjualan listrik yang selanjutnya dibeli oleh PLN. Bentuk nyata dari kontrak ini adalah proyek PLTP dimana pihak pengembang panas bumi melakukan total proyek, mulai dari proses menghasilkan uap dan kemudian menjadi energi listrik, yang selanjutnya dijual ke PLN.
3. Steam Sales Contract adalah jenis kontrak panas bumi dimana pengembang hanya melakukan proses eksplorasi uap saja. Selanjutnya uap tersebut akan dibeli oleh PLN yang kemudian akan mengubahnya menjadi energi listrik.

3.6 Perkembangan Sistem Perpajakan Panas Bumi Di Indonesia

Sampai saat ini di Indonesia sudah dikenal tiga sistem perpajakan panas bumi, yaitu berdasarkan KMK No. 746/KMK.012/1981 tahun 1981 (SP1), KMK No. 766/KMK.04/1992 tahun 1992 (SP2) dan KMK No. 24/PMK.011/2010 tahun 2010 (SP3) dengan perbedaan sebagai berikut:

Tabel 3.2 Perkembangan Sistem Perpajakan Panas Bumi Di Indonesia

| Elemen Perpajakan | Kep. Men. Keuangan No. 766/KMK.04/1992 Pajak-Pajak Panasbumi | UU RI No. 17 / 2000 Pajak Penghasilan | Per. Men. Keuangan No 21/PMK.011/2010 Fasilitas PPh Dan Kepabeanan |
|------------------------------|--|---------------------------------------|--|
| Tarif Pajak Penghasilan | 34% | 30% | 30% |
| PPN 10% | Ada, dapat ditunda dan dapat diperoleh kembali | Ada, tidak dapat diperoleh kembali | Ditanggung Pemerintah |
| Bea Masuk Impor | Tidak dipungut | Dipungut | Tidak dipungut |
| Pungutan-pungutan Lain | Ditanggung Pemerintah | Dipungut | Tidak Diatur |
| Metode Depresiasi | <i>Declining Balance</i> | Tidak Diatur | <i>Declining Balance</i> |
| Masa Depresiasi | 7 tahun | Tidak Diatur | 8 tahun |
| Tarif Depresiasi | 28,57% | Tidak Diatur | 25% |
| <i>Investment Tax Credit</i> | Tidak ada | Dimungkinkan (Maksimum 30%) | 5% per tahun selama 6 tahun |

(Sumber: Agus Danar, 2010)

Dari Tabel diatas, dapat diberi beberapa penjelasan sebagai berikut :

1. 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 “kondusif terkait” dengan pembebanan tarif pajak penghasilan korporat yang lebih tinggi dan tidak menikmati *investment tax credit*.
2. 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.
3. Pemerintah menerbitkan Peraturan Menteri Keuangan No.21/PMK.011/2010 Tentang Fasilitas Pajak Penghasilan dan Kepabeanan untuk Pengusaha Energi Terbarukan.

3.7 Gambaran Umum Proyek Panas Bumi XYZ dan Asumsi

Asumsi dasar (pasar, teknis, keuangan dan ekonomi) sangat diperlukan dalam penyusunan suatu usulan proyek yang memiliki resiko yang tinggi (seperti proyek panas bumi).

Beberapa hal penting yang perlu diperhatikan diantaranya adalah sebagai berikut :

- a. Informasi harus diperoleh dari berbagai departemen terkait.
- b. Digunakan asumsi dasar (teknis, keuangan dan legal) yang rasional dan konsisten.
- c. Tidak boleh ada penyimpangan yang melekat dalam penentuan asumsi.

3.7.1 Karakteristik Reservoir Panas Bumi

Proyek panas bumi XYZ adalah proyek pengembangan lapangan panas-bumi dan pembangunan PLTP (total proyek) yang dilakukan di area prospek panas bumi XYZ yang memiliki karakteristik reservoir panas bumi sebagai berikut:

- Temperature reservoir : 250 °C
- Tekanan reservoir : 45 bar
- Permeabilitas : 12 mD
- Porositas : 10%
- Jenis fluida panas bumi : Uap basah (kandungan air 40%)
- Kandungan gas : 1.5%
- Kedalaman reservoir : 1500 m
- Potensi sumber daya panas bumi : 150 MW x 30 tahun

3.7.2 Ruang Lingkup Proyek

Ruang lingkup proyek panas bumi XYZ terdiri dari ruang lingkup pengembangan lapangan panas bumi (sector hulu) dan pembangunan PLTP (sector hilir). Asumsi yang digunakan dalam penyusunan ruang lingkup proyek panas bumi XYZ diantaranya adalah sebagai berikut:

- Skala perusahaan sumber daya panas bumi : 110 MW
- Jenis fluida panas bumi : uap basah (kandungan air 40%)
- Ekses kapasitas pemasokan uap panas bumi : 10%
- Rata-rata kapasitas produksi per sumur: 100 ton uap panas bumi per jam
- Kebutuhan uap panas bumi per MW: 10 ton per jam

- Kedalaman rata-rata sumur eksplorasi adalah 2200 m, sumur produksi dan sumur *make up* adalah 1700 m dan sumur reinjeksi adalah 2000 m
- Rasio keberhasilan pemboran sumur eksplorasi adalah 60% dan sumur produksi adalah 80%
- Rata-rata *decline rate* produksi sumur adalah 3% per tahun
- Kondensasi air di PLTP : 20%
- *Average water reinjection* per sumur reinjeksi : 182 ton per jam
- Jumlah sumur dalam satu lokasi sumur:
 - Di setiap lokasi sumur maksimum terdapat 5 sumur
 - Dalam satu lokasi sumur tidak boleh terdapat lebih dari satu sumur eksplorasi atau satu sumur reinjeksi
 - Pemboran sumur produksi dapat dilakukan di lokasi sumur eksplorasi yang berhasil
 - Pemboran sumur reinjeksi dapat dilakukan di lokasi sumur eksplorasi yang gagal

Dari asumsi tersebut, dapat disusun ruang lingkup proyek panas bumi XYZ sebagai berikut:

- Jenis proyek : Total proyek (proyek hulu + hilir)
- Skala proyek : 110 MW
- Area panas bumi : XYZ (luas area +/- 25 km²)
- Kontrak panas bumi : *Joint Operation Contract* dan *Energy Sales Contract*
- Masa kontrak : 35 tahun
- Masa pre produksi : 5 tahun
- Jalan dan lokasi:
 - Jalan : 25 km.
 - Lokasi : 9 lokasi sumur dan 1 lokasi PLTP
- Jaringan pipa produksi (244 inchi-km) dan jaringan pipa reinjeksi (237 inchi-km)
- Fasilitas produksi dan fasilitas umum hulu dan hilir
- Dua unit PLTP @ 55 MW

Sementara asumsi di bidang perpajakan yang dipakai adalah Sistem Perpajakan yang berlaku saat ini, yaitu Per.Men.Kuangan No.21/PMK.011/2010, adalah sebagai berikut:

- Tarif Pajak Penghasilan 30%
- Metode Depresiasi *Declining Balance*
- Masa Depresiasi 8 Tahun
- *Investment Tax Credit* 5% per Tahun selama 6 Tahun
- Bebas Pajak Pertambahan Nilai 10%
- Bebas Bea Masuk Impor

Rincian biaya PLTP dapat dilihat di tabel berikut:

Tabel 3.3 Rincian Biaya PLTP

| Project Capital | Cost |
|--|------------------|
| Exploration | |
| Initial Survey | \$1,200,000 |
| Access Roads, Pads, Land | \$4,000,000 |
| Logistic Support and Facilities | \$1,000,000 |
| Rig Mobilization incl. Upgrade Roads | \$1,500,000 |
| Exploration Well Drilling | \$6,360,000/well |
| Well Testing | \$680 |
| FS (NORC, Env. Permits) | \$1,500,000 |
| Steam Field Development | |
| Production Well Drilling | \$5,861,250/well |
| Well Testing | \$1,750,000 |
| Injection Well Drilling-Brine | \$5,300,000/well |
| Injection Well Drilling-Condensate | \$3,313,000/well |
| Steam Field Facilities | |
| Access Roads and Well Pads | \$4,819,000 |
| Piping and Production Facilities | \$33,647,000 |
| General facilities | \$4,518,000 |
| Permits, Land, etc. | \$4,217,000 |
| Power Generation Facilities | \$143,000,000 |
| Operation and Maintenance Cost | |
| Steam Field (cent/kWh) | 0.55 |
| Power Generation Facilities (cent/kWh) | 0.65 |
| Overhead Cost | 0.05 |
| Work Over sumur (well/3 yrs) | \$1,200 |
| Major Overhaul PP (per 3 yrs) | \$1,500 |
| Make Up Well | \$5,023,000/well |

(Sumber: Asosiasi Panas Bumi Indonesia)

3.8 Perencanaan Proyek

3.8.1 Perencanaan Pemboran Sumur Panas Bumi

Jumlah sumur yang dibor pada masa pra produksi sebanyak 20 sumur dan sebanyak 9 sumur make up selama 30 tahun masa produksi (tahun produksi 2, 5, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27).

Tabel 3.4 Rencana Pemboran Sumur Panas Bumi Total Proyek 110 MW

| Well | Amount |
|----------------------------|-----------|
| Eksplorasi Well | 4 |
| Production Well (Big Hole) | 12 |
| Injection Well | 4 |
| Make Up Well (Big Hole) | 9 |
| Total | 29 |

3.8.2 Jadwal Kegiatan Total Proyek Panas Bumi 110 MW

Pemboran sumur termasuk salah satu “kegiatan kritis” yang sangat penting, karena jika kegiatan tersebut mengalami hambatan maka penyelesaian proyek secara keseluruhan juga dapat terhambat.

Tabel 3.5 Jadwal Kegiatan Total Proyek Panas Bumi 110 MW

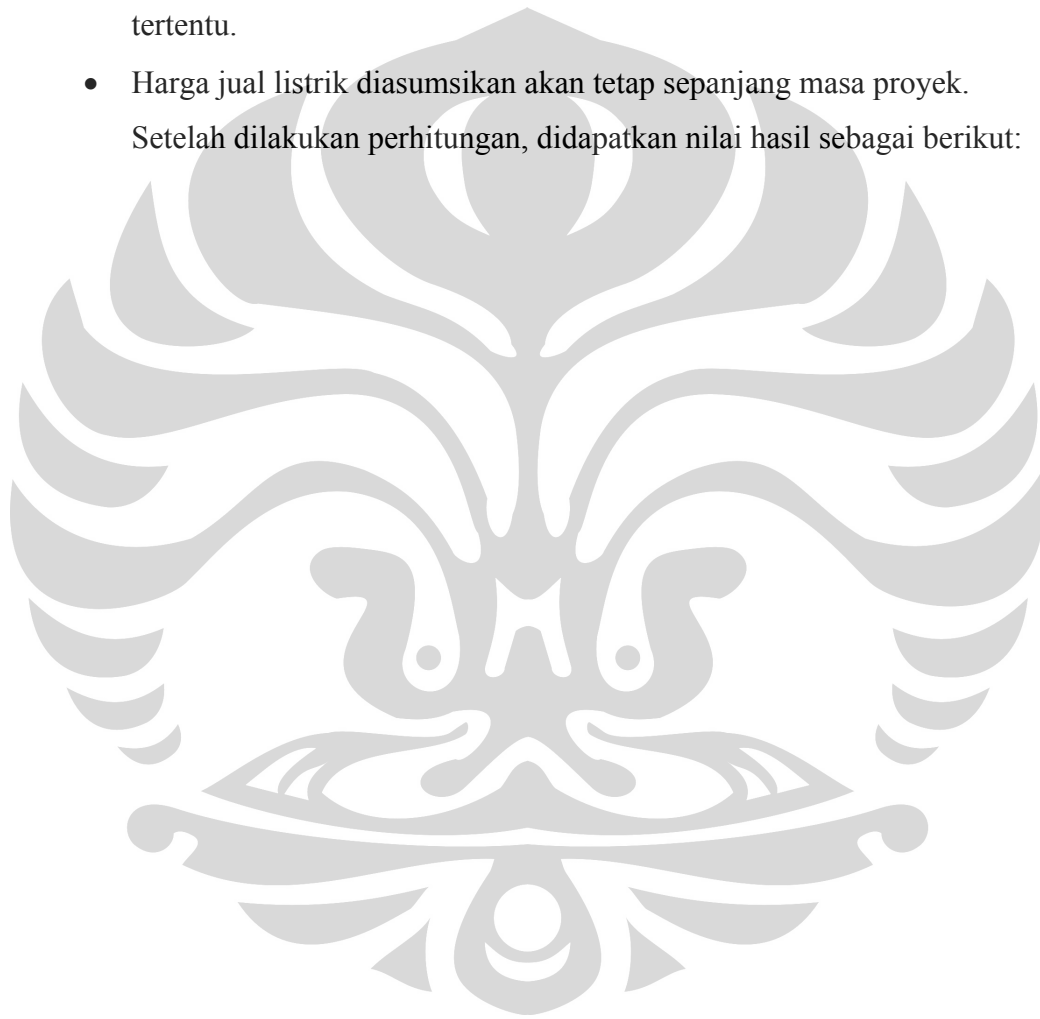
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--------------------------------------|---|---|---|---|---|---|
| Kegiatan Proyek Hulu | | | | | | |
| Pemboran sumur eksplorasi | | 3 | 1 | | | |
| Pemboran sumur produksi | | 4 | 4 | 4 | | |
| Pemboran sumur injeksi | | | | 2 | 2 | |
| Jalan dan lokasi | | | | | | |
| Jaringan pipa dan fasilitas produksi | | | | | | |
| Fasilitas penunjang | | | | | | |
| Kegiatan Proyek Hilir | | | | | | |
| Jalan dan lokasi | | | | | | |
| Power Generation Facilities | | | | | | |
| Dimulai operasi komersil | | | | | | □ |

3.9 Hasil Pengolahan Data

Dalam melakukan perhitungan NPV dengan metode *Discounted Cash Flow*, dilakukan proyeksi perhitungan pendapatan dan biaya yang terjadi selama perkiraan umur proyek (35 tahun), dengan discount rate yang digunakan 14% per

tahun, dengan menggunakan asumsi biaya seperti di bagian Ruang Lingkup Proyek. Perlu diperhatikan bahwa dalam perhitungan NPV dengan metode *Discounted Cash Flow* ini, terdapat asumsi-asumsi, yaitu:

- Seluruh listrik yang diproduksi akan habis terjual, setelah dikurangi oleh factor kehilangan energi dan pemakaian internal.
 - Debit uap panas bumi diasumsikan akan tetap sepanjang masa proyek, sehingga diasumsikan PLTP akan selalu memproduksi dengan kapasitas tertentu.
 - Harga jual listrik diasumsikan akan tetap sepanjang masa proyek.
- Setelah dilakukan perhitungan, didapatkan nilai hasil sebagai berikut:



Tabel 3.6 *Net Cash Flow* PLTP 110 MW

| Tahun | Net Cash Flow |
|-------|---------------|
| 1 | (23,780) |
| 2 | (32,235) |
| 3 | (67,012) |
| 4 | (94,601) |
| 5 | (99,342) |
| 6 | 60,234 |
| 7 | 64,583 |
| 8 | 68,933 |
| 9 | 73,282 |
| 10 | 62,960 |
| 11 | 61,339 |
| 12 | 55,344 |
| 13 | 55,797 |
| 14 | 51,297 |
| 15 | 51,297 |
| 16 | 51,297 |
| 17 | 51,297 |
| 18 | 51,297 |
| 19 | 51,297 |
| 20 | 51,297 |
| 21 | 51,297 |
| 22 | 51,297 |
| 23 | 51,297 |
| 24 | 51,297 |
| 25 | 51,297 |
| 26 | 51,297 |
| 27 | 51,297 |
| 28 | 51,297 |
| 29 | 51,297 |
| 30 | 51,297 |
| 31 | 51,297 |
| 32 | 51,297 |
| 33 | 51,297 |
| 34 | 51,297 |
| 35 | 51,297 |

Tabel 3.7 *Cummulative Cash Flow* PLTP 110 MW

| Tahun | Cummulative Cash Flow |
|-------|-----------------------|
| 1 | (23,780) |
| 2 | (56,015) |
| 3 | (123,027) |
| 4 | (217,628) |
| 5 | (316,970) |
| 6 | (256,736) |
| 7 | (192,153) |
| 8 | (123,220) |
| 9 | (49,938) |
| 10 | 13,022 |
| 11 | 74,361 |
| 12 | 129,705 |
| 13 | 185,502 |
| 14 | 236,799 |
| 15 | 288,096 |
| 16 | 339,394 |
| 17 | 390,691 |
| 18 | 441,988 |
| 19 | 493,285 |
| 20 | 544,583 |
| 21 | 595,880 |
| 22 | 647,177 |
| 23 | 698,474 |
| 24 | 749,772 |
| 25 | 801,069 |
| 26 | 852,366 |
| 27 | 903,663 |
| 28 | 954,961 |
| 29 | 1,006,258 |
| 30 | 1,057,555 |
| 31 | 1,108,852 |
| 32 | 1,160,150 |
| 33 | 1,211,447 |
| 34 | 1,262,744 |
| 35 | 1,314,041 |

Hasil perhitungan terhadap kasus PLTP 110 MW didapatkan bahwa dengan harga $\text{Rp } 9,70/\text{kWh}$, sesuai dengan harga batas atas dari Peraturan Menteri, didapatkan nilai IRR sebesar 15.16%; NPV sebesar US\$ 17,570 dan *Payback Period* selama 10 tahun.

| | |
|-----------------------------|--------|
| Electricity Price (sen/kWh) | 9.7 |
| IRR | 15.16% |
| NPV | 17570 |
| Payback Period | 10 |

Sementara itu, bila disesuaikan dengan *Risk Free Rate* yang diinginkan pengembang panas bumi, yaitu IRR minimum sebesar 16%, didapatkan harga jual listrik panas bumi sebesar $\text{Rp } 10,065 / \text{kWh}$; NPV sebesar US\$ 30,578 dan *Payback Period* selama 9 tahun.

| | |
|-----------------------------|-------|
| IRR | 16% |
| Electricity Price (sen/kWh) | 10.2 |
| NPV | 30578 |
| Payback Period | 9 |

3.10 Perencanaan dan Perancangan Model Skenario

3.10.1 Insentif Ekonomi dari Pemerintah

Pemerintah memiliki tiga jenis kebijakan yaitu kebijakan pajak, kebijakan fiskal dan kebijakan keuangan. Kebijakan ini mempengaruhi secara langsung dan tidak langsung pada profitabilitas proyek. Berikut merupakan insentif-insentif dari pemerintah, antara lain:

1. *Investment tax credit*

Tarif pajak dari bisnis pembangkit listrik panas bumi yaitu sebesar 30%. Namun, setelah reformasi sistem perpajakan pada tahun 2000, diskusi yang terjadi di pemerintah mengenai tarif pajak yang baru harus dalam bisnis pembangkit listrik panas bumi. Pada scenario pengenaan pajak, akan diketahui efek dari *investment tax credit* jika di berikan kepada pembangkit listrik tenaga panas bumi. *Investment tax credit* diasumsikan adalah untuk mengurangi tarif pajak dasar sampai batas tertentu, bukan 34%, selama beberapa tahun setelah dimulainya operasi pembangkit listrik

panas bumi. Dengan demikian, pengaruh *investment tax credit* akan diselidiki lebih lanjut.

2. Bebas Bea Masuk Impor

Pada pasal 8 Perpres Nomor 4 Tahun 2010 dijelaskan kalau pelaksanaan pembangunan pembangkit tenaga listrik dan transmisi terkait sebagaimana dimaksud dalam Pasal 6 diberi fasilitas berupa pembebasan bea masuk dan fasilitas lainnya yang diatur oleh Menteri Keuangan. Selain itu, didalam PMK 24/PMK.011/2010 juga tertuang kebijakan bahwa kegiatan usaha eksplorasi panas bumi ditanggung oleh pemerintah. Dengan kebijakan Bea Masuk Impor ini, maka pemerintah membebaskan bea masuk impor mesin yang dulunya 5 persen menjadi 0 persen.

3. Bebas Pajak Pertambahan Nilai (PPN)

Pemerintah menanggung pajak pertambahan nilai (PPN) terutang atas impor barang yang dipergunakan untuk kegiatan usaha hulu eksplorasi minyak dan gas bumi (migas) serta kegiatan usaha eksplorasi panas bumi. Menteri Keuangan Sri Mulyani Indrawati menegaskan hal itu dalam PMK 24/PMK.011/2010 yang terbit pada 29 Januari 2010.

4. Survei awal oleh pemerintah

Survey awal oleh pemerintah dalam tahap awal pengembangan panas bumi sebagai pembangkit listrik efektif untuk mengurangi risiko pengembangan sumber daya panas bumi. Dalam analisis ini, pengaruh awal survei pemerintah, yang terdiri dari survei permukaan dan pengeboran eksplorasi diselidiki.

Selanjutnya akan disebut survei pemerintah sebagai "Survey Pengembangan Panas Bumi (SPPB)". Fungsi dan signifikansi dari SPPB, yaitu mengganti survei awal pengembang swasta. Karena risiko sumber daya adalah resiko yang terbesar dalam tahap awal, survei awal yang dilakukan oleh pemerintah memiliki tiga efek; (a) pengurangan risiko, (b) pengurangan investasi awal, dan (c) pengurangan lead time. Menurut undang-undang panas bumi Indonesia, pemerintah memiliki kewajiban untuk melaksanakan survei pendahuluan, sedangkan survey eksplorasi dan eksploitasi dilakukan oleh pengembang swasta. Namun,

undang-undang memungkinkan pemerintah untuk melakukan eksplorasi dan juga memungkinkan para pengembang swasta untuk melakukan survei awal. Terdapat berbagai macam skenario untuk SPPB. Skenario pengaplikasian SPPB adalah Pemerintah melakukan survei promosi yang terdiri dari survey permukaan dan pemboran 2 sumur tes (PDB-B), dan hasil survei ditransfer ke pengembang swasta tanpa biaya.

3.10.2 Pengaruh CDM (*Clean Development Mechanism*)

Penggunaan skema "*Clean Development Mechanism*" merupakan metode yang efektif untuk meningkatkan profitabilitas pembangkit listrik panas bumi. Skema CDM adalah skema Mekanisme Kyoto, yang diperkenalkan untuk mengurangi efek gas rumah kaca di bawah Konvensi Kerangka Kerja PBB tentang Perubahan Iklim. Lebih konkret, ini adalah skema di mana negara-negara maju mampu memanfaatkan jumlah pengurangan CO₂ yang dihasilkan sebagai akibat dari proyek bersama antara negara maju dan yang berkembang. Kredit Certified Emission Reduction (CER) yang dikeluarkan, tergantung pada jumlah pengurangan efek gas rumah kaca, dan memungkinkan untuk berbagi ini kredit CER antara negara-negara peserta. Kredit CER dapat diperdagangkan di pasar dan pengusaha dapat memanfaatkan untuk meningkatkan profitabilitas proyek.

Pembangkit listrik tenaga panas bumi memiliki jumlah emisi CO₂ pada siklus hidupnya kurang dari energi lainnya. Misalnya, pembangkit listrik tenaga batubara menghabiskan CO₂ 65 kali lebih banyak dibandingkan dengan pembangkit listrik panas bumi. Jumlah pembuangan CO₂ dari pembangkit listrik tenaga panas bumi sebesar 9500 MW, yang diasumsikan menjadi target sampai dengan tahun 2025 di Indonesia, sama dengan jumlah pembuangan CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara sebesar 150 MW.

Selain itu, pembangkit listrik tenaga panas bumi menghasilkan energi listrik yang tingkat utilitasnya tinggi, lebih besar dari energi terbarukan lainnya. Oleh karena itu, efek yang besar dari pengurangan emisi CO₂ sangat diharapkan. Hal tersebut adalah sisi menarik dari proyek CDM. Pengurangan

emisi dapat diperkirakan sebagai potensi proyek CDM di Indonesia, yang dianggap sebagai upaya untuk mensubstitusi minyak bumi.

$$\text{Konversi CO}_2 \text{ Volume (faktor emisi)} = \text{substitusi energi dari konversi minyak mentah (ktoe / y)} \times 42.62 \times 20 \times 0.99 \times 44/12$$

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%.

Pembangkitan listrik selama setahun (MWh / tahun) = *Pembangkitan potensi sumber daya (MW) x 24 (h / hari) x 365 (hari) x tingkat pemanfaatan.*

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).

3.10.3 Perbandingan Dengan Biaya Produksi Listrik PLTU

Kemampuan pembangkit listrik tenaga panas bumi untuk bersaing dengan pembangkit listrik berbahan bakar batubara dapat dinilai dengan mengevaluasi dan membandingkan biaya produksi untuk tiap jenis energi. Perbandingan ini juga mencakup perspektif pada pajak atau kebijakan pemerintah dalam bisnis energi primer. Melalui analisis ini, tantangan bagi pengembangan panas bumi di masa

depan akan diidentifikasi, diklasifikasikan dan dikelompokkan sehingga masing-masing pihak dalam rantai bisnis panas bumi dapat mengembangkan rencana spesifik untuk mengatasi tantangan yang ada.

3.10.3.1 Perbandingan Biaya Produksi

Secara umum, biaya produksi pembangkit listrik tenaga dapat dibagi menjadi dua kelompok utama, yaitu sebagai berikut:

1. Komponen biaya tetap.

Komponen biaya yang tidak terkait langsung dengan jumlah listrik yang dihasilkan. Terdiri dari:

Komponen A: Jumlah uang yang harus diperoleh melalui biaya investasi selama siklus masa proyek (*capital recovery*)

Komponen B: Biaya pemeliharaan tetap, yang merupakan komponen biaya yang dibutuhkan untuk melakukan pemeliharaan terjadwal.

2. Komponen Biaya Variabel.

Komponen biaya, yang secara langsung berkaitan dengan besarnya biaya listrik dihasilkan. Ini terdiri dari:

Komponen C: komponen biaya Bahan Bakar

Komponen D: biaya pemeliharaan Variabel.

Pemisahan komponen biaya ini akan membuat kita lebih mudah untuk membandingkan dan mengevaluasi biaya produksi dari setiap pembangkit listrik dengan lebih detail. Sebuah perbandingan antara biaya produksi pembangkit listrik panas bumi dan pembangkit listrik berbahan bakar lainnya harus didasarkan pada asumsi yang sama, mengingat sifat masing-masing pembangkit listrik. Tabel 3.8 menunjukkan detail biaya produksi pembangkit listrik batubara pada asumsi berikut:

Tabel 3.8 Data Biaya dan Teknologi Pembangkit Listrik Batu Bara

| Table 4 - Technical parameters for SCPC and IGCC plants (Sources: Seebregts&Daniëls, 2008; KEMA, 2007; Sears, 2007-2008; EPRI, 2007; Power Eng. 2009) | | |
|--|-------------------------------|-------------------------------|
| Plant Parameters | EOn Maasvlakte Netherlands | Edwardsport, Indiana - USA |
| Type of plant | SCPC | IGCC |
| In service | 2012 | 2012 |
| Fuel | Bitum. coal | Bitum. coal |
| Availability, % | 91 | 85 |
| Turbine power, MW _e | 1,100 | 795 |
| Internal load, MW _e | 45 | 163 |
| Net capacity, MW _e | 1,055 | 632 |
| Net efficiency, % | 46.0 | 44.0 |
| Coal use, t/day | 7,350 | |
| SO ₂ emissions, mg/Nm ³ (g/kWh) | 40 (0.11) | NA (0.05) |
| DeSO _x , % | 98 | 99+ |
| NO _x SCR@15%O ₂ , mg/Nm ³ (g/kWh) | 65 (0.18) | NA (0.07) |
| PM emissions mg/Nm ³ (g/kWh) | 3 (0.008) | NA (0.026) |

Table 5 – Summary Table - Key Data and Figures for Coal-based Power Technology

| Technical Performance | Typical current international figures | |
|--|---|----------------------------------|
| Energy input | Hard coal or lignite; possible biomass co-firing up to 10–20% of energy | |
| Output | Electricity | |
| Technologies | (Ultra)supercritical plants (U)SCPC | IGCC |
| Efficiency, % | 46% | 46% |
| Construction time, months | Minimum 42; Typical 48; Maximum 54 | |
| Technical lifetime, yr | 40 | |
| Load (capacity) factor, % | Typical 75–85; Maximum 90 | |
| Max. (plant) availability, % | 92 | |
| Typical (capacity) size, MW _e | 600–1100 | 250–1200 |
| Installed (existing) capacity, GW _e | 1,260 | 1 |
| Environmental Impact | | |
| CO ₂ and other GHG emissions, kg/MWh | 730–850 | 700–750 (new IGCC plant) |
| SO ₂ , g/MWh | 110–250 | 50 |
| NO _x , g/MWh | 180–800 | 70 |
| Particulates, g/MWh | 8–25 | 5–25 |
| Solid waste (fly ash), kg/MWh | 60–70 | 60–70 |
| By-products | Gypsum | Sulphur |
| Costs | | |
| Investment cost, including interest during construction, \$/kW (PC / IGCC) | 2000 – 2500; Typical 2200 (2010) | 3500 – 4000; Typical 3700 (2010) |
| O&M cost (fixed and variable), \$/kW/a | 88 | 148 |
| Fuel cost, \$/MWh | 15–25 | 15–25 |
| Economic lifetime, yr | 25 | |
| Interest rate, % | 10 | |
| Total production cost, \$/MWh (PC / IGCC) | 60 – 70 / Typical 65 | 90 – 100; Typical 95 |
| Market share | 40% of global electricity output | Currently negligible |

| Data Projections | 2010 | | 2020 | | 2030 | |
|--|-------------|------|-------------|------|-------------|------|
| Technology | (U)SCPC | IGCC | (U)SCPC | IGCC | SC(USC) | IGCC |
| Net Efficiency (LHV) | 46% | (46) | 50% | 52% | 50% | 52% |
| Investment cost, including interest during construction, \$/kW (PC / IGCC) | 2200 | 3700 | 2000 | 2800 | 1800 | 2200 |
| Total production cost, \$/MWh | 65 | 95 | 62.5 | 75 | 60 | 65 |
| Market share, % global electricity output | 35 | | 30 – 35 | | 25 – 35 | |

(Sumber: <http://www.etsap.org>)

3.10.3.2 Penerapan Pajak Karbon Di Indonesia

Dunia telah bergerak di luar pandangan konvensional bahwa tujuan pertumbuhan ekonomi tidak kompatibel dengan tujuan di bidang lingkungan. Kita tahu bahwa perubahan iklim merupakan ancaman serius bagi kesejahteraan ekonomi kita. Di sisi lain, prinsip ekonomi juga merupakan kunci untuk mengurangi dampak perubahan iklim. Prinsip tersebut diantaranya adalah menentukan harga karbon yang sesuai dan memastikan bahwa kebijakan-kebijakan mitigasi perubahan iklim di dewan efektif dan efisien secara ekonomi. Ini menekankan perlunya pemerintah, khususnya Departemen Keuangan untuk memainkan peran sentral dalam membentuk respons Indonesia untuk memenuhi tantangan perubahan iklim di Indonesia adalah mencari solusi untuk mengurangi emisi gas rumah kaca, baik melalui langkah-langkah domestik maupun dengan bekerja sama dengan masyarakat internasional.

Indonesia tidak berbeda dengan negara-negara lain yang akan melakukan pembatasan karbon di masa depan yang menyajikan tantangan dan kesempatan. Jika Indonesia dapat menciptakan kebijakan yang memungkinkan untuk menumbuhkan ekonominya sejalan dengan usaha penurunan emisi, Indonesia akan memainkan peran penting dalam solusi terhadap ancaman iklim global.

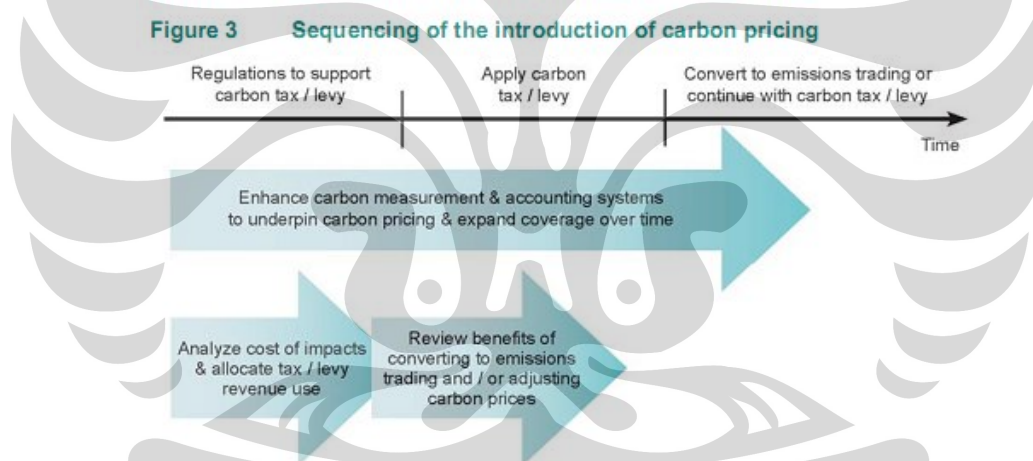
Strategi di sektor energi antara lain:

1. penerapan pajak karbon / retribusi pada bahan bakar fosil pembakaran, secara paralel dengan pemindahan atas subsidi energi. kebijakan ini dibuat sejalan dengan akses ke pasar karbon internasional.
2. memperkenalkan tindakan pelengkap untuk pemberian insentif kepada efisiensi energi dan penyebaran teknologi rendah emisi, dicontohkan oleh strategi kebijakan panas bumi yang spesifik.

Pemilihan sumber energi listrik yang termurah menghilangkan faktor ekonomi penting yang mempengaruhi ekonomi dan anggaran pemerintah. Reformasi efisiensi di sektor energi harus memastikan bahwa sinyal harga ekonomi ditransmisikan secara akurat melalui pasar. Keadaan yang berlaku saat ini adalah tidak dibebankannya biaya kepada produsen bila mereka

memproduksi karbon, sehingga mereka bertindak seolah-olah emisi tidak dikenakan biaya. Ini berarti bahwa tidak ada tekanan untuk mengurangi emisi, dan emisi secara alami akan tumbuh. Mekanisme yang efisien untuk memodifikasi perekonomian untuk mengurangi emisi karbon adalah dengan menghapus subsidi energi dari waktu ke waktu dan untuk memperkenalkan harga biaya untuk setiap karbon yang dihasilkan.

Menghapus subsidi akan memastikan bahwa hanya energi yang bernilai lebih untuk pengguna, dapat mengurangi emisi dan meningkatkan produktivitas pada saat yang sama. Dengan diberlakukannya harga karbon akan memastikan bahwa biaya dari kegiatan dan barang yang melibatkan emisi tinggi akan naik relatif terhadap yang memiliki emisi rendah. Hal ini akan mendorong pergeseran dalam dari yang selama ini didominasi aktivitas emisi tinggi, beralih ke kegiatan emisi rendah.



Gambar 3.4 Langkah-langkah Pengenaan Pajak Karbon di Indonesia

(Sumber: Departemen Keuangan)

Sebagai indikasi besarnya, pajak karbon / pungutan bisa mulai dari tingkat Rp 80.000 per ton CO₂, dan dapat dinaikkan pada tingkat 5% (real) per tahun untuk tahun 2020. Langkah ini diproyeksikan untuk mengurangi emisi dari sektor energi sekitar 10% pada tahun 2020. Pada saat itu diharapkan bisa menghasilkan aliran dana pendapatan perpajakan sekitar Rp 95 triliun per tahun.

Tabel 3.9 Pengaruh Pajak Karbon**Table 1 Average price impact of Rp 80.000 carbon price, projected revenue, and possible revenue uses**

| | Price increase | Tax/levy revenue | Possible use of revenues |
|-----------------|------------------|--|--|
| Electricity | Rp 60 per kWh | Revenue would rise to around Rp 95 trillion by 2020 per year. Additional permit export revenue of several billion dollars per year may be available | Government free to decide on revenue use. |
| Diesel/kerosene | Rp 235 per liter | | Proposed strategy: Offset the impact of price rises on households and on businesses; reduce other taxes; support additional abatement initiatives. |
| Gasoline | Rp 190 per liter | | |

(Sumber: Departemen Keuangan)

Pajak karbon yang diterapkan pada bahan bakar fosil akan membuat beberapa perubahan dalam struktur harga energi, dan akan membuat panas bumi menjadi pilihan yang lebih menarik untuk produsen energi. Namun, pajak karbon yang diusulkan lebih sederhana bila dibandingkan dengan kemungkinan harga karbon internasional. Oleh karena itu, diperlukan peran untuk tindakan pelengkap, selain pajak karbon, untuk mempromosikan pengembangan panas bumi di Indonesia. Kelangsungan hidup ekonomi dari potensi pengembangan panas bumi dapat ditentukan dengan membandingkan biaya dengan generasi teknologi yang konvensional. Hal ini penting untuk memasukkan semua biaya, eksplisit dan implisit, ketika membandingkan biaya pembangkit listrik panas bumi dan konvensional (biasanya batubara). Banyak biaya ditanggung oleh pemerintah Indonesia yang tidak termasuk dalam biaya yang dibayarkan oleh PLN dengan produsen listrik swasta (IPP). Sebagai contoh, pengaturan harga pass-through untuk pembangkit batubara yang berarti bahwa pemerintah membayar selisih ketika harga batubara naik. Hal tersebut merupakan subsidi implisit (untuk pembangkit listrik bahan bakar batubara dan harus disertakan ketika membandingkan biaya panas bumi dan batubara.

BAB 4 ANALISIS

Bab ini membahas analisa sensitivitas serta tahap perencanaan dan perancangan skenario-skenario pada model keuangan yang sudah dibuat. Skenario yang sudah dirancang kemudian disimulasikan dengan mencoba beberapa kebijakan dalam skenario tersebut. Hasil setiap kebijakan yang dicoba dalam model merupakan performa dari model dalam skenario-skenario tertentu. Performa yang dihasilkan dari model kemudian dianalisis untuk mendapatkan kebijakan yang terbaik dari setiap kondisi skenario yang sudah direncanakan dan dirancang.

4.1 Analisa Kelayakan

Dari hasil yang didapat pada *Base Case* proyek panas bumi, di dapat hasil sebagai berikut:

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan *Base Case* Dengan Harga Jual Listrik 9,7 sen/kWh

| | |
|-----------------------------|--------|
| Electricity Price (sen/kWh) | 9.7 |
| IRR | 15.16% |
| NPV | 17570 |
| Payback Period | 10 |

Dari hasil diatas terlihat bahwa pada harga 9,70 sen / kWh, harga tertinggi panas bumi di dalam Peraturan Menteri, menghasilkan IRR sebesar 15.16%, masih dibawah RRR yang diinginkan pengembang yaitu sebesar 16%. Sementara itu, nilai NPV sudah menunjukkan nilai yang positif, yaitu sebesar \$17,570. *Payback period* dari proyek selama 10 tahun.

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan *Base Case* Dengan IRR 16%

| | |
|-----------------------------|-------|
| IRR | 16% |
| Electricity Price (sen/kWh) | 10.2 |
| NPV | 30578 |
| Payback Period | 9 |

Dari hasil diatas terlihat bahwa pada IRR 16%, sesuai dengan RRR yang diinginkan pengembang, harga jual listrik mencapai 10.065 sen / kWh, melebihi

harga 9,70 sen / kWh, harga tertinggi panas bumi di dalam Peraturan Menteri. Sementara itu, nilai NPV sudah menunjukkan nilai yang positif, yaitu sebesar \$21,190. *Payback period* dari proyek selama 13 tahun.

4.2 Analisa Sensitivitas

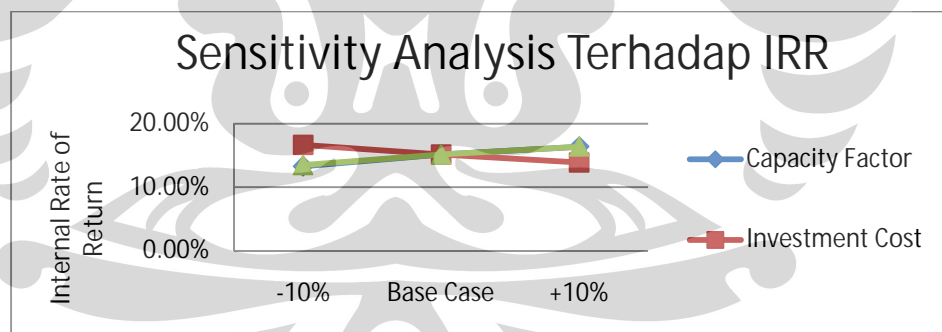
Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui pengaruh perubahan harga jual listrik, biaya investasi, dan factor kapasitas terhadap IRR, NPV dan *payback period*.

Kondisi *Base Case* dari proyek PLTP adalah sebagai berikut:

Tabel 4.3 Asumsi *Base Case* yang Dipakai Dalam Perhitungan

| Base Case | |
|-------------------|-----------------|
| Investment Cost | \$316,970,000 |
| Capacity Factor | 90% |
| Sistem Perpajakan | SP 3 |
| | Bebas PPN |
| | Bebas Bea Masuk |
| | ITC 5 tahun |
| | Tanpa skema CDM |

Hasil sensitivitas perubahan harga jual listrik, biaya investasi dan factor kapasitas terhadap IRR, NPV dan *payback period* untuk kasus PLTP 110 MW ditampilkan pada tabel dan gambar-gambar berikut:

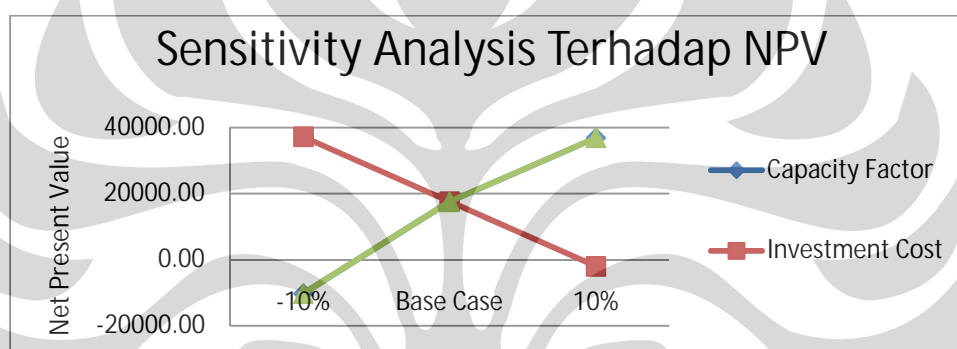


Gambar 4.1 Analisis Sensitivitas Faktor Kapasitas, Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap IRR

Grafik diatas menggambarkan pengaruh analisa sensitivitas terhadap IRR. Dari grafik diatas, terlihat bahwa pengaruh dari penambahan atau pengurangan faktor kapasitas dan harga listrik mempunyai pengaruh yang sama persis. Oleh karena itu, dapat dikatakan bahwa perubahan harga jual 10 persen akan berakibat pada perubahan revenue 10% yang berarti memiliki pengaruh yang sama dengan perubahan 10% factor kapasitas dengan harga jual tetap. Semakin tinggi biaya investasi, akan semakin rendah IRR yang dihasilkan proyek, sedangkan semakin

rendah biaya investasi, maka akan menghasilkan IRR yang tinggi bagi proyek. Sementara itu, semakin rendah harga jual dan factor kapasitas akan menyebabkan IRR yang dihasilkan proyek menjadi semakin rendah pula, sedangkan semakin tinggi harga jual listrik dan factor kapasitas akan menyebabkan IRR yang dihasilkan proyek semakin tinggi.

Terlihat pula bahwa pengurangan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% menyebabkan penurunan IRR sebesar 1.68%, sementara penambahan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% menyebabkan kenaikan IRR sebesar 1.22%. Pengurangan biaya investasi sebesar 10% menyebabkan kenaikan IRR sebesar 1.51%, sementara penambahan biaya investasi sebesar 10% menyebabkan penurunan IRR sebesar 1.28%.

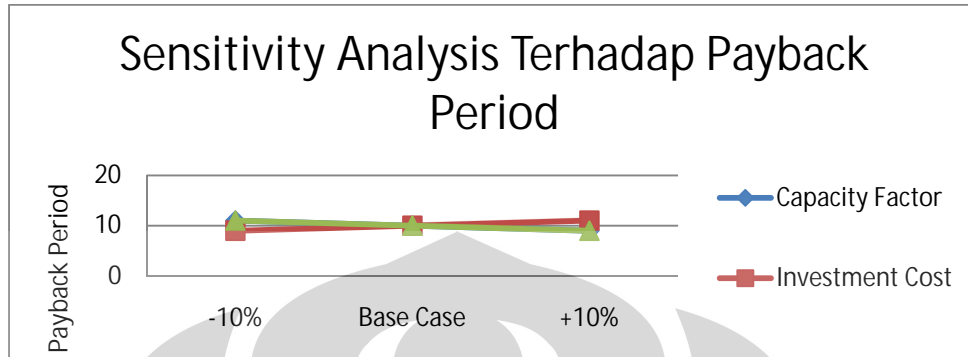


Gambar 4.2 Analisis Sensitivitas Faktor Kapasitas, Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap NPV

Grafik diatas menggambarkan pengaruh analisa sensitivitas terhadap NPV. Dari grafik diatas, Semakin tinggi biaya investasi, akan semakin rendah NPV yang dihasilkan proyek, sedangkan semakin rendah biaya investasi, maka akan menghasilkan NPV yang tinggi bagi proyek. Sementara itu, semakin rendah harga jual dan factor kapasitas akan menyebabkan NPV yang dihasilkan proyek menjadi semakin rendah pula, sedangkan semakin tinggi harga jual listrik dan factor kapasitas akan menyebabkan NPV yang dihasilkan proyek semakin tinggi.

Terlihat pula bahwa pengurangan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% menyebabkan penurunan NPV sebesar \$27,831; sementara penambahan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% menyebabkan kenaikan NPV sebesar \$19,319. Pengurangan biaya investasi sebesar 10% menyebabkan kenaikan NPV sebesar \$19,627; sementara penambahan biaya investasi sebesar 10% menyebabkan penurunan NPV sebesar \$19,592.

Dapat disimpulkan juga bahwa penurunan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% dan kenaikan biaya investasi sebesar 10% pula, menyebabkan nilai NPV menjadi negatif.



Gambar 4.3 Analisis Sensitivitas Faktor Kapasitas, Biaya Investasi dan Harga Jual Listrik Terhadap *Payback Period*

Grafik diatas menggambarkan pengaruh analisa sensitivitas terhadap *Payback Period*. Dari grafik diatas, Semakin tinggi biaya investasi, akan semakin cepat *payback period* yang diperlukan, sedangkan semakin rendah biaya investasi, maka akan *payback period* yang lama bagi proyek. Sementara itu, semakin rendah harga jual dan factor kapasitas akan menyebabkan *payback period* menjadi semakin lama, sedangkan semakin tinggi harga jual listrik dan factor kapasitas akan menyebabkan *payback period* menjadi semakin cepat.

Terlihat pula bahwa pengurangan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% menyebabkan *payback period* lebih lambat 1 tahun, sementara penambahan factor kapasitas dan harga jual listrik sebesar 10% menyebabkan *payback period* lebih cepat 1 tahun. Pengurangan biaya investasi sebesar 10% menyebabkan *payback period* lebih cepat 1 tahun; sementara penambahan biaya investasi sebesar 10% menyebabkan *payback period* lebih lambat 1 tahun.

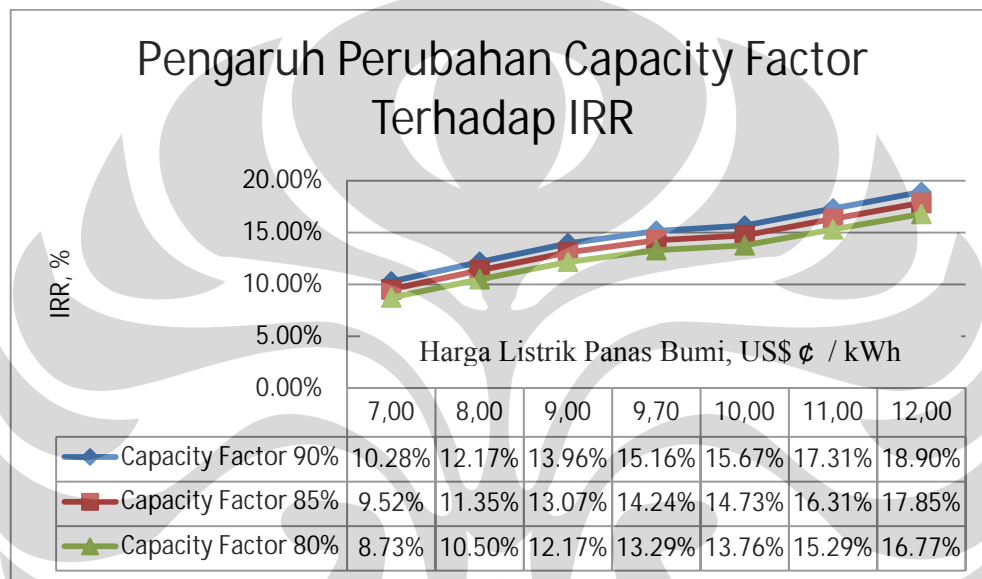
Tabel 4.4 Analisis Sensitivitas Terhadap Harga Jual Listrik dan Biaya Investasi

| | | Price | | |
|-----------------|-----------|--------|-----------|--------|
| | | -10% | Base Case | 10% |
| Investment Cost | -10% | 14.72% | 16.50% | 18.20% |
| | Base Case | 13.48% | 15.16% | 16.78% |
| | 10% | 12.29% | 13.87% | 15.40% |

Dari analisis sensitivitas di atas, bila diterapkan kenaikan biaya investasi sekaligus dengan penurunan harga jual listrik akan menyebabkan IRR menjadi rendah, yaitu sebesar 12.29%. Akan tetapi, bila diterapkan sebaliknya, yakni penurunan biaya investasi sekaligus kenaikan pendapatan akan menyebabkan kenaikan IRR menjadi 18.20%.

4.2.1 Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap IRR dan Harga Listrik

4.2.1.1 Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap IRR



Gambar 4.4 Profil IRR Pada Faktor Kapasitas Yang Berbeda

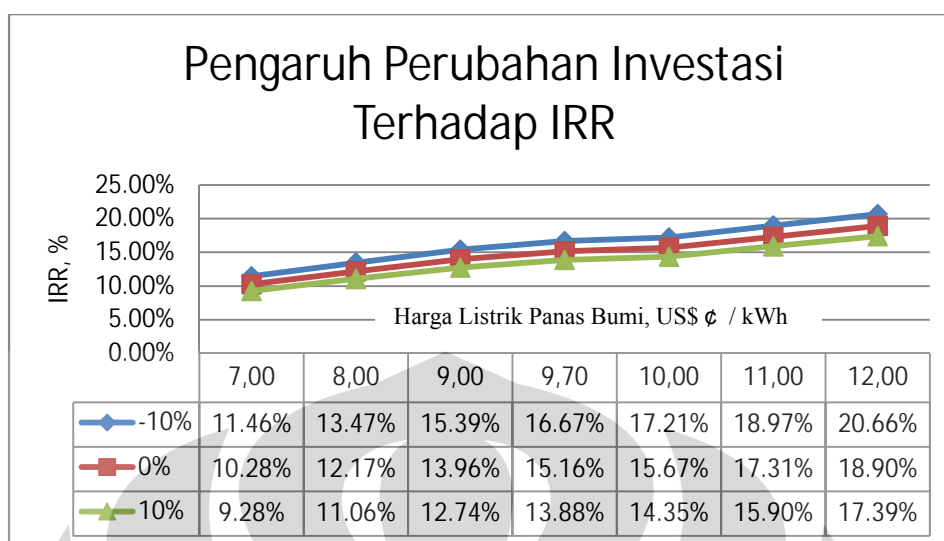
Pada Gambar 3 terlihat bahwa :

- Pada harga listrik panas bumi sebesar US\$ ¢ 9,70 per kWh dengan factor kapasitas 90%, IRR proyek masih dibawah 16%.
- Apabila faktor kapasitas pada kasus dasar (CF 90%) diturunkan menjadi 80%, maka IRR akan turun 1,55%, 1,87% dan 2,13% pada harga listrik panas bumi US\$ ¢ 7 per kWh, US\$ ¢ 9,70 per kWh dan US\$ ¢ 12 per kWh.

4.2.1.2 Pengaruh Faktor Kapasitas Terhadap Harga Listrik Panas Bumi

- Harga listrik panas bumi dinyatakan *feasible* apabila dapat menghasilkan IRR $\geq 16\%$. Pada kasus dasar (CF 90%), harga listrik panas bumi yang *feasible* pada RRR 16%, adalah pada harga diatas 10,2 sen / kWh.

4.2.2 Pengaruh Biaya Investasi Terhadap IRR dan Harga Listrik



Gambar 4.5 Profil IRR Pada Biaya Investasi Yang Berbeda

4.2.2.1 Pengaruh Biaya Investasi Terhadap IRR

Pada Gambar 4.5 terlihat bahwa :

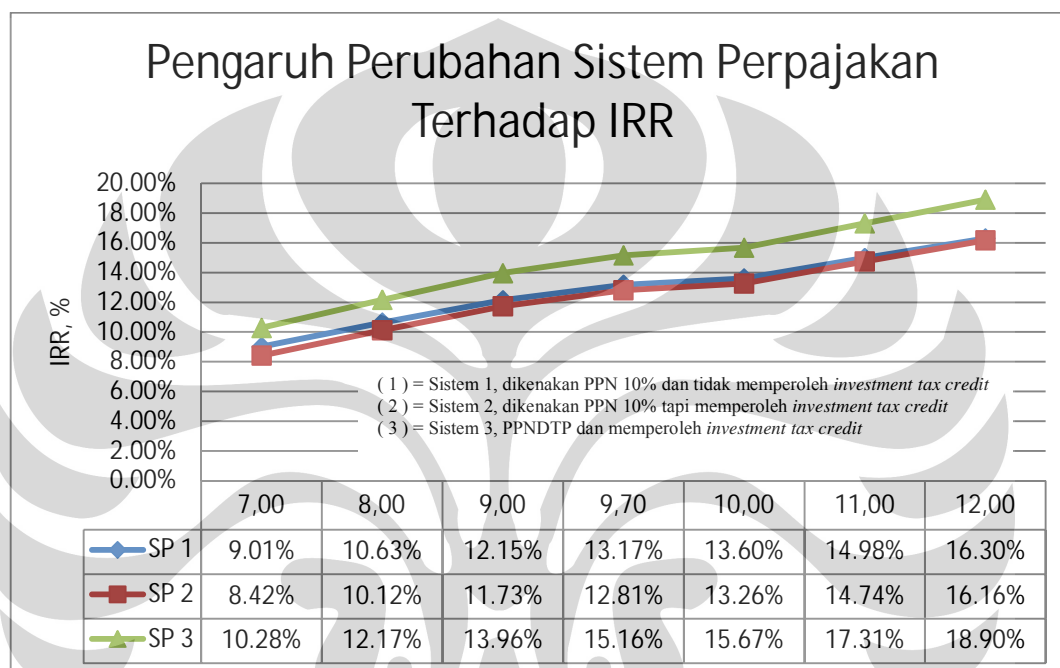
- Pada harga listrik panas bumi sebesar US\$ ¢ 9,70 per kWh, IRR proyek dapat melewati 16% apabila biaya investasi dapat “ditekan” tidak kurang dari 10%.
- Apabila biaya investasi pada kasus dasar (perubahan 0%) mengalami penurunan sebesar 10%, maka IRR akan naik 1,18%, 1,51% dan 1,76% pada harga listrik panas bumi US\$ ¢ 7 per kWh, US\$ ¢ 9,70 per kWh dan US\$ ¢ 12 per kWh.
- Apabila biaya investasi mengalami kenaikan sebesar 10%, maka IRR akan turun 1%, 1,28% dan 1,51% pada harga listrik panas bumi US\$ ¢ 7 per kWh, US\$ ¢ 9,70 per kWh dan US\$ ¢ 12 per kWh.

4.2.2.2 Pengaruh Biaya Investasi Terhadap Harga Listrik Panas Bumi

Apabila biaya investasi pada kasus dasar mengalami penurunan sebesar 10%, maka harga listrik panas bumi yang *feasible* pada IRR 16% adalah tidak kurang dari US\$ ¢ 9,5 per kWh. Terlihat dari gambar diatas bahwa semakin tinggi biaya investasi menyebabkan harga jual listrik makin tinggi dan IRR makin rendah dan demikian pula sebaliknya yaitu semakin rendah biaya investasi dapat menekan harga jual listrik dan menyebabkan IRR makin tinggi. Hal tersebut

disebabkan oleh penurunan 10% biaya investasi mengindikasikan bahwa jumlah uang yang harus di investasikan pada awal periode menjadi lebih sedikit dari sebelumnya, dan demikian pula sebaliknya kenaikan 10% biaya investasi mengindikasikan bahwa jumlah uang yang harus di investasikan pada awal periode menjadi lebih banyak dari sebelumnya.

4.2.3 Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap IRR dan Harga Listrik



Gambar 4.6 Profil IRR Pada Sistem Perpajakan Yang Berbeda

4.2.3.1 Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap IRR

Pada Gambar 4.6 terlihat bahwa :

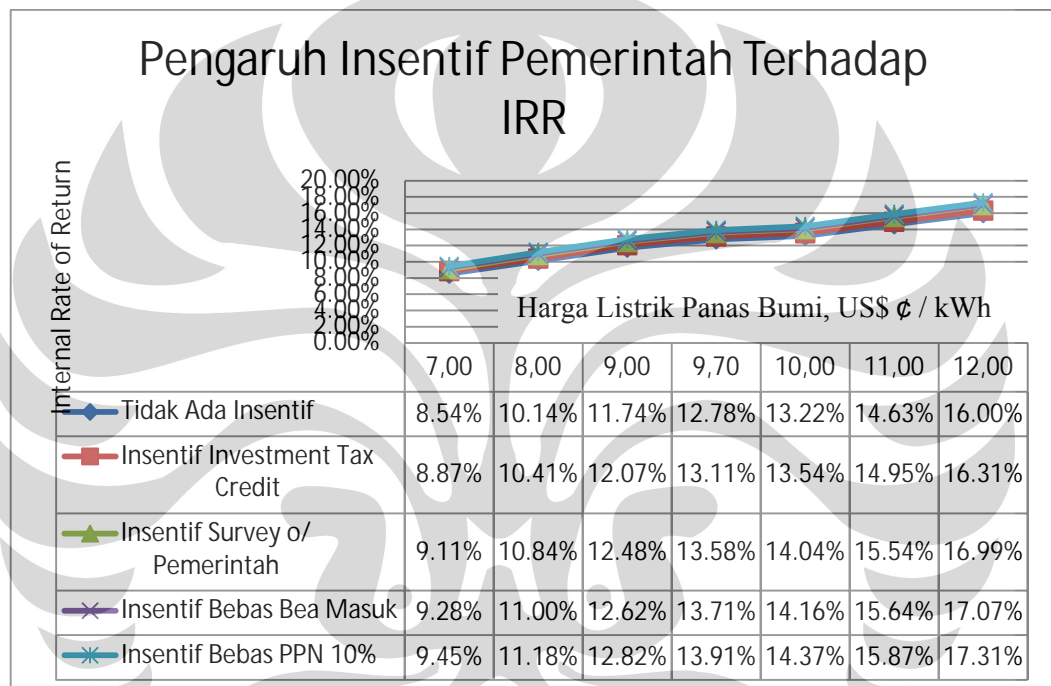
- Pada harga listrik panas bumi sebesar US\$ ¢ 9,70 per kWh, IRR proyek dapat melewati 15% apabila investor memperoleh fasilitas perpajakan SP 3.
- Apabila sistem perpajakan yang digunakan adalah Sistem 3, maka IRR naik 1,86%, 2,35% dan 2,74% pada harga listrik panas bumi US\$ ¢ 7 per kWh, US\$ ¢ 9,70 per kWh dan US\$ ¢ 12 per kWh, jika dibandingkan dengan sistem 2.

4.2.3.2 Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap Harga Listrik Panas Bumi

- Apabila sistem perpajakan yang digunakan adalah Sistem 2, maka harga listrik panas bumi yang *feasible* pada IRR 16% adalah lebih dari US\$ ¢ 11/ kWh.
- Apabila sistem perpajakan yang digunakan adalah Sistem 3, maka harga listrik panas bumi yang *feasible* pada IRR 16% adalah lebih dari US\$ ¢ 10 sen / kWh.

4.3 Analisis Model Skenario

4.3.1 Analisis Pengaruh Insentif Ekonomi dari Pemerintah



Gambar 4.7 Analisis Pengaruh Insentif Pemerintah Terhadap IRR dan Harga Listrik

Analisis pengaruh insentif ekonomi dari pemerintah dilakukan untuk membandingkan insentif apa yang paling berpengaruh signifikan terhadap IRR. *Base casenya* adalah bahwa tidak ada insentif sama sekali dari pemerintah, kemudian di coba untuk mengaplikasikan insentif pemerintah satu per satu.

Grafik diatas menunjukkan pengaruh dari berbagai macam insentif yang diberikan oleh pemerintah dalam proyek pembangunan PLTP. Terlihat bahwa insentif yang paling berpengaruh dalam meningkatkan IRR proyek adalah insentif Bebas PPN 10%, lalu insentif bebas bea masuk impor yang selanjutnya diikuti oleh insentif survey awal oleh pemerintah, dan insentif *investment tax credit*.

Tabel 4.5 Pengaruh Penerapan Insentif Pemerintah Terhadap Harga Listrik Panas Bumi

| Insentif | Harga Listrik pada IRR=16% |
|--------------------------------|----------------------------|
| Tidak Ada Insentif | 12 |
| Insentif Investment Tax Credit | 11.77 |
| Insentif Bebas Bea Masuk | 11.25 |
| Insentif Survey o/ Pemerintah | 11.31 |
| Insentif Bebas PPN 10% | 11.09 |

4.3.1.1 Pengaruh Investment Tax Credit

Efek dari diberikannya *investment tax credit* dalam pajak korporasi pada kasus pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi 110 MW. Gambar menunjukkan pengaruh diberikannya *investment tax credit* dalam kasus pembangunan PLTP. Pengaruh *investment tax credit* diselidiki pada pemberian *investment tax credit* sebesar 5% dalam waktu 6 tahun pertama. Menurut model harga, efek dari *investment tax credit* sebesar 5% memiliki efek sebesar 0,23 sen / kWh penurunan harga jual.

4.3.1.2 Pengaruh Bebas Bea Masuk Impor

Efek dari diberikannya pembebasan bea masuk impor dalam pajak korporasi pada kasus pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi 110 MW. Gambar menunjukkan pengaruh diberikannya pembebasan bea masuk impor dalam kasus pembangunan PLTP. Pengaruh pembebasan bea masuk impor diselidiki pada pemberian pembebasan bea masuk impor yang dulunya 5% menjadi 0%. Menurut model harga, efek dari pembebasan bea masuk impor memiliki efek sebesar 0,75 sen / kWh penurunan harga jual.

4.3.1.3 Pengaruh Bebas Pajak Pertambahan Nilai

Efek dari diberikannya pembebasan pajak pertambahan nilai dalam pajak korporasi pada kasus pengembangan pembangkit listrik tenaga panas bumi 110 MW. Gambar menunjukkan pengaruh diberikannya pembebasan pajak pertambahan nilai dalam kasus pembangunan PLTP. Pengaruh pembebasan pajak pertambahan nilai diselidiki pada pemberian pembebasan pajak pertambahan nilai

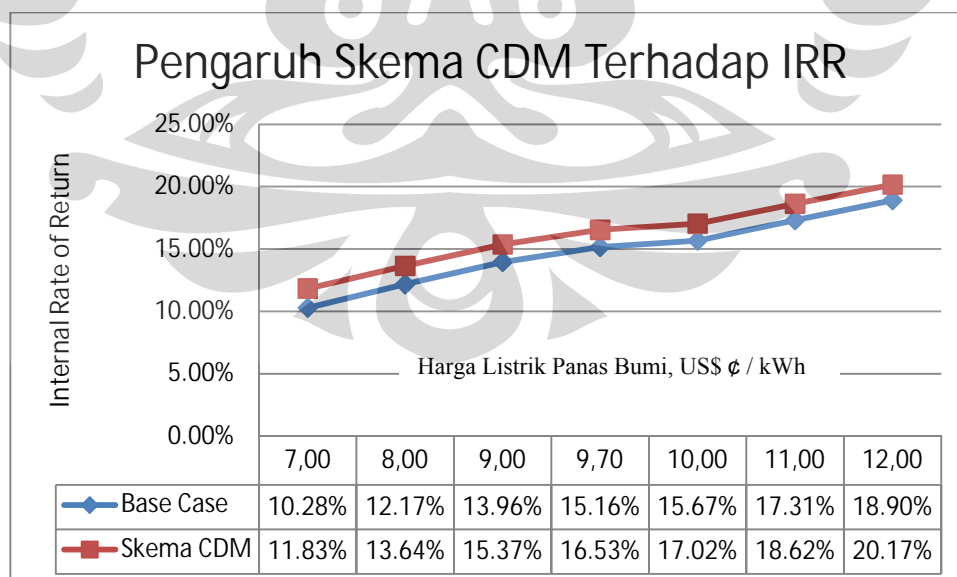
yang dulunya 10% menjadi 0%. Menurut model harga, efek dari pembebasan Pajak pertambahan nilai memiliki efek sebesar 0,91 sen / kWh penurunan harga jual.

4.3.1.4 Pengaruh Survey Awal dilakukan Oleh Pemerintah

Model pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan kapasitas 110 MW menunjukkan bahwa terdapat pengaruh yang cukup signifikan di mana insentif survey awal dilakukan oleh pemerintah diaplikasikan. Gambar menunjukkan pengaruh diberikannya insentif survey awal oleh pemerintah dalam kasus pembangunan PLTP. Menurut model harga, efek dari insentif survey awal oleh pemerintah memiliki efek sebesar 0,69 sen / kWh penurunan harga jual.

Pembebasan PPN mempunyai pengaruh yang paling besar terhadap IRR dan harga disebabkan karena beban PPN cukup besar yaitu mencapai 10%, jauh lebih besar dari beban Bea Masuk yang hanya 5%. Investment Tax Credit hanya sedikit berpengaruh dalam menaikkan IRR dikarenakan penerapannya yang hanya berfungsi untuk mengurangi pajak perusahaan, dan dalam jumlah kecil pula, hanya sebesar 5% dari total investasi.

4.3.2 Analisis Pengaruh CDM (Clean Development Mechanism)



Gambar 4.8 Analisis Pengaruh CDM Terhadap IRR dan Harga Listrik

Efek dari diterapkannya skema CDM pada proyek pembangunan PLTP kapasitas 110 MW dapat dilihat pada Gambar diatas. Pembangkit listrik panas

bumi dapat memasok volume besar energi, jumlah CER dalam setahun mencapai sekitar 710.300 ton dalam model pembangkit listrik tenaga panas bumi kapasitas 110 MW, misalnya. Pada bagian ini, kita melihat efek dari skema CDM berdasarkan asumsi dari 10 US \$ / ton harga CER selama 30 tahun. Jika harga CER adalah 10 US \$ / ton, pendapatan sebesar 7,1 juta dolar AS diharapkan setiap tahunnya. Hal ini setara dengan penurunan harga penjualan sebesar 0,82 sen / kWh dari Base Case sebesar 10.2 sen / kWh menjadi 9.38 sen / kWh. Pada saat ini, isu CER memiliki efek yang besar untuk meningkatkan profitabilitas dan untuk meningkatkan daya saing panas bumi.

Tabel 4.6 Pengaruh Skema CDM Terhadap Harga Listrik Panas Bumi

| Skenario | Harga Listrik pada IRR=16% |
|-----------|----------------------------|
| Base Case | 10.2 |
| Skema CDM | 9.38 |

4.3.3 Perancangan Skenario

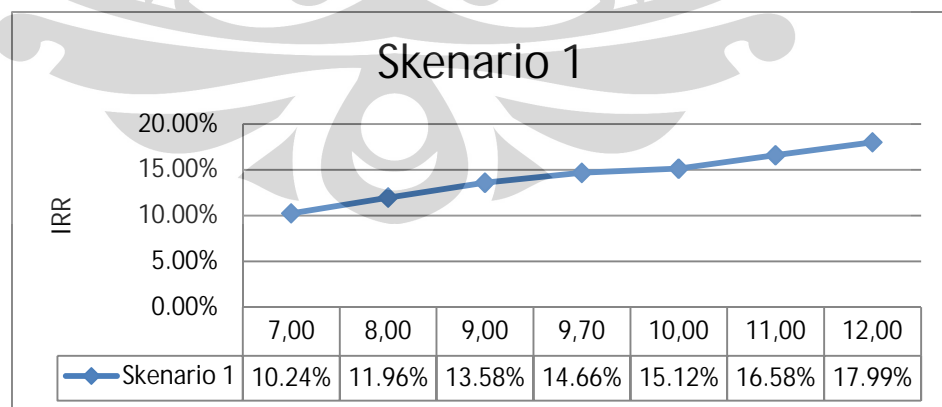
Pada tahap ini, dilakukan perancangan skenario-skenario yang mungkin terjadi pada pengembangan PLTP di Indonesia. Akan dilihat bagaimana pengaruh dari kebijakan pemerintah, seperti pemberian insentif dan penerapan skema CDM. Jadi secara garis besar kondisi yang akan diskenariokan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

Tabel 4.7 Daftar Skenario

| Skenario | Fasilitas Perpajakan |
|----------|---------------------------------|
| 1 | Bebas BM |
| | Bebas PPN |
| | ITC 5% selama 3 tahun |
| | Tidak Ada Insentif Survey |
| | Tidak Ada Skema CDM |
| 2 | Bebas BM |
| | Bebas PPN |
| | ITC 5% selama 8 tahun |
| | Tidak Ada Insentif Survey |
| | Tidak Ada Skema CDM |
| 3 | Bebas BM |
| | Bebas PPN |
| | ITC 5% selama 5 tahun |
| | Insentif Survey |
| | Tidak Ada Skema CDM |
| 4 | Bebas BM |
| | Bebas PPN |
| | ITC 5% selama 5 tahun |
| | Tidak Ada Insentif Survey |
| | Skema CDM |
| 5 | Bebas BM |
| | Bebas PPN |
| | ITC 5% selama 5 tahun |
| | Ada Insentif Survey |
| | Ada Skema CDM |
| 6 | Ada BM |
| | Ada PPN |
| | Tidak Ada ITC 5% selama 5 tahun |
| | Tidak Ada Insentif Survey |
| | Tidak Ada Skema CDM |

(Sumber: Penulis)

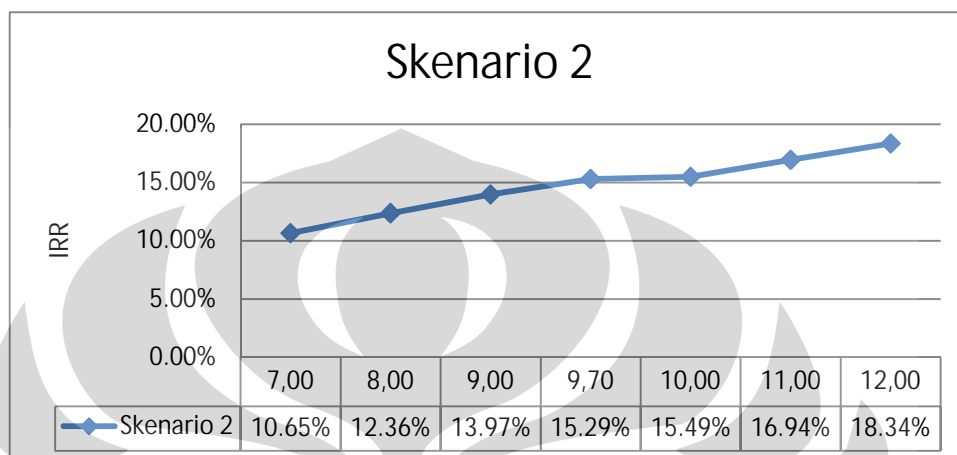
4.3.3.1 Analisis Skenario 1

**Gambar 4.9** Analisis Pengaruh Skenario 1 Terhadap IRR dan Harga

Apabila scenario 1 diberlakukan, maka pada harga 9,70 sen / kWh belum mampu untuk memberikan nilai IRR yang diinginkan pengembang, yaitu baru

mencapai 14.66%. Harga listrik yang *feasible* pada IRR 16% adalah 10.225 sen/kWh, berada di atas harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan pemerintah, yaitu 9,70 sen/kWh.

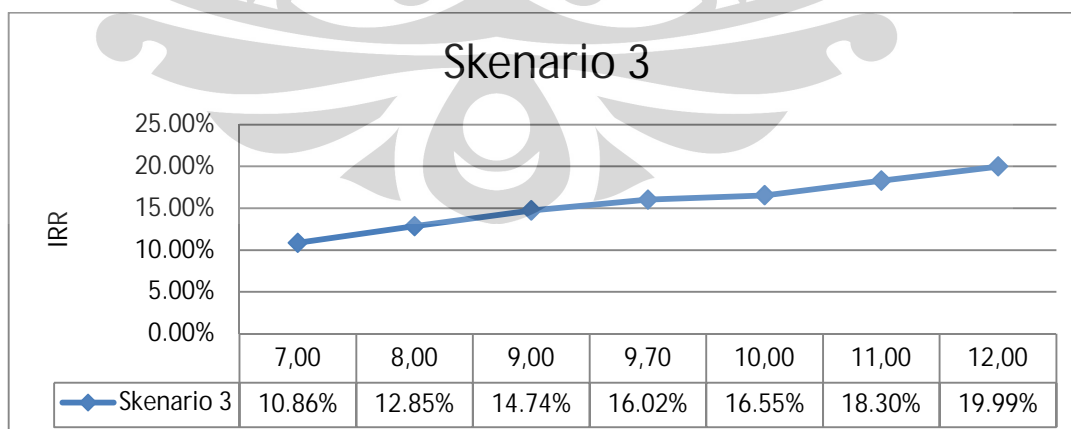
4.3.3.2 Analisis Skenario 2



Gambar 4.10 Analisis Pengaruh Skenario 2 Terhadap IRR dan Harga

Apabila skenario 2 diberlakukan, maka pada harga 9,70 sen / kWh belum mampu untuk memberikan nilai IRR yang diinginkan pengembang, yaitu baru mencapai 15.29%. Harga listrik yang *feasible* pada IRR 16% adalah 10.54 sen/kWh, berada di atas harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan pemerintah, yaitu 9,70 sen/kWh.

4.3.3.2 Analisis Skenario 3

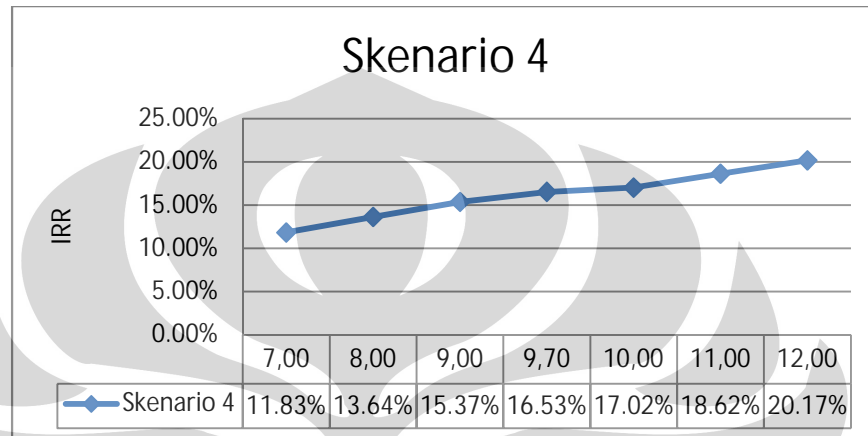


Gambar 4.11 Analisis Pengaruh Skenario 3 Terhadap IRR dan Harga

Apabila skenario 3 diberlakukan, maka pada harga 9,70 sen / kWh sudah mampu untuk memberikan nilai IRR yang diinginkan pengembang, yaitu bisa

mencapai 16.02%. Harga listrik yang *feasible* pada IRR 16% adalah 9.6 sen/kWh, berada di bawah harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan pemerintah, yaitu 9,70 sen/kWh. Dapat dikatakan bahwa dengan diterapkannya scenario 3 ini mampu meningkatkan daya saing panas bumi di Indonesia.

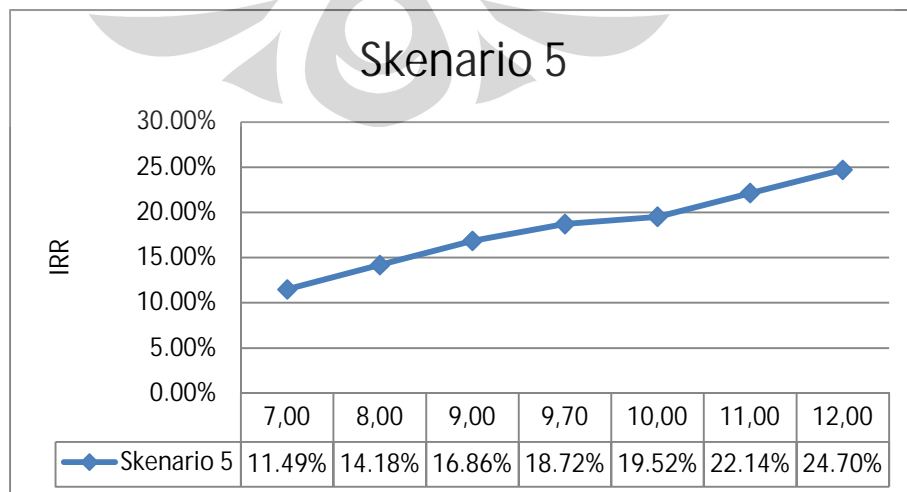
4.3.3.3 Analisis Skenario 4



Gambar 4.12 Analisis Pengaruh Skenario 4 Terhadap IRR dan Harga

Apabila scenario 4 diberlakukan, maka pada harga 9,70 sen / kWh sudah mampu untuk memberikan nilai IRR yang diinginkan pengembang, yaitu bisa mencapai 16.53%. Harga listrik yang *feasible* pada IRR 16% adalah 9.26 sen/kWh, berada di bawah harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan pemerintah, yaitu 9,70 sen/kWh. Dapat dikatakan bahwa dengan diterapkannya scenario 3 ini mampu meningkatkan daya saing panas bumi di Indonesia.

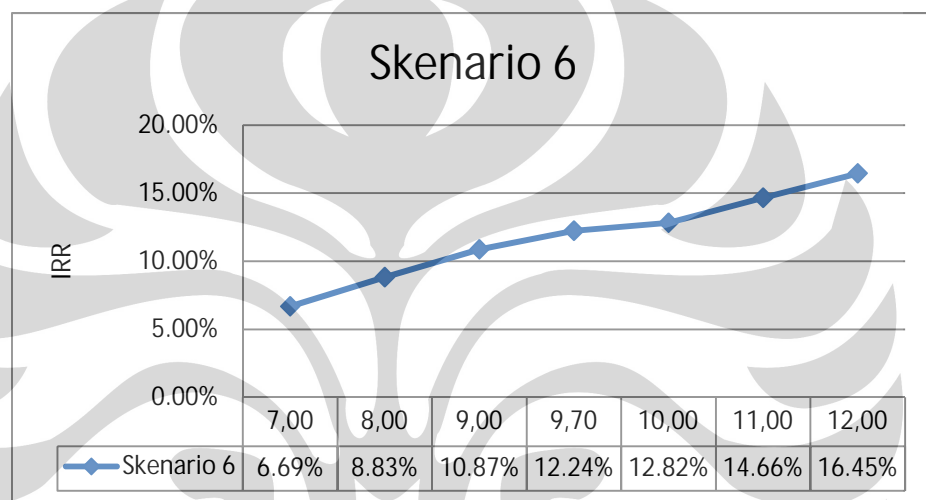
4.3.3.4 Analisis Skenario 5



Gambar 4.13 Analisis Pengaruh Skenario 5 Terhadap IRR dan Harga

Apabila scenario 5 diberlakukan, maka pada harga 9,70 sen / kWh sudah mampu untuk memberikan nilai IRR yang diinginkan pengembang, yaitu bisa mencapai 18.72%. Harga listrik yang *feasible* pada IRR 16% adalah 8.68 sen/kWh, berada di bawah harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan pemerintah, yaitu 9,70 sen/kWh. Dapat dikatakan bahwa dengan diterapkannya scenario 5 ini mampu meningkatkan daya saing panas bumi di Indonesia.

4.3.3.5 Analisis Skenario 6



Gambar 4.14 Analisis Pengaruh Skenario 6 Terhadap IRR dan Harga

Apabila scenario 6 diberlakukan, maka pada harga 9,70 sen / kWh belum mampu untuk memberikan nilai IRR yang diinginkan pengembang, yaitu hanya mencapai 14.53%. Harga listrik yang *feasible* pada IRR 16% adalah 10.5 sen/kWh, berada di atas harga jual listrik panas bumi yang ditetapkan pemerintah, yaitu 9,70 sen/kWh. Dapat dikatakan bahwa dengan diterapkannya scenario 6 ini, yaitu pencabutan seluruh insentif dari pemerintah, tidak memungkinkan untuk mempertahankan daya saing panas bumi di Indonesia.

4.4 Perbandingan Biaya Produksi Listrik PLTP Dengan PLTU

Yang menjadi keunggulan dari geothermal adalah harganya yang stabil. Berikut merupakan hasil forecast harga batu bara di masa yang akan datang.

Tabel 4.8 Forecast Harga Batu Bara

| Tahun | Price (\$/ton) |
|-------|----------------|
| 1 | 80.5 |
| 2 | 82.6 |
| 3 | 85.1 |
| 4 | 87.7 |
| 5 | 90.7 |
| 6 | 89.1 |
| 7 | 90.5 |
| 8 | 91.9 |
| 9 | 93.3 |
| 10 | 94.7 |
| 11 | 96.0 |
| 12 | 97.4 |
| 13 | 98.8 |
| 14 | 100.2 |
| 15 | 101.6 |
| 16 | 103.0 |
| 17 | 104.4 |
| 18 | 105.8 |
| 19 | 107.2 |
| 20 | 108.5 |
| 21 | 109.9 |
| 22 | 111.3 |
| 23 | 112.7 |
| 24 | 114.1 |
| 25 | 115.5 |

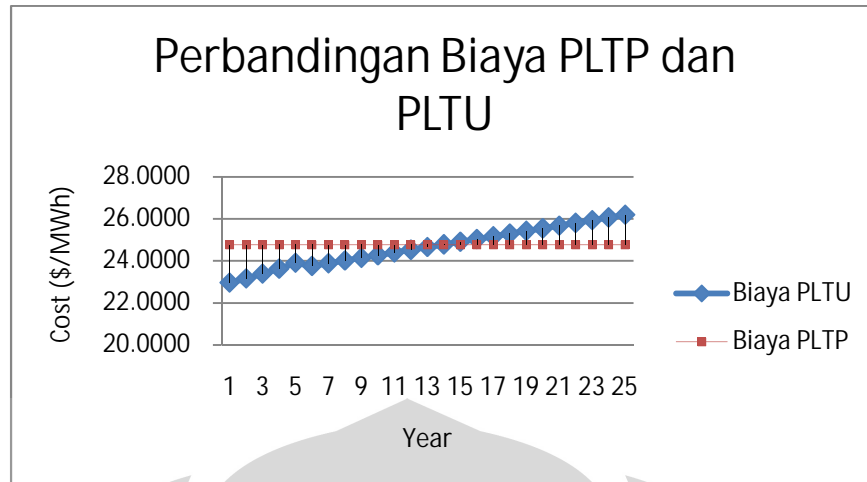
(Sumber: ESDM)

Asumsi yang digunakan dalam perhitungan biaya PLTU adalah sebagai berikut:

- Kapasitas 300 MW
- Capital Cost = \$2500 / MW
- O&M Cost = \$88 / KW
- Operasi 7000 jam dalam setahun
- Pajak Karbon Rp 60 / kWh
- Pemakaian Bahan Bakar = 0.439 kg / kWh

Tabel 4.9 Perhitungan Biaya PLTU

| Levelised Cost | | | | | | | | | |
|----------------------------|-------------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|------------|-------------|------------|
| O&M Cost | | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 |
| Fuel Cost | | 7.42 | 7.61 | 7.85 | 8.08 | 8.36 | 8.21 | 8.34 | 8.47 |
| Investment Cost | | 14.28571429 | 14.2857143 | 14.28571429 | 14.2857143 | 14.2857143 | 14.2857143 | 14.28571429 | 14.2857143 |
| Total Cost (\$/MWh) | Biaya PLTU | 22.9642 | 23.1578 | 23.3901 | 23.6242 | 23.9054 | 23.7570 | 23.8850 | 24.0130 |



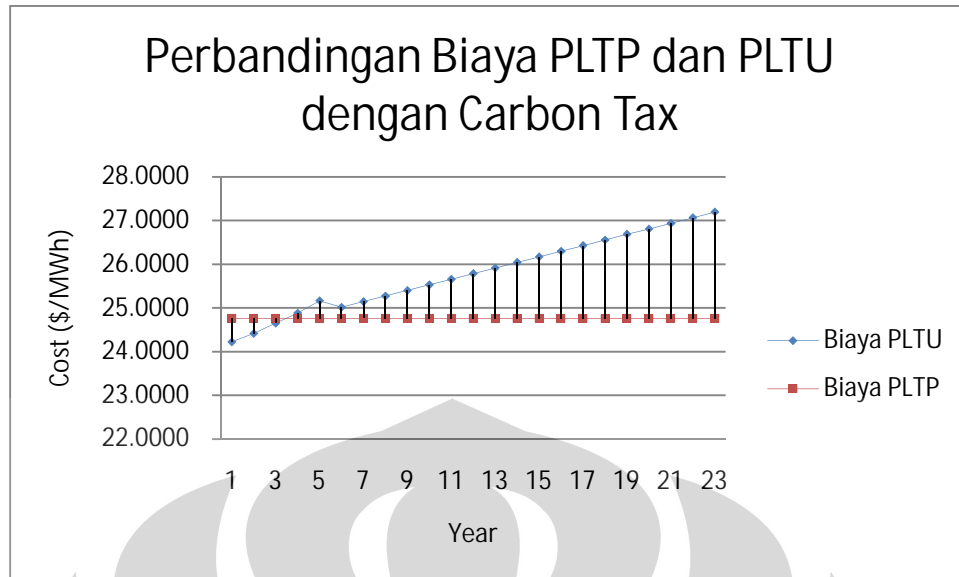
Gambar 4.15 Perbandingan *Levelized Cost* Panas Bumi Dengan Batu Bara

Dari grafik diatas, diketahui bahwa panas bumi memiliki *levelized cost* yang tetap selama 30 tahun, yaitu sebesar \$24,76 / MWh. Sementara *Levelized cost* batu bara mengalami kenaikan dari tahun ke tahun. Terlihat bahwa panas bumi memiliki daya saing dari segi harga yang mengungguli batu bara mulai dari tahun ke 14, dimana *levelized cost* batu bara sudah melebihi *levelized cost* panas bumi, yakni sebesar \$24,78.

4.4.1 Skenario Penerapan Pajak Karbon Pada PLTU

Tabel 4.10 Perhitungan Biaya PLTU dengan Pengaplikasian Pajak Karbon

| Levelised Cost | | | | | | | | | | |
|----------------------------|-------------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|------------|-------------|------------|------------|
| O&M Cost | | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 | 1.2571 |
| Fuel Cost | | 7.42 | 7.61 | 7.85 | 8.08 | 8.36 | 8.21 | 8.34 | 8.47 | 8.60 |
| Investment Cost | | 14.28571429 | 14.2857143 | 14.28571429 | 14.2857143 | 14.2857143 | 14.2857143 | 14.28571429 | 14.2857143 | 14.2857143 |
| Carbon Tax | | 1.26 | 1.26 | 1.26 | 1.26 | 1.26 | 1.26 | 1.26 | 1.26 | 1.26 |
| Total Cost (\$/MWh) | Biaya PLTU | 24.2242 | 24.4178 | 24.6501 | 24.8842 | 25.1654 | 25.0170 | 25.1450 | 25.2730 | 25.4010 |



Gambar 4.16 Perbandingan *Levelized Cost* Panas Bumi Dan Batu Bara Dengan Skenario Pengaplikasian Pajak Karbon

Setelah pajak karbon diaplikasikan, dari grafik diatas, diketahui bahwa panas bumi memiliki daya saing dari segi harga yang mengungguli batu bara mulai dari tahun ke 4, dimana dimana *levelized cost* batu bara sudah melebihi *levelized cost* panas bumi, yakni sebesar \$24,88, dan penerapan pajak karbon menambah biaya PLTU sebesar \$1,26/MWh. Terbukti bahwa penerapan pajak karbon pada batu bara dapat menaikkan daya saing panas bumi.

4.5 Perbandingan Biaya Produksi Listrik PLTP Dengan PLTD

Yang menjadi keunggulan dari geothermal adalah harganya yang stabil. Berikut merupakan hasil forecast harga diesel di masa yang akan datang.

Tabel 4.11 Forecast Harga Diesel

| Tahun | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Price | 135.3 | 218.0 | 131.5 | 179.7 | 182.2 | 199.8 | 215.1 | 226.1 | 232.4 | 238.5 | 246.3 | 252.8 | 256.6 | 257.8 | 261.5 |

(Sumber: ESDM)

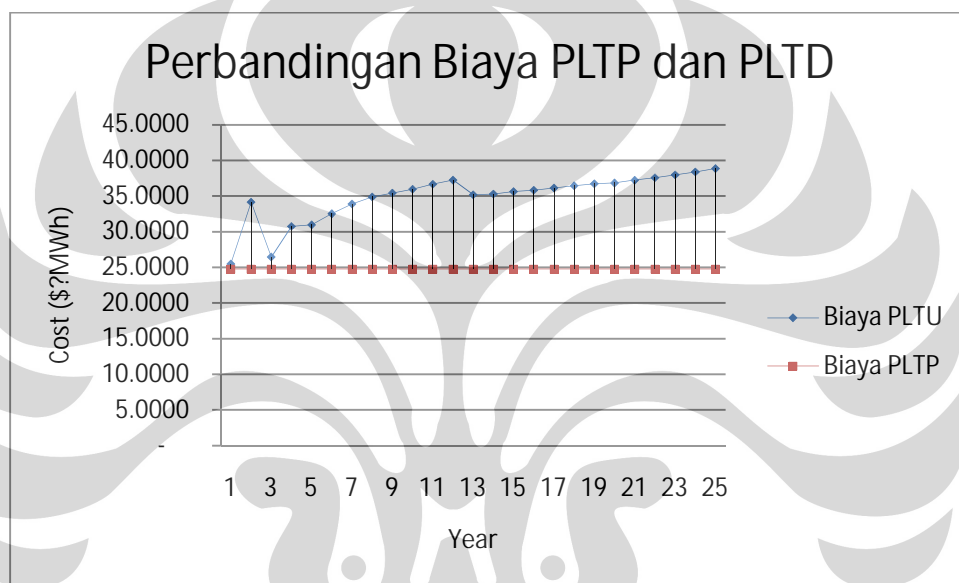
Asumsi yang digunakan dalam perhitungan biaya PLTD adalah sebagai berikut:

- Kapasitas 10 MW
- Capital Cost = \$1200 / MW
- Fixed O&M Cost = \$1.2 / KW
- Variable O&M Cost = \$2.4 /MWh

- Pajak Karbon Rp 60 / kWh
- Pemakaian Bahan Bakar = 0.238 liter / kWh

Tabel 4.12 Perhitungan Biaya PLTD

| Levelised Cost | | | | | | | | |
|----------------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| O&M Cost | | 0.0457 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 |
| Fuel Cost | | 12.06 | 19.42 | 11.71 | 16.01 | 16.23 | 17.80 | 19.17 |
| Variabel O&M | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| Investment Cost | | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 |
| Total Cost (\$/MWh) | Biaya PLTD | 25.4608 | 34.1531 | 26.4429 | 30.7386 | 30.9608 | 32.5269 | 33.8953 |



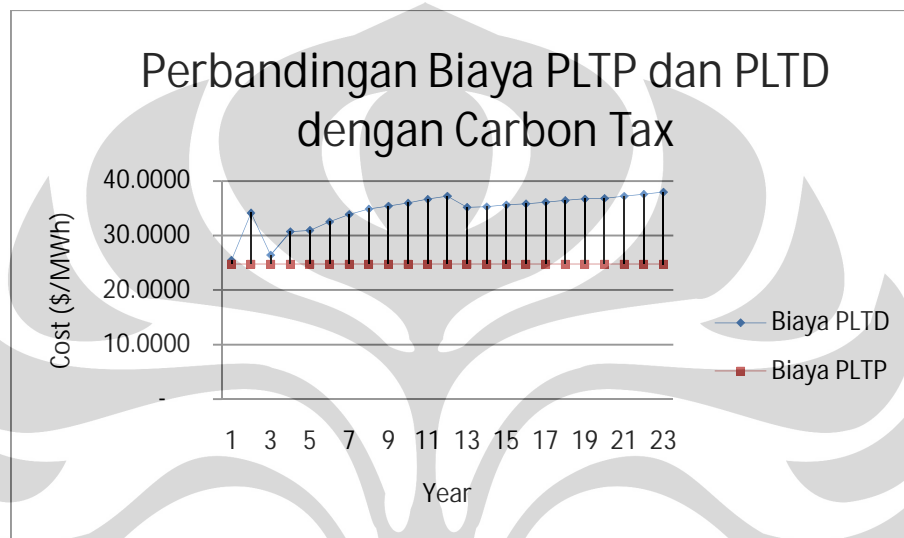
Gambar 4.17 Perbandingan *Levelized Cost* Panas Bumi Dengan Diesel

Dari grafik diatas, diketahui bahwa panas bumi memiliki *levelized cost* yang tetap selama 30 tahun, yaitu sebesar \$24,76 / MWh. Sementara *Levelized cost* diesel mengalami kenaikan dari tahun ke tahun. Terlihat bahwa panas bumi memiliki daya saing dari segi harga yang mengungguli diesel mulai dari tahun ke 1, dimana *levelized cost* diesel sudah melebihi *levelized cost* panas bumi, yakni sebesar \$25,46.

4.5.1 Skenario Penerapan Pajak Karbon Pada PLTD

Tabel 4.13 Perhitungan Biaya PLTD dengan Pengaplikasian Carbon Tax

| Levelised Cost | | | | | | | |
|---------------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| O&M Cost | | 0.0457 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 | 1.3699 |
| Fuel Cost | | 12.06 | 19.42 | 11.71 | 16.01 | 16.23 | 17.80 |
| Variabel O&M | | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |
| Investment Cost | | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 | 10.95890411 |
| Carbon Tax | | 0.02628 | 0.02628 | 0.02628 | 0.02628 | 0.02628 | 0.02628 |
| Total Cost (\$/MWh) | Biaya PLTD | 25.4871 | 34.1794 | 26.4692 | 30.7649 | 30.9871 | 32.5532 |

**Gambar 4.18** Perbandingan *Levelized Cost* Panas Bumi Dan Diesel Dengan Skenario Pengaplikasian Pajak Karbon

Setelah pajak karbon diaplikasikan, dari grafik diatas, diketahui bahwa panas bumi memiliki daya saing dari segi harga yang mengungguli diesel mulai dari tahun ke 1, dimana dimana *levelized cost* diesel sudah melebihi *levelized cost* panas bumi, yakni sebesar \$25,48.

BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini merangkum hasil yang diperoleh dari penelitian yang telah dilakukan serta membahas saran yang dapat diberikan untuk pengembangan penelitian berikutnya.

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis skenario daya saing panas bumi, didapatkan kesimpulan sebagai berikut.

- Kebijakan yang berlaku saat ini, yaitu mengacu pada Per.Men.Keuangan No. 21/PMK.011/2010, dengan harga panas bumi tertinggi 9,70 sen / kWh belum mampu untuk memberikan IRR sesuai dengan RRR yang diinginkan pengembang, yaitu sebesar 16%
- Apabila RRR yang ditetapkan oleh investor 16%, maka harga listrik panas bumi yang ditetapkan oleh Pemerintah dapat *feasible* apabila investor dapat menurunkan biaya investasi tidak kurang dari 10% atau menaikkan faktor kapasitas dan harga listrik sebesar 10%.
- Sistem Perpajakan saat ini, Per.Men.Keuangan No. 21/PMK.011/2010 (SP3) sudah menunjukkan hasil yang lebih baik, yang dapat menghasilkan nilai IRR yang lebih baik, daripada Sistem Perpajakan sebelumnya, UU RI No.17/2000 (SP2) dan Kep.Men.Keuangan No.766/KMK.04/1992 (SP1).
- Pembebasan PPN (PPNDTP) ternyata punya pengaruh yang paling signifikan terhadap IRR dan penurunan harga listrik panasbumi disusul oleh pembebasan Bea Masuk Impor, insentif survey oleh pemerintah, dan pemberian *investment tax credit*.
- Efek dari pembebasan bea masuk impor, pembebasan PPN, penerapan *investment tax credit*, dan insentif survey awal oleh pemerintah masing-masing dapat menurunkan harga jual listrik panas bumi sebesar \$0,75 sen/kWh, \$0,91 sen/kWh, \$0,23 sen/kWh dan \$0,69 sen/kWh, sementara pengaplikasian skema CDM menyebabkan penurunan harga penjualan

sebesar 0,82 sen / kWh dari Base Case sebesar 10.2 sen / kWh menjadi 9.38 sen / kWh.

- Dari 6 skenario yang diaplikasikan, hanya skenario 3 (Bebas BM, Bebas PPN, ITC 5%, survey oleh pemerintah), skenario 4 ((Bebas BM, Bebas PPN, ITC 5%, Pengaplikasian CDM) dan skenario 5 yang dapat meningkatkan daya saing panas bumi
- Skenario 5 merupakan skenario yang terbaik, yaitu dengan insentif bebas BM, bebas PPN, ITC 5%, survey oleh pemerintah dan pengaplikasian CDM dapat menghasilkan IRR yang tinggi dan dapat menurunkan harga jual listrik panas bumi. Skenario 5 mengaplikasikan semua insentif yang ada ditambah pengaplikasian skema CDM
- Tanpa adanya pajak karbon, biaya listrik panas bumi dapat bersaing dengan batu bara pada tahun ke 14. Dengan adanya pajak karbon, biaya listrik panas bumi dapat bersaing dengan batu bara pada tahun ke 4. Sementara itu, biaya listrik panas bumi dapat bersaing dengan diesel dari tahun pertama, baik dengan diaplikasikannya pajak karbon maupun tidak.

5.2 Saran

Penulis dapat menyarankan kepada penelitian di masa depan sebagai berikut:

- Diperlukan pengembangan model yang lebih mendetail seperti mempertimbangkan dari aspek teknis dari pembangkit listrik tenaga panas bumi, bukan dari aspek ekonomi saja
- Diperlukan jenis strategi dan skenario yang lebih variatif, tidak hanya membandingkan dengan batu bara akan tetapi dengan sumber energi lainnya juga, seperti air atau nuklir.

DAFTAR REFERENSI

- Akmal, Firdaus. (2000). The Geothermal Power business In Java Bali: Trading Mechanism, Competitiveness With Fossil Fuel And Challenges To Its Development.
- Danar, A. Subiyantoro. (2010). Penentuan Harga Listrik Panas Bumi Berbasis Keputusan Investasi. World Geothermal Congress 2010.
- Dardak, Emile. (2007). Incorporating Energy Commodity Price Volatility in Economic Cost of Supply Analysis for Electricity Expansion plan.
- Darnell, Herman. (2001) An Analysis on the Geothermal Electricity Competitiveness.
- Energy Technology Systems Analysis Programme. (2010). Coal Fired Power.
- Hugh, Murphy & Hiroaki, Nitsuma. (1999). Strategies for compensating for higher costs of geothermal electricity with environmental benefits.
- Lundin, Johan., & Lundin, Urban ., & Mats Leijon. EUSUSTEL WP3 Report – Geothermal powerproduction.
- Mark, Bolinger & Ryan, Wiser (2004). The Value of Renewable Energy as a Hedge Against Fuel Price Risk: Analytic Contributions from Economic and Finance Theory.
- Mark Bolinger, Ryan Wiser, and William Golove (2003). Accounting for Fuel Price Risk: Using Forward Natural Gas Prices Instead of Gas Price Forecasts to Compare Renewable to Natural Gas-Fired Generation .
- Pamungkas, Sri Bintang. Keuangan Korporasi. Sebuah Modul Perkuliahan.
- Renewable Advisory Board. (2006). Renewable Electricity Generation
- Tarquin, Blank. (2005). Engineering Economy.
- The Future of Geothermal Energy. Impacy on Enhanced Geothermal System on The United States in The 21st Century.
- Thomas R Blakeslee. Can Geothermal Replace Coal for Baseload Power?

Summary Sheet

| Summary | | Model checks: OK | |
|--------------------------------|--------------------|--|--------|
| PLANT VALUATION CASE: Gas | | | |
| PLANT DESIGN COMPONENTS | | | |
| Plant Design Kind Assumptions | Total Project Data | | 110 MW |
| | | Plant Total Capacity (MW) | |
| | | Net Efficiency (HHV) (Average during operation) | 90.0% |
| | | Availability (Average) | 5 |
| | | Construction Period (years) | 35 |
| | | Plant Life (years) | 12.3 |
| | | Capital Cost (\$/m ³) | 12.5 |
| | | O&M Cost (\$/m ³) | 0 |
| | | Decommissioning Fund (\$m) PV | 0.0 |
| | | Avg Annual Decomm. Contributi. Over Operational Life | 0.0 |
| | | Avg Annual Waste Contribution (Over 40 Years) | 0.0 |
| Construction Commences | 1-Jan-2010 | | |
| Operation Commences | 1-Jan-2015 | | |
| COST OF GENERATION | | | |
| Levelised Cost (\$/MWh) | 24.76 | Predevelopment Finance - Equity | 10.0% |
| | | Construction - Project Finance (equity remainder) | 6.5% |
| | | Discount Rate | 14% |

Levelized Sheet

Model Check: OK

Geothermal

All Values in \$m Unless Otherwise Indicated / Yearly Basis

Annual Period Starting
 Annual Period Ending
 Operating Year No
 Operation Year Flag
 Operational Flag
 Proportion in Year Operation

LEVELISED COSTS

Power Production

| | |
|-------------------------|-------|
| Power Output, Net (TWh) | Total |
| | 25.85 |

Operating Costs (\$'000)

| | |
|--|----|
| Work Over (wells) (yrs) | 12 |
| Major Overhaul Power Plant (per 3 yrs) | 15 |
| Emissions Costs | 0 |
| Additional Insurance Costs | 0 |
| Additional Security Costs | 0 |
| Waste Fund | 0 |
| Decommissioning Fund | 0 |

Capital Costs (\$'000)

| Pre-development Cost | Cost | Tax deducible |
|--|----------------|---------------|
| Exploration (Survey, Access roads, Logistic Support, Rig Mobilization) | 7,700 | 0% |
| Exploration Drilling + Well Testing | 25,120 | 0% |
| Feasibility Study (Environment Permits) | 1,500 | 0% |
| Total Pre-development Costs | 35,320 | |
| | | |
| Steam Field Development | | |
| Production Well Drilling | 72,095 | |
| Injection Well Drilling (Brine-Condensate) | 19,363 | |
| Steam Field Facilities | | |
| SAGS (Piping) | 33,648 | |
| General Facilities | 4,518 | |
| Steam Field Facilities | 9,036 | |
| Power Generation Facilities | | |
| | 143,000 | |
| Total Development Cost | 281,860 | |
| Total Capital Cost | 318,970 | |

Levelised Cost

| | | |
|------------------------------------|-----------------|-----|
| Work Over | 0.00046 | O&M |
| Major Overhaul | 0.00056 | O&M |
| Steam Field O&M | 5.5 | O&M |
| Power Generation O&M | 6.5 | O&M |
| Overhead Cost | 0.5 | O&M |
| Additional Insurance Costs | 0.0 | |
| Additional Security Costs | 0.0 | |
| Waste Fund | 0.0 | |
| Decommissioning | 0.0 | |
| Pre-development Costs | 1.4 | |
| Development Costs | 10.9 | |
| Total (\$/MWh) | 24.78 | |
| | | |
| Total O&M Cost (\$/MWh) | 12.60104 | |
| Total Asset | 310,862 | |

Levelized Sheet (Sambungan)

| LEVELISED COSTS | | | | | | | |
|--|---------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|
| Power Production | | | | | | | |
| Power Output, Me: (TWh) | | 0.0 | 0.0 | 3.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Operating Costs (\$'000) | | | | | | | |
| Work Over 'well' (yrs) | 12 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Maju Overhaul Power Plant (per 5 yrs) | 15 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Make Up Well | 45027 | L | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Additional Insurance Costs | 0 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Additional Security Costs | 0 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Waste Fund | 0 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Decommissioning Fund | 0 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | | | | |
| Capital Costs (\$'000) | | | | | | | |
| Pre-development Cost | | | | | | | |
| Exploration (Survey, Access roads, Logistic Support, Rig Mobilization) | 7700 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Exploration Drilling + Vel. Testing | 26120 | C | 3200 | 1750 | 2750 | 0 | 0 |
| Feasibility Study (Environment Permits) | 1500 | C | 13080 | 7040 | 0 | 0 | 0 |
| Total Pre-development Costs | 35320 | C | 1500 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | | | | |
| Steam Field Development | | | | | | | |
| Production Well Drilling | 72086 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Injector Well Drilling; Burne-Condensate | 19363 | C | 23445 | 23445 | 23445 | 25180 | 0 |
| | | | | | | | |
| Steam Field Facilities | | | | | | | |
| SAGS (Piping) | 33648 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| General Facilities | 4518 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Steam Field Facilities | 9036 | C | 0 | 0 | 4217 | 4818 | 0 |
| Power Generation Facilities | | | | | | | |
| Power Generation Facilities | 143000 | C | 0 | 0 | 26000 | 39000 | 78000 |
| Total Development Cost | 281850 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | | | | | |
| Total Capital Cost | 306870 | | 23780 | 32236 | 37012 | 91801 | 88312 |

Cash Flow Sheet

| Annual Period Starting | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|------------------------------|------------|----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
| Annual Period Ending | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 3 |
| Operating Year Number | | | | | | | | |
| Operating Year Flag | | | | | | | | |
| Proportion in Year Operation | | | | | | | | |
| Total | | | | | | | | |
| Power Production | 26,017,200 | - | - | - | - | 857,240 | 667,240 | 887,240 |
| Net Sales | 2,525,858 | - | - | - | - | 584,122.28 | 584,122.28 | 584,122.28 |
| Cost Of Good Sold | | | | | | | | |
| Capital Cost | (316,970) | (32,235) | (67,012) | (94,601) | (98,342) | - | - | - |
| Expenses (O&M Cost) | (325,215) | - | - | - | - | 510,840.50 | 510,840.50 | 510,840.50 |
| EEMDA | 1,831,483 | - | - | - | - | 573,281.78 | 573,281.78 | 573,281.78 |
| Depreciation | (231,636) | - | - | - | - | (71,742) | (51,359) | (39,309) |
| EET | 1,619,847 | - | - | - | - | 1,559 | 21,923 | 33,973 |
| Interest | (26,086) | - | - | - | - | (13,048) | (8,599) | (4,349) |
| EET | 1,910,722 | - | - | - | - | (11,508) | 13,225 | 29,624 |
| Investment Tax credit | (95,081) | - | - | - | - | (15,849) | (15,849) | (15,849) |
| Income Tax | - | - | - | - | - | (27,357) | (2,624) | 13,775 |
| Tax | | | | | | | | |
| FPh | 541,347 | - | - | - | - | - | - | - |
| EAT | 1,369,375 | - | - | - | - | (11,508) | 13,225 | 29,624 |
| add back depreciation | 251,636 | - | - | - | - | 71,742 | 51,359 | 39,309 |
| Cash Flow (EAT-Depreciation) | 1,314,041 | (32,235) | (67,012) | (94,601) | (98,342) | 60,234 | 64,583 | 68,933 |
| | (23,780) | (56,015) | (123,027) | (217,626) | (318,970) | (258,756) | (192,153) | (123,220) |

