

# Pemilihan Teknologi Regasifikasi untuk Pembangkit Listrik Industri Aluminium di Kuala Tanjung

Ayyi Husbani<sup>1</sup>, Asep Handaya Saputra<sup>2</sup>  
Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia  
Kampus Baru Depok, Depok-Jawa Barat 16424<sup>1,2</sup>

ayyihusbani@gmail.com<sup>1</sup> sasep@che.ui.ac.id<sup>2</sup>

**Abstrak-**Industri aluminium di Kuala Tanjung membutuhkan listrik  $2 \times 350$  MW untuk meningkatkan produksinya. Gas bumi adalah salah satu pilihan bahan bakar untuk memenuhi kebutuhan listrik. Saat ini pipa transmisi gas menuju Kuala Tanjung belum bisa memenuhi kebutuhan bahan bakar gas untuk industri Aluminium tersebut. Supply LNG dari daerah lain menjadi alternative jalan keluarnya. Untuk menerima kiriman LNG, industri Aluminium membutuhkan pembangunan terminal penerima LNG. Tangki penyimpanan dan unit regasifikasi merupakan peralatan utama dari terminal penerima LNG. Penelitian ini akan membahas seleksi jenis tangki penyimpanan dan seleksi teknologi regasifikasi. Pilihan untuk jenis tangki penyimpanan LNG tersebut adalah *Single Containment Tank* (SCT), *Double Containment Tank* (DCT), atau *Full Containment Tank* (FCT). Sedangkan pilihan untuk teknologi regasifikasi adalah Ambient Air Vaporizer (AAV), Open Rack Vaporizer (ORV), Submerged Combustion Vaporizer (SCV), Intermediate Fluid Vaporizer (IFV), atau Shell and Tube Vaporizer (STV). Seleksi pemilihan tersebut akan dibahas secara kualitatif.

**Kata Kunci:** 2x350MW, Terminal Penerima LNG, Teknologi Regasifikasi

## I. PENDAHULUAN

Dalam memenuhi kebutuhan dasar dan meningkatkan kesejahteraan masyarakat, pemerintah membuat program-program strategis baik dari pembangunan infrastruktur sampai pemanfaatan energi seperti pemanfaatan gas bumi. Program-program ini akan mencapai target yang diinginkan apabila adanya integrasi. Kasus yang diambil berada di Sumatera Utara. Industri Aluminium yang terpilih dalam program strategis pemerintah dalam percepatan kawasan industri untuk meningkatkan produksi aluminium, membangun pembangkit listrik  $2 \times 350$  MW sebagai dasar peningkatan kapasitas produksi dan program hilirisasi Aluminiumnya [1]. Pembangkit listrik ini dapat membantu pemanfaatan gas bumi yang mengalami penurunan di region I (Aceh dan Sumatera Utara) dengan cara mensuplai gas sebagai bahan bakar [2].

Suplai gas biasanya dialirkan melalui jaringan pipa transmisi dari terminal *Liquefied Natural Gas* (LNG) di Lhokseumawe. Namun, saat ini desain laju alir pipa ke Kuala Tanjung-Sumatera

Utara adalah 40 mmscf [3], yang diperkirakan tidak mencukupi untuk memasok gas pada pembangkit listrik  $2 \times 350$  MW ini. Sehingga pembangunan terminal penerima LNG di Kuala Tanjung menjadi alternatif yang terbaik. Karena pembangunan terminal penerima LNG merupakan pilihan untuk memasok gas dalam jumlah yang besar. Oleh karena itu, perlunya kajian terkait dalam pemilihan terminal LNG dan seleksi teknologi regasifikasi.

## II. METODOLOGI

Kajian ini dilakukan secara kualitatif. Pemilihan lokasi terminal dilihat dari ketersediaan lahan dan desain teknis *LNG Receiving Terminal*. Jenis tangki didasarkan dari segi *safety*. Sedangkan teknologi regasifikasi yang digunakan berdasarkan kelebihannya dari teknologi regasifikasi yang lainnya terhadap lokasi terminal, kondisi lingkungan, batasan peraturan, dan pertimbangan pengoperasian masing-masing teknologi.

Pengumpulan data menggunakan data dari buku, jurnal, dan laporan ilmiah terkait terminal

penerima LNG. Dasar sebelum pemilihan teknologi regasifikasi untuk pembangkit listrik yaitu kebutuhan gas. Hal ini diperoleh dengan

### III. HASIL & PEMBAHASAN

#### A. Kondisi Kuala Tanjung

Industri peleburan aluminium ini berada di bagian timur Provinsi Sumatera Utara, Kabupaten Batubara. Kawasan ini termasuk dalam program prioritas pemerintah dalam percepatan dan pertumbuhan industri. Dalam mendukung program tersebut, dilakukan pembangunan dan penyediaan fasilitas termasuk peningkatan kehandalan kelistrikan.

#### B. Asumsi Data

Spesifikasi LNG terdiri atas N<sub>2</sub> (0,13 %), C<sub>1</sub> (96,91 %), C<sub>2</sub> (2,37 %), C<sub>3</sub> (0,44 %), dan C<sub>4</sub><sup>+</sup> (0,15 %) [4]. Dengan asumsi, pembangkit listrik 2×350 MW ini menggunakan sistem *combine cycle* pada efisiensi 49% dan kapasitas faktor pembangkit adalah 80%.

#### C. Kebutuhan Gas

Kebutuhan gas dibutuhkan dalam mendesain terminal LNG karena merupakan dasar dalam menentukan jenis terminal yang dipilih. Persamaan (1) sampai (3) merupakan perhitungan untuk mengetahui kebutuhan gas.

$$\text{Electricity generated} = \text{Kapasitas pembangkit} \times \text{Kapasitas faktor} \times \text{waktu} \quad (1)$$

$$\text{Kebutuhan Energi} = \frac{\text{Electricity generated} \times \text{heat rate}}{\text{eff} \times 106} \quad (2)$$

$$\text{Kebutuhan Gas} = \frac{\text{Kebutuhan energi}}{\text{GHV} \times 365} \quad (3)$$

Pembangkit listrik 2×350 MW ditujukan untuk sarana peningkatan produksi aluminium sehingga digunakan secara terus-menerus selama 24 jam. Maka *electricity generated* dalam setahun adalah 4.905,6 juta kWh/tahun dari perkalian kapasitas pembangkit 700 MW dengan kapasitas faktor pembangkit tersebut selama waktu produksi berlangsung.

*Electricity generated* yang telah diperoleh dikali dengan *heat rate* 3.412 btu/kWh untuk dibagi dengan efisiensi termal mesin (dalam kasus ini 49%) di pembangkit. Hasilnya, kebutuhan energi sebesar 34.158.994 mmbtu/tahun. Pembagian kebutuhan energi dengan *Gross Heating Value* (GHV) komposisi LNG yaitu 1000 scf/btu maka kebutuhan gas

menentukan suplai LNG, komposisi LNG, dan kapasitas pembangkit listrik serta sistem *engine* yang digunakan pembangkit listrik tersebut. dalam kasus ini adalah 93,6 mmscf atau setara dengan 187,17 m<sup>3</sup>/jam LNG.

#### D. Land Base Terminal Vs FSRU

Rujukan [5] menjelaskan perbandingan *land base* dan FSRU. Terminal *Land base* biasa digunakan dengan kapasitas *storage* gas yang besar dan untuk pasokan jangka panjang. Sehingga dalam hal ini menjadi solusi terminal permanen. Dan seandainya terdapat suatu kemungkinan dimasa yang akan datang terjadi ekspansi, terminal *land base* ini merupakan suatu pilihan yang tepat. Dari segi biaya, walau diawal investasi lebih tinggi karena adanya konstruksi pembangunan terminal, pengeluaran operasional terminal akan lebih rendah. Sedangkan *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) merupakan solusi pengeluaran modal. Peraturan yang dibutuhkan juga lebih sedikit seperti tidak membutuhkan izin pembebasan lahan. Jika terjadi keterbatasan ruang atau tidak ada *port* yang bisa digunakan, fleksibilitas FSRU lebih tinggi.

Saat ini FSRU menjadi primadona sebagai pelaku terminal penerima di Indonesia karena biaya investasi yang rendah. Namun dengan kondisi gas sebagai bahan bakar yang akan terus memasok pembangkit listrik untuk produksi aluminium secara terus-menerus dan fakta bahwa pembangkit listrik berada di kawasan industri yang setiap saat adanya peningkatan produksi seiring dengan peningkatan kebutuhan masyarakat. Maka FSRU tidak menjadi solusi yang tepat. Karena kenyataan bahwa FSRU tidak akan menjadi menguntungkan lebih dari 10 tahun masa proyek. Oleh karena itu, *Land Base Terminal* menjadi opsi yang lebih menguntungkan.

Dalam *onshore terminal*, ketersediaan lahan menjadi faktor penting dalam terminal konvensional. Mengingat adanya pengembangan kawasan industri yang di lakukan pemerintah dan guna menghindari terhambatnya pengembangan area yang telah direncanakan pemerintah maka suplai LNG untuk kebutuhan listrik 2×350 MW akan berada diluar area tersebut. Perkiraan rencana lokasi pembangunan regasifikasi diperoleh dari aplikasi google map. Dengan menyesuaikan dengan area pengembangan industri maka terminal penerima LNG ditunjukkan pada Gambar 1 dimana luas yang direncanakan yaitu sekitar 200.000 m<sup>2</sup>.



Gambar 1. Layout Pembangunan Terminal Land Base

#### A. Tangki Penyimpanan LNG

Tangki penyimpanan LNG di *onshore* terbagi atas tiga yaitu yang dipilih yaitu *Single Containment Tank* (SCT), *Double Containment Tank* (DCT), dan *Full Containment Tank* (FCT). Biaya FCT 30% lebih besar dibanding SCT [6]. Hal ini terjadi karena modal dan *safety* saling mempengaruhi. Semakin aman suatu tangki LNG, semakin besar modal yang dikeluarkan. Karena desain tangki semakin kompleks dan material yang digunakan semakin bagus dalam mempertahankan kondisi LNG.

Rujukan [7] menjelaskan bahwa jika terjadi skenario Hazard pada ketiga tangki, FCT dapat mempertahankan kondisinya dibandingkan dengan SCT dan DCT. Karena desain FCT memiliki ketahanan baik dari dampak eksternal, kebocoran, dan kebakaran. Dari segi ketentuan keamanan, radiasi panas akan merangsang tiap tangki SCT ataupun DCT yang berdekatan. Dengan kata lain jika salah satu tangki terbakar, tanpa terkena api pun (hanya dari radiasi) maka tangki yang lain akan ikut terbakar. Oleh karena itu, diperlukan pemasangan sistem penyemprotan air pada tangki untuk SCT dan DCT. Selain itu demi ketentuan keamanan, SCT dan DCT memerlukan jarak aman terkait dengan disperse gas jika terjadi kebocoran pada *container* dalam.

#### B. Seleksi Teknologi Regasifikasi

Teknologi regasifikasi merupakan unit terpenting dari terminal penerima LNG. LNG akan dievaporasi menjadi gas kembali untuk disalurkan ke konsumen. Pada umumnya teknologi regasifikasi terdiri atas:

1. Ambient Air Vaporizer (AAV)  
Open Rack Vaporizer (ORV)

1. Submerged Combustion Vaporizer (SCV)
2. Intermediate Fluid Vaporizer (IFV)
3. Shell and Tube Vaporizer (STV)

Dalam memilih sistem penguapan LNG ditentukan oleh lokasi terminal, kondisi lingkungan, batasan peraturan, dan pertimbangan pengoperasian. Sehingga dapat mengurangi biaya pengeluaran. Didunia, teknologi regasifikasi ORV lebih banyak digunakan dari teknologi lainnya. Korea, Cina, Amerika Selatan, Asia yang lainnya menggunakan ORV 100 % sebagai teknologi utama terminal penerima LNG mereka. AAV hanya sekitar 2% dari total terminal penerima LNG di Jepang dan teknologi regasifikasi cadangan di Korea. IFV dan STV hanya tercatat di India sebanyak 65% dan 15% dari jumlah terminal penerima LNG. Sedangkan SCV dijadikan cadangan di negara-negara tersebut pada musim dingin [8].

Dalam kaitannya biaya modal dan biaya operasional, ORV dua kali lebih murah dari SCV. Sedangkan STV dan IFV tiga kali lebih murah dari SCV. Dan AAV empat kali lebih murah dari AAV. Sehingga untuk terminal penerima LNG skala kecil, teknologi regasifikasi AAV menjadi alternatif yang paling cocok [9].

Secara kualitatif, pemilihan teknologi didasarkan pada kebutuhan terminal penerima LNG yang akan dibangun. Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, AAV menjadi pilihan yang paling cocok untuk terminal skala kecil. Selain modal dan biaya operasional yang paling murah untuk meminimalkan biaya, LNG yang akan dievaporasi tidak skala besar. Karena sumber panas AAV menggunakan udara ambien sehingga dengan besarnya kebutuhan LNG yang dievaporasi, plot area akan semakin luas. Hal ini akan mengakibatkan efisiensi unit yang berada ditengah, akan berkurang karena potensi terjadinya resirkulasi udara dingin semakin besar.

Berbicara tentang efisiensi, efisiensi terbesar terdapat pada teknologi SCV dengan efisiensi termal lebih dari 98% [10]. Namun karena menghabiskan 1.5% dari total LNG yang dievaporasi sebagai bahan bakar teknologi ini, biaya operasi tinggi. Oleh karena itu, kebanyakan SCV dijadikan sebagai cadangan seperti pada kondisi dimana musim dingin terjadi. Mengingat Indonesia tidak memiliki musim dingin, SCV bukan suatu pilihan untuk diterapkan.

ORV, IFV, dan STV membutuhkan air sebagai sumber panas. Namun dalam hal kehandalan teknologi, ORV merupakan teknologi yang paling handal dari ketiga teknologi. Sistem teknologi ini juga sederhana dan memiliki operabilitas yang baik. Sehingga biaya operasional dari teknologi ORV relatif murah dari IFV dan STV. Hanya saja, daya pompa besar dan membutuhkan air yang banyak. Jika sumber pasokan air tidak tersedia seperti sungai atau laut, teknologi ini tidak bisa digunakan.

Kuala Tanjung berada didekat pantai wilayah Sumatera Utara. Sumber pasokan yang dibutuhkan ORV pun tersedia. Sehingga penggunaan ORV untuk teknologi regasifikasi pada terminal penerima LNG menjadi sangat mungkin diaplikasikan. Namun jika kondisi air laut mengandung banyak suspensi padatan yang besar, IFV dapat menjadi pilihan. Seperti kasus terminal LNG Ningbo di Cina yang memiliki suspensi padatan air laut sebesar 10.000 ppm (125 kali dari 80 ppm yang direkomendasikan untuk ORV) [11].

#### I. SIMPULAN

Terminal penerima LNG yang digunakan adalah *onshore / Land base* dengan teknologi regasifikasi *Open Rack Vaporizer (ORV)*. Untuk alasan keamanan karena padat aktivitas kawasan Kuala Tanjung maka tangki penyimpanan yang direncanakan merupakan tipe *full containment*.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Inalum, "Pembangunan Batu Bara Dukung Percepatan Proyek Pembangunan PLTU 2x350 MW," akses online: <http://inalum.id/id/read/pembangunan-batu-bara-dukung-percepatan-proyek-pembangunan-pltu-2-x-350-mw>, 21 Juni 2017.
- [2] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), "Neraca Gas Indonesia 2018-2027," akses online: <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-neraca-gas-indonesia-2018-2027.pdf>, hal. 48-49, 2018.
- [3] PT. X, "Pipa Transmisi PT.X Sumatera Utara.
- [4] GIIGNL, "The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2018," akses online: [https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC\\_AR\\_EA/About\\_LNG/5\\_LNG\\_Markets\\_And\\_Trade/giignl\\_2018\\_annual\\_report.pdf](https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AR_EA/About_LNG/5_LNG_Markets_And_Trade/giignl_2018_annual_report.pdf), hal 27, 2018.
- [5] IGU, "World LNG Report," akses online: [https://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU%20Annual%20Report%202019\\_23%20loresfinal.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU%20Annual%20Report%202019_23%20loresfinal.pdf), hal 79, 2019.
- [6] G. Shearer, D. Nissen, A. Townsend, "Liquefied Natural Gas for Emerging Markets," akses online: <https://ppi.af.org/documents/2061/download>, hal 11, October 2003, Washington DC.
- [7] HPCL Saporji Energy Limited, "Chapter 2: Project Description," Akses online 16 Mei 2019: [https://www.gpcb.gov.in/pdf/HPCL\\_SHAPOORJI\\_ENERGY\\_LTD\\_JNG41\\_ANNX12.PDF](https://www.gpcb.gov.in/pdf/HPCL_SHAPOORJI_ENERGY_LTD_JNG41_ANNX12.PDF).
- [8] R. Agarwal, T.J. Rainey, S.M.A. Rahman, T. Steinberg, R.K. Perrons, dan R.J. Brown, "LNG Regasification Terminal: The Role of Geography and Meteorology on Technology Choices," *Energies Journal* 2017, doi:10.3390/en10122152, 10, 2152, 2017.
- [9] Tractebel engineering S.A, "Mini/Micro LNG for Commercialization of Small Volume of Associated Gas," World Bank Group Energy & Extractives, akses online: <http://documents.worldbank.org/curated/en/299861484716073109/pdf/112131-WP-MiniMicroLNGforcommercializationofsmallvolumeassociatedgas-PUBLIC-v2.pdf>, hal 55-57, October 2015.
- [10] S. Mokhatab, J. Y. Mak, J. V. Valappil, D. A. Wood, "Handbook of Liquefied Natural Gas," First Edition 2014, Copyright © 2014 Elsevier Inc. All Right Reserved, hal 43, ISBN-13: 978-0-12-404585-9.
- [11] S. Egashira, "LNG Vaporizer for LNG Regasification Terminal," akses online: [https://www.kobelco.co.jp/english/ktr/pdf/ktr\\_32/064-069.pdf](https://www.kobelco.co.jp/english/ktr/pdf/ktr_32/064-069.pdf), Kobelco Technology Review No. 32, hal 66-67, 2013.

