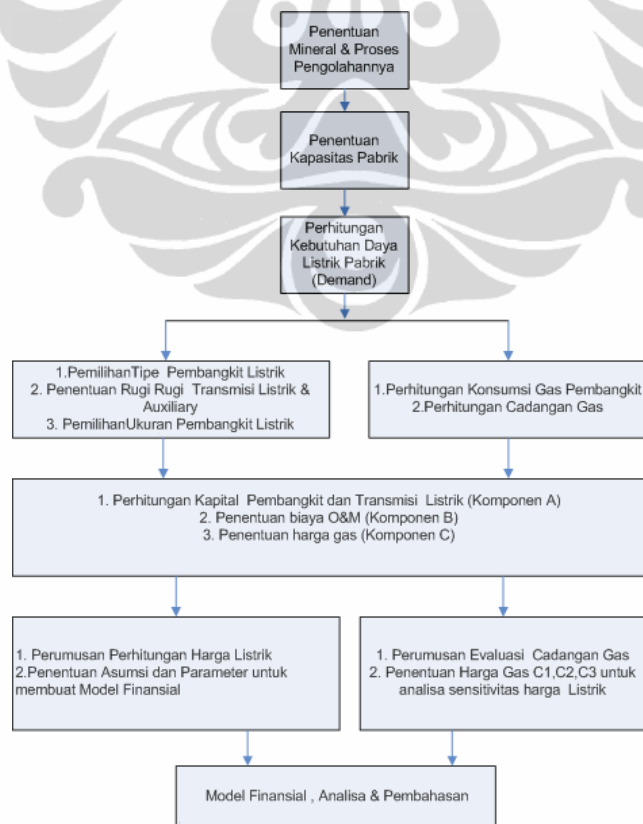


## BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian di dalam Tesis ini memberikan langkah langkah yang dilakukan untuk mendapatkan hasil dari tujuan penelitian, berdasarkan batasan dan rumusan masalah yang telah didefinisikan pada Bab 1.

### 3.1 Rancangan Penelitian

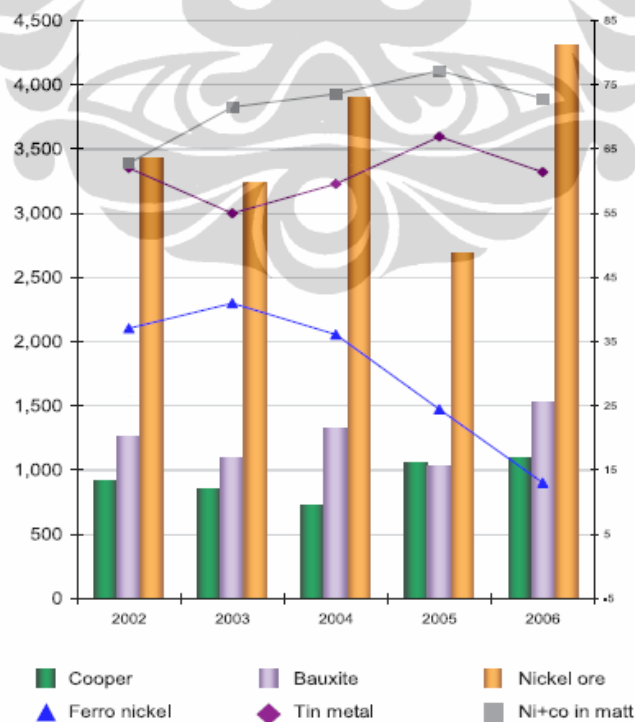
Langkah langkah untuk mendapatkan hasil dari tujuan penelitian ini, dimulai dari penentuan mineral yang di proses dan proses pegolahannya, sampai dengan perhitungan keekonomian dan finansial pembangkit listrik serta evaluasi cadangan gas, seperti yang ditunjukkan pada diagram alir Gambar 3.1. dibawah ini.



Gambar 3.1. Diagram Alir Metodologi Penelitian

### 3.2 Penentuan Mineral yang Diproses

Metoda yang digunakan untuk menentukan mineral yang diproses adalah dengan meneliti mineral yang volume eksportnya paling besar jumlahnya, dikaitkan dengan rencana pemberlakuan Undang-undang (UU) Pertambangan Mineral dan Batubara (Minerba) No 4/2009, dimana pemilik IUP dan IUPK diwajibkan mengolah mineral di dalam negeri. Berdasarkan data dari ESDM, Indonesia mengekspor bijih mentah (raw ore) barang tambang dalam jumlah besar seperti Nickel Ore, Bauxite dan konsentrat Tembaga. Pada tahun 2006, Indonesia mengekspor Bauxite sejumlah sekitar 1,5 Juta Ton dan Nickel ore sekitar 4,3 Juta Ton (ESDM, 2007). Dari Gambar 3.2. dibawah ini, Nickel ore menempati posisi paling besar dibanding mineral lainnya. Bila dilihat dari jumlah sumber dayanya, seperti ditunjukkan di Bab “Tinjauan Pustaka”, Indonesia mempunyai sumber daya Nickel yang sangat besar. Dengan melihat besarnya jumlah ekspor dan sumber dayanya, maka mineral Nickel di pilih sebagai studi kasus untuk menghitung kebutuhan energi proses pengolahan.



Gambar 3.2. Grafik Ekspor Mineral Indonesia (dalam 1000 Ton),(Sumber: ESDM, 2007, status 2006)

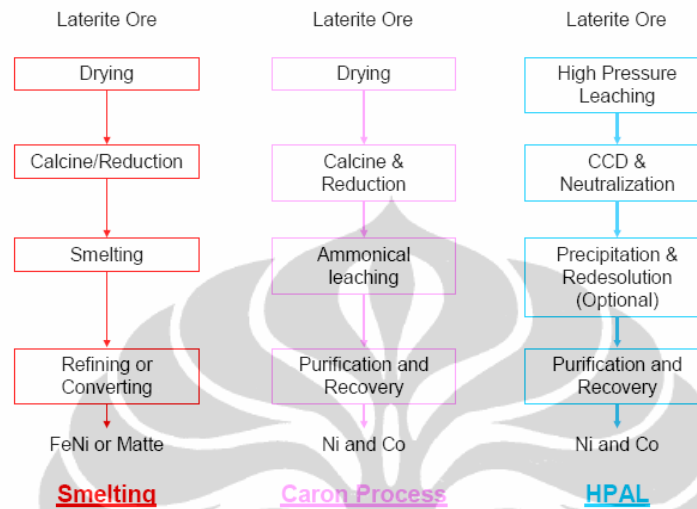
### 3.3 Penentuan Proses Pengolahan Mineral Nickel

Metoda yang digunakan untuk menentukan proses pengolahan Nickel adalah dengan mengambil teknologi proses ekstraksi yang memerlukan energi yang lebih besar. Kebutuhan energi yang besar akan memerlukan konsumsi gas untuk pembangkit listrik lebih besar.

Proses pengolahan mineral Nickel ada dua cara yaitu: proses *pyrometallurgy* dan *hydrometallurgy*. Proses *pyrometallurgy* untuk menghasilkan produk dalam bentuk Ferronickel (Fe-Ni) dan Nickel Matte, yaitu dengan cara dikeringkan, kalsinasi/reduksi dan peleburan di *electric smelting furnace (ESF)*. Sedangkan proses utama *hydrometallurgy* ada dua yaitu : proses *Caron* dan *High Pressure Acid Leaching (HPAL)* [22]. Secara umum dapat digambarkan dalam proses blok diagram pada Gambar 3.3. Proses ekstraksi metal dalam mineral, pada proses *pyrometallurgy*, dengan cara direduksi dan dikalsinasi di dalam Kiln pada temperatur tinggi yang selanjutnya di lebur di ESF. Sedangkan ekstraksi metal dalam mineral, pada proses *hydrometallurgy*, dengan cara mineral dilarutkan dengan air besama sama dengan asam klorida (HCL) atau asam sulfat (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>). Proses selanjutnya adalah proses pemisahan Nickel dengan metal lainnya dengan cara diekstraksi dengan *Ion -Exchange* (resin organik) atau dengan *solvent organik* [23].

Proses *pyrometallurgy* memerlukan energi jauh lebih besar dibandingkan dengan proses *hydrometallurgy*. Proses *pyrometallurgy* memerlukan energi besar untuk menghilangkan kandungan air dalam mineral, kemudian proses reduksi dan kalsinasi dan selanjutnya dilebur pada temperatur 1600°C. Sedangkan proses *hydrometallurgy* adalah proses basah dengan melarutkan mineral dengan air dan asam yang selanjutnya diekstraksi dengan *Ion -exchange* atau *solvent*. Proses ekstraksi dengan *solvent* untuk memisahkan Nickel dengan metal lainnya seperti Co, Mn, Zn [24]. Dari uraian tersebut, maka penentuan proses untuk pengolahan mineral adalah dengan proses *pyrometallurgy*, dimana proses tersebut memerlukan energi yang jauh lebih besar dibanding dengan proses *hydrometallurgy*. Sehingga perhitungan energi dan kebutuhan gas didasarkan pada proses yang memerlukan energi yang lebih besar. Konsumsi energi yang lebih besar akan memerlukan cadangan gas yang lebih besar pula, sedangkan

makin besar cadangan maka makin ekonomis cadangan tersebut untuk dikembangkan. Oleh karena itu, untuk studi kasus pengolahan mineral dipilih proses *pyrometallurgy* dengan teknologi ekstraksi peleburan (*smelting*).



Gambar 3.3. Proses Blok Diagram *Pyrometallurgy* (*Smelting*) dan *Hydrometallurgy* (*Caron & HPAL*); (Sumber: Dalvi ).

### 3.4 Penentuan Kapasitas Pabrik

Metoda yang digunakan untuk menentukan kapasitas pabrik adalah dengan melakukan *bench mark* ke pabrik peleburan Nickel dunia baik yang memproduksi Ferronickel (Fe-Ni) maupun Matte, untuk memberikan justifikasi bahwa kapasitas pabrik tersebut sudah terbukti dibangun.

Kapasitas Pabrik Pengolahan Nickel dari berbagai perusahaan dapat dilihat pada Table. 3.1. Kapasitas pabrik yang ditunjukkan pada tabel tersebut merupakan kapasitas untuk satu pabrik dan kapasitas gabungan dari 2 (dua) atau beberapa pabrik.

PT. Internasional Nickel Indonesia (Inco) yang memproduksi Matte, memulai konstruksi pabrik pertama pada tahun 1973 dengan satu jalur pengolahan *pyrometallurgy*. Pada tahun 1975, memulai konstruksi dua jalur pengolahan tambahan . Produksi komersial yang pertama pada bulan April 1978, dan pada tahun 1993 berhasil menyelesaikan perluasan fasilitas pengolahan sehingga mencapai peningkatan kapasitas produksi nominal per tahun dari 36.300 metrik Ton Nikel dalam Matte menjadi 47.600 metrik Ton [25].

Tabel 3.1. Kapasitas Pabrik dan Produksi Nickel

Operation	Company (Original O'pn)	Country	Capacity Kt Ni/yr	Product	Start Date	Shut Down	Process
Doniambo	SLN/Eramet	N. Caledonia	49 11	Fe-Ni Matte	1879/1958		Smelting
Hyuga	SMM/Nippon Steel/Mitsui	Japan	22	Fe-Ni	1956		Smelting
Oheyama	Nippon Yakin Kogyo	Japan	13	Fe-Ni	1939		Krupp-Renr
Hachinohe	Pacific Metal Co.	Japan	48	Fe-Ni	1966		Smelting
Saganosaki	Nippon Mining Co	Japan	6.5	Fe-Ni	1952	1987	Smelting
Ufaley		Russia	14	Fe-Ni	1934		Smelting
Yuzuralnickel		Russia	6	Fe-Ni	?		Smelting
Riddle	Hanna Mining Co/Cominco	USA	12	Fe-Ni	1954	1998	Smelting
Morro Do Niquel	Morro Do Niquel S.A.	Brazil	2.5	Fe-Ni	1962	1998	Smelting
Larymna	Larco	Greece	19.5	Fe-Ni	1966		Smelting
Nicaro	Freeport	Cuba	23	NiO	1952		Caron
Moa Bay	Freeport Sulfur	Cuba	25	Mixed Sulfide	1959		HPAL
	Debottlenecked General Nickel/Sherritt JV		6		2000		
Bonao	Falconbridge Dominicana/ Falconbridge	Dominican Republic	30	Fe-Ni	1971		Smelting
Exmibal	Inco	Guatemala	11	Matte	1977	1981	Smelting
Pomala	P. T. Aneka Tambang	Indonesia	5	Fe-Ni	1975		Smelting
Expansion			6	Fe-Ni	1995		
Sorowako	P. T. Inco/Inco	Indonesia	45	Matte	1977		Smelting
Expansion			23	Matte	2000		
Surigao	Marinduque/Freeport	Philippines	35	Briquettes	1974	1986	Caron
Greenvale/Yabulu	Freeport/Metals Expl	Australia	18	Briquettes	1974		Caron
Debottlenecked	QNI/BHP-Billiton		10	Briquettes			
Codemim	Anglo American	Brazil	7	Fe-Ni	1982		Smelting
Niquelandia/Sao Paulo	Votorantim/Tocantins	Brazil	17.5	Electronickel	1981		Caron
Cerro Matoso	(Hanna/Billiton)	Colombia	23	Fe-Ni	1982		Smelting
Expansion	QNI/BHP-Billiton		27	Fe-Ni	2001		
Kosovo	SAP-Kosova	Yugoslavia	12	Fe-Ni	1984	2000	Smelting
Fenimac	Fenimac	Macedonia	6.5	Fe-Ni	?		Smelting
Punta Gorda	Union del Niquel	Cuba	31.5	Ni Oxide	1986		Caron
Murrin Murrin	Anaconda Nickel	Australia	40	Ni Briquettes	1999		HPAL
Cawse	Centaur	Australia	9	Electro Ni	1998		HPAL
Bulong	Resolute/Preston Resources	Australia	7	Electro Ni	1999	2003	HPAL
Loma de Niquel	Anglo American	Venezuela	17	Fe-Ni	2000		Smelting

Sumber :Dalvi; Ashok D, W. Gordon Bacon, Robert C. Osborne

Pabrik peleburan Nickel Jepang, memproduksi Fe-Ni , yang dioperasikan oleh Hyuga Smelter ( Sumitomo Metal Mining) dengan kapasitas 22.000 Ton Ni/Tahun oleh 2 (dua ) pabrik dengan kapasitas *furnace* masing-masing 60MW dan 40MW. Sedangkan Pamco (Pacific Metal) mempunyai kapasitas produksi 48.000 Ton Ni/tahun oleh 3 pabrik dengan kapasitas *furnace* masing-masing 60 MW.

PT Antam mengoperasikan pabrik I dan II dengan kapasitas masing masing 5.500 Ton Ni/tahun, sedangkan pada tahun 2007 Antam memulai

pengoperasian pabrik III dengan kapasitas 15.000 Ton Ni/tahun [26]. Pabrik III beroperasi dengan kapasitas *furnace* 42 MW.

Dari data-data perusahaan Nickel, seperti Pamco & Hyuga, kedua perusahaan tersebut mengoperasikan pabrik dengan kapasitas 16.000 Ton Ni/tahun (kapasitas *furnace* 60 MW). Sedangkan Antam mengoperasikan pabrik dengan kapasitas 15.000 Ton Ni/tahun. Dari *bench mark* kepada ketiga perusahaan tersebut, maka untuk studi kasus dipilih kapasitas pabrik peleburan Nickel dengan kapasitas 15.000 Ton Ni/tahun.

### **3.5 Perhitungan Kebutuhan Daya Listrik Pabrik**

Metoda yang digunakan untuk menghitung kebutuhan total listrik pabrik adalah dengan langkah-langkah melakukan perhitungan sbb:

1. Menentukan *power consumption* (energi) yang dibutuhkan untuk *electric furnace* dengan cara menghitung balik dari *bench mark* data pabrik peleburan dan mempertimbangkan kadar rendah Nickel dalam bijih.
2. Menghitung daya yang dibutuhkan untuk *electric furnace*.
3. Menghitung presentase daya diluar *furnace* terhadap kapasitas pembangkit, yang selanjutnya total kebutuhan daya pabrik dapat dihitung dengan perbandingan presentasi terhadap daya *furnace*.

#### **3.5.1 Perhitungan Daya *Electric Furnace***

Proses *Pyrometallurgy* yang dipilih, membutuhkan energi yang besar untuk mengolahnya. Besarnya energi yang dibutuhkan tergantung dari komposisi mineral dan pengotornya, kadar air, teknologi proses, termodinamika masing masing mineral seperti; panas spesifik, temperatur, tekanan operasi, produk dan kapasitas yang yang dihasilkan.

Dari *bench mark* kapasitas pabrik, dapat dihitung energi yang dibutuhkan untuk proses pengolahan dalam Kwh/Ton Ni. Tabel 3.2 menunjukkan energi (*power consumption*) yang dibutuhkan untuk memproduksi Nickel.

Tabel 3.2. Kapasitas Pabrik dan Konsumsi Energi (*Power Consumption*)

Company	Production	Ni Content in Ore	Furnace Power	Power Consumption	Product	Remarks
	Ton Ni/year		MW	KWH/Ton Ni		
Antam	15,000	2.38%	42	22,075	FeNi	FeNi3
Hyuga, Sumitomo	22,000	No Data	100	35,836	FeNi	40MW,60MW
Pamco	48,000	No Data	180	29,565	FeNi	3x60MW

Keterangan:

1. *Load factor*: 90%, Jam /Tahun: 8760 Jam

2. *Power Consumption*= (*Furnace Power (MW)*/ 1000)x(8760/tahun) x *Load factor*/  
(*Production Ton Ni/year*)

3. Data Hyuga Sumitomo & Pamco, dari Dalvi (Dalvi, 2004), dan data Antam diambil dari *Annual Report 2007*

5. Kapasitas produksi tergantung dari Kadar Ni di bijih (ore) dan *Power consumption*

Dari Tabel 3.2, energi (*power consumption*) untuk memproduksi Ni dalam bentuk metal berkisar antara 22.000 Kwh/Ton Ni s/d 35.800 Kwh/Ton Ni, akan tetapi besarnya kapasitas produksi dalam Ton Ni/tahun sangat dipengaruhi oleh kadar Nickel di dalam bijih (ore) mineral Nickel tersebut.

Energi yang dibutuhkan untuk memproduksi metal akan naik dengan menurunnya kadar metal di dalam bijih, sementara itu kadar Nickel di cadangan mineral lama kelamaan akan menurun, begitu juga kadar yang diolah di pabrik akan mengikuti kondisi cadangannya. Oleh karena itu, energi yang dibutuhkan untuk mengolah metal Nickel diambil besaran yang lebih besar dari tabel diatas. Menurut Peter Hayes, energi untuk memproduksi metal Nickel sebesar 150 GJ/ton Ni ( 41.670 Kwh/Ton Ni) [27].

Dengan teknologi *pyrometallurgy* dan proses ekstraksi metal dengan peleburan *electric furnace*, maka daya listrik furnace dapat dihitung dengan rumus sbb:

$$P1 = C \times Pc / Lf \quad (3.1)$$

P1=Daya listrik *furnace*

C = Kapasitas produksi (Ton Ni/tahun)

Pc=*Power consumption* ( 41.670 KWh/ton Ni)

Lf=*Load factor*(90%)

### 3.5.2 Perhitungan Total Kebutuhan Daya Listrik Pabrik

Kebutuhan daya listrik pabrik seperti digambarkan dalam proses blok diagram pada Gambar 3.3., tidak hanya untuk *furnace*, tetapi juga meliputi infrastruktur dan utilitas pabrik. Total kebutuhan daya listrik pabrik adalah sbb:

- Listrik untuk *elctric furnace*
- Listrik untuk kebutuhan daya diluar *furnace* yang meliputi:
  - utilitas dari proses pengeringan (drying), kalsinasi (calcining), pemurnian (refining) dan utilitas pendukungnya.
  - Infrastruktur termasuk pelabuhan, perumahan, lampu penerangan, fasilitas umum.
  - Factor beban industri metalurgi

Sedangkan Kebutuhan listrik untuk mengkompensasi rugi-rugi transmisi dan pemakaian kebutuhan sendiri (owned used) pembangkit akan dijelaskan pada sub bab selanjutnya.

Untuk menghitung kebutuhan total listrik pabrik, dilakukan pendekatan dengan menghitung presentasi daya *furnace* dari total kapasitas pembangkit berdasarkan pabrik peleburan Ferro Nickel yang dioperasikan PT. Antam Tbk [28] sbb:

- Pabrik peleburan Fe-Ni I dan Feni II dengan kapasitas masing masing 5.500 Ton Ni/tahun.
- Pabrik peleburan Fe-Ni III mempunyai kapasitas 15.000 Ton Ni/tahun.
- Pembangkit listrik untuk kebutuhan seluruh pabrik 102 MW.
- Lokasi pembangkit listrik sama dengan lokasi pabrik peleburan Nickel.

Dari data diatas, dapat dihitung daya diluar *furnace* (*Auxiliary*) terhadap kapasitas pembangkit, dapat dilihat pada Tabel 3.3. Dari Tabel tersebut, kebutuhan daya listrik diluar *furnace* adalah sebesar 29% dari total daya pembangkit listrik. Untuk perhitungan kebutuhan daya seluruh pabrik (kapasitas pabrik yang telah ditentukan 15.000 Ton Ni/tahun), diasumsikan kebutuhan daya diluar *furnace* sebesar 30% dari total kapasitas pembangkit.



Tabel 3.3. Daya *Furnace* dan Presentasi Daya Diluar *Furnace (Auxiliary)* Terhadap Kapasitas Pembangkit.

Company	Production	Power Consumption	Furnace Power
	Ton Ni/year	KWH/Ton Ni	MW
Fe Ni I	5,500	22,075	15.40
Fe Ni II	5,500	22,075	15.40
Fe Ni III	15,000	22,075	42.00
TOTAL Furnace Power			72.80

Power Generator (MW)	102
Power for Auxiliary ,Utility & Infrastructure (MW)	29.20
Percent Aux to Total Power generator (MW)	29%

Keterangan:

1. *Load factor*: 90%, Jam /Tahun: 8760 Jam
2. *Power Consumption* diasumsikan semua *furnace* sama ; 22.075 KWH/Ton Ni
3. Data Kapasitas produksi dari Antam *Annual Report 2007*.
4. Pembangkit yang digunakan oleh Antam adalah *Diesel Generator*, sehingga daya pemakaian sendiri relatif kecil.

Dengan asumsi kebutuhan daya diluar *furnace* sebesar 30% dari total kapasitas pembangkit, maka total daya yang dibutuhkan untuk pabrik dapat dihitung dengan rumus sbb:

$$P_p = P_1 / (1 - 30\%) \quad (3.2)$$

$P_p$  = Total kebutuhan daya listrik pabrik

$P_1$  = kebutuhan daya listrik *furnace*

### 3.6 Pemilihan Ukuran Pembangkit Listrik

Metoda yang digunakan untuk memilih ukuran pembangkit listrik adalah dengan memilih tipe pembangkit listrik, menentukan rugi-rugi transmisi, daya pemakaian sendiri pembangkit (*Auxiliary*) dan memilih ukuran pembangkit berdasarkan standar pabrikan yang ada di pasar. Langkah langkah tersebut dapat dijelaskan sbb:

#### 1. Pemilihan Tipe Pembangkit Listrik

Seperti telah dijelaskan pada sub bab 2.4 “Pembangkit Listrik”, pembangkit listrik berbahan bakar gas yang mempunyai efisiensi paling tinggi adalah *Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)*. Disamping itu PLTGU (CCGT) mempunyai masa konstruksi lebih pendek dibandingkan PLTU.

## 2. Penentuan Rugi-Rugi Transmisi Listrik

Rugi-rugi transmisi sekitar 1%-8% [29], tergantung dari panjang transmisi, besarnya daya dan tegangan yang ditransmisikan. Rugi-rugi transmisi listrik (*losses*) termasuk konsumsi daya gardu induk, merujuk kepada rugi-rugi transmisi perusahaan listrik. Data dari PT. PLN rugi-rugi transmisi sekitar 2,24% [30]. Berdasarkan data statistik sistem kelistrikan Italy, rugi-rugi grid sebesar 2,5% [31]. Untuk studi kasus pada Tesis ini rugi-rugi transmisi listrik ditentukan 2,24% dari daya yang ditransmisikan dari pembangkit listrik.

## 3. Penentuan Konsumsi Daya Pemakaian Sendiri Pembangkit (*Auxiliary*)

Konsumsi daya pemakaian sendiri (*auxiliary*) untuk tipe pembangkit listrik CCGT diasumsikan 2,4 % dari total daya pembangkitan [32].

## 4. Pemilihan Ukuran Pembangkit

Untuk memilih besarnya ukuran pembangkit, harus melihat standar yang diproduksi dari pabrikan (*Manufacturer*), seperti General Electric (GE), Mitsubishi, Alstom, Siemens dan lainnya. Apabila ukuran pembangkit tidak diproduksi oleh pabrikan, maka akan memerlukan desain khusus yang akan berdampak pada jadwal pengiriman sehingga konsekuensinya akan lebih mahal. Sebagai contoh, ukuran pembangkit standar pabrikan dapat dilihat pada Tabel 3.4, yang diproduksi oleh GE [33].

Untuk memilih ukuran pembangkit berdasarkan standar pabrikan, maka terlebih dahulu dihitung total daya yang ditransmisikan dari pembangkit. Dari sub bab 3.5, daya kebutuhan listrik pabrik dapat dihitung dengan rumus (3.2), selanjutnya besarnya daya yang harus ditransmisikan ke pabrik oleh pembangkit listrik PLTGU (CCGT) dapat dihitung dengan rumus sbb:

$$P_t = P_p / (1 - L) \quad (3.3)$$

$P_t$  = Daya yang ditransmisikan ke pabrik oleh PLTGU

$P_p$  = Total kebutuhan daya listrik pabrik

$L_1$  = rugi rugi transmisi dan konsumsi daya gardu induk; 2,24%

$L_2$  = Konsumsi daya pemakaian sendiri pembangkit (*Auxiliary*); 2,4%

Apabila data daya pembangkit dari pembuat adalah daya *net output* maka  $L=L_1$ , dan apabila data daya adalah *gross output* maka  $L=L_1+L_2$ .

Tabel 3.4. Turbin Gas GE, *Heavy Duty*

Heavy Duty			Output		Heat Rate	
					Btu/kWh	kJ/kWh
2	MS9001H	CC	520 MW	50 Hz	5,690	6,000
2	MS7001H	CC	400 MW	60 Hz	5,690	6,000
6	MS9001FB	CC	412.9 MW	50 Hz	5,880	6,202
6	MS7001FB	CC	280.3 MW	60 Hz	5,950	6,276
8	MS6001FA	CC	117.7 MW	50 Hz	6,240	6,582
		CC	118.1 MW	60 Hz	6,250	6,593
		SC	75.9 MW	50 Hz	9,760	10,295
		SC	75.9 MW	60 Hz	9,795	10,332
8	MS7001FA	CC	262.6 MW	60 Hz	6,090	6,424
		SC	171.7 MW	60 Hz	9,360	9,873
8	MS9001FA	CC	390.8 MW	50 Hz	6,020	6,350
		SC	255.6 MW	50 Hz	9,250	9,757
10	MS9001E	CC	193.2 MW	50 Hz	6,570	6,930
		SC	126.1 MW	50 Hz	10,100	10,653
11	MS7001EA	CC	130.2 MW	60 Hz	6,800	7,173
		SC	85.1 MW	60 Hz	10,430	11,002
12	MS6001B	CC	64.3 MW	50 Hz	6,950	7,341
		CC	64.3 MW	60 Hz	6,960	7,341
		SC	42.1 MW	50/60 Hz	10,642	11,226
13	MS6001C	CC	67.2 MW	50 Hz	6,281	6,627
		CC	67.2 MW	60 Hz	6,281	6,627
		SC	45.4 MW	50 Hz	9,315	9,830
		SC	45.3 MW	60 Hz	9,340	9,855

Sumber: General Electric

### 3.7 Perhitungan Konsumsi Gas dan Cadangan Gas

Dengan dipilihnya tipe dan ukuran pembangkit, maka konsumsi gas dan cadangan gas yang dibutuhkan dapat dihitung. Dari bab dan sub bab sebelumnya, telah ditentukan dan dirumuskan perhitungan sebagai masukan untuk perhitungan konsumsi dan cadangan gas sbb:

1. Dari sub bab 3.6, “Pemilihan Ukuran Pembangkit Listrik “, daya *output* pembangkit diketahui dan *heat rate* dalam BTU/Kwh dapat ditentukan, sehingga konsumsi gas dalam MMBTU/tahun atau MMSCFD dapat dihitung.

2. Menentukan HHV (higher heating value) dan LHV (lower heating value) gas alam; konsumsi gas dihitung dari efisiensi pembangkit listrik berdasarkan basis LHV, sedangkan harga gas didasarkan kepada basis HHV (Seddon, 2006). Perbedaan antara basis HHV dan basis LHV ditentukan 10,5%. HHV gas alam diasumsikan 1000 BTU/SCF, sehingga LHV basis adalah 905 BTU/SCF.
3. Perhitungan cadangan gas didasarkan kepada basis HHV setelah diperhitungkan konsumsi gas untuk pemakaian sendiri kegiatan operasi sumber gas dan rugi-rugi (losses) dari kegiatan operasi dan pemrosesan. Konsumsi gas untuk bahan bakar dan rugi-rugi (losses) diasumsikan sama dengan unit pengolahan besar yaitu 5% (Seddon, 2006).
4. Dari sub bab 2.7, “Analisa Keekonomian Proyek”, umur pembangkit listrik PLTGU adalah 25 tahun, sehingga umur cadangan gas adalah untuk minimal 25 tahun.

Hasil perhitungan konsumsi gas dan besarnya cadangan gas selanjutnya dapat dilihat pada Bab 4 “Hasil dan Pembahasan” .

### **3.8 Perhitungan Kapital Pembangkit dan Transmisi Listrik**

Ada beberapa metoda untuk estimasi perhitungan kapital pembangunan pabrik maupun pembangkit listrik, yang bersifat estimasi awal [34] yaitu: *cost capacity curve*, *capacity ratio exponent*, *plant cost per unit production*, *equipment factored* dan *computer generated*. Perhitungan kapital (Capex) pembangkit termasuk biaya operasi (Opex) yang paling ideal didapat konsultan enjiniring yang meliputi beberapa tahap : tahap pertama adalah *concept study* dengan akurasi +/-30%, tahap kedua adalah *feasibility study* dengan akurasi +/-15% sampai +/-30%, tahap ketiga adalah *FEED ( front end engineering design)* dengan akurasi +/-10% sampai +/-15% [35].

Metoda untuk estimasi perhitungan kapital transmisi listrik dan pembangkit digunakan metoda *plant cost per unit* dan *capacity ratio exponent*, dimana metoda tersebut umum digunakan untuk mengestimasi kapital. Untuk memvalidasi hasil perhitungan dilakukan dengan membandingkan dari beberapa

sumber. Apabila data yang didapat adalah data sebelum tahun estimasi dilakukan, maka kenaikannya digunakan faktor eskalasi.

### 3.8.1 Perhitungan Kapital Pembangkit Listrik

Perhitungan estimasi kapital pembangkit listrik, ada dua metoda, yaitu : *capacity ratio exponent* dan *plant cost per unit* . Apabila data yang ada adalah kapital pembangkit dengan ukuran tertentu dan tahun tertentu, maka metoda estimasinya dengan menggunakan metoda *capacity ratio exponent*, sedangkan metoda *plant cost per unit*, yang umum dipakai untuk estimasi awal perhitungan kapital didasarkan pada besaran US\$/MW.

Metoda perhitungan *capacity ratio exponent* [36] adalah sbb :

$$Cp1 = Cp2 \times (\text{kapasitas pembangkit 1} / \text{kapasitas pembangkit 2})^Z \quad (3.4)$$

Cp = Kapital pembangkit

Z = adalah eksponen; 0,6 dan 0,7.

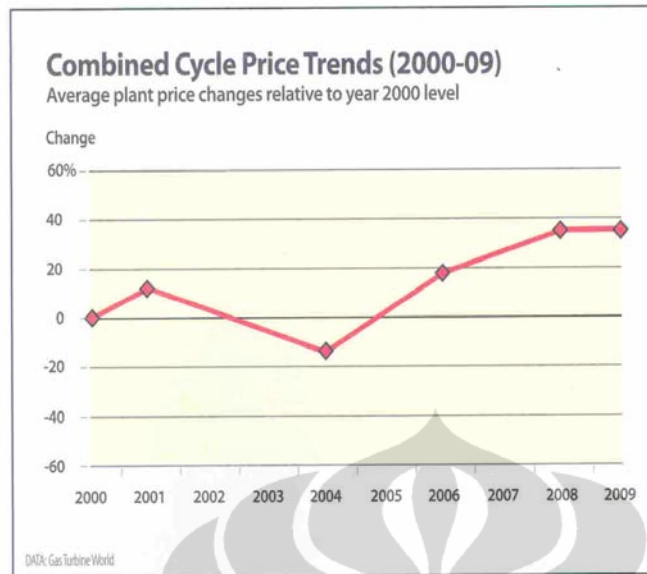
Faktor kenaikan tahunan digunakan faktor eskalasi yaitu:

$$Cpi = Cpo (1+i)^n \quad (3.5)$$

Cpi ; Kapital tahun ke i, Cpo; kapital referensi, i; faktor eskalasi

Kapital pembangkit listrik mengalami kenaikan yang cukup signifikan di 2008, sebagai akibat kenaikan harga minyak mentah dunia dan harga baja dunia yang berdampak kepada kenaikan biaya produksi peralatan pembangkit dan biaya transportasi, dapat dilihat di grafik pada Gambar 3.4. Dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa kapital untuk tahun 2008 dan tahun 2009 relatif sama.

Harga pembangkit listrik CCGT berkisar antara US\$ 750.000 -1 Juta US\$ /MW, untuk ukuran pembangkit 25 MW - 750 MW, dimana untuk ukuran yang lebih kecil akan lebih mahal (Priambodo, 2009). Akan tetapi nilai kapital tersebut adalah nilai kisaran, sehingga untuk mendapatkan angka tertentu dibandingkan dengan data data dari sumber lain.



1000 GTW Handbook

Gambar 3.4. Grafik Perubahan Harga CCGT.

Tabel 3.5 menunjukkan harga CCGT dari *Gas Turbine World Handbook* 2008-2009. Dari tabel tersebut untuk CCGT dengan model S106C tipe MS600C GE, harganya adalah US\$ 799/Kw (US\$ 799.000 /MW), akan tetapi harga tersebut belum termasuk harga transportasi dari negara pembuatnya dan biaya konstruksi pemasangan.

Untuk mendapatkan total harga terpasang, pendekatan estimasi dilakukan dengan metoda *capacity ratio exponent*, yang selanjutnya dibandingkan dengan data dari sumber lain dari *GE report* seperti pada Tabel 3.6. Dari tabel tersebut dapat dilakukan perhitungan sbb:

- CCGT ( 1GT + NCST); Daya output 93MW ; total harga terpasang US\$ 1.479/KW
- CCGT ( 2GT + Cond ST), Daya output 198 MW, total harga terpasang US\$ 1.280/KW

Keterangan : 1GT; 1 set turbin gas, NCST; *non condensing steam turbine*

2GT; 2 set turbin gas, Cond ST; *condensing steam turbine*.

Tabel 3.5 Harga *Budget CCGT* , *Equipment FOB Factory 2009*

Plant Model	Net Plant Output	Freq.	LHV Efficiency	No. Gas Turbines	Steam Turbine	Equipment Only	Price per kW
SCC-700 1x1	41.3 MW	50/60 Hz	51.1%	1 x SGT-700	12.2 MW	\$36,092,600	\$874
RB211-GT61 DLE	42.6 MW	50/60 Hz	52.8%	1 x RB211	12.6 MW	\$37,125,800	\$871
UGT 15CC2	42.8 MW	50 Hz	44.8%	2 x UGT15000	10.8 MW	\$36,639,500	\$856
LM2500+ RD	44.3 MW	60 Hz	52.0%	1 x LM2500+ RD	12.1 MW	\$38,283,800	\$864
LM6000PD	54.2 MW	60 Hz	52.5%	1 x LM6000PD	12.2 MW	\$45,026,700	\$831
S106B	64.3 MW	60 Hz	49.0%	1 x MS6001B	23.8 MW	\$51,256,800	\$797
Trent 60 WLE	64.6 MW	60 Hz	52.5%	1 x Trent	17.1 MW	\$51,044,300	\$790
SCC-800 1x1	66.5 MW	50/60 Hz	53.7%	1 x SGT-800	21.4 MW	\$53,173,000	\$800
FT8 TwinPac	66.7 MW	50/60 Hz	50.4%	2 x FT8	18.0 MW	\$52,923,400	\$793
NK-37	66.8 MW	50/60 Hz	47.1%	2 x NK-37	19.6 MW	\$52,575,900	\$787
S106C	67.2 MW	60 Hz	54.3%	1 x MS6001C	23.2 MW	\$53,662,700	\$799
UGT 25CC2	67.2 MW	50 Hz	47.0%	2 x UGT25000	17.2 MW	\$52,772,300	\$785
SCC-900 1x1	71.5 MW	50/60 Hz	47.8%	1 x SGT-900	25.0 MW	\$55,539,900	\$777
SCC-600 2x1	73.2 MW	50/60 Hz	50.7%	2 x SGT-600	23.6 MW	\$57,007,100	\$779
FT8-3 TwinPac	74.2 MW	50/60 Hz	51.3%	2 x FT8-3	20.6 MW	\$57,687,300	\$778
2 x RB211-G62	75.3 MW	50/60 Hz	51.0%	2 x RB211	24.1 MW	\$58,168,200	\$773
2 x RB211-GT62	75.5 MW	50/60 Hz	50.2%	2 x RB211	24.4 MW	\$57,906,900	\$767
SCC-700 2x1	79.5 MW	50/60 Hz	51.4%	2 x SGT-700	25.5 MW	\$60,482,500	\$760

Sumber: Gas Turbine World Handbook 2008-2009

Tabel 3.6. Performa dan Ekonomi Turbin Gas MS601FA [37]

Case	1	2	3	4	5
Case Name	1GT + HRSG	1GT + NC ST	2GT + Cond ST	3GT + Cond ST	4GT + Cond ST
Gas Turbine Units	1	1	2	3	4
HRSG Pressure Levels	1	2	2	2	2
Steam Turbine	None	Noncondensing	Extraction condensing	Extraction condensing	Extraction condensing
Net Fuel					
MBTU/hr (HHV)	821.7	902.1	1642.9	2464.4	3285.9
GJ/hr (HHV)	866.9	951.7	1733.3	2599.9	3466.6
Net Power					
MW	75	93	198	311	425
Fuel Chargeable to Power					
BTU/kWh (HHV)	5654	5435	6290	6654	6798
GJ/kWh (HHV)	5965	5734	6636	7020	7172
Estimated Installed Cost					
\$/ kW (2008)	1210	1479	1280	1102	1012
Discounted Rate of Return					
Percent	15.0	12.8	13.2	14.1	15.0

Sumber: General Electric; GER 3430G

Total kapital Investasi adalah biaya terpasang pembangkit untuk siap dioperasikan di tambah biaya *owner Cost* (Jones, 2000) yang meliputi antara lain; perijinan, konsultan, provisi bank, pembebasan lahan, *contingency* dan biaya

untuk *start up*. Besarnya *owner cost* ditentukan berdasarkan *benchmark* dari proyek lain sbb:

- Proyek CCGT di Australia Selatan untuk kapasitas kecil, sedang dan besar, biaya *owner cost* sekitar 10% [38].
- Proyek “Stingray Copper Project” [39]; dengan total biaya kontrak (terpasang) sebesar 186,4 Juta US\$, *owner cost* nya yang meliputi biaya *commissioning*, *spare parts*, *contingency*, dan biaya lainnya sebesar 12,3% dari biaya kontrak terpasang.

Dari *bench mark* proyek diatas, maka *owner cost* untuk proyek pembangkit listrik diasumsikan sebesar 10%, sehingga total kapital pembangkit listrik adalah:

Total Kapital Investasi = Kapital total terpasang pembangkit listrik x 1.1 (*owner cost* 10%) .

### 3.8.2 Perhitungan Kapital Transmisi Listrik

Berdasarkan UU ketenaga listrikan No.30/2009 yang baru [40], swasta dibolehkan untuk melakukan usaha penyediaan tenaga listrik dari pembangkit, transmisi sampai distribusi.

Penentuan transmisi energi dengan transmisi listrik adalah dengan membandingkan terlebih dahulu keekonomian antara transmisi listrik dan transmisi pipa. Biaya kapital investasi transmisi energi dengan transmisi listrik lebih murah jika dibandingkan dengan transmisi pipa. Biaya transmisi pipa dihitung dengan rumus dari ekstrapolasi grafik *Nelson-Farrar Indices* (Seddon, 2006), seperti dapat dilihat pada sub bab 3.10 “Penentuan Harga Gas”, Tabel 3.7. Biaya transmisi pipa untuk diameter 8 Inch sebesar 527.000 US\$/Km. Biaya transmisi pipa tersebut, apabila dibandingkan dengan biaya transmisi pipa SSWJ-II, *unit cost* nya hampir sama apabila dihitung dengan rumus *Duncan Seddon*. Kapital pipa transmisi SSWJ-II dengan panjang total 627 Km dan diameter pipa 32 Inch dan 36 Inch, total kapital sebesar 652,5 Juta US\$ [41]. *Cost per unit* untuk pipa transmisi SSWJ-II sebesar 1,04 Juta US\$/Km untuk diameter 32 Inch dan 36 Inch.



Penentuan tegangan transmisi tergantung dari besarnya daya yang ditransmisikan dan jaraknya untuk menghindari rugi-rugi yang terlalu besar. Untuk tegangan transmisi 230 KV, panjang transmisi minimum adalah 100 Km dan maksimum adalah 300 Km [42]. Transmisi dengan tegangan diatas 230 KV (SUTET) yang ada di Indonesia adalah 275 KV dan 500 KV.

Perhitungan kapital transmisi listrik dengan metoda *plant cost per unit* , didasarkan pada besaran US\$/Km. Kapital transmisi listrik tergantung dari besarnya tegangan yang ditransmisikan. Kapital transmisi listrik dengan tegangan 275 KV diestimasi sebesar US\$ 250.000/km (Informasi dari kontraktor transmisi, 2009). Biaya tersebut adalah biaya terpasang untuk material, konstruksi, pembebasan lahan, gardu induk dan biaya terpasang lainnya untuk tegangan 275 KV-*double circuit* dengan tipe konduktor ACSR (Aluminium conductor steel reinforced).

Berdasarkan data dari World Bank Report tahun 2004, kapital transmisi listrik dengan tegangan 500 KV-*double circuit*, sepanjang 415 Km antara Paiton dan Klaten, *actual cost* nya sebesar 174,7 Juta US\$ (421.000 US\$/Km) [43]. Dengan eskalasi 2,5% per tahun dari tahun 2004 s/d 2009 (5 tahun), maka kapital transmisi listrik tegangan 500 KV adalah sebesar 476.000 US\$/km.

Transmisi jarak jauh memerlukan kompensator reaktif untuk menaikkan kapasitas transmisi dan menjaga stabilitas transmisi. Peralatan kompensator reaktif dikenal dengan FACTS ( Flexible AC transmission Systems).

Biaya *Owner cost* termasuk kompensator reaktif, diasumsikan sebesar 10%. Sehingga kapital investasi transmisi listrik adalah:

$$C_t = \text{Jarak Km} \times \text{US\$/Km} \times 1.1 \quad (3.6)$$

$C_t$  = Kapital investasi transmisi listrik

Jarak pembangkit dan pabrik pengolahan mineral , seperti telah disebutkan dalam sub bab 1.4 “Batasan Masalah” lebih besar dari sama dengan 100 Km. Panjang transmisi listrik dari pembangkit ke pabrik pengolahan mineral, diasumsikan paling dekat 100 Km dan dibuat sensitifitas panjang transmisi dengan interval 100 Km. Sebagai *base case* , panjang transmisi ditentukan 300

Km dengan asumsi masa konstruksi transmisi dan pembangkit sama. Sensitifitas panjang transmisi tersebut diasumsikan bahwa rugi-rugi transmisi tetap, agar supaya tidak mempengaruhi semua perhitungan.

### 3.9 Penentuan Biaya O&M ( *Operation & Maintenance* )

Metoda penentuan biaya *Operation & Maintenance (O&M)* dengan cara membandingkan dengan proyek sejenis. Dari *GE report* , dengan ukuran pembangkit listrik PLTGU (CCGT) 514,55 MW mempunyai nilai unit kapital sebesar 0,42 Juta US\$/MW, dan nilai *Operation & Maintenance (O&M)* sebesar 14,45 Juta US\$/tahun [44]. Dari data tersebut, maka kapital total terpasang *turnkey* adalah 216,1 Juta US\$ (514,55 MWx 0,42 Juta US\$/MW). Dengan menghitung perbandingan presentasi biaya O&M terhadap capital, maka besarnya biaya O&M adalah 6,7% ( $14,45/216,1 \times 100\%$ ).

Untuk memvalidasi presentasi O&M terhadap kapital tersebut , dibandingkan dengan referensi lain , yaitu dengan kapital pembangkit 396,51 Juta US\$, biaya O&M sebesar 25,97 Juta US\$/tahun (Seddon, 2006), maka didapat presentasi biaya O&M terhadap kapital adalah 6,55% ( $25,97/396,51 \times 100\%$ ).

Dari kedua referensi diatas, maka besarnya biaya tahunan O&M untuk Pembangkit listrik PLTGU diasumsikan 6,7% dari kapital terpasang.

### 3.10 Penentuan Harga Gas

Metoda perhitungan harga gas yang terdiri dari komponen *wellhead*, pemrosesan dan komponen transmisi pipa dengan cara *rule of thumb*. Untuk perhitungan harga dari komponen transmisi pipa dengan menggunakan pendekatan *levelized cost*.

Harga gas untuk *wellhead* tergantung dari lokasi , kondisi reservoir, tipe pengembangan lapangan yang akan dilakukan, dan umur dari cadangan gas untuk me rekoverti investasi. Harga gas untuk cadangan kecil *onshore* dan cadangan besar *offshore* berkisar US\$ 0,5/MMBTU s/d US\$ 1/MMBTU, harga tersebut belum termasuk biaya pengembangan lapangan gas.

Harga gas di titik *wellhead* berkisar antara US\$ 1,2 /MMBTU s/d US\$ 2/MMBTU. Sedangkan biaya proses gas berkisar antara US\$ 0,1/MMBTU s/d US\$ 1/MMBTU, tergantung dari kompleksitas pemrosesan yang akan dilakukan (Seddon, 2006). Harga gas dari komponen transmisi pipa, tergantung dari investasi untuk panjang pipa, diameter, umur operasi dan rate of return (ROR). Adapun asumsi Perhitungan harga gas dari komponen pipa transmisi adalah sbb:

- Jarak titik *sales* gas sampai ke lokasi pembangkit adalah 5 km
- Tekanan gas adalah 30 bar ( tekanan gas dititik penerimaan antara 20 s/d 30 bar) (Chandra, 2006), sehingga tidak diperlukan investasi kompresor.
- *Return on Capital* (ROC) sebesar 10,94% (Seddon, 2006).

Dengan merujuk pada estimasi data di USA , dengan pendekatan extrapolasi dan regresi maka biaya tansmisi pipa dihitung dengan rumus [45] sbb:

- $Cost\ US\ \$/Km = 350.000 + 871.000 \times d$  (3.7)
- Dimana d= diameter pipa dalam meter

Tabel 3.7. Perhitungan Harga *Levelized* dari Komponen Transmisi Pipa

No	Description	Unit	Remarks
<b>A</b>	<b>General</b>		
	Pressure Level	30 BarA	
	Gas temperature	30 C	
	Gas flowrate	21.37 MMSCFD	
		0.79 MMCFD	CF=SCF(Po/P1) <sup>x</sup> (273+To)/To
		0.26 M3/s	1 Cu Ft=0.028317 Cu m
	Gas Velocity	8 m/s	5-15 m/s
	Size of Pipe	0.20 m	
		8 Inch	
	Pipeline Cost	526,821 US\$/Km	350,000+871,000x d ,d in m
	Transmission distance to Power generator	5 Km	
	Pipeline Installed Cost, Capex	2,634,107 US\$	
<b>B</b>	<b>PIPELINE TRANSMISSION</b>		
	Availability factor	90%	1000 MMBTU=1MMSCF
	Gas Transport	7,019,688 MMSCF/y	1 MMBTU= 293 KWH
		7,019,684 MMBTU/y	1 SCF=0.028317 CM
<b>C</b>	<b>Annual Investment Cost</b>		
	Return on Capital	10.94%	
	Plant life	25.00 Years	
	Annual investment recovery factor	0.1182	
	Annual cost of Investment	311,405 US\$	
<b>D</b>	<b>Levelized</b>		
	Levelized gas price	0.04 US\$/MMBTU	

Dengan pendekatan *levelized cost*, maka harga gas dari komponen pipa dapat dihitung seperti pada Tabel 3.7. Dari tabel tersebut dapat dilihat, bahwa harga gas dari komponen transmisi relatif kecil dibandingkan dengan harga dari komponen *wellhead* dan pemrosesan. Hal ini disebabkan karena dengan jarak yang dekat maka tidak diperlukan kompresor dan bahan bakar turbin penggerakannya. Sebagai referensi, untuk biaya tahunan kompresi pipa transmisi sepanjang 1.000 km diestimasi sebesar 5% dari *Capex (capital expenditure)* (Seddon, 2006).

Dari perhitungan komponen harga gas, maka harga gas dari titik sumber gas sampai titik *sales gas* terdiri dari:

- Harga gas di *wellhead*; US\$ 1,2 /MMBTU s/d US\$ 2/MMBTU
- Harga gas dari komponen pemrosesan ; US\$ 0,1/MMBTU s/d US\$ 1/MMBTU
- Harga gas dari komponen transmisi pipa; relatif kecil (0,04 US\$/MMBTU)

Sehingga untuk perhitungan harga gas pada titik pembangkit listrik diambil 3 US\$/MMBTU sebagai harga dasar.

### **3.11 Perumusan Perhitungan Harga Listrik**

Metoda perhitungan harga listrik adalah dengan cara membuat model finansial untuk mendapatkan *levelized cost* harga listrik. Model finansial dibangun dengan membuat aliran arus kas biaya produksi dan dengan menentukan besaran *Debt Interest Rate* dan *Return on Equity* untuk periode umur proyek selama 25 tahun. Asumsi finansial sangat tergantung dari kondisi ekonomi makro dan harga minyak dunia. Harga minyak dunia mencapai puncaknya di harga 150 US\$/barel pada bulan Juli 2008 dan mengalami penurunan di tahun 2009 [46]. Harga minyak Brent 79,3 US\$/barel di awal bulan Desember 2009 [47]. Model finansial akan dibuat dengan software Microsoft Excel.

Perhitungan harga listrik secara umum sama seperti perhitungan biaya produksi barang di industri lainnya. Biaya produksi tersebut harus meliputi biaya

pengembalian investasi yang dikeluarkan untuk membangun pabrik itu sendiri, dan biaya *Operation & Maintenance* (O&M) yang terdiri dari biaya tetap yang tidak tergantung jumlah produksi & biaya variabel yang tergantung dari jumlah produksinya.

Perhitungan harga listrik dihitung sebagai biaya produksi, tergantung dari produksi energi (Kwh/tahun) yang dibangkitkan oleh pembangkit listrik. Harga listrik dalam Cent US\$/Kwh (C\$/Kwh) terdiri dari tiga komponen biaya [48] yaitu:

- Komponen A; Biaya tetap pengembalian investasi (*fixed charges capital costs*)
- Komponen B; Biaya O&M (*Operation and Maintenance costs*)
- Komponen C: Biaya bahan bakar

Total biaya-biaya tersebut yang merupakan harga listrik, dijelaskan dalam persamaan berikut:

$$\text{Harga listrik} : \text{Komponen } (A+B+C) / E \quad (3.8)$$

E=Total energi yang dibangkitkan pada periode yang ditentukan ( bulan, tahun).

Perhitungan harga listrik PT. PLN, pada prinsipnya sama seperti perhitungan harga listrik diatas, bedanya adalah ada komponen D dan E, dimana komponen E adalah biaya tetap pengembalian investasi transmisi dan komponen D adalah biaya variabel O&M [49].

Jual beli listrik yang diatur dalam PPA (*power purchase agreement*), melibatkan interdisiplin yang meliputi aspek legal, teknis, finansial ekonomis dan analisa resiko. Jual beli listrik untuk penyediaan listrik ke pabrik pengolahan mineral berbeda dengan apa yang dilakukan PT. PLN, karena energi yang disuplai ke beban PLN mengenal beban dasar harian (*based load*) dan beban puncak harian (*peak load*). Beban dasar adalah pembangkit beroperasi selama 24 jam, sedangkan beban puncak untuk memenuhi kebutuhan energi pada saat kondisi konsumsi listrik naik mendadak, yaitu antara jam 18:00 s/d jam 22:00 [50].

Penentuan harga listrik, sangat tergantung dari konsumsi energi listrik yang harus disediakan dalam satu tahun dan kondisi beban yang akan menyerap

energi listrik tersebut. Energi listrik untuk pengolahan mineral adalah listrik industri, sehingga permintaan energi tahunannya relatif rata. Disamping dari faktor konsumsi energi, perhitungan harga listrik tergantung dari, besarnya investasi, umur pembangkit, masa konstruksi, bunga bank, *discount rate* dan parameter finansial lainnya yang akan dijabarkan di model finansial.

### 3.11.1 Penentuan Asumsi dan Parameter Model Finansial

Perhitungan keekonomian dan finansial sangat tergantung data dari hasil perhitungan pada sub bab sebelumnya, asumsi dan parameter finansial, sebagai masukan dalam membuat model finansial. Adapun data, asumsi dan parameter finansial adalah sbb:

#### A. Data dan Asumsi Pembangkit dan Transmisi Listrik

Untuk masukan ke model finansial, maka ditentukan asumsi-asumsi yang umum digunakan di Industri pembangkit listrik dan dari hasil perhitungan pada sub bab 3.8 “Perhitungan Kapital Pembangkit dan Transmisi Listrik. Data dan asumsi untuk masukan model finansial adalah sbb:

1. Kapasitas pembangkit listrik PLTGU untuk menentukan besarnya energi yang diproduksi dalam satu tahun dan jumlah konsumsi gas. Hasil perhitungan dapat dilihat pada Bab 4.
2. Umur pembangkit listrik PLTGU (CCGT): Seperti telah dijelaskan pada sub bab 2.7.5 , umur pembangkit diasumsikan 25 tahun.
3. Total kapital pembangkit listrik dan transmisi (Komponen A); yang terdiri dari kapital pembangkit dan kapital transmisi listrik, akan dihitung pada Bab 4.
4. Biaya tahunan O&M (Komponen B) ; Seperti telah dijelaskan pada sub bab 3.9, biaya tahunan O&M sebesar 6,7% dari kapital terpasang sedangkan biaya O&M transmisi listrik diabaikan, karena kecil.
5. *Overhaul* masing masing pembangkit ; dari *Power Generation Handbook*, *major overhaul* umumnya antara 8 s/d 10 tahun (Kiameh, 2002) , dari *ESIPC report*, *major overhaul* sekitar 6 tahun dengan biaya 6 Juta \$/100 MW [51]. Untuk studi kasus ini *overhaul* diasumsikan setiap 8 tahun

secara bergantian dengan biaya diasumsikan 50% dari biaya tahunan O&M pada tahun *overhaul*.

#### B. Asumsi Harga gas

Dari hasil perhitungan pada sub bab 3.10 “Penentuan Harga Gas”, didapat harga gas yang merupakan komponen C, ditentukan US\$ 3/MMBTU sebagai harga dasar (base price), dan akan di analisa keekonomiannya dengan tiga skenario harga gas C1 (3 US\$/MMBTU), C2 (4 US\$/MMBTU) , dan C3 (5 US\$/MMBTU) . Skenario harga gas tersebut adalah untuk analisa sensitifitas harga gas terhadap keekonomian cadangan gas.

#### C. Asumsi Parameter finansial

Untuk masukan ke model finansial , maka ditentukan asumsi parameter yang umum digunakan adalah sbb:

1. *Debt to Equity Ratio* (DER) ditentukan 70% : 30%.
2. *Return on Equity* (ROE) ditentukan dengan 3(tiga) skenario dengan tingkat pengembalian 12%, 14%, dan 16 % ; Merujuk kepada beberapa referensi dan angkanya berbeda-beda tergantung dari kondisi spesifik masing masing proyek. Dari *statistic power generataion : return on capital* adalah 16,02% (Seddon, 2006). Dari evaluasi *gas turbine cogeneration : discounted rate of return* antara 12,8% s/d 15% (Jacobs, 2009). Dari analisa ekonomis dan teknis *combined cycle : fix charge rate* adalah 16% (Jones, 2000), Dari evaluasi *electricity generation cost : interest on equity* diasumsikan 12% [52]. Data dari referensi tersebut dapat ditabelkan pada Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Referensi *Return on Equity* (ROE)

<i>Return on Equity</i>	Besaran	Sumber
<i>Return on capital</i>	16,02%	(Seddon, 2006)
<i>Discount rate of return</i>	12,8%-15%	(Jacobs, 2009)
<i>Fix charge rate</i>	16%	(Jones, 2000)
<i>Interest on equity</i>	12%	(De Cat, 2008)

3. Bunga pinjaman Bank/*debt interest rate* ditentukan 3(tiga) skenario dengan tingkat bunga 7%, 8% dan 9%; Merujuk kepada beberapa referensi dan angkanya berbeda-beda tergantung dari kondisi spesifik masing-masing proyek. Dari evaluasi *electricity generation cost : debt interest rate* diasumsikan 7%. Dari *costing exercise renewable energy : debt interest rate* adalah 6,7% [53]. Dari analisa *generation cost, cost of debt* adalah 7,7% [54]. Data dari referensi tersebut dapat ditabelkan pada Tabel 3.9 dibawah ini.

Tabel 3.9 Referensi *debt interest rate (DIR)*

<i>Debt Interest</i>	Besaran	Sumber
<i>Debt Interest rate</i>	7%	(De Cat, 2008)
<i>Debt Interest rate</i>	6,7%	(IPA, 2008)
<i>Cost of Debt</i>	7,7%	(Acil Tasman, 2007)

4. *Discont rate*; dihitung menggunakan rumus (2.1), dimana hasilnya tergantung dari *debt interest rate*, *return on equity* dan *debt equity ratio*. Sebagai referensi diambil dari beberapa sumber al. : Dari *statistic power generataion: DCF rate* adalah 10% (Seddon, 2006). Dari analisa ekonomis dan teknis *combined cycle: discounted rate* adalah 10% (Jones, 2000). Dari analisa *generation cost : discount factor (WACC) pre tax real* adalah 9,20 % (Acil Tasman, 2007). Dari analisa ekonomi *associated gas: discount rate* adalah 10% [55]. Data dari referensi tersebut dapat ditabelkan pada Tabel 3.10 dibawah ini.

Tabel 3.10 Referensi *discount rate*

<i>Discount Rate</i>	Besaran	Sumber
<i>DCF Rate</i>	10%	(Seddon, 2006)
<i>Discount rate</i>	10%	(Jones, 2000)
<i>Discount factor-WACC pre tax</i>	9,2%	(Acil Tasman, 2007)
<i>Discount rate</i>	10%	(World Bank, 2006)



5. Eskalasi harga ditentukan 2,5 %/tahun ; merujuk kepada referensi proyek *renewable energi, general escalation* diasumsikan 2,5% [56].
6. Masa konstruksi ditentukan 3 tahun ; dari Seddon masa konstruksi untuk PLTGU (CCGT) adalah 3 tahun (Seddon, 2006).
7. Tenor pembayaran hutang ditentukan 8 tahun ; merujuk kepada proyek pertambangan secara umum, tenor pembayaran hutang (*term of loan*) adalah 8 tahun [57].

Dari Asumsi dan data data diatas, maka dibuat model finansial untuk menghitung harga jual listrik, sesuai dengan parameter parameter finansial yang telah ditetapkan diatas. Model finansial dibuat dengan Microsoft Excel.

### 3.12 Perumusan Evaluasi Cadangan Gas

Metoda evaluasi cadangan gas adalah menganalisa hasil dari model finansial dengan sensitifitas harga gas yang akan berdampak kepada harga listrik. Harga gas yang menarik akan menarik untuk pengembangan cadangan gas *stranded*. Pada sub sub bab 2.4.3 “Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap”, biaya bahan bakar gas pembangkit memberikan kontribusi paling besar (75%) selama umur pembangkit, sehingga keekonomian harga listrik sangat dipengaruhi oleh harga gas.

Harga jual gas mempengaruhi keekonomian harga listrik, dan harga listrik akan mempengaruhi pengembangan pabrik pengolahan mineral sebagai konsumen energi listrik. Pengembangan cadangan *gas stranded* terkait dengan rantai konsumen energi gas berikutnya. Untuk mengevaluasi cadangan gas dan keterkaitan dengan rantai konsumen maka dilakukan analisa dengan metoda sbb:

1. Dampak harga listrik terhadap skenario harga gas C1, C2, dan C3.
2. Membandingkan harga listrik hasil pemodelan dengan tarif wilayah PT. PLN dan tarif pembangkit lain.
3. *Bench mark* asumsi kewajaran harga pasar gas domestik dari produsen gas.

Konsumsi gas pembangkit listrik membutuhkan cadangan gas minimal 25 tahun selama umur proyek. Keekonomian cadangan gas tergantung dari harga jual gas, makin tinggi harga jualnya maka cadangan tersebut makin menarik untuk

dikembangkan. Akan tetapi, harga jual gas akan berpengaruh kepada keekonomian harga listrik. Sedangkan harga listrik yang tidak kompetitif, tidak menarik untuk pabrik pengolahan mineral sebagai pembeli. Apabila harga listrik tidak menarik untuk konsumen pabrik pengolahan mineral, maka cadangan gas tidak menarik untuk dikembangkan. Hasil dari model finansial dan evaluasi cadangan gas akan dibahas pada Bab 4 “ Hasil dan Pembahasan “.

