TUGAS AKHIR – ME 184834

KAJIAN KELAYAKAN PEMILIHAN TEKNOLOGI *RELIQUEFACTION PLANT* ATAU MSO *COMPRESSOR* SEBAGAI ALTERNATIF PEMANFAATAN *BOIL OFF GAS* (BOG) PADA FSRU 170.000m^3

HANIF NUR FAUZI MARGONO
NRP. 04211640000113

Dosen Pembimbing
Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D

Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

TUGAS AKHIR – ME 184834

KAJIAN KELAYAKAN PEMILIHAN TEKNOLOGI *RELIQUEFACTION PLANT* ATAU MSO *COMPRESSOR* SEBAGAI ALTERNATIF PEMANFAATAN *BOIL OFF GAS* (BOG) PADA FSRU 170.000m^3

HANIF NUR FAUZI MARGONO
NRP. 04211640000113

Dosen Pembimbing
Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D.

Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

BACHELOR THESIS – ME 184834

FEASIBILITY STUDY OF RELIQUEFACTION PLANT OR MSO COMPRESSOR TECHNOLOGY AS AN ALTERNATIVE OF BOIL OFF GAS (BOG) HANDLING IN FSRU 170.000m^3

HANIF NUR FAUZI MARGONO
NRP. 04211640000113

SUPERVISOR:
Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D

Department of Marine Engineering
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

LEMBAR PENGESAHAN

KAJIAN KELAYAKAN PEMILIHAN TEKNOLOGI *RELIQUEFACTION PLANT* ATAU MSO *COMPRESSOR* SEBAGAI ALTERNATIF PEMANFAATAN *BOIL OFF GAS* (BOG) PADA FSRU 170.000m^3

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi *Marine Power Plant* (MPP)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Penulis :
Hanif Nur Fauzi Margono
NRP. 04211640000113

Disetujui Oleh
Pembimbing Tugas Akhir,

Dr. I Made Ariana, S.T., M.T. ( )
NIP. 197106101995121001

Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D ( )
NIP. 197903192008011008

SURABAYA
AGUSTUS 2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

KAJIAN KELAYAKAN PEMILIHAN TEKNOLOGI *RELIQUEFACTION PLANT* ATAU MSO *COMPRESSOR* SEBAGAI ALTERNATIF PEMANFAATAN *BOIL OFF GAS* (BOG) PADA FSRU 170.000m^3

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi *Marine Power Plant* (MPP)
Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh November

Penulis :
Hanif Nur Fauzi Margono
NRP. 04211640000113

Disetujui Oleh,
Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan

Beny Cahyono, ST, MT, Ph.D.
NIP 197903192008011008

SURABAYA
AGUSTUS 2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KAJIAN KELAYAKAN PEMILIHAN TEKNOLOGI *RELIQUEFACTION PLANT* ATAU MSO *COMPRESSOR* SEBAGAI ALTERNATIF PEMANFAATAN *BOIL OFF GAS* (BOG) PADA FSRU 170.000m^3

Nama mahasiswa : Hanif Nur Fauzi Margono
NRP : 04211640000113
Pembimbing : 1. Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
2. Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D

ABSTRAK

Boil Off Gas (BOG) merupakan gas yang terbentuk karena adanya panas yang masuk (*heat leak*) kedalam tangki gas alam cair atau *Liquefied Natural Gas* (LNG). Evaporasi yang terjadi secara terus menerus dapat meningkatkan tekanan pada tangki, sehingga dapat menyebabkan tekanan berlebih yang berbahaya. BOG tersebut harus dimanfaatkan atau dibuang melalui proses pembakaran untuk menjaga tekanan tangki muatan. BOG yang dibuang merupakan sebuah kerugian bagi perusahaan. Pada FSRU ini memiliki nilai rata – rata BOG yang dihasilkan setiap harinya sebesar 92.714,936 m^{3}n Gas dan *boil off rate* 0,237%. Pemanfaatan BOG pada FSRU ini digunakan untuk bahan bakar generator DFDE dan boiler yang memiliki nilai rata – rata perharinya 837,363 MMBTU, sehingga memiliki nilai BOG berlebih sebesar 2.823,184 MMBTU/hari yang memiliki nilai US$ 28.458. Metode pemanfaatan BOG berlebih adalah dengan melakukan *reliquefaction*,menggunakan *reliquefaction plant* atau langsung menyalurkannya ke *linepack offshore pipeline* menggunakan MSO *compressor*. Dalam pemilihannya menggunakan *reliquefaction plant* Wartsila HGS Mark III, yang menggunakan siklus kerja *inverse brayton*, berkapasitas 7.000 kg/h, daya 5.500 kW, dan konsumsi bahan bakar 44,08 MMBTU/h. Sedangkan untuk MSO *compressor* menggunakan BOG *kompresor* dari Burckhard Laby GI *Compressor* LP250 4 stages, kapasitas 10.000 kg/h, daya 4.000 kW, dan konsumsi bahan bakar 32,056 MMBTU/h. Berdasarkan aspek ekonomis penggunaan MSO *compressor* memiliki nilai CAPEX dan OPEX lebih rendah, tetapi secara nilai NPV, IRR dan PP penggunaan *reliquefaction plant* memiliki nilai lebih baik, sedangkan berdasarkan kondisi operasional FSRU *reliquefaction plant* lebih cocok secara teknis untuk digunakan pada FSRU ini karena sesuai dengan penggunaan jangka panjang.

Kata kunci: LNG, FSRU, *Boil Off Gas*, MSO *Compressor, Reliquefaction Plant*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

FEASIBILITY STUDY OF RELIQUEFACTION PLANT OR MSO COMPRESSOR TECHNOLOGY AS AN ALTERNATIVE OF BOIL OFF GAS (BOG) HANDLING IN FSRU 170.000m³

Name : Hanif Nur Fauzi Margono
NRP : 04211640000113
Supervisors : 1. Dr. I Made Ariana, S.T., M.T.
2. Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D

ABSTRACT

Boil Off Gas (BOG) is a gas that is formed due to heat leak into a Liquefied Natural Gas (LNG) tank. Evaporation that occurs continuously can increase the pressure on the tank, which can cause dangerous excess pressure. The BOG must be utilized or discharged through the combustion process to maintain the pressure of the cargo tank. The disposed of BOG is a loss for the company. In this FSRU generated average BOG value 92,714.936 m³n Gas/day and a boil-off rate of 0.237% The use of BOG in the FSRU is used for fuel DFDE generators and boiler which have an average daily value of 837.363 MMBTU/day so that they have an excess BOG value of 2,823.184 MMBTU/day which has a value of US$ 28.458. The method for the excess BOG handling is by doing reliquefaction, using a reliquefaction plant, or directly send it to an offshore pipeline linepack using MSO compressor. In its selection, the Wartsila HGS Mark III reliquefaction plant, which uses an inverse Brayton work cycle, has a capacity of 7,000 kg/hour, 5,500 kW of power, and fuel consumption of 44.08 MMBTU/ hour. Whereas the MSO compressor uses a BOG compressor from Burckhard Laby GI LP250 Compressor for four stages, a capacity of 10,000 kg/h, power 4,000 kW, and fuel consumption 32,056 MMBTU/hour. Based on the economic aspect, the use of the MSO compressor has lower CAPEX and OPEX values. However, in terms of NPV, IRR, and PP, the use of a reliquefaction plant has a better value, while based on the operational conditions, the reliquefaction plant is more technically suitable for this FSRU because it is in accordance with the long term use.

Keywords: LNG, FSRU, Boil Off Gas, MSO Compressor, Reliquefaction Plant

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT atas segala rahmat nikmat dan karunia-Nya, sehingga Tugas Akhir ini dapat diselesaikan dengan judul "Kajian Kelayakan Pemilihan Teknologi *Reliquefaction Plant* atau *MSO Compressor* Sebagai Alternatif Pemanfaatan BOG Berlebih Pada FSRU 170.000 m^3" dengan sebaik mungkin. Selama pelaksanaan Tugas Akhir, penulis banyak mendapatkan bantuan dan dukungan dari berbagai berbagai pihak terkait. Dalam kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada banyak pihak yang telah, membantu, membimbing pelaksanaan dan penyusunan Tugas Akhir serta perkuliahan di Teknik Sistem Perkapalan ini, khususnya kepada :

1. Ibu Titi Ernawati dan Bapak Panut Margono, Mas Arga Noer Ardiansyah Margono, dan Adik Arbi Nur Syafi Margono telah memberi dukungan moral dan materil sehingga pengerjaan Tugas Akhir ini bisa berjalan hingga selesai.
2. Bapak Dr. I Made Ariana, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing I yang telah memberikan banyak masukan dan ilmu bagi penulis.
3. Bapak Beny Cahyono S.T.,M.T.,Ph.D selaku Ketua Departemen Teknik Sistem Perkapalan juga sebagai dosen pembimbing II yang telah meluangakan waktunya untuk membimbing, berbagi ilmu dalam kesehariannya dan Tugas Akhir kepada penulis.
4. Mas Rayka, Pak Daryanto, Mas Faisal, Mas Andi, Mas Agung, Mas Alvyn yang sering direpotkan oleh penulis dan sangat berjasa untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Seluruh punggawa "Mantan Subcon Himasiskal FTK – ITS" untuk semua bantuan, pembelajaran, motivasi, dan doanya selama berkehidupan di kampus ini..
6. Seluruh anggota Lab MPP yang bisa disebutkan satu persatu, yang sudah mewarnai tahun keempat sebagai mahasiswa dikondisi krisis ini dan terus saling bahu membahu untuk kebaikan dan kesuksesan bersama.
7. Anggieta Ramadhanty, terimakasih sudah selalu memberikan dukungan dan semua sumbangsih yang sudah diberikan.
8. Teman teman "Kontrakan Metal" yang selalu ada untuk penulis, tempat berbagi dan berjuang bersama.
9. Voyage 16, angakatan tersolid, peduli, berani, bermanfaat yang sudah memberikan banyak pembelajaran kehidupan dan berjuang bersama selama perkuliahan.
10. Semua keluarga Himasiskal FTK – ITS, kakak – kakak Bismarck'12, Badrikara'13, Mercusuar'14, Salvage'15, dan adik – adik Badrikara'17, Cakrawala'18, Siskal 2019 atas semua dukungannya, pembelajarannya. Saya bangga pernah berkuliah di Siskal.

11. Semua teman – teman KM ITS, atas semua dukungan, tempat bercerita dan berjuang bersama yang tidak bisa disebutkan satu persatu.
12. Dan seluruh pihak yang tidak dapat disebutkan penulis satu per satu, doa dan terima kasih penulis panjatkan untuk kalian.

Laporan ini masih memerlukan penyempurnaan serta pengembangan lebih lanjut. Penulis menerima segala kritik dan saran yang akan menjadi masukan bagi laporan. Semoga hasil yang diperoleh selama proses pengerjaan laporan ini dapat bermanfaat, baik bagi kami maupun bagi pembaca, masyarakat dan bangsa

Surabaya, Agustus 2020

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN iii
LEMBAR PENGESAHAN v
ABSTRAK vii
ABSTRACT ix
KATA PENGANTAR xi
DAFTAR ISI xiii
DAFTAR GAMBAR xvii
DAFTAR TABEL xix
BAB I PENDAHULUAN 1
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Rumusan Masalah 3
1.3 Tujuan 3
1.4 Batasan Masalah 3
1.5 Manfaat Penelitian 4
BAB II KAJIAN PUSTAKA 5
2.1. *Liquefied Natural Gas* (LNG) 5
2.1.1. Karakteristik LNG 5
2.1.2. Rantai Pasok LNG 6
2.2. *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) 8
2.3. *Boil Off Gas* (BOG) 8
2.4. BOG Handling 9
2.5 *Minimum Send Out* (MSO) *Compressor* 10
2.6 BOG *Compressor* 10
2.6.1 Kompresor *Reciprocating* 10
2.6.2 Kompresor Sentrifugal 12
2.6.3 Perbandingan Kompresor 13
2.7 Reliquefaction Plant 14
2.7.1 Prinsip Dasar Operasi *Brayton Cooling Cycle* 16
2.8 Studi Kelayakan 17

2.8.1. Analisis Teknis 17
2.8.2. Analisis Ekonomi 18
2.8.2.1 *Net Present Value* (NPV) 18
2.8.2.2 *Internal Rate Return* (IRR) 19
2.8.2.3 *Payback Period* (PP) 19
BAB III METODOLOGI PENELITIAN 21
3.1 Diagram Alir 21
3.2 Penjelasan Metodologi 22
3.2.1 Perumusan Masalah 23
3.2.2 Studi Literatur 23
3.2.3 Pengumpulan Data 23
3.2.4 Penghitungan nilai BOG pada FSRU 24
3.2.5 Penghitungan nilai BOG berlebih pada FSRU 24
3.2.6 Penghitungan Spesifikasi Komponen Sistem 24
3.2.7 Perancangan P&ID Sistem 24
3.2.8 Analisis Kelayakan Ekonomi 24
3.2.9 Studi Komparasi 25
3.2.10 Saran dan Kesimpulan 25
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN 27
4.1 Analisis *Boil Off Gas* (BOG) 27
4.2 Konsumsi *Boil off Gas* (BOG) 33
4.3 Perhitungan BOG Berlebih 36
4.3.1 Kondisi *Hotel Mode* (0 mmscf) 36
4.3.2 Kondisi *Low Gas Supply* (0 – 100 mmscf) 37
4.3.3 Kondisi *Normal Gas Supply* (100 – 200 mmscf) 38
4.3.4 Kondisi *Max Gas Supply* (>200 mmscf) 39
4.3.5 Analisis BOG Berlebih FSRU 40
4.4 Pemilihan Teknologi *Minimum Send – Out Compressor* 42
4.4.1 Kompresor *Reciprocating* dan Sentrifugal 42
4.4.2 Desain BOG Kompresor 42

4.4.2.1 Kapasitas BOG Kompresor 42
4.4.2.2 Komposisi BOG 44
4.4.2.3 Desain Kompresor 45
4.4.2.4 Penentuan Jumlah Stage 47
4.4.2.5 Perhitungan Tekanan Tiap *Stages* 48
4.4.2.6 Simulasi Aspen HYSYS 48
4.4.2.7 Kesimpulan Desain Kompresor 50
4.4.3 Pemilihan MSO *Comprwssor* 50
4.4.3.1. Peralatan MSO *Compressor* 50
4.4.4 Konsumsi Bahan Bakar Gas (BOG) 51
4.4.4.1 *Natural Gas Consumption* 52
4.4.4.2 *Volume Natural Gas* 52
4.4.5 Nilai BOG Berlebih 53
4.4.6 Desain MSO *Compressor* 54
4.4.6.1 Desain Pipa 54
4.4.6.2 P&ID MSO *Compressor* 55
4.4.7 Operasional MSO *Compressor* 56
4.5 Pemilihan Teknologi *Reliquefaction Plant* 58
4.5.1 Desain *Reliquefaction Plant* 58
4.5.2 Tipe *Reliquefaction Plant* di FSRU 59
4.5.2.1 *Hamworthy Mark III Reliquefaction System* 59
4.5.2.2 *Cryostar EcoRel System* 60
4.5.3 Pemilihan *Reliquefaction Plant* 62
4.5.4 Konsumsi Bahan Bakar Gas (BOG) 63
4.5.4.1 *Natural Gas Consumption* 63
4.5.4.2 *Volume Natural Gas* 64
4.5.4.3 *Mass Natural Gas* 64
4.5.5 Nilai BOG Berlebih 65
4.5.6 Desain Pipa 66
4.5.7 P&ID *Reliquefaction Plant* 67

4.5.7 Operasional *Reliquefaction Plant* 68
4.6 Analisis Ekonomi 68
4.6.1 *Capital Expenditure* 69
4.6.2 *Operational Expenditure* 71
4.6.3 Pemasukan 76
4.6.4 *Net Present Value* 76
4.6.5 *Internal Rate of Return* 77
4.6.6 *Payback Period* 77
4.7 Studi Komparasi 78
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN 79
5.1 Kesimpulan 79
5.2 Saran 80
DAFTAR PUSTAKA 83
LAMPIRAN 85
BIODATA PENULIS 123

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Rencana Umum Energi Nasional Indonesia 1
Gambar 2.1 Rantai Pasok LNG 7
Gambar 2.2 Rantai pasok FSRU X 7
Gambar 2.3 Skema Proses Evaporasi LNG *Storage Tank* 9
Gambar 2.4 Kompresor *reciprocaating compression cycle* 11
Gambar 2.5 Bagian Kompresor Sentrifugal 12
Gambar 2.6 Skema BOG *reliquefaction* menggunakan LNG sebagai pendingin 15
Gambar 2.7 Skema BOG *reliquefaction* menggunakan Nitrogen sebagai pendingin 15
Gambar 2.8 T-S diagram pada *Reverse Brayton Cycle* 16
Gambar 2.9 Diagram skematik *Reverse Brayton Cycle* 17
Gambar 3.1.1 *Flowchart* metodologi penelitian 21
Gambar 3.1.2 *Flowchart* metodologi penelitian 22
Gambar 4.1 Volume Muatan LNG dengan BOG pada FSRU 31
Gambar 4.2 Data penggunaan BOG selama satu tahun 34
Gambar 4.3 Data perbandingan kondisi *send – out* LNG dengan konsumsi BOG 35
Gambar 4.4 Kondisi operasional FSRU selama satu tahun 35
Gambar 4.5 BOG berlebih pada FSRU 41
Gambar 4.6 Grafik pemilihan kompresor 46
Gambar 4.7 Simulasi Aspen HYSYS pada *Unloading Mode* 49
Gambar 4.8 Simulasi Aspen HYSYS pada *Hotel Mode* 49
Gambar 4.9 Desain 3D kompresor 51
Gambar 4.10 P&ID MSO *Compressor* 55
Gambar 4.11 *process flow diagram* HMS Mark III 60
Gambar 4.12 *Flow diagram* dari Cyrostar EcoRel *Reliquefaction Plant* 61
Gambar 4.13 Desain 3D Wartsila HGS Mark III 63
Gambar 4.14 P&ID *Reliquefaction Plant* 67

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR TABEL

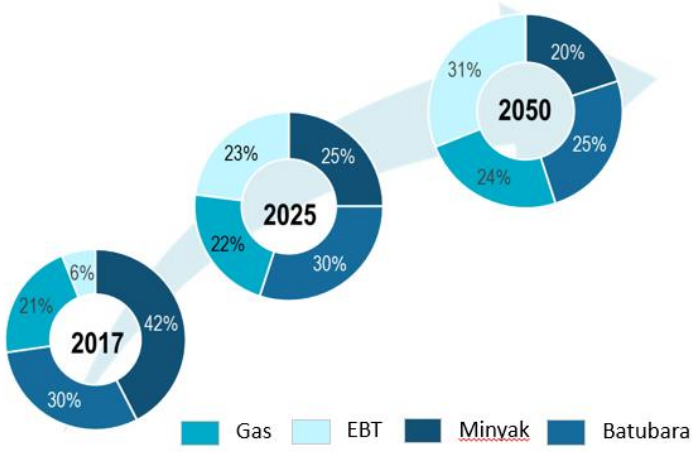
Tabel 2.1 Kandungan dari LNG 6
Tabel 4.1 Spesifikasi GTT Mark III *Membrane System* 27
Tabel 4.2 *Cargo tank* pada FSRU 28
Tabel 4.3 Data LNG *inventory stock* dan BOG pada FSRU 29
Tabel 4.4 Panduan nilai konversi pada *natural gas* 29
Tabel 4.5 Data Muatan LNG dan BOG selama setahun pada FSRU 30
Tabel 4.6 Karakteristik LNG Indonesia – Badak 32
Tabel 4.7 Data BOG FSRU satu tahun 33
Tabel 4.8 Peralatan yang menggunakan BOG 33
Tabel 4.9 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *hotel mode* 37
Tabel 4.10 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *low gas supply* 38
Tabel 4.11 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *normal gas supply* 39
Tabel 4.12 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *max gas supply* 40
Tabel 4.13 Nilai BOG berlebih pada FSRU 40
Tabel 4.14 Nilai BOG berlebih selama satu tahun 41
Tabel 4.15 Nilai BOG berlebih pada FSRU 44
Tabel 4.16 Komposisi BOG FSRU pada kondisi *hotel mode* dan *unloading mode* 44
Tabel 4.17 Perbandingan antara kompresor *reciprocating* dan sentrifugal 47
Tabel 4.18 Desain kompresor 50
Tabel 4.20 Ukuran Kompresor 51
Tabel 4.21 Nilai BSEC Wartsila 6L50DF 52
Tabel 4.22 Nilai BOG berlebih 53
Tabel 4.23 Nilai BOG berlebih setelah penggunaan MSO *Compressor* 54
Tabel 4.24 Spesifikasi pipa 55
Tabel 4.25 Spesifikasi *pipeline offshore* dan *onshore* 57
Tabel 4.26 Teknologi BOG *Reliquefaction Plant* pada FSRU 59
Tabel 4.27 Komparasi *Reliquefaction Plant* 62
Tabel 4.28 Nilai BOG berlebih 65

Tabel 4.29 Nilai volume BOG berlebih setelah penggunaan *reliquefaction plant*...65
Tabel 4.30 Spesifikasi pipa 67
Tabel 4.31 *Cost estimate classification matrix*.....68
Tabel 4.32 Asumsi keekonomian 69
Tabel 4.*33* CAPEX MSO *compressor* 70
Tabel 4.34 CAPEX *reliquefaction plant* 70
Tabel 4.35 OPEX MSO *compressor* 71
Tabel 4.36 OPEX *reliquefaction plant*.....71
Tabel 4.37.1 *Income statement* dan *profit* & *loss* MSO *Compressor*.....72
Tabel 4.37.2 *Income statement* dan *profit* & *loss* MSO *Compressor*.....73
Tabel 4.38.1 *Income statement* dan *profit* & *loss reliquefaction plant* 74
Tabel 4.38.2 *Income statement* dan *profit* & *loss reliquefaction plant* 75
Tabel 4.39 Komparasi kuantitatif MSO *compressor* dan *reliquefaction plant* 78

BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Persediaan minyak bumi global semakin hari semakin menipis, begitu pula dengan Indonesia. Oleh karena itu diperlukan bahan bakar alternatif sebagai pengganti minyak bumi. Salah satu alternatif bahan bakar yang dapat dimanfaatkan adalah gas bumi. Gas bumi merupakan energi primer ketiga yang paling banyak digunakan didalam negeri setelah minyak bumi dan batubara. Untuk itu gas bumi memegang peranan penting dalam kebijakan bauran energi (*energy mix policy*) di Indonesia. Pemerintah secara agresif terus mendorong pemanfaatan gas bumi domestik, diantaranya melalui pembangunan infrastruktur gas bumi untuk menstimulasi industri dalam negeri dan menjaga lingkungan hidup yang lebih bersih (ESDM, 2018). Berdasarkan Kebijakan Energi Nasional (KEN), target proporsi gas bumi dan EBT pada bauran energi nasional di 2050 adalah 55% (PP No. 79 Tahun 2014).



Gambar 1.1 Rencana Umum Energi Nasional Indonesia *(Sumber : PP No. 79 Tahun 2014)*

Cadangan gas bumi Indonesia per Januari 2017 mencapai 142.72 TSCF, sebesar 100.36 TSCF merupakan cadangan terbukti dan 42.36 TSCF merupakan cadangan potensial (ESDM, 2018) Pemanfaatan gas bumi Indonesia untuk domestik dari tahun ke tahun meningkat, dengan peningkatan rata – rata 7%. Pemanfaatan gas bumi untuk domestik meliputi sektor industri, kelistrikan, rumah tangga dan transportasi. Tentunya dalam hal ini diperlukan peningkatan infrastruktur dalam menunjang optimalisasi penggunaan gas. Khususnya dalam penggunaan LNG dibutuhkan fasilitas penerima LNG atau

LNG receiving dan *regasification terminal* seperti halnya *Floating Storage Regasification Unit atau FSRU.*

Selama proses penyimpanan LNG, dimungkinkan terjadi panas yang masuk kedalam tangki penyimpanan atau disebut dengan *heat leak* sehingga dapat menyebabkan LNG terevaporasi menjadi gas yang disebut dengan *Boil Off Gas* (BOG). Evaporasi yang berterusan dapat meningkatkan tekanan pada tangki, yang dapat menyebabkan tekanan yang berlebih yang sangat berbahaya. Gas tersebut harus dibuang atau ditangani dengan khusus. BOG dapat dimanfaatkan untuk bahan bakar, dicairkan kembali, atau dikompresi dan dialirkan melalui pipa jaringan gas transmisi atau distribusi ke konsumen. Pada umumnya pemanfaatan BOG digunakan untuk bahan bakar generator dan boiler dari FSRU tersebut lalu untuk BOG sisanya di buang melalui proses *furnace*. Namun dalam hal ini di FSRU, BOG akan dialirkan ke *Dual Fuel Diesel Engine* (DFDE) untuk menghasilkan energi listrik, *auxiliary boiler* untuk pemanas dan *Gas Combustion Unit* (GCU) untuk dibakar dan dibuang dalam bentuk karbon atau CO_2. Hal itu tentunya menimbulkan kerugian karena BOG yang berlebih tersebut dapat dimanfaatkan kembali dan memiliki nilai komersial yang cukup tinggi.

Saat beroperasi secara normal BOG yang dihasilkan dari tangki LNG sekitar 0.10 – 0.15% berdasarkan berat per harinya (Songhurst, 2017). FSRU ini memiliki kapasitas penyimpanan sebesar 170.000 m^3. Menurut perhitungan BOG yang dihasilkan adalah 255 m^3 yang dikonversikan menjadi 6.000 MMBTUd. BOG tersebut digunakan untuk bahan bakar generator dan kebutuhan FSRU lainnya sebesar 2.000 MMBTUd. Kebutuhan dari FSRU ini adalah 3 *generator* menggunakan Wartsila 6L50DF, regasifikasi dan peralatan lainnya. Sehingga terdapat BOG berlebih yang tidak dimanfaatkan sebesar 4.000 MMBTUd yang dibuang dengan furnace. Dengan harga LNG saat ini US$ 10 per MMBTU, BOG berlebih yang tidak dimanfaatkan bisa mencapai US$ 40.000 atau jika dirupiahkan sebesar Rp 550.000.000. Sedangkan metode pemanfaatan BOG lainnya dapat menggunakan MSO *compressor* yang nantinya akan dialirkan ke jaringan pipa gas dan disimpan pada *linepack pipeline* atau dirubah menjadi LNG kembali dengan *reliquefaction plant*. Pada saat ini fasilitas tersebut belum ada di FSRU tersebut. Oleh karena itu diperlukan sebuah kajian kelayakan antara MSO *compressor* dan *reliquefaction plant* sebagai bentuk rekomendasi pemanfaatan BOG berlebih dari segi teknis maupun ekonomi beserta perancangan desain sistem yang tepat pada FSRU dengan kapasitas penyimpanan 170.000m^3.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada penelitian ini adalah:

1. Berapakah nilai BOG dari FSRU berdasarkan kondisi aktual?
2. Berapakah nilai BOG berlebih yang dapat dimanfaatkan?
3. Bagaimana perancangan desain dan pertimbangan aspek teknis pada teknologi pemanfaatan BOG berlebih di FSRU?
4. Bagaimana pertimbangan aspek ekonomi pada teknologi pemanfaatan BOG berlebih di FSRU?
5. Bagaimana rekomendasi teknologi pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU?

1.3 Tujuan

Tujuan dari pengerjaan penelitian ini adalah:

1. Menganalisis nilai BOG yang dihasilkan pada FSRU.
2. Menganalisis nilai BOG berlebih yang dapat dimanfaatkan pada FSRU.
3. Melakukan perancangan desain dan menganalisis pertimbangan berdasarkan aspek teknis pada teknologi pemanfaatan BOG berlebih di FSRU.
4. Menganalisis pertimbangan berdasarkan aspek ekonomi pada teknologi pemanfaatan BOG berlebih di FSRU.
5. Memberikan rekomendasi teknologi pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dari pengerjaan penelitian ini adalah:

1. Penelitian dilakukan pada FSRU X dengan kapasitas penyimpanan 170.000 m^3.
2. Pola operasi di FSRU yang tidak kontinyu, sehingga pada masa tertentu produksi BOG memiliki nilai yang besar sekali.
3. Sistem yang dianalisis adalah MSO *Compressor* dan *Reliquefaction Plant*.
4. Studi kelayakan dilakukan dalam aspek teknis dan aspek ekonomi.

1.5 Manfaat Penelitian

Dari pengerjaan penelitian ini, manfaat yang dapat diambil adalah :

1. Memberikan pertimbangan dari segi teknis kepada pemilik FSRU penggunaan MSO *compressor* dan *reliquefaction plant* terhadap pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU.
2. Memberikan pertimbangan dari segi ekonomi kepada pemilik FSRU penggunaan MSO *compressor* dan *reliquefaction plant* terhadap pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU.
3. Memberikan rekomendasi sistem kepada pemilik kapal terhadap pemanfaatan BOG pada FSRU berdasarkan kondisi aktual.

BAB II
KAJIAN PUSTAKA

2.1. *Liquefied Natural Gas* (LNG)

Liquefied Natural Gas (LNG) atau gas alam cair adalah gas alam yang sudah mengalami proses pemurnian dari hidrokarbon berat dan mengalami pendinginan pada titik kondensasinya sehingga menjadi cairan pada temperature -256°F (-161°C) pada tekanan atmosfer. Dengan dicairkan dapat mereduksi volume gas kurang lebih 600 kali lebih kecil. Tentunya hal itu memudahkan untuk penyimpanan gas dan mendistribusikan gas alam cair sehingga lebih bernilai ekonomis.

LNG dapat didistribusikan dengan menggunakan kapal atau truk. Akan tetapi sarana transportasi LNG dengan menggunakan kapal masih diakui menjadi sarana transportasi yang paling efisien apabila dibandingkan dengan menggunakan truk ataupun pipa, khususnya untuk rute yang cukup jauh.

Gas alam terdiri dari beberapa macam partikel, sebelum gas tersebut dicarikan perlu untuk melalui proses *desulfurization*, *dehydration*, dan pembersihan karbon dioksida untuk menghilangkan pengotor (H_2S, CO_2, H_20, Merkuri) sehingga tersisa C_2H_6, CH_4, C_3H_8. Sifat – sifat LNG yaitu tidak berwarna, tidak berbau, memiliki masa jenis yang lebih ringan dari Oksigen sehingga mudah menguap pada temperature ruang, tidak beracun dan tidak memiliki residu. (GIIGNL, 2009)

Cadangan gas bumi konvensional Indonesia per Januari 2017 mencapai 142.72 TSCF, sebesar 100.36 TSCF merupakan cadangan terbukti (*proven*) dan 42.36 TSCF merupakan cadangan potensial (*Remaining reserved*) yang tersebar di beberapa wilayah di Indonesia (ESDM, 2018). Dari cadangan tersebut dapat diolah menjadi LNG dan distribusikan untuk kebutuhan dalam negeri. Dari tahun 2017 hingga 2019, LNG sebanyak kurang lebih 5% LNG Indonesia harusnya dapat dimanfaatkan untuk kebutuhan industri dalam negeri, terutama pembangkit tenaga listrik.

2.1.1. Karakteristik LNG

Gas alam terdiri dari kombinasi metana, etana, propana, dan gas lainnya. Metana menjadi komponen utama dari LNG, sehingga menyebabkan struktur kimia maupun sifat dari LNG menjadi mirip dengannya. *vapour* atau uap LNG bersifat tidak berwarna, tidak korosif, tidak beracun, dan tidak memiliki bau. Metana merupakan *green house gas* yang dapat meningkatkan level karbon di atmosfer saat dilepas. Sehingga penggunaan LNG diyakini mampu mereduksi

emisi dari karbon dioksida di udara hingga 20%, meskipun di lain sisi terdapat juga sebagian kecil metana yang berasal dari residu bahan bakar mesin kapal, yang dapat meningkatkan sedikit emisi dari metana. Berhubung metana lebih kuat 20% dibandingkan karbon dioksida, maka keunggulan utama dari LNG terdapat pada segi ramah lingkungan. Keunggulan LNG lainnya adalah pengurangan dari sulfur, nitrogen oksida dan partikel-partikel yang digunakan oleh LNG. LNG merupakan sebuah energi yang aman dan ramah lingkungan, namun dapat juga terbakar dan meledak pada kondisi tertentu. Di udara, zat yang dapat terbakar bisa tersulut dan terbakar (zat campuran metana dan oksigen) dibatasi oleh batas atas dan batas bawah menurut tingkat nyalanya. Batas konsentrasi uap LNG pada udara adalah sekitar 5,5% dan 15% dari volume pada temperatur 25°C. Berikut merupakan kandungan dari LNG

Tabel 2.1 Kandungan dari LNG

Chemical	**Low**	**High**
Methane (CH4)	87%	99%
Ethane (C_2H6)	<1%	10%
Propane (C_3H_8)	>1%	5%
Butane (C4H10)	>1%	>1%
Nitrogen (N2)	0.1%	1%
Other Hydrocarbons	Trace	Trace

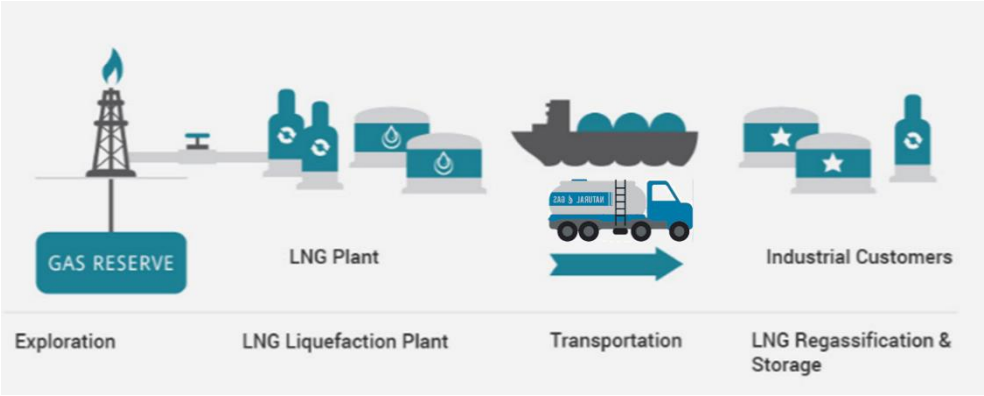
(Sumber : (GIIGNL, 2009)*)*

2.1.2. Rantai Pasok LNG

LNG supply chain atau rantai pasok LNG terdiri dari eksplorasi dan produksi dari gas alam, pencairan, pengangkutan LNG melalui laut. penyimpanan LNG, regasifikasi, dan pengiriman gas kepada konsumen. (Dobrota, et al., 2013).

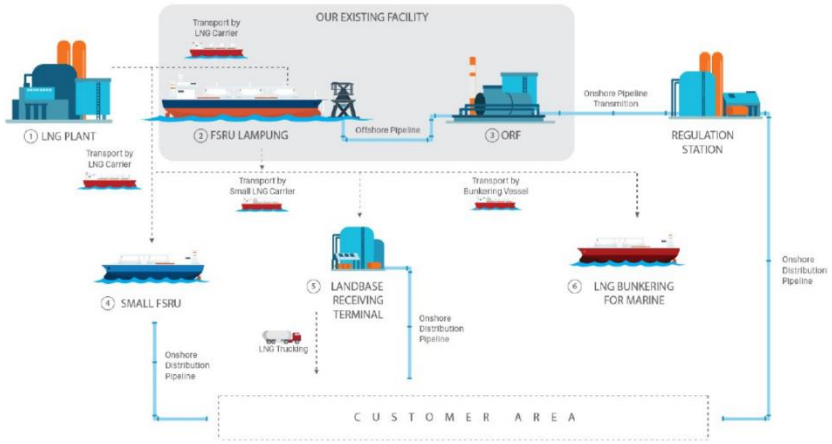
Ekplorasi adalah proses pengambilan cadangan gas bumi yang berada dalam *reservoir* untuk selanjutnya dilakukan proses *gas treatment* untuk menghilangkan unsur-unsur yang berbahaya seperti *sulfur* dan *mercuri* serta kandungan uap air yang terbawa. Tahap berikutnya gas disalurkan ke LNG *plant* untuk mengalami proses pencairan atau *liquefaction*, kemudian gas akan dikirimkan menggunakan moda transportasi laut atau *LNG carrier* menuju

Terminal Penerima LNG baik di darat maupun dilaut seperti FSRU, dari Terminal Penerima LNG, gas alam cair diuapkan kembali menjadi gas untuk selanjutnya disalurkan melalui jaringan pipa transmisi atau distribusi menuju pelanggan. Secara umum LNG Supply Chain dapat dilihat pada gambar sebagai berikut.



Gambar 2.1 Rantai Pasok LNG
(Sumber : goldborolng.com)

Terdapat tiga kawasan produksi gas alam di Indonesia dimana produksi gas dikumpulkan dan disalurkan menuju kilang pencair gas alam untuk diubah menjadi LNG. Kawasan tersebut adalah Kilang Badak (Bontang, Kalimantan Timur), Kilang Tangguh (Papua) dan Kilang Donggi-Senoro (Sulawesi).



Gambar 2.2 Rantai pasok FSRU X
(Sumber : pgnlng.co.id)

2.2. *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU)

Floating Storage Regasification Unit (FSRU) merupakan bangunan terapung yang digunakan sebagai terminal penerima untuk menampung hasil produksi LNG dan juga berfungsi sebagai fasilitas proses regasifikasi pada LNG untuk mengubah dari fase cair menjadi fase gas. FSRU umumnya merupakan hasil konversi dari kapal LNG *carrier* dengan penambahan beberapa fasilitas terutatama proses regasifikasi. Oleh sebab itu FSRU dapat dipindahkan sesuai kebutuh operasi dari FSRU itu sendiri. Beberapa komponen atau peralatan penting yang harus ada di FSRU.

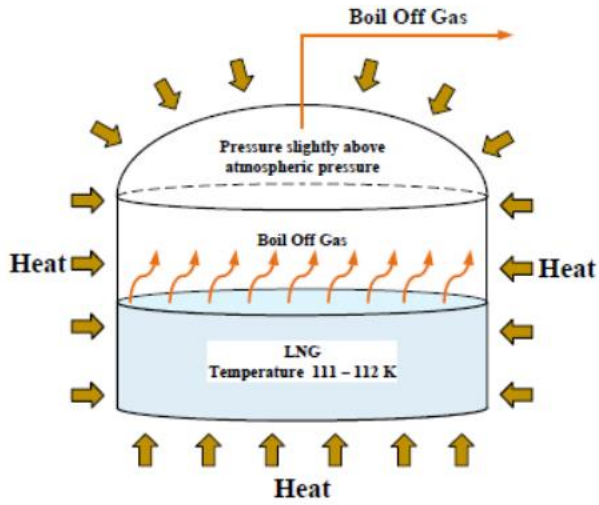
1. *Manifold system* dan *flexible hose* merupakan fasilitas yang digunakan untuk bongkar atau muat LNG yang ada di terminal penerima. Umumnya untuk FSRU yang berada dilaut terbuka proses transfer LNG dilakukan menggunakan metode *ship to ship transfer*.
2. Tanki penyimpanan LNG yang berfungsi untuk menyimpan LNG dari proses *loading* dari kapal pembawa LNG. Bentuk tanki penyimpanan FSRU ada yang berbentuk *membrane* dan *spherical* atau bola.
3. *Regas system* merupakan fasilitas yang berfungsi untuk proses regasifikasi atau penguapan kembali LNG menjadi fase gas dengan menggunakan media propan atau air laut.

Peralatan yang digunakan FSRU dalam melakukan pemeliharaan LNG dalam menjaga *temperature* yang sudah ditentukan memiliki standar dan kehandalan yang sudah teruji, akan tetapi tidak menutup kemungkinan masih ada proses insulasi yang tidak sempurna sehingga menyebabkan proses pemanasan yang menghasilkan *boil off gas* (BOG), selain itu BOG juga dapat timbul karena adanya kegiatan operasional yang mengakibatkan produksi BOG meningkat, seperti kegiatan *loading*, *transfer* antar tangki, sehingga hal ini menyebabkan produksi BOG menjadi cukup tinggi, diindikasikan dengan kenaikan tekanan pada tangki.

2.3. *Boil Off Gas* (BOG)

Selama proses penyimpanan LNG, dimungkinkan terjadi panas yang secara perlahan dapat mempengaruhi LNG sehingga terevaporasi menjadi gas yang disebut dengan BOG. Evaporasi yang berterusan dapat meningkatkan tekanan pada tangki, sehingga perlu dibuang atau ditangani dengan khusus untuk mencegah tekanan yang berlebih pada tangki penyimpanan. BOG dapat dimanfaatkan untuk bahan bakar, pelepasan ke atmosfer, dicairkan kembali, atau dikompresi dan dialirkan ke jaringan pipa gas. Pada FSRU sendiri BOG

dapat terjadi saat kondisi *holding mode* dan *loading/unloading mode*. Pada umumnya BOG terjadi pada saat *holding mode* dikarenakan panas yang masuk menuju tangki dan pipa dari lingkungan dan perubahan tekanan lingkungan (*barometric pressure*). Sedangkan pada kondisi *loading/unloading mode* dikarenakan panas yang dipindahkan dari *loading pump* ke LNG, gas yang terkembalikan, kebocoran panas dari pipa dan peralatan ke LNG.



Gambar 2.3 Skema Proses Evaporasi LNG *Storage Tank*
(Sumber : Wlodek T.: Prediction of Boil off Rate in Liquefied Natural Gas Storage Processes. 2017)

2.4. BOG Handling

Selama penyimpanan maupun transportasi LNG, panas disekitar akan menyebabkan terjadinya BOG. BOG yang dihasilkan perlu untuk dipindahkan atau dihilangkan untuk menjaga tekanan tangki agar tetap aman. Beberapa cara untuk mengatur BOG adalah :

1. BOG digunakan untuk bahan bakar
2. BOG *reliquefaction*
3. Dikompresi dan dialirkan ke jaringan pipa transmisi gas
4. *Steam dumping* menggunakan *gas combustion unit*
5. Mengatur pola operasi penyaluran

2.5 *Minimum Send Out* (MSO) *Compressor*

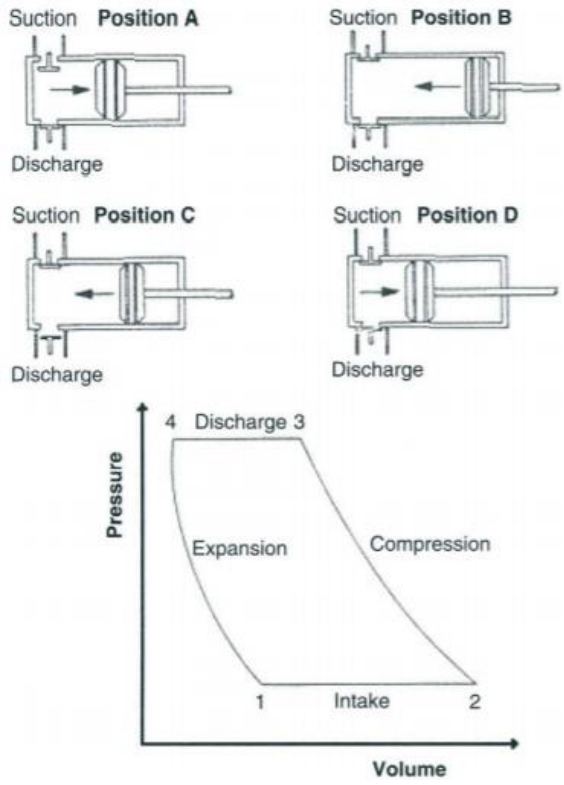
MSO (*Minimum Send Out*) merupakan jumlah gas minimum yang disepakati dan dimasukkan dalam jaringan distribusi gas. MSO *compressor* sebuah sistem untuk mengumpulkan gas hasil evaporasi dari LNG, dikompres menjadi tekanan yang dibutuhkan dan melalui *discharge header* sehingga minimum gas dikeluarkan menuju *flair header* dan dialirkan ke pipa yang menuju konsumen daripada gas tersebut. Sistem MSO menggunakan BOG kompresor yang berfungsi untuk mengkompresi BOG menuju *offshore pipeline*.

2.6 BOG *Compressor*

Pada penggunannya prinsip operasi pada BOG kompressor didasarkan pada percepatan fluida (tipe dinamis) seperti kompresor sentrifugal atau dengan mengurangi volume cairan (tipe volumetrik) seperti kompresor *reciprocating* yang biasa digunakan untuk aplikasi BOG.

2.6.1 Kompresor *Reciprocating*

Kompresor *Reciprocating* merupakan salah satu tipe compressor yang menggunakan sistem *positive displacement* dimana ketika melakukan *displacing* dan *compressing* menggunakan piston yang bergerak linear dengan didalam sebuah silinder. Kompresor ini menggunakan *automatic spring-loaded valve* yang terbuka ketika kondisi tekanan diferensial yang tepat terjadi di *valve*. Sistem kerja dari Kompressor reciprocating digambarkan melalui Gambar 2.4



Gambar 2.4 Kompresor *reciprocaating compression cycle (Sumber* (Mokhatab, et al., 2015)*)*

Gambar 2.4 menjelaskan cara kerja dari kompresor reciprocating menggunakan diagram tekanan-volume (PV). Pada posisi A, katup hisap terbuka dan gas akan mengalir ke dalam silinder (dari titik 1 ke titik 2 pada diagram PV) hingga posisi akhir *reverse stroke* pada titik 2, yang merupakan titik mulai kompresi. Pada posisi B, piston telah mencapai *full stroke* didalam silinder dan silinder penuh dengan gas saat tekanan hisap. Katup akan tetap tertutup. Piston mulai bergerak ke kiri untuk menutup katup hisap. Ketika bergerak dari posisi B ke posisi C, piston bergerak menuju kepala silinder, mengurangi volume gas dan terjadi kenaikan tekanan. Diagram PV menunjukkan kompresi dari titik 2 ke titik 3. Piston terus bergerak ke ujung langkah (*stroke*) dekat dengan kepala silinder hingga tekanan silinder sama dengan tekanan keluar dan *discharge valve* terbuka (berada di luar titik 3) . Setelah piston mencapai titik 4, discharge valve akan menutup, meninggalkan ruang bebas diisi dengan gas pada *discharge pressure* (bergerak dari posisi C ke posisi D). Saat piston mengalami *reverse,* gas yang tersisa di dalam silinder

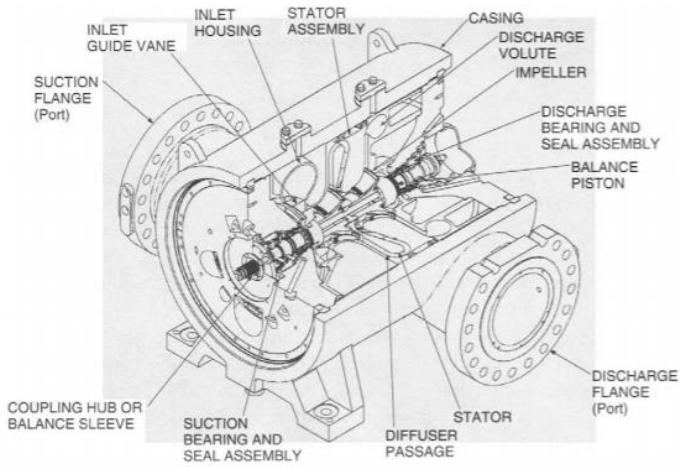
expands (dari titik 4 ke titik 1) hingga sama dengan *suction pressure* dan piston kembali pada posisi A.

Aliran yang menuju dan dari kompresor *reciprocating* mengalami tekanan yang berfluktuasi karena proses kompresi *reciprocating* (maju-mundur, saling membalas). Oleh karena itu, peredam denyut harus dipasang di bagian hulu dan hilir kompresor untuk menghindari kerusakan pada peralatan lain. Kompresor *reciprocating* banyak digunakan pada industri pemrosesan gas karena fleksible dalam tekanan keluar.

Kompresor reciprocating biasanya diklasifikasikan dengan “kecepatan tinggi" atau "kecepatan lambat." Pada umumnya, kompresor berkecepatan tinggi beroperasi pada kecepatan 900 hingga 1.200 rpm dan unit kecepatan lambat pada kecepatan 200 hingga 600 rpm.

2.6.2 Kompresor Sentrifugal

Kompresor sentrifugal menggunakan *rotating disk* atau impeler untuk meningkatkan kecepatan gas yang dialirkan yang mengubah energi kecepatan menjadi tekanan energi. Kompresor ini digunakan untuk pengangkutan *natural gas* secara kontinu dan stasioner dan banyak digunakan di segmen industri pengolahan dan transmisi gas



Gambar 2.5 Bagian Kompresor Sentrifugal
(Sumber: (GPSA Engineering Data Book, 2004)*)*

Berdasarkan Gambar 2.5 cara kerja daripada kompresor sentrifugal dapat dijelaskan sebagai berikut. Gas masuk melalui *inlet nozzle* dari

kompresor yang dialirkan ke *inlet* impeler. Impeler terdiri dari sejumlah baling-baling berputar yang memberikan energi mekanik ke gas. Hasil gas tersebut akan mengalami peningkatan kecepatan dan peningkatan tekanan statis. Pada *diffuser*, kecepatan diubah menjadi tekanan statis. Jika kompresor memiliki lebih dari satu baling-baling, gas akan dialirkan ke baling-baling berikutnya melalui *return channel* dan *return vanes*. Setelah itu gas dialirkan menuju *discharge system*. *Discharge system* dapat menggunakan *volute*, yang selanjutnya mengubah kecepatan menjadi tekanan statis, atau rongga sederhana yang mengumpulkan gas sebelum keluar dari kompresor melalui *discharge flange*.

Rotating parts dari kompresor terdiri dari semua impeler, yang berfungsi pada dua *radial bearings*. Sedangkan gaya dorong aksial yang dihasilkan oleh impeler diseimbangkan oleh *balance piston*, dan gaya yang dihasilkan diimbangi oleh *hydrodynamic tilt pad thrust bearing*. Untuk menjaga gas tidak keluar di *shaft ends*, *dry gas seals* digunakan.

Tahapan kompressor didefinisikan sebagai satu impeler, dengan *diffuser* berikutnya dan (jika ada) *return channel*. Badan kompresor dapat menahan satu atau beberapa (hingga 8 atau 10) tahap. *Compressor train* dapat terdiri dari satu atau beberapa badan kompresor yang tekadang termasuk didalamnya menggunakan *gearbox*.

Prinsip kerja yang berbeda menyebabkan perbedaan dalam karakteristik operasi kompresor sentrifugal dibandingkan dengan kompresor *reciprocating*. Kompresor sentrifugal digunakan dalam berbagai aplikasi di pabrik kimia, kilang, *onshore* dan *offshore fas lift*, pengumpulan gas, dan transmisi *natural gas*. Kompresor sentrifugal dapat digunakan untuk tekanan outlet 10.000 psia. Kompresor sentrifugal biasanya digerakkan oleh turbin atau motor listrik. Kecepatan operasi umum untuk kompresor sentrifugal dalam aplikasi transmisi gas adalah sekitar 14.000 rpm untuk unit 5.000 hp dan 8000 rpm untuk unit 20.000 hp.

2.6.3 Perbandingan Kompresor

Keuntungan menggunakan kompresor *reciprocating* dibandingkan sentrifugal adalah sebagai berikut.

- Ideal untuk aliran volume rendah dan rasio tekanan yang tinggi
- Efsiensi tinggi pada rasio tekanan tinggi
- Biaya relatif lebih murah dalam unit yang kecil (3000 hp)
- Kurang sensitif terhadap perubahan komposisi dan kepadatan

Keuntungan dari kompresor sentrifugal dibandingkan dengan *reciprocating* sebagai berikut.

- Ideal untuk aliran volume tinggi dan head yang rendah
- Konstruksi sederhana
- Efisiensi tinggi pada rentang operasi normal
- Biaya perawatan rendah dan ketersediaan tinggi
- Kapasitas volume yang lebih besar per unit plot area
- Tidak ada *vibration* dan *pulsation* yang dihasilkan

(Mokhatab, et al., 2015)

2.7 Reliquefaction Plant

Teknologi *BOG reliquefaction* merupakan salah satu metode pemanfaatan BOG menggunakan energi dingin LNG. Liquefaction adalah sebuah proses dimana menggunakan siklus pendingin yang membuat gas yang hangat didinginkan dan dikondesasikan kembali menjadi bentuk *liquid*. *Reliquefaction* merupakan LNG yang telah terevaporasi lalu didinginkan dan menjadi liquid kembali melalui *heat exchanger* lalu disimpan kembali dalam tangki penyimpanan. Sistem *reliquefaction* digunakan untuk mengontrol tekanan tangki kargo dengan mencairkan BOG. Mereka memiliki kemampuan untuk menangani semua BOG (kapasitas 100%) atau hanya BOG berlebih yang tidak terbakar di *engine*.

Dalam memilih teknologi *reliquefaction*, terdapat poin penting perlu dianalisis lebih penting daripada proses efisiensinya, yaitu:

1. Ruang terbatas sehingga diperlukan sistem yang ringan dan *compact.*
2. Sistem yang tetap stabil dari kondisi laut yang bergelombang yang dapat menyebabkan guncangan.
3. *Start up* yang cepat dengan availibilitas dan operasi yang tinggi.
4. Peralatan yang tidak terlalu banyak, pemasangan yang mudah dan murah biaya.
5. Perawatan yang mudah.

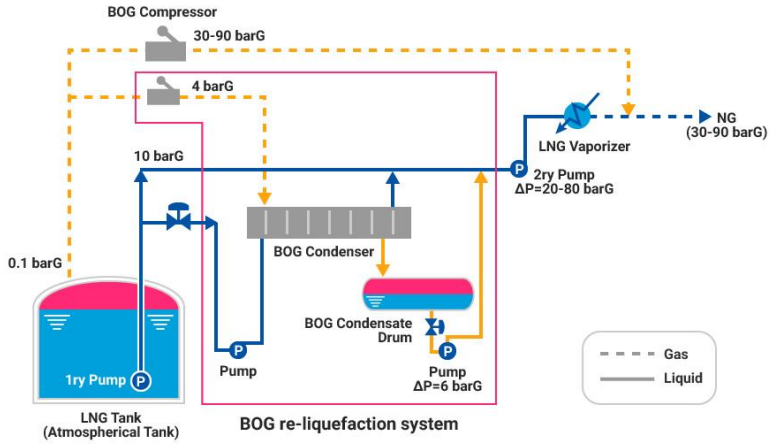
(Gomez, et al., 2014)

Dengan *reiquefaction* akan tercapai efisiensi *thermodynamic* yang tinggi. Tetapi proses ini sangat rumit dan membutuhkan banyak komponen, sehingga diperlukan ruangan yang luas dan biaya yang besar. Semakin tinggi efisiensi semakin tinggi biaya yang dibutuhkan. Keuntungan dari BOG *Re-liquefaction* adalah memastikan semua BOG dimanfaatkan dan *"zero flaring" logistic* dan mempertahankan spesifikasi bahan bakar LNG.

Terdapat dua metode dalam BOG *reliquefaction* yaitu :

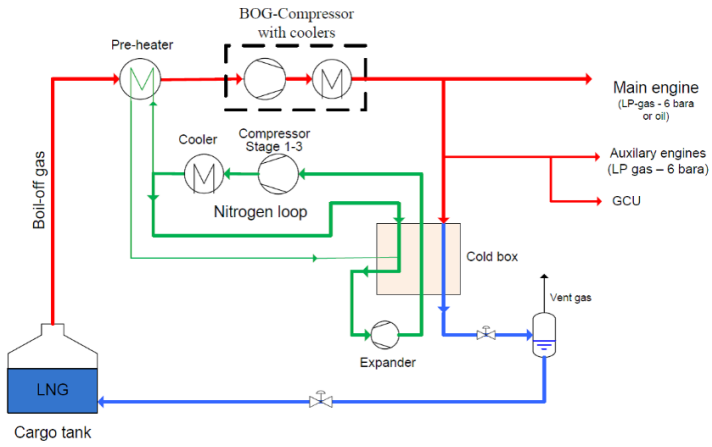
1. Menggunakan LNG sebagai pendingin

Tekanan BOG didorong oleh BOG *compressor* menuju *heat exchanger*



Gambar 2.6 Skema BOG *reliquefaction* menggunakan LNG sebagai pendingin
(Sumber : chiyodacorp.com)

2. Menggunakan Nitrogen sebagai pendingin
   Proses BOG *reliquefaction* ini didasari oleh siklus *Reverse* Nitrogen *Brayton* yang merupakan siklus nitrogen tertutup untuk mengekstraksi panas dari gas yang mendidih. Fasilitas ini terdiri dari *heat exchanger (crygonic heat exchanger) expander – compressor* dan BOG *compressor*.

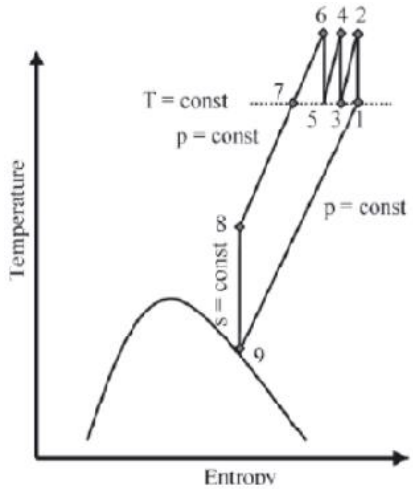


Gambar 2.7 Skema BOG *reliquefaction* menggunakan Nitrogen sebagai pendingin
(Sumber : wartsila.com)

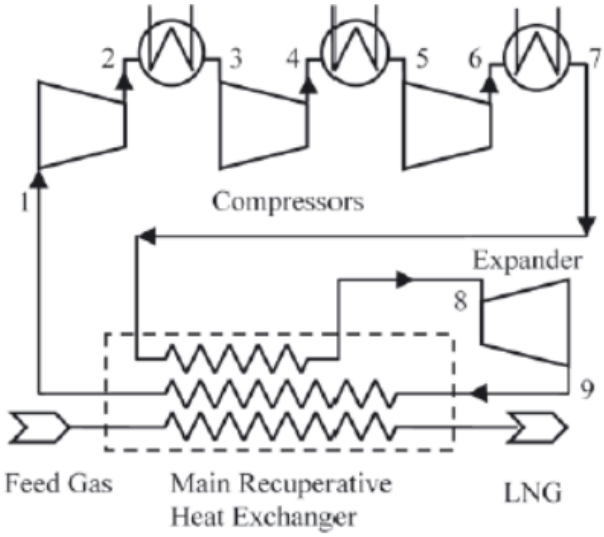
2.7.1 Prinsip Dasar Operasi *Brayton Cooling Cycle*

Brayton Cooling Cycle menggunakan *Reverse Brayton Cycle* yang tertutup. Representasi sederhana dari *Reverse Brayton Cycle* yang digunakan untuk *reliquefaction* pada FSRU ditunjukkan pada Gambar 4.13. Menggunakan fluida kerja N_2 karena memiliki sejumlah kondisi perlu dipenuhi yang membuatnya ideal untuk proses tersebut. N_2 titik didih memiliki nilai dibawah metana, *inert*, bukan bahan bakar, aman dan dimungkinkan penggunaan untuk diatas kapal.

Berdasarkan Gambar 2.9 siklus kerja dapat dijelaskan sebagai berikut. N_2 dikompres secara bertahap dengan *intercooling*, seperti yang ditunjukkan pada pada proses 1-7. *Intercooler* menggunakan air laut atau media cairan yang diperlukan untuk mengurangi pekerjaan kompresi. Setelah mengalami pendinginan akhir dalam kompresi, dilakukan *sub cooled* arah berlawan tehadap N_2 (proses 7-8) menggunakan N_2 yang sama pada ekspander. Pada suhu ini mengalami ekspansi isentropik dalam ekspander (proses 8-9), sehingga memperoleh arus dingin untuk mencairkan BOG dan mendinginkan nitrogen sebelum ekspansi bersamaan dengan memulihkan persentase (sekitar 20%) daya yang dikeluarkan dalam kompresi nitrogen. (Gomez, et al., 2014)



Gambar 2.8 T-S diagram pada *Reverse Brayton Cycle*
(Sumber: (Gomez, et al., 2014)*)*



Gambar 2.9 Diagram skematik *Reverse Brayton Cycle*
(Sumber: (Gomez, et al., 2014)*)*

2.8 Studi Kelayakan

Studi kelayakan proyek merupakan suatu studi untuk menilai proyek yang akan dikerjakan di masa mendatang. Penilaian di sini tidak lain adalah memberikan rekomendasi apakah sebaiknya proyek yang bersangkutan layak dikerjakan atau tidak. (Suratman, 2001). Studi kelayakan bertujuan untuk menemukan kekuatan dan kelemahan proyek yang diusulkan, peluang dan sumber daya yang dibutuhkan untuk melaksanakannya, yang kemudian mengarah kepada prospek keberhasilan. Terdapat berbagai jenis studi kelayakan, seperti teknis, ekonomi, hukum, operasional, dan penjadwalan.

2.8.1. Analisis Teknis

Pengkajian aspek teknis pada studi kelayakan dimaksudkan untuk memberikan garis besar parameter – paremeter teknis yang berkaitan dengan perwujudan fisik proyek. Pada studi kelayakan teknis ini meninjau dari segi teknis secara operasional meliputi instalasi sistem, spesifikasi alat, desain sistem, maintenance dan persyaratan *class*, dalam pemilihan teknologi pemanfaatan BOG, serta standar yang digunakan atau *best engineering practice* yang berlaku.

2.8.2. Analisis Ekonomi

Perhitungan ekonomi berfungsi untuk mengukur apakah investasi yang akan dilakukan dapat memberikan keuntungan. Pada studi kali ini, pengukuran kelayakan investasi dilakukan dengan beberapa kriteria yaitu; NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate Return*) dan PP (*Payback Period*).

2.8.2.1 *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value merupakan model yang memperhitungkan pola *cash flows* keseluruhan dari suatu investasi, dalam kaitannya dengan waktu, berdasarkan *Discount Rate* tertentu (Alwi, 2001)

NPV atau *Net Present Value* ini mengestimasikan nilai sekarang pada suatu proyek, aset ataupun investasi berdasarkan arus kas masuk yang diharapkan pada masa depan dan arus kas keluar yang disesuaikan dengan suku bunga dan harga pembelian awal. *Net Present Value* menggunakan harga pembelian awal dan nilai waktu uang (*time value of money*) untuk menghitung nilai suatu aset. Dengan demikian, dapat dikatakan bahwa NPV adalah nilai sekarang dari aset yang dikurangi dengan harga pembelian awal.

NPV dapat dicari dengan rumus sebagai berikut :

$$\Sigma = \frac{CF_t - I_0}{(1+r)^t}$$

Dimana:

CFt = *Net Cash Flow* (arus kas bersih) pada periode t
Io = *Initial Outlay* (investasi awal)
r = Suku bunga atau *discount rate*

Kelebihan metode NPV ini antara lain :

1. Memperhitungkan *time value of money*
2. Memperhitungkan semua arus masuk yang ada
3. Mempertimbangkan resiko dari atus kas masuk masa depan untuk pengembalian modal investasi
4. Dapat mengetahui apakah investasi yang dilakukan dapat meningkatkan nilai perusahaan atau tidak

Kekurangan dari metode NPV ini antara lain :

1. Harus menentukan terlebih dahulu required rate of return atau perhitungan *cost of capital*

2. Hasil dari metode ini digambarkan dalam bentuk nilai mata uang yang diinvestasikan bukan dalam presentase

2.8.2.2 *Internal Rate Return* (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) adalah metode yang menghitung tingkat bunga (*discount rate*) yang membuat nilai sekarang dari seluruh perkiraan arus kas masuk sama dengan nilai sekarang dari ekspektasi arus kas keluar (Hazen, 2009). Dengan kata lain IRR adalah *discount rate* yang menghasilkan NPV = 0.

Jika biaya modal suatu usaha atau proyek lebih besar dari IRR, maka NPV menjadi negatif sehingga proyek tersebut tidak layak untuk diambil. Jika semakin tinggi IRR dibandingkan dengan biaya modalnya, maka semakin baik atau proyek tersebut layak untuk dikerjakan.

2.8.2.3 Payback Period (PP)

Payback Period adalah periode yang diperlukan untuk menutup kembali pengeluaran investasi (*initial cash investment*) (Wijayanto, 2012)

Payback Period dalam bahasa Indonesia dapat disebut juga dengan Periode Pengembalian Modal. Para Investor atau Pengusaha sering menggunakan *Payback Period* (PP) atau Periode Pengembalian Modal ini sebagai penentu dalam mengambil keputusan Investasi yaitu keputusan yang menentukan apakah akan menginvestasikan modalnya ke suatu proyek atau tidak. Penentuan *payback period* dapat dilakukan dengan rumus berikut ini :

$$PP = (n - x) + (-b/c)$$

Dimana : PP = *Payback period*

n = Tahun terakhir dimana nilai *cashflow discounted* masih belum bisa menutupi investasi mula-mula.

x = lama pembuatan alat (tahun)

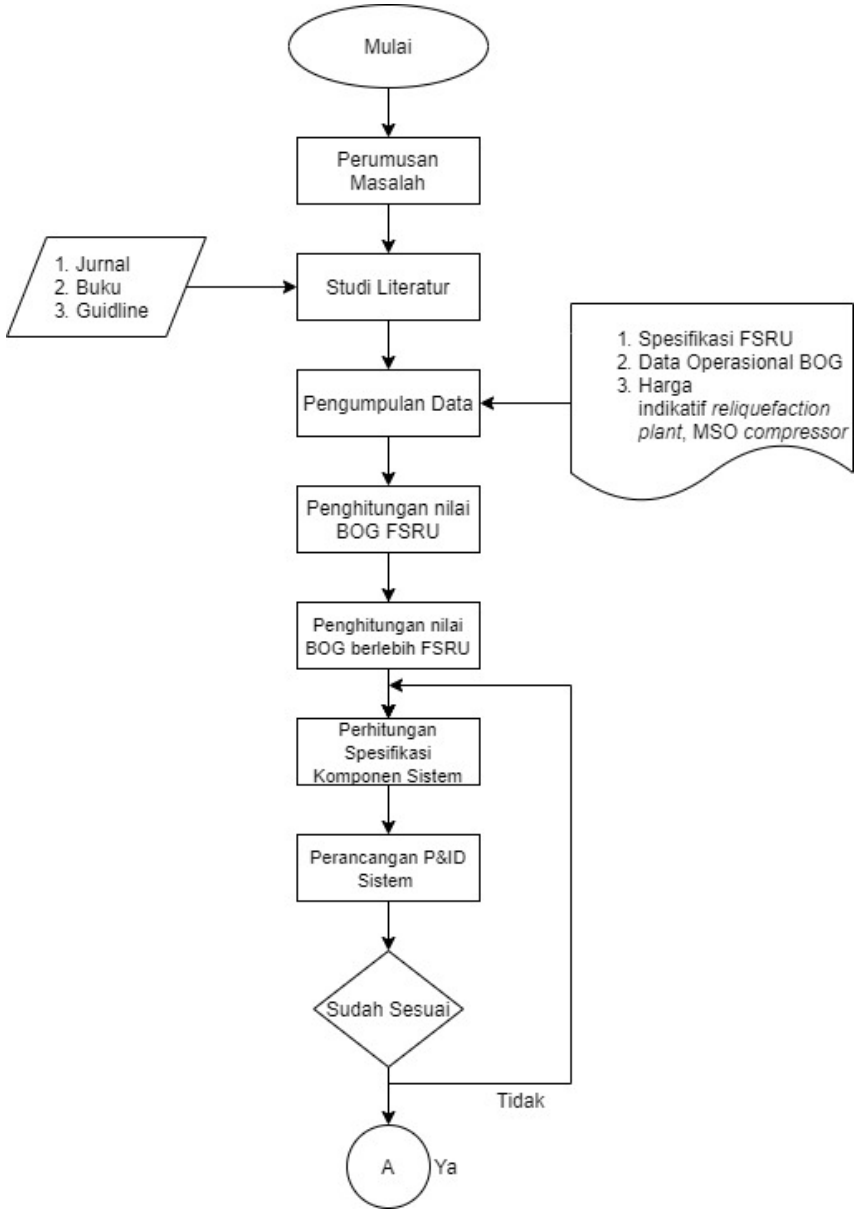
b = Nilai absoulut *cummulative cashflow* pada tahun ke n.

c = Nilai *cashflow* pada tahun ke n+1

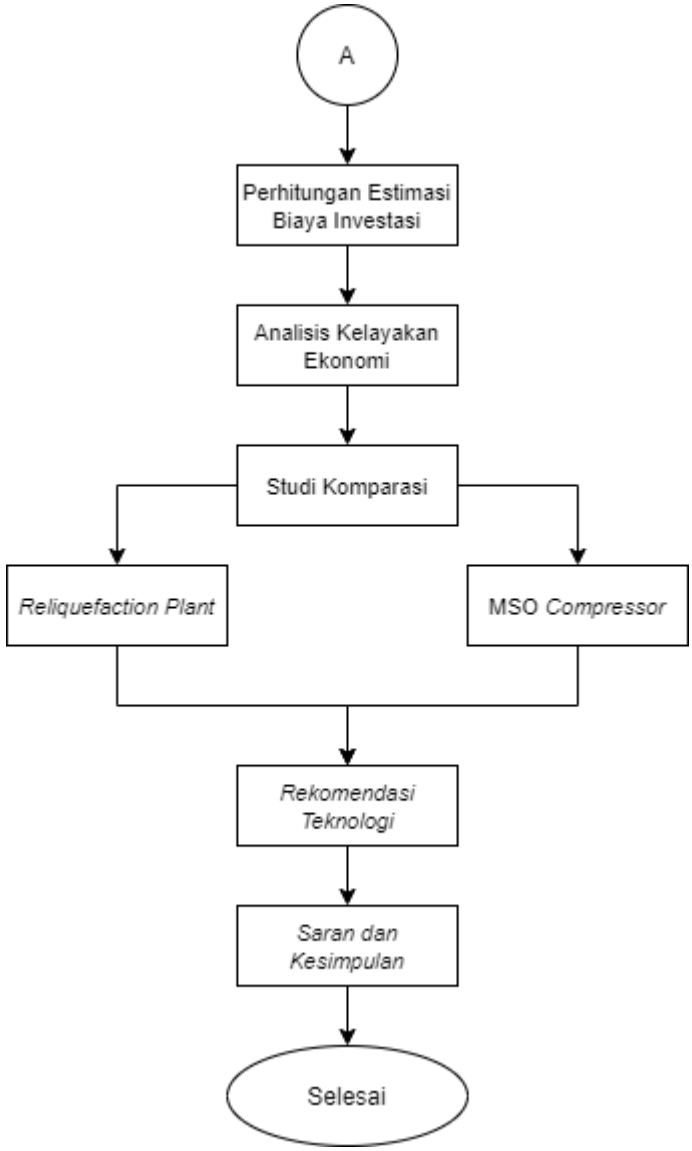
BAB III
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir

Pada penelitian ini dilakukan dengan beberapa tahapan metode. Proses pembuatan serta penelitian ini digambarkan melalui diagram alir dibawah ini dan akan dijelaskan setelahnya.



Gambar 3.1.1 *Flowchart* metodologi penelitian



Gambar 3.1.2 *Flowchart* metodologi penelitian

3.2 Penjelasan Metodologi

Dalam penelitian ini memiliki beberapa metodologi yang akan dijelaskan sebagai berikut.

3.2.1 Perumusan Masalah

Proses penyimpanan LNG, dimungkinkan terjadi panas dari lingkungan yang menyebabkan LNG terevaporasi menjadi gas yang disebut dengan BOG. Evaporasi yang berterusan dapat meningkatkan tekanan tangki muatan sehingga berbahaya. Dalam pemanfaatan BOG pada umunya digunakan untuk bahan bakar generator FSRU, dan terdapat sisa yang dibuang dengan proses furnace dengan GCU.

Sehingga pada titik berat permasalahan pada penelitian ini dapat dirumuskan sebagai berikut :

1. Berapakah nilai BOG dari FSRU.
2. Berapakah nilai BOG berlebih dari FSRU.
3. Bagaimana perancangan desain dan pertimbangan aspek teknis pada pemanfaatan BOG berlebih di FSRU.
    a. Bagaimana kajian teknis MSO Compressor.
    b. Bagaimana kajian teknis Re-Liquefaction.
4. Kajian ekonomi daripada teknologi yang digunakan.
5. Rekomendasi teknologi pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU.

3.2.2 Studi Literatur

Studi literatur merupakan tahapan selanjutnya untuk mendapatkan informasi yang mendukung dalam penyelesaian tugas akhir ini. Informasi tersebut berupa teori, metode pengerjaan, regulasi, dan standar. Studi literatur dapat diperoleh dengan membaca buku, jurnal, paper, regulasi dan standar terkait bahasan pada tugas akhir ini. Hal – hal tersebut digunakan sebagai referensi dan dasaran dari penelitian ini.

3.2.3 Pengumpulan Data

Tahapan selanjutnya merupakan pengumpulan data. Penelitian ini membutuhkan studi literatur dan data secara aktual sebagai bahan pertimbangan, penunjang dan sebagai acuan untuk perhitungan serta desain yang akan dibuat. Beberapa data yang diperlukan, seperti berikut.

1. Spesifikasi FSRU.
2. Data operasional BOG.
    a. Nilai BOG yang dihasilkan.
    b. Nilai muatan LNG.
    c. Kondisi send-out FSRU.
    d. Penggunaan bahan bakar gas (BOG) pada peralatan di FSRU.
3. Harga indikatif untuk *reliquefaction plant* dan MSO *compressor*.

3.2.4 Penghitungan nilai BOG pada FSRU

Pada rumusan masalah pertama pada penelitan ini adalah mengetahui nilai BOG yang dihasilkan dan *boil off rate* dari FSRU. Untuk melakukan perhitungan kondisi BOG yang dihasilkan didapatkan dari dataa nilai BOG perharinya selama satu tahun dan nilai muatan LNG perharinya selama satu tahun. Dari data tersebut dilakukan perhitungan untuk mencari nilai total BOG yang dihasilkan selama setahun dan rata – rata produksi BOG perharinya, serta persentase berdasarkan kondisi operasional dari *boil off rate* daripada FSRU tersebut untuk membandingkannya dengan spesifikasi yang diberikan dari *storage tank.*

3.2.5 Penghitungan nilai BOG berlebih pada FSRU

Untuk mengetahui spesifikasi teknologi pemanfaatan BOG maka diperlukan untuk mengetahui nilai BOG berlebih dari FSRU yang dapat dimanfaatkan. Nilai BOG berlebih dari FSRU ini didapatkan dari hasil perhitungan dari nilai BOG yang dihasilkan dan dikurangi dari kebutuhan bahan bakar gas (BOG) daripada peralatan yang ada di FSRU pada hal ini yaitu generator DFDE dan boiler.

3.2.6 Penghitungan Spesifikasi Komponen Sistem

Pada tahapan ini dilakukan perhitungan untuk mengetahui kebutuhan komponen pada sistem *minimum sent out compressor* dan *reliquefaction plant.* Sehingga dari perhitungan kebutuhan komponen, dapat ditentukan komponen-komponen dengan spesifikasi yang sesuai untuk sistem *MSO compressor* dan *reliquefaction plant* pada FSRU tersebut, serta disesuaikan dengan standar yang digunakan atau *best engineering practice* yang berlaku.

3.2.7 Perancangan P&ID Sistem

Setelah melakukan perhitungan spesifikasi komponen berdasarkan kebutuhan yang telah ditentukan pada tahap sebelumnya. Sehingga dapat dilakukan penggambaran P&ID yang sesuai dan realistis dengan FSRU tersebut.

3.2.8 Analisis Kelayakan Ekonomi

Setelah mendapatkan perhitungan dan penggambaran sistem yang sesuai dan layak dipasang pada FSRU tersebut, langkah selanjutnya adalah menghitung estimasi biaya investasi pada pemasangan teknologi dan melakukan analisis kelayakan dari segi ekonomi. Antara lain berisi :

1. *Capital expenditure* (CAPEX).
2. *Operational expenditure* (OPEX).
3. Pemasukan (*revenue).*
4. *Net present value* (NPV).
5. *Internal rate of return* (IRR).
6. *Payback period* (PP).

3.2.9 Studi Komparasi

Setelah mengetahui kelayakan dari segi teknis dan ekonomi pada sistem MSO *compressor* dan *reliquefaction plant*, dibandingkan secara kualitatif dan kuantitatif untuk selanjutnya dapat memberikan rekomendasi kedepannya terhadap FSRU tersebut.

3.2.10 Saran dan Kesimpulan

Tahap terakhir pada penelitian ini adalah kesimpulan dan saran yang didapatkan dengan menyelesaikan semua tahapan diagram alir pada gambar 3.1.1 dan 3.1.2 dan harus menjawab semua permasalahan yang sudah dirumuskan. Sehingga saran yang diberikan dan penelitian ini dapat dijadikan dasar untuk penelitian selanjutnya terkait pengaplikasian pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis *Boil Off Gas* (BOG)

Parameter pertama dalam melakukan penelitian ini adalah mengetahui BOG yang dihasilkan daripada FSRU tersebut. Jumlah BOG yang dihasilkan bergantung daripada jenis *cargo tank* yang digunakan oleh FSRU tersebut. Pada FSRU ini menggunakan sistem *cargo tank* Gaz Transport & Technigaz (GTT) Mark III *membrane system*, dengan spesifikasi sebagai berikut.

Tabel 4.1 Spesifikasi GTT Mark III *Membrane System*

Mark III	
Boil-off Rate (BOR) (170k m^3 vessel)	From 0.15 to 0.125%
Date to market	1969 (Mark I Concept)
Insulation	Foam 130 kg/m^3
Membranes	Primary: Stainless steel 304L - 1.2 mm
	Secondary: Composite material
Support	Primary and secondary panel: foam and plywood
Thickness Primary + Secondary Panel	270mm = 100 + 170
Filling Limit	<10%H or >70%H

(Sumber: *https://www.gtt.fr/en/technologies/markiii-systems*)

Berdasarkan ketentuan dari spesifikasi *cargo tank*, *Boil-off Rate* memiliki nilai 0,15 – 0,125% dari volume muatan yang ada pada *cargo tank*. Sedangkan untuk volume muatan dari FSRU ini memiliki nilai 170.000 m^3, yang dibagi menjadi 4 *cargo tank* dengan perincian sebagai berikut.

Tabel 4.2 *Cargo tank* pada FSRU

Cargo Tank		
Mark III - Membrane		
Prismatic Insulated Tanks	4	Tank
Minimum Tank Temperature	-163	℃
No. 1 Cargo Tank	26.510	m³
No. 2 Cargo Tank	47.830	m³
No. 3 Cargo Tank	47.830	m³
No. 4 Cargo Tank	47.830	m³
Total	170.000	m³

Dapat dilihat dari spesifikasi dan kondisi diatas maka bisa diperkirakan bahwa nilai BOG yang dihasilkan dalam satu harinya dengan perhitungan sebagai berikut.

$$BOG = \text{BOR x Volume muatan}$$

$$BOG = 0{,}15\% \text{ x } 170.000 \text{ m}^3$$

$$BOG = 255 \text{ m}^3(LNG)$$

Berdasarkan perhitungan tersebut nilai BOG perharinya yaitu 255 $\text{m}^3(LNG)$. Perhitungan tersebut terjadi jika *storage tank* dalam kondisi penuh dan juga dengan nilai BOR yang maksimal. Namun pada kondisi nyata, perhitungan secara teoritis tersebut tidak selalu benar secara nilainya, Karena *storage tank* FSRU setiap harinya bervariasi, dan nilai BOR yang terjadi bergantung dengan kondisi operasional dari FSRU tersebut. Berdasarkan data yang didapatkan nilai muatan LNG dan BOG yang dihasilkan dalam satu tahunnya pada FSRU adalah sebagai berikut.

Tabel 4.3 Data LNG *inventory stock* dan BOG pada FSRU

Bulan	Muatan LNG (MMBTU)	BOG	
		(MMBTU)	[m3 (LNG)]
Januari	15.278.989	85.997,49	3.730,7
Februari	20.558.556	86.449,64	3.741,16
Maret	67.780.385	110.212,81	4.836,86
April	78.965.028	162.256,52	7.189,18
Mei	67.486.321	166.769,42	7.361,29
Juni	46.086.428,	159.393,99	7.003,94
Juli	37.385.372	150.490,4	6.601,13
Agustus	83.351.852	100.387,75	4.341,02
September	46.900.940	79.475,16	3.494,38
Oktober	78.651.734	80.827,47	3.587,79
November	55.325.503	87.628,59	3.881,84
Desember	4.562.706	86.003,25	3.809,84

Tabel 4.3 menjelaskan bahwa BOG yang dihasilkan pada bulan Mei memiliki nilai tertinggi dengan nilai 7.361,29 m^3LNG atau jika dikonversikan dalam satuan energi menjadi 166.769,42 MMBTU dengan nilai muatan LNG 67.486.321 MMBTU dan nilai terendah 3.494,38 m^3LNG atau 79.475,16 MMBTU dengan nilai muatan LNG 46.900.940 MMBTU pada bulan September.

Selanjutnya untuk dapat mengetahui nilai *boil off rate* (BOR) pada FSRU, perlu diketahui nilai volume muatan LNG dari FSRU tersebut. Dalam melakukan konversi dapat mengacu nilai sebagai berikut.

Tabel 4.4 Panduan nilai konversi pada *natural gas*

	Tonnes LNG	m^3 LNG	Nm^3 gas	ft^3gas	MMBTU
Tonnes LNG		2,222	1.300	45,909	53,38
m^3 LNG	0,450		585	20,659	24,02
m^3 gas	$7{,}692 \times 10^{-4}$	0,0017		35,31	0,0411
ft^3gas	$2{,}178 \times 10^{-5}$	$4{,}8 \times 10^{-5}$	0,0283		0,0012
MMBTU	0,0187	0,0416	24,36	860,1	

(Sumber: Intenational Gas Union – Natural Gas Conversison Guide)

Untuk menentukan nilai Volume Muatan LNG dapat dilakukan dengan perhitungan sebagai berikut.

$V(LNG) =$ Muatan LNG x 0,0416

Dimana: V(LNG) = Volume LNG (m^3)

- Contoh perhitungan pada tanggal 1 Janurai 2019

Tanggal	Muatan LNG (MMBTU)
01-Jan-19	730.530

$V(LNG) =$ 730.530 MMBTU x 0,0416

$V(LNG) =$ 30.390 m^3

Nilai volume muatan LNG selengkapnya dijelaskan pada tabel berikut.

Tabel 4.5 Data Muatan LNG dan BOG selama setahun pada FSRU

Bulan	Muatan LNG		BOG	
	(m^3)	(MMBTU)	(MMBTU)	[m3 (LNG)]
Januari	635.605,96	15.278.989	85.997,49	3.730,7
Februari	855.235,91	20.558.556	86.449,64	3.741,16
Maret	2.819.664	67.780.385	110.212,81	4.836,86
April	3.284.945	78.965.028	162.256,52	7.189,18
Mei	2.807.431	67.486.321	166.769,42	7.361,29
Juni	1.917.195	46.086.428	159.393,99	7.003,94
Juli	1.555.231	37.385.372	150.490,4	6.601,13
Agustus	3.467.437	83.351.852	100.387,75	4.341,02
September	1.951.079	46.900.940	79.475,16	3.494,38
Oktober	3.271.912	78.651.734	80.827,47	3.587,79
November	2.301.541	55.325.503	87.628,59	3.881,84
Desember	189.809	4.562.706	86.003,25	3.809,84
Total	**25.057.087**	**602.333.814**	**1.355.892**	**59.579,14**
Rata-Rata/Bulan	**2.088.091**	**50.194.484**	**112.991,04**	**4.964,93**
Rata-Rata/Hari	**68.650**	**1.650.230**	**3.714,77**	**163,23**

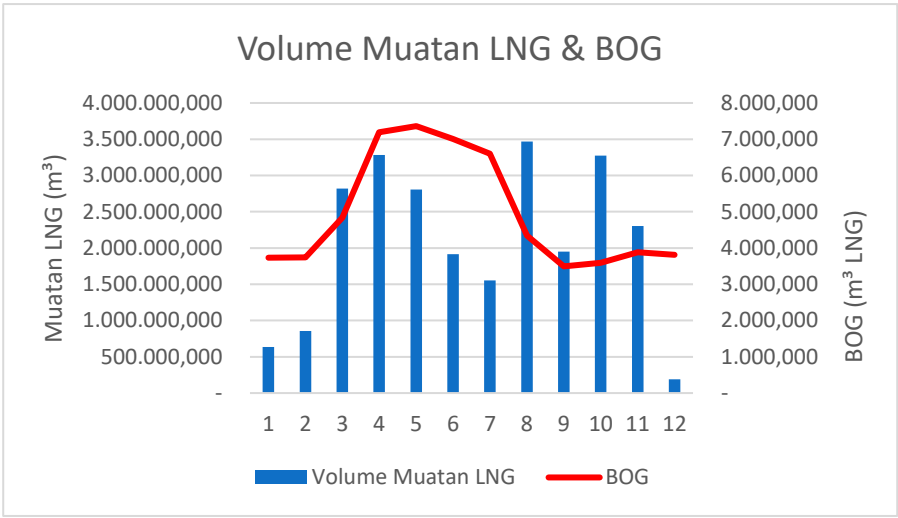
Berdasarkan Tabel 4.5 nilai rata – rata perharinya untuk volume muatan LNG sebesar 68.650 m^3 dengan nilai BOG yang dihasilkan sebesar 163,23 m^3. Dengan nilai ini dapat dilihat nilai BOR FSRU ini sesuai data operasional FSRU.

$BOR =$ BOG : Volume Muatan

$BOR =$ 163,23 m^3 : 68.650 m^3

$BOR = 0{,}237\%$

Hasil dari BOR berdasarkan rata – rata harian kondisi FSRU memiliki nilai 0,237% dimana memiliki nilai yang lebih tinggi dari spesifikasi *cargo tank* yang ada pada FSRU tersebut,



Gambar 4.1 Volume Muatan LNG dengan BOG pada FSRU

Gambar 4.1 menjelaskan bahwa BOG pada FSRU memiliki nilai yang fluktuatif. Hal itu dapat terjadi dikarenakan kondisi volume muatan LNG yang ada pada FSRU yang dapat dilihat berdasarkan Gambar 4.1 bahwa secara umum berbanding lurus. Tetapi berdasarkan perhitungan BOR dari FSRU yang memiliki nilai yang lebih tinggi daripada spesifikasi *cargo* tank yang digunakan menjelaskan bahwa volume muatan dari *cargo tank* tidak satu – satunya faktor yang mempengaruhi terbentuknya BOG, tetapi tergantung juga dengan kondisi operasional FSRU itu sendiri.

Faktor yang menyebabkan terjadinya fluktuatif dikarenakan selama rentang satu tahun ada kondisi FSRU mengalami operasi *hotel mode* atau *holding mode* dimana tidak terjadi *loading – unloading* LNG atau proses regasifikasi *send – out* LNG dan *loading - unloading mode* dimana terdapat LNG yang ditransfer atau adanya proses regasifikasi LNG untuk *send – out*. Kondisi BOG yang dihasilkan mengalami nilai tertinggi pada umumnya Ketika FSRU dalam kondisi tidak ada *send – out* atau disebut *hotel mode* dan dalam kondisi *unloading* pada nilai maksimum.

Kondisi jika tidak ada *send – out* dari FSRU maka aliran *liquid* yang bersikulasi dikembaikan ke *cargo tank*. Hal ini menyebabkan peningkatan

kebocoran panas (*heat leak)* yang telah diserap dan menghasilkan uap panas. Lalu ketika dalam kondisi *unloading,* tekanan dinaikkan sesuai kebutuhan, sehingga *heat leak* yang ada pada sistem tersebut akan masuk ke LNG yang ada pada *storage tank*. Panas tersebut akan terakumulasi dan menumpuk dalam *liquid phase* sampai *liquid* mencapai suhu yang setara dengan titik gelembung pada tekanan operasi.

Selanjutnya nilai BOG pada data yang diberikan merupakan nilai volume saat dalam kondisi LNG sehingga perlu dikonversi menjadi nilai volume dalam *natural gas*. Dikarenakan LNG yang digunakan FSRU ini berasal dari Indonesia – Bontang maka memiliki komposisi sebagai berikut.

Tabel 4.6 Karakteristik LNG Indonesia – Badak

Origin	**LNG Density (kg/m^3)**	**Gas Density (kg/m^3 n)**	**Expansion ratio (m^3n/m^3liq)**	**GCV (MJ/m^3n)**
Indonesia - Badak	456	0,801	568	43,9

Untuk mengetahui jumlah BOG dalam bentuk volume Natural Gas, maka dilakukan konversi nilai dari volume LNG menjadi volume Natural Gas dalam satuan meter kubik normal.

$V(NG) = V(LNG)\ x$ Expansion Ratio

Dimana: V(NG) = Volume Natural Gas (m^3n)

V(LNG) = Volume LNG (m^3)

Expansion Ratio = 568 m^3n/m^3liq

- Contoh perhitungan pada tanggal 1 Janurai 2019

Tanggal	**BOG m^3 (LNG)**
01-Jan-19	117,02

$V(NG) = 117{,}02$ m3 x 568 m3n/m3liq

$V(NG) = 66.464{,}65$ m3n

Tanggal	**BOG**	
	m^3 (LNG)	**m^3 n**
01-Jan-19	117,02	66.464,65

Untuk memperjelas berikut data Volume BOG dalam bentuk Natural Gas selama satu tahun.

Tabel 4.7 Data BOG FSRU satu tahun

Bulan	BOG		
	MMBTU	m^3(LNG)	m^3n
Jan	85.997,49	3.730,7	2.031.979
Feb	86.449,64	3.741,16	2.124.976
Mar	110.212,81	4.836,86	2.747.339
Apr	162.256,52	7.189,18	4.083.453
Mei	166.769,42	7.361,29	4.181.212
Jun	159.393,99	7.003,94	3.978.239
Jul	150.490,4	6.601,13	3.749.442
Agu	100.387,75	4.341,02	2.465.701
Sep	79.475,16	3.494,38	1.984.809
Okt	80.827,47	3.587,79	2.037.864
Nov	87.628,59	3.881,84	2.204.886
Des	86.003,25	3.809,84	2.163.990

4.2 Konsumsi *Boil off Gas* (BOG)

Setelah mengetahui BOG yang dihasilkan, langkah selanjutnya adalah menghitung konsumsi BOG pada FSRU. Penggunaan BOG pada FSRU diperuntukkan untuk peralatan *generator* (DFDE), *boiler* dan *gas combustion unit* (GCU). Berikut spesifikasi dari *generator, boiler* dan GCU FSRU.

Tabel 4.8 Peralatan yang menggunakan BOG

Peralatan	Deskripsi	Jumlah
Main Engine	Wartsila 4 Stroke 6L50DF (DFDE)	3 Unit
Boiler	Mitsubishi MAC-14SF	1 Unit
Gas Combustion Unit	Hamworthy Amoxsafe	1 Unit

Penggunaan GCU digunakan pada saat BOG mengalami sisa atau berlebih setelah digunakan untuk *generator* dan *boiler*. Untuk mengetahui nilai konsumsi BOG menggunakan metode sebagai berikut.

Konsumsi BOG = Kosumsi DFDE + Konsumsi Boiler

- Contoh perhitungan pada tanggal 1 Janurai 2019

Tanggal	DFDE (MMBTU)	Boiler (MMBTU)
01-Jan-19	513,10	114,00

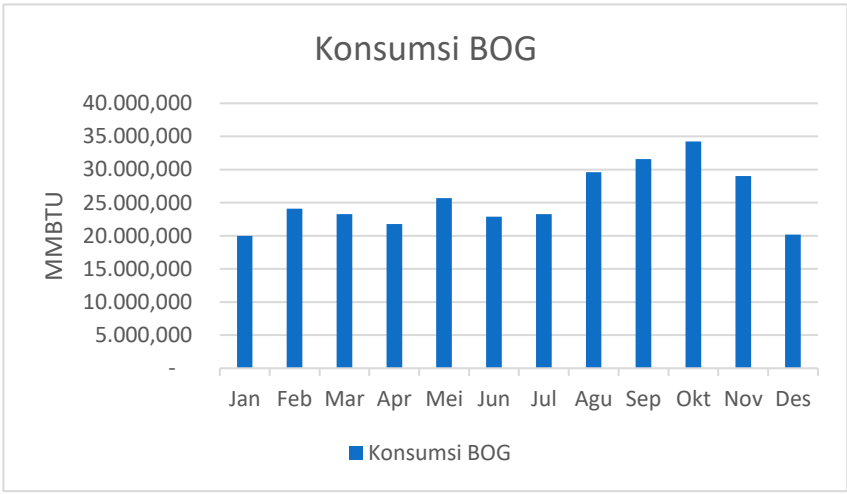
$Total\ Konsumsi\ BOG =$ Konsumsi DFDE + Konsumsi Boiler

$Total\ Konsumsi\ BOG = 513{,}10 + 114$

Total $Konsumsi\ BOG = 627{,}10$ MMBTU

Tanggal	DFDE (MMBTU)	Boiler (MMBTU)	Total (MMBTU)
01-Jan-19	513,10	114,00	627,10

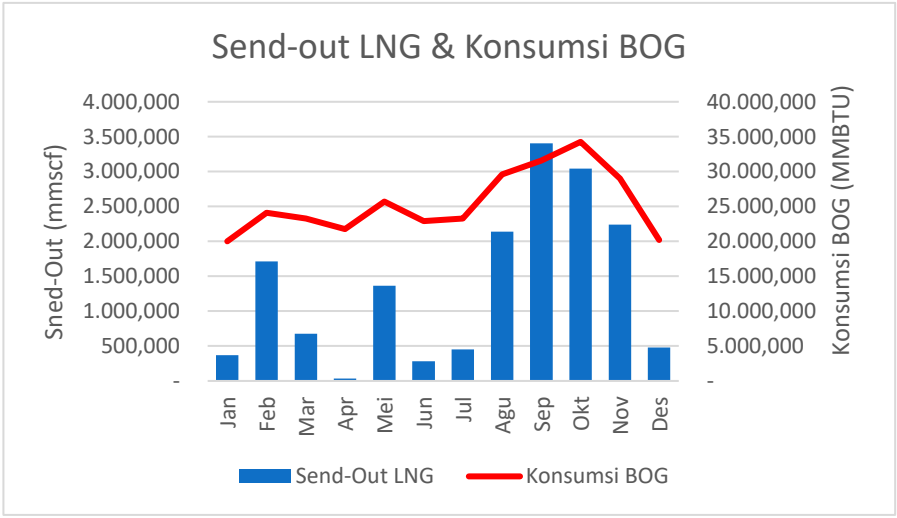
Data yang didapatkan dari FSRU adalah data konsumsi BOG selama satu tahun sebagai berikut.



Gambar 4.2 Data penggunaan BOG selama satu tahun

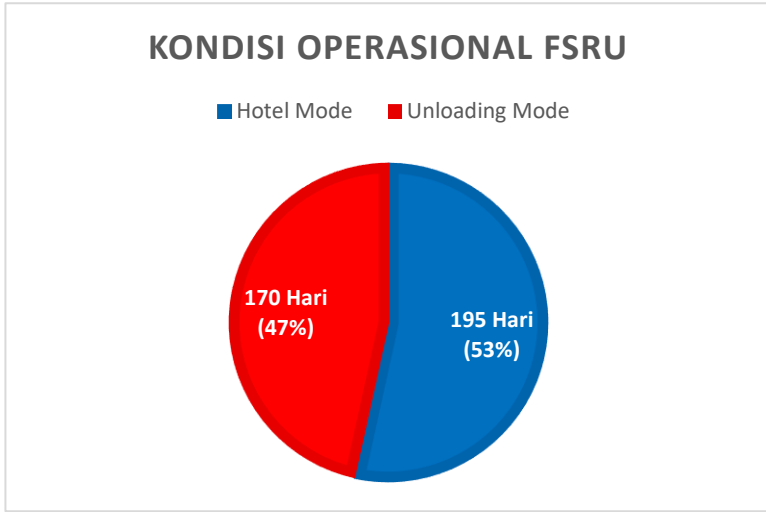
Berdasarkan Gambar 4.2 dalam penggunaan BOG pada FSRU memiliki nilai tertinggi pada bulan Oktober dengan nilai 34.261 MMBTU dan nilai terendah pada bulan Januari dengan nilai 20.006,41 MMBTU. Dalam satu tahunnya nilai penggunaan BOG mengalami fluktuatif, hal itu disebabkan oleh kondisi operasional dari FSRU tersebut. Jika FSRU sedang dalam *hotel mode* tentunya penggunaan BOG lebih sedikit dibandingkan jika dalam kondisi *loading/unloading mode* karena kebutuhan peralatan yang dibutuhkan lebih banyak dan dengan bahan bakar yang lebih banyak dibandingkan kondisi *hotel*

mode. Perbandingan antara kondisi *send* – *out* LNG dengan konsumsi BOG sebagai berikut.



Gambar 4.3 Data perbandingan kondisi *send* – *out* LNG dengan konsumsi BOG

Gambar 4.3 menjelaskan bahwa ketika terjadi send – out LNG dalam hal ini nilainya naik, maka ada peningkatan untuk konsumsi BOG pada FSRU. Umumnya kondisi *unloading* atau *send* – *out* LNG relatif jarang terjadi, dengan perkiraan sekali atau dua kali dalam seminggu tergantung permintaan. Berdasarkan proporsinya dapat dijelaskan sebagai berikut.



Gambar 4.4 Kondisi operasional FSRU selama satu tahun

Berdasakan Gambar 4.4 menunjukkan bahwa kondisi operasional dalam satu tahun lebih sering dalam keadaan *hotel mode* selama 195 hari (53%) dibandingkan dengan *unloading mode* selama 170 hari (47%). Hal ini akan berpengaruh terhadap nilai BOG berlebih yang ada pada FSRU tersebut, mengingat bahwa ketika dalam *hotel mode*, konsumsi BOG relatif lebih sedikit.

4.3 Perhitungan BOG Berlebih

Setelah mengetahui nilai BOG yang dihasilkan dan konsumsi BOG, selanjutnya untuk dapat mengetahui teknologi yang tepat dalam pemanfaatan BOG yang berlebih diperlukan untuk mengetahui nilai daripada BOG berlebih tersebut.

Untuk menentukan nilai BOG berlebih didapatkan dari beberapa skenario yaitu ketika kondisi 0 mmscf (*hotel mode*), 0 – 100 mmscf (*low gas supply*), 100-200 mmscf (*normal gas supply*), lebih dari 200 mmscf (*max gas supply*). Hal itu dikarenakan kondisi konsumsi BOG yang berbeda – beda tergantung dari kondisi *send – out* LNG, sehingga dapat menentukan teknologi yang tepat pada penggunaannya.

4.3.1 Kondisi *Hotel Mode* (0 mmscf)

Untuk dapat mengetahui nilai BOG berlebih pada kondisi *hotel mode* (0 mmscf) dapat dilakukan perhitungan sebagai berikut.

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

- Contoh perhitungan pada kondisi *hotel mode* tanggal 1 Januari 2019

Tanggal	BOG (MMBTU)	Konsumsi Gas (MMBTU)
01-Jan-19	2.697,35	627,1

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

BOG berlebih = 2.697,35 – 627,1

BOG berlebih = 2.070,25 MMBTU

Tanggal	BOG (MMBTU)	Konsumsi Gas (MMBTU)	BOG Berlebih (MMBTU)
01-Jan-19	2.697,35	627,1	2.070,25

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut dapat diketahui nilai BOG berlebih pada kondisi *hotel mode* selama 195 hari sebagai berikut.

Tabel 4.9 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *hotel mode*

Waktu	**Kondisi**	**BOG Berlebih (MMBTU)**
195 Hari	Maks	8.278,88
	Min	19,97
	Total	701.428,85
	Rata-Rata	3.597,07

4.3.2 Kondisi *Low Gas Supply* (0 – 100 mmscf)

Untuk dapat mengetahui nilai BOG berlebih pada kondisi *low gas supply* (0 – 100 mmscf) dapat dilakukan perhitungan sebagai berikut.

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

- Contoh perhitungan pada kondisi *low gas supply* tanggal 4 Januari 2019

Tanggal	**BOG (MMBTU)**	**Konsumsi Gas (MMBTU)**
04-Jan-19	2.464,37	694,5

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

BOG berlebih = 2.464,37 – 694,5

BOG berlebih = 1.769,87 MMBTU

Karena tidak ada nilai BOG kurang dari nol (0) maka nilai BOG dibulatkan menjadi 0 MMBTU

Tanggal	**BOG (MMBTU)**	**Konsumsi Gas (MMBTU)**	**BOG Berlebih (MMBTU)**
04-Jan-19	2.464,37	694,5	1.769,87

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut dapat diketahui nilai BOG berlebih pada kondisi *low gas supply* selama 105 hari sebagai berikut.

Tabel 4.10 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *low gas supply*

Waktu	Kondisi	BOG Berlebih (MMBTU)
105 Hari	Maks	7.665,26
	Min	0
	Total	23.2512,08
	Rata-Rata	2.214,4

4.3.3 Kondisi *Normal Gas Supply* (100 – 200 mmscf)

Untuk dapat mengetahui nilai BOG berlebih pada kondisi *normal gas supply* (100 – 200 mmscf) dapat dilakukan perhitungan sebagai berikut.

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

- Contoh perhitungan pada kondisi *normal gas supply* tanggal 21 Februari 2019

Tanggal	BOG (MMBTU)	Konsumsi Gas (MMBTU)
21-Feb-19	940,89	1.156,5

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

BOG berlebih = 940,89 – 1.156,5

BOG berlebih = -215,61 MMBTU

Karena tidak ada nilai BOG berlebih kurang dari nol (0) maka nilai BOG berlebih dibulatkan menjadi 0 MMBTU

BOG berlebih = 0 MMBTU

Tanggal	BOG (MMBTU)	Konsumsi Gas (MMBTU)	BOG Berlebih (MMBTU)
21-Feb-19	940,89	1.156,5	0

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut dapat diketahui nilai BOG berlebih pada kondisi *normal gas supply* selama 45 hari sebagai berikut.

Tabel 4.11 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *normal gas supply*

Waktu	Kondisi	BOG Berlebih (MMBTU)
45 Hari	Maks	6.462,43
	Min	0
	Total	7.2481,49
	Rata-Rata	1.610,7

4.3.4 Kondisi *Max Gas Supply* (>200 mmscf)

Untuk dapat mengetahui nilai BOG berlebih pada kondisi *max gas supply* (>200 mmscf) dapat dilakukan perhitungan sebagai berikut.

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

- Contoh perhitungan pada kondisi *max gas supply* tanggal 23 Februari 2019

Tanggal	BOG (MMBTU)	Konsumsi Gas (MMBTU)
23-Feb-19	3.269,2	1.379,5

BOG berlebih = BOG - Konsumsi BOG

BOG berlebih = 3.269,2 – 1.379,5

BOG berlebih = 1889,6991 MMBTU

Tanggal	BOG (MMBTU)	Konsumsi Gas (MMBTU)	BOG Berlebih (MMBTU)
23-Feb-19	3.269,2	1.379,5	1.889,7

Berdasarkan hasil perhitungan tersebut dapat diketahui nilai BOG berlebih pada kondisi *max gas supply* selama 20 hari sebagai berikut.

Tabel 4.12 Nilai BOG berlebih dalam kondisi *max gas supply*

Waktu	Kondisi	BOG Berlebih (MMBTU)
20 Hari	Maks	7.587,22
	Min	0
	Total	2.4039,66
	Rata-Rata	1.201,98

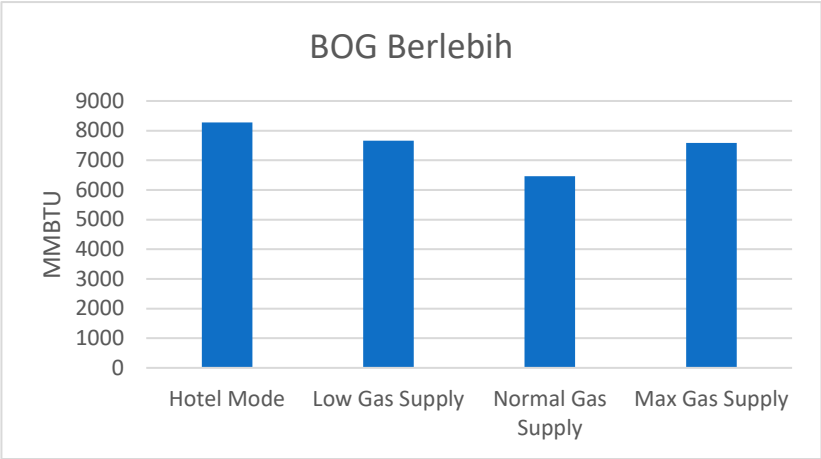
4.3.5 Analisis BOG Berlebih FSRU

Setelah dilakukan perhitungan untuk mengetahui nilai BOG berlebih pada 4 kondisi operasional FSRU, didapatkan data sebagai berikut

Tabel 4.13 Nilai BOG berlebih pada FSRU

Kondisi	Hotel Mode	Low Gas Supply	Normal Gas Supply	Max Gas Supply
	195 Hari	105 Hari	45 Hari	20 Hari
	(MMBTU)			
Maks	8.278,88	7.665,25	6.462,43	7.587,22
Min	19,97	0	0	0
Total	701.428,85	232.512,08	72.481,49	24.039,66
Rata-Rata	3.597,07	2.214,40	1.610,70	1.201,98

Berdasarkan Tabel 4.13 perbedaan nilai BOG berlebih dikarenakan, perbedaan nilai BOG yang digunakan saat kondisi operasional FSRU, yang dimana secara umum dapat dibagi menjadi *hotel mode* dan *unloading mode* atau saat ada *send – out* LNG. Saat kondisi *send – out* juga memiliki nilai BOG yang digunakan berbeda – beda tergantung dengan beban dari peralatan yang digunakan yang dapat dilihat dari rate gas send-out yang pada penelitian ini didefinisikan menjadi tiga yaitu, *low gas supply* (0 – 100 mmscf), *normal gas supply* (100 – 200 mmscf) dan *max gas supply* (>200 mmscf). Perbandingan nilai BOG berlebih dapat dilihat pada Gambar 4.5 dibawah ini



Gambar 4.5 BOG berlebih pada FSRU

Secara umum nilai BOG berlebih selama setahun pada tiap bulannya dapat dilihat berdasarkan Tabel 4.14.

Tabel 4.14 Nilai BOG berlebih selama satu tahun

Bulan	**BOG Berlebih (MMBTU)**
Januari	66.134,67
Februari	62.587,85
Maret	88.641,11
April	140.482,82
Mei	141.084,82
Juni	136.513,49
Juli	129.333,76
Agustus	71.282,05
September	51.452,53
Oktober	50.548,4
November	59.129,63
Desember	65.808,64
Total	**1.030.46**
Rata-Rata/Bulan	**85.872**
Rata-Rata/Hari	**2.823**
Rata-Rata/Jam	**118**

4.4 Pemilihan Teknologi *Minimum Send – Out Compressor*

Kompresor digunakan di semua aspek industri *natural gas,* termasuk *gas lift*, reinjeksi gas untuk pemeliharaan tekanan, pengumpulan gas, operasi pemrosesan gas (sirkulasi gas melalui proses atau sistem), sistem transmisi dan distribusi, dan pengurangan volume gas untuk pengiriman menggunakan kaal atau penyimpanan..

Teknologi *minimum send – out compressor* memanfaatkan BOG *compressor* yang akan disalurkan ke *send – out pipeline* bersama gas hasil regasifikasi dari FSRU. Penggunaan BOG *compressor* ini berfungsi untuk mengontrol tekanan dari gas agar sesuai dengan ketentuan.

4.4.1 Kompresor *Reciprocating* dan Sentrifugal

Pada umumnya penggunaan BOG *compressor* didasarkan pada dua jenis kompresor berdasarkan prinsip operasinya yaitu, operasi didasarkan pada percepatan fluida (tipe dinamis) seperti kompresor sentrifugal atau dengan mengurangi volume cairan (tipe volumetrik) seperti kompresor *reciprocating*.

4.4.2 Desain BOG Kompresor

Dalam mendesain kompresor BOG membutuhkan beberapa langkah yang dapat dijelaskan sebagai berikut.

4.4.2.1 Kapasitas BOG Kompresor

Berdasarkan Tabel 4.13 diketahui nilai BOG berlebih dari masing – masing kondisi operasi dalam satuan energi (MMBTU), untuk dapat mencari kompresor yang diinginkan diperlukan nilai *mass flow* dari BOG tersebut. Hal itu dapat diketahui dengan metode sebagai berikut.

4.4.2.1.1 *Volume* BOG

Dalam menghitung nilai mass flow BOG yang digunakan adalah saat kondisi maksimal agar kompresor yang digunakan dapat digunakan pada setiap kondisi. Untuk mengetahui volume BOG perlu dikonversikan dengan nilai yang mengacu pada Tabel 4.4

- Contoh perhitungan pada kondisi *hotel mode*

Kondisi	Hotel Mode (MMBTU)
Maks	8.278,88

Volume BOG = BOG (MMBTU) x 24,36

Volume BOG = 8.278,88 x 24,36

Volume BOG = 201.672,57 m^3

Kondisi	Hotel Mode	
	(MMBTU)	(m^3 Gas)
Maks	8.278,88	201.673,57

4.4.2.1.2 *Mass* BOG

Untuk melakukan perhitungan *mass* BOG maka volume BOG perlu dikalikan dengan *gas density* yang berdasarkan Tabel 4.6

Mass BOG = Volume Gas x Gas Density

Dimana: Gas Density = 0,801 kg/m^3 (Indonesia – Badak)

- Contoh perhitungan pada kondisi *hotel mode*

Kondisi	Hotel Mode	
	(MMBTU)	(m^3 Gas)
Maks	8,278,88	201,673,57

Mass BOG = 201.673,57 m^3 x 0,801 kg/m^3

Mass BOG = 161.540,53 kg

Kondisi	Hotel Mode		
	(MMBTU)	(m^3 Gas)	(kg)
Maks	8.278,88	201.673,57	161.540,53

4.4.2.1.3 *Mass Flow* BOG

Perhitungan *mass* BOG yang sudah dilakukan sebelumnya merupakan nilai *mass* BOG per harinya. Untuk mengetahui nilai *mass flow*nya maka nilai *mass* BOG perlu untuk dibagi selama 24 jam.

- Contoh perhitungan pada kondisi *hotel mode*

Kondisi	Hotel Mode		
	(MMBTU)	(m^3 Gas)	(kg)
Maks	8.278,88	201.673,57	161.540,53

Mass Flow BOG = Mass BOG : 24 jam

Mass Flow BOG = 161.540,53 : 24 jam

Mass Flow BOG = 6.730,58 kg/h

Nilai mass flow BOG dari FSRU saat beberapa kondisi operasional lengkapnya dapat dilihat pada Tabel 4.15

Tabel 4.15 Nilai BOG berlebih pada FSRU

Kondisi	**BOG Berlebih**			
	MMBTU	**m^3 Gas**	**kg**	**kg/h**
Hotel Mode	8.278,88	201.673,58	161.540,53	6.730,86
Low Gas Supply	7.665,26	186.725,6	149.567,21	6.231,97
Normal Gas Supply	6.462,43	157.424,9	126.097,34	5.254,06
Max Gas Supply	7.587,22	184.824,68	148.044,57	6.168,52

4.4.2.2 Komposisi BOG

Dalam menentukan kompresor diperlukan mengetahui komposisi BOG yang ada sebagai bahan pertimbangan yang dapat dilihat sebagai berikut.

Tabel 4.16 Komposisi BOG FSRU pada kondisi *hotel mode* dan *unloading mode*

Operating Mode		**Unloading Mode**	**Hotel Mode**
Gas Composition (Mole Fractions)	Methane	0,933	0,929
	Nitrogen	0,066	0,071
Mass Flow	kg/h	6.231,97	6.730,86
Inlet Pressure	bar	1	1
	psia	14,504	14,504
Inlet Temperature	°C	-160	-160
	°F	-256	-256
Discharge Pressure	bar	76,53	76,53
	psia	1.109,97	1.109,97
	psig	1.095	1.095
Discharge Temperature	°C	18,3	18,3
	°F	361,4	361,4

4.4.2.3 Desain Kompresor

Berdasarkan nilai flow rate dari BOG berlebih dan komposisi dari BOG untuk dapat memilih kompresor yang tepat melali beberapa langkah sebagai berikut.

4.4.2.3.1 Volume Rate BOG Berlebih

Untuk mengetahui nilai ft^3/min dari inlet capacity BOG berlebih dapat menggunakan metode sebagai berikut berdasarkan Tabel 4.4

- Contoh perhitungan pada kondisi *hotel mode*

Kondisi	BOG Berlebih m^3 Gas
Hotel Mode	201.673,57

Volume Flow BOG (ft^3) = Volume Flow BOG (m^3) x 35,31

Volume Flow BOG (ft^3) = 201.673,57 m^3 x 35,31

Volume Flow BOG (ft^3) = 7.121.093,93 ft^3

Perhitungan tersebut dalam hitungan hari, perlu dirubah dalam setiap menitnya sebagai berikut.

Volume Flow BOG (ft^3/min) = 7.121.093,93 ft^3/d : 1440 min

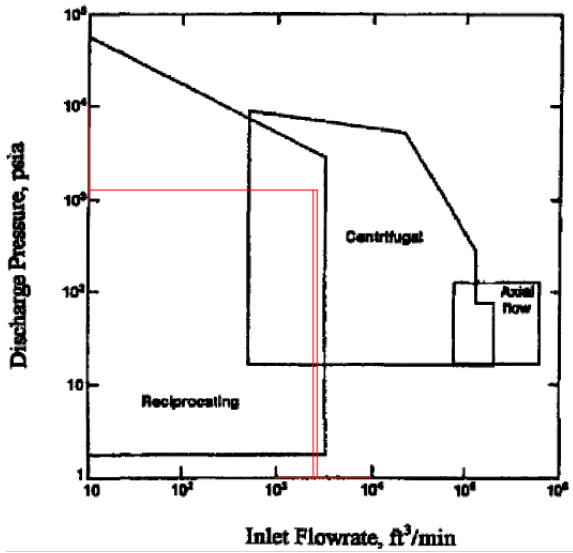
Volume Flow BOG (ft^3/min) = 4.945,204 ft^3/min

Kondisi	BOG Berlebih		
	m^3 Gas	ft^3	ft^3/min
Hotel Mode	201.673,58	7.121.093,93	4.945,2
Unloading Mode	186.725,6	6.593.281,09	4.578,68

Berdasarkan nilai kapasitas sebesar 4.578,68 – 4.945,2 ft^3/min dan tekanan *discharge* 1.109,7 psia

4.4.2.3.2 Pemilihan Jenis Kompresor

Selanjutnya untuk memilih kompresor dapat menggunaan grafik pemilihan kompresor sebagai berikut.



Gambar 4.6 Grafik pemilihan kompresor
[Sumber: (Silla, 2003)]

Berdasarkan Gambar 4.6 hasil yang didapatkan kompresor yang tepat untuk pemanfaatan BOG ini dapat menggunakan kompresor *reciprocating* atau sentrifugal.

Volume BOG sangat bervariasi karena masuknya panas selama kondisi operasi *unloading mode* maupun *hotel mode*. Oleh karena itu diperlukan sistem kontrol kapasitas kompresor BOG. Karena volume tangki penyimpanan LNG yang menghasilkan BOG cukup besar dibandingkan dengan kapasitas kompresor BOG, tekanan tangki penyimpanan bervariasi secara bertahap, dan kontrol dengan tipe berlangkah (step) akan dengan mudah menangani laju perubahan ini, namun rentang kendali kapasitas besar diperlukan. Untuk kompresor *reciprocating*, *suction valve unloader* dengan *clearance pocket* memungkinkan berbagai *range* kontrol kapasitas. Kontrol kapasitas jenis berlangkah ini tersedia hingga lima langkah. Dengan cara ini, rentang kendali kapasitas yaitu (0 - 25% - 50% - 75% - 100%) yang disuplai oleh kompresor *reciprocating*.

Sedangkan untuk sebagian besar kompresor sentrifugal, kisaran kontrol dibatasi (menurut desain) sekitar 80 - 100%, dan suhu gas masuk dan gravitasi spesifik tidak boleh bervariasi karena kompresor sentrifugal harus beroperasi pada kurva desainnya, dan hanya beroperasi setidaknya 10% di atas lonjakan atau titik daur ulang. Selain itu, jika kondisi layanan bervariasi, kompresor *reciprocating* dapat melepaskan ke tekanan tinggi, terlepas dari volume BOG, tanpa persyaratan khusus untuk mengontrol suhu gas saluran masuk, atau

menghindari operasi daur ulang seperti dengan kompresor sentrifugal. Oleh karena itu, desain kompresor *reciprocating* adalah kompresor yang paling cocok untuk digunakan untuk layanan BOG LNG untuk fasilitas penyimpanan LNG.

Kontrol kompresor *reciprocating* cukup sesuai dengan perubahan volume BOG, dan dengan demikian mengurangi biaya operasi keseluruhan, sehingga pada umumnya selalu dipakai untuk layanan BOG LNG di fasilitas penerimaan/penyimpanan LNG. Perbandingan antara kompresor *reciprocating* dengan sentrifugal dijelaskan pada Tabel 4.17

Tabel 4.17 Perbandingan antara kompresor *reciprocating* dan sentrifugal

	Reciprocating	**Sentrifugal**
Kapasitas	Kecil - Menengah	Menengah - Besar
Dis. Pressure	Tinggi	Rendah
Space	Besar	Kecil
Suction Temperature Range	Lebar	Sempit
Kontrol Kapasitas	25,50,70,100%	80-100%
Efisiensi	Tinggi	Menegah
Driver Output	Kecil	Besar

Selanjutnya untuk *material* yang digunakan pada kompresor *reciprocating* ini adalah *carbon steel* (Ulrich, 1984)

4.4.2.4 Penentuan Jumlah Stage

Selanjutnya perlu untuk menentukan jumlah stage dari kompresor *reciprocating*. Dikarenakan ketentuan *pressure suction* dan *pressure discharge* memiliki rentang yang sangat jauh.

Perhitungan untuk menentukan jumlah *stage* sebagai berikut.

$$r = \sqrt[N]{\frac{Pout}{Pin}}$$ (Berdasarkan Pers B.47; Appendix B Robin Smith)

Dimana: r = Compression ratio

N = Stage

Pout = Pressure Out

Pin = Presure In

Dengan ketentuan *compression ratio* untuk kompresor *reciprocating* adalah 3,0 – 4,0 (Silla, 2003), atau dengan nilai dibawah 4,0 (Mokhatab, et al., 2015)

- Sebagai asumsi menggunakan 4 stages

$$r = \sqrt[4]{\frac{1.109,97}{14,50}}$$

$$r = 2,958$$

Nilai r sebesar 2,958 mendekati nilai 3 dan dibawah nilai 4 sehingga sesuai dengan ketentuan yang ada. Jika jumlah stage diturunkan menjadi 3 *stages* nilai r nya menjadi 4,246 dimana diluar ketentuan yang ada. Sehingga kompresor ini menggunakan 4 *stages*.

4.4.2.5 Perhitungan Tekanan Tiap *Stages*

Selanjutnya menghitung nilai tekanan *suction* dan *discharge* pada tiap *stage* kompresor. Pada kompresor *multistage* terdapat pressure drop pada tiap aliran stagenya, nilai pressure drop pada kompresor ini adalah 0,19 bar dan 0,2 bar pada tekanan tinggi dan rendah (Kochunni, 2015)

Perhitungan tiap stagenya adalah sebagai berikut.

1st stage	*Suction*	Ps	=	14,50	psi
	Discharge	Pd	=	45,80	psi
2nd stage	*Suction*	Ps	=	42,90	Psi
	Discharge	Pd	=	129,78	psi
3nd stage	*Suction*	Ps	=	126,88	psi
	Discharge	Pd	=	378,18	psi
4rd stage	*Suction*	Ps	=	375,28	psi
	Discharge	Pd	=	1.109,97	psi

4.4.2.6 Simulasi Aspen HYSYS

Selanjutnya untuk memastikan desain kompresor yang akan digunakan menggunaan simulasi dengan Aspen HYSYS, dengan hasil spesifikasi kompersor sebagai berikut.

4.4.2.6.1 Kondisi *Unloading Mode*

Name	1	2
Vapour	**1,0000**	1,0000
Temperature [C]	**-160,0**	128,7
Pressure [kPa]	**100,0**	**7653**
Molar Flow [kgmole/h]	370,2	370,2
Mass Flow [kg/h]	**6232**	6232
LiqVol Flow [m3/h]	19,38	19,38
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,622e+004	-6,677e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	150,7	157,0
Heat Flow [kJ/h]	-2,822e+007	-2,472e+007

Gambar 4.7 Simulasi Aspen HYSYS pada *Unloading Mode*

Berdasarkan Gambar 4.7 Penamaan 1 itu diartikan sebagai *suction* dan penamaan 2 diartikan sebagai *discharge*. Berdasarkan data yang sudah ada yaitu komposisi BOG, *suction temperature*, *suction temperature*, *discharge pressure* dan *mass flow*. Maka didapatkan hasil *discharge temperatur*e sebesar 128,7 °C, *molar flow* 370,2 kgmole/h dan *liqvol flow* 19,38 m³/h

4.4.2.6.2 Kondisi *Hotel Mode*

Name	1	2
Vapour	**1,0000**	1,0000
Temperature [C]	**-160,0**	129,1
Pressure [kPa]	**100,0**	**7653**
Molar Flow [kgmole/h]	398,4	398,4
Mass Flow [kg/h]	**6731**	6731
LiqVol Flow [m3/h]	20,82	20,82
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,584e+004	-6,639e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	150,6	157,0
Heat Flow [kJ/h]	-3,022e+007	-2,645e+007

Gambar 4.8 Simulasi Aspen HYSYS pada *Hotel Mode*

Berdasarkan Gambar 4.8 Penamaan 1 itu diartikan sebagai *suction* dan penamaan 2 diartikan sebagai *discharge*. Berdasarkan data yang sudah ada yaitu komposisi BOG, *suction temperature*, *suction temperature*, *discharge pressure* dan *mass flow*. Maka didapatkan hasil *discharge temperature* sebesar 129,1 °C, *molar flow* 398,4 kgmole/h dan *liqvol flow* 20,82 m³/h

Kompresor ini menggunakan *multistage* sehingga diperlukan adanya *intercooler* dengan adanya *intercooler* hasil *discharge temperature* dapat memiliki nilai yang lebih kecil sesuai dengan kondisi pada *send-out pipeline*.

4.4.2.7 Kesimpulan Desain Kompresor

Dari semua pertimbangan dan penjelasan diatas kompresor yang digunakan memiliki spesifikasi sebagai berikut.

Tabel 4.18 Desain kompresor

Spesifikasi	**Keterangan**
Type	*Reciprocating Staged*
Jumlah *stage*	4
Bahan	*Carbon Stell*
Kondisi operasi	P *suction* 100 kPa T *suction* -160 ^{o}C P *discharge* 7.653 kPa T *discharge* 129,1 ^{o}C
Kapasitas (Kg/jam)	6.731
Ratio Kompresor	2,958

4.4.3 Pemilihan MSO *Comprwssor*

4.4.3.1. Peralatan MSO *Compressor*

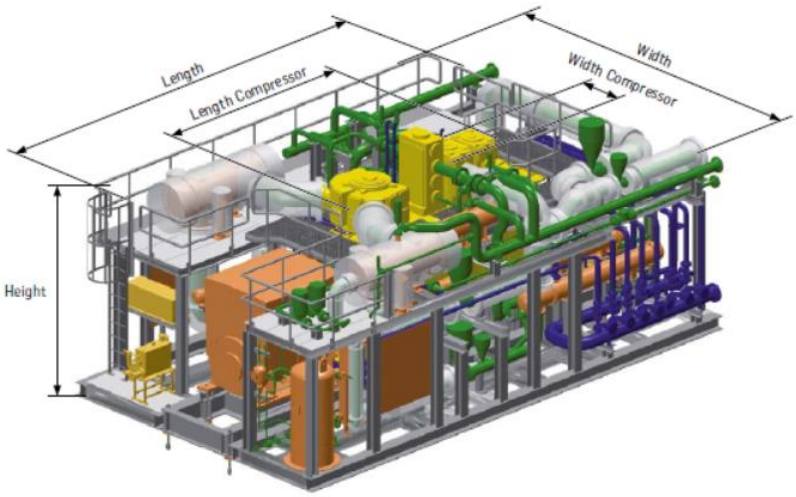
Berdasarkan perhitungan sebelumnya kompresor yang paling tepat dan sesuai dengan spesifikasi desain yang sudah ada adalah sebagai berikut.

Tabel 4.19 Spesifkasi MSO kompresor

BOG Compressor	
Manufactured by	Burckhardt
Name	Laby GI *Compressor*
Type	LP250
Stages	4
Flowrate	10.000 kg/h
Outlet Pressure	100 bar
	1450 psia
Suction Temperature	(-170 to 45) ℃
	(-274 to 113) ℉
RPM	520
Power	4.000 kW
	5.360 hp
Unit	1

Tabel 4.20 Ukuran Kompresor

	Compressor	*Compressor Package*
Length	5.600 mm	13.000 mm
Width	2.200 mm	7.000 mm
Height	4.800 mm	5.200 mm



Gambar 4.9 Desain 3D kompresor

4.4.4 Konsumsi Bahan Bakar Gas (BOG)

Setelah mengetahui MSO kompresor yang akan digunakan diperlukan untuk mengetahui konsumsi bahan bakar gas dari kompresor tersebut berdasarkan Tabel 4.4, Tabel 4.6 dan *Project Guide Generator* Wartsila 6L50DF yang digunakan oleh FSRU.

4.4.4.1 *Natural Gas Consumption*

Wärtsilä 6L50DF		DE DE Constant Speed		DE DE Constant Speed		ME CPP Variable Speed	
		Gas mode	Diesel mode	Gas mode	Diesel mode	Gas mode	Diesel mode
Cylinder output	kW	950		975		975	
Fuel consumption (Note 4)							
BSEC total at 100% load	kJ/kWh	7360	-	7390	-	7410	-
BSEC total at 85% load	kJ/kWh	7530	-	7570	-	0	-
BSEC total at 75% load	kJ/kWh	7720	-	7750	-	7550	-
BSEC total at 50% load	kJ/kWh	8560	-	8580	-	8220	-

Tabel 4.21 Nilai BSEC Wartsila 6L50DF

Data yang digunakan adalah nilai BSEC tertinggi yaitu 8580 kJ/kWh karena sebagai paramater tertinggi yang secara tidak langsung mencakup lainnya dan nilai power dari BOG kompresor berdasarkan Tabel 4.19, dengan perhitungan sebagai berikut.

$$NGc = \frac{Power\ x\ BSEC}{1.000}$$

Dimana: NGc = Natural Gas Consumption (MJ)

BSEC = Brake Specific Energy Consumption (kJ/kWh)

Power = Power Kompresor (kW)

$$NGc = \frac{4.000\ x\ 8.580}{1000}$$

$$NGc = 34.240\ MJ/h$$

4.4.4.2 *Volume Natural Gas*

Kemudian untuk mengetahui jumlah volume gas yang dibutuhkan oleh mesin, maka dilakukan konversi nilai dari energi yang dihasilkan menjadi jumlah volume gas dalam satuan meter kubik normal atau gas.

$$Vng = \frac{NGc}{GCV}$$

Dimana: Vng = Volume Naural Gas (m^3n)

NGc = Natural Gas Consumption (MJ/h)

GCV = Gas Caloric Value (43,9 MJ/m³n)

$$Vng = \frac{34.240}{43,9}$$

$Vng =$ 779,954 m³n/h

Selanjutnya perlu untuk dikonversikan dalam waktu per harinya, dikalikan dengan 24 jam

$Vng/day =$ 779,954 m³n/h x 24 jam

$Vng/day =$ 18.718,90 m³n

4.4.5 Nilai BOG Berlebih

Setelah mengetahui konsumsi bahan bakar gas MSO kompresor yang dalam hal ini menggunakan BOG, perlu diketahui nilai BOG berlebih setelah instalasi BOG kompresor.

Tabel 4.22 Nilai BOG berlebih

Kondisi	Hotel Mode m³n	Unloading Mode m³n	Semua Kondisi Operasi m³n
Maks	201.673,57	186.725,6	201.673,57
Min	486,35	-	-
Total	17.086.81	8.015.25	25.102.06
Rata-Rata	87.624,65	47.148,53	68.77

Untuk dapat mengetahui nilai BOG berlebih setelah penggunaan BOG kompresor sebagai berikut.

$BOG\ Berlebih = Rata - Rata$ BOG Berlebih − Konsumsi BOG

- Sebagai contoh menggunakan nilai BOG berlebih pada saat kondisi *Hotel Mode*

$BOG\ Berlebih = 87.624,65 - 18.718,9$

$BOG\ Berlebih =$ 68.905,74 m³n

Tabel 4.23 Nilai BOG berlebih setelah penggunaan MSO *Compressor*

Kondisi	BOG Berlebih m^3 n Gas	BOG Berlebih (Setelah Penggunaan) m^3 n Gas
Hotel Mode	87.624,65	68.905,74
Unloading Mode	47.148,53	28.429,62

4.4.6 Desain MSO *Compressor*

4.4.6.1 Desain Pipa

Dalam proses mendesain sistem diperlukan untuk mengetahui pipa yang akan digunakan. Pertama, perlu diketahui diameter pipa yang dibutuhkan dalam sistem sebagai berikut.

$$dh = \sqrt{\frac{4Q}{\pi x v}}$$

Dimana : dH = *Diameter minimum*
Q = *Flowrate* (m^3/s)
v = Kecepatan dari fluida (natural gas) (m/s)

Nilai *flowrate* yang digunakan menggunakan nilai *flowrate* dari nilai BOG berlebih yang dapat dimanfaatkan yaitu sebesar 182.954,675m^3/d yang dikonversikan menjadi 2,11753 m^3/s. Untuk nilai kecepatan BOG yang digunakan berdasarkan API RP14E 2.4 kecepatan tidak melebihi 60 ft/s yang dikonversikan menjadi 18,288 m/s.

$$dh = \sqrt{\frac{4\ x\ 2{,}11753\ \mathrm{m}^3/\mathrm{s}}{3{,}14\ x\ 18{,}288\ m/s}}$$

$$dh = 0{,}38405\ m$$

$$dh = 384{,}05\ mm$$

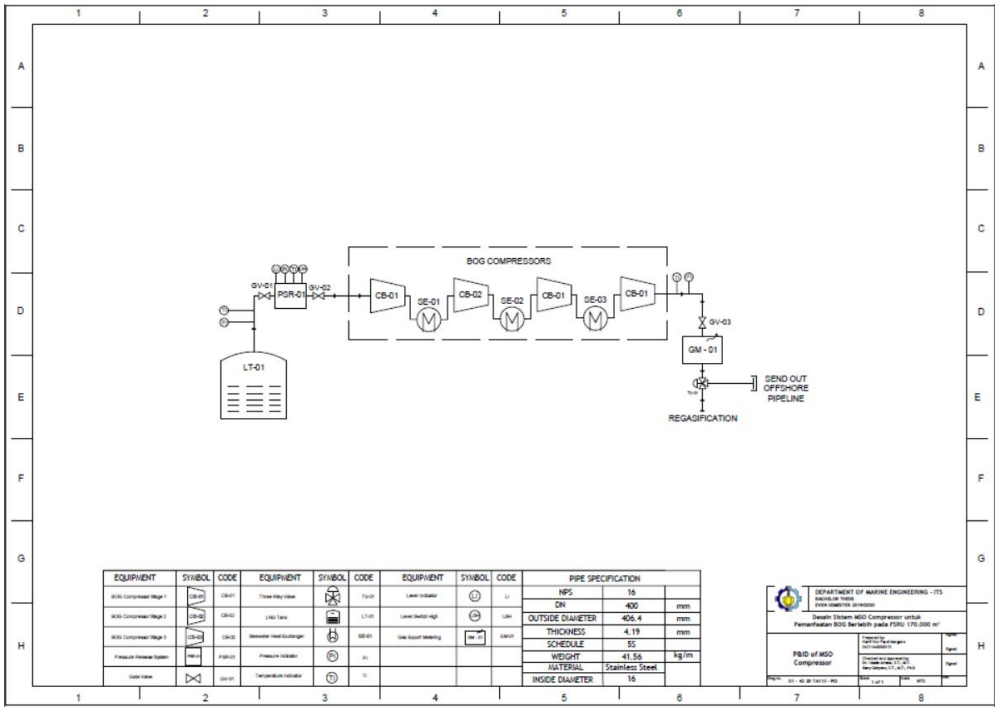
Berdasarkan DNV GL *Part 5 Chapter 7 Section 6* 4.1.2 Table 4 pada suhu operasi – 165°C material pipa yang digunakan adalah 9% nickel steel, austenitic steels, aluminium alloys. Untuk pipa yang digunakan berdasarkan ASME B36.19M sebagai berikut.

Tabel 4.24 Spesifikasi pipa

NPS	16
DN	400
Outside Diameter	406,4 mm
Thickness	4,19 mm
Inside Diamter	398,02 mm
Schedule	5S
Weight	41,56 kg/m
Material	Stainless Steel

Jika mengacu terhadap DNV GL *Part 4 Chapter 6 Section 9* untuk pipa yang memiliki diameter luar sebesar 406,4 diharuskan memiliki nilai minimum thickness sebesar 3,6. Hal ini menunjukkan bahwa pemilihan pipa berdasarkan Tabel 4.24 sudah sesuai.

4.4.6.2 P&ID MSO *Compressor*

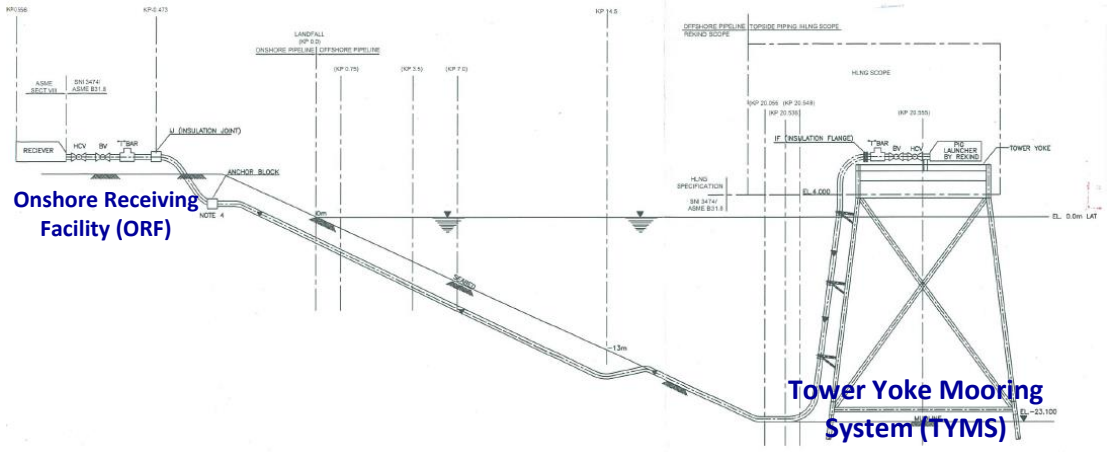


Gambar 4.10 P&ID MSO *Compressor*

4.4.7 Operasional MSO *Compressor*

Berdasarkan pembahasan sebelumnya, prinsip kerja dari sistem MSO Compressor ini adalah memanfaatkan BOG berlebih dengan mendistribusikannya menggunakan BOG kompresor untuk diarahkan langsung menuju konsumen, melalui *send-out pipeline*, sehingga sistem ini dapat melakukan *send-out* gas secara mandiri, diluar sistem regasifikasi yang sudah ada pada FSRU. Selain itu, dikarenakan sistem kontrol dari kompresor yang fleksibel sehingga sistem ini cocok dengan kondisi kapasitas yang minim (*minimum send-out*).

Kekurangan daripada sistem MSO *compressor* ini ketika FSRU dalam kondisi Hotel Mode, dimana tidak ada proses regasifikasi yang berlangsung di FSRU dikarenakan tidak adanya *demand*, pemanfaatan BOG berlebih untuk dialirkan langsung ke konsumen menjadi tidak maksimal. Namun, jika menggunakan MSO *compressor*, *BOG* yang dialirkan dapat tersimpan pada *linepack pipeline* dari gas, sehingga membutuhkan BOG kompresor yang dapat mengatur tekanan outlet menjadi sesuai dengan tekanan pada *linepack pipeline* sebesar 1095 psig. Untuk mengetahui besaran volume BOG berlebih yang dapat termanfaatkan ketika kondisi Hotel Mode jika menggunakan MSO *compressor* adalah dengan mengetahui volume pipa sebelum memasuki *onshore receiving facility* (ORF) yang berfungsi sebagai stasiun penerima, pengatur dan penyalur aliran gas hasil regasifikasi LNG. Ilustrasi sistem pipeline dijelaskan melalui gambar berikut.



Pipeline menuju ORF dibagi menjadi dua jenis pipa *offshore* yang memiliki panjang 20 km dan pipa *onshore* yang memiliki panjang 1 km. Spesifikasi dan dimensi dari *pipeline* menuju ORF adalah sebagai berikut.

Tabel 4.25 Spesifikasi *pipeline offshore* dan *onshore*

Spesifikasi *Pipeline*	
NPS	24"
DN	600
Outside Diameter	610 mm
Inside Diameter	578,2 mm
Wall Thickness	15,9 mm
Operating Pressure	1.120 psig
Operating Temperature	71°F / 21,67°F

Berdasarkan dimensi dan spesifikasi *pipeline* tersebut maka perhitungan untu mengetahui volume dari *pipeline* tersebut sebagai berikut.

$Vpipeline =$ Area pipeline x Length pipeline

$Vpipeline = \pi r^2$ x Length pipeline

$Vpipeline = (3{,}14\ x\ 0{,}2891^2)$ x 21.000

$Vpipeline = 5.511{,}19\ m^3$

Berdasarkan perhitungan, volume dari *pipeline* sebesar 5.511,19 m^3 dimana nilai tersebut dijadikan batas kapasitas volume BOG yang dapat ditampung ketika menggunakan MSO *compressor* pada kondisi *hotel mode*

Selanjutnya jika kita melihat Tabel 4.23 terdapat nilai BOG berlebih yang dapat dimanfatkan setelah dikurangi penggunaan MSO *compressor* pada *hotel mode* sebesar 68.905,74 m^3n/d per harinya. Untuk mengetahui waktu dari penggunaan MSO compressor dapat dilaksanaan secara maksimal selama *hotel mode* adalah sebagai berikut.

$Waktu =$ Volume pipeline ∶ Volume BOG

$Waktu = 5.511{,}19\ m^3 : 68.905{,}74\ m^3n/d$

$Waktu = 2$ jam

Jadi penggunaan MSO *compressor* dapat dilaksanakan secara maksimal selama 2 jam pada *hotel mode* Sehingga tidak direkomendasikan dalam kondisi *hotel mode.*

4.5 Pemilihan Teknologi *Reliquefaction Plant*

Metode lain untuk memanfaatkan BOG berlebih dapat dengan mencairkan kembali dan mengembalikannya ke tangki – tangki muatan yang disebut dengan *reliquefaction.* Penggunaan reliquefaction ini juga ditujukan agar komposisi LNG tetap identik sepanjang waktu sehingga terhindar dari fenomena LNG *ageing* yang sering terjadi.

Reliquefaction BOG pada FSRU memiliki ketentuan proses yang berbeda dengan instalasi LNG pada umumnya di darat. Faktor – faktor lainnya untuk menentukan pemilihan teknologi *reliquefaction plant* pada FSRU sebagai berikut.

- Ruang yang terbatas pada FSRU mengharuskan *reliquefaction* yang *compact* dan ringan
- *Reliquefaction* tidak terpengaruh dengan kondisi laut, diharuskan tetap stabil selama operasi.
- Keamanan yang tinggi dan keandalan pada sistemnya.
- *Startup* yang cepat dengan availabilitas dan operabilitas yang tinggi
- *Equipment* yang sedikit, instalasi yang mudah, dan biaya rendah.
- *Maintenance* yang mudah.

Berdasarkan ketentuan diatas maka teknologi yang paling tepat adalah menggunakan *Brayton Cooling Cycle* (N_2 sebagai fluida kerja), dibandingkan teknologi *reliquefaction* lainnya yang digunakana pada *onshore,* seperti.

- *Traditional waterfall cycle* atau *mixed refrigerants.*
- *Simple mixed refrigerant cycle.*
- *Pre-cooling propane cycle* dan *mixed refrigerant*

4.5.1 Desain *Reliquefaction Plant*

Untuk mengetahui kebutuhan desain dari *reliquefaction plant* dapat dilihat dari nilai BOG berlebih yang dihasilkan berdasarkan Tabel 4.13. Pada umumnya dalam penentuan *reliquefaction plant* dapat dilihat dari kapasitas sistem tersebut. Nilai BOG berlebih dipilih berdasarkan nilai tertinggi, karena seharusnya *reliquefcation plant* dapat mencairkan semua nilai BOG berlebih yang terbentuk pada FSRU. Berdasarkan Tabel 4.13 nilai dari BOG berlebih pada kondisi *hotel mode* sebesar 6.730,86 kg/h dan kondisi *unloading mode* tertinggi adalah 6.231,97 kg/h.

Selain itu pada penggunaannya diperlukan *gas combustion unit* yang diperuntukkan untuk melakukan *backup* dari *reliquefaction unit*, yang

berfungsi untuk membuang nilai BOG dari *cargo tank*s. GCU diperlukan sebagai alternatif teknologi dari *reliquefaction* .

4.5.2 Tipe *Reliquefaction Plant* di FSRU

Berdasarkan implentasi yang sudah ada di FSRU pada umumnya ada beberapa sistem *reliquefaction plant* sebagai berikut.

Tabel 4.26 Teknologi BOG *Reliquefaction Plant* pada FSRU

Plant Model	***Manufacturer***	***Work Cycle***
Mark III	HGS	*Inverse Brayton*
EcoRel	Cyrostar	*Inverse Brayton*

4.5.2.1 *Hamworthy Mark III Reliquefaction System*

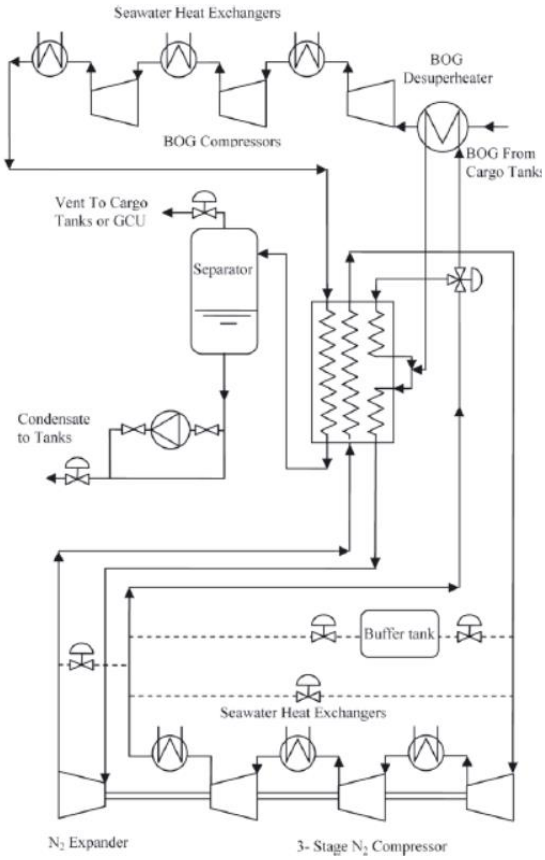
Reliquefaction ini dikembangkan oleh *Hamworthy Gas System* yang berbasis *Reverse Brayton Cycle* yang memiliki kapasitas 7t/h dan daya 5.5 MW

Mark III merupakan pengembangan dari versi sebelumnya dengan tujuan untuk mengurangi konsumsi daya. Pada Mark III, BOG kompresor difungsikan pada suhu mendekati suhu ruangan, menggunakan 3 kompresor sendrifugal dengan *intercooling* dari air laut. Kompresi pada suhu ruangan merupaan hasil dari perpindahan panas yang diberikan oleh BOG didalam *heat exchanger* diawal sistem, dengan uap dari Nitrogen pada pendingin dari kompresor *stage* ketiga. Keuntungan dari kompresi pada suhu ruangan sebagai berikut.

- Instalasi kompresor konvensional.
- Penggunaan *regular oil.*
- Penghilangan panas dari BOG yang terkompresi menggunakan air laut.
- Mengurangi *looses* energi pada *cold box.*
- Dapat untuk melakukan kondensasi BOG pada tekanan tinggi,

Cara kerja dari sistem ini adalah nitrogen di kompres melalui 3 tahap dengan kompresor sentrifugal. Setelah tahap ketiga, arus dibagi menjadi dua aliran yang berbeda. Aluran pertama difungsikan untuk *preheat* BOG dan yang lainnya dialirkan ke bagian panas dari *cold box*. Setelah Nitrogen bertukar panas dengan BOG yang masuk kedalam sistem, kedua aliran tersebut dicampur dicampur kembali dan dialirkan kembali ke *cold box*. Untuk lebih

memperjelas dapat dilihat *process flow diagram* dari HMS Mark III pada Gambar 4.11



Gambar 4.11 *process flow diagram* HMS Mark III

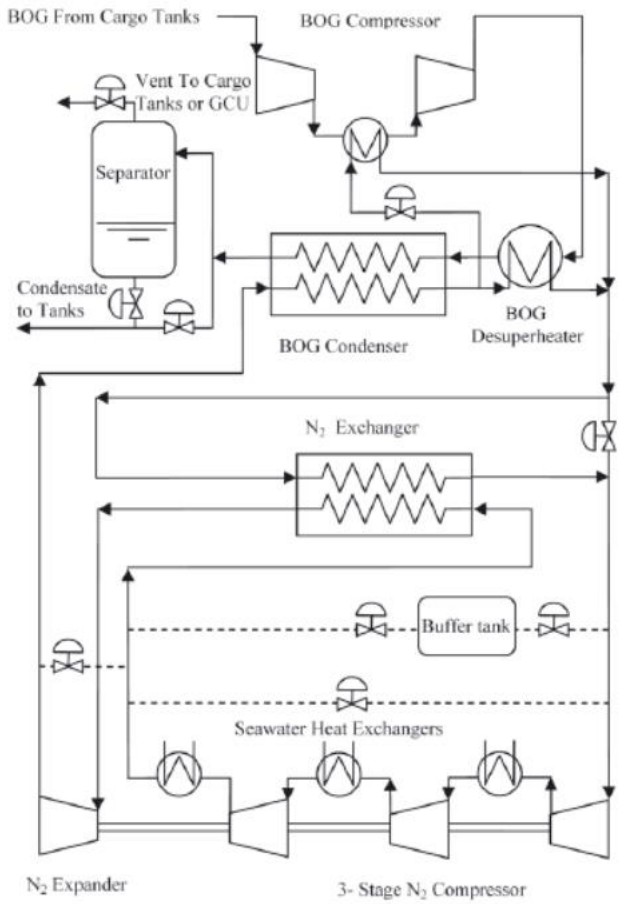
4.5.2.2 *Cryostar EcoRel System*

Reliquefaction plant ini memiliki kapasitas 7t/h dari BOG dengan konsumsi daya sebesar 6 MW. Berdasarkan Gambar 4.16, BOG dikompresi menggunakan 2 *stages* kompresor sentrifugal yang menggunakan kontrol kapasitas dari DGV sampai dengan 4.8 bar. Kompresi antar *stages* didinginkan menggunakan sebagian N_2 dari BOG kondensator, yang berfungsi untuk mengurangi kebutuhan kerja kompresor. Sebelum dialirkan menuju kondensator BOG yang sudah terkompresi di dinginkan dengan *heat exchanger* yang terbuat dari *stainless steel. Exhanger* dengan material berbahan *stainless steel* dapat lebih baik menyerap fluktuasi suhu didalam proses sekaligus emelindungi dari BOG kondesator yang terbuat dari pelat

aluminium. Kedua *heat exchanger* tidak terpadat pada *coolbox* seperti penggunaan pada HGS.

Berdasarkan desain nitrogen terkompresi hingga 47 bar menggunakan tiga *stages* kompresor dengan *intercooling* dan didinginkan menjadi -105℃ sebelum mengalami pembesaran menjadi 9.5 bar dan suhu -168℃.

BOG yang terkondensasi memiliki suhu lebih rendah sehigga dapat dikembalikan ke tangki secara langsung tanpa harus melalui *separator*. Untuk kargo yang memiliki nilai Nitrogen yang lebih tinggi di BOG, sistem beralih ke *partial reliquefaction*. Pada mode ini BOG kompresor dan campuran fasa yang berasal dari kondensator dialirkan ke *separator*. Tergantung daripada tekanan dari tangki kargo, uap dari *separator* kembali ke tangki atau CGU.



Gambar 4.12 *Flow diagram* dari Cyrostar EcoRel *Reliquefaction Plant*

Variasi dari kapasitas pendinginan dari *plant* dikontrol dengan cara yang sama dengan sistem HGS. Tetapi pada sistem *EcoRel* memiliki *by-pass* tambahan pada siklus operasi Nitrogen yang memberikan kapassitas operasional yang lebih baik.

4.5.3 Pemilihan *Reliquefaction Plant*

Untuk mempermudah pemilihan *reliquefaction plant* pada FSRU berikut merupakan rangkuman data sistem yang ada berdasarkan data teknis dari manufaktur dan *supplier*.

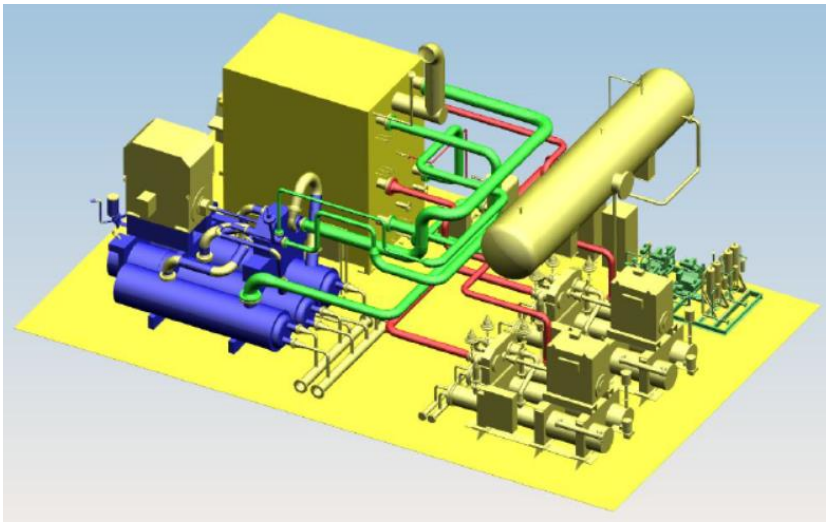
Tabel 4.27 Komparasi *Reliquefaction Plant*

	Reliquefaction Plant	
	Mark III	**EcoRel**
Supplier	HGS	Cryostar
Operational Cycle	Brayton	Brayton
Refrigerant	N_2	N_2
Work. Pressure (bar)	58-14,5	47-9,5
Expansion Temp	(-163°C)	(-168°C)
BOG Cycle		
Compressor Type	Centrifuge	Centrifuge
N Compressor	3	2
Compress. Press	-	4,8 bar
Suction Temp	Room tem	(-120°C)
Observation	Interm. Refig sea water	Interm. Refig with N_2
Capacity		
Liquefaction	7t/h 1,94 kg/s	7 t/h 1,94 kg/s
Power		
kW	5.500	6.000

Meskipun *Brayton Cycle Reliquefaction* memiliki konsumsi energi yang tinggi, namun tipe ini dicirikan dengan kekompakannya dan kekokohannya, sederhana dan sedikit penggunaan peralatan tambahan. Tujuannya untuk mengurangi kebutuhan daya terkait dengan kebutuhan meningkatakan kemampuan *reliquefaction* yang pada umumnya membutuhkan sistem yang lebih kompleks dan penggunaan peralatan tambahan yang lebih banyak.

Pada FSRU penggunaan HGS Mark III *reliquefaction* dirasa paling tepat karena dari kapasitas mencukupi, namun memiliki daya yang lebih rendah.

Gambar 4.13 Desain 3D Wartsila HGS Mark III



4.5.4 Konsumsi Bahan Bakar Gas (BOG)

Setelah mengetahui *reliquefaction plant* yang akan digunakan diperlukan untuk mengetahui konsumsi bahan bakar gas dari kompresor tersebut berdasarkan Tabel 4.4, Tabel 4.6 dan Tabel 4.21 Project Guide Generator Wartsila 6L50DF yang digunakan oleh FSRU.

4.5.4.1 *Natural Gas Consumption*

Data yang digunakan adalah nilai BSEC tertinggi yaitu 8.580 kJ/kWh karena sebagai paramater tertinggi yang secara tidak langsung mencakup lainnya dan nilai power *reliquefaction plant* berdasarkan Tabel 4.27, dengan perhitungan sebagai berikut.

$$NGc = \frac{Power\ x\ BSEC}{1.000}$$

Dimana: NGc = *Natural Gas Consumption* (MJ)

BSEC = *Brake Specific Energy Consumption* (kJ/kWh)

Power = *Power* Kompresor (kW)

$$NGc = \frac{5.500\ x\ 8.580}{1000}$$

$NGc = 47.080\ MJ/h$

4.5.4.2 *Volume Natural Gas*

Kemudian untuk mengetahui jumlah volume gas yang dibutuhkan oleh mesin, maka dilakukan konversi nilai dari energi yang dihasilkan menjadi jumlah volume gas dalam satuan meter kubik normal atau gas.

$$Vng = \frac{NGc}{GCV}$$

Dimana: Vng = Volume Naural Gas (m^3n)

NGc = Natural Gas Consumption (MJ/h)

GCV = Gas Caloric Value (43,9 MJ/m^3n)

$$Vng = \frac{47080}{43,9}$$

$Vng = 1.072,437\ m^3n/h$

Selanjutnya perlu untuk dikonversikan dalam waktu per harinya, dikalikan dengan 24 jam

$Vng/day = 1.072,437\ m^3n/h$ x 24 jam

$Vng/day = 25.738,5\ m^3n$

4.5.4.3 *Mass Natural Gas*

Penghitungan selanjutnya adalah melakukan konversi nilai volume dari gas menjadi bentuk massa gas selama satu jam sistem beroperasi.

$Mng =$ Vng x ρgas

Dimana: Mng = Mass Natural Gas (kg)

Vng = Volume Naural Gas (m^3n)

ρgas = Gas density (0,801 kg/m^3n)

$Mng = 1.072,427$ x 0,801

$Mng = 859,022$ kg/h

Selanjutnya perlu untuk dikonversikan dalam waktu per harinya, dikalikan dengan 24 jam

$Mng/day =$ 859,022 kg/h x 24 jam

$Mng/day = 20.616{,}54$ kg

4.5.5 Nilai BOG Berlebih

Setelah mengetahui konsumsi bahan bakar gas MSO kompresor yang dalam hal ini menggunakan BOG, perlu diketahui nilai BOG berlebih setelah instalasi BOG kompresor.

Tabel 4.28 Nilai BOG berlebih

Kondisi	*Hotel Mode* m^3n	*Unloading Mode* m^3n	Semua Kondisi Operasi m^3n
Maks	201.673,57	186.725,6	201.673,57
Min	486,35	-	-
Total	17.086.81	8.015.25	25.102.06
Rata-Rata	87.624,65	47.148,53	68.77

Untuk dapat mengetahui nilai BOG berlebih setelah penggunaan BOG kompresor sebagai berikut.

$BOG\ Berlebih =$ BOG Berlebih $-$ Konsumsi BOG ($Reliquefaction\ Plant$)

- Sebagai contoh menggunakan nilai BOG berlebih pada saat kondisi *hotel mode*

$BOG\ Berlebih = 87.624{,}65 - 25.738{,}5$

$BOG\ Berlebih = 61.886{,}15$ m^3n

Tabel 4.29 Nilai volume BOG berlebih setelah penggunaan *reliquefaction plant*

Kondisi	BOG Berlebih m^3 n Gas	BOG Berlebih (Setelah Penggunaan) m^3 n Gas
Hotel Mode	87.624,65	61.886,15
Unloading Mode	47.148,53	21.410,03

4.5.6 Desain Pipa

Dalam proses mendesain sistem diperlukan untuk mengetahui pipa yang akan digunakan. Pertama, perlu diketahui diameter pipa yang dibutuhkan dalam sistem sebagai berikut.

$$dh = \sqrt{\frac{4Q}{\pi x v}}$$

Dimana : dH = Diameter minimum
Q = *Flowrate* (m^3/s)
v = Kecepatan dari fluida (natural gas) (m/s)

Nilai *flowrate* yang digunakan menggunakan nilai *flowrate* dari nilai BOG berlebih yang dapat dimanfaatkan yaitu sebesar 175.935,075 m^3/d yang dikonversikan menjadi 2,036 m^3/s. Untuk nilai kecepatan BOG yang digunakan berdasarkan API RP14E 2.4 kecepatan tidak melebihi 60 ft/s yang dikonversikan menjadi 18,288 m/s.

$$dh = \sqrt{\frac{4\ x\ 2{,}036\ \mathrm{m}^3/\mathrm{s}}{3{,}14\ x\ 18{,}288\ m/s}}$$

$$dh = 0{,}3765\ m$$

$$dh = 376{,}5\ mm$$

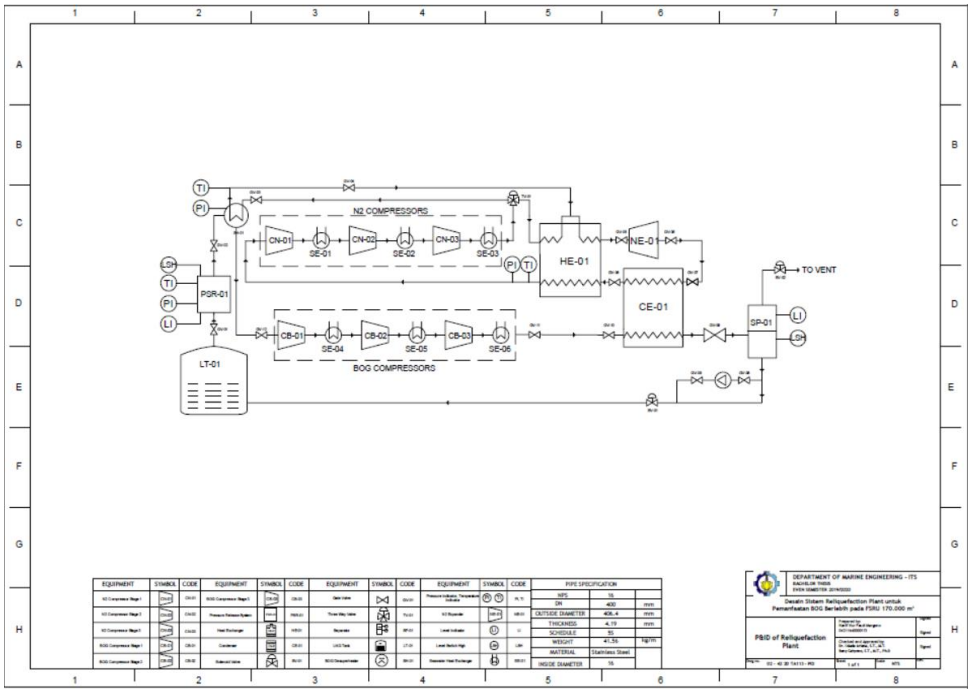
Berdasarkan DNV GL *Part 5 Chapter 7 Section 6* 4.1.2 Table 4 pada suhu operasi – 165℃ material pipa yang digunakan adalah 9% nickel steel, austenitic steels, aluminium alloys. Lalu berdasarkan DNV GL *Part 4 Chapter 6 Section 9* Table 4. Untuk pipa yang digunakan berdasarkan ASME B36.19M sebagai berikut.

Tabel 4.30 Spesifikasi pipa

NPS	16
DN	400
Outside Diameter	406,4 mm
Thickness	4,19 mm
Inside Diamter	398,02 mm
Schedule	5S
Weight	41,56 kg/m
Material	Stainless Steel

Jika mengacu terhadap DNV GL *Part 4 Chapter 6 Section 9 Table 4* untuk pipa yang memiliki diameter luar sebesar 406,4 diharuskan memiliki nilai minimum thickness sebesar 3,6. Hal ini menunjukkan bahwa pemilihan pipa berdasarkan Tabel 4.30 sudah sesuai.

4.5.7 P&ID *Reliquefaction Plant*



Gambar 4.14 P&ID *Reliquefaction Plant*

4.5.7 Operasional *Reliquefaction Plant*

Berdasarkan kondisi operasional yang ada pada FSRU, penggunaan reliquefaction plant ini tidak terpengaruh kondisi operasional yang ada, dikarenakan sistem ini dapat terus berlangsung secara fungsinya. Sehingga penggunaan *reliquefaction plant* sangat sesuai untuk skala jangka panjang karena tidak berpengaruh kondisi opersional FSRU.

Kekurangan dari penggunan reliquefaction plant adalah sistem yang kompleks, dan memerlukan *refrigerant* sebagai pendinginannya.

4.6 Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi yang dilakukan pada penelitian ini hanya mencakup biaya investasi dan biaya operasional yang dibutuhkan pada penggunaan teknologi pemanfaatan BOG, yang dalam hal ini yaitu *MSO compressor* dan *reliquefaction plant* dan melakukan perhitungan kelayakan apakah sistem tersebut layak untuk diinstalasi pada FSRU berdasarkan NPV, IRR dan PP selama masa guna alat 20 tahun. Analisis ekonomi berfungsi sebagai *preliminary study* yang berdasaran AACE *International* (*Association for the Advancement of Cost Engineering*) mengacu pada kelas 4 yang memiliki *range* keakuratan -15% sampai -30% pada nilai terendah dan +20% sampai +50% pada nilai tertinggi sesuai dengan Tabel 4.31.

Tabel 4.31 *Cost estimate classification matrix*

	Primary Characteristic	*Secondary Characteristic*			
ESTIMATE CLASS	**LEVEL OF PROJECT DEFINITION** Expressed as % of complete definition	**END USAGE** Typical purpose of estimate	**METHODOLOGY** Typical estimating method	**EXPECTED ACCURACY RANGE** Typical variation in low and high ranges [a]	**PREPARATION EFFORT** Typical degree of effort relative to least cost index of 1 [b]
Class 5	0% to 2%	Concept Screening	Capacity Factored, Parametric Models, Judgment, or Analogy	L: -20% to -50% H: +30% to +100%	1
Class 4	1% to 15%	Study or Feasibility	Equipment Factored or Parametric Models	L: -15% to -30% H: +20% to +50%	2 to 4
Class 3	10% to 40%	Budget, Authorization, or Control	Semi-Detailed Unit Costs with Assembly Level Line Items	L: -10% to -20% H: +10% to +30%	3 to 10
Class 2	30% to 70%	Control or Bid/ Tender	Detailed Unit Cost with Forced Detailed Take-Off	L: -5% to -15% H: +5% to +20%	4 to 20
Class 1	50% to 100%	Check Estimate or Bid/Tender	Detailed Unit Cost with Detailed Take-Off	L: -3% to -10% H: +3% to +15%	5 to 100

Tabel 4.32 Asumsi keekonomian

Asumsi Ekonomi		
Asumsi	**Nilai**	**Keterangan**
Kurs USD	Rp 14.500	Juli 2020
Pajak (PPn)	10%	UU No 42 Tahun 2009
Pajak Perusahaan (PPh Badan)	22%	UU No 36 Tahun 2008
Eskalasi OPEX	2%	Permen ESDM No 58 Th 2017
Harga Gas	US$ 10,08/MMBTU	Indexmundi (Indonesia LNG)
Umur Proyek	20 Tahun	
Akurasi	Class 4	AACE

4.6.1 Capital Expenditure

Capital expenditure atau yang lebih dikenal dengan istilah CAPEX adalah biaya investasi awal yang digunakan untuk instalasi sistem MSO *compressor* dan *reliquefaction plant*. Nilai harga investasi yang dibutuhkan berdasarkan *supplier* dengan harga indikatif dan estimasi. Investasi awal yang dilakukan antara lain adalah *main equipment, piping system, project managemen cost, engineering cost* dan *construction cost* yang terdiri dari *docking cost* dan *installation cost,* seperti yang tecantum pada tabel 4.33 dan tabel 4.34. Nilai CAPEX sebesar US$ 20.443.726 untuk MSO *compressor* dan US$ 32.779.862 untuk *reliquefaction plant*. Dari total nilai CAPEX yang dibutuhkan, 100% ditanggung oleh perusahaan.

Tabel 4.*33* CAPEX MSO *compressor*

Capital Expenditure		
Main Equipment	US$	**5.000.000**
General -Travel, insurance, legal, class fees	US$	**100.000**
Equipment and System - Utility system, piping system (valve, metering, etc)	US$	**500.000**
Project Management Cost -Project manager, cost controller, document, purchaser, engineers	US$	**250.000**
Engineering Cost -Basic, detail and follow on engineering, +external & Hazid/Hazop	US$	**250.000**
Construction	US$	**425.000**
-Docking Cost (20 Days)	US$	300.000
-Installation Cost	US$	125.000
Opportunity Lost	US$	**11.435.205**
Mob – demob Cost	US$	**200.000**
Total	US$	**18.585.205**
Total (Value After Tax 10%)	US$	**20.443.726**

Tabel 4.34 CAPEX *reliquefaction plant*

Capital Expenditure		
Main Equipment	US$	**10.000.000**
General -Travel, insurance, legal, class fees	US$	**200.000**
Equipment and System -Utility system (nitrogen, sea water, steam, fresh water, electrical, control system), piping system (valve, metering, etc)	US$	**1.000.000**
Project Management Cost -Project manager, cost controller, document, purchaser, engineers	US$	**500.000**
Engineering Cost -Basic, detail and follow on engineering, +external & Hazid/Hazop	US$	**500.000**
Construction	US$	**600.000**
-Docking Cost (30 Days)	US$	350.000
-Installation Cost	US$	250.000
Opportunity Lost	US$	**16.199.874**
Mob – demob Cost	US$	**200.000**
Total	US$	**29.799.874**
Total (Value After Tax 10%)	US$	**32.779.862**

4.6.2 Operational Expenditure

Operational expenditure atau yang lebih dikenal dengan istilah OPEX adalah biaya yang dikeluarkan untuk operasional dari *main equipment* yang direncanakan untuk tiap tahunnya. Sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM No 58 Tahun 2017 biaya operasi dan pemeliharaan memiki nilai eskalasi sebesar 2% tiap tahunnya (Menteri ESDM Republik Indonesia, 2017). Besarnya biaya OPEX sebesar US$ 280.500 untuk MSO *compressor* dan US$ 561.000 untuk *reliquefaction plant* seperti ditunjukkan pada tabel 4.35 dan 4.36.

Tabel 4.35 OPEX MSO *compressor*

Operational Expenditure		
Main Equipment O&M	US$	250.000
Additional overhead	US$	5.000
Total	US$	**255.000**
Total (Value After Tax 10%)	US$	**280.500**

Tabel 4.36 OPEX *reliquefaction plant*

Operational Expenditure		
Main Equipment O&M	US$	500.000
Additional overhead	US$	10.000
Total	US$	**510.000**
Total (Value After Tax 10%)	US$	**561.000**

Tabel 4.37.1 *Income statement* dan *profit & loss* MSO *Compressor*

Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Income Statement											
Revenue											
BOG Price		3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455
Total		3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455
Operating Cost											
Main Equipment O&M		250.000	255.000	260.100	265.302	270.608	276.020	281.541	287.171	292.915	298.773
Additional overhead		5.000	5.100	5.202	5.306	5.412	5.520	5.631	5.743	5.858	5.975
Tax		25.500	26.010	26.530	27.061	27.602	28.154	28.717	29.291	29.877	30.475
Total		280.500	286.110	291.832	297.669	303.622	309.695	315.889	322.206	328.650	335.223
Earning before Tax		3.238.955	3.233.345	3.227.623	3.221.786	3.215.832	3.209.760	3.203.566	3.197.248	3.190.804	3.184.231
Corporate Tax		712.570	711.336	710.077	708.793	707.483	706.147	704.785	703.395	701.977	700.531
Net income		2.526.385	2.522.009	2.517.546	2.512.993	2.508.349	2.503.613	2.498.782	2.493.854	2.488.827	2.483.700
Profit and Loss											
Capital Cost	- 20.443.726										
Net Income		2.526.385	2.522.009	2.517.546	2.512.993	2.508.349	2.503.613	2.498.782	2.493.854	2.488.827	2.483.700
Net Cash Flow	- 20.443.726	2.526.385	2.522.009	2.517.546	2.512.993	2.508.349	2.503.613	2.498.782	2.493.854	2.488.827	2.483.700
Cummulative Cash flow	- 20.443.726	- 17.917.341	- 15.395.332	- 12.877.787	- 10.364.794	- 7.856.444	- 5.352.831	- 2.854.050	- 360.196	2.128.631	4.612.332
Discount Rate	**4,5%**										
NPV	**11.905.921**										
IRR	**11%**										
PP	**8**	**Years**	**2**	**Months**							

Tabel 4.37.2 *Income statement* dan *profit* & *loss* MSO *Compressor*

Year	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Income Statement										
Revenue										
BOG Price	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455
Total	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455	3.519.455
Operating Cost										
Main Equipment O&M	304.749	310.844	317.060	323.402	329.870	336.467	343.196	350.060	357.062	364.203
Additional overhead	6.095	6.217	6.341	6.468	6.597	6.729	6.864	7.001	7.141	7.284
Tax	31.084	31.706	32.340	32.987	33.647	34.320	35.006	35.706	36.420	37.149
Total	341.928	348.766	355.742	362.857	370.114	377.516	385.066	392.768	400.623	408.636
Earning before Tax	3.177.527	3.170.688	3.163.713	3.156.598	3.149.341	3.141.939	3.134.388	3.126.687	3.118.832	3.110.819
Corporate Tax	699.056	697.551	696.017	694.452	692.855	691.227	689.565	687.871	686.143	684.380
Net income	2.478.471	2.473.137	2.467.696	2.462.146	2.456.486	2.450.712	2.444.823	2.438.816	2.432.689	2.426.439
Profit and Loss										
Capital Cost										
Net Income	2.478.471	2.473.137	2.467.696	2.462.146	2.456.486	2.450.712	2.444.823	2.438.816	2.432.689	2.426.439
Net Cash Flow	2.478.471	2.473.137	2.467.696	2.462.146	2.456.486	2.450.712	2.444.823	2.438.816	2.432.689	2.426.439
Cummulative Cash flow	7.090.802	9.563.939	12.031.635	14.493.782	16.950.268	19.400.980	21.845.803	24.284.619	26.717.307	29.143.746

Tabel 4.38.1 *Income statement* dan *profit & loss reliquefaction plant*

Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Income Statement											
Revenue											
BOG Price		6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009
Total		6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009
Operating Cost											
Main Equipment O&M		500.000	510.000	520.200	530.604	541.216	552.040	563.081	574.343	585.830	597.546
Additional overhead		10.000	10.200	10.404	10.612	10.824	11.041	11.262	11.487	11.717	11.951
Tax		51.000	52.020	53.060	54.122	55.204	56.308	57.434	58.583	59.755	60.950
Total		561.000	572.220	583.664	595.338	607.244	619.389	631.777	644.413	657.301	670.447
Earning before Tax		5.934.009	5.922.789	5.911.344	5.899.671	5.887.764	5.875.619	5.863.232	5.850.596	5.837.708	5.824.562
Corporate Tax		1.305.482	1.303.014	1.300.496	1.297.928	1.295.308	1.292.636	1.289.911	1.287.131	1.284.296	1.281.404
Net income		4.628.527	4.619.775	4.610.849	4.601.743	4.592.456	4.582.983	4.573.321	4.563.465	4.553.412	4.543.158
Profit and Loss											
Capital Cost	- 32.779.862										
Net Income		4.628.527	4.619.775	4.610.849	4.601.743	4.592.456	4.582.983	4.573.321	4.563.465	4.553.412	4.543.158
Net Cash Flow	- 32.779.862	4.628.527	4.619.775	4.610.849	4.601.743	4.592.456	4.582.983	4.573.321	4.563.465	4.553.412	4.543.158
Cummulative Cash flow	- 32.779.862	- 28.151.335	- 23.531.560	- 18.920.711	- 14.318.968	- 9.726.511	- 5.143.528	- 570.208	3.993.257	8.546.669	13.089.827
Discount Rate	**4,5%**										
NPV	**26.400.911**										
IRR	**13%**										
PP	**7**	**Years**	**2**	**Months**							

Tabel 4.38.2 *Income statement* dan *profit & loss reliquefaction plant*

Year	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Income Statement										
Revenue										
BOG Price	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009
Total	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009	6.495.009
Operating Cost										
Main Equipment O&M	609.497	621.687	634.121	646.803	659.739	672.934	686.393	700.121	714.123	728.406
Additional overhead	12.190	12.434	12.682	12.936	13.195	13.459	13.728	14.002	14.282	14.568
Tax	62.169	63.412	64.680	65.974	67.293	68.639	70.012	71.412	72.841	74.297
Total	683.856	697.533	711.484	725.713	740.228	755.032	770.133	785.535	801.246	817.271
Earning before Tax	5.811.153	5.797.476	5.783.525	5.769.295	5.754.781	5.739.977	5.724.876	5.709.473	5.693.763	5.677.738
Corporate Tax	1.278.454	1.275.445	1.272.376	1.269.245	1.266.052	1.262.795	1.259.473	1.256.084	1.252.628	1.249.102
Net income	4.532.699	4.522.031	4.511.150	4.500.050	4.488.729	4.477.182	4.465.403	4.453.389	4.441.135	4.428.635
Profit and Loss										
Capital Cost										
Net Income	4.532.699	4.522.031	4.511.150	4.500.050	4.488.729	4.477.182	4.465.403	4.453.389	4.441.135	4.428.635
Net Cash Flow	4.532.699	4.522.031	4.511.150	4.500.050	4.488.729	4.477.182	4.465.403	4.453.389	4.441.135	4.428.635
Cummulative Cash flow	17.622.527	22.144.558	26.655.707	31.155.758	35.644.487	40.121.669	44.587.072	49.040.461	53.481.596	57.910.231

4.6.3 Pemasukan

Pemasukan atau yang lebih dikenal dengan *revenue* adalah penghasilan yang didapat dari suatu bisnis atau investasi yang dilakukan. Pemasukan dari analisis ekonomi di penelitain ini berasal dari keuntungan yang didapatkan dari penjualan BOG berlebih yang memiliki nilai 10,08 US$/MMBTU dan waktu beroperasi

Nilai pemasukan didapatkan dengan perhitungan sebagai berikut.

- Sebagai contoh pada *MSO compressor*

$$Pemasukan = (BOG\ yang\ dimanfaatkan\ x\ Nilai\ BOG)\ x\ 170\ hari$$
$$Pemasukan = (2.053{,}84\ MMBTUd\ x\ US\$\ 10{,}08/MMBTU) x\ 170\ Hari$$
$$Pemasukan = US\$\ 3.519.455$$

Berdasarkan Tabel 4.37 pemasukannya sebesar US$ 3.519.455 setiap tahunnya, jika menggunakan teknologi MSO *compressor dengan watu beroperasi 170 hari.*

Jika menggunakan *reliquefaction plant*, berdasarkan Tabel 4.38 pemasukannya sebesar US$ 6.495.009 setiap tahunnya dengan waktu beroperasi 365 hari.

4.6.4 Net Present Value

Net Present Value merupakan model yang memperhitungkan pola cash flows keseluruhan dari suatu investasi, dalam kaitannya dengan waktu, berdasarkan *discount rate* tertentu. Investasi dikatakan layak ketika nilai NPV > 0. NPV dapat dicari dengan rumus sebagai berikut :

$$NPV = \frac{CF_t - I_0}{(1+r)^t}$$

Dimana: CFt = *Net Cash Flow* (arus kas bersih) pada periode t
Io = *Initial Outlay* (investasi awal)
R = Suku bunga atau *discount rate* (4,5% dari suku bunga repo BI)

- Sebagai contoh berdasarkan Tabel 4.37 sistem MSO *compressor*

$$NPV = \frac{2.526.385 - 20.443.726}{(1+0{,}045)^{20}}$$

NPV = US$ 11.905.921

Berdasarkan perhitungan diatas daiketahui bahwa nilai NPV pada sistem MSO *compressor* sebesar US$ 11.905.921. Sedangkan, pada *reliquefaction plant* memiliki NPV sebesar US$ 26.400.911. Investasi dikatakan layak karena NPV lebih dari nol (0).

4.6.5 Internal Rate of Return

Internal Rate of Return atau biasa disebut dengan IRR merupakan tingkat diskonto dimana nilai sekarang bersih dari biaya investasi sama dengan nilai sekarang bersih dari keuntungan investasi. Invesstasi layak jika nilai IRR lebih besar dari *discount rate*.

Pada penelitian ini nilai IRR dari MSO *compressor* sebesar 11%. Sedangkan untuk penggunaan *reliquefaction plant* memiliki nilai IRR sebesar 13%. Keduanya memiliki nilai IRR lebih besar daripada *discount rate* 4,5% yang berasal dari bunga repo Bank Indonesia.

4.6.6 Payback Period

Payback Period menunjukkan jumlah periode dalam tahun yang diperlukan untuk mengembalikan ongkos investasi awal dengan tingkat pengembalian tertentu. Pada perhitungan di penelitian ini nilai *payback period* berkaitan dengan nilai *cummulative cashflow* dimana nilai tersebut menunjukan aliran kas pada tahun tertentu..

PP = (n - x) + (-b/c)

Dimana : PP = *Payback period*

n = Tahun terakhir dimana nilai *cashflow discounted* masih belum bisa menutupi investasi mula-mula.

x = lama pembuatan alat (tahun)

b = Nilai absoulut *cummulative cashflow* pada tahun ke n.

c = Nilai *cashflow* pada tahun ke n+1.

- Sebagai contoh pada tabel 4.37 sistem MSO *compressor*

PP = (5-0) + (1.397.210/3.795.460)

PP = 5,36 tahun

PP = 8,14 tahun (8 tahun 2 bulan)

Berdasarkan perhitungan diatas diketahui bahwa nilai *payback period* pada sistem MSO *compressor* selama 8,14 tahun (8 tahun, 2 bulan). Sedangkan jika menggunakan *reliquefaction plant* bahwa nilai *payback period* selama 7,1 tahun (7 tahun, 2 bulan).

4.7 Studi Komparasi

Setelah melakukan analisis secara teknis dan ekonomis, berikut komparasi antara penggunaan teknologi *reliquefaction plant* dengan MSO *compressor*.

Tabel 4.39 Komparasi kuantitatif MSO *compressor* dan *reliquefaction plant*

Variabel	**Satuan**	***Reliquefaction Plant***	***MSO Compressor***
Kapasitas	kg/h	7.000	10.000
Daya	kW	5.500	4.000
Konsumsi Bahan Bakar	MMBTU/h	44,08	32,056
Dimensi (L x W x H)	m	25,6 x 7,9 x 8,6	13 x 7 x 5,2
Waktu beroperasi	Hari	365	170
Pemasukan	US$/Tahun	6.495.009	3.519.455
CAPEX	US$	32.779.862	20.443.726
OPEX	US$	561.000	280.500
NPV	US$	26.400.911	11.905.921
PP		7 Tahun 2 Bulan	8 Tahun 2 bulan
IRR		13%	11%

Selain komparasi secara kuantitatif berdasarkan Tabel 4.39, diperlukan mengkomparasi secara kualitatif teknologi yang ada.

Pertama, untuk MSO *compressor* sebagai berikut:

- Dapat melakukan gas *send-out* secara mandiri.
- Cocok dalam kondisi *minimum send-out* dikarenakan kontrol kompresor yang fleksibel.
- Kurang sesuai dalam operasi yang dimana sering terjadi *zero send-out (Hotel Mode)*.
- Memiliki sistem yang sederhana.

Selanjutnya untuk *reliquefaction plant* sebagai berikut:

- Memiliki sistem yang kompleks.
- Memerlukan beberapa peralatan dan utilitas tambahan seperti *refrigerant* dalam bentuk nitrogen, air laut, dan lain – lain.
- Sesuai pada penggunaan jangka panjang, tidak bergantung pada kondisi operasional FSRU.

BAB V
KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan, analisis, serta pembahasan "*Kajian Kelayakan Pemilihan Teknolgi Reliquefation Plant atau MSO Compressor Sebagai Alternatif Pemanfaatan Boil off Gas (BOG) pada FSRU 170.000 m³",* maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut.

1. Berdasarkan perhitungan dari nilai BOG yang didapatkan selama satu tahun pada FSRU, memiliki nilai rata – rata perharinya untuk volume muatan LNG sebesar 68.649,55 m³ dengan nilai BOG yang dihasilkan sebesar 163,23 m³LNG yang dikonversikan menjadi 92.714,94 m³n Gas dan *boil off rate* 0,237% lebih tinggi nilainya dari ketentuan spesifikasi tangki muatan FSRU sebesar 0,15%.
2. Berdasarkan hasil perhitungan antara nilai BOG dan konsumsi BOG pada FSRU didapatkan nilai rata – rata nilai BOG berlebih perharinya sebesar 2.823,184 MMBTU yang dimana jika dinominalkan dalam memiliki nilai US$ 28.458 per harinya. Nilai BOG berlebih memiliki nilai yang fluktuatif karena dalam kesehariannya nilai konsumsi BOG yang berbeda – beda tergantung dari kondisi operasional FSRU, yang dijelaskan sebagai berikut.
    a. Pada kondisi *holding mode/hotel mode* yang berlangsung selama 195 hari dalam setahun memiliki nilai BOG berlebih rata – rata 3.597,07 MMBTU.
    b. Pada kondisi *low gas supply* yang berlangsung selama 105 hari dalam setahun memiliki nilai BOG berlebih rata – rata 2.214,4 MMBTU.
    c. Pada kondisi *normal gas supply* yang berlangsung selama 45 hari dalam setahun memiliki nilai BOG berlebih rata – rata 1.610,7 MMBTU.
    d. Pada kondisi *holding mode/hotel mode* yang berlangsung selama 20 hari dalam setahun memiliki nilai BOG berlebih rata – rata 1.201,98 MMBTU.
3. Dalam perancangan teknis sistem pemanfaatan BOG berlebih terdiri dari dua teknologi untuk memanfaatkan BOG berlebih sebagai berikut.
    a. Perancangan MSO *compressor* menghasilkan bahwa membutuhkan BOG kompresor yang memiliki tipe *reciprocating* dengan 4 *stages*, berbahan *carbon steel, suction pressure* 100 kPa, *discharge pressure* 7.653 kPa, suhu *suction* -160 ^{o}C, suhu *discharge* 129,1^{o}C, dengan kapasitas pada kondisi Hotel Mode

sebesar 6.730,856 kg/h dan kondisi Unloading Mode adalah 62.331,967 kg/h.Dalam pemilihannya menggunakan BOG *kompresor* dari Burckhard Laby GI *Compressor* LP250 4 *stages*, kapasitas 10.000 kg/h, daya 4.000 kW, dan konsumsi bahan bakar 32,056 MMBTU/h.

b. Perancangan *reliquefaction plant* berdasarkan prinsip operasi siklus pendinginan Brayton, yang memiliki kapasitas pada kondisi *hotel mode* sebesar 6.730,86 kg/h dan kondisi *unloading mode* adalah 6.231,97 kg/h. Dalam pemilihannya menggunakan *reliquefaction plant* Wartsila HGS Mark III, yang menggunakan siklus kerja *inverse Brayton*, berkapasitas 7.000 kg/h, daya 5.500 kW, dan konsumsi bahan bakar 44,08 MMBTU/h.

4. Berdasarkan analisis ekonomi penggunaan teknologi pemanfaatan BOG berlebih didapatkan sebagai berikut.
   a. Berdasarkan perhitungan nilai NPV pada sistem MSO *Compressor* sebesar US$ 11.905.921, IRR 11% dan PP selama 8 tahun 2 bulan.
   b. Pada *reliquefaction plant* nilai NPV sebesar US$ 26.400.911, IRR 13% dan PP selama 7 tahun 2 bulan.
   c. Kedua sistem dapat dikatan layak dikarenakan nilai NPV lebih dari nol (0), dan nilai IRR yang lebih besar dari nilai suku bunga (*discount rate)* sebesar 4,5% yang berasal dari suku bunga repo Bank Indonesia.
5. Rekomendasi dalam pemanfaatan BOG berlebih pada FSRU adalah jika berdasarkan aspek teknis dikarenakan kondisi FSRU yang lebih sering mengalami kondisi operasional *hotel mode* atau *zero send-out* dianjurkan lebih baik menggunakan *reliquefaction plant* dikarenakan dapat digunakan dalam jangka panjang untuk meminimalisir BOG *loss* sekaligus memanfaatkan BOG dalam semua kondisi operasional. Berdasarkan aspek ekonomis penggunaan MSO *compressor* memiliki nilai CAPEX dan OPEX lebih rendah, tetapi secara nilai NPV, IRR dan PP penggunaan *reliquefaction plant* memiliki nilai lebih baik karena sesuai dengan penggunaan jangka panjang.

5.2 Saran

Adapun saran kedepan berdasarkan penelitian ini adalah sebagai berikut.

- Perlu untuk melakukan analisis dari segi ruangan di *General Arrangement* FSRU apakah mencukupi dengan teknologi tersebut.

- Pada analisis ekonomi lebih baik menggunakan data nyata pada kondisi lapangan dan mengurangi asumsi estimasi biaya yang ada sehingga nilai perhitungan ekonominya dapat mendekati kondisi nyata yang ada.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

Akamo, N., 2006. Process Critical Compressors.

Alwi, S., 2001. *Manajemen Sumber Daya Manusia, Strategi Keunggulan Kompetitif.* Yogyakarta: BPFE.

Dobrota, Đ., Lalić, B. & Komar, I., 2013. Problem of Boil - off in LNG Supply Chain. *Transactions on Maritime Science,* Volume 02, pp. 91-100.

ESDM, K., 2018. *Neraca Gas Bumi Indonesia 2018 - 2027,* s.l.: s.n.

GIIGNL, 2009. Basic Properties of LNG. *LNG Information Paper*.

Gomez, M. R., Gomez, J. R., Garcia, R. F. & Catoira, A. D. M., 2014. On board LNG reliquefaction technology: A Comparative Study. *Polish Maritime Research,* Volume 21, pp. 77-88.

GPSA Engineering Data Book, 2004. *Gas Processors Suppliers Association.* 12th ed. Tulsa: s.n.

Hazen, G. B., 2009. An Extension of the Internal Rate of Return to Stochastic Cash Flows. *Management Science,* Volume 55, pp. 1030-1034.

International Gas Union, 2012. *Natural Gas Conversion Guide,* s.l.: International Gas Union.

Kochunni, S. K., 2015. Optimization of UA of heat exchangers and BOG compressor exit pressure of LNG boil-off gas reliquefaction system using exergy analysis.

Menteri ESDM Republik Indonesia, 2017. *Peraturan Menteri ESDM No 58 Tahun 2017 Tentang Harga Jual Gas Bumi Melalui Pipa pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi,* s.l.: Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Menteri ESDM Republik Indonesia, 2020. *Peraturan Menteri ESDM No. 8 Tahun 2020. Tata Cara Penetapan Pengguna dan Harga Gas Bumi Tertentu di Bidang Industri,* s.l.: Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral .

Mokhatab, S., A. Poe, W. & Y. Mak, J., 2015. Gas Compression. In: *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices.* s.l.:s.n., p. 311..

OSL, 2018. *OSL Consulting Engineers.* [Online] Available at: https://oslconsulting.com/markets/boil-off-gas-bog-management [Accessed 20 January 2020].

Park, C. et al., 2012. Retrofit design of a boil-off gas handling process in liquefied natural gas receiving terminals. *Elsevier,* Volume Energy 44, pp. 69-78.

Silla, H., 2003. *Chemical Process Engineering: Design and Economics.* New York: Marcel Dekker, Inc.

Songhurst, B., 2017. The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs). July.

Suratman, D., 2001. *Studi Kelayakan Proyek Teknik dan Prosedur Penyusunan Laporan.* Yogyakarta: JNJ Learning.

Technigaz, G. T. &., n.d. [Online] Available at: https://www.gtt.fr/en/technologies/markiii-systems) [Accessed 30 June 2020].

Ulrich, G. D., 1984. *A Guide to Chemical Engineering Process Design and Economics.* New York: John Wiley & Sons, Inc.

Wijayanto, D., 2012. *Pengantar Manajemen.* Jakarta: Gramedia Pustaka Utama.

LAMPIRAN

Data BOG dari FSRU

Data FSRU														
Tanggal	LNG Inventory Stock	Gas Delivery		BOG			Gas Cons. (MMBTU)					BOG Berlebih		
	MMBTU	MSCF	MMBTU	MMBTU	m3(LNG)	m3(NG)	DFDE	Boiler	DFDE + Boiler	GCU	Total	MMBTU	m3	Tonnes
01-Jan-19	730.530	0	-	2.697,35	117,02	66.464,65	513,10	114,00	627,10	3.011,30	3.638,40	2070,2513	86,1225	38,7137
02-Jan-19	727.025	0	-	3.533,18	153,27		518,30	-	518,30	3.156,40	3.674,70	3014,8778	125,4189	56,3782
03-Jan-19	723.261	0	-	3.790,41	164,43	93.398,39	513,10	-	513,10	3.332,60	3.845,70	3277,3096	136,3361	61,2857
04-Jan-19	665.975	50307,5	54.977,40	2.464,37	106,91	60.723,91	694,50	-	694,50	1.337,20	2.031,70	1769,8735	73,6267	33,0966
05-Jan-19	663.941	0	-	2.020,67	87,66	49.790,69	502,70	-	502,70	2.192,40	2.695,10	1517,9678	63,1475	28,3860
06-Jan-19	661.172	0	-	2.791,42	121,10	68.782,57	497,60	-	497,60	2.451,50	2.949,10	2293,8197	95,4229	42,8944
07-Jan-19	657.797	0	-	3.409,64	147,92	84.015,98	507,93	-	507,93	2.503,37	3.011,30	2901,7112	120,7112	54,2620
08-Jan-19	595.059	54803,4	59.990,40	2.602,04	112,88	64.116,02	30,89	-	30,89	1.062,51	1.093,40	2571,1498	106,9598	48,0805
09-Jan-19	543.051	45655,8	50.006,60	1.850,51	80,28	45.597,88	756,71	-	756,71	953,67	1.710,38	1093,8000	45,5021	20,4541

10-Jan-19	502.683	36514,1	40.011,20	923,04	40,04	22.744,28	735,98	124,39	860,37	953,67	1.814,04	62,6667	2,6069	1,1719
11-Jan-19	460.280	36485,6	40.002,80	1.994,43	86,52	49.144,13	689,33	248,78	938,11	860,37	1.798,48	1056,3183	43,9428	19,7532
12-Jan-19	458.247	0	-	2.118,18	91,89	52.193,42	502,75	248,78	751,53	1.839,95	2.591,48	1366,6482	56,8526	25,5563
13-Jan-19	455.218	0	-	3.037,43	131,77	74.844,33	502,75	248,78	751,53	2.228,68	2.980,21	2285,8956	95,0933	42,7462
14-Jan-19	452.362	0	-	2.867,49	124,40	70.657,10	513,11	248,78	761,89	2.233,86	2.995,75	2105,6045	87,5931	39,3748
15-Jan-19	449.420	0	-	2.968,25	128,77	73.139,76	507,93	248,78	756,71	2.233,86	2.990,57	2211,5387	92,0000	41,3558
16-Jan-19	446.262	0	-	3.188,63	138,33	78.570,21	502,75	248,78	751,53	2.233,86	2.985,39	2437,1040	101,3835	45,5738
17-Jan-19	443.319	0	-	2.967,24	128,72	73.114,94	502,75	243,60	746,35	2.233,86	2.980,21	2220,8913	92,3891	41,5307
18-Jan-19	440.421	0	-	2.923,89	126,84	72.046,73	507,93	-	507,93	2.254,59	2.762,52	2415,9603	100,5039	45,1785
19-Jan-19	437.175	0	-	3.351,54	145,39	82.584,30	497,56	-	497,56	2.513,74	3.011,30	2853,9790	118,7255	53,3694
20-Jan-19	433.974	0	-	3.229,64	140,11	79.580,62	497,56	-	497,56	2.570,75	3.068,31	2732,0796	113,6545	51,0899
21-Jan-19	430.858	0	-	3.145,30	136,45	77.502,51	502,75	-	502,75	2.518,92	3.021,67	2642,5534	109,9302	49,4157
22-Jan-19	427.743	0	-	3.139,60	136,20	77.361,99	502,75	-	502,75	2.508,56	3.011,31	2636,8507	109,6930	49,3091

23-Jan-19	424.455	0	-	3.319,41	144,00	81.792,55	502,75	-	502,75	2.503,37	3.006,12	2816,6570	117,1729	52,6715
24-Jan-19	421.513	0	-	2.969,56	128,82	73.172,05	502,75	-	502,75	2.435,99	2.938,74	2466,8091	102,6193	46,1293
25-Jan-19	418.657	0	-	2.884,17	125,12	71.068,12	497,56	119,21	616,77	2.373,80	2.990,57	2267,4048	94,3240	42,4005
26-Jan-19	415.282	0	-	3.403,13	147,63	83.855,54	502,75	248,78	751,53	2.296,05	3.047,58	2651,6000	110,3066	49,5849
27-Jan-19	411.950	0	-	3.358,65	145,70	82.759,54	507,93	248,78	756,71	2.239,04	2.995,75	2601,9407	108,2407	48,6563
28-Jan-19	409.095	0	-	2.883,53	125,09	71.052,16	502,75	253,97	756,72	2.233,86	2.990,58	2126,8074	88,4752	39,7713
29-Jan-19	405.936	0	-	3.182,17	138,05	78.411,02	518,30	248,78	767,08	2.239,04	3.006,12	2415,0938	100,4679	45,1623
30-Jan-19	323.598	72361,7	80.006,50	2.218,70	96,25	54.670,37	850,00	119,20	969,20	1.176,50	2.145,70	1249,5012	51,9792	23,3657
31-Jan-19	242.731	72173,5	80.018,10	763,92	33,14	18.823,60	907,50	-	907,50	1.176,50	2.084,00	0,0000	0,0000	0,0000
01-Feb-19	196.996,62	40540,6	44.994,00	1.035,23	44,91	25.508,76	860,40	-	860,40	798,20	1.658,60	174,8283	7,2729	3,2693
02-Feb-19	195.092,82	0	-	1.820,08	78,96	44.848,13	502,70	-	502,70	1.404,60	1.907,30	1317,3825	54,8031	24,6351
03-Feb-19	192.583,29	0	-	2.512,91	109,01	61.919,95	497,60	-	497,60	2.016,20	2.513,80	2015,3124	83,8370	37,6863
04-Feb-19	189.597,80	0	-	2.993,10	129,85	73.752,13	497,60	-	497,60	2.415,30	2.912,90	2495,5009	103,8128	46,6659

05-Feb-19	186.395,99	0	-	3.165,82	137,34	78.008,15	502,70	-	502,70	2.508,60	3.011,30	2663,1236	110,7859	49,8004
06-Feb-19	183.324,08	0	-	3.123,69	135,51	76.969,92	502,70	108,80	611,50	2.373,80	2.985,30	2512,1890	104,5071	46,9779
07-Feb-19	180.598,29	0	-	2.731,45	118,49	67.304,96	476,80	207,30	684,10	1.829,60	2.513,70	2047,3536	85,1699	38,2855
08-Feb-19	178.002,33	0	-	2.612,98	113,36	64.385,67	497,60	212,50	710,10	2.187,20	2.897,30	1902,8795	79,1598	35,5838
09-Feb-19	174.930,42	0	-	3.084,69	133,82	76.009,03	518,30	212,50	730,80	2.239,00	2.969,80	2353,8932	97,9220	44,0178
10-Feb-19	171.901,78	0	-	2.982,52	129,39	73.491,31	539,00	-	539,00	2.239,00	2.778,00	2443,5160	101,6503	45,6937
11-Feb-19	169.046,18	0	-	2.884,49	125,13	71.075,80	539,00	-	539,00	2.259,80	2.798,80	2345,4867	97,5722	43,8606
12-Feb-19	166.060,82	0	-	2.979,55	129,26	73.418,24	518,30	-	518,30	2.379,00	2.897,30	2461,2502	102,3880	46,0254
13-Feb-19	162.945,63	0	-	3.186,07	138,22	78.506,96	513,10	-	513,10	2.379,00	2.892,10	2672,9674	111,1954	49,9845
14-Feb-19	160.133,33	0	-	2.830,81	122,80	69.753,12	533,80	-	533,80	2.379,00	2.912,80	2297,0081	95,5555	42,9541
15-Feb-19	156.672,04	0	-	3.465,14	150,32	85.383,57	523,50	62,20	585,70	2.850,60	3.436,30	2879,4423	119,7848	53,8456
16-Feb-19	152.431,93	0	-	4.256,78	184,67	104.890,20	549,40	207,30	756,70	3.622,90	4.379,60	3500,0845	145,6035	65,4516
17-Feb-19	147.937,41	0	-	4.503,38	195,36	110.966,45	559,80	217,70	777,50	3.622,90	4.400,40	3725,8786	154,9966	69,6739

18-Feb-19	143.936,87	0	-	4.007,96	173,87	98.758,88	549,40	212,50	761,90	4.146,40	4.908,30	3246,0556	135,0359	60,7012
19-Feb-19	619.529,36	22296,2	24.995,00	6.640,20	286,19	162.558,49	907,60	207,40	1.115,00	5.507,60	6.622,60	5525,1960	229,8482	103,3212
20-Feb-19	2.701.429,57	2,9	3,30	6.661,00	287,09	163.067,68	663,80	212,60	876,40	577,90	1.454,30	5784,5953	240,6392	108,1719
21-Feb-19	2.583.875,99	109009,7	119.747,90	940,89	40,55	23.031,59	1.156,50	-	1.156,50	41,50	1.198,00	0,0000	0,0000	0,0000
22-Feb-19	2.371.315,69	191249,5	208.593,80	3.726,95	160,62	91.229,85	1.363,90	-	1.363,90	-	1.363,90	2363,0550	98,3031	44,1891
23-Feb-19	2.134.547,85	213872,2	233.333,40	3.269,20	140,89	80.024,73	1.379,50	-	1.379,50	-	1.379,50	1889,6991	78,6115	35,3374
24-Feb-19	1.923.220,44	192167,9	209.670,50	1.856,92	80,03	45.454,44	1.353,60	-	1.353,60	-	1.353,60	503,3213	20,9382	9,4121
25-Feb-19	1.672.661,85	227084,9	247.892,40	2.684,35	115,68	65.708,50	1.395,10	-	1.395,10	-	1.395,10	1289,2473	53,6327	24,1089
26-Feb-19	1.409.856,20	237996,6	259.901,70	2.802,56	120,78	68.602,19	1.431,40	-	1.431,40	-	1.431,40	1371,1617	57,0403	25,6407
27-Feb-19	1.147.674,54	238458,2	260.530,70	1.765,20	76,07	43.209,22	1.421,00	-	1.421,00	-	1.421,00	344,1989	14,3187	6,4365
28-Feb-19	885.856,49	237908,3	259.996,70	1.925,72	82,99	47.138,59	1.462,50	-	1.462,50	-	1.462,50	463,2229	19,2701	8,6623
01-Mar-19	623.278,64	237815,5	260.000,30	2.563,06	110,46	62.739,67	1.488,40	-	1.488,40	-	1.488,40	1074,6639	44,7060	20,0962
02-Mar-19	494.519,02	118222,7	129.323,90	848,89	36,58	20.779,45	1.073,50	-	1.073,50	228,20	1.301,70	0,0000	0,0000	0,0000

03-Mar-19	492.488,22	0	-	1.945,37	83,84	47.619,56	554,90	-	554,90	3.625,10	4.180,00	1390,4715	57,8436	26,0018
04-Mar-19	489.442,35	0	-	2.954,15	127,31	72.312,95	549,70	-	549,70	3.355,40	3.905,10	2404,4548	100,0253	44,9633
05-Mar-19	484.993,38	0	-	4.332,99	186,73	106.064,57	534,20	-	534,20	3.931,00	4.465,20	3798,7881	158,0296	71,0373
06-Mar-19	479.478,43	0	-	5.545,15	238,97	135.736,37	529,00	-	529,00	4.714,10	5.243,10	5016,1515	208,6719	93,8020
07-Mar-19	474.206,34	0	-	5.305,06	228,63	129.859,26	523,80	-	523,80	4.791,90	5.315,70	4781,2577	198,9003	89,4095
08-Mar-19	468.079,47	0	-	6.059,36	261,13	148.323,42	560,10	77,80	637,90	4.854,20	5.492,10	5421,4622	225,5328	101,3813
09-Mar-19	459.344,56	0	-	8.728,15	376,15	213.651,08	637,90	223,00	860,90	5.585,40	6.446,30	7867,2515	327,2777	147,1176
10-Mar-19	1.240.884,33	9643,9	10.552,20	6.532,60	289,44	164.403,59	757,20	223,00	980,20	5.533,50	6.513,70	5552,3970	230,9797	103,8298
11-Mar-19	3.098.531,64	21492,3	24.576,10	6.673,03	295,67	167.937,74	1.063,10	223,00	1.286,10	5.367,60	6.653,70	5386,9270	224,0962	100,7355
12-Mar-19	3.094.576,46	0	-	3.298,50	146,15	83.012,12	567,40	182,20	749,60	4.690,10	5.439,70	2548,8969	106,0341	47,6644
13-Mar-19	3.092.726,42	0	-	1.965,85	87,10	49.473,89	562,20	223,80	786,00	3.050,40	3.836,40	1179,8512	49,0818	22,0632
14-Mar-19	3.090.650,47	0	-	2.153,06	95,40	54.185,39	572,60	229,00	801,60	2.961,90	3.763,50	1351,4631	56,2209	25,2724
15-Mar-19	3.088.918,67	0	-	1.662,03	73,64	41.827,74	557,00	161,40	718,40	2.831,80	3.550,20	943,6304	39,2550	17,6459

16-Mar-19	3.087.339,39	0	-	1.610,77	71,37	40.537,68	525,70	-	525,70	2.790,10	3.315,80	1085,0696	45,1389	20,2908
17-Mar-19	3.085.086,23	0	-	2.224,38	98,56	55.980,16	515,30	-	515,30	3.123,30	3.638,60	1709,0787	71,0977	31,9598
18-Mar-19	3.082.216,02	0	-	2.910,09	128,94	73.237,24	536,20	-	536,20	3.633,40	4.169,60	2373,8908	98,7539	44,3918
19-Mar-19	3.042.875,47	34852,1	39.992,00	232,68	10,31	5.855,67	801,60	93,70	895,30	2.410,10	3.305,40	0,0000	0,0000	0,0000
20-Mar-19	3.011.784,60	27602,2	29.914,40	2.463,01	109,13	61.985,71	713,10	182,20	895,30	2.607,90	3.503,20	1567,7100	65,2167	29,3162
21-Mar-19	2.970.693,14	38313,9	39.913,80	2.171,63	96,22	54.652,61	754,80	145,80	900,60	2.113,40	3.014,00	1271,0282	52,8748	23,7682
22-Mar-19	2.927.137,37	38361,2	39.966,70	3.152,23	139,67	79.330,95	754,80	203,00	957,80	2.269,60	3.227,40	2194,4251	91,2881	41,0357
23-Mar-19	2.923.476,17	0	-	3.651,59	161,79	91.898,21	531,00	208,20	739,20	4.070,60	4.809,80	2912,3868	121,1553	54,4616
24-Mar-19	2.919.019,97	0	-	4.477,62	198,39	112.686,61	531,00	-	531,00	4.377,80	4.908,80	3946,6166	164,1793	73,8017
25-Mar-19	2.914.540,38	0	-	4.461,61	197,68	112.283,79	541,40	-	541,40	4.580,80	5.122,20	3920,2103	163,0807	73,3079
26-Mar-19	2.888.641,41	18987	19.956,00	4.571,65	202,56	115.053,00	734,00	5,20	739,20	4.039,40	4.778,60	3832,4452	159,4297	71,6667
27-Mar-19	2.798.870,60	81079,3	89.978,80	119,53	5,30	3.008,20	921,40	5,20	926,60	3.076,40	4.003,00	0,0000	0,0000	0,0000
28-Mar-19	2.761.638,15	31531,8	34.982,00	2.135,25	94,61	53.737,04	749,60	-	749,60	3.524,10	4.273,70	1385,6481	57,6430	25,9116

29-Mar-19	2.736.929,61	18029,7	19.987,80	5.467,30	242,24	137.593,62	619,40	-	619,40	4.081,10	4.700,50	4847,8996	201,6726	90,6557
30-Mar-19	2.731.632,75	0	-	4.604,53	204,02	115.880,60	572,60	-	572,60	5.033,60	5.606,20	4031,9298	167,7283	75,3971
31-Mar-19	2.726.385,32	0	-	5.391,70	238,89	135.691,10	546,60	-	546,60	5.044,10	5.590,70	4845,1028	201,5563	90,6034
01-Apr-19	2.720.382,67	0	-	5.824,84	258,08	146.591,72	660,60	20,80	681,40	5.038,90	5.720,30	5143,4403	213,9671	96,1823
02-Apr-19	2.715.331,96	0	-	5.019,83	222,42	126.332,21	557,00	119,70	676,70	5.038,90	5.715,60	4343,1259	180,6740	81,2165
03-Apr-19	2.709.666,71	0	-	5.641,30	249,95	141.972,55	562,20	270,70	832,90	5.038,90	5.871,80	4808,3969	200,0293	89,9170
04-Apr-19	2.704.377,37	0	-	5.305,62	235,08	133.524,57	583,00	249,90	832,90	5.038,90	5.871,80	4472,7154	186,0650	83,6398
05-Apr-19	2.698.481,02	0	-	5.813,99	257,60	146.318,61	598,60	249,90	848,50	5.033,60	5.882,10	4965,4882	206,5643	92,8546
06-Apr-19	2.693.038,13	0	-	5.441,75	241,11	136.950,72	588,20	249,90	838,10	5.044,10	5.882,20	4603,6537	191,5120	86,0883
07-Apr-19	2.686.546,83	0	-	6.439,72	285,33	162.066,28	551,80	249,90	801,70	5.038,90	5.840,60	5638,0240	234,5418	105,4310
08-Apr-19	2.680.943,14	0	-	5.567,76	246,69	140.121,97	577,80	249,90	827,70	5.028,40	5.856,10	4740,0639	197,1867	88,6392
09-Apr-19	2.675.493,84	0	-	5.423,75	240,31	136.497,63	562,20	255,10	817,30	5.007,60	5.824,90	4606,4505	191,6283	86,1406
10-Apr-19	2.669.706,90	0	-	5.832,96	258,44	146.796,05	562,20	255,10	817,30	5.007,60	5.824,90	5015,6594	208,6514	93,7928

11-Apr-19	2.664.340,68	0	-	5.292,22	234,49	133.187,50	577,00	255,10	832,10	4.820,20	5.652,30	4460,1218	185,5411	83,4043
12-Apr-19	2.659.136,64	0	-	5.225,26	231,52	131.502,41	546,60	109,30	655,90	4.841,00	5.496,90	4569,3645	190,0856	85,4471
13-Apr-19	2.653.641,65	0	-	5.638,99	249,85	141.914,47	546,60	-	546,60	4.893,10	5.439,70	5092,3891	211,8434	95,2277
14-Apr-19	2.648.621,34	0	-	4.823,83	213,73	121.399,69	546,60	-	546,60	4.924,30	5.470,90	4277,2316	177,9328	79,9842
15-Apr-19	2.643.117,59	0	-	5.485,50	243,05	138.051,71	583,00	-	583,00	4.908,70	5.491,70	4902,5017	203,9441	91,6768
16-Apr-19	2.637.416,16	0	-	5.638,46	249,83	141.901,24	583,00	-	583,00	5.002,40	5.585,40	5055,4633	210,3073	94,5372
17-Apr-19	2.632.281,71	0	-	5.245,69	232,42	132.016,45	562,20	-	562,20	4.934,70	5.496,90	4683,4900	194,8332	87,5813
18-Apr-19	2.626.930,71	0	-	5.319,83	235,71	133.882,21	546,60	-	546,60	4.966,00	5.512,60	4773,2263	198,5662	89,2593
19-Apr-19	2.621.415,65	0	-	5.386,69	238,67	135.565,02	525,70	-	525,70	5.033,60	5.559,30	4860,9927	202,2173	90,9006
20-Apr-19	2.615.836,04	0	-	5.656,38	250,62	142.352,03	525,70	-	525,70	5.033,60	5.559,30	5130,6757	213,4361	95,9436
21-Apr-19	2.610.207,18	0	-	5.641,17	249,95	141.969,40	525,70	-	525,70	5.033,60	5.559,30	5115,4719	212,8036	95,6593
22-Apr-19	2.605.046,43	0	-	5.119,50	226,83	128.840,66	562,70	88,50	651,20	4.986,80	5.638,00	4468,2998	185,8813	83,5572
23-Apr-19	2.599.423,87	0	-	5.418,13	240,06	136.356,18	588,20	255,10	843,30	4.924,30	5.767,60	4574,8297	190,3129	85,5493

24-Apr-19	2.575.259,57	18005,5	19.997,20	3.959,02	175,41	99.635,29	718,30	255,10	973,40	4.539,10	5.512,50	2985,6208	124,2018	55,8311
25-Apr-19	2.549.993,75	17859,3	19.989,00	4.713,70	208,85	118.628,10	702,70	255,10	957,80	4.356,90	5.314,70	3755,9022	156,2455	70,2354
26-Apr-19	2.544.424,76	0	-	5.481,74	242,88	137.957,14	593,40	223,80	817,20	4.992,00	5.809,20	4664,5440	194,0450	87,2270
27-Apr-19	2.539.284,87	0	-	5.113,09	226,55	128.679,37	583,00	151,00	734,00	5.038,90	5.772,90	4379,0907	182,1702	81,8890
28-Apr-19	2.533.870,11	0	-	5.416,86	240,01	136.324,14	572,60	229,00	801,60	5.038,90	5.840,50	4615,2567	191,9947	86,3053
29-Apr-19	2.528.298,79	0	-	5.592,31	247,78	140.739,68	572,60	229,00	801,60	4.851,50	5.653,10	4790,7086	199,2935	89,5863
30-Apr-19	2.522.512,01	0	-	5.776,62	255,95	145.378,26	557,00	229,00	786,00	5.033,60	5.819,60	4990,6231	207,6099	93,3247
01-May-19	2.516.767,40	0	-	5.664,90	251,00	142.566,51	551,80	234,20	786,00	5.038,90	5.824,90	4878,8979	202,9622	91,2354
02-May-19	2.510.193,16	0	-	6.571,36	291,16	165.379,10	546,60	93,70	640,30	5.143,00	5.783,30	5931,0590	246,7321	110,9108
03-May-19	2.504.036,55	0	-	6.139,18	272,01	154.502,63	562,20	-	562,20	5.215,80	5.778,00	5576,9810	232,0024	104,2895
04-May-19	2.498.150,17	0	-	5.870,44	260,10	147.739,34	580,80	-	580,80	5.165,30	5.746,10	5289,6409	220,0491	98,9163
05-May-19	2.492.455,47	0	-	5.582,87	247,36	140.502,17	580,80	-	580,80	5.191,30	5.772,10	5002,0712	208,0862	93,5387
06-May-19	2.486.648,00	0	-	5.851,33	259,26	147.258,48	591,20	-	591,20	5.186,10	5.777,30	5260,1338	218,8216	98,3645

07-May-19	2.481.526,12	0	-	5.135,86	227,56	129.252,37	586,00	-	586,00	5.191,30	5.777,30	4549,8590	189,2741	85,0824
08-May-19	2.416.593,60	53182,1	59.960,40	3.556,78	157,59	89.512,26	921,40	-	921,40	4.887,90	5.809,30	2635,3806	109,6318	49,2816
09-May-19	2.362.064,36	44201	49.990,20	4.223,25	187,12	106.285,10	879,70	-	879,70	4.939,90	5.819,60	3343,5517	139,0918	62,5244
10-May-19	2.318.624,93	34170	37.437,30	8.408,74	372,57	211.619,81	827,70	-	827,70	5.002,40	5.830,10	7581,0396	315,3712	141,7654
11-May-19	2.250.612,18	57087,8	59.946,20	8.695,85	385,29	218.845,54	1.030,60	-	1.030,60	4.797,00	5.827,60	7665,2547	318,8746	143,3403
12-May-19	2.191.685,15	47633	49.878,40	7.662,77	339,52	192.846,26	910,20	-	910,20	4.917,30	5.827,50	6752,5702	280,9069	126,2731
13-May-19	2.134.125,08	47814,9	50.001,50	8.608,85	381,44	216.655,80	957,30	-	957,30	4.906,90	5.864,20	7651,5451	318,3043	143,0839
14-May-19	1.896.037,83	216513,8	226.438,30	10.443,02	462,70	262.815,90	1.585,10	-	1.585,10	4.321,00	5.906,10	8857,9223	368,4896	165,6431
15-May-19	2.272.669,47	183366,5	192.268,60	5.814,89	255,18	144.941,40	1.579,80	-	1.579,80	4.253,00	5.832,80	4235,0919	176,1798	79,1962
16-May-19	2.430.537,93	57503	60.534,10	4.651,91	204,14	115.953,12	942,20	-	942,20	3.701,10	4.643,30	3709,7135	154,3241	69,3716
17-May-19	2.358.285,44	66495,4	70.013,70	1.256,16	55,20	31.351,97	864,10	-	864,10	2.758,90	3.623,00	392,0624	16,3098	7,3316
18-May-19	2.355.708,69	0	-	2.067,67	90,86	51.606,05	380,50	-	380,50	3.378,30	3.758,80	1687,1721	70,1864	31,5501
19-May-19	2.350.187,18	0	-	5.597,66	245,97	139.709,48	541,40	-	541,40	4.721,30	5.262,70	5056,2648	210,3406	94,5522

20-May-19	2.345.526,37	0	-	4.716,40	207,24	117.714,49	531,00	-	531,00	4.013,40	4.544,40	4185,4034	174,1128	78,2670
21-May-19	2.197.809,37	137050,7	144.184,30	3.141,70	138,05	78.412,27	1.160,80	62,50	1.223,30	1.431,50	2.654,80	1918,4023	79,8055	35,8741
22-May-19	2.064.221,56	123279	130.000,70	4.035,98	177,35	100.732,11	1.119,20	98,90	1.218,10	1.603,30	2.821,40	2817,8793	117,2238	52,6943
23-May-19	1.927.334,16	123843,1	129.990,70	7.329,36	322,06	182.930,15	1.072,30	-	1.072,30	1.520,00	2.592,30	6257,0641	260,2939	117,0071
24-May-19	1.815.644,71	104914	110.010,40	2.003,03	88,02	49.992,59	1.025,50	15,60	1.041,10	2.259,20	3.300,30	961,9264	40,0161	17,9880
25-May-19	1.810.996,78	0	-	4.617,97	202,92	115.257,73	531,00	15,60	546,60	4.487,10	5.033,70	4071,3698	169,3690	76,1346
26-May-19	1.806.529,71	0	-	4.455,60	195,78	111.205,33	525,70	-	525,70	4.492,30	5.018,00	3929,9042	163,4840	73,4892
27-May-19	1.801.867,06	0	-	4.688,50	206,02	117.017,94	551,80	161,40	713,20	4.658,90	5.372,10	3975,2950	165,3723	74,3380
28-May-19	1.746.883,52	47659,8	49.995,70	4.510,85	198,21	112.584,21	780,80	124,90	905,70	2.779,70	3.685,40	3605,1510	149,9743	67,4163
29-May-19	1.719.169,44	21544,2	22.602,60	5.218,30	229,30	130.241,05	624,70	135,30	760,00	3.633,40	4.393,40	4458,2984	185,4652	83,3702
30-May-19	1.714.457,80	0	-	4.869,83	213,99	121.543,68	536,20	119,70	655,90	4.809,80	5.465,70	4213,9255	175,2993	78,8004
31-May-19	1.708.971,56	0	-	5.378,39	236,33	134.236,77	536,20	208,20	744,40	4.825,40	5.569,80	4633,9928	192,7741	86,6557
01-Jun-19	1.703.528,10	0	-	5.237,86	230,16	130.729,38	525,70	218,60	744,30	4.591,20	5.335,50	4493,5640	186,9323	84,0296

02-Jun-19	1.698.427,58	0	-	5.262,09	231,22	131.333,97	525,70	229,00	754,70	4.684,90	5.439,60	4507,3876	187,5073	84,2881
03-Jun-19	1.693.112,71	0	-	5.257,81	231,03	131.227,28	546,60	229,00	775,60	4.700,50	5.476,10	4482,2132	186,4601	83,8174
04-Jun-19	1.687.797,88	0	-	5.286,50	232,29	131.943,16	546,60	229,00	775,60	4.658,90	5.434,50	4510,8959	187,6533	84,3538
05-Jun-19	1.682.483,00	0	-	4.975,06	218,61	124.170,11	562,20	229,00	791,20	4.461,00	5.252,20	4183,8573	174,0485	78,2381
06-Jun-19	1.677.425,33	0	-	4.466,81	196,28	111.485,09	562,20	229,00	791,20	4.383,00	5.174,20	3675,6132	152,9055	68,7340
07-Jun-19	1.672.281,95	0	-	4.992,63	219,38	124.608,59	557,00	229,00	786,00	4.356,90	5.142,90	4206,6255	174,9956	78,6639
08-Jun-19	1.667.738,66	0	-	4.468,42	196,35	111.525,14	557,00	229,00	786,00	4.278,90	5.064,90	3682,4179	153,1886	68,8612
09-Jun-19	1.662.295,22	0	-	5.468,46	240,29	136.484,60	557,00	229,00	786,00	4.377,80	5.163,80	4682,4555	194,7901	87,5619
10-Jun-19	1.656.980,34	0	-	5.261,73	231,21	131.325,00	567,40	218,60	786,00	4.320,50	5.106,50	4475,7285	186,1903	83,6961
11-Jun-19	1.651.922,72	0	-	5.086,95	223,53	126.962,82	557,00	229,00	786,00	4.372,60	5.158,60	4300,9511	178,9196	80,4278
12-Jun-19	1.646.822,20	0	-	5.078,48	223,15	126.751,27	562,20	109,30	671,50	4.341,30	5.012,80	4406,9751	183,3302	82,4104
13-Jun-19	1.642.021,71	0	-	4.773,93	209,77	119.150,20	551,80	88,50	640,30	4.299,70	4.940,00	4133,6271	171,9589	77,2988
14-Jun-19	1.636.749,72	0	-	5.294,50	232,65	132.142,91	557,00	229,00	786,00	4.492,30	5.278,30	4508,4990	187,5536	84,3089

15-Jun-19	1.631.434,91	0	-	5.288,87	232,40	132.002,49	562,20	223,80	786,00	4.591,20	5.377,20	4502,8729	187,3195	84,2037
16-Jun-19	1.625.905,79	0	-	5.515,34	242,35	137.654,74	557,00	229,00	786,00	4.580,80	5.366,80	4729,3385	196,7405	88,4386
17-Jun-19	1.620.419,51	0	-	5.498,60	241,61	137.236,92	557,00	229,00	786,00	4.549,50	5.335,50	4712,5982	196,0441	88,1256
18-Jun-19	1.574.644,75	39495,7	41.662,40	5.310,57	233,35	132.543,93	832,90	135,30	968,20	2.904,60	3.872,80	4342,3664	180,6424	81,2023
19-Jun-19	1.518.840,70	47526,7	50.013,80	5.495,95	241,50	137.170,89	931,80	-	931,80	2.259,20	3.191,00	4564,1527	189,8688	85,3497
20-Jun-19	1.440.877,95	68975,3	72.622,00	5.677,39	249,47	141.699,32	1.020,30	-	1.020,30	2.259,20	3.279,50	4657,0907	193,7350	87,0876
21-Jun-19	1.395.717,73	39494,3	41.570,10	2.354,23	103,45	58.758,12	1.051,50	-	1.051,50	3.602,20	4.653,70	1302,7299	54,1936	24,3611
22-Jun-19	1.391.243,99	0	-	4.439,32	195,07	110.798,86	598,60	-	598,60	4.976,40	5.575,00	3840,7184	159,7739	71,8214
23-Jun-19	1.378.700,241	-	-	12.530,723	550,613	312.748,42	557,000	46,800	603,800	3.404,300	4.008,100	11.926,923	496,160	223,033
24-Jun-19	1.358.727,027	-	-	19.978,314	877,869	498.629,33	484,000	135,300	619,300	-	619,300	19.359,014	805,335	362,014
25-Jun-19	1.351.783,53	0	-	6.936,49	304,80	173.124,67	598,60	41,60	640,20	1.228,50	1.868,70	6296,2932	261,9258	117,7407
26-Jun-19	1.349.983,40	0	-	1.804,67	79,30	45.041,83	588,00	-	588,00	1.535,00	2.123,00	1216,6668	50,6133	22,7517
27-Jun-19	1.304.463,09	42687,5	45.019,90	904,80	39,76	22.582,46	905,40	-	905,40	1.113,50	2.018,90	0,0000	0,0000	0,0000

28-Jun-19	1.257.099,66	42670	45.020,00	1.999,07	87,84	49.893,97	780,50	10,40	790,90	1.358,10	2.149,00	1208,1748	50,2601	22,5929
29-Jun-19	1.254.656,65	0	-	2.438,90	107,17	60.871,32	577,60	26,00	603,60	1.909,70	2.513,30	1835,2987	76,3484	34,3201
30-Jun-19	1.252.342,24	0	-	2.309,54	101,48	57.642,66	504,70	36,40	541,10	2.258,30	2.799,40	1768,4377	73,5670	33,0698
01-Jul-19	1.249.084,85	0	-	3.260,16	143,26	81.368,92	624,40	15,60	640,00	2.669,40	3.309,40	2620,1649	108,9989	48,9971
02-Jul-19	1.238.412,803	-	-	10.688,578	469,668	266.771,18	577,600	176,900	754,500	2.976,400	3.730,900	9.934,078	413,258	185,767
03-Jul-19	1.233.071,31	0	-	5.319,01	233,72	132.754,77	645,20	67,60	712,80	5.390,80	6.103,60	4606,2141	191,6185	86,1362
04-Jul-19	1.232.332,70	0	-	748,37	32,88	18.678,09	660,80	67,60	728,40	4.428,20	5.156,60	19,9650	0,8305	0,3733
05-Jul-19	1.219.797,567	-	-	12.595,440	553,457	314.363,66	541,200	202,900	744,100	1.868,100	2.612,200	11.851,340	493,016	221,620
06-Jul-19	1.204.313,499	-	-	15.372,764	675,496	383.681,58	530,800	265,400	796,200	-	796,200	14.576,564	606,385	272,582
07-Jul-19	1.195.251,28	0	-	9.048,98	397,62	225.849,29	645,20	124,90	770,10	1.779,60	2.549,70	8278,8824	344,4015	154,8151
08-Jul-19	1.189.774,02	0	-	5.477,13	240,67	136.701,08	707,70	72,80	780,50	2.789,10	3.569,60	4696,6288	195,3798	87,8270
09-Jul-19	1.145.111,57	39143,6	41.670,70	3.047,59	133,91	76.063,44	785,70	62,40	848,10	2.138,60	2.986,70	2199,4932	91,4989	41,1305
10-Jul-19	1.087.570,17	51167,9	54.110,30	3.550,88	156,03	88.624,74	790,90	62,40	853,30	1.691,10	2.544,40	2697,5798	112,2193	50,4447

11-Jul-19	1.084.832,41	0	-	2.819,57	123,89	70.372,22	634,80	52,00	686,80	2.518,50	3.205,30	2132,7661	88,7231	39,8827
12-Jul-19	1.037.645,38	37801,6	39.978,90	6.940,53	304,97	173.225,31	816,90	140,50	957,40	1.883,70	2.841,10	5983,1255	248,8980	111,8844
13-Jul-19	1.034.042,44	0	-	3.420,04	150,28	85.359,21	499,50	20,80	520,30	2.518,50	3.038,80	2899,7419	120,6293	54,2252
14-Jul-19	1.031.143,20	0	-	2.915,45	128,11	72.765,46	494,30	-	494,30	2.523,70	3.018,00	2421,1548	100,7200	45,2756
15-Jul-19	1.029.964,01	0	-	1.203,94	52,90	30.048,53	296,60	-	296,60	1.816,00	2.112,60	907,3383	37,7453	16,9672
16-Jul-19	1.026.518,49	0	-	3.384,47	148,72	84.471,46	499,50	-	499,50	2.986,80	3.486,30	2884,9726	120,0149	53,9490
17-Jul-19	1.022.386,88	0	-	4.082,28	179,38	101.887,80	489,10	-	489,10	3.142,90	3.632,00	3593,1839	149,4765	67,1925
18-Jul-19	1.018.638,40	0	-	3.775,18	165,89	94.222,82	483,90	-	483,90	3.168,90	3.652,80	3291,2753	136,9171	61,5468
19-Jul-19	1.014.136,58	0	-	4.563,99	200,55	113.910,39	489,10	93,70	582,80	3.168,90	3.751,70	3981,1867	165,6174	74,4482
20-Jul-19	1.010.618,25	0	-	3.543,28	155,70	88.435,13	489,10	223,80	712,90	3.168,90	3.881,80	2830,3829	117,7439	52,9282
21-Jul-19	1.006.878,70	0	-	3.694,70	162,35	92.214,26	489,10	223,80	712,90	3.168,90	3.881,80	2981,7991	124,0428	55,7596
22-Jul-19	1.002.105,03	0	-	4.769,82	209,59	119.047,69	489,10	218,50	707,60	3.168,90	3.876,50	4062,2199	168,9883	75,9635
23-Jul-19	966.637,31	28977,2	31.242,80	3.614,61	158,83	90.215,33	712,90	218,50	931,40	2.305,10	3.236,50	2683,2094	111,6215	50,1760

24-Jul-19	857.124,61	98876	109.013,60	549,46	24,14	13.713,74	1.092,70	223,80	1.316,50	296,60	1.613,10	0,0000	0,0000	0,0000
25-Jul-19	748.794,70	98753,9	108.895,90	2,08	0,09	51,99	1.134,40	223,80	1.358,20	-	1.358,20	0,0000	0,0000	0,0000
26-Jul-19	637.232,99	98763,9	109.005,60	2.251,88	98,95	56.203,58	1.139,60	62,40	1.202,00	390,30	1.592,30	1049,8786	43,6749	19,6327
27-Jul-19	630.075,40	0	-	7.000,90	307,63	174.732,08	525,60	192,50	718,10	5.520,90	6.239,00	6282,7964	261,3643	117,4883
28-Jul-19	623.797,48	0	-	6.444,96	283,20	160.856,83	536,00	213,30	749,30	5.713,40	6.462,70	5695,6643	236,9396	106,5089
29-Jul-19	1.553.351,90	0	-	6.319,08	273,19	155.170,98	551,60	218,50	770,10	5.546,90	6.317,00	5548,9786	230,8375	103,7659
30-Jul-19	3.529.721,90	0	-	5.376,94	232,46	132.035,93	572,40	218,50	790,90	4.584,30	5.375,20	4586,0425	190,7794	85,7590
31-Jul-19	3.525.005,96	0	-	4.708,33	203,60	115.645,00	520,30	150,90	671,20	4.875,20	5.546,40	4037,1322	167,9447	75,4944
01-Aug-19	3.502.913	18120,1	19.990,40	2.024,14	87,53	49.716,56	603,5	-	603,50	3.158,2	3.761,70	1420,6435	59,0988	26,5660
02-Aug-19	3.480.819	18747,9	19.976,10	2.751,44	118,98	67.580,30	656,6	-	656,60	2.211,3	2.867,90	2094,8417	87,1454	39,1735
03-Aug-19	3.479.160	0	-	1.045,76	45,22	25.685,77	499,5	-	499,50	2.996,9	3.496,40	546,2620	22,7245	10,2151
04-Aug-19	3.475.577	0	-	3.573,95	154,55	87.782,46	494,3	-	494,30	4.219,6	4.713,90	3079,6458	128,1133	57,5894
05-Aug-19	3.470.154	0	-	5.351,85	231,43	131.450,94	530,7	-	530,70	5.192,6	5.723,30	4821,1498	200,5598	90,1555

06-Aug-19	3.347.873	109633,2	119.995,10	2.438,49	105,45	59.893,63	1.165,5	-	1.165,50	98,9	1.264,40	1272,9891	52,9563	23,8049
07-Aug-19	3.246.778	91443,3	100.002,30	873,45	37,77	21.453,52	1.134,3	-	1.134,30	-	1.134,30	0,0000	0,0000	0,0000
08-Aug-19	3.189.444	51444,5	56.239,60	1.480,21	64,01	36.356,48	920,9	-	920,90	1.253,9	2.174,80	559,3056	23,2671	10,4590
09-Aug-19	3.167.225	18324,8	20.003,10	2.233,49	96,58	54.858,58	666,0	78,0	744,00	2.913,7	3.657,70	1489,4938	61,9629	27,8535
10-Aug-19	3.163.808	0	-	3.642,52	157,51	89.466,66	587,9	228,9	816,80	3.995,9	4.812,70	2825,7156	117,5498	52,8409
11-Aug-19	3.159.300	0	-	4.077,15	176,31	100.142,01	541,1	228,9	770,00	4.412,1	5.182,10	3307,1483	137,5774	61,8437
12-Aug-19	3.154.392	0	-	4.902,69	212,01	120.418,88	541,1	166,5	707,60	4.646,3	5.353,90	4195,0943	174,5159	78,4483
13-Aug-19	3.129.976	18824,3	20.001,30	4.258,05	184,13	104.585,25	671,2	228,9	900,10	3.845,0	4.745,10	3357,9491	139,6907	62,7936
14-Aug-19	3.066.628	56577,3	59.992,40	4.148,19	179,38	101.886,93	910,5	228,9	1.139,40	2.325,7	3.465,10	3008,7905	125,1657	56,2644
15-Aug-19	2.953.479	103703,7	110.037,80	4.796,95	207,43	117.821,53	978,2	145,7	1.123,90	2.086,4	3.210,30	3673,0463	152,7987	68,6860
16-Aug-19	2.834.625	103099,2	110.819,90	5.660,34	244,77	139.027,89	988,6	93,7	1.082,30	2.315,3	3.397,60	4578,0353	190,4463	85,6093
17-Aug-19	2.830.244	0	-	4.237,50	183,24	104.080,64	520,3	223,7	744,00	4.849,2	5.593,20	3493,5045	145,3298	65,3285
18-Aug-19	2.824.590	0	-	5.619,62	243,01	138.027,75	520,3	228,9	749,20	4.885,6	5.634,80	4870,4157	202,6093	91,0768

19-Aug-19	2.819.370	0	-	5.189,25	224,40	127.457,08	525,5	228,9	754,40	4.844,0	5.598,40	4434,8450	184,4896	82,9316
20-Aug-19	2.725.932	83284,8	90.003,10	3.714,32	160,62	91.230,22	1.004,2	98,9	1.103,10	2.289,3	3.392,40	2611,2166	108,6266	48,8298
21-Aug-19	2.542.167	162045,1	177.921,60	4.035,45	174,50	99.117,77	1.311,2	31,2	1.342,40	655,6	1.998,00	2693,0477	112,0308	50,3600
22-Aug-19	2.397.475	130469,9	143.312,90	2.334,89	100,97	57.349,11	1.170,7	46,8	1.217,50	952,1	2.169,60	1117,3928	46,4835	20,8952
23-Aug-19	2.289.674	98551,4	108.337,00	1.348,10	58,30	33.111,85	941,7	98,9	1.040,60	2.034,4	3.075,00	307,5048	12,7922	5,7503
24-Aug-19	2.286.175	0	-	4.007,60	173,30	98.433,83	525,5	218,5	744,00	4.292,5	5.036,50	3263,6020	135,7658	61,0294
25-Aug-19	2.186.568	86285	94.993,20	3.789,76	163,88	93.083,19	1.097,8	78,0	1.175,80	1.248,7	2.424,50	2613,9578	108,7406	48,8810
26-Aug-19	1.962.084	202745,7	222.846,70	1.398,56	60,48	34.351,00	1.410,0	5,2	1.415,20	-	1.415,20	0,0000	0,0000	0,0000
27-Aug-19	1.699.533	236954,6	259.129,10	2.937,10	127,01	72.140,34	1.482,9	-	1.482,90	-	1.482,90	1454,1979	60,4946	27,1935
28-Aug-19	1.435.942	237627,3	260.057,00	3.097,93	133,96	76.090,68	1.477,7	-	1.477,70	-	1.477,70	1620,2305	67,4016	30,2983
29-Aug-19	1.271.177	148801,6	162.930,60	963,49	41,66	23.665,13	1.196,7	-	1.196,70	931,3	2.128,00	0,0000	0,0000	0,0000
30-Aug-19	1.170.326	90164,7	98.753,30	1.938,09	83,81	47.602,94	999,0	-	999,00	1.701,4	2.700,40	939,0902	39,0662	17,5610
31-Aug-19	1.088.445	72946,3	80.009,70	2.517,43	108,86	61.832,59	884,5	-	884,50	2.773,2	3.657,70	1632,9316	67,9300	30,5358

01-Sep-19	1.083.348	0	-	5.099,23	220,50	125.246,22	520,3	-	520,30	4.656,7	5.177,00	4578,9330	190,4836	85,6260
02-Sep-19	886.676	176785,9	194.000,50	4.015,74	173,65	98.633,75	1.274,7	-	1.274,70	1.014,6	2.289,30	2741,0416	114,0273	51,2575
03-Sep-19	705.486	163926,8	179.999,90	38,56	1,67	947,17	181,1	-	181,10	983,4	1.164,50	0,0000	0,0000	0,0000
04-Sep-19	536.037	154830,1	170.005,00	375,20	16,22	9.215,66	1.123,8	-	1.123,80	1.290,3	2.414,10	0,0000	0,0000	0,0000
05-Sep-19	442.890	81915,1	90.012,10	2.618,73	113,24	64.320,65	863,7	-	863,70	2.991,7	3.855,40	1755,0293	73,0092	32,8190
06-Sep-19	215.188	205830	226.256,80	1.430,99	61,88	35.147,63	1.358,0	-	1.358,00	62,4	1.420,40	72,9891	3,0363	1,3649
07-Sep-19	179.703	31797,9	34.997,70	662,04	28,63	16.260,96	770,0	-	770,00	3.453,8	4.223,80	0,0000	0,0000	0,0000
08-Sep-19	174.506	0	-	5.195,18	224,65	127.602,86	504,7	-	504,70	4.885,6	5.390,30	4690,4802	195,1240	87,7120
09-Sep-19	135.024	31734,4	35.000,80	3.911,03	169,12	96.061,91	692,0	-	692,00	3.408,0	4.100,00	3219,0327	133,9118	60,1959
10-Sep-19	32.319	85954,5	94.982,90	6.919,42	299,21	169.953,35	889,7	-	889,70	2.742,0	3.631,70	6029,7240	250,8365	112,7558
11-Sep-19	742.331	47759,8	51.110,50	4.971,80	220,88	125.461,33	842,9	-	842,90	4.115,6	4.958,50	4128,8997	171,7622	77,2104
12-Sep-19	2.843.827	239331	249.706,30	1.512,93	67,22	38.178,16	1.508,9	-	1.508,90	-	1.508,90	4,0296	0,1676	0,0754
13-Sep-19	2.714.428	124594,6	129.909,00	294,71	13,09	7.436,99	1.118,6	-	1.118,60	1.144,7	2.263,30	0,0000	0,0000	0,0000

14-Sep-19	2.614.654	95703	99.936,40	579,50	25,75	14.623,43	915,7	-	915,70	2.050,0	2.965,70	0,0000	0,0000	0,0000
15-Sep-19	2.581.337	28700,6	29.999,50	3.252,21	144,49	82.068,29	650,4	-	650,40	2.939,7	3.590,10	2601,8140	108,2355	48,6539
16-Sep-19	2.448.954	124509,3	129.979,70	1.616,85	71,83	40.800,46	1.051,0	-	1.051,00	2.825,2	3.876,20	565,8463	23,5392	10,5813
17-Sep-19	2.358.098	86186	90.006,30	1.108,33	49,24	27.968,24	738,0	-	738,00	2.263,3	3.001,30	370,3295	15,4057	6,9252
18-Sep-19	2.199.041	146183,9	152.509,80	6.234,12	276,96	157.315,44	1.269,6	-	1.269,60	3.349,1	4.618,70	4964,5189	206,5240	92,8365
19-Sep-19	2.058.535	134000,5	140.008,20	702,43	31,21	17.725,61	1.170,7	-	1.170,70	2.330,3	3.501,00	0,0000	0,0000	0,0000
20-Sep-19	1.958.472	94120,1	98.322,40	723,82	32,16	18.265,27	971,8	-	971,80	2.675,1	3.646,90	0,0000	0,0000	0,0000
21-Sep-19	1.934.960	19151,5	20.007,70	3.434,91	152,60	86.678,52	632,2	88,8	721,00	4.232,2	4.953,20	2713,9089	112,8986	50,7501
22-Sep-19	1.930.527	0	-	4.605,20	204,60	116.210,45	532,9	235,1	768,00	4.948,0	5.716,00	3837,2044	159,6277	71,7557
23-Sep-19	1.892.726	32542,1	34.005,10	4.178,43	185,64	105.441,04	736,7	235,1	971,80	4.091,1	5.062,90	3206,6327	133,3959	59,9640
24-Sep-19	1.714.189	167515,9	175.021,50	3.622,83	160,95	91.420,60	1.243,5	240,3	1.483,80	2.419,1	3.902,90	2139,0287	88,9836	39,9998
25-Sep-19	1.459.038	239687,9	250.490,90	3.350,23	148,84	84.541,73	1.510,0	240,3	1.750,30	1.750,3	3.500,60	1599,9317	66,5572	29,9187
26-Sep-19	1.209.945	239073,3	250.093,50	1.254,92	55,75	31.667,30	1.510,0	235,1	1.745,10	1.745,1	3.490,20	0,0000	0,0000	0,0000

27-Sep-19	958.494	238852,3	249.907,90	1.421,77	63,17	35.877,77	1.473,4	135,8	1.609,20	1.609,3	3.218,50	0,0000	0,0000	0,0000
28-Sep-19	1.533.760	238946,3	249.933,70	1.472,37	65,21	37.041,04	1.473,4	-	1.473,40	1.473,4	2.946,80	0,0000	0,0000	0,0000
29-Sep-19	3.709.159	117950	123.236,00	2.845,54	126,03	71.586,40	1.316,7	57,5	1.374,20	2.847,6	4.221,80	1471,3386	61,2077	27,5140
30-Sep-19	3.647.288	57448,5	59.979,50	2.026,11	89,98	51.110,70	1.030,2	234,1	1.264,30	3.683,7	4.948,00	761,8124	31,6914	14,2459
01-Oct-19	3.571.602	71893,2	75.000,70	737,01	32,73	18.591,73	941,7	239,3	1.181,00	1.514,1	2.695,10	0,0000	0,0000	0,0000
02-Oct-19	3.494.866	71822,3	74.903,90	1.752,00	77,81	44.196,01	874,1	239,3	1.113,40	1.737,8	2.851,20	638,6029	26,5659	11,9419
03-Oct-19	3.403.871	86164,7	89.958,20	897,81	39,87	22.648,03	915,7	119,7	1.035,40	1.019,8	2.055,20	0,0000	0,0000	0,0000
04-Oct-19	3.342.760	57458,3	59.988,60	800,82	35,57	20.201,42	780,5	109,3	889,80	1.940,7	2.830,50	0,0000	0,0000	0,0000
05-Oct-19	3.309.662	28733,2	30.006,30	3.005,54	133,48	75.817,73	686,8	244,5	931,30	3.173,8	4.105,10	2074,2400	86,2884	38,7883
06-Oct-19	3.305.343	0	-	3.962,09	175,96	99.947,76	541,1	244,5	785,60	4.812,8	5.598,40	3176,4941	132,1422	59,4004
07-Oct-19	3.240.552	57191,2	59.701,90	4.500,24	199,86	113.523,08	874,1	156,1	1.030,20	2.877,3	3.907,50	3470,0422	144,3538	64,8898
08-Oct-19	3.141.691	95677,6	99.940,50	680,63	30,23	17.169,45	1.019,8	-	1.019,80	686,8	1.706,60	0,0000	0,0000	0,0000
09-Oct-19	3.030.824	105504,5	110.139,50	1.073,81	47,69	27.087,84	1.035,4	-	1.035,40	369,4	1.404,80	38,4068	1,5977	0,7182

10-Oct-19	2.923.720	100586,4	105.124,70	1.354,60	60,16	34.171,22	1.045,8	-	1.045,80	634,8	1.680,60	308,8035	12,8462	5,7746
11-Oct-19	2.882.394	38297,1	40.045,90	1.590,23	70,63	40.115,12	749,2	-	749,20	3.163,4	3.912,60	841,0294	34,9868	15,7272
12-Oct-19	2.878.008	0	-	4.428,57	196,68	111.715,15	546,3	124,9	671,20	4.771,2	5.442,40	3757,3729	156,3067	70,2629
13-Oct-19	2.873.001	0	-	4.958,37	220,21	125.079,88	556,7	244,5	801,20	4.807,6	5.608,80	4157,1728	172,9384	77,7391
14-Oct-19	2.778.879	86187,2	90.120,70	3.406,18	151,28	85.924,21	1.019,8	239,3	1.259,10	2.029,2	3.288,30	2147,0776	89,3184	40,1504
15-Oct-19	2.667.258	105219,5	110.001,30	1.573,36	69,88	39.689,62	1.160,3	109,3	1.269,60	-	1.269,60	303,7621	12,6365	5,6804
16-Oct-19	2.411.883	239080,9	250.013,70	4.725,10	209,85	119.195,43	1.514,1	-	1.514,10	-	1.514,10	3211,0035	133,5777	60,0458
17-Oct-19	2.157.756	238993,7	250.011,00	2.804,17	124,54	70.738,05	1.514,1	-	1.514,10	-	1.514,10	1290,0731	53,6670	24,1244
18-Oct-19	2.033.901	119499,6	125.006,80	984,46	43,72	24.833,88	1.061,4	93,7	1.155,10	2.435,0	3.590,10	0,0000	0,0000	0,0000
19-Oct-19	1.967.210	59839,2	62.499,70	4.426,19	196,58	111.655,09	801,3	140,5	941,80	2.330,9	3.272,70	3484,3920	144,9507	65,1581
20-Oct-19	1.962.526	0	-	4.699,09	208,70	118.539,16	535,9	119,7	655,60	4.698,3	5.353,90	4043,4880	168,2091	75,6132
21-Oct-19	1.851.420	99677,6	104.175,80	5.760,78	255,85	145.321,34	999,0	-	999,00	2.450,6	3.449,60	4761,7777	198,0900	89,0452
22-Oct-19	1.676.518	167483,1	175.001,50	430,81	19,13	10.867,72	1.368,4	-	1.368,40	-	1.368,40	0,0000	0,0000	0,0000

23-Oct-19	1.481.771	181918,8	190.007,90	3.551,77	157,74	89.597,01	1.332,0	-	1.332,00	-	1.332,00	2219,7731	92,3426	41,5098
24-Oct-19	1.298.702	173593,2	181.515,70	1.061,93	47,16	26.788,34	1.410,0	-	1.410,00	-	1.410,00	0,0000	0,0000	0,0000
25-Oct-19	1.109.446	181553,2	189.989,90	262,25	11,65	6.615,40	1.378,8	-	1.378,80	5,2	1.384,00	0,0000	0,0000	0,0000
26-Oct-19	1.077.031	28660,7	29.976,30	2.247,98	99,84	56.707,47	905,3	88,5	993,80	3.350,7	4.344,50	1254,1776	52,1738	23,4531
27-Oct-19	1.070.155	0	-	6.893,53	306,16	173.896,12	541,1	249,7	790,80	4.792,0	5.582,80	6102,7289	253,8735	114,1210
28-Oct-19	2.010.384	95712,2	100.039,70	3.655,28	161,23	91.576,47	1.025,0	130,1	1.155,10	2.487,0	3.642,10	2500,1848	104,0077	46,7535
29-Oct-19	3.435.462	202236,9	211.374,50	1.488,22	65,64	37.284,70	1.482,9	-	1.482,90	-	1.482,90	5,3231	0,2214	0,0995
30-Oct-19	3.198.323	223279,1	233.264,80	2.224,47	98,54	55.971,47	1.462,0	-	1.462,00	-	1.462,00	762,4689	31,7187	14,2582
31-Oct-19	3.064.814	126775,8	132.505,50	890,17	39,43	22.398,09	1.290,3	-	1.290,30	775,2	2.065,50	0,0000	0,0000	0,0000
01-Nov-19	2.944.097	114725,9	120.006,40	629,46	27,88	15.838,24	1.123,8	-	1.123,80	1.436,0	2.559,80	0,0000	0,0000	0,0000
02-Nov-19	2.882.304	57364,9	60.005,10	1.470,51	65,14	37.000,61	837,7	-	837,70	1.935,5	2.773,20	632,8121	26,3250	11,8336
03-Nov-19	2.879.718	0	-	2.708,23	119,97	68.143,68	525,5	104,1	629,60	3.824,2	4.453,80	2078,6283	86,4709	38,8703
04-Nov-19	2.817.056	57363,2	60.001,80	1.495,51	66,25	37.629,48	805,6	88,4	894,00	1.747,4	2.641,40	601,5052	25,0226	11,2481

05-Nov-19	2.737.230	74825	78.003,00	1.864,32	82,59	46.909,58	842,5	187,2	1.029,70	1.456,2	2.485,90	834,6231	34,7203	15,6075
06-Nov-19	2.656.956	75856,9	78.998,90	1.674,49	74,18	42.133,01	873,2	72,8	946,00	1.352,2	2.298,20	728,4883	30,3051	13,6227
07-Nov-19	2.585.999	66735	69.571,80	2.187,31	96,90	55.036,49	837,3	67,6	904,90	1.612,2	2.517,10	1282,4104	53,3483	23,9811
08-Nov-19	2.513.269	66698,4	69.795,40	1.045,64	46,32	26.310,01	858,1	83,2	941,30	1.794,2	2.735,50	104,3366	4,3404	1,9511
09-Nov-19	2.508.908	0	-	4.314,09	191,11	108.549,91	540,9	223,6	764,50	4.581,8	5.346,30	3549,5892	147,6629	66,3773
10-Nov-19	2.504.846	0	-	4.072,65	180,41	102.474,99	540,9	223,6	764,50	4.587,0	5.351,50	3308,1541	137,6192	61,8625
11-Nov-19	2.440.726	57532,8	59.999,60	4.129,02	182,91	103.893,12	811,3	114,4	925,70	2.381,9	3.307,60	3203,3150	133,2579	59,9020
12-Nov-19	2.316.101	115161,6	120.009,20	4.196,27	185,89	105.585,25	1.190,9	-	1.190,90	1.066,1	2.257,00	3005,3653	125,0232	56,2003
13-Nov-19	2.172.297	133897,5	139.660,60	3.625,18	160,59	91.215,81	1.149,3	5,2	1.154,50	1.997,0	3.151,50	2470,6818	102,7804	46,2017
14-Nov-19	2.024.776	134280,9	139.996,10	6.968,26	308,69	175.333,32	1.133,7	5,2	1.138,90	2.007,4	3.146,30	5829,3565	242,5012	109,0090
15-Nov-19	1.877.495	138565,4	144.520,30	2.390,10	105,88	60.138,92	1.154,5	-	1.154,50	1.674,6	2.829,10	1235,5957	51,4008	23,1056
16-Nov-19	1.775.061	95949,2	99.998,70	1.830,89	81,11	46.068,30	1.029,7	67,6	1.097,30	1.393,8	2.491,10	733,5882	30,5173	13,7181
17-Nov-19	1.721.736	47959	49.992,20	2.539,51	112,50	63.898,55	743,7	124,8	868,50	2.283,1	3.151,60	1671,0145	69,5142	31,2480

18-Nov-19	1.652.570	67067,4	69.936,10	1.390,29	61,59	34.982,11	920,5	109,2	1.029,70	2.179,1	3.208,80	360,5910	15,0006	6,7431
19-Nov-19	1.539.633	100617,9	105.003,30	7.580,53	335,81	190.739,28	1.050,5	67,6	1.118,10	1.414,6	2.532,70	6462,4342	268,8373	120,8475
20-Nov-19	1.412.913	119549,6	125.015,90	1.170,30	51,84	29.446,70	1.159,7	36,4	1.196,10	920,5	2.116,60	0,0000	0,0000	0,0000
21-Nov-19	1.283.467	119591,8	125.000,90	3.645,98	161,51	91.739,23	1.107,7	5,2	1.112,90	951,7	2.064,60	2533,0842	105,3763	47,3687
22-Nov-19	1.154.848	119801,4	125.001,60	2.645,13	117,18	66.555,90	1.133,7	46,8	1.180,50	941,3	2.121,80	1464,6251	60,9284	27,3885
23-Nov-19	1.123.531	28743,3	30.002,40	1.912,74	84,73	48.127,80	665,7	171,6	837,30	3.359,6	4.196,90	1075,4387	44,7383	20,1107
24-Nov-19	1.099.748	19147	20.004,10	4.376,14	193,86	110.111,19	639,7	187,2	826,90	3.770,5	4.597,40	3549,2393	147,6484	66,3708
25-Nov-19	1.034.746	57458,4	60.024,20	4.406,15	195,19	110.866,36	764,5	104,0	868,50	2.262,3	3.130,80	3537,6518	147,1663	66,1541
26-Nov-19	906.953	119636,1	125.000,00	1.622,56	71,88	40.826,43	1.055,7	46,8	1.102,50	946,5	2.049,00	520,0610	21,6345	9,7251
27-Nov-19	780.411	119459,7	125.001,70	1.967,34	87,15	49.501,69	1.107,7	57,2	1.164,90	1.341,6	2.506,50	802,4412	33,3816	15,0056
28-Nov-19	716.460	57343,8	60.034,70	2.929,73	129,78	73.717,11	868,5	52,0	920,50	2.641,9	3.562,40	2009,2324	83,5841	37,5726
29-Nov-19	632.647	76384,1	80.002,00	3.178,68	140,81	79.981,04	904,9	5,2	910,10	2.376,7	3.286,80	2268,5792	94,3729	42,4224
30-Nov-19	628.999	0	-	3.661,59	162,20	92.131,87	384,8	-	384,80	4.004,5	4.389,30	3276,7886	136,3144	61,2759

01-Dec-19	622.384,75	0	-	3.901,10	172,81	98.158,44	509,70	-	509,70	3.936,90	4.446,60	3391,4020	141,0823	63,4192
02-Dec-19	559.762,99	57222,1	59.999,70	2.729,73	120,92	68.684,65	78,01	5,20	83,21	2.049,10	2.132,31	2646,5179	110,0951	49,4899
03-Dec-19	456.524,36	95526	100.001,80	3.867,48	171,32	97.312,54	1.024,50	72,80	1.097,30	1.945,00	3.042,30	2770,1834	115,2396	51,8024
04-Dec-19	344.905,63	105081,6	109.959,70	2.132,17	94,45	53.649,12	1.034,90	83,20	1.118,10	1.549,80	2.667,90	1014,0723	42,1854	18,9632
05-Dec-19	273.186,70	66846	69.990,90	1.467,58	65,01	36.926,82	858,10	-	858,10	2.147,90	3.006,00	609,4793	25,3543	11,3973
06-Dec-19	200.428,14	66818,6	69.990,90	2.225,33	98,58	55.993,04	847,70	-	847,70	2.116,70	2.964,40	1377,6263	57,3093	25,7616
07-Dec-19	158.312,88	38178,5	39.993,50	2.184,52	96,77	54.966,16	686,50	78,00	764,50	2.475,50	3.240,00	1420,0151	59,0726	26,5543
08-Dec-19	155.013,44	0	-	3.318,36	147,00	83.495,66	509,70	88,40	598,10	3.650,80	4.248,90	2720,2606	113,1628	50,8689
09-Dec-19	151.006,90	0	-	4.023,27	178,23	101.232,42	499,30	-	499,30	3.167,20	3.666,50	3523,9710	146,5972	65,8983
10-Dec-19	119.654,29	28599,9	29.997,60	1.633,54	72,36	41.102,58	624,10	-	624,10	2.267,50	2.891,60	1009,4360	41,9925	18,8765
11-Dec-19	116.251,65	0	-	3.429,86	151,94	86.301,16	488,90	-	488,90	2.912,40	3.401,30	2940,9594	122,3439	54,9959
12-Dec-19	113.027,27	0	-	3.105,05	137,55	78.128,38	488,90	-	488,90	2.917,60	3.406,50	2616,1492	108,8318	48,9220
13-Dec-19	110.043,45	0	-	3.042,91	134,80	76.564,89	483,70	-	483,70	2.917,60	3.401,30	2559,2116	106,4632	47,8573

14-Dec-19	106.830,13	0	-	3.246,86	143,83	81.696,54	488,90	119,60	608,50	2.907,20	3.515,70	2638,3583	109,7557	49,3373
15-Dec-19	103.960,62	0	-	2.842,12	125,90	71.512,52	488,90	228,80	717,70	2.683,50	3.401,20	2124,4155	88,3757	39,7266
16-Dec-19	81.046,14	19024,1	19.997,70	2.567,88	113,75	64.612,19	587,70	182,00	769,70	2.075,10	2.844,80	1798,1764	74,8041	33,6259
17-Dec-19	78.542,23	0	-	2.475,79	109,67	62.295,02	499,30	228,80	728,10	2.345,50	3.073,60	1747,6856	72,7037	32,6817
18-Dec-19	75.335,60	0	-	3.208,83	142,15	80.739,59	499,30	228,80	728,10	2.241,50	2.969,60	2480,7263	103,1982	46,3896
19-Dec-19	72.673,63	0	-	2.677,73	118,62	67.376,40	499,30	228,80	728,10	2.137,50	2.865,60	1949,6342	81,1048	36,4582
20-Dec-19	70.136,84	0	-	2.564,14	113,59	64.518,14	494,10	228,80	722,90	2.132,30	2.855,20	1841,2386	76,5955	34,4312
21-Dec-19	67.227,12	0	-	2.941,58	130,31	74.015,31	494,10	228,80	722,90	2.147,90	2.870,80	2218,6836	92,2972	41,4894
22-Dec-19	64.710,17	0	-	2.486,62	110,15	62.567,61	494,10	223,60	717,70	2.028,20	2.745,90	1768,9190	73,5870	33,0788
23-Dec-19	61.974,97	0	-	2.740,96	121,42	68.967,23	494,10	109,20	603,30	2.095,90	2.699,20	2137,6583	88,9266	39,9742
24-Dec-19	59.477,23	0	-	2.588,85	114,68	65.139,82	488,90	-	488,90	2.101,10	2.590,00	2099,9461	87,3578	39,2690
25-Dec-19	56.575,09	0	-	2.807,45	124,37	70.640,38	488,90	-	488,90	2.314,30	2.803,20	2318,5542	96,4519	43,3570
26-Dec-19	53.947,60	0	-	2.608,56	115,56	65.635,98	488,90	-	488,90	2.158,30	2.647,20	2119,6648	88,1781	39,6377

27-Dec-19	51.367,75	0	-	2.603,35	115,33	65.504,82	488,90	-	488,90	2.101,10	2.590,00	2114,4521	87,9612	39,5403
28-Dec-19	48.500,72	0	-	3.391,72	150,25	85.341,45	488,90	119,60	608,50	2.168,70	2.777,20	2783,2176	115,7819	52,0462
29-Dec-19	45.979,23	0	-	2.042,80	90,49	51.400,24	488,90	223,60	712,50	2.095,90	2.808,40	1330,2951	55,3403	24,8765
30-Dec-19	43.209,56	503,7	530,90	2.434,79	107,86	61.263,47	488,90	202,80	691,70	2.101,10	2.792,80	1743,0884	72,5125	32,5958
31-Dec-19	40.708,68	0	-	2.712,34	120,15	68.247,13	488,90	228,80	717,70	1.861,80	2.579,50	1994,6397	82,9770	37,2998
TOTAL	**602.333.814**	**16.198.659**	**17.253.017**	**1.355.892**	**59.579**	**33.753.892**	**271.984**	**33.654**	**305.638**	**1.048.649**	**1.354.286**	**1.063.000**	**44.221**	**19.878**
Average	**1.650.229,626**	**44.379,887**	**47.268,540**	**3.714,774**	**163,231**	**92.730,472**	**745,161**	**92,203**	**837,363**	**2.873,010**	**3.710,374**	**2.912,328**	**121,153**	**54,461**

Perhitungan BOG Berlebih Berdasarkan Kondisi Operasional

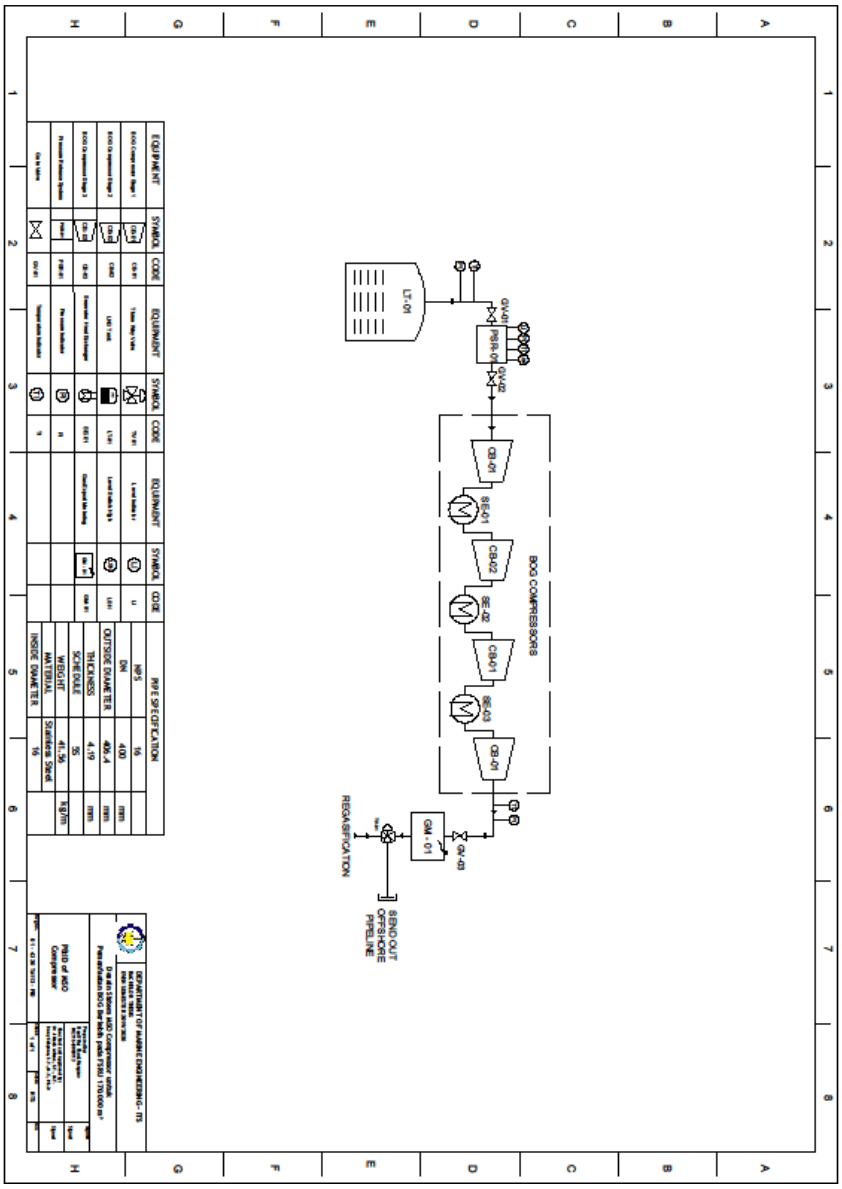
Hotel Mode (0 MMscf)									
Waktu Selama Setahun		**BOG Berlebih (LNG)**			**BOG Berlebih (NG)**				
		MMBTU	**m3**	**Tonnes**	**MMBTU**	**m3**	**Kg**	**m3/hr**	**Kg/hr**
195 Hari	Max	8.278,88	344,40	154,82	8.288,78	201.673,57	161.540,53	8.403,07	6.730,86
	Min	19,97	0,83	0,37	19,99	486,35	389,56	20,26	16,23
	Total	701.428,85	29.179,44	13.116,72	702.267,76	17.086.806,81	13.686.532,25	711.950,28	570.272,18
	Average	3.597,07	149,64	67,27	3.601,37	87.624,65	70.187,34	3.651,03	2.924,47

0 - 100 MMscf									
Waktu Selama Setahun		**BOG Berlebih (LNG)**			**BOG Berlebih (NG)**				
		MMBTU	**m3**	**Tonnes**	**MMBTU**	**m3**	**Kg**	**m3/hr**	**Kg/hr**
105 Hari	Max	7.665,25	318,87	143,34	7.674,42	186.725,60	149.567,21	7.780,23	6.231,97
	Min	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	232.512,08	9.672,50	4.347,98	232.790,17	5.663.994,31	4.536.859,44	235.999,76	189.035,81
	Average	2.214,40	92,12	41,41	2.217,05	53.942,80	43.208,19	2.247,62	1.800,34

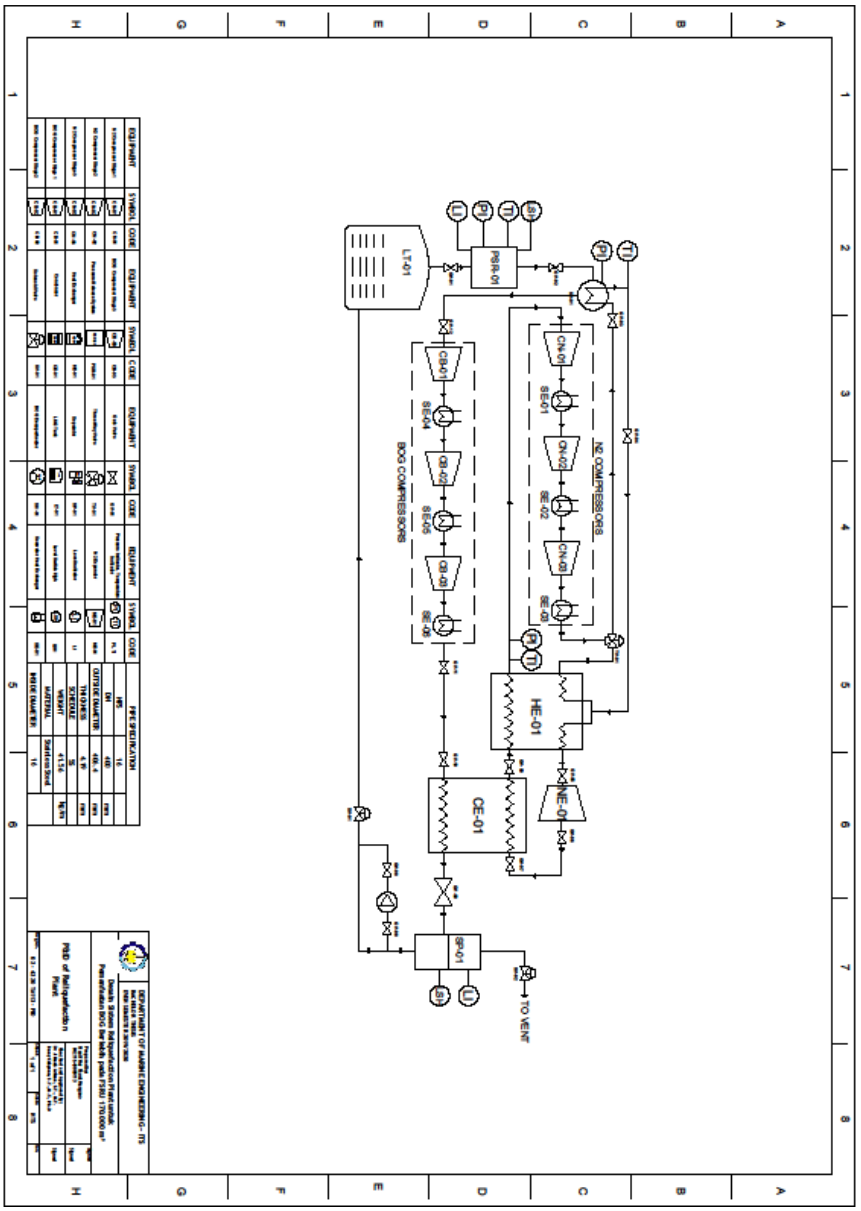
100 - 200 MMscf									
Waktu Selama Setahun		**BOG Berlebih (LNG)**			**BOG Berlebih (NG)**				
		MMBTU	**m3**	**Tonnes**	**MMBTU**	**m3**	**Kg**	**m3/hr**	**Kg/hr**
45 Hari	Max	6.462,43	268,84	120,85	6.470,16	157.424,90	126.097,34	6.559,37	5.254,06
	Min	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	72.481,49	3.015,23	1.355,40	72.568,18	1.765.649,05	1.414.284,89	73.568,71	58.928,54
	Average	1.610,70	67,01	30,12	1.612,63	39.236,65	31.428,55	1.634,86	1.309,52

> 200 MMscf									
Waktu Selama Setahun		**BOG Berlebih (LNG)**			**BOG Berlebih (NG)**				
		MMBTU	**m3**	**Tonnes**	**MMBTU**	**m3**	**Kg**	**m3/hr**	**Kg/hr**
20 Hari	Max	7.587,22	315,63	141,88	7.596,29	184.824,68	148.044,57	7.701,03	6.168,52
	Min	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	24.039,66	1.000,05	449,54	24.068,41	585.606,14	469.070,52	24.400,26	19.544,61
	Average	1.201,98	50,00	22,48	1.203,42	29.280,31	23.453,53	1.220,01	977,23

P&ID MSO *Compressor*



P&ID Reliquefaction Plant



	Type of Gas Mover or Compressor					
	Fans					
	Centrifugal		Axial		Centrifugal or Turbo	
	Radial (paddle-wheel)	Backward-Curved (squirrel cage)	Tube	Vane	Single	Staged
Absolute pressure range (atm)	Near 1	Near 1	Near 1	Near 1	0.1–2	0.1–700
Maximum differential pressure or compression ratio per stage	15 kPa	10 kPa	1 kPa	5 kPa	1.4	1.2
Maximum stages per casing						8
Maximum capacity of stock equipment, $\dot{\phi}$ (std m^3/s)	300	600	300	300	80	200
Typical efficiency, ϵ_f (percent)	65–70	75–80	60–65	60–70	70–80 (50–70)[a]	70–80 (50–70)[a]
Relative Costs						
Purchase price	Moderate	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate
Installation	Moderate	Moderate	Low	Low	Moderate	Moderate
Maintenance	Low	Low	Low	Low	Low	Low
Utilities	Moderate	Low	Moderate	Moderate to low	Low	Moderate
Compatibility						
Corrosive gases	C	C	C	C	C	C
High temperature gases	C	C	D	D	D	D
Particle-laden (dusty) gases						
Abrasive	A	C	D	D	C	C
Sticky	B	D	E	E	D	D
Vacuum Service	X	X	X	X	C	C
Variable pressure service	E	E	E	C	D	D
Variable capacity service	A	A	A	A	C	C
Common Construction Materials						
Carbon steel	√	√	√	√	√	√
Stainless steel	√	√	√	√	√	√
Plastics	√	√	√	√		
Special alloys	√	√	√	√	√	√
Performance Problems						
Lubricant contamination	A	A	A	A	A	A
Flow pulsations	A	A	A	A	A	A
Noise	B	B	D	D	D	D
Vibration	B	B	A	A	D	D
Explosion hazards	B	B	B	B	D	D
Other advantages or disadvantages	—[b]	—[b]	Flow direction is easily reversed[b]			

KEY

A excellent or no limitations
B modest limitations
C special units available at higher cost to minimize problems
D limited in this regard
E severely limited in this regard
X unacceptable

[a] Vacuum operation

[b] For more definitive distinctions among fans, see J.E. Thompson and C.J. Trickler, "Fans and Fan Systems" *Chemical Engineering*, pp. 46–63 (March 24, 1983).

Type of Gas Mover or Compressor							
Blowers and Compressors							
Axial		Rotary				Reciprocal-Piston, Single and Staged	Ejector, Single and Staged
Single	Staged	Twin-Lobe, Single and Staged	Liquid-Ring, Single and Staged	Rotary-Screw, Single and Staged	Sliding-Vane, Single and Staged		
0.1–2	0.1–14	0.3–2	0.01–6	1–10	0.1–10	0.01–3000	0.01–5
Seldom used without staging	1.4	2.0	4.0	4.0	4.0	4.0	—
	15	1	1	1	1	8	5
	300	20	6	15	0.8	1.5	—
80–85 (50–70)[a]	80–85 (50–70)[a]	60–80 (40–60)[a]	60–80 (50–70)[a]	60–80 (40–60)[a]	60–80 (40–60)[a]	60–80	20–30 (see Perry 11-35)
Moderate Moderate Moderate Low	High High Moderate Moderate	Moderate Moderate Moderate Low to moderate	Moderate Moderate Moderate Low to moderate	Moderate Moderate Moderate Low to moderate	Moderate Moderate Moderate Low to moderate	High High High High	Very low Low Very Low High
E D	E D	E D	C D	D D	E D	D E	A A
E E C E E	E E C E E	E E B A C	C C A A B	D D B A C	E E B A C	X D A A D	A A A A A
√ √	√ √	√	√ √ √	√ √	√	√	√ √ √ √
A A D D D	A A D D D	C C B A B	E C B A B	C B C A B	C B B A B	C C D B E	D C B A A
							Process fluid is contaminated by motive fluid

ASME B36.19M Stainless Steel Pipe

NPS (DN)	SCH No.	O.D inch mm	W.T inch mm	Mass lb/ft kg/m
14 350	80S	14.000 355.6	0.500 12.70	72.16 41.56
16 400	5S	16.000 406.4	0.165 4.19	27.93 41.56
16 400	10S	16.000 406.4	0.188 4.78	31.78 47.34
16 400	40S	16.000 406.4	0.375 9.53	62.64 93.27
16 400	80S	16.000 406.4	0.500 12.70	82.85 123.31
18 450	5S	18.000 457	0.165 4.19	31.46 46.79
18 450	10S	18.000 457	0.188 4.78	35.80 53.31
18 450	40S	18.000 457	0.375 9.53	70.65 ...
18 450	80S	18.000 457	0.500 12.70	93.54 ...
20 500	5S	20.000 508	0.188 4.78	39.82 59.32
20 500	10S	20.000 508	0.218 5.54	46.10 68.65
20 500	40S	20.000 508	0.375 9.53	78.67 117.15

DNV GL Part 4 Chapter 6 Section 9

Table 4 Minimum wall thickness for stainless steel pipes

External diameter D [mm]	*Minimum wall thickness [mm]*
10.2 to 17.2	1.0
21.3 to 48.3	1.6
60.3 to 88.9	2.0
114.3 to 168.3	2.3
219.1	2.6
273.0	2.9
323.9 to 406.4	3.6
over 406.4	4.0
Note: The external diameters and thickness have been selected from ISO-Standard 1127. For pipes covered by other standards, thickness slightly less may be accepted.	

Part 4 Chapter 6 Section 9

DNV GL Part 5 Chapter 7 Section 6

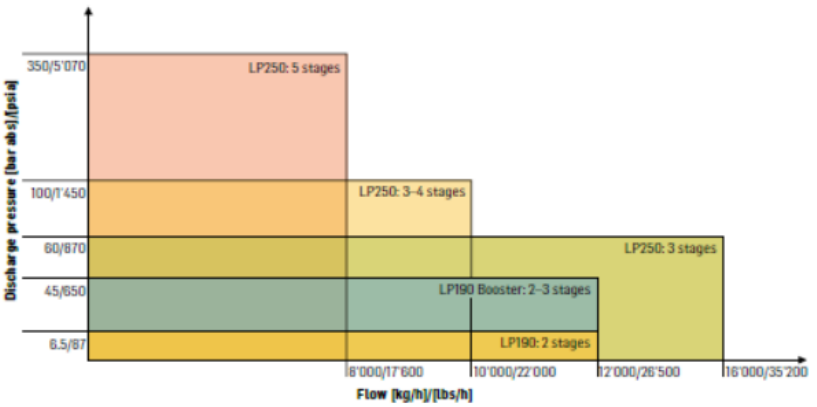
Table 3 Plates, sections and forgings [1] for cargo tanks, secondary barriers and process pressure vessels for design temperatures below -55°C and down to -165°C [2] maximum thickness 25 mm [3][4]

Minimum design temperature in °C	*Chemical composition See note 5 and heat treatment*	*Impact test temperature in °C*
-60	1.5% nickel steel – normalized or normalized and tempered or quenched and tempered or TMCP [6]	-65
-65	2.25% nickel steel – normalized or normalized and tempered or quenched and tempered or TMCP [6] [7]	-70
-90	3.5% nickel steel – normalized or normalized and tempered or quenched and tempered or TMCP [6] [7]	-95
-105	5% nickel steel – normalized or normalized and tempered or quenched and tempered [6] [7] [8]	-110
-165	9% nickel steel – double normalized and tempered or quenched and tempered [6]	-196
-165	austenitic steels, such as types 304, 304L, 316, 316L, 321 and 347 solution treated [9]	-196
-165	aluminium alloys; such as type 5083 annealed	not required
-165	austenitic Fe-Ni alloy (36% nickel). Heat treatment as agreed	not required
TENSILE AND TOUGHNESS (IMPACT) TEST REQUIREMENTS		
Sampling frequency		
plates	each "piece" to be tested	
sections and forgings	each "batch" to be tested	
Toughness (Charpy V-notch test)		
plates	transverse test pieces. minimum average energy value (*KV*) 27J	
sections and forgings	longitudinal test pieces. minimum average energy (*KV*) 41J	

Part 5 Chapter 7 Section 6

Technical Data Burckhardt Laby GI-Compressor

PERFORMANCE RANGE

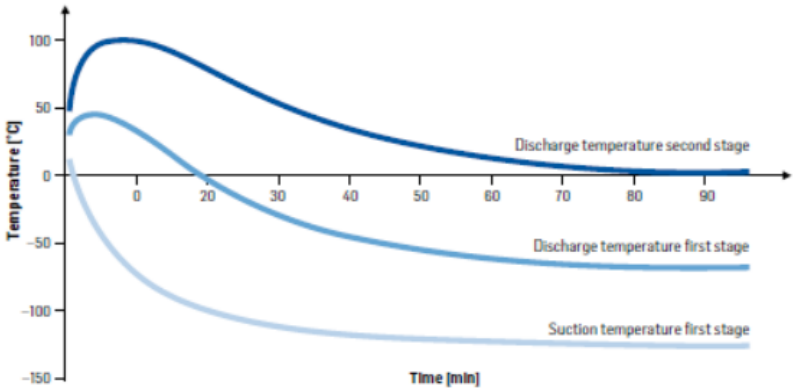


TECHNICAL DATA AND DIMENSIONS

Type	Rated Power [kW]/[hp]	Succ. Temp. [°C]/[°F]	Speed [rpm]	Compressor			Compressor Package		
				Length [mm]/[in]	Width [mm]/[in]	Height [mm]/[in]	Length [mm]/[in]	Width [mm]/[in]	Height [mm]/[in]
LP250	4'000/ 5'360	−170 to +45/ −274 to +113	520	5'600/ 220	2'200/ 86	4'800/ 189	13'000/ 470	7'000/ 275	5'200/ 205[1]
LP190	1'500/ 2'010	−170 to +45/ −274 to +113	750	4'700/ 185	1'200/ 47	2'900/ 114	10'000/ 394	3'300/ 129	4'000/ 157[2]

[1] allows an extra 1'500 mm/59 in for maintenance
[2] allows an extra 500 mm/20 in for maintenance

WARM START-UP DIAGRAM OF A LABY®-GI COMPRESSOR
WITHOUT SPECIAL CONTROL NOR PRE-COOLING OF THE COMPRESSOR



BIODATA PENULIS

Penulis bernama Hanif Nur Fauzi Margono. Penulis dilahirkan di Purwokerto, Banyumas 27 April 1997. Penulis telah menempuh pendidikan formal yaitu TK Islam Al-Azhar 14, Semarang, SDN 2 Sokanegara, Purwokerto, SMPN 2 Purwokerto, dan SMAN 1 Purwokerto. Setelah menyelesaikan pendidikan tahap SMA dan lulus pada tahun 2015, penulis melanjutkan masa studinya di Departemen Teknik Sistem Perkapalan Program Sarjana Reguler, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember di bidang *Marine Power Plant* (MPP) pada tahun 2016 – 2020. Selama masa perkuliahan penulis aktif dalam mengikuti kegiatan kemahasiswaan di Himpunan Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan FTK – ITS sebagai Ketua Himpunan Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan FTK – ITS pada periode 2019/2020. Dalam kegiatan kemahasiswaan penulis juga aktif dalam bidang kepemanduan LKMM – ITS. Selain itu, penulis juga aktif dalam berbagai kegiatan di ITS. Penulis memiliki pengalaman kerja praktik di PT. ORELA Shipyard, Gresik dan PT. Asia Marine Temas, Jakarta. Penulis juga aktif dalam kegiatan Laboratorium *Marine Power Plant* (MPP) sebagai grader praktikum dan menjadi panitia *International Workshop* bekerjasama dengan *National Maritime Research Institute* (NMRI). Penulis dapat dihubungi melalui fauzihanif27@gmail.com.