

Pemilihan Lokasi FSU LNG Dengan Metode ANP (*Analytical Network Process*) Di Celukan Bawang, Bali

Muhamad Alfin Hidayat, Ketut Buda Artana

Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111 Indonesia
e-mail: ketutbuda@its.ac.id

Abstrak— Perkembangan konsumsi listrik di Bali sangat pesat. Hal tersebut dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain dari sektor industri, infrastruktur dan pariwisata. Saat ini Bali sudah mempunyai Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di Bali. Pembangkit listrik yang ada saat ini yaitu PLTG Gilimanuk, PLTG Pamaron, dan PLTG Pesanggaran. Ketiga pembangkit tersebut selama ini masih menggunakan bahan bakar fosil. Seiring dengan semakin tingginya harga BBM, semakin berkurangnya ketersediaan minyak bumi di dunia, dan banyaknya dampak negatif yang ditimbulkan, maka perlu adanya konversi energi untuk bahan bakar pembangkit. Pada kasus ini LNG menjadi alternatif yang sangat cocok untuk konversi energi mengingat persediaan gas alam di Indonesia yang cukup besar. Sehingga perlu dibangun infrastruktur penampungan LNG untuk memenuhi kebutuhan pembangkit di Bali, dalam hal ini FSU (*floating storage unit*). Pada skripsi ini akan membahas bagaimana pemilihan lokasi FSU menggunakan metode ANP (*Analytical Network Process*). Ada tiga alternatif lokasi yang tersedia. Dari hasil penelitian, Alternatif 1 menjadi alternatif terpilih yang paling optimum untuk pembangunan FSU. Setelah itu, dilakukan perhitungan analisa kelayakan ekonomi pembangunan FSU yang terpilih dan ORF untuk mendapatkan margin harga jual yang optimum. Dari hasil analisa maka investasi yang dibutuhkan untuk pembangunan FSU ini sebesar US\$ 423,771,832 dengan margin harga jual US\$ 2.80/mmbtu.

Kata Kunci—*Pemilihan Lokasi, FSU, LNG, ANP (Analytical Network Process), Analisa Keekonomian*

I. PENDAHULUAN

Berkembang pesatnya pembangunan di sector indutri, infrastruktur, dan pariwisata di Bali mengakibatkan pasokan kebutuhan energy listrik di Bali mengalami peningkatan. Selama ini, energy listrik di Bali bergantung dari pasokan listrik dari Pembangkit Jawa Bali yang ada di Pulau Jawa.. Saat ini Bali sudah mempunyai Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) untuk mengatasi kebutuhan energy listrik di Bali. Pembangkit listrik yang ada saat ini yaitu PLTG Gilimanuk, PLTG Pamaron, dan PLTD Pesanggaran.

Sampai saat ini, ketiga pembangkit tersebut masih menggunakan bahan bakar solar. Seiring berjalannya waktu harga minyak dunia semakin tinggi, keberadaan minyak bumi juga semakin rendah, serta polusi yang disebabkan karena pemakain solar sangatlah besar, maka diperlukan alternative lain untuk bahan bakar pembangkit listrik tersebut.

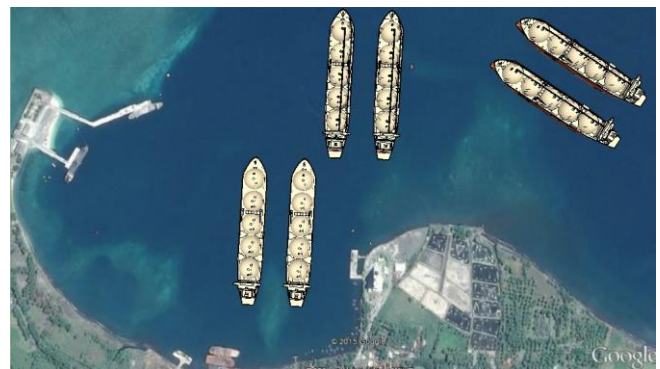


Sumber: Kementerian ESDM

Gambar 1. Grafik perkembangan harga minyak mentah

Liquid Natural Gas (LNG) saat ini menjadi hot topic dalam hal konversi energy. Bentuk bahan bakar gas ini dianggap lebih efisien dan bersih sehingga lebih ramah terhadap lingkungan. Mengingat ketersediaan cadangan gas di Indonesia cukup besar dan harganya juga lebih murah bila dibandingkan dengan minyak bumi, karena itu gas bumi layak dipergunakan sebagai bahan bakar alternatif pengganti BBM dan sebagai transisi berkembangnya sumber-sumber energi terbarukan dalam bentuk gas. Untuk sekarang ini teknologi yang ada sudah berkembang dengan baik sehingga fasilitas untuk pengolahan dan penampungan LNG sudah sangat dimungkinkan.

Untuk itu akan dibangun FSU di Celukan Bawang, Bali. Sehingga akan terjamin distribusi energy gas alam menuju ke 3 pembangkit di Bali tersebut. Namun ada beberapa faktor FSU Celukan Bawang, Bali ini direncanakan akan dibangun dengan tiga alternative berbeda dikarenakan beberapa pertimbangan yang ada. Seperti gambar yang disajikan di bawah ini :

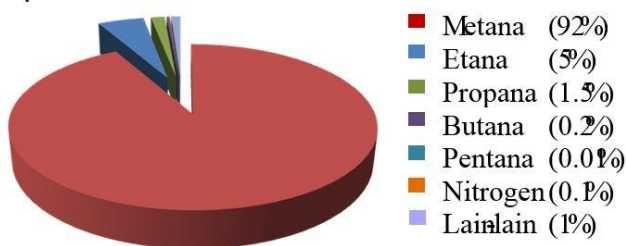


Gambar 2. Alternatif lokasi pembangunan FSU

II. DASAR TEORI

A. Liquefied Natural Gas (LNG)

Liquefied Natural Gas (LNG) adalah gas alam yang dicairkan melalui proses pendinginan pada suhu mencapai $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$) pada tekanan atmosfer. Sehingga volumenya menjadi $1/600$ dari kondisi semula sebagai gas [1]. Sebelum proses pendinginan dan kondensasi gas alam dilakukan, zat pengotor seperti karbon dioksida, air, belerang, dan *mercury* harus terlebih dahulu dihilangkan melalui suatu proses penyulingan. Hasil dari proses ini adalah suatu gas yang tidak berbau dan tidak berwarna, yang terdiri dari hidrokarbon alkana, seperti metana, etana, propana, butana, pentana, dan sedikit nitrogen, dengan komposisi secara umum seperti yang dapat dilihat pada Gambar 3. Tetapi, komposisi LNG yang sebenarnya sangat bergantung dari sumber gas serta teknologi yang digunakan dalam proses penyulingan dan pencairan.



Gambar 3. Komposisi LNG

Densitas dari LNG adalah sekitar 0,45, atau dengan kata lain berat jenis LNG kurang dari setengah berat jenis air, dengan reduksi volume mencapai $1/600$ dibanding dalam bentuk gas. Oleh karena itu, tujuan utama dari pencairan gas alam ke dalam bentuk LNG adalah untuk lebih meningkatkan nilai ekonomis transportasinya dari daerah produksi ke konsumen.

Selain itu, LNG juga menawarkan kandungan energi per volume yang lebih besar dibandingkan dengan jenis bahan bakar lain yang bersumber dari gas. Tabel 1 berikut memperlihatkan densitas energi persatuan volume dari beberapa bentuk energi.

Tabel 1.
Kandungan kalor beberapa jenis bahan bakar

Bahan Bakar	MJ/kg	MJ/liter
LNG	50,00	24,4
Metana	50,00	0,0035
CNG	50,00	8,7
LPG	48,00	21,5
Hidrogen pada 248 bar	120,00	2,5
Hidrogen pada 250°C	120,00	8,5

B. Terminal Penerimaan LNG

Receiving Terminal LNG (terminal penerimaan LNG) adalah terminal untuk menerima pengiriman LNG dari tanker LNG yang terletak di tepi laut ataupun dapat juga diperaikan dekat daratan (Floating Receiving Terminal). Operasional utama Receiving Terminal LNG antara lain

menyimpan dan regasifikasi LNG, serta mengirim gas bumi jika dibutuhkan melalui pipeline, yang terkoneksi dengan jalur pipa transmisi ataupun jalur pipa distribusi. Beberapa terminal juga mempunyai fasilitas jalan raya atau truk yang mengirim LNG ke satellite storage dan stasiun regasifikasi yang terletak di daerah pemasaran.

Fasilitas receiving terminal LNG terdiri dari beberapa unit Instalasi [2]. Unit-unit tersebut adalah sebagai berikut :

1. LNG carrier berthing dan fasilitas unloading.
2. Tangki Penyimpanan LNG.
3. Sistem regasifikasi atau penguapan.
4. Fasilitas untuk mengatasi gas boil off.
5. Metering dan stasiun pengaturan tekanan.
6. Perpipaan pengiriman gas.

Jika terminal penerimaan LNG terletak pada atau dekat pantai, atau di sepanjang jalur air yang terhubung dengan laut, letak satellite station seringkali di daratan. Tergantung pada lingkungan pasar lokal, suatu terminal LNG mungkin mempunyai peran base load dalam pengiriman gas sepanjang tahun, walaupun jumlah pengiriman aktual setiap hari sangat berbeda. Terminal LNG mungkin juga mempunyai peran musiman atau peak shaving dan hanya mengirim gas untuk beberapa bulan, minggu, atau bahkan beberapa hari setiap tahunnya. Mayoritas terminal yang saat ini beroperasi pada dasarnya adalah terminal base load.

Distribusi LNG dari terminal dapat dilakukan melalui fasilitas-fasilitas jalur pipa yang telah terpasang disekitar lokasi terminal penerimaan LNG di wilayah tersebut atau melalui truk-truk tangki dan melalui tangker-tangker untuk daerah/wilayah yang berdekatan dengan pantai/laut. Lay-out terminal LNG bervariasi, karena dikondisikan antara wilayah padat konsumen dengan faktor keadaan alam, pantai, daratan dsb.

Berdasarkan variasi faktor-faktor setempat yang meliputi lokasi yang tersedia, kedekatannya dengan laut dalam dan lokasi konsumen, jenis dan jumlah storage yang dibutuhkan, topologi lokasi, juga pertimbangan terhadap faktor lingkungan hidup sebagai pemenuhan peraturan keselamatan.

Berikut ini merupakan gambaran mengenai beberapa persyaratan *Marine Access* untuk kapal-kapal tanker LNG dengan kapasitas 125.000 m^3 untuk merapat ke *jetty* [1]:

1. Panjang kapal keseluruhan (LOA) 280 m
2. Lebar (breadth) 42 m
3. Sarat (draught) 11.7 m
4. Alur keluar masuk (access channel)
 - Lebar 250 – 300 m
 - Kedalaman 13.5 – 14.0 m
5. Mooring area (depends on waves effect)
6. Diameter putar (turning circle diameter) 500 – 600 m
7. Operational limit at current speed 1.0 knot maximum
8. Kolam tambat pada dermaga (mooring basin at berth) $400\text{ m} \times 60\text{ m} \times 13.5\text{ m}$ (low waves effect)
9. Haluan kapal mengarah ke laut terbuka
10. Operational limits at significant waves height 1.5 – 2.0 m maximum dan kecepatan angin 20 – 25 knots maximum
11. Lain – lain
 - Jumlah kapal tunda 3 – 4
 - Kapal kepil (mooring boats) 1 atau 2
 - Navigation aids (radio, light, radar)
 - Dredging frequency (parameter or periodical)

C. Maneuverability

Kapal membutuhkan kemampuan bermanuver yang baik. Apabila kemampuan manuver suatu kapal buruk dapat menyebabkan terjadinya kecelakaan. Untuk menghindari terjadinya hal tersebut, International Maritime Organization (IMO) telah membuat aturan mengenai *maneuverability* kapal. Desember 2002, melalui resolusi MSC 137 (76), IMO menetapkan suatu aturan tentang “Standar Maneuverability Kapal” [3]. Standar tersebut digunakan untuk mengevaluasi *maneuverability* kapal serta sebagai acuan dalam proses perencanaan, pembangunan, dan reparasi kapal. Berdasarkan standar tersebut kapal disebut memiliki *maneuvering* yang baik bila memenuhi syarat sebagai berikut :

- Kemampuan berputar
Panjang lintasan *Advance* tidak lebih dari 4,5 kali panjang kapal dan diameter taktis tidak lebih dari 5 kali panjang kapal.
- Kemampuan berputar awal
Pada sudut 10^0 pada sisi kiri / kanan kapal maka kapal tidak boleh bergerak dengan lintasan lebih panjang daripada 2,5 panjang kapal
- Kemampuan *stopping*
Panjang lintasan tes *stopping* dengan kecepatan penuh tidak lebih dari 15 kali panjang kapal

D. ANP (Analytical Network Process)

Analytic Network Process atau ANP adalah teori umum pengukuran relatif yang digunakan untuk menurunkan rasio prioritas komposit dari skala rasio individu yang mencerminkan pengukuran relatif dari pengaruh elemen-elemen yang saling berinteraksi berkenaan dengan kriteria kontrol [4].

ANP merupakan pendekatan baru dalam proses pengambilan keputusan yang memberikan kerangka kerja umum dalam memperlakukan keputusan-keputusan tanpa membuat asumsi-asumsi tentang independensi elemen-elemen pada level yang lebih tinggi dari elemen-elemen pada level yang lebih rendah dan tentang independensi elemen-elemen dalam suatu level.

Pada penelitian ini, ANP digunakan untuk pemilihan lokasi pembangunan FSU (*Floating Storage Unit*). Dalam melakukan pengolahan data berdasarkan hasil dari kuisioner yang disebar ke responden. Berikut merupakan langkah-langkah perhitungan ANP :

- Menentukan kriteria dan subkriteria
- Membuat model atau hierarki
- Membandingkan kriteria
- Membuat Supermatrix
- Menghitung limiting matrix

E. Analisa Keekonomian

Layak atau tidaknya pembangunan terminal receiving LNG dengan mempertimbangkan kelayakan faktor teknis dan ekonomi. Dalam perhitungan kelayakan keekonomian ini digunakan dua jenis analisis secara mikro dan analisis makro. Dalam analisis mikro, tingkat keuntungan suatu proyek biasanya diukur dengan indikator net present value (nilai bersih sekarang), internal rate of return (IRR), dan

periode pengembalian (pay back period, PBP). Sedangkan analisis makro dilakukan dengan meninjau Benefit Cost Ratio (B/C Ratio) [2]. Parameter untuk menilai kelayakan ekonomi adalah sebagai berikut:

- Net Present Value (NPV)

$$NPV = \sum_{i=0}^T \frac{X_i}{(1+i)^i} \quad (1)$$

dengan penjelasan sebagai berikut :

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

dimana :

NPV = Net Present Value / nilai bersih sekarang
suatu proyek

X₀ = Cashflow / arus kas berdasarkan tahun X₁, 2,

n = Cashflow/ arus kas pada tahun 1, 2,

n i = faktor diskon, discount rate-i

N = tahun buku

- Internal Rate of Return (IRR)

$$\sum_{i=0}^f \frac{X_i}{(1+RO)^i} = 0 \quad (2)$$

dimana :

X_t = Cashflow di tahun ke –

T_i = Suku bunga (discount rate)

- Pay Back Period

$$\sum_{t=0}^{t=POT} X_t = 0 \quad (3)$$

dimana :

X_t = Cashflow pada tahun ke –

POT = Periode pengembalian proyek

t = Tahun buku berjalan

III. METODOLOGI

Dalam penelitian ini, akan dilakukan pemilihan sisem lokasi pembangunan FSU LNG di Celukan Bawang, Bali dan juga melakukan analisa kelayakan pada pembangunan FSU tersebut. Untuk permasalahan pertama akan dilakukan perhitungan pemilihan lokasi menggunakan metode ANP. Tujuan dari penentuan lokasi ini adalah untuk mengetahui lokasi mana yang paling optimal ditinjau daei beberapa kriteria dan subkriteria yang paling sesuai dengan Alternatif yang tersedia untuk pembangunan FSU. Setelah lokasi diperoleh melalui metode ANP, maka langkah selanjutnya adalah melakukan analisa keekonomian.

Untuk permasalahan pertama, langkah pertama adalah menentukan bobot dari setiap kriteria dan juga mengetahui nilai kecocokan antara seluruh kriteria dengan deluruh alternatif. Data yang digunakan diperoleh dari hasil survei. Setelah itu dilakukan perhitungan dengan menggunakan ANP untuk melakukan seleksi alternatifnya.

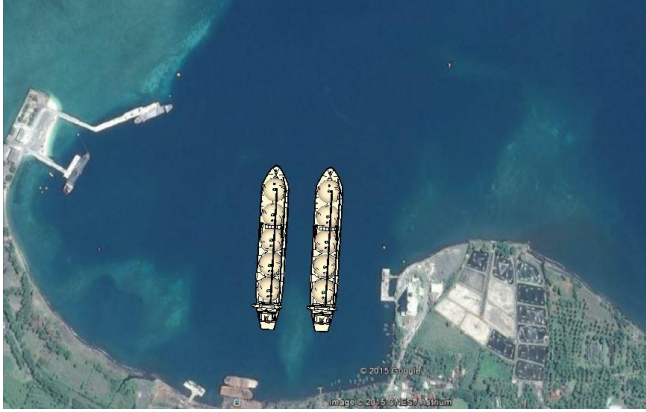
Langkah selanjutnya setelah lokasi terpilih adalah menentukan berapa investasi yang dibutuhkan dalam pembangunan FSU. Kemudian disimulasikan dengan

beberapa skenario margin penjualan LNG untuk mengetahui berapa lama jangka waktu yang dibutuhkan agar nilai investasi yang dikeluarkan dapat kembali.

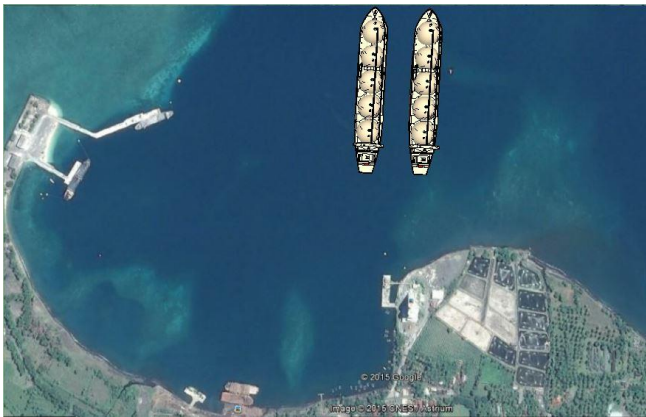
IV. ANALISIS DAN PEMBAHASAN

A. Penentuan Lokasi FSU

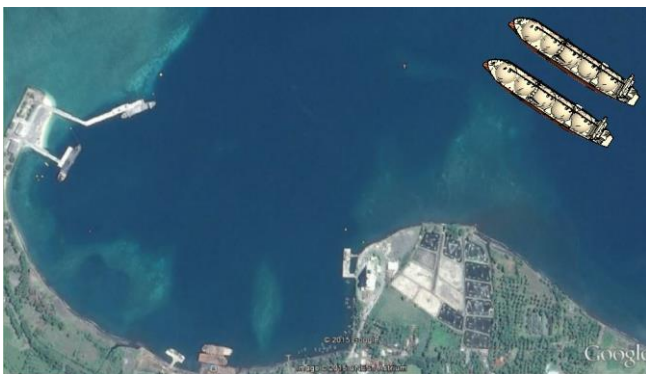
Dalam pengerjaan skripsi ini, untuk penentuan lokasi sudah ada tiga alternatif, yaitu Alternatif 1, Alternatif 2, dan Alternatif 3.



Gambar 4. Alternatif 1



Gambar 5. Alternatif 2



Gambar 6. Alternatif 3

Dari ketiga Alternatif yang sudah ditentukan, maka selanjutnya menentukan kriteria dan subkriteria apa saja yang akan dijadikan acuan dalam pemilihan. Adapun kriteria dan subkriteria dapat dilihat pada Tabel 2.

Dari kriteria dan subkriteria yang ada kemudian dibuat kuisiner untuk disebar ke responden untuk mendapatkan penilaian antara satu kriteria dengan kriteria yang lain. Dari hasil kuisiner yang telah disebar ke responden, maka langkah

selanjutnya adalah membuat matrix perbandingan. Matrix perbandingan dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Merupakan salah satu contoh dari matrix perbandingan individu antar kriteria. Dari matrix perbandingan individu tersebut kemudian dibuat matrix perbandingan berpasangan.

Tabel 2.
Kriteria dan subkriteria

No.	Kriteria	Subkriteria
1	Teknis (C1)	Kedalaman perairan (SC-01)
		Pasang surut air laut (SC-02)
		Gelombang (SC-03)
		Kemampuan manuver kapal (SC-04)
		Kemudahan bongkar muat LNG (SC-05)
		Kemudahan operasi dan perawatan (SC-06)
2	Ekonomis (C2)	Instalasi jetty (SC-07)
		Instalasi pipa ke ORF (SC-08)
		Kebutuhan pengerukan (SC-09)
		Waktu pembangunan (SC-10)
3	Lingkungan (C3)	Dampak terhadap pencemaran laut (SC-11)
		Kesesuaian dengan Master Plan (SC-12)
4	Keselamatan (C4)	Pengaruh terhadap lalu lintas kapal (SC-13)
		Pengaruh terhadap penduduk sekitar/fasilitas umum (SC-14)

Tabel 3.
Matrix perbandingan

	TEKNIS	EKONOMIS	LINGKUNGAN	KESELAMATAN
TEKNIS	1	9	9	9
EKONOMIS	0.11	1	0.11	0.11
LINGKUNGAN	0.11	9	1	0.11
KESELAMATAN	0.11	9	9	1

Hasil dari matrix perbandingan berpasangan selanjutnya akan dijadikan input untuk membuat supermatrix dan limiting matrix dengan bantuan software superdecision.

Untuk menentukan ranking dari ketiga alternatif yang ada dengan menggunakan software superdecision, maka hasil yang diperoleh adalah sebagai berikut :

Here are the priorities.			
Name		Normalized by Cluster	Limiting
Alternatif 1		0.69280	0.079637
Alternatif 2		0.20332	0.023372
Alternatif 3		0.10387	0.011940

Gambar 7. Ranking alternatif

Dari Gambar 7 dapat diketahui bahwa Alternatif 1 menempati posisi pertama dengan nilai 0.079637, kemudian diikuti Alternatif 2 dengan nilai 0.023372 dan Alternatif 3 dengan nilai 0.011940.

B. Analisa Keekonomian

Pada tahap sebelumnya telah ditentukan lokasi pembangunan FSU di Celukan Bawang, Bali. Untuk kapasitas FSU nya sendiri adalah 125.000 m³. LNG tersebut nantinya akan disalurkan ke PLTG Pesanggaran, PLTG Pamaran, dan PLTG Gilimanuk guna memenuhi kebutuhan bahan bakar untuk menghasilkan listrik untuk pasokan di Bali.

Adapun kebutuhan akan LNG untuk memenuhi ketiga PLTG tersebut akan terlihat pada Tabel 3.

Tabel 4.
Kebutuhan LNG tiap pembangkit

DESKRIPSI	SATUAN	GILMANUK	PEMARON	PESANGGARAN
Kapasitas Pembangkit	MW	133.8	97.6	201.28
Kebutuhan LNG	mmscfd	26.76	19.52	40.256
Kebutuhan LNG per tahun	TPY	195348	142496	293868.8
Kebutuhan LNG per hari	M3/day	1163.47826	848.695652	1750.26087
Total Kebutuhan LNG per hari	M3/day	3762.434783		
Total Kebutuhan LNG per tahun	M3/year	1373288.696		
Kapasitas Shuttle Vessel	M3	125000		
Total Trip per tahun	kali	10.98630957	=	11

Pada tahap ini akan dilakukan Analisa Kelayakan Ekonomi terhadap FSU. Dalam analisa ekonomi ada beberapa variable yang sangat penting yaitu CAPEX (Capital Expenditure) dan OPEX (Operating Expenditure). Untuk lebih jelasnya akan dijelaskan sebagai berikut.

- CAPEX (Capital Expenditure)

CAPEX (Capital Expenditure) dapat diartikan sebagai alokasi dana yang direncanakan dalam perhitungan untuk pembelian sesuatu untuk membangun yang dikategorikan sebagai aset perusahaan

Komponen - komponen CAPEX dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5.
Komponen CAPEX

INVESTATION	Unit	Value
Shuttle Vessel	US\$	51,373,705.46
FSU	US\$	200,000,000
Unloading terminal (jetty facilities)	US\$	11,249,680
LNG Buffer Tank (13 units @ 300 m3)	US\$	7,150,000
LNG Transfer Pump (4 units)	US\$	1,200,000
FSU Transfer Pump (4 units)	US\$	3,200,000
Cryogenic Pipe	US\$	450,000
BOG Compressor	US\$	65,000
Recondenser	US\$	2,000
LNG Barge	US\$	4,400,000
LNG Truck Unit	US\$	1,632,000
Land Investment	US\$	1,692,169
Supporting Building	US\$	100,000
TOTAL	US\$	282,514,555
Component Installation	US\$	70,628,639
TOTAL INVESTASI	US\$	353,143,193
INVESTASI+SPARE 20%	US\$	423,771,832

- OPEX (Operating Expenditure)

OPEX adalah alokasi dana yang direncanakan dalam perhitungan untuk melakukan operasi dari asset perusahaan tersebut secara normal guna memenuhi kebutuhan.

Komponen-komponen yang terdapat pada OPEX adalah dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6.
Komponen OPEX

OPERATIONAL	unit	Value
Operational		
Operational for shuttle vessel	US\$-year	0
Operational for barge	US\$-year	1,095,607
Operational for truck	US\$-year	222,300
Port charges	US\$-year	579,600
Crew Cost	US\$-year	8,622,222
Annual electricity cost	US\$-year	191,675
Annual maintenance cost	US\$-year	1,765,716
Total Operational Cost Plan	US\$-year	12,477,120

Setelah diketahui nilai CAPEX dan OPEX kemudian menghitung revenue dengan skenario margin penjualan LNG yang diinginkan.

Tabel 7.
Total pendapatan (Revenue)

Revenue	unit	Value
Amount of processed gas	mmscfd	87
Amount of processed gas	Bbtud	101
Amount of processed gas	mmbtud	100,819
Amount of processed gas	mmbtu-year	36,798,972

Tabel 8.
Variasi skenario margin penjualan

		SKENARIO 1 margin jual US\$ 2.00	SKENARIO 2 margin jual US\$ 2.20
Feed gas price	US\$	10.50	10.50
Processing-liquefaction-transportation cost	US\$	4.00	4.00
margin	US\$	2.00	2.20
Selling price to power plant	US\$	16.50	16.70
Annual revenue	US\$	73,597,943.00	80,957,737.30

		SKENARIO 3 margin jual US\$ 2.40	SKENARIO 4 margin jual US\$ 2.60
Feed gas price	US\$	10.50	10.50
Processing-liquefaction-transportation cost	US\$	4.00	4.00
margin	US\$	2.40	2.60
Selling price to power plant	US\$	16.90	17.10
Annual revenue	US\$	88,317,531.60	95,677,325.90

		SKENARIO 5 margin jual US\$ 2.80	SKENARIO 6 margin jual US\$ 3.00
Feed gas price	US\$	10.50	10.50
Processing-liquefaction-transportation cost	US\$	4.00	4.00
margin	US\$	2.80	3.00
Selling price to power plant	US\$	17.30	17.50
Annual revenue	US\$	103,037,120.20	110,396,914.50

- Variabel-variabel Analisa Keekonomian

Pada tahun 2017 diasumsikan hanya terjadi proses kontrak, sehingga pembayarannya hanya 20% dari total CAPEX. Sedangkan pada tahun 2016, pembayaran sebesar 80% dari total CAPEX dilakukan dengan pinjaman.

Tabel 9.
Variabel analisa keekonomian

		Units	Value
CAPEX (Capital Expenditure)	Total Investation Cost	US\$	423,771,832
OPEX (Operational Expenditure)	Total Operational Cost	US\$/year	12,477,120
Revenue	Annual Revenue	US\$	103,037,120
Inflation		%	5%

- Rangkuman Analisa Keekonomian

Setelah dilakukan perhitungan menggunakan beberapa skenario margin penjualan, maka didapatkan hasil sebagai berikut

Tabel 10.
Rangkuman analisa keekonomian

	MARGIN					
	US\$ 2.00	US\$ 2.20	US\$ 2.40	US\$ 2.60	US\$ 2.80	US\$ 3.00
Payback Period (Year)	>20	20.18	16.75	14.37	12.59	10.67
IRR (%)	3.58%	5.11%	6.54%	7.90%	9.18%	10.41%
NPV (Million US\$)	-59,339,621	4,851,567	69,042,756	133,233,944	197,425,132	261,616,320
PI (Index)	0.85	1.01	1.17	1.33	1.48	1.64

Jadi dari table di atas, dapat diketahui bahwa pada margin US\$ 2.00 maka investasi akan kembali setelah lebih dari 20 tahun operasi. Untuk margin US\$ 2.20, maka investasi akan kembali setelah 20 tahun operasi. Untuk margin US\$ 2.40, maka investasi akan kembali setelah 16.75 tahun operasi. Untuk margin 2.60, maka investasi akan kembali setelah 14.37 tahun operasi. Untuk margin 2.80, maka investasi akan kembali setelah 12.59 tahun operasi. Sedangkan untuk

margin US\$ 3.00, maka investasi akan kembali setelah 10.41 tahun operasi.

Sehingga dapat disimpulkan bahwa pada margin US\$ 2.80 merupakan margin yang paling optimal untuk pembangunan FSU ini. Karena modal investasi dapat kembali setelah 12.59 tahun operasi dari FSU, 80% dari lama waktu pinjaman.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dari analisa dan data yang diperoleh pada penelitian ini, maka dapat ditarik kesimpulan pada penelitian ini antara lain sebagai berikut:

1. Dari hasil perhitungan pemilihan lokasi FSU menggunakan metode ANP, maka didapatkan lokasi yang terpilih adalah pada alternative 1. Untuk memperkuat keputusan maka dilakukan verifikasi hasil dari ANP menggunakan metode lain yaitu metode TOPSIS. Dan dari perhitungan menggunakan metode TOPSIS hasilnya pun sesuai dengan metode ANP.
2. Dari hasil perhitungan analisa ekonomi, diketahui bahwa dengan margin harga jual LNG US\$ 2.80 /mmbtu merupakan margin yang paling optimal. Sehingga biaya investasi yang dikeluarkan bisa kembali setelah 12.59 tahun operasi dari FSU.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Soegiono dan Ketut Buda Artana. 2006. Transportasi LNG Indonesia. Surabaya : Airlangga University Press
- [2] Sukarahardja, Reza. 2009. Terminal Penerimaan LNG. Jakarta : FTI UI
- [3] International Maritime Organization (IMO).2002. Report Of The Maritime Safety Committee On Its Seventy-Sixth Session. Annex 6 Resolution MSC.137(76) – Standarts For Ship Manoeuverability
- [4] Saaty, T. L. (2005). *Theory and Applications of the Analytic Network Process*. Pittsburgh, PA: RWS Publications, 4922 Ellsworth Avenue, Pittsburgh, PA 15213