

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 HASIL DAN PEMBAHASAN SIMULASI

##### 4.1.1 Biaya Rantai Nilai LNG

Hasil simulasi model rantai nilai seperti yang dijelaskan pada bab sebelumnya adalah berupa biaya rantai nilai dari masing-masing kilang LNG di Indonesia. Biaya rantai yang pertama dihitung adalah biaya pencairan. Dengan asumsi biaya eksplorasi dan produksi masing-masing kilang seperti yang dijelaskan pada subbab 3.2, maka biaya pencairan masing-masing kilang berdasarkan perhitungan model dapat dilihat pada Tabel 4.1 berikut. Dari hasil perhitungan, dapat diketahui bahwa biaya pencairan untuk kilang Arun dan Bontang saat ini cukup rendah. Hal ini disebabkan karena seperti yang dijelaskan pada subbab 3.2, di mana saat ini biaya kapital pada *train* di kilang pencairan Arun dan Bontang dapat diabaikan.

Tabel 4.1 Biaya Pencairan LNG

Kilang	US\$ /mmbtu
Arun	0.28
Bontang	0.28
Tangguh	1.14
Sulawesi	1.14
Natuna	1.28

Keluaran berikutnya dari model rantai nilai adalah biaya transportasi LNG. Biaya transportasi LNG ini dipengaruhi oleh faktor jarak. Faktor jarak tidak hanya

berpengaruh terhadap konsumsi bahan bakar yang akhirnya mempengaruhi biaya bahan bakar. Jarak juga mempengaruhi jumlah perjalanan kapal per tahun yang berpengaruh terhadap banyaknya LNG yang diangkut per kapal per tahunnya yang merupakan pembagi dari perhitungan biaya per mmbtu. Hasil perhitungan biaya transportasi dapat dilihat pada Tabel 4.2 berikut.

Tabel 4.2 Biaya Transportasi LNG

No.	Asal - Tujuan	Biaya Kapital US\$ /mmbtu	Biaya Kapital %	Biaya Ops & Pemeliharaan US\$ /mmbtu	Biaya Ops & Pemeliharaan %	Biaya Bahan Bakar US\$ /mmbtu	Biaya Bahan Bakar %	Total Biaya Transportasi US\$ /mmbtu
1	Arun - Jepang	0.42	65.31%	0.10	16.33%	0.12	18.36%	0.64
2	Arun - Korea	0.42	64.91%	0.10	16.23%	0.12	18.86%	0.64
3	Bontang - Jepang	0.34	65.53%	0.09	16.38%	0.09	18.08%	0.52
4	Bontang - Korea	0.33	65.53%	0.08	16.38%	0.09	18.09%	0.50
5	Bontang - Taiwan	0.24	66.83%	0.06	16.71%	0.06	16.46%	0.36
6	Bontang - Jabar	0.14	69.92%	0.04	17.48%	0.03	12.60%	0.20
7	Bontang - Jatim	0.13	70.55%	0.03	17.64%	0.02	11.82%	0.18
8	Tangguh - Korea	0.36	65.55%	0.09	16.39%	0.10	18.06%	0.55
9	Tangguh - China	0.32	65.76%	0.08	16.44%	0.09	17.80%	0.48
10	Tangguh - AS	1.01	63.83%	0.25	15.96%	0.32	20.22%	1.58
11	Tangguh - Jepang	0.38	65.58%	0.09	16.39%	0.10	18.03%	0.57
12	Tangguh - Jabar	0.25	66.83%	0.06	16.71%	0.06	16.47%	0.37
13	Tangguh - Jatim	0.22	67.15%	0.05	16.79%	0.05	16.07%	0.33
14	Sulawesi - Jepang	0.33	65.64%	0.08	16.41%	0.09	17.95%	0.50
15	Natuna - Jepang	0.36	65.55%	0.09	16.39%	0.10	18.06%	0.55
16	Natuna - Korsel	0.34	65.57%	0.09	16.39%	0.09	18.03%	0.52
17	Natuna - Taiwan	0.25	66.77%	0.06	16.69%	0.06	16.54%	0.38
18	Natuna - AS	1.36	64.85%	0.34	16.21%	0.40	18.94%	2.09
19	Natuna - China	0.30	65.93%	0.08	16.48%	0.08	17.58%	0.46
20	Natuna - Jabar	0.14	69.92%	0.04	17.48%	0.03	12.60%	0.20
21	Natuna - Jatim	0.16	68.94%	0.04	17.24%	0.03	13.82%	0.23

Dari tabel dapat terlihat adanya kontribusi yang cukup besar dari biaya kapital kapal terhadap biaya transportasi keseluruhan, yaitu berada dalam kisaran 63-71%. Sedangkan untuk biaya bahan bakar, semakin jauh jarak transportasi semakin meningkat pula kontribusinya terhadap biaya total transportasi. Untuk jarak terdekat di dalam model yaitu jarak Bontang – Jawa Timur, total biaya transportasi hanya sekitar US\$ 0.18/mmbtu dengan persentase biaya bahan bakar yang sangat kecil yaitu 11.82%. Sedangkan untuk jarak pengiriman terjauh yaitu Natuna – Amerika Serikat besar biaya transportasi mencapai US\$ 2.09/mmbtu dengan kontribusi biaya bahan bakar mencapai 18.94%. Tetapi persentase biaya bahan bakar terbesar belum tentu berada pada jarak terjauh, yang dalam tabel di atas sebesar 20.22% pada transportasi

LNG dari Tangguh ke Amerika Serikat. Karena tingginya biaya transportasi untuk pengiriman LNG ke Amerika Serikat, biaya transportasi yang dibutuhkan lebih tinggi dibanding biaya pencairannya.

Perhitungan biaya penerimaan seperti terlihat pada Tabel 4.3 di bawah dimaksudkan untuk penjualan domestik di mana asal kilang pencairan juga menentukan besarnya biaya regasifikasi karena berkaitan dengan biaya bahan bakar yang digunakan. Biaya penerimaan domestik akan diperhitungkan untuk ditambahkan terhadap harga penjualan LNG jika terdapat penjualan LNG ke dalam negeri, di mana tersebut berarti biaya gas untuk mencapai pengguna di Jawa.

Tabel 4.3 Biaya Penerimaan LNG

Terminal Penerimaan	Asal Kilang	US\$ /mmbtu
Jawa Barat	Bontang	0.44
	Tangguh	0.56
	Natuna	0.72
Jawa Timur	Bontang	0.44
	Tangguh	0.55
	Natuna	0.73

Setelah dilakukan perhitungan terhadap masing-masing biaya rantai nilai, kemudian biaya-biaya tersebut dijumlahkan menjadi biaya rantai nilai untuk masing-masing asal dan tujuan pengiriman LNG seperti terdapat pada Tabel 4.4 di bawah.

Tabel 4.4 Biaya Rantai Nilai LNG

No.	Asal - Tujuan	Produksi US\$/mmbtu	& Produksi %	Pencairan US\$/mmbtu	Pencairan %	Transportasi US\$/mmbtu	Transportasi %	Biaya Rantai Nilai US\$/mmbtu
1	LNG Bontang-Taiwan @ CIF	0.75	53.98%	0.28	20.31%	0.36	25.71%	1.39
2	LNG Bontang-Jepang @ FOB	0.75	72.67%	0.28	27.33%	0	0.00%	1.03
3	LNG Bontang-Jepang @ CIF	0.75	48.18%	0.28	18.12%	0.52	33.69%	1.56
4	LNG Arun-Jepang @ FOB	0.75	72.67%	0.28	27.33%	0	0.00%	1.03
5	LNG Arun-Jepang @ CIF	0.75	44.90%	0.28	16.89%	0.64	38.22%	1.67
6	LNG Bontang-Korea @ FOB	0.75	72.67%	0.28	27.33%	0	0.00%	1.03
7	LNG Bontang-Korea @ CIF	0.75	48.87%	0.28	18.38%	0.50	32.74%	1.53
8	LNG Arun-Korea @ CIF	0.75	44.78%	0.28	16.85%	0.64	38.37%	1.67
9	LNG Tangguh-Korea @ DES	0.75	30.75%	1.14	46.77%	0.55	22.48%	2.44
10	LNG Tangguh-AS @ DES	0.75	21.59%	1.14	32.84%	1.58	45.57%	3.47
11	LNG Tangguh-China @ FOB	0.75	39.67%	1.14	60.33%	0	0.00%	1.89
12	LNG Natuna - Taiwan @ CIF	2.25	57.60%	1.28	32.66%	0.38	9.75%	3.91
13	LNG Sulawesi - Jepang @ CIF	0.75	31.35%	1.14	47.68%	0.50	20.97%	2.39
14	LNG Tangguh-Jepang @ CIF	0.75	30.42%	1.14	46.27%	0.57	23.31%	2.47
15	LNG Natuna - Jepang @ CIF	2.25	55.23%	1.28	31.31%	0.55	13.46%	4.07
16	LNG Natuna - Korea @ DES	2.25	55.56%	1.28	31.50%	0.52	12.94%	4.05
17	LNG Natuna - AS @ DES	2.25	40.05%	1.28	22.71%	2.09	37.25%	5.62
18	LNG Natuna - China @ FOB	2.25	63.82%	1.28	36.18%	0.00	0.00%	3.53
19	LNG Bontang - Jabar @ DES	0.75	60.85%	0.28	22.89%	0.20	16.27%	1.23
20	LNG Tangguh - Jabar @ DES	0.75	33.20%	1.14	50.49%	0.37	16.31%	2.26
21	LNG Natuna - Jabar @ DES	2.25	60.38%	1.28	34.23%	0.20	5.38%	3.73
22	LNG Bontang - Jatim @ DES	0.75	61.75%	0.28	23.23%	0.18	15.02%	1.21
23	LNG Tangguh - Jatim @ DES	0.75	33.84%	1.14	51.47%	0.33	14.69%	2.22
24	LNG Natuna - Jatim @ DES	2.25	59.94%	1.28	33.98%	0.23	6.07%	3.75

Dari Tabel 4.4 di atas dapat diketahui bahwa biaya rantai nilai akan menjadi tinggi jika gas berasal dari wilayah eksplorasi dan produksi dengan tingkat kesulitan tinggi dalam hal ini gas dari Natuna D-Alpha. Faktor jarak yang juga mempengaruhi biaya transportasi juga memberikan kontribusi terhadap biaya rantai nilai. Biaya rantai nilai paling tinggi dalam model ini adalah untuk pengiriman dari Natuna menuju ke Amerika Serikat yang mencapai US\$ 5.62/mmbtu. Biaya rantai paling rendah tentu saja apabila LNG ditujukan untuk pengiriman ke terminal penerimaan domestik di Jawa.

Untuk kontrak penjualan yang berjalan saat ini dari Arun dan Bontang memiliki biaya rantai nilai kurang dari US\$ 2/mmbtu. Hal yang menarik adalah bahwa berdasarkan model, biaya rantai nilai LNG Bontang menuju Jawa hanya sekitar US\$ 1.2/mmbtu. Hal ini disebabkan oleh biaya pencairan di Bontang yang cukup rendah karena biaya kapital *train* yang sudah terbayarkan serta jarak transportasi yang relatif dekat.

#### 4.1.2 Produksi LNG

Skenario dasar yang dijalankan pada model pencairan LNG akan menggunakan asumsi produksi LNG serta sisa cadangan gas seperti pada Tabel 4.4 berikut. Data produksi Arun dan Bontang hingga tahun 2014 dimasukkan berdasarkan data yang diproyeksikan Ditjen Migas. Pasca 2014 diasumsikan Bontang hanya bisa memproduksi 40% dari kapasitas maksimal. Dari tabel tersebut juga dapat dilihat bahwa produksi LNG Bontang pasca 2011, dengan asumsi sisa cadangan hanya digunakan untuk LNG, hanya bisa memadai untuk kontrak baru selama maksimal 15 tahun. Pada model ini diasumsikan bahwa terdapat produksi tambahan Tangguh pada tahun 2014. Sedang untuk kilang LNG Natuna diasumsikan akan mulai memproduksi pada tahun 2018 dengan besar kapasitas produksi 6 *train* di mana masing-masing *train* dapat memproduksi sebesar 3 mmtpa.

Tabel 4.5 Produksi LNG dan Sisa Cadangan Gas

Tahun	Arun		Bontang		Tangguh		Sulawesi		Natuna	
	Produksi mmtpa	Sisa Cadangan bscf	Produksi mmtpa	Sisa Cadangan bscf	Produksi mmtpa	Sisa Cadangan bscf	Produksi mmtpa	Sisa Cadangan bscf	Produksi mmtpa	Sisa Cadangan bscf
2005	4.20	1462.00	19.47	15487.00	0.00	12559.00	0.00	2228.00	0.00	28900.00
2006	4.12	1219.22	19.60	14362.26	0.00	12559.00	0.00	2228.00	0.00	28900.00
2007	3.51	981.16	21.20	13230.22	0.00	12559.00	0.00	2228.00	0.00	28900.00
2008	2.89	778.36	19.32	12005.53	0.00	12559.00	0.00	2228.00	0.00	28900.00
2009	2.58	611.65	19.32	10691.48	7.65	12559.00	0.00	2228.00	0.00	28900.00
2010	1.20	462.41	21.12	9432.98	7.65	12117.15	0.00	2228.00	0.00	28900.00
2011	1.20	361.46	15.43	8213.07	7.65	11675.31	2.00	2228.00	0.00	28900.00
2012	1.20	255.23	13.96	7322.12	7.65	11233.46	2.00	2099.80	0.00	28900.00
2013	1.20	150.21	12.94	6515.64	7.65	10791.61	2.00	1971.60	0.00	28900.00
2014	0.00	54.91	11.60	5768.23	11.45	10349.77	2.00	1843.39	0.00	28900.00
2015	0.00	54.91	8.71	5098.13	11.45	9688.44	2.00	1715.19	0.00	28900.00
2016	0.00	54.91	8.71	4595.33	11.45	9027.11	2.00	1586.99	0.00	28900.00
2017	0.00	54.91	8.71	4092.54	11.45	8365.79	2.00	1458.79	0.00	28900.00
2018	0.00	54.91	8.71	3589.74	11.45	7704.46	2.00	1330.58	18.00	28900.00
2019	0.00	54.91	8.71	3086.95	11.45	7043.13	2.00	1202.38	18.00	27860.36
2020	0.00	54.91	8.71	2584.15	11.45	6381.81	2.00	1074.18	18.00	26820.72
2021	0.00	54.91	8.71	2081.36	11.45	5720.48	2.00	945.98	18.00	25781.08
2022	0.00	54.91	8.71	1578.56	11.45	5059.15	2.00	817.77	18.00	24741.44
2023	0.00	54.91	8.71	1075.77	11.45	4397.83	2.00	689.57	18.00	23701.80
2024	0.00	54.91	8.71	572.97	11.45	3736.50	2.00	561.37	18.00	22662.16
2025	0.00	54.91	8.71	70.18	11.45	3075.17	2.00	433.17	18.00	21622.52

Di dalam model ini akan dicari tujuan pengiriman dari sisa pasokan LNG yang dapat menghasilkan nilai *net-back* yang maksimal. Sisa pasokan dihitung dari

pengurangan antara jumlah produksi dengan jumlah komitmen penjualan hingga saat ini, seperti yang dapat dilihat pada Tabel 4.6 berikut.

Tabel 4.6 Sisa Pasokan LNG

Tahun	Arun			Bontang			Tangguh			Sulawesi			Natuna		
	Produksi mmtpa	Komitmen mmtpa	Sisa Pasokan mmtpa	Produksi mmtpa	Komitmen mmtpa	Sisa Pasokan mmtpa	Produksi mmtpa	Komitmen mmtpa	Sisa Pasokan mmtpa	Produksi mmtpa	Komitmen mmtpa	Sisa Pasokan mmtpa	Produksi mmtpa	Komitmen mmtpa	Sisa Pasokan mmtpa
2005	4.20	4.80	-0.60	19.47	21.33	-1.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2006	4.12	4.51	-0.39	19.60	21.62	-2.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2007	3.51	4.51	-1.00	21.20	21.62	-0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2008	2.89	4.51	-1.62	19.32	19.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	2.58	4.51	-1.93	19.32	19.32	0.00	7.65	7.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010	1.20	1.20	0.00	21.12	22.63	-1.51	7.65	7.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011	1.20	1.20	0.00	15.43	12.78	2.65	7.65	7.65	0.00	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012	1.20	1.20	0.00	13.96	9.20	4.76	7.65	7.65	0.00	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	1.20	1.20	0.00	12.94	9.20	3.74	7.65	7.65	0.00	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014	0.00	0.00	0.00	11.60	7.40	4.20	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015	0.00	0.00	0.00	8.71	4.79	3.92	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2016	0.00	0.00	0.00	8.71	2.84	5.87	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2017	0.00	0.00	0.00	8.71	2.84	5.87	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2019	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2020	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2021	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2022	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2023	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2024	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00
2025	0.00	0.00	0.00	8.71	0.00	8.71	11.45	7.65	3.80	2.00	2.00	0.00	18.00	0.00	18.00

Dari tabel sisa pasokan LNG di atas dapat diketahui bahwa mulai tahun 2011 masih terdapat sisa pasokan LNG dari kilang Bontang karena berakhirnya sejumlah kontrak pada tahun 2010. Jika produksi berlangsung seperti yang diprediksikan di atas serta seiring dengan habisnya sejumlah kontrak, sisa pasokan LNG dari Bontang semakin meningkat menjadi sekitar 3-4 mmtpa. Dengan asumsi bahwa pada tahun 2012 terdapat pasokan gas baru untuk kilang LNG Bontang, serta untuk keperluan perhitungan optimisasi, maka jumlah sisa pasokan Bontang pada tahun 2012-2017 akan dirata-ratakan menjadi 4.73 mmtpa. Pada tahun 2017 semua kontrak dari LNG Bontang berakhir, hal ini menyebabkan pada tahun 2018 LNG keseluruhan produksi kilang Bontang belum memiliki komitmen.

Untuk kilang lainnya seperti kilang LNG Tangguh pada awal produksinya sudah tidak memiliki sisa pasokan. Tapi jika sesuai dengan skenario dasar model, akan terdapat tambahan kapasitas produksi pada tahun 2014 sebesar 1 *train* dengan produksi 3.8 mmtpa. Sedangkan untuk kilang LNG Sulawesi, sesuai perhitungan di

atas, tidak memiliki sisa pasokan lagi karena keseluruhan produksinya sebesar 2 mmpta telah dikomitmenkan untuk penjualan ke Jepang.

#### 4.1.3 Nilai *Net-back* LNG

Perhitungan nilai *net-back* dilakukan setelah model rantai nilai LNG dijalankan pada Powersim. Perhitungan nilai *net-back* pada kontrak yang sudah berjalan, dengan asumsi perhitungan harga seperti yang telah dijelaskan pada subbab 3.2 dan Tabel 3.5, dapat dilihat pada Tabel 4.7 berikut. Perhitungan nilai *net-back* di bawah berdasarkan harga minyak pada awal periode simulasi yaitu ICP pada tahun 2005 yaitu sebesar US\$ 52.08.

Tabel 4.7 Nilai *Net-back* Kontrak LNG Berjalan

No.	Asal - Tujuan	Harga LNG US\$/mmbtu	Biaya Rantai Nilai US\$/mmbtu	Nilai <i>Net-back</i> US\$/mmbtu
1	LNG Bontang-Taiwan@ CIF	8.88	1.39	7.49
2	LNG Bontang-Jepang @ FOB	6.09	1.03	5.06
3	LNG Bontang-Jepang @ CIF	6.62	1.56	5.06
4	LNG Arun-Jepang @ FOB	5.98	1.03	4.95
5	LNG Arun-Jepang @ CIF	6.62	1.67	4.95
6	LNG Bontang-Korea @ FOB	7.87	1.03	6.84
7	LNG Bontang-Korea @ CIF	8.37	1.53	6.84
8	LNG Arun-Korea @ CIF	8.37	1.67	6.70

Seperti yang telah disinggung sebelumnya bahwa saat ini biaya rantai nilai kontrak yang sedang berjalan cukup rendah yaitu di bawah US\$ 2/mmbtu. Hal ini ditunjang dengan harga penjualan LNG yang cukup tinggi karena kontrak yang berjalan saat ini dibuat pada masa kekuatan pasar lebih berada pada pihak penjual, sehingga keterkaitan dengan harga minyak mentah menjadi cukup tinggi. Terlebih lagi saat ini terdapat kecenderungan harga minyak mentah meningkat secara signifikan. Hal ini menyebabkan *net-back* penjualan LNG pada saat ini menjadi cukup besar yaitu mencapai di atas US\$ 5/mmbtu, seperti terlihat pada Tabel 4.7 di atas, yang berarti beberapa kali lipat dibanding biaya nilai rantainya. Dari tabel di atas dapat diketahui bahwa nilai *net-back* tertinggi terdapat pada penjualan ke Taiwan

karena harga kontrak ke Taiwan memiliki keterkaitan dengan harga minyak yang paling tinggi dibanding dengan harga kontrak-kontrak lainnya.

Tabel 4.8 Nilai *Net-back* Kontrak LNG Tangguh

No.	Asal - Tujuan	Harga LNG US\$/mmbtu	Biaya Rantai Nilai US\$/mmbtu	Nilai <i>Net-back</i> US\$/mmbtu
1	LNG Tangguh-Korea @ DES	4.73	2.44	2.29
2	LNG Tangguh-AS @ DES	5.94	3.47	2.47
3	LNG Tangguh-China @ FOB	3.35	1.89	1.46

Tabel 4.8 di atas menyajikan nilai *net-back* dari kontrak LNG Tangguh, yang dihitung berdasarkan harga LNG yang didasarkan pada proyeksi harga minyak tahun 2009, tahun berproduksinya kilang pencairan Tangguh. Dari tabel dapat dilihat bahwa biaya rantai nilai dari Tangguh tentu saja lebih tinggi dibandingkan dari Arun dan Bontang, karena LNG Tangguh merupakan kilang pencairan baru. Namun karena kontrak penjualan Tangguh dibuat pada saat fase harga murah di mana terdapat keterkaitan yang rendah dengan harga minyak, maka seperti dapat dilihat pada Tabel 4.8 di atas, nilai *net-back* LNG Tangguh menjadi jauh lebih rendah dibanding nilai *net-back* LNG dari Arun dan Bontang saat ini.

Nilai *net-back* untuk kontrak-kontrak mendatang untuk skenario dasar harga minyak dapat dilihat pada Tabel 4.9 berikut. Secara keseluruhan, jika harga penjualan LNG menggunakan skenario dasar seperti yang terdapat pada Tabel 3.7, maka *net-back* penjualan akan kurang dari US\$ 3 yang berarti jauh lebih rendah dibanding nilai *net-back* pada kontrak penjualan yang berjalan saat ini. Selain itu jika LNG dari Natuna dijual hanya dengan harga sekitar US\$ 3/mmbtu, maka nilai *net-back* akan menjadi negatif. Selanjutnya pada model, nilai *net-back* inilah yang akan menentukan ke mana sebaiknya penjualan LNG, dengan menjalankan beberapa skenario harga. Nilai *net-back* skenario dasar serta pada skenario-skenario lainnya pada kontrak-kontrak mendatang hingga tahun 2025 dapat dilihat pada Lampiran 2.



Tabel 4.9 Nilai *Net-back* Kontrak Mendatang – Skenario Dasar Harga

No.	Asal - Tujuan	Tahun Aliran	ICP US\$/bbl	Harga LNG US\$/mmbtu	Biaya Rantai Nilai US\$/mmbtu	Nilai <i>Net-back</i> US\$/mmbtu
1	LNG Sulawesi - Jepang @ CIF	2011	65.70	4.70	2.39	2.31
2	LNG Tangguh-Jepang @ CIF	2014	71.43	4.90	2.47	2.43
3	LNG Natuna - Taiwan @ CIF	2018	78.62	6.45	3.91	2.55
4	LNG Natuna - Jepang @ CIF			5.15	4.07	1.07
5	LNG Natuna - Korea @ DES			4.22	4.05	0.17
6	LNG Natuna - AS @ DES			7.66	5.62	2.04
7	LNG Natuna - China @ FOB			3.09	3.53	-0.44
8	LNG Bontang - Jabar @ DES			2012	67.61	3.33
9	LNG Tangguh - Jabar @ DES	2014	71.43	3.46	2.26	1.20
10	LNG Natuna - Jabar @ DES	2018	78.62	3.71	3.73	-0.02
11	LNG Bontang - Jatim @ DES	2016	75.10	3.59	1.21	2.38
12	LNG Tangguh - Jatim @ DES	2016	75.10	3.59	2.22	1.37
13	LNG Natuna - Jatim @ DES	2018	78.62	3.71	3.75	-0.04

## 4.2 HASIL DAN PEMBAHASAN OPTIMISASI

### 4.2.1 Penjualan LNG

#### 4.2.1.1 Skenario Dasar Proyeksi Harga Minyak

Hasil simulasi Powersim berupa nilai *net-back* seperti yang telah dijelaskan pada subbab sebelumnya kemudian digunakan untuk melakukan optimisasi dengan menggunakan bantuan Solver pada Microsoft Excel. Di bawah ini akan dijelaskan hasil optimisasi dari masing-masing skenario seperti yang dijelaskan pada subbab 3.5.

Pada bagian ini yang akan dijelaskan adalah hasil skenario perhitungan harga berdasarkan proyeksi dasar harga minyak mentah. Besar nilai *net-back* akumulatif untuk penjualan yang telah terkomitmen pada skenario dasar proyeksi harga minyak ini adalah sebesar US\$ 50,205.12 juta, yang kemudian untuk perhitungan nilai *net-back* keseluruhannya dapat ditambahkan dengan nilai *net-back* penjualan yang belum terkomitmen sesuai hasil optimisasi seperti yang akan dijelaskan berikut.

#### - Skenario dasar – keterkaitan dengan harga minyak rendah

Optimisasi skenario dasar dari model menghasilkan tabel penjualan LNG seperti pada Tabel 4.10 di bawah ini. Nilai *net-back* akumulatif dengan jumlah pasokan sesuai hasil dari optimisasi skenario ini adalah sebesar US\$ 15,707.86 juta.

Tabel 4.10 Penjualan LNG Skenario Dasar – Skenario Proyeksi Dasar  
 Harga Minyak, Keterkaitan dengan Harga Minyak Rendah

mmtpa

Tahun	$EQ_{i21}$	$EQ_{i22}$	$EQ_{i23}$	$EQ_{i34}$	$EQ_{i54}$
	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	Penjualan Bontang - Jepang # CIF	Penjualan Bontang - Korea # CIF	Penjualan Tangguh - AS # DES	Penjualan Natuna - AS # DES
2011	1.57	1.08	0.00		
2012	1.57	3.16	0.00		
2013	1.57	3.16	0.00		
2014	1.57	3.16	0.00	3.80	
2015	1.57	3.16	0.00	3.80	
2016	1.57	3.16	0.00	3.80	
2017	1.57	3.16	0.00	3.80	
2018	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2019	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2020	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2021	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2022	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2023	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2024	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00
2025	3.41	3.16	2.14	3.80	18.00

Hasil optimisasi pada skenario ini belum menunjukkan aliran LNG ke dalam negeri (variabel yang terisi angka hanya variabel  $EQ$ ). Sesuai dengan Tabel 4.6 mengenai pasokan LNG, bahwa mulai sejak tahun 2011 terdapat sisa pasokan sebesar 2.65 mmtpa dari kilang LNG Bontang, maka aliran penjualan LNG hasil optimisasi skenario ini berawal pada tahun tersebut. Hasil optimisasi menunjukkan bahwa terdapat preferensi untuk memperpanjang kontrak dari kilang Bontang untuk ekspor ke Taiwan dan Jepang, bahkan hingga tahun 2025, dengan tetap menggunakan formula harga yang berlaku pada kontrak yang berjalan saat ini. Hal ini disebabkan karena kontrak dari Bontang yang berjalan saat ini memiliki nilai *net-back* yang cukup tinggi dibanding kontrak-kontrak lainnya. Untuk penjualan ke Korea selain dengan memperpanjang kontrak yang habis pada tahun 2017 sebanyak 1 mmtpa, selain itu juga dibuat kontrak baru kembali dengan jangka menengah sebesar 1.14

mmtpa. Perpanjangan kontrak ke ketiga negara di Asia tersebut dengan menggunakan formula harga yang berlaku seperti pada kontrak yang berjalan saat ini akan menguntungkan bagi negara apabila memang peluang tersebut ada.

Sementara itu untuk penjualan *train* ketiga Tangguh, hasil dari optimisasi skenario dasar ini adalah model akan memilih Amerika Serikat sebagai tujuan penjualan dibanding tujuan lainnya. Hal ini disebabkan karena kaitan dengan harga minyak yang hanya sekitar 20% untuk formula harga penjualan di Asia ternyata tidak cukup bersaing dibanding dengan proyeksi harga penjualan ke Amerika Serikat yang mendasarkan harga LNG-nya berdasarkan harga Henry *Hub*. Hal ini juga terjadi pada pasokan dari Natuna, di mana model juga memilih Amerika Serikat sebagai tujuan ekspor. Hasil skenario ini menghasilkan pasokan yang berlimpah menuju Amerika Serikat.

- Skenario keterkaitan dengan harga minyak tinggi

Hasil optimisasi skenario kedua dapat dilihat pada Tabel 4.11 berikut. Nilai *net-back* akumulatif hasil optimisasi skenario ini adalah sebesar US\$ 17,625.01 juta, yang berarti lebih besar dari nilai *net-back* akumulatif skenario pertama karena nilai A yang lebih tinggi. Berbeda dengan hasil optimisasi pada skenario sebelumnya, skenario ini sudah bisa menghasilkan aliran penjualan LNG ke dalam negeri (*DQ*).

Tabel 4.11 Penjualan LNG - Skenario Proyeksi Dasar Harga Minyak,  
Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi

mmtpa

Tahun	$EQ_{121}$	$EQ_{122}$	$EQ_{123}$	$EQ_{132}$	$EQ_{151}$	$EQ_{152}$	$DQ_{151}$
	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	Penjualan Bontang - Jepang # CIF	Penjualan Bontang - Korea # CIF	Penjualan Tangguh - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Jabar # DES
2011	1.57	1.08	0.00				
2012	1.57	3.16	0.00				
2013	1.57	3.16	0.00				
2014	1.57	3.16	0.00	3.80			
2015	1.57	3.16	0.00	3.80			
2016	1.57	3.16	0.00	3.80			
2017	1.57	3.16	0.00	3.80			
2018	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2019	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2020	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2021	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2022	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2023	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2024	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2025	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68

Berdasarkan hasil optimisasi dari skenario 2 ini, untuk pasokan LNG dari kilang Bontang menunjukkan hasil yang mirip dengan skenario sebelumnya, di mana sepanjang masih ada kemungkinan untuk memperpanjang kontrak ke Taiwan, Jepang, dan Korea dengan menggunakan formula harga seperti yang berjalan saat ini, maka penjualan ke negara-negara tersebutlah yang akan dipilih oleh model. Beda pasokan Bontang pada skenario ini dibanding skenario sebelumnya adalah jumlahnya yang berkurang dibanding hasil skenario sebelumnya, pasca tahun 2017 untuk kontrak ke Taiwan, di mana pasokannya beralih ke Korea. Hal ini disebabkan karena keterkaitan dengan harga minyak sebesar 40% pada kontrak penjualan ke Korea, membuat harga kontrak menjadi lebih kompetitif untuk menarik pasokan, selain karena sebagian kontrak Taiwan dialihkan dengan menggunakan pasokan

dari kilang Natuna yang memiliki nilai *net-back* untuk Taiwan yang kompetitif karena keterkaitan dengan harga minyak yang mencapai 65%.

Sementara itu untuk kontrak dari *train* ketiga Tangguh, akan bisa menghasilkan nilai *net-back* yang lebih tinggi apabila LNG dijual ke Jepang, dengan keterkaitan dengan harga minyak sebesar 40%. Skenario formula harga ke Jepang tersebut ternyata cukup kompetitif dan bisa mengalahkan nilai *net-back* kontrak penjualan Tangguh yang sudah terkomitmen saat ini dengan negara China, Korea, dan Amerika Serikat.

Hal yang menarik adalah pada pasokan dari Natuna. Optimisasi pada skenario ini menghasilkan pasokan untuk negara-negara di Asia khususnya yang memiliki nilai *net-back* tinggi yaitu Taiwan yang kemudian diikuti oleh Jepang, serta sebagian sudah menuju domestik yaitu Jawa Barat. Taiwan sekalipun memiliki penawaran harga yang lebih atraktif dibandingkan negara-negara di Asia lainnya, namun memiliki keterbatasan dalam penyerapan pasokan, sehingga selanjutnya model memilih Jepang untuk tujuan penjualan berikutnya dari Natuna. Hasil optimisasi dari skenario ini menghasilkan pasokan yang cukup besar ke Jepang. Besarnya produksi dari kilang Natuna juga telah membuka peluang pasokan ke Jawa Barat. Hal ini menunjukkan bahwa harga domestik yang dari hasil simulasi yaitu sebesar US\$ 6.42/mmbtu bisa cukup bersaing serta menghasilkan nilai *net-back* yang lebih tinggi dibandingkan dengan penjualan ekspor ke China, Amerika Serikat serta bahkan Korea.

- Skenario keterkaitan dengan harga minyak tinggi dengan B untuk domestik dinaikkan

Skenario ketiga ini memiliki nilai keterkaitan dengan harga minyak yang sama dengan skenario kedua, hanya saja nilai B untuk penjualan domestik pada skenario ini dinaikkan. Optimisasi dari skenario ini menghasilkan nilai *net-back* akumulatif dari pasokan mendatang sebesar US\$ 18,067.45 juta, yang berarti sedikit lebih tinggi dibanding skenario sebelumnya. Hasil optimisasi skenario ini menghasilkan aliran penjualan LNG yang sama dengan hasil skenario sebelumnya baik untuk penjualan ekspor (*EQ*) dan dalam negeri (*DQ*).

Tabel 4.12 Penjualan LNG – Skenario Proyeksi Dasar Harga Minyak, Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi dengan B untuk Domestik Dinaikkan

mmtpa

Tahun	<i>EQ<sub>121</sub></i>	<i>EQ<sub>122</sub></i>	<i>EQ<sub>123</sub></i>	<i>EQ<sub>132</sub></i>	<i>EQ<sub>151</sub></i>	<i>EQ<sub>152</sub></i>	<i>DQ<sub>151</sub></i>
	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	Penjualan Bontang - Jepang # CIF	Penjualan Bontang - Korea # CIF	Penjualan Tangguh - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Jabar # DES
2011	1.57	1.08	0.00				
2012	1.57	3.16	0.00				
2013	1.57	3.16	0.00				
2014	1.57	3.16	0.00	3.80			
2015	1.57	3.16	0.00	3.80			
2016	1.57	3.16	0.00	3.80			
2017	1.57	3.16	0.00	3.80			
2018	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2019	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2020	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2021	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2022	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2023	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2024	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2025	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68

Pasokan dari Bontang menunjukkan aliran pasokan yang tidak berbeda dibanding skenario sebelumnya di mana masih terdapat preferensi untuk mengekspor ke Taiwan, Jepang, dan Korea. Nilai B yang dinaikkan untuk kontrak dari Bontang untuk harga pasokan ke Jawa Barat dan Jawa Timur ternyata belum cukup kompetitif untuk bisa menarik pasokan tersebut menuju Jawa. Hasil simulasi menunjukkan bahwa harga LNG dari Bontang untuk ke Jawa Barat pada tahun 2012 sebesar US\$ 6.66/mmbtu belum bisa bersaing dengan harga LNG ekspor ke tiga negara Asia tersebut yang diproyeksikan bisa mencapai di atas US\$ 7/mmbtu. Hasil optimisasi pada skenario ketiga ini juga masih mengarahkan pasokan kilang Tangguh untuk diekspor, dengan alasan yang serupa dengan yang dijelaskan pada skenario sebelumnya. Hal ini berarti bahwa jika keterkaitan harga minyak mentah

di formula harga untuk ke Jepang nantinya mencapai 40%, maka dapat dikatakan bahwa harga tersebut masih cukup kompetitif di tengah-tengah kecenderungan harga kontrak dengan keterkaitan dengan harga minyak yang lebih rendah.

Tidak berbeda dari dari hasil optimisasi skenario sebelumnya, meningkatnya nilai konstanta B juga bisa mengarahkan pasokan LNG dari Natuna untuk dijual ke Jawa Barat. Dengan demikian, jika dilihat secara keseluruhan potensi aliran penjualan, meningkatnya nilai B baru bisa mengarahkan penjualan dari Natuna menuju domestik tetapi belum bisa mengarahkan penjualan dari kilang Bontang dan Tangguh menuju pasar domestik. Sekalipun demikian hasil optimisasi dari skenario ini juga menunjukkan bahwa pasar ekspor negara-negara di Asia merupakan pasar yang cukup atraktif jika formula harga yang ditawarkan memiliki keterkaitan harga minyak yang relatif tinggi, meskipun masih lebih rendah dibanding dengan kontrak yang sedang berjalan saat ini.

- Skenario kontrak-kontrak yang ada tidak diperpanjang atau ditambah dan A untuk harga domestik lebih tinggi

Hasil optimisasi skenario keempat tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.13 berikut. Optimisasi dari skenario ini menghasilkan nilai *net-back* akumulatif dengan sebesar US\$ 9,709.35 juta, yang berarti jauh lebih kecil dibanding skenario sebelumnya, karena beberapa kemungkinan untuk ekspor dihilangkan dalam skenario ini, sehingga penjualan dapat beralih ke domestik (*DQ*).

Tabel 4.13 Penjualan LNG - Skenario Proyeksi Dasar Harga Minyak, Kontrak kontrak yang Ada Tidak Diperpanjang dan A Harga Domestik Dinaikkan

mmtpa

Tahun	<i>DQ<sub>121</sub></i>	<i>DQ<sub>122</sub></i>	<i>DQ<sub>131</sub></i>	<i>EQ<sub>151</sub></i>	<i>EQ<sub>154</sub></i>
	Penjualan Bontang - Jabar # DES	Penjualan Bontang - Jatim # DES	Penjualan Tangguh - Jabar # DES	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - AS # DES
2012	4.73				
2013	4.73				
2014	4.73		3.80		
2015	4.73		3.80		
2016	4.73	0.00	3.80		
2017	4.73	0.00	3.80		
2018	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2019	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2020	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2021	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2022	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2023	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2024	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2025	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59

Hasil optimisasi dari skenario menghasilkan pasokan LNG Bontang mengarah ke dalam negeri, baik itu ke Jawa Barat maupun Jawa Timur. Karena dalam skenario ini tidak dibuka kemungkinan ekspor untuk LNG Bontang sejak tahun 2011, maka berdasarkan model, sudah semestinya aliran tersebut masuk ke dalam negeri berapapun harga penjualan dipasang. Hanya saja dalam hal ini nilai *net-back* dari LNG Bontang tidak bisa langsung diturunkan secara drastis mengingat hal ini juga menyangkut pendapatan dari beberapa pihak termasuk pendapatan negara. Jika digunakan skenario pasokan LNG Bontang untuk Jawa Barat seperti Tabel 4.13 di atas, maka nilai *net-back* pada tahun 2012 adalah sebesar US\$ 3.85/mmbtu. Dengan asumsi beroperasinya terminal penerimaan di Jawa Barat pada tahun 2012, maka terdapat sisa pasokan sebesar 2.65 mmtpa pada tahun 2011 yang belum memiliki tujuan penjualan. Akan menjadi kondisi yang sempurna jika terminal penerimaan di Jawa Barat bisa mulai beroperasi di saat mulai terdapat sisa pasokan dari kilang



Bontang yaitu pada tahun 2011. Adanya penambahan sisa pasokan dari LNG pada tahun 2018 juga membuka peluang adanya pasokan ke terminal penerimaan di Jawa Timur. Dalam model ini diskenariokan bahwa terminal penerimaan Jawa Timur akan mulai beroperasi pada tahun 2016. Namun berdasarkan hasil optimisasi di atas dapat diketahui bahwa jika akan menggunakan sisa pasokan dari Bontang maka terminal operasi di Jawa Timur sebaiknya mulai beroperasi pada tahun 2018 dengan kapasitas regasifikasi sebesar 4 mmtpa. Namun karena pasokan dari Bontang akan berkurang pasca 2025 jika tidak terdapat tambahan cadangan terbukti, maka dibutuhkan kilang LNG lainnya sebagai sumber pasokan untuk terminal penerimaan Jawa Timur pasca tahun 2025.

Formula harga yang kompetitif yang dipasang pada skenario ini juga berhasil menarik pasokan dari *train* ketiga Tangguh untuk mengalir ke dalam negeri, yang dalam hal ini adalah ke terminal penerimaan di Jawa Barat sebesar 1 *train* dengan kapasitas 3.8 mmtpa. Namun dari segi selisih waktu, terdapat tambahan pasokan ke terminal Jawa Barat yang cukup besar dalam kurun waktu yang cukup dekat yaitu 2 tahun. Hal ini memerlukan evaluasi lebih lanjut mengenai kapan sebaiknya terminal penerimaan baik di Jawa Barat maupun di Jawa Timur dibangun dengan mempertimbangkan adanya sisa pasokan LNG serta permintaan di masa mendatang.

Hasil optimisasi dari model juga mengarahkan penjualan LNG dari Natuna untuk mengarah ke Taiwan hingga kapasitas maksimal penyerapan Taiwan yaitu sebesar 3.41 mmtpa. Karena pada skenario ini keterkaitan harga minyak untuk ekspor ke Jepang hanya sekitar 25%, maka sisa pasokan dari Natuna lebih memilih ke Amerika Serikat. Namun jika angka keterkaitan tersebut dinaikkan, model bisa lebih memilih tujuan ekspor Jepang dibanding ke Amerika Serikat.

Berkaitan dengan harga penjualan domestik, berdasarkan skenario ini, harga jual untuk LNG Bontang ke Jawa Barat secara DES adalah sebesar US\$ 5.08/mmbtu. Jika harga ini ditambahkan dengan biaya penerimaan di Jawa Barat sebesar US\$ 0.44/mmbtu, maka berarti setidaknya harga jual gas hasil regasifikasi dari LNG Bontang di Jawa Barat adalah sebesar US\$ 5.52/mmbtu. Jika harga BBM pada

tahun tersebut diproyeksikan sebesar Rp 6000/liter maka dengan faktor konversi 1 kiloliter setara 6.6 bbl dan asumsi kurs dollar Rp. 9000 diperoleh harga per mmbtu sebesar US\$ 17.42. Hal ini menunjukkan harga penjualan gas dari regasifikasi LNG di Jawa Barat sebesar US\$ 5.52 masih relatif lebih murah atau hanya sekitar sepertiga dibandingkan dengan harga BBM. Hal ini mengindikasikan bahwa sekalipun pada skenario ini nilai *net-back* akumulatif menurun karena sebagian besar LNG terpasok ke dalam negeri, tetapi di situ terdapat potensi penghematan yang cukup besar karena berkurangnya penggunaan BBM yang digantikan oleh gas.

#### **4.2.1.2 Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi**

Pada bagian ini akan dijelaskan hasil optimisasi dengan menggunakan beberapa skenario harga penjualan LNG seperti yang telah dipaparkan pada bagian sebelumnya, tetapi dengan menggunakan acuan harga minyak mentah yang diproyeksikan dengan skenario harga tinggi dengan mempertimbangkan lonjakan harga minyak yang terjadi saat ini.

Besar nilai *net-back* akumulatif untuk penjualan yang telah terkomitmen pada skenario proyeksi harga minyak tinggi ini adalah sebesar US\$ 62,081.21 juta, yang kemudian untuk perhitungan nilai *net-back* keseluruhannya dapat ditambahkan dengan nilai *net-back* penjualan yang belum terkomitmen sesuai hasil optimisasi seperti yang akan dijelaskan berikut.

##### **- Skenario dasar – keterkaitan dengan harga minyak rendah**

Hasil optimisasi dari skenario harga penjualan LNG dengan keterkaitan dengan harga minyak yang rendah menghasilkan nilai *net-back* akumulatif US\$ 18,822.36 juta. Aliran penjualan LNG hasil optimisasi pada skenario ini dapat dilihat pada Tabel 4.14 berikut.

Tabel 4.14 Penjualan LNG – Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi,  
Keterkaitan dengan Harga Minyak Rendah

mmtpa

Tahun	$EQ_{121}$	$EQ_{122}$	$EQ_{123}$	$EQ_{134}$	$EQ_{151}$	$EQ_{154}$
	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	Penjualan Bontang - Jepang # CIF	Penjualan Bontang - Korea # CIF	Penjualan Tangguh - AS # DES	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - AS # DES
2011	1.57	1.08	0.00			
2012	1.57	3.16	0.00			
2013	1.57	3.16	0.00			
2014	1.57	3.16	0.00	3.80		
2015	1.57	3.16	0.00	3.80		
2016	1.57	3.16	0.00	3.80		
2017	1.57	3.16	0.00	3.80		
2018	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2019	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2020	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2021	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2022	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2023	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2024	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14
2025	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	17.14

Hasil optimisasi menunjukkan aliran penjualan yang hampir sama dengan hasil optimisasi pada skenario yang sama yang menggunakan acuan proyeksi dasar harga minyak seperti yang terdapat pada Tabel 4.10. Perbedaannya hanyalah terletak pada penjualan dari Natuna yang pada hasil optimisasi ini juga menuju ke Taiwan, yang berarti harga minyak yang tinggi bisa mengarahkan penjualan ke negara-negara di Asia, jika dibanding ke Amerika Serikat, sekalipun persentase keterkaitan dengan harga minyak tersebut tidak besar.

- Skenario keterkaitan dengan harga minyak tinggi

Hasil optimisasi dari skenario harga penjualan LNG dengan keterkaitan dengan harga minyak yang tinggi menghasilkan nilai *net-back* akumulatif US\$ 23,412.97 juta. Aliran penjualan LNG hasil optimisasi pada skenario ini dapat dilihat pada Tabel 4.15 berikut.

Tabel 4.15 Penjualan LNG - Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi,  
Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi

mmtpa

Tahun	$EQ_{i21}$	$EQ_{i22}$	$EQ_{i23}$	$EQ_{i32}$	$EQ_{i51}$	$EQ_{i52}$	$DQ_{i51}$
	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	Penjualan Bontang - Jepang # CIF	Penjualan Bontang - Korea # CIF	Penjualan Tangguh - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Jabar # DES
2011	1.57	1.08	0.00				
2012	1.57	3.16	0.00				
2013	1.57	3.16	0.00				
2014	1.57	3.16	0.00	3.80			
2015	1.57	3.16	0.00	3.80			
2016	1.57	3.16	0.00	3.80			
2017	1.57	3.16	0.00	3.80			
2018	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2019	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2020	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2021	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2022	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2023	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2024	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2025	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68

Hasil optimisasi menunjukkan aliran penjualan yang sama dengan hasil optimisasi dengan skenario yang sama yang menggunakan proyeksi dasar harga minyak seperti terdapat pada Tabel 4.11. Pada dasarnya, model lebih memiliki aliran penjualan ke tujuan-tujuan yang menggunakan di mana harga penjualannya memiliki keterkaitan langsung dengan harga minyak. Hal ini ditunjukkan dengan tidak adanya aliran pasokan ke Amerika Serikat dari hasil optimisasi skenario ini. Adanya aliran penjualan domestik pada hasil skenario ini juga menunjukkan bahwa harga minyak yang tinggi belum tentu menyebabkan pilihan mengekspor LNG lebih menguntungkan terlebih lagi jika formula harga yang digunakan tidak terkait langsung atau hanya memiliki keterkaitan yang kecil dengan harga minyak.

- Skenario keterkaitan dengan harga minyak tinggi dengan B untuk domestik dinaikkan

Apabila nilai B dinaikkan, maka hasil optimisasi dari skenario harga penjualan LNG dengan keterkaitan dengan harga minyak yang tinggi dengan menggunakan acuan proyeksi harga minyak tinggi akan menghasilkan nilai *net-back* akumulatif US\$ 23,855.41 juta. Aliran penjualan LNG hasil optimisasi pada skenario ini dapat dilihat pada Tabel 4.16 berikut.

Tabel 4.16 Penjualan LNG - Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi, Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi dengan B untuk Domestik Dinaikkan

mmtpa

Tahun	<i>EQ<sub>121</sub></i>	<i>EQ<sub>122</sub></i>	<i>EQ<sub>123</sub></i>	<i>EQ<sub>132</sub></i>	<i>EQ<sub>151</sub></i>	<i>EQ<sub>152</sub></i>	<i>DQ<sub>151</sub></i>
	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	Penjualan Bontang - Jepang # CIF	Penjualan Bontang - Korea # CIF	Penjualan Tangguh - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - Jepang # CIF	Penjualan Natuna - Jabar # DES
2011	1.57	1.08	0.00				
2012	1.57	3.16	0.00				
2013	1.57	3.16	0.00				
2014	1.57	3.16	0.00	3.80			
2015	1.57	3.16	0.00	3.80			
2016	1.57	3.16	0.00	3.80			
2017	1.57	3.16	0.00	3.80			
2018	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2019	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2020	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2021	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2022	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2023	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2024	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68
2025	2.55	3.16	3.00	3.80	0.86	10.46	6.68

Tabel 4.16 di atas ternyata menunjukkan hasil optimisasi yang sama dengan yang terdapat pada Tabel 4.12. Hal ini menunjukkan bahwa harga minyak yang tinggi

tidak selalu menyebabkan adanya perubahan hasil optimisasi khususnya pada formula-formula harga yang langsung terkait dengan harga minyak.

- Skenario kontrak-kontrak yang ada tidak diperpanjang atau ditambah dan A untuk harga domestik lebih tinggi

Hasil optimisasi dari skenario tidak ada perpanjangan atau penambahan kontrak menghasilkan nilai *net-back* akumulatif US\$ 13,273.27 juta, jauh lebih rendah dibandingkan nilai *net-back* akumulatif pada hasil optimisasi skenario-skenario sebelumnya. Aliran penjualan LNG hasil optimisasi pada skenario ini dapat dilihat pada Tabel 4.17 berikut.

Tabel 4.17 Penjualan LNG - Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi, Kontrak kontrak yang Ada Tidak Diperpanjang dan A Harga Domestik Dinaikkan

mmtpa

Tahun	<i>DQ<sub>121</sub></i>	<i>DQ<sub>122</sub></i>	<i>DQ<sub>131</sub></i>	<i>EQ<sub>151</sub></i>	<i>DQ<sub>151</sub></i>
	Penjualan Bontang - Jabar # DES	Penjualan Bontang - Jatim # DES	Penjualan Tangguh - Jabar # DES	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - Jabar # DES
2011					
2012	4.73				
2013	4.73				
2014	4.73		3.80		
2015	4.73		3.80		
2016	4.73	0.00	3.80		
2017	4.73	0.00	3.80		
2018	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2019	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2020	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2021	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2022	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2023	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2024	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2025	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59

Pada skenario ini, dengan proyeksi harga minyak yang tinggi, ternyata model lebih memilih untuk melakukan penjualan ke dalam negeri. Seperti dapat dilihat pada Tabel 4.17, dari lima kelompok variabel yang terisi, empat di antaranya terisi oleh *DQ* atau penjualan domestik. Yang menarik adalah bahwa di tengah harga minyak yang cukup tinggi, harga domestik tidaklah harus tinggi untuk menjadi lebih atraktif dibanding dengan pasar ekspor. Hasil simulasi model menunjukkan bahwa dengan harga kisaran US\$ 6.48/mmbtu pada tahun 2012 hingga US\$ 7.79/mmbtu pada tahun 2025, sudah menjadikan harga domestik kompetitif di saat pasar ekspor menawarkan harga LNG dengan keterkaitan yang lebih rendah dengan harga minyak.

Meskipun demikian, dari hasil optimisasi di atas, dapat terlihat bahwa pasokan LNG ke Jawa Barat akan menjadi sangat besar dengan pasokan berasal dari kilang Bontang, Tangguh, dan Natuna. Analisis lebih lanjut khususnya mengenai permintaan LNG di dalam negeri perlu dilakukan untuk menentukan besarnya kapasitas terminal penerimaan.

#### **4.2.1.3 Skenario Tahun Terminal Penerimaan Siap Dioperasikan**

Pada bagian sebelumnya telah dijelaskan bahwa terdapat peluang penjualan LNG ke dalam negeri dengan harga yang bisa bersaing dibandingkan dengan ekspor ke luar negeri. Selanjutnya akan coba dijalankan simulasi dan optimisasi pada tahun berapakah terminal penerimaan LNG di Jawa siap dioperasikan untuk mendapatkan nilai akumulatif *net-back* yang maksimal. Model tersebut dijalankan dengan menggunakan skenario keempat pada formula harga yaitu skenario di mana kontrak-kontrak yang ada tidak diperpanjang atau ditambah serta A harga domestik dinaikkan. Model dijalankan dengan asumsi bahwa terminal penerimaan Jabar akan lebih dahulu beroperasi mengingat lebih siapnya infrastruktur di Jawa Barat serta kebutuhan yang lebih besar di Jawa Barat. Skenario semula yang mengasumsikan bahwa terminal penerimaan di Jawa Timur mulai beroperasi pada tahun 2016, disimulasikan untuk dimajukan tahun beroperasinya. Hasil optimisasi dengan mengubah tahun beroperasi terminal penerimaan Jatim menunjukkan perubahan dibandingkan yang terdapat pada

Tabel 4.13 jika tahun beroperasi terminal penerimaan Jatim dimajukan menjadi tahun 2014 atau sama dengan tahun beroperasinya *train* ketiga dari kilang Tangguh. Hasil optimisasi tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.18 berikut.

Tabel 4.18 Penjualan LNG - Tahun Terminal Penerimaan Jatim Siap Beroperasi Dimajukan

mmtpa

Tahun	<i>DQ</i> <sub>121</sub>	<i>DQ</i> <sub>122</sub>	<i>DQ</i> <sub>132</sub>	<i>EQ</i> <sub>151</sub>	<i>EQ</i> <sub>154</sub>
	Penjualan Bontang - Jabar # DES	Penjualan Bontang - Jatim # DES	Penjualan Tangguh - Jatim # DES	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	Penjualan Natuna - AS # DES
2012	4.73				
2013	4.73				
2014	4.73	0.00	3.80		
2015	4.73	0.00	3.80		
2016	4.73	0.00	3.80		
2017	4.73	0.00	3.80		
2018	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2019	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2020	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2021	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2022	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2023	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2024	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59
2025	4.73	3.98	3.80	3.41	14.59

Hasil optimisasi di bawah skenario ini menghasilkan nilai *net-back* akumulatif sebesar US\$ 9,730.49 juta atau dengan kata lain lebih besar dibandingkan jika terminal penerimaan Jatim siap dioperasikan pada tahun 2016. Seperti dapat dilihat pada Tabel 4.18 di atas, hasil optimisasi menunjukkan bahwa sisa pasokan LNG dari Bontang sebagian menuju ke Jawa Barat dan sebagian menuju ke Jawa Timur, sedangkan pasokan dari *train* ketiga kilang Tangguh menuju ke terminal penerimaan Jawa Timur. Pilihan untuk mengalirkan sebagian atau keseluruhan sisa pasokan LNG Bontang menuju Jawa Barat perlu dievaluasi lebih lanjut. Namun jika dilihat dari nilai *net-back*, nilai *net-back* Bontang – Jabar hanya memiliki selisih US\$ 0.02/mmbtu lebih rendah dibanding nilai *net-back* Bontang – Jatim. Hal ini berarti



pula bahwa jika nantinya sisa pasokan LNG Bontang akan dialirkan seluruhnya menuju Jawa Barat maka hal ini tidak menyebabkan penurunan nilai *net-back* akumulatif yang signifikan. Jika pasokan dari Bontang untuk domestik beranjak habis, maka pasokan untuk terminal penerimaan tersebut bisa dicarikan dari sumber pasokan lain seperti dari Natuna.

Namun demikian, hasil ini hanya menunjukkan hasil optimisasi skenario dari sudut pandang nilai *net-back* akumulatif. Dibutuhkan analisis lebih lanjut khususnya mengenai kebutuhan LNG di Jawa untuk menentukan kapan sebaiknya terminal-terminal penerimaan tersebut dioperasikan, yang lingkupnya di luar pembahasan tesis ini.

#### 4.2.2 Perbandingan Hasil Optimisasi

Pada sub-sub bab sebelumnya telah dijelaskan hasil dari masing-masing skenario. Masing-masing skenario memiliki nilai *net-back* akumulatif yang berbeda, di mana kecenderungannya adalah bahwa semakin besar pasokan ke dalam negeri, semakin rendah pula nilai *net-back* akumulatif yang diperoleh. Perbandingan hasil antara skenario-skenario tersebut untuk skenario proyeksi dasar harga minyak terdapat pada Tabel 4.19 berikut.

Tabel 4.19 Perbandingan Hasil Optimisasi –  
Skenario Proyeksi Dasar Harga Minyak

	Skenario Proyeksi Dasar Harga Minyak			
	Skenario Dasar - Keterkaitan dengan Harga Minyak Rendah	Skenario 2- Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi	Skenario 3 - Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi & B Domestik Dinaikkan	Skenario 4 - Kontrak-kontrak yang Ada tidak Diperpanjang atau Ditambah & A Domestik Lebih Tinggi
Nilai <i>Net-back</i> Akumulatif ( <i>NVacc</i> ) Kontrak-kontrak Mendatang	US\$ 15,707.86 juta	US\$ 17,625.01 juta	US\$ 18,067.45 juta	US\$ 9,709.35 juta
Nilai <i>Net-back</i> Akumulatif ( <i>NVacc</i> ) Keseluruhan	US\$ 65,912.98 juta	US\$ 67,830.13 juta	US\$ 68,272.57 juta	US\$ 59,914.47 juta
Pasokan Dalam Negeri		+	+	+
Tahun Mulai Pasokan ke Dalam Negeri		2018	2018	2012
Asal - Tujuan Dalam Negeri	-	Natuna - Jabar	Natuna - Jabar	Bontang - Jabar Bontang - Jatim Tangguh - Jabar

Tabel di atas menunjukkan bahwa di antara keempat skenario yang dijalankan, skenario ketiga memberikan nilai *net-back* akumulatif kontrak-kontrak mendatang maupun keseluruhan yang tertinggi dibanding ketiga skenario lainnya. Hal ini dikarenakan pada skenario ketiga, formula harga termasuk harga penjualan ke dalam negeri dipasang paling tinggi dibanding dengan skenario-skenario lainnya.

Model juga menunjukkan adanya pasokan dalam negeri seperti pada skenario 4 justru dibarengi dengan menurunnya nilai *net-back* akumulatif kontrak-kontrak mendatang secara drastis. Meskipun terjadi penurunan nilai akumulatif *net-back*, hal ini bukan berarti bahwa skenario ini tidak menguntungkan. Hal ini disebabkan karena pasokan gas yang besar ke dalam negeri bisa berarti terjadi penghematan penggunaan BBM. Ini berarti pula bahwa terdapat potensi pengurangan belanja BBM negara yang cukup besar. Terlebih lagi dengan adanya harga BBM per mmbtu yang jauh lebih tinggi atau bisa mencapai 3 kali lipat dibanding harga gas per mmbtu saat ini, membuat pilihan menggunakan gas dari pasokan dalam negeri merupakan pilihan yang menguntungkan.

Tabel 4.20 berikut menyajikan perbandingan hasil optimisasi beberapa skenario harga penjualan LNG yang menggunakan acuan proyeksi harga minyak yang tinggi. Harga minyak yang tinggi bisa menyebabkan nilai *net-back* akumulatif keseluruhan mencapai hampir US\$ 86 miliar, karena keterkaitan yang tinggi antara harga penjualan LNG dengan harga minyak.

Tabel 4.20 Perbandingan Hasil Optimisasi –  
Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi

	Skenario Proyeksi Harga Minyak Tinggi			
	Skenario Dasar - Keterkaitan dengan Harga Minyak Rendah	Skenario 2- Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi	Skenario 3 - Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi & B Domestik Dinaikkan	Skenario 4 - Kontrak-kontrak yang Ada tidak Diperpanjang atau Ditambah & A Domestik Lebih Tinggi
Nilai <i>Net-back</i> Akumulatif ( <i>NVacc</i> ) Kontrak-kontrak Mendatang	US\$ 18,822.36 juta	US\$ 23,412.97 juta	US\$ 23,855.41 juta	US\$ 13,273.27 juta
Nilai <i>Net-back</i> Akumulatif ( <i>NVacc</i> ) Keseluruhan	US\$ 80,903.57 juta	US\$ 85,494.18 juta	US\$ 85,936.62 juta	US\$ 75,354.48 juta
Pasokan Dalam Negeri		+	+	+
Tahun Mulai Pasokan ke Dalam Negeri		2018	2018	2012
Asal - Tujuan Dalam Negeri	-	Natuna - Jabar	Natuna - Jabar	Bontang - Jabar Bontang - Jatim Tangguh - Jabar Natuna - Jabar

Hampir serupa dengan apabila digunakan acuan proyeksi dasar harga minyak seperti yang dipaparkan sebelumnya, nilai *net-back* akumulatif untuk kontrak-kontrak mendatang berpotensi untuk turun hingga hampir setengahnya apabila terdapat banyak pasokan LNG yang menuju dalam negeri. Namun penurunan ini bukan menjadi hal yang tidak menguntungkan apabila pasokan LNG tersebut dapat menjadi substitusi BBM yang harga per mmbtu-nya jauh melebihi harga LNG. Akhirnya pilihan kebijakan penjualan LNG apakah untuk ekspor ataukah dalam negeri bukan hanya bergantung pada harga yang bisa mempengaruhi nilai *net-back* tetapi juga bergantung kepada seberapa besar gas tersebut akan mengalir dalam negeri dalam rangka pemenuhan kebutuhan gas dalam negeri di tengah kecenderungan harga BBM yang terus meningkat.