

## Analisis Pemilihan Kapal LNG menggunakan Metode *Annual Delivery Program Running Plan*

Margaretta Mia <sup>1)</sup>, Asep Handaya Saputra <sup>2)</sup>

<sup>1),2)</sup> *Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia  
Kampus Baru UI Depok, Depok-Jawa Barat 16424  
Email : margaretta.mia@ui.ac.id*

**Abstrak.** *Pemilihan jumlah dan ukuran kapal merupakan hal yang paling krusial pada keekonomian proyek kilang LNG yang melakukan penjualan dengan skema Delivery Ex Ship (DES). Dengan merujuk pada studi kasus kilang LNG Sengkang di Indonesia, paper ini menyajikan sebuah konsep analisis pemilihan kapal LNG menggunakan suatu metode optimisasi simulasi Annual Delivery Program (ADP) running plan. Pemilihan kapal LNG ditentukan dengan biaya pelayaran yang paling minimum. Dari hasil simulasi, skenario 1 kapal mini LNG ukuran 22.500 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG ukuran 90.000 m<sup>3</sup> memiliki biaya pelayaran sebesar 0,508 USD/mmmtu.*

**Kata kunci:** *kapal LNG, kilang LNG, Sengkang LNG, ADP running plan*

### 1. Pendahuluan

*Latar Belakang, Rumusan Masalah dan Tujuan Penelitian*

Pemakaian gas alam sebagai bahan bakar pembangkit listrik di Indonesia mengalami kenaikan dari 16.5% menjadi 27.05%, walaupun saat ini batubara masih menjadi dominasi [1]. Cadangan gas alam yang banyak terletak di lokasi yang jauh dari daerah yang memiliki kebutuhan yang besar menjadikan LNG sebagai jawaban bagi Indonesia sebagai Negara Kepulauan. Selain kilang LNG berskala medium dan besar, Pemerintah mulai menggiatkan pembangunan kilang LNG berskala kecil untuk memenuhi kebutuhan gas bagi pembangkit listrik. Proyek mini LNG yang saat ini sedang dibangun adalah Sengkang LNG yang memiliki kapasitas awal 0,5 MTPA yang terletak di Sulawesi Selatan. Sengkang LNG mengawali kapasitasnya dengan 0,5 *million ton per annum* (MTPA) untuk mensuplai terminal regasifikasi Benoa Bali dan akan menaikkan kapasitasnya menjadi 2 MTPA untuk mensuplai terminal regasifikasi Pagbilao, Filipina [2]. Kilang Sengkang LNG akan membeli gas dari hulu dan memprosesnya menjadi LNG. Kilang tersebut memiliki *jetty* dengan asumsi kapasitas maksimal kapal yang bersandar adalah 125.000 m<sup>3</sup>. Sementara terminal regasifikasi Benoa memiliki *floating storage unit* (FSU) dengan kapasitas 2x13.000 m<sup>3</sup> dan asumsi kapasitas maksimal kapal yang bersandar adalah 30.000 m<sup>3</sup> [3]. Pemilihan jumlah dan ukuran kapal LNG menjadi hal yang paling krusial pada keekonomian kilang LNG yang melakukan penjualan dengan skema *Delivery Ex-ship* (DES). Beberapa studi mengenai mata rantai mini LNG telah dilakukan oleh beberapa peneliti di seluruh dunia. Sebuah studi mengenai optimisasi logistik untuk mendapatkan transportasi LNG untuk memenuhi kebutuhan listrik bagi pembangkit listrik di Indonesia timur telah dilakukan oleh Arif Rakhmawan pada 2016 [4]. Studi lainnya dilakukan oleh A. Bitante, F. Petterson dan H. Saxon pada tahun 2018 untuk mendapatkan biaya pelayaran terendah dari beberapa kilang LNG ke beberapa terminal regasifikasi LNG menggunakan program yang bernama *Mixed Integer Linear Programming* [5]. Melengkapi penelitian sebelumnya, paper ini menggunakan program *ADP running plan* untuk menghitung biaya pelayaran. ADP adalah keseluruhan jadwal pengiriman gas dengan menggunakan kapal dengan tanggal tertentu dan pada periode tertentu untuk memenuhi kewajiban kontrak jangka panjang pada tahun berikutnya. ADP biasanya dipersiapkan oleh produser LNG pada awal tahun berdasarkan kontrak dengan pembeli [6]. Sedangkan *ADP running plan* adalah program integrasi antara suplai gas umpan, produksi LNG per hari, inventori LNG dan jadwal kapal LNG keluar dan masuk kilang LNG dan terminal pembeli. Selanjutnya, beberapa skenario logistik akan disimulasikan ke dalam program tersebut. Simulasi akan menghasilkan biaya pelayaran setiap skenario dan akan dicari skenario mana yang memiliki biaya pelayaran paling rendah.

### *Deskripsi Studi Kasus*

Dalam paper ini, pembahasan hanya difokus kepada mata rantai LNG yang terdiri dari kilang LNG dan pengapalan dimana kapal LNG dimiliki oleh pemilik kilang LNG. Studi kasus pada paper ini adalah kilang Sengkang LNG dengan asumsi kapasitas awal 0,5 MTPA pada lima tahun pertama dan akan meningkatkan kapasitasnya menjadi 2 MTPA pada tahun keenam sampai tahun kedua puluh proyek berjalan. Kilang Sengkang LNG akan menggunakan struktur *transfer pricing project* dimana gas umpan pada kilang dijual oleh produser hulu kepada perusahaan kilang LNG dengan menggunakan perjanjian transfer harga seperti yang ditetapkan pada *Gas Supply Agreement (GSA)* [7]. Perusahaan kilang LNG bertanggung jawab untuk memproses gas tersebut menjadi LNG melalui proses pencairan dan setelah kilang menghasilkan LNG, kilang tersebut akan menjual LNGnya kepada pembeli LNG dengan skema DES. Dalam skema tersebut, kilang LNG bertanggung jawab untuk mengirimkan LNG menggunakan kapal yang dimilikinya ke terminal pembeli. Kilang Sengkang LNG diasumsikan akan mengirimkan 0,4 MTPA LNG ke terminal regasifikasi Benoa Bali dan 1,4 MTPA LNG ke terminal regasifikasi Pagbilao, Filipina. Semua biaya yang berhubungan dengan pengiriman LNG ke terminal pembeli akan ditanggung oleh kilang LNG.

Ada dua elemen utama pada biaya operasi kapal LNG yaitu biaya tetap dan biaya pelayaran. Biaya tetap mencakup awak kapal, pemeliharaan, administrasi dan asuransi; sedangkan biaya pelayaran mencakup bahan bakar yang digunakan (*bunker* dan *boil-off*) dan biaya pelabuhan. Biaya bahan bakar bergantung pada jarak pelayaran [8]. Paper ini fokus dalam mendapatkan biaya pelayaran, sedangkan biaya tetap tidak termasuk pada ruang lingkup yang dibahas. Simulasi ADP *running plan* akan menghasilkan hari pelayaran *laden* dan *ballast*, serta jumlah kapal yang bersandar pada kilang LNG dan terminal pembeli untuk menentukan biaya pelayaran yang terjadi untuk setiap skenario.

### *Kilang LNG*

Pada proses pencairan LNG, ada beberapa konfigurasi siklus refrigerasi yang dapat digunakan, namun untuk LNG berskala kecil dan sedang, siklus ekspansi dan siklus *single mixed refrigerant (SMR)* yang paling sering digunakan. Proses SMR menggunakan campuran hidrokarbon ringan dan nitrogen yang sebagian berkondensasi pada kondisi ambien, dengan tekanan yang rendah digunakan untuk mendinginkan aliran gas umpan. *Single Mixed Refrigerant* teknologi memiliki biaya operasi yang rendah dikarenakan memiliki efisiensi termal yang lebih tinggi [9]. Disamping proses tersebut, ada beberapa faktor yang mempengaruhi operasi kilang LNG yaitu efisiensi termal, kinerja kilang dan *plant availability* yang diikutsertakan kedalam simulasi ADP *running plan*.

Efisiensi termal adalah rasio total *higher heating value (HHV)* dari produk kilang dengan total HHV dari gas umpan. Dalam mengevaluasi efisiensi termal, semua energi yang digunakan dalam proses harus dipertimbangkan [10]. Efisiensi termal bergantung pada komposisi gas, tekanan dan suhu gas masuk, tekanan dan suhu di lapangan dan faktor lainnya seperti area pemuatan relatif terhadap proses pencairan.

Kinerja kilang berhubungan dengan seleksi alat pada kilang LNG seperti kompresor, gas turbin dan *heat exchanger*. Seleksi alat yang digunakan pada kilang LNG juga bergantung pada komposisi gas, tekanan, suhu dan laju refrijeran [10]. Dikarenakan setiap alat memiliki efisiensi dan kinerjanya masing-masing, optimisasi dapat dilakukan untuk memaksimalkan produksi LNG. Selanjutnya, faktor eksternal seperti cuaca juga dapat berpengaruh pada kinerja kilang.

*Plant Availability* adalah rasio waktu untuk menghasilkan LNG dengan jumlah waktu pada periode waktu tertentu. *Plant availability* biasanya dihitung dalam waktu satu tahun [10]. Dalam perjalanan operasinya, ada saatnya kilang mengalami gangguan produksi (*plant trip*) yang dapat disebabkan oleh salah satu alat yang tidak dapat beroperasi karena faktor internal dan faktor eksternal seperti cuaca. Selain itu *plant availability* juga disebabkan oleh masalah yang terjadi di bagian hulu sehingga ada gangguan pada produksi LNG yang disebabkan bagian hulu tidak dapat mengirimkan gasnya. Selanjutnya, pemeliharaan kilang LNG juga dapat mempengaruhi *plant availability* dikarenakan

semua peralatan dalam keadaan *shutdown* pada periode tersebut. *Plant availability* biasanya berada pada level 94% per tahun ketika tidak terdapat pemeliharaan kilang dan berada pada level dibawah 94% (90-93%) pada tahun dimana pemeliharaan kilang dilakukan.

### Harga LNG

Secara umum harga LNG di dunia dibagi menjadi dua metode yaitu berdasarkan harga pasar (*market based*) dan berdasarkan relasi dengan harga minyak (*oil-link based*). Harga gas yang mengacu pada harga pasar seperti di Amerika Serikat, Eropa dan China disebabkan karena jaringan gas yang sudah sangat matang dan adanya keputusan Pemerintah untuk menderegulasi harga gas, sehingga menciptakan kompetisi harga gas yang bersaing [7]. Sedangkan di Asia, ketergantungan yang tinggi negara – negara Asia timur seperti Jepang, Korea dan Taiwan akan LNG dan sekuritas *supply and demand* dari negara-negara pensuplai LNG menjadi faktor yang paling berpengaruh mengapa harga LNG yang berkaitan dengan harga minyak dunia masih mendominasi. Pada tahun 1980an, pasar LNG Asia yang memiliki kontrak-kontrak jangka panjang menciptakan suatu formula harga LNG yang terhubung dengan harga minyak mentah yang disebut sebagai *Japanese Crude Cocktail (JCC)*. Formula harga LNG dapat dilihat pada Persamaan (1).

$$LNG_p = xJCC + c \quad (1)$$

dimana

$LNG_p$  adalah harga LNG

$x$  adalah *slope* yang terkait dengan harga minyak (%)

$c$  adalah nilai konstanta hasil kesepakatan antara pembeli dan penjual

Di Indonesia, formula harga LNG untuk domestik terkait dengan harga Indonesia *Crude Price (ICP)*. ICP ditentukan oleh Dirjen Minyak dan Gas Bumi berdasarkan rata-rata harga spot dari delapan minyak Indonesia yang diperdagangkan di luar negeri. Harga gas dan LNG di Indonesia masih diregulasi oleh Pemerintah. Pada Permen ESDM No 45 tahun 2011, Pemerintah menetapkan harga jual gas untuk pembangkit listrik di *plant gate* sebesar 14.5% ICP. Harga jual gas ini sudah termasuk biaya regasifikasi bila gas yang dimaksud berasal dari LNG domestik atau impor dan biaya penyaluran gas bumi [11].

### Kapal LNG

Jumlah dan ukuran kapal LNG saat ini beragam, mulai dari ukuran kurang dari 25.000 m<sup>3</sup> yang digunakan untuk proyek distribusi LNG berskala kecil hingga 265.000 m<sup>3</sup>. Dengan total kapal LNG yang terdiri dari 511 kapal pada akhir 2017 dengan 19 kapal yang baru dipesan termasuk 6 FSRU dan 5 kapal ukuran kurang dari 50.000 m<sup>3</sup> [12]. Distribusi dari kapal LNG dengan ukuran yang berbeda dapat dirangkum pada Tabel 1.

Tabel 1. Distribusi Kapal LNG Menurut Ukurannya [12]

Ukuran Kapal (m <sup>3</sup> )	Jumlah Kapal
<25.000	28
25.000 – 50.000	10
50.000 – 90.000	9
90.000 – 150.000	223
150.000 – 170.000	118
>170.000	123

Selanjutnya, LNG yang diproduksi oleh kilang akan disimpan pada tangki penyimpanan, dan setelah mencapai level inventori tertentu, LNG akan dimuat ke dalam kapal LNG untuk dikirim ke terminal pembeli. Waktu yang dibutuhkan untuk memuat LNG bergantung kepada ukuran kapal dan laju pemuatan. Kapal ukuran 30.000 m<sup>3</sup> dan menggunakan laju pemuatan 4.000 m<sup>3</sup>/jam memiliki waktu pemuatan sekitar 1 hari. Dan bila kapal LNG ukuran 125.000 m<sup>3</sup> menggunakan laju pemuatan yang

sama maka waktu pemuatan akan membutuhkan 2 hari. *International Maritime Organization* (IMO) memiliki regulasi yang menetapkan tanki kapal LNG harus diisi 98% dari total volume untuk mencegah masuknya cairan kedalam pipa ventilasi [13]. Ketika kapal membawa LNG, sejumlah porsi dari tanki kapal LNG akan menguap sebagai hasil dari insulasi yang tidak sempurna. Porsi LNG yang menguap ini dinamakan *Boil-off-Gas* (BOG). BOG biasanya digunakan kapal LNG sebagai bahan bakar untuk sistem propulsi, bersamaan penggunaannya dengan *fuel oil* (FO). Laju BOG setiap hari dikenal dengan *Boil-off-gas Rate* (BOR), yang berkisar antara 0,1-0,25% per hari. BOG berimbas kepada berkurangnya jumlah LNG ketika dibongkar di terminal pembeli. Setelah LNG dibongkar, sebagian kecil porsi LNG akan ditinggalkan di dalam tanki kapal yang disebut sebagai *heel*. *Heel* akan digunakan untuk menjaga suhu kapal tetap dingin dalam perjalanan baliknya ke kilang LNG dan siap untuk aktifitas pemuatan berikutnya.

### Metodologi

#### A. Pengumpulan Data

Beberapa data yang dibutuhkan untuk menghitung biaya pelayaran adalah sebagai berikut:

1. Data BOR dan konsumsi FO setiap hari untuk setiap ukuran kapal.
2. Data biaya pelabuhan yang disesuaikan dengan ukuran kapal yang bersandar.
3. Data historis harga JCC, ICP dan FO

#### B. Penentuan Skenario Logistik

Skenario logistik ditentukan dari ukuran kapal minimum ( $G_{1,\min}$ ) yang diturunkan dari persamaan logistik yang terdiri dari waktu perjalanan kapal bolak balik ( $t_{\text{roundtrip}}$ ), laju konsumsi gas di terminal pembeli ( $q_c$ ) dan laju pemuatan ( $q_{\text{load}}$ ) [14]. Persamaan tersebut dapat dijelaskan pada Persamaan (2).

$$G_{1,\min} = t_{\text{roundtrip}} \times q_c \frac{1}{1 - \frac{q_c}{q_{\text{load}}}} \quad (2)$$

$t_{\text{roundtrip}}$  adalah waktu yang dibutuhkan oleh kapal LNG untuk berlayar ke terminal pembeli dari kilang LNG atau disebut juga *laden voyage* ( $t_{LV}$ ) dan kembali ke kilang LNG dari terminal pembeli atau disebut juga *ballast voyage* ( $t_{BV}$ ) ditambah dengan waktu untuk operasi pemuatan ( $t_{\text{loading}}$ ) dan waktu pembongkaran ( $t_{\text{unloading}}$ ).  $t_{LV}$  dan  $t_{BV}$  merupakan fungsi dari jarak antara kilang LNG dan terminal pembeli ( $L$ ) dengan kecepatan kapal ( $v$ ).

$$t_{LV}(\text{days}) = t_{BV}(\text{days}) = \frac{L}{v} \times \frac{1}{24} \quad (3)$$

Sehingga

$$t_{\text{roundtrip}} = \left( 2 \times \frac{L}{v} \times \frac{1}{24} \right) + t_{\text{loading}} + t_{\text{unloading}} \quad (4)$$

Selanjutnya, data dalam Tabel 2 dan 3 digunakan untuk menentukan skenario logistik. Jarak dan kecepatan kapal akan digunakan untuk menghitung waktu *laden* dan *ballast voyage* ( $t_{LV}$  dan  $t_{BV}$ ) berdasarkan Persamaan (3). Ditambah waktu untuk pemuatan ( $t_{\text{load}}$ ) dan waktu pembongkaran ( $t_{\text{unload}}$ ) maka *troundtrip* dapat ditentukan dari Persamaan (4).

Tabel 2. Jarak, Kecepatan Kapal,  $q_c$  dan  $q_{\text{load}}$

Data	Benoa Bali Regasifikasi	Pagbilao Filipina Regasifikasi
Jarak dari Sengkang LNG	556 <i>nautical miles</i>	1481 <i>nautical miles</i>
Kecepatan kapal	15 knots	
$q_c$	0,4 MTPA	1,4 MTPA
$q_{\text{load}}$	4.000 m <sup>3</sup> /jam	

Tabel 3.  $t_{loading}$  and  $t_{unloading}$  vs Ukuran Kapal

Ukuran Kapal (m <sup>3</sup> )	$t_{loading}$ (hari)	$t_{unloading}$ (hari)
<30.000	1	1
65.000	1,5	1
75.000	1,5	1
90.000	1,5	1
125.000	2	1

Skenario logistik dibagi menjadi 3 skenario utama. Skenario 1 terdiri dari 1 kapal mini LNG ukuran <30.000 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG ukuran > 75.000 m<sup>3</sup>. Skenario 2 terdiri dari 2 kapal mini LNG < 30.000 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG ukuran 65.000 – 75.000 m<sup>3</sup>. Skenario 3 terdiri dari 4 kapal mini LNG. Sementara skenario 2 dan 3 juga dibagi menjadi skema *dedicated* dan *non-dedicated*, yang artinya 1 kapal mini LNG hanya didedikasikan ke satu terminal pembeli untuk skema *dedicated* dan sebaliknya 1 kapal mini LNG dapat mengirim ke dua terminal pembeli untuk skema *non-dedicated*. Dari 3 skenario utama, selanjutnya dikembangkan menjadi 16 logistik skenario seperti pada Tabel 4. Angka pertama pada notasi mengindikasikan skenario utama, angka kedua mengindikasikan skema *dedicated* atau *non-dedicated*, 1 untuk skema *dedicated* sedangkan 2 untuk skema *non-dedicated*. Angka ketiga mengindikasikan sub-skenario. Sebagai contoh untuk skenario 1-1-1 dapat diartikan skenario utama 1, skema *dedicated* dan sub-skenario pertama. Sedangkan 3-2-2 dapat diartikan skenario utama 3, skema *non-dedicated* dan sub-skenario kedua.

Tabel 4. Skenario Logistik

Skenario	Kapal ke Bena Bali (m <sup>3</sup> )	Kapal ke Pagbilao, Filipina (m <sup>3</sup> )
1-1-1	19.000	90.000
1-1-2	19.000	125.000
1-1-3	22.500	90.000
1-1-4	22.500	125.000
2-1-1	19.000	65.000 + 22.500
2-1-2	22.500	65.000 + 19.000
2-1-3	19.000	75.000 + 22.500
2-1-4	22.500	75.000 + 19.000
2-2-1	19.000 + 22.500 + 65.000	
2-2-2	19.000 + 22.500 + 75.000	
3-1-1	19.000	22.500 + 27.500 + 27.500
3-1-2	22.500	19.000 + 27.500 + 27.500
3-1-3	19.000	22.500 + 30.000 + 30.000
3-1-4	22.500	19.000 + 30.000 + 30.000
3-2-1	19.000 + 22.500 + 27.500 + 27.500	
3-2-2	19.000 + 22.500 + 30.000 + 30.000	

### C. Simulasi ADP *Running Plan*

Gambar 1a menunjukkan simulasi ADP *running plan* yang menghubungkan antara gas umpan, produksi LNG, level inventori LNG dan tanggal LNG tiba di kilang LNG untuk melakukan operasi pemuatan. Gas umpan pada tanggal 1-16 Januari 2019 berada pada level 70 *Million Standard Cubic Foot per Day* (MMSCFD) sehingga produksi LNG yang sesuai dengan Persamaan (7) berada pada level 2.871 m<sup>3</sup> per hari. Level inventori akhir pada tanggal 7 Januari 2019 adalah 50.096 m<sup>3</sup>, cukup untuk dimuat kedalam kapal LNG ukuran 19.000 m<sup>3</sup> yang tiba pada tanggal 8 Januari 2019 di kilang LNG. Gambar 1b. menunjukkan ringkasan jadwal kapal LNG keluar dan masuk kilang LNG dan terminal pembeli atau *discharge port*. Pada Gambar 1a., kapal nomor 1 dengan ukuran 19.000 m<sup>3</sup> memiliki ETA di kilang LNG (kolom ETAL) pada 8 Januari

2019 dan berangkat dari kilang LNG (kolom ETDL) pada 9 Januari 2019. Kapal akan tiba di terminal pembeli (kolom ETAD) pada 11 Januari 2019 dan berangkat dari terminal pembeli pada 12 Januari 2019 (kolom ETDD). Terminal pembeli atau *discharge port* tercantum pada kolom DP sebagai Benoa regasifikasi (dinotasikan sebagai BEN). Hari *Laden voyage* (LV) dan *Ballast Voyage* (BV) yang dihitung pada Persamaan (3) akan memperkirakan waktu kedatangan kapal LNG di kilang LNG (ETAL) dan terminal pembeli (ETAD). Total LV dan BV digunakan untuk menghitung biaya bahan bakar yang terdiri dari BOG dan FO.

$$ETAD = ETDL + LV \tag{5}$$

$$ETAL = ETDD + BV \tag{6}$$

Annual Delivery Program									ADP2019									
Date	FG	LNG	EI	Simulation						Senggang LNG Terminal		Receiving Terminal						
	mmscfd	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup>	No. Cargo	VS	ETAL	ETAD	DP	No	VS	ETAL	ETDL	ETAD	ETDD	DP	LV	BV	
01-Jan-19	70	2,871	32,871						1	19,000	1/8	1/9	1/11	1/12	BEN	2	2	
02-Jan-19	70	2,871	35,742						2	19,000	1/14	1/15	1/17	1/18	BEN	2	2	
03-Jan-19	70	2,871	38,613						3	19,000	1/20	1/21	1/23	1/24	BEN	2	2	
04-Jan-19	70	2,871	41,484						4	19,000	1/26	1/27	1/29	1/30	BEN	2	2	
05-Jan-19	70	2,871	44,355						5	19,000	2/1	2/2	2/4	2/5	BEN	2	2	
06-Jan-19	70	2,871	47,225						6	19,000	2/7	2/8	2/10	2/11	BEN	2	3	
07-Jan-19	70	2,871	50,096						7	19,000	2/14	2/15	2/17	2/18	BEN	2	3	
08-Jan-19	70	2,871	52,967	1	19,000	1/8	1/11	BEN	8	19,000	2/21	2/22	2/24	2/25	BEN	2	3	
09-Jan-19	70	2,871	55,838						9	19,000	2/28	3/1	3/4	3/5	BEN	3	3	
10-Jan-19	70	2,871	58,709						10	19,000	3/8	3/9	3/11	3/12	BEN	2	3	
11-Jan-19	70	2,871	61,580						11	19,000	3/15	3/16	3/19	3/20	BEN	3	3	
12-Jan-19	70	2,871	64,451						12	19,000	3/23	3/24	3/27	3/28	BEN	3	3	
13-Jan-19	70	2,871	67,322															
14-Jan-19	70	2,871	70,193	2	19,000	1/14	1/17	BEN										
15-Jan-19	70	2,871	73,064															
16-Jan-19	70	2,871	75,935															

Gambar 1a (kiri) dan 1b (kanan). Simulasi ADP *Running Plan*

Singkatan

FG *Feed Gas*

EI *Ending Inventory*

VS *Vessel Size*

ETAL *Estimate Time Arrival Liquefaction Plant*

ETDL *Estimate Time Departure Liquefaction Plant*

ETAD *Estimate Time Arrival Discharge Port*

ETDD *Estimate Time Departure Discharge Port*

DP *Discharge Port*

LV *Laden Voyage*

BV *Ballast Voyage*

Beberapa asumsi yang digunakan pada simulasi ADP *running plan* dinyatakan pada Tabel 5.

Tabel 5. Asumsi Simulasi ADP *Running Plan*

Keterangan	Asumsi
Laju Alir Gas Umpan (FG)	70 MMSCFD
Laju Produksi LNG (PR)	46,5 m <sup>3</sup> /MMSCFD/hari
Efisiensi Termal (TE)	90%
Kinerja Kilang (PP)	98%
<i>Plant Availability</i> (PA)	93,4% per tahun jika pemeliharaan kilang dilakukan 97,8% per tahun tanpa pemeliharaan kilang
Laju Pemuatan (LR)	4.000 m <sup>3</sup> /jam

Data pada Tabel 5 akan digunakan dalam formula untuk menghitung produksi LNG seperti pada Persamaan (7) dan (8).

$$LNG \text{ Produksi per hari } (PL) = FG \times PR \times TE \times PP \quad (7)$$

$$LNG \text{ Produksi per tahun } (PY) = PL \times 365 \times PA \quad (8)$$

Formula untuk inventori akhir tanpa operasi pemuatan dapat dilihat pada Persamaan (9).

$$EI_x = EI_{x-1} + PL \quad (9)$$

dimana

$EI_x$  adalah level inventori akhir untuk tanggal  $x$

$EI_{x-1}$  adalah level inventori akhir untuk tanggal  $x-1$

Selanjutnya, formula level inventori akhir ketika operasi pemuatan dapat dilihat pada Persamaan (10).

$$EI_y = EI_x + PL - (LR \times VS) \quad (10)$$

dimana

$EI_y$  adalah level inventori akhir untuk tanggal  $y$

LR adalah laju pemuatan

#### D. Penentuan Jumlah dan Ukuran Kapal LNG

Penentuan jumlah dan ukuran kapal LNG diantara 16 skenario logistik ditentukan melalui perhitungan biaya pelayaran yang terdiri dari biaya BOG, biaya FO dan biaya pelabuhan.

$$Biaya \text{ BOG} = (\sum LV \times BOR_{LV} \times V_{load} + \sum BV \times BOR_{BV} \times V_{heel}) \times P_{LNG} \quad (11)$$

dimana,

$BOR_{LV}$  adalah *boil of rate* ketika *laden voyage*

$BOR_{BV}$  adalah *boil of rate* ketika *ballast voyage*

$V_{load}$  adalah kapasitas LNG yang dimuat, diasumsikan 97% dari volume kapal.

$V_{heel}$  adalah volume LNG *heel*; diasumsikan 2% dari volume kapal.

$P_{LNG}$  adalah harga LNG (USD/mmbtu), proyeksi ICP dan JCC berdasarkan data historis menggunakan program Crystal Ball pada Microsoft Excel. Asumsi  $P_{LNG}$  untuk penjualan LNG ke Benoa Bali regasifikasi dan Pagbilao, Filipina regasifikasi dinyatakan pada Tabel 6.

Tabel 6. Asumsi Harga LNG

Pembeli	Asumsi Harga LNG
Benoa Bali Regasifikasi	11.5% ICP + 0.2
Pagbilao Filipina Regasifikasi	14% JCC + 0.3

Biaya FO dan biaya pelabuhan dapat dilihat pada Persamaan (12) and (13).

$$Biaya \text{ FO} = (\sum LV \times FO_{LV} + \sum BV \times FO_{BV}) \times P_{FO} \quad (12)$$

dimana,

$FO_{LV}$  adalah konsumsi FO per hari selama *laden voyage*

$FO_{BV}$  adalah konsumsi FO per hari selama *ballast voyage*

$P_{FO}$  adalah harga FO, proyeksi harga FO berdasarkan data historis menggunakan program Crystal Ball pada Microsoft Excel.

$$Biaya \text{ Pelabuhan} = \sum \text{jumlah kapal berlabuh} \times P_{port} \quad (13)$$

dimana,

$P_{port}$  adalah biaya pelabuhan berdasarkan ukuran kapal.

Selanjutnya, biaya pelayaran dapat dihitung menggunakan Persamaan (14).

$$Biaya\ Pelayaran = \frac{Biaya\ BOG + Biaya\ FO + Biaya\ Pelabuhan}{jumlah\ LNG\ yang\ dikirim\ (in\ mmbtu)} \tag{14}$$

dimana,

Jumlah LNG yang dikirim didasarkan  $q_c$  pada Tabel 2.

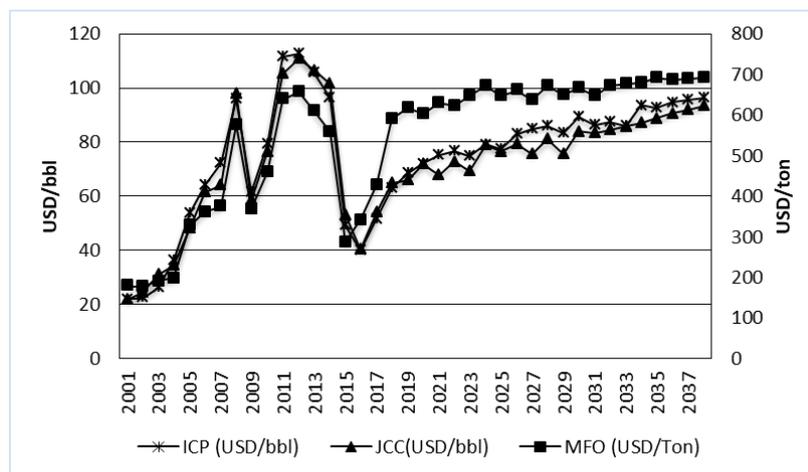
## 2. Pembahasan

Sebelum menghitung biaya pelayaran, data-data BOR, konsumsi FO per hari (laden dan ballast) serta biaya pelabuhan harus didapatkan. Data-data tersebut dipresentasikan pada Tabel 7.

Tabel 7. BOR, Konsumsi FO dan Biaya Pelabuhan [9, 13]

Ukuran Kapal (m <sup>3</sup> )	BOR (%/day)		Konsumsi FO (ton/ hari)	Biaya Pelabuhan (USD)
	Laden	Ballast		
19.000	0,30	0,10	77	40.000
22.500	0,25	0,10	65	40.000
27.500	0,25	0,10	70	40.000
30.000	0,25	0,10	70	50.000
65.000	0,18	0,09	80	60.000
75.000	0,15	0,06	80	70.000
90.000	0,15	0,06	85	80.000
125.000	0,09	0,06	98	90.000

Sementara data historis dan proyeksi harga untuk JCC, ICP dan FO dapat dirangkum pada Gambar 2.



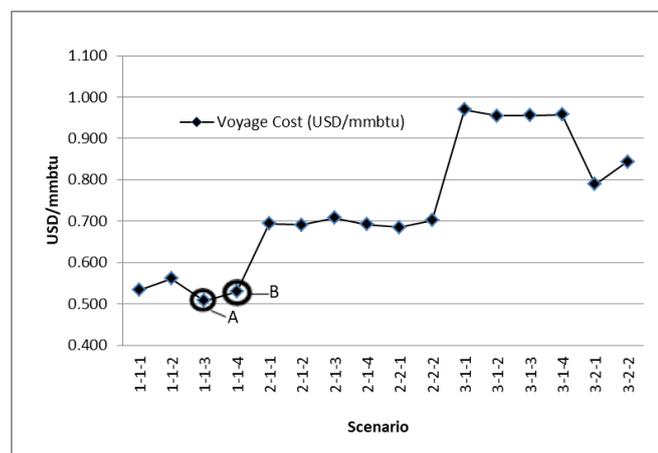
Gambar 2. Data Historis dan Proyeksi Harga JCC, ICP dan FO

Berdasarkan simulasi ADP *running plan*, data hari *laden voyage*, *ballast voyages* dan jumlah kapal LNG yang bersandar dapat ditentukan. Hasil simulasi ADP *running plan* untuk 16 skenario sepanjang 20 tahun masa proyek dipresentasikan pada Tabel 8.

Tabel 8. Hasil Simulasi ADP *Running Plan* untuk 20 Tahun

Skenario	Hari <i>Laden Voyage</i>	Hari <i>Ballast Voyage</i>	Jumlah Kapal Bersandar
1-1-1	4248	5262	2930
1-1-2	4229	5632	2630
1-1-3	4153	5701	2610
1-1-4	3988	6306	2310
2-1-1	3873	5487	3980
2-1-2	5808	8371	3780
2-1-3	5528	8747	3740
2-1-4	5498	8931	3540
2-2-1	6843	8662	3470
2-2-2	5733	8367	3920
3-1-1	8233	10642	4940
3-1-2	8848	10161	4710
3-1-3	8163	10722	4880
3-1-4	8993	10056	4710
3-2-1	8488	10137	4530
3-2-2	8258	10237	4352

Dari hasil simulasi, dapat disimpulkan bahwa terjadi peningkatan total hari *laden voyage*, *ballast voyage* dan jumlah kapal bersandar dari skenario 1 ke skenario 3 yang dikarenakan meningkatkan jumlah kapal LNG yang digunakan untuk skenario 1, skenario 2 dan skenario 3. Kenaikan jumlah kapal LNG yang digunakan akan meningkatkan jumlah pelayaran bolak balik dari kilang LNG ke terminal pembeli sehingga meningkatkan hari *laden* dan *ballast voyages* serta jumlah kapal yang bersandar. Selanjutnya, karena biaya BOG dan FO memiliki hubungan langsung dengan hari *laden* dan *ballast voyage*, maka biaya BOG dan FO juga akan meningkat. Biaya BOG, FO dan biaya pelayaran yang dibagi dengan jumlah LNG yang dikirimkan, akan menghasilkan biaya pelayaran untuk 16 skenario seperti yang dipresentasikan pada Gambar 3.



Gambar 3. Biaya Pelayaran untuk 16 Skenario

Dari perhitungan biaya pelayaran, skenario 1-1-3 (dinotasikan dengan A) dengan 1 kapal mini LNG 22.500 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG 90.000 m<sup>3</sup> memiliki biaya pelayaran paling rendah sebesar 0,508 USD/mmbtu diikuti oleh skenario 1-1-4 (dinotasikan dengan B) dengan 1 kapal mini LNG 22.500 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG 125.000 m<sup>3</sup> sebagai biaya pelayaran kedua terendah sebesar 0,530 USD/mmbtu. Dari Gambar 3, dapat disimpulkan bahwa skenario 1 memiliki biaya pelayaran paling rendah sementara skenario 3 memiliki biaya pelayaran paling tinggi karena adanya kenaikan biaya BOG, biaya FO dan biaya pelabuhan namun jumlah LNG yang dikirim ke pembeli untuk memenuhi kewajiban kilang

LNG tetap sama. Melihat kembali ke Persamaan (14), peningkatan biaya BOG, biaya FO dan biaya pelabuhan dengan jumlah pengiriman LNG yang sama akan meningkatkan biaya pelayaran. Sehingga dapat disimpulkan bahwa penggunaan kapal mini LNG dapat diimplementasikan untuk pengiriman kurang dari 1000 *nautical miles*; namun menjadi sangat tidak ekonomis untuk menggunakan beberapa kapal mini LNG untuk pengiriman lebih dari 1000 *nautical miles* dibandingkan dengan menggunakan satu kapal LNG konvensional ukuran 90.000 – 125.000 m<sup>3</sup>. Selanjutnya, skenario 2 *non-dedicated* (2-2-1 dan 2-2-2) dan skenario 3 (3-2-1 dan 3-2-2) memiliki biaya pelayaran yang lebih rendah daripada skenario *dedicated* pada skenario yang bersangkutan karena adanya fleksibilitas pada pengiriman yang menghasilkan hari *ballast* yang lebih rendah yang pada akhirnya dapat menghemat biaya BOG and FO.

### 3. Kesimpulan

Berdasarkan simulasi ADP *running plan*, skenario 1-1-3 dengan 1 kapal mini LNG ukuran 22.500 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG ukuran 90,000 m<sup>3</sup> memiliki biaya pelayaran sebesar 0,508 USD/mmbtu diikuti oleh skenario 1-1-4 dengan 1 kapal mini LNG ukuran 22.500 m<sup>3</sup> dan 1 kapal LNG ukuran 125.000 m<sup>3</sup> dengan biaya pelayaran terendah kedua sebesar 0,530 USD/mmbtu. Kapal mini LNG dapat diimplementasikan untuk pengiriman kurang dari 1000 *nautical miles*, sementara kapal LNG konvensional (90.000 – 125.000 m<sup>3</sup>) akan lebih ekonomis untuk pengiriman lebih dari 1000 *nautical miles*.

### Daftar Pustaka

- [1] Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia, Handbook of Energy & Economic Statistic of Indonesia, Head of Center for Data and Information Technology on Energy and Mineral Resources, Jakarta, 2017.
- [2] Energy World Corporation Ltd, Annual General Meeting, November 2017.
- [3] Regan, Tony, Small Scale LNG Emerging Technologies for Small-Scale Grids, Paper presented at SIEW Thinktank Roundtable, Singapore, 27 October 2017.
- [4] Rakhmawan, Arif, Optimization Mini LNG Supply Chain for Power Plant in East Indonesia, Master Thesis of University of Indonesia, 2016.
- [5] Bitante, A., Petterson, F., Saxon, H., Optimization of a Small-scale LNG Supply Chain, Journal of Energy, 148 (2018) 79-79, 2018.
- [6] Mutly, F., Msakni, M.K., Pokharell, S., A Comprehensive Annual Delivery Program Model for Upstream LNG Supply Chain, 1-17, 2014.
- [7] Corbeau, Anne-Sophie, Ledesma, David, LNG Markets in Transition: The Great Configuration, p. 107-108, Oxford University Press, 2016.
- [8] Kamalinejad, Mesyam, Sheykhbaheae, Ali, Mazaheri, Said, Financial Feasibility Study between Purchasing and Hiring LNG Carrier in Iranian LNG Industry, International Journal of Coastal & Offshore Engineering Vol.1, p. 25-31, 2016.
- [9] International Gas Union, Small Scale LNG, June 2015.
- [10] Mokhatab, Saeid, Mak, John Y., Valappil, Jaleel V., Wood, David A. Handbook of Liquefied Natural Gas, p. 125-163, Elsevier, 2014.
- [11] Ministry of Energy and Natural Resources Regulation No. 45 Year 2017 regarding Natural Gas Utilization for Power Plant.
- [12] GIIGNL-International Group of Liquefied Natural Gas Importers, GIIGNL Annual Report 2018, France, 2018.
- [13] Bahgat, Walid M., Proposed Method for Dealing with Boil-off Gas on Board LNG Carriers during Loaded Passage, International Journal of Multidisciplinary and Current Research Vol.3, April 2015.
- [14] Nikolaou, Michael, Optimizing the Logistiks of Compressed Natural Gas Transportation by Marine Vessel, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2(2010) 1-20, March 2010.