

BAB IV

PEMBAHASAN

Utilisasi gas Indonesia terbesar digunakan sebagai umpan LNG Plant yaitu sebesar 42.3 % (3,42 BSCFD) yang sebagian besar LNG digunakan untuk bahan bakar pembangkit tenaga listrik di negara pengimpor LNG tersebut. Sedangkan di dalam negeri diharapkan pada awal decade ke dua abad 21 ini mulai dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan gas dalam negeri, yaitu sebagai bahan bakar pada sector-sektor industri, komersial dan rumah tangga bahkan transportasi.

Terminal penerima LNG yang juga sebagai terminal regasifikasi LNG merupakan tahapan akhir dalam operasi terminal impor atau terminal penerimaan. Tujuan utama terminal penerimaan atau regasifikasi LNG adalah untuk menerima pengiriman LNG dari tanker LNG kemudian disimpan dan meregasifikasi LNG tersebut yang kemudian dialirkan ke jaringan pipa transmisi ataupun distribusi gas bumi.

Dalam kajian terminal penerima LNG ini target utamanya adalah memanfaatkan energi dingin yang dikandung LNG untuk diintegrasikan pada unit pendingin pembangkit listrik (secara spesifik adalah pembangkit listrik tenaga gas alam) dimana hal ini merupakan simbiosis yang dapat saling menguntungkan selain sebagai alternative langkah awal dalam penghematan energi.

4.1 PERENCANAAN PEMBANGUNAN

Seperti telah dijelaskan di atas terminal penerima LNG yang akan dibahas dalam tulisan ini dirancang dengan kondisi yang bermitra dengan suatu Badan Usaha yang membutuhkan energi dingin antara lain badan usaha yang bergerak dibidang Pembangkit Tenaga Listrik atau PLN dalam hal ini adalah Pembangkit Tenaga Listrik berbahan bakar gas alam dan juga sebagai mitra kerja sama dalam

transfer energi panas yang dibutuhkan oleh sistem regasifikasi terminal penerima LNG.

Adapun kebutuhan akan gas alam (berasal dari LNG) untuk bahan bakar pembangkit dikategorikan sama halnya dengan konsumen gas alam lainnya. Adapun besaran suplai LNG berikut frekuensinya terhadap terminal penerima LNG diasumsikan sesuai dengan rancang bangun kapasitas tangki penyimpanan serta kesetaraan operasi terminal dan operasional PLTG dalam mendistribusikan sistem pendinginan pada unit kondensor, dengan demikian diharapkan lokasi pembangunan terminal penerima LNG berdekatan dengan lokasi PLTG yang telah exist, seperti gambar 4.1 berikut.



Gambar 4.1 Terminal Penerima LNG dan PLTG (3)

Dengan demikian dalam pembangunan terminal penerima ini dibagi menjadi 2 wilayah kerja (seperti terlihat pada gambar 4.2 di atas);

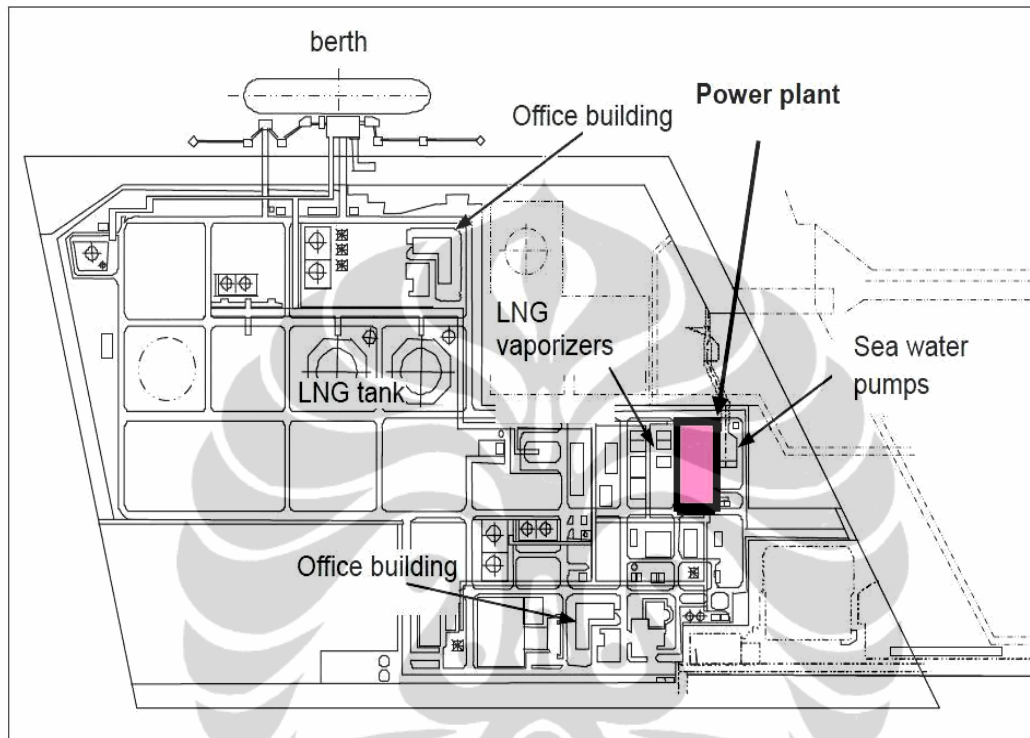
I. Terminal Penerima LNG.

1. Fasilitas Laut (Dermaga).
2. Fasilitas Penerimaan dan Tangki Penyimpanan.
3. Fasilitas Evaporasi.

II. Pembangkit Listrik Tenaga Gas Alam (PLTG), yang merupakan integrasi Instalasi Perpipaan pada unit kondensor.

Terminal penerima LNG yang diharapkan mampu mensuplai/mengalirkan gas alam sebanyak 400 MMSCF perharinya dengan tekanan alir sebesar 500 psi

direncanakan dibangun berdekatan dengan pembangkit listrik tenaga gas alam dimaksudkan supaya instalasi unit evaporasi dapat di-integrasikan/di-padukan dengan unit sistem pendinginan pada pembangkit listrik tersebut, dengan demikian instalasi terpadu tersebut saling berdekatan. Secara plant design antara terminal penerima dengan pembangkit listrik adalah sebagai berikut:



Gambar 4.2 Tipikal Skema Terminal Penerima LNG dan PLTG (12)

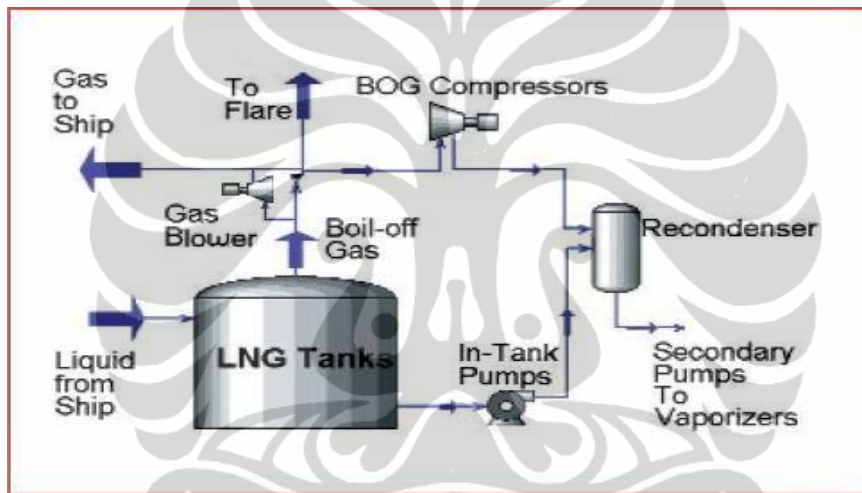
Unit evaporasi terminal penerima diposisikan sangat berdekatan dengan pembangkit listrik hal tersebut diharapkan sangat mendukung kinerja sistem pendinginan turbin.

4.2 TERMINAL PENERIMA LNG

Desain sistem integrasi fasilitas evaporasi menjadi tujuan paling utama dari operasional terminal, walaupun operasional regasifikasi terminal bukan pendukung utama operasional *cooling system* PLTG, namun integrasi/keterpaduan terhadap operasional PLTG justru sangat mendukung operasional regasifikasi terminal. Fasilitas-fasilitas terminal dibangun se-efektif mungkin sehingga

kapasitas desain terminal diperkirakan membutuhkan biaya konstruksi yang relevan. Tentunya desain teknologi terminal penerima LNG yang dipilih adalah yang telah terbukti keandalannya.

Di tahap operasi bongkar muatan LNG dari kapal harus memperhatikan segi akan terjadinya bulk of gas (BOG) terutama retensi tekanan tanki yang bermuatan, maka digunakan gas blower (*return gas blower*) untuk mengembalikan BOG di dalam tanki darat ke tanki kapal, hal tersebut untuk mengantisipasi semakin tingginya tekanan pada tanki penerima/darat, sehingga BOG selain dikembalikan ke tanki kapal namun dapat pula diteruskan ke unit Recondenser yang seterusnya ke unit Vaporiser. Sistem operasi penanganan BOG tersebut dapat dilihat pada gambar diagram berikut:



Gambar 4.3 Pengembalian BOG dari Tanki Darat/Terminal. (3)

Sistem operasional BOG di atas merupakan penanganan secara konvensional, sedangkan dalam pengembangan selanjutnya, BOG yang terjadi berikut tekanan yang dikandungnya justru dimanfaatkan sebagai suplai bahan bakar, dalam hal ini adalah sebagai bahan bakar turbin pembangkit listrik, namun kondisi BOG yang akan disuplai sebagai bahan bakar turbin tentunya dikondisikan terlebih dahulu sesuai spesifikasi kondisi inlet fuel turbin.

Bulk of gas yang terjadi/terbentuk selama operasi penyimpanan juga dimanfaatkan untuk menambah tekanan alir cairan LNG hingga ke unit pompa. Akan tetapi apabila terjadi over pressure yang besar pada BOG maka gas yang terbentuk tersebut langsung dialirkan ke unit recondenser.

Secara simulasi terminal penerima ini didesain dengan kapasitas 3 MTPA atau setara dengan 390 MMCFD Gas.

4.2.1 Fasilitas Pelabuhan dan Dermaga

Suplai LNG terhadap terminal penerima adalah melalui laut/kapal tanker sehingga volume setiap kali pengiriman adalah sangat besar dan diharapkan LNG yang dikirim dapat mensuplai gas alam dalam beberapa minggu kedepan. Semakin besar volume pengiriman LNG maka semakin besar kapasitas penampungannya/tanki *storage*, begitu pula kapasitas dermaga dan fasilitas pelabuhan yang harus bisa disinggahi kapal tanker dengan muatan yang besar yaitu tanker dengan kapasitas 145.000 m³ yang dapat mensuplai gas sebanyak 3 BSCF.

Dermaga yang dilengkapi fasilitas 3 unit *unloading arm*/sistem pembongkar muatan dengan kapasitas bongkar 11.300 m³/jam, sehingga dapat mengeluarkan LNG dari kapal tanker berukuran 145.000 m³ selama lebih kurang 13 jam.



Gambar 4.4 Unit Loading Arm (15)

Namun seperti ulasan bulk of gas di atas maka fasilitas bongkar muatan, juga dilengkapi dengan fasilitas pengembalian gas tersebut, yaitu unit *return gas arm* berikut *return gas blower*.

4.2.2 Fasilitas Tanki Penyimpanan

Direncanakan tangki penyimpanan mampu menampung LNG sebanyak 108 ribu ton LNG atau setara dengan 240.000 m³ LNG. Tanki penyimpanan dibangun sebanyak dua unit dengan kapasitas masing-masing sebesar 120,000 m³ yang merupakan tanki di atas permukaan dan diperkirakan dalam pembangunannya akan membutuhkan biaya sebesar 113 juta US\$.

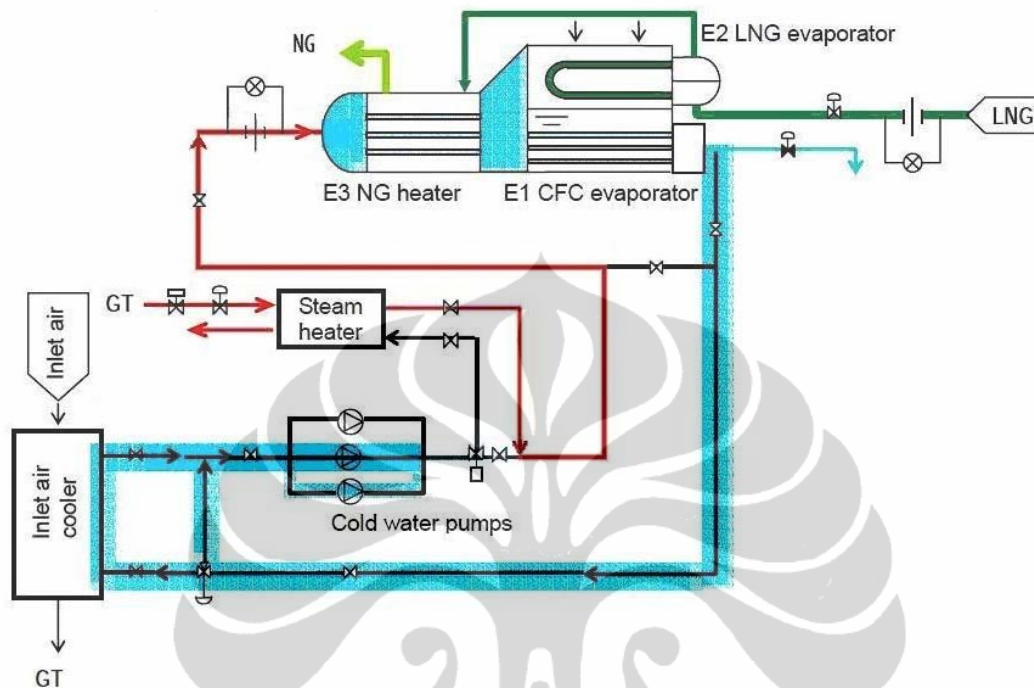
Setiap tangki LNG dilengkapi dengan Boil Off Compressor yang berfungsi untuk menghisap uap berlebih yang terbentuk dalam tangki LNG (Boil Off Gas/BOG). Fasilitas tanki penyimpan LNG terdiri dari breathing tank untuk antinegative pressure control untuk ruang isolasi panas - dingin antara sisi luar dan bagian dalam dari tanki penyimpan, alat pemanas air laut untuk pencegahan pembekuan pondasi tanki penyimpan, tanki air laut, dan pompa air laut.

Konstruksi tangki LNG berlapis-lapis sesuai dengan fungsinya, yang utama adalah tangki bagian dalam yang terbuat dari bahan logam cryogenic (Campuran Ni) merupakan breathing tank yaitu antinegative pressure control untuk ruang isolasi panas-dingin dan dilapisi dengan tangki bagian luar yang terbuat dari bahan Stainles Steel, adapun diantara bagian dalam dan bagian luar dinding tangki diisi dengan perlit sebagai insulation hal ini dimaksudkan supaya tidak terjadi perpindahan panas dari dinding bagian luar ke dinding bagian dalam. Akan tetapi temperatur rendah LNG dalam tangki diharapkan tidak menimbulkan pembekuan pondasi tangki, dengan demikian untuk menstabilkan kondisi pondasi tangki digunakan air laut sebagai pemanas yang dipompakan ke dalam sistem pondasi tersebut.

4.2.3 Fasilitas Evaporasi

Sistem kerja unit evaporasi ini merupakan pokok bahasan dari kajian terminal penerima LNG dengan sistem regasifikasi terpadu. Sistem evaporasi/regasifikasi dengan tipe Shell & Tube merupakan sistem evaporasi

yang baik untuk diintegrasikan/dipadukan dengan sistem pendinginan pada unit pendingin turbin pembangkit listrik. Dingin yang dikandung LNG akan menerima panas dari sirkulasi air pendingin turbin, begitu pula sebaliknya.



Gambar 4.5 Sirkulasi Air Pendingin Steam dan Sebagai Pemanas Evaporator (12)

Panas yang diperuntukan bagi LNG cair/dingin tidak lagi berasal dari unit Fire Heater/Water Bath akan tetapi berasal dari air *coolant steam* turbin yang disirkulasikan ke dalam unit evaporator shell & tube, Dimana pada bagian vaporizer (E1) LNG mendapatkan transfer hangat awal dari cairan *coolant steam* turbin sehingga cairan LNG mulai berubah menjadi dua fasa, cair dan gas. Kemudian pada bagian berikutnya E3 LNG dua fasa mendapatkan transfer panas dari cairan *coolant steam* turbin kembali, dengan demikian LNG secara keseluruhan akan berubah fasa menjadi gas (natural gas).

Temperatur cairan *coolant steam* turbin adalah berkisar 500°K ($\approx 225^{\circ}\text{C}$) memberikan transfer panas kepada LNG -160°C sehingga LNG cair menjadi gas, hal tersebut sangat diharapkan karena dalam me-regasifikasikan LNG dengan transfer panas tersebut tidak membutuhkan bahan bakar pemanas,

melainkan hanya sirkulasi cairan *coolant steam* turbin. Dengan demikian secara pembiayaan pembangunan sistem regasifikasi terpadu tidaklah banyak berbeda dengan sistem konvensional, namun dalam pengoperasian sangat dapat menghemat biaya dikarenakan operasional regasifikasi tidak mengeluarkan biaya untuk bahan bakar pemanasan LNG.

Fasilitas atau unit lain serta sarana pendukungnya seperti unit pompa, gas blower berikut spesifikasi tanki penyimpanan, secara garis besar terminal penerima LNG dengan sistem regasifikasi terpadu adalah sebagai berikut:

Tabel 4.1 Fasilitas terminal penerima LNG

ITEM	Kapasitas
1. Dermaga, <i>Trestle & Topwork</i> Kapasitas bongkar muatan	70.000 MTon
2. Loading Arm 3 unit @ 11.200 m ³ /jam 1 unit untuk BOG <i>gas return</i>	33.600 m ³ /jam 11.200 m ³ /jam
3. Gas Blower 110 kW 2 unit @ 26.400 Nm ³ /jam (1 unit opt, 1 unit stby)	26.400 Nm ³ /jam
4. Tanki LNG tipe Full Containment 2 unit @ 120.000 m ³ (OD 76,3 m x H 34 m)	240.000 m ³
5. Breathing Tank 2 unit @ 1.400 m ³ (OD 15,6 m x H 15,6 m)	2.800 m ³
6. Evaporasi tipe <i>Shell & Tube</i> 3 unit @ 450 ton/jam (2 unit opt, 1 unit stby)	900 ton/jam
7. Pompa LNG tipe Submerged (430 kW) 8 unit @ 80 ton/jam (6 unit opt, 2 unit stby) Pompa LNG tipe Submerged (280 kW) 2 unit @ 300 ton/jam	480 ton/jam 600 ton/jam

(lanjutan)

ITEM	Kapasitas
8. Fasilitas, utilitas terminal & offsite	
a. Pembangkit Listrik & Travo	17.900 kVA
b. Generator Set	7.800 kVA
c. Tangki Bahan bakar	3.500 m ³
d. Nitrogen	
e. Instrumentasi (Dryer, Kompresor udara dsb.)	
f. Pengadaan air bersih	
g. Metering	
h. Odorisasi	
i. Flare stack	
j. Pemadam kebakaran	
9. Perkantoran	

4.3 INSTALASI PEMBANGKIT LISTRIK

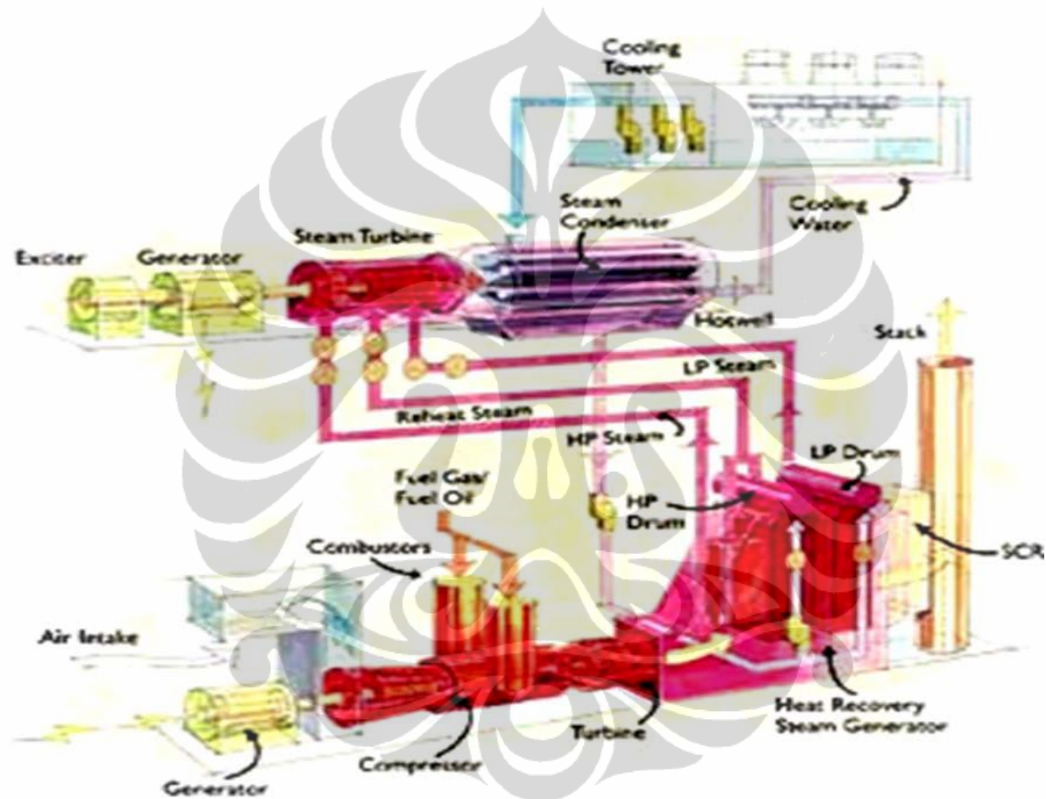
Sesuai dengan topik makalah ini yang juga membahas pemanfaatan gas bumi sebagai salah satu outputnya maka unit peralatan yang digunakan adalah yang umum pada PLTG. Sebagai contoh dalam makalah ini pembangkit listrik menggunakan Turbin Gas SGP-60S sebagai unit penggerak utama dengan karakteristi teknik sebagai berikut:

- ▶ Tenaga Listrik yang dihasilkan : 60 MW
- ▶ Panas yang dihasilkan : 42,5 Gcal/h
- ▶ Efisiensi elektrik : 52 %
- ▶ Konsumsi bahan bakar gas : 8.000 kg/h
- ▶ *Electric current nominal voltage* : 10.500/6.000 V
- ▶ *Electric current nominal frequency* : 50/60 Hz
- ▶ Emisi NOx : less 15 ppm

Turbin Gas SGP 60S merupakan turbin khusus yang didesain untuk combined power generation, yaitu unit I *Gas Turbin Engine* atau turbin secara

direct menggunakan bahan bakar gas dan dan unit II *Steam Turbin* atau turbin menggunakan uap panas sebagai tenaga penggerak turbin.

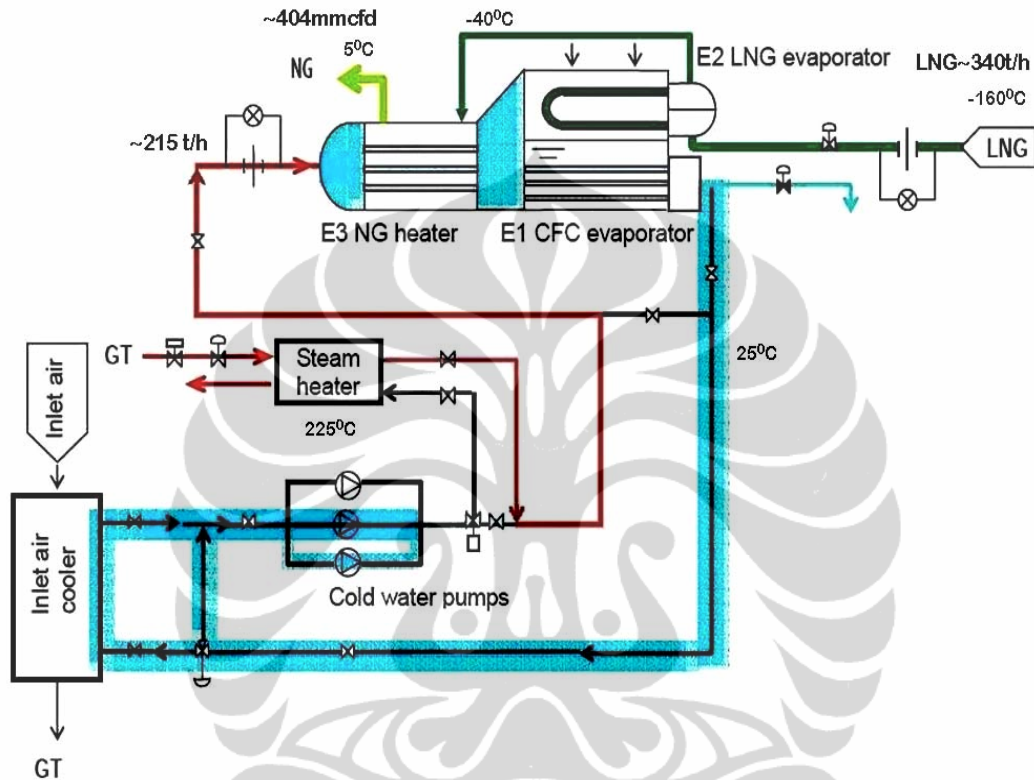
Pada kondisi awal sistem pengoperasian *coolant* (air/air laut) pendingin turbin adalah dengan mensirkulasikannya kedalam unit kondenser yang bertemperatur tinggi 500^0K ($= 226,85^0\text{C}$) dan panas tersebut diserap oleh *coolant* yang kemudian didinginkan pada unit *cooling water*. Setelah itu *coolant* yang telah kembali dingin ditampung pada *cooling tower* yang kemudian akan kembali disirkulasikan/dialirkan kedalam kondenser.



Gambar 4.6 Alur sirkulasi Steam dan Pendinginan (18)

Unit kondenser merupakan unit pelepas panas steam yang terbentuk akibat panas yang dihasilkan unit turbin gas pembangkit listrik yang sebelumnya steam tersebut dimanfaatkan untuk menggerakkan sudu-sudu *steam turbin* (turbin uap). Steam yang telah dimanfaatkan tersebut didinginkan terlebih dahulu di dalam unit kondenser yang kemudian mencair, sebelum kembali dipompakan ke dalam *heat recovery steam generation*.

Dengan dibangunnya modifikasi sistem pendinginan terhadap unit kondenser pada pembangkit listrik tersebut dengan mengalirkan air pendingin/*coolant* ke dalam unit evaporator regasifikasi LNG, sehingga dingin yang dikandung LNG (-160°C) dapat menerima panas yang dikandung oleh *coolant*



Gambar 4.7 Operasional Air Pendingin Steam dan Hasil Regasifikasi LNG

Dua unit evaporator shell & tube yang masing-masing beroperasi meregasifikasikan 170 ton/jam LNG berhasil dipanasi oleh air coolant, sehingga menghasilkan 404 MMCF gas perharinya.

Sama halnya dengan air coolant yang berasal dari kondenser mengandung kalori sebesar 573 kJ/kg dengan temperatur 225°C menghantarkan/melepaskan kalor tersebut kepada LNG, sehingga LNG cair berubah menjadi fasa gas.

Tahapan perubahan fasa LNG tersebut adalah sebagai berikut: LNG cair yang masuk pada kolom I evaporator (E1) mendapatkan kalor sebesar 561 kJ/kg sehingga berubah menjadi menjadi dua fasa (E2) dan kemudian masuk kembali pada kolom ke III evaporator (E3), LNG dua fasa kembali mendapatkan kalor

dari air *coolant* sebesar 573 kJ/kg, dengan demikian LNG menjadi berubah fasa secara keseluruhan, yaitu fasa gas. Berikut ini merupakan neraca kalor yang terjadi pada proses heat transfer antara air *coolant* dengan LNG.

Tabel 4.2 Kalor Material Balance (12)

No.	ITEM	Energy Flux (kJ/kg Steam)	% Energi yg terpakai
1	Bahan bakar gas yang masuk ke Turbin	3.897	100
2	Turbin gas Exhaust	2.120	54,4
3	Steam ke Steam Turbin	3.312	85
4	Steam Turbin Output	1.192	30,6
5	Inlet pada Coolant Condenser	0	0
6	Coolant to Methana Evaporator	573	14,7
7	Coolant keluar dari Methana Evaporator	0	0
8	Methana cair dari Storage	0	0
9	Methana dua fasa dari outlet Evaporator E1	561	14,4
10	Kehilangan Energi lain-lain	585	15

Fasilitas pendukung utama lainnya pada pembangkit listrik tersebut adalah sebagai berikut:

- Turbogenerator;
- Unit *Heat Pump*;
- *Contact Condenser*;
- *Recovery Boiler*;
- *Complex Air-Purifier*;
- *Water Treatment system*.
- Sistem kontrol otomatis;
- Sistem *Fire Protection*;

4.4 ESTIMASI BIAYA

4.4.1 Biaya Modal (Capital Expenditure/CAPEX)

4.4.1.1 Biaya Pembangunan Terminal

Pembangunan terminal penerima LNG yang ber-integrasi dengan pembangkit listrik diharapkan dapat menghemat biaya operasional, yaitu pada sistem regasifikasi LNG. Akan tetapi dalam pembangunan fasilitas sistem evaporasi diperlukan fasilitas yang lengkap, dikarenakan untuk meng-antisipasi apabila PLTG sedang menjalani stopoff maintenance ataupun kondisi lainnya sehingga integrasi sistem regasifikasi dihentikan sementara, namun regasifikasi tetap harus ber-operasi sesuai dengan jadwal operasi terminal. Berikut biaya-biaya konstruksi secara keseluruhan.

Tabel 4.3 Biaya Konstruksi Keseluruhan

No.	ITEM	Biaya Juta US\$	%
1.	Pembangunan Pelabuhan dgn <i>Breakwater</i> , <i>Dermaga</i> , <i>Trestle & Topwork</i>	158	36.3
2.	Tanki LNG	113	25.9
3.	Unit Vaporisasi, Sarana penanganan <i>Boil-off</i> & <i>Pump-out</i>	93	21.3
4.	Fasilitas Pendukung Utama (offsites), Fasilitas Pemadam Kebakaran & LK3	49	11.3
5.	Biaya Lahan	1	0.2
6.	Civil Works, foundation & Perkantoran	7	1.6
7.	Fasilitas Pendukung Lainnya	15	3.4
TOTAL		436	100.0

Total biaya pembangunan terminal dan fasilitasnya adalah USD. 436 juta pada kondisi nilai tukar 9.500 dollar Amerika terhadap Rupiah.

4.4.1.2 Modal Awal Kerja

Modal awal kerja dimulai saat terminal telah melakukan commissioning atau mulai beroperasi. Modal awal dipergunakan antara lain untuk biaya pegawai setidaknya selama tiga bulan kedepan dan biaya keseimbangan Inventori Penjualan gas dan Harga pembelian LNG yang setara dengan 1 kapal LNG 145,000m³. (Penjualan gas = 9 US\$/MMBTU).

Tabel 4.4 Pembiayaan dari Modal Awal Kerja

ITEM		Biaya Ribu US\$
1.	1 <i>shipment</i> 145,000m ³ LNG	2,212
2.	Pegawai (selama 3 bulan)*	284.928
TOTAL		2,496.928

* Perincian pegawai dapat dilihat pada tabel 4.5

4.4.2 Biaya Operasional (Operational expenditures/OPEX)

4.4.2.1 Biaya Pegawai

Seperti pada modal awal kerja, dimana biaya pegawai menjadi item yang sangat memegang peranan dalam operasional terminal. Untuk hal tersebut harus diperhatikan tugas pokok setiap pegawai agar efektivitas kerja dapat dilaksanakan dengan baik mengingat operasional terminal sangat sarat dengan bahaya yang dapat mengakibatkan fatalnya tingkat kecelakaan kerja.

Operasional terminal mulai dilaksanakan setelah pembangunan terminal berikut seluruh fasilitas pendukungnya rampung 100% yang diperkirakan memakan waktu 4 tahun lamanya setelah pematangan lahan darat maupun perairan/laut, dan juga seluruh sistem dan fasilitas terminal telah menjalani syarat-syarat pengujian serta commissioning sebelum mulai di-operasikan. Adapun pegawai yang *direcruit* merupakan tenaga yang telah terlatih, terampil dan telah memiliki sertifikat sesuai kompetensinya, dengan demikian seluruh pegawai diharapkan dapat langsung menempati pos-pos kerjanya Berikut adalah rincian minimum pegawai terminal berikut biaya kerja pegawai:

Tabel 4.5 Rincian Biaya Pegawai

	Satuan Tugas	orang	Biaya US\$	
			Per bulan	Total/bulan
1	General Manajer	1	3,584	3,584
2	Manajer	7	2,688	18,816
3	Enjiner kepala	2	1,792	3,584
4	Enjiner	8	1,440	11,520
5	Operator kepala	4	896	3,584
6	Operator	32	544	17,408
7	Pemeliharaan/Maintenance	14	544	7,616
8	Staff General affairs	14	1,440	20,160
9	Sekuriti	16	544	8,704
Total		98		94,976

4.4.2.2 Biaya Utilitas Fasilitas Pendukung Utama

Sebagian besar operasional terminal memerlukan listrik sebagai sumber energinya, seperti operasional pemompaan LNG ke unit evaporasi, unit kompresor untuk mengalirkan gas ke jaringan pipa transmisi/distribusi, penanganan BOG dan *Breathing Tank*, Penerangan dan sebagainya. Kalkulasi biaya listrik didasari pada tingkat tarif item berikut: (Harga Listrik : 0.12 US\$/kWH)

Biaya listrik kapasitas 3.0 MTPA = 5,850.1 US\$

Biaya listrik utilitas lainnya = 419.9 US\$

4.4.2.3 Biaya Pemeliharaan

Seluruh fasilitas dan prasarana Terminal penerima LNG memerlukan pemeliharaan yang rutin dilakukan setiap jangka waktu tertentu. Adapun

pemeliharaan tersebut antarlain terhadap unit kompresor BOG, unit evaporizer, unit pompa LNG, fasilitas unloading arm, dan unit generator listrik.

Biaya pemeliharaan dalam kajian ini dipakai secara flat setiap tahunnya terhadap keseluruhan fasilitas terminal, yaitu sebesar 0.5% dari biaya konstruksi.

$$\text{Biaya pemeliharaan} = 436,000,000 \text{ US\$} \times 0.5\% = 2,180,000 \text{ US\$}$$

4.4.2.4 Jadwal Pembayaran (Schedule Disbursement)

Dari biaya pembangunan terminal penerima LNG yang berkapasitas 3 MTPA adalah sebesar 436 juta US\$ dimana seluruh instalasi unit dan peralatan berupa fasilitas utama maupun pendukung menjadi biaya utilitas terminal, akan tetapi keseluruhan fasilitas utama tersebut tanpa adanya biaya bahan bakar untuk proses regasifikasi, dikarenakan kalor yang dibutuhkan unit evaporasi berasal dari kondenser sistem pendingin pembangkit listrik.

Tabel 4.6 Biaya Operasional Tahunan (Annual OPEX)

Tahun Operasi	Biaya juta US\$			Total Juta US\$
	Utilitas	Pegawai	Pemeliharaan	
I	6.2	1.14	–	7.34
III dan seterusnya	6.2	1.14	2.18	9.52

4.5 ANALISA KEEKONOMIAN

4.5.1 Asumsi Keekonomian

Investasi secara keseluruhan termasuk di dalamnya adalah equity dan hutang, untuk mengevaluasi keekonomian dari suatu proyek yang di-investasikan tanpa adanya arrangement berarti terhadap kondisi keuangan disebut sebagai IRROI atau IRR yang dihitung atas total investasi. Sedangkan untuk memberi daya tarik keuangan dari suatu proyek diperlukan perbandingan lainnya, yaitu indikasi yang berkaitan dengan profitabilitas didalam suatu kondisi keuangan, atau disebut dengan IRROE atau IRR atas equity. Dengan demikian asumsi keekonomian diukur dari besarnya tingkat pengembalian internal atas total

investasi dan equity yang menggunakan metoda arus kas nilai sekarang (discounted cash flow – DCF).

Secara keekonomian pada kajian ini model arus kas berdasarkan pada keseimbangan suplai dan timbal-balik kebutuhan pemanasan LNG dan pendinginan kondenser tanpa memperhitungkan arus kas yang diakibatkan dari efektivitas integrasi sistem pada sisi PLTG.

4.5.1.1 Asumsi – Asumsi

4.5.1.1.1 Tahun Pembangunan dan Operasional Terminal

Model	Waktu
Periode Konstruksi	4 tahun
Periode Operasi	20 tahun
Total umur Proyek	25 tahun
Start-up Tahun Konstruksi	Tahun 2010
Start-up Tahun Terminal Beroperasi	Tahun 2012

4.5.1.1.2 Operasional Terminal Tahunan

Terminal beroperasi dalam satu tahun adalah sebanyak 365 hari.

4.5.1.1.3 Desain Kapasitas Terpasang Terminal Penerima LNG

3 juta ton per tahun

4.5.1.1.4 Jumlah Penjualan Gas Alam Tahunan

Model Arus Kas / Cash Flow	Trillion BTU
Operasi Tahun 1 – 20	149.8

4.5.1.1.5 Jumlah Pembelian LNG Tahunan

Model Arus Kas / Cash Flow	ribu Ton
Operasi Tahun 1 – 20	3,000

4.5.1.1.6 Harga Pembelian LNG

Harga LNG FOB* ¹	7.00 US\$/MMBTU
Harga LNG C&F* ²	7.53 US\$/MMBTU
Sewa Tanker LNG* ³	0.525 US\$/MMBTU

*¹ Harga LNG di Kilang LNG

*² Harga di Terminal Penerima LNG

*³ Biaya angkut 145,000 m³ LNG dari Kilang Tangguh

4.5.1.1.7 Harga Penjualan Gas

Penjualan Gas harga FOB* ⁴	8.11 US\$/MMBTU
Penjualan Gas harga C&F* ⁵	9.0 US\$/MMBTU

*⁴ Harga jual gas di Outlet Terminal Penerima LNG

*⁵ Harga jual gas di Outlet Pipa Pertamina

4.5.1.1.8 Biaya Utilitas Tahunan

(1) Biaya Listrik Tahunan

Harga Listrik (US\$)	0.112
Tahun I Operasi dan seterusnya	6.04

(2) Biaya Utilitas Tahunan

Waktu	Juta US\$
Tahun I Operasi dan seterusnya	6.29

4.5.1.1.9 Biaya Tenaga Kerja Tahunan

	Satuan Tugas	orang	Biaya/bulan US\$	Biaya/tahun Juta US\$
1	General Manajer	1	3,584	0.04
2	Manajer	7	2,688	0.23
3	Enjiner kepala	2	1,792	0.04
4	Enjiner	8	1,440	0.14
5	Operator kepala	4	896	0.04
6	Operator	32	544	0.21

7	Pemeliharaan/Maintenance	14	544	0.09
8	Staff General affairs	14	1,440	0.24
9	Sekuriti	16	544	0.10
Total		98		1.14

4.5.1.1.10 Biaya overhead dan Manajemen Tahunan

Biaya overhead dan manajemen tahunan : 100% dari biaya Tenaga Kerja

4.5.1.1.11 Biaya Pemasaran/Marketing Tahunan

Biaya pemasaran tahunan = 0,5% dari pendapatan/revenue penjualan tahunan

4.5.1.1.12 Biaya Pemeliharaan Tahunan

(juta US\$)

Tahun	CAPEX Terminal	Faktor Pengali	Prosentase CAPEX	Rate Pemeliharaan	Biaya Pemeliharaan Tahunan
I	436	40%	174.4	0.003	0.52
II	436	80%	348.5	0.004	1.39
III dst	436	100%	436	0.005	2.18

4.5.1.1.13 Biaya Pemeliharaan Tahunan

(juta US\$)

Tahun	Terminal	Faktor Pengali	CAPEX	Rate Asuransi	Biaya Asuransi Tahunan
I	436	40%	174.4	0.005	0.872
II	436	80%	348.5	0.005	1.743
III dst	436	100%	436	0.005	2.18

4.5.1.1.14 Total Biaya Modal

(juta US\$)

Biaya Konstruksi Terminal	436
Biaya Pra-Operasional	1.44
Inisian Modal Kerja	6.37
Biaya Lahan	1
Total Biaya Modal (IRROI Base)	443.81
Bunga selama Konstruksi	58.66
Biaya Financial	8.787
Total Biaya Modal (IRROE Base)	510.597

4.5.1.1.15 Rasio Modal/Utang

Rasio Modal/Utang adalah 25%/75%

4.5.1.1.16 Kondisi Keuangan

(1) Pinjaman jangka panjang 1

Bunga	:	6% pertahun
Pembayaran kembali	:	10 tahun
Masa tenggang	:	1 tahun setelah beroperasi
Fee dimuka	:	1%
Fee komitmen	:	0.5%

(2) Pinjaman jangka panjang 2

Bunga	:	10% pertahun
Pembayaran kembali	:	20 tahun
Masa tenggang	:	1 tahun setelah beroperasi
Fee dimuka	:	1.5%
Fee komitmen	:	0.5%

4.5.1.1.17 Depresiasi dan Amortisasi

Item	Stright line year	Nilai sisa
Aset terukur	10 tahun	0%
Aset tak terukur	5 tahun	0%

4.5.1.1.18 Perpajakan

- (1) Tingkat pajak pendapatan perusahaan : 30% pendapatan bersih
- (2) Tax holiday (bebas pajak) : tidak diaplikasikan
- (3) Tax loss (pajak kerugian) : pajak kerugian

dipindahkan untuk offset maksimum 5 tahun ke depan terhadap pendapatan netto

- (4) Pajak pertambahan nilai : Tidak diaplikasikan

4.5.1.1.19 Eskalasi

Eskalasi tidak diaplikasikan

4.5.2 Hasil Kalkulasi Arus Kas

Dari hasil kalkulasi pada arus kas terperinci dilampirkan. Ringkasan Hasil Arus kas Kalkulasi dari Tabel 4.7, yang ditunjukkan di bawah, bisa jadi diketahui bahwa ekonomi proyek di dalam Kasus ini adalah nampak dalam kondisi layak. Dalam kasus itu, IRROI sebelum pajak adalah sekitar 18 % dan IRROE setelah pajak adalah sekitar 21 %. Sebagai tambahan, suatu payout periode pada suatu IRROE setelah basis pajak adalah 4.2

Tabel 4.7 Ringkasan hasil kalkulasi arus kas

Item	Hasil
Phase-1 LNG Receiving Capacity (KTPA)	1,500
Phase-2 LNG Receiving Capacity (KTPA)	1,500
Total LNG Receiving Capacity (KTPA)	3,000
Total Capital Costs	
LNG Receiving Terminal Construction Costs (Million US\$)	435
Pre-operation Costs (Million US\$)	1.44

Initial Working Capital (Million US\$)	6.37
Land Costs (Million US\$)	1.00
Total Capital Costs (IRROI Base) (Million US\$)	531.35
Interest During Construction (IDC) (Million US\$)	62.66
Financing Fees (Million US\$)	8.79
Total Capital Costs (IRROE Base) (Million US\$)	602.80
Total Sales Revenue (Million US\$)	24,140.9
Total Operation Costs (IRROE Base) (Million US\$)	21,485.7
Total Production Costs (IRROE Base) (Million US\$)	22,286.0
Total Profit Before Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,854.9
Total Corporate Income Tax (IRROE Base) (Million US\$)	534.9
Total Profit After Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,320.0
Total Net Cash Generation before Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,847.9
Total Net Cash Generation after Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,313.0
Internal Rate of Return (IRR)	
IRROI Before Tax (%)	18.34%
IRROI After Tax (%)	15.07%
IRROE Before Tax (%)	25.54%
IRROE After Tax (%)	22.77%
Payout Period	
Payout Period (IRROI Before Tax Base) (Years)	5.08
Payout Period (IRROI After Tax Base) (Years)	5.82
Payout Period (IRROE Before Tax Base) (Years)	4.26
Payout Period (IRROE After Tax Base) (Years)	4.27

4.5.3 Analisa Sensitivitas

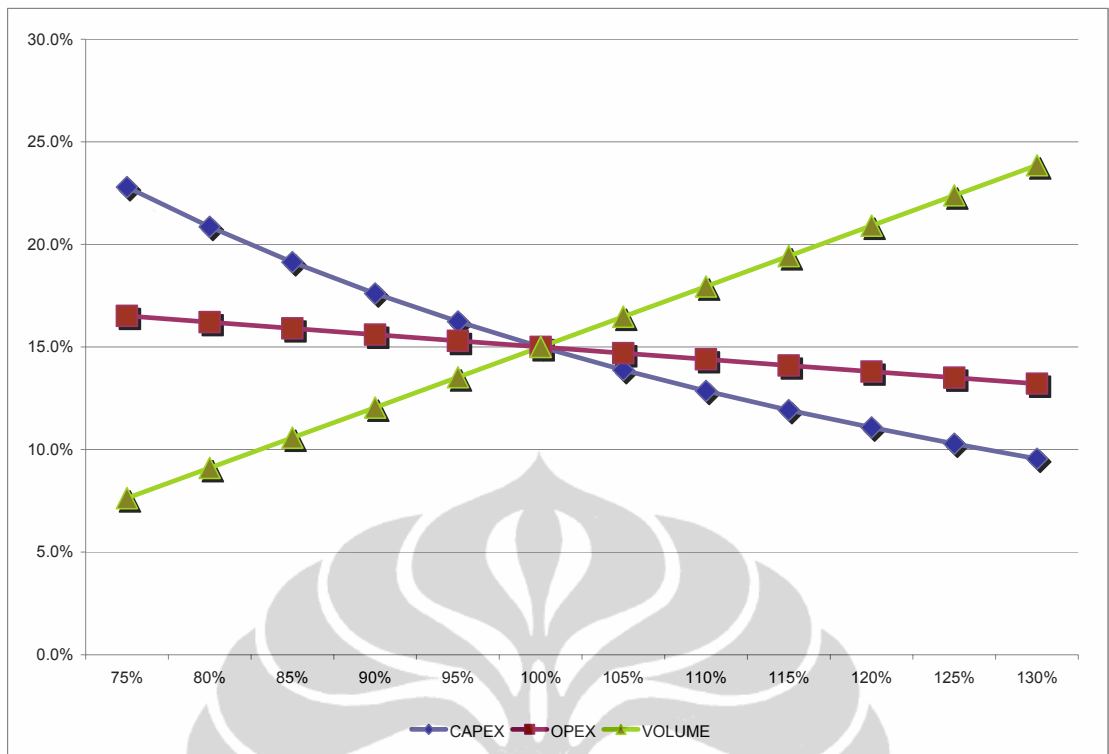
Analisa sensitivitas dilaksanakan untuk kasus dimana skenario pasokan gas seperti pada bagian 4.1 diatas. Di dalam analisa sensitivitas, 89 sensitivitas

IRR diukur terhadap harga penjualan gas FOB (yaitu., harga Penjualan gas Ex-Terminal), harga FOB LNG (yaitu., harga LNG di lokasi produksi LNG) dan biaya-biaya konstruksi terminal, interval dan cakupan sensitivitas dari tiap parameter diringkas sebagai berikut.

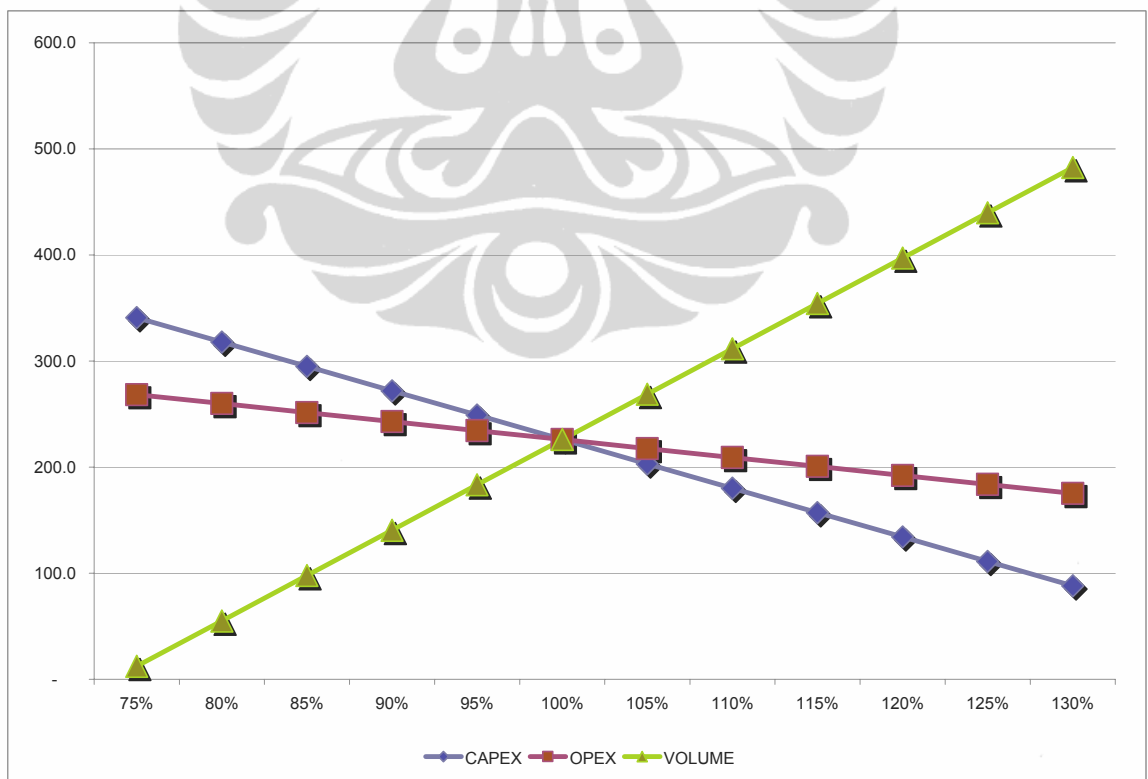
Hasil analisa sensitivitas untuk IRR terhadap harga FOB penjualan gas, harga FOB LNG dan biaya-biaya konstruksi terminal di dalam kasus ini ditunjukkan di Gambar 4.8. sampai Gambar 4.9.

IRR yang sangat sensitip terhadap terhadap harga FOB penjualan gas; IRROI sebelum pajak bervariasi antara 5,4% - 18,34% dan IRROE setelah pajak bervariasi pada 0,58% - 22,77% , sedang harga FOB penjualan gas lebih bervariasi dan dari 8 USD/MMBTU hingga 8,6 USD/MM BTU.

Harga FOB Penjualan gas, dihubungkan dengan harga C&F penjualan Gas dan tarif jaringan pipa. Lebih lanjut, Harga C&F Penjualan Gas dihubungkan dengan harga gas di pasar di daerah jaringan pipa PGN dan tarif jaringan pipa mungkin dihubungkan dengan panjang jaringan pipa yang digunakan, kuantitas gas yang dilalui dan ketersediaan dari tambahan gas melewati kapasitas dari jaringan pipa. Mengenai penjualan gas harga C&F, dasarnya diasumsikan ketika US\$9.0/MMBTU di dalam model arus kas. Walaupun asumsi ini sepertinya agak optimis jika dibandingkan dengan harga gas rata-rata penjualan di pulau Jawa (yaitu., US\$5.5/MMBTU), itu masih akan kompetitif terhadap terhadap bahan bakar alternatif lain seperti minyak tanah, LPG, minyak bakar dan diesel. Jika penjualan gas harga C&F dapat menjadi US\$9.0/MMBTU (yaitu., penjualan gas harga FOB dapat US\$8.11/MMBTU), mencerminkan daya saingnya terhadap terhadap harga bahan bakar alternatif yang lain, ekonomi proyek akan jauh lebih menarik, yaitu., IRROI sebelum pajak akan 18.34% dan IRROE setelah pajak akan 22,77%.



Gambar 4.8 Cash Flow Profile



Gambar 4.9 Net Present Value