

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Prosedur Enjiniring

Prosedur Enjiniring Pembangkit disusun untuk dijadikan pedoman bagi pihak yang terkait untuk pelaksanaan tugas, fungsi, serta peran setiap penanggung jawab pekerjaan dari Pemberi Kerja. Prosedur enjiniring dimulai dari penerimaan surat permintaan pekerjaan (*Letter Of Intent*) yang harus segera diproses sampai dengan penyerahan produk enjiniring atau hasil pekerjaan sebagaimana disyaratkan sehingga menghasilkan produk tepat waktu, mutu dan biaya. Prosedur disusun dengan lampiran Diagram Alir Siklus Proyek Enjiniring yang dibagi menjadi tiga yaitu Bidang Pembangkit dan TND untuk pekerjaan dari PLN Group, Bidang Konstruksi, dan Bidang Pembangkit dan TND untuk pekerjaan dari eksternal.

Setiap posisi atau peran mempunyai tanggungjawabnya dalam menjalankan prosedur enjiniring sebagai berikut.

Tabel II. 1 Peran dan Tanggungjawab dalam Prosedur Enjiniring

Posisi	Tanggungjawab
Direktur Utama	Menerima dan mendisposisikan <i>Letter of Intent</i> kepada Direktur Pemasaran dan Direktur Enjiniring
Direktur Pemasaran	Menerima disposisi surat penugasan dan mengkoordinasikan pelaksanaannya dari awal sampai dengan ditandatangani kontrak, menandatangani dokumen penawaran, dan Nota Dinas Pembatalan Surat Penugasan.
Direktur Enjiniring	Mengkoordinasikan penyelesaian produk enjiniring dari awal sampai dengan penyampaian hasil produk enjiniring kepada Pemberi Kerja. Menyetujui dan menandatangani surat tidak terbatas dengan SK Tim Proyek, Rencana Biaya Produksi dan Surat Penyampaian Produk.



Tim QA	Melaksanakan Pemastian Mutu Produk PT PLN Enjiniring melalui pemeriksaan Rencana Mutu Proyek (RMP) yang disusun oleh Tim Proyek
Tim QC	Memeriksa Daftar Pemeriksaan Desain (DPD) dan Produk Enjiniring serta memastikan kualitas yang akan diserahkan kepada Pemberi Kerja agar memenuhi persyaratan dan ketentuan yang diberikan Pemberi Kerja
Pemasaran	Melakukan kajian dalam penugasan pekerjaan yang diberikan, menerbitkan <i>charge code</i> , menyusun RKP level I, menyusun Penawaran Administrasi, Teknis dan Harga, serta Menginisiasi pelaksanaan <i>Kick of Meeting</i> internal.
Enjiniring (Bidang Pembangkit, Bidang Transmisi & Distribusi dan Konstruksi)	Membahas lingkup pekerjaan, metodologi pelaksanaan pekerjaan, kebutuhan sumber daya dan waktu pelaksanaan terkait penugasan dari Pemberi kerja bersama pemasaran, menyusun SK team proyek, pelaksanaan pekerjaan oleh Timpro sampai dengan produk enjiniring selesai
<i>Project Team Leader</i> (PTL)	Melaksanakan pekerjaan sesuai dengan surat penugasan/kontrak serta tidak terbatas (penyusunan RKP, RBP, DPD/DPDR/DPSK, RMP, melaksanakan supervise konstruksi, monitoring waktu dan kemajuan proyek, membuat laporan umpan balik dan lainnya)
Perencanaan Korporat dan Pengembangan Usaha	Mengelola keluhan dan aspirasi pelanggan



II.2 Produk

Sebagai perusahaan yang bergerak di bidang konsultasi enjiniring ketenagalistrikan, PLN Enjiniring melayani berupa jasa enjiniring, jasa non enjiniring, dan jasa lainnya. Produk yang dihasilkan terbagi dalam berbagai bidang yaitu pada bidang Pembangkit, Transmisi dan Distribusi, Supervisi Konstruksi, serta Kompresi Gas yang produknya berupa studi kelayakan (*feasibility study*), *Basic Design*, Harga Perkiraan Enjinir (HPE), Dokumen Lelang (*Bidding Document*), *Review Design* (RD), Survey dan *Soil Investigation*, Pendampingan Pengadaan, Sistem Management Aset, Manajemen Proyek, Supervisi Konstruksi, dan Pengawasan QA/QC.

Studi kelayakan proyek merupakan gagasan untuk menilai kelayakan proyek yang meliputi pengembangan, analisis dan menyaring prakarsa yang timbul sampai kepada menelusuri berbagai aspek (teknis, finansial, lingkungan, sosial, dan risiko) proyek serta unit usaha hasil proyek. Pengkajian tersebut bersifat menyeluruh dan berusaha menyoroti segala aspek kelayakan proyek atau investasi. Tujuan dari Studi Kelayakan ialah untuk pengambilan keputusan dalam pemilihan investasi.

Harga Perkiraan Enjinir (HPE) yang merupakan akumulasi estimasi dari biaya dan harga satuan untuk menyelesaikan proyek yang telah dihitung secara profesional. Perkiraan biaya dalam laporan ini merupakan anggaran biaya yang dapat digunakan sebagai salah satu referensi untuk pekerjaan proyek Pembangkit. Tujuan dari estimasi ini adalah untuk memperkirakan besaran anggaran biaya pekerjaan proyek Pembangkit pada kondisi saat ini sampai dengan COD (*Comercial Operation Date*) sesuai dengan batasan waktu pelaksanaan konstruksi yang akan ditentukan kemudian.

Bidding document merupakan gabungan dari berbagai bagian dokumen yang dijilid menjadi satu buku atau lebih dan diterbitkan untuk maksud dilelangkan. Dokumen lelang berisi persyaratan administratif, spesifikasi teknis, *bill of quantity*, *technical particular guarantee*, dll.

Pendampingan pengadaan yaitu melakukan pendampingan kepada owner dari tahap penjelasan, evaluasi peserta hingga penandatanganan kontrak. *Review Design* adalah pekerjaan kajian injiniring dan proses pengendalian dokumen dan/atau gambar dari kontraktor untuk menjamin bahwa kontraktor telah memenuhi persyaratan kontrak yang telah dilaksanakan bersama dengan klien.

Dalam pengerjaan produk-produknya PLN Enjiniring mempunyai prosedur untuk setiap produknya dimana hal ini bertujuan sebagai pedoman dalam penyusunan dokumen, berikut merupakan contoh alur proses pembuatan dokumen Kajian Kelayakan (*Feasibility Study*).

Kajian Kelayakan berisikan dari beberapa bab yang membahas hal-hal sebagai berikut.

Tabel II. 2 Kajian Kelayakan

Chapter 1	INTRODUCTION	<i>Menjelaskan scope of work sesuai terms of reference or the applicable contract</i>
	Background of Study	<ol style="list-style-type: none">1. Dilakukannya perubahan LNG dengan proses regasifikasi untuk digunakan dalam mengoperasikan pembangkit2. Kendala nya di daerah tersebut tidak ada gas infrastruktur3. Akan dilakukan gas infrastructure study berdasarkan data yang sudah diperoleh
	Purpose and Objective Study	Isi tujuan dilakukan gas infrastructure study dari LNG receiving Terminal and Regasification Facilities dengan kapasitas supply yang sudah ditentukan. Berisikan aspek untuk dianalisa seperti technical, geographical, fuel, commercial, risk & environmental
	Scope Of Work	Dijelaskan mengenai scope of work yang akan dikerjakan dengan berbagai aspek yang nantinya akan dibahas dalam setiap chapter

Chapter 2	PROJECT LOCATION AND ACCESS	<i>Membahas mengenai lokasi pabrik akan dibangun dan juga kondisi akses untuk transportasi darat, air, dan udara</i>
	Power Plant Location	Sudah ditentukan lokasi daerah yang akan dibangun beserta dengan koordinatnya sesuai hasil site selection dan investigation
	Site Access	Dijelaskan mengenai kondisi jalan yang ada, rute perjalanan, jarak lokasi pabrik dengan airport, pelabuhan
	Geography	Kondisi geografi seperti perbatasan, jumlah penduduk
	Geological	Kondisi geologi dari sekitar pabrik yang akan dibangun, berdekatan dengan gunung api purba, kondisinya juga sudah mengalami erosi
	Stratigraphy	Kondisi Tanah, lapisan batuan, komposisi, dll
	Local Construction Material	Material untuk konstruksi yang tersedia
	Source of Raw Water Supply	Sumber Air (sumur, dll)
Chapter 3	SITE INVESTIGATION	<i>Studi data investigasi lokasi yang disediakan oleh pemberi kerja, dan jika data tidak tersedia maka diambil dari data internal atau data lainnya</i>
	Topography And Bathymetry survey	Membahas kondisi permukaan tanah/bumi, data dan gambaran lokasi pembangunan pabrik Kegiatan pemetaan air, pengumpulan data, kondisi perairan yang nantinya akan diolah
	Soil and Investigation	Pengujian Tanah
	Climatology	Kondisi Cuaca di daerah lokasi pabrik

	Seismicity	Lokasi yang rawan gempa atau tidak, dilihat juga pergeseran lempeng yang terjadi
Chapter 4	GAS FUEL STUDY AND ELECTRICAL STUDY	<i>Studi yang berhubungan dengan LNG fuel, process description, heat and mass balance</i>
	Electrical System Study	Studi mengenai sistem electrical secara umum, load flow (analisis aliran beban), short circuit
	Gas Study	Studi mengenai natural gas secara umum yaitu merupakan cleanest burning fuels. Kemudian mengenai karakteristiknya, kandungan temperatur saat dijadikan liquid (LNG), boil off gas, flammable, dll. Membahas mengenai gas supply nya berasal darimana (Badak NGL Bontang), gas nya akan digunakan sebagai primary fuel dengan cadangan B30, dilakukan simulasi phase envelope dari karakteristik LNG asal, juga membahas mengenai gas fuel consumption untuk power plant
	Heat and Mass Balance	Perhitungan menggunakan Unisim sesuai dengan kondisi
Chapter 5	CONCEPTUAL DESIGN	<i>Studi aspek teknis dari desain konseptual untuk proses, mekanik, listrik, instrumen dan sipil</i>
	Conceptual Design of Process	Proses Description; tank pressure control and pressure build up vaporizer, LNG storage tank filling. Process Equipment; LNG Loading and Unloading System, LNG Storage, Vaporizer, Ambient Air Vaporizer (AAV), Boil-Off Gas Management, Metering System

		Utilities Equipment; Nitrogen, Diesel System, Instrument and Plant Air, Water treatment Plant, Potable Water, Cold Vent and Flare, Effluent and Waste Water, LNG Spill management, Fire Protection and Detection System, Hazardous Study
	Conceptual Design Mechanical Equipment	Studi mengenai equipment yang harus digunakan dan spesifikasinya. Pemilihan Storage Tank yang akan digunakan, pump, vaporizer. Fire protection, foam system, fire suppression, nitrogen system, HVAC, system yang digunakan. Selain itu juga pemilihan material yang tepat
	Conceptual Design of Electrical System and Equipment	Studi mengenai sistem electrical dan penggunaan equipment yang tepat (power source, Load, Power supply, emergency, etc)
	Integrated Control And Safety System	Studi mengenai integrated control and safety system (instrumen power supply, hazardous area classification)
	Conceptual Design of Civil Work	Studi yang berhubungan dengan sipil seperti sistem drainase, final ground, site preparation plan, basic design concept, warehouse, air system, parking area
Chapter 6	LAYOUT	<i>Layout Fasilitas Regasifikasi</i>
	Plant Layout	Layout pabrik/plant (penataan penempatan berbagai peralatan, bangunan dan fasilitasnya) secara detail (deskripsi dan luas)
Chapter 7	ENVIRONMENTAL CONSIDERATION	<i>Studi Kajian Lingkungan</i>

	Environmental Regulation	Acuan Peraturan Lingkungan yang sudah ada
	Basic Information	Informasi lingkungan dari regasification facility (climate, air quality, noise level, Surface Water and Ground Water Quality, Land Use and Spatial Planing, Terrestrial Flora and Fauna, Socioeconomic Aspect
	Potential Impact	Dampak
	Recommendation	Saran untuk Kelayakan Lingkungan Proyek
Chapter 8	OPERATION AND MAINTANANCE	<i>Operasi dan pemeliharaan fasilitas regas yang akan dibangun dan ruang lingkup pekerjaan</i>
	General	Operasi dan maintanance selama berapa lama
	LNG Regasification Facility Normal Operation	Operation and maintanance storage tank, connection, water hammering, tank cooldown, rollover
	LNG Regasification Terminal	Process Flow Diagram
Chapter 9	PROJECT SCHEDULE	<i>Mengenai schedule regasification facility activity, 4 main stage : preparation, procurement, construction, operation</i>
	Project Implementation Plan	Preparation : FS, environmental impact assesment, pre-FEED,EPC Procurement : LNG Gas Study, O&M, Construction, Operation Schedule secara bertahap dengan ms.project
Chapter 10	PROJECT COST ESTIMATOR	<i>Estimasi Pengeluaran untuk regasification facilities</i>
	Calculation	Perhitungan Pengiriman, EPC, O&M
Chapter 11	FINANCIAL ANALYSIS	<i>Kemampuan financial dalam menjalankan project</i>

	Cost Structure	EPC, other cost, Initial working capital
	Investment Credit Funding	Equity Funding, Bank/institution loan funding, Interest During Const
	Cost Component and Tariff	Capital cost recovery charge rate, operating cost, component LNG and transportation, Tariff
	Financial Feasibility	Project Feasibility analysis, Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value, Payback Period, Benefit to Cost Ratio
Chapter 12	RISK ANALYSIS	<i>Mengenai Resiko dalam project serta kesimpulan dan rekomendasi</i>

II.3 Bidang Pembangkit

Pembangkit merupakan mesin atau sistem peralatan yang menghasilkan dan menghantarkan aliran energi mekanik atau listrik. Peralatan utama untuk pembangkit tenaga listrik adalah generator.

Energi adalah kapasitas untuk melakukan kerja, menghasilkan panas, dan memancarkan cahaya. Kalor adalah kemampuan untuk mengubah suhu suatu benda atau fase suatu zat. Daya adalah laju melakukan kerja, yang sama dengan energi per waktu. Dengan demikian energi diperlukan untuk menghasilkan tenaga. Satuan daya adalah watt, joule per detik, dan horsepower dimana

$$1 \text{ Watt} = 1 \text{ joule per second}$$

$$1 \text{ Kilowatt} = 1,000 \text{ Watts}$$

$$1 \text{ Megawatt} = 1,000 \text{ kilowatts} = 1 \text{ horsepower}$$

Berdasarkan penerapan dan sumber yang digunakan untuk menghasilkan energi listrik, pembangkit diklasifikasikan menjadi dua yaitu pembangkit konvensional dan non-konvensional (penggunaan energy terbarukan).

Tabel II. 3 Klasifikasi Pembangkit

Konvensional	Non Konvensional
Steam Engines Power Plants	Thermoelectric Generator

Steam Turbine Power Plants	Therm-ionic Generator
Diesel Power Plants	Fuel-cells Power Plants
Gas Turbine Power Plants	Photovoltaic solar cells power plants
Nuclear Power Plants	Biogas, Biomass Energy Power System
Hydro Electric Power Plants	Geothermal Energy
	Wind Energy Power System
	Ocean Thermal energy conversion (OTEC)
	Wave and Tidal Wave Energy Plantation Scheme
	MHD Power Plants

II.3.1 Pembangkit Thermal

Pembangkit listrik termal merupakan pembangkit yang mengubah energi panas menjadi tenaga listrik. Sumber energy panas ini dapat dari berbagai sumber seperti pembakaran bahan bakar padat (batu bara) yang memanaskan air menjadi uap, gas bertekanan tinggi, diesel, dan nuklir. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), Pembangkit Listrik Turbin Gas (PLTG), dan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) termasuk dalam pembangkit thermal.

Dalam pengoperasian atau prinsip kerja dari suatu pembangkit thermal didasarkan suatu system termodinamika berupa siklus/*cycle*. *Cycle* pada pembangkit digolongkan sebagai berikut.

(1) Vapour Power Cycle :

Carnot cycle, Rankine cycle, Regenerative cycle, Reheat cycle, Binary vapour cycle

(2) Gas Power Cycle :

Otto cycle, Diesel cycle, Dual combustion cycle, Gas turbine cycle

Siklus Carnot menjadi dasar suatu pembangkit thermal, dimana merupakan siklus yang mengubah panas yang dihasilkan oleh reaksi pembakaran menjadi gerakan



mekanis sepenuhnya. Siklus ini sangat berharga untuk teori tenaga panas, meskipun belum memungkinkan untuk membangun pabrik praktis pada siklus ini.

Steam Power Plants

Steam Power Plants atau Pembangkit Listrik Tenaga Uap merupakan pembangkit dengan jenis generator yang memanfaatkan uap panas untuk memutar turbin. Steam panas yang digunakan dapat berasal dari proses penguapan air melalui boiler yang telah dilakukan proses pembakaran (batubara) menggunakan *fuel*. Komponen utama pada *steam power plants* yaitu boiler, turbin, condenser, dan generator. Boiler berfungsi untuk mengubah air (*feed*) menjadi uap superheated yang dipanaskan dan akan digunakan untuk memutar turbin. Turbin berfungsi untuk mengkonversikan energy panas dari uap menjadi energy mekanik. Kondensor berfungsi untuk mengkondensasikan uap yang telah digunakan dari turbin. Generator berfungsi untuk mengkonversikan energy mekanik menjadi energy listrik.

Siklus Rankine adalah siklus operasi dasar dari pembangkit listrik ini di mana fluida operasi terus-menerus diuapkan dan dikondensasi. Bahan bakar digunakan untuk menghasilkan panas di dalam boiler, mengubah air menjadi uap yang kemudian berekspansi melalui turbin yang menghasilkan kerja.

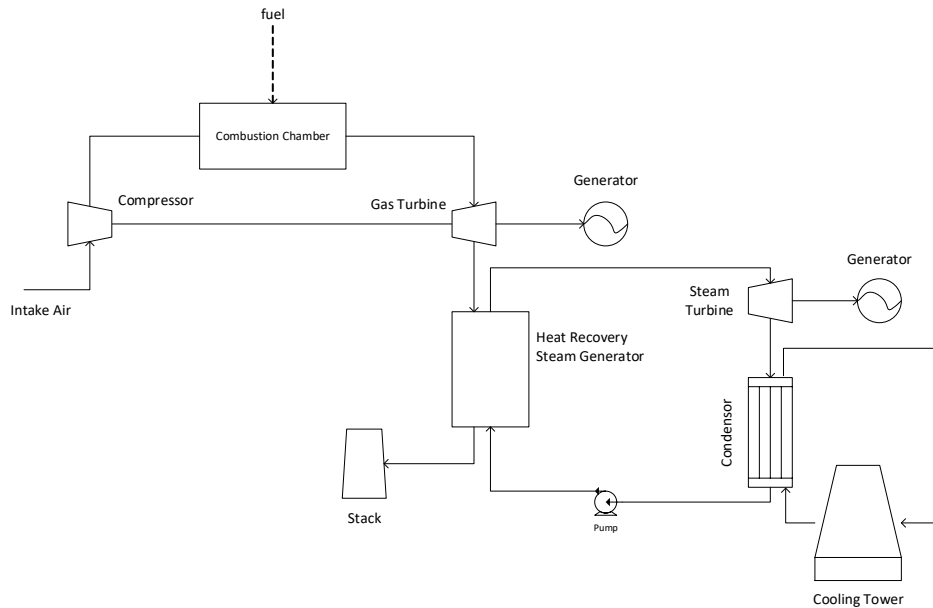
Gas Turbine Power Plants

Tujuan dari pembangkit listrik turbin gas adalah untuk menghasilkan tenaga mekanik dari peningkatan tekanan gas panas di dalam turbin. Tiga komponen utama dalam system gas turbin power plant ini yaitu Kompresor, Sistem pembakaran, dan Turbin. Operasi pada pembangkit turbin gas berdasarkan pada siklus Brayton.

Combined Cycle Power Plant (CCPP)

Combined Cycle Power Plant (CCPP) menggunakan gas dan turbin uap secara bersamaan untuk menghasilkan hingga 50% lebih banyak listrik dari bahan bakar yang sama daripada pabrik siklus sederhana. Limbah panas dari turbin gas disalurkan ke turbin uap terdekat, yang menghasilkan tenaga ekstra. Heat Recovery

Steam Generator (HRSG) bekerja memanaskan udara dengan memanfaatkan panas dari gas buang dari turbin gas sehingga dihasilkan steam dengan tekanan dan temperatur konstan tertentu. HRSG adalah penghubung antara PLTG (siklus Brayton) dan PLTU (siklus Rankine).



Gambar II. 1 Flowsheet Combined Cycle Power Plant

II.3.2 Pembangkit EBT

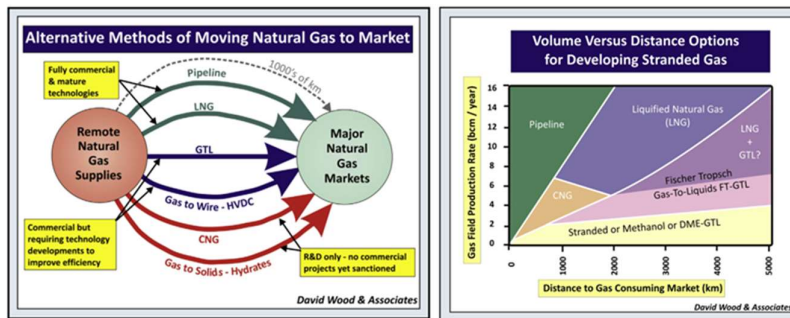
Menurut kebijakan yang telah diakui, pada tahun 2025, 23% bauran energi Indonesia harus berasal dari sumber energi terbarukan, dan angka ini meningkat menjadi 31% pada tahun 2050. Saat ini, bauran energi negara Indonesia sebesar 7% merupakan energi terbarukan. Tantangan yang terkait dengan pencapaian tujuan ini sangat penting, terutama bila mempertimbangkan pertumbuhan konsumsi listrik tahunan yang diharapkan yaitu sebesar 8,3 %.

Sumber daya energi terbarukan adalah matahari, angin, panas bumi, tenaga air, laut, dan bioenergi. Pembangkit dengan memanfaatkan energi terbarukan menghasilkan emisi yang jauh lebih rendah daripada membakar bahan bakar fosil. Beralih dari bahan bakar fosil, yang saat ini merupakan penyumbang terbesar emisi, ke energi terbarukan adalah kunci untuk mengatasi krisis iklim. Pembangkit dengan

menggunakan energy terbarukan antara lain Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), Pembangkit Listrik Tenaga Gelombang Laut, dan Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa (PLTBm).

II.4 Infrastruktur Gas

Infrastruktur gas yaitu fasilitas dalam penyediaan gas untuk pembangkit listrik maupun industri-industri lainnya yang menggunakan atau memanfaatkan gas sebagai bahan bakar. Infrastruktur gas ini penting dikarenakan Indonesia merupakan salahsatu penghasil gas alam/gas bumi terbesar sehingga diperlukan pembangunan infrastruktur gas untuk mengelola gas alam. Salahsatu contoh dari infrastruktur gas yaitu pengadaan terminal *liquefied natural gas* (LNG) untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik yang tidak memiliki akses gas pipa. LNG ini merupakan salahsatu metode yang digunakan dalam melakukan distribusi gas alam untuk daerah yang tidak mempunyai pasokan gas alam secara langsung sehingga gas harus diubah terlebih dahulu diubah ke fase cair. Pemanfaatan LNG membutuhkan infrastruktur untuk mengubah gas menjadi fase cair, transportasi, storage penyimpanan, dan proses regasifikasi.



Gambar II. 2 Metode Distribusi Natural Gas

Menurut RUPTL tahun 2021-2030, saat ini PLN memiliki kontrak pasokan gas LNG jangka panjang hingga 60 kargo pertahun dimana 1 kargo setara dengan 2650-3100 BBTU dengan menyesuaikan kapasitas terminal penerima. Berikut merupakan pasokan gas pembangkit utama PLN di system Jawa Bali.

a. Cilegon

Pasokan gas untuk pusat listrik Cilegon berasal dari wilayah kerja *Southeast* Sumatra dan dari PGN. Kebutuhan gas maksimum setara 120 BBTUD, namun hanya tersedia pasokan gas sekitar 45 BBTUD

b. Muara Karang dan Priok

Mempunyai peran yang sangat penting untuk memasok kebutuhan listrik untuk Kota Jakarta. Untuk pengoperasian sebagian besar dipasok dari FSRU Jawa Barat yang dimiliki PT Nusantara Regas, PGN, dan WK *Offshore Northwest Java*.

c. Muara Tawar

Pasokan gas ke Pembangkit Muara Tawar berasal dari WK Pertamina EP < PGN, serta FSRU Jawa Barat.

d. Tambak Lorok

Pasokan Gas untuk pembangkit di Tambak Lorok saat ini dipenuhi dari WK PEP Gundih melalui kerjasama PT Indonesia Power dan PT Sumber Petindo Perkasa

e. Gresik dan Grati

Pasokan gas untuk pusat listrik di Gresik dan Grati saat ini dipasok dari beberapa lapangan gas Jawa Timur, yaitu WK Pangkah, Lapangan Terang Sirasun Batur, WK *West Madura Offshore*, WK Ketapang, Lapangan Peluang, Lapangan Oyong, dan Lapangan Wortel. Saat ini masih membutuhkan pasokan gas sehingga diperlukan rencana pengembangan terminal LNG Jawa Timur (fasilitas storage dan regasifikasi)

Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) Jawa Timur merupakan salahsatu unit untuk penyimpanan dan fasilitas regasifikasi *liquefied natural gas* (LNG) yang akan didistribusikan ke *Combined Cycled Power Plant* (CCPP) Gresik dan Grati. Pada fasilitas ini sudah mempunyai storage atau tempat penyimpanan LNG dan unit untuk melakukan regasifikasi yang gas nya akan digunakan sebagai sumber energy pembangkit.

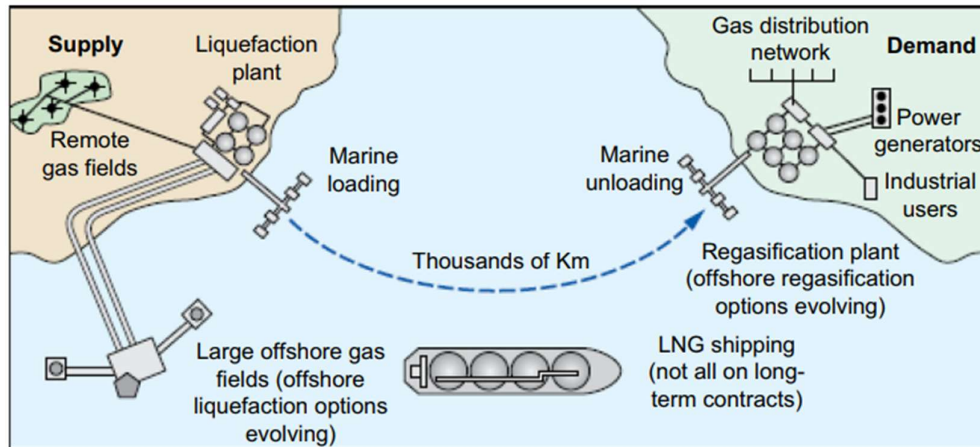
II.4.1 Liquefied Natural Gas (LNG)

Gas Alam yang dicairkan (liquefaction) yang telah dilakukan pemurnian sehingga terjadi perubahan fase gas menjadi fase, dilakukan pada tekanan atmosfer dengan temperature -162°C . Tujuannya untuk memudahkan dan memaksimalkan dalam penyaluran atau distribusi gas dimana volume gas dapat berkurang hingga 600 kali. Penyaluran gas dapat dilakukan dengan dua cara yaitu menggunakan pipa gas untuk jarak yang lebih dekat dan menggunakan transportasi (diliquified) untuk jarak yang jauh. Komposisi terbesar pada LNG yaitu methane (87% hingga 96%) dan hydrocarbon lebih tinggi lainnya (C2-C4 atau di atasnya).

Origin	Nitrogen N2 %	Methane C1 %	Ethane C2 %	Propane C3 %	C4+ %	TOTAL	LNG Density ⁽¹⁾ kg/m ³	Gas Density ⁽²⁾ kg/m ³ (n)	Expansion ratio m ³ (n)/ m ³ liq	Gas GCV ⁽³⁾ MJ/m ³ (n)	Wobbe Index ⁽²⁾ MJ/ m ³ (n)
Australia - NWS	0.04	87.33	8.33	3.33	0.97	100	467.35	0.83	562.46	45.32	56.53
Australia - Darwin	0.10	87.64	9.97	1.96	0.33	100	461.05	0.81	567.73	44.39	56.01
Algeria - Skikda	0.63	91.40	7.35	0.57	0.05	100	446.65	0.78	575.95	42.30	54.62
Algeria - Bethioua	0.64	89.55	8.20	1.30	0.31	100	454.50	0.80	571.70	43.22	55.12
Algeria - Arzew	0.71	88.93	8.42	1.59	0.37	100	457.10	0.80	570.37	43.48	55.23
Brunei	0.04	90.12	5.34	3.02	1.48	100	461.63	0.82	564.48	44.68	56.18
Egypt - Idku	0.02	95.31	3.58	0.74	0.34	100	437.38	0.76	578.47	41.76	54.61
Egypt - Damietta	0.02	97.25	2.49	0.12	0.12	100	429.35	0.74	582.24	40.87	54.12
Equatorial Guinea	0.00	93.41	6.52	0.07	0	100	439.64	0.76	578.85	41.95	54.73
Indonesia - Arun	0.08	91.86	5.66	1.60	0.79	100	450.96	0.79	571.49	43.29	55.42
Indonesia - Badak	0.01	90.14	5.46	2.98	1.40	100	461.07	0.82	564.89	44.63	56.17
Indonesia - Tangguh	0.13	96.91	2.37	0.44	0.15	100	431.22	0.74	581.47	41.00	54.14
Libya	0.59	82.57	12.62	3.56	0.65	100	478.72	0.86	558.08	46.24	56.77
Malaysia	0.14	91.69	4.64	2.60	0.93	100	454.19	0.80	569.15	43.67	55.59
Nigeria	0.03	91.70	5.52	2.17	0.58	100	451.66	0.79	571.14	43.41	55.50
Norway	0.46	92.03	5.75	1.31	0.45	100	448.39	0.78	573.75	42.69	54.91
Oman	0.20	90.68	5.75	2.12	1.24	100	457.27	0.81	567.76	43.99	55.73
Peru	0.57	89.07	10.26	0.10	0.01	100	451.80	0.79	574.30	42.90	55.00
Qatar	0.27	90.91	6.43	1.66	0.74	100	453.46	0.79	570.68	43.43	55.40
Russia - Sakhalin	0.07	92.53	4.47	1.97	0.95	100	450.67	0.79	571.05	43.30	55.43
Trinidad	0.01	96.78	2.78	0.37	0.06	100	431.03	0.74	581.77	41.05	54.23
USA - Alaska	0.17	99.71	0.09	0.03	0.01	100	421.39	0.72	585.75	39.91	53.51
Yemen	0.02	93.17	5.93	0.77	0.12	100	442.42	0.77	576.90	42.29	54.91

Gambar II. 3 Karakteristik LNG setiap terminal

LNG mempunyai karakteristik tidak berbau, tidak mempunyai warna, dan bersifat kriogenik yang tidak korosif. LNG mempunyai densitas antara 430 kg/m^3 hingga 470 kg/m^3 , ketika dikontakan dengan air LNG akan mengapung di atas air karena lebih ringan. LNG Juga mempunyai ambang tingkat kemudahannya menyala atau terbakar yaitu 5%-15% dari volume di udara. Ketika LNG digunakan sebagai bahan bakar, LNG akan menghasilkan partikel emisi yang sangat sedikit dan carbon yang sangat rendah. Hal ini menjadikan LNG menjadi gas yang bersih sebagai sumber energy.



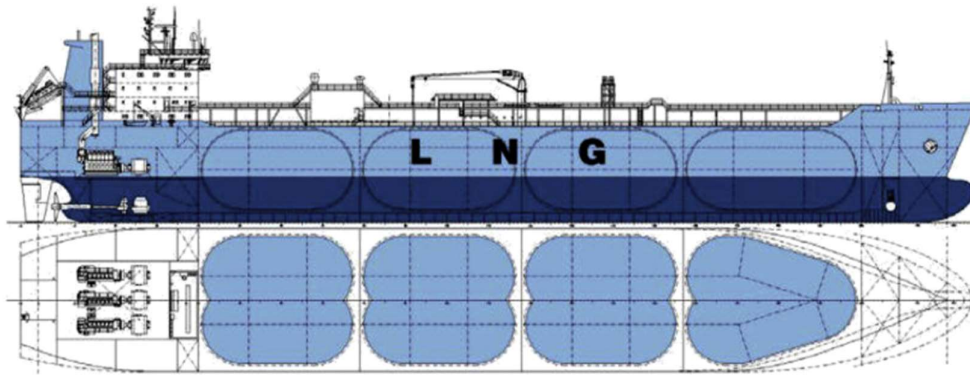
Gambar II. 4 Rantai Pasok LNG

Rantai pasok LNG dimulai dari proses produksi pengangkutan (lifting) gas alam, proses gas sweetening untuk menghilangkan H_2S dan CO_2 , proses gas dehydration untuk menghilangkan H_2O dan sulfur, dan kemudian dilakukan mercury (Hg) removal serta dilakukan NGL recovery untuk membuang dan memulihkan C_2 atau C_3 hidrokarbon dan menghasilkan gas yang bersih. Setelah proses tersebut LNG akan ditransfer ke liquefaction plant untuk dilakukan perubahan fase menjadi cair (liquefied). Setelah menjadi fase cair dilakukan proses pemuatan (loading) menggunakan LNG Carrier untuk dilakukan shipping yang berjarak jauh hingga ribuan kilometer. Kemudian LNG akan dibawa ke Storage dan Regasifikasi Unit (offshore atau onshore) untuk dilakukan penyimpanan dan regasifikasi. Regasifikasi bertujuan untuk mengubah kembali LNG menjadi fase gas yang kemudian akan didistribusi untuk pembangkit dan industry lainnya.

II.4.2 LNG Receiving and Regasification Terminal

LNG Carrier mengirimkan LNG ke terminal penerima, yang kemudian mengembalikan LNG ke keadaan gas yang kemudian disalurkan ke pelanggan gas bumi melalui jaringan pipa distribusi. Terminal LNG darat (onshore) dekat dengan kawasan padat penduduk dan kawasan industri, di mana beragam pelanggan berada. Namun, lahan yang luas dengan laut yang memadai akses kapal LNG sulit ditemukan di daerah padat penduduk sehingga membangun terminal dekat dengan

populasi yang padat akan meningkatkan masalah lingkungan dan keselamatan masyarakat lokal. Terminal penerima LNG lepas pantai (offshore) menjadi alternatif untuk menghindari kesulitan-kesulitan ini. Meskipun terminal LNG lepas pantai (offshore) tampaknya menawarkan banyak hal keuntungan lebih dari terminal darat, mereka juga memperkenalkan kompleksitas baru, risiko, dan pertanyaan tentang kelayakan, di mana hanya beberapa terminal LNG lepas pantai yang benar-benar tercapai hingga saat ini. Terminal ini umumnya dikenal sebagai *floating storage and regasification unit* (FSRU).



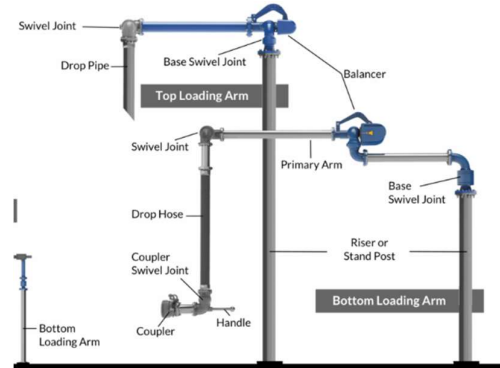
Gambar II. 5 LNG Carrier

II.4.3 Peralatan Regasifikasi LNG

1. Loading dan Unloading

Pada proses pemuatan LNG (loading dan unloading) dapat menggunakan loading arm dan flexible hose. LNG loading arm digunakan untuk transfer LNG antara kapal LNG dan tangki darat. Jenis loading arm yaitu top loading arms dan bottoming loading arms. Sedangkan flexible hose (selang) adalah jenis perpipaan yang digunakan untuk menghubungkan dua titik yang jauh untuk mengangkat atau mentransfer cairan. Loading arm lebih seimbang dan mudah dipindahkan, dilengkapi dengan katup cairan manual atau yang digerakkan, dilengkapi dengan fasilitas pembuangan/ventilasi opsional, dapat dipindahkan ke posisinya dengan mudah dan dibiarkan menggantung di udara sementara operator menyiapkan

sambungan kapal tanker, terstruktur rapih, pembongkaran lebih cepat, kemudahan pengoperasian, menghasilkan lebih sedikit *boil off gas* daripada selang.



Gambar II. 6 Loading dan Unloading Arm

Sedangkan flexible hose membutuhkan uji tekanan tahunan, sulit disimpan dengan rapi saat tidak digunakan, tidak praktis untuk digunakan jika dilengkapi dengan katup pada titik sambungan kapal tanker, tidak dapat dipanaskan secara efisien atau memiliki katup ventilasi / pembersih yang dipasang padanya, rentan terhadap bencana kegagalan, namun mudah dipasang dan disimpan, serta dibutuhkan lebih sedikit ruang dan lebih murah daripada membongkar loading arm.

2. LNG Storage

LNG storage atau tangki penyimpanan berfungsi untuk menyimpan LNG setelah proses unloading dari LNG Carrier, yang mampu menyimpan pada suhu untuk cairan kriogenik. Terdapat dua jenis LNG Storage yaitu Atmospheric Storage Tank yang didesain untuk menyimpan pada tekanan atmosfer hingga 0.5 PSIG serta Pressurized Tank yang didesain untuk menyimpan pada tekanan tinggi. Pada umumnya tangki atmospheric lebih besar dibandingkan dengan tangki bertekanan tinggi.



(1)



(2)

Gambar II. 7 LNG Storage Tank, (1) Atmospheric, (2) Pressurized

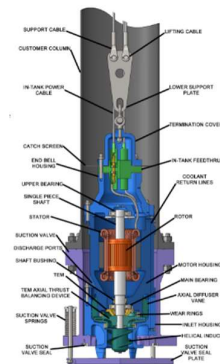
Berdasarkan NFPA 59A Semua sistem tangki LNG harus dirancang untuk kedua bagian, *top filling* dan *bottom filling* untuk mencegah stratifikasi. Proses saat dilakukan transfer LNG menuju Tangki penyimpanan akan diisi dengan sambungan atas selama LNG unloading. Perpipaan internal dikonfigurasi untuk mengizinkan pemuatan atas dan bawah. Operasi pemuatan biasanya dilakukan melalui alat penyemprot/splash plate untuk mempromosikan flashing dan pencampuran LNG yang dibongkar dengan inventaris LNG di dalam tangki. Operasi pemuatan bawah menggunakan pipa tegak yang mengarahkan cairan ke dasar tangki. Secara umum, LNG yang lebih ringan diturunkan ke bagian bawah tangki penyimpanan, dan LNG yang lebih berat diturunkan dari atas.

3. LNP Pump

Pompa adalah alat untuk mengangkat atau mentransfer LNG dari satu tempat ke tempat lainnya. Terdapat dua jenis yaitu LP (Low Pressure) send-out pump dan HP (High Pressure) send-out pump. LP send-out pump dipasang di sumur pompa vertikal di dalam tangki. LP dirancang untuk melepaskan pada tekanan 8 hingga 10 bar. Pompa ini memasok aliran ke kondensor ulang, mengumpan pompa HP, mensirkulasikan LNG dingin ke dermaga untuk mempertahankan jalur bongkar muat dingin selama operasi penahan, dan mencampur LNG di dalam tangki untuk menghindari tergulingnya tangki. HP send-out pump mengambil isapan dari kondensor ulang BOG pada tekanan sekitar 8 bar dan meningkatkan tekanan sesuai kebutuhan (80 hingga 120 bar). HP pump adalah pompa jenis kalengan vertikal

dengan motor terendam yang menggerakkan pompa multistage yang dipasangkan tertutup. Pompa ini sangat kompak dan dilengkapi dengan induser saluran masuk untuk mengurangi kebutuhan *Net Positive Suction Head* (NPSH) untuk pengoperasian.

Pada umumnya pompa yang digunakan *submersible pump* atau *in-tank pump* yaitu pompa yang diposisikan di dalam tangki air dan dirancang untuk memompa air ke atas melalui bagian atas atap tangki. Pompa *submersible* akan mendorong air ke permukaan dengan mengubah energi putar menjadi energi kinetik menjadi energi tekanan. Pompa submersible sangat efisien karena tidak memiliki banyak energi untuk memindahkan air ke dalam pompa dan tidak berisik. Kerugian dengan pompa submersible ada hubungannya dengan segelnya. Segel dapat terkorosi seiring waktu, dan satu pompa tidak cocok untuk semua penggunaan.



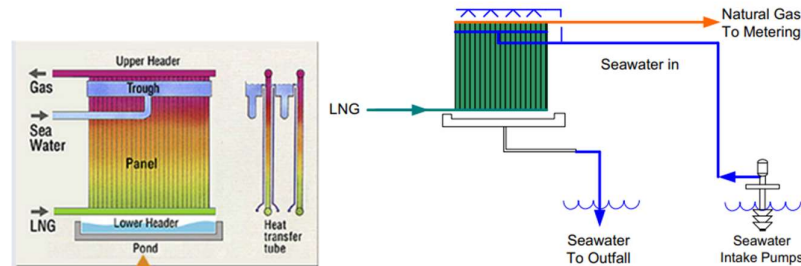
Gambar II. 8 Submersible pump

4. LNG Vaporizer

LNG Vaporizer adalah penukar panas yang digunakan untuk regasifikasi gas cair yang disimpan sebagai cairan di bawah suhu kriogenik. Pilihan optimal sistem LNG Vaporizer ditentukan oleh pemilihan lokasi terminal, kondisi lingkungan, batasan peraturan, dan pertimbangan pengoperasian. Itu harus mematuhi persyaratan industri LNG untuk meminimalkan biaya siklus hidup. Pilihan harus didasarkan pada analisis ekonomi untuk memaksimalkan NPV proyek dan memenuhi persyaratan emisi.

A. Open Rack Vaporizer (ORV)

ORV memanfaatkan air sebagai sumber panas (air laut). ORV membutuhkan suhu air laut setempat yang cukup tinggi untuk mencegah pembekuan di dasar. Unit-unit ini dibangun dari tabung paduan aluminium berserip, memberikan kekuatan mekanik untuk suhu operasi dingin LNG.

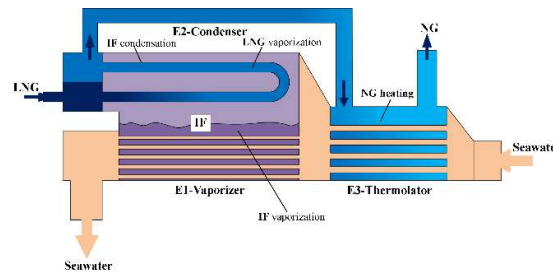


Gambar II. 9 Open Rack Vaporizer (ORV)

LNG akan dialirkan melalui bawah ORV dan diubah dari cairan menjadi gas, kemudian Air laut memasuki bagian atas alat penguap dan mengalir di atas tabung aluminium. Manfaat menggunakan panas dari air laut adalah energi ini gratis, dan tidak ada lagi emisi CO₂ untuk regasifikasi LNG.

B. Intermediate Fluid Vaporizer (IFV)

IFV menggunakan *intermediate heat transfer fluid* (HTF) dalam loop tertutup untuk mentransfer panas dari sumber panas ke alat penguap LNG. Cairan perantara dapat berupa etilen glikol atau propilen glikol, hidrokarbon. Bagiannya terdiri dari evaporator, condenser dan thermolator.



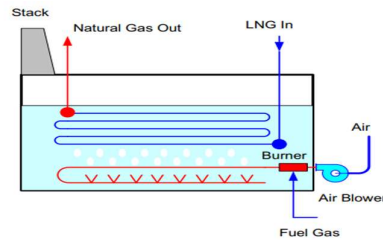
Gambar II. 10 Intermediate Fluid Vaporizer (IFV)

Pada E1 *Intermediate fluid* (shell side) akan diuapkan oleh air laut (tube side) yang bersuhu lebih tinggi kemudian pada E2, LNG (tube side) diuapkan oleh panas dari kondensasi *Intermediate fluid* (shell side) dan akan

kontak serta terkondensasi oleh LNG di permukaan tabung sehingga jatuh ke dasar shell. Pada E3 Natural Gas sudah menjadi fase Gas dan akan dipanaskan oleh air laut hingga mencapai suhu lingkungan.

C. Submerged Combustion Vaporizer (SCV)

SCV memanfaatkan panas pembakaran dari gas alam yang dihasilkan (NG) atau *boil off gas* (BOG). Dimana sistem SCV membutuhkan sekitar 1,5% dari total LNG yang diuapkan sebagai bahan bakar. Hal ini menyebabkan SCV hanya digunakan jika tidak ada sumber panas gratis lain yang tersedia, karena menambah biaya pengoperasian yang signifikan ke terminal. SCV memiliki lebih banyak peralatan, seperti *air blow*, perpipaan sparging, dan sistem manajemen burner.

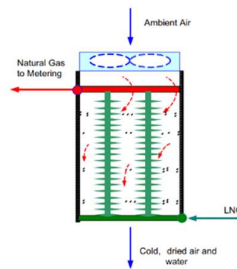


Gambar II. 11 Submerged Combustion Vaporizer (SCV)

LNG akan diuapkan dengan mengalir melalui bundel tabung yang terendam dalam bak air. Dimana sumber panas diperoleh dari gas buang yang berasal dari pembakar berbahan bakar gas alam (natural gas). Gas buang panas ini akan langsung memanaskan bak air dengan menghasilkan *bubble* melalui air ke cerobong asap di bawah tabung perpindahan panas untuk kontak dengan pipa yang berisi LNG sehingga akan terjadi perubahan fase menjadi fase gas. Hal ini menyebabkan sirkulasi air yang cepat melalui tabung menghasilkan efisiensi termal yang sangat tinggi (lebih dari 98%) dan laju perpindahan panas yang tinggi.

D. Ambient Air Vaporizer (AAV)

AAV memanfaatkan panas dari udara sekitar untuk pemanasan, sehingga menghindari penggunaan air laut atau bahan bakar gas. AAV terdiri dari tabung penukar panas vertical yang akan berkontak langsung dan panjang untuk memfasilitasi aliran udara ke bawah. Penggunaan AAV merupakan solusi yang lebih ramah lingkungan daripada ORV dan SCV. Selain itu juga dapat beroperasi secara mandiri tanpa dukungan sistem air laut, cairan perantara, dan sistem bahan bakar gas. AAV sangat cocok untuk daerah dengan iklim yang panas.



Gambar II. 12 Ambient Air Vaporizer

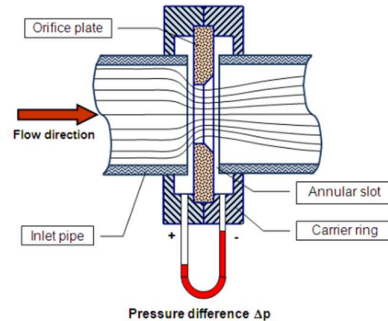
LNG akan dialirkan melalui pipa bawah sedangkan panas diserap dari udara sekitar. Orientasi vertikal alat penguap akan menciptakan aliran udara ke bawah karena udara yang lebih hangat lebih ringan daripada udara yang dingin dan padat. Sedangkan Gas cair melewati beberapa tabung yang saling berhubungan dalam berbagai jalur seri dan paralel.

5. LNG Odorization and Metering

Gas Alam tidak berwarna dan tidak berbau, sulit dideteksi tanpa instrumen yang tepat. Odorisasi gas alam hasil regasifikasi bertujuan untuk membuat deteksi kebocoran gas lebih mudah diakses diperlukan. Sedangkan metering adalah langkah terakhir di terminal, yang mengukur jumlah gas yang dikirim. Gas alam kemudian dikirim melalui pipa langsung ke pelanggan untuk keperluan industri atau perumahan.

A. Orifice Metering

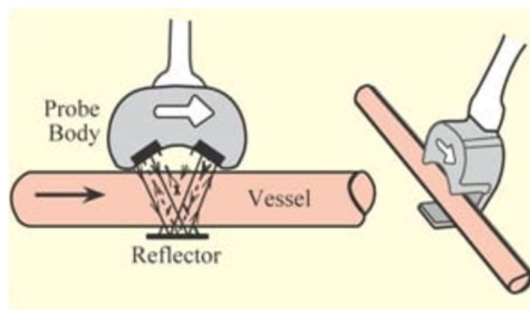
Orifice Meter (Orifice Plate) adalah jenis meteran aliran gas alam yang menentukan aliran dengan mengukur penurunan tekanan di atas penghalang yang dimasukkan ke dalam jalur aliran (meteran tekanan diferensial). Jika kecepatan bertambah, tekanan akan berkurang. Orifice meter memiliki rasio turndown 3:1.



Gambar II. 13 Orifice Metering

B. Ultrasonic Metering

Pengukur aliran ultrasonik menghitung aliran volumetrik fluida. Ada dua tipe utama, waktu transit dan meter gaya Doppler. Dalam pengukur aliran ultrasonik waktu transit, transduser berada di hulu dan hilir, dan masing-masing bertindak sebagai pemancar dan penerima. Satu transduser memancarkan sinyal ultrasound dengan aliran, sementara yang lain memancarkannya melawan aliran. Meter mengukur perbedaan waktu transit antara dua transduser, dan perbedaan kecepatan digunakan untuk menghitung aliran. Pengukur aliran ultrasonik biasanya memiliki rasio turndown 250:1.



Gambar II. 14 Ultrasonic Metering

II.4.4 Perhitungan Densitas LNG

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan *Revised KLOSEK-McKINLEY method* berdasarkan ISO 6578:2017. Persamaan densitas LNG dituliskan sebagai berikut

$$d = \frac{\sum(X_i * M_i)}{[\sum(X_i * V_i) - ((K_1 + (K_2 - K_1) * \frac{X_n}{0.0425}) * X_m)]} \dots \dots \dots (1)$$

Kondisi temperature LNG yaitu pada -160°C, sehingga untuk menentukan besar Molar Volume (V_i) dapat dilakukan dengan interpolasi menggunakan data dari Annex B Table B2, ISO 6578:2017 yaitu mengenai *Orthobaric molar volume of individual component in LNG*. Sehingga perhitungan dapat dilakukan seperti pada tabel berikut.

Tabel II. 4 Perhitungan Molecular Mass dan Component Molar Volume

Component	Molar Fraction (X_i)	Molecular Weight (M_i)	Molecular Mass ($X_i * M_i$)	Molar Volume (V_i)	Component Molar Volume ($X_i * V_i$)
CH ₄	0.966800	16.0425	15.5099	0.03814853	0.03688199
C ₂ H ₆	0.023700	30.069	0.7126	0.04794218	0.00113623
C ₃ H ₈	0.004700	44.0956	0.2072	0.06249665	0.00029373
I-C ₄ H ₁₀	0.000900	58.1222	0.0523	0.07835215	0.00007052
N-C ₄ H ₁₀	0.001200	58.1222	0.0697	0.0768754	0.00009225
I-C ₅ H ₁₂	0.000300	72.1488	0.0216	0.09172135	0.00002752
N-C ₅ H ₁₂	0.000000	72.1488	0.0000	0.09158333	0.00000000
N-C ₆ H ₁₄	0.000000	86.1754	0.0000	0.10489	0.00000000
N ₂	0.002400	28.0134	0.0672	0.04701933	0.00011285
O ₂	0.000000	31.9988	0.0000	0.03151	0.00000000
CO ₂	0.000000	44.0095	0.0000	0.0272	0.00000000
TOTAL	1.000000	$\sum(X_i * M_i) =$	16.6407	$\sum(X_i * V_i) =$	0.03861509

Berdasarkan tabel dapat diperoleh molar fraksi methane (X_m) = 0.9668 dan molar fraksi Nitrogen (X_n) = 0.0024, sedangkan untuk menentukan nilai *correction factor* k_1 dan k_2 dapat menggunakan interpolasi berdasarkan Annex C Table C.1 & C.2, ISO 6578:2017 yang diperoleh nilai k_1 = 0.00013 dan k_2 = 0.00023. Sehingga

dengan menggunakan persamaan (1) nilai densitas LNG dapat diperoleh yaitu sebesar 432.392 kg/m³.

$$d = \frac{16.6407}{\left[\frac{(0.03861509 - ((0.00013 + (0.00023 - 0.00013 \times 0.0024) \times 0.9668))}{0.00425} \right]}$$
$$d = 432.392 \text{ kg/m}^3$$

II.4.5 Heating Value dan Energy Delivered

Heating value merupakan jumlah panas yang dihasilkan oleh pembakaran kuantitas unit bahan bakar. *Gross Heating Value* (GHV) merupakan jumlah panas yang dihasilkan oleh kuantitas tertentu (awalnya di 25°C) setelah dibakar hingga produk telah kembali ke suhu 25°C. Semua produk pembakaran didinginkan hingga suhu sebelum pembakaran, sehingga memperhitungkan panas laten penguapan air. Uap air yang terbentuk selama pembakaran dikondensasikan, jadi semua komponen keadaan cair. Wobbe Index merupakan indikator pertukaran bahan bakar gas. Dimana digunakan untuk menganalisis dampak pergantian bahan bakar dan juga spesifikasi umum peralatan yang menggunakan dan mengangkut gas.

$$wobbe \text{ index} = \frac{GHV}{Specific \ Gravity^{0.5}} \dots \dots \dots (2)$$

Dalam melakukan perhitungan GHV dan *Energy Delivered* digunakan acuan ISO 6976-1995 dan *LNG Custody Transfer Handbook*. Untuk nilai GHV yaitu *Heating Mass* (Hm) dapat digunakan persamaan berikut

$$Hm = \frac{\sum(xi * Hmi * Mi)}{\sum(Xi * MI)} \dots \dots \dots (3)$$

Dimana Hmi merupakan *Molecular Gross Heating Value*. Sedangkan untuk *energy delivered* atau *gross quantity* menggunakan persamaan berikut

$$gross \ quantity = \frac{V * D * Hm}{1055.12} \dots \dots \dots (4)$$

Berikut perhitungan GHV dengan basis massa (Heating Mass) dan energy yang akan dikirimkan dengan kondisi temperature pada metering 15°C dan *loaded volume* (V) sebesar 1000 m³.

Tabel II. 5 Perhitungan Calorific Value

Component	Calorific Value MJ/KG (Hi)	Calorific Value Fraction (XI*Mi*Hi)
CH ₄	55.575	861.962081
C ₂ H ₆	51.951	37.022116
C ₃ H ₈	50.369	10.438941
I-C ₄ H ₁₀	49.388	2.583485
N-C ₄ H ₁₀	49.546	3.455667
I-C ₅ H ₁₂	48.950	1.059505
N-C ₅ H ₁₂	49.045	0.000000
N-C ₆ H ₁₄	48.715	0.000000
N ₂	0.000	0.000000
O ₂	0.000	0.000000
CO ₂	0.000	0.000000
TOTAL		916.521796

Nilai Calorific Value diperoleh dari Table 4 *Calorific values for component natural gases on mass basis*, ISO 6976:1995. Nilai Calorific value yang digunakan berdasarkan dengan temperature metering yaitu pada 15°C. Sehingga dengan menggunakan persamaan (3) diperoleh GHV *Heating Mass* sebesar 55.077 MJ/Kg. Sedangkan untuk energy yang akan dikirimkan menggunakan persamaan (4) diperoleh sebesar 2,257.08 MMBTU.

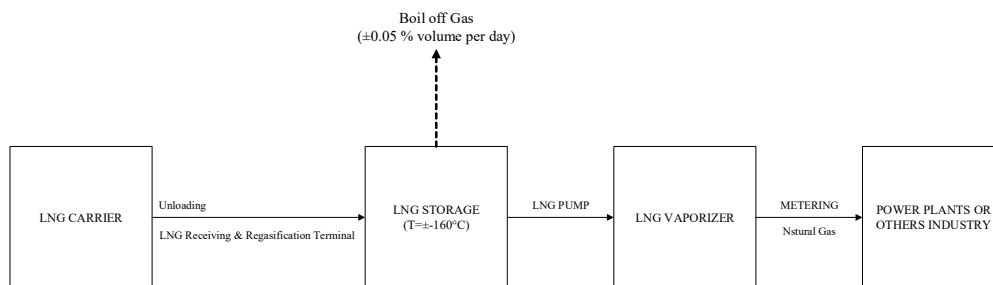
II.4.6 Kode dan Standard

Dalam penerapan pengelolaan dan distribusi suatu terminal LNG digunakan standard internasional yaitu sebagai berikut.

- National Fire Protection Association (NFPA) 59A Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG);

- b. Code of Federal Regulations (49 CFR-193) Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards;
- c. API620 Design and Construction of Large, Welded Low-Pressure Storage Tanks;
- d. CFR Part 127 Liquefied Natural Gas Waterfront Facilities;
- e. ANSI B31.3 (American National Standards Institute) Refinery and Chemical Plant Piping Code;
- f. ASME International Pressure Vessel Code Section VIII;
- g. Standards issued by the American Gas Association (AGA);
- h. American Society for Testing and Materials (ASTM);
- i. American Concrete Institute (ACI);
- j. British Standard EN 1473 Installation and equipment for liquefied natural gas Design of onshore installations;
- k. BS 7777 Flat-bottomed vertical cylindrical storage tanks for low-temperature service.

II.5 Proses Penerimaan



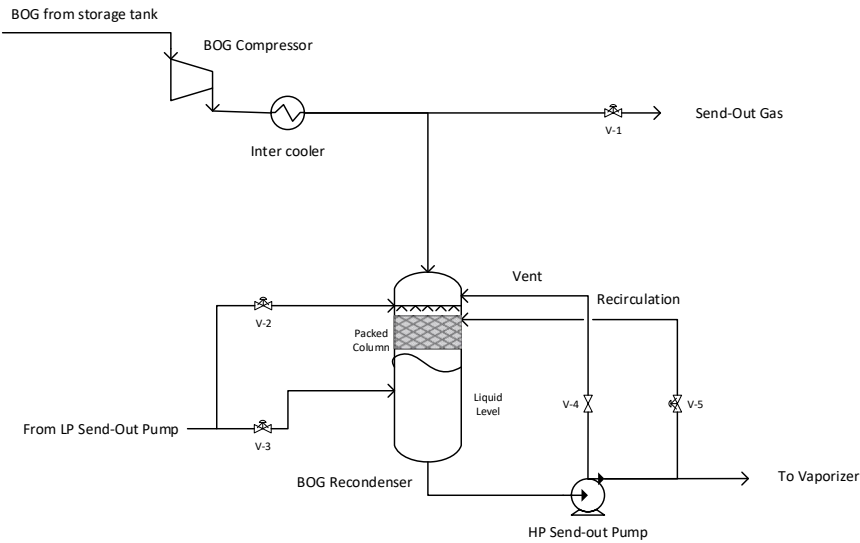
Gambar III. 1 Blog Diagram Penerimaan dan Regasifikasi LNG

Penerimaan LNG pada terminal dimulai dari proses *unloading* LNG dari kapal (carrier) yang sudah berada di dermaga. LNG akan dialirkan menggunakan *unloading arms* dimana terdapat satu jalur utama untuk sirkulasi utama LNG ke tangki penyimpanan dan satu jalur kecil untuk *re-circulation* yang biasanya juga digunakan untuk sirkulasi LNG ke tangki penyimpanan. Fungsi jalur ini adalah



menjaga kondisi kriogenik jalur *unloading* selama masa holding, dimana kegiatan *loading/unloading* dilakukan secara bergantian sehingga perlu menunggu seminggu atau bahkan sebulan untuk *loading/unloading* LNG berikutnya. Hal ini ada kemungkinan terjadi kenaikan suhu di jalur tersebut, untuk mencegahnya perlu disirkulasikan LNG di jalur *loading/unloading*. LNG akan dialirkan dengan tekanan atmosfer menuju tangki penyimpanan dimana tangki mempunyai spesifikasi untuk menyimpan cairan kriogenik atau bertemperatur sangat rendah dimana untuk temperature LNG berada kurang lebih hingga -160°C sehingga akan digunakan tangki insulated untuk meminimalisir penyerapan panas dan mengurangi kehilangan produk akibat *boil off gas* (BOG). Pengisian LNG ini dilakukan melalui dua jalur pada tangki penyimpanan yaitu melalui bawah dan spray melalui atas. *Boil off gas* yang dihasilkan pada tangki penyimpanan hingga 0.05% volume total dalam satu hari. BOG yang dihasilkan masih dapat digunakan untuk dikembalikan ke kapal carrier dalam proses *unloading*, digunakan untuk pengiriman (*send-out*) dengan dikompres menggunakan compressor, serta untuk direkondensasi kembali menjadi LNG. Setelah dilakukan penyimpanan, LNG akan dipompa menggunakan *submersible* atau *in tank pump* menuju vaporizer untuk dilakukan regasifikasi sehingga akan kembali menjadi fase gas. Natural gas ini akan dilakukan metering untuk menghitung jumlah yang akan dikirimkan menuju pembangkit atau industry lainnya. Pada proses pengiriman natural gas digunakan satuan Metric Million British Thermal Unit (MMBtu).

II.6 Proses Pengelolaan *Boil off Gas*



Gambar III. 2 Flowsheet Pengelolaan BOG

Aliran uap dari tangki LNG terjadi saat operasi *loading/unloading* dari kapal. Uap ini harus dikompresi, dihilangkan, dan dikondensasikan untuk mempertahankan tangki penyimpanan pada tekanan rendah. Aliran uap selama *loading/unloading* disumbang oleh panas dari pompa, perolehan panas di saluran bongkar, kebocoran panas ke tangki penyimpanan, dan volume yang dipindahkan dari tangki. Sebagian uap akan dikembalikan ke kapal, dan sebagian besar direkondensasi dalam rekondensor BOG. Ketika pembangkit beroperasi pada pengiriman tinggi, aliran BOG semakin berkurang dan dapat menjadi negatif sehingga uap tambahan dari sistem pengiriman gas alam mungkin diperlukan. BOG dari tangki penyimpanan akan dikompresi oleh kompresor BOG, dimana biasanya sudah terdapat intercooler untuk mendinginkan gas tersebut. Kemudian natural gas akan di lakukan pengiriman (send-out). Untuk BOG yang tersisa akan menuju rekondensor BOG yang dirancang dengan *packed section* untuk kontak uap dan cairan. Perlu dialirkan LNG untuk mengkondensasi BOG untuk menghasilkan cairan jenuh. Aliran untuk pengiriman (send-out) akan dicampur dengan kondensat dari kolom yang dikemas di bagian bawah rekondensor. Desain proses dan sistem

kontrol sistem rekondensor BOG/pompa pengirim HP harus memastikan aliran yang stabil dengan subcooling dan NPSH yang memadai untuk pengoperasian pompa pengiriman HP.

II.7 Perhitungan *Boil off Gas*

Dalam perhitungan terbentuknya BOG, perlu dihitung pada 2 mode operasi di Terminal Regasifikasi LNG, yaitu:

1. Holding Mode / Normal Operation → Saat tidak ada aktivitas unloading, BOG hanya terbentuk pada LNG Storage Tank
2. Unloading Mode → Pembentukan BOG saat berlangsungnya proses Unloading, terdiri dari pembentukan BOG sepanjang unloading line, BOG yang diakibatkan vapor displacement pada LNG Storage Tank, dan Pembentukan BOG pada LNG Storage Tank (sama seperti holding mode).

III.7.1 Perhitungan BOG akibat vapour displacement

Diberikan data sebagai berikut

LNG Flowrate from ship	3000	m ³ /jam
Densitas BOG	2.089	kg/m ³
Molecular Weight LNG (Tanggung)	16.61	kg/kgmol

Perhitungan BOG mass flow

$$BOG \text{ mass flow} = LNG \text{ flowrate} \times \text{Densitas BOG}$$

$$BOG \text{ mass flow} = 3000 \frac{m^3}{jam} \times 2.089 \text{ kg/m}^3$$

$$BOG \text{ mass flow} = 6267 \text{ kg/jam}$$

Perhitungan mol BOG

$$n = \frac{BOG \text{ mass flow}}{\text{molecular weight LNG}}$$

$$n = \frac{6267 \frac{kg}{jam}}{16.61 \frac{kg}{kgmol}}$$

$$n = 377.3028 \text{ kmol/jam}$$

Perhitungan BOG dengan persamaan gas ideal dengan

$P = 1 \text{ atm}$, $T = 15.56^\circ\text{C} = 288.71 \text{ Kelvin}$, dan $R = 0.0820575 \text{ atm}\cdot\text{m}^3/\text{kmol}\cdot\text{K}$

$$V = \frac{n \times R \times T}{P}$$

$$V = \frac{377.3028 \frac{kmol}{jam} \times 0.0820575 \text{ atm}\cdot\text{m}^3/\text{kmol}\cdot\text{K} \times 288.71 \text{ Kelvin}}{1 \text{ atm}}$$

$$V = 8938.614 \text{ m}^3/\text{jam}$$

$$V = 7,575,947 \text{ ft}^3/\text{day}$$

$$V = 7.58 \text{ MMSCFD}$$

Diperoleh jumlah *boil off gas* akibat vapour displacement pada laju volumetric LNG 3000 m³/jam sebesar 7.58 MMSCFD.

III.7.2 Perhitungan BOG pada tangki penyimpan LNG

Diberikan data sebagai berikut.

LNG Kapasitas Tangki	100000	m ³
Densitas LNG (Tangguh)	431.22	kg/m ³
Molecular Weight LNG (Tangguh)	16.61	kg/kgmol
BOG rate	0.05%	per hari

Perhitungan massa LNG

$$\text{Massa LNG} = \text{kapasitas tangki} \times \text{Densitas LNG}$$

$$\text{Massa LNG} = 100000 \text{ m}^3 \times 431.22 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Massa LNG} = 43,122,000 \text{ kg}$$

Perhitungan BOG rate

$$BOG \text{ rate} = \frac{0.05\%}{\text{day}} \times \text{massa LNG}$$

$$BOG \text{ rate} = \frac{0.05\%}{\text{hari}} \times 43,122,000 \text{ kg}$$

$$BOG \text{ rate} = 21,561 \text{ kg/hari}$$

$$BOG \text{ rate} = 898.375 \text{ kg/jam}$$

Perhitungan mol BOG

$$n = \frac{BOG \text{ mass flow}}{\text{molecular weight LNG}}$$

$$n = \frac{898.375 \frac{\text{kg}}{\text{jam}}}{16.61 \frac{\text{kg}}{\text{kgmol}}}$$

$$n = 54.08 \text{ kmol/jam}$$

Perhitungan BOG dengan persamaan gas ideal dengan

$P = 1 \text{ atm}$, $T = 15.56^\circ\text{C} = 288.71 \text{ Kelvin}$, dan $R = 0.0820575 \text{ atm}\cdot\text{m}^3/\text{kmol}\cdot\text{K}$

$$V = \frac{n \times R \times T}{P}$$

$$V = \frac{54.08 \frac{\text{kmol}}{\text{jam}} \times 0.0820575 \text{ atm}\cdot\text{m}^3/\text{kmol}\cdot\text{K} \times 288.71 \text{ Kelvin}}{1 \text{ atm}}$$

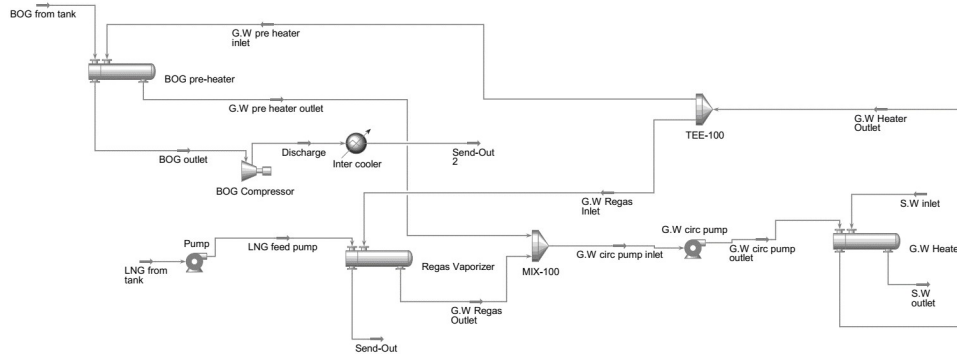
$$V = 1281.351 \text{ m}^3/\text{jam}$$

$$V = 1,086,013 \text{ ft}^3/\text{day}$$

$$V = 1.086 \text{ MMSCFD}$$

Diperoleh jumlah boil off gas pada tangki penyimpanan LNG 100000 m³ sebesar 1.086 MMSCFD.

II.8 Proses Regasifikasi



Gambar III. 3 Flowsheet proses Regasifikasi LNG

Berikut merupakan proses regasifikasi LNG menjadi gas alam dengan menggunakan vaporizer jenis intermediate fluid vaporizer dengan menggunakan glycol water. Glycol water digunakan untuk menaikkan temperature dari LNG, yang kemudian glycol water ini akan dipanaskan kembali menggunakan air laut pada heater. Selain untuk LNG, glycol water juga digunakan untuk menaikkan temperature dari *boil off gas*.