



UNIVERSITAS INDONESIA

**KAJIAN MARINE CNG SEBAGAI ALTERNATIF TRANSPORTASI
GAS BUMI UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN
PEMBANGKIT LISTRIK DI PULAU BALI**

TESIS

DHANY HADIWARSI

NPM 1006735454

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
KEKHUSUSAN MAGISTER MANAJEMEN GAS
JAKARTA
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**KAJIAN MARINE CNG SEBAGAI ALTERNATIF TRANSPORTASI
GAS BUMI UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN
PEMBANGKIT LISTRIK DI PULAU BALI**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

DHANY HADIWARSI

NPM 1006735454

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
KEKHUSUSAN MAGISTER MANAJEMEN GAS
JAKARTA
JUNI 2012**

PERNYATAAN ORISINALITAS

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa Tesis dengan judul :

**Kajian Marine CNG Sebagai Alternatif Transportasi Gas Bumi Untuk
Memenuhi Kebutuhan Pembangkit Listrik Di Pulau Bali**

Dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik di Departemen Teknik Kimia Fakultas Teknik Universitas Indonesia yang mana bukan merupakan tiruan ataupun duplikasi dari tesis yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar magister di lingkungan Universitas Indonesia maupun Perguruan Tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, 15 Juni 2012



Dhany Hadiwarsito

1006735454

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Dhany Hadiwarsito
NPM : 1006735454
Program Studi : Teknik Kimia bidang kekhususan Manajemen Gas
Judul Tesis : Kajian Marine CNG sebagai Alternatif Transportasi Gas Bumi untuk Memenuhi Kebutuhan Pembangkit Listrik di Pulau Bali.

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

DEWAN PENGUJI

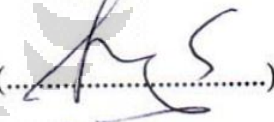
Pembimbing : Ir. Kamarza Mulia M.Sc, Ph.D

()

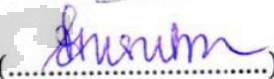
Penguji 1 : Prof. Dr. Ir. Slamet, MT

()

Penguji 2 : Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc, PhD

()

Penguji 3 : Dr. Ir. Praswasti PDK Wulan, MT

()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 3 Juli 2012

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Jurusan Teknik Kimia Program Studi Manajemen Gas pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Ir. Kamarza Mulia M.Sc, Ph.D yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
2. Orang tua dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral.
3. Deviana Lestari yang telah banyak memberi suport dan harapan
4. Teman-teman S2 Salemba yang telah banyak membantu saya dalam menyelesaikan tesis ini.
5. Pihak – pihak lain yang tidak dapat disebut satu persatu.

Penulis menyadari akan segala keterbatasan kemampuan dan wawasan dalam penyusunan tesis ini sehingga segala kritik dan saran yang bermanfaat diharapkan dapat memperbaiki penelitian ini di masa mendatang.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Depok, 15 Juni 2012

Dhany Hadiwarsito

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Dhany Hadiwarsito
NPM : 1006735454
Program Studi : Manajemen Gas
Departemen : Teknik Kimia
Fakultas : Teknik
Jenis karya : Tesis

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

“KAJIAN MARINE CNG SEBAGAI ALTERNATIF TRANSPORTASI GAS
BUMI UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN PEMBANGKIT LISTRIK DI
PULAU BALI”

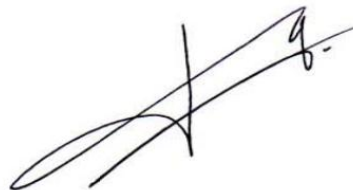
Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia / formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 15 Juni 2012

Yang menyatakan



(Dhany Hadiwarsito)

ABSTRAK

Nama : Dhany Hadiwarsito

Program Studi : Teknik Kimia Bidang Kekhususan Manajemen Gas

Judul : Kajian Marine CNG Sebagai Alternatif Transportasi Gas Bumi
Untuk Memenuhi Kebutuhan Pembangkit Listrik Di Pulau Bali.

Tesis ini membahas mengenai kajian teknis dan ekonomis CNG sebagai salah satu alternative transportasi gas bumi melalui laut untuk memenuhi kebutuhan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG). Dengan menggunakan CNG akan lebih menguntungkan dibandingkan dengan LNG dalam jarak dekat dan menengah (<2000 km). Untuk kondisi alam Indonesia yang berbentuk kepulauan dirasakan cocok apabila menggunakan CNG sebagai transportasi gas dari sumber gas yang ada di lepas pantai ke pembangkit yang berada di pulau Bali. Selama ini seluruh pembangkit di pulau Bali masih menggunakan BBM berjenis HSD sehingga biaya produksinya tinggi, apabila dikonversi menjadi BBG maka akan menghemat biaya produksi listrik yang tidak sedikit. Dari analisis ekonomi yang dilakukan, didapatkan bahwa NPV bernilai positif, yang menandakan bahwa proyek penggantian HSD ke CNG menguntungkan. PBP yang didapatkan juga memenuhi syarat yaitu di bawah umur proyek selama 15 tahun. IRR yang didapatkan lebih besar dari MARR yang ditetapkan sebesar 15% yang membuktikan bahwa proyek ini menguntungkan apabila dilaksanakan.

Kata kunci : CNG, Pembangkit Listrik Tenaga Gas, Alternatif transportasi gas.

ABSTRACT

Name : Dhany Hadiwarsito

Study Program: Chemical Engineering, specialty in Gas Management

Judul : Study of Marine CNG as an Alternative of Transportation Natural Gas To Meet Needs on Power Plant in the Island of Bali.

This thesis discuss the technical and economic study of Marine CNG as a transportation alternative of natural gas by sea to meet the needs of Gas Power Plant (power plant). By using CNG will be more profitable than the LNG in the near and medium distances (<2000 km). Because of natural conditions Indonesia archipelago it sees fit when using CNG as a transport gas from existing gas sources offshore to the power plant located on the island of Bali. Right now, whole powe plant in the island of Bali is still using HSD type of fuel, so it has high production costs. When it converted to CNG, it will save the cost of electricity production that is not small. From economic analysis conducted, it was found that the NPV is positive, indicating that the replacement of HSD to CNG project profitable. PBP obtained are also eligible under the project life for 15 years. Obtained IRR greater than the MARR is set at 15% which proves that the project is profitable if implemented.

Keywords: CNG, Gas Powered Power Plant, Gas Transportation Alternative.

DAFTAR ISI

PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	v
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	viii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. LATAR BELAKANG.	1
1.2. PERUMUSAN MASALAH.	2
1.3. TUJUAN PENULISAN.	2
1.4. BATASAN MASALAH.	2
1.5. SISTEMATIKA PENULISAN	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1. PEMBANGKIT LISTRIK DI PULAU BALI	4
2.1. PERTAMINA HULU ENERGI WMO	6
2.3. METODE TRANSPORTASI GAS	7
2.4. KONSEP CNG	7
2.5. TAHAPAN PROSES CNG MARINE	8
2.5.1.1. FASILITAS LOADING	9
2.5.1.2. TRANSPORTASI VIA KAPAL CNG	11

2.6. PERHITUNGAN KAPASITAS KAPAL	17
2.6.1. POLA DISTRIBUSI CNG <i>HUB-AND-SPOKE</i>	17
2.6.2. POLA DISTRIBUSI CNG <i>CYCLICAL MILK-RUN</i>	19
2.7. TEORI EKONOMI	21
2.7.1 NPV (<i>NET PRESENT VALUE</i>)	22
2.7.2 IRR (<i>INTERNAL RATE OF RETURN</i>)	22
2.7.3 PBP (<i>PAY BACK PERIOD</i>)	23
BAB III METODE PENELITIAN	24
3.1 DIAGRAM ALIR PENELITIAN	24
BAB IV. PERHITUNGAN DAN PEMBAHASAN	
4.1. DESKRIPSI PROSES	26
4.2. PERHITUNGAN BIAYA CAPEX	27
4.2.1. PERHITUNGAN FASILITAS TERMINAL LOADING	27
4.2.2. PERHITUNGAN CAPEX KAPAL CNG	29
4.2.2.1. PERHITUNGAN SCHEDULING KAPAL CNG	30
4.2.2.2. PERHITUNGAN CAPEX KAPAL	34
BERTEKNOLOGI VOTRANS	
4.3. PERHITUNGAN BIAYA OPEX	36
4.3.1. PERHITUNGAN BIAYA LISTRIK UNTUK	37
COMPRESSOR DAN GAS REFRIGERATION	
4.3.2. PERHITUNGAN BIAYA SEWA KAPAL	38
(TEKNOLOGI COSELLE)	
4.4. MENGHITUNG TOTAL TARIF	40
4.5. PERHITUNGAN KEEKONOMIAN	43
4.6. ANALISIS SENSITIVITAS	49
DAFTAR PUSTAKA	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Peta Pembangkit yang ada di Bali	5
Gambar 2.2. Pertamina WMO	7
Gambar 2.3. Perbandingan berbagai metode transportasi gas alam	8
Gambar 2.4. Diagram CNG Marine Transport	10
Gambar 2.5. Grafik Daya untuk pendinginan Gas Alam	11
Gambar 2.6. Kapal Sigalpha	13
Gambar 2.7. Kapal CNG Berteknologi Coselle	14
Gambar 2.8. Kapal CNG Votrans-Enersea	14
Gambar 2.9. Gas Transport Module	15
Gambar 2.10. Kapal CNG berteknologi GTM	15
Gambar 2.11. Modul CNG dan Kapal CNG menggunakan FRP	16
Gambar 2.12. Kapal CNG Knutsen	17
Gambar 2.13. Penjadwalan dengan menggunakan metode Hub and Spoke dan Milk Run	18
Gambar 2.14. Penjadwalan pengiriman gas dari sumber tunggal ke tujuan pengiriman tunggal dengan menggunakan dua kapal CNG.	19
Gambar 2.15. Penjadwalan pengiriman gas dari satu sumber ke tujuan pengiriman tunggal dengan menggunakan n kapal CNG.	20
Gambar 2.16. Penjadwalan pengiriman gas dari satu sumber ke banyak tujuan pengiriman dengan menggunakan n kapal CNG.	21
Gambar 3.1. Block Flow Diagram	24
Gambar 4.1. Penggunaan beberapa Kapal CNG sebagai Shuttle Ship	26
Gambar 4.2. Tipikal Terminal Loading CNG	29
Gambar 4.3. Rute PHE WMO – Pemaron	30
Gambar 4.4. Rute PHE WMO – Gilimanuk (466 km)	31
Gambar 4.5. Rute PHE WMO – Pesanggaran (532 km)	31
Gambar 4.6. Grafik Perhitungan Hub & Spoke Kapal CNG untuk Pembangkit Pemaron	32
Gambar 4.7. Grafik Perhitungan Hub & Spoke Kapal CNG untuk Pembangkit Gilimanuk	32

Gambar 4.8. Grafik Perhitungan Hub & Spoke Kapal CNG untuk Pembangkit Pesanggaran	33
Gambar 4.9. Rute Milk-Run untuk ketiga pembangkit di Bali	33
Gambar 4.10. Grafik Perhitungan Milk-Run Kapal CNG untuk Pembangkit Gilimanuk	34
Gambar 4.11. Harga Sewa Harian Kapal Coselle	38
Gambar 4.12. Perbandingan Total Tariff untuk pembangkit Pemaron	40
Gambar 4.13. Perbandingan Total Tariff untuk pembangkit Gilimanuk	41
Gambar 4.14. Perbandingan Total Tariff untuk pembangkit Pesanggaran	41
Gambar 4.15. Perbandingan Total Tariff untuk Metode Milk-Run	41
Gambar 4.16. Grafik Perbandingan NPV masing-masing pembangkit untuk metode Hub & Spoke	44
Gambar 4.17. Grafik Perbandingan NPV untuk metode Milk-Run	45
Gambar 4.18. Grafik Perbandingan PBP masing-masing pembangkit untuk metode Hub & Spoke	46
Gambar 4.19. Grafik Perbandingan PBP untuk metode Milk-Run	47
Gambar 4.20. Grafik Perbandingan IRR masing-masing pembangkit untuk metode Hub & Spoke	48
Gambar 4.21. Grafik Perbandingan IRR untuk metode Milk-Run	49
Gambar 4.22. Analisa Sensitivitas NPV – Milk Run	50
Gambar 4.23. Analisa Sensitivitas IRR – Milk Run	51
Gambar 4.24. Analisa Sensitivitas PBP – Milk Run	51

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Daftar Pembangkit yang saat ini beroperasi di Bali	4
Tabel 2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Pulau Bali	5
Tabel 2.3. Rencana pembangunan pembangkit di Bali	6
Tabel 2.4. Komposisi di Pertamina WMO	7
Tabel 2.5. Faktor Koreksi untuk menghitung operating Cost	12
Tabel 2.6. Perbandingan Teknologi Kapal CNG	12
Tabel 4.1. Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Coselle	28
Tabel 4.2. Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Votrans	28
Tabel 4.3. Daya Kompresor Refrigerant	29
Tabel 4.4. CAPEX Kapal Untuk Metode Hub & Spoke	35
Tabel 4.5. CAPEX Kapal Untuk Metode Milk Run	36
Tabel 4.6. Biaya Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Coselle	37
Tabel 4.7. Biaya Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Votrans	37
Tabel 4.8. Perbandingan Harga Sewa Kapal Coselle Untuk Metode Hub & Spoke	39
Tabel 4.9. Perbandingan Harga Sewa untuk metode Milk-Run	40
Tabel 4.10. Asumsi Harga Bahan Bakar untuk PLN	43

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pulau Bali sebagai salah satu pulau tujuan wisata saat ini berkembang dengan sangat pesat. Perkembangan ini diiringi dengan kebutuhan energi listrik dengan jumlah yang besar. Saat ini di Bali mengalami krisis listrik, karena total kebutuhan listrik adalah 520 MW, namun pembangkit-pembangkit di Bali hanya dapat menghasilkan 430 MW, sisa kebutuhan listrik dipenuhi melalui kabel bawah laut dari pembangkit dari Paiton.

Kebutuhan listrik di pulau Bali selama ini dipenuhi oleh empat pembangkit listrik yang tersebar di seluruh Pulau Bali. Saat ini, semua pembangkit di Bali menggunakan BBM berjenis HSD, sehingga biaya produksi listrik sangat mahal. Untuk mengatasi hal tersebut, maka pada tahun 2013, pemerintah merencanakan seluruh pembangkit di pulau Bali lebih difokuskan untuk menggunakan bahan bakar gas.

Persediaan gas alam lepas pantai yang paling dekat dengan pulau Bali terletak di sebelah utara Jawa Timur. Dikarenakan letak dari lapangan gas tersebut di lepas pantai, maka diperlukan adanya sarana transportasi laut untuk membawa gas bumi dari sumbernya di lepas pantai ke pembangkit yang berada di pulau Bali. Untuk mentransportasikan gas dari pulau Bali dapat digunakan beberapa alternatif transportasi gas, yang paling banyak dikenal adalah menggunakan jaringan pipa bawah laut, namun hal ini agak sulit dilakukan dikarenakan di sekitar pulau Bali terdapat palung yang cukup dalam. Apabila dengan menggunakan kapal LNG dikenal memiliki harga transportasi yang cukup mahal. Hal ini menjadikan CNG sebagai salah satu alternatif transportasi yang layak untuk diperhitungkan dalam mencari solusi terbaik transportasi gas bumi.

1.2 Rumusan Penelitian

Pulau Bali sebagai pulau tujuan wisata memiliki pembangkit yang masih berbahan bakar HSD, sehingga membutuhkan biaya yang besar dalam menghasilkan listrik. Penelitian ini akan mengkaji Marine CNG secara teknis dan ekonomis sebagai alternatif transportasi gas untuk memenuhi kebutuhan gas dari Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Pulau Bali.

1.3 Tujuan Penelitian

Memberikan kajian secara teknis dan ekonomis untuk marine CNG sehingga nantinya dapat memberikan masukan alternatif untuk mentransportasikan gas yang dibutuhkan bagi Pembangkit Listrik di Pulau Bali.

1.4 Batasan Penelitian

Batasan masalah dari tesis ini adalah sebagai berikut :

- CNG yang dibahas adalah CNG Marine.
- Kajian yang dilakukan adalah secara teknis dan ekonomis.
- Area yang menjadi fokus studi adalah di pulau Bali.
- Sumber Gas diambil dari Pertamina West Madura Offshore.

1.5 Sistematika Penulisan

Dalam penulisan tesis ini dibagi dalam beberapa bab dengan perincian sebagai berikut :

BAB I. PENDAHULUAN

Pada bab pendahuluan berisikan latar belakang, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB II. TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab Tinjauan Pustaka menjelaskan mengenai teori teknis dan ekonomis yang berkaitan dengan CNG, sumber gas alam yang ada di sekitar pulau Bali yaitu di sebelah barat Madura, Pembangkit Listrik Tenaga Gas di Pulau Bali, dan analisa keekonomian dari CNG.

BAB III. METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab Metodologi Penelitian membahas mengenai rancangan penelitian, permodelan menggunakan simulasi excel dan pendekatan harga serta analisis keekonomian menggunakan keilmuan ekonomi teknik.

BAB IV. PEMBAHASAN

Pada bab Pembahasan berupa hasil perhitungan mengenai scheduling kapal CNG dan segala komponen biaya CAPEX, OPEX, Gas Tariff beserta analisa keekonomiannya (NPV, IRR & PBP).

BAB V. KESIMPULAN

Pada bab ini berisi kesimpulan hasil perolehan analisa keekonomian CNG yang didasarkan dari hasil perhitungan dan pembahasan pada tahapan sebelumnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan diuraikan mengenai beberapa informasi mengenai sumber gas di bagian timur laut Pulau Jawa, Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) di Bali, dan teori yang berkaitan dengan Compressed Natural Gas, Kapal Marine CNG serta teori perhitungan keekonomian.

2.1. Pembangkit Listrik di Pulau Bali

Bali sebagai salah satu daerah dengan tingkat kebutuhan listrik yang besar memiliki tiga PLTG dan satu PLTD yang beroperasi . Semua pembangkit listrik tersebut sampai saat ini masih menggunakan solar (HSD). Untuk mengganti penggunaan solar (HSD) maka dapat menggunakan gas alam .Total dari keempat pembangkit tersebut menghasilkan daya sebesar 432,7 MW [1] seperti terkaji pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1. Daftar Pembangkit yang saat ini beroperasi di Bali

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas MW
1	Pesanggaran	PLTG	HSD	Indonesia Power	125,5
2	Gilimanuk	PLTG	HSD	Indonesia Power	133,8
3	Pemaron	PLTG	HSD	Indonesia Power	97,6
4	Pesanggaran	PLTD	HSD	Indonesia Power	75,8
Jumlah					432,7

Daya dari ketiga pembangkit tidak cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik di Bali secara keseluruhan, karena beban puncak sistem Bali sekitar 520 MW. Selama ini sisa daya yang dibutuhkan dipasok melalui kabel bawah laut Jawa-Bali dari Pembangkit Paiton di Jawa Timur. Untuk lokasi dari ketiga pembangkit yang ada di Bali dapat dilihat pada gambar 2.1.



Gambar 2.1. Peta Pembangkit yang ada di Bali

Kebutuhan listrik di pulau Bali diproyeksikan akan meningkat setiap tahunnya, seperti terlihat pada tabel 2.2. Pada tahun 2017 diprediksikan bahwa kebutuhan listrik di pulau Bali akan meningkat sampai dua kali lipat[1]. Apabila hal ini tidak diantisipasi, maka akan terjadi pemadaman bergilir di pulau Bali yang akan berimbas pada pariwisata di pulau tersebut.

Tabel 2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Pulau Bali

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	2.768	2.926	523	772.784
2011	2.892	3.053	546	788.147
2012	3.085	3.254	582	811.654
2013	3.362	3.542	633	843.937
2014	3.740	3.937	703	885.906
2015	4.198	4.414	788	933.503
2016	4.745	4.985	889	986.730
2017	5.369	5.634	1.005	1.043.013
2018	6.081	6.374	1.136	1.102.532
2019	6.685	7.000	1.248	1.134.682
Growth (%)	9,7	9,6	9,5	4,1

Arah kebijakan PLN dalam rencana pengembangan pembangkit di Jawa-Bali PLN tidak lagi merencanakan pembangunan pembangkit berbahan bakar minyak, kecuali beberapa pembangkit beban puncak (peaker) berupa PLTG baru yang masih akan menggunakan bahan bakar minyak atau LNG jika tersedia. Harga LNG yang lebih tinggi

daripada harga gas alam akan menyebabkan produksi energi atau capacity factor PLTGU ini rendah . CNG sebagai salah satu alternatif bagi transportasi gas merupakan salah satu solusi untuk menyediakan bahan bakar gas yang lebih ekonomis dibanding HSD. Di Celukan Bawang saat ini sedang dibangun pembangkit listrik yang dibangun oleh swasta[1]. Beberapa pembangkit lain yang masih dalam tahap perencanaan dapat dilihat pada Tabel 2.3.

Tabel 2.3. Rencana pembangunan pembangkit di Bali

No	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	130	2012	On Going	IPP
2	Swasta	PLTP	Bedugul	10	2013	Plan	IPP
3	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	250	2013	On Going	IPP
4	Swasta	PLTU	Bali Timur	200	2013	Plan	IPP
5	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2016	Plan	IPP
6	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2017	Plan	IPP
7	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2018	Plan	IPP
Jumlah				755			

2.2. Pertamina WMO (West Madura Offshore)

PT. Pertamina Hulu Energi WMO adalah operator dari lapangan gas di Madura Barat sejak 7 Mei 2011. PHE WMO bergerak dalam bidang eksplorasi dan produksi migas. Kegiatan pertama di blok WMO dimulai pada tahun 1984 dan berhasil dalam memproduksi minyak dan gas pada tahun 1993[2]. Perkembangan baru, termasuk, KE-40 KE-30, KE-32, KE-38, KE-39, KE-54 akan memberikan kontribusi peningkatan substansial untuk kapasitas produksi minyak dan gas saat ini. Gambar 2.2 merupakan gambar salah satu Well head di Pertamina WMO. Pertamina WMO dipilih karena letaknya yang dekat dengan pembangkit listrik di Bali sehingga memungkinkan untuk diaplikasikan CNG sebagai sarana transportasi gas menuju pembangkit di Bali.



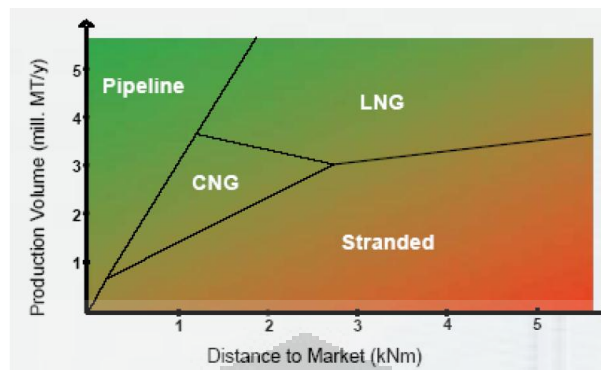
Gambar 2.2 Pertamina WMO

Produksi minyak di Pertamina WMO saat ini adalah sekitar 14.000 bopd dan produksi gas sekitar 165 mmscfd didapatkan melalui kegiatan produksi di lepas pantai Barat Laut terletak dari Pulau Madura. Di bawah ini dapat dilihat komposisi dari gas di Pertamina WMO.

Tabel 2.4. Komposisi gas di Pertamina WMO

H ₂ O	mole-%	1.6058
H ₂ S	mole-%	1.3579
CO ₂	mole-%	7.9679
Nitrogen	mole-%	0.1495
Methane	mole-%	28.4218
Ethane	mole-%	7.8419
Propane	mole-%	16.3239
i-Butane	mole-%	8.9733
n-Butane	mole-%	12.6955
i-Pentane	mole-%	6.5324
n-Pentane	mole-%	5.2872
n-Hexane	mole-%	0.0000

2.3. Metode Transportasi Gas



Gambar 2.3 Perbandingan berbagai metode transportasi gas alam

Metode transportasi untuk gas bumi dikenal ada beberapa macam, semuanya memiliki kelebihan dan kekurangan sesuai dengan besarnya volume gas yang hendak ditransportasikan dan jarak dari transportasi gas itu sendiri[3]. Pipeline menjadi pilihan utama dikarenakan paling ekonomis, namun memiliki keterbatasan dalam jarak dan medan yang ditempuh. Fasilitas LNG (baik proses pencairan pada sumber dan proses re-gasifikasi di ujung penerima) mahal untuk dibangun dan seluruh proses sangat rumit, mahal, dan boros energi. LNG biasa dipergunakan untuk transportasi gas jarak jauh dan volume gas yang besar. CNG merupakan solusi transportasi gas yang lebih murah dibandingkan dengan LNG dikarenakan fasilitas loading dan unloadingnya yang tidak rumit dan investasi utama adalah kapal itu sendiri. Sehingga untuk investasi awal, CNG sangatlah menarik.

2.4. Konsep CNG

CNG adalah gas alam yang dikompresi pada tekanan 2000 - 3000 psi (130 – 200 atm) dan terkadang didinginkan ke temperatur yang lebih rendah (sampai dengan -40°F, -40°C)[4]. Fasilitas tambahan diperlukan untuk loading dan offloading dari kapal CNG. Komponen utama dari fasilitas CNG adalah kompresor yang berguna untuk menekan natural gas ke tekanan yang diinginkan.

Teknologi CNG sebenarnya cukup sederhana dan dapat diaplikasikan secara komersial. Untuk transportasi gas di darat sudah dipergunakan teknologi

CNG pada beberapa aplikasi, termasuk taksi, kendaraan pribadi dan bis umum. Bahkan di Indonesia, yaitu di Jakarta khususnya sudah diaplikasikan CNG pada busway Transjakarta pada keseluruhan armadanya.

CNG merupakan alternatif yang baik apabila jarak yang ditempuh untuk transportasi gas kurang dari 2000 km (1200 mil). Hal ini menjadikan sangat cocok apabila untuk menggunakan CNG sebagai sarana pengangkut gas dikarenakan bentuk Negara Indonesia yang merupakan kepulauan.

2.5. CNG Marine

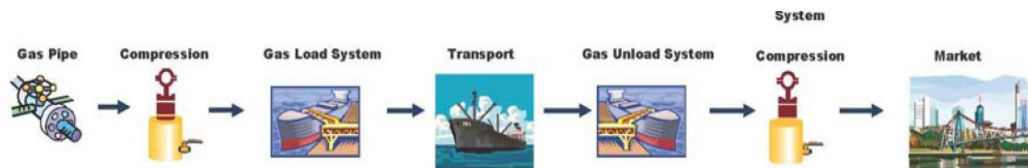
Walaupun CNG telah dipergunakan secara luas pada transportasi di darat (Bis, angkot, taksi, kendaraan pribadi, dll), namun sampai saat ini CNG belum dipergunakan untuk transportasi Natural Gas di laut. Ada tiga penyebab CNG tidak dipergunakan. Pertama, investasi selama ini hanya berfokus pada LNG yang didesain untuk jarak transportasi yang jauh. Kedua, CNG mengambil sebagian pasar dari LNG sehingga pengembangan CNG dirasa tidak diperlukan. Ketiga, desain kapal CNG yang efisien dan memiliki harga yang murah baru muncul beberapa tahun belakangan ini sehingga masih butuh kajian lebih lanjut.

Semenjak tahun 1969 telah dilakukan pengembangan dari kapal yang berfungsi sebagai pengangkut CNG, namun karena pertimbangan ekonomis yang disebabkan harga gas yang sangat murah, pengembangan tersebut dinilai tidak ekonomis. Namun beberapa waktu terakhir ini, perkembangan dari beberapa bentuk penampung CNG pada kapal pengangkut CNG menjadikan adanya harapan untuk membuat CNG sebagai alternatif yang ekonomis.

2.5.1. Tahapan proses CNG Marine

Tahapan proses dari CNG Marine Transport dimulai dari proses kompresi gas dari sumber gas ke tekanan yang diinginkan. Lalu kemudian gas tersebut disalurkan ke kapal CNG menggunakan *loading arm*. Darisini gas dibawa menggunakan kapal CNG menuju ke tempat tujuan pemakaian gas. Ketika sampai di tempat tujuan, gas didekompresi dan disalurkan menggunakan *offloading arm*. Apabila tekanan

gas dirasa kurang maka diperlukan kompresi kembali sebelum disalurkan ke pengguna. Pada gambar 2.4 dapat dilihat ilustrasi dari proses marine CNG[4].



Gambar 2.4. Diagram CNG Marine Transport

2.5.1.1. Fasilitas Loading

a. Perhitungan kompresi CNG

Salah satu komponen utama dari Marine CNG adalah compressor, dimana gas alam dikompresi ke tekanan yang diinginkan. Tekanan yang biasa digunakan berkisar antara 1400 – 2600 psig [5]. Compressor yang biasanya yang bertipe reciprocating karena compressor jenis ini dapat menangani tekanan yang sangat tinggi. Untuk menghitung jumlah daya yang dibutuhkan bagi compressor untuk beroperasi dapat digunakan rumus sebagai berikut :

$$BHP = 0.0857 Z_{av} \left[\frac{q_g T_s}{E} \right] \left[\frac{k\eta}{k-1} \right] \left[\left(\frac{p_d}{p_s} \right)^{\frac{k-1}{k\eta}} - 1 \right] \quad \dots(2.1)$$

Dimana :

$$Z_{av} = \frac{Z_s + Z_d}{2} \quad \dots(2.2)$$

BHP = brake horsepower per stage

qg = Volume of gas, MMscf/d

Ts = suction temperature, °R

Zs = suction compressibility factor

Zd = discharge compressibility factor

E = efficiency (usually taken 0.8 for reciprocating compressors)

h = polytropic efficiency = 1.0 for reciprocating efficiency

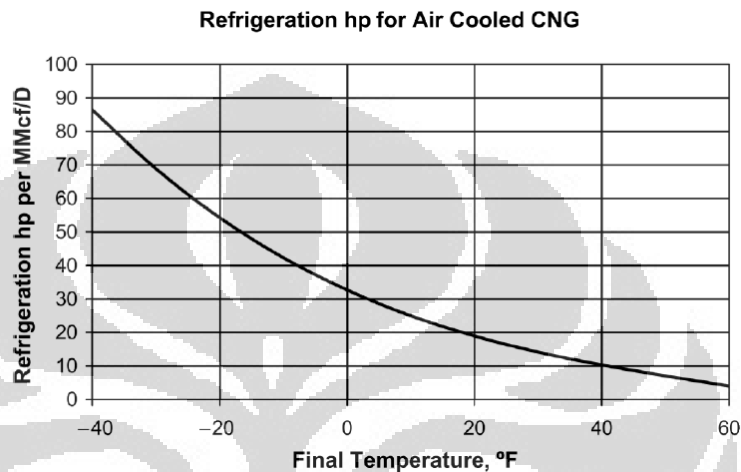
k = ratio of gas specific heats Cp/Cv

ps = suction pressure of stage, psia

pd = discharge pressure of stage, psia

b. Perhitungan Refrigerasi

Pada teknologi Votrans, diperlukan proses pendinginan sebagai salah satu cara untuk mereduksi volume gas alam yang di transportasikan[5]. Proses pendinginan ini menyebabkan kompresi pada gas alam tidak terlalu tinggi sehingga tidak membutuhkan wadah yang tebal dan berat.



Gambar 2.5. Grafik Daya untuk Pendinginan Gas Alam.

Selain menggunakan grafik, untuk menghitung energi yang dibutuhkan bagi proses refrigerasi dipergunakan persamaan :

$$Q_{ch} = \frac{Q}{12,000} \quad \dots(2.3)$$

Q_{ch} = Heat duty in tons of refrigeration,
1 ton refrigeration = 12,000 BTU/hr.

$$Q = M_s \times C_p \times \Delta T \quad \dots(2.4)$$

Q = Heat duty in BTU/hr.
 M_s = Gas flow rate lbm/hr = 1.03×10^6 lbm/hr
 C_p = Average gas specific heat
 DT = Difference in storage temperature and delivery temperature

$$M_s = \frac{Q_g \times SG_g \times 0.0763}{24} \quad \dots(2.5)$$

M_s = Gas flowrate lbm/hr
 Q_g = Gas flowrate MMscf/d

0.0763 = Air density in lbm/ft³ at standard conditions
 SG_g = Gas specific gravity

$$C_p = \frac{C_{ps} + C_{pp}}{2} \quad \dots(2.6)$$

C_{ps} = Stored gas specific heat
 C_{pp} = Purchased gas specific heat

Dari perhitungan di atas, didapatkan daya yang dibutuhkan kompresor refrigeran dikalikan dengan faktor koreksi h dan f_2 .

$$BHP_{ch} = Q_{ch} \times h \quad \dots(2.8)$$

$$\$/BHP_{ch} = \$/BHP \times f_2$$

BHP_{ch} = Chiller compressor size

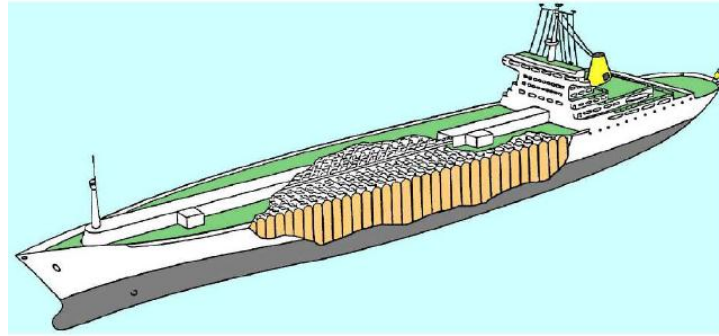
Tabel 2.5. Faktor Koreksi untuk menghitung operating Cost.

stages	h	f_2	$\$/BHP_{ch}$	$\$/BHP_{ch}^*$
1	1.89	1.2	1361	2268
2	1.71	1.3	1334	2223
3	1.63	1.4	1369	2282

2.5.1.2. Transportasi via kapal CNG

Kapal CNG merupakan elemen terpenting dalam rantai supply CNG karena biaya terbesar dari investasi marine CNG berasal dari kapal CNG. Kapal CNG berbeda dari kapal LNG karena bobotnya yang cukup berat disebabkan oleh material wadah penampung CNG yang harus sanggup menahan tekanan tinggi sehingga materialnya harus tebal sehingga berdampak pada berat kapal secara keseluruhan.

Kapal transport CNG yang pertama kali diperkenalkan pada tahun 1960 yaitu Columbia Gas's SIGALPHA (aslinya bernama 'Liberty Ship') yang merupakan kapal yang merupakan campuran dari MLG (Medium Condition Liquefied Gas) dan CNG. Kapal ini memiliki kapasitas 820 Mscf MLG dan 1300 Mscf CNG[6].



Gambar 2.6. Kapal SIGALPHA

Generasi kapal CNG yang terbaru dioptimalkan untuk mengangkut gas dalam jumlah yang besar. Kapal CNG ini dapat mengangkut hampir seperempat dari jumlah yang dapat diangkut oleh kapal LNG, tetapi karena prosesnya yang lebih sederhana, harga perunit gas yang dihasilkan oleh kapal CNG akan jauh lebih murah dibandingkan dengan LNG untuk jarak yang dekat (<2000 km).

Beberapa perusahaan telah mengembangkan teknologi transportasi CNG. Dengan berkembangnya teknologi ini, diharapkan akan membuat investasi CNG menjadi semakin menarik ditinjau dari segi ekonomisnya. Berikut ini akan dibahas mengenai teknologi yang dimiliki oleh perusahaan licensor CNG.

Beberapa teknologi kapal CNG yaitu :

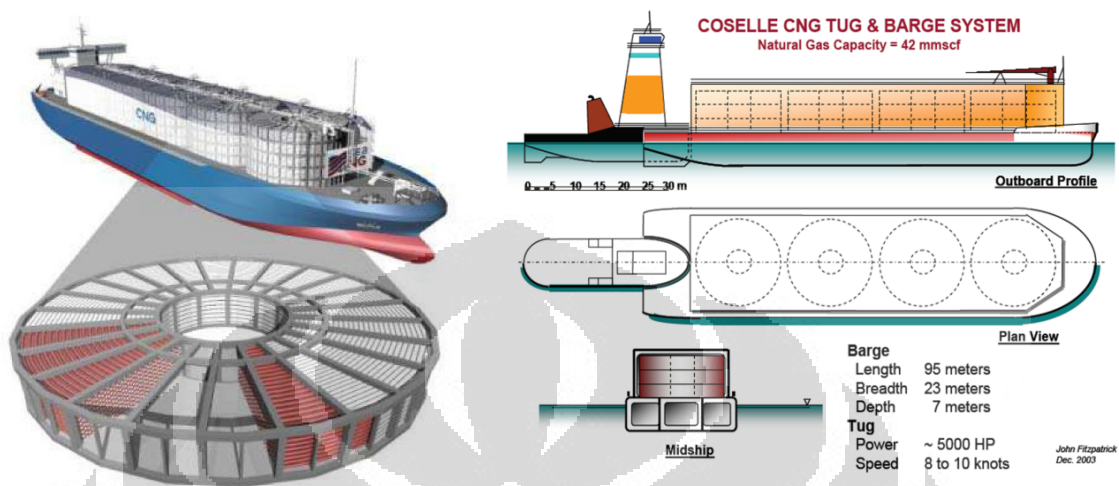
a. Teknologi Coselle

Coselle memiliki konsep gas alam yang dikompresi dalam gulungan pipa 6 inch yang besar di dalam sebuah tempat penyimpanan berbentuk silinder. Sebuah Coselle memiliki panjang yang bervariasi dari 15 – 20 meter dan tinggi 2.5 – 4.5 meter serta berat sekitar 550 ton[8].

Tergantung dari dimensinya, sebuah coselle dapat mengangkut sampai dengan 3 MMSCF gas alam. Masing – masing coselle dihubungkan dengan manifold dan sistem kontrol untuk mengatur gas. Setiap kapal pengangkut Coselle dapat menggunakan gas alam sebagai bahan bakarnya sehingga hemat bahan bakar dan ramah lingkungan.

Besarnya kapal pengangkut Coselle menentukan banyaknya coselle yang dapat diangkut. Telah dikembangkan beberapa desain kapal yang dapat

mengangkut coselle mulai dari 16 sampai dengan 144 coselle. Sehingga sebuah kapal pengangkut Coselle dapat mengangkut total 48 – 432 MMSCFD gas alam[9].



Gambar 2.7. Kapal CNG berteknologi Coselle

b. VOTRANS (Volume Optimized Transport Storage).

Sistem VOTRANS ini merupakan gabungan dari banyak botol CNG yang dibuat dari pipa berdiameter besar. Modul CNG dibentuk dengan cara menyatukan beberapa pipa ini sekaligus. VOTRANS dapat mengoptimalkan tekanan dan temperatur sehingga diklaim dapat meningkatkan efisiensi sampai 60 – 100 % lebih tinggi dibanding dengan konsep CNG lain[10]. Tekanan operasi yang lebih rendah yaitu 1800 psia (120 bar) dan temperatur -30°C [11] menyebabkan Enersea dapat mengurangi ketebalan dinding dari tabung penyimpanan. Hal ini menyebabkan berat keseluruhan dari kapal menjadi berkurang.



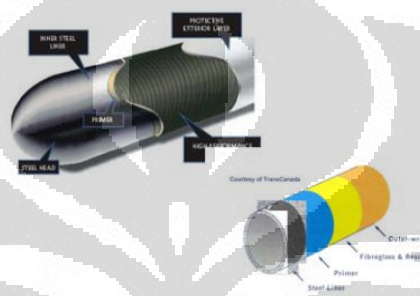
Gambar 2.8. Kapal CNG Votrans-Enersea

c. GTM (Gas Transport Module)

Modul GTM (Gas Transport Module) merupakan bejana tekan dari komposit yang dapat menahan kompresi gas alam sampai dengan 3600 psi pada temperatur ambient. Tipikal dari tabung GTM ini memiliki diameter 42 inchi (1067 mm) dan panjang sampai dengan 80 ft (24.4 m).

Tipikal dari kapal Barge dari Trans Canada dapat mengangkut 180 tabung GTM dengan kapasitas total 25 MMSCF[7].

● ● ● Gas Transport Module (GTM)



Gambar 2.9. Gas Transport Module (GTM)

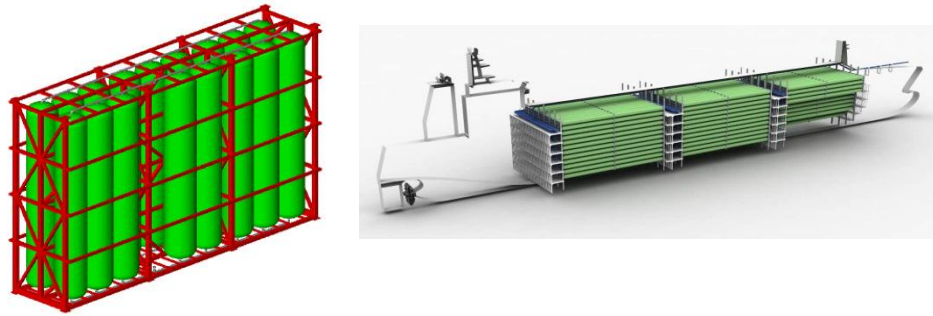


Gambar 2.10. Kapal CNG berteknologi GTM

d. FRP (Fiber Reinforced Plastic)

FRP merupakan serat dari plastik yang dapat menampung gas pada tekanan 3600 psia (240 bar) dan $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. FRP mempunyai keuntungan yaitu bobot ringan, anti korosif, dan tahan terhadap suhu ultra rendah, selain itu harganya relatif murah.

Kapasitas dari kapal Trans Ocean bergantung dari banyaknya tabung FRP yang digunakan. Total kapasitas dari kapal CNG TransOcean adalah berkisar antara 150 MMSCF sampai dengan 1.7 BCF[13].

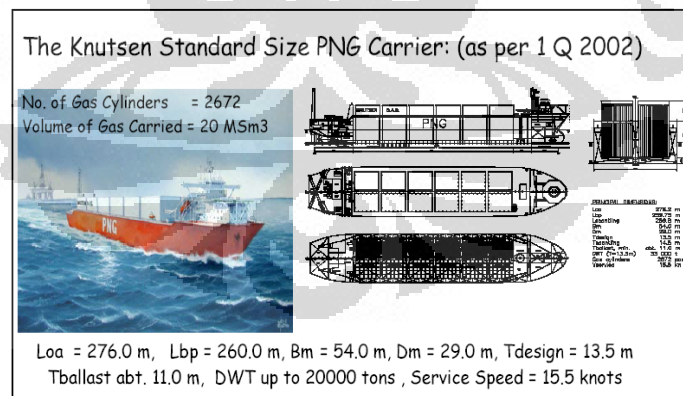


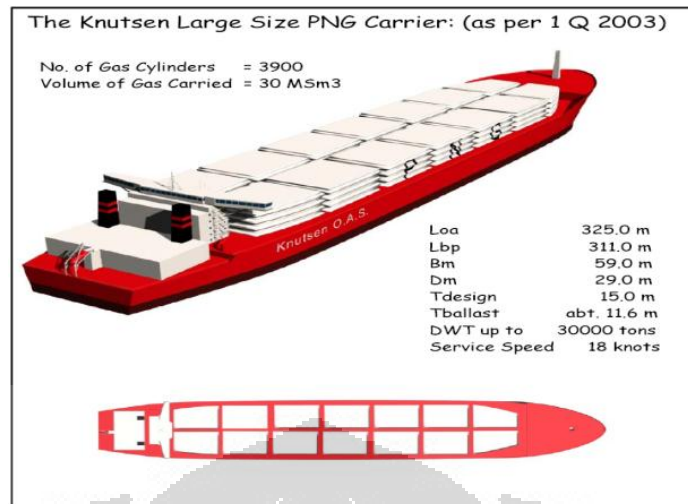
Gambar 2.11. Modul CNG dan Kapal CNG menggunakan FRP

e. Pressurized Natural Gas System

Konsep pressurized natural gas system (PNG) merupakan sistem yang terdiri dari pipa yang ditaruh dalam suatu wadah berbentuk silinder, namun tidak berbentuk gulungan seperti Coselle. Konsep dari CNG ini yaitu gas disimpan pada tekanan 3600 psia (250 bar) pada wadah berbentuk silinder diatas kapal dengan suhu lingkungan.

Kapal pengangkut CNG berteknologi PNG ini didesain mulai dari kapal CNG berukuran kecil (70-140 MMscf) sampai dengan kapal besar yang berukuran lebih dari 1.05 Bscf.





Gambar 2.12. Kapal CNG Knutsen

Dari pembahasan mengenai berbagai teknologi kapal pengangkut CNG dapat disimpulkan perbandingan dari masing-masing teknologi adalah sebagai berikut :

Tabel 2.6. Perbandingan Teknologi Kapal CNG

Parameter	Teknologi Marine CNG				
	Coselle	Votrans	FRP	GTM	PNG
Rasio kapasitas	263	204	264	248	267
Material	Carbon Steel	Carbon Steel	Fiber Reinforced Plastic	Composite Pressure Vessel	Carbon Steel
Keadaan Operasi					
Temperatur	10	-20	5	Ambient	Ambient
Tekanan	3600	2600	3600	3600	3640
Sertifikasi	ABS, DNV	ABS, DNV	ABS	ABS	DNV

Teknologi yang dipilih dalam penelitian kali ini adalah teknologi Coselle dan teknologi Votrans dikarenakan kedua teknologi tersebut sudah mendapatkan sertifikasi dari ABS dan DNV sehingga menandakan bahwa teknologi tersebut aman. Selain itu teknologi tersebut memiliki alternatif bentuk kapal Tug and Barge yang dapat mengangkut gas dalam jumlah kecil, hal ini sesuai dengan kondisi pembangkit gas di Bali yang tidak memerlukan gas dalam jumlah besar.

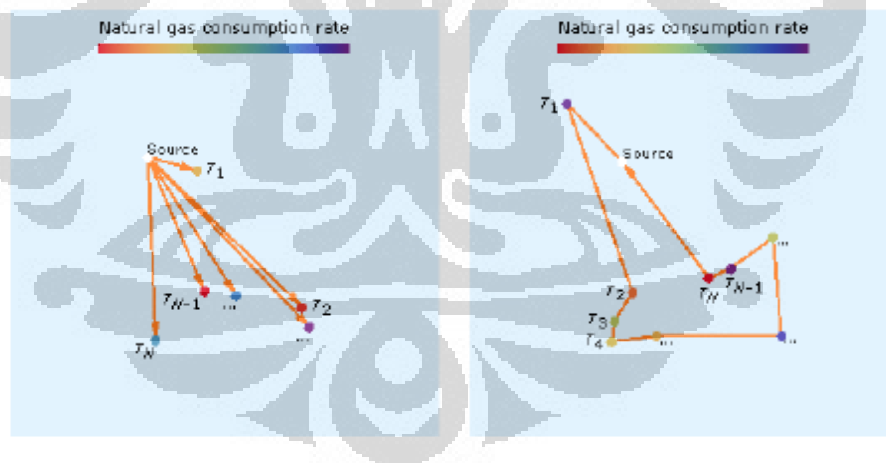
2.6. Perhitungan kapasitas kapal

Dikarenakan modal terbesar dari sistem CNG adalah kapal CNG itu sendiri (sekitar 80% CAPEX), maka perlu dilakukan perhitungan mengenai kapal yang diperlukan untuk mengangkut CNG melalui penjadwalan dari kapal yang dipakai sehingga seluruh kapal yang dipakai menjadi efisien dalam penggunaannya.

Jumlah kapal yang optimal dipengaruhi oleh parameter sebagai berikut [17]:

- Kapasitas Kapal.
- Kecepatan Kapal.
- Jarak antara sumber dengan tempat tujuan.
- Kecepatan loading gas.
- Kecepatan unloading gas.

Ada dua metode yang dipergunakan yaitu metode Hub and Spoke dan metode Milk Run[17].

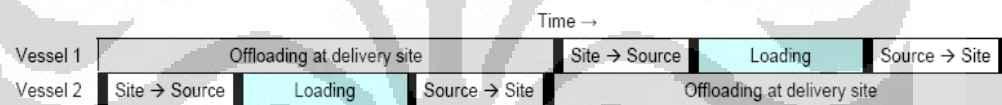


Gambar 2.13. Penjadwalan kapal CNG dengan menggunakan metode *Hub and Spoke* dan *Milk Run*

2.6.1. Pola distribusi CNG Hub-and-Spoke

Pada perhitungan dalam tesis ini, diasumsikan bahwa tidak ada fasilitas penyimpanan yang tersedia di lokasi pengiriman gas. Setiap kapal transport dari CNG berfungsi sebagai fasilitas penyimpanan terapan selama periode

offloading. Laju offloading dapat disesuaikan sesuai dengan permintaan pasar. Untuk memastikan pengiriman gas yang berkelanjutan ke pasar, setidaknya satu kapal harus offloading gas untuk konsumsi pasar pada waktu tertentu. Segera setelah gas dari kapal pertama diturunkan, kapal kedua (harus sudah terhubung ke saluran pengiriman) mengambil alih. Setelah terputus dari garis pengiriman, kapal pertama yang kosong akan melakukan perjalanan kembali ke sumber gas alam, lalu diisi dengan gas, dan kembali ke titik tujuan pengiriman untuk melanjutkan pengiriman sesuai kebutuhan. Siklus ini dapat diulang tanpa batas waktu, untuk memastikan bahwa pengiriman gas terganggu. Karena tidak adanya fasilitas penyimpanan di lokasi pengiriman, minimal dua kapal diperlukan agar pengiriman tidak terganggu, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.14. Setelah kapal pertama menurunkan seluruh gas yang dibawa ke tempat pengiriman (bar abu-abu), memasuki siklus perjalanan ke sumber/loading/perjalanan ke tujuan/unloading yang melibatkan langkah-langkah berikut:

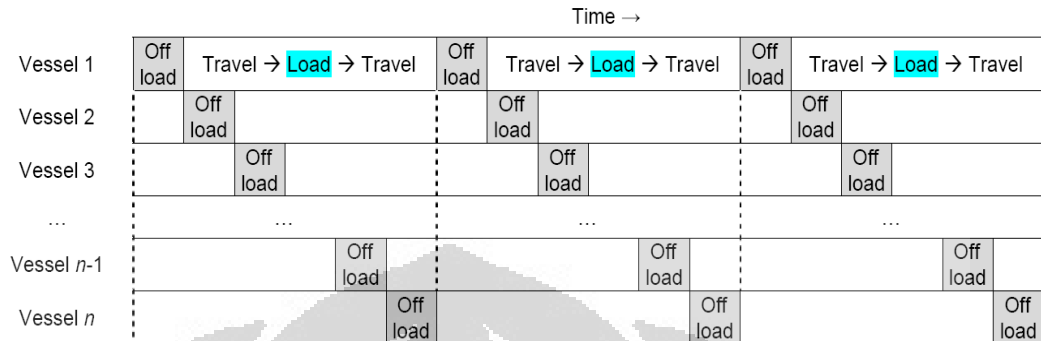


Gambar 2.14. Penjadwalan pengiriman gas dari sumber tunggal ke tujuan pengiriman tunggal dengan menggunakan dua kapal CNG.

- i. Memutuskan sambungan dari garis pengiriman (bar hitam);
- ii. Perjalanan ke sumber gas (bar putih);
- iii. Terhubung ke jalur loading (bar hitam);
- iv. Mengisi gas (bar biru muda);
- v. Memutuskan sambungan dari garis beban (bar hitam);
- vi. Perjalanan ke situs pengiriman (bar putih), dan
- vii. Terhubung ke jalur pengiriman (bar hitam) untuk sebagai persiapan pengiriman gas.

Sementara kapal pertama pembongkaran, kapal kedua melengkapi siklus (i) sampai (vii) di atas dan siap untuk mulai pembongkaran, untuk membiarkan kapal

pertama memulai siklus itu (i) sampai (vii). Ilustrasi dari metode hub and spoke dengan beberapa kapal dapat dilihat pada gambar 2.15.



Gambar 2.15. Penjadwalan pengiriman gas dari satu sumber ke tujuan pengiriman tunggal dengan menggunakan n kapal CNG.

Penjadwalan dengan metode Hub and Spoke dapat dinyatakan dalam persamaan matematika seperti berikut ini :

Untuk kapasitas masing-masing kapal CNG :

$$G_n = \frac{4t_{\text{connect}} + 2\frac{L}{v}}{(n-1)(1-f) - \frac{1}{q_c} - \frac{1}{q_{\text{load}}}} \quad \dots(2.9)$$

Untuk keseluruhan armada kita kalikan G_n dengan jumlah kapal (n), sehingga persamaan menjadi :

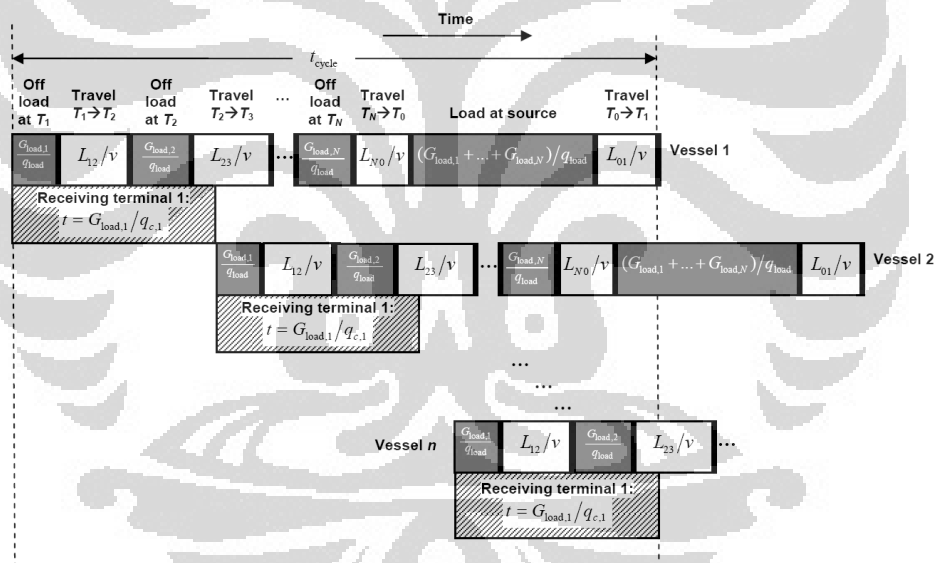
$$G_{\text{total}} = n \frac{4t_{\text{connect}} + 2\frac{L}{v}}{(n-1)(1-f) - \frac{1}{q_c} - \frac{1}{q_{\text{load}}}} \quad \dots(2.10)$$

2.6.2. Pola distribusi CNG Cyclical Milk-Run

Penjadwalan distribusi CNG secara *Cyclical Milk Run* merupakan penjadwalan kapal yang menggunakan satu sumber gas untuk menyuplai beberapa tempat tujuan yang memerlukan gas.

Setiap kapal akan mengantar ke beberapa tujuan atau beberapa sumber dengan siklus loading di sumber gas, melakukan perjalanan dari sumber gas ke tempat tujuan, lalu menurunkan muatan gas di tempat tujuan, masing-masing tempat tujuan memiliki storage tank untuk menyimpan gas yang dikirim, setelah itu kapal tersebut melanjutkan perjalanan ke tempat tujuan lain dan kembali menurunkan muatan disana. Setelah semua tempat tujuan telah selesai dikirim, kapal tersebut akan kembali ke sumber gas untuk loading gas kembali.

Yang perlu diperhatikan dalam menyusun suatu distribusi secara *Cyclical Milk Run* adalah bagaimana mencari rute paling singkat dalam menghantarkan gas ke beberapa tempat tujuan, hal ini diperlukan untuk menghemat waktu dan biaya perjalanan dari kapal pengangkut gas. Tangki penyimpanan masing-masing tempat tujuan dari kapal pengangkut harus memiliki persediaan yang cukup sampai kapal berikutnya datang.



Gambar 2.16. Penjadwalan pengiriman gas dari satu sumber ke banyak tujuan pengiriman dengan menggunakan n kapal CNG.

Penjadwalan dengan metode Hub and Spoke dapat dinyatakan dalam persamaan matematika seperti berikut ini [17] :

Untuk kapasitas masing-masing kapal CNG :

$$G_n = \frac{(N + 1)2t_{connect} + t_{travel}}{(1 - f) \left(\frac{n}{q_{c,1} + \dots + q_{c,N}} - \frac{2}{q_{load}} \right)} \quad \dots(2.11)$$

Untuk keseluruhan armada kita kalikan G_n dengan jumlah kapal (n), sehingga persamaan menjadi :

$$G_{\text{total}} = nG_n = \frac{(N+1)2t_{\text{connect}} + t_{\text{travel}}}{(1-f) \left(\frac{1}{q_{c,1} + \dots + q_{c,N}} - \frac{2}{nq_{\text{load}}} \right)} \quad \dots(2.12)$$

2.7. TEORI EKONOMI

Teori keekonomian digunakan dalam tesis ini agar dapat mengevaluasi project ini dengan pendekatan dari sisi profitabilitas karena menyangkut keuntungan yang langsung dapat diterima secara finansial berdasarkan acuan kepada buku karangan Paul E. Degarmo, terdapat 4 aspek yang dapat digunakan pendekatan keekonomian yaitu NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*), PBP (*Pay Back Periode*) dan PI (*Profitability Index*).

2.7.1 NPV (*Net Present Value*)

NPV berdasarkan pada konsep keekivalenan nilai dari seluruh arus kas relatif terhadap beberapa dasar atau titik awal dalam waktu yang disebut sebagai sekarang. Artinya, seluruh arus kas masuk dan arus kas keluar diperhitungkan terhadap titik waktu sekarang pada suatu tingkat bunga yang umumnya MARR.

Bentuk persamaan NPV :

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t} \quad \dots(2.13)$$

Dengan demikian dapat di jabarkan sebagai berikut :

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \quad \dots(2.14)$$

Dimana :

X_t = cash flow tahun ke t

i = suku bunga (*discount rate*)

Makin tinggi tingkat suku bunga dan semakin jauh suatu arus kas terjadi, maka akan semakin rendah NPV-nya. Sepanjang NPV (yaitu kas masuk ekuivalen sekarang dikurangi pengeluaran kas sekarang) lebih besar dari atau sama dengan nol, proyek secara ekonomis dapat diterima; sebaliknya tidak diterima.

2.7.2 IRR (*Internal Rate of Return*)

IRR adalah metode tingkat pengembalian (*rate of return*) yang paling luas digunakan untuk menjalankan analisis ekonomi teknik. Metode ini memberikan solusi untuk tingkat bunga yang menunjukkan persamaan dari nilai ekuivalen dari arus kas masuk (penerimaan dan penghematan) pada nilai ekuivalen arus kas keluar (pembayaran, termasuk biaya investasi)

Dengan menggunakan rumus NPV, IRR adalah i' % yang pada nilai ini

$$\sum_{k=0}^N R_k (P/F, i'\%, k) = \sum_{k=0}^N E_k (P/F, i'\%, k) \quad \dots(2.15)$$

Untuk R_k = penghasilan atau penghematan netto untuk tahun ke-k.

E_k = pengeluaran netto termasuk tiap biaya investasi untuk tahun ke-k

N = umur proyek

Setelah i' dihitung, nilai ini dibandingkan dengan MARR untuk memeriksa apakah alternatif dapat diterima. Jika $i' \geq \text{MARR}$, alternatif diterima, sebaliknya tidak. Sedangkan MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*) adalah bunga bank atau suku pengembalian modal. MARR untuk proyek konstruksi diperkirakan sebesar 10 %.

2.7.3 PBP (*Pay Back Period*)

Periode pengembalian atau *pay back period* dari suatu proyek didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar jumlah penerima sama dengan jumlah investasi/biaya. PBP menunjukkan berapa lama modal investasi dapat kembali. Sehingga PBP dapat dijabarkan sebagai persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^{PBP} X_t = 0 \quad \dots(2.16)$$

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 DIAGRAM ALIR PENELITIAN

Diagram blok penelitian yang akan dilakukan dapat dilihat pada gambar 3.1 sebagai berikut :



Gambar 3.1. Block Flow Diagram

Uraian lebih mendetail mengenai masing-masing tahapan penelitian di atas akan dibahas pada sub bab berikutnya.

Penjelasan Block Flow Diagram :

1. Tahap Pengumpulan Data

Penelitian ini dimulai dengan pengumpulan data dari pembangkit yang ada di pulau Bali dan sumber gas yang berada di dekat dengan pulau Bali. Pada tesis kali ini penelitian difokuskan pada sumber gas di utara Jawa Timur, dekat dengan pulau Madura. Sumber gas ini dipilih karena mempunyai cadangan yang cukup besar dan letaknya yang dekat.

2. Tahap perhitungan kapal CNG

Pada tahap ini dilakukan simulasi untuk menentukan kapasitas masing-masing kapal pengangkut CNG sesuai dengan jumlah armada dan kapasitas dari sumber gas alam. Pada tahap ini dilakukan dua jenis simulasi yaitu menggunakan metode *Hub & Spoke* dan *Cyclical Milk and Run*. Dengan simulasi ini didapatkan jumlah armada kapal yang feasible sesuai dengan kapasitas maksimum kapal CNG berdasarkan teknologi kapal yang dipilih.

3. Tahap analisa keekonomian

Dari data jumlah kapal dan kapasitas kapal pada tahap sebelumnya dilakukan perhitungan gas tariff. Dari harga gas tariff ini dilakukan analisa NPV, IRR dan PBP dengan membandingkan dengan HSD sebagai bahan bakar yang saat ini dipergunakan.

4. Kesimpulan

Melalui perhitungan NPV, PBP dan IRR akan bisa disimpulkan mana pola distribusi yang paling baik dalam mengangkut gas alam menggunakan kapal CNG dan apakah poyek penggantian HSD ke CNG layak atau tidak.

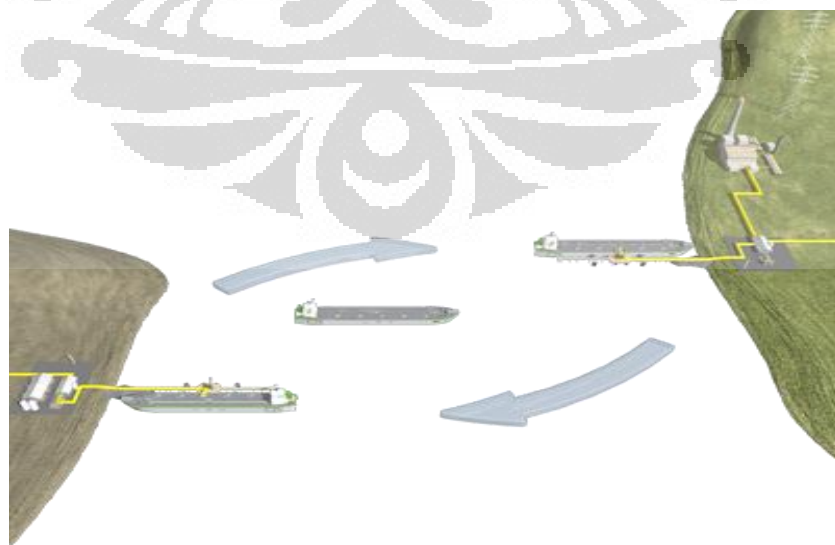
BAB IV

PERHITUNGAN DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini dilakukan perhitungan dengan mengoptimalkan penjadwalan dari kapal CNG. Diperlukan penjadwalan yang optimum sehingga pada saat sebuah kapal selesai membongkar muatan gasnya, kapal berikutnya telah siap untuk melanjutkan offloading, demikian seterusnya. Hal ini menjadikan suplai gas ke pembangkit menjadi tidak berhenti (continuous service). Untuk menghitung scheduling yang tepat dipergunakan dua alternative penjadwalan yaitu metode hub and spoke dan Milk-Run dalam mengangkut gas melewati laut.

4.1 Deskripsi Proses

Pada bab ini akan dibahas mengenai perhitungan Marine CNG dengan terlebih dahulu melakukan perhitungan logistik jumlah dan kapasitas kapal CNG yang dibutuhkan agar proses transportasi berjalan secara continuous service. Dalam perhitungan dianggap tidak ada storage di masing-masing pembangkit untuk mendapatkan kapasitas kapal minimum yang dipergunakan. Perhitungan ini diperlukan karena kapal CNG merupakan komponen biaya terbesar dalam rantai suplai marine CNG.



Gambar 4.1. Penggunaan beberapa Kapal CNG sebagai Shuttle Ship

Setelah mendapatkan jumlah dan kapasitas kapal, maka dilakukan perhitungan CAPEX dan OPEX dari marine CNG dengan basis 15 tahun operasi untuk melihat berapa biaya yang diperlukan untuk mendapatkan gas yang dibutuhkan oleh masing-masing pembangkit di Bali. Setelah mendapatkan CAPEX dan OPEX dengan basis 15 tahun operasi maka selanjutnya dihitung berapakah NPV(Net Present Value) dari marine CNG dibandingkan dengan HSD (High Speed Diesel) sebagai bahan bakar yang selama ini digunakan pada pembangkit di Bali.

4.2.1. Perhitungan biaya CAPEX

Dalam menghitung biaya CAPEX, diperhitungkan :

- Terminal Loading Gas :
 - o Gas compression
 - o Gas Refrigeration (optional)
 - o Jetty, Loading platform, and Loading arms
- Gas Transport Fleet :
 - o CNG Barges
 - o Tug Boat
- Terminal Offloading Gas:
 - o Offshore jetty; Offloading arms and flowline to shore
 - o Gas letdown, heaters and custody transfer metering

4.2.2. Perhitungan Fasilitas Terminal Loading

Dimana untuk metode hub and spoke, dianggap 1 terminal loading gas didedikasikan untuk 1 pembangkit. Sedangkan pada metode milk-run seluruh pembangkit mempergunakan hanya 1 terminal loading gas.

a. Gas compression

Untuk menghitung besarnya daya yang dibutuhkan untuk mengkompresi gas ke tekanan yang diinginkan digunakan persamaan yang sudah dijelaskan pada Bab II. Untuk teknologi Coselle membutuhkan daya listrik yang lebih besar karena gas dikompresi ke tekanan yang lebih tinggi (3600 psi). Sedangkan untuk

teknologi Votrans karena dikombinasikan dengan refrigerasi sehingga tidak dibutuhkan tekanan yang terlalu tinggi (1900 psi). Untuk harga beli kompresor diasumsikan USD 600 per BHP^[5].

Diperoleh dari hasil perhitungan, besarnya daya untuk mengkompresi gas ke masing – masing pembangkit berdasarkan masing-masing teknologi transportasi yang digunakan adalah :

Tabel 4.1. Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Coselle

Pembangkit Tujuan	Daya Kompresor (BHP)	CAPEX Compresor
Pemaron	1171	\$702,720.00
Gilimanuk	1605	\$963,360.00
Pesanggaran	2415	\$1,449,360.00
Total	5192.4	\$3,115,440.00

Tabel 4.2. Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Votrans

Pembangkit Tujuan	Daya Kompresor (BHP)	CAPEX Compresor
Pemaron	540	\$324,032.00
Gilimanuk	740	\$444,216.00
Pesanggaran	1,113	\$668,316.00
Total	2,394	\$1,436,564.00

b. Gas Refrigeration

Pendinginan diperlukan pada teknologi VOTRANS, dimana gas didinginkan sampai dengan suhu -30°C . Untuk menghitung daya yang dibutuhkan untuk pendinginan, digunakan rumus yang dijelaskan pada Bab II. Dari hasil perhitungan didapatkan besarnya daya yang dibutuhkan untuk proses refrigerasi masing-masing pembangkit adalah :

Tabel 4.3. Daya Kompresor Refrigerant

Pembangkit Tujuan	Daya Kompresor Refrigerant (BHP)
Pemaron	540
Gilimanuk	740
Pesanggaran	1,113
Total	1,655

c. Jetty, Loading platform, and Loading arms

Untuk terminal loading termasuk di dalamnya jetty, loading platform, dan loading arms diperkirakan sekitar USD 30-40 juta dollar^[9].



Gambar 4.2. Tipikal Terminal Loading CNG ^[10]

4.2.3. Perhitungan CAPEX Kapal CNG

Pada perhitungan CAPEX kapal CNG dipilih dua jenis teknologi marine CNG yaitu Coselle dan Votrans. Teknologi Coselle dipilih karena teknologi ini adalah salah satu teknologi marine CNG yang sudah mendapatkan sertifikasi dari ABS dan DNV, sehingga teknologi tersebut sudah layak untuk dipergunakan. Teknologi Votrans dipilih karena teknologi tersebut merupakan teknologi yang mempunyai perbedaan yang spesifik dari teknologi lain, yaitu mempergunakan

proses refrigerasi dalam transportasi CNG sehingga tekanan operasinya tidak terlalu tinggi. Tekanan operasi yang tidak tinggi berdampak pada berkurangnya ketebalan plat yang digunakan sehingga dapat mengurangi beban kapal secara keseluruhan.

Telah dijelaskan sebelumnya, bahwa proses transportasi gas alam menggunakan kapal CNG harus mengoptimalkan jumlah dan kapasitas kapal yang dipergunakan karena Capital Cost dari CNG paling besar adalah kapalnya itu sendiri. Maka pada perhitungan CAPEX dilakukan pula perhitungan scheduling agar jumlah dan kapasitas kapal menjadi optimal.

Pada perhitungan CAPEX kapal CNG, akan dibuat dalam dua skenario yaitu :

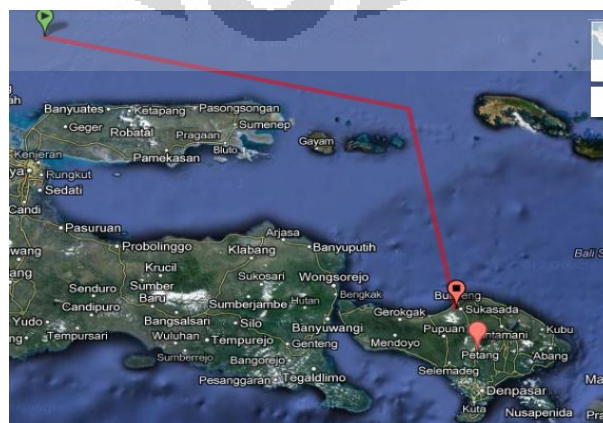
- Untuk Kapal berteknologi Votrans, tersebut dibeli dan dipakai selama 15 tahun dan dianggap setelah 15 tahun tidak memiliki nilai sisa.
- Untuk kapal berteknologi Coselle, diasumsikan bahwa kapal tersebut disewa selama 15 tahun sehingga tidak memiliki nilai CAPEX.

4.2.3.1. Perhitungan Scheduling Kapal CNG

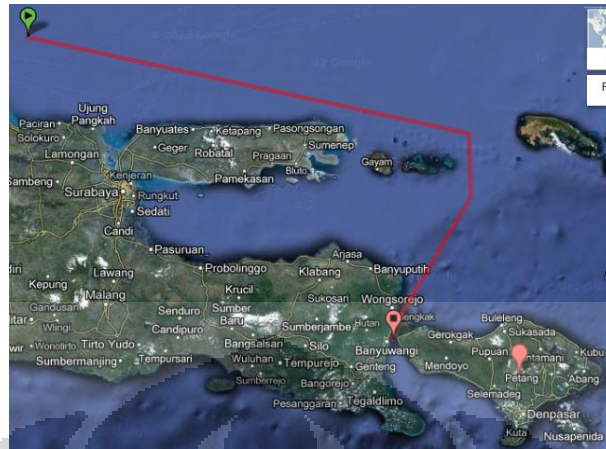
Perhitungan scheduling mempergunakan dua metode yaitu Hub and Spoke dan Milk-Run.

a. Metode Hub and Spoke

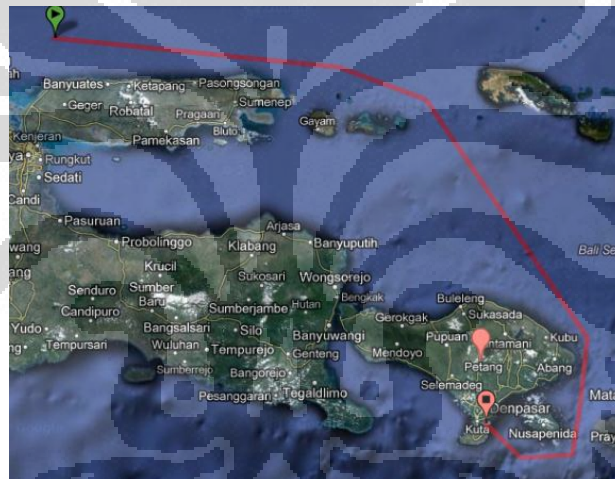
Berikut ini merupakan ilustrasi mempergunakan google map untuk menggambarkan rute dari masing-masing kapal.



Gambar 4.3. Rute PHE WMO – Pemaron (368 km)



Gambar 4.4. Rute PHE WMO – Gilimanuk (466 km)

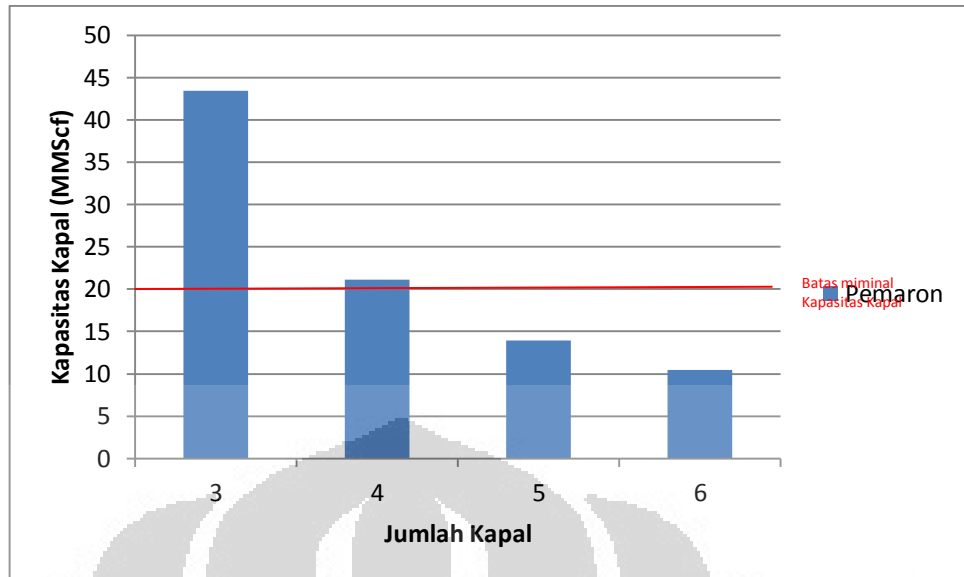


Gambar 4.5. Rute PHE WMO – Pesanggaran (532 km)

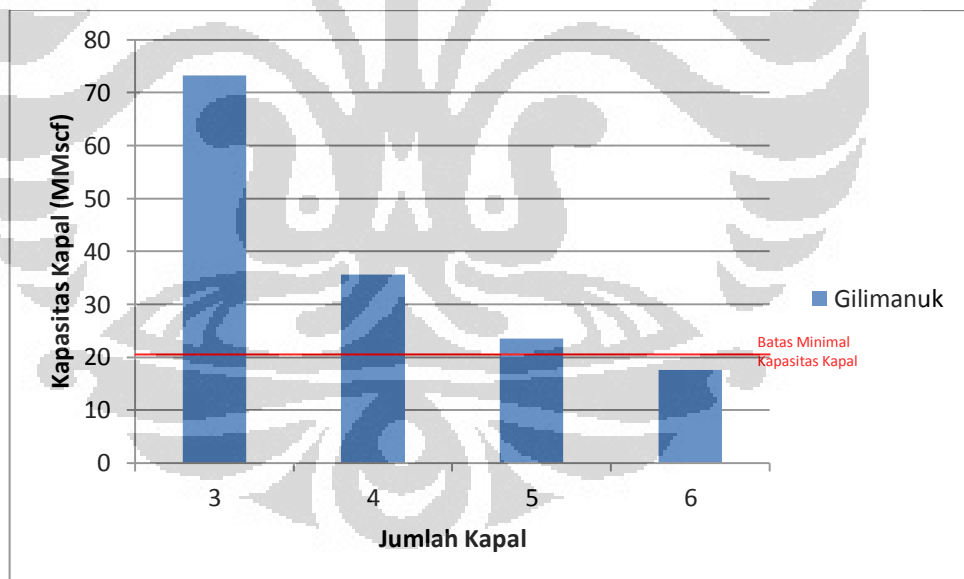
Perhitungan dengan menggunakan metode hub and spoke mendapatkan hasil kombinasi antara jumlah kapal dengan kapasitas kapal minimal untuk memastikan agar supply gas ke pembangkit dapat kontinyu.

Karena supply ke pembangkit ingin dijaga kontinyu, maka minimal dipergunakan 3 buah kapal CNG dalam prosesnya, dengan rincian 1 kapal CNG loading, 1 kapal offloading, 1 kapal dalam perjalanan.

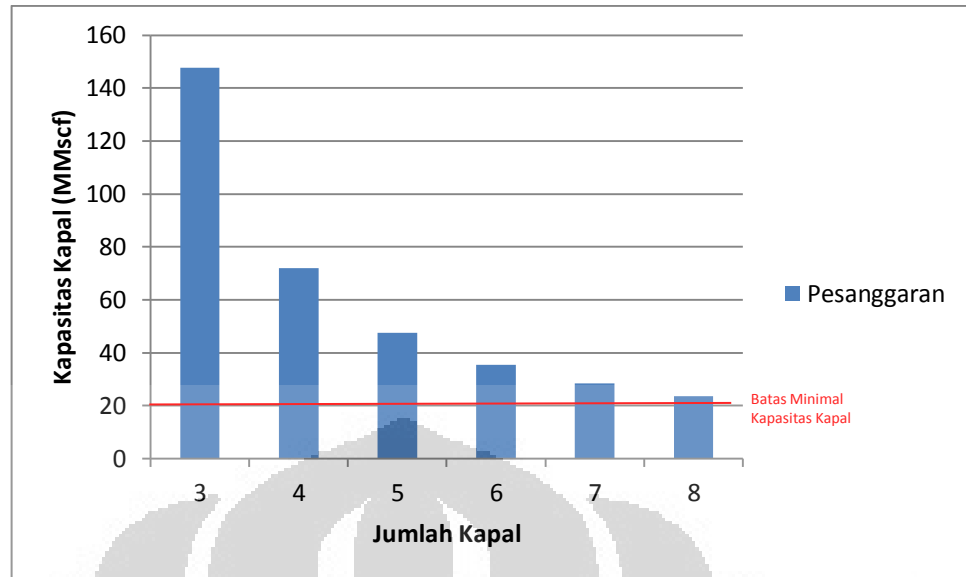
Perhitungan jumlah dan kapasitas kapal dilakukan dengan bantuan MS-Excel spreadsheet sebagai alat bantu. Dari hasil perhitungan menggunakan metode hub and spoke didapatkan hasil sebagai berikut :



Gambar 4.6. Perhitungan Hub & Spoke Kapal CNG untuk Pembangkit Pamaron



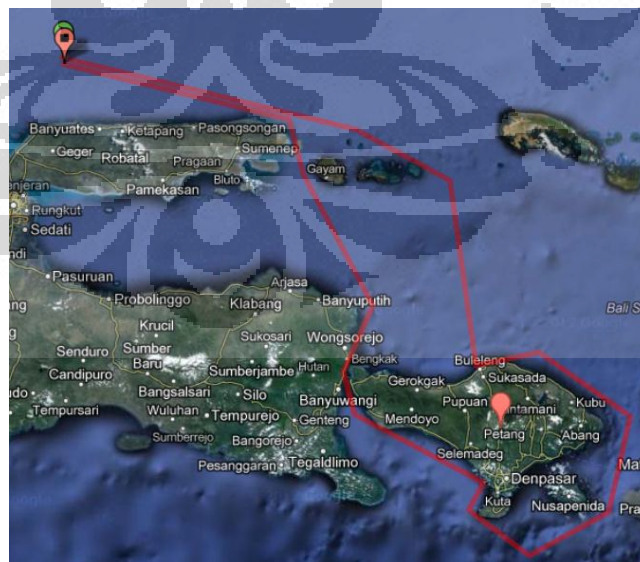
Gambar 4.7. Perhitungan Hub & Spoke Kapal CNG untuk Pembangkit Gilimanuk



Gambar 4.8. Perhitungan Hub & Spoke Kapal CNG untuk Pembangkit Pesanggaran

b. Metode Milk Run

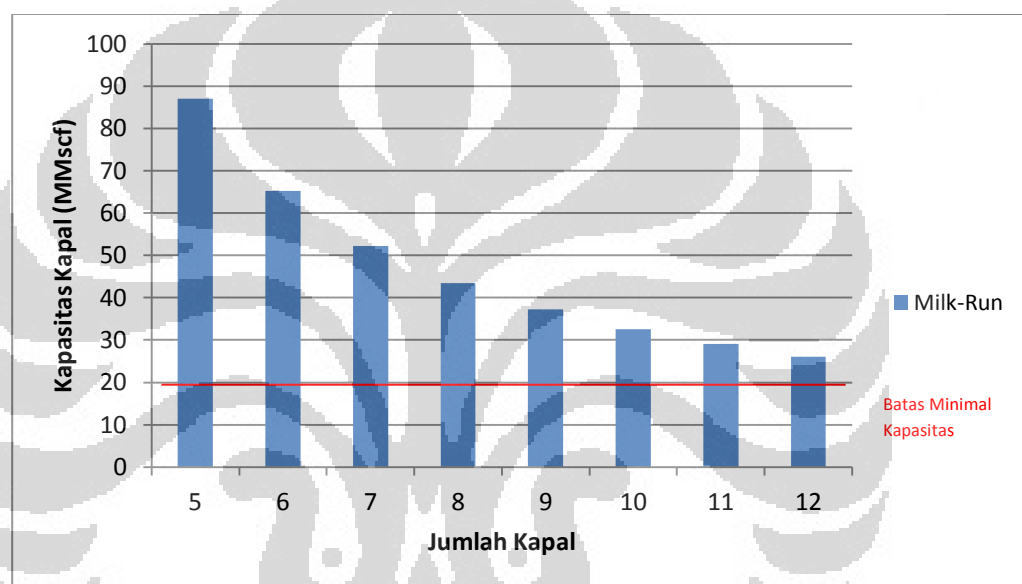
Berikut ini merupakan ilustrasi dari rute milk-run untuk ketiga pembangkit yang ada di Bali :



Gambar 4.9. Rute Milk-Run untuk ketiga pembangkit di Bali (985km)

Untuk metode milk-run, untuk menjaga supply yang kontinyu ke masing-masing pembangkit, maka dibutuhkan minimal 5 buah kapal, dengan perincian 1 kapal loading di sumber gas, 3 kapal offloading di masing-masing pembangkit dan 1 kapal dalam perjalanan.

Dari hasil perhitungan dengan metode milk-run didapatkan hasil sebagai pada gambar 4.10. Dimana sampai dengan jumlah sebesar 12 kapal masih bisa dipenuhi oleh kapal yang ada di pasaran saat ini yaitu paling kecil 15 MMSCF.



Gambar 4.10. Perhitungan Milk-Run Kapal CNG untuk Pembangkit Gilimanuk

4.2.3.2. Perhitungan CAPEX kapal Berteknologi Votrans

Karena pembangkit di Bali berukuran kecil, maka gas yang dibutuhkan oleh pembangkit juga sedikit. Untuk metode Hub & Spoke, kapal yang dipergunakan dipilih yang bertipe Tug & Barge. Kapal jenis ini sangat fleksibel dipergunakan untuk kapasitas kecil karena 1 kapal Tug dapat dipergunakan untuk mendorong beberapa tug secara bergantian. Barge yang dipergunakan dapat ditinggal pada tempat tujuan sementara Kapal Tug mendorong barge yang sudah kosong kembali ke sumber gas. Kapasitas barge untuk teknologi Votrans berkisar

antara 25 – 75 MMscf^{f101}. Harga dari Tug & Barge berteknologi Votrans adalah sekitar USD 15-35 juta (John Dunlop, Enersea 2008).

Dari perhitungan didapatkan CAPEX pada metode Hub and Spoke didapatkan hasil sebagai berikut :

Tabel 4.4. CAPEX Kapal Untuk Metode Hub & Spoke

Pemaron			
Jumlah Kapal	3		
Kapasitas per kapal, MMScf	43		
CapEx per kapal, USD	\$22,374,012.75		
Total Ship CAPEX, USD	\$67,122,038.24		

Gilimanuk			
Jumlah Kapal	3	4	
Kapasitas per kapal, MMScf	73	35	
CapEx per kapal, USD	\$34,281,125.51	\$19,244,871.87	
Total Ship CAPEX, USD	\$102,843,376.53	\$76,979,487.48	

Pesanggaran			
Jumlah Kapal	3	4	5
Kapasitas per kapal, MMScf	147	72	47
CapEx per kapal, USD	\$64,065,417.77	\$33,734,527.56	\$23,985,312.85
Total Ship CAPEX, USD	\$192,196,253.30	\$134,938,110.25	\$119,926,564.27

Jumlah Kapal	6	7
Kapasitas per kapal, MMScf	35	28
CapEx per kapal, USD	\$19,175,700.26	\$16,310,399.15
Total Ship CAPEX, USD	\$115,054,201.58	\$114,172,794.03

Dari Tabel diatas dapat dilihat, CAPEX paling kecil unuk di pembangkit Gilimanuk didapat pada saat jumlah kapal 3 unit. Sedangkan untuk pembangkit di Pesanggaran, jumlah CAPEX paling kecil didapat pada saat jumlah kapal 7 unit.

Untuk Teknologi Milk and Run diperoleh perhitungan CAPEX untuk kapal CNG sebagai berikut :

Tabel 4.5. CAPEX Kapal Untuk Metode Milk Run

Jumlah Kapal	5	6	7
Kapasitas per kapal, MMScf	87	65	52
CapEx per kapal, USD	\$39,814,078.77	\$31,110,559.08	\$25,888,447.26
Total Ship CAPEX, USD	\$199,070,393.84	\$186,663,354.46	\$181,219,130.83
Jumlah Kapal	8	9	10
Kapasitas per kapal, MMScf	43	37	32
CapEx per kapal, USD	\$22,407,039.38	\$19,920,319.47	\$18,055,279.54
Total Ship CAPEX, USD	\$179,256,315.07	\$179,282,875.25	\$180,552,795.38
Jumlah Kapal	11	12	
Kapasitas per kapal, MMScf	29	26	
CapEx per kapal, USD	\$16,604,692.92	\$15,444,223.63	
Total Ship CAPEX, USD	\$182,651,622.15	\$185,330,683.57	

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa jumlah CAPEX untuk metode milk-run paling kecil didapat pada saat jumlah kapal 8 unit.

4.2.4. Perhitungan Terminal Offloading CNG

Terminal Offloading CNG, termasuk di dalamnya offshore jetty, offloading arms, flowline to shore Gas letdown, heaters dan custody transfer metering diperkirakan sekitar 16-20 juta dollar^[9].

4.3. Perhitungan Biaya OPEX

Dalam kalkulasi biaya OPEX, memperhitungkan hal-hal sebagai berikut :

- Biaya listrik untuk Gas Compressor dan Gas Refrigeration
- Biaya Sewa Kapal (teknologi Coselle)

- Biaya upah pekerja
- Maintenance Peralatan

4.3.1. Perhitungan Biaya Listrik Untuk Compressor dan Gas refrigeration

a. Perhitungan Gas Compressor

Dari hasil perhitungan daya kompresor yang dibutuhkan, langkah selanjutnya adalah menghitung biaya listrik yang dibutuhkan dalam setahun dengan menggunakan rumus ^[5]:

$$\text{Biaya Listrik} = \text{Daya BHP} \times 0.746 \text{ KW/BHP} \times 8760 \text{ hr/yr} \times \text{Rp } 885 \times 1\text{USD/Rp } 9500$$

Diperoleh dari hasil perhitungan, besarnya daya untuk mengkompresi gas ke masing – masing pembangkit berdasarkan masing-masing teknologi transportasi yang digunakan adalah :

Tabel 4.6. Biaya Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Coselle

Pembangkit Tujuan	Daya Kompresor (BHP)	Operating Cost /tahun
Pemaron	1171	\$728,340.26
Gilimanuk	1605	\$998,482.86
Pesanggaran	2415	\$1,502,201.80
Total	5192	\$3,229,024.92

Tabel 4.7. Biaya Kompresor yang dibutuhkan untuk teknologi Votrans

Pembangkit Tujuan	Daya Kompresor (BHP)	Operating Cost /tahun
Pemaron	540	\$335,845.79
Gilimanuk	740	\$460,411.54
Pesanggaran	1,113	\$692,681.94
Total	2,394	\$1,488,939.27

b. Gas Refrigeration

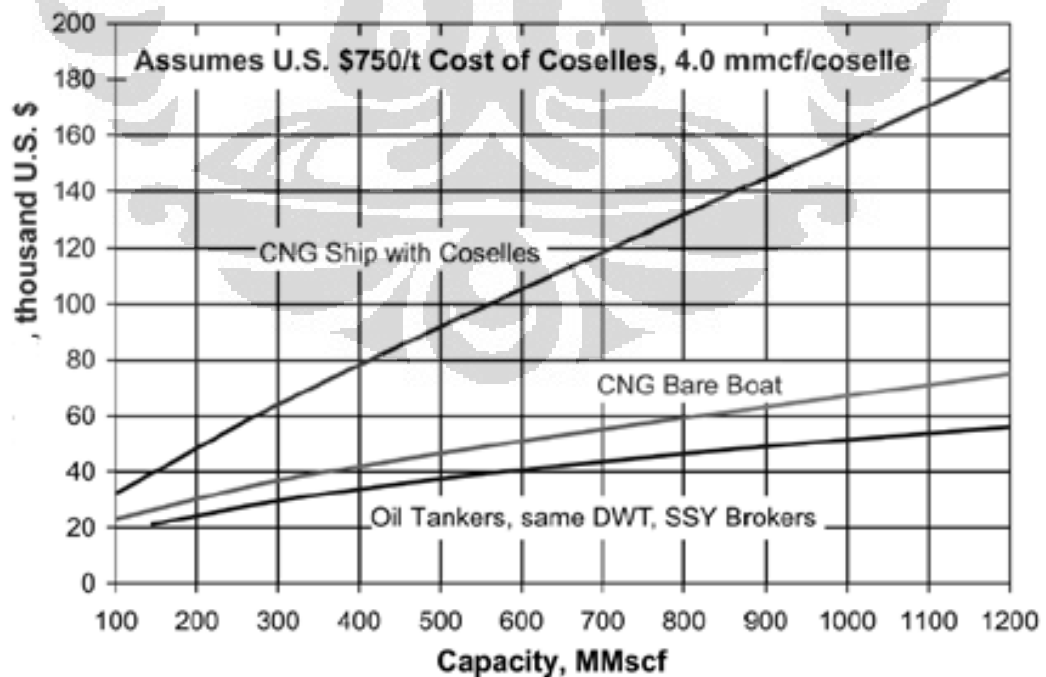
Dari hasil perhitungan daya yang dibutuhkan untuk proses refrigerasi masing-masing pembangkit, dilakukan perhitungan OPEX untuk melihat biaya listrik yang dibutuhkan untuk proses refrigerasi, sebagai berikut :

Tabel 4.7. Biaya Kompresor Refrigerant yang dibutuhkan untuk teknologi Votrans

Pembangkit Tujuan	Daya Kompresor (BHP)	Operating Cost /tahun
Pemaron	540.05	\$232,037.67
Gilimanuk	740.36	\$318,100.82
Pesanggaran	1,113.86	\$478,577.70
Total	1,654.21	\$1,028,716.19

4.3.2. Perhitungan Biaya Sewa Kapal (teknologi Coselle)

Harga sewa kapal untuk teknologi Coselle bervariasi tergantung dari besarnya kapasitas yang dipergunakan, berikut ini adalah grafik yang menunjukkan harga sewa harian dari kapal Coselle.



Gambar 4.11. Harga Sewa Harian Kapal Coselle^[9]

**Tabel 4.8. Perbandingan Harga Sewa Kapal Coselle Untuk Metode
Hub & Spoke**

Pemaron

Jumlah Kapal	3
Kapasitas per kapal, MMScf	43
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$26,515.25
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$435,513,059.76

Gilimanuk

Jumlah Kapal	3	4
Kapasitas per kapal, MMScf	73	35
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$30,980.42	\$25,341.83
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$508,853,432.44	\$554,986,010.23

Pesanggaran

Jumlah Kapal	3	4	5
Kapasitas per kapal, MMScf	147	71	47
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$42,149.53	\$30,775.45	\$27,119.49
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$692,306,057.56	\$673,982,307.60	\$742,396,102.26

Pesanggaran

Jumlah Kapal	6	7
Kapasitas per kapal, MMScf	35	28
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$25,315.89	\$24,241.40
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$831,626,907.63	\$929,051,642.74

Tabel 4.9. Perbandingan Harga Sewa untuk metode Milk-Run

Jumlah Kapal	5	6	7
Kapasitas per kapal, MMScf	87.03519692	65.27639769	52.22111815
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$29,407.04	\$25,055.28	\$22,444.22
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$805,017,703.14	\$823,065,932.83	\$860,174,870.64

Jumlah Kapal	8	9	10
Kapasitas per kapal, MMScf	43.51759846	37.30079868	32.63819885
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$20,703.52	\$19,460.16	\$18,527.64
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$906,814,162.51	\$958,899,371.00	\$1,014,388,277.36

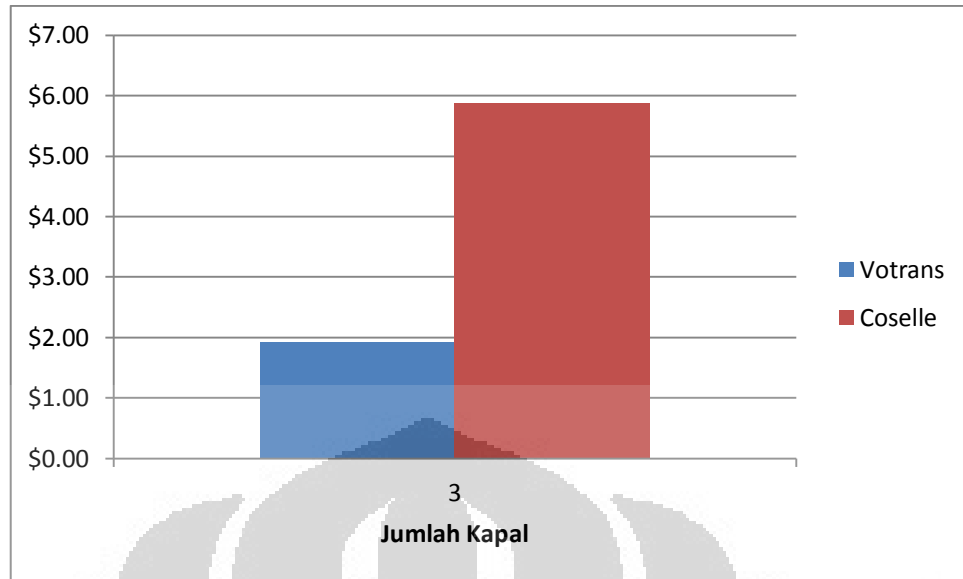
Jumlah Kapal	11	12
Kapasitas per kapal, MMScf	29.01173231	26.11055908
Tariff Sewa Kapal, USD/day	\$17,802.35	\$17,222.11
Total Harga Sewa kapal 15 tahun, USD	\$1,072,146,315.64	\$1,131,492,746.26

4.4. Menghitung Total Tarif

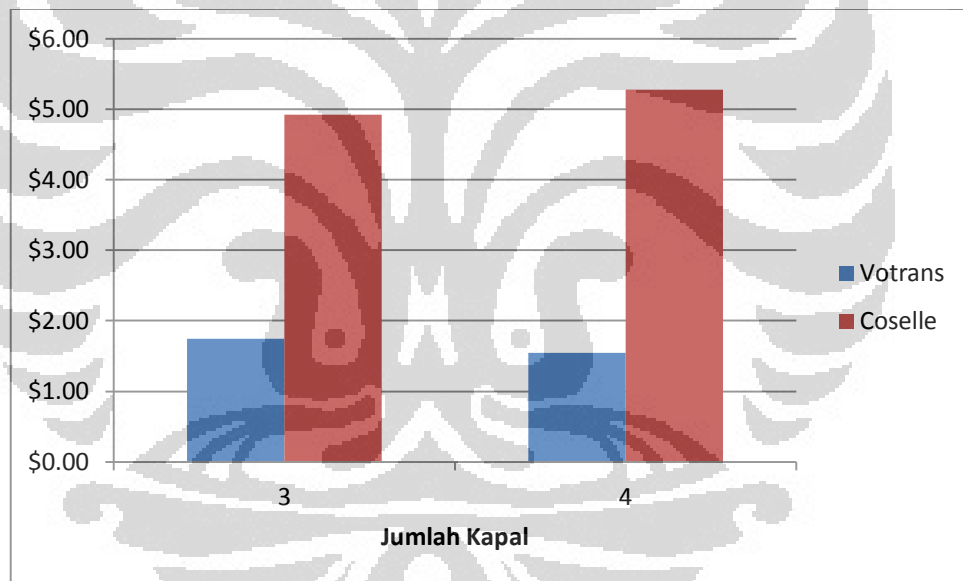
Berdasarkan pada perhitungan rincian CAPEX dan OPEX yang telah dikalkulasikan sebelumnya, maka dapat dibuat perhitungan tariff untuk masing – masing teknologi (Votrans & Coselle) dibandingkan dengan jumlah kapal yang digunakan.

Perhitungan tarif gas diperlukan untuk mengetahui berapa modal dasar gas sampai ke tempat tujuan.

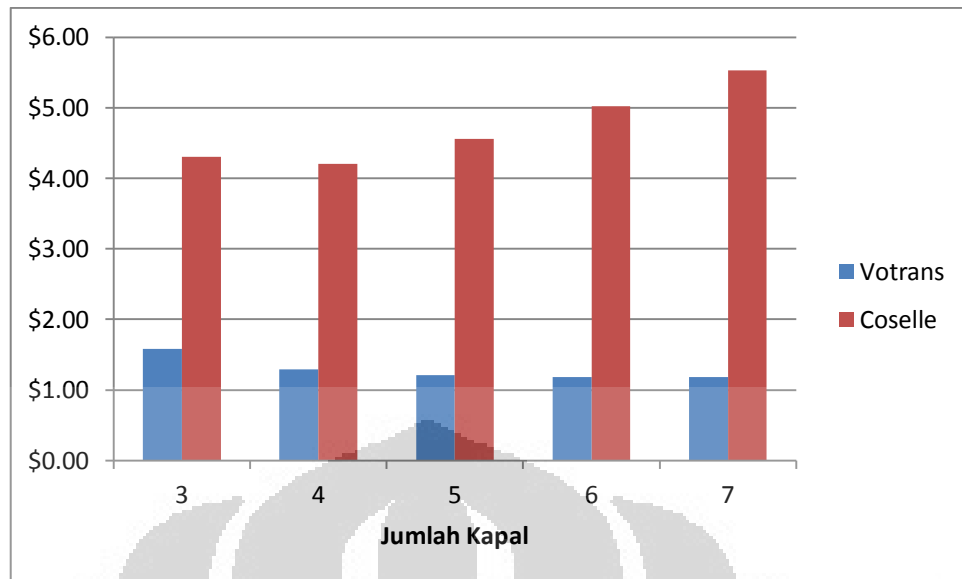
Harga Gas di wellhead + Gas tariff = Harga modal gas di tempat tujuan.



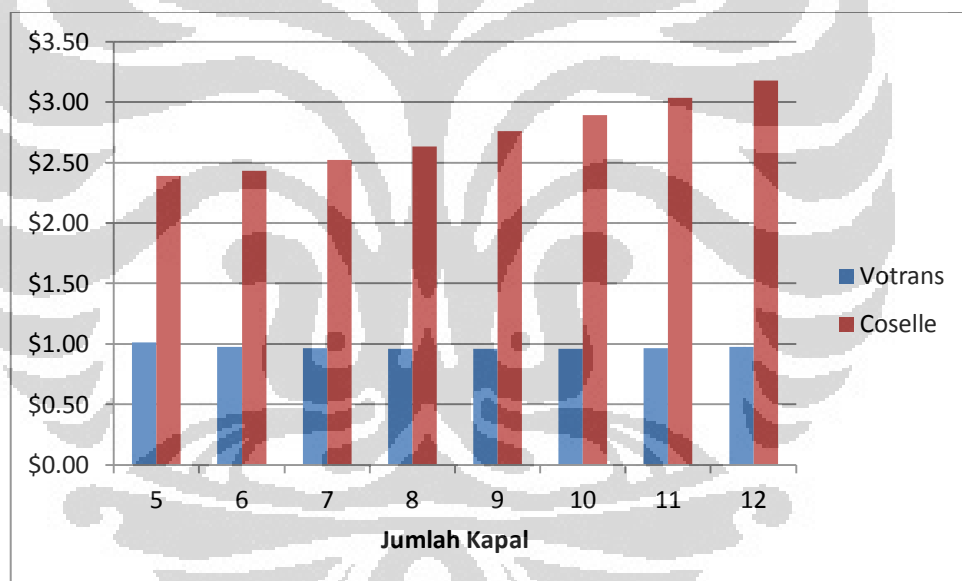
Gambar 4.12. Perbandingan Total Tariff untuk pembangkit Pemaron



Gambar 4.13. Perbandingan Total Tariff untuk pembangkit Gilimanuk



Gambar 4.14. Perbandingan Total Tariff untuk pembangkit Pesanggaran



Gambar 4.15. Perbandingan Total Tariff untuk Metode Milk-Run

Dapat dilihat dari hasil perhitungan bahwa dengan membandingkan menggunakan metode milk-run diperoleh hasil gas tariff yang lebih murah. Hal ini dikarenakan dalam sekali perjalanan, kapal CNG dapat mengantarkan gas ke beberapa tempat sekaligus, sehingga tidak membuang waktu untuk melakukan perjalanan pulang pergi. Juga dengan membeli Kapal CNG, total tariff menjadi lebih murah dibandingkan dengan menyewa Kapal CNG.

4.5. Perhitungan Keekonomian

Pada perhitungan kali ini akan dilihat penghematan yang didapat apabila menggunakan CNG dibandingkan dengan HSD yang selama ini dipergunakan pada pembangkit di Bali. Di bawah ini dapat dilihat asumsi pemerintah dalam menentukan harga bahan bakar bagi pembangkit.

Tabel 4.10. Asumsi Harga Bahan Bakar untuk PLN ^[4]

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 70/Ton	5.100 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 50/Ton	4.200 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 35/Ton	4.200 kcal/kg
Gas alam	USD 6/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG	USD 10/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,52/Liter	9.070 kcal/l
MFO *)	USD 0,42/Liter	9.370 kcal/l
Uap Panas Bumi	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai fixed plant)	
Uranium	USD 120/lb	

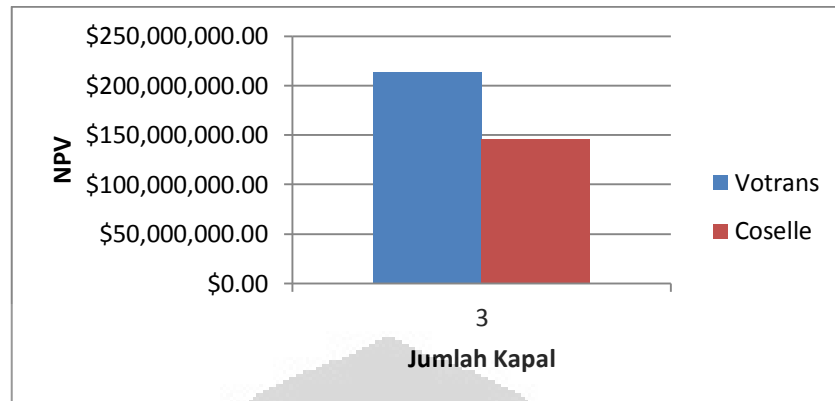
*) Harga tersebut adalah untuk harga crude oil US\$75/barrel

Berdasarkan pada perhitungan rincian CAPEX dan OPEX yang telah dikalkulasikan sebelumnya, maka dapat dibuat aliran kas masuk dan keluar selama *project* ini berlangsung. Dari penghematan yang didapat dapat dihitung berapa NPV, PBP dan IRR apabila dianggap umur *project* ini selama 15 tahun dengan diberlakukan *interest rate* sebesar 15%. Untuk Hasil Perhitungan *Cash Flow* yang lengkap dapat dilihat pada lampiran.

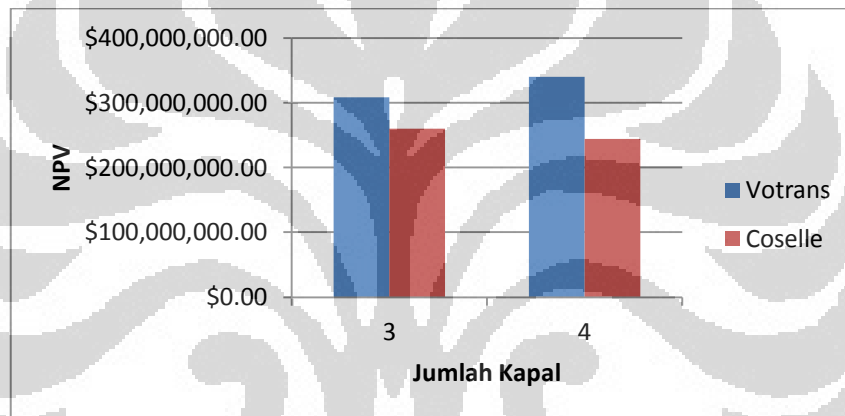
Pada perhitungan ekonomi diasumsikan hal-hal sebagai berikut :

- Harga gas di wellhead US\$ 2.5/MMBtu
- Komposisi gas di wellhead adalah 1050 btu/scf
- Harga HSD 14.45 USD/MMBtu ^[4]
- Umur proyek adalah selama 15 tahun
- Interest rate 15%
- Gas yang digunakan sebagai bahan bakar sebesar 5%

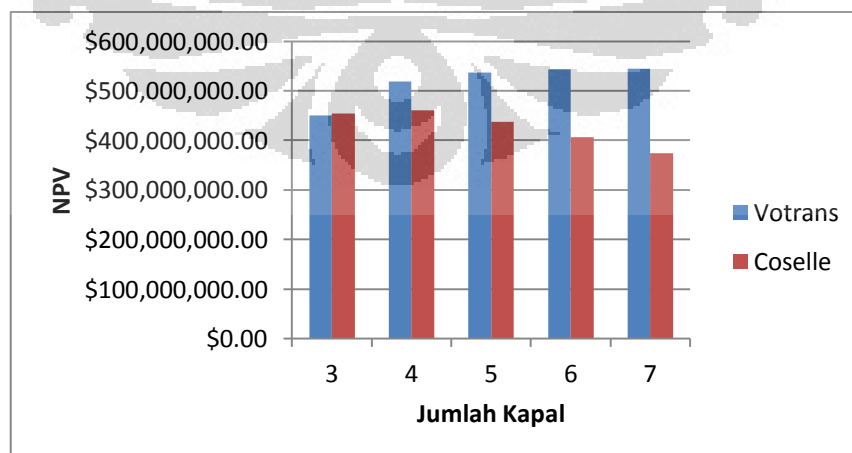
a. Perhitungan NPV



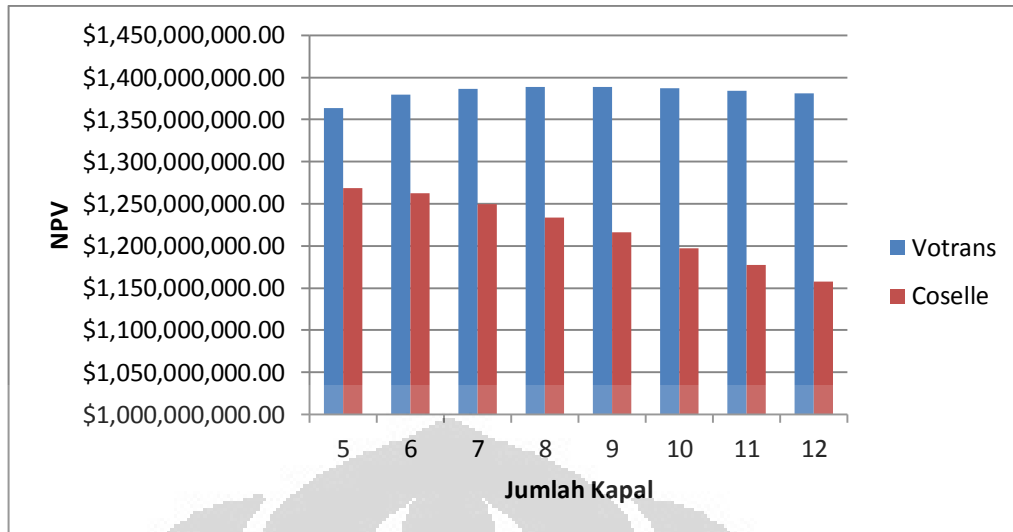
Gambar 4.16. NPV untuk metode Hub & Spoke di Pemaron



Gambar 4.17. NPV untuk metode Hub & Spoke di Gilimanuk



Gambar 4.18. NPV untuk metode Hub & Spoke di Pesanggaran



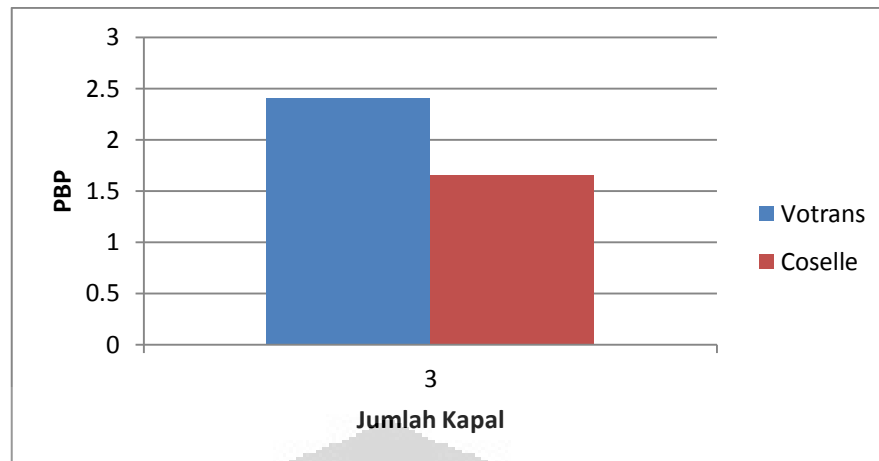
Gambar 4.19. Grafik Perbandingan NPV untuk metode Milk-Run

Dari grafik hasil perhitungan NPV dapat dilihat bahwa proyek penggantian bahan bakar HSD ke CNG memiliki NPV yang selalu positif. Hal ini menandakan bahwa proyek penggantian bahan bakar dari HSD ke CNG merupakan proyek yang menguntungkan dan layak untuk dijalankan. Jumlah NPV paling besar didapatkan dengan membeli kapal dalam jumlah 8 unit. NPV dengan cara membeli kapal akan lebih menguntungkan dibandingkan dengan menyewa kapal CNG, hal ini terlihat pada grafik dimana NPV dengan cara membeli kapal lebih besar dibandingkan dengan cara menyewa kapal tersebut.

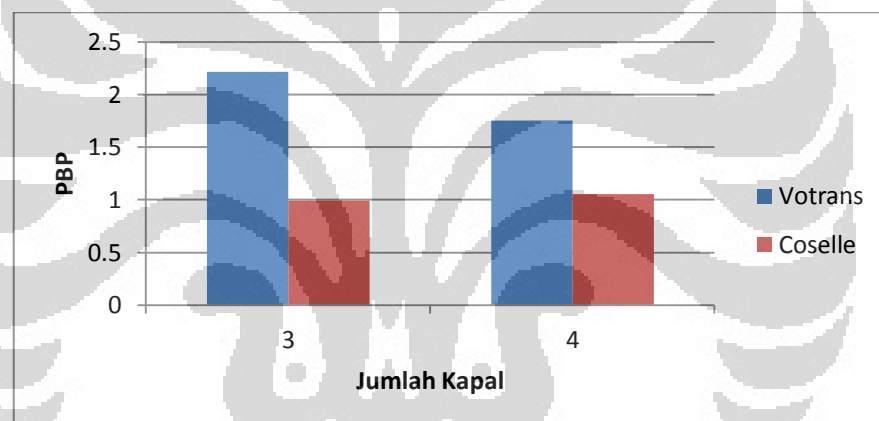
b. Perhitungan PBP

Perhitungan PBP dimaksudkan untuk melihat seberapa lama proyek ini mengembalikan modal (CAPEX) yang dikeluarkan. Semakin cepat modal dikembalikan semakin baik pula proyek ini dijalankan. Apabila PBP melebihi umur proyek (15 tahun) maka proyek ini dinyatakan tidak layak.

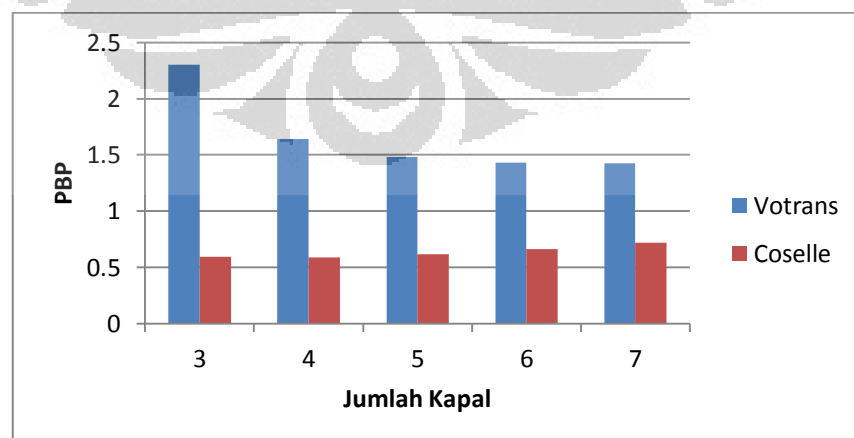
Berikut ini merupakan grafik hasil perhitungan PBP :



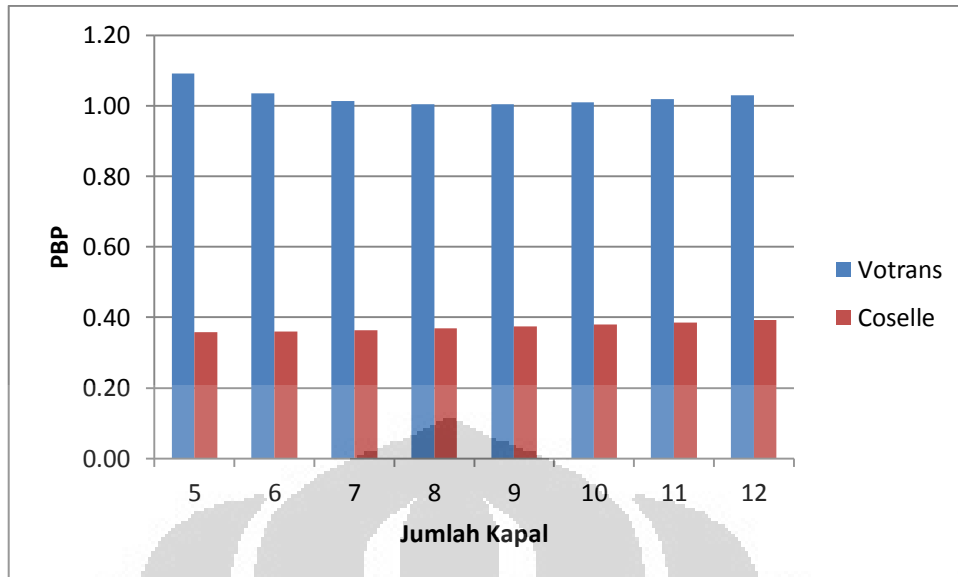
Gambar 4.20. PBP untuk metode Hub & Spoke di Pemaron



Gambar 4.21. PBP untuk metode Hub & Spoke di Gilimanuk



Gambar 4.22. PBP untuk metode Hub & Spoke di Pesanggaran

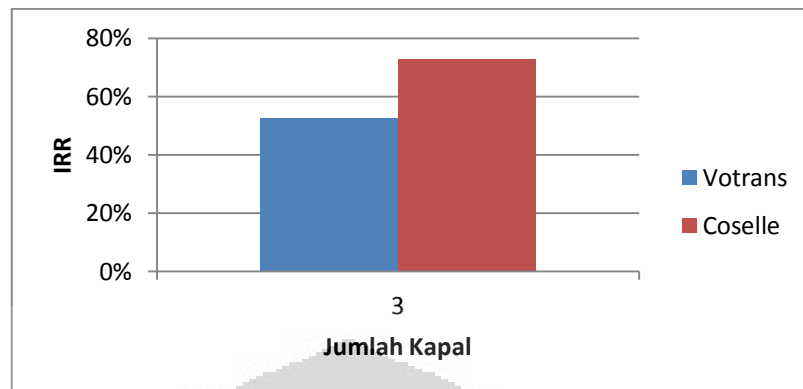


Gambar 4.23. Perbandingan PBP untuk metode Milk-Run

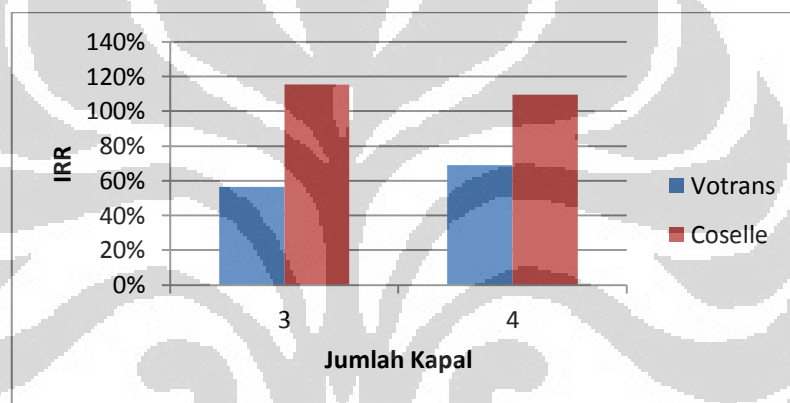
Dari perhitungan PBP dapat dilihat bahwa PBP menggunakan cara sewa kapal (Coselle) akan lebih cepat dibandingkan dengan metode membeli kapal (Votrans). Hal ini dikarenakan PBP menghitung berapa lama untuk mengembalikan CAPEX yang telah dikeluarkan, sedangkan untuk metode sewa, CAPEX yang dikeluarkan kecil, hanya untuk facilities saja. Apabila hendak membeli kapal, PBP paling cepat didapatkan ketika unit kapal yang dibeli berjumlah 8 unit. Dari perhitungan didapatkan bahwa PBP kurang dari masa aktif proyek yaitu selama 15 tahun, sehingga dari segi PBP proyek ini dinyatakan layak.

c. Perhitungan IRR

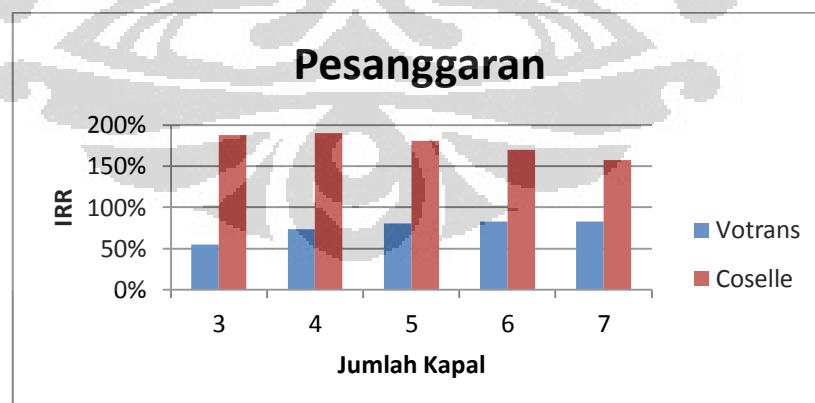
Perhitungan IRR diperlukan untuk melihat apakah proyek ini layak atau tidak untuk dijalankan. Setelah nilai IRR dihitung, nilai ini dibandingkan dengan MARR untuk memeriksa apakah alternatif dapat diterima. Jika $IRR \geq MARR$, alternatif diterima, sebaliknya tidak. Sedangkan MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*) adalah bunga bank atau suku pengembalian modal. MARR untuk proyek ini ditetapkan sebesar 15%.



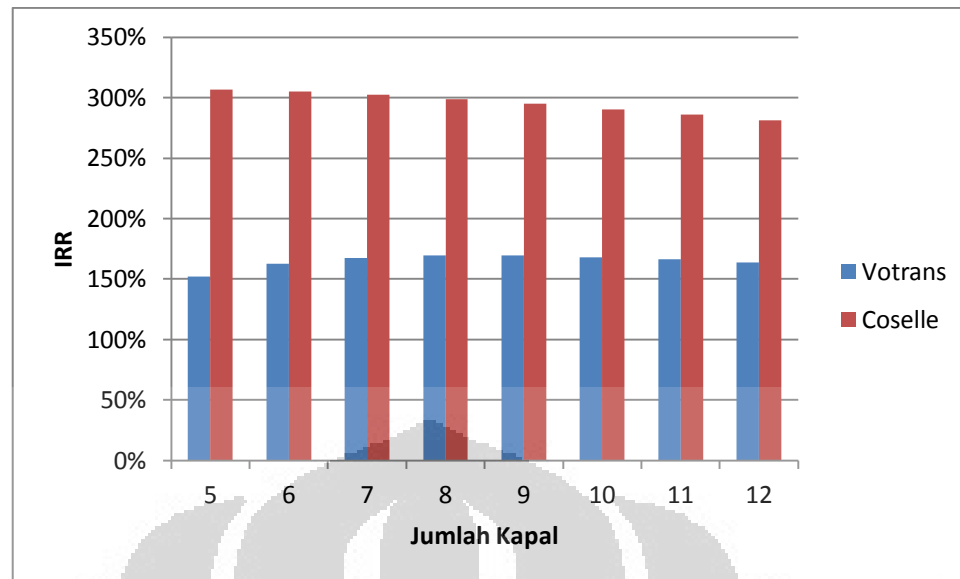
Gambar 4.24. IRR untuk metode Hub & Spoke di Pemaron



Gambar 4.25. IRR untuk metode Hub & Spoke di Gilimanuk



Gambar 4.26. IRR untuk metode Hub & Spoke di Pesanggaran

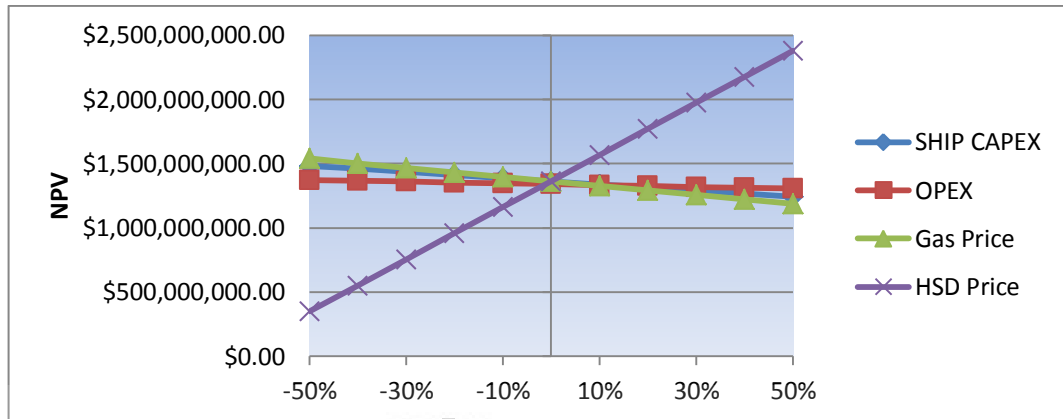


Gambar 4.27. Perbandingan IRR untuk metode Milk-Run

Pada perhitungan yang dilakukan, IRR yang didapat lebih besar dari MARR yang ditetapkan yaitu sebesar 15%, sehingga proyek ini layak dijalankan. IRR yang besar terlihat pada metode sewa dikarenakan CAPEX yang dikeluarkan kecil yaitu hanya pada facilities saja, sedangkan CAPEX untuk kapal tidak ada karena menyewa. Savings yang didapat sangat tinggi karena dibandingkan dengan harga HSD yang tinggi.

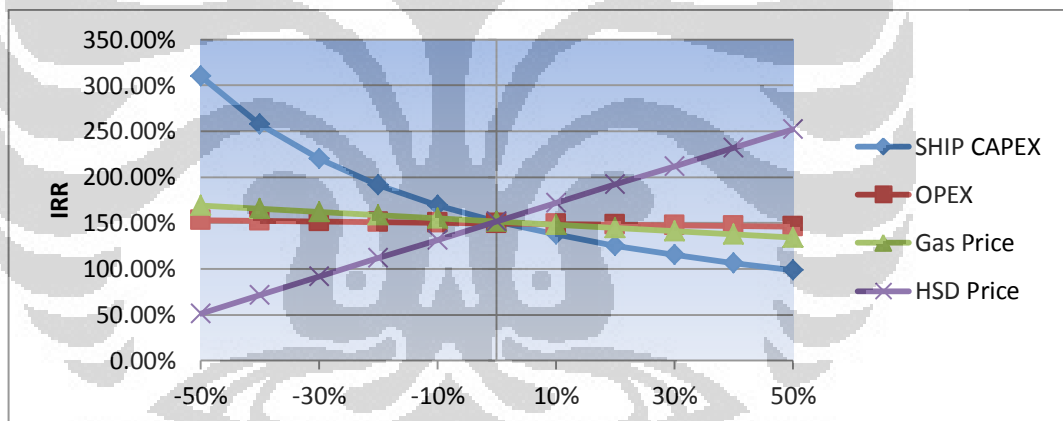
4.6. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas merupakan cara untuk melihat sensitivitas perubahan suatu variable terhadap parameter spesifik yang diperhitungkan. Dalam penelitian kali ini hendak sensitivitas pengaruh variabel input terhadap NPV, IRR, dan PBP sebagai parameter utama kelayakan proyek. Variable tersebut divariasikan dengan rentang dari -50% sampai dengan +50% dari harga awal. Untuk mewakili keseluruhan proyek, maka diambil sample untuk melihat sensitivitasnya terhadap harga kapal, biaya operasi, harga gas dan harga HSD.



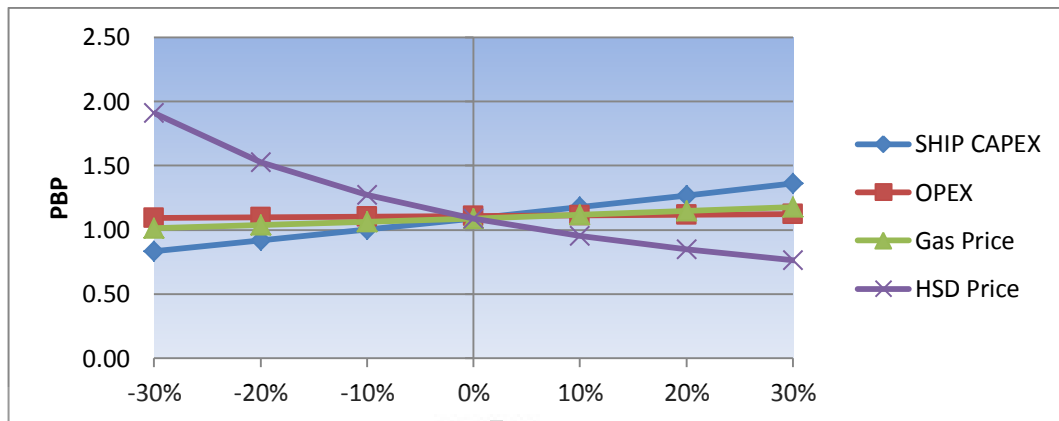
Gambar 4.28. Analisa Sensitivitas NPV – Milk Run

Dapat dilihat dari grafik, bahwa variable yang paling sensitif adalah harga HSD. Dimana dengan meningkatnya harga HSD maka NPV juga akan ikut meningkat. Apabila harga HSD semakin turun dan harga gas semakin naik akan membuat proyek ini menjadi tidak feasible.



Gambar 4.29. Analisa Sensitivitas IRR – Milk Run

Dari grafik IR dapat dilihat bahwa ada dua parameter yang paling sensitif yaitu harga kapal dan harga HSD, dimana dengan meningkatnya harga kapal maka IRR akan semakin turun namun tetap masih diatas interest rate yang ditetapkan yaitu 15%. Sehingga perubahan harga kapal sampai dengan 50% dari harga semula masih membuat proyek ini layak dijalankan. Untuk Harga HSD jika meningkat maka IRR juga ikut meningkat, demikian pula sebaliknya.



Gambar 4.30. Analisa Sensitivitas PBP – Milk Run

Dari grafik sensitivitas PBP, dapat dilihat bahwa variable yang memiliki pengaruh paing besar adalah PBP harga HSD dan harga kapal CNG. Apabila harga HSD turun di bawah 20% maka pengaruhnya akan besar ke PBP. Apabila harga HSD naik, akan membuat PBP menjadi lebih cepat, namun tidak signifikan apabila harga HSD turun.

BAB V

KESIMPULAN

5.1. Kesimpulan

Penelitian yang dilakukan menghasilkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Marine CNG merupakan alternatif yang sangat baik dalam menggantikan HSD sebagai bahan bakar pada pembangkit yang ada di Bali, dibuktikan dengan penelitian ini dimana apabila dibandingkan dengan harga HSD sekarang, NPV untuk investasi marine CNG semua berharga positif, payback period lebih kecil dari umur proyek yang selama 15 tahun dan IRR yang dihasilkan lebih tinggi dari MARR sebesar 15%.
2. Metode milk-run merupakan metode paling ekonomis dalam menerapkan marine CNG. Dimana dalam penelitian ini setelah dilakukan perhitungan, CNG dengan metode milk-run memiliki gas tariff yang lebih murah dibandingkan apabila masing pembangkit menggunakan metode hub and spoke. Gas tariff yang lebih murah menyebabkan keuntungan yang didapat lebih besar, dengan kata lain secara ekonomis akan lebih menguntungkan.
3. Apabila dibandingkan antara menyewa kapal dan membeli kapal, maka akan didapatkan keuntungan yang lebih besar dengan membeli kapal, hal ini dapat dilihat dari hasil perhitungan dimana NPV dengan membeli kapal lebih besar dibandingkan dengan menyewa selama 15 tahun. Namun dengan membeli kapal, investasi awal sangat besar sehingga PBP nya lebih lama dibandingkan menyewa kapal.
4. Variabel yang paling berpengaruh dalam penggantian BBM berjenis HSD ke marine CNG adalah harga HSD itu sendiri. Apabila harga

HSD terlalu rendah dan harga gas semakin tinggi maka tidak ekonomis lagi bila menggunakan marine CNG sebagai pengganti HSD. Juga harga kapal CNG memiliki pengaruh yang cukup signifikan dalam investasi marine CNG, semakin murah harga kapal CNG, maka investasi akan semakin menguntungkan.



DAFTAR PUSTAKA

1. Asim Deshpande and Michael J. Economides, University of Houston. "CNG: An Alternative Transport for Natural Gas Instead of LNG".
2. Carl Arne Carlsen, Dr. "CNG by Ship An Alternative to LNG Transportation". Third Asia Gas Buyers' Summit. 2005.
3. Charles N. White, Paul S. Britton. "Technical Advancements - VOTRANS Large-scale CNG Marine Transport". International Offshore and Polar Energy Conference. 2005.
4. G. Cano dan G. Stephen. "CNG Marine Transport : A Gas Transportation Company Perspective". OTC 17171. 2005.
5. <http://www.coselle.com/marine-cng/overview> didownload Mei 2012
6. Jakub Żuchowicki, Tomasz Lelonek. "CNG – a New Way of Maritime Natural Gas Supplies".
7. Jan V. Wagner, Steven van Wagenveld. "Marine Transportation of Compressed Natural Gas: A Viable Alternative to Pipeline or LNG". SPE 77925. 2002.
8. Ketil Firing Hanssen, Dr. "CNG by ship Technology status and challenges". Presentation. Offshore Gas Solution. 2005.
9. Matteo Marongiu-Porcu, SPE, Economides Consultants; Xiuli Wang, SPE, XGAS; and Michael J. Economides, SPE, University of Houston. "*The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport*". SPE 115310. 2008.
10. Michael Hanrahan. "Marine CNG Viability of Supply". Presentation. National Energy Board. April 2006.
11. Michael J Economides, Kai Sun, Gloria Subero. "Compressed Natural Gas (CNG) : An alternative to Liquefied Natural Gas (LNG)". Society of Petroleum Engineers. May2006.
12. Nikolaou , Michael, Michael J, Xiuli Wang, Matteo Marongiu-Porcu. "*Distributed Compressed Natural Gas Sea Transport*". Offshore Technology Conference. OTC-19738-PP. 2009.
13. Oyetunde O. Oyewo, "Economic Viability Of Compressed Natural Gas (Cng) As A Gas Transportation Alternative To Pipeline Transportation". Thesis. Norman, Oklahoma. 2009.
14. Paul Britton. "Solutions for Flaring & Venting CNG Marine Transportation". Enersea Transport. 2006.
15. Paul S. Britton and John P. Dunlop, Enersea Transport. "SS: CNG Marine Gas Transport Solution : Tested and Ready". Offshore Thecnology Confrence. OTC 18702. 2007

16. Philip Rynn, and Harish Patel.” Advancements in CNG Classification and How This Affects the Lead Times for the First CNG Ships”. Presentation. Zeus CNG Confrence. Houston. 2007.
17. Philip Rynn, dan Harish Patel. “Advancements in CNG Classification and How This Affects the Lead Times for the First CNG Ships”. Presentation. Zeus Conference. 2007.
18. PT. PLN Persero. “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2010-2019”. PT. PLN. 2010.
19. Stenning, David. “Coselle CNG Marine Transport”. Presentation. Zeus CNG Confrence. Houston. 2007.
20. Stenning, David.G. “Coselle CNG : Economics and Oportunities”. Gastech. 2000.
21. Wang, Xiuli and Matteo Marongiu-Porcu. “*The Potential of Compressed Natural Gas Transport in Asia*”. IPTC-12078. 2008.
22. www.phe-wmo.com/app/Home.aspx didownload Mei 2012.



LAMPIRAN 1. CASH FLOW

METODE HUB & SPOKE

Kapal Votrans

Cash Flow		Pemaron
Jumlah Kapal		3
Tahun		
0	-\$118,819,196.00	
1	\$62,438,831.24	
2	\$62,438,831.24	
3	\$62,438,831.24	
4	\$62,438,831.24	
5	\$62,438,831.24	
6	\$62,438,831.24	
7	\$62,438,831.24	
8	\$62,438,831.24	
9	\$62,438,831.24	
10	\$62,438,831.24	
11	\$62,438,831.24	
12	\$62,438,831.24	
13	\$62,438,831.24	
14	\$62,438,831.24	
15	\$62,438,831.24	

Cash Flow		Gilimanuk	
Jumlah Kapal		3	4
Tahun			
0	-\$154,799,111.26		-\$128,935,222.20
1	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
2	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
3	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
4	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
5	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
6	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
7	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
8	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
9	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
10	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
11	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
12	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
13	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
14	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80
15	\$87,158,512.53		\$88,882,771.80

Cash Flow		Pesanggaran				
Jumlah Kapal		3	4	5	6	7
Tahun						
0	-\$244,634,141.19	-\$187,375,998.14	-\$172,364,452.16	-\$167,492,089.48	-\$166,610,681.92	
1	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
2	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
3	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
4	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
5	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
6	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
7	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
8	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
9	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
10	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
11	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
13	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
14	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	
15	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21	

METODE HUB & SPOKE - SEWA**Kapal Coselle**

Cash Flow		Pemaron
Jumlah Kapal		3
Tahun		
0	-\$51,702,720.00	
1	\$37,893,727.13	
2	\$37,893,727.13	
3	\$37,893,727.13	
4	\$37,893,727.13	
5	\$37,893,727.13	
6	\$37,893,727.13	
7	\$37,893,727.13	
8	\$37,893,727.13	
9	\$37,893,727.13	
10	\$37,893,727.13	
11	\$37,893,727.13	
12	\$37,893,727.13	
13	\$37,893,727.13	
14	\$37,893,727.13	
15	\$37,893,727.13	

Cash Flow		Gilimanuk	
Jumlah Kapal	3	4	
Tahun			
0	-\$51,963,360.00	-\$51,963,360.00	
1	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
2	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
3	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
4	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
5	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
6	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
7	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
8	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
9	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
10	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
11	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
12	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
13	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
14	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	
15	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	

Cash Flow		Pesanggaran				
Jumlah Kapal	3	4	5	6	7	
Tahun						
0	-\$52,449,360.00	-\$52,449,360.00	-\$52,449,360.00	-\$52,449,360.00	-\$52,449,360.00	
1	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
2	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
3	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
4	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
5	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
6	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
7	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
8	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
9	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
10	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
11	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
12	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
13	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
14	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	
15	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74	

Cash Flow Milk - Run

Kapal Votrans

Jumlah Kapal	5	6	7	8	9	10	11	12
Tahun								
0	-\$199,070,393.84	-\$186,663,354.46	-\$181,219,130.83	-\$179,256,315.07	-\$179,282,875.25	-\$180,552,795.38	-\$182,651,622.15	-\$185,330,683.57
1	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
2	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
3	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
4	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
5	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
6	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
7	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
8	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
9	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
10	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
11	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
12	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
13	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
14	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64
15	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64

Cash Flow Milk - Run
Kapal Coselle

Jumlah Kapal	5	6	7	8	9	10	11	12
Tahun								
0	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00	-\$86,115,440.00
1	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
2	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
3	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
4	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
5	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
6	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
7	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
8	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
9	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
10	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
11	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
12	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
13	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
14	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
15	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84

Total OPEX(15 year), US\$	\$69,702,326.11	\$69,702,326.11	\$69,702,326.11
Facilities Tariff, USD/mmbtu	\$0.40	\$0.40	\$0.40
Shipping Tariff, USD/mmbtu	\$0.80	\$0.60	\$0.56
OPEX Tariff, USD/Mmbtu	\$0.54	\$0.54	\$0.54
Total Tariff	\$1.75	\$1.55	\$1.51

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD

Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50	\$2.50
Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$4.25	\$4.05	\$4.01
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$10.20	\$10.40	\$10.44
Total Savings per year, USD	\$87,158,512.53	\$88,882,771.80	\$89,210,807.52
NPV	\$308,564,320.66	\$339,821,947.74	\$345,768,627.76
PBP	2.216658368	1.755702703	1.67320355
IRR	56%	69%	72%

Pesanggaran

tconnect, hr	2	2	2	2	2
No of vessel	3	4	5	6	7

Gn	147.6635444	71.83631891	47.46328213	35.43925066	28.27599787
Gtotal	442.9906332	287.3452756	237.3164107	212.635504	197.9319851
CapEx per vessel, \$	\$64,065,417.77	\$33,734,527.56	\$23,985,312.85	\$19,175,700.26	\$16,310,399.15
Ship CAPEX	\$192,196,253.30	\$134,938,110.25	\$119,926,564.27	\$115,054,201.58	\$114,172,794.03
Total Capex, US\$	\$244,634,141.19	\$187,375,998.14	\$172,364,452.16	\$167,492,089.48	\$166,610,681.92
% Ship CAPEX	79%	72%	70%	69%	69%
Total OPEX(15 year), US\$	\$62,207,376.89	\$62,207,376.89	\$62,207,376.89	\$62,207,376.89	\$62,207,376.89
Facilities Tariff, USD/mmbtu	\$0.27	\$0.27	\$0.27	\$0.27	\$0.27
Shipping Tariff, USD/mmbtu	\$1.00	\$0.70	\$0.62	\$0.60	\$0.59
OPEX Tariff, USD/Mmbtu	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32
Total Tariff	\$1.59	\$1.29	\$1.21	\$1.19	\$1.18

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD

Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50
Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$4.09	\$3.79	\$3.71	\$3.69	\$3.68
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$10.36	\$10.66	\$10.74	\$10.76	\$10.77
Total Savings per year, USD	\$133,238,094.26	\$137,055,303.80	\$138,056,073.53	\$138,380,897.71	\$138,439,658.21
NPV	\$450,507,895.81	\$519,298,909.69	\$537,334,064.39	\$543,187,812.89	\$544,246,752.57
PBP	2.30498717	1.642117414	1.48369726	1.433506798	1.424489896
IRR	54%	73%	80%	83%	83%

CNG CASE IN BALI - HUB AND SPOKE
SHIP : COSELLE

Daftar Pembangkit	Jarak (KM) from Madura Offshore	Power Plant Capacity, KW	Gas supply Needed, MMSCFd	Gas supply Needed, MMSCFd	Gas supply Needed, MMSCF/yr	Total Gas loading for 15 years, Mmbtu
Pemaron	368	97.6	0.677777778	16.26666667	5,937.33	93,513,000.00
Gilimanuk	466	133.8	0.929166667	22.3	8,139.50	128,197,125.00
Pesanggaran	645	201.3	1.397916667	33.55	12,245.75	192,870,562.50

SHIP DATA CapEx per vessel, \$ Sailing speed (km/h)
Coselle Ship See graph 14.816

CAPEX	Pemaron	Gilimanuk	Pesanggaran
CapEx Loading Facility, \$	\$35,000,000.00	\$35,000,000.00	\$35,000,000.00
Gas Compressor, USD	\$702,720.00	\$963,360.00	\$1,449,360.00
CNG Ship	see below	see below	see below
CapEx Offloading Facility, \$	\$16,000,000.00	\$16,000,000.00	\$16,000,000.00

OPEX	Pemaron	Gilimanuk	Pesanggaran
Compressor Power, BHP	1171.2	1605.6	2415.6
Compressor Cost, USD/yr	\$728,340.26	\$998,482.86	\$1,502,201.80
Maintenance	\$200,000.00	\$200,000.00	\$200,000.00
Fuel Cost	\$779,275.00	\$1,068,309.38	\$1,607,254.69
Worker Rate, USD/yr	\$2,400,000.00	\$2,400,000.00	\$2,400,000.00
Total OPEX, USD/yr	\$4,107,615.26	\$4,666,792.24	\$5,709,456.48

ASSUMPTION

Equity 100%
Gas Composition, btu/scf 1050
Project Life, yr 15
Discount Rate 15%
% gas used as fuel 5%

VOTRANS-ENERSEA

Pemaron

tconnect, hr	2	2	2	2	2
No of vessel	2	3	4	5	6
Gn	-781.8305736	43.43503186	21.13055604	13.96126024	10.42440765
Gtotal	-1563.661147	130.3050956	84.52222417	69.80630121	62.54644588
Ship Rent Tariff, USD/day		\$26,515.25	\$23,169.58		
Ship Rent Cost (15 years)		\$435,513,059.76	\$507,413,876.60		
Total Capex, US\$		\$51,702,720.00	\$51,702,720.00		
Total OPEX(15 year), US\$		\$61,614,228.97	\$61,614,228.97		
Facilities Tariff, USD/mmbtu		\$0.55	\$0.55		
Shipping Tariff, USD/mmbtu		\$4.66	\$5.43		
OPEX Tariff, USD/Mmbtu		\$0.66	\$0.66		
Total Tariff		\$5.87	\$6.64		

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD

Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50
Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$8.37	\$9.14
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$6.08	\$5.31
Total Savings per year, USD	\$37,893,727.13	\$33,100,339.34
NPV	\$147,718,197.35	\$123,345,403.93
PBP	1.638415727	1.910139247
IRR	73%	64%

Gilimanuk

tconnect, hr	2	2	2	2	2
No of vessel	2	3	4	5	6
Gn	-1317.650648	73.20281377	35.61217967	23.52947586	17.56867531
Gtotal	-2635.301296	219.6084413	142.4487187	117.6473793	105.4120518
Ship Rent Tariff, USD/day	\$150,000.00	\$30,980.42	\$25,341.83	\$23,529.42	\$22,635.30
Ship Rent Cost (15 years)	\$1,642,500,000.00	\$508,853,432.44	\$554,986,010.23	\$644,117,910.23	\$743,569,647.57
Total Capex, US\$	\$51,963,360.00	\$51,963,360.00	\$51,963,360.00	\$51,963,360.00	\$51,963,360.00
Total OPEX(15 year), US\$	\$70,001,883.56	\$70,001,883.56	\$70,001,883.56	\$70,001,883.56	\$70,001,883.56
Facilities Tariff, USD/mmbtu	\$0.40	\$0.40	\$0.40	\$0.40	\$0.40
Shipping Tariff, USD/mmbtu	\$12.81	\$3.97	\$4.33	\$5.02	\$5.80
OPEX Tariff, USD/Mmbtu	\$0.55	\$0.55	\$0.55	\$0.55	\$0.55
Total Tariff	\$13.76	\$4.92	\$5.28	\$5.97	\$6.75

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD

Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50	\$2.50
-------------------------------	--------	--------	--------

Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$7.42	\$7.78	\$8.47
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$7.03	\$6.67	\$5.97
Total Savings per year, USD	\$60,070,834.16	\$56,995,328.97	\$51,053,202.30
NPV	\$260,254,816.91	\$244,616,889.03	\$214,403,137.91
PBP	0.994410513	1.052210087	1.185372345
IRR	116%	110%	98%

Pesangaran

tconnect, hr	2	2	2	2	2	2
No of vessel	2	3	4	5	6	7

Gn	-2657.943799	147.6635444	71.83631891	47.46328213	35.43925066	28.27599787
Gtotal	-5315.887599	442.9906332	287.3452756	237.3164107	212.635504	197.9319851
Ship Rent Tariff, USD/day		\$42,149.53	\$30,775.45	\$27,119.49	\$25,315.89	\$24,241.40
Ship Rent Cost (15 years)	\$0.00	\$692,306,057.56	\$673,982,307.60	\$742,396,102.26	\$831,626,907.63	\$929,051,642.74
Total Capex, US\$	N/A	\$52,449,360.00	\$52,449,360.00	\$52,449,360.00	\$52,449,360.00	\$52,449,360.00
Total OPEX(15 year), US\$	N/A	\$85,641,847.24	\$85,641,847.24	\$85,641,847.24	\$85,641,847.24	\$85,641,847.24
Facilities Tariff, USD/mmbtu	N/A	\$0.27	\$0.27	\$0.27	\$0.27	\$0.27
Shipping Tariff, USD/mmbtu	N/A	\$3.59	\$3.49	\$3.85	\$4.31	\$4.82
OPEX Tariff, USD/Mmbtu	N/A	\$0.44	\$0.44	\$0.44	\$0.44	\$0.44
Total Tariff	N/A	\$4.30	\$4.21	\$4.56	\$5.02	\$5.53

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD

Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50
Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$6.80	\$6.71	\$7.06	\$7.52	\$8.03
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$7.65	\$7.74	\$7.39	\$6.92	\$6.42
Total Savings per year, USD	\$98,309,896.75	\$99,531,480.08	\$94,970,560.44	\$89,021,840.08	\$82,526,857.74
NPV	\$454,265,209.29	\$460,476,556.97	\$437,285,787.28	\$407,038,509.42	\$374,013,669.82
PBP	0.596804038	0.589169181	0.618722304	0.662038424	0.716837718
IRR	187%	190%	181%	170%	157%

CNG CASE IN BALI - MILK RUN
SHIP : COSELLE

Daftar Pembangkit	Jarak (KM) from North Madura- Pamaron- Pesanggaran- Pamaron- NM	Power Plant Capacity, KW	Gas supply Needed, MMSCF/hr	Gas supply Needed, MMSCFd	Gas supply Needed, MMSCF/yr
Pamaron	986	97.6	0.677777778	16.26666667	5937.333333
Gilimanuk		133.8	0.929166667	22.3	8139.5
Pesanggaran		201.3	1.397916667	33.55	12245.75
Total		432.7	3.004861111	72.11666667	26322.58333

T Travel 66.54967603

SHIP DATA

Coselle Ship

CapEx per vessel, \$

See graph

Sailing speed (km/h)

14.816

CAPEX Facility

CapEx Loading Facility, \$	\$35,000,000.00
Gas Compressor, USD	\$3,115,440.00
CapEx Offloading Facility, \$	\$48,000,000.00

OPEX

Compressor Power, BHP	5192.4
Compressor Cost, USD/yr	\$3,229,024.92
Fuel Cost (5% used as fuel)	\$11,132.50
Maintenance	\$1,000,000.00
Worker Rate, USD/yr	\$2,400,000.00

ASSUMPTION

Equity	100%
Gas Composition, btu/scf	1050
Project Life, yr	15
Gas Price at Source, \$/MMSCF	8
Gas Selling Price, \$/MMSCF	16
Discount Rate	15%
Total Gas Loading for 15 years (MMscf)	394,838.75
Total Gas Loading for 15 years (MMbtu)	414,580,687.50
% gas used as fuel	5%

VOTRANS-ENERSEA

North Madura - Pamaron - Pesanggaran - Gilimanuk - North Madura

tconnect, hr	2	2	2	2	2	2	2	2
No of vessel	5	6	7	8	9	10	11	12

Gn	87.03519692	65.27639769	52.22111815	43.51759846	37.30079868	32.63819885	29.01173231	26.11055908
Gtotal	435.1759846	391.6583861	365.5478271	348.1407877	335.7071881	326.3819885	319.1290554	313.3267089
Ship Rent Tariff, USD/day	\$29,407.04	\$25,055.28	\$22,444.22	\$20,703.52	\$19,460.16	\$18,527.64	\$17,802.35	\$17,222.11
Ship Rent (15 Years)	\$805,017,703.14	\$823,065,932.83	\$860,174,870.64	\$906,814,162.51	\$958,899,371.00	\$1,014,388,277.36	\$1,072,146,315.64	\$1,131,492,746.26
Total Capex, US\$	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00	\$86,115,440.00
Total OPEX(15 year), US\$	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34	\$99,602,361.34
Facilities Tariff, USD/mmbtu	\$0.21	\$0.21	\$0.21	\$0.21	\$0.21	\$0.21	\$0.21	\$0.21
Shipping Tariff, USD/mmbtu	\$1.94	\$1.99	\$2.07	\$2.19	\$2.31	\$2.45	\$2.59	\$2.73
OPEX Tariff, USD/Mmbtu	\$0.24	\$0.24	\$0.24	\$0.24	\$0.24	\$0.24	\$0.24	\$0.24
Total Tariff	\$2.39	\$2.43	\$2.52	\$2.64	\$2.76	\$2.89	\$3.03	\$3.18

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD

Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50
Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$4.89	\$4.93	\$5.02	\$5.14	\$5.26	\$5.39	\$5.53	\$5.68
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$9.56	\$9.51	\$9.42	\$9.31	\$9.19	\$9.05	\$8.91	\$8.77
Total Savings per year, USD	\$264,161,335.71	\$262,958,120.40	\$260,484,191.21	\$257,374,905.09	\$253,902,557.86	\$250,203,297.43	\$246,352,761.55	\$242,396,332.84
NPV	\$1,268,290,135.36	\$1,262,172,182.98	\$1,249,593,070.32	\$1,233,783,377.52	\$1,216,127,638.93	\$1,197,318,121.72	\$1,177,739,418.77	\$1,157,622,285.79
PBP	0.358719826	0.360403258	0.363914695	0.368426208	0.373598617	0.37927128	0.385361876	0.391827197
IRR	307%	305%	302%	299%	295%	291%	286%	281%

**CNG CASE IN BALI - MILK RUN
SHIP : VOTRANS**

Daftar Pembangkit	Jarak (KM) from North Madura- Pamaron- Pesanggaran- Pamaron- NM	Power Plant Capacity, KW	Gas supply Needed, MMSCF/hr	Gas supply Needed, MMSCFd	Gas supply Needed, MMSCF/yr
Pamaron	986	97.6	0.677777778	16.26666667	5937.333333
Gilimanuk		133.8	0.929166667	22.3	8139.5
Pesanggaran		201.3	1.397916667	33.55	12245.75
Total		432.7	3.004861111	72.11666667	26322.58333

T Travel 66.54967603

SHIP DATA

Votrans Ship

CapEx per vessel, \$

See graph

Sailing speed (km/h)

14.816

CAPEX Facility

CapEx Loading Facility, \$	\$35,000,000.00
Gas Compressor, USD	\$1,211,560.00
Refrigeration Unit	\$1,654,216.39
CapEx Offloading Facility, \$	\$48,000,000.00

OPEX

Compressor Power, BHP	2019.266667
Refrigeration Power, BHP	1654.216388
Compressor Cost, USD/yr	\$1,255,731.91
Refrigeration Cost, USD/yr	\$813,673.82
Fuel Cost (5% used as fuel)	\$3,454,839.06
Maintenance	\$1,000,000.00
Worker Rate, USD/yr	\$2,400,000.00

Sg

0.65

Cp

0.56

ASSUMPTION

Equity	100%
Gas Composition, btu/scf	1050
Project Life, yr	15
Gas Price at Source, \$/MMSCF	8
Gas Selling Price, \$/MMSCF	16
Discount Rate	15%
Total Gas Loading for 15 years (MMscf)	394,838.75
Total Gas Loading for 15 years (MMbtu)	414,580,687.50
% gas used as fuel	5%

VOTRANS-ENERSEA

North Madura - Pamaron - Pesanggaran - Gilimanuk - North Madura

tconnect, hr	2	2	2	2	2	2	2	2	2
No of vessel	5	6	7	8	9	10	11	12	12

Gn	87.03519692	65.27639769	52.22111815	43.51759846	37.30079868	32.63819885	29.01173231	26.11055908	
Gtotal	435.1759846	391.6583861	365.5478271	348.1407877	335.7071881	326.3819885	319.1290554	313.3267089	
CapEx per vessel, \$	\$39,814,078.77	\$31,110,559.08	\$25,888,447.26	\$22,407,039.38	\$19,920,319.47	\$18,055,279.54	\$16,604,692.92	\$15,444,223.63	
Ship CAPEX	\$199,070,393.84	\$186,663,354.46	\$181,219,130.83	\$179,256,315.07	\$179,282,875.25	\$180,552,795.38	\$182,651,622.15	\$185,330,683.57	
Total Capex, US\$	\$284,936,170.23	\$272,529,130.85	\$267,084,907.22	\$265,122,091.46	\$265,148,651.64	\$266,418,571.77	\$268,517,398.54	\$271,196,459.95	
Total OPEX(15 year), US\$	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	\$133,863,671.99	
Facilities Tariff, USD/mmbtu	\$0.21	\$0.20	\$0.20	\$0.20	\$0.20	\$0.20	\$0.20	\$0.20	
Shipping Tariff, USD/mmbtu	\$0.48	\$0.45	\$0.44	\$0.43	\$0.43	\$0.44	\$0.44	\$0.45	
OPEX Tariff, USD/Mmbtu	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32	\$0.32	
Total Tariff	\$1.01	\$0.98	\$0.96	\$0.96	\$0.96	\$0.96	\$0.97	\$0.97	

Keuntungan menggunakan CNG Selama 15 th dibanding dengan HSD									
Gas Price at Source, \$/MMBtu	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50	\$2.50
Gas Price @Pemaron, \$/MMBtu	\$3.51	\$3.48	\$3.46	\$3.46	\$3.46	\$3.46	\$3.46	\$3.47	\$3.47
HSD Price, USD/MMBtu	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45	\$14.45
Savings, USD/MMBtu	\$10.94	\$10.97	\$10.98	\$10.99	\$10.99	\$10.99	\$10.99	\$10.98	\$10.97
Total Savings per year, USD	\$302,290,379.86	\$303,227,796.91	\$303,590,745.16	\$303,721,599.54	\$303,719,828.86	\$303,635,167.52	\$303,495,245.74	\$303,316,641.64	
NPV	\$1,363,942,029.98	\$1,379,497,215.91	\$1,386,076,795.33	\$1,388,448,942.95	\$1,388,416,843.83	\$1,386,882,090.49	\$1,384,345,567.69	\$1,381,107,806.25	
PBP	1.09	1.04	1.01	1.00	1.00	1.01	1.02	1.03	
IRR	152%	162%	168%	169%	169%	168%	166%	164%	