



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS TEKNIS DAN KEEKONOMIAN PENERAPAN
PEMANFAATAN BERSAMA TERHADAP PIPA NIAGA GAS
BUMI *DEDICATED* HILIR DI WILAYAH GRESIK**

TESIS

**MUH. TASLIM A'YUN
NPM 1406507700**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
KEKHUSUSAN MAGISTER MANAJEMEN GAS
DEPOK
DESEMBER 2016**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS TEKNIS DAN KEEKONOMIAN PENERAPAN
PEMANFAATAN BERSAMA TERHADAP PIPA NIAGA GAS
BUMI *DEDICATED* HILIR DI WILAYAH GRESIK**

TESIS

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

**MUH. TASLIM A'YUN
NPM 1406507700**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
KEKHUSUSAN MAGISTER MANAJEMEN GAS
DEPOK
DESEMBER 2016**

ii

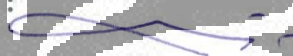
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : MUH. TASLIM A'YUN

NPM : 1406507700

Tanda Tangan :



Tanggal : Desember 2016

HALAMAN PERSETUJUAN

Tesis dengan judul:

ANALISIS TEKNIS DAN KEEKONOMIAN PENERAPAN PEMANFAATAN BERSAMA TERHADAP PIPA NIAGA GAS BUMI *DEDICATED* HILIR DI WILAYAH GRESIK

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Studi Teknik Kimia, kekhususan Manajemen Gas, Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik Universitas Indonesia dan disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian tesis.

Depok, Desember 2016

Dosen Pembimbing



Ir. Kamarza Mulia, M.Sc., Ph.D

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Muh. Taslim A'yun
NPM : 1406507700
Program Studi : Manajemen Gas
Judul Tesis : Analisis Teknis dan Keekonomian Penerapan
Pemanfaatan Bersama Terhadap Pipa Niaga Gas Bumi
Dedicated Hilir di Wilayah Gresik

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. Kamarza Mulia M.Sc., Ph.D. (.....)

Penguji : Prof. Dr. Ir. Mohammad Nasikin, M.Eng. (.....)

Penguji : Ir. Dewi Trisnantini, M.T., Ph.D. (.....)

Penguji : Dr. Ir. Abdul Wahid, M.T. (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : Januari 2017

KATA PENGANTAR

Subhanallah walhamdulillah, atas segala limpahan anugerah nikmat dan karunia dariNya. Shalawat dan salam atas baginda Rasulullah. Karya tulis ini disusun untuk memenuhi persyaratan penyelesaian kuliah Program Studi Magister Manajemen Gas Departemen Teknik Kimia Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Dalam penulisan tesis ini berbagai bantuan dan masukan serta bimbingan telah diberikan kepada penulis. Oleh karena itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Bapak Ir. Kamarza Mulia, M.Sc., Ph.D. selaku pembimbing yang telah meluangkan waktu dan pikiran untuk memberikan masukan, kritikan dan arahan dalam penyelesaian tesis ini.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Mohammad Nasikin, M.Eng., Ibu Ir. Dewi Tristantini, M.T., Ph.D., dan Bapak Dr. Ir. Abdul Wahid, M.T. selaku penguji sidang tesis.
3. Bapak Prof. Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc., Ph.D. selaku ketua Departemen Teknik Kimia, Bapak Prof. Dr. Ir. Nelson Saksono, M.T. selaku Sekretaris Departemen Teknik Kimia sekaligus Pembimbing Akademis dan seluruh dosen, beserta staf Universitas Indonesia, atas bantuan selama menjalani perkuliahan.
4. Bapak Harni R. Ponto, Bapak Sri Wahyu Purwanto, beserta pejabat dan rekan-rekan kolega di Direktorat Gas Bumi BPH Migas dan Kementerian ESDM.
5. Ayahanda dan Ibunda tercinta beserta adik-adik yang selalu memberikan semangat, doa dan motivasi kepada penulis.
6. Yuliana, S.T. dan Farhana Amany MA. atas doa, motivasi dan kebersamaan.
7. Seluruh sahabat, rekan, dan para pihak yang telah membantu dalam penyusunan tesis ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Semoga Allah Subhanahu wa Ta'ala membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu. Akhir kata semoga karya tulis ini dapat bermanfaat, meskipun penulis menyadari masih terdapat kekurangan, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran untuk kesempurnaan tesis ini.

Depok, Desember 2016



Muh. Taslim A'yun

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Muh. Taslim A'yun

NPM : 14065077700

Program Studi : Manajemen Gas

Departemen : Teknik Kimia

Fakultas : Teknik

Jenis karya : Tesis

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

**“ANALISIS TEKNIS DAN KEEKONOMIAN PENERAPAN
PEMANFAATAN BERSAMA TERHADAP PIPA NIAGA GAS BUMI
DEDICATED HILIR DI WILAYAH GRESIK”**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : Januari 2017

Yang menyatakan:



Muh. Taslim A'yun

ABSTRAK

Nama : Muh. Taslim A'yun
Program Studi : Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas
Judul : Analisis Teknis dan Keekonomian Penerapan Pemanfaatan Bersama Terhadap Pipa Niaga Gas Bumi *Dedicated* Hilir di Wilayah Gresik

Pemanfaatan gas bumi telah menjadi salah satu aspek penting dalam pembangunan ekonomi nasional. Sebanyak 57% pasokan gas bumi Indonesia dialokasikan untuk kebutuhan dalam negeri. Namun demikian, peningkatan alokasi gas bumi dalam negeri masih terkendala karena ketidaksiapan infrastruktur di sektor hilir dalam menerima alokasi gas bumi yang disediakan. Berdasarkan hal tersebut, diperlukan pengembangan infrastruktur pengangkutan gas bumi. Salah satu solusi adalah pemanfaatan bersama pipa dan fasilitas gas bumi eksisting.

Penelitian ini bertujuan untuk menerapkan pemanfaatan bersama terhadap pipa gas bumi *dedicated* hilir eksisting dan memperoleh skenario pemanfaatan infrastruktur gas bumi yang dapat mendukung optimisasi dan efisiensi sesuai dengan kebutuhan dan pasokan mendatang. Dalam rangka penerapan tersebut, perlu dilakukan beberapa hal yakni: analisis kebutuhan dan pasokan, penentuan jalur pipa gas bumi eksisting yang akan dianalisis, analisis teknis dan optimisasi jaringan, analisis keekonomian dan perhitungan tarif pengangkutan gas bumi.

Dari penelitian diperoleh jalur pipa yang layak secara efisien diterapkan pemanfaatan bersama adalah pipa PT E berdasarkan panjang, jangkauan dan kapasitas maksimum jaringan. Dengan optimisasi menggunakan algoritma genetik, panjang jaringan tersebut menjadi 101 km dari sebelumnya 71 km, berdasarkan angka kebutuhan sekitar 225 MMscfd pada tahun 2030 dan lokasi konsumen gas bumi Kabupaten Gresik. Sedangkan tarif pengangkutan untuk jaringan tersebut adalah sebesar 0,099 US\$/Mscf dan IRR 8.22% dengan menggunakan pendanaan 51% *equity* dan 49% *debt*.

Kata kunci : gas bumi, pemanfaatan bersama, *dedicated* hilir, optimisasi, tarif.

ABSTRACT

Name : Muh. Taslim A'yun
Program of Study : Chemical Engineering, Specialty Area Gas Management
Judul : Technical and Economic Analysis of Joint Utilization
Implementation on Natural Gas Dedicated Pipeline in
Gresik Region

Natural gas utilization has been an important aspect of national economic development. 57% of Indonesia's natural gas supply was allocated for domestic demand. However, the increase of gas allocation for domestic needs was still constrained by the lack of infrastructure in the downstream sector to receive the allocations of gas that had been provided. Based on facts, gas transportation infrastructure development needed to be optimized. Applying open access on existing pipelines is one of the solution.

The objective of this research is to implement joint utilization with scheme open access on existing dedicated pipeline and to obtain an optimal and efficient scenario of infrastructure utilization. To implement the objective, it is necessary to do several steps: analysis of supply and demand, determination of existing natural gas pipeline, network optimization and technical analysis, and calculation of natural gas transportation tariff.

The result obtained in this research shows that the most efficient pipeline to implement open access belongs to PT E, based on length, range and maximum capacity of the network. With optimization using genetic algorithms, the present length of the network becomes 101 km from 71 km, based on gas demand location of Gresik District on 2030. And the network should implemented transportation tariff as 0.099 US\$/Mscf with IRR 8.22%. The result of tariff calculation based on 51% equity and 49% debt.

Keyword: Natural Gas, Open Access, Dedicated Pipeline, optimization, toll fee.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
KATA PENGANTAR.....	vi
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
1. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Perumusan Masalah	4
1.3. Tujuan Penelitian	4
1.4. Batasan Penelitian.....	5
1.5. Sistematika Penulisan	5
2. TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1. Gas Bumi	7
2.1.1. Definisi dan Komposisi Gas Bumi	7
2.1.2. Cadangan Gas Bumi	8
2.1.3. Transportasi Gas Bumi	9
2.1.4. Pemanfaatan Gas Bumi.....	11
2.2. Industri Gas Bumi	12
2.2.1. Integrasi Vertikal Industri Gas Bumi.....	12
2.2.2. <i>Open Access</i> dan Kompetisi <i>Wholesale</i>	12
2.2.3. Industri <i>Unbundled</i> dan Kompetisi Retail	13
2.2.4. Industri Gas Bumi Amerika.....	14

DAFTAR ISI (Lanjutan – 1)

2.2.5.	Industri Gas Bumi Eropa	15
2.3.	Industri Gas Bumi Indonesia	18
2.3.1.	Cadangan Gas Bumi Indonesia.....	19
2.3.2.	Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia	20
2.3.3.	Regulasi Gas Bumi Indonesia.....	21
2.4.	Kabupaten Gresik.....	25
2.4.1.	Profil Kabupaten Gresik	25
2.4.2.	Pemanfaatan Gas Bumi di Gresik.....	25
2.5.	Konsep Pemanfaatan Bersama Pipa Gas Bumi	27
2.5.1.	Skema Pemanfaatan Bersama.....	28
2.5.2.	Aspek Teknis Pemanfaatan Bersama.....	29
2.5.3.	<i>Gas Management System</i>	30
2.5.3.1.	<i>Linepack</i>	32
2.5.3.2.	<i>Stock Account</i> milik <i>Transporter</i>	32
2.5.3.3.	<i>Stock Account</i> milik <i>Shipper</i>	32
2.5.4.	Pemisahan (<i>Unbundling</i>).....	33
2.5.5.	Aspek Keekonomian Pemanfaatan Bersama	34
2.6.	Optimisasi Menggunakan Algoritma Genetik	35
2.6.1.	Algoritma Genetik	36
2.6.2.	Konsep Algoritma Genetik untuk Optimisasi.....	36
2.6.2.1.	Batasan-batasan (<i>Constraint</i>)	37
2.6.2.2.	Fungsi Objektif (<i>Fungsi Fitness</i>).....	37
2.6.2.3.	Pengkodean <i>String</i>	38
2.6.2.4.	Pembentukan Populasi Awal	38
2.6.2.5.	Nilai <i>Fitness</i>	38
2.6.2.6.	Evaluasi dan Pengurutan <i>String</i>	38
2.6.2.7.	Pemilihan Induk Pasangan (<i>Selection</i>)	39
2.6.2.8.	Penyilangan (<i>Cross Over</i>)	39
2.6.2.9.	Mutasi	39

DAFTAR ISI (Lanjutan – 2)

2.6.2.10. Kondisi Terminasi	40
2.6.2.11. <i>Pseudocode</i> Algoritma Genetik.....	40
3. METODE PENELITIAN	41
3.1. Diagram Alir Penelitian	41
3.2. Pengumpulan Data	42
3.2.1. Sumber Data	42
3.2.2. Data Kebutuhan dan Pasokan	42
3.2.3. Data Pipa Eksisting.....	42
3.3. Analisis Kebutuhan dan Pasokan.....	43
3.4. Analisis Pipa Eksisting	43
3.4.1. Tingkat Pemanfaatan Pipa	43
3.4.2. Ketersediaan dan Kontinuitas Pasokan Gas Bumi.....	44
3.4.3. Kemampuan untuk Merencanakan, Memonitor dan Mengendalikan Penyaluran.....	44
3.4.4. Kemudahan Operasional Penyaluran.....	45
3.5. Penentuan Jalur Pipa.....	45
3.6. Optimisasi Jaringan.....	46
3.6.1. Deskripsi Awal	46
3.6.2. Persamaan Optimisasi.....	47
3.7. Analisis Teknis.....	50
3.7.1. Perhitungan <i>Linepack</i>	50
3.7.2. Perhitungan <i>Stock Account</i> Milik <i>Transporter</i>	51
3.7.3. Perhitungan <i>Stock Account</i> Milik calon <i>Shipper</i>	52
3.8. Analisis Keekonomian dan Perhitungan Tarif.....	53
3.9. Analisis Sensitivitas	55
4. PEMBAHASAN.....	56
4.1. Analisis Kebutuhan dan Pasokan.....	56
4.1.1. Analisis Kebutuhan.....	57

DAFTAR ISI (Lanjutan – 3)

4.1.1.1.	Analisis Kebutuhan untuk Kelistrikan.....	57
4.1.1.2.	Analisis Kebutuhan untuk Industri	58
4.1.2.	Analisis Pasokan.....	61
4.2.	Analisis Pipa Eksisting	62
4.2.1.	PT A.....	62
4.2.2.	PT B	64
4.2.3.	PT C.....	66
4.2.4.	PT D.....	67
4.2.5.	PT E.....	69
4.2.6.	Hasil Analisis Pipa Eksisting	72
4.3.	Penentuan Lokasi dan Jalur Pipa	73
4.4.	Optimisasi Jaringan.....	75
4.4.1.	Pemodelan Jaringan Pipa.....	76
4.4.2.	Penentuan Parameter	77
4.4.3.	Pembuatan Perangkat Lunak	79
4.4.4.	Proses Simulasi.....	81
4.4.5.	Validasi Simulasi	83
4.4.6.	Hasil Simulasi	85
4.5.	Analisis Teknis.....	89
4.5.1.	Perhitungan <i>Linepack</i>	89
4.5.2.	Perhitungan <i>Stock Account</i> milik <i>Transporter (Initial Fill)</i>	93
4.5.3.	Perhitungan <i>Stock Account</i> milik calon <i>Shipper</i>	95
4.6.	Perhitungan Tarif Pengangkutan.....	97
4.7.	Analisis Sensitivitas	101
5.	KESIMPULAN DAN SARAN	104
	DAFTAR REFERENSI	106
	LAMPIRAN	

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Daftar Badan Usaha Pemilik Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa <i>Dedicated</i> Hilir.....	3
Tabel 2.1	Komposisi Kimia Gas Bumi.....	7
Tabel 3.1	Persamaan Z Factor Dr. Chi U. Ikoku	51
Tabel 4.1.	Kebutuhan Gas Bumi Kabupaten Gresik.....	60
Tabel 4.2.	Potensi Pasokan Gas Bumi Kabupaten Gresik dalam MMscfd.....	61
Tabel 4.3.	Komposisi Gas Bumi Eksisting Pipa <i>Dedicated</i> Hilir di Gresik.....	62
Tabel 4.4.	Data Teknis Pipa PT A	63
Tabel 4.5.	Data Teknis Pipa PT B	64
Tabel 4.6.	Data Teknis Pipa PT C	66
Tabel 4.7.	Data Teknis Pipa PT D	68
Tabel 4.8.	Data Teknis Pipa PT E.....	70
Tabel 4.9.	Hasil Analisis Pipa Eksisting.....	72
Tabel 4.10.	Data <i>Node</i> dan <i>Demand Flow</i>	77
Tabel 4.11.	Data Nomor Pipa, Jalur Pipa, dan Panjang Pipa PT E.....	78
Tabel 4.12.	Data Harga dan <i>Index</i> Pipa Standar.....	79
Tabel 4.13.	Parameter Algoritma Genetik	82
Tabel 4.14.	Data <i>Node</i> dan <i>Demand Flow</i> untuk Validasi	84
Tabel 4.15.	Data Nomor Pipa, Jalur Pipa, dan Panjang Pipa untuk Validasi	84
Tabel 4.16.	Hasil Solusi untuk Kasus Validasi.....	84
Tabel 4.17.	Hasil Solusi Awal	86
Tabel 4.18.	Hasil Solusi Diameter Pipa pada 10 (Sepuluh) kali Simulasi	87
Tabel 4.19.	Hasil Solusi Tekanan Setiap <i>Node</i> pada 10 (Sepuluh) kali Simulasi	87

DAFTAR TABEL (Lanjutan)

Tabel 4.20.	Hasil Solusi Total Biaya pada 10 (Sepuluh) kali Simulasi	88
Tabel 4.21.	Hasil Solusi Diameter dan Biaya untuk Jalur Pipa Pengembangan	89
Tabel 4.22.	Data Pipa Pengembangan Jaringan PT E.....	90
Tabel 4.23.	Batasan Simulasi Jaringan Perhitungan <i>Maximum Linepack</i>	91
Tabel 4.24.	Hasil Keluaran Simulasi <i>Maximum Linepack</i>	93
Tabel 4.25.	Tekanan pada Setiap Titik Serah	95
Tabel 4.26.	Hasil Keluaran Simulasi <i>Initial Fill</i>	95
Tabel 4.27.	Data Input Perhitungan Tarif Pengangkutan	100
Tabel 4.28.	Data Hasil Perhitungan Tarif Pengangkutan	101

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Peta Cadangan Gas Bumi Indonesia.....	1
Gambar 2.1.	Prosentase Cadangan Gas Bumi Terbukti Dunia Tahun 1994, 2004, 2014	9
Gambar 2.2.	Diagram Kapasitas Pengangkutan dan Jarak.....	10
Gambar 2.3.	Skema Industri Gas Bumi Integrasi Vertikal.....	12
Gambar 2.4.	Skema Industri <i>Open Access</i> dan Kompetisi <i>Wholesale</i>	13
Gambar 2.5.	Skema Industri <i>Unbundled</i> dan Kompetisi Retail	14
Gambar 2.6.	Struktur Gas Bumi Amerika Serikat Pra Regulasi	14
Gambar 2.7.	Struktur Gas Bumi Amerika Serikat Pasca Regulasi.....	15
Gambar 2.8.	Pasokan Gas Bumi Indonesia 2015 – 2030	20
Gambar 2.9.	Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia 2014.....	21
Gambar 2.10.	Realisasi Penyaluran Gas Melalui Pipa untuk Kebutuhan Dalam Negeri	21
Gambar 2.11.	Peta Administrasi Kabupaten Gresik.....	26
Gambar 2.12.	Jumlah Industri Besar – Sedang Kabupaten Gresik	27
Gambar 2.13.	Diagram Alir Algoritma Genetik.....	37
Gambar 2.14.	<i>Pseudocode</i> Algoritma Genetik.....	40
Gambar 3.1	Diagram Alir Metode Penelitian.....	41
Gambar 3.2.	Diagram Alir Optimisasi Jaringan Menggunakan Algoritma Genetik	49
Gambar 4.1.	Peta Lokasi UP Gresik.....	58
Gambar 4.2.	Peta Jalur Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT A	63
Gambar 4.3.	Hasil Simulasi Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT A	64
Gambar 4.4.	Peta Jalur Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT B	65
Gambar 4.5.	Hasil Simulasi Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT B	65
Gambar 4.6.	Peta Jalur Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT C	66
Gambar 4.7.	Hasil Simulasi Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT C.....	67
Gambar 4.8.	Peta Jalur Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT D	68
Gambar 4.9.	Hasil Simulasi Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT D	69

DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)

Gambar 4.10.	Peta Jalur Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT E	70
Gambar 4.11.	Hasil Simulasi Pipa <i>Dedicated</i> Hilir PT E	71
Gambar 4.12.	Lokasi Sumber Pasok, Kecamatan Prioritas, dan Jalur Baru	75
Gambar 4.13.	Skema Pemodelan Jaringan Pipa PT E	76
Gambar 4.14.	Tampilan Dasar Aplikasi	81
Gambar 4.15.	Laju Alur Aplikasi	82
Gambar 4.16.	Skema Pemodelan Jaringan Pipa untuk Validasi	84
Gambar 4.17.	Hasil Simulasi untuk Validasi	85
Gambar 4.18.	Grafik Generasi vs Biaya	85
Gambar 4.19.	Grafik Generasi vs <i>Fitness</i>	86
Gambar 4.20.	Simulasi Perhitungan <i>Maximum Linepack</i>	92
Gambar 4.21.	Simulasi Perhitungan <i>Initial Fill</i>	94
Gambar 4.22.	Sensitivitas Volume Gas terhadap Target IRR dan Tarif	102
Gambar 4.23.	Sensitivitas Struktur Pendanaan terhadap Target IRR dan Tarif	102

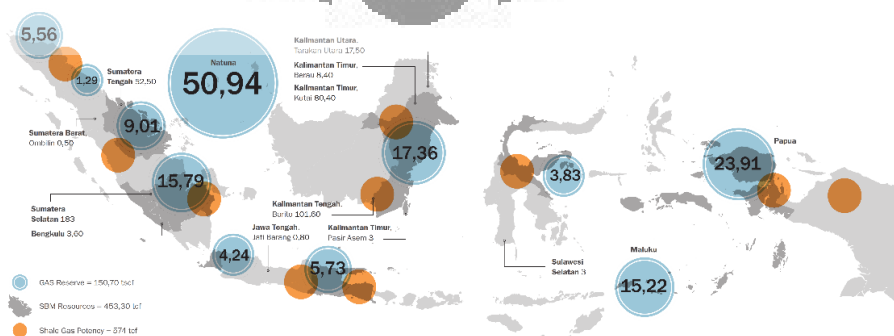
BAB 1 PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Pemanfaatan gas bumi telah menjadi aspek penting dalam pembangunan nasional sekaligus sebagai salah satu titik berat pertumbuhan konsumsi energi nasional. Hal tersebut sejalan dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk Indonesia, sehingga dibutuhkan sumber daya alternatif pengganti Bahan Bakar Minyak (BBM) sebagai salah satu upaya menjaga ketahanan energi secara nasional. Keberadaan BBM yang selama ini menjadi rantai energi telah mencapai titik kritis akibat menipisnya cadangan minyak nasional dan telah menjadikan Indonesia sebagai *net-oil importer* sejak tahun 2004.

Kebijakan *Energy Mix* yang telah dicanangkan Pemerintah Indonesia menitikberatkan terhadap penggunaan gas bumi, batubara dan energi terbarukan (*renewable*). Gas bumi memiliki keunggulan dibandingkan bahan bakar energi lainnya, termasuk batubara dan energi terbarukan. Selain pemanfaatan sebagai bahan bakar, gas bumi juga dimanfaatkan sebagai bahan baku. Di sisi lain, gas bumi memiliki harga yang lebih murah dan juga ramah terhadap lingkungan.

Berdasarkan data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), Indonesia memiliki cadangan gas bumi sebesar 150,70 Tscf. Cadangan ini tersebar sepanjang nusantara dengan besaran cadangan di wilayah barat cenderung lebih besar daripada di wilayah timur khususnya blok East Natuna (ESDM, 2015).



Gambar 1.1. Peta Cadangan Gas Bumi Indonesia (ESDM, 2015)

Produksi gas bumi nasional semakin meningkat, namun pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri masih rendah. Pemanfaatan gas bumi dalam negeri dialokasikan sekitar 4.479 MMscfd, sedangkan alokasi gas bumi untuk ekspor sekitar 3.347 MMscfd (SKK Migas, 2014). Namun demikian, upaya mengoptimalkan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri dihadapkan pada berbagai tantangan. Di antara hal yang paling mendasar saat ini adalah keterbatasan kapasitas dan interkoneksi infrastruktur gas bumi untuk mendukung optimasi distribusi gas bumi nasional.

Kebutuhan gas bumi dalam negeri cenderung terkonsentrasi di pulau Jawa, sementara ketersediaan cadangan gas bumi tersebar di seluruh nusantara. Maka dari itu meskipun cadangan gas bumi nasional tersedia, namun upaya untuk meningkatkan peranan gas bumi dalam memenuhi kebutuhan energi nasional tidak akan terwujud tanpa tersedianya infrastruktur gas bumi yang memadai.

Melalui Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, dan Peraturan Pemerintah Nomor 36 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi, Pemerintah memberikan peluang usaha yang terbuka lebar di bidang hilir migas, termasuk bidang gas bumi. Kebijakan turunan dari peraturan perundang-undangan tersebut juga telah ditetapkan agar terciptanya pemerataan pembangunan infrastruktur gas bumi nasional.

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 19 tahun 2009 tentang Kegiatan Usaha Gas Bumi Melalui Pipa mengatur ketentuan terhadap pemanfaatan bersama pipa transmisi dan atau distribusi. Di lain pihak, ketentuan tersebut juga memberikan keleluasaan kepada Badan Usaha untuk membangun pipa *dedicated* hilir apabila secara teknis dan ekonomis pipa transmisi dan atau distribusi tidak dapat dimanfaatkan bersama atau belum tersedia. Pipa *dedicated* hilir pada dasarnya merupakan pipa gas bumi yang dibangun dan dimanfaatkan oleh Badan Usaha untuk mengangkut gas bumi milik sendiri.

Pipa *dedicated* hilir adalah salah satu solusi dalam mempercepat perkembangan infrastruktur gas bumi nasional khususnya jaringan pipa. Namun saat ini pembangunan pipa *dedicated* hilir telah menjadikan pemanfaatan gas bumi tidak efisien dan tidak optimal. Hal ini disebabkan di satu wilayah atau jalur yang

sama, dimungkinkan terdapat beberapa pipa *dedicated* hilir meskipun dengan pemilik yang berbeda.

Dalam rangka efisiensi dan mengoptimalkan pemanfaatan dan pemenuhan kebutuhan gas bumi dalam negeri, Pemerintah dalam hal ini Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi (Ditjen Migas) dapat mewajibkan Badan Usaha pemilik pipa *dedicated* hilir untuk pemanfaatan bersama fasilitas yang dimilikinya. Hal tersebut dapat terpenuhi setelah mendapat pertimbangan dari Badan Pengatur (BPH Migas).

Berdasarkan data dari Ditjen Migas dan BPH Migas, saat ini terdapat 29 (dua puluh sembilan) Badan Usaha yang memiliki Izin Usaha dan Hak Khusus niaga gas bumi melalui pipa *dedicated* hilir.

Tabel 1.1 Daftar Badan Usaha Pemilik Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated* Hilir (BPH Migas, 2016)

No.	Badan Usaha	Jumlah Izin Usaha	No.	Badan Usaha	Jumlah Izin Usaha
1	PDPDE Sumsei	1	16	PT Muftara Energy	3
2	PT Banten Inti Gasindo	1	17	PT Odira Energi Persada	1
3	PT Bayu Buana Gemilang	3	18	PT Pasundan Resources	1
4	PT Berkah Usaha Energy	1	19	PT PDPDE Gas	1
5	PT Energasindo Heksa Karya	4	20	PT Pelangi Cakrawala Losarang	1
6	PT Dharma Pratama Sejati	1	21	PT Pertagas Niaga	3
7	PT Gagah Energi Indonesia	1	22	PT Pertamina Gas	1
8	PT Gazcomm Energi	1	23	PT Pertiwi Nusantara Resources	1
9	PT Gresik Migas	1	24	PT PGN (Persero) Tbk	2
10	PT Igas Utama	1	25	PT Sadikun Niagamas Raya	2
11	PT Indogas Kriya Dwiguna	1	26	PT Sarana Cepu Energi	1
12	PT Intermega Sabaku Indonesia	1	27	PT Sinergi Patriot Bekasi	1
13	PT Inti Daya Laju Prima	1	28	PT Sumber Petinda Perkasa	1
14	PT Krakatau Daya Listrik	1	29	PT Surya Cipta Internusa	1
15	PT Mitra Energi Buana	1			

Di Wilayah Jawa Timur, khususnya Kabupaten Gresik, terdapat 5 (lima) Badan Usaha eksisting yang memiliki pipa *dedicated* hilir, dan saat ini terdapat satu Badan Usaha yang sedang membangun pipa *dedicated* hilir baru di Gresik. Hal ini menyebabkan inefisiensi infrastruktur gas bumi dan disparitas harga jual gas bumi kepada konsumen. Secara tidak langsung hal tersebut juga menyebabkan persaingan usaha yang tidak wajar di antara pemilik pipa.

Melihat kondisi tersebut, perlu dilakukan evaluasi terhadap pipa niaga *dedicated* hilir di wilayah Gresik untuk penerapan pemanfaatan bersama. Pemanfaatan bersama terhadap pipa *eksisting* dapat menyederhanakan skema bisnis

gas bumi melalui pipa, sehingga dimungkinkan masalah *trader* bertingkat dapat terantisipasi yang akan berdampak terhadap harga jual gas bumi di konsumen akhir lebih kompetitif. Hal tersebut juga diharapkan dapat menjadi acuan yang dapat diimplementasikan untuk pemanfaatan gas bumi yang lebih optimal, sehingga gas bumi yang merupakan komoditas vital yang menguasai hajat hidup orang banyak dapat benar-benar bertujuan untuk menyejahterakan rakyat Indonesia.

1.2. PERUMUSAN MASALAH

Permasalahan yang akan menjadi fokus penelitian adalah:

1. Apakah potensi pasokan dapat mencukupi proyeksi kebutuhan di sekitar wilayah Gresik sampai tahun 2030.
2. Bagaimana menentukan jalur pipa yang layak dari beberapa pipa *dedicated* hilir eksisting di wilayah Gresik untuk diterapkan pemanfaatan bersama dengan mempertimbangkan kapasitas aliran maksimum, lokasi sumber pasok dan lokasi calon pengguna.
3. Dengan mempertimbangkan potensi pasokan dan proyeksi kebutuhan, serta jalur pipa yang layak, bagaimana skema optimisasi dan skenario paling efisien yang diperlukan apabila dibutuhkan pengembangan jaringan terhadap pipa *dedicated* hilir yang diterapkan pemanfaatan bersama.
4. Bagaimana aspek teknis dari jaringan yang telah dioptimisasi dengan memperhitungkan keseimbangan *linepack* yang menjadi dasar *gas management system* untuk penerapan pemanfaatan bersama.
5. Bagaimana penentuan dan besaran tarif pengangkutan untuk jaringan gas bumi yang telah diterapkan pemanfaatan bersama serta bagaimana parameter-parameter yang mempengaruhi besaran tarif tersebut.

1.3. TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk:

1. Mengetahui potensi pasokan dan proyeksi kebutuhan gas bumi di wilayah Gresik.
2. Mengetahui jalur pipa yang layak untuk diterapkan pemanfaatan bersama.
3. Mendapatkan skema optimisasi dan skenario yang paling efisien terhadap jaringan yang diterapkan pemanfaatan bersama.

4. Mengetahui aspek teknis terkait keseimbangan *linepack* yang merupakan dasar *gas management system*.
5. Mendapatkan besaran tarif pengangkutan untuk jaringan gas bumi yang telah diterapkan pemanfaatan bersama serta parameter-parameter yang mempengaruhi besaran tarif tersebut.

1.4. BATASAN PENELITIAN

Batasan masalah dari penelitian ini adalah mencakup:

1. Jalur pipa yang dianalisis adalah pipa *dedicated* hilir eksisting yang terletak di wilayah Gresik yang diperuntukkan untuk distribusi ke sektor kelistrikan dan industri.
2. Asumsi kebutuhan dan pasokan gas bumi yang dipergunakan dalam proyeksi berdasarkan data neraca gas bumi nasional (*uncommitted + committed supply + potential supply*) untuk wilayah Jawa Timur sampai dengan tahun 2030, dan data konsumsi bahan bakar minyak yang diperuntukkan untuk listrik dan industri.
3. Fokus analisis teknis terhadap skema pemanfaatan bersama dengan sistem wilayah jaringan distribusi.
4. Untuk optimisasi pengembangan jaringan, menggunakan aplikasi simulasi namun tidak membahas detail konstruksi dan pembangunan pipa yang akan diproyeksikan.
5. Perhitungan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sesuai dengan metode penetapan tarif oleh BPH Migas.

1.5. SISTEMATIKA PENULISAN

Dalam penyusunan tesis, susunan penulisan dibuat berdasarkan sistematika berikut:

BAB 1 PENDAHULUAN

Bab ini memuat penjelasan mengenai latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, batasan penelitian, dan sistematika penulisan.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini memuat teori yang akan digunakan yang berkaitan dalam penyelesaian masalah.

BAB 3 METODE PENELITIAN

Bab ini akan membahas mengenai metode yang digunakan dalam menyelesaikan masalah.

BAB 4 PEMBAHASAN

Bab ini memuat hasil analisis kebutuhan dan pasokan, hasil analisis pipa eksisting, hasil penentuan jalur pipa, hasil optimisasi jaringan, hasil analisis teknis, hasil perhitungan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa dan hasil analisis sensitivitas pada tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa.

BAB 5 KESIMPULAN



BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. GAS BUMI

2.1.1. Definisi dan Komposisi Gas Bumi

Gas bumi (*Natural Gas*) merupakan campuran dari hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari proses penambangan minyak dan gas bumi. Gas bumi diproduksi dari kerak bumi dan dapat digunakan sebagai bahan bakar atau bahan baku produk kimia (Tussing, 1995).

Gas bumi tidak berwarna, tidak berbau, dan tidak berasa, sehingga dikategorikan sebagai sumber energi yang paling bersih karena memiliki intensitas karbon rendah, paling aman, dan ramah terhadap lingkungan. Seperti halnya minyak bumi, batubara, serta produk turunannya, gas bumi termasuk energi yang tidak dapat terbarukan.

Komposisi terbesar dari gas bumi sekitar 60-90% adalah metana (CH_4), sedangkan sisanya mengandung etana (C_2H_6), propana (C_3H_8), Butana ($n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ & $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$), pentana (C_5H_{12}). Selain komponen tersebut, juga dapat ditemukan *acid gas* yang harus dibuang, seperti Hidrogen Sulfida (H_2S), Karbon dioksida (CO_2), Nitrogen (N_2), Helium (He) dan kandungan air (H_2O).

Tabel 2.1. Komposisi Kimia Gas Bumi (Boehm, & Saba, 2009)

Compound	Symbol	Percent in Natural gas
Methane	CH_4	60-90
Ethane	C_2H_6	0-20
Propane	C_3H_8	0-20
Butane	C_4H_{10}	0-20
Carbon dioxide	CO_2	0-8
Oxygen	O_2	0-0.2
Nitrogen	N_2	0-5
Hydrogen sulphide	H_2S	0-5
Rare gases	A, He	0-2

Pada umumnya gas bumi tidak dijual dalam bentuk satuan volume, melainkan satuan energi atau kalor yang dapat dihasilkan dari pembakaran gas bumi tersebut (Chandra, 2006). Satuan energi yang biasa digunakan adalah *British thermal unit* (Btu), *Joules* (J), dan *kilocalories* (kcal). Gas bumi berasal dari sumber yang berbeda akan memiliki komposisi yang berbeda pula, oleh karena itu nilai kalor (*heating value*) juga akan bervariasi tergantung dari komposisi campuran gas bumi masing-masing sumber.

Pengangkutan gas bumi dari sumber pasok sampai dengan konsumen menggunakan satuan volume, sehingga untuk mengetahui besaran kalor diperlukan konversi rata-rata nilai kalor per faktor volume. Rata-rata lapangan gas memproduksi gas dengan nilai kalor sampai dengan 1.800 Btu/ft³, yang setelah diproses akan berkurang menjadi 960 Btu/ft³ – 1.050 Btu/ft³ ketika sampai di konsumen, sehingga biasanya untuk memudahkan perhitungan digunakan 1.000 Btu/ft³ (Chandra, 2006).

Di seluruh dunia harga jual gas bumi dalam satuan mata dollar (atau mata uang lokal) per *British thermal unit*. (Btu). Satu Btu adalah energi yang dibutuhkan untuk menaikkan suhu sebanyak 1°F dari 1 *pound* air. Untuk industri besar pada umumnya digunakan MMBtu (juta Btu atau 10⁶ Btu).

2.1.2. Cadangan Gas Bumi

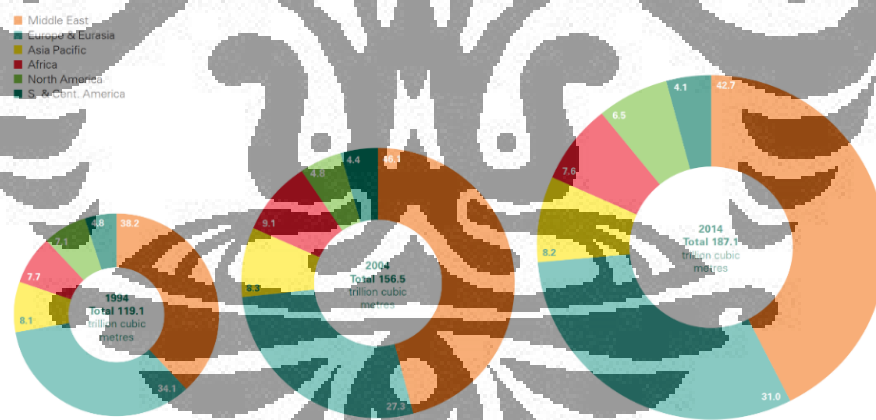
Sumber gas bumi adalah jumlah gas bumi yang telah ditemukan dan belum ditemukan yang terdapat di kerak bumi. Estimasi sumber gas bumi berdasarkan faktor independen seperti aksesibilitas, keekonomian dan teknologi, beberapa kategori sumber gas bumi adalah sebagai berikut:

- Sumber terbukti (*proved resources*); yaitu sumber yang diketahui telah ada dan bisa diambil sesuai dengan kondisi terkini, ditambah juga jumlah gas bumi yang terbukti tetapi belum bisa diakses, tidak ekonomis atau secara teknis sulit untuk diproduksi.
- Sumber tidak terbukti (*unproved resources*); yaitu sumber yang diperkirakan berdasarkan analisis dari ukuran dan karakteristik lapangan-lapangan dan cekungan-cekungan hidrokarbon, tetapi belum terbukti ada melalui aktifitas pengeboran.

- Sumber belum ditemukan (*undiscovered resources*); yaitu sumber yang secara umum diyakini ada di suatu lapangan hidrokarbon tetapi belum berhasil ditemukan.

Cadangan gas bumi atau *proved resources* mengacu kepada estimasi jumlah gas bumi yang bisa diambil di tahun-tahun mendatang dari reservoir yang sudah diketahui sesuai dengan metode, ekonomis dan kondisi teknis saat ini. Cadangan dianggap terbukti jika yang bisa diproduksi secara ekonomis didukung oleh produksi aktual atau pengujian melalui pengeboran formasi geologi reservoirnya.

Dari data *BP Statistical Review of World Energy 2015*, cadangan gas bumi terbukti adalah sebesar 187,1 Tcm (*Trillion cubic meter*) atau setara 6.606,4 Tcf (*Trillion cubic feet*), dan yang diproduksi pada tahun 2014 sebesar 3,460.6 Bcm (*Billion cubic meter*) yang setara 122.15 Tcf. Cadangan terbesar dimiliki oleh Iran sebesar 1.201,4 Tcf (18,2% cadangan dunia) yang diikuti oleh Rusia sebesar 1.152,8 Tcf (17.4 % cadangan dunia). Pada Gambar 2.1 ditunjukkan distribusi prosentase peningkatan cadangan gas bumi terbukti tahun 1994, 2004 dan 2014.

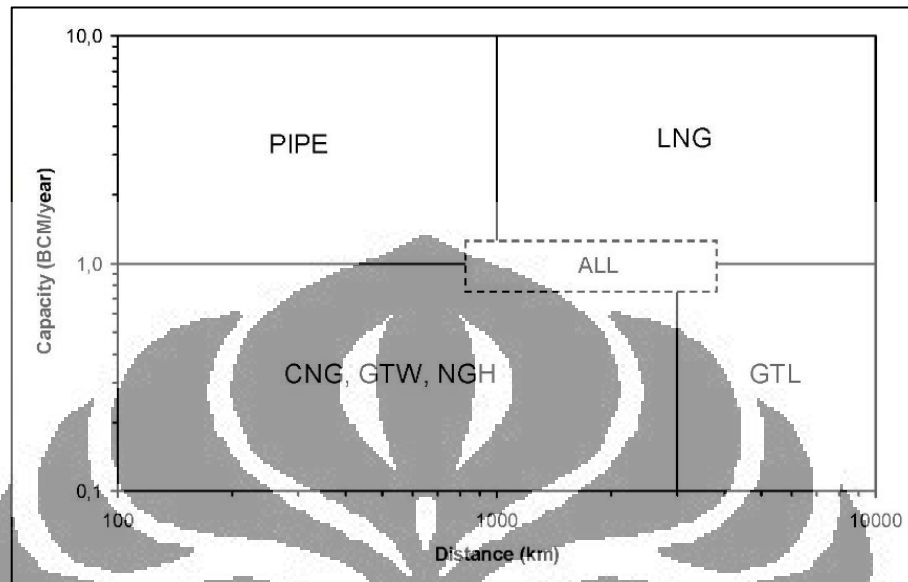


Gambar 2.1. Prosentase Cadangan Gas Bumi Terbukti Dunia tahun 1994, 2004, dan 2014 (British Petroleum, 2015)

2.1.3. Transportasi Gas Bumi

Lokasi sumber gas bumi pada umumnya bervariasi, sehingga untuk mendistribusikan gas bumi dari sumber pasok atau lapangan sampai ke konsumen dibutuhkan moda transportasi. Moda transportasi yaitu suatu peralatan yang digunakan untuk memudahkan pengangkutan gas bumi. Adapun pemilihan sistem

transportasi atau pengangkutan gas bumi didasarkan atas jarak serta volume yang akan diangkut, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2. Berdasarkan gambar tersebut, dapat dilihat kelayakan berbagai jenis moda transportasi untuk gas bumi.



Gambar 2.2. Diagram Kapasitas Pengangkutan dan Jarak (Gudmundsson, & Mork, 2001)

- Moda transportasi *Compressed Natural Gas* (CNG)

Transportasi ini digunakan untuk lapangan sumber gas berskala kecil (5 – 10 MMsm³/day). Kelayakan moda ini akan ekonomis bila jarak antara pasar dan sumber masih dalam radius 700 km. Besarnya biaya transportasi CNG ditentukan oleh besarnya investasi dan jarak dari sumber ke konsumen.

- Moda transportasi Pipa

Transportasi ini merupakan yang paling banyak digunakan untuk transmisi gas bumi dengan kapasitas besar dan jaraknya mencapai sekitar 3000 km, semakin jauh jarak antara konsumen dan sumber gas, maka moda transportasi pipa akan semakin mahal. Transportasi gas bumi dengan menggunakan pipa paling umum digunakan, hal ini dikarenakan fleksibilitas yang tinggi dari segi kapasitas dan jarak serta biaya investasinya. Investasi untuk wilayah *offshore* lebih tinggi dibandingkan

investasi di *onshore*, sehingga untuk daerah *offshore* dengan jarak yang relatif jauh, lebih cenderung digunakan moda transportasi LNG.

- Moda transportasi *Liquefied Natural Gas* (LNG)

Transportasi ini digunakan untuk mengangkut gas bumi dalam kapasitas yang besar dan jarak antara sumber pasokan dengan konsumen sangat jauh. Dalam moda ini dibutuhkan fasilitas antara lain: fasilitas dermaga termasuk *Jetty* dan fasilitas *loading* dan *unloading*; kapal tanker LNG; Terminal regasifikasi LNG; dan koneksi ke jaringan pipa untuk pendistribusian.

- Moda transportasi *Gas to Liquid* (GTL)

Salah satu moda transportasi yang masih tahap pengembangan dan belum digunakan secara umum adalah GTL. GTL diyakini merupakan salah satu cara yang efisien untuk mengkonversi gas menjadi cairan sehingga mudah dalam transportasi dan pemanfaatan. Transportasi menggunakan GTL akan ekonomis bila digunakan pada kisaran jarak antara 2.200 – 5.000 km dengan kapasitas antara 5 – 10 MMsm³/day.

- Moda transportasi *Gas to Solid* (GTS)

GTS atau juga dikenal sebagai *Natural Gas Hydrates* (NGH) merupakan kristal es yang terbentuk menutupi molekul gas yang terjebak di dalamnya. GTS stabil pada tekanan tinggi dan suhu rendah. Moda pengangkutan GTS masih dalam status pengembangan dan diperkirakan akan menjadi media baru penyimpanan dan transportasi dikarenakan stabilitas yang tinggi terhadap suhu rendah dan tekanan tinggi.

2.1.4. Pemanfaatan Gas Bumi

Secara umum pemanfaatan gas bumi dibagi ke dalam tiga kelompok utama (ESDM, 2015), yaitu sebagai berikut:

- Pemanfaatan gas bumi sebagai energi, digunakan untuk bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas atau uap, bahan bakar industri ringan, menengah dan berat, bahan bakar kendaraan bermotor, hingga bahan bakar rumah tangga. Gas bumi untuk pembangkit memiliki kelebihan dibandingkan bahan bakar minyak ataupun batubara. Gas bumi lebih

murah daripada bahan bakar minyak dan lebih responsif terhadap fluktuasi beban listrik daripada batubara.

- Gas Bumi sebagai bahan baku, pada umumnya digunakan untuk industri pupuk dan petrokimia. Selain itu juga digunakan oleh industri methanol, industri plastik, industri besi tuang, pengelasan dan bahan pemadam api ringan. Industri petrokimia merupakan proses jaringan kompleks yang menggunakan gas bumi sebagai salah satu sumber bahan baku utamanya.
- Gas Bumi sebagai komoditas ekspor, yakni dalam bentuk *Liquefied Natural Gas* (LNG)

2.2. INDUSTRI GAS BUMI

Industri gas bumi merupakan industri yang bersifat monopoli alamiah dan potensial terbuka. Menurut Andrej Juris, struktur industri gas bumi yang terkait dengan tahapan pengembangan pasar gas bumi ada 3 jenis, yakni integrasi vertikal, akses terbuka (*open access*), dan pemisahan (*unbundled*) sekaligus kompetisi retail.

2.2.1. Integrasi Vertikal Industri Gas Bumi

Integrasi vertikal adalah industri gas bumi yang memiliki satu pasar. Dengan kondisi gas bumi dan fasilitas pengangkutannya dari titik terima sampai ke titik serah dilakukan oleh pemilik gas bumi. Di Indonesia kegiatan tersebut dikategorikan sebagai pipa distribusi *dedicated* hilir. Gambar 2.3 menunjukkan skema integrasi vertikal, dengan kondisi gas bumi diangkut dari lapangan produksi melalui pipa transmisi atau distribusi pemilik gas bumi sampai dengan konsumen akhir.

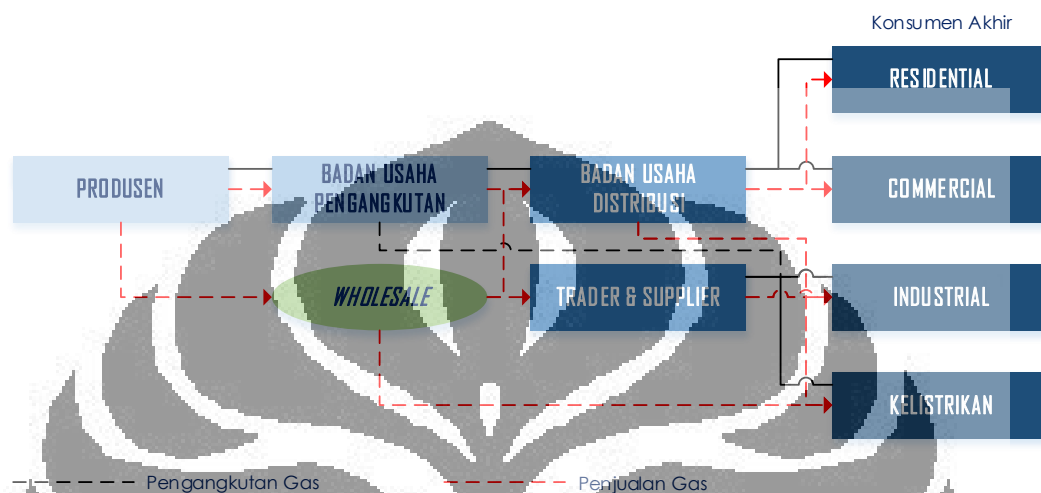


Gambar 2.3. Skema Industri Gas Bumi Integrasi Vertikal (Juris, 1998)

2.2.2. Open Access dan Kompetisi Wholesale

Adanya *open access* pada pipa gas bumi akan menciptakan dua sistem yang berbeda, yaitu pasar gas bumi yakni perdagangan gas bumi sebagai komoditas yang dapat menurunkan harga serta resiko pasokan, dan pasar transportasi yakni

perdagangan jasa pengangkutan gas bumi melalui sistem pipa. Sehingga dengan demikian, sistem bisnis gas bumi semakin terbuka dan efektif yang dapat menjadikan pihak ketiga dapat mengakses jaringan pipa (*mandatory third-party access*). Sistem pengangkutan umumnya diberikan untuk jaringan pipa gas bumi dengan tekanan tinggi (transmisi) dan tekanan menengah (distribusi).



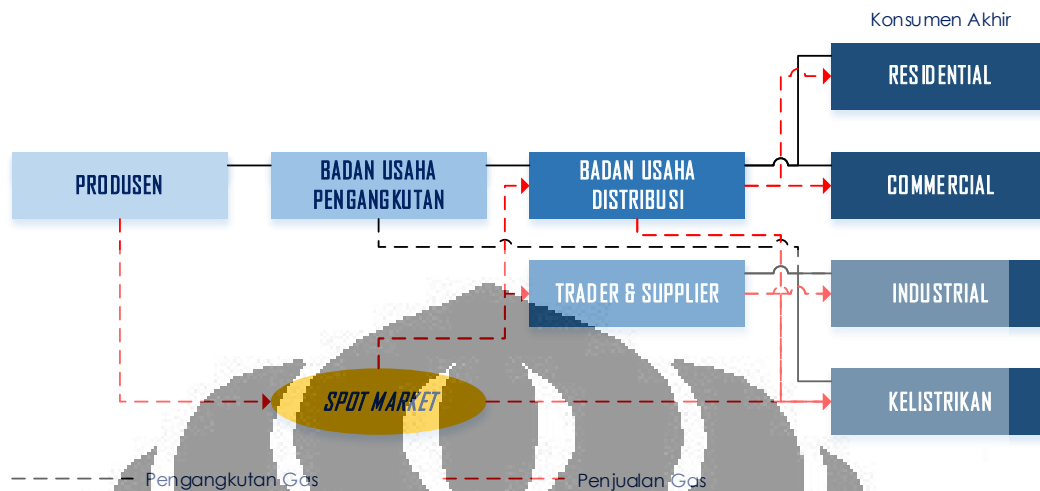
Gambar 2.4. Skema Industri *Open Access* dan Kompetisi *Wholesale* (Juris, 1998)

Kategori ini adalah model pasar gas yang memberikan akses hanya kepada perusahaan pemilik pipa transmisi (*wholesale*). Perusahaan berkompetisi untuk menjual gas bumi secara terpisah (*unbundling*) ke konsumen besar. Skema kategori *open access* dan kompetisi *wholesale* ditunjukkan pada Gambar 2.4. gas dari sumber dijual ke perusahaan pemilik pipa transmisi dan *wholesaler* yang diangkut melalui pipa milik perusahaan pengangkutan, kemudian *wholesaler* menjual ke konsumen besar antara lain untuk pembangkit listrik dan industri besar, serta ke perusahaan niaga (*Local Distribution Company*) untuk penyaluran gas bumi ke konsumen akhir.

2.2.3. Industri *Unbundled* dan Kompetisi Retail

Industri *unbundled* dan kompetisi retail (*full retail competition*) adalah skema industri gas bumi yang ditunjukkan melalui akses pihak ketiga (*third party access*) meliputi industri transmisi dan distribusi sehingga seluruh konsumen dapat memilih dengan leluasa pemasok gas bumi. Fungsi kontrol harga gas bumi tidak

diatur. Skema seperti ini telah diterapkan oleh Inggris Raya. Skema ini ditunjukkan pada Gambar 2.5.

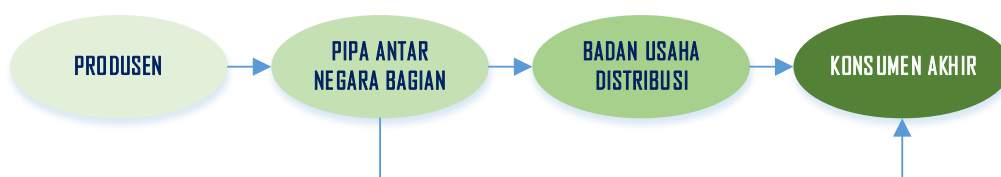


Gambar 2.5. Skema Industri *Unbundled* dan Kompetisi Retail (Juris, 1998)

Local Distribution Company (LDC) adalah Perusahaan yang bergerak dalam kegiatan pengangkutan dan penyeraan gas bumi ke konsumen di wilayah tertentu. Kepemilikan LDC terbagi atas LDC yang dimiliki swasta dan LDC yang dimiliki pemerintah daerah dengan sistem gas publik. LDC berfungsi mengangkut gas bumi dari titik sepanjang jalur pipa *interstate* dan *intrastate* melalui pipa distribusi berdiameter kecil dengan jarak yang cukup jauh. LDC membutuhkan jaringan pipa distribusi yang luas dan berdiameter kecil karena harus mengalirkan gas bumi ke lokasi konsumen yang berbeda.

2.2.4. Industri Gas Bumi Amerika

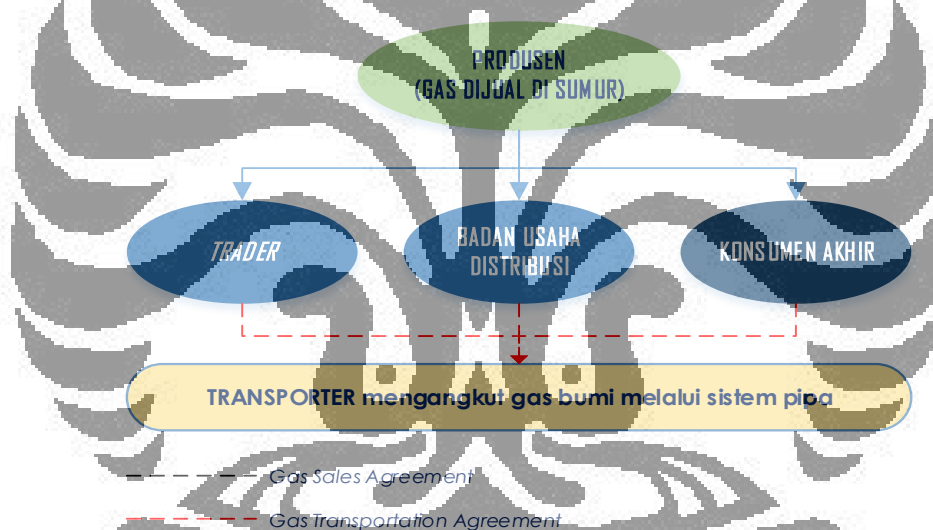
Industri gas bumi yang paling berkembang di benua Amerika adalah di Amerika Serikat (AS). Struktur industri gas bumi AS pra regulasi sangat sederhana, yang hanya terdiri dari produsen, pipa *interstate* (pipa antar negara bagian), LDC dan konsumen, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.6.



Gambar 2.6. Struktur Gas Bumi AS Pra Regulasi (Juris, 1998)

Deregulasi industri gas bumi AS dimulai pada tahun 1978, dengan dilepaskannya kontrol sebagian harga gas bumi di sumur. Pada tahun 1985 badan regulator AS memperkenalkan konsep *open access* untuk perusahaan transmisi dengan mengangkut gas bumi yang dibeli langsung oleh konsumen ke produsen. Tahun 1989 masuk ke tahapan pelepasan kontrol atas harga gas bumi di kepala sumur. Tahun 1992 FERC mewajibkan perusahaan pengangkutan gas bumi untuk *unbundle* dengan tujuan melengkapi proses restrukturisasi di tingkat *wholesale*, yang menjamin kompetisi dengan meningkatkan transparansi penerapan tarif, yang pada akhirnya menurunkan biaya penyediaan gas di konsumen.

Deregulasi industri gas bumi AS berubah menjadi lebih terbuka. Struktur industri gas bumi AS yang disederhanakan setelah sistem *unbundling* ditunjukkan pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7. Struktur Gas Bumi AS Pasca Regulasi (Juris, 1998)

2.2.5. Industri Gas Bumi Eropa

Industri gas bumi Eropa pra regulasi sangat terintegrasi dan terpusat, yakni perusahaan-perusahaan dalam industri *mid-stream* menikmati hak eksklusif untuk memasok pelanggan mereka yaitu industri besar dan LDC, sekaligus melakukan impor dan ekspor gas bumi. Sebagai imbalan atas eksklusivitas ini, perusahaan dipercayakan dengan berbagai kewajiban pelayanan publik dan tugas, yaitu menjamin kehandalan pasokan pada dengan harga yang wajar untuk berbagai kategori pengguna gas bumi.

Di sisi lain, LDC wajib menjamin koneksi konsumen, apabila sambungan tersebut secara ekonomi dapat dibenarkan. Harga gas bumi di pengguna akhir tunduk pada kontrol publik, melalui kepemilikan LDC oleh pemerintah lokal atau daerah dan dalam pengawasan menteri. Perusahaan-perusahaan gas membebaskan biaya investasi baru langsung kepada pelanggan mereka, yang tidak memiliki pilihan lain kecuali menerima tarif sebagai yang telah ditentukan. Selain itu tarif yang dimaksud adalah gabungan (*bundled*), hal ini berarti konsumen membayar tarif gabungan untuk pengangkutan, distribusi dan komponen bahan bakar.

Pada tahun 1988, Komisi Eropa menerbitkan yang bertujuan merestrukturisasi pasar energi Eropa sehingga energi dapat diperdagangkan secara kompetitif di Eropa. Inisiatif ini didukung oleh industri besar dan sektor listrik, tetapi juga mendapatkan perlawanan dari sebagian besar pelaku industri *upstream* dan *midstream*, karena akan mempengaruhi profitabilitas.

Kendala liberalisasi lainnya adalah banyak negara anggota Uni Eropa yang takut kehilangan kontrol atas kebijakan energi mereka dalam kaitannya dengan kewajiban layanan publik. Namun demikian, pada sekitar tahun 1990, *European Union Commission (EUC)* mengeluarkan kebijakan *Price Transparency Directive* dan *Gas Transit Directives*. Kebijakan tersebut, walaupun pengaruhnya kecil, akan tetapi menjadi perhatian Komisi Uni Eropa untuk menindaklanjutinya melalui proses legislatif di negaranya masing-masing.

Pada tahun 1988, Uni Eropa membuka *midstream* market melalui kebijakan hak akses ke jaringan pipa gas bagi para produsen listrik dan konsumen besar gas bumi. Kebijakan tersebut bertujuan untuk memastikan penyediaan akses kepada pihak ketiga (*third party access*). Secara bertahap kebijakan ini memperkenalkan kebebasan memilih pemasok gas bumi oleh para pelanggan yang memenuhi kriteria (*eligible customers*) dan pemisahan pembukuan (*separate accounts*) tetapi belum menjadi sistem *unbundling* yang tegas.

Tahun 2003, *the Second Gas Directive* diterbitkan, yang intinya mengurangi kelonggaran pengimplementasiannya di masing-masing negara anggota. Salah satunya adalah merubah aturan *third party access* wajib dilaksanakan berdasarkan pada tarif yang telah disetujui dan dipublikasikan untuk

digunakan sebagai akses jaringan pipa transmisi, jaringan pipa distribusi dan fasilitas LNG, juga *balancing service*.

Selain itu, para pemilik pipa transmisi dan jaringan pipa distribusi harus melakukan pemisahan manajemen (*functional unbundling*) dan selanjutnya pemisahaan perusahaan (*legal unbundling*). Selain itu kebijakan tersebut adalah mengharuskan setiap negara membentuk regulator energi nasional (*national energy regulators*), yang berperan menyetujui dan mengendalikan tarif, serta memastikan tidak adanya diskriminatif akses ke jaringan pipa gas bumi dan pelaksanaan *unbundling*.

Regulasi jaringan komersial di Eropa saat ini adalah regulasi *entry/exit*, yakni pemain pasar mempunyai hak untuk menginjeksikan gas buminya ke dalam sistem pada titik *entry* manapun dan mengambil gas dari titik *exit* manapun. Regulasi ini bertujuan untuk meningkatkan likuiditas pasar grosir. Dalam rangka memfasilitasi perdagangan komoditas gas bumi layanan jaringan disosialisasikan di zona pasar. Selain kapasitas pengangkutan, jaringan pipa juga dapat menjadi fasilitas *storage* menggunakan kapasitas *linepack*. *Linepack* tergantung pada tekanan pipa sehingga pada kenyataannya menjadi pengganti kapasitas transmisi.

Inggris merupakan negara peringkat pertama dalam liberalisasi gas bumi. Inggris menunjukkan bahwa pengembangan pasar gas bumi yang kompetitif harus didukung oleh struktur industri yang tepat dan regulasi untuk melindungi pendatang baru. Untuk mempromosikan sistem kompetisi, liberalisasi pada pasokan gas bumi dan harga gas harus disertai dengan penerapan *open access* untuk pasokan gas dari produsen dan kapasitas pengangkutan untuk memberikan gas bumi kepada konsumen (Juris, 1998).

Di Inggris pipa transmisi gas dimonopoli oleh National Grid Plc, dan pada masing-masing negara anggota Inggris Raya, jaringan pipa distribusi dimonopoli oleh hanya satu perusahaan. Dengan monopoli jaringan pipa gas, maka Inggris dapat memisahkan kegiatan pengangkutan dan niaga gas secara kepemilikan (*ownership unbundling*). Jaringan pipa gas di Inggris dapat digunakan oleh siapa saja dengan prinsip *common carriage*, yakni setiap pengguna pipa mempunyai hak yang sama, tidak seperti prinsip *open access* yang menganut prinsip *first come first serve*.

Baik di AS maupun di Eropa, pengaturan jaringan transmisi gas telah mengalami perubahan besar sejak awal tahun 1990an. Perbedaan industri gas bumi di AS dan Eropa yakni regulator Eropa ingin bergerak ke arah regulasi insentif untuk pipa *unbundle* sebagai bagian dari rantai nilai, sedangkan regulator AS bertujuan untuk mempromosikan kompetisi melalui kombinasi antara *unbundling*, pengaturan tingkat jangka pendek yang fleksibel, hak milik yang kuat bagi pemegang kontrak kapasitas, dan mengendalikan penyalahgunaan kekuatan pasar. Meskipun mempunyai cara yang berbeda, namun kedua regulator ini mempunyai tujuan yang sama yaitu untuk meningkatkan efisiensi.

Proses deregulasi industri gas bumi di AS dan Eropa bertujuan untuk meliberalisasi atau mengkompetisikan kegiatan industri gas bumi yang potensial untuk dikompetisikan, yaitu kegiatan produksi atau pemasokan gas bumi dan kegiatan perniagaan gas bumi. Selain itu, adalah melakukan pengaturan terhadap kegiatan industri gas bumi yang bersifat monopoli alamiah yaitu kegiatan penyediaan infrastruktur jaringan pipa transmisi dan distribusi gas bumi.

2.3. INDUSTRI GAS BUMI INDONESIA

Indonesia merupakan salah satu negara yang kaya akan sumber daya alam, salah satunya gas bumi. Keberadaan gas bumi sebagai energi yang diperhitungkan baru muncul pada awal dekade 1970. Kala itu, terjadi peningkatan pemanfaatan gas bumi tidak hanya untuk pemakaian di pengeboran dan pengilangan minyak. Akibat perang di Timur Tengah pada 1973 antara negara-negara Arab dengan Israel, harga minyak bumi sebagai sumber energi utama di dunia meningkat drastis. Dari USD 1,67 per barel menjadi 11,70 per barel, akibat boikot negara-negara penghasil minyak yang tergabung dalam *Organization of Petroleum Exporting Countries* (OPEC).

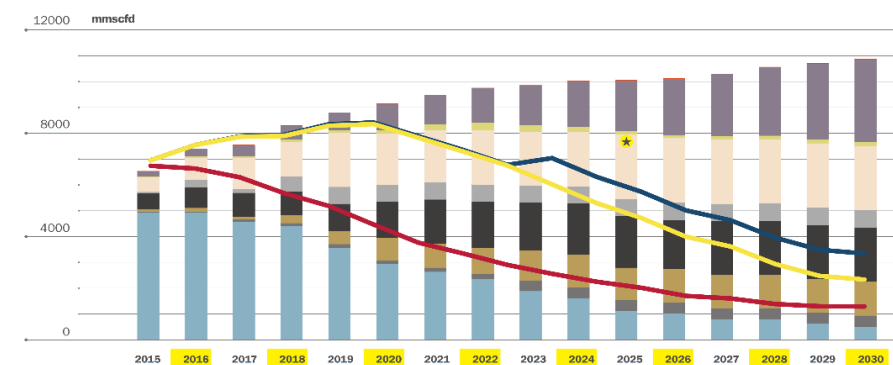
Ketidakstabilan harga minyak bumi membuat negara-negara industri mencari energi alternatif berupa gas bumi. Hal tersebut mejadi peluang bagi Indonesia yang dengan sigap mulai memproduksi *Liquefied Natural Gas* (LNG) dan *Liquefied Petroleum Gas* (LPG). Produksi disesuaikan dengan jumlah kebutuhan, baik untuk dalam negeri maupun tujuan ekspor. Oleh karena itu, Indonesia menjadi salah satu negara eksportir gas terbesar.

2.3.1. Cadangan Gas Bumi Indonesia

Indonesia merupakan salah satu negara yang memiliki cadangan cukup besar, yakni 1,5 % cadangan gas terbukti dunia. Di Asia Pasifik, cadangan gas bumi Indonesia menempati urutan kedua setelah Cina. Seperti telah ditunjukkan pada Bab I, Indonesia memiliki cadangan gas bumi terbukti sekitar 150,70 Tscf (ESDM, 2015). Sebagian besar cadangan terbukti terdapat pada lapangan yang belum dapat diproduksi.

Industri hulu minyak dan gas bumi nasional mengalami perubahan paradigma. Paradigma tersebut antara lain kegiatan eksplorasi cenderung mengarah ke wilayah timur Indonesia dan laut dalam, produksi gas bumi yang diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, penemuan cadangan gas bumi lebih tinggi dibanding penemuan cadangan minyak bumi serta industri migas menjadi salah satu lokomotif penggerak ekonomi nasional.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) meyakini bahwa potensi cadangan gas bumi Indonesia akan bisa bertahan sampai lebih 59 tahun lagi, sesuai dengan komposisi *reserve to production*. Namun hal tersebut tidak bisa memberi kepastian tingkat produksi gas bumi bisa memenuhi kebutuhan. Berdasarkan Neraca Gas Bumi Nasional, pasokan gas bumi pada tahun 2030 akan menurun menjadi sekitar 1.202 MMscfd atau penurunan sekitar 11% per tahun. Hal ini terjadi apabila tidak terdapat penambahan pasokan dari lapangan-lapangan gas baru. Namun dengan adanya upaya penambahan cadangan dan pasokan gas bumi dari lapangan baru, penurunan produksi gas bumi Indonesia dapat ditekan menjadi hanya sebesar 3% per tahun sehingga pada tahun 2030 diperkirakan sebesar 4.263 MMscfd. Grafik pasokan gas bumi Indonesia 2015 – 2030 ditunjukkan pada Gambar 2.8.



Gambar 2.8. Pasokan Gas Bumi Indonesia 2015 – 2030 (ESDM, 2015)

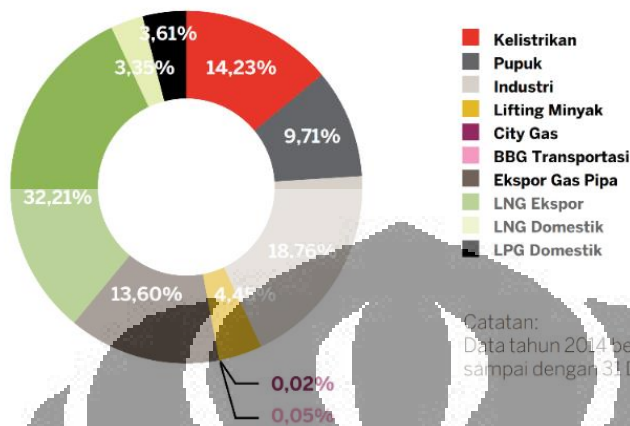
2.3.2. Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia

Rata-rata pasokan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri mengalami peningkatan sebesar 9% sejak 2003 sampai dengan 2014, dan sejak 2014, pemanfaatan gas bumi untuk kepentingan domestik dapat ditingkatkan cukup signifikan, bahkan telah melebihi volume gas bumi yang diekspor. Berdasarkan data SKK Migas hingga Oktober 2014, gas bumi untuk mendukung dalam negeri telah dialokasikan sebesar 4.479 MMscfd, melebihi volume untuk ekspor, yakni sebesar 3.347 MMscfd. Dengan kata lain komposisi untuk kebutuhan dalam negeri dan ekspor masing-masing 57% dan 43%.

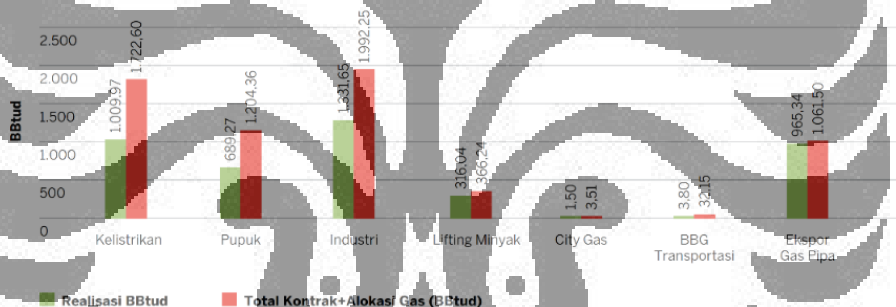
Namun demikian penambahan alokasi gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri masih terkendala karena ketidaksiapan infrastruktur di sektor hilir dalam menerima alokasi gas bumi yang telah disediakan. Keterbatasan kapasitas dan interkoneksi jaringan pipa juga menyebabkan kendala dalam memaksimalkan potensi gas bumi nasional. Kebutuhan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri paling banyak untuk industri yakni 18,76% kemudian untuk pembangkit listrik sebesar 14,23%. Gambar 2.9. menunjukkan data pemanfaatan gas bumi Indonesia tahun 2014.

Seperti yang telah disebutkan sebelumnya bahwa pemanfaatan gas bumi dibagi ke dalam tiga kelompok utama, yaitu sebagai bahan bakar atau energi, sebagai bahan baku, dan sebagai komoditas ekspor. Sementara itu di Indonesia, selain pemanfaatan gas bumi dari tiga kelompok di atas, gas bumi di Indonesia juga digunakan untuk membantu peningkatan produksi minyak, khususnya untuk sumur-sumur milik PT Chevron Pacific Indonesia di Riau. Pemanfaatan gas bumi

melalui pipa pada Tahun 2014 adalah sebesar 4.317,57 BBtud termasuk ekspor melalui pipa milik PT Transportasi Gas Indonesia Ruas Grissik – Singapura, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.10.



Gambar 2.9. Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia 2014 (SKK Migas, 2015)



Gambar 2.10. Realisasi Penyaluran Gas Melalui Pipa untuk Kebutuhan Dalam Negeri Tahun 2014 (SKK Migas, 2015)

2.3.3. Regulasi Gas Bumi Indonesia

Regulasi gas bumi Indonesia mencerminkan kedaulatan energi untuk mencapai sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Hal ini sesuai dengan prinsip kedaulatan dalam Undang-Undang Dasar 1945. Namun demikian, industri gas bumi memiliki kompleksitas yang tinggi bila dilihat dari proses produksi, pengangkutan, pemasaran, hingga pemanfaatan gas bumi di tingkat konsumen. Hal tersebut membuat mata rantai industri gas bumi sangat panjang (ESDM, 2015). Oleh karena itu, regulasi gas bumi Indonesia yang akan dibahas dalam tesis ini difokuskan terhadap hal-hal yang terkait dengan kegiatan usaha gas bumi melalui pipa di Indonesia

Sesuai dengan Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi, sektor minyak dan gas bumi Indonesia terdiri dari dua kegiatan usaha yaitu kegiatan usaha hulu dan kegiatan usaha hilir. Kegiatan usaha hulu terdiri dari kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang diatur melalui Peraturan Pemerintah Nomor 35 tahun 2004, sedangkan kegiatan usaha hilir sebagaimana diatur melalui Peraturan Pemerintah Nomor 36 tahun 2004, terdiri dari kegiatan usaha pengolahan, penyimpanan dan niaga.

Kegiatan usaha gas bumi melalui pipa terdiri dari kegiatan usaha pengangkutan dan kegiatan usaha niaga. Hal tersebut kemudian diatur lebih detail melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2009. Menteri ESDM bertindak selaku pembuat kebijakan dan dibantu oleh Direktur Jenderal Migas selaku regulator usaha, keteknikan, keselamatan kerja, dan lindung lingkungan serta pemberian izin usaha hilir minyak dan gas bumi. Hal tersebut termasuk kegiatan usaha gas bumi melalui pipa.

Untuk pengaturan dan pengawasan terhadap kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa dilakukan oleh Badan Pengatur (BPH Migas) sebagaimana amanat Undang-Undang Nomor 22 tahun 2001. Kewenangan BPH Migas yang diatur dalam PP 36 tahun 2004 yaitu:

- Menetapkan Ruas Transmisi dan Wilayah jaringan Distribusi yang didasarkan pada pertimbangan teknis dan ekonomis untuk dilelang kepada Badan Usaha yang telah memiliki Izin Usaha pengangkutan Gas Bumi melalui pipa.
- Memberikan hak khusus pengangkutan Gas Bumi melalui pipa pada Ruas Transmisi dan pada Wilayah Jaringan Distribusi melalui lelang berdasarkan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional.
- Menetapkan tarif sesuai dengan prinsip tekno ekonomi.
- Menetapkan harga Gas Bumi untuk rumah tangga dan pelanggan kecil dengan mempertimbangkan nilai keekonomian dari Badan Usaha serta kemampuan dan daya beli masyarakat.

- Menetapkan dan memberlakukan sistem informasi perusahaan dan akun pengaturan pada Badan Usaha yang melakukan kegiatan usaha pengangkutan Gas Bumi melalui pipa.
- Menghitung dan menetapkan besaran iuran Badan Usaha yang mempunyai kegiatan usaha di bidang pengangkutan Gas Bumi melalui pipa sesuai dengan Gas Bumi yang diangkut dan didistribusikan berdasarkan formula yang ditetapkan dalam Peraturan Pemerintah.
- Menyelesaikan perselisihan yang timbul terhadap pemegang Hak Khusus pengangkutan Gas Bumi melalui pipa dan/atau yang berkaitan dengan pelaksanaan pengangkutan Gas Bumi melalui pipa.

Dalam mengembangkan infrastruktur gas bumi nasional, Pemerintah menetapkan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional (RIJTDGBN) sebagai acuan bagi Badan Usaha untuk melakukan investasi dalam pembangunan infrastruktur pipa transmisi dan distribusi nasional, sekaligus sebagai acuan bagi BPH Migas dalam menetapkan ruas transmisi dan wilayah jaringan distribusi yang akan dilelang. Saat ini RIJTDGBN berubah nama menjadi Rencana Induk Infrastruktur Gas Bumi Nasional (RIIGBN). Dalam rencana induk tersebut pipa gas bumi dikategorikan ke dalam empat kategori, yaitu:

- Ruas Transmisi (*Open Access*)
Merupakan ruas pipa transmisi gas bumi yang ditetapkan oleh Pemerintah berdasarkan Rencana Pemerintah dan/atau usulan BPH Migas dan/atau usulan Badan Usaha yang pembangunan dan pengoperasiannya dilaksanakan oleh Badan Usaha melalui mekanisme lelang oleh BPH Migas dan/atau penugasan Pemerintah dalam kerangka kegiatan usaha pengangkutan gas bumi.
- Pipa *dedicated* hulu
Merupakan pipa transmisi gas bumi yang pengusulan, pembangunan dan pengoperasiannya dilakukan oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) melalui usulan kepada SKK Migas hingga dituangkan ke dalam kontrak jual beli gas bumi dalam rangka keperluan mengangkut gas bumi dari lapangan produksi ke pembeli dalam kerangka kegiatan usaha hulu

dengan mempertimbangkan pipa gas bumi eksisting yang menghubungkan sumber pasokan gas bumi dengan pembeli gas bumi.

- Pipa *dedicated* hilir

Merupakan pipa distribusi gas bumi yang pengusulan, pembangunan dan pengoperasiannya dilakukan oleh Badan Usaha setelah mendapatkan Izin Usaha Niaga Gas Bumi oleh Ditjen Migas untuk keperluan mengangkut gas milik sendiri ke konsumen akhir tertentu dengan mempertimbangkan rencana jalur pipa, integrasi dengan pipa transmisi dan/atau distribusi eksisting, sumber pasokan gas bumi, dan konsumen akhir pengguna gas bumi dalam kerangka kegiatan usaha niaga gas bumi.

- Pipa kepentingan sendiri

Merupakan pipa gas bumi yang pengusulan, pembangunan dan pengoperasiannya dilakukan oleh konsumen gas bumi dalam rangka menyalurkan gas bumi untuk kepentingan konsumen tersebut berdasarkan persetujuan pembangunan pipa kepentingan sendiri oleh Ditjen Migas.

BPH Migas mengatur dan mengawasi kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa dan kegiatan usaha niaga gas bumi melalui pipa *dedicated* hilir. Untuk itu, BPH Migas memberikan hak khusus dan menarik iuran berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 1 Tahun 2006.

Pada dasarnya industri gas bumi melalui pipa di Indonesia dilakukan dengan prinsip akses terbuka (*open access*) sehingga dapat dimanfaatkan bersama, sebagaimana telah diatur dalam UU Nomor 22 Tahun 2001, PP Nomor 36 Tahun 2004, PP Nomor 67 Tahun 2002, Peraturan BPH Migas Nomor 15 Tahun 2008, dan pengaturan kegiatan usaha gas pengangkutan gas bumi melalui pipa oleh BPH Migas lainnya.

Hal tersebut bertujuan agar meningkatkan pemanfaatan gas bumi dalam negeri, meningkatkan investasi pembangunan infrastruktur gas bumi serta menjamin efisiensi dan efektifitas pelaksanaan penyediaan gas bumi. Efisiensi dan efektifitas pengangkutan gas bumi melalui pipa dicerminkan melalui biaya pengangkutan gas bumi yang terjangkau sehingga berdampak terhadap harga jual gas bumi yang kompetitif.

Kondisi industri gas bumi melalui pipa di Indonesia saat ini bersifat kombinasi integrasi vertikal sekaligus liberal. Hal tersebut terjadi akibat antara lain:

- Adanya Badan Usaha yang melakukan kegiatan usaha niaga sekaligus pengangkutan pada pipa yang dimilikinya.
- Tidak adanya aturan terkait *eligible consumer* sehingga siapapun berhak mendapatkan alokasi gas bumi dari produsen.
- Prinsip infrastruktur gas bumi sebagai *natural monopoly* tidak terwujud, sehingga dimungkinkan satu wilayah terdapat beberapa pipa distribusi.
- Pembeli gas bumi dari produsen tidak mampu menjual gasnya kepada konsumen, sehingga butuh pihak ketiga untuk membeli gas tersebut.
- Produsen dimungkinkan untuk menyalurkan gas buminya langsung ke konsumen melalui pipa distribusi *dedicated* hulu.

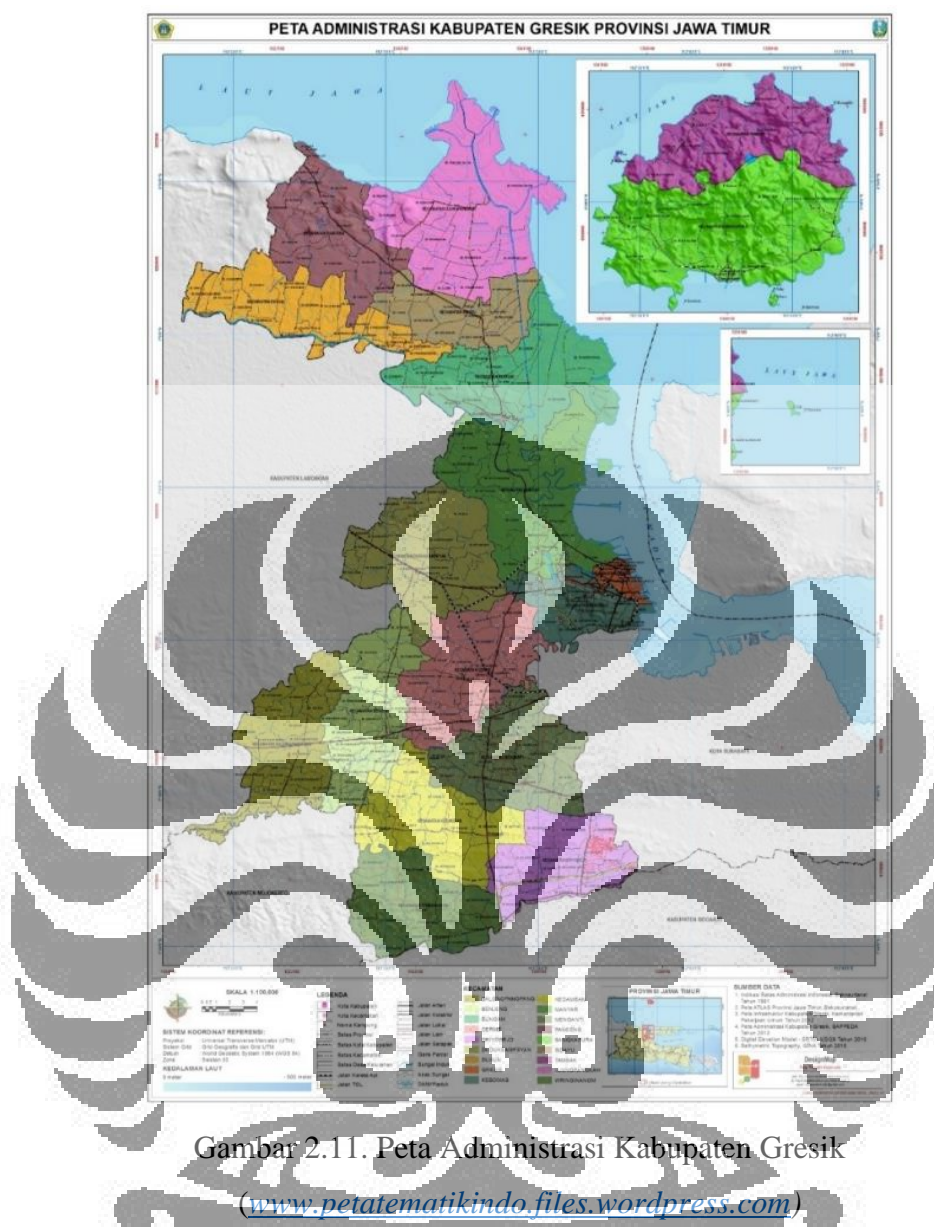
2.4. KABUPATEN GRESIK

2.4.1. Profil Kabupaten Gresik

Kabupaten Gresik (Gresik) terletak di sebelah barat laut Kota Surabaya dengan luas wilayah 1.191,25 km² yang terbagi dalam 18 Kecamatan dan terdiri dari 330 Desa dan 26 Kelurahan. Secara geografis wilayah Kabupaten Gresik terletak antara 112° - 113° BT dan 7° - 8° LS. Sebagian wilayah Kabupaten Gresik merupakan daerah pesisir pantai. Wilayah Gresik sebelah utara berbatasan dengan Laut Jawa, sebelah timur berbatasan dengan Selat Madura dan Surabaya, sebelah selatan berbatasan dengan Sidoarjo dan Mojokerto, dan sebelah barat berbatasan dengan Lamongan. Peta administrasi Gresik ditunjukkan pada Gambar 2.11.

2.4.2. Pemanfaatan Gas Bumi di Gresik

Cadangan gas bumi di wilayah Jawa Bagian Timur cukup besar, yakni sekitar 5,73 Tcf. Pada tahun 2015, pasokan gas untuk Jawa Bagian Timur sekitar 554 MMscfd, dan diperkirakan akan meningkat menjadi 697 MMscfd pada tahun 2020. Sedangkan kebutuhan berdasarkan kontrak pada 2015 sekitar 756 MMscfd dan akan menurun menjadi 326 MMscfd pada tahun 2020 (ESDM, 2015). Apabila kebutuhan potensial dan *committed* ditambahkan, akan terjadi defisit, namun hal tersebut diharapkan dapat dipenuhi dengan adanya penambahan pasokan dari beberapa lapangan baru yang akan *on-stream* pada periode 2016-2020.

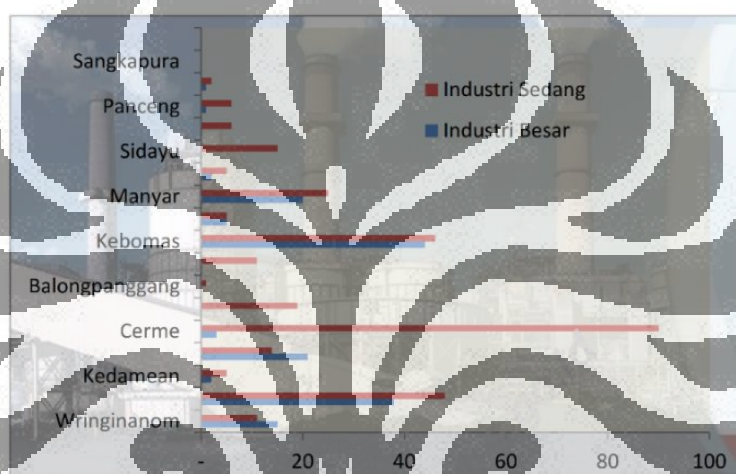


Untuk Kabupaten Gresik, pemanfaatan gas bumi relatif tercukupi, bahkan sebagian gas bumi di sekitar Gresik dibawa ke luar wilayah Gresik. Gresik merupakan kota industri dan tercatat memiliki 461 industri besar sedang. Kawasan industri Gresik terpusat di kecamatan Cerme dan Kebomas. Gambar 2.12. menunjukkan jumlah industri besar –sedang di Gresik berdasarkan kecamatan.

Di Gresik terdapat pipa transmisi *eksisting* ruas ORF Porong – Gresik milik PT Pertamina Gas. Pipa tersebut mengalirkan gas bumi dari lapangan gas bumi milik Kangean Energi Indonesia Limited (KEIL) sampai dengan PLN Gresik dan PKG Gresik. Selain itu juga terdapat 5 pipa distribusi *dedicated* hilir masing-

masing milik PT PGN (Persero) Tbk, PT Surya Cipta Internusa, PT Gresik Migas, PT Sarana Cebu Energi, dan PT Sadikun Niagamas Raya. Dan saat ini terdapat satu pipa transmisi milik PT Pertamina Gas Ruas Gresik – Semarang dan satu pipa distribusi *dedicated* hilir yang sedang dibangun oleh PT Petrogas Jatim Utama di Gresik.

Sumber gas bumi eksisting untuk Jawa Timur termasuk Gresik selain dari KEIL, juga dari Pertamina Hulu Energi *West Madura Offshore* (PHE WMO), SAKA Energy, Santos dan Pertamina EP. Sedangkan potensi pasokan gas bumi diperoleh dari Santos, PHE WMO, Husky CNOOC, dan HESS Pangkah.



Gambar 2.12. Jumlah Industri Besar – Sedang Kabupaten Gresik (Gresik dalam Angka 2015)

Berdasarkan data BPH Migas, Pemanfaatan gas bumi melalui pipa di Gresik pada tahun 2015 sekitar 172 BBtud pada Tahun 2015, \pm 80 BBtud untuk kelistrikan, \pm 47 BBtud untuk pupuk, dan \pm 45 BBtud untuk industri.

Potensi kebutuhan gas Gresik cukup besar, mengingat PLN memiliki pembangkit di Gresik. Untuk mendukung program Pemerintah membangun 35.000 MW, diperkirakan pembangkit di Gresik masih membutuhkan sekitar 50 MMscfd pada tahun 2016, dan akan meningkat menjadi 170 MMscfd.

2.5. KONSEP PEMANFAATAN BERSAMA PIPA GAS BUMI

Pemanfaatan bersama fasilitas pipa gas bumi merupakan bentuk upaya peningkatan dan efisiensi utilisasi infrastruktur pengangkutan gas bumi yang sudah lazim diterapkan di negara-negara maju. Selain pada pipa transmisi, pemanfaatan

bersama juga diterapkan pada pipa distribusi untuk menjamin adanya kompetisi yang sehat melalui penciptaan kesetaraan sehingga harus selalu memiliki reliabilitas yang tinggi. Dengan kondisi tersebut, semua pihak memiliki kesempatan akses dan utilisasi yang sama terhadap fasilitas pengangkutan gas bumi.

2.5.1. Skema Pemanfaatan Bersama

Terdapat beberapa skema pemanfaatan bersama pipa dan fasilitas pengangkutan gas bumi secara internasional yaitu:

- *Negotiated Access*, yaitu skema dengan prinsip *Business to Business* tanpa ada kewajiban secara regulasi.
- *Third Party Access*, yaitu skema yang diwajibkan oleh regulasi dengan jumlah pengguna dibatasi oleh ketentuan yang ditetapkan oleh pemilik fasilitas dan disetujui pengguna dan regulator.
- *Open Access*, yaitu skema yang diwajibkan regulasi untuk digunakan oleh banyak pihak dengan prinsip "*first come first served*" dan tingkat pemanfaatannya dibatasi dengan kapasitas maksimum.
- *Common Carriage*, yaitu skema yang diwajibkan untuk dapat diakses oleh pengguna tanpa batasan kapasitas, sehingga dibutuhkan penyesuaian alokasi kapasitas pengguna.

Aturan yang berlaku di Indonesia sesuai amanat Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 Pasal 8 ayat 3 adalah pemanfaatan bersama melalui skema *open access*. Skema *open access* memiliki prinsip dasar untuk dapat diterapkan yaitu:

- Pembatasan kapasitas maksimum penyaluran
- Pembedaan kepemilikan dan pengaturan penggunaan kapasitas
- Pembedaan kepemilikan gas bumi dalam fasilitas pengangkutan

Penerapan prinsip tersebut bertujuan untuk dapat menjaga hak dan kewajiban dari para pengguna pipa (*Shipper*) dan pemilik dan operator pipa pengangkutan (*Transporter*). Untuk itu diperlukan beberapa hal penting yakni:

- Dalam hal menerapkan pemanfaatan bersama dengan skema *open access* terhadap pipa distribusi *dedicated* hilir, perlu diidentifikasi kapasitas maksimum operasi dan kapasitas desain jaringan pipa. Secara umum pipa *dedicated* hilir merupakan pipa gas bumi *point to point* yang memiliki jumlah titik masuk dan titik keluar yang tidak banyak, dan juga desain pipa

dedicated hilir memiliki dimensi yang homogen pada jalurnya. Sehingga untuk menentukan kapasitas maksimum operasi dan kapasitas desain, parameter yang diperlukan menjadi tidak sulit.

- Pembagian kapasitas jaringan pipa pada para *shipper* berdasarkan prinsip *first come first serve*. Hal tersebut dapat dilakukan dengan mekanisme yang disepakati dalam *GTA (Gas Transportation Agreement)*.
 - Pengembangan kemampuan monitoring parameter aliran gas berupa tekanan, temperatur dan aliran (*flow*) dan pengendalian aliran sepanjang jaringan pipa gas bumi. Sehingga pengawasan utilisasi kapasitas pipa, perbedaan kepemilikan kapasitas pipa dari para *shipper* dan perbedaan kepemilikan gas dapat dilakukan.
 - Memiliki pengaturan akses berupa *Access Arrangement* yang harus dipatuhi oleh para *shipper* dan juga *transporter*. Aturan tersebut ditetapkan oleh BPH Migas.
 - Pengawasan dan pengendalian tingkat integritas fasilitas pipa oleh *transporter*, agar kondisi operasi jaringan pipa gas bumi mampu memenuhi hak setiap *shipper*.
- Selain hal tersebut di atas, apabila skema pemanfaatan bersama yang diterapkan berupa *open access* diperlukan prinsip *unbundling*, optimasi operasi, dan penerapan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa.

2.5.2. Aspek Teknis Pemanfaatan Bersama

Dalam mengimplementasikan pemanfaatan bersama dengan skema *open access*, ada beberapa aspek teknis yang harus dipenuhi agar fungsi jaringan pipa distribusi dalam lingkungan industri gas bumi yang terliberalisasi dapat terpenuhi.

Dalam pemanfaatan bersama pipa distribusi *dedicated* hilir, beberapa prinsip teknis yang harus dipenuhi yaitu:

- Ketersediaan kapasitas yang berkelanjutan (*Sustainability of capacity availability*)

Pemanfaatan bersama pipa distribusi *dedicated* hilir merupakan perangkat penting dalam mendukung berjalannya liberalisasi pasar. Maka dalam menjalankan fungsi untuk menjamin terjadinya persaingan yang sehat, maka penciptaan kesetaraan untuk seluruh pihak harus terjadi. Salah satu

bentuk kesetaraan itu adalah selalu tersedianya kapasitas untuk penyaluran gas bumi ke konsumen sesuai dengan tingkat kebutuhan saat itu. Pipa tersebut harus menjamin bahwa kapasitas tidak menjadi penghalang. Untuk memastikan kapasitas selalu tersedia, maka kemampuan memproyeksikan kebutuhan dan pelaksanaan perluasan atau pengembangan jaringan pipa distribusi (*gas distribution network extension*) harus dilakukan secara optimum. Penambahan jalur baru, atau penambahan *node* untuk kompresor dianalisis bersesuaian dengan dinamika pertumbuhan kebutuhan pasar di area tersebut.

- **Kehandalan (*Reliability*)**
Sebagai infrastruktur pengangkutan gas bumi yang digunakan pihak lain, maka harus dipastikan memiliki kemampuan penyaluran yang handal dan tingkat kegagalan penyaluran yang rendah. Bentuk pemenuhan aspek kehandalan antara lain pengelompokan konsumen, desain jalur alternatif, manajemen pipa terintegrasi, dan *database* infrastruktur.
- ***Gas Management System***
Dalam operasi jaringan pipa *open access* dibutuhkan adanya suatu sistem manajemen gas untuk mengelola berbagai persoalan di dalam operasi pipa, baik persoalan teknik maupun komersial (Sommeng & Purwanto, 2013).

2.5.3. *Gas Management System*

Pengoperasian jaringan pipa gas bumi yang dimanfaatkan bersama dengan skema *open access* lebih rumit dibandingkan dengan pengoperasian jaringan pipa gas niaga *dedicated* hilir. Pipa *dedicated* hilir hanya digunakan untuk perniagaan, sehingga gas bumi yang terdapat di dalam pipa tersebut adalah milik *transporter*. Oleh karena itu, jika terjadi perbedaan hasil pengukuran antara volume gas bumi yang masuk dan keluar dari sistem pipa tidak akan menimbulkan permasalahan.

Hal tersebut berbeda pada operasi jaringan pipa gas bumi *open access*, perbedaan pengukuran akan menjadi permasalahan bagi para *shipper*. Oleh sebab itu operasi jaringan pipa *open access* membutuhkan suatu sistem manajemen gas bumi untuk mengelola berbagai persoalan operasi pipa, baik persoalan teknik maupun komersial. Sistem tersebut dikenal sebagai *Gas Management System*

(GMS). Sommeng & Purwanto (2013) menyebutkan bahwa fungsi dari GMS adalah sebagai berikut:

- Mengatur nominasi gas bumi yang akan masuk ke dalam sistem pipa gas bumi oleh sejumlah *shipper*
- Mengatur jumlah gas bumi yang masuk ke dalam sistem pipa pada setiap titik terima (*receive point*)
- Mengatur jumlah gas bumi yang keluar dari sistem pipa pada setiap titik serah (*delivery point*)
- Menganalisis arah dan besar aliran gas bumi pada sistem jaringan pipa gas bumi yang lebih dikenal dengan istilah *balancing*.
- Menghitung *linepack* gas bumi pada sistem jaringan pipa gas bumi
- Menghitung *stock account* (jumlah gas bumi yang dimiliki masing-masing *shipper*) pada sistem jaringan pipa gas bumi.
- Menghitung *unaccounted for gas and losses* (UAFGL) pada sistem jaringan pipa, dan menghitung pembagian UAFGL bagi masing-masing *shippers* pada masing-masing ruas pipa.

Dalam pengoperasian jaringan pipa gas bumi sering terjadi ketidakseimbangan (*imbalance*), yaitu perbedaan volume gas bumi yang dimasukkan oleh para *shipper* ke dalam sistem pipa dengan volume gas bumi yang dikeluarkan oleh *transporter* dari sistem pipa. Apabila dalam waktu tertentu, jumlah volume gas bumi yang masuk ke dalam sistem, dikurangi dengan volume gas untuk *fuel* (kebutuhan kompresor dan listrik di stasiun kompresor), dikurangi jumlah toleransi *unaccounted for gas and losses* (UAFGL), jumlahnya sama dengan volume gas bumi yang keluar dari sistem, maka sistem pipa tersebut dalam keadaan keseimbangan (*balance*).

Istilah *balancing* pada sistem pipa mengacu pada manajemen *inventory* gas bumi dalam pipa, yang dikenal sebagai *Linepack*. Oleh karena itu *balancing* yang efektif terhadap sistem pipa merupakan elemen kunci dari suksesnya implementasi pemanfaatan bersama dengan skema *open access*.

2.5.3.1. *Linepack*

Linepack merupakan jumlah gas yang terdapat dalam sistem pipa dengan kondisi tekanan dan temperatur standar (14.7 psia dan 60°F) (Menon, 2005). Manajemen *linepack* atau sering dikenal dengan istilah *balancing*, merupakan inti dari *gas management system* dalam skema pemanfaatan bersama. *Linepack* terdiri dari *stock account* milik *transporter* dan *stock account* milik *shipper*. *Linepack* dikelola dengan mengontrol tingkat pemasukan gas ke dalam sistem pipa dan pengeluaran gas dari sistem perpipaan.

2.5.3.2. *Stock Account* milik *Transporter*

Stock account milik *transporter* merupakan jumlah gas minimum yang pertama kali dimasukkan ke dalam sistem pipa yang dibutuhkan untuk menciptakan adanya suatu gradien tekanan (*pressure gradient*) sedemikian rupa, sehingga dapat menimbulkan tekanan pada *delivery point* sebesar minimum *delivery pressure* yang telah ditentukan pada titik serah tersebut. *Stock account* milik *transporter* dikenal sebagai *Initial Fill* atau *Flowing Linepack*.

2.5.3.3. *Stock Account* milik *Shipper*

Stock account milik pemilik pipa (*transporter*) telah disebutkan sebelumnya sebagai *flowing linepack*. Sedangkan *stock account* milik pengguna *shipper* terdiri dari *flexibility linepack*, dan *emergency & contingency linepack*.

Flexibility linepack merupakan jumlah gas yang tersedia di antara batas *maximum* dan *minimum linepack* yang dapat digunakan. *Minimum linepack* merupakan batas bawah operasi aman jaringan yang terdiri dari *flowing linepack*, *emergency linepack*, dan *contingency linepack*. Sedangkan *maximum linepack* yaitu jumlah gas yang tersedia di dalam pipa apabila jaringan pipa tersebut dioperasikan pada tekanan maksimum operasi pipa (Sommeng & Purwanto, 2013).

Jumlah gas yang tersedia antara batas *maximum* dan *minimum linepack* merupakan *flexibility linepack* yang dapat digunakan. Adapun *emergency & contingency linepack* adalah kebutuhan *linepack* tambahan sebagai penyangga untuk menghadapi keadaan darurat. Di beberapa negara maju, *emergency & contingency linepack* bisa digunakan sebagai fasilitas *gas parking & loan* yang dikenakan oleh *transporter* kepada *shipper* dengan tarif tertentu.

Dalam pengoperasian jaringan pipa, *transporter* wajib menjaga agar jumlah gas bumi yang ada di dalam pipa selalu berada di antara batas maksimum dan batas minimum dari *linepack*. *Transporter* wajib menghitung perubahan *stock account* tiap *shipper* setiap jam, dan melaporkannya kepada masing-masing *shipper*, agar kedua belah pihak dapat mengantisipasi secara dini apabila *stock account* dari masing-masing *shipper* mendekati batas minimum atau batas maksimum.

2.5.4. Pemisahan (*Unbundling*)

Langkah pertama dari pemberlakuan skema *open access* adalah menentukan tarif pengangkutan (*toll fee*) yang besarnya ditentukan oleh Regulator. Untuk dapat menentukan besaran tarif pengangkutan tersebut, tentu Regulator harus mengetahui besarnya biaya modal (*Capital Expenditure*) dan biaya operasi (*Operational Expenditure*) dari jaringan pipa tersebut yang merupakan variabel utama untuk menghitung tarif. Oleh karenanya diperlukan adanya aturan *unbundling* dengan tujuan memisahkan *Capex* dan *Opex* kegiatan pengangkutan dari kegiatan perniagaan. *Unbundling* dilakukan secara bertahap dengan urutan tahapan sebagai berikut (Sommeng, & Purwanto, 2013):

- *Accounting Unbundling*
Accounting unbundling yaitu perusahaan melakukan pemisahan pembukuan (*accounts*) antara kegiatan pengangkutan dan kegiatan perniagaan, tujuannya agar pengeluaran biaya yang terkait dengan kegiatan pengangkutan teridentifikasi sehingga tarif pengangkutan dapat dihitung. Selain itu pemisahan pembukuan ini juga untuk menghindari adanya subsidi silang antara kegiatan pengangkutan dan kegiatan perniagaan.
- *Functional Unbundling*
Functional unbundling adalah bentuk pemisahan manajemen kegiatan pengangkutan gas bumi dari manajemen kegiatan perniagaan gas bumi, tujuannya agar perbedaan antara biaya kegiatan pengangkutan dan biaya perniagaan lebih baik dan lebih transparan, sehingga tarif yang ditetapkanpun benar-benar diturunkan dari biaya yang benar-benar timbul dari kegiatan pengangkutan.

- *Legal Unbundling*
Legal unbundling adalah memisahkan kegiatan pengangkutan dan kegiatan perniagaan masing-masing menjadi Badan Usaha (menjadi badan hukum) yang terpisah, tetapi kepemilikannya *masih* boleh dikuasai oleh satu entitas yang sama. Tujuan pemisahan ini agar pelaksanaan *open access* menjadi lebih transparan dan pelaksanaan *equal treatment* bagi seluruh pengguna lebih terjamin.
- *Ownership Unbundling*
Ownership unbundling adalah bentuk *unbundling* yang paling sempurna. Kegiatan pengangkutan dan kegiatan perniagaan, masing-masing harus dimiliki oleh entitas independen yang berbeda. Entitas ini tidak diperbolehkan untuk memiliki saham di masing-masing kegiatan tersebut.

2.5.5. Aspek Keekonomian Pemanfaatan Bersama

Kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa mempunyai sifat “*natural monopoly*” atau monopoli alamiah. Konsekuensi dari monopoli alamiah ini mengandung pengertian bahwa kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa akan lebih ekonomis dan lebih efisien (lebih murah biaya investasinya) jika hanya ada 1 pelaku usaha pada suatu jaringan pipa transmisi/wilayah jaringan pipa distribusi tertentu. Secara alamiah jaringan pipa gas dapat dikuasai oleh satu pelaku usaha saja, maka jaringan pipa tersebut harus diterapkan pemanfaatan bersama dengan skema *open access* agar penggunaannya optimal. Dengan skema *open access*, pihak lain diperbolehkan menggunakan jaringan pipa dengan membayar tarif pengangkutan atau *toll fee*.

Sementara untuk menghindari terjadinya penyalahgunaan kekuasaan (*abuse of power*) dari pemilik yang telah memonopoli jaringan pipa tersebut diperlukan suatu pihak regulator yang independen untuk menentukan besaran tarif pengangkutan yang wajar. Bisnis gas bumi membutuhkan biaya tinggi dan masa pengembalian modal yang cukup panjang. Sehingga dibutuhkan perlindungan investasi dalam bentuk hak khusus. Oleh karena itu diperlukan regulator yang berfungsi mengatur *open access*, menentukan tarif pengangkutan serta melindungi investor dengan hak khusus.

Prinsip teknis dari pemanfaatan bersama dengan skema *open access* antara lain ketersediaan kapasitas yang berkelanjutan dan kehandalan jaringan. Untuk itu diperlukan proyeksi pengembangan jaringan pipa yang optimum. Investasi pengembangan jaringan pipa akan ditambahkan ke dalam parameter dalam perhitungan tarif. Aturan BPH Migas untuk menentukan tarif pengangkutan adalah menggunakan metode *cost of Service*. *Cost of Service* terdiri atas biaya investasi (*Capex*), Biaya operasi dan pemeliharaan (*Opex*), Iuran BPH Migas, Pajak, Tingkat Pengembalian Investasi (*Return on Investment = Internal Rate of Return*).

2.6. OPTIMISASI MENGGUNAKAN ALGORITMA GENETIK

Optimisasi merupakan proses untuk memperoleh hasil yang terbaik dari persyaratan yang ada. Dalam optimisasi, tidak ada satu teknik optimisasi yang dapat memecahkan semua permasalahan yang ada. Namun beberapa teknik optimisasi dikembangkan untuk memecahkan masalah tertentu. Optimisasi merupakan bagian dari *operation research*, yang merupakan cabang dari matematika yang memperhatikan implementasi dari metode ilmiah dan teknik untuk memecahkan permasalahan pengambil keputusan. Metode optimisasi yang akan diterapkan dalam kajian ini adalah Algoritma Genetik.

2.6.1. Algoritma Genetik

Algoritma genetik merupakan salah satu evolusi dunia komputer dalam bidang kecerdasan buatan (*artificial intelligence*) yang berupa teknik pencarian stokastik (Goldberg, 1989) berdasarkan pada mekanisme genetik dan seleksi alam dan genetik alam. Algoritma ini ditemukan di Universitas Michigan, oleh John Holland pada tahun 1975 melalui sebuah penelitian dan dipopulerkan oleh salah satu muridnya, David Goldberg pada tahun 1989.

Algoritma genetik adalah algoritma yang berusaha menerapkan pemahaman mengenai evolusi alamiah pada tugas-tugas pemecahan-masalah (*problem solving*). Pendekatan yang diambil oleh algoritma ini adalah dengan menggabungkan secara acak berbagai pilihan solusi terbaik di dalam suatu kumpulan untuk mendapatkan generasi solusi terbaik berikutnya yaitu pada suatu kondisi yang memaksimalkan kecocokannya (*fitness*). Generasi ini akan merepresentasikan perbaikan-perbaikan pada populasi awalnya. Dengan

melakukan proses ini secara berulang, diharapkan algoritma genetik dapat mensimulasikan proses evolusioner.

Pada akhirnya, akan didapatkan solusi-solusi yang paling tepat bagi permasalahan yang dihadapi. Untuk menggunakan algoritma genetik, solusi permasalahan direpresentasikan sebagai kromosom. Tiga aspek yang penting untuk penggunaan algoritma genetik, yaitu:

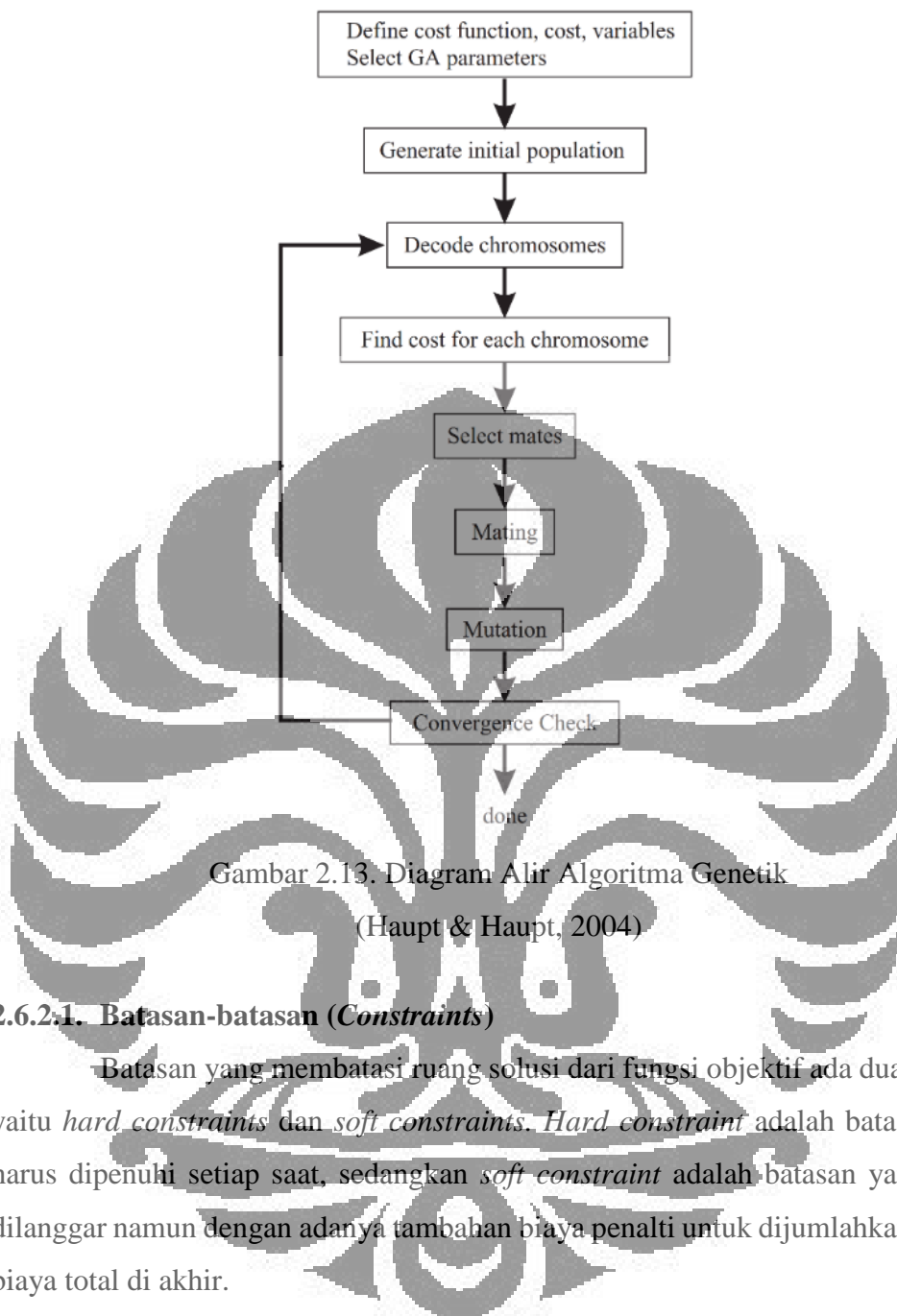
- Defenisi fungsi *fitness*
- Defenisi dan implementasi representasi genetik
- Defenisi dan implementasi operasi genetik

Algoritma genetik telah menjadi salah satu teknik optimisasi yang potensial karena memiliki beberapa kelebihan, antara lain:

- Tidak memerlukan banyak perhitungan matematis dari masalah yang dihadapi, dan mampu menangani berbagai jenis fungsi objektif dan batasan-batasan yang diberikan pada pencarian yang diskrit, kontinyu dan campuran.
- Operator evolusi/seleksi yang bekerja secara probabilistik terhadap beberapa kemungkinan solusi sekaligus membuat algoritma genetik sangat efektif dalam pencarian global.
- Memiliki fleksibilitas yang baik yang memungkinkan untuk digabungkan dengan metode lain untuk implementasi yang lebih efisien untuk problem tertentu.

2.6.2. Konsep Algoritma Genetik untuk Optimisasi

Algoritma genetik dimulai dengan menentukan variable optimisasi, fungsi biaya dan biaya, kemudian diakhiri dengan mengetes konvergensi. seperti ditunjukkan pada Gambar 2.13 (Haupt & Haupt, 2004)



Gambar 2.13. Diagram Alir Algoritma Genetik
(Haupt & Haupt, 2004)

2.6.2.1. Batasan-batasan (*Constraints*)

Batasan yang membatasi ruang solusi dari fungsi objektif ada dua macam, yaitu *hard constraints* dan *soft constraints*. *Hard constraint* adalah batasan yang harus dipenuhi setiap saat, sedangkan *soft constraint* adalah batasan yang boleh dilanggar namun dengan adanya tambahan biaya penalti untuk dijumlahkan dengan biaya total di akhir.

2.6.2.2. Fungsi Objektif (Fungsi *Fitness*)

Fungsi objektif adalah suatu fungsi yang bertujuan mencari total biaya konstruksi minimal dari suatu jaringan pipa variable yang dimasukkan pada fungsi objektif, memiliki keluaran berupa kromosom atau *string*.

2.6.2.3. Pengkodean *String*

Tiap *string* atau kromosom dibentuk dari serangkaian gen-gen yang dapat terdiri dari digit biner (0 dan 1), angka *floating point*, bilangan bulat, alfabet, simbol, matriks dan sebagainya. Pada umumnya metode pengkodean yang digunakan adalah *bit string encoding* karena sifatnya yang sederhana dan mudah diikuti. Namun representasi yang lebih alami akan lebih efisien dan menghasilkan solusi yang lebih baik dalam hal ini *floating point*.

2.6.2.4. Pembentukan Populasi Awal

Populasi dalam pemrograman algoritma genetik merupakan “kolam” yang berisi kumpulan solusi yang terdiri dari bilangan biner dan dihasilkan secara acak oleh *pseudorandom number generator* (PRNG). Untuk memulai alur algoritma genetik, maka diperlukan populasi awal sebagai sampel pemula. Jumlah bilangan biner acak yang dibuat sesuai dengan panjang *string*. Jumlah populasi awal ditentukan oleh pengguna.

2.6.2.5. Nilai *Fitness*

Nilai *fitness* adalah nilai yang mewakili kecocokan suatu *string* pada fungsi objektif. Semakin tinggi nilai *fitness*, maka semakin tinggi kesesuaian *string* tersebut pada fungsi objektif yang diberikan. Pada permasalahan optimasi, tujuan dari optimasi adalah meminimalkan suatu fungsi objektif, atau dengan kata lain memaksimalkan nilai *fitness*.

2.6.2.6. Evaluasi dan Pengurutan *String*

Populasi awal yang telah dibentuk akan dievaluasi berdasarkan nilai *fitness* pada tiap *string*. *String* dengan nilai *cost* rendah memiliki nilai *fitness* yang tinggi, begitu juga sebaliknya. Populasi akan diurutkan dari *string* yang memiliki *fitness* tertinggi sampai terendah. Proses seleksi alam akan menyimpan *string* yang baik dan menghilangkan *string* yang buruk dari populasi sesuai dengan *selection rate*. *Selection rate* merupakan fraksi yang menentukan *string* mana dalam populasi yang akan melanjutkan ke proses penyilangan.

Dalam proses seleksi, terdapat sejumlah *string* yang akan langsung lolos ke generasi selanjutnya, yang disebut *elitis*. *Elitis* merupakan *string* dengan nilai

fitness tertinggi dalam populasi. Tujuan dari pengelompokan elit ini agar *string* yang memiliki *fitness* paling baik tidak terganggu dengan operator algoritma genetik, seperti penyilangan dan mutasi.

2.6.2.7. Pemilihan Induk Pasangan (*Selection*)

Seleksi alam telah memusnahkan sejumlah *string* dari populasi karena nilai *fitness* yang buruk, maka dari itu perlu adanya *offspring* (anak) baru untuk mengisi kekosongan agar jumlah populasi tersebut kembali seperti semula. Jumlah *offspring* yang diciptakan dari proses penyilangan ditentukan oleh *crossover fraction*.

Setelah populasi awal dievaluasi dan diurutkan, maka tiap *string* akan dipasangkan sebagai induk. Terdapat beberapa metode untuk memilih induk, salah satunya metode *roulette wheel*. Metode ini diawali dengan penghitungan probabilitas tiap *string* berdasarkan nilai *fitness*-nya. Jumlah *string* yang diproses dengan *roulette wheel* sama dengan jumlah *crossover offspring*.

2.6.2.8. Penyilangan (*Cross Over*)

Setelah induk terpilih, maka dilakukan penyilangan untuk menciptakan *offspring* baru. Penyilangan dapat dilakukan dengan beberapa cara, yaitu *single point crossover*, *two point crossover*, dan *uniform crossover*. *Single point crossover* adalah penyilangan yang terjadi antara dua induk pada satu titik tukar. *Two point crossover* adalah penyilangan yang terjadi antara dua induk dengan dua titik tukar. *Uniform crossover* adalah penyilangan antara dua induk dengan jumlah gen yang ditukar pada induk pertama induk kedua ditentukan oleh parameter p (biasanya $0.5 < p < 0.8$). Semua *offspring* yang dibentuk dari proses penyilangan akan disimpan menjadi populasi generasi selanjutnya (Mitchell, 1996).

2.6.2.9. Mutasi

Mutasi adalah proses perubahan *bit* pada *string* dari 1 menjadi 0, maupun sebaliknya. Probabilitas mutasi menentukan kapan terjadinya mutasi pada *string*. Mutasi terjadi secara acak di satu titik atau lebih sepanjang *string*. Tujuan dari mutasi adalah memberi kebebasan pada algoritma untuk mencari solusi di ruang

variabel dan mencegah konvergensi terlalu dini. Mutasi tidak terjadi pada iterasi akhir untuk mencegah hilangnya kombinasi solusi terbaik (Mitchell, 1996).

2.6.2.10. Kondisi Terminasi

Algoritma genetik merupakan metode pencarian yang bersifat stokastik, sehingga dapat berjalan terus menerus. Maka dari itu diperlukan kondisi terminasi untuk menghentikan proses optimasi. Kondisi terminasi yang umum digunakan adalah membatasi banyaknya evaluasi *fitness* atau waktu komputasi, jumlah generasi atau bisa dengan menghentikan proses optimasi apabila kemungkinan munculnya gen pada posisi yang sama mencapai lebih dari 90%. Kondisi ketika tidak ada perubahan selama jumlah generasi tertentu disebut *stall* (Reeves, 2003).

2.6.2.11. Pseudocode Algoritma Genetik

Pseudocode adalah gambaran umum dari sebuah program yang ditulis dalam bentuk menyerupai *coding*. Algoritma genetik dapat diwakilkan melalui *pseudocode* yang dijelaskan pada Gambar 2.14.

```

BEGIN
  INITIALISE population with random candidate solutions;
  EVALUATE each candidate;
  REPEAT UNTIL ( TERMINATION CONDITION is satisfied ) DO
    1 SELECT parents;
    2 RECOMBINE pairs of parents;
    3 MUTATE the resulting offspring;
    4 EVALUATE new candidates;
    5 SELECT individuals for the next generation;
  OD
END

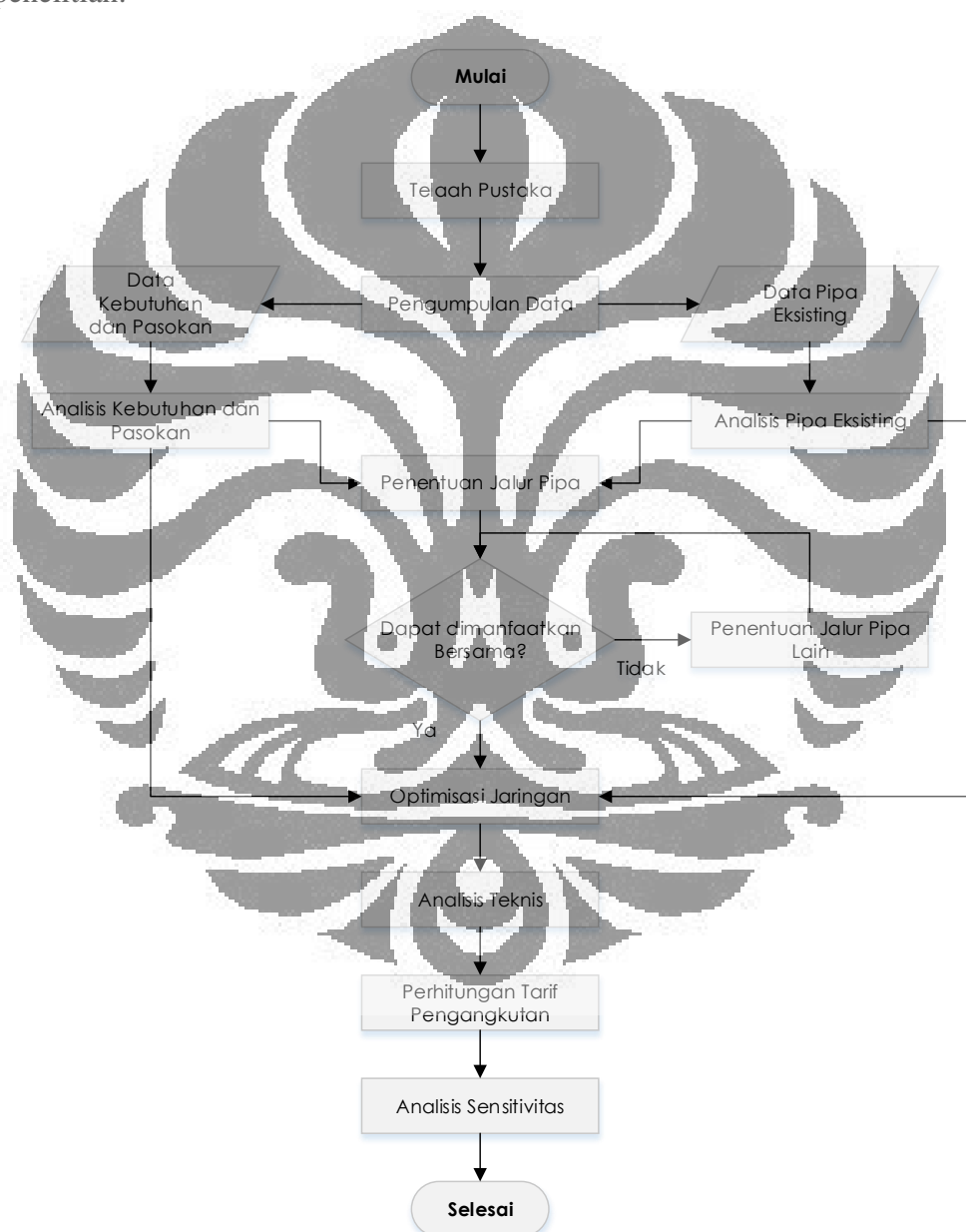
```

Gambar 2.14. *Pseudocode* Algoritma Genetik

BAB 3 METODE PENELITIAN

3.1. DIAGRAM ALIR PENELITIAN

Berikut ini adalah diagram alir yang menunjukkan proses kegiatan penelitian:



Gambar 3.1. Diagram Alir Metode Penelitian

3.2. PENGUMPULAN DATA

3.2.1. Sumber Data

Data yang diperlukan diperoleh dari berbagai sumber, antara lain Direktorat Jenderal Migas, Badan Pengatur Hilir Migas, Satuan Kerja Khusus Migas, Bappeda Kabupaten Gresik, Badan Pusat Statistik, PT PGN (Persero) Tbk, PT Surya Cipta Internusa, PT Sadikun Niagamas Raya, PT Gresik Migas, PT Sarana Cepu Energi, dan sumber lain yang terkait.

3.2.2. Data Kebutuhan dan Pasokan

- Data kebutuhan (*Demand*) merupakan data terkait pemakaian energi termasuk bahan bakar minyak dan batubara pada sektor kelistrikan dan industri di wilayah Gresik. Data tersebut berupa data eksisting kebutuhan energi dan data potensi konsumen dan proyeksi kebutuhan energi yang dibutuhkan di wilayah Gresik sampai dengan tahun 2030.
- Data pasokan (*supply*) Untuk memenuhi kebutuhan gas bumi sektor kelistrikan dan industri di Gresik, dilakukan pengumpulan data sumber cadangan dan potensi pasokan gas bumi antara lain jumlah pasokan, lokasi sumber, spesifikasi gas bumi, jarak sumber pasokan ke konsumen, infrastruktur eksisting, dan lain-lain. Data tersebut berupa data eksisting sampai 2015, serta data rencana pasokan yang diproyeksikan sampai dengan tahun 2030.

3.2.3. Data Pipa Eksisting

Untuk menerapkan pemanfaatan bersama terhadap pipa *dedicated* hilir, dibutuhkan data pipa eksisting di wilayah Gresik. Data tersebut antara lain berupa data teknis pipa, data jalur pipa, skema penyaluran, tingkat pemanfaatan pipa, jumlah gas kontrak dan realisasi penyaluran harian, utilitas pipa, tekanan operasi pipa, harga gas bumi dan lain-lain.

Selain data tersebut juga dilakukan pengumpulan data yang diperlukan untuk perhitungan keekonomian dan penentuan tarif pengangkutan, antara lain, *Risk Free Rate*, *Beta*, *Base Premium for Mature Equity Market*, *Indonesia Country Risk Premium*, *capital expenditures*, *operational expenditures* dan lain-lain.

3.3. ANALISIS KEBUTUHAN DAN PASOKAN

- Kebutuhan (*Demand*)

Melakukan analisis pasar terhadap kebutuhan energi termasuk bahan bakar minyak dan batubara pada sektor kelistrikan dan industri di Gresik. Analisis dilakukan berdasarkan riwayat kebutuhan pada tahun sebelumnya dan dilakukan substitusi menjadi kebutuhan gas bumi. Kemudian dianalisis menggunakan persamaan statistik untuk proyeksi kebutuhan mendatang.

- Pasokan (*Supply*)

Untuk memenuhi kebutuhan gas bumi kelistrikan dan industri di Gresik, dilakukan analisis terhadap data pasokan di sekitar Gresik dan Jawa Timur. Terhadap sumber lain di luar Jawa Timur juga memungkinkan dengan syarat terdapat jaringan pipa atau rencana jaringan pipa yang dapat digunakan untuk mengangkut gas bumi dari sumber tersebut. Analisis dilakukan untuk mengetahui pasokan gas bumi potensial untuk wilayah Gresik.

3.4. ANALISIS PIPA EKSISTING

Pipa yang akan dianalisis adalah beberapa pipa dengan kategori *dedicated* hilir yang akan dimanfaatkan oleh Badan Usaha lain untuk menyalurkan gas bumi untuk sektor kelistrikan dan industri di Gresik, selain itu juga untuk mengangkut gas miliknya sendiri.

Analisis jaringan pipa eksisting dilakukan terhadap tiap data pipa eksisting yang telah diperoleh untuk menganalisis hal-hal yang memungkinkan atau mendukung pipa untuk dapat dimanfaatkan bersama antara lain: tingkat pemanfaatan pipa; ketersediaan dan kontinuitas pasokan gas bumi; kemampuan untuk merencanakan, memonitor dan mengendalikan penyaluran; dan kemudahan operasional penyaluran.

3.4.1. Tingkat Pemanfaatan Pipa

Salah satu syarat dalam pemanfaatan bersama fasilitas pipa adalah masih tersedianya kapasitas dalam menyalurkan ke gas bumi milik calon *shipper* dan

adanya jaminan bahwa gas bumi yang disalurkan tersebut akan diterima kembali oleh calon *shipper* dengan kondisi gas sesuai yang disepakati bersama.

Untuk mengetahui tingkat pemanfaatan pipa diperlukan data teknis pipa berupa panjang, diameter, tekanan pipa, tekanan maksimum operasi (*Maximum Allowable Operating Pressure*) dan utilisasi pipa (volume dan jangka waktu kontrak). Tingkat pemanfaatan pipa tersebut dievaluasi berdasarkan utilisasi pipa saat ini terhadap kapasitas maksimum pipa, sedangkan analisis tingkat utilitas pipa di tahun-tahun mendatang berdasarkan rencana pengembangan pasar gas bumi Badan Usaha yang berpotensi untuk menggunakan gas bumi untuk pembangkit listrik dan industri di Gresik.

Untuk mengetahui kapasitas maksimum dari pipa dapat ditentukan melalui alat bantu berupa aplikasi simulasi Pipeline Studio®. Hal ini diperlukan agar hasil perhitungan diperoleh sesuai dengan batasan yang diperoleh dari data pipa eksisting.

3.4.2. Ketersediaan dan Kontinuitas Pasokan Gas Bumi

Ketersediaan dan kontinuitas pasokan gas bumi sangat penting untuk menjaga agar hak setiap *shipper* untuk mengalirkan gas bumi ke titik keluarnya sesuai dengan kebutuhan bisa dipenuhi setiap saat. Tanpa adanya pasokan yang cukup, maka kondisi *equilibrium* jaringan menjadi sulit terpenuhi ketika terjadi fluktuasi penyaluran, gangguan di salah satu/beberapa fasilitas pasokan, ataupun gangguan di jaringan pipa distribusi, pada saat *linepack* jaringan distribusi hanya tersedia dalam jumlah yang terbatas.

Ketersediaan dan kontinuitas pasokan gas bisa diperoleh apabila jumlah pasokan gas bumi yang tersedia di wilayah tersebut lebih besar, ataupun adanya akses yang mudah atas pasokan-pasokan gas bumi dari tempat lain (termasuk impor) yang diikuti dengan ketersediaan fasilitas penyimpanan (*storage*).

3.4.3. Kemampuan untuk Merencanakan, Memonitor dan Mengendalikan Penyaluran

Tanpa adanya kemampuan ini, sulit bagi *transporter* untuk bisa menyalurkan gas bumi secara adil ke seluruh *shipper*-nya. Fasilitas monitoring penyaluran di setiap titik masuk dan titik keluar diperlukan untuk mengetahui

bahwa jumlah gas bumi yang masuk atau keluar dari sistem sesuai dengan jumlah/hak yang telah disepakati. Namun kemampuan monitoring saja tentunya tidak cukup. Untuk bisa memastikan bahwa *shipper* tidak melanggar haknya, maka fasilitas kontrol mutlak diperlukan. Dan dengan jumlah titik masuk dan titik keluar yang cukup banyak, maka fasilitas monitor dan kontrol secara *online* dan *realtime* menjadi persyaratan yang harus dipenuhi.

Selain di titik keluar dan titik masuk, fasilitas monitoring dan kontrol juga harus tersedia secara merata di seluruh jaringan pipa. Hal ini penting untuk mendeteksi adanya gangguan penyaluran di jaringan distribusi yang berdampak pada penyaluran di titik masuk, penyaluran di titik keluar, ataupun kondisi-kondisi lain yang bisa mengubah kondisi *equilibrium* jaringan.

3.4.4. Kemudahan Operasional Penyaluran

Dengan jumlah titik masuk dan titik keluar yang sangat banyak, kebutuhan tekanan operasi yang berbeda-beda, dan banyaknya *shipper* yang terlibat dalam suatu penyaluran di jaringan distribusi, kemudahan operasional menjadi suatu hal yang penting. Hal ini bisa dicapai dengan memiliki sistem jaringan pipa distribusi yang dioperasikan dalam *pressure regime* yang teratur, dan jaringan yang terkelompok.

Tanpa adanya hal tersebut, maka pengelolaan penyaluran akan sulit dilakukan terutama pada saat terjadi gangguan di jaringan. Keuntungan lain dari hal tersebut adalah adanya kemudahan untuk melakukan isolasi penyaluran untuk meminimalkan dampak dari gangguan.

3.5. PENENTUAN JALUR PIPA

Dari analisis pasokan dan kebutuhan serta analisis pipa eksisting, dilakukan penentuan jalur pipa yang akan dimanfaatkan oleh Badan Usaha lain untuk menyalurkan gas buminya di ke pembangkit listrik dan kawasan industri di Gresik, selain itu juga untuk mengangkut gas miliknya sendiri.

Di Gresik terdapat beberapa pipa *dedicated* hilir eksisting, dan juga pipa transmisi eksisting. Namun untuk menentukan skenario jalur pipa yang paling optimal untuk mendistribusikan gas bumi dari sumber ke calon konsumen, harus

memperhatikan aspek dasar antara lain aspek geografis jalur pipa, panjang pipa, lokasi pipa, jarak pipa dengan pasokan dan kemampuan teknis pipa.

Aspek dasar tersebut dibutuhkan agar kegiatan pengangkutan pada pipa yang akan diterapkan pemanfaatan bersama akan terlaksana lebih efisien dan optimal dan apabila jaringan perlu dikembangkan, investasi yang dibutuhkan adalah yang paling ekonomis.

3.6. OPTIMISASI JARINGAN

Berdasarkan data kebutuhan dan pasokan yang akan diproyeksikan sampai tahun 2030, akan dilakukan optimisasi pengembangan jaringan pipa eksisting yang akan diterapkan pemanfaatan bersama. Untuk optimisasi pengembangan jaringan, maka akan digunakan metode optimisasi algoritma genetik dengan menggunakan perangkat lunak MATLAB.

3.6.1. Deskripsi Awal

Optimisasi dilakukan terhadap pengembangan jalur pipa sesuai kebutuhan dan dengan skema sederhana. Parameter awal yang ditentukan antara lain jumlah *node*, jumlah pipa, tekanan maksimum pada sumber, tekanan minimum pada *node*, besar populasi solusi, jumlah generasi, *rate* penyilangan, dan *rate* mutasi. Berikut adalah deskripsi permasalahan sebagaimana penelitian El Mahdy et al, 2010.

Node atau simpul ($m+r$) terdiri dari *demand nodes* ($1, \dots, m$) dan *supply nodes* ($m+1, \dots, m+r$). Setiap pipa menghubungkan dua *node*, yang memiliki panjang (l_j) dengan ($l_j > 0$). Sedangkan aliran gas (q_j) terhubung dengan tiap pipa j (untuk $j = 1, \dots, n$).

Untuk menentukan arah aliran gas, diasumsikan dengan nilai positif apabila arah aliran dari n_2 menuju n_1 , dengan $n_2 > n_1$. Topologi dari sebuah jaringan pipa digambarkan dengan matriks *incidence* A dengan ukuran $i \times j$ dengan ketentuan berikut ini.

$$a_{ij} = \begin{cases} -1 & \text{Apabila gas menuju } node \\ +1 & \text{Apabila gas meninggalkan } node \\ 0 & \text{Apabila } node \ i \text{ dan } j \text{ tidak terkoneksi} \end{cases}$$

Pada *node* i ($i = 1, \dots, m+r$), p_i adalah tekanan gas ($p_i > 0$), dan Q_i adalah aliran gas *demand* ($Q_i > 0$) apabila ($i \leq m$), atau *supply* apabila ($i > m$). Kapasitas sumber gas diasumsikan tak terbatas.

Muatan pada internal *node* Q_i merupakan *demand* gas yang dibutuhkan pada *node* (i) yang dirumuskan sebagai berikut:

$$Q_i = [Q_1 Q_2 \dots Q_m]^T \quad i = 1, \dots, m \quad (3.1)$$

Vektor tekanan *inlet* (h_R) merupakan tekanan gas yang dialirkan pada setiap titik dalam jaringan:

$$h_R = [h_{m+1} \dots h_{m+r}]^T \quad (3.2)$$

Tekanan pada *inlet* adalah konstan:

$$p_i = \bar{p}_i \quad i = m + 1, \dots, m + r \quad (3.3)$$

Diameter pipa d_j untuk pipa (j) dipilih dari kumpulan (s) ukuran diameter pipa standar yang tersedia di pasaran ($D_1 < D_2 < \dots < D_s$). Tiap diameter pipa memiliki biaya konstruksi masing-masing $c_1 < c_2 < \dots < c_s$ (dalam satuan mata uang/meter):

$$d_j \in \{D_1, \dots, D_s\} \quad (3.4)$$

$$c(d_j) \in \{c_1, \dots, c_s\} \quad (3.5)$$

3.6.2. Persamaan Optimisasi

Fungsi objektif dari optimisasi ini adalah meminimalisasi biaya dari jaringan pipa sebagai fungsi dari diameter yang dipilih. Fungsi objektif dirumuskan melalui persamaan:

$$\text{minimize } f(x) = \text{Cost}(d)$$

dengan:

$$\text{Cost}(d) = \sum_{j=1}^n l_j c(d_j) \quad (3.6)$$

Desain variabel pada masalah adalah diameter pipa pada jaringan:

$$d_j = [d_1 d_2 \dots d_n] \quad (3.7)$$

Constraint atau batasan dalam penelitian ini ada dua yakni *hard constraints* (batasan wajib) dan *soft constraint* (batasan tambahan). Batasan wajib antara lain Persamaan aliran gas, hukum Kirchoff I (gas yang masuk harus sama dengan gas yang keluar), dan penentuan ukuran diameter pipa.

Persamaan aliran gas memiliki bentuk umum yang terkait dengan kehilangan tekanan (*pressure drop*) berdasarkan persamaan:

$$Kl_j d_j^\beta |q_j|^{\alpha-1} q_j = \Delta y \quad j = 1, \dots, n \quad (3.8)$$

dengan $\Delta y = p_2^2 - p_1^2$ untuk jaringan tekanan menengah dan tekanan tinggi. α , β dan K adalah parameter yang berbeda untuk tiap persamaan aliran gas. Secara umum: $-5.3 \leq \beta \leq -4.8$ dan $1.8 \leq \alpha \leq 2$. K merupakan *resistance* dari pipa dan tergantung terhadap banyak hal termasuk satuan unit yang digunakan.

Osiadacz (1987) merekomendasikan persamaan Panhandle A untuk tekanan tinggi (>7 barg):

$$\Delta p = p_1^2 - p_2^2 = KQ^{1.854} \quad (3.9)$$

dengan:

$$K = 18.43 \left(\frac{L}{D^{4.854} E^2} \right)$$

E = *efficiency factor* (pipa baru 1.0, operasi baik 0.95, operasi menengah 0.85)

L = panjang pipa (meter)

D = diameter pipa (mm)

p = tekanan gas (bar)

Q = aliran gas (m^3/h)

Batasan tersebut diformulasikan dalam persamaan:

$$h_1(d_j) = K l_j d_j^\beta |q_j|^{\alpha-1} q_j - \Delta y = 0 \quad j = 1, \dots, n \quad (3.10)$$

Pada tiap *node*, jumlah gas masuk harus sama dengan jumlah gas keluar:

$$Q_j = \sum_{i=1}^n a_{ij} q_i \quad j = 1, \dots, m \quad (3.11)$$

yang disederhanakan menjadi:

$$Aq = Q \quad (3.12)$$

$$h_2(d_j) = Aq - Q \quad j = 1, \dots, n \quad (3.13)$$

Diameter pipa d_j untuk pipa (j) dipilih dari kumpulan (s) ukuran diameter pipa standar $d_j \in \{D_1, \dots, D_s\}$

$$h_3(d_j) = d_j \quad j = 1, \dots, n \quad (3.14)$$

Persamaan (3.10), (3.13) merupakan batasan wajib untuk analisis jaringan.

Untuk analisis simulasi jaringan digunakan persamaan berikut yang merupakan adopsi dari persamaan *iterative* menurut Nielsen (1989):

$$h_{k+1} = h_k - \gamma [A^T D_k^{-1}]^{-1} [Q + A^T D_k^{-1} (A h_k + A_R h_R)] \quad (3.15)$$

dengan:

γ = 1 (Linear Theory Method) = α (NR Newton Raphson Method)

A = matriks *incidence* pipa

- A_R = matriks *incidence* pipa sumber
 h = vektor tekanan internal *node*
 h_R = vektor tekanan sumber
 Q = vektor muatan internal *node*
 D_k = matriks diagonal *resistance* aliran

Batasan tambahan atau *soft constraint* yang digunakan adalah biaya penalti untuk setiap *node* dengan tekanan *outflow* yang lebih rendah dari tekanan minimum ($p_i \geq p_i^{\min}$). Batasan tambahan tersebut ditunjukkan oleh persamaan berikut:

$$\text{Penalty} = (C_s - C_1) \sum_{j=1}^n l_j \quad (3.16)$$

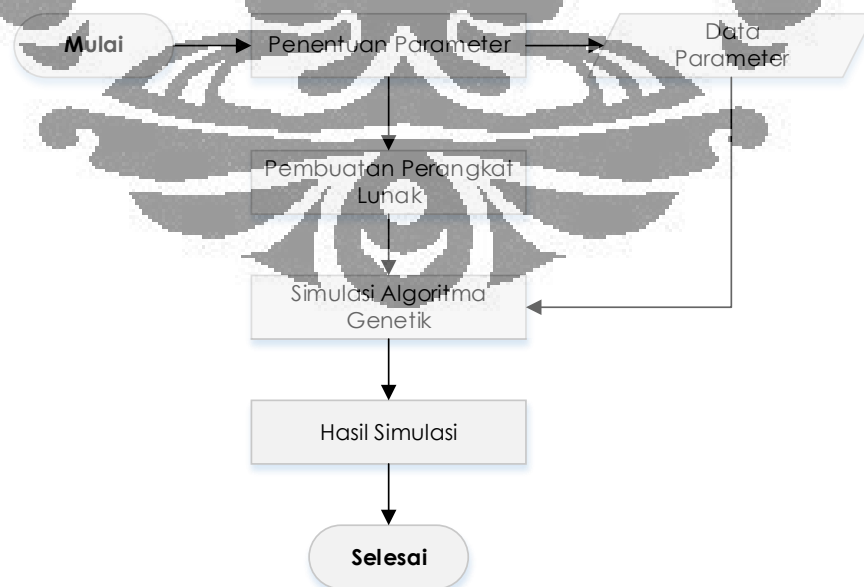
Sehingga total biaya dari jaringan merupakan jumlah biaya jaringan dan biaya penalti.

$$\text{Cost}(d) = \sum_{j=1}^n l_j c(d_j) + w(C_s - C_1) \sum_{j=1}^n l_j \quad (3.17)$$

dengan w merupakan total *nodes* yang tekanannya lebih rendah dari tekanan minimum yang telah ditentukan.

Hasil dari simulasi algoritma genetik yang digunakan adalah investasi baru terhadap jaringan eksisting dan akan dijadikan tambahan parameter dalam perhitungan keekonomian dalam penentuan tarif pengangkutan gas bumi.

Diagram alir proses optimisasi menggunakan algoritma genetik ditunjukkan pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2. Diagram Alir Optimisasi Jaringan Menggunakan Algoritma Genetik

3.7. ANALISIS TEKNIS

Analisis teknis yang dilakukan dalam pelaksanaan pemanfaatan bersama pada jaringan pipa gas bumi meliputi perhitungan *linepack*, perhitungan *stock account* milik *transporter*, dan perhitungan *stock account* milik *shipper*. Analisis ini diperlukan untuk memperoleh sistem manajemen gas dalam rangka pemanfaatan bersama yang efektif, efisien dan adil terhadap *transporter* maupun *shipper*.

3.7.1. Perhitungan *Linepack*

Linepack merupakan volume gas bumi aktual yang ada di dalam pipa. *Linepack* dihitung dengan menggunakan persamaan berikut (Mennon, 2005):

$$V_b = 28.798 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right) (d^2 L) \quad (3.18)$$

dengan:

V_b = Volume *linepack*, scf

T_b = Temperatur standar, 60°F

P_b = Tekanan standar, 14.7 psia

P_{avg} = Tekanan rata-rata gas di dalam pipa, psia

Z_{avg} = Faktor kompresibilitas gas rata-rata dalam pipa

T_{avg} = Temperatur rata-rata gas dalam pipa, °F

L = panjang pipa, mil

d = diameter bagian dalam pipa, in

atau bila dikonversi ke satuan ukuran gas bumi yang umum dipakai di Indonesia maka persamaan tersebut menjadi:

$$V_b = 1.7894 \times 10^{-5} \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right) (d^2 L) \quad (3.19)$$

dengan:

V_b = Volume *linepack*, MMscf

L = panjang pipa, km

d = diameter bagian dalam pipa, in

P_{avg} ditentukan dari persamaan:

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[(P_1 + P_2) - \frac{(P_1 P_2)}{(P_1 + P_2)} \right] \quad (3.20)$$

Dan Z_{avg} menggunakan persamaan *z-factor* Dr. Chi U. Ikoku (1992) seperti ditunjukkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1. Persamaan *Z Factor* Dr. Chi. U. Ikoku

Reduced Pressure P_r Range Between	Reduced Temperature T_r Range Between	Equations	Number Equations
0.2 and 1.2	1.05 and 1.2	$Z = P_r (1.6643 T_r - 2.2114) - 0.3647 T_r + 1.4385$	1
	1.2+ and 1.4	$Z = P_r (0.5222 T_r - 0.8511) - 0.0364 T_r + 1.0490$	2
	1.4+ and 2.0	$Z = P_r (0.1391 T_r - 0.2988) + 0.0007 T_r + 0.9969$	3
	2.0+ and 3.0	$Z = P_r (0.0295 T_r - 0.0825) - 0.0009 T_r + 0.9967$	4
1.2+ and 2.8	1.05 and 1.2	$Z = P_r (-1.3570 T_r + 1.4942) + 4.6315 T_r - 4.7009$	5
	1.2+ and 1.4	$Z = P_r (0.1717 T_r - 0.3232) + 0.5869 T_r + 1.1229$	6
	1.4+ and 2.0	$Z = P_r (0.0984 T_r - 0.2053) + 0.0621 T_r + 0.8580$	7
	2.0+ and 3.0	$Z = P_r (0.0211 T_r - 0.0527) + 0.0127 T_r + 0.9549$	8
2.8+ and 5.4	1.05 and 1.2	$Z = P_r (-0.3278 T_r + 0.4752) + 1.8223 T_r - 1.9036$	9
	1.2+ and 1.4	$Z = P_r (-0.2521 T_r + 0.3871) + 1.6087 T_r - 1.6635$	10
	1.4+ and 2.0	$Z = P_r (-0.0284 T_r + 0.0625) + 0.4714 T_r - 0.0011$	11
	2.0+ and 3.0	$Z = P_r (0.0041 T_r + 0.0039) + 0.0607 T_r + 0.7927$	12
5.4+ and 15.0	1.05 and 3.0	$Z = P_r (0.711 + 3.66 T_r)^{-1.4667} - 1.637 / (0.319 T_r + 0.522) + 2.071$	13

Diambil dari buku *Natural Gas Production Engineering*, 1992.

dengan:

$$P_r = \frac{P_{avg}}{P_c}$$

$$T_r = \frac{T_{avg}}{T_c}$$

Persamaan (3.20) disubstitusikan ke persamaan (3.19) sehingga diperoleh persamaan berikut

$$V_b = 1.1929 \times 10^{-5} \left(\frac{T_b}{Z_{avg} T_{avg} P_b} \right) \left((P_1 + P_2) - \frac{(P_1 P_2)}{(P_1 + P_2)} \right) (d^2 L) \quad (3.21)$$

dengan:

P_1 = Tekanan inlet, psia

P_2 = Tekanan outlet, psia

3.7.2. Perhitungan *Stock Account* Milik *Transporter*

Dalam Bab II telah disebutkan bahwa *stock account* milik *transporter* merupakan *flowing linepack* ataupun *initial fill*, yang merupakan sejumlah gas yang pertama kali diisikan ke dalam pipa untuk menciptakan adanya suatu gradien tekanan sehingga dapat menimbulkan tekanan pada *delivery point* sebesar *minimum delivery pressure* yang telah ditentukan pada titik serah tersebut. Perhitungan *initial fill* menggunakan persamaan (3.8) di atas.

Untuk mengetahui bahwa jumlah gas yang dimasukkan ke dalam pipa sama dengan jumlah *flowing linepack*, diperlukan perhitungan tekanan *initial fill* dengan menggunakan persamaan (3.5) di atas. Sehingga dibutuhkan kondisi *valve* di *outlet* ditutup dan gas dimasukkan di *inlet* sampai tekanan mencapai tekanan rata-rata yang digunakan dalam perhitungan *flowing linepack* (Sommeng & Purwanto, 2013).

3.7.3. Perhitungan *Stock Account* Milik calon *Shipper*

Jumlah *linepack* dalam pengoperasian pipa untuk pemanfaatan bersama akan selalu mengalami perubahan, dengan demikian *stock account* dari setiap *shipper* juga selalu berubah. *Transporter* harus menjaga dan melakukan tindakan penyesuaian, agar *stock account* dari setiap *shipper* tetap dalam rentang nilai *minimum stock account* dan *maximum stock account* masing-masing *shipper* yang besarnya telah disepakati bersama antara kedua belah pihak.

Stock account milik *shipper* adalah *flexibility linepack*, dan *emergency & contingency linepack*. Untuk menentukan *stock account* milik *shipper*, terlebih dahulu ditentukan *minimum* dan *maximum linepack*. *Minimum linepack* merupakan jumlah *flowing linepack* dan *contingency & emergency linepack*. *Flowing linepack* telah diketahui sebelumnya, dan *contingency & emergency linepack* dihitung dengan persamaan berikut:

$$V_{c\&e} = Q \frac{h_{c\&e}}{24 \text{ h/day}} \quad (3.22)$$

dengan:

$$V_{c\&e} = \text{Contingency \& Emergency Linepack, MMscf}$$

$$Q = \text{aliran gas, MMscfd}$$

$$h_{c\&e} = \text{Waktu pemakaian Contingency \& Emergency Linepack, jam}$$

Untuk menghitung *maximum linepack* menggunakan persamaan (3.21) di atas dengan kondisi tekanan maksimum. Sehingga akan diperoleh jumlah *flexibility linepack* yang merupakan selisih antara *minimum* dan *maximum linepack* atau dengan persamaan substitusi persamaan (3.19) menjadi sebagai berikut (Sommeng & Purwanto, 2013):

$$V_b = 1.7894 \times 10^{-5} \left(\frac{T_b}{P_b T_{avg}} \right) \left(\frac{\bar{P}_{Max}}{\bar{Z}_{Max}} - \frac{\bar{P}_{Min}}{\bar{Z}_{Min}} \right) (d^2 L) \quad (3.23)$$

3.8. ANALISIS KEEKONOMIAN DAN PERHITUNGAN TARIF

Analisis keekonomian dalam pelaksanaan pemanfaatan bersama jaringan pipa gas bumi yaitu dengan melakukan perhitungan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa. Investasi yang diperhitungkan adalah investasi pipa eksisting dengan *salvage value* ditambahkan investasi pengembangan pipa yang telah dioptimisasi. Untuk menetapkan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa menggunakan metode perhitungan tarif berdasarkan *Cost of Service*, yang dirumuskan berdasarkan peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 8 Tahun 2013 tentang Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dengan persamaan berikut:

$$\text{Tariff} = \frac{\text{Cost of Service}}{\text{Gas Volume}} \quad (3.24)$$

$$\text{Tariff} = \frac{\text{Capex} + \text{Opex} + \text{Levy} + \text{Tax} + \text{IRR}}{\text{Gas Volume}} \quad (3.25)$$

dengan:

Capex = biaya investasi

Opex = biaya operasi dan pemeliharaan

Levy = iuran BPH Migas

Tax = pajak

IRR = *Return on Investment*

Penjelasan prinsip *Cost of Service* sebagai dasar perhitungan tarif:

- *Cost of Service* adalah jumlah pendapatan yang merupakan hak *transporter* yang diperoleh dari Tarif yang dibayarkan oleh *shipper* agar pendapatan tersebut dapat mengembalikan semua biaya yang dikeluarkan oleh *transporter* pipa dalam menjalankan kegiatan pengangkutan gas bumi melalui pipa, serta keuntungan yang wajar dari investasi fasilitas yang telah dikeluarkan.
- Semua biaya tersebut antara lain meliputi: biaya operasi dan pemeliharaan termasuk biaya administrasi dan umum, biaya depresiasi, biaya asuransi, biaya mitigasi resiko, pajak pendapatan dan pajak – pajak lainnya yang terkait dengan kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa
- Keuntungan yang wajar adalah target IRR dari nilai basis aset fasilitas yang besarnya ditetapkan sebagai berikut:

$$\text{IRR} = \text{WACC} \text{ (untuk fasilitas lama)} \quad (3.26)$$

$$\text{IRR} = \text{WACC} + \text{insentif IRR} \text{ (untuk fasilitas baru)} \quad (3.27)$$

$$\text{WACC} = \text{CoD} \frac{D}{D+E} + \text{CoE} \frac{E}{D+E} \quad (3.28)$$

dengan:

WACC = *Weighted Average Cost of Capital*

CoD = *Cost of Debt*

CoE = *Cost of Equity*

D = Pendanaan modal dari pinjaman

E = Pendanaan modal dari Ekuitas atau saham

CoD merupakan bunga modal pinjaman yang besarnya dirumuskan dengan persamaan:

$$\text{CoD} = i(1 - T) \quad (3.29)$$

dengan:

i = suku bunga pinjaman

T = Tarif pajak pendapatan perusahaan

CoE merupakan biaya atas modal sendiri (ekuitas) yang dirumuskan dengan persamaan:

$$\text{CoE} = R_f + \beta(\text{BPMEM} + \text{ICRP}) \quad (3.30)$$

dengan:

R_f = (*Risk Free Rate*) tingkat pengembalian investasi bebas resiko, yaitu tingkat pengembalian surat utang yang dikeluarkan oleh negara Amerika Serikat (*US Treasury Bond*)

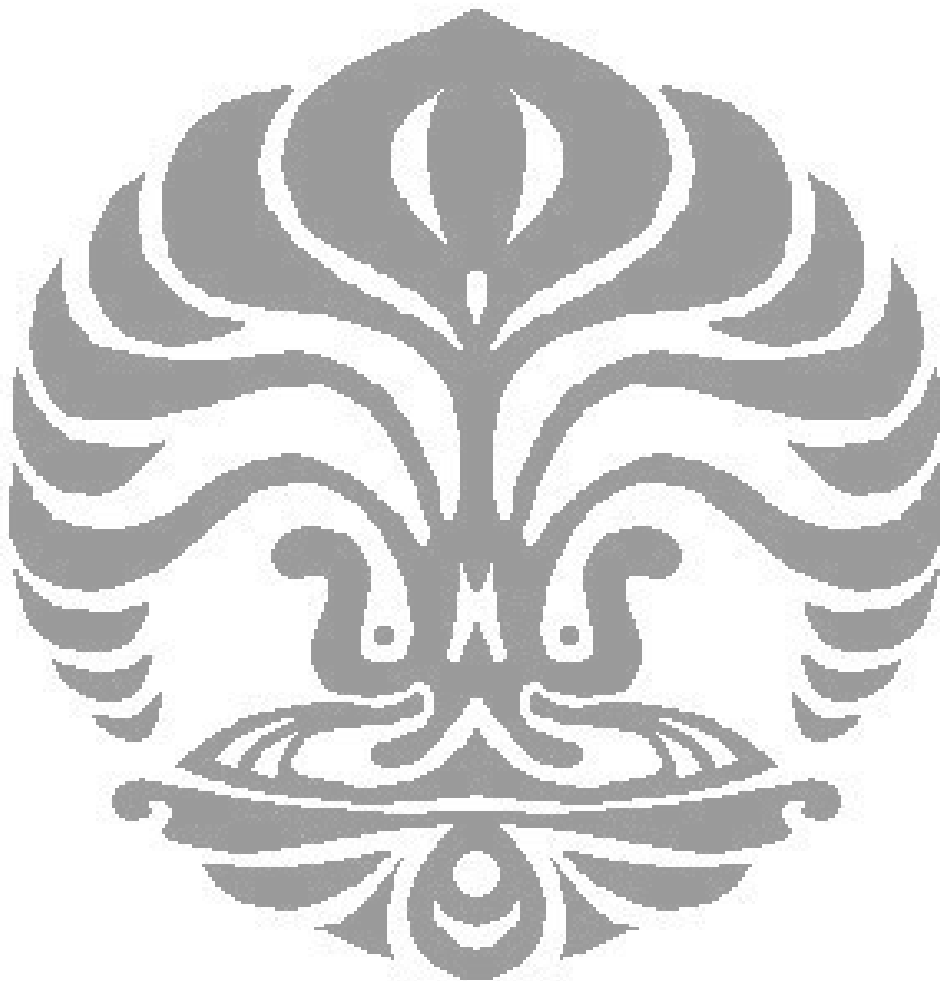
β (beta) = ukuran fluktuasi portofolio investasi atau individual instrument investasi dibandingkan dengan pasar (*stock market*). Pasar yang dimaksud adalah Bursa Efek Indonesia, sedangkan portofolio yang dimaksud adalah portofolio perusahaan yang bergerak di bidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi yang terdaftar di Bursa Efek Indonesia.

BPMEM = *Base Premium for Mature Equity Market*

ICRP = *Indonesia Country Risk Premium*

3.9. ANALISIS SENSITIVITAS

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui dampak dari ketidakpastian suatu parameter yang mempengaruhi suatu keekonomian dan untuk melihat pengaruh perubahan beberapa parameter yang cukup penting dalam investasi. Analisis ini dilakukan terhadap nilai tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa yaitu pada volume gas yang dialirkan dan struktur pendanaan modal.



BAB 4 PEMBAHASAN

Sesuai dengan alur penelitian yang dibahas pada BAB 3, setelah dilakukan pengumpulan data, penelitian ini dibagi menjadi 7 tahapan, yaitu:

1. Analisis kebutuhan dan pasokan;
2. Analisis pipa eksisting;
3. Penentuan jalur pipa;
4. Optimisasi jaringan;
5. Analisis teknis;
6. Perhitungan Tarif pengangkutan; dan
7. Analisis sensitivitas.

4.1. ANALISIS KEBUTUHAN DAN PASOKAN

Dari data Kementerian ESDM, pada tahun 2015, pasokan gas eksisting untuk region Jawa Bagian Timur dan Bali sekitar 554 MMscfd, dan diperkirakan akan menurun menjadi 160 MMscfd pada tahun 2020. Sedangkan kebutuhan berdasarkan kontrak pada 2015 sekitar 757 MMscfd dan akan menurun menjadi 326 MMscfd pada tahun 2020 (ESDM, 2015). Apabila kebutuhan potensial dan *committed* ditambahkan, akan terjadi defisit, namun hal tersebut diharapkan dapat dipenuhi dengan adanya penambahan pasokan dari beberapa lapangan baru yang akan *on-stream* pada periode 2016-2020.

Kebutuhan gas eksisting region Jawa Bagian Timur dan Bali digunakan untuk kelistrikan sebesar 49.5% dan untuk industri sebesar 40.3%. Selain kebutuhan eksisting tersebut, terdapat kebutuhan *committed* dan potensial sekitar 97 MMscfd dan 40 MMscfd.

Pada periode 2016-2022, kebutuhan yang telah memiliki kontrak mengalami penurunan menjadi 232 MMscfd, namun diperkirakan akan terdapat permintaan kebutuhan yang besar yakni sekitar 787 MMscfd, dan permintaan potensial sebesar 266 MMscfd.

Pasokan gas eksisting region Jawa Bagian Timur dan Bali berasal dari beberapa Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) yang memiliki lapangan migas

di sekitar *onshore* maupun *offshore* di sekitar Jawa Timur antara lain: PT Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (PHE WMO), KEIL, Lapindo Brantas Inc, Santos (Madura Offshore) Pty Ltd, Santos (Sampang) Pty Ltd, Saka (Pangkah) Ltd, PT Pertamina EP, dan JOB Pertamina-Petrochina East Java. Data kebutuhan dan pasokan Jawa Bagian Timur dan Bali disajikan dalam Lampiran I.

4.1.1. Analisis Kebutuhan

Untuk Kabupaten Gresik, pemanfaatan gas bumi relatif tercukupi, bahkan sebagian gas bumi di sekitar Gresik dibawa ke luar wilayah Gresik. Gresik merupakan kota industri dan tercatat memiliki 461 industri besar sedang. Kawasan industri Gresik terpusat di kecamatan Cerme, Kebomas, Driyorejo dan Manyar. Selain itu, juga terdapat Unit Pembangkit Listrik (UP) milik PT Pembangkit Jawa Bali (PJB).

Berdasarkan data BPH Migas, Pemanfaatan gas bumi melalui pipa di Gresik pada tahun 2015 sekitar 179 BBtud pada Tahun 2015, \pm 80 BBtud untuk kelistrikan, \pm 47 BBtud untuk pupuk, dan \pm 52 BBtud untuk industri. Pemanfaatan tersebut tidak termasuk gas yang diperoleh langsung dari KKKS melalui pipa *dedicated* hulu, maupun melalui moda transportasi lain.

Konsep analisis kebutuhan dalam penelitian ini dibatasi terhadap kebutuhan untuk kelistrikan dan industri di Kabupaten Gresik diluar kebutuhan eksisting tanpa memperhitungkan kebutuhan untuk pupuk, rumah tangga dan pelanggan kecil.

4.1.1.1. Analisis Kebutuhan untuk Kelistrikan

Di Kabupaten Gresik terdapat UP milik PJB dengan total kapasitas terpasang sebesar 2222 MW, yang terdiri dari 4 unit PLTU (unit 1 & 2 masing-masing 100 MW, unit 3 & 4 masing-masing 200 MW), 3 unit PLTGU (Blok 1, Blok 2, dan Blok 3 masing-masing 526,3 MW), dan 2 unit PLTG (masing-masing 20 MW). UP Gresik setiap tahun membangkitkan energi listrik rata-rata 12.814 GWh (PJB, 2015). UP Gresik berada di kecamatan Kebomas pada titik koordinat 7°9'51.32" LS - 112°39'35.06" BT. Lokasi UP Gresik disajikan pada Gambar 4.1.

Saat ini tiap unit pembangkit UP Gresik telah menggunakan gas bumi sebagai bahan bakar. Kebutuhan gas bumi eksisting untuk UP Gresik adalah sekitar

256 BBtud (PLN, 2015), berdasarkan kontrak pembelian gas dengan pemasok, baik dari KKKS maupun dari Badan Usaha hilir. khusus. Namun seiring dengan rencana pemerintah untuk mendorong kecukupan kelistrikan melalui program 35.000 MW dan untuk menunjang proyeksi peningkatan kebutuhan listrik, maka PLN melalui PJB akan menambahkan unit pembangkit di Gresik yakni PLTGU Jawa 3 dengan kapasitas 800 MW. Pembangkit tersebut direncanakan akan beroperasi secara penuh di tahun 2020, sehingga diperkirakan akan membutuhkan pasokan gas bumi sekitar 52 BBtud (*equivalent 52 MMscfd @ 1.000 btu/scf*) dengan asumsi *capacity factor* 80%.

Pemenuhan kebutuhan listrik melalui pembangkit berbahan bakar BBM tidak direncanakan lagi. Oleh karena itu, penelitian ini tidak memperhitungkan pemakaian BBM untuk pembangkit di UP Gresik.



Gambar 4.1. Peta Lokasi UP Gresik

4.1.1.2. Analisis Kebutuhan untuk Industri

Kabupaten Gresik merupakan salah satu kota industri utama di Jawa Timur yang terdiri dari 18 kecamatan. Hampir setiap kecamatan tersebut terdapat industri besar dan sedang. Industri besar dan sedang di Gresik tersebar paling banyak di kecamatan Cerme (93 industri), Kebomas (90 industri), Driyorejo (86 industri), Manyar (45), Menganti (35), dan Wringinanom (26 industri). Melalui proses identifikasi berdasarkan potensi kebutuhan, lokasi pengguna, dan proyeksi laju

pertumbuhan ekonomi, kebutuhan untuk industri diprioritaskan terhadap 6 (enam) kecamatan tersebut yang diperkirakan memiliki potensi ekonomis terhadap kebutuhan gas bumi.

Kebutuhan gas bumi industri di Gresik sebagian besar telah dipasok oleh pipa *dedicated* hilir yang ada di Gresik. Kebutuhan gas eksisting untuk industri di Gresik yang dipasok melalui pipa adalah sekitar 51,8 BBTud (*equivalent* 51,8 MMscfd @ 1.000 btu/scf). Di sisi lain berdasarkan data BPH Migas, konsumsi sektor industri terhadap BBM jenis solar di Gresik masih cukup tinggi yakni sekitar 42.801.307 KL pada tahun 2015. Sebagian potensi kebutuhan gas bumi diasumsikan untuk menggantikan konsumsi BBM jenis solar untuk sektor industri di Gresik. Asumsi dan perhitungan yang digunakan untuk menghitung potensi kebutuhan gas bumi di sektor industri adalah dengan menggunakan metode *switching*, yakni dengan mengubah konsumsi BBM jenis solar tersebut menjadi setara nilai kalori gas bumi. Metode *switching* dilakukan melalui perhitungan sebagai berikut:

▪ Nilai kalori BBM jenis solar	= 36.645 Btu/L
▪ Konsumsi BBM jenis solar	= 42.801.307 KL
▪ Kalori total BBM jenis solar	= 1.568.453.882.800 Btu
▪ Nilai kalori gas bumi	= 1.000 Btu/scf
▪ Konsumsi gas bumi per tahun	= 1.568.453.883 scf
	= 1.568,45 MMscf
▪ Konsumsi gas bumi per hari	= 4,30 MMscfd

Konsumsi solar yang diperoleh dari metode *switching* tersebut ditambahkan ke dalam kebutuhan kabupaten Gresik. Selain itu, saat ini terdapat proyek pembangunan kawasan industri *Java Integrated Industrial & Ports Estate* (JIPE) seluas 1.761 Ha, yang diperkirakan membutuhkan pasokan gas bumi yang cukup besar. Kawasan tersebut diperkirakan akan beroperasi pada tahun 2020, dan akan membutuhkan pasokan gas sekitar 30 MMscfd. Proyek tersebut berada di kecamatan Manyar, sehingga kebutuhan tersebut akan ditambahkan ke dalam kebutuhan kecamatan Manyar.

Penelitian ini memiliki masa manfaat sampai tahun 2030 atau selama 14 tahun. Dengan demikian, untuk mengetahui potensi kebutuhan gas bumi untuk

sektor industri sampai akhir masa manfaat, maka digunakan data Laju Pertumbuhan Ekonomi (LPE) Kabupaten Gresik. LPE Gresik pada tahun 2015 adalah sebesar 6,15%. Kondisi tersebut mengalami penurunan dibanding tahun sebelumnya, namun masih berada di atas pertumbuhan ekonomi Provinsi Jawa Timur dan Nasional. Struktur ekonomi Kabupaten Gresik berdasarkan Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) atas dasar harga berlaku didominasi oleh industri pengolahan dengan 49,10%. Berdasarkan data LPE Kabupaten Gresik pada periode 2010-2015, diperoleh rata-rata LPE Gresik sebesar 6,65%. Angka LPE rata-rata lima tahun sebelumnya digunakan untuk peningkatan kebutuhan gas tiap tahun sampai akhir masa manfaat.

Dengan menggunakan pertumbuhan data kebutuhan gas bumi eksisting dan konsumsi BBM jenis solar yang telah disubstitusi menjadi gas bumi, serta asumsi perkiraan terhadap proyek JIPE, maka estimasi tambahan kebutuhan gas bumi untuk sektor industri di Kabupaten Gresik pada 2017 adalah sebesar 7,6 MMscfd dan pada akhir masa manfaat adalah sebesar 88,7 MMscfd. Kebutuhan eksisting tidak diperhitungkan karena diperkirakan kontrak terhadap kebutuhan eksisting tersebut selesai pada periode 2018 – 2020. Dan juga kebutuhan eksisting saat ini berasal dari lapangan lain di luar wilayah Kabupaten Gresik.

Industri dominan di Gresik tersebar di 6 (enam) kecamatan, sehingga angka proyeksi kebutuhan gas bumi Kabupaten Gresik dibagi proporsional berdasarkan jumlah industri untuk tiap kecamatan.

Dengan menambahkan kebutuhan untuk kelistrikan, maka diperoleh kebutuhan gas bumi untuk Gresik seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1. Kebutuhan Gas Bumi Kabupaten Gresik

Kecamatan	Kebutuhan (MMscfd)													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kelistrikan	-	-	-	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
Proyeksi Industri	7.6	11.8	16.2	20.9	25.9	31.3	37.0	43.0	49.5	56.4	63.7	71.5	79.8	88.7
Manyar	0.9	1.4	1.9	2.5	3.1	3.8	4.4	5.2	5.9	6.8	7.6	8.6	9.6	10.6
Kebomas	1.8	2.8	3.9	5.0	6.2	7.5	8.9	10.3	11.9	13.5	15.3	17.2	19.2	21.3
Cerme	1.9	2.9	4.0	5.2	6.4	7.8	9.2	10.7	12.3	14.0	15.8	17.7	19.8	22.0
Menganti	0.7	1.1	1.5	2.0	2.4	2.9	3.4	4.0	4.6	5.3	5.9	6.7	7.5	8.3
Driyorejo	1.7	2.7	3.7	4.8	5.9	7.2	8.5	9.9	11.3	12.9	14.6	16.4	18.3	20.3
Wringinanom	0.5	0.8	1.1	1.5	1.8	2.2	2.6	3.0	3.4	3.9	4.4	5.0	5.5	6.1
JIPE	-	-	-	30.0	31.9	34.0	36.2	38.6	41.1	43.8	46.7	49.7	52.9	56.4
Total	7.6	11.8	16.2	102.9	109.8	117.3	125.2	133.6	142.6	152.2	162.4	173.2	184.8	197.1

4.1.2. Analisis Pasokan

Pasokan gas bumi eksisting untuk Kabupaten Gresik adalah sekitar 428 MMscfd, atau sekitar 77,2% dari total pasokan untuk Region Jawa Bagian Timur dan Bali yang tercatat di Kementerian ESDM. Hal tersebut terjadi karena di Kabupaten Gresik terdapat UP Gresik dan Pupuk Petrokimia Gresik. Di sisi lain, berdasarkan data BPH Migas, pipa transmisi milik PT Pertamina Gas (Pertagas) yang berasal dari lapangan Pagerungan milik Kangean Energy Indonesia Ltd (KEIL), menyalurkan gas sekitar 212 MMscfd sampai di Gresik, atau sekitar 95% dari total gas bumi yang masuk di Pagerungan (BPH Migas, 2015). Selain itu, gas milik PT E yang disalurkan untuk wilayah Surabaya – Gresik dan wilayah Sidoarjo – Mojokerto, sebagian besar melalui ruas transmisi ORF Porong – Gresik, sehingga tercatat sebagai gas yang keluar di Gresik.

Pasokan gas bumi untuk Kabupaten Gresik yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari pasokan potensial lapangan gas yang akan *on stream* pada periode 2016-2022 dan berada di sekitar Kabupaten Gresik, yakni sekitar 102 MMscfd pada 2017 dan sekitar 203 MMscfd pada 2022. Pasokan tahun 2017 tersebut terdiri dari 12 MMscfd dari lapangan X, 85 MMscfd dari lapangan Y, dan 5 MMscfd dari lapangan Z. Pada tahun 2022, akan terdapat potensi peningkatan pasokan yang berasal dari sumber yang sama. Pasokan tersebut diperkirakan tidak akan mengalami penurunan volume sampai dengan tahun 2030.

Potensi pasokan disajikan pada Tabel 4.2. Dari data tersebut dapat diketahui bahwa potensi pasokan di sekitar Kabupaten Gresik telah mencukupi untuk memenuhi kebutuhan sektor kelistrikan dan industri sampai akhir masa manfaat, dan masih terdapat sedikit kelebihan pasokan.

Tabel 4.2. Potensi Pasokan Gas Bumi Kabupaten Gresik dalam MMscfd

Sumber	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lapangan X	12	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Lapangan Y	85	85	85	85	85	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Lapangan Z	5	5	5	5	5	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Total	102	140	140	140	140	203	203	203	203	203	203	203	203	203

Lokasi lapangan X berada di lepas pantai Utara Madura, dan direncanakan gas tersebut diangkut melalui pipa *dedicated* hulu sampai *landing point* di Manyar pada koordinat 7°6'42.06" LS - 112°38'32.43" BT. Lokasi lapangan Y berada di

Selat Madura, dan gas tersebut akan diangkut melalui pipa transmisi eksisting milik Pertagas sampai Gresik dengan titik serah di GRE Pertagas yang berada di titik koordinat $7^{\circ}11'23.5''$ LS $-112^{\circ}39'32.8''$ BT. Sedangkan lokasi lapangan Z juga berada di lepas pantai Madura, sebelah Utara Kabupaten Gresik, yang diangkut dengan menggunakan pipa *dedicated* hulu sampai dengan *landing point* di titik koordinat $7^{\circ}10'13.8''$ LS - $112^{\circ}39'49.5''$ BT.

4.2. ANALISIS PIPA EKSISTING

Seperti yang telah disebutkan di Bab I dan Bab II, bahwa di wilayah Jawa Timur, khususnya Kabupaten Gresik terdapat 5 (lima) Badan Usaha eksisting yang memiliki pipa *dedicated* hilir, dan saat ini terdapat satu Badan Usaha yang sedang membangun pipa *dedicated* hilir baru. Selain itu, terdapat pipa transmisi milik Pertagas yang mengangkut gas dari lapangan Pagerungan milik Kangean Energy Indonesia Ltd (KEIL) sampai dengan PLN Gresik.

Sumber gas utama untuk pipa *dedicated* hilir di Gresik berasal dari pipa transmisi Pertagas dan dari PHE WMO. Komposisi gas, SG, *Z-Factor*, dan *Heating Value* dari sumber tersebut ditampilkan pada Tabel 4.3. Simulasi terhadap pipa eksisting termasuk parameter tersebut di atas, tingkat pemanfaatan pipa, dan *linepack* dihitung dengan menggunakan persamaan laju alir gas *Panhandle A*, efisiensi pipa ditetapkan sebesar 0,9 dan persamaan keadaan (EOS) Peng-Robinson melalui simulasi PipelineStudio®.

Tabel 4.3. Komposisi Gas Bumi Eksisting Pipa *Dedicated* Hilir di Gresik

Sumber	Specific Gravity	Z-Factor	Heating Value (btu/scf)	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	CO ₂	N ₂
PHE WMO	0.6854	0.9189	1068.97	84.333	6.342	4.576	1.043	0.371	0.454	0.314	0.335	0.603	1.129
Pertagas	0.5677	0.933	914.72	98.839	0.484	0.111	0.016	0.035	0.002	0.016	0.008	0.116	0.371

4.2.1. PT A

PT A merupakan salah satu pemilik Izin Usaha dan Hak Khusus Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated* Hilir di Kabupaten Gresik, yang memiliki panjang pipa 157 meter dengan diameter 8 inci. Pipa tersebut mengalirkan gas yang dibeli dari PHE WMO dengan volume kontrak saat ini sekitar 25 MMscfd. Titik terima gas dari pemasok berada di *delivery point* PHE WMO. Gas tersebut disalurkan

kepada 3 konsumen GM di Kabupaten Gresik. Data teknis dan peta jalur pipa *dedicated* hilir PT A ditunjukkan pada Tabel 4.4 dan Gambar 4.2.

Tabel 4.4. Data Teknis Pipa PT A

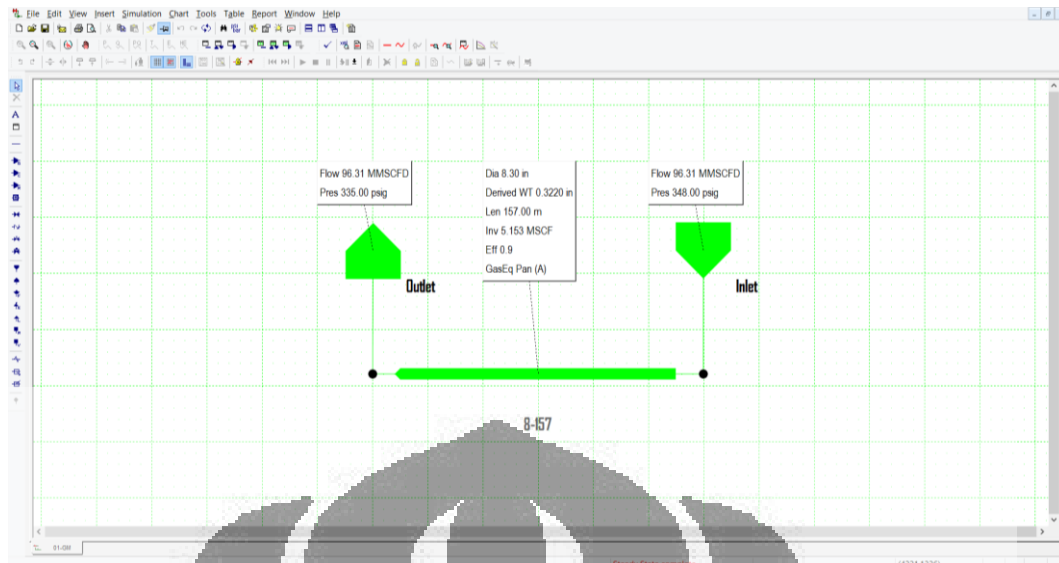
Diameter (inchi)			Tebal (inchi)	Panjang (meter)	Jenis	Kelas Lokasi	Tekanan (Psi)		Volume (MMscfd)
NPS	OD	ID					Inlet	Outlet	
8	8.63	8.303	0.32	157	API 5L Grade B Sch 40 Seamless	4	348	335	25



Gambar 4.2. Peta Jalur Pipa *Dedicated* Hilir PT A

Berdasarkan data teknis pipa, dilakukan simulasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.3. Sesuai keadaan kontrak eksisting, tekanan minimum di titik terima dan tekanan minimum di titik serah dijadikan batasan dalam simulasi, sehingga diperoleh kapasitas alir maksimum saat ini sebesar 96,30 MMscfd dengan *linepack* sebesar 5,15 Mscf.

Pipa PT A terkoneksi langsung dengan *landing point* dari sumber pasokan lapangan Z. Namun pipa PT A sangat pendek untuk menyalurkan gas bumi ke titik serah kelistrikan masih perlu penambahan jalur pipa sekitar 1.000 meter, dan untuk kebutuhan industri yang tersebar dibutuhkan penambahan jalur pipa yang lebih panjang. Hal tersebut membuat pipa milik PT A tidak ekonomis untuk dapat dimanfaatkan bersama.



Gambar 4.3. Hasil Simulasi Pipa *Dedicated* Hilir PT A

4.2.2. PT B

PT B merupakan salah satu pemilik Izin Usaha dan Hak Khusus Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated* Hilir di Kabupaten Gresik, yang memiliki panjang pipa 72 meter dengan diameter 8 dan 6 inchi. Pipa tersebut mengalirkan gas sekitar 2 MMscfd berdasarkan kontrak dengan pemasok dan konsumen. Gas milik PT B dibeli dari PT D, yang juga merupakan pemilik pipa *dedicated* hilir di Gresik, kemudian dijual kepada konsumennya yang merupakan industri pengolahan minyak sawit. Data teknis dan peta jalur pipa *dedicated* hilir PT B ditunjukkan pada Tabel 4.4 dan Gambar 4.5.

Tabel 4.5. Data Teknis Pipa PT B

Diameter (inchi)			Tebal (inchi)	Panjang (meter)	Jenis	Kelas Lokasi	Tekanan (Psi)		Volume (MMscfd)
NPS	OD	ID					Inlet	Outlet	
8	8.63	8.303	0.32	12	API 5L Grade B Sch 40 Seamless	4	120	116	2
6	6.63	6.345	0.28	60					
72									

Berdasarkan data teknis pipa, dilakukan simulasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.5. Sesuai keadaan kontrak eksisting, tekanan minimum di titik terima dan tekanan minimum di titik serah dijadikan batasan untuk simulasi,

sehingga diperoleh kapasitas pengaliran maksimum saat ini sebesar 25,50 MMscfd dengan *linepack* sekitar 0,537 Mscf.



Gambar 4.4. Peta Jalur Pipa *Dedicated* Hilir PT B



Gambar 4.5. Hasil Simulasi Pipa *Dedicated* Hilir PT B

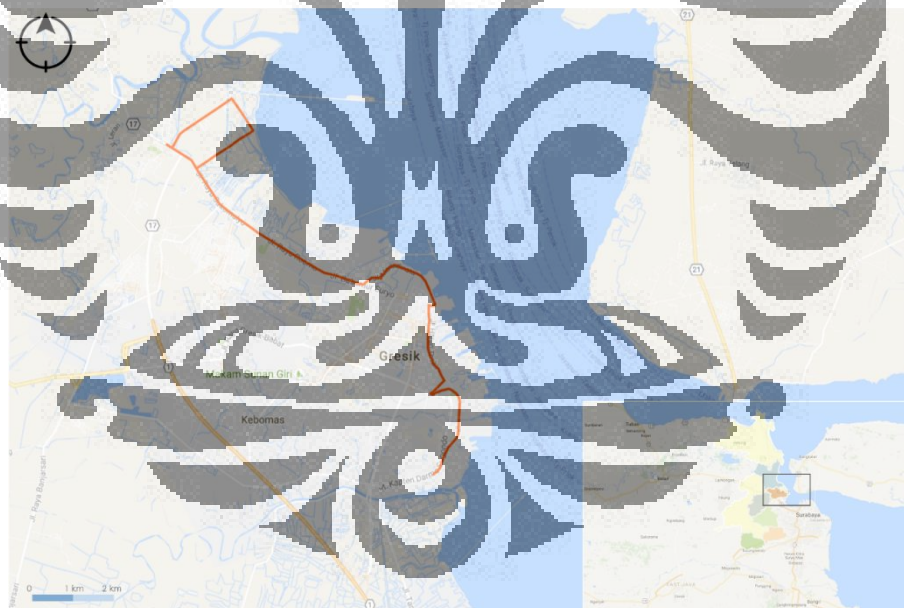
Pipa PT B terkoneksi dengan pipa PT D untuk menyalurkan gas ke konsumennya, sehingga untuk mengalirkan gas dari sumber pasokan maupun ke calon konsumen baru, dibutuhkan penambahan jaringan yang cukup besar. Hal tersebut membuat pipa milik PT B tidak ekonomis untuk dimanfaatkan bersama.

4.2.3. PT C

PT C merupakan salah satu pemilik Izin Usaha dan Hak Khusus Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated* Hilir di Kabupaten Gresik, yang memiliki panjang pipa 18.100 meter dengan diameter 12 dan 6 inci. Pipa tersebut mengalirkan gas sekitar 24 MMscfd berdasarkan kontrak dengan pemasok. Gas milik PT C dibeli dari *trader* dan sekaligus *shipper* pipa transmisi milik Pertamina. Gas tersebut kemudian dijual kepada 2 konsumen. Data teknis dan peta jalur pipa *dedicated* hilir PT C ditunjukkan pada Tabel 4.6 dan Gambar 4.6.

Tabel 4.6. Data Teknis Pipa PT C

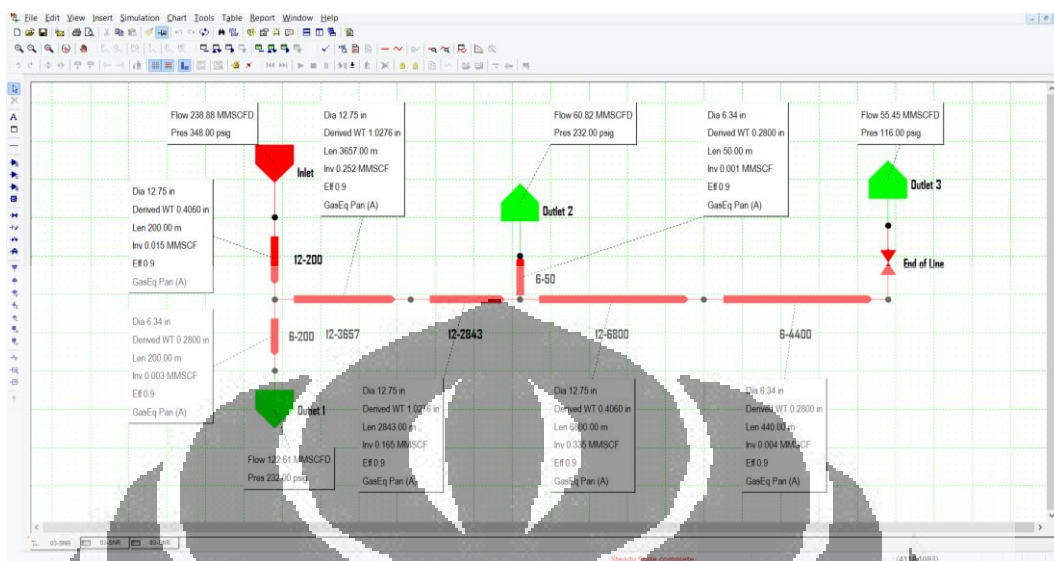
Diameter (inci)			Tebal (inci)	Panjang (meter)	Jenis	Kelas Lokasi	Tekanan (Psi)		Volume (MMscfd)
NPS	OD	ID					Inlet	Outlet	
12	12.75	12.344	0.41	13,500	API 5L Grade B Sch 40 Seamless	4	348	200	24
6	6.63	6.345	0.28	4,600					
				18,100					



Gambar 4.6. Peta Jalur Pipa *Dedicated* Hilir PT C

Berdasarkan data teknis, dilakukan simulasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.7. Tekanan minimum di titik terima dan di titik serah konsumen sesuai kontrak eksisting, serta tekanan minimum di *block valve* pipa paling akhir sebesar 116 psig (mengacu terhadap aturan Kementerian ESDM tentang minimal tekanan menengah untuk industri) dijadikan batasan untuk simulasi. Dengan demikian

diperoleh kapasitas pengaliran maksimum sebesar 238,88 MMscfd pada kondisi eksisting, dengan *linepack* sekitar 0,77 MMscf.



Gambar 4.7. Hasil Simulasi Pipa *Dedicated* Hilir PT C

Pipa milik PT C terkoneksi langsung dengan *landing point* dari lapangan Y, sedangkan jarak dari jalur pipa tersebut dengan *landing point* dari lapangan Z adalah sepanjang 300 meter. Dan jarak pipa milik PT C dengan *landing point* dari lapangan X adalah sekitar 4.700 meter. Untuk mengalirkan gas ke UP Gresik, diperlukan penambahan pipa penyalur sepanjang 325 meter. Sedangkan untuk menyalurkan gas ke calon konsumen industri, PT C harus membangun jaringan yang cukup panjang.

4.2.4. PT D

PT D merupakan salah satu pemilik Izin Usaha dan Hak Khusus Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated* Hilir di Kabupaten Gresik, yang memiliki panjang total pipa 24.680 meter dengan diameter 6, 8, 10, 12, dan 16 inci. Pipa tersebut mengalirkan gas eksisting sekitar 38 MMscfd berdasarkan kontrak dengan pemasok. Gas milik PT D dibeli dari dua pemasok dari pipa milik Pertamina dengan titik serah di GRE Pertamina, dan dua pemasok dari pipa milik PT A. Gas tersebut kemudian dijual kepada 13 konsumen di Kabupaten Gresik. Data teknis dan peta jalur pipa *dedicated* hilir PT D ditunjukkan pada Tabel 4.7 dan Gambar 4.8.

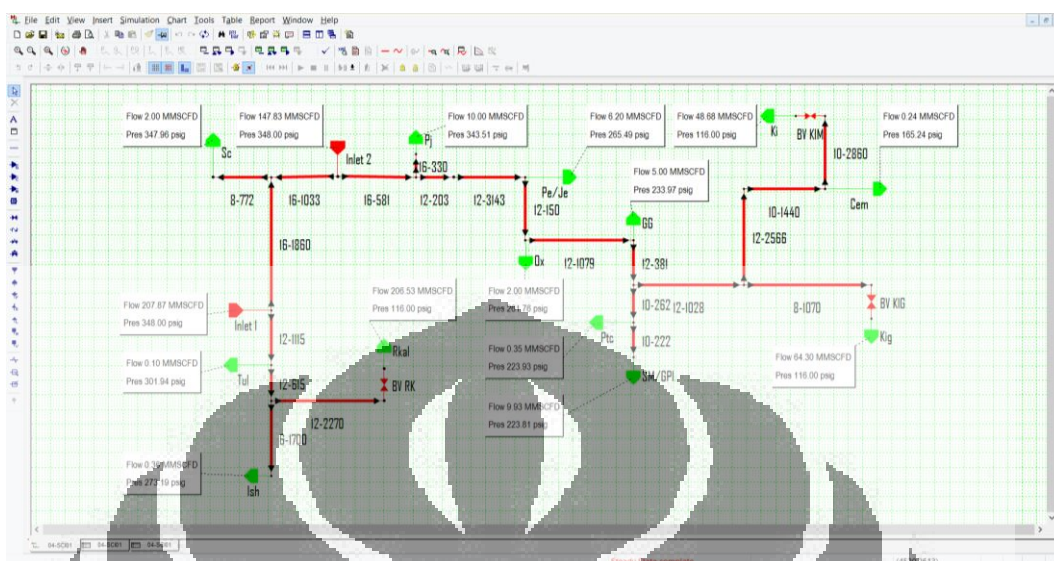
Tabel 4.7. Data Teknis Pipa PT D

Diameter (Inchi)			Tebal (inchi)	Panjang (meter)	Jenis	Kelas Lokasi	Tekanan (Psi)		Volume (MMscfd)
NPS	OD	ID					Inlet	Outlet	
6	6.65	6.365	0.28	1,700					
8	8.63	8.422	0.20	1,070					
8	8.63	8.422	0.20	772					
10	10.75	10.547	0.20	262					
10	10.75	10.547	0.20	222					
10	10.75	10.547	0.20	2,860					
10	10.75	10.547	0.20	1,440					
12	12.75	12.547	0.20	203					
12	12.75	12.547	0.20	2,566					
12	12.75	12.547	0.20	3,143					
12	12.75	12.547	0.20	615	API 5L Grade B	4	348	116 -	38
12	12.75	12.547	0.20	2,270	Sch 40 ERW			286	
12	12.75	12.547	0.20	150					
12	12.75	12.547	0.20	1,079					
12	12.75	12.547	0.20	381					
12	12.75	12.547	0.20	1,028					
12	12.75	12.547	0.20	1,115					
12	12.75	12.547	0.20	1,033					
16	16.00	15.750	0.25	1,860					
16	16.00	15.750	0.25	581					
16	16.00	15.750	0.25	330					
				24,680					

Gambar 4.8. Peta Jalur Pipa *Dedicated* Hilir PT D

Berdasarkan data teknis pipa, dilakukan simulasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.9. Tekanan minimum sesuai kontrak di titik terima, volume kontrak dengan konsumen, dan tekanan minimum di *node* pipa paling akhir atau *block valve* sebesar 116 psig (mengacu terhadap aturan Kementerian ESDM tentang minimal tekanan menengah untuk industri) dijadikan batasan dalam simulasi. Dengan demikian akan diperoleh kapasitas pengaliran maksimum sebesar 207,87 MMscfd

di titik serah GRE, dan 147,83 MMscfd di titik serah PT A (total 355,70 MMscfd), dengan *linepack* sekitar 1,35 MMscf.



Gambar 4.9. Hasil Simulasi Pipa *Dedicated* Hilir PT D

Pipa milik PT D terkoneksi langsung dengan *landing point* dari lapangan Y, dan *landing point* dari lapangan Z. Sedangkan jarak pipa milik PT D dengan *landing point* dari lapangan X, sama dengan pipa milik PT C, yakni sekitar 4.700 meter. Untuk mengalirkan gas ke UP Gresik, pipa milik PT D telah terkoneksi langsung. Sedangkan untuk menyalurkan gas ke calon konsumen industri, PT D masih perlu jaringan sampai dengan Cerme, Driyorejo dan Wringinanom.

4.2.5. PTE

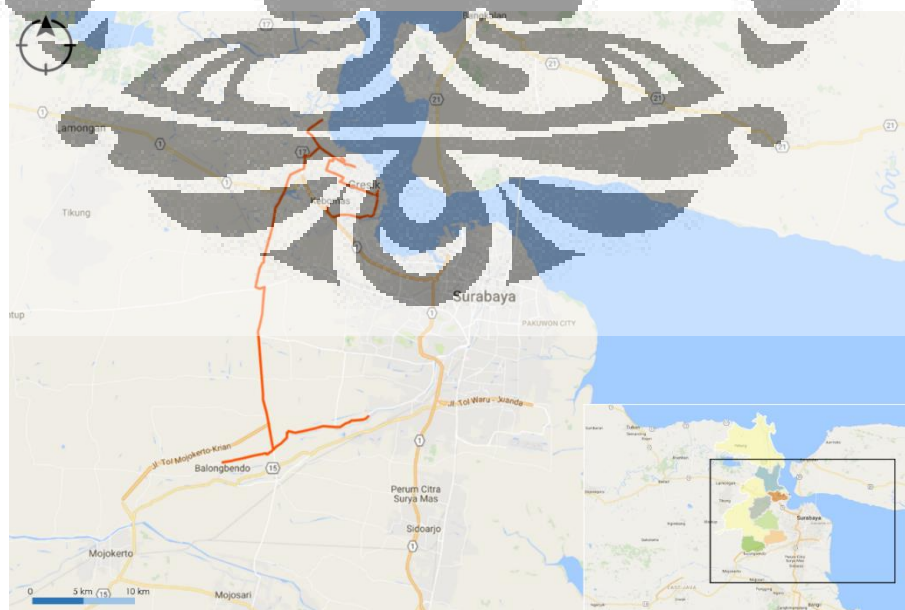
PT E merupakan pemilik Izin Usaha dan Hak Khusus Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated* Hilir di Kabupaten Gresik yang merupakan bagian dari wilayah distribusi Surabaya – Gresik. Jaringan pipa tersebut memiliki panjang total 189.370 meter, dengan variasi diameter antara 1 inchi sampai dengan 12 inchi untuk pipa baja, dan 20 mm – 180 mm untuk pipa *Polyethylene* (PE).

Dalam penelitian ini, jaringan pipa PT E dibatasi terhadap jalur pipa utama (*mainline*) yang berada di wilayah Kabupaten Gresik, sehingga dari analisis diperoleh panjang jaringan pipa utama PT E di Gresik adalah 71.155 meter dengan diameter 6 inchi, 8 inchi, dan 12 inchi. Sumber gas untuk jaringan pipa Surabaya – Gresik PT E berasal dari pipa transmisi milik Pertamina dengan titik serah di GRE

Pertagas, dari PHE WMO dan dari jaringan distribusi Surabaya, dengan total pasokan eksisting untuk wilayah tersebut sekitar 55 MMscfd berdasarkan volume niaga tahun 2015 (data BPH Migas). Gas tersebut kemudian dijual kepada konsumen yang tersebar di Gresik dan Surabaya. Data teknis dan peta jaringan pipa *dedicated* hilir PT E ditunjukkan pada Tabel 4.8 dan Gambar 4.10.

Tabel 4.8. Data Teknis Pipa PT E

Diameter (inchi)			Tebal (inchi)	Panjang (meter)	Jenis	Kelas Lokasi	Tekanan (Psi)		Volume (MMscfd)
NPS	OD	ID					Inlet	Outlet	
6	6.65	6.365	0.28	100					
6	6.65	6.365	0.28	1,800					
6	6.65	6.365	0.28	1,850					
6	6.65	6.365	0.28	1,540					
8	8.63	8.422	0.20	60					
8	8.63	8.422	0.20	400					
8	8.63	8.422	0.20	1,035					
8	8.63	8.422	0.20	1,145					
8	8.63	8.422	0.20	740					
8	8.63	8.422	0.20	885					
8	8.63	8.422	0.20	1,725					
8	8.63	8.422	0.20	5,000	API 5L Grade B Sch 40	4	348	116 - 320	55
8	8.63	8.422	0.20	2,120					
12	12.75	12.547	0.20	1,840					
12	12.75	12.547	0.20	345					
12	12.75	12.547	0.20	4,400					
12	12.75	12.547	0.20	2,250					
12	12.75	12.547	0.20	445					
12	12.75	12.547	0.20	12,000					
12	12.75	12.547	0.20	4,300					
12	12.75	12.547	0.20	16,750					
12	12.75	12.547	0.20	2,365					
12	12.75	12.547	0.20	7,860					
				71,155					

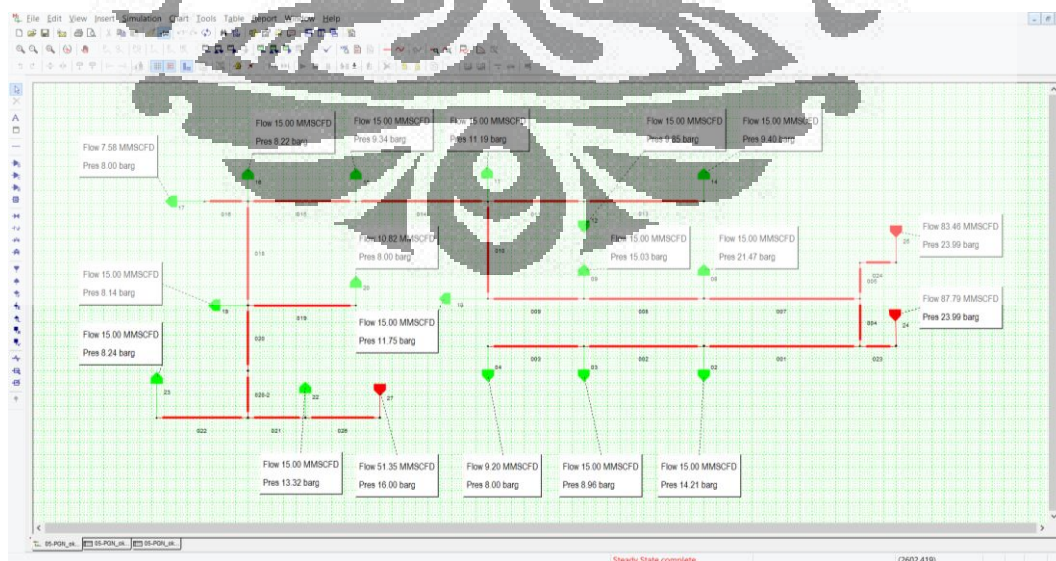


Gambar 4.10. Peta Jalur Pipa *Dedicated* Hilir PT E

Jaringan pipa *dedicated* hilir PT E termasuk jaringan yang kompleks, dan data yang diperoleh terbatas, sehingga diperlukan asumsi-asumsi dan batasan yang berbeda dengan pipa yang lain. Batasan yang digunakan dalam simulasi antara lain:

- tekanan maksimum sesuai kontrak di titik terima;
- volume niaga eksisting di titik terima;
- titik serah menggunakan sistem *cluster*, dengan batasan aliran sebesar 15 MMscfd setiap *cluster*;
- pipa penyalur dari *mainline* ke titik serah konsumen tidak diperhitungkan;
- tekanan minimum di *offtake* pipa paling ujung sebesar 8 bar atau 116 psig;
- jalur pipa yang digunakan hanya yang ada dalam batas wilayah Gresik, sehingga titik awal aliran gas berada di GRE Pertagas dan PHE WMO.

Berdasarkan data teknis pipa dan dengan menerapkan batasan tersebut di atas, simulasi menunjukkan angka kapasitas pengaliran maksimum saat ini sebesar 87,79 MMscfd di titik serah GRE, 83,46 MMscfd di titik serah PHE WMO. Apabila hanya menggunakan dua *inlet* tersebut, *outlet* terjauh tidak teraliri gas. Untuk itu, dalam simulasi ditambahkan *inlet* dari jaringan distribusi terdekat yang merupakan bagian dari jaringan pipa tersebut. Dengan batasan tekanan maksimum pada *inlet* baru tersebut sebesar 16 bar atau 232 psig, diperoleh total kapasitas pengaliran maksimum sebesar 222,60 MMscfd, dengan total *linepack* sekitar 2,09 MMscf. Hasil simulasi ditunjukkan pada Gambar 4.11.



Gambar 4.11. Hasil Simulasi Pipa *Dedicated* Hilir PT E

Kapasitas maksimum dari jaringan dengan tekanan maksimum sebesar 24 Bar, masih mampu lebih besar dari hasil simulasi sebelumnya, apabila batasan aliran di *offtake* diubah menjadi batasan tekanan.

Pipa milik PT E terkoneksi langsung dengan *landing point* dari lapangan Y dan *landing point* dari lapangan Z. Sedangkan jarak pipa milik PT E dengan *landing point* dari lapangan X, sama dengan pipa milik PT C maupun pipa milik PT D, yakni sekitar 4.700 meter.

Untuk mengalirkan gas ke UP Gresik dan kawasan industri JIPE di Manyar, pipa milik PT E belum terkoneksi, sehingga masih membutuhkan penambahan pipa sepanjang 1.000 meter dan 3.300 meter. Sedangkan untuk menyalurkan gas ke calon konsumen industri, jaringan pipa milik PT E telah sampai kecamatan Cerme, Driyorejo dan Wringinanom, sehingga pipa tersebut merupakan jaringan yang paling potensial untuk dimanfaatkan bersama.

4.2.6. Hasil Analisis Pipa Eksisting

Kegiatan usaha penyediaan infrastruktur jaringan pipa gas atau kegiatan usaha pengangkutan gas melalui pipa, merupakan kegiatan usaha yang bersifat monopoli alamiah (*natural monopoly*), sehingga menjadi lebih efisien apabila dilakukan oleh satu perusahaan saja pada suatu wilayah tertentu.

Tabel 4.9. Hasil Analisis Pipa Eksisting

Parameter	Pipa A	Pipa B	Pipa C	Pipa D	Pipa E
Panjang Pipa (meter)	157	72	18.100	24.680	71.155
Tingkat Pemanfaatan					
Pengaliran Eksisting (MMscfd)	25	2	24	38	55
Kapasitas Alir Maksimum (MMscfd)	96	25	239	356	223
Kapasitas Lebih (MMscfd)	71	23	215	318	168
Pengaliran Eksisting + Kebutuhan 2017 (MMscfd)	33	10	32	46	63
Pengaliran Eksisting + Kebutuhan 2030 (MMscfd)	226	203	225	239	256
Ketersediaan dan Kontinuitas Pasokan					
Jarak ke sumber Pasok					
<i>Landing Point</i> Lap. X	± 14 km	± 15 km	± 4.7 km	± 4.7 km	± 4.7 km
<i>Landing Point</i> Lap. Y (meter)	± 2.3 km	± 1.2 km	Terkoneksi	Terkoneksi	Terkoneksi
<i>Landing Point</i> Lap. Z (meter)	Terkoneksi	± 1.2 km	± 300 m	Terkoneksi	Terkoneksi
Kemampuan Kontrol Penyaluran					
Kemudahan Operasional					
Jarak ke UP Gresik	-	-	± 300 m	Terkoneksi	± 1 km
Jarak ke Kecamatan Prioritas					
Manyar	-	-	Terkoneksi	Terkoneksi	Terkoneksi
JIPE	-	-	± 3.3 km	± 3.3 km	± 3.3 km
Kebomas	-	-	Terkoneksi	Terkoneksi	Terkoneksi
Cerme	-	-	± 12 km	± 12 km	Terkoneksi
Menganti	-	-	± 20 km	± 20 km	Terkoneksi
Driyorejo	-	-	± 38 km	± 38 km	Terkoneksi
Wringinanom	-	-	± 35 km	± 35 km	Terkoneksi

Hasil analisis terhadap pipa eksisting seperti ditunjukkan pada Tabel 4.9. Dari 5 (lima) pipa *dedicated* hilir eksisting, diperoleh data bahwa hanya 3 (tiga) jalur pipa yang potensial untuk pemanfaatan bersama, yakni PT C, PT D, dan PT E. Hal tersebut disimpulkan dari hasil analisis terhadap kapasitas alir maksimum, panjang pipa, dan jarak pipa terhadap sumber pasokan dan calon konsumen. Namun untuk proyeksi penyaluran gas ke seluruh calon pengguna, khususnya sektor industri, pipa PT C dan pipa PT D harus melakukan penambahan investasi jaringan pipa yang cukup besar. Hal tersebut menjadikan pemanfaatan bersama menjadi tidak efisien, karena akan berdampak terhadap tarif pengangkutan yang cukup tinggi. Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa pipa *dedicated* hilir milik PT E merupakan jaringan yang paling potensial untuk diterapkan pemanfaatan bersama dalam rangka pembentukan wilayah jaringan distribusi Gresik.

4.3. PENENTUAN LOKASI DAN JALUR PIPA

Pada sub bab 4.1.2 telah disebutkan bahwa potensi pasokan berasal dari lapangan X, lapangan Y, dan lapangan Z. Sedangkan potensi kebutuhan berada di 6 (enam) kecamatan prioritas berdasarkan jumlah industri eksisting terbanyak dan proyek pembangunan kawasan industri baru.

Untuk kebutuhan gas bumi sektor kelistrikan saat ini dipasok melalui pipa transmisi Pertagas ruas Gresik – PLN Gresik yang merupakan bagian dari *East Java Gas Pipeline* (EJGP), dengan titik serah di area UP Gresik. Oleh karena itu, penelitian ini akan mengaplikasikan 3 skenario yaitu:

- Skenario I, skema pasokan gas untuk kelistrikan seluruhnya berasal dari lapangan Y dan melalui pipa transmisi Pertagas, dan pasokan untuk industri diperoleh dari lapangan X dan Z;
- Skenario II, skema pasokan gas untuk kelistrikan 50% berasal dari lapangan X, dan sisanya berasal dari lapangan Y melalui pipa transmisi Pertagas. Sedangkan untuk industri dipasok dari lapangan Y dan Z;
- Skenario III, skema pasokan gas dari lapangan X seluruhnya untuk kelistrikan, dan sisanya berasal dari lapangan Z. Sedangkan pasokan untuk industri dipasok dari lapangan Y.

Pipa PT E mengalirkan gas bumi dari dua sumber pasok utama, dan seperti yang disebutkan sebelumnya bahwa jaringan tersebut merupakan bagian yang

terkoneksi dengan jaringan Surabaya, sehingga diasumsikan sumber pasok riil di lapangan menjadi 3 titik sumber pasok untuk digunakan dalam analisis selanjutnya.

Jaringan tersebut telah menjangkau tiap kecamatan prioritas yang telah ditentukan dalam penelitian ini. Jalur pipa tersebut dibatasi terhadap pipa utama (*mainline*), dengan mengabaikan pipa penyalur sampai dengan *metering* konsumen. Dengan demikian, titik serah tiap *cluster* pada kecamatan prioritas, ditetapkan berada di jalur utama pipa eksisting.

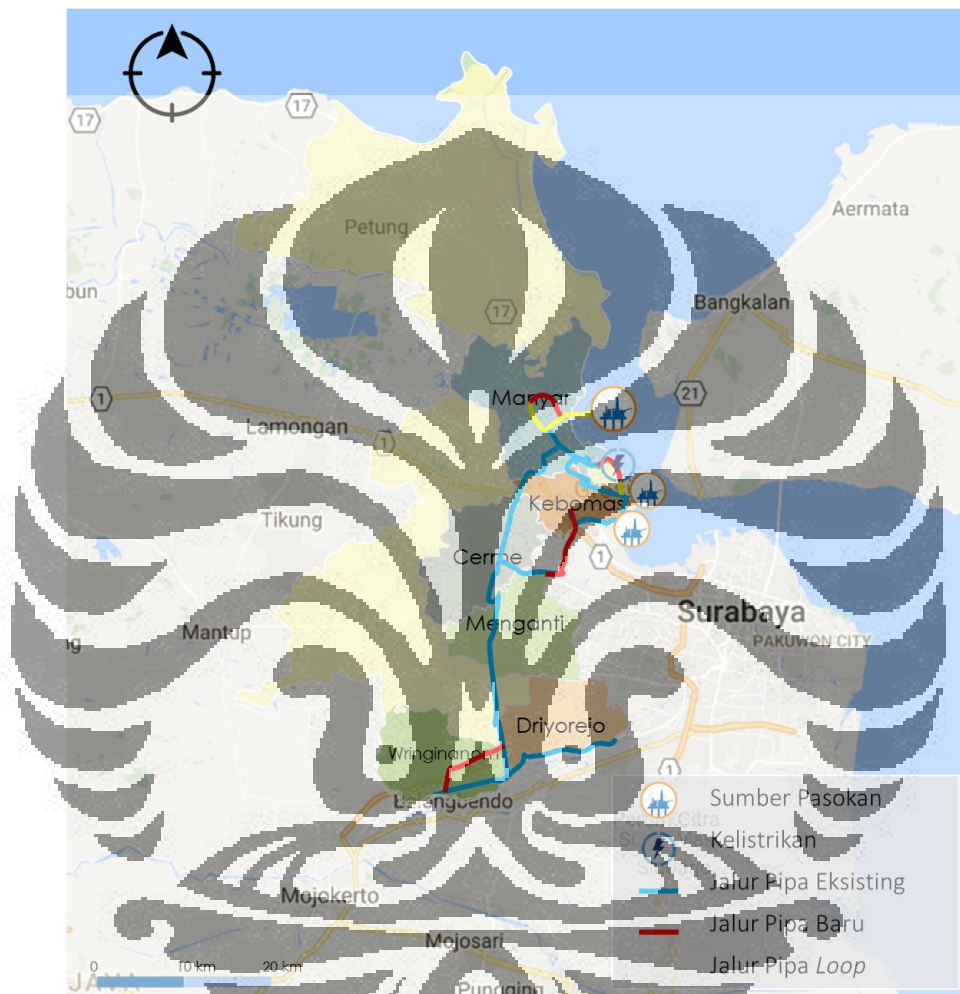
Kebutuhan gas untuk industri dan kelistrikan di Gresik pada akhir masa manfaat penelitian ini masih lebih besar dibanding kapasitas alir maksimum pipa eksisting. Oleh sebab itu, masih dibutuhkan pengembangan jaringan dengan membuat jalur baru sekitar 4.700 meter dari pipa utama sampai sumber pasok *landing point* lapangan Y (Jalur 1), 1.000 meter dari pipa utama sampai titik serah sektor kelistrikan di UP Gresik (Jalur 2), dan 3.300 meter dari pipa utama sampai *gate* kawasan industri JIPE (Jalur 3).

Untuk memastikan kehandalan pengaliran gas pada jaringan, penelitian ini juga akan menambahkan jalur baru pada *node* atau *offtake* terluar untuk dikoneksikan dengan *node* lain. Sehingga jaringan tersebut menjadi jaringan *loop*. Jaringan berbentuk *loop* merupakan jaringan pipa yang tiap *node*-nya saling terhubung dengan pipa yang lain sehingga dapat memastikan kelancaran aliran fluida. Tiap *node* yang saling terhubung memungkinkan fluida mengalami perubahan arah pergerakan, tergantung kebutuhan dan variasi pada jaringan. Selain itu jaringan *loop* juga akan meningkatkan redundansi pada jaringan sehingga apabila terjadi kegagalan pada pipa tertentu, fluida tetap dapat bergerak. Kualitas fluida dapat meningkat akibat fluida yang tidak pernah berhenti (*stagnan*) di bagian pipa tertentu.

Meskipun demikian jaringan *loop* juga memiliki kekurangan yakni memiliki biaya konstruksi dan operasional yang lebih tinggi. Untuk meminimalisasi biaya, jaringan tersebut akan dioptimisasi dengan menggunakan Algoritma Genetik yang secara umum dalam analisis pipa digunakan untuk mencari fungsi biaya terendah.

Penambahan jalur ditetapkan melalui jalan raya utama ataupun jalur baru yang paling efektif, dan disesuaikan dengan memperhatikan skenario yang telah

ditentukan sebelumnya. Melalui penambahan jalur pipa baru, diperkirakan kebutuhan gas bumi seluruhnya masih dapat dialirkan melalui pipa PT E, sehingga investasi penambahan fasilitas kompresi tidak direncanakan. Lokasi *landing point* sumber pasokan, kecamatan prioritas dan jalur pipa baru ditunjukkan pada Gambar 4.12.



Gambar 4.12. Lokasi Sumber Pasok, Kecamatan Prioritas, dan Jalur Baru

4.4. OPTIMISASI JARINGAN

Dari hasil analisis pipa eksisting diperoleh bahwa pipa *dedicated* hilir yang paling layak untuk dimanfaatkan bersama adalah pipa PT E, namun pipa tersebut masih membutuhkan penambahan jalur pipa. Penambahan jalur pipa pada suatu jaringan dapat mempengaruhi kinerja pipa yang telah terpasang sebelumnya. Pengaruh tersebut dapat berupa terganggunya aliran dan tekanan dalam jaringan tersebut. Untuk itu dilakukan optimisasi terhadap jaringan pipa dengan metode

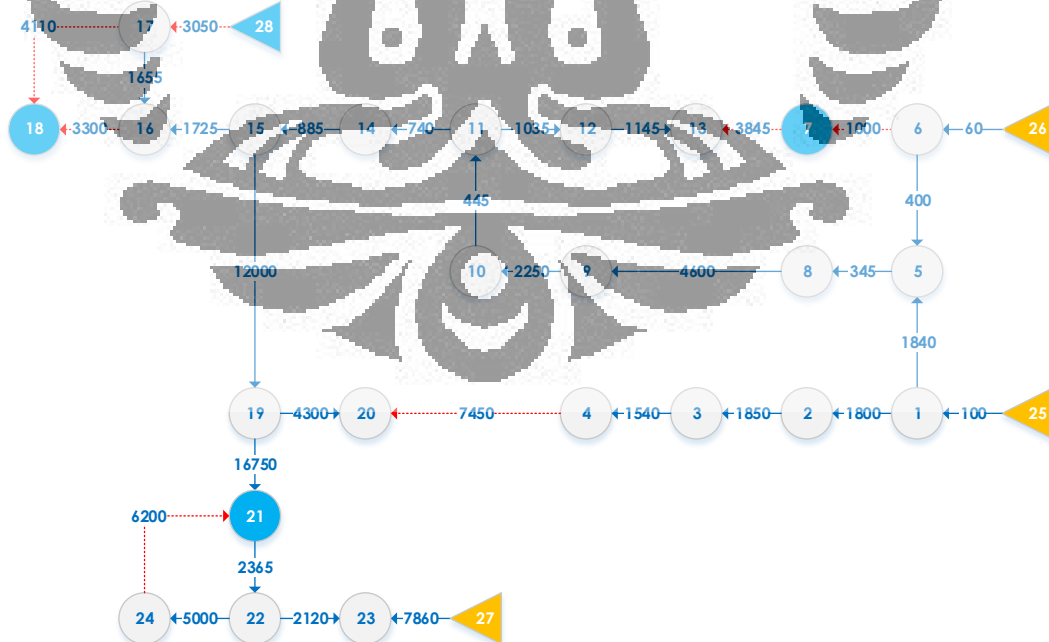
algoritma genetik, dengan menjadikan jaringan tersebut *semi-loop*. Tujuan dari optimisasi tersebut adalah untuk mendapatkan ukuran diameter pipa yang paling ideal untuk mengalirkan gas dari sumber pasok eksisting maupun sumber pasok baru ke konsumen berdasarkan analisis kebutuhan yang telah dilakukan.

4.4.1. Pemodelan Jaringan Pipa

Pemodelan jaringan pipa milik PT E ditunjukkan pada Gambar 4.13. dengan simbol:

- ▲ → sumber pasok (*Source Node*)
- → sebagai titik outlet (*Demand Node*).

Pada skema tersebut terdapat 4 *source node* dan 19 *demand node*, sedangkan sisanya merupakan *node* percabangan yang tidak terdapat titik *offtake*. Pipa yang menghubungkan jaringan tersebut sebanyak 31 buah dengan total panjang 101.765 meter. *Node* yang berwarna biru dan garis putus-putus berwarna merah merupakan *node* dan jalur pipa pengembangan jaringan pipa PT E, sedangkan yang lain merupakan data jaringan eksisting. Jaringan tersebut merupakan jaringan dengan *multiple source node* dan setiap *demand node* terhubung dengan 2 *node* lainnya.



Gambar 4.13. Skema Pemodelan Jaringan Pipa PT E

4.4.2. Penentuan Parameter

Data jaringan yang dibutuhkan dalam algoritma genetik antara lain:

- Nomor *Node* pipa (*Source Node* dan *Demand Node*) serta *demand flow* (dalam satuan m^3/jam) masing-masing *node* yang ditunjukkan pada Tabel 4.10. Data *node* dan *demand flow* tersebut merupakan jumlah kebutuhan gas eksisting dan perkiraan tambahan kebutuhan pada tahun 2030, berdasarkan kecamatan prioritas dan kebutuhan kelistrikan. *Node* tambahan ditunjukkan pada *node* nomor 7, 18, dan 26.

Tabel 4.10. Data *Node* dan *Demand Flow*

NODE	FLOW		Keterangan
	(MMscfd)	(m^3/h)	
1	0	0	Branch
2	7	7652	Kebomas-1
3	7	7652	Kebomas-2
4	7	7652	Kebomas-3
5	0	0	Branch
6	0	0	Branch
7	52	61213	Kelistrikan
8	7	7652	Kebomas-4
9	7	7652	Kebomas-5
10	7	7652	Kebomas-6
11	4	5266	Manyar-1
12	4	5266	Manyar-2
13	4	5266	Manyar-3
14	4	5266	Manyar-4
15	4	5266	Manyar-5
16	4	5266	Manyar-6
17	0	0	Branch
18	28	33197	JIIPE
19	25	29370	Cerme
20	11	13221	Menganti
21	0	0	Branch
22	13	15448	Diyorejo-1
23	13	15448	Diyorejo-2
24	9	10715	Wringinanom
25	0	0	Source Y
26	0	0	Source Z
27	0	0	Source SBY
28	0	0	Source X

- Panjang pipa (dalam satuan meter) yang menghubungkan *node* awal dan *node* akhir dari pipa, ditunjukkan pada Tabel 4.11. Untuk pipa tambahan ditunjukkan pada pipa nomor 6 (1.000 meter), 17 (3.300 meter), dan 25 (4.700 meter). Sebagaimana telah disebutkan pada Bab III, bahwa untuk menentukan arah aliran gas, diasumsikan dengan nilai positif apabila arah aliran dari n_2 menuju n_1 , dengan $n_2 > n_1$, dalam hal ini n_1 merupakan *node end* dan n_2 merupakan *node start*. *Source node* diletakkan pada akhir penomoran jaringan untuk

memudahkan proses *encoding* dalam algoritma genetik. Aliran untuk *source node* dianggap tidak terbatas (El Mahdy et al, 2010).

Tabel 4.11. Data Nomor Pipa, Jalur Pipa, dan Panjang Pipa PT E

PIPA	JALUR		L (meter)
	Node Start	Node End	
1	1	2	1800
2	2	3	1850
3	3	4	1540
4	1	5	1840
5	5	6	400
6	6	7	1000
7	7	13	3845
8	5	8	345
9	8	9	4600
10	9	10	2250
11	10	11	445
12	11	12	1035
13	12	13	1145
14	11	14	740
15	14	15	885
16	15	16	1725
17	17	16	1655
18	17	18	4110
19	16	18	3300
20	15	19	12000
21	19	20	4300
22	4	20	7450
23	19	21	16750
24	21	22	2365
25	21	24	6200
26	22	24	5000
27	22	23	2120
28	27	23	7860
29	26	6	60
30	28	17	3050
31	25		100

* cell berwarna biru merupakan pipa baru

- Jenis (*Index*) diameter pipa di pasaran dan harga pipa (dalam satuan USD/meter) yang ditunjukkan pada Tabel 4.12. Harga pipa tersebut merupakan asumsi total biaya konstruksi pipa di Jawa sebesar 50.000 US\$/inch-km berdasarkan data BPH Migas terhadap rata-rata biaya operasional dan perawatan pipa (5% dari total biaya capital) tahun 2015 sebesar 2500 US\$/inch-km. Sedangkan diameter pipa merupakan standar diameter pipa API 5L yang paling banyak digunakan untuk jaringan distribusi. Kolom *index* pada Tabel 4.12 merupakan subyek yang akan dikodekan pada simulasi algoritma genetik menjadi bilangan biner 0 dan 1, contoh: *Index* 1 menjadi 000, *Index* 2 menjadi 001, *Index* 3 menjadi 010 dan seterusnya.

Tabel 4.12. Data Harga dan *Index* Pipa Standar

INDEX	DIAMETER (mm)	BIAYA (US\$)
1	102	200
2	152	300
3	203	400
4	254	500
5	305	600
6	356	700
7	406	800
8	508	1000

Selain data jaringan pipa tersebut di atas, diperlukan parameter-parameter dalam algoritma genetik terhadap jaringan, antara lain:

- Tekanan maksimum pada *source node* dalam satuan Bar (PMax). Dalam penelitian ini, tekanan maksimum yang digunakan sebesar 24 bar (348 psig) berdasarkan data tekanan maksimum dari sumber gas di Jawa Timur;
- Tekanan minimum pada *demand node* dalam satuan Bar (PMin). Tekanan minimum yang digunakan dalam penelitian adalah sebesar 8 bar (116 psig) berdasarkan aturan minimal tekanan menengah untuk industri;
- Besar populasi solusi (*Population*) untuk penentuan jumlah kromosom;
- Maksimum generasi (*Generation*) atau batas maksimum iterasi;
- Minimum generasi (*Stall*) atau batas minimum iterasi;
- Fraksi penyilangan (*Fraction*), merupakan prosentase populasi yang akan diseleksi untuk penyilangan;
- *Rate* penyilangan (*Pc*), merupakan prosentase populasi yang disilangkan, dan memiliki nilai antara 0,6 – 1 untuk permasalahan jaringan pipa (Simpson, 1994);
- *Rate* mutasi (*Pm*), merupakan prosentase populasi yang dimutasi, dan memiliki nilai antara 0,01 – 0,2 (Mitchell, 1999).

4.4.3. Pembuatan Perangkat Lunak

Untuk melakukan optimisasi dengan metode algoritma genetik, diperlukan program aplikasi yang akan dibantu melalui perangkat lunak MATLAB. Aplikasi tersebut dibangun melalui menu GUIDE dalam MATLAB, yang memungkinkan pembuatan program dengan tampilan dan fungsi sesuai kebutuhan dan desain pengguna.

MATLAB merupakan program komputasi teknik yang menggabungkan komputasi, visualisasi, dan pemrograman yang menampilkan permasalahan dan solusi melalui notasi matematika.

Untuk mendukung proses algoritma genetik dalam aplikasi dibutuhkan fungsi rutin atau *M-Files* dalam MATLAB. *Pseudocode* dari fungsi-fungsi rutin tersebut ditunjukkan pada Lampiran II.

- Fungsi rutin GUI (*Graphical User Interface*) *Builder* file yang mengatur tampilan *interface*, tombol, dan grafik dari aplikasi.
- Fungsi rutin konstanta yang berisi konstanta dalam perhitungan kehilangan tekanan pipa atau *head loss*.
- Fungsi rutin tekanan yang berisi formulasi kehilangan tekanan
- Fungsi rutin *decode* yang mengatur perubahan kode biner pada kombinasi pipa menjadi nilai riil.
- Fungsi rutin iGA yang merupakan fungsi utama dari algoritma genetik
- Fungsi rutin seleksi yang mengatur dan memilih *string* yang akan disilangkan
- Fungsi rutin penyilangan yang mengatur penyilangan terhadap kombinasi kode biner
- Fungsi rutin mutasi yang mengatur kondisi mutasi pada kombinasi kode biner yang telah disilangkan
- Fungsi rutin evaluasi yang berisi fungsi pengaturan variabel aliran gas, tekanan gas di masing-masing *node*, perubahan tekanan dan konstanta K. Selain itu, dalam fungsi ini juga terdapat fungsi perhitungan penalti dan biaya total jaringan.

Tampilan dasar dari aplikasi algoritma genetik dan tampilan aplikasi setelah simulasi dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.14. Tampilan dasar tersebut terdiri dari beberapa bagian, sebagai berikut:

- Input Data, berisi fungsi untuk mengunggah *file* dalam bentuk *spreadsheet* Microsoft Excel. *File* tersebut terdiri dari 3 (tiga) *sheet* yang masing-masing berisi data seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.10, 4.11. dan 4.12, yakni *sheet* 'Node', *sheet* 'Pipe', dan *sheet* 'Index';
- Parameter GA, berisi parameter-parameter dalam algoritma genetik yang telah ditentukan sebelum atau ketika aplikasi akan dijalankan;

- Tombol ‘Mulai’, merupakan fungsi untuk memulai simulasi;
- Grafik, yang menampilkan *chart* atau grafik hasil simulasi. Terdapat 2 (dua) jenis *chart* yang dapat ditampilkan yaitu *chart* perbandingan Biaya terhadap Generasi, dan *chart* perbandingan *Fitness* terhadap Generasi;
- Hasil, tampilan yang berisi 2 (dua) tabel dan beberapa keluaran. 2 (dua) tabel tersebut yakni tabel hasil simulasi nomor pipa, diameter tiap pipa dan biaya masing-masing jalur, dan tabel tiap *node* dan tekanan masing-masing *node*. Sedangkan data keluaran yang ditampilkan adalah jumlah total generasi/iterasi yang dilakukan, total waktu yang dibutuhkan, total biaya jaringan, dan total pinalti dari jaringan.



Gambar 4.14. Tampilan Dasar Aplikasi

Alur kerja dari aplikasi yang telah dibuat adalah dengan melakukan input data jaringan berupa *file* dalam bentuk *spreadsheet* Microsoft Excel, kemudian menentukan parameter dasar algoritma genetik, lalu proses simulasi dimulai. Setelah simulasi selesai dilakukan, hasil simulasi akan ditampilkan pada *interface* aplikasi.

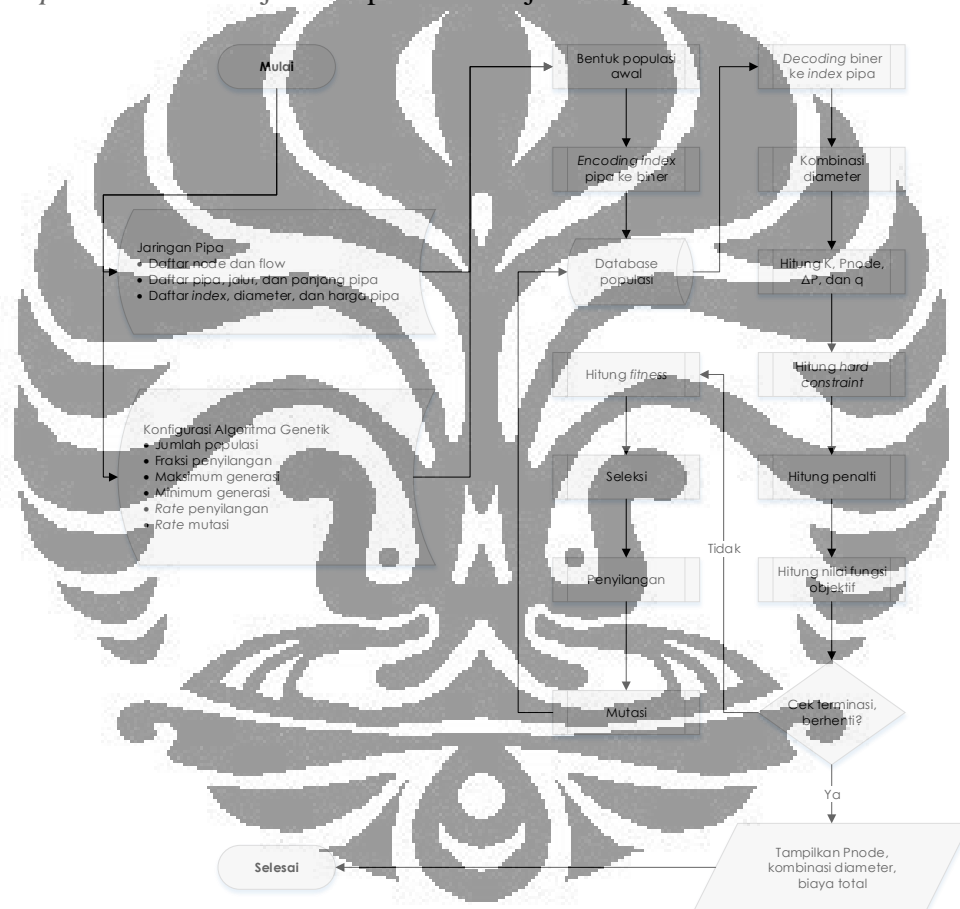
4.4.4. Proses Simulasi

Aplikasi simulasi dimulai dengan mengunggah data yang telah disiapkan seperti yang ditunjukkan sebelumnya pada Tabel 4.10, 4.11, dan 4.12. Kemudian menentukan parameter dasar algoritma genetik yang ditunjukkan pada Tabel 4.13. Parameter tersebut merupakan nilai yang paling ideal (El Mahdy et al, 2010) untuk menemukan solusi yang mendekati kondisi eksisting.

Tabel 4.13. Parameter Dasar Algoritma Genetik

Parameter	Nilai
Pmax (Bar)	20 - 28
Pmin (Bar)	8 - 10
Populasi	50 - 100
Fraksi Penylangan	0.6 - 0.8
Maksimum Generasi	50 - 500
Minimum Generasi	20 - 50
Rate Penylangan	0.6 - 0.8
Rate Mutasi	0.01 - 0.2

Laju alur dari aplikasi secara umum adalah *Input* → Algoritma Genetik → *Output*. Gambaran laju alur aplikasi ditunjukkan pada Gambar 4.15.



Gambar 4.15. Laju Alur Aplikasi

Proses simulasi berjalan berdasarkan data input jaringan dan data konfigurasi parameter algoritma genetik. Langkah pertama dalam proses simulasi adalah membentuk populasi awal kemudian *encoding index* diameter pipa menjadi biner. Selanjutnya data *coding* tersebut tersimpan di *database* populasi. Populasi terdiri dari kumpulan kromosom. Tiap kromosom mempresentasikan sebuah solusi

kombinasi dari permasalahan pipa (bit atau gen). Pada program MATLAB, populasi berupa matriks yang terdiri dari n baris dan m kolom.

Dari kumpulan kromosom yang dihasilkan, simulasi akan menghitung biaya dan tekanan tiap *node*. Biaya diperoleh dari hasil perkalian harga diameter dengan jarak pipa. Sedangkan tekanan tiap *node* diperoleh dari perhitungan *headloss* berdasarkan persamaan **Panhandle A**. Setelah itu simulasi akan melakukan cek terhadap *constraints* yang telah ditentukan, dan apabila terdapat *node* yang melanggar, maka akan diberikan penalti.

Proses simulasi berikutnya adalah seleksi berdasarkan metode *roulette wheel*. Cara kerja metode ini adalah menghitung nilai *fitness* masing-masing kromosom, kemudian menghitung total *fitness* semua individu, lalu ditentukan probabilitas masing-masing individu berdasarkan nilai *fitness* per total *fitness*. Dari probabilitas tersebut, dihitung jatah masing-masing individu antara angka 1 sampai dengan jumlah populasi. Kemudian angka acak dibangkitkan antara 1 sampai probabilitas. Dari angka acak tersebut ditentukan kromosom atau induk yang dipilih untuk penyilangan.

Proses berikutnya adalah penyilangan antara dua induk yang telah dipilih dan akan menghasilkan kromosom baru atau *offspring*. Semua *offspring* yang dibentuk dari proses penyilangan akan disimpan menjadi populasi generasi selanjutnya (Mitchell, 1996). Penyilangan dibatasi oleh parameter *rate* penyilangan yang telah ditentukan.

Setelah itu simulasi akan melakukan mutasi terhadap *offspring*. Mutasi adalah proses perubahan bit pada kromosom dari 1 menjadi 0, maupun sebaliknya. Mutasi dilakukan dengan memasukkan *offspring* ke dalam populasi dan kromosom yang lama dihilangkan. Jumlah populasi dipertahankan untuk menghemat komputasi. Apabila kondisi berhenti telah tercapai, maka kromosom dengan peringkat pertama akan dikeluarkan sebagai hasil solusi algoritma genetik.

4.4.5. Validasi Simulasi

Untuk membuktikan bahwa aplikasi simulasi telah berjalan dengan benar, maka dilakukan validasi hasil antara perhitungan dari simulasi dengan perhitungan manual untuk kasus sederhana. Contoh kasus yang digunakan dalam validasi ditunjukkan pada Tabel 4.14 dan Tabel 4.15. Untuk *index* diameter pipa dan harga

pipa, digunakan data yang sama dengan Tabel 4.12. Jaringan untuk kasus tersebut ditunjukkan pada Gambar 4.16.

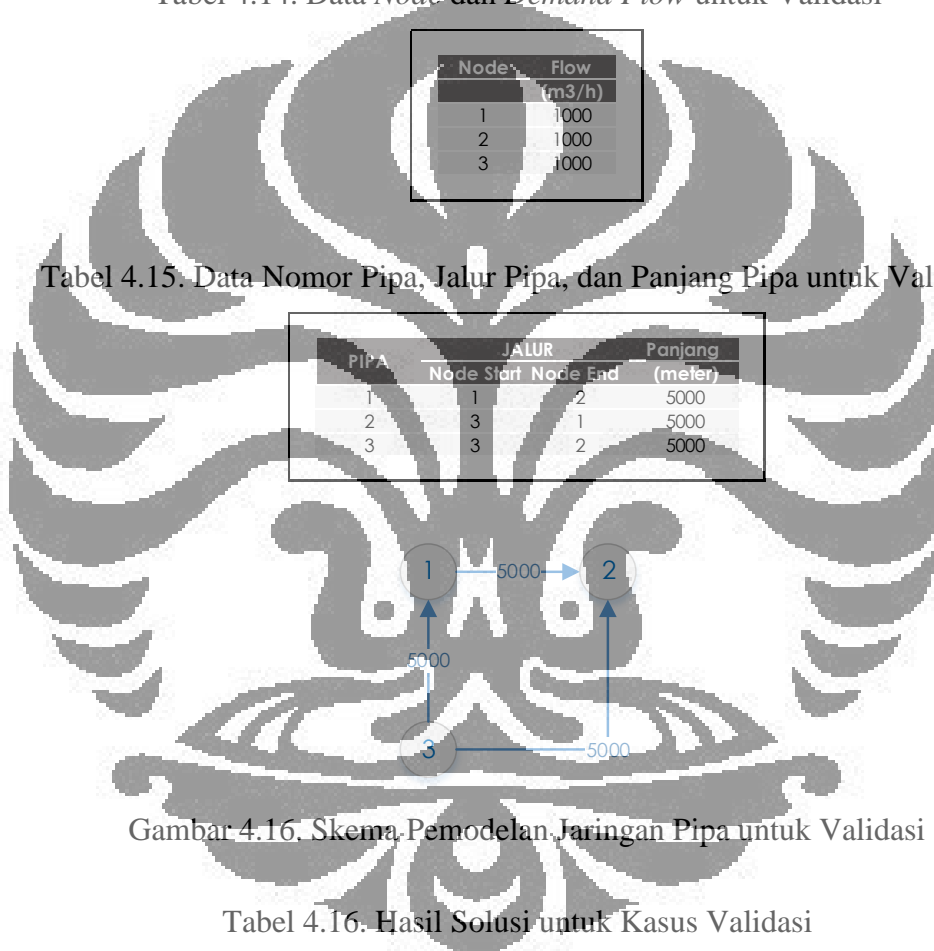
Parameter yang digunakan adalah tekanan maksimum sebesar 24 bar dan tekanan minimum 8 bar. Dengan melakukan kombinasi seluruh ukuran diameter pipa yang tersedia dalam skema jaringan, maka hasil simulasi dan hasil perhitungan manual yang diperoleh ditunjukkan pada Tabel 4.16. Detail perhitungan manual ditunjukkan pada Lampiran III.

Tabel 4.14. Data *Node* dan *Demand Flow* untuk Validasi

Node	Flow (m ³ /h)
1	1000
2	1000
3	1000

Tabel 4.15. Data Nomor Pipa, Jalur Pipa, dan Panjang Pipa untuk Validasi

PIPA	JALUR		Panjang (meter)
	Node Start	Node End	
1	1	2	5000
2	3	1	5000
3	3	2	5000

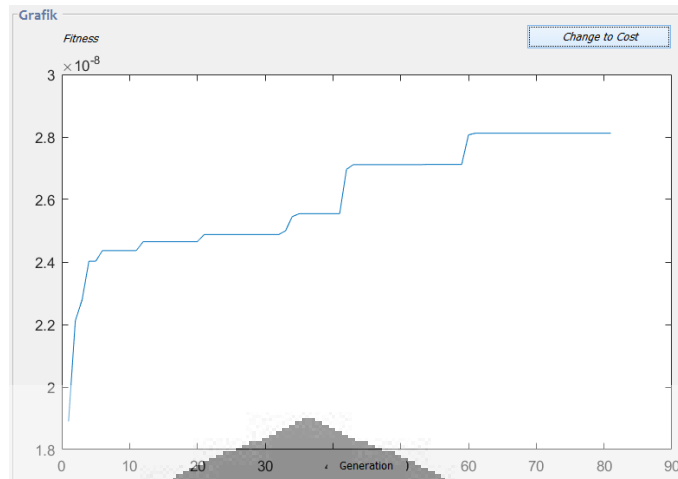


Gambar 4.16. Skema Pemodelan Jaringan Pipa untuk Validasi

Tabel 4.16. Hasil Solusi untuk Kasus Validasi

Node Start	Node End	Diameter (mm)	Tekanan (Bar)	Panjang (meter)	Harga/jalur (US\$)
3	1	102	24	5000	1,000,000
1	2	203	24	5000	2,000,000
3	2	152	24	5000	1,500,000
Total					4,500,000

Hasil dengan data yang sama dengan menggunakan aplikasi simulasi yang telah dibuat ditunjukkan pada Gambar 4.17. Parameter genetik algoritma yang digunakan adalah jumlah populasi 12, dan batas generasi 50.

Gambar 4.19. Grafik Generasi vs *Fitness*

Data hasil simulasi awal terhadap diameter pipa optimum dan biaya masing-masing jalur pipa yang diperoleh, serta hasil simulasi terhadap distribusi tekanan tiap *node* ditunjukkan pada Tabel 4.17.

Tabel 4.17. Hasil Solusi Awal

Pipa	Diameter (mm)	Biaya (US\$)	Node	Tekanan (Bar)
1	101.6	340,000	1	24
2	101.6	370,000	2	23
3	406.4	1,232,000	3	22
4	152.4	552,000	4	22
5	203.2	160,000	5	24
6	152.4	300,000	6	24
7	101.6	769,000	7	24
8	101.6	69,000	8	22
9	406.4	3,680,000	9	22
10	152.4	675,000	10	21
11	203.2	178,000	11	21
12	304.8	621,000	12	21
13	101.6	229,000	13	21
14	304.8	444,000	14	21
15	152.4	245,500	15	20
16	152.4	517,500	16	18
17	254	827,500	17	18
18	101.6	822,000	18	18
19	254	1,650,000	19	21
20	152.4	3,600,000	20	22
21	101.6	860,000	21	21
22	152.4	2,235,000	22	22
23	203.2	6,700,000	23	23
24	101.6	473,000	24	21
25	152.4	1,860,000	25	0
26	101.6	1,000,000	26	24
27	101.6	424,000	27	24
28	152.4	2,358,000	28	24
29	508	60,000		
30	101.6	610,000		
31	304.8	60,000		
Sub Total		33,961,500		
Penalti		1,600,000		
Total		35,561,500		

Untuk mendapatkan variasi hasil optimasi biaya dan diameter jalur pipa yang mendekati kondisi eksisting, dilakukan simulasi sebanyak 10 kali. Hasil simulasi tersebut ditunjukkan pada Tabel 4.18 dan Tabel 4.19.

Tabel 4.18. Hasil Solusi Diameter Pipa pada 10 (Sepuluh) kali Simulasi

Pipa	Diameter (mm)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	101.6	101.6	152.4	101.6	203.2	101.6	101.6	203.2	152.4	203.2
2	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	203.2	152.4	254.0	355.6	101.6
3	406.4	203.2	152.4	101.6	152.4	203.2	101.6	203.2	304.8	254.0
4	152.4	152.4	101.6	203.2	101.6	203.2	152.4	101.6	203.2	101.6
5	203.2	203.2	101.6	203.2	203.2	203.2	203.2	203.2	101.6	101.6
6	152.4	152.4	355.6	152.4	101.6	101.6	355.6	355.6	304.8	203.2
7	101.6	152.4	304.8	101.6	101.6	101.6	304.8	152.4	203.2	203.2
8	101.6	304.8	355.6	101.6	101.6	152.4	152.4	203.2	101.6	101.6
9	406.4	355.6	203.2	101.6	101.6	304.8	304.8	406.4	101.6	101.6
10	152.4	203.2	101.6	101.6	101.6	101.6	152.4	406.4	304.8	101.6
11	203.2	304.8	406.4	254.0	406.4	254.0	355.6	152.4	101.6	101.6
12	304.8	304.8	101.6	203.2	152.4	152.4	101.6	304.8	406.4	203.2
13	101.6	203.2	304.8	101.6	304.8	101.6	254.0	355.6	152.4	152.4
14	304.8	254.0	101.6	304.8	101.6	101.6	203.2	203.2	254.0	203.2
15	152.4	101.6	152.4	406.4	203.2	101.6	355.6	406.4	355.6	304.8
16	152.4	203.2	304.8	203.2	101.6	203.2	203.2	152.4	508.0	203.2
17	254.0	101.6	203.2	152.4	304.8	304.8	304.8	101.6	254.0	304.8
18	101.6	101.6	152.4	304.8	101.6	101.6	203.2	152.4	304.8	304.8
19	254.0	101.6	101.6	101.6	203.2	101.6	101.6	508.0	101.6	101.6
20	152.4	203.2	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6
21	101.6	101.6	101.6	203.2	101.6	101.6	101.6	203.2	101.6	101.6
22	152.4	101.6	101.6	101.6	203.2	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6
23	203.2	101.6	101.6	101.6	101.6	152.4	101.6	152.4	152.4	203.2
24	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	254.0	203.2	203.2
25	152.4	152.4	101.6	101.6	101.6	152.4	101.6	101.6	101.6	101.6
26	101.6	152.4	203.2	152.4	152.4	101.6	101.6	101.6	152.4	152.4
27	101.6	152.4	101.6	101.6	101.6	101.6	304.8	203.2	406.4	203.2
28	152.4	101.6	101.6	101.6	101.6	152.4	304.8	203.2	101.6	101.6
29	508.0	304.8	101.6	152.4	406.4	101.6	203.2	254.0	254.0	254.0
30	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	101.6	152.4	152.4	101.6	152.4
31	304.8	203.2	406.4	304.8	101.6	203.2	101.6	406.4	152.4	101.6

* cell berwarna merah muda merupakan diameter yang identik dengan diameter eksisting

Tabel 4.19. Hasil Solusi Tekanan Setiap Node pada 10 (Sepuluh) kali Simulasi

Node	Tekanan (bar)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	24.000	23.998	24.000	23.999	23.933	23.992	23.875	24.000	23.991	23.938
2	23.220	23.341	23.888	23.021	23.890	23.268	23.155	23.989	23.926	23.912
3	22.477	22.724	23.129	22.073	22.667	23.244	23.059	23.983	23.925	23.197
4	22.477	22.708	23.037	21.333	22.592	23.226	22.541	23.980	23.924	23.190
5	23.934	23.946	23.276	23.659	23.983	23.871	23.656	23.751	23.969	23.567
6	24.000	23.979	23.703	23.972	24.000	23.882	23.940	23.986	23.995	23.981
7	23.871	23.889	23.694	23.634	22.184	22.673	23.921	23.978	23.960	23.065
8	22.199	23.939	23.274	23.409	23.584	23.742	22.620	23.546	23.825	23.140
9	22.171	23.897	23.047	18.229	18.407	23.683	22.144	23.452	22.046	17.599
10	20.610	23.590	19.898	12.788	15.945	17.812	15.417	23.405	22.043	14.959
11	20.534	23.581	19.897	12.780	15.945	17.799	15.395	22.346	21.899	14.451
12	20.538	23.584	23.607	12.854	16.166	17.931	23.665	22.361	21.907	15.388
13	21.283	23.604	23.627	15.310	16.173	19.000	23.772	22.369	23.027	19.579
14	20.515	23.543	18.249	12.767	14.050	16.233	14.645	21.835	21.834	13.752
15	19.832	19.680	15.642	12.763	13.972	12.183	14.585	21.814	21.821	13.636
16	18.353	19.409	15.599	12.526	8.758	11.940	12.815	16.980	21.816	11.980
17	18.237	13.388	15.309	11.667	8.735	11.909	12.579	8.481	21.676	11.759
18	18.346	16.477	15.285	11.672	8.742	11.676	12.570	16.960	21.675	11.758
19	20.904	19.765	19.138	17.930	20.040	19.847	19.189	23.349	22.212	19.624
20	22.125	20.693	20.417	17.989	22.377	20.935	20.267	23.353	22.689	20.780
21	21.180	21.602	21.070	20.566	21.436	21.033	23.445	23.863	22.311	19.827
22	22.048	21.724	21.271	20.851	21.590	21.951	23.980	23.870	22.315	19.856
23	23.288	21.788	21.744	21.414	21.996	23.255	23.984	23.894	22.315	19.890
24	21.276	21.652	21.258	20.794	21.547	21.136	23.619	23.744	22.287	19.825
25	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
26	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
27	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
28	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000

Untuk masing-masing diameter pipa dari hasil solusi pada Tabel 4.18 di atas, diperoleh total biaya yang ditunjukkan pada Tabel 4.20. Total biaya tersebut belum termasuk pinalti yang nilainya konstan sebesar US\$ 1.600.000.

Tabel 4.20. Hasil Solusi Total Biaya pada 10 (Sepuluh) kali Simulasi

Simulasi ke-	Total Biaya Jaringan (US\$)
1	33,961,500
2	26,567,500
3	24,425,000
4	22,945,000
5	22,626,500
6	24,254,500
7	25,287,000
8	32,259,500
9	29,441,500
10	27,303,500

Dari 10 (sepuluh) kali simulasi diperoleh hasil iterasi simulasi ke-5 merupakan solusi dengan total biaya jaringan paling minimum. Dari beberapa kali percobaan dengan variasi parameter, tidak diperoleh hasil solusi diameter yang identik dengan seluruh diameter jaringan eksisting. Hal tersebut dikarenakan jaringan eksisting didesain dengan jumlah aliran maksimum yang berbeda dengan asumsi pada penelitian ini. Selain itu juga kondisi jaringan eksisting secara umum dibangun dalam beberapa tahap, dengan memperkirakan kebutuhan dan pasokan yang ada.

Untuk menentukan diameter pipa yang akan digunakan dalam pengembangan jaringan, dipilih *index* pipa yang paling sering muncul pada iterasi. Jalur pipa yang akan diterapkan pengembangan yakni pipa ke-6 (jalur baru dari pipa eksisting sampai dengan UP Gresik), pipa ke-19 (jalur baru dari pipa eksisting sampai dengan kawasan industri JIPE), dan pipa ke-17 & 30 (jalur baru dari *landing point* lapangan X sampai dengan pipa eksisting). Selain jalur tersebut, juga ditetapkan untuk menerapkan skema *loop* pada jaringan, untuk memastikan kelancaran aliran dalam jaringan. Total biaya konstruksi untuk penambahan pipa pada jaringan tersebut adalah sebesar US\$ 8.934.000. Diameter dan biaya konstruksi dari jalur tersebut ditunjukkan pada Tabel 4.21. Selanjutnya data diameter dan biaya tersebut akan ditambahkan pada analisis lanjutan pada penelitian ini.

Tabel 4.21. Hasil Solusi Diameter dan Biaya untuk Jalur Pipa Pengembangan

Pipa	Diameter		Panjang (meter)	Biaya (US\$)
	(mm)	(inch)		
6	101.6	4	1000	200,000
7	101.6	4	3845	769,000
17	304.8	12	1655	993,000
18	101.6	4	4110	822,000
19	203.2	8	3300	1,320,000
22	203.2	8	7450	2,980,000
25	101.6	4	6200	1,240,000
30	101.6	4	3050	610,000
Total				8,934,000

4.5. ANALISIS TEKNIS

Tahapan analisis teknis dalam penelitian ini ditekankan pada hal-hal yang menjadi dasar *Gas Management System* (GMS) dalam pengoperasian sistem pipa *open access* yang meliputi perhitungan *linepack* pipa, dan perhitungan *stock account*.

Linepack merupakan jumlah gas yang terdapat dalam sistem pipa dengan kondisi tekanan dan temperatur standar (14.7 psia dan 60°F) (Menon, 2005). *Linepack* atau inventori berfungsi sebagai cadangan suplai jika terjadi kekurangan suplai dari pemasok gas dan dapat difungsikan sebagai fasilitas penyimpanan dengan biaya tertentu (*gas parking*). Manajemen *linepack* atau sering dikenal dengan istilah *balancing*, merupakan inti dari *gas management system* dalam skema pemanfaatan bersama. *Linepack* terdiri dari *stock account* milik *transporter* dan *stock account* milik *shipper*. *Linepack* dikelola dengan mengontrol tingkat pemasukan gas ke dalam sistem pipa dan pengeluaran gas dari sistem perpipaan.

4.5.1. Perhitungan *Linepack*

Dalam pemanfaatan bersama pengangkutan gas bumi melalui pipa, perhitungan *linepack* diperlukan untuk mengetahui jumlah gas milik *shipper* yang terdapat dalam pipa (*stock account*). *Linepack* ditentukan dengan menggunakan persamaan 3.18 (Mennon, 2005) yang telah disesuaikan ke satuan ukuran gas bumi yang umum dipakai di Indonesia menjadi persamaan 3.21 (Sommeng & Purwanto, 2013). *Linepack* terbagi menjadi beberapa bagian, yakni *Linepack*

Untuk kasus dalam penelitian ini, jaringan pipa terdiri dari diameter pipa yang bervariasi dan *multiple source*. Sehingga penulis menggunakan simulasi Pipeline Studio untuk melakukan perhitungan *linepack*. Parameter yang digunakan

merupakan data jaringan pipa eksisting dan data pengembangan jaringan yang diambil dari hasil optimisasi algoritma genetik. Data gabungan tersebut ditunjukkan pada Tabel 4.22. Data pada Tabel 4.22 juga digunakan dalam perhitungan *stock account* milik *shipper* atau *initial fill*.

Tabel 4.22. Data Pipa Pengembangan Jaringan PT E

Pipe	Up	Down	Length		Wall Thickness		Efficiency
			m	in	in	in	
P01	N1	N2	1800	6.365	0.28	0.9	
P02	N2	N3	1850	6.365	0.28	0.9	
P03	N3	N4	1540	6.365	0.28	0.9	
P04	N1	N5	1840	12.547	0.203	0.9	
P05	N5	N6	400	8.422	0.203	0.9	
P06	N6	N7	1000	8.422	0.203	0.9	
P07	N7	N13	3845	3.774	0.226	0.9	
P08	N5	N8	345	12.547	0.203	0.9	
P09	N8	N9	4600	12.547	0.203	0.9	
P10	N9	N10	2250	12.547	0.203	0.9	
P11	N10	N11	445	12.547	0.203	0.9	
P12	N11	N12	1035	8.422	0.203	0.9	
P13	N12	N13	1145	8.422	0.203	0.9	
P14	N11	N14	740	8.422	0.203	0.9	
P15	N14	N15	885	8.422	0.203	0.9	
P16	N15	N16	1725	8.422	0.203	0.9	
P17	N16	N17	1655	12.547	0.203	0.9	
P18	N17	N18	4110	3.774	0.226	0.9	
P19	N16	N18	3300	8.422	0.203	0.9	
P20	N15	N19	12000	12.547	0.203	0.9	
P21	N19	N20	4300	12.547	0.203	0.9	
P22	N20	N4	7450	8.422	0.203	0.9	
P23	N19	N21	16750	12.547	0.203	0.9	
P24	N21	N22	2365	12.547	0.203	0.9	
P25	N21	N24	6200	3.774	0.226	0.9	
P26	N22	N24	5000	8.422	0.203	0.9	
P27	N22	N23	2120	8.422	0.203	0.9	
P28	N23	N27	7860	12.547	0.203	0.9	
P29	N6	N26	60	8.422	0.203	0.9	
P30	N17	N28	3050	8.422	0.203	0.9	
P31	N1	N25	100	6.365	0.28	0.9	

Perhitungan *linepack* dalam penelitian ini adalah *maximum linepack*. Batasan inisial yang digunakan dalam perhitungan *maximum linepack* adalah tekanan maksimum di titik terima, sedangkan pada titik serah digunakan batasan aliran maksimum sesuai dengan data kebutuhan gas seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.23. Simulasi perhitungan *maximum linepack* pada jaringan pipa tersebut diilustrasikan pada Gambar 4.20.

Tabel 4.23. Batasan Simulasi Jaringan Perhitungan *Maximum Linepack*

Node	Flow	Pressure
	MMSCFD	Psig
D01	7	
D02	7	
D03	7	
D04	52	
D05	7	
D06	7	
D07	7	
D08	4	
D09	4	
D10	4	
D11	4	
D12	4	
D13	4	
D14	13	
D15	28	
D16	25	
D17	11	
D18	13	
D19	9	
S01	11	420
S02	0	377
S03	13	377
S04	13	420

Tabel 4.24 menampilkan hasil keluaran simulasi (*Xregs output*). Dari tabel tersebut terlihat pada beberapa aliran pipa ditampilkan dalam bentuk negatif, hal tersebut bermakna bahwa terdapat aliran yang berlawanan arah terhadap aliran utama gas dalam jaringan. Dari simulasi yang dilakukan diperoleh nilai inventori sebesar 5,25 MMscf.

Dari perhitungan tersebut diperoleh data tekanan di *regulator valve* masing-masing titik serah yang nilainya lebih besar dari batasan tekanan minimum yang telah ditetapkan.



Gambar 4.20. Simulasi Perhitungan *Maximum Linepack*

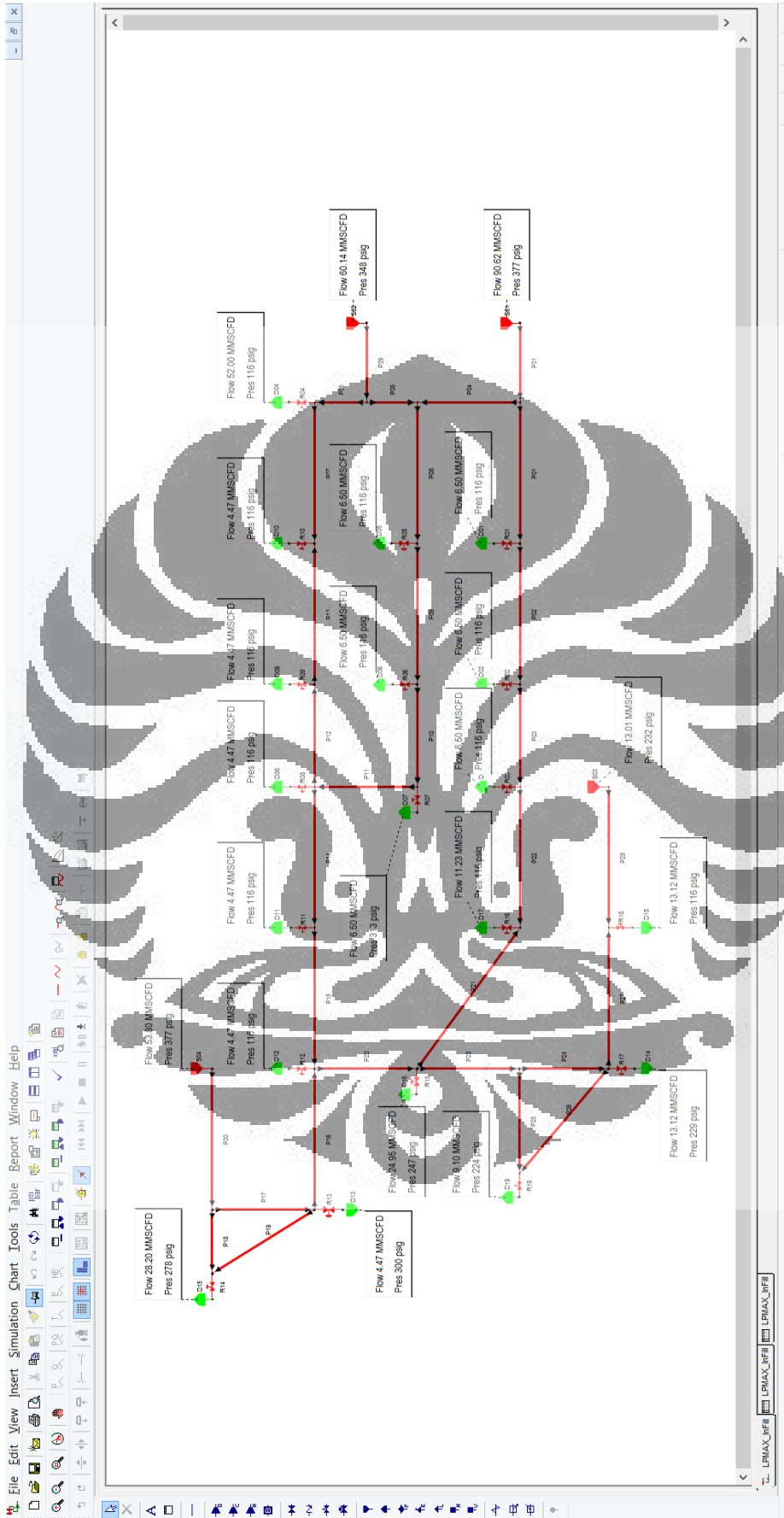
Tabel 4.24. Hasil Keluaran Simulasi *Maximum Linepack*

Pipe	Flow Head	Flow Tail	Pressure Head	Pressure Tail	Length	Inventory	Velocity Head	Velocity Tail
	MMSCFD	MMSCFD	psig	psig			m	MMSCF
P01	21.82	21.82	392.29	364.45	1800	0.0359	12.25	13.09
P02	14.82	14.82	364.45	349.78	1850	0.0351	8.89	9.19
P03	7.82	7.82	349.78	345.98	1540	0.0287	4.85	4.86
P04	84.15	84.15	392.29	379.63	1840	0.1454	12.15	12.51
P05	30.07	30.07	379.63	376.76	400	0.0140	9.92	9.99
P06	50.46	50.46	376.76	356.07	1000	0.0342	16.63	17.54
P07	1.54	1.54	356.07	361.63	3845	0.0268	2.56	2.57
P08	54.08	54.08	379.63	378.57	345	0.0268	8.04	8.06
P09	47.08	47.08	378.57	367.52	4600	0.3542	7.01	7.14
P10	40.08	40.08	367.52	363.46	2250	0.1712	6.08	6.11
P11	33.08	33.08	363.46	362.90	445	0.0338	5.05	5.05
P12	9.54	9.54	362.90	361.99	1035	0.0354	3.23	3.22
P13	5.54	5.54	361.99	361.63	1145	0.0394	1.87	1.86
P14	19.54	19.54	362.90	360.45	740	0.0252	6.62	6.65
P15	15.54	15.54	360.45	358.52	885	0.0301	5.29	5.30
P16	17.32	17.32	358.52	363.15	1725	0.0582	5.97	5.93
P17	46.28	46.28	363.15	367.09	1655	0.1246	7.14	7.09
P18	3.04	3.04	367.09	345.44	4110	0.0278	5.16	5.30
P19	24.96	24.96	363.15	345.44	3300	0.1094	8.54	8.89
P20	28.86	28.86	358.52	346.53	12000	0.8964	4.46	4.50
P21	10.18	10.18	346.53	345.91	4300	0.3212	1.58	1.57
P22	0.82	0.82	345.91	345.98	7450	0.2520	0.28	0.29
P23	6.32	6.32	346.53	347.52	16750	1.2611	0.97	0.99
P24	7.19	7.19	347.52	347.70	2365	0.1739	1.12	1.14
P25	0.87	0.87	347.52	344.34	6200	0.0421	1.50	1.48
P26	8.13	8.13	347.70	344.34	5000	0.1652	2.87	2.83
P27	28.32	28.32	347.70	362.00	2120	0.0707	10.00	9.66
P28	41.32	41.32	362.00	377.00	7860	0.5980	6.35	6.24
P29	20.39	20.39	376.76	377.00	60	0.0021	6.62	6.62
P30	49.32	49.32	367.09	420.00	3050	0.1109	16.78	14.79
P31	105.97	105.97	392.29	420.00	100	0.0021	59.47	55.65
						5.2519		

4.5.2. Perhitungan *Stock Account* milik *Transporter (Initial Fill)*

Dalam pengangkutan gas bumi melalui pipa, agar gas bumi yang akan diangkut dapat dialirkan maka memerlukan *initial fill* yaitu jumlah total gas bumi minimum yang terdapat dalam sistem pipa yang dibutuhkan agar gas bumi dapat mengalir pada perbedaan tekanan tertentu antara titik terima dan titik serah. *Initial fill* merupakan *stock account* milik *transporter* dan lebih dikenal dengan istilah *flowing linepack*. Dalam hal ini, PT E selaku *transporter* berkewajiban menyediakan *initial fill* agar pipa tersebut menjadi siap untuk digunakan.

Untuk menghitung *initial fill* digunakan batasan maksimum aliran pada masing-masing titik terima (*source node*) dan tekanan minimum pada masing-masing titik serah (*demand node*). Aliran maksimum pada titik serah yang digunakan sesuai pasokan yang telah ditentukan sebelumnya dan terbagi untuk masing-masing titik serah.



Gambar 4.2.1. Simulasi Perhitungan *Initial Fill*

Simulasi perhitungan *initial fill* pada jaringan pipa PT E ditunjukkan pada Gambar 4.21. Hasil tekanan minimum masing-masing tiap titik serah secara berurutan ditunjukkan pada Tabel 4.25, dan Hasil keluaran simulasi (*Xregs output*) untuk perhitungan inventori *initial fill* ditunjukkan pada Tabel 4.26. Dari simulasi yang dilakukan diperoleh nilai inventori *initial fill* sebesar 3,91 MMscf.

Tabel 4.25. Tekanan pada Setiap Titik Serah

Node	Pressure
	Psig
S01	377
S02	348
S03	232
S04	377

Tabel 4.26. Hasil Keluaran Simulasi *Initial Fill*

Pipe	Flow Head	Flow Tail	Pressure Head	Pressure Tail	Length	Inventory	Velocity Head	Velocity Tail
	MMSCFD	MMSCFD	psig	psig			m	MMSCF
P01	27.59	27.59	354.07	304.54	1800	0.0313	17.19	19.81
P02	21.08	21.08	304.54	269.38	1850	0.0283	15.14	16.96
P03	14.58	14.58	269.38	253.31	1540	0.0216	11.73	12.38
P04	63.03	63.03	354.07	345.89	1840	0.1315	10.11	10.30
P05	6.61	6.61	345.89	346.11	400	0.0131	2.34	2.35
P06	53.53	53.53	346.11	318.31	1000	0.0314	19.00	20.60
P07	1.53	1.53	318.31	310.97	3845	0.0236	2.93	2.85
P08	69.65	69.65	345.89	343.99	345	0.0244	11.36	11.41
P09	63.15	63.15	343.99	322.26	4600	0.3163	10.35	10.94
P10	56.65	56.65	322.26	313.22	2250	0.1486	9.81	10.05
P11	50.15	50.15	313.22	311.77	445	0.0290	8.89	8.93
P12	7.42	7.42	311.77	311.10	1035	0.0304	2.93	2.92
P13	2.95	2.95	311.10	310.97	1145	0.0340	1.16	1.14
P14	38.25	38.25	311.77	301.50	740	0.0213	15.11	15.59
P15	33.78	33.78	301.50	291.44	885	0.0247	13.77	14.21
P16	21.12	21.12	291.44	299.61	1725	0.0476	8.95	8.76
P17	50.68	50.68	299.61	305.24	1655	0.1032	9.48	9.34
P18	3.11	3.11	305.24	277.66	4110	0.0227	6.34	6.75
P19	25.09	25.09	299.61	277.66	3300	0.0892	10.41	11.11
P20	50.43	50.43	291.44	246.57	12000	0.6833	9.58	11.09
P21	3.15	3.15	246.57	246.47	4300	0.2292	0.69	0.68
P22	8.08	8.08	246.47	253.31	7450	0.1784	3.92	3.92
P23	22.33	22.33	246.57	231.32	16750	0.8636	4.91	5.15
P24	21.28	21.28	231.32	229.29	2365	0.1183	4.90	4.94
P25	1.06	1.06	231.32	224.33	6200	0.0278	2.69	2.76
P26	8.05	8.05	229.29	224.33	5000	0.1112	4.15	4.23
P27	0.11	0.11	229.29	229.29	2120	0.0477	0.06	0.06
P28	13.01	13.01	229.29	232.06	7860	0.3800	3.08	3.19
P29	60.14	60.14	346.11	348.09	60	0.0020	21.35	21.23
P30	53.80	53.80	305.24	377.10	3050	0.0962	22.00	18.01
P31	90.62	90.62	354.07	377.10	100	0.0019	56.48	53.13
						3.9120		

4.5.3. Perhitungan *Stock Account* milik Calon *Shipper*

Setelah angka perhitungan *linepack* total dan *initial fill* diperoleh, maka dapat ditentukan *stock account* milik calon *shipper*. *Stock account* milik calon *shipper* merupakan selisih antara *linepack* dengan *initial fill*.

$$\begin{aligned}
 \text{Stock Account milik Calon Shipper} &= \text{Maximum Linepack} - \text{Initial Fill} \\
 &= 5,25 - 3,91 \\
 &= 1,34 \text{ MMscf}
 \end{aligned}$$

Jumlah *stock account* milik calon *shipper* sebesar 1,34 MMscf merupakan jumlah total *stock account* seluruh calon *shipper* yang akan dibagi secara proporsional sesuai dengan volume gas yang dialirkan. *Stock account* tersebut dapat digunakan oleh *shipper* apabila gas yang dimasukkan ke dalam sistem pipa belum mencukupi permintaan gas yang akan disalurkan ke *offtaker* dari *shipper* tersebut. Atau dapat disalurkan kepada *offtaker* ketika sistem perpipaan terhenti pengalirannya dari sumber pasokan di hulu. *Transporter* dalam hal ini adalah PT E bertugas untuk mengontrol sistem perpipaan gas sedemikian rupa sehingga *stock account* tidak berada pada level minimum atau level maksimum. *Stock account* minimum ditentukan pada level sedikit di atas *initial fill* (> 0), sedangkan level maksimum ditentukan oleh *reserved capacity*. *Reserved Capacity* adalah besaran alokasi volume gas bumi dalam tahun tertentu untuk setiap *shipper* yang akan dialirkan ke dalam sistem pipa sesuai dengan GTA (*Gas Transportation Agreement*), selama tekanan dari sistem perpipaan masih dalam MAOP (*Maksimum Allowable Operating Pressure*).

Jika *stock account* berada pada level nol maka ketika sistem perpipaan terhenti pengalirannya dari sisi hulu atau gas yang dimasukkan ke dalam sistem tidak mencukupi permintaan dari *offtaker*, *shipper* tidak memiliki gas yang dapat disalurkan kepada *offtaker* untuk sejumlah waktu tertentu atau gas yang ditambahkan untuk mencukupi permintaan *offtaker*. Karena itu, *stock account* milik calon *shipper* harusnya ditentukan di atas *initial fill*. Apabila *stock account* mendekati nol maka *transporter* menyampaikan kepada *shipper* untuk mengurangi laju alir di titik serah atau menambah laju alir di titik terima. Sebaliknya, jika *stock account* melebihi maksimum maka *transporter* menyampaikan kepada *shipper* untuk mengurangi laju alir di titik terima atau menambah laju alir di titik serah.

Kewajiban *transporter* dan *shipper* mengenai hal-hal tersebut diatur dalam *Access Arrangement* yang dibuat oleh *transporter* dan berisikan syarat dan kondisi yang harus dipenuhi dalam pemanfaatan bersama pipa yang dimiliki dan/atau dikuasai *transporter*.

4.6. PERHITUNGAN TARIF PENGANGKUTAN

Salah satu prinsip pemanfaatan bersama adalah efisiensi tanpa harus mengurangi kelayakan ekonomis dari pipa dan fasilitasnya, serta harus mengakomodir kondisi untuk mempertahankan keekonomian pemilik fasilitas yang terganggu akibat hal-hal yang tidak diinginkan (seperti *decline* sumur, *force majeure*, dll). Oleh sebab itu dilakukan perhitungan dan penetapan tarif pengangkutan dan biaya-biaya lain yang dibebankan kepada *shipper* selaku pengguna pipa. Penetapan tarif harus bersifat akuntabel, adil dan transparan.

Untuk dapat mendukung transparansi biaya dan tarif, maka setiap *transporter* harus mampu memisahkan antara biaya dan pendapatan yang didapat terkait kegiatan usaha pengangkutan yang dilakukan, dengan biaya dan pendapatan yang diperoleh terkait kegiatan usaha lainnya. Di Indonesia tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa diatur berdasarkan Peraturan BPH Migas Nomor 8 tahun 2013.

Tarif pengangkutan dihitung berdasarkan *Cost of Service*, yakni jumlah pendapatan yang merupakan hak *Transporter* yang diperoleh dari Tarif yang dibayarkan oleh *Shipper* agar pendapatan tersebut dapat mengembalikan semua biaya yang dikeluarkan oleh *Transporter* dalam menjalankan kegiatan pengangkutan gas bumi melalui pipa, serta keuntungan yang wajar dari investasi fasilitas yang telah dikeluarkan. Adapun parameter yang digunakan dalam perhitungan tarif adalah sebagai berikut:

- Investasi (Nilai Basis Aset)

Investasi merupakan asumsi nilai basis aset pada akhir tahun 2016 berdasarkan biaya konstruksi pipa dalam satuan US Dollar per km-inch ditambahkan investasi baru terhadap pengembangan jaringan pipa. Dikarenakan pipa yang akan dimanfaatkan bersama adalah pipa eksisting yang telah beroperasi penuh pada tahun 1997, dan diasumsikan bahwa pipa akan dimanfaatkan bersama mulai tahun 2017, maka tahun 2016 dijadikan *base* dalam melakukan perhitungan tarif. Sedangkan aset eksisting akan diperhitungkan sebagai aset yang telah terdepresiasi. Struktur pendanaan eksisting dianggap *full equity*.

Biaya konstruksi pipa dalam satuan US Dollar per km-inch pada tahun 2016 diasumsikan sebesar 50.000 US\$/km-inch atau 50 US\$/m-inch. Dengan nilai inflasi dari 1997-2016 sebesar 2.15% per tahun, maka biaya konstruksi pipa pada

saat pembangunan jaringan Tahun 1997 adalah sebesar 34 US\$/m-inch (total jaringan bernilai US\$ 25.582.283). Dengan asumsi masa manfaat ekonomis pipa eksisting adalah 30 tahun (1997-2027), maka terdapat nilai sisa dari jaringan eksisting sebesar US\$ 9.380.170 yang akan ditambahkan sebagai nilai basis aset.

- *Salvage Value*, atau nilai sisa berdasarkan investasi baru yang diasumsikan memiliki nilai ekonomis 30 tahun.
- Masa Manfaat Ekonomis, berdasarkan asumsi jangka waktu kontrak dengan sumber pemasok dan umur lapangan gas, yaitu 13 tahun yang dimulai dari tahun 2017 dan berakhir pada tahun 2030.
- *Risk Free Rate* (Rf), menggunakan nilai rata-rata *Risk Free Rate* selama 10 tahun terakhir yaitu dari tahun 2007 sampai 2016.
- *Base Premium for Mature Equity Market* (BPMEM), merupakan data BPMEM untuk *update* terakhir pada Januari 2016.
- *Indonesia Country Risk Premium* (ICRP), merupakan data untuk *update* terakhir pada Januari 2016.
- *Beta* (β), diperhitungkan dari Beta PT PGN (PGAS) dari awal listing hingga 31 Oktober 2016.
- *Income Tax*, sesuai dengan ketentuan UU 36 Tahun 2008 tentang Pajak Penghasilan Pasal 17 Ayat 2 yaitu sebesar 25%.
- *Gas Flow*, merupakan volume gas sesuai hasil analisis kebutuhan dan pasokan dengan menggunakan tiga skenario, yakni:
 - Skenario I, skema pasokan gas untuk kelistrikan seluruhnya berasal dari lapangan Y dan melalui pipa transmisi Pertagas, dan pasokan untuk industri diperoleh dari lapangan X dan Z;
 - Skenario II, skema pasokan gas untuk kelistrikan 50% berasal dari lapangan X, dan sisanya berasal dari lapangan Y melalui pipa transmisi Pertagas. Sedangkan untuk industri dipasok dari lapangan Y dan Z;
 - Skenario III, skema pasokan gas dari lapangan X seluruhnya untuk kelistrikan, dan sisanya berasal dari lapangan Z. Sedangkan pasokan untuk industri dipasok dari lapangan Y.

Besarnya volume dalam setahun merupakan besar volume gas yang dialirkan dalam harian (MMscfd) dikalikan dengan jumlah hari dalam tahun yang terkait.

- *Revenue*, merupakan pendapatan hasil perkalian antara volume gas yang mengalir dengan tarif *toll fee*.
- *Operating Cost*, merupakan biaya operasi dan pemeliharaan yang dikeluarkan oleh PT E dan dieskalasi dengan laju inflasi Amerika Serikat (transaksi kegiatan pengangkutan gas bumi melalui pipa dilakukan dalam USD).
- *BPH Migas Levy*, merupakan iuran atau sejumlah dana tertentu yang wajib dibayarkan kepada Badan Pengatur oleh Badan Usaha yang melakukan kegiatan penyediaan dan pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan/atau melakukan kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui pipa dan/atau kegiatan usaha Niaga Gas Bumi yang memiliki fasilitas jaringan distribusi Gas Bumi. Besaran iuran dihitung dengan rumus:

$$\text{Levy} = \text{Gas Flow} \times \text{Toll Fee} \times \text{Percentage}$$

Prosentase tarif adalah sebesar 3% untuk pengaliran sampai dengan 100 Bscf/tahun, atau 2% untuk pengaliran di atas 100 Bscf/tahun (PP 1 tahun 2006).

- *Depreciation*, Depresiasi menggunakan metoda garis lurus (*straight line method*) dan jangka waktu depresiasi mempertimbangkan kelayakan masa manfaat ekonomis pengangkutan gas bumi melalui pipa yang dalam hal ini diasumsikan berdasarkan jangka waktu kontrak yaitu 14 tahun.
- *IRR (Internal Rate of Return)*, nilainya ditetapkan sama dengan jumlah nilai insentif IRR dan nilai WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) atau rata-rata tertimbang biaya modal sendiri (*equity*) dan modal pinjaman (*debt*) yang diinvestasikan pada suatu kegiatan usaha. Apabila struktur modal merupakan 100% *equity*, nilai WACC hanya didapatkan dari besaran *Cost of Equity*. Insentif IRR diberikan dalam rangka mendorong minat investor untuk membangun fasilitas baru. Untuk perhitungan diasumsikan dua skema pembiayaan terhadap proyek, yakni *Full Equity* 100% (aset eksisting dan investasi baru), dan *Equity* 51% (untuk investasi baru seluruhnya merupakan pinjaman).

Data input pada perhitungan tarif ditunjukkan pada Tabel 4.27, dan hasil perhitungan tarifnya berdasarkan skenario yang sudah ditentukan, ditunjukkan pada Lampiran IV.

Tabel 4.27. Data Input Perhitungan Tarif Pengangkutan

I	BASIS PARAMETER	NILAI	REFERENSI
1	Nilai Basis Aset (NBA)	US\$ 000 18.314	Asumsi biaya konstruksi jaringan total US\$/km - in sebesar US\$ 50.000
2	Modal Pinjaman (D)	US\$ 000 -	0% pendanaan modal yang berasal dari pinjaman
3	Modal Ekuitas (E)	US\$ 000 18.314	100% pendanaan modal yang berasal dari ekuitas
4	Salvage Value (SV)	US\$ 000 5.494	
5	Masa Manfaat Ekonomis	Years 14	berdasarkan GTA
6	Risk Free Rate (Rf)	% 2,11	Tingkat Pengembalian Investasi Bebas Resiko, http://www.treasury.gov/~
7	Mature Equity Market Premium (BPM/EM)	% 5,51	Base Premium for mature equity market, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
8	Indonesia Country Risk Premium (ICRP)	% 3,47	Indonesia country risk premium, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
9	Beta (β)	1,04	Ukuran fluktuasi portofolio investasi, http://finance.yahoo.com/q/hp?s=PGAS.JK~
10	Cost of Equity (CoE)	% 11,42	biaya atas modal sendiri (ekuitas)
11	Bunga Modal Pinjaman (i)	% 6,42	Perjanjian antar Badan Usaha dan Bank Peminjam
12	Pajak Penghasilan Perusahaan (t)	% 25,00	UU No. 36 Tahun 2008 tentang pajak penghasilan
13	Cost of Debt After Tax (CoD)	% 4,82	bunga modal pinjaman
14	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	% 11,42	rata-rata pertimbangan biaya modal sendiri (equity) dan modal pinjaman (debt)
15	Insentif IRR	% 0,01	Peraturan BPH Migas No. 8 Tahun 2013
16	Target IRR	% 11,43	IRR = WACC + Insentif IRR
17	Laju Inflasi USA (in)	% 2,15	http://www.usinflationcalculator.com/

Dari hasil perhitungan dengan skenario I dan pembiayaan investasi 100% diperoleh nilai tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sebesar 0,198 USD/Mscf. Tarif tersebut merupakan tarif yang akan diterapkan kepada seluruh *shipper* dengan volume gas yang dialirkan sebesar 145 MMscfd. Sedangkan untuk skenario II (volume 171 MMscfd) diperoleh nilai tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sebesar 0,154 USD/Mscf. Dan untuk skenario III (volume 197 MMscfd) diperoleh nilai tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sebesar 0,126 USD/Mscf. Hasil perhitungan tarif bervariasi terhadap skenario dan pendanaan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28. Data Hasil Perhitungan Tarif Pengangkutan

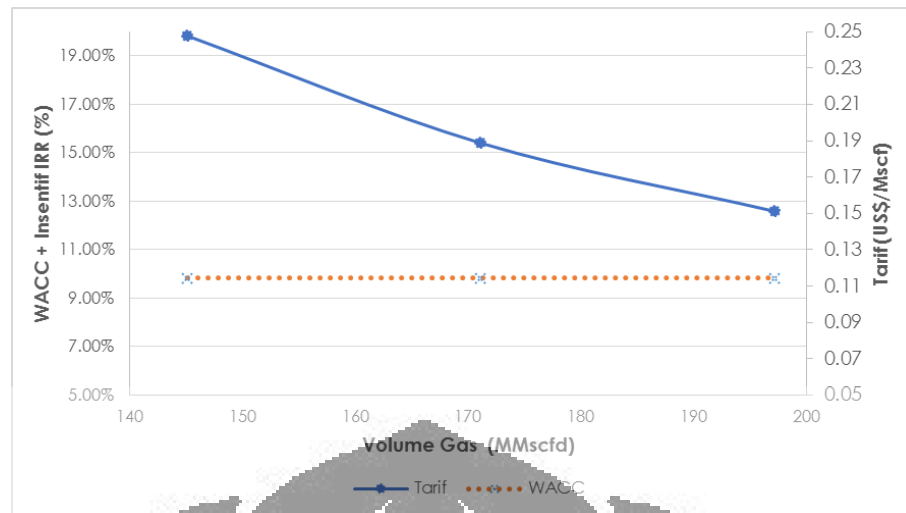
Skenario Volume Gas	Struktur Pendanaan	Tarif (US\$/Mscf)
I. Industri	Full Equity	0.198
	51% Equity	0.155
II. Industri + Kelistrikan 50%	Full Equity	0.154
	51% Equity	0.121
III. Industri + Kelistrikan 100%	Full Equity	0.126
	51% Equity	0.099

Dari hasil perhitungan tarif tersebut, terlihat bahwa perbedaan tarif pada skema pembiayaan *equity funding* dan *debt funding* cukup signifikan. Hal tersebut disebabkan perbedaan struktur pendanaan yang relatif besar, sehingga menyebabkan perbedaan nilai WACC juga lebih besar yakni 11,42% dan 8,20%.

4.7. ANALISIS SENSITIVITAS

Dari hasil perhitungan tarif, dilakukan analisis sensitivitas untuk mengetahui parameter yang mempengaruhi nilai tarif yakni volume gas yang diangkut dan struktur pendanaan modal.

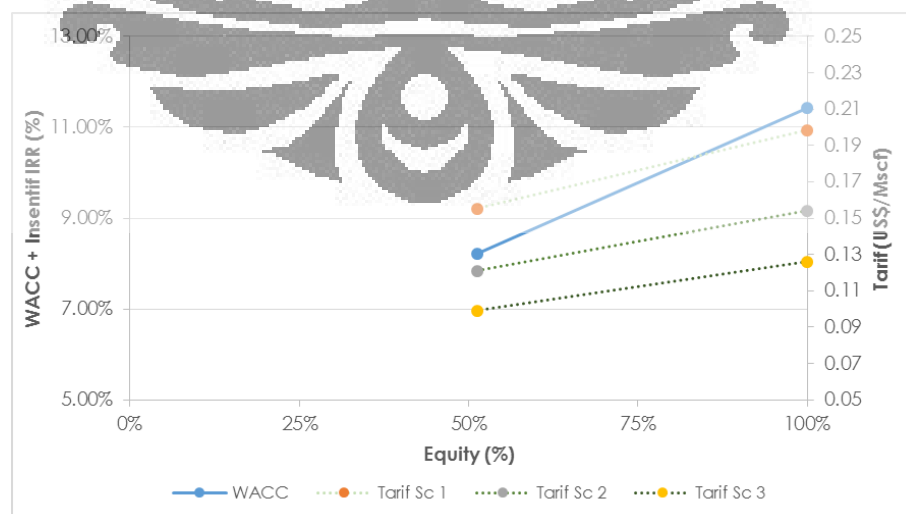
Analisis sensitivitas yang pertama yaitu terhadap volume gas yang dialirkan, ditunjukkan pada Gambar 4.22. Dari analisis sensitivitas yang dilakukan terhadap volume gas yang dialirkan didapatkan bahwa volume gas tidak merubah besaran target IRR (WACC + insentif IRR) tetapi hanya merubah nilai tarif yang dihitung.



Gambar 4.22. Sensitivitas Volume Gas terhadap Target IRR dan Tarif

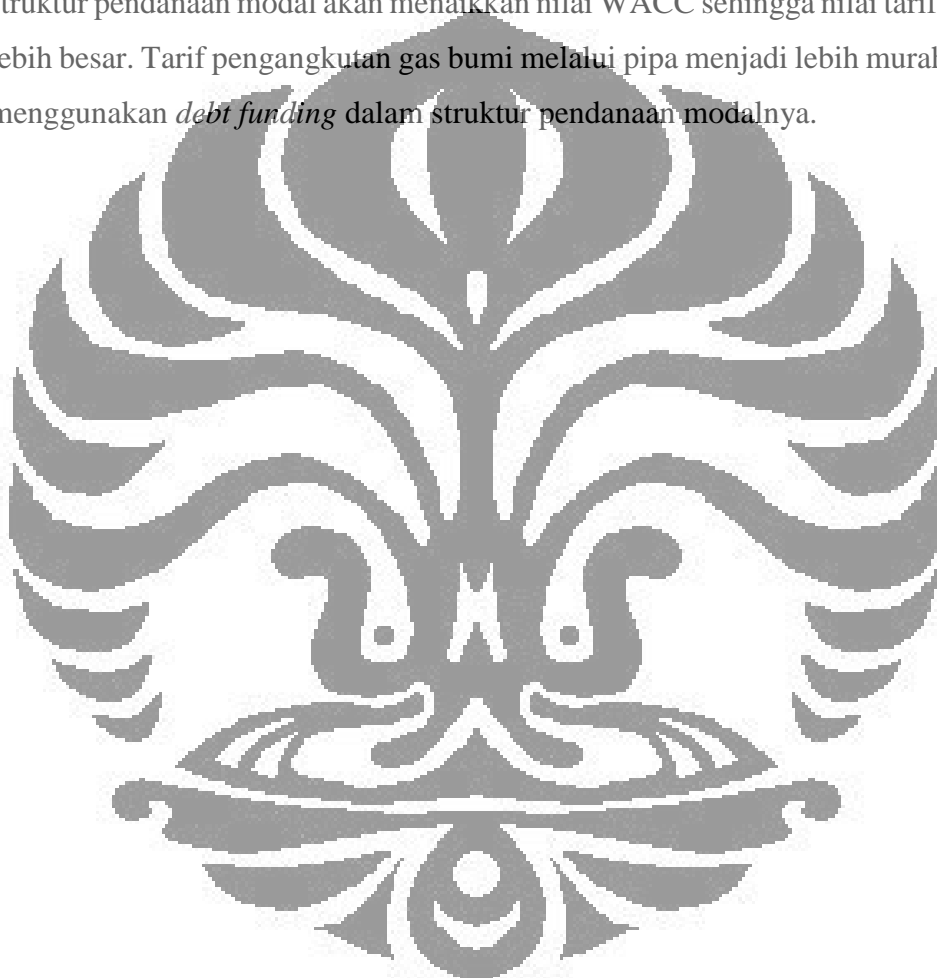
Dari perubahan volume total gas yang dialirkan tersebut dapat dilihat bahwa semakin kecil volume gas yang dialirkan akan meningkatkan nilai tarif, sebaliknya semakin besar volume yang dialirkan akan menurunkan nilai tarif. Karena itu, apabila terdapat *shipper* baru dalam pengangkutan gas bumi melalui pipa yang berarti terdapat penambahan volume, maka perlu dilakukan kembali evaluasi perhitungan tarif.

Analisis sensitivitas yang kedua dilakukan terhadap struktur pendanaan modal, ditunjukkan pada Gambar 4.23. Dari analisis sensitivitas yang dilakukan terhadap struktur pendanaan modal didapatkan bahwa struktur pendanaan modal dapat merubah besaran WACC dan juga merubah nilai tarif yang dihitung.



Gambar 4.23. Sensitivitas Struktur Pendanaan terhadap Target IRR dan Tarif

Pada skenario III dengan struktur pendanaan modal dengan komposisi *debt funding* 49% dan *equity funding* 51% didapatkan nilai WACC yang lebih kecil dibandingkan dengan struktur modal pendanaan dengan *equity* 100% yaitu 8,22%. Sedangkan nilai tarif yang didapatkan juga menjadi lebih kecil yaitu 0,099 USD/Mscf. Hal ini berarti bahwa semakin besar komposisi *debt funding* dalam struktur pendanaan modal akan menurunkan nilai WACC sehingga nilai tarif menjadi lebih kecil, sebaliknya semakin besar komposisi *equity funding* dalam struktur pendanaan modal akan menaikkan nilai WACC sehingga nilai tarif menjadi lebih besar. Tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa menjadi lebih murah apabila menggunakan *debt funding* dalam struktur pendanaannya.



BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

1. Potensi pasokan gas bumi untuk wilayah Kabupaten Gresik pada periode 2017 – 2030 adalah sekitar 174 MMscfd, dan masih dapat memenuhi proyeksi kebutuhan kelistrikan sebesar 52 MMscfd dan kebutuhan industri sebesar 88,7 MMscfd di wilayah tersebut.
2. Dari analisis terhadap dari 5 (lima) pipa eksisting di Kabupaten Gresik, diperoleh bahwa hanya 3 (tiga) jaringan yang mampu secara teknis untuk diterapkan pemanfaatan bersama. Namun berdasarkan efisiensi dan kehandalan pengaliran gas untuk menyalurkan gas bumi sampai ke tiap-tiap kecamatan prioritas, disimpulkan bahwa hanya 1 (satu) jaringan pipa yakni milik PT E yang paling layak untuk dapat diterapkan pemanfaatan bersama. Dengan panjang pipa 71 km, dan masih memiliki kapasitas lebih sekitar 168 MMscfd, pipa tersebut juga telah menjangkau kecamatan prioritas sehingga lebih efektif dan efisien sebagai pipa pengangkutan.
3. Dengan melakukan optimisasi dengan metode algoritma genetik terhadap jaringan pipa milik PT E, diperoleh hasil total biaya minimum sebesar US\$ 8.934.000 terhadap pengembangan jaringan menjadi sepanjang 101 km, dengan 4 *source node* dan 19 *demand node* dan pipa yang menghubungkan tiap *node* sebanyak 31 buah. Jaringan tersebut dioptimisasi dengan sistem *closed loop* agar kehandalan sistem jaringan dalam mengalirkan gas bumi sampai ke konsumen tetap terjaga. Biaya minimum yang diperoleh berdasarkan biaya konstruksi riil di Indonesia dengan standar jenis pipa yang paling banyak digunakan untuk jaringan distribusi.
4. Dari hasil optimisasi kemudian dilakukan analisis teknis terhadap jaringan yang akan diterapkan pemanfaatan bersama. Besaran *maximum linepack* atau volume gas dalam jaringan tersebut adalah 5,25 MMscf, dan *initial fill* atau gas awal yang wajib disediakan pemilik jaringan (*Transporter*) sebesar 3,91 MMscf. Dengan demikian diperoleh *stock account* milik

seluruh calon *shipper* sebesar 1,34 MMscf. Besaran-besaran tersebut akan menjadi dasar kesepakatan keseimbangan jaringan antara volume gas yang dimasukkan *shipper* dan volume gas yang dikeluarkan oleh *transporter*.

5. Dengan penerapan beberapa skenario volume gas yang dialirkan, dan skenario struktur modal, tarif terendah diperoleh sebesar 0,099 US\$/Mscf pada skenario III yakni gas yang dialirkan sebesar 197 MMscfd dengan IRR 8.22%. Besaran tarif tersebut menggunakan *Equity* sebesar 51% dan *debt* 49%, atau investasi pengembangan jaringan menggunakan hutang. Skenario volume gas yang dialirkan tidak merubah besaran target IRR namun merubah besaran tarif, sedangkan skenario struktur pendanaan modal dapat merubah besaran target IRR dan juga besaran tarif.

5.2. SARAN

Optimisasi terhadap penerapan pemanfaatan bersama pipa eksisting dititikberatkan terhadap pengembangan jaringan untuk menjaga kehandalan pengaliran gas bumi, dan untuk menjangkau tiap konsumen dalam satu wilayah jaringan distribusi. Optimisasi dengan menggunakan metode algoritma genetik merupakan salah satu metode yang efisien dalam menentukan ukuran diameter pipa untuk pengembangan jaringan dengan meminimalisasi biaya. Namun diperlukan perumusan yang detail terhadap fungsi optimal dari permasalahan jaringan.

Permasalahan optimisasi dalam penelitian ini merupakan simulasi sederhana, sehingga apabila diterapkan pada jaringan yang lebih kompleks dengan berbagai macam fasilitas, diperlukan pengembangan perumusan dan penentuan fungsi algoritma lebih lanjut.

DAFTAR REFERENSI

- Agustiani, Y. P. (2011). Optimasi Jaringan Pipa untuk Distribusi Gas Menggunakan Algoritma Genetik. *Thesis*. Jakarta: Universitas Indonesia. 36-39.
- Ayad, A. R., Awad, H. A., & Yasin, A. A. (2013). Parametric Analysis for Genetic Algorithms Handling Parameters. *Alexandria Engineering Journal*, 52, 90-111.
- Badan Pusat Statistik Gresik. (2015). *Gresik dalam Angka 2015*. Gresik: BPS Kabupaten Gresik. 235-237.
- Boehm, P. & Saba, T. (2009). Identification of Natural Gas Sources using Geochemical Forensic Tools. *Exponent Environmental Forensics Notes*, 5, 3-4.
- British Petroleum. (2015). *BP Statistical Review of World Energy*. London: BP. 20-29.
- Cao, Y. J., & Wu, Q. H. (1999). Teaching Genetic Algorithm using MATLAB. *International Electrical Engineering Education*, 36, 139-153.
- Chandra, V. (2006). *Fundamentals of Natural Gas: an International Perspective*. Oklahoma: PennWell Corporation & University of Michigan. 43-49.
- Dandy, G. C., Simpson, A. R., & Murphy, L. J. (1996). An Improved Genetic Algorithm for Pipe Network Optimization. *Water Resources Research*. Vol. 32, No. 2, 449-458.
- El-Mahdy, O. F., Ahmed, M. E., & Metwalli, S. (2010). Computer Aided Optimization of Natural Gas Pipe Networks Using Genetic Algorithm. *Applied Soft Computing*, 10, 1141-1150.
- Goldberg, D. (1983). Computer-aided Gas Pipeline Operation using Genetic Algorithms and Rule Learning. *PhD Dissertation*, Michigan University. 22-105.
- Goldberg, D. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Michigan: Addison-Wesley Publishing Company, Inc. 59-88.
- Gudmundsson, J. S., & Mork, M. (2001). Stranded Gas to Hydrate for Storage and Transport. *International Gas Research Conference*. November 5-8, 2001. Norwegian University of Science and Technology. 4-6.

DAFTAR REFERENSI (Lanjutan – 1)

- Haupt, R. L., & Haupt, S. E. (2004). *Practical Genetic Algorithms* (2nd ed.). New Jersey: Wiley & Sons, Inc. 29.
- Ikoku, C. U. (1992). *Natural Gas Production Engineering*. Malabar, Florida: Krieger Publishing Company. 47.
- Juris, A. (1998). The Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States. *Working Paper*. World Bank, Private Sector Development Department. Washington, D.C. 6-17.
- Juris, A. (1998, March). Competition in the Natural Gas Industry. *Working Paper*. World Bank, Private Sector Development Department. Washington, D.C. Note No. 137. 1-7.
- Juris, A. (1999). The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry. *Working Paper*. World Bank, Private Sector Development Department. Washington, D.C. 4-36.
- Karris, S. T. (2004). *Numerical Analysis using MATLAB® and Spreadsheets* (2nd ed.). US: Orchard Publication. 99-185.
- Katz, D. L. et al. (1959). *Handbook of Natural Gas Engineering*. New York: McGraw-Hill Book Company. 625-654.
- Kementerian ESDM (2016). *Rencana Induk Infrastruktur Gas Bumi Nasional Tahun 2015-2030*. Jakarta: KESDM. 75-85.
- Kementerian ESDM (2016). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025*. Jakarta: KESDM. 57 & 106.
- Kementerian ESDM. (2015). *Peta Jalan Kebijakan Gas Bumi Nasional 2014-2030*. Jakarta: KESDM. 60-62, 82.
- Larock, B. E., Jeppson R. W., & Watters, G. Z. (2000). *Hydraulics of Pipeline Systems*. Florida: CRC Press LLC. 61-233.
- Li, C. J., Jia, W. L., Yang, Y. & Wu, X. (2011). Adaptive Genetic Algorithm for Steady-State Operation Optimization in Natural Gas Networks. *Journal of Software Academy Publisher*, Vol. 6. No. 3. 452-459.

DAFTAR REFERENSI (Lanjutan – 2)

- Mauch, S. (2001). *Introduction to Methods of Applied Mathematics or Advanced Mathematical Methods for Scientists and Engineers*. US: Mauch Publishing Company. 1-29.
- McAllister, E. W. (2002). *Pipeline Rules of Thumb Handbook* (5th ed.). Massachusetts: Butterworth-Heinemann. 83-113, 291-317.
- Menon, E. S. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*. Florida: Taylor & Francis Group. 31-138.
- Mitchell, M. (1996). *An Introduction to Genetic Algorithms*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology. 27-63.
- Mohitpour, M., Golshan, H., & Murray, A. (2000). *Pipeline Design & Construction a Practical Approach*. New York: ASME Press. 1-118.
- Nielsen, H. B. (1989). Methods for Analyzing Pipe Networks. *Journal of Hydraulic Engineering*, 115. 139-157.
- Osiadacz, A. J. (1989). *Simulation and Analysis of Gas Networks*, Houston: Gulf Publishing Company. 73-78.
- Osiadacz, A. J., & Gorecki, M. (). Optimization of Pipe Sizes for Distribution Gas Network Design, Warsaw: Warsawa University of Technology. 1-12.
- Pemerintah Provinsi Jawa Timur. (2015). *Data Dinamis Perekonomian Jawa Timur*. Surabaya: Sekretariat Daerah Provinsi Jawa Timur. 1-6.
- Pencheva, T., & Shannon, A. (2009). Modelling of a Roulette Wheel Selection Operator in Genetic Algorithms using Generalized Nets. *Bio Automation-<https://www.researchgate.net/publication/45437197>*, 13. 257-264.
- Pope, J. E. (Ed). (1997). *Rules of Thumb for Mechanical Engineers*. Houston: Gulf Publishing Company. 178-224.
- Popov, A. (2005). Genetic Algorithms for Optimization Programs for MATLAB® (Ver. 1.0). *Thesis*. Hamburg: Sofia Technical University. 3-12.
- PT Pembangkit Jawa Bali (2015). *Statistik Perusahaan 2010-2014*. Jakarta: PJB. 19-32.
- PT Pembangkit Jawa Bali (2016). *Laporan Tahun 2015*. Jakarta: PJB. 158-162.

DAFTAR REFERENSI (Lanjutan – 3)

- PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). (2016). *Laporan Tahunan 2015*. Jakarta: PLN. 543-722.
- Satuan Kerja Khusus Migas. (2015). *Laporan Tahunan 2014*. Jakarta: SKK Migas. 88-89.
- Sheddon, D. (2006). *Gas Usage and Value: The Technology and Economics of Natural Gas Use in the Process Industries*. Oklahoma: PennWell Books. 87-92.
- Sommeng, A. N., & Purwanto, S. W. (2013). *Regulasi Kegiatan Usaha Gas Bumi Melalui Pipa*. Jakarta: BPH Migas. 103-178.
- Tussing, A. R. (1995). *The Natural Gas Industry: Evolution, Structure, and Economics*. Oklahoma: PennWell Books. 221-267.
- Van Vuuren, S. J. (2002). Application for Genetic Algorithms – Determination of the Optimal Pipe Diameters. *Water SA*- <https://www.researchgate.net/publication/267856088>. 28. 217-226.
- Wicaksono, A. (2014). Optimasi Jaringan Pipa Gas Ber-Loop Menggunakan Metode Algoritme Genetika. *Skripsi*. Jakarta: Universitas Indonesia. 67-78.

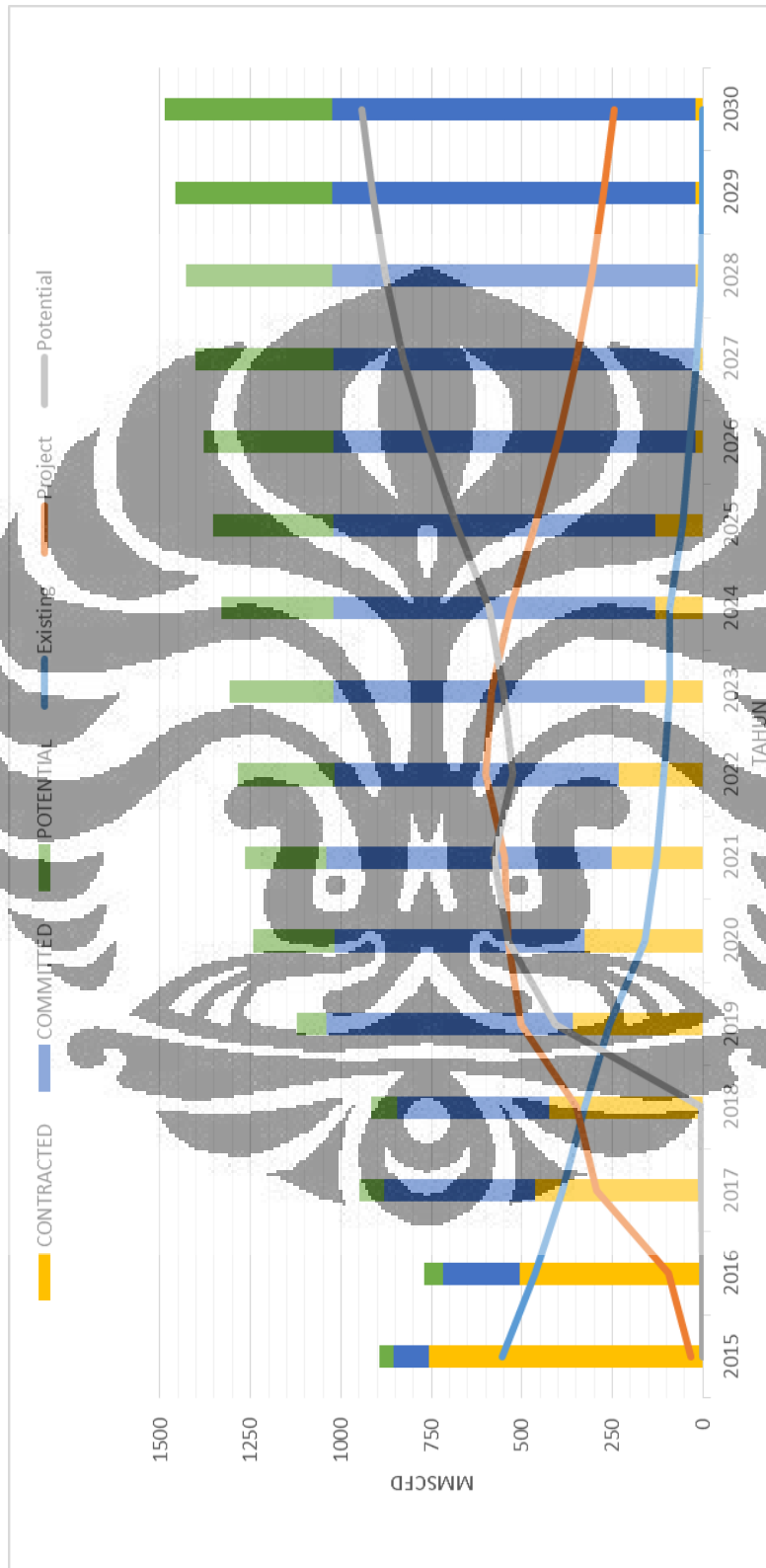
LAMPIRAN I-1

Kebutuhan dan Pasokan Region Jawa Bagian Timur dan Bali 2015-2030 dalam MMscfd (ESDM, 2015)

URAIAN	TAHUN															
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SUPPLY																
Existing	554	462	387	327	258	160	128	109	93	92	57	37	16	4	0	0
Project	32	96	295	350	504	537	549	601	584	532	464	401	349	307	275	244
Potential	0	0	5	4	408	537	578	525	551	590	682	760	827	877	913	943
Total	586	558	687	681	1170	1234	1255	1235	1228	1214	1203	1198	1192	1188	1188	1187
DEMAND																
CONTRACTED	757	507	464	423	359	326	252	232	159	132	132	20	20	20	20	20
Lifting Oil & Own Used	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk & Petrokimia	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Listrik	375	212	212	171	132	119	112	112	119	112	112	0	0	0	0	0
Industri	305	225	182	182	162	142	140	120	40	20	20	20	20	20	20	20
Transportasi	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gas Rumah Tangga	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eskpor Regional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ekspor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COMMITTED	98	212	415	421	680	692	787	787	861	888	889	1002	1002	1003	1004	1005
Lifting Oil & Own Used	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk & Petrokimia	0	0	170	170	170	170	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
Listrik	50	78	82	89	207	218	225	218	218	225	225	337	337	337	337	337
Industri	45	128	157	156	292	292	314	314	394	414	414	414	414	414	414	414
Transportasi	2	5	5	5	10	11	12	12	13	13	14	15	15	16	17	18
Gas Rumah Tangga	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eskpor Regional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POTENTIAL	40	52	71	73	84	226	225	266	287	309	332	356	381	406	433	461
Jawa Bali	0	0	0	0	0	56	35	96	117	139	162	186	211	236	263	291
Listrik 35000 MW	40	52	71	73	84	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
TOTAL	895	771	950	917	1123	1244	1264	1285	1307	1329	1353	1378	1403	1429	1457	1486

LAMPIRAN I-2

Pasokan Gas Bumi Region Jawa Timur dan Bali (2015-2030)



LAMPIRAN II

=====fungsi rutin GUI=====

```
function varargout = MUMTAS(varargin)
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',    mfilename, ...
    'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
    'gui_OpeningFcn', @MUMGAS_OpeningFcn, ...
    'gui_OutputFcn', @MUMGAS_OutputFcn, ...
    'gui_LayoutFcn', [] , ...
    'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end

function MUMGAS_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
handles.output = hObject;
guidata(hObject, handles);

function varargout = MUMGAS_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
varargout{1} = handles.output;

function EditFile_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditFile_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function ButtonFile_Callback(hObject, eventdata, handles)

global Node;
global Pipe;
global Index;
[filename, pathname] = uigetfile('* .xlsx', 'Select network file');
file = strcat(pathname, filename);
set(handles.EditFile, 'String', file);
Node = xlsread(file, 1);
Pipe = xlsread(file, 2);
Index = xlsread(file, 3);
set(handles.EditNode, 'Enable', 'inactive');
set(handles.EditNode, 'String', size(Node,1));
set(handles.EditPipe, 'Enable', 'inactive');
set(handles.EditPipe, 'String', size(Pipe,1));
set(handles.EditPMaxSource, 'Enable', 'on');
set(handles.EditPMaxSource, 'String', 24);
set(handles.EditPMinDemand, 'Enable', 'on');
set(handles.EditPMinDemand, 'String', 8);
set(handles.EditPopSize, 'Enable', 'on');
set(handles.EditPopSize, 'String', 100);
set(handles.EditFraction, 'Enable', 'on');
set(handles.EditFraction, 'String', 0.75);
set(handles.EditGeneration, 'Enable', 'on');
set(handles.EditGeneration, 'String', 100);
set(handles.EditStallGeneration, 'Enable', 'on');
set(handles.EditStallGeneration, 'String', 20);
set(handles.EditPc, 'Enable', 'on');
set(handles.EditPc, 'String', 0.7);
set(handles.EditPm, 'Enable', 'on');
```

```

set(handles.EditPm, 'String', 0.1);
set(handles.ButtonStart, 'Enable', 'on');

function EditNode_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditNode_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditPipe_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditPipe_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditPMaxSource_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditPMaxSource_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditPMinDemand_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditPMinDemand_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditPopSize_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditPopSize_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditFraction_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditFraction_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditGeneration_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditGeneration_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditStallGeneration_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditStallGeneration_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditPc_Callback(hObject, eventdata, handles)

```

```

function EditPc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function EditPm_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditPm_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function ButtonStart_Callback(hObject, eventdata, handles)

global Node;
global Pipe;
global Index;
global Fitness;
global Cost;
global LastGeneration;
global Penalty;

PMax = str2double(get(handles.EditPMaxSource, 'String'));
PMin = str2double(get(handles.EditPMinDemand, 'String'));

PopSize = str2double(get(handles.EditPopSize, 'String'));
Fraction = str2double(get(handles.EditFraction, 'String'));
Generation = str2double(get(handles.EditGeneration, 'String'));
Stall = str2double(get(handles.EditStallGeneration, 'String'));
Pc = str2double(get(handles.EditPc, 'String'));
Pm = str2double(get(handles.EditPm, 'String'));

timestart = cputime;
[BestInd, LastGeneration, Fitness, Cost, Penalty] = iga(PopSize, Fraction, Generation, Stall, Pc, Pm,
Node, Pipe, Index, PMax, PMin);

timeend = cputime;
Time = timeend - timestart;
set(handles.EditTime, 'Enable', 'inactive');
set(handles.EditTime, 'String', Time);

set(handles.EditCost, 'Enable', 'inactive');
set(handles.EditCost, 'String', num2str(Cost(LastGeneration)));

set(handles.EditPenalty, 'Enable', 'inactive');
set(handles.EditPenalty, 'String', num2str(Penalty(LastGeneration)));

set(handles.EditLastGeneration, 'Enable', 'inactive');
set(handles.EditLastGeneration, 'String', num2str(LastGeneration));

Bestd = transpose(decode(BestInd(LastGeneration, :), ceil(log2(size(Index, 1)))));
BestCost = zeros(size(Bestd, 1), 1);
BestDiameter = zeros(size(Bestd, 1), 1);
for i = 1:size(Bestd, 1)
    BestDiameter(i, 1) = Index(Bestd(i), 2);
    BestCost(i, 1) = Index(Bestd(i), 3) * Pipe(i, 4);
end
BestPr = tekanan(Bestd, Node, Pipe, Index, PMax);

set(handles.TablePipe, 'Data', [Pipe(:, 1) BestDiameter BestCost]);
set(handles.TableNode, 'Data', [Node(:, 1) BestPr]);

if strcmp(get(handles.TextGraph, 'String'), 'Cost')
    plot(handles.AxesGA, Cost(1:LastGeneration));
end

```

```

function ButtonGraph_Callback(hObject, eventdata, handles)

global Fitness;
global Cost;
global LastGeneration;
if strcmp(get(handles.TextGraph, 'String'), 'Cost')
    set(handles.ButtonGraph, 'String', 'Change to Cost');
    set(handles.TextGraph, 'String', 'Fitness');
    if strcmp(get(handles.EditCost, 'Enable'), 'inactive')
        plot(handles.AxesGA, Fitness(1:LastGeneration));
    end
else
    set(handles.ButtonGraph, 'String', 'Change to Fitness');
    set(handles.TextGraph, 'String', 'Cost');
    if strcmp(get(handles.EditCost, 'Enable'), 'inactive')
        plot(handles.AxesGA, Cost(1:LastGeneration));
    end
end

function EditTime_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditTime_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'), get(0, 'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

function EditCost_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditCost_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'), get(0, 'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

function EditLastGeneration_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditLastGeneration_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'), get(0, 'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

function EditPenalty_Callback(hObject, eventdata, handles)

function EditPenalty_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'), get(0, 'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

function ButtonStart_KeyPressFcn(hObject, eventdata, handles)

```

=====fungsi rutin konstanta=====

```

function [ E gamma beta alpha ] = konstanta()
    E = 0.90;
    gamma = 1.854;
    alpha = 1.854;
    beta = 4.854;
end

```

=====fungsi rutin tekanan=====

```

function [Pr] = tekanan(d, Node, Pipe, Index, PMax)
    nPipe = size(Pipe, 1);
    nNode = size(Node, 1);

```

```

Q = Node(:, 2);
NodeStart = Pipe(:, 2);
NodeEnd = Pipe(:, 3);
L = Pipe(:, 4);
D = Index(:, 2);
[E gamma beta alpha] = konstanta();

K = zeros(nPipe, 1);
for i = 1:nPipe
    K(i) = 18.43 * L(i) / ((D(d(i)).^beta) * (E ^ 2));
end

A = zeros(nPipe, nNode);
for i = 1:nPipe
    A(i, NodeStart(i)) = 1;
    A(i, NodeEnd(i)) = -1;
end
Ad = A(:, 1:nNode - 4);
Ar = A(:, 24:27);
Qd = Q(1:nNode - 4, :);
hr = max(PMax*Ar);

hk = gamma * inv(Ad' * inv(diag(K)) * Ad) * (Qd + Ad' * inv(diag(K)) * Ar * hr);
hk1 = hk - inv(Ad' * inv(diag(K)) * Ad) * (Qd + Ad' * inv(diag(K)) * (Ad * hk + Ar * hr));

Pr = vertcat(hk1, hr);
end

=====fungsi rutin decode=====
function [solution] = decode(individual, bit)
solution = zeros(1, length(individual) / bit);
k = 1;
for i = 1:3:length(individual)
    b = 1;
    for j = bit:-1:1
        solution(k) = solution(k) + individual(i + j - 1) * b;
        b = b * 2;
    end
    solution(k) = solution(k) + 1;
    k = k + 1;
end
end

=====fungsi rutin iGA=====
function [BestInd, LastGeneration, Fitness, Cost, Penalty] = iGA(PopSize, Fraction, Generation, Stall, Pc,
Pm, Node, Pipe, Index, PMax, PMin)
wbar = waitbar(0, 'Mohon Tunggu - QPACS:GA');

Pt = max(Index(:, 3)) - min(Index(:, 3));
SL = sum(Pipe(:, 4));
IndSize = size(Pipe, 1) * ceil(log2(size(Index, 1)));
Pop = zeros(PopSize, IndSize);
Eval = zeros(PopSize, 3);
for i = 1:PopSize
    while Eval(i, 1) == 0
        Pop(i, :) = randi(2, 1, IndSize) - 1;
        Eval(i, :) = evaluate(Pop(i, :), Node, Pipe, Index, PMax, PMin, Pt, SL);
    end
end
end
PoolSize = round(Fraction * PopSize);

Popf = sortrows([Eval Pop], -1);
Eval = Popf(:, 1:3);
Pop = Popf(:, 4:size(Popf, 2));

```

```

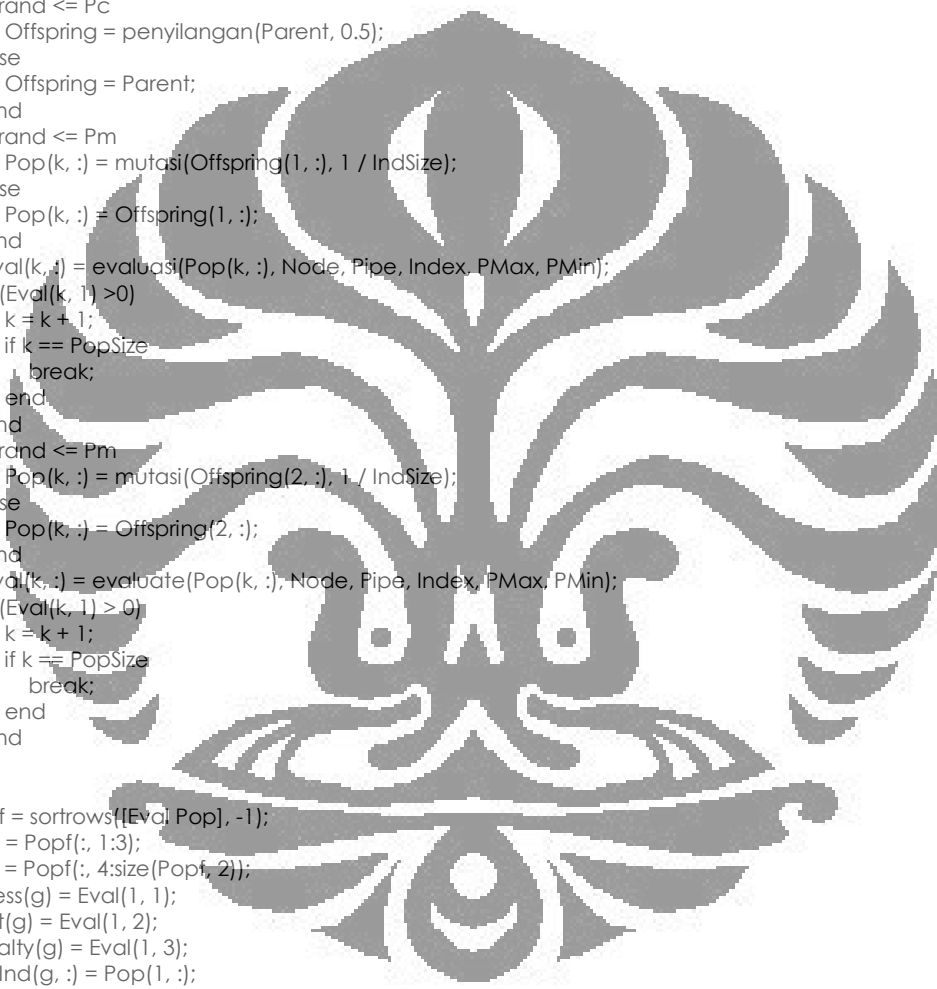
Fitness = zeros(1, Generation);
Fitness(1) = Eval(1, 1);
Cost(1) = Eval(1, 2);
Penalty(1) = Eval(1, 3);

BestInd = zeros(Generation, IndSize);
BestInd(1, :) = Pop(1, :);

waitbar(1 / Generation);
s = 0;
g = 2;
while g <= Generation && s < Stall
    k = PoolSize + 1;
    while k < PopSize
        Parent = Seleksi(Pop(1:PoolSize, :), Eval(1:PoolSize, 1));
        if rand <= Pc
            Offspring = penyilangan(Parent, 0.5);
        else
            Offspring = Parent;
        end
        if rand <= Pm
            Pop(k, :) = mutasi(Offspring(1, :), 1 / IndSize);
        else
            Pop(k, :) = Offspring(1, :);
        end
        Eval(k, :) = evaluasi(Pop(k, :), Node, Pipe, Index, PMax, PMin);
        if (Eval(k, 1) > 0)
            k = k + 1;
            if k == PopSize
                break;
            end
        end
        if rand <= Pm
            Pop(k, :) = mutasi(Offspring(2, :), 1 / IndSize);
        else
            Pop(k, :) = Offspring(2, :);
        end
        Eval(k, :) = evaluate(Pop(k, :), Node, Pipe, Index, PMax, PMin);
        if (Eval(k, 1) > 0)
            k = k + 1;
            if k == PopSize
                break;
            end
        end
    end
    Popf = sortrows([Eval, Pop], -1);
    Eval = Popf(:, 1:3);
    Pop = Popf(:, 4:size(Popf, 2));
    Fitness(g) = Eval(1, 1);
    Cost(g) = Eval(1, 2);
    Penalty(g) = Eval(1, 3);
    BestInd(g, :) = Pop(1, :);

    if Fitness(g) == Fitness(g - 1)
        s = s + 1;
    else
        s = 0;
    end
    g = g + 1;
    waitbar(g / Generation);
end
LastGeneration = g - 1;
waitbar(1);
close(wbar);
end

```



=====fungsi rutin penyilangan=====

```
function [ Offspring ] = penyilangan( Parent, p)
Offspring = Parent;
for i = 1:length(Parent)
    if (rand <= p)
        Offspring(1, i) = Parent(2, i);
        Offspring(2, i) = Parent(1, i);
    end
end
end
```

=====fungsi rutin seleksi=====

```
function [Parent] = seleksi(Pop, Eval)
Parent = round(Pop*1);
p = cumsum(Eval/sum(Eval)*100);
for i = 1:Pop
    r = rand;
    if (r <= p)
        if Parent(1, i) == 0
            Parent(1, i) = 1;
        else
            Parent(1, i) = 0;
        end
    end
end
end
```

=====fungsi rutin mutasi=====

```
function [Offspring] = mutasi(Parent, p)
Offspring = Parent;
for i = 1:length(Parent);
    if (rand <= p)
        if Offspring(1, i) == 0
            Offspring(1, i) = 1;
        else
            Offspring(1, i) = 0;
        end
    end
end
end
```

=====fungsi rutin evaluasi=====

```
function [Eval] = evaluate(Pop, Node, Pipe, Index, PMax, PMin, Pt, SL, Generation)

Eval = zeros(1, 3);
nPipe = size(Pipe, 1);
nNode = size(Node, 1);

d = transpose(decode(Pop, ceil(log2(size(Index, 1)))));

Q = Node(:, 2);
NodeStart = Pipe(:, 2);
NodeEnd = Pipe(:, 3);
L = Pipe(:, 4);
D = Index(:, 2);
c = Index(:, 3);
[E gamma beta alpha] = Constant();

Cost = 0;
for i = 1:nPipe
    Cost = Cost + L(i) * c(d(i));
end

K = zeros(nPipe, 1);
```

```

for i = 1:nPipe
    K(i) = 18.43 * L(i) / ((D(d(i)).^beta) * (E ^ 2));
end

A = zeros(nPipe, nNode);
for i = 1:nPipe
    A(i, NodeStart(i)) = 1;
    A(i, NodeEnd(i)) = -1;
end
Ad = A(:, 1:nNode - 4);
Ar = A(:, 24:27);
Qd = Q(1:nNode - 4, :);
hr = max(PMax*Ar);

hk = gamma*inv(Ad' * inv(diag(K)) * Ad) * (Qd + Ad' * inv(diag(K)) * Ar * hr);
hk1 = hk - gamma * inv(Ad' * inv(diag(K)) * Ad) * (Qd + Ad' * inv(diag(K)) * (Ad * hk + Ar * hr));

while abs((hk - hk1) ./ hk) > 0.001
    hk = hk1;
    hk1 = hk - gamma * inv(Ad' * inv(diag(K)) * Ad) * (Qd + Ad' * inv(diag(K)) * (Ad * hk + Ar * hr));
end

Pr = vertcat(hk1, hr);

deltaPr = zeros(nPipe, 1);
for i = 1:nPipe
    deltaPr(i, 1) = abs(Pr(NodeEnd(i)) - Pr(NodeStart(i)));
end

q = nthroot(inv(diag(K)) * deltaPr, gamma);
Con1 = zeros(nPipe, 1);
for i = 1:nPipe
    Con1(i) = K(i) * L(i) * (D(d(i)) ^ beta) * (q(i) ^ (alpha-1)) * q(i) - deltaPr(i);
end

m = zeros(nPipe, 1);
for i = 1:nPipe
    m(i) = max(0, -Con1(i)) ^ 2;
end

PtCon1 = Pt * sum(m);

Con2 = Ad' * q - Qd;
PtCon2 = 0 * sum((Con2 < 0).^2);

w = sum(hk1 < PMin);
PtSoft = Pt * w * 100000;

Fitness = 1 / (Cost + PtSoft + PtCon1 + PtCon2);
Eval(1, 1) = Fitness;
Eval(1, 2) = Cost;
Eval(1, 3) = PtSoft + PtCon1 + PtCon2;
end

```


Demand	PIPA 1 (3 1)			PIPA 2 (1 2)			PIPA 3 (3 2)			Price			Cost			Total Cost		
	1000 m ³ /h	delta P	cek P2	1000 m ³ /h	delta P	cek P2	1000 m ³ /h	delta P	cek P2	D 4 - 1	D 1 - 2	D 2 - 3	c 4 - 1	c 1 - 2	c 2 - 3			
406.4	575.99	23.99981	TRUE	355.6	575.97	23.99945	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	800.00	600.00	3.500.000	3.500.000	10.500.000		
406.4	575.99	23.99981	TRUE	406.4	575.98	23.99943	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	800.00	800.00	4.000.000	4.000.000	2.500.000	10.500.000	
406.4	575.99	23.99981	TRUE	508	575.99	23.99975	TRUE	152.4	574.95	23.97802	TRUE	800.00	1000.00	300.00	4.000.000	5.000.000	1.500.000	10.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	152.4	574.95	23.97802	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	1000.00	300.00	800.00	5.000.000	1.500.000	4.000.000	10.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	203.2	575.74	23.99451	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	1000.00	400.00	700.00	5.000.000	2.000.000	3.500.000	10.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	304.8	575.91	23.99810	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	1000.00	600.00	500.00	5.000.000	3.000.000	2.500.000	10.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	355.6	575.98	23.99958	TRUE	203.2	575.74	23.99458	TRUE	1000.00	700.00	400.00	5.000.000	3.500.000	2.000.000	10.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	406.4	575.99	23.99975	TRUE	152.4	574.95	23.97808	TRUE	1000.00	800.00	300.00	5.000.000	4.000.000	1.500.000	10.500.000
101.6	568.47	23.84270	TRUE	508	568.47	23.84263	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	200.00	1000.00	1000.00	1.000.000	5.000.000	5.000.000	11.000.000
203.2	575.74	23.99458	TRUE	406.4	575.73	23.99439	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	400.00	800.00	1000.00	2.000.000	4.000.000	5.000.000	11.000.000
203.2	575.74	23.99458	TRUE	508	575.74	23.99451	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	400.00	1000.00	400.00	2.000.000	5.000.000	4.000.000	11.000.000
254	575.91	23.99816	TRUE	355.6	575.89	23.99781	TRUE	308	576.00	23.99994	TRUE	500.00	700.00	1000.00	2.500.000	3.500.000	5.000.000	11.000.000
254	575.91	23.99816	TRUE	508	575.91	23.99810	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	500.00	1000.00	700.00	2.500.000	5.000.000	3.500.000	11.000.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	304.8	575.93	23.99849	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	600.00	600.00	1000.00	3.000.000	3.000.000	5.000.000	11.000.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	406.4	575.95	23.99906	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	600.00	800.00	800.00	3.000.000	4.000.000	4.000.000	11.000.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	508	575.96	23.99918	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	600.00	1000.00	600.00	3.000.000	5.000.000	3.000.000	11.000.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	254	575.89	23.99781	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	700.00	800.00	1000.00	3.500.000	2.500.000	5.000.000	11.000.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	355.6	575.97	23.99928	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	700.00	800.00	800.00	3.500.000	3.500.000	4.000.000	11.000.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	406.4	575.97	23.99945	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	700.00	800.00	700.00	3.500.000	4.000.000	3.500.000	11.000.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	508	575.98	23.99958	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	700.00	1000.00	500.00	3.500.000	5.000.000	2.500.000	11.000.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	203.2	575.73	23.99439	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	800.00	400.00	1000.00	4.000.000	2.000.000	5.000.000	11.000.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	304.8	575.95	23.99906	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	800.00	600.00	1000.00	4.000.000	3.000.000	4.000.000	11.000.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	355.6	575.97	23.99945	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	800.00	700.00	700.00	4.000.000	3.500.000	3.500.000	11.000.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	406.4	575.99	23.99975	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	800.00	800.00	800.00	4.000.000	4.000.000	3.000.000	11.000.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	508	575.99	23.99975	TRUE	203.2	575.74	23.99458	TRUE	800.00	1000.00	400.00	4.000.000	5.000.000	2.000.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	203.2	575.74	23.99451	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	1000.00	400.00	800.00	5.000.000	2.000.000	4.000.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	254	575.91	23.99810	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	1000.00	500.00	700.00	5.000.000	2.500.000	3.500.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	304.8	575.93	23.99849	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	1000.00	600.00	600.00	5.000.000	3.000.000	4.000.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	355.6	575.98	23.99958	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	1000.00	700.00	500.00	5.000.000	3.500.000	2.500.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	406.4	575.99	23.99975	TRUE	203.2	575.74	23.99458	TRUE	1000.00	800.00	400.00	5.000.000	4.000.000	2.000.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	508	575.99	23.99975	TRUE	101.6	568.47	23.84270	TRUE	1000.00	1000.00	200.00	5.000.000	5.000.000	1.000.000	11.000.000
508	576.00	23.99994	TRUE	101.6	568.47	23.84263	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	1000.00	200.00	1000.00	5.000.000	1.000.000	5.000.000	11.000.000
152.4	574.95	23.97808	TRUE	508	574.95	23.97802	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	300.00	1000.00	1000.00	1.500.000	5.000.000	5.000.000	11.500.000
254	575.91	23.99816	TRUE	406.4	575.90	23.99778	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	500.00	800.00	1000.00	2.500.000	4.000.000	5.000.000	11.500.000
254	575.91	23.99816	TRUE	508	575.91	23.99810	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	500.00	1000.00	600.00	2.500.000	5.000.000	3.500.000	11.500.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	355.6	575.95	23.99906	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	600.00	700.00	1000.00	3.000.000	3.500.000	5.000.000	11.500.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	508	575.96	23.99918	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	600.00	1000.00	700.00	3.000.000	5.000.000	3.500.000	11.500.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	406.4	575.97	23.99945	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	600.00	800.00	1000.00	3.500.000	4.000.000	5.000.000	11.500.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	508	575.98	23.99958	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	600.00	1000.00	800.00	3.500.000	5.000.000	4.000.000	11.500.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	254	575.90	23.99778	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	800.00	400.00	1000.00	4.000.000	2.500.000	5.000.000	11.500.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	355.6	575.97	23.99945	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	800.00	700.00	800.00	4.000.000	3.500.000	4.000.000	11.500.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	406.4	575.99	23.99975	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	800.00	800.00	800.00	4.000.000	4.000.000	3.000.000	11.500.000
406.4	575.99	23.99981	TRUE	508	575.99	23.99975	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	800.00	1000.00	500.00	4.000.000	5.000.000	2.500.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	152.4	574.95	23.97802	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	1000.00	300.00	1000.00	5.000.000	1.500.000	5.000.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	254	575.91	23.99810	TRUE	406.4	575.99	23.99981	TRUE	1000.00	500.00	800.00	5.000.000	2.500.000	4.000.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	304.8	575.93	23.99849	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	1000.00	600.00	600.00	5.000.000	3.000.000	4.000.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	355.6	575.98	23.99958	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	1000.00	700.00	500.00	5.000.000	3.500.000	2.500.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	406.4	575.99	23.99975	TRUE	203.2	575.74	23.99458	TRUE	1000.00	800.00	400.00	5.000.000	4.000.000	2.000.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	508	575.99	23.99975	TRUE	101.6	568.47	23.84270	TRUE	1000.00	1000.00	200.00	5.000.000	5.000.000	1.000.000	11.500.000
508	576.00	23.99994	TRUE	101.6	568.47	23.84263	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	1000.00	200.00	1000.00	5.000.000	1.000.000	5.000.000	11.500.000
152.4	574.95	23.97808	TRUE	508	574.95	23.97802	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	300.00	1000.00	1000.00	1.500.000	5.000.000	5.000.000	11.500.000
254	575.91	23.99816	TRUE	406.4	575.90	23.99778	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	500.00	800.00	1000.00	2.500.000	4.000.000	5.000.000	11.500.000
254	575.91	23.99816	TRUE	508	575.91	23.99810	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	500.00	1000.00	600.00	2.500.000	5.000.000	3.500.000	11.500.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	355.6	575.95	23.99906	TRUE	508	576.00	23.99994	TRUE	600.00	700.00	1000.00	3.000.000	3.500.000	5.000.000	11.500.000
304.8	575.96	23.99924	TRUE	508	575.96	23.99918	TRUE	355.6	575.98	23.99964	TRUE	600.00	1000.00	700.00	3.000.000	5.000.000	3.500.000	11.500.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	406.4	575.97	23.99945	TRUE	254	575.91	23.99816	TRUE	600.00	800.00	1000.00	3.500.000	4.000.000	5.000.000	11.500.000
355.6	575.98	23.99964	TRUE	508	575.98	23.99958	TRUE	304.8	575.96	23.99924	TRUE	600.00	10					

RISK FREE RATE

Rf Rata-rata 13 Tahun 10-Year US Treasury Bond Rate 2.11

Source: <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldAll>

Date	1 Mo	3 Mo	6 Mo	1 Yr	2 Yr	3 Yr	5 Yr	7 Yr	10 Yr	20 Yr	30 Yr
2003	1.01928	1.02804	1.07516	1.2414	1.6506	2.10464	2.96616	3.52304	4.01388	4.95748	#DIV/0!
2004	1.2698	1.39872	1.61372	1.88768	2.38148	2.77948	3.42596	3.86608	4.27132	5.04436	#DIV/0!
2005	2.9996	3.21612	3.50208	3.62096	3.85456	3.9278	4.04636	4.15184	4.28888	4.64416	#DIV/0!
2006	4.75232	4.85156	4.99508	4.93624	4.81848	4.773	4.74876	4.7582	4.795	4.99728	4.913036
2007	4.408805	4.480956	4.615578	4.531235	4.364821	4.346932	4.431594	4.509562	4.634661	4.909562	4.838287
2008	1.29788	1.419028	1.66564	1.83264	2.01632	2.24776	2.80856	3.1768	3.66992	4.365	4.28388
2009	0.09636	0.15092	0.28272	0.47352	0.95848	1.43064	2.1978	2.81512	3.26412	4.11308	4.07668
2010	0.114542	0.138446	0.196773	0.317649	0.703347	1.107291	1.930159	2.618526	3.21506	4.029482	4.251076
2011	0.0396	0.05284	0.09572	0.18088	0.44936	0.74676	1.51824	2.15684	2.78164	3.61756	3.9108
2012	0.07076	0.0876	0.13384	0.17484	0.27616	0.38228	0.76172	1.22044	1.80344	2.5418	2.92168
2013	0.04628	0.05708	0.08332	0.13116	0.30708	0.54284	1.17208	1.73752	2.35016	3.11828	3.44616
2014	0.0282	0.03272	0.0646	0.12112	0.46208	0.89796	1.6416	2.14404	2.53956	3.07264	3.33816
2015	0.036016	0.05251	0.165498	0.322709	0.686773	1.024542	1.531036	1.891195	2.138287	2.54753	2.840996
2016	0.23327	0.287962	0.434597	0.578009	0.784218	0.93455	1.247299	1.54019	1.74327	2.127156	2.517156

LAMPIRAN IV-2

COUNTRY DEFAULT SPREADS AND RISK PREMIUMS

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MEM	5.00%	6.00%	5.80%	5.00%	5.75%	5.51%
ICRP	4.13%	3.60%	3.00%	3.30%	3.30%	3.47%

Country	Region	GDP (in billions)	Moody's rating	Adj. Default Spread	Total Risk Premium	Country Risk Premium	Corporate Tax Rate
Angola	Africa	138.4	Ba2	3.33%	10.64%	4.64%	30.00%
Botswana	Africa	15.8	A2	0.94%	7.31%	1.31%	22.00%
Burkina Faso	Africa	12.5	B3	7.21%	16.05%	10.05%	27.92%
Cameroon	Africa	32.1	B2	6.10%	14.50%	8.50%	33.00%
Cape Verde	Africa	1.9	B2	6.10%	14.50%	8.50%	27.92%
Congo (Democratic Republic of)	Africa	33.1	B3	7.21%	16.05%	10.05%	27.92%
Congo (Republic of)	Africa	14.2	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	27.92%
Côte d'Ivoire	Africa	34.2	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	27.92%
Egypt	Africa	286.5	B3	7.21%	16.05%	10.05%	22.50%
Ethiopia	Africa	55.6	B1	4.99%	12.95%	6.95%	27.92%
Gabon	Africa	18.2	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	27.92%
Ghana	Africa	38.6	B3	7.21%	16.05%	10.05%	25.00%
Kenya	Africa	60.9	B1	4.99%	12.95%	6.95%	30.00%
Morocco	Africa	110	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	30.00%
Mozambique	Africa	15.9	B2	6.10%	14.50%	8.50%	32.00%
Namibia	Africa	13	Ba3	2.44%	9.40%	3.40%	33.00%
Nigeria	Africa	568.5	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	30.00%
Rwanda	Africa	7.9	B1	4.99%	12.95%	6.95%	27.92%
Senegal	Africa	15.7	B1	4.99%	12.95%	6.95%	27.92%
South Africa	Africa	350.6	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	28.00%
Tunisia	Africa	48.6	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	25.00%
Uganda	Africa	27	B1	4.99%	12.95%	6.95%	30.00%
Zambia	Africa	27.1	B2	6.10%	14.50%	8.50%	35.00%
Africa		1926.3		4.29%	11.97%	5.77%	28.18%
Bangladesh	Asia	172.9	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	27.50%
Cambodia	Asia	16.8	B2	6.10%	14.50%	8.50%	0.00%
China	Asia	10354.8	Aa3	0.67%	6.93%	0.93%	25.00%
Fiji	Asia	4.5	B1	4.99%	12.95%	6.95%	20.00%
Hong Kong	Asia	290.1	Aa1	0.44%	6.61%	0.61%	16.50%
India	Asia	2048.5	Ba3	2.44%	9.40%	3.40%	34.61%
Indonesia	Asia	858.5	Ba3	2.44%	7.40%	3.40%	25.00%
Japan	Asia	4601.5	A1	0.78%	7.09%	1.09%	33.06%
Korea	Asia	1410.4	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	24.20%
Macao	Asia	55.5	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	12.00%
Malaysia	Asia	338.1	A3	1.83%	7.85%	1.85%	25.00%
Mauritius	Asia	12.6	Baa1	1.77%	8.47%	2.47%	15.00%
Mongolia	Asia	12	B2	6.10%	14.50%	8.50%	21.96%
Pakistan	Asia	243.6	B3	7.21%	16.05%	10.05%	33.00%
Papua New Guinea	Asia	16.9	B1	4.99%	12.95%	6.95%	30.00%
Philippines	Asia	284.8	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	30.00%
Singapore	Asia	307.9	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	17.00%
Sri Lanka	Asia	78.8	B1	4.99%	12.95%	6.95%	28.00%
Taiwan	Asia	970.9	Aa3	0.67%	6.93%	0.93%	17.00%
Thailand	Asia	404.8	Baa1	1.77%	8.47%	2.47%	20.00%
Vietnam	Asia	186.2	B1	4.99%	12.95%	6.95%	22.00%
Asia		22700.1		1.11%	7.54%	1.54%	26.90%
Australia	Australia & New Zealand	1434.7	Aa1	0.00%	6.00%	0.00%	30.00%
Cook Islands	Australia & New Zealand	1.2	B1	4.99%	12.95%	6.95%	27.00%
New Zealand	Australia & New Zealand	166.1	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	28.00%
Australia & New Zealand		1622		0.00%	6.01%	0.01%	29.79%
Aruba	Caribbean	2.6	Baa1	1.77%	8.47%	2.47%	28.00%
Bahamas	Caribbean	8.5	Ba2	2.11%	8.94%	2.94%	0.00%
Barbados	Caribbean	4.4	B3	7.21%	16.05%	10.05%	25.00%
Bermuda	Caribbean	5.557	A1	0.78%	7.09%	1.09%	0.00%
Cayman Islands	Caribbean	3.2	Aa3	0.67%	6.93%	0.93%	27.92%
Cuba	Caribbean	77.2	Caa2	9.98%	19.91%	13.91%	27.35%
Curacao	Caribbean	1	A3	1.33%	7.85%	1.85%	25.00%
Dominican Republic	Caribbean	64.1	B1	4.99%	12.95%	6.95%	27.00%
Jamaica	Caribbean	13.9	Caa2	9.98%	19.91%	13.91%	25.00%
Montserrat	Caribbean	1.5	Ba3	2.44%	9.40%	3.40%	27.35%
St. Maarten	Caribbean	1.5	Ba1	1.77%	8.47%	2.47%	24.50%
St. Vincent & the Grenadines	Caribbean	0.713	B3	7.21%	16.05%	10.05%	26.85%
Trinidad and Tobago	Caribbean	28.9	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	25.00%
Caribbean		213.07		6.40%	14.92%	8.92%	24.90%
Argentina	Central and South America	537.8	Caa1	8.31%	17.58%	11.58%	35.00%
Belize	Central and South America	1.7	Caa2	9.98%	19.91%	13.91%	26.85%
Bolivia	Central and South America	33	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	25.00%
Brazil	Central and South America	2346.1	Ba3	2.44%	9.40%	3.40%	34.00%
Chile	Central and South America	258.1	Aa3	0.67%	6.93%	0.93%	22.50%
Colombia	Central and South America	377.7	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	25.00%
Costa Rica	Central and South America	49.6	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	30.00%
Ecuador	Central and South America	100.9	B3	7.21%	16.05%	10.05%	22.00%
El Salvador	Central and South America	25.2	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	30.00%
Guatemala	Central and South America	58.8	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	25.00%
Honduras	Central and South America	19.4	B3	7.21%	16.05%	10.05%	30.00%
Mexico	Central and South America	1294.7	A3	1.33%	7.85%	1.85%	30.00%
Nicaragua	Central and South America	11.8	B2	6.10%	14.50%	8.50%	26.85%
Panama	Central and South America	46.2	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	25.00%

Paraguay	Central and South America	30.9	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	10.00%
Peru	Central and South America	202.6	A3	1.33%	7.85%	1.85%	28.00%
Suriname	Central and South America	5.2	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	34.50%
Uruguay	Central and South America	57.5	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	25.00%
Venezuela	Central and South America	381.3	Caa3	11.08%	21.44%	15.44%	34.00%
Central and South America		5838.5		3.29%	10.58%	4.58%	31.19%
Albania	Eastern Europe & Russia	13.2	B1	4.99%	12.95%	6.95%	15.00%
Armenia	Eastern Europe & Russia	11.6	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	20.00%
Azerbaijan	Eastern Europe & Russia	75.2	Baa3	2.44%	9.40%	3.40%	20.12%
Belarus	Eastern Europe & Russia	76.1	Caa1	8.31%	17.58%	11.58%	18.00%
Bosnia and Herzegovina	Eastern Europe & Russia	18.3	B3	7.21%	16.05%	10.05%	10.00%
Bulgaria	Eastern Europe & Russia	56.7	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	10.00%
Croatia	Eastern Europe & Russia	57.1	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	20.00%
Czech Republic	Eastern Europe & Russia	205.3	A1	0.78%	7.09%	1.09%	19.00%
Estonia	Eastern Europe & Russia	26.5	A1	0.78%	7.09%	1.09%	20.00%
Georgia	Eastern Europe & Russia	16.5	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	15.00%
Hungary	Eastern Europe & Russia	138.4	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	19.00%
Kazakhstan	Eastern Europe & Russia	217.9	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	20.00%
Latvia	Eastern Europe & Russia	31.3	A3	1.33%	7.85%	1.85%	15.00%
Lithuania	Eastern Europe & Russia	48.4	A3	1.33%	7.85%	1.85%	15.00%
Macedonia	Eastern Europe & Russia	11.3	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	10.00%
Moldova	Eastern Europe & Russia	8	B3	7.21%	16.05%	10.05%	12.00%
Montenegro	Eastern Europe & Russia	4.6	Ba3	3.99%	11.56%	5.56%	9.00%
Poland	Eastern Europe & Russia	545	A2	0.94%	7.31%	1.31%	19.00%
Romania	Eastern Europe & Russia	199	Baa3	2.44%	9.40%	3.40%	16.00%
Russia	Eastern Europe & Russia	1860.6	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	20.00%
Serbia	Eastern Europe & Russia	43.9	B1	4.99%	12.95%	6.95%	15.00%
Slovakia	Eastern Europe & Russia	160.3	A2	0.94%	7.31%	1.31%	22.00%
Slovenia	Eastern Europe & Russia	49.5	Baa3	2.44%	9.40%	3.40%	17.00%
Ukraine	Eastern Europe & Russia	181.8	Caa3	11.08%	21.44%	15.44%	18.00%
Eastern Europe & Russia		3946.5		2.71%	9.78%	3.78%	19.04%
Abu Dhabi	Middle East	390	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	55.00%
Bahrain	Middle East	83.9	Baa3	2.44%	9.40%	3.40%	0.00%
Israel	Middle East	305.7	A1	0.78%	7.09%	1.09%	26.50%
Jordan	Middle East	35.8	B1	4.99%	12.95%	6.95%	20.00%
Kuwait	Middle East	163.6	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	15.00%
Lebanon	Middle East	45.7	B2	6.10%	14.50%	8.50%	15.00%
Oman	Middle East	81.8	A1	0.78%	7.09%	1.09%	12.00%
Qatar	Middle East	210.1	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	10.00%
Ras Al Khaimah (Emirate of)	Middle East	52	A2	0.94%	7.31%	1.31%	0.00%
Saudi Arabia	Middle East	746.3	Aa3	0.67%	6.93%	0.93%	20.00%
Sharjah	Middle East	1	A3	1.33%	7.85%	1.85%	0.00%
United Arab Emirates	Middle East	399.5	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	55.00%
Middle East		2418.6		0.82%	7.15%	1.15%	30.34%
Canada	North America	1785.4	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	26.50%
United States of America	North America	1741.9	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	40.00%
North America		19204.4		0.00%	6.00%	0.00%	38.74%
Andorra (Principality of)	Western Europe	3.25	Baa3	2.44%	9.40%	3.40%	0.00%
Austria	Western Europe	436.9	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	25.00%
Belgium	Western Europe	531.2	Aa3	0.67%	6.93%	0.93%	33.99%
Cyprus	Western Europe	23.2	B1	4.99%	12.95%	6.95%	12.50%
Denmark	Western Europe	342.4	Aa2	0.60%	6.00%	0.00%	23.50%
Finland	Western Europe	272.2	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	20.00%
France	Western Europe	2829.2	Aa2	0.55%	6.77%	0.77%	33.33%
Germany	Western Europe	3868.3	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	29.65%
Greece	Western Europe	235.6	Caa3	11.08%	21.44%	15.44%	29.00%
Guernsey (States of)	Western Europe	0.5	Aa1	0.44%	6.61%	0.61%	0.00%
Iceland	Western Europe	17	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	20.00%
Ireland	Western Europe	250.6	Baa1	1.77%	8.47%	2.47%	12.50%
Isle of Man	Western Europe	1.4	Aa1	0.44%	6.61%	0.61%	0.00%
Italy	Western Europe	2141.2	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	31.40%
Jersey (States of)	Western Europe	1	Aa1	0.44%	6.61%	0.61%	0.00%
Liechtenstein	Western Europe	10.5	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	12.50%
Luxembourg	Western Europe	64.9	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	29.22%
Malta	Western Europe	9.6	A3	1.33%	7.85%	1.85%	35.00%
Netherlands	Western Europe	879.3	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	25.00%
Norway	Western Europe	499.8	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	27.00%
Portugal	Western Europe	230.1	Ba1	2.77%	9.86%	3.86%	21.00%
Spain	Western Europe	1381.3	Baa2	2.11%	8.94%	2.94%	28.00%
Sweden	Western Europe	571.1	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	22.00%
Switzerland	Western Europe	701	Aaa	0.00%	6.00%	0.00%	17.92%
Turkey	Western Europe	798.4	Baa3	2.44%	9.40%	3.40%	20.00%
United Kingdom	Western Europe	2983.9	Aa1	0.44%	6.61%	0.61%	20.00%
Western Europe		19089.05		0.86%	7.20%	1.20%	26.80%

Region	Weight *ERP	Weighted Averaghted Average: (Weighted Avera Tax Rate		Total GDP	Weight		
Africa	0.30%	11.97%	5.97%	4.29%	28.18%	1926.3	2.50%
Asia	2.22%	7.54%	1.54%	1.11%	26.90%	22700.1	29.50%
Australia & New Zealand	0.13%	6.01%	0.01%	0.00%	29.79%	1622	2.11%
Caribbean	0.04%	14.92%	8.92%	6.40%	24.90%	213.07	0.28%
Central and South America	0.80%	10.58%	4.58%	3.29%	31.19%	5838.5	7.59%
Eastern Europe & Russia	0.50%	9.78%	3.78%	2.71%	19.04%	3946.5	5.13%
Middle East	0.22%	7.15%	1.15%	0.82%	30.34%	2418.6	3.14%
North America	1.50%	6.00%	0.00%	0.00%	38.74%	19204.4	24.95%
Western Europe	1.79%	7.20%	1.20%	0.86%	26.80%	19089.05	24.80%
Global		7.50%	1.50%	1.08%	29.95%	76958.52	

BETA (β)

BETA (β)

Method 1 - $\beta = \frac{\text{COVAR}(R_{i,t}, R_{M,t})}{\text{VAR}(R_{M,t})}$
 Index = $\frac{\text{COVAR}(\text{change of \% change of equity, range of \% change of index})}{\text{VAR}(\text{change of \% change of index})}$

Method 2 - $\beta = \frac{\text{SLOPE}(R_{i,t}, R_{M,t})}{R_{M,t}}$
 Index = $\frac{\text{SLOPE}(\text{change of \% change of equity, range of \% change of index})}{R_{M,t}}$

Beta 1.0361										Beta 1.0370										
Date	FGAS	JKE	Adj Close	PGAS	JKE	Returns (%)	FGAS	JKE	Returns (%)	Date	FGAS	JKE	Adj Close	PGAS	JKE	Returns (%)	FGAS	JKE	Returns (%)	
10/3/2016	10/3/2016	2560	5422.54199	0.011593	0.026248	0.000000	3830	5323.32224	-0.023831	4/28/2016	4/28/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/13/2016	1/13/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
10/10/2016	10/10/2016	2560	5411.88884	0.011593	0.026248	0.000000	3830	5305.11111	0.004551	4/29/2016	4/29/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/14/2016	1/14/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
10/17/2016	10/17/2016	2560	5399.58908	-0.003916	0.003194	0.000000	3830	5292.20889	-0.006627	4/30/2016	4/30/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/15/2016	1/15/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
10/24/2016	10/24/2016	2600	5397.6609	-0.015395	0.000357	0.000000	3830	5279.24269	-0.004712	5/1/2016	5/1/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/16/2016	1/16/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
10/31/2016	10/31/2016	2570	5400.83246	0.0011673	0.004275	0.000000	3110	5224.39202	0.042010	5/2/2016	5/2/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/17/2016	1/17/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
11/7/2016	11/7/2016	2440	5409.05992	0.053279	0.002173	0.000000	2970	5202.80176	0.047138	5/3/2016	5/3/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/18/2016	1/18/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
11/14/2016	11/14/2016	2490	5403.52987	-0.002000	0.001028	0.000000	2970	5197.25998	0.000481	5/4/2016	5/4/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/19/2016	1/19/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
11/21/2016	11/21/2016	2500	5409.07787	-0.000400	-0.001026	0.000000	2970	5216.97315	0.027682	5/5/2016	5/5/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/20/2016	1/20/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
11/28/2016	11/28/2016	2570	5429.06783	-0.027237	-0.003818	0.000000	2970	5242.82324	-0.003432	5/6/2016	5/6/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/21/2016	1/21/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
12/5/2016	12/5/2016	2590	5410.06298	-0.007722	-0.003649	0.000000	3000	5172.83008	-0.003333	5/7/2016	5/7/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/22/2016	1/22/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
12/12/2016	12/12/2016	2560	5399.64498	0.011719	0.001129	0.000000	3100	5127.30098	-0.002338	5/8/2016	5/8/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/23/2016	1/23/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
12/19/2016	12/19/2016	2570	5401.16278	-0.000391	0.001139	0.000000	3100	5110.19822	0.016414	5/9/2016	5/9/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/24/2016	1/24/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
12/26/2016	12/26/2016	2580	5398.75522	-0.000764	-0.000920	0.000000	3100	5098.39331	-0.000846	5/10/2016	5/10/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/25/2016	1/25/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
1/2/2017	1/2/2017	2600	5360.76008	-0.007663	-0.003849	0.000000	3230	5085.53309	-0.000000	5/11/2016	5/11/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/26/2016	1/26/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
1/9/2017	1/9/2017	2600	5376.91015	-0.003846	-0.000385	0.000000	3230	5069.01004	0.005600	5/12/2016	5/12/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/27/2016	1/27/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
1/16/2017	1/16/2017	2670	5409.10403	-0.002617	-0.004952	0.000000	3240	5071.38106	0.025641	5/13/2016	5/13/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/28/2016	1/28/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
1/23/2017	1/23/2017	2730	5420.40724	-0.001978	-0.000285	0.000000	3240	5016.64797	0.009000	5/14/2016	5/14/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/29/2016	1/29/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
1/30/2017	1/30/2017	2900	5472.07889	-0.058621	-0.009442	0.000000	3230	4882.17091	0.008621	5/15/2016	5/15/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/30/2016	1/30/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
2/6/2017	2/6/2017	2870	5463.67241	0.010453	0.001538	0.000000	3240	4836.01176	0.008547	5/16/2016	5/16/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	1/31/2016	1/31/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
2/13/2017	2/13/2017	2870	5384.56987	0.000000	0.001512	0.000000	3240	4834.58485	-0.001697	5/17/2016	5/17/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/1/2016	2/1/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
2/20/2017	2/20/2017	2850	5431.71582	0.000718	-0.012363	0.000000	3240	4824.39908	-0.002153	5/18/2016	5/18/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/2/2016	2/2/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
2/27/2017	2/27/2017	2820	5425.05296	-0.001058	-0.001228	0.000000	3240	4816.85625	-0.000404	5/19/2016	5/19/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/3/2016	2/3/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
3/6/2017	3/6/2017	2870	5413.36314	-0.001722	-0.000934	0.000000	3240	4818.79197	-0.000997	5/20/2016	5/20/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/4/2016	2/4/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
3/13/2017	3/13/2017	2870	5398.64881	0.005572	-0.004938	0.000000	3240	4815.14307	0.000848	5/21/2016	5/21/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/5/2016	2/5/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
3/20/2017	3/20/2017	2680	5380.02529	0.000000	0.001671	0.000000	3240	4811.97111	0.000094	5/22/2016	5/22/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/6/2016	2/6/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
3/27/2017	3/27/2017	2680	5342.34556	0.003731	0.007562	0.000000	3240	4814.48422	-0.004184	5/23/2016	5/23/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/7/2016	2/7/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
4/3/2017	4/3/2017	2680	5302.2277	0.000000	-0.007562	0.000000	3240	4814.48422	-0.004184	5/24/2016	5/24/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/8/2016	2/8/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
4/10/2017	4/10/2017	2740	5321.6045	-0.001898	-0.005636	0.000000	3240	4817.22407	0.004335	5/25/2016	5/25/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/9/2016	2/9/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
4/17/2017	4/17/2017	2660	5267.53813	0.003075	-0.004242	0.000000	3240	4816.05115	-0.013574	5/26/2016	5/26/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/10/2016	2/10/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
4/24/2017	4/24/2017	2730	5265.58932	-0.002544	0.000370	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	5/27/2016	5/27/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/11/2016	2/11/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
5/1/2017	5/1/2017	2680	5145.89257	0.018657	0.003276	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	5/28/2016	5/28/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/12/2016	2/12/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
5/8/2017	5/8/2017	2720	5213.3853	-0.004706	-0.003331	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	5/29/2016	5/29/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/13/2016	2/13/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
5/15/2017	5/15/2017	2810	5281.88645	-0.003028	-0.017568	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	5/30/2016	5/30/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/14/2016	2/14/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
5/22/2017	5/22/2017	2810	5270.18962	-0.003307	-0.001640	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	5/31/2016	5/31/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/15/2016	2/15/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
5/29/2017	5/29/2017	2810	5281.88645	-0.003307	-0.001640	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/1/2016	6/1/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/16/2016	2/16/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
6/5/2017	6/5/2017	2840	5321.85764	-0.004895	0.001723	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/2/2016	6/2/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/17/2016	2/17/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
6/12/2017	6/12/2017	2840	5356.71622	0.000827	0.002827	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/3/2016	6/3/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/18/2016	2/18/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
6/19/2017	6/19/2017	2860	5353.22822	0.000693	0.000653	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/4/2016	6/4/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/19/2016	2/19/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
6/26/2017	6/26/2017	2820	5334.30999	0.011184	0.003346	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/5/2016	6/5/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/20/2016	2/20/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
7/3/2017	7/3/2017	3020	5385.84886	-0.046225	-0.009548	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/6/2016	6/6/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/21/2016	2/21/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
7/10/2017	7/10/2017	3100	5366.0778	-0.004432	-0.009506	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/7/2016	6/7/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/22/2016	2/22/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
7/17/2017	7/17/2017	3300	5370.52667	-0.0031250	-0.001573	0.000000	3240	4816.97191	-0.001629	6/8/2016	6/8/2016	2675	4814.07277	-0.013084	0.006557	2/23/2016	2/23/2016	2886.49	4537.1792	-0.008289
7/24/2017	7/24/2017	3350	5438.59954	-0.004776	-0.0012515															

US' INFLATION RATE

Sumber : <http://www.usinflationcalculator.com/inflation/current-inflation-rates/>

Rata-rata 13 Tahun 2.15 2.15

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ave
1997	3	3	2.8	2.5	2.2	2.3	2.2	2.2	2.2	2.1	1.8	1.7	2.33
1998	1.6	1.4	1.4	1.4	1.7	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5	1.6	1.55
1999	1.7	1.6	1.7	2.3	2.1	2	2.1	2.3	2.6	2.6	2.6	2.7	2.19
2000	2.7	3.2	3.8	3.1	3.2	3.7	3.7	3.4	3.5	3.4	3.4	3.4	3.38
2001	3.7	3.5	2.9	3.3	3.6	3.2	2.7	2.7	2.6	2.1	1.9	1.6	2.82
2002	1.1	1.1	1.5	1.6	1.2	1.1	1.5	1.8	1.5	2	2.2	2.4	1.58
2003	2.6	3	3	2.2	2.1	2.1	2.1	2.2	2.3	2	1.8	1.9	2.28
2004	1.9	1.7	1.7	2.3	3.1	3.3	3	2.7	2.5	3.2	3.5	3.3	2.68
2005	3	3	3.1	3.5	2.8	2.5	3.2	3.6	4.7	4.3	3.5	3.4	3.38
2006	4	3.6	3.4	3.5	4.2	4.3	4.1	3.8	2.1	1.3	2	2.5	3.23
2007	2.1	2.4	2.8	2.6	2.7	2.7	2.4	2	2.8	3.5	4.3	4.1	2.87
2008	4.3	4	4	3.9	4.2	5	5.6	5.4	4.9	3.7	1.1	0.1	3.85
2009	0	0.2	-0.4	-0.7	-1.3	-1.4	-2.1	-1.5	-1.3	-0.2	1.8	2.7	-0.35
2010	2.6	2.1	2.5	2.2	2	1.1	1.2	1.1	1.1	1.2	1.1	1.5	1.63
2011	1.6	2.1	2.7	3.2	3.6	3.6	3.6	3.8	3.9	3.5	3.4	3	3.17
2012	2.9	2.9	2.7	2.3	1.7	1.7	1.4	1.7	2	2.2	1.8	1.7	2.08
2013	1.6	1.8	1.5	1.1	1.4	1.8	2	1.5	1.2	1	1.2	1.5	1.48
2014	1.6	1.1	1.5	2	2.1	2.1	2	1.7	1.7	1.7	1.3	0.8	1.63
2015	-0.1	0	-0.1	-0.2	0	0.1	0.2	0.2	0	0.2	0.5	0.7	0.13
2016	1.4	1	0.9	1.1	1	1	0.8	1.1	1.5	1.6			1.14

LAMPIRAN IV-6

TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI
Skenario I - Industri
- Full Equity Funding

0.198 US\$/Mscf

I	BASIS PARAMETER	NILAI	REFERENSI
1	Nilai Basis Aset (NBA)	US\$ 000 18,314	Asumsi biaya konstruksi jaringan total US\$/km - in sebesar US\$ 50.000
2	Modal Pinjaman (D)	US\$ 000 -	0% pendanaan modal yang berasal dari pinjaman
3	Modal Ekuitas (E)	US\$ 000 18,314	100% pendanaan modal yang berasal dari ekuitas
4	Salvage Value (SV)	US\$ 000 5,494	
5	Masa Manfaat Ekonomis	Years 14	berdasarkan GTA
6	Risk Free Rate(Rf)	% 2.11	Tingkat Pengembalian Investasi Bebas Resiko, http://www.treasury.gov/
7	Mature Equity Market Premium(BPMEM)	% 5.51	Base Premium for mature equity market, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
8	Indonesia Country Risk Premium (ICRP)	% 3.47	Indonesia country risk premium, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
9	Beta (β)	1.04	Ukuran fluktuasi portofolio investasi, http://finance.yahoo.com/q/tp?s=PGAS.JK-
10	Cost of Equity (CoE)	% 11.42	biaya atas modal sendiri (ekuitas)
11	Bunga Modal Pinjaman (i)	% 6.42	Perjanjian antar Badan Usaha dan Bank Peminjam
12	Pajak Penghasilan Perusahaan (tt)	% 25.00	UU No. 36 Tahun 2008 tentang pajak penghasilan
13	Cost of Debt After Tax (CoD)	% 4.82	bunga modal pinjaman
14	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	% 11.42	rata-rata tertimbang biaya modal sendiri (equity) dan modal pinjaman (debt)
15	Insentif IRR	% 0.01	Peraturan BPH Migas No. 8 Tahun 2013
16	Target IRR	% 11.43	IRR = WACC + Insentif IRR
17	Laju Inflasi USA (in)	% 2.15	http://www.usinflationcalculator.com/

II	PARAMETER OPERASI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
18	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
19	Volume Forecasting, MMscfd	7.6	11.8	16.2	50.9	57.8	65.3	73.2	81.6	90.6	100.2	110.4	121.2	132.8	145.1
a	Kelishikan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b	Industri	7.6	11.8	16.2	50.9	57.8	65.3	73.2	81.6	90.6	100.2	110.4	121.2	132.8	145.1
	Manyar	0.9	1.4	1.9	2.5	3.1	3.8	4.4	5.2	5.9	6.8	7.6	8.6	9.6	10.6
	Kebomas	1.8	2.8	3.9	5.0	6.2	7.5	8.9	10.3	11.9	13.5	15.3	17.2	19.2	21.3
	Cerme	1.9	2.9	4.0	5.2	6.4	7.8	9.2	10.7	12.3	14.0	15.8	17.7	19.8	22.0
	Menganti	0.7	1.1	1.5	2.0	2.4	2.9	3.4	4.0	4.6	5.3	5.9	6.7	7.5	8.3
	Drjorojo	1.7	2.7	3.7	4.8	5.9	7.2	8.5	9.9	11.4	12.9	14.6	16.4	18.3	20.3
	Wringinanom	0.5	0.8	1.1	1.5	1.8	2.2	2.6	3.0	3.4	3.9	4.4	5.0	5.5	6.1
	Jilpe	-	-	-	30.0	31.5	34.0	36.2	38.6	41.1	43.8	46.4	49.7	52.9	56.4
20	Volume Aliran Gas Tahunan (Q), MMscfd	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832	26,722	29,881	33,076	36,568	40,284	44,368	48,466	52,961
21	Biaya Operasi Tahun Pertama, US\$ 000	5,00%	darai NBA												
22	Skala Biaya Operasi, %	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%
23	Biaya Operasi, US\$ 000	17	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208

III	BESARAN TARIF UJI COBA, PERHITUNGAN PENDAPATAN DAN LURAN BPH MIGAS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
24	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25	Volume Aliran Gas Tahunan (Q), MMscfd	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832	26,722	29,881	33,076	36,568	40,284	44,368	48,466	52,961
26	Tarif Uji Coba, US\$/Mscf	0.198													
27	Pendapatan, Tahunan, US\$ 000	550	852	1,171	3,696	4,188	4,726	5,300	5,926	6,560	7,252	7,989	8,799	9,612	10,503
28	Luran BPH Migas, US\$ 000	17	26	35	111	126	142	159	178	197	218	240	264	288	315

IV	PERHITUNGAN HIPOTESA PAJAK PENGHASILAN	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
29	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
30	Biaya Operasi, US\$ 000	17	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208
31	Luran BPH Migas, US\$ 000	17	26	35	111	126	142	159	178	197	218	240	264	288	315
32	Beban Pajak Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
33	Total Beban Pajak Penghasilan (Hipotesa), US\$ 000	1,848	1,877	1,908	2,003	2,039	2,076	2,115	2,156	2,198	2,242	2,288	2,337	2,386	2,439
34	Perbedaan Kena Pajak Hipotesa, US\$ 000	(1,297)	(2,322)	(3,057)	(1,364)	785	2,497	3,184	3,770	4,361	5,010	5,701	6,422	7,226	8,065
35	Earning Before Interest and tax (EBIT), US\$ 000	(1,297)	(1,024)	(735)	1,693	2,149	2,430	3,184	3,770	4,361	5,010	5,701	6,422	7,226	8,065
36	Pengurangan Pajak Terhadap Tahun Berikutnya, US\$ C	(1,297)	(2,322)	(3,057)	(1,364)	785	2,497	3,184	3,770	4,361	5,010	5,701	6,422	7,226	8,065
37	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	196	663	796	942	1,090	1,252	1,425	1,616	1,806	2,016	

V	PERHITUNGAN EKSTRA PENYUSUTAN, AKUMULASI EKSTRA PENYUSUTAN DAN PENYESUATAN NILAI BASIS ASET	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
38	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
39	Nilai Basis Aset (NBA), US\$ 000	18,314	17,898	16,483	15,567	14,651	13,736	12,820	11,904	10,989	10,073	9,157	8,241	7,326	6,410
40	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
41	Penyesuaian Nilai Basis Aset (PNBA), US\$ 000	18,314	20,788	23,272	25,757	28,242	30,727	33,212	35,697	38,182	40,667	43,152	45,637	48,122	50,607
42	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
43	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,390)	(3,399)	(3,394)	(1,249)	(1,027)	(1,005)	(615)	(141)	391	1,026	1,766	2,644	3,623	4,771
44	Akumulasi Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,390)	(6,789)	(10,184)	(11,433)	(12,460)	(13,465)	(14,450)	(15,425)	(16,391)	(17,347)	(18,294)	(19,232)	(20,161)	(21,081)
45	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	11,43%	2,092	2,375	2,659	2,942	3,226	3,509	3,792	4,075	4,358	4,641	4,924	5,207	5,490
46	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
47	Biaya Operasi, US\$ 000	17	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208
48	Luran BPH Migas, US\$ 000	17	26	35	111	126	142	159	178	197	218	240	264	288	315
49	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	196	663	796	942	1,090	1,252	1,425	1,616	1,806	2,016	
50	Cost of Service (CoS) Seharusnya, US\$ 000	3,940	4,382	4,565	4,945	5,215	5,732	5,914	6,068	6,169	6,226	6,253	6,155	5,989	5,732
51	Pendapatan, US\$ 000	550	852	1,171	3,696	4,188	4,726	5,300	5,926	6,560	7,252	7,989	8,799	9,612	10,503
52	Ekstra Penyusutan = Pendapatan - CoS Seharusnya, US\$ 000	(3,390)	(3,399)	(3,394)	(1,249)	(1,027)	(1,005)	(615)	(141)	391	1,026	1,766	2,644	3,623	4,771

IV	PERHITUNGAN COST OF SERVICE	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
53	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
54	Penyesuaian Nilai Basis Aset (PNBA), US\$ 000	18,314	20,788	23,272	25,757	28,242	30,727	33,212	35,697	38,182	40,667	43,152	45,637	48,122	50,607
55	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	11,43%	2,092	2,375	2,659	2,942	3,226	3,509	3,792	4,075	4,358	4,641	4,924	5,207	5,490
56	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
57	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,390)	(3,399)	(3,394)	(1,249)	(1,027)	(1,005)	(615)	(141)	391	1,026	1,766	2,644	3,623	4,771
58	Biaya Operasi, US\$ 000	17	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208
59	Luran BPH Migas, US\$ 000	17	26	35	111	126	142	159	178	197	218	240	264	288	315
60	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	196	663	796	942	1,090	1,252	1,425	1,616	1,806	2,016	
61	Cost of Service (CoS), US\$ 000	550	852	1,171	3,696	4,188	4,726	5,300	5,926	6,560	7,252	7,989	8,799	9,612	10,503

VII	CEK PERHITUNGAN TARIF	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
62	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
63	Cost Of Service (CoS), US\$ 000	550	852	1,171	3,696	4,188	4,726	5,300	5,926	6,560	7,252	7,989	8,799	9,612	10,503
64	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscfd	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832	26,722	29,881	33,076	36,568	40,284	44,368	48,466	52,961
65	Tarif = CoS / Q, @ US\$/Mscf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VIII	CEK PERHITUNGAN IRR ON FREE CASH FLOW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
66	Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
67	Tarif, US\$/Mscf	0.198													
68	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscfd	2,776	4,298	5,905	18,										

LAMPIRAN IV-7

TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI
Skenario I - Industri
- Equity 51%, Debt 49%

0.155 US\$/Mscf

I	BASIS PARAMETER	NILAI	REFERENSI
1	Nilai Basis Aset (NBA)	US\$ 000 18,314	Asumsi biaya konstruksi jaringan total US\$/km - in sebesar US\$ 50.000
2	Modal Pinjaman (D)	US\$ 000 8,934	49% pendanaan modal yang berasal dari pinjaman
3	Modal Ekuitas (E)	US\$ 000 9,380	51% pendanaan modal yang berasal dari ekuitas
4	Salvage Value (SV)	US\$ 000 5,494	
5	Masa Manfaat Ekonomis	Years 14	berdasarkan GTA
6	Risk Free Rate(Rf)	% 2.11	Tingkat Pengembalian Investasi Bebas Resiko, http://www.treasury.gov/
7	Mature Equity Market Premium(BPMEM)	% 5.51	Base Premium for mature equity market, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
8	Indonesia Country Risk Premium (ICRP)	% 3.47	Indonesia country risk premium, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
9	Beta (β)	% 1.04	Ukuran fluktuasi portofolio investasi, http://finance.yahoo.com/q/hp?s=PGAS.JK-
10	Cost of Equity (CoE)	% 11.42	biaya atas modal sendiri (ekuitas)
11	Bunga Modal Pinjaman (i)	% 6.42	Perjanjian antar Badan Usaha dan Bank Pemijman
12	Pajak Penghasilan Perusahaan (t)	% 25.00	UU No. 36 Tahun 2008 tentang pajak penghasilan
13	Cost of Debet After Tax (CoD)	% 4.82	bunga modal pinjaman
14	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	% 8.20	rata-rata tertimbang biaya modal sendiri (equity) dan modal pinjaman (debt)
15	Insentif IRR	% 0.02	Peraturan BPH Migas No. 8 Tahun 2013
16	Target IRR	% 8.22	IRR = WACC + Insentif IRR
17	Laju Inflasi USA (in)	% 2.15	http://www.usinflationcalculator.com/

II	PARAMETER OPERASI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
18	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
19	Volume Forecasting, MMscfd	7.6	11.8	16.2	50.9	57.8	65.3	73.2	81.6	90.6	100.2	110.4	121.2	132.8	145.1	
a	Kelistrikan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
b	Industri	7.6	11.8	16.2	50.9	57.8	65.3	73.2	81.6	90.6	100.2	110.4	121.2	132.8	145.1	
	Manyar	0.9	1.4	1.9	2.5	3.1	3.8	4.4	5.2	5.9	6.8	7.6	8.6	9.6	10.6	
	Kebomas	1.8	2.8	3.9	5.0	6.2	7.5	8.9	10.3	11.9	13.5	15.3	17.2	19.2	21.3	
	Cerme	1.9	2.9	4.0	5.2	6.4	7.8	9.2	10.7	12.3	14.0	15.8	17.7	19.8	22.0	
	Menganti	0.7	1.1	1.5	2.0	2.4	2.9	3.4	4.0	4.6	5.3	5.9	6.7	7.5	8.3	
	Diyorejo	1.7	2.7	3.7	4.8	5.9	7.2	8.5	9.9	11.3	12.8	14.6	16.4	18.3	20.3	
	Wringinanom	0.5	0.8	1.1	1.5	1.8	2.2	2.6	3.0	3.4	3.9	4.4	5.0	5.5	6.1	
	JIIPE	-	-	-	300	31.9	34.0	36.2	38.6	41.1	43.8	46.7	49.7	52.9	56.4	
20	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832	26,722	29,881	33,076	36,568	40,284	44,368	48,466	52,961	
21	Biaya Operasi Tahun Pertama, US\$ 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
22	Eskalasi Biaya Operasi, %	5.00%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	
23	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208	

III	BESARAN TARIF BIAYA PERHITUNGAN PENDAPATAN DAN LURAN BPH MIGAS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
24	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832	26,722	29,881	33,076	36,568	40,284	44,368	48,466	52,961	
26	Tarif Uji Coba, US\$/Mscf	0.155														
27	Pendapatan Tahunan, US\$ 000	431	667	917	2,893	3,278	3,700	4,149	4,639	5,135	5,677	6,254	6,888	7,525	8,222	
28	Luran BPH Migas, US\$ 000	13	20	28	87	98	111	124	139	154	170	188	207	226	247	

IV	PERHITUNGAN HIPOTESA PAJAK PENGHASILAN	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
29	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
30	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208	
31	Luran BPH Migas, US\$ 000	13	20	28	87	98	111	124	139	154	170	188	207	226	247	
32	Beban Pajak Penyusutan, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208	
33	Total Beban Pajak Penghasilan Hipotesa, US\$ 000	1,832	1,871	1,899	1,977	2,014	2,045	2,081	2,115	2,156	2,195	2,235	2,280	2,324	2,370	
34	Penghasilan Kena Pajak Hipotesa, US\$ 000	(1,413)	(2,471)	(3,599)	(2,643)	(1,118)	237	2,468	2,521	2,980	3,482	4,018	4,603	5,201	5,852	
35	Earning before interest and tax (EBIT), US\$ 000	(1,413)	(1,204)	(1,982)	915	4,267	1,655	2,048	2,521	2,980	3,482	4,018	4,603	5,201	5,852	
36	Perutang Pajak Tertanggung Tahun Berikutnya, US\$ 000	(1,413)	(2,617)	(3,599)	(2,685)	(1,418)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
37	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	-	59	517	630	745	871	1,004	1,152	1,300	1,463	

V	PERHITUNGAN EKSTRA PENYUSUTAN, AKUMULASI EKSTRA PENYUSUTAN DAN PENYUSUTAN NILAI BASIS ASET	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
38	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
39	Nilai Basis Aset (NBA), US\$ 000	18,314	17,398	14,483	9,567	14,651	13,736	12,820	11,904	10,989	10,073	9,157	8,241	7,326	6,410	
40	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
41	Penyusutan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	18,314	20,317	22,274	24,171	24,327	24,159	23,616	23,090	22,180	20,852	19,039	16,674	13,672	9,979	
42	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
43	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(2,918)	(2,873)	(2,812)	(1,072)	(732)	(388)	(390)	(6)	412	898	1,449	2,086	2,777	3,569	
44	Akumulasi Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(2,918)	(5,792)	(8,604)	(9,676)	(10,407)	(10,795)	(10,956)	(10,780)	(9,887)	(8,433)	(6,346)	(3,569)	0	0	
45	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	8,222	1,505	1,369	1,830	1,984	1,999	1,984	1,941	1,897	1,823	1,713	1,564	1,370	1,123	820
46	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
47	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208	
48	Luran BPH Migas, US\$ 000	13	20	28	87	98	111	124	139	154	170	188	207	226	247	
49	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	-	59	517	630	745	871	1,004	1,152	1,300	1,463	
50	Cost of Service (CoS) Seharusnya, US\$ 000	3,340	3,541	3,729	3,765	4,010	4,068	4,538	4,645	4,779	4,779	4,805	4,802	4,747	4,653	
51	Pendapatan, US\$ 000	431	667	917	2,893	3,278	3,700	4,149	4,639	5,135	5,677	6,254	6,888	7,525	8,222	
52	Ekstra Penyusutan = Pendapatan - CoS seharusnya, US\$ 000	(2,918)	(2,873)	(2,812)	(1,072)	(732)	(388)	(390)	(6)	412	898	1,449	2,086	2,777	3,569	

IV	PERHITUNGAN COST OF SERVICE	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
53	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
54	Penyesuaian Nilai Basis Aset (PNBA), US\$ 000	18,314	20,317	22,274	24,171	24,327	24,159	23,616	23,090	22,180	20,852	19,039	16,674	13,672	9,979	
55	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	8,222	1,505	1,369	1,830	1,984	1,999	1,984	1,941	1,897	1,823	1,713	1,564	1,370	1,123	820
56	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
57	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(2,918)	(2,873)	(2,812)	(1,072)	(732)	(388)	(390)	(6)	412	898	1,449	2,086	2,777	3,569	
58	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208	
59	Luran BPH Migas, US\$ 000	13	20	28	87	98	111	124	139	154	170	188	207	226	247	
60	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	-	59	517	630	745	871	1,004	1,152	1,300	1,463	
61	Cost of Service (CoS), US\$ 000	431	667	917	2,893	3,278	3,700	4,149	4,639	5,135	5,677	6,254	6,888	7,525	8,222	

VII	CEK PERHITUNGAN TARIF	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
62	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
63	Cost Of Service (CoS), US\$ 000	431	667	917	2,893	3,278	3,700	4,149	4,639	5,135	5,677	6,254	6,888	7,525	8,222	
64	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832	26,722	29,881	33,076	36,568	40,284	44,368	48,466	52,961	
65	Tarif = COS / Q, @ US\$/Mscf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

VIII	CEK PERHITUNGAN IRR ON FREE CASH FLOW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
66	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
67	Tarif, US\$/Mscf	0.155														
68	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	18,636	21,115	23,832									

LAMPIRAN IV-9

TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI
 Skenario II - Industri + Kelistrikan (50%)
 - Equity 51%, Debt 49%

0.121 US\$/Mscf

I	BASIS PARAMETER	NILAI	REFERENSI
1	Nilai Basis Aset (NBA)	US\$ 000 18,314	Asumsi biaya konstruksi jaringan total US\$/km - in sebesar US\$ 50.000
2	Modal Pinjaman (D)	US\$ 000 8,934	49% pendanaan modal yang berasal dari pinjaman
3	Modal Ekuitas (E)	US\$ 000 9,380	51% pendanaan modal yang berasal dari ekuitas
4	Salvage Value (SV)	US\$ 000 5,494	
5	Masa Manfaat Ekonomis	Years 14	berdasarkan GTA
6	Risk Free Rate(Rf)	% 2.11	Tingkat Pengembalian Investasi Bebas Resiko, http://www.treasury.gov/
7	Mature Equity Market Premium(BPMEM)	% 5.51	Base Premium for mature equity market, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
8	Indonesia Country Risk Premium (ICRP)	% 3.47	Indonesia country risk premium, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
9	Beta (β)	% 1.04	Ukuran fluktuasi portofolio investasi, http://finance.yahoo.com/q/hp?s=PGAS.JK-
10	Cost of Equity (CoE)	% 11.42	biaya atas modal sendiri (ekuitas)
11	Bunga Modal Pinjaman (i)	% 6.42	Perjanjian antar Badan Usaha dan Bank Pemijman
12	Pajak Penghasilan Perusahaan (t)	% 25.00	UU No. 36 Tahun 2008 tentang pajak penghasilan
13	Cost of Debt After Tax (CoD)	% 4.82	bunga modal pinjaman
14	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	% 8.20	rata-rata tertimbang biaya modal sendiri (equity) dan modal pinjaman (debt)
15	Insentif IRR	% 0.02	Peraturan BPH Migas No. 8 Tahun 2013
16	Target IRR	% 8.22	IRR = WACC + Insentif IRR
17	Laju Inflasi USA (in)	% 2.15	http://www.usinflationcalculator.com/

II	PARAMETER OPERASI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
18	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
19	Volume Forecasting, MMscfd	7.6	11.8	16.2	76.9	83.8	91.3	99.2	107.6	116.6	126.2	136.4	147.2	158.8	171.1	
a	Kelistrikan 50%	-	-	-	25.9	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	
b	Industri	7.6	11.8	16.2	50.9	57.8	65.3	73.2	81.6	90.6	100.2	110.4	121.2	132.8	145.1	
	Manyar	0.9	1.4	1.9	2.5	3.1	3.8	4.4	5.2	5.9	6.8	7.6	8.6	9.6	10.6	
	Kebomas	1.8	2.8	3.9	5.0	6.2	7.5	8.9	10.3	11.9	13.5	15.3	17.2	19.2	21.3	
	Cerme	1.9	2.9	4.0	5.2	6.4	7.8	9.2	10.7	12.3	14.0	15.8	17.7	19.8	22.0	
	Menganti	0.7	1.1	1.5	2.0	2.4	2.9	3.4	4.0	4.6	5.3	5.9	6.7	7.5	8.3	
	Diyorejo	1.7	2.7	3.7	4.8	5.9	7.2	8.5	9.9	11.3	12.8	14.6	16.4	18.3	20.3	
	Wringinanom	0.5	0.8	1.1	1.5	1.8	2.2	2.6	3.0	3.4	3.9	4.4	5.0	5.5	6.1	
	JIIPE	-	-	-	30.0	31.9	34.0	36.2	38.6	41.1	43.8	46.7	49.7	52.9	56.4	
20	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	28,152	30,605	33,322	36,212	39,397	42,566	46,058	49,774	53,884	57,956	62,451	
21	Biaya Operasi Tahun Pertama, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
22	Eskalasi Biaya Operasi, %	-	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	
23	Biaya Operasi, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	

III	BESARAN TARIF BIAYA PERHITUNGAN PENDAPATAN DAN LURAN BPH MIGAS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
24	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	28,152	30,605	33,322	36,212	39,397	42,566	46,058	49,774	53,884	57,956	62,451	
26	Tarif Uji Coba, US\$/Mscf	0.121														
27	Pendapatan Tahunan, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
28	Luran BPH Migas, US\$ 000	10	16	21	102	111	121	131	143	154	167	181	196	210	227	

IV	PERHITUNGAN HIPOTESA PAJAK PENGHASILAN	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
29	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
30	Biaya Operasi, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
31	Luran BPH Migas, US\$ 000	10	16	21	102	111	121	131	143	154	167	181	196	210	227	
32	Beban Pajak Penyusutan, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,109	1,133	1,157	1,182	1,208	
33	Total Beban Pajak Penghasilan Hipotesa, US\$ 000	1,854	1,867	1,893	1,974	2,024	2,055	2,088	2,122	2,156	2,192	2,229	2,268	2,308	2,350	
34	Penghasilan Kena Pajak Hipotesa, US\$ 000	(1,506)	(2,452)	(4,031)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	(2,619)	
35	Earning before interest and tax (EBIT), US\$ 000	(1,506)	(1,347)	(1,178)	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	1,412	
36	Perkiraan Pajak Tertanggung Tahun Berikutnya, US\$ 000	(1,306)	(2,852)	(4,931)	(2,619)	(941)	-	259	573	661	748	845	948	1,062	1,176	
37	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

V	PERHITUNGAN EKSTRA PENYUSUTAN, AKUMULASI EKSTRA PENYUSUTAN DAN PENYUSUTAN NILAI BASIS ASSET	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
38	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
39	Nilai Basis Aset (NBA), US\$ 000	18,314	17,398	14,483	9,567	14,651	13,736	12,820	11,904	10,989	10,073	9,157	8,241	7,326	6,410	
40	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
41	Luran BPH Migas, US\$ 000	10	16	21	102	111	121	131	143	154	167	181	196	210	227	
42	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
43	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,011)	(3,024)	(3,029)	(3,034)	(3,039)	(3,044)	(3,049)	(3,054)	(3,059)	(3,064)	(3,069)	(3,074)	(3,079)	(3,084)	
44	Akumulasi Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,011)	(6,035)	(9,068)	(12,102)	(15,136)	(18,170)	(21,204)	(24,238)	(27,272)	(30,306)	(33,340)	(36,374)	(39,408)	(42,442)	
45	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	8,22%	1,505	1,377	1,250	2,024	1,799	1,950	1,894	1,838	1,782	1,726	1,670	1,614	1,558	
46	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
47	Biaya Operasi, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
48	Luran BPH Migas, US\$ 000	10	16	21	102	111	121	131	143	154	167	181	196	210	227	
49	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
50	Cost of Service (CoS) Seharusnya, US\$ 000	3,346	3,544	3,743	4,018	4,029	4,264	4,555	4,816	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
51	Pendapatan, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
52	Ekstra Penyusutan = Pendapatan - CoS seharusnya, US\$ 000	(3,011)	(3,024)	(3,029)	(3,034)	(3,039)	(3,044)	(3,049)	(3,054)	(3,059)	(3,064)	(3,069)	(3,074)	(3,079)	(3,084)	

IV	PERHITUNGAN COST OF SERVICE	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
53	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
54	Penyesuaian Nilai Basis Aset (PNBA), US\$ 000	18,314	21,409	22,517	24,630	24,327	23,711	23,048	22,307	21,241	19,825	18,004	15,723	12,912	9,530	
55	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	8,22%	1,505	1,377	1,250	2,024	1,799	1,950	1,894	1,838	1,782	1,726	1,670	1,614	1,558	
56	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
57	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,011)	(3,024)	(3,029)	(3,034)	(3,039)	(3,044)	(3,049)	(3,054)	(3,059)	(3,064)	(3,069)	(3,074)	(3,079)	(3,084)	
58	Biaya Operasi, US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
59	Luran BPH Migas, US\$ 000	10	16	21	102	111	121	131	143	154	167	181	196	210	227	
60	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
61	Cost of Service (CoS), US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	

VII	CEK PERHITUNGAN TARIF	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
62	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
63	Cost Of Service (CoS), US\$ 000	336	520	714	3,406	3,702	4,031	4,381	4,766	5,149	5,572	6,021	6,519	7,011	7,555	
64	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	28,152	30,605	33,322	36,212	39,397	42,566	46,058	49,774	53,884	57,956	62,451	
65	Tarif = CoS / Q, @ US\$/Mscf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

VIII	CEK PERHITUNGAN IRR ON FREE CASH FLOW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
66	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
67	Tarif, US\$/Mscf	0.121														
68	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,7														

LAMPIRAN IV-10

TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI
Skenario III - Industri + Kelistrikan (100%)
- Full Equity Funding

0.126 US\$/Mscf

I	BASIS PARAMETER	NILAI	REFERENSI
1	Nilai Basis Aset (NBA)	US\$ 000 18,314	Asumsi biaya konstruksi jaringan total US\$/km - in sebesar US\$ 50,000
2	Modal Pinjaman (D)	US\$ 000 -	0% pendanaan modal yang berasal dari pinjaman
3	Modal Ekuitas (E)	US\$ 000 18,314	100% pendanaan modal yang berasal dari ekuitas
4	Salvage Value (SV)	US\$ 000 5,494	
5	Masa Manfaat Ekonomis	Years 14	berdasarkan GTA
6	Risk Free Rate(Rf)	% 2.11	Tingkat Pengembalian Investasi Bebas Resiko, http://www.treasury.gov/~
7	Mature Equity Market Premium(BPMEM)	% 5.51	Base Premium for mature equity market, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
8	Indonesia Country Risk Premium (ICRP)	% 3.47	Indonesia country risk premium, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/
9	Beta (β)	1.04	Ukuran fluktuasi portofolio investasi, http://finance.yahoo.com/q/hp?s=PGAS.JK-
10	Cost of Equity (CoE)	% 11.42	biaya atas modal sendiri (ekuitas)
11	Bunga Modal Pinjaman (i)	% 6.42	Perjanjian antar Badan Usaha dan Bank Peminjam
12	Pajak Penghasilan Perusahaan (t)	% 25.00	UU No. 36 Tahun 2008 tentang pajak penghasilan
13	Cost of Debt After Tax (CoD)	% 4.82	bunga modal pinjaman
14	Weighted Average Cost of Capital (WACC)	% 11.42	rata-rata tertimbang biaya modal sendiri (equity) dan modal pinjaman (debt)
15	Insentif IRR	% 0.01	Peraturan BPH Migas No. 8 Tahun 2013
16	Target IRR	% 11.43	IRR = WACC + Insentif IRR
17	Loju Inflasi USA (in)	% 2.15	http://www.usaibnancial.com/

II	PARAMETER OPERASI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	#	2027	2028	2029	2030	
18	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
19	Volume Forecasting, MMscfd	7.6	11.8	16.2	102.9	109.8	117.3	125.2	133.6	142.6	142.6	162.4	173.2	184.8	197.1	
a	Kelistrikan	-	-	-	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	
b	Industri	7.6	11.8	16.2	50.9	57.8	65.3	73.2	81.6	90.6	90.6	110.4	121.2	132.8	145.1	
	Manyar	0.9	1.4	1.9	2.5	3.1	3.8	4.4	5.2	5.9	5.9	7.6	8.6	9.6	10.6	
	Kebomas	1.8	2.8	3.9	5.0	6.2	7.5	8.9	10.3	11.9	11.9	15.3	17.2	19.2	21.3	
	Cerme	1.9	2.9	4.0	5.2	6.4	7.8	9.2	10.7	12.3	12.3	15.8	17.7	19.8	22.0	
	Menganti	0.7	1.1	1.5	2.0	2.4	2.9	3.4	4.0	4.6	4.6	5.9	6.7	7.5	8.3	
	Diyorejo	1.7	2.7	3.7	4.8	5.9	7.1	8.5	9.9	11.5	11.5	14.6	16.4	18.3	20.3	
	Wringinanom	0.5	0.8	1.1	1.5	1.8	2.2	2.6	3.0	3.4	3.4	4.4	5.0	5.5	6.1	
	Jilpe	-	-	-	30.0	31.9	34.0	36.2	38.6	41.1	41.1	46.7	49.7	52.9	56.4	
20	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	37,668	40,095	42,812	45,702	48,913	52,056	52,056	59,264	63,400	67,446	71,941	
21	Biaya Operasi Tahun Pertama, US\$ 000	5.00%	daripada NBA													
22	Eskalasi Biaya Operasi, %	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	#	2.15%	2.15%	2.15%	2.15%	
23	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,086	1,133	1,157	1,182	1,208	

III	BESARAN TARIF UJI COBA, PERHITUNGAN PENDAPATAN DAN IURAN BPH MIGAS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
24	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	37,668	40,095	42,812	45,702	48,913	52,056	52,056	59,264	63,400	67,446	71,941	
26	Tarif Uji Coba, US\$/Mscf	-	0.126													
27	Pendapatan Tahunan, US\$ 000	350	541	744	4,744	5,050	5,392	5,756	6,160	6,556	6,556	7,464	7,985	8,494	9,060	
28	Iuran BPH Migas, US\$ 000	10	16	22	142	151	162	173	185	197	197	224	240	255	272	

IV	PERHITUNGAN HIPOTESA PAJAK PENGHASILAN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
29	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
30	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,086	1,133	1,157	1,182	1,208	
31	Iuran BPH Migas, US\$ 000	10	16	22	142	151	162	173	185	197	197	224	240	255	272	
32	Beban Pajak Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
33	Total Beban Pajak Penghasilan Hipotesa, US\$ 000	1,842	1,867	1,894	2,084	2,084	2,096	2,129	2,143	2,198	2,223	2,313	2,333	2,353	2,395	
34	Penghasilan Kena Pajak Hipotesa, US\$ 000	(1,492)	(2,818)	(3,968)	(1,258)	(1,258)	(1,227)	(3,296)	(3,627)	(3,997)	(4,358)	(5,191)	(5,579)	(6,142)	(6,665)	
35	Earnings before interest and tax (EBIT), US\$ 000	(1,492)	(1,326)	(1,110)	2,710	2,985	3,296	3,627	3,997	4,358	5,191	5,579	6,142	6,665		
36	Pengurangan Pajak Tertanggung Ke Tahun Berikutnya, US\$ 0	(1,492)	(2,818)	(3,968)	(1,258)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
37	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	432	824	907	999	1,089	1,298	1,418	1,535	1,666		

V	PERHITUNGAN EKSTRA PENYUSUTAN, AKUMULASI EKSTRA PENYUSUTAN DAN PENYESUAIAN NILAI BASIS ASET	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
38	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
39	Nilai Basis Aset (NBA), US\$ 000	18,314	17,398	16,483	15,567	14,651	13,736	12,820	11,904	10,989	9,157	8,241	7,326	6,410		
40	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
41	Penyesuaian Nilai Basis Aset (PNBA), US\$ 000	18,314	20,983	23,791	26,743	29,679	32,609	35,524	38,424	41,309	44,179	47,034	49,874	52,699	55,509	
42	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
43	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,585)	(3,253)	(3,868)	(3,461)	(437)	(464)	(1,641)	200	598	1,623	2,274	2,990	3,829		
44	Akumulasi Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,585)	(6,838)	(11,176)	(15,492)	(19,759)	(24,024)	(28,284)	(32,539)	(36,784)	(41,019)	(45,244)	(49,459)	(53,664)		
45	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	2,092	2,897	2,718	3,055	2,990	2,936	2,884	2,795	2,621	2,271	1,980	1,616	1,170		
46	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916		
47	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,086	1,133	1,157	1,182	1,208	
48	Iuran BPH Migas, US\$ 000	10	16	22	142	151	162	173	185	197	197	224	240	255	272	
49	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	432	824	907	999	1,089	1,298	1,418	1,535	1,666		
50	Cost of Service (CoS) Seharusnya, US\$ 000	350	541	744	4,744	5,050	5,392	5,756	6,160	6,556	6,556	7,464	7,985	8,494	9,060	
51	Pendapatan, US\$ 000	350	541	744	4,744	5,050	5,392	5,756	6,160	6,556	6,556	7,464	7,985	8,494	9,060	
52	Ekstra Penyusutan = Pendapatan - CoS Seharusnya, US\$ 000	(3,585)	(3,723)	(3,868)	(3,461)	(437)	(464)	(1,641)	200	598	1,623	2,274	2,990	3,829		

IV	PERHITUNGAN COST OF SERVICE	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
53	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
54	Penyesuaian Nilai Basis Aset (PNBA), US\$ 000	18,314	20,983	23,791	26,743	29,679	32,609	35,524	38,424	41,309	44,179	47,034	49,874	52,699	55,509	
55	Keuntungan = Target IRR x PNBA, US\$ 000	2,092	2,897	2,718	3,055	2,990	2,936	2,884	2,795	2,621	2,271	1,980	1,616	1,170		
56	Penyusutan, US\$ 000	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916		
57	Ekstra Penyusutan, US\$ 000	(3,585)	(3,253)	(3,868)	(3,461)	(437)	(464)	(1,641)	200	598	1,623	2,274	2,990	3,829		
58	Biaya Operasi, US\$ 000	916	935	956	976	997	1,019	1,041	1,063	1,086	1,086	1,133	1,157	1,182	1,208	
59	Iuran BPH Migas, US\$ 000	10	16	22	142	151	162	173	185	197	197	224	240	255	272	
60	Pajak Hipotesa, US\$ 000	-	-	-	-	432	824	907	999	1,089	1,298	1,418	1,535	1,666		
61	Cost of Service (CoS), US\$ 000	350	541	744	4,744	5,050	5,392	5,756	6,160	6,556	6,556	7,464	7,985	8,494	9,060	

VII	CEK PERHITUNGAN TARIF	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
62	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
63	Cost Of Service (CoS), US\$ 000	350	541	744	4,744	5,050	5,392	5,756	6,160	6,556	6,556	7,464	7,985	8,494	9,060	
64	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	37,668	40,095	42,812	45,702	48,913	52,056	52,056	59,264	63,400	67,446	71,941	
65	Tarif = CoS / Q, @ US\$/Mscf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

VIII	CEK PERHITUNGAN IRR ON FREE CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
66	Tahun	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
67	Tarif, US\$/Mscf	0.126														
68	Volume Aliran Gas tahunan (Q), MMscf	2,776	4,298	5,905	37,668	40,095	42,812	45,702	48,913	52,056	52,056	59,264	63,400	67,446	71,941	
69	Pendapatan Tahunan, US\$ 000	350	541	744	4,744	5,050	5,392	5,756	6,160	6,556						

