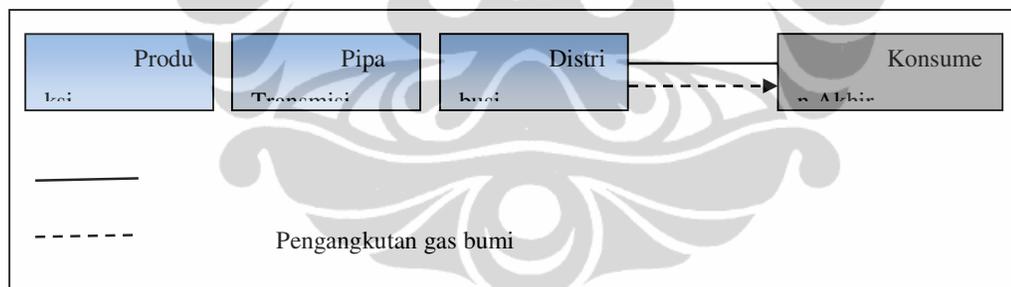


BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1 INDUSTRI GAS BUMI

Industri Gas bumi merupakan industri yang bersifat monopoli alamiah dan potensial terbuka. Apabila dilihat dari struktur industri gas bumi dan keterkaitkannya dengan tahapan pengembangan pasar gas bumi, terdapat 3 jenis struktur industri gas bumi yaitu integrasi vertikal, *open access* dan kompetisi *wholesale, unbundled* dan kompetisi retail (Andrej Juris, 1998).

Yang dimaksud dengan Integrasi Vertikal adalah industri gas bumi yang memiliki satu pasar dimana gas bumi dan pengangkutannya sampai ke konsumen akhir dilakukan oleh pemilik gas bumi. Skemanya adalah seperti pada Gambar 2.1, dimana gas bumi mengalir dari lapangan produksi melalui pipa transmisi dan pipa distribusi pemilik gas bumi ke konsumen akhir.



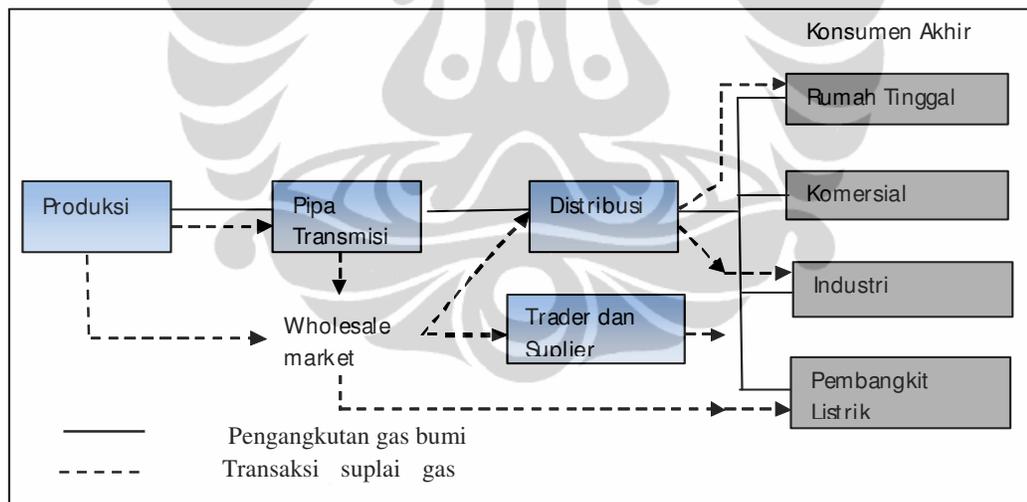
Gambar 2.1 Industri Gas Bumi Integrasi Vertikal

Andrej Juris, 1998

Adanya *open access* pada pipa pengangkut gas bumi akan menciptakan dua pasar yang berbeda yaitu pasar gas dimana perdagangan gas sebagai komoditas yang dapat menurunkan harga serta resiko suplai, dan pasar transportasi yaitu perdagangan jasa pengangkutan gas melalui sistem pipa (*open access* dan kompetisi *wholesale*, dan kompetisi retail). Dengan *open access* maka pihak ke tiga dapat mengakses jaringan pipa (*mandatory third-party access to the*

network), yang umumnya diberikan untuk sistem perpipaan tekanan tinggi (transmisi) dan tekanan rendah (distribusi).

Open access dan kompetisi *wholesale* (*Wholesale or bulk market competition*) adalah model pasar gas dimana akses hanya diberikan pada perusahaan transmisi. Perusahaan transportasi berkompetisi untuk menjual gas secara *unbundling* ke konsumen besar. Harga gas bulk tidak diatur lagi. Kompetisi *wholesale* ini telah diperkenalkan di beberapa negara seperti Amerika Serikat, Kanada, Australia, New Zealand and Argentina, dan sebagian negara Eropa dan Mexico. Skemanya adalah seperti pada Gambar 2.2, dimana gas dari produksi dijual ke perusahaan transportasi dan *wholesaler* yang diangkut melalui pipa transmisi perusahaan transportasi, kemudian *wholesaler* menjualnya ke konsumen besar (pembangkit listrik dan industri), trader yang menjualnya ke konsumen besar (pembangkit listrik dan industri) dan juga ke *local distribution company* untuk penyaluran gas bumi ke konsumen akhir (industri, pembangkit listrik, rumah tinggal, komersial).

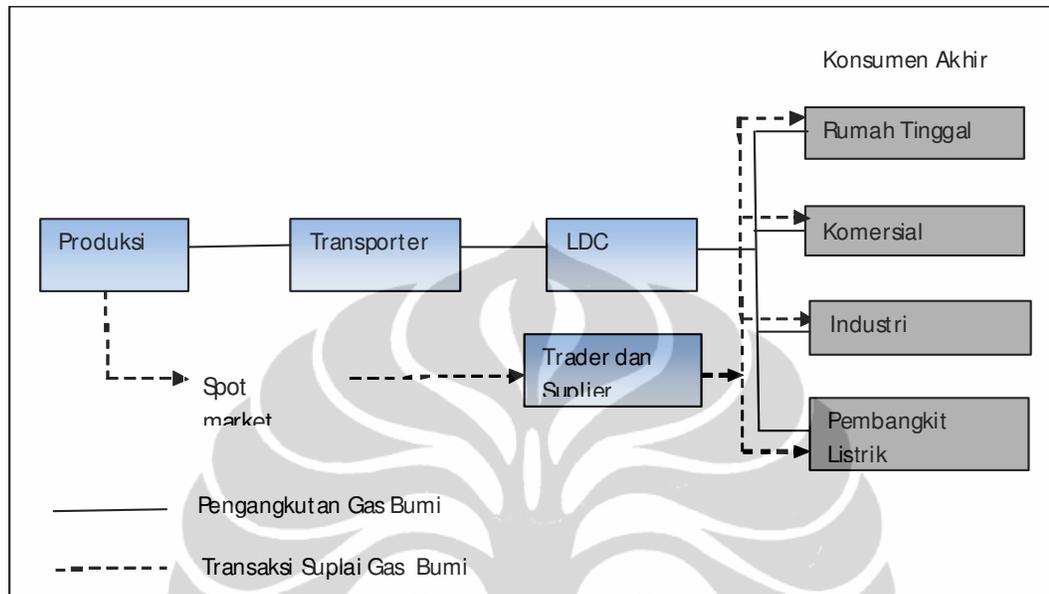


Gambar 2.2 *Open Access* dan Kompetisi *Wholesale*

Andrej Juris, 1998

Sedangkan yang dimaksud dengan struktur industri *unbundled* dan kompetisi retail (*full retail competition*) adalah industri gas bumi dimana akses pihak ketiga meliputi industri transmisi dan distribusi sehingga seluruh konsumen dapat memilih dengan bebas pemasok gas bumi seperti yang terlihat pada Gambar

2.3. Kontrol harga gas sudah tidak ada lagi. Sampai saat ini baru United Kingdom yang telah mencapai model pasar jenis ini.



Gambar 2.3 Industri *Unbundled* dan Kompetisi Retail

Andrej Juris, 1998

2.2 LOCAL DISTRIBUTION COMPANY (LDC)

LDC adalah perusahaan yang bergerak dalam pengangkutan dan penyerahan gas bumi ke konsumen di dalam wilayah geografi yang spesifik. Kepemilikan LDC, terbagi atas LDC yang dimiliki oleh swasta, dan LDC yang dimiliki oleh pemerintah lokal dengan sistem gas publik.

Local Distribution Companies (LDCs) berdasarkan fungsinya mengangkut gas bumi dari titik sepanjang jalur perpipaan *interstate* dan *intrastate* melalui pipa distribusi berdiameter kecil dengan jarak yang jauh. Titik serah kepada LDCs, diperuntukkan untuk daerah perkotaan yang besar (*citygates*) dan merupakan pusat pasar yang penting untuk penetapan harga gas bumi.

Pada umumnya, LDCs mengambil kepemilikan gas bumi di *citygate*, dan mengirimkannya ke setiap lokasi konsumen untuk penggunaan rumah tangga dan industri. Kondisi ini menuntut suatu jaringan yang sangat luas dari pipa distribusi

berdiameter kecil, karena harus mengirimkan gas bumi ke lokasi konsumen yang berbeda.

Karena infrastruktur transportasi yang diperlukan untuk menyalurkan gas bumi ke berbagai konsumen yang berbeda menjangkau wilayah geografis yang luas, maka biaya distribusi merupakan biaya mayoritas dari total biaya gas bumi untuk konsumen akhir. Berdasarkan informasi dari Energy Information Administration (EIA), untuk konsumen gas bumi dengan wilayah perumahan yang membutuhkan gas bumi dalam volume kecil, persentase biaya distribusi sekitar 47%, untuk harga gas buminya sendiri sekitar 19% dari total tagihan pembelian gas bumi.

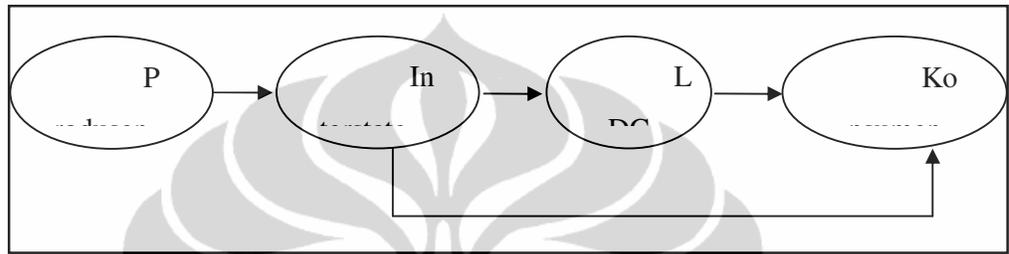
LDC diberikan hak eksklusif untuk mendistribusikan gas bumi ke daerah geografis tertentu, seperti melaksanakan jasa penagihan, inspeksi keselamatan, dan menyediakan kebutuhan gas bumi untuk konsumen baru, jalur perpipaan *interstate*, dan secara historis LDC juga mendapat monopoli alamiah. Karena adanya biaya penerapan infrastruktur distribusi, maka tidak ekonomis bila melakukan tumpang tindih jaringan-jaringan distribusi di tiap daerah, dan ini berarti di setiap wilayah hanya ada satu LDC yang menawarkan jasa distribusi.

Oleh karena posisi mereka sebagai monopoli secara alami di dalam wilayah geografis yang diberikan, perusahaan distribusi harus diatur dan tidak boleh menyalahgunakan hak monopoli tersebut, dan konsumen gas bumi tidak menjadi korban terhadap tingginya biaya distribusi yang tidak efisien. Pemerintah bertanggung jawab untuk mengatur konstruksi dari jaringan distribusi yang baru, termasuk persetujuan terhadap lokasi instalasi dan penambahan jaringan perpipaan yang diusulkan dan juga metoda dan cara pengaturan terhadap pengawasannya.

Berdasarkan historisnya, LDC menawarkan jasa yang meliputi seluruh biaya kegiatan hulu, termasuk biaya transportasi dan harga pembelian gas bumi, ditawarkan dalam satu harga ke konsumen.

2.3 INDUSTRI GAS BUMI AMERIKA SERIKAT

Jika dilihat, struktur industri gas bumi Amerika Serikat sangat sederhana sebelum diregulasi, yang terdiri dari produsen, *interstate pipeline* (pipa melintas antar negara bagian), *Local Distribution Companies* (LDC) dan konsumen, seperti terlihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Struktur Gas Bumi Amerika Serikat Sebelum Deregulasi

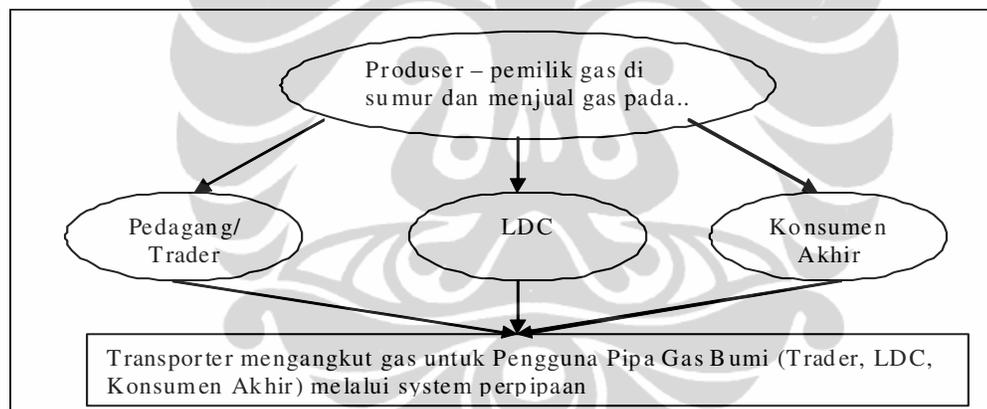
IEA, 1998

Deregulasi industri gas bumi di Amerika Serikat dimulai tahun 1978 melalui *Natural Gas Policy Act*, dengan dilepaskannya kontrol sebagian harga gas di sumur gas dan mengurangi hambatan perdagangan gas antar negara bagian. Pada tahun 1985 FERC (badan regulator) mulai memperkenalkan konsep *open access* untuk beberapa perusahaan transmisi dengan mengangkut gas bumi yang dibeli langsung oleh konsumen ke produsen. Pada tahap ini dimulainya pemisahan perusahaan transmisi dan niaga gas. Pada tahun 1989 melalui *Wellhead Decontrol Act* diatur tahapan pelepasan kontrol atas harga gas di sumur pada akhir tahun 1992. Selanjutnya tahun 1992 FERC mewajibkan perusahaan gas transmisi untuk *unbundle* dengan tujuan melengkapi proses restrukturisasi industri gas di tingkat *wholesale*, yang menjamin adanya kompetisi yang lebih besar dengan banyaknya pilihan bagi konsumen dengan meningkatkan transparansi dalam penerapan tarif pengangkutan gas bumi oleh perusahaan transmisi, yang pada akhirnya menurunkan biaya penyediaan gas di sisi konsumen.

Setelah diregulasi industri gas bumi USA telah berubah secara drastis menjadi lebih terbuka dan harga gas dari sumur sudah tidak diatur lagi, sehingga harga gas tergantung dari interaksi penyediaan dan permintaan. Perusahaan pipa

antar negara bagian hanya memiliki pipa transportasi gas bukan pemilik komoditi gas bumi, dan itupun masih diatur regulasi federal. Sementara LDC tetap memberikan komoditi gas bumi dan jasa pengangkutan gas bumi pada konsumen walaupun ada yang memberikan hanya jasa pengangkutan gas bumi.

Di beberapa negara bagian Amerika Serikat banyak yang mengizinkan penggunaan jaringan pipa distribusi untuk transportasi gas saja. Konsumen akhir dapat membeli langsung gas dari produsen maupun LDC. Perbedaan lain adalah adanya pedagang (*trader*) gas bumi yang memfasilitasi pergerakan gas bumi dari produsen ke konsumen dan juga dapat melakukan kontrak untuk transportasi dan storage. Pedagang (*trader*) dapat memiliki gas yang akan di transportasikan atau hanya sekedar memfasilitasi transportasi dan penyimpanan. Struktur industri gas yang disederhanakan setelah adanya *Pipeline Unbundling* dapat dilihat pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Struktur Gas Bumi Amerika Serikat Setelah Deregulasi

2.4. INDUSTRI GAS BUMI MEKSIKO

Meksiko melakukan reformasi secara struktural industri energinya sehingga menarik investasi swasta khususnya pada bidang transportasi dan distribusi gas bumi. Sehingga meningkatkan pertumbuhan kebutuhan gas bumi di Meksiko sebesar 10% per tahun yang mempengaruhi perkembangan ekonomi dan penerapan peraturan lingkungan. Kerangka peraturan baru memberikan insentif kepada perusahaan untuk berinvestasi dan beroperasi dengan efisien juga dapat

menanggung resiko suatu proyek baru, melindungi konsumen serta meningkatkan kesejahteraan ekonomi umum.

2.4.1 Industri Gas Bumi Meksiko Sebelum Tahun 1995

Industri gas bumi Meksiko sebelum tahun 1995 dikontrol oleh perusahaan negara yaitu Petroleos Mexicano (Pemex). Tujuan utama dari Pemex yaitu memaksimalkan penerimaan dari ekspor melalui penjualan minyak dan menyediakan BBM untuk keperluan dalam negeri. Sampai tahun 1995, Pemex memonopoli dalam perdagangan, produksi dan transportasi gas bumi. Jaringan pipa gas bumi Pemex 12.000 kilometer panjangnya ke kawasan-kawasan industri, sedangkan jaringan distribusi dikembangkan dengan partisipasi beberapa perusahaan swasta.

Struktur sektor minyak dan gas di Mexico sebelum tahun 1995 tumpang tindih dan ambigu, dimana negara berperan sebagai pemilik sumber daya alam, pembuat kebijakan, regulator dan produsen dari barang dan jasa. Disamping itu, kewenangan pengaturan di sektor energi melibatkan beberapa institusi. Sebagai contoh, pengaturan harga gas bumi oleh komite antar departemen yang terdiri atas perwakilan Pemex, Departemen Energi dan Departemen Keuangan.

2.4.2 Restrukturisasi Industri Gas Bumi Meksiko

Restrukturisasi gas bumi Mexico diperlukan mengingat kebutuhan gas alam meningkat, meningkatnya kebutuhan listrik dan peraturan di bidang lingkungan yang mendorong sektor industri dan pembangkit listrik mengganti minyak bahan bakar dengan gas bumi untuk mengurangi emisi NOX, SOX dan partikulat yang diperbolehkan. Reformasi gas bumi dimulai tahun 1995 dengan ditetapkannya Undang-undang Nomor. 27 tentang Gas yang memberikan kesempatan kepada swasta berinvestasi di kegiatan usaha transportasi dan distribusi, penyimpanan dan perdagangan gas alam. Kerangka peraturan tentang organisasi, operasi dan pengaturan industri ditentukan pada tahun 1995 yang disebut Reglamento De Gas Natural dengan tujuan yaitu :

- Mengembangkan infrastruktur;
- Mengatur *market power* (pengaturan harga dan tarif dan liberalisasi perdagangan internasional);
- Meningkatkan kompetisi (liberalisasi kegiatan pemasaran dan *open acces*)

Kewenangan pengaturan pada industri gas bumi yaitu :

- Departemen Energi, yang diperkuat kewenangannya sebagai administrator sumber energi, merencanakan dan mengawasi Badan Usaha Milik Negara di sektor energi.
- Pemex, dibatasi hanya sebagai pemain dalam sektor energi.
- CRE sebagai badan pengatur yang memberikan izin, peraturan harga dan tarif, informasi akses ke jasa pengangkutan dan penyelesaian masalah.

Kebijakan di Mexico melarang integrasi vertikal antar transportasi dan distribusi. Jika suatu perusahaan ingin membangun jaringan distribusi di suatu daerah terisolasi dimana tak ada pipa transportasi dan tidak ada yang berminat untuk membangunnya distributor dapat mengkonstruksi dan memiliki sistem transportasi. Produsen, transporter, distributor dan operator fasilitas penyimpanan dapat membeli dan menjual gas, tetapi mereka harus memisahkan kegiatan mereka dan harus memisahkan sistem akuntansi terpisah untuk kegiatan komersial dan kegiatan jasa untuk mencegah terjadinya subsidi silang.

Jaringan distribusi gas bumi Mexico dikembangkan melalui monopoli regional yang bersifat sementara pada suatu zona geografis tertentu. Zona distribusi dilelang melalui proses penawaran terbuka dan pemenangnya di berikan periode eksklusif selama periode 12 tahun untuk pendistribusi gas bumi. Untuk setiap tender CRE menetapkan zona geografis distribusi dan target minimum konsumen yang harus dicapai pada akhir tahun ke 5. Penentuan zona mempertimbangkan fleksibilitas dari proyek dan karakteristik dari area (komunitas populasi, pola konsumsi). Infrastruktur yang telah ada milik Pemex atau CFE dalam zona distribusi diprivatisasi dimana nilai dari jaringan ini termasuk dalam paket lelang distribusi yang dibayar pemenang lelang.

Izin distribusi diberikan oleh The Regulatory Authority dalam distribusi gas tetapi tidak dalam niaga gas bumi. Komersial *by pass* diperbolehkan mulai dari hari pertama operasi. *By pass* fisik diimplementasikan secara bertahap dan diperuntukan bagi konsumen. Tahap awal yaitu dua tahun pertama hanya di dalam zona distribusi lokal dimana konsumen dengan dengan kebutuhan gas bumi lebih dari 60 juta meter kubik per hari dapat membangun pipa sendiri ke sistem transportasi, berikutnya pada tahun ke 3 dan 4, *by pass* diperuntukan untuk konsumen dengan kebutuhan lebih dari 30 juta meter kubik per hari dan pada tahun ke-5 *by pass* dapat dilakukan oleh semua konsumen.

Pasar gas Meksiko bersifat sangat kompetitif. Pelaku niaga tidak memerlukan izin untuk beroperasi dan melakukan beberapa transaksi komersial seperti membeli gas, mengangkutnya melalui jaringan transportasi dan menjualnya ke distributor atau konsumen yang terhubung langsung dengan sistem transportasi, menjual gas kekonsumen dalam daerah distribusi (*commercial bypass*), membeli dan menjual kapasitas pipa transportasi.

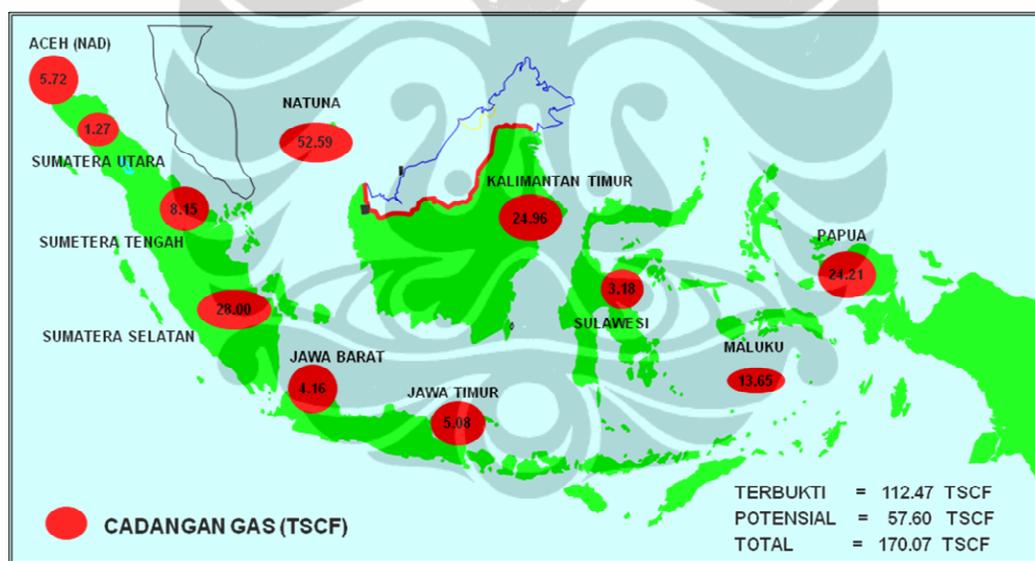
Open access diterapkan pada sistem transportasi dan penyimpanan saat kapasitas masih ada (Commissions Regulation De Energia 1995, pasal 63-69). Distributor juga harus *open access* pada jaringan distribusinya (*commercial bypass*) mulai dari hari pertama operasi.

Sebagai instrument pengaturan dasar yaitu perizinan yang memberikan kepastian kepada investor, dimana Pemex, transporter, distributor dan operator fasilitas penyimpanan harus memperoleh izin dari The Regulatory Authority untuk melaksanakan kegiatannya. Pemakai yang membangun pipa untuk keperluan sendiri juga harus mendapatkan izin. Izin dikeluarkan untuk jangka waktu 30 tahun dan dapat diperbaharui. Izin transportasi dikeluarkan pada kondisi resiko pasar tanpa adanya eksklusifitas, hanya untuk kapasitas spesifik dan route tertentu. Untuk proyek yang dipromosikan pemerintah, izin transportasi dikeluarkan melalui lelang publik.

2.5. INDUSTRI GAS BUMI INDONESIA

2.5.1 Cadangan Gas Bumi Indonesia

Cadangan gas bumi (1 Januari 2008) sebesar 170,07 TSCF, terdiri dari 57,60 TCF (34%) kategori cadangan potensial dan 112,47 TSCF (66%) kategori cadangan terbukti. Sebagian besar cadangan terbukti terdapat pada lapangan yang belum diproduksi. Produksi gas kedepan masih memberikan harapan yang baik. Cadangan-cadangan besar tersebar di beberapa wilayah yang jauh dari pusat konsumen yaitu pulau Jawa. Cadangan terbesar terletak di Natuna, Sumatera Selatan, Kalimantan Timur dan Papua. Untuk daerah Sumatera Utara, cadangan gas bumi per 1 Januari 2008 sebesar 1,27 TSCF, seperti yang terlihat pada Gambar 2.6.



Gambar 2.6 Peta Cadangan Gas Bumi Indonesia (per Januari 2008)

Ditjen Migas

2.5.2 Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi

Produksi gas bumi Indonesia sekitar 44% diproses menjadi *liquified natural gas* (LNG) untuk tujuan ekspor. Pemanfaatan gas bumi untuk konsumsi

domestik mengalami peningkatan dari tahun ke tahun, seiring dengan pertumbuhan jumlah penduduk dan pertumbuhan ekonomi.

Kebutuhan gas bumi untuk konsumsi domestik paling banyak untuk sektor industri 75%, sisanya adalah listrik 21% dan juga untuk sektor transportasi dan rumah tangga. Penyaluran gas bumi sampai ke konsumen akhir dapat dilakukan dalam rangka kegiatan usaha hulu, umumnya untuk konsumen besar (sektor listrik dan industri) dan dalam rangka kegiatan usaha hilir yang dilakukan oleh badan usaha ke sektor industri, transportasi dan rumah tangga, baik oleh badan usaha pemegang Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa dan badan usaha pemegang Izin Usaha Niaga Umum BBG/CNG.

Tabel 2.1

Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia

(juta standar kubik feet perhari)

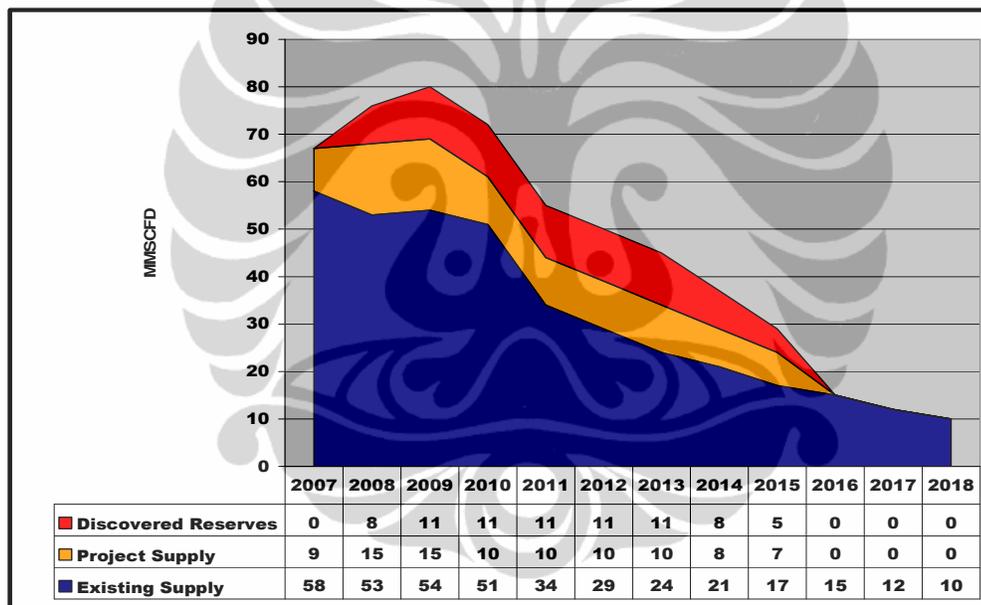


Ditjen Migas, data telah diolah kembali

* Realisasi pemanfaatan Gas Bumi periode Januari – Juni 2009

2.5.3 Pemanfaatan Gas Bumi di Sumatera Utara

Peningkatan kebutuhan gas bumi di Sumatera Utara dan penurunan produksi gas bumi dari lapangan hulu menyebabkan Sumatera Utara kekurangan (shortage) gas bumi. Sampai saat ini, gas bumi di wilayah Sumatera Utara dipasok oleh PT Pertamina EP (DOH Sumatera Bagian Utara). Lapangan-lapangan utama penghasil gas bumi di Pertamina DOH Sumatera Utara adalah lapangan Pangkalan Susu dan Rantau di Pangkalan Brandan. Pasokan pada tahun 2007 adalah sebesar 58 MMSCFD. Perkiraan pasokan gas bumi di Sumatera Utara dari tahun 2007 – 2008 ditunjukkan dalam Gambar. 2.7.



Gambar 2.7 Perkiraan Pasokan Gas Bumi di Sumatera Utara
(BP Migas)

Dari Gambar 2.7 terlihat bahwa untuk existing supply, pasokan akan berakhir pada tahun 2018, sedangkan untuk project supply dan discovered reserves akan berakhir ditahun 2015.

Pasokan gas bumi yang ada saat ini digunakan seluruhnya untuk konsumen di Sumatera Utara yang meliputi PT PLN (Persero), PT PGN (Persero) Tbk, PT Maruta Bumi Prima, PT Kilang Aspal Sumatera, Pertamina UP I dan

Pertamina UPMS I. Dengan kebutuhan terbesar di sektor listrik yang membutuhkan lebih dari 50% dari total kebutuhan gas bumi di Sumatera Utara. Selain digunakan sebagai pembangkit listrik, gas bumi juga dibutuhkan sebagai bahan baku dan bahan bakar pada beberapa industri yang ada. Realisasi penyaluran gas bumi di Sumatera Utara pada tahun 2000 – 2008 dapat dilihat pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2

Realisasi Penyaluran Gas Bumi di Sumatera Utara

(Ditjen Migas)

(juta meter kubik per hari)

Nb	KONSUMEN	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1	PLN Medan	67.18	63.54	52.24	41.53	44.46	31.48	21.58	22.56	17.06
2	PT PGN (Persero) Medan	9.25	9.77	17.69	14.17	15.05	15.81	14.96	19.60	12.24
3	Kilang BBM (P.Brandan)	0.67	0.54	0.09	0.03	0.20	0.27	0.30	0.00	0.00
4	Kilang LPG P.Brandan (Pertamina)	9.95	9.54	7.28	4.79	5.75	5.69	3.23	1.74	0.46
5	Industri	0.00	0.02	0.46	0.44	0.06	0.00	0.00	0.00	1.26
Total		87.05	83.41	77.76	61.01	65.52	53.25	40.07	43.90	31.03

Dari Tabel 2.2 tersebut terlihat bahwa penyaluran gas bumi mengalami penurunan sebesar 64,4% dalam kurun waktu 8 tahun yang disebabkan karena menurunnya produksi dari lapangan minyak dan gas bumi yang ada. Dengan belum adanya jaringan pipa transmisi yang menghubungkan Sumatera Utara dengan wilayah produsen gas bumi yaitu Sumatera Bagian Tengah maupun pasokan gas bumi dari LNG karena belum adanya fasilitas penerima LNG menyebabkan daerah ini tidak dapat memenuhi kebutuhan gas buminya.

Penyaluran gas bumi oleh PT PGN (Persero) Tbk ke konsumen sektor industri, komersial dan rumah tangga di wilayah Medan yang melalui jaringan pipa transmisi dan distribusi milik PT PGN (Persero) Tbk. Penyaluran gas bumi periode 2005 – 2008 oleh PT PGN (Persero) Tbk di wilayah Medan untuk sektor industri mengalami penurunan, sedangkan untuk sektor rumah tangga dan pelanggan kecil relatif konstan. Penyaluran gas bumi tersebut dapat dilihat pada Tabel 2.3.

Tabel 2.3

Penyaluran Gas Bumi PT PGN (Persero) Tbk di Sumatera Utara

Data diolah dari buku laporan PT PGN (Persero) Tbk

(juta meter kubik)

TAHUN	VOLUME PASOKAN GAS BUMI	SEKTOR				
		R.TANGGA	PELANGGAN KECIL	INDUSTRI	TRANSPORTASI	JUMLAH
2005	532.39	4.30	4.50	187.18	-	195.98
2006	390.67	4.42	4.50	167.80	-	176.72
2007	339.51	4.39	4.48	104.47	-	113.33
2008	291.72	4.28	4.37	96.74	-	105.39

Data diolah dari buku laporan PT PGN (Persero) Tbk

2.5.4 Jaringan Pipa Gas Bumi di Sumatera Utara

Jaringan pipa gas bumi yang ada di Sumatera Utara yaitu pipa transmisi untuk menyalurkan gas bumi dalam rangka kegiatan usaha hulu, pipa transmisi *open access* milik PT Pertamina Gas yang menghubungkan sumur-sumur gas bumi dengan konsumen besar (pembangkit listrik, kilang, badan usaha niaga gas bumi) dan pipa transmisi *open access* milik PT PGN (Persero) Tbk serta pipa distribusi milik PT PGN (Persero) Tbk di wilayah Medan. Uraian lebih rinci jaringan pipa di Sumatera Utara dapat dilihat pada Tabel 2.4.

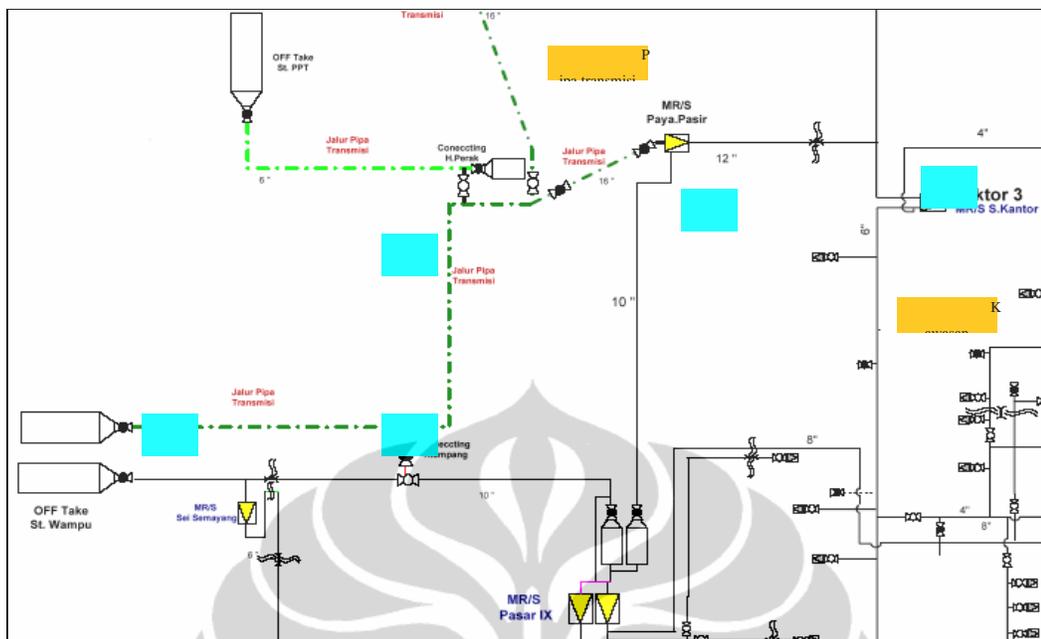
Jaringan pipa yang akan dievaluasi dalam penelitian ini adalah pipa milik *incumbent* yang akan digunakan badan usaha lain untuk menyalurkan gas bumi dari SKG Wampu ke Kawasan Industri Medan. Ruas pipa yang akan dievaluasi yaitu pipa transmisi SKG Wampu Wampu – Paya Pasir, yang dapat dilihat pada Gambar 2.8 yaitu ruas pipa A – B – C – D. Evaluasi dilanjutkan pada pipa distribusi dari Paya Pasir ke Kawasan Industri Medan, yang jalurnya dapat dilihat pada Gambar 2.8 yaitu ruas pipa D – E.

Tabel 2.4

Matriks Pipa Gas Bumi di Sumatera Utara

No.	Ruas	Kabupaten/Kota	Existing				Kapasitas MMSCFD	Keterangan
			(Inch)	(Km)	ROW	Kelas Lokasi		
Pipa Transmisi PT Pertamina Gas								
1	Pangkalan Batu - P. Brandan	Langkat	14	6.50	15	1 - 4	30	Open Access
2	Pangkalan Batu - P. Brandan	Langkat	8	6.50	15	1 - 4	20	Open Access
3	P. Brandan - Wampu	Langkat, Binjai	12	51.60	15	1 - 4	25	Open Access
3	P. Brandan - Wampu	Langkat, Binjai	18	51.60	15	1 - 4	110	Open Access
Pipa Transmisi PT PGN (Persero) Tbk								
1	Wampu - Belawan	Binjai, Deli Serdang, Medan	16	30.30	-	2 - 4	72	Open Access
2	Pantai Pakan Timur - Hampan Perak	Binjai, Deli Serdang, Medan	6	3.60	-	2 - 4	72	Open Access
3	Hampan Perak - Paya Pasir	Binjai, Deli Serdang, Medan	16	3.00	-	2 - 4	72	Open Access
Pipa Distribusi PT PGN (Persero) Tbk								
	Distribusi Medan, Binjai, Deli Serdang	Medan, Binjai, Deli Serdang	20 mm - 12"	589.15	-	4	46	Dedicated Hilir
Pipa PT Pertamina EP								
1	Paluh Tabuhan Barat - P. Batu	Langkat	8	12,5	20	1 - 3	10	Dedicated Hulu
2	Paluh Tabuhan Timur - P. Batu	Langkat	8	7	20	1 - 3	10	Dedicated Hulu
3	Paluh Tabuhan Timur - P. Batu	Langkat	8	7	20	1 - 3	10	Dedicated Hulu
4	Gebang - P. Brandan	Langkat	6	12,4	20	1 - 3	6	Dedicated Hulu

Data diolah dari RIJTDGBN 2006, PT Pertamina Gas dan PT PGN (Persero) Tbk



Gambar 2.8 Peta Skematik Pipa Transmisi Dan Distribusi PT PGN (Persero) Tbk
PT PGN (Persero) Tbk

2.5.5 Regulasi Gas Bumi Indonesia

Sesuai dengan UU No. 22 Tahun 2001, 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, sedangkan kegiatan usaha hilir terdiri dari kegiatan usaha pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga.

Kegiatan usaha hulu dilakukan oleh Badan Usaha/Bentuk Usaha Tetap melalui kontrak kerja sama sedangkan kegiatan usaha hilir dilakukan oleh Badan Usaha sesudah memperoleh Izin Usaha dari Pemerintah. Untuk kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa yang menyangkut kepentingan umum, pengusahanya diatur agar pemanfatannya terbuka bagi semua pemakai.

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral sebagai pembuat kebijakan bidang hilir migas dan regulator (melalui Direktorat Jenderal Migas) dalam usaha hilir migas, regulator kaidah keteknikan, keselamatan kerja dan lingkungan lingkungan migas dan memberikan perizinan usaha hilir Migas.

Untuk pengaturan dan pengawasan terhadap kegiatan pengangkutan gas bumi melalui pipa dibentuk Badan Pengatur, dimana kewenangan dari Badan Pengatur dalam kegiatan pengangkutan gas bumi melalui pipa yaitu :

1. Mengatur dan menetapkan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sesuai dengan prinsip tekno ekonomi, perusahaan transmisi dan distribusi gas bumi.
2. Menetapkan pemanfaatan bersama atas fasilitas pengangkutan gas bumi melalui pipa serta fasilitas penunjang milik Badan Usaha
3. Menetapkan harga gas bumi untuk rumah tangga dan pelanggan kecil dengan mempertimbangkan kemampuan dan daya beli masyarakat
4. Memberikan hak khusus pengangkutan gas bumi melalui pipa pada ruas tertentu dari transmisi gas bumi dan wilayah tertentu dari jaringan distribusi gas bumi melalui lelang, berdasarkan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional.
5. Menetapkan dan memberlakukan sistem informasi perusahaan dan akun pengaturan pada Badan Usaha yang melakukan kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa
6. Menyelesaikan perselisihan yang timbul terhadap pemegang Hak Khusus pengangkutan gas bumi melalui pipa dan/atau berkaitan dengan pelaksanaan kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa.

(Peraturan Pemerintah Nomor 36 Tahun 2004, pasal 9)

Dalam mengembangkan infrastruktur gas bumi nasional, pemerintah menetapkan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional sebagai acuan bagi Badan Usaha untuk melakukan investasi dalam pembangunan jaringan pipa transmisi dan distribusi gas bumi nasional dan bagi Badan Pengatur dalam menetapkan ruas transmisi dan wilayah distribusi yang akan dilelang. Rencana ini diperbarui setiap tahun dengan memasukkan inisiatif proyek pemerintah dan jaringan yang diajukan masyarakat bisnis.

Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional meliputi jaringan pipa yang terbagi dalam beberapa kategori, yang prinsipnya menghargai keberadaan kontrak-kontrak sebelumnya yang terkait dengan

produksi dan pemanfaatan gas bumi, selain prinsip menjaga hak-hak pemerintah menyuplai gas bumi untuk keperluan domestik melalui mekanisme *open access*.

Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional terdiri atas :

- a. Peta jaringan transmisi dan distribusi gas bumi nasional;
- b. Matriks jaringan transmisi dan distribusi gas bumi nasional per wilayah.

Peta jaringan transmisi dan distribusi gas bumi nasional dilengkapi dengan legenda yang menggambarkan kategori jenis jaringan transmisi dan distribusi gas bumi nasional yang terdiri atas 5 (lima) jenis kategori yang meliputi :

- a. Kategori 1 (*Open Access*), yaitu menggambarkan jaringan transmisi dan/atau distribusi gas bumi dengan mempertimbangkan sumber gas dalam kerangka kegiatan usaha hilir yang pengusulan, pendanaan dan pelaksanaannya oleh Pemerintah untuk dapat dimanfaatkan para pengguna jaringan pipa (*shipper*) yang pengaturan pemanfaatannya ditetapkan Badan Pengatur;
- b. Kategori 2 (*Open Access*), yaitu menggambarkan jaringan transmisi dan/atau distribusi gas bumi dengan mempertimbangkan sumber gas dalam kerangka kegiatan usaha hilir yang pengusulannya oleh Pemerintah dengan pendanaan Badan Usaha melalui mekanisme lelang dalam rangka pemberian Hak Khusus oleh Badan Pengatur untuk dapat dimanfaatkan para pengguna jaringan pipa (*shipper*) secara komersial;
- c. Kategori 3 (*Open Access*), yaitu menggambarkan jaringan transmisi dan/atau distribusi gas bumi dengan mempertimbangkan sumber gas dalam kerangka kegiatan usaha hilir yang pengusulan dan pendanaannya oleh Badan Usaha melalui mekanisme lelang dalam rangka pemberian Hak Khusus oleh Badan Pengatur untuk dapat dimanfaatkan para pengguna jaringan pipa (*shipper*) secara komersial;
- d. Kategori 4 (*Dedicated Hilir*), yaitu menggambarkan jaringan transmisi dan/atau distribusi gas bumi dalam kerangka kegiatan usaha hilir untuk dapat dimanfaatkan bagi kepentingan sendiri (*fully dedicated*);
- e. Kategori 5 (*Dedicated Hulu*), yaitu menggambarkan jaringan transmisi dan/atau distribusi gas bumi dalam kerangka kegiatan usaha hulu untuk dapat dimanfaatkan bagi kepentingan sendiri (*shared dedicated*) sebagai kelanjutan kegiatan usaha hulu.

Badan Pengatur juga menarik iuran untuk setiap Badan Usaha yang melakukan kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa dan niaga gas bumi melalui pipa yang ditetapkan dengan Peraturan Pemerintah Nomor 1 tahun 2006 tentang Besaran dan Penggunaan Iuran Badan Usaha Dalam Kegiatan Usaha Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa.

Untuk kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa besaran iuran Badan Pengatur yaitu :

$$\text{Iuran BPH} = \frac{\text{Volume (MMSCF)/tahun}}{\text{presentase}} \times \text{tarif pengangkutan} \times \text{besaran} \quad (2.1)$$

Sedangkan untuk kegiatan usaha niaga gas bumi melalui pipa besaran iuran Badan Pengatur yaitu :

$$\text{Iuran BPH} = \text{Volume (MMSCF)/tahun} \times \text{harga gas} \times 0.3\% \quad (2.2)$$

Besaran persentase dari tarif pengangkutan gas bumi per seribu standard kaki kubik pada Tabel 2.5.

Tabel 2.5 Besaran Persentase dari Tarif Pengangkutan Gas Bumi

Lapisan Volume Gas Bumi yang diangkut melalui pipa	Besaran persentase dari tarif Pengangkutan Gas Bumi per seribu Standard Kaki Kubik
sampai dengan 100 (seratus) Miliar Standard Kaki Kubik per tahun	3 % (tiga per seratus)
di atas 100 (seratus) Miliar Standard Kaki Kubik per tahun	2 % (dua per seratus)

Peraturan Pemerintah Nomor 1 Tahun 2006

Pemanfaatan bersama fasilitas infrastruktur gas bumi (*open access*) telah dituangkan dalam peraturan pelaksana Undang-undang Nomor. 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi yaitu Peraturan Pemerintah Nomor. 36 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi, Peraturan Pemerintah Nomor 67 tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa serta peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor. 15/P/BPH

Migas/VII/2008 tentang Pemanfaatan Bersama Fasilitas Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dan pedoman-pedoman pengaturan/pengawasan kegiatan usaha pengangkutan gas bumi melalui pipa oleh Badan Pengatur lainnya.

Pengaturan tersebut bertujuan diantaranya agar meningkatnya pemanfaatan gas bumi dalam negeri, meningkatkan investasi pembangunan infrastruktur gas bumi serta menjamin efisiensi dan efektifitas pelaksanaan penyediaan gas bumi baik sebagai sumber energi maupun sebagai bahan baku untuk kebutuhan dalam negeri. Efisiensi dan efektifitas pengangkutan gas bumi melalui pipa dapat dicapai dengan biaya pengangkutan gas bumi melalui pipa yang rendah.

Kebijakan *open acces* jaringan pipa gas bumi harus mempertimbangkan aturan main sistem operasi jaringan yang dikenal dengan *Network Code*. Sistem operasi jaringan berfungsi untuk menjamin, volume dan kualitas gas keluar, serta tekanan, nilai kalori gas, dan keselamatan. Disamping itu harus ada transparansi dalam syarat-syarat yang bersifat non-harga untuk akses ke jaringan.

Kondisi saat ini yaitu adanya integrasi vertikal yaitu Badan Usaha yang melakukan kegiatan pengangkutan gas bumi melalui pipa pada pipa transmisinya juga melakukan kegiatan usaha niaga gas bumi pada jaringan distribusinya. Hal ini menghambat terjadinya kompetisi pada pasar gas bumi.

Untuk mengatasi masalah saat ini dimana badan usaha lain tidak dapat menyalurkan gas buminya karena tidak dapatnya pipa yang ada untuk *open access*, maka badan usaha lain tersebut dapat membangun pipa untuk menyalurkan gas bumi miliknya sendiri (*dedicated* hilir) dengan ketentuan pipa tersebut hanya digunakan untuk menyalurkan sejumlah tertentu gas bumi sesuai dengan besarnya pasokan gas bumi yang diperoleh ke konsumen tertentu dan dibangun dengan kapasitas tertentu.

2.6. ANALISIS KELAYAKAN EKONOMI

Untuk mengetahui layak atau tidaknya suatu pembangunan jaringan pipa distribusi gas, selain mempertimbangkan kelayakan faktor teknis, juga ditinjau secara finansial. Perhitungan kelayakan keekonomian pembangunan jaringan pipa distribusi diukur dengan indikator mencakup *internal rate of return* (IRR), *net present value* (NPV) dan *payback period*.

2.6.1 Internal Rate Of Return (IRR)

Laju pengembalian modal atau *internal rate of return* (IRR) adalah indikator yang menunjukkan kemampuan pengembalian investasi suatu proyek. Kriteria ini menghitung tingkat diskonto yang menyamakan nilai sekarang dari suatu arus kas yang diharapkan di masa yang akan datang, dengan pengeluaran investasi awal. Investasi yang dilakukan dikatakan layak jika memiliki nilai yang besarnya di atas suku bunga bank. IRR dapat diekspresikan dengan rumus di bawah ini.

$$\sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} \quad (2.3)$$

dimana :

- CF_n : arus kas bersih di tahun ke – n
- N : umur proyek yang diharapkan
- IRR : nilai yang dicari untuk menjadikan jumlah present value dari arus kas bersih adalah nol pada periode akhir proyek

Semakin besar IRR maka proyek akan semakin baik. Dalam evaluasi proyek nilai IRR dibandingkan dengan MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*) yang dikehendaki badan usaha. Jika IRR lebih besar atau sama dengan MARR maka proyek dinilai layak dieksekusi, demikian pula sebaliknya. Nilai MARR proyek telah mengakomodasi faktor biaya modal, risiko, dan tingkat keuntungan yang dikehendaki, atau :

$$\text{MARR} = \text{biaya modal} + \text{kompensasi resiko} + \text{margin keuntungan} \quad (2.4)$$

Biaya modal merupakan biaya dana yang dipakai untuk proyek, bersumberkan dana internal perusahaan (baik dari akumulasi keuntungan maupun penerbitan saham baru) maupun dari pinjaman (perbankan maupun obligasi). Semakin mahal biaya dana maka MARR akan semakin besar. Dalam kondisi

tertentu biaya modal merupakan optimasi dari sumber-sumber dana yang ada untuk memberikan biaya modal yang optimum.

Kompensasi resiko merupakan presentasi keuntungan yang diminta badan usaha sebagai kompensasi atas kemungkinan kegagalan proyek disebabkan tidak tercapainya variabel-variabel penting dalam keekonomian proyek. Kompensasi resiko ini bergantung pada jenis kegiatan yang mencerminkan tingkat resiko dari masing-masing kegiatan tersebut. Semakin tinggi tingkat resiko maka badan usaha meminta kompensasi risiko yang semakin tinggi. Tinggi rendahnya tingkat risiko dipengaruhi oleh ketersediaan informasi tentang proyek. Semakin sedikit informasi yang ada maka level konfidensial badan usaha akan semakin berkurang sehingga badan usaha meminta jaminan keberhasilan proyek berupa kenaikan kompensasi risikonya.

Margin keuntungan merupakan tingkat keuntungan riil yang dikehendaki badan usaha dari suatu proyek. Tingkat keuntungan ini merupakan kompensasi atas modal yang ditanamkan dalam proyek, dan mencerminkan tingkat ekspektasi rata-rata dari portfolio investasi di proyek sejenis. Aliran modal akan menuju jenis proyek yang memberikan perolehan tertinggi.

2.6.2 *Net Present Value (NPV)*

NPV menunjukkan nilai absolute keuntungan dari modal yang diinvestasikan di proyek. NPV merupakan selisih antara pendapatan dengan biaya-biaya (termasuk pajak, pengembalian modal, pinjaman dan bunga pinjaman) yang dikeluarkan dalam tahun buku tertentu selama umur proyek. Parameter ini penting untuk menentukan kelayakan ekonomi suatu investasi. Diharapkan besarnya nilai NPV > 0 sehingga investasi memberikan keuntungan. Jika besarnya nilai NPV < 0, proyek yang diinvestasikan tersebut mengalami kerugian. Perhitungan NPV menggunakan faktor diskon tertentu yang mencerminkan tingkat penyusutan nilai uang akibat faktor finansial seperti inflasi. NPV yang didiskon mencerminkan nilai bersih (absolute) dari keuntungan proyek. Bentuk umum persamaan NPV adalah sebagai berikut :

$$NPV = \sum_{n=0}^{+N} \frac{CF_n}{(1+i)^n} \quad (2.5)$$

atau dapat juga ditulis :

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i)} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_N}{(1+i)^N} \quad (2.6)$$

dimana :

NPV	=	<i>Net Present Value</i> (nilai sekarang bersih) proyek
CF ₀	=	arus kas pada tahun 0
CF _{1,2,...,n}	=	arus kas pada tahun 1,2,n
i	=	faktor diskon, discount rate-i
n	=	tahun buku

NPV positif menunjukkan proyek memberikan keuntungan, sebaliknya NPV negative menunjukkan proyek rugi. Berdasarkan formula di atas nilai NPV dipengaruhi faktor diskon (*discount rate*)-nya. Semakin besar faktor diskon maka NPV akan mengecil.

2.6.3 Periode Pengembalian Proyek (*Pay Back Period*)

Periode pengembalian atau *Pay Back Period* disebut juga *Pay Out Time* dari suatu proyek didefinisikan sebagai periode dimana akumulasi penerimaan sama dengan akumulasi biayanya. Periode pengembalian dihitung dengan mengakumulasikan aliran kas. Jika aliran kas sama dengan nol maka periode pengembalian telah tercapai. Secara matematis periode pengembalian dirumuskan sebagai :

$$0 = \sum_{n=0}^{n=BP} CF_n \quad (2.7)$$

dimana :

CF_n	= arus kas pada tahun n
PBP	= periode pengembelian proyek
n	= tahun buku berjalan

Pay Back Period menggambarkan seberapa cepat investasi yang dilakukan dapat kembali dalam satuan waktu. Semakin cepat modal kembali maka peluang proyek tersebut akan semakin baik, artinya semakin layak suatu proyek tersebut, demikian pula sebaliknya.

