

Optimasi Rantai Pasokan Gas untuk Pusat Pembangkit Listrik di Jawa Bagian Timur

Mahmud Sudibandriyo ¹⁾, Yudha Pandu Dewanata ²⁾

^{1),2)}Teknik Kimia, Universitas Indonesia

Jl. Margonda Raya, Pondok Cina, Beji, Kota Depok, Jawa Barat 16424

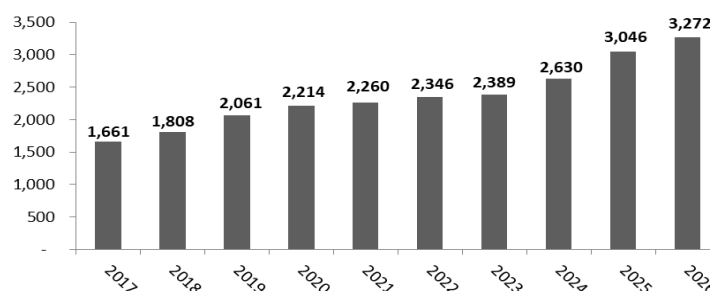
Email : yudha.pandu@pln.co.id

Abstrak. Kebutuhan pasokan gas bumi untuk Pusat Pembangkit Listrik milik PLN semakin meningkat dari tahun ke tahun, termasuk untuk Pusat Pembangkit Listrik di Jawa Bagian Timur yang berlokasi di Gresik, Perak, Grati (Pasuruan) dan Madura (Sumenep). Sayangnya peningkatan kebutuhan pasokan gas bumi ini tidak diimbangi dengan ketersediaan pasokan gas pipa dari sumber-sumber gas bumi di sekitar Jawa Timur, sehingga diperlukan tambahan pasokan gas bumi dalam bentuk LNG dari luar area Jawa Timur dan sekitarnya. Pada penelitian ini dilakukan optimasi rantai pasokan gas bumi, dalam bentuk gas pipa dan LNG, sehingga didapatkan biaya penyediaan gas bumi terendah di plant gate Pusat Pembangkit Listrik Gresik, Perak, Grati dan Madura. Untuk pola logistik pasokan LNG sendiri disimulasikan menggunakan 2 (dua) skenario pasokan, yaitu tanpa Hub LNG dan dengan menggunakan Hub LNG. Dari hasil optimasi yang dilakukan menggunakan aplikasi LINGO, biaya penyediaan bahan bakar gas terendah untuk periode 2020-2027 diperoleh melalui skenario tanpa menggunakan Hub LNG dengan nilai 8.034 Juta US\$ dan rata-rata harga gas di plant gate Pembangkit sebesar 8,51 US\$/MMBTU.

Kata kunci: Optimasi, Pasokan Gas, Pembangkit Listrik, Pola Logistik, LNG

1. Pendahuluan

Peran pembangkit-pembangkit berbahan bakar gas dalam memenuhi kebutuhan listrik di Indonesia akan semakin meningkat dari tahun ke tahun, hal ini tergambarkan pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) periode 2017-2026 dimana proyeksi pertumbuhan konsumsi gas bumi mencapai 97% dalam 10 tahun kedepan, meningkat dari 1.661 TBTU pada tahun 2017 menjadi 3.272 TBTU pada tahun 2026 (PLN, 2017).



Gambar 1. Proyeksi Kebutuhan Gas Bumi untuk Pembangkit PLN (TBTU)^[1]

Di Jawa Bagian Timur sendiri, terdapat *cluster* pembangkit listrik berbahan bakar gas yang terdiri dari 2 pusat pembangkit listrik eksisting, yaitu PLTGU Gresik (3.018 MW) dan PLTGU Grati (1.214 MW). Selain itu, berdasarkan RUPTL PT PLN (Persero) 2017-2026, pada *cluster* tersebut juga direncanakan 2 pembangkit listrik berbahan bakar gas baru, yaitu PLTGU Perak (500 MW) yang direncanakan mulai beroperasi pada tahun 2020 dan PLTGU Madura (400 MW) yang direncanakan mulai beroperasi pada tahun 2023.

Saat ini, pasokan gas bumi untuk pembangkit-pembangkit tersebut didapatkan dari sumber-sumber pasokan gas pipa di Jawa Bagian Timur dan sekitarnya, dimana apabila dilihat dari model penyalurannya dapat dibedakan menjadi 2 skema, yaitu pasokan gas pipa *dedicated* (hanya dapat disalurkan ke satu lokasi PLTGU) dan pasokan gas pipa multi destinasi (dapat disalurkan ke lebih dari satu PLTGU). Pasokan gas *dedicated* tidak akan mempengaruhi hasil optimasi yang akan dilakukan,

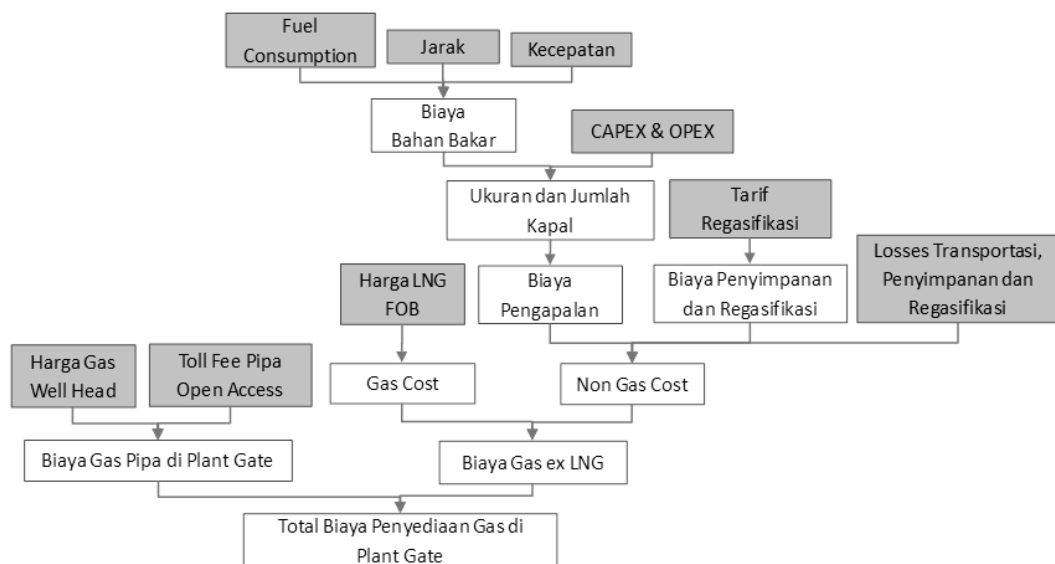
oleh karena itu untuk menyederhanakan perumusan model matematika dan mempersingkat waktu simulasi, neraca gas yang digunakan sebagai sumber data tidak memperhitungkan volume pasokan gas *dedicated* dan volume kebutuhan yang telah dipasok dari volume pasokan gas *dedicated* tersebut. Berdasarkan batasan tersebut, maka kondisi kebutuhan dan pasokan gas yang digunakan dalam proses optimasi ini tergambar dalam neraca *supply-demand* sebagai berikut :

(BBTU)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Demand	35,405	63,875	121,545	95,995	95,995	120,450	124,100	126,655	127,750	131,035
PLTGU Gresik & PLTGU Jawa 3	16,790	42,340	75,555	43,435	43,435	48,180	51,830	54,385	55,480	58,765
PLTGU Jawa Bali 2	0	0	21,900	21,900	21,900	21,900	21,900	21,900	21,900	21,900
PLTGU Grati	18,615	21,535	24,090	30,660	30,660	30,660	30,660	30,660	30,660	30,660
PLTGU Madura	0	0	0	0	0	19,710	19,710	19,710	19,710	19,710
Supply	45,625	68,985	66,430	59,130	56,575	51,100	45,990	45,260	41,245	41,245
Sumber Gas Pipa A	21,900	25,550	25,550	18,250	18,250	14,600	10,950	10,950	7,300	7,300
Sumber Gas Pipa B	9,125	9,125	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570	6,570
Sumber Gas Pipa C	14,600	14,600	14,600	14,600	14,600	14,600	14,600	14,600	14,600	14,600
Sumber Gas Pipa D	0	19,710	19,710	19,710	17,155	15,330	13,870	13,140	12,775	12,775
Surplus/Defisit	10,220	5,110	-55,115	-36,865	-39,420	-69,350	-78,110	-81,395	-86,505	-89,790

Gambar 2. Neraca Gas Pembangkit Listrik di Jawa Bagian Timur

Berdasarkan neraca gas sebagaimana Gambar 2 diatas dapat terlihat bahwa terjadi defisit mulai tahun 2020, dimana total volume kebutuhan gas untuk PLTGU Gresik, Perak, Madura dan Grati sudah tidak dapat dipenuhi dari sumber-sumber pasokan gas pipa di region Jawa Bagian Timur, sehingga diperlukan pasokan LNG dari luar region tersebut. Pada penelitian ini sumber pasokan LNG diasumsikan berasal dari terminal LNG Bontang.

Adapun penjabaran secara konseptual komponen-komponen pembentuk biaya penyediaan pasokan gas di *plant gate* adalah sebagai berikut :



Gambar 3. Komponen Pembentuk Biaya Penyediaan Gas di *Plant Gate* Pembangkit Listrik

Sebelum dilakukan simulasi, perlu ditetapkan aksesibilitas setiap PLTGU dalam mendapatkan pasokan gas pipa dan LNG berdasarkan ketersediaan infrastruktur pipa gas yang ada. Dimana kecuali PLTGU Madura, pembangkit-pembangkit pada *cluster* Jawa Bagian Timur terhubung oleh rangkaian pipa transmisi gas East Java Gas Pipeline (EJGP) dan ruas pipa Porong-Grati^[2]. Berdasarkan kondisi tersebut, didapatkan konfigurasi aksesibilitas antara sumber pasokan gas dan masing-masing PLTGU sebagai berikut :

Tabel 1. Matriks Aksesibilitas Sumber Pasokan Gas ke Pusat Pembangkit Listrik

	GRESIK	PERAK	GRATI	MADURA
Sumber Gas Pipa A	√	√	√	X
Sumber Gas Pipa B	√	√	√	X
Sumber Gas Pipa C	√	√	√	X
Sumber Gas Pipa D	√	√	√	X
Sumber LNG Bontang	√	√	√	√

Harga pasokan gas pipa di *plant gate* setiap PLTGU meliputi harga gas *well head* dan tarif penyaluran gas melalui pipa *open access* dari lokasi sumber gas pipa menuju ke lokasi PLTGU. Harga gas pipa *well head* merupakan *fixed price* tanpa eskalasi (*flat*) dengan nilai sebagai berikut :

Tabel 2. Harga Gas Well Head

	HARGA GAS WELL HEAD (US\$/MMBTU)
Sumber Gas Pipa A	8,04
Sumber Gas Pipa B	5,08
Sumber Gas Pipa C	7,00
Sumber Gas Pipa D	7,02

Sedangkan tarif penyaluran gas melalui ruas pipa *open access* sebagaimana telah diatur oleh BPH MIGAS adalah sebagai berikut :

Tabel 3. Tarif Penyaluran Gas Melalui Pipa *Open Access*

RUAS	TARIF (US\$/MMBTU)	PLTGU YANG MENGGUNAKAN
Pagerungan - Porong	0,65	Gresik, Perak, Grati
ORF Porong - Gresik	0,22	Gresik, Perak
Gresik-PLN Gresik	0,02	Gresik
Porong-Grati	0,34	Grati

Harga LNG di *plant gate* Pusat Pembangkit Listrik merupakan total biaya yang dibutuhkan untuk memasok LNG dari Bontang ke setiap Pusat Pembangkit Listrik, yang terdiri dari biaya pembelian komoditas LNG, biaya transportasi dan biaya regasifikasi^[3]. Harga komoditas LNG (US\$/MMBTU) dibeli dengan skema *free on board* (FOB) di terminal LNG Bontang menggunakan formula harga = $11,5\% \times \text{ICP}$ pada seluruh periode pasokan, sedangkan tarif jasa terminal regasifikasi diasumsikan sebesar 1,5 US\$/MMBTU. Untuk kapal pengangkut LNG, digunakan 12 alternatif kapal dengan rentang kapasitas 25.000 -135.000 m³, dimana CAPEX pembuatan kapal sebesar 1.411 US\$/m³. Adapun parameter lain dari kapal pengangkut LNG yang digunakan dalam perhitungan adalah sebagai berikut :

ALTERNATIF KAPAL	SATUAN	V1	V2	V3	V4	V5	V6
Ukuran Kapal	m ³	25,000	35,000	45,000	55,000	65,000	75,000
Kecepatan Kapal	Knot	15.0	15.0	15.5	16.0	16.7	17.1
Konsumsi Bahan Bakar	Kg/Jam	1,200	1,350	1,500	1,800	2,100	2,400
Biaya Konstruksi Kapal	US\$	35,272,727	49,381,818	63,490,909	77,600,000	91,709,091	105,818,182
Biaya Investasi per Tahun (n= 20, i= 6%)	US\$	3,075,237	4,305,332	5,535,427	6,765,522	7,995,616	9,225,711
Biaya Investasi sesuai Volume Kebutuhan (15 Hari)	US\$	126,380	176,931	227,483	278,035	328,587	379,139
Biaya Operasi per Tahun (5% Capex)	US\$	6,319	8,847	11,374	13,902	16,429	18,957

ALTERNATIF KAPAL	SATUAN	V7	V8	V9	V10	V11	V12
Ukuran Kapal	m3	85,000	95,000	105,000	115,000	125,000	135,000
Kecepatan Kapal	Knot	17.6	18.0	18.3	18.6	18.9	19.2
Konsumsi Bahan Bakar	Kg/Jam	2,700	2,800	2,900	3,000	3,100	3,200
Biaya Konstruksi Kapal	US\$	119,927,273	134,036,364	148,145,455	162,254,545	176,363,636	190,472,727
Biaya Investasi per Tahun (n= 20, i= 6%)	US\$	10,455,806	11,685,901	12,915,996	14,146,091	15,376,186	16,606,280
Biaya Investasi sesuai Volume Kebutuhan (15 Hari)	US\$	429,691	480,243	530,794	581,346	631,898	682,450
Biaya Operasi per Tahun (5% Capex)	US\$	21,485	24,012	26,540	29,067	31,595	34,122

Gambar 4. Data Kapal Pengangkut LNG^[4,5]

Pada penelitian ini, dilakukan optimasi untuk model rantai pasokan gas bumi yang paling optimal dan mencari nilai minimum total biaya penyediaan gas bumi pada rentang waktu 2020-2027, dengan menggunakan model matematika :

$$\min TGCOST = PG COST + LNG COST \dots\dots\dots (1)$$

$$PG COST = \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Y_{i,j} \times WHPRICE_i + \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Y_{i,j} \times TFEE_{i,j} \dots\dots\dots (2)$$

$$LNG COST = \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Q_{i,j,k} \times FOBPRICE_i + \sum_{k=1}^k (VCAPEX_k + VOM_k) \\ \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j \frac{DIST_{i,j}}{VVEL_k} \times VFCONS_k \times FPRICE + \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Q_{i,j,k} \times RGSFEE_i \\ + \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^i \sum_{j=1}^j Q_{i,j,k} \times FOBPRICE_i \times LOSSES \dots\dots\dots (3)$$

Dimana,

- Y = Volume Gas Pipa (MMBTU)
- Q = Volume LNG (MMBTU)
- WHPRICE = Harga Gas Pipa di Plant Gate (US\$/MMBTU)
- TFEE = Tarif Pengangkutan Pipa Open Access (US\$/MMBTU)
- FOBPRICE = Harga LNG FOB (US\$/MMBTU)
- VCAPEX = Biaya Investasi atau Sewa Kapal LNG (US\$/MMBTU)
- VOM = Biaya Operasi dan Pemeliharaan Kapal LNG (US\$/MMBTU)
- DIST = Jarak antar Lokasi (NM)
- VVEL = Kecepatan Kapal LNG (Knot)
- VFCONS = Rasio Konsumsi Bahan Bakar Kapal LNG (Kg/Jam)
- FPRICE = Harga Bahan Bakar Kapal LNG (US\$/MMBTU)
- RGSFEE = Tarif Jasa Penyimpanan dan Rgasifikasi LNG (US\$/MMBTU)
- i = Node Lokasi Awal
- j = Node Lokasi Akhir
- VESS (k) = Notasi Tipe Kapal Pengangkut LNG

Dari hasil simulasi menggunakan aplikasi LINGO untuk skenario logistik tanpa menggunakan Hub LNG, biaya penyediaan bahan bakar gas untuk PLTGU Gresik, Perak, Grati dan Madura yang paling rendah didapatkan melalui skema pasokan LNG menggunakan kapal berukuran 35.000 m³, kapal 55.000 m³ dan kapal 65.000 m³, dengan komposisi pasokan gas pipa sebagai berikut :

ITEM	SATUAN	2020	2021	2022	2023
Volume Gas Pipa	BBTU	40,880	40,880	38,325	36,500
Gresik	BBTU	37,534.17	25,550.00	22,995.00	21,170.00
Perak	BBTU	3,345.83	15,330.00	15,330.00	15,330.00
Grati	BBTU	-	-	-	-
Madura	BBTU	-	-	-	-
Volume LNG	BBTU	80,665	55,115	57,670	83,950
Gresik	BBTU	38,020.83	17,885.00	20,440.00	27,010.00
Perak	BBTU	18,554.17	6,570.00	6,570.00	6,570.00
Grati	BBTU	24,090.00	30,660.00	30,660.00	30,660.00
Madura	BBTU	-	-	-	19,710.00
Pemilihan Kapal		V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build
Rute Kapal		V5 : Bon-Gre-Bon V4 : Bon-Gra-Bon V2 : Bon-Per-Bon	V5 : Bon-Gre-Bon V4 : Bon-Gra-Bon V2 : Bon-Per-Bon	V5 : Bon-Gre-Bon V4 : Bon-Gra-Bon V2 : Bon-Per-Bon	V5 : Bon-Gra-Bon V4 : Bon-Gre-Per-Bon V2 : Bon-Mad-Bon
ITEM	SATUAN	2024	2025	2026	2027
Volume Gas Pipa	BBTU	35,040	36,753	37,848	41,133
Gresik	BBTU	19,710.00	22,213.53	23,308.53	26,593.53
Perak	BBTU	15,330.00	14,539.17	14,539.17	14,539.17
Grati	BBTU	-	-	-	-
Madura	BBTU	-	-	-	-
Volume LNG	BBTU	89,060	89,902	89,902	89,902
Gresik	BBTU	32,120.00	32,171.47	32,171.47	32,171.47
Perak	BBTU	6,570.00	7,360.83	7,360.83	7,360.83
Grati	BBTU	30,660.00	30,660.00	30,660.00	30,660.00
Madura	BBTU	19,710.00	19,710.00	19,710.00	19,710.00
Pemilihan Kapal		V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build
Rute Kapal		V5 : Bon-Per-Gra-Bon V4 : Bon-Gre-Bon V2 : Bon-Mad-Bon	V5 : Bon-Per-Gra-Bon V4 : Bon-Gre-Bon V2 : Bon-Mad-Bon	V5 : Bon-Per-Gra-Bon V4 : Bon-Gre-Bon V2 : Bon-Mad-Bon	V5 : Bon-Per-Gra-Bon V4 : Bon-Gre-Bon V2 : Bon-Mad-Bon

Gambar 5. Hasil Simulasi Skenario Tanpa Hub LNG

Sedangkan pada skenario skenario logistik dengan menggunakan Hub LNG di PLTGU Gresik, didapatkan bahwa pemanfaatan kapal dengan kapasitas 25.000 m³ dan kapal 45.000 m³ merupakan opsi yang paling optimum untuk melayani distribusi pasokan LNG ke Pusat Pembangkit Listrik Grati, Perak dan Madura. Sedangkan untuk pengangkutan LNG dari Bontang ke lokasi Hub LNG di PLTGU Gresik digunakan kapal dengan kapasitas 85.000 m³.

ITEM	SATUAN	2020	2021	2022	2023
Volume Gas Pipa	BBTU	40,880	40,880	38,325	36,500
Gresik	BBTU	37,534.17	25,550.00	22,995.00	21,170.00
Perak	BBTU	3,345.83	15,330.00	15,330.00	15,330.00
Grati	BBTU	-	-	-	-
Madura	BBTU	-	-	-	-
Volume LNG	BBTU	80,665	55,115	57,670	83,950
Gresik	BBTU	38,020.83	17,885.00	20,440.00	27,010.00
Perak	BBTU	18,554.17	6,570.00	6,570.00	6,570.00
Grati	BBTU	24,090.00	30,660.00	30,660.00	30,660.00
Madura	BBTU	-	-	-	19,710.00
Pemilihan Kapal		V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build	V5 (65.000) - Build V4 (55.000) - Build V2 (35.000) - Build
Rute Kapal		V5 : Bon-Gre-Bon V4 : Bon-Gra-Bon V2 : Bon-Per-Bon	V5 : Bon-Gre-Bon V4 : Bon-Gra-Bon V2 : Bon-Per-Bon	V5 : Bon-Gre-Bon V4 : Bon-Gra-Bon V2 : Bon-Per-Bon	V5 : Bon-Gra-Bon V4 : Bon-Gre-Per-Bon V2 : Bon-Mad-Bon

ITEM	SATUAN	2024	2025	2026	2027
Volume Gas Pipa	BBTU	45,990	45,260	41,245	41,245
Gresik	BBTU	10,950.00	10,950.00	7,300.00	7,300.00
Perak	BBTU	15,330.00	15,330.00	15,330.00	15,330.00
Grati	BBTU	19,710.00	18,980.00	18,615.00	18,615.00
Madura	BBTU	-	-	-	-
Volume LNG	BBTU	78,110	81,395	86,505	89,790
Gresik	BBTU	40,880.00	43,435.00	48,180.00	51,465.00
Perak	BBTU	6,570.00	6,570.00	6,570.00	6,570.00
Grati	BBTU	10,950.00	11,680.00	12,045.00	12,045.00
Madura	BBTU	19,710.00	19,710.00	19,710.00	19,710.00
Pemilihan Kapal		V7 (85.000) - Build V3 (45.000) - Build V1 (25.000) - Build	V7 (85.000) - Build V3 (45.000) - Build V1 (25.000) - Build	V7 (85.000) - Build V3 (45.000) - Build V1 (25.000) - Build	V7 (85.000) - Build V3 (45.000) - Build V1 (25.000) - Build
Rute Kapal		V7 : Bon-Gre-Bon V3 : Gre-Per-Mad-Gre V1 : Gre-Gra-Gre	V7 : Bon-Gre-Bon V3 : Gre-Per-Mad-Bon V1 : Gre-Gra-Gre	V7 : Bon-Gre-Bon V3 : Gre-Per-Mad-Bon V1 : Gre-Gra-Gre	V7 : Bon-Gre-Bon V3 : Gre-Per-Mad-Bon V1 : Gre-Gra-Gre

Gambar 6. Hasil Simulasi Skenario Dengan Menggunakan Hub LNG

Berdasarkan simulasi dua skenario rantai pasokan LNG diatas, didapatkan perbandingan keekonomian rantai pasokan gas ke PLTGU Gresik, Perak, Grati dan Madura sebagai berikut :

Tabel 4. Perbandingan Hasil Simulasi Skenario Tanpa Hub LNG dan Dengan Hub LNG

PARAMETER	SATUAN	SKENARIO TANPA HUB LNG	SKENARIO DENGAN HUB LNG
Komposisi Gas			
Gas Pipa	%	32,58	38,67
LNG	%	67,42	61,33
Total Biaya Gas Plant Gate	Juta US\$	8.034,06	8.088,69
Total Biaya Gas Pipa	Juta US\$	2.324,76	2.849,44
Total Biaya LNG	Juta US\$	5.709,30	5.239,25
Harga Rata-Rata Gas Plant Gate	US\$/MMBTU	8,51	8,57
Harga Rata-Rata Gas Pipa	US\$/MMBTU	7,56	7,81
Harga Rata-Rata LNG	US\$/MMBTU	8,97	9,05

3. Kesimpulan

Berdasarkan perbandingan hasil simulasi rantai pasokan gas ke pusat pembangkit listrik di *cluster* Jawa Bagian Timur, didapatkan skema pasokan gas dengan pola logistik tanpa menggunakan Hub LNG memberikan keekonomian yang lebih baik dibandingkan pola logistik dengan Hub LNG, dengan menggunakan kapal pengangkut LNG berkapasitas 35.000 m³, 55.000 m³ dan 65.000 m³. Adapun biaya penyediaan pasokan gas terendah adalah sebesar 8.034 Juta US\$ dengan harga gas rata-rata sebesar 8,51 US\$.

Daftar Pustaka

- [1]. PT PLN (Persero), 2017. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2017-2026. PT PLN (Persero), Jakarta.
- [2]. Kementerian Energi Sumber Daya Mineral, 2010. Keputusan Menteri Energi Sumber Daya Mineral No 0225.K/11/MEM/2010 tentang Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional Tahun 2010-2025. Biro Hukum dan Human KESDM, Jakarta
- [3]. Saeid. Mokhtab, John Y. Mak, Jaleel V. Valappil, David A. Wood, 2014. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Gulf Professional Publishing, Oxford.
- [4]. International Gas Union, 2017. *2017 World LNG Report*. International Gas Union, Barcelona.
- [5]. MAN Diesel & Turbo, 2013. *Propulsion Trends in LNG Carriers*. MAN Diesel & Turbo, Copenhagen.