



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PENDANAAN PROYEK PT. PLN (PERSERO)
STUDI KASUS PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA UAP (PLTU) INDRAMAYU**

TESIS

**WIBISANA BAGUS SANTOSA
1006794444**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN
JAKARTA
JANUARI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS PENDANAAN PROYEK PT. PLN (PERSERO)
STUDI KASUS PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA UAP (PLTU) INDRAMAYU**

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat
untuk memperoleh gelar Magister Manajemen**

**WIBISANA BAGUS SANTOSA
1006794444**

**FAKULTAS EKONOMI
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN
KEKHUSUSAN MANAJEMEN KEUANGAN
JAKARTA
JANUARI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Wibisana Bagus Santosa

NPM : 1006794444

Tanda Tangan :

Tanggal : 04 Januari 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Wibisana Bagus Santosa
NPM : 1006794444
Program Studi : Manajemen Keuangan
Judul Tesis : Analisis Pendanaan Proyek PT. PLN (Persero)
Studi Kasus Pembangkit Listrik Tenaga Uap
(PLTU) Indramayu .

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Manajemen pada Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ancella A. Hermawan, MBA. (.....)

Penguji : Dr. Sylvia Veronica NPS, SE., Ak. (.....)

Penguji : Eko Rizkianto, SE., ME. (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 04 Januari 2012

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan tesis yang berjudul Analisis Pendanaan Proyek PT. PLN (Persero) Studi Kasus Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Indramayu. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Manajemen Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.

Penulis menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Prof. Rhenald Kasali, PhD., selaku Ketua Program Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia;
2. Ibu Dr. Ancella A. Hermawan, MBA., selaku dosen pembimbing dalam penyusunan tesis ini;
3. Ibu Dr. Sylvia Veronica NPS, SE., Ak., selaku ketua dewan penguji dalam tesis ini;
4. Bapak Eko Rizkianto, SE., ME., selaku dosen penguji dalam tesis ini;
5. Seluruh dosen pengajar Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia yang telah memberikan didikan dan bimbingan kepada penulis selama mengikuti perkuliahan;
6. Semua staf akademik, staf administrasi, staf perpustakaan, dan pihak-pihak yang bertugas dalam kesatuan keluarga besar Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia;
7. Bapak Ir. Karmiyono, selaku Kepala Divisi Pengadaan Strategis PT. PLN (Persero);
8. Bapak Gong Matua, MM., selaku Kepala Divisi Keuangan PT. PLN (Persero);

9. Bapak Ir. I Made Ro Sakya, M.Eng. Sc., selaku Kepala Divisi Perencanaan Korporat PT. PLN (Persero);
10. Pihak manajemen dan staf PT. PLN (Persero) yang telah banyak membantu dalam usaha memperoleh data yang penulis perlukan;
11. Orang tua dan keluarga yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral;
12. Debby Dwi Herfhabiane yang telah memberikan dukungan dan semangat kepada penulis untuk menyelesaikan tesis ini;
13. Rekan-rekan mahasiswa MMUI angkatan 2010 *batch* 1 khususnya kelas B-101 dan KP-101, yang telah menjadi teman dan sahabat yang saling membantu dan saling mengisi selama menjalankan pendidikan di Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia;
14. Semua pihak yang secara langsung maupun tidak langsung telah membantu penulis dalam menyelesaikan pendidikan di Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia;

Akhir kata, penulis berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini dapat membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Jakarta, 04 Januari 2012

Penulis

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

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

Nama : Wibisana Bagus Santosa

NPM : 1006794444

Program Studi : Magister Manajemen

Departemen : Manajemen Keuangan

Fakultas : Ekonomi

Jenis karya : Tesis

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

Analisis Pendanaan Proyek PT. PLN (Persero) Studi Kasus Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Indramayu

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : 04 Januari 2012

Yang menyatakan

(Wibisana Bagus Santosa)

ABSTRAK

Nama : Wibisana Bagus Santosa
Program Studi : Magister Manajemen
Judul : Analisis Pendanaan Proyek PT. PLN (Persero)
Studi Kasus Pembangkit Listrik Tenaga Uap
(PLTU) Indramayu

Penelitian ini mengambil topik mengenai analisis pendanaan proyek PT. PLN (Persero) dengan studi kasus PLTU Indramayu. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh perubahan makro ekonomi terhadap proyeksi arus kas pada saat studi kelayakan awal pada proyek, mengetahui alternatif pendanaan yang tepat untuk menutupi sisa pendanaan proyek, dan membuat program mitigasi risiko untuk meminimalisasikan risiko proyek. Pendanaan proyek sebesar ¥ 184,125.42 juta atau setara dengan 85,51% dari total biaya proyek menggunakan pendanaan yang bersumber dari pinjaman JICA. Hasil analisis pendanaan proyek mendapatkan proporsi sisa pendanaan proyek yaitu sebesar 14,49% atau setara dengan ¥ 31,211.63 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan. Berdasarkan komposisi pendanaan tersebut, WACC yang digunakan pada perhitungan *project financing* adalah sebesar 1,86%. Hasil perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) menunjukkan IRR dan NPV yang *overvalued* karena hasil perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu menunjukkan IRR sebesar 5,25% dan NPV sebesar ¥ 99,616 juta. Sementara itu, hasil analisis program mitigasi risiko proyek PLTU Indramayu mendapatkan bahwa program mitigasi risiko keterlambatan proyek merupakan program mitigasi risiko proyek terpenting yang harus dijalankan untuk meminimalisasikan resiko keterlambatan pembangunan dan pengoperasian proyek PLTU Indramayu.

Kata Kunci:

Project financing, proyeksi arus kas, mitigasi risiko, WACC, IRR, NPV

ABSTRACT

Name : Wibisana Bagus Santosa
Study Program : Master of Management
Judul : Project Financing Analysis of PT. PLN (Persero)
Study Case on Indramayu Coal-Fired Power Plant
Project

This study takes the topic of project funding analysis of PT. PLN (Persero) with Indramayu power plant case study. This study aims to analyze the impact of macroeconomic changes on cash flow projections at the time of the initial feasibility study on the project, find the right financing alternatives to cover the remaining project funding, and create risk mitigation program to minimize project risk. Project funding of ¥ 184,125.42 million, equivalent to 85.51% of total project costs using funding sourced from JICA loan. The results of the analysis of project funding to get the proportion of the remaining project funding that is equal to 14.49%, equivalent to ¥ 31,211.63 million loan obtained through commercial banks. Based on the composition of funding, the WACC used in the calculation of project financing amounted to 1.86%. The results of the calculations pre-appraisal of PT. PLN (Persero) shows the IRR and NPV calculations are overvalued as a result of project financing in the power plant project Indamayu shows an IRR of 5.25% and NPV of ¥ 99.616 million. Meanwhile, the results of analysis of risk mitigation programs Indramayu power plant projects found that project delays risk mitigation program is an important project risk mitigation program must run to minimize the risk of delays in the construction and operation of power plant projects Indramayu.

Keywords:

Project financing, projected cash flow, risk mitigation, WACC, IRR, NPV

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	vi
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR RUMUS	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Perumusan Masalah	5
1.3 Tujuan Penelitian	6
1.4 Manfaat Penelitian	6
1.5 Metode Penelitian	7
1.6 Sistematika Pembahasan	8
BAB 2 LANDASAN TEORI.....	10
2.1 Pengertian <i>Project Financing</i>	10
2.2 Perkembangan dan Tantangan Dalam <i>Project Financing</i>	11
2.3 Karakteristik Struktur <i>Project Financing</i>	13
2.4 Persyaratan untuk <i>Project financing</i>	15
2.4.1 Kelayakan Teknis.....	16
2.4.2 Kemampuan Ekonomis	16
2.4.3 Ketersediaan Bahan Baku dan Manajemen yang Kompeten	17
2.5 Perbandingan <i>Project Financing</i> dengan <i>Direct Financing</i>	18
2.5.1 Organisasi.....	18
2.5.2 Kontrol dan Pengawasan.....	18
2.5.3 Pembagian Risiko	19
2.5.4 Fleksibilitas Keuangan.....	20
2.5.5 <i>Free Cash Flow</i>	20
2.5.6 <i>Agency Cost</i>	21
2.5.7 Struktur Kontrak Utang.....	22
2.5.8 Kapasitas Utang.....	22
2.5.9 Kebangkrutan	23
2.6 Keuntungan <i>Project Financing</i>	23
2.6.1 Pemanfaatan Utang	24

2.6.2	Menghindari Pembatasan Kontrak Perjanjian Dalam Transaksi Lainnya	24
2.6.3	Perlakuan Keuntungan Pajak	25
2.6.4	Struktur Pembiayaan yang Menguntungkan	25
2.6.5	Diversifikasi Risiko Politik	25
2.6.6	Pembagian Risiko	26
2.6.7	Jaminan Terbatas untuk Aset Proyek	26
2.6.8	Pemberi Pinjaman Lebih Mungkin Berpartisipasi Dalam Memberikan Solusi Permasalahan Daripada Menghentikan Proyek	26
2.7	Kerugian <i>Project Financing</i>	27
2.7.1	Kompleksitas Alokasi Risiko	27
2.7.2	Meningkatkan Risiko Pemberi Pinjaman.....	27
2.7.3	Tingkat Suku Bunga dan Biaya yang Lebih Tinggi.....	28
2.7.4	Pengawasan Pemberi Pinjaman.....	28
2.7.5	Persyaratan Pelaporan Pemberi Pinjaman.....	29
2.7.6	Meningkatkan Cakupan Asuransi.....	29
2.7.7	Biaya Transaksi Dapat Lebih Besar Daripada Manfaat Proyek	29
2.8	Sumber-Sumber Pendanaan Proyek	30
2.8.1	Ekuitas.....	30
2.8.2	Utang Jangka Panjang.....	31
2.9	Risiko yang Dihadapi <i>Project financing</i>	34
2.9.1	Risiko Kegagalan.....	34
2.9.2	Risiko Teknologi	35
2.9.3	Risiko Pasokan Bahan Baku	35
2.9.4	Risiko Ekonomi	36
2.9.5	Risiko Keuangan	36
2.9.6	Risiko Nilai Tukar Mata Uang	37
2.9.7	Risiko Politik	37
2.9.8	Risiko Lingkungan Hidup	37
2.9.9	Risiko <i>Force Majeure</i>	38
2.10	Nilai Sebuah Proyek	38
2.10.1	<i>Net Present Value</i>	40
2.10.2	<i>Internal Rate of Return</i>	42
2.10.3	<i>Cost of Capital</i>	42
	2.10.3.1 <i>Cost of Debt</i>	43
2.10.4	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>	44

BAB 3 GAMBARAN UMUM PERUSAHAAN 45

3.1	Profil Perusahaan PT. PLN (Persero)	45
3.1.1	Sejarah Perusahaan PT. PLN (Persero)	45
3.1.2	Visi dan Misi Perusahaan PT. PLN (Persero)	46
3.1.3	Struktur Organisasi Perusahaan PT. PLN (Persero)	47

3.2	Ruang Lingkup dan Wilayah Perusahaan PT. PLN (Persero)	47
3.3	Rencana Jangka Panjang PT. PLN (Persero)	50
3.4	Sumber Pendanaan PT. PLN (Persero).....	51
3.5	Deskripsi Proyek PLTU Indramayu	53
3.5.1	Tujuan Proyek PLTU Indramayu	53
3.5.2	Kebutuhan dan Prioritas Proyek PLTU Indramayu	53
3.5.3	Pemikiran Dari Desain Proyek PLTU Indramayu	55
3.6	Implementasi Proyek PLTU Indramayu	56
3.6.1	Lingkup Proyek PLTU Indramayu	56
3.6.2	Rancangan Total Biaya Proyek PLTU Indramayu	56
3.7	Peraturan Perusahaan Listrik Negara.....	57
3.8	Kondisi <i>Socio-economic</i> Lingkungan Perusahaan	60
BAB 4 PEMBAHASAN.....		64
4.1	Asumsi Proyeksi Perhitungan Estimasi Biaya Proyek PLTU Indramayu.....	64
4.1.1	Struktur Biaya.....	64
4.1.1.1	Tingkat Inflasi	64
4.1.1.2	Nilai Tukar Mata Uang	65
4.1.1.3	<i>Investment Cost</i>	65
4.1.1.4	Biaya Bahan Bakar	66
4.1.1.5	Biaya Operasi dan Pemeliharaan	67
4.1.1.6	<i>Initial Working Capital</i>	67
4.1.2	Struktur Pendapatan.....	68
4.2	Alternatif Sumber Pendanaan.....	69
4.2.1	DIPA APBN (PMN)	69
4.2.2	Pinjaman <i>Government-to-Government</i>	69
4.2.3	Pinjaman Komersial Perbankan	69
4.2.4	Penerbitan Surat Utang Untuk APLN.....	70
4.2.5	Sumber Dana Internal	73
4.2.6	IPO PT. PLN Enjiniring.....	73
4.3	Perhitungan <i>Cost of Capital</i>	73
4.3.1	Perhitungan <i>Cost of Debt</i>	73
4.4	Perhitungan <i>Weighted Average Cost of Capital (WACC)</i> ..	75
4.5	Struktur Pembayaran Pinjaman	76
4.5.1	Pembayaran Pinjaman JICA.....	76
4.5.2	Pembayaran Pinjaman Komersial Perbankan Luar Negeri	77
4.5.3	Pembayaran Pinjaman Komersial Perbankan Dalam Negeri	78
4.6	<i>Internal Rate of Return (IRR)</i>	78
4.7	<i>Net Present Value (NPV)</i>	79

4.8	Perbandingan Perhitungan <i>Project financing</i> dengan <i>Pre-appraisal</i> Pada Proyek PLTU Indramayu	81
4.8.1	Biaya Investasi	81
4.8.2	Pendapatan	81
4.8.3	<i>Variable Operating Cost</i>	82
4.8.4	<i>Operating and Maintenance Cost</i>	82
4.8.5	WACC.....	83
4.8.6	IRR dan NPV	84
4.9	Mitigasi Risiko Proyek PLN PLTU Indramayu	85
4.9.1	Risiko Keterlambatan Proyek PLTU Indramayu ...	85
4.9.2	Risiko Perkiraan Permintaan Listrik.....	87
4.9.3	Risiko Harga dan Ketersediaan Energi Primer	90
4.9.4	Risiko Likuiditas	90
4.9.5	Risiko Produksi/Operasi	91
4.9.6	Risiko Bencana	92
4.9.7	Risiko Lingkungan	92
4.9.8	Risiko Regulasi.....	93
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN.....		94
5.1	Kesimpulan	94
5.2	Saran	95
DAFTAR PUSTAKA.....		98

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Rata-Rata Pertumbuhan Kelistrikan Per Tahun (2010-2019)...	1
Tabel 1.2	Penambahan Pembangkit Listrik Tahun 2010-2019	2
Tabel 1.3	Anggaran Kebutuhan Sumber Dana Eksternal	4
Tabel 3.1	Rata-Rata Pertumbuhan Kelistrikan Per Tahun (2010-2019).	50
Tabel 3.2	Penambahan Pembangkit Listrik Tahun 2010-2019	50
Tabel 3.3	Anggaran Kebutuhan PT. PLN (Persero)	51
Tabel 3.4	Jenis Sumber Dana Internal PT. PLN (Persero)	52
Tabel 3.5	Penambahan Pembangkit Listrik Jawa-Bali Tahun 2010-2019	55
Tabel 3.6	Jadwal Pelaksanaan Proyek PLTU Indramayu	56
Tabel 3.7	Total Biaya Proyek PLTU Indramayu Berdasarkan Tahun....	57
Tabel 3.8	Key Indicators of Indonesia and ASEAN Countries	60
Tabel 3.9	<i>Housing Characteristic</i>	61
Tabel 3.10	<i>GDP Growth by Industrial Origin (%)</i>	62
Tabel 3.11	<i>External Debt</i>	63
Tabel 4.1	Perhitungan <i>Cost of debt</i> Sumber Pendanaan Pinjaman.....	75

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Diagram Alir Metode Penelitian	7
Gambar 2.1 <i>Project Finance Global Lending by Region</i>	11
Gambar 2.2 <i>Project Finance Global Lending by Sector</i>	13
Gambar 2.3 <i>Typical Project Finance Structure</i>	14
Gambar 3.1 Struktur Organisasi Perusahaan PT. PLN (Persero).....	47



DAFTAR RUMUS

Rumus 2.1	Perhitungan Bunga Metode <i>Flat Rate</i>	32
Rumus 2.2	Perhitungan Bunga Metode Efektif (<i>Sliding Rate</i>)	33
Rumus 2.3	Perhitungan Bunga Metode Anuitas	33
Rumus 2.4	<i>Net Present Value</i>	41
Rumus 2.5	<i>Internal Rate of Return</i>	42
Rumus 2.6	<i>Cost of debt</i>	43
Rumus 2.7	<i>Weighted Average Cost of capital (WACC)</i>	44
Rumus 4.1	WACC PLTU Indramayu	76
Rumus 4.2	<i>Total Cash Flow For Investment IRR</i> PLTU Indramayu	78
Rumus 4.3	<i>Total Cash Flow From Operating IRR</i> PLTU Indramayu	79
Rumus 4.4	<i>Total Cash Flow For Investment NPV</i> PLTU Indramayu	80
Rumus 4.5	<i>Total Cash Flow From Operating NPV</i> PLTU Indramayu	80



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	<i>Cost Breakdown For Package 2010</i>	101
Lampiran 2	<i>Total Investment Cost 2010</i>	104
Lampiran 3	IRR 2010	106
Lampiran 4	Tingkat Inflasi	108
Lampiran 5	Proyeksi Kurs 2011-2042	109
Lampiran 6	Proyeksi Tarif Dasar Listrik (TDL) 2012-2042	110
Lampiran 7	<i>Power Production Projection</i>	112
Lampiran 8	<i>Coal Price Projection (2012-2042)</i>	114
Lampiran 9	<i>Coal Consumption Projection (2017-2042)</i>	116
Lampiran 10	Tingkat Bunga Bank	118
Lampiran 11	<i>O&M Cost Detail Estimation 2017 Calculation</i>	119
Lampiran 12	<i>Assumption (2011-2042)</i>	120
Lampiran 13	<i>Total Investment Cost 2011 Estimation</i>	123
Lampiran 14	<i>Investment Disbursement</i>	125
Lampiran 15	<i>IDC Calculation</i>	126
Lampiran 16	<i>Working Capital Schedule</i>	127
Lampiran 17	<i>Depreciation & Amortization Schedule</i>	128
Lampiran 18	<i>Repayment Schedule JICA</i>	130
Lampiran 19	<i>Repayment Schedule Bank FC</i>	131
Lampiran 20	<i>Repayment Schedule Bank LC</i>	132
Lampiran 21	<i>Cash Flow Projection</i>	133
Lampiran 22	<i>Incremental Cash Flow</i>	137

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Kebutuhan akan energi, khususnya energi listrik di Indonesia, semakin berkembang menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari kebutuhan hidup masyarakat sehari-hari seiring dengan pesatnya peningkatan pembangunan di bidang teknologi, industri, dan informasi. PT. PLN (Persero), merupakan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang ditunjuk dan ditugaskan oleh pemerintah untuk menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam menunjang pembangunan. Berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 17 Tahun 1990, PT. PLN (Persero) ditetapkan sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan. Di dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) Tahun 2010-2019, disajikan data rata-rata pertumbuhan kelistrikan pertahun (2010-2019) sebagai berikut:

Tabel 1.1 Rata-Rata Pertumbuhan Kelistrikan Per Tahun (2010-2019)

Rata-Rata Pertumbuhan Kelistrikan Per Tahun (2010-2019)			
Nasional	Indonesia Barat	Jawa Bali	Indonesia Timur
9,2%	10,2%	8,97%	10,6%

Sumber : Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik PT. PLN (Persero) 2010-2019

Rata-rata pertumbuhan kelistrikan nasional dalam sepuluh tahun ke depan (2010-2019) diperkirakan sebesar 9,2% per tahunnya. Jika dilihat berdasarkan daerah operasi, maka angka pertumbuhan kelistrikan di Jawa-

Bali diprediksi sebesar 8,97% per tahun, Indonesia Barat 10,2% per tahun dan Indonesia Timur mencapai 10,6% per tahun. Di dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) Tahun 2010-2019 disajikan penambahan pembangkit listrik untuk seluruh Indonesia sampai dengan 2019 sebagai berikut:

Tabel 1.2 Penambahan Pembangkit Listrik Tahun 2010-2019

(Dalam MW)

Penambahan Pembangkit Listrik (2010-2019)					
Indonesia Barat	Jawa Bali	Indonesia Timur	Total Seluruh Indonesia		Rata-Rata Per Tahun
			PLN	IPP	
12.365	36.222	6.896	31.958	23.525	5.500

Sumber : Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik PT. PLN (Persero) Tahun 2010-2019

Penambahan pembangkit listrik untuk seluruh Indonesia sampai dengan 2019 diperkirakan mencapai 55.484 Mega Watt, dengan rata-rata penambahan pembangkit per tahunnya sebesar 5.500 Mega Watt. Sebagian besar penambahan pembangkit berasal dari PLTU. Dari total penambahan pembangkit ini, 31.958 Mega Watt berasal dari pembangkit PT. PLN (Persero) dan 23.525 Mega Watt berasal dari IPP (*Independent Power Producer*). Penambahan pembangkit terbesar dalam sepuluh tahun kedepan berada di wilayah operasi Jawa-Bali yang mencapai 36.222 Mega Watt, disusul Indonesia Barat 12.365 Mega Watt dan Indonesia Timur 6.896 Mega Watt.

Akan tetapi, PT. PLN (Persero) mengalami permasalahan dalam penyediaan anggaran pendanaan untuk investasi proyek maupun untuk operasional perusahaan. PT. PLN (Persero) mengalami defisit karena pendapatan dari harga jual listrik (Tarif Dasar Listrik/TDL) ke pelanggan lebih rendah daripada harga pokok penjualan (HPP). PT. PLN (Persero) tidak dapat menetapkan tarif dasar listrik karena hal tersebut ditetapkan oleh regulasi pemerintah. Untuk menutupi defisit tersebut karena adanya *gap*

antara HPP dengan TDL, pemerintah melakukan kegiatan subsidi kepada PT. PLN (Persero). Namun, aliran pendanaan subsidi yang ditetapkan oleh regulasi pemerintah tersebut tidak sesuai waktu dan jumlahnya dengan yang diperlukan untuk kegiatan operasional dan investasi PT. PLN (Persero). Permasalahan ini dipersulit dengan terbatasnya alternatif sumber pendanaan karena PT. PLN (Persero) merupakan perusahaan BUMN yang teregulasi oleh pemerintah untuk tidak *dinon-publicisasi* karena tenaga listrik merupakan produk yang menyangkut hajat hidup masyarakat dan tidak seperti perusahaan swasta yang sudah menjadi perusahaan publik yang bisa mendapatkan pendanaan dengan menggunakan ekuitas berupa saham.

Dalam menjalankan usaha penyediaan listrik, PT. PLN (Persero) menjalankan kegiatan pendanaan untuk belanja operasional (*Operating Expenditure*) dan belanja modal (*Capital Expenditure*). Belanja operasional (*Operating Expenditure*) terdiri dari biaya bahan bakar dan pelumas, pembelian atau sewa listrik swasta, biaya pemeliharaan, biaya pegawai, depresiasi, biaya administrasi dan lainnya, dan bunga operasi. Pendanaan untuk belanja operasional (*Operating Expenditure*) dihasilkan melalui penjualan listrik ke pelanggan. Sedangkan pendanaan untuk belanja modal (*Capital Expenditure*) dilakukan karena PT. PLN (Persero) harus melakukan investasi untuk membangun pembangkit, transmisi, dan distribusi.

Kebutuhan PT. PLN (Persero) untuk pendanaan dan investasi pada tahun 2011 adalah sebesar Rp 66.615.217 juta. Sumber pendanaan untuk belanja modal (*Capital Expenditure*) dihasilkan melalui APBN sebagai penyertaan modal Pemerintah, pinjaman baru, dana internal, dan rencana IPO anak perusahaan (PT. PLN Enjiniring). Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman *two-step loan*, pinjaman pemerintah melalui rekening dana investasi, penerbitan obligasi, sukuk, pinjaman komersial perbankan lainnya (dalam negeri, luar negeri, kredit ekspor, dan *soft loan*), serta hibah luar negeri.

Rincian anggaran kebutuhan perusahaan untuk pendanaan dan investasi adalah sebagai berikut:

Tabel 1.3 Anggaran Kebutuhan Sumber Dana Eksternal

No.	Jenis Anggaran Investasi	Total Kebutuhan
1.	DIPA SLA	Rp 10.045.178 juta
2.	<i>Bank Loan Committed</i>	Rp 16.695.094 juta
	- Perbankan Asing	Rp 6.403.575 juta
	- Perbankan Lokal	Rp 10.291.518 juta
3.	Pinjaman baru untuk APLN	Rp 30.875.000 juta
4.	DIPA APBN (PMN)	Rp 9.000.000 juta
	Jumlah	Rp 66.615.271 juta

Sumber: RKAP PT. PLN (Persero) 2011

Salah satu bentuk implementasi dari rencana penambahan dan pengembangan penyediaan tenaga listrik di Indonesia, khususnya untuk wilayah Jawa-Bali, PT. PLN (Persero) akan melakukan pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) berkapasitas 1x1.000 Mega Watt di wilayah Indramayu, Jawa Barat, yang terintegrasi dengan jaringan transmisi dan distribusi. PLTU Indramayu merupakan bagian dari proyek percepatan 10.000 Mega Watt tahap II sebagai pemenuhan kebutuhan listrik di Jawa-Bali. Diharapkan PLTU ini dapat meningkatkan kapasitas penyediaan tenaga listrik dan untuk memenuhi permintaan tenaga listrik di Jawa Bali sehingga dapat berkontribusi untuk perkembangan ekonomi di wilayah tersebut melalui utilisasi energi yang sangat efisien.

Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Indramayu, Jawa Barat, mempunyai proyeksi total biaya sebesar ¥ 224,788 juta (dengan estimasi tahun dasar : Juli 2010; nilai tukar USD 1 = JPY 90.9 = Rp 9,017; Rp 1 = 0,0101). Proyek PLTU Indramayu akan dilakukan *Pre Qualification* pada November 2011-Februari 2012, periode tender akan dilaksanakan pada Mei-Juli 2012, penandatanganan kontrak konstruksi pada Februari 2013, pelaksanaan konstruksi dilaksanakan pada April 2013-Agustus 2017, dan penyelesaian proyek pada Agustus 2017.

PT. PLN (Persero) mengadakan kerjasama pendanaan secara *G-to-G* (*Government-to-Government*) dengan pemerintah Jepang dalam hal ini adalah JICA (*Japan International Cooperation Agency*) Untuk pendanaan proyek PLTU Indramayu, dimana JICA akan memberikan pinjaman pendanaan sebesar 85% dari total biaya proyek atau setara dengan ¥ 189,589 juta. Pinjaman ini dilakukan dengan metode *two step loan*, dimana pihak JICA memberikan pinjaman dengan tingkat bunga 1% p.a kepada pemerintah Indonesia, kemudian pemerintah Indonesia memberikan pinjaman kepada PT. PLN (Persero) dengan penambahan tingkat bunga 0,5% dari bunga pinjaman yang diberikan oleh JICA untuk pinjaman dengan mata uang asing, sehingga total bunga pinjaman tersebut adalah 1,5%.

Untuk menutupi 15% dari total biaya proyek atau setara dengan ¥ 35,199 juta dari sisa pendanaan, PT. PLN (Persero) harus membuat keputusan pendanaan yang tepat dilihat dari *cost* dan *benefit* yang dihasilkan, menganalisis risiko proyek yang akan dihadapi dan membuat program mitigasi risiko. Sementara perubahan kondisi makro ekonomi juga mempengaruhi proyeksi arus kas pada studi kelayakan awal proyek. Oleh karena beberapa permasalahan tersebut, penelitian ini mengambil topik mengenai analisis pendanaan proyek PT. PLN (Persero) yang mengambil studi kasus pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Indramayu.

1.2 Perumusan Masalah

Dari latar belakang di atas maka dapat dirumuskan beberapa permasalahan yang ada di dalam penelitian mengenai analisis pendanaan proyek PLTU Indramayu, antara lain:

1. Bagaimana pengaruh perubahan makro ekonomi terhadap proyeksi arus kas pada saat studi kelayakan awal pada proyek PLTU Indramayu?
2. Alternatif pendanaan apakah yang tepat untuk menutupi sisa pendanaan proyek PLTU Indramayu?

3. Risiko-risiko apa saja yang akan terjadi di dalam proyek PLTU Indramayu dan bagaimana program mitigasi risiko untuk meminimalisasikan risiko-risiko tersebut?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah tersebut, maka tujuan yang akan dicapai melalui penelitian mengenai analisis pendanaan proyek PLTU Indramayu, antara lain:

1. Menganalisis pengaruh perubahan makro ekonomi terhadap proyeksi arus kas pada saat studi kelayakan awal pada proyek PLTU Indramayu.
2. Mengetahui alternatif pendanaan yang tepat untuk menutupi sisa pendanaan proyek PLTU Indramayu.
3. Menganalisis risiko proyek yang akan dihadapi dan membuat program mitigasi risiko untuk meminimalisasikan risiko-risiko tersebut.

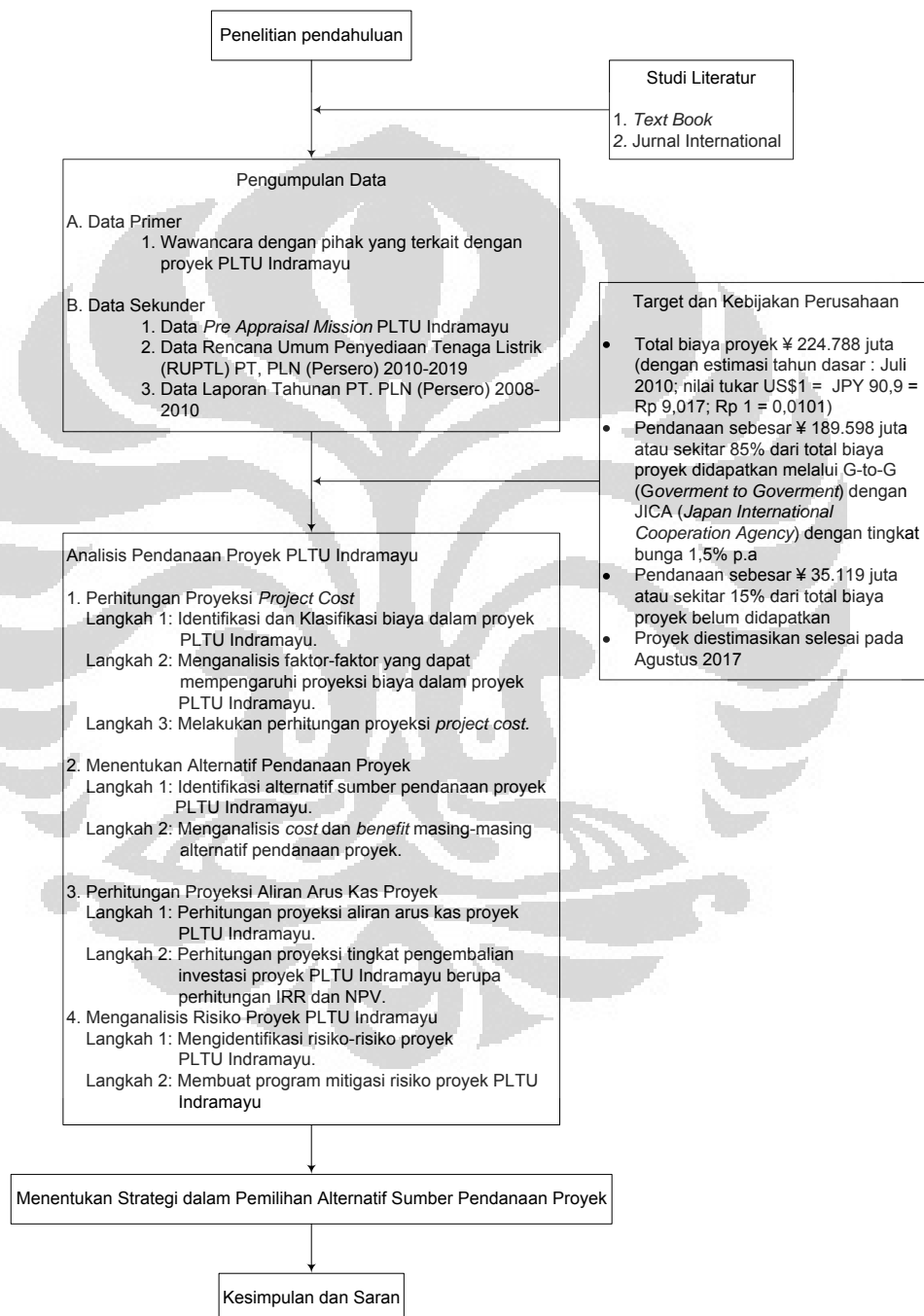
1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat yang akan diperoleh melalui penelitian mengenai analisa pendanaan proyek PLTU Indramayu, antara lain:

1. Sebagai bahan masukan dan pertimbangan bagi PT. PLN (Persero) dalam menentukan alternatif-alternatif pendanaan dilihat dari masing-masing *cost* dan *benefit* yang dihasilkan dari alternatif-alternatif pendanaan tersebut, baik berupa melalui APBN sebagai penyertaan modal Pemerintah, pinjaman baru, dana internal, dan rencana IPO anak perusahaan (PT. PLN Enjiniring). Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman *two-step loan*, pinjaman pemerintah melalui rekening dana investasi, penerbitan obligasi (konvensional dan sukuk), pinjaman komersial perbankan lainnya pinjaman atau *loan* (dalam negeri, luar negeri, kredit ekspor, dan *soft loan*), serta hibah luar negeri, yang sesuai untuk menutupi sisa pendanaan proyek PLTU Indramayu.
2. Menjadi bahan referensi bagi pihak yang ingin mengetahui dan mendalami bidang mengenai pendanaan proyek.

1.5 Metode Penelitian

Dalam proses pelaksanaannya, penelitian dilakukan dengan beberapa tahapan-tahapan yang mendasari pembahasan terhadap topik mengenai analisa pendanaan proyek PLTU Indramayu berdasarkan diagram alir metode penelitian sebagai berikut :



Gambar 1.1
Diagram Alir Metode Penelitian

1.6 Sistematika Pembahasan

Pembahasan di dalam penelitian mengenai analisa pendanaan proyek PLTU Indramayu, antara dibagi menjadi 5 (lima) bab yang terdiri dari :

Bab 1 Pendahuluan

Bab ini akan menjelaskan mengenai latar belakang masalah, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, metode penelitian, dan sistematika penulisan.

Bab 2 Landasan Teori

Bab ini berisi uraian literatur berupa teori dan konsep yang relevan dengan topik penelitian yang digunakan sebagai acuan dalam menganalisa permasalahan mengenai analisa pendanaan proyek, meliputi pengertian *project financing*, perkembangan dan tantangan dalam *project financing*, karakteristik struktur *project financing*, persyaratan untuk *project financing*, perbandingan *project financing* dengan *direct financing*, keuntungan dan kerugian *project financing*, sumber-sumber pendanaan proyek, risiko yang dihadapi dalam *project financing*, dan nilai sebuah proyek berupa perhitungan *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, *cost of capital*, dan *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*.

Bab 3 Gambaran Umum Perusahaan

Bab ini berisi gambaran kondisi PT. PLN (Persero) berdasarkan informasi serta data-data yang telah dipublikasi ditinjau dari latar belakang perusahaan, sejarah perusahaan, visi dan misi perusahaan, struktur organisasi, ruang lingkup dan wilayah perusahaan, rencana jangka panjang perusahaan, sumber pendanaan perusahaan, informasi serta data-data mengenai proyek PLTU Indramayu dan peraturan pemerintah mengenai Perusahaan Listrik Negara, dan kondisi *socio-economic* lingkungan perusahaan.

Bab 4 Pembahasan

Pembahasan dalam analisis pendanaan proyek PLTU Indramayu dimulai dengan perhitungan proyeksi *project cost*, yaitu dengan melakukan identifikasi dan klasifikasi biaya dalam proyek PLTU Indramayu, menganalisis faktor-faktor yang dapat mempengaruhi proyeksi biaya dalam proyek PLTU Indramayu, dan melakukan perhitungan proyeksi *project cost*. Setelah melakukan perhitungan proyeksi *project cost*, pembahasan selanjutnya adalah menentukan alternatif pendanaan proyek, yaitu dengan melakukan identifikasi alternatif sumber pendanaan proyek PLTU Indramayu, dan menganalisa *cost* dan *benefit* masing-masing alternatif pendanaan proyek. Setelah mendapatkan alternatif sumber pendanaan yang optimal, langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan proyeksi aliran arus kas proyek yang meliputi perhitungan proyeksi aliran arus kas proyek PLTU Indramayu dan perhitungan proyeksi tingkat pengembalian investasi proyek PLTU Indramayu berupa perhitungan *Internal Rate of Return (IRR)* dan *Net Present Value (NPV)*. Pembahasan terakhir dalam penelitian ini adalah mitigasi risiko proyek PLTU Indramayu yang meliputi mengidentifikasi risiko-risiko proyek PLTU Indramayu yang akan dihadapi dan membuat program mitigasi risiko untuk meminimalisasikan risiko-risiko tersebut.

Bab 5 Kesimpulan dan Saran

Bab ini merupakan penutup dari penulisan karya akhir, yang berisi tentang kesimpulan dan hasil dari analisis pembahasan atas penelitian yang dilakukan, serta berbagai saran yang diusulkan sebagai bahan masukan dan pertimbangan bagi PT. PLN (Persero) dalam pendanaan sebuah proyek.

BAB 2 LANDASAN TEORI

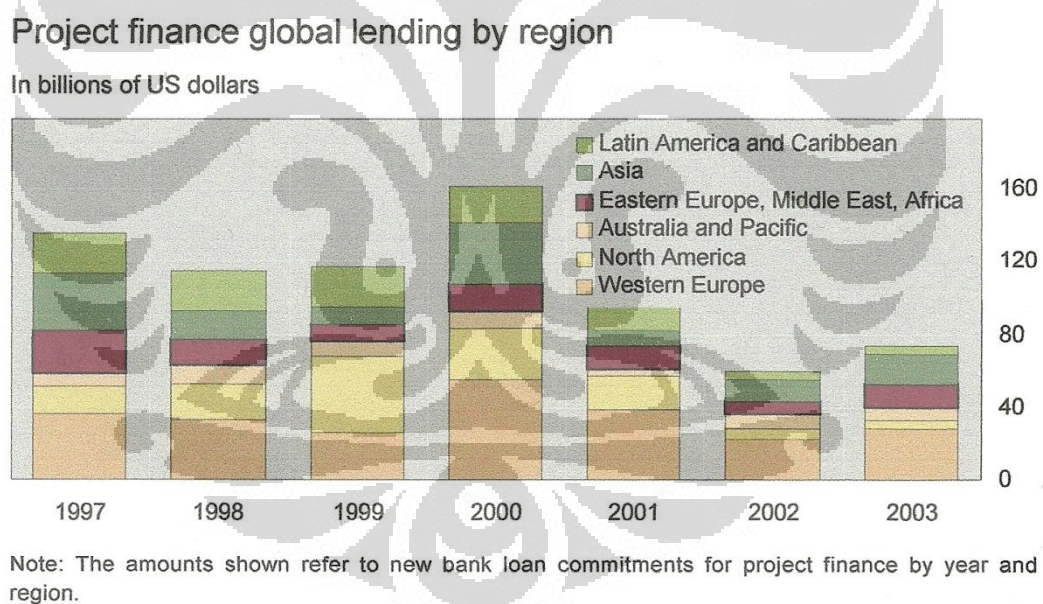
2.1 Pengertian *Project Financing*

Project financing adalah pengaturan pendanaan dimana dana yang tersedia digunakan untuk pembangunan sebuah proyek, dengan pembayaran pinjaman disesuaikan dengan arus kas proyek tersebut (Tant dan Vong, 2001). Istilah *project financing* digunakan pertama kali oleh kalangan perbankan yang digunakan untuk pergerakan keuangan perusahaan. Proyek yang memakai istilah ini adalah proyek yang *highly leverage*, dimana keseluruhan biaya proyek tersebut dibiayai dengan menggunakan aktiva atau dana yang diperoleh melalui pinjaman yang diberikan oleh pemberi pinjaman. Pada umumnya pemberian pinjaman tersebut berdasarkan kontrak perjanjian pinjaman berupa jaminan dari kompetensi dan kapasitas perusahaan pemilik proyek.

Kunci kesuksesan dalam *project financing* adalah penataan pembiayaan proyek melalui jaminan dukungan kredit yang cukup dari pihak sponsor atau pihak ketiga, sehingga pemberi pinjaman akan terlindung dari risiko kredit (Nevitt dan Fabozzi, 2000). Di dalam *project financing*, nilai proyek, aset, nilai kontrak, komponen ekonomi yang melekat dan arus kas yang dihasilkan oleh proyek dipisahkan dari pihak sponsor dalam rangka untuk memungkinkan penilaian kredit dan pinjaman untuk proyek, sehingga tidak bergantung dari pihak sponsor. Sedangkan pada analisis akhir, pinjaman proyek memerlukan dukungan kredit yang kuat dari beberapa sumber, yang sering kali dukungan ini dapat dicapai secara tidak langsung atau bergantung pada kapasitas utang pihak sponsor apabila dibandingkan dengan pinjaman langsung. Dalam beberapa keadaan, kredit dari pihak ketiga yang tidak terkait dengan pihak sponsor dapat digunakan untuk mendukung pembentukan kredit proyek.

2.2 Perkembangan dan Tantangan Dalam *Project Financing*

Selama beberapa dekade terakhir, *project financing* telah banyak dipakai sebagai sebuah metode untuk pembiayaan proyek-proyek infrastruktur berskala besar di seluruh dunia. Beberapa studi empiris telah membuktikan pentingnya penggunaan *project financing* dalam pendanaan sebuah proyek, terutama untuk negara berkembang, yang berfokus pada sinergi antara investasi infrastruktur dengan pertumbuhan ekonomi di negara tersebut. Sejak tahun 1990an, *project financing* telah dipakai di berbagai bisnis di seluruh dunia, hal ini disebabkan karena perkembangan jangkauan geografis dan sektor bisnis di seluruh dunia, termasuk perkembangan privatisasi dan deregulasi di dalam sektor industri utama di seluruh dunia. Gambar 2.1 mengilustrasikan perkembangan pinjaman global untuk pendanaan proyek berdasarkan wilayah di dunia. (Sorge, 2004)



Gambar 2.1

Project Finance Global Lending by Region

Sumber : Sorge (2004)

Krisis moneter di wilayah Asia Timur pada Tahun 1998-1999, menyebabkan pada tahun-tahun setelah terjadinya krisis moneter tersebut, para

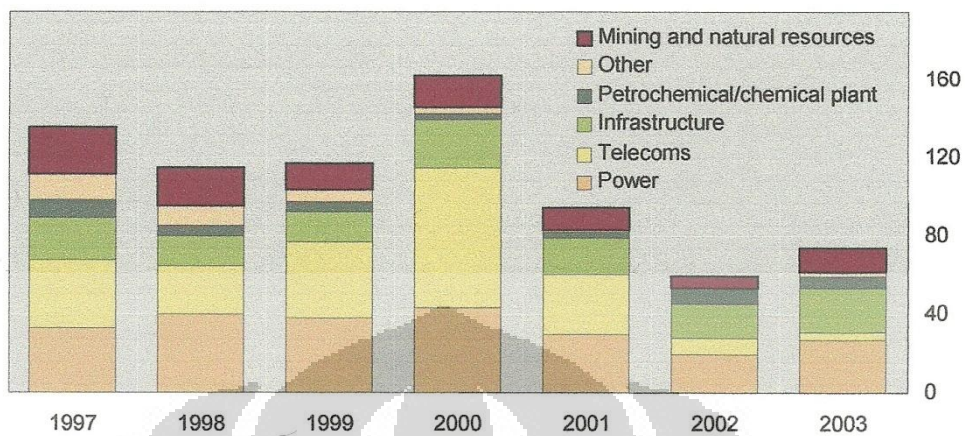
Universitas Indonesia

investor global melakukan realokasi portfolio investasinya dari penanaman investasi di negara-negara berkembang, pindah ke negara-negara industri. Investasi baru di negara-negara industri, terutama di wilayah Amerika Utara dan Eropa Barat, memberikan jaminan investasi dan kondisi ekonomi yang lebih baik apabila dibandingkan dengan kondisi ekonomi di negara-negara berkembang. Kondisi ini berdampak pada kenaikan pinjaman global untuk pembiayaan proyek yang kembali pulih dari kemerosotan selama dua tahun akibat krisis moneter, dan mencapai rekor tertinggi pada Tahun 2000.

Namun sejak tahun 2001, perlambatan ekonomi global dan pengaruh dari risiko spesifik di dalam sektor industri telekomunikasi dan tenaga listrik, telah menyebabkan penurunan besar dalam pinjaman proyek di seluruh dunia. Sektor tenaga listrik mengalami dampak yang sangat besar akibat volatilitas harga energi dunia, hal ini berdampak pada penurunan peringkat utang dari 10 perusahaan listrik di dunia dari rata-rata BBB + pada tahun 2001 menjadi B- pada tahun 2003. Dampak akibat perlambatan ekonomi global dan pengaruh dari risiko spesifik juga terjadi di dalam sektor industri telekomunikasi. Perkembangan teknologi yang sangat cepat menyebabkan banyak perusahaan telekomunikasi di dunia tidak dapat melakukan investasi teknologi baru, karena masih belum dapat menghasilkan tingkat pengembalian investasi yang diharapkan pada investasi teknologi sebelumnya. Lebih dari 60 perusahaan telekomunikasi di dunia mengalami kebangkrutan antara tahun 2001 dan 2002 karena proyeksi yang terlalu optimis dan kegagalan strategi dalam menentukan harga dan volume pelanggan. Gambar 2.2 mengilustrasikan perkembangan pinjaman global untuk pendanaan proyek berdasarkan sektor industry (Sorge, 2004).

Project finance global lending by sector

In billions of US dollars



Note: The amounts shown refer to new bank loan commitments for project finance by year and sector.

Gambar 2.2

Project Finance Global Lending by Sector

Sumber: Sorge (2004)

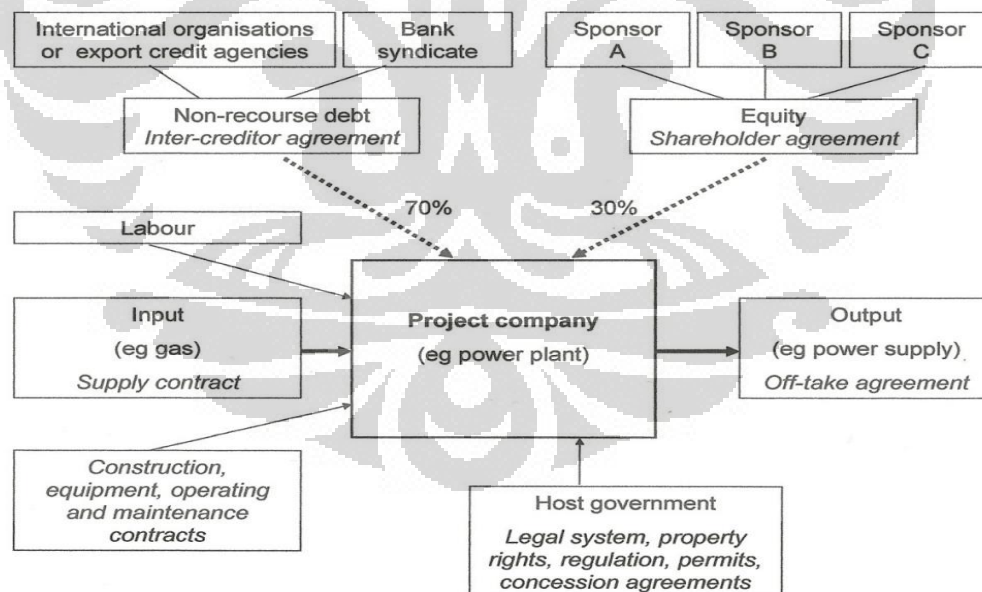
Meskipun terjadi perlambatan ekonomi global sejak tahun 2001, kebutuhan jangka panjang untuk pembiayaan infrastruktur di negara-negara industri dan negara-negara berkembang masih sangat tinggi. Di Amerika Serikat saja, sekitar 1.300 dan 1.900 pembangkit listrik baru perlu dibangun untuk memenuhi permintaan selama dua dekade berikutnya. Untuk negara-negara berkembang, investasi tahunan sebesar USD 120 miliar akan diperlukan untuk pendanaan di sektor tenaga listrik sampai tahun 2010.

2.3 Karakteristik Struktur *Project Financing*

Karakteristik di dalam struktur *project financing* dirancang untuk menangani risiko-risiko yang akan terjadi selama siklus hidup sebuah proyek yang mana risiko-risiko tersebut akan dialokasikan sesuai dengan tanggung jawab masing-masing pihak yang terlibat di dalam proyek tersebut. Di dalam *project financing*, pihak perusahaan pemilik proyek bertindak sebagai pusat yang akan membangun sebuah jaringan hubungan kontrak jangka panjang diantara pihak

yang terlibat di dalam proyek yang bertujuan untuk menyelaraskan insentif yang akan diterima, mencegah perilaku oportunistik masing-masing pihak, mencapai keseimbangan antara kebutuhan untuk berbagi risiko investasi yang cukup besar di kalangan investor, mengawasi tindakan pihak manajemen secara efektif dan memastikan upaya koordinasi semua pihak yang terkait dengan proyek.

Terlalu sulit untuk perusahaan pemilik proyek dalam membiayai sebuah proyek berskala besar dengan seluruhnya menggunakan pendanaan internal perusahaan. Oleh karena itu, perusahaan pemilik proyek harus mencari sumber pendanaan eksternal. Sumber pendanaan eksternal dapat dilakukan dengan dua cara, mengadakan kontrak perjanjian pinjaman dengan pihak pemberi pinjaman dan mengadakan kontrak perjanjian pembagian kepemilikan dengan pihak sponsor. Kedua hal tersebut dapat mengalokasikan risiko keuangan yang ada di dalam proyek. Pengadaan sumber pendanaan eksternal harus dilaksanakan dengan hati-hati untuk menghindari konflik kepentingan dan investasi yang tidak optimal pada proyek. Gambar 2.3 mengilustrasikan struktur di dalam *project financing* yang mengambil contoh pada sektor industri tenaga listrik. (Sorge, 2004)



Gambar 2.3

Typical Project Finance Structure

Sumber: Sorge (2004)

Industrial Project Finance (IPF) biasanya didasarkan pada struktur *non-recourse* (Lupoff, 2009). *Project financing* dikatakan sebagai suatu teknik pendanaan berbasis aset, karena para penyandang dana (baik kreditur maupun perusahaan sponsor selaku pemegang saham) yang memberikan utang dan ekuitas yang digunakan untuk membiayai proyek umumnya hanya dapat mengandalkan arus kas dan aset proyek tersebut untuk memperoleh kembali modal yang telah diinvestasikan, sekaligus pula tingkat keuntungan atau pengembalian *return* yang sesuai dengan risiko proyek yang bersangkutan. Karena dana pengembalian pinjaman proyek semata-mata berasal dari arus kas dan atau aset proyek, maka pinjaman proyek tersebut dikatakan bersifat *nonrecourse* (kreditur tidak memiliki hak regres) bagi perusahaan sponsor selaku pemilik proyek.

Artinya, apabila proyek tersebut mengalami *default* (tidak dapat memenuhi kewajiban pokok dan cicilan bunga), maka para kreditur hanya dapat menyita aset-aset proyek, dan sama sekali tidak dapat menuntut pembayaran dari aset-aset perusahaan sponsor. Namun dalam prakteknya, perusahaan sponsor pada umumnya diminta para kreditur untuk memberikan semacam *undertaking* atau komitmen yang dalam kasus-kasus khusus mewajibkan pihak sponsor proyek untuk menalangi atau menanggung tambahan pengeluaran proyek. Bila demikian, maka pinjaman proyek tersebut dikatakan bersifat *limited recourse* (kreditur memiliki hak regres terbatas) bagi perusahaan sponsor (Yescombe, 2002).

2.4 Persyaratan untuk *Project financing*

Sebuah proyek tidak memiliki catatan data historis mengenai kegiatan operasional pada saat perhitungan pembiayaan utang awal. Oleh karena itu, kelayakan kredit suatu proyek diperhitungkan melalui proyeksi profitabilitas proyek dan dukungan penyaluran kredit tak langsung yang disediakan melalui pihak ketiga melalui beberapa perjanjian kontrak. Sebagai hasilnya, pemberi pinjaman mensyaratkan jaminan bahwa proyek dapat dilaksanakan dengan baik dan pada saat pengoperasian proyek tersebut berjalan, proyek ini akan merupakan suatu usaha yang layak secara ekonomis. Ketersediaan pendanaan untuk proyek

akan bergantung pada pihak sponsor untuk meyakinkan penyediaan pendanaan proyek yang diperhitungkan melalui kelayakan secara teknis dan kelayakan secara ekonomi (Finnerty, 2007).

2.4.1 Kelayakan Teknis

Pemberi pinjaman harus yakin bahwa proses teknologi yang dipakai di dalam sebuah proyek harus layak untuk diaplikasikan pada spesifikasi yang sudah ditetapkan di dalam proyek. Hal ini dikarenakan pemberi pinjaman dalam menyediakan sumber pendanaan untuk sebuah proyek membutuhkan suatu jaminan bahwa proyek yang akan didanakan tersebut akan menghasilkan *output* pada kapasitas yang sesuai dengan desain proyek dan dapat beroperasi pada tingkat yang telah direncanakan. Pemberi pinjaman secara umum membutuhkan opini verifikasi dari konsultan teknik independen yang memiliki pengalaman menangani proyek yang sejenis yang khususnya terutama jika proyek tersebut akan menggunakan teknologi yang belum terbukti, kondisi lingkungan yang tidak umum, maupun ukuran proyek yang terlalu besar (Finnerty, 2007).

2.4.2 Kemampuan Ekonomis

Kemampuan dari sebuah proyek untuk beroperasi secara baik dan mendapatkan aliran kas merupakan perhatian utama bagi untuk calon pemberi pinjaman potensial. Pemberi pinjaman harus yakin bahwa sebuah proyek akan menghasilkan arus kas yang mencukupi untuk sebuah proyek untuk dapat melunasi pinjaman dan menghasilkan tingkat pengembalian imbal hasil yang mencukupi untuk ekuitas para investor. Harus ada kejelasan bahwa kebutuhan jangka panjang untuk produk/jasa yang akan dihasilkan proyek tersebut, dan proyek harus mampu untuk menyalurkan produk/jasa untuk profitabilitas pasar. Oleh karena itu, sebuah proyek harus mampu memproduksi pada biaya pasar yang akan menghasilkan pendanaan yang cukup yang mencakup keseluruhan dari biaya operasional dan pembayaran cicilan utang sementara tetap menyediakan tingkat pengembalian ekuitas yang disetujui untuk investor. Kekuatan ekonomi proyek

harus cukup kuat untuk menghadapi tantangan yang akan terjadi selama kelangsungan proyek, seperti kenaikan biaya yang tinggi pada saat pembangunan proyek, penundaan jadwal dalam pembangunan proyek atau pada awal pengoperasian proyek, peningkatan tingkat suku bunga pinjaman, atau fluktuasi tingkat produksi, harga dan biaya operasi (Finnerty, 2007).

2.4.3 Ketersediaan Bahan Baku dan Manajemen yang Kompeten

Untuk mencapai kesuksesan dalam pengoperasian sebuah proyek, sumber daya, bahan baku dan faktor-faktor lain harus tersedia dalam jumlah yang dibutuhkan proyek agar bisa beroperasi dengan ekonomis selama umur proyek tersebut. Hal ini perlu diperhatikan untuk memberikan keyakinan kepada pemberi pinjaman (Finnerty, 2007):

1. Sebuah proyek untuk dapat beroperasi dan menjual barang/jasa pada tingkat yang memungkinkan dan untuk memastikan pemenuhan pembayaran kewajiban utang dan bunga harus memiliki jumlah bahan baku yang sesuai dengan tingkat kebutuhan proyek.
2. Sebuah proyek harus dapat memastikan kebutuhan pasokan bahan baku yang sesuai terjamin selama pasokan bahan baku masih dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan proyek dengan menggunakan perjanjian kontrak jangka panjang apabila pasokan bahan baku tidak dimiliki oleh proyek.
3. Jangka waktu kontrak dengan pemasok tidak boleh lebih pendek daripada jangka waktu kontrak pinjaman pendanaan proyek. Umur manfaat ekonomis proyek sering dibatasi dengan jumlah sumber daya yang tersedia untuk kebutuhan proyek tersebut.

Selain ketersediaan bahan baku yang mencukupi, sebuah proyek juga membutuhkan manajemen yang kompeten dan berpengalaman. Banyak pihak sponsor proyek masuk ke dalam kontrak manajemen dengan banyak perusahaan yang bergerak di bidang injiniring untuk memastikan bahwa keterampilan operasional personal tersedia di dalam sebuah proyek.

2.5 Perbandingan *Project Financing* dengan *Direct Financing*

Project financing harus dibandingkan dengan *direct financing* untuk memutuskan cara terbaik dalam pembiayaan sebuah proyek yang diberikan oleh pihak sponsor. Perbandingan tersebut sangat penting untuk memahami bahwa tidak berarti sebuah proyek sebaiknya didanai dengan menggunakan *project financing* karena hanya *project financing* yang mungkin dapat diterapkan dalam pendanaan sebuah proyek. Pendanaan sebuah proyek sebaiknya diperhitungkan dengan hati-hati untuk menentukan metode apa yang akan memberikan keuntungan optimal untuk pihak sponsor selaku pemegang saham sebuah proyek. Berdasarkan pada 9 kriteria, dapat dilakukan perbandingan antara *project financing* dengan *direct financing* (Finnerty, 2007).

2.5.1 Organisasi

Project financing:

Project financing digunakan untuk sebuah proyek yang terorganisir ke dalam bentuk kerjasama (*partnership*) atau perseroan terbatas untuk lebih memanfaatkan efisiensi dalam keuntungan pajak dari kepemilikan. Aset dan arus kas yang terkait dengan proyek dipisahkan dari kegiatan lain pihak sponsor (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Direct financing digunakan untuk bisnis berukuran besar yang terorganisir dalam bentuk korporasi. Aset dan arus kas yang terkait dengan proyek berasal dari berbagai macam bisnis yang berbeda (Finnerty, 2007).

2.5.2 Kontrol dan Pengawasan

Project financing:

Pihak sponsor selaku investor dapat melakukan pengawasan langsung terhadap pihak manajemen. Namun pihak manajemen tetap memegang kendali di dalam proyek. Pemisahaan aset dan arus kas memberikan akuntabilitas yang lebih baik untuk investor. Penataan kontrak perjanjian yang mengatur utang dan ekuitas

investasi berisi perjanjian dan beberapa ketentuan lain yang memberikan pengawasan terhadap jalannya suatu proyek (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Pihak sponsor selaku investor tidak dapat melakukan pengawasan langsung terhadap pihak manajemen dan tidak terlibat langsung dalam aktivitas operasi proyek. Karena pihak manajemen memegang kendali utama di dalam sebuah proyek. Pihak dewan komisaris mengawasi kinerja pihak manajemen dan kinerja perusahaan untuk menjaga kepentingan para investor (Finnerty, 2007).

2.5.3 Pembagian Risiko

Project financing:

Pihak kreditur mempunyai sumber daya yang terbatas, dan dalam beberapa kasus, pihak kreditur tidak memiliki sumber daya untuk kebutuhan sebuah proyek. Risiko keuangan pihak kreditur spesifik di dalam proyek, meskipun pengaturan mengenai penambahan kredit setidaknya bisa mengimbangi sebagian risiko keuangan tersebut. Melalui kontrak perjanjian, akan mendistribusikan risiko-risiko yang berhubungan dengan proyek. Risiko-risiko proyek dapat dialokasikan selama pihak-pihak yang terkait mampu melakukan yang terbaik untuk menanggung risiko tersebut (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Pihak kreditur mempunyai sumber daya yang cukup untuk memenuhi kebutuhan proyek. Risiko-risiko didiversifikasikan keseluruhan portfolio aset pihak sponsor. Risiko-risiko yang sudah dapat dipastikan akan terjadi dapat ditransfer ke pihak lain melalui pembelian asuransi, melakukan aktivitas *hedging*, dan sebagainya (Finnerty, 2007).

2.5.4 Fleksibilitas Keuangan

Project financing:

Project financing membutuhkan informasi, kontrak, dan biaya transaksi yang lebih tinggi apabila dibandingkan dengan *direct financing*. Pengaturan dalam pendanaan proyek sangat terstruktur dan membutuhkan waktu yang lama. Proyek yang nantinya akan selesai dibangun akan menghasilkan aliran arus kas yang dapat dicadangkan untuk pengadaan proyek selanjutnya yang nantinya proyek yang telah selesai tersebut akan menjadi hak milik bagi perusahaan yang melakukan pengadaan proyek tersebut (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Direct financing membutuhkan informasi, kontrak, dan biaya transaksi yang lebih rendah apabila dibandingkan dengan *project financing*. Pengaturan dalam pendanaan proyek biasanya dapat tersusun secara cepat. Proyek yang nantinya akan selesai dibangun akan menghasilkan pendanaan yang dapat digunakan untuk pembiayaan pendanaan proyek lainnya, biasanya pendanaan tersebut didapatkan melalui pasar modal (Finnerty, 2007).

2.5.5 Free Cash Flow

Project financing:

Pihak manajemen memiliki keterbatasan dalam kebijaksanaan pengalokasian *free cash flow*. Keterbatasan dalam kebijaksanaan pengalokasian *free cash flow* didasarkan karena adanya kontrak perjanjian antara pihak perusahaan yang mengadakan proyek dengan pihak sponsor selaku pihak investor, dimana di dalam kontrak perjanjian tersebut *free cash flow* harus didistribusikan seluruhnya untuk ekuitas para investor. Oleh karena itu sangat sulit untuk *free cash flow* tersebut didistribusikan untuk kebutuhan reinvestasi perusahaan (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Pihak manajemen memiliki fleksibilitas dalam kebijaksanaan pengalokasian *free cash flow*. karena pihak manajemen memiliki dewan atau organ perusahaan (RUPS dan RUPO) yang memiliki kebijaksanaan untuk memutuskan pengalokasian *free cash flow*, dimana *free cash flow* tersebut dibagikan untuk para investor maupun untuk reinvestasi perusahaan. *Free cash flow* tersebut terdiri dari beberapa arus kas yang berasal dari berbagai proyek maupun kegiatan lain yang diselenggarakan oleh perusahaan dan kemudian *free cash flow* tersebut dialokasikan sesuai dengan kebijakan perusahaan dan hasil keputusan dari RUPS dan RUPO tersebut (Finnerty, 2007).

2.5.6 Agency Cost

Project financing:

Masalah keagenan atau *agency cost* dari *free cash flow* di dalam *project financing* lebih sedikit apabila dibandingkan dengan *direct financing*. Insentif untuk pihak manajemen diberikan sesuai dengan kinerja proyek. Para investor mempunyai fasilitas untuk melakukan pengawasan langsung terhadap pihak manajemen sehingga para investor juga dapat melakukan pengawasan langsung terhadap kinerja proyek, sehingga para investor memiliki informasi yang sama dengan pihak manajemen sehingga *asymmetric information* dapat diminimalkan dan permasalahan keagenan di dalam *project financing* dapat dimitigasikan (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Masalah keagenan atau *agency cost* dari *free cash flow* di dalam *direct financing* lebih besar apabila dibandingkan dengan *project financing*. Hal ini terjadi karena investor tidak mempunyai fasilitas untuk melakukan pengawasan langsung terhadap pihak manajemen dan tidak terlibat langsung dalam aktivitas operasi proyek. akibatnya, investor memiliki jumlah informasi yang lebih sedikit daripada informasi yang dimiliki oleh pihak manajemen. Hal ini menyebabkan *asymmetric*

information, dimana pihak manajemen berpeluang untuk berperilaku oportunistik, yaitu akan meningkatkan kesejahteraan dirinya dengan mengabaikan nilai proyek dan kepentingan para investor (Finnerty, 2007).

2.5.7 Struktur Kontrak Utang

Project financing:

Kreditur akan melihat aset spesifik atau sekumpulan aset yang terdapat di dalam proyek sebagai penilaian dalam pemberian pinjaman. Utang di dalam *project financing* memiliki jaminan karena pemberian pinjaman tersebut berdasarkan kontrak perjanjian pinjaman berupa jaminan dari kompetensi dan kapasitas perusahaan pemilik proyek tersebut (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Utang di dalam *direct financing* tidak memiliki jaminan karena struktur kontrak utang di dalam *direct financing* tidak melihat kompetensi dan kapasitas perusahaan yang membangun proyek berupa aset spesifik atau sekumpulan aset yang terdapat di dalam proyek melainkan pihak kreditur akan melihat keseluruhan dari portofolio aset milik pihak sponsor sebagai penilaian dalam pemberian pinjaman (Finnerty, 2007).

2.5.8 Kapasitas Utang

Project financing:

Dukungan kredit untuk pendanaan proyek dengan *project financing* tidak hanya bersumber dari pemberi pinjaman. Dukungan kredit dari sumber lain, seperti pemberian pinjaman dari calon pembeli produk/jasa yang nantinya dihasilkan oleh proyek, dapat menjadi sumber pendanaan sebuah proyek. Dengan banyaknya alternatif sumber pendanaan, kapasitas utang pihak sponsor dapat secara efektif ditingkatkan. Pemanfaatan utang yang dirasakan oleh perusahaan pemilik proyek akan lebih tinggi dan lebih memberikan nilai perlindungan pajak bunga daripada yang dirasakan oleh pihak sponsor (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Dukungan kredit untuk pendanaan proyek dengan *project financing* hanya bersumber dari pihak kreditur yang mana penilaian dalam pemberian pinjaman tersebut menggunakan bagian dari kapasitas utang pihak sponsor karena pihak kreditur akan melihat keseluruhan dari portofolio aset milik pihak sponsor sebagai penilaian dalam pemberian pinjaman (Finnerty, 2007).

2.5.9 Kebangkrutan*Project financing:*

Biaya dan waktu yang dikeluarkan untuk menyelesaikan kesulitan keuangan adalah rendah. Proyek dapat terhindar dari kemungkinan kebangkrutan yang diderita oleh pihak sponsor, karena nilai proyek, aset, nilai kontrak, komponen ekonomi yang melekat dan arus kas yang dihasilkan oleh proyek dipisahkan dari pihak sponsor (Finnerty, 2007).

Direct Financing:

Biaya dan waktu yang dihabiskan untuk kesulitan keuangan adalah tinggi. Proyek dapat berisiko dari kemungkinan kebangkrutan yang diderita oleh pihak sponsor, karena nilai proyek, aset, nilai kontrak, komponen ekonomi yang melekat dan arus kas yang dihasilkan oleh proyek tergabung di dalam portofolio aset yang dimiliki oleh pihak sponsor. Pemberi pinjaman mendapatkan keuntungan dari keseluruhan portofolio aset yang dimiliki oleh pihak sponsor. Kesulitan keuangan yang terdapat di dalam bisnis inti pihak sponsor dapat mengurus arus kas dari proyek (Finnerty, 2007).

2.6 Keuntungan *Project Financing*

Pendanaan sebuah proyek dengan menggunakan *project financing* sebaiknya dilakukan ketika akan mencapai *cost of capital* setelah pajak yang lebih rendah dibandingkan dengan pendanaan konvensional. Hal ini bertujuan untuk menghindari apabila kemampuan kredit yang diberikan oleh pihak sponsor dalam

keadaan yang buruk atau dapat dikatakan kredit tersebut tidak dapat mencapai tingkat kecukupan dana yang layak untuk pendanaan proyek. *Project financing* dapat menawarkan ketersediaan pendanaan untuk sebuah proyek. Beberapa keuntungan yang ditawarkan dengan menggunakan *project financing* (Fight, 2006).

2.6.1 Pemanfaatan Utang

Utang menjadi sebuah keuntungan bagi pihak sponsor dalam pendanaan proyek yang memiliki permasalahan dalam hal ekuitas. Pemanfaatan utang dapat menghindari permasalahan dalam hal dilusi ekuitas akibat penerbitan saham baru. Selain itu, persyaratan ekuitas di dalam suatu proyek di dalam negara yang sedang berkembang dipengaruhi oleh berbagai macam faktor, termasuk kondisi negara, nilai ekonomis suatu proyek, adanya pihak sponsor proyek lain yang menginvestasikan ekuitasnya di dalam proyek, dan keinginan pihak bank untuk memenangkan bisnis di dalam pendanaan sebuah proyek (Fight, 2006).

2.6.2 Menghindari Pembatasan Kontrak Perjanjian Dalam Transaksi Lainnya

Pembatasan kontrak perjanjian tidak berlaku di dalam *project financing*. Karena di dalam *project financing*, nilai proyek, aset, nilai kontrak, komponen ekonomi yang melekat dan arus kas yang dihasilkan oleh proyek dipisahkan dari pihak sponsor. Struktur kontrak perjanjian di dalam *project financing* mengizinkan pihak sponsor untuk menghindari pembatasan dalam melakukan aktivitas transaksi, seperti rasio cakupan utang (*debt coverage ratio*) dan ketentuan *cross-default* untuk kegagalan dalam membayar utang. Hal ini terdapat di dalam perjanjian kontrak pinjaman dan di dalam *indenture* antara perusahaan pemilik proyek dengan pihak sponsor (Fight, 2006).

2.6.3 Perlakuan Keuntungan Pajak

Penggunaan *project financing* sering didorong karena pajak yang cukup efisien. Potongan pajak atau subsidi untuk modal investasi dan pendanaan proyek dapat mendorong penggunaan *project financing*. Proyek-proyek yang dibangun untuk menyediakan layanan publik suatu negara dapat menggunakan potongan pajak atau subsidi tersebut untuk meningkatkan profitabilitas perusahaan (Fight, 2006).

2.6.4 Struktur Pembiayaan yang Menguntungkan

Struktur pembiayaan di dalam *project financing* dapat meningkatkan profil risiko kredit karena pemberian pinjaman berdasarkan kontrak perjanjian pinjaman berupa jaminan dari kompetensi dan kapasitas perusahaan pemilik proyek. Dukungan kredit untuk pendanaan proyek dengan *project financing* juga tidak hanya bersumber dari pemberi pinjaman. Dukungan kredit dari sumber lain, seperti pemberian pinjaman dari calon pembeli produk/jasa yang nantinya dihasilkan oleh proyek, dapat menjadi sumber pendanaan sebuah proyek. Profil risiko kredit perusahaan pemilik proyek akan lebih tinggi dan lebih memberikan pemanfaatan utang daripada yang dirasakan oleh pihak sponsor (Fight, 2006).

2.6.5 Diversifikasi Risiko Politik

Risiko politik akan terjadi apabila di dalam sebuah negara, banyak politikus setempat turut campur dan dapat mempengaruhi dalam hal perkembangan dan/ atau secara kelayakan ekonomis jangka panjang proyek. Tidak jarang terjadi pemilik proyek harus melakukan pendekatan terhadap penguasa setempat untuk memastikan bahwa proyek bisa berjalan tanpa risiko politis yang signifikan. Pembangunan SPV (*Special Purpose Vehicles*) untuk sebuah proyek dapat meminimalkan risiko politik dari proyek dan melindungi pihak sponsor dan proyek lainnya dari kerugian dalam pembangunan. Risiko politik juga dapat dikurangi dengan melakukan pinjaman kepada bank setempat, yang akibatnya akan berdampak kepada perekonomian lokal jika sampai terjadi

proyek tidak dapat melunasi utangnya karena adanya penyitaan aset-asetnya (Fight, 2006).

2.6.6 Pembagian Risiko

Pengalokasian risiko di dalam struktur *project financing* memungkinkan pihak sponsor untuk mentransfer risiko kepada semua pihak yang berhubungan dengan proyek, termasuk pemberi pinjaman. Pengalokasian risiko ini dapat meningkatkan kemungkinan keberhasilan sebuah proyek apabila setiap pihak mengelola risiko dengan baik, sebanyak apapun pihak yang berpartisipasi dalam sebuah proyek, akan menghasilkan kenaikan biaya yang harus ditanggung oleh pihak sponsor dan akan diteruskan sampai kepada konsumen akhir (Fight, 2006).

2.6.7 Jaminan Terbatas untuk Aset Proyek

Keterbatasan jaminan pinjaman pada *project financing* berlandaskan pada dasar pemikiran bahwa jaminan pinjaman hanya untuk aset yang dimiliki oleh sebuah proyek, dan tidak disatukan dengan portfolio aset yang dimiliki oleh pihak sponsor. Keterbatasan jaminan pinjaman tersebut bermanfaat untuk memungkinkan penilaian kredit dan pinjaman yang optimal untuk proyek, sehingga tidak bergantung pada pihak sponsor (Fight, 2006).

2.6.8 Pemberi Pinjaman Lebih Mungkin Berpartisipasi Dalam Memberikan Solusi Permasalahan Daripada Menghentikan Proyek

Keterbatasan cara untuk menjamin pinjaman pada *project financing* dapat berarti bahwa jaminan pinjaman memiliki nilai yang terbatas (hanya aset proyek) dan harus sesuai dengan kesepakatan yang terdapat di dalam kontrak perjanjian. Kontrak perjanjian di dalam struktur *project financing* memungkinkan untuk pengalokasian risiko kepada pihak-pihak yang terkait di dalamnya, termasuk pemberi pinjaman. Oleh karena itu, jika sebuah proyek memiliki permasalahan dan hambatan dalam pembangunan dan operasionalnya, pemberi pinjaman akan lebih

mungkin untuk bekerja sama dalam memberikan solusi permasalahan daripada memutuskan untuk menghentikan proyek tersebut (Fight, 2006).

2.7 Kerugian *Project Financing*

Project financing tidak akan selalu menyebabkan biaya modal (*cost of capital*) yang lebih rendah dalam segala situasi. *Project financing* membutuhkan biaya yang tinggi dalam pengaturannya dan tingkat suku bunga yang tinggi dalam pinjaman. Selain itu terdapat kompleksitas di dalam pengalokasian risiko dan dapat meningkatkan risiko pihak pemberi pinjaman. Karena risiko-risiko di dalam *project financing* sangat kompleks, sehingga perlu adanya perluasan cakupan asuransi. Pemberi pinjaman tersebut harus melakukan pengawasan dan harus mensyaratkan pelaporan. Karena kesulitan dan kompleksitas dari masalah-masalah di atas, biaya yang dikeluarkan dapat lebih besar keuntungan yang akan didapatkan. Berikut disajikan beberapa kerugian di dalam metode *project financing* (Fight, 2006).

2.7.1 Kompleksitas Alokasi Risiko

Di dalam *project financing*, terdapat banyak sekali pihak yang terlibat dengan berbagai macam kepentingannya dengan transaksi yang sangat rumit atau kompleks. Hal ini menghasilkan berbagai macam konflik kepentingan pada alokasi risiko-risiko diantara para pihak yang terlibat di dalamnya dan perlu adanya negosiasi yang berkepanjangan dan meningkatkan biaya untuk kompensasi pihak ketiga untuk menerima risiko-risiko tersebut (Fight, 2006).

2.7.2 Meningkatkan Risiko Pemberi Pinjaman

Di dalam *project financing*, pemberian pinjaman untuk sebuah proyek berdasarkan pada kontrak perjanjian pinjaman berupa jaminan dari kompetensi dan kapasitas perusahaan pemilik proyek. Oleh karena itu, pihak pemberi pinjaman membutuhkan proses pemeriksaan menyeluruh dengan biaya yang mahal yang dilakukan oleh pengacara, teknisi, dan konsultan spesialis. Hal ini

menyebabkan peningkatkan risiko yang diterima oleh pihak pemberi pinjaman sehingga risiko tersebut berada dalam tingkat yang sudah tidak bisa diterima lagi oleh pemberi pinjaman sehingga pihak pemberi pinjaman sering kali menghindari tanggung jawab yang terkait dengan gangguan yang berlebihan di dalam proyek (Fight, 2006).

2.7.3 Tingkat Suku Bunga dan Biaya yang Lebih Tinggi

Tingkat suku bunga dalam *project financing* mungkin lebih tinggi apabila dibandingkan dengan tingkat suku bunga dalam *direct financing* yang dikenakan untuk pihak sponsor. Karena struktur transaksi di dalam *project financing* sangat rumit atau kompleks dan memerlukan proses yang panjang dalam melakukan pencatatan transaksi pinjaman. Selain tingkat suku bunga yang lebih tinggi, *project financing* membutuhkan biaya yang lebih tinggi daripada *direct financing*. Beberapa hal yang menyebabkan biaya yang tinggi pada *project financing* adalah (Fight, 2006):

- a. Waktu yang dihabiskan oleh pemberi pinjaman, teknisi spesialis, dan pengacara untuk melakukan evaluasi proyek dan mengkonsepkan dokumen pinjaman yang rumit.
- b. Peningkatan perlindungan asuransi, khususnya perlindungan terhadap risiko politik.
- c. Biaya-biaya untuk mempekerjakan teknisi-teknisi handal untuk mengawasi perkembangan proyek dan pemenuhan pembayaran pinjaman yang sesuai dengan perjanjian pinjaman.
- d. Biaya-biaya yang dibuat oleh pemberi pinjaman dan pihak lain yang terkait dengan proyek untuk mengasumsikan penambahan risiko proyek.

2.7.4 Pengawasan Pemberi Pinjaman

Pemberi pinjaman akan secara langsung mengawasi pihak manajemen dan jalannya kegiatan operasional dari sebuah proyek. Namun pihak pemberi pinjaman menghindari tanggung jawab yang terkait dengan gangguan yang berlebihan

dalam proyek. Bentuk pengawasan ini termasuk peninjauan lokasi bersama teknisi dan konsultan dari pihak pemberi pinjaman, tinjauan konstruksi, dan pengawasan perkembangan pembangunan dan kinerja teknis, serta perjanjian keuangan untuk memastikan pendanaan tersebut tepat sesuai dengan kebutuhan pendanaan proyek. Pengawasan oleh pihak pemberi pinjaman dilakukan untuk memastikan bahwa proyek berjalan sesuai yang telah direncanakan, karena nilai utama sebuah proyek adalah aliran arus kas melalui kegiatan operasional yang berjalan dengan baik (Fight, 2006).

2.7.5 Persyaratan Pelaporan Pemberi Pinjaman

Pemberi pinjaman akan memberikan syarat bahwa perusahaan pemilik proyek harus menyediakan aliran arus keuangan yang stabil dan informasi teknis yang memungkinkan pihak pemberi pinjaman untuk mengawasi perkembangan proyek. Seperti pelaporan termasuk laporan keuangan, pernyataan interim, laporan perkembangan teknis, penundaan dan langkah-langkah perbaikan yang diterapkan, dan berbagai macam pemberitahuan seperti peristiwa-peristiwa ataupun suatu kegagalan (Fight, 2006).

2.7.6 Meningkatkan Cakupan Asuransi

Tidak adanya hak regres atau hak alih bayar adalah dasar dari *project financing* sehingga dapat diartikan bahwa risiko-risiko yang mungkin akan terjadi harus dimitigasikan. Beberapa risiko tersebut dapat dimitigasikan melalui asuransi yang tersedia pada tingkat harga yang wajar. Bagaimanapun hal ini dapat membuat peningkatan pada biaya seperti menimbulkan masalah-masalah risiko lain seperti harga dan sindikasi yang tepat (Fight, 2006).

2.7.7 Biaya Transaksi Dapat Lebih Besar Daripada Manfaat Proyek

Kompleksitas dari pengaturan di dalam *project financing* dapat terjadi di dalam transaksi yang berdampak pada biaya yang dihasilkan lebih tinggi daripada keuntungan di dalam struktur *project financing*. Penggunaan waktu yang menjadi

dasar dalam negosiasi diantara beberapa pihak yang terlibat dan juga pihak pemerintah, keterbatasan perjanjian, keterbatasan kontrol pada aset-aset proyek, dan peningkatan dalam biaya hukum yang mungkin semua hal tersebut akan membuat biaya transaksi menjadi tidak layak (Fight, 2006).

2.8 Sumber-Sumber Pendanaan Proyek

Pihak sponsor proyek biasanya menyediakan proporsi terbesar dari ekuitas awal proyek. Sering kali, konsumen yang membeli produk/jasa yang dihasilkan proyek juga diminta untuk melakukan investasi ekuitas dalam proyek. Pihak investor eksternal, biasanya lembaga keuangan, mungkin ditawarkan kesempatan untuk berinvestasi ekuitas di dalam proyek. selain menggunakan sumber pendanaan ekuitas, bank komersial dan perusahaan asuransi telah mempunyai ketetapan dasar dalam penyediaan sumber pendanaan dalam bentuk utang untuk proyek-proyek berskala besar. Bank komersial akan menyediakan struktur pendanaan pinjaman dengan menggunakan tingkat bunga mengambang (*floating-rate*). Sedangkan perusahaan asuransi akan menyediakan struktur pendanaan pinjaman yang disebut sebagai "*permanent financing*", yaitu sebuah pendanaan pinjaman dengan menggunakan tingkat bunga tetap (*fixed-rate*) untuk pembiayaan pengembalian pinjaman bank berikut seluruh biaya dalam penyelesaian proyek. Perkembangan pasar swap pada tingkat bunga memberikan peminjam keleluasaan untuk mengkarakterisasikan kembali pinjaman dalam bentuk tingkat bunga mengambang (*floating-rate*) menjadi tingkat bunga tetap (*fixed-rate*). Berikut ini adalah sumber-sumber di dalam pendanaan sebuah proyek (Nevitt dan Fabozzi, 2000):

2.8.1 Ekuitas

Dalam melihat nilai investasi yang dilakukan pada suatu proyek, calon investor akan menilai keuntungan yang akan diterima dari pelaksanaan proyek. keuntungan ini paling tidak berupa perolehan tingkat pengembalian dari investasi yang diinvestasikan dan memastikan adanya permintaan pasar dari hasil produksi

yang dihasilkan oleh sebuah proyek dengan menjual berupa produk atau jasa kepada proyek tersebut. Keuntungan ini harus cukup bernilai untuk menutupi risiko yang akan dihadapi oleh calon investor yang menggunakan ekuitasnya sehingga dapat memberikan komitmen kepada proyek ini (Nevitt dan Fabozzi, 2000).

2.8.2 Utang Jangka Panjang

Pada umumnya adalah bank yang dapat memberikan utang jangka panjang. Ada beberapa faktor yang menjadi pertimbangan dalam pemberian utang jangka panjang kepada suatu proyek, antara lain (Nevitt dan Fabozzi, 2000):

a. Kemampuan proyek menghasilkan keuntungan

Hal yang umum jika calon investor lebih memilih berinvestasi pada proyek yang mampu menghasilkan keuntungan dalam kegiatan operasi sebuah proyek. Hal ini terkait dengan kemampuan proyek untuk melakukan kewajiban pembayaran bunga dan pokoknya.

b. Kemampuan keuangan proyek

Kemampuan keuangan proyek lebih menekankan kepada komitmen yang diberikan oleh pemilik proyek terhadap rasa aman yang dapat diberikan kepada pihak pemberi pinjaman.

c. Risiko yang dihadapi oleh pihak pemberi pinjaman

Semua risiko yang mungkin akan dihadapi oleh pihak pemberi pinjaman akan menjadi biaya (bunga) tambahan bagi pendanaan sebuah proyek.

Adapun beberapa komponen kredit yang perlu diperhatikan dalam pendanaan suatu proyek (Nevitt dan Fabozzi, 2000):

a. Plafon Kredit

Plafon kredit adalah batas maksimal jumlah kredit yang diberikan oleh pihak bank untuk pendanaan suatu proyek. Dengan diberikannya suatu plafon kredit, maka proyek dapat menggunakan dana pada saat dibutuhkan, hanya saja terbatas pada jumlah maksimal yang disetujui.

b. Pinjaman Jangka Panjang

Proyek dapat menggunakan dana hingga pekerjaan proyek tersebut dapat terselesaikan dan proyek dapat beroperasi dan berfungsi dengan baik. Pembayaran pinjaman ini berupa pembayaran cicilan yang berupa amortisasi dari utangnya. Pembayaran pinjaman ini berupa pembayaran cicilan yang berupa amortisasi dari utangnya. Ada 3 metode dalam menghitung bunga yang dipakai oleh pihak bank dalam melakukan perhitungan amortisasi utang (Tucker, 2000):

- *Flat Rate*

Perhitungan bunga didasarkan pada plafond kredit dan besarnya bunga yang dibebankan dialokasikan secara proporsional sesuai dengan jangka waktu kredit. Dengan cara ini, jumlah pembayaran pokok dan bunga kredit setiap bulan sama besarnya. Rumus perhitungan *flat rate* adalah sebagai berikut (www.bi.go.id):

$$\text{Bunga Per Bulan} = Pl \times \frac{i}{12}$$

$$\text{Total Bunga} = Pl \times i \times n \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana :

Pl = Plafon Kredit

i = Suku Bunga Per Tahun

n = Jangka Waktu Kredit (Tahun)

- Efektif (*Sliding Rate*)

Perhitungan bunga dilakukan setiap akhir periode pembayaran angsuran. Pada perhitungan ini, bunga kredit dihitung dari saldo akhir setiap bulannya sehingga bunga yang dibayar debitor setiap bulannya semakin menurun. Dengan demikian, jumlah angsuran yang dibayar debitor setiap bulannya akan semakin mengecil. Rumus perhitungan bunga efektif *sliding rate* adalah sebagai berikut (www.bi.go.id):

$$\text{Bunga Per Bulan} = SA \times \frac{i}{12} \dots\dots\dots (2.2)$$

Dimana :

SA = Saldo Akhir Periode

i = Suku Bunga Per Tahun

- Anuitas

Jumlah angsuran bulanan yang dibayar debitur tidak berubah selama jangka waktu kredit. Namun demikian komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap bulannya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. Rumus perhitungan bunga anuitas adalah sebagai berikut (www.bi.go.id):

$$\text{Angsuran Per Bulan} = Pl \times \frac{i}{12} \times \frac{1}{\left(1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{i}{12}\right)^m}\right)} \dots\dots\dots (2.3)$$

Dimana :

Pl = Plafon Kredit

i = Suku Bunga Per Tahun

m = Jumlah Periode Pembayaran

Jika proyek tidak dapat memenuhi pembayaran cicilan tersebut karena sesuatu hal, maka pemilik proyek harus membayar kewajiban proyek yang tidak dibayarkan tersebut.

c. *Interest During Construction* (IDC)

Interest During Construction (IDC) adalah kewajiban bunga yang muncul selama pembangunan sebuah proyek dimana proyek tersebut belum menghasilkan keuntungan apapun karena proyek tersebut masih dalam tahap pembangunan (*Feasibility Study* PLTU 1 Jawa Barat, 2010).

2.9 Risiko yang Dihadapi *Project financing*

Di dalam pembangunan sebuah proyek, terdapat beberapa risiko yang dapat menghambat atau bahkan dapat menggagalkan pembangunan proyek tersebut dan bahkan ketika proyek tersebut beroperasi. Pihak sponsor tidak akan melakukan investasi pada sebuah proyek jika proyek tersebut tidak bisa memberikan jaminan investasi yang baik bagi pihak sponsor. Sebagai akibatnya, para pihak sponsor menginginkan jaminan atas risiko yang mungkin timbul yang dapat mengganggu kelangsungan investasi mereka. Salah satunya adalah dengan keterlibatan pihak ketiga yang ikut berinvestasi dan mendukung keuangan lainnya. Risiko-risiko di dalam sebuah proyek harus dianalisis sehingga risiko-risiko tersebut dapat diminimalkan sehingga tidak menjadi suatu hambatan dalam kelangsungan proyek tersebut. Analisis risiko dimulai dengan mengidentifikasi risiko-risiko apa saja yang akan terjadi dari sudut pandang berbagai faktor yang kemudian hasil dari identifikasi risiko-risiko tersebut akan dibuat suatu program mitigasi untuk risiko-risiko tersebut. Adapun risiko-risiko yang dapat dikaitkan dengan kelangsungan suatu proyek, antara lain (Finnerty, 2007):

2.9.1 Risiko Kegagalan

Risiko kegagalan ada pada kenyataan bahwa suatu proyek tidak selesai sama sekali. Aspek keuangan dan teknis biasanya menjadi sumber dalam risiko kegagalan ini (Finnerty, 2007).

1. Aspek keuangan dapat diakibatkan antara lain karena :
 - a. Kenaikan tingkat harga yang lebih tinggi dari yang telah diperkirakan, yang diakibatkan antara lain oleh:
 - Kelangkaan akan pasokan barang yang penting bagi kelangsungan proyek.
 - Keterlambatan yang diluar perhitungan semula.
 - Perkiraan biaya yang dibawah harga aktual.
 - b. Harga barang/jasa yang dihasilkan oleh proyek yang lebih rendah dari yang semula diperkirakan.

2. Aspek teknis yang berkaitan dengan lingkungan, yang dapat mengakibatkan peningkatan teknologi yang membutuhkan tambahan dana.

2.9.2 Risiko Teknologi

Risiko teknologi ada ketika teknologi tersebut, pada spesifikasi yang telah diusulkan untuk sebuah proyek, tidak dapat beroperasi sesuai dengan spesifikasi yang telah ditentukan atau pada saat berlangsungnya pengoperasian teknologi tersebut, teknologi tersebut telah menjadi usang. Risiko teknologi yang usang setelah proyek siap untuk menghasilkan output biasanya ada pada industri yang membutuhkan teknologi tinggi dimana pada industri tersebut perubahan teknologi sangat berkembang dengan pesat. Risiko teknologi ini akan menghambat di dalam *project financing*. Walaupun terjadi risiko teknologi, umumnya para pemberi pinjaman tetap akan memberikan pinjaman sepanjang kelayakan kredit sebuah proyek dijamin dengan jaminan dari calon pembeli (Finnerty, 2007).

2.9.3 Risiko Pasokan Bahan Baku

Risiko pasokan bahan baku khususnya untuk proyek yang berada pada industri yang bergantung kepada sumber daya. Risiko pasokan bahan baku terjadi ketika pasokan sumber daya, bahan baku, dan faktor-faktor lain dalam kebutuhan produksi untuk kesuksesan operasi habis atau tidak tersedia selama kelangsungan dari proyek. Jangka waktu kontrak dengan pemasok (*supplier*) tidak boleh lebih pendek daripada jangka waktu kontrak pinjaman pendanaan proyek. Dasar ketentuan pada umumnya, jangka waktu pemasok diharapkan untuk menyediakan pasokan bahan baku paling tidak dua kali dari jangka waktu pinjaman pendanaan proyek. Para calon pemberi pinjaman biasanya selalu meminta laporan studi cadangan sumber daya yang terkait kepada pihak ketiga yang independen (Finnerty, 2007).

2.9.4 Risiko Ekonomi

Setelah proyek siap dan beroperasi dengan kapasitas yang direncanakan serta menggunakan teknologi yang tepat, ada risiko ekonomi yang menyebabkan penurunan permintaan akan produk dan jasa yang dihasilkan oleh proyek, sehingga proyek menjadi tidak menguntungkan. Hal tersebut bisa karena penurunan harga jual output atau dari peningkatan harga input yang harus diimpor atau kombinasi keduanya. Unsur yang paling penting dari risiko ekonomi adalah kemampuan proyek untuk beroperasi dengan efisien untuk ukuran perekonomian saat itu. Hal ini mengharuskan proyek dikelola oleh orang-orang yang mampu dan memiliki kapasitas untuk mengelola proyek tersebut (Finnerty, 2007).

Kesulitan yang dihadapi adalah proyek tidak dapat diukur tingkat kelayakannya sebelum beroperasi. Tidak ada sejarah dan latar belakang proyek untuk dapat dihitung berapa besarnya pengaruh risiko ekonomi terhadap proyek yang berlangsung. Sehingga para pemberi pinjaman memerlukan jaminan kelayakan dari pihak sponsor bahwa proyek dapat memenuhi kewajiban pembayaran utangnya. Adapun cara yang dapat digunakan bagi proyek untuk memastikan biaya yang akan dikeluarkan untuk membeli bahan baku yang harus diimpor ataupun memastikan harga barang yang akan diekspor adalah dengan menggunakan fasilitas kontrak *forward* dan *futures* (Finnerty, 2007).

2.9.5 Risiko Keuangan

Jika bagian *project financing* dalam jumlah yang signifikan menggunakan suku bunga yang mengambang maka kemungkinan kegagalan proyek untuk melunasi utang-utangnya menjadi lebih besar jika tingkat suku bunga mengalami kenaikan. Cara yang tradisional untuk menghindari risiko keuangan ini adalah dengan menggunakan suku bunga tetap. Walaupun pada saat ini pinjaman yang diberikan umumnya adalah suku bunga mengambang. Sebagai alternatifnya, penggunaan *hedging* untuk suku bunga menjadi alternatif yang memungkinkan proyek untuk memiliki pendanaan yang berasal dari perbankan dan bisa

mengurangi risiko atas peningkatan suku bunga, yaitu dengan mengadakan perjanjian *interest rate swap* (Finnerty, 2007).

2.9.6 Risiko Nilai Tukar Mata Uang

Nilai mata uang yang tidak stabil membuat risiko nilai tukar mata uang bagi sebuah proyek yang dibiayai atau memerlukan input pada saat berproduksi meningkat. Demikian juga sebaliknya, jika sebuah proyek menjual outputnya dalam mata uang asing sedangkan inputnya menggunakan mata uang lokal. Risiko nilai mata uang asing dapat dikelola dengan melakukan hal sebagai berikut (Finnerty, 2007):

- a. Meminjam dalam porsi yang tepat untuk mendanai proyek dalam mata uang asing (Misalkan dengan menggunakan mata uang dolar Amerika Serikat)
- b. Melakukan *hedging* dengan menggunakan *currency forward* atau *future*.
- c. Mengatur satu atau lebih swap mata uang.

2.9.7 Risiko Politik

Risiko politik muncul ketika politikus setempat turut campur dan dapat mempengaruhi dalam hal perkembangan dan/ atau secara kelayakan ekonomis jangka panjang proyek. risiko politis dapat dikurangi dengan melakukan pinjaman kepada bank setempat, yang akibatnya akan berdampak kepada perekonomian lokal jika sampai terjadi proyek tidak dapat melunasi utangnya karena adanya penyitaan aset-asetnya. Tidak jarang terjadi pemilik proyek harus melakukan pendekatan terhadap penguasa setempat untuk memastikan bahwa proyek bisa berjalan tanpa risiko politis yang signifikan (Finnerty, 2007).

2.9.8 Risiko Lingkungan Hidup

Lingkungan dimana proyek berada menuntut keharmonisan yang sudah ada tidak terganggu dengan adanya proyek. penggunaan teknologi yang dirasa asing dengan isu-isu terhadap kesehatan masyarakat sering membuat proyek harus melakukan pendekatan, penerangan, dan pemberian kompensasi yang dirasakan

menguntungkan bagi semua pihak, walaupun tidak jarang cara ini tidak berhasil (Finnerty, 2007).

2.9.9 Risiko *Force Majeure*

Risiko *force majeure* menyangkut risiko bahwa beberapa kejadian diskrit mungkin merusak, atau mencegah sama sekali, pengoperasian proyek untuk jangka waktu lama setelah proyek telah selesai dan dalam pengoperasian. Seperti kejadian yang mungkin spesifik untuk proyek, seperti bencana kegagalan teknis, pemogokan atau kebakaran. Sebagai kemungkinan lain, kejadian yang tidak terduga yang dapat mengganggu proyek, seperti gempa bumi yang menghancurkan fasilitas proyek atau kerusakan yang menghambat pengoperasian proyek. pemberi pinjaman pada umumnya bersikeras untuk dilindungi dari kerugian yang disebabkan karena risiko *force majeure*. Peristiwa tertentu *force majeure*, seperti kebakaran atau gempa bumi, dapat diasuransikan. Pemberi pinjaman akan memerlukan jaminan dari pihak yang mampu secara finansial bahwa di dalam persyaratan layanan utang proyek sudah termasuk perlindungan apabila risiko *force majeure* terjadi. Jika hasil dari *force majeure* diabaikan dari proyek, maka pemberi pinjaman memerlukan percepatan pembayaran ulang dari utang proyek. Di dalam kasus apabila kejadian di tanggung oleh pihak asuransi, pemberi pinjaman akan meminta pihak sponsor proyek untuk melakukan perjanjian hak untuk menerima pembayaran asuransi sebagai bagian dari jaminan untuk pinjaman proyek. Pihak sponsor akan harus membangun kembali atau memperbaiki proyek, kalau tidak membayar kembali utang proyek diluar dari tanggungan pihak asuransi (Finnerty, 2007).

2.10 Nilai Sebuah Proyek

Perhitungan dan pertimbangan dalam pengambilan keputusan untuk berinvestasi dan mencari sumber-sumber pendanaan pada dasarnya merupakan sebuah kegiatan yang terpisah, tetapi terdapat persamaan kriteria dasar untuk pengambilan keputusannya, yaitu dengan menggunakan metode *Net Present*

Value (NPV) dari arus kas bersih yang akan diterima pada suatu proyek. Secara umum arus kas yang terdapat pada sebuah proyek terdiri dari (Ross *et al.*, 2010):

- a. *Initial Cash Flow*, adalah sebuah aliran kas yang berasal dari penempatan pertama suatu investasi pada suatu proyek. Aliran kas ini bernilai negatif karena *Initial Cash Flow* merupakan aliran kas pengeluaran.
- b. *Operational Cash Flow*, merupakan aliran kas yang berasal dari kegiatan operasional suatu proyek, dimana terdapat aliran kas positif yang berasal dari penghasilan operasional proyek dan juga terdapat aliran kas negatif yang berasal dari biaya-biaya operasional proyek. Penghasilan yang dianggap bernilai positif akan dikurangkan dengan biaya-biaya yang mengakibatkan pengeluaran arus kas.
- c. *Terminal Cash Flow*, merupakan penerimaan arus kas sebagai hasil dari penjualan nilai investasi yang tersisa pada sebuah proyek. *Terminal Cash Flow* hanya akan diperoleh jika investor menjual kepentingannya pada proyek tersebut.

Dalam melakukan proyeksi perkiraan arus kas bukan merupakan sebuah hal yang mudah, tetapi kegiatan proyeksi perkiraan arus kas ini adalah sebuah kegiatan yang harus dilakukan di dalam pendanaan sebuah proyek. Di dalam melakukan kegiatan proyeksi perkiraan arus kas dibutuhkan penggunaan asumsi-asumsi yang tepat, karena sepanjang penggunaan asumsi-asumsinya adalah sudah benar, maka tidak ada yang dapat dilakukan lagi jika ternyata asumsi tersebut menghasilkan hasil yang berbeda. Dalam memperkirakan waktu dan besarnya aliran arus kas masuk dan aliran arus kas keluar dapat dibantu dengan menggunakan metode *Activity Based Cost Management*. Metode *Activity Based Cost Management* mengidentifikasi kegiatan-kegiatan yang ada di dalam sebuah proyek, kemudian memperkirakan kapan waktu kejadian tersebut terjadi. Setelah diketahui nilai dari kegiatan tersebut, baik yang menghasilkan aliran arus kas positif maupun negatif, maka bisa dihasilkan proyeksi perkiraan aliran arus kas bersih untuk proyek selama periode yang diperlukan. Dalam melakukan proyeksi

perkiraan arus kas perlu diperhatikan beberapa hal yang penting, seperti (Ross *et al.*, 2010):

- a. Arus kas setelah pajak, dalam hal ini mempunyai pengertian bahwa penggunaan perhitungan atas arus kas merupakan nilai yang sudah tidak akan diklaim atau masih dapat klaim atas pihak ketiga. Dalam hal ini, penggunaan dasar kas menjadi dasar dalam perhitungan.
- b. Arus kas *incremental*, penerimaan dan pengeluaran kas semuanya berasal dari kegiatan proyek. Hal-hal yang tidak diperhitungkan dalam kegiatan proyek antara lain :
 - *Acquiring Cost*, keseluruhan biaya yang dikeluarkan untuk pengadaan sebuah proyek tidak sebagai biaya yang terpisah melainkan diperhitungkan sebagai bagian dari total investasi proyek.
 - *Externality*, pemisahan keuntungan yang didapat dari pengalihan keuntungan atau merupakan hibah dari proyek lain.
 - *Opportunity Cost*, biaya yang dianggap terjadi yang dihitung dari selisih penghasilan yang diterima dari proyek dikurangi dengan akibat hilangnya kesempatan atau peluang jika pendanaan yang digunakan untuk investasi pada proyek tersebut digunakan untuk pendanaan investasi proyek atau kegiatan lainnya.
 - *Sunk Cost*, aliran arus kas keluar yang sudah tidak dapat lagi mempengaruhi hasil yang dicapai oleh suatu proyek.
- c. Aliran arus kas dan *discount rate* atau tingkat diskonto harus konsisten yang dapat diartikan bahwa sumber-sumber penerimaan dan pengeluaran harus sesuai (*match*).

2.10.1 Net Present Value

Net Present Value adalah suatu metode *discounted cash flow* yang menghitung dampak waktu terhadap uang. Metode ini menghitung nilai uang yang akan diterima pada masa datang dengan mempertimbangkan tingkat bunga

yang berlaku sekarang. Dalam pelaksanaannya, metode ini memiliki tahapan-tahapan sebagai berikut (Ross *et al.*, 2010):

- a. Menghitung nilai sekarang dari aliran arus kas masuk dan aliran arus kas keluar dengan menggunakan tingkat bunga yang berlaku sekarang.
- b. Menjumlahkan nilai sekarang dari aliran arus kas masuk dan aliran arus kas keluar untuk melihat nilai bersih total.
- c. Apabila hasil perhitungan menunjukkan nilai positif maka aliran arus kas penerimaan lebih besar daripada aliran arus kas pengeluaran.

Rumus untuk menentukan *Net Present Value* (NPV) adalah (Ross *et al.*, 2010:101):

$$NPV = -CF_0 + \sum_{i=1}^T \frac{CF_i}{(1+r)^i} \dots\dots\dots (2.4)$$

Dimana :

CF_0 = *Initial cash flow*

CF_i = Cash flow tahun ke- i

r = Tingkat bunga diskonto

i = Tahun ke- i

Perhitungan dengan menggunakan metode NPV juga dapat memperhitungkan jumlah aliran arus kas untuk menghitung NPV dari sebuah investasi proyek. Aliran arus kas pendapatan yang diperoleh pada proyek dianggap sebagai aliran arus kas yang bernilai positif, sedangkan aliran arus kas pengeluaran dianggap sebagai aliran arus kas yang bernilai negatif. Hasil perhitungan NPV yang positif akan membuat penambahan nilai bagi pemilik proyek.

2.10.2 *Internal Rate of Return*

Internal Rate of Return adalah tingkat imbal hasil dari sebuah investasi yang akan mendiskontokan aliran kas sehingga mendapatkan nilai bersih saat ini (*net present value*) sama dengan nol. *Internal Rate of Return* dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut (Ross *et al.*, 2010:143):

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} \dots\dots\dots (2.5)$$

Dimana :

IRR = *Internal Rate of Return*

CF_i = *Cash flow* tahun ke- i

i = Tahun ke- i

Pada dasarnya IRR adalah menghitung tingkat *return* dibandingkan dengan biaya bunga atau biaya modal. Sehingga apabila IRR lebih besar daripada biaya bunga atau biaya modal, maka proyek tersebut layak dilakukan.

2.10.3 *Cost of Capital*

Cost of capital (biaya modal) adalah *expected rate of return* yang diinginkan pasar untuk menarik dana untuk investasi tertentu. Dalam istilah ekonomi, biaya modal (*cost of capital*) untuk sebuah investasi tertentu adalah sebuah *opportunity cost*, yaitu biaya yang dianggap terjadi yang dihitung dari selisih penghasilan yang diterima dari investasi yang sedang berjalan dikurangi dengan akibat hilangnya kesempatan atau peluang jika pendanaan yang digunakan untuk investasi yang sedang berjalan tersebut digunakan untuk pendanaan investasi atau kegiatan lainnya. Istilah pasar disini merujuk pada para investor

yang bisa menjadi kandidat untuk menyediakan dana untuk investasi tertentu. Jadi, bisa dikatakan bahwa biaya modal adalah *expected rate of return* atau ekspektasi tingkat pengembalian yang harus dicapai perusahaan dari rencana usaha masa mendatangnya untuk memenuhi kebutuhan yang diinginkan oleh investor, baik itu *stockholders (cost of equity)* dan *bondholders (cost of debt)* (Pratt, 2002).

2.10.3.1 *Cost of Debt*

Penggunaan pinjaman sebagai biaya modal menimbulkan beban tetap yang akan mengurangi laba dari biaya operasi. Beban tetap tersebut berupa bunga pinjaman (*interest*), R_B , yang harus dibayarkan perusahaan tanpa melihat profit perusahaan. Beban bunga ini merupakan kewajiban yang harus dilakukan oleh perusahaan karena meminjam sejumlah uang dari investor. Bunga juga merupakan faktor pengurang pajak, (t_c), sehingga dalam perhitungan *cost of debt*, pajak juga menjadi faktor pengurang. Bentuk dari utang yang biasa dilakukan oleh perusahaan adalah dengan mengeluarkan surat utang/obligasi maupun dengan meminjam kepada bank. Ketika menerbitkan surat utang/obligasi yang menjadi *cost of debt* adalah *yield to maturity* dari obligasi tersebut. Sedangkan jika perusahaan meminjam dari bank, maka yang menjadi *cost of debt* adalah tingkat suku bunga yang dikenakan dari bank tersebut kepada perusahaan. Biaya utang (*cost of debt*), k_d , dapat dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut (Ross *et al.*, 2010:413):

$$k_d = R_B(1 - t_c) \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana:

- k_d = Biaya utang (*cost of debt*)
- R_B = Tingkat bunga pinjaman/obligasi
- t_c = Tingkat Pajak

2.10.4 Weighted Average Cost of Capital

Metode *Weighted Average Cost of capital* (WACC) dapat digunakan untuk menghitung nilai sebuah proyek dimana pendekatan dengan menggunakan metode WACC dimulai dengan pemahaman bahwa proyek-proyek dari perusahaan dengan *leverage* secara simultan dibiayai dengan dua jenis pembiayaan baik dibiayai dengan utang maupun dengan ekuitas. *Cost of capital* adalah di dalam metode WACC adalah rata-rata tertimbang dari *cost of debt* dan *cost of equity*. *Cost of equity* dilambangkan dengan R_S . Dengan tidak memperhitungkan tingkat pajak, *cost of debt* adalah sama dengan tingkat bunga pinjaman dan dilambangkan dengan R_B . Akan tetapi, apabila memperhitungkan dengan tingkat pajak perusahaan, maka *cost of debt* yang sesuai adalah tingkat bunga pinjaman dikurangi dengan tingkat pajak perusahaan, atau dapat dilambangkan dengan $(1-t_C)R_B$ atau disebut juga dengan *cost of debt after tax*. Rumus untuk menentukan *Weighted Average Cost of capital* (WACC) adalah (Ross *et al.*, 2010:413):

$$R_{WACC} = \frac{S}{S+B} R_S + \frac{B}{S+B} R_B (1 - t_C) \dots\dots\dots (2.7)$$

Dimana :

S = Jumlah ekuitas di dalam struktur modal

B = Jumlah utang di dalam struktur modal

R_S = *Cost of equity*

R_B = *Cost of debt*

$(1 - t_C)R_B$ = *Cost of debt after tax*

BAB 3

GAMBARAN UMUM PERUSAHAAN

3.1 Profil Perusahaan PT. PLN (Persero)

PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) atau disingkat menjadi PT. PLN (Persero), merupakan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang ditunjuk dan ditugaskan oleh pemerintah untuk menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam menunjang pembangunan. Berdasarkan Peraturan Pemerintah No. 17 Tahun 1990, PT. PLN (Persero) ditetapkan sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan. Dalam rangka meningkatkan efisiensi dan efektivitas usaha penyediaan tenaga listrik, pada Tahun 1994, status PT. PLN (Persero) dirubah dari *Perusahaan Umum* menjadi *Perusahaan Perseroan*. Dan berdasarkan Instruksi Presiden No. 15 Tahun 1998 terjadi transfer manajemen dan kepemilikan saham dari Republik Indonesia kepada Menteri Negara Pemberdayaan Badan Usaha Milik Negara (BUMN).

3.1.1 Sejarah Perusahaan PT. PLN (Persero)

Berawal di akhir abad ke 19, perkembangan ketenagalistrikan di Indonesia mulai ditingkatkan saat beberapa perusahaan asal Belanda yang bergerak di bidang pabrik gula dan pabrik teh mendirikan pembangkit listrik untuk keperluan sendiri. Antara tahun 1942-1945 terjadi peralihan pengelolaan perusahaan-perusahaan Belanda tersebut oleh Jepang, setelah Belanda menyerah kepada pasukan tentara Jepang di awal Perang Dunia II. Proses peralihan kekuasaan kembali terjadi di akhir Perang Dunia II pada Agustus 1945, saat Jepang menyerah kepada Sekutu. Kesempatan ini dimanfaatkan oleh para pemuda dan buruh listrik melalui delegasi Buruh/Pegawai Listrik dan Gas yang bersama-sama dengan Pimpinan KNI Pusat berinisiatif menghadap Presiden Soekarno untuk

menyerahkan perusahaan-perusahaan tersebut kepada Pemerintah Republik Indonesia. Pada 27 Oktober 1945, Presiden Soekarno membentuk Jawatan Listrik dan Gas di bawah Departemen Pekerjaan Umum dan Tenaga dengan kapasitas pembangkit tenaga listrik sebesar 157,5 MW.

Pada tanggal 1 Januari 1961, Jawatan Listrik dan Gas diubah menjadi BPU-PLN (Badan Pimpinan Umum Perusahaan Listrik Negara) yang bergerak di bidang listrik, gas dan kokas yang dibubarkan pada tanggal 1 Januari 1965. Pada saat yang sama, 2 (dua) perusahaan negara yaitu Perusahaan Listrik Negara (PLN) sebagai pengelola tenaga listrik milik negara dan Perusahaan Gas Negara (PGN) sebagai pengelola gas diresmikan. Pada tahun 1972, sesuai dengan Peraturan Pemerintah No.17, status Perusahaan Listrik Negara (PLN) ditetapkan sebagai Perusahaan Umum Listrik Negara dan sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) dengan tugas menyediakan tenaga listrik bagi kepentingan umum. Seiring dengan kebijakan Pemerintah yang memberikan kesempatan kepada sektor swasta untuk bergerak dalam bisnis penyediaan listrik, maka sejak tahun 1994 status PLN beralih dari Perusahaan Umum menjadi Perusahaan Perseroan (Persero) dan juga sebagai PKUK dalam menyediakan listrik bagi kepentingan umum hingga sekarang.

3.1.2 Visi dan Misi Perusahaan PT. PLN (Persero)

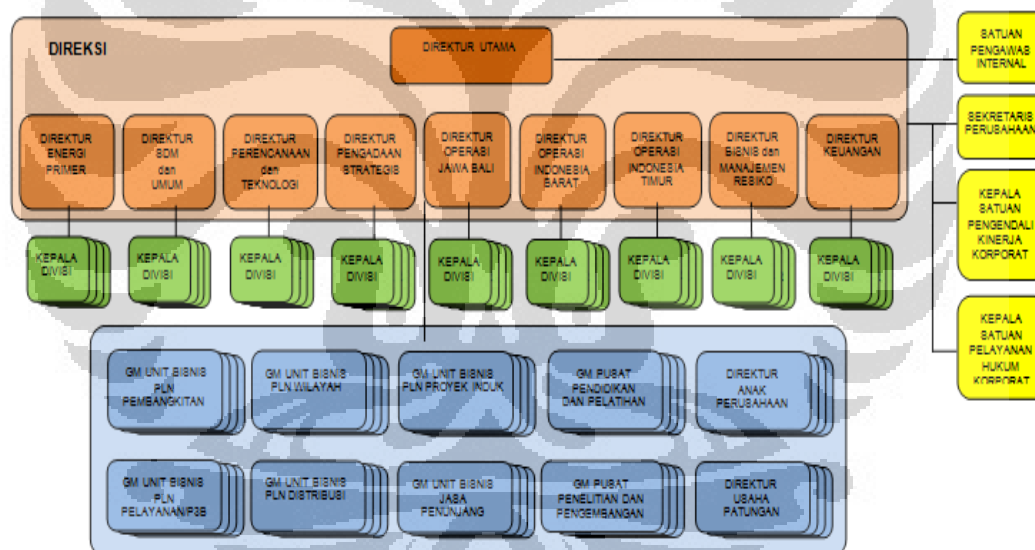
Pada Anggaran Dasar PT PLN (Persero) Nomor 38 tahun 1998 Pasal 3 disebutkan bahwa tujuan dan lapangan usaha PT PLN (Persero) adalah menyelenggarakan usaha penyediaan listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam rangka menunjang pembangunan dengan menerapkan prinsip-prinsip perseroan terbatas. Berkenaan dengan hal-hal tersebut diatas, maka visi PT PLN (Persero) adalah sebagai berikut: **“Diakui sebagai Perusahaan Kelas Dunia yang Bertumbuh-kembang, Unggul dan Terpercaya dengan bertumpu pada Potensi Insani.”**

Untuk melaksanakan penugasan Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik dan mengacu kepada visi tersebut maka PT. PLN (Persero) akan:

1. Menjalankan bisnis kelistrikan dan bidang lain yang terkait, berorientasi pada kepuasan pelanggan, anggota perusahaan, dan pemegang saham.
2. Menjadikan tenaga listrik sebagai media untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat.
3. Mengupayakan agar tenaga listrik menjadi pendorong kegiatan ekonomi.
4. Menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan.

3.1.3 Struktur Organisasi Perusahaan PT. PLN (Persero)

Struktur organisasi PT. PLN (Persero) disajikan di dalam gambar 3.1 sebagai berikut :



Gambar 3.1

Struktur Organisasi Perusahaan PT. PLN (Persero)

Sumber : PT. PLN (Persero), 2011

3.2 Ruang Lingkup dan Wilayah Perusahaan PT. PLN (Persero)

PLN sebagai Badan Usaha Milik Negara yang berbentuk Perusahaan Perseroan (Persero) berkewajiban untuk menyediakan tenaga listrik bagi

kepentingan umum dengan tetap memperhatikan tujuan perusahaan yaitu menghasilkan keuntungan sesuai dengan Undang-Undang No. 19/2000.

Kegiatan usaha perusahaan meliputi :

- a. Menjalankan usaha penyediaan tenaga listrik yang meliputi kegiatan pembangkitan, penyaluran, distribusi tenaga listrik, perencanaan dan pembangunan sarana penyediaan tenaga listrik.
- b. Menjalankan usaha penunjang dalam penyediaan tenaga listrik yang meliputi kegiatan konsultasi, pembangunan, pemasangan, pemeliharaan peralatan ketenagalistrikan, Pengembangan teknologi peralatan yang menunjang penyediaan tenaga listrik.
- c. Menjalankan kegiatan pengelolaan dan pemanfaatan sumber daya alam dan sumber energi lainnya untuk kepentingan penyediaan tenaga listrik, Melakukan pemberian jasa operasi dan pengaturan (*dispatcher*) pada pembangkitan, penyaluran, distribusi dan retail tenaga listrik, Menjalankan kegiatan perindustrian perangkat keras dan perangkat lunak bidang ketenagalistrikan dan peralatan lain yang terkait dengan tenaga listrik, Melakukan kerja sama dengan badan lain atau pihak lain atau badan penyelenggara bidang ketenagalistrikan baik dari dalam negeri maupun luar negeri di bidang pembangunan, operasional, telekomunikasi dan informasi yang berkaitan dengan ketenagalistrikan.

Wilayah usaha PT PLN (Persero) dibagi menjadi lima wilayah, yaitu: Jawa Bali, Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Nusa Tenggara-Maluku-Papua dengan ruang lingkup sebagai berikut:

- a. Sistem Jawa Bali

Wilayah usaha di pulau Jawa dan Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Barat & Banten, PLN Distribusi DKI Jakarta & Tangerang, PLN Distribusi Jawa Tengah & DI Yogyakarta, PLN Distribusi Jawa Timur, PLN Distribusi Bali dan PLN P3B Jawa Bali. Selain itu terdapat perusahaan-perusahaan pembangkitan, yaitu PT. Indonesia Power, PT. PJB dan listrik swasta (IPP).

Unit bisnis pembangkitan *single plant*, seperti Pembangkit Muara Tawar dan pembangkit Cilegon, tidak menyusun perencanaan sistem.

b. Sistem Sumatera

Pulau Sumatera dan pulau-pulau di sekitarnya seperti Riau Kepulauan, Bangka, Belitung, Nias, dilayani oleh PLN Wilayah Nanggroe Aceh Darussalam, PLN Wilayah Sumatera Utara, PLN Wilayah Sumatera Barat, PLN Wilayah Riau, PLN Wilayah Sumatera Selatan-Jambi-Bengkulu, PLN Wilayah Bangka-Belitung dan PLN P3B Sumatera.

Sedangkan sistem pembangkit di pulau Sumatera pada dasarnya dikelola oleh PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Utara dan PLN Pembangkitan Sumatera Selatan, kecuali beberapa pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil *isolated* yang dikelola oleh PLN Wilayah. Pulau Batam sendiri merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Batam.

c. Sistem Kalimantan

Pulau Kalimantan yang terdiri dari empat provinsi dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan & Tengah, dan PLN Wilayah Kalimantan Timur. Sementara pulau Tarakan merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan.

d. Sistem Sulawesi

Wilayah usaha di pulau Sulawesi dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat.

e. Sistem Nusa Tenggara

Pelayanan kelistrikan di kepulauan Nusa Tenggara dilaksanakan oleh PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Nusa Tenggara Timur.

f. Sistem Maluku dan Papua

Wilayah usaha di provinsi Maluku dan Maluku Utara serta provinsi Papua dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, dan PLN Wilayah Papua.

3.3 Rencana Jangka Panjang PT. PLN (Persero)

Di dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) Tahun 2010-2019, disajikan data rata-rata pertumbuhan kelistrikan pertahun (2010-2019) sebagai berikut :

Tabel 3.1 Rata-Rata Pertumbuhan Kelistrikan Per Tahun (2010-2019)

Rata-Rata Pertumbuhan Kelistrikan Per Tahun (2010-2019)			
Nasional	Indonesia Barat	Jawa Bali	Indonesia Timur
9,2%	10,2%	8,97%	10,6%

Sumber : Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) 2010-2019

Rata-rata pertumbuhan kelistrikan nasional dalam sepuluh tahun ke depan (2010-2019) diperkirakan sebesar 9,2 % per tahunnya. Jika dilihat berdasarkan daerah operasi, maka angka pertumbuhan kelistrikan di Jawa Bali diprediksi sebesar 8,97 % per tahun, Indonesia Barat 10,2 % per tahun dan Indonesia Timur mencapai 10,6 % per tahun. Di dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) tahun 2010-2019 disajikan penambahan pembangkit listrik untuk seluruh Indonesia sampai dengan 2019 sebagai berikut:

Tabel 3.2 Penambahan Pembangkit Listrik Tahun 2010-2019

(MW)

Penambahan Pembangkit Listrik (2010-2019)					
Indonesia Barat	Jawa Bali	Indonesia Timur	Total Seluruh Indonesia		Rata-Rata Per Tahun
			PLN	IPP	
12.365	36.222	6.896	31.958	23.525	5.500

Sumber : Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) 2010-2019

Penambahan pembangkit listrik untuk seluruh Indonesia sampai dengan 2019 diperkirakan mencapai 55.484 Mega Watt, dengan rata-rata penambahan

pembangkit per tahunnya sebesar 5.500 Mega Watt. Sebagian besar penambahan pembangkit berasal dari PLTU. Dari total penambahan pembangkit ini, 31.958 Mega Watt berasal dari pembangkit PLN dan 23.525 Mega Watt berasal dari IPP (*Independent Power Producer*). Penambahan pembangkit terbesar dalam sepuluh tahun kedepan berada di wilayah operasi Jawa Bali yang mencapai 36.222 Mega Watt, disusul Indonesia Barat 12.365 Mega Watt dan Indonesia Timur 6.896 Mega Watt.

Di sisi pengembangan transmisi dan distribusi, direncanakan hingga tahun 2019 dapat terbangun 43.455 Kms jaringan transmisi dengan penambahan kapasitas Trafo/Gardu Induk mencapai 116.722 MVA. Sedangkan di lini distribusi ke pelanggan, diprediksi dalam sepuluh tahun ke depan akan terdapat penambahan pelanggan sebanyak 25,9 juta pelanggan. Untuk Jaringan Tegangan Menengah (JTM) akan mencapai 172.459 Kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) 236.835 Kms dan kapasitas trafo distribusi bertambah hingga 33.412 MVA.

3.4 Sumber Pendanaan PT. PLN (Persero)

Kebutuhan untuk pendanaan dan investasi PT PLN (Persero) pada tahun 2011 adalah sebesar Rp 66.615.217 Juta. Rincian anggaran kebutuhan perusahaan untuk pendanaan dan investasi dengan sumber dana eksternal adalah sebagai berikut:

Tabel 3.3 Anggaran Kebutuhan PT. PLN (Persero)

No.	Jenis Anggaran Investasi	Total Kebutuhan
1.	DIPA SLA	Rp 10.045.178 juta
2.	<i>Bank Loan Committed</i>	Rp 16.695.094 juta
	- Perbankan Asing	Rp 6.403.575 juta
	- Perbankan Lokal	Rp 10.291.518 juta
3.	Pinjaman baru untuk APLN	Rp 30.875.000 juta
4.	DIPA APBN (PMN)	Rp 9.000.000 juta
	Jumlah	Rp 66.615.271 juta

Sumber : RKAP PT. PLN (Persero) 2011

Untuk memenuhi kebutuhan pendanaan dan investasi tersebut, PT. PLN (Persero) akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu APBN sebagai penyertaan modal Pemerintah (ekuitas), pinjaman baru, dan dana internal. Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman *two-step loan*, pinjaman pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi, sukuk, pinjaman komersial perbankan lainnya serta hibah luar negeri.

Untuk pembiayaan proyek, sumber dana internal digunakan sebagai alternatif sumber pendanaan terakhir dikarenakan PT. PLN (Persero) mempunyai sumber dana internal yang terbatas untuk kegiatan pendanaan dan investasi. Seluruh aktivitas pendanaan dan kegiatan investasi yang dilakukan oleh PT. PLN (Persero) di prioritaskan menggunakan sumber dana eksternal terlebih dahulu baru menggunakan sumber dana internal perusahaan. Berikut disajikan uraian mengenai sumber dana internal PT. PLN (Persero):

Tabel 3.4 Jenis Sumber Dana Internal PT. PLN (Persero)

(Jutaan Rupiah)

Jenis Sumber Dana Internal PT. PLN (Persero)	2011 RKAP
Laba/(Rugi) Bersih	12.049.741
Penyusutan	15.277.529
Biaya Manfaat Pegawai	2.300.000
Penyambungan Pelanggan	(580.877)
Uang Jaminan Langgan	(563.000)
Pendapatan/ (Beban) Diluar Usaha	128.432
Jumlah Sumber Dana Internal Bruto	29.420.163

Sumber : RKAP PT. PLN (Persero) 2011

3.5 Deskripsi Proyek PLTU Indramayu

3.5.1 Tujuan Proyek PLTU Indramayu

Tujuan dari proyek PLTU Indramayu adalah untuk meningkatkan kapasitas pasokan ketenagalistrikan di wilayah sistem Jawa-Bali, untuk memenuhi permintaan tenaga listrik di wilayah sistem Jawa-Bali, dan untuk meningkatkan ketersediaan pasokan tenaga listrik dengan membangun 1000 Mega Watt pembangkit listrik tenaga uap di Indramayu, Propinsi Jawa Barat, yang terintegrasi dengan jalur jaringan, transmisi dan distribusi. PLTU Indramayu merupakan bagian dari proyek percepatan 10.000 Mega Watt tahap II sebagai pemenuhan kebutuhan listrik di Jawa-Bali. Diharapkan PLTU ini dapat meningkatkan kapasitas penyediaan tenaga listrik dan untuk memenuhi permintaan tenaga listrik di Jawa Bali sehingga dapat berkontribusi untuk perkembangan ekonomi di wilayah tersebut melalui utilisasi energi yang sangat efisien.

3.5.2 Kebutuhan dan Prioritas Proyek PLTU Indramayu

Konsisten dengan kebijakan pembangunan, perencanaan sektoral, nasional, dan regional dan permintaan dari target perusahaan dan permintaan di negara Indonesia. Tingkat permintaan untuk ketenagalistrikan di Indonesia secara nasional pada tahun 2009 sebesar 25.171 Mega Watt, dan berdasarkan Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) Tahun 2010-2019, tingkat pertumbuhan permintaan diperkirakan tumbuh pada tingkat rata-rata sebesar 9,2% pertahunnya, yaitu sebesar 55.484 Mega Watt pada tahun 2019, sehingga pemenuhan permintaan ketenagalistrikan menjadi masalah yang sangat penting. Sedangkan permintaan pada sistem Jawa-Bali, dimana proyek PLTU Indramayu berada, adalah sebesar 17.617 Mega Watt (permintaan aktual pada tahun 2009). Sehingga peningkatan permintaan tenaga listrik yang searah dengan pertumbuhan ekonomi di perkirakan mengalami kenaikan dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 9,5% menjadi 36.222 Mega Watt pada tahun 2019.

Di sisi lain, kapasitas sistem Jawa-Bali yang sudah terinstalasi, yaitu sebesar 21.601 Mega Watt pada tahun 2009, akan mengalami kenaikan sebesar 55.484 Mega Watt pada tahun 2019 termasuk penggantian fasilitas yang sudah tua dan sudah tidak efisien. Oleh karena itu, RUPTL berisikan rencana-rencana untuk membangun pembangkit listrik baru untuk memenuhi tingkat pertumbuhan di dalam permintaan tenaga listrik. Keandalan dari pasokan tenaga listrik pada sistem Jawa-Bali masih sangat pada tingkat yang rendah bahwa pemadaman listrik dalam waktu yang lama terjadi dalam area yang luas di dalam Jawa Barat termasuk area JABODETABEK pada Mei 2009 dan menyebabkan kerugian ekonomi yang sangat signifikan.

Karena untuk kebijakan pembangunan energi nasional, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral menerbitkan keputusan menteri No. 983 pada Tahun 2004 untuk menggabungkan penggunaan dari energi yang dapat diperbaharui dan batubara, yang mana hal ini adalah cadangan yang signifikan di Indonesia, bukan sumber daya ekspor seperti minyak, ke dalam kebijakan nasional, dan kemudian pada tahun 2006, keputusan presiden no 5 yang diterbitkan, yang bertujuan untuk meningkatkan jumlah energi batubara sampai 33% pada tahun 2025. Selanjutnya, pada program percepatan tahap II, sebuah program percepatan pembangunan ketenagalistrikan tahap kedua, yang bertujuan untuk meningkatkan kapasitas dari pembangkit sebesar 10.000 Mega Watt pada tahun 2014, diversifikasi sumber daya listrik untuk pembangkit tenaga listrik dengan utilisasi sumber daya energi yang dapat diperbaharui dan batubara. Proyek PLTU Indramayu terdaftar di dalam bagian dalam program percepatan tahap II. Dalam situasi seperti ini, mendorong pemanfaatan energi yang sangat tinggi membutuhkan pertimbangan untuk mitigasi pengukuran terhadap perubahan iklim dengan pengurangan emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembangkit tenaga listrik, ketika pembangunan proyek PLTU Indramayu dibangun.

3.5.3 Pemikiran Dari Desain Proyek PLTU Indramayu

Mengacu kepada Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) tahun 2010-2019, tingkat pertumbuhan diperkirakan meningkat dari 17.671 Mega Watt pada tahun 2009 menjadi 43.367 Mega Watt pada tahun 2019, sementara kapasitas yang sudah terinstalasi sebesar 21.601 Mega Watt pada tahun 2009, akan meningkat menjadi 58.617 Mega Watt pada tahun 2019 termasuk penggantian fasilitas pembangkit yang sudah ada dan sudah tidak efisien lagi. pembangunan pembangkit listrik baru dari tahun 2010-2019 dalam wilayah Jawa-Bali disajikan sebagai berikut:

Tabel 3.5 Penambahan Pembangkit Listrik Jawa-Bali Tahun 2010-2019

(MW)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Peak Demand</i>	19.486	21.379	23.541	25.804	28.194	30.797	33.579	36.608	39.881	43.367
<i>Supply Capacity</i>	26.140	30.169	32.926	34.851	40.448	41.478	45.320	49.230	53.947	58.617
<i>Reserve margin (%)</i>	34	41	40	35	43	35	35	34	35	35

Sumber : *Pre Appraisal Mission* PLTU Indramayu, 2010

Proyek PLTU Indramayu direncanakan untuk operasi komersial pertama kali pada tahun 2016 dengan penambahan 1000 Mega Watt yang seharusnya diinstalasi oleh *Independent Power Producer* (IPP) saat ini. Jika penambahan tenaga listrik sebesar 2000 Mega Watt ini tidak bisa diinstalasi pada tahun 2016, cadangan pasokan (*reserve margin*) tenaga listrik akan lebih rendah dari 35% dimana cadangan pasokan tenaga listrik sebesar 35% adalah yang dipertimbangkan sebagai minimum kebutuhan di Indonesia.

3.6 Implementasi Proyek PLTU Indramayu

3.6.1 Lingkup Proyek PLTU Indramayu

Keseluruhan lingkup total pekerjaan beserta jadwal pelaksanaan proyek PLTU Indramayu akan disajikan pada tabel 3.10 sebagai berikut:

Tabel 3.6 Jadwal Pelaksanaan Proyek PLTU Indramayu

Rincian Kegiatan	Jadwal Pelaksanaan
Penandatanganan L/A	Febuari, 2011
Pemilihan Konsultan	10,5 Bulan
Pekerjaan <i>Pre-construction</i>	
<i>Pre Qualification</i>	November, 2011 – Febuari, 2012
Persiapan dokumen tender	Januari, 2012 – April, 2012
Periode Tender	Mei, 2012 – Juli, 2012
Evaluasi Tender	Agustus, 2012 – Januari, 2013
Penandatanganan Kontrak Konstruksi	Febuari, 2013
Pekerjaan Konstruksi	
Perincian Enjiniring dan Manufaktur	April, 2013 – Agustus 2017 (52 Bulan)
Periode Garansi	September, 2017 – Agustus, 2018
Penyelesaian Proyek	Agustus, 2017

Sumber : *Pre Appraisal Mission* PLTU Indramayu, 2010

3.6.2 Rancangan Total Biaya Proyek PLTU Indramayu

Untuk pendanaan proyek PLTU Indramayu, PT. PLN (Persero) mengadakan kerjasama pendanaan secara *G-to-G* (*Government-to-Government*) dengan pemerintah Jepang dalam hal ini adalah JICA (*Japan International Cooperation Agency*) dimana JICA memberikan pinjaman pendanaan sebesar 85% dari total biaya proyek atau setara dengan ¥ 189.589 juta. Sedangkan sisa 15% dari pendanaan total biaya proyek atau setara dengan ¥ 35.199 juta akan didapatkan melalui dana internal perusahaan dan dana pinjaman lainnya, Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana

pinjaman dapat berupa pinjaman pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi, sukuk dan pinjaman komersial perbankan lainnya. Total biaya proyek PLTU Indramayu setiap tahunnya disajikan sebagai berikut:

Tabel 3.7 Total Biaya Proyek PLTU Indramayu Berdasarkan Tahun

(Million Yen)

Breakdown of cost	Original (P/M)		
	Total	JICA Portion	Others
Calendar Year			
2010	0	0	0
2011	242	28	214
2012	4,586	233	4,354
2013	36,207	30,296	5,912
2014	53,574	44,636	8,937
2015	54,960	46,198	8,762
2016	46,547	42,362	4,185
2017	27,703	25,658	2,045
2018	968	179	790
Total	224,788	189,589	35,199

Note : *Exchange Rate* : USD 1 = JPY 90,9 = Rp 9017 (July 2010)

Sumber : *Pre Appraisal Mission* PLTU Indramayu, 2010

3.7 Peraturan Perusahaan Listrik Negara

Perusahaan Listrik Negara didirikan berdasarkan dengan Peraturan Pemerintah Nomor 18 Tahun 1972 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 54 Tahun 1981. Kemudian dilanjutkan dengan berdirinya dan ditetapkannya Perusahaan Listrik Negara sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan dan meneruskan usaha-usaha selanjutnya berdasarkan ketentuan-ketentuan dalam Peraturan Pemerintah Nomor 17 Tahun 1990. Perusahaan Listrik Negara adalah Badan Usaha Milik Negara di bidang

ketenagalistrikan yang disertai tugas semata-mata untuk melaksanakan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dan dapat diberi tugas untuk melakukan pekerjaan usaha penunjang tenaga listrik.

Sifat usaha dari Perusahaan Listrik Negara adalah menyediakan tenaga listrik bagi kepentingan umum dan sekaligus memupuk keuntungan berdasarkan prinsip pengelolaan Perusahaan. Maksud didirikannya Perusahaan Listrik Negara adalah untuk mengusahakan penyediaan tenaga listrik dalam jumlah dan mutu yang memadai dengan tujuan untuk (PP No. 17 Tahun 1990, Pasal 5):

- a. Meningkatkan kesejahteraan dan kemakmuran rakyat secara adil dan merata serta mendorong peningkatan kegiatan ekonomi;
- b. Mengusahakan keuntungan agar dapat membiayai pengembangan penyediaan tenaga listrik untuk melayani kebutuhan masyarakat;
- c. Menjadi perintis kegiatan-kegiatan usaha penyediaan tenaga listrik yang belum dapat dilaksanakan oleh sektor swasta dan koperasi.

Dalam hal modal Perusahaan Listrik Negara, diatur di dalam peraturan pemerintah sebagai berikut (PP No. 17 Tahun 1990, Pasal 8):

- a. Modal Perusahaan adalah kekayaan Negara yang dipisahkan dari Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara dan tidak terbagi atas saham-saham.
- b. Besarnya modal Perusahaan adalah sama dengan nilai seluruh kekayaan Negara yang telah tertanam dalam Perusahaan, berdasarkan penetapan Menteri Keuangan sesuai dengan hasil perhitungan yang dilakukan bersama oleh Departemen Keuangan dan Departemen yang bertanggung jawab dalam bidang ketenagalistrikan.
- c. Setiap penambahan modal yang berasal dari kekayaan Negara yang dipisahkan dilakukan dengan Peraturan Pemerintah.
- d. Perusahaan dapat menambah modalnya dengan dana yang dibentuk dan dipupuk secara internal, dimana dari laba bersih yang disahkan disisihkan untuk (PP No. 17 Tahun 1990, Pasal 54):

- Dana Pembangunan Semesta sebesar 55% (lima puluh lima persen)

- Cadangan umum sebesar 20% (dua puluh persen) hingga cadangan umum tersebut mencapai jumlah dua kali modal Perusahaan;
 - Cadangan tujuan sebesar 5% (lima persen);
 - Sisanya sebesar 20% (dua puluh persen) dipergunakan untuk dana sosial, pendidikan, jasa produksi dan sumbangan dana pensiun yang perincian perbandingan pembagiannya ditetapkan lebih lanjut oleh Menteri.
- e. Perusahaan tidak mengadakan cadangan diam atau cadangan rahasia.
- f. Semua alat-alat likuid (*liquid*) yang tidak segera diperlukan oleh Perusahaan disimpan dalam bank milik Negara yang disetujui oleh Menteri.

Pembelanjaan untuk investasi yang dilaksanakan oleh Perusahaan dapat berasal dari (PP No. 17 Tahun 1990, Pasal 9):

- a. Dana internal Perusahaan;
- b. Penyertaan Negara melalui Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara;
- c. Pinjaman dari dalam dan/atau luar negeri;
- d. Sumber-sumber lainnya yang sah.

Anggaran investasi diajukan dalam anggaran Perusahaan, sedangkan bilamana anggaran investasi diajukan pada masa tahun buku yang bersangkutan, maka anggaran investasi diajukan bersamaan dengan anggaran tahunan atau perubahan anggaran Perusahaan yang pengajuannya dilakukan sesuai dengan tata cara di dalam peraturan pemerintah. Perusahaan dapat memperoleh dan menggunakan dana yang diperoleh untuk mengembangkan usahanya melalui pengeluaran obligasi atau alat-alat yang sah lainnya. Pengeluaran obligasi atau alat-alat yang sah lainnya, termasuk ketentuan-ketentuan yang berhubungan dengan itu, diatur dengan Peraturan Pemerintah (PP No. 17 Tahun 1990, Pasal 10).

Dalam hal harga jual tenaga listrik, ditetapkan oleh peraturan pemerintah sebagai berikut (PP No. 17 Tahun 1990, Pasal 22):

- a. Harga jual tenaga listrik ditetapkan oleh Presiden berdasarkan usul Menteri ESDM.

b. Dalam mengusulkan harga jual tenaga listrik, Menteri ESDM memperhatikan hal-hal sebagai berikut:

- Kepentingan rakyat dan kemampuan dari masyarakat;
- Kaidah-kaidah industri dan niaga yang sehat;
- Biaya produksi;
- Efisiensi perusahaan;
- Kelangkaan sumber energi primer yang digunakan;
- Skala perusahaan dan interkoneksi sistem yang dipakai;
- Tersedianya sumber dana untuk investasi.

3.8 Kondisi *Socio-economic* Lingkungan Perusahaan

Setelah mengalami kondisi ekonomi yang buruk pada akhir tahun 1990an, ekonomi Indonesia mengalami pertumbuhan pada tingkat pertumbuhan menengah. Tingkat inflasi tertinggi diantara 4 negara ASEAN yaitu sebesar 18,3% membutuhkan peningkatan subsidi yang dilakukan oleh pemerintah Indonesia pada barang kebutuhan dasar dalam rangka untuk mengimbangi kenaikan harga produk pangan dan bahan bakar. Tabel 3.1 menggambarkan perbandingan antara Indonesia dengan beberapa negara ASEAN berdasarkan beberapa indikator utama.

Tabel 3.8 Key Indicators of Indonesia and ASEAN Countries

Key Indicators	Year	Indonesia	Malaysia	Thailand	Philippines
GNI per capita	2008	2,010	6,970	2,840	1,890
GDP growth rate	2008	6.1	4.6	2.6	3.8
Average annual population growth	2008	1.2	1.7	0.6	1.8
<i>Inflation</i>	2008	18.3	10.3	3.6	7.5
Budget balance of central government	2007	-1.1	-	0.1	-1.5

Tabel 3.8 Key Indicators of Indonesia and ASEAN Countries (Lanjutan)

Total debt % of GDP	2007	28.8	-	26.2	77.7
Unemployment	2004	10.8	3.4	1.1	6.0
Primary completion rate	2007	105	98	101	94
Under five mortality rate	2007	31	11	99	58
Energy use per capita	2006	803	2,617	1,630	498
Electricity production	2006	1,331.1	91.6	138.7	56.7

Sumber : *Preparatory Survey For PLTU Indramayu* (2010)

Indonesia mempunyai lebih dari 231 juta populasi penduduk pada tahun 2009, dan wilayah Jawa mempunyai populasi terbesar di Indonesia (58% dari total populasi penduduk Indonesia). Tingkat kemiskinan di Indonesia menurun dari 16.6% pada tahun 2007 menjadi 14.2% pada tahun 2009. Namun terjadi kesenjangan sosial antar wilayah di Indonesia dalam hal kondisi sosial dan ekonomi, termasuk fasilitas dalam infrastruktur umum dan layanan sosial. Tabel 3.2 menggambarkan perbedaan karakteristik antara penduduk kota dengan penduduk pedesaan.

Tabel 3.9 Housing Characteristic

	Urban	Rural	Total
Facility			
With electricity	98.2%	86.1%	91.1%
With piped water	23.1%	6.6%	13.4%
With <i>non-public</i> toilet	75.4%	33.1%	56.5%
Durable Goods			
Radio	58.3%	42.3%	49.0%
Television	84.9%	57.2%	68.7%
Telephone/mobile phone	61.3%	28.5%	42.1%
Refrigerator	43.1%	12.6%	25.2%
Number of households ('000)	16,883	23,818	40,701

Sumber : *Preparatory Survey For PLTU Indramayu* (2010)

Kondisi ekonomi Indonesia terus mengalami pertumbuhan yang stabil, dimana rata-rata tingkat pertumbuhan GDP dalam 5 tahun terakhir adalah sekitar 5.5% pada tahun 2004-2008. Namun terjadi perbedaan pertumbuhan ekonomi di setiap wilayah Indonesia, dimana di wilayah Jawa, khususnya Jakarta, mempunyai tingkat pertumbuhan rata-rata tertinggi yaitu 6% p.a. Tabel 3.3 menggambarkan pertumbuhan GDP berdasarkan Industri.

Tabel 3.10 GDP Growth by Industrial Origin (%)

	2004	2005	2006	2007	2008
Agriculture	2.28	2.72	3.36	3.43	4.77
Mining and Quarrying	-4.48	3.20	1.70	2.02	0.51
Manufacturing	6.38	4.60	4.59	4.67	3.66
Oil & Gas	-1.95	-5.67	-1.66	-0.06	-0.33
Non-Oil & Gas	7.51	5.86	5.27	5.15	4.05
Electricity, Gas & Water	5.30	6.30	5.76	10.33	10.92
Electricity	5.13	6.68	6.36	7.64	6.65
Construction	7.49	7.54	8.34	8.61	7.31
Trade, hotel & restaurant	5.70	8.30	6.42	8.41	7.23
Transport & communication	13.38	12.76	14.23	14.04	16.69
Finance, real estate & business service	7.66	6.70	5.47	7.99	8.24
Services	5.38	5.16	6.16	6.60	6.45
General government	1.65	1.90	3.96	5.43	4.46
<i>Non-public</i>	8.96	8.09	8.02	7.55	8.03
GDP	5.03	5.69	5.50	6.28	8.06
GDP without Oil & Gas	5.97	6.57	6.11	6.87	6.52

Sumber : *Preparatory Survey For PLTU Indramayu* (2010)

Manajemen utang Indonesia secara keseluruhan telah meningkat sejak tahun 2005. *External debt* Indonesia berkurang dari 93.6% dari GNI pada tahun 2000 menjadi 33.9% pada tahun 2007. Penurunan *external debt* Indonesia terjadi karena peningkatan ekspor Indonesia, sehingga debt service ratio Indonesia

membalik, yaitu 25.7% pada tahun 2003 menjadi 10.5% pada tahun 2007. Tabel 3.4 menggambarkan perubahan external debt Indonesia dari tahun 2004-2007.

Tabel 3.11 External Debt

	2004	2005	2006	2007
Total debt outstanding and disbursed	139,555	132,794	130,800	140,783
Long term debt	105,369	95,387	97,800	105,840
Public and publicly guaranteed	71,822	71,729	67,117	68,708
External debt (% of GNI)	26.9	48.8	37.5	33.9
Total long term debt (% of total debt)	75.5	71.8	74.8	75.2
Debt service				
Principle repayments on long-term debt	14,617	11,263	10,598	9,617
Interest on long term debt	3,913	2,962	2,979	3,676
Debt services (% of exports of goods and services)	23.6	15.3	18.6	10.5

Sumber : *Preparatory Survey For PLTU Indramayu* (2010)

Kondisi sosial dan ekonomi yang terjadi di Indonesia akan sangat besar mempengaruhi kondisi PT. PLN (Persero). Karena PT. PLN (Persero) sebagai Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang menghasilkan produk berupa energi listrik dimana menjadi kebutuhan hidup yang mendasar bagi seluruh hajat hidup warga Indonesia.

BAB 4

PEMBAHASAN

4.1 Asumsi Proyeksi Perhitungan Estimasi Biaya Proyek PLTU Indramayu

Perhitungan estimasi biaya proyek PLTU Indramayu bertujuan untuk mengetahui apakah proyek PLTU Indramayu layak atau tidak layak untuk dijalankan sesuai dengan aliran kas yang diinvestasikan pada proyek tersebut. Pihak PT. PLN (Persero) sebagai pemilik proyek bersama dengan *Tokyo Electric Power Services Co., Ltd* sebagai konsultan proyek telah mengadakan perhitungan estimasi biaya pada proyek PLTU Indramayu dengan menggunakan tahun 2010 sebagai tahun dasar perhitungan. Namun perubahan kondisi ekonomi Indonesia dan global yang cepat mempengaruhi aliran kas yang diinvestasikan pada proyek PLTU Indramayu sehingga perlu diadakan penyesuaian dengan kondisi keadaan saat ini. Beberapa asumsi harus dipertimbangkan dalam melakukan proyeksi perhitungan estimasi biaya proyek PLTU Indramayu.

4.1.1 Struktur Biaya

Di dalam implementasi dan pembangunan proyek PLTU Indramayu, proyeksi perhitungan estimasi biaya berdasarkan struktur biaya dapat diuraikan sebagai berikut:

4.1.1.1 Tingkat Inflasi

Tingkat inflasi digunakan untuk melakukan proyeksi pertumbuhan keseluruhan biaya implementasi dan pembangunan proyek PLTU Indramayu dari tahun 2012 sampai dengan tahun 2042. Perhitungan tingkat inflasi (Lampiran 4) menggunakan data historis rata-rata tingkat pertumbuhan inflasi Amerika, Jepang, dan Indonesia selama 6 tahun (2006-2011). Perhitungan ini didasarkan pada pendanaan proyek PLTU Indramayu menggunakan 3 (tiga) mata uang, yaitu USD, Yen, dan juga Rupiah. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, didapatkan

rata-rata tingkat inflasi Indonesia adalah 6,46% (Lampiran 4). Sedangkan rata-rata tingkat inflasi Amerika dan Jepang adalah 2,40% dan -0,0151% yang kemudian kedua rata-rata tingkat inflasi kedua negara tersebut dirata-ratakan kembali untuk mendapatkan *foreign general inflation rate* sebesar 1,19% (Lampiran 4).

4.1.1.2 Nilai Tukar Mata Uang

Nilai tukar mata uang digunakan untuk melakukan konversi nilai mata uang yang digunakan di dalam perhitungan proyeksi estimasi biaya proyek PLTU Indramayu. Perhitungan ini didasarkan pada pendanaan proyek PLTU Indramayu menggunakan 3 (tiga) mata uang, yaitu USD, Yen, dan juga Rupiah. Oleh karena hal tersebut, perhitungan nilai tukar mata uang memproyeksikan pergerakan nilai tukar mata uang USD terhadap Yen, USD terhadap Rupiah, dan juga Rupiah terhadap Yen. Perhitungan tersebut menggunakan data historis rata-rata tingkat pergerakan nilai ketiga mata uang tersebut selama 6 tahun (2006-2011). Kemudian hasil rata-rata pergerakan ketiga nilai mata uang tersebut digunakan untuk memproyeksikan pergerakan ketiga nilai mata uang dari tahun 2012 sampai dengan tahun 2042. (Lampiran 5)

4.1.1.3 Investment Cost

A. EPC Cost (*Engineering Procurement and Construction*)

EPC cost pada proyek PLTU Indramayu dialokasikan untuk pekerjaan perancangan dan enjinering, pengadaan peralatan, material dan bahan, pekerjaan konstruksi dan pengujian, yang mana pengerjaan EPC tersebut di kategorikan ke dalam beberapa Lot, yaitu Lot I.A-I.C adalah pengerjaan *Power Plant*, Lot II adalah pengerjaan *Marine Works* dan Lot III adalah pengerjaan *500kV Transmission Line*. Total biaya EPC (Lampiran 13) diestimasikan ¥ 144,856 juta atau setara dengan USD 1,807,085,828 atau setara dengan Rp 15.745.217,39 juta (USD = JPY 80.16; Rp = JPY 0.0092). EPC didepresiasi setiap tahunnya dan pada tahun 2042 mempunyai nilai sisa sebesar 25% dari total biaya atau setara dengan ¥ 36,214 juta. (Lampiran 17)

B. *Development Cost*

Development cost mencakup *Mobilization Work*, *Land Acquisition*, dan *Consulting Service* dan biaya lain yang berhubungan pada pembangunan proyek PLTU Indramayu, yang mana pembangunan proyek tersebut di kategorikan ke dalam beberapa Lot, yaitu Lot IV adalah pengerjaan *Site Preparatory Work*, Lot V adalah pengerjaan *Site Finishing* dan Lot VI adalah pengerjaan *Consulting Service*. Total *development cost* proyek PLTU Indramayu (Lampiran 13) diestimasikan sebesar ¥ 7,112 juta atau setara dengan USD 88,722,554.89 atau setara dengan Rp 773.043,48 juta (USD = JPY 80.16; Rp = JPY 0.0092).

C. *Others Cost*

Others cost di dalam biaya investasi proyek PLTU Indramayu dibutuhkan untuk *Price Escalation*, *Price Contingency*, *Administration Cost*, dan *Tax and Duties*. Total *others cost* proyek PLTU Indramayu (Lampiran 13) diestimasikan sebesar ¥ 63,369 juta atau setara dengan USD 790,531,437.1 atau setara dengan Rp 6.887.934,78 juta (USD = JPY 80.16; Rp = JPY 0.0092).

Dari perhitungan ketiga komponen dalam *investment cost* didapatkan total biaya investasi proyek PLTU Indramayu (Lampiran 13) adalah sebesar ¥ 215,337 juta atau setara dengan USD 2,686,339,820 atau setara dengan Rp 23.406.195,65 juta (USD = JPY 80.16; Rp = JPY 0.0092).

4.1.1.4 **Biaya Bahan Bakar**

Batubara digunakan sebagai biaya bahan bakar di dalam proyek PLTU Indramayu. Dalam melakukan perhitungan proyeksi harga batubara menggunakan data historis rata-rata tingkat pergerakan harga batubara selama 10 tahun (2001-2010). Dari hasil perhitungan didapatkan rata-rata tingkat pergerakan harga batubara selama 10 tahun (2001-2010) sebesar 7,28% (Lampiran 8). Kemudian hasil perhitungan tersebut menjadi tingkat pertumbuhan harga batubara yang diproyeksikan dari tahun 2011-2042. Sedangkan PLTU Indramayu membutuhkan

konsumsi pasokan batubara maksimal sebesar 3.752.000 ton per tahun dimana tingkat kebutuhan konsumsi tersebut disesuaikan dengan jumlah tenaga listrik yang akan dihasilkan oleh PLTU Indramayu setiap tahunnya. (Lampiran 9)

4.1.1.5 Biaya Operasi dan Pemeliharaan

Asumsi perhitungan biaya operasi dan pemeliharaan PLTU Indramayu menggunakan acuan biaya operasi dan pemeliharaan proyek PLTU lainnya yang memiliki besaran sejenis yang sudah beroperasi karena PLTU Indramayu diestimasi baru beroperasi pada tahun 2017. Acuan biaya operasi dan pemeliharaan tersebut kemudian disesuaikan dengan kondisi ekonomi saat ini dengan menggunakan proyeksi kurs nilai tukar pada tahun 2017 sebagai tahun dasar dan juga spesifikasi dari proyek PLTU Indramayu. Komponen di dalam estimasi biaya operasi dan pemeliharaan PLTU Indramayu terdiri dari *General Affair & Management Cost*, *Labor Cost*, *Operating & Maintenance Cost*, *Property Insurance*, *Life Cycle Maintenance Cost*, dan *Land & Building Cost*. Total biaya operasi dan pemeliharaan proyek PLTU Indramayu pada tahun 2017 (Lampiran 11) diproyeksikan sebesar USD 19,543,841 atau setara dengan ¥ 1514 juta atau setara dengan Rp 170.112,36 juta (USD = JPY 77.46; Rp = JPY 0.00890) dan menggunakan *local inflation rate* maupun *foreign inflation rate* sebagai tingkat pergerakan biaya *operating & maintenance* untuk proyeksi tahun 2018-2042.

4.1.1.6 Initial Working Capital

Initial working capital digunakan untuk mendanai modal kerja awal dari kebutuhan operasional proyek PLTU Indramayu. Dasar perhitungan *initial working capital* didapatkan dari 2 komponen. Komponen dasar perhitungan *initial working capital* yang pertama adalah proyeksi pendapatan penjualan tenaga listrik untuk 3 bulan pertama di tahun 2017, yaitu 1 bulan penggunaan tenaga listrik dan 2 bulan sisanya didapatkan dari pembayaran pemakaian listrik yang dilakukan oleh konsumen. Komponen dasar perhitungan *initial working capital* yang kedua

adalah cadangan batubara digunakan untuk mendanai cadangan batubara selama 2 bulan termasuk 1 bulan untuk *standby reserve* yang digunakan untuk operasional proyek PLTU Indramayu. Hasil perhitungan dari proyeksi pendapatan penjualan tenaga listrik untuk 3 bulan pertama di tahun 2017 adalah sebesar USD 129,731,474 atau setara dengan ¥ 10,049 juta (USD = JPY 77.46). Sedangkan total biaya cadangan batubara pada tahun 2017 adalah sebesar USD 40,627,421 atau setara dengan ¥ 3,147 juta (USD = JPY 77.46; Coal Price = USD 72/Ton). Dari kedua perhitungan komponen dari *initial working capital*, didapatkan bahwa *initial working capital* diestimasikan sebesar USD 170,345,985 atau setara dengan ¥ 13,195 juta (USD = JPY 77.46). Perhitungan *working capital* tahun berikutnya menggunakan asumsi yang sama dengan *initial working capital* yang berubah sesuai dengan tingkat pergerakan harga jual listrik dan harga batubara tahun 2018-2042. Kemudian hasil perhitungan tersebut dikurangi dengan *working capital* dari tahun sebelumnya, sehingga akan mendapatkan *net working capital* tahun 2018-2042. (Lampiran 16)

4.1.2 Struktur Pendapatan

Tarif dasar listrik (TDL) digunakan sebagai harga jual listrik per kWh yang digunakan sebagai instrument pendapatan di dalam perhitungan proyeksi estimasi biaya proyek PLTU Indramayu. Dalam melakukan perhitungan proyeksi TDL menggunakan data historis rata-rata tingkat komponen inflasi kebutuhan listrik selama 6 tahun (2006-2011). Dari hasil perhitungan (Lampiran 6) didapatkan rata-rata tingkat komponen inflasi kebutuhan listrik selama 6 tahun (2006-2011) sebesar 4,93%. Kemudian hasil perhitungan tersebut menjadi tingkat pertumbuhan TDL yang diproyeksikan dari tahun 2012-2042. Produksi energi listrik maksimal yang dihasilkan PLTU Indramayu adalah sebesar 6.553.881.600 kWh per tahun dimana tingkat produksi energi listrik tersebut setiap tahunnya terus berkurang dengan dasar kinerja mesin semakin lama semakin tidak optimal dan penurunan produksi energi listrik disusutkan searah dengan tingkat depresiasi EPC.

4.2 Alternatif Sumber Pendanaan

4.2.1 DIPA APBN (PMN)

Bentuk sumber pendanaan dalam bentuk ekuitas pada PT. PLN (Persero) adalah dengan menggunakan daftar isian pelaksanaan anggaran dalam anggaran pendapatan dan belanja negara melalui penanaman modal pemerintah atau disingkat dengan DIPA APBN (PMN). Berdasarkan kebutuhan anggaran investasi di dalam RKAP PT. PLN (Persero), kebutuhan anggaran investasi melalui DIPA APBN (PMN) sebesar Rp 9.000.000 juta.

4.2.2 Pinjaman *Government-to-Government*

PT. PLN (Persero) mengadakan kerjasama pendanaan secara *G-to-G* (*Government-to-Government*) dengan pemerintah Jepang dalam hal ini adalah JICA (*Japan International Cooperation Agency*) untuk proyek pembangunan PLTU Indramayu dimana pinjaman ini dilakukan dengan metode *two step loan*, dimana pihak JICA memberikan pinjaman dengan tingkat bunga 1% p.a kepada pemerintah Indonesia, baru kemudian pemerintah Indonesia memberikan pinjaman kepada PT. PLN (Persero) dengan tingkat bunga 1% + 0,5% untuk pinjaman valas.

4.2.3 Pinjaman Komersial Perbankan

Pinjaman komersial perbankan adalah salah satu alternatif sumber pendanaan yang diperhitungkan di dalam sisa pendanaan Proyek PLTU Indramayu. Berdasarkan kebutuhan anggaran investasi di dalam RKAP PT. PLN (Persero), kebutuhan anggaran investasi melalui pinjaman komersial perbankan sebesar Rp 16.695.094 juta. Pinjaman komersial perbankan terdiri dari dua sumber, yaitu pinjaman komersial perbankan dengan mata uang rupiah dan pinjaman perbankan mata uang asing. Suku bunga kredit korporasi untuk pinjaman komersial perbankan dalam negeri mempunyai rata-rata tingkat suku bunga tahunan pada tahun 2011 sebesar 12,32% untuk Bank Persero, 13,60% untuk Bank Pemerintah Daerah, 12,83% untuk Bank Swasta Nasional, 9,41%

untuk Bank Swasta Asing, dan 12,47% untuk Bank Umum (<http://www.bps.go.id/>). Sedangkan untuk pinjaman komersial perbankan luar negeri yang dipakai adalah pinjaman dengan mata uang Yen karena berdasarkan data historis dan hasil proyeksi menunjukkan mata uang Yen mengalami apresiasi terhadap mata uang dollar. Pinjaman komersial perbankan dengan mata uang Yen mempunyai rata-rata tingkat suku bunga tahunan pada tahun 2011 sebesar 1,49%.

4.2.4 Penerbitan Surat Utang Untuk APLN

Penerbitan surat utang untuk APLN PT. PLN (Persero) terdiri dari penerbitan obligasi dan penerbitan sukuk ijarah. Rincian mengenai instrumen surat utang yang terakhir diterbitkan oleh PT. PLN (Persero) sebagai pendanaan pembangunan proyek investasi dan operasional perusahaan tersebut akan dibahas sebagai berikut:

a. Penerbitan Obligasi

Penerbitan obligasi dapat dijadikan salah satu sumber pendanaan dan investasi PT. PLN (Persero). PT. PLN (Persero) telah beberapa kali menerbitkan obligasi sebagai sumber pendanaan dan investasi perusahaan. Obligasi yang terakhir dikeluarkan oleh PT. PLN (Persero) adalah Obligasi PLN XII Tahun 2010, dimana Obligasi PLN XII tahun 2011 ini terdiri dari 2 (dua) seri, yaitu Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri A dan Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri B, dengan nilai emisi, tingkat bunga, dan jangka waktu yang berbeda. Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri A memiliki nilai emisi sebesar Rp 645.000 juta dengan tingkat bunga tetap sebesar 9,70% per tahun yang dibayarkan setiap 3 (tiga) bulan, dengan jangka waktu 5 tahun. Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri A memberikan premium sebesar 1,9% di atas imbal hasil obligasi negara yang menjadi acuan. Sebab, imbal hasil atau *yield* FR0027 yang jadi acuan untuk penerbitan Obligasi PLN XII hanya 7,80%. (<http://www.dmo.or.id/>)

Sedangkan Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri B memiliki nilai emisi sebesar Rp 1.855.000 juta dengan tingkat bunga Tetap sebesar 10,40% per tahun

yang dibayarkan setiap 3 (tiga) bulan, dengan jangka waktu 12 tahun. Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri B memberikan premium sebesar 1,9% di atas imbal hasil obligasi negara yang menjadi acuan. Sebab, imbal hasil atau *yield* FR0035 yang jadi acuan untuk penerbitan Obligasi PLN XII hanya memiliki imbal hasil 8,50%. Berdasarkan rincian mengenai obligasi yang terakhir diterbitkan oleh PT. PLN (Persero), dapat dianalisis penerbitan obligasi PT. PLN (Persero) yang diperkirakan sesuai sebagai sumber pendanaan untuk kegiatan investasi dan operasi perusahaan. Dalam melakukan penerbitan obligasi, PT. PLN (Persero) selalu mengacu kepada *yield* surat utang negara sebagai acuan ditambah dengan 1,5%-2,75% yang disesuaikan dengan nilai emisi dan jangka waktu yang dibutuhkan untuk pendanaan kegiatan investasi dan operasional perusahaan. Untuk pendanaan kegiatan investasi jangka panjang seperti proyek PLTU Indramayu, PT. PLN (Persero) harus mengacu kepada surat utang negara yang baru saja dibuka pelelangannya yaitu SUN Seri FR0057, yang mana SUN tersebut memiliki tingkat *yield* sebesar 8,91929%, dengan tingkat kupon 9,5% yang dibayarkan setiap 6 (enam) bulan, jangka waktu 30 tahun (2011-2041) dengan nilai emisi sebesar Rp 1.050 Milyar (<http://www.bi.go.id/>). Dari acuan tersebut, obligasi PT. PLN (Persero) selanjutnya diestimasikan akan menawarkan indikasi imbal hasil 10,42%-11,67%.

b. Penerbitan Sukuk Ijarah

Penerbitan sukuk ijarah dapat dijadikan salah satu sumber pendanaan dan investasi PT. PLN (Persero). PT. PLN (Persero) telah beberapa kali menerbitkan sukuk ijarah sebagai sumber pendanaan dan investasi perusahaan. Sukuk ijarah yang terakhir dikeluarkan oleh PT. PLN (Persero) adalah Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010, dimana Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 ini terdiri dari 2 (dua) seri, yaitu Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri A dan Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri B, dengan nilai emisi, imbalan ijarah, dan jangka waktu yang berbeda. Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri A memiliki nilai emisi sebesar Rp 160.000 juta dengan imbalan ijarah sebesar Rp97.000.000,- per Rp1.000.000.000,- (setara

dengan 9,70%) per tahun yang dibayarkan setiap 3 (tiga) bulan, dengan jangka waktu 5 tahun. Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri A memberikan premium sebesar 1,9% di atas imbal hasil obligasi negara yang menjadi acuan. Sebab, imbal hasil atau *yield* FR0027 yang jadi acuan untuk penerbitan Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri A hanya 7,80%. (<http://www.dmo.or.id/>)

Sedangkan Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri B memiliki nilai emisi sebesar Rp 340.000 juta dengan imbal ijarah sebesar Rp104.000.000,- per Rp1.000.000.000,- (setara dengan 10,40%) per tahun yang dibayarkan setiap 3 (tiga) bulan, dengan jangka waktu 12 tahun. Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri B memberikan premium sebesar 1,9% di atas imbal hasil obligasi negara yang menjadi acuan. Sebab, imbal hasil atau *yield* FR0035 yang jadi acuan untuk penerbitan Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri B hanya memiliki imbal hasil 8,50%.

Berdasarkan rincian mengenai sukuk ijarah yang terakhir diterbitkan oleh PT. PLN (Persero), dapat dianalisis penerbitan sukuk ijarah PT. PLN (Persero) yang diperkirakan sesuai sebagai sumber pendanaan untuk kegiatan investasi dan operasi perusahaan. Dalam melakukan penerbitan sukuk ijarah, PT. PLN (Persero) selalu mengacu kepada *yield* surat utang negara sebagai acuan ditambah dengan 1,5%-2,75% yang disesuaikan dengan nilai emisi dan jangka waktu yang dibutuhkan untuk pendanaan kegiatan investasi dan operasional perusahaan. Untuk pendanaan kegiatan investasi jangka panjang seperti proyek PLTU Indramayu, PT. PLN (Persero) harus mengacu kepada surat utang negara yang baru saja dibuka pelelangannya yaitu SUN Seri FR0057, yang mana memiliki tingkat *yield* sebesar 8,91929%, dengan tingkat kupon 9,5% yang dibayarkan setiap 6 (enam) bulan, jangka waktu 30 tahun (2011-2041) dengan nilai emisi sebesar Rp 1.050 Milyar (<http://www.bi.go.id/>). Dari acuan tersebut, sukuk ijarah PT. PLN (Persero) selanjutnya diestimasikan akan menawarkan indikasi imbal hasil 10,42%-11,67%.

4.2.5 Sumber Dana Internal

Untuk menutupi kekurangan di dalam pendanaan PLTU Indramayu dan proyek-proyek PT. PLN (Persero) lainnya, PT. PLN (Persero) dapat menggunakan sumber dana internal sebesar Rp 29.420.163 juta (RKAP PT. PLN (Persero), 2011). Untuk pembiayaan proyek, sumber dana internal digunakan sebagai alternatif sumber pendanaan terakhir dikarenakan PT. PLN (Persero) mempunyai sumber dana internal yang terbatas untuk kegiatan pendanaan dan investasi. Seluruh aktivitas pendanaan dan kegiatan investasi yang dilakukan oleh PT. PLN (Persero) diprioritaskan menggunakan sumber dana eksternal terlebih dahulu baru menggunakan sumber dana internal perusahaan.

4.2.6 IPO PT. PLN Enjiniring

PT PLN (Persero) berencana untuk melakukan IPO anak perusahaan yaitu PT Prima Layanan Nasional Enjiniring (PLN Enjiniring) di kuartal I-2012. PT. PLN (Persero) mengusulkan untuk melepaskan 20% saham anak usahanya tersebut dalam IPO dengan dana mencapai Rp 200-250 miliar. Namun, berdasarkan hasil keputusan direksi PT. PLN (Persero), dana yang akan diperoleh melalui IPO PT. PLN Enjiniring akan digunakan untuk pengembangan dan pendanaan investasi PT. PLN Enjiniring itu sendiri, tidak untuk sebagai sumber pendanaan dan investasi PT. PLN (Persero). Jadi berdasarkan hasil keputusan direksi PT. PLN (Persero) mengenai tujuan rencana IPO PT. PLN Enjiniring, alternatif sumber pendanaan dengan menggunakan dana yang dihasilkan melalui IPO PT. PLN Enjiniring tidak dapat dijadikan sebagai sumber pendanaan proyek PLTU Indramayu.

4.3 Perhitungan *Cost of Capital*

4.3.1 Perhitungan *Cost of Debt*

PT. PLN (Persero) mengadakan kerjasama pendanaan secara *G-to-G* (*Government-to-Government*) dengan pemerintah Jepang dalam hal ini adalah JICA (*Japan International Cooperation Agency*) untuk proyek pembangunan

PLTU Indramayu dimana pinjaman ini dilakukan dengan metode *two step loan*, dimana pihak JICA memberikan pinjaman dengan tingkat bunga 1% p.a kepada pemerintah Indonesia, baru kemudian pemerintah Indonesia memberikan pinjaman kepada PT. PLN (Persero) dengan tingkat bunga 1%+0,5% untuk pinjaman valas. Selain pinjaman yang diberikan oleh pihak JICA, terdapat pula pinjaman komersial perbankan dalam negeri mempunyai rata-rata tingkat suku bunga tahunan pada tahun 2011 sebesar 12,32% untuk Bank Persero, 13,60% untuk Bank Pemerintah Daerah, 12,83% untuk Bank Swasta Nasional, 9,41% untuk Bank Swasta Asing, dan 12,47% untuk Bank Umum (<http://www.bps.go.id/>), sedangkan pinjaman komersial perbankan luar negeri mempunyai rata-rata tingkat suku bunga tahunan pada tahun 2011 sebesar 1,49%. Penerbitan surat utang untuk APLN dalam bentuk Obligasi dan Sukuk Ijarah, yaitu Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri A dengan tingkat bunga 9,70% dan seri B dengan tingkat bunga 10,40%, Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri A dengan tingkat ijarah senilai dengan 9,70% dan seri B dengan tingkat ijarah senilai dengan 10,40%. Obligasi PT. PLN (Persero) selanjutnya diestimasikan akan menawarkan indikasi imbal hasil 10,42%-11,67%. Sukuk ijarah PT. PLN (Persero) selanjutnya diestimasikan akan menawarkan indikasi imbal hasil 10,42%-11,67%. Tingkat pajak yang digunakan adalah *marginal tax rate* Indonesia sebesar 28% (Damodar *Online*, 2011). Oleh karena itu perhitungan *cost of debt* dapat dilakukan dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

Tabel 4.1 Perhitungan *Cost of Debt* Sumber Pendanaan Pinjaman

No.	Sumber Pendanaan Pinjaman	<i>Cost of Debt</i> [$k_d = R_B(1-t_c)$]
1.	JICA	1,08%
2.	Pinjaman Komersial Perbankan	
	1. Dalam Negeri	
	a. Bank Persero	8,88%
	b. Bank Pemerintah Daerah	9,79%
	c. Bank Swasta Nasional	9,24%
	d. Bank Swasta Asing	6,78%
	e. Bank Umum	8,98%
	2. Luar Negeri	1,073%
3.	Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri A	6,98%
4.	Obligasi PLN XII Tahun 2010 seri B	7,49%
5.	Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri A	6,98%
6.	Sukuk Ijarah PLN V Tahun 2010 seri B	7,49%
7.	Obligasi PLN Estimasi	7,50% - 8,40%
8.	Sukuk Ijarah Estimasi	7,50% - 8,40%

4.4 Perhitungan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC)

Perhitungan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) yang digunakan pada perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu dihasilkan dengan menggunakan komposisi struktur pendanaan yang dihasilkan dari sumber pendanaan pinjaman. Pendanaan proyek sebesar ¥ 184,125.42 juta atau setara dengan 85,51% dari total biaya proyek menggunakan pendanaan yang bersumber dari pinjaman JICA yang menghasilkan *cost of debt after tax* sebesar 1,08%. Hasil analisis pendanaan proyek mendapatkan proporsi sisa pendanaan proyek yaitu sebesar 14,49% atau setara dengan ¥ 31,211.63 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan, yang mana 0,72% atau setara dengan ¥ 1,555.51 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan luar negeri dan 13,77% atau setara dengan ¥ 29,656.12 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan

dalam negeri dengan bank swasta asing, dengan *cost of debt after tax* untuk masing-masing pinjaman tersebut adalah 1,073% untuk pinjaman komersial perbankan luar negeri dan 6,78% untuk pinjaman komersial perbankan dalam negeri dengan bank swasta asing. Dari perhitungan proporsi *cost of debt* tersebut dapat dilakukan perhitungan *cost of capital* dengan menggunakan rumus *Weighted Average Cost of capital* (WACC) sebagai berikut (Ross *et al.*, 2010):

$$\begin{aligned}
 R_{WACC} &= \frac{B_{JICA}}{B_{JICA} + B_{FC} + B_{LC}} \times R_{JICA} (1 - t_c) + \frac{B_{FC}}{B_{JICA} + B_{FC} + B_{LC}} \times R_{FC} (1 - t_c) \\
 &\quad + \frac{B_{LC}}{B_{JICA} + B_{FC} + B_{LC}} \times R_{LC} (1 - t_c) \dots \dots \dots (4.1) \\
 &= [(0,8551)(0,015)(1-0,28)] + [(0,0072)(0,0149)(1-0,28)] + [(0,1377) \\
 &\quad (0,0941)(1-0,28)] \\
 &= 0,009235080 + 0,000077242 + 0,009329450 \\
 &= 0,018641772 = 1,86\%
 \end{aligned}$$

4.5 Struktur Pembayaran Pinjaman

4.5.1 Pembayaran Pinjaman JICA

Pembayaran pinjaman JICA dengan plafon senilai ¥ 184,125.42 juta atau setara dengan 85,51% dari total biaya proyek dilakukan selama 32 tahun (2011-2042) dengan *grace period* 8 tahun (2011-2018) dengan tingkat bunga 1,5% pertahun, dimana pada *grace period* tersebut PT. PLN (Persero) hanya membayar bunga pinjaman yang disebut dengan *Interest During Construction* (IDC) dengan total IDC sebesar ¥ 2,761.88 juta (Lampiran 15). Metode pembayaran yang dilakukan adalah dengan menggunakan metode anuitas. yaitu jumlah angsuran bulanan yang dibayar PT. PLN (Persero) tidak berubah selama jangka waktu kredit. Namun demikian komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap tahunnya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. Hal ini mengingat pendapatan yang dihasilkan oleh proyek pada awal tahun pengeoperasiaannya

masih kecil, sehingga dengan menggunakan metode anuitas, pembayaran angsuran pokok pinjaman di awal tahun pengoperasian kecil. Pembayaran pokok pinjaman JICA dimulai pada tahun 2017 dan berakhir pada tahun 2042. Besarnya total angsuran pertahun adalah sebesar ¥ 8,604.54 juta dengan komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap tahunnya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. (Lampiran 18)

4.5.2 Pembayaran Pinjaman Komersial Perbankan Luar Negeri

Pembayaran pinjaman komersial perbankan luar negeri dengan plafon senilai ¥ 1,555.51 juta atau setara dengan 0,72% dari total biaya proyek dilakukan selama 32 tahun (2011-2042) dengan *grace period* 8 tahun (2011-2018) dengan tingkat bunga 1,49% pertahun, dimana pada *grace period* tersebut PT. PLN (Persero) hanya membayar bunga pinjaman yang disebut dengan *grace period* (IDC) dengan total IDC sebesar ¥ 23.18 juta (Lampiran 15). Metode pembayaran yang dilakukan adalah dengan menggunakan metode anuitas. yaitu jumlah angsuran bulanan yang dibayar PT. PLN (Persero) tidak berubah selama jangka waktu kredit. Namun demikian komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap tahunnya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. Hal ini mengingat pendapatan yang dihasilkan oleh proyek pada awal tahun pengeoperasiaannya masih kecil, sehingga dengan menggunakan metode anuitas, pembayaran angsuran pokok pinjaman di awal tahun pengoperasian kecil. Pembayaran pokok pinjaman komersial perbankan luar negeri dimulai pada tahun 2017 dan berakhir pada tahun 2042. Besarnya total angsuran pertahun adalah sebesar ¥ 72.60 juta dengan komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap tahunnya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. (Lampiran 19)

4.5.3 Pembayaran Pinjaman Komersial Perbankan Dalam Negeri

Pembayaran pinjaman komersial perbankan dalam negeri dengan plafon senilai ¥ 29,656.12 juta atau setara dengan 13,77% dari total biaya proyek dilakukan selama 32 tahun (2011-2042) dengan *grace period* 8 tahun (2011-2018) dengan tingkat bunga 9,41% pertahun, dimana pada *grace period* tersebut PT. PLN (Persero) hanya membayar bunga pinjaman yang disebut dengan *Interest During Construction* (IDC) dengan total IDC sebesar ¥ 2790.64 juta (Lampiran 15). Metode pembayaran yang dilakukan adalah dengan menggunakan metode anuitas, yaitu jumlah angsuran bulanan yang dibayar PT. PLN (Persero) tidak berubah selama jangka waktu kredit. Namun demikian komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap tahunnya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. Hal ini mengingat pendapatan yang dihasilkan oleh proyek pada awal tahun pengeoperasiaannya masih kecil, sehingga dengan menggunakan metode anuitas, pembayaran angsuran pokok pinjaman di awal tahun pengoperasian kecil. Pembayaran pokok pinjaman komersial perbankan dalam negeri dimulai pada tahun 2017 dan berakhir pada tahun 2042. Besarnya total angsuran pertahun adalah sebesar ¥ 3,088.69 juta dengan komposisi besarnya angsuran pokok maupun angsuran bunga setiap tahunnya akan berubah dimana angsuran bunga akan semakin mengecil sedangkan angsuran pokok akan semakin membesar. (Lampiran 20)

4.6 Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return adalah tingkat imbal hasil dari sebuah investasi yang akan mendiskontokan *incremental cash flow* sehingga mendapatkan nilai bersih saat ini (*net present value*) sama dengan nol. Perhitungan untuk mendapatkan *incremental cash flow* setiap tahunnya didapatkan dengan melakukan penjumlahan total aliran kas yang berasal dari kegiatan operasional dengan total aliran kas yang berasal dari kegiatan investasi. Total aliran kas untuk kegiatan investasi didapatkan dengan melakukan perhitungan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Total Cash Flow} &= \text{EPC Cost (inc. Selvage Value)} \\
 \text{For Investment} &+ \text{Development Cost} + \text{Others Cost} \\
 &+ \text{Change in Working Capital} \dots\dots\dots (4.2)
 \end{aligned}$$

Perhitungan total aliran kas untuk kegiatan investasi didapatkan dengan menjumlahkan *EPC cost* (termasuk *selvage value*), *development cost*, *others cost*, dan perubahan di dalam *woking capital*. Perhitungan *selvage value* atau nilai sisa didapatkan dengan perhitungan asumsi nilai proyek PT. PLN (Persero) sebesar 25% dari nilai proyek, kemudian nilai tersebut di kurangi dengan tingkat marginal tax sebesar 28% dan besarnya depresiasi nilai EPC pada tahun terakhir. Sementara untunk perhitungan total aliran kas yang berasal dari kegiatan operasional didapatkan dengan melakukan perhitungan sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Total Cash Flow From Operating} &= \text{Sales Revenue} - \text{Operating Cost} \\
 &- \text{Tax} \dots\dots\dots (4.3)
 \end{aligned}$$

Perhitungan total aliran kas untuk kegiatan operasional didapatkan dengan mengurangi *sales revenue*, *operating cost*, dan *Tax*. Komponen *sales revenue* didapatkan melalui perkalian antara prediksi tarif listrik yang dihasilkan proyek dengan energi listrik yang diproduksi oleh proyek. Komponen *operating cost* didapatkan melalui penjumlahan antara *fixed operating cost* dengan *variable operating cost*. Sedangkan komponen tax didapatkan melalui perkalian antara tingkat *marginal tax* sebesar 28% dengan *income before tax* yang sudah dikurangi dengan depresiasi. Dari hasil perhitungan *incremental cash flow* proyek PLTU Indramayu, didapatkan *Internal Rate of Return (IRR)* sebesar 5,25%. (Lampiran 22)

4.7 Net Present Value (NPV)

Net Present Value adalah metode *discounted cash flow* yang menghitung dampak waktu terhadap uang. Metode ini menghitung nilai uang yang akan

diterima pada masa datang dengan mempertimbangkan tingkat bunga yang berlaku sekarang. Perhitungan untuk mendapatkan *incremental cash flow* setiap tahunnya didapatkan dengan melakukan penjumlahan total aliran kas yang berasal dari kegiatan operasional dengan total aliran kas yang berasal dari kegiatan investasi. Total aliran kas untuk kegiatan investasi didapatkan dengan melakukan perhitungan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Total Cash Flow} &= \text{EPC Cost (inc. Salvage Value)} \\
 \text{For Investment} &+ \text{Development Cost} + \text{Others Cost} \\
 &+ \text{Change in Working Capital} \dots\dots\dots (4.4)
 \end{aligned}$$

Perhitungan total aliran kas untuk kegiatan investasi didapatkan dengan menjumlahkan *EPC cost* (termasuk *selvege value*), *development cost*, *others cost*, dan perubahan di dalam *woking capital*. Perhitungan *selvage value* atau nilai sisa didapatkan dengan perhitungan asumsi nilai proyek PT. PLN (Persero) sebesar 25% dari nilai proyek, kemudian nilai tersebut dikurangi dengan tingkat marginal tax sebesar 28% dan besarnya depresiasi nilai EPC pada tahun terakhir. Sementara untunk perhitungan total aliran kas yang berasal dari kegiatan operasional didapatkan dengan melakukan perhitungan sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Total Cash Flow From Operating} &= \text{Sales Revenue} - \text{Operating Cost} \\
 &- \text{Tax} \dots\dots\dots (4.5)
 \end{aligned}$$

Perhitungan total aliran kas untuk kegiatan operasional didapatkan dengan mengurangi *sales revenue*, *operating cost*, dan *Tax*. Komponen *sales revenue* didapatkan melalui perkalian antara prediksi tarif listrik yang dihasilkan proyek dengan energi listrik yang diproduksi oleh proyek. Komponen *operating cost* didapatkan melalui penjumlahan antara *fixed operating cost* dengan *variable operating cost*. Sedangkan komponen tax didapatkan melalui perkalian antara tingkat *marginal tax* sebesar 28% dengan *income before tax* yang sudah dikurangi

dengan depresiasi. Dari hasil perhitungan *incremental cash flow* proyek PLTU Indramayu yang didiskontokan dengan menggunakan tingkat diskonto dengan menggunakan WACC, didapatkan *Net Present Value* (NPV) sebesar ¥ 99,616 juta. (Lampiran 22)

4.8 Perbandingan Perhitungan *Project financing* dengan *Pre-appraisal* Pada Proyek PLTU Indramayu

4.8.1 Biaya Investasi

Hasil perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu dengan mempertimbangkan perubahan kondisi ekonomi yang telah diperhitungkan kedalam perhitungan asumsi-asumsi yang telah dijabarkan sebelumnya, mendapatkan hasil perhitungan total biaya investasi sebesar ¥ 215,337 juta (Lampiran 13) yang lebih rendah apabila dibandingkan dengan hasil perhitungan dari *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) sebesar ¥ 220,779 juta (Lampiran 3). Hal ini dikarenakan pergerakan kurs Yen yang diproyeksikan mengalami apresiasi terhadap kurs US dollar yang asumsi tersebut didapatkan dari perhitungan rata-rata pergerakan mata uang Yen terhadap US dollar dengan menggunakan data historis tahun 2006-2011. (Lampiran 5)

4.8.2 Pendapatan

Perhitungan tarif dasar listrik (TDL) yang digunakan pada *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) diasumsikan tetap diharga Rp 716/kWh (Lampiran 3). Asumsi tersebut dirasakan kurang mencerminkan kondisi sebenarnya karena tarif dasar listrik akan mengalami kenaikan sesuai dengan tingkat komponen inflasi kebutuhan listrik. Sehingga pada perhitungan *project financing*, perhitungan proyeksi tarif dasar listrik (TDL) menggunakan data historis rata-rata tingkat komponen inflasi kebutuhan listrik selama 6 tahun (2006-2011). Dari hasil perhitungan (Lampiran 6) didapatkan rata-rata tingkat komponen inflasi kebutuhan listrik selama 6 tahun (2006-2011) sebesar 4,93% yang mana rata-rata tingkat komponen inflasi kebutuhan listrik tersebut dijadikan tingkat kenaikan

TDL setiap tahunnya. Dari perbandingan perhitungan tersebut, perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu mendapatkan aliran kas masuk dari kegiatan operasi (*cash inflow from operating activities*) berupa pendapatan penjualan listrik yang lebih besar apabila dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero).

4.8.3 Variable Operating Cost

Perhitungan harga batubara yang dijadikan sebagai *variable operating cost* yang digunakan pada *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) diasumsikan tetap diharga USD 65/Ton (Lampiran 3). Asumsi tersebut dirasakan kurang mencerminkan kondisi sebenarnya karena harga batubara akan terus mengalami kenaikan sesuai dengan tingkat harga batubara dunia. Sehingga pada perhitungan *project financing*, perhitungan proyeksi harga batubara (Lampiran 8) menggunakan data historis rata-rata tingkat pergerakan harga batubara selama 10 tahun (2001-2010). Dari hasil perhitungan didapatkan rata-rata tingkat pergerakan harga batubara selama 10 tahun (2001-2011) sebesar 7,28%. Kemudian hasil perhitungan tersebut menjadi tingkat pertumbuhan batubara yang diproyeksikan dari tahun 2011-2042. Sedangkan PLTU Indramayu membutuhkan konsumsi pasokan batubara maksimal sebesar 3.752.000 ton per tahun dimana tingkat kebutuhan konsumsi tersebut disesuaikan dengan jumlah tenaga listrik yang akan dihasilkan oleh PLTU Indramayu setiap tahunnya (Lampiran 9). Dari perbandingan perhitungan tersebut, perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu mendapatkan *variable operating cost* yang lebih besar apabila dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero).

4.8.4 Operating and Maintenance Cost

Asumsi perhitungan biaya operasi dan pemeliharaan PLTU Indramayu di dalam perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) adalah sebesar USD 16.8 juta (Lampiran 3). Sedangkan asumsi perhitungan biaya operasi dan pemeliharaan PLTU Indramayu di dalam perhitungan *project financing* menggunakan acuan

biaya operasi dan pemeliharaan proyek PLTU lainnya yang memiliki besaran sejenis yang sudah beroperasi karena PLTU Indramayu diestimasikan baru beroperasi pada tahun 2017. Acuan biaya operasi dan pemeliharaan tersebut kemudian disesuaikan dengan kondisi ekonomi saat ini dengan menggunakan proyeksi kurs nilai tukar pada tahun 2017 sebagai tahun dasar dan juga spesifikasi dari proyek PLTU Indramayu. Komponen di dalam estimasi biaya operasi dan pemeliharaan PLTU Indramayu terdiri dari *General Affair & Management Cost*, *Labor Cost*, *Operating & Maintenance Cost*, *Property Insurance*, *Life Cycle Maintenance Cost*, dan *Land & Building Cost*. Total biaya operasi dan pemeliharaan proyek PLTU Indramayu pada tahun 2017 (Lampiran 11) diproyeksikan sebesar USD 19,543,841 atau setara dengan ¥ 1514 juta atau setara dengan Rp 170.112,36 juta (USD = JPY 77.46; Rp = JPY 0.00890) dan menggunakan *local inflation rate* maupun *foreign inflation rate* sebagai tingkat pergerakan biaya *operating & maintenance* untuk proyeksi tahun 2018-2042. Dari perbandingan perhitungan tersebut, perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu mendapatkan biaya operasi dan pemeliharaan yang lebih besar apabila dibandingkan dengan hasil yang didapatkan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero).

4.8.5 WACC

Perhitungan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) yang digunakan pada perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu dihasilkan dengan menggunakan komposisi struktur pendanaan yang dihasilkan dari sumber pendanaan pinjaman. Pendanaan proyek sebesar ¥ 184,125.42 juta atau setara dengan 85,51% dari total biaya proyek menggunakan pendanaan yang bersumber dari pinjaman JICA yang menghasilkan *cost of debt after tax* sebesar 1,08%. Hasil analisis pendanaan proyek mendapatkan proporsi sisa pendanaan proyek yaitu sebesar 14,49% atau setara dengan ¥ 31,211.63 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan, yang mana 0,72% atau setara dengan ¥ 1,555.51 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan luar negeri dan 13,77% atau

setara dengan ¥ 29,656.12 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan dalam negeri dengan bank swasta asing, dengan *cost of debt after tax* untuk masing-masing pinjaman tersebut adalah 1,073% untuk pinjaman komersial perbankan luar negeri dan 6,78% untuk pinjaman komersial perbankan dalam negeri dengan bank swasta asing. Berdasarkan komposisi pendanaan tersebut, WACC yang digunakan pada perhitungan *project financing* adalah sebesar 1,86%. (Lampiran 22)

Sedangkan hasil perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) menggunakan WACC yang mana proporsi pendanaan tersebut adalah 85% dari total biaya proyek atau setara dengan ¥ 187,662.15 juta menggunakan pendanaan yang bersumber dari pinjaman JICA yang menghasilkan *cost of debt after tax* sebesar 1,08%. Sedangkan untuk sisa proporsi sebesar 15% dari pendanaan total biaya proyek atau setara dengan ¥ 33,116.85 juta akan didapatkan melalui pinjaman perbankan domestik dengan rata-rata tingkat bunga tahun 2010 sebesar 12% yang menghasilkan *cost of debt after tax* sebesar 9.36%. Berdasarkan komposisi pendanaan tersebut, WACC yang digunakan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) adalah sebesar 2,21%, yang mana WACC yang digunakan pada perhitungan *project financing* lebih kecil daripada WACC yang digunakan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero). (Lampiran 3)

4.8.6 IRR dan NPV

Perhitungan tingkat imbal hasil yang akan didapatkan oleh investor pada proyek PLTU Indramayu berdasarkan hasil *pre-appraisal* yang telah dilakukan oleh PT. PLN (Persero) memiliki IRR dan NPV yang *overvalued*. Hasil perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) menunjukkan IRR pada proyek PLTU Indramayu sebesar 8,5% dan NPV sebesar ¥ 193,019 juta (Lampiran 3). Sedangkan dengan mempertimbangkan perubahan kondisi ekonomi dan mencari alternatif sumber pendanaan yang memiliki *cost of capital* yang rendah yang telah diperhitungkan ke dalam perhitungan asumsi pada *project financing*,

Hasil perhitungan pada *project financing* menunjukkan IRR pada proyek PLTU Indramayu adalah sebesar 5,25% dan NPV sebesar ¥ 99,616 juta. (Lampiran 22)

4.9 Mitigasi Risiko Proyek PLN PLTU Indramayu

Di dalam pembangunan proyek PLN PLTU Indramayu, terdapat beberapa risiko-risiko yang dapat menghambat atau bahkan dapat menggagalkan pembangunan proyek tersebut dan bahkan ketika proyek tersebut beroperasi. Risiko-risiko tersebut harus dianalisis sehingga risiko-risiko tersebut dapat diminimalkan sehingga tidak menjadi suatu hambatan dalam kelangsungan PLTU Indramayu. Analisis risiko Proyek PLTU Indramayu dimulai dengan mengidentifikasi risiko-risiko apa saja yang akan terjadi dari sudut pandang berbagai faktor kemudian dari hasil identifikasi risiko-risiko tersebut akan dibuat suatu program mitigasi untuk risiko-risiko tersebut. Risiko-risiko proyek yang mungkin akan terjadi pada proyek PLTU Indramayu diuraikan sebagai berikut.

4.9.1 Risiko Keterlambatan Proyek PLTU Indramayu

Pembangunan instalasi ketenagalistrikan PLTU Indramayu, baik berupa pembangkit, jaringan transmisi maupun jaringan distribusi, dapat terhambat atau mengalami penundaan sehingga realisasinya menyimpang dari target, baik dari sisi kapasitas maupun waktu. Risiko ini terdiri dari beberapa risiko, yaitu:

- Risiko pendanaan untuk proyek PLTU Indramayu akibat: (i) kurangnya dana yang dapat diupayakan oleh PT. PLN (Persero), baik yang berasal dari dana internal maupun pinjaman/obligasi, kendala pencairan dana yang semestinya disediakan oleh bank domestik dan bank luar negeri untuk membiayai kontrak EPC, (ii) kurangnya dana yang dapat disediakan oleh pemerintah, baik dalam bentuk penyertaan modal (*equity*) maupun pinjaman berupa SLA.
- Risiko perijinan dan persetujuan. Hal ini terkait dengan proses perijinan dan persetujuan yang melibatkan berbagai pihak, dan dapat berlarut-larut karena adanya berbagai kepentingan yang dapat mempengaruhi proses pengambilan keputusan.

- Risiko penyelesaian pembangunan proyek. Risiko ini terkait dengan masalah operasional, terutama aspek ketersediaan teknologi, sarana pembangunan, dan bencana alam.
- Risiko *cost over-run*. Risiko ini menyebabkan biaya melebihi anggaran sehingga dapat mempengaruhi proses pembangunan dan kemampuan laba Proyek PLTU Indramayu.
- Risiko kesalahan dalam merancang desain proyek PLTU Indramayu.
- Risiko keselamatan ketenagalistrikan. Risiko ini terkait dengan keselamatan karyawan PT. PLN (Persero) maupun masyarakat di lingkungan pembangunan.
- Risiko *performance* instalasi. Ada kemungkinan instalasi kelistrikan, baik pembangkit, transmisi, maupun distribusi, tidak dapat beroperasi dengan *performance* sesuai spesifikasinya, sehingga tenaga listrik yang tersedia dan dikonsumsi tidak sesuai target.
- Risiko dampak lingkungan. Keberadaan instalasi proyek PLTU Indramayu dapat menimbulkan kerusakan lingkungan, yang kemudian dapat berdampak pada aspek-aspek lain, seperti masalah hukum.
- Risiko sosial, berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi proyek PLTU Indramayu karena dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

Adapun program mitigasi risiko keterlambatan pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Pemanfaatan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek PLTU Indramayu.
- Peningkatan kemampuan PT. PLN (Persero) dalam menghasilkan dana internal (mengupayakan terus harga jual listrik memberikan margin yang memadai).
- Dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek, khususnya proyek PLTU Indramayu.
- Pengembangan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek PLTU Indramayu.

- Peningkatan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek PLTU Indramayu.
- Peningkatan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan.
- Pelaksanaan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Penerapan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
- Peningkatan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost over-run*.
- Penyusunan dan penerapan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Penerapan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya proyek PLTU Indramayu terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial.
- Peningkatan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Peningkatan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

4.9.2 Risiko Perkiraan Permintaan Listrik

Risiko yang dihadapi jika perkiraan permintaan listrik yang dibangun proyek PLTU Indramayu lebih tinggi daripada realisasi:

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun pada proyek PLTU Indramayu lebih banyak dari pada yang dibutuhkan. Pembangkit

dioperasikan pada kapasitas yang rendah, atau bahkan sebagian tidak dioperasikan.

- Pendapatan dari penjualan listrik lebih rendah daripada yang direncanakan, sehingga tidak cukup untuk membayar pinjaman (pokok berikut bunganya) yang dilakukan untuk mendanai proyek PLTU Indramayu.
- Menimbulkan kecurigaan pada *stakeholders*, yaitu PT. PLN (Persero) dianggap membuat perkiraan permintaan listrik yang tinggi untuk menjustifikasi kelayakan proyek proyek PLTU Indramayu dan proyek lainnya.
- PT. PLN (Persero) terkena penalti dari kontrak energi primer (batubara, gas) jangka panjang.

Perkiraan beban lebih rendah dari realisasi permintaan, maka risiko yang akan dihadapi :

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun pada proyek PLTU Indramayu lebih sedikit dari yang dibutuhkan. Proyek PLTU Indramayu akan dioperasikan maksimal secara terus menerus bahkan menunda pemeliharaan yang jatuh tempo, sehingga dapat menurunkan kinerja mesin.
- Banyak calon pelanggan baru dan penambahan daya tidak dapat dilayani, kualitas pelayanan menurun bahkan terjadi pemadaman, karena proyek PLTU Indramayu merupakan salah satu proyek percepatan untuk memenuhi pasokan listrik nasional, terutama wilayah Jawa-Bali.
- Pertumbuhan ekonomi terhambat akibat tidak tersedia infrastruktur listrik yang memadai, terutama untuk wilayah Jawa-Bali.
- Citra PT. PLN (Persero) terpuruk karena gagal melaksanakan misi yang diberikan oleh Pemerintah untuk menyediakan listrik dalam jumlah yang cukup dan handal.
- Konsumen industri dan bisnis memproduksi listrik sendiri dengan pembangkit skala kecil, secara keekonomian nasional hal ini sangat tidak efisien.
- Sektor swasta membangkitkan listrik dengan gas atau batubara dan menjual produknya langsung ke konsumen dalam kawasan tertentu, PT. PLN (Persero) akan kehilangan *market share*.

- Realisasi dari pemenuhan listrik nasional, khususnya wilayah Jawa-Bali akan terhambat karena penambahan tenaga listrik yang terbatas. Pelanggan/calon pelanggan sulit memperoleh tambah daya/akses listrik yang legal.

Adapun program mitigasi risiko perkiraan permintaan listrik pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Mengupayakan peningkatan pemasaran secara agresif dan proaktif apabila terdapat indikasi pertumbuhan penjualan lebih rendah dari yang diprediksi.
- Mendorong Pemerintah Pusat/Daerah untuk mempercepat arus masuk investasi agar industri dan perdagangan tumbuh lebih cepat sehingga dapat menyerap listrik lebih banyak.
- Mempercepat elektrifikasi daerah-daerah yang belum terjangkau listrik, khususnya untuk wilayah Jawa-Bali.
- Secara periodik (tahunan) *mereview* dan memperbaharui perhitungan perkiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat. Realisasi penjualan lebih tinggi daripada *demand forecast*
- Mengendalikan atau membatasi penyambungan pelanggan baru maupun tambah daya.
- Mengefektifkan *demand side management* (DSM), termasuk penghematan listrik oleh konsumen.
- Mengusulkan kepada Pemerintah kenaikan tarif atau pemberlakuan insentif/disinsentif yang lebih tinggi agar masyarakat lebih hemat dalam memakai listrik.
- Meminta kesediaan pelanggan industri dan bisnis untuk mengoperasikan pembangkit sendiri terutama pada waktu beban puncak.
- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek pembangunan pembangkit dan transmisi/distribusi.
- Mendorong percepatan investasi untuk pembangunan proyek PLTU Indramayu dan proyek baru lainnya.

- Secara periodik (tahunan) *mereview* dan memperbaharui perhitungan perkiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat.
- Mendorong pembelian listrik dari *excess power*, pembangkit skala kecil.

4.9.3 Risiko Harga dan Ketersediaan Energi Primer

Beberapa risiko yang berkaitan dengan harga dan ketersediaan energi primer adalah:

- Risiko harga energi primer. Perubahan harga energi primer khususnya batubara akan sangat mempengaruhi program pembangunan proyek PLTU Indramayu.
- Risiko ketersediaan energi primer. Pada Proyek PLTU Indramayu, diasumsikan ketersediaan energi primer berupa batubara tersedia dengan cukup, andal dan tepat waktu. Namun pengalaman menunjukkan bahwa pasokan batubara sering terlambat datang ke pembangkit yang membutuhkan, atau tersedia dalam volume yang semakin berkurang akibat *depletion*. Pasokan batubara ke pembangkit juga sering terkendala, baik karena alasan komersial maupun operasional.

Adapun program mitigasi risiko harga dan ketersediaan energi primer pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Pembuatan kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
- Integrasi hulu untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
- Sertifikasi sumber batubara yang memasok pembangkit.

4.9.4 Risiko Likuiditas

Risiko likuiditas terdiri dari:

- Risiko likuiditas kas, yaitu adanya kemungkinan perusahaan tidak dapat menyediakan dana untuk pembayaran kewajiban jatuh tempo. Risiko ini dapat terjadi bila kesehatan keuangan Perusahaan tidak mengalami perbaikan yang

signifikan sehingga tidak dapat menghasilkan kas operasional, dan bila terjadi keterlambatan pembayaran subsidi oleh Pemerintah.

- Risiko pencairan dana pinjaman untuk investasi.
- Risiko likuiditas aset.

Adapun program mitigasi risiko likuiditas pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Pengusulan mekanisme pencairan subsidi yang lebih efektif untuk mengurangi periode pencairan subsidi.
- Investasi peralatan secara lebih efektif untuk mengurangi jumlah dan nilai aset tidak produktif yang harus dilikuidasi.

4.9.5 Risiko Produksi/Operasi

Risiko produksi/operasi terkait dengan beberapa masalah potensial berikut ini:

- Kekurangan atau kelangkaan energi primer sebagai bahan bakar pembangkit listrik; salah satu penyebab kekurangan atau kelangkaan tersebut adalah karena pemegang hak pengelolaan energi primer membuat kontrak penjualan dengan pihak lain.
- Kerusakan peralatan/fasilitas operasi, terutama karena hal-hal berikut: peralatan yang sudah tua, pembangunan yang dipercepat dalam rangka memenuhi *Fast Track Program*, penggunaan teknologi baru, dan penggunaan pemasok baru.
- Risiko kehilangan peralatan/fasilitas operasi, terutama akibat pencurian yang dilakukan terhadap instalasi/aset perusahaan.
- Kesalahan manusia dalam mengoperasikan peralatan/fasilitas.

Adapun program mitigasi risiko produksi/operasi pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Pembuatan kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi proyek PLTU Indramayu siap beroperasi.

- Peningkatan operasi dan pemeliharaan untuk mengurangi kemungkinan terjadi kerusakan peralatan/fasilitas operasi proyek PLTU Indramayu.
- Penerapan SOP dan pelatihan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam menggunakan peralatan/fasilitas proyek PLTU Indramayu.

4.9.6 Risiko Bencana

Risiko bencana dapat menimbulkan kerugian pada perusahaan karena dapat menyebabkan tidak beroperasinya peralatan/fasilitas. Risiko ini dapat terjadi karena bencana alam, dan bencana karena ulah manusia. Adapun program mitigasi risiko bencana pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Penggunaan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat ulah manusia.
- Peningkatan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kemungkinan terjadi bencana karena ulah manusia.
- Peningkatan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kerugian bila bencana alam terjadi. Peningkatan komunikasi dan citra perusahaan untuk mengurangi kemungkinan kerusakan akibat ulah manusia, seperti sabotase.

4.9.7 Risiko Lingkungan

Risiko lingkungan pada proyek Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Indramayu terkait dengan dua aspek utama:

- Tuntutan masyarakat terhadap keberadaan instalasi karena persepsi mengenai pengaruh listrik terhadap kesehatan.
- Adanya limbah, polusi, dan kebisingan yang secara potensial menimbulkan risiko lain, seperti tuntutan hukum oleh masyarakat.

Adapun program mitigasi risiko lingkungan pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Sosialisasi masalah ketenagalistrikan dan kaitannya dengan masyarakat untuk mengurangi tuntutan masyarakat terhadap instalasi proyek PLTU Indramayu,

termasuk keberadaan proyek PLTU Indramayu, karena persepsi atau pemahaman mereka mengenai pengaruh instalasi proyek PLTU Indramayu terhadap kesehatan manusia.

- Penerapan sistem manajemen lingkungan yang lebih baik dan memenuhi persyaratan yang berlaku supaya perusahaan terhindar dari masalah limbah, polusi, dan kebisingan.

4.9.8 Risiko Regulasi

Risiko regulasi terutama berkaitan dengan:

- Risiko tarif listrik, yang dapat menghambat atau memperlambat proses penyesuaian tarif listrik sesuai target karena penyesuaian tarif perlu persetujuan DPR, dan keputusan persetujuan penyesuaian tarif dapat dipengaruhi oleh berbagai kepentingan.
- Risiko kepastian subsidi, yang terkait dengan kemampuan keuangan Pemerintah dan dorongan berbagai pihak untuk menurunkan atau bahkan mencabut subsidi.
- Risiko perubahan tatanan sektor ketenagalistrikan, khususnya bila ditetapkannya perundangan yang mengubah status PLN sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) atau diberlakukannya *open access* jaringan transmisi dan adanya pasar kompetisi tenaga listrik. Risiko perubahan perundangan yang mengubah struktur industri dari monopoli bidang transmisi dan distribusi menjadi struktur industri dengan persaingan bebas bukan saja di bagian pembangkit tetapi di bagian lain dalam ketenagalistrikan.

Adapun program mitigasi risiko regulasi pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:

- Peningkatan komunikasi dengan DPR dan pemerintah supaya proses penyesuaian tarif sejalan dengan rencana.
- Pengembangan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis mengenai pendanaan proyek PLTU Indramayu yang telah dilakukan, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Perhitungan tingkat imbal hasil yang akan didapatkan oleh investor pada proyek PLTU Indramayu berdasarkan hasil *pre-appraisal* yang telah dilakukan oleh PT. PLN (Persero) memiliki IRR dan NPV yang *overvalued*. Hasil perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) menunjukkan IRR pada proyek PLTU Indramayu sebesar 8,5% dan NPV sebesar ¥ 193,019 juta. Sedangkan dengan mempertimbangkan perubahan kondisi ekonomi dan mencari alternatif sumber pendanaan yang memiliki *cost of capital* yang rendah yang telah diperhitungkan ke dalam perhitungan asumsi pada *project financing*, hasil perhitungan pada *project financing* menunjukkan IRR pada proyek PLTU Indramayu adalah sebesar 5,25% dan NPV sebesar ¥ 99,616 juta.
2. Pendanaan proyek sebesar ¥ 184,125.42 juta atau setara dengan 85,51% dari total biaya proyek menggunakan pendanaan yang bersumber dari pinjaman JICA yang menghasilkan *cost of debt after tax* sebesar 1,08%. Hasil analisis pendanaan proyek mendapatkan proporsi sisa pendanaan proyek yaitu sebesar 14,49% atau setara dengan ¥ 31,211.63 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan, yang mana 0,72% atau setara dengan ¥ 1,555.51 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan luar negeri dan 13,77% atau setara dengan ¥ 29,656.12 juta didapatkan melalui pinjaman komersial perbankan dalam negeri dengan bank swasta asing, dengan *cost of debt after tax* untuk masing-masing pinjaman tersebut adalah 1,073% untuk pinjaman komersial perbankan luar negeri dan 6,78% untuk pinjaman komersial perbankan dalam negeri dengan bank swasta asing. Berdasarkan komposisi pendanaan tersebut, WACC yang digunakan pada perhitungan *project*

financing adalah sebesar 1,86%. Sedangkan WACC yang digunakan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero) adalah sebesar 2,21%, yang mana WACC yang digunakan pada perhitungan *project financing* lebih kecil daripada WACC yang digunakan pada perhitungan *pre-appraisal* PT. PLN (Persero).

3. Di dalam pembangunan proyek PLN PLTU Indramayu, terdapat beberapa risiko-risiko yang dapat menghambat atau bahkan dapat menggagalkan pembangunan proyek tersebut dan bahkan ketika proyek tersebut beroperasi. Risiko-risiko tersebut harus dianalisis sehingga risiko-risiko tersebut dapat diminimalkan sehingga tidak menjadi suatu hambatan dalam kelangsungan PLTU Indramayu. Analisis risiko Proyek PLTU Indramayu dimulai dengan mengidentifikasi risiko-risiko apa saja yang akan terjadi dari sudut pandang berbagai faktor kemudian dari hasil identifikasi risiko-risiko tersebut akan dibuat suatu program mitigasi untuk risiko-risiko tersebut. Hasil analisis program mitigasi risiko proyek PLTU Indramayu mendapatkan bahwa program mitigasi risiko keterlambatan proyek merupakan program mitigasi risiko proyek terpenting yang harus dijalankan untuk meminimalisasikan resiko keterlambatan pembangunan dan pengoperasian proyek PLTU Indramayu.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan penelitian di atas, berikut ini disampaikan beberapa saran yang berkaitan dengan hasil analisis mengenai pendanaan proyek PLTU Indramayu yang telah dilakukan sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil perhitungan *project financing* pada proyek PLTU Indramayu, pihak PT. PLN (Persero) harus memperhitungkan dampak pergerakan nilai tukar mata uang, tingkat inflasi, dan kenaikan harga energi primer sehingga perhitungan di dalam valuasi proyek dapat tercermin dengan kondisi yang terjadi pada saat pembangunan dan pengoperasian sebuah proyek.
2. PT. PLN (Persero) harus menerapkan *project financing* di dalam pendanaan proyek. Karena *project financing* tersebut dapat mengalihkan risiko-risiko yang

akan dihadapi proyek tersebut kepada pihak lain dalam hal ini adalah pihak sponsor dan pemberi pinjaman sehingga risiko-risiko proyek yang akan dihadapi oleh PT. PLN (Persero) dapat diminimalisasikan.

3. *Project financing* juga dapat digunakan sebagai media untuk mencari alternatif pendanaan yang paling murah untuk pendanaan proyek PT. PLN (Persero), sehingga PT. PLN (Persero) dapat menjadi perusahaan BUMN yang mandiri tanpa harus mengandalkan subsidi dari pemerintah untuk pendanaan kegiatan investasi dan operasi yang akan memberatkan APBN.
4. Pemerintah Indonesia harus memberikan *loan guarantee* kepada PT. PLN (Persero) sehingga perusahaan dapat dengan mudah mendapatkan pendanaan dari pihak-pihak yang akan memberikan pinjaman kepada perusahaan. Selain itu pula apabila perusahaan tidak dapat membayar pinjaman tersebut, pemerintah yang membantu PT. PLN (Persero) dalam bentuk pinjaman atas dasar PT. PLN (Persero) merupakan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang ditunjuk dan ditugaskan oleh pemerintah untuk menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik di Indonesia.
5. PT. PLN (Persero) harus membuat program mitigasi risiko proyek secara berkala, khususnya analisis risiko proyek PLTU Indramayu. Program mitigasi risiko keterlambatan proyek merupakan program mitigasi risiko proyek terpenting yang harus dijalankan untuk meminimalisasikan resiko keterlambatan pembangunan dan pengoperasian proyek PLTU Indramayu. Adapun program mitigasi risiko keterlambatan yang disarankan pada proyek PLTU Indramayu adalah sebagai berikut:
 - Pemanfaatan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek PLTU Indramayu.
 - Peningkatan kemampuan PT. PLN (Persero) dalam menghasilkan dana internal (mengupayakan terus harga jual listrik memberikan margin yang memadai).
 - Dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek, khususnya proyek PLTU Indramayu.

- Pengembangan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek PLTU Indramayu.
- Peningkatan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek PLTU Indramayu.
- Peningkatan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan.
- Pelaksanaan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Penerapan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
- Peningkatan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost over-run*.
- Penyusunan dan penerapan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Penerapan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya proyek PLTU Indramayu terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial.
- Peningkatan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Peningkatan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

DAFTAR PUSTAKA

- Asosiasi Pertambangan Batubara Indonesia. (2011). *Harga Batubara Acuan (HBA) & Harga Patokan Batubara (HPB)*. <http://apbiicma.com/downloads.php?pid=72&cat=3>
- Badan Pusat Statistik. (2011). *BI Rate dan Suku Bunga Kredit Rupiah Menurut Kelompok Bank 2002-2011*. http://www.bps.go.id/tab_sub/view.php?tabel=1&daftar=1&id_subyek=13¬ab=15
- Badan Pusat Statistik. (2011). *Index Harga Konsumen dan Inflasi Bulanan Indonesia 2005-2011*. http://www.bps.go.id/tab_sub/view.php?tabel=1&daftar=1&id_subyek=03¬ab=1
- Badan Pusat Statistik. (2011). *Inflasi Indonesia Menurut Komoditi*. http://www.bps.go.id/tab_sub/view.php?tabel=1&daftar=1&id_subyek=03¬ab=1
- Bank Indonesia. (2011). *Ketetapan Hasil Lelang Surat Utang Negara Seri SPN03111214 (New Issuance), SPN12120914 (New Issuance), FR0053 (Reopening), FR0059 (New Issuance) dan FR0057 (Reopening) Tanggal 13 September 2011*. http://m.bi.go.id/NR/rdonlyres/ACB0DCA1-F3DB-4F72-86FB-D65E170C71EF/24098/sun_130912.pdf
- Damodaran Online. (2011). *Marginal Tax Rate by Country*. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- Direktorat Jendral Pengelolaan Utang. (2008). *Hasil Lelang Surat Utang Negara seri SPN20110609, FR0027 (reopening), FR0040 (reopening), dan FR0052 (reopening) pada tanggal 8 Juni 2010*. http://www.dmo.or.id/dmodata/9Berita/Pengumuman_HASIL_LELANG.pdf
- Fight, A. (2006). *Introduction To Project Finance*. Butterworth-Heinemann. Oxford.
- Finnerty, J. D. (2007). *Project financing : Asset-Based Financial Engineering 2nd Edition*. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey.
- Inflation Data. (2011). *Historical Inflation and Consumer Price Index (CPI) U.S.* http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Rate/HistoricalInflation.aspx
- Lupoff, J. (2009). *Industrial Project Finance. GE Capital*. USA

- Nevitt, P. K. dan Fabozzi, F. J. (2000). *Project financing 7th Edition*. Euromoney Institutional Investor PLC. London.
- OANDA Corporation. (2011). *Historical Exchange Rates*. <http://www.oanda.com/currency/historical-rates/>
- Pratt, S. P. (2002). *Cost of capital: Estimation and Application 2nd Edition*. John Wiley & Sons, Inc. New York.
- PT. PLN (Persero). *Laporan Keuangan 2002-2010*. <http://www.pln.co.id/?p=53>
- PT. PLN (Persero). (2010). *Pre Appraisal Mission PLTU Indramayu*. PT. PLN (Persero). Jakarta.
- PT. PLN (Persero). (2010). *Preparatory Survey For PLTU Indramayu*. PT. PLN (Persero). Jakarta.
- PT. PLN (Persero). (2011). *Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) PT. PLN (Persero) 2011-2016*. PT. PLN (Persero). Jakarta.
- PT. PLN (Persero). (2010). *Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) 2010-2019*. PT. PLN (Persero). Jakarta.
- Rate Inflation. (2011). *Historical Inflation of Japan*. <http://www.rateinflation.com/inflation-rate/japan-historical-inflation-rate.php?form=jpnir>
- Rate Inflation. (2011). *Historical Inflation of USA*. <http://www.rateinflation.com/inflation-rate/usa-historical-inflation-rate.php?form=usair>
- Ross, S. A, Westerfield, R, dan Jaffe, J. 2010. *Corporate Finance 9nd Edition*. McGraw-Hill.
- Sorge, M. (2004). The Nature of Credit Risk in Project Finance. *BIS Quarterly Review*, December 2004, 91-101
- Tant, K, dan Vong, J. (1991). *Project Finance*. School of Banking and Finance. Monash University. Melbourne, Australia
- The U.S. Energy Information Administration (EIA). *Coal Prices, Selected Years, 1949 - 2010*. http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/pdf/sec7_21.pdf
- Tucker, W. R. (2010). Effective Interest Rate (EIR). *Bankakademie Micro Banking Competence Center*, 5-6 September 2000, 7-13

U.S. Department of The Treasury. (2011). *Daily Treasury Yield Curve Rates*.
<http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2011>

Yescombe, E. R. (2002). *Principle of Project Finance*. Acedemic Press. Sandiego, California.

