



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN DAN
PENENTUAN HARGA LISTRIK PANAS BUMI DI
INDONESIA**

TESIS

ARIONO IFANDRY

1006755506

**PROGRAM PASCASARJANA
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
MANAJEMEN TEKNIK KETENAGALISTRIKAN DAN ENERGI
JAKARTA
JULI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN DAN
PENENTUAN HARGA LISTRIK PANAS BUMI DI
INDONESIA**

TESIS

Diajukan sebagai syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

ARIONO IFANDRY

1006755506

**PROGRAM PASCASARJANA
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
MANAJEMEN TEKNIK KETENAGALISTRIKAN DAN ENERGI
JAKARTA
JULI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Ariono Ifandry

NPM : 1006755506

Tanda Tangan : 

Tanggal : Juli 2012

LEMBAR PERSETUJUAN

Tesis dengan judul :

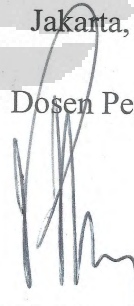
“ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN DAN PENENTUAN HARGA LISTRIK PANAS BUMI DI INDONESIA”

dibuat untuk melengkapi persyaratan kurikulum program Magister Bidang Ilmu Teknik Universitas Indonesia guna memperoleh gelar Magister Teknik, pada Program Pascasarjana Program Studi Manajemen Ketenagalistrikan dan Energi.

Tesis ini dapat disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian Tesis.

Jakarta, Juli 2012

Dosen Pembimbing,



Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc. Ph.D

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Ariono Ifandry
NPM : 1006755506
Program Studi : Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi
Judul Tesis : Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi, Fakultas Teknik Elektro, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc, Ph.D. (.....)

Penguji : Prof. Dr. Ir. Rudy Setiabudy, DEA (.....)

Penguji : Dr. Ing. Eko Adhi Setiawan, ST, MT (.....)

Penguji : Ir. Amien Rahardjo, MT (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : Juli 2012

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

Sebagai civitas akademika Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Ariono Ifandry
NPM : 1006755506
Program Studi : Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi
Departemen : Teknik Elektro
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Tesis

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

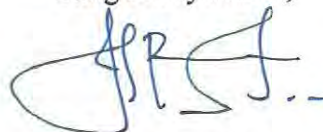
**“ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN DAN PENENTUAN
HARGA LISTRIK PANAS BUMI DI INDONESIA”**

Dengan Hak Bebas Royalti Non Eksklusif ini, Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar benarnya.

Jakarta, Juli 2012

Yang Menyatakan,



(Ariono Ifandry)

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur tak hentinya saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkah dan rahmat-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan Tesis ini. Penulisan Tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan Tesis ini tidaklah mudah. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. **Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc, Ph.D.** selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan Tesis ini.
2. **Prof. Dr. Ir. Herman Darnel Ibrahim, M.Sc** sebagai Nara Sumber dari Industry SHR - Dewan Energi Nasional (DEN) yang telah banyak bertukar pikiran dan memberikan masukan dalam penyusunan Tesis ini.
3. **Dr. Ir. Djadjang Sukarna** (*Sekretaris Ditjen EBTKE-ESDM*), **Drs. Bambang Sedyono, MM** (*Kasubdit Penyiapan Program Panas Bumi Ditjen EBTKE-ESDM*), **Roni Chandra Harahap, ST** (*Subdit Penyiapan Program Panas Bumi Ditjen EBTKE-ESDM*) **dan Deli Mantoro, ST** (*Subdit Pelayanan Usaha Panas Bumi Ditjen EBTKE-ESDM*) sebagai Nara Sumber dari Direktorat Jenderal EBTKE – ESDM yang telah banyak bertukar pikiran dan memberikan masukan dalam penyusunan Tesis ini.
4. **Ir. Ahmad Salim** (*Vice President SBU Geothermal and Power*) **dan Ir. Deni Syarif, MT** (*Business Development Manager SBU Geothermal and Power*) sebagai Nara Sumber dari PT. Rekayasa Industri yang telah banyak bertukar pikiran serta memberikan masukan dalam penyusunan Tesis ini.
5. Orang tua dan keluarga yang senantiasa memberikan doa, dukungan serta motivasi.
6. Seluruh rekan di Manajemen Ketenagalistrikan dan Energi serta Manajemen Telekomunikasi Universitas Indonesia
7. Semua pihak yang telah membantu dalam proses penyusunan Tesis ini.

Semoga Tuhan Yang Maha Esa melimpahkan kebaikan-Nya untuk membalas jasa rekan-rekan sekalian. Dan semoga Tesis ini mampu memberikan kontribusi bagi ilmu pengetahuan, almamater serta bangsa dan Negara.

Jakarta, Juli 2012

Penulis

ABSTRAK

Nama : Ariono Ifandry
Program Studi : Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi
Judul : Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga
Listrik Panas Bumi di Indonesia

Indonesia saat ini memiliki potensi panas bumi mencapai 29.038MW yang tersebar di 276 lokasi. Namun ironisnya, dengan potensi sebesar itu, hanya sekitar 4% potensi yang sudah dimanfaatkan. Saat ini Indonesia menempati posisi 3 (tiga) pengembangan PLTP di seluruh dunia dibawah Amerika Serikat dan Filipina. Hal yang perlu diperhatikan adalah walau potensi panas bumi Indonesia sangat besar, pengembangan PLTP menemui beberapa kendala. Dari sisi pentarifan, harga dasar listrik masih rendah serta resiko investor terutama kegagalan ketika eksplorasi cukup besar sehingga kurang mendorong berinvestasi. Sehingga diperlukan analisa terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, serta faktor-faktor pendukungnya.

Tesis ini menganalisa skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia serta penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia dalam kaitan penerapan mekanisme *risk sharing* sebagaimana yang diterapkan oleh Filipina dan Selandia Baru dalam pengembangan panas bumi. Teknik yang digunakan adalah teknik *Quantitative Strategic Planning Matrix* (QSPM) sebagai analisa secara kuantitatif guna mengukur kelebihan, kekurangan, peluang serta ancaman dari masing-masing strategi alternatif terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa dari 3 (tiga) strategi alternatif yang dirumuskan berdasarkan Matriks SWOT, maka strategi alternatif – 3 yang dipilih untuk diterapkan di Indonesia dengan nilai *Sum Total Attractive Score* (STAS) dari faktor-faktor internal utama sebesar 3,69 dan faktor-faktor eksternal utama sebesar 3,86, yaitu mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko serta menekan tingkat resiko proyek dimana pelaksanaan tender dilakukan setelah eksplorasi, dengan demikian pengembang dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi dengan lebih akurat (*Site Specific*). Dalam strategi alternatif – 3, proses tender dilakukan oleh PLN atau BUMN yang ditugaskan secara khusus (Badan Pelaksana Panas Bumi) sehingga mitigasi resiko eskplorasi tergabung dalam satu badan yang diharapkan dapat menurunkan harga listrik panas bumi serta mendukung iklim investasi panas bumi di Indonesia.

Kata Kunci: Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), skema bisnis pengembangan panas bumi, *Quantitative Strategic Planning Matrix* (QSPM)

ABSTRACT

Name : Ariono Ifandry
Study Program : Energy and Power Electricity Engineering Management
Title : Analysis of The Business Development Schemes and Electricity
Prices Determination of Geothermal in Indonesia

Indonesia currently has geothermal potential reaches 29.038MW spread over 276 locations. But ironically, with the potential for it, only about 4% of the potential that has been utilized. Indonesia currently occupies the position of 3 (three) the development of geothermal power plants around the world under the United States and the Philippines. The thing to note is that despite Indonesia's geothermal potential is enormous, the development of geothermal power plants to meet some constraints. Of the tariff, the price of electricity is low and investors' risk of failure, especially when exploring large enough to invest less encouraging. So that the required analysis of the business scheme of geothermal development in Indonesia, as well as supporting factors.

This Tesis analyze the business scheme of geothermal development in Indonesia as well as the determination of the electricity price of geothermal in Indonesia in relation to the application of risk sharing mechanism as implemented by the Philippines and New Zealand in the development of geothermal energy. The technique used is the technique of Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM) as a quantitative analysis to measure the strengths, weaknesses, opportunities and threats of each alternative strategy to the business schemes of geothermal development in Indonesia.

The results showed that of 3 (three) alternative strategies are formulated based on the SWOT matrix, then the alternative strategy - 3 selected to be implemented in Indonesia with Total Attractive Score (TAS) of the major internal factors of 3.69 and external factors main of 3.86, which is narrowing the price gap of the geothermal power to mitigate risks and push the level of project risk which the tender after the implementation of exploration, so the developer can define the technology, equipment schemes, and investment costs with more accurate (Site Specific). In the alternative strategy - 3, the tender process conducted by PLN or BUMN which specifically assigned (Badan Pelaksana Panas Bumi) so that exploration risk mitigation incorporated in the same agency that is expected to lower the price of geothermal power and geothermal energy to support the investment climate in Indonesia.

Keywords: Geothermal Power Plant (GPP), Geothermal Business Development Scheme, *Quantitative Strategic Planning Matrix* (QSPM)

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
LEMBAR PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
KATA PENGANTAR.....	vii
ABSTRAK.....	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
DAFTAR ISTILAH	xvi
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	5
1.3 Batasan Masalah	7
1.4 Tujuan Penelitian	7
1.5 Metodologi Penelitian	8
1.6 Sistematika Pembahasan	11
BAB 2 POTENSI DAN PENGEMBANGAN ENERGI PANAS BUMI DI INDONESIA.....	13
2.1 Panas Bumi	13
2.1.1 Pengertian Panas Bumi.....	13
2.1.2 Sistem Panas Bumi di Indonesia.....	14
2.1.3 Prinsip Kerja PLTP	16
2.1.4 Keunggulan Industri Panas Bumi	17

2.2	Eksplorasi Sumber Daya Panas Bumi.....	18
2.3	Klasifikasi Potensi Energi Panas Bumi.....	21
2.4	Kelayakan Pengembangan Energi Panas Bumi.....	23
2.5	Distribusi dan Potensi Panas Bumi di Indonesia	25
2.6	Hipotesis	27

BAB 3 SKEMA BISNIS DAN KEBIJAKAN PENGEMBANGAN PANAS BUMI DI INDONESIA DAN DI BEBERAPA NEGARA LAIN28

3.1	Perkembangan Kebijakan Pengembangan Panas Bumi di Indonesia ..	28
3.1.1	Periode Pra UU No.27 Tahun 2003	28
3.1.2	Periode UU No.27 Tahun 2003	31
3.1.3	Kebijakan Energi Nasional di Bidang Panas Bumi	34
3.2	Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia.....	36
3.3	Permasalahan Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	38
3.4	Pengembangan Panas Bumi di Indonesia.....	42
3.4.1	Tahapan dan Skema Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	42
3.4.2	Kondisi Pengembangan Panas Bumi di Indonesia.....	44
3.5	Perbandingan Pengembangan Panas Bumi di Filipina.....	46
3.5.1	Kebijakan Pengembangan Panas Bumi di Filipina.....	46
3.5.2	Tahapan dan Skema Pengembangan Panas Bumi di Filipina ...	47
3.6	Perbandingan Pengembangan Panas Bumi di Selandia Baru.....	49
3.7	Tahap - tahapan Analisa dan Pengujian Data.....	51
3.7.1.	Tahap Input (<i>Input Stage</i>).....	53
3.7.2.	Tahap Pencocokan (<i>Matching Stage</i>).....	54
3.7.3.	Tahap Keputusan (<i>Decision Stage</i>).....	55

BAB 4 ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN PANAS BUMI MENGGUNAKAN METODE QSPM.....58

4.1	Analisa Faktor-faktor Internal Utama dan Faktor-faktor Eksternal Utama Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	58
4.1.1	Analisis Matriks <i>Internal Factor Evaluation</i> (IFE)	59
4.1.2	Analisis Matriks <i>External Factor Evaluation</i> (EFE)	60

4.2	Perumusan Strategi Alternatif Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks SWOT.....	64
4.2.1	<i>Business As Usual</i> (BAU), Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia.....	66
4.2.2	Strategi alternatif 1, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	67
4.2.3.	Strategi alternatif 2, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	68
4.3	Penentuan Strategi Alternatif Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks QSPM	71
4.4	Analisa Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia.....	79
4.4.1	Analisa Biaya Pembangkitan Panas Bumi	79
4.4.2	Analisa Perhitungan Harga Pokok Penyediaan Setelah Pembangunan PLTP di Jawa Barat	88
4.4.3	Analisa Sensitivitas Biaya Investasi dan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia terhadap IRR.....	89
4.4.4	Analisa Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia.....	93
4.5	Perencanaan Strategi Alternatif dan Pencapaian Tujuan Jangka Panjang Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	94
BAB 5 KESIMPULAN		97
DAFTAR REFERENSI		99
DAFTAR PUSTAKA.....		101

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Daftar 10 Besar Negara Pengembang PLTP	2
Tabel 1.2 Road Map Pengembang Panas Bumi 2010 – 2015	3
Tabel 2.1 Hubungan Tipe Sistem Panas Bumi di Indonesia dan Estimasi Potensi Energinya [3]	16
Tabel 2.2 Potensi Panas Bumi berdasarkan daerah di Indonesia	27
Tabel 3.1 Tabel Daerah Panas Bumi yang berpotensi Tumpang Tindih Lahan dengan Kawasan Hutan [4]	41
Tabel 3.2 Tabel Kapasitas Terpasang Panas Bumi di Filipina [9]	46
Tabel 4.1 Matriks <i>Internal Factor Evaluation</i> (IFE)	59
Tabel 4.2 Matriks <i>External Factor Evaluation</i> (EFE)	61
Tabel 4.3 Matriks SWOT	65
Tabel 4.4 Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) terhadap Faktor- faktor Internal Utama	72
Tabel 4.5 Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) terhadap Faktor- faktor Eksternal Utama	73
Tabel 4.6 Data PLTP Kamojang Unit V (1 x 30MW)	80
Tabel 4.7 Biaya O&M PLTP Menurut Kapasitas Terpasang Pembangkit (cent US\$/kWh)	82
Tabel 4.8 Biaya Pembangunan Energi Listrik PLTP Kamojang Unit V (1 x 30 MW)	83
Tabel 4.9 Harga Patokan PLTP	84
Tabel 4.10 Analisa <i>Net Present Value</i> (NPV)	85
Tabel 4.11 Nilai <i>Return of Investment</i> (ROI) dan Benefit Cost Ratio dari PLTP Kamojang Unit V.....	87
Tabel 4.12 Profil IRR, NPV dan PBP dari PLTP Kamojang Unit V (Kasus Dasar)	90
Tabel 4.13 Profil IRR pada berbagai Perubahan Biaya Investasi	91

DAFTAR GAMBAR

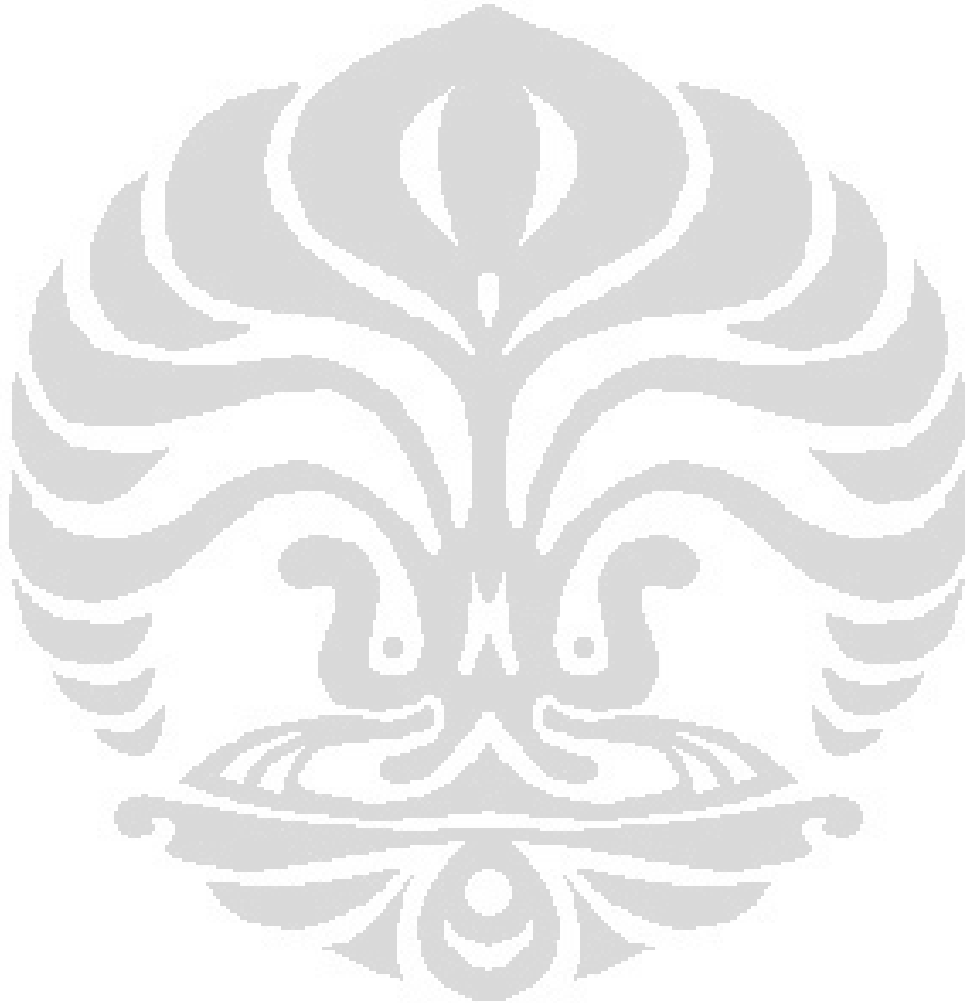
Gambar 1.1 Peta Potensi Panas Bumi di Indonesia	1
Gambar 1.2 Road Map Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	3
Gambar 1.3 Struktur Biaya Listrik Panas Bumi [3]	4
Gambar 1.4 Langkah-langkah Penelitian [1]	9
Gambar 2.1 Model Skematik Sistem Panas Bumi Sepanjang Jalur Vulkanik Kuarter di Indonesia [3]	14
Gambar 2.2 Penampang Skematik Sistem Panas Bumi/ Hydrothermal pada daerah cekungan (<i>graben</i>) [3]	15
Gambar 2.3 Skema Teknis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi [2]	16
Gambar 2.4 Klasifikasi Jenis Cadangan Potensi Panas Bumi [3]	21
Gambar 2.5 Hubungan kualitatif antara alur Kegiatan Eksplorasi Panas Bumi terhadap resiko dan biaya [3]	23
Gambar 3.1 Alur Kegiatan Pengusahaan Panas Bumi [3,4]	33
Gambar 3.2 Sasaran Energi Mix Nasional Tahun 2025 Strategi optimalisasi [1]	34
Gambar 3.3 Alur Perundang-undangan Panas Bumi di Indonesia [3]	37
Gambar 3.4 Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia [5]	42
Gambar 3.5 Mekanisme Ijin Usaha Pertambangan (IUP) [5]	43
Gambar 3.6 Peta Sebaran Panas Bumi di Indonesia	45
Gambar 3.7 Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Filipina [8]	48
Gambar 3.8 Kurva peningkatan kapasitas panas bumi di Selandia Baru [5]	50
Gambar 3.9 Kerangka Analitis Perumusan Strategi [6]	52
Gambar 4.1 Posisi Matriks IE	62
Gambar 4.2 Business As Usual (BAU), Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	67
Gambar 4.3 Strategi alternatif 1, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	68
Gambar 4.4 Strategi Alternatif-2, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	69
Gambar 4.5 Strategi Alternatif 3, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia	70

Gambar 4.6 Rumusan Usulan Baru Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia 78

Gambar 4.7 Penggolongan Biaya-biaya Teknologi Sistem Tenaga Listrik 80

Gambar 4.8 Profil IRR pada PLTP Kamojang Unit V1 x 30MW (Kasus Dasar) 90

Gambar 4.9 Profil IRR total proyek panas bumi PLTP Kamojang Unit V(1 x 30MW) pada berbagai biaya investasi 92



DAFTAR ISTILAH

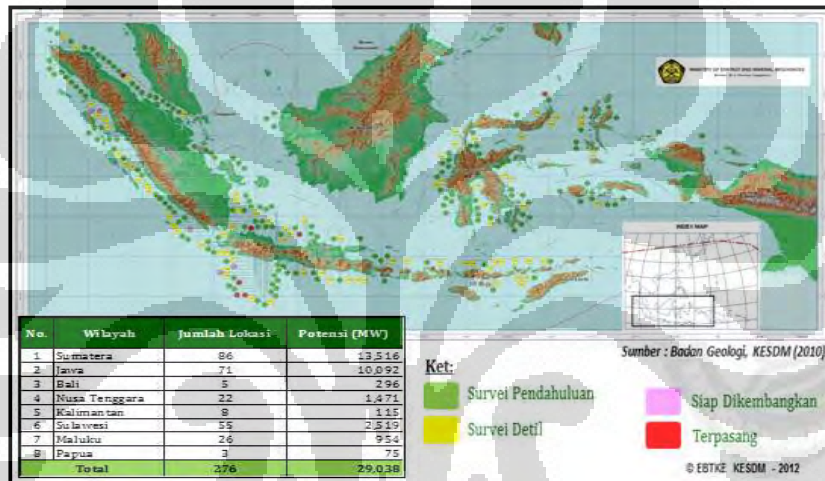
PLTP	Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi
WKP	Wilayah Kerja Pertambangan
IUP	Izin Usaha Pertambangan Panas Bumi
IPP	Independent Power Producer
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
EPC	Engineering, Procurement and Construction
IFE	Internal Factor Evaluation
EFE	External Factor Evaluation
SWOT	Strength –Weakness –Opportunities -Threats
SO	Strength –Opportunities
WO	Weakness –Opportunities
ST	Strength –Threats
WT	Weakness –Threats
QSPM	Quantitative Strategic Planning Matrix
AS	Attractiveness Score
TAS	Total Attractiveness Score
STAS	Sum Total Attractiveness Score

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Berdasarkan data dari Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Republik Indonesia, potensi panas bumi Indonesia mengalami penambahan dari 28.000MW menjadi 29.038MW. yang tersebar sebanyak 276 lokasi [4]. Dimana sebaran dari potensi panas bumi berdasarkan daerah di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1 Peta Potensi Panas Bumi di Indonesia
(Sumber: Badan Geologi KESDM 2010 & EBTKE KESDM 2012)

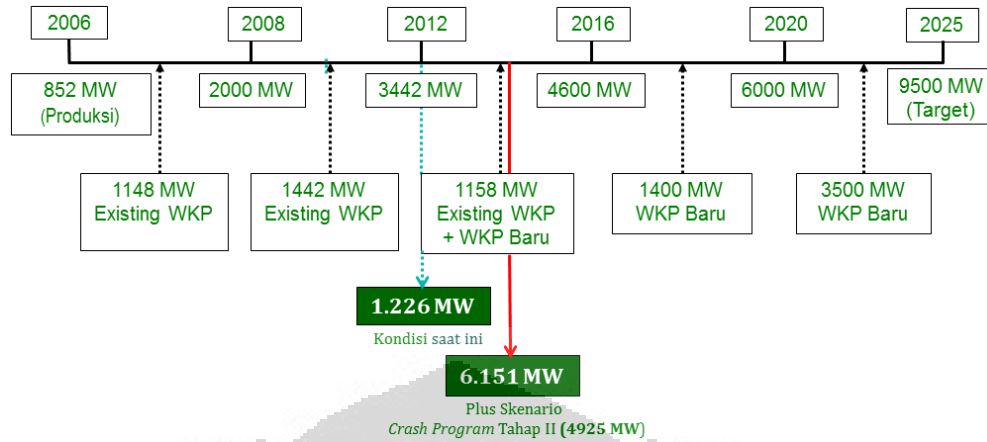
Pengembangan panas bumi di Indonesia dipertegas dengan keluarnya Keppres No.22 Tahun 1981 untuk menggantikan Keppres No.22 Tahun 1974, yang menunjuk Pertamina untuk melakukan survey eksplorasi, dan eksploitasi panas bumi di seluruh Indonesia. Namun, dengan munculnya Keppres No.27 Tahun 2003 tentang panas bumi, Pertamina tidak lagi memiliki hak monopoli dalam pengusahaan energi panas bumi, tetapi sama kedudukannya dengan pelaku pengembangan panas bumi lainnya di Indonesia. Selain itu dengan adanya program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua, dimana peran batubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4.733MW atau sekitar 48% dari kapasitas

total energi dari program pembangkit listrik 10.000MW, menjadikan pembangunan panas bumi sangat diminati pelaku pengembangan panas bumi di Indonesia [3]. Saat ini Indonesia menempati posisi 3 (tiga) pengembangan panas bumi di seluruh dunia dibawah Amerika Serikat dan Filipina seperti terlihat pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Daftar 10 Besar Negara Pengembang PLTP

No.	Negara	Kapasitas Terpasang (MW)
1	Amerika Serikat	3.087
2	Filipina	1.905
3	Indonesia	1.226
4	Meksiko	958
5	Italia	843
6	Selandia Baru	628
7	Islandia	575
8	Jepang	536
9	El Salvador	204
10	Kenya	167

Namun ironisnya, dengan besarnya potensi yang dimiliki oleh Indonesia, hanya sekitar 4% potensi yang sudah dimanfaatkan. Banyak sekali kendala yang sering dihadapi dalam upaya peningkatan pemanfaatan sumber energi panas bumi di Indonesia. Adanya upaya pemanfaatan bahan bakar fosil lain yang relatif murah, seperti gas dan batubara yang cadangannya juga besar di Indonesia, menambah ketergantungan untuk tetap memanfaatkan sumber energi tersebut. Harga listrik yang tidak kompetitif tersebut menjadi kurang menarik minat investor dalam berinvestasi. Setiap investor tentunya mengharapkan harga listrik tersebut mampu mengimbangi resiko bisnis yang harus mereka ambil ketika berinvestasi di sektor ini. Dari sudut pandang pemerintah, penentuan tarif dasar listrik merupakan tugas yang tidak mudah, mengingat ketika hanya berfikir untuk menarik investor agar mau berinvestasi di sektor panasbumi ini akan berakibat *multiplier effect* terhadap kondisi perekonomian dalam negeri. Ini merupakan salah satu contoh, betapa pentingnya pemerintah untuk membuat kebijakan yang tepat sehingga mampu menumbuhkan iklim investasi yang menarik dan mensejahterakan masyarakat [7].



Gambar 1.2 Road Map Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

(Sumber: didasarkan pada Keputusan Presiden No. 5/2006 Kebijakan Energi Nasional)

Pemerintah berkeinginan agar pengembangan panas bumi di Indonesia dapat berjalan dengan baik sehingga panas bumi dapat berperan sebagai salah satu pilar ketahanan energi nasional. Hal tersebut juga terlihat melalui penetapan Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN). Dalam Perpres tersebut Pemerintah menargetkan kontribusi energi panas bumi pada tahun 2025 sebesar 9500 MW [4], sebagaimana yang terlihat pada Gambar 1.2. Namun dalam perjalanan pengembangan panas bumi, Pemerintah mengalami berbagai hambatan dan rintangan, sehingga melalui Direktorat Jendral EBTKE ESDM pada Tahun 2012 membuat Road Map Pengembangan Panas Bumi baru yang telah disesuaikan dengan kondisi saat ini dan peluang dimasa yang akan datang hingga tahun 2015 sebagaimana yang ditampilkan pada Tabel 1.2.

Tabel 1.2 Road Map Pengembang Panas Bumi 2010 – 2015

(Sumber: Direktorat Jendral EBTKE ESDM 2012)

No	Pengembangan Panas Bumi	2010	2011	2012	2013	2014	2015
I	Proyeksi Pengembangan						
	1. Tambahan Kapasitas (MW)			115	3	375	1.797
	2. Kapasitas PLTP Terpasang (MW)	1.189**)	1.226**)	1.341*)	1.344	1.719	3.516

Catatan:

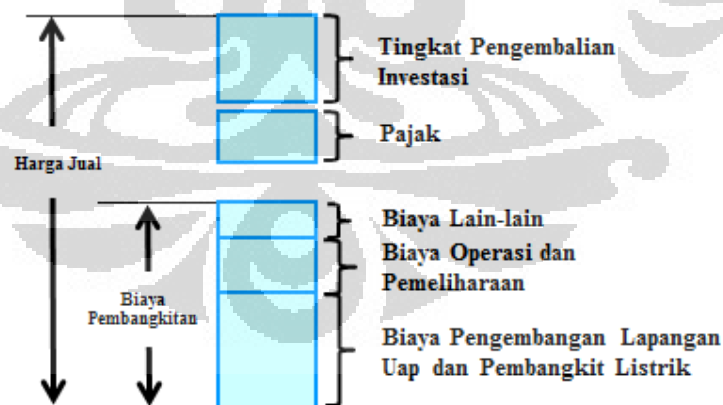
*) Kapasitas PLTP terpasang Tahun 2012 merupakan penjumlahan kapasitas PLTP terpasang 2011 dengan tambahan kapasitas 2012

***) Angka Realisasi

Asumsi CF (Capacity Factor) PLTP = 90%

Pengembangan infrastruktur, termasuk infrastruktur di bidang ketenagalistrikan panas bumi, seyogyanya merupakan tanggung jawab pemerintah. Namun karena kemampuan pendanaan pemerintah yang terbatas, maka perlu dilibatkan pihak swasta dalam konsep *Public Private Partnership* (PPP), yang dituangkan dalam Perpres No. 67 tahun 2005 jo. Perpres No. 13 tahun 2010. Berdasarkan spirit di atas, sudah selayaknya resiko pengembangan infrastruktur dengan skema PPP tersebut ditanggung bersama antara pihak pemerintah dan swasta.

Pada lelang WKP panas bumi, saat ini Pemerintah hanya menyediakan data awal berupa Survey Pendahuluan (SP) yang terbatas. Hal ini sebenarnya membebankan risiko pengembangan kepada pengembang (swasta) saja. Oleh karena itu, usulan terhadap pengembangan panas bumi melalui mekanisme *Risk Sharing* sebagaimana skema bisnis pengembangan panas bumi yang sudah diterapkan di beberapa negara lain, diantaranya adalah Filipina dan Selandia Baru perlu dipertimbangkan oleh Pemerintah. Pelajaran yang diperoleh dari Selandia Baru pada saat penyusunan RUU Panas Bumi adalah Pemerintah sangat berperan dalam mengurangi resiko di sisi sumber daya (*resource risk*) dengan melakukan pemboran 1-2 sumur eksplorasi, sehingga mampu menumbuhkan iklim investasi yang menarik.



Gambar 1.3 Struktur Biaya Listrik Panas Bumi [3]

Selain itu faktor lain yang menentukan berjalan tidaknya pengembangan panas bumi adalah harga listrik. Harga listrik yang ekonomis akan menarik minat investor mengembangkan panas bumi, adapun struktur biaya listrik panas bumi

dapat dilihat pada Gambar 1.3 Struktur Biaya Listrik Panas Bumi. Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembang sumber panas bumi menjadi relatif lemah. Selama ini harga listrik panas bumi menjadi ganjalan bagi pengembang sumber panas bumi. Sebab, kepastian mengenai pembeli dan harga jual menjadi faktor menentukan pengembangan panas bumi. Sebelum ada kepastian mengenai pembeli dan harga jual, maka sumber panas bumi belum bisa dikembangkan.

Untuk itulah intervensi atau peran Pemerintah sangat menentukan dan diperlukan dalam ikut menetapkan harga jual listrik panas bumi. Praktek keterlibatan Pemerintah untuk ikut menetapkan harga jual listrik panas bumi juga dilakukan di beberapa negara, seperti Jerman dan Turki. Intervensi ini sangat relevan mengingat Pemerintah pula yang akan memberikan subsidi listrik kepada PLN. Oleh sebab itu, tidak perlu ada *gap* antara harga yang disetujui dan hasil tender dengan PPA, artinya PLN harus mengambil harga hasil tender agar tercipta kepastian usaha dengan adanya keterlibatan Pemerintah dalam eksplorasi untuk meminimalkan resiko di sisi hulu melalui skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif yang optimal. Selain itu, pemerintah juga perlu untuk menyusun pedoman perhitungan harga listrik agar kedua pihak pengembang dan pembeli listrik menggunakan acuan yang sama dalam menghitung dan menentukan harga listrik panas bumi dari pengembang ke pembeli [1].

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dikemukakan, maka identifikasi permasalahan yang mendasari Tesis ini adalah sebagai berikut :

1. Untuk mempercepat program percepatan *energi mix* yang ditargetkan sebesar 22% antara pemakaian energi fosil dan energi terbarukan (EBT) seperti amanah Perpres No.5 Tahun 2006, pemerintah akan merevisi Peraturan Menteri ESDM No.2 Tahun 2011 yang menyangkut peran pemerintah untuk melakukan pembelian tenaga listrik dari pembangkit listrik tenaga panas bumi dan harga patokan pembelian tenaga listrik oleh PLN dari pembangkit listrik tenaga panas bumi. Dimana berdasarkan Permen tersebut, PLN diwajibkan membeli listrik dari pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan harga

maksimal 9.7 sen dolar per-kWh, namun harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam *Power Purchase Agreement* (PPA). Kenyataan ini mendatangkan ketidakpastian kelangsungan usaha dan ketidakpastian hukum.

2. Pengembangan infrastruktur, termasuk infrastruktur di bidang ketenagalistrikan panas bumi, seyogyanya merupakan tanggung jawab pemerintah. Namun karena kemampuan pendanaan pemerintah yang terbatas, maka perlu dilibatkan pihak swasta dalam konsep *Public Private Partnership* (PPP), yang dituangkan dalam Perpres No. 67 tahun 2005 jo. Perpres No. 13 tahun 2010. Berdasarkan spirit di atas, sudah selayaknya resiko pengembangan infrastruktur dengan skema PPP tersebut ditanggung bersama antara pihak pemerintah dan swasta sebagaimana skema bisnis pengembangan panas bumi yang sudah diterapkan di beberapa negara lain, diantaranya adalah Filipina dan Selandia Baru.
3. Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembang sumber panas bumi menjadi relatif lemah. Selama ini harga listrik panas bumi menjadi ganjalan bagi pengembang sumber panas bumi. Sebab, kepastian mengenai pembeli dan harga jual menjadi faktor menentukan pengembangan panas bumi. Sebelum ada kepastian mengenai pembeli dan harga jual, maka sumber panas bumi belum bisa dikembangkan.

Dari identifikasi permasalahan diatas, sehingga perumusan masalah dalam Tesis ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana mengidentifikasi faktor-faktor penting yang mempengaruhi dalam penentuan strategi alternatif pada pemilihan skema bisnis pengembangan panas bumi yang tepat dengan menggunakan metode analisis QSPM dengan beberapa inputan IFE dan EFE dilakukan pecocokan menggunakan Matriks SWOT terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi yang digunakan ?
2. Bagaimana menganalisis penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia yang mampu mendorong pertumbuhan industri pengembangan panas bumi di Indonesia menggunakan analisis sensitivitas ?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada Tesis ini adalah sebagai berikut :

1. Kondisi yang diteliti adalah skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan menggunakan metode analisis QSPM dengan beberapa inputan IFE dan EFE yang kemudian dilakukan pecocokan menggunakan Matriks SWOT dengan perbandingan inputan dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Filipina dan Selandia Baru berdasarkan studi literatur.
2. Melakukan analisa serta pemilihan terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif dengan perundang-undangan atau peraturan yang berlaku di Indonesia yang melibatkan pakar/ ahli di bidang panas bumi di Indonesia dalam bentuk observasi (*expert judgement*) dan wawancara mendalam (*in-depth interview*) terhadap responden yang ahli atau pakar di bidang panas bumi tersebut.
3. Peneliti juga fokus pada analisa harga listrik panas bumi menggunakan analisis sensitifitas terhadap perubahan nilai investasi dengan studi kasus di PLTP Kamojang Unit V dengan kapasitas 1 x 30MW serta korelasinya terhadap penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia dengan strategi alternatif skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan utama yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah:

1. Menentukan faktor-faktor penting apa saja yang menentukan dalam implementasi skema bisnis pengembangan panas bumi dan harga listrik panas bumi yang optimal untuk di implementasikan di Indonesia.
2. Melakukan pengujian terhadap pemilihan dan implementasi skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan inputan dari kekuatan dan kelemahan utama dalam area-area fungsional bisnis pengembangan panas bumi Indonesia serta Filipina dan Selandia Baru sebagai pembanding.

Menganalisa implikasi pemetaan kebijakan dan pola kerjasama yang melibatkan swasta dalam perencanaan pengembangan sumber energi Panas Bumi di Indonesia.

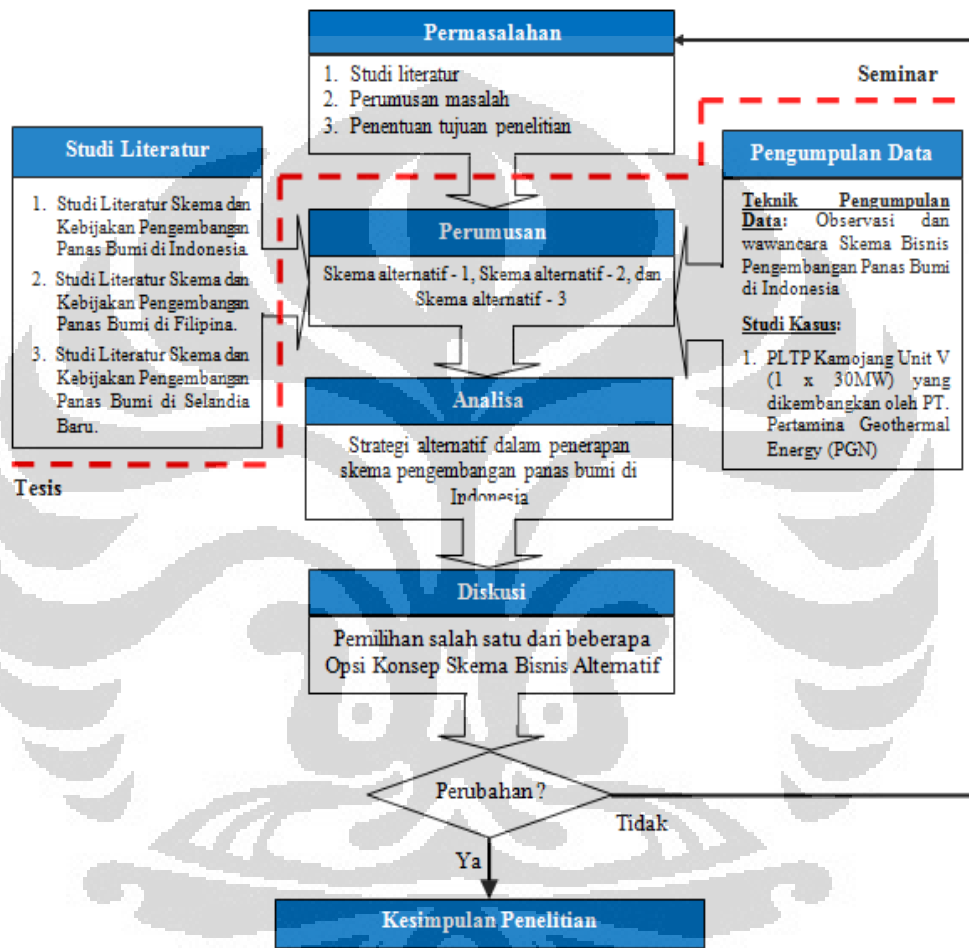
1.5 Metodologi Penelitian

Metode penelitian yang digunakan pada penelitian ini adalah analisis deskriptif dengan metode pengelompokan data secara kuantitatif untuk menggambarkan dan menganalisis faktor-faktor internal utama dan faktor-faktor eksternal utama dari skema bisnis pengembangan panas bumi yang dirumuskan berdasarkan Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE) dan Matriks *External Factor Evaluation* (EFE) hingga ditemukan rumusan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia berdasarkan tinjauan dalam Matriks SWOT yang selanjutnya ditentukan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi yang paling optimal di Indonesia menggunakan Matriks QSPM yang kemudian digunakan dalam penelitian ini.

Dalam penelitian kuantitatif ini, teknik pengumpulan data yang diperoleh adalah data kuantitatif. Selanjutnya untuk memperkuat dan mengecek validitas data pada faktor-faktor internal utama dan faktor-faktor eksternal utama tersebut sekaligus menentukan bobot dan skor daya tarik (*Attractive Score – AS*) dari masing-masing skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif, maka penyusunan Tesis ini dilengkapi dengan observasi (*expert judgement*) dan wawancara mendalam (*in-depth interview*) terhadap responden yang ahli atau pakar di bidang panas bumi dan memahami terhadap masalah yang diteliti dalam Tesis ini [12].

Usaha yang dilakukan untuk mendapatkan informasi yang akurat dan jelas diperlukan alat bantu perekam suara serta reportase wawancara penelitian yang digunakan sebagai kelengkapan dokumentasi dalam penulisan Tesis ini. Sementara untuk mendukung wawancara ini maka peneliti menggunakan daftar tilik untuk observasi (*expert judgement*) dan melakukan telaah dokumen untuk mengetahui dampak dari implementasi kebijakan serta faktor-faktor yang mempengaruhinya dengan menggunakan analisis kualitatif [12]. Sehingga penelitian ini merupakan penelitian yang memadukan antara metode penelitian

kualitatif dan metode penelitian kuantitatif atau yang disebut dengan metode penelitian kombinasi (*mixed methods*) [11]. Penggunaan metode penelitian kombinasi (*mixed methods*) ini diharapkan mampu memberikan pengetahuan yang lebih mendalam dan utuh tentang suatu kebijakan yang ditempuh oleh pemerintah sekaligus meneliti manfaat kebijakan tersebut.



Gambar 1.4. Langkah-langkah penelitian [1]

Kerangka penelitian ini dibuat sebagai panduan dalam melaksanakan penelitian dengan langkah-langkah penelitian yang diawali dengan identifikasi permasalahan yang merupakan ide awal dalam pembahasan yang kemudian ditetapkan tujuan pembahasan dan pembatasan permasalahan. Selain itu, dilakukan studi literatur mengenai skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan perbandingan Filipina dan Selandia Baru secara umum yang

kemudian dianalisis berdasarkan kebijakan panas bumi yang digunakan saat ini di Indonesia. Hal ini didukung oleh data-data dari berbagai sumber yang mendukung dalam pemilihan skema alternatif yang dilakukan oleh regulator serta pihak terkait dalam pengembangan panas bumi di Indonesia [1]. Langkah-langkah penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 1.4.

Hasil dari identifikasi permasalahan dengan studi literatur yang ada yang didukung dengan data-data yang ada, dilakukan perumusan strategi-strategi yang dapat dilaksanakan sehingga dapat mengoptimalkan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi dan analisa harga listrik panas bumi di Indonesia. Dari hasil perumusan strategi-strategi tersebut selanjutnya dilakukan analisa terhadap strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi apa saja yang cocok diterapkan dalam pengembangan panas bumi di Indonesia dimana pembagiannya pada Seminar telah dilakukan tahapan-tahapan analisa dan informasi umum yang terkait dengan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, Filipina dan Selandia Baru, sementara pada Tesis ini dilakukan analisa terhadap penentuan harga listrik panas bumi dengan studi kasus pada PLTP Kamojang Unit V (1 x 30MW) yang dikembangkan oleh PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE).

Hasil analisa tersebut dilakukan observasi (*expert judgement*) dan wawancara mendalam (*in-depth interview*) terhadap responden yang ahli atau pakar di bidang panas bumi sebelum dilakukan pengambilan kesimpulan. Apabila dalam observasi dan wawancara mendalam (*in-depth interview*) terdapat perubahan dalam perumusan strategi maka dilakukan analisa ulang terhadap perubahan-perubahan dari hasil observasi (*expert judgement*) dan wawancara mendalam (*in-depth interview*) tersebut untuk dikaji dengan permasalahan yang teridentifikasi dengan studi literatur dan data-data yang ada untuk mendapatkan perumusan skema bisnis pengembangan panas bumi yang paling optimal untuk diimplementasikan di Indonesia [1].

Pengambilan keputusan dilakukan dengan merumuskan opsi-opsi dari beberapa rumusan skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif sehingga diperoleh strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi yang

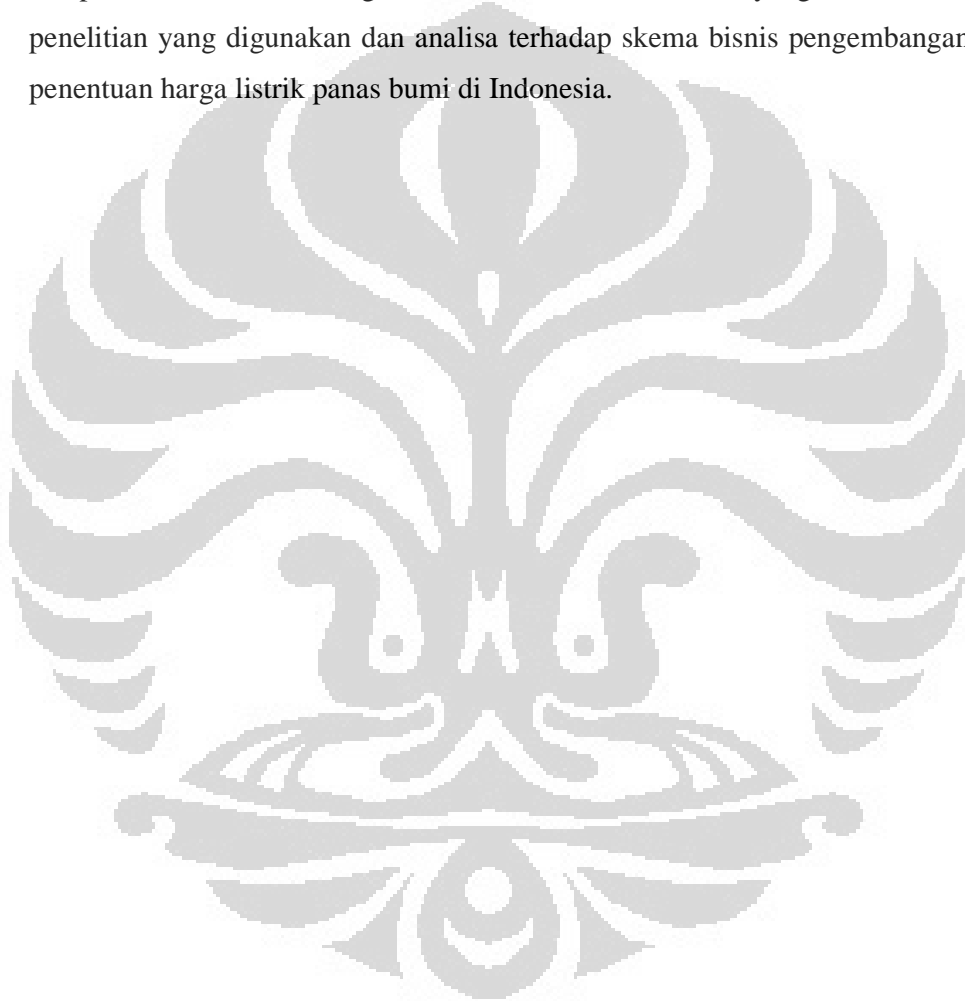
paling optimal diterapkan di Indonesia serta dilakukan analisis terhadap harga listrik panas bumi dari masing-masing strategi alternatif skema bisnis pengembangan panas bumi yang digunakan. Garis putus-putus yang berwarna merah menunjukkan batas langkah-langkah yang dilakukan pada Seminar dan langkah-langkah yang dipaparkan pada Tesis [1].

1.6 Sistematika Pembahasan

Secara keseluruhan Tesis ini terdiri dari enam bab dengan sistematika pembahasan yang terdiri dari Bab satu yang berisi tentang pengantar penelitian Tesis yang meliputi latar belakang masalah, perumusan masalah beserta identifikasi masalah, batasan masalah, tujuan dari penelitian, metodologi penelitian serta sistematika pembahasan yang dilakukan yang terkait dengan skema bisnis pengembangan dan penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia. Sementara Bab dua dari Tesis ini menjelaskan tentang tinjauan pustaka dan landasan teori yang meliputi potensi dan pengembangan energi panas bumi di Indonesia saat ini, berupa pengertian panas bumi, sistem panas bumi di Indonesia, prinsip kerja PLTP, keunggulan industri panas bumi, eksplorasi sumber daya panas bumi, klasifikasi potensi energi panas bumi, kelayakan pengembangan energi panas bumi, distribusi dan potensi panas bumi di Indonesia serta hipotesis dari pembahasan Tesis ini. Sedangkan Bab tiga dari Tesis ini membahas mengenai perkembangan kebijakan pengembangan panas bumi di Indonesia, faktor penghambat investasi di Indonesia, permasalahan pengembangan panas bumi, skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan perbandingan skema bisnis pengembangan panas bumi di Filipina dan Selandia Baru serta tahapan analisa dan pengujian data yang digunakan dalam Tesis ini.

Selanjutnya dalam Bab empat dari Tesis ini menjabarkan pengolahan dan pengujian data-data penelitian berupa analisa dari faktor-faktor internal utama dan faktor-faktor eksternal utama dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia menggunakan Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE) dan Matriks *External Factor Evaluation* (EFE) hingga ditemukan rumusan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia berdasarkan tinjauan dalam Matriks SWOT yang selanjutnya digunakan dalam penelitian ini. Selain itu

dalam bab ini dijelaskan pula hasil-hasil penelitian yang telah dilakukan dan rekomendasinya berupa penentuan strategi alternatif skema bisnis pengembangan panas bumi menggunakan Matriks QSPM dan penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia, serta perencanaan strategi alternatif dan pencapaian tujuan jangka panjang skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia. Dan bab yang terakhir, yaitu Bab lima memaparkan penjelasan mengenai hal-hal yang telah dicapai dalam Tesis ini dengan studi literatur dan data-data yang ada serta metode penelitian yang digunakan dan analisa terhadap skema bisnis pengembangan dan penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia.



BAB 2
POTENSI DAN PENGEMBANGAN ENERGI PANAS BUMI
DI INDONESIA

2.1 Panas Bumi

Panas bumi adalah sumber energi sebagai panas yang terdapat dan terbentuk di dalam kerak bumi yang dapat berupa air panas, uap air, dan batuan bersama mineral ikutan dan gas lainnya yang secara genetis semuanya tidak dapat dipisahkan dalam suatu sistem panas bumi dan untuk pemanfaatannya diperlukan proses penambangan.

2.1.1 Pengertian Panas Bumi

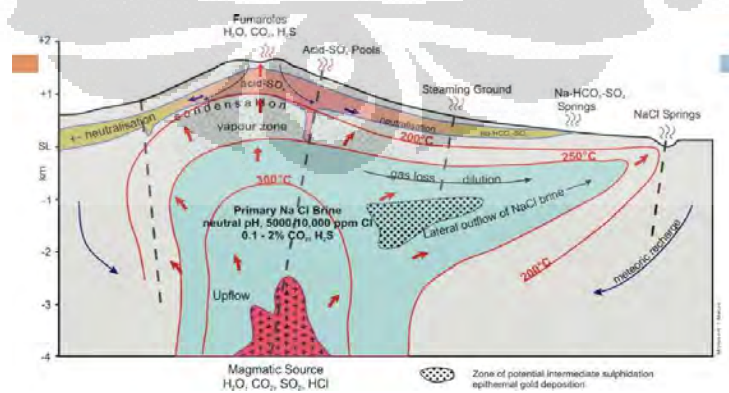
Panas bumi menghasilkan energi yang bersih dari polusi dan berkesinambungan atau dapat diperbaharui. Sumber daya energi panas bumi dapat ditemukan pada air dan batuan panas di dekat permukaan bumi sampai beberapa kilometer di bawah permukaan. Untuk menangkap panas bumi tersebut harus dilakukan pengeboran sumur seperti yang dilakukan pada sumur produksi minyak bumi. Sumur tersebut menangkap air tanah yang terpanaskan, kemudian uap dan air panas dipisahkan. Uap air panas dibersihkan dan dialirkan untuk memutar turbin. Air panas yang telah dipisahkan dimasukkan kembali ke dalam reservoir melalui sumur injeksi yang dapat membantu untuk menimbulkan lagi sumber uap.

Tenaga panas bumi adalah listrik yang dihasilkan dari panas bumi. Panas bumi dapat menghasilkan listrik yang handal dan hampir tidak mengeluarkan gas rumah kaca. Panas bumi sebagai mana didefinisikan dalam undang-undang Nomor 27 Tahun 2003 tentang panas bumi, adalah sumber energi panas yang terkandung di dalam air panas, uap air dan batuan bersama mineral ikutan dan gas lainnya yang secara genetis semuanya tidak dapat dipisahkan dalam suatu sistem panas bumi dan untuk pemanfaatannya diperlukan proses penambangan. Panas bumi mengalir secara kontinyu dari dalam bumi menuju ke permukaan yang manifestasinya dapat berupa: gunung berapi, mata air panas, dan *geyser*.

Energi panas bumi, adalah energi panas yang tersimpan dalam batuan di bawah permukaan bumi dan fluida yang terkandung didalamnya. Energi panas bumi telah dimanfaatkan untuk pembangkit listrik di Italy sejak tahun 1913 dan di New Zealand sejak tahun 1958. Pemanfaatan energi panas bumi untuk sektor non listrik (*direct use*) telah berlangsung di Iceland sekitar 70 tahun. 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. Saat ini energi panas bumi telah dimanfaatkan untuk pembangkit listrik di 24 Negara termasuk Indonesia. Disamping itu fluida panas bumi juga dimanfaatkan untuk sektor non listrik di 72 negara antara lain untuk pemanasan ruangan, pemanasan air, pemanasan rumah kaca, pengeringan hasil produk pertanian, pemanasan tanah, pengeringan kayu, kertas, dll [3].

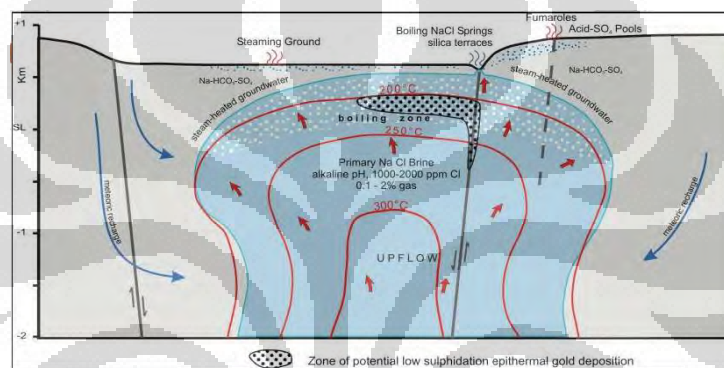
2.1.2 Sistem Panas Bumi di Indonesia

Posisi Kepulauan Indonesia yang terletak pada pertemuan antara tiga lempengan besar (Hindia – Australia – Eurasia – Pasifik) menjadikannya memiliki tatanan tektonik yang kompleks. Subduksi antar lempeng benua dan samudra menghasilkan suatu proses peleburan magma dalam bentuk partial melting batuan mantel dan magma mengalami diferensiasi pada saat perjalanan ke permukaan. Proses tersebut membentuk kantong-kantong magma berkomposisi asam hingga basa yang berperan dalam pembentukan jalur gunung api yang dikenal sebagai lingkaran api pasifik (*ring of fire*) [3].



Gambar 2.1 Model Skematik Sistem Panas Bumi Sepanjang Jalur Vulkanik Kuarter di Indonesia [3]

Keberadaan rentetan gunung api di sebagian wilayah Indonesia beserta aktivitas tektoniknya dijadikan dasar dalam penyusunan model konseptual pembentukan sistem panas bumi Indonesia. Gambar 2.1 adalah suatu penampang model skematik dari sistem panas bumi atau hidrothermal yang umum terjadi di sepanjang jalur vulkanik Kuartar di Indonesia, seperti di Sumatera, Jawa Bali, Nusa Tenggara, Maluku dan Sulawesi Utara, sedangkan Gambar 2.2 merupakan model skematik sistem panas bumi yang terjadi di daerah graben dengan topografi relatif datar, seperti di sebagian daerah Sumatera yang berasosiasi dengan Sesar Besar Sumatera [3].



Gambar 2.2 Penampang Skematik Sistem Panas Bumi/ Hydrothermal pada daerah cekungan (*graben*) [3]

Kedua model skematik tersebut memperlihatkan bahwa keberadaan manifestasi di permukaan seperti mata air panas, tanah panas, fumarol, solfatar, dan sebagainya dapat menjadi indikator kepastian adanya suatu sistem panas bumi di bawahnya. Sehingga dalam pencarian/ eksplorasi sumber energi panas bumi tidak akan terlalu jauh keberadaannya dari manifestasi yang ada. Yang menjadi permasalahan adalah berapa besar kapasitas energi panas bumi yang terkandung di dalamnya. Hal inilah yang perlu dilakukan eksplorasi yang lebih rinci.

Berdasarkan asosiasi terhadap tatanan geologi, sistem panas bumi di Indonesia dapat dikelompokkan menjadi 3 tipe utama, yaitu: vulkanik, graben (*vulcano-tektonik*) dan non-vulkanik. Pengelompokkan tipe ini dapat digunakan sebagai pedoman dalam mengestimasi awal besarnya potensi energi dalam suatu sistem panas bumi. Tabel 2.1 menunjukkan hubungan antara sistem panas bumi dengan estimasi potensi energi yang dikandungnya, dimana tampak bahwa potensi

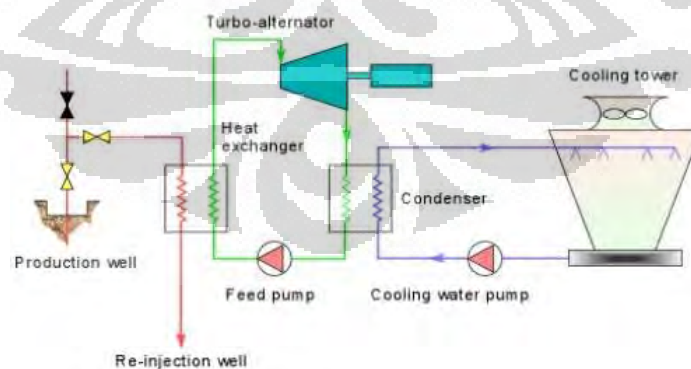
yang besar pada umumnya dimiliki oleh tipe vulkanik berjenis kompleks gunung api dan kandra.

Tipe		Temperatur/ Entalpi	Potensi Energi	Contoh
Vulkanik	Gunungapi Strato tunggal	Tinggi ~ 250°C	Sedang 50 – 100 MW	G. Ungaran, G. Tampomas
	Komplek Gunungapi	Tinggi ~ 250°C	Besar > 100 MW	G. Salak, G . Wayang Windu, G. Lawu
	Kaldera	Tinggi ~ 250°C	Besar >100 MW	Kamojang, Darajat, Ulumbu, Sibayak
Vulkano - Tektonik	(graben- kerucut vulkanik)	Sedang-tinggi 200 ~ 250°C	Sedang-Besar 50 - >100 MW	Sarula, Bonjol, Danau Rano, Sipaholon
Non - Vulkanik	Intrusi	Rendah-sedang ~ 200°C	Kecil-sedang ~ 50 MW	Lapangan-lapangan di Sulsel, Sulteng, dan Sultra, P. Buru

Tabel 2.1 Hubungan Tipe Sistem Panas Bumi di Indonesia dan Estimasi Potensi Energinya [3]

2.1.3 Prinsip Kerja PLTP

Prinsip kerja PLTP hampir sama dengan PLTU, hanya saja uap yang digunakan adalah uap panas bumi yang berasal langsung dari perut bumi. Karena itu, PLTP biasanya dibangun di daerah pegunungan dekat dengan gunung berapi. Biaya operasional PLTP juga lebih murah daripada PLTU, karena tidak perlu membeli bahan bakar, namun memerlukan biaya investasi yang besar terutama untuk biaya eksplorasi dan pengeboran perut bumi.



Gambar 2.3 Skema Teknis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Pada Gambar 2.3 skema teknis dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi diatas dapat dilihat bagaimana skema dari PLTP yaitu dimulai dari uap

panas bumi didapatkan dari suatu kantong uap di perut bumi. Tepatnya di atas lapisan batuan yang keras diatas magma dan mendapatkan air dari lapisan humus di bawah hutan penahan air hujan. Pengeboran dilakukan di atas permukaan bumi kantong uap tersebut, hingga uap dalam akan menyebur keluar. Semburan uap dialirkan ke turbin penggerak generator.

Setelah menggerakkan turbin, uap akan diembunkan dalam kondensor menjadi air dan disuntikkan kembali ke dalam perut bumi menuju kantong uap. Jumlah kandungan uap dalam kantong uap ini terbatas, karenanya daya PLTP yang sudah maupun yang akan dibangun harus disesuaikan dengan perkiraan jumlah kandungan tersebut. Melihat siklus dari PLTP ini maka PLTP termasuk pada pusat pembangkit yang menggunakan energi terbarukan.

2.1.4 Keunggulan Industri Panas Bumi

Energi panas bumi memiliki beberapa keunggulan dibandingkan sumber energi terbarukan yang lain, diantaranya:

- a. Hemat ruang dan pengaruh dampak visual yang minimal
- b. Mampu berproduksi secara terus menerus selama 24 jam, sehingga tidak membutuhkan tempat penyimpanan energi (*energi storage*), serta
- c. Tingkat ketersediaan (*availability*) yang sangat tinggi yaitu diatas 95%.

Penggunaan panas bumi sebagai salah satu sumber tenaga listrik memiliki banyak keuntungan di sektor lingkungan maupun ekonomi bila dibandingkan sumber daya alam lainnya seperti batubara, minyak bumi, air dan sebagainya. Tidak seperti sumber daya alam lainnya, sifat panas bumi sebagai energi terbarukan menjamin kehandalan operasional pembangkit karena fluida panas bumi sebagai sumber tenaga yang digunakan sebagai penggeraknya akan selalu tersedia dan tidak akan mengalami penurunan jumlah.

Pada sektor lingkungan, berdirinya pembangkit panas bumi tidak akan mempengaruhi persediaan air tanah di daerah tersebut karena sisa buangan air disuntikkan ke bumi dengan kedalaman yang jauh dari lapisan aliran air tanah. Limbah yang dihasilkan juga hanya berupa air sehingga tidak mengotori udara dan merusak atmosfer. Kebersihan lingkungan sekitar pembangkit pun tetap terjaga karena pengoperasiannya tidak memerlukan bahan bakar, tidak seperti

pembangkit listrik tenaga lain yang memiliki gas buangan berbahaya akibat pembakaran.

Sedangkan di sektor ekonomi, pengembangan energi panas bumi dapat meningkatkan devisa negara. Penggunaannya dapat meminimalkan pemakaian bahan bakar yang berasal dari fosil (minyak bumi, gas dan batubara) di dalam negeri sehingga mereka dapat di ekspor dan menjadikan pemasukan bagi negara. Hal ini mengingatkan sifat energi panas bumi yang tidak dapat diangkut jauh dari sumbernya.

2.2 Eksplorasi Sumber Daya Panas Bumi

Dalam UU No. 27 tahun 2003 tentang panas bumi, tahapan kegiatan operasional panas bumi terdiri dari Survei Pendahuluan, Eksplorasi, Studi Kelayakan, Eksploitasi dan Pemanfaatan, sedangkan tahapan pengusahaan terdiri dari Eksplorasi, Studi Kelayakan dan Eksploitasi.

Secara garis besar kedua tahapan tersebut di atas adalah sama, Survei Pendahuluan dan Eksplorasi dalam tahapan kegiatan operasional pada hakekatnya adalah Eksplorasi dalam tahapan pengusahaan. Kemudian Eksploitasi dan Pemanfaatan dalam tahapan kegiatan operasional sama dengan Eksploitasi dalam tahapan pengusahaan [3].

1. Tahap Penyelidikan

Berdasarkan hasil eksplorasi hingga saat ini, baik pendahuluan maupun rinci diperoleh gambaran bahwa daerah prospek panas bumi di Indonesia sebagian besar terkonsentrasi di P. Sumatera (84 lokasi), P. Jawa (71 lokasi), dan P. Sulawesi (55 lokasi) sedangkan sisanya tersebar di pulau-pulau lainnya. Pada keseluruhan daerah prospek, 54% lokasi tersebut telah dilakukan penyelidikan dengan tingkatan yang bervariasi mulai dari survei awal hingga rinci. Hanya 3% dari daerah prospek tersebut yang telah sampai pada tahap pengeboran eksplorasi.

1.1 Penyelidikan Pendahuluan/ Rekonaisan

Kegiatan ini meliputi studi literatur dan peninjauan daerah (geologi, geokimia). Dari penyelidikan ini akan diperoleh peta geologi tinjau dan sebaran manifestasi (seperti: air panas, steaming ground, tanah panas, fumarol, solfatar),

suhu fluida permukaan dan bawah permukaan serta parameter panas bumi lainnya yang berguna untuk panduan penyelidikan selanjutnya.

1.2 Penyelidikan Pendahuluan Lanjutan

Dalam penyelidikan pendahuluan lanjutan ini dilakukan penyelidikan geologi, geokimia, dan geofisika. Penyelidikan geologi permukaan yang menghasilkan peta geologi pendahuluan lanjutan, dilengkapi dengan penyelidikan *geohidrologi* dan *hidrologi*.

Penyelidikan geokimia meliputi pengamatan visual, pengambilan contoh dan analisis kimia air, gas serta tanah secara sistematis. Hasilnya berupa peta anomali unsur-unsur kimia yang terkandung di dalam air, gas dan tanah, jenis fluida bawah permukaan, asal usul fluida serta sistem panas bumi. Penyelidikan geofisika yang digunakan adalah pemetaan geofisika dan menghasilkan peta anomali geofisika dalam interval yang memungkinkan untuk dibuat kontur.

1.3 Penyelidikan Rinci

Penyelidikan rinci dilakukan berdasarkan rekomendasi dari penyelidikan sebelumnya, yang lebih dititik-beratkan pada penyelidikan ilmu kebumihian terpadu (geologi, geokimia, geofisika) dan dilengkapi pengeboran landaian suhu. Pada penyelidikan geologi dilakukan pemetaan geologi rinci dengan skala yang lebih besar daripada peta pendahuluan lanjutan, termasuk di dalamnya pemetaan batuan ubahan.

Penyelidikan geokimia dilakukan dengan interval titik yang lebih rapat dan lokasi penyelidikannya lebih terarah dan sistematis berdasarkan hasil penyelidikan sebelumnya. Hasilnya berupa peta anomaly unsur kimia dan model hidrologi. Penyelidikan geofisika dilakukan dengan cara pemetaan dan pendugaan yang menghasilkan peta anomaly dan penampang tegak pendugaan sifat fisis batuan. Pada sumur landaian suhu dilakukan juga penyelidikan geologi, geokimia dan geofisika, yang menghasilkan penampang batuan, sifat fisis serta kimia batuan.

2. Tahap Eksplorasi (wildcat)

Pengeboran eksplorasi (wildcat) adalah kegiatan pengeboran yang dibuat sebagai upaya untuk mengidentifikasi hasil penyelidikan rinci sehingga diperoleh

gambaran geologi, dan fisis dan kimia bawah permukaan serta kualitas dan kuantitas fluida.

3. Prastudi Kelayakan

Prastudi Kelayakan merupakan kajian mengenai potensi panas bumi berdasarkan ilmu kebumihan dan kelistrikan yang merupakan dasar untuk pengembangan selanjutnya.

4. Pengeboran Delineasi

Kegiatan pada tahap ini adalah pengeboran eksplorasi tambahan yang dilakukan untuk mendapatkan data geologi, fisik dan kimia reservoir serta potensi sumur dari suatu daerah panas bumi.

5. Studi Kelayakan

Studi kelayakan adalah kajian mengenai potensi panas bumi berdasarkan ilmu kebumihan, kelistrikan, ekonomi dan analisis dampak lingkungan yang merupakan dasar untuk pengembangan selanjutnya. Kajian mengenai kelistrikan dan evaluasi reservoir untuk menilai kelayakan pengembangan daerah panas bumi dilengkapi dengan rancangan teknis sumur produksi dan perancangan sistem pembangkit tenaga listrik.

6. Pengeboran Pengembangan

Jenis kegiatan yang dilakukan adalah pengeboran sumur produksi dan sumur injeksi untuk mencapai target kapasitas produksi. Pada tahap pengeboran pengembangan ini dilakukan pula pengujian seluruh sumur yang ada sehingga menghasilkan data kapasitas produksi. Sedangkan untuk sumur injeksi umumnya ditempatkan di luar daerah prospek, sebagai tempat untuk membuang fluida dari lapangan uap (*steam field*) dan turbin yang berupa air panas ke dalam tanah sehingga dapat menjaga keberlanjutan (*sustainability*) sistem panas bumi serta untuk menjaga lingkungan.

Dalam kaitannya dengan klasifikasi potensi energi panas bumi, setiap tahapan penyelidikan di atas menghasilkan tingkatan klasifikasi potensi energi panas bumi yang berbeda, pada tahapan penyelidikan/ survey rekonsian dan penyelidikan pendahuluan lanjutan menghasilkan klasifikasi potensi sumber daya

spekulatif dan hipotesis, penyelidikan/ survei rinci menghasilkan cadangan terduga, dan pengeboran eksplorasi dan delineasi menghasilkan cadangan mungkin dan terbukti. Semakin canggih dan beragam metode survey yang diterapkan semakin akurat nilai potensi panas bumi yang didapat, otomatis biaya (*cost*) yang dikeluarkan akan semakin tinggi.

Gambar 2.4 berikut menggambarkan zone-zone hasil tahapan penyelidikan/ survei potensi panas bumi mulai dari cadangan terduga hingga terbukti.



Gambar 2.4 Klasifikasi Jenis Cadangan Potensi Panas Bumi [3]

Areal cadangan terduga dihasilkan dari tahapan penyelidikan rinci yang terdiri dari geologi, geokimia dan geofisika. Penarikan luas areal ini berdasarkan anomaly dari data geologi, geokimia dan geofisika, data bawah permukaan hanya berupa data numerik hasil pengukuran geofisika yang dikompilasi dengan rekonstruksi data geologi dan interpretasi geokimia.

2.3 Klasifikasi Potensi Energi Panas Bumi

Berdasarkan Standar Nasional Klasifikasi Potensi Energi Panas Bumi di Indonesia tahun 1999, No. SNI 03 – 5012 – 1999, potensi energi panas bumi di Indonesia di bagi menjadi 5 (lima) kelas yakni: Sumberdaya Spekulatif yang merupakan kelas paling bawah diikuti oleh Sumberdaya Hipotesis, Cadangan Terduga, Cadangan Mungkin dan Cadangan Terbukti sebagai kelas tertinggi.

Klasifikasi ini dibuat berdasarkan tahapan penyelidikan yang dilakukan di daerah panas bumi. Tahapan penyelidikan pendahuluan menghasilkan klasifikasi sumber daya, sedangkan tahapan penyelidikan rinci menghasilkan klasifikasi cadangan.

1. Klasifikasi Sumberdaya Spekulatif

Dicirikan oleh manifestasi panas bumi aktif. Luas reservoir dihitung dari penyebaran manifestasi dan batas geologi, sedangkan temperature dihitung dengan geothermometer. Daya per satuan luas ditentukan dengan asumsi. Estimasi potensi energi dilakukan dengan metode perbandingan.

2. Klasifikasi Sumberdaya Hipotesis

Cadangan mungkin diindikasikan oleh manifestasi panas bumi aktif, data dasar adalah hasil survei regional geologi, geokimia dan geofisika. Luas daerah prospek ditentukan berdasarkan hasil penyelidikan geologi/ geokimia/ geofisika sedangkan temperature diperkirakan berdasarkan data geotermometer (air, gas atau isotop). Estimasi potensi energi dirumuskan dengan menggunakan metode volumetric. Ketebalan reservoir diasumsikan 1 hingga 2 km.

3. Klasifikasi Cadangan Terduga

Luas dan ketebalan reservoir serta parameter fisik batuan dan fluida diestimasi berdasarkan data ilmu kebumihan detil terpadu yang digambarkan dalam model tentative. Rumusan estimasi potensi energi digunakan metode volumetrik.

4. Klasifikasi Cadangan Mungkin

Dibuktikan oleh satu sumur eksplorasi yang berhasil menyemburkan uap/ air panas. Luas dan ketebalan reservoir didapat dari data sumur dan hasil penyelidikan ilmu kebumihan detil terpadu. Parameter batuan dan fluida serta temperature reservoir diperoleh dari data pengukuran langsung dalam sumur dan/ atau data analisis laboratorium. Rumusan estimasi potensi energi digunakan metode volumetric.

5. Klasifikasi Cadangan Terbukti



Dibuktikan oleh lebih dari satu sumur eksplorasi yang berhasil menyemburkan uap/ air panas. Luas dan ketebalan reservoir didasarkan pada data

sumur dan hasil penyelidikan ilmu kebumihan detail terpadu. Parameter batuan dan fluida serta temperatur reservoir diperoleh dari data pengukuran langsung dalam sumur dan/ atau data analisis laboratorium serta simulasi reservoir. Rumusan estimasi potensi energi digunakan simulasi reservoir yang digabung dengan metode volumetrik.

2.4 Kelayakan Pengembangan Energi Panas Bumi

Perkembangan kebutuhan energi yang pesat dan isu pemanasan global menjadikan energi panas bumi sebagai salah satu alternatif yang perlu diperhitungkan dalam menambah pasokan energi listrik dan mengurangi efek naiknya suhu bumi dengan mengurangi penggunaan energi fosil. Panas bumi sebagai energi yang ramah lingkungan memiliki arti penting dalam menjaga kelestarian ekosistem yang telah ada, disamping itu sistem panas bumi sangat bergantung pada suplai fluida yang disajikan dalam suatu sistem hidrologi. Dengan terjaganya factor lingkungan maka kelangsungan dan pemanfaatan energi panas bumi akan terus berlangsung.

Salah satu aspek dalam pengolahan panas bumi harus memenuhi standard yang ditentukan dalam bentuk analisis dampak lingkungan. Pemanfaatan energi panas bumi secara besar-besaran pastilah berdampak pada kondisi lingkungan baik limbah dan polusi suara serta efek perekonomian local. Berbagai regulasi diciptakan untuk mengawasi pemanfaatan energi panas bumi ini.

RESIKO	TAHAPAN KEGIATAN	JENIS POTENSI	BIAYA
BESAR  KECIL	PEMANFAATAN PANAS BUMI	CADANGAN TERBUKTI	BESAR  KECIL
	PENGEBORAN PENGEMBANGAN / EKSPLOITASI		
	STUDI KELAYAKAN		
	PEMBORAN DELINEASI	CADANGAN MUNGKIN	
	PEMBORAN EKSPLORASI & PRASTUDI KELAYAKAN		
	PENYELIDIKAN RINCI	CADANGAN TERDUGA	
	PENYELIDIKAN PENDAHULUAN LANJUTAN	SUMBER DAYA HIPOTESIS	
PENYELIDIKAN PENDAHULUAN / REKONAIKAN	SUMBER DAYA SPEKULATIF		

Gambar 2.5 Hubungan kualitatif antara alur Kegiatan Eksplorasi Panas Bumi terhadap resiko dan biaya [3]

Dalam pengembangan energi panas bumi selain aspek regulasi, dibutuhkan suatu studi kelayakan dengan mempertimbangkan aspek saintifikasi yang detail, terinci dengan hasil/ data yang relevan, teknis pelaksanaan dan nilai ekonomis dari produksi. Gambar 2.5 menunjukkan hubungan antara tahapan kegiatan eksplorasi terhadap resiko usaha dan biaya. Tahap awal dalam pengembangan suatu lapangan panas bumi adalah penyelidikan pendahuluan. Apabila penyelidikan pendahuluan tersebut menunjukkan adanya potensi panas bumi yang layak dikembangkan selanjutnya studi panas bumi yang lebih detail dan dengan metode yang lebih baik.

Pada tahapan ini dilakukan survey geologi, geokimia dan geofisika. Survei geologi dilakukan untuk mempelajari kondisi geologi dengan focus studi pada perkiraan sumber panas, batuan reservoir dan struktur permeabilitas. Studi geokimia dilakukan untuk mengetahui karakteristik fluida, temperature reservoir dan model aliran fluida dalam sistem panas bumi daerah tersebut. Adapun studi geofisika dilakukan dalam rangka mengetahui dimensi dan perkiraan lokasi reservoir. Ketiga metode tersebut digabungkan untuk kemudian dibuat model tentatif sistem panas bumi yang berkembang di daerah penyelidikan. Apabila hasil studi menunjukkan suatu daerah panas bumi layak untuk dikembangkan, selanjutnya Pemerintah menetapkan daerah tersebut sebagai WKP untuk kemudian melelangnya. Kegiatan pada tahap selanjutnya, yaitu eksplorasi, biasanya dilakukan oleh bada usaha setelah mendapatkan ijin usaha pertambangan (IUP) panas bumi. Pada tahap ini dilakukan kegiatan untuk konfirmasi hasil penyelidikan sebelumnya melalui pengeboran sumur eksplorasi. Hasil eksplorasi yang dilakukan beserta daftar survey sebelumnya dipergunakan untuk evaluasi sistem panas bumi yang ada di daerah tersebut apakah benar-benar layak untuk dikembangkan atau tidak. Prediksi kemampuan produksi lapangan panas bumi untuk kapasitas tertentu dilakukan melalui simulasi reservoir. Dari simulasi tersebut dapat diperkirakan kinerja reservoir apabila diproduksi selama mas waktu tertentu. Apabila secara teknis layak untuk dikembangkan maka akan dilakukan analisis kelayakan dari aspek yang lainnya diantaranya aspek lingkungan, social dan finansial.

Beberapa hal yang harus diperhatikan dalam aspek pasar adalah pemenuhan kebutuhan konsumen dan ketersediaan jaringan distribusi listrik. Dari aspek finansial perlu dikaji persoalan pendanaan meliputi sumber dana, proyeksi arus kas, indikator ekonomi serta pertimbangan pengaruh perubahan ekonomi makro. Aspek sosial ekonomi meliputi pertimbangan pengaruh proyek terhadap penerimaan Negara, kontribusi proyek terhadap penerimaan pajak dan bukan pajak, jasa-jasa umum dan kontribusi proyek terhadap kesempatan kerja, alih teknologi dan pemberdayaan usaha kecil dalam kaitan dengan *Corporate Social Responsibility (CSR)*. Apabila hasil studi menunjukkan kelayakan pada semua aspek yang telah dikaji maka pengembangan panas bumi di daerah tersebut layak untuk dilakukan.

2.5 Distribusi dan Potensi Panas Bumi di Indonesia

Berdasarkan hasil-hasil penyelidikan geologi, geokimia, geofisika dan pengeboran, sampai saat ini di Indonesia terdapat 276 lokasi panas bumi. Lokasi ini tersebar di sepanjang jalur vulkanik yang membentang dari P. Sumatera, Jawa, Bali, Nusa Tenggara, Sulawesi, Maluku dan Papua. Perkiraan total potensi energi panas bumi di Indonesia sekitar 29.038 GWe.

2.5.1 Distribusi Daerah Panas Bumi di Pulau Sumatera

Sumatera mempunyai daerah prospek panas bumi terbanyak di Indonesia dan terdistribusikan relative merata untuk setiap provinsinya kecuali provinsi Riau dan Bangka-Belitung dengan masing-masing satu (1) dan tiga (3) daerah prospek panas bumi. Total potensi untuk Pulau Sumatera adalah sekitar 13.516 MWe.

2.5.2 Distribusi Daerah Panas Bumi di Pulau Jawa

Distribusi daerah prospek tersebar di empat provinsi dan satu Daerah Istimewa Yogyakarta. Konsentrasi daerah prospek terbanyak di Jawa Barat (40 lokasi) diikuti oleh Jawa Tengah (14 lokasi), Jawa Timur (11 lokasi), Banten (5 lokasi) dan Daerah Istimewa Yogyakarta (1 lokasi). Total potensi untuk pulau Jawa adalah sekitar 10.092 MWe.

2.5.3 Distribusi Daerah Panas Bumi di Pulau Bali

Distribusi daerah panas bumi di Bali sampai saat ini meliputi 5 lokasi yang sebagian besar tersebar di daerah utara Pulau Bali. Total potensi untuk Pulau Bali adalah sekitar 296 MWe.

2.5.4 Distribusi Daerah Panas Bumi di NTB-NTT

Berdasarkan peta distribusi potensi panas bumi di Nusa Tenggara tampak daerah panas bumi lebih banyak ditemui di NTT (19 lokasi panas bumi) dibandingkan di NTB (3 lokasi). Di samping terlihat tingkat penyelidikan yang dilakukan di NTT relatif lebih rinci dari pada di NTB. Total potensi untuk Nusa Tenggara adalah sekitar 1.471 MWe.

2.5.5 Distribusi Daerah Panas Bumi di Kalimantan

Sampai saat ini terdapat delapan (8) daerah panas bumi yang terdapat di Pulau Kalimantan yaitu di Provinsi Kalimantan Barat. Daerah – daerah tersebut yaitu daerah panas bumi Jagoi Babang, Meromoh dan Sibentuk. Total potensi untuk Pulau Kalimantan adalah sekitar 115 MWe.

2.5.6 Distribusi Daerah Panas Bumi di Pulau Sulawesi

Di pulau ini sampai saat ini ditemukan sekitar 55 daerah prospek yang relative tersebar merata untuk setiap provinsinya, kecuali Pulau Gorontalo hanya 2 lokasi. Sedangkan tingkat penyelidikan yang dilakukan sebgaiian besar masih bersifat penyelidikan pendahuluan sehingga energi panas bumi yang ditemukan masih bersifat spekulatif kecuali untuk beberapa daerah panas bumi di Sulawesi Utara seperti Lahendong (status klasifikasi cadangan terbukti), Tompasso, Gunung Ambang, Kotamobagu (klasifikasi cadangan terduga). Total potensi untuk Pulau Sulawesi adalah sekitar 2.519 MWe.

2.5.7 Distribusi Daerah Panas Bumi di Kepulauan Maluku

Ada sekitar 26 daerah panas bumi yang teridentifikasi di daerah Maluku 13 lokasi dan di daerah Maluku Utara dengan 9 lokasi. Beberapa lokasi seperti di P. Buru dan P. Seram telah ditemukan lokasi panas bumi baru. Total potensi untuk Kepulauan Maluku adalah sekitar 954 MWe.

2.5.8 Distribusi Daerah Panas Bumi di Papua

Sampai saat ini baru tiga (3) daerah panas bumi yang telah dilakukan penyelidikan yaitu daerah panas bumi Makbou-Sorong dan Ransiki-Umsini dengan masing-masing sumber daya spekulatif sebesar 25 MWe. Total potensi untuk Papua adalah sekitar 75 MWe.

Tabel 2.2 Potensi Panas Bumi berdasarkan daerah di Indonesia

No.	Provinsi	Jumlah Lokasi	Potensi Energi (MWe)							Total	Kapasitas Terpasang
			Potensi Lapangan					Total	Kapasitas Terpasang		
			Sumber Daya		Cadangan						
			Spekulatif	Hipotesis	Terduga	Mungkin	Terbukti				
1	Sumatera	86	4.785	2.086	6.250	15	380	13.516	12		
2	Jawa	71	1.935	1.836	3.848	658	1.815	10.092	1.134		
3	Bali dan Nusa Tenggara	27	410	359	983	0	15	1.767	0		
4	Kalimantan	8	115	0	0	0	0	115	0		
5	Sulawesi	55	925	67	1.299	150	78	2.519	80		
6	Maluku	26	535	43	376	0	0	954	0		
7	Papua	3	75	0	0	0	0	75	0		
Total		276	8.780	4.391	12.756	823	2.288	29.038	1.226		
			13.171		15.867						

(Sumber: Badan Geologi KESDM 2010 & EBTKE KESDM 2012)

Dengan adanya kegiatan inventarisasi dan eksplorasi baik yang dilakukan oleh pemerintah maupun oleh badan usaha, maka data potensi energi panas bumi di Indonesia akan berubah dari waktu ke waktu sesuai dengan tingkat penyelidikan yang telah dilakukan. Potensi energi panas bumi untuk status tahun 2012 disajikan pada Tabel 2.2.

2.6 Hipotesis

Berdasarkan gambaran tinjauan pusta dan landasan teori di atas, maka dalam Tesis ini dapat di ambil hipotesis sebagai berikut: “Pada skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia saat ini, Pemerintah hanya menyediakan data awal berupa survey pendahuluan yang terbatas. Hal ini membebankan risiko pengembangan kepada pengembang (swasta) saja yang akan mempengaruhi harga listrik panas bumi dan nilai investasi. Oleh karena itu pengembangan panas bumi lebih baik dilakukan melalui mekanisme *Risk Sharing* dimana resiko pengembangan infrastruktur dengan skema PPP tersebut ditanggung bersama antara pihak pemerintah dan swasta”.

BAB 3

SKEMA BISNIS DAN KEBIJAKAN PENGEMBANGAN PANAS BUMI DI INDONESIA DAN DI BEBERAPA NEGARA LAIN

3.1 Perkembangan Kebijakan Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Potensi sumber daya panas bumi yang besar merupakan suatu anugerah sekaligus menjadi tantangan bagi segenap bangsa Indonesia. Dukungan dan peran pemerintah sangat diperlukan dalam mendorong peningkatan kebutuhan energi, dalam hal ini kebutuhan energi yang ramah lingkungan dan berkesinambungan.

Walaupun kegiatan pengembangan kepanas bumian di Indonesia telah lama dilakukan namun keterlibatan pemerintah baru dimulai pada tahun 1975, yaitu dengan dimulainya eksplorasi Kamojang oleh Pertamina, yang berlanjut hingga dioperasikannya mono blok Kamojang dengan kapasitas 250kW pada tahun 1978. Hingga tahun 2009 sudah sekitar empat dekade kegiatan pengembangan kepanas bumian berjalan di Indonesia., akan tetapi perkembangan pemanfaatan panas bumi melalui Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) baru mencapai 1189 MW atau 4% dari total potensi panas bumi di Indonesia yang teridentifikasi. Meskipun telah dikeluarkan Undang – undang Panas Bumi (UU No. 27 Tahun 2003) dan segenap aturan dibawahnya, namun hingga saat ini belum ada produksi listrik yang dihasilkan dari lapangan baru hasil dari Undang-undang tersebut [3].

Masih banyak kendala dan permasalahan yang dihadapi kedepannya diperlukan kebijakan pengelolaan panas bumi yang mendukung perkembangan industri panas bumi baik di sisi hulu sampai hilir.

3.1.1 Periode Pra UU No.27 Tahun 2003

Kegiatan eksplorasi panas bumi di Indonesia telah dilakukan sejak zaman penjajahan Belanda, yang pada tahun 1926 mulai dilakukan pengeboran lima (5) lima sumur eksplorasi di lapangan panas bumi Kamojang.

Namun setelah itu, kegiatan eksplorasi panas bumi praktis berhenti selama masa perang kemerdekaan dan Pemerintahan Orde Lama hingga kemudian

Pemerintah mengeluarkan Keputusan Presiden (Keppres) No. 16 Tahun 1974 yang menugaskan Pertamina untuk melaksanakan survei dan eksplorasi sumber daya panas bumi khususnya di pulau Jawa dan Bali. Berdasarkan Keppres tersebut, Pertamina bekerja sama dengan PLN melakukan eksplorasi panas bumi Kamojang dengan bantuan dari Pemerintah Selandia Baru. Selain Kamojang, eksplorasi panas bumi juga dilakukan di daerah Dieng dan berhasil mengembangkan monoblok Dieng. Hingga kemudian pada tanggal 27 November 1978 diresmikan monoblok Kamojang dan kemudian monoblok Dieng juga diresmikan tanggal 14 Mei 1981. Untuk kegiatan eksplorasi panas bumi di luar Jawa dilakukan di daerah Kerinci (Jambi) dan daerah Lahendong (Sulawesi Utara) dengan melibatkan Direktorat Vulkanologi (Badan Geologi), PLN dan pakar panas bumi Selandia Baru sekitar tahun 1977/ 1978.

Pada tahun 1981, Pemerintah menambah wewenang Pertamina melalui Keppres No. 22 Tahun 1981 mengenai pemberian kuasa pengusahaan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya panas bumi di seluruh Indonesia untuk pembangkit energi listrik serta mewajibkan menjual energi listrik hasil pengusahaan panas bumi tersebut kepada PLN. Melalui Keppres ini pekerjaan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya panas bumi dapat dilaksanakan sendiri oleh Pertamina ataupun dilaksanakan oleh pihak lain. Untuk pelaksanaan pekerjaan-pekerjaan yang belum atau tidak dapat dilaksanakan sendiri oleh Pertamina, Menteri Pertambangan dan Energi dapat menunjuk pihak lain sebagai kontraktor untuk mengadakan kerja sama dengan Pertamina dalam bentuk Kontrak Operasi Bersama (*Joint Operation Contract*).

Dengan diterbitkannya Keppres No. 45 dan No. 49 Tahun 1991, pengusahaan panas bumi menjadi lebih menarik karena energi berupa uap atau listrik yang dihasilkan selain dijual kepada PLN juga dapat dijual kepada instansi lain, Badan Usaha milik Negara lain, Badan Usaha Nasional yang bersusut badan hukum dan koperasi. Pajak pengusahaan panas bumi juga diturunkan dari 46% menjadi 34% dari penerimaan bersih perusahaan (*Nett Operating Income*). Selain itu Keppres No. 45 Tahun 1991 juga memberikan kemungkinan bahwa apabila diperlukan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memberikan izin pengusahaan sumber daya panas bumi skala kecil (lebih kecil atau sama dengan

10 MW) kepada instansi lain, Badan Usaha Milik Negara lain, Badan Usaha Nasional lain yang berstatus hukum maupun koperasi untuk keperluan ketenagalistrikan serta usaha lainnya. Dengan adanya kemudahan-kemudahan tersebut investasi panas bumi menjadi lebih menarik, hal ini terlihat dari adanya enam (6) kontrak pengusahaan sumber daya panas bumi baru yang berjalan pada periode ini.

Pada Tahun 2000 Pemerintah mengeluarkan Keppres No. 76 Tahun 2000 tentang Pengusahaan Sumber Daya Panas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik. Melalui Keppres tersebut Pemerintah mencabut monopoli pengusahaan sumber daya panas bumi oleh Pertamina dan memberikan kesempatan yang sama terhadap semua pelaku Pengembangan panas bumi. Adapun mengenai aturan perpajakan, masih mengikuti aturan yang berlaku selama belum ada ketentuan baru.

Perubahan yang mendasar setelah terbitnya Keppres No. 76 Tahun 2000 tentang Pengusahaan Sumber Daya Panas Bumi untuk Pembangkit Listrik adalah pengelolaan panas bumi sepenuhnya dilakukan oleh Pemerintah, sedangkan fungsi Pertamina di bidang panas bumi hanya sebagai suatu badan usaha dan tidak lagi sebagai regulator, kecuali kontrak-kontrak yang sudah dan masih berjalan, Pertamina masih terlibat dalam manajemen pengusahaan. Hal ini dipertegas lagi dengan terbitnya UU Minyak dan Gas Bumi No. 22/ 2001 bahwa setelah Badan Pelaksana terbentuk harus direstrukturisasi menjadi Persero dimana fungsinya sama dengan perusahaan jenis lainnya. Walaupun demikian UU tersebut belum dapat menampung kebijakan pengembangan panas bumi karena seperti tercantum dalam Bab I Ketentuan Umum butir 2 panas bumi tidak termasuk sebagai Gas Bumi yang didefinisikan sebagai hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperature atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari proses penambangan Minyak dan Gas Bumi.

Sebagai tindak lanjut perubahan tersebut maka pengalihan pengelolaan panas bumi diatur melalui Kepmen Energi dan Sumber Daya Mineral No.667K/11/MEM/2002, yang pada dasarnya menyatakan bahwa:

- a. Tugas pengaturan, pembinaan dan pengawasan untuk kegiatan eksplorasi, eksploitasi dan pengembangan sumber daya panas bumi diserahkan kepada Direktorat Jenderal Geologi dan Sumber Daya Mineral (DJGSM).
- b. Di lingkungan pemerintah dalam hal ini Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dimana tugas pengaturan, pembinaan dan pengawasan untuk kegiatan pembangkit tenaga listrik Energi panas Bumi diserahkan kepada Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi (DJLPE).

3.1.2 Periode UU No.27 Tahun 2003

Pengusahaan panas bumi memiliki resiko yang lebih besar dibandingkan pengusahaan pembangkitan tenaga listrik dari bahan bakar jenis lain. Pengembangan panas bumi harus memikul resiko tidak hanya di pembangkitan tetapi di sisi hulu pada pengembangan lapangan panas bumi.

Kenyataan ini dihadapi oleh pengembang panas bumi pada tahun 1990-an sebelum era undang-undang Panas bumi. Sementara itu pada akhir 1990-an Indonesia dilanda krisis moneter, dimana Pemerintah mengambil langkah menunda proyek IPP (*Independent Power Producer*) termasuk IPP panas bumi. Keadaan ini sangat mengkhawatirkan bagi masa depan panas bumi Indonesia. Perlindungan hukum perlu dilakukan terhadap investasi yang sudah di tanam dan risiko yang diambil oleh pengembang panas bumi. Oleh sebab itu kehadiran undang-undang panas bumi diperlukan untuk memberikan kepastian hukum bukan hanya bagi pengembang yang telah beroperasi namun juga untuk kegiatan usaha yang baru.

Landasan berpikir atau filosofi yang mendasari undang-undang panas bumi [3] adalah sebagai berikut:

1. Pengusahaan panas bumi dihadapkan pada mata rantai resiko disisi hulu dan hilir. Oleh sebab itu maka diminta kepada Pemerintah untuk melakukan eksplorasi. Atas dasar data eksplorasi ini maka wilayah kerja panas bumi ditetapkan dan kemudian ditenderkan. Kegiatan usaha panas bumi oleh badan usaha dilakukan setelahnya, yaitu mulai dari tahapan eksplorasi (apabila belum lengkap dilakukan Pemerintah), produksi uap hingga pembangkitan.

2. Mengingat panas bumi merupakan energi lokal maka peran pemerintah daerah sebagai otonom diberikan kewenangan melakukan tender atas wilayah kerja yang ditetapkan Pemerintah. Demikian pula pengawasan kepada kegiatan usaha dilakukan oleh pemerintah daerah/ Pemerintah sesuai dengan kewenangannya.
3. Kebijakan fiskal berkaitan dengan kewajiban badan usaha mengikuti undang-undang dibidang keuangan yang berlaku. Badan usaha diwajibkan membayar royalti uap panas bumi disamping kewajiban pihak lainnya.
4. Memberikan kepastian hukum terhadap kontrak panas bumi yang telah ditandatangani oleh Pemerintah. Namun undang-undang ini tidak memberikan jaminan kepastian usaha kepada izin-izin wilayah kerja yang telah dikeluarkan oleh Pemerintah, seperti kepada Pertamina, PLN dan Koperasi, sehingga perlindungan hukum ini kemudian dicantumkan dalam Peraturan Pemerintah No. 59/2007 yang merupakan turunan dari Undang-undang Panas Bumi No. 27/ 2001.

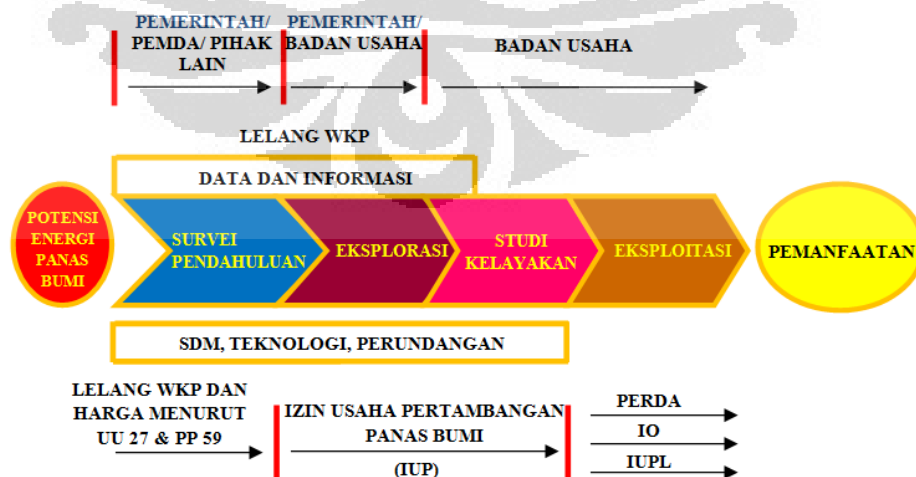
Undang-undang panas bumi ini hanya mengatur di sisi hulu, yaitu pengembangan lapangan panas bumi, sementara di sisi hilir diatur dengan undang-undang ketenagalistikan. Di sinilah permasalahan yang dihadapi karena prakteknya harmonisasi keduanya belum berjalan mulus. Permasalahan lain adalah untuk penyediaan listrik skala kecil dan daerah tertinggal, dimana pemerintah dan pemerintah daerah melakukan pengadaan tenaga listrik maka sebenarnya, apabila sumber energinya berasal dari panas bumi, maka Pemerintah pula yang mengembangkannya. Sementara di undang-undang panas bumi semua pengembangan panas bumi dilakukan melalui tender, sehingga sulit bagi Pemerintah untuk secara langsung mengembangkan lapangan panas bumi. Kekurangan lainnya adalah peran perusahaan milik negara tidak tercermin dalam undang-undang panas bumi. Berbeda dengan undang-undang migas keberpihakan kepada BUMN sangat besar, demikian pula undang-undang pertambangan mineral batubara dimana BUMN mendapat hak istimewa dalam berusaha di daerah pencadangan negara.

Undang-undang panas bumi ini memberi paradigma yang berbeda dalam pengusahaan panas bumi, dimana pada periode sebelumnya pengusahaan sumber

daya panas bumi dilakukan melalui pemberian kuasa pengusahaan sedangkan pasca undang-undang ini melalui pemberian izin usaha pertambangan panas bumi (IUP). Perubahan sistem tersebut menjadikan posisi pemerintah lebih kuat di depan hukum.

Sejalan dengan semangat otonomi daerah, UU No. 27 Tahun 2003 ini memberikan kewenangan yang lebih besar kepada Pemerintah Daerah dalam pengusahaan sumber daya panas bumi yaitu mulai dari aspek legislasi, perizinan, hingga ke pengawasan. Oleh karena itu kesiapan sumber daya manusia di daerah mengenai kepanasbumian sangat diperlukan agar fungsi pemerintah daerah sebagai pembuat peraturan, pembina dan pengawas, serta pemberi izin pengusahaan panas bumi dapat berjalan secara efektif.

Dari sisi tahapan panas bumi, Undang-undang mengatur bahwa kegiatan operasional panas bumi terdiri dari lima (5) tahap yaitu Survey Pendahuluan, Eksplorasi, Studi Kelayakan, Eksploitasi, dan Pemanfaatan. Tahapan kegiatan ini sebenarnya merupakan bagian dari eksplorasi dalam arti luas, namun agar Pemerintah diberikan keleluasaan, manakala tidak memiliki dana pengeboran, maka bagian awal dari eksplorasi yang berupa survey terpadu geosain permukaan setidaknya harus dilakukan Pemerintah. Untuk membedakan dengan aktifitas pada Survei Pendahuluan maka tahapan kegiatan operasional Eksplorasi dimaksudkan adalah pengeboran panas bumi. Secara umum alur kegiatan pengusahaan panas bumi adalah seperti ditampilkan pada Gambar 3.1.

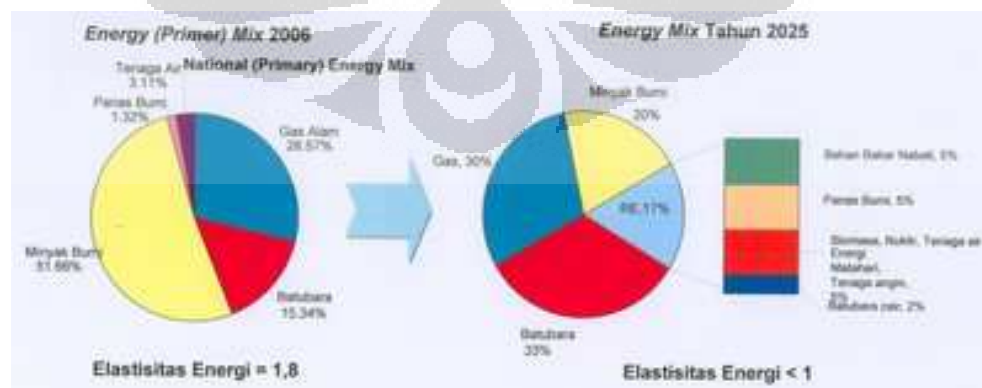


Gambar 3.1 Alur Kegiatan Pengusahaan Panas Bumi [3,4]

Permerintah dan/ atau Pemerintah Daerah sesuai dengan kewenangannya melakukan Survei Pendahuluan. Pemerintah juga dapat melakukan kegiatan eksplorasi panas bumi dalam rangka membantu mengurangi resiko investasi panas bumi yang mungkin terjadi. Hasil kegiatan tersebut dijadikan sebagai dasar dalam penetapan wilayah kerja pertambangan panas bumi (WKP) oleh Pemerintah. Survei Pendahuluan dapat diberikan ke pihak lain oleh Pemerintah dengan dana anggaran Pemerintah apabila pihak lain tersebut merupakan badan usaha, atau dikerjasamakan dengan instansi pemerintah lainnya atau organisasi kegeologian negara lain.

3.1.3 Kebijakan Energi Nasional di Bidang Panas Bumi

Kondisi pengembangan panas bumi saat ini perlu mendapatkan perhatian serius. Sebab, dari sisi kebijakan, Pemerintah telah memberikan perhatian yang sungguh-sungguh dimana bersamaan dengan Dewan Perwakilan Rakyat, Pemerintah telah mengeluarkan Undang-undang No. 27 Tahun 2003 tentang panas bumi dengan tujuan untuk mendorong berkembangnya penggunaan energi panas bumi [4]. Ditambah lagi pemerintah berkeinginan agar pengembangan panas bumi di Indonesia dapat berjalan dengan baik sehingga panas bumi dapat berperan sebagai salah satu pilar ketahanan energi nasional. Hal tersebut terlihat melalui penetapan Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN). Dalam Perpres tersebut Pemerintah menargetkan kontribusi energi panas bumi pada tahun 2025 sebesar 5% dari konsumsi energi nasional atau setara dengan 9500 MW [3].



Gambar 3.2 Sasaran Energi Mix Nasional Tahun 2025 Strategi optimalisasi [2]

Sasaran yang akan dicapai melalui *blue print* tersebut khususnya dalam bidang panas bumi adalah sebagai berikut:

1. Peningkatan pemakaian panas bumi untuk pembangkit tenaga listrik, peran panas bumi dalam Energi Mix nasional akan meningkat sekurang-kurangnya 5% pada tahun 2025, sehingga kapasitas terpasang dapat mencapai 9,5 GW;
2. Peningkatan pemanfaatan langsung panas bumi untuk menunjang sector agro Pengembangan dan wisata termasuk mempergunakan hasil sampingan dari pemanfaatan tidak langsung;
3. Peningkatan kemampuan kelembagaan dalam penyelenggaraan perusahaan panas bumi;
4. Masuknya investasi baru dalam perusahaan panas bumi baik dari dalam maupun dari luar negeri untuk memenuhi rencana pengembangan kapasitas PLTP.
5. Perusahaan emisi CO₂ dari pembangkit listrik yang diharapkan mencapai setidak-tidaknya setara 50 juta ton secara kumulatif pada tahun 2020;
6. Peningkatan kompetensi dan pemberdayaan SDM serta kemampuan teknologi nasional serta pemanfaatan barang dan jasa nasional dalam upaya untuk mencapai kemandirian;
7. Tersedianya perangkat regulasi untuk pengembangan dan perusahaan panas bumi sesuai dengan tuntutan kebutuhan;
8. Tersedianya perangkat regulasi untuk pengembangan dan perusahaan panas bumi sesuai dengan tuntutan kebutuhan.

Dalam pencapaian target tersebut, Pemerintah telah menyiapkan konsep cetak biru (*blue print*) pengelolaan energi nasional hingga tahun 2025 yang disiapkan oleh Pemerintah pada awal tahun 2000-an. Dengan adanya program percepatan pembangunan pembangkit listrik 10.000MW tahap kedua dimana panas bumi diharapkan menyumbang tambahan sebesar hampir 4000MW dari kapasitas yang ada dalam lima tahun ke depan, maka konsep tersebut praktis berubah atau tidak valid lagi.

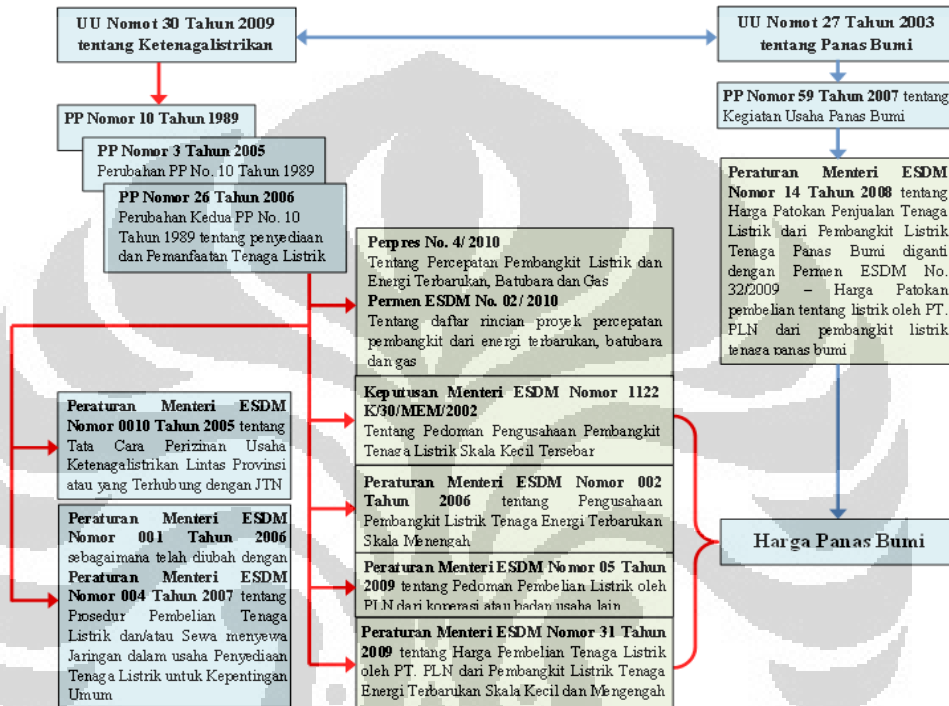
Keberhasilan pencapaian target 9500MW pada tahun 2025 sangat dipengaruhi oleh pengalaman terutama pada tahapan sekarang ini dalam program 10.000MW tahap kedua. Pencapaian target dalam program ini akan mudah dicapai apabila semua lapangan panas bumi yang pernah ada sebelum undang-undang panas bumi, secara optimal berproduksi. Kinerja pengembangan panas bumi dalam tahapan ini baru akan terlihat empat tahun dari sekarang pada saat semua lapangan tersebut berproduksi dengan sebagian tambahan dari produksi IUP yang baru. Hambatan yang paling besar dari pencapaian target adalah masalah non teknis seperti penyelesaian tumpang tindih lahan dan izin pinjam pakai serta izin lokasi. Sedangkan permasalahan teknis diperkirakan berasal dari belum berpengalamannya sebagian besar pelaku usaha nasional [3].

Sukses pada tahapan lima tahun ke depan ini akan mempermudah pencapaian target-target berikutnya. Dalam lima tahun berikutnya mulai dari 2016 hingga 2021 diperkirakan 3000MW tambahan listrik panas bumi. Penurunan target dari lima tahun sebelumnya (4000MW) karena seluruh lapangan Pertamina telah berproduksi semuanya, sehingga produksi listrik panas bumi murni dari lapangan baru. Dengan bertambahnya waktu tidak mudah lagi menambahkan lapangan-lapangan panas bumi bonanza dari sisi produksi uap, sehingga yang ditemukan adalah lapangan yang semakin sulit dengan cadangan kecil. Penambahan kapasitas listrik panas bumi juga berasal dari optimalisasi lapangan-lapangan yang telah ada sebelumnya. Dari tahun 2021 hingga 2025, kemungkinan tambahan hanya sebesar 1500MW. Faktor eksternal yang dapat mempengaruhi penurunan pencapaian produksi listrik panas bumi adalah penggunaan gas bumi yang relative murah, dimana puncak produksi gas Indonesia terjadi pada paruh waktu antara 2020 hingga 2025 [3].

3.2 Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia

Hal penting yang turut menentukan perkembangan perusahaan energi panas bumi adalah harga listrik panas bumi. Penentuan harga jual listrik panas bumi berbeda dari listrik yang lain dikarenakan harga listrik panas bumi tersebut ditentukan pada saat data dan informasi mengenai prospek yang ditawarkan masih sangat terbatas dan masih memiliki ketidakpastian yang sangat tinggi. Apabila

harga jual listrik ditetapkan pada tahap tersebut maka banyak sekali asumsi yang digunakan oleh pihak calon pengembang untuk mengurangi resiko kerugian apabila ternyata kondisi actual lapangan panas bumi tidak sesuai dengan yang diperkirakan, maka pihak calon pengembang cenderung menetapkan biaya yang tinggi sehingga harga jual listrik PLTP menjadi relatif tinggi.



Gambar 3.3 Alur Perundang-undangan Panas Bumi di Indonesia [3]

Hal ini wajar mengingat jika kondisi aktual tidak berjalan sesuai dengan perkiraan pengembang berarti pengembang harus menanggung resiko selama waktu proyek. Di sisi lain PLN sebagai pembeli tunggal mempunyai kepentingan untuk menekan harga serendah mungkin mengingat harga jual listrik PLN kepada masyarakat yang ditentukan Pemerintah lebih rendah dibandingkan harga produksi listrik panas bumi. Adanya perbedaan sudut pandang tersebut menjadikan negosiasi harga listrik panas bumi menjadi sulit mencapai titik temu. Untuk mengatasi hal tersebut, Pemerintah mengeluarkan beberapa kebijakan harga listrik panas bumi dimana yang terakhir adalah Peraturan Menteri ESDM No. 32 Tahun 2009 mengenai harga patokan pembelian tenaga listrik oleh PT.

PLN dari listrik pembangkit panas bumi. Dalam Permen tersebut, Pemerintah menetapkan harga patokan tertinggi untuk tenaga listrik dari pembangkit panas bumi adalah 9,7 sen US\$/kWh.

Untuk pembangkit listrik panas bumi dengan kapasitas maksimum 10 MW, harga listrik panas bumi ditentukan dengan mengikuti ketentuan sebagaimana tercantum pada Permen ESDM No. 31 Tahun 2009 tentang pembelian tenaga listrik oleh PT. PLN dari pembangkit tenaga listrik yang menggunakan energi terbarukan skala kecil dan menengah atau kelebihan tenaga listrik. Harga listrik ditentukan dengan mengikuti formula $\text{Rp. } 650/\text{kWh} \times F$ apabila terkoneksi pada tegangan menengah dan $\text{Rp. } 1004/\text{kWh} \times F$ apabila terkoneksi pada tegangan rendah. Variabel F merupakan factor insentif yang besarnya ditentukan berdasarkan lokasi pembangkit tenaga listrik tersebut [3].

3.3 Permasalahan Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Kondisi pengembangan panas bumi selama ini terlihat kurang menggemblirakan. Masih terdapat perbedaan antara perencanaan pengembangan panas bumi dengan realisasinya. Listrik yang saat ini dihasilkan dari panas bumi semuanya berasal dari Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) panas bumi yang mulai investasinya lebih dari 15 tahun yang lalu, sedangkan untuk Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) panas bumi baru (ditetapkan setelah diundangkannya UU No. 27 Tahun 2003) belum menunjukkan perkembangan berarti. Lambatnya, perkembangan investasi tersebut menunjukkan bahwa iklim investasi yang ada di Indonesia, khususnya di sektor panas bumi, kurang mendukung [4].

Beberapa permasalahan yang dihadapi perlu mendapat respon Pemerintah dan stake holders panas bumi. Permasalahan atau hambatan tersebut memiliki keterkaitan satu dengan yang lain. Berikut butir-butir permasalahan yang dihimpun dari hasil World Geothermal Congress 2010 di Bali yang lalu mengenai pengembangan panas bumi Indonesia [4].

1. Resiko Sumber Daya

Pengembangan panas bumi dihadapkan pada hambatan resiko sumber daya (resource risk). Resiko ini terkait kemungkinan tidak didapatinya potensi panas bumi sesuai dengan perkiraan sebelumnya. Sementara itu informasi tentang

kondisi bawah permukaan, termasuk cadangan yang tersedia, pada saat proses lelang dinilai masih minim untuk menekan resiko usaha. Kondisi tersebut menyebabkan harga listrik panas bumi yang diminta pengembang menjadi lebih tinggi sehingga akhirnya tidak ekonomis.

2. Tingginya Biaya Investasi pada Periode Awal Proyek

Pengembangan panas bumi dihadapkan pada masalah besarnya investasi di sisi hulu yang harus ditanggung investor pada periode awal proyek. Biaya ini digunakan untuk eksplorasi dan produksi uap panas bumi. Sebenarnya biaya ini merupakan *fuel-cost*, biaya pembelian bahan bakar pembangkit, yang akan digunakan selama masa pengusahaan panas bumi namun dibayarkan sebelum masa produksi.

3. Harga Listrik Panas Bumi

Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA (*Power Purchase Agreement*). Walaupun evaluasi tender didasarkan pada penawaran harga listrik panas bumi, namun harga yang ditawarkan dan diterima panitia lelang belum merupakan harga jual listrik kepada PLN. Kenyataan ini mendatangkan ketidakpastian kelangsungan usaha dan ketidakpastian hukum.

4. Proses Lelang Dinilai Tidak *Bankable*

Proses lelang dianggap tidak mampu menghasilkan pengembangan panas bumi yang profesional, diindikasikan dari belum dikembangkannya lapangan-lapangan panas bumi yang telah dilelangkan. Hal ini terjadi karena peserta tender dinilai tidak memiliki kompetensi usaha panas bumi. Kondisi ini menyebabkan sangat sulit bagi mereka untuk mengembangkan panas bumi, bahkan untuk memperoleh pendanaan. Ditambah dengan persyaratan memenangkan tender berdasarkan harga listrik terendah, yang akan mendorong peserta tender berusaha menekan harga untuk menang. Hal ini menyebabkan badan usaha dengan kompetensi usaha panas bumi menjadi enggan mengikuti tender wilayah kerja panas bumi.

5. Pengembangan Panas Bumi Skala Kecil

Pengembangan panas bumi skala kecil akan sulit untuk dilakukan di Indonesia. Hal ini dikarenakan pengembangan panas bumi skala ini tidak akan ekonomis bila dikembangkan oleh badan usaha, selama struktur harganya mengikuti struktur harga yang ada saat ini. Di sisi lain, peraturan perundangan yang ada tidak mengakomodasi peran Pemerintah atau hak istimewa Pemerintah untuk pengembangan sumber daya panas bumi skala kecil.

6. Pemanfaatan Panas Bumi Secara Langsung

Pengembangan panas bumi selama ini masih sebatas untuk pembangkitan tenaga listrik, sementara pemanfaatan energi panas bumi untuk pemanfaatan secara langsung masih sangat terbatas. Salah satu hal yang menyebabkan terjadinya kondisi tersebut adalah belum adanya peraturan perundangan yang mengatur mengenai pemanfaatan langsung panas bumi.

7. Kurangnya Sumber Daya Manusia Bidang Panas Bumi

Kemampuan sumber daya manusia di bidang panas bumi terutama di daerah masih rendah. Kenyataan ini dapat dimengerti mengingat bidang usaha panas bumi masih relatif baru dan belum dikenal. Apalagi pemerintah daerah dituntut untuk mengawasi jalannya operasi usaha panas bumi di daerahnya. Hal ini membuat pemerintah daerah tidak optimal dalam melakukan pembinaan dan pengawasan usaha panas bumi.

Dalam konteks pengembangan panas bumi nasional, kondisi jumlah ahli panas bumi masih jauh dari memadai, baik yang berada di perusahaan milik Negara maupun swasta. Ahli-ahli panas bumi yang ada pada umumnya telah melewati masa produktifnya sehingga tidak bisa diharapkan untuk masa datang.

8. Kandungan Lokal

Penggunaan barang dan jasa pengembangan panas bumi saat ini sebagian besar masih didatangkan dari luar negeri. Sebagai pemilik sumber daya panas bumi terbesar di dunia, dimana Pemerintah memiliki komitmen untuk memanfaatkan panas bumi sebesar-besarnya maka sudah seharusnya industri penunjang tersebut dibangun di Indonesia. Selama ini kandungan local industri panas bumi masih sangat rendah sehingga turut menaikkan biaya investasi.

9. Tumpang Tindih dengan Wilayah Hutan

Pengembangan panas bumi akan menghadapi kendala tumpang tindih lahan dengan kehutanan. Secara alamiah, panas bumi berada di wilayah gunung dengan kemiringan lereng yang curam. Wilayah-wilayah tersebut pada umumnya juga merupakan kawasan hutan suaka alam atau hutan konservasi. Sementara berdasarkan aturan yang ada, pengembangan panas bumi tidak dimungkinkan untuk dilakukan di kawasan tersebut. Diperkirakan sekitar 30,5% wilayah potensi panas bumi teridentifikasi berada dalam kawasan hutan lindung dan konservasi, sebagaimana di tampilkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Tabel Daerah Panas Bumi yang berpotensi Tumpang Tindih Lahan dengan Kawasan Hutan [4]

Status Hutan	Daerah Panas Bumi dalam Kawasan Hutan		
	Jumlah	Presentase Wilayah Tumpang Tindih	Potensi (MWe)
Hutan Konservasi	29	10,9 %	3.428
Hutan Lindung	52	19,6 %	8.641
Total	81	30,5 %	12.069
Total potensi yang diperkirakan berada di kawasan Hutan: 12.069 MWe (42,9% dari total potensi Panas Bumi Indonesia)			

(Badan Geologi, KESDM, 2010)

10. Birokrasi dan Kelembagaan

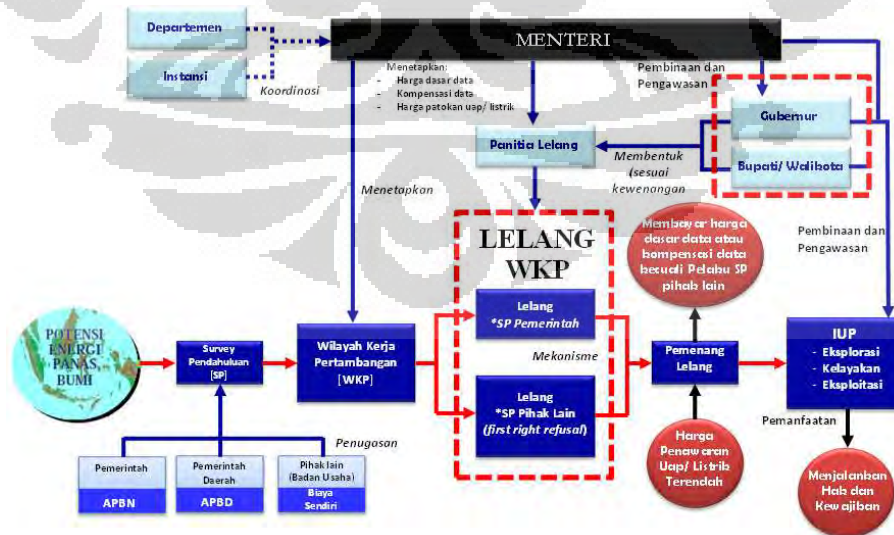
Hampir semua daerah belum menyiapkan lembaga atau unit kerja yang menangani panas bumi. Pemerintah daerah banyak juga yang belum memiliki peraturan daerah berkaitan dengan pengusahaan panas bumi, akibatnya walaupun WKP sudah diterbitkan Pemerintah, pemerintah daerah baru melakukannya satu hingga dua tahun kemudian. Permasalahan berikutnya adalah daerah belum memiliki aparatur yang kompeten menangani perizinan dan pengawasan kegiatan panas bumi. Sekat-sekat birokrasi juga terjadi di Pemerintah Pusat dimana urusan panas bumi dilakukan oleh tiga unit eselon satu, yaitu Badan Geologi; Ditjen Mineral, Batubara dan Panas Bumi; serta Ditjen Listrik dan Pemanfaatan Energi. Oleh karena itu dengan berdirinya Ditjen Energi Baru Terbarukan dan Konservasi

Energi (EBTKE), urusan yang dilakukan dua Ditjen diharapkan akan disatukan dalam Ditjen EBTKE.

3.4 Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

3.4.1 Tahapan dan Skema Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Tahapan kegiatan usaha panas bumi terdiri dari tahapan Eksplorasi, Studi Kelayakan, dan Eskploitasi yang diberikan dalam satu izin, yaitu izin usaha pertambangan panas bumi (IUP), sedangkan tahapan kegiatan operasional panas bumi seagaimana diatur dalam undang-undang terdiri dari lima tahap, yaitu Survei Pendahuluan, Eksplorasi, Studi Kelayakan, Eksploitasi, dan Pemanfaatan. Tahapan kegiatan ini sebenarnya merupakan alat kontrol pengawasan kepada pelaku usaha. Survei Pedahuluan dan Eksplorasi sebenarnya merupakan bagian dari eksplorasi dalam arti luas, namun agar Pemerintah diberikan keleluasaan, mana kala tidak memiliki dana pemboran, maka bagian awal dari eksplorasi yang berupa survey terpadu geosain permukaan setidaknya harus dilakukan Pemerintah. Target survey pendahuluan ini adalah mengetahui gambaran sistem panas bumi dan besaran potensi energi panas bumi, yang mana informasi tersebut selanjutnya digunakan dalam penyiapan wilayah kerja. Sementara eksplorasi merupakan kegiatan untuk membuktikan apakah potensi energi panas bumi di suatu daerah benar-benar ada atau tidak, biasanya dilakukan melalui pemboran.



Gambar 3.4 Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia [5]

Studi merupakan tindak lanjut dari kegiatan eksplorasi dan mempunyai tujuan untuk menentukan kelayakan pengembangan suatu lapangan panas bumi. Studi ini mempelajari seluruh aspek yang berkaitan dengan rencana pengembangan suatu lapangan panas bumi. Apabila hasil studi kelayakan menyatakan bahwa suatu lapangan panas bumi layak untuk dikembangkan, maka tahapan selanjutnya adalah eksploitasi dan pemanfaatan. Eksploitasi dimaksudkan untuk mengeluarkan uap atau air panas dari dalam bumi melalui kegiatan pemboran produksi. Dalam tahapan eksploitasi juga dilakukan kegiatan injeksi sisa air panas dari proses pembangkitan tenaga listrik ke dalam sistem panas bumi untuk memelihara kelangsungan pembentukan uap panas bumi. Pemanfaatan energi panas bumi dapat berupa pemanfaatan langsung atau pemanfaatan tidak langsung (tenaga listrik). Pada saat ini pemanfaatan pengembangan panas bumi untuk pembangkitan tenaga listrik mengikuti peraturan perundang-undangan ketenagalistrikan. Kurun waktu eksploitasi sumber daya panas bumi sama dengan kurun waktu pembangkitan listrik panas bumi untuk pemanfaatan langsung. Secara umum alur kegiatan pengusahaan panas bumi ditunjukkan pada Gambar 3.4.



Gambar 3.5 Mekanisme Ijin Usaha Pertambangan (IUP) [5]

Mekanisme ijin usaha pertambangan (IUP) Panas Bumi dapat dilihat pada Gambar 3.5. WKP ditetapkan oleh Menteri melalui proses lelang yang dapat

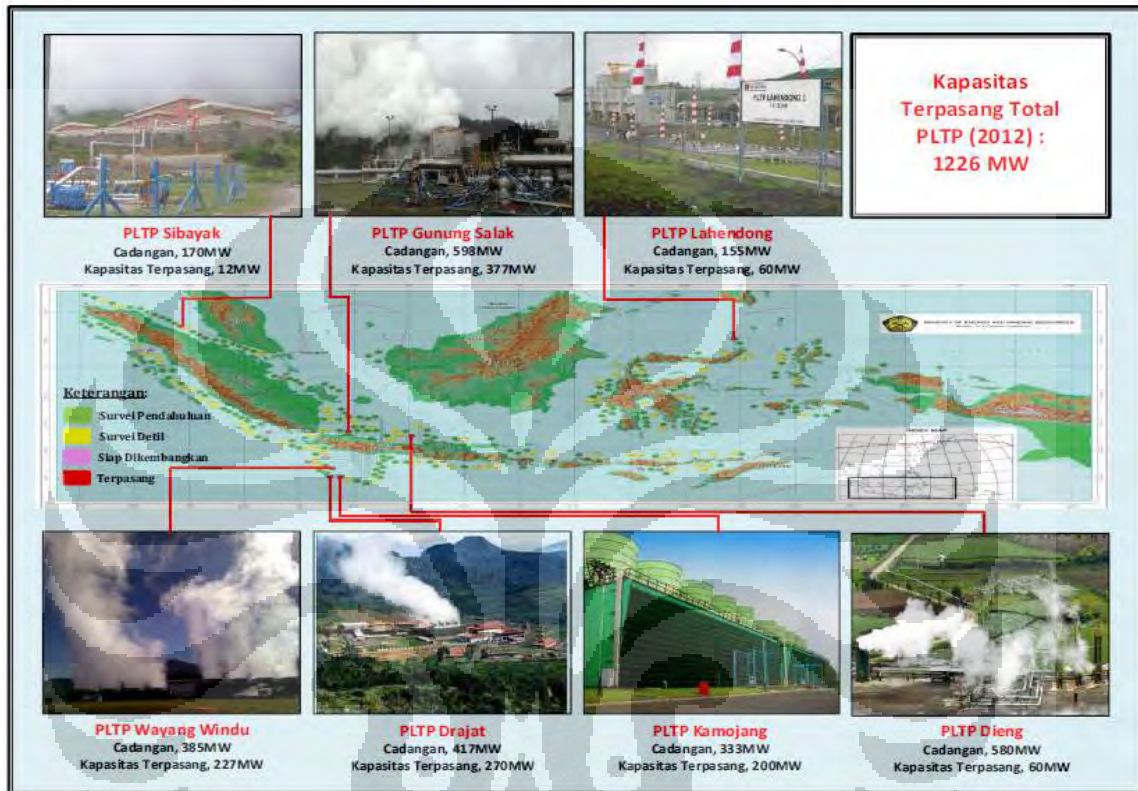
dilakukan oleh Pemerintah Pusat, Gubernur atau Bupati/Walikota [5]. Dimana urutannya adalah sebagai berikut :

- a. Menyusun jadwal dan menetapkan tempat pelaksanaan lelang WKP;
- b. Menyiapkan dokumen lelang;
- c. Membuka rekening bank untuk kebutuhan penyimpanan/transfer uang jaminan lelang
- d. Mengumumkan pelelangan WKP Panas Bumi di media cetak nasional dan regional
- e. serta papan pengumuman;
- f. Menilai kualifikasi Badan Usaha melalui prakualifikasi;
- g. Melakukan evaluasi terhadap penawaran yang diajukan oleh peserta lelang;
- h. Mengusulkan calon pemenang;
- i. Membuat Berita Acara Pelelangan WKP;
- j. Untuk Wilayah Kerja lintas Provinsi dibentuk oleh Menteri;
- k. Untuk Wilayah Kerja lintas Kabupaten/Kota dibentuk oleh Gubernur;
- l. Untuk Wilayah Kerja yang berada di wilayah Kabupaten/Kota dibentuk oleh
- m. Bupati/Walikota
- n. Apabila Kabupaten/Kota atau Provinsi belum mampu menyelenggarakan proses
- o. pelelangan WKP di wilayahnya, maka Bupati/Walikota atau Gubernur dapat meminta
- p. kepada Gubernur/Menteri untuk melaksanakan proses pelelangan

3.4.2 Kondisi Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Kapasitas terpasang dari pengembangan panas bumi hingga saat ini baru sebesar 1.226MW. Produksi ini berasal dari lapangan panas bumi yang dikelola PT. Pertamina Geothermal Energi (PT. PGE), anak perusahaan PT. Pertamina (Persero). Pengelolaan lapangan tersebut dilakukan, baik oleh PT. PGE sendiri maupun oleh kontraktornya, seperti Chevron dan Star Energi melalui Kontrak Operasi Bersama (KOB). Semua lapangan Pertamina tersebut dikembangkan mulai dari tahun 1980-an atau 1990-an hingga sekarang. Dari lapangan panas bumi tersebut, yang telah dihasilkan listrik adalah Kamojang, Lahendong, dan

Sibayak yang dikelola oleh PT. PGE. Sementara yang dikelola oleh kontraktornya adalah Wayang Windu, Drajat, Salak, dan Dieng. Masih terdapat lapangan Pertamina lainnya, yaitu Ulubelu, Hulu Lais, Sungai Penuh Kotamobago, Karaha Bodas, Patuha dan Sarula yang telah dan sedang dieksplorasi.



Gambar 3.6 Peta Sebaran Panas Bumi di Indonesia

(Sumber: Badan Geologi KESDM 2010 & EBTKE KESDM 2012)

Secara umum peta persebaran produksi listrik dari pengembangan panas bumi di Indonesia hingga saat ini ditunjukkan pada Gambar 3.6. Disamping pengembangan pada wilayah-wilayah tersebut, kegiatan usaha panas bumi pasca dikembangkannya undang-undang panas bumi masih belum menghasilkan tenaga listrik. Hingga saat ini terdapat 13 Izin Usaha Pertambangan Panas Bumi (IUP) yang telah dikeluarkan dari 17 lapangan panas bumi yang telah ditenderkan. Masih dibutuhkan waktu agar lapangan-lapangan baru ini dapat menghasilkan listrik, dimana studi kasus yang digunakan untuk melakukan analisa terhadap penentuan harga jual listrik di Indonesia adalah PLTP Kamojang Unit V (1x30MW).

3.5 Perbandingan Pengembangan Panas Bumi di Filipina

3.5.1 Kebijakan Pengembangan Panas Bumi di Filipina

Filipina berada di Circum Pasifik di tepi Sistem vulkanik dan memiliki banyak sumber daya panas bumi yang dapat dikembangkan secara komersial. Dengan lebih dari 20 tahun pengalaman dalam pengembangan panas bumi dan pembangkit listrik, industri panas bumi di Filipina sekarang dalam sudah dalam keadaan matang. Kapasitas daya terpasang panas bumi saat ini di Filipina telah berkembang menjadi 1.905 MW [10], sebagaimana ditampilkan pada di Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Tabel Kapasitas Terpasang Panas Bumi di Filipina [10]

Fasilitas Panas Bumi	Kapasitas (MW)	Operator PLTP	Operator Lapangan Uap Panas Bumi
Luzon			
Mak-ban	426	NPC	PGI
Tiwi	330	NPC	PGI
Bacman	150	NPC	PNOC EDC
Leyte			
Tongonan I	112.5	NPC	PNOC EDC
Leyte-Luzon/ Optimization	386	CalEnergi/Ormat*	PNOC EDC
Leyte-Cebu	202	CalEnergi *	PNOC EDC
Negros			
Palinpinon	192,5	NPC	PNOC EDC
Mindanao			
Mt. Apo	106	Marubeni*	PNOC EDC
Total Filipina	1.905		
Subtotal, PNOC EDC	1.149		
Subtotal, PGI	756		

Catatan: *Dibawah kotrak Build-Operate-Transfer (BOT) dengan PNOC EDC

Panas Bumi di Filipina saat ini memiliki kapasitas 13% dari total kapasitas pembangkitan di Filipina dan sekarang peringkat kedua di dunia di samping Amerika Serikat. Di Filipina, hanya ada dua pengembang sumber daya panas bumi, yaitu PGI dan Philippine National Oil Company - Energi Development Corporation (PNOC EDC) dimana secara aktif terlibat dalam program panas bumi pemerintah, serta dengan partisipasi sektor swasta di sisi pembangkit listrik tentunya melalui perjanjian *Build-Operate-Transfer* (BOT) dengan PNOC EDC.

PNOC EDC, sebagai perusahaan panas bumi terkemuka di Filipina, mengembangkan keahlian dan kemampuan selama bertahun-tahun. Teknologi panas bumi yang telah diterapkan berevolusi yang mengadopsi dari sejumlah teknologi dari negara-negara penghasil panas bumi seperti Amerika Serikat, Islandia, Selandia Baru, Italia dan Jepang yang telah mengirim ahli panas bumi mereka di Filipina untuk melakukan beberapa evaluasi daerah panas bumi di Filipina melalui hibah bantuan teknis. Untuk lebih mengembangkan tenaga kerjanya, PNOC EDC juga mengirimkan sebagian besar tenaga teknis untuk melatih di pusat-pusat pelatihan panas bumi di luar negeri [10].

Eksplorasi, pengembangan dan pemanfaatan sumber daya panas bumi di Filipina diatur oleh Keputusan Presiden (PD1442), atau Hukum Kontrak Layanan Panas Bumi. PNOC Energi Development Corporation (PNOC EDC) adalah perusahaan pemerintah yang sepenuhnya dimiliki dan dikendalikan secara aktif terlibat dalam eksplorasi panas bumi, pengembangan dan produksi.

The Philippines Geothermal Service Contract Law (PD 1442), dikenal sebagai Hukum Panas Bumi, yang memberikan insentif kepada pengembang panas bumi yaitu diantaranya sebagai berikut:

- a. Pembebasan dari tugas pembayaran tariff dan pajak kompensasi atas import mesin.
- b. Masuknya tenaga teknis dan khusus asing yang dapat melaksanakan profesi mereka semata-mata untuk operasi dan kontraktor.
- c. Repatriasi modal investasi dan pengiriman uang dari penghasilan yang berasal dari kontrak layanan operasi (*service contract operations*).

3.5.2 Tahapan dan Skema Pengembangan Panas Bumi di Filipina

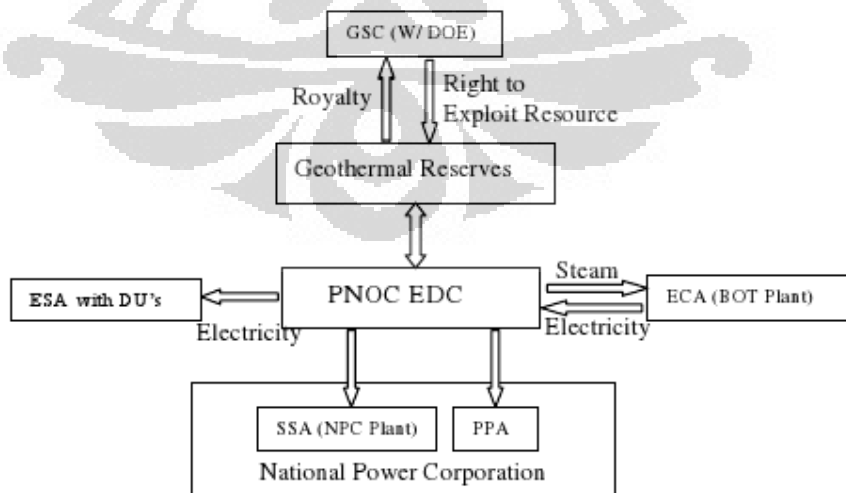
Produksi panas bumi di Filipina menjalani penyelidikan yang sistematis dan evaluasi dalam eksplorasi awal mereka, pengembangan sampai produksi uap dan pengelolaan sumber daya. Studi-studi dan evaluasi yang cukup mirip dengan yang diterapkan di daerah panas bumi lainnya di dunia dengan modifikasi yang sesuai dan inovasi yang sesuai dengan daerah panas bumi di Filipina. PNOC

EDC, sebagai perusahaan panas bumi, telah mengikuti prosedur yang diterima secara luas di industri dalam pelaksanaan proyek panas bumi.

Dari perspektif sumber daya, proyek panas bumi di Filipina dibagi dalam tahap-tahapan [10] sebagai berikut:

1. Proyek definisi dan evaluasi penyelidikan;
2. Detil eksplorasi;
3. Pengeboran eksplorasi dan deliniasi;
4. Analisa Sumber daya dan perkiraan potensi pengembangan;
5. Mendapatkan Compliance Certificate untuk Lingkungan
6. Mendapatkan pembiayaan untuk proyek tersebut
7. Pengembangan Lapangan
8. Produksi uap dan manajemen sumber daya
9. Opsi untuk ekspansi kapasitas
10. Shutdown dan batal

Setelah konfirmasi sumber daya untuk pengembangan, studi kelayakan selesai maka akan masuk pada fase pembangkitan listrik panas bumi yang sesuai yang akan dibentuk untuk mengkonversi energi dari uap menjadi energy listrik. Pembangkit listrik akan menjalani tahap-tahap berikut, seiring dengan pengembangan lapangan panas bumi: tawaran tender, desain, manufaktur dan pengiriman, konstruksi, commissioning dan operasi.



Gambar 3.7 Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Filipina [9]

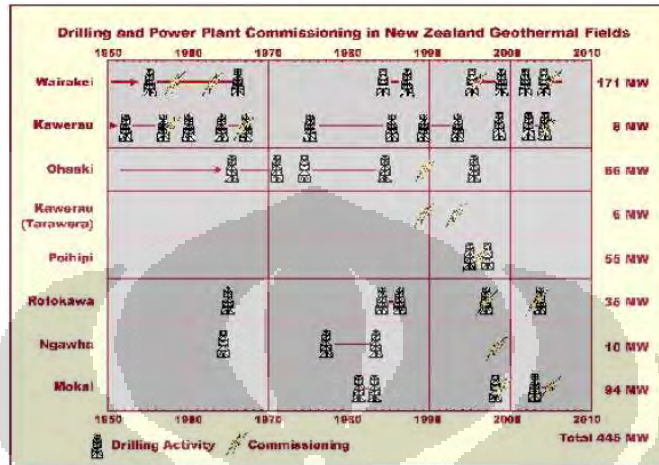
Prospek Panas Bumi menjalani tahap pra-kelayakan yang terdiri dari definisi dan fase evaluasi pengintaian, tahap eksplorasi rinci dan eksplorasi tahap pengeboran dan delineasi. Tahap kelayakan, yang berikut, akan menilai sejauh mana sumber daya layak untuk dilanjutkan atau dikembangkan. Studi kelayakan mendefinisikan strategi pembangunan, memperkirakan investasi yang dibutuhkan dan pemeliharaan dan biaya operasi, mengevaluasi kelayakan proyek ekonomi dan keuangan dan membahas peraturan. Dampak Lingkungan juga harus siap, ini menjadi dasar untuk penerbitan *Environment Compliance Certificate* (ECC). Setelah ketersediaan pembiayaan, proyek ini masuk ke tahap implementasi di mana produksi dan injeksi ulang sumur dibor, dan pengumpulan cairan dan injeksi ulang sistem dan instrumentasi kontrol diinstal. Pembangunan pembangkit listrik panas bumi dikejar secara paralel dengan perkembangan uap lapangan. Produksi uap dan fase pengelolaan sumber daya penting dalam mempertahankan kapasitas sumber daya dalam jangka panjang. Fase ini telah menjadi tantangan bagi PNOE EDC karena kewajiban kontraknya pada pasokan uap panas bumi dan / atau listrik. Dalam perjalanan pengalaman dalam operasi 1.149 MW bidang produksi panas bumi, PNOE EDC telah membuat inovasi pada pengelolaan sumber daya untuk mempertahankan kapasitas pembangkitan. Pelaksanaan proyek dapat ditunda oleh kurangnya dana untuk pemboran eksplorasi, dan dengan penerbitan tertunda dari ECC terutama di kawasan lindung seperti Taman Nasional.

3.6 Perbandingan Pengembangan Panas Bumi di Selandia Baru

Gambar 3.8 adalah grafik peningkatan kapasitas panas bumi yang ada di negara Selandia Baru dalam kurun waktu 60 tahun. Pada tahun 2008 kapasitas terpasang panas bumi yang dimiliki Selandia Baru adalah sebesar 12,2 persen dari total kapasitas panas bumi yang dimiliki Selandia Baru. Nilai ini menunjukkan bahwa Selandia Baru sudah cukup berkomitmen dalam pemanfaatan panas bumi sebagai energi alternatif [5].

Pelajaran yang diperoleh dari Selandia Baru pada saat penyusunan RUU Panas Bumi adalah Pemerintah sangat berperan dalam mengurangi resiko di sisi sumber daya (*resource risk*) dengan melakukan pemboran 1-2 sumur eksplorasi.

Model ini pula yang diikuti oleh Undang-undang Panas Bumi, yaitu Pemerintah mengambil peran sampai dengan eksplorasi.



Gambar 3.8 Kurva peningkatan kapasitas panas bumi di Selandia Baru [5]

Undang-undang Panas Bumi memberikan tahapan kegiatan operasional di sisi hulu, yaitu eksplorasi menjadi Survey Pendahuluan (SP) dan Eksplorasi. Makna SP disini adalah survei 3-G permukaan, sedangkan Eksplorasi di dalam undang-undang bermakna pemboran sumur eksplorasi. Kegiatan pemboran eksplorasi sifatnya situasional, ada yang diperlukan ada yang tidak. Mengingat Eksplorasi dilakukan Pemerintah, maka survey pendahuluan yang lebih murah dan mudah harus dilakukan Pemerintah. Pemerintah dapat menugaskan Pihak lain di dalam Undang-undang untuk melakukan survey pendahuluan seperti dimuat dalam undang-undang, memiliki makna SP dilakukan dengan pelaku usaha bisa melalui kontrak kerja sama teknis dengan pihak dalam dan luar negeri. Pada saat rancangan undang-undang di Indonesia dibuat, kerja sama dengan pihak Jepang untuk melakukan eksplorasi di Nusa Tenggara Timur tengah berlangsung. Oleh karena sebab itu di dalam undang-undang digunakan istilah Pihak lain untuk membedakan dengan Badan Usaha yang mendapat izin wilayah kerja untuk melakukan pengusahaan panas bumi.

Dalam prakteknya, sering sekali penugasan kepada pihak lain diinterpretasikan kepada badan usaha dengan memberikan hak istimewa kepada

badan usaha yang ditugasi. Penugasan ini disamping tidak sejalan dengan filosofi undang-undang panas bumi, juga membuat ketidakadilan dalam kegiatan usaha panas bumi. Pertama, survey 3-G adalah pekerjaan mudah dan murah yang sudah biasa dikerjakan oleh Pemerintah. Biaya yang dianggarkan oleh badan usaha sangat besar dibandingkan biaya yang dikeluarkan Pemerintah untuk mengerjakan jenis pekerjaan yang sama. Penugasan dengan pola seperti ini masih menyisakan resiko sumber daya kecuali kalau pekerjaan tersebut adalah pemboran. Sehingga praktek penugasan sebenarnya tidak meringankan tugas Pemerintah bahkan menjadikan mahal dan memakan waktu lama. Kondisi ini kontra produktif dengan keinginan Pemerintah untuk mempercepat pengembangan panas bumi.

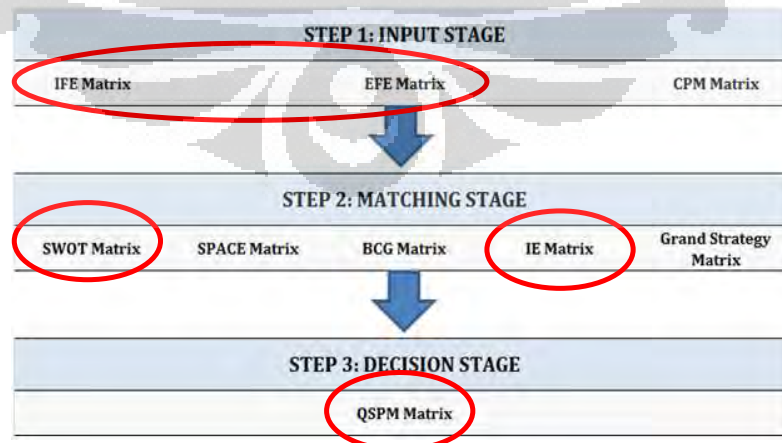
Penugasan dari Pemerintah seharusnya bukan untuk melakukan pekerjaan yang mudah seperti Survei pendahuluan tetapi harus pada pekerjaan yang mahal, yaitu pemboran eksplorasi. Ide mengundang badan usaha adalah karena badan usaha dianggap kuat dalam hal pembiayaan dan teknologi sehingga akan meringankan beban Pemerintah dalam menanggung biaya Eksplorasi. Dengan melakukan kegiatan pemboran yang mahal dan beresiko, maka pantas kalau badan usaha kemudian mendapatkan hak istimewa berupa *first right of refusal* pada saat lelang. Disamping itu *first right of refusal* hanya pantas diberikan kepada pihak yang telah melakukan investasi harga tetap yang strategis seperti sumur-sumur eksplorasi dalam yang bisa menurunkan biaya investasi ke depan secara signifikan. Oleh sebab itu sebaiknya kebijakan penugasan survei pendahuluan ditinjau ulang atau dihapus karena tidak memberikan manfaat bagi pemerintah [4].

3.7 Tahap - tahapan Analisa dan Pengujian Data

Proses menganalisa data-data yang telah dikumpulkan akan digunakan teori manajemen strategis dalam membuat perencanaan dan pemilihan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, yaitu menggunakan *Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM)*. *Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM)* digunakan untuk menganalisa secara kuantitatif guna mengukur kelebihan dan kekurangan masing-masing Strategi alternatif skema bisnis pengembangan panas bumi yang dibenturkan dengan

skema bisnis pengembangan panas bumi di Filipina dan Selandia Baru serta dilakukan analisis terhadap harga listrik panas bumi.

Pada Gambar 3.10 menjelaskan tahapan dari manajemen strategis dimana terdapat 3 tahapan. Tahap 1 dari kerangka perumusan terdiri atas Matriks Evaluasi Faktor Eksternal (*External Factor Evaluation – EFE*), Matriks Evaluasi Faktor Internal (*Internal Factor Evaluation – IFE*), dan Matriks Profil Kompetitif (*Competitive Profile Matrix – CPM*). Tahap 1, **Tahap Input** (*Input Stage*), berisi informasi input dasar yang dibutuhkan untuk merumuskan strategi, Tahap 2, **Tahap Pencocokan** (*Matching Stage*), berfokus pada penciptaan strategi alternatif yang masuk akal dengan memperhatikan factor-faktor eksternal dan internal utama. Teknik tahap 2 meliputi Matriks Kekuatan-Kelemahan-Peluang-Ancaman (*Strengths-Weaknesses-Opportunities-Threats - SWOT*), Matriks Posisi Strategis dan Evaluasi Tindakan (*Strategic Position and Action Evaluation – SPACE*), Matriks Boston Consulting Group (BCG), Matriks Internal-Eksternal (*Internal-External – IE*), dan Matriks Strategi Besar (*Grand Strategy Matrix*). Tahap 3, **Tahap Keputusan** (*Decision Stage*), melibatkan satu teknik saja, Matriks Perencanaan Strategi Kuantitatif (*Quantitative Strategic Planning Matrix – QSPM*). QSPM menggunakan informasi input dari Tahap 1 untuk secara objektif mengevaluasi strategi-strategi alternatif yang diidentifikasi dalam Tahap 2. QSPM menunjukkan daya tarik relatif berbagai strategi alternatif dan dengan demikian, memberikan landasan objektif bagi pemilihan strategi alternatif [6].



Gambar 3.9 Kerangka Analitis Perumusan Strategi [6]

Pengembangan infrastruktur, termasuk infrastruktur di bidang ketenagalistrikan panas bumi, seyogyanya merupakan tanggung jawab pemerintah. Namun karena kemampuan pendanaan pemerintah yang terbatas, maka perlu dilibatkan pihak swasta dalam konsep *Public Private Partnership* (PPP), yang dituangkan dalam Perpres No. 67 tahun 2005 jo. Perpres No. 13 tahun 2010. Berdasarkan spirit di atas, sudah selayaknya resiko pengembangan infrastruktur dengan skema PPP tersebut ditanggung bersama antara pihak pemerintah dan swasta.

Pada lelang WKP panas bumi, Pemerintah hanya menyediakan data awal berupa survey pendahuluan yang terbatas. Hal ini sebenarnya membebankan risiko pengembangan kepada pengembang (swasta) saja. Oleh karena itu, usulan terhadap pengembangan panas bumi melalui mekanisme *Risk Sharing* sebagaimana yang telah dilakukan oleh Filipina dan Selandia Baru.

Untuk menganalisis mekanisme *Risk Sharing* akan dirumuskan dalam bentuk 3 (tiga) Strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi yang akan dianalisa pada laporan Tesis. Selanjutnya adalah ketiga Strategi tersebut akan dilakukan analisis dalam 3 (tiga) tahap yaitu input dengan matriks IFE, EFE dan CPM. Tahap pencocokan dengan matriks SWOT, matriks SPACE, matriks IE, matriks BCG dan matriks strategi besar. Pada tahap keputusan dengan menggunakan QSPM untuk memperoleh Strategi alternatif pada skema bisnis pengembangan panas bumi yang optimal untuk diterapkan di Indonesia.

3.7.1. Tahap Input (*Input Stage*)

Metode analisa yang digunakan pada penelitian ini menggunakan matriks EFE dan matriks IFE untuk memetakan faktor-faktor internal eksternal yang dapat mempengaruhi pemilihan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia. Hal ini dilakukan karena matriks EFE dan IFE dinilai dapat memberikan gambaran faktor internal dan eksternal pada pemilihan strategi alternatif [6] skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia lebih objektif dengan memberikan bobot dan peringkat pada setiap faktor yang mempengaruhi pemilihan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

3.7.2. Tahap Pencocokan (*Matching Stage*)

Pada tahap pencocokan digunakan Matriks Kekuatan- Kelemahan- Peluang- Ancaman (*Strengths-Weaknesses-Opportunities-Threats* -SWOT) untuk mencocokkan hasil analisa matriks IFE dan EFE dengan mencocokkan Kekuatan dengan Peluang (*Strengths-Opportunities* -SO), Kelemahan dengan Peluang (*Weaknesses-Opportunities* -WO), Kekuatan dengan Ancaman (*Strengths-Threats* -ST), dan Kelemahan dengan Ancaman (*Weaknesses-Threats* -WT) yang kemudian dapat memunculkan beberapa strategi alternatif dari skema panas bumi di Indonesia [6].

Gambaran skematis dari Matriks SWOT ditampilkan pada gambar 4.3. Matriks SWOT terdiri dari sembilan sel. Sebagaimana ditunjukkan, terdapat empat sel faktor utama, empat sel strategi, yang diberi nama SO, WO, ST, dan WT, dikembangkan setelah melengkapi keempat sel faktor utama, yang diberi nama S, W, O, dan T [6].

Strategi SO (*SO Strategies*) memanfaatkan kekuatan internal dari potensi panas bumi di Indonesia untuk menarik keuntungan dari peluang eksternal. **Strategi WO** (*WO Strategies*) bertujuan untuk memperbaiki kelemahan internal dengan cara mengambil keuntungan dari peluang eksternal. **Strategi ST** (*ST Strategies*) menggunakan kekuatan dari potensi panas bumi di Indonesia untuk menghindari atau mengurangi dampak ancaman eksternal. **Strategi WT** (*WT Strategies*) merupakan taktik defensif yang diarahkan untuk mengurangi kelemahan internal serta menghindari ancaman eksternal [6] dalam pengembangan panas bumi di Indonesia.

Maksud dari setiap alat pencocokan di Tahap 2 ini adalah untuk menghasilkan strategi-strategi alternatif yang masuk akal, bukan untuk memilih atau menentukan strategi mana yang terbaik. Oleh karena itu, tidak semua strategi yang dikembangkan dalam Matriks SWOT akan dipilih untuk diterapkan.

Walaupun matriks SWOT digunakan secara luas dalam perencanaan strategis, analisis tersebut memiliki beberapa keterbatasan. Pertama, SWOT tidak mencapai menunjukkan cara untuk mencapai suatu keunggulan kompetitif.

Matriks itu harus dijadikan titik awal untuk diskusi mengenai bagaimana strategi yang diusulkan dapat diterapkan serta berbagai pertimbangan biaya manfaat yang pada akhirnya dapat mengarah pada keunggulan kompetitif. Kedua, SWOT merupakan penilaian yang statis (atau terpotong-potong) dan tunduk oleh waktu. Ketiga, analisis SWOT bisa membuat pemerintah dalam hal ini memberi penekanan yang berlebih pada satu faktor internal atau eksternal tertentu dalam merumuskan strategi. Terdapat interelasi di antara faktor-faktor internal dan eksternal utama yang tidak ditunjukkan dalam SWOT namun penting dalam penggunaan strategi.

3.7.3. Tahap Keputusan (*Decision Stage*)

Pada tahap keputusan dilakukan pengujian dari beberapa strategi alternatif dalam menentukan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan menggunakan QSPM, dengan memberikan bobot pada setiap strategi alternatif dan dikaitkan dengan kondisi-kondisi yang mempengaruhi implementasi beberapa strategi alternatif tersebut di Indonesia. QSPM ini akan memberikan penilaian beberapa strategi alternatif tersebut dan memilih salah satu strategi tersebut berdasarkan nilai bobot yang paling besar.

Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM) adalah alat yang memungkinkan para penyusun strategi mengevaluasi berbagai strategi alternatif secara objektif, berdasarkan faktor-faktor keberhasilan penting eksternal dan internal yang diidentifikasi sebelumnya.

Secara konseptual, QSPM menentukan daya tarik relatif dari berbagai strategi yang dibangun berdasarkan faktor-faktor keberhasilan penting eksternal dan internal. Daya tarik relatif dari setiap strategi di dalam serangkaian alternatif dihitung dengan menentukan dampak kumulatif dari setiap faktor keberhasilan penting eksternal dan internal. Berikut ini adalah 6 (Enam) Langkah Pengembangan QSPM pada rumusan strategi dalam menentukan skema pengembangan panas bumi di Indonesia [6].

Langkah 1 Pembuatan daftar berbagai peluang/ ancaman eksternal dan kekuatan/ kelemahan internal utama dari masing-masing skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif di kolom kiri QSPM. Informasi tersebut diambil langsung dari Matriks EFE dan Matriks IFE, yang terdiri dari 10 faktor keberhasilan utama eksternal dan 10 faktor keberhasilan utama internal.

Langkah 2 Pemberian bobot pada setiap faktor eksternal dan internal utama dari skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif tersebut. Bobot ini sama dengan bobot yang ada dalam Matriks EFE dan Matriks IFE. Bobot ditampilkan dalam kolom kecil tepat di kanan faktor-faktor keberhasilan penting eksternal dan internal.

Langkah 3 Dilakukan analisis terhadap matriks-matriks pada Tahap 2 (pencocokan), dan diidentifikasi berbagai skema bisnis pengembangan panas bumi alternatif yang akan dipertimbangkan untuk diimplementasikan dalam bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia. Skema bisnis pengembangan panas bumi tersebut akan dikelompokkan dalam satu rangkaian eksklusif.

Langkah 4 Penentuan Skor Daya Tarik (*Attractiveness Score* - AS) yang ditentukan dengan cara mengamati setiap faktor eksternal atau internal utama, pada satu waktu tertentu, serta diajukan pertanyaan, “Apakah faktor ini mempengaruhi rumusan strategi dalam penentuan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia?” Jika jawaban atas pertanyaan tersebut adalah “Ya”, strategi kemudian perlu diperbandingkan relatif terhadap faktor utama tersebut. Secara khusus, Skor Daya Tarik akan diberikan pada setiap strategi untuk menunjukkan daya tarik relatif satu strategi atas strategi yang lain, dengan mempertimbangkan faktor tertentu. Kisaran Skor Daya Tarik adalah 1 = tidak memiliki daya tarik, 2 = daya tariknya rendah, 3 = daya tariknya sedang, dan 4 = daya

tariknya tinggi. Jika jawaban atas pertanyaan di atas adalah “Tidak”, yang mengindikasikan bahwa faktor utama yang bersangkutan tidak memiliki pengaruh terhadap rumusan spesifik yang dibuat, maka akan digunakan tanda hubung untuk menunjukkan bahwa suatu faktor utama tidak mempengaruhi rumusan yang dibuat.

Langkah 5 Penghitungan Skor Daya Tarik Total (*Total Attractiveness Score* – TAS) mengindikasikan daya tarik relatif dari setiap strategi alternatif, dengan hanya mempertimbangkan dampak faktor keberhasilan penting eksternal dan internal yang berdekatan. Semakin tinggi Skor Daya Tarik Totalnya, semakin menarik pula strategi alternatif tersebut dalam penentuan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

Langkah 6 Penghitungan Jumlah Keseluruhan Daya Tarik Total (*Sum Attractiveness Scores* – STAS). Skor yang lebih tinggi mengindikasikan strategi yang lebih menarik, mengingat semua faktor eksternal dan internal relevan yang dapat mempengaruhi keputusan strategis. Besarnya selisih antara Jumlah Keseluruhan Daya Tarik Total di rangkaian alternatif strategi tertentu menunjukkan ketertarikan relatif satu strategi terhadap strategi yang lain.

Terakhir akan digunakan Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) dalam penentuan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan 3 (tiga) rumusan strategi alternatif skema bisnis pengembangan panas bumi. Kolom kiri dari tabel QSPM mencakup faktor-faktor eksternal dan internal utama, baris teratas mencakup strategi-strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi. Secara khusus, kolom kiri QSPM berisi informasi yang diperoleh secara langsung dari Matriks EFE dan IFE. Di kolom yang berdampingan dengan faktor-faktor keberhasilan penting tersebut, akan diberikan pembobotan dari masing-masing yang diterima setiap faktor dalam Matriks EFE dan IFE. Baris teratas QSPM berisi strategi-strategi alternatif yang diperoleh dari Matriks SWOT.

BAB 4

ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN PANAS BUMI MENGUNAKAN METODE QSPM

Pada bab ini akan dibahas mengenai analisis data dan menginterpretasikan informasi serta pengambilan kesimpulan dari hasil penelitian menggunakan metode penelitian kombinasi (*mixed methods*), yaitu metode gabungan antara metode penelitian kualitatif dan kuantitatif [11] yang diharapkan dapat memberikan solusi dan manfaat kepada pemerintah maupun pihak yang terkait dalam menganalisa faktor-faktor yang menjadi kekuatan (*strength*), kelemahan (*weakness*), peluang (*opportunities*), dan ancaman (*threath*) terhadap pengembangan panas bumi di Indonesia, baik yang berkaitan dengan aspek teknis, regulasi, kebijakan, investasi, maupun hal-hal yang berkaitan skema bisnis pengembangan panas bumi serta harga listrik panas bumi di Indonesia dengan studi kasus PLTP Kamojang Unit V (1 x 30MW). Selain itu juga dilakukan studi literatur mengenai skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan perbandingan Filipina dan Selandia Baru secara umum yang kemudian dianalisis berdasarkan kebijakan panas bumi yang digunakan saat ini di Indonesia. Hal ini didukung oleh data-data dari berbagai sumber melalui teknik observasi (*expert judgement*) dan wawancara mendalam (*in-depth interview*) terhadap responden [12] yang ahli atau pakar di bidang panas bumi yang mendukung dalam pemilihan strategi alternatif yang dapat dilakukan oleh pengambil kebijakan serta pihak terkait dalam pengembangan panas bumi di Indonesia.

4.1 Analisa Faktor-faktor Internal Utama dan Faktor-faktor Eksternal Utama Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Metode analisa yang digunakan pada penelitian ini adalah matriks EFE dan matriks IFE untuk memetakan faktor-faktor internal dan eksternal utama yang dapat mempengaruhi pemilihan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia. Hal ini dilakukan karena matriks EFE dan IFE dinilai dapat memberikan gambaran faktor internal dan eksternal pada pemilihan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di

Indonesia lebih objektif dengan memberikan bobot dan peringkat pada setiap faktor yang mempengaruhi pemilihan strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia [6].

4.1.1 Analisis Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE)

Matriks Evaluasi Faktor Internal (*Internal Factor Evaluation – IFE Matrix*) digunakan sebagai alat perumusan strategi untuk meringkas dan mengevaluasi kekuatan dan kelemahan utama dalam area-area fungsional bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, dan juga menjadi landasan untuk mengidentifikasi serta mengevaluasi hubungan di antara area internal tersebut [6].

Tabel 4.1 Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE)

Faktor-faktor Internal Utama		Bobot	Peringkat	Skor Bobot
Kekuatan (S)				
1	Indonesia memiliki cadangan panas bumi mencapai sekitar 40% dari cadangan panas bumi dunia, yaitu 29.038MW.	0,05	4	0,20
2	Emisi gas CO2 panas bumi jauh lebih kecil dibandingkan dengan sumber energi fosil.	0,05	4	0,20
3	Kehandalan pasokan energi (<i>security of supply</i>), relatif stabil sehingga dapat dijadikan sebagai beban dasar dalam jaringan transmisi.	0,05	3	0,15
4	Sebagaimana tertuang dalam UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 Pasal 30 ayat 3 menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelolaan WKP.	0,12	3	0,36
5	Dana Pemerintah yang digunakan untuk Survey Pendahuluan (SP) atau eksplorasi dapat dilimpahkan (<i>cost recovery</i>) kepada pengembang melalui kesepakatan dalam mekanisme tender wilayah.	0,09	4	0,36
6	Pemerintah akan merevisi Permen ESDM No 2 Tahun 2011 yang mengatur harga jual panas bumi kepada PT PLN (Persero) yang disesuaikan dengan kondisi di masing-masing wilayah (<i>Site Specific</i>) dari batas US\$ 9,7 sen per kWh sebelumnya.	0,14	4	0,56
Kelemahan (W)				
1	Kualitas infrastruktur yang kurang memadai karena lapangan panas bumi pada umumnya terletak di daerah pegunungan.	0,05	3	0,15
2	Selama ini kandungan lokal industri panas bumi masih sangat rendah sehingga turut menaikkan biaya investasi.	0,04	4	0,16
3	Kemampuan sumber daya manusia di bidang panas bumi terutama di daerah masih rendah.	0,14	2	0,28
4	Belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah.	0,09	1	0,09
5	Pelaksanaan tender yang dilakukan oleh PEMDA memakan waktu lebih lama	0,09	1	0,09
6	Tidak adanya standard/pedoman perhitungan harga listrik.	0,09	1	0,09
		1,00		2,69

Bobot yang diberikan pada faktor internal dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, sebagaimana yang ditampilkan pada Tabel 4.1 menandakan signifikansi relatif faktor tersebut terhadap keberhasilan upaya pemerintah dalam pengembangan panas bumi di Indonesia. Sementara peringkat 1 sampai 4 pada setiap faktor tersebut diatas merupakan berbasis pemerintah dalam kaitan terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dimana menunjukkan sangat lemah (peringkat = 1), lemah (peringkat=2), kuat (peringkat = 3), atau sangat kuat (peringkat = 4). Dan total perkalian antara bobot setiap faktor dengan peringkatnya digunakan untuk menentukan skor bobot bagi masing-masing variable [6]. Total skor bobot pada Matriks *Internal Evaluation Factor* (IFE) dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia adalah 2,69 yang menunjukkan posisi internal yang sedang, dimana penentuan skor bobot, peringkat dan faktor-faktor internal utama tersebut dilakukan melalui analisa dan observasi (*expert judgement*) serta wawancara mendalam (*in-depth interview*) terhadap responden yang ahli atau pakar di bidang panas bumi yang memahami masalah yang diteliti dalam Tesis ini sebagaimana terlihat pada Tabel 4.1 Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE).

4.1.2 Analisis Matriks *External Factor Evaluation* (EFE)

Matriks Evaluasi Faktor Eksternal (*External Factor Evaluation – EFE Matrix*) digunakan sebagai alat perumusan startegi untuk meringkas dan mengevaluasi informasi ekonomi, hukum, teknologi, dan kompetitif. Bobot yang diberikan pada faktor eksternal dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, sebagaimana yang ditampilkan pada Tabel 4.2 juga menandakan signifikansi relatif faktor tersebut terhadap keberhasilan upaya pemerintah dalam pengembangan panas bumi di Indonesia. Sementara peringkat 1 sampai 4 pada setiap faktor eksternal utama tersebut untuk menunjukkan seberapa efektif strategi pemerintah saat ini dalam merespons faktor tersebut, dimana 4 = responsnya sangat bagus, 3 = responsnya di atas rata-rata, 2 = responsnya rata-rata, dan 1 = responsnya di bawah rata-rata [6]. Peringkat didasarkan pada keefektifan strategi pemerintah dalam pengembangan panas bumi di Indonesia. Total skor bobot pada Matriks *External Factor Evaluation* (EFE) dari skema bisnis pengembangan

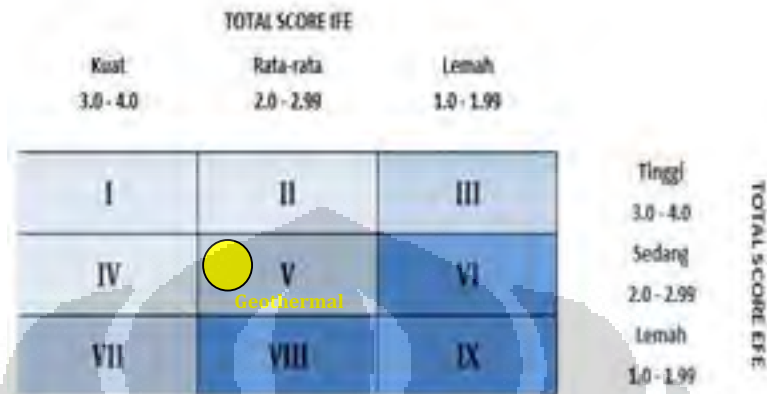
panas bumi di Indonesia adalah 2,39 yang menunjukkan posisi internal yang sedang, dimana penentuan skor bobot dan peringkat tersebut juga dilakukan melalui analisa dan observasi (*expert judgement*) serta wawancara mendalam (*in-depth interview*) terhadap responden yang ahli atau pakar di bidang panas bumi.

Tabel 4.2 Matriks *External Factor Evaluation* (EFE)

Faktor-faktor Eksternal Utama		Bobot	Peringkat	Skor Bobot
Peluang (O)				
1	Program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua, dimana peran batubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4.733MW atau sekitar 48% dari kapasitas total energi 10.000MW.	0,05	4	0,20
2	Cadangan minyak bumi dalam negeri yang menipis serta naiknya harga minyak dunia.	0,05	4	0,20
3	Sebaran potensi energi panas bumi yang semakin luas seiring dengan upaya pemerintah meningkatkan ratio elektrifikasi di Indonesia.	0,08	3	0,24
4	Pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Indonesia (6,4%) lebih tinggi dari pertumbuhan pasokan tenaga listrik (4,8%).	0,09	3	0,27
5	Harga energi panas bumi yang dapat ditetapkan <i>flat</i> dalam jangka panjang akan kompetitif dalam jangka panjang karena tidak ada <i>depletion costs</i> dan tidak terpengaruh <i>the law of scarcity</i> .	0,14	3	0,42
Ancaman (T)				
1	Pengembangan panas bumi dihadapkan pada hambatan resiko sumber daya (<i>resource risk</i>).	0,14	3	0,42
2	Besarnya investasi di sisi hulu yang harus ditanggung investor pada periode awal proyek yang digunakan untuk eksplorasi dan produksi uap panas bumi.	0,09	2	0,18
3	Tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan seperti yang diharapkan.	0,05	1	0,05
4	Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembang sumber daya panas bumi menjadi relatif lemah.	0,05	2	0,10
5	Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA (<i>Power Purchase Agreement</i>).	0,12	1	0,12
6	Pelaksanaan tender yang dilakukan sebelum eksplorasi menyebabkan data potensi kapasitas, temperatur dan kualitas uap panas bumi tidak cukup memadai bagi pengembang.	0,09	1	0,09
7	Harga Listrik panas bumi tidak dapat ditentukan sama disemua wilayah karena <i>Site Specific</i> .	0,05	2	0,10
		1,00		2,39

Setelah didapatkan bobot skor dari kedua Matriks IFE dan EFE selanjutnya dipetakan ke dalam Matriks IE untuk mengetahui posisi dan jenis

strategi pengembangan panas bumi di Indonesia yang optimal untuk diimplementasikan di Indonesia dengan hasil skor sebagai berikut:



Gambar 4.1 Posisi Matriks IE

Matriks Internal – Eksternal (Internal-External – IE Matrix) memosisikan berbagai bidang dalam suatu industri dalam tampilan sembilan sel. Matriks IE didasarkan pada dua dimensi kunci: skor bobot IFE total pada sumbu x dan skor bobot EFE total pada sumbu y. Skor bobot total yang diperoleh dari bidang-bidang tersebut memungkinkan susunan Matriks IE di tingkat suatu industri. Pada sumbu x dari Matriks IE pada Gambar 4.1, skor bobot IFE total dari analisa tersebut diatas adalah 2,69 menunjukkan posisi internal yang sedang, sedangkan bobot EFE total adalah 2,39 yang juga menunjukkan tingkat sedang.

Matriks IE didasarkan pada tiga bagian besar yang mempunyai implikasi strategi yang berbeda-beda. Dari analisa IFE dan EFE pada skema bisnis pengembangan panas bumi saat ini strategi yang sedang dijalankan berada di kuadran V pada matriks IE, yaitu strategi menjaga dan mempertahankan penetrasi pasar dan pengembangan potensi panas bumi. Sehingga berdasarkan hasil analisa dari *Internal Factor Evaluation* (IFE) dan *External Factor Evaluation* (EFE) terhadap Faktor-faktor Internal dan Eksternal Utama dan hasil wawancara mendalam (*in-depth interview*) dengan responden yang ahli atau pakar di bidang panas bumi serta analisa peneliti menunjukkan bahwa dalam implementasinya skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia saat ini (*Business As Usual*)

menemukan beberapa potensi kelemahan yang kemudian menghambat pengembangan panas bumi di Indonesia, diantaranya adalah sebagai berikut:

1. Pada saat pelaksanaan tender pengembang hanya memperoleh data dari hasil Survey Pendahuluan (SP) berupa studi literatur dan hasil peninjauan daerah (geologi, geokimia) sehingga pengembang atau peserta tender tidak memperoleh data dan informasi yang lebih lengkap mengenai potensi kapasitas, temperatur, dan kualitas uap panas bumi. Dengan demikian pengembang sulit untuk dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi yang lebih akurat. Selain itu harga listrik panas bumi juga menjadi sulit untuk dianalisis dan disepakati bersama dengan pembeli [PLN] berdasarkan data dan informasi yang diperoleh dari Survey Pendahuluan (SP) saja.
2. Proses tender yang dilakukan oleh PEMDA sebagaimana yang diamanatkan dalam UU No. 27 Tahun 2003 pasal 30 ayat 3, yang menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelola WKP, dimana Royalti tersebut terdiri dari Iuran Tetap, Iuran Produksi, dan Bonus. Namun pada realisasinya, pelaksanaan tender yang dilakukan oleh PEMDA berlangsung lebih lama sehingga akan memperlambat pengembangan panas bumi di Indonesia, karena selain karena adanya kemungkinan tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan dengan baik dimana belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah serta, juga kemampuan sumber daya panas bumi di daerah masih sangat rendah.
3. Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam *Power Purchase Agreement* (PPA), karena kegiatan eksplorasi dilakukan oleh Badan Geologi ESDM dan proses tender wilayah kerja dilakukan oleh pemerintah daerah atau propinsi atau wilayah sementara *Power Purchase Agreement* (PPA) dilakukan oleh pembeli tunggal (*single buyer*) yaitu PLN, sehingga mitigasi resiko eksplorasi tidak tergabung dalam satu wadah.

4.2 Perumusan Strategi Alternatif Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks SWOT

Pada tahap pencocokan digunakan Matriks Kekuatan- Kelemahan- Peluang- Ancaman (*Strengths-Weaknesses-Opportunities-Threats* -SWOT) untuk mencocokkan hasil analisa matriks IFE dan EFE dengan mencocokkan Kekuatan dengan Peluang (*Strengths-Opportunities* -SO), Kelemahan dengan Peluang (*Weaknesses-Opportunities* -WO), Kekuatan dengan Ancaman (*Strengths-Threats* -ST), dan Kelemahan dengan Ancaman (*Weaknesses-Threats* -WT) yang kemudian dapat memunculkan beberapa strategi alternatif [6] dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia. Gambaran skematis dari Matriks SWOT ditampilkan pada Tabel 4.3. Matriks SWOT terdiri dari sembilan sel. Sebagaimana ditunjukkan, terdapat empat sel faktor utama, empat sel strategi, yang diberi nama SO, WO, ST, dan WT, dikembangkan setelah melengkapi keempat sel faktor utama, yang diberi nama S, W, O, dan T [6].

Strategi SO (*SO Strategies*) memanfaatkan kekuatan internal dari potensi panas bumi di Indonesia untuk menarik keuntungan dari peluang eksternal. **Strategi WO** (*WO Strategies*) bertujuan untuk memperbaiki kelemahan internal dengan cara mengambil keuntungan dari peluang eksternal. **Strategi ST** (*ST Strategies*) menggunakan kekuatan dari potensi panas bumi di Indonesia untuk menghindari atau mengurangi dampak ancaman eksternal. **Strategi WT** (*WT Strategies*) merupakan taktik defensif yang diarahkan untuk mengurangi kelemahan internal serta menghindari ancaman eksternal [6] dalam pengembangan panas bumi di Indonesia.

Walaupun matriks SWOT digunakan secara luas dalam perencanaan strategis, analisis tersebut memiliki beberapa keterbatasan. Pertama, SWOT tidak mencapai menunjukkan cara untuk mencapai suatu keunggulan kompetitif. Matriks itu harus dijadikan titik awal untuk diskusi mengenai bagaimana strategi yang diusulkan dapat diterapkan serta berbagai pertimbangan biaya manfaat yang pada akhirnya dapat mengarah pada keunggulan kompetitif.

<div style="text-align: center;"> <p>External</p> <p>Internal Factor</p> </div>		Opportunities (O)					Threat (T)						
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6	7
		<p>Program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua, dimana peran barubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4.733MW/atau sekitar 48% dari kapasitas total energi 10.000MW.</p> <p>Cadangan minyak bumi dalam negeri yang menipis serta naiknya harga minyak dunia.</p> <p>Sebaran potensi energi panas bumi yang semakin luas seiring dengan upaya pemerintah meningkatkan ratio elektrifikasi di Indonesia.</p> <p>Pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Indonesia (6,4%) lebih tinggi dari pertumbuhan pasokan tenaga listrik (4,9%).</p> <p>Perubahan energi panas bumi yang dapat diterapkan flat dalam jangka panjang akan kompetitif dalam jangka panjang karena tidak ada depletion costs dan tidak terpengaruh the law of scarcity.</p> <p>Harga energi panas bumi yang dapat diterapkan flat dalam jangka panjang akan kompetitif dalam jangka panjang karena tidak ada depletion costs dan tidak terpengaruh the law of scarcity.</p> <p>Pengembangan panas bumi dihadapkan pada hambatan resiko sumber daya (resource risk).</p>					<p>Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembangan sumber daya panas bumi menjadi relatif lemah.</p> <p>Tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan seperti yang diharapkan.</p> <p>Besarnya investasi di sisi hulu yang harus ditanggung investor pada periode awal proyek yang digunakan untuk eksplorasi dan produksi uap panas bumi.</p> <p>Pemilihan tender yang dilakukan pada hambatan resiko sumber daya (resource risk).</p> <p>Peleaksanaan tender yang dilakukan sebelum eksplorasi menyebabkan data potensi kapasitas, temperatur dan kualitas uap panas bumi tidak cukup memadai bagi pengembangan.</p> <p>Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA (Power Purchase Agreement).</p>						
Strength (S)		STRATEGY SO					STRATEGY ST						
Indonesia memiliki cadangan panas bumi mencapai sekitar 40% dari cadangan panas bumi dunia, yaitu 29.038MW.	1	<p>1. Kegiatan Eksplorasi Panas Bumi yang dilakukan pemerintah dapat dialokasikan dari APBN, dan selanjutnya dapat bergulir dengan mewajibkan pemenang tender WKP mengganti biaya eksplorasi pada saat ditunjuk sebagai pemenang (S5, O1, O2, O5)</p> <p>2. Perlu adanya upaya peningkatan dan kebijakan-kebijakan strategis yang mendukung pengembangan panas bumi kedepan sebagaimana Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN). Dalam Perpres tersebut Pemerintah menargetkan kontribusi energi panas bumi pada tahun 2025 sebesar lebih dari 5% konsumsi energi nasional (S1, S2, S3, O1, O2, O3, O4, O5)</p>					<p>1. Penentuan harga jual uap/ listrik panas bumi tidak dapat ditentukan sama disemua daerah karena karakteristik dari masing-masing wilayah kerja panas bumi tidak sama tetapi Site Specific sehingga kurang tepat jika ditentukan berdasarkan plafon maksimum harga jual uap/listrik nasional sebagaimana tertuang dalam Permen ESDM No. 2 Tahun 2011 (S6, T1, T2)</p> <p>2. Proses tender dilakukan setelah Survey Pendahuluan (SP) di wilayah kerja panas bumi dan proses tender tersebut dilakukan oleh Badan Pelaksana (BP) Panas Bumi atau PLN sehingga harga uap/listrik panas bumi di wilayah kerja dapat dipatuhi bersama pada <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA) dengan PLN sehingga resiko investor dapat dimitigasi dan semua resiko eksplorasi dapat di <i>levelize</i> karena tergabung dalam satu wadah (S5, T5, T6)</p> <p>3. Proses tender dilakukan setelah kegiatan Eksplorasi panas bumi dan proses tender tersebut dilakukan oleh Pemerintah Daerah atau Provinsi atau Wilayah sebagaimana tertuang dalam UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 Pasal 30 ayat 3 (S4, S5, T1, T2)</p>						
Emisi gas CO2 panas bumi jauh lebih kecil dibandingkan dengan sumber energi fosil.	2												
Kehandalan pasokan energi (<i>security of supply</i>), relatif stabil sehingga dapat dijadikan sebagai beban dasar dalam jaringan transmisi.	3												
Sebagaimana tertuang dalam UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 Pasal 30 ayat 3 menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelolaan WKP.	4												
Dana Pemerintah yang digunakan untuk Survey Pendahuluan (SP) atau eksplorasi dapat dilimpahkan (<i>cost recovery</i>) kepada pengembang melalui kesepakatan dalam mekanisme tender wilayah.	5												
Pemerintah akan merevisi Permen ESDM No 2 Tahun 2011 yang mengatur harga jual panas bumi kepada PT PLN (Persero) yang disesuaikan dengan kondisi di masing-masing wilayah (<i>Site Specific</i>) dari batas US\$ 9,7 sen per kWh sebelumnya.	6												
Weakness (W)		STRATEGY WO					STRATEGY WT						
Kualitas infrastruktur yang kurang memadai karena lapangan panas bumi pada umumnya terletak di daerah pegunungan.	1	<p>1. Perlu adanya Badan Pelaksana (BP) Panas Bumi yang melakukan monitoring, pengawasan dan juga pelaksana proses tender dan pengembangan panas bumi (<i>end to end</i>) seperti BP Migas dalam industri Oil and Gas (W3, W4, W5, O3, O5)</p> <p>2. Pelaksanaan tender di wilayah kerja dilakukan oleh lembaga Pemerintah atau PLN namun pemerintah dapat memberikan hak Royalti atau pajak atau insentif kepada daerah sebagaimana UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 Pasal 30 ayat 3 (W3, W4, W5, O5)</p> <p>3. Perlu ada lembaga pendidikan yang fokus terhadap pendidikan dan peningkatan kualitas sumber daya manusia di bidang panas bumi (W3, O1)</p>					<p>1. Proses tender dilakukan setelah kegiatan Eksplorasi panas bumi yang dilaksanakan oleh Pemerintah agar data serta informasi yang menjadi instrument dalam perhitungan harga uap/ listrik sudah dapat dianalisis dengan baik (W6, T1, T2)</p> <p>3. Proses tender di wilayah kerja panas bumi dilakukan oleh Badan Pelaksana (BP) Panas Bumi atau PLN sehingga harga uap/listrik panas bumi di wilayah kerja dapat dipatuhi bersama pada <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA) dengan PLN karena mitigasi resiko eksplorasi tergabung dalam satu wadah (W3, W4, W5, T4, T5, T6, T7)</p>						
Selama ini kandungan lokal industri panas bumi masih sangat rendah sehingga turut menaikkan biaya investasi.	2												
Kemampuan sumber daya manusia di bidang panas bumi terutama di daerah masih rendah.	3												
Belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah.	4												
Peleaksanaan tender yang dilakukan oleh PEMDA memakan waktu lebih lama.	5												
Tidak adanya standard/pedoman perhitungan harga listrik.	6												

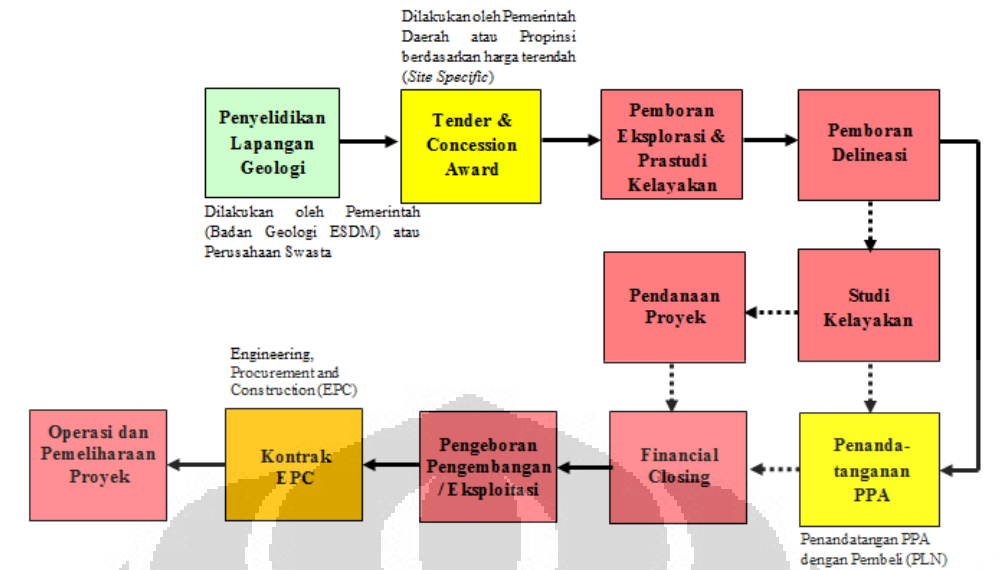
Tabel 4.3 Matriks SWOT

Kedua, SWOT merupakan penilaian yang statis (atau terpotong-potong) dan tunduk oleh waktu. Ketiga, analisis SWOT bisa membuat pemerintah dalam hal ini memberi penekanan yang berlebih pada satu faktor internal atau eksternal tertentu dalam merumuskan strategi. Terdapat interelasi di antara faktor-faktor internal dan eksternal utama yang tidak ditunjukkan dalam SWOT namun penting dalam penggunaan strategi [6].

Setiap alat pencocokan di Tahap 2 ini adalah untuk menghasilkan strategi-strategi alternatif yang masuk akal, bukan untuk memilih atau menentukan strategi mana yang terbaik. Oleh karena itu, tidak semua strategi yang dikembangkan dalam Matriks SWOT akan dipilih untuk diterapkan. Dalam pencocokan pada Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE) dan Matriks *Eksternal Factor Evaluation* (EFE) yang menjadi faktor-faktor utama dari pengembangan panas bumi di Indonesia, maka diperoleh strategi-strategi alternatif dari Strategi SO, Strategi WO, Strategi ST, dan Strategi WT, sehingga dihasilkan skema *Business As Usual* (BAU) dan 3 (tiga) Strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

4.2.1 *Business As Usual* (BAU), Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

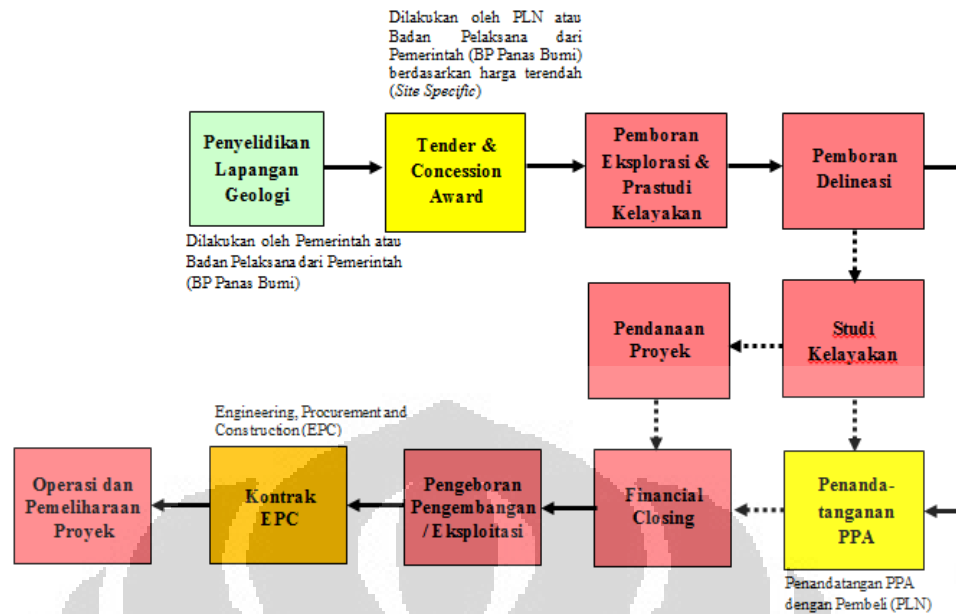
Pada kondisi saat ini dalam pengembangan panas bumi di Indonesia (*Business As Usual*), Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP) yang dilakukan oleh Pemerintah dalam hal ini adalah Badan Geologi ESDM atau oleh swasta, dimana pemenang tender harus mengganti biaya Survei Pendahuluan (SP), sementara proses penawaran yang dilakukan oleh Pemerintah Daerah Menurut Kecamatan atau Provinsi berdasarkan harga terendah. Walaupun evaluasi tender didasarkan pada penawaran harga listrik panas bumi, namun harga yang ditawarkan dan diterima panitia lelang belum merupakan harga jual listrik kepada PLN. Kenyataan ini mendatangkan ketidakpastian kelangsungan usaha dan ketidakpastian hukum. Skema bisnis pengembangan panas bumi (*Business As Usual*) ditampilkan pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2 Business As Usual (BAU), Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

4.2.2 Strategi alternatif 1, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Pada Strategi alternatif 1, Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dimana pemenang tender harus mengganti biaya Survei Pendahuluan (SP), sementara di Strategi alternatif 1 dari proses penawaran yang dilakukan PLN atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (Badan Pelaksana Panas Bumi) berdasarkan harga terendah (*Site Specific*). Skema alternatif – 1 dari Skema bisnis pengembangan panas bumi ditampilkan pada Gambar 4.3.



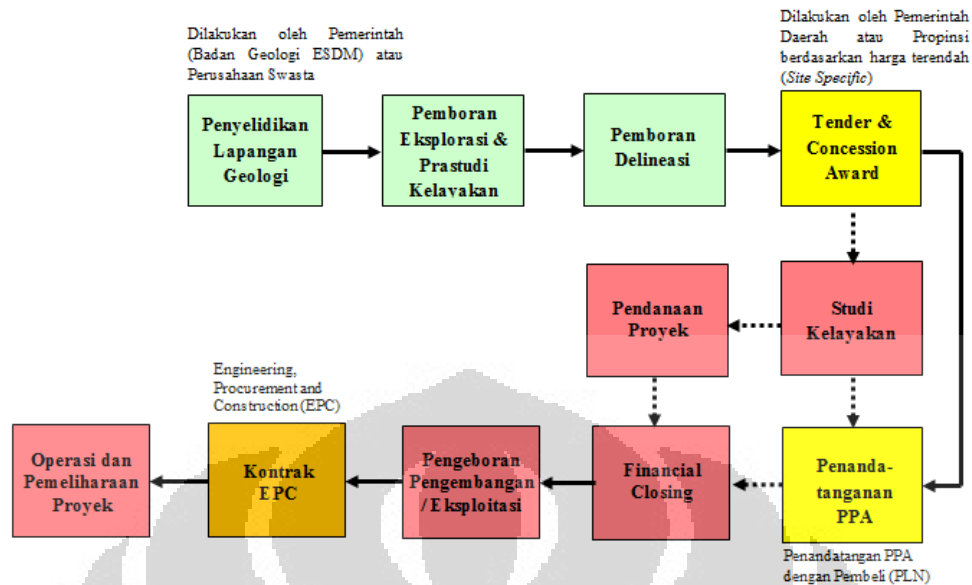
Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (Badan Pelaksana Panas Bumi)
- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh PLN atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (Badan Pelaksana Panas Bumi) dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

Gambar 4.3 Strategi alternatif 1, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

4.2.3. Strategi alternatif 2, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Pada Strategi alternatif 2, Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Pendahuluan Survey (SP) dan eksplorasi, sedangkan pada Strategi alternatif 2 adalah proses penawaran yang dilakukan oleh Pemerintah Kabupaten Lokal atau Provinsi berdasarkan harga terendah (*Site Specific*). Skema alternatif – 2 dari Skema bisnis pengembangan panas bumi ditampilkan pada Gambar 4.4.



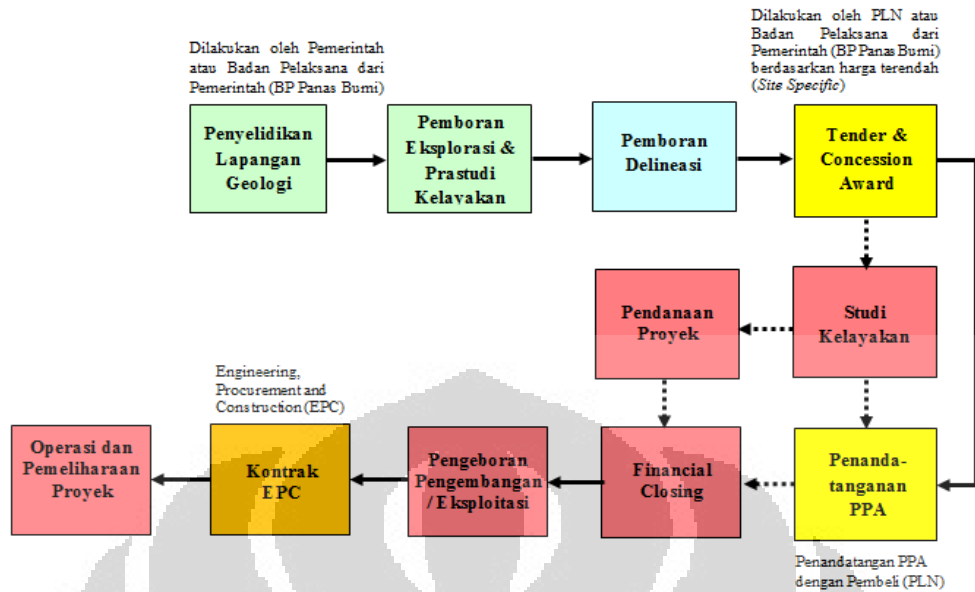
Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional perusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah (Badan Geologi ESDM) atau Perusahaan Swasta
- Tahapan kegiatan operasional perusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh Pemerintah Daerah atau wilayah atau provinsi dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

Gambar 4.4 Strategi Alternatif-2, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

4.2.4 Strategi Alternatif 3, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Pada Strategi alternatif 3 ini, Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Survei Pendahuluan (SP) dan eksplorasi, sedangkan pada strategi alternatif 3 ini dimana proses penawaran yang dilakukan oleh PLN atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (Badan Pelaksana Panas Bumi) berdasarkan harga terendah (*Site Specific*). Skema alternatif – 3 dari Skema bisnis pengembangan panas bumi ditampilkan pada Gambar 4.5.



Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional perusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (Badan Pelaksana Panas Bumi)
- Tahapan kegiatan operasional perusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh PLN atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (Badan Pelaksana Panas Bumi) dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

Gambar 4.5 Strategi Alternatif 3, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Walaupun matriks SWOT digunakan secara luas dalam perencanaan strategis, analisis tersebut memiliki beberapa keterbatasan. Pertama, SWOT tidak mencapai menunjukkan cara untuk mencapai suatu keunggulan kompetitif. Matriks itu harus dijadikan titik awal untuk diskusi mengenai bagaimana strategi yang diusulkan dapat diterapkan serta berbagai pertimbangan biaya manfaat yang pada akhirnya dapat mengarah pada keunggulan kompetitif. Kedua, SWOT merupakan penilaian yang statis (atau terpotong-potong) dan tunduk oleh waktu. Ketiga, analisis SWOT bisa membuat pemerintah dalam hal ini memberi penekanan yang berlebih pada satu faktor internal atau eksternal tertentu dalam merumuskan strategi. Terdapat interelasi di antara faktor-faktor internal dan eksternal utama yang tidak ditunjukkan dalam SWOT namun penting dalam penggunaan strategi.

4.3 Penentuan Strategi Alternatif Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks QSPM

Pada tahap keputusan dilakukan pengujian dari beberapa strategi alternatif dalam menentukan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan menggunakan QSPM, dengan memberikan bobot pada setiap strategi alternatif dan dikaitkan dengan kondisi-kondisi yang mempengaruhi implementasi beberapa strategi alternatif tersebut di Indonesia. QSPM ini akan memberikan penilaian beberapa strategi alternatif tersebut dan memilih salah satu strategi tersebut berdasarkan nilai bobot yang paling besar.

Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM) adalah alat yang memungkinkan para penyusun strategi mengevaluasi berbagai strategi alternatif secara objektif, berdasarkan faktor-faktor keberhasilan penting eksternal dan internal yang diidentifikasi sebelumnya. Secara konseptual, QSPM menentukan daya tarik relatif dari berbagai strategi yang dibangun berdasarkan faktor-faktor keberhasilan penting eksternal dan internal. Daya tarik relatif dari setiap strategi di dalam serangkaian alternatif dihitung dengan menentukan dampak kumulatif dari setiap faktor keberhasilan penting eksternal dan internal.

Kolom kiri dari tabel QSPM mencakup faktor-faktor eksternal dan internal utama, baris teratas mencakup strategi-strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi. Secara khusus, kolom kiri QSPM berisi informasi yang diperoleh secara langsung dari Matriks EFE dan IFE. Di kolom yang berdampingan dengan faktor-faktor keberhasilan penting tersebut, akan diberikan pembobotan dari masing-masing yang diterima setiap faktor dalam Matriks EFE dan IFE. Baris teratas QSPM berisi strategi-strategi alternatif yang diperoleh dari Matriks SWOT. Dalam perumusan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia menggunakan Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) dihasilkan strategi alternatif 3 sebagai skema bisnis pengembangan panas bumi yang paling optimal untuk diimplementasikan di Indonesia.

Tabel 4.4 Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) terhadap Faktor-faktor Internal Utama

Faktor-faktor Utama		Bobot	BAU		Skenario 1		Skenario 2		Skenario 3	
			AS	TAS	AS	TAS	AS	TAS	AS	TAS
Faktor-faktor Internal Utama										
Kekuatan (S)										
1	Indonesia memiliki cadangan panas bumi mencapai sekitar 40% dari cadangan panas bumi dunia, yaitu 29.038MW.	0,05	4	0,20	4	0,20	4	0,20	4	0,20
2	Emisi gas CO2 panas bumi jauh lebih kecil dibandingkan dengan sumber energi fosil.	0,05	4	0,20	4	0,20	4	0,20	4	0,20
3	Kehandalan pasokan energi (<i>security of supply</i>), relatif stabil sehingga dapat dijadikan sebagai beban dasar dalam jaringan transmisi.	0,05	3	0,15	3	0,15	3	0,15	3	0,15
4	Sebagaimana tertuang dalam UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 Pasal 30 ayat 3 menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelolaan WKP.	0,12	3	0,36	3	0,36	3	0,36	3	0,36
5	Dana Pemerintah yang digunakan untuk Survey Pendahuluan (SP) atau eksplorasi dapat dilimpahkan (<i>cost recovery</i>) kepada pengembang melalui kesepakatan dalam mekanisme tender wilayah.	0,09	4	0,36	4	0,36	4	0,36	4	0,36
6	Pemerintah akan merevisi Permen ESDM No 2 Tahun 2011 yang mengatur harga jual panas bumi kepada PT PLN (Persero) yang disesuaikan dengan kondisi di masing-masing wilayah (<i>Site Specific</i>) dari batas US\$ 9,7 sen per kWh sebelumnya.	0,14	4	0,56	4	0,56	4	0,56	4	0,56
Kelemahan (W)										
1	Kualitas infrastruktur yang kurang memadai karena lapangan panas bumi pada umumnya terletak di daerah pegunungan.	0,05	3	0,15	3	0,15	3	0,15	3	0,15
2	Selama ini kandungan lokal industri panas bumi masih sangat rendah sehingga turut menaikkan biaya investasi.	0,04	4	0,16	4	0,16	4	0,16	4	0,16
3	Kemampuan sumber daya manusia di bidang panas bumi terutama di daerah masih rendah.	0,14	2	0,28	3	0,42	2	0,28	4	0,56
4	Belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah.	0,09	1	0,09	3	0,27	2	0,18	4	0,36
5	Pelaksanaan tender yang dilakukan oleh PEMDA memakan waktu lebih lama	0,09	1	0,09	3	0,27	2	0,18	4	0,36
6	Tidak adanya standard/pedoman perhitungan harga listrik.	0,09	1	0,09	2	0,18	1	0,09	3	0,27
		1,00	2,69		3,28		2,87		3,69	

Keterangan:

- AS = Skor Daya Tarik (Attractiveness Score – AS) didefinisikan sebagai nilai numerik yang mengindikasikan daya tarik relative dari setiap skema di rangkaian alternatif tertentu
- TAS = Skor Daya Tarik Total (Total Attractiveness Score – TAS) didefinisikan sebagai hasil kali antara bobot dengan Skor Daya Tarik di setiap baris.
- STAS = Jumlah Keseluruhan Daya Tarik Total (Sum Total Attractiveness Score – STAS) menunjukkan strategi yang paling menarik di setiap rangkaian alternatif.

Tabel 4.5 Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) terhadap Faktor-faktor Eksternal Utama

Faktor-faktor Utama	Bobot	BAU		Scenario 1		Scenario 2		Scenario 3		
		AS	TAS	AS	TAS	AS	TAS	AS	TAS	
Faktor-faktor Eksternal Utama										
Peluang (O)										
1	Program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua, dimana peran batubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4.733MW atau sekitar 48% dari kapasitas total energi 10.000MW.	0,05	4	0,20	4	0,20	4	0,20	4	0,20
2	Cadangan minyak bumi dalam negeri yang menipis serta naiknya harga minyak dunia.	0,05	4	0,20	4	0,20	4	0,20	4	0,20
3	Sebaran potensi energi panas bumi yang semakin luas seiring dengan upaya pemerintah meningkatkan ratio elektrifikasi di Indonesia.	0,08	3	0,24	4	0,32	4	0,32	4	0,32
4	Pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Indonesia (6,4%) lebih tinggi dari pertumbuhan pasokan tenaga listrik (4,8%).	0,09	3	0,27	4	0,36	4	0,36	4	0,36
5	Harga energi panas bumi yang dapat ditetapkan flat dalam jangka panjang akan kompetitif dalam jangka panjang karena tidak ada <i>depletion costs</i> dan tidak terpengaruh <i>the law of scarcity</i> .	0,14	3	0,42	4	0,56	4	0,56	4	0,56
Ancaman (T)										
1	Pengembangan panas bumi dihadapkan pada hambatan resiko sumber daya (<i>resource risk</i>).	0,14	3	0,42	3	0,42	4	0,56	4	0,56
2	Besarnya investasi di sisi hulu yang harus ditanggung investor pada periode awal proyek yang digunakan untuk eksplorasi dan produksi uap panas bumi.	0,09	2	0,18	2	0,18	3	0,27	3	0,27
3	Tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan seperti yang diharapkan.	0,05	1	0,05	3	0,15	2	0,10	4	0,20
4	Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembang sumber daya panas bumi menjadi relatif lemah.	0,05	2	0,10	3	0,15	2	0,10	3	0,15
5	Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA (<i>Power Purchase Agreement</i>).	0,12	1	0,12	3	0,36	2	0,24	4	0,48
6	Pelaksanaan tender yang dilakukan sebelum eksplorasi menyebabkan data potensi kapasitas, temperatur dan kualitas uap panas bumi tidak cukup memadai bagi pengembang.	0,09	1	0,09	2	0,18	3	0,27	4	0,36
7	Harga Listrik panas bumi tidak dapat ditentukan sama disemua wilayah karena <i>Site Specific</i> .	0,05	2	0,10	2	0,10	3	0,15	4	0,20
		1,00		2,39		3,18		3,33		3,86

Keterangan:

- AS = Skor Daya Tarik (Attractiveness Score - AS) didefinisikan sebagai nilai numerik yang mengindikasikan daya tarik relative dari setiap skema di rangkaian alternatif tertentu
- TAS = Skor Daya Tarik Total (Total Attractiveness Score - TAS) didefinisikan sebagai hasil kali antara bobot dengan Skor Daya Tarik di setiap baris.
- STAS = Jumlah Keseluruhan Daya Tarik Total (Sum Total Attractiveness Score - STAS) menunjukkan strategi yang paling menarik di setiap rangkaian alternatif.

4.3.1 Analisa Strategi Alternatif 1, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks QSPM

Berdasarkan UU No. 27 Tahun 2003 tentang panas bumi, dimana pemenang tender WKP diberi waktu melakukan eksplorasi selama 3 tahun dan dapat diperpanjang 2 tahun sampai maksimum 5 tahun. Setelah itu dilanjutkan dengan studi kelayakan untuk kemudian dilakukan negosiasi *Power Purchase Agreement* (PPA) dengan pembeli [PLN], sehingga jika proses tersebut memerlukan waktu 1 tahun dan pembangunan memerlukan waktu 3 tahun, maka proyek PLTP tersebut baru akan beroperasi 9 tahun setelah kontrak WKP antara investor dengan PEMDA ditandatangani, itupun jika semua berlangsung secara *smooth* tanpa hambatan. Untuk mempercepat pembangunan PLTP secara utuh maka perlu dirumuskan strategi alternatif yang dapat memperpendek proses tender, negosiasi PPA, serta pendanaan panas bumi.

Salah satu strategi yang ditawarkan pada skema bisnis pengembangan panas bumi strategi alternatif 1 adalah dimana Pemerintah melakukan Survey Pendahuluan (SP) sebagaimana skema bisnis pengembangan panas bumi yang ada saat ini (*Business As Usual*), namun Survey Pendahuluan (SP) dimungkinkan dilakukan oleh Badan Pelaksana Panas Bumi sementara proses tender tidak lagi dilakukan oleh PEMDA namun dilakukan juga oleh Badan Pelaksana Panas Bumi atau PLN mitigasi resiko eksplorasi tidak tergabung dalam satu wadah.

Namun skema bisnis pengembangan panas bumi strategi alternatif 1 ini, dimana setelah dianalisis menggunakan Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) terhadap Faktor-faktor Internal dan Eksternal Utama ditemukan beberapa potensi kelemahan dalam implementasinya sebagaimana kelemahan pada skema bisnis pengembangan panas bumi saat ini (*Business As Usual*), yaitu dimana pada saat pelaksanaan tender pengembang hanya memperoleh data dari hasil Survey Pendahuluan (SP) berupa studi literatur dan hasil peninjauan daerah (geologi, geokimia) sehingga pengembang atau peserta tender tidak memperoleh data dan informasi yang lebih lengkap mengenai potensi kapasitas, temperatur, dan kualitas uap panas bumi. Dengan demikian pengembang sulit untuk dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi yang lebih akurat. Selain itu harga listrik panas bumi juga menjadi sulit untuk dianalisis dan disepakati bersama

dengan pembeli [PLN] berdasarkan data dan informasi yang diperoleh dari Survey Pendahuluan (SP) saja.

Berdasarkan jabaran analisis QSPM tersebut di atas maka perlu ada opsi strategi alternatif lain dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia yang lebih *reliable* dan optimal yang dapat mendukung iklim investasi pengembangan panas bumi di Indonesia. Nilai *Sum Total Attractive Score* (STAS) dari skema bisnis pengembangan panas bumi strategi alternatif 1 ini adalah 3,28 pada Faktor-faktor Internal Utama dan 3,18 pada Faktor-faktor Eksternal Utama.

4.3.2 Analisa Strategi Alternatif 2, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks QSPM

Salah satu strategi yang ditawarkan pada skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2 adalah dimana pelaksanaan tender dilakukan setelah eksplorasi, sehingga pengembang atau peserta tender dapat memperoleh data dan informasi yang lebih lengkap mengenai potensi kapasitas, temperatur, dan kualitas uap panas bumi. Dengan demikian pengembang dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi yang lebih akurat. Selain itu proses tender pada skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2 juga dapat dipercepat dengan pembuatan *Power Purchase Agreement* (PPA), karena harga listrik panas bumi dapat lebih mudah dianalisis dan disepakati bersama dengan pembeli [PLN] berdasarkan data dan informasi yang diperoleh dari eksplorasi. Keuntungan lainnya adalah resiko sumber daya (*resource risk*) sudah dapat dieliminir dengan skema *risk sharing* yang dilakukan oleh Pemerintah.

Di dalam skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2, pelaksanaan eksplorasi sebelum tender dilakukan oleh Badan Geologi ESDM yang ditugaskan secara khusus oleh pemerintah. Dimana untuk pendanaan eksplorasi awal dapat dialokasikan dari APBN, sebagai contoh kasus untuk eksplorasi 1 x 30MW PLTP Kamojang Unit V diperlukan dana sekitar USD 40 juta dan selanjutnya dapat bergulir dengan mewajibkan pemenang tender WKP mengganti biaya eksplorasi pada saat ditunjuk sebagai pemenang.

Namun skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2 ini, dimana setelah dianalisis menggunakan Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) terhadap Faktor-faktor Internal dan Eksternal Utama ditemukan beberapa potensi kelemahan dalam implementasinya, diantaranya adalah sebagai berikut:

1. Proses tender yang dilakukan oleh PEMDA sebagaimana yang diamanatkan dalam UU No. 27 Tahun 2003 pasal 30 ayat 3, yang menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelola WKP, dimana Royalti tersebut terdiri dari Iuran Tetap, Iuran Produksi, dan Bonus. Namun pada realisasinya, pelaksanaan tender yang dilakukan oleh PEMDA berlangsung lebih lama sehingga akan memperlambat pengembangan panas bumi di Indonesia, karena selain karena adanya kemungkinan tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan dengan baik dimana belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah serta, juga kemampuan sumber daya panas bumi di daerah masih sangat rendah.
2. Harga Listrik Panas Bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam *Power Purchase Agreement* (PPA), karena kegiatan eksplorasi dilakukan oleh Badan Geologi ESDM dan proses tender wilayah kerja dilakukan oleh pemerintah daerah atau propinsi atau wilayah sementara *Power Purchase Agreement* (PPA) dilakukan oleh pembeli tunggal (*single buyer*) yaitu PLN, sehingga mitigasi resiko eksplorasi tidak tergabung dalam satu wadah.

Berdasarkan jabaran analisis QSPM tersebut di atas maka perlu ada opsi strategi alternatif lain dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia yang lebih *reliable* dan *optimal* yang dapat mendukung iklim investasi pengembangan panas bumi di Indonesia. Nilai *Sum Total Attractive Score* (STAS) dari skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2 adalah 2,87 pada Faktor-faktor Internal Utama dan 3,33 pada Faktor-faktor Eksternal Utama dimana skema bisnis ini tidak lebih baik dari skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3.

4.3.3 Analisa Strategi Alternatif 3, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia menggunakan Matriks QSPM

Strategi alternatif yang ditawarkan pada skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3 adalah sama dengan skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2 dimana pelaksanaan tender dilakukan setelah eksplorasi, sehingga pengembang atau peserta tender dapat memperoleh data dan informasi yang lebih lengkap mengenai potensi kapasitas, temperatur, dan kualitas uap panas bumi, sehingga pengembang dapat juga menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi yang lebih akurat. Dan proses tender pada skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3 juga dapat dipercepat dengan pembuatan *Power Purchase Agreement* (PPA) antara pengembang dengan pembeli [PLN], karena harga jual listrik panas bumi dapat lebih mudah dianalisis dan disepakati bersama dengan pembeli [PLN] berdasarkan data dan informasi yang diperoleh dari eksplorasi.

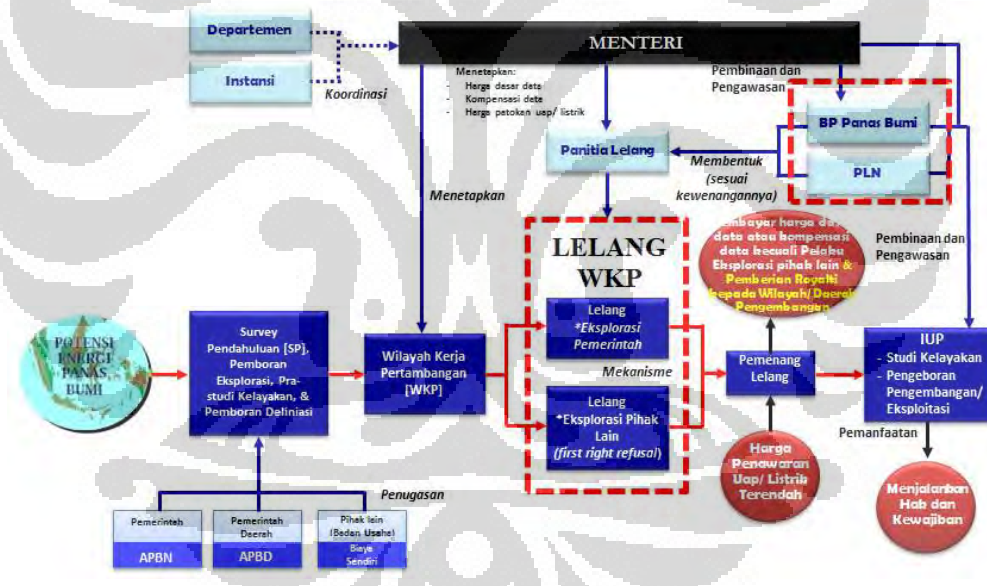
Di dalam skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3, pelaksanaan eksplorasi sebelum tender dilakukan oleh Pemerintah atau Badan Pelaksana (BP) Panas Bumi yang ditugaskan secara khusus oleh pemerintah. Dimana untuk pendanaan eksplorasi awal dapat dialokasikan dari APBN, dan selanjutnya dapat bergulir dengan mewajibkan pemenang tender WKP mengganti biaya eksplorasi pada saat ditunjuk sebagai pemenang.

Strategi alternatif yang ditawarkan pada skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3 tidak menempatkan PEMDA sebagai penyelenggara tender wilayah kerja sebagaimana skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2, namun proses tender dilakukan Badan Pelaksana Panas Bumi yang memonitor aktifitas pengembangan panas bumi (*end to end*) atau proses tender dilakukan oleh PLN sehingga mitigasi resiko eskplorasi tergabung dalam satu wadah.

Apabila aktifitas eksplorasi serta aktifitas kegiatan monitoring/ pengawasan pengembangan panas bumi (*end to end*) dari hulu sampai hilir oleh Badan Pelaksana Panas Bumi, maka diharapkan terbentuknya harmonisasi antara pusat dan daerah menjadi lebih optimal. Badan Pelaksana Panas Bumi ini

sebaiknya terdiri dari perwakilan dari representasi stakeholder pengembang panas bumi di Indonesia, diantaranya adalah perwakilan pemerintah pusat, pemerintah daerah, PLN, dan sebagainya.

Dalam analisis menggunakan Matriks Perencanaan Strategis Kuantitatif (QSPM) diperoleh bahwa skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3 ini lebih baik dibandingkan dengan skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 2, dengan *Sum Total Attractive Score* (STAS) dari Faktor-faktor Internal sebesar 3,69 dan Faktor-faktor Eksternal Utama sebesar 3,86. Skema bisnis pengembangan panas bumi Strategi alternatif 3 adalah strategi alternatif yang paling baik diantara 3 Strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia. Sehingga diharapkan dapat mendukung iklim investasi dalam pengembangan panas bumi di Indonesia.



Gambar 4.6 Rumusan Usulan Baru Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Setelah dilalui beberapa tahapan sebelumnya maka ditentukan Strategi alternatif - 3 yaitu Strategi alternatif dimana Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Awal (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan

pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Pendahuluan Survey (SP) dan eksplorasi, selain itu pada Strategi alternatif 3 adalah dimana proses penawaran yang dilakukan oleh Badan Pelaksana Panas Bumi atau PLN. Sehingga rumusan usulan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia sebagaimana ditampilkan pada Gambar 4.6.

4.4 Analisa Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia

4.4.1 Analisa Biaya Pembangkitan Panas Bumi

Dua hal yang perlu diperhitungkan dalam penentuan harga listrik panas bumi, yaitu biaya modal konstruksi pembangkitan dan modal untuk eksplorasi sumber uap panas bumi (*field steam*). Dan dalam membahas teknologi pembangkitan, maka perlu mempertimbangkan dua hal yaitu:

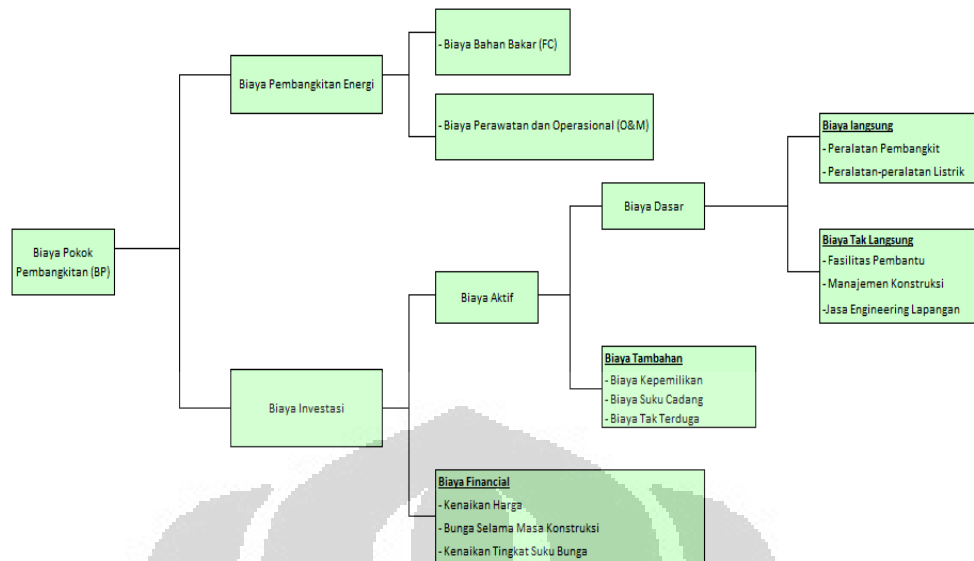
1. Biaya investasi Modal Awal (*Capital Investment Cost*)

Pada biaya ini dinyatakan dalam US\$/kW, merupakan besarnya investasi modal yang diperlukan untuk membangun sebuah pembangkit (*power plant*) atau eksplorasi sumber uap panas bumi (*field steam*).

2. Biaya pembangkitan (*Power Generating Cost*)

Pada biaya ini dinyatakan dalam cent/kWh (1 cent = 1/100 mata uang), terdiri atas biaya-biaya yang berhubungan dengan investasi modal awal pada sebuah pembangkit (*power plant*), biaya bahan bakar (*fuel cost*) dan biaya operasional & perawatan (*O & M Cost*).

Untuk pembahasan lebih lanjut, biaya-biaya ini dapat dibagi menjadi dua kategori, yaitu biaya tetap (*fixed cost*) dan biaya tidak tetap (*variable cost*). Penjelasan tersebut dapat dilihat pada Gambar. 4.7. Sementara untuk menentukan biaya pembangkitan pada studi kasus PLTP Kamojang Unit V berkapasitas 1 x 30 MW, ada beberapa parameter yang harus diperhitungkan. Parameter-parameter tersebut adalah biaya modal, biaya operasi dan perawatan (*O & M*) dan biaya bahan bakar (*Fuel cost*).



Gambar 4.7 Penggolongan Biaya-biaya Teknologi Sistem Tenaga Listrik

1. Perhitungan Biaya Modal

Untuk membangun PLTP Kamojang Unit V dengan kapasitas 1 x 30 MW diasumsikan memerlukan biaya investasi sebesar US\$ 42 Juta, dimana biaya ini sudah meliputi biaya konstruksi pembangkit dan biaya eksplorasi yang dilakukan pihak pengembang. Berdasarkan data pada Tabel 4.6 yang diperoleh dibawah ini:

Tabel 4.6 Data PLTP Kamojang Unit V (1 x 30 MW)

Jenis Data	Nilai PLTP Kamojang Unit V
Kapasitas Terpasang	1 x 30 MW
Umur Pembangkit	25 Years
Bahan Bakar	Magma
Capital Investment Cost	42 Million USD

Secara umum biaya modal (P_s) dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Biaya Pembangunan } (P_s) &= \frac{\text{Biaya Total Investasi}}{\text{Kapasitas Pembangkit}} \dots\dots\dots (1) \\
 &= \frac{42.000.000}{30.000} \\
 &= 1.400 \text{ US\$/kW}
 \end{aligned}$$

Besarnya faktor pengembalian modal dipengaruhi oleh dua faktor yaitu besarnya suku bunga dan faktor depresiasi. Suku bunga yang digunakan adalah 6%/ tahun pinjaman biasa (*soft loan*), dan besarnya faktor depresiasi (penyusutan) sebesar 4% dengan umur pembangkit 25 tahun.

Untuk suku bunga 6%:

$$f_s = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \dots\dots\dots (2)$$

$$f_s = \frac{0.06(1+0.06)^{25}}{(1+0.06)^{25} - 1} = 0,078$$

Dengan faktor depresiasi 4%:

$$f_d = \frac{d}{(1+d)^n - 1} \dots\dots\dots (3)$$

$$f_d = \frac{0.04}{(1+0.04)^{25} - 1} = 0,024$$

Kemudian untuk mendapatkan biaya investasi (*capital cost*) digunakan perhitungan sebagai berikut:

$$Capital\ Cost\ (CC) = \frac{(f_s + f_d) \times P_s}{M \times T_o} \dots\dots\dots (4)$$

$$\begin{aligned} CC &= \frac{(0.078 + 0.024) \times 1400}{0.6 \times 8760} \\ &= 0,027\ US\$/kWh \\ &= 2,726\ cents\ US\$/kWh \end{aligned}$$

2. Biaya Bahan Bakar

Jika diasumsikan harga uap panas bumi adalah 3 US\$ per ton, dengan patokan kurs transaksi Bank Indonesia (<http://www.bi.go.id/>) dengan nilai mata uang 1 US\$ per tanggal 25 Juni 2012 adalah Rp. 9.527,- sehingga dapat dihitung:

- a. Harga = 3 US\$/ Ton
= 0,003 US\$/ kg = Rp. 28,581/ Kg.
- b. Konsumsi panas bumi = 7,5 Ton/ MW-hour
- c. Konsumsi panas bumi per tahun
= (7,5 x 8760) Ton/ MW-year
= 65.625 Ton/MW-year
= 65,6 Ton/ kW-year
- d. Fuel Cost (FC) = 7,5 Ton/ MWh x 3 US\$/ Ton
= 22,5 US\$/ MWh
= 0,0225 US\$/kWh
= 2,25 cent US\$/kWh

3. Biaya Operasi dan Pemeliharaan

Biaya operasional dan pemeliharaan terdiri dari dua komponen yaitu biaya tetap (yang tidak berhubungan dengan uap panas bumi) dan biaya variabel (yang berhubungan dengan output uap panas bumi). Biaya O&M (US\$/kWh tahun) adalah tergantung pada jenis bahan bakar, kapasitas pembangkit, dan teknologi yang digunakan. Sedangkan biaya O&M variabel yang berhubungan dengan pengoperasian pembangkit yang mempengaruhi yaitu pemeliharaan, gaji karyawan, dan desain pembangkit. Pada Tabel 4.7 di bawah ini akan menjelaskan mengenai O&M pada PLTP menurut kapasitas terpasang.

Tabel 4.7 Biaya O&M PLTP Menurut Kapasitas Terpasang Pembangkit (cent US\$/kWh)

Sumber: <http://energy-guru.com/GeoThermal Energy Information.htm>

Keterangan	Small Plants	Medium Plant	Large Plants
	< 5 MW	5 - 30 MW	> 30 MW
Steam Field	0.35 - 0.70	0.25 - 0.35	0.15 - 0.25
Power Plant	0.45 - 0.70	0.35 - 0.45	0.25 - 0.45
Total	0.80 - 1.40	0.60 - 0.80	0.40 - 0.70

Dengan asumsi laju peningkatan biaya O&M sebanding dengan laju peningkatan ukuran kapasitas terpasang dari pembangkit, perbandingan biaya O&M dengan ukuran kapasitas terpasang pada jenis pembangkit Medium Plant 5 – 30 MW. Dari Tabel 4.6 tersebut diatas dapat diketahui bahwa biaya operasi dan perawatan per unit PLTP Kamojang Unit V dengan kapasitas 1 x 30 MW adalah cent 0,7 Cent US\$/kWh.

4. Perhitungan Biaya Pembangkitan Total PLTP

Biaya pembangkitan total merupakan jumlah dari biaya modal (*Capital Cost*), biaya operasi dan perawatan (*O&M Cost*), biaya bahan bakar (*Fuel Cost*) dan biaya lingkungan. Biaya pembangkitan total didapat dengan persamaan:

$$BP = CC + FC + O\&M \text{ Cost} \dots\dots\dots (5)$$

Untuk suku bunga 6%, maka :

$$\begin{aligned} BP &= 2,73 \text{ cent US\$ / kWh} + 2,25 \text{ cent US\$ / kWh} + 0,7 \text{ cent US\$ / kWh} \\ &= 5,676 \text{ cent US\$ / kWh} \\ &= 0,0567 \text{ US\$ / kWh} \\ &= \text{Rp. 540,79 / kWh} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan-perhitungan di atas jika ditabelkan, maka akan diperoleh pada Tabel 4.8 di bawah ini:

Tabel 4.8 Biaya Pebangunan Energi Listrik PLTP Kamojang Unit V (1 x 30 MW)

Perhitungan	Suku Bunga 6%
Biaya Pembangunan (US\$/kW)	1.400
Umur Operasi (Tahun)	25
Kapasitas (kW)	30.000
Biaya Bahan Bakar (US\$/kWh)	0.0225
Biaya O&M (US\$/kWh)	0.007
Biaya Modal (US\$/kWh)	0.027
Biaya Pembangkitan (US\$/kWh)	0.0567
Investasi (Juta US\$)	42

Investasi pada Tabel 4.7 di atas adalah biaya pembangunan PLTP Kamojang Unit V (1 x 30MW), sedang investasi pada tahun ke-1 adalah nilai investasi dikalikan dengan suku bunga. Dalam hal ini diasumsikan lama pembangunan unit PLTP tersebut selama satu tahun.

5. Pendapatan Pertahun (*Cash In Flow*)

Untuk menghitung semua variable dalam penentuan harga listrik panas bumi, terlebih dahulu dihitung total energi output PLTP Kamojang Unit V selama 1 tahun. Diasumsikan faktor kapasitas (CF) pembangkit sebesar 80%, jika semua energi tersebut terpakai 365 hari selama 1 tahun adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{kWh}_{\text{output}} &= P_{\text{install}} \times \text{CF} \times 8760 \dots\dots\dots (6) \\ &= 30.000 \text{ kW} \times 0,8 \times 8760 \\ &= 210.240.000 \text{ kWh/ Tahun} \end{aligned}$$

Jumlah pendapatan per tahun/ *Cash In Flow* (CIF) dapat dihitung dari $\text{kWh}_{\text{output}}$ dan selisih Biaya Pokok Penyediaan (BPP) dengan biaya pembangkitan (BP) atau dengan kata lain keuntungan penjualan (KP). Pembangkit ini direncanakan akan dihubungkan dengan saluran transmisi 150 kV. Menurut Peraturan Menteri No. 14 Tahun 2008 tentang Harga Patokan Penjualan Listrik PLTP dan ESDM No. 267-12/26/600.3/2008 tentang Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Tenaga Listrik Tahun 2008 yang disediakan oleh PLN, yang ditandatangani Dirjen Listrik dan Pemanfaatan Energi (LPE) pada 9 Juni 2008.

Tabel 4.9 Harga Patokan PLTP

Kapasitas Unit	Harga Patokan
10 – 55 MW	85% BPP – TT atau 85% BPP – TM Sistem Kelistrikan Setempat

Untuk daerah Jawa Barat, biaya pokok penyediaan listrik tegangan tinggi sebesar Rp. 783/kWh. Sehingga dengan suku bunga 6%, adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{KP} &= \text{BPP} - \text{BP} \dots\dots\dots (7) \\ &= (85\% \times \text{Rp. 783}) - \text{Rp. 540,79} \\ &= \text{Rp. 124,76/ kWh} = 1,31 \text{ cent US\$/ kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{CIF} &= \text{KP} - \text{kWh}_{\text{output}} \dots\dots\dots (8) \\
 &= \text{Rp. } 124,76/\text{kWh} \times 210.240.000 \text{ kWh/ Tahun} \\
 &\approx \text{Rp. } 26,23 \text{ milyar/ Tahun}
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan tersebut diatas maka diperoleh dengan suku bunga 6% total biaya pembangkitan 5,676 cent US\$/ kWh dan keuntungan pembangkitan yaitu sebesar 1,31 Cents US\$ / kWh.

6. Analisa Nilai Sekarang (*Net Present Value*)

Metode ini menggunakan pertimbangan bahwa nilai uang sekarang lebih tinggi bila dibandingkan dengan nilai uang pada waktu mendatang, karena adanya faktor bunga.

Tabel 4.10 Analisa *Net Present Value* (NPV)

Periode	CIF	COF	NPV
1	Rp26.237.422.195,20	Rp400.134.000.000,00	-Rp375.381.714.910,19
2		-Rp375.381.714.910,19	-Rp352.030.502.561,31
3		-Rp352.030.502.561,31	-Rp330.001.056.949,16
4		-Rp330.001.056.949,16	-Rp309.218.561.088,64
5		-Rp309.218.561.088,64	-Rp289.612.432.918,34
6		-Rp289.612.432.918,34	-Rp271.116.085.587,87
7		-Rp271.116.085.587,87	-Rp253.666.701.313,84
8		-Rp253.666.701.313,84	-Rp237.205.018.036,45
9		-Rp237.205.018.036,45	-Rp221.675.128.152,13
10		-Rp221.675.128.152,13	-Rp207.024.288.638,61
11		-Rp207.024.288.638,61	-Rp193.202.741.927,74
12		-Rp193.202.741.927,74	-Rp180.163.546.917,49
13		-Rp180.163.546.917,49	-Rp167.862.419.549,33
14		-Rp167.862.419.549,33	-Rp156.257.582.409,56
15		-Rp156.257.582.409,56	-Rp145.309.622.843,74
16		-Rp145.309.622.843,74	-Rp134.981.359.102,39
17		-Rp134.981.359.102,39	-Rp125.237.714.063,39
18		-Rp125.237.714.063,39	-Rp116.045.596.102,07
19		-Rp116.045.596.102,07	-Rp107.373.786.704,59
20		-Rp107.373.786.704,59	-Rp99.192.834.442,82
21		-Rp99.192.834.442,82	-Rp91.474.954.950,59
22		-Rp91.474.954.950,59	-Rp84.193.936.561,68
23		-Rp84.193.936.561,68	-Rp77.325.051.289,14
24		-Rp77.325.051.289,14	-Rp70.844.970.843,34
25		-Rp70.844.970.843,34	-Rp64.731.687.403,90

Metode NPV merupakan metode yang dipakai untuk menilai usulan proyek investasi yang mempertimbangkan nilai waktu dari uang (*time value of money*) sehingga arus kas yang dipakai adalah arus kas yang telah di discount atas dasar biaya modal perusahaan. Dengan usia pembangkit 25 tahun, faktor bunga

diasumsikan sebesar 6%, serta harga jual listrik/kWh, maka *Net Present Value* (*NPV*) dapat dihitung. Rumus untuk menghitung *NPV* adalah sebagai berikut:

$$NPV = \left(\sum_{t=1}^{t=n} \frac{CIF}{(1+k)^n} \right) - COF \dots\dots\dots (9)$$

Sementara perhitungan *NPV* selama 25 Tahun ditampilkan pada Tabel 4.10.

7. Return of Investment (ROI) dan Benefit Cost Ratio (BCR)

Return of Investment (ROI) adalah kemampuan pembangkit untuk mengembalikan dana investasi dalam menghasilkan tingkat keuntungan yang digunakan untuk menutup investasi yang dikeluarkan.

$$ROI = \frac{\sum_t^n \text{Benefit} - \text{Investment Cost}}{\text{Investment Cost}} \dots\dots\dots (10)$$

Benefit_t = CIF_t – COF_t

Dimana:

\sum_t^n Benefit = Jumlah keuntungan sampai tahun ke-t

Investment Cost = Biaya Investasi

CIF_t = Pemasukan tahun ke-t

COF_t = Pengeluaran tahun ke-t

Sementara *Benefit Cost Ratio* adalah persentase pertumbuhan keuntungan selama setahun, yang dapat dicari berdasarkan keuntungan pada tahun tersebut (*Benefit_t*) berbanding *Investment Cost*, dimana dapat dituliskan sebagai berikut, serta untuk *BCR* tahun berikutnya dapat dilihat pada table 4.11.

$$BCR = \frac{\text{Benefit}_t}{\text{Investment Cost}} \dots\dots\dots (11)$$

Dari rumus di atas didapatkan nilai *ROI* dan *BCR* pada tahun pertama sampai tahun ke-25 dengan suku bunga 6% yang ditampilkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Nilai *Return of Investment (ROI)* dan *Benefit Cost Ratio* dari PLTP Kamojang
Unit V

Periode	Benefit	ROI	BCR
1	Rp26.237.422.195,20	-0,93	0,07
2	Rp52.474.844.390,40	-0,87	0,13
3	Rp78.712.266.585,60	-0,80	0,20
4	Rp104.949.688.780,80	-0,74	0,26
5	Rp131.187.110.976,00	-0,67	0,33
6	Rp157.424.533.171,20	-0,61	0,39
7	Rp183.661.955.366,40	-0,54	0,46
8	Rp209.899.377.561,60	-0,48	0,52
9	Rp236.136.799.756,80	-0,41	0,59
10	Rp262.374.221.952,00	-0,34	0,66
11	Rp288.611.644.147,20	-0,28	0,72
12	Rp314.849.066.342,40	-0,21	0,79
13	Rp341.086.488.537,60	-0,15	0,85
14	Rp367.323.910.732,80	-0,08	0,92
15	Rp393.561.332.928,00	-0,02	0,98
16	Rp419.798.755.123,20	0,05	1,05
17	Rp446.036.177.318,40	0,11	1,11
18	Rp472.273.599.513,60	0,18	1,18
19	Rp498.511.021.708,80	0,25	1,25
20	Rp524.748.443.904,00	0,31	1,31
21	Rp550.985.866.099,20	0,38	1,38
22	Rp577.223.288.294,40	0,44	1,44
23	Rp603.460.710.489,60	0,51	1,51
24	Rp629.698.132.684,80	0,57	1,57
25	Rp655.935.554.880,00	0,64	1,64

8. Payback Periode

Payback Periode adalah lama waktu yang dibutuhkan agar nilai investasi yang diinvestasikan dapat kembali dengan utuh.

$$PP = \frac{\text{Investment Cost}}{\text{Annual CIF}} \dots\dots\dots (12)$$

Untuk suku bunga 6%, maka diperoleh *Payback Periode* adalah sebagai berikut:

$$PP = \frac{\text{Rp. 400,13 milyar}}{\text{Rp. 26,24 milyar}}$$

$$= 15,25 \approx 16 \text{ Tahun}$$

4.4.2 Analisa Perhitungan Harga Pokok Penyediaan Setelah Pembangunan PLTP di Jawa Barat

Setelah dilakukan perhitungan biaya penyediaan listrik, maka selanjutnya adalah dilakukan perhitungan terhadap biaya penyediaan listrik setelah dibangun PLTP Kamojang Unit V (1 x 30 MW) terhadap BPP Jawa Barat. Berikut ini merupakan kapasitas produksi energi tiap pembangkit di Jawa Barat sampai dengan tahun 2011 dengan asumsi beroperasi selama 24 jam:

1. PLTA	=	1.955,50 MW x 0,85 x 24 x 365	=	14.560,65 GWh
2. PLTG	=	1.368,30 MW x 0,85 x 24 x 365	=	10.118,36 GWh
3. PLTGU	=	640,00 MW x 0,85 x 24 x 365	=	4.765,44 GWh
4. PLTP	=	985,00 MW x 0,85 x 24 x 365	=	7.334,31 GWh
				36.848.765 GWh

Sedangkan Harga Pokok Penyediaan Listrik untuk Jawa Barat Isolated tanpa Subsidi dari Pemerintah setelah dibangun PLTP Kamojang Unit V (1 x 30MW) dari perhitungan biaya pembangkitan dari Data Statistik PLN 2010 adalah sebagai berikut:

1. BPP _{PLTA}	=	$\frac{14.560,65}{36.848,76}$	x	Rp. 98,02,-	=	Rp. 38,73 / kWh
2. BPP _{PLTG}	=	$\frac{10.118,36}{36.848,76}$	x	Rp. 1.594,93,-	=	Rp. 440,98 / kWh
3. BPP _{PLTGU}	=	$\frac{4.765,44}{36.848,76}$	x	Rp. 788,46,-	=	Rp. 101,97 / kWh
4. BPP _{PLTP}	=	$\frac{7.334,31}{36.848,76}$	x	Rp. 701,39,-	=	Rp. 139,60 / kWh
						Rp. 721,29 / kWh

Sehingga didapatkan harga BPP Pembangkit baru Jawa Barat Isolated dan tanpa subsidi setelah PLTP Kamojang Unit V (1 x 30MW) dibangun adalah sebesar Rp.721,29,- atau 7,57 Cent US\$/ kWh, namun berdasarkan perhitungan tersebut di atas bahwa dengan harga jual listrik sebesar Rp.721,29,- atau 7,57 Cent US\$/ kWh. Namun di dalam penentuan harga listrik panas bumi dari sisi investor

dikaitkan dengan keputusan investasi yang diharapkan dapat menghasilkan serangkaian keuntungan dalam jangka panjang di masa yang akan datang dengan mempertimbangkan tingkat resiko bisnis yang tinggi, salah satunya adalah biaya total investasi karena adanya probabilitas kegagalan dan keberhasilan dari aktifitas eksplorasi panas bumi. Di lain pihak, PLN sebagai pembeli tenaga listrik memperhitungkan harga listrik berdasarkan konsep BPP, yang terdiri dari tiga komponen biaya utama, yaitu Biaya Modal, Biaya Bahan Bakar, dan Biaya Operasi, sehingga perlu adanya upaya pemerintah dalam mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko dengan menekan tingkat resiko proyek dengan membuat skema bisnis pengembangan panas bumi yang optimal.

Berdasarkan perhitungan tersebut diatas maka dapat dianalisa bahwa faktor utama yang paling menentukan dalam penentuan harga listrik panas bumi adalah biaya total investasi karena adanya probabilitas kegagalan dan keberhasilan dari aktifitas eksplorasi panas bumi, sehingga perlu adanya upaya pemerintah dalam mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko dengan menekan tingkat resiko proyek (*site specific*) dengan membuat skema bisnis pengembangan panas bumi sebagaimana pada skema alternatif - 3 sehingga IRR yang ditetapkan perusahaan dapat menjadi lebih rendah, yang pada gilirannya akan menurunkan harga listrik panas bumi serta mendukung iklim investasi panas bumi di Indonesia.

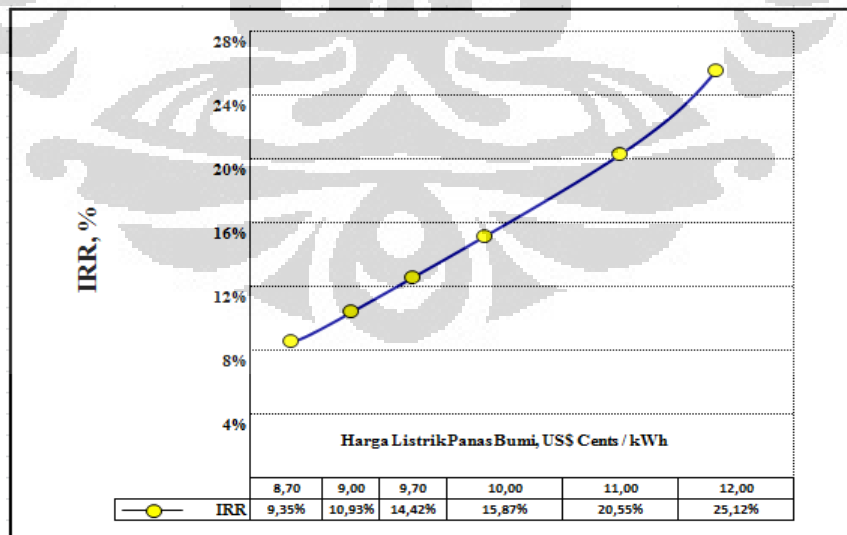
4.4.3 Analisa Sensitivitas Biaya Investasi dan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia terhadap IRR

Untuk melakukan analisa terhadap pengaruh perubahan harga listrik panas bumi yang disebabkan oleh perubahan nilai investasi karena adanya strategi probabilitas kegagalan dan keberhasilan dari aktifitas eksplorasi panas bumi maka diperlukan analisa sensitivitas biaya investasi dan Harga Listrik Panas Bumi terhadap IRR. Di bawah ini adalah tabel pengaruh perubahan harga listrik terhadap *profitability variable* untuk kasus dasar PLTP Kamojang Unit V dengan dengan total kapasitas 1 x 30MW.

Tabel 4.12 Profil IRR, NPV dan PBP dari PLTP Kamojang Unit V (Kasus Dasar)

Harga Listrik US\$ Cent/ kWh	IRR (%)	NPV US\$ 000	PBP Com Years
8,70	9,35	(14.228)	9,55
9,00	10,93	21.421	8,47
9,70	14,42	38.206	6,69
10,00	15,87	45.400	6,14
11,00	20,55	69.378	4,82
12,00	25,12	93.357	3,97

Dari tabel 4.12 terlihat bahwa IRR proyek panas bumi PLTP Kamojang Unit V berkisar antara 9,35 % sampai dengan 25,12 % pada kisaran harga listrik antara US\$ Cents 8,7 sampai dengan 12 per kWh, yang menghasilkan marginal IRR sebesar 4,94%, 4,68% sampai dengan 4,57% per Cents US\$ per kWh. Dari hasil perhitungan tersebut terlihat bahwa sensitivitas harga listrik panas bumi terhadap IRR menurun pada rentang harga yang lebih lebar, yang berarti grafiknya bukan garis lurus, sebab pada garis lurus marginal IRRnya sama pada setiap rentang harga. Apabila RRR yang ditetapkan oleh PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) tidak kurang dari 16%, maka harga listrik panas bumi yang *feasible* adalah 11 Cents US\$ per kWh.



Gambar 4.8 Profil IRR pada PLTP Kamojang Unit V1 x 30MW (Kasus Dasar)

Sementara jika dikaitkan dengan Biaya Investasi sebagaimana terlihat pada Tabel 4.13 dan Gambar 4.9 maka dapat diperoleh bahwa pada rentang harga listrik panas bumi 7-8, 7-9, sampai dengan 7-12 Cents US\$ per kWh adalah sebagai berikut:

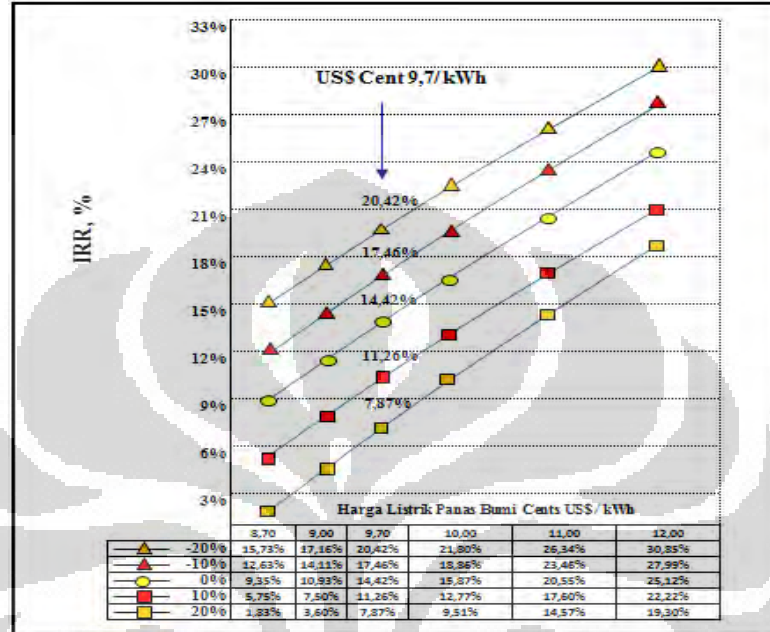
- Pada kasus dasar PLTP Kamojang Unit V 1 x 30MW yang terlihat pada Tabel 4.12 dan Gambar 4.10, profil IRR akan menghasilkan marginal IRR sebesar 4,94%, 4,68% sampai dengan 4,57% per Cents US\$ per kWh, yang berarti IRR proyek panas bumi menjadi kurang sensitif terhadap pengaruh perubahan harga listrik panas bumi apabila makin renggang jarak harganya.
- Jika ada penurunan biaya investasi sebesar 20% profil IRR akan menghasilkan marginal IRR sebesar 4,64%, 4,54% sampai dengan 4,51% per Cents US\$ per kWh, yang berarti IRR proyek panas bumi menjadi kurang sensitif terhadap pengaruh perubahan harga listrik panas bumi apabila makin renggang jarak harganya.
- Jika ada penurunan biaya investasi sebesar 10% profil IRR akan menghasilkan marginal IRR sebesar 4,75%, 4,46% sampai dengan 4,53% per Cents US\$ per kWh, yang berarti IRR proyek panas bumi menjadi kurang sensitif terhadap pengaruh perubahan harga listrik panas bumi apabila makin renggang jarak harganya.

Tabel 4.13 Profil IRR pada berbagai Perubahan Biaya Investasi

Harga Listrik US\$ Cent/ kWh	IRR Pada Berbagai Perubahan Biaya Investasi				
	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
8,70	15,73%	12,63%	9,35	5,75%	1,83%
9,00	17,16%	14,11%	10,93	7,50%	3,60%
9,70	20,42%	17,46%	14,42	11,26%	7,87%
10,00	21,80%	18,86%	15,87	12,77%	9,51%
11,00	26,34%	23,46%	20,55	17,60%	14,57%
12,00	30,85%	27,99%	25,12	22,22%	19,30%

- Jika ada kenaikan biaya investasi sebesar 10% profil IRR akan menghasilkan marginal IRR sebesar 5,27%, 4,83% sampai dengan 4,62%

per Cents US\$ per kWh, yang berarti IRR proyek panas bumi menjadi kurang sensitif terhadap pengaruh perubahan harga listrik panas bumi apabila makin renggang jarak harganya.



Gambar 4.9 Profil IRR total proyek panas bumi PLTP Kamojang Unit V(1 x 30MW) pada berbagai biaya investasi

- Jika ada kenaikan biaya investasi sebesar 20% profil IRR akan menghasilkan marginal IRR sebesar 5,91%, 5,06% sampai dengan 4,73% per Cents US\$ per kWh, yang berarti IRR proyek panas bumi menjadi kurang sensitif terhadap pengaruh perubahan harga listrik panas bumi apabila makin renggang jarak harganya.

Dari hasil perhitungan tersebut terlihat bahwa harga listrik panas bumi yang paling sensitif terhadap IRR adalah kenaikan biaya investasi sebesar 20%, sedangkan yang paling kurang sensitif adalah penurunan biaya investasi sebesar 20%, serta menurun pada rentang harga yang lebih lebar.

Apabila RRR yang ditetapkan oleh PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) tidak kurang dari 16%, maka harga listrik panas bumi yang *feasible* adalah 11 sampai dengan 12 Cents US\$ per kWh, namun jika ada penurunan biaya investasi 10%, maka harga listrik panas bumi yang *feasible* menjadi 9,7 sampai

dengan 12 Cents US\$ per kWh, sementara jika ada kenaikan biaya 20%, maka harga listrik panas bumi tidak lagi *feasible* di 11 Cents US\$ per kWh tetapi *feasible* pada harga 12 Cents US\$ per kWh.

4.4.4 Analisa Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia

Penentuan harga listrik panas bumi yang *feasible* harus dapat menghasilkan IRR proyek yang tidak kurang dari RRR yang ditetapkan oleh perusahaan, dalam hal proyek PLTP Kamojang Unit V sebagai studi kasus ini adalah PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE). Penentuan RRR tersebut sangat strategis karena sangat mempengaruhi penentuan kelayakan usulan investasi dan harus mencerminkan keseimbangan (*trade off*) antara tingkat keuntungan dan resiko proyek.

Dalam proses *Power Purchase Agreement* (PPA) energi panas bumi hanya terdiri dari pembeli tunggal, yaitu PLN. Para investor panas bumi mengalami kesulitan untuk mencapai harga listrik panas bumi yang *feasible* karena pembeli menawar dengan harga listrik alternatif yang lebih murah pada saat ini (tetapi tidak *feasible* bagi investasi panas bumi), namun kelebihan panas bumi adalah proyeknya bisa mencapai 30 tahun.

Penentuan harga listrik panas bumi dari sisi investor dikaitkan dengan keputusan investasi yang diharapkan dapat menghasilkan serangkaian keuntungan dalam jangka panjang di masa yang akan datang. Tujuan investasi adalah untuk mendapatkan tingkat pengembalian modal yang menarik yang dihitung dengan mempertimbangkan tingkat resiko bisnis yang tinggi. Di lain pihak, PLN sebagai pembeli tenaga listrik memperhitungkan harga listrik berdasarkan konsep biaya pokok produksi (BPP) pada saat ini, yang terdiri dari tiga komponen biaya utama, yaitu Biaya Modal, Biaya Bahan Bakar, dan Biaya Operasi (dengan sendirinya tidak memperhitungkan laba). Sehingga perlu adanya upaya pemerintah dalam mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko dengan menekan tingkat resiko proyek (*site specific*) dengan membuat skema bisnis pengembangan panas bumi sebagaimana pada skema alternatif 3 sehingga IRR yang ditetapkan perusahaan dapat menjadi lebih rendah, yang pada

gilirannya akan menurunkan harga listrik panas bumi serta mendukung iklim investasi panas bumi di Indonesia.

4.5 Perencanaan Strategi Alternatif dan Pencapaian Tujuan Jangka Panjang Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Setelah melalui beberapa tahapan sebelumnya maka ditentukan Strategi alternatif - 3 yaitu scenario alternatif dimana Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Awal (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Pendahuluan Survey (SP) dan eksplorasi, selain itu pada Strategi alternatif 3 adalah dimana proses penawaran yang dilakukan oleh PLN.

Berdasarkan hasil pencocokan melalui Matriks IE dan Matriks SWOT serta dilakukan pengujian dari beberapa strategi alternatif dalam menentukan skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dengan menggunakan QSPM, ada beberapa pilihan strategi alternatif yang ditawarkan yang lebih difokuskan pada pengkondisian iklim investasi panas bumi di Indonesia, yakni sebagai berikut:

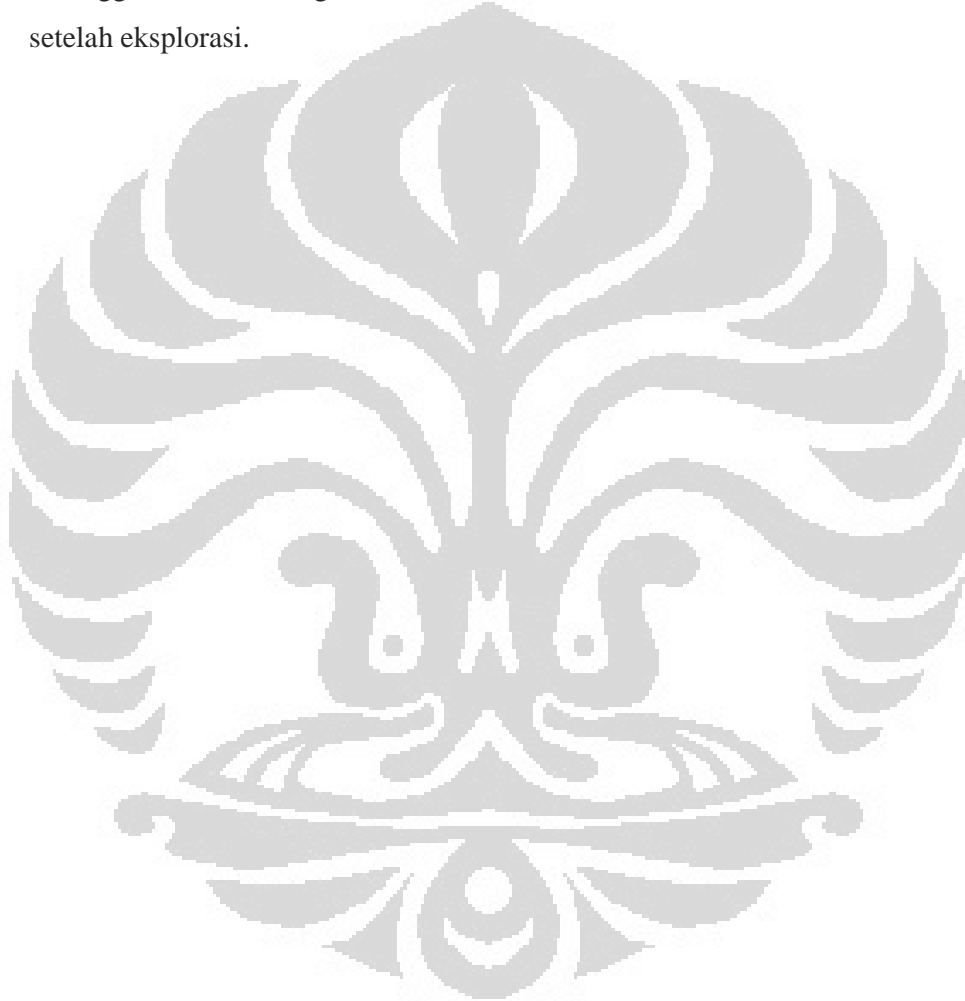
1. Untuk mempercepat pengembangan panas bumi di Indonesia maka perlu memperpendek waktu untuk tender, negosiasi *Power Purchase Agreement* (PPA), dan untuk pendanaan, dimana hal yang paling pertama dan penting adalah pelaksanaan tender dilakukan setelah eksplorasi, sehingga peserta tender mendapat data dan informasi yang lengkap mengenai potensi kapasitas, temperatur dan kualitas uap panas bumi. Dengan demikian pengembang dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi dengan lebih akurat. Dengan dilakukannya eksplorasi sebelum proses tender dilakukan juga dapat mempercepat pembuatan *Power Purchase Agreement* (PPA) dengan PLN dan proses pendanaan.
2. Proses pelaksanaan eksplorasi yang dilakukan sebelum tender sebagaimana tercermin pada Strategi alternatif 3 dapat dilakukan oleh ESDM, ataupun oleh

BUMN yang ditugaskan secara khusus. Untuk pendanaan eksplorasi awal dapat dialokasikan dari APBN, dimana untuk melakukan eksplorasi 1000MW diperlukan dana sekitar USD 250 juta dan selanjutnya dapat bergulir dengan mewajibkan pemenang tender WKP mengganti biaya eksplorasi setelah ditunjuk salah satu pengembang sebagai pemenang [16]. Selain itu juga pelaksanaan eksplorasi yang dilakukan sebelum proses tender, juga dapat memitigasi resiko investor dan *melevelise* semua resiko eksplorasi karena tergabung dalam satu wadah. Sebelum dilakukan eksplorasi perlu dilakukan survey lebih rinci dengan bantuan teknologi yang lebih baik untuk mengklasifikasi terhadap 276 lokasi panas bumi dan menetapkan rencana dan prioritas pengembangannya.

3. Sebagaimana tertuang dalam UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 Pasal 30 ayat 3 menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelolaan WKP, dimana Royalti tersebut terdiri dari Iuran tetap, Iuran Produksi dan Bonus. Namun mengingat pembelian produk panas bumi tidak sama seperti produk Migas dan hanya dapat dilakukan oleh PLN, serta harga panas bumi yang relatif mahal, maka proses tender yang dilakukan oleh Pemda tidak cukup menjanjikan manfaatnya selain dari Royalti, oleh karena itu proses tender tersebut akan lebih cepat prosesnya jika dilakukan oleh PLN atau BUMN lain yang ditunjuk [misal membentuk BUMN khusus yang bergerak dibidang panas bumi]. Selain itu dengan dilakukannya proses tender oleh PLN atau BUMN lain maka tidak perlu adanya *gap* antara harga yang disetujui dan hasil tender dengan PPA, dimana PLN juga yang akan melakukan pembelian listrik panas bumi. Namun untuk merealisasikan konsep yang tersebut di dalam Strategi alternatif 3 perlu ditinjau untuk dilakukan revisi UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003 yang terkait dengan tender WKP oleh Pemda.

Dari usulan-usulan strategi alternatif 3 dan analisis penentuan harga listrik panas bumi tersebut diatas diharapkan dapat mendorong iklim investasi pengembangan panas bumi di Indonesia. Karena jika resiko ketidakpastian hasil eksplorasi dimasukkan dalam harga penawaran pada saat Tender WKP dan harga penunjukkan WKP dijadikan harga kontrak Power Purchase Agreement (PPA)

dengan pembeli, maka pembeli akan menanggung biaya resiko tersebut dan kemungkinan pengembang mendapatkan peluang tambahan margin dibandingkan jika tender WKP dilakukan setelah eksplorasi. Tipikal biaya eksplorasi adalah 20% sampai 25% dari biaya investasi total. Bila probabilitas keberhasilan eksplorasi 50%, maka potensi tambahan resiko hasil eksplorasi yang akan menjadi beban pembeli mencapai 10% sampai 12.5% dari biaya investasi pengembangan. Sehingga untuk memitigasi resiko tersebut lebih baik bila tender WKP dilakukan setelah eksplorasi.



BAB 5

KESIMPULAN

Dari pembahasan pada bab sebelumnya, diperoleh beberapa kesimpulan pada Tesis ini, yaitu sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisa menggunakan Matriks *Internal Factor Evaluation* (IFE) dan *External Factor Evaluation* (EFE), maka dapat diringkas dan dievaluasi kekuatan dan kelemahan utama dalam area-area fungsional bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, dimana beberapa potensi kelemahan yang kemudian menghambat pengembangan panas bumi di Indonesia, diantaranya adalah:
 - 1.1. Pada saat pelaksanaan tender pengembang hanya memperoleh data dari hasil Survey Pendahuluan (SP) sehingga pengembang atau peserta tender tidak memperoleh data dan informasi yang lebih lengkap, dengan demikian harga listrik panas bumi juga menjadi sulit untuk dianalisis dan disepakati bersama dengan pembeli [PLN].
 - 1.2. Proses tender yang dilakukan oleh PEMDA sebagaimana yang diamanatkan dalam UU No. 27 Tahun 2003 pasal 30 ayat 3, pada realisasinya, berlangsung lebih lama sehingga akan memperlambat pengembangan panas bumi di Indonesia, selain belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah, juga kemampuan sumber daya panas bumi di daerah masih sangat rendah.
 - 1.3 Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA, karena kegiatan eksplorasi dilakukan oleh Badan Geologi ESDM dan proses tender wilayah kerja dilakukan oleh pemerintah daerah atau propinsi atau wilayah sementara PPA dilakukan oleh pembeli tunggal (*single buyer*) yaitu PLN, sehingga mitigasi resiko eksplorasi tidak tergabung dalam satu wadah.

Evaluasi tersebut yang kemudian menjadi landasan untuk mengidentifikasi serta mengevaluasi hubungan di antara area tersebut, dimana skor bobot IFE total dari analisa tersebut diatas adalah 2,69 menunjukkan posisi internal yang

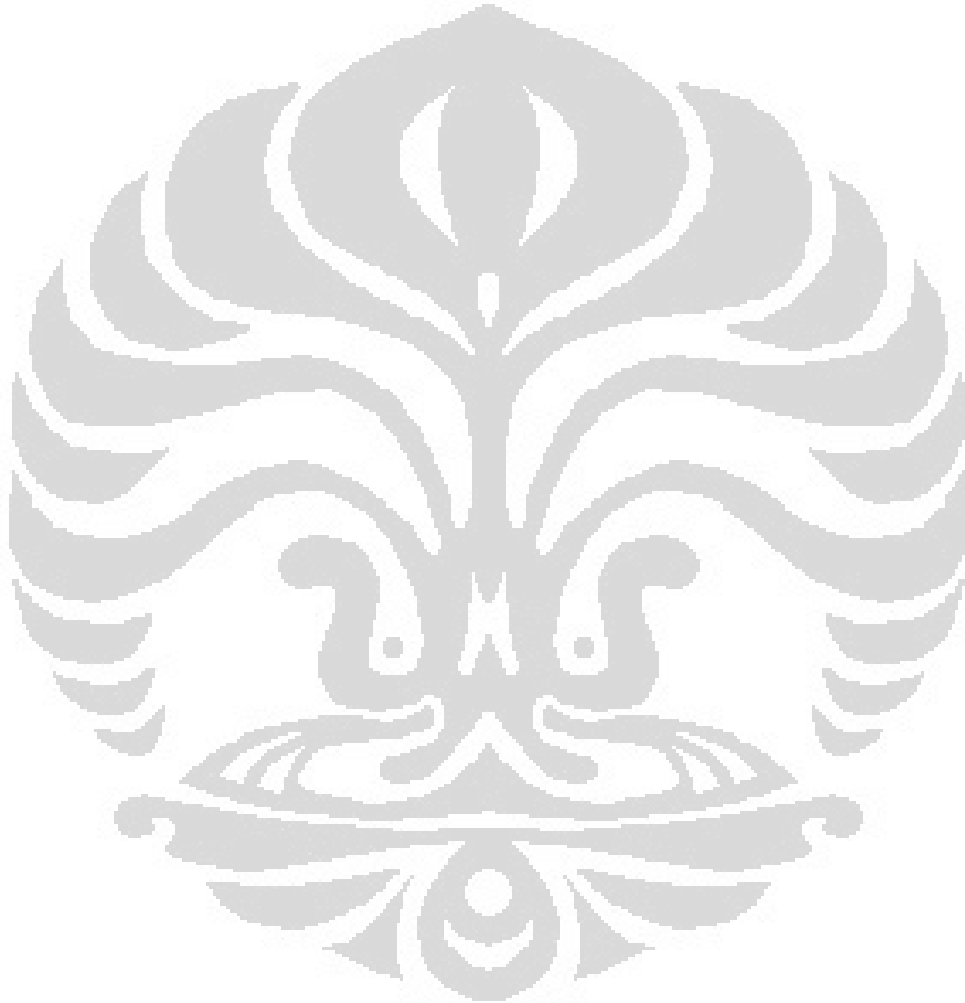
sedang, sedangkan bobot EFE total adalah 2,39 yang juga menunjukkan tingkat sedang.

2. Berdasarkan analisa dari teknik pencocokan menggunakan Matriks SWOT dan diambil keputusan menggunakan Matriks QSPM, maka diperoleh skema BAU dan 3 (tiga) Strategi alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, dimana dihasilkan konsep Strategi alternatif 3 sebagai skema bisnis pengembangan panas bumi yang optimal untuk diterapkan di Indonesia, dengan nilai *Sum Total Attractive Score* (STAS) dari Faktor-faktor Internal sebesar 3,69 dan Faktor-faktor Eksternal Utama sebesar 3,86, dimana Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Pendahuluan Survey (SP) dan eksplorasi, selain itu pada Strategi alternatif 3 adalah dimana proses penawaran yang dilakukan oleh Badan Pelaksana Panas Bumi atau PLN.
3. Di dalam penentuan harga listrik panas bumi dari sisi investor dikaitkan dengan keputusan investasi yang diharapkan dapat menghasilkan serangkaian keuntungan dalam jangka panjang di masa yang akan datang dengan mempertimbangkan tingkat resiko bisnis yang tinggi. Di lain pihak, PLN sebagai pembeli tenaga listrik memperhitungkan harga listrik berdasarkan konsep BPP, yang terdiri dari tiga komponen biaya utama, yaitu Biaya Modal, Biaya Bahan Bakar, dan Biaya Operasi, sehingga perlu adanya upaya pemerintah dalam mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko dengan menekan tingkat resiko proyek dengan membuat skema bisnis pengembangan panas bumi yang optimal.

DAFTAR REFERENSI

- [1] Ifandry, Ariono. “*Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Jual Uap Panas Bumi di Indonesia*”, Seminar, Universitas Indonesia, Depok 2006.
- [2] “_____”, Blue Print - Pengelolaan Energi Nasional, 2006-2025, Perpres No.5 Tahun 2005, Jakarta 2006.
- [3] Badan Geologi – Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. “*Potensi dan Pengembangan Sumber Daya Panas Bumi Indonesia*”, PSDG Badan Geologi, Bandung 2010.
- [4] R. Sukhyar dan Danar, Agus. “*Energi Panas Bumi di Indonesia – Kebijakan Pengembangan dan Keputusan Investasi*”, Badan Geologi – Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Bandung 2010.
- [5] Laporan Akhir Kajian (Swakelola), “*Pengembangan Panas Bumi untuk Menambah Pasokan Tenaga Listrik dan Menyehatkan Konsumsi Energi Nasional*”, Direktorat Energi, Telekomunikasi & Informatika, BAPPENAS, 2008.
- [6] David, Fred R. “*Manajemen Strategis Konsep*”, Edisi 12, Pearson Education, Salemba Empat, Jakarta 2009.
- [7] Wijaya, Agus Rendi. “*Pengaruh Kebijakan Pemerintah dalam Optimalisasi Pemanfaatan Energi Panas Bumi*”, Institut Teknologi Bandung (ITB), Bandung, November, 2006.
- [8] Hartono, Jogyanto. “*Metodologi Penelitian Bisnis : Salah Kaprah dan Pengalaman-Pengalaman*”, BPFY-Yogyakarta, Indonesia, 2010.
- [9] Catigtig, Danilo C. “*Geothermal Energi Development in The Phillipines, with The Energi Development Corporation Embarking Into Power Generation*”, Energi Development Corporation – EDC, Phillipines 2008.
- [10] Dolor, Francis M. “*Phase of Geothermal Development in The Phillipines*”, PNOG Energi Development Corporation – EDC, Phillipines 2006.
- [11] Sugiyono. “*Metode Penelitian Kombinasi (Mixed Methods)*”, Alfabeta-Bandung, Indonesia 2012.

- [12] Satori, Djam'an dan Komariah, Aan. *“Metodologi Penelitian Kualitatif”*, Alfabeta-Bandung, Indonesia 2011.
- [13] Gaspersz, Vincent. *“Ekonomi Manajerial – Landasan Analisis dan Strategi Bisnis untuk Manajemen Perusahaan dan Industri”*, PT. Percetakan Penebar Swadaya, Jakarta, Juni 2011.



DAFTAR PUSTAKA

1. Asosiasi Panasbumi Indonesia. *“Panasbumi: Energi Kini dan Masa Depan”*, Jakarta, September, 2004.
2. Ibrahim, Herman Darnel. *“Geothermal Energi Development in Indonesia”*, Jakarta 2011.
3. Ibrahim, Herman Darnel. *“Mendorong Pengembangan Panasbumi yang Lebih Cepat dan Lebih Besar”*, Jakarta, Juli, 2008.
4. Ibrahim, Herman Darnel. *“Mempercepat dan Menjadikan Indonesia Negara yang Leading dalam Panasbumi di Dunia pada Periode Kepemimpinan Presiden SBY”*, Jakarta Juli, 2009.
5. Syarif H, Deni. *“Contribution of National EPC Company in Ulubelu 1 & 2 Geothermal Field Development Project”*, PT. Rekayasa Industri, 1st ITB Geothermal Workshop, Bandung, March 6-8, 2012.
6. Harsoprayitno, Sugiharto. *“Pengembangan Panas Bumi di Indonesia”*, Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral – Direktorat Jendral Mineral, Batu Bara dan Panas Bumi.
7. “_____”, Laporan Tahunan Badan Geologi KESDM Tahun 2010, Jakarta 2010.
8. Indonesia 2005 – 2025 Buku Putih, *“Penelitian, Pengembangan dan Penerapan Ilmu Pengetahuan dan Teknologi Bidang Sumber Energi Baru dan Terbarukan untuk Mendukung Keamanan Ketersediaan Energi Tahun 2025”*, Kementerian Negara Riset dan Teknologi, Jakarta 2006.
9. Fahmi, Irham. *“Manajemen Pengambilan Keputusan”*, Alfabeta, Bandung, 2011
10. Kadir Abdul, *“Energi: Sumber Daya, Inovasi, Tenaga Listrik dan Potensi Ekonomi”*, Edisi Ketiga, Universitas Indonesia (UI-Press), 2005.
11. Sarwono, Jonathan. *“Mixed Methods, Cara Menggabung Riset Kuantitatif dan Riset Kualitatif Secara Benar”*, PT. Alex Media Komputindo, Kompas Gramedia, Jakarta 2011.



LAMPIRAN



UNIVERSITAS INDONESIA FAKULTAS TEKNIK

KAMPUS BARU U.I. DEPOK 16424

Dekanat : (021) 7863504, 7863505, Fax. 7270050

PPSTD : (021) 7270011, 7863311, Fax. 7863503

Pusat Administrasi dan Humas : (021) 78888430, 78887861, 78849046, Fax. PAF 7863507, Fax. Humas 78888076

4 Juni 2012

Nomor : 23 /H2.F4.D2.KPAS/PDP.01/2012
Lampiran : --
Hal : Permohonan Wawancara untuk Penelitian Thesis

Yth. Prof. Dr. Ir. Herman Darnel Ibrahim, M.Sc.
Industry SHR – Dewan Energi Nasional
Jl. Jendral Gatot Subroto Kav 49.
Jakarta Selatan

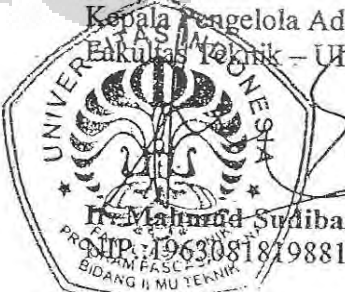
Dalam rangka penyusunan Thesis, kami mohon kesedian Bapak/Ibu kiranya kepada mahasiswa kami diizinkan untuk dapat melakukan kegiatan Wawancara untuk Penelitian Thesis ditempat yang Bapak/Ibu pimpin guna mendapatkan data yang terkait dengan penelitian.

Berikut ini mahasiswa yang akan melakukan penelitian :

No	Nama Mahasiswa	NPM	Topik Thesis
1	Ariono Ifandry	1006755506	Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Jual Uap Panas Bumi di Indonesia

Agar tujuan tersebut mendapatkan hasil dan nilai seperti yang diharapkan, kami mohon pula bimbingan dan pengarahan Bapak/Ibu, baik dari segi teknik & administrasi kepada mahasiswa tersebut.

Demikian, atas perhatian bantuan kesempatan dan kerjasama yang diberikan, kami ucapkan terima kasih.

Kepala Pengelola Administrasi
Fakultas Teknik – UI Salemba,

H. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc., Ph.D.
NIP. 19630818198811001

ANALYSIS OF THE BUSINESS DEVELOPMENT SCHEMES AND ELECTRICITY PRICES DETERMINATION OF GEOTHERMAL IN INDONESIA

Ariono Ifandry, ST¹ and Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc., P.hD²

College Students of Master Degree of Energy and Electrical Power Management Program, Faculty of Engineering, Electrical Engineering, University of Indonesia¹
Senior Lecturer, Electrical Department, University of Indonesia and Member of National Energy Board²

Email: ario_sttpln@yahoo.com, rinaldy@eng.ui.ac.id

Abstrack

Indonesia currently has geothermal potential reaches 29.038MW spread over 276 locations. But ironically, with the potential for it, only about 4% of the potential that has been utilized. Indonesia currently occupies the position of 3 (three) the development of geothermal power plants around the world under the United States and the Philippines. The thing to note is that despite Indonesia's geothermal potential is enormous, the development of geothermal power plants to meet some constraints. Of the tariff, the price of electricity is low and investors' risk of failure, especially when exploring large enough to invest less encouraging. So that the required analysis of the business scheme of geothermal development in Indonesia, as well as supporting factors.

This Tesis analyze the business scheme of geothermal development in Indonesia as well as the determination of the electricity price of geothermal in Indonesia in relation to the application of risk sharing mechanism as implemented by the Philippines and New Zealand in the development of geothermal energy. The technique used is the technique of Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM) as a quantitative analysis to measure the strengths, weaknesses, opportunities and threats of each alternative strategy to the business schemes of geothermal development in Indonesia.

The results showed that of 3 (three) alternative strategies are formulated based on the SWOT matrix, then the alternative strategy - 3 selected to be implemented in Indonesia with Total Attractive Score (TAS) of the major internal factors of 3.69 and external factors main of 3.86, which is narrowing the price gap of the geothermal power to mitigate risks and push the level of project risk which the tender after the implementation of exploration, so the developer can define the technology, equipment schemes, and investment costs with more accurate (Site Specific). In the alternative strategy - 3, the tender process conducted by PLN or BUMN which specifically assigned (Badan Pelaksana Panas Bumi) so that exploration risk mitigation incorporated in the same agency that is expected to lower the price of geothermal power and geothermal energy to support the investment climate in Indonesia.

Keywords: Geothermal Power Plant (GPP), Geothermal Business Development Scheme, Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM).

Dear,
Prof. Dr. Ir. Herman Darnel Ibrahim, M.Sc
SHR Industry - National Energy Board (DEN)

Interview Research Report
**Topic "Analysis of The Business Development Schemes and
Electricity Prices Determination of Geothermal in
Indonesia "**

This Interview Research Report is an instrument to analyze the data to be used in making up a thesis of Magister Programmed Study that organized by the Department of Electrical Engineering Faculty of Engineering, University of Indonesia. The thesis topic is compiled "**Analysis of The Business Development Schemes and Electricity Prices Determination of Geothermal in Indonesia "**.

The target in this research is the National Energy Board (DEN), Regulator [Directorate General of Mineral Resources EBTKE], Developer [PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) or PT. Geothermal PLN (PLN-G)], Contractors [PT. Rekayasa Industri or IKPT] and academics who are directly involved in geothermal development in Indonesia.

We hope your willingness to participate in sharing your knowledge and your views and experiences in relation to alternative strategies in Business Development Scheme of Geothermal as well as determination of Price of Geothermal Power in Indonesia.

This Interview Research Reporting will be used only for academic interest only. And if you interested in the results of this research, the researcher can be contacted by sending *e-mail* to: ario_sttpln@yahoo.com

Thank you for your attention and cooperation.

Ariono Ifandry

Master Degree of Energy and Electrical Power Management Program,
Faculty of Engineering, Electrical Engineering, University of Indonesia
ID Number : 1006755506

Interview Research Report
 Nasional Energy Board (DEN) Office, June 11th, 2012

Title	Topic Discussion
1. Shortening the Time for tendering, negotiating Power Purchase Agreement (PPA), and for funding	To accelerate geothermal development in Indonesia it is necessary to shorten the time for tendering, negotiating Power Purchase Agreement (PPA), and for funding, where the first and most important is the implementation of the tender after the exploration, so that bidders have complete data and information about potential capacity, temperature and quality of geothermal steam. Thus the developer can specify the technology, equipment schemes, and investment costs more accurately. By doing exploration before the tender process can also speed up the Power Purchase Agreement (PPA) process with PLN and also the funding process. In addition, the implementation of the exploration carried out before the bidding process, investors can mitigate risk and leveling exploration risk because all combined in one process. Prior to the exploration of more detailed survey should be done with the help of better technology to classify for 276 geothermal sites and establish plans and priorities.
2. Tender process undertaken by PLN	Based on Indonesian Law of Geothermal No. 27 of 2003 Article 30, paragraph 3 stipulates that local governments will receive royalties earned from the management of WKP, which consists of royalty fixed fee, dues and Production Bonus. But considering the purchase of geothermal products are not the same as oil and gas products and can only be done by PLN, as well as the price of geothermal energy is relatively expensive, then the tender process conducted by the regional government does not promise benefits other than royalties, therefore the tender process will be faster process if done by PLN. In addition to doing the bidding process by PLN is no need of a gap between the price agreed and the tender with the PPA, which PLN will also make the purchase of geothermal electricity.
3. References	<p>Here is a reference that can be used as a support in the preparation of the thesis was given to the research interview on June 11th, 2012 by Prof. Dr. Ir. Herman Darnel Ibrahim, M.Sc, is as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asosiasi Panasbumi Indonesia. “<i>Panasbumi: Energi Kini dan Masa Depan</i>”, Jakarta, September, 2004. ▪ Ibrahim, Herman Darnel. “<i>Geothermal Energy Development in Indonesia</i>”, Jakarta 2011. ▪ Ibrahim, Herman Darnel. “<i>Mendorong Pengembangan Panasbumi yang Lebih Cepat dan Lebih Besar</i>”, Jakarta, Juli, 2008. ▪ Ibrahim, Herman Darnel. “<i>Mempercepat dan Menjadikan Indonesia Negara yang Leading dalam Panasbumi di Dunia pada Periode Kepemimpinan Presiden SBY</i>”, Jakarta Juli, 2009. ▪ Ibrahim, Herman Darnel and Artono, Antonius RT. “<i>Experience of Acquiring Geothermal Concession Area in Indonesia: Analysis of Pre Tender Information, Price Cap Policy and Tender Process</i>”, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010. ▪ Ibrahim, Herman Darnel and Artono, Antonius RT. “<i>The Competitiveness of Geothermal Power as Seen by Steam Producer, Power Producer and Electricity Buyer</i>”, Proceedings World

	<p>Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ibrahim, Herman Darnel. <i>"An Analysis on the Geothermal Electricity Competitiveness From the Electricity Price Perspective, Oil Price Perspective and Reservoir Investment Perspective"</i>, Presented at the 5th Annual Scientific Conference of Indonesian Geothermal Association [INAGA], Jogjakarta February 7th, 2001.
--	---

Suggestions or input as new information for this research:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Signature,



(Prof. Dr. Ir. Herman Darnel Ibrahim, M.Sc)
SHR Industry – Dewan Energi Nasional (DEN)

--Thank you for your participation --

KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA
DIREKTORAT JENDERAL ENERGI BARU TERBARUKAN DAN KONSERVASI ENERGI

JALAN JENDERAL GATOT SUBROTO KAV. 49 JAKARTA 12950

Telepon : (021) 52904235 Faksimile: (021) 25529280 - 25529106 website:www.ebtke.esdm.go.id email: info@ebtke.esdm.go.id

Nomor : 411.und/04/DEP/2012

18 Juni 2012

Sifat : Biasa

Lampiran : -

Hal : Wawancara Untuk Penelitian Tesis

Yang terhormat,
Kepala Pengelola Administrasi
Fakultas Teknik - UI
di
Tempat

Menindaklanjuti Surat Saudara Nomor 23/H2.F4.D2.KPAS/PDP.01/2012 tanggal 4 Juni 2012, tentang Permohonan Wawancara Untuk Penelitian Tesis an. Sdr. Ariono Ifandy, dapat kami sampaikan bahwa kami sangat tertarik dan mendukung penelitian yang akan dilakukan oleh mahasiswa Saudara dengan tema "Analisa Skema Bisnis Pengembangan Dan Penentuan Harga Jual Uap Panas Bumi di Indonesia".

Sehubungan dengan hal tersebut, kami telah menyusun jadwal pertemuan untuk wawancara yang akan dilaksanakan pada:

Hari/Tanggal : Selasa / 19 Juni 2012

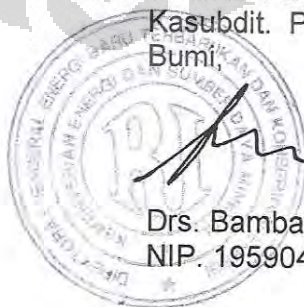
Waktu : 10.00 WIB - 12.00 WIB

Tempat : Direktorat Panas Bumi,
Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi
Jl. Jend. Gatot Subroto Kav. 43,
Jakarta 12950.

Untuk mendukung kelancaran penelitian tersebut, kami akan memfasilitasi kebutuhan penelitian tersebut berupa data dan informasi tentang panas bumi serta pemberian bimbingan dan arahan kepada Sdr. Ariono Ifandy dalam pelaksanaan penelitian tersebut.

Demikian disampaikan, atas perhatian Saudara, kami ucapkan terima kasih.

a.n. Direktur Panas Bumi,
Kasubdit. Penyiapan Program Panas
Bumi,



Drs. Bambang Sedyono, MM
NIP. 19590422 198103 1 002

Tembusan:

1. Sekretaris Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi
2. Direktur Panas Bumi



UNIVERSITAS INDONESIA FAKULTAS TEKNIK

KAMPUS BARU U.I. DEPOK 16424

Dekanat : (021) 7863504, 7863505, Fax. 7270050

PPSTD : (021) 7270011, 7863311, Fax. 7863503

Pusat Administrasi dan Humas : (021) 78888430, 78887861, 78849046, Fax. PAF 7863507, Fax. Humas 78888076

4 Juni 2012

Nomor : 23 /H2.F4.D2.KPAS/PDP.01/2012
Lampiran : --
Hal : Permohonan Wawancara untuk Penelitian Thesis

Yth. Dr. Ir. Djadjang Sukarna.
Sekretaris Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan
Konservasi Energi ESDM.
Direktorat Jenderal EBTKE – Kementerian ESDM
Jl. Jenderal Gatot Subroto Kav. 49
Jakarta Selatan 12950

Dalam rangka penyusunan Thesis, kami mohon kesedian Bapak/Ibu kiranya kepada mahasiswa kami diizinkan untuk dapat melakukan kegiatan izin Wawancara untuk Penelitian Thesis ditempat yang Bapak/Ibu pimpin guna mendapatkan data yang terkait dengan penelitian.

Berikut ini mahasiswa yang akan melakukan penelitian :

No	Nama Mahasiswa	NPM	Topik Thesis
1	Ariono Ifandy	1006755506	Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Jual Uap Panas Bumi di Indonesia

Agar tujuan tersebut mendapatkan hasil dan nilai seperti yang diharapkan, kami mohon pula bimbingan dan pengarahan Bapak/Ibu, baik dari segi teknik & administrasi kepada mahasiswa tersebut.

Demikian, atas perhatian, bantuan kesempatan dan kerjasama yang diberikan, kami ucapkan terima kasih.



“ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN DAN PENENTUAN HARGA LISTRIK PANAS BUMI DI INDONESIA”

(Tesis ini masih dalam tahap pengkajian lebih lanjut)

Ariono Ifandry, ST¹ dan Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc., P.hD²

Mahasiswa Megister Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi, Fakultas Teknik Elektro, Universitas Indonesia¹

Guru Besar Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan Anggota Dewan Energi Nasional²

Email: ario_sttpln@yahoo.com, rinaldy@eng.ui.ac.id

Abstrak

Indonesia saat ini memiliki potensi panas bumi mencapai 29.038MW yang tersebar di 276 lokasi. Namun ironisnya, dengan potensi sebesar itu, hanya sekitar 4% potensi yang sudah dimanfaatkan. Saat ini Indonesia menempati posisi 3 (tiga) pengembangan PLTP di seluruh dunia dibawah Amerika Serikat dan Filipina. Hal yang perlu diperhatikan adalah walau potensi panas bumi Indonesia sangat besar, pengembangan PLTP menemui beberapa kendala. Dari sisi pentarifan, harga dasar listrik masih rendah serta resiko investor terutama kegagalan ketika eksplorasi cukup besar sehingga kurang mendorong berinvestasi. Sehingga diperlukan analisa terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, serta faktor-faktor pendukungnya.

Tesis ini menganalisa skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia serta penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia dalam kaitan penerapan mekanisme risk sharing sebagaimana yang diterapkan oleh Filipina dan Selandia Baru dalam pengembangan panas bumi. Teknik yang digunakan adalah teknik Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM) sebagai analisa secara kuantitatif guna mengukur kelebihan, kekurangan, peluang serta ancaman dari masing-masing strategi alternatif terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa dari 3 (tiga) strategi alternatif yang dirumuskan berdasarkan Matriks SWOT, maka strategi alternatif – 3 yang dipilih untuk diterapkan di Indonesia dengan nilai Sum Total Attractive Score (STAS) dari faktor-faktor internal utama sebesar 3,69 dan faktor-faktor eksternal utama sebesar 3,86, yaitu mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko serta menekan tingkat resiko proyek dimana pelaksanaan tender dilakukan setelah eksplorasi, dengan demikian pengembang dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi dengan lebih akurat (Site Specific). Dalam strategi alternatif – 3, proses tender dilakukan oleh PLN atau BUMN yang ditugaskan secara khusus (Badan Pelaksana Panas Bumi) sehingga mitigasi resiko eksplorasi tergabung dalam satu badan yang diharapkan dapat menurunkan harga listrik panas bumi serta mendukung iklim investasi panas bumi di Indonesia.

Kata Kunci: Skema bisnis pengembangan panas bumi, Risk Sharing, Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM)

Kepada Yth,
Dr. Ir. Djadjang Sukarna
Sekretaris Direktorat Jenderal EBTKE – ESDM
di tempat.

Kuesioner Expert Djugement Thesis
**Topik "Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan
Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia"**

Kuesioner ini merupakan sebuah instrumen untuk menganalisa data yang akan digunakan dalam penyusunan sebuah tesis dari program studi S2 yang diselenggarakan oleh Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Adapun topik tesis yang disusun adalah "**Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia**".

Target responden dalam penelitian ini adalah Dewan Energi Nasional (DEN), Regulator [Direktorat Jenderal EBTKE ESDM], Pengembang [PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) atau PT. PLN Geothermal (PLN-G)], Kontraktor [PT. Rekayasa Industri atau IKPT] dan Akademisi yang terlibat langsung dalam pengembangan Panas Bumi di Indonesia.

Besar harapan kami atas kesediaan Bapak untuk dapat berpartisipasi dalam membagi pengetahuan dan pandangan serta pengalaman dalam kaitannya dengan strategi alternatif dalam Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia.

Hasil kuesioner ini akan dijamin kerahasiaannya dan hanya akan digunakan untuk kepentingan akademis semata. Dan jika Bapak berminat dengan hasil penelitian ini, maka dapat menghubungi Peneliti dengan mengirimkan *e-mail* ke: ario_sttpln@yahoo.com

Terima kasih atas perhatian dan kerjasamanya.

Ariono Ifandry

Mahasiswa Program Pascasarjana Manajemen Ketenagalistrikan dan Energi
Departemen Teknik Elektro Universitas Indonesia
NIM : 1006755506

PETUNJUK PENGISIAN KUISIONER (EXPERT JUDGEMENT)

Petunjuk pengisian:

1. Lengkapilah identitas diri Anda pada bagian awal kuesioner ini.
2. Berikan check list terhadap isu-isu strategis dari Faktor-faktor Internal dan Faktor-faktor Eksternal yang paling sesuai dengan pendapat Bapak yang terkait skema bisnis alternatif pengembangan panas bumi di Indonesia.
3. Tidak ada respon yang salah dan benar dalam pengisian kuesioner ini.

Bagian I: Latar Belakang Responden

Nama Responden: **Dr. Ir. Djadjang Sukarna**

Posisi dalam Perusahaan: **Sekretaris Direktorat Jenderal EBTKE - ESDM**

Pilihlah profesi yang paling tepat menggambarkan posisi Bapak dengan memberi **tanda (√)**

<input type="checkbox"/>	Dewan Energi Nasional [DEN]
<input checked="" type="checkbox"/>	Regulator [Direktorat Jenderal EBTKE ESDM]
<input type="checkbox"/>	Pengembang [PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) atau PT. PLN Geothermal (PLN-G)]
<input type="checkbox"/>	Kontraktor [PT. Rekayasa Industri atau IKPT]
<input type="checkbox"/>	Akademisi

Bagian II: Isi Kuesioner

Petunjuk pengisian bagian II:

1. **Pilihlah** salah **satu (√)** respon yang sesuai dengan pendapat Bapak mengenai Faktor-faktor Internal dan Faktor-faktor Eksternal terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia saat ini.
2. Mohon untuk **mengisi** saran atau masukan mengenai penelitian ini.

**KUISIONER EXPERT DJUGEMENT
(SHEET 1 OF 2)**

1. INTERNAL FACTOR EVALUATION (IFE)

Faktor-faktor Internal Utama		Persetujuan				
		Sangat Tidak Setuju	Tidak Setuju	Netral	Setuju	Sangat Setuju
Kekuatan (S)						
1	Indonesia memiliki cadangan panas bumi mencapai sekitar 40% dari cadangan panas bumi dunia, yaitu 29.038MW.	1	2	3	4	5
2	Indonesia menempati posisi 3 (tiga) pengembangan panas bumi di seluruh dunia dibawah Amerika Serikat dan Filipina	1	2	3	4	5
3	Sumber daya panas bumi dapat dimanfaatkan secara berkelanjutan	1	2	3	4	5
4	Emisi gas CO2 panas bumi jauh lebih kecil dibandingkan dengan sumber energi fosil	1	2	3	4	5
5	Kehandalan pasokan energi (security of supply), relatif stabil sehingga dapat dijadikan sebagai beban dasar dalam jaringan transmisi	1	2	3	4	5
Kelemahan (W)						
1	Kualitas infrastruktur yang kurang memadai karena lapangan panas bumi pada umumnya terletak di daerah pegunungan.	1	2	3	4	5
2	Selama ini kandungan lokal industri panas bumi masih sangat rendah sehingga turut menaikkan biaya investasi.	1	2	3	4	5
3	Kemampuan sumber daya manusia di bidang panas bumi terutama di daerah masih rendah.	1	2	3	4	5
4	Belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah	1	2	3	4	5
5	Tidak adanya standard/pedoman perhitungan harga listrik.	1	2	3	4	5

**KUISIONER EXPERT DJUGEMENT
(SHEET 2 OF 2)**

2. EXTERNAL FACTOR EVALUATION (EFE)

Faktor-faktor Eksternal Utama		Persetujuan				
		Sangat Tidak Setuju	Tidak Setuju	Netral	Setuju	Sangat Setuju
Peluang (O)						
1	Adanya program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua dimana peran batubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4-7 GMMW atau sekitar 48% dari kapasitas total energi 10.000MW.	1	2	3	4	5
2	Cadangan minyak bumi dalam negeri yang menipis serta naiknya harga minyak dunia	1	2	3	4	5
3	Sebaran potensi energi panas bumi yang semakin luas seiring dengan upaya pemerintah meningkatkan ratio elektrifikasi di Indonesia	1	2	3	4	5
4	Pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Indonesia (6,4%) lebih tinggi dari pertumbuhan pasokan tenaga listrik (4,8%)	1	2	3	4	5
5	Pengembangan ekonomi lokal berbasis energi panas bumi di wilayah Indonesia bagian timur yang umumnya memiliki tingkat elektrifikasi rendah.	1	2	3	4	5
6	Tidak terpengaruh oleh resiko transportasi	1	2	3	4	5
7	Harga energi panas bumi yang dapat ditetapkan <i>flat</i> dalam jangka panjang akan kompetitif dalam jangka panjang karena tidak ada <i>depletion costs</i> dan tidak terpengaruh <i>the law of scarcity</i>	1	2	3	4	5
Ancaman (T)						
1	Pengembangan panas bumi dihadapkan pada hambatan resiko sumber daya (<i>resource risk</i>). Resiko ini terkait kemungkinan tidak didapatinya potensi panas bumi sesuai dengan perkiraan sebelumnya.	1	2	3	4	5
2	Besarnya investasi di sisi hulu yang harus ditanggung investor pada periode awal proyek yang digunakan untuk eksplorasi dan produksi map panas bumi.	1	2	3	4	5
3	Dukungan struktur regulasi energi yang belum mendukung diversifikasi dan konservasi energi	1	2	3	4	5
4	Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembang sumber daya panas bumi menjadi relatif lemah.	1	2	3	4	5
5	Tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan seperti yang diharapkan	1	2	3	4	5
6	Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA (Power Purchase Agreement)	1	2	3	4	5

Saran ataupun masukan sebagai informasi baru untuk penelitian ini:

- 1. Kelembagaan (pemerintah pusat dan provinsi) : 1. Perizinan dan Rekomendasi (pemerintah pusat dan provinsi tidak boleh di bawah komando) (rekomendasi provinsi);
- 2. Negosiasi Kontrak (harga untuk semua wilayah sama, negosiasi kontrak LPPA lama).

Solusi : 1. Amandemen UU 27/2003 dan UU 5/1990 - MOU MESDMDx Menhut
 dengan peraturan yang mengatur komitmen provinsi untuk menyelesaikan izin yg mengangkut panas bumi.

Tanda Tangan,



[Handwritten Signature]
 (Dr. Ir. Djadjang Sukarna)

Sekretaris Direktorat Jenderal EBTKE - ESDM

- 2. Revisi kebijakan harga listrik agar feed-in Tariff (FIT).

--Terima kasih atas partisipasi Bapak/Ibu--



**REPORTASE WAWANCARA PENELITIAN
MAGISTER MANAJEMEN KETENAGALISTRIKAN DAN ENERGI
UINIVERSITAS INDONESIA**

Nara Sumber : **Roni Chandra Harahap (Sub Direktorat Penyiapan Program Panas Bumi) dan Deli Mantoro (Sub Direktorat Pelayanan Usaha Panas Bumi)**

Perusahaan : **Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi (EBTKE) – Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral**

NO.	TOPIK DISKUSI
1.	Dalam Penetapan Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN), Pemerintah menargetkan kontribusi energi panas bumi pada tahun 2025 sebesar 9500 MW, namun dalam perjalanan pengembangan panas bumi mengalami berbagai hambatan dan rintangan, walaupun telah ditunjang dengan adanya program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua, dimana peran batubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4.733MW atau sekitar 48% dari kapasitas total energi dari program pembangkit listrik 10.000MW, namun tetap belum dapat terealisasi dengan baik, sehingga melalui Direktorat Jendral EBTKE ESDM pada Tahun 2012 melahirkan Road Map Pengembangan Panas Bumi baru yang telah disesuaikan dengan kondisi saat ini dan peluang dimasa yang akan datang, dimana Pemerintah menargetkan kontribusi energi panas bumi pada tahun 2015 sebesar 3.516 MW .
2.	Sumber daya panasbumi pada umumnya terletak di daerah yang terpencil, dimana sarana infrastruktur belum memadai sehingga menjadi hambatan dan menjadikan biaya untuk eksplorasi dan eksploitasi akan sangat tinggi. Selain itu konsumen tenaga listrik di berbagai daerah, terutama di luar pulau jawa, masih sangat kecil jumlahnya, karena belum adanya sentra industri yang membutuhkan daya listrik dalam jumlah besar. Kebutuhan tenaga listrik untuk rumah tangga saja tidak akan mendukung pengembangan sumber daya secara ekonomis. Di sisi lain melalui Peraturan Menteri ESDM No.2 Tahun 2011, PLN diwajibkan membeli listrik dari pembangkit listrik tenaga panas bumi dengan harga maksimal 9.7 sen dolar per-kWh sementara wilayah di Indonesia sangat luas dan kondisinya berbeda-beda (<i>Site Specific</i>), sehingga hal ini menjadi hambatan dalam pengembangan panas bumi di Indonesia.
3.	Untuk menunjang pengembangan panas bumi di seluruh Indonesia dibutuhkan SDM yang memadai baik secara kuantitas maupun kualitas yang secara profesional fokus di masing-masing pengelolaan lapangan panas bumi, sementara di Indonesia belum banyak ada perguruan tinggi yang menyelenggarakan pendidikan khusus tentang panas bumi secara terpadu.
4.	Penentuan harga listrik panas bumi menurut investor dikaitkan dengan keputusan investasi, yaitu keputusan pelaksanaan proyek yang diharapkan mendapatkan tingkat pengembalian modal (IRR) yang menarik dengan mempertimbangkan tingkat resiko bisnis yang tinggi. Di lain pihak, PLN sebagai pembeli tunggal tenaga listrik hanya memperhitungkan harga listrik berdasarkan konsep biaya pokok produksi (BPP) saat ini, sehingga diperlukan kebijakan <i>Feed In Tariff</i> dari Pemerintah untuk menjembatani kesenjangan harga listrik antara investor dengan PLN.

NO.	TOPIK DISKUSI
5.	Tumpang tindih pemakaian lahan serta perijinan yang diperlukan, terutama dengan keperluan kehutanan dan pertanian mempersulit pengusaha panas bumi di Indonesia.
6.	Investasi panas bumi membutuhkan modal besar untuk keperluan eksplorasi dan eksploitasi. Selain itu berbeda dengan sumber energi lain, pengelolaan panas bumi harus dilakukan secara terpadu dari <i>upstream</i> (hulu) hingga <i>downstream</i> (hilir) dan panas bumi sifatnya <i>Site Specific</i> , dimana harus dimanfaatkan di tempat diketemukannya untuk pemanfaatan pembangkit tenaga listrik.

Saran ataupun masukan sebagai informasi baru untuk penelitian ini:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Tanda Tangan,



(Deli Mantoro)

Sub Direktorat Pelayanan Usaha Panas Bumi
Direktorat Jenderal EBTKE - ESDM

Tanda Tangan,



(Roni Chandra Harahap)

Sub Direktorat Penyiapan Program Panas Bumi
Direktorat Jenderal EBTKE - ESDM



UNIVERSITAS INDONESIA FAKULTAS TEKNIK

KAMPUS BARU U.I. DEPOK 16424

Dekanat : (021) 7863504, 7863505, Fax. 7270050

PPSTD : (021) 7270011, 7863311, Fax. 7863503

Pusat Administrasi dan Humas : (021) 78888430, 78887861, 78849046, Fax. PAF 7863507, Fax. Humas 78888076

4 Juni 2012

Nomor : 23 /H2.F4.D2.KPAS/PDP.01/2012
Lampiran : --
Hal : Permohonan Pengambilan Data dan Wawancara Penelitian

Yth. Ir. Ahmad Salim
Vice President SBU Geothermal and Power
Cc : Ir. Deni Syarif H, MT
Business Development Manager SBU Geothermal and Power
PT. Rekayasa Industri
Jl. Kalibata Timur I No. 36
Jakarta Selatan 12740.

Dalam rangka penyusunan Thesis, kami mohon kesedian Bapak/Ibu kiranya kepada mahasiswa kami diizinkan untuk dapat melakukan kegiatan Pengambilan Data dan Wawancara Penelitian ditempat yang Bapak/Ibu pimpin guna mendapatkan data yang terkait dengan penelitian.

Berikut ini mahasiswa yang akan melakukan penelitian :

No	Nama Mahasiswa	NPM	Topik Thesis
1	Ariono Ifandry	1006755506	Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Jual Uap Panas Bumi di Indonesia

Bermaksud permohonan mendapatkan data untuk keperluan Tesis. Adapun data yang kami perlukan adalah kebutuhan data teknis dan ekonomi (EPC) yang terkait dengan pembangunan PLTP Kamojang 4. Kami mohon pula bimbingan dan pengarahan Bapak/Ibu, baik dari segi teknik & administrasi kepada mahasiswa tersebut.

Demikian, atas perhatian bantuan kesempatan dan kerjasama yang diberikan, kami ucapkan terima kasih.

Kepala Pengelola Administrasi
Fakultas Teknik – UI Salemba,



Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc., Ph.D.

NIP. : 19630818198811001

“ANALISA SKEMA BISNIS PENGEMBANGAN DAN PENENTUAN HARGA LISTRIK PANAS BUMI DI INDONESIA”

(Tesis ini masih dalam tahap pengkajian lebih lanjut)

Ariono Ifandry, ST¹ dan Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc., P.hD²

Mahasiswa Megister Manajemen Teknik Ketenagalistrikan dan Energi, Fakultas Teknik Elektro, Universitas Indonesia¹

Guru Besar Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan Anggota Dewan Energi Nasional²

Email: ario_sttpln@yahoo.com, rinaldy@eng.ui.ac.id

Abstrak

Indonesia saat ini memiliki potensi panas bumi mencapai 29.038MW yang tersebar di 276 lokasi. Namun ironisnya, dengan potensi sebesar itu, hanya sekitar 4% potensi yang sudah dimanfaatkan. Saat ini Indonesia menempati posisi 3 (tiga) pengembangan PLTP di seluruh dunia dibawah Amerika Serikat dan Filipina. Hal yang perlu diperhatikan adalah walau potensi panas bumi Indonesia sangat besar, pengembangan PLTP menemui beberapa kendala. Dari sisi pentarifan, harga dasar listrik masih rendah serta resiko investor terutama kegagalan ketika eksplorasi cukup besar sehingga kurang mendorong berinvestasi. Sehingga diperlukan analisa terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, serta faktor-faktor pendukungnya.

Tesis ini menganalisa skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia serta penentuan harga listrik panas bumi di Indonesia dalam kaitan penerapan mekanisme risk sharing sebagaimana yang diterapkan oleh Filipina dan Selandia Baru dalam pengembangan panas bumi. Teknik yang digunakan adalah teknik Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM) sebagai analisa secara kuantitatif guna mengukur kelebihan, kekurangan, peluang serta ancaman dari masing-masing strategi alternatif terhadap skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa dari 3 (tiga) strategi alternatif yang dirumuskan berdasarkan Matriks SWOT, maka strategi alternatif – 3 yang dipilih untuk diterapkan di Indonesia dengan nilai Sum Total Attractive Score (STAS) dari faktor-faktor internal utama sebesar 3,69 dan faktor-faktor eksternal utama sebesar 3,86, yaitu mempersempit kesenjangan harga listrik panas bumi dengan melakukan mitigasi resiko serta menekan tingkat resiko proyek dimana pelaksanaan tender dilakukan setelah eksplorasi, dengan demikian pengembang dapat menentukan teknologi, skema peralatan, dan biaya investasi dengan lebih akurat (Site Specific). Dalam strategi alternatif – 3, proses tender dilakukan oleh PLN atau BUMN yang ditugaskan secara khusus (Badan Pelaksana Panas Bumi) sehingga mitigasi resiko eskplorasi tergabung dalam satu badan yang diharapkan dapat menurunkan harga listrik panas bumi serta mendukung iklim investasi panas bumi di Indonesia.

Kata Kunci: Skema bisnis pengembangan panas bumi, Risk Sharing, Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM)

Kepada Yth,
Ir. Deni Syarif H, MT
SBU Geothermal and Power PT. Rekayasa Industri
di tempat.

Kuesioner Expert Djugement Thesis
**Topik "Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan
Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia"**

Kuesioner ini merupakan sebuah instrumen untuk menganalisa data yang akan digunakan dalam penyusunan sebuah tesis dari program studi S2 yang diselenggarakan oleh Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Adapun topik tesis yang disusun adalah "Analisa Skema Bisnis Pengembangan dan Penentuan Harga Listrik Panas Bumi di Indonesia".

Target responden dalam penelitian ini adalah Dewan Energi Nasional (DEN), Regulator [Direktorat Jenderal EBTKE ESDM], Pengembang [PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) atau PT. PLN Geothermal (PLN-G)], Kontraktor [PT. Rekayasa Industri atau IKPT] dan Akademisi yang terlibat langsung dalam pengembangan Panas Bumi di Indonesia.

Besar harapan kami atas kesediaan Bapak untuk dapat berpartisipasi dalam membagi pengetahuan dan pandangan serta pengalaman dalam kaitannya dengan strategi alternatif dalam Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia.

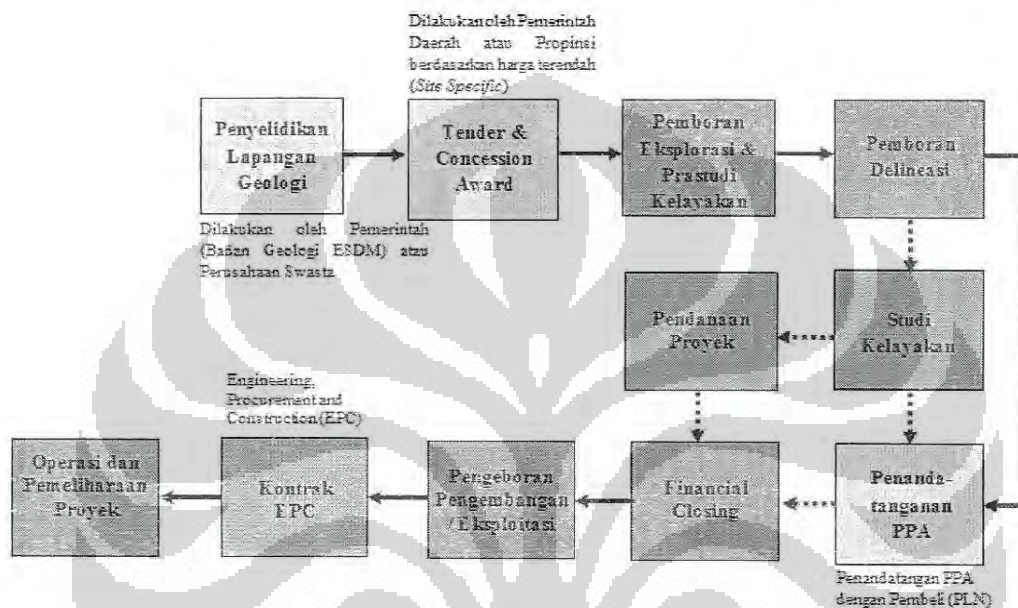
Hasil kuesioner ini akan dijamin kerahasiaannya dan hanya akan digunakan untuk kepentingan akademis semata. Dan jika Bapak berminat dengan hasil penelitian ini, maka dapat menghubungi Peneliti dengan mengirimkan *e-mail* ke: ario_sttpln@yahoo.com

Terima kasih atas perhatian dan kerjasamanya.

Ariono Ifandry
Mahasiswa Program Pascasarjana Manajemen Ketenagalistrikan dan Energi
Departemen Teknik Elektro Universitas Indonesia
NIM : 1006755506

1. *Business As Usual* (BAU), Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Pada kondisi saat ini dalam pengembangan panas bumi di Indonesia (*Business As Usual*), Pemerintah melakukan proses Tender setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP), dimana pemenang tender harus mengganti biaya Survei Pendahuluan (SP), sementara proses tender dilakukan oleh Pemerintah Daerah Menurut Kecamatan atau Provinsi berdasarkan Harga termurah.

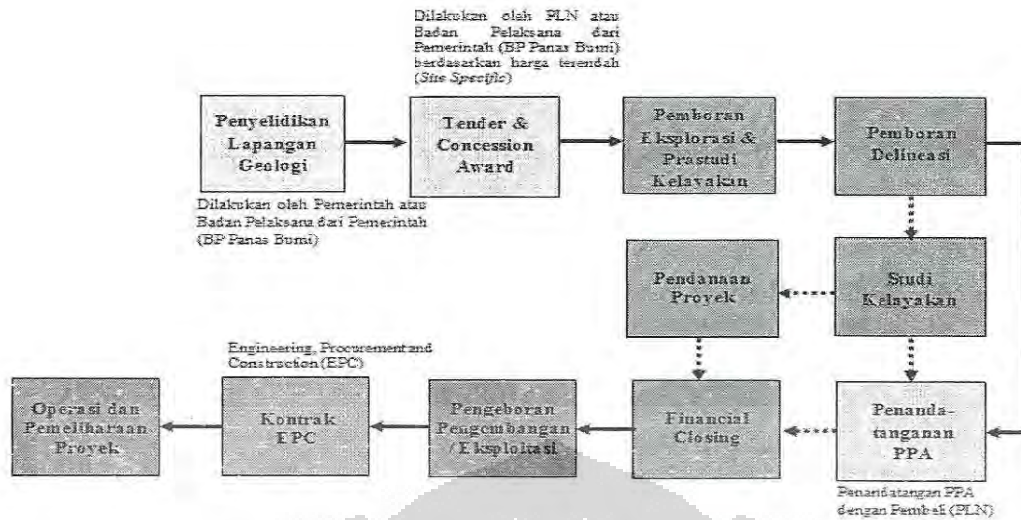


Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah (Badan Geologi ESDM) atau Perusahaan Swasta
- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh Pemerintah Daerah atau wilayah atau provinsi dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

2. Skenario alternatif - 1, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

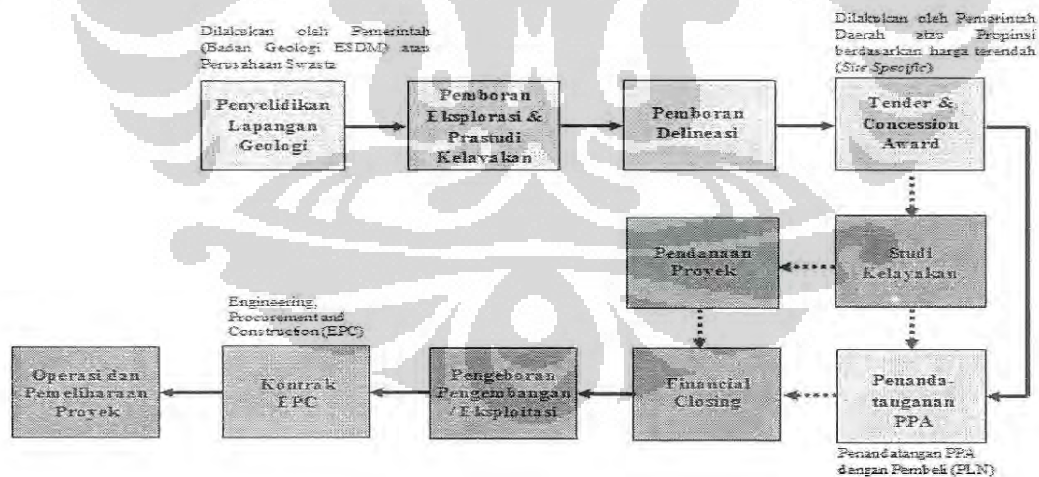
Pada skenario alternatif - 1, Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Awal (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, di mana penawar menang harus mengganti biaya survei, sementara di skenario alternatif - 1 dari proses penawaran yang dilakukan PLN atau Badan Pelaksana (BP) Panas Bumi.



Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (BP Panas Bumi)
- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh PLN atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (BP Panas Bumi) dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

3. Skenario alternatif - 2, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia



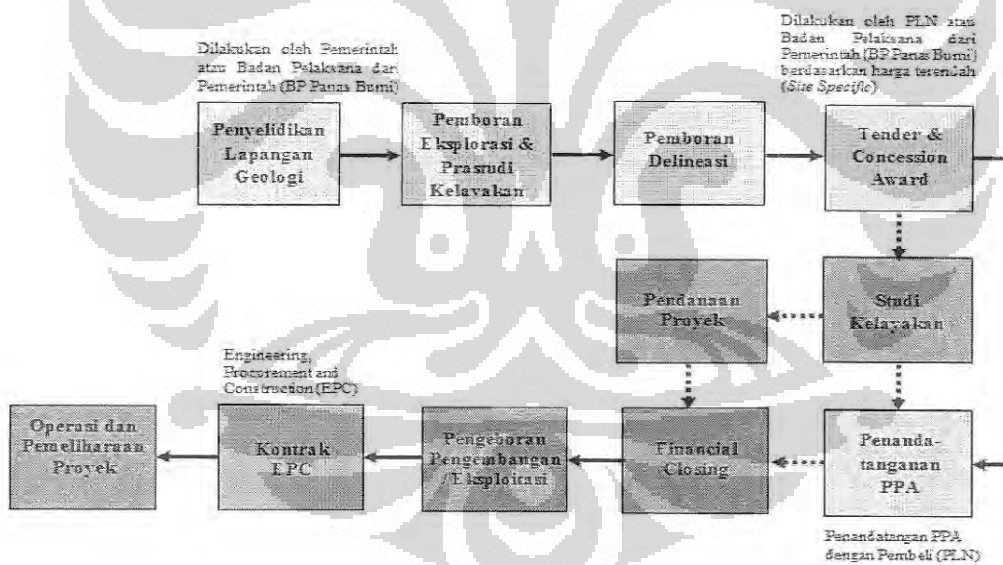
Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah (Badan Geologi ESDM) atau Perusahaan Swasta
- Tahapan kegiatan operasional pengusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh Pemerintah Daerah atau wilayah atau provinsi dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

Pada skenario alternatif - 2, Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Awal (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Survey Pendahuluan (SP) dan eksplorasi, sedangkan pada skenario alternatif - 2 adalah proses penawaran yang dilakukan oleh Pemerintah Kabupaten Lokal atau Provinsi berdasarkan Harga Terendah.

4. Skenario Alternatif - 3, Skema Bisnis Pengembangan Panas Bumi di Indonesia

Pada skenario alternatif - 3 ini, Pemerintah melakukan proses penawaran setelah menyelesaikan Survei Pendahuluan (SP) atau G & G termasuk survei geologi, geokimia, geofisika, dan pengeboran eksplorasi, Pra-Studi kelayakan dan pengeboran delineasi sehingga pengembang dapat lebih mempertimbangkan risiko, di mana pemenang tender harus mengganti biaya Survey Pendahuluan (SP) dan eksplorasi, sedangkan pada skenario alternatif - 3 adalah proses penawaran yang dilakukan oleh PLN atau Badan Pelaksana (BP) Panas Bumi.



Keterangan:

- Tahapan kegiatan operasional perusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pemerintah atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (BP Panas Bumi)
- Tahapan kegiatan operasional perusahaan panas bumi yang dilakukan oleh Pengembang Panas bumi (PGE, CGS, CGI, Star Energy, Geo Dipa Energy, dsb.)
- Tahapan kegiatan Tender & Concession Award yang dilaksanakan oleh PLN atau Badan Pelaksana dari Pemerintah (BP Panas Bumi) dan Penandatanganan Power Purchase Agreement (PPA) dengan Pembeli (PLN)
- Tahapan kegiatan Engineering, Procurement, and Construction (EPC) yang dilakukan oleh EPC Contractor

PETUNJUK PENGISIAN KUISIONER (EXPERT DJUGEMENT)

Petunjuk pengisian:

1. Lengkapilah identitas diri Anda pada bagian awal kuesioner ini.
2. Berikan check list terhadap isu-isu strategis dari Faktor-faktor Internal dan Faktor-faktor Eksternal yang paling sesuai dengan pendapat Bapak yang terkait dengan 3 (tiga) skema bisnis alternatif pengembangan panas bumi di Indonesia.
3. Tidak ada respon yang salah dan benar dalam pengisian kuesioner ini.

Bagian I: Latar Belakang Responden

Nama Responden: **Ir. Deni Syarif H, MT**

Posisi dalam Perusahaan: **Business Development Manager SBU Geothermal and Power PT. Rekayasa Industri**

Pilihlah profesi yang paling tepat menggambarkan posisi Bapak dengan memberi **tanda (√)**

	Dewan Energi Nasional [DEN]
	Regulator [Direktorat Jenderal EBTKE ESDM]
	Pengembang [PT. Pertamina Geothermal Energy (PGE) atau PT. PLN Geothermal (PLN-G)]
✓	Kontraktor [PT. Rekayasa Industri atau IKPT]
	Akademisi

Bagian II: Isi Kuesioner

Petunjuk pengisian bagian II:

1. Dengan melihat skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia saat ini serta rumusan dari 3 (tiga) skema alternatif skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia, maka **pilihlah** salah **satu (√)** respon yang sesuai dengan pendapat Bapak mengenai Kekuatan (*Strengths*), Kelemahan (*Weaknesses*), Peluang (*Opportunities*), dan Ancaman (*Threats*) terhadap masing-masing skema alternatif dari skema bisnis pengembangan panas bumi di Indonesia dalam *Quantitative Strategic Planning Matrix (QSPM)* berikut ini.
2. **Berikan** pandangan Bapak mengenai setiap strategi alternatif yang ada.
3. Mohon untuk **mengisi** saran atau masukan mengenai penelitian ini.

KUISIONER EXPERT DJUGEMENT (SHEET 1 OF 2)
QUANTITATIVE STRATEGIC PLANNING MATRIX (QSPM)

1. FAKTOR INTERNAL

Faktor-faktor Internal Utama		Business As Usual				Strategi Alternatif - 1				Strategi Alternatif - 2				Strategi Alternatif - 3			
		Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat	Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat	Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat	Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat
Kekuatan (S)																	
1	Indonesia memiliki cadangan panas bumi mencapai sekitar 40% dari cadangan panas bumi dunia, yaitu 29.038MW.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
2	Emisi gas CO2 panas bumi jauh lebih kecil dibandingkan dengan sumber energi fosil.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
3	Kehandalan pasokan energi (<i>security of supply</i>), relatif stabil sehingga dapat dijadikan sebagai beban dasar dalam jaringan transmisi.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
4	Sebagaimana tertuang dalam UU Panasbumi No. 27 Tahun 2003-Pasal 30 ayat 3 menetapkan daerah memperoleh Royalti dari pengelolaan WKP.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
5	Dana Pemerintah yang digunakan untuk Survey Pendahuluan (SP) atau eksplorasi dapat dilimpahkan (<i>cost recovery</i>) kepada pengembang melalui kesepakatan dalam mekanisme tender wilayah.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
6	Pemerintah akan merevisi Permen ESDM No 2 Tahun 2011 yang mengatur harga jual panas bumi kepada PT PLN (Persero) yang disesuaikan dengan kondisi di masing-masing wilayah (<i>Site Specific</i>) dari batas US\$ 9,7 sen per kWh sebelumnya.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Kelemahan (W)																	
1	Kualitas infrastruktur yang kurang memadai karena lapangan panas bumi pada umumnya terletak di daerah pegunungan.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
2	Selama ini kandungan lokal industri panas bumi masih sangat rendah sehingga turut menaikkan biaya investasi.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
3	Kemampuan sumber daya manusia di bidang panas bumi terutama di daerah masih rendah.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
4	Belum optimalnya pelaksanaan harmonisasi pusat dan daerah.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
5	Pelaksanaan tender yang difakukan oleh PEMDA memakan waktu lebih lama	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
6	Tidak adanya standard/pedoman perhitungan harga listrik.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4

KUISIONER EXPERT DJUGEMENT (SHEET 2 OF 2)
QUANTITATIVE STRATEGIC PLANNING MATRIX (QSPM)

2. FAKTOR EKSTERNAL

Faktor-faktor Eksternal Utama		Business As Usual				Strategi Alternatif - 1				Strategi Alternatif - 2				Strategi Alternatif - 3			
		Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat	Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat	Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat	Lemah	Sedang	Kuat	Sangat Kuat
Peluang (O)																	
1	Program percepatan pembangunan pembangkit listrik nasional 10.000MW tahap kedua, dimana peran batubara sebagai sumber energi digantikan oleh energi panas bumi, dengan porsi panas bumi sebesar 4.733MW atau sekitar 48% dari kapasitas total energi 10.000MW.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
2	Cadangan minyak bumi dalam negeri yang menipis serta naiknya harga minyak dunia.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
3	Sebaran potensi energi panas bumi yang semakin luas seiring dengan upaya pemerintah meningkatkan ratio elektrifikasi di Indonesia.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
4	Pertumbuhan permintaan tenaga listrik di Indonesia (6,4%) lebih tinggi dari pertumbuhan pasokan tenaga listrik (4,8%).	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
5	Harga energi panas bumi yang dapat ditetapkan flat dalam jangka panjang akan kompetitif dalam jangka panjang karena tidak ada <i>depletion costs</i> dan tidak terpengaruh <i>the law of scarcity</i> .	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Ancaman (T)																	
1	Pengembangan panas bumi dihadapkan pada hambatan resiko sumber daya (<i>resource risk</i>).	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
2	Besarnya investasi di sisi hulu yang harus ditanggung investor pada periode awal proyek yang digunakan untuk eksplorasi dan produksi uap panas bumi.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
3	Tumpang tindih regulasi antar sektor dan daerah karena otonomi yang belum berjalan seperti yang diharapkan.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
4	Peran PT. PLN (Persero) sebagai pembeli tunggal energi listrik yang dihasilkan dari PLTP membuat posisi tawar pengembang sumber daya panas bumi menjadi relatif lemah.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
5	Harga listrik panas bumi hasil mekanisme tender wilayah kerja tidak otomatis merupakan harga dalam PPA (<i>Power Purchase Agreement</i>).	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
6	Pelaksanaan tender yang dilakukan sebelum eksplorasi menyebabkan data potensi kapasitas, temperatur dan kualitas uap panas bumi tidak cukup memadai bagi pengembang.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
7	Harga Listrik panas bumi tidak dapat ditentukan sama disemua wilayah karena <i>Site Specific</i> .	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4

Saran ataupun masukan sebagai informasi baru untuk penelitian ini:

- Investor bidang Panas bumi perlu kepastian resources panas bumi dengan ketersediaan data penunjang yang "valid", karena selama ini resiko ketidakpastian resources sangat besar menghambat perkembangan panas bumi.
- Selain kondisi teknis WKB, faktor lain yang perlu diperhatikan adalah kondisi sosial budaya masyarakat setempat, contoh kasus pengembangan panas bumi di Bali terhambat budaya setempat.

Tanda Tangan,




(Ir. Deni Syarif H. MT)

Business Development Manager

SBU Geothermal and Power PT. Rekayasa Industri

--Terima kasih atas partisipasi Bapak --