

ANALISIS INVESTASI PROYEK PEMBANGUNAN TERMINAL LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) DI LABUAN MARINGGAI BERDASARKAN ANALISA BEBAN MODAL

Lebinner Sinaga, Muhammad Kholil
 Program Studi Teknik Industri Fakultas Teknik
 Universitas Mercu Buana – Jakarta
 e-mail : bbins0512@yahoo.com

Abstrak -- Meningkatnya kebutuhan akan energi gas bumi tidak terlepas dari kondisi makro ekonomi di Indonesia. Dampak yang paling besar adalah dengan semakin berkembangnya sektor industri dalam negeri terutama di wilayah Jawa Barat dan Lampung, maka kebutuhan gas di wilayah ini meningkat untuk masa mendatang. Kondisi ini oleh PGN harus disikapi dengan serius dikarenakan kemampuan supply untuk gas saat ini tidak bisa untuk memenuhi kenaikan gas di masa mendatang yaitu sekitar 44% kenaikan kebutuhan gas. Saat ini PGN untuk wilayah Jawa Barat dan Lampung hanya mampu untuk mensupply sekitar 590 MMscfd, dengan target PGN untuk sepuluh tahun mendatang yaitu 1000 MMscfd, maka terjadi defisit supply gas sekitar 410 MMscfd. Dalam mencapai target supply gas yang telah ditetapkan yaitu 1000 Mmscfd dikarenakan terbatasnya pasokan gas dari sumber gas, maka PGN akan melakukan terobosan baru dengan keluar dari konsep supplay gas konvensional yakni dengan menggunakan gas alam cair atau Liquefied Natural Gas (LNG). Dengan konsep ini, maka pasokan gas menjadi tidak terbatas, karena dapat didatangkan dari berbagai tempat ataupun dari negara lain. Dalam mendatangkan gas alam cair ini, dibutuhkan suatu stasiun penerima gas yang biasa disebut LNG Receiving yang penempatannya dengan berbagai pertimbangan dipilih di darat (onshore). Pembangunan terminal LNG ini sangat dibutuhkan untuk meningkatkan supply gas PGN. Pembangunan terminal LNG ini diperlukan satu arahan secara economical value. Dengan menggunakan metode Nilai Sekarang Bersih (NSB), Nilai Tahunan Bersih (NTB), dan Tingkat Pengembalian Internal (IRR) maka proyek Pembangunan Terminal LNG ini layak untuk dilaksanakan.

Kata Kunci: NSB, NTB, IRR

Abstract -- The increasing need for clean and affordable energy, PGN will continue to use the expertise and experience to secure new energy sources to meet long-term needs of consumers. The increasing demand for natural gas energy can not be separated from the macro-economic conditions in Indonesia. The greatest impact was with the development of the industrial sector in the country especially in West Java and Lampung, the gas demand in the region has increased in the future. Conditions by PGN should be taken seriously because of the ability of supply to gas is not currently able to meet future increases in gas is about 44% increase in gas demand. Currently PGN for West Java and Lampung only able to supply about 590 MMscfd, with PGN targets for the next ten years the 1000 MMscfd, the gas supply deficit of 410 MMscfd. In reaching the target set gas supply which is 1000 MMscfd of gas due to the limited supply of gas sources, then the PGN will make new breakthroughs supplay out of the concept of conventional gas by using liquid natural gas or Liquefied Natural Gas (LNG). With this concept, the gas supply becomes limited, because it can come from a variety of places or from other countries. In bringing liquefied natural gas, it takes a gas receiving station which is called LNG Receiving a placement with consideration been on land (onshore). LNG terminal development is needed to increase gas supply PGN. Necessary directives economical value in the development of this LGN terminal. By using the Net Present Value (NSB), Net Annual Value (NTB), and Internal Rate Return (IRR), the LNG terminal construction project is feasible.

Keyword: NSB, NTB, IRR

1. PENDAHULUAN

Perusahaan Gas Negara (PERSERO) TBK, merupakan salah perusahaan Badan Usaha Milik Negara (BUMN) yang bergerak

dalam bidang infrastruktur distribusi dan transmisi gas bumi di Indonesia. Untuk tahun 2012 ini sampai dengan tahun 2014 diperkirakan, terjadi krisis pasokan gas

dikarenakan adanya peningkatan kebutuhan energi di sektor industri khususnya di Jawa Barat serta adanya rencana pengembangan kawasan industri di daerah Lampung. Diperkirakan kebutuhan energi untuk kedua daerah tersebut dari kondisi saat ini akan meningkat hingga mencapai 44%. Sedangkan kapasitas pasokan gas dari pemasok tidak dapat lagi ditingkatkan. Sehingga perlu ada terobosan baru untuk mendapatkan pasokan gas yang dapat ditambahkan langsung ke dalam jaringan pipa yang sudah ada.

Dengan adanya kenaikan kebutuhan gas, permasalahan yang muncul adalah :

- a. Jumlah ketersediaan pasokan gas pada saat ini dalam memenuhi kebutuhan konsumen gas terbatas. Kondisi ini harus dihindari, karena akan berpotensi terjadi masalah dalam pemenuhan order customer. Jika kondisi ini tidak segera diatasi akan berdampak pada kepercayaan customer dan stake holder serta menurunnya kepercayaan para investor, bahkan yang lebih luas bisa berdampak pada perkembangan perusahaan.
- b. Analisa dari investasi yang akan dilakukan. Dengan naiknya jumlah permintaan (order), maka investasi merupakan hal yang wajar dilakukan, sehingga dalam hal ini diperlukan adanya analisa terhadap pilihan investasi yang tepat dan menguntungkan.

Tulisan ini mencoba untuk melakukan beberapa hal, yaitu:

- a. Menghitung kapasitas pasokan gas yang dibutuhkan berdasarkan kenaikan permintaan dari pelanggan dan calon pelanggan baru, serta merencanakan investasi stasiun penerima gas untuk menambah sumber pemasok dan menambah kapasitas gas yang masuk ke infrastruktur *pipeline*.
- b. Menganalisa dan menilai kelayakan dari penambahan (investasi) pada infrastruktur stasiun penerima gas yang dibutuhkan.
- c. Memberikan arahan pilihan dalam menentukan investasi dan tempat yang lebih menguntungkan dari beberapa alternatif tempat investasi.

2. LANDASAN TEORI

2.1. Ekonomi Teknik

Disiplin ilmu yang berkaitan dengan aspek-aspek ekonomi dalam teknik. Notasi yang digunakan adalah :

- i = tingkat bunga efektif
- N = banyaknya periode
- P = nilai saat ini
- F = nilai masa datang

A = nilai seragam setiap periode

G = nilai gradien seragam

Rumus dasar yang digunakan :

- Mencari P , jika F diketahui
 $P = F(P/F, i\%, N)$
- Mencari P , jika A diketahui
 $P = A(P/A, i\%, N)$
- Mencari P , jika G diketahui
 $P = G(P/G, i\%, N)$
- Mencari A , jika P diketahui
 $A = P(A/P, i\%, N)$
- Mencari A , jika F diketahui
 $A = F(A/F, i\%, N)$
- Mencari A , jika G diketahui
 $A = G(A/G, i\%, N)$
- Mencari F , jika P diketahui
 $F = P(F/P, i\%, N)$
- Mencari F , jika A diketahui
 $F = A(F/A, i\%, N)$

Selain rumus dasar tersebut, untuk interest compound factor bisa ditemukan di tabel.

2.2. Metode Net Present Value

Salah satu metode dalam ilmu ekonomi teknik, yang menghitung seluruh arus kas masuk dan arus kas keluar yang diperhitungkan terhadap titik waktu sekarang pada suatu tingkat suku bunga.

Nilai Sekarang Bersih (NSB)

$$= NS_{Pendapatan} - NS_{Pengeluaran}$$

Untuk analisa keputusannya adalah :

- $NSB_A > NSB_B$: Dipilih alternatif A
- $NSB_A \leq NSB_B$: Dipilih alternatif B
- $NSB_A = NSB_B$: Dipilih alternatif A

2.3. Metode Net Annual Uniform Value

Metode ini digunakan untuk mengetahui nilai ekivalensi tahunan uniform dari aliran dana oleh suatu rencana investasi.

Nilai Tahunan Bersih (NTB)

$$= NT_{Pendapatan} - NT_{Pengeluaran}$$

Analisa keputusannya adalah :

- $NTB_A > NTB_B$: Dipilih alternatif A
- $NTB_A \leq NTB_B$: Dipilih alternatif B

2.4. Metode IRR

Metode ini memberi solusi untuk tingkat suku bunga yang menunjukkan persamaan dari nilai ekivalensi arus kas masuk dan arus kas keluar. Dasar perhitungan menggunakan NSB (NPV) atau NTB (NAUV).

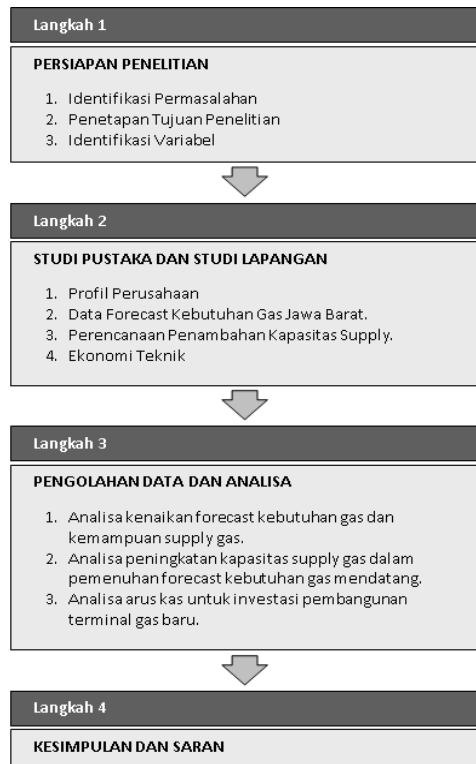
$$NSB = 0$$

$$NS_{Pendapatan} - NS_{Pengeluaran} = 0$$

$$\frac{NS_{pendapatan}}{NS_{pengeluaran}} = 1$$

3. METODOLOGI PENELITIAN

Dalam pelaksanaan penelitian, prosesnya mengikuti alur yang diperlihatkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alur Penelitian

Pada tahapan identifikasi variabel, terdapat variabel yang berpengaruh terhadap jumlah supply gas adalah:

1. Kemampuan suplai gas saat ini.
2. Kebutuhan pasokan gas saat ini.
3. Kenaikan jumlah kebutuhan gas dan bertambahnya pelanggan baru.

Untuk memenuhi permintaan gas di Jawa Barat dan Lampung, pasokan gas yang aman dan stabil sangat diperlukan. Sebagai langkah awal, PGN telah membangun jalur pipa transmisi Sumatera Selatan Jawa Barat (SSWJ) I dan II, yang didesain untuk maksimal kapasitas 1000 MMscfd. Dalam operasionalnya supply gas yang melalui SSWJ ini belum bisa untuk memenuhi dari total permintaan gas. Hal ini dikarenakan kurangnya pasokan gas. Sehingga diperlukan pasokan gas tambahan untuk bisa memenuhinya. Tabel 1 hingga Tabel 3 memperlihatkan hal ini.

Tabel 1. Suplai Gas PGN Lewat Jalur Pipa

Sumber Gas Supply	Tahun (MMscfd)										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
PGN											
Conoco Philips	350	370	382	382	382	382	375	370	370	370	
Pertamina PGD	165	154	140	81	63	54					
Suban ND	75	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Total PGN	590	624	622	563	545	536	475	470	470	470	

Tabel 2. Kebutuhan Gas PGN Jawa Barat dan Lampung

No	Area	Existing Customer	Unmet Customer	Waiting List
1	Jawa Barat	100	40	
2	Banten Timur	70	25	
3	Jakarta	65		
4	Bogor	45	10	
5	Bekasi	50	20	
6	Karawang	45	5	
7	PLN Muara Tawar	150	150	
8	Listrik Swasta (IPP)	40	15	
9	Lampung			50
10	POSCO			10
11	KS		100	
12	Potential Customer			10
Total		565	365	70
Grand Total		1000		

Tabel 3. Target PGN Dibandingkan dengan Suplai Gas PGN

Deskripsi	Tahun (MMscfd)										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Target PGN	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
Supply Gas PGN	590	624	622	563	545	536	475	470	470	470	
Gap Target	(410)	(376)	(378)	(437)	(455)	(464)	(525)	(530)	(530)	(530)	

4. PENGOLAHAN DATA

Kekurangan supply gas tidak disebabkan karena kurangnya sarana jalur pengiriman, tapi karena pasokan gas yang terbatas. Maka dari itu dibutuhkan terobosan untuk bisa menambah suplai gas. Terobosan yang dilakukan adalah dengan membangun Terminal *Liquefied Natural Gas (LNG)*, yaitu suplai gas yang menggunakan gas alam cair, kemudian akan diregasifikasi dan didistribusikan melalui SSWJ I dan II. Dengan konsep ini, maka pasokan gas menjadi tidak terbatas, karena dapat didatangkan dari berbagai tempat ataupun dari negara lain. Pembangunan terminal bisa ditempatkan di darat (*onshore*) ataupun dilaut (*offshore*).

Data-data yang didapat ditampilkan pada Tabel 4 sampai Tabel 7.

Tabel 4. Perbandingan Pembangunan Terminal LNG Offshore (FSRU) dan Onshore (Land Base)

ASPEK	OFFSHORE (FSRU)	ONSHORE (LAND BASE)
CAPEX	Rendah (Pipa dan Onshore Receiving Facility)	Tinggi (LNG Onshore Facility dan Biaya CAPEX)
OPEX	Sewa FSRU (Relatif sama dengan Onshore)	Biaya Pemeliharaan Plant (Relatif sama dengan onshore)
INSTALASI	Offshore Floating terminal dapat dipindah	Permanen
KEAMANAN	Risiko Rendah (Lokasi di lepas pantai, relatif jauh dari area pemukiman dan pengaruh gempa dan settlement relatif kecil)	Risiko Tinggi
FLEKSIBILITAS LOKASI	Lokasi fleksibel sesuai dengan kebutuhan	Pilihan lokasi terbatas disesuaikan dengan ketersediaan lahan, kedalaman pantai dan seafronts
KEBUTUHAN AREA	Terbatas (ORF dan mooring area)	Luas (Tersusun area sebagai persyaratan safety)
DURASI KONSTRUKSI	Kurang dari 2 tahun	4 - 5 tahun
TEKNOLOGI	Teknologi berdasarkan teknologi Platform and Floating Production Storage and Offloading (FPSO) dan FSRU baru digunakan beberapa perusahaan dalam 1 dekade terakhir	Teknologi sudah terbukti karena sudah banyak digunakan di berbagai negara dalam waktu puluhan tahun (lebih handal)
PEMBANGUNAN	Pembangunan didesain sesuai dengan kebutuhan pasar dan FSRU tersebut tidak bisa upsize upgrade.	Pembangunan dapat dilakukan bertahap sesuai dengan perkembangan pasar (staging)
MODA TRANSPORTASI	Transfer ship to ship	Transfer ship to land-based storage

Tabel 5. Alternatif Lokasi Terminal LNG

Aspek	Alternatif I Bojonegara (BJN)	Alternatif II Muara Bekasi (MBK)	Alternatif III Labuhan Maringgai (LBM)	Informasi
Kedalaman Laut	20 m	20 m	20 m	
Nelayan & Rig	Banyak	Banyak	Banyak	Banyak jaring nelayan, rumput laut, tempat pemancingan.
Panjang Pipa Offshore	18 Km	13,6 Km	20 Km	
Panjang Pipa Onshore	1 Km	1 Km	1 Km	
ORF Station	Dekat Stasiun BJN	Dekat Stasiun MBK	Dekat Stasiun LBM	Kemungkinan ada pembelian tanah daerah sekitar
Estimasi Volume Penggalian	Besar (2 Km, kedalaman 0,5 Km)	Medium (1 Km, kedalaman 0,5 Km)	Besar (1 Km, kedalaman 0,5 Km)	

Tabel 6. Komponen Biaya Investasi

No	Biaya	Jumlah
1	Capital Expenditures (CAPEX)	US \$ 85.850.000,00
2	Biaya Operasional (OPEX)	US \$ 18.800.000,00 / Tahun
3	Sewa FSRU (Lease FSRU)	US \$ 55.300.000,00 / Tahun
4	Kenaikan Biaya Operasional	US \$ 4.700.000,00 / Tahun
5	Lama Project	10 Tahun
6	SukuBunga Rata-Rata	13,50%
7	Harga Gas	US \$ 19 / MMBTU
8	Harga LNG	US \$ 100 / Barrel

Tabel 7. Pendapatan Tahunan

No	Tahun	Gap Target (MMscfd)	Pendapatan (US \$)
1	2014	410	149.650.000,00
2	2015	376	137.240.000,00
3	2016	378	137.970.000,00
4	2017	437	159.505.000,00
5	2018	455	166.075.000,00
6	2019	464	169.360.000,00
7	2020	525	191.625.000,00
8	2021	530	193.450.000,00
9	2022	530	193.450.000,00
10	2023	530	193.450.000,00

Kemudian, berdasarkan data yang ada dilakukan perhitungan dengan beberapa metode: yaitu:

Nilai Sekarang Bersih (NSB), Nilai Tahunan Bersih (NTB), Tingkat Pengembalian Internal (IRR), sehingga didapatkan bahwa IRR untuk Pembangunan Terminal LNG adalah sebesar 34,09%

5. ANALISA DATA

Karena kurangnya pasokan gas, maka alternatif yang dipilih adalah dengan menambah suplai gas dengan LNG. Dampak dengan menggunakan LNG adalah dibutuhkan terminal LNG. Pembangunan terminal LNG merupakan alternatif yang dipilih untuk menambah pasokan gas yang telah ditargetkan. Ada dua alternatif modelpilihan untuk pembangunan terminal LNG ini yaitu:

1. Offshore (LepasPantai)
2. Onshore (di daratan)

Tabel 8. Perbandingan Pembangunan Terminal LNG

ASPEK	OFFSHORE (FSRU)	ONSHORE (LAND BASE)
CAPEX	O	X
OPEX	O	O
INSTALASI	O	X
KEAMANAN	O	X
FLEKSIBILITAS LOKASI	O	O
KEBUTUHAN AREA	O	X
DURASI KONSTRUKSI	O	X
TEKNOLOGI	X	O
PEMBANGUNAN	X	O
MODA TRANSPORTASI	O	O

Keterangan : O = Ya ; X = Tidak

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa untuk pilihan alternatif model terminal LNG lebih menguntungkan offshore (lepas pantai), sehingga dipilih Offshore sebagai metode untuk pembangunan terminal LNG.

Tabel 9. Alternatif Lokasi Untuk Pembangunan FSRU 1

No	Lokasi	Infrastruktur	Jangkauan Pasar
1	Bojonegara	Stasiun Bojonegara	Provinsi Banten
2	Muara Bekasi	Stasiun Muara Bekasi	Provinsi Jawa Barat
3	Labuhan Maringgai	Stasiun Labuhan Maringgai dan SSWJ I dan II	Banten, Jawa Barat dan Lampung

Penentuan lokasi untuk pembangunan terminal LNG diproyeksikan untuk meningkatkan supply gas di wilayah Jawa Barat dan Lampung. Lokasi yang dipilih adalah Labuhan Maringgai selain menguntungkan dari sudut pandang pasar, juga karena pertimbangan lebih dekat dengan jaringan pipa SSWJ yang ada untuk memenuhi pasar yang strategis.

Analisa dari sudut Ekonomi Teknik, digunakan beberapa metode, yaitu:

- a. Metode Nilai Sekarang Bersih (NSB)

Dari pengolahan data didapatkan data seperti pada tabel dibawah ini,

Tabel 10. Nilai Sekarang Pendapatan

No.	Jenis Pendapatan	Amount
1	Pendapatan Tahun 1	US \$ 131.856.615,00
2	Pendapatan Tahun 2	US \$ 106.539.412,00
3	Pendapatan Tahun 3	US \$ 94.357.683,00
4	Pendapatan Tahun 4	US \$ 96.117.713,00
5	Pendapatan Tahun 5	US \$ 88.169.217,00
6	Pendapatan Tahun 6	US \$ 79.226.608,00
7	Pendapatan Tahun 7	US \$ 78.968.663,00
8	Pendapatan Tahun 8,9,10	US \$ 186.650.180,00
Total Pendapatan		US \$ 861.886.091,00

Tabel 11. Nilai Sekarang Pengeluaran

No.	Jenis Biaya	Amount
1.	Biaya Investasi	US \$ 85.850.000,00
2.	Biaya Operasional	US \$ 100.010.000,00
3.	Biaya Sewa FSRU	US \$ 294.170.000,00
4.	Kenaikan Biaya Operasional	US \$ 87.070.000,00
Total Biaya Investasi		US \$ 567.090.000,00

Tabel 12. Nilai Sekarang Bersih (NSB)

Nilai Sekarang		Nilai Sekarang Bersih
Pendapatan	Pengeluaran	
US \$ 861.886.091,00	US \$ 567.090.000,00	US \$ 294.796.091,00

Dari hasil perhitungan diatas diketahui bahwa untuk Nilai Sekarang Bersih (NSB) adalah US \$ 294.796.091,00. Hal ini berarti Proyek Pembangunan Terminal LNG adalah menguntungkan karena $NSB > 0 (+)$.

b. Metode Nilai Tahunan Bersih (NTB)

Tabel 13. Nilai Tahunan Pendapatan

No.	Jenis Pandapatan	Amount
1	Pandapatan Tahunan 1	US \$ 24.792.126,00
2	Pandapatan Tahunan 2	US \$ 20.031.825,00
3	Pandapatan Tahunan 3	US \$ 17.742.832,00
4	Pandapatan Tahunan 4	US \$ 18.072.459,00
5	Pandapatan Tahunan 5	US \$ 16.579.400,00
6	Pandapatan Tahunan 6	US \$ 14.895.805,00
7	Pandapatan Tahunan 7	US \$ 14.849.270,00
8	Pandapatan Tahunan 8	US \$ 13.207.721,00
9	Pandapatan Tahunan 9	US \$ 11.636.985,00
10	Pandapatan Tahunan 10	US \$ 10.252.850,00
Total Pendapatan Tahunan		US \$ 162.061.273,00

Tabel 14. Nilai Tahunan Pengeluaran

No.	Jenis Pengeluaran	Amount
1	Biaya Tahunan Investasi	US \$ 16.139.800,00
2	Biaya Tahunan Operasional	US \$ 18.800.000,00
3	Biaya Tahunan Sewa FSRU	US \$ 55.300.000,00
4	Kenaikan Biaya Operasional / Tahun	US \$ 16.367.280,00
Total Biaya Tahunan Investasi		US \$ 106.607.080,00

Tabel 15. Nilai Tahunan Bersih (NTB)

Nilai Tahunan		Nilai Tahunan Bersih
Pendapatan	Pengeluaran	
US \$ 162.061.273,00	US \$ 106.607.080,00	US \$ 55.454.193,00

Dari hasil perhitungan diketahui bahwa untuk Nilai Tahunan Bersih (NTB) adalah US \$ 55.454.193,00. Hal ini berarti Proyek Pembangunan Terminal LNG adalah menguntungkan karena $NTB > 0 (+)$.

c. Metode Tingkat Pengembalian Internal (IRR)

Metode IRR untuk menunjukan besaran tingkat suku bunga yang menunjukan persamaan dari ekuivalen dari arus kas masuk pada nilai ekuivalen arus kas keluar. Dengan menggunakan metode Nilai Sekarang Bersih, dan dengan percobaan tingkat suku bunga $i = 10%$ dan $i = 40%$, maka hasil perhitungannya adalah sebagai berikut:

Tabel 16. Nilai Tahunan Bersih (NTB)

Metode Nilai Sekarang	Suku Bunga Percobaan		IRR
	10%	40%	
Pendapatan	US \$ 1.005.983.910,00	US \$ 369.432.086,00	34,09%
Pengeluaran	US \$ 648.753.970,00	US \$ 457.083.620,00	
NSB	US \$ 357.229.940,00	US \$ (87.651.534,00)	

Dari table hasil perhitungan IRR diatas dapat diketahui bahwa :

$$IRR > MARR$$

$$34.09\% > 13.5\%$$

Hal tersebut berarti tingkat pengembalian proyek pembangunan terminal LNG lebih besar dari MARR.

Dari perhitungan yang telah dilakukan, maka analisa keputusan adalah sebagai berikut:

Tabel 17. Analisa Keputusan

Metode	Nilai	Hasil	Keputusan
NSB	(+)	Menguntungkan	Proyek Layak Dilaksanakan
NTB	(+)	Menguntungkan	
IRR	>MARR	Menguntungkan	

Dari analisis ekonomi teknik dengan menggunakan metode Nilai Sekarang Bersih (NPV), Nilai Tahunan Bersih (NAUV), dan Internal Rate of Return (IRR), maka dapat disimpulkan bahwa proyek ini menguntungkan dan layak untuk dilaksanakan.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan pengujian yang telah dilakukan dapat disimpulkan beberapa hal, yaitu:

1. Kebutuhan gas di wilayah Jawa Barat dan Lampung akan mengalami kenaikan sekitar 44%. Hal ini dikarenakan ada pertumbuhan disektor industri yang akan langsung berdampak pada naiknya kebutuhan energi untuk wilayah tersebut. Kedua wilayah tersebut merupakan pengguna energi khususnya gas mencapai 80% dari kebutuhan nasional.
2. Kondisi saat ini supply gas dari PGN tidak mampu untuk memenuhi kebutuhan dimasa mendatang, dari total kebutuhan 1000 mmscf PGN hanya bisa supply sekitar 50% dari total kebutuhan. Keterbatasan supply gas ini bukan karena sarana yang terbatas tetapi karena sumber gas yang terbatas. Dalam kondisi seperti ini perlu dilakukan suatu terobosan untuk bisa menambah supply gas. Tidakan yang dilakukan PGN adalah dengan membangun Terminal Liquefied Natural Gas (LNG), yaitu supply gas menggunakan gas alam cair yang akan diregasifikasi. Dengan alternatif ini maka pasokan gas cair dapat didatangkan dari berbagai sumber gas baik dalam negeri maupun dari luar negeri.
3. Berdasarkan analisa ekonomi teknik dilakukan dengan menggunakan metode Nilai Sekarang Bersih (Net Present Value), Nilai Tahunan Bersih (Net Annual Value) dan IRR (Internal Rate of Return) didapatkan bahwa:
 - a. Nilai Sekarang Bersih (NPV)
= US \$ 294.796.091,00 (+)
 - b. Nilai Tahunan Bersih (NAV)
= US \$ 55.454.193,00 (+)
 - c. Internal Rate of Return (IRR) = 34.09%

Dari analisa ekonomi teknik disimpulkan bahwa pembangunan Terminal LNG akan sangat

menguntungkan bagi perusahaan, dan proyek ini layak untuk dilaksanakan.

Dalam perencanaan pembangunan Terminal LNG yang baru, ada beberapa hal yang patut untuk diperhatikan juga:

1. Faktor keamanan dari instalasi ini harus sangat diperhatikan, mengingat material yang di tangani adalah material mudah terbakar. Hal ini harus dijadikan proiritas utama, dan perlu tenaga ahli untuk menjamin keamanan dan keselamatan dari instalasi ini, serta ada kontrol dalam pelaksanaannya.
2. Dengan pembangunan instalasi baru tentunya dalam opsional dibutuhkan operartor yang baru pula. Untuk itu diperlukan training yang berkenaan dengan opsional yang disesuaikan dengan standar pelaksanaan dan standar keamanan.
3. 1000 MMscfd merupakan target PGN untuk 10 tahun kedepan. Diperlukan usaha yang ekstra keras untuk mewujudkan hal ini, dan adanya jaminan dari pihak marketing untuk bisa meng-cover dari kenaikan target ini, sehingga investasi yang dilakukan akan tepat sasaran dan menguntungkan perusahaan.

DAFTAR PUSTAKA

- Kusuma, Hendra. Manajemen Produksi ; Perencanaan dan Pengendalian Produksi, ANDI, Yogyakarta 2004.
- Thuesen, G. J. dan Fabrycky, W. J. Ekonomi Teknik, Prenhallindo, Jakarta 2002.
- DeGarmo, E. Paul, Sullivan, William G. , Bontadelli, James A., dan Wicks, Elin M, Ekonomi Teknik Jilid 1, Prentice Hall, Jakarta 1997.
- DeGarmo, E. Paul, Sullivan, William G. , Bontadelli, James A., dan Wicks, Elin M, Ekonomi Teknik Jilid 2, Prentice Hall, Jakarta 1997.
- Raharjo, Ferianto. Ekonomi Teknik ; Analisis Pengambilan Keputusan, C.V. Andi Offset (Penerbit Andi), Yogyakarta 2007.
- Pujawan, I Nyoman. Ekonomi Teknik, Edisi Kedua, Penerbit Guna Widya, Surabaya 2009.
- Grant, Eugene L., Ireson, W. Grant, Leavenworth, Richard S. Dasar-dasar Ekonomi Teknik Jilid 1, PT. Rineka Cipta, Jakarta 2001.
- Park, Chan S., Fundamentals Of Engineering Economics Second Edition, Pearson Education 1995 – 2010.