



TUGAS AKHIR - TI 091324

Penentuan Skema Negosiasi Bisnis LPG Plant Dengan Pihak Ketiga

Vega Nuansa Pratiwi
NRP. 2510100059

DOSEN PEMBIMBING :
Yudha Andrian Saputra, S.T., M.BA
NIP. 198203122005011002

JURUSAN TEKNIK INDUSTRI
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2014



FINAL PROJECT - TI 091324

The Determination of Negotiation Schemes of LPG Plant Business With A Third Party

Vega Nuansa Pratiwi
NRP. 2510100059

SUPERVISOR :
Yudha Andrian Saputra, S.T., M.BA
NIP. 198203122005011002

INDUSTRIAL ENGINEERING DEPARTMENT
INDUSTRIAL TECHNOLOGY FACULTY
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY
SURABAYA
2014

PENENTUAN SKEMA NEGOSIASI BISNIS LPG PLANT DENGAN PIHAK KETIGA

Nama Mahasiswa : VEGA NUANSA PRATIWI
NRP : 2510 100 059
Jurusan : Teknik Industri FTI-ITS
Dosen Pembimbing : YUDHA ANDRIAN SAPUTRA, S.T., M.BA

ABSTRAK

Program konservasi energi bertujuan untuk mengoptimalkan penggunaan energi karena tingginya tingkat konsumsi energi dan semakin menipisnya cadangan energi. Di Indonesia, program konservasi energi yang sedang berjalan adalah energi gas. Secara garis besar terdapat dua kegiatan usaha di sektor gas, yaitu kegiatan usaha hulu dan kegiatan usaha hilir. Kegiatan usaha hulu meliputi eksplorasi dan eksploitasi. Sedangkan, kegiatan usaha hilir terdiri dari pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan niaga. Studi kasus untuk penelitian ini adalah PT. X yang menjadi salah satu kawasan potensial untuk kegiatan eksploitasi gas alam. Didalam pengembangan usaha kegiatan hilir PT. X terdapat dua opsi yang akan dipilih. Namun atas pertimbangan risiko-risiko yang mungkin terjadi pada opsi kedua, maka munculah sebuah opsi baru dimana PT. X akan melibatkan pihak ketiga (*partnership*) untuk kegiatan bisnisnya. Dalam kegiatan *partnership* tentunya ada pertimbangan negosiasi bisnis yang akan menguntungkan baik bagi PT. X maupun pihak ketiga. Oleh karena itu, pada penelitian akan membantu PT. X dan pihak ketiga menentukan skema negosiasi bisnis yang sesuai dengan melihat perspektif kelayakan ekonomi dari kedua belah pihak.

Kata Kunci : Sektor Hilir Gas, Studi Kelayakan, Skema Negosiasi Bisnis, Partnership

THE DETERMINATION OF NEGOTIATION SCHEMES OF LPG PLANT BUSINESS WITH A THIRD PARTY

Name : VEGA NUANSA PRATIWI
NRP : 2510 100 059
Department : Teknik Industri FTI-ITS
Supervisor : YUDHA ANDRIAN SAPUTRA, S.T., M.BA

ABSTRACT

Energy conservation program aims to optimize energy use due to the high levels of energy consumption and the depletion of energy reserves. For instance, Indonesia applies gas energy as one of the energy conservation programs. There are two business in gas sector, namely upstream and downstream. The upstream business activities include exploration and exploitation. Whereas, downstream business activities include processing, carting, storing, and trading. Case study for this research is PT. X that become one of the potential areas for exploitation of natural gas activities. In the business development of downstream activities, there are two options chosen by PT. X. However, the consideration of the risks that may occur on second option, then it evokes a new option where PT. X will involve a third party (partnership) for its business activities. In the partnership activities, there are certainly consideration of partnership business negotiation that will be advantageous both for PT. X and a third party. Therefore, the research would help PT. X and a third party to determine the business negotiation schemes by economic feasibility study perspective from both sides.

Keywords : Gas Downstream, Feasibility Study, Business Negotiation Scheme, Partnership

**PENENTUAN SKEMA NEGOSIASI BISNIS LPG PLANT DENGAN
PIHAK KETIGA**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

Pada

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Industri

Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Yeza Nuansa Pratiwi

NRP. 2510100059

Dsetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir



Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA.

NIP. 198203122005011002



SURABAYA

21 JULI 2014

KATA PENGANTAR

Segala puji syukur Penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul “Penentuan Skema Negosiasi Bisnis LPG Plant Dengan Pihak Ketiga”.

Selama proses pengerjaan Tugas Akhir, penulis telah menerima banyak dukungan, masukan, serta bantuan dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Kedua orangtua penulis, yaitu Ir. Slamet Wahyuono dan Dra. Zunaida, MM. yang senantiasa memberikan dukungan dan semangat kepada penulis.
2. Kakak dan adik kandung penulis, yaitu Citra Maharani dan Hilmy Kharisma yang telah bersedia menerima dan mendengarkan keluh kesah penulis, serta keluarga besar penulis yang selalu memberikan dukungan.
3. Bapak Yudha Andrian Saputra selaku dosen pembimbing penulis yang dengan sangat sabar membimbing dan memberikan arahan kepada penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir.
4. Bapak Prof. Budi Santosa selaku Ketua Jurusan Teknik Industri dan Kepala Laboratorium Komputasi dan Optimasi Industri atas dukungan yang telah diberikan.
5. Sahabat terdekat penulis dari SMA, yaitu Jo, Kris, Galuh, dan Bojes yang telah memberikan dukungan dan bersedia menjadi teman curhat penulis.
6. Sahabat terdekat penulis saat kuliah, yaitu Tiara Dita dan Anissa, terima kasih telah memberikan dukungan dan menjadi teman curhat dan bermain selama ini.
7. Keluarga besar Teknik Industri Angkatan 2010, khususnya para pejuang Tugas Akhir yang telah memberikan dukungan yang sangat luar biasa kepada penulis.
8. Keluarga besar administrator Laboratorium Komputasi dan Optimasi Industri TI-ITS (Hasyim, Zulnio, Dewi, Jimbo, Gusti, Layli, Sabrina, Andrew, Friska, Ovita, Aan, Resa, Chrisman, Nindya, Lola, Agustin, Mike,

Mas Fiqi, Mbak Eki, Admin 2009, dan Admin 2011). Terima kasih atas rasa cinta dan kekeluargaan yang telah diberikan selama ini.

9. Teman-teman yang sudah membantu penulis dalam mengerjakan laporan Tugas Akhir ini, yaitu Mansur, Rizal Waluyo, Atikah, dan Zulvah.
10. Teman sepermainan “Geng Gosip”, yaitu Bresti, Riri, Kartika, Risal, Fira, Desi, Vita, dan Alo yang telah menjadi teman bermain selama 4 tahun kuliah ini dan selalu memberikan dukungan kepada penulis.
11. Teman olahraga penulis, yaitu Setia Budi, Revi, Risal, Anissa, Nadiya, Rara, Iskandar, dll. yang telah bersedia menemani penulis berolahraga selama ini dan selalu memberikan dukungan.
12. Teman *backpacker* penulis, yaitu Sherryl, Sabrina, Yolla, dan Alo yang telah memberikan dukungan kepada penulis.
13. Teman seperjuangan bimbingan anak Pak Yudha Andrian, yaitu Nur Azizah dan Zulnio yang saling memberikan dukungan dan bantuan.
14. Teman-teman kursus *semi-intensive* IALF yang memiliki satu tujuan dengan penulis, terima kasih atas dukungan dan kata-kata semangatnya.
15. Lagu-lagu hip-hop yang telah menginspirasi dan membangkitkan motivasi penulis dalam mengerjakan tugas akhir.
16. Serta semua pihak yang telah membantu penulis yang tidak mampu penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa pengerjaan Tugas Akhir ini masih jauh dari sempurna. Kritik dan saran sangat penulis butuhkan untuk perbaikan ke depannya. Penulis berharap Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi para pembacanya. Sekian yang dapat penulis sampaikan, akhir kata penulis mengucapkan terima kasih.

Surabaya, Juli 2014

Penulis

DAFTAR ISI

ABSTRAK	i
<i>ABSTRACT</i>	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GAMBAR	xiv
BAB 1	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	7
1.3 Tujuan.....	7
1.4 Manfaat.....	7
1.5 Ruang Lingkup Penelitian	7
1.6 Sistematika Penulisan.....	8
BAB 2	11
TINJAUAN PUSTAKA	11
2.1 Konservasi Energi	11
2.2 Kegiatan Usaha Hulu dan Hilir	12
2.2.1 Kegiatan Usaha Hulu	12
2.2.2 Kegiatan Usaha Hilir	13
2.3 Studi Kelayakan (Feasibility Study).....	14
2.3.1 <i>Payback Period</i>	14
2.3.2 <i>Net Present Value (NPV)</i>	15
2.3.3 <i>Internal Rate of Return (IRR)</i>	15
2.4 Investasi (<i>Investment</i>).....	16
2.5 Pendapatan (<i>Revenue</i>)	17
2.6 Pengeluaran (<i>Expenditure</i>)	17
2.7 <i>Two Way Sensitivity Analysis</i>	17
2.8 Teori Permainan <i>Non Zero Sum Game</i>	18

2.9 Penelitian Terdahulu	18
BAB 3	23
METODOLOGI PENELITIAN	23
3.1 Komparasi Skema Bisnis Opsi I dan Opsi II	24
3.2 Usulan Terhadap Skema Bisnis Opsi III.....	24
BAB 4	27
PENGOLAHAN DATA.....	27
4.1 Skema Bisnis Opsi I.....	27
4.1.1 Investasi Opsi I.....	27
4.1.2 <i>Revenue</i> Opsi I	28
4.1.3 <i>Expenditure</i> Opsi I	31
4.1.4 Proyeksi Opsi I.....	36
4.1.5 Evaluasi Kelayakan Opsi I.....	40
4.2 Skema Bisnis Opsi II	40
4.2.1 Investasi Opsi II	41
4.2.2 <i>Revenue</i> Opsi II.....	42
4.2.3 <i>Expenditure</i> Opsi II.....	47
4.2.4 Proyeksi Opsi II.....	55
4.2.5 Evaluasi Kelayakan Skema Bisnis Opsi II.....	59
BAB 5	61
PENGEMBANGAN SKEMA BISNIS OPSI III	61
5.1 Skema Bisnis Opsi III Pihak Ketiga	63
5.1.1 Investasi Pihak Ketiga.....	64
5.1.2 <i>Revenue</i> Pihak Ketiga.....	64
5.1.3 <i>Expenditure</i> Pihak Ketiga	68
5.1.4 Proyeksi Pihak Ketiga	75
5.1.5 Evaluasi Kelayakan Skema Bisnis Opsi III Pihak Ketiga	79
5.2 Skema Bisnis Opsi III Pihak PT. X	79
5.2.1 Investasi PT. X	80
5.2.2 <i>Revenue</i> PT. X.....	80
5.2.3 <i>Expenditure</i> PT. X.....	80

5.2.4 Proyeksi PT. X.....	81
5.2.5 Evaluasi Kelayakan PT. X.....	85
5.3 Penentuan Range Negosiasi Bagi PT. X dan Pihak Ketiga.....	85
5.3.1 Pencarian Titik Ekuilibrium.....	114
5.3.2 Pencarian Titik Keseimbangan	115
5.3.3 Perbandingan Titik Ekuilibrium dan Titik Keseimbangan	115
BAB 6	117
ANALISA KELAYAKAN DAN ANALISA SKEMA NEGOSIASI.....	117
6.1 Analisa Kelayakan Skema Bisnis Opsi I.....	117
6.2 Analisa Kelayakan Skema Bisnis Opsi II.....	119
6.3 Analisa Skenario Kompensasi Skema Bisnis Opsi III	120
BAB 7	125
KESIMPULAN DAN SARAN.....	125
7.1 Kesimpulan.....	125
7.2 Saran	125
DAFTAR PUSTAKA	127
LAMPIRAN A.....	131
LAMPIRAN B	135
LAMPIRAN C	137
BIODATA PENULIS	141

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Rincian Biaya Investasi Opsi I	27
Tabel 4.2 Harga Jual Gas Mentah Opsi I	28
Tabel 4.3 Volume Produksi Setiap Tahun Pada Opsi I.....	28
Tabel 4.4 Perhitungan Konversi Volume Gas Mentah.....	29
Tabel 4.5 <i>Revenue</i> Opsi I.....	31
Tabel 4.6 Harga Beli Gas Mentah Opsi I	34
Tabel 4.7 Rincian COGS Opsi I	35
Tabel 4.8 Biaya Operasional Opsi I.....	35
Tabel 4.9 Rincian Biaya Investasi LPG <i>Plant</i> 40 MMSCFD Opsi II	41
Tabel 4.10 Harga Jual <i>Lean Gas</i> , LPG, dan <i>Condensate</i> Opsi II.....	42
Tabel 4.11 Volume Produksi Setiap Tahun Pada Opsi II.....	42
Tabel 4.12 Perhitungan Konversi Volume Opsi II.....	43
Tabel 4.13 <i>Revenue</i> LPG Opsi II.....	46
Tabel 4.14 <i>Revenue Condensate</i> Opsi II	46
Tabel 4.15 <i>Revenue Lean Gas</i> Opsi II.....	46
Tabel 4.16 <i>Revenue</i> Total Opsi II.....	47
Tabel 4.17 Biaya O&M LPG Plant Opsi II	48
Tabel 4.18 Rincian Depresiasi <i>Piping</i> Opsi II.....	50
Tabel 4.19 Rincian Depresiasi LPG Plant Opsi II.....	50
Tabel 4.20 Rincian Book Value Piping Opsi II.....	51
Tabel 4.21 Rincian Book Value LPG Plant Opsi II	52
Tabel 4.22 Harga Beli Gas Mentah Opsi II.....	53
Tabel 4.23 Rincian COGS <i>Piping</i> Opsi II	54
Tabel 4.24 Rincian COGS LPG Plant Opsi II.....	54
Tabel 4.25 Biaya Operasional Opsi II	55
Tabel 5.1 Rincian Biaya Investasi LPG <i>Plant</i> 40 MMSCFD Pihak.....	64
Tabel 5.2 Harga Jual Produk Pihak Ketiga.....	64
Tabel 5.3 Rincian Volume Produksi Pihak Ketiga.....	65
Tabel 5.4 Perhitungan Konversi Volume Pihak Ketiga	66
Tabel 5.5 Rincian <i>Revenue</i> LPG Pihak Ketiga.....	67
Tabel 5.6 Rincian <i>Revenue</i> Condensate Pihak Ketiga.....	68
Tabel 5.7 Rincian Total <i>Revenue</i> Pihak Ketiga.....	68
Tabel 5.8 Volume Gas Mentah Pihak Ketiga	69
Tabel 5.9 Biaya O&M LPG Plant Pihak Ketiga.....	69
Tabel 5.10 Depresiasi LPG Plant Pihak Ketiga.....	71
Tabel 5.11 Book Value LPG Plant Pihak Ketiga	72
Tabel 5.12 Rincian COGS Pihak Ketiga	72
Tabel 5.13 Biaya Operasional Pihak Ketiga.....	73
Tabel 5.14 Total HV-Feed dan Total HV-Lean Pihak Ketiga.....	73
Tabel 5.15 Rincian <i>Heat Loss</i> Pihak Ketiga.....	74

Tabel 5.16 Rincian <i>Compensation Losses Gas Cost</i> Pihak Ketiga.....	74
Tabel 5.17 Rincian <i>Profit Sharing</i> Pihak Ketiga	75
Tabel 5.18 <i>Revenue</i> Skema Bisnis Opsi III PT. X.....	80
Tabel 5.19 Biaya Operasional Opsi III PT.X.....	81
Tabel 5.20 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,6.....	86
Tabel 5.21 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,7.....	87
Tabel 5.22 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,8.....	87
Tabel 5.23 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,9.....	87
Tabel 5.24 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6.....	87
Tabel 5.25 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,1.....	88
Tabel 5.26 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,2.....	88
Tabel 5.27 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,3.....	88
Tabel 5.28 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,4.....	88
Tabel 5.29 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,5.....	89
Tabel 5.30 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,6.....	89
Tabel 5.31 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,7.....	89
Tabel 5.32 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,8.....	89
Tabel 5.33 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,9.....	90
Tabel 5.34 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7.....	90
Tabel 5.35 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7,1.....	90
Tabel 5.36 <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7,15.....	90
Tabel 5.37 <i>Profit Sharing</i> Opsi III.....	91
Tabel 5.38 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,6.....	91
Tabel 5.39 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,7.....	92
Tabel 5.40 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,8.....	92
Tabel 5.41 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,9.....	93
Tabel 5.42 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6.....	93
Tabel 5.43 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,1.....	94
Tabel 5.44 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,2.....	94
Tabel 5.45 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,3.....	95
Tabel 5.46 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,4.....	95

Tabel 5.47 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,5.....	96
Tabel 5.48 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,6.....	96
Tabel 5.49 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,7.....	97
Tabel 5.50 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,8.....	97
Tabel 5.51 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,9.....	98
Tabel 5.52 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7.....	98
Tabel 5.53 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7,1.....	99
Tabel 5.54 <i>Output</i> Kelayakan Pihak Ketiga dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7,15.....	99
Tabel 5.55 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,6.....	100
Tabel 5.56 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,7.....	100
Tabel 5.57 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,8.....	101
Tabel 5.58 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 5,9.....	101
Tabel 5.59 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6.....	102
Tabel 5.60 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,1.....	102
Tabel 5.61 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,2.....	103
Tabel 5.62 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,3.....	103
Tabel 5.63 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,4.....	104
Tabel 5.64 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,5.....	104
Tabel 5.65 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,6.....	105
Tabel 5.66 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,7.....	105

Tabel 5.67 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,8.....	106
Tabel 5.68 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 6,9.....	106
Tabel 5.69 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7.....	107
Tabel 5.70 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7,1.....	107
Tabel 5.71 <i>Output</i> Kelayakan PT. X dengan <i>Compensation Losses Gas Cost</i> US\$ 7,15.....	108
Tabel 5.72 Daerah Penerimaan NPV PT. X.....	111
Tabel 5.73 Daerah Penerimaan NPV Pihak Ketiga	111
Tabel 5.74 <i>Indifferent Area of Negotiation</i> dari PT. X dan Pihak Ketiga.....	112
Tabel 5.75 Titik Ekuilibrium Skema Negosiasi PT. X dan Pihak Ketiga.....	114
Tabel 6.1 <i>Range</i> Skema Negosiasi LPG Plant Dengan Pihak Ketiga.....	121

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Realisasi dan Proyeksi Energi Primer (Sumber : Pertamina)	2
Gambar 1.2 Perusahaan Kegiatan Hilir Gas Bumi (Sumber : Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral).....	3
Gambar 1.3 Lokasi Pembangunan PT. X	4
Gambar 1.4 Pengembangan Skema Bisnis Opsi III PT. X.....	5
Gambar 2.1 Kegiatan Usaha Hulu Gas Bumi.....	12
Gambar 3.1 Metodologi Penelitian.....	23
Gambar 4.1 Laporan Laba Rugi Opsi I	36
Gambar 4.2 Arus Kas Opsi I	38
Gambar 4.3 Neraca Opsi I.....	39
Gambar 4.4 Arus Kas Bebas Opsi I.....	40
Gambar 4.5 <i>Output</i> Kelayakan Opsi I	40
Gambar 4.6 Laporan Laba Rugi Opsi II	56
Gambar 4.7 Arus Kas Opsi II	57
Gambar 4.8 Neraca Opsi II.....	58
Gambar 4.9 Arus Kas Bebas Opsi II	59
Gambar 4.10 <i>Output</i> Kelayakan Opsi II.....	59
Gambar 5.1 Harga LPG Tahun 2007 – 2014.....	61
Gambar 5.2 Laporan Laba Rugi Opsi III Pihak Ketiga.....	76
Gambar 5.3 Arus Kas Opsi III Pihak Ketiga.....	77
Gambar 5.4 Neraca Opsi III Pihak Ketiga.....	78
Gambar 5.5 Arus Kas Bebas Opsi III Pihak Ketiga	79
Gambar 5.6 <i>Output</i> Kelayakan Opsi III Pihak Ketiga.....	79
Gambar 5.7 Laporan Laba Rugi Opsi III PT. X	81
Gambar 5.8 Arus Kas Opsi III PT. X	83
Gambar 5.9 Neraca Opsi III PT. X.....	84
Gambar 5.10 Arus Kas Bebas Opsi III PT. X	84
Gambar 5.11 <i>Output</i> Kelayakan Opsi III PT. X.....	85
Gambar 5.12 Batasan Penerimaan Skema Negosiasi LPG Plant Dengan Pihak Ketiga	110
Gambar 5.13 Skema Negosiasi LPG Plant dengan Pihak Ketiga.....	116
Gambar 6.1 Titik Keseimbangan Skema Negosiasi Bisnis LPG Plant	123
Gambar 6.2 Jenis Risiko Dari Skema Negosiasi Bisnis LPG Plant Dengan.....	124

BAB 1

PENDAHULUAN

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai hal-hal yang menjadi landasan dalam melakukan penelitian, meliputi latar belakang, rumusan permasalahan, tujuan, manfaat, ruang lingkup, dan sistematika penulisan.

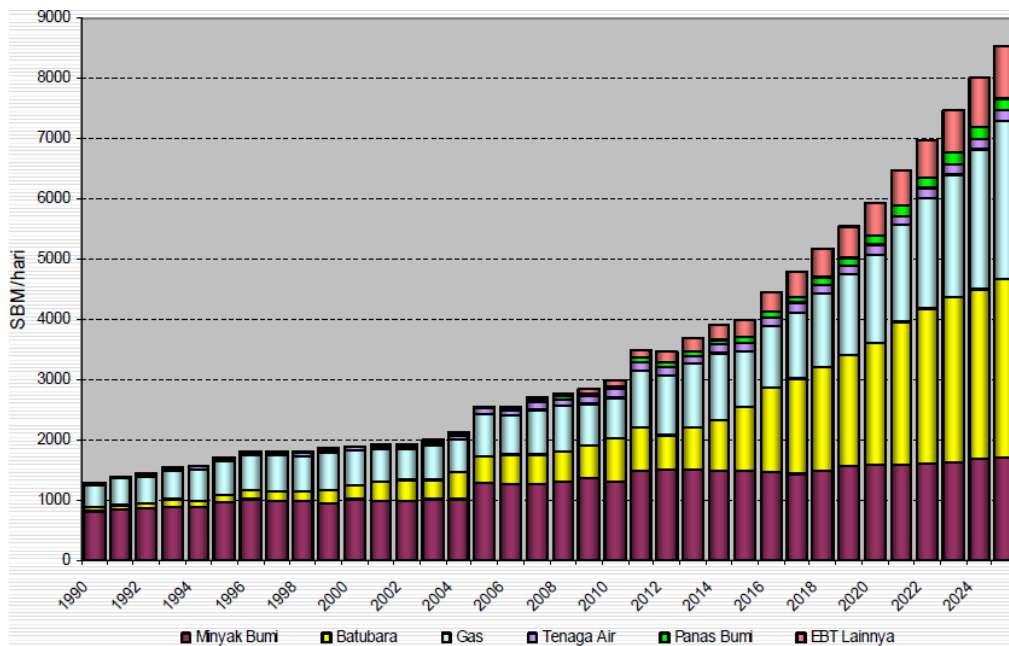
1.1 Latar Belakang

Program konservasi energi sudah cukup lama digalakkan di Indonesia sejak tahun 2006 yang bertujuan untuk melakukan efisiensi atau optimalisasi terhadap penggunaan energi yang telah dituangkan didalam Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006 terkait dengan regulasinya (ESDM, 2010). Program ini diterapkan untuk menghemat penggunaan energi karena Indonesia merupakan salah satu negara dengan tingkat konsumsi energi yang tinggi dan hal ini berbanding terbalik dengan cadangan energi yang semakin menipis (BAPPENAS, 2011). Didalam memenuhi kebutuhan energi terdapat beberapa cara yang dilakukan, seperti menerapkan energi konvensional dan energi terbarukan (hanya menjadi alternatif tetapi tidak diprioritaskan). Pada program konservasi ini melibatkan proses konversi energi, yaitu perubahan bentuk dari suatu energi menjadi energi yang lain.

Contoh praktis untuk sektor rumah tangga adalah konversi energi minyak tanah menjadi *Liquid Petroleum Gas* (LPG) pada tahun 2011 yang dapat menghemat pengeluaran negara sebesar Rp. 25 Triliun dan dalam jangka panjang mampu memasok kebutuhan rumah tangga daripada menggantungkan minyak tanah (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2011). Pada tahun 2013, PT. PGN yang bekerjasama dengan Pemerintah Pusat dan swasta ini juga mengeluarkan sebuah program konversi energi Bahan Bakar Minyak (BBM) menjadi Bahan Bakar Gas (BBG) untuk kendaraan bermotor yang dapat memangkas beban subsidi menjadi lebih murah Rp. 3.100 per liter dibandingkan dengan BBM (BUMN, 2014). Selain penggunaan untuk kebutuhan rumah tangga dan kendaraan bermotor, program konservasi energi juga diterapkan untuk kebutuhan listrik di pedesaan yang melibatkan konversi

energi nuklir menjadi gas dan apabila benar-benar diterapkan pada tahun 2010 akan menghemat biaya sebesar US\$ 61,10 (Siregar, 2010).

Adanya realisasi program konservasi energi tersebut membuat bisnis di sektor gas bumi menjadi semakin berpotensi karena proyeksi permintaan gas bumi hingga tahun 2024 semakin meningkat. Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan realisasi dan proyeksi permintaan terhadap gas bumi sampai dengan tahun 2024.



Gambar 1.1 Realisasi dan Proyeksi Energi Primer (Sumber : Pertamina)

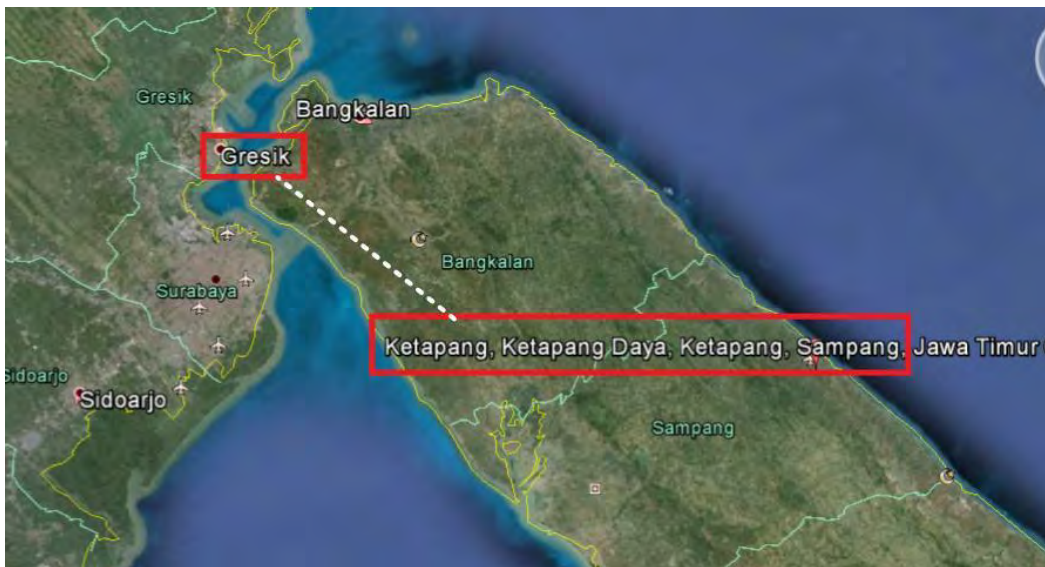
Secara garis besar, terdapat dua kegiatan usaha di bisnis sektor gas bumi, yaitu kegiatan usaha hulu dan kegiatan usaha hilir. Kegiatan usaha hulu ini merupakan kegiatan usaha yang berintikan dan bertumpu pada kegiatan usaha Eksplorasi dan Eksploitasi (Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Pasal 1 Ayat 7). Pada umumnya produk-produk yang didapatkan dari proses eksplorasi dan eksploitasi ini berupa minyak bumi, gas alam, batubara, mineral, dan air. Namun, produk yang sering dilakukan pencarian di Indonesia saat ini adalah minyak bumi dan gas alam, sehingga pemerintah membuat peraturan khusus terkait dengan pengolahan minyak bumi dan gas (SKK-Migas, 2001).

Sedangkan, kegiatan hilir merupakan kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan / atau niaga (Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Pasal 1 Ayat 9). Seluruh proses yang terdapat di kegiatan hilir ini memiliki nilai tambah (*added value*), karena mengolah bahan baku (*raw material*) minyak bumi menjadi beberapa produk jenis BBM dan non-BBM, seperti naphtha, bensin, kerosene, minyak diesel, bahan pelumas, minyak bakar, residu, bahan kimia, oli, lilin, dan aspal (SKK-MIGAS, 2010). Berikut ini adalah beberapa contoh perusahaan yang terlibat dalam kegiatan hulu sektor gas bumi.

PENGOLAHAN	PENGANGKUTAN	PENYIMPANAN	NIAGA
- PT. Pertamina - PT. Surya Eka Prakasa	- PT. PGN Persero - PT. Pertagas	- PT. Pertamina - PT. Bhakti Mingasutama	- PT. Bhakti Mingasutama - PT. Blue Gas Indonesia

Gambar 1.2 Perusahaan Kegiatan Hilir Gas Bumi (Sumber : Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral)

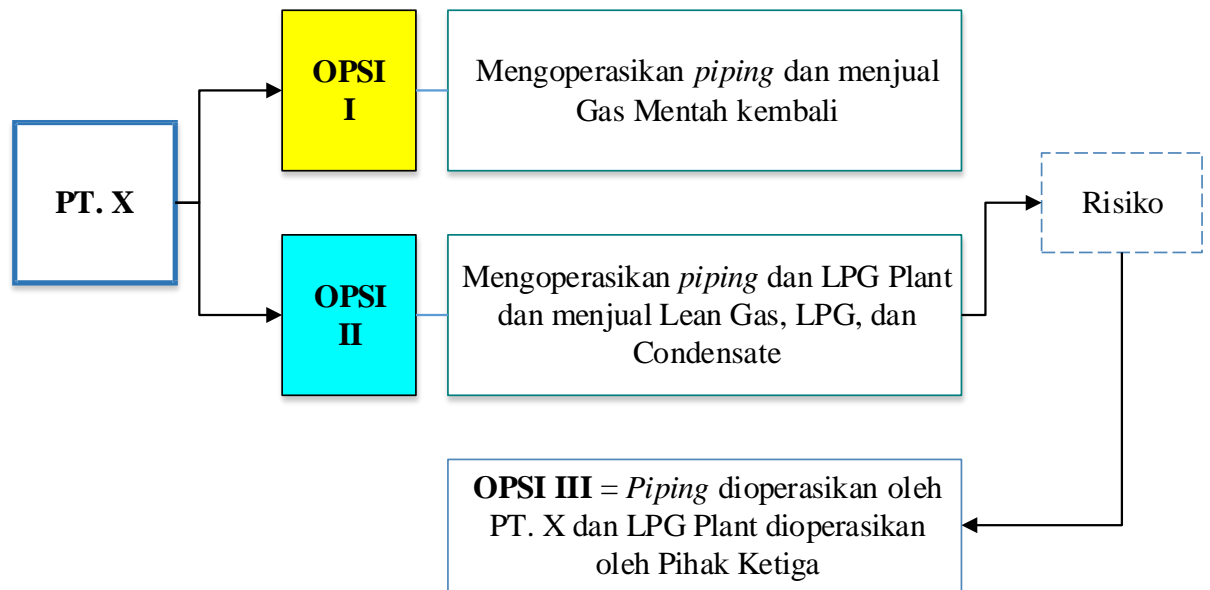
Studi kasus untuk penelitian ini adalah PT. X yang berlokasi di salah satu kawasan yang memiliki potensi tinggi dalam menghasilkan gas alam, yaitu Pulau Madura yang terletak di Provinsi Jawa Timur. Pulau yang berluasan kurang dari 5.168 km² ini menjadi salah satu kawasan potensial untuk kegiatan eksploitasi gas alam karena ditemukannya titik-titik potensial atau area yang dekat dengan sumber daya alam berupa *feed gas* yang dapat menghasilkan gas alam. Pada tahun 2012, salah satu perusahaan yang bergerak dibidang hulu gas memenangkan tender penambangan serta memperoleh lisensi dalam mengembangkan *plant* untuk kegiatan eksploitasi gas alam. *Plant* ini akan dijual dan dikelola oleh PT. X dan rencana kedepannya akan dilakukan *piping* atau pemasangan pipa yang akan mengalirkan hasil gas olahan dari Pulau Madura menuju Gresik.



Gambar 1.3 Lokasi Pembangunan PT. X

PT. X fokus pada pendistribusian produk *feed gas* (gas mentah) dan produk turunan gas, seperti *LPG Condensate*, dan *Lean Gas*. Tujuan PT. X melakukan pembangunan *piping* ini adalah untuk mempermudah dalam mendistribusikan produk gas olahan tersebut ke konsumen yaitu perusahaan di bidang pembangkitan yang berlokasi di Gresik.

Untuk pengembangan usaha di PT. X terdapat beberapa pertimbangan yang perlu dilakukan, yaitu berupa dua opsi yang menghasilkan keuntungan yang berbeda-beda. Sebelum *piping* dan *plant* yang memiliki kapasitas sebesar 40 MMSCFD ini benar-benar beroperasi, maka perlu dilakukan analisa kelayakan terhadap dua opsi usaha tersebut.



Gambar 1.4 Pengembangan Skema Bisnis Opsi III PT. X

Opsi I, PT. X melakukan investasi pembangunan *piping* untuk menyalurkan gas mentah dari Pulau Madura menuju Kota Gresik dan akan menjual gas mentah itu kembali ke konsumen. Salah satu contoh perusahaan di Indonesia yang melakukan bisnis *piping* untuk mendistribusikan gas mentah yang nantinya akan digunakan atau diolah kembali oleh konsumen adalah PT. PGN. Berdasarkan penjelasan sebelumnya mengenai kegiatan hilir yang menjadi salah satu kegiatan usaha penting pada sektor gas bumi, PT. PGN menerapkan proses pengangkutan, yaitu memindahkan gas mentah dengan transmisi pipa gas. Apabila PT. X menerapkan Opsi I ini, maka keuntungan yang dihasilkan murni dari kegiatan penjualan gas alam tersebut seperti kegiatan usaha di PT. PGN. Pada Gambar 1.1 dijelaskan bahwa proyeksi permintaan terhadap energi primer, khususnya gas alam akan meningkat hingga tahun 2024, dengan adanya proyeksi ini maka memungkinkan adanya peningkatan permintaan terhadap gas mentah itu sendiri oleh *customer* ke PT. X.

Opsi II, PT. X akan mendirikan *piping* untuk menyalurkan gas mentah, sekaligus mendirikan *LPG Plant* ditengah jalur pendistribusian gas mentah tersebut. Saat ini belum ada perusahaan yang menerapkan

pembangunan *pipeline* dan *LPG Plant* sekaligus. Salah satu contoh perusahaan yang melakukan pembangunan *LPG Plant* saja adalah PT. Surya Esa Perkasa. Perusahaan ini melakukan proses pengolahan pada kegiatan hilir di sektor gas, yaitu proses yang dapat memberikan nilai tambah pada gas alam yang akan diolah. Produk bernilai tambah yang diolah oleh PT. Surya Esa Perkasa adalah *LPG*. Pembangunan *piping* dan *LPG Plant* oleh PT. X akan menghasilkan tiga produk turunan gas alam berupa *Lean Gas*, *LPG*, dan *Condensate*. Namun, Opsi II memiliki risiko yang tinggi terkait dengan harga *LPG*, kegiatan konstruksi, dan kegiatan operasional. Harga *LPG* dari tahun ke tahun tidak stabil dan cenderung fluktuatif, karena harga *LPG* yang fluktuatif dapat mempengaruhi kelayakan dari Opsi II. Selain harga *LPG*, kegiatan konstruksi yang awalnya 5 tahun mungkin berubah menjadi lebih lama karena ketidakpastian hal-hal yang terjadi saat konstruksi, seperti kondisi lapangan atau tanah untuk konstruksi, ketersediaan *equipment*, tenaga kerja, dll. hal ini tentunya juga akan mempengaruhi kelayakan usaha dari Opsi II. Dan, risiko terakhir yang mungkin terjadi adalah kegiatan operasional, contohnya proses produksi *LPG*, kemungkinan jumlah gas mentah yang dibeli tidak sesuai dengan jumlah yang diharapkan PT. X sehingga hal ini akan mempengaruhi pendapatan *LPG* dan tentunya kelayakan usaha dari Opsi II.

Dengan melihat adanya risiko yang memungkinkan muncul pada Opsi II, maka munculah sebuah usulan terkait dengan kegiatan bisnis yang dioperasikan oleh PT. X. Nantinya, dalam kegiatan bisnis gas akan melibatkan pihak ketiga yang akan mengoperasikan proses produksinya. Pada penelitian ini, penulis akan mencoba menggunakan pihak ketiga untuk mengoperasikan *LPG Plant*. Sedangkan, PT. X hanya mengoperasikan bisnis *piping* dalam kegiatan operasionalnya. Dengan adanya keterlibatan pihak ketiga akan menimbulkan sebuah profil skema negosiasi di antara kedua belah pihak. Negosiasi ini ditunjukkan dari adanya biaya *losses* yang dibayarkan oleh pihak ketiga ke PT. X dan *profit sharing* atas penggunaan nama dagang dari PT.X. Maka dengan adanya usulan ini akan memunculkan sebuah opsi baru yang nantinya akan menentukan profil skema negosiasi yang menguntungkan bagi kedua belah pihak, yaitu PT. X dan pihak ketiga, serta akan melakukan

komparasi dengan Opsi I dan Opsi II. Sehingga, pertimbangan kelayakan dan keuntungan yang didapatkan oleh PT. X tidak semata-mata dari bisnis yang dikembangkan sendiri tetapi juga ingin melihat apakah dengan adanya negosiasi pada pihak ketiga.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang diatas, maka perumusan masalah pada penelitian ini adalah bagaimana merancang sebuah konsep pengembangan model skema negosiasi antara PT.X dan pihak ketiga.

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut.

- Merancang sebuah konsep skema bisnis yang akan melibatkan pihak ketiga dan melakukan *trading* gas dengan PT. X.
- Merancang sebuah *range* negosiasi yang *feasible* antara PT. X dan pihak ketiga.
- Memberikan rekomendasi strategi negosiasi dan risiko bagi PT. X dan pihak ketiga.

1.4 Manfaat

Adapun manfaat dari melakukan penelitian ini adalah sebagai berikut.

- PT. X dan pihak ketiga dapat menerapkan salah satu dari *range* negosiasi dalam menjalankan kegiatan bisnisnya.
- PT. X dan pihak ketiga dapat menentukan strategi negosiasi dan risiko yang sesuai untuk dipilih.

1.5 Ruang Lingkup Penelitian

Berikut ini adalah ruang lingkup yang digunakan selama melakukan penelitian.

- Rancangan konsep pengembangan skema negosiasi pada penelitian ini fokus pada kelayakan ekonomi dan aspek risiko.

- Pengambilan keputusan dari rancangan skema negosiasi tersebut berdasarkan perspektif PT. X dan pihak ketiga.
- *Range* kompensasi pada penelitian ini menggunakan bilangan diskrit dengan peningkatan *compensation losses gas cost* setiap US\$ 0,1/mmbtu dan *profit sharing* setiap 1%.

1.6 Sistematika Penulisan

Laporan Tugas Akhir ini terdiri dari enam bab dengan sistematika penulisan sebagai berikut.

BAB I PENDAHULUAN

Bab I didalam Laporan Tugas Akhir ini terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan dan manfaat penelitian, batasan dan asumsi yang digunakan dalam penelitian, dan sistematika penulisan tugas akhir.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab II ini terdiri dari beberapa teori yang digunakan dalam melakukan penelitian. Landasan teori yang digunakan didalam melakukan penelitian ini diperoleh dari buku dan jurnal yang terkait sehingga penelitian dapat dipertanggungjawabkan.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Bab III ini terdiri dari langkah-langkah dalam melakukan penelitian serta metode dan pendekatan yang digunakan, sehingga penelitian ini dilakukan secara sistematis dan sesuai dengan metode.

BAB IV PENGOLAHAN DATA SKEMA BISNIS OPSI I & II

Bab IV ini berisi tentang mengolah data untuk skema bisnis Opsi I & II sesuai dengan metode-metode yang telah dijabarkan pada bab metodologi penelitian. Hasil olahan data skema bisnis Opsi I & II ini berupa proyeksi dari masing-

masing alternatif keputusan investasi, seperti *income statement*, neraca, arus kas, dan *free cash flow*.

BAB V PENGEMBANGAN SKEMA BISNIS OPSI III

Bab V ini berisi tentang pengembangan skema bisnis Opsi III dan mencari *range* kompensasi negosiasi bisnis LPG Plant dengan pihak ketiga.

BAB VI ANALISA KELAYAKAN DAN ANALISA SKEMA NEGOSIASI

Bab VI ini berisi tentang analisa kelayakan terhadap skema bisnis Opsi I & II dan analisa terhadap *range* skema negosiasi bisnis LPG Plant dengan pihak ketiga yang *feasible*, serta menentukan jenis pemilik risiko dari skema negosiasi yang dipilih.

BAB VII SIMPULAN DAN SARAN

Bab VII ini terdiri dari kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan serta saran yang nantinya dapat memberikan perbaikan kedepannya terkait dengan hasil penelitian.

(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan dijelaskan secara lebih detail mengenai teori-teori yang digunakan dalam menyusun dan melakukan penelitian. Adapun penjelasannya adalah sebagai berikut.

2.1 Konservasi Energi

Konservasi energi adalah penggunaan energi secara efisien dan rasional tanpa mengurangi penggunaan energi yang memang benar-benar diperlukan (Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006). Konservasi energi ini melibatkan proses konversi energi, yaitu mengubah bentuk dari suatu energi menjadi energi yang lain. Konservasi energi ini sendiri tentunya akan melibatkan penggunaan energi, dimana terdapat dua jenis pengolahan energi yang digunakan dalam proses konversi, yaitu energi konvensional dan energi terbarukan. Adapun definisi dari kedua jenis energi ini menurut *Contaned Energy Indonesia* (2010) adalah sebagai berikut.

- Energi konvensional adalah energi yang diambil dari sumber yang hanya tersedia dalam jumlah terbatas di bumi dan tidak dapat diregenerasi. Sumber-sumber energi ini akan berakhir cepat atau lambat dan berbahaya bagi lingkungan. Pada umumnya sumber energi konvensional terkait dengan polusi terhadap lingkungan sekitar kita, seperti bensin, solar, minyak tanah, dan lain-lain.
- Energi terbarukan adalah sumber-sumber energi yang dapat habis secara alamiah. Energi terbarukan berasal dari elemen-elemen alam yang tersedia di bumi dalam jumlah besar, misal: matahari, angin, sungai, tumbuhan, dan lain-lain. Energi ini merupakan sumber energi yang tidak dapat menyebabkan polusi terhadap lingkungan sekitar.

Dalam proses konversi energi akan memadukan sumber energi konvensional dan energi terbarukan dan akan menghasilkan sumber energi sekunder, contohnya listrik, LPG, dan lain-lain.

2.2 Kegiatan Usaha Hulu dan Hilir

Kegiatan usaha di sektor minyak dan gas bumi secara umum dibagi menjadi dua jenis, yaitu kegiatan usaha hulu dan kegiatan usaha hilir. Adapun definisi dari masing-masing kegiatan usaha tersebut berdasarkan Undang-Undang Nomor 21 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi adalah sebagai berikut.

2.2.1 Kegiatan Usaha Hulu

Adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi. Berikut ini adalah gambaran secara garis besar mengenai kegiatan usaha hulu untuk sektor gas bumi.



Gambar 2.1 Kegiatan Usaha Hulu Gas Bumi

(Sumber : SKK-MIGAS)

- Eksplorasi merupakan kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan Minyak dan Gas Bumi di Wilayah Kerja yang ditentukan.
- Eksploitasi merupakan rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja yang ditentukan, yang terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan

pemurnian Minyak dan Gas Bumi di lapangan serta kegiatan lain yang mendukungnya.

Kegiatan usaha hulu untuk pengolahan gas bumi di Indonesia ini melibatkan Kontrak Kerja Sama (*Production Sharing Contract*) atau yang lebih sering disebut dengan Kontrak Bagi Hasil yang dapat menguntungkan negara dan hasil dari eksplorasi dan eksplotasi dapat dipergunakan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat (Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Pasal 1 Ayat 19). Kontrak Kerja Sama yang dijalin ini melibatkan kontraktor (yang akan melakukan kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi gas) dengan Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK-MIGAS). Dan, saat ini tercatat jumlah perusahaan yang bergerak di bidang kegiatan usaha hulu gas di Indonesia, baik perusahaan nasional maupun multinasional adalah sebanyak 178 perusahaan (SKK-MIGAS , 2014).

2.2.2 Kegiatan Usaha Hilir

Adalah kegiatan usaha yang berintikan atau bertumpu pada kegiatan usaha Pengolahan, Pengangkutan, Penyimpanan, dan atau/niaga. Berikut ini adalah gambaran mengenai proses didalam kegiatan usaha hilir. Adapun definisi masing-masing proses yang terlibat didalam kegiatan usaha hilir berdasarkan Undang-Undang Nomor 21 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi adalah sebagai berikut.

- Pengolahan adalah kegiatan memurnikan, memperoleh bagian-bagian, mempertinggi mutu, dan mempertinggi nilai tambah Minyak Bumi dan /atau Gas Bumi, tetapi tidak termasuk pengolahan lapangan.
- Pengangkutan adalah kegiatan pemindahan Minyak Bumi, Gas Bumi, dan/atau hasil olahannya dari Wilayah Kerja atau dari tempat penampungan dan Pengolahan, termasuk pengangkutan Gas Bumi melalui pipa transmisi dan distribusi.

- Penyimpanan adalah kegiatan penerimaan, pengumpulan, penampungan, dan pengeluaran Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi.
- Niaga adalah kegiatan pembelian, penjualan, ekspor, impor Minyak Bumi dan/atau hasil olahannya, termasuk Niaga Gas Bumi melalui pipa.

2.3 Studi Kelayakan (*Feasibility Study*)

Studi kelayakan adalah analisis dan evaluasi dari sebuah proposal proyek yang menunjukkan apakah proyek tersebut layak dilaksanakan berdasarkan segi teknis, batasan biaya, dan tingkat keuntungan yang akan dihasilkan atau secara luas diartikan sebagai penilaian terhadap kemungkinan pelaksanaan sebuah rencana atau metode yang diusulkan (Anityasari & Wessiani, 2011). Pada umumnya, perusahaan-perusahaan baru yang akan melakukan pembangunan atau konstruksi melakukan tahapan awal, yaitu *Feasibility Study* untuk mengetahui dan menilai apakah proyek pembangunan tersebut dibangun memungkinkan (*possible*) dan layak (*feasible*) untuk dibangun. Beberapa faktor yang mempengaruhi kelayakan dari suatu usaha adalah sebagai berikut.

2.3.1 *Payback Period*

Payback Period adalah jumlah periode (tahun) yang diperlukan untuk mengembalikan (menutup) ongkos investasi awal dengan tingkat pengembalian tertentu (Pujawan, 2004). Perhitungan *Payback Period* ini berdasarkan nilai kas tahun dan nilai sisa dengan menggunakan rumus sebagai berikut.

$$0 = -P + \sum_{t=1}^N A_t(P/F, i\%, t) \quad (2.1)$$

Keterangan :

- P = Investasi yang dikeluarkan
 A_t = Aliran kas pada akhir periode t
i = Suku bunga yang digunakan

N' = Panjang periode pengembalian (*Payback Period*)

Payback period ini dapat digunakan jika terdapat risiko dan ketidakpastian dalam jumlah yang besar dan mengutamakan atau menekankan pada pengembalian pengeluaran modal (*capital expenditure*) secepat mungkin.

2.3.2 *Net Present Value (NPV)*

NPV menunjukkan semua aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang (P) dan dijumlahkan sehingga nilai P yang diperoleh merefleksikan nilai bersih dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan (Pujawan, 2004)

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{A_t}{(1+i)^t} \quad (2.2)$$

Keterangan :

NPV = Nilai sekarang dari keseluruhan aliran kas pada tingkat bunga $i\%$
 A_t = Aliran kas pada akhir periode t
 i = Nilai MARR
 N = Horizon perencanaan (periode)

Suatu investasi dari proyek layak dijalankan apabila nilai $NPV \geq 0$. Apabila nilai $NPV < 0$ dapat dikatakan bahwa investasi tersebut tidak layak dijalankan.

2.3.3 *Internal Rate of Return (IRR)*

Tingkat bunga pada titik keseimbangan antara jumlah pemasukan dengan pengeluaran disebut dengan *Rate of Return (ROR)*. Maka, ROR merupakan suatu tingkat penghasilan yang mengakibatkan nilai NPV dari suatu investasi sama dengan nol (Pujawan, 2004). Salah satu jenis metode ROR yang digunakan dalam pemilihan alternatif investasi adalah *Internal*

Rate of Return (IRR). Nilai dari IRR ini menunjukkan total pengembalian yang dapat dicapai oleh sebuah proyek.

$$NPV = \sum_{t=0}^N F_t (1 + i^*)^{-t} = 0 \quad (2.3)$$

Keterangan :

NPV = *Net Present Value*

F_t = Aliran kas pada periode t

N = Umur proyek atau periode studi dari proyek tersebut

i^{*} = Nilai IRR dari proyek atau investasi tersebut

Nilai IRR ini dapat dibandingkan dengan nilai IRR dari investasi alternatif lainnya. Bila nilai IRR > WACC maka investasi tersebut tidak layak, begitu pula sebaliknya apabila IRR < WACC maka investasi tersebut dikatakan layak untuk dijalankan.

2.4 Investasi (*Investment*)

Investasi memiliki pengertian yang berbeda menurut ahli ekonomi dan ahli keuangan. Menurut ahli ekonomi, investasi adalah akumulasi dari entitas yang memiliki wujud fisik, seperti pabrik, mesin, rumah, dan *inventory* (Kevin A. Hasset, 2008).

Investasi dibagi menjadi dua kategori, yaitu investasi jangka pendek dan investasi jangka panjang (Sjahrial, 2010). Investasi jangka pendek adalah investasi yang bertujuan untuk menghindari kas menganggur atau lebih sering disebut dengan modal kerja. Sedangkan, investasi jangka panjang pada umumnya disebut dengan investasi modal (*capital investment*) dan hal ini juga melibatkan modal kerja (investasi jangka pendek). Beberapa faktor yang perlu diperhatikan dalam mengatur investasi modal adalah sebagai berikut.

- Adanya usul-usul investasi.
- Estimasi arus kas dari usul-usul investasi tersebut.
- Evaluasi arus kas tersebut.
- Memilih proyek-proyek yang sesuai dengan kriteria tertentu.

- Memantau dan menilai terus-menerus terhadap proyek investasi setelah investasi dilaksanakan.

2.5 Pendapatan (*Revenue*)

Pendapatan adalah arus masuk atau peningkatan aktiva lainnya sebuah entitas atau pembentukan utang (atau sebuah kombinasi dari keduanya) dari pengantaran barang atau penghasilan barang, memberikan pelayanan atau melakukan aktivitas lain yang membentuk operasi pokok atau bentuk entitas yang terlu berlangsung. Pendapatan hanya terdiri dari arus kas masuk bruto manfaat ekonomi yang diterima oleh perusahaan untuk dirinya sendiri. Jumlah yang ditagih untuk dan atau atas nama pihak ketiga bukan merupakan karena tidak menghasilkan manfaat ekonomi bagi perusahaan dan tidak mengakibatkan kenaikan ekuitas (Ikatan Akuntan Indonesia, 2007).

Menurut Assegaf (2001) terdapat tiga unsur pendapat adalah sebagai berikut.

1. Penjualan hasil produksi barang dan jasa merupakan unsur pendapatan pokok perusahaan.
2. Imbalan yang diterima oleh penggunaan aktiva atau sumber-sumber ekonomi perusahaan oleh pihak lain dapat menjadi unsur pendapatan lain-lain bagi perusahaan jenis lain.
3. Penjualan aktiva diluar barang dagang merupakan unsur pendapatan lain-lain suatu perusahaan.

2.6 Pengeluaran (*Expenditure*)

Pengeluaran adalah pembayaran yang dilakukan saat ini untuk kewajiban pada masa akan datang dalam rangka memperoleh beberapa keuntungan. Jika dilakukan untuk meningkatkan aktiva tetap maka disebut dengan pengeluaran modal. Jika dilakukan untuk biaya operasional maka disebut dengan pengeluaran operasional (Kamus Bahasa Indonesia).

2.7 Two Way Sensitivity Analysis

Analisis sensitivitas dilakukan untuk menguji tingkat sensitivitas suatu usaha terhadap perubahan asumsi (*variable*) yang terjadi. Penelitian ini

menggunakan *two way sensitivity analysis* yang bertujuan untuk melakukan analisa sensitivitas terhadap dua variabel yang krusial sekaligus terhadap parameter alternatif keputusan tersebut. Analisa sensitivitas ini memungkinkan dapat mengubah keputusan awal (yang hanya melihat dari satu variabel), sehingga akan memunculkan ketidakpastian pada masing-masing keputusan yang akan diambil. Semakin sensitif usaha maka dapat dikatakan bahwa usaha tersebut akan sangat labil terhadap perubahan kondisi (Anityasari dan Wessiani, 2011). Analisa sensitivitas dapat membantu penyelesaian masalah dari beberapa representasi dengan membantu mengidentifikasi perspektif yang tepat terhadap masalah serta dengan mengidentifikasi isu-isu spesifik yang penting bagi pengambil keputusan (Clemen, 2000).

2.8 Teori Permainan *Non Zero Sum Game*

Teori permainan *Non Zero Sum Game* adalah permainan dengan total pembayaran dari masing-masing pemain pada akhir suatu permainan tidak sama dengan nol dimana permainan ini dapat dimainkan 2 orang atau n orang (Kurdhi, 2013). Didalam teori permainan ini, terdapat dua jenis titik ekuilibrium, yaitu *Equilibrium Von Neumann* dan *Equilibrium Nash*. *Equilibrium Von Neumann* adalah titik ekuilibrium atau value of game awal dari suatu permainan (belum adanya kesepakatan diantara masing-masing pemain). Sedangkan, *Equilibrium Nash* adalah titik ekuilibrium atau *value of game* baru dari suatu permainan yang muncul karena hasilnya lebih baik dari titik ekuilibrium awal (telah terjalin kesepakatan diantara masing-masing pemain).

2.9 Penelitian Terdahulu

Pada sub-bab ini akan dijelaskan secara lebih rinci mengenai beberapa penelitian terdahulu yang relevan dengan penelitian ini adalah sebagai berikut.

- 1. Tangvitoontham et. al (2012) dalam *Jurnal "Economic Feasibility Evaluation of Government Investment Project by Using Cost Benefit Analysis : A Case Study of Domestic Port (Port A), Laem-Chabang Port, Chonburi Province"***

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan evaluasi kelayakan terhadap *cost* dan *benefit* pada proyek *Domestic Port A* yang merupakan salah satu lokasi pengembangan infrastruktur logistik bersamaan dengan perlindungan terhadap lingkungan sekitar. Proyek ini dibangun untuk meningkatkan efisiensi layanan dan dukungan logistik dalam meningkatkan kapabilitas impor-ekspor negara untuk meraih *the world class standard*. Penelitian ini menggunakan pendekatan *Cost-Benefit Analysis* (CBA) untuk menilai apakah proyek yang akan dibangun ini layak untuk dijalankan. Didalam mengolah CBA, terdapat beberapa asumsi yang digunakan, yaitu hanya mempertimbangkan *incremental costs* dan *incremental benefit*, periode konstruksi hanya 2 tahun, dan harga konstan. Hasil dari pendekatan ini terdiri dari tiga kriteria evaluasi kelayakan terdiri, yaitu NPV, *Benefit-Cost* (B/C) Ratio, dan *Economic Internal Rate of Return* (EIRR). Selain melakukan uji kelayakan, maka dilakukan pula analisa sensitivitas untuk mengetahui keadaan tak terduga (*unexpected circumstances*) terhadap nilai NPV, B/C Ratio, dan EIRR yang dihasilkan pada penelitian tersebut. Sehingga, keluaran ini adalah proyek pada penelitian ini layak dijalankan karena nilai NPV > 0, nilai EIRR > *discount rate*, dan B/C ratio lebih dari 1. Dan, hasil kelayakan ini diuji dengan menggunakan analisa sensitivitas bahwa proyek ini dapat dijalan bahkan dalam keadaan yang tidak pasti terjadi karena nilai NPV, EIRR < dan B/C ratio yang dapat diterima dari segala macam skenario yang memungkinkan.

2. Zulyansyah (2014) dalam Tugas Akhir “Perbandingan Kelayakan Investasi Industri Minyak Berdasarkan *Petroleum Fiscal System* Di Negara-Negara Asia Tenggara : Indonesia, Malaysia, Thailand, dan Vietnam, Dari Perspektif Kontraktor:

Penelitian ini melakukan analisa kelayakan investasi *Production Sharing Contract* (PSC) di empat negara, yaitu Indonesia, Malaysia, Thailand. Dan Vietnam. Studi kasus dari penelitian ini adalah eksploitasi perminyakan lepas pantai (*offshore*). Metode yang digunakan dalam menguji kelayakan investasi adalah metode NPV dan IRR. *Basic*

assumption yang digunakan sebelum melakukan pengolahan data uji kelayakan investasi terdiri dari empat asumsi utama, yaitu *investment assumption*, *production assumption*, *market assumption*, dan *operation & maintenance assumption*. Setelah mendapatkan nilai NPV dan IRR pada skema PSC masing-masing negara, maka hasil akhir dari penelitian ini adalah menentukan negara mana yang memberikan nilai investasi paling baik pada industri minyak.

3. Government of Newfoundland and Labrador Department of Mines & Energy Petroleum Resource Development Division (2001) dalam *report "Technical Feasibility of Offshore Natural Gas and Gas Liquid Development Based on a Submarine Pipeline Transportation System"*

Penelitian ini melakukan analisa terhadap skema pengelolaan sumber daya *natural gas*, termasuk metode pemrosesan, mendistribusikan gas (via *pipeline*) terhadap pasar dan permintaan. Terdapat dua skema pengelolaan pada penelitian ini, yaitu *Full Gas Processing Offshore* (mengirimkan gas yang berspesifikasi komersial ke terminal *onshore* yang datang secara kebetulan) dan *Partial Gas Treatment Offshore* (mengirimkan gas yang masing dalam fase padat (*dense phase*) untuk diproses di terminal *onshore*). Sisi teknis dari penelitian ini adalah *field* yang digunakan untuk melakukan penerapan skema ini yang meliputi Hebron FPSO, Hibernia, North Ben Nevis, North Dana, South Mara, Springdale, Terra Nova, dan White Rose. Pada masing-masing skema yang melibatkan field tersebut akan dicari nilai NPV-nya untuk mengetahui kelayakan skema tersebut. Metode yang digunakan untuk melakukan pemilihan salah satu skema yang akan digunakan adalah dengan metode NPV (menggunkan beberapa asumsi, seperti *exchange rate*, harga gas, harga minyak, tidak ada inflasi, *discount date*) dan analisa sensitivitas terhadap NPV masing-masing skema untuk melihat kecenderungan atau elastisitas skema tersebut apabila nilai NPV tersebut berubah.

4. Ministry of Energy and Petroleum (2012) dalam *report “Natural Gas Pricing Policy”*

Penelitian ini melakukan penetapan harga terhadap gas alam, serta kebijakan apa saja yang akan berpengaruh terhadap penentuan harga gas alam di Ghana. Terdapat empat faktor yang mempengaruhi dalam menetapkan harga gas alam, hal tersebut meliputi penaksiran permintaan terhadap gas alam, harga *supply* rata-rata dari gas alam, penetapan harga komoditas gas, dan regulasi dari lembaga atau institusi yang berkaitan dengan gas alam. Tantangan yang dihadapi dalam melakukan penetapan harga gas alam pada penelitian ini adalah kalkulasi harga ekonomi dalam menentukan *supply* gas alam yang berkelanjutan, kebutuhan dalam memastikan keterjangkauan bagi *final end-users*, mengatur keseimbangan harga import/ekonomi untuk mencegah utilisasi gas yang tidak efisien, dan mencapai *automatic pricing* untuk meminimalkan pengaruh-pengaruh dari regulasi. Pada penelitian ini juga dijelaskan bahwa kebijakan dalam penetapan harga gas alam akan memunculkan gap kebutuhan untuk ketersediaan energi (menerapkan harga yang kompetitif) dengan tujuan dari negara Ghana itu sendiri yang berkeinginan menjadi *hub* untuk memproses sebuah *vibrant energy* dengan menggunakan gas alam tersebut. Dengan adanya gap ini, maka perlu *pricing policy* yang bertujuan untuk melindungi komersialisasi dari cadangan gas di Ghana, untuk menjamin ketersediaan gas yang *sustain* dan aman, menjauhkan pemerintah dari dampak yang merugikan terhadap subsidi gas alam, memfasilitasi pengembangan dari sektor strategis.

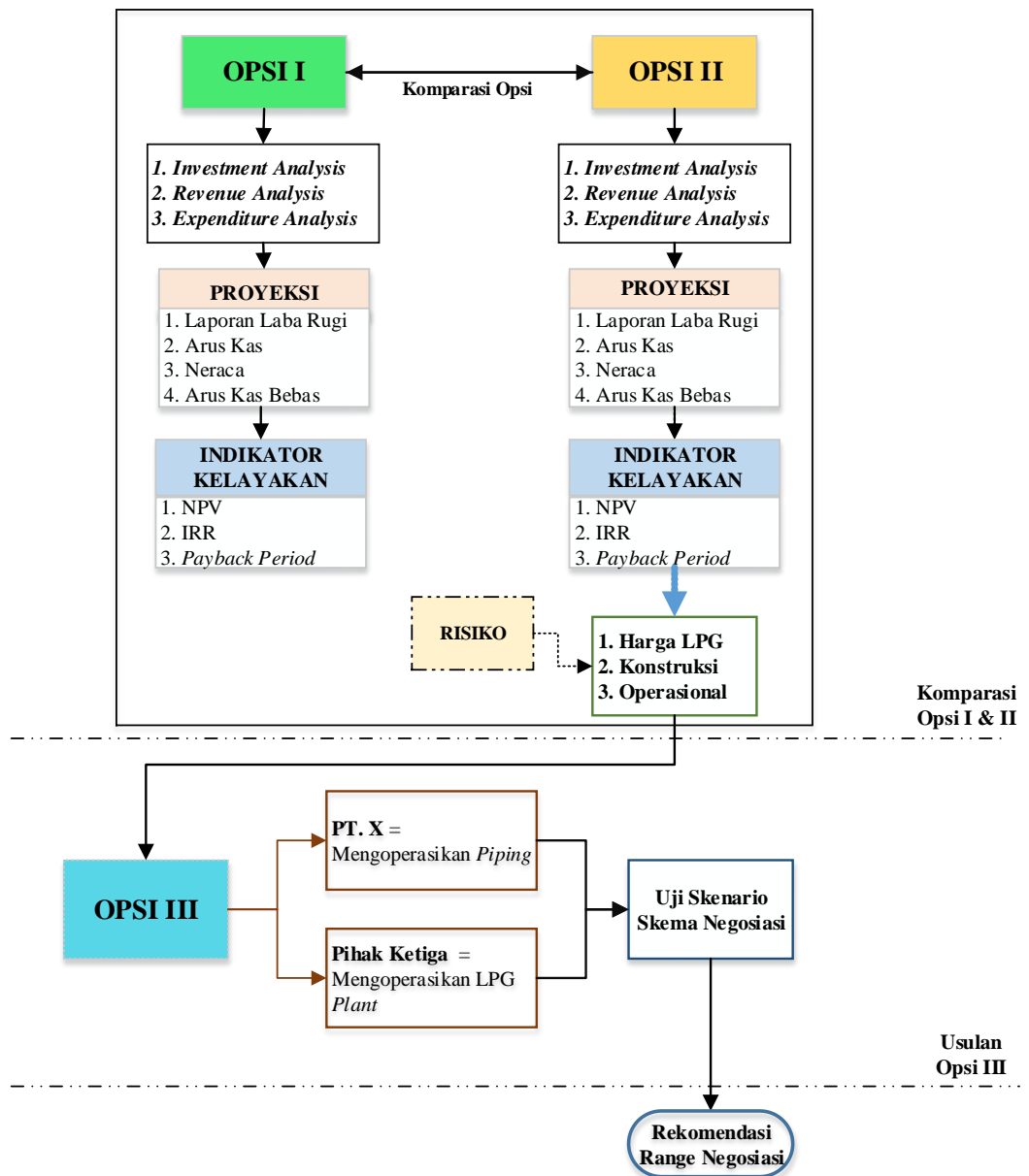
Dari dua penelitian tersebut tidak terdapat penelitian yang berkaitan dengan rancangan konsep pemilihan alternatif investasi untuk kegiatan hilir pada sektor gas bumi. Penelitian ini akan melakukan perancangan konsep pemilihan alternatif investasi untuk PT. X dengan melihat potensi pasar dan permintaan terhadap gas itu sendiri yang dilatarbelakangi dengan adanya program konservasi energi di Indonesia. Peran dari PT. X ini adalah sebagai investor yang akan melakukan investasi terhadap kegiatan-kegiatan operasional dari kegiatan usaha hilir gas bumi.

Selain melakukan analisa kelayakan, penelitian ini juga mempertimbangkan aspek risiko dalam menentukan alternatif keputusan investasi yang akan diterapkan.

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan dua tahapan, yaitu melakukan komparasi antara Opsi I dan II, serta memberikan usulan Opsi III. Adapun gambaran metodologi penelitian ini adalah sebagai berikut.



Gambar 3.1 Metodologi Penelitian

3.1 Komparasi Skema Bisnis Opsi I dan Opsi II

Pada tahapan awal penelitian ini dilakukan komparasi antara Opsi I dan Opsi II. Dimana kondisi pada Opsi I ini adalah melakukan investasi *piping* dan menjual gas mentah ke konsumen. Sedangkan, Opsi II adalah melakukan investasi *piping* dan LPG Plant dan memproduksi Lean Gas, LPG, dan Condensate yang nantinya akan dijual ke konsumen.

Langkah awal dari analisa kelayakan masing-masing opsi ini adalah mendefinisikan investasi, *revenue*, dan *expenditure*. Pendefinisian investasi ini penting, yaitu sebagai input yang digunakan nantinya dalam proyeksi. *Revenue* yang dihasilkan didapatkan dari hasil penjualan produk pada masing-masing opsi. Dan, *Expenditure* merupakan pengeluaran yang dikeluarkan setiap tahunnya meliputi COGS, biaya operasional, dan beban pokok pendapatan.

Setelah mendefinisikan investasi, *revenue*, dan *expenditure*, perlu dilakukan proyeksi terhadap masing-masing opsi, dimana tujuan dari proyeksi ini untuk melihat kondisi keuangan untuk tahun-tahun dari masa konstruksi sampai dengan masa operasi. Proyeksi pada penelitian ini terdiri dari laporan laba rugi, arus kas, neraca, dan arus kas bebas. Dengan adanya bantuan proyeksi ini akan memudahkan dalam melakukan analisa kelayakan masing-masing opsi. Langkah terakhir dari analisa kelayakan masing-masing opsi ini adalah dengan melihat indikator berupa IRR, NPV, dan *Payback Period* apakah sudah sesuai atau memenuhi kriteria kelayakan.

3.2 Usulan Terhadap Skema Bisnis Opsi III

Akibat munculnya risiko yang mungkin terjadi, memunculkan sebuah opsi baru, yaitu PT. X melakukan investasi dan mengoperasikan *piping* menghasilkan Lean Gas, sedangkan LPG Plant akan dioperasikan dengan bantuan pihak ketiga untuk memproduksi LPG dan Condensate. Oleh karena itu akan menghasilkan sebuah skema negosiasi untuk kedua belah pihak. Untuk menentukan skema negosiasi ini perlu dilakukan analisa kelayakan terlebih dahulu untuk PT. X dan pihak ketiga. Apabila kedua belah pihak layak maka dapat menentukan skema negosiasi yang sesuai dan adil.

Langkah-langkah dalam analisa kelayakan untuk PT. X dan pihak ketiga sama seperti pada sub-bab 3.1, yaitu dengan mendefinisikan investasi, *revenue*, dan *expenditure* terlebih dahulu. Apabila telah mendefinisikan ketiga hal tersebut maka membuat proyeksi yang terdiri dari laporan laba rugi, arus kas, neraca, dan arus kas bebas. Untuk mengetahui kelayakan dari PT. X dan pihak ketiga adalah dengan melihat indikator kelayakan, seperti IRR, NPV, dan *Payback Period*. Apabila kedua investasi dari PT. X dan pihak ketiga telah layak, *range* negosiasi ditentukan dengan mempertimbangkan kondisi dari kedua belah pihak yang sama-sama ingin mendapatkan keuntungan. Setelah melakukan analisa kelayakan pada Opsi III, untuk menentukan *range* kompensasi maka perlu dilakukan analisa sensitivitas terhadap variabel-variabel yang berpengaruh. Dengan melakukan uji sensitivitas dengan mengubah variabel-variabel krusial tersebut, maka akan mendapatkan daerah atau *range* skema kompensasi yang *feasible*.

(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

BAB 4

PENGOLAHAN DATA

Pada bab ini akan dijelaskan secara lebih rinci mengenai langkah-langkah dalam melakukan pengolahan data yang nantinya akan diterapkan pada masing-masing opsi. Adapun pengolahan data pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

4.1 Skema Bisnis Opsi I

Kegiatan bisnis pada Opsi I adalah PT. X menjual gas mentah ke konsumen, dimana gas mentah ini disalurkan dengan menggunakan *piping*, sehingga PT. X hanya melakukan investasi terhadap *piping*. Namun, PT. X membeli gas mentah dari pihak lain dan akan dijual kembali ke konsumen.

Pada sub-bab uji kelayakan Opsi I ini digunakan untuk mengetahui apakah Opsi I ini layak atau *feasible* untuk dijalankan. Untuk mengetahui apakah proyek tersebut layak atau tidak, perlu dilakukan proyeksi dengan membuat *financial modelling* terhadap laporan laba rugi, neraca, arus kas, dan arus kas bebas, serta melihat beberapa pertimbangan pada indikator kelayakan seperti IRR, NPV, dan *Payback Period*.

4.1.1 Investasi Opsi I

Investasi pada Opsi I hanya melibatkan pembangunan *piping* dengan harga US\$ 17.493.00 ini 100% menggunakan modal sendiri (PT. X) yang terdiri dari beberapa komponen seperti berikut.

Tabel 4.1 Rincian Biaya Investasi Opsi I

NO	DESKRIPSI	Total Harga
1	Rental Land	\$ 3.838.931
2	Perizinan dan AMDAL	\$ 422.632
3	Project Management	\$ 1.100.000
4	EPC	\$ 11.631.991
5	CSR	\$ 500.000
TOTAL INVESTASI PIPING		\$ 17.493.553

4.1.2 Revenue Opsi I

Revenue yang dihasilkan oleh Opsi I didapatkan dari hasil penjualan gas mentah dengan US\$ 7,15 per mmbtu untuk tahun 2015 dan akan mengalami peningkatan harga (*escalation rate*) 1,5% setiap tahunnya.

Tabel 4.2 Harga Jual Gas Mentah Opsi I

Harga Jual	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas Mentah			7,15	7,15	7,15	7,15
Escalation Rate						
Gas Mentah				1,5%	1,5%	1,5%
Price After Escalation						
Gas Mentah			7,150	7,257	7,366	7,477

Penentuan *revenue* yang dihasilkan setiap tahunnya oleh Opsi I dipengaruhi oleh komponen harga jual gas mentah dan volume gas mentah yang diproduksi. Adapun volume gas mentah yang diproduksi setiap tahunnya adalah sebagai berikut.

Tabel 4.3 Volume Produksi Setiap Tahun Pada Opsi I

Volume Produksi	Satuan	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas Mentah	mcsfd	-	12.250	43.290	50.810	18.700	8.650
Gas Mentah	mmbtu	-	-	15.636.121	21.890.822	8.056.650	3.410.221

Karena satuan unit gas yang digunakan adalah mmbtu, maka volume gas mentah awal yang memiliki satuan mcsfd perlu dikonversikan menjadi mmbtu. Dimana indeks yang digunakan untuk proses konversi satuan mcsfd → mmbtu adalah sebesar 1,2425 dan dikalikan dengan jumlah selama setahun.

Tabel 4.4 Perhitungan Konversi Volume Gas Mentah

Keterangan	2014	2015	2016	2017	2018
	01-Okt-14	01-Jan-15	01-Jan-16	01-Jan-17	01-Jan-18
	31-Des-14	31-Des-15	31-Des-16	31-Des-17	30-Nov-18
Jumlah Hari	0	306	366	365	334
Tingkat utilisasi	95%	95%	95%	95%	95%
Total Hari Kerja	0	290,7	347,7	346,75	317,3
Jumlah Feed Gas (mscfd)	12250	43290	50810	18700	8650
HV-Feed	1,2425	1,2425	1,2425	1,2425	1,2425
Jumlah Feed Gas (mmbtu)	-	15.636.121	21.890.822	8.056.650	3.410.221

Pada tahun 2015 proses operasi baru dimulai bulan Maret, karena proses konstruksi terjadi pada bulan Desember 2013 sampai dengan bulan Februari 2015. Oleh karena itu jumlah hari operasi selama 306 hari, dengan tingkat utilisasi sebesar 95%, maka untuk mendapatkan jumlah hari operasi aktif pada tahun 2015 adalah sebagai berikut :

$$\text{Jumlah Hari Operasi Aktif Tahun Ke-n} = \text{Jumlah Hari Tahun Ke-n} \times \text{Tingkat Utilisasi}$$

Contoh perhitungan :

$$\text{Jumlah Hari Operasi Aktif Tahun 2015} = \text{Jumlah Hari Tahun 2015} \times \text{Tingkat Utilisasi}$$

$$\begin{aligned} \text{Jumlah Hari Operasi Aktif Tahun 2015} &= 306 \text{ Hari} \times 95\% \\ &= 290,7 \text{ Hari} \end{aligned}$$

Dengan melakukan perkalian antara jumlah hari tahun 2015 dengan tingkat utilisasi, sehingga didapatkan jumlah hari operasi aktif pada tahun 2015 adalah 290,7 hari. Begitu juga untuk perhitungan jumlah hari operasi aktif pada tahun 2016 sampai dengan 2018.

Untuk perhitungan volume gas dalam satuan mmbtu melibatkan beberapa variabel seperti Jumlah Hari Operasi Aktif Tahun ke-n, indeks

HV-Feed, dan jumlah volume gas dalam satuan mscfd. Adapun cara perhitungan untuk mendapatkan volume gas dalam satuan mmbtu adalah sebagai berikut :

$$\text{Volume Gas (mmbtu)} = \text{Volume Gas (mscfd)} \times \text{Indeks HV-Feed} \times \text{Jumlah Hari Operasi Aktif}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Volume Gas (mmbtu) Tahun 2015} &= 43290 \times 1,2425 \times 290,7 \\ &= 15.636.121 \text{ mmbtu} \end{aligned}$$

Perhitungan volume gas dalam satuan mmbtu pada tahun 2015 didapatkan dari perkalian antara volume gas sebesar 43290 mscfd dengan indeks HV-Feed sebesar 1,2425 dan jumlah hari operasi aktif pada tahun 2015 selama 290,7 hari yang didapatkan pada perhitungan sebelumnya. Sehingga, volume gas dalam satuan mmbtu pada tahun 2015 adalah sebesar 15.636.121 mmbtu. Cara perhitungan konversi satuan volume gas dari mscfd menjadi mmbtu ini sama untuk tahun 2016 sampai dengan 2018.

Berdasarkan harga jual gas mentah dan volume gas mentah yang diproduksi, maka akan dihasilkan jumlah *revenue* setiap tahunnya. Tidak terdapat *revenue* pada tahun 2013 dan 2014 karena pada periode ini merupakan masa konstruksi dan baru akan menghasilkan *revenue* pada tahun 2015 hingga 2018 yang merupakan masa operasi. Adapun cara perhitungan *revenue* adalah sebagai berikut :

$$\text{Revenue ke-n} = \text{Harga Jual Gas Mentah ke-n} \times \text{Volume Gas Mentah (mmbtu)}$$

Contoh perhitungan :

$$\text{Revenue Tahun 2016} = \text{Harga Jual Gas Mentah Tahun 2016} \times \text{Volume Gas Mentah (mmbtu) Tahun 2016}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue Tahun 2016} &= \text{US\$ } 7,257 \text{ per mmbtu} \times 21.890.822 \text{ mmbtu} \\ &= \text{US\$ } 158.867.165 \end{aligned}$$

Tabel 4.5 *Revenue* Opsi I

Tahun	Total Revenue
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 111.798.263
2016	\$ 158.867.165
2017	\$ 59.346.157
2018	\$ 25.496.863

Revenue yang dihasilkan dari tahun ke tahun cenderung tidak stabil hal ini disebabkan dari volume yang diproduksi itu sendiri, dimana pada tahun 2016 volume gas mentah yang diproduksi lebih besar daripada tahun-tahun lainnya, yaitu sebesar 50810 mscfd atau 21.890.822 mmbtu.

4.1.3 *Expenditure* Opsi I

Beberapa komponen yang terlibat dalam pengeluaran atau *expenditure* pada Opsi I adalah *Cost of Goods Customer* (COGS) dan biaya operasional. COGS terdiri dari *Operation & Maintenance Cost*, harga beli gas mentah, depresiasi dari *tangible asset*, dan *Insurance Cost*. Adapun cara perhitungan dari COGS ini adalah sebagai berikut.

- *Operation & Maintenance Cost* (O&M)

Biaya O&M ini merupakan biaya yang dikeluarkan oleh PT. X dalam melakukan kegiatan operasional dan pemeliharaan untuk *piping*. Dimana, biaya O&M yang dikeluarkan oleh PT. X adalah sebesar US\$ 0,3 per mmbtu. Maka, perhitungan O&M pada Opsi I ini adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M ke-n} &= \text{Biaya O\&M per mmbtu} \times \text{Volume Gas} \\ &\quad \text{Mentah (mmbtu) ke-n} \end{aligned}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M Tahun 2016} &= \text{Biaya O\&M per mmbtu} \times \text{Volume} \\ &\quad \text{Gas Mentah (mmbtu) Tahun 2016} \\ \text{Biaya O\&M Tahun 2016} &= \text{US\$ 0,3 per mmbtu} \times 21.890.822 \\ &\quad \text{mmbtu} \\ &= \text{US\$ 6.567.246} \end{aligned}$$

- **Depresiasi**

Depresiasi merujuk pada definisi berkurangnya nilai ekonomis (penyusutan) suatu *tangible asset* karena penggunaan umur pemakaian, ataupun keusangan (Anityasari & Wessiani, 2011). Depresiasi berkaitan dengan investasi yang dilakukan oleh PT. X, dimana investasi yang dilakukan hanyalah berupa *piping*, sehingga perhitungan depresiasi pada Opsi I hanya berkaitan dengan investasi *piping* saja. Adapun cara perhitungan depresiasi adalah sebagai berikut :

$$\text{Depresiasi ke-n} = \frac{\text{Nilai Investasi}}{\text{Umur Ekonomis}} \times \text{Jumlah Bulan Efektif ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Depresiasi Tahun 2018} &= \frac{\text{US\$ 17.493.000}}{45 \text{ Bulan}} \times 11 \\ &= \text{US\$ 4.276.067} \end{aligned}$$

Pada tahun 2018, masa operasi berhenti sampai pada bulan Nopember, sehingga untuk jumlah bulan efektif pada perhitungan depresiasi pada tahun 2018 hanya selama 11 bulan. Maka, didapatkan nilai depresiasi sebesar US\$ 4.276.067.

- **Insurance Cost**

Insurance Cost melibatkan *fixed asset* atau aset tetap yang dimiliki oleh PT. X, yaitu *piping*. *Insurance Cost* yang dikeluarkan adalah 1,2% dari *fixed asset* yang dimiliki PT. X.

Oleh karena itu, perlu terlebih dahulu menghitung *fixed asset*. Adapun cara perhitungan *fixed asset* adalah sebagai berikut.

$$\text{Book Value ke-n} = \text{Book Value ke-n-1} + \text{Acquisition Price ke-n} \\ - \text{Depresiasi ke-n}$$

Contoh perhitungan :

Perhitungan *fixed asset* menggunakan basis waktu bulan, maka untuk perhitungan Book Value pada tahun ke-n, *output*-nya adalah berupa dari penjumlahan Book Value pada bulan tertentu. Karena sifat perhitungan dari Book Value tersebut merupakan akumulasi.

Masa operasi dimulai pada bulan Maret 2015, maka Book Value pada tahun 2015 diperoleh dari Book Value pada bulan Maret 2015. Untuk Book Value pada tahun 2016 diperoleh dari Book Value pada bulan Februari 2016, karena jarak pada bulan Maret 2015 sampai dengan Februari 2016 adalah 12 bulan (genap 1 tahun). Begitu juga untuk tahun 2017 sampai dengan 2018, Book Value yang digunakan pada kedua tahun tersebut adalah Book Value dari bulan Februari dari masing-masing tahun.

$$\text{Book Value Bulan Maret 2015} = \text{US\$ } 17.493.000 + \text{US\$ } 0 - \text{US\$ } 388.733 \\ = \text{US\$ } 17.104.267$$

Book Value Bulan Maret 2015 mengindikasikan Book Value pada tahun 2015. Karena sifat dari Book Value ini adalah akumulasi, maka untuk perhitungan *Insurance Cost* pada tahun 2015 (10 bulan masa operasi), maka perhitungannya adalah 1,2% $\times \frac{\text{US\$ } 17.104.267}{10} = \text{US\$ } 205.251$. Begitu juga untuk tahun-tahun

berikutnya, pembagian akumulasi dari Book Value tergantung dari jumlah bulan masa operasi pada tahun tersebut.

- Harga Beli Gas Mentah

Untuk menjual gas mentah ke konsumen, PT. X membutuhkan material berupa gas mentah itu sendiri. Dimana PT. X membeli gas mentah pada pihak lain. Berikut ini adalah harga beli gas mentah beserta eskalasi harganya.

Tabel 4.6 Harga Beli Gas Mentah Opsi I

Harga Beli	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas Mentah			5,5	5,5	5,5	5,5
Escalation Rate						
Gas Mentah				1,5%	1,5%	1,5%
Price After Escalation						
Gas Mentah			5,5	5,58	5,67	5,75

Untuk mendapatkan harga beli gas per tahunnya harus mengetahui komponen biaya seperti harga beli gas per mmbtu dan volume gas mmbtu yang dibeli. Adapun cara perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$\text{Harga Beli Gas ke-n} = \text{Harga Beli Gas per mmbtu} \times \text{Volume Gas mmbtu ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Harga Beli Gas Tahun 2016} &= \text{US\$ } 5,58 \times 21.890.822 \text{ mmbtu} \\ &= \text{US\$ } 122.205.512 \end{aligned}$$

Adapun rincian COGS yang dikeluarkan pada Opsi I oleh PT. X ini adalah sebagai berikut.

Tabel 4.7 Rincian COGS Opsi I

COGS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
O&M	\$ -	\$ -	\$ 4.690.836	\$ 6.567.246	\$ 2.416.995	\$ 1.023.066
Feed Gas Total	\$ -	\$ -	\$ 85.998.664	\$ 122.205.512	\$ 45.650.890	\$ 19.612.971
Depresiasi	\$ -	\$ -	\$ 3.887.333	\$ 4.664.800	\$ 4.664.800	\$ 4.276.067
Insurance Cost	\$ -	\$ -	\$ 205.251	\$ 153.938	\$ 97.961	\$ 41.983
Total COGS	\$ -	\$ -	\$ 94.782.085	\$ 133.591.497	\$ 52.830.646	\$ 24.954.088

Biaya operasional yang dikeluarkan oleh PT. X pada Opsi I ini akan dibebankan dari *revenue* yang dikeluarkan setiap tahunnya. Biaya operasional mencakup biaya penelitian dan pengembangan yang akan dibebankan sebesar 0,068% dari *revenue*, *General & Administration*, serta *Marketing & Selling* akan dibebankan sebesar 2,5% dari *revenue*.

Tabel 4.8 Biaya Operasional Opsi I

Beban Pokok Pendapatan	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Penelitian & Pengembangan	\$ -	\$ -	\$ (76.309)	\$ (108.436)	\$ (40.507)	\$ (17.403)
General & Administration	\$ -	\$ -	\$ (2.794.957)	\$ (3.971.679)	\$ (1.483.654)	\$ (637.422)
Marketing & Selling	\$ -	\$ -	\$ (2.794.957)	\$ (3.971.679)	\$ (1.483.654)	\$ (637.422)
Total	\$ -	\$ -	\$ (5.666.222)	\$ (8.051.794)	\$ (3.007.815)	\$ (1.292.246)

Perubahan pada *revenue* akan menyebabkan terjadinya perubahan juga pada ketiga biaya operasional ini, karena perhitungan biaya operasional ini melibatkan *revenue* dengan beban persentase yang harus dikeluarkan.

4.1.4 Proyeksi Opsi I

Untuk mengetahui kelayakan dari suatu investasi perlu dilakukan proyeksi terlebih dahulu. Terdapat empat hal yang harus dilakukan saat melakukan proyeksi, yaitu Laporan Laba-Rugi (*Income Statement*), Arus Kas (*Cash Flow*), Neraca, dan Arus Kas Bebas (*Free Cash Flow*). Berikut ini adalah hasil proyeksi yang dilakukan pada Opsi I.

- Laporan Laba Rugi

Pada proyeksi ini menunjukkan laba atau ruginya Opsi I apabila dijalankan. Dimana dalam laporan laba rugi ini ingin melihat sejauh mana usaha/bisnis tersebut dapat membukukan penjualan/pendapatan serta beban/biaya yang dikeluarkan oleh usaha/bisnis tersebut (Anityasari & Wessiani, 2011). Laporan laba rugi ini melibatkan *revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan, sehingga menghasilkan biaya operasi total masing-masing tahunnya.

INCOME STATEMENT							
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Gas Mentah	\$ -	\$ -	\$ 111.798.263	\$ 158.867.165	\$ 59.346.157	\$ 25.496.863	
Revenue	\$ -	\$ -	\$ 111.798.263	\$ 158.867.165	\$ 59.346.157	\$ 25.496.863	
COGS	\$ -	\$ -	\$ (94.782.085)	\$ (133.591.497)	\$ (52.830.646)	\$ (24.954.088)	
Beban Pokok Pendapatan							
Penelitian & Pengembangan	\$ -	\$ -	\$ (76.309)	\$ (108.436)	\$ (40.507)	\$ (17.403)	
General & Administration	\$ -	\$ -	\$ (2.794.957)	\$ (3.971.679)	\$ (1.483.654)	\$ (637.422)	
Marketing & Selling	\$ -	\$ -	\$ (2.794.957)	\$ (3.971.679)	\$ (1.483.654)	\$ (637.422)	
Biaya Operasi Total	\$ -	\$ -	\$ (5.666.222)	\$ (8.051.794)	\$ (3.007.815)	\$ (1.292.246)	
EBIT	\$ -	\$ -	\$ 11.349.957	\$ 17.223.875	\$ 3.507.696	\$ (749.471)	
Interest							
EBT	\$ -	\$ -	\$ 11.349.957	\$ 17.223.875	\$ 3.507.696	\$ (749.471)	
Corporate Tax Estimated 25%	\$ -	\$ -	\$ 2.837.489	\$ 4.305.969	\$ 876.924	\$ -	
EAT	\$ -	\$ -	\$ 8.512.468	\$ 12.917.906	\$ 2.630.772	\$ (749.471)	
Akumulasi Laba Setelah Pajak	\$ -	\$ -	\$ 8.512.468	\$ 21.430.374	\$ 24.061.146	\$ 23.311.675	
Depresiasi & Amortisasi	\$ -	\$ -	\$ 3.887.333	\$ 4.664.800	\$ 4.664.800	\$ 4.276.067	
EBITDA	\$ -	\$ -	\$ 15.237.290	\$ 21.888.675	\$ 8.172.496	\$ 3.526.596	

Gambar 4.1 Laporan Laba Rugi Opsi I

Biaya operasi total diperoleh dari penjumlahan antara *Revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan. Tahun 2016 menunjukkan biaya operasi total terbesar yang harus dikeluarkan oleh PT. X, yaitu sebesar US\$ 8.051.794, hal ini terjadi karena ketiga hal tersebut yang mempengaruhi. Selain mengetahui biaya operasi total yang dikeluarkan, pada laporan laba rugi ini juga akan diketahui EAT yang didapatkan yang nantinya akan mempengaruhi proyeksi pada arus kas. EAT ini sendiri memiliki definisi penghasilan yang diperoleh setelah dikurangi pajak (*Earning After Tax*), dimana pajak yang digunakan adalah pajak korporasi sebesar 25% yang telah dikurangi dari EBT (*Earning Before Tax*). Untung atau ruginya dapat dilihat dari EAT yang diakumulasikan, dimana pada laporan laba rugi ini Opsi I terus mendapatkan keuntungan dari tahun ke tahunnya.

- Arus Kas

Arus kas menunjukkan posisi kas bersih yang berhasil dibukukan oleh usaha/bisnis tersebut dalam periode akuntansi (Anityasari & Wessiani, 2011). Selain itu, arus kas menunjukkan aliran kas yang masuk dan keluar selama kegiatan konstruksi sampai dengan kegiatan operasi berlangsung di PT. X. Adapun arus kas dari Opsi I ini adalah sebagai berikut.

CASH FLOW						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional						
Arus Kas Masuk						
Penerimaan Kas Dari Penjualan Tahun Ini	\$ -	\$ -	\$ 111.798.263	\$ 158.867.165	\$ 59.346.157	\$ 25.496.863
Total Arus Kas Masuk	\$ -	\$ -	\$ 111.798.263	\$ 158.867.165	\$ 59.346.157	\$ 25.496.863
Arus Kas Keluar						
Pengeluaran Biaya Operasional	\$ -	\$ -	\$ (96.560.973)	\$ (136.978.491)	\$ (51.173.660)	\$ (21.970.267)
Pajak	\$ -	\$ -	\$ (2.837.489)	\$ (4.305.969)	\$ (876.924)	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ -	\$ -	\$ (99.398.462)	\$ (141.284.459)	\$ (52.050.585)	\$ (21.970.267)
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional	\$ -	\$ -	\$ 12.399.801	\$ 17.582.706	\$ 7.295.572	\$ 3.526.596
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi						
Arus Kas Masuk						
Arus Kas Keluar						
Investasi Pada Tangible Asset	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan						
Arus Kas Masuk						
Dana Sendiri	\$ 1.166.200	\$ 13.994.400	\$ 2.332.400	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Masuk	\$ 1.166.200	\$ 13.994.400	\$ 2.332.400	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Keluar						
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan	\$ 1.166.200	\$ 13.994.400	\$ 2.332.400	\$ -	\$ -	\$ -
Kenaikan (Penurunan) Kas	\$ -	\$ -	\$ 12.399.801	\$ 17.582.706	\$ 7.295.572	\$ 3.526.596
Saldo Kas Awal			\$ -	\$ 12.399.801	\$ 29.982.507	\$ 37.278.079
Saldo Kas Akhir			\$ 12.399.801	\$ 29.982.507	\$ 37.278.079	\$ 40.804.675

Gambar 4.2 Arus Kas Opsi I

Pada proyeksi arus kas ini diperoleh dari tiga aktivitas utama, yaitu aktivitas operasional, aktivitas investasi, dan aktivitas pembiayaan. Aktivitas operasional melibatkan *revenue* yang didapatkan dan biaya operasional yang dikeluarkan, serta pajak yang harus dibayar. *Output*-nya adalah berupa saldo kas akhir, yang menunjukkan aliran kas yang berjalan yang nantinya akan digunakan sebagai *input* di proyeksi neraca.

- Neraca

Neraca menunjukkan keseimbangan antara pengeluaran dan pemasukan setiap tahunnya. Apabila neraca sudah seimbang, dapat dikatakan model keuangan yang dibuat telah *verified*. Berikut ini adalah neraca pada Opsi I.

NERACA						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tangible Assets	\$ 1.166.200	\$ 15.160.600	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000
Acc. Depreciation	\$ -	\$ -	\$ (3.887.333)	\$ (8.552.133)	\$ (13.216.933)	\$ (17.493.000)
Total Asset	\$ 1.166.200	\$ 15.160.600	\$ 13.605.667	\$ 8.940.867	\$ 4.276.067	\$ -
Kas	\$ -	\$ -	\$ 12.399.801	\$ 29.982.507	\$ 37.278.079	\$ 40.804.675
Total Aset Lancar	\$ 1.166.200	\$ 15.160.600	\$ 26.005.468	\$ 38.923.374	\$ 41.554.146	\$ 40.804.675
Modal Sendiri (Ekuitas)	\$ 1.166.200	\$ 15.160.600	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000
Akumulasi Laba Ditahan	\$ -	\$ -	\$ 8.512.468	\$ 21.430.374	\$ 24.061.146	\$ 23.311.675
Total Modal	\$ 1.166.200	\$ 15.160.600	\$ 26.005.468	\$ 38.923.374	\$ 41.554.146	\$ 40.804.675
Check	0	0	0	0	0	0

Gambar 4.3 Neraca Opsi I

Neraca pada Opsi I ini membandingkan total *asset* lancar dan total modal. Total *asset* lancar yang meliputi *tangible asset*, akumulasi depresiasi, dan kas. Sedangkan, total modal terdiri dari modal sendiri (ekuitas) dan akumulasi laba ditahan yang didapatkan dari akumulasi EAT pada laporan laba rugi.

- Arus Kas Bebas
Arus kas bebas menunjukkan *inflow* dan *outflow* yang terjadi pada skema bisnis Opsi III pihak ketiga, dimana *inflow* didapatkan dari EAT atau pendapatan setelah pajak dan depresiasi, sedangkan *outflow* hanya dari investasi pada investasi *tangible asset*.

FREE CASH FLOW						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inflow						
EAT	\$ -	\$ -	\$ 8.512.468	\$ 12.917.906	\$ 2.630.772	\$ (749.471)
Depresiasi & Amortisasi	\$ -	\$ -	\$ 3.887.333	\$ 4.664.800	\$ 4.664.800	\$ 4.276.067
Salvage Value						
Interest	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Inflow	\$ -	\$ -	\$ 12.399.801	\$ 17.582.706	\$ 7.295.572	\$ 3.526.596
Outflow						
Investasi Tangible Asset	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Outflow	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Surplus (Defisit)	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ 10.067.401	\$ 17.582.706	\$ 7.295.572	\$ 3.526.596
Akumulasi	\$ (1.166.200)	\$ (15.160.600)	\$ (5.093.199)	\$ 12.489.507	\$ 19.785.079	\$ 23.311.675
Surplus (Defisit) (Discounted)	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ 10.067.401	\$ 15.485.716	\$ 5.659.141	\$ 2.409.308
Akumulasi	\$ (1.166.200)	\$ (15.160.600)	\$ (5.093.199)	\$ 10.392.516	\$ 16.051.657	\$ 18.460.965

Gambar 4.4 Arus Kas Bebas Opsi I

4.1.5 Evaluasi Kelayakan Opsi I

Setelah melakukan proyeksi, langkah terakhir dari Opsi I ini adalah melakukan uji kelayakan. Terdapat tiga indikator kelayakan, yaitu IRR, NPV, dan *Payback Period*.

OUTPUT KELAYAKAN	
IRR	57,97%
WACC	13,54%
NPV	\$ 12.588.522
Payback Period	KURANG DARI 3 TAHUN
Kesimpulan	LAYAK

Gambar 4.5 Output Kelayakan Opsi I

Berdasarkan tiga indikator kelayakan tersebut, dapat dikatakan Opsi I layak untuk dijalankan. Karena nilai $IRR > WACC$, $NPV > 0$, dan *Payback Period* kurang dari 3 tahun (kurang dari umur Opsi I).

4.2 Skema Bisnis Opsi II

Kegiatan bisnis pada Opsi II adalah PT. X menjual Lean Gas, LPG, dan Condensate ke konsumen, dimana gas mentah atau *Lean Gas* ini disalurkan dengan menggunakan *piping*, sama seperti pada Opsi I bahwa PT. X membeli gas mentah dari pihak lain dan akan dijual kembali ke konsumen. Sedangkan,

LPG dan Condensate dihasilkan dari proses produksi di LPG Plant. Sehingga, PT. X tidak hanya melakukan investasi terhadap *piping*, namun juga terhadap LPG Plant.

Pada sub-bab uji kelayakan Opsi II ini digunakan untuk mengetahui apakah Opsi II ini layak atau *feasible* untuk dijalankan. Kelayakan investasi dilakukan dengan membuat proyeksi terhadap laporan laba rugi, neraca, arus kas, dan arus kas bebas, serta melihat beberapa pertimbangan pada indikator kelayakan seperti IRR, NPV, dan *Payback Period*.

4.2.1 Investasi Opsi II

Total investasi untuk pembangunan LPG Plant adalah US\$ 43.013.125 ini 100% menggunakan modal sendiri (PT. X). Terdapat empat hal penting dalam melakukan investasi LPG Plant, yaitu *Equipment*, *Engineering Design*, *Piping & Insulation*, dan *M&E Instalation*. Berikut ini adalah rincian biaya yang dikeluarkan untuk melakukan investasi LPG Plant.

Tabel 4.9 Rincian Biaya Investasi LPG Plant 40 MMSCFD Opsi II

No.	Keterangan	Budget (USD)
1	<i>Equipment</i>	\$ 28.848.750
2	<i>Engineering Design</i>	\$ 8.109.375
3	<i>Piping & Insulation</i>	\$ 3.027.500
4	<i>M&E Instalation</i>	\$ 3.027.500
Total		\$ 43.013.125

Selain melakukan investasi terhadap LPG Plant, PT. X juga melakukan investasi untuk *piping* dari Pulau Madura menuju Gresik sebesar US\$ 17.493.000, serta *piping* sepanjang 3 Km yang akan dihubungkan ke LPG Plant sebesar US\$ 1.768.000. Sehingga, total seluruh investasi pada Opsi II adalah sebesar US\$ 62.274.125.

4.2.2 Revenue Opsi II

Revenue pada Opsi II dari hasil penjualan *Lean Gas*, LPG, dan *Condensate*. Dimana dalam penjualannya akan mengalami peningkatan harga (*escalation rate*) 1,5% setiap tahunnya.

Tabel 4.10 Harga Jual *Lean Gas*, LPG, dan *Condensate* Opsi II

Harga Jual	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Lean Gas			7,15	7,15	7,15	7,15
LPG			873	873	873	873
Condensate			78	78	78	78
Escalation Rate						
Lean Gas				1,5%	1,5%	1,5%
LPG		1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Condensate		1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Price After Escalation						
Lean Gas			7,15	7,26	7,37	7,48
LPG	873	886,1	899,4	912,9	926,6	940,5
Condensate	78	79,2	80,4	81,6	82,8	84,0

Penentuan *revenue* yang dihasilkan setiap tahunnya oleh Opsi II dipengaruhi oleh komponen harga jual *Lean Gas*, LPG, dan *Condensate*, serta volume *Lean Gas*, LPG, dan *Condensate* yang diproduksi. Adapun volume *Lean Gas*, LPG, dan *Condensate* yang diproduksi setiap tahunnya adalah sebagai berikut.

Tabel 4.11 Volume Produksi Setiap Tahun Pada Opsi II

Volume Produksi	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Feed Gas (mscfd)		12250	43290	50810	18700	8650
LPG (ton/day)			250	293	108	50
Condensate (barrel/day)			323	379	143	66

Karena satuan unit gas yang digunakan adalah mmbtu, maka volume gas mentah awal yang memiliki satuan mscfd perlu dikonversikan menjadi mmbtu. Dimana indeks yang digunakan untuk proses konversi satuan mscfd → mmbtu adalah sebesar 1,2425 dan dikalikan dengan

jumlah selama setahun. Jumlah gas mentah atau *Lean Gas* yang diproduksi sama dengan Opsi I, maka perhitungan konversi volume gas menjadi mmbtu sama seperti sebelumnya pada sub-bab 4.2.2.

Tabel 4.12 Perhitungan Konversi Volume Opsi II

Keterangan	2014	2015	2016	2017	2018
	01-Okt-14	01-Jan-15	01-Jan-16	01-Jan-17	01-Jan-18
	31-Des-14	31-Des-15	31-Des-16	31-Des-17	30-Nov-18
Jumlah Hari	0	306	366	365	334
Tingkat utilisasi	95%	95%	95%	95%	95%
Total Hari Kerja	0	290,7	347,7	346,75	317,3
Jumlah Feed Gas (mscfd)	12250	43290	50810	18700	8650
HV-Lean	1,055	1,055	1,055	1,055	1,055
Lean Gas (mmbtu)	-	11.583.786	16.217.487	5.780.524	2.446.782
LPG (ton)	-	72.675	101.598	37.449	15.865
Condensate (barrel)	-	93.896	131.418	49.585	20.942

Pada Opsi II, selain Lean Gas yang berperan dalam menghasilkan *revenue*, LPG dan Condensate yang merupakan produk turunan gas yang dihasilkan dari LPG Plant juga memberikan andil dalam *revenue*. Dimana perhitungan *revenue* untuk LPG dan Condensate juga melibatkan volume kedua produk turunan gas tersebut. Adapun cara perhitungan volume LPG dan Condensate adalah sebagai berikut :

- LPG

Satuan awal dari LPG pada Tabel 4.11 adalah ton/day, maka satuan ini perlu dikonversikan menjadi ton, karena produksi LPG diakumulasikan menjadi pertahun. Cara perhitungan volume LPG adalah sebagai berikut :

$$\text{Volume LPG ke-n} = \text{Volume LPG (ton/day)} \times \text{Jumlah Hari Operasi Efektif ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned}\text{Volume LPG Tahun 2015} &= 250 \text{ ton/day} \times 306 \text{ day} \times 95\% \\ &= 72.675 \text{ ton.}\end{aligned}$$

Pada tahun 2015, jumlah volume LPG yang diproduksi per hari adalah sebesar 250 ton/day, jumlah hari pada tahun 2015 dikurangi masa konstruksi PT. X adalah selama 306 hari dengan tingkat utilitas sebesar 95%, maka didapatkan volume LPG tahun 2015 adalah sebesar 72.675 ton.

- **Condensate**

Satuan awal dari Condensate pada Tabel 4.11 adalah barrel/day, maka satuan ini perlu dikonversikan menjadi barrel, karena produksi Condensate diakumulasikan menjadi pertahun. Cara perhitungan volume Condensate adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\text{Volume Condensate ke-n} &= \text{Volume Condensate (barrel/day)} \times \\ &\quad \text{Jumlah Hari Operasi Efektif ke-n}\end{aligned}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned}\text{Volume Condensate Tahun 2016} &= 379 \text{ barrel/day} \times 366 \text{ day} \times \\ &\quad 95\% \\ &= 131.418 \text{ barrel.}\end{aligned}$$

Pada tahun 2016, jumlah volume Condensate yang diproduksi per hari adalah sebesar 379 ton/day, jumlah hari pada tahun 2016 adalah selama 306 hari dengan tingkat utilitas sebesar 95%, maka didapatkan volume Condensate tahun 2016 adalah sebesar 131.418 barrel.

Berdasarkan harga jual Lean Gas, LPG, dan Condensate, serta volume Lean Gas, LPG, dan Condensate yang diproduksi, maka akan dihasilkan jumlah *revenue* setiap tahunnya. Tidak terdapat *revenue* pada

tahun 2013 dan 2014 karena pada periode ini merupakan masa konstruksi dan baru akan menghasilkan *revenue* pada tahun 2015 hingga 2018 yang merupakan masa operasi. Adapun cara perhitungan *revenue* adalah sebagai berikut :

$$\text{Revenue ke-n} = \text{Harga Jual Produk ke-n} \times \text{Volume Produk}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Revenue Lean Gas Tahun 2016} &= \text{Harga Jual Lean Gas Tahun 2016} \times \\ &\quad \text{Volume Lean Gas (mmbtu) Tahun} \\ &\quad \text{2016} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue Lean Gas Tahun 2016} &= \text{US\$ 7,257 per mmbtu} \times 16.217.487 \\ &\quad \text{mmbtu} \\ &= \text{US\$ 117.694.358} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue LPG Tahun 2016} &= \text{Harga Jual LPG Tahun 2016} \times \text{Volume LPG} \\ &\quad \text{(ton) Tahun 2016} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue LPG Tahun 2016} &= \text{US\$ 912,9 per ton} \times 101.598 \text{ ton} \\ &= \text{US\$ 90.025.258} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue Condensate Tahun 2016} &= \text{Harga Jual Condensate Tahun 2016} \\ &\quad \times \text{Volume Condensate (barrel)} \\ &\quad \text{Tahun 2016} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue Condensate Tahun 2016} &= \text{US\$ 81,6 per barrel} \times 131.418 \text{ barrel} \\ &= \text{US\$ 10.404.383} \end{aligned}$$

Adapun rincian *revenue* Lean Gas, LPG, dan Condensate pada Opsi II ini adalah sebagai berikut.

Tabel 4.13 *Revenue* LPG Opsi II

Tahun	Total Revenue LPG
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 63.445.275
2016	\$ 90.025.258
2017	\$ 33.681.122
2018	\$ 14.482.797

Tabel 4.14 *Revenue Condensate* Opsi II

Tahun	Total Revenue Condensate
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 7.323.896
2016	\$ 10.404.383
2017	\$ 3.984.549
2018	\$ 1.708.074

Tabel 4.15 *Revenue Lean Gas* Opsi II

Tahun	Total Revenue Lean Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 82.824.067
2016	\$ 117.694.358
2017	\$ 42.579.972
2018	\$ 18.293.614

Maka, *revenue* total dari ketiga produk yang terdiri dari Lean Gas, LPG, dan Condensate adalah sebagai berikut.

Tabel 4.16 *Revenue* Total Opsi II

Tahun	Total Revenue
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 153.593.238
2016	\$ 218.123.999
2017	\$ 80.245.643
2018	\$ 34.484.486

Revenue yang dihasilkan dari tahun ke tahun cenderung tidak stabil hal ini disebabkan dari volume yang diproduksi itu sendiri, dimana pada tahun 2016 volume Lean Gas, LPG, dan Condensate yang diproduksi lebih besar daripada tahun-tahun lainnya.

4.2.3 *Expenditure* Opsi II

Beberapa komponen yang terlibat dalam pengeluaran atau *expenditure* pada Opsi II adalah *Cost of Goods Customer* (COGS) dan biaya operasional. COGS terdiri dari *Operation & Maintenance Cost* untuk *piping* dan *Operation & Maintenance Cost* untuk *LPG Plant*, depresiasi, *Insurance Cost*, dan harga beli gas mentah. Adapun langkah-langkah perhitungan COGS adalah sebagai berikut :

- *Operation & Maintenance Cost* (O&M)

Biaya O&M ini merupakan biaya yang dikeluarkan oleh PT. X dalam melakukan kegiatan operasional dan pemeliharaan untuk *piping*. Dimana, biaya O&M yang dikeluarkan oleh PT. X adalah sebesar US\$ 0,3 per mmbtu. Maka, perhitungan O&M pada Opsi II ini adalah sebagai berikut :

$$\text{Biaya O\&M ke-n} = \text{Biaya O\&M per mmbtu} \times \text{Volume Feed Gas (mmbtu) ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\text{Biaya O\&M Piping Tahun 2017} = \text{Biaya O\&M per mmbtu} \times$$

Volume Feed Gas (mmbtu)

Tahun 2017

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M Piping Tahun 2017} &= \text{US\$ } 0,3 \text{ per mmbtu} \times \\ & 8.056.650 \text{ mmbtu} \\ &= \text{US\$ } 2.416.995 \end{aligned}$$

Untuk perhitungan O&M Lean Gas yang diproduksi dari *piping*, yang merupakan produk turunan gas, meskipun volume Lean Gas berbeda dengan jumlah volume Feed Gas, untuk perhitungannya tetap menggunakan volume Feed Gas, karena material utamanya itu sendiri berupa feed gas. Maka, biaya O&M untuk piping yang memproduksi Lean Gas pada tahun 2017 adalah sebesar US\$ 2.416.995.

Selain O&M untuk *piping*, PT. X yang juga memproduksi LPG dan Condensate, maka perlu mengeluarkan biaya O&M untuk LPG Plant. Dimana rincian biaya O&M untuk LPG Plant adalah sebagai berikut.

Tabel 4.17 Biaya O&M LPG Plant Opsi II

Fixed Cost	<20 mmscfd	>20 mmscfd
O&M	558.000	600.000

Cara perhitungan biaya O&M untuk LPG Plant sama dengan perhitungan biaya O&M untuk *piping*.

Contoh perhitungan :

Pada tahun 2015 volume feed gas yang digunakan adalah 43290 mscfd, maka biaya O&M untuk LPG Plant pada tahun 2015 adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M LPG Plant Tahun 2015} &= \text{US\$ } 600.000 \times 290,7 \text{ day} \\ &= \text{US\$ } 6.000.000 \end{aligned}$$

Karena volume feed gas yang digunakan adalah 43290 mscfd, dimana volume feed gas > 20 mmscfd, sehingga biaya per hari untuk O&M LPG Plant adalah sebesar US\$ 600.000. Sehingga, total biaya O&M LPG Plant pada tahun 2015 adalah sebesar US\$ 6.000.000.

- Depresiasi

Depresiasi merujuk pada definsi berkurangnya nilai ekonomis (penyusutan) suatu tangible asset karena penggunaan umur pemakaian, ataupun keusangan (Anityasari & Wessiani, 2011). Depresiasi berkaitan dengan investasi yang dilakukan oleh PT. X, dimana investasi yang dilakukan hanyalah berupa *piping* dan LPG Plant. Adapun cara perhitungan depresiasi adalah sebagai berikut :

$$\text{Depresiasi ke-n} = \frac{\text{Nilai Investasi}}{\text{Umur Ekonomis}} \times \text{Jumlah Bulan Efektif ke-n}$$

Contoh perhitungan :

Depresiasi Piping

$$\begin{aligned} \text{Depresiasi Piping Tahun 2017} &= \frac{\text{US\$ 17.493.000}}{45 \text{ Bulan}} \times 12 \\ &= \text{US\$ 4.664.800} \end{aligned}$$

Pada tahun 2017, masa operasi efektif adalah selama 12 bulan. Maka, didapatkan nilai depresiasi sebesar US\$ 4.664.800.

Tabel 4.18 Rincian Depresiasi *Piping* Opsi II

Tahun	Depresiasi <i>Piping</i>
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 3.887.333
2016	\$ 4.664.800
2017	\$ 4.664.800
2018	\$ 4.276.067

Depresiasi LPG Plant

$$\begin{aligned} \text{Depresiasi LPG Plant Tahun 2017} &= \frac{\text{US\$ 44.781.125}}{45 \text{ Bulan}} \times 12 \\ &= \text{US\$ 11.941.633.} \end{aligned}$$

Jumlah investasi pada LPG Plant meliputi LPG Plant itu sendiri dan Infrastruktur (termasuk piping sepanjang 3 Km) dengan total sebesar US\$ 44.781.125. Pada tahun 2017, masa operasi efektif adalah selama 12 bulan. Maka, didapatkan nilai depresiasi sebesar US\$ 11.941.633.

Tabel 4.19 Rincian Depresiasi LPG Plant Opsi II

Tahun	Depresiasi LPG Plant
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 9.951.361
2016	\$ 11.941.633
2017	\$ 11.941.633
2018	\$ 10.946.497

- *Insurance Cost*

Insurance Cost melibatkan *fixed asset* atau aset tetap yang dimiliki oleh PT. X, yaitu *piping* dan LPG Plant. *Insurance Cost* yang dikeluarkan adalah 1,2% dari *fixed asset* yang dimiliki PT.

X. Oleh karena itu, perlu terlebih dahulu menghitung *fixed asset*. Adapun cara perhitungan *fixed asset* adalah sebagai berikut.

$$\text{Book Value ke-n} = \text{Book Value ke-n-1} + \text{Acquisition Price ke-n} \\ - \text{Depresiasi ke-n}$$

Contoh perhitungan :

Perhitungan *fixed asset* menggunakan basis waktu bulan, maka untuk perhitungan Book Value pada tahun ke-n, outputnya adalah berupa dari penjumlahan Book Value pada bulan tertentu. Karena sifat perhitungan dari Book Value tersebut merupakan akumulasi.

Masa operasi dimulai pada bulan Maret 2015, maka Book Value pada tahun 2015 diperoleh dari Book Value pada bulan Maret 2015. Untuk Book Value pada tahun 2016 diperoleh dari Book Value pada bulan Februari 2016, karena jarak pada bulan Maret 2015 sampai dengan Februari 2016 adalah 12 bulan (genap 1 tahun). Begitu juga untuk tahun 2017 sampai dengan 2018, Book Value yang digunakan pada kedua tahun tersebut adalah Book Value dari bulan Februari dari masing-masing tahun.

Book Value Piping

Tabel 4.20 Rincian Book Value Piping Opsi II

Tahun	Book Value Piping
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 17.104.267
2016	\$ 12.828.200
2017	\$ 8.163.400
2018	\$ 3.498.600

$$\text{Book Value Bulan Februari 2017} = \text{US\$ 8.552.133} + \text{US\$ 0} - \\ \text{US\$ 388.733}$$

$$= \text{US\$ } 8.163.400$$

Book Value Bulan Februari 2017 mengindikasikan Book Value pada tahun 2017. Karena sifat dari Book Value ini adalah akumulasi, maka untuk perhitungan *Insurance Cost* pada tahun 2017 (12 bulan masa operasi), maka perhitungannya adalah 1,2% $\times \frac{\text{US\$ } 8.163.400}{12} = \text{US\$ } 97.961$. Begitu juga untuk tahun-tahun berikutnya, pembagian akumulasi dari Book Value tergantung dari jumlah bulan masa operasi pada tahun tersebut.

Book Value LPG Plant

Tabel 4.21 Rincian Book Value LPG Plant Opsi II

Tahun	Book Value LPG&Condensate
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 43.785.989
2016	\$ 32.839.492
2017	\$ 20.897.858
2018	\$ 8.956.225

$$\begin{aligned} \text{Book Value Bulan Februari 2018} &= \text{US\$ } 9.951.361 + \text{US\$ } 0 - \\ &\quad \text{US\$ } 995.136 \\ &= \text{US\$ } 8.956.225 \end{aligned}$$

Book Value Bulan Februari 2018 mengindikasikan Book Value pada tahun 2018. Karena sifat dari Book Value ini adalah akumulasi, maka untuk perhitungan *Insurance Cost* pada tahun 2017 (11 bulan masa operasi), maka perhitungannya adalah 1,2% $\times \frac{\text{US\$ } 8.956.225}{11} = \text{US\$ } 107.475$. Begitu juga untuk tahun-tahun berikutnya, pembagian akumulasi dari Book Value tergantung dari jumlah bulan masa operasi pada tahun tersebut.

- Harga Beli Gas Mentah

Untuk memproduksi Lean Gas membutuhkan material berupa gas mentah. Dimana PT. X membeli gas mentah pada pihak lain. Berikut ini adalah harga beli gas mentah berserta eskalasi harganya.

Tabel 4.22 Harga Beli Gas Mentah Opsi II

Harga Beli	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas Mentah			5,5	5,5	5,5	5,5
Escalation Rate						
Gas Mentah				1,5%	1,5%	1,5%
Price After Escalation						
Gas Mentah			5,5	5,58	5,67	5,75

Untuk mendapatkan harga beli gas per tahunnya harus mengetahui komponen biaya seperti harga beli gas per mmbtu dan volume gas mmbtu yang dibeli. Adapun cara perhitungannya adalah sebagai berikut:

$$\text{Harga Beli Gas ke-n} = \text{Harga Beli Gas per mmbtu} \times \text{Volume Gas mmbtu ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Harga Beli Gas Tahun 2015} &= \text{US\$ } 5,5 \times 15.636.121 \text{ mmbtu} \\ &= \text{US\$ } 65.998.664 \end{aligned}$$

Adapun rincian biaya COGS pada Opsi II yang meliputi *piping* dan LPG Plant ini adalah sebagai berikut :

Tabel 4.23 Rincian COGS *Piping* Opsi II

COGS Piping	2013	2014	2015	2016	2017	2018
O&M Piping	\$ -	\$ -	\$ 4.690.836	\$ 6.567.246	\$ 2.416.995	\$ 1.023.066
Feed Gas Total	\$ -	\$ -	\$ 85.998.664	\$ 122.205.512	\$ 45.650.890	\$ 19.612.971
Depresiasi Piping	\$ -	\$ -	\$ 3.887.333	\$ 4.664.800	\$ 4.664.800	\$ 4.276.067
Insurance Cost Piping	\$ -	\$ -	\$ 205.251	\$ 153.938	\$ 97.961	\$ 41.983
Total COGS Piping	\$ -	\$ -	\$ 94.782.085	\$ 133.591.497	\$ 52.830.646	\$ 24.954.088

Tabel 4.24 Rincian COGS LPG Plant Opsi II

COGS LPG Plant	2013	2014	2015	2016	2017	2018
O&M LPG Plant	\$ -	\$ -	\$ 6.000.000	\$ 7.200.000	\$ 6.696.000	\$ 6.138.000
Depresiasi LPG Plant	\$ -	\$ -	\$ 9.951.361	\$ 11.941.633	\$ 11.941.633	\$ 10.946.497
<i>Insurance Cost</i>	\$ -	\$ -	\$ 525.432	\$ 394.074	\$ 250.774	\$ 107.475
Total COGS LPG Plant	\$ -	\$ -	\$ 16.476.793	\$ 19.535.707	\$ 18.888.408	\$ 17.191.972

Selain *Operation & Maintenance Cost*, harga beli gas mentah, depresiasi dari *tangible asset*, dan *Insurance Cost*. Sedangkan, biaya operasional terdiri dari biaya penelitian dan pengembangan, *General & Administration*, dan *Marketing & Selling*. Berikut ini adalah rincian COGS yang dikeluarkan pada Opsi II.

Biaya operasional yang dikeluarkan oleh PT. X pada Opsi I ini akan dibebankan dari *revenue* yang dikeluarkan setiap tahunnya. Biaya operasional mencakup biaya penelitian dan pengembangan yang akan dibebankan sebesar 0,068% dari *revenue*, *General & Administration*, serta *Marketing & Selling* akan dibebankan sebesar 2,5% dari *revenue*.

Tabel 4.25 Biaya Operasional Opsi II

Beban Pokok Pendapatan	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Penelitian & Pengembangan	\$ -	\$ -	\$ (104.836)	\$ (148.882)	\$ (54.772)	\$ (23.538)
General & Administration	\$ -	\$ -	\$ (3.839.831)	\$ (5.453.100)	\$ (2.006.141)	\$ (862.112)
Marketing & Selling	\$ -	\$ -	\$ (3.839.831)	\$ (5.453.100)	\$ (2.006.141)	\$ (862.112)
Total	\$ -	\$ -	\$ (7.784.498)	\$ (11.055.082)	\$ (4.067.054)	\$ (1.747.762)

4.2.4 Proyeksi Opsi II

Untuk mengetahui kelayakan dari suatu investasi perlu dilakukan proyeksi terlebih dahulu. Terdapat empat hal yang harus dilakukan saat melakukan proyeksi, yaitu Laporan Laba-Rugi (*Income Statement*), Arus Kas (*Cash Flow*), Neraca, dan Arus Kas Bebas (*Free Cash Flow*). Berikut ini adalah hasil proyeksi yang dilakukan pada Opsi II.

- Laporan Laba Rugi

Pada proyeksi ini menunjukkan laba atau rugi nya Opsi II apabila dijalankan. Dimana dalam laporan laba rugi ini ingin melihat sejauh mana usaha/bisnis tersebut dapat membukukan penjualan/pendapatan serta beban/biaya yang dikeluarkan oleh usaha/bisnis tersebut (Anityasari & Wessiani, 2011). Laporan laba rugi ini melibatkan *revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan, sehingga menghasilkan biaya operasi total masing-masing tahunnya.

INCOME STATEMENT		2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tahun							
LPG		\$ -	\$ -	\$ 65.362.908	\$ 92.746.272	\$ 34.699.134	\$ 14.920.540
Condensate		\$ -	\$ -	\$ 7.545.261	\$ 10.718.855	\$ 4.104.982	\$ 1.759.701
Lean Gas				\$ 82.824.067	\$ 117.694.358	\$ 42.579.972	\$ 18.293.614
Revenue		\$ -	\$ -	\$ 155.732.236	\$ 221.159.485	\$ 81.384.088	\$ 34.973.855
COGS LPG + Condensate		\$ -	\$ -	\$ (16.476.793)	\$ (19.535.707)	\$ (18.888.408)	\$ (17.191.972)
COGS Lean Gas		\$ -	\$ -	\$ (94.782.085)	\$ (133.591.497)	\$ (52.830.646)	\$ (24.954.088)
COGS		\$ -	\$ -	\$ (111.258.878)	\$ (153.127.204)	\$ (71.719.053)	\$ (42.146.060)
Beban Pokok Pendapatan							
Penelitian & Pengembangan		\$ -	\$ -	\$ (106.296)	\$ (150.954)	\$ (55.549)	\$ (23.872)
General & Administration		\$ -	\$ -	\$ (3.893.306)	\$ (5.528.987)	\$ (2.034.602)	\$ (874.346)
Marketing & Selling		\$ -	\$ -	\$ (3.893.306)	\$ (5.528.987)	\$ (2.034.602)	\$ (874.346)
Biaya Operasi Total (Referensi : Surya Eka Perkasa)		\$ -	\$ -	\$ (7.892.908)	\$ (11.208.928)	\$ (4.124.754)	\$ (1.772.564)
EBIT		\$ -	\$ -	\$ 36.580.451	\$ 56.823.353	\$ 5.540.282	\$ (8.944.769)
Interest							
EBT		\$ -	\$ -	\$ 36.580.451	\$ 56.823.353	\$ 5.540.282	\$ (8.944.769)
Corporate Tax Estimated	25%	\$ -	\$ -	\$ 9.145.113	\$ 14.205.838	\$ 1.385.070	\$ -
EAT		\$ -	\$ -	\$ 27.435.338	\$ 42.617.515	\$ 4.155.211	\$ (8.944.769)
Akumulasi Laba Setelah Pajak		\$ -	\$ -	\$ 27.435.338	\$ 70.052.853	\$ 74.208.064	\$ 65.263.295
Depresiasi & Amortisasi		\$ -	\$ -	\$ 13.838.694	\$ 16.606.433	\$ 16.606.433	\$ 15.222.564
EBITDA		\$ -	\$ -	\$ 50.419.145	\$ 73.429.787	\$ 22.146.715	\$ 6.277.795

Gambar 4.6 Laporan Laba Rugi Opsi II

Biaya operasi total diperoleh dari penjumlahan antara *Revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan. Tahun 2016 menunjukkan biaya operasi total terbesar yang harus dikeluarkan oleh PT. X, yaitu sebesar US\$ 11.208.928, hal ini terjadi karena ketiga hal tersebut yang mempengaruhi. Selain mengetahui biaya operasi total yang dikeluarkan, pada laporan laba rugi ini juga akan diketahui EAT yang didapatkan yang nantinya akan mempengaruhi proyeksi pada arus kas. EAT ini sendiri memiliki definisi penghasilan yang diperoleh setelah dikurangi pajak (*Earning After Tax*), dimana pajak yang digunakan adalah pajak korporasi sebesar 25% yang telah dikurangi dari EBT (*Earning Before Tax*). Untung atau ruginya dapat dilihat dari EAT yang diakumulasikan, dimana pada laporan laba rugi ini Opsi II terus mendapatkan keuntungan dari tahun ke tahunnya.

- Arus Kas

Arus kas menunjukkan posisi kas bersih yang berhasil dibukukan oleh usaha/bisnis tersebut dalam periode akuntansi (Anityasari & Wessiani, 2011). Selain itu, arus kas menunjukkan aliran kas yang masuk dan keluar selama kegiatan konstruksi sampai dengan kegiatan operasi berlangsung di PT. X. Adapun arus kas dari Opsi II ini adalah sebagai berikut.

CASH FLOW	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tahun						
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional						
Arus Kas Masuk						
Penerimaan Kas Dari Penjualan Tahun Ini	\$ -	\$ -	\$ 155.732.236	\$ 221.159.485	\$ 81.384.088	\$ 34.973.855
Total Arus Kas Masuk	\$ -	\$ -	\$ 155.732.236	\$ 221.159.485	\$ 81.384.088	\$ 34.973.855
Arus Kas Keluar						
Pengeluaran Biaya Operasional	\$ -	\$ -	\$ (105.313.091)	\$ (147.729.698)	\$ (59.237.373)	\$ (28.696.060)
Pajak	\$ -	\$ -	\$ (9.145.113)	\$ (14.205.838)	\$ (1.385.070)	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ -	\$ -	\$ (114.458.204)	\$ (161.935.537)	\$ (60.622.444)	\$ (28.696.060)
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional	\$ -	\$ -	\$ 41.274.033	\$ 59.223.948	\$ 20.761.644	\$ 6.277.795
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi						
Arus Kas Masuk						
Arus Kas Keluar						
Investasi Pada Tangible Asset	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ (8.303.217)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ (8.303.217)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ (8.303.217)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan						
Arus Kas Masuk						
Dana Sendiri	\$ 4.151.608	\$ 49.819.300	\$ 8.303.217	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Masuk	\$ 4.151.608	\$ 49.819.300	\$ 8.303.217	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Keluar						
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan	\$ 4.151.608	\$ 49.819.300	\$ 8.303.217	\$ -	\$ -	\$ -
Kenaikan (Penurunan) Kas	\$ -	\$ -	\$ 41.274.033	\$ 59.223.948	\$ 20.761.644	\$ 6.277.795
Saldo Kas Awal			\$ -	\$ 41.274.033	\$ 100.497.981	\$ 121.259.625
Saldo Kas Akhir			\$ 41.274.033	\$ 100.497.981	\$ 121.259.625	\$ 127.537.420

Gambar 4.7 Arus Kas Opsi II

Pada proyeksi arus kas ini diperoleh dari tiga aktivitas utama, yaitu aktivitas operasional, aktivitas investasi, dan aktivitas pembiayaan. Aktivitas operasional melibatkan *revenue* yang didapatkan dan biaya operasional yang dikeluarkan, serta pajak yang harus dibayar. *Output*-nya adalah berupa saldo kas akhir, yang menunjukkan aliran kas yang berjalan yang nantinya akan digunakan sebagai *input* di proyeksi neraca.

- Neraca

Neraca menunjukkan keseimbangan antara pengeluaran dan pemasukan setiap tahunnya. Apabila neraca sudah seimbang, dapat dikatakan model keuangan yang dibuat telah *verified*. Berikut ini adalah neraca pada Opsi II.

NERACA						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tangible Assets	\$ 4.151.608	\$ 53.970.908	\$ 62.274.125	\$ 62.274.125	\$ 62.274.125	\$ 62.274.125
Acc. Depreciation	\$ -	\$ -	\$ (13.838.694)	\$ (30.445.128)	\$ (47.051.561)	\$ (62.274.125)
Total Asset	\$ 4.151.608	\$ 53.970.908	\$ 48.435.431	\$ 31.828.997	\$ 15.222.564	\$ -
Kas	\$ -	\$ -	\$ 41.274.033	\$ 100.497.981	\$ 121.259.625	\$ 127.537.420
Total Aset Lancar	\$ 4.151.608	\$ 53.970.908	\$ 89.709.463	\$ 132.326.978	\$ 136.482.189	\$ 127.537.420
Modal Sendiri (Ekuitas)	\$ 4.151.608	\$ 53.970.908	\$ 62.274.125	\$ 62.274.125	\$ 62.274.125	\$ 62.274.125
Akumulasi Laba Ditahan	\$ -	\$ -	\$ 27.435.338	\$ 70.052.853	\$ 74.208.064	\$ 65.263.295
Total Modal	\$ 4.151.608	\$ 53.970.908	\$ 89.709.463	\$ 132.326.978	\$ 136.482.189	\$ 127.537.420
Check	0	0	0	0	0	0

Gambar 4.8 Neraca Opsi II

Neraca pada Opsi II ini membandingkan total *asset* lancar dan total modal. Total *asset* lancar yang meliputi *tangible asset*, akumulasi depresiasi, dan kas. Sedangkan, total modal terdiri dari modal sendiri (ekuitas) dan akumulasi laba ditahan yang didapatkan dari akumulasi EAT pada laporan laba rugi.

- Arus Kas Bebas

Arus kas bebas menunjukkan *inflow* dan *outflow* yang terjadi pada skema bisnis Opsi II, dimana *inflow* didapatkan dari EAT atau pendapatan setelah pajak dan depresiasi, sedangkan *outflow* hanya dari investasi pada investasi *tangible asset*.

FREE CASH FLOW						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inflow						
EAT	\$ -	\$ -	\$ 27.435.338	\$ 42.617.515	\$ 4.155.211	\$ (8.944.769)
Depresiasi & Amortisasi	\$ -	\$ -	\$ 13.838.694	\$ 16.606.433	\$ 16.606.433	\$ 15.222.564
Salvage Value						
Interest	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Inflow	\$ -	\$ -	\$ 41.274.033	\$ 59.223.948	\$ 20.761.644	\$ 6.277.795
Outflow						
Investasi Tangible Asset	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ (8.303.217)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Outflow	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ (8.303.217)	\$ -	\$ -	\$ -
Surplus (Defisit)	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ 32.970.816	\$ 59.223.948	\$ 20.761.644	\$ 6.277.795
Akumulasi	\$ (4.151.608)	\$ (53.970.908)	\$ (21.000.092)	\$ 38.223.856	\$ 58.985.500	\$ 65.263.295
Surplus (Defisit) (Discounted)	\$ (4.151.608)	\$ (49.819.300)	\$ 32.970.816	\$ 52.160.641	\$ 16.104.709	\$ 4.288.879
Akumulasi	\$ (4.151.608)	\$ (53.970.908)	\$ (21.000.092)	\$ 31.160.549	\$ 47.265.258	\$ 51.554.137

Gambar 4.9 Arus Kas Bebas Opsi II

4.2.5 Evaluasi Kelayakan Skema Bisnis Opsi II

Setelah melakukan proyeksi, langkah terakhir dari Opsi II ini adalah melakukan uji kelayakan. Terdapat tiga indikator kelayakan, yaitu IRR, NPV, dan *Payback Period*. Hasil dari tiga indikator kelayakan ini akan dibandingkan dengan nilai WACC, dimana nilai WACC pada Opsi II ini adalah sebesar 13,54%.

OUTPUT KELAYAKAN	
IRR	49,49%
WACC	13,54%
NPV	\$ 33.826.035
Payback Period	KURANG DARI 3 TAHUN
Kesimpulan	LAYAK

Gambar 4.10 *Output* Kelayakan Opsi II

Berdasarkan tiga indikator kelayakan tersebut, dapat dikatakan Opsi II layak untuk dijalankan. Karena nilai $IRR > WACC$, $NPV > 0$, dan *Payback Period* kurang dari 3 tahun (kurang dari umur Opsi II).

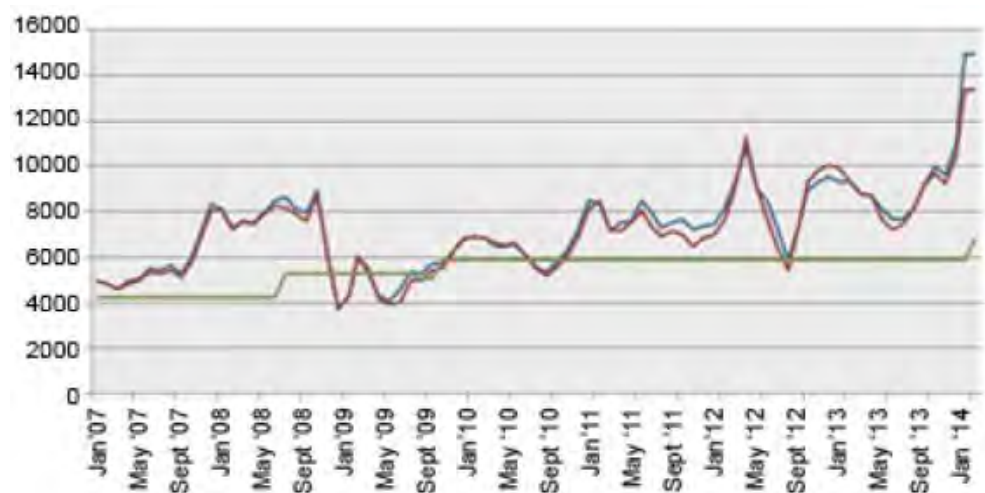
(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

BAB 5

PENGEMBANGAN SKEMA BISNIS OPSI III

Pada sub-bab sebelumnya telah dijelaskan bahwa Opsi II melakukan investasi *piping* dan LPG Plant dan produk yang dihasilkan berupa Lean Gas, LPG, dan Condensate. Opsi II ini memungkinkan terjadinya risiko-risiko sebagai berikut:

1. Cadangan gas menyusut yang diperkirakan akan mengalami penurunan selama lima tahun belakangan ini sebesar 162 miliar kubik.(Energi Today, 2014). Hail ini tentunya akan mengganggu pasokan gas sebagai bahan baku bagi PT. X maupun pihak ketiga.
2. Harga LPG yang cenderung meningkat dari tahun ke tahun. Berikut ini adalah grafik yang menunjukkan kenaikan harga LPG.



Gambar 5.1 Harga LPG Tahun 2007 – 2014

(Sumber : Bloomberg dalam Nur Farida Ahniar)

Harga LPG ditunjukkan pada garis yang berwarna hijau pada Gambar 5.1 yang menunjukkan kenaikan yang bertahap dari tahun ke tahun.

3. Memungkinkan terjadinya penundaan masa konstruksi yang diakibatkan oleh kondisi lingkungan, faktor cuaca, keterlambatan datangnya *equipment* yang dibutuhkan, dan tenaga kerja.

4. Memungkinkan terjadinya gangguan pada masa operasional, contohnya kebakaran. Karena proses produksi LPG sangat rentang terhadap terjadinya kebakaran (Surya Esa Perkasa, 2013).
5. Persaingan dan munculnya pesaing baru, walaupun persaingan dalam industri kilang LPG cukup rendah, adanya kebijakan pemerintah terhadap konversi minyak tanah menjadi LPG akan berpotensi menghasilkan pesaing-pesaing baru dalam industri kilang LPG (Surya Esa Perkasa, 2013).

Dengan adanya berbagai kemungkinan risiko yang akan terjadi, maka memunculkan sebuah opsi baru, yaitu Opsi III dengan kondisi pihak PT. X mengoperasikan *piping* dan memproduksi Lean Gas, sedangkan LPG Plant akan dibantu oleh pihak ketiga dalam mengoperasikan dan memproduksi LPG dan Condensate. Karena PT. X melakukan *partnership* dengan pihak ketiga, maka akan menghasilkan sebuah negosiasi pada Opsi III ini, dimana pihak ketiga akan membayar kompensasi (menjadi *expenditure*) kepada PT. X dan kompensasi ini akan diterima oleh PT. X menjadi *revenue*. Bentuk kompensasi dari negosiasi antara PT. X dan pihak ketiga adalah sebagai berikut:

1. *Profit Sharing* adalah bagi hasil yang akan dibayarkan oleh pihak ketiga ke PT. X, dimana *profit sharing* ini didapatkan dari pengurangan *gross revenue* yang dihasilkan pihak ketiga. Hal yang mungkin terjadi apabila bentuk kompensasi dari negosiasi yang digunakan hanya berupa *profit sharing* adalah apabila harga jual LPG turun secara drastis, maka *profit sharing* yang didapatkan PT. X juga semakin kecil.
2. *Compensation Losses Gas Cost* adalah biaya *losses* dari pembelian gas mentah yang dilakukan pihak ketiga ke PT. X, dimana biaya *losses* ini maksudnya adalah ketiga pihak ketiga membeli gas mentah dari PT. X, tidak semua gas mentah tersebut akan digunakan untuk memproduksi LPG dan condensate, gas mentah yang tidak digunakan ini nantinya akan dikembalikan lagi ke PT.X. Kesepakatan *compensation losses gas cost* berada pada range harga beli sampai dengan harga jual gas mentah. Apabila bentuk kompensasi dari negosiasi yang digunakan hanya

berupa *compensation losses gas cost*, maka PT. X akan mendapatkan revenue dari *compensation losses gas cost* yang dibayar oleh pihak ketiga, namun PT. X akan kehilangan *Opportunity Profit* dari penjualan LPG dan Condensate, karena mungkin pada periode tertentu harga jual LPG dan Condensate meningkat, dengan adanya kondisi ini *profit* yang didapatkan oleh PT. X juga meningkat.

3. *Profit Sharing* dan *Compensation Losses Gas Cost*, apabila bentuk kompensasi dari negosiasi antara PT. X dan pihak ketiga berupa kombinasi dari dua kompensasi ini, maka terdapat tiga kondisi yang akan terjadi, yaitu:

- a) PT. X tetap akan menerima *revenue* dari *compensation losses gas cost* (apabila *compensation losses gas cost* > harga beli gas mentah) yang dibayar oleh pihak ketiga walaupun harga jual LPG sedang turun drastis.
- b) PT. X akan menerima *revenue* dari *profit sharing* dan *compensation losses gas cost* (apabila *compensation losses gas cost* > harga beli gas mentah) oleh pihak ketiga apabila harga jual LPG sedang meningkat.
- c) PT. X akan menerima *revenue* dari *profit sharing* apabila harga jual LPG sedang meningkat dan *compensation losses gas cost* yang didapatkan oleh PT. X setara dengan harga beli gas mentah.

Dengan adanya berbagai kemungkinan yang terjadi, maka bentuk kompensasi dari negosiasi antara PT. X dan pihak ketiga yang digunakan adalah *Compensation Losses Gas Cost* dan *Profit Sharing*.

5.1 Skema Bisnis Opsi III Pihak Ketiga

Pada sub-bab ini akan dijabarkan secara lebih rinci mengenai investasi, *revenue*, *expenditure*, proyeksi, dan evaluasi kelayakan skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga.

5.1.1 Investasi Pihak Ketiga

Pihak ketiga akan mengoperasikan *LPG Plant*, maka investasi yang dilakukan oleh pihak ketiga hanya berupa *LPG Plant*. Adapun rincian dari biaya yang dikeluarkan untuk investasi *LPG Plant* adalah sebagai berikut.

Tabel 5.1 Rincian Biaya Investasi *LPG Plant* 40 MMSCFD Pihak Ketiga

No.	Keterangan	Budget (USD)
1	<i>Equipment</i>	\$ 28.848.750
2	<i>Engineering Design</i>	\$ 8.109.375
3	<i>Piping & Insulation</i>	\$ 3.027.500
4	<i>M&E Instalation</i>	\$ 3.027.500
Total		\$ 43.013.125

5.1.2 Revenue Pihak Ketiga

Revenue pada Opsi III untuk pihak ketiga dari hasil penjualan *LPG* dan *Condensate*. Dimana dalam penjualannya akan mengalami peningkatan harga (*escalation rate*) 1,5% setiap tahunnya.

Tabel 5.2 Harga Jual Produk Pihak Ketiga

Harga Jual	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LPG			873	873	873	873
Condensate			78	78	78	78
Escalation Rate						
LPG			1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Condensate			1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Price After Escalation						
LPG Price	873	886,1	899,4	912,9	926,6	940,5
Condensate Price	78	79,2	80,4	81,6	82,8	84,0

Penentuan *revenue* yang dihasilkan setiap tahunnya oleh Opsi III untuk pihak ketiga dipengaruhi oleh komponen harga jual *LPG* dan *Condensate*, serta volume *LPG* dan *Condensate* yang diproduksi.

Adapun volume LPG dan *Condensate* yang diproduksi setiap tahunnya adalah sebagai berikut.

Tabel 5.3 Rincian Volume Produksi Pihak Ketiga

Volume Produksi	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LPG (ton/day)			250	293	108	50
Condensate (barrel/day)			323	379	143	66

Pada Opsi III, yang berperan dalam menghasilkan *revenue* adalah LPG dan *Condensate* yang merupakan produk turunan gas yang dihasilkan dari LPG Plant juga memberikan andil dalam *revenue*. Dimana perhitungan *revenue* untuk LPG dan *Condensate* juga melibatkan volume kedua produk turunan gas tersebut. Adapun cara perhitungan volume LPG dan *Condensate* adalah sebagai berikut :

- LPG

Satuan awal dari LPG pada Tabel 5.3 adalah ton/day, maka satuan ini perlu dikonversikan menjadi ton, karena produksi LPG diakumulasikan menjadi pertahun. Cara perhitungan volume LPG adalah sebagai berikut :

$$\text{Volume LPG ke-n} = \text{Volume LPG (ton/day)} \times \text{Jumlah Hari Operasi Efektif ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Volume LPG Tahun 2016} &= 293 \text{ ton/day} \times 366 \text{ day} \times 95\% \\ &= 101.598 \text{ ton.} \end{aligned}$$

Pada tahun 2015, jumlah volume LPG yang diproduksi per hari adalah sebesar 293 ton/day, jumlah hari pada tahun 2016 dikurangi masa konstruksi PT. X adalah selama 306 hari dengan tingkat utilitas sebesar 95%, maka didapatkan volume LPG tahun 2015 adalah sebesar 101.598 ton.

- Condensate

Satuan awal dari Condensate pada Tabel 5.3 adalah barrel/day, maka satuan ini perlu dikonversikan menjadi barrel, karena produksi Condensate diakumulasikan menjadi pertahun. Cara perhitungan volume Condensate adalah sebagai berikut :

$$\text{Volume Condensate ke-n} = \text{Volume Condensate (barrel/day)} \times \text{Jumlah Hari Operasi Efektif ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Volume Condensate Tahun 2016} &= 379 \text{ barrel/day} \times 366 \text{ day} \times \\ &95\% \\ &= 131.418 \text{ barrel.} \end{aligned}$$

Pada tahun 2016, jumlah volume Condensate yang diproduksi per hari adalah sebesar 379 ton/day, jumlah hari pada tahun 2016 adalah selama 306 hari dengan tingkat utilitas sebesar 95%, maka didapatkan volume Condensate tahun 2016 adalah sebesar 131.418 barrel.

Tabel 5.4 Perhitungan Konversi Volume Pihak Ketiga

Keterangan	2014	2015	2016	2017	2018
	01-Okt-14	01-Jan-15	01-Jan-16	01-Jan-17	01-Jan-18
	31-Des-14	31-Des-15	31-Des-16	31-Des-17	30-Nov-18
Jumlah Hari	0	306	366	365	334
Tingkat utilisasi	95%	95%	95%	95%	95%
Total Hari Kerja	0	290,7	347,7	346,75	317,3
Jumlah Feed Gas (mscfd)	12250	43290	50810	18700	8650
HV-Feed	1,2425	1,2425	1,2425	1,2425	1,2425
HV-Lean	1,055	1,055	1,055	1,055	1,055
LPG (ton)	-	72.675	101.598	37.449	15.865
Condensate (mmbtu)	-	93.896	131.418	49.585	20.942

Berdasarkan harga jual LPG dan Condensate, serta volume LPG dan Condensate yang diproduksi, maka akan dihasilkan jumlah *revenue* setiap tahunnya. Tidak terdapat *revenue* pada tahun 2013 dan 2014 karena pada periode ini merupakan masa konstruksi dan baru akan menghasilkan *revenue* pada tahun 2015 hingga 2018 yang merupakan masa operasi. Adapun cara perhitungan *revenue* adalah sebagai berikut :

$$\text{Revenue ke-n} = \text{Harga Jual Produk ke-n} \times \text{Volume Produk}$$

Contoh perhitungan :

$$\text{Revenue LPG Tahun 2017} = \text{Harga Jual LPG Tahun 2017} \times \text{Volume LPG (ton) Tahun 2017}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue LPG Tahun 2017} &= \text{US\$ 926,6 per ton} \times 37.449 \text{ ton} \\ &= \text{US\$ 34.699.134} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue Condensate Tahun 2017} &= \text{Harga Jual Condensate Tahun 2017} \\ &\quad \times \text{Volume Condensate (barrel) Tahun 2017} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Revenue Condensate Tahun 2017} &= \text{US\$ 82,8 per barrel} \times 49.585 \text{ barrel} \\ &= \text{US\$ 4.104.982} \end{aligned}$$

Adapun rincian *revenue* LPG dan Condensate pada Opsi III untuk pihak ketiga ini adalah sebagai berikut.

Tabel 5.5 Rincian *Revenue* LPG Pihak Ketiga

Tahun	Total Revenue LPG
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 65.362.908
2016	\$ 92.746.272
2017	\$ 34.699.134
2018	\$ 14.920.540

Tabel 5.6 Rincian *Revenue* Condensate Pihak Ketiga

Tahun	Total Revenue Condensate
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 7.545.261
2016	\$ 10.718.855
2017	\$ 4.104.982
2018	\$ 1.759.701

Maka, *revenue* total dari ketiga produk yang terdiri dari Lean Gas, LPG, dan Condensate adalah sebagai berikut.

Tabel 5.7 Rincian Total *Revenue* Pihak Ketiga

Tahun	Total Revenue
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 72.908.169
2016	\$ 103.465.127
2017	\$ 38.804.116
2018	\$ 16.680.240

Revenue yang dihasilkan dari tahun ke tahun cenderung tidak stabil hal ini disebabkan dari volume yang diproduksi itu sendiri, dimana pada tahun 2016 volume LPG dan Condensate yang diproduksi lebih besar daripada tahun-tahun lainnya.

5.1.3 *Expenditure* Pihak Ketiga

Beberapa komponen yang terlibat dalam pengeluaran atau *expenditure* pada Opsi III adalah *Cost of Goods Customer* (COGS), *Compensation Losses Gas Cost*, biaya operasional, dan *profit sharing*. Walaupun pihak ketiga murni mengoperasikan LPG Plant, dalam memproduksi LPG dan Condensate juga memerlukan *feed gas* atau gas mentah sebagai bahan baku. Berikut ini adalah rincian volume gas mentah yang digunakan.

Tabel 5.8 Volume Gas Mentah Pihak Ketiga

Volume Produksi	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Feed Gas (mscfd)		12250	43290	50810	18700	8650

COGS terdiri dari *Operation & Maintenance Cost* untuk *piping* dan *Operation & Maintenance Cost* untuk *LPG Plant*, depresiasi, dan *Insurance Cost*.

Adapun langkah-langkah perhitungan COGS adalah sebagai berikut :

- *Operation & Maintenance Cost (O&M)*

Biaya O&M ini merupakan biaya yang dikeluarkan oleh pihak ketiga dalam melakukan kegiatan operasional dan pemeliharaan untuk *LPG Plant*. Adapun perhitungan O&M pada Opsi II ini adalah sebagai berikut :

$$\text{Biaya O\&M ke-n} = \text{Biaya O\&M per mmbtu} \times \text{Volume Feed Gas (mmbtu) ke-n}$$

Rincian biaya yang digunakan pihak ketiga sama dengan biaya yang dikeluarkan pada Opsi II. Dimana rincian biaya O&M untuk *LPG Plant* adalah sebagai berikut.

Tabel 5.9 Biaya O&M *LPG Plant* Pihak Ketiga

Fixed Cost	<20 mmscfd	>20 mmscfd
O&M	558.000	600.000

Contoh perhitungan :

Pada tahun 2016 volume *feed gas* yang digunakan adalah 50810 mscfd, maka biaya O&M untuk *LPG Plant* pada tahun 2016 adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Biaya O\&M LPG Plant Tahun 2015} &= \text{US\$ } 600.000 \times 347,7 \text{ day} \\ &= \text{US\$ } 7.200.000 \end{aligned}$$

Karena volume feed gas yang digunakan adalah 50810 mscfd, dimana volume feed gas > 20 mmscfd, sehingga biaya per hari untuk O&M LPG Plant adalah sebesar US\$ 600.000. Sehingga, total biaya O&M LPG Plant pada tahun 2015 adalah sebesar US\$ 7.200.000.

- Depresiasi

Depresiasi merujuk pada definsi berkurangnya nilai ekonomis (penyusutan) suatu tangible asset karena penggunaan umur pemakaian, ataupun keusangan (Anityasari & Wessiani, 2011). Depresiasi berkaitan dengan investasi yang dilakukan oleh PT. X, dimana investasi yang dilakukan hanyalah berupa *piping* dan LPG Plant. Adapun cara perhitungan depresiasi adalah sebagai berikut :

$$\text{Depresiasi ke-n} = \frac{\text{Nilai Investasi}}{\text{Umur Ekonomis}} \times \text{Jumlah Bulan Efektif ke-n}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Depresiasi LPG Plant Tahun 2016} &= \frac{\text{US\$ 44.781.125}}{45 \text{ Bulan}} \times 12 \\ &= \text{US\$ 11.941.633.} \end{aligned}$$

Jumlah investasi pada LPG Plant meliputi LPG Plant itu sendiri dan Insfrastruktur (termasuk *piping* sepanjang 3 Km) dengan total sebesar US\$ 44.781.125. Pada tahun 2016, masa operasi efektif adalah selama 12 bulan. Maka, didapatkan nilai depresiasi sebesar US\$ 11.941.633.

Tabel 5.10 Depresiasi LPG Plant Pihak Ketiga

Tahun	Depresiasi LPG Plant
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 9.951.361
2016	\$ 11.941.633
2017	\$ 11.941.633
2018	\$ 10.946.497

- *Insurance Cost*

Insurance Cost melibatkan *fixed asset* atau aset tetap yang dimiliki oleh pihak ketiga, yaitu LPG Plant. *Insurance Cost* yang dikeluarkan adalah 1,2% dari *fixed asset* yang dimiliki pihak ketiga. Oleh karena itu, perlu terlebih dahulu menghitung *fixed asset*. Adapun cara perhitungan *fixed asset* adalah sebagai berikut.

$$\text{Book Value ke-n} = \text{Book Value ke-n-1} + \text{Acquisition Price ke-n} \\ - \text{Depresiasi ke-n}$$

$$\text{Book Value Bulan Februari 2017} = \text{US\$ 21.892.994} + \text{US\$ 0} - \\ \text{US\$ 995.136} \\ = \text{US\$ 20.897.858}$$

Book Value Bulan Februari 2017 mengindikasikan Book Value pada tahun 2017. Karena sifat dari Book Value ini adalah akumulasi, maka untuk perhitungan *Insurance Cost* pada tahun 2017 (112 bulan masa operasi), maka perhitungannya adalah $1,2\% \times \frac{\text{US\$ 20.897.858}}{12} = \text{US\$ 394.074}$. Begitu juga untuk tahun-tahun berikutnya, pembagian akumulasi dari Book Value tergantung dari jumlah bulan masa operasi pada tahun tersebut.

Tabel 5.11 Book Value LPG Plant Pihak Ketiga

Tahun	Book Value LPG Plant
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 43.785.989
2016	\$ 32.839.492
2017	\$ 20.897.858
2018	\$ 8.956.225

Adapun rincian biaya COGS pada Opsi III untuk pihak ketiga ini adalah sebagai berikut :

Tabel 5.12 Rincian COGS Pihak Ketiga

COGS LPG Plant	2013	2014	2015	2016	2017	2018
O&M LPG Plant	\$ -	\$ -	\$ 6.000.000	\$ 7.200.000	\$ 6.696.000	\$ 6.138.000
Depresiasi LPG Plant	\$ -	\$ -	\$ 9.951.361	\$ 11.941.633	\$ 11.941.633	\$ 10.946.497
Insurance Cost	\$ -	\$ -	\$ 525.432	\$ 394.074	\$ 250.774	\$ 107.475
Total COGS LPG Plant	\$ -	\$ -	\$ 16.476.793	\$ 19.535.707	\$ 18.888.408	\$ 17.191.972

Selain COGS yang mempengaruhi *Expenditure* dari Opsi III untuk pihak ketiga, biaya operasional juga berperan dalam mempengaruhi *Expenditure* yang akan dibebankan dari *revenue* yang dikeluarkan setiap tahunnya. Biaya operasional mencakup biaya penelitian dan pengembangan yang akan dibebankan sebesar 0,068% dari *revenue*, *General & Administration*, serta *Marketing & Selling* akan dibebankan sebesar 2,5% dari *revenue*.

Tabel 5.13 Biaya Operasional Pihak Ketiga

Beban Pokok Pendapatan	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Penelitian & Pengembangan	-	-	\$ (49.764)	\$ (70.621)	\$ (26.486)	\$ (11.385)
General & Administration	-	-	\$ (1.822.704)	\$ (2.586.628)	\$ (970.103)	\$ (417.006)
Marketing & Selling	-	-	\$ (1.822.704)	\$ (2.586.628)	\$ (970.103)	\$ (417.006)
Total	-	-	\$ (3.695.172)	\$ (5.243.877)	\$ (1.966.692)	\$(845.397)

Berbeda dengan Opsi I dan Opsi II sebelumnya, pada Opsi III untuk pihak ketiga salah satu komponen biaya tambahan yang mempengaruhi *Expenditure* adalah *Compensation Losses Gas Cost*, yaitu biaya kompensasi yang harus dibayar pihak ketiga ke pihak PT. X karena telah menggunakan *feed gas* sebagai material utama dalam memproduksi LPG dan *Condensate*. Adapun cara perhitungan *Compensation Losses Gas Cost* adalah sebagai berikut.

$$\text{Heat Losses} = (\text{Total HV-Feed} - \text{Total HV-Lean}) \times \text{Feed Gas}$$

Tabel 5.14 Total HV-Feed dan Total HV-Lean Pihak Ketiga

Tahun	Total HV-Feed (mmbtu)	Total HV-Lean (mmbtu)
2013	-	-
2014	-	-
2015	15.636.121	11.583.786
2016	21.890.822	16.217.487
2017	8.056.650	5.780.524
2018	3.410.221	2.446.782

Contoh Perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Heat Losses Tahun 2015} &= (15.636.121 - 11.583.786) \times 43290 \\ &= 4.052.335 \text{ mmbtu} \end{aligned}$$

Adapun rincian *heat loss* pada pihak ketiga dari tahun 2013 sampai dengan tahun 2018 adalah sebagai berikut:

Tabel 5.15 Rincian *Heat Loss* Pihak Ketiga

Tahun	Heat Loss (mmbtu)
2013	-
2014	-
2015	4.052.335
2016	5.673.335
2017	2.276.125
2018	963.439

Setelah menghitung *heat loss* dalam satuan mmbtu, selanjutnya adalah menghitung *compensation losses gas cost*. Asumsi awal *compensation losses gas cost* per mmbtu yang digunakan adalah sebesar US\$ 6,5 dengan menggunakan eskalasi sebesar 1,5% per tahunnya. Berikut ini adalah cara perhitungan total *compensation losses gas cost* per tahun.

$$\text{Compensation losses gas cost} = \text{Heat Loss} \times \text{Compensation losses gas cost per mmbtu}$$

Contoh perhitungan :

$$\begin{aligned} \text{Compensation losses gas cost tahun 2015} &= 4.052.335 \text{ mmbtu} \times \text{US\$} \\ &\quad 6,5 \text{ per mmbtu} \\ &= \text{US\$ } 26.340.178 \end{aligned}$$

Maka, hasil total *compensation losses gas cost* pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2018 adalah sebagai berikut :

Tabel 5.16 Rincian *Compensation Losses Gas Cost* Pihak Ketiga

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 26.340.178
2016	\$ 37.429.825
2017	\$ 15.241.986
2018	\$ 6.548.408

Komponen dari *expenditure* selain COGS, biaya operasional, dan *compensation losses gas cost* adalah *profit sharing*. Asumsi persentase *profit sharing* awal yang digunakan adalah sebesar 5%. Perhitungan persentase *profit sharing* ini didapatkan dari pengurangan besarnya persentase terhadap *gross revenue* yang dihasilkan pada Opsi III untuk pihak ketiga. Adapun rincian *profit sharing* ini adalah sebagai berikut:

Tabel 5.17 Rincian *Profit Sharing* Pihak Ketiga

Tahun	Profit Sharing 5%
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 3.645.408
2016	\$ 5.173.256
2017	\$ 1.940.206
2018	\$ 834.012

5.1.4 Proyeksi Pihak Ketiga

Untuk mengetahui kelayakan dari suatu investasi perlu dilakukan proyeksi terlebih dahulu. Terdapat empat hal yang harus dilakukan saat melakukan proyeksi, yaitu Laporan Laba-Rugi (*Income Statement*), Arus Kas (*Cash Flow*), Neraca, dan Arus Kas Bebas (*Free Cash Flow*). Berikut ini adalah hasil proyeksi yang dilakukan pada Opsi III untuk pihak ketiga.

- Laporan Laba Rugi

Pada proyeksi ini menunjukkan laba atau ruginya Opsi III untuk pihak ketiga apabila dijalankan. Dimana dalam laporan laba rugi ini ingin melihat sejauh mana usaha/bisnis tersebut dapat membukukan penjualan/pendapatan serta beban/biaya yang dikeluarkan oleh usaha/bisnis tersebut (Anityasari & Wessiani, 2011). Laporan laba rugi ini melibatkan *revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan, sehingga menghasilkan biaya operasi total masing-masing tahunnya.

INCOME STATEMENT						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LPG	\$ -	\$ -	\$ 65.362.908	\$ 92.746.272	\$ 34.699.134	\$ 14.920.540
Condensate	\$ -	\$ -	\$ 7.545.261	\$ 10.718.855	\$ 4.104.982	\$ 1.759.701
Revenue	\$ -	\$ -	\$ 72.908.169	\$ 103.465.127	\$ 38.804.116	\$ 16.680.240
COGS LPG + Condensate	\$ -	\$ -	\$ (16.476.793)	\$ (37.429.825)	\$ (18.888.408)	\$ (17.191.972)
COGS	\$ -	\$ -	\$ (16.476.793)	\$ (37.429.825)	\$ (18.888.408)	\$ (17.191.972)
<i>Compensation Losses Gas</i>	\$ -	\$ -	\$ (26.340.178)	\$ (37.429.825)	\$ (15.241.986)	\$ (6.548.408)
Beban Pokok Pendapatan						
Penelitian & Pengembangan	\$ -	\$ -	\$ (49.764)	\$ (70.621)	\$ (26.486)	\$ (11.385)
General & Administration	\$ -	\$ -	\$ (1.822.704)	\$ (2.586.628)	\$ (970.103)	\$ (417.006)
Marketing & Selling	\$ -	\$ -	\$ (1.822.704)	\$ (2.586.628)	\$ (970.103)	\$ (417.006)
Biaya Operasi Total (Referensi : Surya Eka Perkasa)	\$ -	\$ -	\$ (3.695.172)	\$ (5.243.877)	\$ (1.966.692)	\$ (845.397)
<i>Profit Sharing to PJU</i>	\$ -	\$ -	\$ (3.645.408)	\$ (5.173.256)	\$ (1.940.206)	\$ (834.012)
EBIT	\$ -	\$ -	\$ 22.750.617	\$ 18.188.344	\$ 766.825	\$ (8.739.548)
Interest						
EBT	\$ -	\$ -	\$ 22.750.617	\$ 18.188.344	\$ 766.825	\$ (8.739.548)
Corporate Tax Estimated	25%		\$ 5.687.654	\$ 4.547.086	\$ 191.706	\$ -
EAT			\$ 17.062.963	\$ 13.641.258	\$ 575.119	\$ (8.739.548)
Akumulasi Laba Setelah Pajak			\$ 17.062.963	\$ 30.704.221	\$ 31.279.340	\$ 22.539.791
Depresiasi & Amortisasi			\$ 9.951.361	\$ 11.941.633	\$ 11.941.633	\$ 10.946.497
EBITDA			\$ 32.701.978	\$ 30.129.977	\$ 12.708.458	\$ 2.206.949

Gambar 5.2 Laporan Laba Rugi Opsi III Pihak Ketiga

Biaya operasi total diperoleh dari penjumlahan antara *Revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan. Tahun 2016 menunjukkan biaya operasi total terbesar yang harus dikeluarkan oleh PT. X, yaitu sebesar US\$ 11.208.928, hal ini terjadi karena ketiga hal tersebut yang mempengaruhi. Selain mengetahui biaya operasi total yang dikeluarkan, pada laporan laba rugi ini juga akan diketahui EAT yang didapatkan yang nantinya akan mempengaruhi proyeksi pada arus kas. EAT ini sendiri memiliki definisi penghasilan yang diperoleh setelah dikurangi pajak (*Earning After Tax*), dimana pajak yang digunakan adalah pajak korporasi sebesar 25% yang telah dikurangi dari EBT (*Earning Before Tax*). Untung atau ruginya dapat dilihat dari EAT yang diakumulasikan, dimana pada laporan laba rugi ini Opsi III untuk pihak ketiga terus mendapatkan keuntungan dari tahun ke tahunnya.

- Arus Kas

Arus kas menunjukkan posisi kas bersih yang berhasil dibukukan oleh usaha/bisnis tersebut dalam periode akuntansi (Anityasari & Wessiani, 2011). Selain itu, arus kas menunjukkan aliran kas yang masuk dan keluar selama kegiatan konstruksi sampai dengan kegiatan operasi yang dijalankan oleh pihak ketiga. Adapun arus kas dari Opsi III untuk pihak ketiga ini adalah sebagai berikut.

CASH FLOW	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tahun						
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional						
Arus Kas Masuk						
Penerimaan Kas Dari Penjualan Tahun Ini	\$ -	\$ -	\$ 72.908.169	\$ 103.465.127	\$ 38.804.116	\$ 16.680.240
Total Arus Kas Masuk	\$ -	\$ -	\$ 72.908.169	\$ 103.465.127	\$ 38.804.116	\$ 16.680.240
Arus Kas Keluar						
Pengeluaran Biaya Operasional	\$ -	\$ -	\$ (10.220.604)	\$ (30.732.069)	\$ (8.913.466)	\$ (7.090.872)
Pajak	\$ -	\$ -	\$ (5.687.654)	\$ (4.547.086)	\$ (191.706)	\$ -
<i>Compensation Losses Gas</i>	\$ -	\$ -	\$ (26.340.178)	\$ (37.429.825)	\$ (15.241.986)	\$ (6.548.408)
<i>Profit Sharing</i>	\$ -	\$ -	\$ (3.645.408)	\$ (5.173.256)	\$ (1.940.206)	\$ (834.012)
Total Arus Kas Keluar	\$ -	\$ -	\$ (45.893.845)	\$ (77.882.236)	\$ (26.287.364)	\$ (14.473.292)
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional	\$ -	\$ -	\$ 27.014.324	\$ 25.582.891	\$ 12.516.752	\$ 2.206.949
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi						
Arus Kas Masuk						
Arus Kas Keluar						
Investasi Pada Tangible Asset	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ (5.970.817)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ (5.970.817)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ (5.970.817)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan						
Arus Kas Masuk						
Dana Sendiri	\$ 2.985.408	\$ 35.824.900	\$ 5.970.817	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Masuk	\$ 2.985.408	\$ 35.824.900	\$ 5.970.817	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Keluar						
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan	\$ 2.985.408	\$ 35.824.900	\$ 5.970.817	\$ -	\$ -	\$ -
Kenaikan (Penurunan) Kas	\$ -	\$ -	\$ 27.014.324	\$ 25.582.891	\$ 12.516.752	\$ 2.206.949
Saldo Kas Awal			\$ -	\$ 27.014.324	\$ 52.597.215	\$ 65.113.967
Saldo Kas Akhir			\$ 27.014.324	\$ 52.597.215	\$ 65.113.967	\$ 67.320.916

Gambar 5.3 Arus Kas Opsi III Pihak Ketiga

Pada proyeksi arus kas ini diperoleh dari tiga aktivitas utama, yaitu aktivitas operasional, aktivitas investasi, dan aktivitas pembiayaan. Aktivitas operasional melibatkan *revenue* yang didapatkan dan biaya operasional yang dikeluarkan, serta pajak yang harus dibayar. *Output*-nya adalah berupa saldo kas akhir, yang menunjukkan aliran kas yang berjalan yang nantinya akan digunakan sebagai *input* di proyeksi neraca.

- Neraca

Neraca menunjukkan keseimbangan antara pengeluaran dan pemasukan setiap tahunnya. Apabila neraca sudah seimbang, dapat dikatakan model keuangan yang dibuat telah *verified*. Berikut ini adalah neraca pada Opsi III untuk pihak ketiga.

NERACA						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tangible Assets	\$ 2.985.408	\$ 38.810.308	\$ 44.781.125	\$ 44.781.125	\$ 44.781.125	\$ 44.781.125
Acc. Depreciation	\$ -	\$ -	\$ (9.951.361)	\$ (21.892.994)	\$ (33.834.628)	\$ (44.781.125)
Total Asset	\$ 2.985.408	\$ 38.810.308	\$ 34.829.764	\$ 22.888.131	\$ 10.946.497	\$ -
Kas	\$ -	\$ -	\$ 27.014.324	\$ 52.597.215	\$ 65.113.967	\$ 67.320.916
Total Aset Lancar	\$ 2.985.408	\$ 38.810.308	\$ 61.844.088	\$ 75.485.346	\$ 76.060.465	\$ 67.320.916
Modal Sendiri (Ekuitas)	\$ 2.985.408	\$ 38.810.308	\$ 44.781.125	\$ 44.781.125	\$ 44.781.125	\$ 44.781.125
Akumulasi Laba Ditahan	\$ -	\$ -	\$ 17.062.963	\$ 30.704.221	\$ 31.279.340	\$ 22.539.791
Total Modal	\$ 2.985.408	\$ 38.810.308	\$ 61.844.088	\$ 75.485.346	\$ 76.060.465	\$ 67.320.916
Check	0	0	0	0	0	0

Gambar 5.4 Neraca Opsi III Pihak Ketiga

Neraca pada Opsi III untuk pihak ketiga ini membandingkan total *asset* lancar dan total modal. Total *asset* lancar yang meliputi *tangible asset*, akumulasi depresiasi, dan kas. Sedangkan, total modal terdiri dari modal sendiri (ekuitas) dan akumulasi laba ditahan yang didapatkan dari akumulasi EAT pada laporan laba rugi.

- Arus Kas Bebas

Arus kas bebas menunjukkan *inflow* dan *outflow* yang terjadi pada skema bisnis Opsi III pihak ketiga, dimana *inflow* didapatkan dari EAT atau pendapatan setelah pajak dan depresiasi, sedangkan *outflow* hanya dari investasi pada investasi *tangible asset*.

FREE CASH FLOW							
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Inflow							
EAT	\$ -	\$ -	\$ 17.062.963	\$ 13.641.258	\$ 575.119	\$ (8.739.548)	
Depresiasi & Amortisasi	\$ -	\$ -	\$ 9.951.361	\$ 11.941.633	\$ 11.941.633	\$ 10.946.497	
Salvage Value							
Interest	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Total Inflow	\$ -	\$ -	\$ 27.014.324	\$ 25.582.891	\$ 12.516.752	\$ 2.206.949	
Outflow							
Investasi Tangible Asset	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ (5.970.817)	\$ -	\$ -	\$ -	
Total Outflow	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ (5.970.817)	\$ -	\$ -	\$ -	
Surplus (Defisit)	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ 21.043.507	\$ 25.582.891	\$ 12.516.752	\$ 2.206.949	
Akumulasi	\$ (2.985.408)	\$ (38.810.308)	\$ (17.766.801)	\$ 7.816.090	\$ 20.332.842	\$ 22.539.791	
Surplus (Defisit) (Discounted)	\$ (2.985.408)	\$ (35.824.900)	\$ 21.043.507	\$ 23.284.972	\$ 10.369.166	\$ 1.664.066	
Akumulasi	\$ (2.985.408)	\$ (38.810.308)	\$ (17.766.801)	\$ 5.518.171	\$ 15.887.337	\$ 17.551.403	

Gambar 5.5 Arus Kas Bebas Opsi III Pihak Ketiga

5.1.5 Evaluasi Kelayakan Skema Bisnis Opsi III Pihak Ketiga

Setelah melakukan proyeksi, langkah terakhir dari Opsi III untuk pihak ketiga ini adalah melakukan uji kelayakan. Terdapat tiga indikator kelayakan, yaitu IRR, NPV, dan *Payback Period*. Hasil dari tiga indikator kelayakan ini akan dibandingkan dengan nilai WACC, dimana nilai WACC pada Opsi III untuk pihak ketiga ini adalah sebesar 9,87%.

OUTPUT KELAYAKAN	
IRR	26,61%
WACC	9,87%
NPV	\$ 11.098.915
Payback Period	KURANG DARI 3 TAHUN
Kesimpulan	LAYAK

Gambar 5.6 *Output* Kelayakan Opsi III Pihak Ketiga

Berdasarkan tiga indikator kelayakan tersebut, dapat dikatakan Opsi III untuk pihak ketiga layak untuk dijalankan. Karena nilai $IRR > WACC$, $NPV > 0$, dan *Payback Period* kurang dari 3 tahun (kurang dari umur Opsi III untuk pihak ketiga).

5.2 Skema Bisnis Opsi III Pihak PT. X

Pada sub-bab ini akan dijabarkan secara lebih rinci mengenai investasi, *revenue*, *expenditure*, proyeksi, dan evaluasi kelayakan skema bisnis Opsi III untuk PT.X.

5.2.1 Investasi PT. X

Investasi pada Opsi III untuk PT.X hanya melibatkan pembangunan *piping* dengan harga US\$ 17.493.00 dimana rincian biayanya sama dengan investasi pada Opsi I pada Tabel 4.1.

5.2.2 Revenue PT. X

Karena bentuk kegiatan bisnis yang dijalankan PT. X pada Opsi III ini sama dengan kegiatan bisnis pada Opsi I, yaitu melibatkan pembangunan *piping*, namun produk keluaran dari skema bisnis opsi III untuk PT. X ini adalah berupa Lean Gas. Berikut ini adalah rincian *revenue* skema bisnis opsi III untuk PT. X.

Tabel 5.18 *Revenue* Skema Bisnis Opsi III PT. X

Tahun	Total Revenue Lean Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 82.824.067
2016	\$ 117.694.358
2017	\$ 42.579.972
2018	\$ 18.293.614

Namun, *revenue* yang didapatkan tidak hanya berupa dari penjualan gas saja, tetapi juga *profit sharing* dan *compensation losses gas cost* yang dibayarkan oleh pihak ketiga. Dimana rincian *profit sharing* dan *compensation losses gas cost* terdapat pada Tabel 5.16 dan Tabel 5.17.

5.2.3 Expenditure PT. X

Expenditure untuk PT. X pada Opsi III sama dengan Opsi I, dimana rincian *Expenditure* yang untuk COGS terletak pada Tabel 4.7. Namun, karena biaya operasional didapatkan dari beban *revenue*, dimana komponen *revenue* nilainya bergantung pada *profit sharing* dan *compensation losses gas cost*, maka berikut ini adalah rincian dari biaya operasional untuk PT. X pada Opsi III.

Tabel 5.19 Biaya Operasional Opsi III PT.X

Beban Pokok Pendapatan	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Penelitian & Pengembangan	\$ -	\$ -	\$ (76.999)	\$ (109.412)	\$ (40.791)	\$ (17.525)
General & Administration	\$ -	\$ -	\$ (2.820.241)	\$ (4.007.436)	\$ (1.494.054)	\$ (641.901)
Marketing & Selling	\$ -	\$ -	\$ (2.820.241)	\$ (4.007.436)	\$ (1.494.054)	\$ (641.901)
Total	\$ -	\$ -	\$ (5.717.482)	\$ (8.124.284)	\$ (3.028.899)	\$ (1.301.327)

5.2.4 Proyeksi PT. X

- Laporan Laba Rugi

Pada proyeksi ini menunjukkan laba atau ruginya Opsi III untuk PT. X apabila dijalankan. Dimana dalam laporan laba rugi ini ingin melihat sejauh mana usaha/bisnis tersebut dapat membukukan penjualan/pendapatan serta beban/biaya yang dikeluarkan oleh usaha/bisnis tersebut (Anityasari & Wessiani, 2011). Laporan laba rugi ini melibatkan *revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan, sehingga menghasilkan biaya operasi total masing-masing tahunnya.

INCOME STATEMENT		2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tahun							
Lean Gas		\$ -	\$ -	\$ 82.824.067	\$ 117.694.358	\$ 42.579.972	\$ 18.293.614
Compensation Losses Gas		\$ -	\$ -	\$ 26.340.178	\$ 37.429.825	\$ 15.241.986	\$ 6.548.408
Profit Sharing		\$ -	\$ -	\$ 3.645.408	\$ 5.173.256	\$ 1.940.206	\$ 834.012
Revenue		\$ -	\$ -	\$ 112.809.654	\$ 160.297.439	\$ 59.762.164	\$ 25.676.034
COGS Lean Gas		\$ -	\$ -	\$ (94.782.085)	\$ (133.591.497)	\$ (52.830.646)	\$ (24.954.088)
COGS		\$ -	\$ -	\$ (94.782.085)	\$ (133.591.497)	\$ (52.830.646)	\$ (24.954.088)
Beban Pokok Pendapatan							
Penelitian & Pengembangan		\$ -	\$ -	\$ (76.999)	\$ (109.412)	\$ (40.791)	\$ (17.525)
General & Administration		\$ -	\$ -	\$ (2.820.241)	\$ (4.007.436)	\$ (1.494.054)	\$ (641.901)
Marketing & Selling		\$ -	\$ -	\$ (2.820.241)	\$ (4.007.436)	\$ (1.494.054)	\$ (641.901)
Biaya Operasi Total (Referensi : Surya Eka Perkasa)		\$ -	\$ -	\$ (5.717.482)	\$ (8.124.284)	\$ (3.028.899)	\$ (1.301.327)
EBIT		\$ -	\$ -	\$ 12.310.088	\$ 18.581.659	\$ 3.902.619	\$ (579.381)
Interest							
EBT		\$ -	\$ -	\$ 12.310.088	\$ 18.581.659	\$ 3.902.619	\$ (579.381)
Corporate Tax Estimated	25%	\$ -	\$ -	\$ 3.077.522	\$ 4.645.415	\$ 975.655	\$ -
EAT		\$ -	\$ -	\$ 9.232.566	\$ 13.936.244	\$ 2.926.964	\$ (579.381)
Akumulasi Laba Setelah Pajak		\$ -	\$ -	\$ 9.232.566	\$ 23.168.810	\$ 26.095.774	\$ 25.516.393
Depresiasi & Amortisasi		\$ -	\$ -	\$ 3.887.333	\$ 4.664.800	\$ 4.664.800	\$ 4.276.067
EBITDA		\$ -	\$ -	\$ 16.197.421	\$ 23.246.459	\$ 8.567.419	\$ 3.696.686

Gambar 5.7 Laporan Laba Rugi Opsi III PT. X

Biaya operasi total diperoleh dari penjumlahan antara *Revenue*, COGS, dan beban pokok pendapatan. Tahun 2016 menunjukkan biaya operasi total terbesar yang harus dikeluarkan oleh PT. X, yaitu sebesar US\$ 11.208.928, hal ini terjadi karena ketiga hal tersebut yang mempengaruhi. Selain mengetahui biaya operasi total yang dikeluarkan, pada laporan laba rugi ini juga akan diketahui EAT yang didapatkan yang nantinya akan mempengaruhi proyeksi pada arus kas. EAT ini sendiri memiliki definisi penghasilan yang diperoleh setelah dikurangi pajak (*Earning After Tax*), dimana pajak yang digunakan adalah pajak korporasi sebesar 25% yang telah dikurangi dari EBT (*Earning Before Tax*). Untung atau ruginya dapat dilihat dari EAT yang diakumulasikan, dimana pada laporan laba rugi ini Opsi III untuk PT. X terus mendapatkan keuntungan dari tahun ke tahunnya.

- Arus Kas

Arus kas menunjukkan posisi kas bersih yang berhasil dibukukan oleh usaha/bisnis tersebut dalam periode akuntansi (Anityasari & Wessiani, 2011). Selain itu, arus kas menunjukkan aliran kas yang masuk dan keluar selama kegiatan konstruksi sampai dengan kegiatan operasi berlangsung di PT. X. Adapun arus kas dari Opsi III untuk PT. X ini adalah sebagai berikut.

CASH FLOW	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tahun						
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional						
Arus Kas Masuk						
Penerimaan Kas Dari Penjualan Tahun Ini	\$ -	\$ -	\$ 112.809.654	\$ 160.297.439	\$ 59.762.164	\$ 25.676.034
Total Arus Kas Masuk	\$ -	\$ -	\$ 112.809.654	\$ 160.297.439	\$ 59.762.164	\$ 25.676.034
Arus Kas Keluar						
Pengeluaran Biaya Operasional	\$ -	\$ -	\$ (96.612.233)	\$ (137.050.980)	\$ (51.194.745)	\$ (21.979.348)
Pajak	\$ -	\$ -	\$ (3.077.522)	\$ (4.645.415)	\$ (975.655)	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ -	\$ -	\$ (99.689.755)	\$ (141.696.395)	\$ (52.170.400)	\$ (21.979.348)
Arus Kas Dari Aktivitas Operasional	\$ -	\$ -	\$ 13.119.899	\$ 18.601.044	\$ 7.591.764	\$ 3.696.686
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi						
Arus Kas Masuk						
Arus Kas Keluar						
Investasi Pada Tangible Asset	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Keluar	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan						
Arus Kas Masuk						
Dana Sendiri	\$ 1.166.200	\$ 13.994.400	\$ 2.332.400	\$ -	\$ -	\$ -
Total Arus Kas Masuk	\$ 1.166.200	\$ 13.994.400	\$ 2.332.400	\$ -	\$ -	\$ -
Arus Kas Keluar						
Arus Kas Dari Aktivitas Pembiayaan	\$ 1.166.200	\$ 13.994.400	\$ 2.332.400	\$ -	\$ -	\$ -
Kenaikan (Penurunan) Kas	\$ -	\$ -	\$ 13.119.899	\$ 18.601.044	\$ 7.591.764	\$ 3.696.686
Saldo Kas Awal			\$ -	\$ 13.119.899	\$ 31.720.943	\$ 39.312.707
Saldo Kas Akhir			\$ 13.119.899	\$ 31.720.943	\$ 39.312.707	\$ 43.009.393

Gambar 5.8 Arus Kas Opsi III PT. X

Pada proyeksi arus kas ini diperoleh dari tiga aktivitas utama, yaitu aktivitas operasional, aktivitas investasi, dan aktivitas pembiayaan. Aktivitas operasional melibatkan *revenue* yang didapatkan dan biaya operasional yang dikeluarkan, serta pajak yang harus dibayar. *Output*-nya adalah berupa saldo kas akhir, yang menunjukkan aliran kas yang berjalan yang nantinya akan digunakan sebagai *input* di proyeksi neraca.

- Neraca

Neraca menunjukkan keseimbangan antara pengeluaran dan pemasukan setiap tahunnya. Apabila neraca sudah seimbang, dapat dikatakan model keuangan yang dibuat telah *verified*. Berikut ini adalah neraca pada Opsi III untuk PT. X.

NERACA						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tangible Assets	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000
Acc. Depreciation	\$ -	\$ -	\$ (3.887.333)	\$ (8.552.133)	\$ (13.216.933)	\$ (17.493.000)
Total Asset	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 13.605.667	\$ 8.940.867	\$ 4.276.067	\$ -
Kas	\$ -	\$ -	\$ 13.119.899	\$ 31.720.943	\$ 39.312.707	\$ 43.009.393
Total Aset Lancar	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 26.725.566	\$ 40.661.810	\$ 43.588.774	\$ 43.009.393
Modal Sendiri (Ekuitas)	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000
Akumulasi Laba Ditahan	\$ -	\$ -	\$ 9.232.566	\$ 23.168.810	\$ 26.095.774	\$ 25.516.393
Total Modal	\$ 17.493.000	\$ 17.493.000	\$ 26.725.566	\$ 40.661.810	\$ 43.588.774	\$ 43.009.393
Check	0	0	0	0	0	0

Gambar 5.9 Neraca Opsi III PT. X

Neraca pada Opsi III untuk PT. X ini membandingkan total *asset* lancar dan total modal. Total *asset* lancar yang meliputi *tangible asset*, akumulasi depresiasi, dan kas. Sedangkan, total modal terdiri dari modal sendiri (ekuitas) dan akumulasi laba ditahan yang didapatkan dari akumulasi EAT pada laporan laba rugi.

- Arus Kas Bebas
Arus kas bebas menunjukkan *inflow* dan *outflow* yang terjadi pada skema bisnis Opsi III PT. X, dimana *inflow* didapatkan dari EAT atau pendapatan setelah pajak dan depresiasi, sedangkan *outflow* hanya dari investasi pada investasi *tangible asset*.

FREE CASH FLOW						
Tahun	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inflow						
EAT	\$ -	\$ -	\$ 9.232.566	\$ 13.936.244	\$ 2.926.964	\$ (579.381)
Depresiasi & Amortisasi	\$ -	\$ -	\$ 3.887.333	\$ 4.664.800	\$ 4.664.800	\$ 4.276.067
Salvage Value						
Interest	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Inflow	\$ -	\$ -	\$ 13.119.899	\$ 18.601.044	\$ 7.591.764	\$ 3.696.686
Outflow						
Investasi Tangible Asset	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Total Outflow	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ (2.332.400)	\$ -	\$ -	\$ -
Surplus (Defisit)	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ 10.787.499	\$ 18.601.044	\$ 7.591.764	\$ 3.696.686
Akumulasi	\$ (1.166.200)	\$ (15.160.600)	\$ (4.373.101)	\$ 14.227.943	\$ 21.819.707	\$ 25.516.393
	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1	\$ 2	\$ 3
Surplus (Defisit) (Discounted)	\$ (1.166.200)	\$ (13.994.400)	\$ 10.787.499	\$ 16.382.602	\$ 5.888.896	\$ 2.525.511
Akumulasi	\$ (1.166.200)	\$ (15.160.600)	\$ (4.373.101)	\$ 12.009.501	\$ 17.898.397	\$ 20.423.908

Gambar 5.10 Arus Kas Bebas Opsi III PT. X

5.2.5 Evaluasi Kelayakan PT. X

Setelah melakukan proyeksi, langkah terakhir dari Opsi III untuk PT. X ini adalah melakukan uji kelayakan. Terdapat tiga indikator kelayakan, yaitu IRR, NPV, dan *Payback Period*. Hasil dari tiga indikator kelayakan ini akan dibandingkan dengan nilai WACC, dimana nilai WACC pada Opsi III untuk PT. X ini adalah sebesar 13,54%.

OUTPUT KELAYAKAN	
IRR	63,00%
WACC	13,54%
NPV	\$ 14.111.167
Payback Period	KURANG DARI 3 TAHUN
Kesimpulan	LAYAK

Gambar 5.11 *Output* Kelayakan Opsi III PT. X

Berdasarkan tiga indikator kelayakan tersebut, dapat dikatakan Opsi III untuk pihak ketiga layak untuk dijalankan. Karena nilai $IRR > WACC$, $NPV > 0$, dan *Payback Period* kurang dari 3 tahun (kurang dari umur Opsi III untuk pihak ketiga).

5.3 Penentuan *Range* Negosiasi Bagi PT. X dan Pihak Ketiga

Pada sub-bab 5.1 dan 5.2 telah dilakukan evaluasi kelayakan terhadap skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga dan PT. X dengan menggunakan asumsi awal *compensation losses gas cost* yang digunakan adalah sebesar US\$ 6,5 dan *profit sharing* sebesar 5%. Tujuan dari penelitian ini adalah menentukan *range* negosiasi dari bentuk kompensasi yang digunakan. Maka, akan dilakukan simulasi terhadap *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*.

Range compensation losses gas cost yang digunakan antara harga beli sampai dengan harga jual gas mentah, sedangkan *range profit sharing* yang digunakan berdasarkan referensi dari perusahaan yang melakukan *partnership*, seperti Unilver dan Holcim. Perusahaan Unilever menggunakan *profit sharing* sebesar 1% pada tahun 2013, 2% pada tahun 2014, 3% pada tahun 2015, dan seterusnya, *profit sharing* ini dihitung berdasarkan nilai total omset ke pihak ketiga, diluar omset produk yang mereknya dimiliki oleh perseroan (Unilever,

2013). Sedangkan, Perusahaan Holcim menandatangani perjanjian royalti baru dengan Holcim Technology Ltd. dimana Perusahaan dalam penggunaan merek dagang “Holcim” dan “HC-Logo” dalam melaksanakan kegiatan usahanya akan dikenakan tarif sebesar 4% mulai tahun 2013 dan 5% untuk tahun 2014 dan seterusnya dari jumlah penjualan neto ke pihak ketiga (Holcim Indonesia, 2013). Oleh karena itu, *range profit sharing* yang digunakan antara 1% – 10%, dimana 1% adalah batas minimum persentase *profit sharing* yang digunakan oleh kedua perusahaan tersebut dan 10% adalah batas maksimal persentase *profit sharing* yang digunakan pada penelitian ini yang didapatkan dari persentase *profit sharing* pada Perusahaan Holcim pada tahun 2018. Pada penelitian ini hanya menggunakan referensi persentase *profit sharing* dari dua Perusahaan Unilever dan Perusahaan Holcim karena perusahaan-perusahaan lain yang melakukan kegiatan bisnis berupa *partnership* juga berada pada *range profit sharing* ini, sehingga dua perusahaan telah merepresentasikan persentase *profit sharing* dari perusahaan-perusahaan lainnya.

Berikut ini adalah rincian *Compensation Losses Gas Cost* dari *range* adalah US\$ 5,6 sampai dengan US\$ 7,15 pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2015:

Tabel 5.20 *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,6

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 22.693.076
2016	\$ 32.247.234
2017	\$ 13.131.557
2018	\$ 5.641.705

Tabel 5.21 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 5,7*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 23.098.310
2016	\$ 32.823.077
2017	\$ 13.366.049
2018	\$ 5.742.450

Tabel 5.22 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 5,8*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 23.503.543
2016	\$ 33.398.921
2017	\$ 13.600.542
2018	\$ 5.843.195

Tabel 5.23 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 5,9*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 23.908.777
2016	\$ 33.974.764
2017	\$ 13.835.034
2018	\$ 5.943.939

Tabel 5.24 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 24.314.010
2016	\$ 34.550.607
2017	\$ 14.069.526
2018	\$ 6.044.684

Tabel 5.25 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,1*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 24.719.244
2016	\$ 35.126.451
2017	\$ 14.304.018
2018	\$ 6.145.429

Tabel 5.26 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,2*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 25.124.477
2016	\$ 35.702.294
2017	\$ 14.538.510
2018	\$ 6.246.174

Tabel 5.27 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,3*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 25.529.711
2016	\$ 36.278.138
2017	\$ 14.773.002
2018	\$ 6.346.918

Tabel 5.28 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,4*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 25.934.944
2016	\$ 36.853.981
2017	\$ 15.007.494
2018	\$ 6.447.663

Tabel 5.29 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,5*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 26.340.178
2016	\$ 37.429.825
2017	\$ 15.241.986
2018	\$ 6.548.408

Tabel 5.30 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,6*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 26.745.411
2016	\$ 38.005.668
2017	\$ 15.476.478
2018	\$ 6.649.152

Tabel 5.31 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,7*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 27.150.645
2016	\$ 38.581.512
2017	\$ 15.710.970
2018	\$ 6.749.897

Tabel 5.32 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,8*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 27.555.878
2016	\$ 39.157.355
2017	\$ 15.945.463
2018	\$ 6.850.642

Tabel 5.33 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 6,9*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 27.961.112
2016	\$ 39.733.199
2017	\$ 16.179.955
2018	\$ 6.951.387

Tabel 5.34 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 7*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 28.366.345
2016	\$ 40.309.042
2017	\$ 16.414.447
2018	\$ 7.052.131

Tabel 5.35 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 7,1*

Tahun	Compensation Losses Gas
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 28.771.579
2016	\$ 40.884.886
2017	\$ 16.648.939
2018	\$ 7.152.876

Tabel 5.36 *Compensation Losses Gas Cost US\$ 7,15*

Tahun	Compensation Losses Gas Cost
2013	\$ -
2014	\$ -
2015	\$ 28.974.196
2016	\$ 41.172.807
2017	\$ 16.766.185
2018	\$ 7.203.248

Berikut ini adalah rincian *Profit Sharing* dari *range* 1% sampai dengan 10% pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2015:

Tabel 5.37 *Profit Sharing* Opsi III

Profit Sharing	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1%	\$ -	\$ -	\$ (729.082)	\$ (1.034.651)	\$ (388.041)	\$ (166.802)
2%	\$ -	\$ -	\$(1.458.163)	\$ (2.069.303)	\$ (776.082)	\$ (333.605)
3%	\$ -	\$ -	\$(2.187.245)	\$ (3.103.954)	\$ (1.164.123)	\$ (500.407)
4%	\$ -	\$ -	\$(2.916.327)	\$ (4.138.605)	\$ (1.552.165)	\$ (667.210)
5%	\$ -	\$ -	\$(3.645.408)	\$ (5.173.256)	\$ (1.940.206)	\$ (834.012)
6%	\$ -	\$ -	\$(4.374.490)	\$ (6.207.908)	\$ (2.328.247)	\$ (1.000.814)
7%	\$ -	\$ -	\$(5.103.572)	\$ (7.242.559)	\$ (2.716.288)	\$ (1.167.617)
8%	\$ -	\$ -	\$(5.832.654)	\$ (8.277.210)	\$ (3.104.329)	\$ (1.334.419)
9%	\$ -	\$ -	\$(6.561.735)	\$ (9.311.861)	\$ (3.492.370)	\$ (1.501.222)
10%	\$ -	\$ -	\$(7.290.817)	\$ (10.346.513)	\$ (3.880.412)	\$ (1.668.024)

Setelah melakukan simulasi terhadap *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*, langkah selanjutnya adalah melakukan evaluasi kelayakan terhadap skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga dan PT. X dengan menggunakan *range compensation losses gas cost* dan *profit sharing* diatas. Berikut ini adalah *output* kelayakan skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga:

Tabel 5.38 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,6

Compensation Losses :	5,6			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	46,88%	\$ 26.247.225	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	45,15%	\$ 24.905.208	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	43,42%	\$ 23.563.191	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	41,67%	\$ 22.221.173	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	39,90%	\$ 20.879.156	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	38,12%	\$ 19.537.139	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	36,32%	\$ 18.195.121	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	34,51%	\$ 16.853.104	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	32,68%	\$ 15.511.087	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	30,83%	\$ 14.169.069	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.39 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,7

Compensation Losses :	5,7			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	45,50%	\$ 25.160.532	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	43,77%	\$ 23.818.515	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	42,02%	\$ 22.476.497	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	40,26%	\$ 21.134.480	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	38,48%	\$ 19.792.463	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	36,68%	\$ 18.450.445	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	34,87%	\$ 17.108.428	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	33,04%	\$ 15.766.411	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	31,20%	\$ 14.424.393	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	29,33%	\$ 13.082.376	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.40 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,8

Compensation Losses :	5,8			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	44,12%	\$ 24.073.839	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	42,37%	\$ 22.731.821	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	40,61%	\$ 21.389.804	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	38,84%	\$ 20.047.787	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	37,04%	\$ 18.705.769	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	35,23%	\$ 17.363.752	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	33,41%	\$ 16.021.735	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	31,56%	\$ 14.679.717	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	30%	\$ 13.337.700	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	27,82%	\$ 11.995.683	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.41 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,9

Compensation Losses :	5,9			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	42,73%	\$ 22.987.145	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	40,97%	\$ 21.645.128	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	39,19%	\$ 20.303.110	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	37,40%	\$ 18.961.093	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	35,59%	\$ 17.619.076	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	33,77%	\$ 16.277.058	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	31,93%	\$ 14.935.041	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	30,07%	\$ 13.593.024	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	28,19%	\$ 12.251.006	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	26,28%	\$ 10.908.989	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.42 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6

Compensation Losses :	6			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	41,32%	\$ 21.900.452	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	39,55%	\$ 20.558.434	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	37,76%	\$ 19.216.417	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	35,96%	\$ 17.874.400	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	34,13%	\$ 16.532.382	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	32,29%	\$ 15.190.365	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	30,43%	\$ 13.848.348	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	28,56%	\$ 12.506.330	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	26,66%	\$ 11.164.313	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	24,74%	\$ 9.822.138	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.43 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,1

Compensation Losses :	6,1			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	39,91%	\$ 20.813.758	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	38,12%	\$ 19.471.741	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	36,32%	\$ 18.129.724	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	34,50%	\$ 16.787.706	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	32,66%	\$ 15.445.689	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	30,80%	\$ 14.103.672	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	28,93%	\$ 12.761.654	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	27,03%	\$ 11.419.637	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	25,11%	\$ 10.077.619	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	23,12%	\$ 8.695.212	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.44 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,2

Compensation Losses :	6,2			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	38,48%	\$ 19.727.065	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	36,68%	\$ 18.385.047	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	34,86%	\$ 17.043.030	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	33,02%	\$ 15.701.013	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	31,17%	\$ 14.358.995	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	29,30%	\$ 13.016.978	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	27,40%	\$ 11.674.961	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	25,49%	\$ 10.332.943	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	23,53%	\$ 8.976.881	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	21,48%	\$ 7.568.287	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.45 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,3

Compensation Losses :	6,3			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	37,04%	\$ 18.640.371	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	35,22%	\$ 17.298.354	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	33,39%	\$ 15.956.337	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	31,54%	\$ 14.614.319	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	29,67%	\$ 13.272.302	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	27,77%	\$ 11.930.285	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	25,86%	\$ 10.588.267	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	23,93%	\$ 9.246.250	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	21,90%	\$ 7.849.955	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	19,82%	\$ 6.441.361	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.46 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,4

Compensation Losses :	6,4			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	35,58%	\$ 17.553.678	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	33,75%	\$ 16.211.660	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	31,90%	\$ 14.869.643	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	30,04%	\$ 13.527.626	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	28,15%	\$ 12.185.608	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	26,24%	\$ 10.843.591	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	24,31%	\$ 9.501.574	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	22,32%	\$ 8.131.624	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	20,25%	\$ 6.723.030	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	18,14%	\$ 5.314.435	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.47 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,5

Compensation Losses :	6,5			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	34,12%	\$ 16.466.984	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	32,27%	\$ 15.124.967	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	30,40%	\$ 13.782.950	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	28,52%	\$ 12.440.932	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	26,61%	\$ 11.098.915	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	24,68%	\$ 9.756.898	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	22,73%	\$ 8.413.292	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	20,67%	\$ 7.004.698	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	18,57%	\$ 5.596.104	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	16,44%	\$ 4.187.510	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.48 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,6

Compensation Losses :	6,6			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	32,64%	\$ 15.380.291	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	30,77%	\$ 14.038.274	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	28,89%	\$ 12.696.256	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	26,99%	\$ 11.354.239	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	25,06%	\$ 10.012.222	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	23,11%	\$ 8.670.204	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	21,09%	\$ 7.286.366	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	18,99%	\$ 5.877.772	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	16,87%	\$ 4.469.178	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	14,71%	\$ 3.060.584	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.49 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,7

Compensation Losses :	6,7			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	31%	\$ 14.293.597	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	29,26%	\$ 12.951.580	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	27,36%	\$ 11.609.563	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	25,44%	\$ 10.267.545	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	23,49%	\$ 8.925.528	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	21,50%	\$ 7.568.035	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	19,42%	\$ 6.159.441	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	17,30%	\$ 4.750.847	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	15,14%	\$ 3.342.253	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	12,95%	\$ 1.933.659	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.50 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,8

Compensation Losses :	6,8			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	29,63%	\$ 13.206.904	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	27,73%	\$ 11.864.887	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	25,81%	\$ 10.522.869	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	23,87%	\$ 9.180.852	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	21,91%	\$ 7.838.835	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	19,84%	\$ 6.441.109	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	17,73%	\$ 5.032.515	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	15,58%	\$ 3.623.921	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	13,39%	\$ 2.215.327	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	11,16%	\$ 806.733	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.51 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,9

Compensation Losses :	6,9			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	28,11%	\$ 12.120.211	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	26,19%	\$ 10.778.193	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	24,25%	\$ 9.436.176	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	22,29%	\$ 8.094.158	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	20,26%	\$ 6.722.778	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	18,16%	\$ 5.314.184	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	16,01%	\$ 3.905.590	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	13,83%	\$ 2.496.996	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	11,61%	\$ 1.088.402	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	9,35%	\$ (320.192)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak

Tabel 5.52 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 7

Compensation Losses :	7			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	26,57%	\$ 11.033.517	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	24,63%	\$ 9.691.500	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	22,67%	\$ 8.349.482	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	20,69%	\$ 7.004.446	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	18,58%	\$ 5.595.852	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	16,45%	\$ 4.187.258	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	14%	\$ 2.778.664	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	12,06%	\$ 1.370.070	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	9,81%	\$ (38.524)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak
10%	7,50%	\$ (1.447.118)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak

Tabel 5.53 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 7,1

Compensation Losses :	7,1			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	25,01%	\$ 9.946.824	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	23,05%	\$ 8.604.806	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	21,07%	\$ 7.262.789	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	19,01%	\$ 5.877.521	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	16,88%	\$ 4.468.927	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	14,71%	\$ 3.060.333	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	12,51%	\$ 1.651.739	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	10,26%	\$ 243.145	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	7,97%	\$ (1.165.449)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak
10%	5,62%	\$ (2.574.043)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak

Tabel 5.54 *Output* Kelayakan Pihak Ketiga dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 7,15

Compensation Losses :	7,15			
Profit Sharing	Pihak Ketiga			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	24,23%	\$ 9.403.477	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	22,26%	\$ 8.061.460	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	20,27%	\$ 6.719.442	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	18,16%	\$ 5.314.058	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	16,02%	\$ 3.905.464	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	13,84%	\$ 2.496.870	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	11,62%	\$ 1.088.276	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	9,35%	\$ (320.318)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak
9%	7,04%	\$ (1.728.912)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak
10%	4,67%	\$ (3.137.506)	Kurang Dari 3 Tahun	Tidak Layak

Adapun *output* kelayakan skema bisnis Opsi III untuk PT. X dengan menggunakan range *compensation losses gas cost* dan *profit sharing* yang telah dilakukan simulasi adalah sebagai berikut:

Tabel 5.55 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,6

Compensation Losses :	5,6			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	27,15%	\$ 3.591.400	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	31,35%	\$ 4.747.489	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	35,48%	\$ 5.903.578	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	39,55%	\$ 7.059.666	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	43,55%	\$ 8.215.755	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	47,50%	\$ 9.371.843	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	51,39%	\$10.527.932	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	55,23%	\$11.684.020	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	59,03%	\$12.840.109	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	62,78%	\$13.996.197	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.56 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,7

Compensation Losses :	5,7			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	29,53%	\$ 4.246.446	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	33,69%	\$ 5.402.535	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	37,78%	\$ 6.558.623	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	41,81%	\$ 7.714.712	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	45,78%	\$ 8.870.800	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	49,69%	\$10.026.889	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	53,56%	\$11.182.977	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	57,37%	\$12.339.066	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	61,14%	\$13.495.154	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	64,87%	\$14.651.243	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.57 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,8

Compensation Losses :	5,8			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	31,89%	\$ 4.901.492	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	36,01%	\$ 6.057.581	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	40,06%	\$ 7.213.669	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	44,05%	\$ 8.369.758	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	47,99%	\$ 9.525.846	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	51,87%	\$10.681.935	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	55,71%	\$11.838.023	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	59,50%	\$12.994.112	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	63%	\$14.150.200	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	66,95%	\$15.306.289	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.58 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 5,9

Compensation Losses :	5,9			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	34,22%	\$ 5.556.538	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	38,30%	\$ 6.712.626	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	42,32%	\$ 7.868.715	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	46,28%	\$ 9.024.803	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	50,18%	\$10.180.892	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	54,04%	\$11.336.980	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	57,85%	\$12.493.069	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	61,61%	\$13.649.158	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	65,33%	\$14.805.246	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	69,01%	\$15.961.335	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.59 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6

Compensation Losses :	6			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	36,53%	\$ 6.211.584	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	40,57%	\$ 7.367.672	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	44,56%	\$ 8.523.761	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	48,48%	\$ 9.679.849	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	52,36%	\$10.835.938	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	56,19%	\$11.992.026	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	59,97%	\$13.148.115	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	63,71%	\$14.304.203	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	67,40%	\$15.460.292	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	71,06%	\$16.616.380	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.60 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,1

Compensation Losses :	6,1			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	38,82%	\$ 6.866.629	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	42,83%	\$ 8.022.718	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	46,78%	\$ 9.178.807	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	50,67%	\$10.334.895	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	54,52%	\$11.490.984	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	58,32%	\$12.647.072	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	62,07%	\$13.803.161	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	65,79%	\$14.959.249	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	69,46%	\$16.115.338	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	73,10%	\$17.271.426	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.61 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,2

Compensation Losses :	6,2			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	41,08%	\$ 7.521.675	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	45,06%	\$ 8.677.764	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	48,98%	\$ 9.833.852	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	52,84%	\$10.989.941	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	56,66%	\$12.146.029	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	60,44%	\$13.302.118	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	64,17%	\$14.458.206	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	67,86%	\$15.614.295	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	71,51%	\$16.770.383	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	75,13%	\$17.926.472	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.62 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,3

Compensation Losses :	6,3			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	43,33%	\$ 8.176.721	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	47,27%	\$ 9.332.810	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	51,16%	\$10.488.898	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	55,00%	\$11.644.987	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	58,79%	\$12.801.075	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	62,54%	\$13.957.164	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	66,25%	\$15.113.252	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	69,91%	\$16.269.341	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	73,55%	\$17.425.429	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	77,14%	\$18.578.724	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.63 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,4

Compensation Losses :	6,4			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	45,56%	\$ 8.831.767	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	49,47%	\$ 9.987.855	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	53,33%	\$11.143.944	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	57,14%	\$12.300.032	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	60,90%	\$13.456.121	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	64,63%	\$14.612.209	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	68,31%	\$15.768.298	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	71,96%	\$16.924.387	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	75,57%	\$18.080.475	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	79,13%	\$19.221.100	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.64 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,5

Compensation Losses :	6,5			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	47,77%	\$ 9.486.813	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	51,65%	\$10.642.901	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	55,48%	\$11.798.990	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	59,26%	\$12.955.078	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	63,00%	\$14.111.167	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	66,70%	\$15.267.255	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	70,37%	\$16.423.344	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	73,99%	\$17.579.432	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	77,57%	\$18.728.365	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	81,11%	\$19.863.475	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.65 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,6

Compensation Losses :	6,6			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	49,96%	\$10.141.858	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	53,81%	\$11.297.947	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	57,61%	\$12.454.035	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	61,37%	\$13.610.124	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	65,09%	\$14.766.213	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	68,77%	\$15.922.301	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	72,41%	\$17.078.390	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	76,01%	\$18.234.478	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	79,56%	\$19.370.740	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	83,08%	\$20.505.850	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.66 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,7

Compensation Losses :	6,7			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	52%	\$10.796.904	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	55,95%	\$11.952.993	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	59,73%	\$13.109.081	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	63,47%	\$14.265.170	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	67,16%	\$15.421.258	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	70,82%	\$16.577.347	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	74,44%	\$17.733.435	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	78,01%	\$18.878.005	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	81,54%	\$20.013.115	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	85,04%	\$21.148.225	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.67 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,8

Compensation Losses :	6,8			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	54,29%	\$11.451.950	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	58,08%	\$12.608.039	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	61,84%	\$13.764.127	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	65,55%	\$14.920.216	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	69,22%	\$16.076.304	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	72,85%	\$17.232.393	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	76,45%	\$18.385.271	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	79,99%	\$19.520.380	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	83,50%	\$20.655.490	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	86,99%	\$21.790.600	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.68 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 6,9

Compensation Losses :	6,9			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	56,43%	\$12.106.996	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	60,20%	\$13.263.084	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	63,93%	\$14.419.173	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	67,61%	\$15.575.261	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	71,26%	\$16.731.350	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	74,88%	\$17.887.438	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	78,44%	\$19.027.646	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	81,96%	\$20.162.755	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	85,46%	\$21.297.865	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	88,93%	\$22.432.975	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.69 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 7

Compensation Losses :	7			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	58,55%	\$12.762.042	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	62,30%	\$13.918.130	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	66,00%	\$15.074.219	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	69,67%	\$16.230.307	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	73,30%	\$17.386.396	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	76,88%	\$18.534.911	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	80,42%	\$19.670.021	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	83,93%	\$20.805.131	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	87,41%	\$21.940.240	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	90,86%	\$23.075.350	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.70 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 7,1

Compensation Losses :	7,1			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	60,67%	\$13.417.087	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	64,39%	\$14.573.176	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	68,07%	\$15.729.264	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	71,71%	\$16.885.353	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	75,32%	\$18.041.442	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	78,87%	\$19.177.286	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	82,39%	\$20.312.396	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	85,88%	\$21.447.506	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	89,35%	\$22.582.615	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	92,78%	\$23.717.725	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

Tabel 5.71 *Output* Kelayakan PT. X dengan *Compensation Losses Gas Cost* US\$ 7,15

Compensation Losses :	7,15			
Profit Sharing	PT. X			
	IRR	NPV	Payback Period	Keterangan
1%	61,72%	\$13.744.610	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
2%	65,43%	\$14.900.699	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
3%	69,10%	\$16.056.787	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
4%	72,73%	\$17.212.876	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
5%	76,32%	\$18.363.364	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
6%	79,86%	\$19.498.474	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
7%	83,37%	\$20.633.583	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
8%	86,86%	\$21.768.693	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
9%	90,31%	\$22.903.803	Kurang Dari 3 Tahun	Layak
10%	93,74%	\$24.038.912	Kurang Dari 3 Tahun	Layak

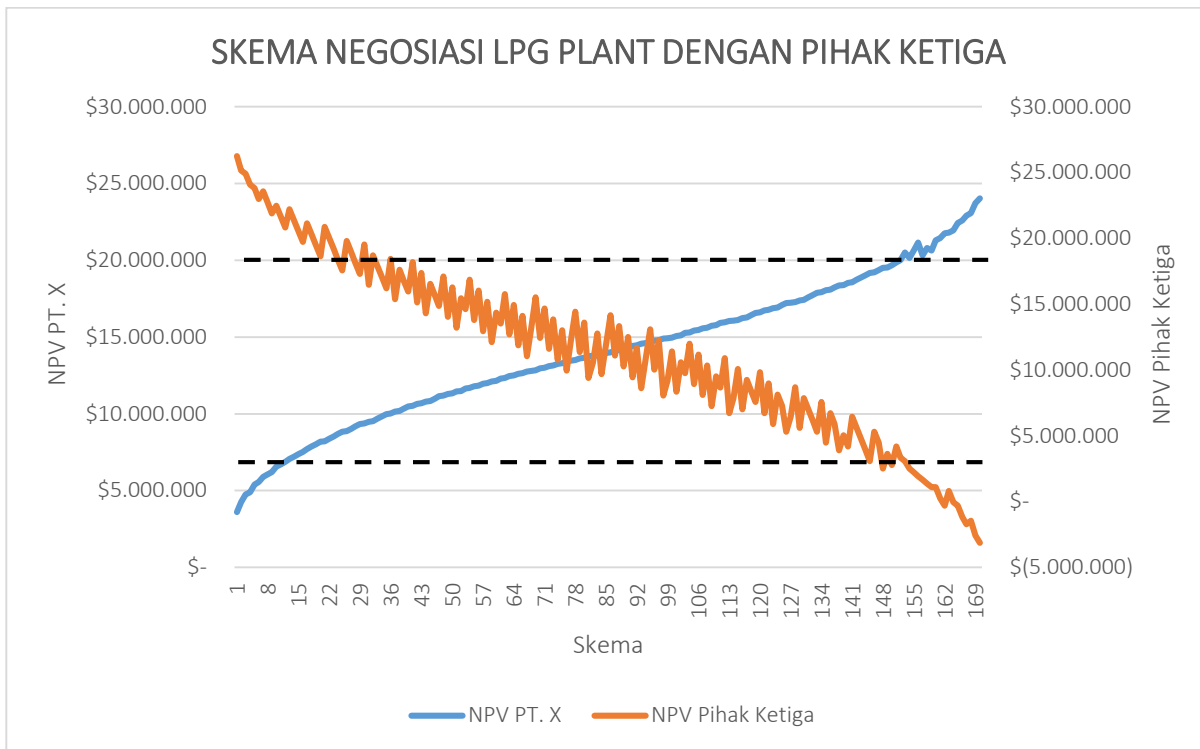
Setelah melakukan evaluasi kelayakan pada skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga dan PT. X dengan *range* yang telah ditentukan, langkah selanjutnya adalah menjabarkan *range compensation losses gas cost* dan *profit sharing* yang digunakan pihak ketiga dan PT. X.

Dengan menggunakan kombinasi antara *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*, maka jumlah skema dari kombinasi ini adalah 170 skema. Pada Gambar 5.12 menunjukkan titik keseimbangan dari skema negosiasi ini terletak pada *profit sharing* 8% dan *compensation losses gas cost* US\$ 5,9. Semakin ke kanan dari titik keseimbangan, NPV yang dihasilkan PT. X semakin besar sedangkan NPV yang dihasilkan pihak ketiga semakin kecil. Begitu pula sebaliknya, semakin ke kiri dari titik keseimbangan, NPV yang dihasilkan PT. X semakin kecil sedangkan NPV yang dihasilkan pihak ketiga semakin besar.

Setelah mengetahui jumlah skema dari kombinasi kompensasi diatas, selanjutnya adalah menentukan *range* negosiasi LPG Plant dengan pihak ketiga. Batasan yang digunakan dalam menentukan *range compensation losses gas cost* dan *profit sharing* yang digunakan oleh pihak ketiga dan PT. X adalah sebagai berikut:

- NPV skema bisnis Opsi III PT. X $>$ NPV Opsi I, karena kegiatan bisnis pada skema bisnis Opsi III PT. X sama dengan Opsi I, yaitu menjual gas mentah. Namun, pada skema bisnis Opsi III PT. X menerima *revenue* dari kompensasi selain dari penjualan gas mentah. Oleh karena itu, NPV pada skema bisnis Opsi III untuk PT. X harus lebih besar. Maka, NPV skema bisnis Opsi III PT. X $>$ US\$ 12.588.522.
- NPV skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga harus layak. Apabila NPV skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga tidak layak, maka secara langsung mengindikasikan bahwa *compensation losses gas cost* dan *profit sharing* yang disimulasikan tidak *feasible* diterapkan untuk pihak ketiga dan PT. X. Karena pihak ketiga dan PT. X ingin mendapatkan keuntungan, tentunya juga harus mempertimbangkan kelayakan NPV skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga.
- Batasan penerimaan IRR skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga adalah WACC skema bisnis Opsi III + 3% (tingkat risiko). Nilai WACC skema bisnis Opsi III adalah 9,87%, maka batasan penerimaan IRR skema bisnis Opsi III adalah 12,87%. Dimana IRR minimum yang mendekati batas penerimaan dari 170 skema negosiasi bernilai 12,95% dengan NPV sebesar US\$ 1.933.659.

Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan daerah batasan penerimaan dari PT. X dan pihak ketiga, dimana batasan penerimaan untuk kedua belah pihak ditandai dengan garis-garis putus berwarna hitam.



Gambar 5.12 Batasan Penerimaan Skema Negosiasi LPG Plant Dengan Pihak Ketiga

Untuk mengetahui NPV PT. X dan pihak ketiga dengan perubahan nilai variabel (*profit sharing* dan *compensation losses gas cost*) perlu dilakukan *Two Way Sensitivity Analysis* yang tujuannya untuk menguji tingkat sensitivitas NPV PT. X dan pihak ketiga terhadap perubahan variabel tersebut. Setelah mengetahui nilai NPV atas perubahan kedua variabel tersebut, langkah selanjutnya adalah menentukan daerah penerimaan sesuai dengan batasan-batasan yang ditentukan. Adapun hasil pengolahan data *two way sensitivity analysis* dan daerah penerimaan NPV untuk PT. X dan pihak ketiga adalah sebagai berikut.

Tabel 5.72 Daerah Penerimaan NPV PT. X

PT. X	Compensation Losses Gas Cost																
Profit Sharing	5,6	5,7	5,8	5,9	6	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7	7,1	7,15
1%	\$ 3.591.400	\$ 4.246.446	\$ 4.901.492	\$ 5.556.538	\$ 6.211.584	\$ 6.866.629	\$ 7.521.675	\$ 8.176.721	\$ 8.831.767	\$ 9.486.813	\$10.141.858	\$10.796.904	\$11.451.950	\$12.106.996	\$12.762.042	\$13.417.087	\$13.744.610
2%	\$ 4.747.489	\$ 5.402.535	\$ 6.057.581	\$ 6.712.626	\$ 7.367.672	\$ 8.022.718	\$ 8.677.764	\$ 9.332.810	\$ 9.987.855	\$10.642.901	\$11.297.947	\$11.952.993	\$12.608.039	\$13.263.084	\$13.918.130	\$14.573.176	\$14.900.699
3%	\$ 5.903.578	\$ 6.558.623	\$ 7.213.669	\$ 7.868.715	\$ 8.523.761	\$ 9.178.807	\$ 9.833.852	\$10.488.898	\$11.143.944	\$11.798.990	\$12.454.035	\$13.109.081	\$13.764.127	\$14.419.173	\$15.074.219	\$15.729.264	\$16.056.787
4%	\$ 7.059.666	\$ 7.714.712	\$ 8.369.758	\$ 9.024.803	\$ 9.679.849	\$10.334.895	\$10.989.941	\$11.644.987	\$12.300.032	\$12.955.078	\$13.610.124	\$14.265.170	\$14.920.216	\$15.575.261	\$16.230.307	\$16.885.353	\$17.212.876
5%	\$ 8.215.755	\$ 8.870.800	\$ 9.525.846	\$10.180.892	\$10.835.938	\$11.490.984	\$12.146.029	\$12.801.075	\$13.456.121	\$14.111.167	\$14.766.213	\$15.421.258	\$16.076.304	\$16.731.350	\$17.386.396	\$18.041.442	\$18.363.364
6%	\$ 9.371.843	\$10.026.889	\$10.681.935	\$11.336.980	\$11.992.026	\$12.647.072	\$13.302.118	\$13.957.164	\$14.612.209	\$15.267.255	\$15.922.301	\$16.577.347	\$17.232.393	\$17.887.438	\$18.534.911	\$19.177.286	\$19.498.474
7%	\$10.527.932	\$11.182.977	\$11.838.023	\$12.493.069	\$13.148.115	\$13.803.161	\$14.458.206	\$15.113.252	\$15.768.298	\$16.423.344	\$17.078.390	\$17.733.435	\$18.388.471	\$19.027.646	\$19.670.021	\$20.312.396	\$20.633.583
8%	\$11.684.020	\$12.339.066	\$12.994.112	\$13.649.158	\$14.304.203	\$14.959.249	\$15.614.295	\$16.269.341	\$16.924.387	\$17.579.432	\$18.234.478	\$18.878.005	\$19.520.380	\$20.162.755	\$20.805.131	\$21.447.506	\$21.768.693
9%	\$12.840.109	\$13.495.154	\$14.150.200	\$14.805.246	\$15.460.292	\$16.115.338	\$16.770.383	\$17.425.429	\$18.080.475	\$18.728.365	\$19.370.740	\$20.013.115	\$20.655.490	\$21.297.865	\$21.940.240	\$22.582.615	\$22.903.803
10%	\$13.996.197	\$14.651.243	\$15.306.289	\$15.961.335	\$16.616.380	\$17.271.426	\$17.926.472	\$18.578.724	\$19.221.100	\$19.863.475	\$20.505.850	\$21.148.225	\$21.790.600	\$22.432.975	\$23.075.350	\$23.717.725	\$24.038.912

Tabel 5.73 Daerah Penerimaan NPV Pihak Ketiga

Pihak Ketiga	Compensation Losses Gas Cost																
Profit Sharing	5,6	5,7	5,8	5,9	6	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7	7,1	7,15
1%	\$26.247.225	\$25.160.532	\$24.073.839	\$22.987.145	\$21.900.452	\$20.813.758	\$19.727.065	\$18.640.371	\$17.553.678	\$16.466.984	\$15.380.291	\$14.293.597	\$13.206.904	\$12.120.211	\$11.033.517	\$ 9.946.824	\$ 9.403.477
2%	\$24.905.208	\$23.818.515	\$22.731.821	\$21.645.128	\$20.558.434	\$19.471.741	\$18.385.047	\$17.298.354	\$16.211.660	\$15.124.967	\$14.038.274	\$12.951.580	\$11.864.887	\$10.778.193	\$ 9.691.500	\$ 8.604.806	\$ 8.061.460
3%	\$23.563.191	\$22.476.497	\$21.389.804	\$20.303.110	\$19.216.417	\$18.129.724	\$17.043.030	\$15.956.337	\$14.869.643	\$13.782.950	\$12.696.256	\$11.609.563	\$10.522.869	\$ 9.436.176	\$ 8.349.482	\$ 7.262.789	\$ 6.719.442
4%	\$22.221.173	\$21.134.480	\$20.047.787	\$18.961.093	\$17.874.400	\$16.787.706	\$15.701.013	\$14.614.319	\$13.527.626	\$12.440.932	\$11.354.239	\$10.267.545	\$ 9.180.852	\$ 8.094.158	\$ 7.004.446	\$ 5.877.521	\$ 5.314.058
5%	\$20.879.156	\$19.792.463	\$18.705.769	\$17.619.076	\$16.532.382	\$15.445.689	\$14.358.995	\$13.272.302	\$12.185.608	\$11.098.915	\$10.012.222	\$ 8.925.528	\$ 7.838.835	\$ 6.722.778	\$ 5.595.852	\$ 4.468.927	\$ 3.905.464
6%	\$19.537.139	\$18.450.445	\$17.363.752	\$16.277.058	\$15.190.365	\$14.103.672	\$13.016.978	\$11.930.285	\$10.843.591	\$ 9.756.898	\$ 8.670.204	\$ 7.568.035	\$ 6.441.109	\$ 5.314.184	\$ 4.187.258	\$ 3.060.333	\$ 2.496.870
7%	\$18.195.121	\$17.108.428	\$16.021.735	\$14.935.041	\$13.848.348	\$12.761.654	\$11.674.961	\$10.588.267	\$ 9.501.574	\$ 8.413.292	\$ 7.286.366	\$ 6.159.441	\$ 5.032.515	\$ 3.905.590	\$ 2.778.664	\$ 1.651.739	\$ 1.088.276
8%	\$16.853.104	\$15.766.411	\$14.679.717	\$13.593.024	\$12.506.330	\$11.419.637	\$10.332.943	\$ 9.246.250	\$ 8.131.624	\$ 7.004.698	\$ 5.877.772	\$ 4.750.847	\$ 3.623.921	\$ 2.496.996	\$ 1.370.070	\$ 243.145	\$ (320.318)
9%	\$15.511.087	\$14.424.393	\$13.337.700	\$12.251.006	\$11.164.313	\$10.077.619	\$ 8.976.881	\$ 7.849.955	\$ 6.723.030	\$ 5.596.104	\$ 4.469.178	\$ 3.342.253	\$ 2.215.327	\$ 1.088.402	\$ (38.524)	\$ (1.165.449)	\$ (1.728.912)
10%	\$14.169.069	\$13.082.376	\$11.995.683	\$10.908.989	\$ 9.822.138	\$ 8.695.212	\$ 7.568.287	\$ 6.441.361	\$ 5.314.435	\$ 4.187.510	\$ 3.060.584	\$ 1.933.659	\$ 806.733	\$ (320.192)	\$ (1.447.118)	\$ (2.574.043)	\$ (3.137.506)

Tabel 5.74 *Indifferent Area of Negotiation* dari PT. X dan Pihak Ketiga

PT. X & Pihak	Compensation Losses Gas Cost																
	5,6	5,7	5,8	5,9	6	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7	7,1	7,15
1%	\$ 3.591.400	\$ 4.246.446	\$ 4.901.492	\$ 5.556.538	\$ 6.211.584	\$ 6.866.629	\$ 7.521.675	\$ 8.176.721	\$ 8.831.767	\$ 9.486.813	\$10.141.858	\$10.796.904	\$11.451.950	\$12.106.996	\$12.762.042	\$13.417.087	\$13.744.610
	26.247.225	25.160.532	24.073.839	22.987.145	21.900.452	20.813.758	19.727.065	18.640.371	17.553.678	16.466.984	15.380.291	14.293.597	13.206.904	12.120.211	11.033.517	9.946.824	9.403.477
2%	\$ 4.747.489	\$ 5.402.535	\$ 6.057.581	\$ 6.712.626	\$ 7.367.672	\$ 8.022.718	\$ 8.677.764	\$ 9.332.810	\$ 9.987.855	\$10.642.901	\$11.297.947	\$11.952.993	\$12.608.039	\$13.263.084	\$13.918.130	\$14.573.176	\$14.900.699
	24.905.208	23.818.515	22.731.821	21.645.128	20.558.434	19.471.741	18.385.047	17.298.354	16.211.660	15.124.967	14.038.274	12.951.580	11.864.887	10.778.193	9.691.500	8.604.806	8.061.460
3%	\$ 5.903.578	\$ 6.558.623	\$ 7.213.669	\$ 7.868.715	\$ 8.523.761	\$ 9.178.807	\$ 9.833.852	\$10.488.898	\$11.143.944	\$11.798.990	\$12.454.035	\$13.109.081	\$13.764.127	\$14.419.173	\$15.074.219	\$15.729.264	\$16.056.787
	23.563.191	22.476.497	21.389.804	20.303.110	19.216.417	18.129.724	17.043.030	15.956.337	14.869.643	13.782.950	12.696.256	11.609.563	10.522.869	9.436.176	8.349.482	7.262.789	6.719.442
4%	\$ 7.059.666	\$ 7.714.712	\$ 8.369.758	\$ 9.024.803	\$ 9.679.849	\$10.334.895	\$10.989.941	\$11.644.987	\$12.300.032	\$12.955.078	\$13.610.124	\$14.265.170	\$14.920.216	\$15.575.261	\$16.230.307	\$16.885.353	\$17.212.876
	22.221.173	21.134.480	20.047.787	18.961.093	17.874.400	16.787.706	15.701.013	14.614.319	13.527.626	12.440.932	11.354.239	10.267.545	9.180.852	8.094.158	7.004.446	5.877.521	5.314.058
5%	\$ 8.215.755	\$ 8.870.800	\$ 9.525.846	\$10.180.892	\$10.835.938	\$11.490.984	\$12.146.029	\$12.801.075	\$13.456.121	\$14.111.167	\$14.766.213	\$15.421.258	\$16.076.304	\$16.731.350	\$17.386.396	\$18.041.442	\$18.363.364
	20.879.156	19.792.463	18.705.769	17.619.076	16.532.382	15.445.689	14.358.995	13.272.302	12.185.608	11.098.915	10.012.222	8.925.528	7.838.835	6.722.778	5.595.852	4.468.927	3.905.464
6%	\$ 9.371.843	\$10.026.889	\$10.681.935	\$11.336.980	\$11.992.026	\$12.647.072	\$13.302.118	\$13.957.164	\$14.612.209	\$15.267.255	\$15.922.301	\$16.577.347	\$17.232.393	\$17.887.438	\$18.534.911	\$19.177.286	\$19.498.474
	19.537.139	18.450.445	17.363.752	16.277.058	15.190.365	14.103.672	13.016.978	11.930.285	10.843.591	9.756.898	8.670.204	7.568.035	6.441.109	5.314.184	4.187.258	3.060.333	2.496.870
7%	\$10.527.932	\$11.182.977	\$11.838.023	\$12.493.069	\$13.148.115	\$13.803.161	\$14.458.206	\$15.113.252	\$15.768.298	\$16.423.344	\$17.078.390	\$17.733.435	\$18.388.481	\$19.043.526	\$19.698.572	\$20.353.617	\$20.633.583
	18.195.121	17.108.428	16.021.735	14.935.041	13.848.348	12.761.654	11.674.961	10.588.267	9.501.574	8.413.292	7.286.366	6.159.441	5.032.515	3.905.590	2.778.664	1.651.739	1.088.276
8%	\$11.684.020	\$12.339.066	\$12.994.112	\$13.649.158	\$14.304.203	\$14.959.249	\$15.614.295	\$16.269.341	\$16.924.387	\$17.579.432	\$18.234.478	\$18.889.524	\$19.544.569	\$20.199.615	\$20.854.661	\$21.509.706	\$21.768.693
	16.853.104	15.766.411	14.679.717	13.593.024	12.506.330	11.419.637	10.332.943	9.246.250	8.131.624	7.004.698	5.877.772	4.750.847	3.623.921	2.496.996	1.370.070	243.145	(320.318)
9%	\$12.840.109	\$13.495.154	\$14.150.200	\$14.805.246	\$15.460.292	\$16.115.338	\$16.770.383	\$17.425.429	\$18.080.475	\$18.728.365	\$19.370.740	\$20.013.115	\$20.655.490	\$21.297.865	\$21.940.240	\$22.582.615	\$22.903.803
	15.511.087	14.424.393	13.337.700	12.251.006	11.164.313	10.077.619	8.976.881	7.849.955	6.723.030	5.596.104	4.469.178	3.342.253	2.215.327	1.088.402	(38.524)	(1.165.449)	(1.728.912)
10%	\$13.996.197	\$14.651.243	\$15.306.289	\$15.961.335	\$16.616.380	\$17.271.426	\$17.926.472	\$18.578.724	\$19.221.100	\$19.863.475	\$20.505.850	\$21.148.225	\$21.790.600	\$22.432.975	\$23.075.350	\$23.717.725	\$24.038.912
	14.169.069	13.082.376	11.995.683	10.908.989	9.822.138	8.695.212	7.568.287	6.441.361	5.314.435	4.187.510	3.060.584	1.933.659	806.733	(320.192)	(1.447.118)	(2.574.043)	(3.137.506)

Keterangan :

- Daerah penerimaan NPV PT. X
- Daerah penerimaan NPV Pihak Ketiga

Indifferent Area of Negotiation mengindikasikan NPV PT. X dan NPV Pihak Ketiga yang dihasilkan dari masing-masing *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*. Pada Gambar 5.15, apabila semakin ke kanan maka PT. X akan cenderung lebih diuntungkan daripada pihak ketiga, karena NPV yang dihasilkan PT. X cenderung lebih besar daripada NPV Pihak Ketiga. Sedangkan, apabila semakin ke kiri maka PT. X akan cenderung dirugikan daripada pihak ketiga, karena NPV yang dihasilkan PT. X cenderung lebih kecil daripada NPV pihak ketiga. *Range* NPV yang *feasible* dari negosiasi tersebut untuk PT. X adalah antara US\$ 12.608.039 – US\$ 21.148.225 dan NPV pihak ketiga antara US\$1.933.659 – US\$ 15.511.087.

Setelah menentukan daerah penerimaan NPV untuk PT. X dan pihak ketiga yang ditunjukkan dengan *Indifferent Area of Negotiation*, langkah selanjutnya adalah menentukan skema yang sama-sama menguntungkan bagi PT. X dan pihak ketiga atau *win win solution*. Cara yang digunakan untuk menentukan skema ini adalah dengan mencari titik ekuilibrium dengan pendekatan teori permainan atau dengan titik keseimbangan.

5.3.1 Pencarian Titik Ekuilibrium

Berikut ini adalah hasil pengolahan untuk mencari titik ekuilibrium dengan pendekatan teori permainan *non zero sum game*.

Tabel 5.75 Titik Ekuilibrium Skema Negosiasi PT. X dan Pihak Ketiga

PT. X & Pihak Ketiga	Compensation Losses Gas Cost																
	5,6	5,7	5,8	5,9	6	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7	7,1	7,15
1%	\$ 3.591.400	\$ 4.246.446	\$ 4.901.492	\$ 5.556.538	\$ 6.211.584	\$ 6.866.629	\$ 7.521.675	\$ 8.176.721	\$ 8.831.767	\$ 9.486.813	\$10.141.858	\$10.796.904	\$11.451.950	\$12.106.996	\$12.762.042	\$13.417.087	\$13.744.610
	\$ 26.247.225	\$ 25.160.532	\$ 24.073.839	\$ 22.987.145	\$ 21.900.452	\$ 20.813.758	\$ 19.727.065	\$ 18.640.371	\$ 17.553.678	\$ 16.466.984	\$ 15.380.291	\$ 14.293.597	\$ 13.206.904	\$12.120.211	\$ 11.033.517	\$ 9.946.824	\$ 9.403.477
2%	\$ 4.747.489	\$ 5.402.535	\$ 6.057.581	\$ 6.712.626	\$ 7.367.672	\$ 8.022.718	\$ 8.677.764	\$ 9.332.810	\$ 9.987.855	\$10.642.901	\$11.297.947	\$11.952.993	\$12.608.039	\$13.263.084	\$13.918.130	\$14.573.176	\$14.900.699
	\$ 24.905.208	\$ 23.818.515	\$ 22.731.821	\$ 21.645.128	\$ 20.558.434	\$ 19.471.741	\$ 18.385.047	\$ 17.298.354	\$ 16.211.660	\$ 15.124.967	\$ 14.038.274	\$ 12.951.580	\$ 11.864.887	\$ 10.778.193	\$ 9.691.500	\$ 8.604.806	\$ 8.061.460
3%	\$ 5.903.578	\$ 6.558.623	\$ 7.213.669	\$ 7.868.715	\$ 8.523.761	\$ 9.178.807	\$ 9.833.852	\$ 10.488.898	\$ 11.143.944	\$ 11.798.990	\$ 12.454.035	\$ 13.109.081	\$ 13.764.127	\$ 14.419.173	\$ 15.074.219	\$ 15.729.264	\$ 16.056.787
	\$ 23.563.191	\$ 22.476.497	\$ 21.389.804	\$ 20.303.110	\$ 19.216.417	\$ 18.129.724	\$ 17.043.030	\$ 15.956.337	\$ 14.869.643	\$ 13.782.950	\$ 12.696.256	\$ 11.609.563	\$ 10.522.869	\$ 9.436.176	\$ 8.349.482	\$ 7.262.789	\$ 6.719.442
4%	\$ 7.059.666	\$ 7.714.712	\$ 8.369.758	\$ 9.024.803	\$ 9.679.849	\$ 10.334.895	\$ 10.989.941	\$ 11.644.987	\$ 12.300.032	\$ 12.955.078	\$ 13.610.124	\$ 14.265.170	\$ 14.920.216	\$ 15.575.261	\$ 16.230.307	\$ 16.885.353	\$ 17.212.876
	\$ 22.221.173	\$ 21.134.480	\$ 20.047.787	\$ 18.961.093	\$ 17.874.400	\$ 16.787.706	\$ 15.701.013	\$ 14.614.319	\$ 13.527.626	\$ 12.440.932	\$ 11.354.239	\$ 10.267.545	\$ 9.180.852	\$ 8.094.158	\$ 7.004.446	\$ 5.877.521	\$ 5.314.058
5%	\$ 8.215.755	\$ 8.870.800	\$ 9.525.846	\$ 10.180.892	\$ 10.835.938	\$ 11.490.984	\$ 12.146.029	\$ 12.801.075	\$ 13.456.121	\$ 14.111.167	\$ 14.766.213	\$ 15.421.258	\$ 16.076.304	\$ 16.731.350	\$ 17.386.396	\$ 18.041.442	\$ 18.363.364
	\$ 20.879.156	\$ 19.792.463	\$ 18.705.769	\$ 17.619.076	\$ 16.532.382	\$ 15.445.689	\$ 14.358.995	\$ 13.272.302	\$ 12.185.608	\$ 11.098.915	\$ 10.012.222	\$ 8.925.528	\$ 7.838.835	\$ 6.722.778	\$ 5.595.852	\$ 4.468.927	\$ 3.905.464
6%	\$ 9.371.843	\$ 10.026.889	\$ 10.681.935	\$ 11.336.980	\$ 11.992.026	\$ 12.647.072	\$ 13.302.118	\$ 13.957.164	\$ 14.612.209	\$ 15.267.255	\$ 15.922.301	\$ 16.577.347	\$ 17.232.393	\$ 17.887.438	\$ 18.534.911	\$ 19.177.286	\$ 19.498.474
	\$ 19.537.139	\$ 18.450.445	\$ 17.363.752	\$ 16.277.058	\$ 15.190.365	\$ 14.103.672	\$ 13.016.978	\$ 11.930.285	\$ 10.843.591	\$ 9.756.898	\$ 8.670.204	\$ 7.568.035	\$ 6.441.109	\$ 5.314.184	\$ 4.187.258	\$ 3.060.333	\$ 2.496.870
7%	\$ 10.527.932	\$ 11.182.977	\$ 11.838.023	\$ 12.493.069	\$ 13.148.115	\$ 13.803.161	\$ 14.458.206	\$ 15.113.252	\$ 15.768.298	\$ 16.423.344	\$ 17.078.390	\$ 17.733.435	\$ 18.388.481	\$ 19.027.646	\$ 19.670.021	\$ 20.312.396	\$ 20.633.583
	\$ 18.195.121	\$ 17.108.428	\$ 16.021.735	\$ 14.935.041	\$ 13.848.348	\$ 12.761.654	\$ 11.674.961	\$ 10.588.267	\$ 9.501.574	\$ 8.413.292	\$ 7.286.366	\$ 6.159.441	\$ 5.032.515	\$ 3.905.590	\$ 2.778.664	\$ 1.651.739	\$ 1.088.276
8%	\$ 11.684.020	\$ 12.339.066	\$ 12.994.112	\$ 13.649.158	\$ 14.304.203	\$ 14.959.249	\$ 15.614.295	\$ 16.269.341	\$ 16.924.387	\$ 17.579.432	\$ 18.234.478	\$ 18.878.005	\$ 19.520.380	\$ 20.162.755	\$ 20.805.131	\$ 21.447.506	\$ 21.768.693
	\$ 16.853.104	\$ 15.766.411	\$ 14.679.717	\$ 13.593.024	\$ 12.506.330	\$ 11.419.637	\$ 10.332.943	\$ 9.246.250	\$ 8.131.624	\$ 7.004.698	\$ 5.877.772	\$ 4.750.847	\$ 3.623.921	\$ 2.496.996	\$ 1.370.070	\$ 243.145	\$ (320.318)
9%	\$ 12.840.109	\$ 13.495.154	\$ 14.150.200	\$ 14.805.246	\$ 15.460.292	\$ 16.115.338	\$ 16.770.383	\$ 17.425.429	\$ 18.080.475	\$ 18.728.365	\$ 19.370.740	\$ 20.013.115	\$ 20.655.490	\$ 21.297.865	\$ 21.940.240	\$ 22.582.615	\$ 22.903.803
	\$ 15.511.087	\$ 14.424.393	\$ 13.337.700	\$ 12.251.006	\$ 11.164.313	\$ 10.077.619	\$ 8.976.881	\$ 7.849.955	\$ 6.723.030	\$ 5.596.104	\$ 4.469.178	\$ 3.342.253	\$ 2.215.327	\$ 1.088.402	\$ (38.524)	\$ (1.165.449)	\$ (1.728.912)
10%	\$ 13.996.197	\$ 14.651.243	\$ 15.306.289	\$ 15.961.335	\$ 16.616.380	\$ 17.271.426	\$ 17.926.472	\$ 18.578.724	\$ 19.221.100	\$ 19.863.475	\$ 20.505.850	\$ 21.148.225	\$ 21.790.600	\$ 22.432.975	\$ 23.075.350	\$ 23.717.725	\$ 24.038.912
	\$ 14.169.069	\$ 13.082.376	\$ 11.995.683	\$ 10.908.989	\$ 9.822.138	\$ 8.695.212	\$ 7.568.287	\$ 6.441.361	\$ 5.314.435	\$ 4.187.510	\$ 3.060.584	\$ 1.933.659	\$ 806.733	\$ (320.192)	\$ (1.447.118)	\$ (2.574.043)	\$ (3.137.506)

Keterangan :

- : Equilibrium Von Neuman
- : Equilibrium Nash

Tujuan utama dari teori permainan *non zero sum game* itu sendiri adalah mencari strategi yang menguntungkan untuk dua pemain, dimana dalam penelitian ini pemainnya adalah PT. X dan pihak ketiga. Pada teori permainan *non zero sum game* memiliki dua titik, yaitu titik *equilibrium von neuman* dan titik *equilibrium nash*. Titik *equilibrium von neuman* adalah titik ekuilibrium atau *value of the game* awal dari skema-skema diatas. Dimana titik *equilibrium von neuman* terdapat pada *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 6,9/mmbtu dan *profit sharing* sebesar 1% dan didapatkan hasil akumulasi NPV untuk PT. X sebesar US\$ 12.106.996 dan pihak ketiga sebesar US\$ 12.120.211.

Namun, karena kesepakatan dari kedua belah pihak ingin mendapatkan keuntungan yang setara dan lebih menguntungkan, maka perlu dilakukan pencarian titik *equilibrium nash*, yaitu pencarian terhadap sebuah titik ekuilibrium baru dari kesepakatan atau negosiasi kedua belah pihak, dimana titik *equilibrium nash* ini terdapat pada *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 5,6/mmbtu dan *profit sharing* sebesar 10% dan didapatkan hasil akumulasi NPV untuk PT. X sebesar US\$ 13.996.197 dan pihak ketiga sebesar US\$ 14.169.069.

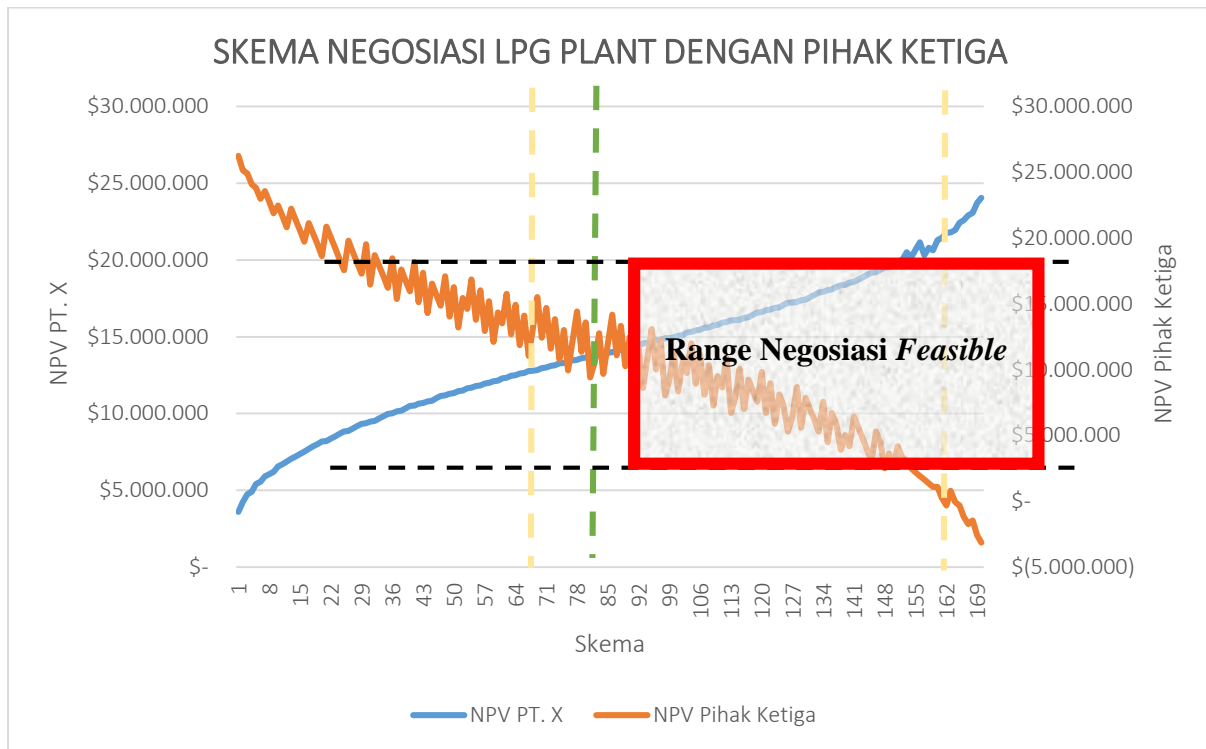
5.3.2 Pencarian Titik Keseimbangan

Titik keseimbangan didapatkan dengan mengurangi NPV PT. X dan NPV pihak ketiga sehingga didapatkan hasil yang minimum namun positif. Dimana titik keseimbangan dari skema negosiasi LPG Plant dengan pihak ketiga adalah pada *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 5,9/mmbtu dan *profit sharing* sebesar 8%. Selisih dari NPV PT. X dan NPV pihak ketiga ini adalah sebesar US\$ 56.134, hasil selisih ini merupakan nilai yang paling minimum dibandingkan dengan skema-skema lainnya. NPV yang dihasilkan untuk PT. X adalah sebesar US\$ 13.649.158 dan NPV yang dihasilkan untuk pihak ketiga adalah sebesar US\$ 13.593.024.

5.3.3 Perbandingan Titik Ekuilibrium dan Titik Keseimbangan

Setelah dilakukan perhitungan terhadap titik ekuilibrium dan titik keseimbangan, didapatkan hasil yang berbeda. Dimana pada titik ekuilibrium dengan menggunakan pendekatan teori permainan menghasilkan skema dengan NPV yang tidak setara atau hampir tidak sama, sedangkan pada titik keseimbangan menghasilkan skema dengan NPV yang hampir sama. Ini mengindikasikan bahwa titik ekuilibrium belum tentu memiliki nilai yang sama dengan titik keseimbangan. Sehingga, solusi yang digunakan untuk menentukan skema yang sama-sama menguntungkan bagi PT. X dan pihak ketiga atau *win win solution* pada penelitian ini adalah dengan menggunakan titik keseimbangan atau ekuilibrium karena menghasilkan NPV yang setara bagi PT. X dan pihak ketiga, yaitu pada *compensation losses gas cost* sebesar

US\$ 5,9/mmbtu dan *profit sharing* sebesar 8%. Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan skema negosiasi LPG Plant dengan pihak ketiga adalah sebagai berikut.



Gambar 5.13 Skema Negosiasi LPG Plant dengan Pihak Ketiga

Titik keseimbangan ditunjukkan pada warna hijau terletak pada skema 80 dengan *compensation losses gas cost* US\$ 5,9/mmbtu dan *profit sharing* 8%, Sedangkan *range* negosiasi yang *feasible* ditunjukkan PT. X dan pihak ketiga adalah menghasilkan NPV PT. X antara US\$ 12.608.039 – US\$ 21.148.225 dan NPV pihak ketiga antara US\$1.933.659 – US\$ 15.511.087.

BAB 6

ANALISA KELAYAKAN DAN ANALISA SKEMA NEGOSIASI

Pada bab ini akan dijelaskan secara lebih rinci mengenai analisa terhadap kelayakan, analisa skenario kompensasi, dan rekomendasi opsi yang sebaiknya digunakan oleh PT. X. Adapun analisa pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

6.1 Analisa Kelayakan Skema Bisnis Opsi I

PT. X melakukan investasi *piping* dan menjual gas mentah yang disalurkan lewat *piping* ke konsumen, dimana masa konstruksi dilakukan pada Bulan Desember 2013 sampai dengan Bulan Februari 2015 dan masa operasi dilakukan pada Bulan Maret 2015 sampai dengan Bulan Nopember 2018. Biaya investasi yang dikeluarkan PT. X pada Opsi I untuk pembangunan *piping* adalah sebesar US\$ 17.493.00, dimana *revenue* yang dihasilkan pada tahun 2015 sampai dengan 2018 adalah US\$ 111.798.263, US\$ 158.867.165, US\$ 59.346.157, dan US\$ 25.496.863 dengan COGS yang dikeluarkan pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 94.782.085, US\$ 133.591.497, US\$ 52.830.646, dan US\$ 24.954.088. Dengan melihat selisih antara *revenue* dengan COGS, didapatkan persentase *profit margin* pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah 15,22%; 15,91%; 10,98%; dan 2,13%. Komponen *expenditure* selain COGS adalah biaya operasional yang terdiri dari penelitian & pengembangan, *general & administration*, dan *marketing & selling* yang akan dibebankan dari *revenue* yang dihasilkan per tahunnya, dimana dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 biaya operasional yang dikeluarkan adalah sebesar US\$ 5.666.222, US\$ 8.051.794, US\$ 3.007.815, dan US\$ 1.292.246.

Setelah mendefinisikan investasi, *revenue*, dan *expenditure*, selanjutnya adalah membuat proyeksi terhadap kegiatan bisnis yang akan dilakukan oleh PT. X pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2018, dimana proyeksi tersebut terdiri dari laporan laba rugi, arus kas, neraca, dan arus kas bebas. Pendefinisian investasi, *revenue*, dan *expenditure* sebelumnya akan menjadi *input* untuk seluruh proyeksi yang dilakukan. Pada laporan laba rugi, akumulasi laba setelah pajak dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 8.512.468, US\$ 21.430.374, US\$ 24.061.146, dan US\$ 23.311.675, dimana akumulasi laba yang didapatkan setelah dikurangi dengan pajak menunjukkan nilai yang positif, dalam artian apabila PT. X menerapkan Opsi I ini berada dalam keadaan untung. Untuk aliran kas yang didapatkan dari tiga aktivitas, seperti aktivitas operasional, aktivitas investasi,

dan aktivitas pembiayaan, dimana saldo akhir dari arus kas ini pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 12.399.801, US\$ 29.982.507, US\$ 37.278.079, dan US\$ 40.804.675, dimana saldo akhir ini menunjukkan alir kas masuk dengan aliran kas keluar, dimana alir kas masuk yang terdiri revenue dan dana sendiri bernilai lebih besar daripada aliran kas keluar yang terdiri dari pengeluaran biaya operasional, pajak, dan investasi.

Nilai saldo akhir dari arus kas ini akan dijadikan input pada neraca sebagai komponen biaya pada total aset lancar, dimana komponen total aset lancar terdiri dari nilai saldo akhir dan total aset. Neraca menunjukkan keseimbangan antara total aset lancar dengan total modal, dimana pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2018 menunjukkan angka 0 (seimbang), ini mengindikasikan bahwa model keuangan yang telah dibuat telah *verified*. Dan, untuk proyeksi terakhir dalam bentuk arus kas bebas, yang terdiri dari *inflow* dan *outflow*. Dengan mengetahui *inflow* dan *outflow*, maka dapat mengetahui apakah arus kas dalam keadaan surplus atau defisit. Pada tahun 2013 dan 2014, arus kas menunjukkan dalam keadaan defisit karena pada tahun tersebut hanya terjadi konstruksi sehingga tidak ada *inflow*. Pada tahun 2015 sampai dengan 2018, arus kas berubah kondisi menjadi surplus, karena nilai *inflow* lebih besar daripada *outflow*.

Setelah membuat proyeksi untuk tahun 2013 sampai dengan 2018, langkah terakhir untuk mengetahui apakah layak atau tidaknya Opsi I bila dijalankan adalah dengan melihat indikator kelayakan berupa IRR, NPV, dan *Payback Period*. IRR yang menunjukkan tingkat balik modal ini didapatkan dari arus kas surplus(defisit) pada arus kas bebas, dimana nilai IRR nya adalah sebesar 57,97%, nilai IRR dibandingkan dengan nilai WACC, dimana nilai WACC pada Opsi I adalah 13,54%. Apabila nilai $IRR > WACC$, maka Opsi I layak untuk dijalankan. Untuk NPV juga didapatkan dari arus kas surplus (defisit) pada arus kas bebas dan nilai WACC, dimana NPV pada Opsi I adalah US\$ 12.588.522. Apabila nilai $NPV > 0$, maka Opsi I layak untuk dijalankan. Dan, indikator kelayakan terakhir adalah *Payback Period*, yaitu jumlah periode yang dapat menutup ongkos investasi pada Opsi I adalah kurang dari 3 tahun. Apabila nilai *Payback Period* < periode Opsi (selama 5 tahun dari tahun 2013 sampai dengan 2018), maka Opsi I layak dijalankan. Dari ketiga indikator kelayakan menunjukkan hasil bahwa Opsi I layak untuk dijalankan.

6.2 Analisa Kelayakan Skema Bisnis Opsi II

PT. X melakukan investasi *piping* dan LPG Plant dimana produk yang dihasilkan berupa Lean Gas, LPG, dan Condensate, dimana masa konstruksi dilakukan pada Bulan Desember 2013 sampai dengan Bulan Februari 2015 dan masa operasi dilakukan pada Bulan Maret 2015 sampai dengan Bulan Nopember 2018. Biaya investasi yang dikeluarkan PT. X pada Opsi II untuk pembangunan *piping* dan LPG Plant adalah sebesar US\$ 62.274.125, dimana *revenue* yang dihasilkan pada tahun 2015 sampai dengan 2018 adalah US\$ 153.593.238, US\$ 218.123.999, US\$ 80.245.643, dan US\$ 34.484.486 dengan COGS untuk *piping* yang dikeluarkan pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 94.782.085, US\$ 133.591.497, US\$ 52.830.646, dan US\$ 24.954.088 dan COGS untuk LPG Plant pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 16.476.793, US\$ 19.535.707, US\$ 18.888.408, dan US\$ 17.191.972. Dengan melihat selisih antara *revenue* dengan COGS, didapatkan persentase *profit margin* untuk Lean Gas pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah 15,22%; 15,91%; 10,98%; dan 2,13%, sedangkan *profit margin* untuk produksi LPG adalah 74,79%; 78,94%; 45,57%; dan -15,22%.

Setelah mendefinisikan investasi, *revenue*, dan *expenditure*, selanjutnya adalah membuat proyeksi terhadap kegiatan bisnis yang akan dilakukan oleh PT. X pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2018, dimana proyeksi tersebut terdiri dari laporan laba rugi, arus kas, neraca, dan arus kas bebas. Pendefinisian investasi, *revenue*, dan *expenditure* sebelumnya akan menjadi *input* untuk seluruh proyeksi yang dilakukan. Pada laporan laba rugi, akumulasi laba setelah pajak dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 27.435.338, US\$ 70.052.853, US\$ 74.208.064, dan US\$ 65.263.295, dimana akumulasi laba yang didapatkan setelah dikurangi dengan pajak menunjukkan nilai yang positif, dalam artian apabila PT. X menerapkan Opsi I ini berada dalam keadaan untung. Untuk aliran kas yang didapatkan dari tiga aktivitas, seperti aktivitas operasional, aktivitas investasi, dan aktivitas pembiayaan, dimana saldo akhir dari arus kas ini pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2018 adalah US\$ 41.274.033, US\$ 100.497.981, US\$ 121.259.625, dan US\$ 127.537.420, dimana saldo akhir ini menunjukkan alir kas masuk dengan aliran kas keluar, dimana alir kas masuk yang terdiri *revenue* dan dana sendiri bernilai lebih besar daripada aliran kas keluar yang terdiri dari pengeluaran biaya operasional, pajak, dan investasi.

Nilai saldo akhir dari arus kas ini akan dijadikan input pada neraca sebagai komponen biaya pada total aset lancar, dimana komponen total aset lancar terdiri dari nilai

saldo akhir dan total aset. Neraca menunjukkan keseimbangan antara total aset lancar dengan total modal, dimana pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2018 menunjukkan angka 0 (seimbang), ini mengindikasikan bahwa model keuangan yang telah dibuat telah *verified*. Dan, untuk proyeksi terakhir dalam bentuk arus kas bebas, yang terdiri dari *inflow* dan *outflow*. Dengan mengetahui *inflow* dan *outflow*, maka dapat mengetahui apakah arus kas dalam keadaan surplus atau defisit. Pada tahun 2013 dan 2014, arus kas menunjukkan dalam keadaan defisit karena pada tahun tersebut hanya terjadi konstruksi sehingga tidak ada *inflow*. Pada tahun 2015 sampai dengan 2018, arus kas berubah kondisi menjadi surplus, karena nilai *inflow* lebih besar daripada *outflow*.

Setelah membuat proyeksi untuk tahun 2013 sampai dengan 2018, langkah terakhir untuk mengetahui apakah layak atau tidaknya Opsi II bila dijalankan adalah dengan melihat indikator kelayakan berupa IRR, NPV, dan *Payback Period*. IRR yang menunjukkan tingkat balik modal ini didapatkan dari arus kas surplus(defisit) pada arus kas bebas, dimana nilai IRR nya adalah sebesar 49,49%, nilai IRR dibandingkan dengan nilai WACC, dimana nilai WACC pada Opsi I adalah 13,54%. Apabila nilai $IRR > WACC$, maka Opsi II layak untuk dijalankan. Untuk NPV juga didapatkan dari arus kas surplus(defisit) pada arus kas bebas dan nilai WACC, dimana NPV pada Opsi I adalah US\$ 33.826.035. Apabila nilai $NPV > 0$, maka Opsi II layak untuk dijalankan. Dan, indikator kelayakan terakhir adalah *Payback Period*, yaitu jumlah periode yang dapat menutup ongkos investasi pada Opsi II adalah kurang dari 3 tahun. Apabila nilai *Payback Period* < periode Opsi (selama 5 tahun dari tahun 2013 sampai dengan 2018), maka Opsi II layak dijalankan. Dari ketiga indikator kelayakan menunjukkan hasil bahwa Opsi II layak untuk dijalankan.

6.3 Analisa Skenario Kompensasi Skema Bisnis Opsi III

Dengan menggunakan asumsi awal *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 6,5 dan profit sharing sebesar 5%, maka skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga dan PT. X adalah layak. Karena tujuan dari penelitian ini adalah memberikan rekomendasi *range compensation losses gas cost* dan *profit sharing* bagi PT. X dan pihak ketiga, maka perlu dilakukan simulasi terhadap *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*. Dimana, *range compensation losses gas cost* yang digunakan dalam melakukan simulasi berada pada harga beli gas mentah sampai dengan harga jual gas mentah, yaitu US\$ 5,6 sampai dengan US\$ 7,15 dengan menggunakan eskalasi sebesar 1,5% setiap tahunnya. Sedangkan, *range profit sharing* yang digunakan berada pada 1 – 10%.

Setelah melakukan simulasi, maka perlu dilakukan evaluasi kelayakan pada masing *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*. Dimana kondisi tidak layak terjadi pada skema bisnis Opsi III untuk pihak ketiga pada *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 6,9 dan *profit sharing* 10%, *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7 dan *profit sharing* 9%, *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7 dan *profit sharing* 10%, *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7,1 dan *profit sharing* 9%, *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7,1 dan *profit sharing* 10%, *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7,15 dan *profit sharing* 8%, *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7,15 dan *profit sharing* 9%, dan *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 7,15 dan *profit sharing* 10%.

Berdasarkan batasan-batasan yang telah dijelaskan pada sub-bab 5.3, maka skema yang *feasible* terdapat pada skema 65 sampai dengan 157. Berikut ini adalah rincian dari skema yang *feasible*.

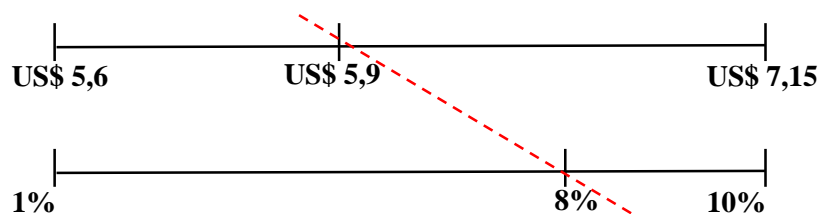
Tabel 6.1 *Range* Skema Negosiasi LPG Plant Dengan Pihak Ketiga

Skema	Profit Sharing	Compensation Losses Gas Cost	PT. X		Pihak Ketiga	
			NPV	IRR	NPV	IRR
65	2%	\$ 6,8	\$ 12.608.039	58,08%	\$ 11.864.887	27,73%
66	6%	\$ 6,1	\$ 12.647.072	58,32%	\$ 14.103.672	30,80%
67	1%	\$ 7,0	\$ 12.762.042	58,55%	\$ 11.033.517	26,57%
68	5%	\$ 6,3	\$ 12.801.075	58,79%	\$ 13.272.302	29,67%
69	9%	\$ 5,6	\$ 12.840.109	59,03%	\$ 15.511.087	32,68%
70	4%	\$ 6,5	\$ 12.955.078	59,26%	\$ 12.440.932	28,52%
71	8%	\$ 5,8	\$ 12.994.112	59,50%	\$ 14.679.717	31,56%
72	3%	\$ 6,7	\$ 13.109.081	59,73%	\$ 11.609.563	27,36%
73	7%	\$ 6,0	\$ 13.148.115	59,97%	\$ 13.848.348	30,43%
74	2%	\$ 6,9	\$ 13.263.084	60,20%	\$ 10.778.193	26,19%
75	6%	\$ 6,2	\$ 13.302.118	60,44%	\$ 13.016.978	29,30%
76	1%	\$ 7,1	\$ 13.417.087	60,67%	\$ 9.946.824	25,01%
77	5%	\$ 6,4	\$ 13.456.121	60,90%	\$ 12.185.608	28,15%
78	9%	\$ 5,7	\$ 13.495.154	61,14%	\$ 14.424.393	31,20%
79	4%	\$ 6,6	\$ 13.610.124	61,37%	\$ 11.354.239	26,99%
80	8%	\$ 5,9	\$ 13.649.158	61,61%	\$ 13.593.024	30,07%
81	1%	\$ 7,2	\$ 13.744.610	61,72%	\$ 9.403.477	24,23%
82	3%	\$ 6,8	\$ 13.764.127	61,84%	\$ 10.522.869	25,81%
83	7%	\$ 6,1	\$ 13.803.161	62,07%	\$ 12.761.654	28,93%
84	2%	\$ 7,0	\$ 13.918.130	62,30%	\$ 9.691.500	24,63%
85	6%	\$ 6,3	\$ 13.957.164	62,54%	\$ 11.930.285	27,77%
86	10%	\$ 5,6	\$ 13.996.197	62,78%	\$ 14.169.069	30,83%

87	5%	\$	6,5	\$ 14.111.167	63,00%	\$ 11.098.915	26,61%
88	9%	\$	5,8	\$ 14.150.200	63%	\$ 13.337.700	30%
89	4%	\$	6,7	\$ 14.265.170	63,47%	\$ 10.267.545	25,44%
90	8%	\$	6,0	\$ 14.304.203	63,71%	\$ 12.506.330	28,56%
91	3%	\$	6,9	\$ 14.419.173	63,93%	\$ 9.436.176	24,25%
92	7%	\$	6,2	\$ 14.458.206	64,17%	\$ 11.674.961	27,40%
93	2%	\$	7,1	\$ 14.573.176	64,39%	\$ 8.604.806	23,05%
94	6%	\$	6,4	\$ 14.612.209	64,63%	\$ 10.843.591	26,24%
95	10%	\$	5,7	\$ 14.651.243	64,87%	\$ 13.082.376	29,33%
96	5%	\$	6,6	\$ 14.766.213	65,09%	\$ 10.012.222	25,06%
97	9%	\$	5,9	\$ 14.805.246	65,33%	\$ 12.251.006	28,19%
98	2%	\$	7,2	\$ 14.900.699	65,43%	\$ 8.061.460	22,26%
99	4%	\$	6,8	\$ 14.920.216	65,55%	\$ 9.180.852	23,87%
100	8%	\$	6,1	\$ 14.959.249	65,79%	\$ 11.419.637	27,03%
101	3%	\$	7,0	\$ 15.074.219	66,00%	\$ 8.349.482	22,67%
102	7%	\$	6,3	\$ 15.113.252	66,25%	\$ 10.588.267	25,86%
103	6%	\$	6,5	\$ 15.267.255	66,70%	\$ 9.756.898	24,68%
104	10%	\$	5,8	\$ 15.306.289	66,95%	\$ 11.995.683	27,82%
105	5%	\$	6,7	\$ 15.421.258	67,16%	\$ 8.925.528	23,49%
106	9%	\$	6,0	\$ 15.460.292	67,40%	\$ 11.164.313	26,66%
107	4%	\$	6,9	\$ 15.575.261	67,61%	\$ 8.094.158	22,29%
108	8%	\$	6,2	\$ 15.614.295	67,86%	\$ 10.332.943	25,49%
109	3%	\$	7,1	\$ 15.729.264	68,07%	\$ 7.262.789	21,07%
110	7%	\$	6,4	\$ 15.768.298	68,31%	\$ 9.501.574	24,31%
111	6%	\$	6,6	\$ 15.922.301	68,77%	\$ 8.670.204	23,11%
112	10%	\$	5,9	\$ 15.961.335	69,01%	\$ 10.908.989	26,28%
113	3%	\$	7,2	\$ 16.056.787	69,10%	\$ 6.719.442	20,27%
114	5%	\$	6,8	\$ 16.076.304	69,22%	\$ 7.838.835	21,91%
115	9%	\$	6,1	\$ 16.115.338	69,46%	\$ 10.077.619	25,11%
116	4%	\$	7,0	\$ 16.230.307	69,67%	\$ 7.004.446	20,69%
117	8%	\$	6,3	\$ 16.269.341	69,91%	\$ 9.246.250	23,93%
118	7%	\$	6,5	\$ 16.423.344	70,37%	\$ 8.413.292	22,73%
119	6%	\$	6,7	\$ 16.577.347	70,82%	\$ 7.568.035	21,50%
120	10%	\$	6,0	\$ 16.616.380	71,06%	\$ 9.822.138	24,74%
121	5%	\$	6,9	\$ 16.731.350	71,26%	\$ 6.722.778	20,26%
122	9%	\$	6,2	\$ 16.770.383	71,51%	\$ 8.976.881	23,53%
123	4%	\$	7,1	\$ 16.885.353	71,71%	\$ 5.877.521	19,01%
124	8%	\$	6,4	\$ 16.924.387	71,96%	\$ 8.131.624	22,32%
125	7%	\$	6,6	\$ 17.078.390	72,41%	\$ 7.286.366	21,09%
126	4%	\$	7,2	\$ 17.212.876	72,73%	\$ 5.314.058	18,16%
127	6%	\$	6,8	\$ 17.232.393	72,85%	\$ 6.441.109	19,84%
128	10%	\$	6,1	\$ 17.271.426	73,10%	\$ 8.695.212	23,12%
129	5%	\$	7,0	\$ 17.386.396	73,30%	\$ 5.595.852	18,58%
130	9%	\$	6,3	\$ 17.425.429	73,55%	\$ 7.849.955	21,90%
131	8%	\$	6,5	\$ 17.579.432	73,99%	\$ 7.004.698	20,67%

132	7%	\$	6,7	\$ 17.733.435	74,44%	\$ 6.159.441	19,42%
133	6%	\$	6,9	\$ 17.887.438	74,88%	\$ 5.314.184	18,16%
134	10%	\$	6,2	\$ 17.926.472	75,13%	\$ 7.568.287	21,48%
135	5%	\$	7,1	\$ 18.041.442	75,32%	\$ 4.468.927	16,88%
136	9%	\$	6,4	\$ 18.080.475	75,57%	\$ 6.723.030	20,25%
137	8%	\$	6,6	\$ 18.234.478	76,01%	\$ 5.877.772	18,99%
138	5%	\$	7,2	\$ 18.363.364	76,32%	\$ 3.905.464	16,02%
139	7%	\$	6,8	\$ 18.385.271	76,45%	\$ 5.032.515	17,73%
140	6%	\$	7,0	\$ 18.534.911	76,88%	\$ 4.187.258	16,45%
141	10%	\$	6,3	\$ 18.578.724	77,14%	\$ 6.441.361	19,82%
142	9%	\$	6,5	\$ 18.728.365	77,57%	\$ 5.596.104	18,57%
143	8%	\$	6,7	\$ 18.878.005	78,01%	\$ 4.750.847	17,30%
144	7%	\$	6,9	\$ 19.027.646	78,44%	\$ 3.905.590	16,01%
145	6%	\$	7,1	\$ 19.177.286	78,87%	\$ 3.060.333	14,71%
146	10%	\$	6,4	\$ 19.221.100	79,13%	\$ 5.314.435	18,14%
147	9%	\$	6,6	\$ 19.370.740	79,56%	\$ 4.469.178	16,87%
148	6%	\$	7,2	\$ 19.498.474	79,86%	\$ 2.496.870	13,84%
149	8%	\$	6,8	\$ 19.520.380	79,99%	\$ 3.623.921	15,58%
150	7%	\$	7,0	\$ 19.670.021	80,42%	\$ 2.778.664	14%
151	10%	\$	6,5	\$ 19.863.475	81,11%	\$ 4.187.510	16,44%
152	9%	\$	6,7	\$ 20.013.115	81,54%	\$ 3.342.253	15,14%
153	10%	\$	6,6	\$ 20.505.850	83,08%	\$ 3.060.584	14,71%
154	8%	\$	6,9	\$ 20.162.755	81,96%	\$ 2.496.996	13,83%
155	9%	\$	6,8	\$ 20.655.490	83,50%	\$ 2.215.327	13,39%
156	10%	\$	6,7	\$ 21.148.225	85,04%	\$ 1.933.659	12,95%

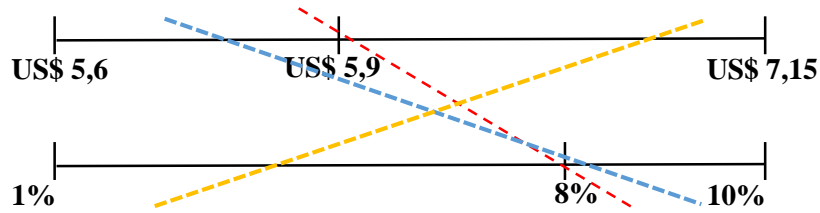
Pada Gambar 5.16 menunjukkan *range* skema negosiasi LPG Plant dengan pihak ketiga yang sebaiknya digunakan. *Range skema* ini ditunjukkan dengan nilai NPV PT. X dan pihak ketiga, dimana titik keseimbangan terjadi pada skema 80 dengan *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 5,9 dan *profit sharing* sebesar 8% dengan nilai NPV PT. X US\$ 13.649.158 dan NPV pihak ketiga US\$ 13.593.024.



Gambar 6.1 Titik Keseimbangan Skema Negosiasi Bisnis LPG Plant Dengan Pihak Ketiga

Dengan mengetahui titik keseimbangan tersebut, maka akan lebih mudah menentukan skema yang akan diambil oleh PT. X dan pihak ketiga. Titik keseimbangan ini

menunjukkan nilai tengah yang sebaiknya diambil oleh PT. X dan pihak ketiga ini disebut dengan *Risk Neutral*.



Gambar 6.2 Jenis Risiko Dari Skema Negosiasi Bisnis LPG Plant Dengan Pihak Ketiga

Keterangan :

	<i>Risk Neutral</i>
	<i>Risk Taker</i>
	<i>Risk Averse</i>

Sesuai dengan Gambar 6.2 diatas, apabila pengambil keputusan (PT. X dan pihak ketiga) memilih skema negosiasi dengan komposisi *profit sharing* $> 8\%$ dan *compensation losses gas cost* $< \text{US\$ } 5,9$, maka pemilik risiko dari pengambil keputusan tergolong *Risk Taker*, karena *compensation losses gas cost* bernilai pasti dalam artian tidak ada risiko yang mempengaruhi sedangkan *profit sharing* dipengaruhi oleh harga LPG, apabila harga LPG menurun maka *revenue* yang didapatkan pengambil keputusan juga lebih kecil. Begitu pula sebaliknya, apabila harga LPG meningkat maka *revenue* yang didapatkan oleh pengambil keputusan juga lebih besar. Karena ketidakpastian harga LPG yang menyebabkan pemilik risiko dari pengambil keputusan dengan komposisi *profit sharing* $> 8\%$ dan *compensation losses gas cost* $< \text{US\$ } 5,9$ ini disebut dengan *Risk Taker*.

Apabila pengambil keputusan (PT. X dan pihak ketiga) memilih skema negosiasi dengan komposisi *profit sharing* $< 8\%$ dan *compensation losses gas cost* $> \text{US\$ } 5,9$, maka pemilik risiko dari pengambil keputusan tergolong *Risk Averse*, karena *compensation losses gas cost* bernilai pasti dalam artian tidak ada risiko yang mempengaruhi sedangkan *profit sharing* dipengaruhi oleh harga LPG. Apabila menggunakan *profit sharing* $< 8\%$ dengan ketidakpastian harga LPG, PT. X tetap akan mendapatkan *revenue* dari *compensation losses gas cost*. Berikut ini adalah rincian skema yang menunjukkan pemilik risiko tergolong *Risk Averse* atau *Risk Taker*.

BAB 7

KESIMPULAN DAN SARAN

Adapun kesimpulan dan saran yang terdapat pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

7.1 Kesimpulan

- Konsep skema bisnis yang melibatkan pihak ketiga dan melakukan *trading* gas dengan PT. X menggunakan negosiasi berupa kompensasi yang terdiri dari *compensation losses gas cost* dan *profit sharing*. *Compensation losses gas cost* yang digunakan adalah *range* harga beli gas sampai dengan harga jual, yaitu US\$ 5,6 – US\$ 7,15. Sedangkan *range profit sharing* yang digunakan adalah 1 – 10%.
- *Range* negosiasi yang *feasible* untuk PT. X dan pihak ketiga adalah menghasilkan NPV PT. X antara US\$ 12.608.039 – US\$ 21.148.225 dan NPV pihak ketiga antara US\$1.933.659 – US\$ 15.511.087.
- Titik keseimbangan skema negosiasi bisnis LPG Plant dengan pihak ketiga terletak pada *profit sharing* 8% dan *compensation losses gas cost* sebesar US\$ 5,9. NPV yang dihasilkan PT. X US\$ 13.649.158 dan NPV yang dihasilkan pihak ketiga US\$ 13.593.024. Semakin ke kanan dari titik keseimbangan, NPV yang dihasilkan PT. X semakin besar sedangkan NPV yang dihasilkan pihak ketiga semakin kecil. Begitu pula sebaliknya, semakin ke kiri dari titik keseimbangan, NPV yang dihasilkan PT. X semakin kecil sedangkan NPV yang dihasilkan pihak ketiga semakin besar.

7.2 Saran

Penelitian dalam tugas akhir ini dapat dikembangkan untuk penelitian-penelitian yang melakukan kegiatan bisnis dengan *partnership*.

(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

- Ahniar, N. F. (2014). Sejak 2007, LPG 12 Kg Di Bawah Harga Keekonomian.
- Anityasari, M., & Wessiani, N. A. (2011). *Analisa Kelayakan Usaha*. Surabaya: Inti Karya Guna.
- Argonne National Laboratory. 2008. *Overview of the Design, Construction, and Operation of Interstate Liquid Petroleum Pipelines*.
- Assegaf. 2001. Accounting Principles Board Statement.
- Badan Usaha Milik Negara. 2013. *Konsisten Dukung Konversi Energi BBM ke Gas, PGN Bangun SPBG Pertamanya di Wilayah Jabodetabek* [Online].
- BAPPENAS. 2011. *Tantangan Baru Sektor Energi* [Online].
- Contaned Energy Indonesia. 2010. Program Nasional Pemberdayaan Masyarakat Mandiri: Energi Yang Terbarukan.
- Government of Newfoundland and Labrador Department of Mines & Energy Petroleum Resource Development Division. 2001. Technical Feasibility of Offshore Natural Gas and Gas Liquid Development Based on a Submarine Pipeline Transportation System.
- Hasset, Kevin A. 2008. *Investment*.
- Holcim Indonesia. (2013). *Laporan Keuangan Konsolidasi* . Jakarta
- Ikatan Akuntan Indonesia. 2007. Pendapatan.
- Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. 2010. *Konversi Minyak Tanah Ke LPG Menggerakkan Perekonomian Menghemat Energi* [Online].

Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. 2010. Lebih Jauh Tentang Kegiatan Usaha Hilir Migas.

Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. 2011. *Konversi Minyak Tanah Ke LPG Lebih Murah Lebih Bersih* [Online].

Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. 2010. Mengenal Ekonomi Migas : Risiko Pengusahaan Migas.

Kurdhi, Nughthoh Arfawi. 2013. *Riset Operasi Probabilistik Teori Permainan (Game Theory)*, Surabaya, FMIPA UNS.

Ministry of Energy and Petroleum. 2012. Natural Gas Pricing Policy.

Mulyadi, 2001. *Sistem Akuntansi*, Jakarta, Salemba Empat.

Presiden Republik Indonesia. 2001. Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2001 Tentang Minyak Dan Gas Bumi. SKK MIGAS.

Presiden Republik Indonesia. 2006. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 5 Tahun 2006 Tentang Kebijakan Energi Nasional.

Pujawan, I. Nyoman. 2009. *Ekonomi Teknik*, Surabaya, Guna Widya.

Siregar, Erwin. 2010. Analisis Pengaruh Konservasi Listrik Di Sektor Rumah Tangga Terhadap Total Kebutuhan Listrik Di Indonesia. *Strategi Penyediaan Listrik Nasional Dalam Rangka Mengantisipasi Pemanfaatan PLTU Batubara Skala Kecil, PLTN, Dan Energi Terbarukan*.

Sjahrial, Dermawan. 2010. *Pengantar Manajemen Keuangan*, Jakarta, Mitra Wacana Media.

SKK MIGAS. 2009. Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Pengolahan Minyak Dan Gas Bumi.

SKK MIGAS. 2009. Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Pengangkutan Minyak Dan Gas Bumi.

SKK MIGAS. 2009. Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Penyimpanan Minyak Dan Gas Bumi.

SKK MIGAS. 2009. Badan Usaha Pemegang Izin Usaha Niaga Minyak Dan Gas Bumi.

SKK MIGAS. 2014. Statistik Wilayah Kerja : Perkembangan Wilayah Kerja.

Tangvitoonthama, Nantarat. & Chaiwat, PapUS\$ on. 2012. Economic Feasibility Evaluation of Government Investment Project by Using Cost Benefit Analysis : A Case Study of Domestic Port (Port A), Laem-Chabang Port, Chonburi Province. *Procedia*, 2, 307-314.

The World LP Gas Association. G. 2014. *About LP Gas* [Online].

Today, Energi. (2014, Februari). Cadangan Menyusut Harga Gas Alam Menguat.

U.S. Department of Agriculture Rural Business-Cooperative Service. 2010. *Vital Steps : Feasibility Study*, Carolina.

U.S. Energy Information Administration. 2003. *What is Liquefied Gas* [Online].

Widianto, Eko. 2007. Kondisi Energi Primer (Minyak Dan Gas) Indonesia. PERTAMINA.

Unilever. (2013). Laporan Tahunan 2013 Annual Report. Jakarta.

United States Environmental Protection Agency. 2003. Natural Gas Processing.

Zulyansyah, Chandra. 2014. Perbandingan Kelayakan Investasi Industri Minyak Berdasarkan Petroleum Fiscal System Di Negara-Negara Asia Tenggara : Indonesia, Malaysia, Thailand, dan Vietnam, Dari Perspektif Kontraktor. Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

(Halaman Ini Sengaja Dikosongkan)

BIODATA PENULIS



Penulis bernama lengkap Vega Nuansa Pratiwi ini lahir di Denpasar, 30 Januari 1993. Penulis merupakan anak kedua dari tiga bersaudara dari pasangan Ir. Slamet Wahyuono dan Dra. Zunaida, MM.

Dulunya penulis pernah mengenyam pendidikan di SD Muhammadiyah 3 Denpasar, SMPN 4 Denpasar, dan SMAN 7 Denpasar. Semasa di bangku SMA, penulis merupakan Atlet *Softball* dari tim “Phitoe” SMAN 7 Denpasar periode 2007 – 2009. Penulis diterima kuliah di Jurusan Teknik Industri ITS Surabaya pada tahun 2010.

Selama kuliah penulis aktif mengikuti kegiatan Himpunan Teknik Industri baik sebagai peserta maupun panitia. Selain itu, penulis juga aktif sebagai administrator Laboratorium Komputasi dan Optimasi Industri sejak tahun 2013 hingga berakhirnya masa studi. Jabatan yang pernah diterima selama menjadi administrator adalah staff *Public Relation Department*, staff *Research and Development Department*, dan Koordinator Responsi Mata Kuliah Simulasi Sistem Industri. Penulis Penulis juga tercatat sebagai asisten beberapa mata kuliah, seperti Penelitian Operasional 2, Statistik Industri 1, dan Simulasi Sistem Industri. Penulis dapat dihubungi melalui e-mail veganuansa@gmail.com.

LAMPIRAN A

Perhitungan WACC Untuk Skema Bisnis Opsi I, II, dan III (PT. X)

Tahun	Bulan	Pasar	Tahun	Bulan	Pasar
2007	Januari	1.757,00	2009	Januari	1.332,67
	Februari	1.741,00		Februari	1.285,48
	Maret	1.831,00		Maret	1.434,07
	April	1.999,00		April	1.722,77
	Mei	2.084,00		Mei	1.916,83
	Juni	2.139,00		Juni	2.026,78
	Juli	2.349,00		Juli	2.323,24
	Agustus	2.194,00		Agustus	2.341,54
	September	2.359,00		September	2.467,59
	Oktober	2.643,00		Oktober	2.367,70
	Nopember	2.688,00		Nopember	2.415,84
	Desember	2.746,00		Desember	2.534,36
2008	Januari	2.627,00	2010	Januari	2.610,80
	Februari	2.722,00		Februari	2.549,03
	Maret	2.447,00		Maret	2.777,30
	April	2.305,00		April	2.971,25
	Mei	2.444,00		Mei	2.796,96
	Juni	2.349,00		Juni	2.913,68
	Juli	2.305,00		Juli	3.069,28
	Agustus	2.166,00		Agustus	3.081,88
	September	1.833,00		September	3.501,30
	Oktober	1.174,00		Oktober	3.635,32
	Nopember	1.242,00		Nopember	3.531,21
	Desember	1.355,00		Desember	3.703,51

Tahun	Bulan	Pasar	Tahun	Bulan	Pasar
2011	Januari	3.409,17	2013	Januari	4.453,70
	Februari	3.470,35		Februari	4.795,79
	Maret	3.678,67		Maret	4.940,99
	April	3.819,62		April	5.034,07
	Mei	3.836,97		Mei	5.068,63
	Juni	3.888,57		Juni	4.818,90
	Juli	4.130,80		Juli	4.610,38
	Agustus	3.841,73		Agustus	4.195,09
	September	3.549,03		September	4.316,18
	Oktober	3.790,85		Oktober	4.510,63
	Nopember	3.715,08		Nopember	4.256,44
	Desember	3.821,99		Desember	4.274,18
2012	Januari	3.941,69			
	Februari	3.985,21			
	Maret	4.121,55			
	April	4.180,73			
	Mei	3.832,82			
	Juni	3.955,58			
	Juli	4.142,34			
	Agustus	4.060,33			
	September	4.262,56			
	Oktober	4.350,29			
	Nopember	4.276,14			
	Desember	4.316,69			

Karena pada Opsi I, II, dan III murni menggunakan dana sendiri, maka persentase *self financing* adalah 100%. Data historis harga pasar diambil pada Bulan Januari 2007 sampai

dengan Bulan Desember 2013. Sehingga, didapatkan *market rate of return* (Rm) sebesar 13,54%. Dan, beta coefficient diasumsikan dengan menggunakan nilai sebesar 1. Sehingga, didapatkan nilai WACC sebesar 13,54%.

Final Source of Fund		Keterangan
Self Financing	100,00%	
Bank Loan	0,00%	
Cost of Debt		
Suku bunga kredit bank	0%	
Pajak yang berlaku	25%	UUD 1945 pasal 18 ayat 3a
Cost of Debt	0%	
Cost of Equity		
Risk Free Rate (Rf)	9%	Coupon rate obligasi negara FR 0048
beta coefficient	1	
market rate of return (Rm)	13,54%	Rate kenaikan IHSG 2006-2013
specified rate	0%	
cost of equity	13,54%	
WACC	13,54%	

LAMPIRAN B

Perhitungan WACC Untuk Skema Bisnis Opsi III Pihak Ketiga

Tahun	Bulan	Harga Pasar Medco & Surya Esa Perkasa	Tahun	Bulan	Harga Pasar Medco & Surya Esa Perkasa
2012	Januari	2325	2013	Januari	2285
	Februari	1940		Februari	2302,5
	Maret	2162,5		Maret	1620
	April	2100		April	1910
	Mei	1795		Mei	2000
	Juni	2100		Juni	2750
	Juli	2152,5		Juli	2700
	Agustus	2052,5		Agustus	2400
	September	2142,5		September	2850
	Oktober	2252,5		Oktober	2450
	Nopember	2235		Nopember	2100
	Desember	2365		Desember	2100

Karena pada Opsi III untuk pihak ketiga murni menggunakan dana sendiri, maka persentase *self financing* adalah 100%. Data historis harga pasar diambil pada Bulan Januari 2007 sampai dengan Bulan Desember 2013 pada Tabel 8.1 dan Tabel 8.2. Sehingga, didapatkan *market rate of return* (Rm) sebesar 13,54%. Dan, beta coefficient didapatkan dari perhitungan antara harga pasar Medco & Surya Esa Perkasa dengan harga pasar umum dan didapatkan nilai beta coefficient sebesar -2,89%. Sehingga, didapatkan nilai WACC sebesar 9,87%.

Final Source of Fund		Keterangan
Self Financing	100,00%	
Bank Loan	0,00%	
Cost of Debt		
Suku bunga kredit bank	0%	
Pajak yang berlaku	25%	UUD 1945 pasal 18 ayat 3a
Cost of Debt	0%	
Cost of Equity		
Risk Free Rate (Rf)	9%	Coupon rate obligasi negara FR 0048
beta coefficient	-2,89%	
market rate of return (Rm)	13,54%	Rate kenaikan IHSG 2006-2013
specified rate	1%	
cost of equity	9,87%	
WACC	9,87%	

LAMPIRAN C

Skema Negosiasi Dari Kombinasi *Profit Sharing* dan *Compensation Losses Gas Cost*

Skema	% Profit Sharing	Compensation Losses Gas Cost	NPV		IRR	
			PT. X	Pihak Ketiga	PT. X	Pihak Ketiga
1	1%	5,6	\$ 3.591.400	\$ 26.247.225	27,15%	46,88%
2	1%	5,7	\$ 4.246.446	\$ 25.160.532	29,53%	45,50%
3	2%	5,6	\$ 4.747.489	\$ 24.905.208	31,35%	45,15%
4	1%	5,8	\$ 4.901.492	\$ 24.073.839	31,89%	44,12%
5	2%	5,7	\$ 5.402.535	\$ 23.818.515	33,69%	43,77%
6	1%	5,9	\$ 5.556.538	\$ 22.987.145	34,22%	42,73%
7	3%	5,6	\$ 5.903.578	\$ 23.563.191	35,48%	43,42%
8	2%	5,8	\$ 6.057.581	\$ 22.731.821	36,01%	42,37%
9	1%	6	\$ 6.211.584	\$ 21.900.452	36,53%	41,32%
10	3%	5,7	\$ 6.558.623	\$ 22.476.497	37,78%	42,02%
11	2%	5,9	\$ 6.712.626	\$ 21.645.128	38,30%	40,97%
12	1%	6,1	\$ 6.866.629	\$ 20.813.758	38,82%	39,91%
13	4%	5,6	\$ 7.059.666	\$ 22.221.173	39,55%	41,67%
14	3%	5,8	\$ 7.213.669	\$ 21.389.804	40,06%	40,61%
15	2%	6	\$ 7.367.672	\$ 20.558.434	40,57%	39,55%
16	1%	6,2	\$ 7.521.675	\$ 19.727.065	41,08%	38,48%
17	4%	5,7	\$ 7.714.712	\$ 21.134.480	41,81%	40,26%
18	3%	5,9	\$ 7.868.715	\$ 20.303.110	42,32%	39,19%
19	2%	6,1	\$ 8.022.718	\$ 19.471.741	42,83%	38,12%
20	1%	6,3	\$ 8.176.721	\$ 18.640.371	43,33%	37,04%
21	5%	5,6	\$ 8.215.755	\$ 20.879.156	43,55%	39,90%
22	4%	5,8	\$ 8.369.758	\$ 20.047.787	44,05%	38,84%
23	3%	6	\$ 8.523.761	\$ 19.216.417	44,56%	37,76%
24	2%	6,2	\$ 8.677.764	\$ 18.385.047	45,06%	36,68%
25	1%	6,4	\$ 8.831.767	\$ 17.553.678	45,56%	35,58%
26	5%	5,7	\$ 8.870.800	\$ 19.792.463	45,78%	38,48%
27	4%	5,9	\$ 9.024.803	\$ 18.961.093	46,28%	37,40%
28	3%	6,1	\$ 9.178.807	\$ 18.129.724	46,78%	36,32%
29	2%	6,3	\$ 9.332.810	\$ 17.298.354	47,27%	35,22%
30	6%	5,6	\$ 9.371.843	\$ 19.537.139	47,50%	38,12%
31	1%	6,5	\$ 9.486.813	\$ 16.466.984	47,77%	34,12%
32	5%	5,8	\$ 9.525.846	\$ 18.705.769	47,99%	37,04%
33	4%	6	\$ 9.679.849	\$ 17.874.400	48,48%	35,96%
34	3%	6,2	\$ 9.833.852	\$ 17.043.030	48,98%	34,86%
35	2%	6,4	\$ 9.987.855	\$ 16.211.660	49,47%	33,75%
36	6%	5,7	\$ 10.026.889	\$ 18.450.445	49,69%	36,68%
37	1%	6,6	\$ 10.141.858	\$ 15.380.291	49,96%	32,64%

38	5%	5,9	\$ 10.180.892	\$ 17.619.076	50,18%	35,59%
39	4%	6,1	\$ 10.334.895	\$ 16.787.706	50,67%	34,50%
40	3%	6,3	\$ 10.488.898	\$ 15.956.337	51,16%	33,39%
41	7%	5,6	\$ 10.527.932	\$ 18.195.121	51,39%	36,32%
42	2%	6,5	\$ 10.642.901	\$ 15.124.967	51,65%	32,27%
43	6%	5,8	\$ 10.681.935	\$ 17.363.752	51,87%	35,23%
44	1%	6,7	\$ 10.796.904	\$ 14.293.597	52%	31%
45	5%	6	\$ 10.835.938	\$ 16.532.382	52,36%	34,13%
46	4%	6,2	\$ 10.989.941	\$ 15.701.013	52,84%	33,02%
47	3%	6,4	\$ 11.143.944	\$ 14.869.643	53,33%	31,90%
48	7%	5,7	\$ 11.182.977	\$ 17.108.428	53,56%	34,87%
49	2%	6,6	\$ 11.297.947	\$ 14.038.274	53,81%	30,77%
50	6%	5,9	\$ 11.336.980	\$ 16.277.058	54,04%	33,77%
51	1%	6,8	\$ 11.451.950	\$ 13.206.904	54,29%	29,63%
52	5%	6,1	\$ 11.490.984	\$ 15.445.689	54,52%	32,66%
53	4%	6,3	\$ 11.644.987	\$ 14.614.319	55,00%	31,54%
54	8%	5,6	\$ 11.684.020	\$ 16.853.104	55,23%	34,51%
55	3%	6,5	\$ 11.798.990	\$ 13.782.950	55,48%	30,40%
56	7%	5,8	\$ 11.838.023	\$ 16.021.735	55,71%	33,41%
57	2%	6,7	\$ 11.952.993	\$ 12.951.580	55,95%	29,26%
58	6%	6	\$ 11.992.026	\$ 15.190.365	56,19%	32,29%
59	1%	6,9	\$ 12.106.996	\$ 12.120.211	56,43%	28,11%
60	5%	6,2	\$ 12.146.029	\$ 14.358.995	56,66%	31,17%
61	4%	6,4	\$ 12.300.032	\$ 13.527.626	57,14%	30,04%
62	8%	5,7	\$ 12.339.066	\$ 15.766.411	57,37%	33,04%
63	3%	6,6	\$ 12.454.035	\$ 12.696.256	57,61%	28,89%
64	7%	5,9	\$ 12.493.069	\$ 14.935.041	57,85%	31,93%
65	2%	6,8	\$ 12.608.039	\$ 11.864.887	58,08%	27,73%
66	6%	6,1	\$ 12.647.072	\$ 14.103.672	58,32%	30,80%
67	1%	7	\$ 12.762.042	\$ 11.033.517	58,55%	26,57%
68	5%	6,3	\$ 12.801.075	\$ 13.272.302	58,79%	29,67%
69	9%	5,6	\$ 12.840.109	\$ 15.511.087	59,03%	32,68%
70	4%	6,5	\$ 12.955.078	\$ 12.440.932	59,26%	28,52%
71	8%	5,8	\$ 12.994.112	\$ 14.679.717	59,50%	31,56%
72	3%	6,7	\$ 13.109.081	\$ 11.609.563	59,73%	27,36%
73	7%	6	\$ 13.148.115	\$ 13.848.348	59,97%	30,43%
74	2%	6,9	\$ 13.263.084	\$ 10.778.193	60,20%	26,19%
75	6%	6,2	\$ 13.302.118	\$ 13.016.978	60,44%	29,30%
76	1%	7,1	\$ 13.417.087	\$ 9.946.824	60,67%	25,01%
77	5%	6,4	\$ 13.456.121	\$ 12.185.608	60,90%	28,15%
78	9%	5,7	\$ 13.495.154	\$ 14.424.393	61,14%	31,20%
79	4%	6,6	\$ 13.610.124	\$ 11.354.239	61,37%	26,99%
80	8%	5,9	\$ 13.649.158	\$ 13.593.024	61,61%	30,07%
81	1%	7,15	\$ 13.744.610	\$ 9.403.477	61,72%	24,23%
82	3%	6,8	\$ 13.764.127	\$ 10.522.869	61,84%	25,81%

83	7%	6,1	\$ 13.803.161	\$ 12.761.654	62,07%	28,93%
84	2%	7	\$ 13.918.130	\$ 9.691.500	62,30%	24,63%
85	6%	6,3	\$ 13.957.164	\$ 11.930.285	62,54%	27,77%
86	10%	5,6	\$ 13.996.197	\$ 14.169.069	62,78%	30,83%
87	5%	6,5	\$ 14.111.167	\$ 11.098.915	63,00%	26,61%
88	9%	5,8	\$ 14.150.200	\$ 13.337.700	63%	30%
89	4%	6,7	\$ 14.265.170	\$ 10.267.545	63,47%	25,44%
90	8%	6	\$ 14.304.203	\$ 12.506.330	63,71%	28,56%
91	3%	6,9	\$ 14.419.173	\$ 9.436.176	63,93%	24,25%
92	7%	6,2	\$ 14.458.206	\$ 11.674.961	64,17%	27,40%
93	2%	7,1	\$ 14.573.176	\$ 8.604.806	64,39%	23,05%
94	6%	6,4	\$ 14.612.209	\$ 10.843.591	64,63%	26,24%
95	10%	5,7	\$ 14.651.243	\$ 13.082.376	64,87%	29,33%
96	5%	6,6	\$ 14.766.213	\$ 10.012.222	65,09%	25,06%
97	9%	5,9	\$ 14.805.246	\$ 12.251.006	65,33%	28,19%
98	2%	7,15	\$ 14.900.699	\$ 8.061.460	65,43%	22,26%
99	4%	6,8	\$ 14.920.216	\$ 9.180.852	65,55%	23,87%
100	8%	6,1	\$ 14.959.249	\$ 11.419.637	65,79%	27,03%
101	3%	7	\$ 15.074.219	\$ 8.349.482	66,00%	22,67%
102	7%	6,3	\$ 15.113.252	\$ 10.588.267	66,25%	25,86%
103	6%	6,5	\$ 15.267.255	\$ 9.756.898	66,70%	24,68%
104	10%	5,8	\$ 15.306.289	\$ 11.995.683	66,95%	27,82%
105	5%	6,7	\$ 15.421.258	\$ 8.925.528	67,16%	23,49%
106	9%	6	\$ 15.460.292	\$ 11.164.313	67,40%	26,66%
107	4%	6,9	\$ 15.575.261	\$ 8.094.158	67,61%	22,29%
108	8%	6,2	\$ 15.614.295	\$ 10.332.943	67,86%	25,49%
109	3%	7,1	\$ 15.729.264	\$ 7.262.789	68,07%	21,07%
110	7%	6,4	\$ 15.768.298	\$ 9.501.574	68,31%	24,31%
111	6%	6,6	\$ 15.922.301	\$ 8.670.204	68,77%	23,11%
112	10%	5,9	\$ 15.961.335	\$ 10.908.989	69,01%	26,28%
113	3%	7,15	\$ 16.056.787	\$ 6.719.442	69,10%	20,27%
114	5%	6,8	\$ 16.076.304	\$ 7.838.835	69,22%	21,91%
115	9%	6,1	\$ 16.115.338	\$ 10.077.619	69,46%	25,11%
116	4%	7	\$ 16.230.307	\$ 7.004.446	69,67%	20,69%
117	8%	6,3	\$ 16.269.341	\$ 9.246.250	69,91%	23,93%
118	7%	6,5	\$ 16.423.344	\$ 8.413.292	70,37%	22,73%
119	6%	6,7	\$ 16.577.347	\$ 7.568.035	70,82%	21,50%
120	10%	6	\$ 16.616.380	\$ 9.822.138	71,06%	24,74%
121	5%	6,9	\$ 16.731.350	\$ 6.722.778	71,26%	20,26%
122	9%	6,2	\$ 16.770.383	\$ 8.976.881	71,51%	23,53%
123	4%	7,1	\$ 16.885.353	\$ 5.877.521	71,71%	19,01%
124	8%	6,4	\$ 16.924.387	\$ 8.131.624	71,96%	22,32%
125	7%	6,6	\$ 17.078.390	\$ 7.286.366	72,41%	21,09%
126	4%	7,15	\$ 17.212.876	\$ 5.314.058	72,73%	18,16%
127	6%	6,8	\$ 17.232.393	\$ 6.441.109	72,85%	19,84%

128	10%	6,1	\$ 17.271.426	\$ 8.695.212	73,10%	23,12%
129	5%	7	\$ 17.386.396	\$ 5.595.852	73,30%	18,58%
130	9%	6,3	\$ 17.425.429	\$ 7.849.955	73,55%	21,90%
131	8%	6,5	\$ 17.579.432	\$ 7.004.698	73,99%	20,67%
132	7%	6,7	\$ 17.733.435	\$ 6.159.441	74,44%	19,42%
133	6%	6,9	\$ 17.887.438	\$ 5.314.184	74,88%	18,16%
134	10%	6,2	\$ 17.926.472	\$ 7.568.287	75,13%	21,48%
135	5%	7,1	\$ 18.041.442	\$ 4.468.927	75,32%	16,88%
136	9%	6,4	\$ 18.080.475	\$ 6.723.030	75,57%	20,25%
137	8%	6,6	\$ 18.234.478	\$ 5.877.772	76,01%	18,99%
138	5%	7,15	\$ 18.363.364	\$ 3.905.464	76,32%	16,02%
139	7%	6,8	\$ 18.385.271	\$ 5.032.515	76,45%	17,73%
140	6%	7	\$ 18.534.911	\$ 4.187.258	76,88%	16,45%
141	10%	6,3	\$ 18.578.724	\$ 6.441.361	77,14%	19,82%
142	9%	6,5	\$ 18.728.365	\$ 5.596.104	77,57%	18,57%
143	8%	6,7	\$ 18.878.005	\$ 4.750.847	78,01%	17,30%
144	7%	6,9	\$ 19.027.646	\$ 3.905.590	78,44%	16,01%
145	6%	7,1	\$ 19.177.286	\$ 3.060.333	78,87%	14,71%
146	10%	6,4	\$ 19.221.100	\$ 5.314.435	79,13%	18,14%
147	9%	6,6	\$ 19.370.740	\$ 4.469.178	79,56%	16,87%
148	6%	7,15	\$ 19.498.474	\$ 2.496.870	79,86%	13,84%
149	8%	6,8	\$ 19.520.380	\$ 3.623.921	79,99%	15,58%
150	7%	7	\$ 19.670.021	\$ 2.778.664	80,42%	14%
151	10%	6,5	\$ 19.863.475	\$ 4.187.510	81,11%	16,44%
152	9%	6,7	\$ 20.013.115	\$ 3.342.253	81,54%	15,14%
153	10%	6,6	\$ 20.505.850	\$ 3.060.584	83,08%	14,71%
154	8%	6,9	\$ 20.162.755	\$ 2.496.996	81,96%	13,83%
155	9%	6,8	\$ 20.655.490	\$ 2.215.327	83,50%	13,39%
156	10%	6,7	\$ 21.148.225	\$ 1.933.659	85,04%	12,95%
157	7%	7,1	\$ 20.312.396	\$ 1.651.739	82,39%	12,51%
158	8%	7	\$ 20.805.131	\$ 1.370.070	83,93%	12,06%
159	7%	7,15	\$ 20.633.583	\$ 1.088.276	83,37%	11,62%
160	9%	6,9	\$ 21.297.865	\$ 1.088.402	85,46%	11,61%
161	8%	7,1	\$ 21.447.506	\$ 243.145	85,88%	10,26%
162	8%	7,15	\$ 21.768.693	\$ (320.318)	86,86%	9,35%
163	10%	6,8	\$ 21.790.600	\$ 806.733	86,99%	11,16%
164	9%	7	\$ 21.940.240	\$ (38.524)	87,41%	9,81%
165	10%	6,9	\$ 22.432.975	\$ (320.192)	88,93%	9,35%
166	9%	7,1	\$ 22.582.615	\$ (1.165.449)	89,35%	7,97%
167	9%	7,15	\$ 22.903.803	\$ (1.728.912)	90,31%	7,04%
168	10%	7	\$ 23.075.350	\$ (1.447.118)	90,86%	7,50%
169	10%	7,1	\$ 23.717.725	\$ (2.574.043)	92,78%	5,62%
170	10%	7,15	\$ 24.038.912	\$ (3.137.506)	93,74%	4,67%