

Pra Desain Listrik Tenaga dan Uap (PLTGU) Terintegrasi dengan Regasifikasi LNG

Gilang Chrisandy, Harits Eka Febrianto, Annas Wiguno, dan Gede Wibawa
Departemen Teknik Kimia, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: annas.w@chem-eng.its.ac.id

Abstrak—Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) terintegrasi dengan Regasifikasi LNG (Liquid Natural Gas) adalah Pembangkit listrik yang memanfaatkan LNG sebagai bahan bakar. PLTGU terintegrasi dengan regasifikasi LNG direncanakan untuk beroperasi dengan kapasitas Regasifikasi sebesar 30 BBTUD dan beroperasi 330 hari per tahun. Pembangkit ini diharapkan menghasilkan listrik sebesar 96,2 MW untuk memenuhi kebutuhan listrik di Pulau Bali sesuai dengan Rancangan Umum Pembangkit Tenaga Listrik (RUPTL PLN 2018-2027). Pembangkit ini direncanakan akan dibangun di Pesanggaran, Kota Denpasar, Provinsi Bali. Hal ini didukung dengan ketersediaan lokasi bahan baku, sumber energi dan utilitas, sumber tenaga kerja, aksesibilitas dan fasilitas transportasi, serta iklim dan topografi. PLTGU terintegrasi dengan Regasifikasi LNG ini direncanakan mulai beroperasi pada tahun 2025 dengan masa konstruksi selama 2 tahun. Adapun proses produksi listrik ini terbagi menjadi empat tahapan utama yaitu proses Unloading LNG, LNG regasification, Boil of Gas handling process, dan produksi listrik. Modal yang digunakan diasumsikan berasal dari modal sendiri sebesar 15% dan modal dari pinjaman bank sebesar 85%. Pembangkit ini memerlukan Capital expenditure (CAPEX) sebesar \$232.195.316, Operational expenditure (OPEX) sebesar \$30.150.318,73. Berdasarkan analisa ekonomi yang dilakukan, didapatkan nilai Internal rate of return (IRR) sebesar 19,01%, dengan bunga pinjaman 10% per tahun. Pay out Time (POT) yang dibutuhkan adalah 10 tahun 2 bulan dengan Break Even Point (BEP) sebesar 28,3%, serta nilai Net Present Value (NPV) sebesar \$162.427.704. Dari data analisa kelayakan di atas disimpulkan bahwa pabrik ini menguntungkan dan layak untuk didirikan.

Kata Kunci— PLTGU, Regasifikasi, LNG.

I. PENDAHULUAN

JUMLAH kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Bali cenderung meningkat dari tahun ke tahun untuk sektor rumah tangga, sektor komersial, sektor publik, dan sektor industri. Pertumbuhan penjualan energi listrik rata-rata untuk 10 tahun terakhir bagi sektor rumah tangga adalah sebesar 12,37 %, sektor komersial 11,40 %, sektor publik 7,03 %, dan sektor industri sebesar 6,6 %, sedangkan untuk pertumbuhan jumlah pelanggan rata-rata untuk 10 tahun terakhir bagi sektor rumah tangga adalah 7,2%, sektor komersial 11,46%, sektor publik 8% dan sektor industri 2,74% [1]. Berikut adalah tabel kebutuhan tenaga listrik di Bali :

Dari tabel 1 Prakiraan kebutuhan Tenaga Listrik total Propinsi Bali sampai tahun 2024 terlihat bahwa jumlah kebutuhan tenaga listrik total dari seluruh sektor cenderung meningkat dari tahun 2020 dengan jumlah total kebutuhan tenaga listrik Provinsi Bali adalah sebesar 239,5 TWh dan pada tahun terakhir prakiraan yaitu tahun 2024 kebutuhan tenaga listrik Provinsi Bali adalah sebesar 324,4 TWh dengan rata-rata peningkatan pertahun adalah sebesar 15,48 TWh pertahun.

Penentuan kapasitas produksi pabrik sesuai dengan Tinjauan Rencana Pembangunan Pembangkit Listrik Provinsi Bali yang disesuaikan dengan konsep *Smart Grid* yang diusung, Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU) mulai konstruksi pada tahun 2022. Dengan desain kapasitas regasifikasi 30 BBTUD akan di konversi menjadi listrik dengan daya 96,2 MW. Kapasitas listrik yang dihasilkan telah memenuhi 71,25% kebutuhan PLTDG Pesanggaran sehingga dapat memenuhi 61,7% rencana pembangunan pembangkit listrik provinsi Bali tahun 2018 – 2027 [2].

Bahan baku utama yang digunakan dalam produksi listrik adalah LNG yang berasal dari hasil produksi PT. BP Tangguh dengan spesifikasi seperti yang tertera pada Tabel 2 dengan kadar CH₄ sebesar 96,6194%. Hal ini dikarenakan kandungan CH₄ pada produk PT. BP Tangguh lebih tinggi dari PT. Badak LNG. Karena kandungan CH₄ yang lebih tinggi sebagai komposisi utama, maka nilai kalor yang didapatkan akan semakin tinggi. Hal inilah yang menjadi alasan digunakan LNG dari PT. BP Tangguh sebagai bahan bakar PLTGU.

Letak suatu pabrik mempunyai pengaruh besar terhadap kelangsungan atau keberhasilan pabrik tersebut. Karena penentuan lokasi pabrik yang akan didirikan sangat penting dalam perencanaannya. Lokasi pabrik yang tepat, ekonomis dan menguntungkan, harga produk yang semurah mungkin dengan keuntungan yang sebesar mungkin. Idealnya lokasi yang akan dipilih harus dapat memberikan keuntungan jangka panjang baik untuk perusahaan maupun warga sekitar, serta dapat memberikan kemungkinan untuk memperluas atau menambah kapasitas pabrik tersebut. Pemilihan lokasi pabrik mempertimbangkan faktor ketersediaan bahan baku, lokasi pemasaran, aksesibilitas dan fasilitas transportasi, tenaga kerja dan utilitas. Berdasarkan beberapa pertimbangan tersebut, PLTGU direncanakan akan dibangun di dekat PLTDG Pesanggaran yaitu di Denpasar, Bali, sedangkan untuk *plant* Regasifikasi LNG direncanakan akan dibangun di dekat pantai Serangan, Denspasar dengan jarak 7,2 km dari lokasi berdirinya PLTGU karena dekat dengan lalu lintas transportasi kapal sehingga memudahkan proses *loading* LNG dari kapal. Gas alam hasil regasifikasi akan terhubung dengan pipa jenis *carbon steel* dengan ukuran 10”.

II. PEMILIHAN PROSES

Proses produksi listrik oleh PLTGU yang terintegrasi dengan regasifikasi LNG terbagi menjadi 2 tahapan, yaitu regasifikasi LNG serta produksi listrik. Pemilihan dan seleksi proses yang digunakan untuk proses produksi listrik berperan menentukan metode yang aman dan ekonomis.

A. Proses Regasifikasi LNG

Proses Regasifikasi LNG memiliki beberapa teknologi proses yang menjadi pertimbangan yaitu Boil Of Gases Dire

Tabel 1.
Data Prakiraan Kebutuhan tenaga listrik provinsi Bali. (PT. PLN (Persero) Distribusi Bali)

Tahun	Sektor				Jumlah (TWh)
	Rumah Tangga (TWh)	Bisnis (TWh)	Publik (TWh)	Industri (TWh)	
2020	83,7	43,2	13,1	99,4	239,5
2021	89,7	46,3	14,2	108,1	258,3
2022	96,1	49,8	15,5	117,3	278,6
2023	102,9	53,8	16,8	127,3	300,8
2024	110,1	57,8	18,2	138,2	324,4

ct Compression Process, Boil of Gas Reliquifaction, dan Boil of Gas Recondensing

1) Boil Of Gases Direct Compression Process

Pada jenis regasifikasi ini BOG langsung di alirkan dengan Kompessor menuju mixing point untuk disatukan alirannya dengan LNG yang sudah diubah fasanya menjadi gas alam menggunakan vapourizer. BOG Handling dalam proses ini cenderung simpel dan tidak membutuhkan banyak alat produksi, hanya menggunakan Kompessor untuk menaikkan tekanan Boil Of Gases untuk menyamakan tekanan gas keluaran vapourizer.

2) Boil Of Gases Reliquifaction

Pada jenis Regasifikasi ini, BOG diubah fasanya menjadi liquid kembali dengan menggunakan media pendingin nitrogen dengan menggunakan Close-Loop flow secara kriogenik. Dimana pada sistemnya, Nitrogen bertekanan tinggi masuk ke cold box untuk ditukarkan panasnya dengan Boil Of gases. Lalu, nitrogen outlet cold box yang bersuhu panas didinginkan menggunakan cooler dan diekspansikan kembali menggunakan nitrogen kompressor dan terus berulang hingga membnetuk close loop. sehingga aliran BOG terkondensasi dan berubah fase menjadi cair disatukan kembali dengan LNG untuk dialirkan menuju vapourizer untuk diubah fasanya menjadi gas.

3) Boil Of Gases Recondensing

Pada jenis regasifikasi ini BOG di kondensasi untuk diubah fasanya menjadi liquid kembali dengan menggunakan media pendingin LNG untuk dimanfaatkan suhu kriogenik-nya untuk mengkondensasi BOG. Mulanya, LNG dipompa dengan High Pressure Pump, lalu LNG keluaran rekondenser kembali lagi masuk ke Tangki LNG. Lalu aliran BOG keluaran kondensor berubah fasa menjadi cair dicampurkan alirannya kembali dengan LNG outlet tangki LNG untuk di pompa dengan menggunakan High Pressure Pump untuk dialirkan menuju vapourizer.

B. Teknologi proses PLTGU

Terdapat 2 pilihan dalam power generation unit, yaitu penggunaan *gas turbine* dan *gas engine*.

1) Gas Engine

Gas Engine didasarkan pada *Otto Cycle* yang tidak mengalami *auto ignition* (penyalaaan otomatis). *Gas engine* menggunakan busi sebagai pemantik yang memulai pengapian campuran udara-bahan bakar. Sama seperti mesin mobil, *gas engine* untuk pembangkit listrik menggunakan

siklus 4 stroke. Perbedaan antara gas turbine dan mesin mobil yaitu bahan bakarnya adalah gas alam. Dalam konfigurasi pembangkit listrik, dapat ditemukan beberapa *gas engine* yang saling terhubung untuk menghasilkan listrik. Namun, setiap mesin terhubung poros yang terhubung ke generator listrik. *Gas engine* tersedia dalam ukuran standar hingga 20 MW. Keuntungan dan kekurangan menggunakan *gas engine* dapat dilihat pada Tabel 3.

C. Gas Turbine

Gas turbine merupakan *combustion engine* yang mengubah bahan bakar, khususnya gas menjadi energi mekanik. Energi mekanik ini memutar generator yang akan memproduksi listrik. Dalam *gas turbine*, campuran gas-udara dipanaskan dalam temperatur yang sangat tinggi yang menyebabkan *blade* pada turbin berputar dengan sangat cepat. Dalam *gas turbine* tidak memerlukan pemantik seperti *gas engine*, tetapi menggunakan prinsip *auto ignition*. Keuntungan dan kekurangan menggunakan *gas turbine* dapat dilihat pada Tabel 4.

D. Seleksi Proses

Proses dipilih berdasarkan perbandingan dari beberapa aspek yaitu aspek proses, dan biaya. Tabel perbandingan untuk Regasifikasi LNG ditunjukkan pada Tabel 5

Atas dasar perbandinga pada tabel 5, Berdasarkan perbandingan tersebut didapatkan proses terpilih untuk proses Regasifikasi LNG yaitu *Boil of Gases Direct Compression Process*. Sedangkan Tabel perbandingan untuk PLTGU ditunjukkan pada Tabel 6.

Atas dasar perbandinga pada tabel 6, Berdasarkan perbandingan tersebut didapatkan proses terpilih untuk proses produksi listrik, PLTGU yaitu menggunakan *Gas Turbine*.

III. URAIAN PROSES TERPILIH

Proses produksi listrik dari regasifikasi LNG ini didapatkan umpan LNG dari *plant* Tangguh dengan menggunakan kapal Pengangkut LNG. Pendirian Pembangkit Listrik PLTGU Pesanggaran ini diharapkan dapat memenuhi Rencana Umum Pembangkit Tenaga Litrik (RUPTL) di daerah Bali dengan Kapasitas produksi Listrik 96,2 MW dengan basis perhitungan waktu operasi 330 hari, umpan LNG ke tangki 3400 m³/h, kapasitas Regasifikasi LNG 30 BBTUD. Pada proses Regasifikasi LNG menjadi listrik terdiri atas 3 tahapan yaitu *unloading* LNG Process dengan

Tabel 2.
Karakteristik LNG PT. BP Tangguh

Karakteristik	Keterangan
Wujud	Cair
Temperature	-161°C
Tekanan	0,07 kg/cm ³ g
Warna	Tidak Berwarna
Bau	Berbau Hidrokarbon
Densitas	453 kg/m ³
Nilai Kalor (HHV)	1057 Btu/SCF
Kandungan CH ₄	96,6194 %

Tabel 3.
Kelebihan dan Kekurangan menggunakan *gas engine*

Kelebihan	Kekurangan
Memiliki rentang yang luas untuk efisiensi daya yang tinggi	Harus dilakukan pendinginan
Memiliki berbagai ukuran unit	Daya lebih rendah mengakibatkan rasio Berat
Start up cepat sekitar 15 detik	Membutuhkan pondasi yang kuat
Dapat dioperasikan dalam tekanan rendah (1bar)	Tingkat kebisingan tinggi
Kemampuan multi bahan bakar	Harga maintenance mahal

Tabel 4.
Kelebihan dan Kekurangan *Gas Turbine*

Kelebihan	Kekurangan
Tidak membutuhkan air pendingin	Efisiensi mekanik lebih kecil dibanding dengan engine
Emisi rendah	Kebisingan yang tinggi
Daya tinggi : ratio weight	Efisiensi rendah apabila flow rendah
Kemampuan jangkauan bahan bakar luas	Output dipengaruhi oleh suhu disekitarnya
Kehandalan tinggi	Bahan bakar harus kering atau bersih
Tidak membutuhkan air pendingin	Efisiensi mekanik lebih kecil dibanding dengan engine
Emisi rendah	Kebisingan yang tinggi

Tabel 5.
Perbandingan Proses

Dasar Seleksi	<i>BOG Direct compression process</i>	<i>BOG Reliquifaction</i>	<i>BOG Recondensing</i>
Banyaknya Alat produksi	Lebih sedikit alat produksi yang dibutuhkan	Lebih banyak alat produksi yang dibutuhkan	Lebih banyak alat produksi yang dibutuhkan
Biaya	Rendah	Tinggi	Tinggi
Proses	Lebih Simpel	Kompleks	Kompleks

tujuan *loading* LNG dari kapal LNG menuju tangki LNG untuk penyimpanan LNG, lalu *Boil of Gas* (BOG) dari LNG atau uap LNG yang terbentuk selama proses transfer LNG dari kapal menuju tangki. Tahapan berikutnya adalah menguapkan LNG menjadi fase gas melalui AAV dan BOG *Handling process*. LNG yang sudah berubah menjadi fase gas dengan BOG bertekanan tinggi masuk ke *mixing point* untuk kemudian ditransfer menuju PLTGU dengan pipa sepanjang 7,3 km untuk dihasilkan listrik. Berikut blok diagram dari PLTGU terintegrasi dengan regasifikasi LNG. Blok diagram PLTGU terintegrasi dengan regasifikasi LNG dapat dilihat pada Gambar 1.

A. Unloading LNG Process

Pada proses Unloading LNG (Liquified Natural Gas), LNG dari kapal dipompa menuju tangki penyimpanan LNG dengan kapasitas pemompaan 3400 m³/jam menggunakan pipa Stainless Steel sepanjang 600 m. Selama proses transfer LNG menuju tangki penyimpanan, terjadi Boil Of Gas (Boil Of Gas) pada pompa LNG carrier, pipa transfer LNG, Vapour displacement atau perpindahan aliran LNG dari pipa LNG ke tangki LNG, serta pada flashing di tangki LNG. Jumlah BOG memiliki rate terbesar pada flashing tangki LNG. Dalam proses unloading LNG, BOG dikembalikan Kembali menuju carrier dengan tujuan mencegah cracking pada tangki carrier akibat terjadi tekanan vakum pada tangki LNG. Sebelum masuk kapal carrier, BOG masuk ke blower BOG untuk dinaikkan tekanan menjadi 1,3 bar. Tujuan dinaikkan tekanan dengan blower supaya BOG yang dialirkan kembali menuju kapal Carrier dapat mengalir melalui pipa gas Mild Steel sepanjang 600 m sehingga memiliki tekanan standar sampai ke Tangki LNG carrier semula.

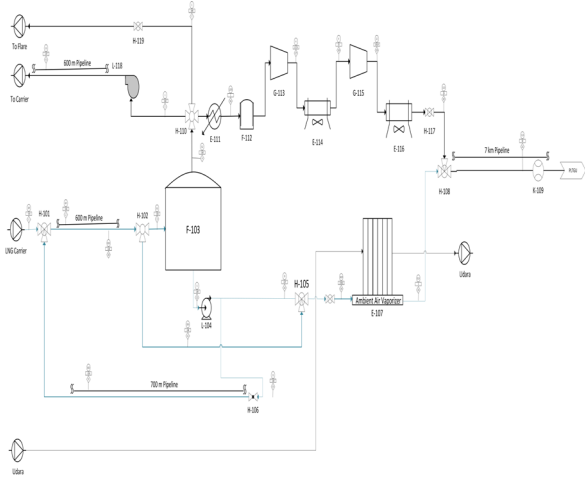
B. Proses LNG Regasification and Boil Of Gas Handling process

Proses selanjutnya adalah Proses regasifikasi, dimana LNG yang berada di tangki penyimpanan dipompa menggunakan pompa sebelum masuk *vaporizer*. Kapasitas LNG yang akan di regasifikasi sebesar 30 BBTUD. *Vaporizer* yang digunakan adalah *Ambient Air Vaporizer* sejumlah 24 alat dimana kapasitas maksimal untuk regasifikasi maksimal untuk tipe *Ambient Air Vaporizer* sebesar 2,5 MMSCF/hari dengan konfigurasi 1x2 [3]. Hal ini dikarenakan terjadi *frosting* di permukaan *vaporizer* akibat perbedaan suhu ekstrem antara aliran udara sehingga mengurangi efektivitas *heat transfer* dari udara ke LNG cair yang berada di dalam *tube* AAV. Maka dari itu, diperlukan penggantian operasi AAV setiap 8 jam sekali sehingga proses pertukaran panas dari udara dengan LNG tetap optimal [4]. Pada proses regasifikasi LNG di dalam *vaporizer* ini, LNG berubah dari fasa cair dengan suhu kriogenik -161,5 °C menjadi fasa gas dengan suhu sekitar 5 °C.

Boil of Gases (BOG) selama proses regasifikasi diakibatkan oleh *flashing* tangki penyimpanan LNG dan *In tank pump* LNG. Lalu, BOG dengan tekanan 1,04 Bar dengan suhu kriogenik -150,5°C dipanaskan dengan menggunakan *electric heater* hingga suhu nya menjadi 1°C. BOG yang sudah dipanaskan dinaikkan tekanan-nya menggunakan kompressor 2 *stage* dengan tujuan menaikkan tekanan BOG hingga 12 bar supaya tekanan minimum yang diminta PLTGU yaitu 10 bar dapat terpenuhi. Pada mulanya, BOG dinaikkan tekananya dengan menggunakan kompressor hingga 4 bar. Akibatnya, suhu mengalami kenaikan seiring

Tabel 6.
Perbandingan Proses

Dasar Seleksi	Gas Engine	Gas Turbine
Daya yang dihasilkan	Lebih rendah	Lebih tinggi
Emisi yang dihasilkan	Tinggi	Rendah
Kehandalan yang dihasilkan	Rendah	Tinggi
Kemampuan Jangkauan bahan bakar	Terbatas	Luas



Gambar 2. Unit proses regasifikasi LNG terdiri dari Tangki LNG (F-103), Blower LNG (L-138), Ambient Air Vapourizer (E-107), Boil of Gas heater (E-112), Boil of Gas holder tank (F-112), Kompresor Boil of gas (G-113, G-115), Boil of Gases cooler (E-114, E-115) dan Ball Valve (H-127).

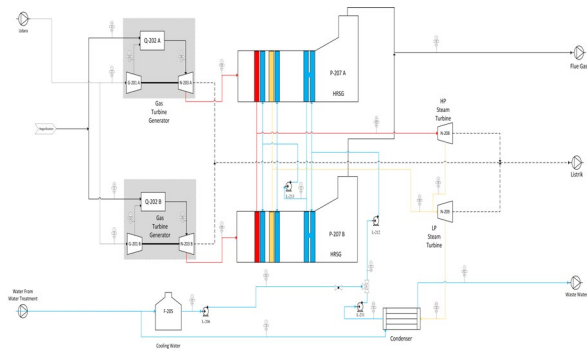
dengan kenaikan tekanan BOG sehingga suhunya menjadi 119,2°C. Suhu perlu diturunkan menjadi suhu ambient 30°C dengan menggunakan *BOG air cooler* Lalu, gas dinaikkan tekanannya menjadi 12 bar dengan kompresor *stage-2*. Akibat kenaikan tekanan gas oleh kompresor *stage-2* menyebabkan suhu Kembali naik hingga 142,4 °C sehingga perlu diturunkan lagi suhu BOG dengan *BOG cooler* menjadi suhu *ambient* 30 °C.

Hasil regasifikasi LNG yang berubah menjadi fasa gas dan BOG bertekanan tinggi kemudian masuk ke *mixing point* untuk dialirkan menuju PLTGU dengan pipa ukuran 10” sepanjang 7,2 km.

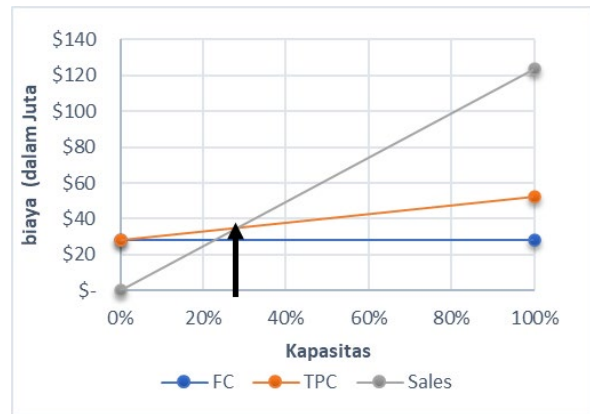
Gambar 2 Unit proses regasifikasi LNG terdiri dari Tangki LNG (F-103), Blower LNG (L-138), Ambient Air Vapourizer (E-107), Boil of Gas heater (E-112), Boil of Gas holder tank (F-112), Kompresor Boil of gas (G-113, G-115), Boil of Gases cooler (E-114, E-115) dan Ball Valve (H-127)

C. Proses Pembakaran dan Ekspansi gas (Open Cycle)

Aliran gas alam yang dialirkan melalui pipa gas sepanjang 7 km selanjutnya masuk ke *combustion chamber* dimana tekanan yang diterima sebesar 10 bar setelah terjadi penurunan tekanan dari 12 bar akibat transportasi BOG di dalam pipa sepanjang 7,2 km. Udara dengan tekanan 1 atm dengan suhu 25 °C dinaikkan tekanannya menjadi 12 bar dengan menggunakan kompresor udara. Udara bertekanan tinggi masuk pada *combustion chamber* sehingga terjadi reaksi pembakaran *natural gas* oleh udara bertekanan. Gas dengan suhu sangat tinggi 2137°C hasil pembakaran di *combustion chamber* diekspansikan dengan gas turbin sehingga tekanannya turun menjadi 1,3 bar untuk dihasilkan *shaft work* (Ws). Proses ini terjadi karena adanya perubahan



Gambar 3. Unit proses PLTGU konfigurasi 2-2-1 terdiri dari kompresor udara (G-201 A dan B), *combustion chamber* (Q-202 A dan B), Turbin (N-203 A dan B), Tangki *make-up water* (F-205), pompa *make up-water* (L-216), Kondensor, pompa kondensat (L-211), Low pressure pump (L-212), High pressure pump (L-213) dan *Heat Recovery Steam Generation* (HRSG) (F-207 A dan B), *Low pressure steam turbine* (N-208) dan *High pressure steam turbine* (N-208).

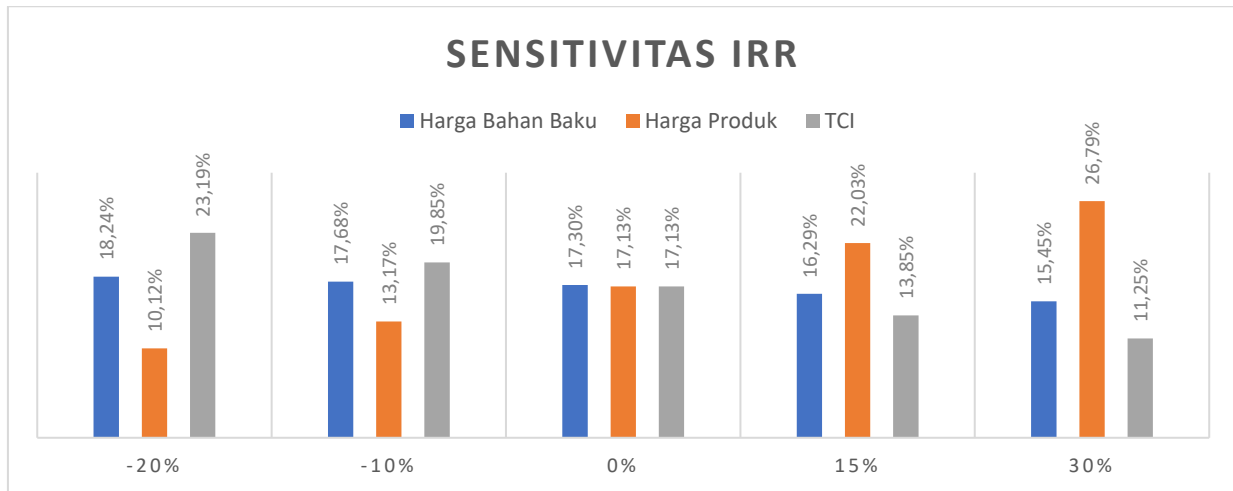


Gambar 4. Grafik BEP (Break Event Point).

enthalpi antara gas masuk turbine dan gas keluar. *Shaft work* (Ws) dimanfaatkan untuk menggerakkan generator agar terjadinya putaran untuk menghasilkan listrik. Gas keluaran turbin memiliki suhu yang masih sangat tinggi yaitu 1570 °C dimanfaatkan untuk *Co-generation* dengan unit *Heat Recovery Steam Generation* (HRSG).

D. Proses Heat Recovery and Steam Generation (HRSG)

Gas keluaran turbin dengan suhu yang tinggi masuk kedalam *Heat Recovery Steam Generation* (HRSG) untuk memanfaatkan *exhaust gas* keluaran turbin untuk mengubah *make-up water* menjadi steam. Sistem HRSG berupa *heat exchanger* dimana terjadi proses pertukaran panas antara fluida dingin yang merupakan air umpan dengan gas panas bersuhu 1570°C keluaran dari turbin. *Steam* keluaran HRSG terdapat dua macam, yaitu *Low Pressure Steam* (LPS) yang bertekanan 3 bar dan *High Pressure Steam* (HPS) yang bertekanan (HPS) 40 Bar. Sistem HRSG terdiri dari *Economizer*, *Evaporator*, dan *Superheater*. Pada mulanya campuran *make-up water* dan kondensat dinaikkan suhunya menjadi 72 °C melalui *Low Pressure Economizer*. Proses selanjutnya dimana *hot make up water* keluaran *low pressure economizer* dialirkan sebagian menuju *high pressure economizer* dan sebagian lagi menuju *low pressure evaporator*. Dalam *low pressure evaporator*, air umpan yang bersuhu 70°C diubah menjadi uap jenuh (*saturated steam*) lalu masuk ke *low pressure steam turbine* untuk memutar generator dan dihasilkan listrik. Selanjutnya, air umpan yang bersuhu 70°C keluaran *low pressure economizer* dinaikkan



Gambar 5. Grafik Sensitivitas IRR.

tekanannya menjadi 40,14 Bar dengan *high pressure pump* dengan tujuan masuk ke *high pressure superheater*.

High pressure superheater mengubah fase air menjadi *high pressure superheated steam*. *High pressure superheated steam* memiliki tekanan 40,14 bar dengan suhu 287,8 °C digunakan untuk melakukan kerja ekspansi pada *high pressure steam turbine* sehingga menggerakkan *blade turbine* dan memutar generator lalu menghasilkan listrik. Steam keluaran *high pressure steam turbine* akan bertemu *low pressure steam turbine* di *mixing point* untuk dialirkan menuju kondenser yang merupakan *heat exchanger* jenis *shell and Tube* dan terjadi pertukaran panas antara *low pressure steam* dengan air pendingin. Sehingga fase uap berubah menjadi fase cair akibat terjadi pertukaran panas di kondensator. Air hasil kondensasi dengan suhu 70°C dinaikkan tekanannya menjadi tekanan atmosferik dengan menggunakan Pompa kondensat. Lalu air hasil kondensasi akan ditambahkan dengan *make-up water* untuk menambah jumlah aliran air dengan suhu atmosfer sehingga suhu air keluaran yang tercampur pada *mixing point* dengan kondensat yaitu 50°C untuk dialirkan menuju *low pressure pump*. Tekanan akan dinaikkan menjadi 5 bar sebelum masuk sistem HRSG untuk diuapkan kembali menjadi *steam*, Proses ini terus berulang-ulang sehingga membentuk siklus *Closed Cycle* atau siklus Rankine.

Gambar 3 Unit proses PLTGU konfigurasi 2-2-1 terdiri dari kompresor udara (G-201 A dan B), *combustion chamber* (Q-202 A dan B), Turbin (N-203 A dan B), Tangki *make-up water* (F-205), pompa *make up-water* (L-216), Kondensator, pompa kondensat (L-211), Low pressure pump (L-212), High pressure pump (L-213) dan *Heat Recovery Steam Generation* (HRSG) (F-207 A dan B), *Low pressure steam turbine* (N-208) dan *High pressure steam turbine* (N-208).

III. NERACA MASSA DAN ENERGI

A. Neraca Massa

Berdasarkan hasil perhitungan neraca massa pra-desain PLTGU terintegrasi dengan regasifikasi LNG kapasitas regasifikasi yaitu sebesar 30 BBTU/ hari sehingga dihasilkan listrik dengan daya 96,2 MW dengan basis operasi 1 jam dengan waktu operasi 330 hari/tahun.

B. Neraca Energi

Berdasarkan hasil perhitungan energi, diperoleh jumlah kebutuhan panas dan pendingin dalam kJ/jam yaitu 110441970 kJ/jam.

C. Kebutuhan Power

Sedangkan kebutuhan Power atau daya pada pabrik PLTGU terintegrasi dengan Regasifikasi LNG berdasarkan neraca massa, neraca energi, dan spesifikasi alat yaitu sebesar 19,285 MW atau sekitar 25861,611 hp dengan jumlah alat yang membutuhkan power 9 alat

IV. ANALISA EKONOMI

Analisa ekonomi dilakukan untuk mempertimbangkan suatu lokasi yang akan didirikan. Berikut ini merupakan Analisis ekonomi Pada Pra-Desain PLTGU Terintegrasi dengan regasifikasi LNG dan penilaian investasi dengan juga mempertimbangkan aspek sosial dan lingkungan.

A. Asumsi-asumsi

Analisa Ekonomi dilakukan dengan menggunakan metode *discounted cash flow*. Yaitu *cashflow* yang nilainya diproyeksikan dengan nilai *cashflow* saat ini. Asumsi yang digunakan pada evaluasi ini adalah sebagai berikut.

1. Modal yang digunakan adalah modal sendiri sebesar 15% dan modal dari pinjaman bank sebesar 85%.
2. Bunga bank peminjaman yang digunakan sebesar 10 % [5].
3. Laju inflasi yang diasumsikan terjadi di Indonesia adalah sebesar 1,9% per tahun.
4. Pembangunan pabrik dilakukan selama dua tahun dengan tahun pertama menggunakan 50% dari total modal sendiri dan 50% dari total modal pinjaman. Sedangkan tahun kedua menggunakan sisa modal sendiri dan modal pinjaman
5. Pengembalian pinjaman dilakukan dengan kurun waktu 10 tahun.
6. Berdasarkan pertimbangan bahan baku dan prospek pasar dari LNG umur pabrik diperkirakan selama 20 tahun dengan depresiasi 10 tahun.
7. Kapasitas produksi dari PLTGU pada tahun pertama sebesar 100%.
8. Pajak Pendapatan Pajak pendapatan yang digunakan

sebesar 30% [6]

B. CAPEX dan OPEX

Capital Expenditures (CAPEX) merupakan biaya yang dibutuhkan oleh perusahaan untuk digunakan dalam pembangunan awal pabrik, sedangkan Operating Expenses (OPEX) adalah pengeluaran yang dilakukan oleh perusahaan untuk menjalankan operasional perusahaan pada interval waktu tertentu.

1) Capital Expenditures (CAPEX)

Pada perhitungan ini, CAPEX memiliki nilai yang sama dengan *Fixed Capital Investment* (FCI) yang didapatkan dengan perhitungan aset-aset utama yang dimiliki oleh perusahaan. Besar CAPEX pabrik metanol dari gas alam ini adalah sebesar \$ 232.195.316,16

2) Operational Expenditures (CAPEX)

Pada perhitungan OPEX nilainya sama dengan nilai dari *Total Production Cost* yang meliputi *Direct Production Cost*, *Fixed Cost*, *Plant Overhead Cost*, *General Expenses*, dan *Manufacturing Cost*. Nilai OPEX pabrik metanol dari gas alam ini adalah \$ 30.150. 318,73

3) Faktor Kelayakan Pendirian

Kelayakan pendirian pabrik metanol dari gas alam ini ditinjau dari beberapa faktor yaitu *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Pay Out Time* (POT), *Break Even Point* (BEP), dan sensitivitas terhadap IRR.

4) Net Present Value (NPV)

NPV adalah analisa yang membandingkan nilai investasi sekarang dengan nilai investasinya di masa yang mendatang. Digunakan *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) untuk menentukan nilai proyeksi *cash flow* pada masa sekarang. Berdasarkan perhitungan didapatkan nilai dari NPV sebesar \$162.427.704 dengan nilai WACC sebesar 15,3%. NPV yang bernilai positif menyatakan bahwa pabrik ini layak untuk didirikan.

5) Internal Rate of Return (IRR)

IRR berdasarkan *discounted cash flow* merupakan perhitungan tingkat bunga dengan menyamakan present value dengan present value dari penerimaan kas bersih yang akan datang. Pada perhitungan yang dilakukan, didapatkan nilai *i* (*discounted factor*) sebesar 19,01 % yang mana angka tersebut lebih besar dari bunga bank sebesar 10%. Hal ini mengindikasikan bahwa pabrik layak untuk didirikan.

6) Pay Out Time (POT)

Pay Out Time adalah waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan modal suatu pabrik. Dalam hal ini adalah arus kas masuk terakumulasi telah melebihi CAPEX. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan, didapatkan waktu pengembalian modal yang dibutuhkan dalam pendirian pabrik ini, yaitu 10 tahun 2 bulan. Waktu pengembalian tersebut masih setengah dari umur pabrik sehingga pabrik layak untuk didirikan.

7) Break Even Point (BEP)

Perhitungan *Break Even Point* dilakukan untuk mengetahui kapasitas produksi pabrik dimana biaya produksi total sama dengan hasil penjualan. Berdasarkan perhitungan

yang dilakukan, didapatkan nilai BEP sebesar 28,37% atau listrik yang dihasilkan 28.37 MW. Grafik BEP (break event point) dapat dilihat pada Gambar 4.

8) Sensitivitas terhadap IRR

Sensitivitas terhadap IRR digunakan untuk menganalisis perubahan-perubahan yang terjadi, misalnya perubahan harga bahan baku, harga produk, dan biaya pendirian pabrik. Berdasarkan grafik tersebut, dapat disimpulkan bahwa perubahan biaya penjualan, bahan baku, dan pendirian pabrik berpengaruh terhadap kenaikan dan penurunan IRR. Grafik sensitivitas IRR dapat dilihat pada Gambar 5.

V. KESIMPULAN

Untuk mengetahui kelayakan dari hasil desain Pra desain PLTGU terintegrasi dengan Regasifikasi LNG, perlu dilakukan evaluasi menyeluruh yaitu tinjauan teknis, ekonomis, dan lingkungan.

Ditinjau dari segi teknis, PLTGU terintegrasi dengan regasifikasi LNG menggunakan metode BOG *direct compression* untuk regasifikasi LNG dan menggunakan gas turbine untuk PLTGU. Bahan baku yang digunakan yaitu LNG dari BP Tangguh karena kandungan CH₄ yang lebih tinggi dibandingkan dari PT Badak NGL. Pra-desain PLTGU terintegrasi dengan regasifikasi LNG kapasitas regasifikasi yaitu sebesar 30 BBTU/ hari sehingga dihasilkan listrik dengan daya 96,2 MW yang akan didirikan di Pesanggaran, Kota Denpasar, Provinsi Bali

Ditinjau dari segi ekonomis, diperlukan biaya *Capital Expenditures* (CAPEX) yang digunakan dalam pembangunan pabrik dan berguna dalam jangka panjang sebesar \$ 232.195.316,16. Selain itu, diperlukan biaya *Operating Expenses* (OPEX) yang merupakan pengeluaran untuk operasional perusahaan, didapatkan nilai sebesar \$ 30.150. 318,73. Proporsional pendanaan didapatkan dengan 15% dari modal sendiri dan 85% dari modal pinjaman dengan kurun waktu pinjaman selama 10 tahun. Estimasi umur pabrik ditentukan selama 20 tahun, dapat diketahui *Internal Rate of Return* (IRR) sebesar 19,01%, *Pay Out Time* (POT) selama 10 tahun 2 bulan, dan *Break Even Point* (BEP) sebesar 28,37 % pada suku bunga bank sebesar 10% dan laju inflasi sebesar 1,90%.

Dari Aspek Lingkungan, PLTGU terintegrasi dari Regasifikasi LNG merupakan area kritikal, atau disebut "Restricted Area" karena terdapat LNG dan Gas alam yang merupakan bahan yang mudah terbakar, Sehingga area terminal regasifikasi LNG harus jauh dari pemukiman warga. Untuk dampak negatif terhadap lingkungan, nyaris nihil dampak negatif terhadap lingkungan yang dihasilkan karena LNG merupakan energi bersih tanpa menimbulkan pencemaran berarti apabila terjadi kebocoran pipa atau tangki, sedangkan PLTGU menimbulkan dampak buruk pada *Flue gas* yang merupakan gas buang keluaran HRSG sehingga perlu pengolahan lebih lanjut dalam system *Stack* yang merupakan pembuangan terakhir sebelum *Flue gas* di buang ke atmosfer sehingga nantinya tidak mencemari udara. Berdasarkan uraian diatas mengenai teknis, ekonomis, dan lingkungan, pabrik tersebut sudah layak dan dapat dilanjutkan ke tingkat perencanaan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Perusahaan Listrik Negara, *Disribusi Provinsi Bali 2020 - 2024*. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2020.
- [2] Perusaah Listrik Negara, *RUPTL PLN 2018 - 2027*. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2018.
- [3] A. S. Pandey, V. N. Singh, M. I. Shah, and D. v. Acharya, "Performance Testing and Analysis of Vertical Ambient Air Vaporizers," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2017, vol. 171, no. 1, pp. 1–9. doi: 10.1088/1757-899X/171/1/012094.
- [4] Y. Lee, J. Na, and W. B. Lee, "Robust design of ambient-air vaporizer based on time-series clustering," *Computers and Chemical Engineering*, vol. 118, pp. 236–247, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.compchemeng.2018.08.026.
- [5] Otoritas Jasa Keuangan, "Suku Bunga Dasar Kredit: Citibank," *Otoritas Jasa Keuangan*, 2022.
- [6] Presiden Republik Indonesia, *Undang- Undang Republik Indonesia No. 17 Tahun 2000*. Jakarta: Dewan Perwakilan Rakyat, 2000.